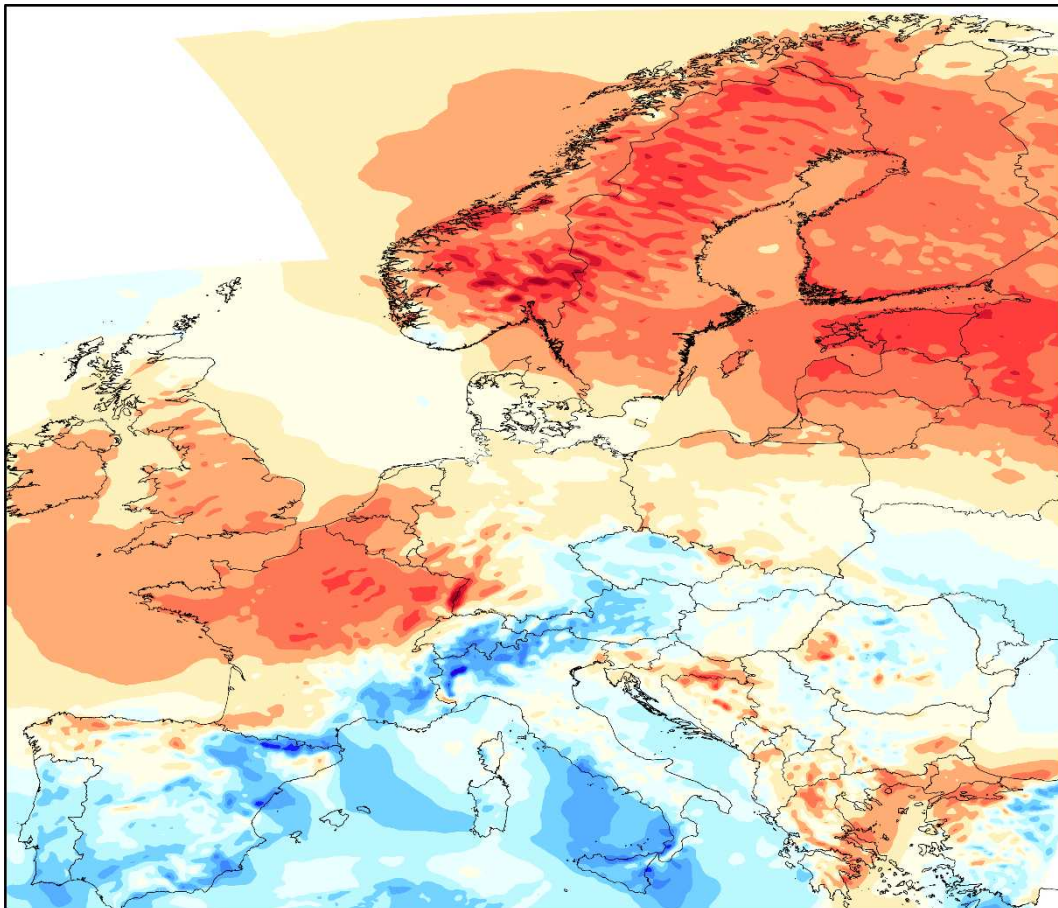




Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Wind- und Ertragsindex Report 2020



1. Einleitung

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie befasst sich seit Jahrzehnten mit mesoskaligen Wettersimulationen und hat bereits zahlreiche Windatlanten erstellt. Auf Basis unserer Simulationen möchten wir Ihnen eine kurze Übersicht über das vergangene Wind- und Ertragsindexjahr in Europa geben.

Unsere akkreditierten Monats- und Jahresindizes für acht typische Windenergieanlagen sind mit einer horizontalen Auflösung bis $3 \times 3 \text{ km}^2$ über das anemos Windinformationssystem awis (awis.anemos.de) zugänglich. **Die neuen Indizes auf Basis der ERA5 Daten sind mit einer Verzögerung von nur 10 – 12 Tagen nach Monatsende verfügbar!** Standortspezifische Indizes werden auf Anfrage berechnet.

Kontaktieren Sie uns gern unter kontakt@anemos.de.

2. Windindex Europa

In Abb. 1 ist der Windindex des Jahres 2020 für Europa dargestellt. Die räumliche Auflösung beträgt 10 km. Die Referenzperiode (100 %) bilden die Jahre 2000 bis 2019. Das Windjahr 2020 lag vor allem in West- und Nordeuropa deutlich über dem Durchschnitt mit Werten von 105 % - 110 % (Westeuropa) und 108 % - 115 % in Nordeuropa. In Südeuropa sind überwiegend unterdurchschnittliche Werte von 98 % - 90 % zu finden.

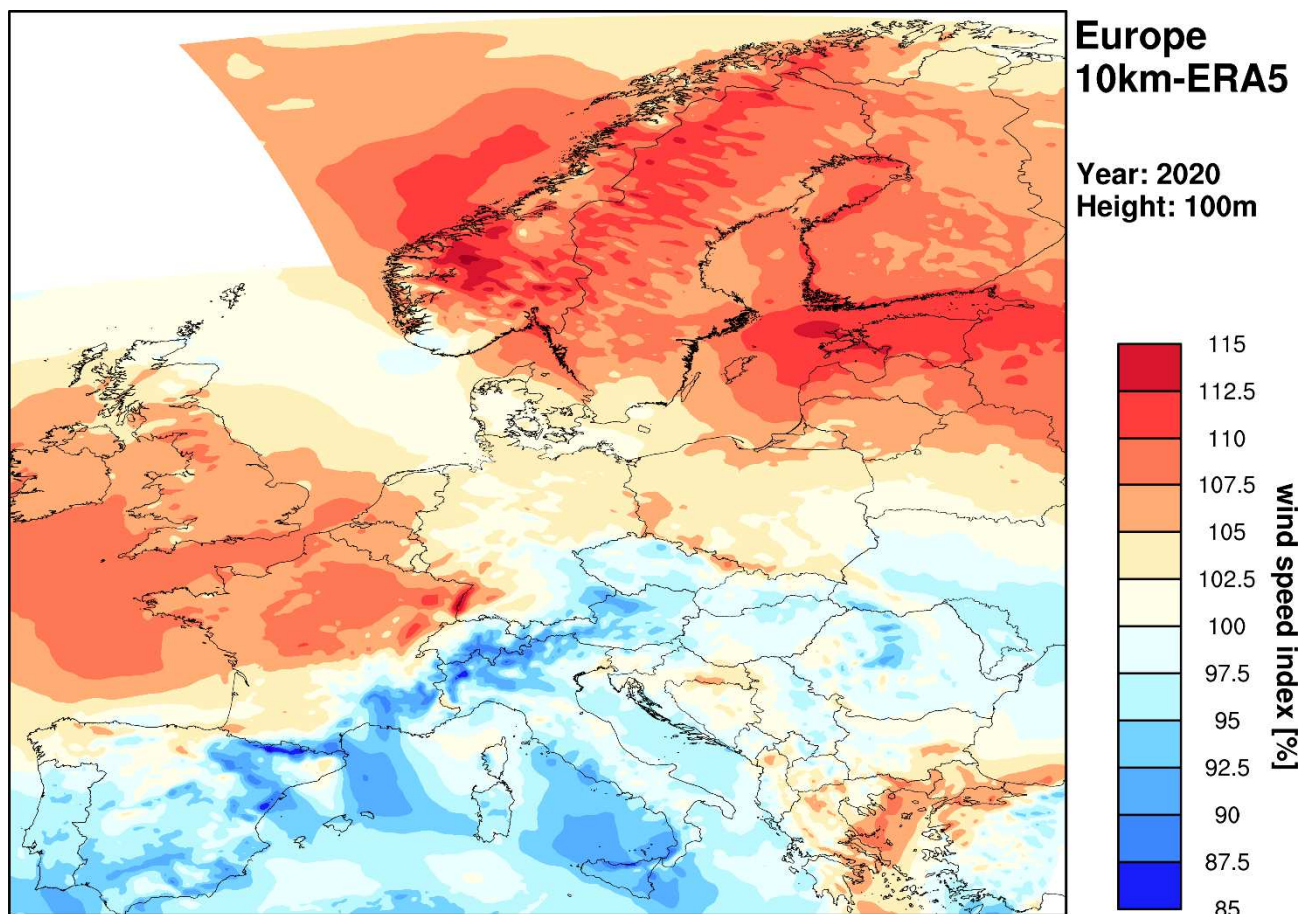


Abb. 1: Windindex 2020 für Europa. Windatlanten: Europa & Skandinavien 10 km auf 100 m über Grund. Referenzperiode für das 100 % Niveau: 2000-2019

3. Windindex Deutschland

Einen detaillierteren Einblick auf das Windjahr 2020 zeigt die Windindexkarte des Deutschland 3 km Windatlas auf ERA5 Basis in Abb. 2. Auch hier bildet das Mittel der Jahre 2000-2019 die Referenzperiode für das 100 % Niveau. Nach dem unterdurchschnittlichen Jahr 2018 (97.0 %) und dem überdurchschnittlichen Jahr 2019 (101.9%) liegt der Windindex für das Jahr 2020 im Deutschland-Mittel erneut bei 101.9 % (Tab. 1). Durch den außerordentlich windstarken Februar 2020, sowie nur drei Monaten mit Werten deutlich unter 90 %, liegt der Windindex auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr.

Im Gegensatz zu 2019 fällt im Windjahr 2020 Bayern mit einem unterdurchschnittlichen Index von 98.2 % auf, während die restlichen Bundesländer überdurchschnittliche Indexwerte aufweisen. Die geringsten Werte oberhalb der 100% Marke sind mit 101.6 % in Thüringen und mit 102.0 % in Hessen zu finden. Spitzenreiter in 2020 ist Saarland (104.4 %) gefolgt von Brandenburg und Rheinland-Pfalz (103.7 % bzw. 103.4 %). Unterdurchschnittliche Werte des Windindex sind vorwiegend in Bayern, mit den geringsten Werten im Südosten, zu finden.

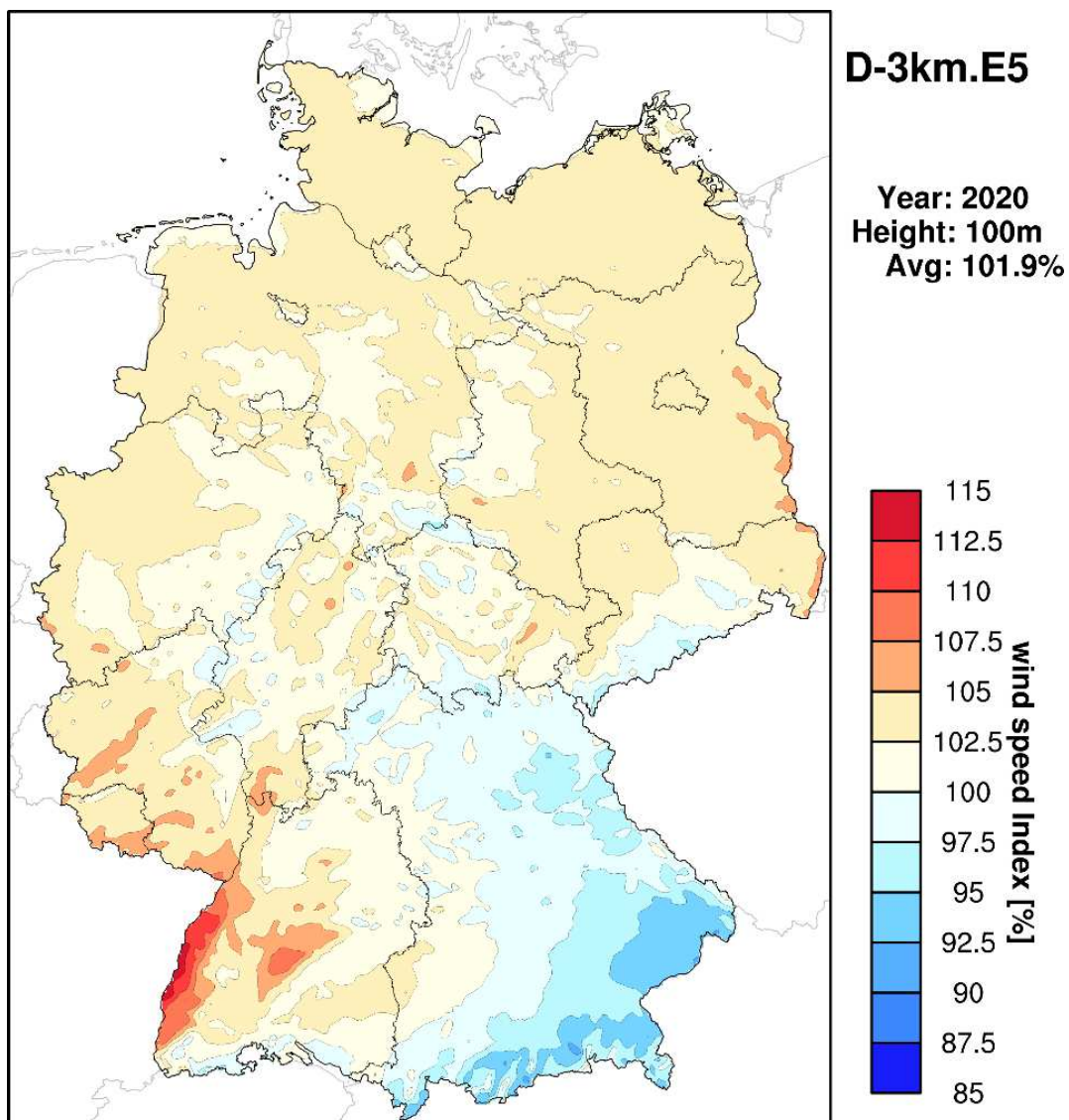


Abb. 2: Windindex des Jahres 2020 für Deutschland. Windatlas: Deutschland 3 km ERA5 auf 100 m über Grund. Referenzperiode für das 100 % Niveau: 2000-2019.

4. Ertragsindex Deutschland

Der Ertragsindex zeigt ein ähnliches Bild wie der Windindex. Die Spannweite um das 100 % Niveau ist wegen der Nichtlinearität zwischen Wind und Ertrag höher. Für eine typische 3-MW Windenergieanlage auf 100 Meter über Grund ergibt sich ein Ertragsindex von 106.3 % in 2020 (Abb. 3).

Die Mittelwerte der jeweiligen Bundesländer sind in Tab. 1 zu finden. In Abb. 4 ist der mittlere monatliche Ertragsindex von Deutschland dargestellt. Hier bildet sich das 100 % Niveau z. B. für den Januar 2020 aus allen Januarern von 2000-2019. Damit erhält man eine Einschätzung, ob der jeweilige Monat im Vergleich zum langjährigen Mittel des entsprechenden Monats über- oder unterdurchschnittlich war. Es fällt auf, dass vor allem die erste Jahreshälfte wie schon in 2019 sehr windstark war, mit einem um fast 107 % über dem Durchschnitt liegenden Rekordfebruar und nur einem Monat, der bei 90 % liegt. Auch die zweite Jahreshälfte hatte noch einen ertragsstarken Monat zu bieten. Lediglich drei ertragschwache Monate sind in der zweiten Jahreshälfte zu finden. Der September ist mit 69.5 % am niedrigsten. Damit zeigt sich das Jahr 2020 wie sein Vorgänger 2019 auch im Ertrag als deutlich überdurchschnittlich.

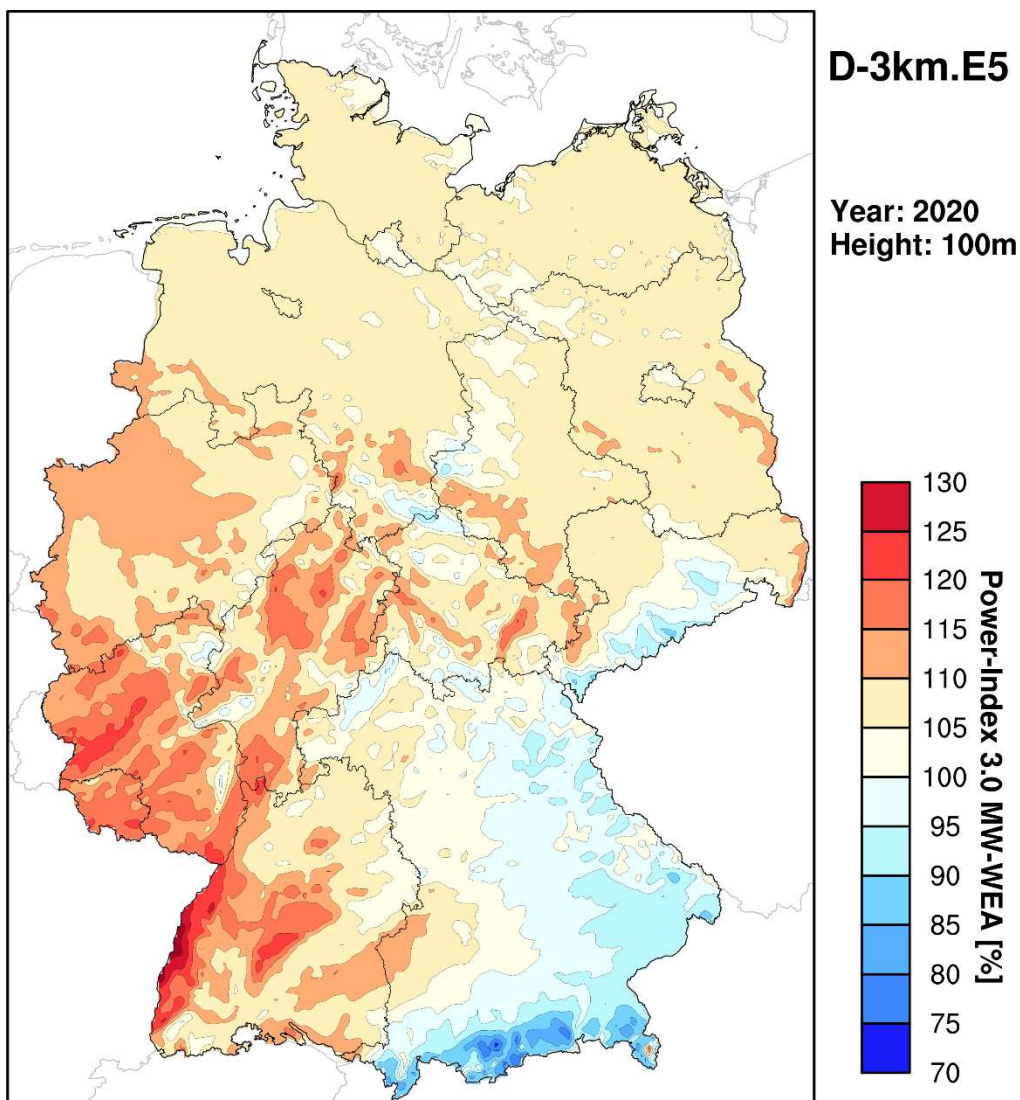


Abb. 3: Ertragsindex 2020 für eine 3.0-MW-WEA auf 100m Nabenhöhe.
Die Referenzperiode für das 100 % Niveau ist 2000-2019.

Tab. 1: Mittlerer Wind- und Ertragsindex, sowie der Windtrend 2020 für Deutschland und die Bundesländer. Der Windtrend ist prozentual pro Jahr und bezieht sich auf den Referenzzeitraum 2001 – 2020.

Bundesländer	Windindex 2020 [%]	Windtrend 2020 [% p.a.]	Ertragsindex 2020 [%]
Baden-Württemberg	103.0	-0.23	110.7
Bayern	98.2	-0.28	98.8
Berlin	103.3	+0.09	105.7
Brandenburg	103.7	+0.10	107.0
Bremen	102.5	+0.15	106.2
Hamburg	102.6	+0.16	104.7
Hessen	102.0	-0.10	110.5
Mecklenburg-Vorpommern	103.1	+0.13	105.8
Niedersachsen	102.5	+0.12	107.1
Nordrhein-Westfalen	102.5	-0.01	109.9
Rheinland-Pfalz	103.4	-0.17	113.9
Saarland	104.4	-0.20	116.2
Sachsen	102.0	0.00	103.8
Sachsen-Anhalt	102.7	+0.08	106.5
Schleswig-Holstein	103.1	+0.17	106.0
Thüringen	101.6	-0.03	106.6
Deutschland (flächengewichtet)	101.9	-0.05 (7)	106.3

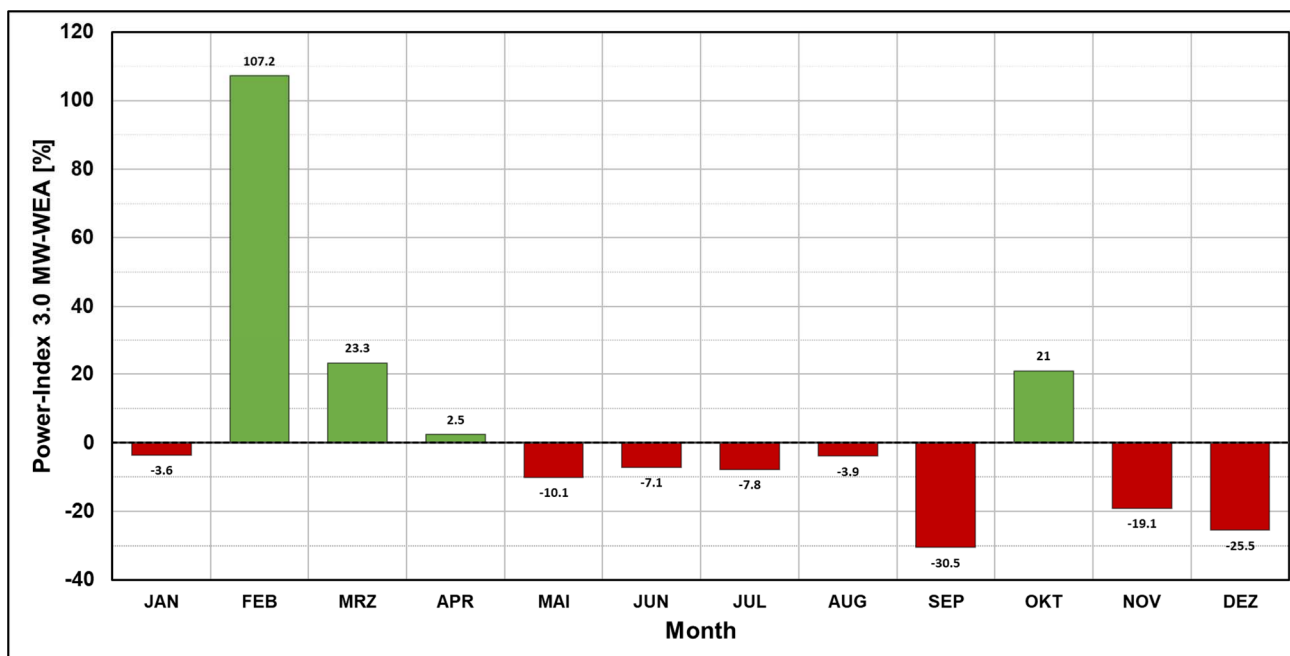


Abb. 4: Anomalie des monatlichen mittleren Ertragsindex 2020 einer 3-MW-WEA für Deutschland. Die Referenzperiode für einen Monat bilden die jeweiligen Monate von 2000-2019.

5. Windtrend in Deutschland und Europa

Neben den Indizes für Deutschland ist auch die Entwicklung des Windtrends sehr interessant, da dieser für Ertrags- und Erlösprognosen ein nicht zu vernachlässigender Faktor sein kann. Der Trendfaktor gibt an wie stark die mittlere Windgeschwindigkeit prozentual pro Jahr abnimmt (negativ) oder zunimmt (positiv). Der Trendfaktor wird analog zu der typischen Lebensdauer einer WEA von 20 Jahren über den aktuellsten Referenzzeitraum (2001 – 2020) gebildet und bezieht sich auf eine Höhe von 100 m über Grund. In Abb. 5 ist der Trendfaktor für Deutschland und in Tab. 1 für die Bundesländer dargestellt.

Im Windtrend gibt es ein deutliches Nord-Süd-Gefälle, welches sich in 2020 mit positiven Werten weiter nach Süden ausgedehnt hat. Während der Trend in Norddeutschland leicht positiv ist (Schleswig-Holstein 0.17 %), wechselt er südlich einer Linie Münster - Görlitz das Vorzeichen mit den niedrigsten Werten in Bayern (-0.28 %). Flächengewichtet ergibt sich für Deutschland ein leicht negativer Trend von -0.05 % pro Jahr, welcher sich aber in den letzten Jahren deutlich verringert hat (2000 – 2019: -0.13 % und 1999 – 2018: -0.22 %). Somit setzt sich die in den letzten Jahren zu beobachtende Trendumkehr weiter fort¹.

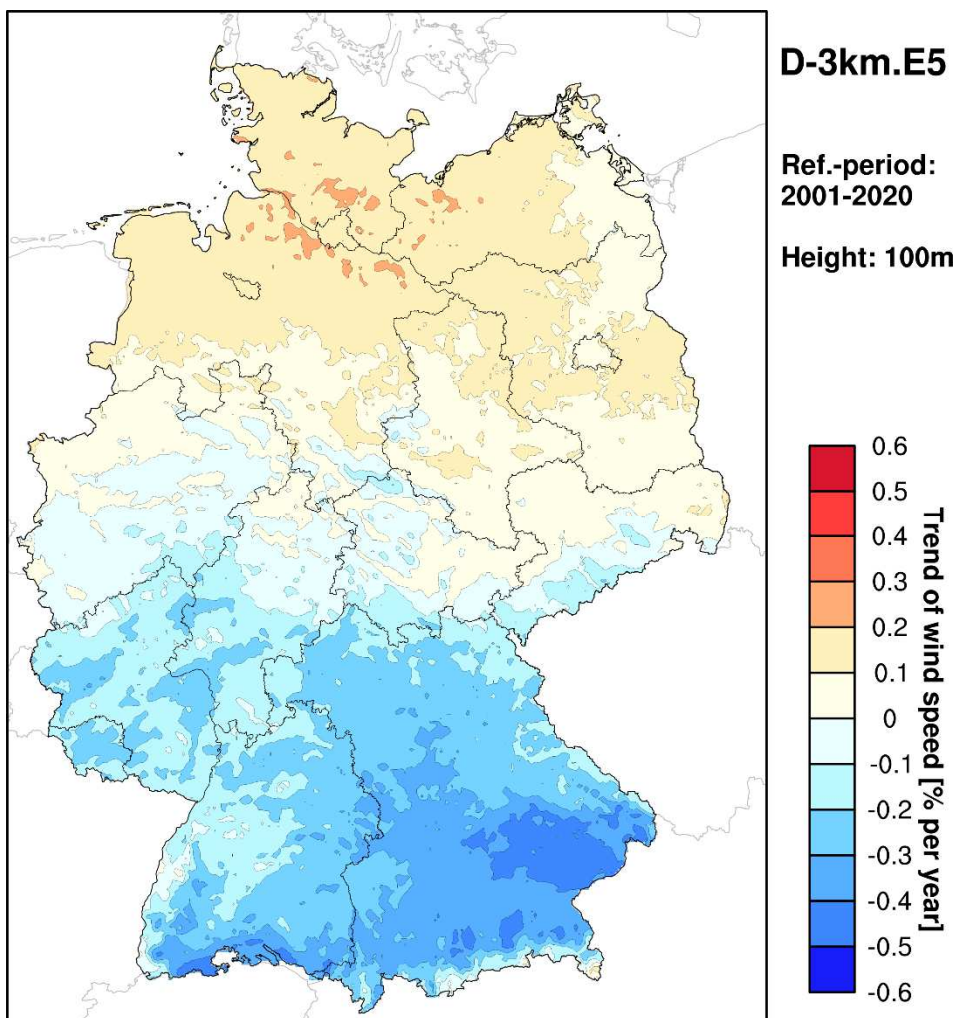


Abb. 5: Windtrend in % pro Jahr auf Basis des Deutschland 3km ERA5 Windatlas.

¹ Zeng, Z., Ziegler, A.D., Searchinger, T. et al. A reversal in global terrestrial stilling and its implications for wind energy production. Nat. Clim. Chang. 9, 979–985 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0622-6>

In Abb. 6 ist der Trendfaktor für Europa dargestellt. Das Nord-Süd-Gefälle ist hier deutlicher zu sehen. Während der Trend in Nordeuropa stark positiv ist (Norwegen & Schweden 0.3 % – 0.5 %), wechselt er auf einer Linie Lille - Kiew das Vorzeichen mit den niedrigsten Werten in Süddeutschland und der Schweiz (-0.3). In Südeuropa ist das Bild deutlich diffuser, da es alternierend Regionen mit positivem und negativem Trend gibt. Generell lässt sich auch hier eine Verschiebung des positiven Trends nach Süden hin beobachten, sowie eine Verstärkung der negativen Trend-Regionen in Südeuropa.

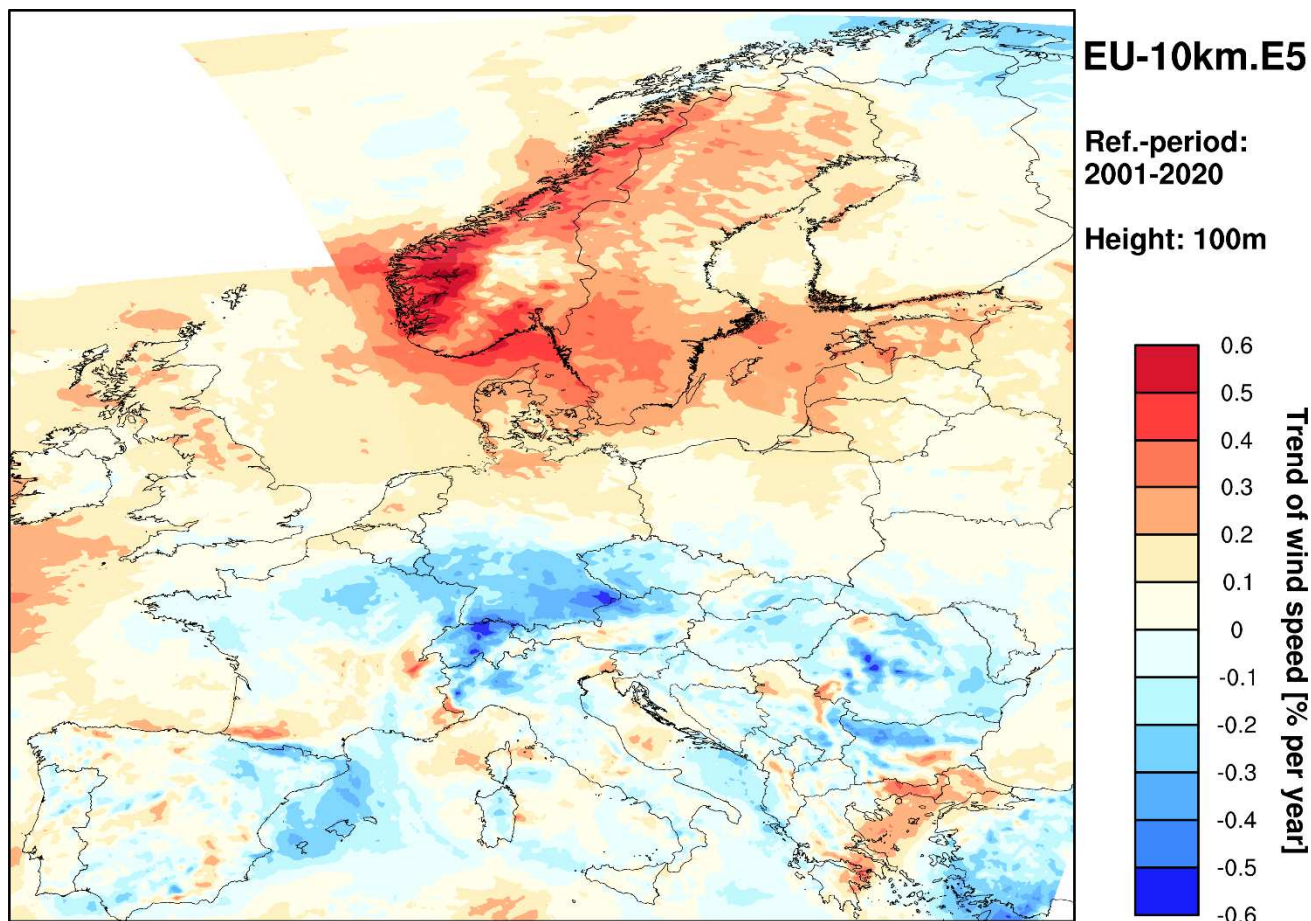


Abb. 6: Windtrend in % pro Jahr auf Basis der 10 km ERA5 Windatlanten Europa und Skandinavien.

6. Ertragsverluste aufgrund von negativen Strompreisen

In diesem Kapitel setzen wir einen verstärkten Fokus auf die historische Entwicklung der Ertragsverluste aufgrund von negativen Strompreisen nach §51 des EEG 2017. Ab einer Zeitspanne von sechs Stunden negativer Preise an der Strombörse entfällt für Windenergieanlagen in diesem Zeitraum die EEG-Vergütung. Aufgrund der entfallenen Marktprämie werden die Windenergieanlagen vom Direktvermarkter abgeschaltet. Nach dem EEG 2021 verkürzt sich die Zeitspanne auf vier Stunden, sodass mit einer Zunahme von Abschaltereignissen zu rechnen ist. Da die Ereignisse zumeist in windstarken Zeiträumen liegen, birgt dies für die Anlagenbetreiber demnach ein höheres Erlösrisiko.

Tab. 2: Ertragsverlust aufgrund von negativen Strompreisen für die Jahre 2018 - 2020 für Deutschland und die Bundesländer.

Bundesländer	2020		Mittel der Jahre 2018 - 2020	
	6h Regel [%]	4h Regel [%]	6h Regel [%]	4h Regel [%]
Baden-Württemberg	5.9	6.7	4.1	5.0
Bayern	5.6	6.3	3.9	4.8
Berlin	5.9	6.5	4.1	4.9
Brandenburg	5.5	6.1	3.9	4.6
Bremen	6.5	7.4	4.3	5.1
Hamburg	6.6	7.5	4.4	5.2
Hessen	7.5	8.4	4.8	5.8
Mecklenburg-Vorpommern	5.9	6.7	4.0	4.7
Niedersachsen	6.5	7.3	4.3	5.1
Nordrhein-Westfalen	6.8	7.6	4.4	5.3
Rheinland-Pfalz	7.1	7.9	4.5	5.4
Saarland	6.5	7.4	4.2	5.1
Sachsen	5.9	6.6	4.0	4.9
Sachsen-Anhalt	6.2	6.9	4.3	5.1
Schleswig-Holstein	6.1	6.9	4.0	4.8
Thüringen	7.3	8.2	4.9	5.9
Deutschland (flächengewichtet)	6.2	7.0	4.2	5.1

Da die zugrunde liegenden Windatlanten eine zeitliche Auflösung von 10 Minuten haben, können die durch negative Strompreise resultierenden Abschaltungen auf die Zeitreihen angewendet und der potenzielle Ertrag in den Zeiten bestimmt werden. Durch das Verhältnis zum jeweiligen potenziellen Jahresertrag ergibt sich der angegebene prozentuale Ertragsverlust für die 4 bzw. 6 Stunden Regel. Wie schon bei der Betrachtung des Ertragsindex wird eine 3 MW Turbine auf 100 m Nabenhöhe untersucht. Die prozentualen Ertragsverluste für 2020 sind in der zweiten (6h Regel) und dritten (4h Regel) Spalte von Tab. 2 zu finden. Für Deutschland lagen die Ertragsverluste durch die 6h Regel bei 6.2 %, während diese mit der 4h Regel um 0.8 % höher ausgefallen wären.

Im Vergleich zu dem mittleren Ertragsverlust der letzten drei Jahre (siehe Spalten 4 und 5 in Tab. 2) ist in 2020 mit ca. 2 % höheren Ertragsverlusten zu rechnen. Auf der Ebene der Bundesländer liegen die Ertragsverluste (6h Regel) zwischen 5.5 % (Brandenburg) und 7.5 % (Hessen). Auch im Mittel über die letzten drei Jahre ist eine ähnliche Verteilung, wenn auch mit geringerer Amplitude, festzustellen.

In Abb. 7 ist analog zu Tab. 2 die räumliche Verteilung der Ertragsverluste durch die 6h Regel für 2020 dargestellt. Deutlich erkennbar ist die Anomalie in Mitteldeutschland, vor allem im Bereich der Mittelgebirge, mit hohen Ertragsverlusten über 7 %. Dem gegenüber gibt es in Südost Brandenburg und Ostachsen, sowie in Südbayern und den Alpen vergleichsweise geringe Ertragsverluste mit Werten unterhalb von 5.5 %. Dieses Bild verschärft sich deutlich bei einer Betrachtung der Ertragsverluste mit der 4h Regel (nicht gezeigt).

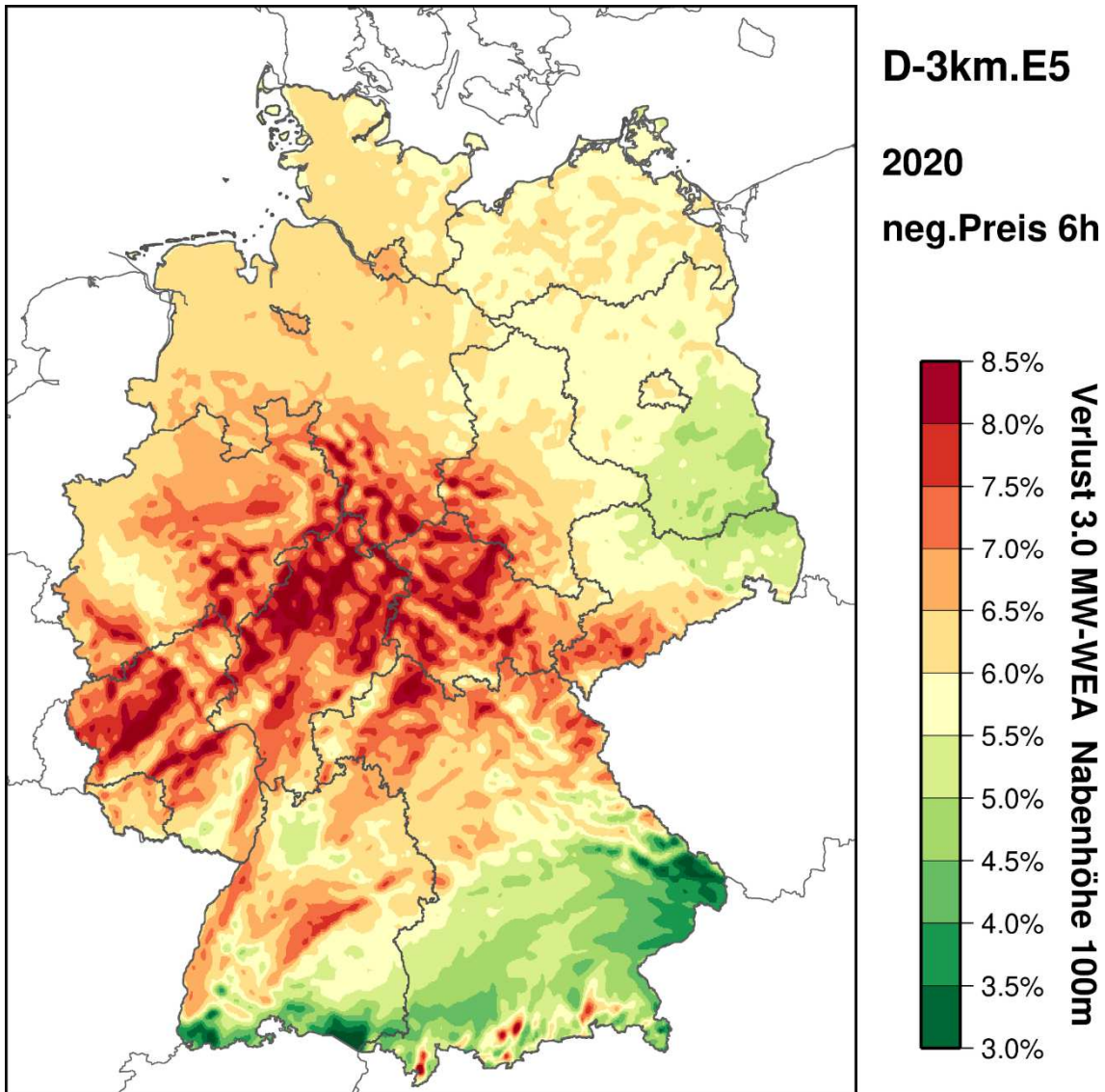


Abb. 7: Ertragsverluste durch §51 EEG17 (6h Regel) in % auf Basis des Deutschland 3km ERA5 Windatlas.