

Erträge einiger Windenergiestandorte in Nordost Württemberg für die Jahre 2018 - 2022

Dipl.-Ing. Willy Fritz

Zusammenfassung

Nachfolgend sind für einige Windenergiestandorte die wesentlichen, aus den realen Ertragsdaten ermittelten Kenndaten der letzten Jahre dargestellt und mit den entsprechenden Prognosen und amtlich empfohlenen Kenndaten verglichen. Im Einzelnen handelt es sich um die Standorte Winterbach/Goldboden (Rems-Murr Kreis), Bühlertann, Rosenberg-Süd, Burgholz/Gerabronn und Langenburg (alle Lkrs. SHA) und Aalen-Waldhausen (Ostalb Kreis). Alle diese Standorte sind EnBW Standorte und die Ergebnisse werden von EnBW durch die Android Applikation (App) E-Cockpit online dargestellt. Zusätzlich werden sie mit einem Nachgang von ca. 8 Monaten auch von TransnetBW als zertifizierte Daten veröffentlicht. Nach den bisherigen Erfahrungen stimmen die Werte aus beiden Quellen überein, die sofort verfügbaren Werte aus dem E-Cockpit sind also repräsentativ, allerdings werden sie nicht aufgezeichnet, sind also nachträglich nicht verfügbar. Zusätzlich zu den aktuellen Daten der o. g. Standorte wurde auch der Standort Lauterstein (Lkrs. GP) aufgenommen. Hierbei handelt es sich um keinen EnBW Standort, insofern stammen hier die letzten verfügbaren Daten aus dem Jahr 2021.

Dargestellt sind einmal die sogenannten mittleren gekappten Windleistungsdichten für die Jahre 2020 bis 2022. Hierbei handelt es sich um die neuerdings ausschließlich zu verwendende Zielgröße zur Beurteilung der Windhöflichkeit. Das Jahr 2020 gilt selbst in der Windbranche als Rekordjahr, das Jahr 2021 als durchschnittliches Windjahr (gemessen an den Jahreserträgen) und das Jahr 2022 als ebenfalls überdurchschnittliches Windjahr. Im Vergleich zu dem allgemein als durchschnittlich geltenden Windjahr 2017 ergeben sich anhand einer Ertragsstatistik für Baden-Württemberg folgende Relationen:

- 2020: 126 %
- 2021: 104 %
- 2022 115 %

Die Ergebnisse für die gekappte Windleistungsdichte belegen ganz klar, dass die vom Umweltministerium empfohlene Mindestschwelle dieser Windleistungsdichte von 215 W/m^2 selbst in den überdurchschnittlichen Windjahren 2020 und 2022 deutlich unterschritten wurden, erst recht bei dem durchschnittlichen Windjahr 2021. Die Standorte sind somit nach Definition des UM nicht für Windkraft geeignet und andere Belange wie Arten-,Landschafts- und Naturschutz dann Vorrang müssten dann Vorrang haben.

Ebenso wird auch durch die alternative Zielgröße „Standortgüte“, das Verhältnis von Ertrag zu Referenzertrag, für welche im Windatlas eine Empfehlungsschwelle von 65 % angegeben ist, klar unterschritten. Erst recht natürlich die von Investoren geforderte Schwelle von 80%.

Ergänzend sind noch die monatlichen Ertragsverhältnisse für die einzelnen Standorte angegeben

Allgemeines

Basis für die hier dargestellten Ergebnisse sind die o. g. erwähnten Jahresergebnisse, aus denen zunächst die daraus resultierenden Geschwindigkeiten ermittelt werden. Aus diesen wiederum werden dann über die entsprechenden physikalischen Definitionen die Windleistungsdichten ermittelt. Wie dies im Einzelnen erfolgt, ist hier detailliert beschrieben:

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

Der Standort Winterbach/Goldeboden hatte von Mitte Februar bis Mitte April aufgrund eines Kurzschlusses an der Netzübergabestelle einen Totalausfall aller drei Windräder. Deshalb wurden die in dieser Zeit ausgefallenen Erträge hochgerechnet. Und zwar hat der in der Nähe liegende Standort Bühlertann ein sehr ähnliches Ertragsverhalten, besonders bezüglich der Verhältnisse der Erträge der entsprechenden Monate in den Vorjahren. Anhand dieser Verhältnisse und einer zusätzlichen Anpassung über die allgemeine Windstatistik für BW konnten die ausgefallenen Erträge mit hinreichender Genauigkeit hochgerechnet werden. Sie dürften allenfalls etwas zu optimistisch sein.

Windleistungsdichte

Nachfolgend ist der Vergleich der mittleren gekappten Windleistungsdichte für die verschiedenen Standorte dargestellt. Bei der Windleistungsdichte handelt es sich um die im Wind enthaltene spezifische Leistung in W/m^2 . (Watt pro m^2). Sie ist abhängig von der Luftdichte und in dritter Potenz von der Windgeschwindigkeit. Aufgrund der geringen Dichte der Luft ($1,225 \text{ kg}/m^3$) ist die Windleistungsdichte äußerst gering, weshalb es großer Ernteflächen (Rotordurchmesser) bedarf, um einigermaßen brauchbare Energiemengen zu ernten. Da zusätzlich die Windgeschwindigkeit mit der Nabenhöhe zunimmt, werden die Windmühlen immer größer und höher. Weiterhin kann nicht die komplette im Wind enthaltene Leistung in elektrische Leistung umgesetzt werden, da ja die Luft hinter dem Windrad nicht stillstehen kann sondern noch abfließen muss. Dies wird durch das häufig zitierte Betz'sche Gesetz beschrieben, welches besagt, dass maximal 59% der im Wind enthaltenen Leistung entnommen werden kann. Ebenso kommen noch weitere aerodynamische Verluste hinzu, so dass aktuelle Großwindräder lediglich etwa 35% der Windleistung tatsächlich umsetzen können. Die Ermittlung der Windleistungsdichte ist ziemlich kompliziert, da man aufgrund ihrer Abhängigkeit von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit nicht einfach deren zeitlichen Mittelwert verwenden kann, sondern ihre Häufigkeitsverteilung mit einbeziehen muss. Sämtliche hier präsentierten Werte wurden exakt nach den Vorgaben im Windatlas ermittelt.

Die mittlere Windleistungsdichte ist von keinen technischen Daten abhängig, sondern nur von den physikalischen Daten des Windes und der Luftdichte (Höhenlage des Standortes). Eine größere Anlage verbessert also die Standortqualität nicht, auch wenn immer wieder auf größere und modernere Anlagen verwiesen wird. Insofern ist die Windleistungsdichte eine durchaus sinnvolle Größe zur Beurteilung der Standortgüte, auch wenn man sich als technischer Laie kaum was darunter vorstellen kann.

Der Begriff gekappte mittlere Windleistungsdichte bedeutet folgendes: Bei der Ermittlung der Windleistungsdichte durch die Integration über die Häufigkeitsverteilung werden sämtliche Geschwindigkeiten, die über einer bestimmten Kappungsgeschwindigkeit liegen eben gekappt, d. h. die Geschwindigkeit kann nie größer als diese Kappungsgeschwindigkeit werden. Der Hintergrund hierfür ist der, dass ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit der verbaute Generator seine Nennleistung erreicht und auch bei weiterer Steigerung der Windgeschwindigkeit nicht mehr an Leistung erbringen kann. Als Kappungsgeschwindigkeit wurden 15 m/s gewählt. Die so ermittelte gekappte Windleistungsdichte wird im Windatlas und allgemein als E_{kapp} oder auch $E_{\text{kapp}15}$ bezeichnet, obwohl die allgemein übliche Bezeichnung für Leistung eigentlich P (Power) ist.

Der als Richtgröße empfohlene Wert von $215 \text{ W}/m^2$ entspricht bei Standorthöhen um 450 m einer mittleren Windgeschwindigkeit in 160 m Nabenhöhe von 5,8 m/s. Bei den mittlerweile üblichen Größen der Windmühlen entspricht sie einer Standortgüte (Ertrag/Referenzertrag) zwischen 65% und 70 %, ist also etwas anspruchsvoller als der frühere Wert von 60 %.



Abbildung 1: Mittlere gekappte Windleistungsdichte in 160 m (offizielle Zielgröße für die Eignung eines Standortes).

Abbildung 1 zeigt nun diese mittlere Windleistungsdichte für die verschiedenen Standorte. Ebenfalls eingezeichnet sind der empfohlene Mindestwert von 215 W/m² (rote Linie) und die im Windatlas für die Standorte angegebenen Werte (rote Säulen). Für Lauterstein fehlt wie o. g. der Wert für 2022. Wie man deutlich sieht, liegen vor allem in dem repräsentativen, durchschnittlichen Windjahr 2021 die Werte deutlich unter der Mindestempfehlung des Umweltministeriums. Selbst in den überdurchschnittlichen Windjahren wird dieser Wert nicht erreicht. Im Windatlas (WA) wird diese Schwelle jedoch teilweise deutlich überschritten. Die Diskrepanz zwischen den Angaben im WA und den Realwerten des Durchschnittsjahres 2021 sind erheblich.

Es ist auch nicht anzunehmen, dass dies an den im Schnellverfahren genehmigten Standorten bei Breitenbach (Welzheim/Plüderhausen) und Sümpfesberg grundlegend anders sein wird, zumal der Standort Sümpfesberg nur etwa 3,5 km östlich des Standorts Goldboden liegt.

Da der WA in den Planungsausschüssen als Grundlage für die Festlegung der Standorte dient, wird klar dass hier sehr viele Standorte festgelegt werden, die letztendlich nicht für die Windkraft geeignet sind. Hinzu kommen dann häufig noch genehmigungsrechtliche Einschränkungen wie Fledermausflug Schattenschlag oder nächtliche Lärmreduzierung, die zu einer weiteren Einschränkung der nutzbaren Windleistungsdichte führen.

Standortgüte

Nachfolgend ist die Standortgüte, also das Verhältnis von Ertrag zu Referenzertrag, für die einzelnen Standorte dargestellt. Diese Größe diente bisher als Zielgröße zur Beurteilung eines Standortes, wurde aber mit dem neuen Windatlas 2019 durch die o. g. Windleistungsdichte abgelöst. Wegen der komplizierten Berechnung der Windleistungsdichte wird sie teilweise weiterhin als Beurteilungsgröße verwendet. Als empfohlene Mindestschwelle wird im WA 65 % angegeben, Investoren und Banken verlangen aber für eine Finanzierung einen Nachweis von 80 %.

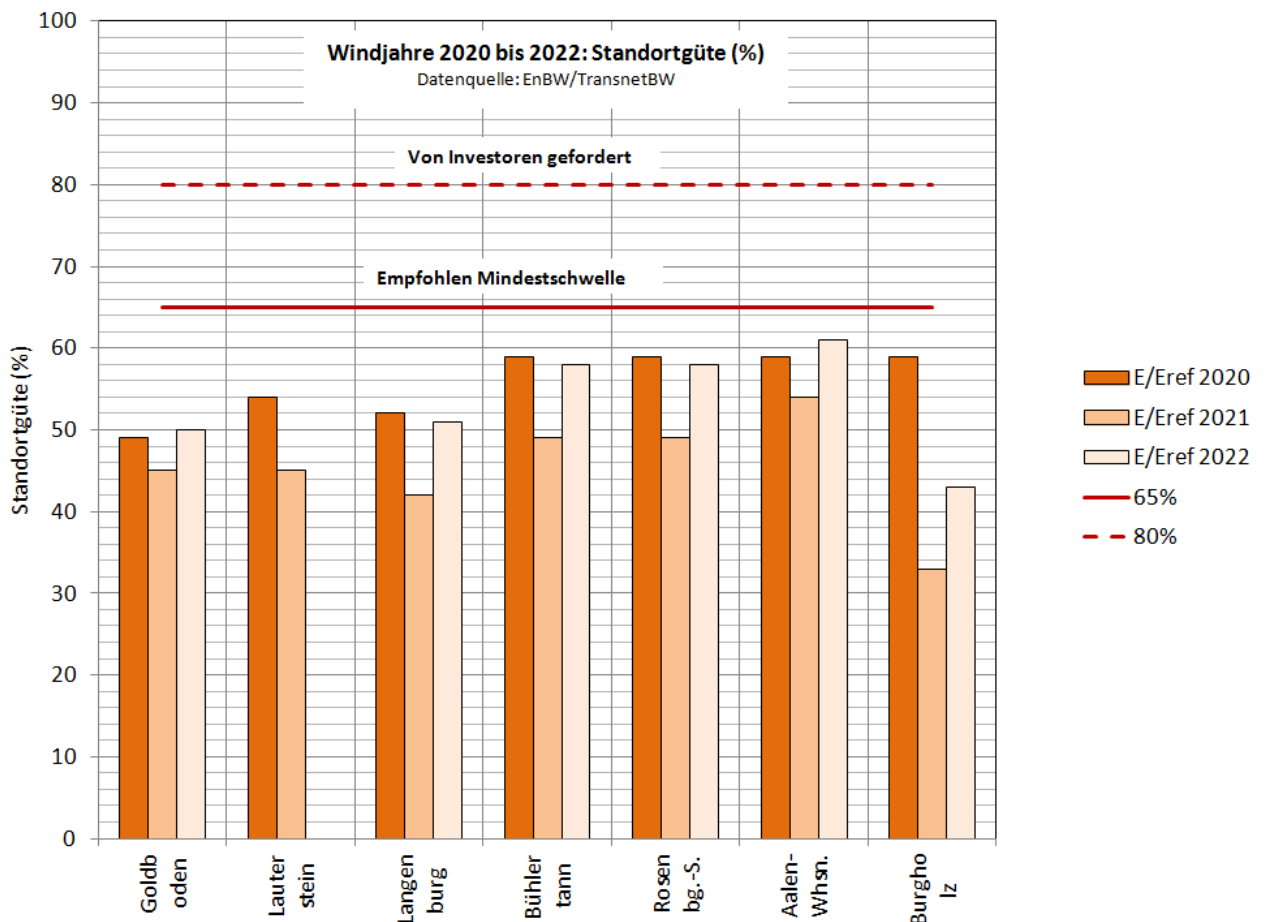


Abbildung 2: Standortgüte. (Verhältnis Ertrag/Referenzertrag, ehemalige Zielgröße für die Eignung eines Standortes.)

Wie aus Abb. 2 folgt, erreicht auch hier kein einziger der Standorte die entsprechenden Mindestschwellen. Dies, obwohl für alle Standorte entsprechende Windgutachten vorgelegt wurden, die das Erreichen dieser Mindestschwelle garantierten, sonst wären die Standorte ja nicht genehmigt worden. .

Monatserträge

Nachfolgend sind noch die monatlichen Erträge für die einzelnen Standorte dargestellt. Für die EnBW Standorte gibt EnBW auch monatliche Prognosen an. Diese entstehen aus der Jahresprognose aus dem Ertragsgutachten durch nichtlineares Splitting über die einzelnen Monate, d. h. es wird in der Prognose bereits berücksichtigt, dass der Jahresertrag nicht konstant über das Jahr verteilt ist. Dennoch werden die Prognosen nur an außergewöhnlich windhöffigen Monaten erreicht oder überschritten. Häufig werden die monatlichen Prognosen auch etwas der Realität angepasst und etwas anders verteilt. Allerdings bleibt die Jahresprognose dann konstant, da sich das Windgutachten ja nicht ändert.

Ebenfalls dargestellt sind die Trendkurven für die Prognosen, und die Erträge der Jahre 2021 (durchschnittliches Windjahr) und 2022 (überdurchschnittliches Windjahr), sofern die entsprechenden Daten vorhanden sind. Für Lauterstein sind keine monatlichen Prognosen vorhanden. Diese Trendkurven zeigen den typischen saisonalen Verlauf der Windenergie: den Einbruch im Sommer oder das „Sommerloch.“ Dieser Einbruch im Sommer ist beim Verbrauch nicht in dem Umfang vorhanden, d. h. auch bei geglätteten Monatserträgen ist die Windenergie nicht in der Lage, für eine durchgängige Stromversorgung zu sorgen. Hierfür müssten die Überschüsse in den Wintermonaten gespeichert werden, um den Einbruch im Sommer zu überbrücken. Dieser sogenannte saisonale Ausgleich geht weit über die hin und wieder diskutierten Dunkelflauten hinaus und wird öffentlich bisher noch gar nicht diskutiert.

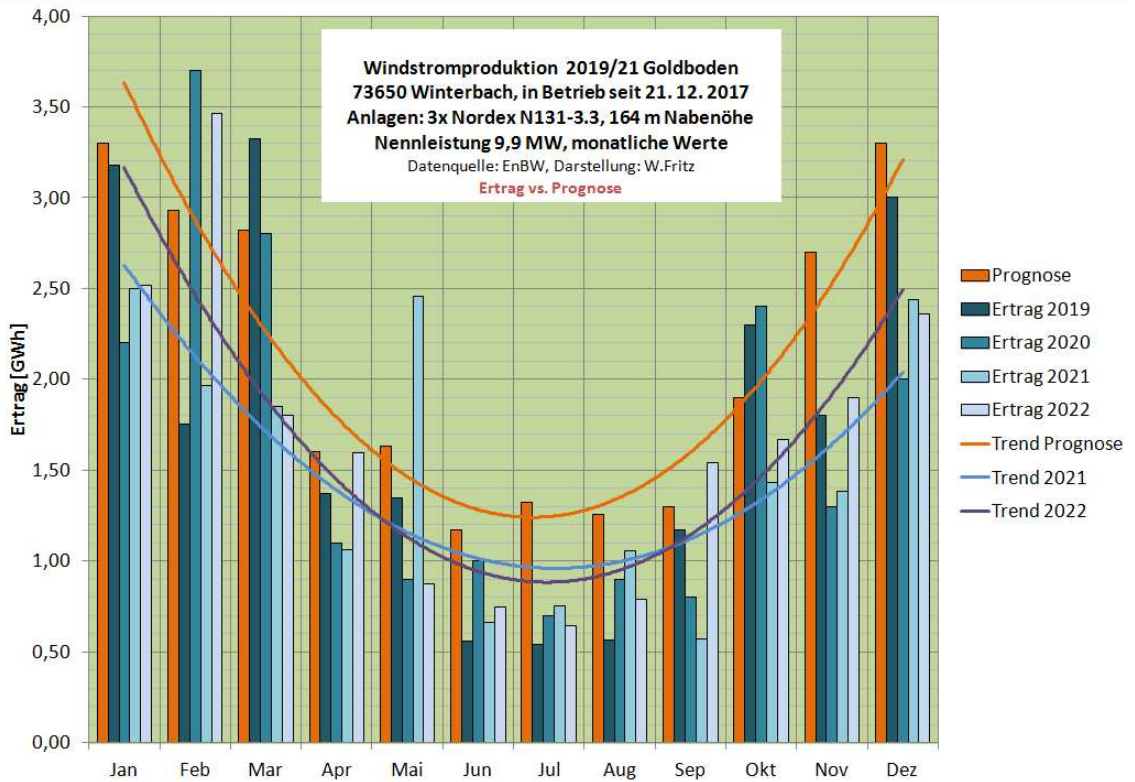


Abbildung 3: Vergleich Ertrag/Prognose Goldboden

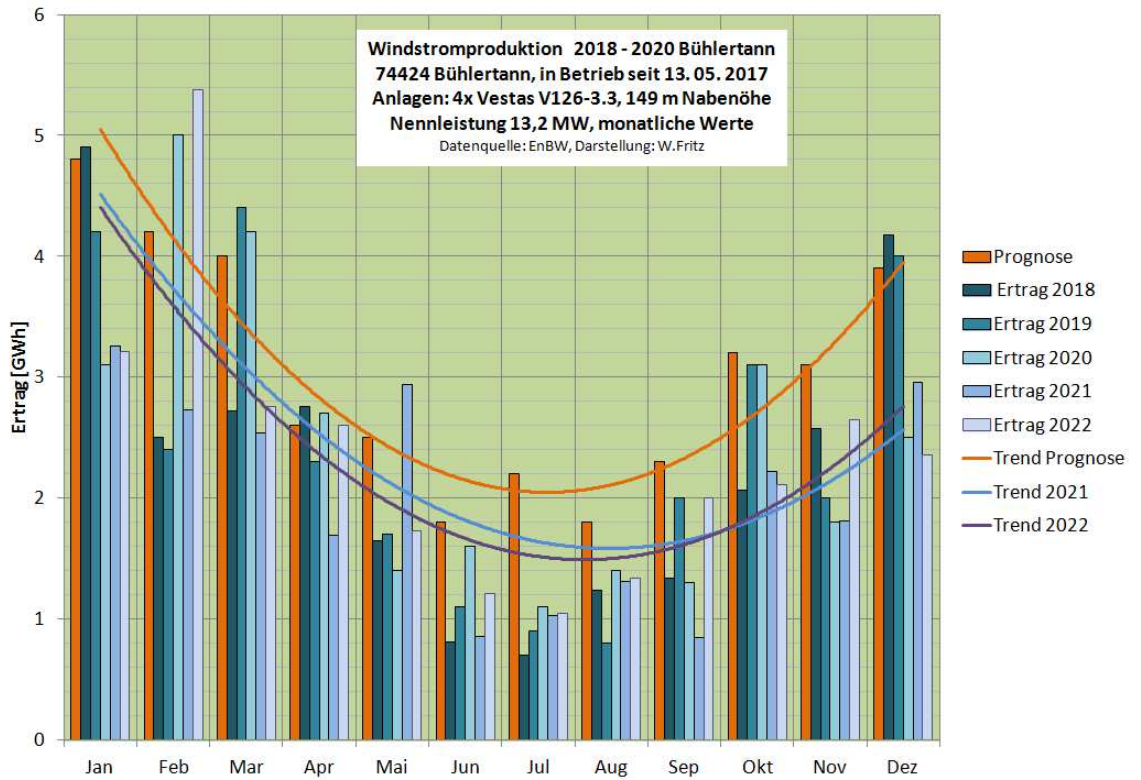


Abbildung 4: Vergleich Ertrag/Prognose Bühlertann

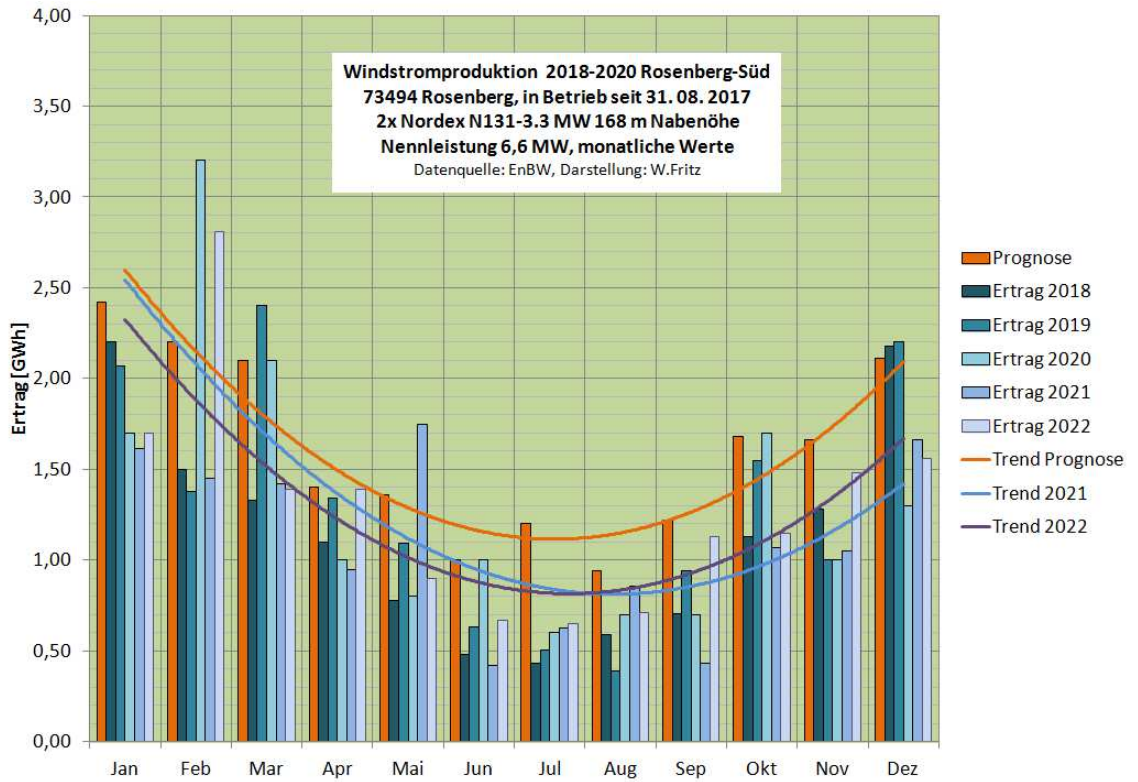


Abbildung 5: Vergleich Ertrag/Prognose Rosenberg-Süd

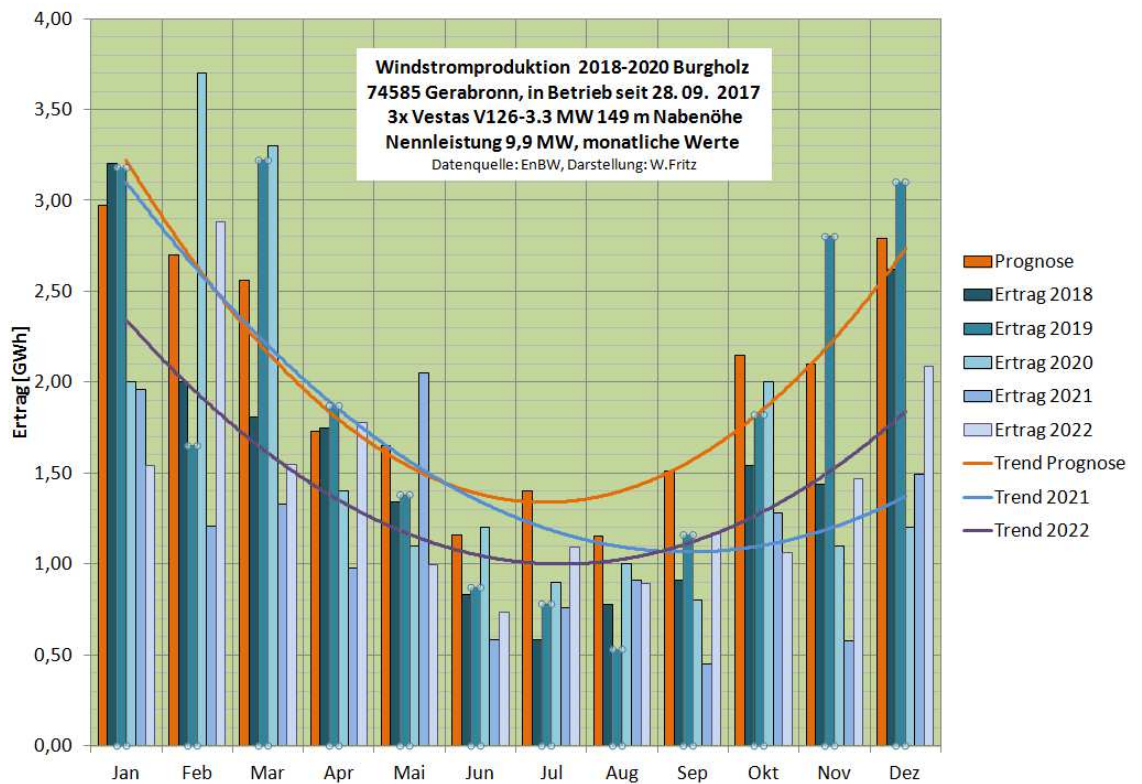


Abbildung 6: Vergleich Ertrag/Prognose Burgholz

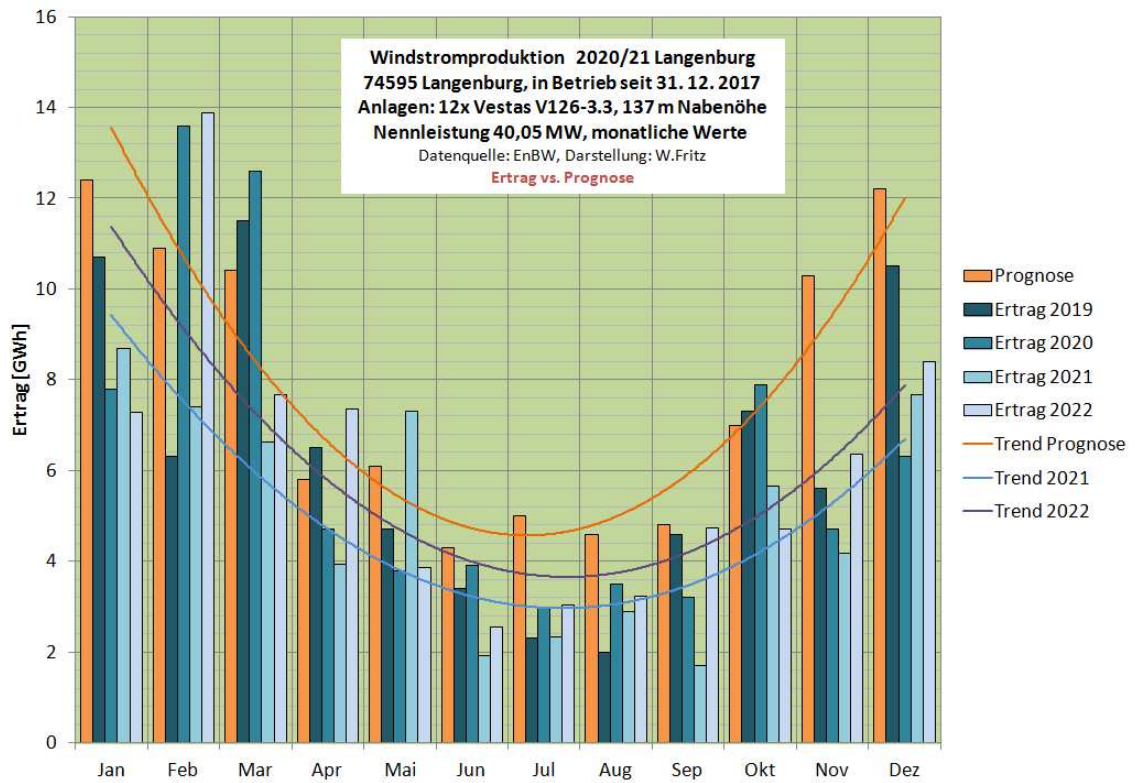


Abbildung 7: Vergleich Ertrag/Prognose Langenburg

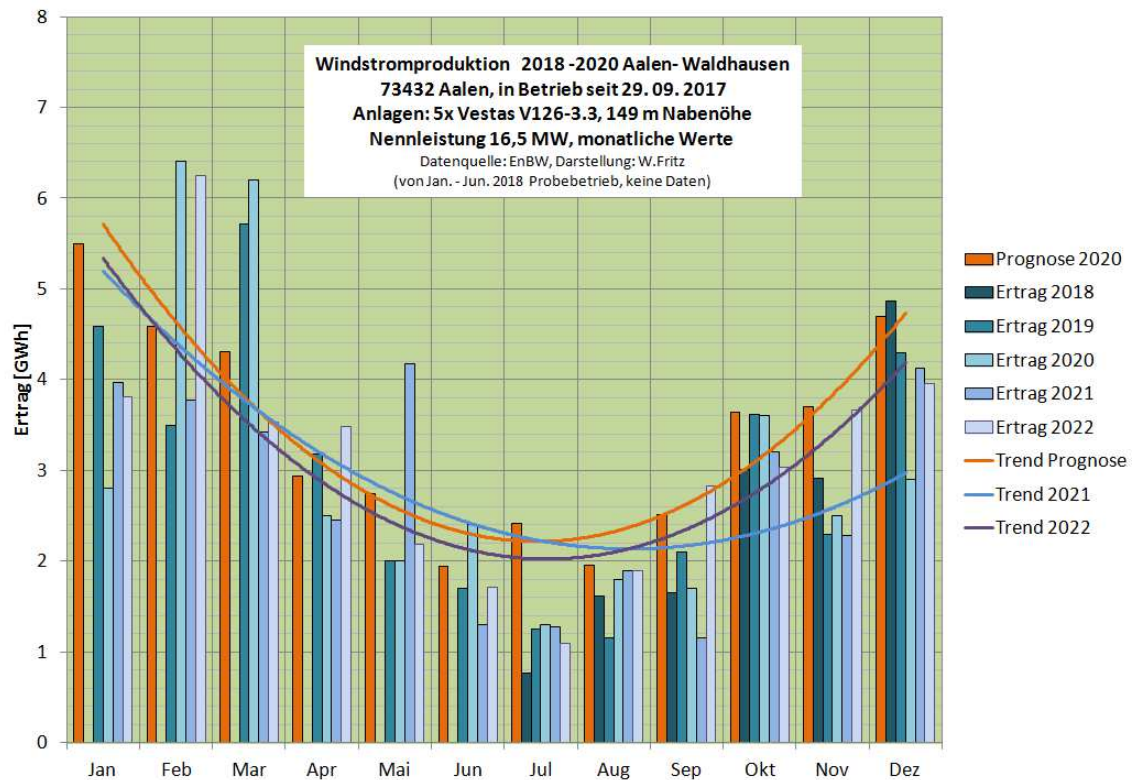


Abbildung 8: Vergleich Ertrag/Prognose Aalen-Waldhausen

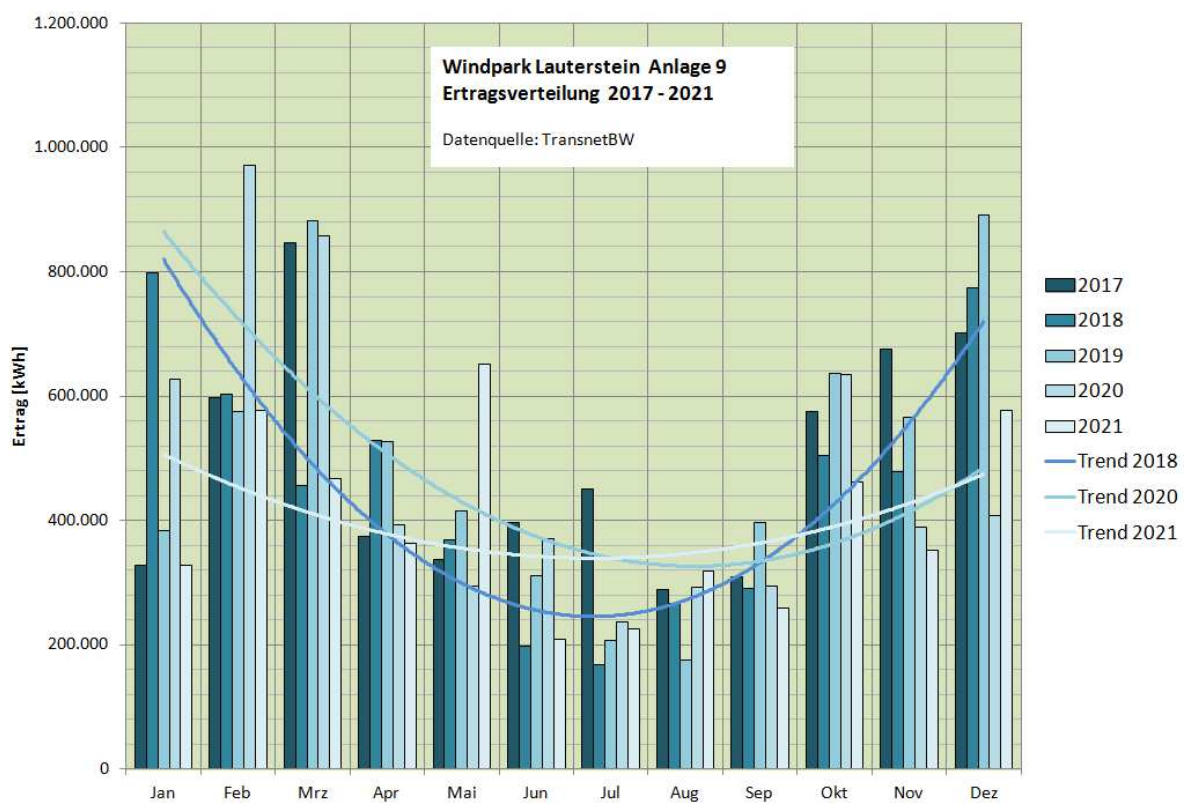


Abbildung 9: Vergleich Erträge Lauterstein

Fazit

Die hier präsentierten Ergebnisse belegen erneut, dass zumindest ein großer Teil der Region Stuttgart und Nord-Ost Württemberg nicht für die Windkraft geeignet ist, trotz immer wieder erfolgten optimistischen Prognosen.

Die erforderliche Windhöffigkeit wird im Realbetrieb nicht erreicht. Somit entfällt auch ein herausragendes öffentliches Interesse oder eine strategische Notwendigkeit.

Laut Empfehlung haben dann andere Belange wie Landschafts- und Naturschutz Vorrang.

Auch noch so große Windräder ändern an dieser Tatsache nichts, da die zur Beurteilung bestimmte Zielgröße der Windleistungsdichte nicht von den technischen Daten der Windräder abhängt.

Das immer wieder vorgebrachte Argument „auf jede kWh regenerativ erzeugten Strom kommt es an“, sticht nicht. Denn mit einer Vergeudung von Ressourcen an unproduktiven Standorten ist einer wie auch immer gearteten „Energiewende“ nicht gedient.