

# Vergleich Ertrag-Prognose für den Goldboden und für einige andere EnBW Windparks -2020-

. Dipl.-Ing Willy Fritz

## Zusammenfassung

Nachfolgend sind für einige ENBW Windparks wie Goldboden, Bühlertann, Rosenberg-Süd, Aalen-Waldhausen, Burgholz Langenburg und Berghülen die real erhaltenen Erträge von 2020 und soweit verfügbar auch für 2018 und 2019, sowie einige daraus abgeleitete Zielgrößen dargestellt und mit den EnBW Prognosen und den offiziellen Vorgaben (Windatlas, Empfehlung der Landesregierung verglichen. Die Windjahre 2019 und 2020 werden allgemein als deutlich überdurchschnittliche Windjahre angesehen, was auch durch Ertragsdaten von TransnetBW bestätigt wird.

Die Ergebnisse belegen nun, dass selbst in dem deutlich überdurchschnittlichen Windjahr 2020 wichtige Zielgrößen wie mittlere Geschwindigkeit, mittlere gekappte Leistungsdichte, Standortgüte sowie die Prognosen des Betreibers EnBW nicht erreicht wurden. Lediglich 2 Windparks erreichen eine Standortgüte von 60%. Alle übrigen Größen werden teilweise klar unterschritten.

Nach allen Regeln der Statistik kann man daraus schließen, dass die Zielgrößen im langjährigen Durchschnitt erst recht nicht erreicht werden können, der Windatlas, der Gegenteiliges prognostiziert somit zu optimistisch ist und Gebiete als für die Windenergie geeignet ausweist, die dies dann im nachhinein nicht sind. Somit trägt er zu einer nicht hinnehmbaren Zerstörung wertvoller Naturräume bei.

## Allgemeines

Bei den hier untersuchten Windparks handelt es sich durchweg um EnBW Windparks. Über das EnBW-Tool „e-cockpit“ <https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/windenergie/> welches als kostenlose App für Smartphones angeboten wird, kann der Ertrag online verfolgt werden. Die Werte werden allerdings nicht aufgezeichnet, stehen also nur momentan zur Verfügung und werden alle 15 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. Weiterhin fällt die Anzeige hin und wieder mal aus, bzw. ist „eingefroren“, zeigt längere Zeit keinerlei Veränderungen. Hier ist es aber wohl so, dass die kumulierten Erträge weitergezählt werden (sie werden ja schließlich abgerechnet). Die kumulierte Anzeige verändert sich dann sprunghaft. Üblicherweise stimmen die Summe der Monatserträge und der kumulierte Jahresertrag überein, auch die Übereinstimmung des Jahresertrags mit den Ertragsdaten von TransnetBW passt in der Regel. (Bei den Jahreserträgen handelt es sich um zertifizierte Abrechnungsdaten, die belastbar sind, wie auf Anfrage bestätigt wurde).

In 2020 gab es allerdings bei einigen Windparks Diskrepanzen zwischen den aufsummierten Monatserträgen und den Jahreserträgen, erkennbar auch an unerklärlichen Abweichungen im Vergleich zu den Prognosen, vorwiegend in den Starkwindmonaten Februar 2020 und März 2020. Hier war wohl die Anzeige in den betreffenden Monaten fehlerhaft und wurde nachträglich korrigiert, war aber unmittelbar nach Monatsende eben nicht mehr verfügbar. In solchen Fällen wurden in den nachfolgenden Darstellungen die Originaldaten entsprechend korrigiert, so dass sie konsistent zu den Jahreserträgen waren-Einfach aus dem Grund, um vergleichbare Trends zu erhalten. Dies wurde bei den entsprechenden Windparks vermerkt, außerdem sind die Originaldaten ebenfalls dargestellt. In solchen Fällen wurden die monatlichen Vergleiche zwischen Ertrag und EnBW-Prognose anhand der nicht korrigierten Daten von 2019 vorgenommen. 2019 und 2020 waren beides überdurchschnittliche Windjahre und die Monatserträge sind jedes Jahr gleich, so dass auch die Vergleiche mit den 2019 Werten aussagekräftig sind.

Für die Ermittlung der jährlichen Zielgrößen (Geschwindigkeit, mittlere gekappte Windleistungsdichte, Standortgüte) wurden ausschließlich die Jahresertragsdaten von 2020 verwendet.

Nimmt man als Bewertungskriterium den sogenannten Ertragsindex, also das Verhältnis von mittlerer abgegebener Leistung zu installierter Leistung, ergibt sich, dass in BW sowohl das Jahr 2019 als auch 2020 deutlich überdurchschnittliche Windjahre waren. Bezogen auf das Jahr 2017, welches von der Windindustrie als durchschnittliches Windjahr bezeichnet wird, ergeben sich folgende Ertragsverhältnisse:

2017: 0,177 (17,7 %)  
2019: 0,22 (22 % )  
2020: 0,226 (22,6 % )

(Sämtlich Daten entnommen aus TransnetBW Erzeugungsdaten). Damit ergibt sich für das Jahr **2019:  $0,22/0,177 \cdot 100 = 124$  % Windjahr** gegenüber 2017 und für das Jahr **2020:  $0,226/0,177 \cdot 100 = 128$  % Windjahr** gegenüber 2017.

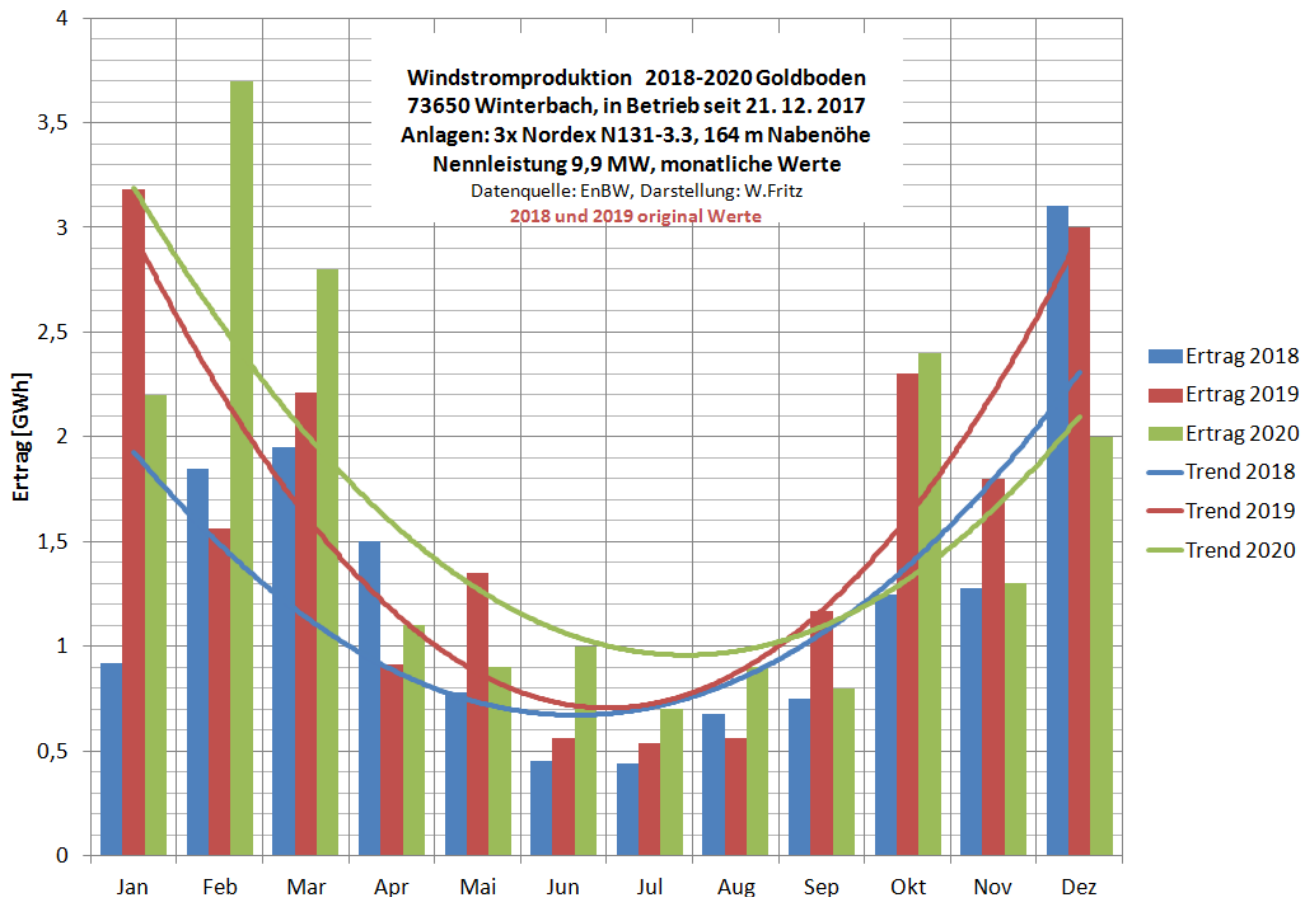
Somit ist ein Vergleich der Ergebnisse mit denen aus dem Windatlas, und aus der Prognose, die ja beide den 100% Durchschnitt darstellen sollten, durchaus aussagekräftig. Nachfolgend sind nun die Ergebnisse für die einzelnen Windparks dargestellt. Bei den Trendkurven handelt es sich um Polynome 2. Ordnung, die von Excel automatisch dargestellt werden. Die übrigen Werte wurden gemäß gültigen physikalischen Gesetzen und entsprechenden mathematischen Relationen ermittelt. Im Detail ist dies in einer separaten Abhandlung beschrieben.

Für die neue Zielgröße mittlere gekappte Windleistungsdichte gilt die vom Umweltministerium empfohlene Mindestschwelle  $E_{kapp} = 215 \text{ W/m}^2$ .

Die Rohdaten für 2019 und 2020 wurden von der BI Pro Schurwald (M. Haueis) protokolliert und beigesteuert.

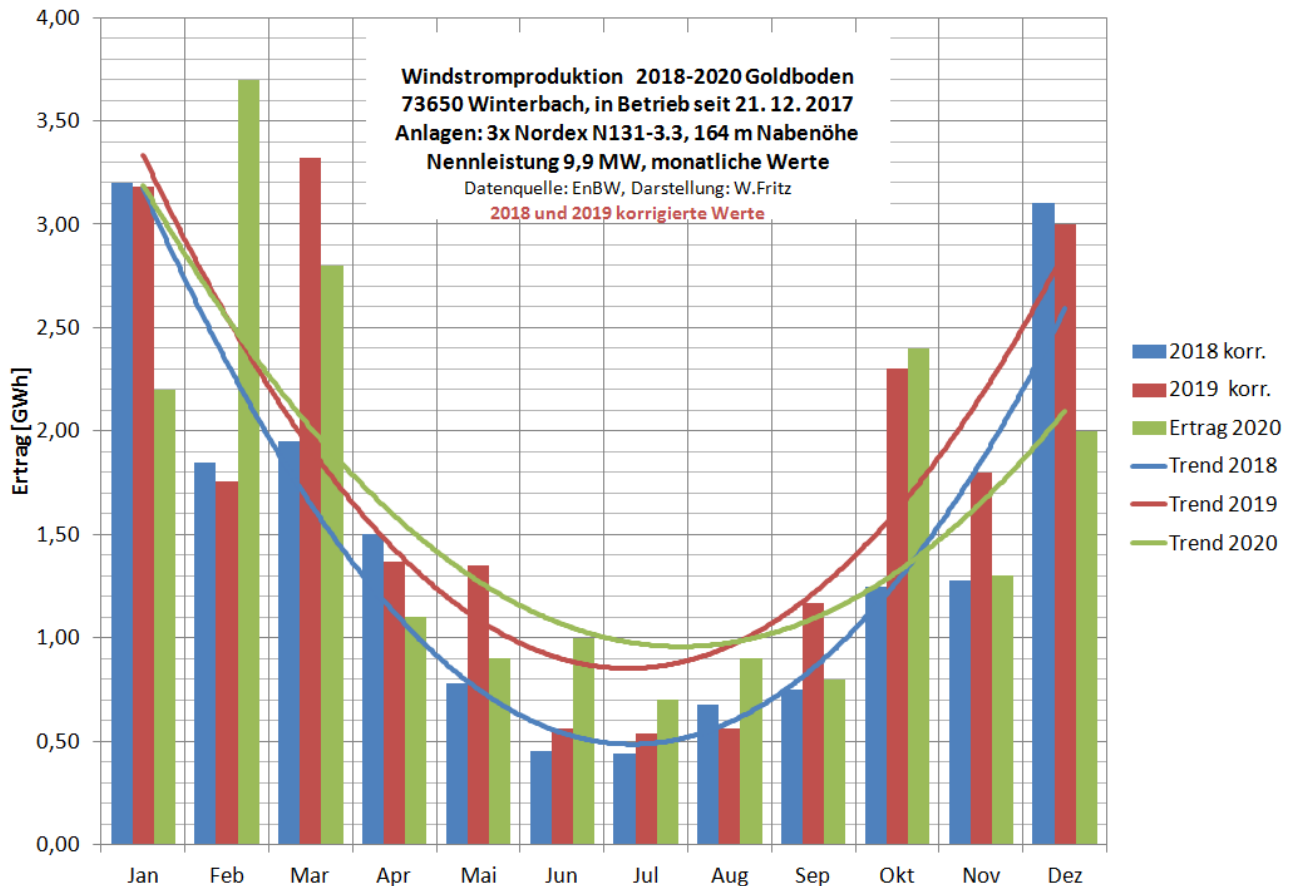
Bei den Werten mit dem Zusatz (W. A.) bei den Kenngrößen handelt es sich um Werte aus dem Windatlas.

## Goldboden



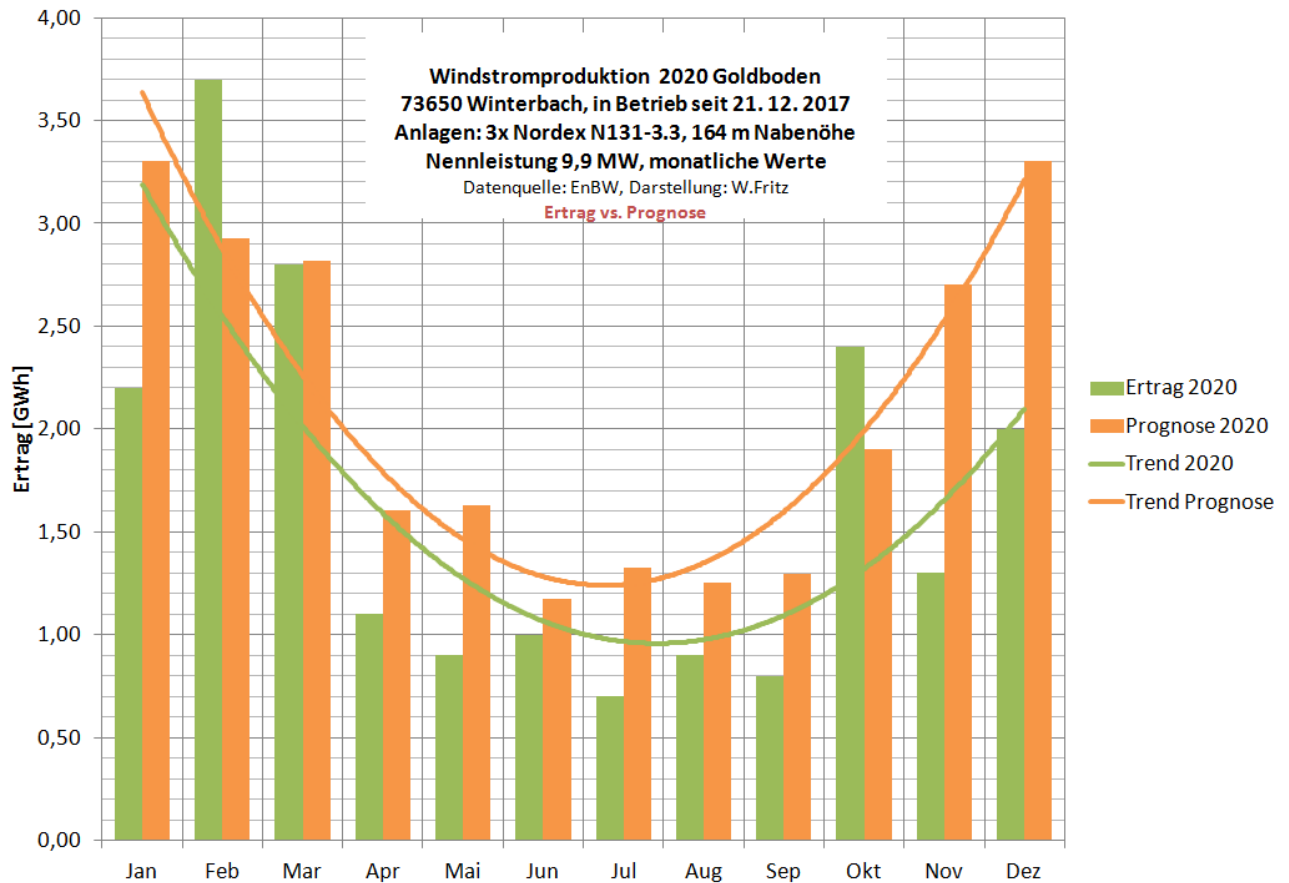
**Bild 1:** Windstromerzeugung Goldboden, 2018-2020 . Vergleich Erträge, 2018 u. 2019 Originaldaten. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Der Goldboden wurde unter Hochdruck in den letzten Dezembertagen 2017 de facto in Betrieb genommen, um noch die erhöhte EEG Vergütung zu erlangen. Hierzu liefen die Windräder einige Tage, um als betriebsbereit zu gelten. In den ersten 3 Januar-Wochen stand der Windpark bei besten Windverhältnissen komplett still, was am geringen Januarertrag zu erkennen ist. Von 20. 02. 2019 bis Ende April stand ein Windrad wegen eines schadhafte Rotorblattes durchgängig still. Ende April wurde es repariert und Ende Juli ausgetauscht. Die Lokalpresse (WKZ) berichtet ausführlich darüber. Erkennbar an den Erträgen von März und April. (Der März 2019 war ein extremer Windmonat).



**Bild 2:** Windstromerzeugung Goldboden, 2018-2020 . Vergleich Erträge, 2018 u. 2019 korrigierte Daten. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Hier wurden die beiden Jahre korrigiert. Der Stillstand des einen Windrades von Februar bis Ende April 2019 kann nahezu exakt rekonstruiert werden, da alle drei Windräder identisch sind und man so den ausgefallenen Ertrag einfach berechnen kann. Der Januar 2018 wurde durch Korrelation mit den Verläufen ähnlicher Windparks korrigiert. Die Trendkurven sind somit eher vergleichbar. Auffallend ist das enorme Sommerloch, das typische Problem der Windenergie. Es tritt in jedem Jahr auf und zeigt deutlich, dass eine kontinuierliche Stromversorgung durch die Windenergie nicht möglich ist.



**Bild 3:** Windstromerzeugung Goldboden 2020 . Vergleich Ertrag-Prognose.  
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

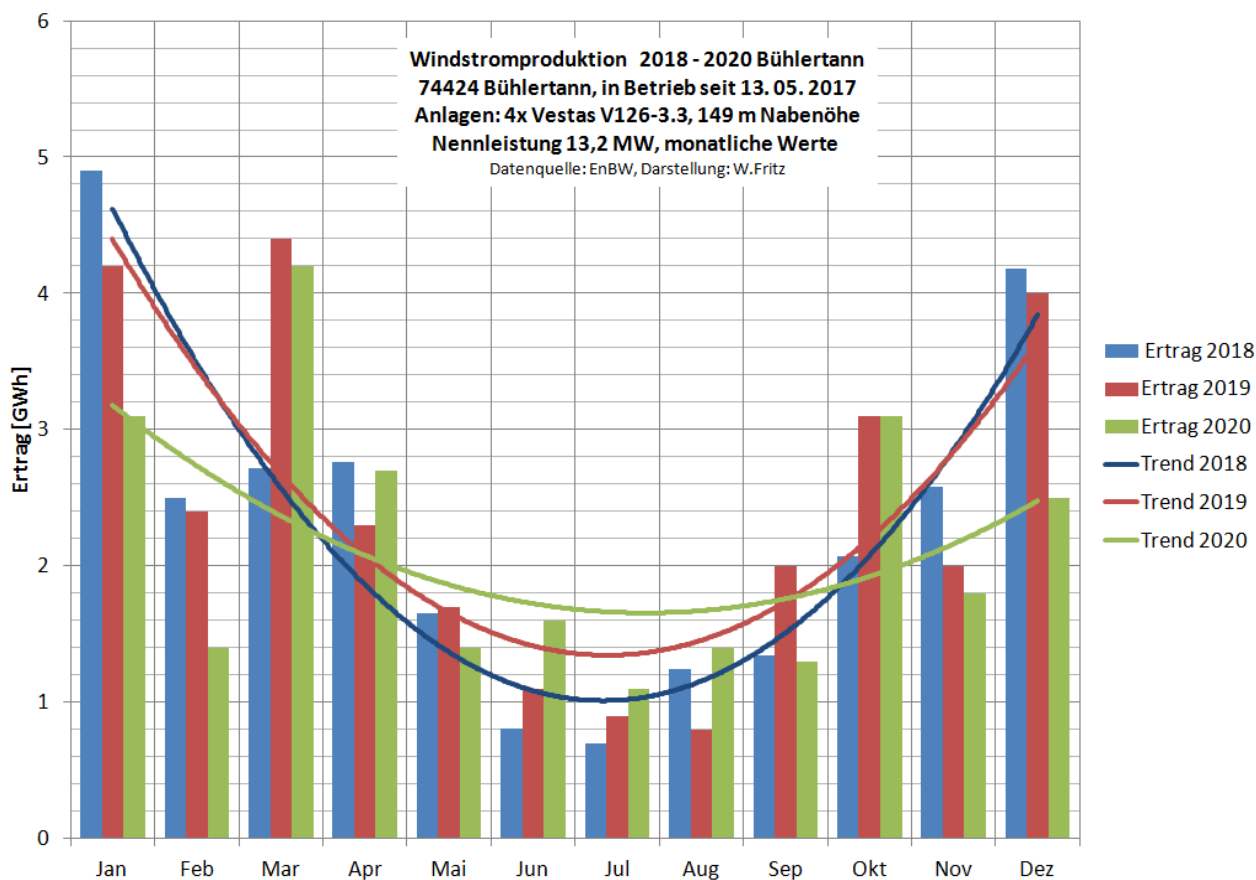
Der Vergleich zwischen Ertrag und Prognose zeigt, dass auch in der Prognose ein saisonaler Lastgang berücksichtigt ist. Es handelt sich um die Prognose von EnBW, sie entsteht aus der Jahresprognose durch eine nichtlineare Aufteilung über die einzelnen Monate. Man erkennt klar dass nur in den windstarken Monaten die Prognose übertroffen oder wenigstens erreicht wird (Februar, März und Oktober), ansonsten wird sie teilweise deutlich unterboten.

### Goldboden, Kenngrößen 2020:

Anlagen:	3 x Nordex N 131-3.3, 164 m Nabenhöhe
Nennleistung:	9,9 MW
EnBW Prognose:	25,1 GWh
Ertrag:	19,65 GWh
Ist/Plan:	78,29%
Ref. Ertrag:	13,52 GWh/Anlage = 40,056 GWh
Auslastung:	22,66 %
Standortgüte:	49,06 %
$v_m$ :	5,16 m/s
$E_{kapp}$ :	158 W/m <sup>2</sup>
$v_m$ (W.A.):	5,75 m/s
$E_{kapp}$ (W.A.):	238 W/m <sup>2</sup>

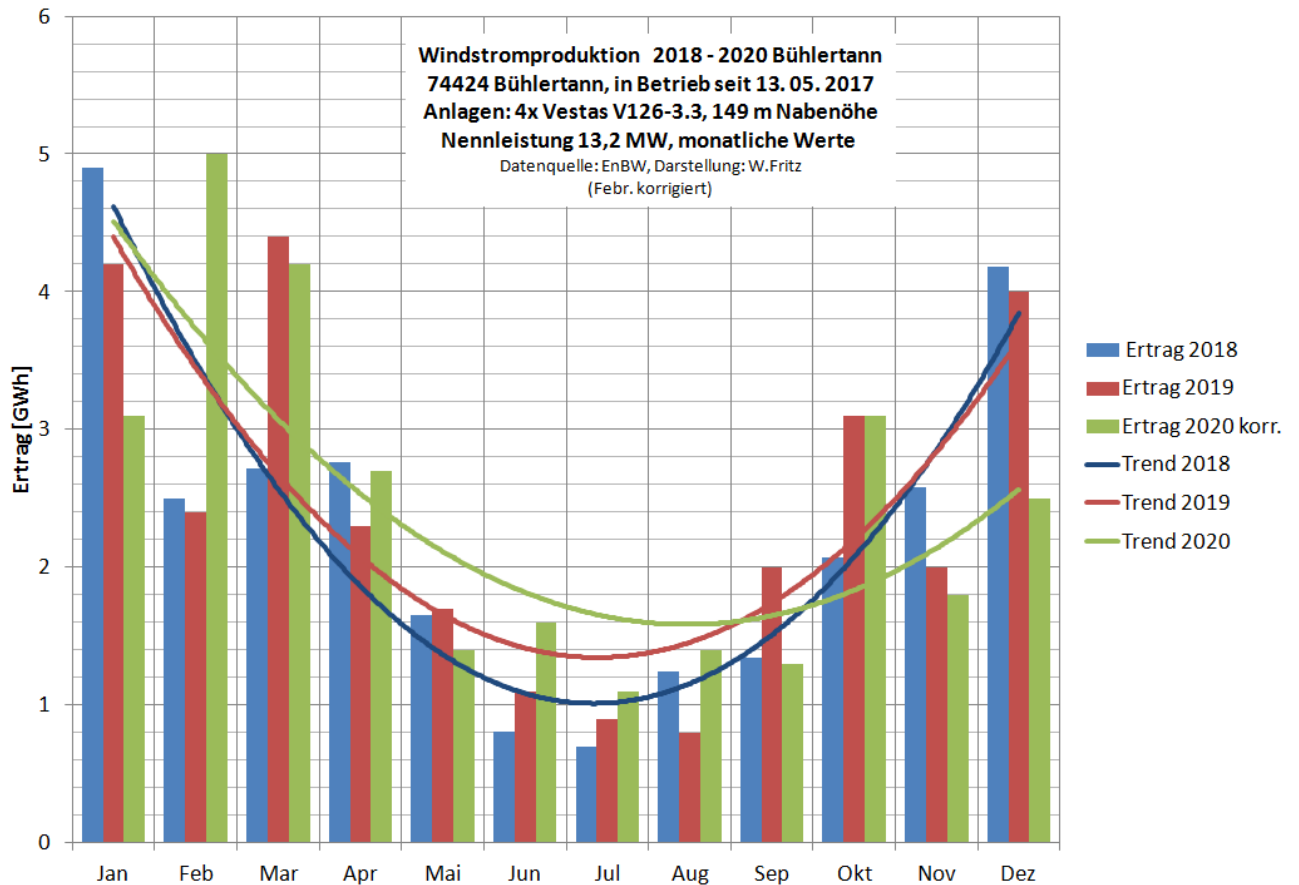
Die Standortgüte sollte ja mindestens 60 % sein, wird aber mit 49 % klar unterschritten. Ebenso liegt die nach UM Untersteller so wichtige Zielgröße  $E_{kapp}$  deutlich unter der von ihm empfohlenen Mindestschwelle von 215 W/m<sup>2</sup>. Der Standort erfüllt somit selbst in einem deutlich überdurchschnittlichen Windjahr nicht die Minimalvoraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb.

## Bühlertann:



**Bild 4:** Windstromerzeugung Bühlertann, 2018-2020 . Vergleich Erträge, Originaldaten. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

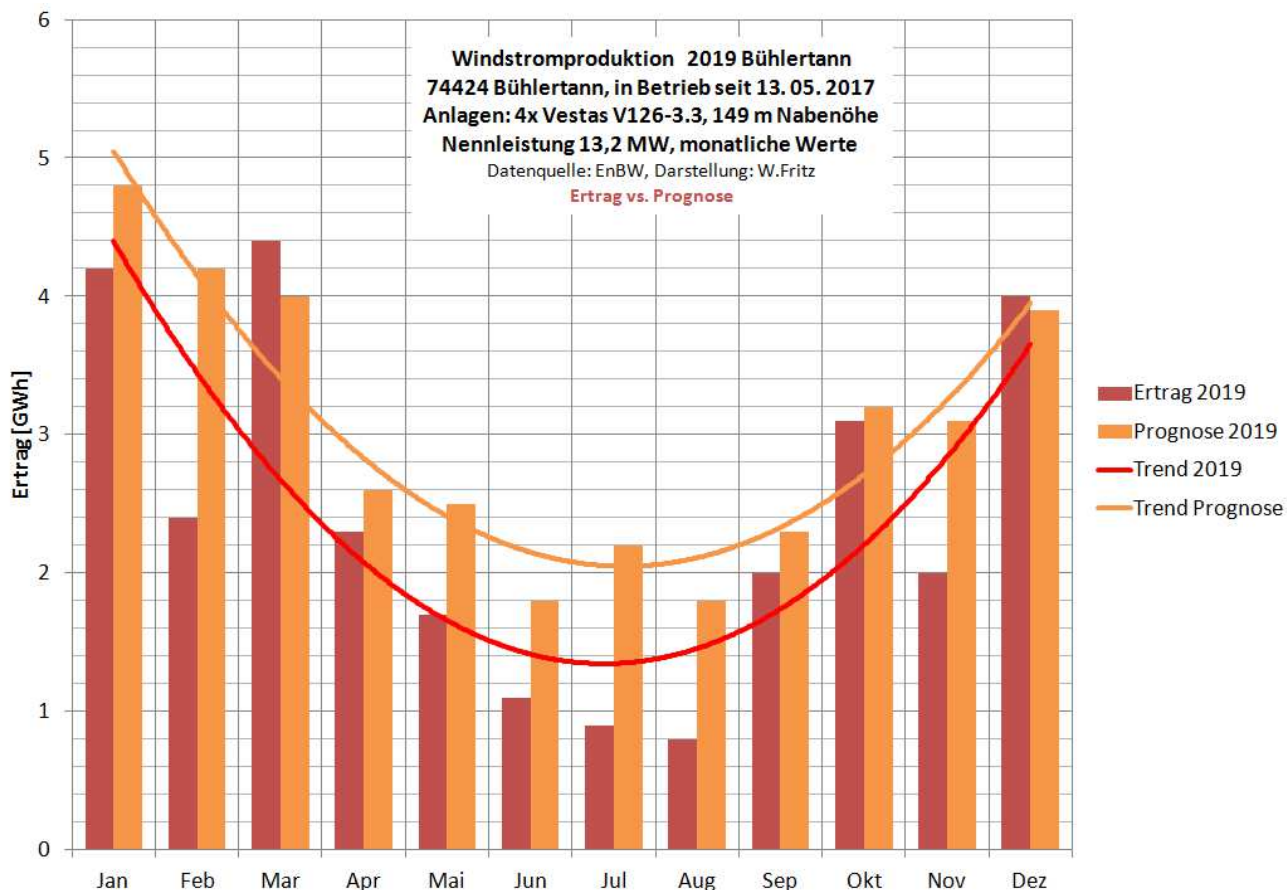
Hier passten die Summe der Monatserträge und der Jahresertrag 2020 nicht zusammen. Man erkennt sofort das Ertragsdefizit für den extremen Windmonat Februar 2020. Hier gab es wohl wegen des extremen Windes Probleme in der Anzeige, die nachträglich korrigiert wurden. Auch die Erträge für November und Dezember sind recht schwach, in den benachbarten Windparks Rosenberg-Süd und Aalen-Waldhausen sieht es aber ähnlich aus.



**Bild 5:** Windstromerzeugung Buhlertann, 2018-2020 . Vergleich Erträge, Februar korrigiert. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Hier wurde der Februar-Ertrag entsprechend korrigiert. Die Trendkurve für 2020 wird durch die schwachen Erträge im November und Dezember nach unten gebogen.





**Bild 6:** Windstromerzeugung Bühlertann 2019 . Vergleich Ertrag-Prognose.  
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

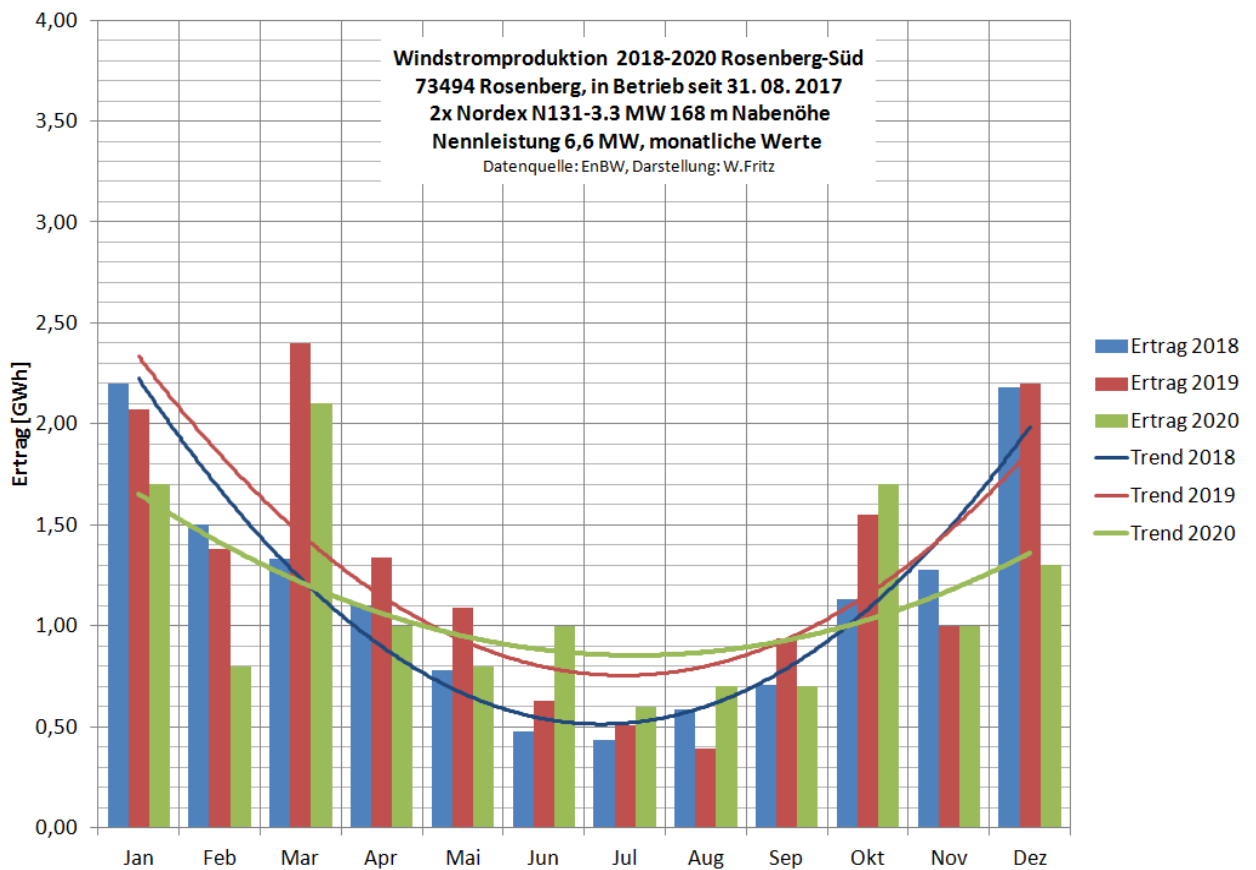
Der Vergleich Ertrag/Prognose wurde aufgrund der Ergebnismanipulation in 2020 mit den Werten von 2019 durchgeführt. Hier sieht man deutlich die zu optimistische EnBW-Prognose sowie das sogenannte Sommerloch. Lediglich im März und im Dezember übertreffen die Erträge die Prognosen, im Oktober wird die Prognose immerhin fast erreicht.

### Bühlertann, Kenngrößen 2020:

Anlagen:	4 x Vestas V 126-3.3, 149 m Nabenhöhe
Nennleistung: 1	3,2 MW
EnBW Prognose:	35,64 GWh
Ertrag:	29,8 GWh
Ist/Plan:	83,6%
Ref. Ertrag:	12,33 GWh/Anlage = 49,32 GWh
Auslastung:	26 %
Standortgüte:	60,4 %
$v_m$ :	5,66 m/s
$E_{kapp}$ :	206 W/m <sup>2</sup>
$v_m$ (W.A.):	5,75 m/s
$E_{kapp}$ (W.A.):	214 W/m <sup>2</sup>

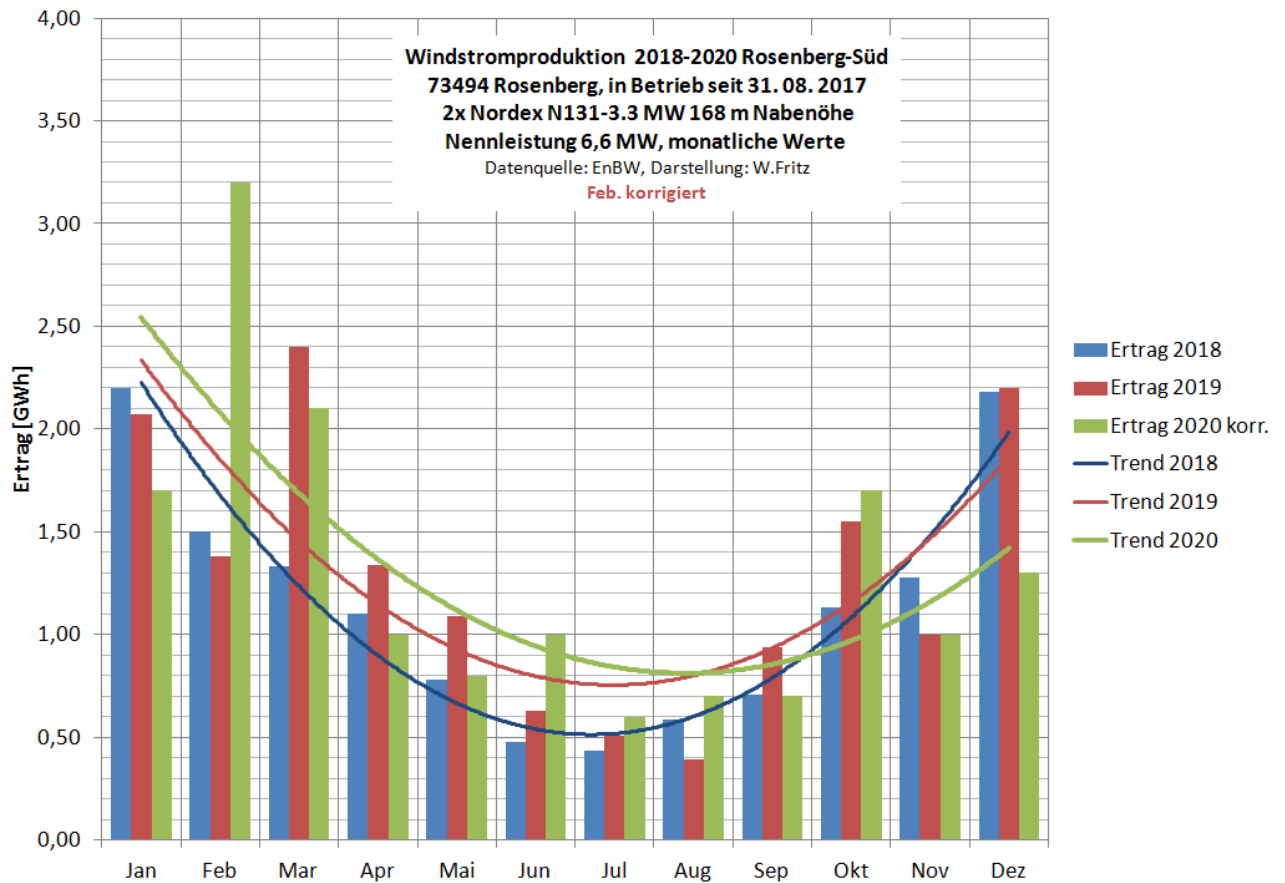
Hier wird die minimale Standortgüte (60 %) zwar so gerade noch erreicht,  $E_{kapp}$  unterschreitet sowohl die empfohlene Minimalschwelle, als auch die Vorgabe im Windatlas. Ebenso die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_m$ .

## Rosenberg-Süd:



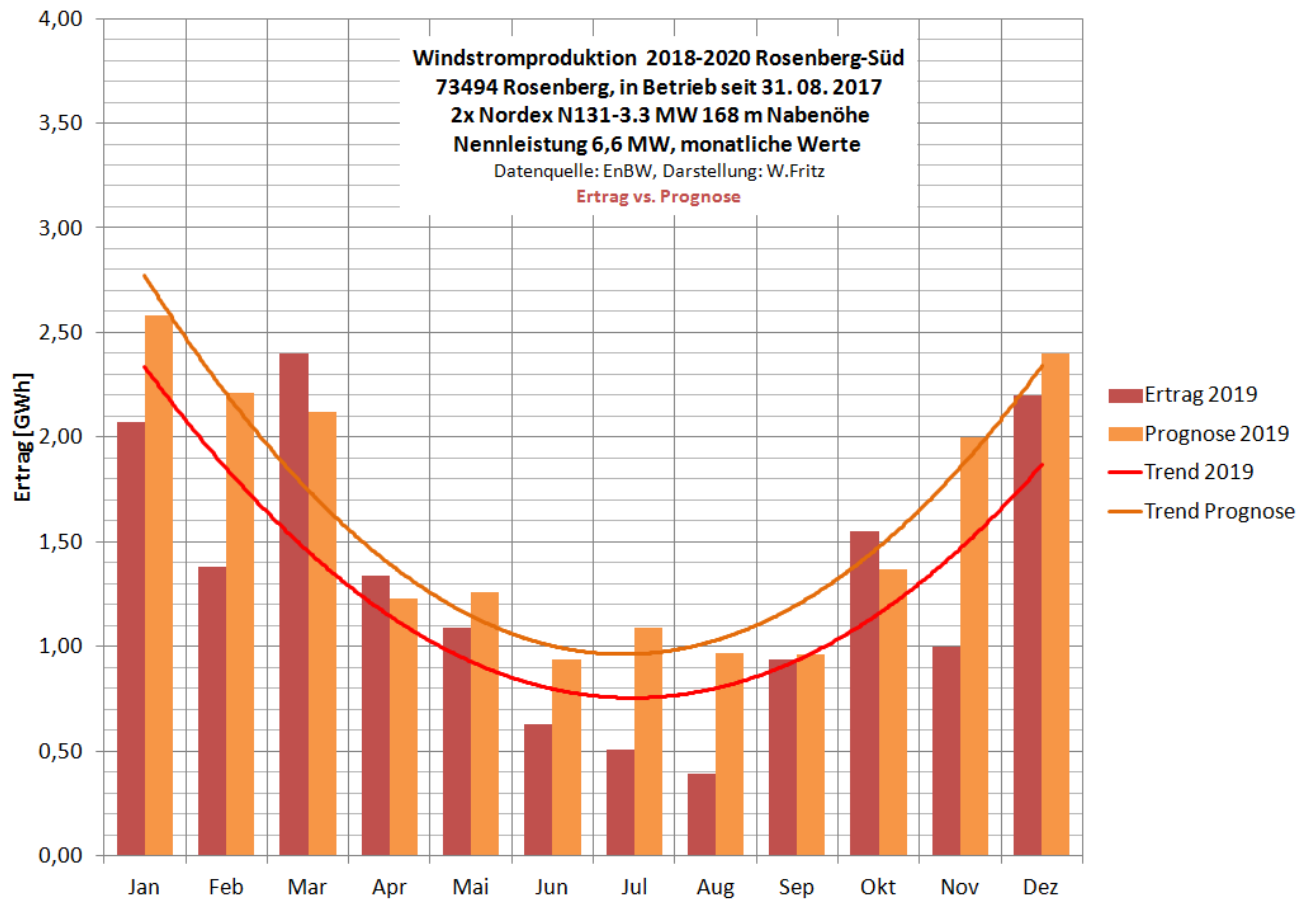
**Bild 7:** Rosenberg-Süd, 2018-2020 . Vergleich Erträge, Originaldaten. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Auch hier passten Summe der Monatserträge und Jahresertrag nicht zusammen, auch hier erkennt man, dass der Februar 2020 völlig aus der Rolle fällt.



**Bild 8:** Windstromerzeugung Rosenberg-Süd, 2018-2020 . Vergleich Erträge, Februar 2020 korrigiert. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Hier dann mit entsprechend korrigiertem Februar Ertrag. Auffallend auch hier, die geringen Erträge im November 2020 und Dezember 2020.



**Bild 9:** Windstromerzeugung Rosenberg-Süd 2019 . Vergleich Ertrag-Prognose.  
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

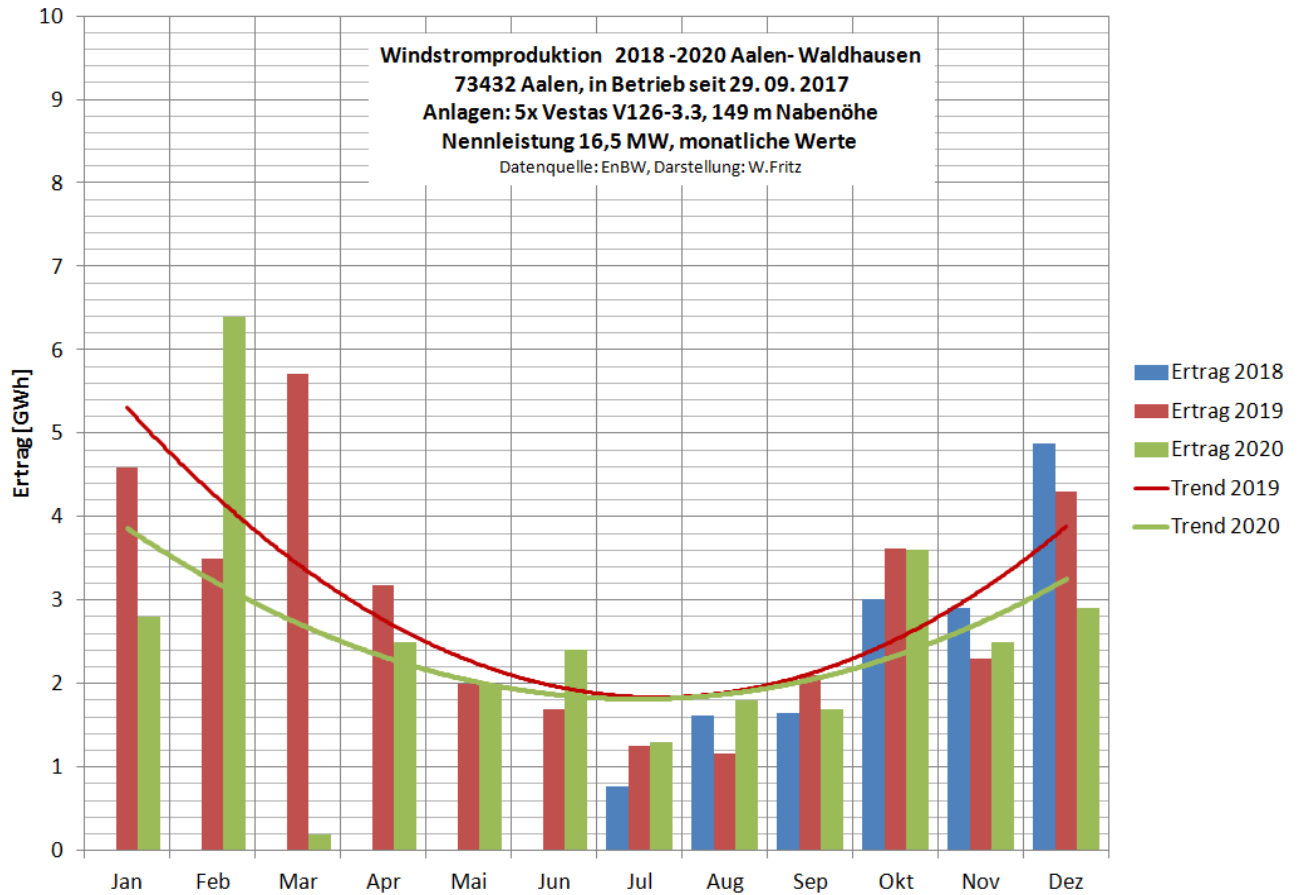
Aus den gleichen Gründen wie bei Bühlertann wurde hier der Vergleich Ertrag/Prognose an den Werten von 2019 durchgeführt. Nur im März und im Oktober übertreffen die Erträge die Prognosen.

### Rosenberg-Süd, Kenngrößen 2020:

Anlagen:	2 x Nordex N 131-3.3, 164 m Nabenhöhe
Nennleistung:	6,6 MW
EnBW Prognose:	18,9 GWh
Ertrag:	15,7 GWh
Ist/Plan:	83,1%
Ref. Ertrag:	13,35 GWh/Anlage = 26,70 GWh
Auslastung:	26 %
Standortgüte:	58,8 %
$v_m$ :	5,68 m/s
$E_{kapp}$ :	208 W/m <sup>2</sup>
$v_m$ (W.A.):	5,73 m/s
$E_{kapp}$ (W.A.):	213 W/m <sup>2</sup>

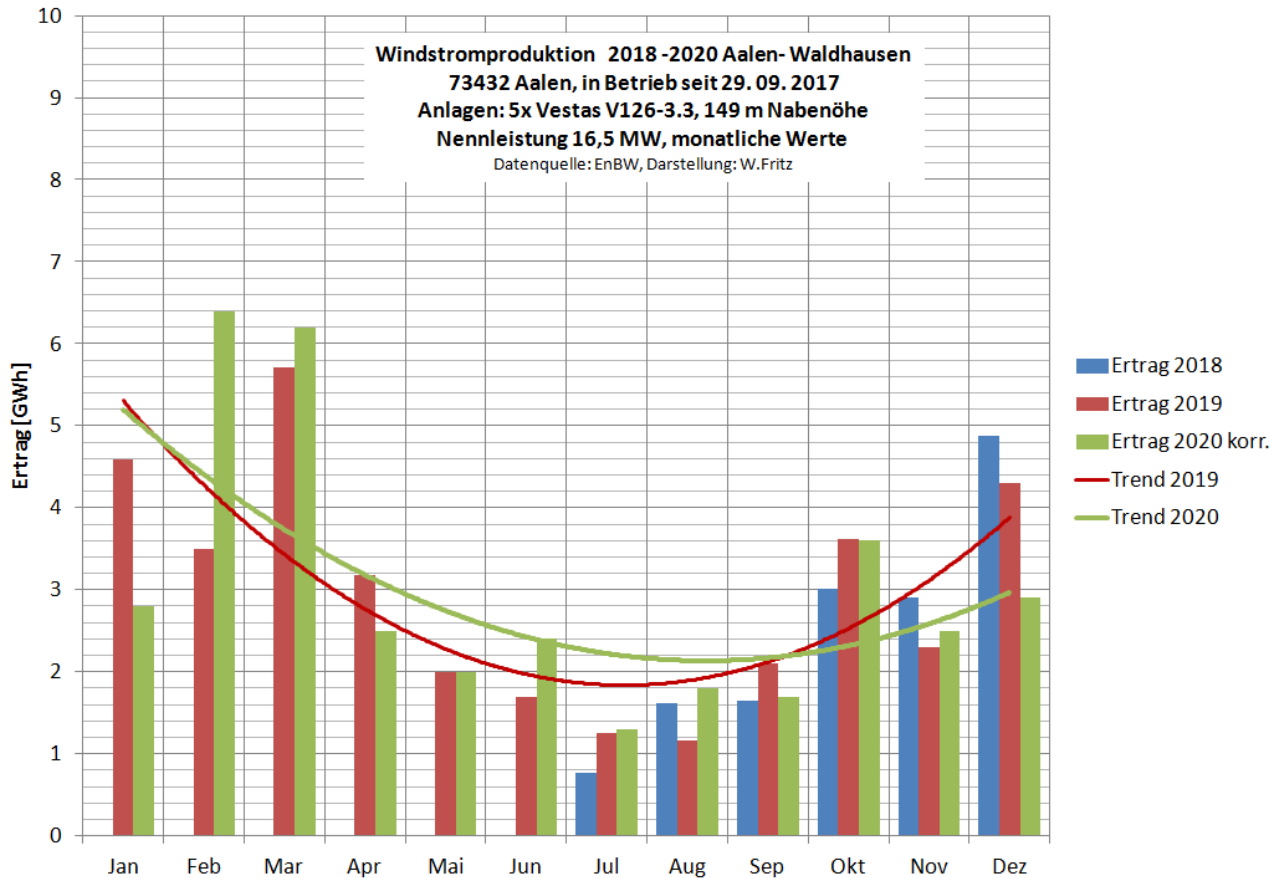
Hier wird die minimale Standortgüte (60 %) mit 58,8 % knapp unterschritten,  $E_{kapp}$  unterschreitet sowohl die empfohlene Minimalschwelle, als auch die Vorgabe im Windatlas. Ebenso die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_m$ .

## Aalen-Waldhausen:



**Bild 10:** Aalen-Waldhausen 2018-2020 . Vergleich Erträge, Originaldaten. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

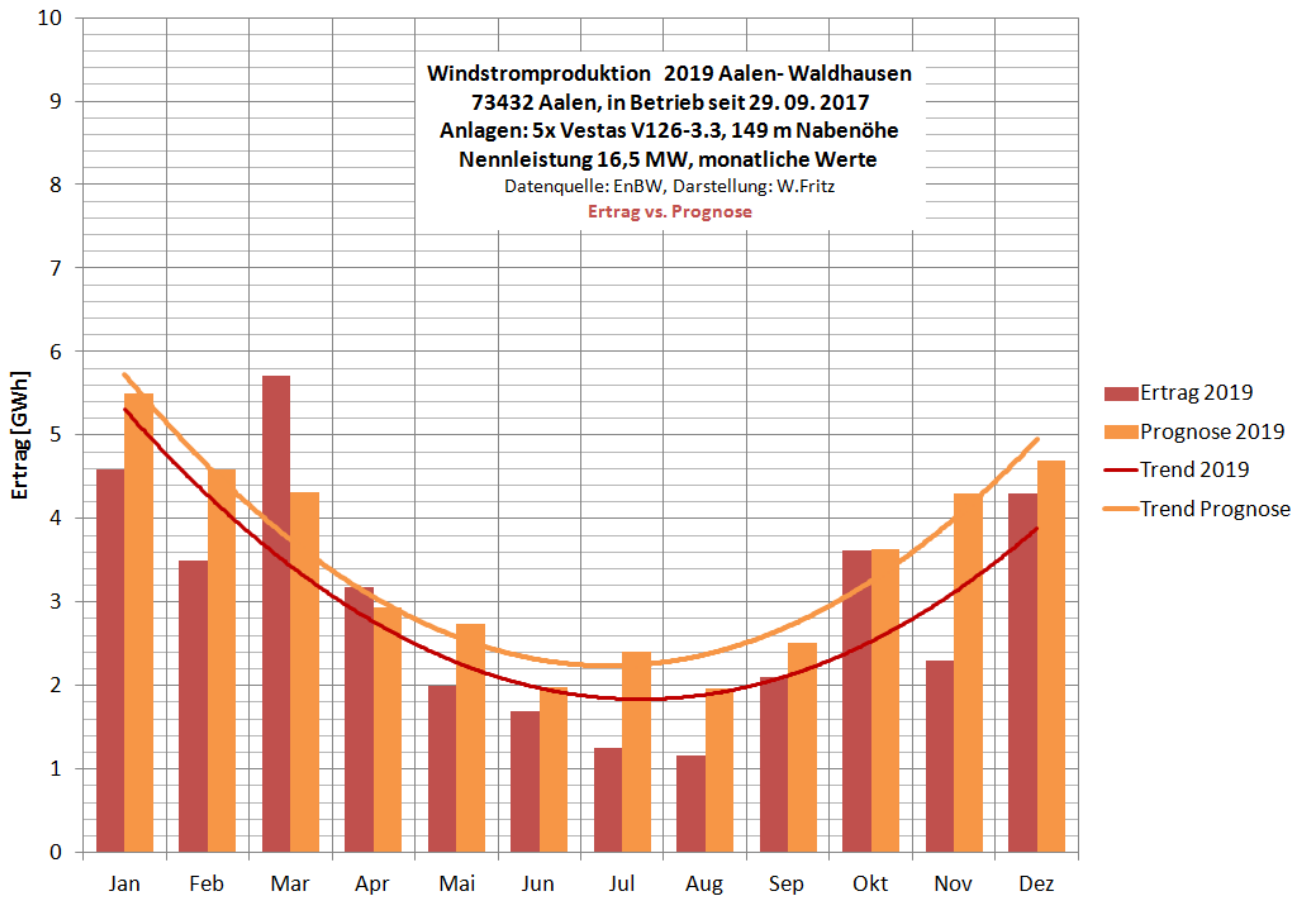
Hier wurden erst ab Juli 2018 zuverlässige Daten übermittelt und auch hier gab es eine Diskrepanz zwischen der Summe der Monatserträge und des Jahresertrages. Man sieht deutlich die Ertragslücke im März.



**Bild 11:** Windstromerzeugung Aalen-Whsn., 2018-2020 . Vergleich Erträge, März 2020 korrigiert. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Auch hier wurde der März 2020 entsprechend korrigiert, so dass sich aus der Summe der Monaterträge der Jahresertrag ergibt. Die Werte für 2019 sind nicht korrigiert.





**Bild 12:** Windstromerzeugung Aalen-Whsn., 2019 . Vergleich Ertrag-Prognose.  
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

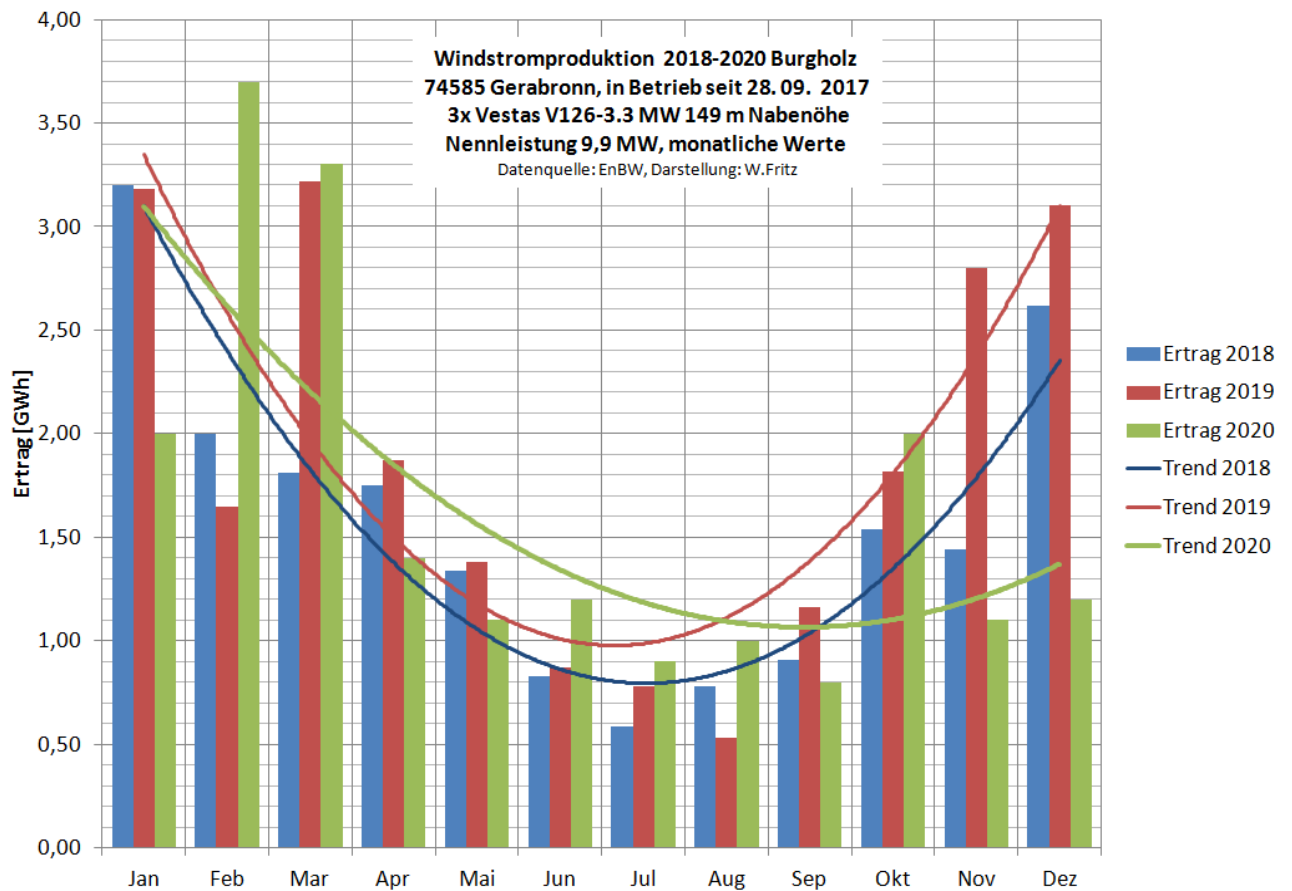
Um auch hier nicht mit manipulierten Daten arbeiten zu müssen wurde auch hier der Vergleich zwischen den Monatserträgen und –Prognosen mit den nicht korrigierten Daten von 2019 durchgeführt. Das Sommerloch ist hier weniger deutlich ausgeprägt, die Prognose wird lediglich im März und April übertroffen und im Oktober knapp erreicht.

### Aalen-Waldhausen, Kenngrößen 2020:

Anlagen:	5 x Vestas V 126-3.3, 149 m Nabenhöhe
Nennleistung:	16,5 MW
EnBW Prognose:	40,8 GWh
Ertrag:	37,0 GWh
Ist/Plan:	90,7 %
Ref. Ertrag:	12,33 GWh/Anlage = 61,65 GWh
Auslastung:	25,6 %
Standortgüte:	60,0%
$v_m$ :	5,64 m/s
$E_{kapp}$ :	204 W/m <sup>2</sup>
$v_m$ (W.A.):	5,84 m/s
$E_{kapp}$ (W.A.):	224 W/m <sup>2</sup>

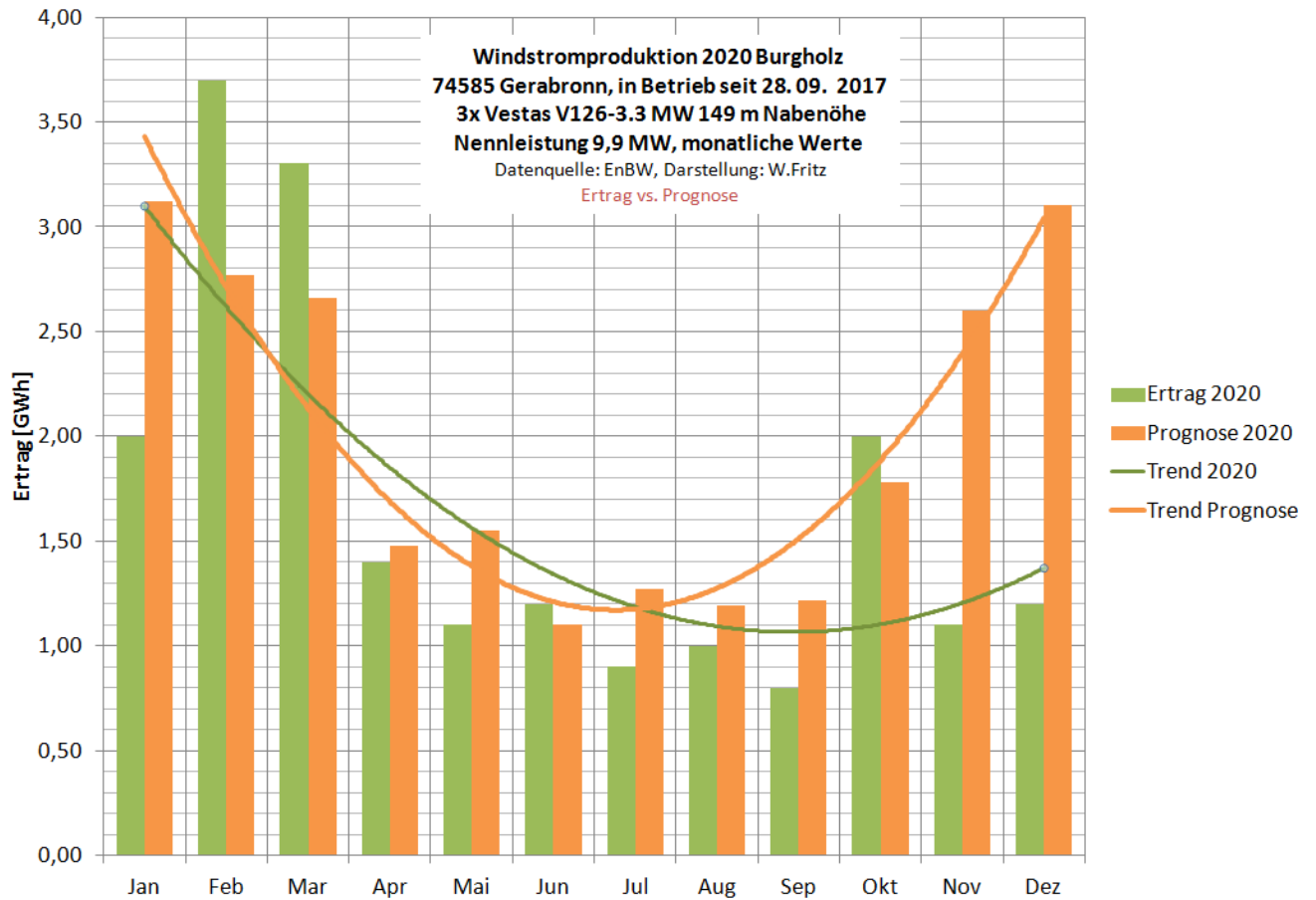
Auch hier wird die minimale Standortgüte (60 %) zwar so gerade noch erreicht,  $E_{kapp}$  unterschreitet sowohl die empfohlene Minimalschwelle, als auch die Vorgabe im Windatlas. Ebenso die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_m$ .

## Burgholz:



**Bild 13:** Burgholz 2018-2020 . Vergleich Erträge, Originaldaten. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Hier gab es keine Diskrepanzen zwischen den Monatserträgen und dem Jahresertrag. Man sieht aber hier deutlich, dass das Windjahr 2020 im wesentlichen von den windstarken Monaten Februar, März und Oktober zehrte.. Auch hier fallen die kaum erklärbaren Ertragseinbrüche im November 2020 und Dezember 2020 auf.



**Bild 14:** Windstromerzeugung Burgholz., 2020 . Vergleich Ertrag-Prognose.  
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

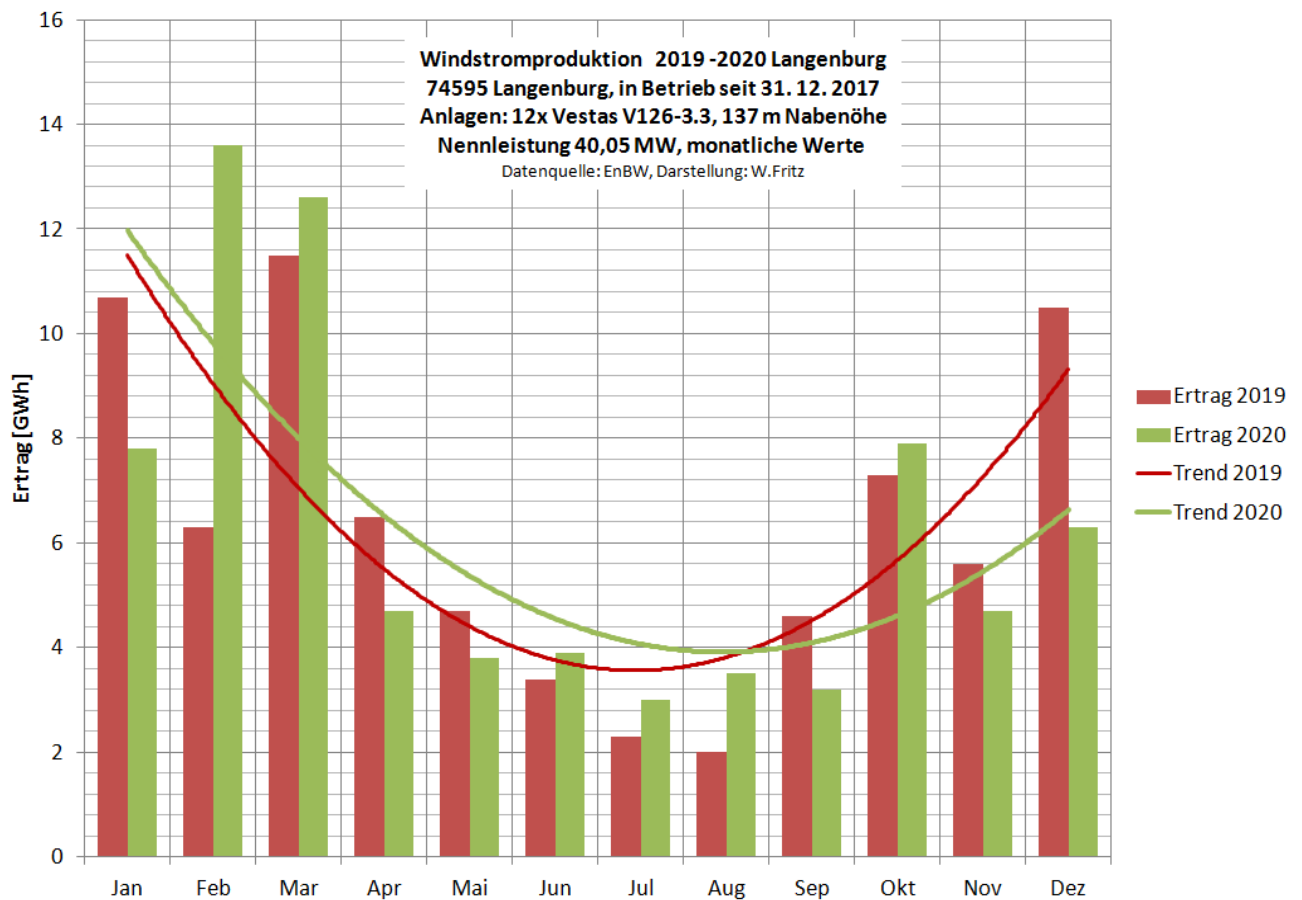
Hier sieht man dass der Ertrag im wesentlich von den Starkwindmonaten Februar und März sowie vom Oktober erbracht wurde. In den anderen Wintermonaten Januar, November und Dezember wurden die Prognosen deutlich unterschritten.

### **Burgholz, Kenngrößen 2020:**

Anlagen:	3 x Vestas V 126-3.3, 149 m Nabenhöhe
Nennleistung:	9,9 MW
EnBW Prognose:	23,8 GWh
Ertrag:	19,9 GWh
Ist/Plan:	83,6%
Ref. Ertrag:	12,33 GWh/Anlage = 36,99 GWh
Auslastung:	22,9 %
Standortgüte:	53,8 %
$v_m$ :	5,25 m/s
$E_{kapp}$ :	166 W/m <sup>2</sup>
$v_m$ (W.A.):	5,61 m/s
$E_{kapp}$ (W.A.):	201 W/m <sup>2</sup>

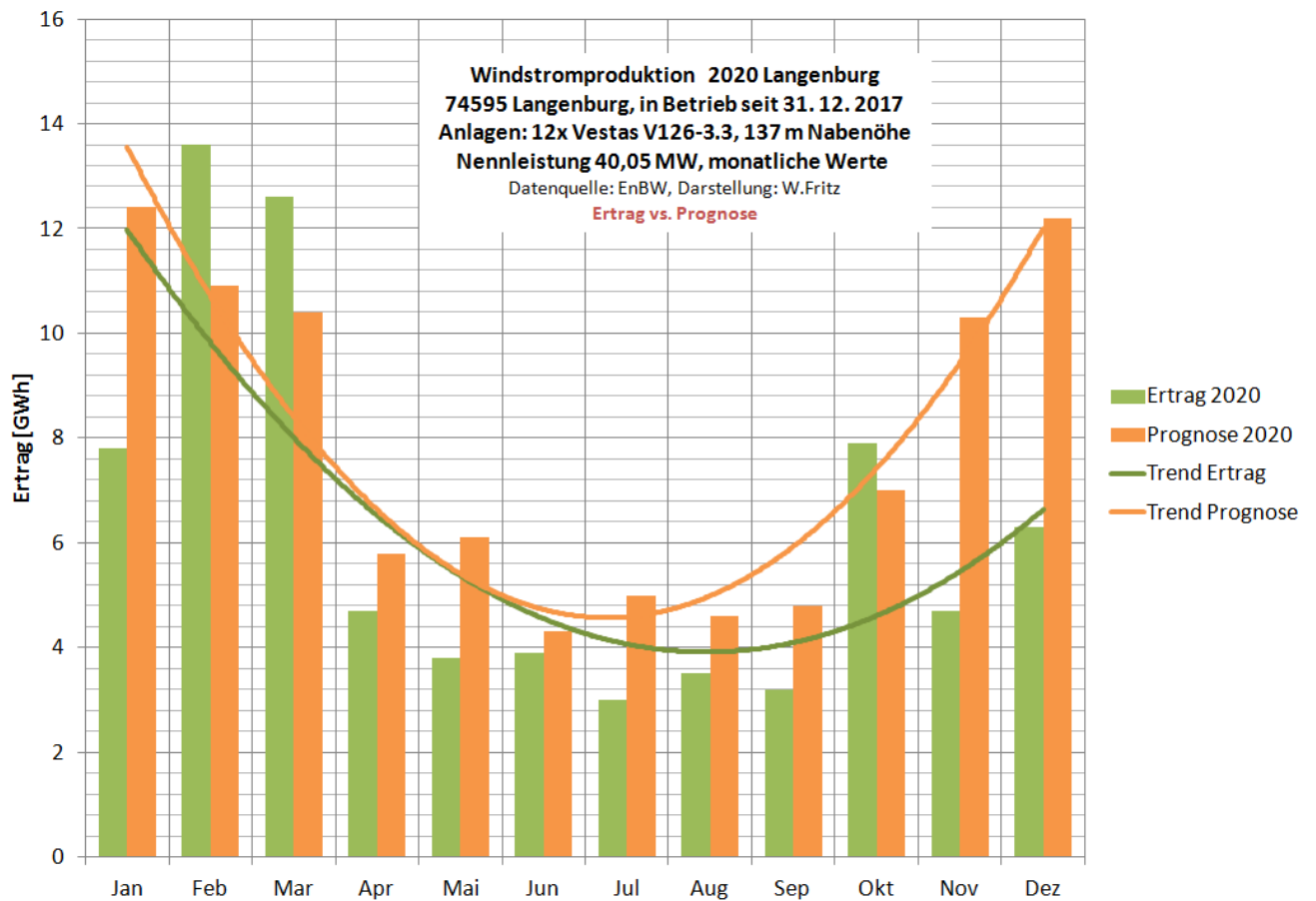
Hier werden sämtliche Richtwerte deutlich unterschritten.

## Langenburg:



**Bild 15:** Langenburg 2019-2020 Vergleich Erträge,  
Originaldaten. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Von der Anzahl der Windräder (12) und der installierten Nennleistung (40,95 MW) der größte EnBW Windpark in BW. Hier standen nur die Daten für 2019 und 2020 zur Verfügung. Auch hier fällt der relativ geringe Ertrag im November 2020 und Dezember 2020 auf.



**Bild 16:** Windstromerzeugung Langenburg 2020 . Vergleich Ertrag-Prognose.  
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Hier sieht man an den Trendkurven, dass vor allem im 2. Halbjahr der Ertrag doch deutlich nach unten abweicht.

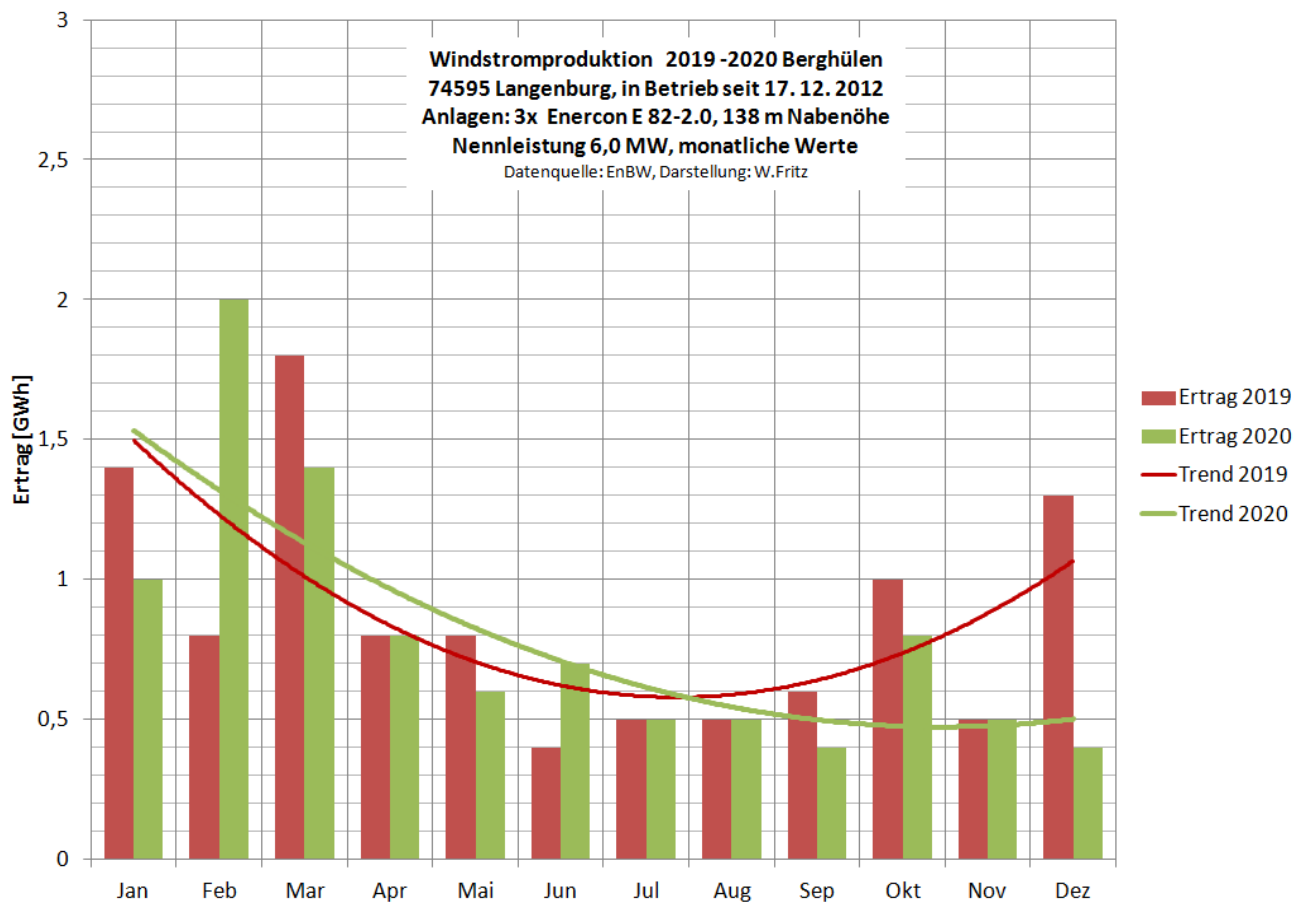
### Langenburg, Kenngrößen 2020:

Anlagen:	12 x Vestas V 126-3.3, 137 m Nabenhöhe
Nennleistung:	39,6 MW
EnBW Prognose:	93,8 GWh
Ertrag:	75,4 GWh
Ist/Plan:	80,4 %
Ref. Ertrag:	11,93 GWh/Anlage = 143,16 GWh
Auslastung:	21,7 %
Standortgüte:	52,7 %
$v_m$ :	5,35 m/s
$E_{kapp}$ :	176 W/m <sup>2</sup>
$v_m$ (W.A.):	5,65 m/s - 6,15 m/s (12 Anlagen)
$E_{kapp}$ (W.A.):	205 W/m <sup>2</sup> - 261 W/m <sup>2</sup> (12 Anlagen)

Ertragsmäßig liegt auch dieser Windpark weit unterhalb der Vorgaben des Windatlas und der allgemeinen Minimalforderungen. (Standortgüte, mittlere Windgeschwindigkeit  $v_m$  und  $E_{kapp}$ ).

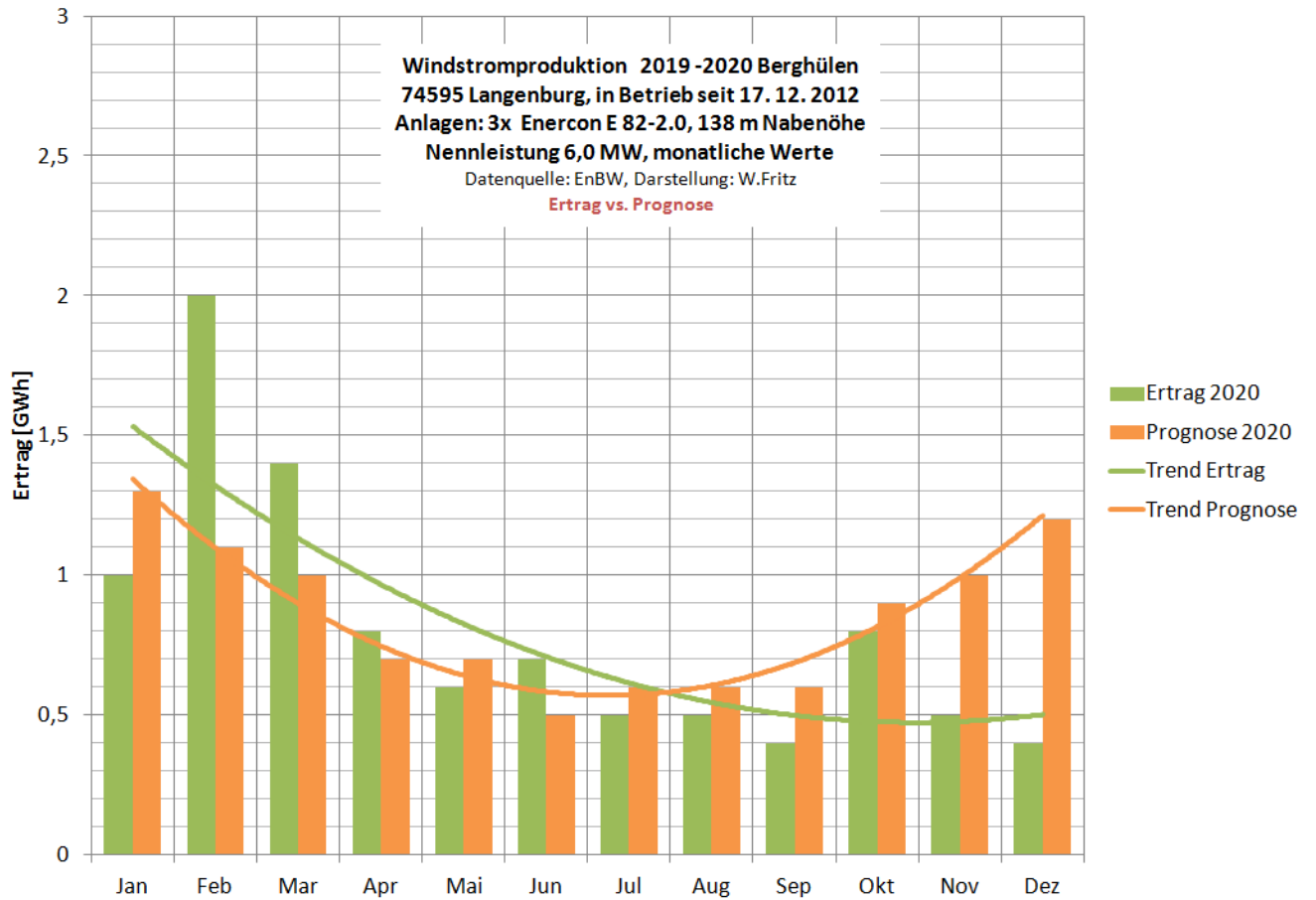


## Berghülen:



**Bild 17:** Berghülen 2019-2020 Vergleich Erträge,  
Originaldaten. Datenquelle: EnBW E-Cockpit.:

Hier fallen die Ertragseinbrüche im November 2020 und Dezember 2020 deutlich auf. Ebenso, dass hier das Jahr 2020 im wesentlichen von den extremen Windmonaten Februar und März zehrt, die restlichen Monate sind eher durchschnittlich.



**Bild 18:** Windstromerzeugung Berghülen 2020 . Vergleich Ertrag-Prognose.  
 Datenquelle: EnBW E-Cockpit..

### Berghülen, Kenngrößen 2020:

Anlagen:	3 x Enercon E 82-2.0, 138 m Nabenhöhe
Nennleistung:	6,0 MW
EnBW Prognose:	10,4 GWh
Ertrag:	10,0 GWh
Ist/Plan:	96 %
Ref. Ertrag:	6,4 GWh/Anlage = 19,2 GWh
Auslastung:	19 %
Standortgüte:	52 %
$v_m$ :	5,35 m/s
$E_{kapp}$ :	176 W/m <sup>2</sup>
$v_m$ (W.A.):	5,6 m/s
$E_{kapp}$ (W.A.):	200 W/m <sup>2</sup>

Der zumindest bezüglich der EnBW Prognose ertragreichste EnBW Windpark. Dies liegt aber hier an der offensichtlich doch recht geringen EnBW Prognose. Bezüglich Standortgüte,  $E_{kapp}$  und  $v_m$  liegt er doch deutlich unter den offiziellen Vorgaben des W. A.

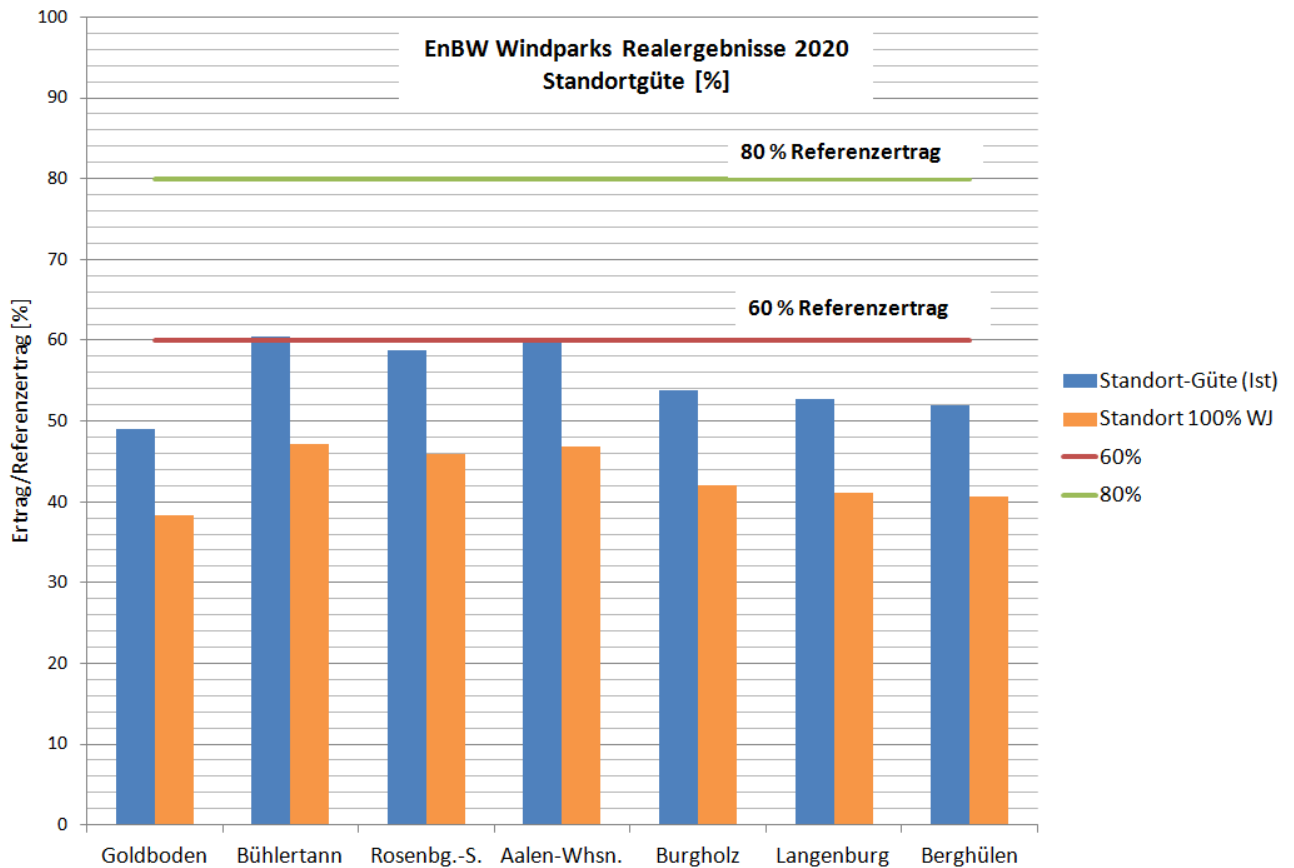
### Fazit

Trotz scheinbar guter Auslastungen von teilweise 26 % erreicht keiner der Windparks die EnBW Prognosen, oder überschreitet sie gar, was bei einem deutlich überdurchschnittlichen Windjahr zu erwarten wäre. Eine Auslastung von 26 % entspricht etwa 2.300 Volllaststunden. Das sind Werte, die von UM Untersteller immer wieder triumphierend vermeldet werden, BW sei ein Windkraftland, die Schwachwindanlagen würden es schon richten, man könne durchaus mit dem Norden konkurrieren.

Die Blenderei wird offensichtlich, wenn man sich die Auslastung von Berghülen mit gerade mal 19% anschaut, was schon eher dem Durchschnitt in BW entspricht. Das sind 1660 Volllaststunden, für einen Standort auf der Alb nicht sehr berauschend. Bei Berghülen handelt es sich um eine konventionelle Anlage, bei den anderen um sogenannte Schwachwindanlagen, die große Rotoren mit eher leistungsschwachen Generatoren kombinieren. Z. B. Berghülen (Enercon E82-2.0) 82 m mit 2.000 kW, Rosenberg-Süd (N 131-3.3) 131 m mit 3.300 kW. Dies ergibt ein Flächenverhältnis von rund 4m<sup>2</sup> pro kW für die N-131 und nur 2,6 für die E-82. Mit diesem Trick wird zwar die Auslastung erhöht, Die Standortgüte dagegen nicht oder nur unwesentlich wie der Vergleich zwischen Berghülen und Langenburg zeigt.

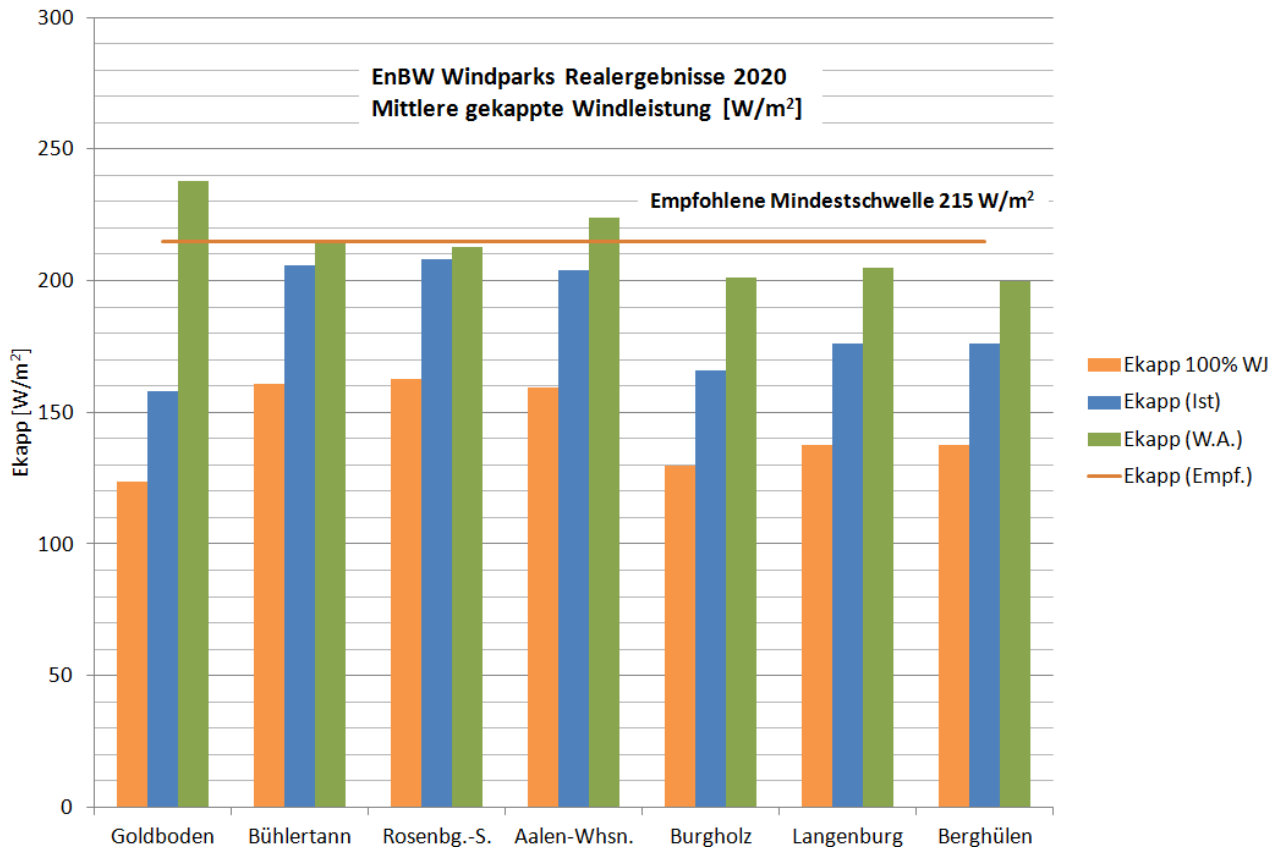
Zusammenfassend belegen diese Standorte, dass die Vorgabewerte ( $E_{kapp}$ ) des Windatlases selbst in deutlich überdurchschnittlichen Windjahren nicht erreicht werden. UM Untersteller hat ja persönlich empfohlen, eine Einstiegsgröße von 215 W/m<sup>2</sup> für die mittlere gekappte Windleistungsdichte als Maß für die Eignung eines Standortes für die Windenergienutzung zu verwenden.

Die nachfolgenden beiden Bilder belegen dies. Hier wurden Standortgüte und Ekapp von dem 128% Windjahr auf ein 100 % Jahr umgerechnet.



**Bild 20:** Standortgüte (Realertrag/Referenzertrag) der EnBW Windparks 2020.  
Datenquelle: EnBW E-Cockpit..

In Bild 20 sind die Standortgüten der einzelnen Windparks dargestellt (blaue Säulen). Wie deutlich zu erkennen ist, wird in dem überdurchschnittlichen Windjahr die sogenannte Mindestertragsschwelle von 60% lediglich von 3 Windparks knapp erreicht, die anderen bleiben klar darunter. Die allgemein empfohlene Ertragsschwelle von 80% wird von keinem Windpark auch nur annähernd erreicht. Rechnet man die Ertragswerte von dem 128% Ertragsjahr 2020 auf ein Durchschnittsjahr mit 100 % um, so erreicht kein einziger Windpark auch nur annähernd die Mindestertragsschwelle (orangefarbene Säulen).



**Bild 21:** Mittlere gekappte Windleistungsdichte Ekapp der EnBW Windparks 2020.  
Datenquelle: EnBW E-Cockpit.

Bei dieser, laut UM Untersteller zukünftig zu verwendenden Richtgröße für die Eignung von Flächen für eine Windkraftnutzung, erreicht selbst im 128% Ertragsjahr 2020 kein einziger der Windparks die empfohlene Mindestschwelle von  $215 \text{ W/m}^2$  (blaue Balken). Umgerechnet auf ein durchschnittliches Windjahr (100% WJ) erreicht keiner der Windparks auch nur annähernd diese Grenze (orangefarbene Säulen).

**Die vom Windatlas prognostizierten Werte, die ja langjährige Durchschnittswerte sein sollen (grüne Säulen), sind also nachweislich zu hoch, der Windatlas ist somit zu optimistisch. Dadurch werden letztendlich Flächen als für die Windenergienutzung geeignet ausgewiesen, die im Endeffekt jedoch untauglich sind, wie sich dann leider erst hinterher herausstellt.**