

Anforderungen an eine sichere und klimagerechte Stromversorgung in Deutschland

Hans-Wilhelm Schiffer

Abstract

Requirements for a secure and climate-friendly electricity supply in Germany

The German energy system is to be radically transformed: By consistently continuing the expansion of renewable energies to a share of 80 % of gross electricity consumption by 2030, Germany aims to achieve an electricity system that is almost greenhouse gas neutral by 2035. This goal is to be achieved while maintaining security of supply. This article analyses which options are available to solve this task, which potentials they bring with them and which prerequisites must be fulfilled for the transformation to succeed.

For example, a power supply based on wind and solar as the dominant renewable energy sources needs a safeguard to ensure security

of supply even in times of dark slack periods. This includes sufficient power generation capacity combined with sufficient flexibility options, a reliable fuel supply for the power plants with secured output, and a resilient transport and distribution grid infrastructure. Due to the legally prescribed reduction of conventional power generation capacity with simultaneous increasing electrification, without suitable countermeasures a gap will open up between the amount of secured capacity and the peak load to be expected in the grid. To secure the power supply, an expansion of gas-fired power plant capacity is necessary, whereby the new plants to be built must be hydrogen-ready in view of the ambitious climate targets or already use hydrogen from the time of commissioning. As a basis for corresponding investment decisions, a new market design is considered indispensable that guarantees remuneration for the provision of capacities to cover the residual load that cannot be covered by plants based on renewable energies. In addition, further flexibility options, such as storage and demand-side management, must be developed.

liche Brennstoffversorgung der Kraftwerke mit gesicherter Leistung, sowie eine widerstandsfähige Transport- und Verteilnetz-Infrastruktur. Aufgrund des gesetzlich vorgezeichneten Abbaus von konventioneller Stromerzeugungsleistung bei gleichzeitig zunehmender Elektrifizierung öffnet sich ohne geeignete Gegenmaßnahmen eine Schere zwischen der Höhe der gesicherten Leistung und der im Netz zu erwartenden Höchstlast. Zur Sicherstellung der Stromversorgung ist ein Ausbau der Gaskraftwerksleistung erforderlich, wobei die neu zu errichtenden Anlagen angesichts der ehrgeizigen Klimaziele Wasserstoff-ready sein müssen bzw. bereits ab Inbetriebnahme Wasserstoff nutzen. Als Grundlage für entsprechende Investitionsentscheidungen wird ein neues Marktdesign für unverzichtbar gehalten, das die Vergütung für das Vorhalten von Kapazitäten zur Abdeckung der Residuallast gewährleistet, die durch Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien nicht gedeckt werden kann. Darüber hinaus sind weitere Flexibilitätsoptionen, wie Speicher und Nachfragesteuerung, zu erschließen.

Das deutsche Energiesystem soll durchgreifend umgebaut werden: Durch konsequente Fortführung des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf einen Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch bis 2030 wird in Deutschland ein nahezu treibhausgasneutrales Stromsystem bis 2035 angestrebt. Dieses Ziel soll unter Aufrechterhaltung der Sicherheit der Versorgung erreicht werden. Dieser Artikel analysiert, welche Optionen zur Lösung dieser Aufgabe zur Verfügung stehen, welche Potenziale sie mitbringen und welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit die Transformation gelingt.

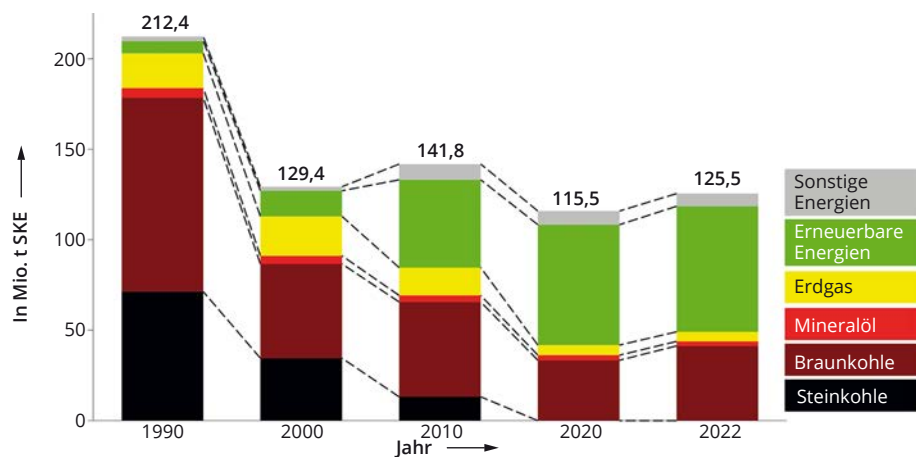
So braucht eine Stromversorgung auf Basis von Wind und Sonne als dominierenden erneuerbaren Energieträgern eine Absicherung zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit auch in Zeiten von Dunkelflaute. Dazu gehören eine ausreichende Stromerzeugungsleistung verbunden mit hinreichenden Flexibilitätsoptionen, eine verläss-

1 Rolle der inländischen Energiegewinnung und der Energieimporte

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2022 auf 11.829 Petajoule (PJ). Das entspricht 403,6 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Der Anteil heimischer Energien zur Deckung dieses Bedarfs hat sich in den vergangenen Jahrzehnten von 42 % im Jahr 1990 auf 31 % im Jahr 2022 vermindert. So war die Förderung von Steinkohle in Deutschland, die 1990 noch rund 71 Mio. t SKE ausgemacht hatte, Ende 2018 vollständig eingestellt worden. Der Abbau von Braunkohle wurde seit 1990 um 62 % auf 40,7 Mio. t SKE im Jahr 2022 reduziert. Die Gewinnung von Erdgas ist im gleichen Zeitraum um 72 % auf 5,3 Mio. t SKE gesunken. Die Förderung von Erdöl hat sich auf 2,5 Mio. t SKE halbiert. Zuwächse wurden einzig bei den erneuerbaren

Autor

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



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), September 2022 und eigene Schätzung für 2022

Bild 1. Entwicklung der inländischen Gewinnung von Energie 1990 bis 2022.

Energien verzeichnet. Die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland hat sich seit 1990 auf 69,4 Mio. t SKE im Jahr 2022 verzehnfacht. Trotz dieses starken Anstiegs konnten die Einbußen bei der inländischen Förderung an fossilen Energien nicht vollständig kompensiert werden. (Bild 1).

Die Netto-Einfuhren an Energie haben 2022 die gleiche absolute Größenordnung erreicht wie 1990. Die Importe an Rohöl und Mineralölprodukten sind zwar deutlich niedriger als 1990. Dem stehen aber starke Zuwächse bei den Bezügen an Erdgas und Steinkohle aus dem Ausland gegenüber. Da der Primärenergieverbrauch – trotz der verzeichneten Zunahme der Wohnbevölkerung und des Anstiegs der Wirtschaftsleistung – 2022 um ein Fünftel geringer ausgefallen ist als 1990, hat sich der Anteil der Einfuhren an der Bedarfsdeckung von 58 % im Jahr 1990 auf 69 % im Jahr 2022 erhöht (Bild 2).

„Für die Verletzlichkeit der deutschen Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen spielt die Verfügbarkeit und die damit verbundene Möglichkeit einer heimischen Gewinnung und Nutzung von Energierohstoffen eine wichtige Rolle. Grundsätzlich senkt eine höhere Inlandsgewinnung die Einfuhrabhängigkeit und reduziert damit die Gefahr von Angebotsstörungen oder -unterbrechungen

sowie das Preisrisiko für die heimische Wirtschaft.“¹

Neben der Höhe der Importabhängigkeit spielen auch der Grad an Diversifizierung der Bezugsquellen, das Maß an Sicherheit, das die Lieferländer bei der Bereitstellung von Öl, Erdgas und Kohle bieten sowie der Konzentrationsgrad der Vorkommen, aus denen die internationalen Märkte bedient werden, eine wichtige Rolle für die Beurteilung der Sicherheit der Versorgung mit Energierohstoffen. Ein weiterer Aspekt ist der Grad an Flexibilität in der bestehenden Transport-Infrastruktur. Bilaterale Anbindungen, wie sie etwa in Form der Pipeline-Versorgung durch russisches Erdgas aufgebaut worden sind, erhöhen die Abhängigkeit, soweit nicht alternative Bezüge von verflüssigtem Erdgas (LNG) über eine bestehende Infrastruktur Ausweichmöglichkeiten eröffnen.

Der seit Februar 2022 von Russland geführte Angriffskrieg in der Ukraine hat die bisherige Verletzlichkeit Deutschlands bei der Energieversorgung deutlich vor Augen geführt. Russland war bis 2021 sowohl der für Deutschland wichtigste Lieferant von Erdgas als auch von Steinkohle und Erdöl. Rund die Hälfte der Importe an Erdgas und Steinkohle sowie ein Drittel der Einfuhren an

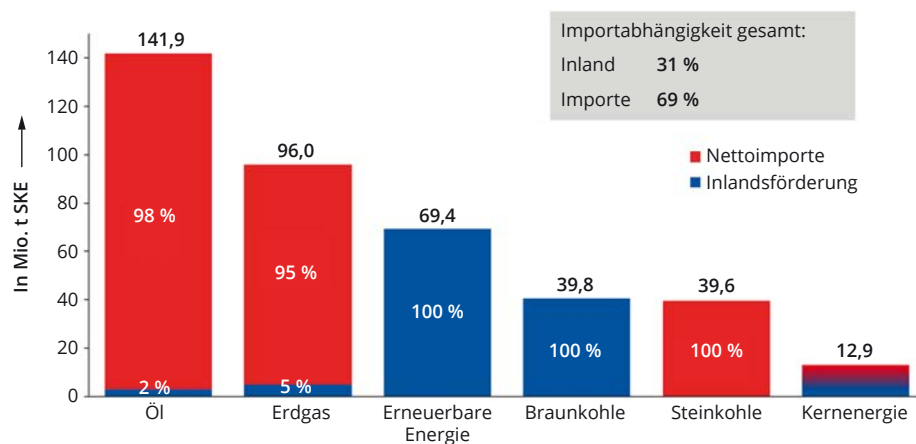
Rohöl stammte 2021 aus Russland. Die Lieferungen von Erdgas aus Russland waren ausschließlich über die bestehenden Pipeline-Verbindungen zwischen Russland und Deutschland, vor allem Nord Stream 1, erfolgt.

Trotz fehlender LNG-Anlandeterminals in Deutschland ist es 2022 gelungen, den Ausfall der Gaslieferungen aus Russland auszugleichen. Der Anteil der Lieferungen aus Russland an den gesamten Erdgaseinfuhren hat sich von 52 % im Jahr 2021 auf 22 % im Jahr 2022 verringert. Die Gaslieferungen aus Russland waren im Jahresverlauf 2022 zurückgegangen. Während noch bis Mitte Juni täglich 1,7 TWh über Nord Stream 1 bezogen wurden, reduzierten sich die Lieferungen erst um 60 %, dann um 80 % und sanken Anfang September schließlich auf Null. Diese Einbußen konnten neben verstärkten Bezügen aus Norwegen durch Importe von LNG über Anlandeterminals in den Niederlanden und in Belgien kompensiert werden. Dies war allerdings mit Kosten in bisher nie dagewesener Höhe verbunden. Die inländische Förderung an Erdgas leistet 2022 – ebenso wie 2021 – einen Beitrag von lediglich 5 % zur Gasversorgung in Deutschland.

Bei Öl besteht sogar eine Importabhängigkeit von 98 %. Der Anteil Russlands an den Rohöleinfuhren konnte im Jahresverlauf 2022 deutlich gesenkt werden, bis Oktober 2022 auf knapp 16 %. Für Steinkohle, die Deutschland zu 100 % importiert, gilt seit dem 11. August 2022 ein Verbot der Einfuhr aus Russland. Das Kohle-Embargo gegen Russland, das die Mitgliedstaaten der Europäischen Union als Teil des fünften Sanktionspakets im April 2022 beschlossen hatten, ist seitdem nach einer Übergangsfrist vollständig in Kraft. Neue Verträge über Kohlelieferungen aus Russland durften bereits seit dem 9. April 2022 nicht mehr geschlossen werden.

Die Entwicklung im Jahr 2022 zeigt, dass der Ausfall eines Lieferanten leichter durch neue Lieferbeziehungen auszugleichen ist, wenn die Versorgung flexibel mittels Schiffs-transport erfolgen kann, wie dies bei Erdöl, LNG und Steinkohle der Fall ist. Einen noch deutlich höheren Grad an Energierohstoff-Versorgungssicherheit bieten allerdings Braunkohle sowie Wasser-, Wind- und Solarenergie, Bio-Energie sowie Geothermie, die praktisch in vollem Umfang der Inlandsgewinnung zuzurechnen sind. Der Beitrag der Kernenergie, die für die Sicherheit der Versorgung praktisch den gleichen Stellenwert wie heimische Energien hat, ist seit 1990 um 77 % auf 12,9 Mio. t SKE im Jahr 2022 reduziert worden. Mitte April 2023 wird die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland beendet.

Da auch künftig stark auf Importe zurückgegriffen werden muss, ist eine breite Diversifizierung der eingesetzten Energien, der Lieferländer und der Transportrouten ein



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 12/2022 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandels saldo Strom, von 4,0 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 403,6 Mio. t SKE.

Bild 2. Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahr 2022.

entscheidender Schlüssel zur Begrenzung des Risikos von Engpässen bei der Versorgung.

2 Stromversorgung in Deutschland

Für die Bewertung der Sicherheit der Stromversorgung sind vor allem folgende drei Aspekte relevant:

- die Situation bei der Brennstoffversorgung fossil gefeuerter Kraftwerke,
- die Verfügbarkeit an Stromerzeugungsleistung verbunden mit hinreichenden Flexibilitätsoptionen und
- eine widerstandsfähige Infrastruktur zur Einspeisung des erzeugten Stroms sowie zum Transport und zur Verteilung an die Verbraucher.

2.1 Situation bei der Brennstoffversorgung

Ein Drittel des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland entfällt auf die Stromerzeugung. Dabei werden die verschiedenen Energieträger, die den Energiemix ausmachen, in sehr unterschiedlichem Maß zur Stromerzeugung genutzt. Für das Jahr 2022 stellen sich diese Anteile wie folgt dar:

- Kernenergie: 100 %
- Braunkohle: 91 %
- Erneuerbare Energien: 56 %
- Steinkohle: 51 %
- Erdgas: 18 %
- Öl: 1 %

Für die Bewertung der Risiken bei der Brennstoffversorgung zur Stromerzeugung sind neben der Frage, ob deren Bereitstellung durch Importe oder durch heimische Energien erfolgt, der Grad an Diversifizierung der Bezugsquellen und die Lagerbarkeit der Brennstoffe zur Deckung des saisonalen Bedarfs von Bedeutung.

Bei Kernenergie ist die Brennstoffversorgung der Kraftwerke grundsätzlich kein Risikofaktor. So haben die an den Anlagen vorgehaltenen Brennstoffvorräte in der Regel eine mehrjährige Reichweite. Diese Situation ist inzwischen in Deutschland angesichts der beschlossenen Stilllegung der letzten drei Kernkraftwerke zum 15. April 2023 nicht mehr gegeben.

Die Brennstoffversorgung der Kraftwerke mit Braunkohle stellt sich unter dem Gesichtspunkt der Sicherheit der Versorgung besonders günstig dar. Im Jahr 2022 wurden in den drei Revieren Rheinland, Lausitz und Mitteldeutschland 130,8 Millionen Tonnen Braunkohle mit einem Heizwert von 40,7 Mio. tSKE abgebaut. Davon waren mit 119,3 Millionen Tonnen 91 % zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken eingesetzt worden. Die Kraftwerke befinden sich überwiegend in unmittelbarer Nähe der Tagebaue. Ihre Belieferung mit Rohbraunkohle erfolgt über Bandanlagen oder im Zugbetrieb. Zum großen Teil sind Bergbau, Kraft-

werke und die zugehörige Infrastruktur in jeweils einem Unternehmen gebündelt. Dies gilt insbesondere für das Rheinische Revier. Die Tagebaue stellen im Prinzip den Speicher dar, auf den mittels Förderung zur Versorgung der Kraftwerke zugegriffen wird. Zur Überbrückung kurzfristiger Schwankungen zwischen Gewinnung der Braunkohle und Bedarf der Kraftwerke werden Vorratsmengen in Bunkern vorgehalten. Auch in Kälte- oder Hitzeperioden hat sich dieses System stets als resilient erwiesen. Zur Kühlung kann bei Braunkohlenkraftwerken, statt Wasser aus Oberflächengewässern zu entnehmen, direkt auf das gehobene und behandelte Grubenwasser zurückgegriffen werden. Damit braucht auch bei großer Hitze und Trockenheit keine Einschränkung in der Fahrweise der Anlagen vorgenommen zu werden.

Im Jahr 2022 waren 39,6 Mio. tSKE Steinkohlen nach Deutschland eingeführt worden. Davon wurden rund 20 Mio. tSKE in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Trotz des hohen Anteils von 70 %, mit dem die Lieferungen aus Russland 2021 an den Importen von Kesselkohlen beteiligt waren, haben sich durch das Embargo auf russische Steinkohle keine Probleme bei der Brennstoff-Belieferung der Kraftwerke eingestellt. Der Weltmarkt hat sich als ausreichend liquide erwiesen. Die Lieferungen aus Russland konnten durch vermehrte Bezüge vor allem aus Kolumbien, USA und Südafrika ersetzt werden. Allerdings hat die insgesamt angespannte Situation auf den internationalen Energie-Beschaffungsmärkten zu historischen Höchstständen bei den Preisen auch für Steinkohle geführt. Zur Sicherheit der Versorgung trägt bei, dass die Betreiber von Steinkohle-Kraftwerken Brennstoffvorräte für in der Regel mehrere Wochen vorhalten. Dies wirkt auch Einschränkungen entgegen, die beim inländischen Transport von Steinkohle auftreten können. Ein aktuelles Beispiel stellt die Trockenperiode im Sommer 2022 dar, die zu einer starken Absenkung des Wasserstands der Flüsse geführt hatte. Folge war, dass die Belieferung der Kraftwerke insbesondere in Hessen und Baden-Württemberg aus den Imпорthäfen Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen (ARA) eingeschränkt war. Aufgrund der niedrigen Pegelstände konnten die Binnenschiffe nicht mehr entsprechend ihrer vollen Kapazität beladen werden. Die Bundesregierung hatte daraufhin eine Verordnung erlassen, die eine Priorisierung von Energietransporten per Bahn gegenüber anderen Lieferungen geregelt hat.

Der Einmarsch russischer Truppen in die Ukraine am 24. Februar 2022 hat die Situation der Erdgasversorgung auch für die Kraftwerke komplett verändert. In Reaktion auf die Einschränkungen der Lieferungen von Pipeline-Gas aus Russland wurden in kürzester Zeit die Voraussetzungen für den Aufbau einer Infrastruktur für den direkten Import von LNG nach Deutschland geschaffen. Noch innerhalb des ersten Halbjahres

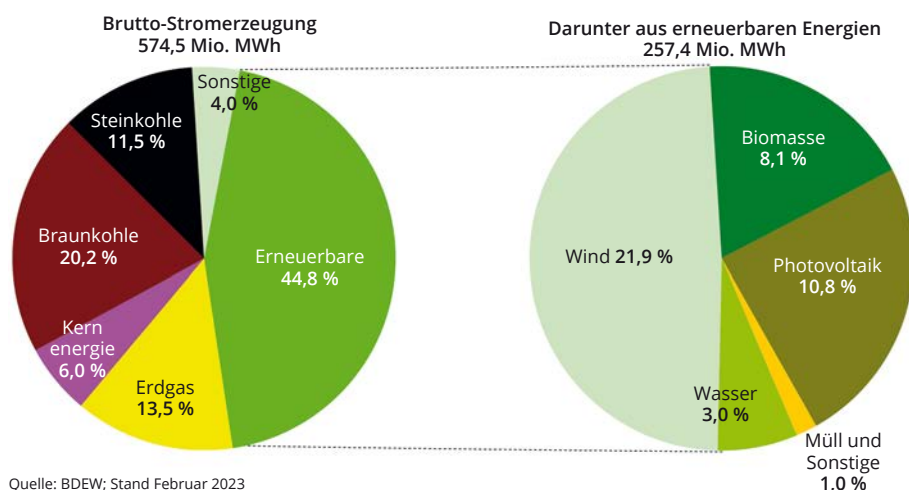
2022 waren schwimmende Flüssigerdgas-Terminals (FSRU) mit Standorten an der deutschen Nord- und Ostsee angemietet worden. Für die Anbindung an das bestehende Pipeline-Netz wurde Sorge getragen, und es wurden Verhandlungen mit Anbietern von LNG zur Beschaffung der notwendigen Gasmengen auf den internationalen Märkten aufgenommen. Als weiteren wichtigen Schritt zur Verbesserung der Versorgungssicherheit hatte der Deutsche Bundestag Ende April 2022 eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Einführung von Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen („Gasspeichergesetz“) beschlossen. Mit Ministerverordnung vom 29. Juli 2022 waren die Füllstandsvorgaben gegenüber den im Speichergesetz formulierten Anforderungen erhöht worden. So müssen zum 1. Oktober die Speicher zu 85 %, zum 1. November zu 95 % und zum 1. Januar immer noch zu 40 % befüllt sein.² Die Trading Hub Europe GmbH (THE) kümmert sich operativ um Ein-, Ausspeisung und Transport von Erdgas im deutschen Hochdruckleitungssystem. Der THE obliegt zudem die Verpflichtung, die Gasspeicher entsprechend den getroffenen Regelungen zu füllen. Das Unternehmen hat dafür einen umfassenden Instrumentenkasten erhalten, um vor allem für den Winter die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Langfristig wird angestrebt, Erdgas zunehmend durch „grünen“ Wasserstoff zu ersetzen und dabei möglichst die für Erdgas aufgebaute Infrastruktur zu nutzen. Dabei wird Deutschland aber ebenfalls überwiegend auf Importe angewiesen sein. Auch hier gilt deshalb, dass eine möglichst breite Diversifizierung der Lieferanten anzustreben ist. Da die zur Produktion von Wasserstoff notwendigen Potenziale der erneuerbaren Energien weltweit deutlich breiter gestreut sind als die nutzbaren Vorkommen von Erdgas, kann mit einer größeren Vielfalt an Exporteuren von Wasserstoff gerechnet werden.

Bei erneuerbaren Energien besteht zwar eine hohe Importabhängigkeit von Rohstoffen zum Bau der Anlagen. Im Betrieb sind aber lediglich Anlagen auf Basis von Bio-Energie auf eine Rohstoffversorgung angewiesen. Aber auch bei diesen Anlagen kann durch Bevorratung der Brennstoffe die Sicherheit der Versorgung jederzeit gewährleistet werden.

2.2 Ausbau erneuerbarer Energien zur Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und der CO₂-Emissionen

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des Brutto-Inlandsverbrauchs von Strom bis 2030 auf mindestens 80 % zu erhöhen. Das bedeutet, dass im Jahr 2030 rund 600 TWh Strom aus erneuerbaren



Quelle: BDEW; Stand Februar 2023

Bild 3. Energiemix in der Stromerzeugung 2022.

Energien erzeugt werden müssen. Es wird nämlich erwartet, dass sich die Stromnachfrage in Deutschland von 546,5 TWh im Jahr 2022 auf rund 750 TWh im Jahr 2030 erhöht. Diese Einschätzung ergibt sich aus der Notwendigkeit, vermehrt Strom zur Gebäudeheizung und im Bereich der Mobilität als Ersatz für Erdgas und Mineralölprodukte zu nutzen. Zur Ermöglichung der damit angestrebten Sektorenkopplung sind der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen zu steigern und der Anteil von elektrisch betriebenen Fahrzeugen an den Neuzulassungen von Pkw drastisch zu vergrößern. Ferner bedarf es eines Ersatzes von fossilen Brennstoffen durch Elektrizität in der Industrie.

Im Jahr 2022 sind in Deutschland 257,4 TWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt worden (Bild 3). Das entspricht einem Anteil an der Brutto-Stromerzeugung (574,5 TWh) von 44,8 % und am Brutto-Inlandsverbrauch an Strom von 47,1 %. Um die für 2030 gesetzte Zielmarke zu erreichen, ist ein massiv beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien geboten. Dazu sind im EEG 2023 die Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen für die einzelnen Technologien festgelegt und deutlich angehoben.³ Bei der Windenergie an Land werden die Ausbauraten auf ein Niveau von 10 GW pro Jahr gesteigert, so dass im Jahr 2030 insgesamt rund 115 GW Wind-Leistung in Deutschland installiert sein sollen. 2023 sollen 9 GW an neuer Solar-Leistung ans Netz gehen. Ab 2026 gilt ein Ausbauziel von jährlich 22 GW an neuen PV-Anlagen, so dass im Jahr 2030 insgesamt rund 215 GW Solar-Leistung in Deutschland installiert sein werden. Die Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen für die Windenergie auf See werden durch eine Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) auf 30 GW angehoben. Damit würde die Leistung der Wind- und Solaranlagen bis 2030 auf insgesamt 360 GW gesteigert. Für 2040 wird eine Leistung der Wind-an-Land-Anlagen von 160 GW und der Solar-Anlagen von 400 GW angestrebt.

Um diese Ziele zu erreichen, werden die Bedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich verbessert. So werden u.a.

die Einspeisevergütungen für PV-Strom heraufgesetzt. Die Ausschreibungsmengen für Wind- und Solarstrom werden deutlich erhöht. Für Windenergie werden die im EEG 2023 getroffenen Regelungen vor allem durch das Wind-an-Land-Gesetz ergänzt, mit dem die für Windkraftanlagen zur Verfügung stehenden Flächen ausgeweitet und die Genehmigungsverfahren beschleunigt werden.

Die im EEG 2023 formulierten Zielvorgaben sind äußerst ambitioniert. Mitte 2022 war auf Basis von Wind- und Solarenergie eine Leistung von 127,7 GW installiert. Mit den angestrebten Ausbauzahlen ist verbunden, dass bis 2030 fast eine Verdreifachung der Leistung bei den genannten Technologien – bei gleichzeitigem Repowering älterer Anlagen – erfolgen muss. Die Realisierung dieses politischen Ziels kann nur erreicht werden, wenn die jahresdurchschnittliche Zubauleistung von 2023 bis 2030 im Vergleich zum Zeitraum 2010 bis 2022 bei Wind an Land verdreifacht und bei Solaranlagen verfünffacht wird.

Die somit drastisch zu steigernden Ausbauraten erfordern umfangreiche Arbeiten für Planung, Genehmigung und Errichtung der Wind- und Solaranlagen. So bedeuten 10 GW Zubauleistung für Windenergie an Land den Bau von jährlich 2.000 Anlagen in der heute für eine Onshore-Windanlage üblichen Leistung von 5 MW. Dazu müssen die personellen Kapazitäten für Planung, Genehmigung und Bau verfügbar sein. Und der Bau der Anlagen ist mit einem erheblichen Materialaufwand verbunden. Für eine Wind-an-Land-Anlage mit einer Leistung von 5 MW wird mit folgendem Materialbedarf gerechnet (in Klammern Bedarf für 2.000 Anlagen):

- 1.300 Kubikmeter oder 3.500 Tonnen Stahlbeton für das Fundament (2,6 Mio Kubikmeter oder 7 Millionen Tonnen)
- 60 bis 250 Tonnen Stahl für Turm etc. (120.000 bis 500.000 Tonnen)
- bis zu 30 Tonnen Kupfer einschließlich der Netzanbindung (bis zu 60.000 Tonnen)
- zirka 0,8 Tonnen Neodym (1.600 Tonnen)
- etwa 0,2 Tonnen Dysprosium (400 Tonnen)
- 2,5 bis 4 Mio. Euro (5 bis 8 Mrd. Euro)

Hinzu kommen für die Rotoren große Mengen u.a. an Epoxidharz, Glasfasern zuzüglich des Energieaufwands für die Gewinnung dieser Rohstoffe und der Herstellung aller Komponenten. Für Wind-offshore-Anlagen sind ähnliche, ggf. sogar höhere Werte zu erwarten.

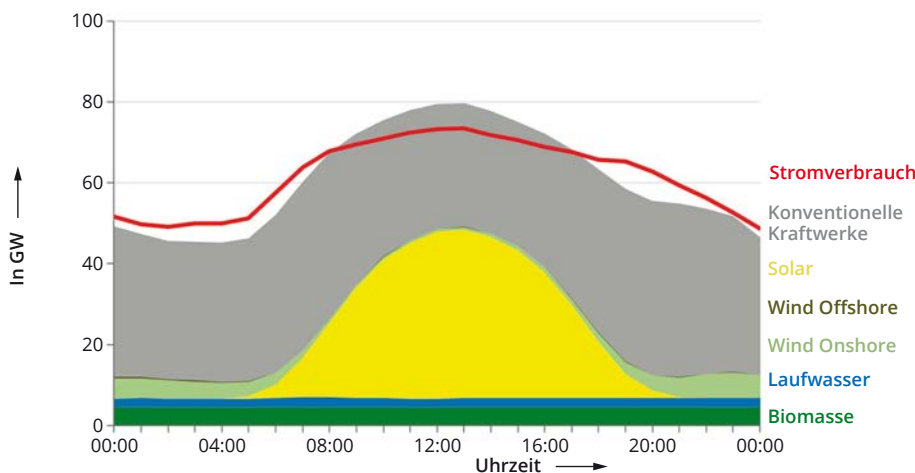
2.3 Sicherstellung einer ausreichenden Verfügbarkeit an steuerbarer Stromerzeugungsleistung und an weiteren Flexibilitätsoptionen

Neben der Bewerkstellung des angestrebten Ausbaus der Anlagen auf Basis Wind- und Solarenergie steht das Stromsystem in Deutschland zwei weiteren Herausforderungen gegenüber: die weiter ansteigende Nachfrage nach Strom, der zunehmend für Wärme/Kälte und in der Mobilität eingesetzt wird und ein wachsender Anteil stark wetterabhängiger Stromerzeugung, was zu einem komplexeren Abgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch führt. Als Folge steigt der Bedarf an Flexibilitätsquellen, um kurzfristige Schwankungen zu beherrschen, aber auch die verstärkte Saisonalität auszugleichen, die aus der vermehrten Stromnachfrage fürs Heizen resultiert.

Die Volatilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – insbesondere aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen – kann beispielhaft anhand der Situation einzelner Tage bzw. Wochen während der vergangenen neun Monate veranschaulicht werden. So konnten am Mittwoch, dem 15. Juni 2022, aufgrund starker Solareinspeisung zwischen 10 und 15 Uhr mehr als die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs allein durch Anlagen auf Basis Photovoltaik gedeckt werden (Bild 4). Mittwoch, der 4. Januar 2023, war durch eine starke Windeinspeisung gekennzeichnet. Der bei weitem größte Teil des Stromverbrauchs konnte an diesem Tag – trotz geringer Sonneneinstrahlung – durchgängig aus Erneuerbare-Energien-Anlagen gedeckt werden (Bild 5). Im Unterschied zur Situation an diesen beispielhaft ausgewählten Tagen herrschte vom 29. November bis 16. Dezember 2022 eine Windflaute. Auch die Einspeisung aus Solaranlagen war witterungsbedingt gering. Entsprechend mussten konventionelle Anlagen an allen diesen Tagen zum überwiegenden Teil zur Bereitstellung des nachgefragten Stroms beitragen (Bild 6).

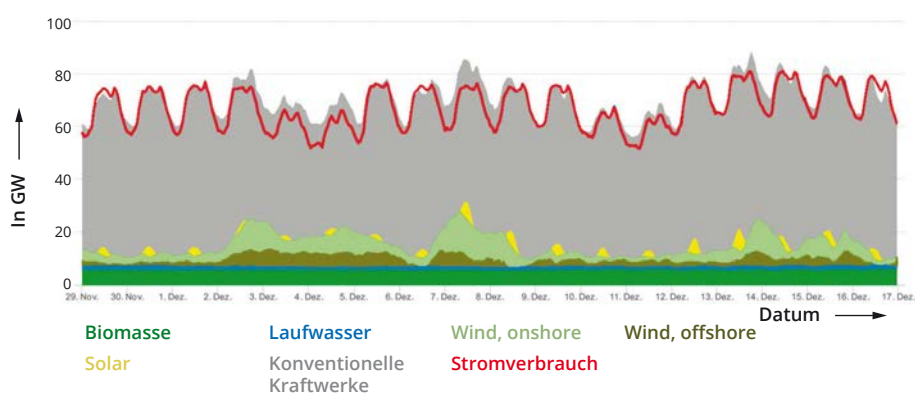
Zur Aufrechterhaltung der Sicherheit der Versorgung sind deshalb vielfältige Voraussetzungen zu erfüllen. Dazu gehören:

- Das Vorhalten einer ausreichenden Kapazität an regelbarer Leistung sowie hohe Reaktionsfähigkeit dieser Anlagen auf Änderungen in der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solaranlagen;
- Schaffung und Nutzung von Möglichkeiten zur Anpassung der Nachfrage an das Stromangebot (Demand-Side-Management);
- Ausbau von Speicherkapazitäten, um die Speicherung von Strom in Zeiten hohen



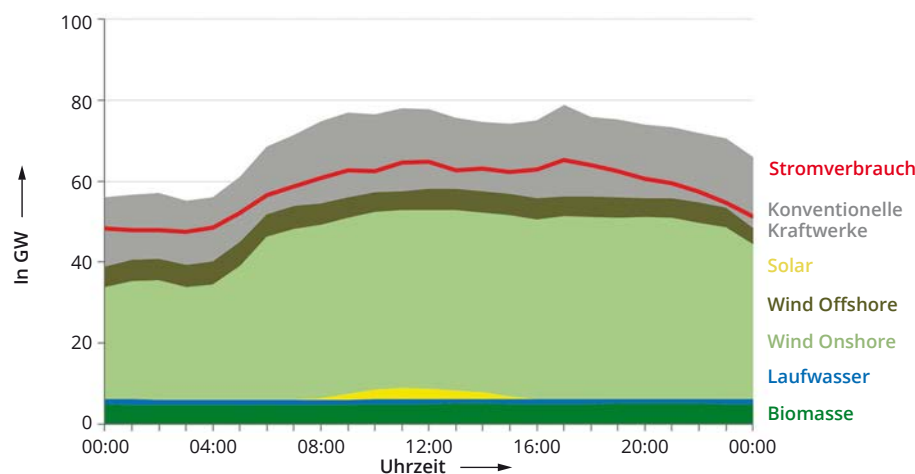
Quelle: Agora Energiewende: Agorameter, www.agora-energiewende.de

Bild 4. Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am 15. Juni 2022.



Quelle: Agora Energiewende: Agorameter, www.agora-energiewende.de

Bild 5. Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland vom 29. November bis 16. Dezember 2022.



Quelle: Agora Energiewende: Agorameter, www.agora-energiewende.de

Bild 6. Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am 4. Januar 2023.

Stromangebots und die Rückspeisung in das Netz bei dem Auftreten von geringem Angebot und hoher Nachfrage zu gewährleisten;

- Nutzung von „Überschussstrom“ zur Erzeugung von Wasserstoff als Speichermedium
- Ausbau des Stromnetzes: Dies betrifft sowohl das Übertragungsnetz zur Verbindung der primären Erzeugungsgebiete der Windenergie (Norddeutschland) mit den Verbrauchszentren (West- und Süd-

deutschland) und die Verstärkung grenzüberschreitender Leitungen zur Nutzung von Potenzialen im Ausland als auch das Verteilnetz zur Aufnahme der zunehmend dezentralen Einspeisung von Wind- und Solaranlagen.

Diese Flexibilitätsoptionen haben unterschiedliche Nutzungs-Potenziale (Bild 7). Für einen Einsatz in Perioden von Knappheit an fluktuierenden erneuerbaren Energien, die nicht auf wenige Stunden begrenzt sind, eignen sich insbesondere fossil gefeuerte

Kraftwerke sowie steuerbare Anlagen auf Basis von Wasserkraft und Bio-Energie. Nach erfolgtem Ausstieg aus der Kohle kann auch die Stromerzeugung aus Wasserstoff als Ergänzung oder gleich als Ersatz für Erdgas in Betracht kommen.

Grundsätzlich sind Kohle- und Gaskraftwerke in praktisch gleicher Weise geeignet, durch Hoch- und Runterfahren der Leistung auf die Fluktuationen von Stromnachfrage und dem Angebot aus Wind- und Solaranlagen flexibel zu reagieren. Die Lastgradienten liegen bei diesen konventionellen Erzeugungstechnologien – im Falle der Kohle gilt dies sowohl für Steinkohle als auch für Braunkohle – bei 3 bis 4 Prozent pro Minute. Das heißt, dass sowohl ein Steinkohle- als auch ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk in weniger als 15 Minuten auf die Hälfte der vollen Einspeiseleistung zurückgefahren werden kann. Für die neueren Braunkohlenblöcke gelten mit etwa 20 Minuten Rückführung von Volllast auf die Mindestlast ähnliche Relationen. Die gleiche Flexibilität besteht auch für das Hochfahren von Teillast- in den Volllast-Betrieb (Bild 8).

Im Herbst 2022 existierte in Deutschland eine installierte Stromerzeugungsleistung von netto 238,7 GW. Davon entfielen mit 143,1 GW 60% auf Erneuerbare-Energien- und mit 89,2 GW 40% auf konventionelle Anlagen. Von der insgesamt installierten Leistung sind 7,4 GW außerhalb des Strommarktes. Dabei handelt es sich um systemrelevante Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu Zwecken der Wahrung der Versorgungssicherheit betrieben werden (Netzreserve), um vorläufig stillgelegte Anlagen vor allem auf Basis Erdgas sowie um Anlagen in Kapazitätsreserve. Die Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt betrug mit Stand 25. November 2022 entsprechend 231,3 GW. Davon entfielen 88,1 GW auf konventionelle und 143,2 GW auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (Tabelle 1).

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 Leistung an der installierten Kapazität 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. 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 zu einem Zeitpunkt auftreten kann, 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 Wind-

Bedarf	Quelle	Perioden von Knappheit an fluktuierenden Erneuerbaren	Ausgleichs- und Engpassmanagement	Stabilität/Massenträgheit	Spannungsregelung	Verlässlichkeit/Wiederherstellung*
Ausstieg bis 2050						
Erzeugung	Fossile thermische Erzeugung	●				○
	Wasserstoff-Stromerzeugung	●	○	○	○	○
	Steuerbare Erneuerbare (Wasser, Bio-Energie)	●	○	○	○	○
	Variable Erzeugung	●	○	○	○	○
Nachfrage	Intelligent aufladbare Elektrofahrzeuge/Nachfragesteuerung im Klein-Maßstab	○	●	●	○	○
	Nachfragesteuerung im Groß-Maßstab	○	●	●	○	○
Speicher	Chemische Batterien/Vom Fahrzeug zum Netz		●	●	●	●
	Ultrakondensatoren		●	○	●	●
	Pumpspeicher	○	●	○	●	●
	Schwungräder		○	○		
	Flüssigluft-Speicher, Druckluft-Speicher, thermische Speicher	○	○	○		
Kopplung	Strom zu Wasserstoff		●	○	○	
	Strom zu Wärme		○	○		
Netz	Grenzüberschreitende Stromleitungen	●	●	○	●	○
	Leitungs-Flexibilitäten		●	●	●	●

● am vielversprechendsten ○ kann Beiträge leisten

* Restoration (übersetzt mit Wiederherstellung) bezeichnet den Prozess des Wiederanfahrens des Netzes nach einem Stromausfall
Quelle: ENTSO-E, A Power System for a Carbon Neutral Europe, Brussels, 10 October 2022

Bild 7. Qualitative Kategorisierung der Potenziale von Flexibilitätsquellen bezüglich Nutzbarkeit.

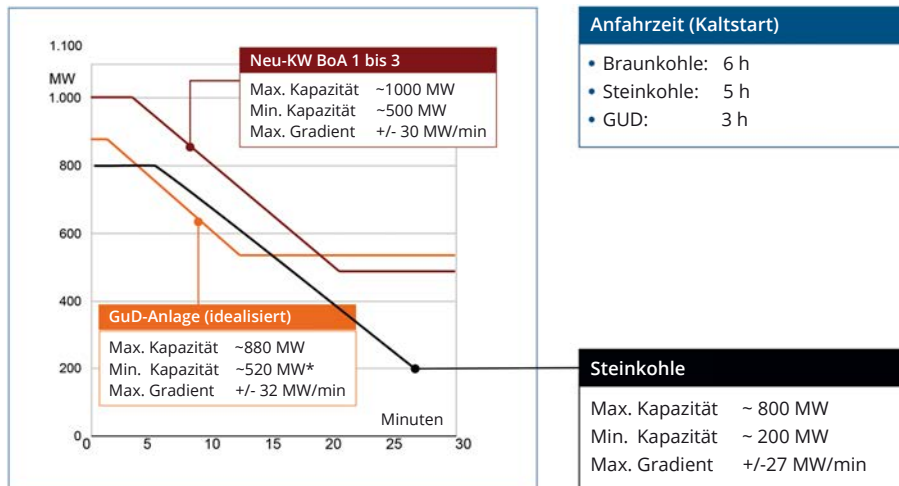
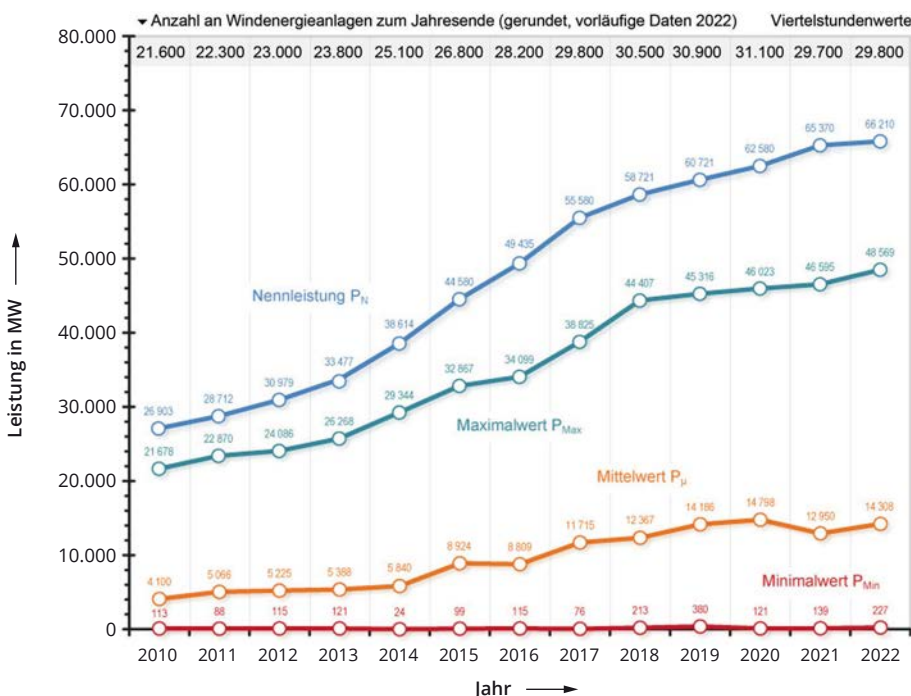


Bild 8. Vergleich der Flexibilität von Steinkohle-, Braunkohle und Gaskraftwerken.



Quelle: Thomas Linnemann auf Basis ENTSO-E, BMWK, DWG

Bild 9. Kennzahlen zur Windenergienutzung in Deutschland 2010 bis 2022.

flaute herrscht, wie dies beispielsweise in der ersten Dezemberhälfte 2022 der Fall war. Von der in Deutschland installierten Windleistung von 66.210 MW wurde 2022 ein maximaler Einspeisewert von 48.569 MW erreicht. Der Mittelwert lag bei 14.308 MW und der Minimalwert bei 227 MW. Die 227 MW entsprechen nur knapp 1 % der installierten Leistung (Bild 9). Auch nach Feststellung der Übertragungsnetzbetreiber „zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung (bei Windanlagen) für 1 % der Zeit unter 1 % der installierten Leistung liegt.“⁴

Deutlich günstigere Relationen bestehen bei Wasserkraft, Bio-Energie und Geothermie (Bild 10).

Letztgenannte Technologien haben den großen Nachteil, dass sie aus unterschiedlichen Gründen nicht beliebig skalierbar sind.

Unter Berücksichtigung der dargelegten Relationen kann für 2022 eine in Deutschland als jederzeit gesicherte Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt in Höhe von 86,9 GW unterstellt werden. Davon entfallen 78,5 GW auf konventionelle Kraftwerke und 8,4 GW auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (Bild 11).

Hinzu kommen 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 ist im Winter – und das ist die relevante Periode für die Auslegung der Versorgungssicherheit – Knappheit an Erzeugungskapazitäten in allen europäischen Ländern zu erwarten. In Summe ist daher zu schließen, dass Deutschland gegenwärtig und für die kurzfristige Zukunft über eine ausreichend dimensionierte gesicherte Leistung verfügt, um das Stromsystem zu jedem Zeitpunkt zu stabilisieren.

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, wird auf 80 bis 85 GW beziffert. Nach Angaben der Bundesnetzagentur wurde die Höchstlast im Jahr 2021 am 30. November im Zeitraum von 11:45 bis 12:00 Uhr mit insgesamt 81.368 MW erreicht. Für das Jahr 2022 wurde die Höchstlast am 1. Februar in der Viertelstunde von 11:30 bis 11:45 Uhr mit 78.810 MW ermittelt. Diese Lastmessung auf Basis der stündlichen Produktionsdaten der ÜNB ist für Deutschland aber nicht komplett. Grund dafür sind Industriekraftwerke, deren Produktion nicht in das allgemeine Stromnetz eingespeist wird. Schätzungen beziffern die fehlenden Mengen auf 5 bis 10 % der stündlich gemessenen Nachfrage, so dass die tatsächliche Spitzenlast aktuell bei etwa 85 GW

Tab. 1. Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland im Jahr 2022.

Energieträger	Installierte Netto-Leistung	Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt
	in MW	in MW	in MW
Kernenergie	4.056	-	4.056
Braunkohle	18.691	-	18.691
Steinkohle	19.061	1.364	17.697
Erdgas	33.839	4.216	29.623
Mineralölprodukte	4.764	1.808	2.956
Pumpspeicher	9.688	-	9.688
Sonstige Energieträger*	5.417	-	5.417
Erneuerbare Energien	143.191	-	143.191
davon:			
- Windkraft onshore	56.893	-	56.893
- Windkraft offshore	7.787	-	7.787
- Solare Strahlungsenergie	63.038	-	63.038
- Biomasse	9.415	-	9.415
- Wasser**	5.011	-	5.011
- Sonstige Energieträger***	1.047	-	1.047
Insgesamt	238.709	7.388	231.321

Stand: 25. November 2022 (EEG-Anlagen ausgewertet zum 30. Juni 2022)

* nicht erneuerbar: 50 % Abfall und Grubengas, Batteriespeicher, Wärme und sonstige Energieträger
** ohne Pumpspeicher
*** 50 % Abfall und Geothermie

Von den 143,2 GW Erneuerbare-Energien-Anlagen handelt es sich bei 138,8 GW um Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG.

Die angegebene Kraftwerksleistung außerhalb des Strommarktes verteilt sich mit 4.358 MW auf Netzreserve, mit 1.767 MW auf vorläufig stillgelegte Anlagen und mit 1.263 MW auf Kapazitätsreserve. Differenziert nach diesen Kategorien und nach Energieträgern stellt sich die Leistungsaufteilung der Anlagen außerhalb des Strommarktes wie folgt dar:

- Netzreserve: Steinkohle mit 1.364 MW, Erdgas mit 1.382 MW und Mineralölprodukte mit 1.612 MW. Dabei handelt es sich um systemrelevante Kraftwerke gem. § 13b EnWG und KVBG sowie um Kraftwerke in der Kapazitätsreserve gem. § 13e EnWG, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zu Zwecken der Versorgungssicherheit betrieben werden.
- Vorläufig stillgelegte Anlagen: Erdgas mit 1.571 MW und Mineralölprodukte mit 196 MW.
- Kapazitätsreserve: Erdgas mit 1.263 MW. Dies entspricht der Angabe des Kraftwerksbetreibers gem. MaStRV.

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 4.410 MW). Dabei handelt es sich um 3.625 MW Pumpspeicher- (darunter 1.294 MW in Luxemburg und 2.331 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 25.11.2022

liegen dürfte. Die gegenwärtig in Deutschland bestehende gesicherte Leistung ist somit ausreichend dimensioniert, um die Versorgung zu jeder Zeit zu gewährleisten.

Für 2030 geht das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln bei den unterstellten Nachfragepfaden und dem verwendeten Nachfragestrukturprofil von 111 GW Spitzenlast in Deutschland aus. Dieser Annahme liegt ein ambitionierter Ausbau von Wärmepumpen und von Elektromobilität zugrunde.⁵ Damit öffnet sich bereits für die nahe Zukunft eine Schere zwischen der Entwicklung von Nachfrage und gesicherter Leistung. Die Bundesregierung hat beschlossen, sowohl aus der Kernenergie wie auch aus der Verstromung von Kohle auszusteigen. Nach Stilllegung der drei verbliebenen Kernkraftwerksblöcke Neckar-

westheim 2, Emsland und Isar 2 zum 15. April 2023 vermindert sich die steuerbare Leistung um 4,1 GW im Vergleich zum Stand vom 22. November 2022. Bis 2025 sind nach Angaben der Bundesnetzagentur darüber hinaus Stilllegungen an konventionellen Kapazitäten in Höhe von 11,3 GW zu erwarten. Dem stehen Neubauten von 3,3 GW gegenüber. Damit verbleibt 2025 eine konventionelle Stromerzeugungsleistung in Deutschland von 83,5 GW (Bild 12).

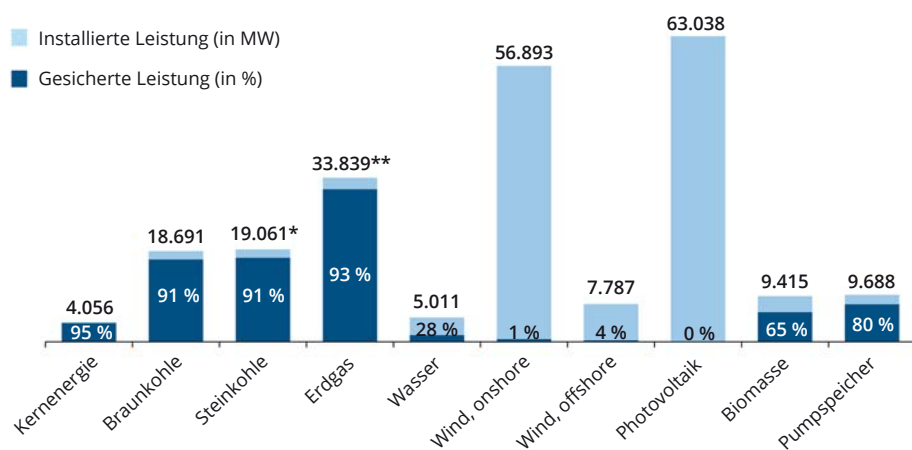
Die marktlich aktive steuerbare Stromerzeugungsleistung verringert sich bis 2030 auf 67 GW. Diese Zahl ergibt sich bei Berücksichtigung der Vorgaben des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG), des Gesetzes zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier sowie der vom Energiewirtschaftlichen Institut an der

Universität zu Köln (EWI) in Modellrechnungen getroffenen Unterstellung einer konstanten Gaskapazität von 32 GW (Bild 13). Dabei ist die Vereinbarung zwischen der RWE AG mit der Landesregierung Nordrhein-Westfalen und dem BMWK vom 4. Oktober 2022 zum vorgezogenen Ausstieg aus der Braunkohle im Rheinischen Revier bis 2030 berücksichtigt. Die Leistung der Braunkohlenkraftwerke Schwarze Pumpe und Boxberg in der Lausitz sowie Lippendorf und Schkopau in Mitteldeutschland von zusammen 5,6 GW, die gemäß KVBG zwischen Ende 2034 und Ende 2038 zur Stilllegung anstehen, ist in dieser Zahl enthalten (Bild 14). Bei vollständigem Ausstieg aus der Steinkohle und der Braunkohle bis zum Ende dieses Jahrzehnts würde sich die steuerbare Leistung bis 2030 auf 53 GW verringern.

In jedem Fall müssen ab 2030 im Wesentlichen Gaskraftwerke die erforderliche steuerbare Leistung bereitstellen. Dazu ist ein Ausbau der Gaskraftwerksleistung erforderlich, wobei die neu zu bauenden Anlagen angesichts der ehrgeizigen Klimaziele „Wasserstoff-ready“ sein müssen. Es muss also künftig eine Umstellung des Betriebs dieser Anlagen auf klimaneutral erzeugten Wasserstoff möglich sein. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass der Neubau eines Gaskraftwerks mindestens fünf Jahre beansprucht (Bild 15).

Nach Angaben der Bundesnetzagentur könnten bis 2031 gasbefeuerte Kraftwerke in der Größenordnung von brutto rund 17 GW bis 21 GW zugebaut werden.⁶ Der gegenwärtige Energy-Only-Markt gibt eine Finanzierung neuer Anlagen nicht her. Deshalb will die Bundesregierung noch 2023 ein Marktdesign bzw. ein Ausschreibungs-Design entwickeln, das hinreichende Anreize bietet, Neubauten von Gaskraftwerken bis spätestens 2030 fertigzustellen.⁷ Ob Neubauten in dieser Größenordnung innerhalb des genannten Zeitraums realisiert werden können, wird erst in der zweiten Hälfte des gegenwärtigen Jahrzehnts absehbar sein.

Neben steuerbarer Leistung, zu der auch Wasserkraftwerke und Biomasse-Anlagen zählen, stellt die Speicherung von Strom eine weitere Flexibilitätsoption dar. Zur wirtschaftlichen Stromspeicherung stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Dazu gehören in Deutschland vor allem Pumpspeicher-Kraftwerke. Eines der leistungsfähigsten Pumpspeicher-Kraftwerke Europas befindet sich in Goldisthal in Thüringen. Es war 2003 in Betrieb genommen worden. Mit Hilfe seines 12 Millionen Kubikmeter Wasser fassenden Stausees ist es in der Lage, die installierte Leistung von 1.060 MW für etwa neun Stunden zur Verfügung zu stellen. Das entspricht einer Speicherkapazität von etwa 9.500 MWh. Diese Anlage eignet sich somit, ebenso wie die anderen derzeit in Betrieb befindlichen Pumpspeicher-Kraftwerke für einen Ausgleich von Schwankungen bei Stromange-



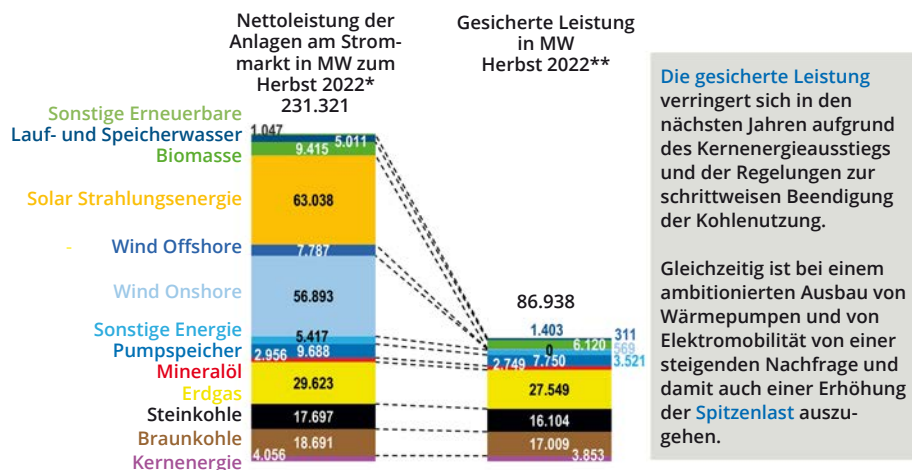
Als gesicherte Leistung oder auch Leistungskredit wird der prozentuale Anteil der Nennleistung eines Kraftwerks bezeichnet, welcher statistisch gesehen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zuverlässig zur Verfügung steht.

* davon 1.364 außerhalb des Strommarktes (Netzreserve)

** davon 4.216 MW außerhalb des Strommarktes (1.382 MW Netzreserve und 1.571 MW vorläufig stillgelegte Anlagen und 1.263 MW Kapazitätsreserve)

Quellen: Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste Stand 25.11.2022 (EEG-Anlagen ausgewertet zum 30.06.2022); ÜNB (Ausfallraten bei konventionellen Kraftwerken 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 %)

Bild 10. Installierte und gesicherte Leistung zum 25.11.2022.



* Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt gemäß Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 25.11.2022 (Erneuerbare Energien-Anlagen zum 30.06.2022 erfasst). Zusätzlich hat die Bundesnetzagentur 7.388 MW-Anlagen außerhalb des Strommarktes erfasst. Dazu zählen u. a. die 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, 72 % bei Laufwasser, 35 % bei Biomasse, 20 % bei Pumpspeichern, 99 % bei Wind onshore, 96 % bei Wind offshore und 100 % bei Photovoltaik. Für sonstige erneuerbare und sonstige nicht-erneuerbare Energien wird - wie bei Biomasse - eine Nichtverfügbarkeit von 35 % unterstellt.

Bild 11. Ableitung der gesicherten Leistung von der Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am deutschen Strommarkt.

bot und -nachfrage für eine Zeitspanne von einigen Minuten bis zu mehreren Stunden. Insgesamt wird die installierte Netto-Leistung von Pumpspeichern auf 9,7 GW beziffert. In dieser Zahl sind mit 3,6 GW auch Anlagen mit Standorten in Österreich und Luxemburg enthalten, die direkt ins deutsche Netz einspeisen. Wegen der bestehenden Standortrestriktionen ist das Potenzial für diese ausgereifte Technologie allerdings weitgehend ausgeschöpft.

Eine weitere – allerdings bisher kaum genutzte – Möglichkeit zur mechanischen Speicherung von Strom bieten Druckluftspeicher. Sie bieten die gleiche Flexibilität wie Pumpspeicher-Kraftwerke und können entsprechend kurzfristigem Reservebedarf gerecht werden. Bisher existieren von diesem

Speichertyp weltweit allerdings lediglich zwei Anlagen. Dabei handelt es sich um den 1978 im niedersächsischen Huntorf in Betrieb genommenen Druckluftspeicher sowie die 1991 in Betrieb genommene Anlage in McIntosh in Alabama. Kennzeichnend für die auch „Compression Air Energy Storage“ genannte Technologie sind große unterirdische Druckluftspeicher in Salzkavernen. In Zeiten von reichlichem Stromangebot werden diese Speicher mit Hilfe von Kompressoren mit Druckluft beladen. Damit speichern sie elektrische Energie in Form potenzieller Energie der unter Druck stehenden Luft. Huntorf etwa verfügt über zwei Kavernen mit einem Gesamtspeichervolumen von 310.000 Kubikmetern. Wird mehr Strom benötigt, als vorhandene Kraftwerke

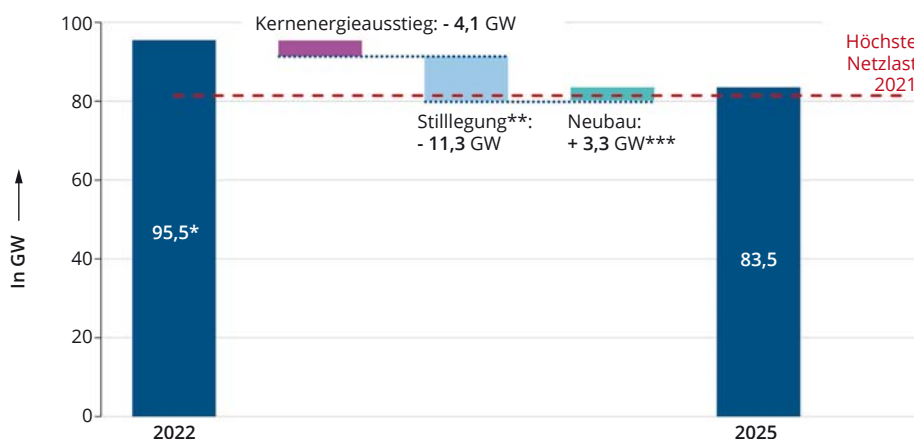
zur Verfügung stellen können, treibt die expandierende Luft Turbinen an, die Strom erzeugen. Die in Huntorf bestehende Anlage ist in der Lage, für zwei Stunden eine Leistung von 290 MW zu liefern, wobei die erneute Befüllung des Speichers mit Druckluft etwa acht Stunden in Anspruch nimmt.⁸

Die Gesamtleistung der Heim-, Groß- und Gewerbespeicher in Deutschland entsprach 2022 mit 3,4 GW etwa 35 % der Leistung von Pumpspeicherkraftwerken. Neben der Leistungskapazität der Speicher ist die eingespeicherte Strommenge eine wichtige Kenngröße zur Beantwortung der Frage, wie lange die installierte Leistung abgerufen werden kann. Die Kapazität dieser Speicher wird mit 5,9 GWh beziffert. Allerdings bestehen zwischen der theoretisch möglichen und der tatsächlich verfügbaren Speichermenge Diskrepanzen. Viele Batteriespeicher werden im Regelbetrieb nämlich nicht vollständig entladen. Klar ist aber, dass Pumpspeicher mit 634,8 GWh derzeit noch etwa 99 % der einspeicherbaren Strommenge in Deutschland stellen, während ihr Anteil an der Speicherkapazität von insgesamt 13,1 GW (davon 9,7 GW Pumpspeicherkraftwerke) 74 % beträgt.⁹

Mit dem Ausbau der Elektromobilität besteht grundsätzlich das Potenzial, einen größeren Beitrag zur Systemstabilität zu liefern. Die Zahl von Batteriespeichern in elektrischen Fahrzeugen hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Im Jahr 2022 sind in Deutschland 470.559 Elektro-Pkw (BEV) und 362.093 Plug-in-Hybride neu zugelassen worden. Der Bestand an Elektrofahrzeugen wird zum 1. Oktober 2022 mit 840.645 und an Plug-in-Hybriden mit 745.003 angegeben. Auf Fahrzeuge mit diesen Antriebsarten entfielen zu dem genannten Zeitpunkt 3,3 % des gesamten Pkw-Bestandes in Deutschland. Voraussetzung für einen nennenswerten Effekt ist, dass die Fahrzeuge während der Standzeit nicht nur systemdienlich geladen werden sondern auch zurück ins Netz einspeisen können und dabei der Ein- und Ausspeicherzeitpunkt intelligent gesteuert werden kann.¹⁰ Mit einem beschleunigten Ausbau der Wind- und vor allem der PV-Kapazitäten können erneuerbare Energien in Kombination mit zusätzlichen Stromspeichern in Extremwittersituationen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.¹¹

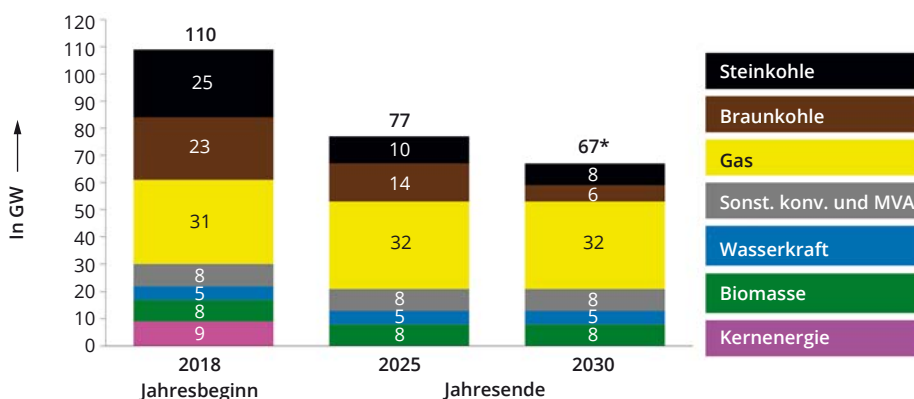
Auch Batteriesysteme, wie unter anderem Lithium-Ionen-Akkumulatoren, können rein technisch zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien beitragen. Aktuell werden sie nur in den Regelleistungsmärkten wirtschaftlich betrieben und setzen sich besonders am Primärregelenergiemarkt mehr und mehr durch.¹² Für den Ausgleich volatiler Einspeisung über den Wholesale-Markt ist die Wirtschaftlichkeit für Lithium-Ionen-Systeme noch nicht gegeben.

In Power-to-Gas-Anlagen wird Wasser mit Hilfe von Energie (Strom) in einer Elektroly-



* Installierte Nettoleistung einschließlich der Kraftwerke außerhalb des Strommarktes von 7,4 GW
 ** Gesetzliche Stilllegungen (KVBG): Ausstiegspfad Braunkohle: 1.652 MW; Ausschreibung der dritten bis sechsten Runde: 4.775 MW (Steinkohle); Stilllegung nach Beendigung der Versorgungsreserve gemäß § 50d EnWG: 1.886 MW; Stilllegung nach Marktrückkehr aus der Netzreserve: 2.947 MW
 *** darunter 2,8 GW Erdgas
 Quelle: Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste, Stand 25.11.2022

Bild 12. Entwicklung der konventionellen Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland bis 2025.



* Bei vollständigen Ausstieg aus der Steinkohle und der Braunkohle bis 2030 würde sich die steuerbare Leistung auf 53 GW verringern.

Quelle: EWI 2022 (29.09.2022) Analyse Versorgungssicherheit bis 2030 (Ansätze für Kernenergie, Biomasse, Wasserkraft, sonst. Konv. und MVA sowie Gas); Kohleverstromungsbeendigungsgesetz und Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier (Ansätze für Braunkohle und Steinkohle)

Bild 13. Entwicklung der steuerbaren Leistung gemäß den Analysen des EWI.

se zu Wasserstoff und ggf. unter Nutzung von CO₂ weiter in Methan umgewandelt. Die Bundesregierung strebt bis 2030 die Errichtung einer Elektrolyse-Kapazität von 10 GW in Deutschland an. Der Vorteil bei dieser Technologie ist, dass der Wasserstoff (in bestimmten Grenzen) und das Methan (ohne Einschränkung) in das bereits vorhandene Erdgasnetz eingespeist und dort gespeichert werden können bzw. ein eigenes Wasserstoffnetz errichtet werden soll. Die eingespeisten Gase können dann rückverstromt oder für andere Anwendungen (z.B. Industrie, Mobilität oder auch Wärme) genutzt werden. Die Technologie ist derzeit noch teuer, und die Wirkungsgrade sind gering. Für die Zukunft gilt diese Technologie angesichts der Möglichkeit, den Strom aus erneuerbaren Energien günstig speichern und bedarfsgerecht wieder bereitstellen zu können, als aussichtsreich zum Betrieb von Back-up-Kraftwerken als Partnern der erneuerbaren Energien.

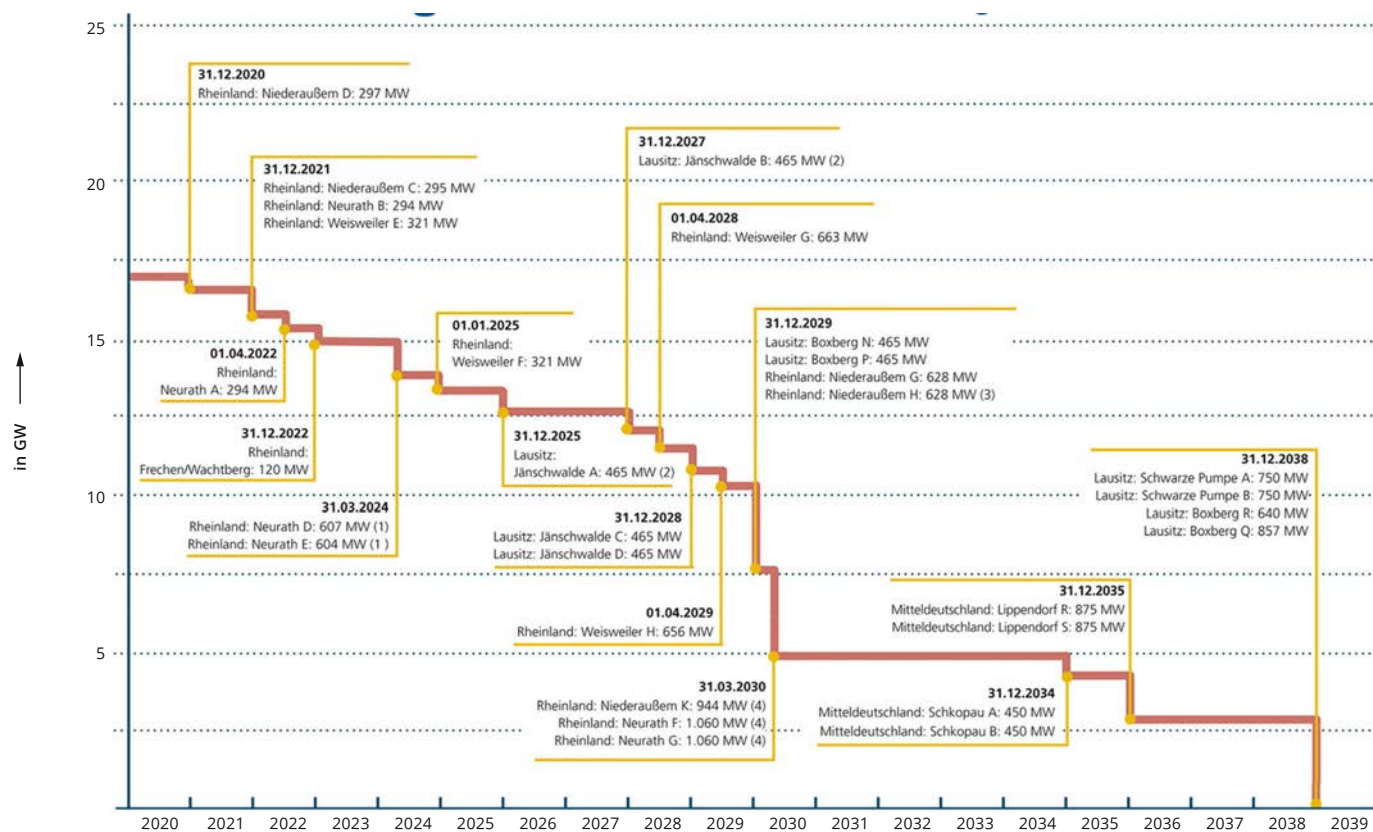
Neben Speichern kommt als weiterer Puffer eine Steuerung des Stromverbrauchs in Betracht. Durch Lastmanagement wird Strom gezielt dann verbraucht, wenn – z.B. in Stark-

windzeiten – ein großes Angebot an Strom verfügbar ist. Variable Tarife können es ermöglichen, dass sich eine solche „Lastverschiebung“ für den Endverbraucher finanziell lohnt. Durch die Steuerung der Verbrauchsseite kann die Höchstlast und damit der Bedarf an gesicherter Leistung reduziert werden. Neue Technologien, wie Smart Meter, können die Voraussetzungen verbessern helfen, Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten. Ein solcher Ausgleich, mit dem die Sollfrequenz von 50 Hz gewährleistet wird, ist zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit unabdingbar. Das wirtschaftlich erschließbare Lastreduktionspotenzial der Industrie wird in einem Projektbericht im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums für das Jahr 2030 auf 15,6 GW hochgerechnet.¹³ Die Bundesnetzagentur kommt für das Jahr 2031 zu einem ähnlichen Ergebnis, dass industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien 8 GW und Netzersatzanlagen weitere 4,5 GW drosselbare Leistung liefern könnten.¹⁴

Die Integration Deutschlands in das bestehende europäische Verbund-Leitungssystem

bietet zusätzliche Möglichkeiten zum Ausgleich von Unterschieden in Erzeugung und Verbrauch. Lastspitzen treten nämlich 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 Dezember bis Februar erreicht. Von daher kann selbst eine Ausweitung des grenzüberschreitenden Übertragungssystems nur einen Teil zur Lösung leisten. Würden sich alle in die ENTSO-E-Region (West- und Mitteleuropa) eingebundenen Staaten bei Knappheit auf Importe von Strom verlassen, verblieben keine Exportstaaten mehr. Hinzu kommt, dass nicht nur in Deutschland sondern auch in den meisten anderen Staaten der Europäischen Union mit einem Rückgang an steuerbarer Kraftwerksleistung zu rechnen ist. Die Internationale Energie-Agentur geht davon aus, dass sich die Kapazität der konventionellen Kraftwerke (Kernenergie und fossil basierte Anlagen) in der Europäischen Union bereits bis 2030 gemäß Stated Policy Scenario (STEPS) um rund 100 GW und gemäß Announced Pledges Scenario (APS) um etwa 150 GW gegenüber dem Stand von 2021 vermindert. Das entspricht im STEPS fast einem Viertel und im APS mehr als einem Drittel der für 2021 ausgewiesenen Leistung der konventionellen Anlagen von 441 GW. Von den erwarteten Stilllegungen entfällt der größte Teil auf Kohlekraftwerke.¹⁵

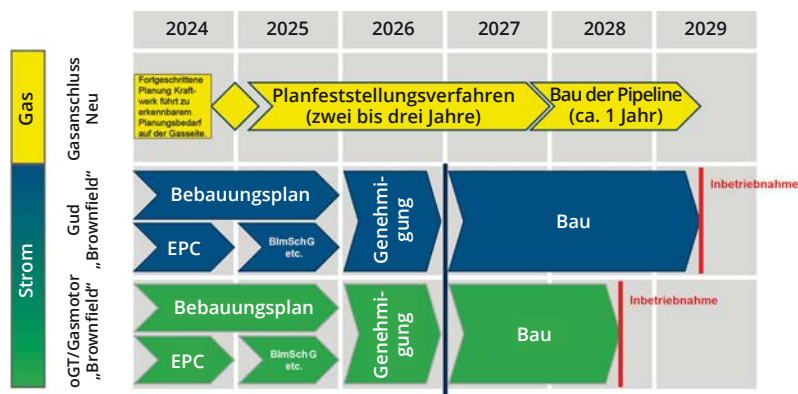
Die verschiedenen dargestellten Optionen zur Speicherung und zur Steuerung der Nachfrage sind in unterschiedlichem Maße in der Lage, Schwankungen im Stromsektor auszugleichen. Das gilt sowohl hinsichtlich der Kapazitäten, die hierfür zur Verfügung stehen als auch in Bezug auf die Dauer, für die sie den Ausgleich gewährleisten können. So erweisen sich Batterien, Pumpspeicher und auch die Nachfragesteuerung als vorteilhaft für den Ausgleich bis zu mehreren Stunden, während mit Wasserstoff eine Option zur Verfügung steht, die ab dem nächsten Jahrzehnt auch in größerem Maßstab für einen saisonalen Ausgleich in Betracht kommt. Das Gleiche gilt für Anlagen auf Basis von Bioenergie, die ebenso wie Gas- und Kohlekraftwerke steuerbar sind und gleichzeitig unter Einsatz der Technologie der Abscheidung und Speicherung von CO₂ einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz zu leisten in der Lage sind. Klar ist aber, dass zumindest für etwa die nächsten zehn Jahre die fossile thermische Erzeugung den weitaus größten Beitrag zum Ausgleich in Fällen von Knappheit an Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien leisten muss. Dies gilt beispielsweise im Falle von Windflauten, die sich über mehrere Tage erstrecken, ebenso wie für die Kompensation saisonaler Nachfrageschwankungen.



(1) Verlängerung oder Reserve bis 31.03.2025 möglich (2) Sicherheitsbereitschaft bis 31.12.2028 (3) Sicherheitsbereitschaft bis 31.12.2033
(4) 2026 Prüfung ob Reserve bis Ende 2033

Quelle: BMWi

Bild 14. Stilllegungspfad für die Braunkohlekraftwerke in Deutschland 2020 – 2038 gemäß KVBG und Vereinbarung vom 4.10.2022.



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 15. Typischer Zeitplan für ein gasbefeuertes Kraftwerk.

2.4 Infrastruktur zur Einspeisung des erzeugten Stroms sowie zum Transport und zur Verteilung an die Verbraucher

Mit der fortschreitenden Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien entstehen zunehmend Disparitäten zwischen den Schwerpunkten der Last (Verbrauchscentren) und der Erzeugung. In der Vergangenheit war die Lastnähe ein wesentliches Kriterium für Standortentscheidungen von Kraftwerken. Dieser Anforderung

konnte Rechnung getragen werden, weil der überwiegende Teil der konventionellen Energieträger standortungebunden verfügbar gemacht werden kann. Dies gilt für Kernenergie und – mit wirtschaftlichen Einschränkungen – auch für Steinkohle. Bei Erdgas ist eine Anbindung an das allerdings weit verzweigte Gasleitungssystem die notwendige Voraussetzung.

Steinkohlenkraftwerke waren in der Vergangenheit bevorzugt an Standorten gebaut worden, die geografisch günstig zu inländischen

Bergwerken (Ruhrrevier, Saarrevier, Ibbenbüren) gelegen waren bzw. eine gute Anbindung für die Schifffahrt gewährleistet hatten. Dies gilt für die norddeutschen Küsten ebenso wie für Standorte entlang der Rheinschiene. Lediglich bei Braunkohle ist eine ausgeprägte Standortgebundenheit gegeben, da sich ein Transport von Rohbraunkohle über große Entfernungen nicht rechnet. Allerdings hatte sich in den vergangenen Jahrzehnten stromintensive Industrie im Umfeld der Braunkohlentagebaue angesiedelt, so dass auf diese Weise eine räumliche Nähe zwischen den Schwerpunkten von Stromerzeugung und -verbrauch erreicht worden war.

Insgesamt war damit das Gesamtsystem gemäß dem Grundsatz optimiert worden, dass es in der Regel günstiger ist, den Brennstoff statt den Strom über lange Entfernungen zu transportieren. Entsprechend bestanden in Deutschland auf Bundesländerebene sehr weitgehend ausgeglichene Leistungsbilanzen. Dies hat sich durch den Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien geändert. So wird ein Großteil der Erzeugung lastfern aufgebaut. Das gilt insbesondere für die standortgebundenen Offshore-Windparks. Parallel zu dieser Entwicklung fällt mit Stilllegung von Kernkraftwerken die wesentliche Säule der Stromerzeugung in Süddeutschland weg. Eine Kompensation über einen starken Ausbau der Stromtransportnetze in Nord-/Südrichtung ist deshalb unverzichtbar.

Der Stromnetzausbau ist zwingend erforderlich, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Insgesamt sind für den Ausbau des Übertragungsnetzes 14.044 Kilometer Stromleitungen geplant. Der Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) stellt sich nach dem dritten Quartal 2022 wie folgt dar:¹⁶

Noch nicht im Genehmigungsverfahren:	4.447 km
Im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren:	375 km
Im/vorm Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren:	5.752 km
Genehmigt bzw. im Bau:	1.178 km
Realisiert:	2.292 km

Beispielhaft ist die angespannte Situation am 15. Januar 2023 im Stromnetz der Regelzone von TransnetBW deutlich geworden. Der ÜNB hatte eine Warnmeldung – verbunden mit einem Appell zum Stromsparen – veröffentlicht. Hintergrund war ein erwartetes hohes Windstromaufkommen in Norddeutschland. Wegen fehlender Übertragungskapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland ist auch in Baden-Württemberg die Verfügbarkeit von ausreichend Strom zur Gewährleistung der Stabilität des Netzes zu gewährleisten. Dazu mussten mehr als 500 MW Kraftwerksleistung aus der Schweiz zur Deckung des Redispatch-Bedarfs in Baden-Württemberg beitragen. Zur Begrenzung der damit verbundenen Kosten sollte der Stromverbrauch am Sonntagabend des 15. Januar 2023 möglichst reduziert werden.¹⁷

Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes ist auch eine Aufrüstung des Verteilnetzes notwendig. Ein Großteil der Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere PV-, Wind- und Biogasanlagen speisen in das Verteilnetz ein. Das Verteilnetz dient somit – anders als in der Vergangenheit – nicht nur der Zuleitung des Stroms an Verbraucher sondern muss auch der zunehmenden Einspeisung von Strom gerecht werden. Weitere Faktoren, die eine Verstärkung des Verteilnetzes erfordern, sind der wachsende Einsatz von Wärmepumpen und die zunehmende Elektromobilität. Die bestehenden Netze sind vielfach nicht auf die geforderte Wärmepumpenlast und die Ladeleistung für batteriebetriebene Fahrzeuge ausgelegt. Der Investitionsbedarf in die Verteilnetze wird bis 2030 auf 32 Mrd. € und bis 2050 auf 111 Mrd. € beziffert.¹⁸

Am 11. Januar 2023 hat das Bundeskabinett einen Gesetzentwurf zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende verabschiedet. Mit dem Gesetz soll der Rollout intelligenter Messsysteme (Smart Meter) beschleunigt werden. Smart Meter können nicht nur den Stromverbrauch besser veranschaulichen als herkömmliche Stromzähler,

sondern ermöglichen auch digitale Anwendungsfälle mit Kundennutzen. Zudem sorgen sie für eine sichere Steuerung des Stromnetzes, wenn im Zuge der Energiewende künftig verstärkt erneuerbare Energien und neue Lasten wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Speicher in das Stromverteilnetz eingebunden werden. Sie können damit zu einem wichtigen Baustein für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb werden.¹⁹

3 Fazit

Wir stehen vor einer großen Transformation der Energieversorgung. Die Energiewende ist eingeleitet. Die größten Herausforderungen sind aber noch zu bewältigen. Die Realisierung der angestrebten Beschleunigung setzt voraus, dass die Akzeptanzprobleme, die vor Ort bestehen, aufgelöst werden können und die Weichen für eine Straffung der Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten gestellt werden. Erfolgreich ist die Energiewende aber nur dann, wenn die Sicherheit der Stromversorgung gewährleistet bleibt und die Standortbedingungen sich aufgrund im internationalen Vergleich hoher Energiepreise nicht verschlechtern. Ob alle für das Jahr 2030 formulierten ehrgeizigen Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien tatsächlich erreicht werden, ist mit Unsicherheit behaftet. Dies gilt auch hinsichtlich des notwendigen Baus von wasserstoff-fähigen Gaskraftwerken. Deshalb muss das Energiesystem so transformiert werden, dass die Ziele der Energiepolitik, also Sicherheit der Versorgung, Wirtschaftlichkeit und Umwelt- einschließlich Klimaverträglichkeit gewährleistet bleiben.

Soweit der angesichts des Ausstiegs aus Kernenergie- und Kohlekraftwerken als notwendig angesehene Bau von wasserstoff-fähigen Gaskraftwerken in dem gebotenen Umfang nicht zeitgerecht realisiert werden kann, sind Alternativen zur Bereitstellung gesicherter Leistung erforderlich, um eine jederzeitige Bedarfsdeckung zu gewährleisten. Dazu könnten, selbst wenn dies klimapolitisch nicht erwünscht wäre, auch Anlagen auf Kohlebasis gehören. Die Ergebnisse durchgeführter Modellrechnungen „legen nahe, dass die Versorgungssicherheit bei Rückbau steuerbarer Kohlekapazität und gleichzeitig ausbleibenden Neuinvestitionen in vergleichbare Kraftwerke im Verlauf dieses Jahrzehnts möglicherweise nicht mehr garantiert werden kann.“²⁰ Bis zum Jahr 2030 könnten ohne Gegensteuern nach den Berechnungen des EWI in Extremwetersituationen Versorgungslücken von durchschnittlich 10 GW auftreten.

Der am 1. Februar 2023 vom Bundeskabinett verabschiedete Bericht der Bundesnetzagentur zur Strom-Versorgungssicherheit gibt eine Einschätzung zur Versorgungssicherheit bei Strom im Zeitraum 2025 bis 2031.²¹ Die Bundesregierung sieht den Be-

richt als Beleg, dass in den gewählten Szenarien die sichere Versorgung mit Elektrizität in dem genannten Zeitraum gewährleistet ist. Zu den zentralen Annahmen, die diesem Ergebnis zugrunde liegen, gehören:

- Zubau von 17 bis 21 GW Erdgas-Kapazität (Wasserstoff-ready)
- Ausbau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (Wind onshore, Wind offshore, Photovoltaik) in Deutschland von 123 GW im Jahr 2021 auf 360 GW im Jahr 2030 und 386 GW im Jahr 2031
- Zubau von 7 GW neuen Biomasse-Kraftwerken
- Massiver Zubau von Großbatterien, Netzersatzanlagen und Erschließung erheblicher zusätzlicher Potenziale von Nachfrage-Flexibilitäten
- Nutzung von Überkapazitäten in den Nachbarländern
- Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze gemäß Netzentwicklungsplan Strom durch beschleunigte Genehmigungsverfahren

Der Bericht betrachtet den Umbau des Stromsystems unter der Annahme eines Kohleausstiegs bis 2030 und in Erwartung eines Anstiegs des Brutto-Stromverbrauchs von 565 TWh im Jahr 2021 auf 750 TWh im Jahr 2030.

Das Ergebnis des Berichts wäre nur unter der Voraussetzung belastbar, dass sämtliche getroffenen Annahmen und Prämissen zeitgerecht und in vollem Umfang erfüllt werden. Dazu müsste die Geschwindigkeit beim Ausbau von Anlagen auf Basis von Wind- und Solarenergie mehr als dreimal so hoch sein wie in den Vorjahren. Der Zubau von wasserstofffähigen Kraftwerken müsste in dem angestrebten Umfang vollständig realisiert werden. Die Flexibilitätspotenziale müssten tatsächlich gehoben werden. Auch hier unterstellt der Bericht, dass die Zielzahlen – also 15,7 Millionen E-Fahrzeuge und 5,8 Millionen Wärmepumpen bis 2030 – erreicht werden und diese überwiegend steuerbar sind. Die optimistischen Annahmen über den notwendigen Netzausbau müssten tatsächlich eintreten. Und im Ausland müssten im Bedarfsfall tatsächlich Erzeugungskapazitäten zur Deckung der inländischen Nachfrage in dem unterstellten Ausmaß abrufbar sein.

Diese Vorgaben sind enorm ambitioniert und bisher nur teilweise mit Maßnahmen unterlegt. Das gilt insbesondere für den unterstellten Zubau neuer steuerbarer Erzeugungskapazitäten. Nach Einschätzung des BDEW ist der erforderliche beträchtliche Zubau wasserstofffähiger Gaskraftwerke und Biomasse-Anlagen unter den gegenwärtig bestehenden Rahmenbedingungen nicht realistisch. Das aktuelle Marktumfeld gibt dies nicht her. Der Energy-Only-Market setzt nicht die notwendigen Investitionsanreize. Zur Gewährleistung von Investitionsentscheidungen in gesicherte Leistung ist ein neues Marktdesign notwendig, mit dem eine

Vergütung für das Vorhalten von Kapazitäten zur Abdeckung der höchsten Residuallast in spezifischen Stunden gewährleistet wird. Hierfür kommt vor allem ein Kapazitätsmechanismus in Betracht.²²

Referenzen

- ¹ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2020): *Energieverbrauch in Deutschland 2019. Berlin/Bergheim*, März 2020.
- ² Der Branchenverband der Gasspeicherbetreiber INES schätzt, dass zu 100 % gefüllte Gasspeicher für zwei bis drei kalte Wintermonate reichen.
- ³ Bundesgesetzblatt (2022): *Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20. Juli 2022*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2022 Teil I Nr. 28, ausgegeben zu Bonn am 28. Juli 2022.
- ⁴ 50hertz, amprion, TenneT, Transnet BW (2019): Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017 – 2021, 23. Januar 2019, https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Veroeffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2018.pdf.
- ⁵ Wagner J et al. (2022): *Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030 – Trends und Szenarien im deutschen Stromsektor*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH. Köln, 29.09.2022.
- ⁶ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): *Versorgungssicherheit Strom bis 2030*. Berlin, 04.01.2023.
- ⁷ Handelsblatt Energiegipfel 2023: Habeck: Ausschreibungs-Design für Gaskraftwerke noch 2023, in: *Energie Informationsdienst* vom 16. Januar 2023.
- ⁸ Agentur für erneuerbare Energien e.V. (2009): *Hintergrundinformation Strom speichern*. Berlin. November, 2009.
- ⁹ Agora Energiewende (2023): *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022*. Berlin, Januar 2023.
- ¹⁰ Figgenger, Jan et al. (2022): *The development of battery storage systems in Germany – A market review (status 2022)*. Aachen, March 2022.
- ¹¹ Wagner J et al. (2022): *Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030 – Trends und Szenarien im deutschen Stromsektor*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH. Köln, 29.09.2022.
- ¹² A.T. Kearney Energy Transition Institute (2017): *Fact Book Electricity Storage*. Paris/Amsterdam, 2017.
- ¹³ 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.
- ¹⁴ Bundesnetzagentur (2023): *Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit mit Strom*. Bonn, Januar 2023.
- ¹⁵ International Energy Agency (2022): *World Energy Outlook 2022*. Paris, October 2022.
- ¹⁶ Bundesnetzagentur (2023): *Monitoring des Stromnetzausbaus*. Drittes Quartal 2022. Bonn, Januar 2023.
- ¹⁷ Vetter P (2023): „Angespannte Situation“ im Stromnetz, in: *Die Welt* 16. Januar 2023.
- ¹⁸ Frontier Economics und IAEW der RWTH Aachen (2020): *Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilernetze bei der Transformation der Energiewelt*. Köln, 29. Oktober 2020.
- ¹⁹ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2022): *BDEW zum Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende*. Berlin, Pressemitteilung vom 11. Januar 2023.
- ²⁰ Wagner J et al. (2022): *Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030 – Trends und Szenarien im deutschen Stromsektor*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH. Köln, 29.09.2022.
- ²¹ Bundesnetzagentur (2023): *Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität*. Bonn, Januar 2023.
- ²² BDEW (2023): *Kurzpapier: gesicherte Stromerzeugungsleistung in Deutschland*, Berlin, 12.01.2023 sowie BDEW (2023): *BDEW zum Monitoringbericht Versorgungssicherheit Strom*. Berlin, 01.02.2023.

vgbe/VGB-Standard

Atbilstības novērtējuma un darba aizsardzības prasību savstarpējā iedarbība hidroelektrostacijās

Interaction of Conformity Assessment and Industrial Safety in Hydropower Plants

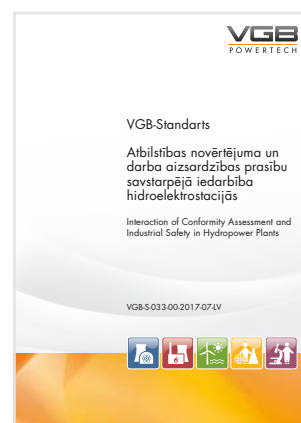
VGB-S-033-00-2017-07-LV (VGB-S-033-00-2017-07-EN/DE, English/German edition), DIN A4, Print/eBook, 68 Pages, Price for Members of vgbe € 140.-, Non-Members € 200.-, + Shipping & VAT

VGB standarti, turpmāk tekstā saukti par “darbu”, un visi darbā izmantotie materiāli un ilustrācijas ir aizsargātas ar autortiesībām. Izmantošanas tiesību piešķiršana ir tikai VGB PowerTech pārziņā.

Termins “darbs” ietver šo publikāciju gan drukātā, gan digitālā formātā. Autortiesību aizsardzība attiecas uz šo darbu kopumā, kā arī uz tā daļām vai fragmentiem.

Šo darbu ir aizliegts izmantot jebkādā veidā, pārkāpjot autortiesības, bez rakstiskas VGB PowerTech atļaujas. Tas attiecas uz jebkuru teksta kopēšanu, tulkošanu, pārveidošanu ciparu formātā un grozīšanu.

VGB standartiem ir rekomendējošs statuss un tie nav obligāti piemērojami standarti. Tajos ņemti vērā jaunākie tehniskie sasniegumi attiecīgā izdevuma publicēšanas brīdī. Tomēr netiek apgalvots, ka tie satur pilnīgu un pareizu informāciju. Izmantojot šos standartus, Jūs uzņematies pilnu atbildību un visus ar to saistītos riskus. VGB PowerTech e.V. neuzņemas nekāda veida atbildību.



* Access for eBooks (PDF files) is included in the membership fees for Ordinary Members (operators, plant owners) of vgbe energy e.V.