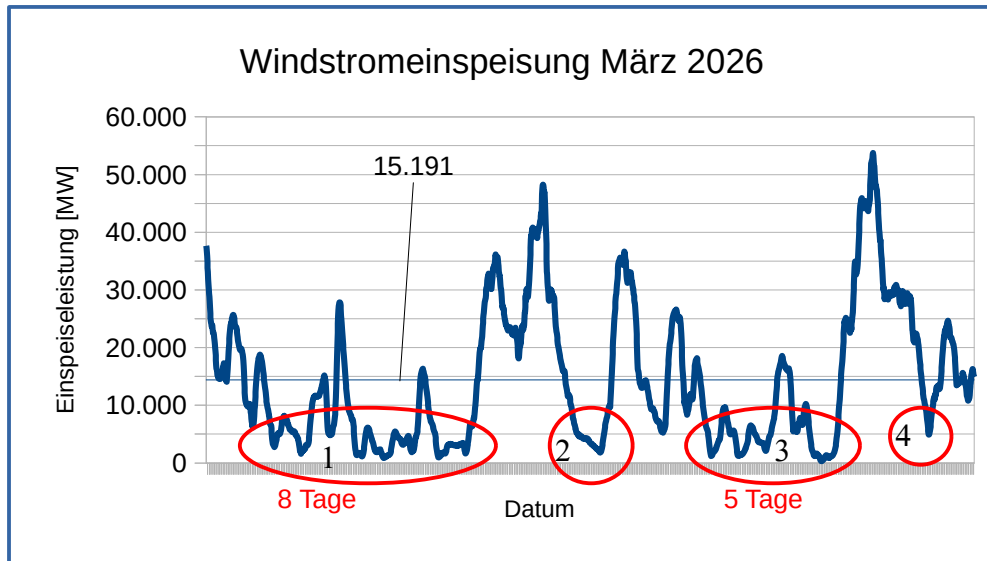


Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

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

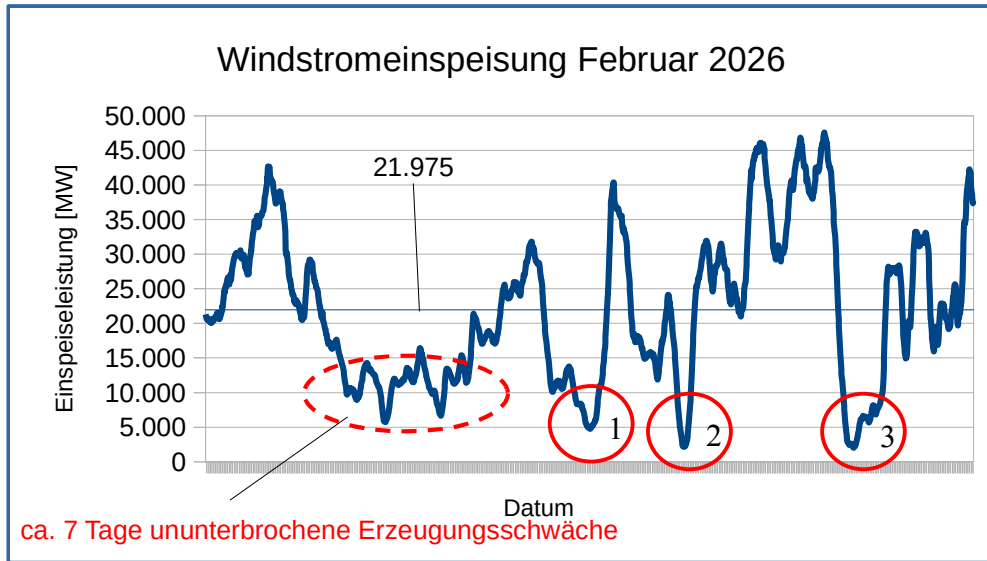
Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	03.03.26 11:45	5,5	
	04.03.26 11:45	12,5	0,25
	05.03.26 12:30	3,25	
	06.03.26 16:30	11	1,75
	07.03.26 11:45	22,25	9,75
	08.03.26 11:45	16,5	6,25
	09.03.26 11:30	16,5	4,25
2	10.03.26 11:00	14,5	6,25
	14.03.26 23:59	11,25	5,25
3	15.03.26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

Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 2+3: Februar, Januar
- Folie 4: Statistische Auswertung
- Folie 5: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 6: Zusammenfassender Text
- Folie 7: Quellenverzeichnis, zusätzlich laufende Netzzeitabweichung
- Folie 8: EE-Ausbau Diagramme mit Text
- Folie 9: EE-Ausbau mit gleichbleibender Skalenteilung
- Folie 10: EEG - Konto

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



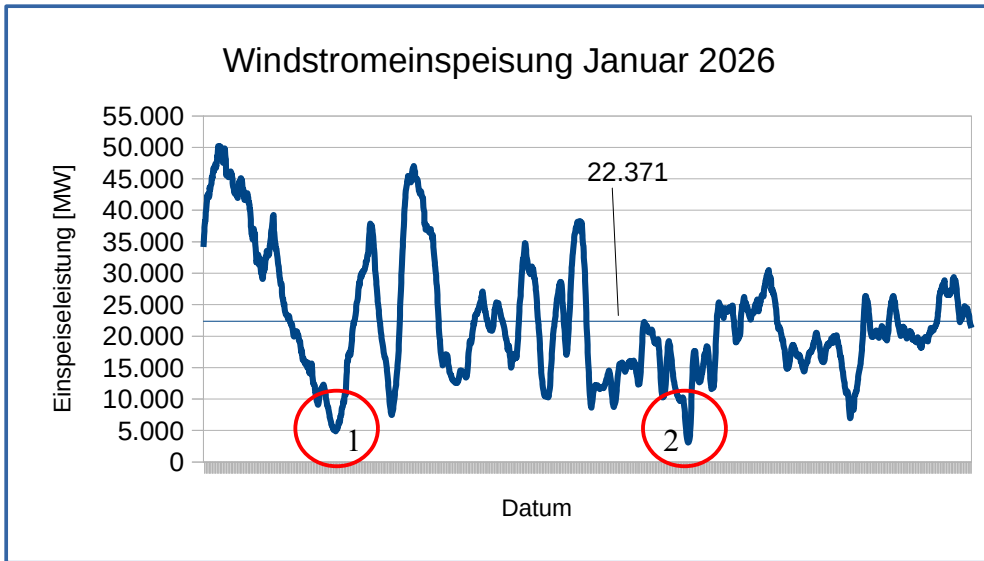
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

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



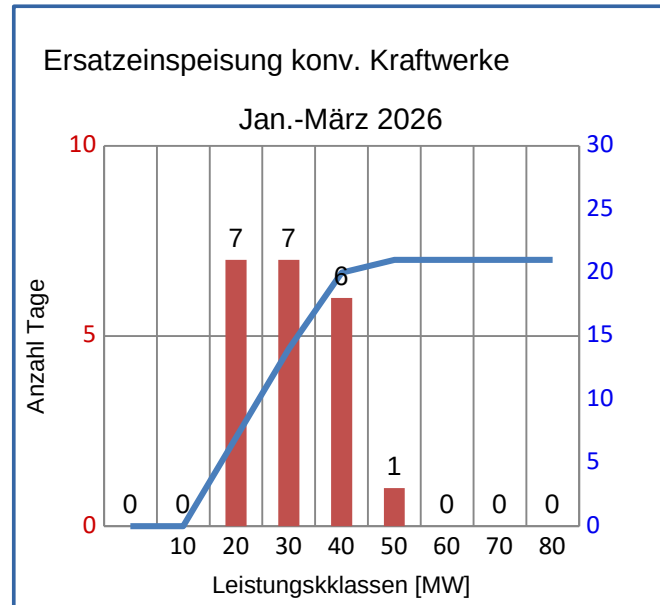
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

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

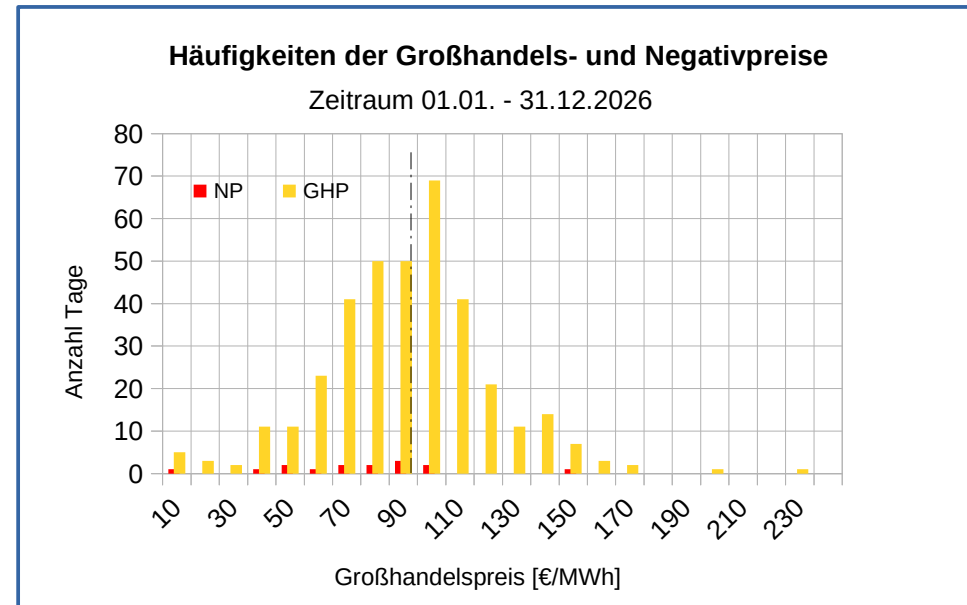
An 14 Tagen Stromimport,
An 17 Tagen Stromexport

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026



21 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 > 31 bis ≤ 50 GW.

Die Ersatzstromeinspeisung während Windflauten trägt zur gesamten spezifischen CO₂-Emission Deutschlands bei.
Für März 2026 = 374 g/kWh,
Für Gesamtjahr 2026 prognost. = 409. Quelle: Electricity Map)



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

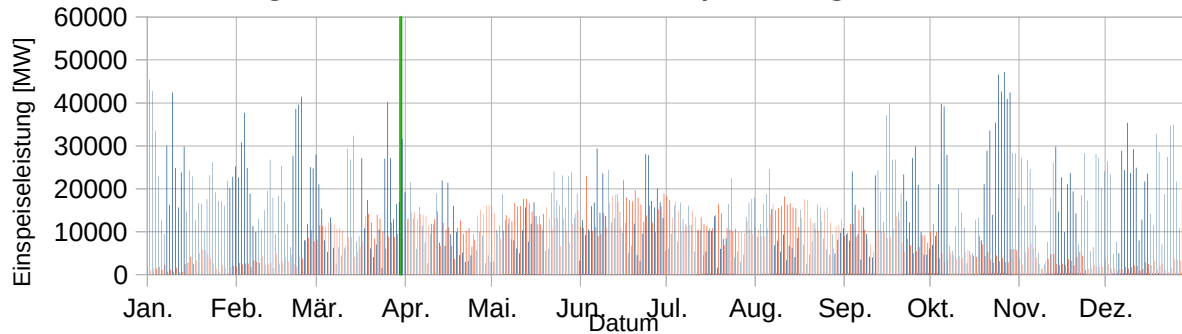
In der Graphik werden die Häufigkeiten von Großhandels- und zeitgleich auftretenden Negativpreisen (rot) zusammen dargestellt.

Negativpreis ist hier definiert als Preis unter 10 €/MWh (entspr. 1 ct/kWh) bis in den Negativbereich. Stand März: an 10 Tagen Negativpreise.

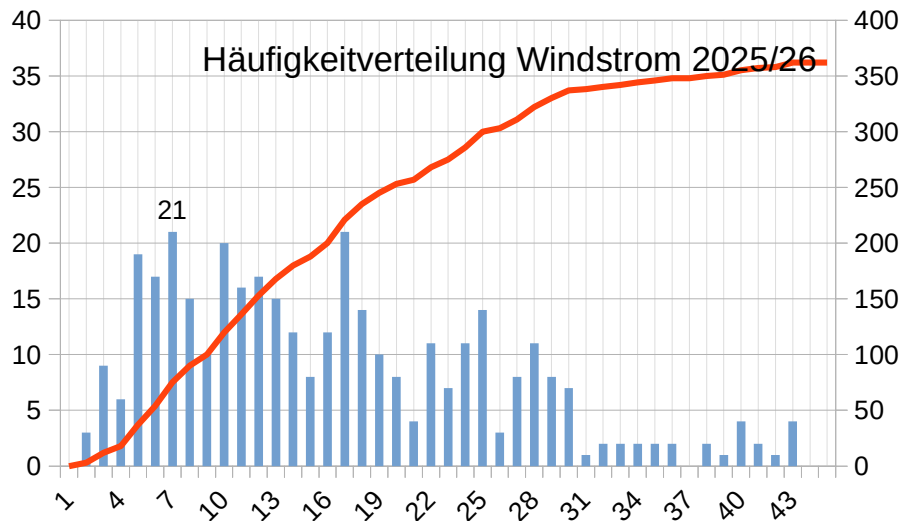
Stand Ende März incl. Prognose für das Gesamtjahr: durchschnittl. Großhandelspreis GHP = 87 €/MWh (8,7 c/kWh) – unverändert gegenüber Februar.

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026

Vergleich Wind- /Solareinspeisung 2025/26



Windstromeinspeisung und Vergleich mit Solar
(Quelle: Strommarktdaten smard)



Histogramm Windstromeinspeisung
(Quelle: B. Zierenberg)

Oberes Diagramm: Jahresverlauf der Tagesdurchschnitte Wind (blau) + Solar (rot) für 2025, überschrieben mit den Daten von 2026. Zur vollständigen Verstetigung der dargestellten Einspeise-Volatilität und der ebenfalls schwankenden Residuallast wird nach aktuellem Stand eine Speicherkapazität von insgesamt 18 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 21 Tagen bei der Leistungsklasse 7 GW erwarten (Bereich $> 6 \dots \leq 7$ 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 37 Tagen wird die durchschnittliche tägliche Windstromeinspeisung weniger als 5 GW betragen (Summe der Häufigkeit der ersten 5 Balken). Die Prognose ist sehr konservativ. Ist-Stand Ende März: 21 Tage (siehe Diagramm Folie 4)

Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026

Zusammenfassung 2026

Windflauten-Lage: Die Dauer der 21 Windflauten (Folie 4) summierte sich auf 207 Stunden, davon 63 Stunden als Dunkelflauten. Im Verlauf des gesamten Jahres ist zu jeder Zeit eine Gesamt-Jahresprognose mit großer Sicherheit auf Basis der Vorjahresdaten möglich (Folie 5).

Längste ununterbrochene Schwachwinddauer = 21 Stunden vom 06.03. 23:30 bis 07.03. 20.15 Uhr (siehe Tabelle Folie März, im 8-Tage-Schwachwindbereich).

Die durchgehend gesicherte Einspeise-Leistung der Windkraft betrug im laufenden Jahr **bis zum aktuellen Datum** 0,3 GW, dem am 22.03. registrierten niedrigsten Einspeisewert (On + Offshore). Das entspricht etwa der Leistung von ca. 1/5 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 14-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 19 bis 30 GW vor (siehe Histogramm Folie 4).

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 06.01. mit 13 GW,
Aus französischen Kernkraftwerken am 28.02. mit 2,06 GW (entspr. 1,5 ehemaligen deutschen Kernkraftwerk)

Netzstabilität im März 2026: Netzzeitabweichung Bereich: durchgehend negativ von 0 bis -35 Sek., [8].
5 gefährliche Frequenzabweichungen, 2063 erforderliche Korrekturmaßnahmen im Übertragungsnetz (Re-Dispatching),
Bundeszuschuss im März 0,6 Mrd. € (siehe EEG-Konto Folie 10)

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

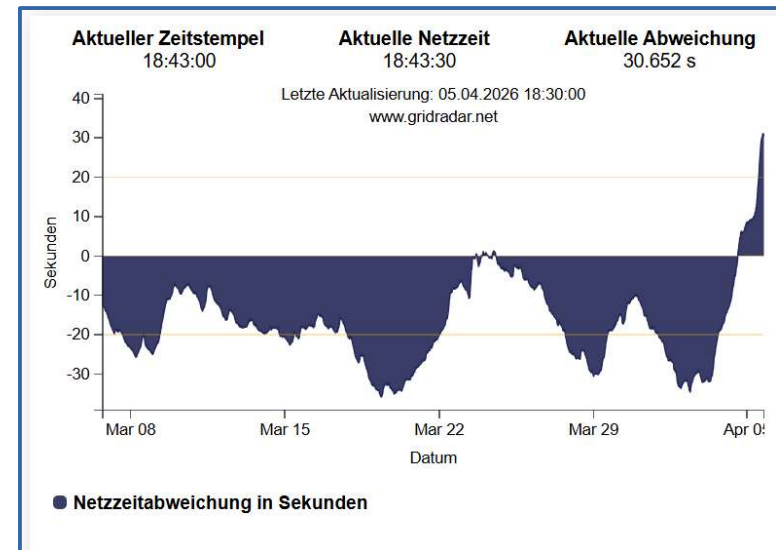
[5] Vernunftkraft Landesverband Hessen e.V.

[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 ... -35 s



Windflauten und Hellbrisen und die Folgen 2026

Ausbauszenario bis 2030

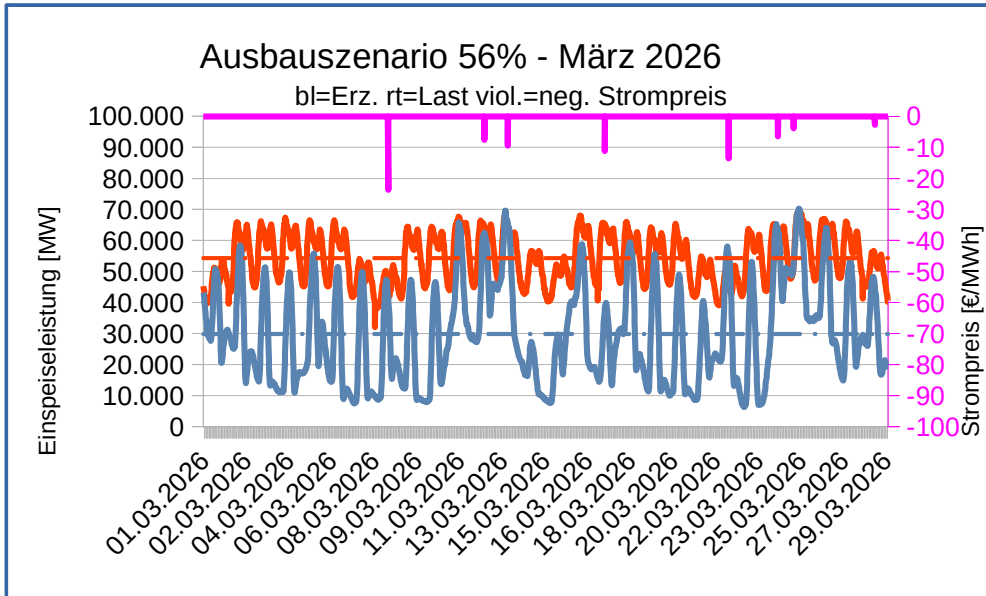


Diagramm 1: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft) und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus März 2026. Einige Erzeugungsspitzen im Monatsverlauf erreichen schon im aktuellen Ausbaustatus kurzzeitig den Streubereich des Bedarfs (entspr. 100% EE-Anteil). Es treten 10mal Negativpreise, aufgrund von Überkapazitäten der Erneuerbaren, auf.

a) Monatsdurchschnitt der Ökostrom-Summeneinspeisung aus PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft, (blau): 30.560 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 54.377 MW

a) / b) = Anteil Ökostrom
am Verbrauch: 56 % (Vormonat 52%)

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

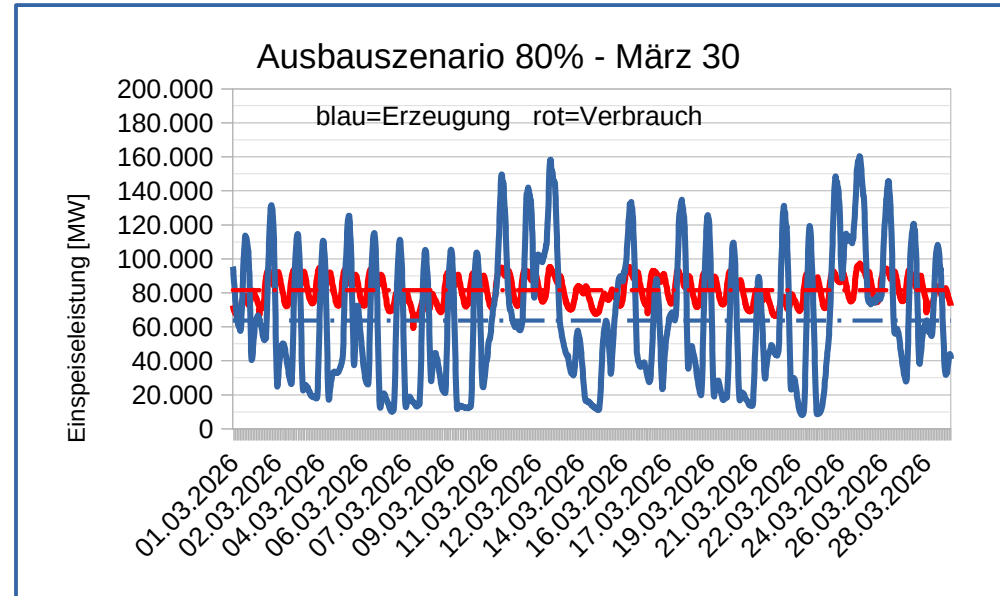


Diagramm 2: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus März 2026 entspr. Planungsziel BMWK für März 2030

Die Ökostrom-Anlagen können nur an 14 **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 2,4. 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 Ausbauwirkung des „Osterpakets“

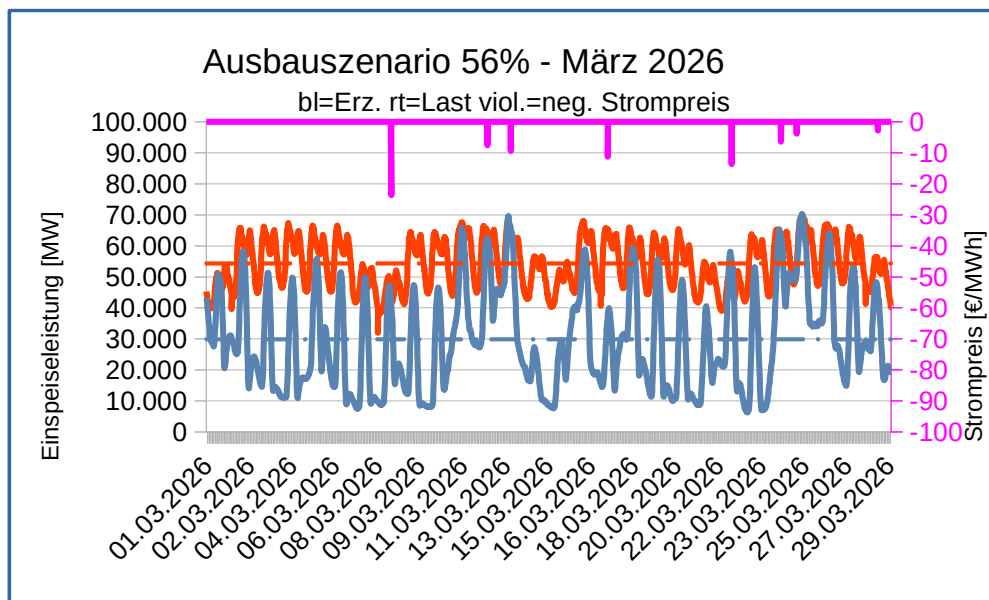


Diagramm 1: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft) und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus März 2026.

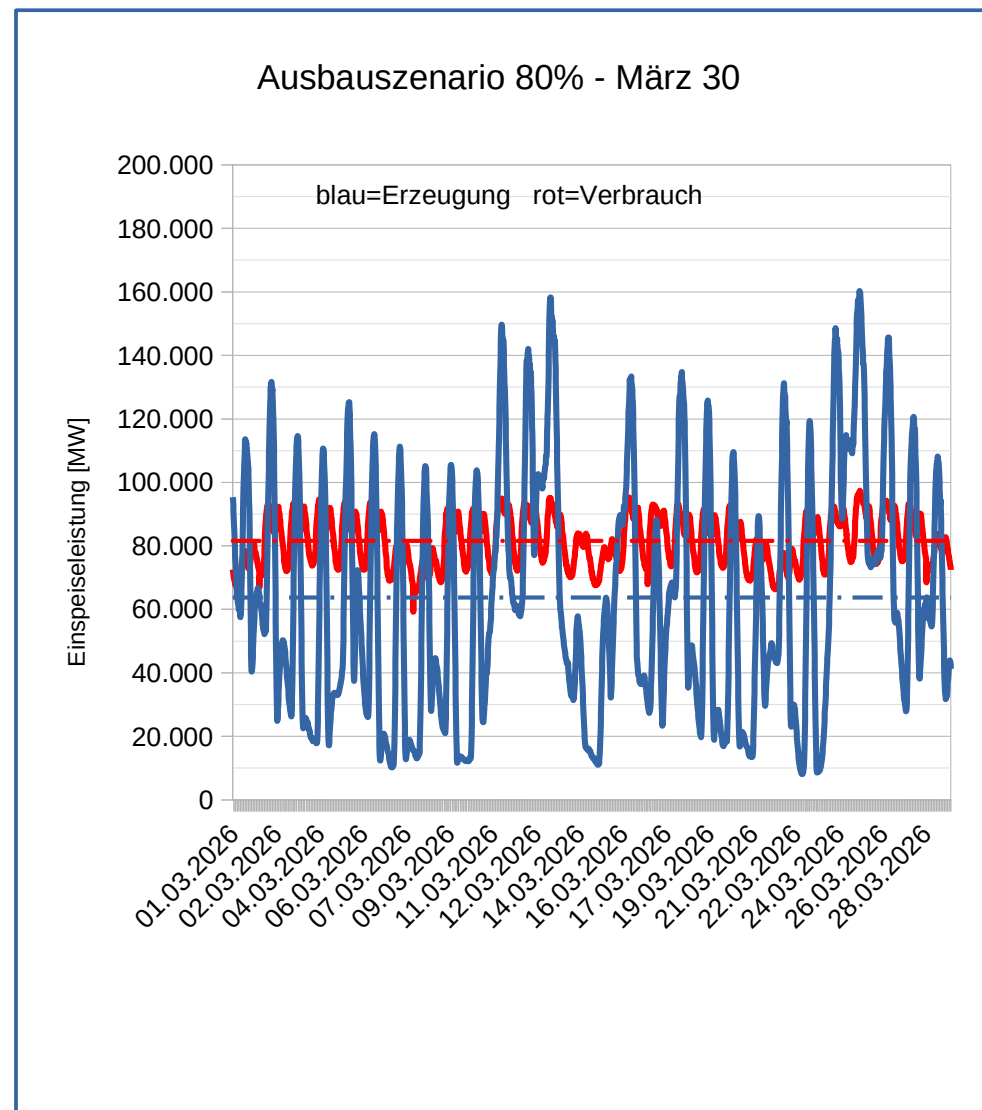


Diagramm 2: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus März 2026 entspr. Planungsziel BMWK für März 2030

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.

März 2026: Erhöhung auf 572 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. Staatliche Förderung insgesamt bis jetzt 1,4 Mrd. € in 2026

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 EEV

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. März 2026 (EEG-Konto)						
Kontostand am 31.12.2025						
	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						
Mai						
Jun						
Jul						
Aug						
Sep						
Okt						
Nov						
Dez						
Saldo 2026	1.960.064.216	1.314.788.510	2.397.865.520	2.299.304.933	-437.801.304	
Kontostand am 31.03.2026						1.101.520.740
1) Maximalposition Einnahmen: Zahlungen der BRD an die ÜNB nach §§ 6 u. 7 EnFG und §3 Abs. 3 Nr. 3a EEV 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						

Zahlungen aus dem Staatsetat = Steuergeld