

Goldboden 2021

Analyse der Ergebnisse aus dem EnBW E-Cockpit

Willy Fritz

Zusammenfassung

Aus der manuellen Aufzeichnung der Online Ertragsdaten der EnBW-App E-Cockpit wurden die monatlichen und jährlichen Ertragsdaten ermittelt. Ebenso die wichtigen Zielgrößen Standortgüte und mittlere gekappte Windleistungsdichte. Wie schon in den deutlich überdurchschnittlichen Windjahren 2019 und 2020 wurden die vom Umweltministerium empfohlenen Zielgrößen zur Abwägung über die Eignung des Standortes für Windenergie deutlich verfehlt. Der Standort ist somit nach eigener Definition des Ministeriums nicht für Windkraft geeignet. Aufgrund der geographischen Nähe und der orographischen Ähnlichkeit gilt dies auch für die geplanten Standorte Sümpfesberg und Welzheim/Plüderhausen, sowie für den möglicherweise wieder reaktivierten Standort Buocher Höhe.

Diese Standorte sind nach offiziellen, aus realen Daten ermittelten Kriterien, nicht für Windenergie geeignet, eine Abwägung muss zugunsten von Arten-, Landschafts- und Naturschutz erfolgen!

Ferner zeigen Detailauswertungen, dass der Standort Goldboden nicht zu einer gesicherten Stromversorgung beiträgt, da er ständig durch konventionelle Kraftwerke unterstützt werden muss und somit eine Relevanz für den Klimaschutz nicht gegeben ist.

Auch dies trifft für die anderen Standorte zu, sie tragen nicht zum Klimaschutz bei, die Eingriffe in die Natur sind nicht zu begründen.

08. 02. 2022

Dipl.-Ing. Willy Fritz

85591 Vaterstetten

willy-fritz@t-online.de

Über den Verfasser:

Jahrgang 1949, hat an der Universität Stuttgart Luft- und Raumfahrttechnik studiert, mit u. a. den Studienschwerpunkten Aerodynamik, Gasdynamik, numerische Strömungsmechanik, Thermodynamik, Reaktionskinetik, Stofftransport und Verbrennung, numerische Methoden; Diplomarbeit auf dem Gebiet der Gebäudeaerodynamik. (Abschluss: Dipl.-Ing.) Während einer 40-jährigen Berufstätigkeit arbeitete er 30 Jahre lang in der deutschen Luft- und Raumfahrtindustrie auf dem Gebiet der numerischen Strömungssimulation. Dabei erwarb er sich im Rahmen nationaler und internationaler Verbundprojekte umfassende Kenntnisse sowohl in der Entwicklung als auch in der Anwendung von hochwertigen numerischen Rechenmethoden zur Behandlung von hochturbulenten Strömungen um Luftfahrzeuge im Hochanstellwinkelbereich (manövrierende Kampfflugzeuge, Wiedereintrittsprobleme, Zwei-Phasen-Strömungen mit Verbrennung in Triebwerken) als auch Strömungen im Niedergeschwindigkeitsbereich wie Landekonfigurationen mit Klappenausschlägen und ausgefahrenen Fahrwerken. Insbesondere war er an der Entwicklung von Turbulenzmodellen für Navier-Stokes Methoden, wie sie auch im Windatlas verwendet werden, beteiligt. Er war Senior Mitglied beim AIAA (American Institute for Aeronautics and Astronautics) und dort im Panel Applied Aerodynamics mehrere Jahre als Chairman für die Organisation internationaler Konferenzen mit zuständig. Unter anderem für das Reviewing von Konferenzpapieren aus aller Welt.

Allgemeines

Beim Goldboden handelt es sich um einen von der EnBW betriebenen Windpark, für die über das EnBW-Tool „E-cockpit“

<https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/windenergie/> welches als kostenlose App für Smartphones angeboten wird, der Ertrag online verfolgt werden kann. Die Werte werden allerdings nicht aufgezeichnet, stehen also nur momentan zur Verfügung und werden alle 20 Sekunden aktualisiert. Neben den Momentanwerten für die Leistung und die Geschwindigkeit (in Nabenhöhe) werden auch der aktuell kumulierte Monatsertrag und der kumulierte Jahresertrag angezeigt. Um die Werte verwerten zu können müssen sie jeweils am Monatsende und am Jahresende manuell protokolliert werden, da sie jeweils zu Monatsbeginn oder Jahresbeginn zurückgesetzt werden und nicht mehr verfügbar sind. Die Daten stimmen in der Regel mit den Daten von TransnetBW überein, die allerdings erst ca. 6 Monate später herausgegeben werden.

Zusätzlich wurden über das gesamte Jahr die Monatserträge in 6 h Intervallen aufgezeichnet. Aus diesen Daten können dann ähnlich wie die Einspeisedaten bei TransnetBW die monatlichen Leistungsganglinien und die Jahresganglinie der Leistungseinspeisung ermittelt werden. Diese Darstellungen für einen einzelnen Windpark sind bisher einzig. Ebenso können daraus die Tage mit Flaute bzw. absolutem Stillstand herausgefiltert werden.

Nachfolgend sind nun die einzelnen Daten dargestellt und diskutiert. Die verwendeten Methoden um aus den Ertragsdaten mittlere Geschwindigkeit und mittlere Leistungsdichte zu ermitteln, entsprechen den allgemein üblichen Normen und sind identisch mit den entsprechenden Methoden die auch im Windatlas auf den Seiten 24 und 33 ff. beschrieben und verwendet werden. Details über die Berechnung der einzelnen Größen können hier nachgelesen werden:

https://www.bnb-buocher-hoehe.de/images/fachbeitraege/2020-02-22-Kenngren_Ertrge.pdf

Allgemeine Standortdaten

Der Windpark Goldboden besteht aus 3 WEA Nordex N 131-3.3 MW der Firma Nordex mit folgenden technischen Daten (pro Anlage):

Standhöhe (m)	450
Nabenhöhe (m)	164
Rotordurchmesser (m)	131
Nennleistung (kW)	3.300
Referenzertrag (MWh/a)	13.368
Luftdichte (kg/m ³)	1,17
In Betrieb seit	27. 12. 2017

Es handelt sich um modernste sogenannte Schwachwindanlagen. Der Windpark wurde auf den letzten Drücker am 27. 12. 2017 provisorisch in Betrieb genommen, um noch die erhöhte EEG Vergütung zu erhalten. Im Januar 2018 standen alle 3 Windräder drei Wochen lang still. Von Mitte Februar 2019 bis Ende April 2019 stand ein Windrad wegen eines beim Transport beschädigten Rotorblattes still. Es wurde im April provisorisch repariert und Ende Juli 2019 ausgetauscht. Im Dezember 2021 stand eine Anlage ab 12. 12. durchgängig still, wegen eines Generatorschadens, wie EnBW auf Anfrage mitteilte.

Ansonsten gab es die Stillstände wegen Fledermausflug (von April bis Oktober jeweils vor Sonnenuntergang bis nach Sonnenaufgang, bei entsprechenden Wind und Witterungsbedingungen), sowie insgesamt einige Tage wegen Vereisung. Diese Stillstände wurden bei der Rückrechnung der Geschwindigkeiten durch einen Ertragszuschlag von 5% auf den Netto-Jahresertrag berücksichtigt. Stillstände wegen Wartung etc. waren stundenweise vorhanden, aber meist zu Zeiten, an denen die Stromproduktion vernachlässigbar war.

Zusammengefasste Jahresergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse des Jahres 2021 mit den entsprechenden Prognosen und den Ergebnissen des Jahres 2020 verglichen.

Vorweg zur Einstufung der einzelnen Windjahre: Das Jahr 2017 gilt in der Windindustrie als durchschnittliches Windjahr. Nimmt man den sogenannten Ertragsindex (Mittlere Jahresleistung/Installierter Nennleistung) als Vergleichsmaßstab, so ergeben sich für 2017 bis 2020 folgende Verhältnisse:

2017:	100 %
2018:	106 %
2019:	124 %
2020:	128 %
2021:	104 %

Bei 2019 und 2020 handelt es sich demnach um deutlich überdurchschnittliche Windjahre, was auch in der Windbranche unstrittig ist, bei dem Jahr 2018 um ein geringfügig überdurchschnittliches Windjahr und bei 2021 um ein nahezu durchschnittliches Windjahr. Mehr hierzu in:

https://www.bnb-buocher-hoehe.de/images/fachbeitraege/2022-01-09-Windstromstatistik_BW_2021_x.pdf

Nachfolgend sind nun die Ergebnisse des Jahres 2021 mit den entsprechenden Prognosen und den Ergebnissen des Jahres 2020 verglichen.

	2020	2021	Prognose EnBW
Prognose (GWh)	25,235	25,228	25,228
Nettoertrag (GWh)	19,8	17,57	25,228
Nettoertrag pro Anlage (GWh)	6,6	5,856	8,409
Bruttoertrag pro Anlage (GWh)	6,947	6,164	8,409
Mittlere Windgeschwindigkeit v_m (m/s)	5,2	4,93	5,85
Mittlere Windgeschwindigkeit $v_{m(100)}$ in 100 m Höhe (m/s)	4,45	4,22	5,01
Mittlere gekappte Windleistungsdichte E_{kapp} (W/m^2)	160 (215)	141 (215)	224 (215)
Standortgüte (%)	49,4	44,9	62,93
Ertrag/Prognose (%)	79,5	71,37	100

Alle Werte wurden aus dem EnBW E-Cockpit entnommen. Die Jahres- und Monaterträge werden angezeigt, die Prognosen müssen aus den Längen zweier verschiedener Anzeigebalken ermittelt werden, hierzu muss am Bildschirm eine Strecke abgemessen werden, deshalb die geringfügigen Unterschiede in den Prognosen für 2020 und 2021.

Nettoertrag ist der Ertrag, der sich aus den E-Cockpit Anzeigen ergibt, also derjenige Betrag der abgeliefert wurde. Aus ihm wird über den Referenzertrag direkt die Standortgüte ermittelt. In den Bruttoerträgen sind die bekannten Ausfallzeiten zugeschlagen. Es sind dies 5% Ertragszuschlag infolge Fledermaus Stillstand und sonstige Stillstandszeiten. Außerdem wurde der Ausfall einer Anlage ab 12. 12. Infolge eines Generatorschadens berücksichtigt. Die Größe $v_{m(100)}$ ist die mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe. Sie wurde über das Hellmann Profil (S. 29 im Windatlas) mit dem Koeffizienten $\alpha = 0,33$ berechnet.

Die entscheidenden Größen (E_{kapp} und die Standortgüte) sind farbig markiert. **Die alles entscheidende Zielgröße ist die mittlere gekappte Windleistungsdichte E_{kapp} . Ausschließlich sie soll zur Beurteilung eines Standortes zur Eignung für die Windkraft herangezogen werden. Und zwar dient als Mindestschranke ein Wert von $E_{kapp} = 215 \text{ W/m}^2$. (Er ist in Klammern hinzugefügt). Dieser Wert wird am Goldboden sowohl in dem überdurchschnittlichen Windjahr 2020 als auch in dem durchschnittlichen Windjahr 2021 sehr deutlich verfehlt.** Auch die frühere Zielgröße Standortgüte liegt weit unterhalb der neuerdings empfohlenen Schwelle von 65%.

Die EnBW Prognosen erreichen diese Schwellen natürlich ganz knapp. (2018 galten noch 60 % Referenzertrag als Empfehlung). **Noch optimistischer gibt sich der Windatlas. Hier wird gar $E_{kapp} = 238 \text{ W/m}^2$ bei $v_m = 5,75 \text{ m/s}$ angegeben.** Das wäre deutlich über der Eingangsschwelle, jedoch belegt die Realität etwas ganz anderes.

Abbildung 1 zeigt die mittlere gekappte Windleistungsdichte für die Jahre 2018 bis 2021.

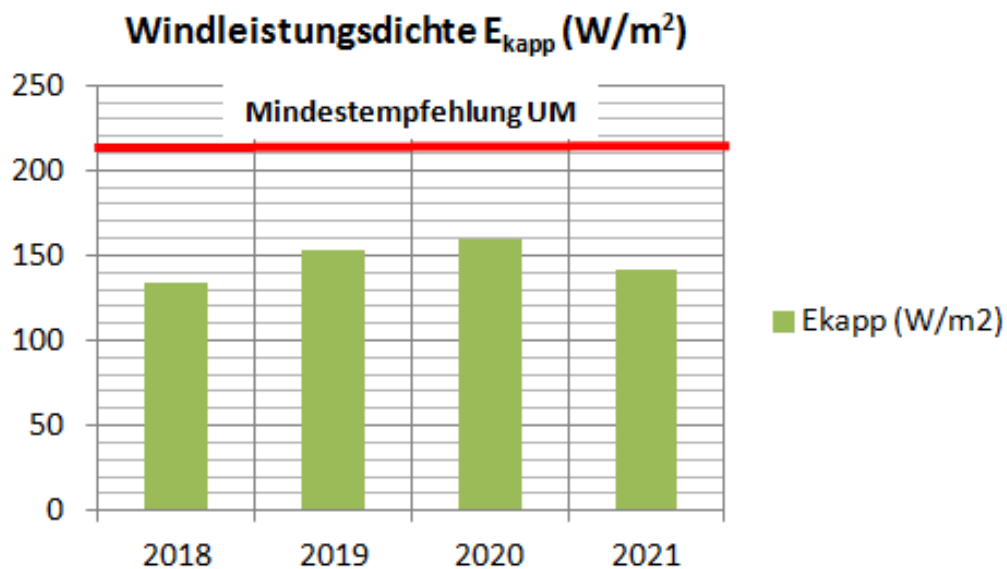


Abbildung 1: Mittlere gekappte Windleistungsdichte 2018 – 2021.

Datenquelle: EnBW E-Cockpit, Darstellung: W. Fritz

Die weiter oben beschriebenen Stillstandszeiten wurden berücksichtigt und die Erträge entsprechend korrigiert. Es ist offensichtlich, dass selbst in dem bisher besten Windjahr 2020 der vom UM empfohlene Schwellenwert nicht erreicht wurde, erst recht nicht in dem Jahr 2021 nicht, welches als nahezu durchschnittliches Windjahr bezeichnet werden kann, und was dem langjährigen Durchschnitt entspricht. Also auch hier ergibt sich ganz klar, dass die Größe E_{kapp} die vom UM empfohlene Mindestschwelle deutlich verfehlt.

Das gleiche Bild ergibt sich aus Abbildung 9 für die Standortgüte, welche vor 2019 der Indikator für die Windkräfteeignung eines Standortes war:

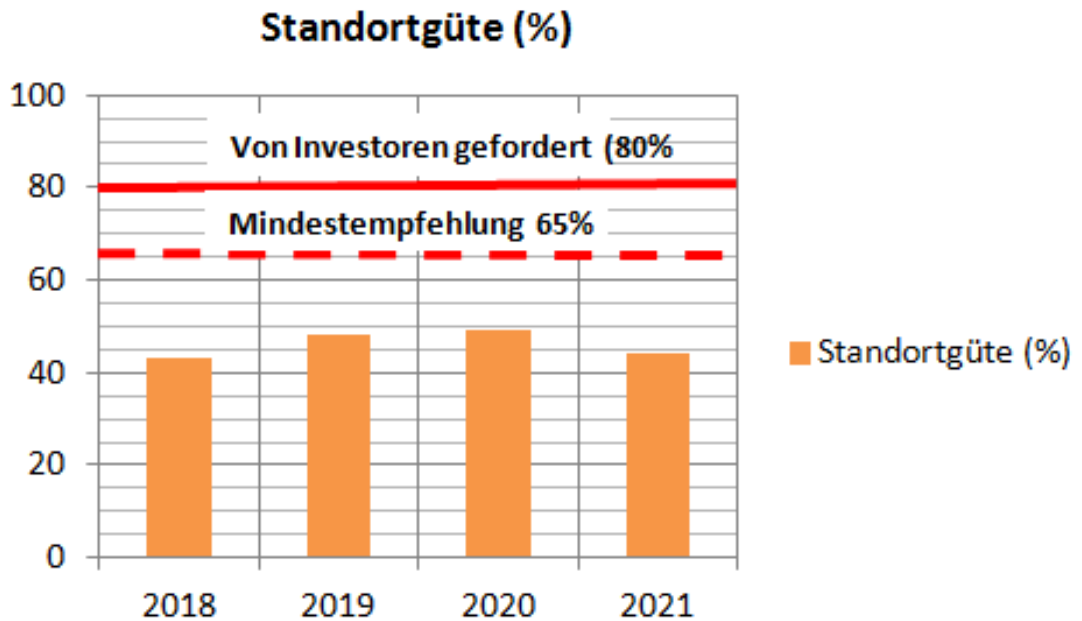


Abbildung 2: Standortgüte 2018 – 2021.
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit, Darstellung: W. Fritz

Es handelt sich in Abbildung 2 um das Verhältnis von Ist-Ertrag zu Referenzertrag. Auch hier wird der neuerdings empfohlene Mindestschwellenwert von 65% deutlich verfehlt. Erst recht der von Investoren geforderte Wert von 80%.

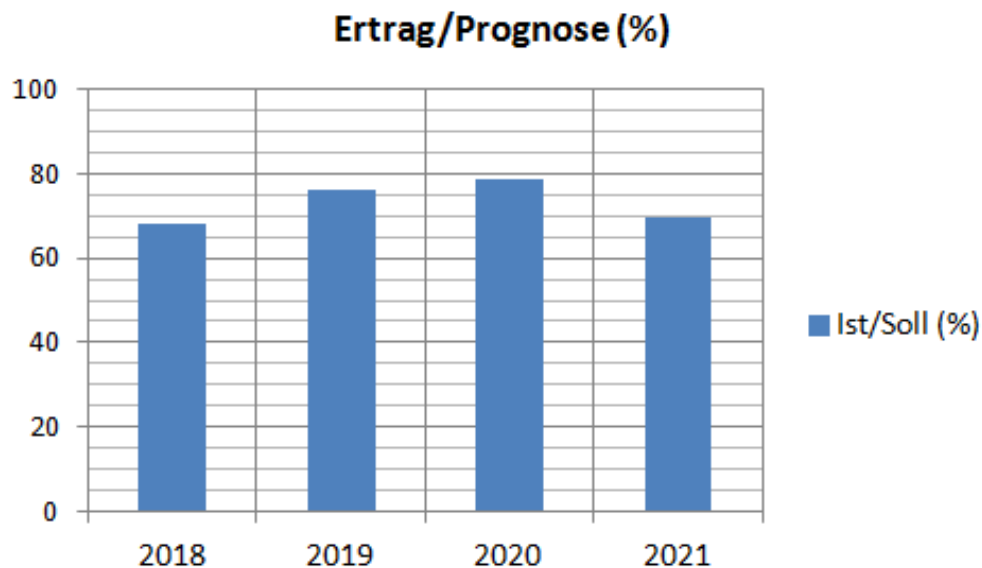


Abbildung 3: Verhältnis Ertrag/Prognose 2018 – 2021.
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit, Darstellung: W. Fritz

Auch die Verhältnisse zwischen Ertrag und Prognosen zeigen ein ähnliches Verhalten. In keinem Jahr wird der prognostizierte Ertrag erreicht. Allerdings ist dieses Verhältnis keine offizielle Beurteilungsgröße und kann durch entsprechende Anpassung der Prognose leicht manipuliert werden („Tiefstapeln“ in der Ertragsprognose um dann ein scheinbar gutes Ergebnis vorweisen zu können)

Monatliche Stromerzeugung

Bei den nachfolgenden Darstellungen handelt es sich um die Verläufe der monatlichen Stromerträge.

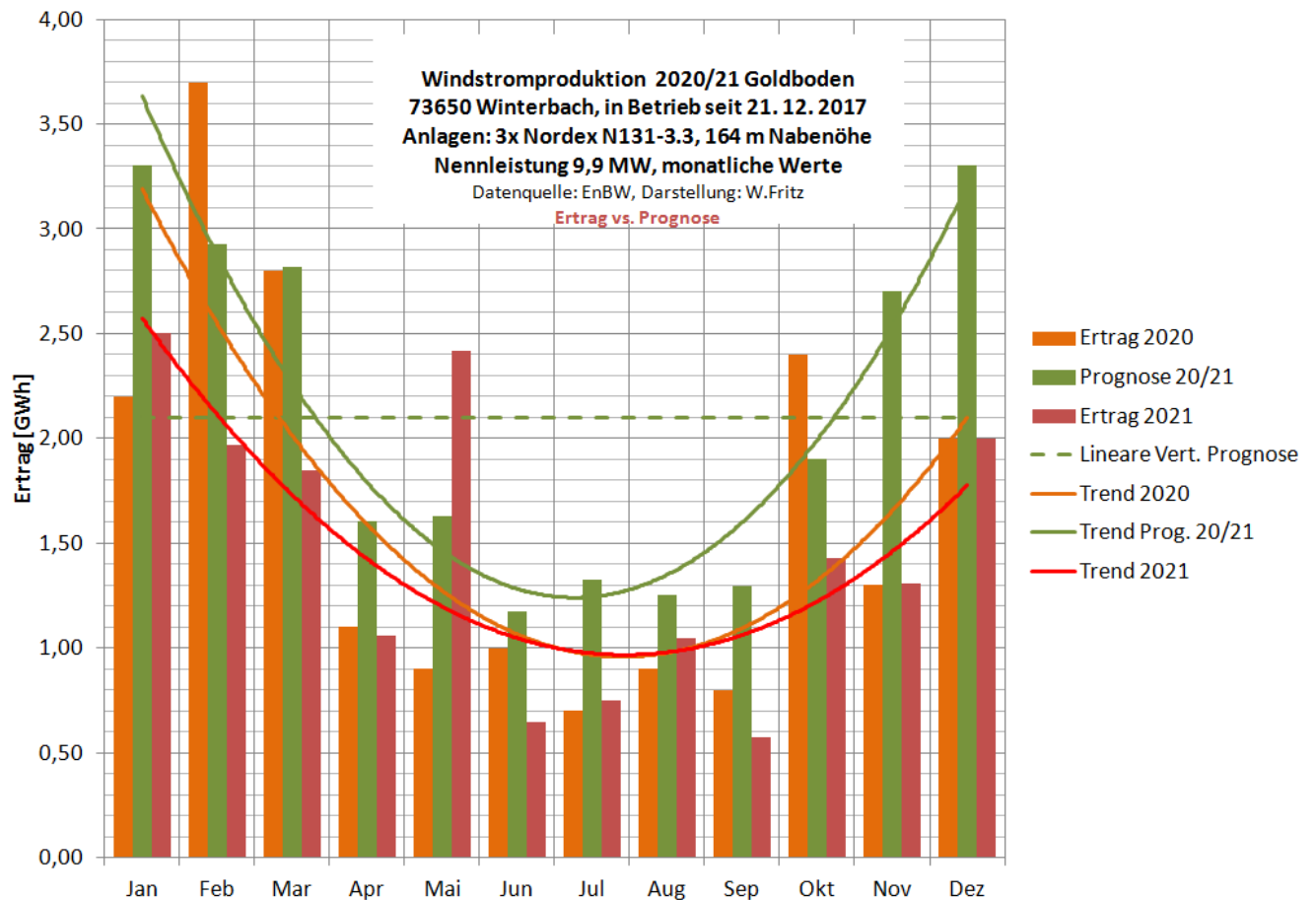


Abbildung 4: Verhältnis Ertrag/Prognose 2018 – 2021.
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit, Darstellung: W. Fritz

Abbildung 4 zeigt einen Vergleich der monatlichen Erträge der Jahre 2020 und 2021 mit den entsprechenden Prognosen. Die Prognosen (grüne Säulen) können durch eine einfache geometrische Relation aus den Anzeigen des E-Cockpits gewonnen werden. Sie entstanden durch eine nichtlineare Verteilung des Jahresertrages. Es handelt sich um monatlich gemittelte Werte, die teilweise erheblichen Kurzzeitschwankungen innerhalb eines Monats gehen aus dieser Darstellung natürlich nicht hervor. Ersichtlich sind aber die erheblichen Unterschiede zwischen Winter- und Sommermonaten, die sogenannten saisonalen Schwankungen, die durch die Trendkurven verdeutlicht werden. Bei den Trendkurven handelt es sich um Polynome 2. Ordnung (nach oben geöffnete Parabeln ohne Wendepunkte), welche den Verlauf am besten wiedergeben. Die 6 Wintermonate Oktober bis März müssen das Sommerloch von April bis September ausgleichen. Dies ist der sogenannte saisonale Ausgleich und der ist erheblich und bedarf enormer Speicherkapazität. Selbst ohne „Dunkelflauten“ muss in den 6 Sommermonaten durchgängig aus dem Speicher nachgeliefert werden. Die grüne gestrichelte Linie stellt die lineare Verteilung der Prognose dar. All das was oberhalb dieser Linie liegt muss die Defizite unterhalb ausgleichen. Wie man aber sieht sind die monatlichen Prognosen dem saisonalen Verlauf angepasst, der erwähnte Ausgleich findet in den Prognosen statt, bei den realen Erträgen dagegen bei Weitem nicht.

Dieser saisonale Verlauf tritt grundsätzlich bei allen WEA auf und lässt sich auch nicht durch eine großflächige Verteilung der Anlagen beheben, wie aus der eingangs erwähnten Windstromstatistik entnommen werden kann:

https://www.bnb-buocher-hoehe.de/images/fachbeitraege/2022-01-09-Windstromstatistik_BW_2021_x.pdf

Daraus ist auch die nachfolgende Darstellung entnommen

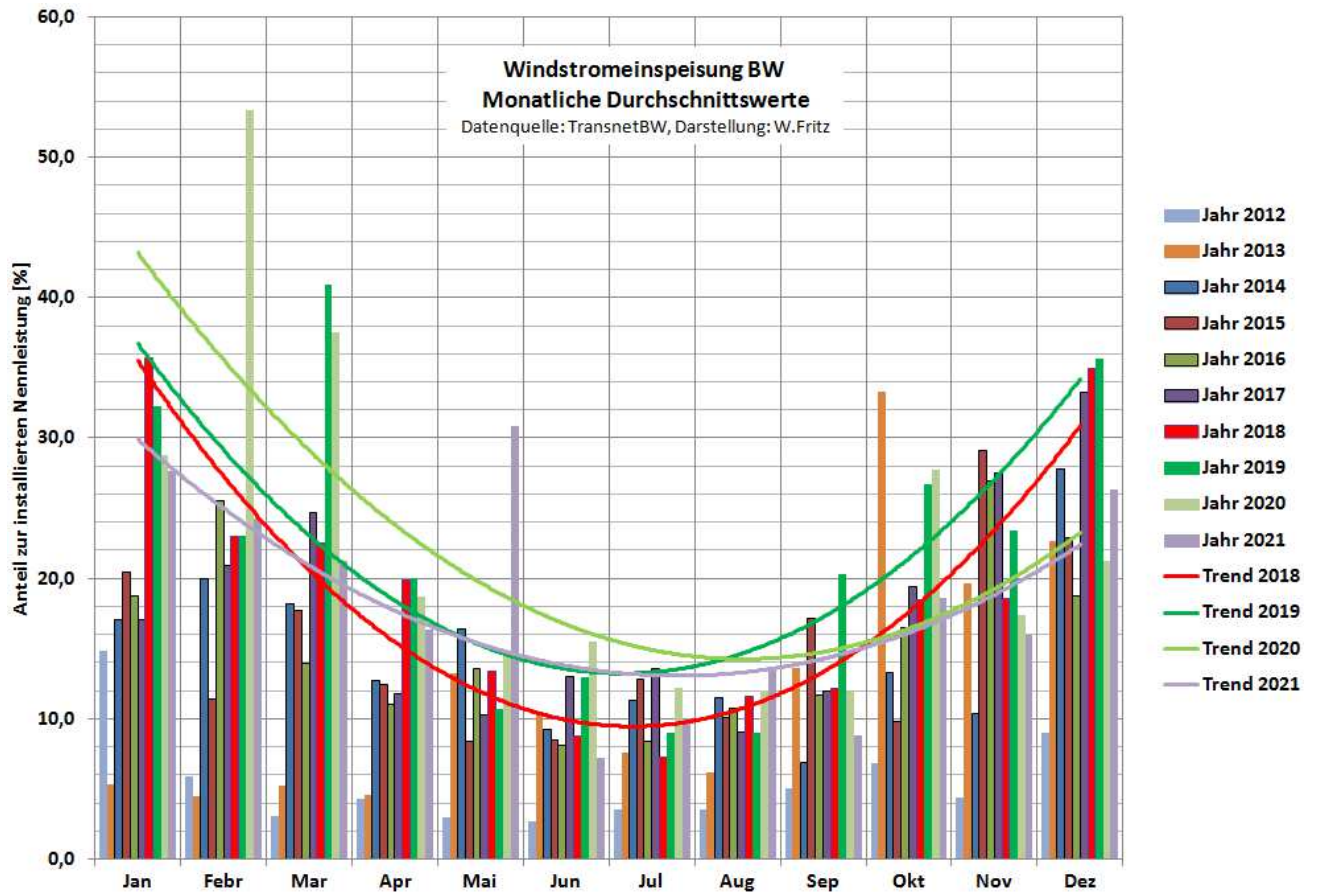


Abbildung 5: Windstromproduktion in BW Trendlinien 2017 bis 2021. Verhältnis Mittlere Leistung zu installierter Nennleistung.

Hier sind die gemittelten und normierten Leistungen sämtlicher WEA von BW dargestellt. Auch hier sind die typischen Trendkurven klar zu erkennen. Wie man auch erkennt, gibt es an einzelnen Monaten erhebliche Ausreißer. Ein Vergleich mit den Verläufen am Goldboden zeigt, dass dort die erheblichen Überproduktionen der Monate Februar 2020, März 2019/2020 und Mai 2021 nicht in dem Maße wie in Gesamt-BW auftreten. Auch ein Hinweis, dass der Goldboden nicht der beste Standort ist.

Jahreseinspeisung

In der nachfolgenden Abbildung ist nun die Leistungsabgabe der 3 Windräder über das ganze Jahr in 6 h Intervallen dargestellt. Diese Werte wurden manuelle Aufzeichnung der Online Daten aus dem E-Cockpit erhalten Die Daten wurden das ganze Jahr über in 6 h Abständen (0:00 Uhr, 6:00 Uhr, 12:00 Uhr und 18:00 Uhr) aufgezeichnet und zu entsprechenden Excel-Sheets kombiniert.

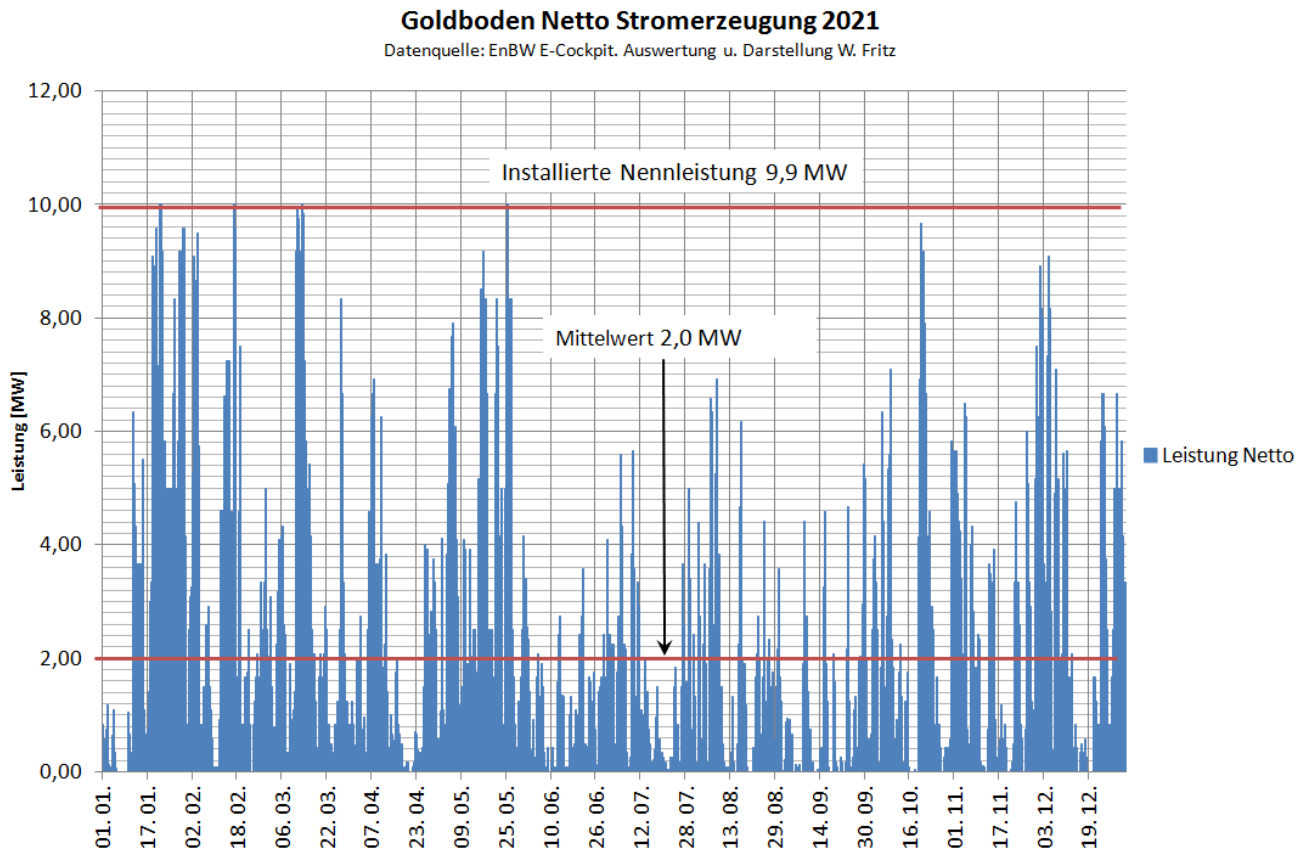


Abbildung 6: Leistungseinspeisung 2021 in 6 h Intervallen.
Datenquelle: EnBW E-Cockpit, Darstellung: W. Fritz

Das sieht nun schon ganz anders aus als die geglätteten Monatserträge. Die Extreme Volatilität der Windstromerzeugung tritt hier offen zu Tage. Irgendeine auch noch so kurze Phase einer Konstanz ist nicht zu erkennen, geschweige denn auch nur der Ansatz einer Grundlast. Die Nennleistung wird nur an einigen wenigen Tagen erreicht. Der Jahresdurchschnitt liegt weit unterhalb der Nennleistung. Deshalb ist die Nennleistung als Vergleichsgröße völlig ungeeignet, obwohl dies in den Medien ständig so gehandhabt wird. Es leuchtet auch ein, dass so ein Leistungsverlauf ständig durch schnell reagierende, regelbare (konventionelle) Kraftwerke geglättet werden muss. So sieht der Leistungsverlauf auch an anderen Windparks aus und er wird auch großflächig nicht geglättet, wie später noch gezeigt wird.

Der Windpark hatte zwar im Jahr 2021 eine Nettostromerzeugung von 17.567 MWh mit denen theoretisch immerhin noch 5.000 Haushalte versorgt werden könnten (anstelle der in der Prognose angegebenen 7.500).. Doch wie man sieht, ist auch dies eine völlig nichtssagende Zahl. Der Strom wird nicht am Ende des Jahres im Paket abgeliefert, sondern die Stromversorgung muss über das gesamte Jahr exakt den jeweiligen Bedarf decken und das kann die Windenergie mit ihrer zufälligen Stromerzeugung nicht, sie schwankt ständig zwischen nahezu Null und teilweise sehr hohen Werten. Irgendwie planbar ist sie nicht. Dies alles ist rein physikalisch bedingt, die Leistung eines Windrades hängt nun mal in 3. Potenz von der

Windgeschwindigkeit ab, so dass schon kleine Geschwindigkeitsänderungen zu großen Leistungsänderungen führen.

Aus diesen Daten über den Jahresverlauf lassen sich folgende interessante Fakten ermitteln:

Zeiten mit 20% Leistungsabgabe und mehr	3.084 h	Entspricht 128 Tagen
Davon Zeiten mit 26 % Leistung und mehr	2.358 h	Entspricht 98,25 Tagen
Zeiten mit 10 % Leistung und weniger	4.314 h	Entspricht 180 Tagen
Davon Zeiten mit 5% Leistung und weniger	3.126 h	Entspricht 130 Tagen
Davon Zeiten mit 1 % Leistung und weniger	1.788 h	Entspricht 74,4 Tagen
Davon Absoluter Stillstand	1.146 h	Entspricht 48 Tagen

Die Prozentangaben beziehen sich auf die installierte Nennleistung von 9,9 MW (rund 10 MW). Also 1 % entspricht 0,1 MW oder 100 kW, 10% 10 MW usw. und gibt die Auslastung an. Bei den Zeiten handelt es sich um zusammengefasste Zeiten, die nicht zusammenhängend auftreten müssen, sondern beliebig verteilt sein können.

Zu den einzelnen Schwellen: 26% ist die Auslastung der Windräder die laut Ansage des ehemaligen UM Franz Untersteller moderne Anlage in Zukunft in BW im Mittel erreichen sollen. („BW ist Windland“). Diese Auslastung wird gerademal an 98 Tagen oder rund 3 Monaten erreicht oder überschritten 20% Auslastung stellen die mittlere Jahresleistung am Goldboden dar, sie wird an insgesamt 128 Tagen (rund 4 Monaten) erreicht. Im Umkehrschluss: an 8 Monaten wird weniger als die Durchschnittsleistung geliefert.

Eine Leistung von 10 % der Nennleistung gilt in der Windbranche als Flautengrenze. Diese wird an 180 Tagen unterschritten. 5% Leistung heißt nahezu Stillstand, tritt an insgesamt 130 Tagen auf. Eine Leistung von 1% ist quasi Stillstand (wegen der groben Rasterung von 6h kann der absolute Stillstand nicht immer exakt ermittelt werden, vor allem der Übergang zwischen Stillstand und „Schleichbetrieb“ wird dadurch verwischt.

Also ergibt sich hieraus dass an 180 Tagen Flautenbetrieb inklusive nahezu Stillstand und totalem Stillstand vorherrscht. Oder aber, dass Betrieb mit hoher Leistung eher die seltene Ausnahme ist.

In den 180 Tagen der Flautenzeit werden 1.298.000 kWh Strom erzeugt. Das sind pro Tag 7.211 kWh. Ein Durchschnittshaushalt benötigt statistisch 10 kWh pro Tag. Also kann man in dieser Zeit rein rechnerisch 721 Haushalte versorgen. Darunter an 48 Tagen keinen einzigen! Somit können etwa in der Hälfte des Jahres (180 Tage) gerade mal 721 der versprochenen 7.500 Haushalte versorgt werden.

Von einer zuverlässigen Versorgung mit „grünem“ Strom kann also keine Rede sein!

Einige monatliche Leistungsverläufe

Im Anhang sind auf drei Seiten in den Abbildungen 7 bis 9 Detailverläufe des Leistungsganges beispielhaft für 3 Monate dargestellt und mit den entsprechenden Verläufen von Gesamt-BW verglichen. Es handelt sich um vergrößerte Ausschnitte aus dem Jahresverlauf in Abbildung 6. Dargestellt ist jeweils die Leistungseinspeisung im Monatsverlauf. Dargestellt sind 3 Monate, der in 2021 windstärkste Monat Mai, der windschwächste Monat September und der durchschnittliche Monat November. Dass diese repräsentativen Monate gerade durch diese drei Monate getroffen wurden, ist rein zufällig, in anderen Jahren sind dies andere Monate. Bei Bedarf stehen diese Darstellungen für sämtliche Monate des Jahres zur Verfügung.

Wie man aus allen drei Diagrammen sieht sind die Verläufe qualitativ sehr ähnlich, d. h. in BW laufen sämtliche ca. 800 Windräder mehr oder weniger synchron, ein Ausgleich findet nicht statt. Herrscht am Goldboden Flaute, so herrscht auch landesweit Flaute. Sehr ähnlich auch die Diskrepanz zwischen installierter Nennleistung und erbrachter Durchschnittsleistung. Hier sieht man nun deutlich wie selbst im windreichen Monat Mai immer wieder erhebliche Leistungseinbrüche bis hin zum Stillstand auftreten, und zwar völlig stochastisch also nicht planbar. (Abbildung 7).

Im September sind die Verhältnisse geradezu jämmerlich. Äußerst geringe Stromerzeugung, dazu noch ständige Ausfälle, die sich häufig über mehrere Tage hinziehen. (Abbildung 8). Ebenso im November, hier entspricht die durchschnittliche Monatsleistung in etwa der durchschnittlichen Jahresleistung. Auch hier immer wieder Ausfälle an mehreren zusammenhängenden Tagen.

Gegenwärtig übernehmen bei solchen Ausfällen konventionelle Kraftwerke die Stromversorgung. Für eine sogenannte Übergangszeit sollen es Gaskraftwerke übernehmen, die allerdings noch nicht vorhanden sind. Oder aber diese Ausfallszeiten werden durch Stromimporte überbrückt, so unter anderem durch Atomstrom aus Frankreich. D. h. wir trennen uns von einem Energieträger um dann den Strom von demselben Energieträger zu importieren. Das führt zu so grotesken Verhältnissen, dass teilweise nachts mit Importstrom aus Frankreich (70% Atomstrom) die Pumpspeicherwerke im Südschwarzwald vollgepumpt werden und dann tagsüber „Ökostrom“ liefern.

Fazit

Die hier präsentierte umfassende Analyse der Ergebnisse des Goldbodens im Jahre 2021 belegen deutlich, dass der Standort Goldboden in jeder Hinsicht nicht für Windkraft geeignet ist, auch wenn seitens der EnBW in der Presse immer wieder betont wird, dass man mit dem Standort zufrieden sei und er gut laufen würde. Offizielle, messbare Mindestvoraussetzungen erfüllt er selbst in überdurchschnittlichen Windjahren nicht. Die wichtigen Zielgrößen Standortgüte und mittlere gekappte Windleistungsdichte verfehlen die vom Umweltministerium vorgegebenen Mindestanforderungen deutlich.

Auch die ständig betonte zuverlässige dezentrale Stromversorgung mit sogenanntem „sauberen grünen Strom“ Der Standort ist somit nach eigener Definition des Ministeriums nicht für Windkraft geeignet. Aufgrund der geographischen Nähe und der orographischen Ähnlichkeit gilt dies auch für die geplanten Standorte Sümpfesberg und Welzheim/Plüderhausen, sowie für den möglicherweise wieder reaktivierten Standort Buocher Höhe.

Diese Standorte sind nach offiziellen, aus realen Daten ermittelten Kriterien, nicht für Windenergie geeignet, eine Abwägung muss zugunsten von Arten-, Landschafts- und Naturschutz erfolgen!

Auch noch größere Windmühlen (wie am Sümpfesberg geplant) ändern an dieser Tatsache nichts, die Zielgröße Windleistungsdichte ist nur von den physikalischen Daten des Windes und nicht von den technischen Daten der Anlagen abhängig.

Ferner zeigen Detailauswertungen, dass der Standort Goldboden nicht zu einer gesicherten Stromversorgung beiträgt, da er ständig durch konventionelle Kraftwerke unterstützt werden muss und somit eine Relevanz für den Klimaschutz nicht gegeben ist.

Auch dies trifft für die anderen Standorte zu, sie tragen nicht zum Klimaschutz bei, die Eingriffe in die Natur sind nicht zu begründen.

Anhang

Windstromproduktion BW Mai 2021

Datenquelle TransnetBW, Darstellung W. Fritz

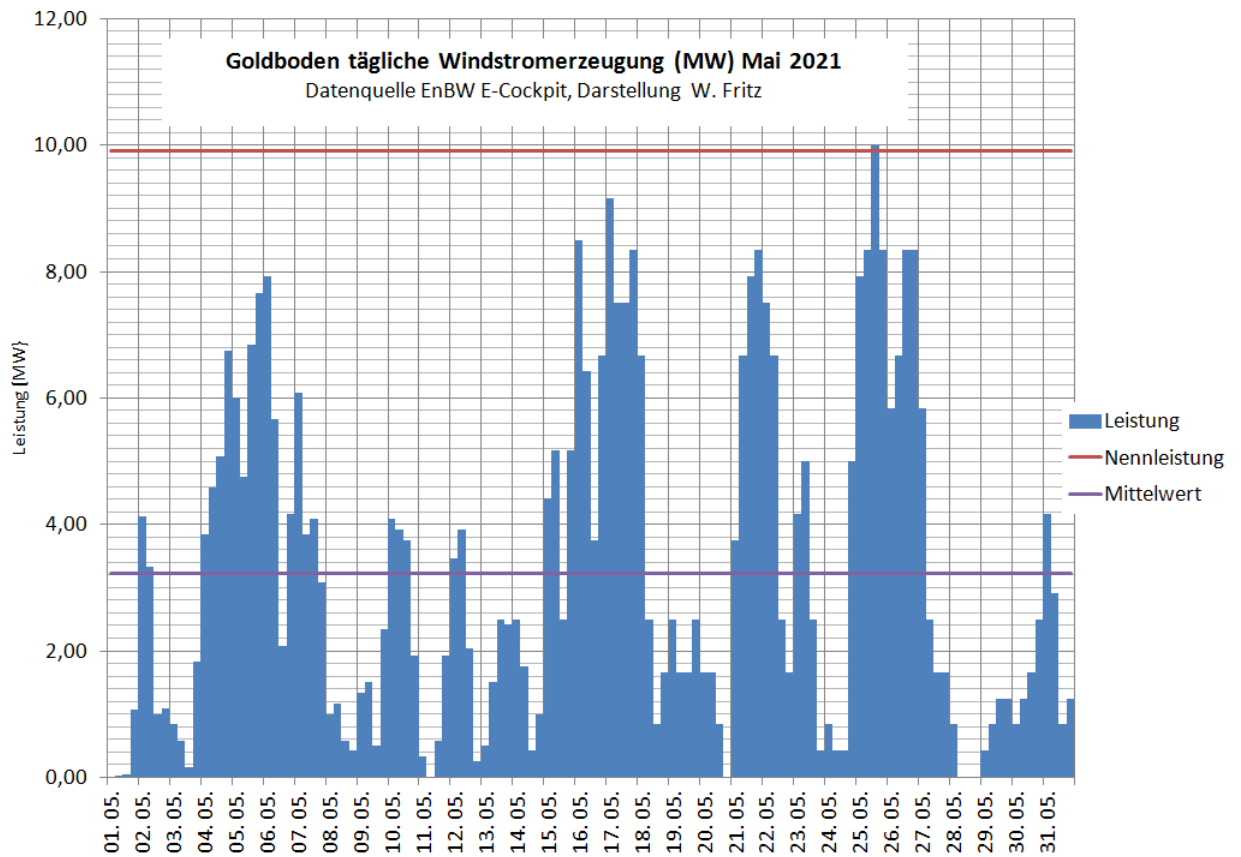
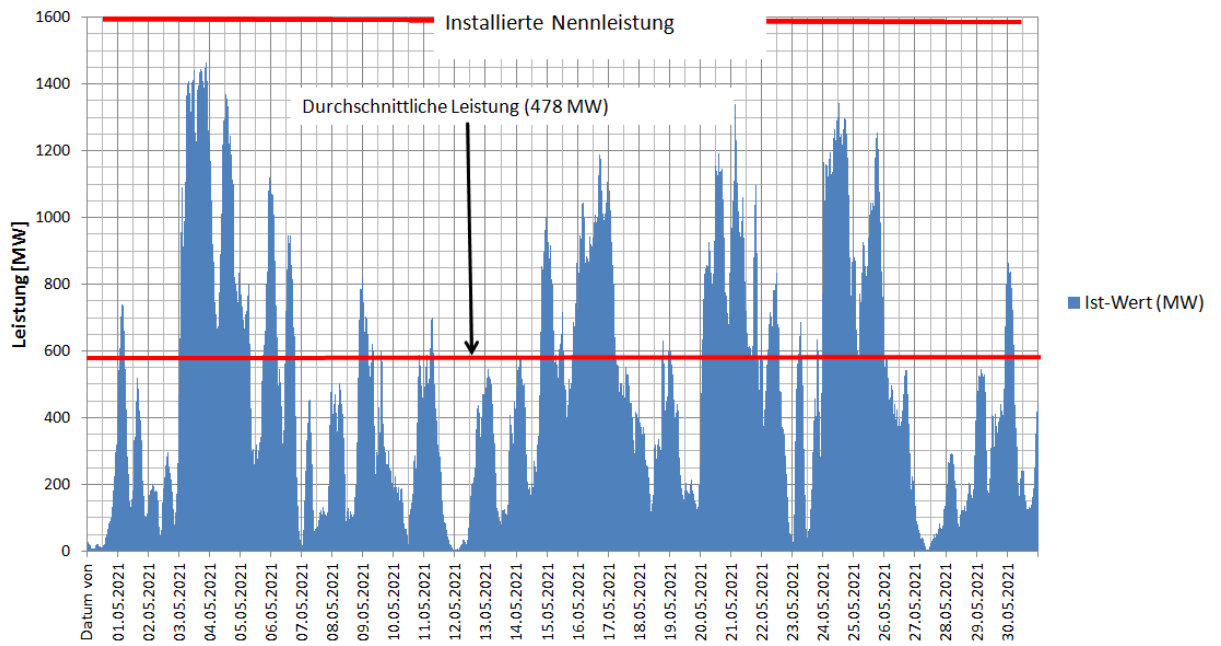


Abbildung 7: Leistungseinspeisung Mai 2021 BW/Goldboden
Datenquellen: TransnetBW/EnBW E-Cockpit.

Windstromproduktion BW September 2021

Datenquelle TransnetBW, Darstellung W. Fritz

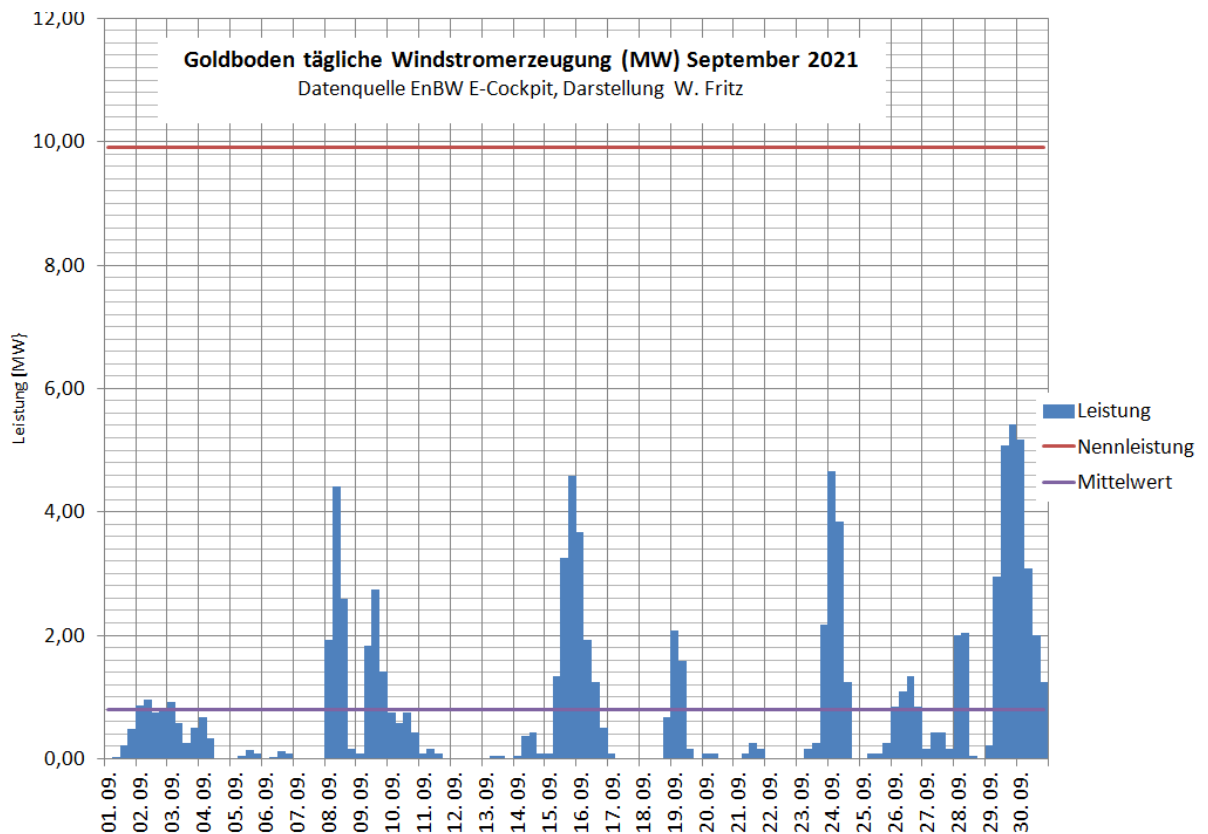
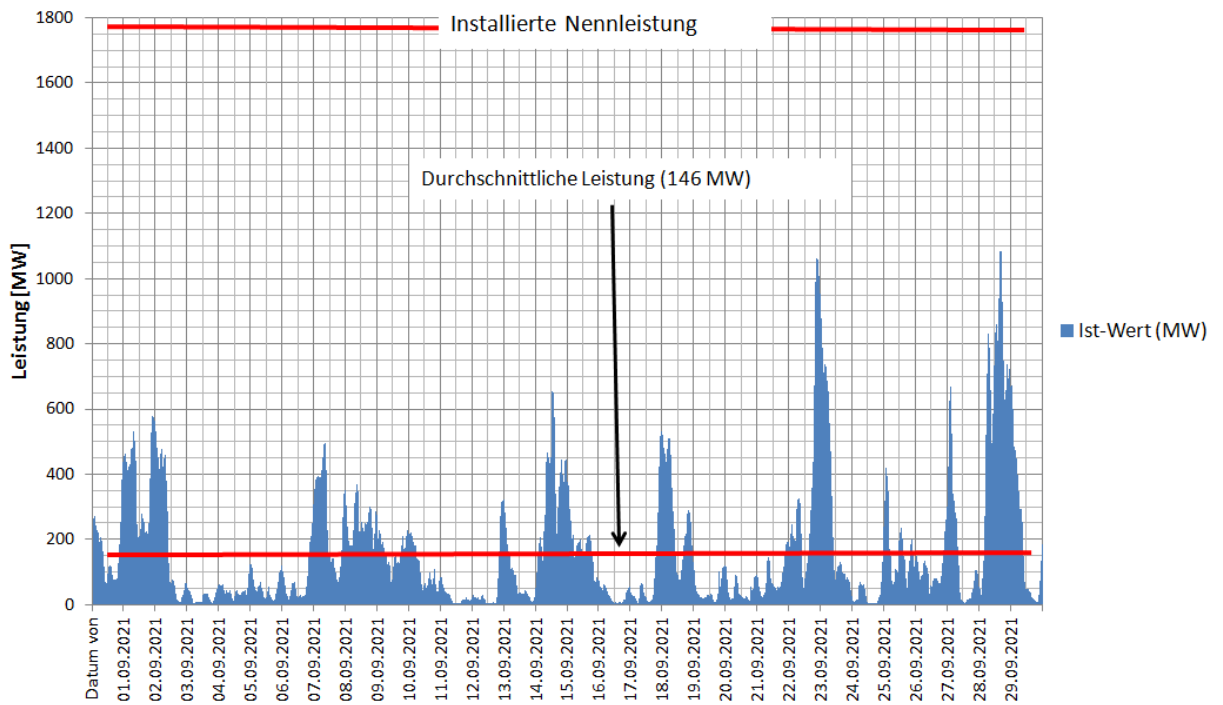


Abbildung 8: Leistungseinspeisung September 2021 BW/Goldboden
Datenquellen: TransnetBW/EnBW E-Cockpit

Windstromproduktion BW November 2021

Datenquelle TransnetBW, Darstellung W. Fritz

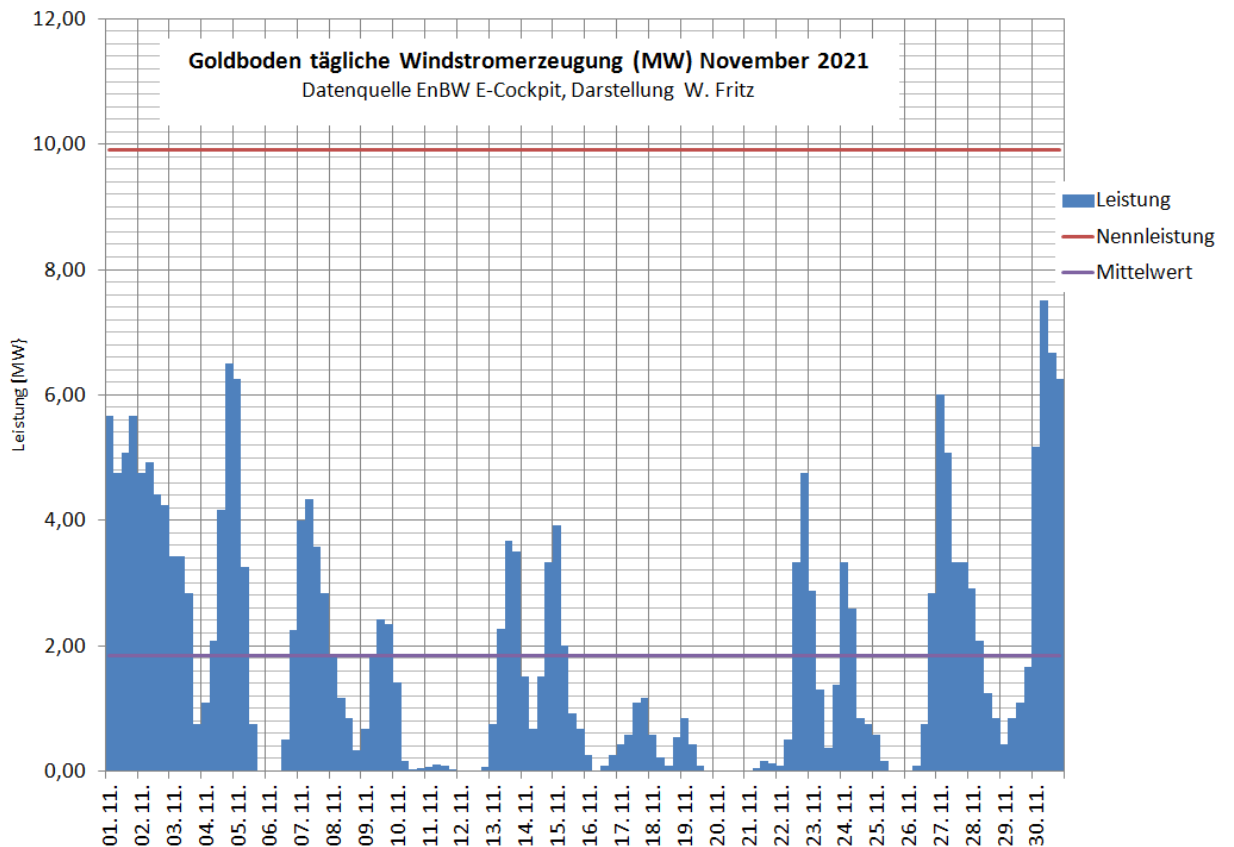
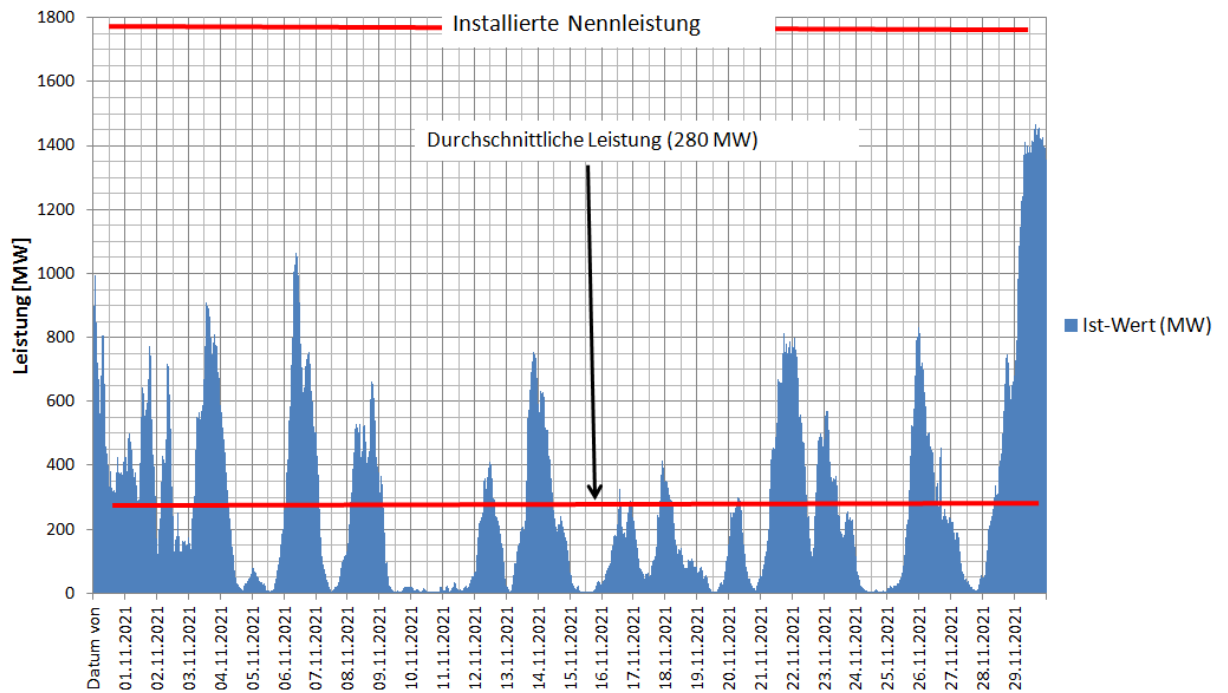


Abbildung 9: Leistungseinspeisung November 2021 BW/Goldboden
 Datenquellen: TransnetBW/EnBW E-Cockpit