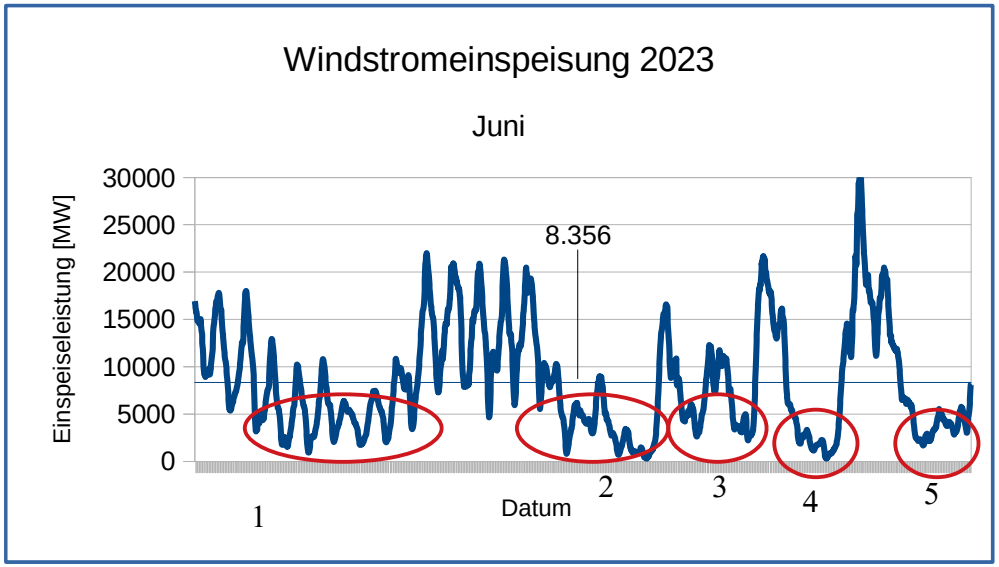
Windflauten und die Folgen 2023



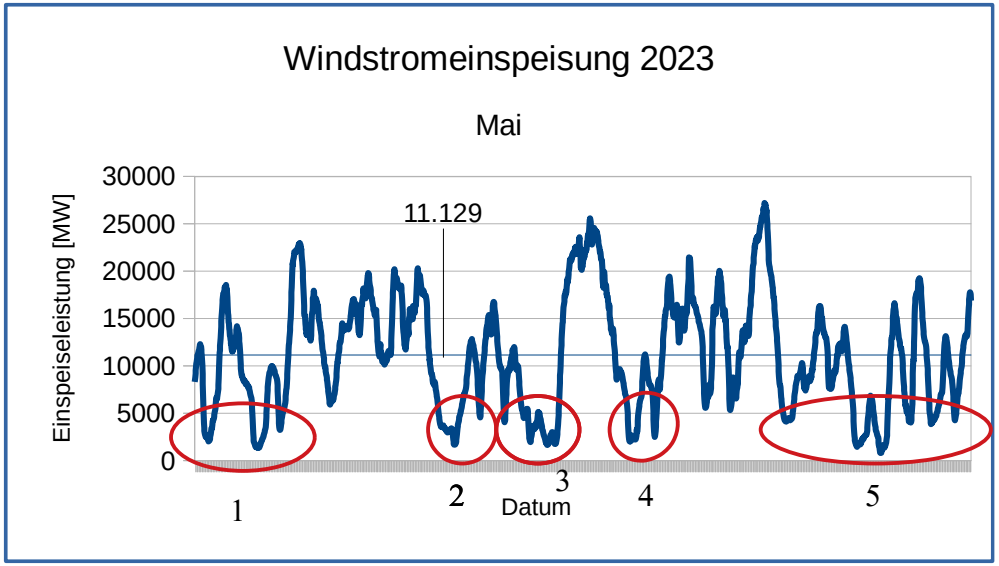
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Schwachwind- Bereiche	Datum	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil 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	
2	15.06.23 08:45	16,5	3,25
	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

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

Anschließende Folien, Inhalt:
- Folie 1-6: Monatsdiagramme Juni - Januar
- Folie 7: Statistisches Ergebnis (Ersatzeinspeisung)
- Folie 8: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 9: Zusammenfassung
- Folie 10: **Vorgehensweise**
- Folie 11: Quellenverzeichnis, zusätzlich laufende Netzzeitabweichung
- Folie 12: Anhang 1 – EE-Ausbau S.1
. Folie 13: Anhang 2 – EE-Ausbau S.2

Windflauten und die Folgen 2023

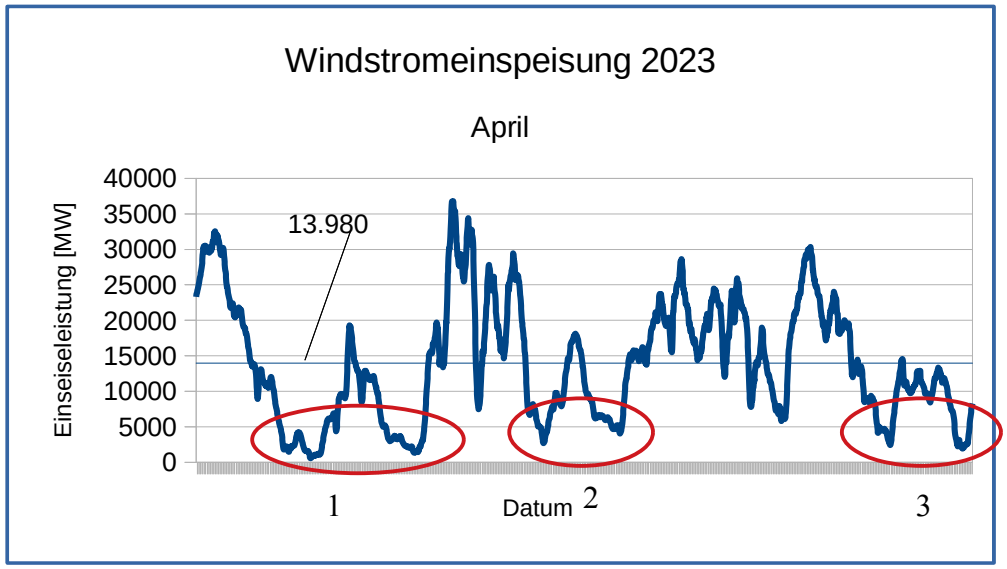


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Bereiche	Schwachwind-Datum	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil 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	
3	14.05.23 09:45	22,5	6,25
	15.05.23 02:00	13	4,5
4	18.05.23 09:30	10,75	
	19.05.23 09:00	3,5	
	22.05.23 09:15	1	
5	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

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

Windflauten und die Folgen 2023



(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

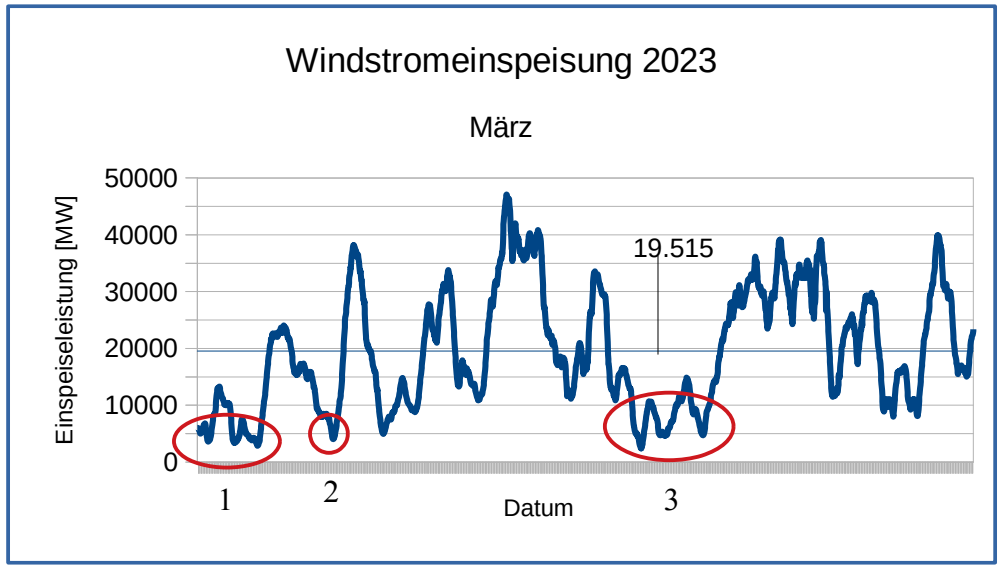
Schwachwind-Bereiche	Datum	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
1	04.04.23 14:00	18,75	4,5
	05.04.23 10:00	24	9,75
	06.04.23 09:45	1,5	
	08.04.23 23:59	9,75	5,75
	09.04.23 10:30	19,75	5,75
2	14.04.23 10:15	10	1,5
	17.04.23 09:00	10,75	5,5
3	27.04.23 20:00	14,75	1,5
	28.04.23 14:45	14,25	0,5
Anzahl		Summe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

Längste ununterbrochene Flautendauer des Jahres im Bereich 1 vom 4. - 6. April mit 44 Std. Dauer !

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

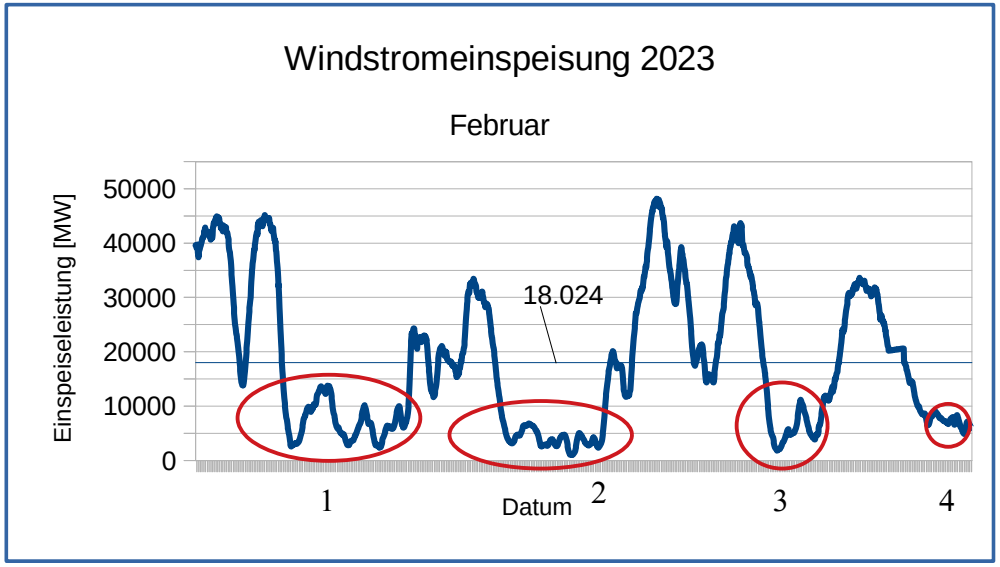


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

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

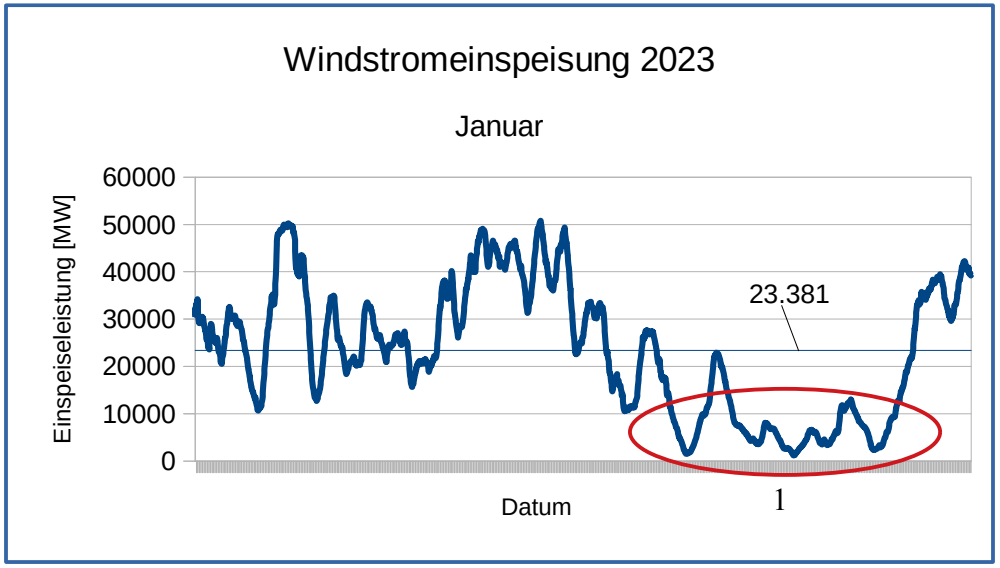


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	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

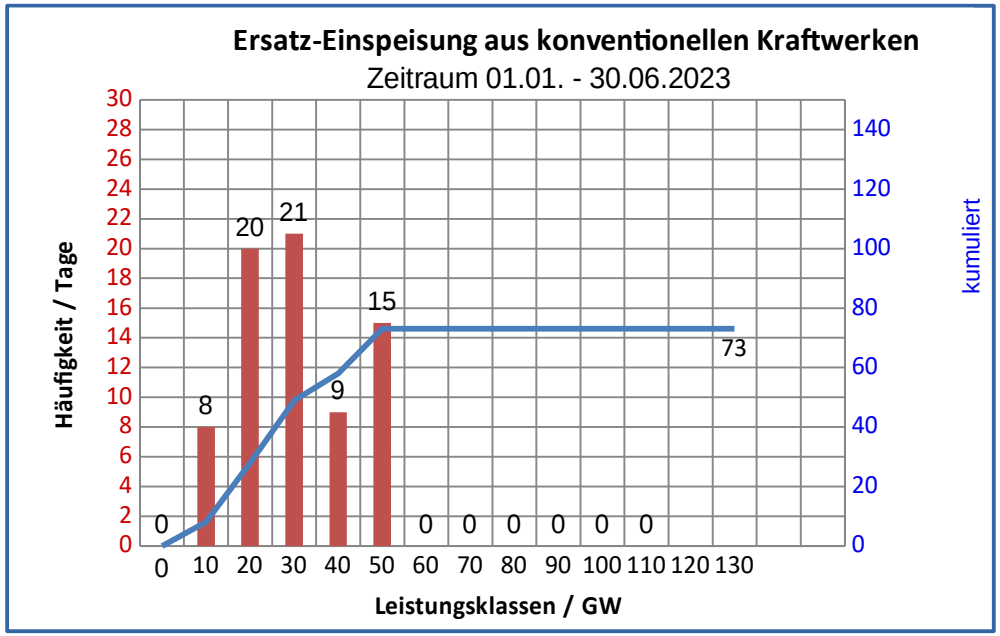


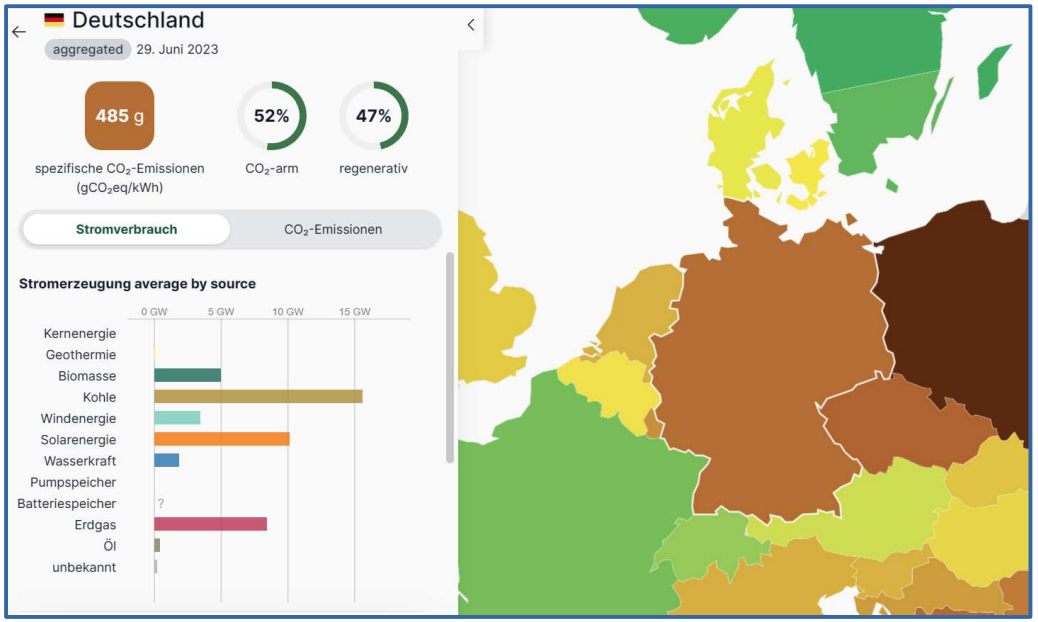
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

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

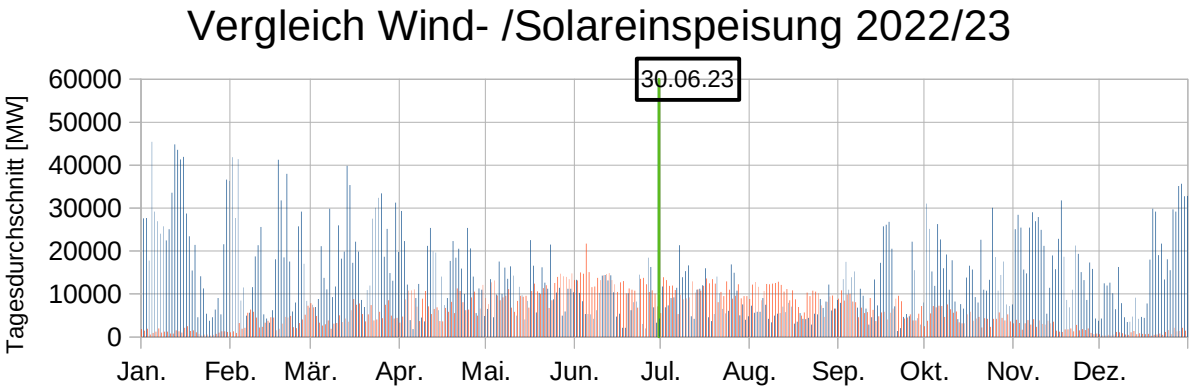




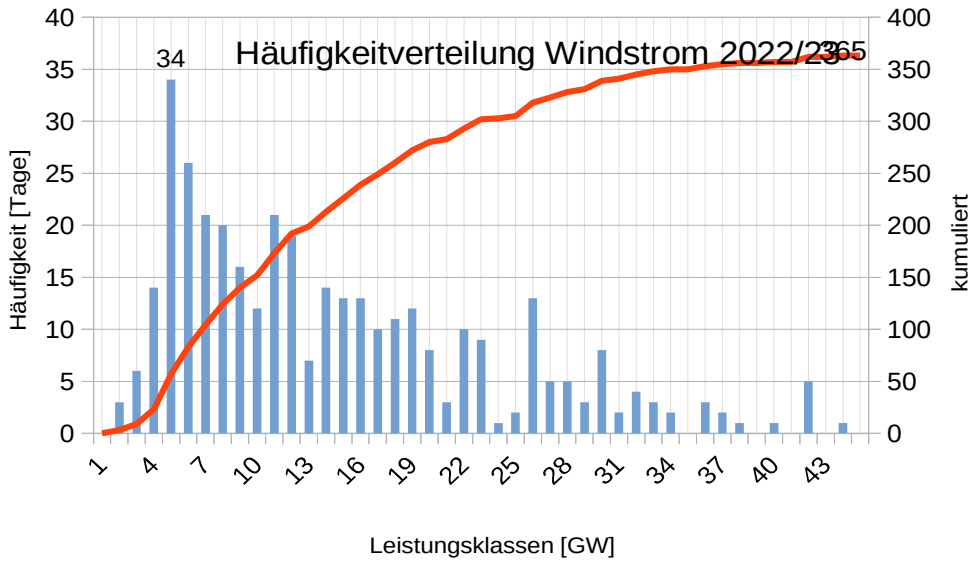
Spezifische CO_2-Emission Deutschland im Juni 2023 = 485 g/kWh
= 30-Tage-Durchschnitt, Stand 29. Juni (Quelle: Electricity Map)

Statistisches Ergebnis von Jahresbeginn bis zum 30. Juni 2023. An 73 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, aktuell zwischen > 10 bis ≤ 50 GW. In der Hauptsache durch Kohle-, Erdgas- und Kernkraft (ab 16, April durch Import)

Windflauten und die Folgen 2023



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 Verstetigung dieser Einspeise-Volatilität und der ebenfalls schwankenden Residuallast eine Speicherkapazität von insgesamt 26 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 34 Tagen bei der Leistungsklasse 5 GW (Bereich > 4 … ≤ 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 57 Tagen wird die durchschnittliche tägliche Windstromeinspeisung weniger als 5 GW betragen (Summe der Häufigkeit der ersten 4 Balken). Aktueller Ist-Stand: 73 Tage (siehe Diagramm Folie 7)

Zusammenfassung 2023

Windflauten-Lage: Die Dauer der 73 Windflauten (Folie 7) summierte sich auf 873 Stunden. Im Verlauf des gesamten Jahres ist zu jeder Zeit eine Gesamt-Jahresprognose mit großer Sicherheit auf Basis der Vorjahresdaten möglich (Folie 8).
Längste ununterbrochene Schwachwindperiode = 44 Stunden vom 04.04. 05:15 bis 06.04. 01:00 Uhr
(siehe Tabelle Folie 3).
An 52 Tagen wurden die Schwachwindperioden von Dunkelflauten mit einer Gesamtdauer von 234 Stunden begleitet.

Die gesicherte Leistung der Windkraft betrug im laufenden Jahr **bis zum aktuellen Datum** 0,298 GW, dem am 25.06. aufgetretenen niedrigsten Einspeisewert (On + Offshore). Das entspricht einem Fünftel 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 21-mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 30 bis 40 GW vor.

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: am 30.06. mit 16 GW

Netzstabilität: Netzzeitabweichung im Mai, Bereich: - 3 bis +22 Sek. [8] = Hinweis auf mehrmals extreme Überkapazität gegen Ende des Monats Juni ! *(siehe Folie 11)*

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 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

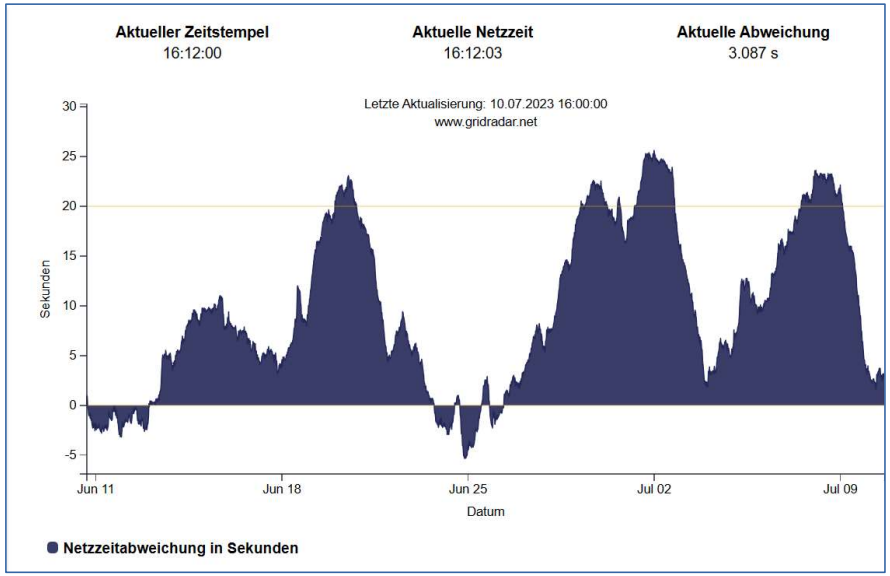
[5] Vernunftkraft Landesverband Hessen e.V.

[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

überwiegend positiv



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)

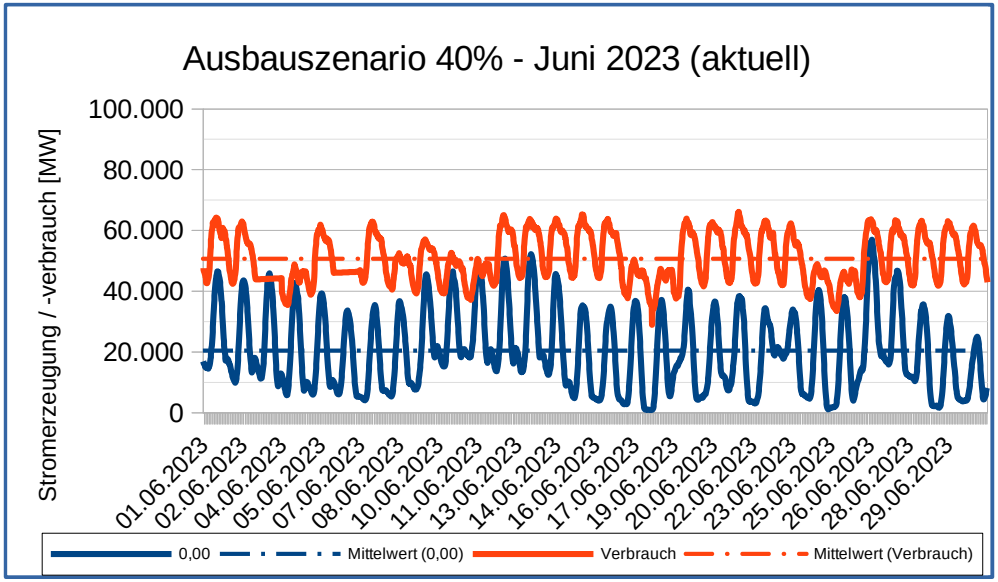
Quellenverzeichnis für Anhang

[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



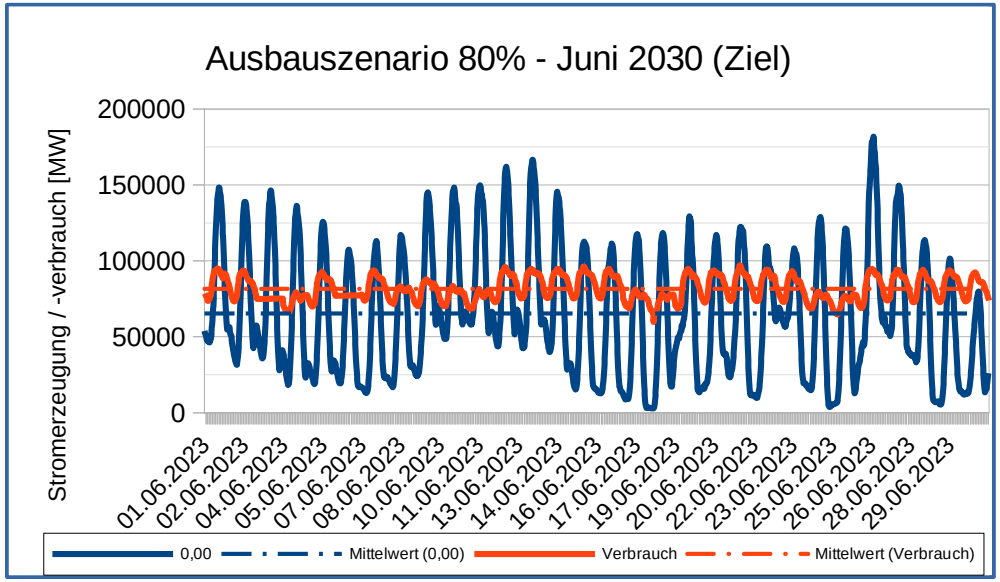


Diagramm 1: Verläufe von Stromerzeugung aus Wind + PV und Stromverbrauch bei aktuellem Ausbaustatus Juni 2023

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): 20.484 MW

b) Monatsdurchschnitt realisierter Verbrauch (rot): 50.720 MW

a) / b) = Anteil Sonne + Wind
Am Verbrauch: 40 %

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

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

Die Wind- und PV-Anlagen können nur an **13 von 30 Tagen** den 80% - Anteil erreichen, dann allerdings mit weit überschießenden Spitzen, bei dennoch zahlreich auftretenden Einbrüchen, über den ganzen Monat verteilt. Ursache: sporadische Spitzenerträge der Erneuerbaren, die nicht für Schwachwindzeiten gespeichert werden können. Hervorgerufen durch PV-Erträge zur Mittagszeit.

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