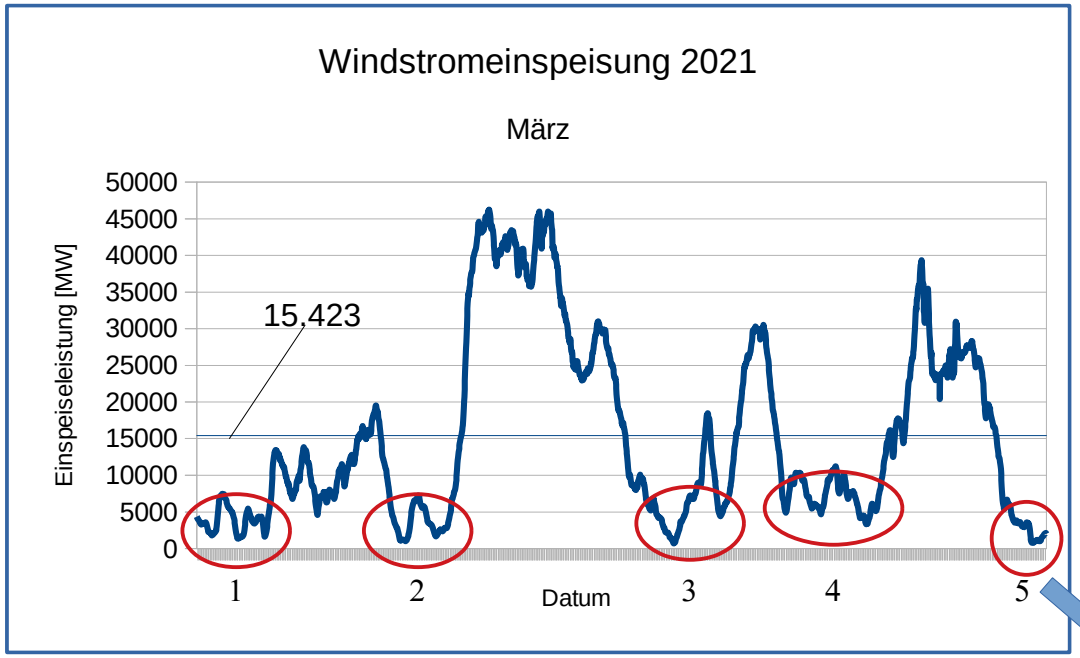
Windflauten und die Folgen 2021



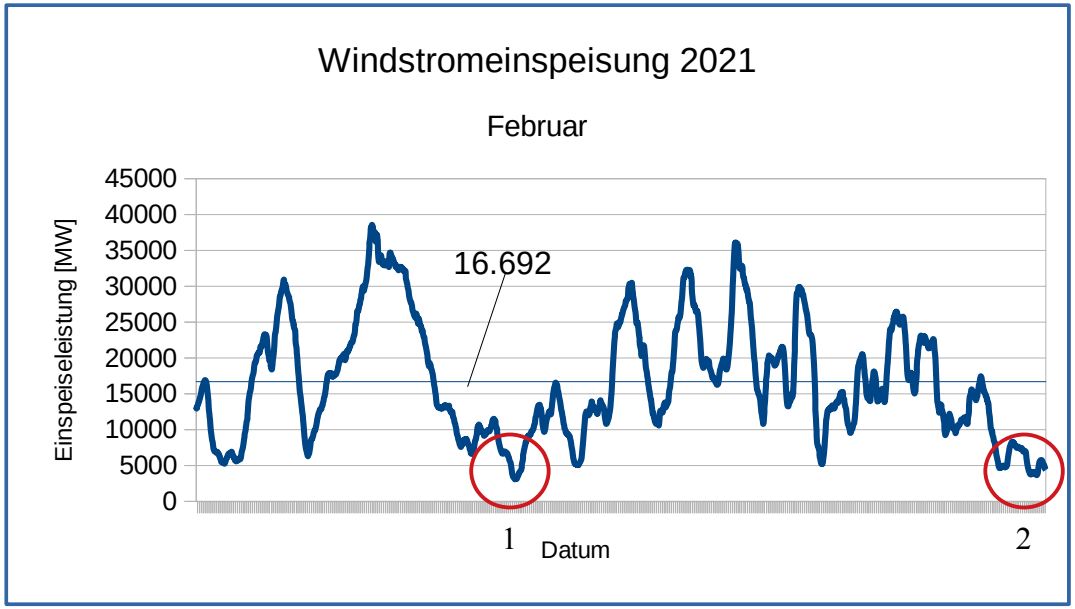
(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Schwachwind- Bereiche	Datum	Gesamtdauer Std.	Dunkel-Anteil Std.
1	01.03.21 13:15	18,5	6,50
	02.03.21 12:00	15	3,5
	03.03.21 11:30	15	6,25
2	08.03.21 14:30	17,25	7,50
	09.03.21 17:15	15,5	5,50
	10.03.21 00:00	5,75	5,75
3	17.03.21 23:59	6,25	5,25
	18.03.21 09:15	19,75	6,75
	20.03.21 02:15	3	3
4	22.03.21 11:15	0,25	
	23.03.21 18:00	0,75	
	25.03.21 09:30	10,25	5,5
5	30.03.21 23:15	6,75	4
	31.03.21 11:45	24	10,25
Anzahl		Summe	
5	14	158	70

Verlauf März 2021 mit 5 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW).
Verhältnis Monatsdurchschnitt 2021/2020 = 15.423/19.076 = 0,809.
Blauer Pfeil = bisher längste zusammenhängende Windflauten-Dauer

Anschließende Folien, Inhalt:
- Folie 2-3: Monatsdiagramm Februar, Januar
- Folie 4: Statistisches Ergebnis (Ersatzeinspeisung)
- Folie 5: Gesamtjahres-Prognose
- Folie 6: Zusammenfassung
- Folie 7: Vorgehensweise
- Folie 8. Quellenverzeichnis

Windflauten und die Folgen 2021

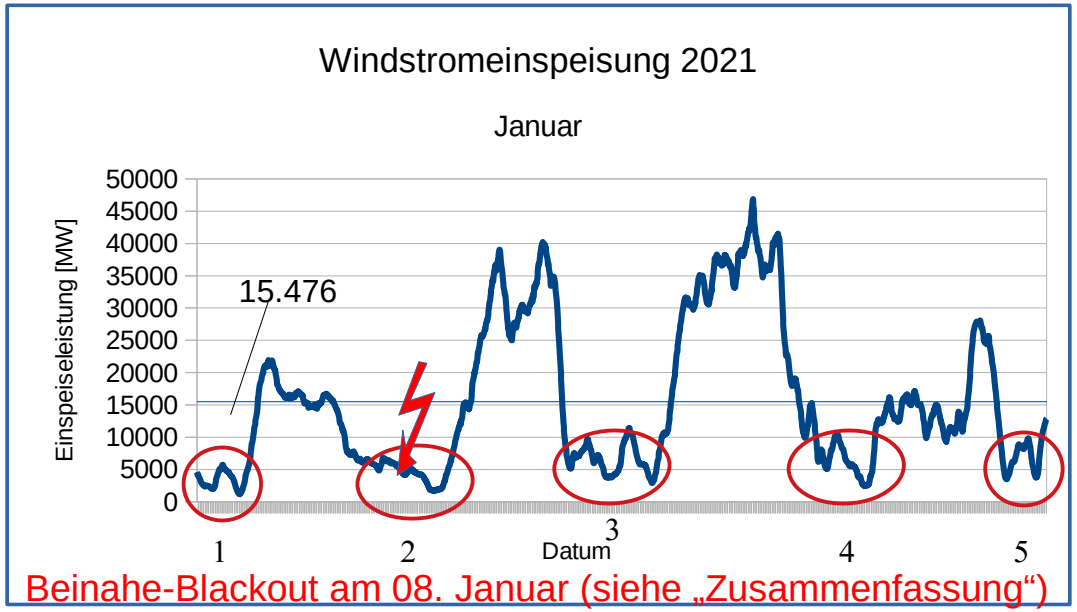


Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	11.02.21 12:00	7,75	
2	27.02.21 11:30	6,25	
	28.02.21 12:30	9,5	1,00
Anzahl		Summe	
2	3	23,5	1

(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Verlauf Februar 2021 mit 2 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitt 2021/2020 = 16.692/29.125 = 0,573.

Windflauten und die Folgen 2021

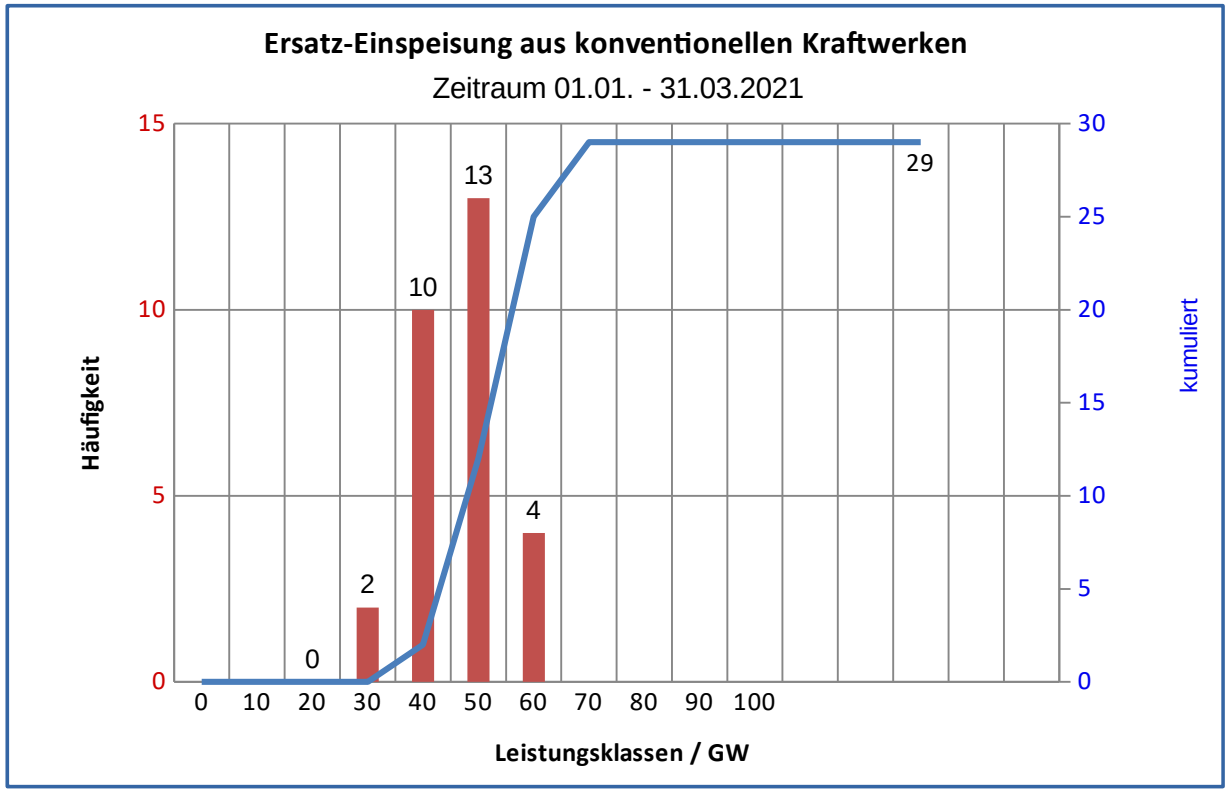


(Quelle: SMARD Strommarktdaten)

Schwachwind-		Gesamtdauer	Dunkel-Anteil
Bereiche	Datum	Std.	Std.
1	01.01.21 13:00	20,75	10,75
	02.01.21 13:30	19,5	10,50
2	07.01.21 15:15	1	1,00
	08.01.21 14:00	11,75	4,50
	09.01.21 15:00	24	14,25
	10.01.21 00:00	3,75	3,75
3	15.01.21 23:59	3,75	3,75
	16.01.21 00:15	9,25	7,50
	17.01.21 14:45	8	1,25
4	25.01.21 08:15	14	7,50
5	30.01.21 13:15	5,5	
	31.01.21 14:45	4	
Anzahl		Summe	
5	12	125,25	64,75

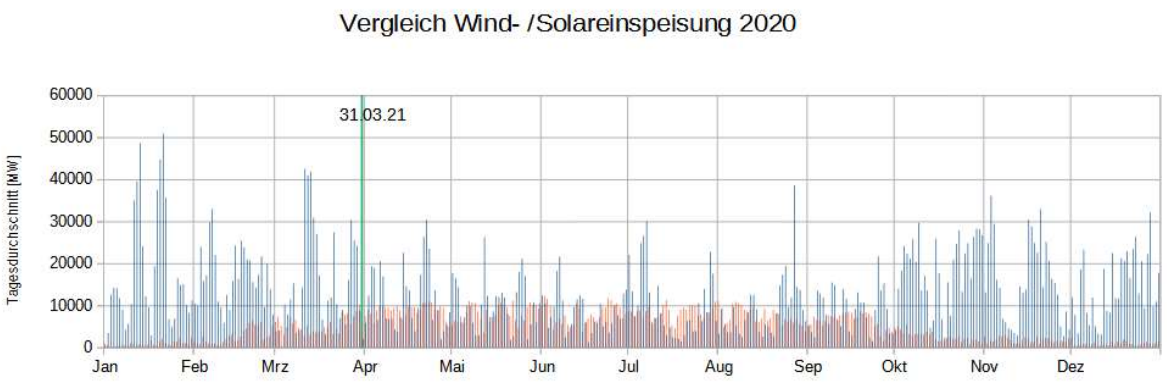
Verlauf Januar 2021 mit 5 Schwachwindbereichen (Leistungen unter 5000 MW). Verhältnis Monatsdurchschnitt 2021/2020 = 15.476/21.445 = 0,722.

Windflauten und die Folgen 2021

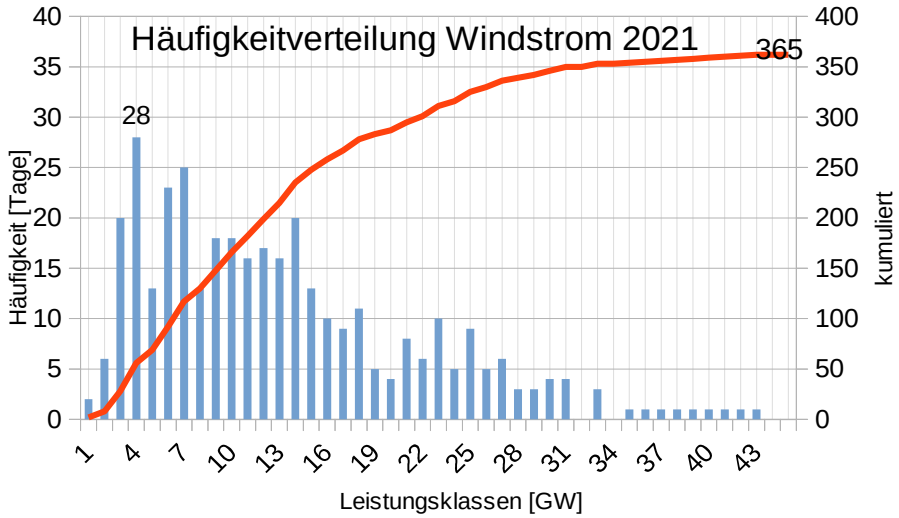


Statistisches Ergebnis von Jahresbeginn bis zum 31. März 2021. An 29 Tagen trat Windleistung unter 5 GW (= 8% der installierten Leistung) auf. Der jeweils am Minimum eines Schwachwindtages ermittelte Leistungsbedarf abzügl. Windstromeinspeisung und abzüglich aller sonstigen EE-Einspeisungen ergibt die geforderte Ersatzkapazität, aktuell zwischen > 30 bis ≤ 60 GW.

Windflauten und die Folgen 2021



Windstromeinspeisung und Vergleich mit Solar
(Quelle: Windjournal)



Histogramm Windstromeinspeisung
(Quelle: B. Ziereinberg)

Oberes Diagramm: Jahresverlauf der Tagesdurchschnitte Wind (blau) + Solar (rot) für gesamtes Jahr 2020, überschrieben mit Verlauf 2021 bis Ausgabedatum der Präsentation. In anderen Studien wird gezeigt, dass zur vollständigen Verstetigung dieser Volatilität eine Speicherkapazität von 8 TWh benötigt wird [3], wobei ein vollkommen verlustloser Speicher unterstellt wird.

Unteres Diagramm: Die aus dem Jahresverlauf 2020 / 21 ermittelte Häufigkeitsverteilung, zeigt ein Übergewicht geringerer Leistungen, mit Maximum bei der Klasse 4 GW (Bereich > 3 … ≤ 4 GW).

Die der Windstromeinspeisung zugrunde liegenden Gesetze der Physik und statistischen Mathematik lassen kein anderes Resultat erwarten! [4]

Die im laufe des Jahres 2021 getroffene Schwachwindprognose für das gesamte lfd. Jahr ist: an mindestens 69 Tagen wird die durchschnittliche tägliche Windstromeinspeisung weniger als 5 GW betragen (Summe der Häufigkeit der ersten 5 Balken). Aktueller Ist-Stand: 29 Tage (siehe Diagramm Folie 4)

Zusammenfassung 2021 (Jahresbeginn bis Ausgabedatum der vorliegenden Präsentation)

Windflauten-Lage: Die Dauer der 29 Windflauten (Folie 4) summierte sich auf 307 Stunden. Im Verlauf des gesamten Jahres ist zu jeder Zeit eine Gesamt-Jahresprognose mit großer Sicherheit auf Basis der Vorjahresdaten möglich (Folie 5).
Längste ununterbrochene Schwachwindperiode = 31 Stunden vom 30.03. 17:15 bis 31.03. 24:00 Uhr (siehe Folie 1).
An 23 Tagen wurden die Schwachwindperioden von Dunkelflauten mit einer Gesamtdauer von 136 Stunden begleitet.

Die gesicherte Leistung der Windkraft betrug im Jahr 2021 **bis zum aktuellen Datum** 0,7 GW, dem am 18.03. aufgetretenen niedrigsten Einspeisewert. Das entspricht der Leistung von ca. 0,5 Kernkraftwerk.

Bedarfsdeckung durch konventionelle (Ersatz-)Kapazität: erfolgte während der Schwachwindperioden in der Spitze mit 56 GW konventioneller Kraftwerksleistung, bei 79% Deckungsgrad. Dies entspricht 56 % der installierten konventionellen Leistung (Kohle, Erdgas, Pumpspeicher, Kernenergie, Sonstige = 101 GW). Der maximal erreichte Deckungsgrad, abh. Vom Verbrauch, war 87%. Am häufigsten, nämlich 13 mal, kamen konventionelle Kraftwerks-Einsätze zur Bedarfsdeckung im Bereich zwischen 40 bis 50 GW vor.

Deckungsbeitrag Kohle + Kernkraft: Kohlekraftwerke deckten den Bedarf während der Schwachwindzeiten in der Spitze zu 47 % am 09.01. mit 26 GW, Kernkraftwerke zu 17 % am 01.01. mit 8,156 GW.

Maximaler Stromimport: 11.02. mit 5 GW

Netzstabilität: ungewöhnlicher Netzfrequenzverlauf 49,746 – 49,888 Hz,
Lastausgleichs-Bereich -3,741 bis -1,564 GW [6]. Werte in roter Farbe = Extremwerte während Beinahe – Blackout am 8. Januar.

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] 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