Monatsbericht Juli 2026

Last- und Leistungsganglinien der Stromversorgung in Deutschland unter dem besonderen Aspekt der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen

Der Bruttostromverbrauch in Deutschland lag 2025 bei 521 Milliarden kWh (2,2 % des weltweiten Stromverbrauchs). Daraus errechnet sich eine mittlere Leistungseinspeisung des eingesetzten Kraftwerksparks von **59.475 MW** (521 TWh/8.760 h).

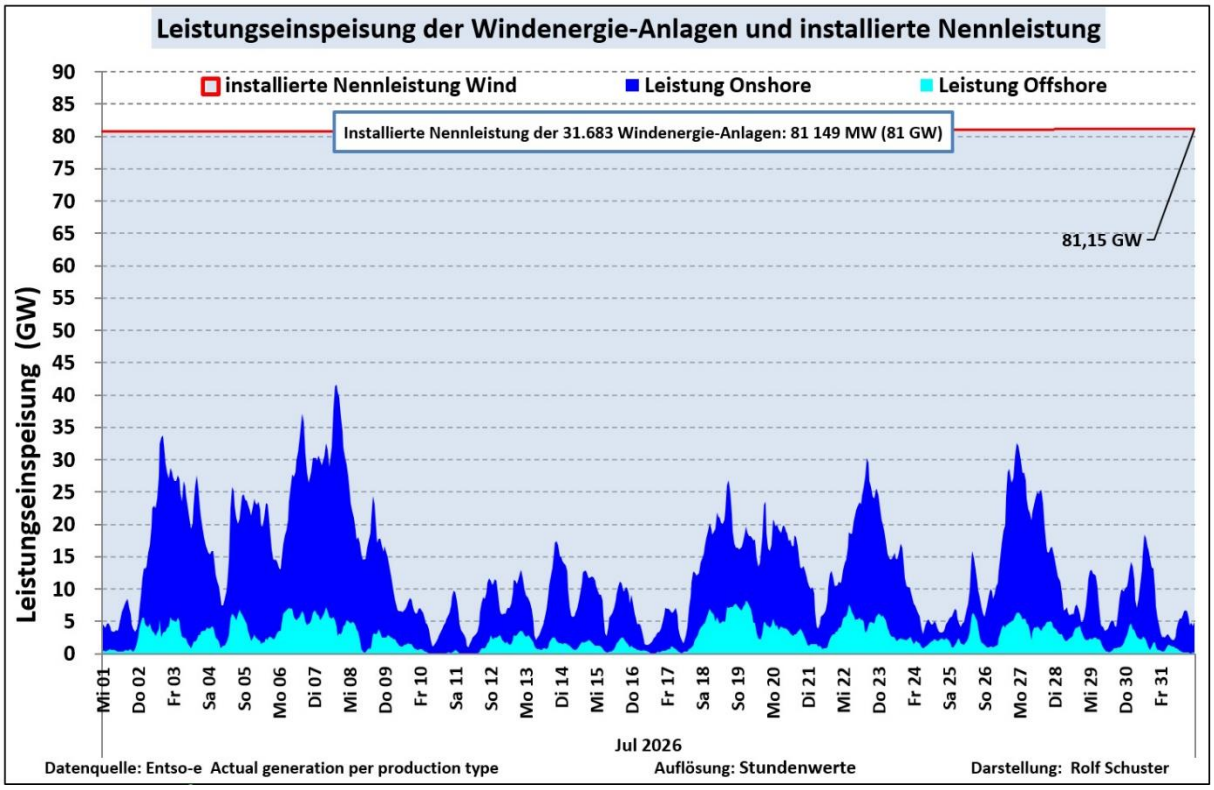
Eine TWh entspricht 1.000 GWh bzw. 1 Million MWh bzw. 1 Milliarde kWh (1 TW-> 1.000 GW-> 1.000.000 MW-> 1.000.000.000 kW)

Anmerkung: Last- und Leistungsganglinien sind die elektrotechnischen Fachbegriffe, die den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs (Last) bzw. der Leistungseinspeisung der jeweiligen Erzeugungsanlagen darstellen. Bei Gegenüberstellung der im deutschen Stromnetz benötigten Leistung kann anhand der Leistungsganglinien unmittelbar veranschaulicht werden, welche Energieträger mit welchem prozentualen Anteil den Leistungsbedarf zu jedem aktuellen Zeitpunkt abdecken.

I. Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen im Juli 2026

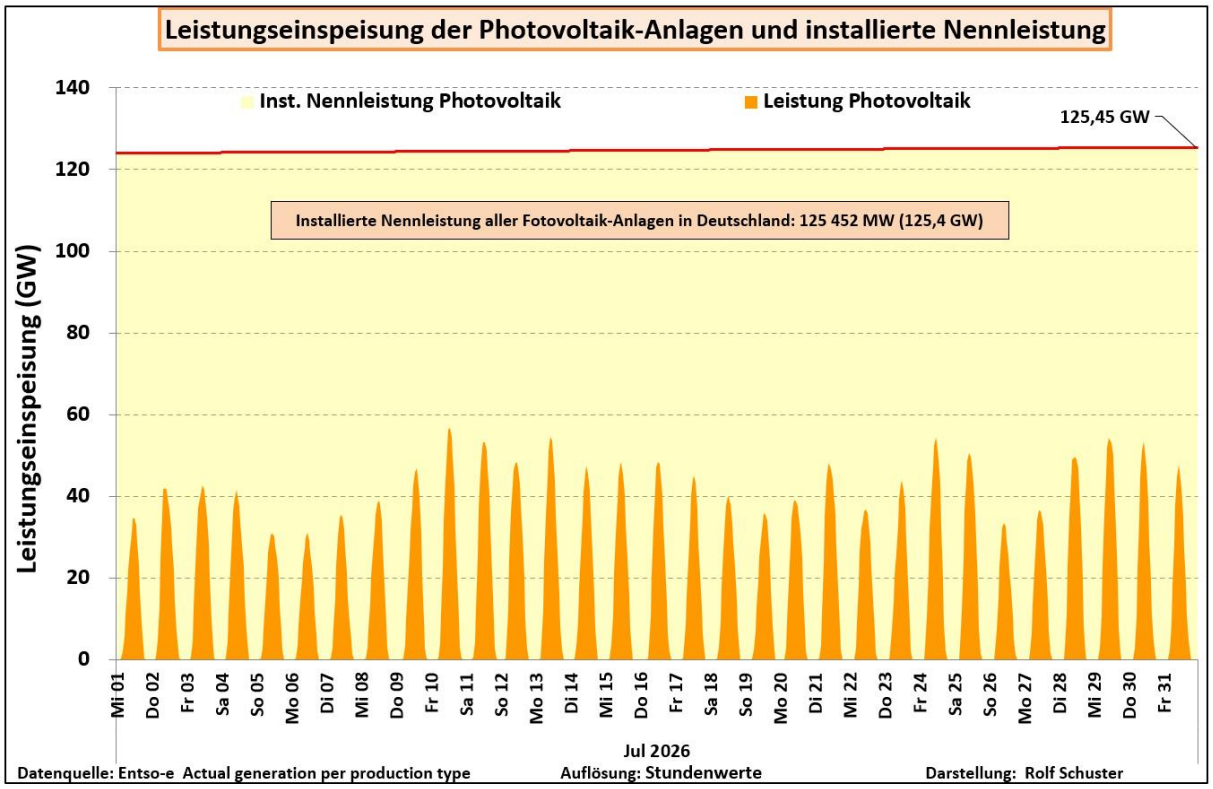
In Deutschland sind Ende Juli 2026 ca. **32.000** Windenergie-Anlagen mit **81.149 MW (81,1 GW) Nennleistung** und knapp **5 Millionen** Photovoltaik-Anlagen mit **125.452 MW (125,4 GW) Nennleistung** installiert. Als Nennleistung einer Anlage wird die höchste Leistung definiert, die bei optimalen Betriebsbedingungen dauerhaft zur Verfügung gestellt werden kann. Die installierten Nennleistungen der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen liegen aktuell jeweils über der Größenordnung der für die Stromversorgung in Deutschland notwendigen mittleren Leistungseinspeisung von ca. 60.000 MW.

Abb. 1: Leistungsganglinie der Onshore/Offshore-Windenergie-Anlagen im Juli 2026



In **Abb. 1** zeigen die Konturen der dunkelblauen Flächen den zeitlichen Verlauf der gesamten Leistungseinspeisung aller deutschen Onshore-Windenergie-Anlagen (**70.309 MW** Nennleistung im Berichtsmonat) an. Die hellblauen Flächen beziehen sich auf die Offshore-Windenergie-Anlagen in der Nord- und der Ostsee (**10.840 MW** Nennleistung). Der mit der roten Linie nach oben begrenzte Hintergrund symbolisiert die installierte Nennleistung **(81.149 MW; 81,1 GW)**, die bei zeitlich im Berichtsmonat durchgehend optimalen Wetterbedingungen mit hohen Windgeschwindigkeiten oberhalb 15 m/sec (54 km/h) bei 100 %-Betrieb dauerhaft ins Stromnetz eingespeist werden könnte.

Abb. 2: Leistungsganglinie der Photovoltaik-Anlagen in Deutschland im Juli 2026



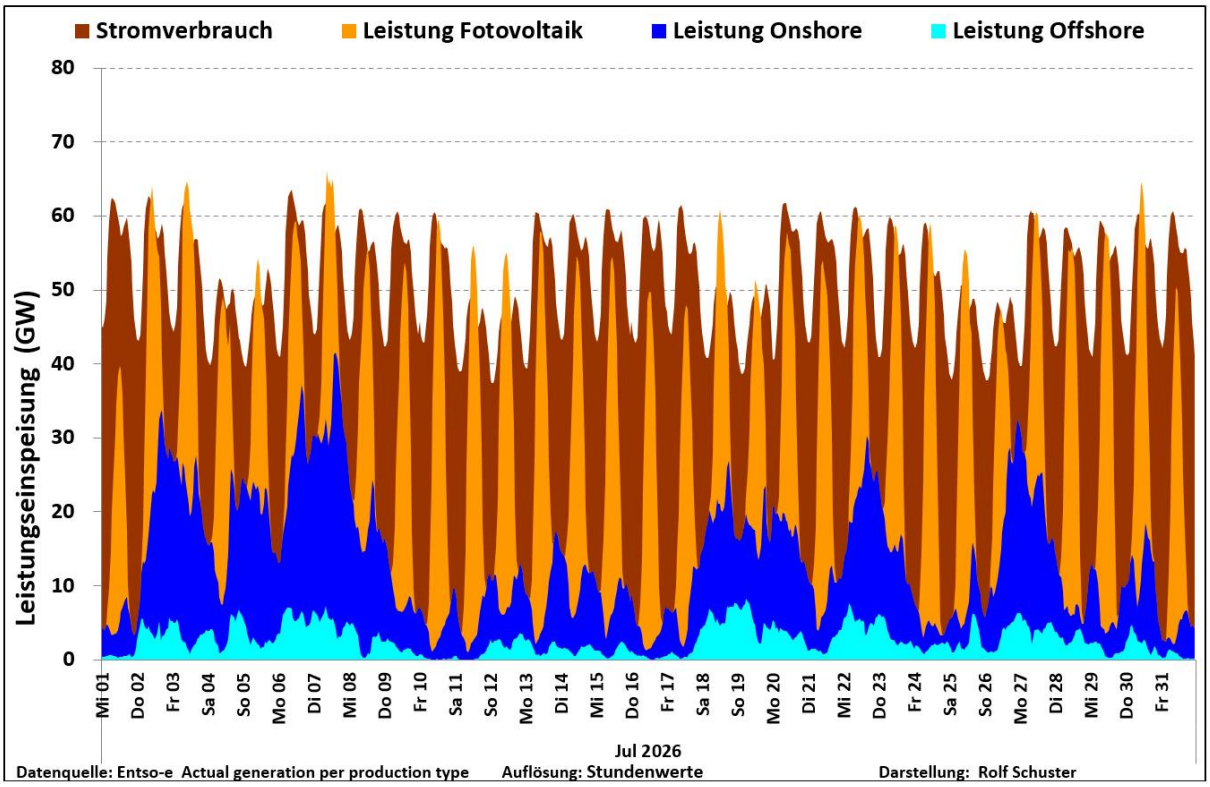
In **Abb. 2** wird die Leistungsganglinie aller deutschen Photovoltaik-Anlagen vor dem Hintergrund der installierten Nennleistung dieser Anlagen mit aktuell **125.452 MW (125,4 GW)** im Berichtsmonat Juli 2026 dokumentiert. Nach gängiger Faustformel entspricht diese Nennleistung einer Kollektorfläche von ca. 600 Millionen m² (600 km² oder anschaulich 85.000 Fußballplätze).

In den Wintermonaten tendiert die Leistungseinspeisung der Photovoltaik-Anlagen auch um die Mittagszeit zu relativ kleinen Werten, wobei in den Wintermonaten Dezember und Februar nur etwa 10 % der elektrischen Arbeit (Flächenintegral in kWh) der Sommermonate erzeugt wird. In den Monaten Mai bis August werden die Höchstwerte der Leistungseinspeisung der Photovoltaikanlagen erreicht. In Abhängigkeit von der Dauer der täglichen Sonneneinstrahlung gleicht die Leistungseinspeisung mit ihrer Pulsform generell einer zufälligen Anhäufung von „Nadeln unterschiedlicher Länge“.

In **Abb. 3** ist der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs (braune Fläche) mit den charakteristisch großen Lastschwankungen aufgrund unterschiedlicher Nachfrage zwischen Tag und Nacht und zwischen Werk- und Wochenendtagen dargestellt. Die Spitzennachfrage nach Strom (Höchstlast im Jahr) aus dem Netz

der allgemeinen Versorgung liegt in Deutschland in den letzten Jahren bei **70.000 bis 80.000 MW, im Juli 2026 bei 63.579 MW**. In der Regel werden die Höchstlasten am frühen Abend der Werktage im Winter erreicht. Auf der Verbraucherseite sind große Lastschwankungen innerhalb eines Tages im Sommer und im Winter bis über 30.000 MW (30 GW) nicht unüblich.

Abb. 3: Stromverbrauch und Leistungsganglinien der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen

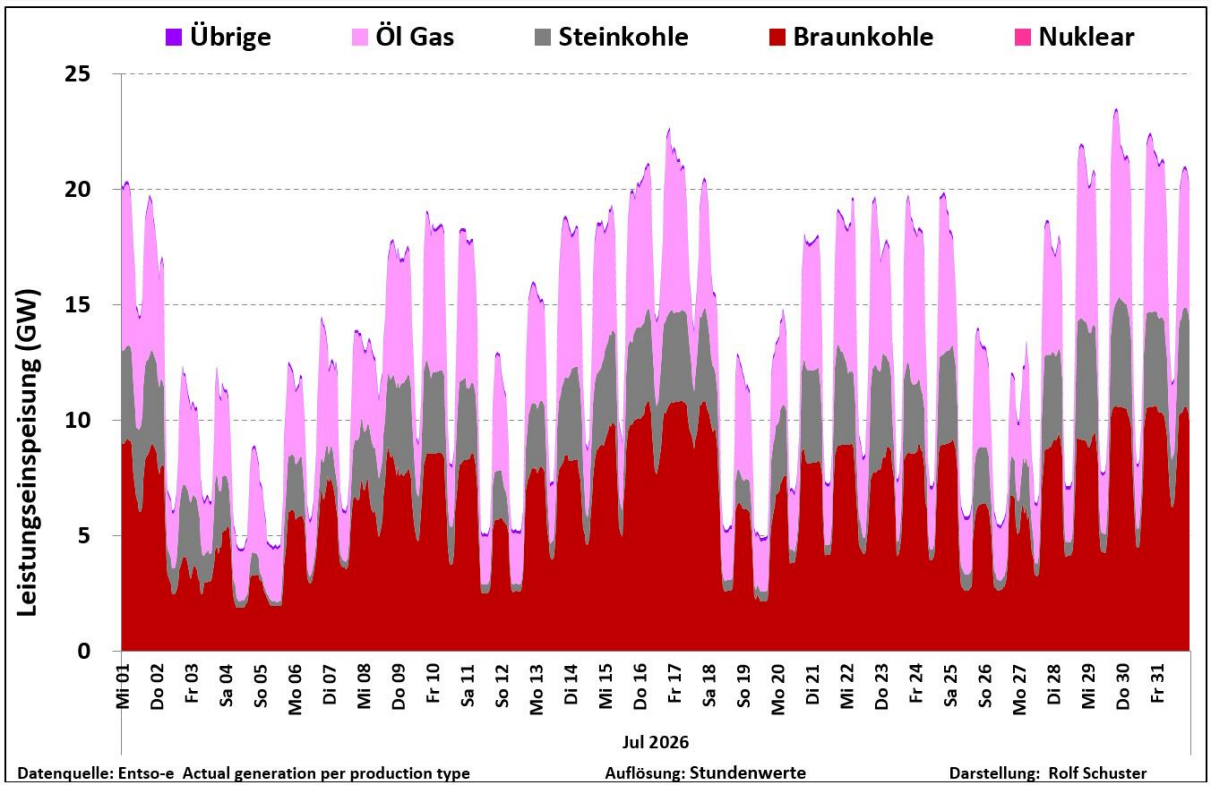


Die Konturen der blauen und gelben Flächen für Wind und Sonne (vergleiche **Abb. 1** und **Abb. 2)** dokumentieren den zeitlichen Verlauf der gesamten Leistungseinspeisungen aller deutschen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen mit starken Einbrüchen beim Wind im Berichtszeitraum.

II. Konventionelle Anlagen

Der Stromverbrauch in Deutschland entfällt mit ca. 45 % auf die Industrie, mit einem Viertel auf die Haushalte. Die restlichen ca. 30 % verbrauchen Handel, Gewerbe, Dienstleistung und Verkehr.
Nach dem **Erneuerbare-Energien-Gesetz** (EEG) erfolgt die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien privilegiert. Die Differenz zwischen den vorrangig eingespeisten Strommengen aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen und dem Stromverbrauch (Residuallast: Restnachfrage nach regelbaren Kraftwerken) muss wegen des hoch volatilen Charakters der EEG-Anlagen fortlaufend durch den konventionellen Kraftwerkspark ausgeglichen werden. In **Abb. 4** ist die durch die konventionellen Leistungserzeuger eingespeiste Leistung dokumentiert, die sich aus der Differenz zwischen der Lastganglinie des Stromverbrauchs (braune Fläche in Abb. 3) und den Leistungsganglinien der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen (Abb. 1 und 2) einschließlich der Biomasse- und Laufwasseranlagen ergibt. Im Berichtszeitraum wurden die **konventionellen Anlagen in der Spitze bis 23.000 MW betrieben** und Strom mit einer Spitzenleistung zeitweise von ca. **15.000 MW importiert** (siehe Abb. 4 und Abb. 7).

Abb. 4 Leistungsganglinien der konventionellen Anlagen Kohle, Öl, Gas



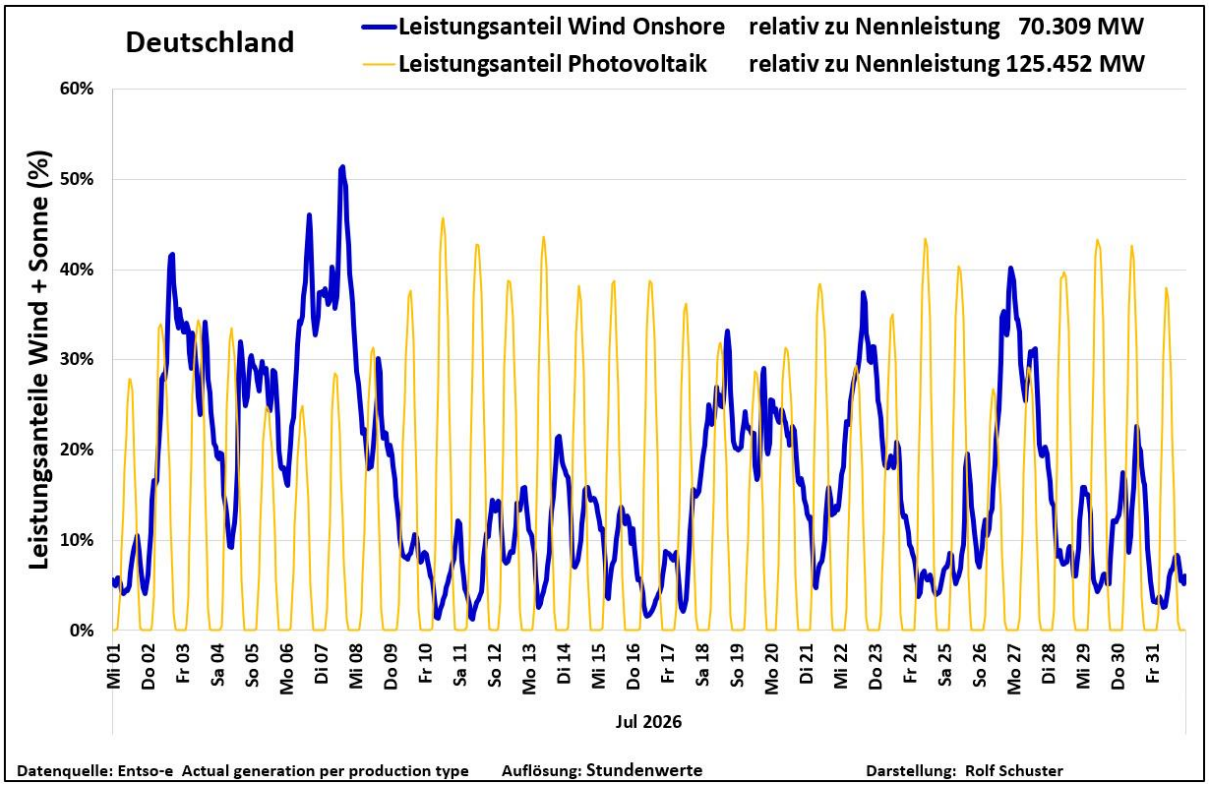
Im Berichtsmonat Juli 2026 lag die Leistungseinspeisung der konventionellen Kraftwerke (Kohle, Gas, Müll) in der Spitze bei ca. **23.000 MW (23 GW).** Da im **Juli 2026** oftmals Zeiträume mit geringen Leistungseinspeisungen der Windenergie-Anlagen vorlagen und die Photovoltaik-Anlagen nur bei Sonnenstunden Leistungseinspeisung bereitstellen können (Abb. 2 und 3), musste jederzeit der konventionelle Kraftwerkspark (Kohle und Erdgas) als Backup betriebsbereit zur Verfügung stehen. Zudem waren hohe Importquoten aus den europäischen Nachbarländern notwendig.

III. Prozentualer Anteil der Erneuerbaren Energien

Aus diesem Zusammenwirken von regelbaren konventionellen Kraftwerken und volatilen Erneuerbaren Energien mit steigender Tendenz stellt sich selbstredend die Frage, wie stark die Leistungsanteile zwischen konventionellen und erneuerbaren Leistungsträgern variieren. In **Abb. 5.** sind die prozentualen Anteile der Leistungseinspeisung der Erneuerbaren Energien Wind (Onshore) und Sonne in Prozent **im Verhältnis zu den jeweils installierten Nennleistungen** dieser Energieträger als Kurven eingetragen. Der Prozentanteil der hochvolatilen Windenergie-Leistungseinspeisung schwankte im Tages- und Monatsverlauf im Juli 2026 zwischen annähernd **Null und 51 % in der Spitze** (blau). Die Leistungsanteile der Photovoltaik-Anlagen variierten im Berichtsmonat ebenfalls zwischen Null % in der Nacht und bis ca. **46 %** in der Mittagsspitze (Spitzenwerte**: 25 % bis 46 %**).

Für eine sichere Stromversorgung ist zu jedem Zeitpunkt eine dem jeweiligen Stromverbrauch äquivalente gesicherte Leistungseinspeisung aller verfügbaren Erzeugungsarten (MW) ausschlaggebend, um die Frequenz (50 Hz) und die Spannung konstant halten zu können. Bereits relativ geringe Abweichungen können zu Netzabschaltungen führen. **Die auf Werte nahe Null abfallenden Anteile der Leistungserzeuger aus Wind und Sonne an der Leistungsbereitstellung für eine sichere Stromversorgung sind die Knackpunkte der Energiewende (siehe Spitzenwerte unter 20 % für Wind).**

Abb. 5: Prozentuale Anteile EE Wind (Onshore) und Solar an der Leistungserzeugung im Juli 2026



Nachstehend eine Übersicht der Ausnutzung der installierten Nennleistungen aller **Windenergie-Anlagen** im **Juli 2026** in Stunden und Prozent der Monatszeit für verschiedene Leistungsstufen.

Summe erzeugte Energie aus Windenergie im Juli 2026		**10.468 GWh**
Verteilung der Einspeisung nach Klassen		
0% bis 10% Nennleistung	**253,00 h**	**34,0 %**
11% bis 30% Nennleistung	**373,00 h**	**50,1 %**
31% bis 50% Nennleistung	**114.00 h**	**15.3 %**
51% bis 70% Nennleistung	**4,00 h**	**0,5 %**
größer 70% Nennleistung	**0,00 h**	**0,0 %**
Summe Stunden	**744,00 h**	**100,0 %**

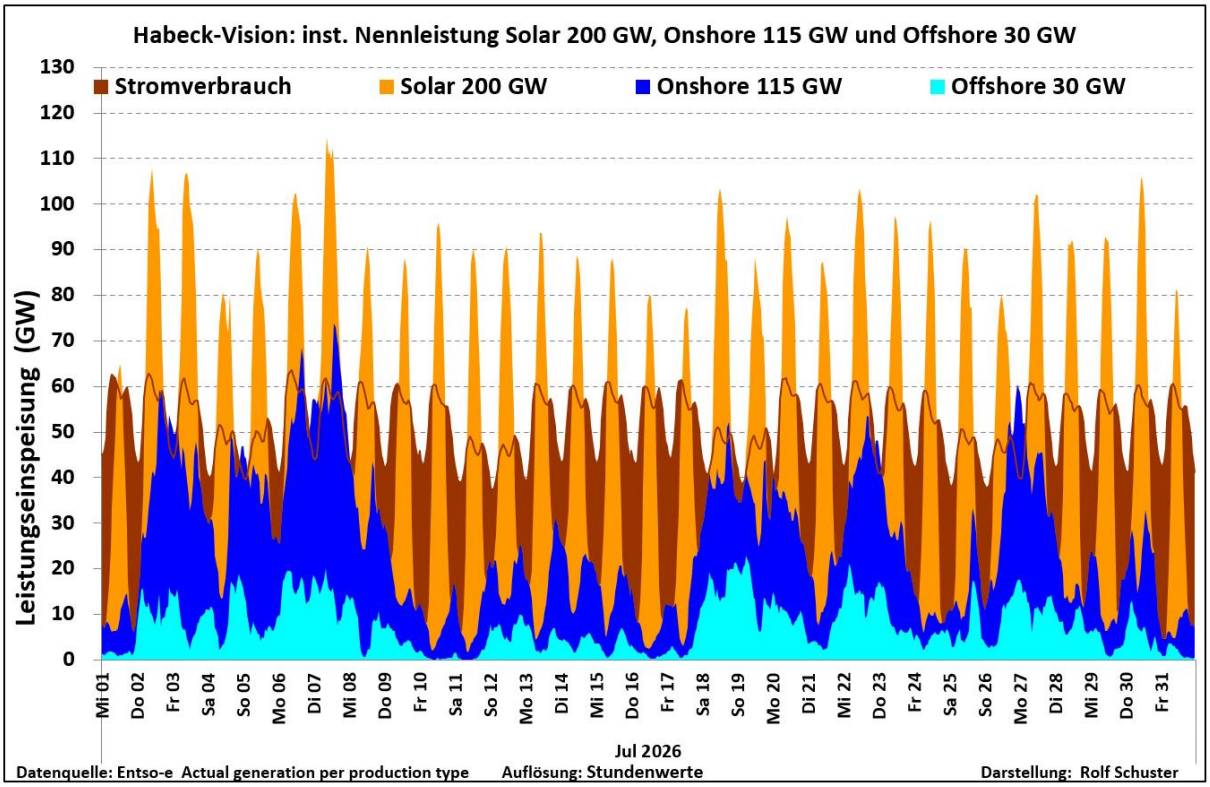
Bei Photovoltaik-Anlagen ist die Leistungsbereitstellung in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung zeitlich sehr stark eingeschränkt. Bei 720 Monatsstunden im Juli 2026 wurden **210 Stunden** ohne Leistungseinspeisung dokumentiert. Im Bereich **1 % bis 20 %** der installierten Nennleistung aller deutschen Photovoltaik-Anlagen lag die Stundenzahl bei **282 h**. Im Berichtsmonat wurden **12.038 GWh** erzeugt.

Sonne	**Null-Leistungseinspeisung**	**210,25 h**	**28,3 %**	
	1% bis 20 % der Nennleistung	**282,25 h**	**37,9 %**	
	21% bis 40 % Nennleistung	**228,00 h**	**30,6 %**	
	Größer 40 % Nennleistung	**23,50 h**	**3,2 %**	

IV. Habeck-Vision der Bereitstellung der Primärenergie mit Wind und Sonne

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz plante mit Nennleistungs-Ausbauzielen bis 2030 für die Onshore Windenergie-Anlagen von 115.000 MW, für Offshore-Anlagen von 30.000 MW und für Photovoltaik-Anlagen von 200.000 MW, in der Summe also **345.000 MW** (aktueller Stand **200.303 MW**). Auch mit dieser geplanten Verdoppelung der installierten Nennleistung der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen bis 2030 ist der Verzicht auf den regelbaren konventionellen Backup-Kraftwerkspark nicht darstellbar. Wenn 30.000 Windenergie-Anlagen nur wenige Prozent Leistungsanteile erbringen, würde auch eine aberwitzige Verzehnfachung auf 300.000 Windenergie-Anlagen in Verbindung mit der Vervielfachung von Photovoltaik-Anlagen (Nadelspitzenprofile) keine sichere Stromversorgung ermöglichen. **Übrigens:** bei 300.000 Anlagen wäre fast auf jedem km² in Deutschland (357.588 km²) ein Windrad installiert.

Abb. 6: Habeck-Vision (Ausbau der installierten Nennleistungen Windenergie auf 145.000 MW und Solar auf 200.00 MW); Leistungseinspeisung Wind+Sonne auf diese Nennleistungen hochskaliert.



In den verschiedenen Niedriglast-Phasen im Juli 2026 hätten die für 2030 geplanten Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen selbst mit der von Robert Habeck vorgegebenen Nennleistung von 345.000 MW nicht annähernd die zur Lastbereitstellung erforderliche Leistung von ca. **65.000** MW zu jedem Zeitpunkt bereitstellen können (**siehe braune Restflächen des Stromverbrauchs in Abb. 6**). Die Photovoltaik liefert in den Wintermonaten nur marginale Leistungsbeiträge. Der Vergleich mit Abb.3 ist frappierend und sollte hinsichtlich der für einen Industriestandort eminent wichtigen Versorgungssicherheit den verantwortlichen Politikern zu denken geben.

Wie sollen zukünftig die Leistungsspitzen der wetterabhängigen Energieträger, die entsprechend Abb.6 weit über den Verbrauch „hinausschießen“, behandelt werden? Mit sporadischen Leistungsspitzen können z.B. auch keine Elektrolyseure (Wasserstoff) wirtschaftlich betrieben werden.

V. Strom-Import/Export

Seit der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke wird verstärkt Strom aus dem europäischen Ausland importiert (grüne Flächen). **Abb. 7** dokumentiert die Notwendigkeit hoher Stromimporte im Zeitraum Juli 2026 bei Börsenstrompreisen von in der **Spitze 311 €/MWh (31,1 Cent/kWh)**. Im Vergleich dazu wurde z.B. im Wintermonat März 2021 bei hohen Stromverbrauch bis 80.000 MW Strom an der Börse auf einem mittleren Niveau von ca. 60 €/MWh (6 Cent/kWh) gehandelt.

Hohe Börsenpreise und hohe Strom-Importraten (grün) belegen eindeutigen Mangel an zur Verfügung stehender Leistung (MW) in Deutschland, die nur durch hohe Importe ausgeglichen werden konnte. Größere Anteile lieferten Frankreich, Schweiz, Dänemark, Norwegen, Polen, Niederlande und Österreich Belgien, Tschechien und Schweden. Hohe Importspitzen (grün) bis **15.000 MW** wurden im Juli 2026 jeweils in den Morgen- und Abendstunden erreicht. Kennzeichnend ist zudem die Zunahme von Preiseinbrüchen bei Exporten (rote Exportspitzen). **Minusbörsenpreise** zur Mittagszeit (hohe Photovoltaik-Spitzen) häufen sich in den Sommermonaten und können nur durch großflächige Abschaltung der Anlagen vermieden, was verstärkt passiert. Die Volatilität der Börsenpreise mit **extrem hohen Preisspitzen** zweimal am Tag (morgens und abends) und zu Null-Strompreisen (bzw. Negativstrompreisen) um die Mittagszeit belegen eindeutig, dass die **Stromproduktion nicht mit dem Stromverbrauch in Einklang steht**. Strommangel und Stromüberschuss belasten das System und führen zu immer höheren Netzentgelten, also letztlich zu permanent ansteigenden Strompreisen.

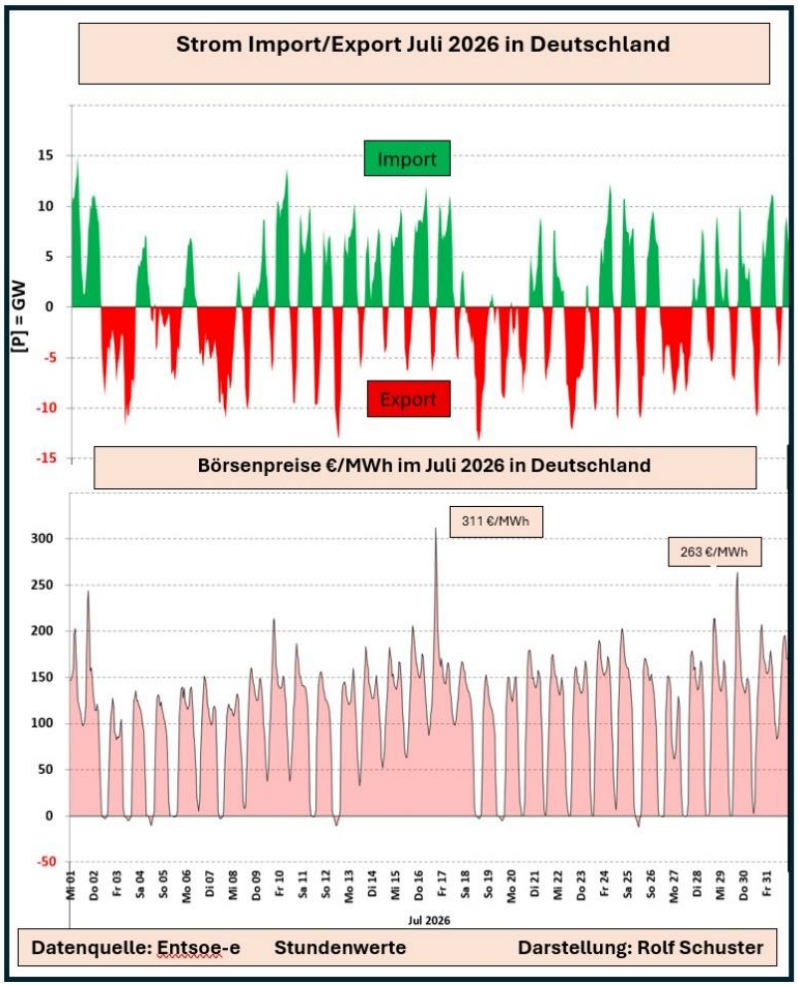



Abb. 7: Strom-Export/Import und Börsenentwicklung