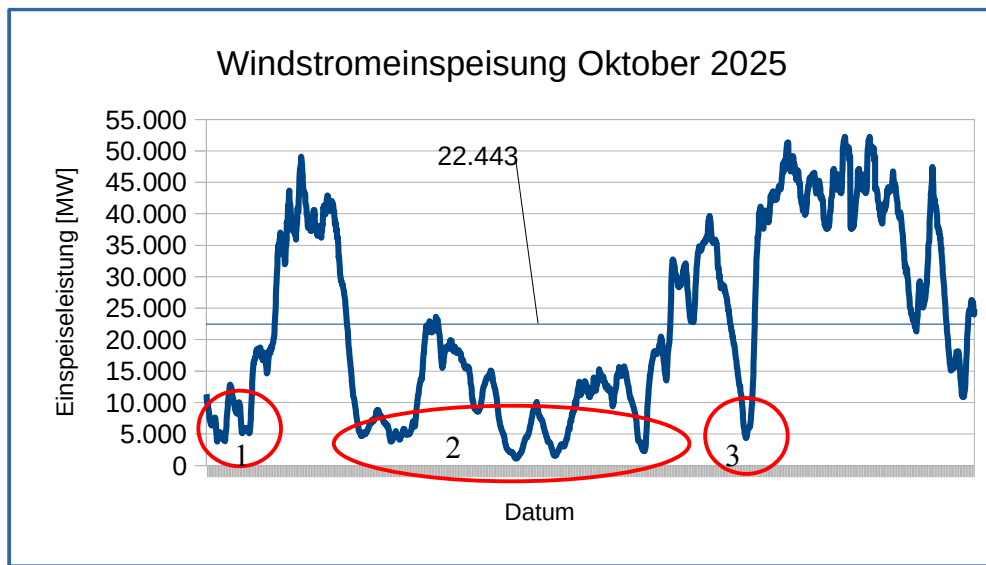


Windflauten und die Folgen 2025



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Oktober 2025 mit 3 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2025/2024 = $22.443/14.218 = 1,58$

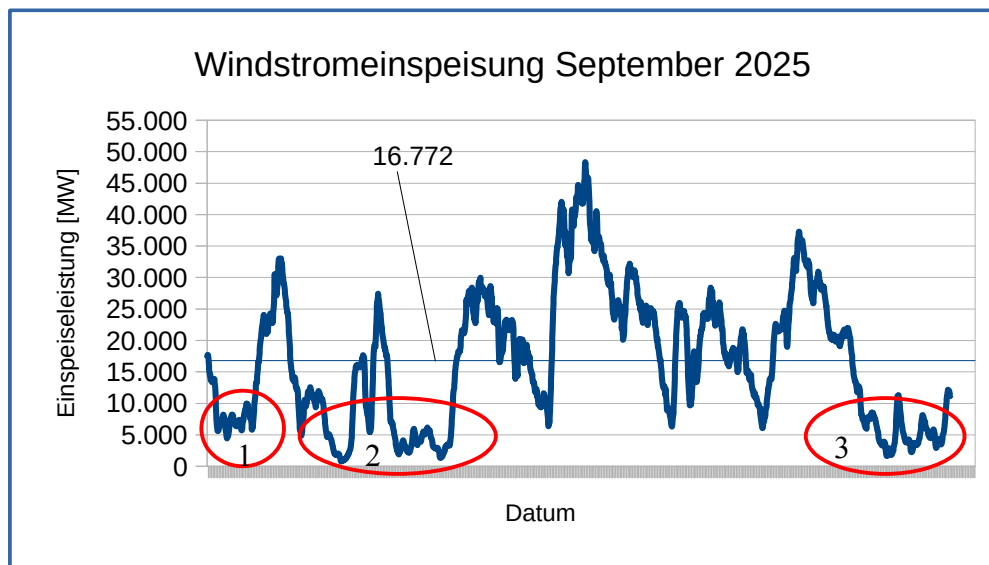
Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 2-10 Monatsdiagramme, absteigend von September – Januar, absteigend
- Folie 11: Statistisches Ergebnis (Ersatzeinspeisung)
- Folie 12: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 13: Zusammenfassung
- Folie 14: **Vorgehensweise**
- Folie 15: Quellenverzeichnis, zusätzlich laufende Netzzeitabweichung
- Folie 16: Anhang 1 – EE-Ausbau S.1
- Folie 17: Anhang 2 – EE-Ausbau S.2
- Folie 18: Anhang 3 - EEG - Konto

Bereiche	Schwachwind-	Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	07.10.25 06:15	4	1,5
	08.10.25 10:45	12,5	2,75
	09.10.25 02:00	3,5	3,5
2	12.10.25 23:59	0,75	0,75
	13.10.25 12:15	24	10,25
	14.10.25 23:59	7,5	3,5
	15.10.25 01:30	14,5	7,25
	18.10.25 16:15	8,5	
3	22.10.25 19:00	2,25	1,25
Anzahl		Summen	
3	9	77,5	30,75

an 18 Tagen Stromimport,
An 13 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



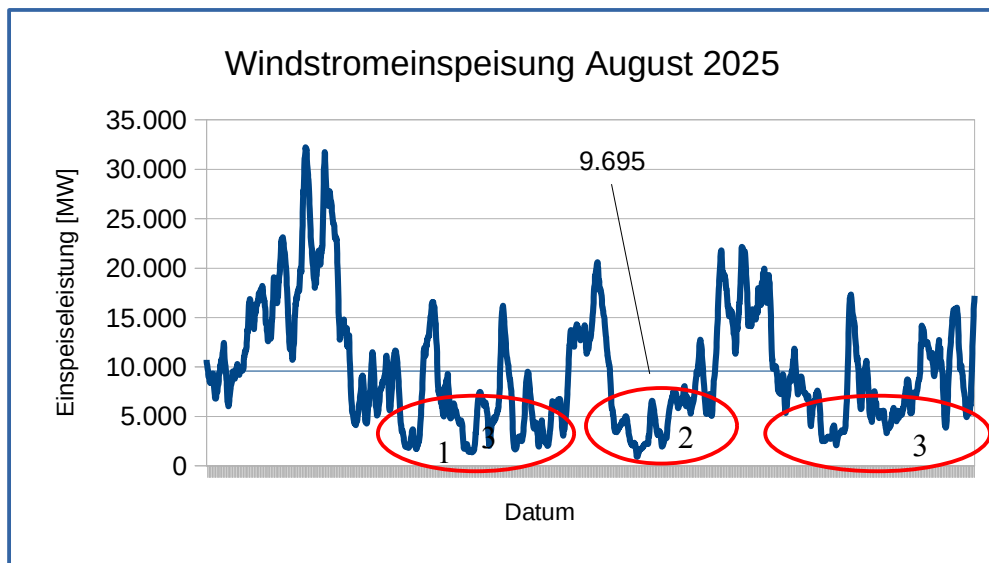
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle September 2025 mit 3 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2025/2024 = $16.772/14.971 = 1,12$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	01.09.25 19:15	2	
	04.09.25 19:15	0,75	
2	05.09.25 23:59	4,25	2,5
	06.09.25 09:45	20,5	6,25
	08.09.25 17:45	10,75	4,25
	09.09.25 03:15	14,75	6
	10.09.25 10:15	19,75	5,75
	28.09.25 10:30	16,75	4,5
3	29.09.25 10:45	16	4
	30.09.25 10:15	12,25	3,75
Anzahl		Summe	
3	10	117,75	37

an 21 Tagen Stromimport,
An 9 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



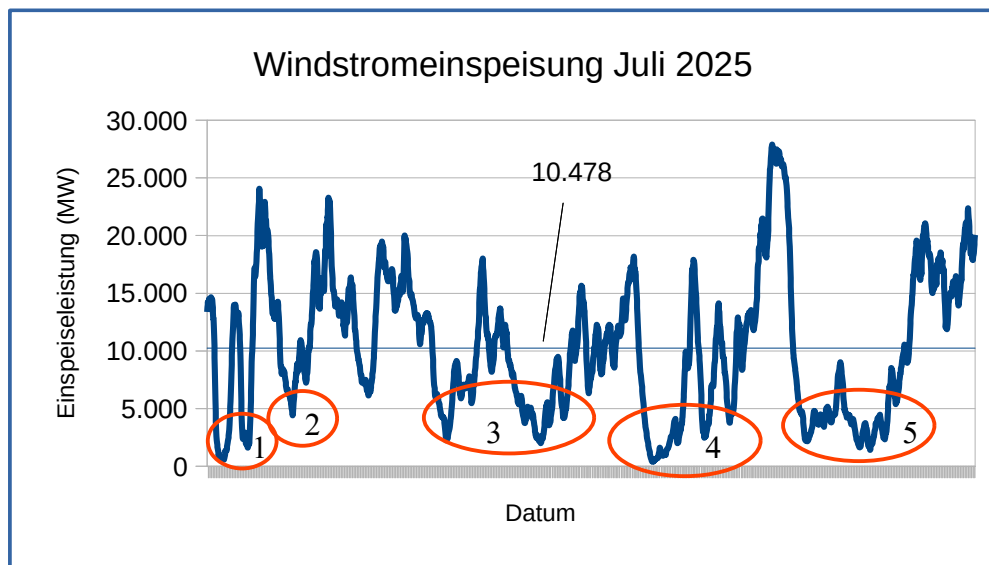
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle August 2025 mit 3 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2025/2024 = $9.695/8.910 = 1,09$

Schwachwind-Bereiche		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	06.08.25 23:59	1,25	1
	07.08.25 00:30	4,75	2,5
	08.08.25 23:59	4,5	1
	09.08.25 11:30	15,75	5
	11.08.25 17:30	19,5	3
	12.08.25 10:00	8,5	
	13.08.25 11:30	11,75	
	14.08.25 10:00	18,25	1,75
	15.08.25 09:30	4,25	
2	16.08.25 13:15	14	3,25
	18.08.25 09:00	22	6,5
	19.08.25 09:30	22	5
	25.08.25 20:45	7,5	3,25
3	26.08.25 10:00	19,75	6,5
	27.08.25 20:30	1,25	
	28.08.25 10:45	7,75	
	30.08.25 20:15	2,5	0,75
Anzahl		Summen	
3	17	185,25	39,5

an 23 Tagen Stromimport,
An 7 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



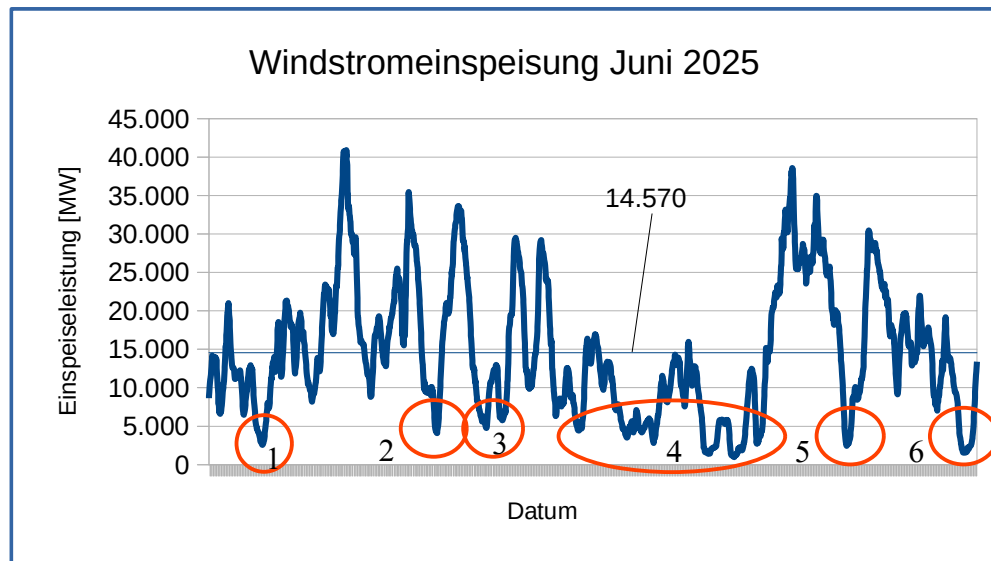
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Juli 2025 mit 5 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2025/2024 = $10.478/9.632 = 1,09$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	02.07.25 14:15	8,75	
2	04.07.25 08:15	1,75	
3	10.07.25 08:00	11,25	2,25
	13.07.25 23:59	11,75	2,5
	14.07.25 00:45	12,5	6,75
	15.07.25 00:15	0,75	0,75
4	18.07.25 09:45	24	5
	19.07.25 00:00	14,25	4,75
	20.07.25 10:00	8,75	
	21.07.25 09:45	5,75	
5	24.07.25 09:30	21	4,25
	25.07.25 02:15	15,75	7
	26.07.25 11:45	24	7,25
	27.07.25 00:00	14,5	5
Anzahl		Summe	
5	14	174,75	45,5

an 26 Tagen Stromimport,
An 5 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



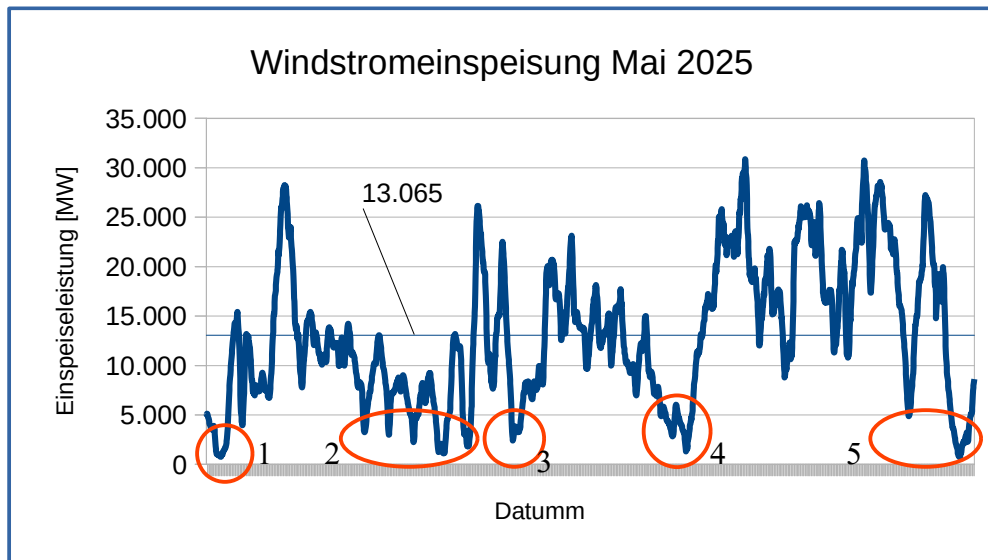
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Juni 2025 mit 6 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2025/2024 = $14.570/9.988 = 1,46$

Bereiche	Schwachwind-	Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	02.06.25 23:45	3,75	2
	03.06.25 02:15	5,25	4,5
2	11.06.25 20:30	1,5	
3	15.06.25 10:30	3,75	
4	17.06.25 08:15	15,5	1,75
	18.06.25 09:00	6,5	1,25
	20.06.25 13:30	15,25	
	21.06.25 12:45	15,75	0,5
	22.06.25 11:15	6,25	
5	25.06.25 22:00	4,25	1,25
	26.06.25 00:00	2,5	2,5
6	30.06.25 13:45	13,75	
Anzahl		Summe	
6	12	94	13,75

an 19 Tagen Stromimport,
An 11 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



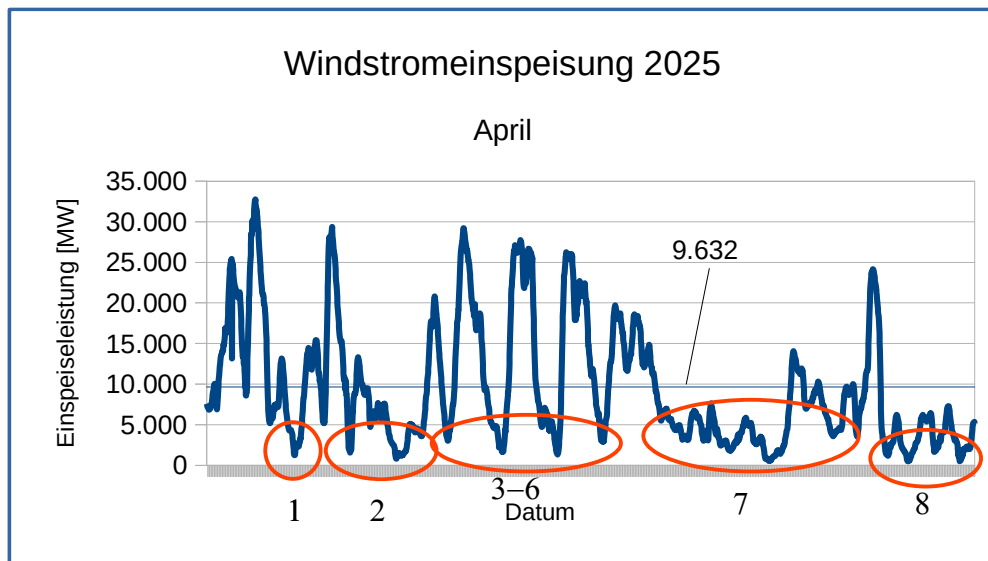
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Mai 2025 mit 5 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2025/2024 = $13.065/10.361 = 1,26$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	01.05.25 14:00	20,25	4
	02.05.25 10:45	2	
2	07.05.25 09:30	3,5	
	08.05.25 08:15	2,5	2,5
	09.05.25 08:45	7	
	10.05.25 14:00	13,5	
	11.05.25 13:15	8,25	
3	13.05.25 09:00	9,75	
4	19.05.25 08:45	1	
	20.05.25 08:45	13,5	3,75
5	29.05.25 08:30	1	
	31.05.25 09:45	20	3
Anzahl		summe	
5	12	102,25	13,25

an 22 Tagen Stromimport,
An 9 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



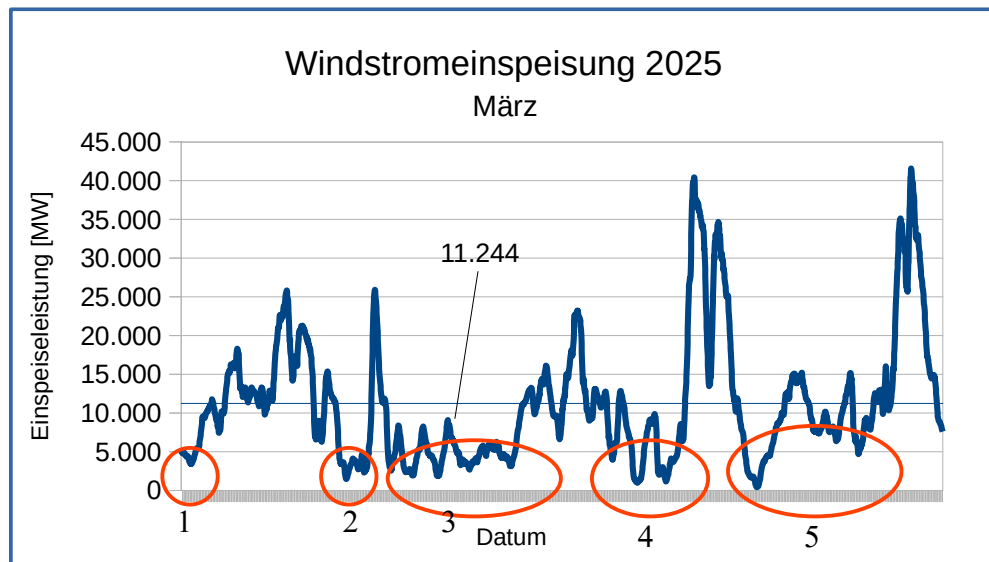
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle April 2025 mit 8 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2025/2024 = $9.632/16.200 = 0,6$

Bereiche	Schwachwind-	Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	04.04.25 10:15	13,5	2
	06.04.25 14:30	4,25	
2	07.04.25 09:15	1	0
	08.04.25 09:30	20,75	6
3	09.04.25 09:15	11,5	6
	10.04.25 10:00	5,5	0
4	12.04.25 13:30	13,5	2,5
5	14.04.25 17:00	7,5	0
6	16.04.25 11:30	5,5	0
7	19.04.25 19:15	17,25	2,25
	20.04.25 09:45	11,5	3,25
	21.04.25 09:45	23,75	8,5
	22.04.25 23:30	20,25	5,5
	23.04.25 00:00	17,25	6,5
	25.04.25 11:30	19,75	
	26.04.25 09:45	2,75	
	27.04.25 09:45	12,75	
8	28.04.25 09:30	20,25	4,25
	29.04.25 10:15	12,5	
	30.04.25 10:00	20,5	5,25
Anzahl		Summen	
8	20	261,5	52

an 23 Tagen Stromimport,
an 7 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



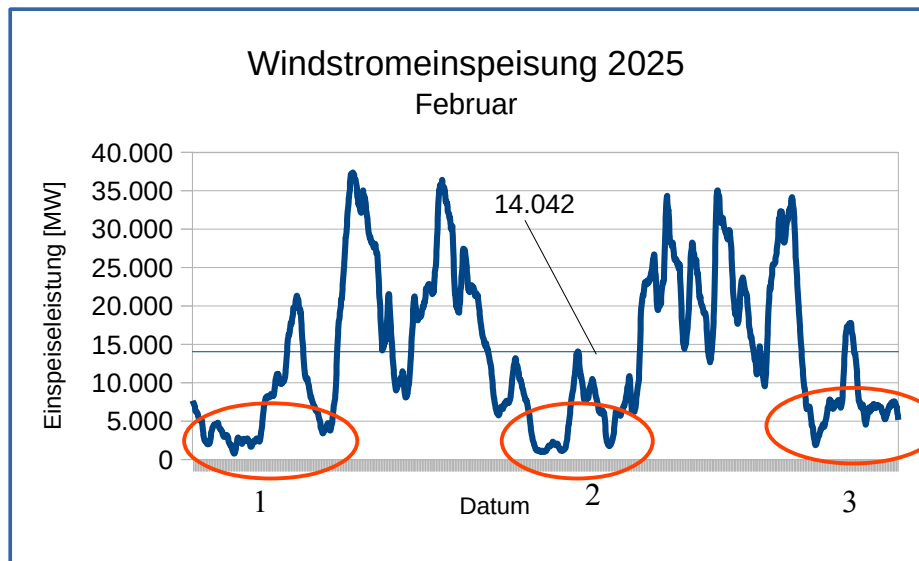
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle März 2025 mit 5 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2025/2024 = $11.244/16.060 = 0,7$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	01.03.25 09:45	14,25	6,25
2	07.03.25 17:15	14,25	3,75
	08.03.25 10:45	15,5	6,25
3	09.03.25 13:15	8,75	0,75
	10.03.25 10:15	15,75	6,25
	11.03.25 11:45	16,5	5,5
	12.03.25 17:45	19,5	6,75
	13.03.25 01:15	8,75	5,5
	14.03.25 10:45	14,75	5,75
	18.03.25 13:45	3	3
4	19.03.25 13:45	12,25	
	20.03.25 17:45	15	5,25
	21.03.25 00:30	5,5	5,5
5	23.03.25 23:59	1,5	1,5
	24.03.25 10:45	24	10,5
Anzahl		Summe	
5	15	189,25	72,5

an 22 Tagen Stromimport,
an 9 Tagen Stromexport

Windflauten und die Folgen 2025



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

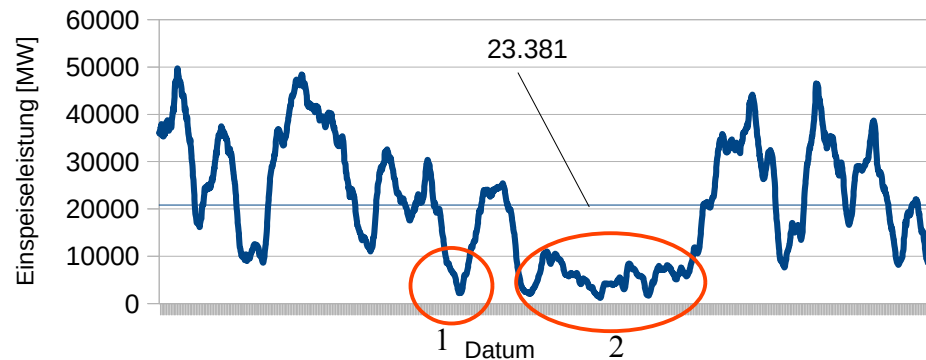
Verlauf und Tabelle Februar 2025 mit 3 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
2025/2024 = $14.042/24.212 = 0,58$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
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

Windstromeinspeisung 2025
Januar



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

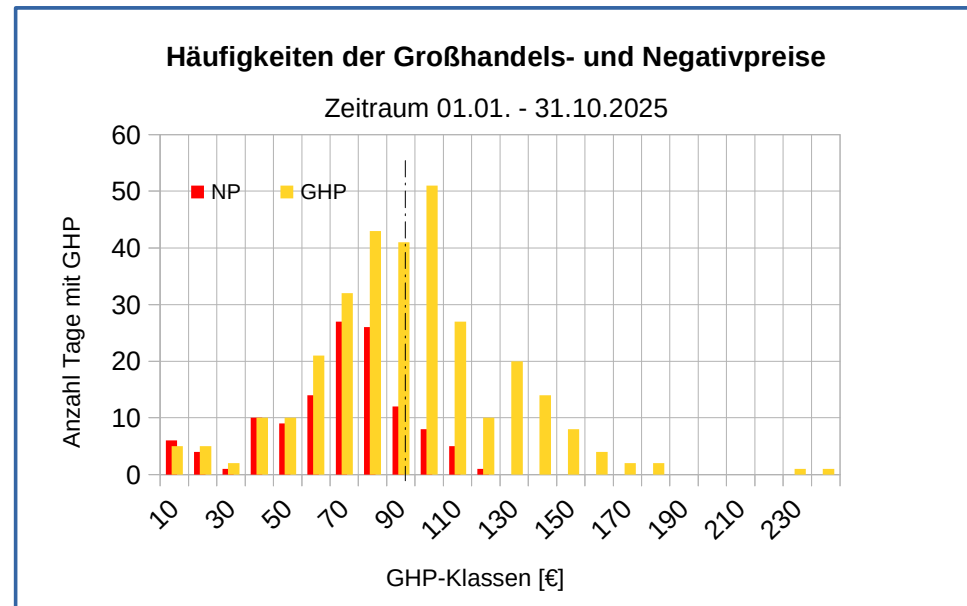
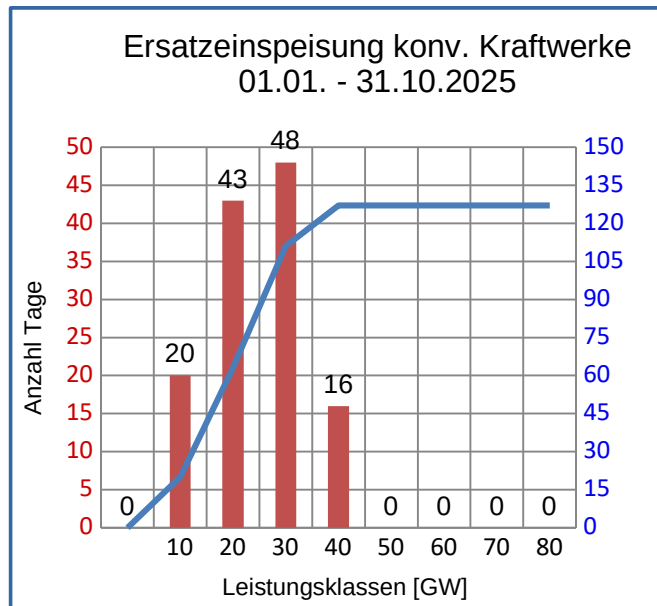
Verlauf und Tabelle Januar 2025 mit 2 Schwachwindbereichen
(mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte
 $2025/2024 = 23.381/24.845 = 0,94$

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



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

127 Tage 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 > 3 bis ≤ 40 GW. Maximum bei 30 GW.

Die Ersatzstromeinspeisung während Windflauten trägt zur gesamten spezifischen CO₂-Emission Deutschland bei.
Für Oktober 2025 = 315 g/kWh,
Für Gesamtjahr 2024 = 334. Quelle: Electricity Map)

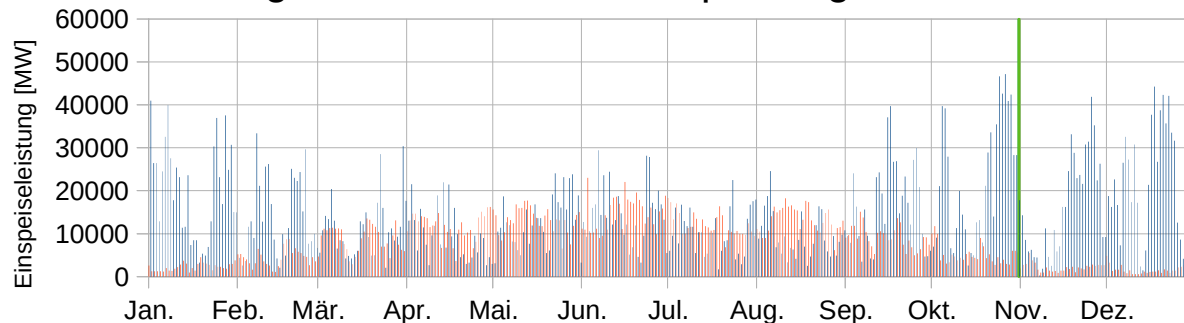
In der Graphik werden die Häufigkeiten von Großhandels- und zeitgleich auftretenden Negativpreisen (rot) zusammen dargestellt.

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

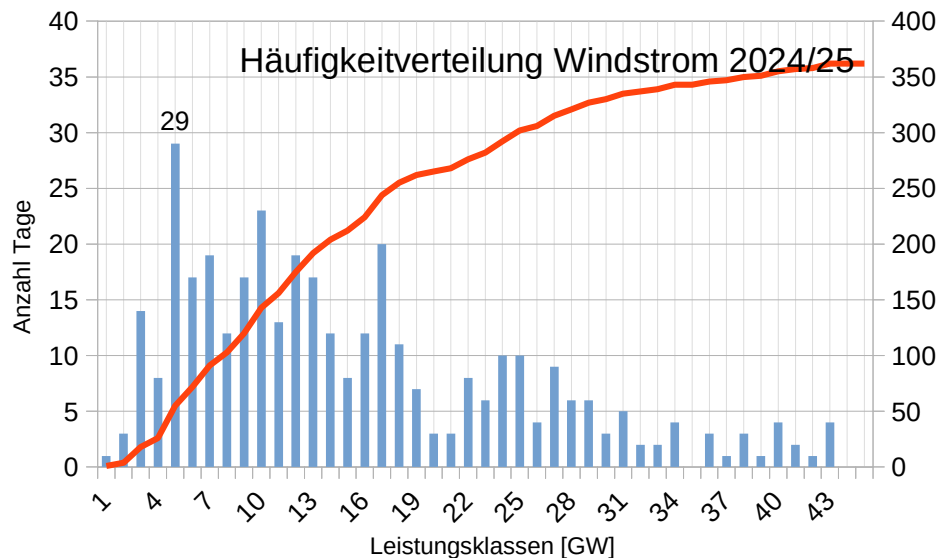
Stand Anfang Oktober: durchschnittl. Großhandelspreis GHP = 87,7 €/MWh (8,8 c/kWh)

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 15 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 29 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 55 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 Okt.: 127 Tage. (siehe Diagramm Folie 11)

Windflauten und die Folgen 2025

Zusammenfassung 2025

Windflauten-Lage: Die Dauer der 127 Windflauten (Folie 11) summierte sich auf 1425 Stunden, davon 411 Stunden als Dunkelflauten. Im Verlauf des gesamten Jahres ist zu jeder Zeit eine Gesamt-Jahresprognose mit großer Sicherheit auf Basis der Vorjahresdaten möglich (Folie 12).

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

Die durchgehend gesicherte Leistung der Windkraft betrug im laufenden Jahr **bis zum aktuellen Datum** 0,4 GW, dem am 18.07. registrierten niedrigsten Einspeisewert (On + Offshore). Das entspricht etwa $\frac{1}{3}$ der Leistung eines Kernkraftwerkes.

Bedarfsdeckung während Windflauten durch konventionelle (Ersatz-)Kapazität: erfolgte während der Schwachwindperioden in der Spitze mit 67% Deckungsgrad durch 30 GW konventionelle Kraftwerksleistung. Dies entspricht 39 % der installierten konventionellen Leistung (Kohle, Erdgas, Sonstige = 79 GW). Am häufigsten, nämlich 48-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 21 bis 30 GW vor (siehe Histogramm Folie 11).

Deckungsbeitrag während Windflauten aus Kohlekraftwerken: in der Spitze zu 42 % am 23.03. mit 18 GW
Deckungsbeitrag während Windflauten aus Gaskraftwerken: in der Spitze zu 30 % am 16.01. mit 16 GW

Maximaler Stromimport-Kapazität während Windflauten: am 28.08. mit 18 GW,
Aus französischen Kernkraftwerken am 15.07. mit 2,7 GW (entspr. 2 ehemaligen deutschen Kernkraftwerken)

Netzstabilität im Oktober 2025: Netzzeitabweichung Bereich: +1 bis -35 Sek. [8]. 11 gefährliche Frequenzabweichungen, insgesamt **2055 Netz-Korrekturmaßnahmen (Re-Dispatching). Bundeszuschuss (siehe EEG-Konto Folie 17): 1,8 Mrd. €**

Vorgehensweise bei Analyse der Windflauten

Definition: unter „Windflauten und die Folgen“ ist, im Sinne der vorliegenden Präsentation, die stark ertragsgeschwächte Ökostrom-Erzeugung 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 Ersatzeinspeisung 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 Ersatzeinspeisung 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 Ersatzeinspeisung in Form eines Histogramms (mit Überschrift „Ersatzeinspeisung 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

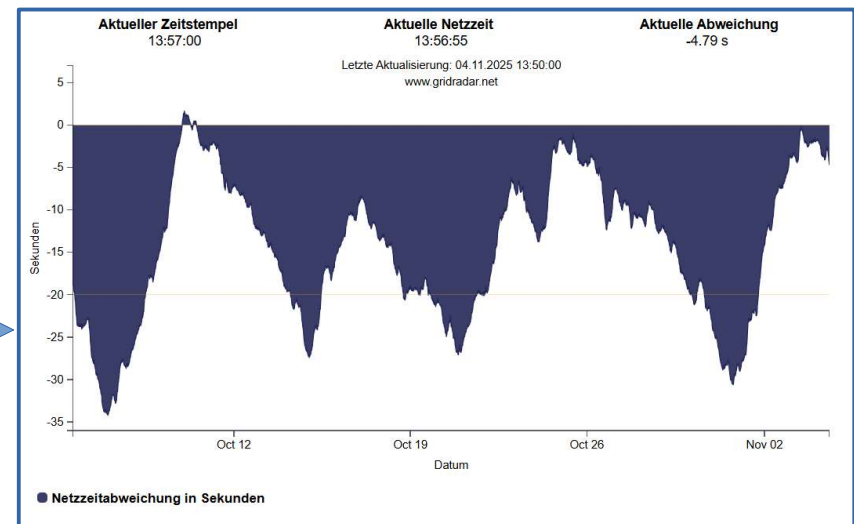
[5] Vernunftkraft Landesverband Hessen e.V.

[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>

➔
+1 ... -35 s



Anhang 1: Windflauten und EE-Ausbau

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

Ausbauszenario 63% - Oktober 2025

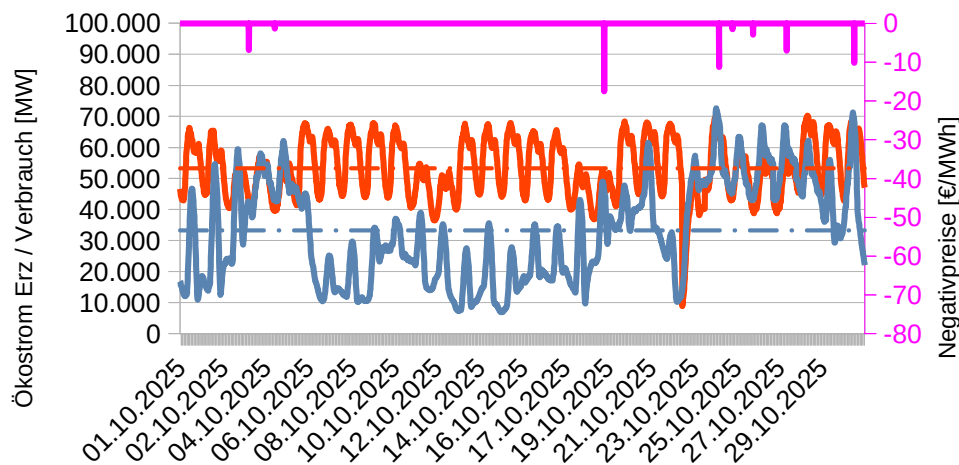


Diagramm 1: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft) und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus Oktober 2025. Zahlreiche Erzeugungsspitzen im Monatsverlauf erreichen schon im aktuellen Ausbaustatus kurzzeitig den Streubereich des Bedarfs (entspr. 100% EE-Anteil). Es treten 8mal Negativpreise, aufgrund von Überkapazität, auf (violette Darstellung)

a) Monatsdurchschnitt der Ökostrom-Summeneinspeisung aus PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft, (blau): 33.153 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 52.955 MW

a) / b) = Anteil Ökostrom
am Verbrauch: 63 % (Vormonat 61%)

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

Ausbauszenario 80% - Oktober 30

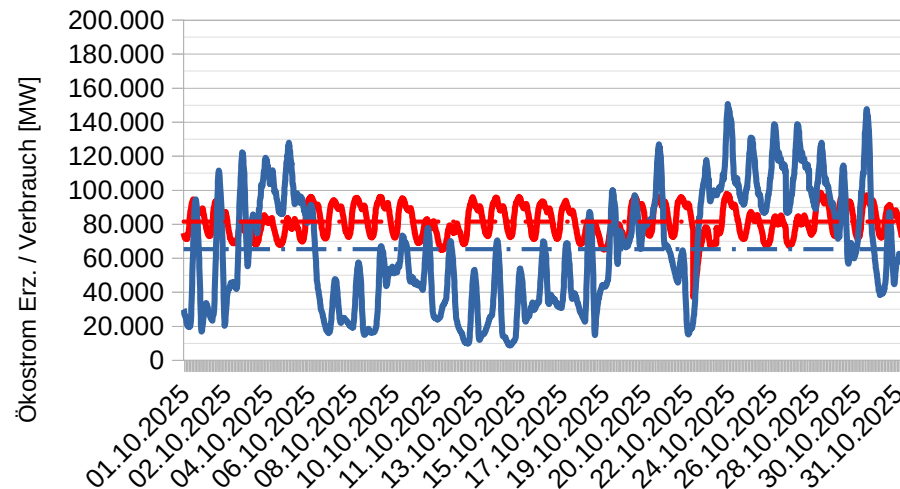


Diagramm 2: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus Oktober 2025 entspr. Planungsziel BMWK für Oktober 2030

Die Ökostrom-Anlagen können nur an 15 **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, hervorgerufen durch häufige gleichzeitige Wind- und Solarstromeinspeisung.

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

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

Der 80%-Anteil wird erreicht durch eine Verdoppelung **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. Aktualisierung und Veröffentlichung erfolgt jeweils am 10. Arbeitstag des Folgemonats.

Oktober 2025: ca. 1,3 Mrd. € Zahlungen 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 15 Mrd. €

Die größte Einzeleinnahme (Fußnote 1) sind Staatszuschüsse zur Förderung der Erneuerbaren. Hinzu kommen die Vermarktungserträge.

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

Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach Anlage 1 EnFG Stand 30. September 2025 (EEG-Konto)						
Kontostand am 31.12.2024	711.491.879					
	Einnahmen [€]		Ausgaben [€]		Monats-Salden [€]	Kontostand Monat [€]
	A) Einnahmen insgesamt	größte Einzeleinnahme	B) Ausgaben insgesamt	größte Einzelausgabe	A) – B)	
		1)		2)		
Jan	1.743.944.771	1.533.992.451	868.814.818	826.543.100	875.129.954	1.586.621.833
Feb	896.771.711	623.184.433	795.118.182	753.677.494	101.653.529	1.688.275.362
Mär	254.495.426	0	842.585.561	809.650.987	-588.090.135	1.100.185.227
Apr	1.454.693.506	1.236.450.811	1.627.332.539	1.590.201.988	-172.639.033	927.546.194
Mai	1.775.776.215	1.627.066.397	1.908.480.546	1.869.598.670	-132.704.332	794.841.862
Jun	2.565.559.061	2.409.938.836	2.479.599.708	2.432.060.834	85.959.352	880.801.215
Jul	2.429.081.095	2.026.589.165	2.635.496.882	2.572.722.397	-206.415.786	674.385.428
Aug	2.640.920.380	2.350.093.747	1.725.936.907	1.702.631.507	914.983.473	1.589.368.902
Sep	3.222.547.257	1.838.146.127	2.590.017.319	1.995.588.717	632.529.939	2.221.898.840
Okt	1.581.610.112	1.346.404.247	1.738.085.098	1.686.190.963	-156.474.986	2.065.423.855
Nov					0	
Dez					0	
Saldo 2025	18.565.399.535	14.991.866.215	17.211.467.559	16.238.866.657	1.353.931.976	
Kontostand am 31.10.2025						2.065.423.855
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 = Steurgelder)						
2) Maximalpositionen Ausgaben: Zahlungen nach § 19 EEG und § 50 EEG und nach den entsprechenden Bestimmungen in früheren Fassungen des EEG						

Quelle: Netztransparenz.de