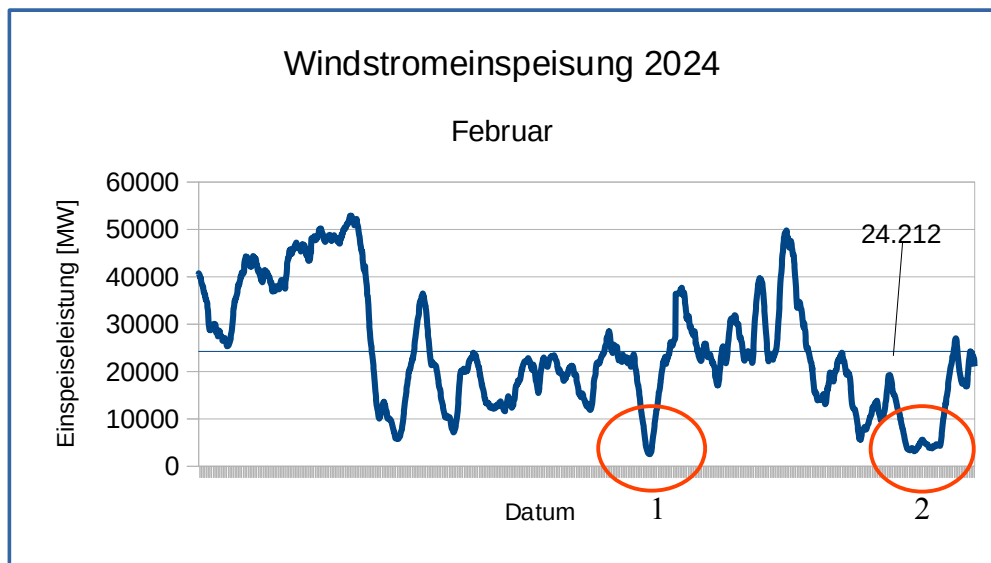


# Windflauten und die Folgen 2024



(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

Längste ununterbrochene  
Schwachwinddauer des Jahres: 15 Std.

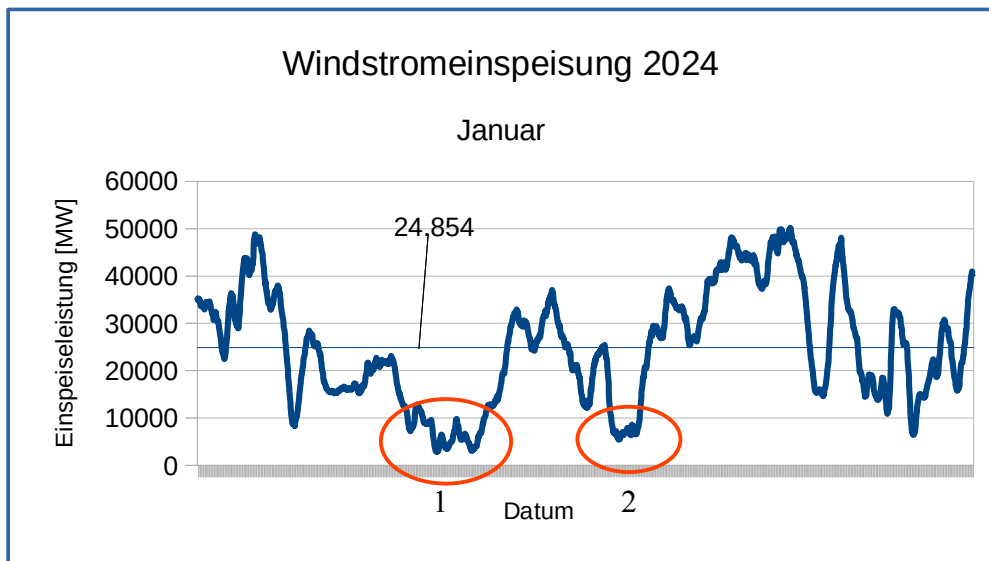
Verlauf und Tabelle Februar 2024 mit 2 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).

Verhältnis Monatsdurchschnitt 2024/2023 =  $24.212/18.024 = 1,34$ .

Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 1-2: Monatsdiagramme Februar - 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

# Windflauten und die Folgen 2024

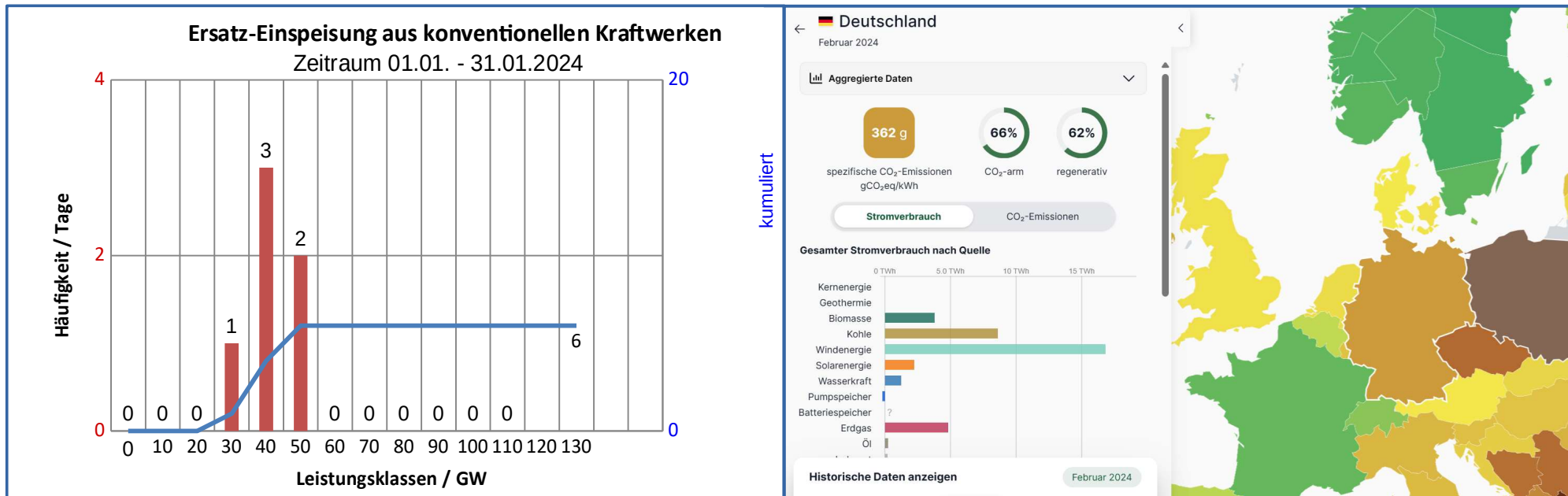


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

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

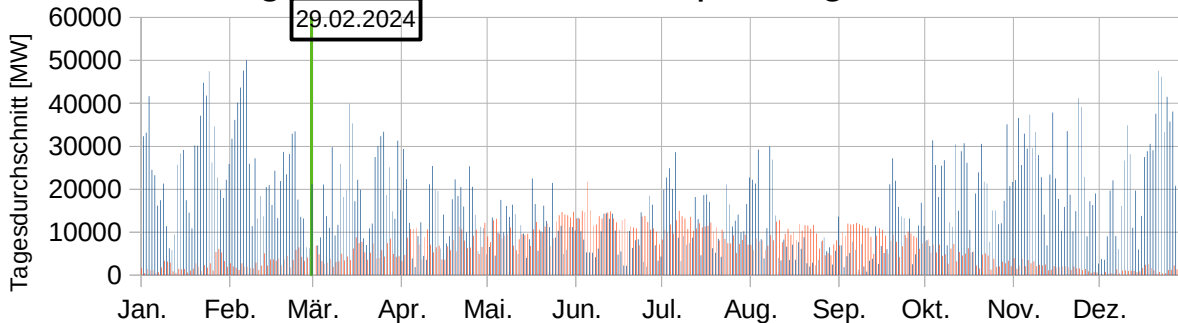


Spezifische CO<sub>2</sub>-Emission Deutschland im Februar 2024 = 362 g/kWh  
 = 29-Tage-Durchschnitt, Stand 29. Februar 2024  
 (Quelle: Electricity Map)

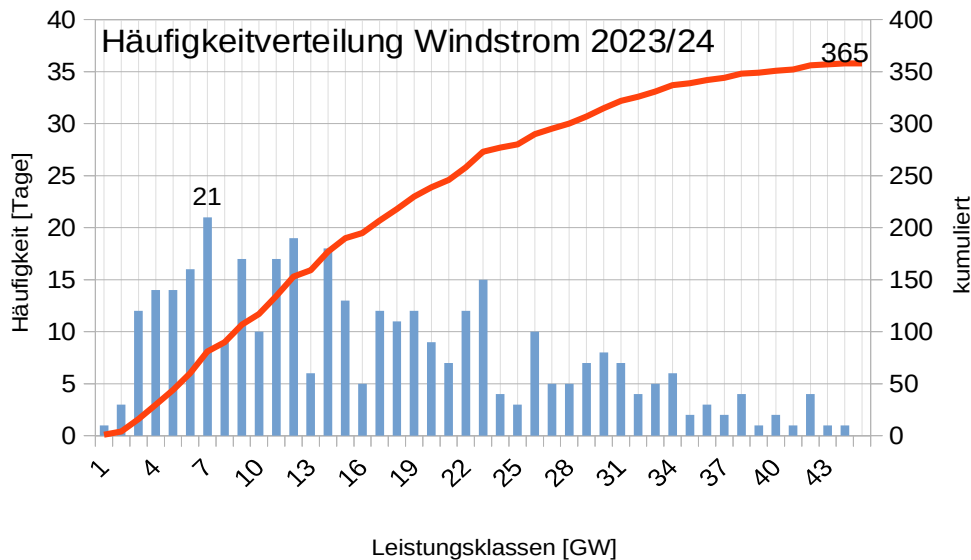
Statistisches Ergebnis von Jahresbeginn bis zum 29. Februar 2024. An 6 Tagen trat Windstrom-Leistung unter 5 GW (= 8% der installierten Leistung) auf. Der jeweils am Minimum eines Schwachwindtages ermittelte Ersatz-Leistungsbedarf abzüglich Windstromeinspeisung und abzüglich aller sonstigen Ökostrom-Einspeisungen ergibt die geforderte Ersatzkapazität. Aktuell zwischen > 30 bis ≤ 50 GW. **In der Hauptsache durch Kohle-, Erdgas- und Kernkraft (aus Import).**

# 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 eine Speicherkapazität von insgesamt 23 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 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 folgende Jahr 2024 ist: an mindestens 44 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 Februar: 6 Tage. (siehe Diagramm Folie 3)

# Windflauten und die Folgen 2024

## Zusammenfassung 2024

**Windflauten-Lage:** Die Dauer der 6 Windflauten (Folie 1) summierte sich auf 53 Stunden, davon 33 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 = 15 Stunden vom 27.02. 09:30 bis 24 Uhr (siehe Tabelle Folie Februar).

Die gesicherte Leistung der Windkraft betrug im laufenden Jahr **bis zum aktuellen Datum** 2,51 GW, dem am 17.02. registrierten niedrigsten Einspeisewert (On + Offshore). Das entspricht etwa der Leistung zwei Kernkraftwerken.

**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 3-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 30 bis 40 GW vor (siehe Histogramm Folie 3).

Deckungsbeitrag während Windflauten aus Kohlekraftwerken: in der Spitze zu 41 % am 12.01. mit 22 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 27.02. mit 14 GW.

**Strom aus französischen Kernkraftwerken 1,7 GW am 17.02. 20:30 Uhr**

**Netzstabilität:** Netzzeitabweichung im Februar, Bereich: -15 bis +27 Sek. [8] = **Hinweis auf 2-maligen Korrekturbedarf zur Stabilisierung der Netzfrequenz wegen extremer Überkapazität etwa bis zur Monatsmitte .**

## Vorgehensweise

**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.

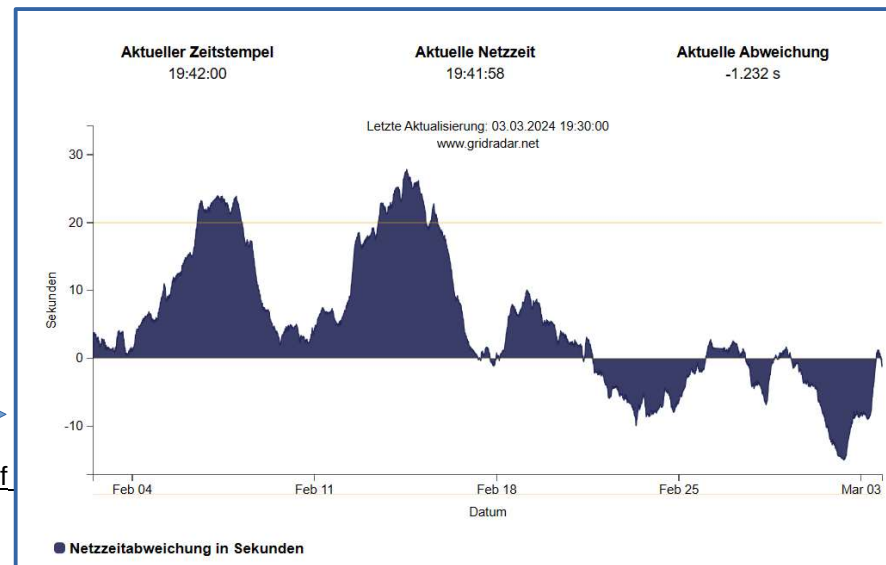
[6] <https://pc-projekte.lima-city.de/stromnetz-01.html>  
Netzfrequenz-Infodienst

[7] Netzfrequenzmessung  
<https://www.netzfrequenzmessung.de/aktuelles.htm>

[8] Abweichung der Netzzeit des UCTE-Stromnetzes  
<https://gridradar.net/de/netzzeit>



zweigeteilter Verlauf



# Anhang 1: Windflauten und EE-Ausbau

## Vorgehensweise

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>

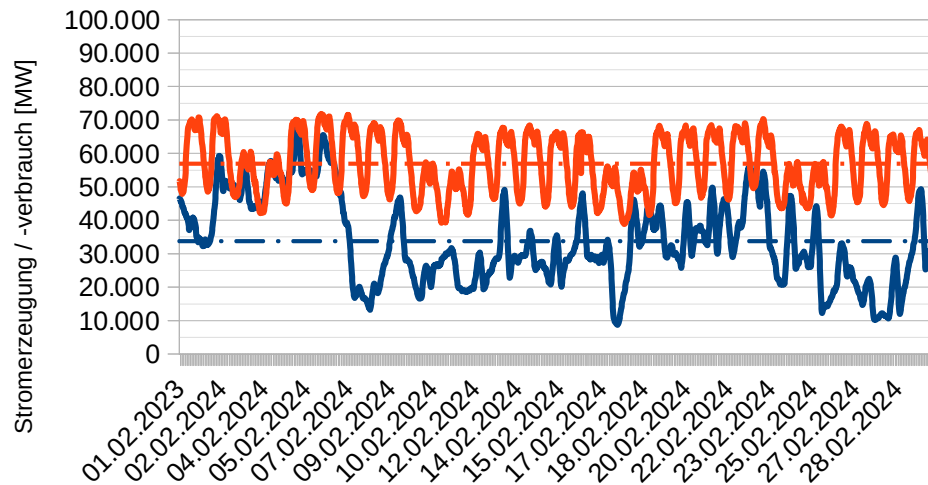
[2] Deutscher Bundestag 20. Wahlperiode Drucksache 20/1630, Seite 137: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf>

[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 59% - Februar 2024



**Diagramm 1:** Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft) und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus Februar 2024

Die Erzeugungsspitzen erreichen kurzzeitig schon im aktuellen Ausbaustatus den Streubereich des Bedarfs (entspr. 100% EE-Anteil).

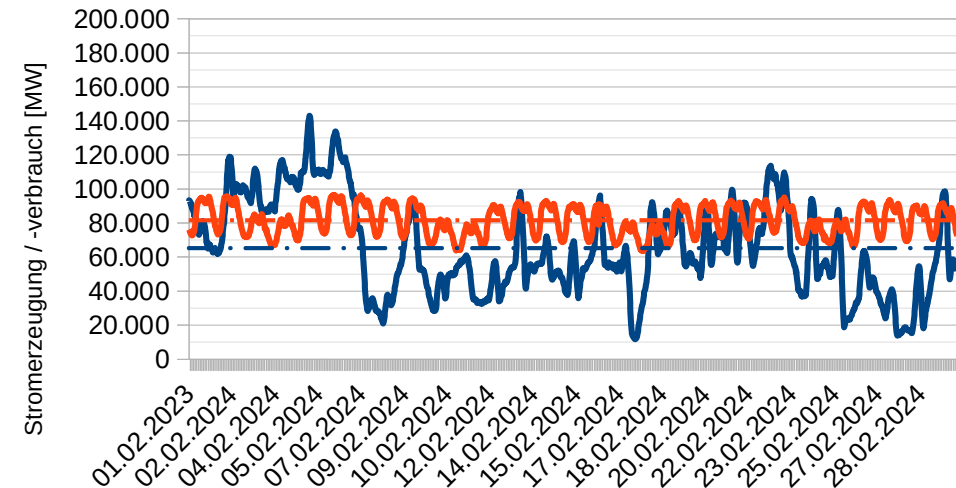
a) Monatsdurchschnitt der Ökostrom-Summeneinspeisung aus PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft, (blau): 33.806 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 56.923 MW

a) / b) = Anteil Ökostrom am Verbrauch: 59 %

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

### Ausbauszenario 80% - Februar 30



**Diagramm 2:** Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus Februar 2024 entspr. Planungsziel BMWK für Februar 2030

Die Ökostrom-Anlagen können nur an **12 von 29 Tagen** den 80% - Anteil erreichen, dann allerdings mit weit überschießenden Spitzen, bei dennoch zahlreicher auftretenden Einbrüchen, über 2/3 den Monats verteilt. Ursache: häufige Spitzenerträge der Erneuerbaren, die nicht für Schwachwindzeiten gespeichert werden können. Hervorgerufen durch mehrere Starkwindlagen.

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 **Verdoppelung der Einspeisung aus PV + WEA**. Die Volatilität wird durch den Ausbau nicht verringert sondern vergrößert.