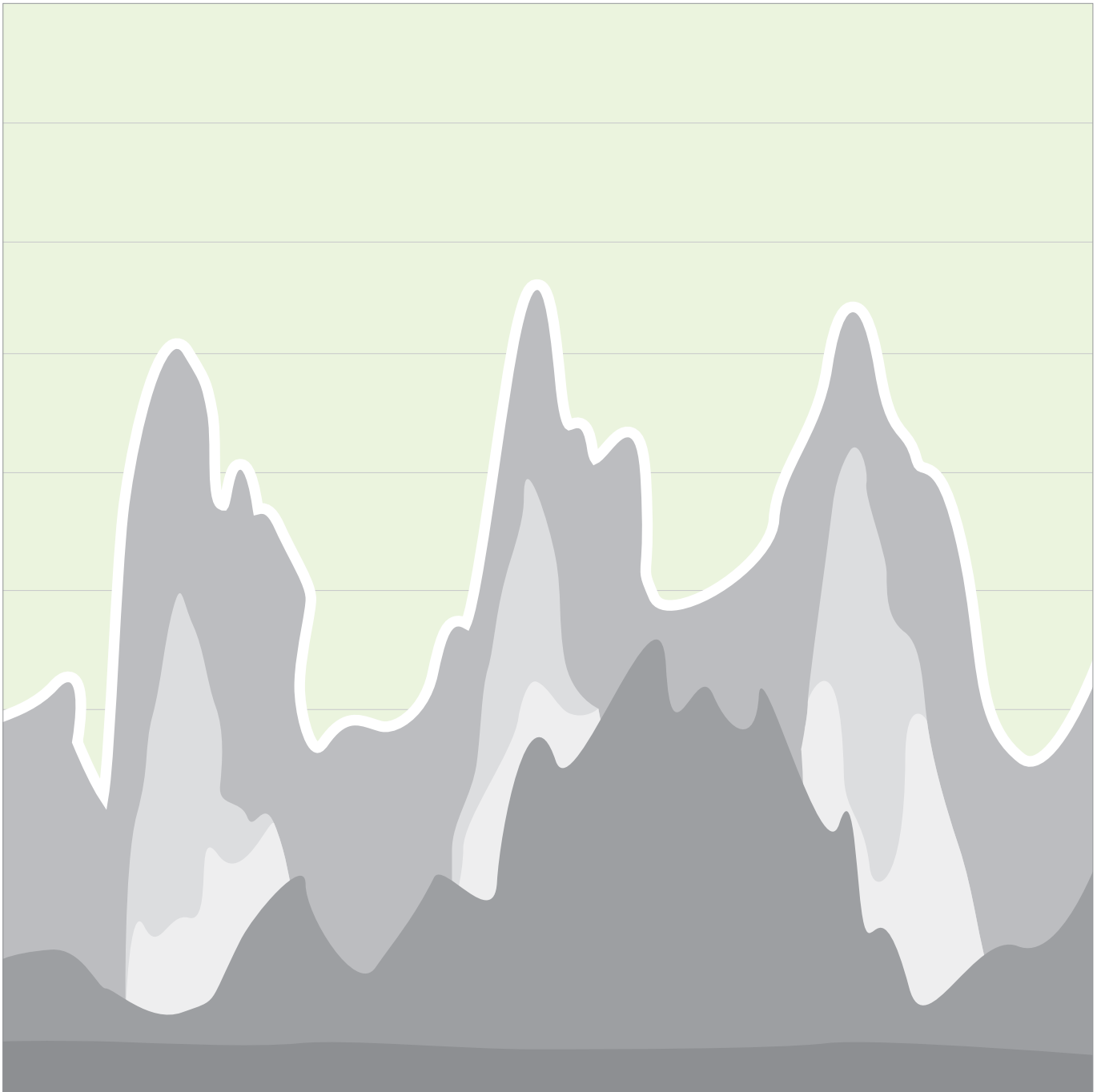




Deutsche Umwelthilfe



Versorgungssicherheit

mit 100% Erneuerbaren Energien

Hintergrundpapier

Zusammenfassung und Forderungen	3
Glossar	5
Hintergrund	6
1. Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit	6
1.1. Häufigkeit und Dauer von Extremwetterphasen	6
1.2. Parameter der Versorgungssicherheit	7
1.3. Studienvergleich	9
1.4. Schlussfolgerungen	18
2. Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit	19
2.1. Spitzenlastkraftwerke	19
2.2. Energy Only Market	20
2.3. Überstaatlicher Netzausbau	20
2.4. Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher	21
2.5. Bioenergie	21
2.6. Laufwasserkraftwerke	21
2.7. Netzersatzanlagen	22
2.8. Kapazitätsreserve	22
2.9. Demand Side Management	22
2.10. Monitoring der Versorgungssicherheit	22
Literatur	23

Zusammenfassung und Forderungen

Wie funktioniert ein vollständig erneuerbares Energiesystem bei extremen Wetterlagen? Was tun, wenn der Wind kaum weht, die Sonne nicht scheint und die Last trotzdem hoch ist? Keine Frage – dies sind Herausforderungen für unser Energiesystem und die Energiewende. Aber es gibt Maßnahmen, mit denen die Stromversorgung sicher gewährleistet werden kann. In diesem Hintergrundpapier untersucht die Deutsche Umwelthilfe, was dafür notwendig ist und gibt Empfehlungen.

Herausfordernde Extremwetterbedingungen treten in Deutschland durchschnittlich alle zwei Jahre mit unterschiedlicher Intensität im Mittel zehn Tage lang auf. Mit einer Großwetterlage, die eine solche Situation in ganz Europa hervorruft, ist nur alle fünf Jahre zu rechnen. Eine größere europäische Vernetzung sowie die europäische Energiewende wirken sich somit positiv auf die Versorgungssicherheit aus.

Es ist wichtig festzuhalten, dass nach gegenwärtigem Kenntnisstand die Versorgungssicherheit nicht gefährdet ist. Dies ergibt eine Auswertung der relevantesten Studien und Prognosen. Aber: Die Energiewende muss beschleunigt werden, um die Ziele aus dem Pariser Klimaabkommen zu erreichen.

Dabei ist der Ausbau der Erneuerbaren selbst die wichtigste Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit: Auch bei geringer Auslastung produzieren insbesondere Windenergieanlagen noch Strom und reduzieren somit die Residuallast. Eine wesentliche Bedeutung hat auch die Reduktion von Energieverbräuchen und Lastspitzen durch Energieeffizienzmaßnahmen, beispielsweise in der Industrie und im Gebäudebereich. Auch (Batterie-)Kurzzeitspeicher tragen zu einer Reduktion der Residuallast bei. Insbesondere in Extremwetterphasen sowie generell in den Wintermonaten werden vor allem skandinavische Pumpspeicherkraftwerke Strom liefern. Das trägt dazu bei, dass Deutschland voraussichtlich zum Nettostromimporteuer wird.

Darüber hinaus besitzt Demand Side Management im Industriesektor großes Potenzial zur Lastspitzenreduktion. In einem funktionierenden Energy Only Market betreiben Unternehmen freiwillig Lastverschiebung bzw. -verzicht. Als letzte Option bleibt Netzbetreibern das Abschalten von Großabnehmern in der Industrie. Dies kann die volkswirtschaftlich effizientere Option im Vergleich zu einer kostenintensiven Absicherung gegen extrem selten auftretende Wetterereignisse sein.

Die wirksamste Einzelmaßnahme ist der Ausbau des europäischen Verbundnetzes. Der internationale Ausgleich ist ein Schlüssel zum Überwinden lokaler Engpässe. Sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene ist es daher wichtig, die Monitoringprozesse zur Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund steigender Anteile von Erneuerbaren Energien fortzuführen und weiterzuentwickeln.

Unvermeidlich zur Abdeckung der Spitzenlast ist auch ein Neubau von Gaskraftwerken in einem begrenzten Umfang. Diese Kraftwerke dienen nicht als Ersatz für Kohle- oder Atomkraftwerke, – denn das übernehmen die Erneuerbaren Energien. Gaskraftwerke dienen lediglich als Lückenbüßer zur Abdeckung von Spitzenlasten. Ihre Betriebsstunden müssen dabei soweit wie möglich reduziert werden, da diese Kraftwerke auf absehbare Zeit noch mit Erdgas betrieben werden müssen.

Gaskraftwerke müssen Teil eines Gesamtkonzepts zur Dekarbonisierung des Energiesektors sein. Deshalb dürfen sie nur „H2-ready“ gebaut werden. Damit dies keine Worthölse bleibt, muss die Umstellung auf grünen Wasserstoff bereits in der Genehmigung der Anlage in einem verbindlichen Zeitplan festgeschrieben werden. Unbefristete Betriebsgenehmigungen für fossile Kraftwerke darf es dagegen nicht mehr geben.

Wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke dürfen nur begrenzt zum Einsatz kommen: Grüner Wasserstoff wird eine knappe und teure Ressource sein, die auch zur Dekarbonisierung der Industrie dringend benötigt wird. Anderen Instrumenten zur Absicherung der Versorgungssicherheit ist deshalb Vorrang zu gewähren.

Finanziert werden müssen neue Gaskraftwerke aus dem Energiemarkt. Der Energy Only Market gibt dazu die Anreize. Neue Finanzierungsinstrumente dürfen nicht leichtfertig eingeführt werden. Stattdessen kann auch die Kapazitätsreserve durch den Zubau neuer Kraftwerke gestärkt werden. Sie dürfen keinesfalls zum Aufbau einer unnötig großen Kraftwerksflotte, zu hohen Betriebsstunden oder hohen Kosten für die Verbraucher:innen führen.

Unterm Strich wird damit klar: Mit einem ganzen Bündel an Maßnahmen kann die Versorgungssicherheit in einem vollständig erneuerbaren Energiesystem gewährleistet werden. Dies macht eine koordinierte Weiterentwicklung der Energiewende und vor allem den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem klimaneutralen Stromsystem fordert die DUH:

1. Ein System mit 100% Erneuerbaren Energien kann die Versorgungssicherheit auch in Extremwetterphasen mit wenig Wind und Sonne gewährleisten. Dafür ist an erster Stelle ein beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren selbst erforderlich: Bis 2030 müssen jährlich mindestens 6 GW brutto Windenergie an Land und 10 GW Photovoltaik zugebaut werden. 2030 müssen 20 GW Windenergie auf See installiert sein, 2040 dann 40 GW.
2. Die Kapazität an zusätzlicher Gaskraftwerksleistung zur Deckung der Spitzenlast muss so gering wie möglich gehalten werden. Bevor neue Gaskraftwerke gebaut werden, müssen alle anderen Instrumente zur Reduktion bzw. Deckung der Spitzenlast ausgeschöpft werden.
3. Die Betriebsstunden neuer Gaskraftwerke müssen so niedrig wie möglich sein, da diese zunächst unweigerlich mit Erdgas betrieben werden müssen. Neue Gaskraftwerke dürfen nur zur Deckung von Spitzenlasten genutzt werden und müssen „H2-ready“ gebaut werden, das heißt von vorne herein in der Lage sein, mit 100% Wasserstoff betrieben zu werden. Bereits in der Genehmigung muss dies mit einem verbindlichen Zeitplan zur Umstellung auf Wasserstoff festgehalten werden.
4. Wasserstoff und andere synthetische Gase dürfen nur mithilfe von Strom aus 100% Erneuerbaren Energien produziert werden. Aufgrund ihrer Knappheit dürfen sie nur in den geeignetsten Bereichen genutzt werden, d.h. in Spitzenlastkraftwerken, der Industrie, im Schiffsverkehr sowie in der Luftfahrt.
5. Bioenergie spielt bei der Stromerzeugung in Zukunft eine geringere Rolle. Sie sollte daher nur flexibel bei Nachfragespitzen eingesetzt werden. Die Strombereitstellung aus Anbaubiomasse ist schnellstmöglich einzuschränken und die Verwendung unvermeidbarer biogener Reststoffe zu priorisieren.
6. Der Stromhandel mit Nachbarländern ist ein wirkmächtiger Stabilitätsfaktor zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Der überstaatliche Ausbau des Stromnetzes sowie die europaweite Umstellung auf Erneuerbare Energien müssen konsequent und schnell vorangebracht werden.
7. Der Bau von Spitzenlastkraftwerken muss an erster Stelle aus dem Energiesektor selbst finanziert werden. Ein funktionierender Energy Only Market setzt dafür die richtigen Marktsignale. Darüber hinaus kann auch die Kapazitätsreserve durch den Zubau neuer Kraftwerke gestärkt werden.
8. Für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Energiesystem muss ein langfristig tragfähiges Gesamtkonzept erarbeitet werden. Je früher und genauer das Bild der zukünftigen Energieversorgung gezeichnet wird, desto effizienter und resilienter lässt sich die nötige Infrastruktur errichten und lassen sich Fehlinvestitionen vermeiden.

Glossar

Dunkelflaute

Während einer Dunkelflaute tritt bei Schwachwind oder Windflauten zusätzlich wetter- oder jahreszeitbedingte Dunkelheit auf und führt so zu einer sehr niedrigen Stromeinspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Tritt solche geringe Erzeugung länger und im Zusammenhang mit einer witterungsbedingten hohen Nachfrage an Strom auf, so spricht man auch von einer „kalten Dunkelflaute“. In diesem Papier sprechen wir dabei von Extremwetterphasen.

Residuallast

Die Residuallast beschreibt die Menge an Strom, die zusätzlich zur Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Energieträgern, insbesondere Wind- und Solarenergie, noch zur Deckung des Strombedarfs benötigt wird. Im aktuellen Stromsystem wird die Residuallast neben der Stromerzeugung aus Wasserkraft und Biomasse zumeist noch durch konventionelle, thermische Kraftwerke bereitgestellt.

Spitzenlast

Als Spitzenlast wird die maximale Leistung eines Stromnetzes bezeichnet, die innerhalb eines Zeitabschnittes (z.B. Tag, Monat, Jahr) aufzubringen ist. Zu dieser Zeit ist die Stromnachfrage besonders hoch.

Energy Only Market (EOM)

Der Energy Only Market beschreibt im Stromgroßhandel das Prinzip, dass nur die tatsächlich erzeugte Kilowattstunde gehandelt wird und Anlagenbetreiber ausschließlich durch den Verkauf von erzeugten Strommengen vergütet werden. Er steht im Kontrast zum Kapazitätsmarkt, in dem bereits durch die Bereitschaft zur Stromerzeugung Erlöse erzeugt werden können.

Demand Side Management

Demand Side Management oder auch Lastmanagement (Laststeuerung) ist die Steuerung der Stromnachfrage. Dies ist besonders sinnvoll, wenn das Angebot begrenzt ist oder anderweitigen Schwankungen unterliegt. Es beinhaltet das gezielte Ab- und Zuschalten von Lasten aufgrund von Marktsignalen.

Grenzkosten

Im Stromhandel an der Strombörse bezeichnen Grenzkosten die variablen Kosten, die durch eine zusätzliche Stromerzeugung zur Deckung des Bedarfs zu einem bestimmten Zeitpunkt entstehen. Die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke nehmen dabei eine zentrale Rolle im Stromhandel ein. Üblicherweise richtet sich der Marktpreis von Strom nach den Grenzkosten des letzten (bzw. teuersten) Kraftwerks, welches noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. Während die Grenzkosten bei Erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik fast bei null sind, liegen sie bei Gaskraftwerken oder Biogasanlagen weitaus höher.

Klimaneutralität

Der Begriff Klimaneutralität beschreibt einen Zustand, in dem menschliche Aktivitäten keine Nettoauswirkungen auf das Klimasystem haben. Dazu müssen alle unvermeidlichen Treibhausgasemissionen durch natürliche Senken oder technische Lösungen ausgeglichen werden.

Grüne Gase

Aus Wasser kann mit Hilfe von elektrischer Energie Wasserstoff hergestellt werden (Elektrolyse). Kommt der gesamte eingesetzte Strom aus Erneuerbaren Energien, spricht man von grünem oder erneuerbaren Wasserstoff. In weiteren Prozessschritten können aus grünem Wasserstoff unter Zufuhr von Kohlenstoff auch gasförmiges Methan oder flüssige Brennstoffe synthetisiert werden. Daher spricht man bei diesen Produkten auch von synthetischen, grünen Gasen oder Brennstoffen.

Hintergrund

Im Zuge der Energiewende und dem damit verbundenen Ausbau Erneuerbarer Energien wird die sogenannte „Dunkelflaute“ immer wieder als Hindernis für die Versorgungssicherheit genannt. Während dieser Phase tritt bei Schwachwind oder Windflauten zusätzlich wetter- oder jahreszeitbedingte Dunkelheit auf und führt so zu einer sehr niedrigen Stromeinspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen. Treten solche Versorgungsengpässe länger und im Zusammenhang mit einer witterungsbedingten hohen Nachfrage an Strom auf, wie z.B. im Winter, so spricht man auch von einer „kalten Dunkelflaute“.

Im Normalfall können solche Extremwetterphasen mit Hilfe von kurz- und mittelfristigen Flexibilitätsoptionen wie z.B. Speichern, dem europäischen Verbundsystem und einem effizienten Lastmanagement ausgeglichen werden. Diese Optionen stoßen allerdings an ihre Kapazitätsgrenzen, wenn die Residuallast durchgängig hoch ist. Die Residuallast beschreibt die Menge an Strom, die nach der Erzeugung aus den volatilen erneuerbaren Energieträgern, insbesondere Wind- und Solarenergie, noch zur Deckung des Strombedarfs benötigt wird. Im aktuellen Stromsystem wird diese Leistung meist durch fossile Kraftwerke gestellt, die Kohle, Erdgas oder Uran als Brennstoff nutzen. In Zukunftsszenarien sollen in der Regel Gaskraftwerke diese Rolle übernehmen. Es existieren jedoch auch andere Möglichkeiten, die Versorgungssicherheit in diesen Zeiten zu gewährleisten.

Die Bedeutung und Problemgröße solcher winterlicher Schwachwindphasen für das zukünftige Stromnetz sind von verschiedenen Faktoren abhängig, wie z.B. der nachgefragten Strommenge, dem Beitrag von Erneuerbaren Energien am zukünftigen Strommix und der Dauer des Belastungszeitraumes.

Dieses Hintergrundpapier beschäftigt sich mit Fragen zur Versorgungssicherheit im Allgemeinen und Extremwetterphasen im Speziellen. Es werden folgende Kernfragen beleuchtet:

- » Wie steht es um die Versorgungssicherheit im deutschen Stromsystem bei höheren Anteilen Erneuerbarer Energien? Wie groß ist die Herausforderung in Zeiten extremer Wetterphasen? Wie häufig treten sie auf und wie lange halten sie an? (Kapitel 1.1 und 1.2.)
- » Wie groß ist die benötigte Strommenge in dieser Zeit und wie kann sie möglichst CO₂-frei bereitgestellt werden? (Kapitel 1.2. und 1.3.)
- » Was bedeutet das für die Energieinfrastruktur in Deutschland und in Europa? Müssen neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zusätzliche Kraftwerkskapazitäten geschaffen werden? (Kapitel 1.3., 1.4., 2.1. und 2.3.)
- » Welche ist die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung? Welche Rolle spielt die Nachfrageseite? (Kapitel 1.4. und 2.9.)

Die Antworten auf diese Fragen sind in hohem Maße von den oben erwähnten Faktoren abhängig, die heute nur mithilfe von Szenariovergleichen abzuschätzen sind. Die formulierten Forderungen zielen dennoch darauf ab, die Weichen für ein Energiesystem zu stellen, in dem die Stromversorgung jederzeit gesichert ist und in dem das Klima nicht weiter durch Treibhausgasemissionen belastet wird.

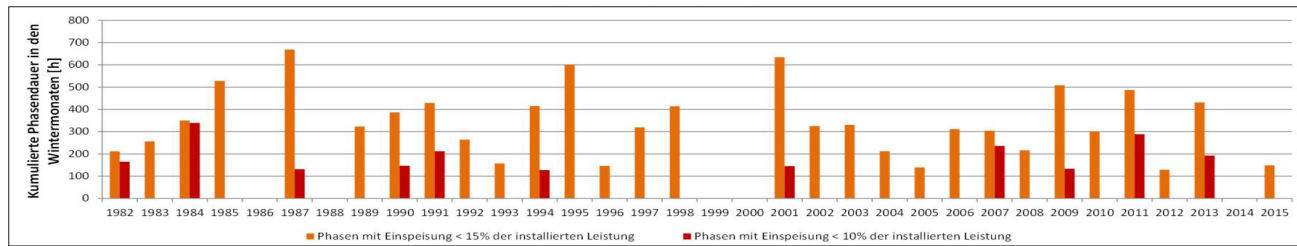
1. Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit

Dieses Kapitel beleuchtet das Auftreten von Extremwetterphasen und ihrem Effekt auf die Stromversorgung. Hinsichtlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt ein Vergleich ausgewählter Studien, aus dem Schlussfolgerungen abgeleitet werden.

1.1 Häufigkeit und Dauer von Extremwetterphasen

Einen ersten Eindruck über die Häufigkeit von Extremwetterphasen wie der sogenannten „Dunkelflaute“ gibt Abbildung 1. Sie zeigt für die Jahre 1982 bis 2015 Phasen mit einer Länge von mindestens fünf Tagen, in denen eine Onshore-Windeinspeisung von weniger als 15% (bzw. 10%) der installierten Leistung mit einer Temperatur von unter 3 Grad Celsius zusammen fällt. Phasen mit nur 15% Einspeisung machen im Jahr durchschnittlich ca. 232 Stunden bzw. 10 Tage aus (10%: 171 Stunden oder 7 Tage). Nur zwei Perioden dauerten über zwei Wochen an (1995, 2001). Die Medianwerte sind 220 (10%) bzw. 155 Stunden (15%) und demnach vergleichbar mit den Durchschnittswerten. Eine niedrige Windkrafteinspeisung in Kombination mit geringen Temperaturen tritt in dem betrachteten Zeitraum im Durchschnitt ca. alle anderthalb Jahre auf, wobei die genauen Abstände unregelmäßig sind.

Abbildung 1: Gesamtdauer der Phasen (≥ 5 Tage) geringer Onshore-Windeinspeisung in den Wintermonaten (Jan, Feb, Nov, Dez)



Quelle: Grafik bereitgestellt durch TenneT, basierend auf einer Auswertung der Pan-European Climate Database (PECD)

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) zog für eine Analyse die Wetterdaten der Jahre 1995 bis 2015 heran¹. Der DWD wertete aus, wie oft es in der Vergangenheit in bestimmten Gebieten vorkam, dass die mittlere Energieproduktion aus Windenergie und Photovoltaik über einen Zeitraum von 48 Stunden unter 10% der Nennleistung lag. Für Windenergieanlagen an Land (onshore) trat dieser Fall durchschnittlich 23 Mal im Jahr auf und reduzierte sich auf 13 Fälle pro Jahr, wenn auch Windenergieanlagen auf See (offshore) betrachtet wurden. Erweiterte man die Betrachtung auf Photovoltaik, trat ein solches Ereignis im Mittel nur noch zwei Mal im Jahr auf. Wurde eine niedrige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien europaweit betrachtet, reduzierte sich der Wert auf 0,2 Mal im Jahr. Besonders problematische paneuropäische Extremwetterphasen traten somit durchschnittlich alle fünf Jahre auf.

Bei den oben angeführten Analysen wird deutlich, dass es keine einheitliche Definition solcher Extremwetterlagen gibt. Sowohl die Dauer der geringen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien als auch die genauen Einspeiseraten variieren. Beispielsweise sei hier der Ansatz der Deutschen Energieagentur (dena) genannt, die für die Modellierung einer Extremwetterphase auf historische Erzeugungsprofile Erneuerbarer Energien zurückgriff und so den Beitrag von Wind und Sonne zur Lastdeckung in einem solchen Zeitraum ermittelte.² Sie kommt auf einen Photovoltaik-Beitrag von durchschnittlich 3% der eigentlichen Leistung. Bei Windenergieanlagen geht die Analyse der dena im Durchschnitt von 10% aus. Dies ist vergleichbar mit der gesicherten Leistung von Windkraft in anderen Studien.³ Die Leistung von Photovoltaik ist im Vergleich zu Windenergie immer niedriger. Für die Replikation einer hohen Wärmenachfrage während dieser Phase geht diese Analyse von einer durchschnittlichen Außentemperatur von ca. minus 3 Grad Celsius aus. Andere Studien verorten das Auftreten solcher Extremwetterphasen vor allem in den Wintermonaten Dezember, Januar und Februar, einen allgemein anerkannten Zeitraum gibt es nicht.⁴ Bei der wissenschaftlichen Betrachtung der Extremwetterphasen ist demnach eine klarere Definition nötig.

1.2 Parameter der Versorgungssicherheit

In Extremwetterphasen ist die Versorgungssicherheit vor allem von folgenden Parametern abhängig:

» Höhe der Stromnachfrage

Auch wenn bei der Versorgungssicherheit die Angebotsseite im Fokus steht, ist der Bedarf selbstverständlich ein entscheidender Faktor. Um diesen möglichst gering zu halten, sind Effizienzmaßnahmen wie z.B. die energetische Gebäudesanierung elementarer Bestandteil der Energiewende. Dennoch wird die Sektorenkopplung, z.B. die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors, mittelfristig einen Anstieg des Strombedarfs verursachen. 2020 lag der Bruttostromverbrauch bei 553 TWh.⁵ Das nötige Ambitionsniveau beim Ausbau der Elektromobilität, von Wärmepumpen sowie der Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung wird diesen bis 2030 auf 700 TWh erhöhen.⁶

¹ DWD (2018)

² Dena (2018), S. 35

³ NEP (2021), S. 99

⁴ NEP (2021), S.99; EWI (2021), S. 100; Energy Brainpool (2017), S. 4

⁶ DUH (2020 A), S. 5

» Höhe der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Der massive Ausbau von Wind- und Solarenergie ist zur Erreichung der deutschen Klimaziele unabdingbar. Er hilft auch in Extremwetterphasen, da eine größere installierte Leistung trotzdem noch mehr Strom produziert als eine geringere. Die nicht-volatilen Erneuerbaren Energien wie Wasserkraft und Bioenergie liefern in dieser Zeit außerdem einen Beitrag.

» Höhe der möglichen Erzeugung aus regelbaren, konventionellen Kraftwerken

Bei großer Unterdeckung durch die Erneuerbaren Energien decken heute zumeist Atom-, Kohle- oder Gaskraftwerke die Residuallast. Nach dem Atom- und Kohleausstieg werden Gaskraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke eine wichtigere Rolle spielen (vgl. Kapitel 2.4.).

» Lastverschiebung

Eng verknüpft mit dem Stromverbrauch ist die Frage nach Potenzialen, um Bedarfe zeitlich zu staffeln und besser an das Angebot anzupassen. Das sogenannte Demand Side Management soll in Zukunft dafür sorgen, die dargebotene mit der benötigten Energie besser zu vereinbaren. Im privaten Bereich ist beispielsweise das Laden des Elektroautos außerhalb ohnehin hoher Nachfragezeiten denkbar. Den größeren Effekt hätte allerdings die Verlagerung von Bedarfen industrieller Großverbraucher (vgl. Kapitel 2.9.).

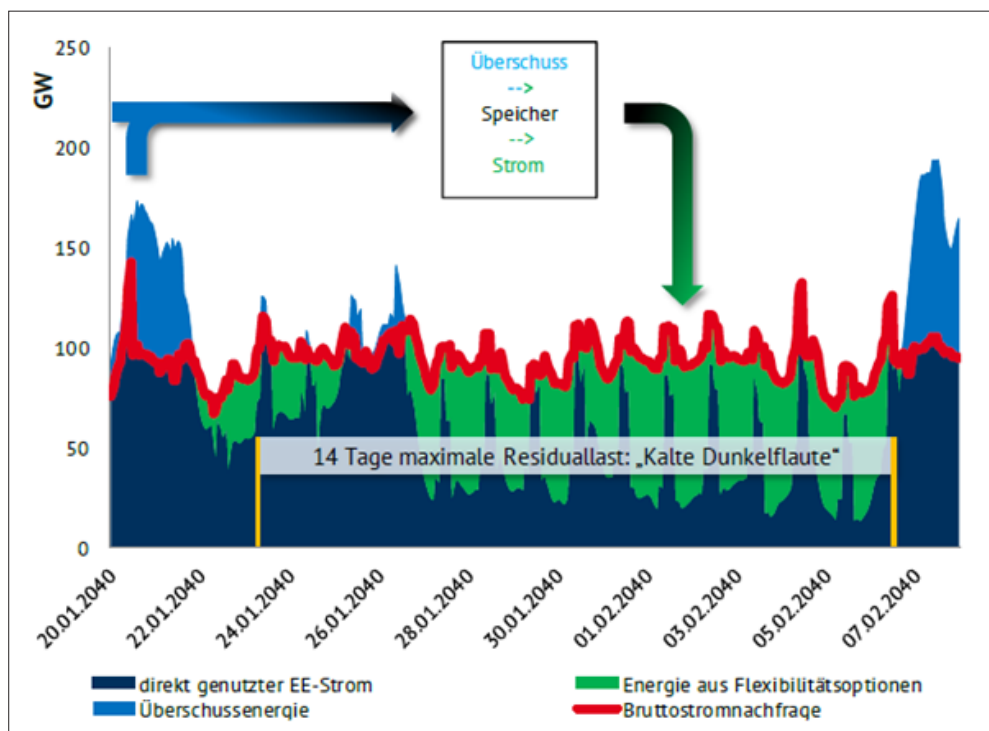
» Importverfügbarkeiten

Der Handel mit Strom über Ländergrenzen hinweg ist bereits heute elementarer Bestandteil des Europäischen Energiebinnenmarktes. Dessen Bedeutung wird noch wachsen, wenn regional begrenzte Wetterphänomene eine Unterversorgung einer Region provozieren und die technische Versorgung durch intensivierte, überstaatlichen Netzausbau noch besser funktioniert (vgl. Kapitel 2.3.).

Die ersten drei Faktoren spiegeln sich in der Residuallast wider, die u.a. in der Folge als Parameter dienen wird, um die angesprochenen Studien vergleichen zu können. Entscheidend ist außerdem die zeitliche Komponente (Lastverschiebung), da sich sowohl der Strombedarf als auch die installierte Leistung von Erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren und Jahrzehnten stark verändern werden.

Abbildung 2 beschreibt die mögliche Situation während einer beispielhaften 14-tägigen Extremwetterphase mit wenig Wind und Sonne, d.h. welchen Effekt sie auf die Stromversorgung hätte. Ein Teil der Bruttostromnachfrage kann zu jedem Zeitpunkt durch Strom aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Ein großer Teil, die Residuallast, muss hingegen durch Flexibilitätsoptionen wie z.B. Speicher und flexible Kraftwerksleistung bereitgestellt werden (siehe Kapitel 2.4.).

Abbildung 2: Wirkungsweise der Flexibilitätsoptionen in einem Stromsystem mit 100% Erneuerbaren Energien



Quelle: Energy Brainpool (2017)

Wichtig ist, dass vor 2030 keinerlei Bedenken bezüglich der Versorgungssicherheit bestehen. Derzeit wird sogar eher von Überkapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark ausgegangen⁷, der nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Gründen sukzessive reduziert wird. In einigen Szenarien ist kein oder nur ein geringer bilanzieller Anstieg der Gaskraftwerkskapazitäten zu verzeichnen. Das heißt, neugebaute Kraftwerke ersetzen ältere und ineffizientere, erhöhen aber die Gesamtleistung des Gaskraftwerksparks nicht oder kaum. Ein früherer Kohleausstieg sorgt hier für einen höheren Bedarf an Gaskraftwerksleistung.⁸ Dabei ist zu erwähnen, dass die derzeitigen Klimaziele nicht ambitioniert genug sind, um Deutschland auf den Weg zu bringen, den das Pariser Klimaschutzabkommen vorschreibt. Dafür müssten spätestens 2030 alle Kohlekraftwerke vom Netz gehen. Das wird jedoch nicht in allen betrachteten Studien vorausgesetzt.

1.3 Studienvergleich

Die folgenden Studien werden zu Rate gezogen, da sie langfristige Szenarien skizzieren, die ein klimaneutrales Energiesystem oder zumindest Wege dahin beschreiben sowie die Versorgungssicherheit explizit berücksichtigen. Der Vergleich der Studien birgt die Herausforderung mitunter sehr unterschiedlicher Annahmen. Nichtsdestotrotz ist die Zusammenstellung der Ergebnisse sinnvoll, da sie die Spanne möglicher Entwicklungen aufzeigt. Sie soll zudem erläutern, wie sich verschiedene Autor:innen dem Thema Versorgungssicherheit genähert haben und welche Lösungen sie wählen.

Im Konkreten wurden folgende Publikationen hinsichtlich ihrer Aussagen zur Versorgungssicherheit ausgewertet:

- A) Netzentwicklungsplan 2035 (2021) der Übertragungsnetzbetreiber
- B) „Kalte Dunkelflaute: Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter“ (2017) von Energy Brainpool
- C) „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (2021) von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende
- D) „Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich“ (2017) von Öko-Institut und Agora Energiewende
- E) Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ (2021) der Deutschen Energie-Agentur
- F) „Klimapfade 2.0“ (2021) der Boston Consulting Group im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie
- G) Ariadne-Report (2021) im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung
- H) „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ (2021) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Die Studien werden hinsichtlich ihrer Angaben zu Residuallast, Stromverbrauch, Zusammensetzung des Kraftwerksparks und benötigter Energiemenge während Extremwetterphasen untersucht. Nicht immer sind alle diese Faktoren in den einzelnen Studien enthalten. Sofern vorhanden, werden auch die Zwischenschritte zu den Zeitpunkten 2030, 2040 und 2050 aufgeführt.

A) Netzentwicklungsplan 2035 (2021) der Übertragungsnetzbetreiber:

Im Netzentwicklungsplan (NEP) werden drei Stromsystemszenarien für das Jahr 2035 und eines für 2040 beschrieben. Dieses Papier beleuchtet vor allem das Szenario C 2035, da es hinsichtlich der Ausbauziele der Erneuerbaren Energien das ambitionierteste ist und der Erreichung der Klimaziele am nächsten kommt.

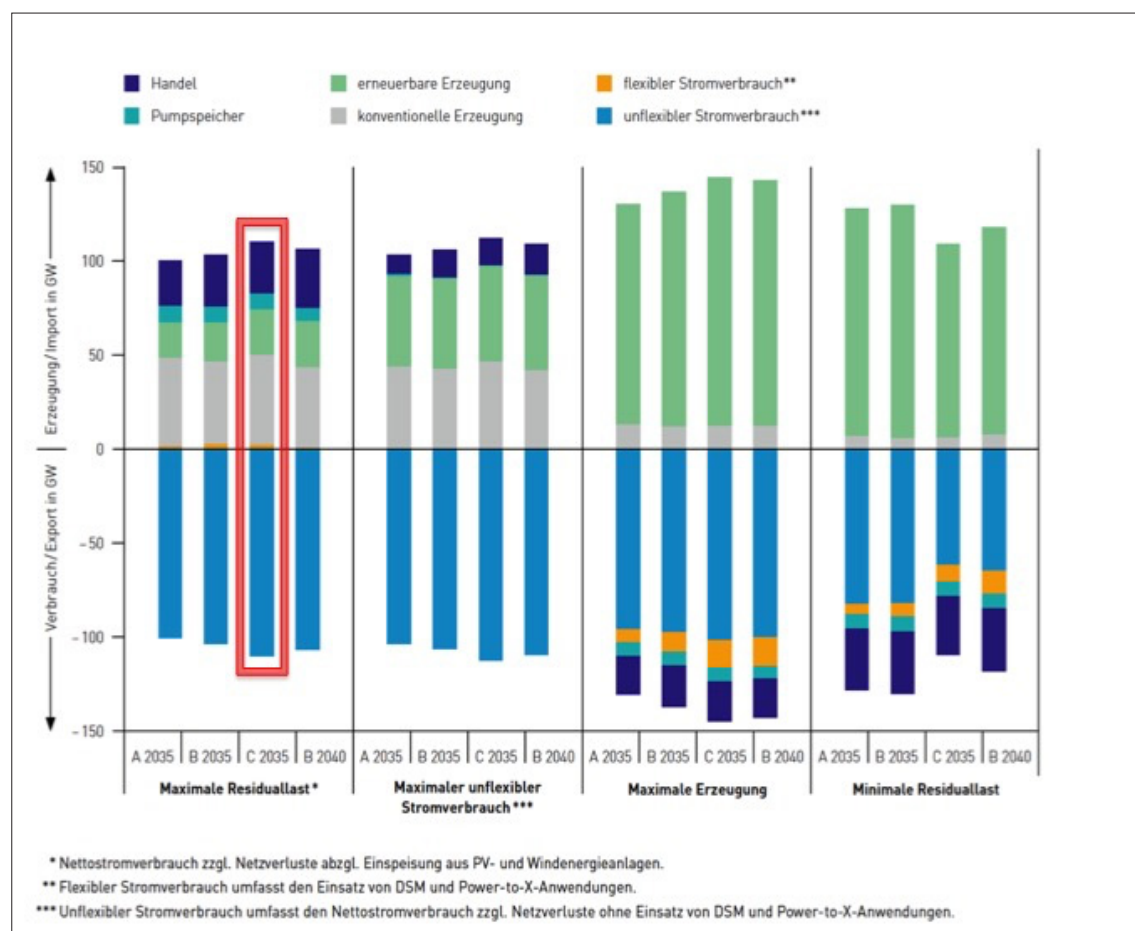
In dem Szenario ergeben die Simulationen nie einen Zeitpunkt, in dem die Stromnachfrage nicht aus der zugrunde gelegten Erzeugungskapazität oder aus Stromimporten gedeckt werden kann. Die Autor:innen merken zwar an, dass Versorgungssicherheit nicht der Fokus des Netzentwicklungsplans ist. Szenario C 2035 wird hier dennoch untersucht, weil es u.a. die maximale Residuallast beschreibt.

⁷ r2b energy consulting (2021) S.4 und 156

⁸ ebd. S. 162, 183 und 199

Abbildung 3: Erzeugung, Verbrauch und Handel in den betrachteten Szenarien

Abbildung 3 beschreibt Stromerzeugung und -verbrauch in allen Szenarien des NEP Strom. Der rote Rahmen illustriert die Situation einer maximalen Residuallast von 95,5 GW im Szenario C 2035. Der blaue Balken bezeichnet den unflexiblen Nettostromverbrauch von 110 GW. Um diesen zu decken, wird 27,3 GW Leistung importiert. 12,4 GW stammen aus nicht-volatilen Erneuerbaren Energien. Auch in dieser Zeit decken Wind- und Solarenergie noch 11,9 GW der Leistung ab. Pumpspeicher stellen 8,5 GW zur Verfügung und 2,5 GW können über Demand Side Management und Power-to-X versorgt werden. So verbleiben 47,4 GW Leistung aus konventioneller Erzeugung, d.h. etwa die Hälfte der Residuallast von 95,5 GW. Diese Leistung stammt fast ausschließlich aus Gaskraftwerken, die im Sinne der Klimaziele mit erneuerbaren Gasen betrieben werden müssen.



B) „Kalte Dunkelflaute: Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter“ (2017) von Energy Brainpool

Die Studie skizziert anhand eines beispielhaften Jahres 2040 ein Szenario, in dem ein zu 100% auf Erneuerbaren Energien basierendes System in der Lage ist, Versorgungssicherheit während einer Extremwetterphase zu garantieren. Die Autor:innen nehmen dafür neben inländischen Pumpspeicherkraftwerken (6,5 GW) eine inländische Elektrolyseleistung von 42,7 GW an, die in Zeiten des Überschussstroms aus Erneuerbaren Energien Wasserstoff produziert. Dieser wird zusammen mit synthetischem Gas und Biogas in GuD-Kraftwerken genutzt, um die Versorgung sicherzustellen, wenn die Erneuerbaren Energien wenig Strom liefern. Der Gas- und Dampf-Kombi (GuD)-Kraftwerkspark beläuft sich auf 67 GW und produziert im Jahr 117 TWh Strom. Insgesamt wird von einer Bruttostromnachfrage von 742 TWh ausgegangen, exklusive des Bedarfs der Pumpspeicher und Elektrolyseure.

C) „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (2021) von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende

Die Studie zeigt einen Pfad auf, wie Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral wird. *Abbildung 4* illustriert die Nettostromerzeugung im zeitlichen Verlauf.

Abbildung 4: Nettostromerzeugung und Importsaldo



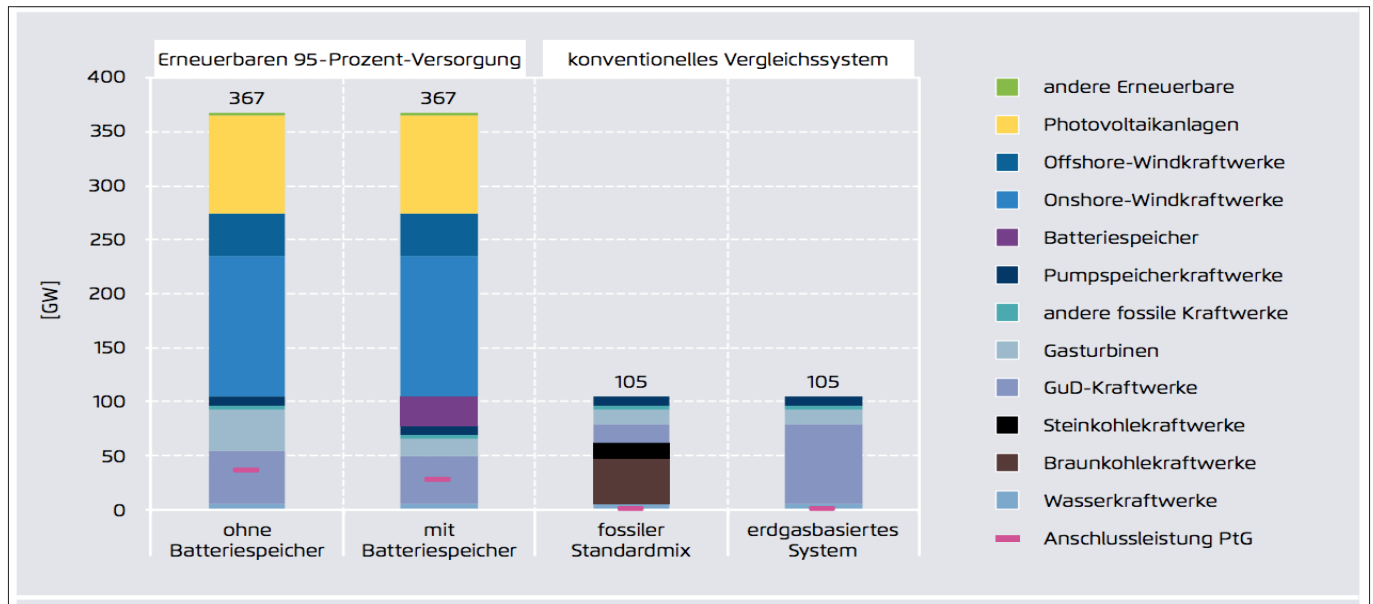
2030 wird von einer Nettostromerzeugung von 614 TWh ausgegangen, 2045 von 992 TWh. 2030 beträgt der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 70%, der von Erdgas 22%. Auch Wasserstoff wird in geringem Maße ab 2030 zur Stromerzeugung verwendet. Der Anteil wächst stetig, während der von Erdgas kontinuierlich sinkt. Insbesondere Pumpspeicherkraftwerke im skandinavischen Raum sollen die Energie bereitstellen, wenn die Produktion aus Erneuerbaren Energien gering ist. Außerdem wird Deutschland zum Nettoimporteur von Strom mit 17 TWh in 2030 und 22 TWh in 2045.

Die Autor:innen begegnen der Residuallast neben Import und Speichern vor allem mit Gaskraftwerken. Der Gaskraftwerkspark soll von heute ca. 30 GW auf netto 43 GW in 2030 und 72 GW in 2050 anwachsen. 2030 werden davon 2,5 GW mit Wasserstoff betrieben. Der nötige Wasserstoff wird zu mehr als zwei Dritteln aus dem Ausland importiert.

D) „Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich“ (2017) von Öko-Institut und Agora Energiewende

Die Studie stellt u.a. zwei Szenarien auf, die im Jahr 2050 eine 95-prozentige Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien beinhalten. Beiden wird nach Modellierung und stundenscharfen Analysen eine hohe Versorgungssicherheit attestiert. Abbildung 5 zeigt dabei den zugrunde gelegten Kraftwerkspark.

Abbildung 5: Installierte Nettoleistung der exemplarischen Kraftwerksparks 2050



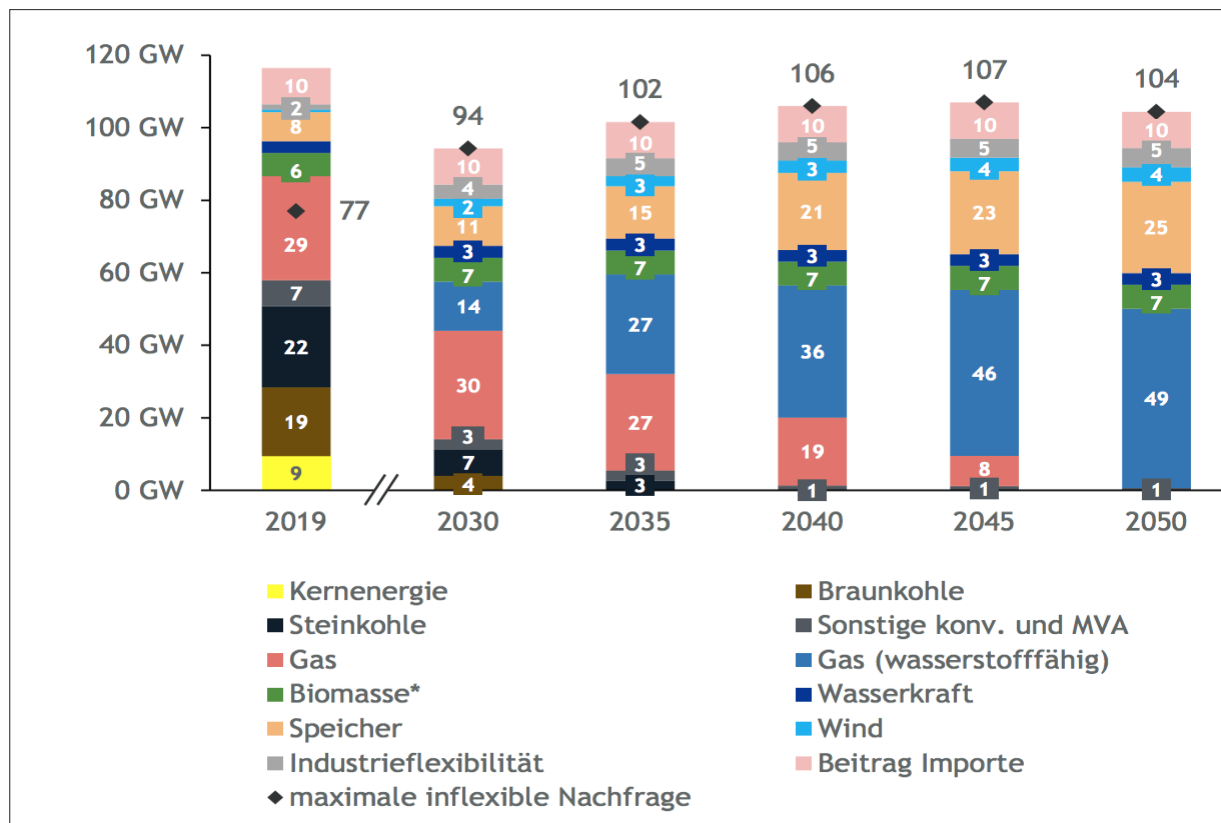
Relevant sind die beiden linken Balken. Sie unterscheiden sich hinsichtlich der angenommenen (Batterie-)Kurzzeitspeicher, die im ersten Balken (Variante 1) nicht vorkommen und im zweiten Balken (Variante 2) in Höhe von 27 GW vorhanden sind. Entscheidend sind hier die Unterschiede bei den installierten Gaskraftwerkskapazitäten. Variante 1 benötigt 49,5 GW Leistung aus GuD-Kraftwerken sowie 37,9 GW aus Gasturbinen. Beide dienen überwiegend zur Verstromung von erneuerbaren Gasen, vor allem letztere übernehmen die Versorgung in Extremwetterlagen. In Variante 2 reduzieren die Kurzzeitspeicher den Bedarf auf 45 GW GuD-Kraftwerke und 15,4 GW Gasturbinen. Beide Varianten nehmen einen Strombedarf von 622 TWh in 2050 an. Bei Variante 2 kommen dabei 32 TWh aus den Gaskraftwerken (Variante 1: 42 TWh) und 83 TWh werden für die PtG-Anlagen benötigt (Variante 1: 109 TWh).

E) Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ (2021) der Deutschen Energie-Agentur

In dieser Studie wird ein Entwicklungspfad beschrieben, der Klimaneutralität in 2045 ermöglicht. Es wird 2030 von einem Bruttostrombedarf von 698 TWh (netto: 672 TWh) ausgegangen. 2045 liegt dieser Wert bei 910 TWh (netto: 869 TWh).

2030 stellen die Erneuerbaren Energien 70% der Nettostromerzeugung. Gaskraftwerke steuern ca. 20% bei. Auch Kohle wird noch verstromt, wenngleich ihr Anteil nur 2% beträgt. 6% des Stroms werden aus dem Ausland importiert. 2045 wird mit einem verschwindend geringen Anteil von Gas gerechnet. Im Grunde gewährleisten die Erneuerbaren Energien (89%) sowie die Verstromung von Wasserstoff (8%) die Stromerzeugung. Der Anteil des Stromimports liegt bei 3%. Dafür setzen die Autor:innen eine Steigerung der Kapazitäten an regelbaren Kraftwerken von 32 GW in 2019 auf 47 GW in 2030 und 59 GW in 2045 an. Der zugrunde gelegte Kraftwerkspark kann zu jeder Zeit die inflexible Spitzenlast bedienen, d.h. die Nachfrage, die abgesehen vom Demand Side Management nicht weiter reduziert werden kann. Die Anteile der Energiebereitstellung sind in Abbildung 6 zu finden.

Abbildung 6: Entwicklung der inflexiblen Nachfragespitze und der gesicherten Kraftwerksleistung nach Energieträgern



Die inflexible Nachfragespitze steigt von 77 GW in 2019 auf 94 GW in 2030 und dann 107 GW in 2045. 2030 wird bereits der Großteil der Leistung aus Gaskraftwerken gestellt (44 GW). Auch Kohlekraftwerke steuern in dem Szenario noch 11 GW Leistung bei. In den Folgejahren scheidet die Kohle aus. Der Gaskraftwerkspark bleibt ab 2035 relativ konstant, nur der Anteil wasserstofffähiger Kraftwerke steigt. Der Anteil an Speicheroptionen erhöht sich kontinuierlich und liefert 2045 ca. ein Fünftel der Leistung. Über den gesamten Zeitraum werden stets 10 GW Stromimporte angesetzt.

F) „Klimapfade 2.0“ (2021) der Boston Consulting Group im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie

Die Studie geht von einer Nettostromerzeugung von 753 TWh in 2030 und 1095 TWh in 2045 aus. Ein vollendeter Kohleausstieg führt zu einer installierten Leistung von 74 GW Gaskraftwerken in 2030, die 26% der Nettostromerzeugung übernehmen. Wasserstoff spielt 2030 noch keine Rolle bei der Stromerzeugung. 2045 übernehmen 88 GW Gaskraftwerksleistung 6% der Nettostromerzeugung und werden komplett mit synthetischen, grünen Gasen betrieben. Abbildung 7 illustriert die installierte Leistung und die Erzeugung:

Abbildung 7: Nettoerzeugungsleistung und Nettostromerzeugung

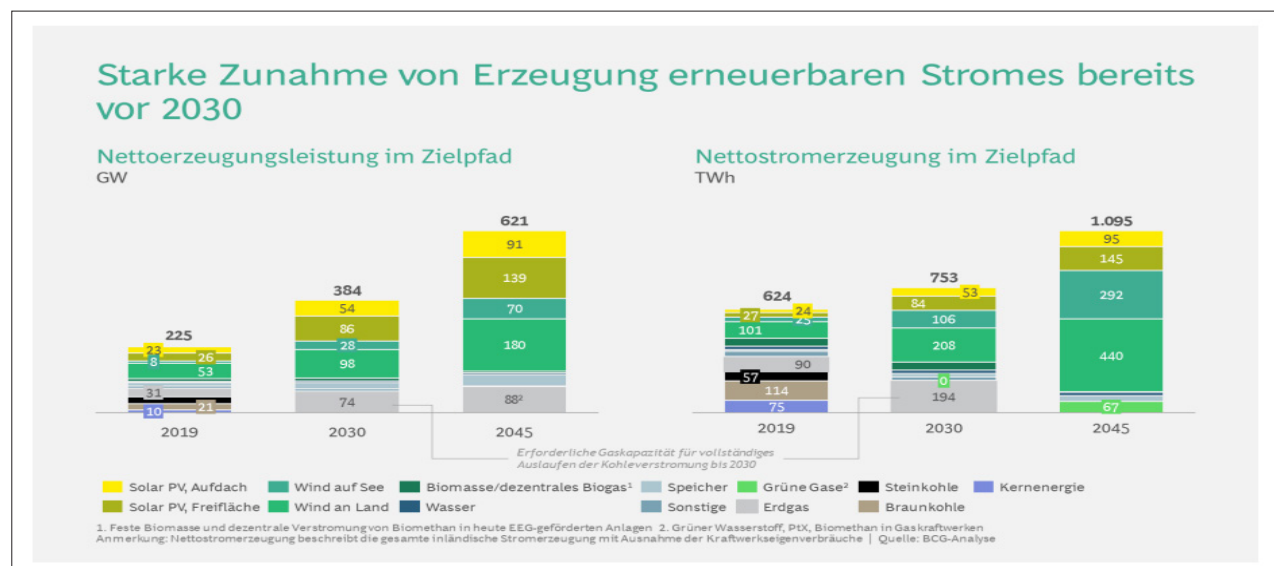


Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Kapazität und Auslastung des Gaskraftwerksparks in 2030 und 2045.

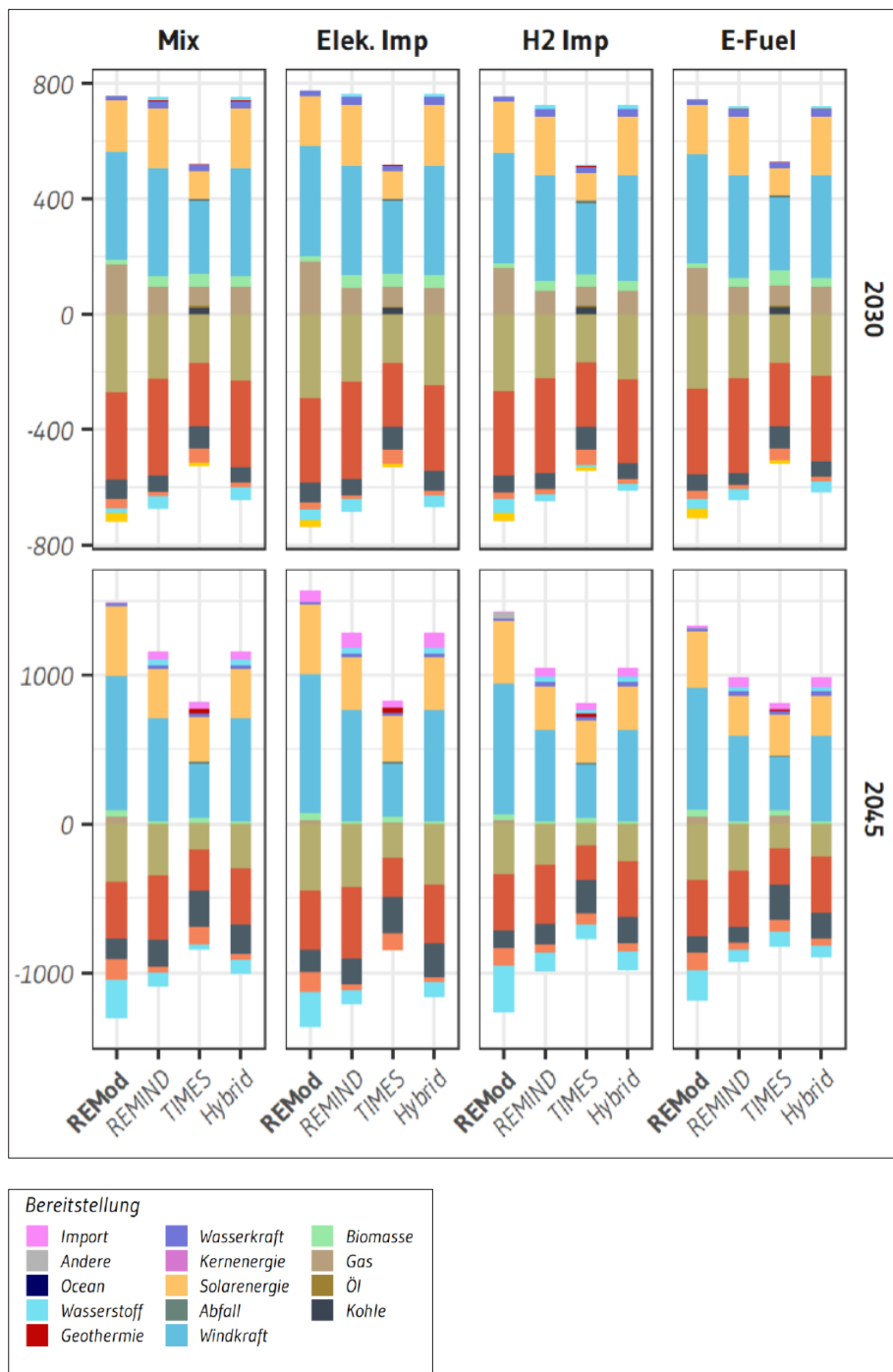
Tabelle 1: Kapazität und Auslastung der Gaskraftwerke

	2030		2045	
	Erdgas	Wasserstoff	Erdgas	Wasserstoff
Anteil an der Stromerzeugung	26%		6%	
Strommenge	194 TWh	0 TWh	0 TWh	67 TWh
Installierte Leistung	74 GW		88 GW	
Volllaststunden	2621		761	

G) Ariadne-Report (2021) eines Forschungskonsortiums im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

Die folgende *Abbildung 8* beschreibt die Stromerzeugung in einigen der betrachteten Szenarien im Ariadne-Projekt:

Abbildung 8: Stromerzeugung und –nutzung nach Szenarien und Modellen



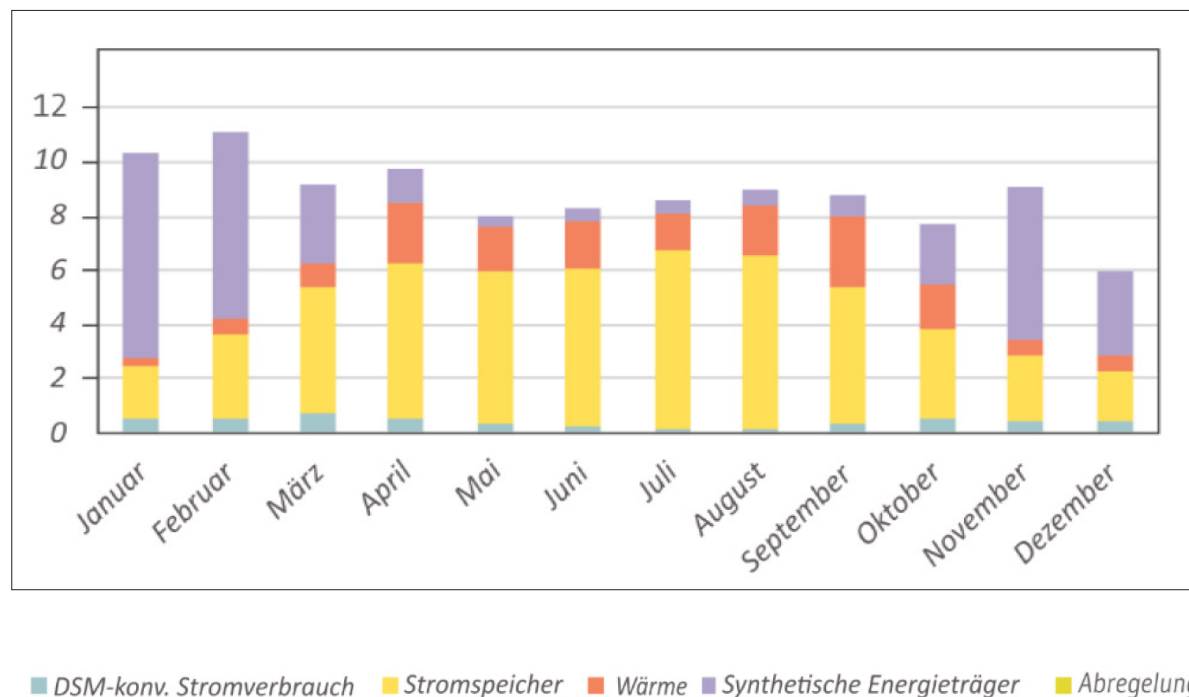
Die negativen Bereiche beschreiben die Stromnutzung und sind für dieses Papier nicht relevant.

In der Grafik werden vier verschiedene Szenarien betrachtet. Eines liefert einen Technologiemix aus Wasserstoff, Elektrifizierung und synthetischen Kraftstoffen in den Endenergienutzungssektoren („Mix“). Ein weiteres fokussiert die Direktelektrifizierung und setzt auf Importmöglichkeiten („Elek. Imp“). Ein drittes Szenario priorisiert die Nutzung von mehrheitlich importiertem Wasserstoff („H2 Imp“), während das vierte Szenario synthetische erneuerbare Brennstoffe in den Mittelpunkt rückt („E-Fuels“). Außerdem wurden die Szenarien mithilfe verschiedener Modelle („REMod“, „REMIND“, „TIMES“ und „Hybrid“) simuliert. Sie geben die erwartete Strombereitstellung in TWh in den Jahren 2030 und 2045 an. Es existieren zahlreiche Unterschiede in den verschiedenen Szenarien, aber es

sind Tendenzen erkennbar. Auffällig ist eine modellbedingte große Spanne in der Gesamtstromerzeugung. Die Wind- und Solarenergie liefert mit Abstand die größten Strommengen. Auch (Erd)Gas spielt 2030 eine beträchtliche Rolle, ist 2045 hingegen in den meisten Szenarien verschwunden. Die Wasserstoffverstromung hat 2030 in vielen Szenarien bereits begonnen und wird 2045 noch wichtiger. Die eingespeiste Strommenge aus Biomasse ist 2045 zumeist kleiner als 2030. Stromimporte haben 2045 signifikant zugenommen.

Die Studie beschreibt außerdem die Anteile der Nutzung von Flexibilitätsoptionen in Zeiten, in denen weniger Strom aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Die folgende Abbildung 9 beschreibt den Jahresverlauf im Durchschnitt von 2041 bis 2045 in TWh:

Abbildung 9: Flexible Stromabgabe bei Strommangel (Durchschnitt 2041-2045)



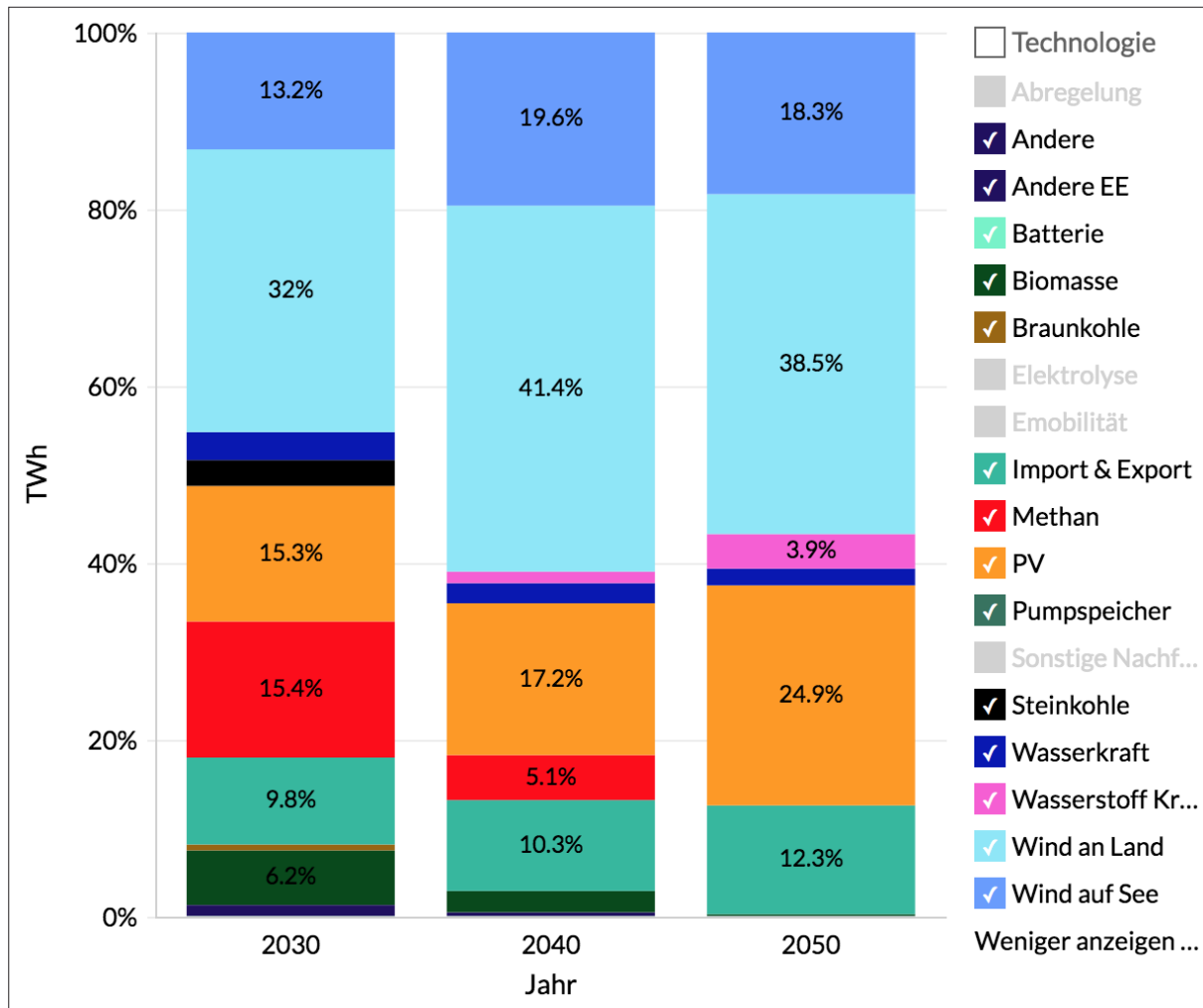
Ein kleiner Anteil (5,5 TWh) kann über Demand Side Management gedeckt werden und spielt insbesondere bei der Spitzenkappung eine Rolle. Stromspeicher wie Batterien werden insbesondere in den Sommermonaten genutzt und stellen im Jahresverlauf die größte Energiemenge. Auch elektrische Heizelemente werden als Flexibilitätsoption in den wärmeren Monaten genutzt. Nicht in der Grafik enthalten sind Importe in Höhe von 32 TWh im Jahr. In den Wintermonaten erfolgt die Stromerzeugung in erster Linie über synthetische Gase. Dabei setzt die Studie im Technologiemarkt ausschließlich auf synthetisiertes Methan und nicht auf Wasserstoff. Neben ca. 55 GW GuD-Kraftwerken setzt sie außerdem ca. 105 GW Gasturbinen voraus, d.h. eine Gesamtleistung von ca. 160 GW.

H) „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ (2021) eines Forschungskonsortiums im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Die BMWi-Langfristszenarien beschreiben die Entwicklung des Stromsektors über die Jahre 2030, 2040 und 2050. Abbildung 10⁹ illustriert die Anteile an der Stromerzeugung in dem Szenario, das die Elektrifizierung in den Vordergrund stellt:

⁹ Darstellung aus dem „Szenario Explorer“, abrufbar unter: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/6701/608ceda1b4d97bea1532ebdc5dfcedda>

Abbildung 10: Stromerzeugung nach Energieträger im Elektrifizierungsszenario



Im Jahr 2030 stellen Windenergie an Land und auf See sowie Photovoltaik zusammen 60,5% der erzeugten Strommenge von 638 TWh. (Erd)Gaskraftwerke liefern 15,4% und Kohle ist noch mit 3,6% im System. 2040 beträgt die gesamte Stromerzeugung 880 TWh mit einem Erdgasanteil von 5,1% sowie einem Wasserstoffanteil von 1,3%. Im Jahr 2050 werden 1074 TWh erzeugt, Erdgas ist aus dem System verschwunden und mit Wasserstoff betriebene Kraftwerke liefern 3,9% des Stroms. Auffällig in der Betrachtung sind der Rückgang der Biomasseverstromung sowie der Zuwachs der Stromimporte.

Tabelle 2 beschreibt die Kapazität und Auslastung des Gaskraftwerksparks über den zeitlichen Verlauf:

Tabelle 2: Kapazität und Auslastung der Gaskraftwerke

	2030		2040		2050	
	Erdgas	Wasserstoff	Erdgas	Wasserstoff	Erdgas	Wasserstoff
Anteil an der Stromerzeugung	15,1%	0%	5,1%	1,3%	0%	3,9%
Strommenge	98 TWh	0,01 TWh	48 TWh	12 TWh	0 TWh	50 TWh
Installierte Leistung	30,7 GW	0,2 GW	23 GW	38,8 GW	0 GW	67,6 GW
Volllaststunden	3200	55	1860	295	0	740

1.4 Schlussfolgerungen

Der Studienvergleich lässt trotz unterschiedlicher Szenarienannahmen und mitunter unterschiedlicher Parameter folgende Rückschlüsse bezüglich der Versorgungssicherheit zu:

» Versorgungssicherheit wird weiter gewährleistet

Auch wenn sich das Ambitionsniveau unterscheidet, weisen alle dargestellten Systeme sehr hohe Anteile Erneuerbarer Energien auf. Alle hier untersuchten Studien geben an, die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt bedienen zu können. Im Fall des Netzentwicklungsplans wurde jedoch darauf verwiesen, dass konkretere Analysen zur Versorgungssicherheit für eine höhere Belastbarkeit der Ergebnisse nötig sind.

» Zu Erneuerbaren Energien-widrigen Zeitpunkten stellen Gaskraftwerke einen großen Teil der Residuallast

Aufgrund des richtigerweise beschlossenen Atomausstiegs und des aus Klimaschutzgründen nötigen Kohleausstiegs bis spätestens 2030 werden in Deutschland vor allem Gaskraftwerke die Residuallast übernehmen. Aufgrund der hohen Infrastrukturkosten sowie Betriebskosten muss die Gaskraftwerkskapazität auf das absolut nötige Minimum beschränkt und ein fossiler „Lock-In“ vermieden werden. Wegen der hohen Treibhausgasemissionen aus der Erdgasproduktion und -verarbeitung müssen die Gaskraftwerke schnellstmöglich mit Wasserstoff betrieben werden, der ausschließlich mithilfe Erneuerbarer Energien produziert wurde. Die Kraftwerke müssen außerdem „H₂-ready“ gebaut werden, d.h. dass sie ohne kostenintensive Umrüstungen von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. Details zu den Spitzenlastkraftwerken werden in Kapitel 2.1. diskutiert.

» Je mehr Erneuerbare Energien, desto mehr Leistung auch in windschwachen Zeiten

Auch wenn die Sonne kaum scheint und der Wind kaum weht, liefern Windenergie- und Solaranlagen noch immer nicht unerhebliche Strommengen. Je höher die installierte Leistung aus den fluktuierenden Erneuerbaren Energien ist, desto geringer ist die Residuallast, die aus anderen, teureren Anlagen bereitgestellt werden muss.

» Kurzzeitspeicher reduzieren den Bedarf an Spitzenlastkraftwerken

Die Untersuchung des Öko-Instituts zeigt auf, dass der Ausbau von (Batterie-)Kurzzeitspeichern die Flexibilität erhöht und den Bedarf an gesicherter Leistung stark reduzieren kann.

» Importe spielen in allen Szenarien eine große Rolle und Deutschland wird zum Nettostromimporteur

Wie in Kapitel 1.1. beschrieben ist der Effekt von Extremwetterphasen geringer, je größer das Einzugsgebiet gewählt ist. Entsprechend lassen sich lokale bzw. nationale Bedarfe häufig effizient über den Stromimport aus Nachbarländern decken. Deutschland wird Nettostromimporteur, d.h. in der Bilanz bezieht es mehr Strom aus dem Ausland, als es an andere Länder liefert. Dafür muss die Dekarbonisierung des Energiesektors auch in den Nachbarländern voranschreiten.

» Bioenergie spielt nur eine untergeordnete Rolle

Die Stromerzeugung aus Biomasse hat den Vorteil, bedarfsgerecht gesteuert werden zu können. Dennoch hat sie in den betrachteten Studien nur geringe Anteile. Grund dafür sind die relativ hohen Kosten sowie die geringe Flächeneffizienz. In einem dicht besiedelten Land wie Deutschland muss der Fokus klar auf den Ausbau der wesentlich flächeneffizienteren Wind- und Solarenergie gelegt werden. Die Stromerzeugung aus Bioenergie muss vor allem zu den kritischen Zeitpunkten erfolgen, wenn Wind und Sonne kaum Ertrag liefern. Sie darf nicht zur Grundlastdeckung verwendet werden.

» Weitere Forschung zu Extremwetterlagen in einem 100%-Erneuerbare Energien-System erhöht die Versorgungssicherheit

Keine der hier untersuchten Studien befindet sich mit der aufgezeigten Entwicklung auf einem Pfad, der die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens einhält. Es besteht weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich der Versorgungssicherheit und insbesondere von Extremwetterphasen in einem Stromsystem, das eine Vollversorgung durch Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2035 und Klimaneutralität in Deutschland deutlich vor 2045 ermöglicht.

» Unsicherheiten lassen noch keine konkrete Pfadbeschreibung zu

Die genauen Eigenschaften des zukünftigen klimaneutralen Energiesystems sind heute noch nicht klar bestimmbar und stark abhängig von den getroffenen Annahmen. Es sind Tendenzen und mögliche Fallstricke erkennbar, die schon heute entsprechend zu beachten bzw. zu umgehen sind. Die hier genannten Schlussfolgerungen zeigen dabei Aspekte auf, die in die Infrastrukturplanung einfließen müssen. Klar ist aber auch, dass es für die genaue Ausgestaltung weitere Erkenntnisse braucht. Das muss bei der Bewertung von bereits skizzierten und durch Interessen einzelner Industrien geprägter Entwicklungspfade berücksichtigt werden.

2. Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

In der Folge werden Möglichkeiten erörtert, wie die unter 1.2. beschriebenen Faktoren so beeinflusst werden können, dass die Stromversorgung gesichert bleibt, aber klimafreundlicher und effizienter bedient wird.

2.1 Spitzenlastkraftwerke

Der vorangegangene Studienvergleich belegt einen Anstieg der Gaskraftwerkskapazitäten im Vergleich zur 2020 in Deutschland installierten Leistung von 30,1 GW.¹⁰ Die folgende Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die angegebenen Leistungen. Im Fall der Studie des Öko-Instituts wurden GuD-Kraftwerke und Gaskraftwerke zusammengefasst:

Tabelle 3: Übersicht über die veranschlagten Gaskraftwerkskapazitäten

STUDIE	2020	2030	2035	2040	2045	2050
A) NEP	30,1 GW		47,7 GW			
B) Energy BrainPool				67 GW		
C) Agora Energiewende		43 GW (netto)	55 GW (netto)	61 GW (netto)	71 GW (netto)	72 GW (netto)
D) Öko-Institut						87,4 bzw. 60,4 GW
E) Dena		47 GW	59 GW	59 GW	59 GW	
F) BDI		74 GW			88 GW	
G) Ariadne					ca. 160 GW	
H) Langfrist-szenarien		30,9 GW (+17,5GW Kohle)		61,8 GW		67,6 GW

Zukünftige Gaskraftwerke können zwar mit grünem Wasserstoff CO₂-neutral betrieben werden. Dennoch spricht eine Reihe von Argumenten dafür, den Aufbau des Gaskraftwerksparks auf das nötige Minimum zu beschränken und andere Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit zu präferieren.

¹⁰ BNetzA und BKartA (2021), S. 57

Gaskraftwerke produzieren sehr teuer Strom. Während die Grenzkosten der Erneuerbaren Energien bei de facto null liegen, ist Strom aus Gaskraftwerken zumeist die teuerste Art der Stromerzeugung. Zudem unterliegen die Kosten teils enormen Schwankungen, wie die Entwicklung der Börsenstrompreise in der zweiten Jahreshälfte 2021 verdeutlicht. Mit steigenden CO₂-Zertifikatspreisen im Europäischen Handelssystem werden die Kosten für Strom aus Erdgas weiter zunehmen. Auch der Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff oder andere synthetische Brennstoffe, die mithilfe von Erneuerbaren Energien erzeugt wurden, treibt den Preis weiter in die Höhe. Diese Brennstoffe sind zudem rar und auch der Ursprung des in den Studien häufig unterstellten importierten Wasserstoffs ist zum jetzigen Zeitpunkt völlig ungeklärt.

Bis 2030 werden keine Probleme mit der Versorgungssicherheit auftreten, weil der fossile Kraftwerkspark tendenziell überdimensioniert ist. Durch den aus Klimaschutzsicht notwendigen Kohleausstieg bis spätestens 2030 fällt jedoch viel regelbare Leistung weg, die zumindest zeitweise benötigt wird. Gaskraftwerke werden in Zeiten geringer Einspeisung von Erneuerbaren Energien die Residuallast decken müssen, sodass ein begrenzter Zubau notwendig sein wird. Schlussendlich muss die Höhe der Gaskraftwerksleistung aber klug und abgewogen gewählt sein und Teil einer Gesamtstrategie zur Dekarbonisierung des Energiesektors sein. Die durchschnittlich vier bis fünf Jahre Vorlauf vor der Inbetriebnahme eines Gaskraftwerkes müssen einkalkuliert werden. Offene Gasturbinen können innerhalb von ca. zwei Jahren in Betrieb gehen. Mindestvoraussetzung für den Bau ist, dass die Kraftwerke „H₂-ready“ sind, d.h. ohne kostenintensive Umrüstungen von Erdgas auf Wasserstoff umstellen können.¹¹ Auf synthetisches Methan als Brennstoff muss verzichtet werden, da es im Grunde fossilem Erdgas entspricht. Die Umwandlungsverluste bei anderen synthetischen Brennstoffen sind außerdem sehr viel höher als bei Wasserstoff. Entsprechend wird mehr Energie bei der Produktion verbraucht, weshalb sie nicht in Gaskraftwerken eingesetzt werden sollten. Hier ist Wasserstoff die effizienteste Lösung. Des Weiteren darf die Betriebsgenehmigung für die Kraftwerke mit Erdgas nicht unbegrenzt erteilt werden, sondern muss mit einem verbindlichen Zeitplan auf die Umstellung auf Wasserstoff verknüpft sein.

2.2 Energy Only Market

Des Weiteren wird mit dem Ausbau der Gaskraftwerke neue und teure Infrastruktur geschaffen. Für die Refinanzierung der Investitionen müssen die Kraftwerke eine gewisse Zahl an Volllaststunden im Jahr zu einem gewissen Börsenpreis erreichen. Das im Clean Energy Package der Europäischen Union festgeschriebene Prinzip des „Energy Only Market“ deckelt die Preisbildung nach oben nicht. So ist es denkbar, dass ein Gaskraftwerk, das fast nur die Lastspitzen bedient, auch mit wenig Auslastung zu entsprechend hohen Strompreisen rentabel sein kann. Es liegt die Befürchtung nahe, dass große Investitionen in (Erd)Gasinfrastruktur den nötigen Erdgasausstieg erschweren und, ähnlich wie beim Kohleausstieg, Betreiber Entschädigungen für die „stranded assets“ erwarten.

Einige Marktakteure fordern zur Refinanzierung von Gaskraftwerken daher die Einführung eines Kapazitätsmarktes, in dem Kraftwerksbetreiber nicht für die Stromlieferung, sondern für die Bereitstellung einer Kapazität vergütet werden. Der Strom muss also nicht zwangsläufig produziert werden und wird trotzdem vergütet. Der Begriff „Kapazitätsmarkt“ ist allerdings irreführend, da er sich nicht an grundsätzlichen Eigenschaften eines Marktes orientiert. Im Energy Only Market erfolgt die Preisbildung als Ergebnis von Angebot und Nachfrage. Im Kapazitätsmarkt gilt das lediglich in dem Moment, wenn die Höhe der Kapazitätzahlung wettbewerblich ermittelt wird. Darüber hinaus ist er von den Marktentwicklungen weitgehend entkoppelt. Dieses Marktdesign steht somit in einem deutlichen Gegensatz zum Energy Only Market und wurde im „Monitoring zur Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“ adressiert. Demzufolge ist bis 2030 die Versorgungssicherheit im Energy Only Market gewährleistet und es besteht kein Bedarf für die Einführung eines Kapazitätsmarktes.

2.3 Überstaatlicher Netzausbau

Für die Versorgungssicherheit im deutschen Stromnetz spielt der Stromhandel mit anderen europäischen Staaten bereits heute eine wichtige Rolle. Die Bedeutung von Stromimporten und -exporten wird in einem zunehmend von fluktuierenden Energieträgern geprägten Energiesystem weiter zunehmen. Der Handel mit Strom über größere Regionen und Ländergrenzen hinweg ermöglicht es, besser auf lokale Wetterbedingungen reagieren und sie im Verbund ausgleichen zu können. Es ist ein erklärtes Ziel der Europäischen Union, die sogenannte „Energieunion“ aufzubauen und die nationalen Energiemärkte weiter zu verknüpfen. Das Stromverbundziel gibt beispielsweise vor, dass Mitgliedsstaaten eine Netzinfrastuktur errichten müssen, die mindestens 10% des inländisch erzeugten Stroms in Nachbarländer überführen kann.¹²

Mit Blick auf die verschiedenen Studien zeichnet sich für Deutschland ein klares Bild: Deutschland wird schon in den kommenden Jahren zum Nettostromimporteur. Das setzt die Dekarbonisierung in den anderen Ländern voraus. Auch unter dieser Voraussetzung wird

¹¹ dena (2021), S.35

¹² Europäische Kommission (2015)

jederzeit von Stromverfügbarkeiten aus dem Ausland ausgegangen.¹³ Importe werden also auch in den Zeiten einen Teil der Spitzenlast decken können, wenn die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien gerade gering ist. Das europäische Stromnetz wird der wichtigste Stabilitätsfaktor in einem System mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien. Dafür bedarf es zum einen den technischen Voraussetzungen. Deutschland ist im europäischen Strommarkt integriert und keine Insel. Der EU-weite Energiehandel ist Teil des europäischen Binnenmarkts und der gezielte Ausbau von Interkonnektoren (Leitungen zwischen zwei Marktgebieten) muss weiter intensiviert und vor allem beschleunigt werden. Zum anderen braucht es die politischen Vereinbarungen mit den Nachbarländern, Strom auch in Zeiten knapper Versorgungsleistung zu liefern.

Für die Verbraucher:innen ergeben sich durch die europäische Vernetzung niedrigere Strompreise, da an einem größeren Markt mehr Anbieter konkurrieren. Eine Steigerung der Handelskapazitäten ist grundsätzlich vorteilhaft, da ein größeres Marktgebiet zur Aufnahme der erneuerbaren Energien geschaffen wird.

Außerdem muss innerhalb Deutschlands der Ausbau der Stromnetze konsequent vorangebracht werden, um Kappungen von Erzeugungsspitzen zu vermeiden und eine regionale Verteilung der Erzeugung zu ermöglichen. Des Weiteren müssen innovative Netztechnologien und Betriebskonzepte genutzt werden, um die Netzinfrastruktur möglichst effizient zu nutzen.¹⁴

2.4 Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher

Ein weitreichender Ausbau des europäischen Stromnetzes verbessert zudem die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken zu Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugungsleistung. Insbesondere die skandinavischen Pumpspeicher werden eine zentrale Rolle bei der Überbrückung von Extremwetterphasen spielen. Dabei ist davon auszugehen, dass die europäischen Länder besonders in den Sommer- und Herbstmonaten Strom exportieren, um die Speicherstände der Kraftwerke zu füllen. Im Winter dienen sie dann wiederum hauptsächlich der Stromerzeugung.¹⁵

Naheliegender scheint auch die Nutzung von Batteriespeichern, wie sie beispielsweise in der Elektromobilität zum Einsatz kommen. Das „Vehicle to Grid“-Konzept beschreibt z.B., dass an die Ladestation angeschlossene Elektroautos in Zeiten hoher Stromnachfrage ins öffentliche Stromnetz einspeisen. So können sie für einen kurzfristigen Lastausgleich sorgen. Durch diese Flexibilität können Batteriespeicher auch bei der Bewältigung mehrtägiger Extremwetterphasen einen Beitrag leisten, auch wenn die gespeicherte Energie nur für einige Stunden reicht. Auch steuerbare Wärmepumpen sind eine Flexibilitätsoption für Verteilnetzbetreiber.

2.5 Bioenergie

Strom aus Biogas und Biomasse hat grundsätzlich den Vorteil, dass er flexibel und nach Bedarf produziert werden kann. Dennoch kann sie nur einen begrenzten Beitrag zur Lösung liefern. Die meisten hier betrachteten Untersuchungen gehen von einer mittelfristigen Stagnation und einer langfristigen Reduktion der Leistung von Biogasanlagen aus. Dies ist begründet in den verhältnismäßig hohen Grenzkosten der Anlagen, dem hohen Flächenverbrauch für die Produktion der Energieträger und den negativen Auswirkungen der häufig in Monokulturen gepflanzten Anbaubiomasse auf die Artenvielfalt. Die DUH fordert, die Strombereitstellung aus Anbaubiomasse wie Mais oder Getreide schnellstmöglich einzuschränken. Der regelbare Einsatz von Biogas zu Spitzenlasten sollte stattdessen perspektivisch aus Wirtschaftsdünger und anderen unvermeidbaren biogenen Reststoffen wie Bioabfällen und Grüngut stammen. Weitere Informationen zur Rolle der Bioenergie im zukünftigen Energiesystem finden Sie in dem DUH Positionspapier „Energetische Biomassenutzung“.¹⁶

2.6 Laufwasserkraftwerke

Eine verlässliche erneuerbare Stromversorgung bieten Laufwasserkraftwerke. Ihre tägliche Einspeiseleistung liegt in Deutschland bei 2 bis 6 GWh,¹⁷ wobei sich das untere Ende dieser Spanne meist in den Wintermonaten befindet. Nichtsdestotrotz leisten diese Kraftwerke einen CO₂-freien Beitrag zur Versorgungssicherheit auch während Extremwetterphasen.

¹³ NEP (2021), S. 101

¹⁴ DUH (2020 B), S. 3

¹⁵ Progonos et al. (2021), S.43

¹⁶ DUH (2021)

¹⁷ Tagesscharfe Erzeugung in 2019 und 2020, einsehbar auf www.energy-charts.info

2.7 Netzersatzanlagen

Für die Nutzungsfälle, in denen eine konstante Stromversorgung besonders bedeutsam ist, wie z.B. bei Krankenhäusern oder Rechenzentren, stehen sogenannte Netzersatzanlagen zur Verfügung. Diese Notstromaggregate erzeugen auch dann Strom, wenn die Versorgung aus dem Stromnetz zeitweise nicht gewährleistet ist. Mit Blick auf ein klimaneutrales Stromsystem ist es anzustreben, die heute zumeist mit Diesel betriebenen Netzersatzanlagen durch Brennstoffzellenaggregate zu ersetzen und zukünftig Wasserstoff als Energieträger zu nutzen.

2.8 Kapazitätsreserve

Nach der am Markt ermittelten Deckung der Nachfrage existiert zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit noch die Kapazitätsreserve. Diese zusätzliche Leistung kann vom Übertragungsnetzbetreiber angefordert werden und steht bereit, falls der Großhandel trotz unverzerrter Preisbildung die Nachfrage zeitweilig nicht decken kann. Diese Angebotsleistung läuft jedoch außerhalb des Strommarktes und wirkt im Gegensatz zu einem Kapazitätsmarkt nicht auf die Preisbildung ein.

2.9 Demand Side Management

Die Steuerung der Stromnachfrage ist ein großer Hebel, wenn die Angebotsseite begrenzt ist. Wie bereits angesprochen, kann hier theoretisch auch das Verhalten privater Haushalte einen Beitrag leisten, z.B. wann stromintensive und flexible Geräte wie die Waschmaschine laufen. Der weit effektivere Hebel ist jedoch die Industrie. In 2018 betrug der Anteil des Industriesektors am Nettostromverbrauch 44%, während Haushalte nur 24% verbrauchten.¹⁸ Auch regulatorisch ist die Verschiebung bzw. das Abschalten einzelner industrieller Großabnehmer einfacher, wenn sie direkt auf der Übertragungsebene angeschlossen sind.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage der volkswirtschaftlichen Effizienz. Der Aufbau einer Infrastruktur zur Abfederung von Extremwetterlagen ist nur bis zu einem gewissen Grad ökonomisch sinnvoll. Sollten Phänomene extrem selten vorkommen, ist es effizienter, die negativen Effekte zu tragen anstatt sie im Vorfeld kostenintensiv abzusichern. Hier regelt der Energy Only Market die Lage, indem er Unternehmen anreizt, in Zeiten sehr hoher Strompreise ihre Produktion zeitlich zu verschieben (Lastverschiebung) oder für eine gewisse Zeit gänzlich darauf zu verzichten (Lastverzicht). Die Lastverschiebung und der freiwillige Lastverzicht seitens der Industrie bieten ein großes Potenzial für die Reduktion der Residuallast. Heute wird von einem erschließbaren Potenzial von knapp 10 GW ausgegangen. Dieses steigt bis 2030 auf über 15 GW an.¹⁹ Das Abschalten von Großabnehmern als letzte Option des Lastmanagements und die Entschädigungszahlung sind heute bereits möglich. Für kurze und sehr kurze Einsätze setzt die Verordnung über Abschaltbare Lasten (AbLaV) den Rahmen. So kann ein kleiner Beitrag zur kurzfristigen Spitzenlastreduktion geleistet werden.

2.10 Monitoring der Versorgungssicherheit

Um die Stromversorgung auch in Zukunft vor Extremwetterlagen zu sichern, ist es entscheidend, das System darauf vorzubereiten, entsprechende Vorkehrungen zu treffen und eventuelle Fehlentwicklungen zu korrigieren. Grundlagen der Prävention und Adaption sind dabei der Blick in die Vergangenheit und die Simulation zukünftiger Szenarien. Beides geschieht derzeit bereits und muss auch fortgeführt werden. Das Monitoring zur Versorgungssicherheit im deutschen Stromsystem ist in §51 Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz vorgeschrieben und wird seit 2021 durch die Bundesnetzagentur durchgeführt. Des Weiteren erarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber eigene Analysen zur Versorgungssicherheit.

Die Bedeutung des europäischen Verbundnetzes wurde bereits hervorgehoben. Um auch im europäischen Maßstab die Stabilität der Versorgung zu kontrollieren und gewährleisten zu können, laufen bereits zwei Prozesse. Das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) testet per Simulation sowohl im Midterm Adequacy Forecast (MAF) als auch mit dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA) die Versorgungssicherheit im Verbundnetz der europäischen Staaten für die nächsten zehn Jahre. Die DUH fordert, dass derartige Prozesse intensiv fortgeführt und kontinuierlich weiterentwickelt werden, um potentielle Bedrohungen für die Versorgung frühzeitig erkennen zu können, aber auch, um beispielsweise eine Überdimensionierung des Kraftwerksparkes zu verhindern. Auch ein zukünftiger „Szenariorahmen Strom“, der nach dem Beschluss des Bundesverfassungsgerichts erstmals ein klimaneutrales Stromsystem 2045 abbilden sollte, muss zumindest Prognosen über die Versorgungssicherheit auf Basis von 100% Erneuerbaren Energien tätigen.

¹⁸ BMWi (2020), S.54

¹⁹ r2b energy consulting et al. (2021), S.59

Literatur

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020). Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2020. Link: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (Zugegriffen: 06.Oktober 2021)

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2021). Monitoringbericht 2020. Link: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf;jsessionid=0949B24DF37CCEAAF2F6D8829864FF9A?__blob=publicationFile&v=8 (Zugegriffen: 06.Oktober 2021)

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. und Boston Consulting Group (2021). Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Link: https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve (Zugegriffen: 02.November 2021)

Deutsche Energie-Agentur (2018). dena-Leitstudie – Integrierte Energiewende. Link: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (Zugegriffen: 05. Oktober 2021)

Deutsche Energie-Agentur (2021). dena-Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität. Link: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (Zugegriffen: 20. Oktober 2021)

Deutsche Umwelthilfe (2020 A). Neustart für Erneuerbare: Forderungen der DUH für einen beschleunigten Ausbau. Positionspapier. Link: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/200916_DUH_Positionspapier_Erneuerbare-Energien_Screen.pdf (Zugegriffen: 06.Oktober 2021)

Deutsche Umwelthilfe (2020 B). Netze für Klimaschutz und Energiewende: Position der DUH zum Um- und Ausbau der Strom- und Gasnetzinfrastruktur. Link: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Positionspapier_Strom-Gas-Netze.pdf (Zugegriffen: 06.Oktober 2021)

Deutsche Umwelthilfe (2021). Energetische Biomassenutzung Positionen der Deutschen Umwelthilfe Link: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Positionspapier_Biomasse_211013_final.pdf (Zugegriffen: 06.Oktober 2021)

Deutscher Wetterdienst (2018). Pressemitteilung zur Klima-Pressekonferenz 2018 des DWD. Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch kombinierten Einsatz von Windkraft und Photovoltaik reduzieren. Link: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2018/20180306_pressemitteilung_klima_pk_news.html (Zugegriffen: 05.Oktober 2021)

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). Link: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/dena-ls2/> (Zugegriffen: 20.Oktober 2021)

Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2017). Kalte Dunkelflaute: Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Studie im Auftrag der Greenpeace Energy eG. Link: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf (Zugegriffen: 05.Oktober 2021)

Europäische Kommission (2015). Factsheet - Zusammenschluss der Strommärkte zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, Marktintegration und großflächiger Nutzung erneuerbarer Energien. Link: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/de/memo_15_4486/MEMO_15_4486_DE.pdf (Zugegriffen: 05. Oktober 2021)

Fraunhofer, consentec, ifeu, TU Berlin, Energy and Resources (2021). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Angebotsseite Treibhausgasneutrale Szenarien. Link: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Webinar_Angebot_final.pdf (Zugegriffen: 02.November 2021)

Kopernikus-Projekt Ariadne (2021). Ariadne-Report - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Link: <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006> (Zugegriffen: 02.November 2021)

Öko-Institut (2017). Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen. Im Auftrag der Agora Energiewende. Link: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf (Zugegriffen: 06.Oktober 2021)

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Link: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB_01.pdf (Zugegriffen: 05.Oktober 2021)

r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, TEP Energy (2021). Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten. Link: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=30 (Zugegriffen: 05.Oktober 2021)

Umweltbundesamt (2021). Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung. Link: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-konventionelle-stromerzeugung#zeitliche-entwicklung-der-bruttostromerzeugung> (Zugegriffen: 06.Oktober 2021)

Übertragungsnetzbetreiber (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf, Teil 1 (Kapitel 1 bis 8). Link: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf (Zugegriffen: 05. Oktober 2021)

Stand: November 2021



Deutsche Umwelthilfe e.V.

Bundesgeschäftsstelle Radolfzell
Fritz-Reichle-Ring 4
78315 Radolfzell
Tel.: 07732 9995-0

Bundesgeschäftsstelle Berlin
Hackescher Markt 4
10178 Berlin
Tel.: 030 2400867-0

Ansprechpartner

Constantin Zerger
Leiter Energie & Klimaschutz
Tel.: 030 2400867-91
E-Mail: zerger@duh.de

Philipp Barthel
Projektmanager Energie und Klimaschutz
Tel.: 030 2400867-961
E-Mail: p.barthel@duh.de

www.duh.de [@ info@duh.de](mailto:info@duh.de) [Twitter](#) [Facebook](#) [Instagram](#) [umwelthilfe](#)

Wir halten Sie auf dem Laufenden: www.duh.de/newsletter-abo

Die Deutsche Umwelthilfe e.V. ist als gemeinnützige Umwelt- und Verbraucher-schutzorganisation anerkannt. Wir sind unabhängig, klageberechtigt und kämpfen seit über 40 Jahren für den Erhalt von Natur und Artenvielfalt. Bitte unterstützen Sie unsere Arbeit mit Ihrer Spende. www.duh.de/spenden

Transparent gemäß der Initiative Trans-parente Zivilgesellschaft. Ausgezeich-net mit dem DZI Spenden-Siegel für seriöse Spendenorganisationen.



Unser Spendenkonto: Bank für Sozialwirtschaft Köln | IBAN: DE45 3702 0500 0008 1900 02 | BIC: BFSWDE33XXX