



## **Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3**

Potentiale der Windenergie an Land  
Datensatz 174

---

Ort: Karlsruhe  
Datum: 24.09.2021

Endbericht

## Impressum

---

### Langfristszenarien 3 - Potentiale Windenergie an Land - Datensatz 174

#### Projektleitung

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI**

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

**Consentec GmbH**

Grüner Weg 1, 52070 Aachen

Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

#### Autoren

Dr. Frank Sensfuß, Frank.Sensfuss@isi.fraunhofer.de

Katja Franke, Katja.Franke@isi.fraunhofer.de

Dr. Christoph Kleinschmitt, Christoph.Kleinschmitt@isi.fraunhofer.de

#### Beteiligte Institute

**Consentec GmbH:** Grüner Weg 1, 52070 Aachen;

Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de (Administrative Leitung)

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI:** Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)

Dr. Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de (Projektmanagement)

**ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg:** Im Weiher 10, 69121 Heidelberg

Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

**Technische Universität Berlin:** Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin

Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@er.tu-berlin.de

#### Auftraggeber

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)**

Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

#### Veröffentlicht

September 2021

#### Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

## Inhaltsverzeichnis

---

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Methodik</b>	<b>5</b>
2.1	Bestimmung der nutzbaren Fläche.....	5
2.2	Bestimmung der installierbaren Leistung.....	5
2.3	Berechnung des möglichen Ertrags.....	6
2.4	Berechnung der spezifischen Erzeugungskosten.....	7
2.5	Aggregation der Potenziale innerhalb einer Region .....	7
<b>3</b>	<b>Technologieannahmen</b>	<b>8</b>
3.1	Anlagenkonfiguration .....	8
3.2	Kosten .....	9
<b>4</b>	<b>Landnutzung</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>Wetterdatensatz A</b>	<b>13</b>
<b>6</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>14</b>
6.1	Deutschland.....	14
6.2	Europa .....	15
6.3	Potentialkarten .....	16

# 1 Einleitung

---

Dieses Arbeitspapier dokumentiert den Potentialdatensatz 174<sup>1</sup> für Windenergie an Land, der für das Projekt "Langfristszenarien 3" erstellt wurde. Dieser Datensatz wurde für die Berechnungen von Energieszenarien mit dem Energiesystemmodell Enertile erstellt und wurde unter anderem für die Szenarien TN-Strom, TN-PtG/PtL, TN-H2-G verwendet. Zentrales Ziel ist dabei, die Methodik, Datensätze und auch die Ergebnisse transparent zu dokumentieren. Wir versuchen ständig die Qualität dieser Datensätze zu verbessern. Aus diesem Grund wird es im Laufe des Projektes weitere Datensätze geben. Trotz der sehr hohen regionalen Auflösung der Analyse kann diese nicht lokale Messungen für die Projektierung einzelner Projekte ersetzen. Abschnitt 2 erläutert die angewendete Methodik. In Abschnitt 3 stellen wir die Technologieannahmen für die einzelnen Anlagen vor. In Abschnitt 4 werden unsere Annahmen zur Landnutzung erläutert. Abschnitt 5 erläutert den verwendeten Wetterdatensatz und Abschnitt 6 erläutert die Ergebnisse.

---

<sup>1</sup> Die Nummerierung des Datensatzes wurde hier aus Gründen der Nachvollziehbarkeit identisch zur intern verwendeten ID gewählt.

## 2 Methodik

---

Die Berechnung der Potenziale für erneuerbare Energien erfolgt im Modell Enertile RenewablePotential-Calculator2.0 in fünf Schritten:

1. Bestimmung der nutzbaren Fläche
2. Bestimmung der installierbaren Leistung
3. Berechnung des möglichen Ertrags
4. Berechnung der spezifischen Erzeugungskosten
5. Aggregation der Potenziale innerhalb einer Region

Ausgangsbasis für die Modellierung der Potenziale erneuerbarer Energien ist ein weltweites Modellgitter mit über 12 Millionen Kacheln, deren Fläche überall konstant  $42,25 \text{ km}^2$  beträgt<sup>2</sup>. Auf Deutschland (inkl. seiner Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in Nord- und Ostsee) entfallen ca. 10 000 Kacheln. Auf Basis dieses Gitters werden verschiedene geographische Informationen und meteorologische Daten überlagert. Die ersten vier der oben genannten Berechnungsschritte finden auf der Ebene der einzelnen Modellkachel statt. Erst im letzten Schritt werden die Ergebnisse der Potenzialberechnung innerhalb der Regionen aggregiert, die im Anschluss auch für die Systemoptimierung in Enertile verwendet werden.

### 2.1 Bestimmung der nutzbaren Fläche

Das Verfahren zur Bestimmung der nutzbaren Fläche ist methodisch für alle erneuerbaren Technologien identisch und wird in Abschnitt 4 im Detail beschrieben. Es basiert darauf, dass zunächst bestimmte Flächen (z.B. streng geschützte Naturschutzgebiete, bei Wind an Land auch Flächen mit weniger als 1000 m Abstand zu Siedlungen) komplett ausgeschlossen werden. Von den verbleibenden Flächen kann dann je nach vorliegender Landnutzungskategorie (z.B. Ackerland, Wald, Brachland) ein zuvor festgelegter, technologiespezifischer Anteil (z.B. 20%) für den Ausbau von Wind an Land verwendet werden (siehe Abschnitt 4).

### 2.2 Bestimmung der installierbaren Leistung

Zusätzlich zur Flächennutzung wird für jede Modellkachel anhand der verknüpften Wetterdaten die optimale EE-Anlagenkonfiguration (bei Wind: Nabenhöhe und Rotor-Generator-Verhältnis) bestimmt, mit der sich die niedrigsten Stromgestehungskosten ergeben. Zur Auswahl stehen dabei je nach Technologie und Jahr unterschiedlich viele Konfigurationen. Diese werden in Abschnitt 3 genauer erläutert.

Um anschließend berechnen zu können, wie viel elektrische Leistung sich auf der nutzbaren Fläche installieren ließe, muss zunächst der spezifische Flächenbedarf pro MW der für diesen Standort optimalen EE-Anlagen bestimmt werden. Der spezifische Flächenbedarf einer Anlage wird dabei nach der Formel berechnet, die einer sinnvollen Abstandsregelung innerhalb eines Windparks entspricht. Hier wird häufig ein Abstand von 5 Rotordurchmessern zwischen den Anlagen und 9 Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung empfohlen, um den Parkeffekt zu reduzieren<sup>3</sup>. Wir verwenden in diesem Datensatz diese Werte als konservative Schätzung. Da Flächen in der Realität nicht immer einer optimalen Geometrie folgen, wurde ein Korrekturfaktor von 90% ergänzt:

---

<sup>2</sup> Die Kacheln haben am Äquator eine annähernd quadratische Form mit 6,5 km Kantenlänge, während mit zunehmender geografischer Breite die Ost-West-Ausdehnung ab- und die Nord-Süd-Ausdehnung entsprechend zunimmt.

<sup>3</sup> <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/de/tour/wres/park.htm>

$$\text{Spezifischer Flächenbedarf} = \frac{5 * \text{Rotordurchmesser pro MW} * 9 * \text{Rotordurchmesser pro MW}}{90\%}$$

Auf Basis des spezifischen Flächenbedarfes und der verfügbaren Fläche kann dann das Potenzial für jede einzelne Kachel bestimmt werden:

$$\text{Potenzial in MW} = \frac{\text{Verfügbare Fläche}}{\text{Spezifischer Flächenbedarf}}$$

## 2.3 Berechnung des möglichen Ertrags

Der mögliche Energieertrag wird für jede Modellkachel anhand der Wetterdaten dieses Standortes berechnet. Der verwendete Wetterdatensatz ist in Abschnitt 5 genauer beschrieben. Auf der Grundlage der stündlichen Windgeschwindigkeiten und Lufttemperaturen in verschiedenen Höhen (bei COSMO-REA6 ca. 70, 120 und 180 m über dem Boden/Wasser) werden durch Inter- und Extrapolation stündliche Windgeschwindigkeiten in allen wählbaren Nabenhöhen berechnet. Dabei wird ein exponentielles Höhenprofil mit stündlich ermittelter atmosphärischer Schichtung angenommen. Mit den Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe kann die Stromerzeugungsleistung einer Windenergieanlage (WEA) mit gegebener Rotorgröße nach folgender Formel berechnet werden:

$$\text{Leistung WEA} = 0,5 * \rho_L * \text{Rotorfläche} * \text{Wirkungsgrad} * \text{Windgeschwindigkeit}^3$$

Die Berechnung des Wirkungsgrades erfolgt dabei anhand bekannter Leistungskennlinien von Referenzanlagen. Der Parameter  $\rho_L$  steht für die Luftdichte, die standortspezifisch anhand der Höhe über NN und der stündlichen Temperatur in Nabenhöhe berechnet wird. Für die Leistung eines ganzen Windparks muss neben der Leistung der einzelnen Anlagen auch berücksichtigt werden, dass sich die Anlagen innerhalb eines Windparks gegenseitig die Windverhältnisse verschlechtern (sogenannter Parkeffekt). Der Vergleich von Modelldaten mit realen Messungen zeigt, dass die errechnete Stromproduktion in der Realität nicht erreicht wird. Neben elektrischen Verlusten im Park werden in der Literatur auch Alterungsverluste als mögliche Ursache genannt<sup>4</sup>. Im Modell werden all diese Verluste durch einen aggregierten Verlustfaktor aus Parkeffekt (hier 85%), Alterungseffekt und sonstigen Verlusten (hier 84%) abgebildet, der für diesen Datensatz 71% beträgt. Mit der dritten Wurzel dieses Faktors wird (für jede Stunde des Jahres) die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe skaliert<sup>5</sup>, bevor daraus die Leistung einer WEA (bzw. eines Windparks) berechnet wird. Dadurch fallen die Verluste in Zeiten hoher Windgeschwindigkeiten (im abgeflachten Bereich der Anlagen-Leistungskennlinie) geringer aus als bei mittlerem oder schwächerem Wind (steiler Bereich der Kennlinie). Zusätzlich nehmen wir eine technische Verfügbarkeit von 95% an, was durch einen pauschalen 5%-Abzug vom Energieertrag jeder einzelnen Stunde des Jahres abgebildet wird.

Während die stundenscharfe Leistungszeitreihe anhand der stündlichen Windgeschwindigkeiten eines bestimmten Wetterjahres berechnet wird, basieren die mittleren Volllaststunden auf einer Weibull-Verteilung, die zuvor durch einen Fit der stündlichen Windgeschwindigkeiten mehrerer Jahre (für jede einzelne Nabenhöhe) bestimmt wurde. Um die Konsistenz der stündlichen und der jährlichen Erzeugung zu gewährleisten, wird die Leistungszeitreihe für ein einzelnes Jahr vor der Verwendung in der Systemoptimierung iterativ linear skaliert, sodass sich daraus die mittleren Volllaststunden ergeben und gleichzeitig die Maxima der Zeitreihe erhalten bleiben (um eine Überschreitung der Nennleistung durch die Skalierung zu verhindern).

<sup>4</sup> Staffel and Green (2014); "How does wind farm performance decline with age". Renewable Energy Vol. 66 2014. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.041>

<sup>5</sup> Die dritte Wurzel ergibt sich daraus, dass die Windleistung, die mit dem Verlustfaktor skaliert werden soll, proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist.

## 2.4 Berechnung der spezifischen Erzeugungskosten

Aus dem möglichen Energieertrag und den Gesamtkosten der Technologie können die spezifischen Stromerzeugungskosten in Euro/MWh berechnet werden. In die Kosten gehen dabei ein:

- Investitionen (in Euro/kW)
- Fixkosten für Betrieb und Wartung (in Euro/kW/a)
- Variable Kosten für Betrieb und Wartung (in Euro/MWh)

Die verwendeten Annahmen bzgl. der Technologiekosten sind in Abschnitt 3 dargestellt.

## 2.5 Aggregation der Potenziale innerhalb einer Region

Für jede einzelne Kachel werden auf Basis der bereits dargelegten Methodik zur Verschneidung von Landnutzung und Wetterdaten Potenziale, Stromerzeugungskosten und Volllaststunden für die einzelnen Technologien berechnet. Aufgrund der hohen Anzahl von Variablen kann nicht jede einzelne Kachel in die Optimierung der Stromversorgung einbezogen werden. Aus diesem Grund werden innerhalb einer Region wie z. B. „DE 1“ (Nordwestdeutschland) Kacheln mit vergleichbaren Erzeugungskosten für eine Erzeugungstechnologie zu einer „Potenzialstufe“ zusammengefasst. Diese Potenzialstufe enthält folgende Informationen:

- Summe des Erzeugungspotenzials der einzelnen Kacheln in MW,
- durchschnittliche Volllaststunden der Kacheln,
- durchschnittliche Erzeugungskosten der Kacheln und
- die aggregierte Erzeugungzeitreihe der einzelnen Kacheln (für ein gegebenes Wetterjahr).

Die resultierenden Potenzialstufen in einer Region werden dann im Rahmen der Systemoptimierung durch das Modell Enertile ausgebaut. Die Ergebnisse der Optimierung werden in einem nachgelagerten Schritt wieder disaggregiert. Als Ergebnis der Optimierung ist bekannt, wie hoch die ausgebaute Leistung jeder Potenzialstufe in jedem einzelnen Stützjahr (2030, 2040, 2050) ist. In den weiteren Auswertungen wird diese Potenzialausschöpfung auf die einzelnen Kacheln der Potenzialstufe entsprechend ihres Anteils am Gesamtpotenzial heruntergebrochen und somit die installierte Leistung pro Kachel bestimmt. Die installierte Leistung pro Kachel stellt bspw. ein wichtiges Eingangsdatum für die Modellnetzanalysen zur Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Verteilungsnetzen dar. Gleichzeitig lassen sich hierauf basierend auch die auf die Netzknoten bezogenen Einspeisezeitreihen der verschiedenen EE-Technologien ermitteln, die für die Lastflussanalysen im Übertragungsnetz notwendig sind.

### 3 Technologieannahmen

Für die Berechnung der spezifischen Erzeugungskosten werden für jede betrachtete Konfiguration einer Windenergieanlage (WEA) die jeweiligen Kosten berücksichtigt. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen sowie die Kosten beschrieben.

#### 3.1 Anlagenkonfiguration

Die Konfigurationen der unterschiedlichen betrachteten Anlagen sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Nabenhöhe liegt zwischen 80 und 160m für alle betrachteten Jahre. Die spezifische Flächenleistung (Verhältnis aus Generatorleistung und Rotorfläche) liegt in den Jahren 2021 bis 2030 bei 280 bis 500 W/m<sup>2</sup>. Die maximale spezifische Flächenleistung ändert sich über die Jahre nicht. Die minimale spezifische Flächenleistung verringert sich in den Jahren 2041 bis 2050 auf 270 W/m<sup>2</sup>. Bis zum Jahr 2030 stehen dem Modell 30 unterschiedliche Anlagenkonfigurationen zur Verfügung. Bis 2040 kommen aufgrund der veränderten Rotordurchmesser 11 weitere Konfigurationen hinzu. In der letzten Dekade hat das Modell 56 unterschiedliche Anlagenkonfigurationen, aus denen es (kostenoptimiert) wählen kann. Die hier gewählten Konfigurationen sollen dabei den generellen Trend zu größerer spezifischer Rotorfläche abbilden. Als Lebensdauer der Anlagen wird generell ein Wert von 20 Jahren angenommen.

**Tabelle 1**      **Verfügbare Anlagenkonfigurationen für Windenergieanlagen an Land**

	2021-2030		2031-2040		2041-2050	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
<b>IEC Klasse 1 (extreme Starkwindzone: <math>\varnothing &gt; 10</math> m/s)</b>						
Nabenhöhe in m	80	140	80	150	80	160
Spezifische Flächenleistung in W/m <sup>2</sup>	440	500	430	500	420	500
<b>IEC Klasse 2 (Starkwindzone: <math>8,5</math> m/s &lt; <math>\varnothing &lt; 10</math> m/s)</b>						
Nabenhöhe in m	80	140	80	150	80	160
Spezifische Flächenleistung in W/m <sup>2</sup>	350	500	350	500	350	500
<b>IEC Klasse 3 &amp; 4 (Schwachwindzone: <math>\varnothing &lt; 8,5</math> m/s)</b>						
Nabenhöhe in m	80	150	80	150	80	160
Spezifische Flächenleistung in W/m <sup>2</sup>	280	500	280	500	270	500

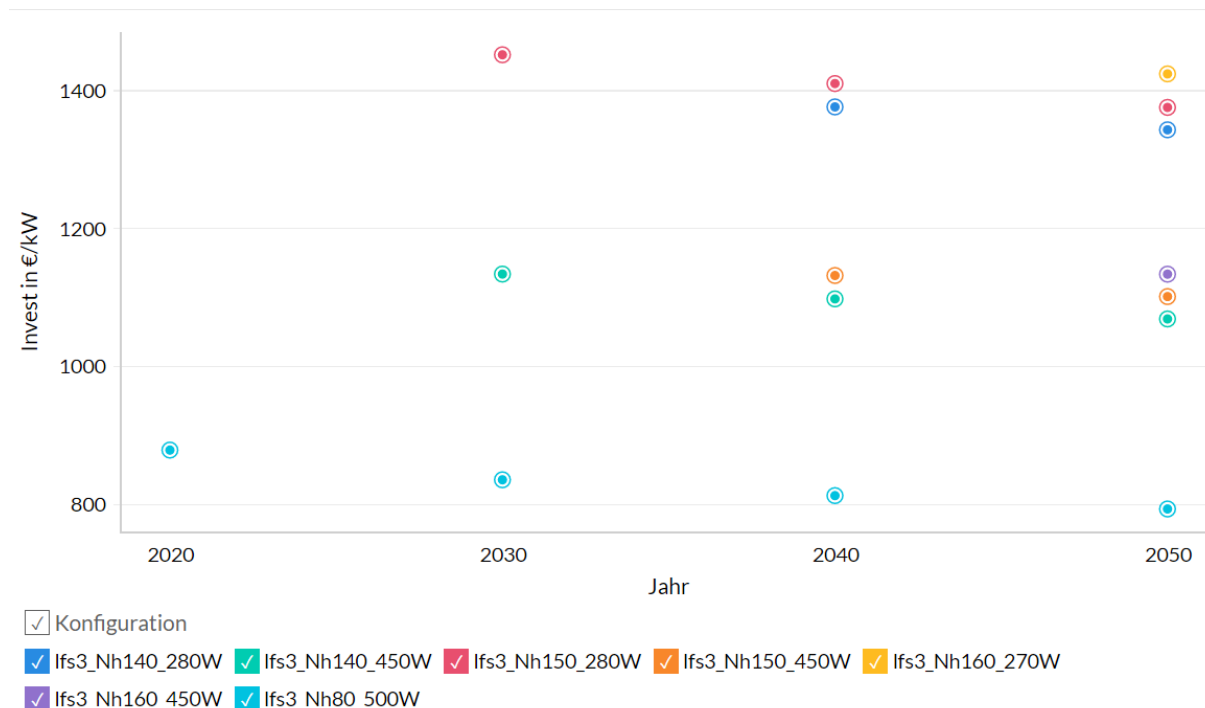


### 3.2 Kosten

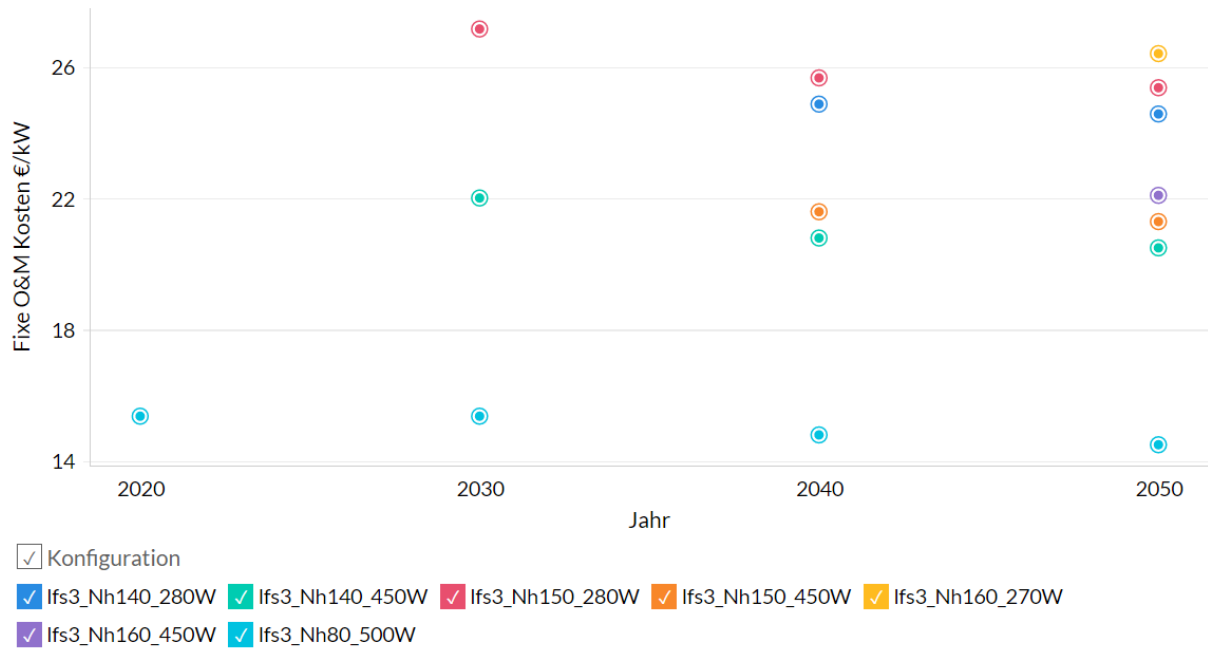
Die Projektion der Kostenentwicklung neuer Technologien erfolgt häufig anhand von Lernkurven. Dabei ist ein wichtiger Indikator die Kostendegression pro Verdopplung der weltweit installierten Leistung. Die Kosten der WEA richten sich nach der jeweiligen Konfiguration. Für die unterschiedlichen Nabelhöhen und Rotordurchmesser werden die jeweiligen Kosten nach dem Baukastenprinzip zusammengesetzt. Die hinterlegten Kosten basieren auf eigenen Annahmen und wurden auf Basis des EEG-Erfahrungsberichtes für Windenergie an Land<sup>6</sup> getroffen. Die spezifischen Investitionen liegen 2020 bei einer Anlage mit 100 m Nabelhöhe und einen Rotor von 400W/m<sup>2</sup> bei ca. 1.300 €/kW. Diese Kosten beinhalten sowohl die Investitionen für die Anlage als auch die Kosten für Wartung und Betrieb und die sonstigen Kosten. Als Zinssatz wird einheitlich für alle Regionen und Jahre ein Wert von 2% angenommen. Die technische Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt. Neben den hier dargestellten Kosten werden für Anlagenkonfigurationen mit großem spezifischem Rotor Kostenzuschläge von 2,5% für Kacheln mit Windgeschwindigkeiten der IEC Klasse 3 und 5% für die IEC Klasse 2 angenommen, um die höheren Belastungen der Anlagentechnik in diesen Regionen abzubilden.

**Abbildung 1 Spezifische Investitionen Windenergie an Land**

Die Kosten für Betrieb und Wartung werden mit folgenden Werten angenommen.



<sup>6</sup> Deutsche WindGuard GmbH (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben IIe: Wind an Land, [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7)

**Abbildung 2** Wartungskosten Windenergie an Land

## 4 Landnutzung

---

Für jede Kachel wird die jeweilige Landnutzung bestimmt. Dafür wird das weltweite Modellgitter mit einem Landnutzungsdatensatz verschnitten. Der in Europa zugrunde gelegte Datensatz ist CORINE Land Cover 2018<sup>7</sup> mit einer Auflösung von 100 m. Für Berechnungen außerhalb Europas wird ein Datensatz von GlobCover 2009<sup>8</sup> mit einer Auflösung von 300 m verwendet. Die im CORINE Datensatz enthaltenen 44 Landnutzungskategorien sowie die 22 Landnutzungskategorien des GlobCover Datensatzes werden für die Potenzialberechnung zu folgenden Kategorien zusammengefasst:

- Brachland
- Anbaufläche
- Wald
- Grasland
- Savanne
- Strauchlandschaft
- Schnee und Eis
- Siedlungsfläche
- Wasser
- Feuchtgebiete
- Ausschlussflächen

Die Kategorie "Ausschlussflächen" beinhaltet Naturschutzgebiete und weitere Gebiete, die für die Installation von erneuerbaren Energien nicht berücksichtigt werden. In Deutschland werden bei der Windenergie an Land 1000m Abstand zu Siedlungsflächen eingehalten und bestimmte Naturschutzgebiete<sup>9</sup> ausgeschlossen. Als Siedlungsflächen werden dabei nur Flächen berücksichtigt, die in der Auflösung des Datensatzes enthalten sind. Einzelne Gebäude werden dabei nicht erfasst. Ansonsten gelten folgende Landnutzungsfaktoren<sup>10</sup>.

---

<sup>7</sup> <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover>

<sup>8</sup> [http://due.esrin.esa.int/page\\_globcover.php](http://due.esrin.esa.int/page_globcover.php)

<sup>9</sup> In dem verwendeten Shapefile für Naturschutzgebiete (protectedplanet.com) werden verschiedene Schutzkategorien unterschieden. Da nicht alle Kategorien den Bau von EE-Anlagen verbieten, wurden für die Potentialberechnung nur die IUCN-Kategorien Ia, Ib, II und III (siehe <https://www.iucn.org/theme/protected-areas/about/protected-area-categories>) ausgeschlossen.

<sup>10</sup> In manchen Präsentationsfolien werden die Werte inkl. des oben schon erwähnten Abzugs von 90% dargestellt. Deshalb weichen die Werte hier gegenüber diesen Folien ab.

**Tabelle 2 Landnutzungsfaktoren der Windenergie an Land**

Kategorie	Nutzungsfaktor
Brachland	20%
Anbaufläche	16%
Wald	12%
Grasland	20%
Savanne	20%
Buschland	20%
Schnee & Eis	12%
Bebaute Fläche	0%
Wasser	0%
Sumpfgebiete	0%

Die verfügbare Fläche für die Installation von Windenergieanlagen wird anhand folgender Formel berechnet:

$$Verfügbare\ Fl. = \sum_{Landnutz.} Kachelgröße * Anteil_{Landnutz.} * Landnutzungsfaktor_{Landnutz.}$$

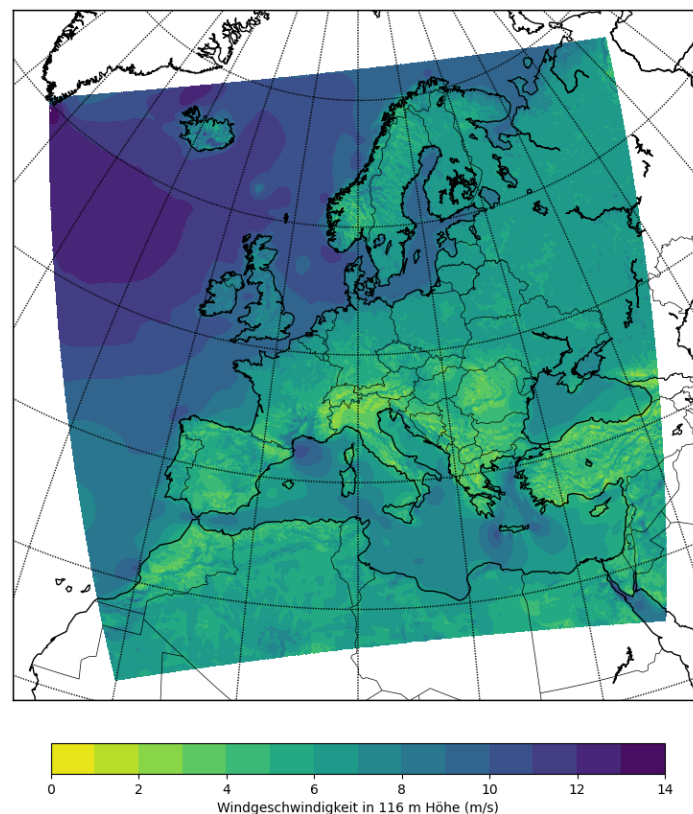
Kacheln, deren Steigung 30% übersteigt, werden ausgeschlossen, da wir davon ausgehen, dass bei sehr steilem Gelände höhere Kosten für die Errichtung entstehen. Anbei ein Beispiel für die Berechnung der verfügbaren Fläche für eine Kachel, die zu 50 % mit Wald bedeckt ist und zu 50 % mit Grasland.

$$Verfügbare\ Fl. = 42,25\ km^2 * 0,5 * 0,12 + 42,25\ km^2 * 0,5 * 0,2 = 7,06\ km^2$$

## 5 Wetterdatensatz A

Zur Berechnung des möglichen Energieertrags und der Einspeisezeitreihen werden stündliche aufgelöste Wetterdaten verwendet. In Europa handelt es sich dabei um die Reanalyse COSMO-REA6 des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Für diese werden auf der Grundlage von Beobachtungsdaten mithilfe des Wetterprognosemodells COSMO konsistente Wetterdaten für die Vergangenheit berechnet. COSMO-REA6 besitzt eine Auflösung von ca. 6 km und deckt Europa sowie Teile seiner Nachbarstaaten ab (siehe Abbildung 3). Als Eingangsgrößen für die Potenzialrechnung werden Windgeschwindigkeit und Temperatur der Wetterjahre 2010 bis 2018 auf drei ausgewählten COSMO-Modellschichten (in ca. 69, 116 und 179 m Höhe<sup>11</sup>) genutzt. Die frei verfügbaren Reanalyse-Daten wurden dafür von der Opendata-Plattform des DWD<sup>12</sup> heruntergeladen. Die Verarbeitung der Daten (Umrechnung von Wind-Komponenten zum Betrag der Windgeschwindigkeit, Gitterumrechnung) erfolgte mit der Software CDO<sup>13</sup>.

**Abbildung 3** Räumliche Abdeckung der COSMO-REA6 Wetterdaten am Beispiel der mittleren Windgeschwindigkeit für den Zeitraum 2010-2018



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Hans-Ertel-Zentrums für Wetterforschung

<sup>11</sup> Die exakte Höhe der COSMO-Modellschichten über dem Boden ist ortsabhängig, was bei der Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe berücksichtigt wird.

<sup>12</sup> [https://opendata.dwd.de/climate\\_environment/REA/COSMO\\_REA6/](https://opendata.dwd.de/climate_environment/REA/COSMO_REA6/)

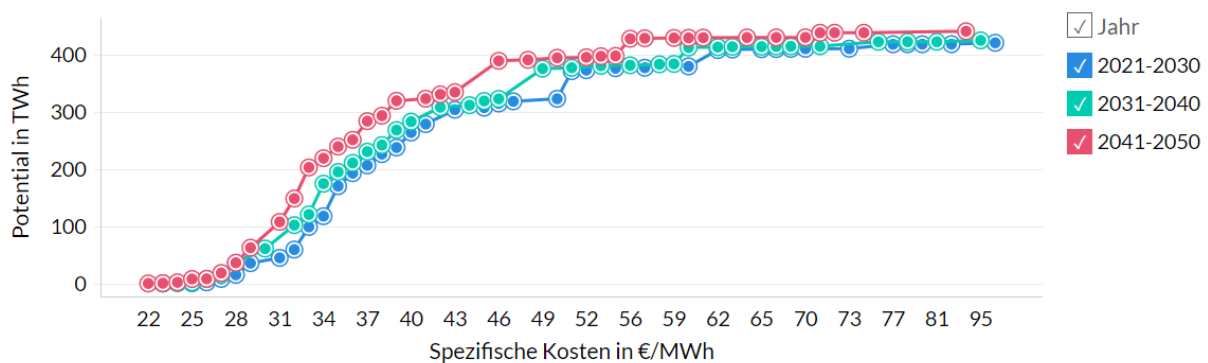
<sup>13</sup> <https://code.mpimet.mpg.de/projects/cdo>

## 6 Ergebnisse

### 6.1 Deutschland

Die folgende Grafik zeigt das kumulierte Potential der Windenergie an Land in Deutschland in Abhängigkeit der Erzeugungskosten für die in dieser Studie untersuchten Dekaden. Das Potential mit Erzeugungskosten von bis zu 50 Euro/MWh erreicht mehr als 300 TWh in allen Dekaden. Durch technologisches Lernen sinken die Kosten im Zeitverlauf.

**Abbildung 4 Potentiale der Windenergie an Land in Deutschland**

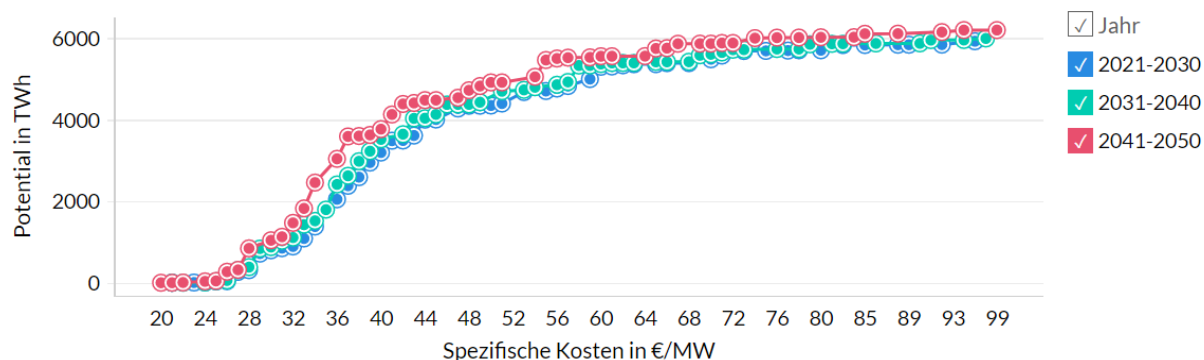


	Dekade	Spezifische Kosten €/MWh ↓	Potential in TWh pro Stufe
1	2021-2030	20 to 30	35.5
2		30 to 40	202.0
3		40 to 50	80.6
4		50 to 60	58.7
5		60 to 70	32.9
6		70 to 80	8.1
7	2031-2040	20 to 30	36.0
8		30 to 40	232.0
9		40 to 50	107.2
10		50 to 60	8.3
11		60 to 70	30.8
12		70 to 80	7.9
13	2041-2050	20 to 30	62.4
14		30 to 40	256.6
15		40 to 50	71.5
16		50 to 60	38.2
17		60 to 70	0.9
18		70 to 80	8.2

## 6.2 Europa

Die folgende Darstellung zeigt das kumulierte Potential der Windenergie an Land in Europa. Das Potential im Korridor von bis zu 50 €/MWh erreicht ca. 4.000 TWh. Insbesondere in der Kategorie 30-40 Euro/MWh wird das technologische Lernen sichtbar. Das Potential steigt von ca. 2.200 TWh in der ersten Dekade auf ca. 2.700 TWh in der letzten Dekade.

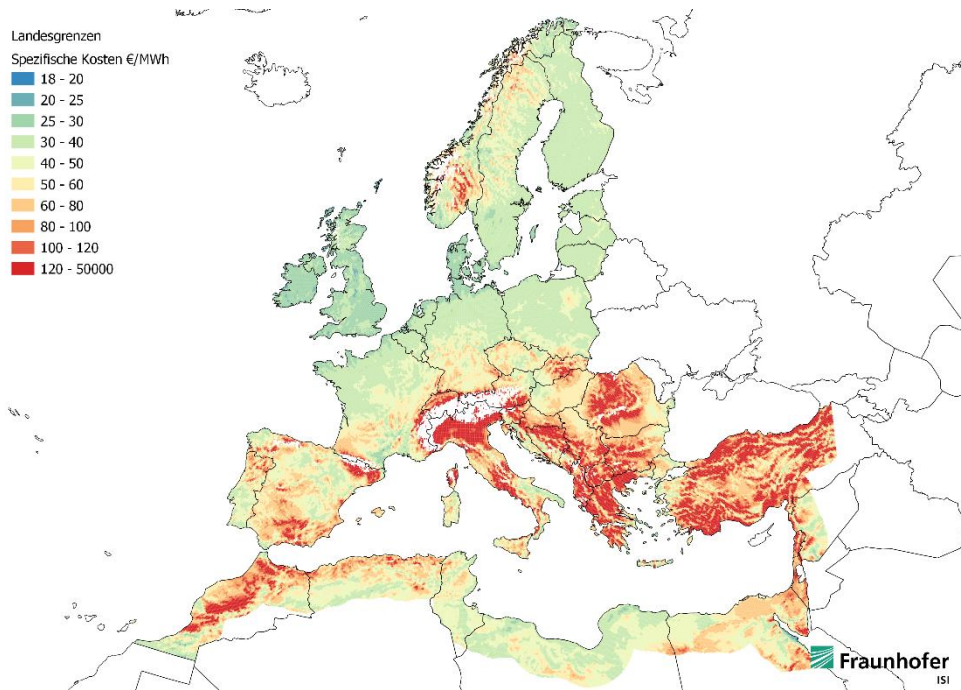
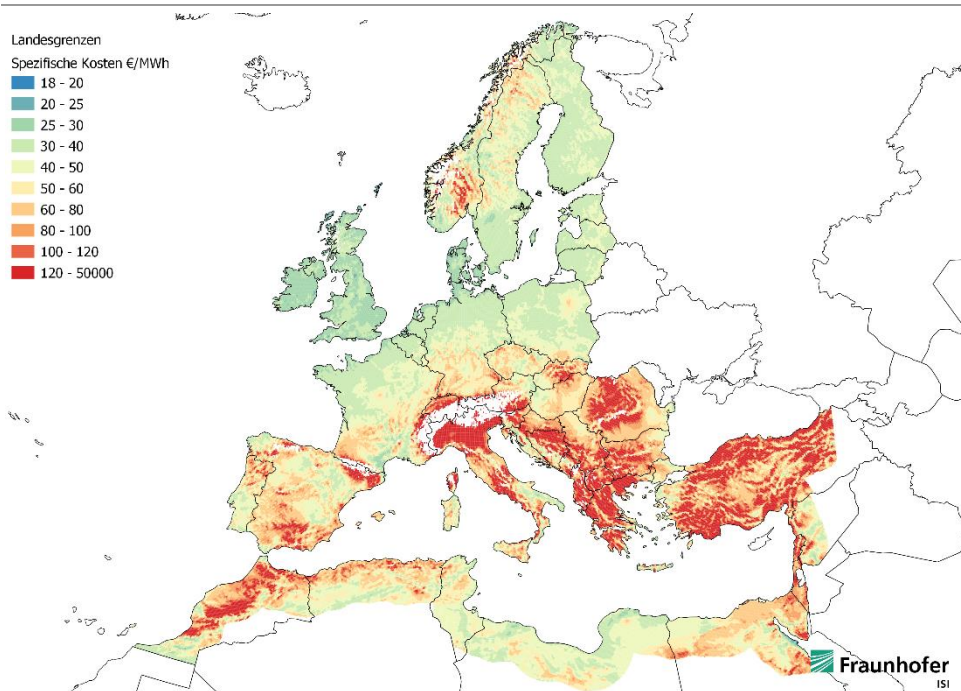
**Abbildung 5 Potentiale der Windenergie an Land in Europa**



	Jahr	Spezifische Kosten €/MWh	Potential in TWh pro Stufe
1	2021-2030	20 to 30	715.5
2		30 to 40	2229.9
3		40 to 50	1393.3
4		50 to 60	652.6
5		60 to 70	390.2
6		70 to 80	314.4
7	2031-2040	20 to 30	839.0
8		30 to 40	2385.0
9		40 to 50	1199.3
10		50 to 60	900.3
11		60 to 70	250.3
12		70 to 80	268.6
13	2041-2050	20 to 30	883.2
14		30 to 40	2739.0
15		40 to 50	1197.8
16		50 to 60	702.7
17		60 to 70	335.7
18		70 to 80	148.9

**Abbildung 6 Karte der modellierten spezifischen Stromerzeugungskosten für Wind an Land im Jahr 2050**

### 6.3 Potentialkarten

**Abbildung 7 Karte der modellierten spezifischen Stromerzeugungskosten für Wind an Land im Jahr 2040**



**Abbildung 8 Karte der modellierten spezifischen Stromerzeugungskosten für Wind an Land im Jahr 2030**

