

Woher kommt der Strom? Regenerativ wieder schwach

geschrieben von AR Göhring | 31. Januar 2026

3. Analysewoche 2026 von Rüdiger Stobbe

In der dritten Analysewoche des Jahres 2026 bleibt die [Windstromerzeugung, aber auch die PV-Stromerzeugung](#) wieder insgesamt schwach. An keinem Tag der Woche wurde der Bedarf Deutschland auch nur annähernd regenerativ gedeckt. Zum Wochenende kam es ab Freitag nach Wegfall der PV-Stromerzeugung zu einer Flautephase. Die Residuallast lag trotz des geringeren Wochenendbedarfs zwischen 28 und 48 GW. An den Tagen zuvor kam es wegen des stärkeren Bedarfs sogar zu noch höheren Residuallasten. In der Spitze wurden gut 60 GW erreicht. Die PV-Stromerzeugung ging am Montag praktisch gegen Null. In der Spitze der sechs Stunden Erzeugungsdauer am Montag waren nur 2,5 GW zu verzeichnen. An den übrigen Tagen wurden 8 bis 20 GW zur Mittagsspitze erreicht. Der Bedarf lag einige Male über 70 GW. Es musste Strom [importiert und fossil](#) hinzuerzeugt werden, um ihn zu decken. Nur an den etwas windintensiveren Zeiten kam es zu [Nettoexporten](#). Unter dem Strich wurden knapp 100 MWh netto exportiert. Der Strom-Durchschnittspreis lag bei knapp 110€/MWh, wobei die Stromhöchstpreise meistens wie gewohnt nach Wegfall der PV-Stromerzeugung und den notwendigen Stromimporten anfielen.

Einen [Überblick über die wichtigsten Aspekte](#) der dritten Analysewoche 2026 gibt Agora-Energiewende. Diese NGO erstellt auch Prognosen, wie die Stromerzeugung aussehen würde, wenn die Erneuerbaren einen bestimmten Ausbaugrad erreicht hätten. Wir nehmen den möglichen [Prognose-Höchstwert von 86 Prozent](#) Ausbaurate. Die Residuallasten bleiben hoch. Der gestiegene Bedarf fordert seinen fossilen Tribut.

In diesem Zusammenhang mein wiederkehrender Appell an die Verantwortlichen von „Unsererdemokratie“ und die „Freunde der Energiewende“: Stoppen Sie die [Energiewende](#). Streichen Sie die CO₂-Steuern und bauen Sie wieder eine kostengünstige, verlässliche Energieversorgung auf, bevor es zu spät ist. Hören Sie auf, einer [Schimäre](#) nachzujagen. Die Energiewende ist [zum Scheitern verurteilt](#).

Tageswerte

Jeder Tag beginnt mit dem Überblick, den Agora-Energiewende zur Verfügung stellt. Die smard.de-Charts und -Tabellen ermöglichen vielfältige Analysen. Erkunden Sie das Potential.

- [Montag, 12.1.2026](#)

Fast keine [PV-Stromerzeugung](#). Die [Strompreise](#).

- [Dienstag, 13.1.2026](#)

Über Tag steigt die [Windstromerzeugung](#) an. Die [Strompreise](#).

- [Mittwoch, 14.1.2026](#)

[Erheblicher Windstromrückgang](#). Kaum PV-Strom. Die [Strompreise](#).

- [Donnerstag, 15.1.2026](#)

Etwas mehr PV-Strom, Windstrom „[erholt](#)“ sich etwas. Die [Strompreise](#).

- [Freitag, 16.1.2026](#)

Der Windstrom sinkt in die [Wochenendflaute](#). Die [Strompreise](#).

- [Samstag, 17.1.2026](#)

Die [regenerative Stromerzeugung](#) produziert auf niedrigem Niveau. Die [Strompreise](#).

[Sonntag, 4.1.2026](#)

[Regenerativ zieht wieder etwas an](#). Die [Strompreise](#).

„Goldgräberstimmung“ bei den „Energiewendern“

von Peter Hager

Mit Großbatteriespeicher lässt sich richtig Geld verdienen.

Unsere Nachbarländer nutzen schon länger Differenzgeschäfte beim Import und Export von Strom mit Deutschland (das wurde in dieser Kolumne schon mehrfach thematisiert): Wird in Deutschland viel Wind- und Sonnenstrom erzeugt sinkt der Börsenstrompreis deutlich und wird zum Teil auch negativ. Abends bei Wegfall des Sonnenstroms steigt der Börsenstrompreis dann meist wieder an. Mit dem zum Teil sehr hohen täglichen Schwankungen beim Börsenstrompreis lassen sich richtig gute Geschäfte machen (Motto: Strom günstig einkaufen und teuer verkaufen).

Der weitere Zubau bei PV- und Windkraftanlagen in den letzten Jahren (die nicht bedarfsorientiert produzieren) verstärkt weiter dieses Geschäftsmodell.

Laut einer Analyse von Naturstrom sind in 2025 die Stunden mit Negativpreisen an der deutschen Strombörse (Day-Ahead) auf einen neuen Höchststand gestiegen (insbesondere zu den Spitzenzeiten der PV-Stromerzeugung).

- 2025: 573 h
- 2024: 457 h
- 2023: 301 h

Auch die Stunden mit Day-Ahead-Preisen von über 200 EUR/MWh gehen nach oben:

- 2025: 162 h
- 2024: 129 h
- 2023: 112 h

Was für unsere Nachbarländer schon länger sehr lukrativ ist, macht den Einsatz von Großbatteriespeichern (in den letzten Jahren sind die Preise insbesondere bei chinesischen Herstellern deutlich gesunken) auch für die „Energiewender“ in Deutschland zunehmend attraktiv.

Dies begründet den großen Run auf Anschlusszusagen für Großbatteriespeicher bei den Übertragungs- sowie Verteilnetzbetreiber (ÜNB/VNB).

Dabei sind auch Großbatteriespeicher typische Kurzzeitspeicher für die Überbrückung von wenigen Stunden bis maximal ein paar Tagen. Als Speicher für Dunkelflauten sind sie dagegen nicht geeignet, denn ein entleerter Batteriespeicher kann während einer Dunkelflaute nur begrenzt oder gar nicht nachgeladen werden.

Laut dem enervis BESS-Index (dieser wird monatlich ermittelt) konnten im Jahr 2025 beim Betrieb eines Großbatteriespeichers Erlöse für Börsenpreis sowie Systemleistungen von rund 10.000 EUR pro MW und Monat im Durchschnitt erzielt werden. Das bedeutet, dass ein 100-MW-Speicher etwa 12 Mio €/Jahr Umsatz generiert. Davon gehen allerdings Kapitalkosten, Abnutzung, Finanzierung, Netzanschluss und Steuern ab. Hinzu kommt, dass viele Batteriespeicher die Nachfrage erhöhen und der Strom-Preis wahrscheinlich nicht auf dem aktuell hohen Niveau der nachfrageschwachen und angebotsstarken Zeiten, zum Beispiel im Sommer zur Mittagsspitze, bleiben wird. Das Modell ist attraktiv, aber kein Selbstläufer trotz der Netzentgeltsubvention, denn netzgekoppelte Großbatteriespeicher (Übertragungs- bzw. Verteilnetz) sind von Netzentgelten befreit sind. Diese Regelung gilt mittlerweile für die Inbetriebnahme bis August 2029 und ab der Inbetriebnahme für 20 Jahre.

Laut einer aktuellem BDEW-Umfrage liegen bei den ÜNB-/VNB Netzanschlussanträge für Großbatteriespeicher (ab 1 MW) von etwa 720.000 MW vor. Bisher zugesagte Netzanschlüsse belaufen sich auf etwa 78.000 MW. Derzeit sind in Deutschland laut den Battery-Charts Großbatteriespeicher mit einer Leistung von ca. 2.500 MW und einer Kapazität von ca. 3.600 MWh installiert (Dezember 2025).

So planen u.a. die großen Energieversorger an den Standorten ehemaliger KKW neue Großbatteriespeicherprojekte. Dabei können vorhandene Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz genutzt werden, was

Umsetzungszeit und Investitionskosten reduziert:

- Gundremmingen (RWE): 400 MW Leistung und einer Kapazität von 700 MWh
- Brunsbüttel (Vattenfall): 254 MW Leistung und einer Kapazität von 700 MWh
- Philippsburg (EnBW): 400 MW Leistung und einer Kapazität von 800 MWh

Die „Energiewende“ läuft auch hier wieder aus dem Ruder:

- Die Höhe der Anschlussbegehren von etwa 720.000 MW (Papier-Reservierungen / Platzhalteranträge) übertrifft bei Weitem die Übertragungsfähigkeit des Netzes (etwa 80.000 MW Höchstlast)
- Die Prüfung der Netzanschlussanträge erfolgt heute nach dem zeitlichen Eingang der Anfrage und nicht nach deren Projektreife.
- Dies überlastet die jeweiligen Netzbetreiber zunehmend.
- Ein übergeordneter Rahmen, der die knappen Netzkapazitäten berücksichtigt und den netzdienlichen Betrieb regelt, fehlt bisher.

Quellen:

- https://www.naturstrom.de/Ueber_Uns/user_upload/2026-01-05_Auswertung_Day-Ahead-Preise_2025_naturstrom_AG.pdf
- <https://battery-charts.de/de/battery-charts-de/>
- <https://enervis.de/bewertung-batteriespeicher/>
- <https://www.bdew.de/presse/netzanschlussboom-bei-gro%C3%9Fbatteriespeichern-erfordert-schnell-neue-regeln/>
- https://www.bdew.de/media/documents/Erstauswertung_Speicheranfragen.pdf

Die bisherigen Artikel der Kolumne „Woher kommt der Strom?“ seit Beginn des Jahres 2019 mit jeweils einem kurzen Inhaltsstichwort finden Sie [hier](#). Noch Fragen? Ergänzungen? Fehler entdeckt? Bitte Leserpost schreiben! Oder direkt an mich persönlich: stromwoher@mediagnose.de. Alle Berechnungen und Schätzungen durch Rüdiger Stobbe und Peter Hager nach bestem Wissen und Gewissen, aber ohne Gewähr.