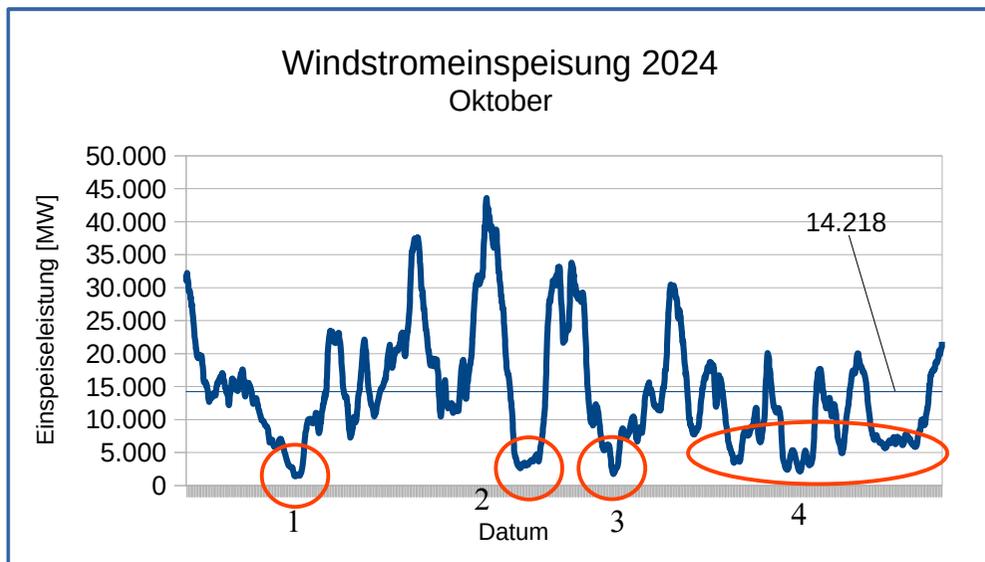


# Windflauten und die Folgen 2024



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Oktober 2024 mit 4 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2024/2023 =  $14.218/19.165 = 0,74$

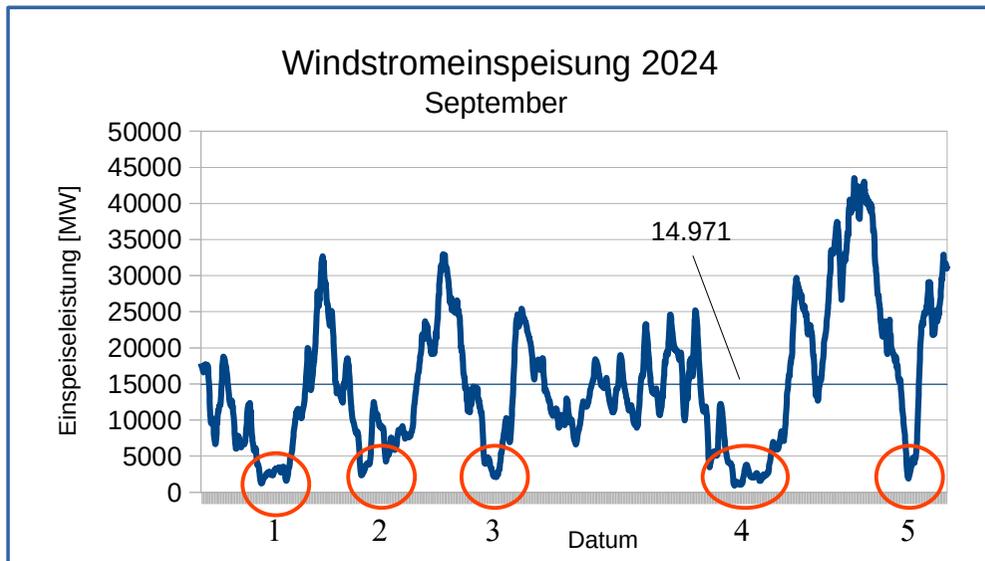
Bereiche	Schwachwind-Datum	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
1	05.10.24 11:30	20	7,75
2	14.10.24 17:00	13,25	5,5
	15.10.24 00:00	12,75	7,25
3	18.10.24 12:45	9,5	
4	23.10.24 11:30	11	
	25.10.24 15:45	13,25	5,75
	26.10.24 04:00	17,75	7,5
	27.10.24 21:30	2,25	2,25
Anzahl		Summe	
4	8	99,75	36

Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 2-10: Monatsdiagramme absteigend von Oktober – 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

Verhältnis von Tagen mit Stromimport- zu Tagen mit Stromexport: **9:1**

# Windflauten und die Folgen 2024



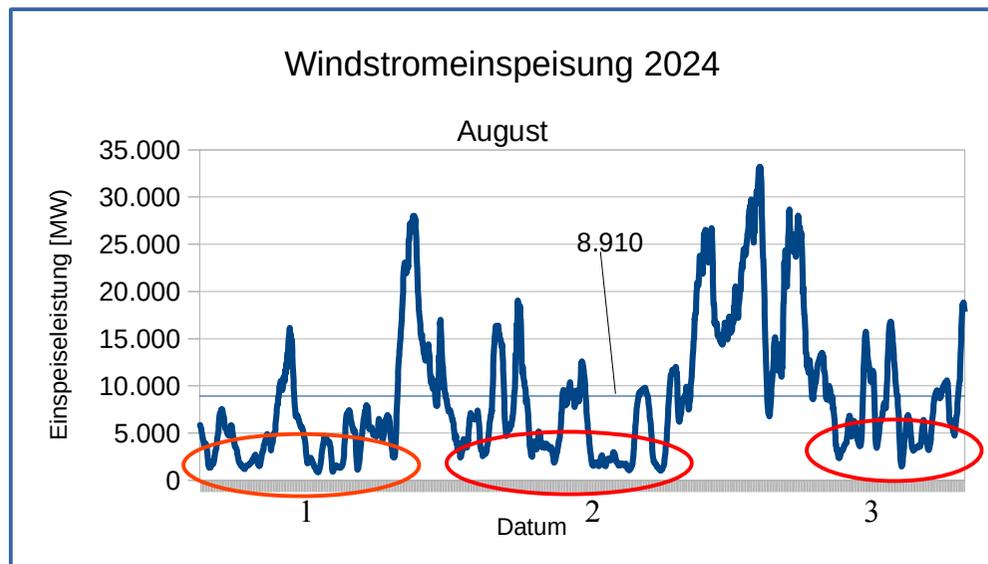
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle September 2024 mit 5 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2024/2023 =  $14.971/9.218 = 1,62$ .

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	03.09.24 10:30	19	4,75
	04.09.24 10:15	15,75	6
2	07.09.24 10:45	11	
	08.09.24 10:30	2,5	
3	12.09.24 20:00	15,75	4,25
	13.09.24 00:00	2,25	2,25
4	21.09.24 10:45	9	
	22.09.24 11:00	21,5	8,25
5	23.09.24 11:15	22,75	9,5
	29.09.24 10:45	10	
Anzahl		Summe	
5	10	129,5	35

Verhältnis von Tagen mit Stromimport- zu Tagen mit Stromexport: 5:1

# Windflauten und die Folgen 2024



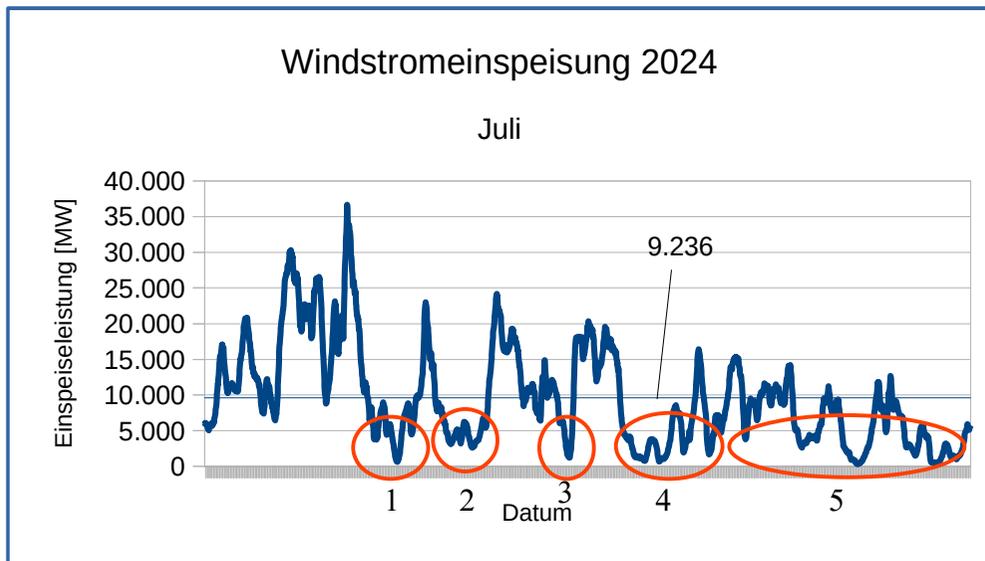
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle August 2024 mit 3 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2024/2023 =  $8.910/9.321 = 0,96$ .

Bereiche	Schwachwind-Datum	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
1	01.08.24 09:45	17	5
	02.08.24 20:15	22,5	5
	03.08.24 10:15	24	7,75
	04.08.24 00:45	1,75	1,75
	05.08.24 00:19	20,25	4
	06.08.24 09:15	21,75	5,25
	07.08.24 09:30	12,5	2,75
	08.08.24 21:15	15,75	7,75
2	11.08.24 13:30	14,5	0,5
	12.08.24 14:00	9,5	
	13.08.24 10:00	2	
	14.08.24 11:15	16	3
	15.08.24 08:45	15,25	5,5
	16.08.24 23:00	6,5	3,25
	17.08.24 04:15	24	9
	18.08.24 09:45	15,75	5,75
	19.08.24 16:15	15,75	1,75
	26.08.24 21:45	6,25	2,75
3	27.08.24 00:00	14,25	4,75
	28.08.24 10:15	4	
	29.08.24 10:45	11,5	3,75
	30.08.24 13:00	13,75	6
	31.08.24 14:30	2,5	
Anzahl		Summe	
3	23	307	85,25

Verhältnis Stromimport- zu -exporttagen: 6:1

# Windflauten und die Folgen 2024



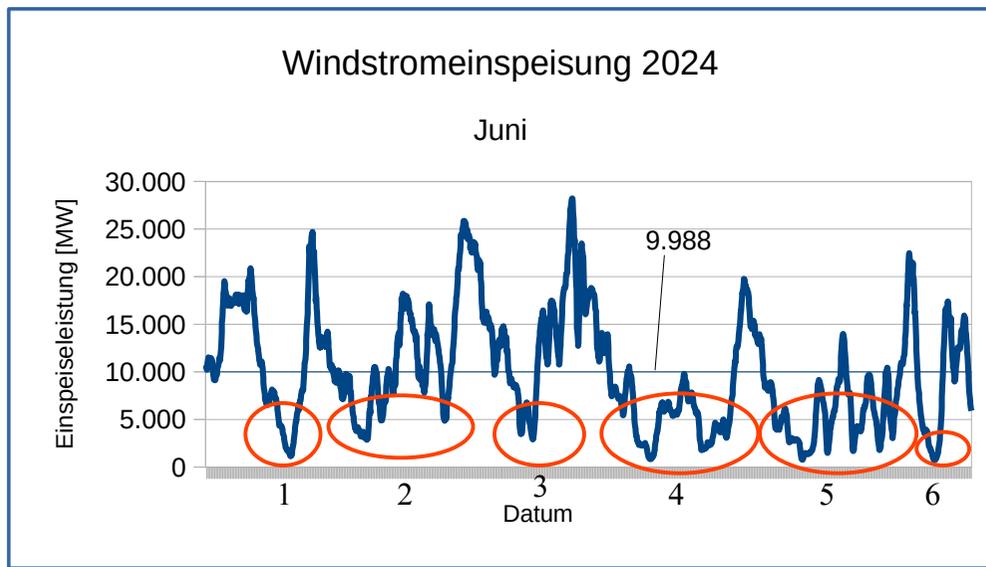
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Juli 2024 mit 5 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2024/2023 =  $9.236/13.572 = 0,68$ .

Bereiche	Schwachwind-	Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	07.07.24 23:00	4,25	2,25
	08.07.24 19:00	15	3,25
	09.07.24 09:00	3	0,25
2	10.07.24 23:30	6	2,25
	11.07.24 19:45	20,25	7
3	12.07.24 00:30	5,25	0,25
	15.07.24 18:15	8	
4	17.07.24 23:45	2	2
	18.07.24 19:45	24	7
	19.07.24 09:45	20,5	4,75
	20.07.24 09:15	9,25	
	21.07.24 10:15	14,75	1
5	24.07.24 22:00	2,75	2,75
	25.07.24 04:15	21,75	5
	26.07.24 23:45	5,5	2,5
	27.07.24 10:15	24	7,5
	28.07.24 14:00	2,25	0,5
	29.07.24 18:30	16,75	2,25
	30.07.24 15:15	22	5,5
	31.07.24 10:15	23	6,75
	Anzahl		Summe
5	20	250,25	62,75

Verhältnis Stromimport zu -export: 6:1

# Windflauten und die Folgen 2024



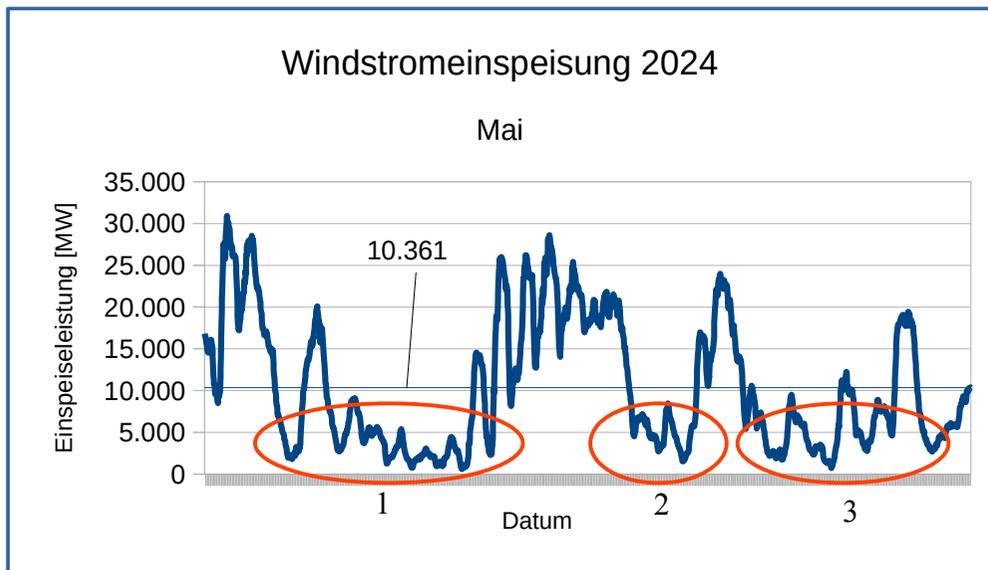
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Juni 2024 mit 6 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2024/2023 =  $9.988/8.356 = 1,20$ .

Bereiche	Schwachwind-		Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
	Datum			
1	03.06.24 23:59		3,75	2,5
	04.06.24 08:15		14,25	4,5
2	06.06.24 21:45		5,5	2,25
	07.06.24 07:45		12,75	6
3	10.06.24 08:45		3	
	13.06.24 19:45		10,25	0,25
4	17.06.24 23:30		5	2,25
	18.06.24 10:00		18,5	4,5
	20.06.24 10:15		17	2,25
	21.06.24 10:15		13,5	4,5
5	23.06.24 09:00		14,75	2,25
	24.06.24 09:15		22	4,5
	25.06.24 08:45		8	
	26.06.24 08:45		10,75	
6	27.06.24 09:45		13,75	2
	29.06.24 12:45		19,5	4,5
Anzahl			Summe	
6	16		192,25	42,25

Verhältnis Stromimport zu Export: 6:1

# Windflauten und die Folgen 2024



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

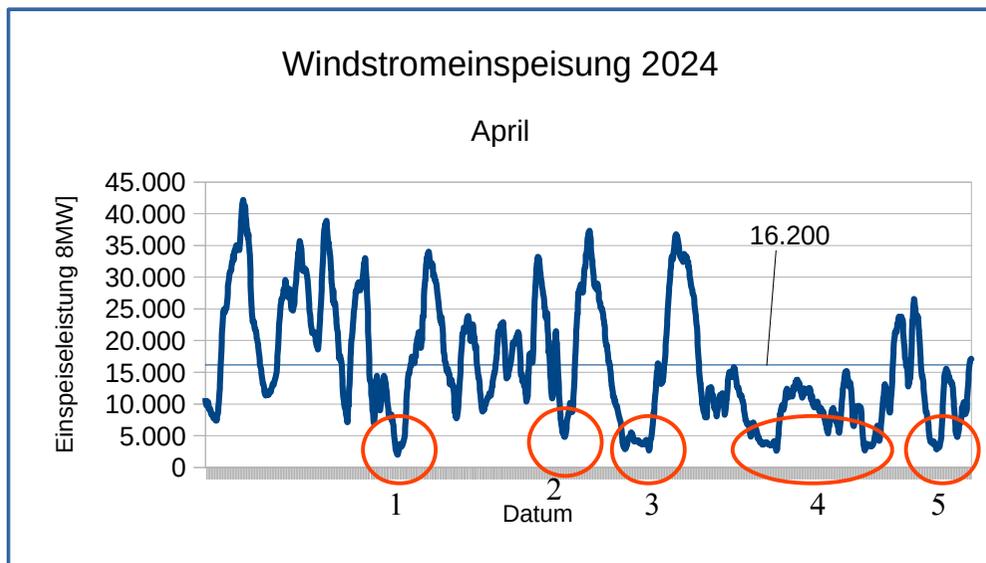
Verlauf und Tabelle Mai 2024 mit 3 Schwachwindbereichen (mit Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitte 2024/2023 =  $10.361/11.129 = 0,93$ .

Bereiche	Schwachwind-Datum	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
1	04.05.24 12:45	18,5	2,5
	06.05.24 10:30	13,5	
	07.05.24 10:30	15	1,75
	08.05.24 08:45	24	8
	09.05.24 09:00	24	8
	10.05.24 09:15	24	8
2	11.05.24 09:45	18,5	5
	18.05.24 23:59	1,5	1,5
	19.05.24 08:45	16,5	6
	20.05.24 08:15	17	4,75
	23.05.24 20:30	9,25	2,75
	24.05.24 03:45	13,5	4,75
3	25.05.24 15:30	17,25	2,5
	26.05.24 08:45	15,5	4,75
	27.05.24 19:30	17	2,5
	28.05.24 00:00	4	1,25
	30.05.24 10:45	22,75	6,75
	31.05.24 00:00	1,25	1,25
Anzahl		Summe	
3	18	273	72

Längste ununterbrochene Schwachwinddauer des Jahres: 106 Std.

Verhältnis Stromimport zu Export: 5:1

# Windflauten und die Folgen 2024



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

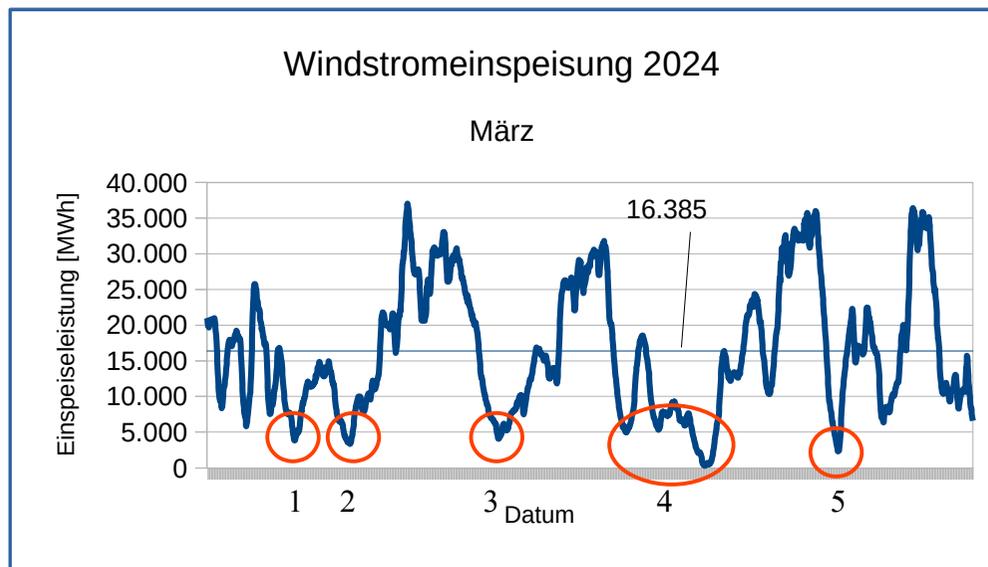
Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	08.04.24 12:45	10,25	
2	14.04.24 23:59	0,25	0,25
	15.04.24 01:45	3	3
3	17.04.24 10:30	16,75	2,5
	18.04.24 09:00	11	5,75
4	22.04.24 20:00	9,5	3,5
	23.04.24 08:45	11	5,5
5	26.04.24 19:45	6,5	3,5
	27.04.24 01:45	8,5	5,5
	29.04.24 15:00	12	
Anzahl		Summe	
5	10	88,75	29,5

Verlauf und Tabelle April 2024 mit 5 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).

Verhältnis Monatsdurchschnitte 2024/2023 =  $16.200/13.980 = 1,16$ .

Verhältnis Stromimport zu Export: 3:1

# Windflauten und die Folgen 2024

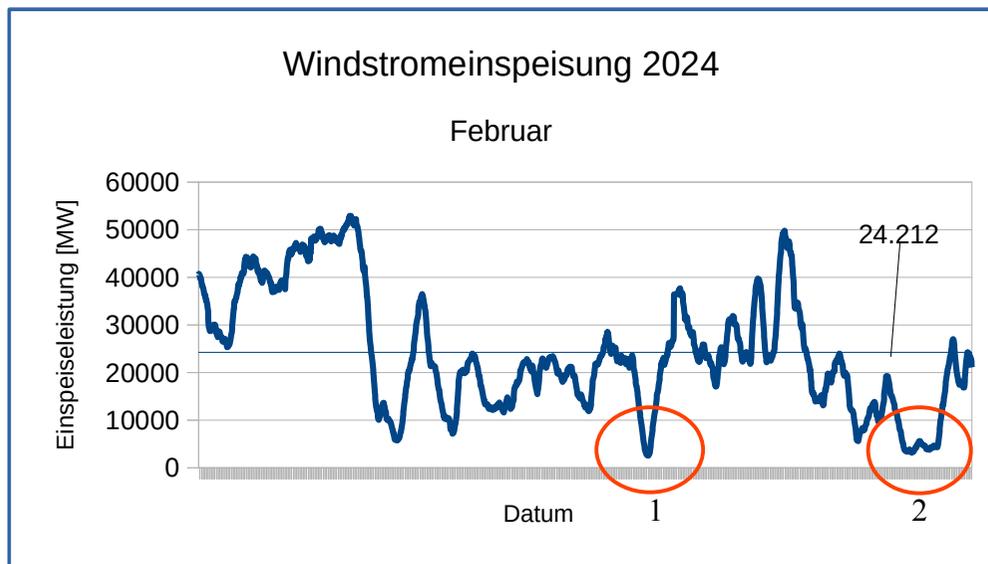


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Bereiche	Schwachwind-Datum	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
1	04.03.24 10:15	4,5	
2	06.03.24 12:30	9,5	
3	12.03.24 10:00	7,5	0,5
	17.03.24 09:45	3	
4	18.03.24 16:15	1	
	19.03.24 23:59	0,5	0,5
	20.03.24 12:15	23,25	10
5	25.03.24 17:00	6,5	0,75
Anzahl		Summe	
5	8	55,75	11,75

Verlauf und Tabelle März 2024 mit 5 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).  
 Verhältnis Monatsdurchschnitt 2024/2023 =  $16.385/18.024 = 0,91$ .

# Windflauten und die Folgen 2024

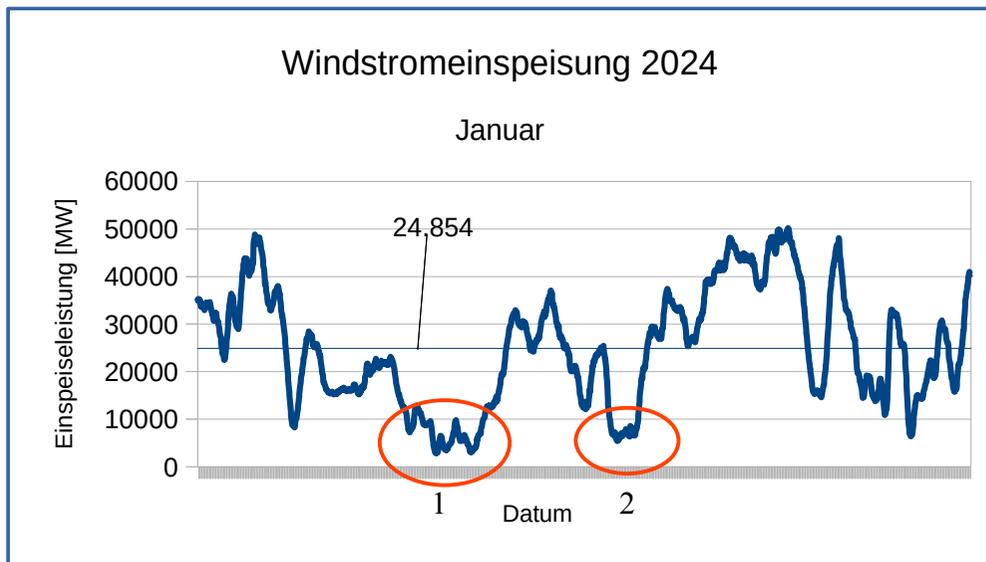


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	17.02.24 20:30	7	5,5
2	27.02.24 17:45	14,75	6
Anzahl		Summe	
2	2	21,75	11,5

Verlauf und Tabelle Februar 2024 mit 2 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).  
Verhältnis Monatsdurchschnitt 2024/2023 =  $24.212/18.024 = 1,34$ .

# Windflauten und die Folgen 2024

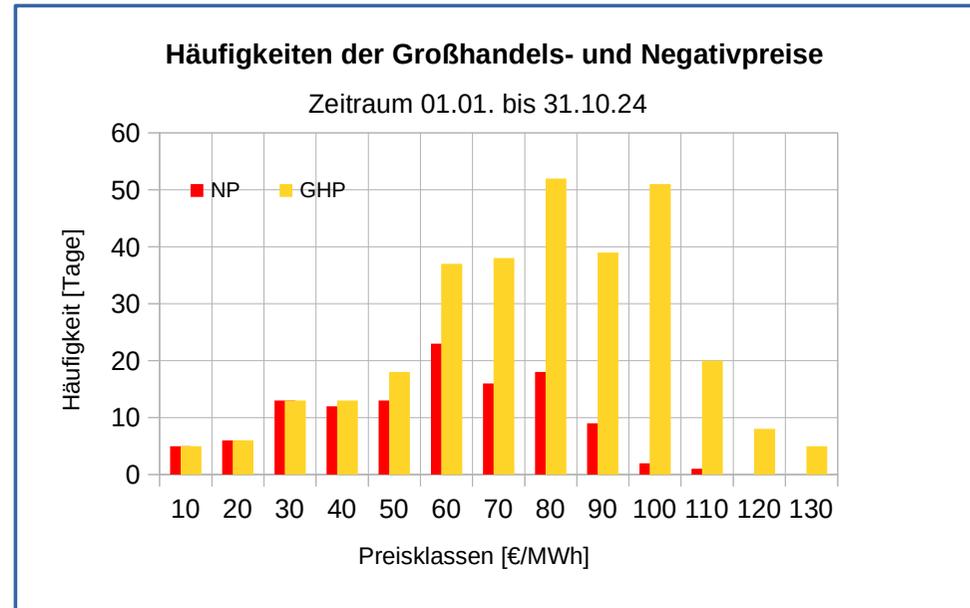
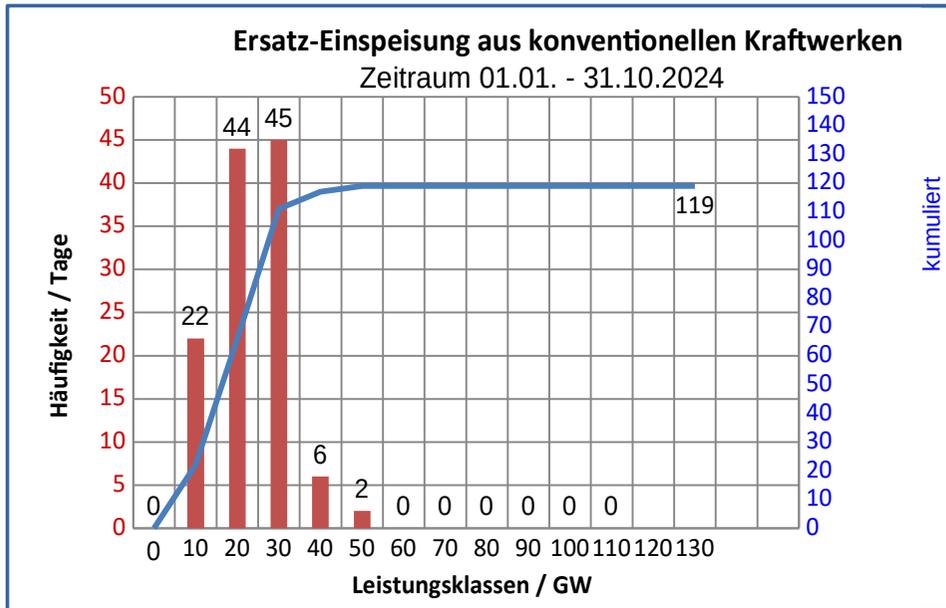


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Januar 2024 mit 2 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).  
Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 =  $24.854/23.381 = 1,06$ .

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	10.01.24 13:00	11	4,75
	11.01.24 13:00	11	11
	12.01.24 13:00	5	5
2	17.01.24 19:45	0,25	0,25
Anzahl		Summe	
2	4	27,25	21

# Windflauten und die Folgen 2024



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

An 119 Tagen trat Windstrom-Leistung unter 5 GW (= 8% der installierten Leistung) auf. 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. **In der Hauptsache durch Kohle-, Erdgas- und Kernkraft (aus Import).**

Aus der Ersatz-Stromeinspeisung folgt: Spezifische CO<sub>2</sub>-Emission Deutschland Erwartung für 2024 = 336 g/kWh. (Quelle: Electricity Map)

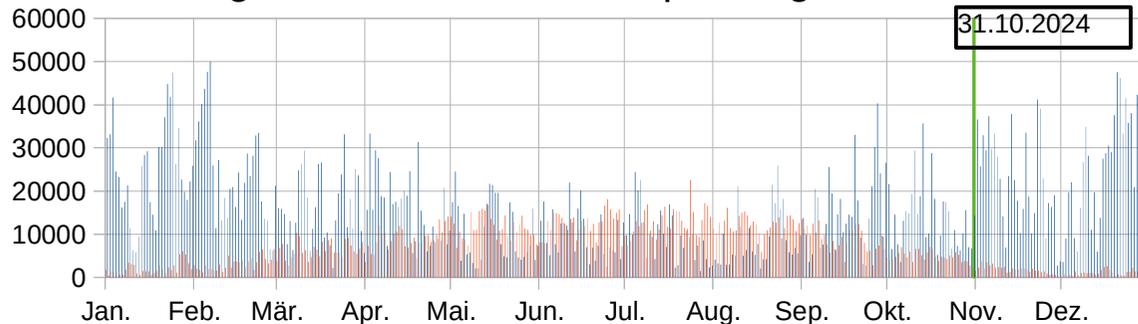
In der Graphik werden die Häufigkeiten von Großhandels- und 118 zeitgleich auftretende Negativpreise (rot) zusammen dargestellt.

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

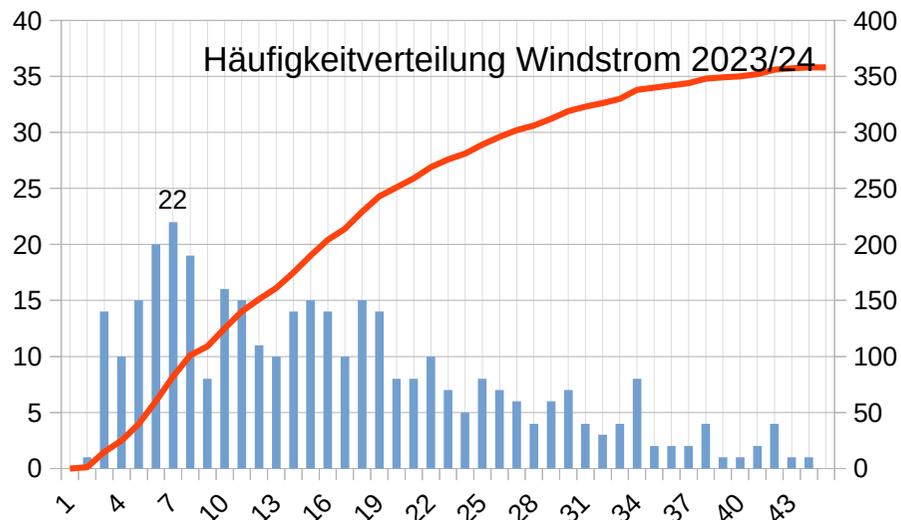
Durchschnittl. Großhandelspreis GHP = 72 €/MWh

# Windflauten und die Folgen 2024

## Vergleich Wind- /Solareinspeisung 2023/24



Windstromeinspeisung und Vergleich mit Solar  
(Quelle: Strommarktdaten smard)



Histogramm Windstromeinspeisung  
(Quelle: B. Zierenberg)

**Oberes Diagramm:** Jahresverlauf der Tagesdurchschnitte Wind (blau) + Solar (rot) für 2023, überschrieben mit den Daten für 2024. In anderen Studien wird gezeigt, dass zur vollständigen Versteigerung dieser Einspeisevolatilität und der ebenfalls schwankenden Residuallast nach aktuellem Stand eine Speicherkapazität von insgesamt 24 TWh benötigt wird [3], wobei ein vollkommen verlustloser Speicher unterstellt wird.

**Unteres Diagramm:** Die aus dem Jahresverlauf 2023/24 ermittelte Häufigkeitsverteilung lässt ein Übergewicht geringerer Leistungen, mit Maximum von 22 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 2024 ist: an mindestens 40 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 Oktober: 119 Tage. (siehe Diagramm Folie 11)

# Windflauten und die Folgen 2024

## Zusammenfassung 2024

**Windflauten-Lage:** Die Dauer der 119 Windflauten (Folie 11) summierte sich auf 1445 Stunden, davon 407 Stunden als Dunkelflauten. Im Verlauf des gesamten Jahres ist zu jeder Zeit eine Gesamt-Jahresprognose mit großer Sicherheit auf Basis der Vorjahresdaten möglich (Folie 11).

Längste ununterbrochene Schwachwinddauer = 106 Stunden vom 07.05. 08:00 bis 11.05. 18:00 Uhr (siehe Tabelle Folie Mai).

Die gesicherte Leistung der Windkraft betrug im laufenden Jahr **bis zum aktuellen Datum** 0,305 GW, dem am 20.03. registrierten niedrigsten Einspeisewert (On + Offshore). Das entspricht etwa der Leistung eines Fünftel Kernkraftwerkes.

**Bedarfsdeckung während Windflauten durch konventionelle (Ersatz-)Kapazität:** erfolgte während der Schwachwindperioden in der Spitze mit 68% Deckungsgrad durch 36 GW konventionelle Kraftwerksleistung. Dies entspricht 52 % der installierten konventionellen Leistung (Kohle, Erdgas, Sonstige = 69 GW). Am häufigsten, nämlich 45-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 20 bis 30 GW vor (siehe Histogramm Folie 11).

Deckungsbeitrag während Windflauten aus Kohlekraftwerken: in der Spitze zu 80 % am 26.10. mit 31 GW  
Deckungsbeitrag während Windflauten aus Gaskraftwerken: in der Spitze zu 25 % am 12.01. mit 13 GW

**Maximaler Stromimport während Windflauten über das Jahr 2024:** am 18.08. mit 16 GW.

**Strom aus französischen Kernkraftwerken 3,2 GW am 27.06. 09:45 Uhr**

**Netzstabilität im Oktober 2024:** Netzzeitabweichung Bereich: -33 bis +11 Sek. [8]. **Bemerkenswert sind zwei Ereignisse mit starkem Frequenzabsturz am 20. und am 27.10., mit Fortsetzung am 3.11.**

## 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)

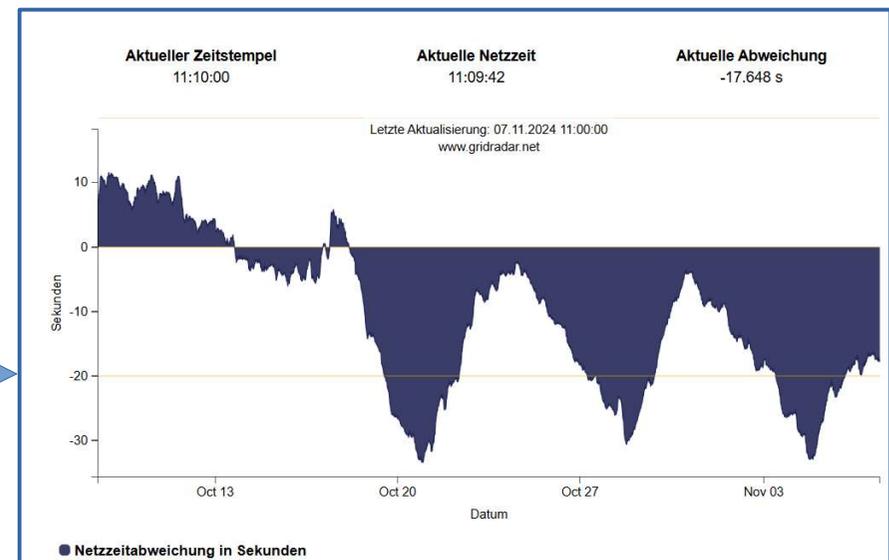
[4] Vernunftkraft, Windkraft vs. Würfeln; Statistische Betrachtungen

[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>



## 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)

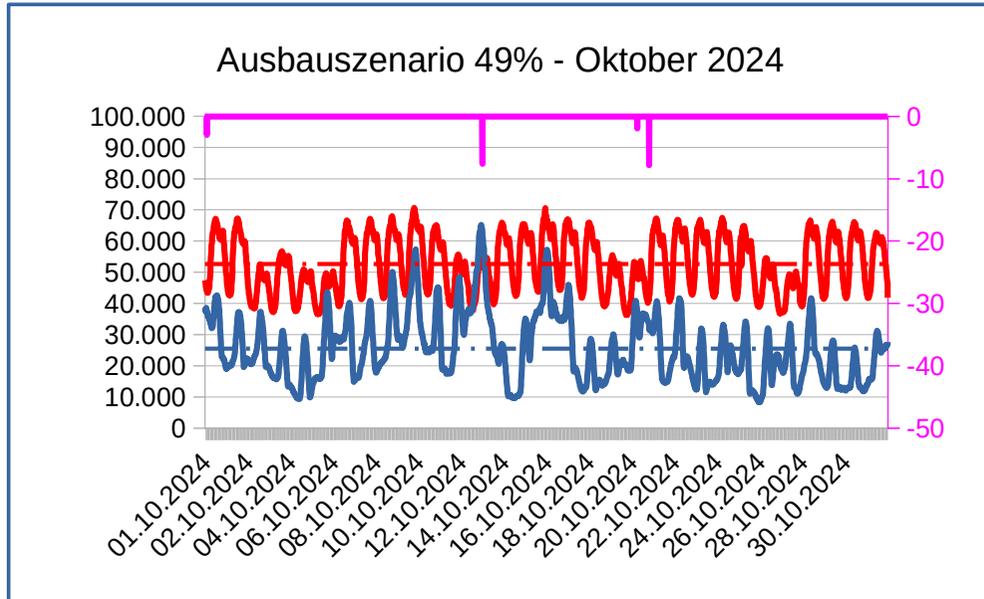
## Quellenverzeichnis für Anhang

[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 Oktober 2024

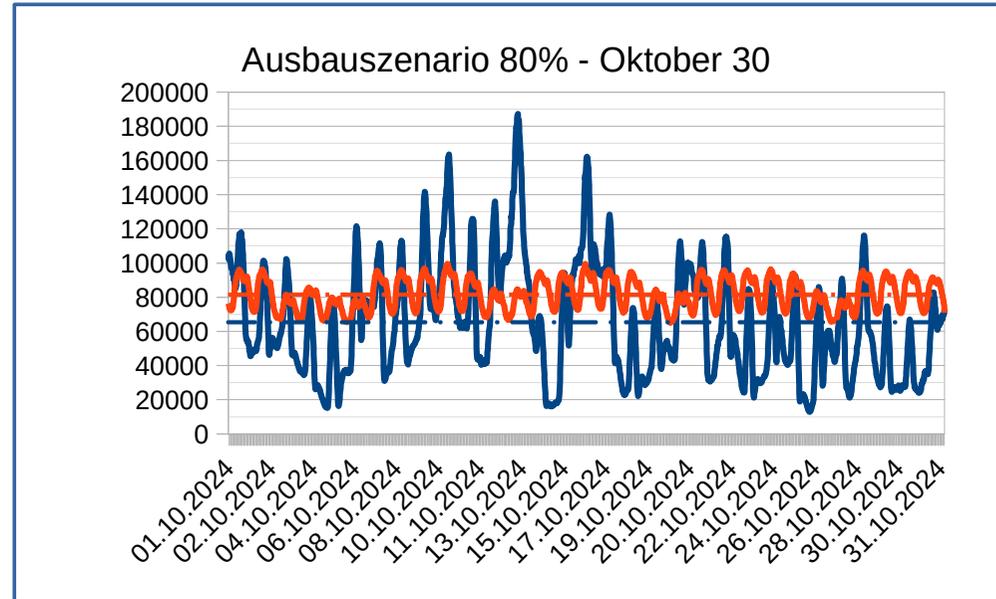
Die Erzeugungsspitzen erreichen kurzzeitig schon im aktuellen Ausbaustatus den Streubereich des Bedarfs (entspr. 100% EE-Anteil). In violetter Darstellung werden an 4 Tagen Negativpreise beim Stromhandel gezeigt (meist an Wochenenden)

a) Monatsdurchschnitt der Ökostrom-Summeneinspeisung aus PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft, (blau): 25.578 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 52.725 MW

a) / b) = Anteil Ökostrom am Verbrauch: 49 %

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



**Diagramm 2:** Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus Oktober 2024 entspr. Planungsziel BMWK für Oktober 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 Schwachwindzeiten gespeichert werden können, hervorgerufen durch verstärkte PV-Stromerzeugung.

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.