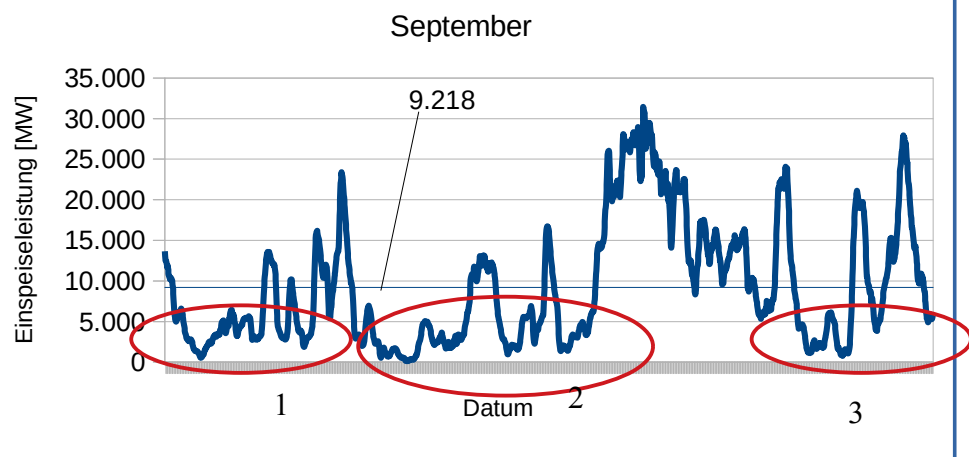


Windflauten und die Folgen 2023

Windstromeinspeisung 2023



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

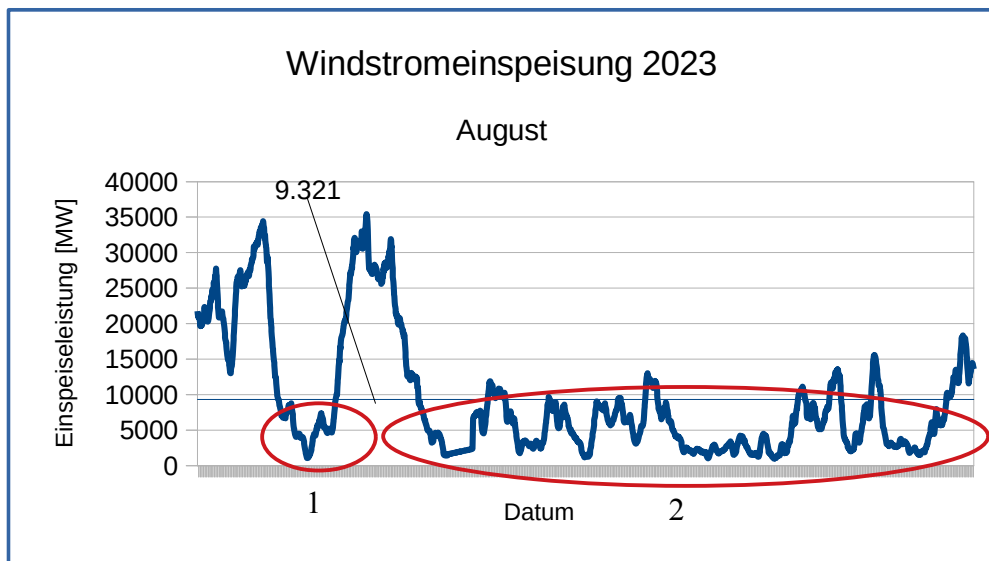
Verlauf und Tabelle September 2023 mit 3 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $9.218/11.207 = 0,82$

Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 1-9: Monatsdiagramme September - Januar
- Folie 10: Statistisches Ergebnis (Ersatzeinspeisung)
- Folie 11: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 12: Zusammenfassung
- Folie 13: **Vorgehensweise**
- Folie 14: Quellenverzeichnis, zusätzlich laufende Netzzeitabweichung
- Folie 15: Anhang 1 – EE-Ausbau S.1
- Folie 16: Anhang 2 – EE-Ausbau S.2

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	01.09.23 22:30	9,5	3,75
	02.09.23 09:45	24	9,75
	03.09.23 00:30	13	9,75
	04.09.23 14:00	19,75	6
	05.09.23 17:15	10,25	
	07.09.23 10:30	1	
	08.09.23 10:45	11,75	0,5
	09.09.23 17:15	22,75	4,5
2	10.09.23 10:45	24	10,25
	11.09.23 23:30	24	10,25
	12.09.23 02:45	19,25	6,25
	14.09.23 09:30	23,25	9,25
	15.09.23 10:30	8,75	
	16.09.23 17:45	11,5	4,25
	17.09.23 11:00	15,25	6,5
	25.09.23 23:59	7	4,5
3	26.09.23 04:30	21,5	8,5
	27.09.23 11:15	17,5	6,5
	28.09.23 19:15	6	3,25
	30.09.23 19:00	2	0,75
Anzahl		Summe	
3	20	292	104,5

Windflauten und die Folgen 2023



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle August 2023 mit 2 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $9.321/6.080 = 1,53$

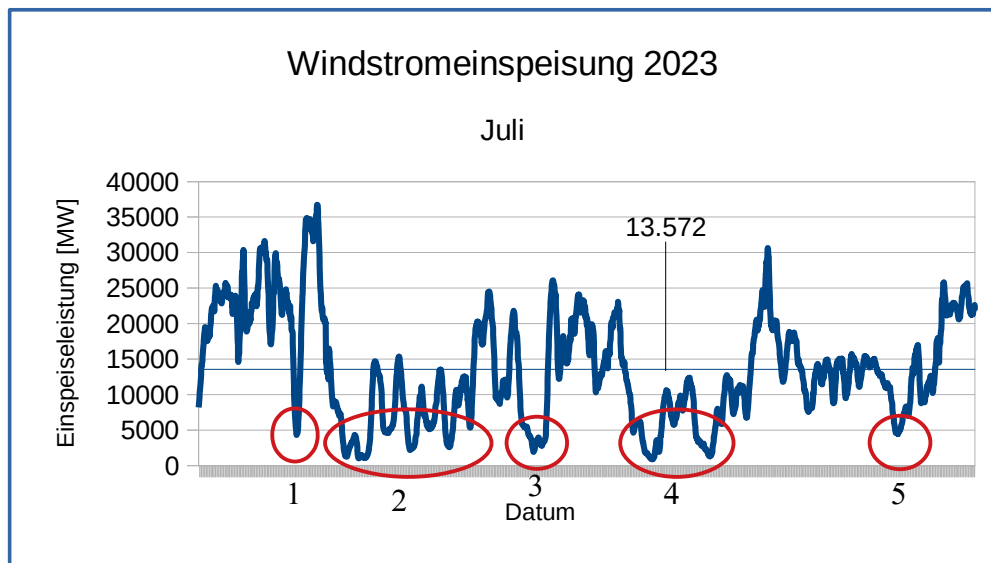
Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 1-8: Monatsdiagramme August - Januar
- Folie 9: Statistisches Ergebnis (Ersatzeinspeisung)
- Folie 10: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 11: Zusammenfassung
- Folie 12: **Vorgehensweise**
- Folie 13: Quellenverzeichnis, zusätzlich laufende Netzzeitabweichung
- Folie 14: Anhang 1 – EE-Ausbau S.1
- Folie 15: Anhang 2 – EE-Ausbau S.2

Bereiche	Schwachwind-		Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
	Datum			
1	04.08.23	22:45	3	3
	05.08.23	09:15	18,75	5
	06.08.23	04:30	8,5	4
	10.08.23	21:30	20	4,25
	11.08.23	00:00	24	6,25
	12.08.23	00:00	2,75	
	13.08.23	21:00	7,5	3
	14.08.23	09:45	21,5	6,25
	15.08.23	23:59	5	3
	16.08.23	11:15	20	5,5
2	18.08.23	12:15	8,75	
	19.08.23	23:45	1,5	1,5
	20.08.23	19:45	24	5,75
	21.08.23	09:30	24	9
	22.08.23	10:00	24	9
	23.08.23	23:59	24	9
	24.08.23	00:30	17,75	5,75
	25.08.23	23:45	5,5	3,5
	27.08.23	22:00	13	5,75
	28.08.23	02:00	15,25	3,5
	29.08.23	22:00	24	9,75
	30.08.23	00:45	9,75	6,25
Anzahl			Summe	
2	22		322,5	109

Längste ununterbrochene Flautendauer des Jahres im Bereich 2 vom 19. - 25. August mit 115 Std. Dauer !

Windflauten und die Folgen 2023



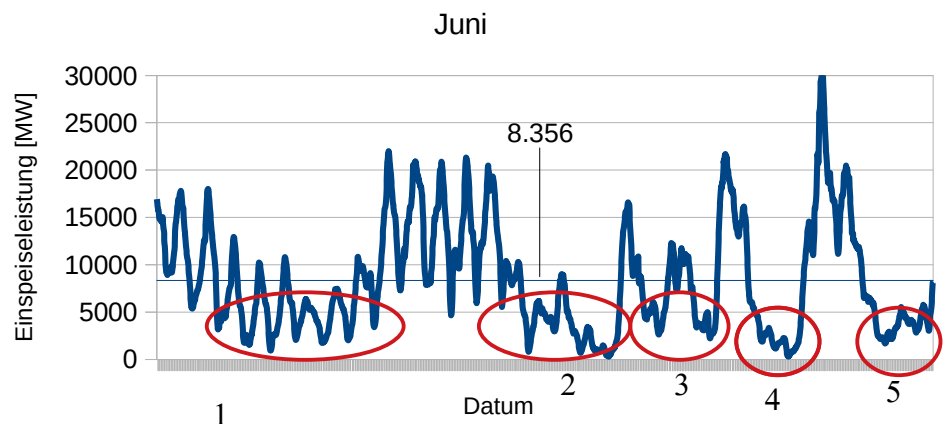
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Juli 2023 mit 5 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $13.572/9.735 = 1,39$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	04.07.23 21:45	2	1,25
	06.07.23 22:00	6,75	2,25
	07.07.23 09:30	20,75	4,25
2	08.07.23 13:45	8,25	
	09.07.23 10:45	9,25	
	10.07.23 23:59	4	2,25
	11.07.23 00:00	4	4
3	14.07.23 09:00	21	4,5
	18.07.23 23:59	9,75	2
4	19.07.23 03:00	11,75	4,5
	20.07.23 03:00	4	2
	21.07.23 09:45	15	4,5
	28.07.23 22:00	4,75	2,5
5	29.07.23 00:30	1,25	1,25
	Anzahl	Summe	
5	14	122,5	35

Windflauten und die Folgen 2023

Windstromeinspeisung 2023

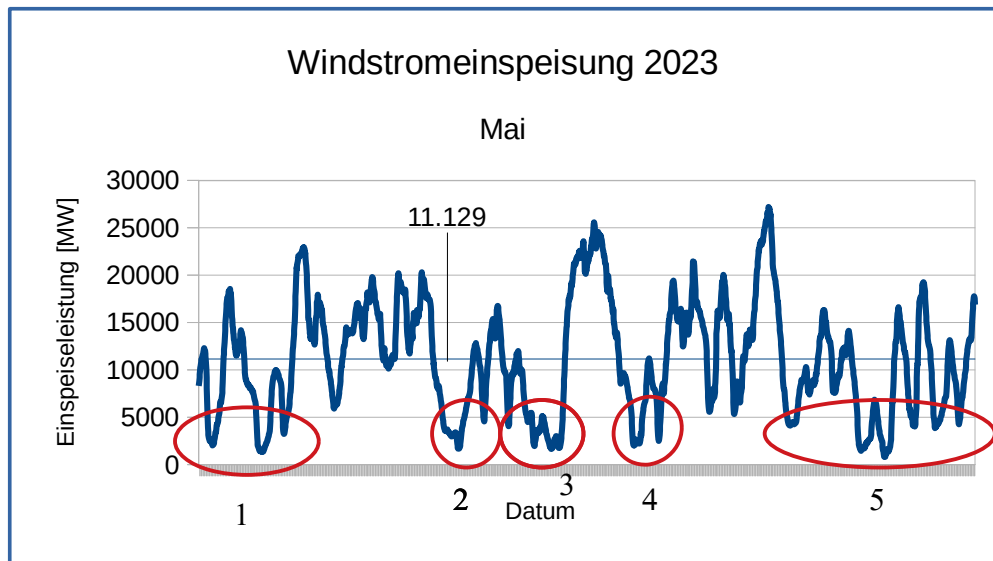


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Juni 2023 mit 5 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).
 Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $8.356/7.661 = 1,09$

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	03.06.23 08:45	9,5	
	04.06.23 14:15	12,75	
	05.06.23 09:30	11,75	
	06.06.23 08:45	13,25	2
	07.06.23 09:30	18	4,25
	08.06.23 09:30	10,5	0,5
	09.06.23 09:45	3,75	
	12.06.23 09:00	1,5	
	15.06.23 08:45	16,5	3,25
2	16.06.23 08:45	15,5	6,25
	17.06.23 09:00	24	6,25
	18.06.23 09:15	21	4,25
	19.06.23 22:30	4,25	2
3	20.06.23 09:45	13	3,5
	21.06.23 20:30	5,5	1,75
	22.06.23 09:00	14,75	4,25
4	24.06.23 22:00	23,25	5,75
	25.06.23 09:45	22,25	4,25
5	28.06.23 23:00	6,5	2
	29.06.23 03:45	24	6,25
	30.06.23 08:15	22,25	4,25
Anzahl		Summe	
5	21	293,75	60,75

Windflauten und die Folgen 2023

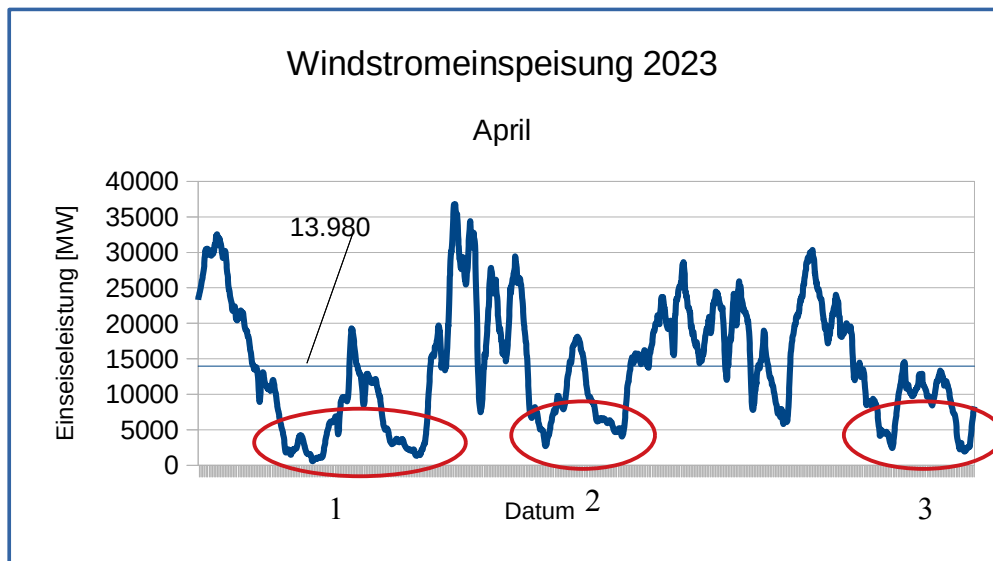


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf und Tabelle Mai 2023 mit 5 Schwachwindbereichen
(Leistungen unter 5000 MW).
Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $11.129/10.544 = 1,06$

<u>Schwachwind-</u>		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	01.05.23 13:15	11	
	03.05.23 12:45	13,5	
	04.05.23 09:30	5,25	
2	10.05.23 23:30	6,5	2,5
	11.05.23 08:45	15,5	4,75
	12.05.23 08:45	1,75	
	13.05.23 09:15	2	
	14.05.23 09:45	22,5	6,25
3	15.05.23 02:00	13	4,5
	18.05.23 09:30	10,75	
	19.05.23 09:00	3,5	
4	22.05.23 09:15	1	
	24.05.23 15:00	10,25	
	27.05.23 10:45	21,75	0,5
	28.05.23 09:45	14	2,5
	29.05.23 14:15	5,25	
	30.05.23 09:45	8	
	31.05.23 08:30	2,5	
Anzahl		Summe	
5	18	168	21

Windflauten und die Folgen 2023



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	04.04.23 14:00	18,75	4,5
	05.04.23 10:00	24	9,75
	06.04.23 09:45	1,5	
	08.04.23 23:59	9,75	5,75
	09.04.23 10:30	19,75	5,75
2	14.04.23 10:15	10	1,5
	17.04.23 09:00	10,75	5,5
3	27.04.23 20:00	14,75	1,5
	28.04.23 14:45	14,25	0,5
Anzahl		Summe	
3	9	123,5	34,75

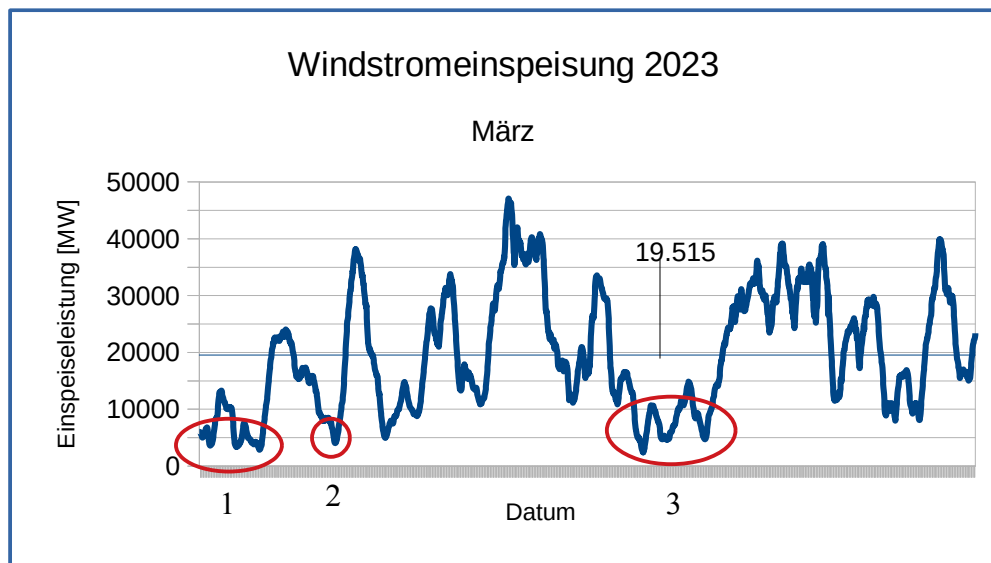
Verlauf und Tabelle April 2023 mit 3 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).

Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $13.980/15.746 = 0,89$

Anschließende Folien, Inhalt:

- Folie 1-4: Monatsdiagramme April - Januar
- Folie 5: Statistisches Ergebnis (Ersatzeinspeisung)
- Folie 6: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 7: Zusammenfassung
- Folie 8: **Vorgehensweise**
- Folie 9: Quellenverzeichnis, zusätzlich laufende Netzzeitabweichung
- Folie 10: Anhang 1 – EE-Ausbau S.1
- Folie 11: Anhang 2 – EE-Ausbau S.2

Windflauten und die Folgen 2023

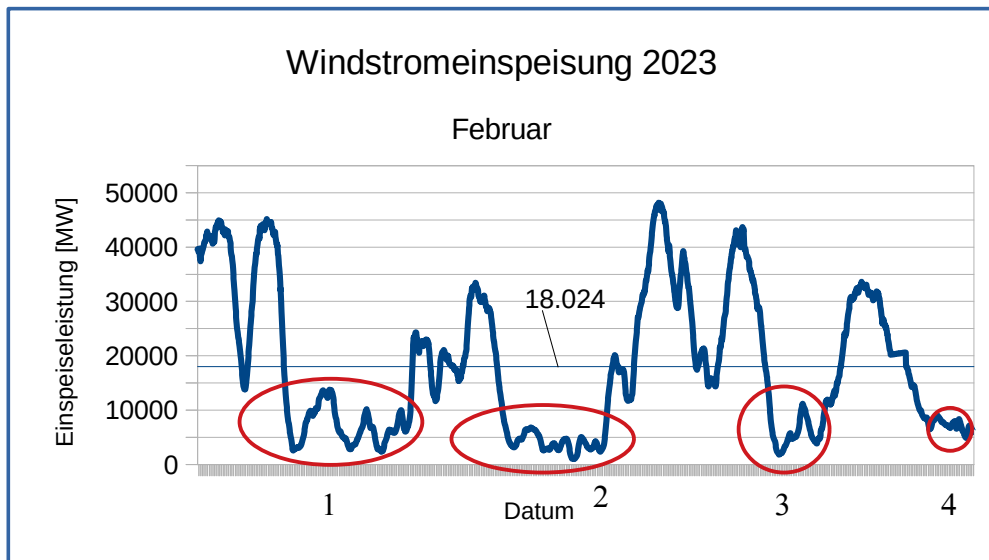


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	02.03.23 11:30	9,5	2,00
	03.03.23 09:45	12,5	6,25
2	06.03.23 10:00	4	
3	18.03.23 17:15	8,75	1,0
	19.03.23 15:30	8,5	
	21.03.23 04:15	3,5	3,25
Anzahl		Summe	
3	6	46,75	12,5

Verlauf und Tabelle März 2023 mit 3 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).
 Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $19.515/10.899 = 1,79$

Windflauten und die Folgen 2023



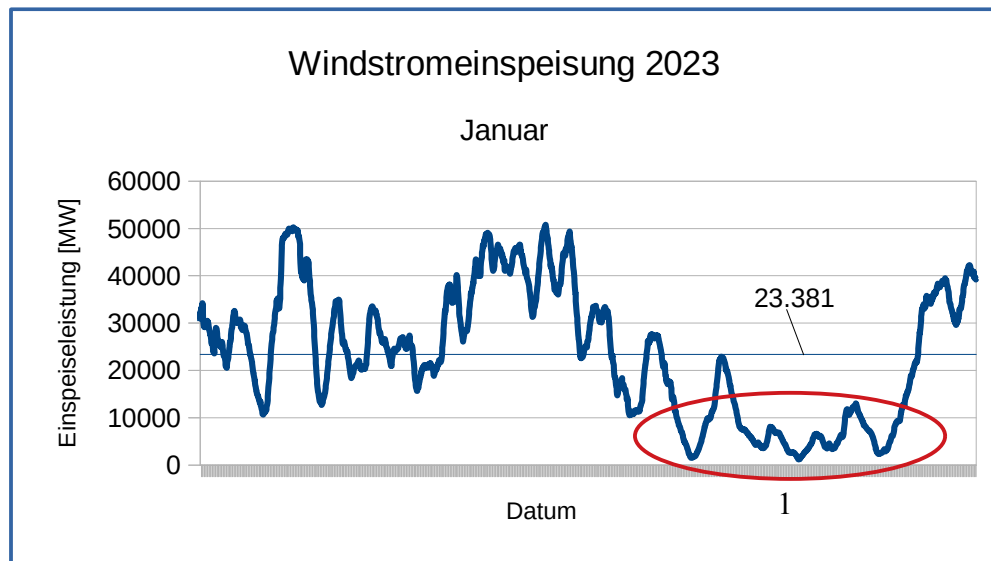
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Bereiche	Schwachwind-	Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
	Datum	Std.	Std.
1	04.02.23 10:45	11,5	2,25
	06.02.23 12:15	15,25	4,5
	07.02.23 15:30	10,75	2,5
2	12.02.23 10:15	14	3
	13.02.23 10:15	17	6
	14.02.23 13:15	24	12,75
	15.02.23 12:45	16,75	6,75
3	21.02.23 23:45	5,75	5,75
	22.02.23 00:00	14,75	6,5
	23.02.23 08:00	8	6,5
4	28.02.23 17:30	2,5	2,5
Anzahl		Summe	
4	11	140,25	59

Verlauf und Tabelle Februar 2023 mit 4 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).

Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $18.024/30.716 = 0,6$.

Windflauten und die Folgen 2023

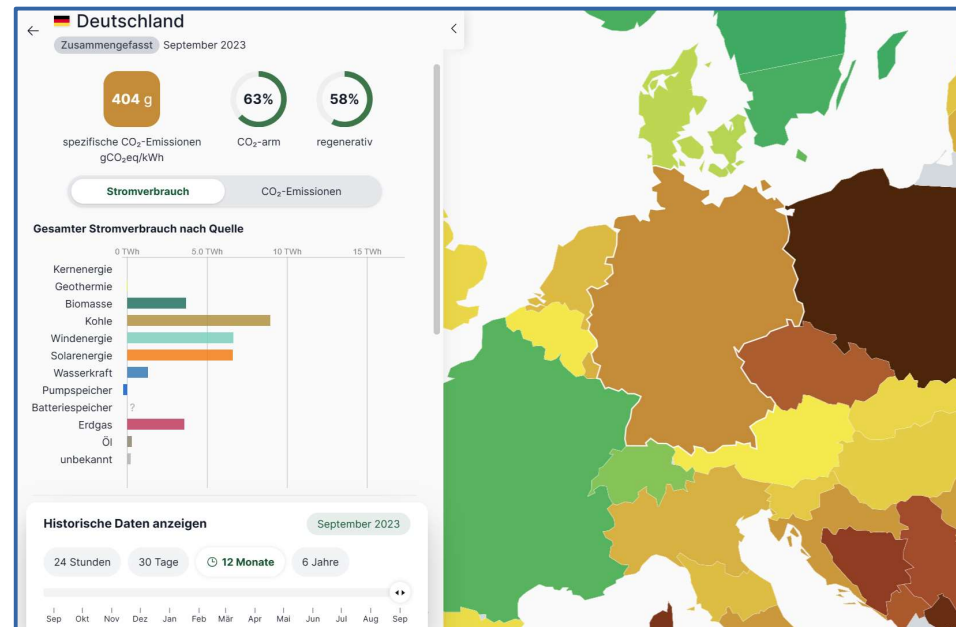
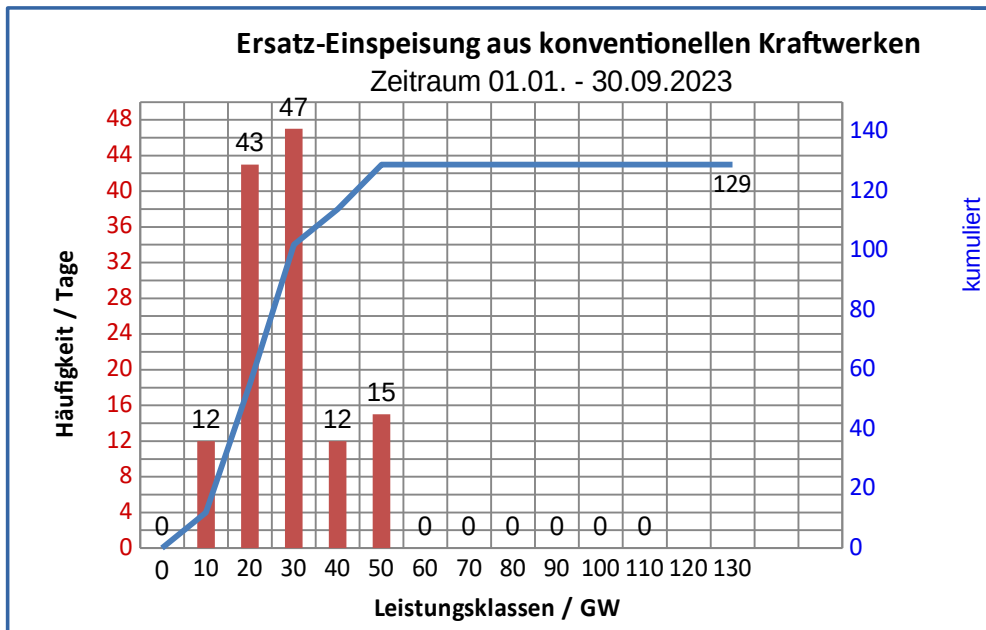


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	20.01.23 14:45	16,50	7,00
	21.01.23 00:00	1,00	1,00
	23.01.23 11:45	14,5	7,5
	24.01.23 21:45	18	8
	25.01.23 00:00	11,25	7,5
	26.01.23 06:15	12,25	7,5
	27.01.23 23:59	2,5	2,5
	28.01.23 03:00	14,5	7,5
Anzahl		Summe	
1	8	90,5	48,5

Verlauf und Tabelle Januar 2023 mit 1 Schwachwindbereich (Leistungen unter 5000 MW).
 Verhältnis Monatsdurchschnitt 2023/2022 = $23.381/21.564 = 1,08$.

Windflauten und die Folgen 2023

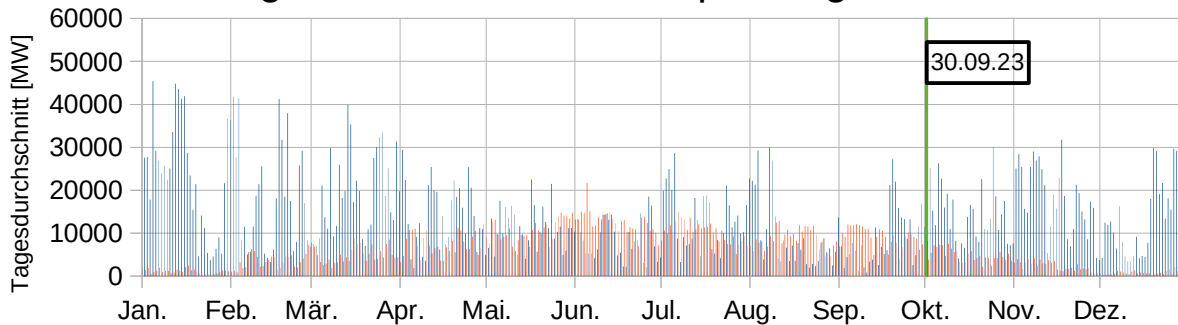


Spezifische CO₂-Emission Deutschland im September 2023 = 404 g/kWh= 30-Tage-Durchschnitt, Stand 30. Sept.
(Quelle: Electricity Map)

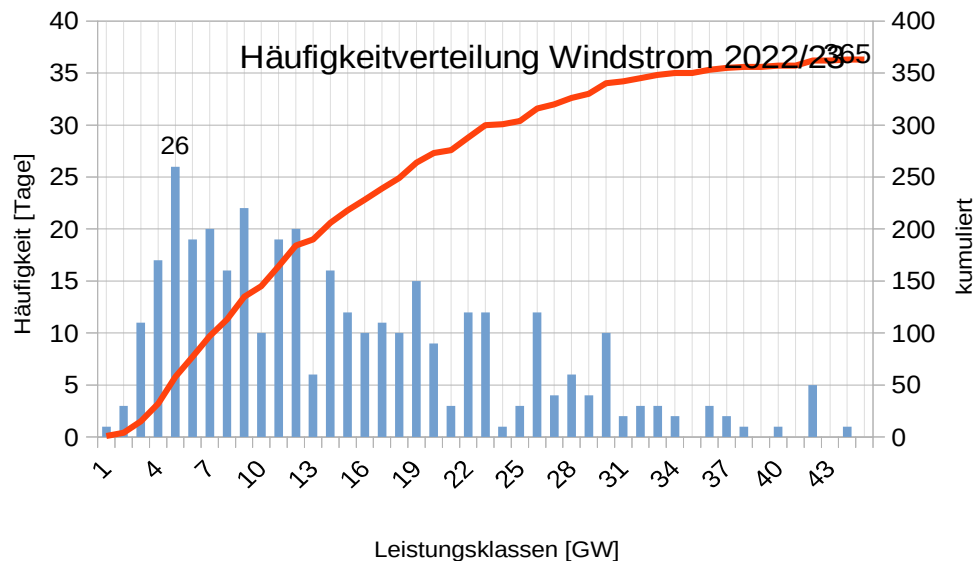
Statistisches Ergebnis von Jahresbeginn bis zum 30. September 2023. An 129 Tagen trat Windstrom-Leistung unter 5 GW (= 8% der installierten Leistung) auf. Der jeweils am Minimum eines Schwachwindtages ermittelte Ersatz-Leistungsbedarf abzüglich Windstromeinspeisung und abzüglich aller sonstigen EE-Einspeisungen ergibt die geforderte Ersatzkapazität, identisch mit der Residuallast, aktuell zwischen > 10 bis ≤ 50 GW. **In der Hauptsache durch Kohle-, Erdgas- und Kernkraft (ab 16. April aus Import).**

Windflauten und die Folgen 2023

Vergleich Wind- /Solareinspeisung 2022/23



Windstromeinspeisung und Vergleich mit Solar
(Quelle: Strommarktdaten smard)



Histogramm Windstromeinspeisung
(Quelle: B. Zierenberg)

Oberes Diagramm: Jahresverlauf der Tagesdurchschnitte Wind (blau) + Solar (rot) für 2022, überschrieben mit dem aktuellen Verlauf von 2023. In anderen Studien wird gezeigt, dass zur vollständigen Versteigerung dieser Einspeisevolatilität und der ebenfalls schwankenden Residuallast eine Speicherkapazität von insgesamt 28 TWh benötigt wird [3], wobei ein vollkommen verlustloser Speicher unterstellt wird.

Unteres Diagramm: Die aus dem Jahresverlauf 2022/23 ermittelte Häufigkeitsverteilung zeigt ein Übergewicht geringerer Leistungen, mit Maximum von 26 Tagen bei der Leistungsklasse 5 GW (Bereich $> 4 \dots \leq 5$ 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 lfd. Jahr ist: an mindestens 58 Tagen wird die durchschnittliche tägliche Windstromeinspeisung weniger als 5 GW betragen (Summe der Häufigkeit der ersten 4 Balken). Aktueller Ist-Stand: 129 Tage (siehe Diagramm Folie 10)

Windflauten und die Folgen 2023

Zusammenfassung 2023

Windflauten-Lage: Die Dauer der 129 Windflauten (Folie 10) summierte sich auf 1600 Stunden. Im Verlauf des gesamten Jahres ist zu jeder Zeit eine Gesamt-Jahresprognose mit großer Sicherheit auf Basis der Vorjahresdaten möglich (Folie 11). Längste ununterbrochene Schwachwindperiode = 115 Stunden vom 19.08. 22:45 bis 24.08. 17:30 Uhr (siehe Tabelle Folie August).

An 101 Tagen wurden die Schwachwindperioden von Dunkelflauten mit einer Gesamtdauer von 483 Stunden begleitet.

Die gesicherte Leistung der Windkraft betrug im laufenden Jahr **bis zum aktuellen Datum** 0,107 GW, dem am 10.09. aufgetretenen niedrigsten Einspeisewert (On + Offshore). Das entspricht einem Dreizehntel der Leistung eines Kernkraftwerks.

Bedarfsdeckung durch konventionelle (Ersatz-)Kapazität: erfolgte während der Schwachwindperioden in der Spitze mit 87% Deckungsgrad durch 39 GW konventionelle Kraftwerksleistung. Dies entspricht 56 % der installierten konventionellen Leistung (Kohle, Erdgas, Kernenergie, Sonstige = 70 GW). Am häufigsten, nämlich 47-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 20 bis 30 GW vor (siehe Histogramm Folie 10).

Deckungsbeitrag Kohle + Kernkraft (ab 16. April 2023 entfallen und durch Importanteil ersetzt): Kohlekraftwerke deckten den Bedarf während der Schwachwindzeiten in der Spitze zu 59 % am 28.01. mit 26 GW, Kernkraftwerke zu 6,5 % am 21.03. mit 2,8 GW.

Maximaler Stromimport während Windflauten über das Gesamtjahr: am 13.08. mit 18 GW.

Importanteil am Aussenhandel im September: 94%

Netzstabilität: Netzzeitabweichung im September, Bereich: 0 bis +34 Sek. [8] = **Hinweis extreme Schwankungen**

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.

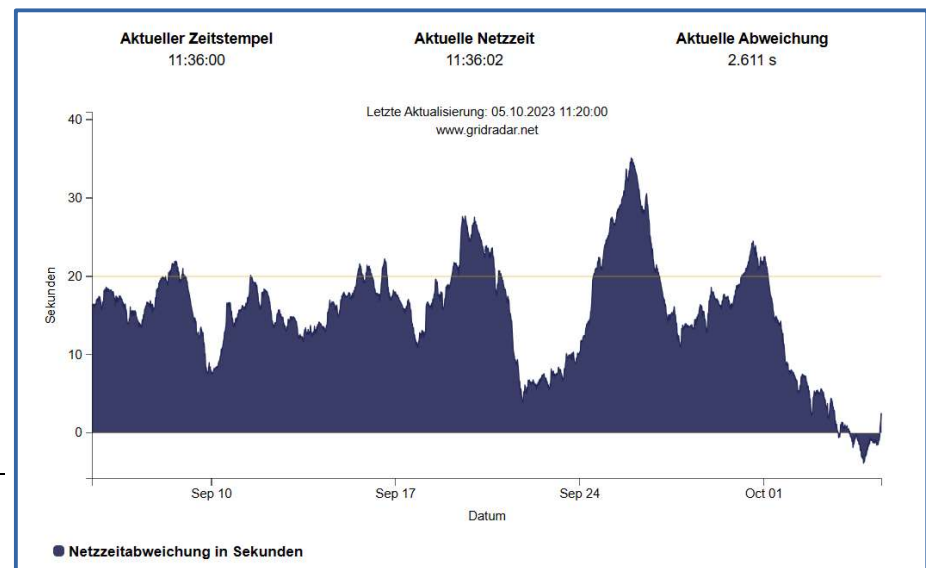
[6] <https://pc-projekte.lima-city.de/stromnetz-01.html>
Netzfrequenz-Infodienst

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

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



überwiegend positiv



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- und PV-Anlagen 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 Stromerzeugung aus den Umweltenergien (EE=Wind + Solar) 80% in 2030.

Hochrechnung des Ziel-Ausbaus

Die Hochrechnung erfolgt unter folgenden Voraussetzungen:

- Erzeugungsarten: Wind- und PV-Strom, ohne die übrigen EE-Komponenten (Biomasse, Wasserkraft, Sonstige)
- 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] Robert Habeck 11.01.2022, Eröffnungsbilanz Klimaschutz, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Reden/2022/20220111-habeck-rede-eroeffnungsbilanz-klimaschutz.html>

[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

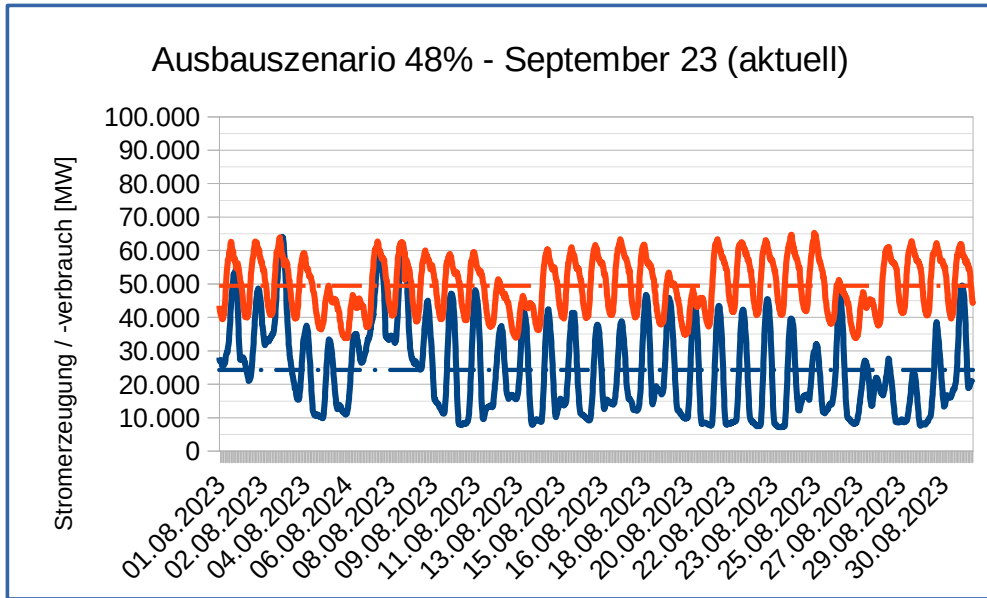


Diagramm 1: Verläufe von Stromerzeugung aus Wind + PV und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus September 2023

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

a) Monatsdurchschnitt der Summeneinspeisung aus PV und Wind (blau):
24.447 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 50.409 MW

a) / b) = Anteil Sonne + Wind
Am Verbrauch: 48 %

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

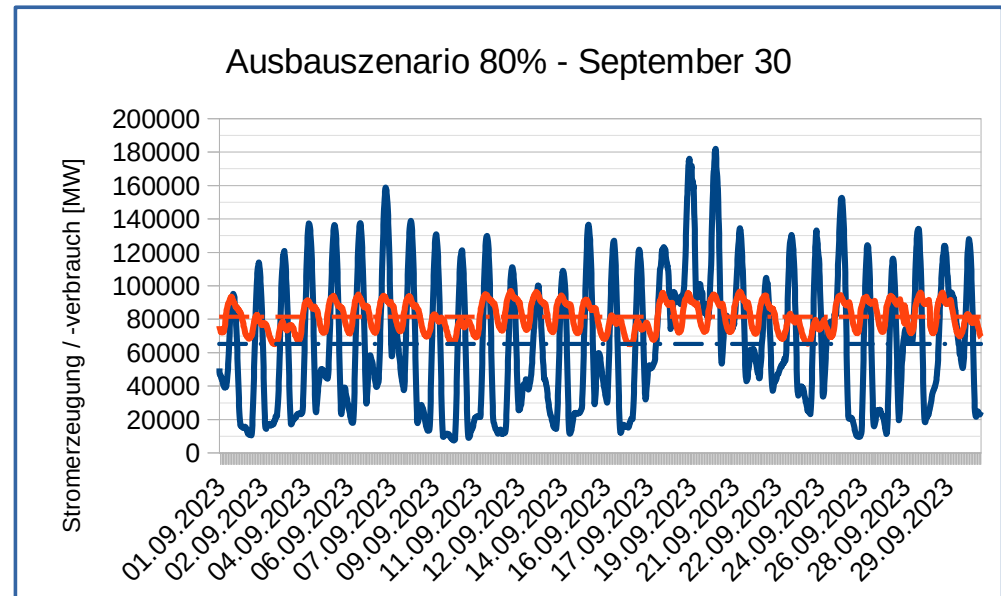


Diagramm 2: Verläufe von Stromerzeugung aus Wind + PV und Stromverbrauch, hochgerechnet aus September 2023 entspr. Planungsziel BMWK für September 2030

Die Wind- und PV-Anlagen können nur an **14 von 30 Tagen** den 80% - Anteil erreichen, dann allerdings mit weit überschießenden Spitzen, bei dennoch zahlreich auftretenden Einbrüchen, über den ganzen Monat verteilt. Ursache: häufige Spitzenerträge der Erneuerbaren, die nicht für Schwachwindzeiten gespeichert werden können. Hervorgerufen durch PV-Erträge zur Mittagszeit.

Monatsdurchschnitt des hochgerechneten Verbrauchs: 81.621 MW (rote strichpunktierte Linie)

Monatsdurchschnitt der Summeneinspeisung aus PV+Wind: 65.257 MW (blaue strichpunktierte Linie). Dies ist die 80%-Schwelle.

Der 80%-Anteil wird erreicht durch eine **Ver-3-fachung der Einspeisung aus PV + WEA**. Die Volatilität wird durch den Ausbau nicht verringert sondern vergrößert.