

# Wind- und Solarstrom ergänzen sich

Nr. 530, 27. Januar 2026

Autoren: Dr. Johannes Rode, Tel. 069 7431-40496, [johannes.rode@kfw.de](mailto:johannes.rode@kfw.de)  
Dr. Daniel Römer, Tel. 069 7431-6326, [daniel.romer@kfw.de](mailto:daniel.romer@kfw.de)

**Erneuerbare Energien sind inzwischen die Basis der Stromerzeugung in Deutschland.** Im letzten Jahr erzeugten sie 56 % des in Deutschland verbrauchten Stroms. Zudem standen mit Wind- und Solarenergie erstmals zwei erneuerbare Energiequellen an der Spitze der Stromerzeugung. In Summe lag allein ihr Anteil bei über 45 % des verbrauchten Stroms.

**Wind und Sonne ergänzen sich durch gegenläufige saisonale und tageszeitliche Schwankungen.** In den letzten drei Jahren gab es im Schnitt jeweils 15 Tage, an denen ungünstige Bedingungen für Wind und Sonne zusammenfielen. Dies sind nur rund 4 % aller Tage im Jahr – die allesamt in der Zeit zwischen Oktober und Februar auftraten.

**Verschiedene Maßnahmen können die Versorgungssicherheit stützen.** Anreize zur Flexibilisierung der Nachfrage ermöglichen eine anteilige Verlagerung in Zeiten hoher Erneuerbaren-Erzeugung. Batteriespeicher bieten eine tageszeitliche Glättung des Stromangebots. Der europäische Stromhandel nutzt regionale Unterschiede zur Abfederung von Angebotslücken. Schließlich erfordert es zusätzlich gesicherte Leistung als flexible Reserve, etwa Gaskraftwerke, die durch einen Betrieb mit Wasserstoff auch Teil einer klimaneutralen Stromversorgung sein können.

## Wind oder Sonne liefern (fast) immer Strom

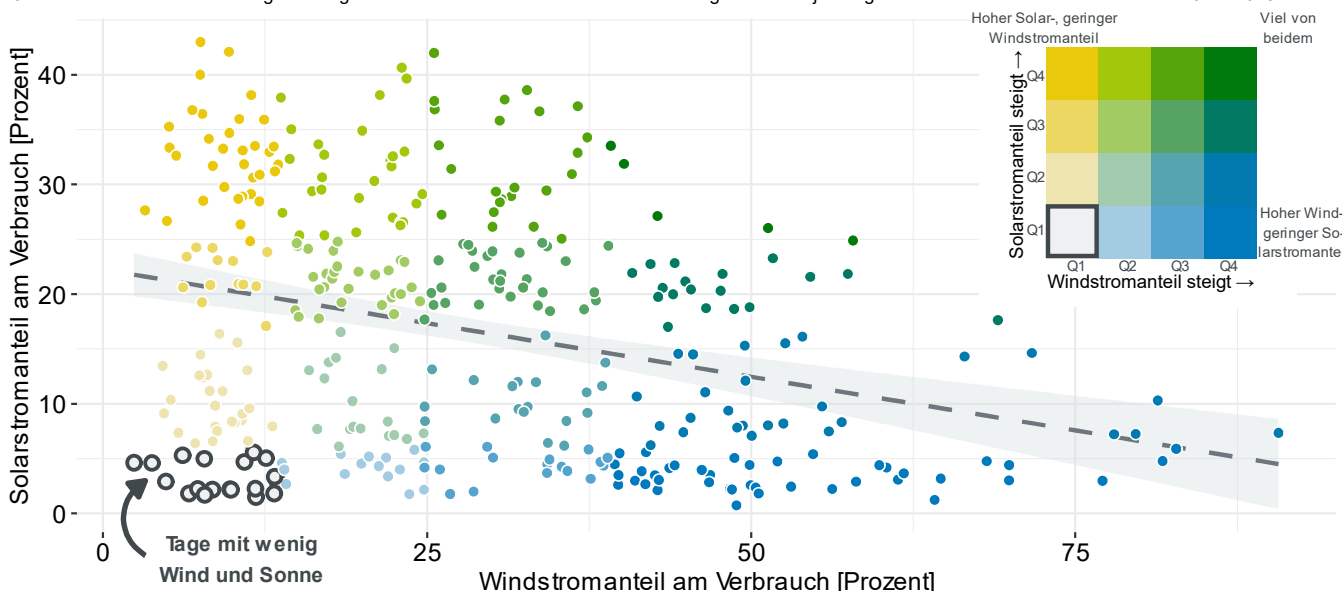
Im Jahr 2025 lieferten Wind- und Solarenergie mit 29 % bzw. 16 % des Stromverbrauchs große Beiträge zur Stromerzeugung in Deutschland.<sup>1</sup> Dies ist eine gute Nachricht fürs Klima – und rückt zugleich Sorgen vor sogenannten „Dunkelflauten“ in den Fokus, in denen weder die Sonne scheint noch der Wind weht. Doch wie häufig kommt dies vor?

Zahlen der Bundesnetzagentur ermöglichen eine detaillierte Betrachtung der Stromerzeugung. Grafik 1 zeigt die Anteile von Wind und Sonne am Stromverbrauch für jeden Tag des Jahres 2025. Die resultierende Punktwolke legt dar, dass die beiden Energiequellen kein Klumpenrisiko darstellen, sondern sich vielmehr gegenseitig ergänzen: Die höchste Sonnenausbeute gibt es tendenziell an Tagen mit wenig Wind – und andersherum.

Die relative Betrachtung der Beiträge in Quartilen bietet ein Maß, das sich unabhängig vom steigenden Ausbaustand der Erneuerbaren über die Jahre vergleichen lässt. In den letzten drei Jahren gab es 19, 12 bzw. 14 Tage, an denen beide Energiequellen gleichzeitig nur einen geringen Beitrag zur Stromerzeugung leisteten (Grafik 2). Im Schnitt der drei Jahre sind dies 15 Tage, was einem Jahresanteil von 4 % entspricht – mit einer Korrelation von Wind- und Solarstromanteil von minus 0,4.

## Grafik 1: Strom aus Wind und Sonne ergänzen sich – fällt eine Quelle aus, liefert oft die andere

Jeder Punkt steht für einen Tag und zeigt den Anteil von Wind- und Solarstrom bezogen auf den jeweiligen Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2025.

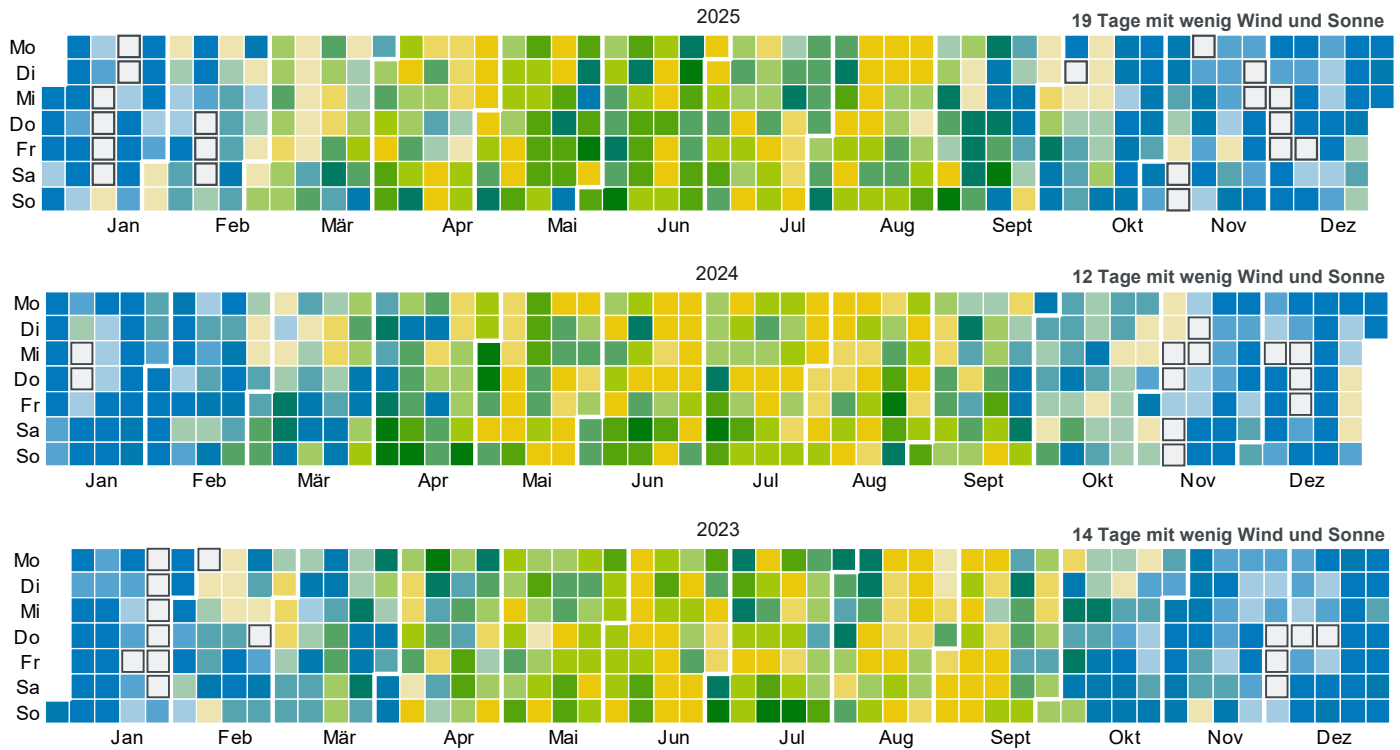


„Wenig“ bezeichnet Werte im untersten Quartil (niedrigste 25 %). Der Windstromanteil bezieht sich auf die realisierte Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land und auf See; der Solarstromanteil auf die aus Photovoltaik. Die Netzlast entspricht dem Stromverbrauch.

Quelle: eigene Berechnung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 04.01.2026; Idee: [Ember](#) (2025), zuletzt besucht am 14.01.2026.

## Grafik 2: Seit dem Jahr 2023 gab es im Schnitt 15 Tage mit wenig Wind und Sonne

Jedes Quadrat steht für einen Tag und zeigt den Anteil von Wind- und Solarstrom bezogen auf den Stromverbrauch in Deutschland im jeweiligen Jahr.



Die Farbskala entspricht der in Grafik 1. Wie dort sind Tage mit wenig Wind und Sonne durch einen dunkelgrauen Rand hervorgehoben. „Wenig“ bezeichnet Werte im untersten Quartil (niedrigste 25 %) der jeweiligen Jahreswerte.

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 04.01.2026; Idee: [Ember](#) (2025), zuletzt besucht am 14.01.2026.

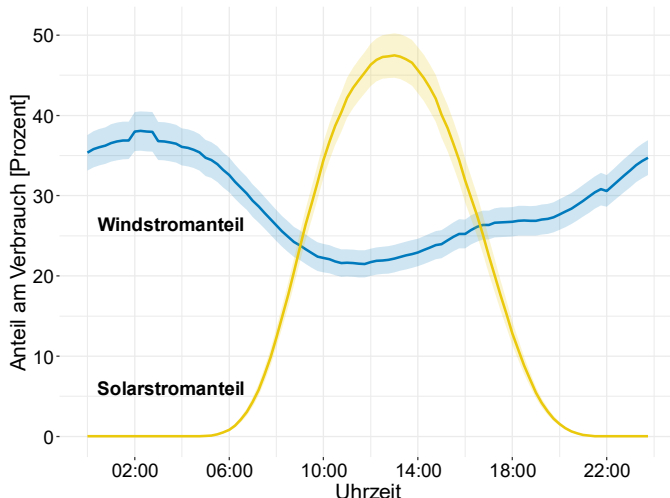
### Tageszeitliche und saisonale Synergien

Wie kommt es, dass Wind und Sonne sich in weiten Teilen gut ergänzen? Zum einen ist es so, dass die beiden Energiequellen unterschiedliche Erzeugungsprofile im Tagesverlauf haben. Die Sonne liefert nur tagsüber. Wind ist im Tagesverlauf konstanter, hat aber in der Regel nachts etwas höhere absolute Erzeugungswerte.<sup>2</sup> Im Ergebnis wird die Schwankung der Sonne durch die Windenergie abgefedert, dennoch bleiben in Summe die größten Anteile rund um die Mittagszeit (Grafik 3).

Zum anderen spielen saisonale Effekte eine Rolle: Die Sonne scheint im Sommer häufiger und länger, während die Windstromerzeugung im Winter ihr Maximum erreicht. Auch hier ist die Kompensation der geringeren Sonnenscheindauer nicht perfekt, sodass im Winterhalbjahr in Summe weniger Strom aus Wind und Sonne bereitgestellt wird (Grafik 4). Dies erklärt auch, warum die Tage, an denen Wind und Sonne einen geringen Beitrag zum Stromverbrauch lieferten, allesamt zwischen Oktober und Februar lagen (Grafik 2).<sup>3</sup>

### Grafik 3: Sonne ergänzt Wind im Tagesverlauf

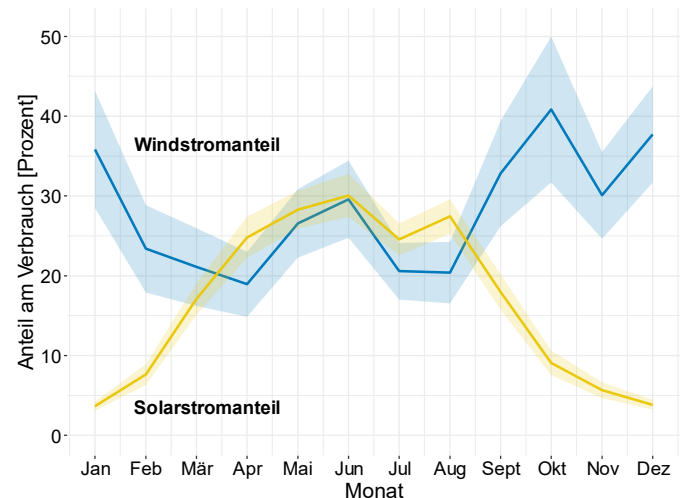
Durchschnittswerte mit 95%-Konfidenzintervall für das Jahr 2025.



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 04.01.2026

### Grafik 4: Wind liefert im Winter mehr – Sonne im Sommer

Durchschnittswerte mit 95%-Konfidenzintervall für das Jahr 2025.



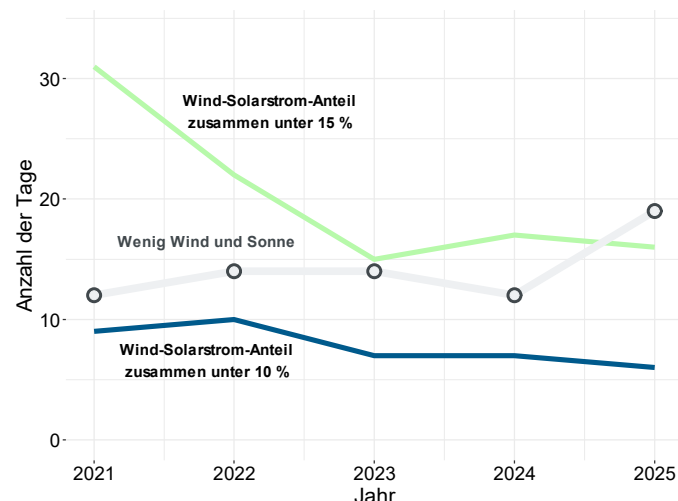
Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 04.01.2026

### Entwicklung im Zeitverlauf

Wie hat sich die Anzahl der Tage mit wenig Wind und Sonne in den letzten Jahren entwickelt? Mit 19 Tagen fiel dieser Wert im letzten Jahr vergleichsweise hoch aus – in den vier Jahren zuvor waren es jeweils nur 12 bis 14 Tage (Grafik 5). Die beiden Quellen haben sich insofern im letzten Jahr, auch angesichts eines ausgesprochen windarmen ersten Halbjahres,<sup>4</sup> weniger gut ergänzt als in der Vergangenheit.

**Grafik 5: Tage mit wenig Wind und Sonne über die Zeit**

Tage mit wenig Wind und Sonne sind – wie zuvor definiert – die niedrigsten 25 % der jeweiligen Jahreswerte.



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 04.01.2026

Zugleich lag der Anteil von Wind- und Solarstrom seltener unter einem bestimmten absoluten Schwellenwert: Die Anzahl der Tage mit insgesamt unter 15 % Strom aus Wind und Sonne ging deutlich zurück: Im letzten Jahr waren es nur noch etwa halb so viele wie vier Jahre zuvor (16 vs. 31 Tage, Grafik 5).<sup>5</sup> Auch die Tage mit insgesamt unter 10 % Strom aus Wind und Sonne sind rückläufig (6 Tage im Jahr 2025 vs. 9 Tage im Jahr 2021).

Der Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen<sup>6</sup> zeigt somit Wirkung: Es wird immer seltener nur wenig Wind- und Solarstrom bereitgestellt. Allerdings wird es weiterhin umfangreiche Reservekapazitäten geben müssen, um die kontinuierliche Versorgung auch in Zeiten mit wenig Wind und Sonne sicherzustellen.

### Woher kommt der Strom bei wenig Wind und Sonne?

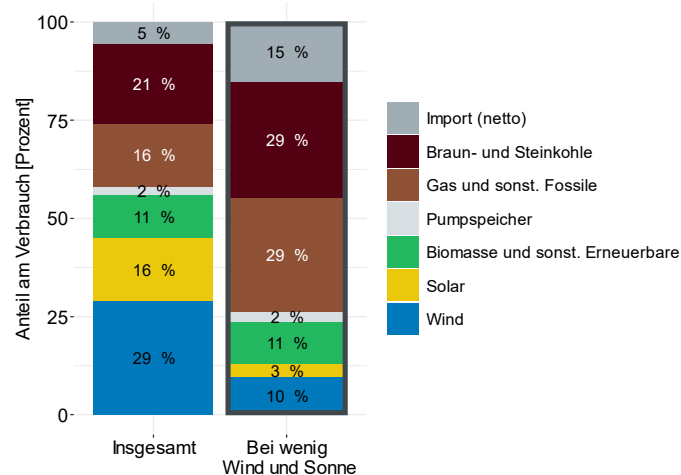
An den 19 Tagen im Jahr 2025 mit wenig Wind und Sonne lag der Anteil der Erneuerbaren zusammen bei durchschnittlich 24 % – und fiel an keinem Tag unter 18 %. An den wind- und sonnenarmen Tagen standen zudem genügend Alternativen zur Verfügung, um die gesamte Stromnachfrage zu bedienen. Welche Quellen an diesen Tagen stärker genutzt wurden, zeigt ein Vergleich mit dem Strommix des gesamten Jahres (Grafik 6).

So wurde vermehrt Strom importiert (15 % gegenüber 5 % im Durchschnitt des gesamten Jahres 2025). Ebenso wurde in Deutschland mehr fossiler Strom erzeugt, sowohl auf Basis von

Kohle (29 gegenüber 21 %) als auch auf Basis sonstiger fossiler Energieträger, im Wesentlichen Gas (29 gegenüber 16 %). Pumpspeicher hatten nur einen geringfügig höheren Anteil (2,5 vs. 2,1 %). Biomasse und sonstige Erneuerbare blieben annähernd konstant.

**Grafik 6: Bei wenig Wind und Sonne sichern fossile Kraftwerke die Versorgung**

Durchschnittswerte für das Jahr 2025.<sup>7</sup>



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 04.01.2026

Der größte Einsatz fossiler Kraftwerke war am 25. November 2025 erforderlich, einem der oben gekennzeichneten Tage mit wenig Wind und Sonne. Mit rund 910 GWh fossil erzeugtem Strom fiel dieser Höchstwert geringer aus als in den Vorjahren – im Jahr 2021 lag er noch bei 1.010 GWh. Die erforderliche fossile Gesamtkapazität ist mit den aktuell installierten Kraftwerken gut darstellbar. Berücksichtigt man, dass an Tagen mit wenig Wind und Sonne im letzten Jahr durchschnittlich 29 % des Strombedarfs durch Kohle gedeckt wurde, wird deutlich, dass angesichts des geplanten Kohleausstiegs weitere Reservekapazitäten erforderlich sind. Neue, wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke können hierbei ein wichtiger Baustein sein.

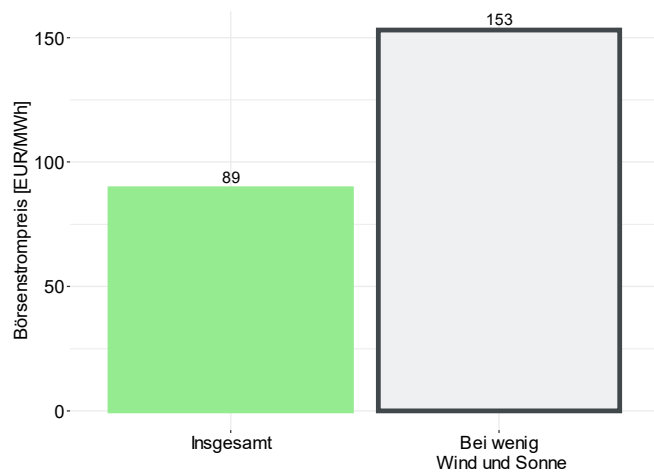
### Niedriger Börsenstrompreis bei hohem Wind- und Solarstromaufkommen

An Tagen mit wenig Wind und Sonne lag der Börsenstrompreis in Deutschland im Jahr 2025 im Durchschnitt bei 153 EUR/MWh. An einem durchschnittlichen Tag waren es dagegen nur 89 EUR/MWh (Grafik 7).

Das ist auch intuitiv plausibel, weil für den Börsenstrompreis die variablen Kosten der Erzeugungseinheiten relevant sind. Strom aus Wind und Sonne wird mit variablen Kosten von nahezu null erzeugt. Die variablen Kosten fossiler Kraftwerke liegen aufgrund der Brennstoffkosten dagegen deutlich höher. Dies bestätigt, dass Wind- und Solarenergie die günstigsten Möglichkeiten sind, Strom bereitzustellen.<sup>8</sup>

### Grafik 7: Strom ist bei wenig Wind und Sonne teuer

Durchschnittswerte der Tage im Jahr 2025. Tage mit wenig Wind und Sonne sind – wie zuvor – die niedrigsten 25 % der Jahreswerte.



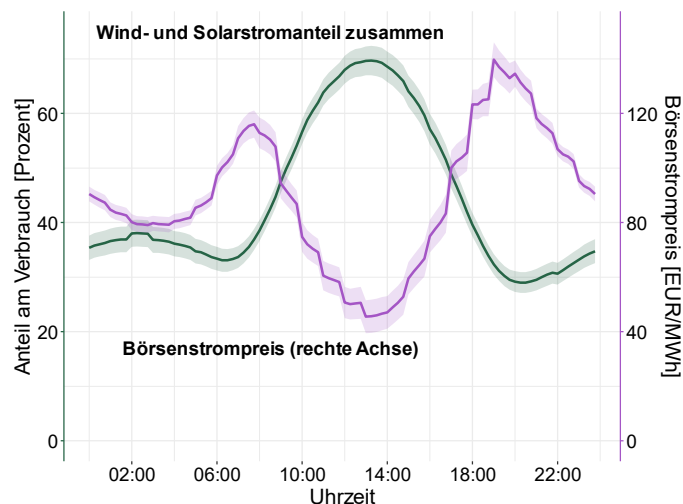
Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 12.01.2026

Der negative Zusammenhang zwischen dem mittlerweile viertelstündlich notierten Börsenstrompreis und dem Anteil von Strom aus Wind und Sonne lässt sich auch im Tagesverlauf beobachten.

Grafik 8 zeigt den Anteil von Wind- und Solarstrom in Summe und den Börsenstrompreis, jeweils im Durchschnitt für das Jahr 2025. Hierbei zeigt sich ein besonderer Verlauf für den durchschnittlichen Börsenstrompreis, der morgens und abends zwei Spitzen aufweist. Dieser Verlauf erinnert an das Profil einer Ente.<sup>9</sup> Hintergrund für die beiden Spitzen ist zum einen das Nachfrageprofil, das durch die Mahlzeiten und das Tageslicht entsteht. Zudem wirkt das in Summe hohe Angebot der beiden erneuerbaren Stromquellen in den Mittagsstunden preissenkend, was den Kurvenverlauf noch einmal verstärkt.

### Grafik 8: Niedriger Börsenstrompreis bei hohem Wind- und Solarstromanteil im Tagesverlauf

Durchschnittswerte mit 95%-Konfidenzintervallen für das Jahr 2025.



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 12.01.2026

### Batteriespeicher können den Strompreis glätten

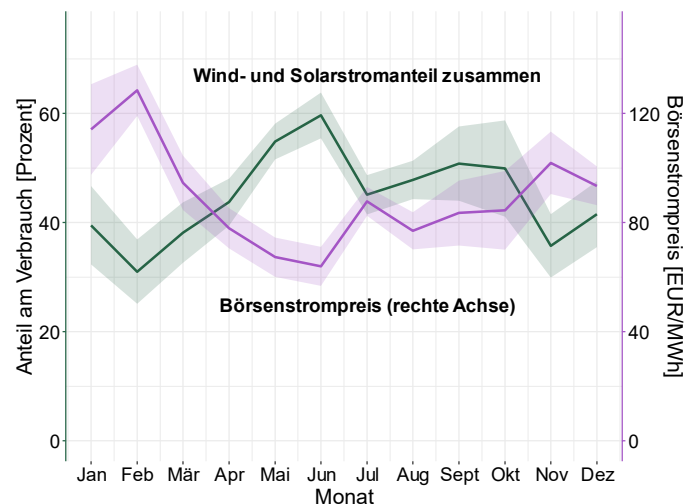
Großbatterien können sich diesen Verlauf zunutze machen. In Kalifornien ist dies bereits der Fall. Hier werden Großbatterien bereits gegen Mittag aufgeladen, wenn billiger Solarstrom im Überfluss vorhanden ist. Sie werden entladen, wenn die Sonne untergeht. Dann ist die Stromnachfrage typischerweise am höchsten und Strom teurer.<sup>10</sup> Bei entsprechendem Ausbau von Windkraftanlagen lässt sich auch Strom aus Windkraftanlagen in Batterien zwischenspeichern und morgens verbrauchen, wenn der Börsenstrompreis ebenfalls hoch ist. Folglich können Batteriespeicher den Strompreis im Tagesverlauf glätten.

Dies geschieht bereits teilweise und wird in Zukunft vermutlich zunehmen, weil bei den Netzbetreibern eine sehr große Zahl an Anschlussanfragen für Großbatteriespeicher gestellt wurde. Im Jahr 2024 waren es z. B. 9.710 Anschlussanfragen ab der Mittelspannungsebene mit einer geplanten Leistung von etwa 400 GW und einer Speicherkapazität von rund 660 GWh (etwa die Hälfte des durchschnittlichen Tagesverbrauchs). Allerdings wird voraussichtlich nur ein Teil dieser Anfragen umgesetzt.<sup>11</sup> Diese Großbatteriespeicher kommen ohne Förderung aus, so dass der Ausbau rein marktgetrieben erfolgt.<sup>12</sup> Kritisch gesehen wird der Ausbau der Batteriespeicher insofern, als Anreize für einen netzdienlichen Betrieb fehlen.<sup>13</sup> Abhilfe schaffen könnten hier dynamische Netzentgelte, die räumliche und zeitliche Netzengpässe preislich abbilden.<sup>14</sup>

Der Zusammenhang zwischen Börsenstrompreis und dem Anteil von Strom aus Wind und Sonne zeigt sich auch im Jahresverlauf (Grafik 9). Konsumenten, die ihren Stromverbrauch daran ausrichten können, profitieren von niedrigen Strompreisen. Als saisonale Speicher sind Batterien nach wie vor zu teuer. Überschüssiger Strom lässt sich in den Sommermonaten allerdings perspektivisch verwenden, um grünen Wasserstoff herzustellen und diesen im Winter an Tagen mit wenig Wind und Sonne für die Stromerzeugung einzusetzen.

### Grafik 9: Hohe Anteile von Wind- und Solarstrom korrelieren mit niedrigen Strompreisen im Jahresverlauf

Durchschnittswerte der Tage mit 95%-Konfidenzintervallen für das Jahr 2025.



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, heruntergeladen am 12.01.2026

### Fazit: Optionen zur Optimierung der Stromversorgung

In Deutschland haben fluktuierende Energiequellen inzwischen den größten Anteil an der Stromerzeugung. Positiv wirken grundsätzliche Synergieeffekte zwischen Wind und Sonne. Dennoch sind weitere Maßnahmen erforderlich, um die Stromversorgung auch künftig auf sichere Beine zu stellen. Welche Optionen zur Optimierung gibt es?

In den letzten Jahren sind **Batteriespeicher** erheblich günstiger geworden, sodass sich Strom kurzfristig speichern und zu späteren Zeitpunkten verbrauchen lässt. In Kalifornien erlauben Batteriespeicher bereits im großen Umfang Solarstrom in den Abendstunden zu verbrauchen und damit auch Schwankungen des Stromverbrauchs im Tagesverlauf auszugleichen.<sup>15</sup> Auch Strom aus Wind lässt sich damit zwischenspeichern.

Geringe Beiträge von Wind und Sonne treten typischerweise zwischen November und Februar auf – und dann teilweise an mehreren Tagen direkt nacheinander. Dies erschwert eine Abdeckung der benötigten Strommengen durch Batteriespeicher. Zudem bleiben sie als saisonale Speicher absehbar zu teuer. Batterielangzeitspeicher befinden sich in der Entwicklung, sind allerdings technologisch bislang kaum erprobt.<sup>16</sup>

Die **Stromerzeugung aus Biomasse** schwankte im Jahr 2025 nur wenig. Durch Streckung der Einsatzzeiten und Überbau der bestehenden Anlagen könnte sie flexibler gesteuert werden und perspektivisch noch gezielter zu Zeiten mit wenig Wind und Sonne zum Einsatz kommen – und hierdurch einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.<sup>17</sup>

Auch **Gaskraftwerke**, die mittelfristig mit Wasserstoff betrieben werden können, sind ein wichtiger Teil der Lösung für die bis zum Jahr 2045 angestrebte (nahezu) emissionsfreie Stromerzeugung in Deutschland. Um die maximale fossil erzeugte Strommenge von 910 GWh aus dem letzten Jahr allein durch Gaskraftwerke zu erzeugen, wäre unter der Annahme eines Volllastbetriebs eine Kapazität von mindestens 38 GW erforderlich. Dies sind etwas mehr als die derzeit installierten rund 36 GW.<sup>18</sup> Berücksichtigt man Reservekapazitäten für Wartungsphasen sowie einen steigenden Stromverbrauch durch eine umfangreichere Nutzung von Wärmepumpen und Elektroautos, fällt der erforderliche Kraftwerkszubaum noch einmal höher aus. Die Bundesnetzagentur sieht die Stromversorgung

gewährleistet, sofern bis zum Jahr 2035 zusätzliche steuerbare Kapazitäten von bis zu 22 GW errichtet werden.<sup>19</sup> Andere Studien sehen einen Umfang von 5–10 GW als ausreichend an und betonen die ökonomische Notwendigkeit, Überkapazitäten zu vermeiden.<sup>20</sup> In diesem Spannungsfeld erscheint der von der Bundesregierung derzeit geplante Neubau von 10 GW plausibel.<sup>21</sup>

Zudem sind auch weitere Stellschrauben zu berücksichtigen, die sowohl angebots- als auch nachfrageseitig die Integration der Erneuerbaren optimieren können. So kann der **Ausbau von Grenzkuppelstellen** stabilisierend wirken, weil dadurch ein vermehrter Außenhandel von Strom ermöglicht wird. Folglich ließen sich Tage mit wenig Wind und Sonne teilweise länderübergreifend besser ausgleichen.<sup>22</sup> Das kann auch den Strompreis dämpfen. Ebenso kann das Zusammendenken von Sonne und Wind und deren Co-Location in Form von Hybridkraftwerken die Netzintegration verbessern, etwa durch optimierte Netzan-schlüsse.<sup>23</sup>

Weiterhin bestätigen Studien das Potenzial für **Lastverschiebungen durch Preisanreize**. So reagieren Elektroautonutzer sensibel auf Preissignale und verschieben ihre Ladevorgänge in Zeiten mit niedrigem Stromverbrauch.<sup>24</sup> Damit Preisanreize wirken können, sind zeitvariable Stromtarife nötig. Eine stärkere Verbreitung von **Smart-Metern** ist eine wesentliche Voraussetzung dafür.

Auch das **Strommarktdesign** sollte der zunehmend dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gerecht werden. Eine räumliche und zeitliche Flexibilisierung der Netzentgelte, wie von der Monopolkommission gefordert, kann ein Beitrag zur Optimierung sein.<sup>25</sup>

### Folgen Sie KfW Research auf X:

[https://x.com/KfW\\_Research](https://x.com/KfW_Research)

### Abonnieren Sie unseren kostenlosen E-Mail-Newsletter, und Sie verpassen keine Publikation:

[https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Service/KfW-Newsdienste/Newsletter-Research-\(D\)/index.jsp](https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Service/KfW-Newsdienste/Newsletter-Research-(D)/index.jsp)

### Oder beziehen Sie unseren Newsletter auf LinkedIn:

<https://www.linkedin.com/build-relation/newsletter-follow?entityUrn=7386681947676160000>

<sup>1</sup> Eigene Auswertung, siehe Grafik 6, auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur, [SMARD.de](https://smard.de), heruntergeladen am 04.01.2026.

<sup>2</sup> Absolut erzeugten Windkraftanlagen nachts im Durchschnitt etwas mehr Strom als tagsüber. Weil der Stromverbrauch nachts geringer ist, zeigt sich bei einer Betrachtung des Windstromanteils am Verbrauch der Anstieg deutlicher (Grafik 3).

<sup>3</sup> Diese Ergebnisse sind im Einklang mit Mockert, F. et al. (2023): Meteorological conditions during periods of low wind speed and insolation in Germany: The role of weather regimes, *Meteorological Applications* 30 (4), 2141; Ohlendorf, N., & Schill, W. P. (2020). Frequency and duration of low-wind-power events in Germany. *Environmental Research Letters*, 15(8), 084045.

<sup>4</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2025) [Erstes Halbjahr 2025: Schwache Windverhältnisse bremsen erneuerbare Stromproduktion](#), zuletzt besucht am 23.12.2025.

<sup>5</sup> Ein Teil dieses Rückgangs geht auf den insgesamt gesunkenen Stromverbrauch zurück. Seit dem Jahr 2021 ist er in etwa um 8 % gefallen. Die Anzahl der Tage mit unter 15 % Strom aus Wind und Sonne ist in diesem Zeitraum deutlich stärker zurückgegangen. Hinsichtlich des Rückgangs im Stromverbrauch ist zudem zu beachten, dass hier der Anstieg des Eigenverbrauchs von selbstproduziertem Strom nicht berücksichtigt wird. Dieser kann nur geschätzt werden, da er nicht zentral erfasst wird. Vgl. Fraunhofer ISE (2025) [Eigenverbrauch von Solarstrom steigt in Deutschland stark an](#), zuletzt besucht am 22.12.2025.

<sup>6</sup> Siehe z. B. Open Energy Tracker (2025) [Erneuerbarer Strom](#), zuletzt besucht am 23.12.2025.

<sup>7</sup> Für diese Darstellung wird als Netzlast – als Maß für den Stromverbrauch – näherungsweise die realisierte Stromerzeugung zuzüglich der Importe (netto) verwendet. Unter sonstige Erneuerbare fallen auch Biomasse und Wasserkraft. Importe (netto) ergeben sich aus den Stromimporten minus den Stromexporten. Tage mit wenig Wind und Sonne sind – wie zuvor definiert – die niedrigsten 25 % der Werte.

<sup>8</sup> Wenn Strom aus Wind und Sonne verfügbar ist, werden fossile Kraftwerke durch den Merit-Order-Effekt aus dem Markt gedrängt. Denn die variablen Kosten fossiler Kraftwerke sind durch die Brennstoffkosten höher. Entsprechend senkt der Ausbau der Erneuerbaren mittelfristig den Börsenstrompreis. Siehe z. B.: Brüggemann, A. und J. Rode (2025): Wie entwickeln sich die Energiepreise weiter? Kapitel 13 in Wettbewerb(sfähigkeit) neu denken: Deutschlands Industrie am Scheideweg, KfW Research.

<sup>9</sup> Das aus dem Stromverbrauch bekannte tägliche Profil spiegelt sich in ähnlicher Weise im Börsenstrompreis wider. Typisch ist eine morgendliche Preisspitze („Schwanz“ der Entenkurve), gefolgt von im Mittel niedrigen Preisen um die Mittagszeit („Körper“) und einer ausgeprägten abendlichen Preisspitze („Kopf“) mit anschließendem Rückgang („Schnabel“). Eine anschauliche Beschreibung der Entenkurve liefert eine Fallstudie zu Kalifornien. Vgl. Kennedy, R. (2023) California's electricity duck curve is deepening, pv magazine USA, zuletzt besucht am 14.01.2026.

<sup>10</sup> Vgl. The New York Times (2024) Giant Batteries Are Transforming the Way the U.S. Uses Electricity, zuletzt besucht am 13.01.2026.

<sup>11</sup> Zahlreiche Projekte werden mehrfach eingereicht, etwa an unterschiedlichen Standorten, um die Realisierungschancen zu erhöhen, weil die Bewilligung lange dauern kann und nicht alle Anfragen bewilligt werden. Vgl. Bundesnetzagentur (2025) Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024, zuletzt besucht am 15.01.2026.

<sup>12</sup> Großbatteriespeicher sind von Hausspeichern von Privatpersonen zu unterscheiden. Diese haben zwar ebenfalls das Potenzial die Energiewende zu unterstützen, für diese ist das Anreizproblem allerdings noch offensichtlicher. Denn für Betreiber von Heimspeichern ist es, sofern sie keinen dynamischen Stromtarif haben, unerheblich wann sie diesen laden. Aus Systemsicht sollten sie vor allem dann geladen werden, wenn die Strompreise besonders niedrig oder sogar negativ sind. Das ist oft zur Mittagszeit der Fall, siehe Grafik 8. Weiterhin müsste berücksichtigt werden, inwiefern das Stromnetz lokal und überregional ausgelastet ist.

<sup>13</sup> Lohr, C., Eicke, A. und L. Hirth (2025) Netzdienlichkeit von Großbatterien, Neon Neue Energieökonomik, zuletzt besucht am 15.01.2026.

<sup>14</sup> Vgl. Monopolkommission (2025) 10. Sektorgutachten Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem, zuletzt besucht am 15.01.2026.

<sup>15</sup> Vgl. Financial Times (2025) How mega batteries are unlocking an energy revolution, zuletzt besucht am 23.12.2025.

<sup>16</sup> Vgl. Gatzen, C., Janssen, M. und C. Nodop (2025): Kraftwerksstrategie: Festlegung auf Gas oder TechnologiemiX? Kurzstudie von frontier economics im Auftrag des Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW e.V., zuletzt besucht am 13.01.2026.

<sup>17</sup> Überbau meint etwa die Ergänzung zusätzlicher Module, Speicher und Steuerungstechnik, ohne dass zusätzliche Biomasse erforderlich wird, vgl. Gatzen, C., Janssen, M. und C. Nodop (2025): Kraftwerksstrategie: Festlegung auf Gas oder TechnologiemiX? Kurzstudie von frontier economics im Auftrag des Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW e.V., zuletzt besucht am 13.01.2026.

<sup>18</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2026) SMARD.de, Installierte Erzeugungsleistung für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg, zuletzt besucht am 16.01.2026.

<sup>19</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2025), Veröffentlichung des Versorgungssicherheitsmonitorings, zuletzt besucht am 22.12.2025.

<sup>20</sup> Vgl. Gatzen, C., Janssen, M. und C. Nodop (2025): Kraftwerksstrategie: Festlegung auf Gas oder TechnologiemiX? Kurzstudie von frontier economics im Auftrag des Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW e.V., zuletzt besucht am 13.01.2026.

<sup>21</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026): Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie, Pressemitteilung vom 15.01.2026.

<sup>22</sup> Vgl. Kaspar et al. (2019): A climatological assessment of balancing effects and shortfall risks of photovoltaics and wind energy in Germany and Europe, Advances in Science and Research, 16, 119–128.

<sup>23</sup> Vgl. EWI (2025) Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV, zuletzt besucht am 16.01.2026.

<sup>24</sup> Laut Bailey et al. (2025, Show me the Money! A Field Experiment on Electric Vehicle Charge Timing, American Economic Journal: Economic Policy 17(2):259–84; frei verfügbar als NBER Working Paper 31630) führt ein Rabatt von 23 % auf den Strompreis zu einer Halbierung des Ladens in Zeiten mit hohem Verbrauch in Calgary, Kanada. Bernard et al. (2025, The Impact of Dynamic Prices on Electric Vehicle Public Charging Demand: Evidence from a Nationwide Natural Field Experiment, Working Paper) bestätigen die Reaktion auf Preissignale beim öffentlichen Laden für Elektroautonutzer im Vereinigten Königreich.

<sup>25</sup> Vgl. Monopolkommission (2025) 10. Sektorgutachten Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem, zuletzt besucht am 15.01.2026.