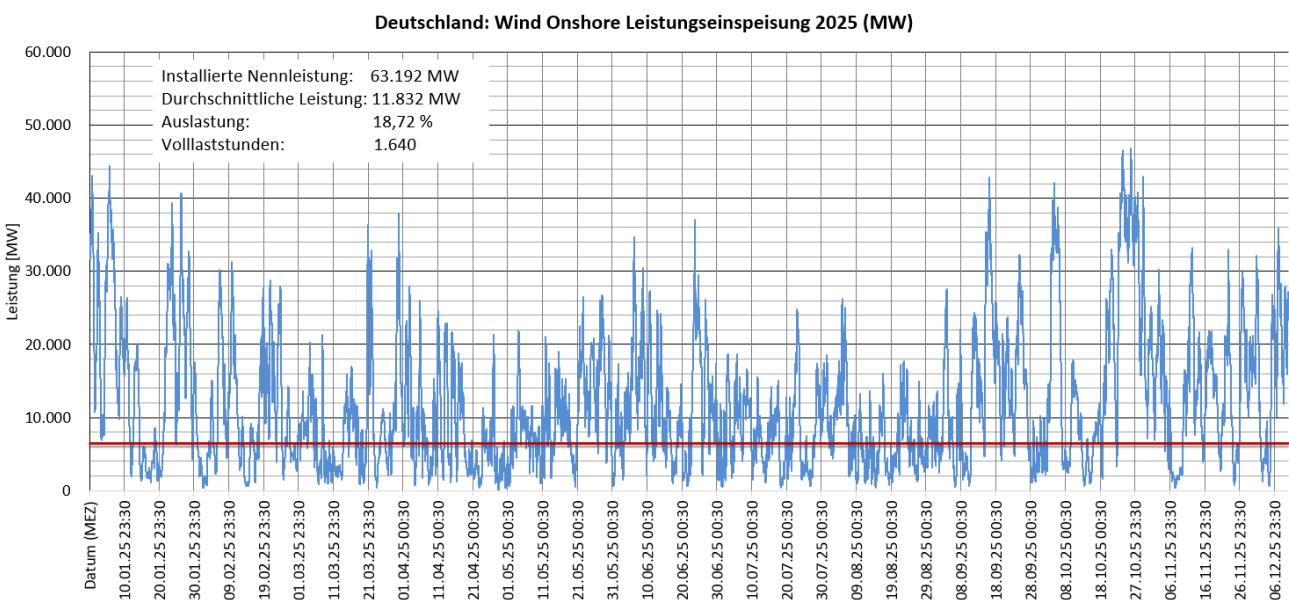
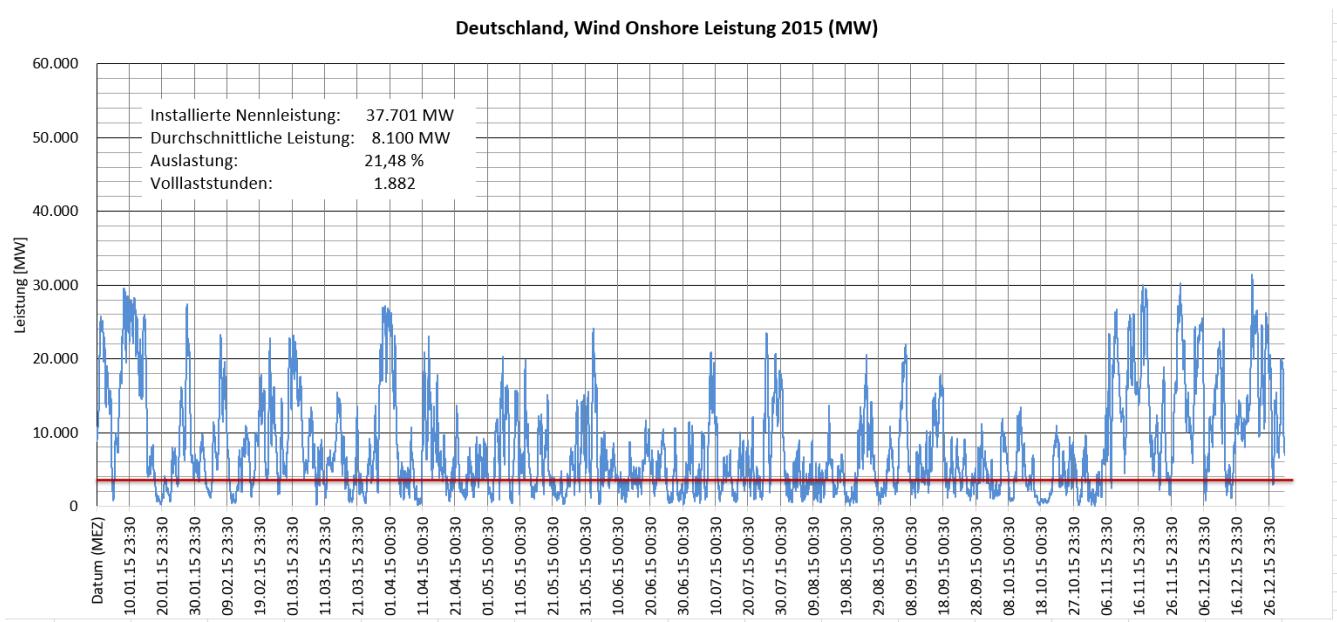


**Hintergrundinformationen | Berechnungen
zu den Standpunkten der Vereinten Waldfreunde AÖ
zur Presseerklärung über Wacker Chemie
Zusammengestellt von Dipl.-Ing. Willy Fritz**

Nachfolgend einige detaillierte Ausführungen zu einigen Statements der Vereinten Waldfreund AÖ in der Presseerklärung

1.) Glättung durch mehr flächenhaften Zubau?

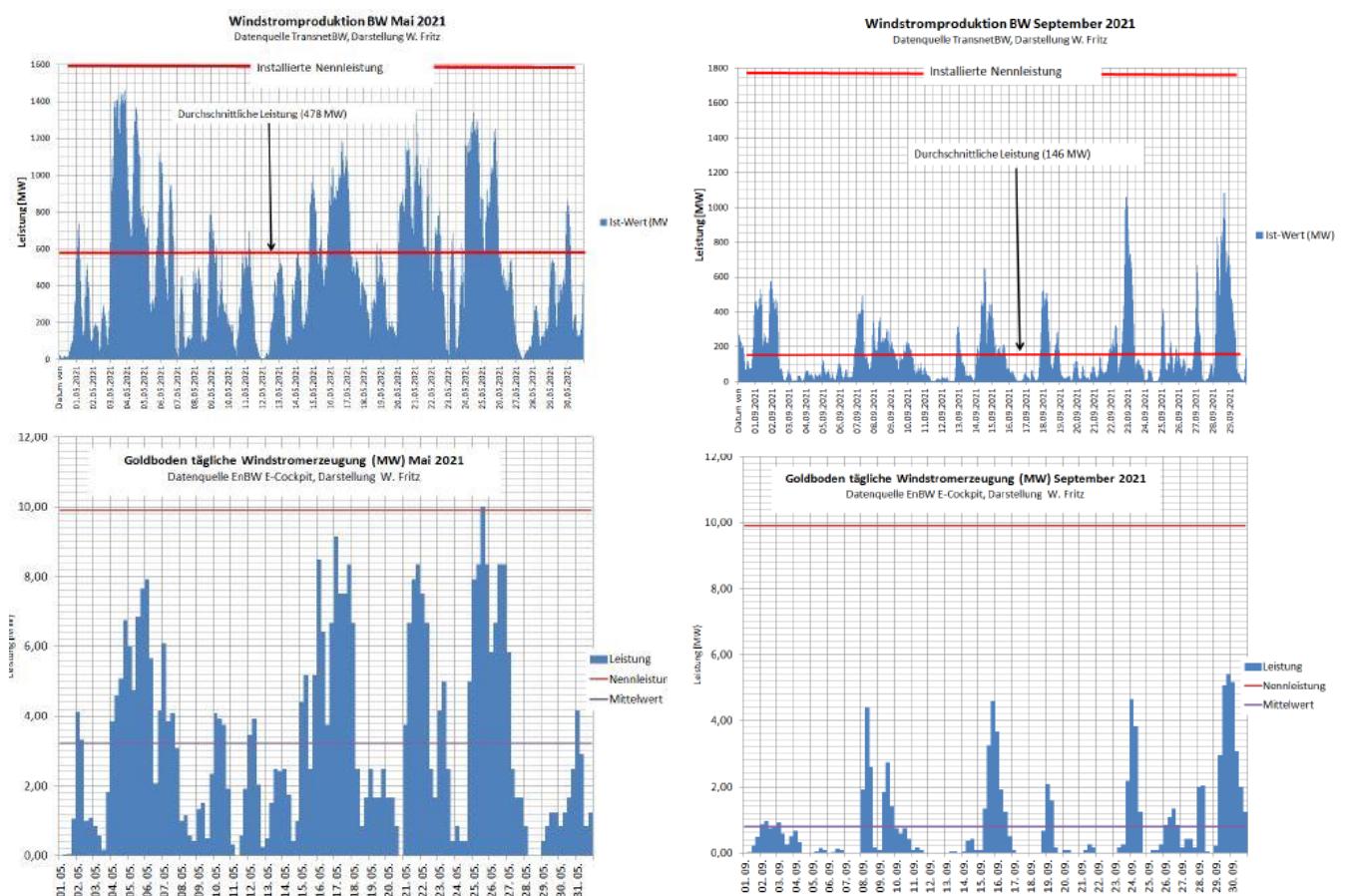
Eine flächenhafte Zunahme des Ausbaus würde für eine Glättung des Volatilen Verlaufs sorgen, die Windenergie sogar grundlastfähig machen. Diese Aussage hört man immer wieder von den Windkraft Befürwortern. Sie dient sogar häufig als Begründung für einen vermehrten Ausbau der Windenergie sogar in Schwachwindgebieten. Nachfolgend ist der Effekt des Zubaus der letzten 10 Jahre für Deutschland dargestellt.



Die beiden Diagramme zeigen den zeitlichen Verlauf der Leistungseinspeisung in 15 Minutenintervallen. Für das Jahr 2015 (oben) und 2025 unten. Innerhalb der 10 Jahre stieg der Zubau in Deutschland von 37.701 MW auf 63.192 MW, also um 60 %. (Daten der europäischen Transparenz-Plattform Entsoe). Die Leistungsdaten stammen von den Energy Maps des Fraunhofer Instituts. Trotz des erheblichen flächenhaften Ausbaus (ganz Deutschland) ist keinerlei Glättungseffekt erkennbar. Die Leistungsminima nahe Null bleiben erhalten, die Spitzenwerte erhöhen sich, die Volatilität nimmt erkennbar zu.

2.) Das Gleiche für einen Einzelstandort:

Der aus 3 Nordex N131-3.3 mit einer Nabenhöhe von 164 m bestehende Windpark Goldboden/Winterbach im Remstal, Region Stuttgart, wird von der EnBW betrieben. Die Leistungsdaten wurden in der EnBW App E-Cockpit für Android Smartphones online dargestellt. Diese Daten wurden während des Jahres 2021 über das ganze Jahr in 6 h Intervallen erfasst und entsprechend ausgewertet. Nachfolgend sind für 2 Monate die Vergleiche zwischen den Einspeisungsverläufen des Einzelwindparks und denen von sämtlichen Windrädern in BW dargestellt. (Daten von TransnetBW).

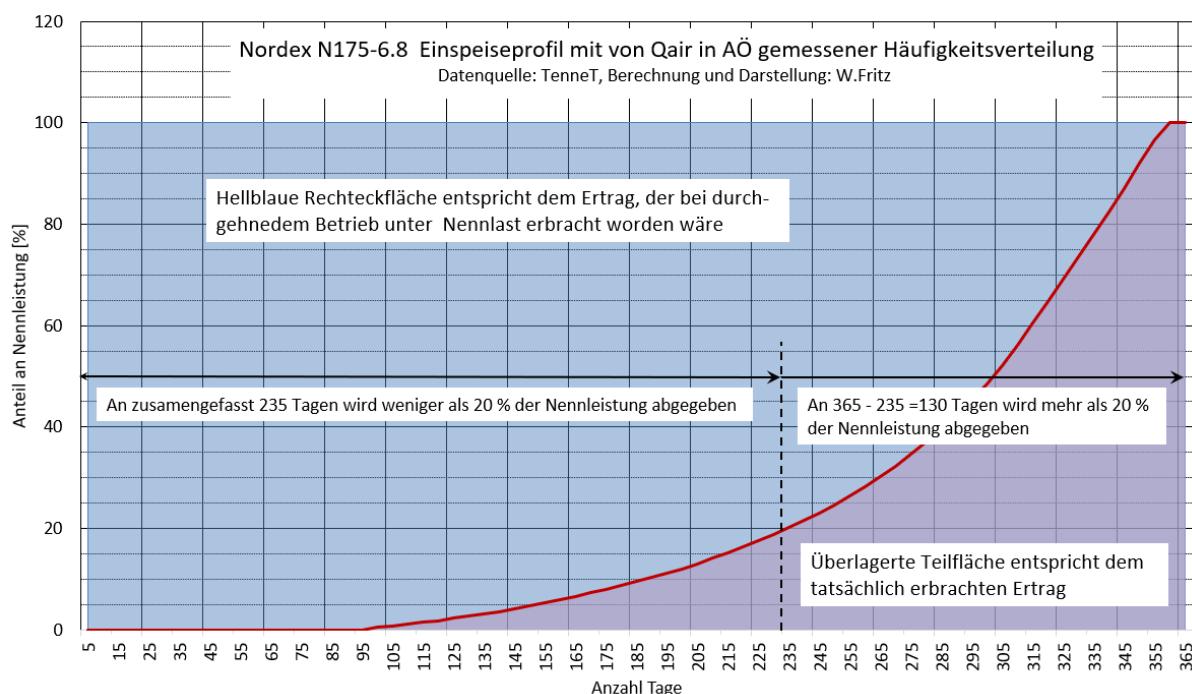


Die obere Reihe zeigt die Daten für sämtliche Windräder in BW, die untere Reihe diejenigen des Einzelwindparks. Die linke Spalte vergleicht den Monat Mai 2021 und die rechte Spalte den Monat September 2021. Im Jahr 2021 war der Mai der Windstärkste Monat, der September der windschwächste. In beiden Monaten erkennt man nahezu

identische Strukturen zwischen den jeweiligen Datenverläufen: Wenn am Einzelstandort Flaute herrscht, herrscht auch im ganzen Bundesland Flaute, entsprechendes gilt auch bei Starkwindphasen. Die Windräder laufen also auch in großen zusammenhängenden Gebieten mehr oder weniger synchron. Dasselbe gilt auch für Bayern. Ein lokaler großflächiger Ausbau (z. B. deutlich mehr Windräder im AÖ-Forst) würde also an der Volatilität nichts ändern. Oder: Die verschiedenen Windparks können sich nicht gegenseitig unterstützen, wie es offiziell immer dargestellt wird.

Die volatile Windstromerzeugung kann nur durch eine entsprechende Speichertechnik an den Verbrauch angepasst werden: Mit den Überschüssen in Starkwindphasen müssen die Zeiten der Unterdeckung überbrückt werden. Das wird auch in offiziellen Planungen mittlerweile so gesehen.

Aus dem Einspeiseprofil, welches sich anhand der gemessenen Häufigkeitsverteilung sehr genau berechnen lässt, kann abgelesen werden, wie häufig die Anlagen komplett stillstehen bzw. im Flauten-Betrieb laufen:

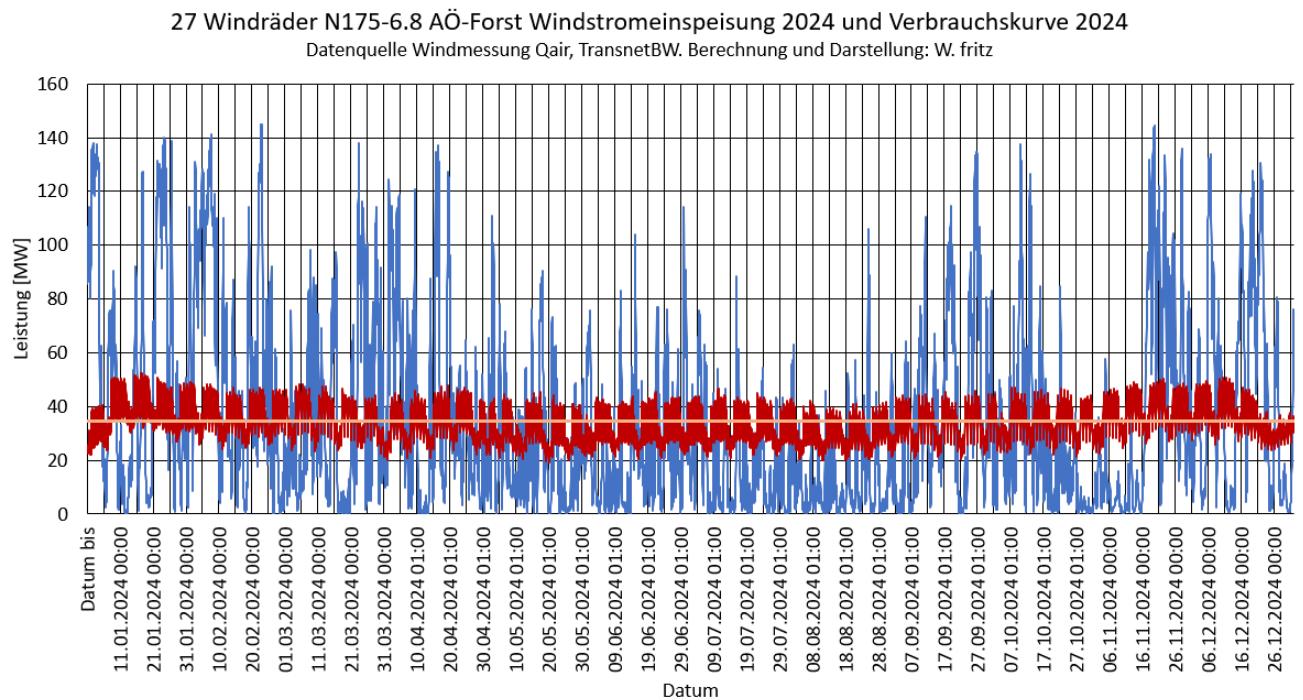


Aus diesem Diagramm kann man direkt ablesen, welche Leistungsklasse an wie vielen Tagen erbracht wurde. Entlang der horizontalen Achse sind einfach die Anzahl der Tage (von 1 bis 365, ein ganzes Jahr eben) angegeben, an denen zusammengefasst die entsprechende Leistungsklasse oder weniger erbracht wurde. Die vertikale Skala an der linken Vertikalachse gibt den Wert der jeweiligen Leistung in Prozent der Nennleistung an. Also z.B. an fast 100 Tagen stehen die Windräder komplett still. Oder an ca. 180 Tagen werden weniger als 10 % der Nennleistung abgegeben. Bei einer Leistungsabgabe von 10 % der Nennleistung oder weniger spricht man von einer Flaute, dabei können einzelne Windräder stillstehen. An 235 Tagen wird weniger als 20 % der Nennleistung abgegeben, lediglich an 130 Tagen stehen mehr als 20% der Nennleistung zur Verfügung.

Der Jahresertrag wird somit an wenigen Starkwindtagen erbracht, die reine Angabe des Jahresertrages ist bei der Windenergie irreführend, da er die extreme Volatilität komplett verschleiert.

3.) Aufwand für Speicherung

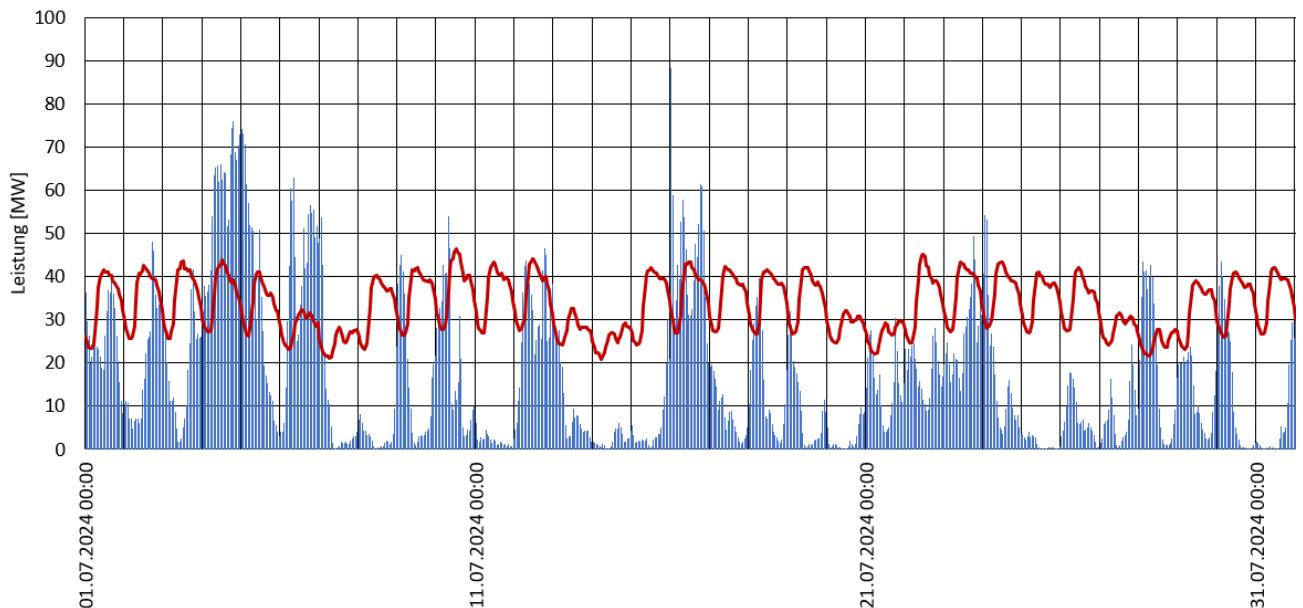
Im Sinne einer brauchbaren Stromversorgung müssen diese o. g. Schwankungen durch eine geeignete Speichertechnik gleichmäßig über das Jahr verteilt werden. Nachfolgend wird anhand des konkreten Beispiels der geplanten 7 Windräder im AÖ-Forst dargestellt, welcher technischer und finanzieller Aufwand hierfür notwendig ist.



Das Diagramm zeigt die Erzeugungs- und Verbrauchskurven des von den 27 Windrädern im AÖ Forst erzeugten Jahresertrages. Blaue Kurve: Erzeugung, rote Kurve: Verbrauch. Der Jahresverbrauch wurde anhand der von Qair gemessenen und veröffentlichten Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit ermittelt. Dieser Jahresverlauf wurde dann durch eine entsprechende Skalierung der für eine süddeutsche Region (TransnetBW) im Jahre 2024 erhaltenen Verteilung der Regelzonenlast (Verbrauch) ermittelt. Ferner wurde angenommen, dass die Jahreserzeugung genau dem Jahresertrag des Verbrauches entspricht und der Verlauf der Erzeugung wurde wieder durch entsprechende Skalierung des Einspeiseverlaufs der o. g. Regelzone ermittelt. Der rote Kurvenverlauf stellt somit dar, wie der erzeugte Windstrom von den immer wieder erwähnten X-Haushalten abgerufen werden würde und der blaue Kurvenverlauf gibt an, wie er erzeugt wurde.

Beide Kurven haben zwar denselben Mittelwert, weisen aber völlig unterschiedliche Abweichungen von diesem Mittelwert auf. Der größeren Klarheit wegen ist nachfolgend ein Detailausschnitt für den Monat Juli dargestellt.

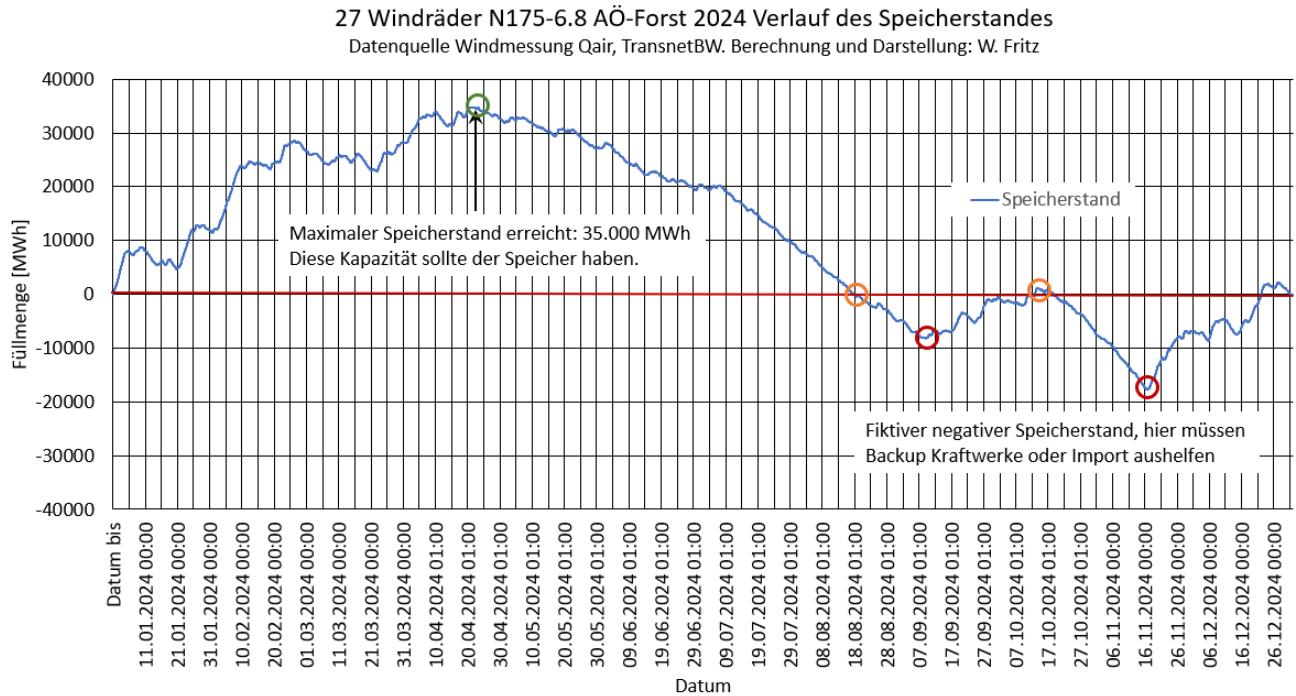
27 Windräder N175-6.8 AÖ-Forst Windstromeinspeisung und Verbrauchskurven Juli 2024
 Datenquelle Windmessung Qair, TransnetBW. Berechnung und Darstellung: W. Fritz



Man erkennt den deutlichen Unterschied zwischen den beiden Kurven: es gibt im Jahresverlauf deutliche Überschüsse aber auch erhebliche Phasen mit Unterdeckung. Eine irgendwie realisierte Speichertechnik muss nun diese beiden Kurvenverläufe zur Deckung bringen. D. h. immer dann, wenn die Erzeugung höher ist, als der Verbrauch, diesen Überschuss in den Speicher abführen, bei entsprechendem Mangel wird der Differenzbetrag dem Speicher entnommen. Wobei es zunächst unerheblich ist, wie die Speicherung technisch realisiert wird (Pumpspeicher, Batterie oder Wasserstofftransformation).

Durch eine solche Speichertechnik wird der Speicher abwechselnd befüllt oder es wird bei Unterdeckung Energie aus ihm entnommen. Der Füllstand des Speichers wird sich also im Jahresverlauf entsprechend ändern. Aus dem maximal auftretenden Speicherstand kann man dann entnehmen, welche Speichergröße erforderlich ist um diesen Verlauf zu realisieren. Der erzeugte Windstrom würde dann über das ganze Jahr bedarfsgerecht geliefert, Flauten und Zeiten mit Unterdeckung würden durch den Speicher ausgeglichen. Also genau das, was in offiziellen Planungen immer wieder so präsentiert wird.

In dem nachfolgenden Diagramm ist nun der Verlauf des Füllstandes eines solchen fiktiven Speichers über das Jahr 2024 für die 27 im AÖ-Forst geplanten Windräder dargestellt.



Der Speicher ist zu Beginn des Jahres leer, am Ende des Jahres ebenfalls, der erzeugte Jahresertrag deckt also den Jahresverbrauch, wie ja vorausgesetzt wurde. Das Jahr 2024 war in BY ein geringfügig überdurchschnittliches Windjahr, laut dem Anemos Windindex ein 102,7 % Ertragsjahr. D. h. die Erträge waren um 2,7 % höher als in einem Durchschnittsjahr.

Der Füllstand des Speichers nimmt zunächst weitgehend kontinuierlich zu, bis zu einem Höchststand (grüner Kreis) in der 3. Aprilwoche. Dann nimmt er nahezu linear ab, bis zur zweiten Septemberwoche (roter Kreis). Dazwischen liegt der Nulldurchgang (orangefarbener Kreis) ab dem der Speicherstand negativ werden würde, was natürlich nicht möglich ist. Die Unterdeckung bis zur roten Markierung müsste dann durch Backup Kraftwerke oder durch Import abgedeckt werden.

Ab dem 07. 09. werden bis zum 17. 10. (2. orangefarbener Kreis), wieder Überschüsse erzeugt, dann wiederholt sich der Wechsel zwischen Unterdeckung und Überschuss bis zum Jahresende nochmals. Zwischen den orangefarbenen und den roten Markierungen kann der Speicher die Unterdeckung der Windstromerzeugung nicht ausgleichen, da ja der fiktive Speicher leer wäre, diese Unterdeckung muss dann eben durch Backup-Kraftwerke oder Import gedeckt werden.

Dominierend im Verlauf des Speicherfüllstandes ist erkennbar der gewaltige saisonale Ausgleich: Die Überschüsse der Winter- und Frühjahrsmonate müssen in die windschwachen Sommermonate übertragen werden: In der 3. Aprilwoche erreicht der Füllstand des Speichers seinen Höchstwert mit 35.000 MWh, die dann bis Mitte August kontinuierlich aufgezehrt werden. Dieser langfristigen Variation des Speicherstandes sind noch kleinere Schwingungen überlagert, die Kurzzeitausgleiche von stunden- oder tagelangen Flauten.

Dieser langfristige, saisonale Ausgleichung verlangt wie man sieht, eine hohe Speicherkapazität, die zudem über Monate hinweg verfügbar sein muss. Für das Jahr 2024 müsste der Speicher also eine maximale Kapazität von 35.000 MWh aufweisen. Außerdem ist es essentiell, dass Starkwindphasen und Flauten in der richtigen Reihenfolge auftreten, ansonsten nützt auch der größte Speicher nicht viel. Im Jahr 2024 war dies der Fall, wie man sieht: Starkwindphase in den ersten 3 Monaten, mit denen dann die Sommerflaute überbrückt werden kann. Dies ist nicht immer der Fall, im Jahr 2025 z. B. konnte die Windstromerzeugung in den ersten 3 Monaten den Bedarf nicht decken und es konnten keine Überschüsse aufgebaut werden. Da aber spätere Überschüsse rückwirkend nicht mehr verbraucht werden können, wäre dann über mehrere Monate hinweg der Einsatz von Backup-Kraftwerken erforderlich gewesen. Diese müssten dann konventionell mit Erdgas betrieben werden, da ja kein aus überschüssigem Windstrom erzeugter Wasserstoff zur Verfügung steht.

4.) Realisierung der erforderlichen Speicherkapazität

Wie aus den obigen Ausführungen folgt, benötigt man eine enorme Speicherkapazität von 35.000 MWh. Da elektrische Energie nicht direkt gespeichert werden kann, muss sie in eine andere, speicherbare Energieform umgewandelt und gespeichert werden. Dies geschieht entweder in Form von Pumpspeicherwerken (PSW), Batteriespeicher, oder als gespeichertem Wasserstoff der über wasserstofffähige Gaskraftwerke nach Bedarf wieder rückverstromt wird.

Pumpspeicherwerke pumpen Wasser aus einem talseitigen Speicherbecken in ein bergseitiges Speicherbecken hoch. Die hierzu geleistete Arbeit steckt dann in Form von potentieller Energie in dem bergseitig gespeicherten Speicherbecken. Bei Bedarf fließt das Wasser über Fallrohre zu Tale, und erzeugt über Wasserturbinen mit gekoppelten Generatoren wieder Strom. Es ist die älteste Form der Speicherung von elektrischer Energie. PSW haben einen hohen Wirkungsgrad, etwa 85 %, und können schnell reagieren und sind innerhalb ihrer Nennleistung beliebig regelbar. Sie werden deshalb auch zur Deckung von kurzzeitigen Spitzenlasten eingesetzt.

Um die benötigten 35.000 MWh an Speicherkapazität zu realisieren, müsste man beispielsweise den Ammersee rund 7,5 m hochpumpen oder den Alpsee bei Immenstadt im Allgäu (siehe nachfolgendes Bild) 535 m.



Das alleine um die Stromerzeugung der 27 Windräder im AÖ-Forst bedarfsgerecht über das Jahr zu verteilen. Diese Möglichkeit scheidet wegen des nicht vorhandenen Platzbedarfes und nicht vorhandenem Höhenunterschied also komplett aus.

Batteriespeicher wären die nächste Option. In ihnen wird die elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt und gespeichert. Bei Bedarf kann sie dann als Elektrische Energie wieder abgegeben werden. Batterie- oder Akkuspeicher haben einen hohen Wirkungsgrad und können extrem schnell reagieren. Durch die ständigen Be- und Entladezyklen verlieren sie aber mit der Zeit ihre Kapazität und müssen nach 10 bis 15 Jahren ersetzt werden.

Infolge der mittlerweile gefallenen Batteriekosten werden derzeit Batteriespeicher zur Kurzzeitspeicherung verbreitet geplant und gebaut. Für Großbatterien werden dann mehrere kleinere Einheiten (z. B. in Schiffscontainergröße) miteinander verbunden. Dadurch beanspruchen solche Großbatterien eine beträchtliche Fläche, wie die nachfolgende Abbildung zeigt:



Quelle: Harrer Ingenieure GmbH

Es handelt sich um den sogenannten Netzbooster in Kupferzell bei Heilbronn (Hohenlohe Kreis, in BW), einer Großbatterie die zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes dienen soll: Bei Leistungsüberschuss soll Energie aus dem Netz genommen, bei Mangel wieder eingespeist werden. Die Großbatterie in der Bildmitte ist die derzeit, größte sich in Betrieb befindliche Batterie in Süddeutschland, mit einer Kapazität von 250 MWh, Kosten 200 Mio. € (800 €/kWh) und einer Fläche von 34.000 qm oder 3,4 ha. Die Inbetriebnahme soll 2025 gewesen sein.

Für die 27 Windräder in AÖ wäre aber eine Speicherkapazität von 35.000 MWh erforderlich, also 140 solche Anlagen. Kosten dann: 28 Mrd. €, Platzbedarf: 476 ha, oder: 4,76 qkm. Selbst wenn der Batteriepreis zukünftig auf 1/10 sinkt, verbleiben 2,8 Mrd. Euro. Wegen der ständigen Lastwechsel beträgt die Lebensdauer etwa 10 Jahre.

Die Kosten von 2,8 Mio. € müssten über die erzeugte Strommenge gedeckt werden. Die Stromproduktion in AÖ in 10 Jahren beträgt 2.883 GWh. Die 2,8 Mrd. Speicher Kosten auf diese Stromproduktion umgelegt ergibt $(2,8 \times 109 \text{ €}) / (2,883 \times 106 \text{ kWh}) = 0,97 \text{ € pro kWh}$, um die die Stromkosten dann ansteigen müssten. D. h. in Zukunft werden die Strompreise nicht durch die angeblich so günstigen Gestehungskosten der Erneuerbaren deutlich sinken, wie gerne behauptet wird, sondern durch die Speicher Kosten werden sie in bisher unbekannte Höhen steigen.

Auch im Monitoring-Bericht des BMWE wird auf zusätzliche Kosten verwiesen:
„[...]. das Resultat sind hohe Investitionen in das gesamte Stromsystem, vor allem in Infrastruktur, Speicher, Netzausbau und Backup-Kapazitäten, die für eine verlässliche Stromversorgung erforderlich sind. Hinzu kommen enorme Kosten für Netzengpässe (Abregelung, Redispatch), die entstehen, wenn die Netze den erzeugten Strom nicht aufnehmen und transportieren können. All diese Kosten verteuren unser Energiesystem und müssen letztlich von Verbrauchern und Unternehmen über die Stromrechnung bezahlt werden“

Wasserstofftransformation und Speicherung wäre die dritte Speichermöglichkeit. Diese würde aus den folgenden Einzelschritten bestehen:

- Überschüssiger Strom wird über Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung verwendet.
- De so erzeugte Wasserstoff wird komprimiert und in geeigneten Tankanlagen auch langfristig gespeichert. (z. B. in Tanks der Erdgasversorgung).
- Bei Bedarf wird der Wasserstoff über wasserstofffähige Gaskraftwerke rückverstromt.
- Bei Verdichtung auf 500 bar wäre für die hier erforderlichen 35.00 MWh ein Speichervolumen von ca. 35.000 m³ erforderlich.
- Das wäre z. B. ein Kugeltank mit 40,5 m Durchmesser, oder ein zylinderförmiger Tank mit 71 m Länge und einem Durchmesser von 16 m.
- Wegen des geringen Wirkungsgrades der Kette Strom -> Wasserstoff -> Strom (etwa 40%) wäre aber der 2,5-fache Input erforderlich um 100% Output zu erhalten
- Das wäre unter Mitverwendung der unterirdischen Speicher des Gas-Netzes zumindest theoretisch realisierbar, aber immenser Aufwand für 27 Windräder.

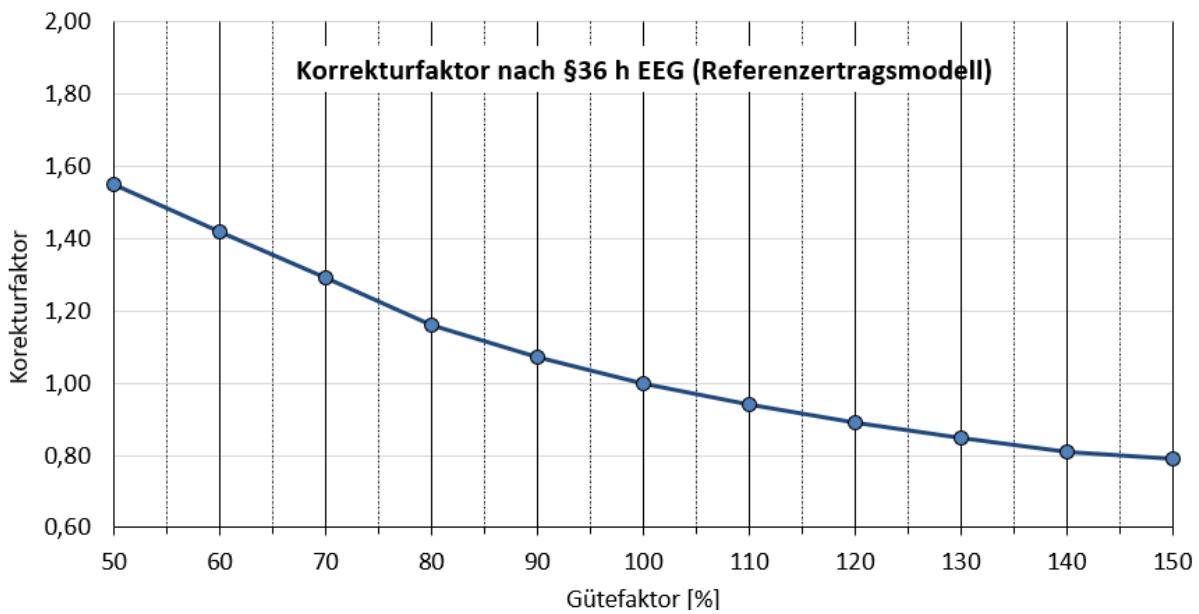
Auch hier hätte man eine erhebliche Verteuerung durch Zusatzkosten der Umwandlung, Speicherung und Rückverstromung Wasserstoff ist zudem aufwendig bei der Verarbeitung und führt zu Versprödung des Materials, deshalb sind hochwertige und damit teure Werkstoffe (Gasturbinen für Rückverstromung) erforderlich.

5.) Wirtschaftlichkeit

Anhand der gegenwärtigen Situation (ohne Speichertechnik) erfolgt nachfolgend eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Die Vergütung erfolgt nach dem gegenwärtigen Referenzvertragsmodell, das ja einer Prüfung unterzogen werden soll. Nach §36h des EEG ist die Vergütung für Windkraft an Land wie folgt geregelt:

Nichtamtliches Inhaltsverzeichnis																										
Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023) § 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land																										
(1) Der Netzbetreiber berechnet den anzulegenden Wert aufgrund des Zuschlagswerts für den Referenzstandort nach Anlage 2 Nummer 4 für Strom aus Windenergieanlagen an Land mit dem Korrekturfaktor des Gütfaktor-Stützwerte anzuwenden, wobei ein Gütfaktor von weniger als 60 Prozent nur für Windenergieanlagen in der Südregion anzuwenden ist:																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Gütfaktor</th><th>50 Prozent</th><th>60 Prozent</th><th>70 Prozent</th><th>80 Prozent</th><th>90 Prozent</th><th>100 Prozent</th><th>110 Prozent</th><th>120 Prozent</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Korrekturfaktor</td><td>1,55</td><td>1,42</td><td>1,29</td><td>1,16</td><td>1,07</td><td>1</td><td>0,94</td><td>0,89</td></tr> </tbody> </table>									Gütfaktor	50 Prozent	60 Prozent	70 Prozent	80 Prozent	90 Prozent	100 Prozent	110 Prozent	120 Prozent	Korrekturfaktor	1,55	1,42	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89
Gütfaktor	50 Prozent	60 Prozent	70 Prozent	80 Prozent	90 Prozent	100 Prozent	110 Prozent	120 Prozent																		
Korrekturfaktor	1,55	1,42	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89																		
Für die Ermittlung der Korrekturfaktoren zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten findet eine lineare Interpolation statt. Der Korrekturfaktor beträgt																										
1. oberhalb des Gütfaktors von 150 Prozent 0,79, 2. für Anlagen in der Südregion unterhalb des Gütfaktors von 50 Prozent 1,55 und 3. für sonstige Anlagen unterhalb des Gütfaktors von 60 Prozent 1,42.																										
Gütfaktor ist das Verhältnis des Standortertrags einer Anlage nach Anlage 2 Nummer 7 zum Referenzvertrag nach Anlage 2 Nummer 2 in Prozent.																										

Eine Grundvergütung (6,64 ct/kWh nach aktueller Ausschreibung) wird mit einem Korrekturfaktor multipliziert. Dieser Korrekturfaktor ist abhängig vom Referenzvertrags Verhältnis. Je schlechter der Standort desto höher der Faktor. Für Altötting wäre er 1,55. **Also: Vergütung = 1,55 * 6,64 = 10,29 ct/kWh.** Im nachfolgenden Diagramm ist die Abhängigkeit des Korrekturfaktors vom Referenzvertragsverhältnis dargestellt:



Zwischen den einzelnen Definitionspunkten wird linear interpoliert. Der höchste Wert beträgt 1,55 für 50 %. Dieser Wert gilt dann für alle Standorte die schlechter sind als 50%.

Die Grundvergütung ergibt sich aus dem höchsten Gebot, welches bei der letzten Bieterunde den Zuschlag erhalten hat. Derzeit beträgt die Grundvergütung 6,64 ct/kWh. Hier wird bei zukünftigen Bieterunden mit fallender Tendenz gerechnet, womit dann auch die Gesamtvergütung fallende Tendenz hätte.

Ein Betreiber kann sich nun direkt über das EEG vergüten lassen, oder den Strom an der Strombörse selbst vermarkten. Fällt dort der Preis unter die EEG-Vergütung, bekommt er die Differenz über das EEG erstattet, so dass ein Betreiber garantiert den o.g. Gesamtertrag erhält.

In der folgenden Tabelle sind nun die für den Standort AÖ pro Windrad daraus zu erwartende Vergütung angegeben. Einmal mit der gegenwärtigen Sondervergütung durch den Korrekturfaktor und einmal nur auf der Grundvergütung basierend. Dies wäre der Fall bei einer radikalen Kürzung des Referenzvertragsmodells.

Windräder AÖ, Wirtschaftlichkeitsabschätzung Betriebskosten 3,5 % der Anlagenkosten			
Nennleistung	6.800 kW		
Jahresertrag Nettoertrag:	10.677 MWh		
Anlagekosten:	10.200.000 Euro		
Inv. Nebenkosten/kW	500 Euro		
Betriebskosten (% Invest)	3,50 %		
Pacht (zusätzlich)	0 Euro		
	Mit Sondervergütung	Ohne Sondervergütung	
EEG Vergütung ct./kwh	10,29	6,64	ct
EEG Ertrag	1.098.663,30	708.952,80	Euro
Invest-Kosten gesamt	13.600.000,00	13.600.000,00	Euro
Kosten/Jahr (20 J.)	680.000,00	680.000,00	Euro
Betr. Kosten	357.000,00	357.000,00	Euro
Pacht (zusätzlich)	0,00	0,00	
Bilanz	61.663,30	-328.047,20	Euro

Die Betriebskosten enthalten: 130.000 € Pachterträge und übliche Verzinsung. (Laut „Deutsche WindGuard“)

Die sogenannten Investitions-Nebenkosten bestehen aus: Zuwegung, Netzanbindung, Gutachten, insgesamt 500€ pro installiertem kW Nennleistung.

Angaben über die Projekt- und Betriebskosten werden von den Projektierern nur selten bis gar nicht veröffentlicht. Deshalb wurde hier im Wesentlichen auf im Internet verfügbaren Studien zurückgegriffen. So veröffentlicht z. B. die Deutsche WindGuard jährlich Berichte über die Situation der Windenergie an Land in denen Durchschnittswerte für Betriebs- und Projektfolgekosten angegeben sind. Die reinen Anlagekosten wurden allerdings von Qair so im Genehmigungsantrag angegeben. Insofern können die realen Gesamtkosten durchaus nach oben oder unten Abweichen. Hier geht es aber nicht um eine präzise Ermittlung des Gewinnes oder Verlustes, sondern es soll die grundsätzliche Tendenz aufgezeigt werden.

Es ist unübersehbar, dass die immer wieder betonte wirtschaftliche Strom Erzeugung, die durch moderne Anlagentechnik auch in Schwachwindgebieten möglich sei, einzig und allein auf den überzogenen Subventionen beruht und nicht etwa auf einer erhöhten Stromausbeute. Kommen hier noch die weiter oben erwähnten Kosten für eine Speichertechnik hinzu, ist die Windenergie ohne hohe Subventionen grundsätzlich nicht mehr konkurrenzfähig.