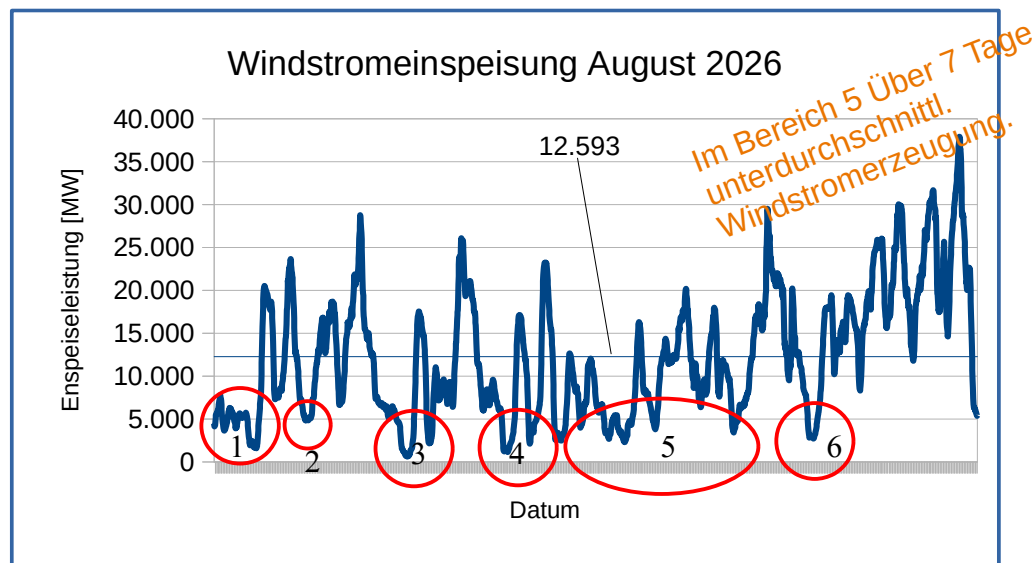


Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle August 2026 mit 6 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2026/2025 = $12.593/9.596 = 1,31$

Schwachwind-Bereiche		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	01.08.26 09:45	10	2,5
	02.08.26 15:45	11,25	
2	04.08.26 14:15	4,5	
	06.08.26 14:15	17	1,25
3	08.08.26 14:15	17	1,25
	09.08.26 14:15	5,75	
4	12.08.26 13:15	12	
	13.08.26 13:15	8	
5	14.08.26 15:30	11,25	
	15.08.26 09:45	3,25	
	16.08.26 12:30	12	2,75
	17.08.26 03:30	10,75	5,75
	18.08.26 08:30	4	
	20.08.26 10:15	6	
6	24.08.26 13:30	9,25	
Anzahl		Summe	
6	15	142	13,5

1738 Redispatch - Maßnahmen

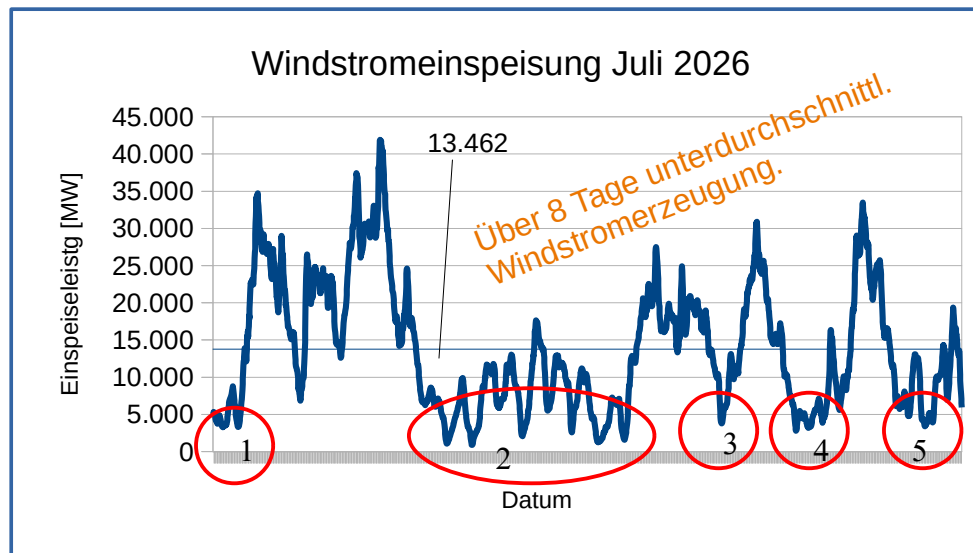
Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 2-8: Juli - Januar
- Folie 9: Statistische Auswertung
- Folie 10: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 11: Zusammenfassender Text
- Folie 12: Quellenverzeichnis, zusätzlich laufende Netzzeitabweichung
- Folie 13: EE-Ausbau Diagramme mit Text
- Folie 14: EE-Ausbau Diag. mit gleichbleibender Skalenteilung
- Folie 15: EEG - Konto

An 16 Tagen Stromimport mit 4.099 GWh
An 15 Tagen Stromexport mit 4.649 GWh

AUSGEGLICHEN!

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Juli 2026 mit 5 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2026/2025 = $13.462/10.478 = 1,28$

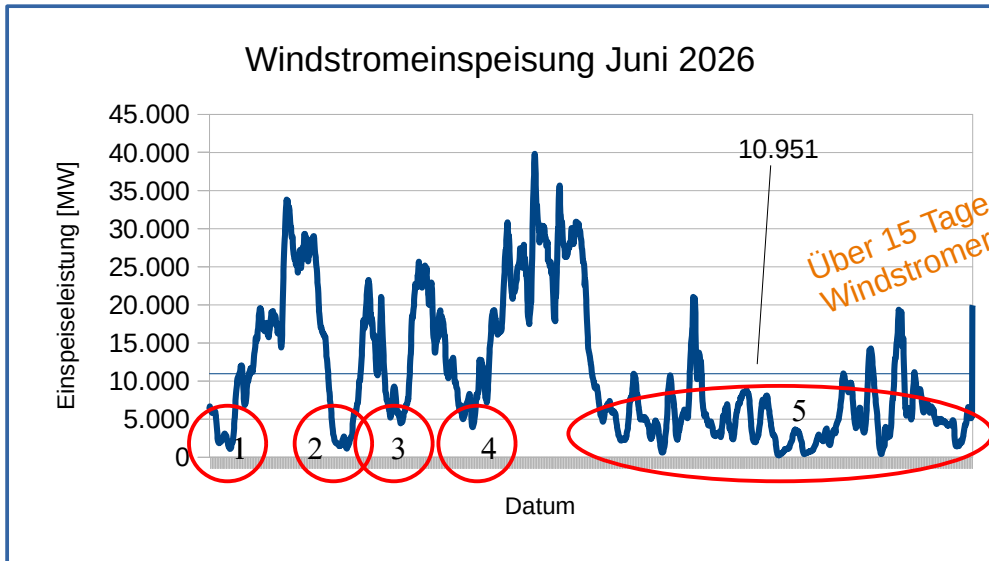
	Schwachwind-	Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	01.07.26 09:30	12,75	2,75
	02.07.26 00:30	2,5	2,5
2	10.07.26 08:45	14	0,75
	11.07.26 09:15	13,5	1,25
	13.07.26 09:30	6,75	
	15.07.26 09:00	3,5	
	16.07.26 10:15	18,25	1,25
3	17.07.26 11:30	7	
	21.07.26 09:15	2,75	
4	24.07.26 08:45	15,75	2,5
	25.07.26 10:00	6,75	1,75
	28.07.26 20:45	1,75	1,75
5	29.07.26 12:30	7,25	
	31.07.26 10:45	13,25	3,75
Anzahl		Summe	
5	14	125,75	18,25

1744 Redispatch - Maßnahmen

An 15 Tagen Stromimport mit 4476 GWh
An 16 Tagen Stromexport mit 4474 GWh

AUSGEGLICHEN!

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

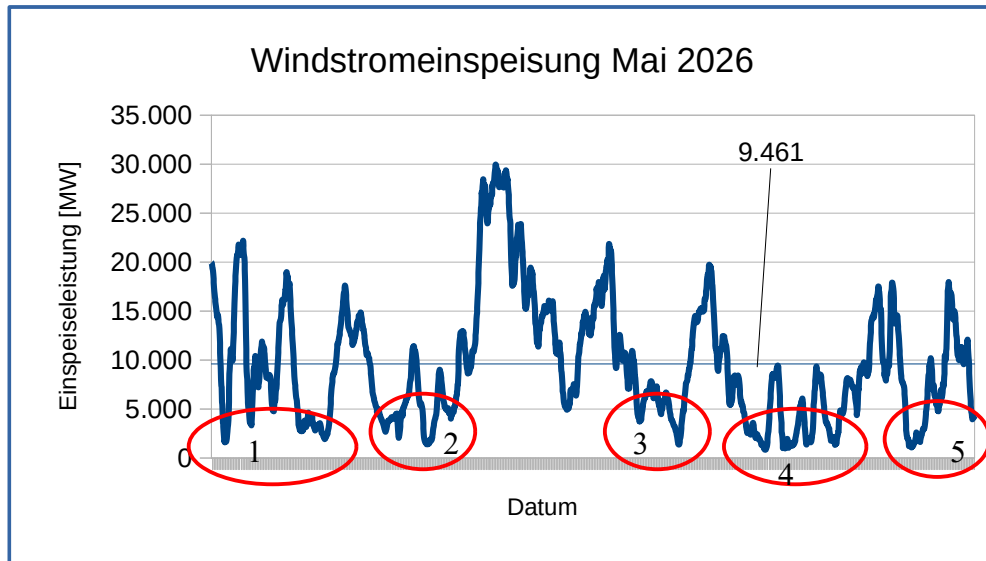
Verlauf und Tabelle Juni 2026 mit 5 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2026/2025 = $10.951/14.570 = 0,75$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
schnittl.	1 01.06.26 19:45	17,5	1
	2 05.06.26 23:59	4,5	2
	06.06.26 09:30	15,75	4,25
	3 08.06.26 12:30	3,75	
4	11.06.26 08:15	2,75	
spatch - Maßnahmen	5 16.06.26 11:35	1,75	
	17.06.26 05:00	12	4,25
	18.06.26 19:45	21,25	3
	19.06.26 09:45	5,75	
	20.06.26 22:00	10,25	2
	21.06.26 14:45	12,25	4,5
	22.06.26 11:45	9,25	
	23.06.26 09:30	22,5	4,5
	24.06.26 09:45	24	5,75
	25.06.26 09:45	18,5	4,5
	26.06.26 18:15	8	
	27.06.26 18:15	13,5	
	29.06.26 14:30	11,25	1,75
	30.06.26 09:30	19,25	4,25
	Anzahl		Summe
5	19	233,75	41,75

An 19 Tagen Stromimport,
An 11 Tagen Stromexport

Längste ununterbrochene
Windflautendauer = 64,75 h

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

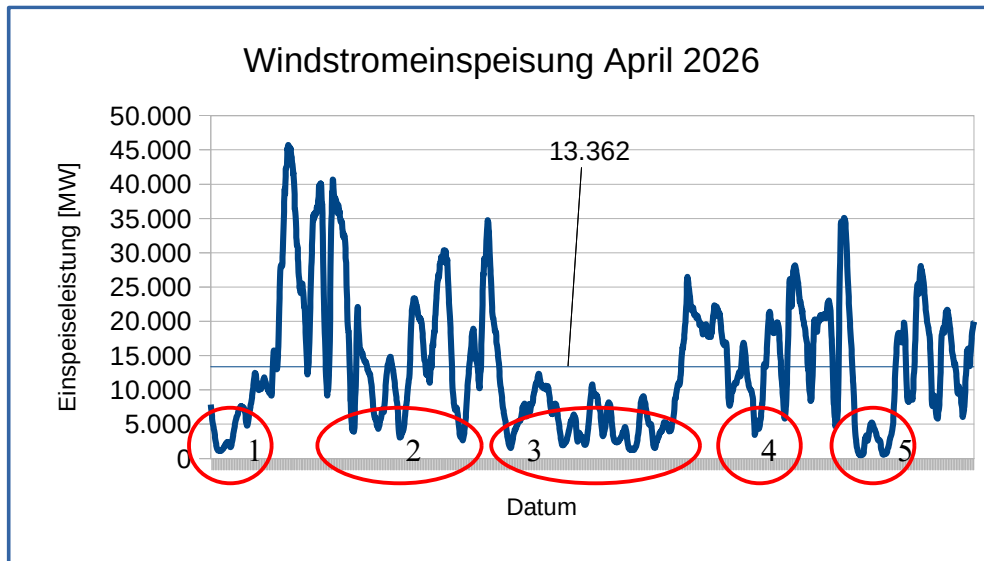
Verlauf und Tabelle Mai 2026 mit 5 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2026/2025 = $9.461/13.065 = 0,72$

1307 Redispatch - Maßnahmen
Monat mit der größten Anzahl von
Windflautentagen

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
7	Datum	Std.	Std.
1	01.05.26 12:45	6	
	02.05.26 13:45	3,75	
	03.05.26 10:45	1,5	
	04.05.26 12:45	15	3
	05.05.26 10:45	16,75	4,25
2	07.05.26 20:15	12,25	2,75
	08.05.26 08:45	13	5
	09.05.26 11:00	13,75	
	10.05.26 09:30	8,25	
3	17.05.26 19:45	5,25	1
	18.05.26 16:15	2	
	19.05.26 09:15	13,5	4,5
	21.05.26 23:59:59	2,75	2
	21.05.26 18:30	23	4,75
4	23.05.26 13:15	15,5	2,25
	24.05.26 13:30	13	3
	25.05.26 12:15	18,5	2,5
	26.05.26 09:00	1,25	
5	28.05.26 13:30	17,5	2
	29.05.26 00:00	3,75	2,75
	30.05.26 00:00	3,5	2
	31.05.26 00:00	12	4,75
Anzahl		Summe	
5	22	220,5	46,5

An 18 Tagen Stromimport,
An 12 Tagen Stromexport

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

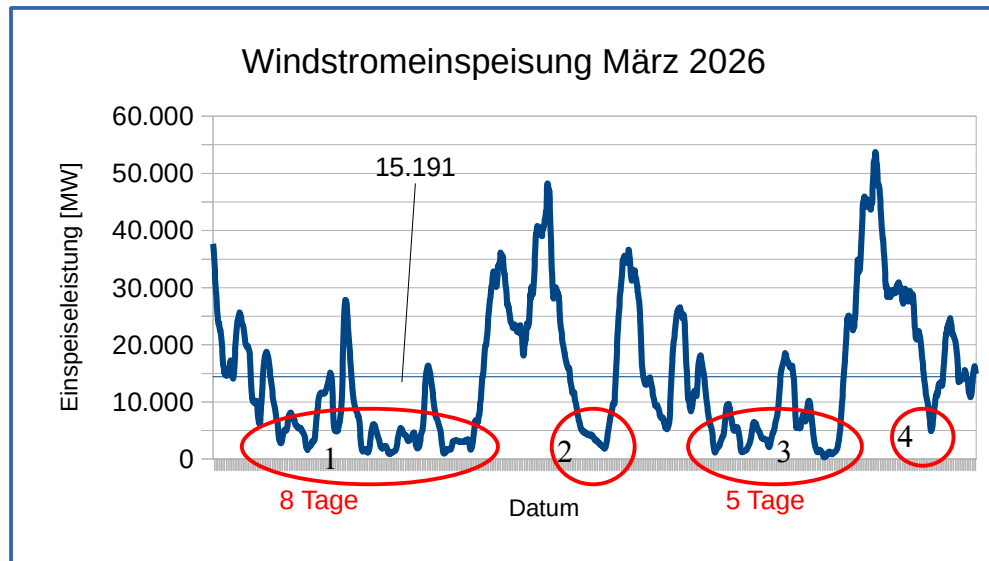
Verlauf und Tabelle April 2026 mit 5 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2026/2025 = $13.362/9.632 = 1,39$

	Schwachwind-	Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
7	Datum	Std.	Std.
1	01.04.26 09:15	21	6,75
	04.04.26 10:30	1,25	
2	06.04.26 15:15	2,75	
	07.04.26 13:45	3	
	08.03.26 10:15	5,5	
3	10.04.26 21:30	6	3
	12.04.26 19:00	9,75	3,25
	13.04.26 00:00	1,75	1,75
	14.04.26 20:45	7,75	3,25
	15.04.26 10:15	14,75	3,5
	16.04.26 23:30	10	3,25
	17.04.26 12:00	20,25	5,75
	18.04.26 10:45	13,25	3,5
4	19.04.26 00:30	3,5	3,5
	22.04.26 09:15	2,5	
5	25.04.26 13:45	1,5	
	26.04.26 13:30	15,5	1,75
	27.04.26 10:30	19,5	5
Anzahl		Summe	
5	17	44,25	12,02

ununterbrochene Windflautendauer = 26 h

An 16 Tagen Stromimport,
An 14 Tagen Stromexport

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



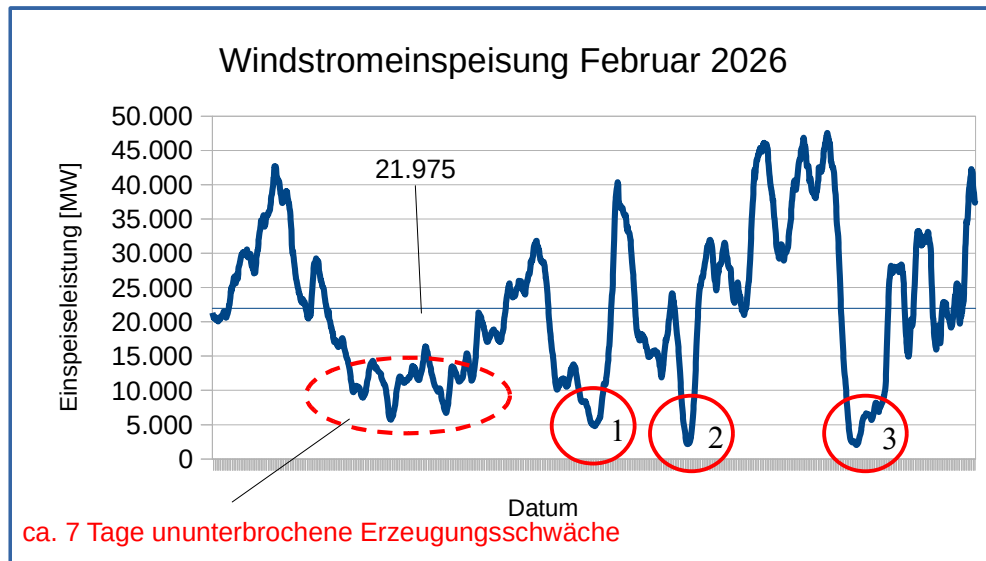
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle März 2026 mit 4 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2026/2025 = $15.191/11.244 = 1,35$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	03.03.26 11:45	5,5	
	04.03.26 11:45	12,5	0,25
	05.03.26 12:30	3,25	
	06.03.26 16:30	11	1,75
	07.03.26 11:45	22,25	9,75
	08.03.26 11:45	16,5	6,25
	09.03.26 11:30	16,5	4,25
	10.03.26 11:00	14,5	6,25
2	14.03.26 23:59	11,25	5,25
	15.03.26 08:45	12,25	6,25
3	19.03.26 10:00	11	
	20.03.26 10:15	13,5	1,25
	21.03.26 09:45	14	5,75
	22.03.26 10:30	13,75	10,25
4	27.03.26 08:45	0,75	
Anzahl		Summen	
4	15	178,5	57,25

An 15 Tagen Stromimport,
An 16 Tagen Stromexport

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



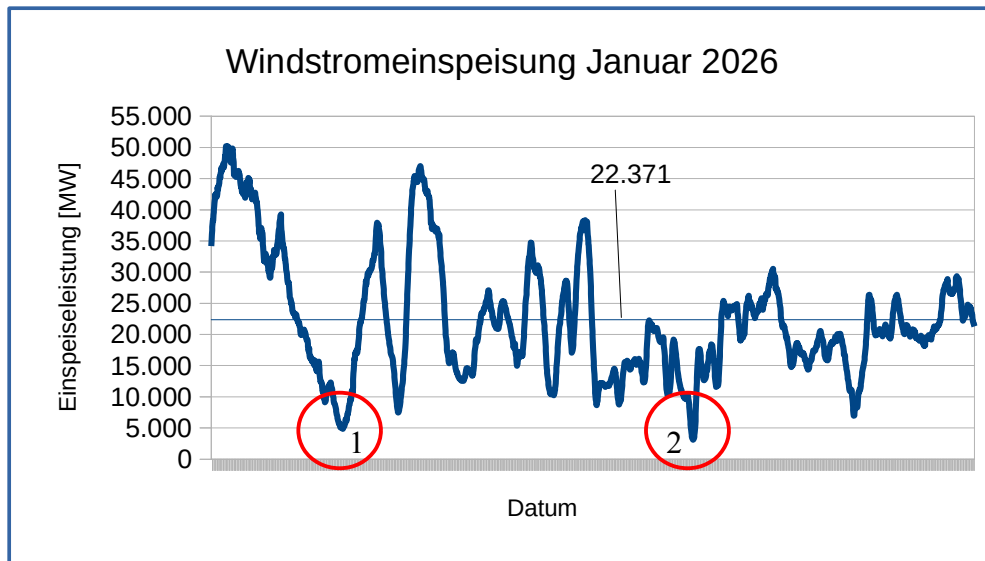
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Februar 2026 mit 3 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
 $2026/2025 = 21.975/14.042 = 1,56$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	14.02.26 23:30	1,5	1,5
	15.02.26 00:45	2,25	2,25
2	18.02.26 10:30	7,5	
3	24.02.26 15:15	12	2
Anzahl		Summen	
3	4	23,25	5,75

An 10 Tagen Stromimport,
An 18 Tagen Stromexport

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



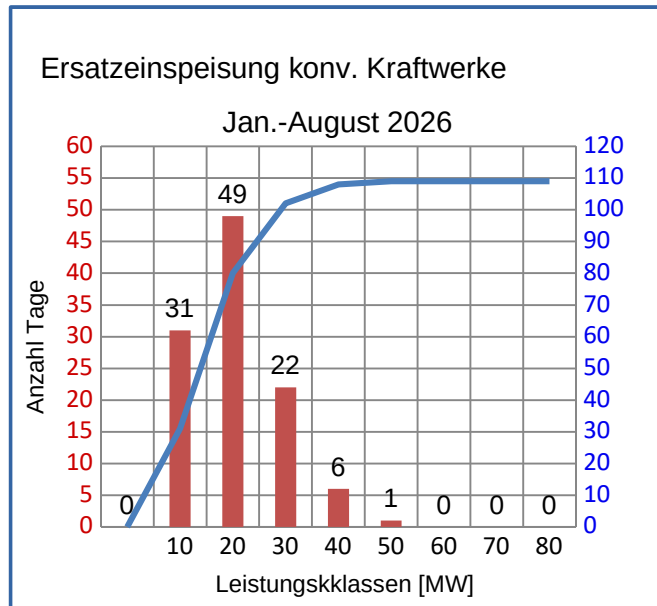
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Januar 2026 mit 2 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
 $2026/2025 = 22.371/20.848 = 1,073$

Bereiche	Schwachwind-	Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	06.01.26 08:00	0,75	0
2	20.01.26 13:30	4,25	0
Anzahl		Dauer	
2	2	5	0

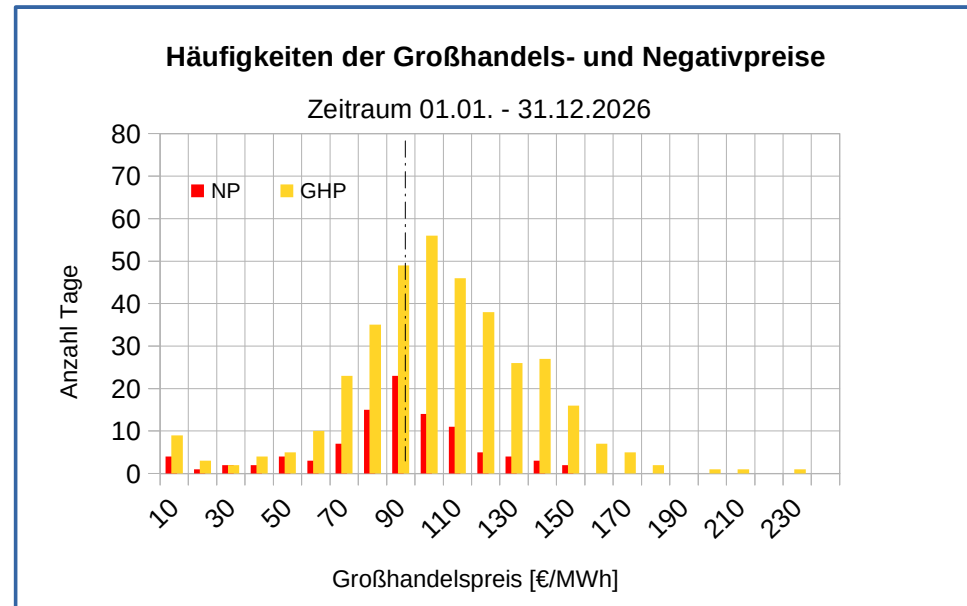
An 14 Tagen Stromimport,
An 17 Tagen Stromexport

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



109 Tage mit Windstrom unter 5 GW
 (= 8% der Anfang 2026 installierten Leistung).
 Der jeweils am Minimum eines Schwachwindtages
 ermittelte Ersatz-Leistungsbedarf abzüglich
 Windstromeinspeisung und abzüglich aller
 sonstigen Ökostrom-Einspeisungen ergibt
 die geforderte Ersatzkapazität. Aktuell
 zwischen > 10 bis ≤ 50 GW.

Die Ersatzstromeinspeisung während
 Windflauten trägt zur gesamten spezifischen
 CO₂-Emission Deutschlands bei.
 Für August 2026 = 302 g/kWh,
 Für Gesamtjahr 2026 prognost. = 333. Quelle: Electricity
 Map)



(Quelle: SMARD Strommarktdaten und Fraunhofer ISE Energy-Charts)

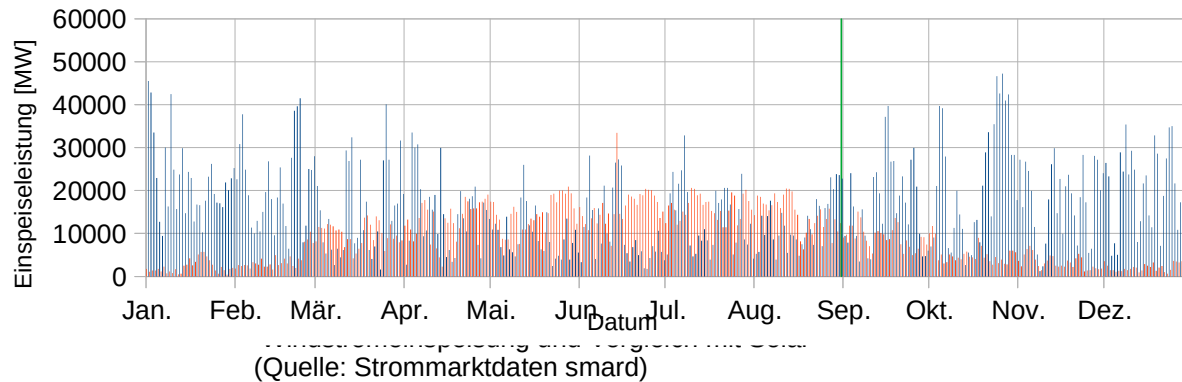
In der Graphik werden die Häufigkeiten von
 Großhandels- und zeitgleich auftretenden
 Negativpreisen (rot) zusammen dargestellt.

Negativpreis ist hier definiert als Preis unter
 10 €/MWh (entspr. 1 ct/kWh) bis in den
 Negativbereich. Im August: an 11 Tagen Negativpreise,
 in Summe 85 Negativ-Stunden.

Stand Ende August incl. Prognose für das Gesamtjahr:
 durchschnittl. Großhandelspreis GHP = 99 €/MWh
 (9,9 c/kWh).

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026

Vergleich Wind- /Solareinspeisung 2025/26

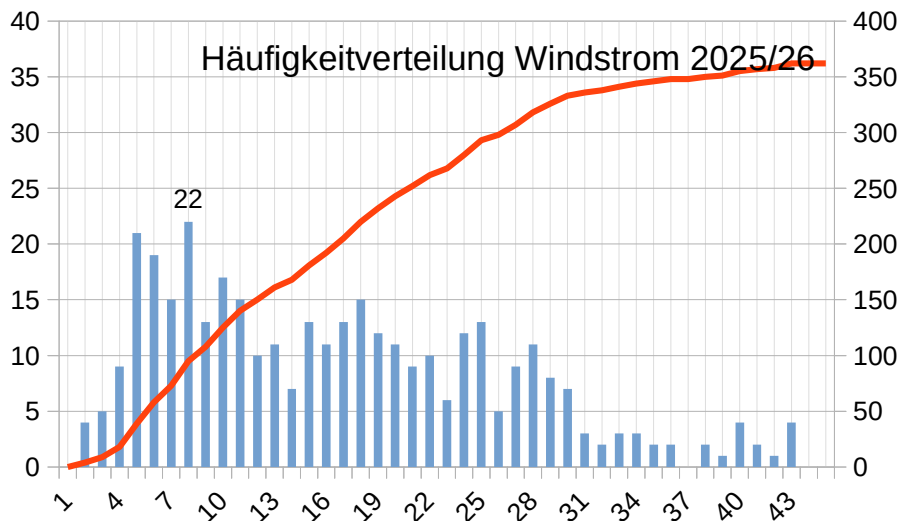


Oberes Diagramm: Jahresverlauf der Tagesdurchschnitte Wind (blau) + Solar (rot) für 2025, überschrieben mit den Daten von 2026. Zur vollständigen Versteigung der dargestellten Einspeise-Volatilität und der ebenfalls schwankenden Residuallast wird nach aktuellem Stand eine Speicherkapazität von insgesamt 23 TWh benötigt, wobei ein vollkommen verlustloser Speicher unterstellt wird. Zur Berechnungsmethode siehe [3].

Unteres Diagramm: Die aus dem Jahresverlauf 2025/26 ermittelte Häufigkeitsverteilung lässt ein Übergewicht geringerer Leistungen, mit Maximum von 22 Tagen bei der Leistungsklasse 8 GW erwarten (Bereich $> 7 \dots \leq 8$ GW).
Die der Windstromeinspeisung zugrunde liegenden Gesetze der Physik und statistischen Mathematik lassen kein anderes Resultat erwarten! [4]

Die aktuell mögliche Schwachwindprognose für das gesamte Jahr 2026 ist: an mindestens 39 Tagen wird die durchschnittliche tägliche Windstromeinspeisung weniger als 5 GW betragen (Summe der Häufigkeit der ersten 4 Balken). Die Prognose ist sehr konservativ. Ist-Stand Ende August: 109 Tage (siehe Diagramm Folie 9)

Häufigkeitsverteilung Windstrom 2025/26



Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026

Zusammenfassung 2026

Windflauten-Lage: Die Dauer der 109 Windflauten (Folie 9) summierte sich auf 1088 Stunden, davon 227 Stunden als Dunkelflauten. Im Verlauf des gesamten Jahres ist zu jeder Zeit eine Gesamt-Jahresprognose mit großer Sicherheit auf Basis der Vorjahresdaten möglich (Folie 10).

Längste ununterbrochene Schwachwinddauer = 65 Stunden vom 23.06. 1:45 bis 25.06. 18:15 Uhr (siehe Tabelle Folie Juni).

Die durchgehend gesicherte Einspeise-Leistung der Windkraft betrug im laufenden Jahr **bis zum aktuellen Datum** 0,23 GW, dem am 23.06. registrierten niedrigsten Einspeisewert (On + Offshore). Das entspricht etwa der Leistung von ca. 1/6 Kernkraftwerk.

Bedarfsdeckung während Windflauten durch konventionelle (Ersatz-)Kapazität: erfolgte während der Schwachwindperioden in der Spitze mit 69% Deckungsgrad durch 34 GW konventionelle Kraftwerksleistung. Dies entspricht 47 % der installierten konventionellen Leistung (Kohle, Erdgas, Öl, Sonstige = 72 GW). Am häufigsten, nämlich 49-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 11 bis 20 GW vor (siehe Histogramm Folie 9).

Deckungsbeitrag während Windflauten aus Kohlekraftwerken: in der Spitze zu 39 % am 14.03. mit 17 GW
Deckungsbeitrag während Windflauten aus Gaskraftwerken: in der Spitze zu 47 % am 20.01. mit 33 GW

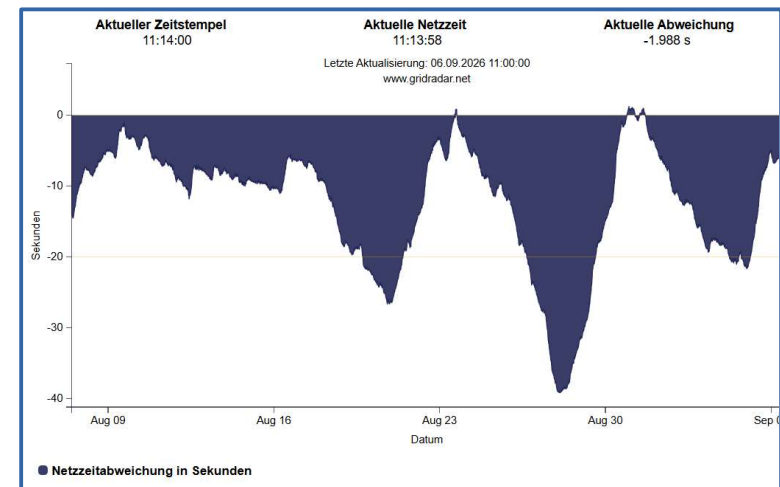
Maximaler Stromimport-Kapazität während Windflauten: am 07.05. mit 19 GW,
Aus französischen Kernkraftwerken am 09.05. mit 2,15 GW (entspr. 1,5 ehemalige deutsche Kernkraftwerke)

Netzstabilität im August 2026: Netzzeitabweichung nur negativ (5mal) von +0 bis -39 Sek., [12].
4 negative und 2 positive gefährliche Frequenzabweichungen, 1041 Abregelungen Erneuerbarer, 697 Zuschaltung Konventioneller Anlagen im Übertragungsnetz (Re-Dispatching / Engpassmanagement) im August; der Bundeszuschuss zum EEG-Konto betrug im August wieder 1,9 Mrd. € (siehe EEG-Konto Folie 15). Insgesamt für 2026 sind es wieder 11 Mrd. €

Quellenverzeichnis

- [1] smard strommarktdaten der Bundesnetzagentur
- [2] smard und Windjournal (Windenergie-Schwankung, Sonnenenergie-Schwankung)
- [3] Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Hans-Werner Sinn, ifo-Institut München, „Wieviel Zappelstrom verträgt das Netz“(2014)
- [4] Vernunftkraft, Windkraft vs. Würfeln; Statistische Betrachtungen
- [5] Vernunftkraft Landesverband Hessen e.V.
- [6] <https://pc-projekte.lima-city.de/stromnetz-01.html>
Netzfrequenz-Infodienst
- [7] Netzfrequenzmessung
<https://www.netzfrequenzmessung.de/aktuelles.htm>
- [8] Abweichung der Netzzeit des UCTE-Stromnetzes
<https://gridradar.net/de/netzzeit>

+0 ... -26 s



Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026

Ausbauszenario bis 2030

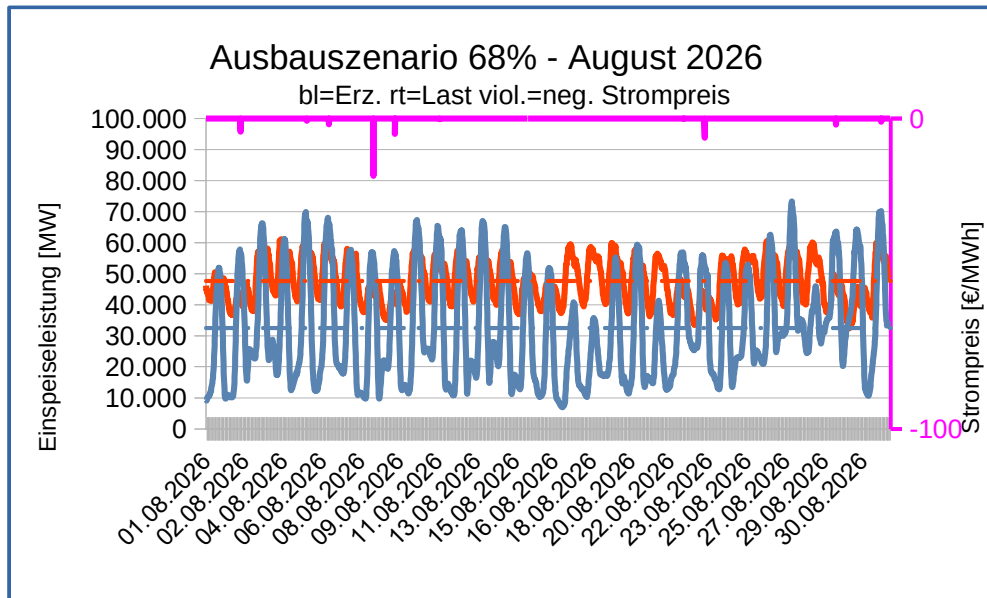


Diagramm 1: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft) und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus August 2026. Alle Erzeugungsspitzen im Monatsverlauf erreichen schon im aktuellen Ausbaustatus **kurzzeitig** den Streubereich des Bedarfs (entspr. 100% EE-Anteil und mehr). Es treten 18mal Preise unter 1 €/kWh bis weit in den Negativbereich, aufgrund von Überkapazitäten der Erneuerbaren, auf.

a) Monatsdurchschnitt der Ökostrom-Summeneinspeisung aus PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft, (blau): 32.449 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 47.633 MW

a) / b) = Anteil Ökostrom
am Verbrauch: 68 % (Vormonat 70%)

Bitte beachten: unterschiedliche Skalierung der Y-Achsen (zur Verdeutlichung der Volatilität)! Für gleiche Skalenteilung siehe folgende Seite

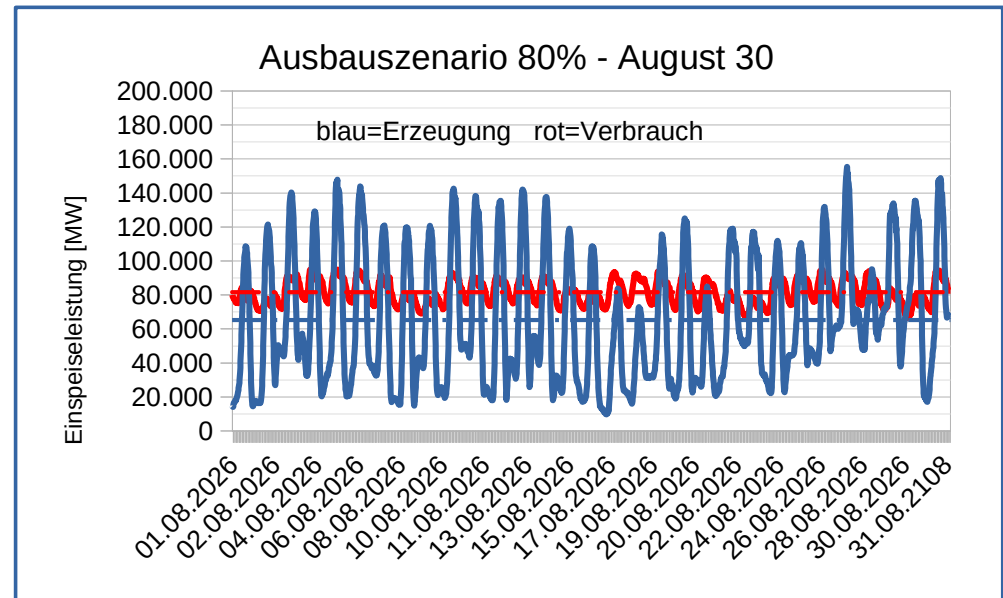


Diagramm 2: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus August 2026 entspr. Planungsziel BMWK für August 2030

Die Ökostrom-Anlagen können nur an 13 **von 31 Tagen** den 80% - Anteil erreichen, dann allerdings mit weit überschießenden Spitzen, bei dennoch zahlreicher auftretenden Einbrüchen, über den Monat verteilt. Ursache: häufige Spitzenerträge der Erneuerbaren, die nicht für Ertragsschwache Zeiten gespeichert werden können.

Monatsdurchschnitt des hochgerechneten Verbrauchs: 81.621 MW (rote strich-punktierte Linie)

Monatsdurchschnitt der Summeneinspeisung aus PV, Wind, Wasserkraft und Biomasse: 65.257 MW (blaue strichpunktierte Linie). Dies ist die 80%-Schwelle.

Der 80%-Anteil wird erreicht durch eine Erhöhung **der Einspeisung aus PV + WEA** um den Faktor 2,2. Die Volatilität wird, mathematisch nachweisbar, durch den Ausbau nicht verringert sondern vergrößert.

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026

Ausbauszenario bis 2030

Diagramme 1 und 2 mit gleich großer Skalenteilung der Leistungs-Achse zur Verdeutlichung der Ausbawirkung des „Osterpakets“

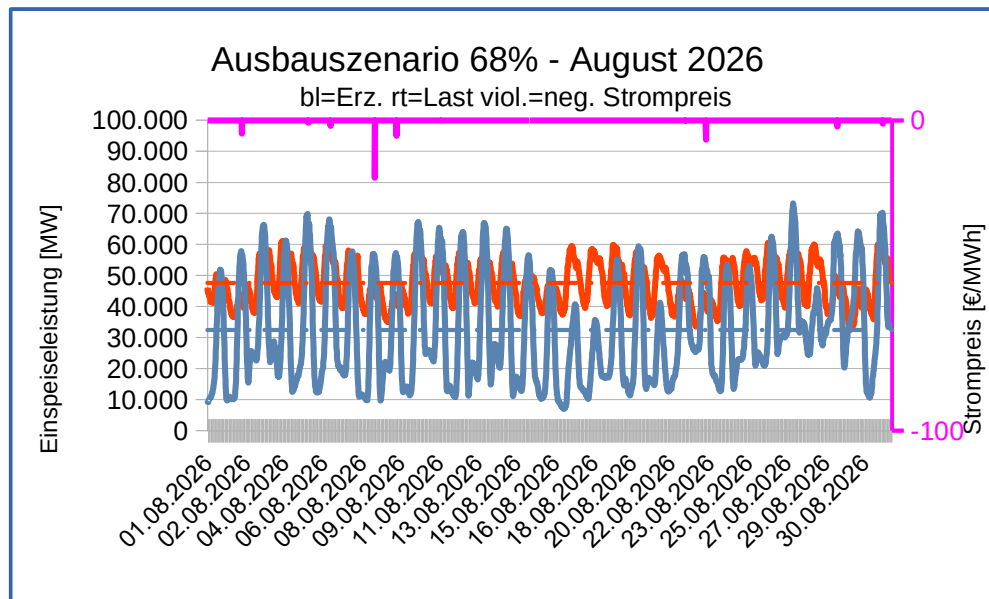


Diagramm 1: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft) und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus August 2026.

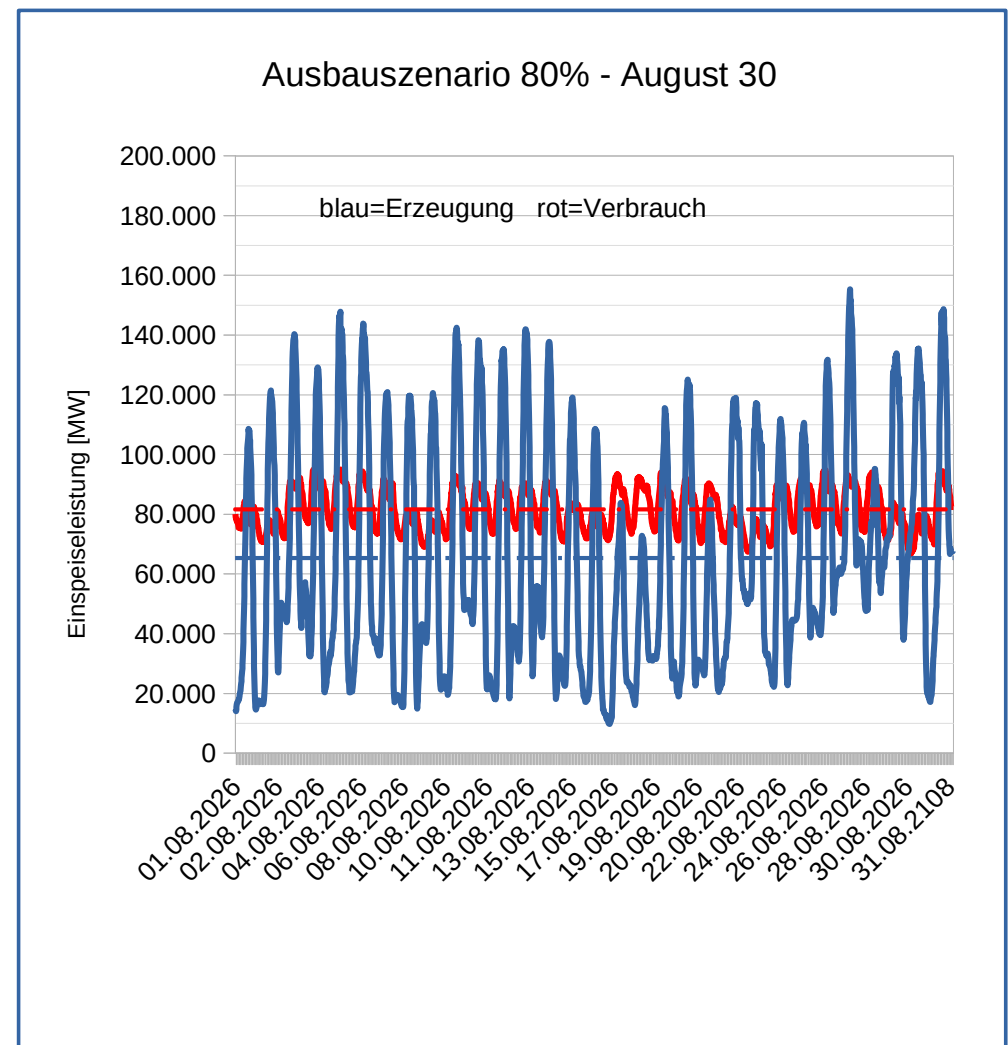


Diagramm 2: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus August 2026 entspr. Planungsziel BMWK für August 2030

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026

die Kosten für die Allgemeinheit

Tabelle 1: Monatssalden und Jahressaldo des EEG-Kontos.

Das EEG-Konto bildet im Prinzip den monatlichen Subventionsbedarf für den EE-Ausbau ab. Aktualisierung und Veröffentlichung erfolgt jeweils am 10. Arbeitstag des Folgemonats.

August 2026: Erneut 1.856 Mio. € Zahlungen der BRD an die Übertragungsnetz-Betreiber (1), um die Ausgaben zur Erhaltung der Netzstabilität und Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber weiter garantieren zu können. Staatlicher Zuschuss in 2026 insgesamt bis jetzt 11 Mrd. €

Ohne staatl. Förderung würden die Ausgaben um eine 2stelligen Milliardenbetrag die Einnahmen übersteigen.

Die größte Einzeleinnahme (Fußnote 1) sind Staatszuschüsse zur Förderung der Erneuerbaren nach dem EnFG und EEG

Die größte Einzelausgabe (Fußnote 2) entsteht aus den Einspeisevergütungen.

Quelle: Netztransparenz.de

Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach Anlage 1 EnFG Stand 31. August 2026 (EEG-Konto)						
Kontostand am 31.12.2025	1.539.322.044					
	Einnahmen [€]		Ausgaben [€]		Monats-Salden [€]	Kontostand Monat [€]
	A) Einnahmen insgesamt	größte Einzeleinnahme 1)	B) Ausgaben insgesamt	größte Einzelausgabe 2)	A) – B)	
Jan	482.415.146	290.739.474	841.141.862	793.813.950	-358.726.716	1.180.595.328
Feb	622.795.926	452.261.404	648.083.175	618.286.319	-25.287.249	1.155.308.079
Mär	854.853.143	571.787.632	908.640.483	887.204.664	-53.787.340	1.101.520.740
Apr	1.417.879.712	1.251.794.957	1.410.369.613	1.380.612.441	7.510.099	1.109.030.839
Mai	3.391.915.724	3.167.445.047	3.565.757.302	1.987.226.305	-173.841.578	935.189.261
Jun	2.257.618.497	1.813.891.274	2.085.972.479	2.049.692.769	171.646.018	1.106.835.279
Jul	2.061.280.690	1.645.908.467	1.973.172.703	1.914.249.643	88.107.987	1.194.943.266
Aug	2.343.465.906	1.855.886.976	1.975.688.304	1.924.018.355	367.777.602	1.562.720.868
Sep						
Okt						
Nov						
Dez						
Saldo 2026	13.432.224.745	11.049.715.231	13.408.825.921	11.555.104.445	23.398.824	
Kontostand am 31.08.2026						1.562.720.868
1) Maximalposition Einnahmen: Zahlungen der BRD an die ÜNB nach §§ 6 u. 7 EnFG und §3 Abs. 3 Nr. 3a EEG vom 31.Dez.2022 (Zahlungen aus dem Bundesetat = Steuergelder)						
2) Maximalpositionen Ausgaben: Zahlungen nach § 19 EEG und § 50 EEG und nach den entsprechenden Bestimmungen in früheren Fassungen des EEG						

Zahlung aus dem Bundesetat = Steuergeld