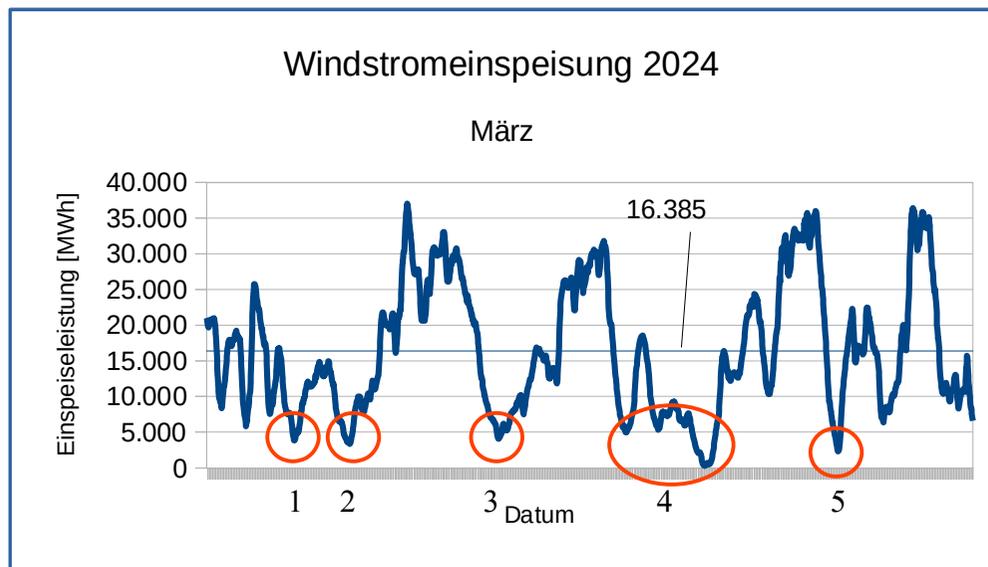


Windflauten und die Folgen 2024



(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
4	17.03.24 09:45	3	
	18.03.24 16:15	1	
	19.03.24 23:59	0,5	0,5
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

Längste ununterbrochene
Schwachwinddauer des Jahres: 23 Std.

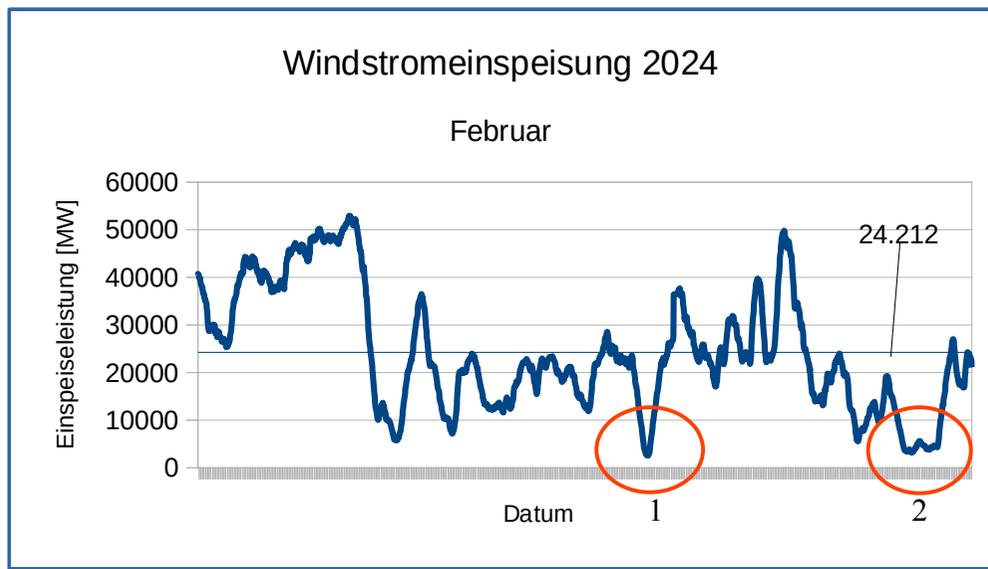
Verlauf und Tabelle März 2024 mit 5 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).

Verhältnis Monatsdurchschnitt 2024/2023 = $16.385/18.024 = 0,91$.

Anschließende Folien, Inhalt:

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

Windflauten und die Folgen 2024

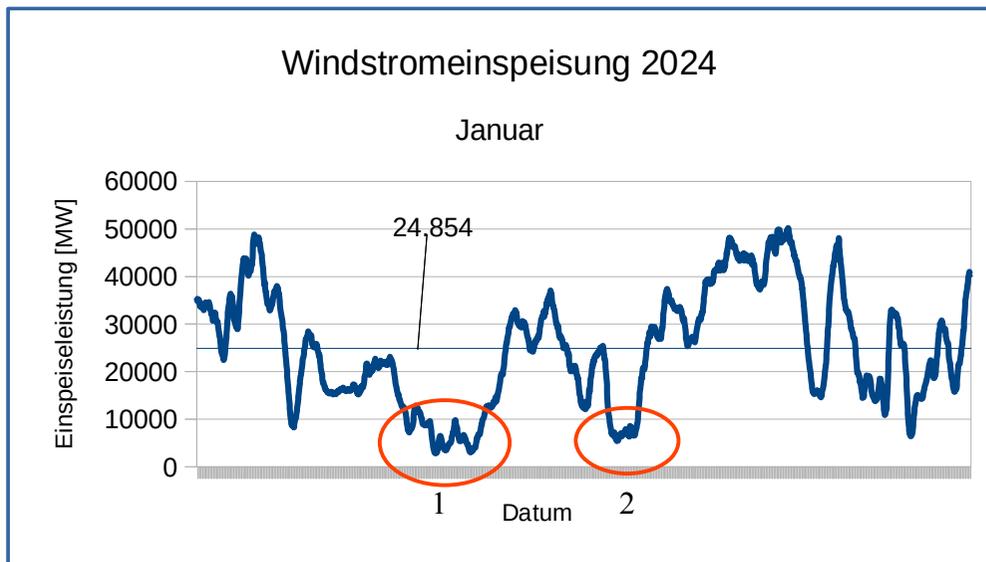


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

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

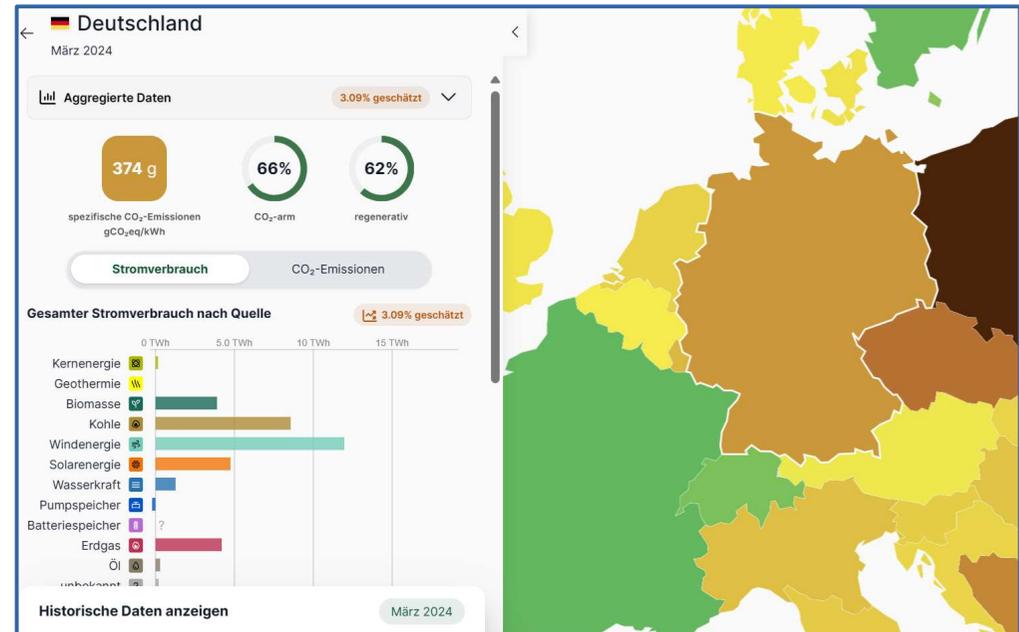
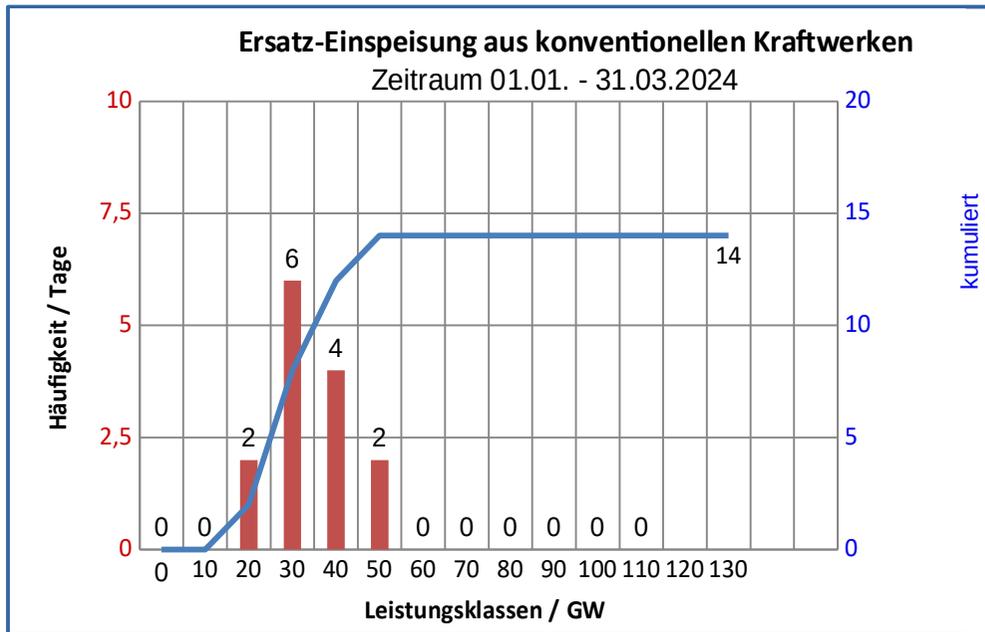


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

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



Spezifische CO₂-Emission Deutschland im März 2024 = 374 g/kWh
 = 31-Tage-Durchschnitt, Stand 02. April 2024
 (Quelle: Electricity Map)

Statistisches Ergebnis von Jahresbeginn bis zum 31. März 2024. An 14 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

Zusammenfassung 2024

Windflauten-Lage: Die Dauer der 14 Windflauten (Folie 4) summierte sich auf 105 Stunden, davon 44 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 = 23 Stunden vom 20.03. 00:00 bis 22:45 Uhr (siehe Tabelle Folie März).

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 6-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 20 bis 30 GW vor (siehe Histogramm Folie 4).

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 18.03. mit 15 GW.
Strom aus französischen Kernkraftwerken 2,6 GW am 17.03. 09:45 Uhr

Netzstabilität: Netzzeitabweichung im Februar, Bereich: -5 bis +30 Sek. [8]. **Bemerkenswert ist ein extremer Netzzeit-Nachgang (Frequenzabsturz) am 28. März von +30 auf -5 Sekunden.**

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.

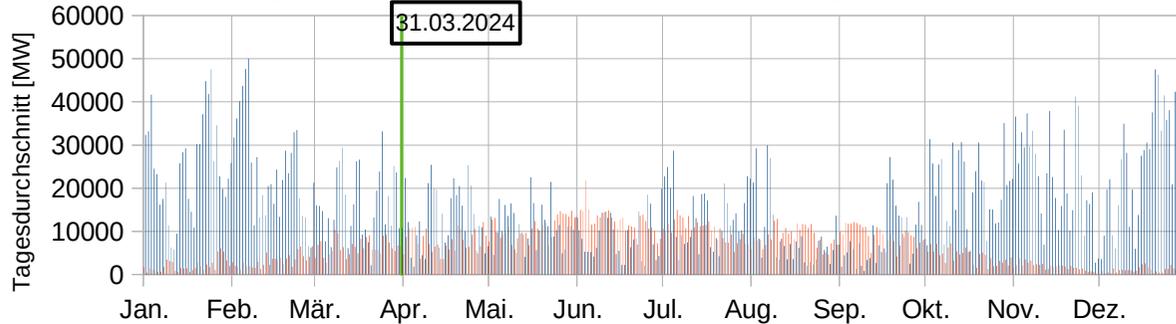
Statistische Aussage:

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.

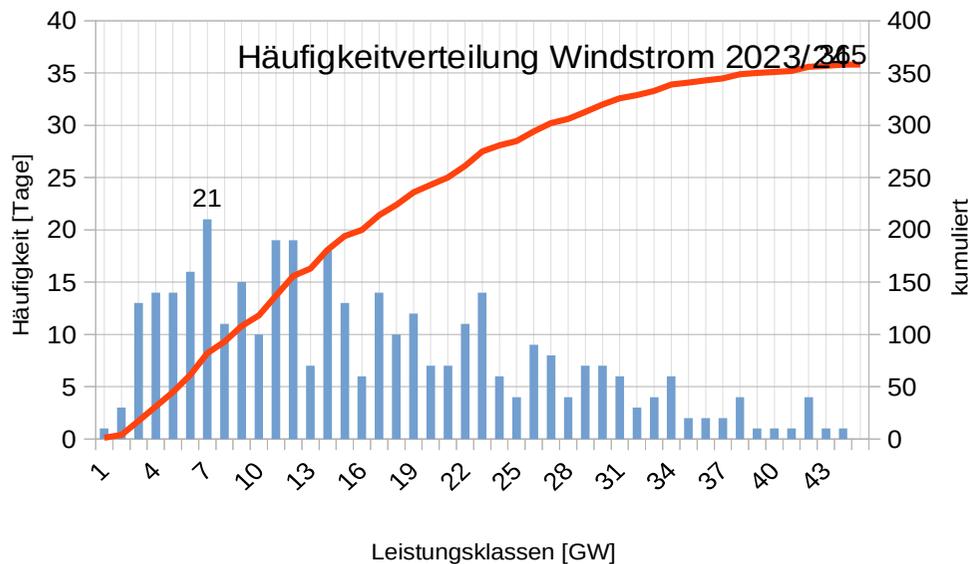
Windflauten und die Folgen 2024

Vergleich Wind- /Solareinspeisung 2023/24



Windstromeinspeisung und Vergleich mit Solar
(Quelle: Strommarktdaten smard)

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.



Histogramm Windstromeinspeisung
(Quelle: B. Zierenberg)

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 45 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: 14 Tage. (siehe Diagramm Folie 4)

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>

→
ungewöhnlicher Frequenzabfall am 28.März



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 56% - März 2024

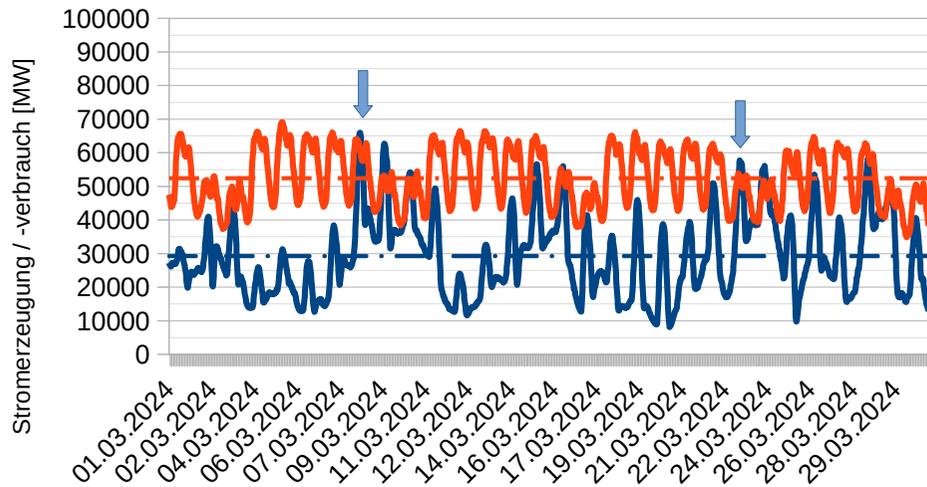


Diagramm 1: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft) und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus März 2024

Die Erzeugungsspitzen erreichen kurzzeitig schon im aktuellen Ausbaustatus den Streubereich des Bedarfs (entspr. 100% EE-Anteil). An den mit Pfeil markierten Stellen entstanden negative Preise beim Intraday-Stromhandel.

a) Monatsdurchschnitt der Ökostrom-Summeneinspeisung aus PV, Wind, Biomasse und Wasserkraft, (blau): 29.236 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 52.449 MW

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

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

Ausbauszenario 80% - März 30

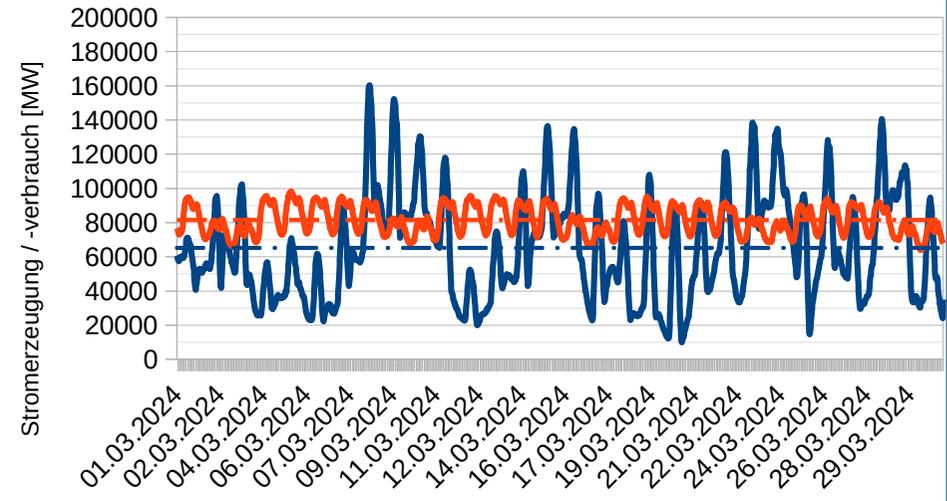


Diagramm 2: Verläufe von Ökostromerzeugung (Wind, PV, Biomasse und Wasserkraft), hochgerechnet aus März 2024 entspr. Planungsziel BMWK für März 2030

Die Ökostrom-Anlagen können nur an **13 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 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 **Verdreifachung der Einspeisung aus PV + WEA**. Die Volatilität wird durch den Ausbau nicht verringert sondern vergrößert.