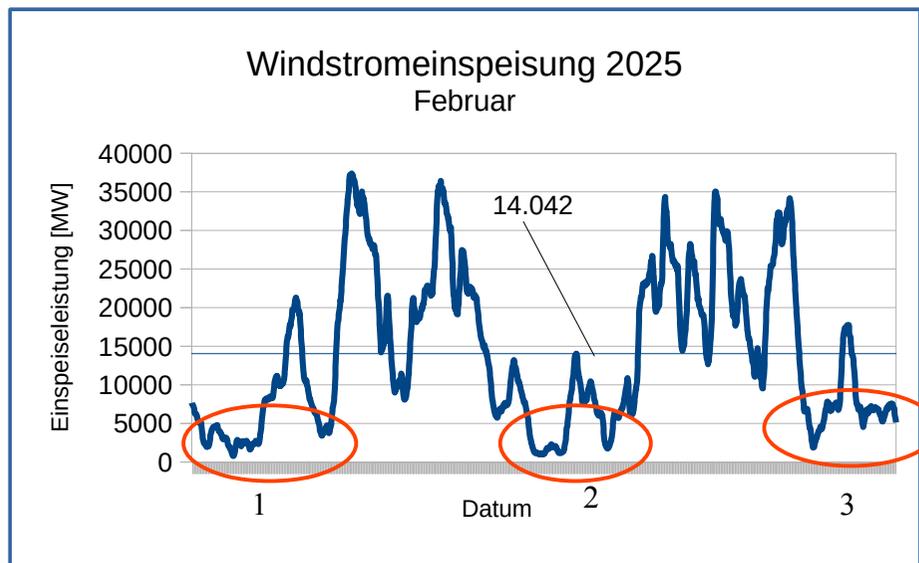


Windflauten und die Folgen 2025



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Februar 2025 mit 3 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2025/2024 = $14.042/24.212 = 0,58$

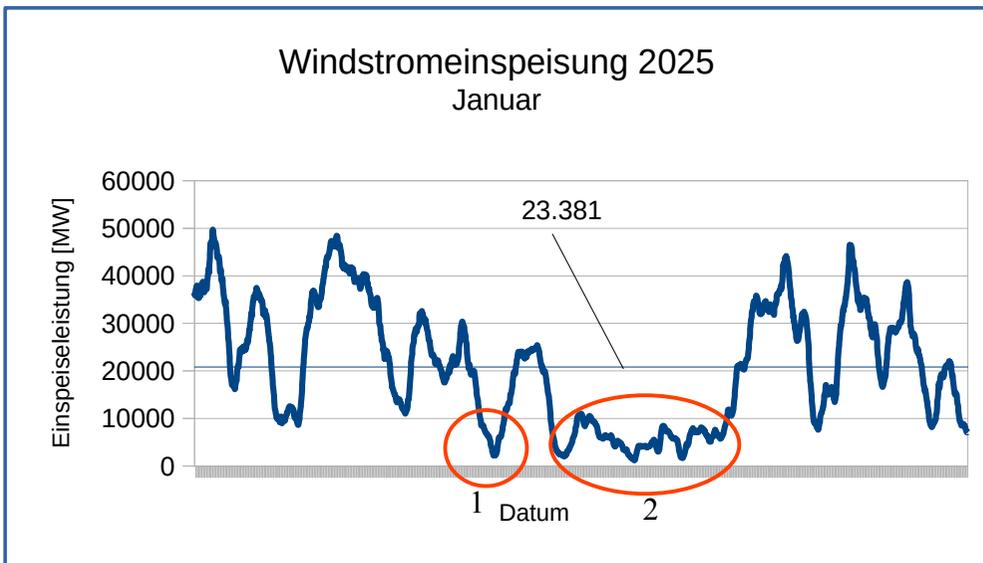
Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 2: Januar
- Folie 3: Statistisches Ergebnis (Ersatzeinspeisung)
- Folie 4: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 5: Zusammenfassung
- Folie 6: **Vorgehensweise**
- Folie 7: Quellenverzeichnis, zusätzlich laufende Netzzeitabweichung
- Folie 8: Anhang 1 – EE-Ausbau S.1
- Folie 9: Anhang 2 – EE-Ausbau S.2
- Folie 10: Anhang 3 - EEG - Konto

Bereiche	Schwachwind-	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
	Datum		
1	01.02.25 14:15	18,5	6,5
	02.02.25 15:30	24	12
	03.02.25 07:45	19	7,25
	06.02.25 04:00	12,25	6
2	14.02.25 22:30	15	6,25
	15.02.25 00:30	23	11,75
	17.02.25 12:45	10	
3	25.02.25 17:45	11,75	3,75
	26.02.25 01:15	3	3
	27.02.25 16:45	1,75	
	Azahl	Summe	
3	10	138,25	56,5

An 18 Tagen Stromimport,
An 10 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

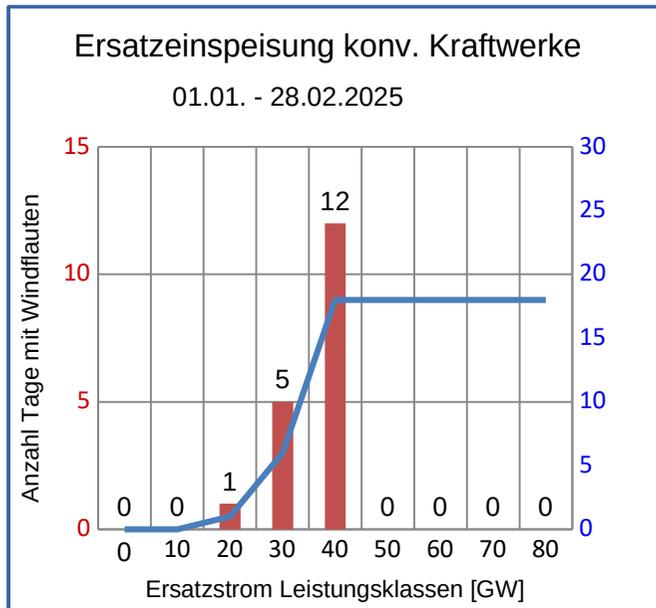
Verlauf und Tabelle Januar 2025 mit 2 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2025/2024 = $23.381/24.845 = 0,94$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	12.01.25 23:59	3,75	3,75
	13.01.25 00:15	4,75	4,75
	15.01.25 19:30	14,25	7
2	16.01.25 00:15	4,75	4,75
	17.01.25 20:45	5,25	5,25
	18.01.25 15:15	24	14,5
	19.01.25 14:15	16,5	7,75
	20.01.25 13:30	10,75	2,25
Anzahl		Summe	
2	8	84	50

Längste ununterbrochene Schwachwinddauer des Jahres mit 46 Std.

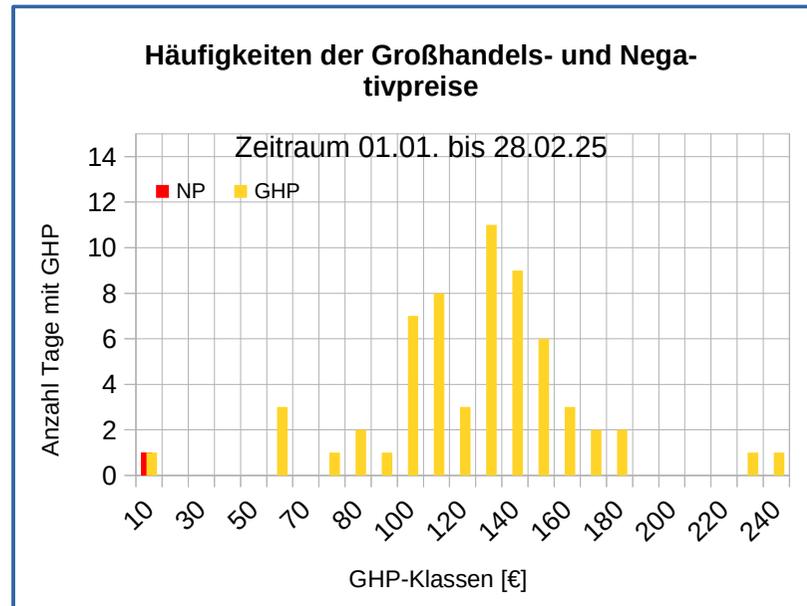
An 18 Tagen Stromimport,
An 13 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



18 Tagen mit Windstrom unter 5 GW (= 8% der Anfang 2025 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 > 30 bis ≤ 40 GW.

Die Ersatzstromeinspeisung während Windflauten trägt zur gesamten spezifischen CO₂-Emission Deutschland bei. Für 2024 = 333 g/kWh, im Vorjahr 371. (Quelle: Electricity Map)



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

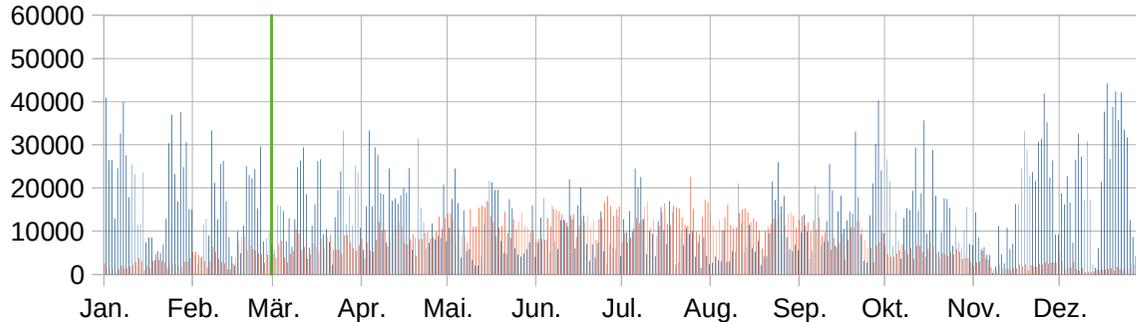
In der Graphik werden die Häufigkeiten von Großhandels- und 1 zeitgleich auftretender Negativpreis (rot) zusammen dargestellt.

Negativpreis ist hier definiert als Preis unter 10 €/MWh (entspr. 1 ct/kWh) bis in den Negativbereich.

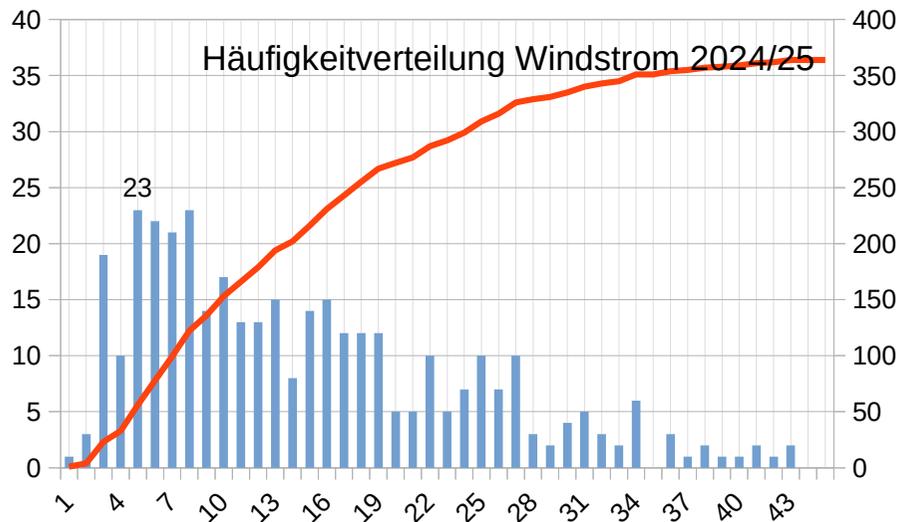
Durchschnittl. Großhandelspreis GHP = 121 €/MWh (12,1 c/kWh)

Windflauten und die Folgen 2025

Vergleich Wind- /Solareinspeisung 2024 / 25



Windstromeinspeisung und Vergleich mit Solar
(Quelle: Strommarktdaten smard)



Histogramm Windstromeinspeisung
(Quelle: B. Zierenberg)

Oberes Diagramm: Jahresverlauf der Tagesdurchschnitte Wind (blau) + Solar (rot) für 2024, überschrieben mit den Daten von 2025. Zur vollständigen Verstetigung der dargestellten Einspeise-Volatilität und der ebenfalls schwankenden Residuallast wird nach aktuellem Stand eine Speicherkapazität von insgesamt 17 TWh benötigt, wobei ein vollkommen verlustloser Speicher unterstellt wird. Zur Berechnungsmethode siehe [3].

Unteres Diagramm: Die aus dem Jahresverlauf 2024/25 ermittelte Häufigkeitsverteilung lässt ein Übergewicht geringerer Leistungen, mit Maximum von 23 Tagen bei der Leistungsklasse 5-6 GW erwarten (Bereich $> 5 \dots \leq 6$ 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 2025 ist: an mindestens 56 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 Januar: 18 Tage. (siehe Diagramm Folie 3)

Windflauten und die Folgen 2025

Zusammenfassung 2025

Windflauten-Lage: Die Dauer der 18 Windflauten (Folie 3) summierte sich auf 361 Stunden, davon 163 Stunden als Dunkelflauten. Im Verlauf des gesamten Jahres ist zu jeder Zeit eine Gesamt-Jahresprognose mit großer Sicherheit auf Basis der Vorjahresdaten möglich (Folie 4).

Längste ununterbrochene Schwachwinddauer = 46 Stunden vom 17.01. 09:00 bis 19.01. 16:15 Uhr (siehe Tabelle Folie Januar).

Die gesicherte Leistung der Windkraft betrug im laufenden Jahr **bis zum aktuellen Datum** 0,8 GW, dem am 02.02. registrierten niedrigsten Einspeisewert (On + Offshore). Das entspricht etwa 60% der Leistung eines Kernkraftwerkes.

Bedarfsdeckung während Windflauten durch konventionelle (Ersatz-)Kapazität: erfolgte während der Schwachwindperioden in der Spitze mit 66% Deckungsgrad durch 31 GW konventionelle Kraftwerksleistung. Dies entspricht 39 % der installierten konventionellen Leistung (Kohle, Erdgas, Sonstige = 79 GW). Am häufigsten, nämlich 12-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 31 bis 40 GW vor (siehe Histogramm Folie 4).

Deckungsbeitrag während Windflauten aus Kohlekraftwerken: in der Spitze zu 39 % am 26.02. mit 18 GW
Deckungsbeitrag während Windflauten aus Gaskraftwerken: in der Spitze zu 30 % am 16.01. mit 15 GW

Maximaler Stromimport während Windflauten im Januar: am 15.01. mit 15 GW.

Strom aus französischen Kernkraftwerken 1,9 GW am 27.02. 16:45 Uhr

Netzstabilität im Januar 2025: Netzzeitabweichung Bereich: +25 bis -26 Sek. [8]. **Bemerkenswert ist eine lang anhaltende negative Abweichung (Strommangel), in der Monatsmitte.**

Vorgehensweise bei Analyse der Windflauten

Definition: unter „Windflauten und die Folgen“ ist, im Sinne der vorliegenden Präsentation, die stark ertragsgeschwächte Windstrom-Einspeisung während Schwachwindzeiten und dem damit einhergehenden Bedarf an Ersatzkapazität zu verstehen.

Windstromeinspeisung:

Aus der Aufnahme von öffentlich zugänglichen Strommarktdaten, die als Viertelstunden-Ertrags-Mittelwerte vorliegen [1], wird der monatliche Verlauf der Windstromeinspeisung ins Netz ermittelt und als Ergebnisdiagramm mit Tabelle dargestellt. Das besondere Interesse gilt hier der Hervorhebung von Einspeiseleistungen (On- + Offshore), die in Summe gleich oder kleiner als 5.000 MW sind, im Verlauf der sogenannten Schwachwindbereiche. Am Minimum einer jeden Schwachwindperiode entsteht ein erhöhter Bedarf an Ausgleichskapazität, eine Hürde, die derzeit nur mit Hilfe von Ersatzspeisung mittels konventioneller Kraftwerke überwunden werden kann. Das Vorgehen wird im folgenden „Schwachwindanalyse“ genannt.

Zu den Monats-Diagrammen: Anordnung in absteigender Reihenfolge, d.h. aktueller Monat zuerst, Januar zuletzt. Mit „Datum (und Uhrzeit)“ wird jeweils das Tagesminimum der Einspeiseleistung markiert. Unter Gesamtdauer und Dunkel-Anteil sind die entsprechenden Dauern für jeden von Schwachwind betroffenen Tag zu verstehen. Es wird dann jeweils die erforderliche Ersatzspeisung ermittelt, also die zur Bedarfsdeckung an diesem kritischen Zeitpunkt erforderliche Leistung, ohne Systemdienstleistung, also der Residuallast.

Statistische Aussage:

Das Ergebnis der „Schwachwindanalyse“, ist eine zusammenfassende Darstellung der gesamten Ersatzspeisung in Form eines Histogramms (mit Überschrift „Ersatzspeisung aus konventionellen Kraftwerken“), das sich immer auf die aktuelle Gesamtauswertung bezieht, also zum Jahresende hin zunehmend genauer wird.

Danach wird der gesamte Jahresverlauf der Windkraft und PV-Einspeisung dargestellt mit dem Ziel, schon zu Jahresbeginn eine Gesamtjahres-Prognose zu ermöglichen und diese mit dem aktuellen Verlauf vergleichen zu können.

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

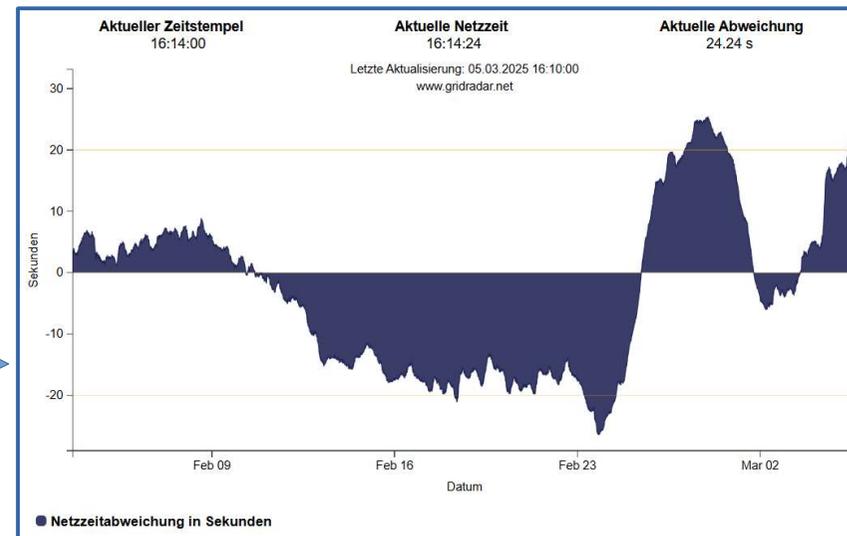
[5] Vernunftkraft Landesverband Hessen e.V.

[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>

→
+25 ... -26 s



Vorgehensweise bei Analyse des EE-Ausbaus

Das im Koalitionsvertrag der Regierungskoalition von 2022 formulierte Ziel des Ausbaus der Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen soll einer kritischen Betrachtung unterzogen werden. Dazu werden die veröffentlichten Strommarktdaten [1] aufgenommen und daraus verwertbare Diagramme für den aktuell realisierten und den ausgebauten Zustand generiert. Diese zeigen jeweils den Verlauf der Summeneinspeisung aus Wind-, PV-, Biomasse und Wasserkraftwerken sowie des Verbrauchs. Der Ausbauzustand entsteht durch Hochskalierung des aktuellen Zustandes. Datenbasis: siehe Ausbauszenario des BMWK [2]. Verbrauchserhöhung von 580 auf 715 TWh/a; Anteil der Ökostromerzeugung aus Wind, Solar, Biomasse und Wasserkraft = 80% in 2030.

Hochrechnung des Ziel-Ausbaus

Die Hochrechnung erfolgt unter folgenden Voraussetzungen:

- Erzeugungsarten: Wind- und PV-Strom (ausbaufähig), sowie Biomasse, Wasserkraft, Sonstige (nicht ausbaufähig)
- gleiche Umweltverhältnisse für Wind- und Sonneneinstrahlung bei aktuellem und ausgebautem Zustand, also auch gleiche Volatilität.
- Verhältnis installierter Leistung Wind / PV gleichbleibend (Stand 2022)
- Ausbau ist auf der geplanten Landesfläche (2%) realisierbar
- spezifische Erzeugungsleistung [MW / WEA] gleichbleibend
- keine Verstetigung der EE-Stromerzeugung möglich wegen noch nicht realisiertem Konzept (Speicher, Demand-Management)

Quellenverzeichnis für Anhang

[1] SMARD – Strommarktdaten - <https://www.smard.de/home>

[2] Deutscher Bundestag 20. Wahlperiode Drucksache 20/1630, Seite 137: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf>

[3] Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Hans-Werner Sinn, ifo-Institut München, „Wieviel Zappelstrom verträgt das Netz“ (2014)

Anhang 2: Windflauten und EE-Ausbau

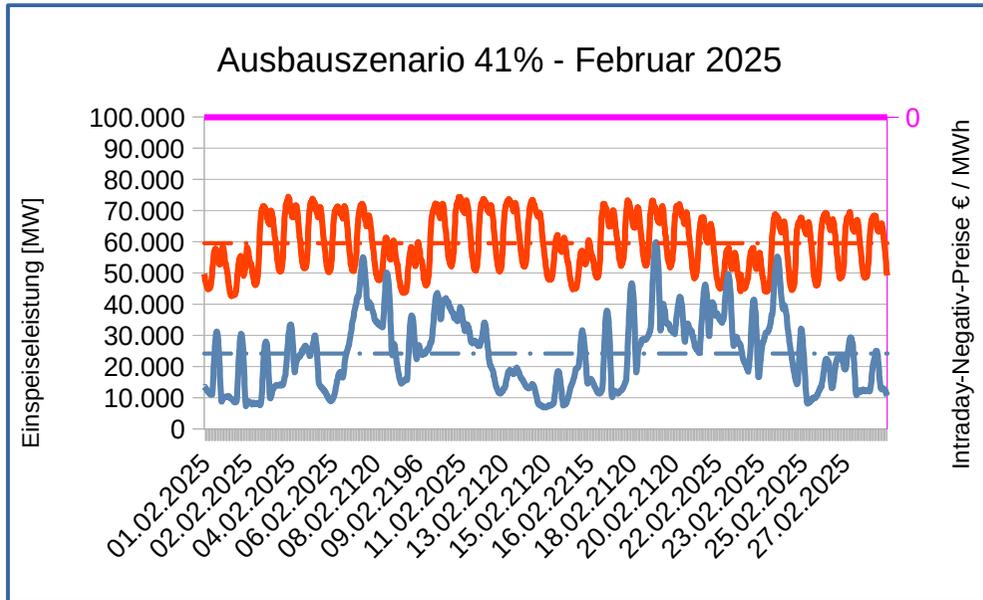


Diagramm 1: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft) und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus Februar 2025

Drei Erzeugungsspitzen im Monatsverlauf erreichen schon im aktuellen Ausbaustatus kurzzeitig den Streubereich des Bedarfs (entspr. 100% EE-Anteil). Es treten keine Negativpreise auf (vierte Darstellung).

a) Monatsdurchschnitt der Ökostrom-Summeneinspeisung aus PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft, (blau): 24.183 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 59.549 MW

a) / b) = Anteil Ökostrom am Verbrauch: 41 %

Bitte beachten: unterschiedliche Skalierung der Y-Achsen (zur Verdeutlichung der Volatilität)!

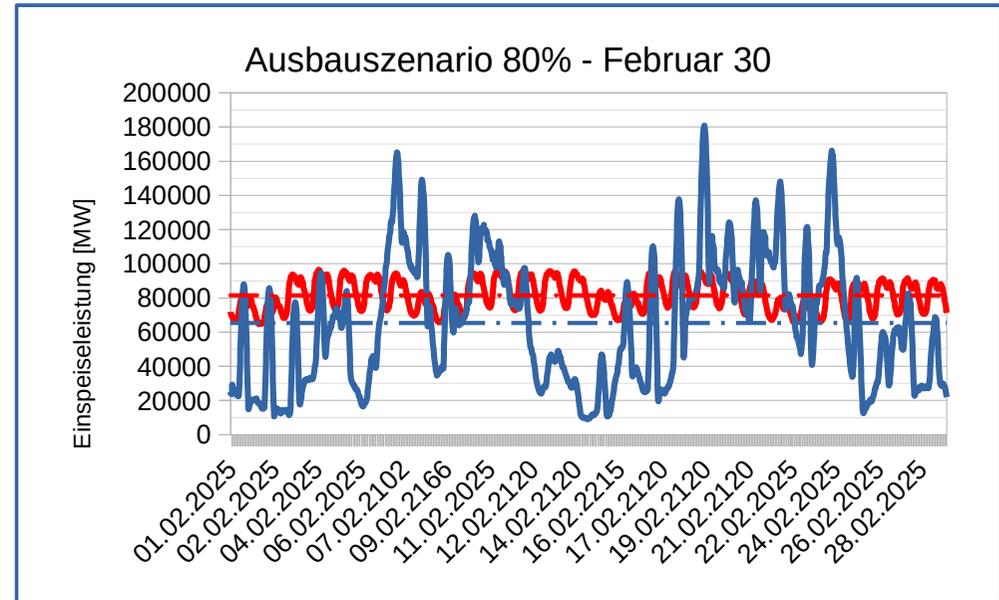


Diagramm 2: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus Februar 2025 entspr. Planungsziel BMWK für Februar 2030

Die Ökostrom-Anlagen können nur an **14 von 28 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, hervorgerufen durch mehrere Starkwindereignisse.

Monatsdurchschnitt des hochgerechneten Verbrauchs: 81.621 MW (rote strichpunktierte 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 Verdreifachung **der Einspeisung aus PV + WEA**. Die Volatilität wird durch den Ausbau nicht verringert sondern vergrößert.

Anhang 3: Windflauten und EE-Ausbau

Tabelle 1: Monatssalden und Jahressaldo des EEG-Kontos.

Das EEG-Konto bildet im Prinzip den monatlichen Subventionsbedarf für den EE-Ausbau ab.

Unterdurchschnittliche Stromerzeugung (Spalte A) und überdurchschnittliche Ausgaben, die nicht durch reale Erträge gedeckt sind (Spalte B), belasten den Monats- bzw. Jahressaldo.

Beispiel aus 2024: in 7 Monaten wurde ein negativer- und in 5 Monaten ein positiver Monatssaldo ausgewiesen. Dadurch verringerte sich der EEG- Kontostand von 891 auf 712 Mio. €

Die größte Einzelausgabe (Fußnote 2) wird aus dem Staatsetat, also aus Steuermitteln, erbracht.

Quelle: Netztransparenz.de

<u>Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach Anlage 1 EnFG Stand 30. November 2024 (EEG-Konto)</u>						
Kontostand am 31.12.2024	711.491.879					
	Einnahmen [€]		Ausgaben [€]		Monats-Salden [€]	Kontostand Monat [€]
	A) Einnahmen insgesamt	größte Einzeleinnahme 1)	B) Ausgaben insgesamt	größte Einzelausgabe 2)	A) – B)	
Jan	1.743.944.771	1.533.992.451	868.814.818	826.543.100	875.129.954	1.586.621.833
Feb						
Mär						
Apr						
Mai						
Jun						
Jul						
Aug						
Sep						
Okt						
Nov						
Dez						
Saldo 2025	1.743.944.771	1.533.992.451	868.814.818	826.543.100	875.129.954	
Kontostand am 31.01.2025						1.586.621.833
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						
2) Maximalpositionen Ausgaben: Zahlungen nach § 19 EEG und § 50 EEG und nach den entsprechenden Bestimmungen in früheren Fassungen des EEG						