



Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3

Potentiale der Windenergie auf See
Datensatz 127

Ort: Karlsruhe
Datum: 11.08.2021

Final

Impressum

Langfristszenarien 3 - Potentiale Windenergie auf See - Datensatz 127

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

August 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

1	Einleitung	4
2	Methodik	5
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 Potentiale innerhalb einer Region.....	7
3	Technologieannahmen	8
3.1	Anlagenkonfiguration.....	8
3.2	Kosten.....	8
4	Landnutzung	10
5	Wetterdatensatz A	13
6	Ergebnisse	14
6.1	Deutschland.....	14
6.2	Europa.....	15
6.3	Potentialkarten.....	16

1 Einleitung

Dieses Arbeitspapier dokumentiert den Potentialdatensatz 127¹ für Windenergie auf See mit fester Gründung², 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 unsere Annahmen zur Landnutzung dar. Abschnitt 4 erläutert den verwendeten Wetterdatensatz und Abschnitt 5 erläutert die Ergebnisse.

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

² Schwimmende Offshore-Windenergieanlagen ("Floating Offshore Wind") wurden hierbei nicht berücksichtigt. Mit solchen Anlagen ließen sich auch bedeutende Windpotentiale in Gebieten mit Meerestiefen über 50 m erschließen.

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 Potentiale innerhalb einer Region

Ausgangsbasis für die Modellierung der Potentiale erneuerbarer Energien ist ein weltweites Modellgitter mit über 12 Millionen Kacheln, deren Fläche überall konstant $42,25 \text{ km}^2$ je Kachel beträgt³. 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 5Ebene der einzelnen Modellkachel statt. Erst im letzten Schritt werden die Ergebnisse der Potentialberechnung 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 Anteil (z.B. 20%) für den Ausbau erneuerbarer Energien verwendet werden.

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 reduzieren⁴. Da Flächen in der Realität nicht immer einer optimalen Geometrie folgen, wurde ein Korrekturfaktor von 75 % ergänzt:

³ 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.

⁴ <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/de/tour/wres/park.htm>

$$\text{Spezifischer Flächenbedarf} = \frac{5 * \text{Rotordurchmesser pro MW} * 9 * \text{Rotordurchmesser pro MW}}{75\%}$$

Auf Basis des spezifischen Flächenbedarfes und der verfügbaren Fläche kann dann das Potential 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. 69, 116 und 179 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 ρ_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 die Anlagen innerhalb eines Windparks sich 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 genannt⁵. Im Modell werden all diese Verluste durch einen aggregierten Verlustfaktor aus Parkeffekt, Alterungseffekt und sonstigen Verlusten abgebildet, der für diesen Datensatz 63% beträgt. Mit der dritten Wurzel dieses Faktors wird (für jede Stunde des Jahres) die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe skaliert⁶, 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).

⁵ 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> "

⁶ 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)
- Netzanschlusskosten (in Euro/kW, nur bei Wind auf See)
- 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 Potentiale innerhalb einer Region

Für jede einzelne Kachel werden auf Basis der bereits dargelegten Methodik zur Verschneidung von Landnutzung und Wetterdaten Potentiale, 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“ Kacheln mit vergleichbaren Erzeugungskosten für eine Erzeugungstechnologie zu einer „Potentialstufe“ zusammengefasst. Diese Potentialstufe enthält folgende Informationen:

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

Die resultierenden Potentialstufen 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 Potentialstufe in jedem einzelnen Stützjahr ist. In den weiteren Auswertungen wird diese Potentialausschöpfung auf die einzelnen Kacheln der Potentialstufe entsprechend ihres Anteils am Gesamtpotential 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 Stromverteilungsnetzen dar. Gleichzeitig lassen sich hierauf basierend auch die auf die Netzknoten bezogenen Einspeisezeitreihen der verschiedenen EE-Technologien ermitteln, die für die Lastflussanalysen im Stromübertragungsnetz notwendig sind.

3 Technologieannahmen

Für die Berechnung der spezifischen Erzeugungskosten werden für jede betrachtete Konfiguration einer Offshore-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 100 und 120m für alle betrachteten Jahre. Die spezifische Flächenleistung (Verhältnis aus Generatorleistung und Rotorfläche) liegt in den Jahren 2021 bis 2030 bei 390 bis 450 W/m². Die maximale spezifische Flächenleistung ändert sich über die Jahre nicht. Die minimale spezifische Flächenleistung verringert sich in den Jahren 2031 bis 2040 auf 380 W/m² und in den Jahren 2041 bis 2050 auf 370 W/m². Bis zum Jahr 2030 stehen dem Modell acht unterschiedliche Anlagenkonfigurationen zur Verfügung. Bis 2040 kommen aufgrund der veränderten Rotordurchmesser vier weitere Konfigurationen hinzu. In der letzten Dekade hat das Modell 16 unterschiedliche Anlagenkonfigurationen, aus denen es (kostenoptimiert) wählen kann. Die hier gewählten Konfigurationen sollen dabei den generellen Trend zu größerer spezifischer Rotorfläche abbilden. Gleichzeitig wurde bei der Auswahl darauf geachtet, nicht zu große Nabenhöhen und Rotoren zuzulassen, um die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden nicht zu optimistisch abzubilden. Als Lebensdauer der Anlagen wird generell ein Wert von 20 Jahren angenommen.

Tabelle 1 **Verfügbare Anlagenkonfigurationen für Offshore-Windenergieanlagen**

	2021-2030		2031-2040		2041-2050	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Nabenhöhe in m	100	120	100	120	100	120
Spezifische Flächenleistung in W/m ²	390	450	380	450	370	450

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 Nabenhöhen 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 auf See⁷ getroffen. Die spezifischen Investitionen liegen 2020 zwischen 3.500€/kW bis 4.000€/kW (je nach gewählter Konfiguration). In 2050 sinken die Kosten auf 3.300€/kW bis 3.600€/kW. Diese Kosten beinhalten sowohl die Investitionskosten für die Anlage als

⁷ BET, Fichtner, Prognos (2019). Teilvorhaben If: Windenergie auf See. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben If: Windenergie auf See. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bet-fichtner-prognos-endbericht-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?sessionid=4EDD8D6BBC1496EB7678011EC51F29C3?__blob=publication-File&v=8

auch die Kosten für Wartung und Betrieb und den Anschluss an das Stromnetz. Als Zinssatz wird einheitlich für alle Regionen und Jahre ein Wert von 2% angenommen. Die technische Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt.

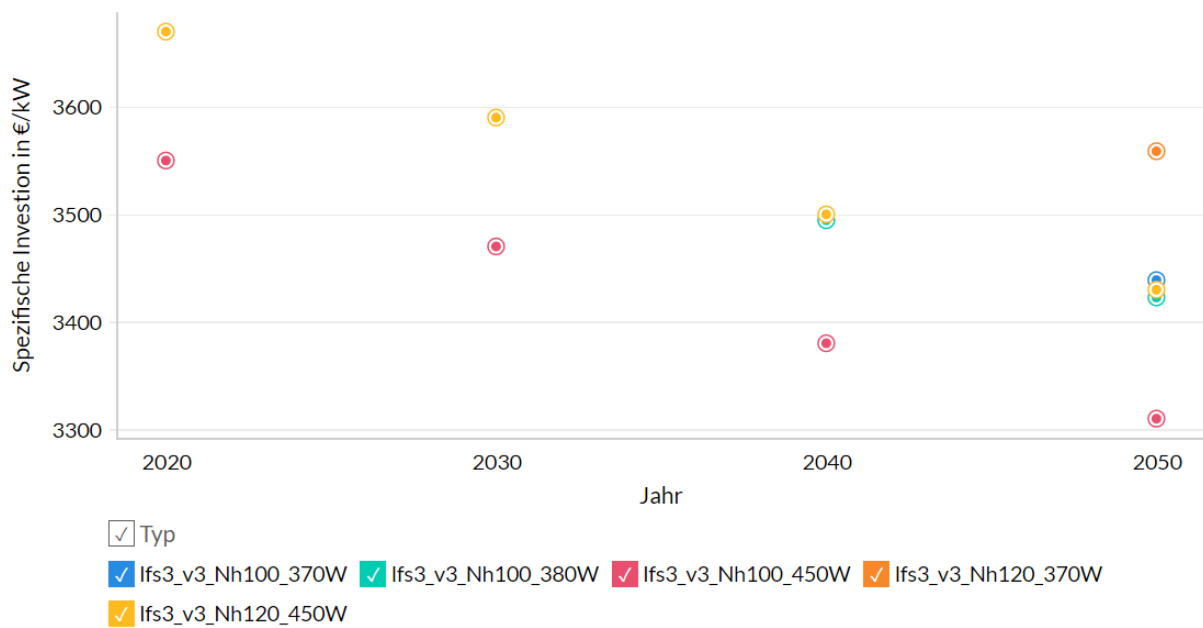


Abbildung 1 Spezifische Investitionen Windenergie auf See inkl. Netzanschluss (Bandbreite)

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

	2020	2030	2040	2050
Wartungskosten in €/kW	71	67	66	63

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 2018⁸ mit einer Auflösung von 100 m. Für Berechnungen außerhalb Europas wird ein Datensatz von GlobCover 2009⁹ mit einer Auflösung von 300 m verwendet. Die im CORINE Datensatz enthaltenen 44 Landnutzungskategorien sowie die 22 Landnutzungskategorien des GlobCover Datensatzes werden für die Potentialberechnung zu folgenden Kategorien zusammengefasst:

- Brachland
- natürliches Ackerland
- Ackerland
- 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. Für Offshore-WEA wird bei der Landnutzung zwischen normalen Wasserflächen und ausgewiesenen Planungsflächen für Offshore-Windparks unterschieden. Letztere wurden anhand der Darstellung von 4C Offshore¹⁰ identifiziert. Für Länder, in denen keine Offshore-Planungsflächen vorliegen (z.B. Spanien, Portugal, Balkan), wird ein Landnutzungsfaktor von 30 % für Wasserflächen angenommen. Für Länder, die Planungsflächen ausgewiesen haben (wie Deutschland, Dänemark, Frankreich etc.) wird angenommen, dass diese Flächen zu 80% für die Installation von Offshore-WEA genutzt werden können. Da einige Länder im Gegensatz zu Deutschland erst einen relativ kleinen Anteil ihrer theoretisch nutzbaren Wasserflächen als Offshore-Planungsflächen ausgewiesen haben, wird dort angenommen, dass in der Zukunft zusätzlich ein gewisser Anteil der normalen Wasserflächen für Offshore-Windparks zur Verfügung stünde. Die angenommenen Landnutzungsfaktoren für diese Länder sind in Tabelle 2 dargestellt. Für Deutschland ist die Einteilung der Kacheln in Wasser- und Planungsflächen in Abbildung 2 dargestellt.

⁸ <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover>

⁹ http://due.esrin.esa.int/page_globcover.php

¹⁰ <https://www.4coffshore.com/offshorewind/>

Tabelle 2 Landnutzungsfaktoren für sonstige Wasserflächen

Region	Kürzel	Landnutzungsfaktor
Balkan	BAT_0	5%
Belgien & Luxemburg	BEU_0	30%
Dänemark	DK_0	2,5%
Finnland	FI_0	5%
Frankreich	FR_0	15%
Italien	IT_0	15%
Niederlande	NL_0	15%
Norwegen	NO_0	5%
Polen	PL_0	5%
Schweden	SE_0	5%
Großbritannien & Irland	UKI_0	5%

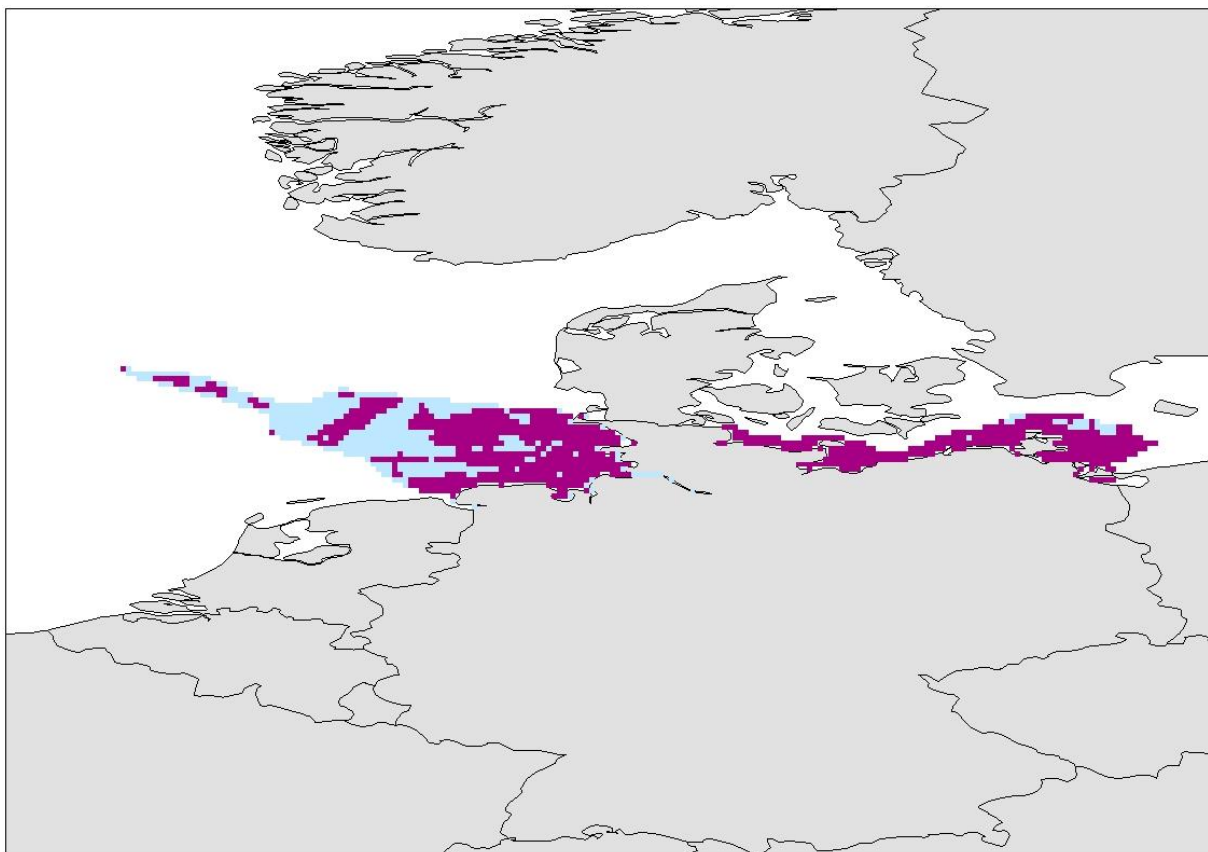


Abbildung 2 Aufteilung der Landnutzungskategorien in der AWZ Deutschland (in blau ist die Planungsfläche eingezeichnet und in violett die Ausschlussfläche)

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

$$\text{Verfügbare Fl.} = \sum_{\text{Landnutz.}} \text{Kachelgröße} * \text{Anteil}_{\text{Landnutz.}} * \text{Landnutzungsfaktor}_{\text{Landnutz.}}$$

Die Auswahl der zur Verfügung stehenden Kacheln richtet sich des Weiteren nach der Wassertiefe und der Distanz zur Küste. Kacheln, deren Wassertiefe 50 m übersteigt, werden nicht für die Installation von Offshore-WEA mit fester Gründung genutzt. Zusätzlich werden Kacheln, die weiter als 370 km (200 Seemeilen) von der Küste entfernt liegen, ausgeschlossen.

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 Potentialrechnung werden Windgeschwindigkeit und Temperatur der Wetterjahre 2010 bis 2018 auf drei ausgewählten COSMO-Modellschichten (in ca. 69, 116 und 179 m Höhe¹¹) genutzt. Die frei verfügbaren Reanalyse-Daten wurden dafür von der Opendata-Plattform des DWD¹² heruntergeladen. Die Verarbeitung der Daten (Umrechnung von Wind-Komponenten zum Betrag der Windgeschwindigkeit, Gitterumrechnung) erfolgte mit der Software CDO¹³.

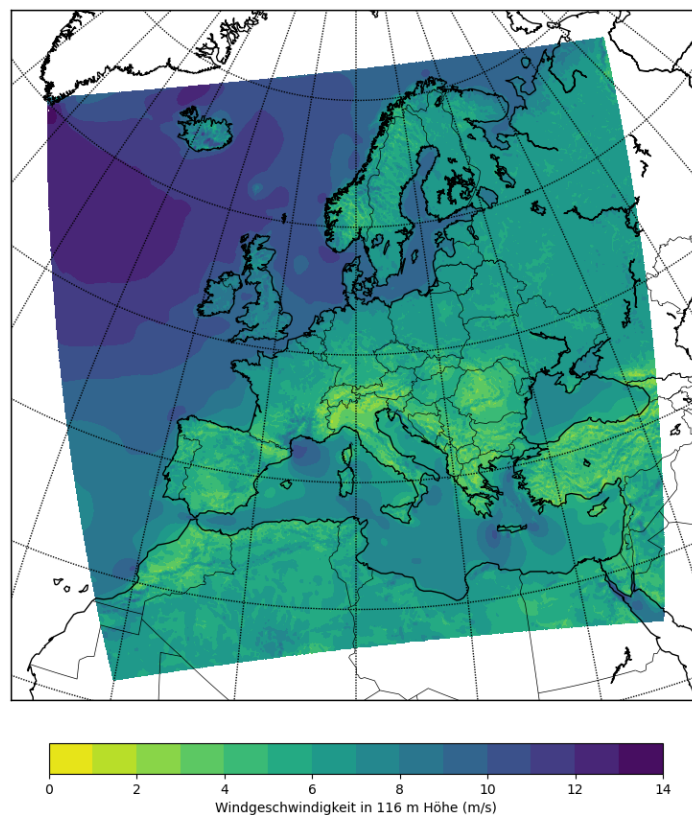


Abbildung 3 Räumliche Abdeckung der COSMO-REA6 Wetterdaten am Beispiel der mittleren Windgeschwindigkeit für den Zeitraum 2010-2018 (eigene Darstellung basierend auf Daten des Hans-Ertel-Zentrums für Wetterforschung).

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

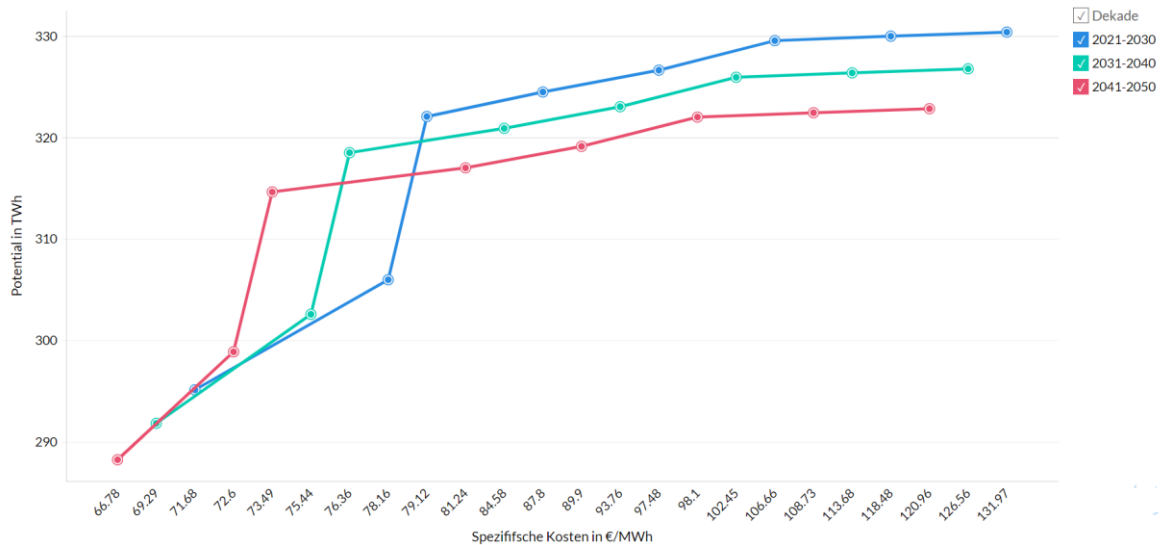
¹² https://opendata.dwd.de/climate_environment/REA/COSMO_REA6/

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

6 Ergebnisse

6.1 Deutschland

Die folgende Grafik zeigt das kumulierte Potential der Windenergie auf See mit fester Gründung in Deutschland in Abhängigkeit der Erzeugungskosten (inkl. Netzanschlusskosten) für die in dieser Studie untersuchten Dekaden. Das Potential mit Erzeugungskosten von bis zu 80 Euro/MWh erreicht mehr als 300 TWh in allen Dekaden. Durch technologisches Lernen sinken die Kosten im Zeitverlauf.

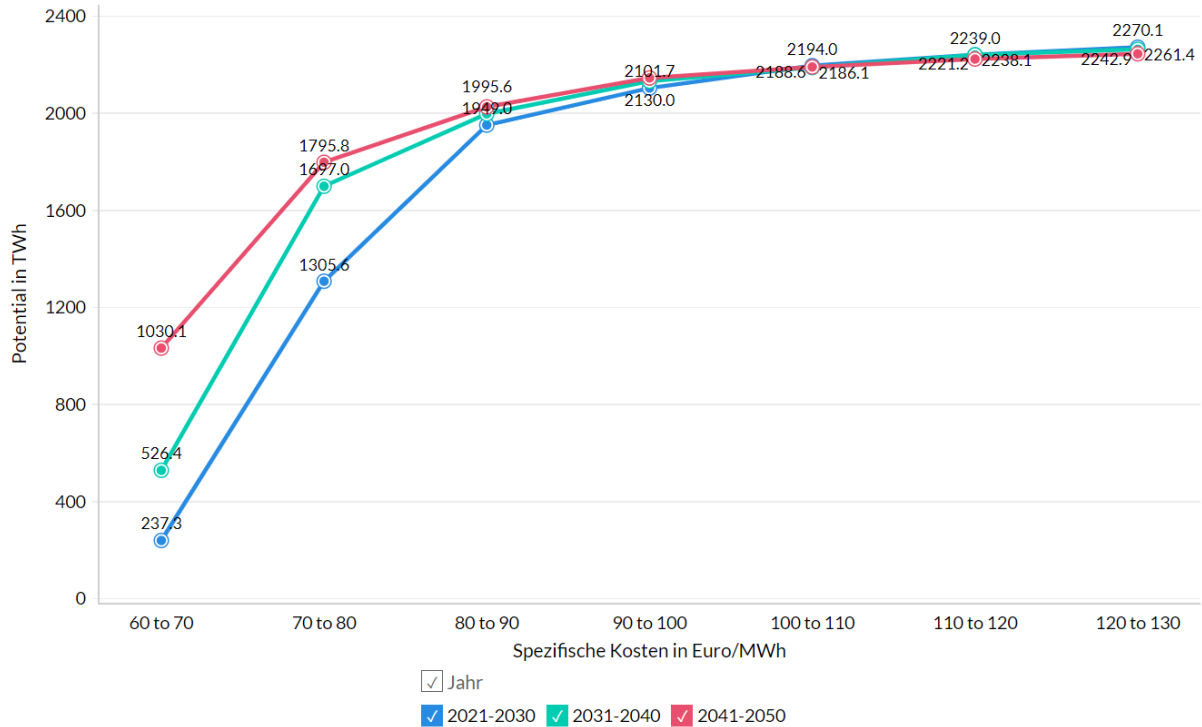


	Dekade ↓	Spezifische Kosten €/MWh ↓	Potential in TWh pro Stufe
1	2021-2030	70 to 80	322.0
2		80 to 90	2.4
3		90 to 100	2.1
4		100 to 110	2.9
5	2031-2040	60 to 70	291.8
6		70 to 80	26.7
7		80 to 90	2.4
8		90 to 100	2.1
9		100 to 110	2.9
10	2041-2050	60 to 70	288.2
11		70 to 80	26.4
12		80 to 90	4.5
13		90 to 100	2.9
14		100 to 110	0.4

Abbildung 4 Potentiale Windenergie auf See in Deutschland

6.2 Europa

Die folgende Darstellung zeigt das kumulierte Potential der Windenergie auf See mit fester Gründung in Europa. Das Potential im Korridor von bis zu 100 €/MWh erreicht ca. 2.000 TWh. Insbesondere an der günstigsten Kategorie wird das technologische Lernen sichtbar. Das Potential steigt von ca. 240 TWh in der ersten Dekade auf ca. 1.000 TWh in der letzten Dekade.



	Dekade ↓	Spezifische Kosten €/MWh ↓	Potential in TWh pro Stufe
1	2021-2030	60 to 70	237.3
2		70 to 80	1068.3
3		80 to 90	643.4
4		90 to 100	152.7
5		100 to 110	92.3
6	2031-2040	60 to 70	526.4
7		70 to 80	1170.7
8		80 to 90	298.5
9		90 to 100	134.4
10		100 to 110	56.1
11	2041-2050	60 to 70	1030.1
12		70 to 80	765.7
13		80 to 90	228.3
14		90 to 100	119.3
15		100 to 110	45.1
16		110 to 120	0.7

Abbildung 5 Potentiale der Windenergie auf See in Europa

6.3 Potentialkarten

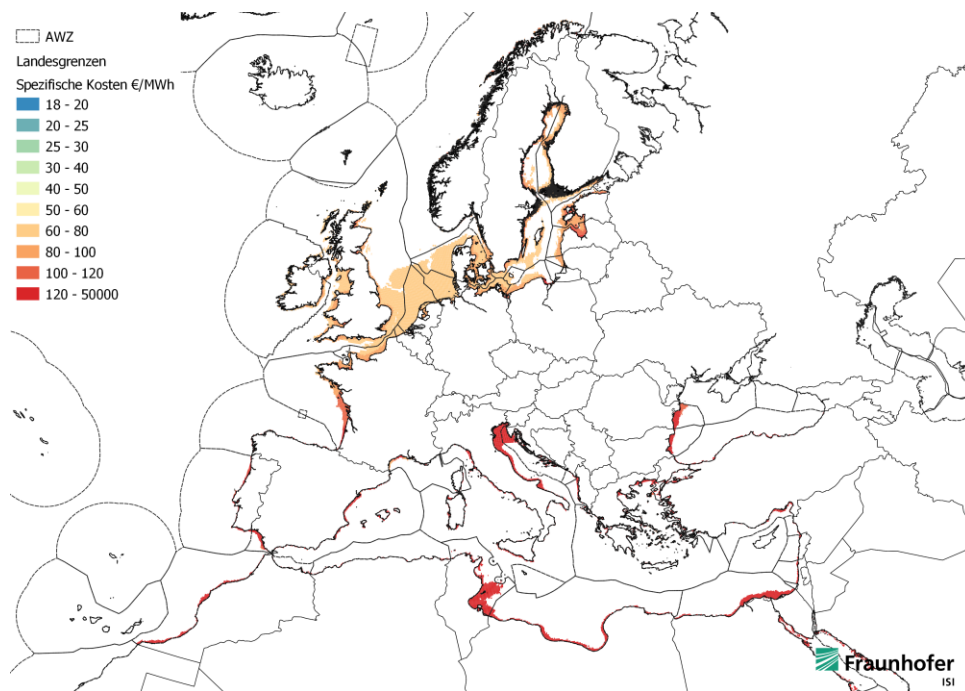


Abbildung 6 Karte der modellierten spezifischen Stromerzeugungskosten für Wind auf See mit fester Gründung im Jahr 2050

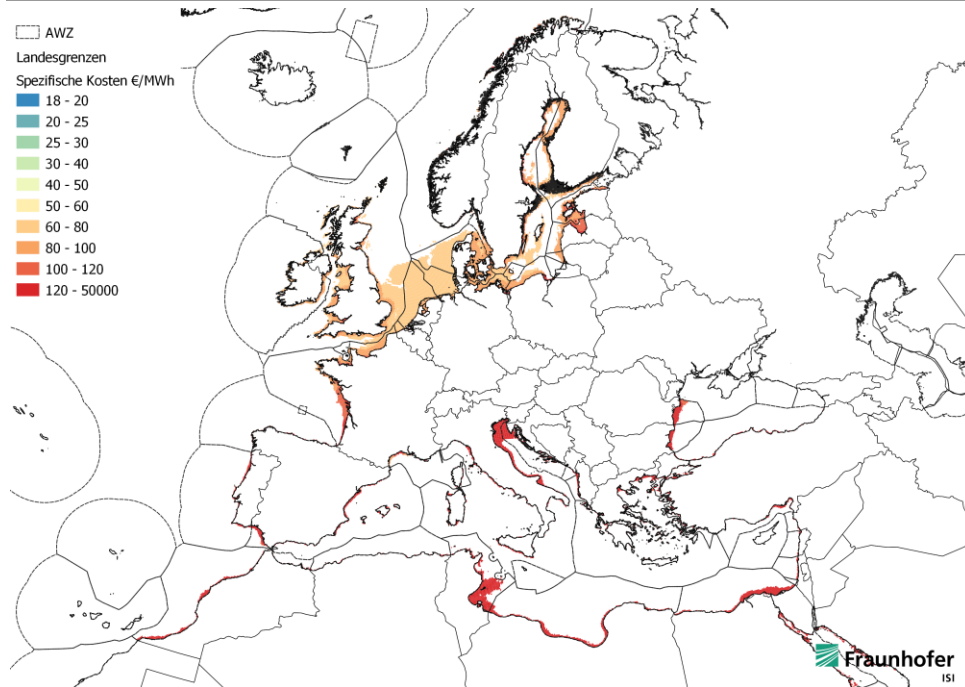


Abbildung 7 Karte der modellierten spezifischen Stromerzeugungskosten für Wind auf See mit fester Gründung im Jahr 2040

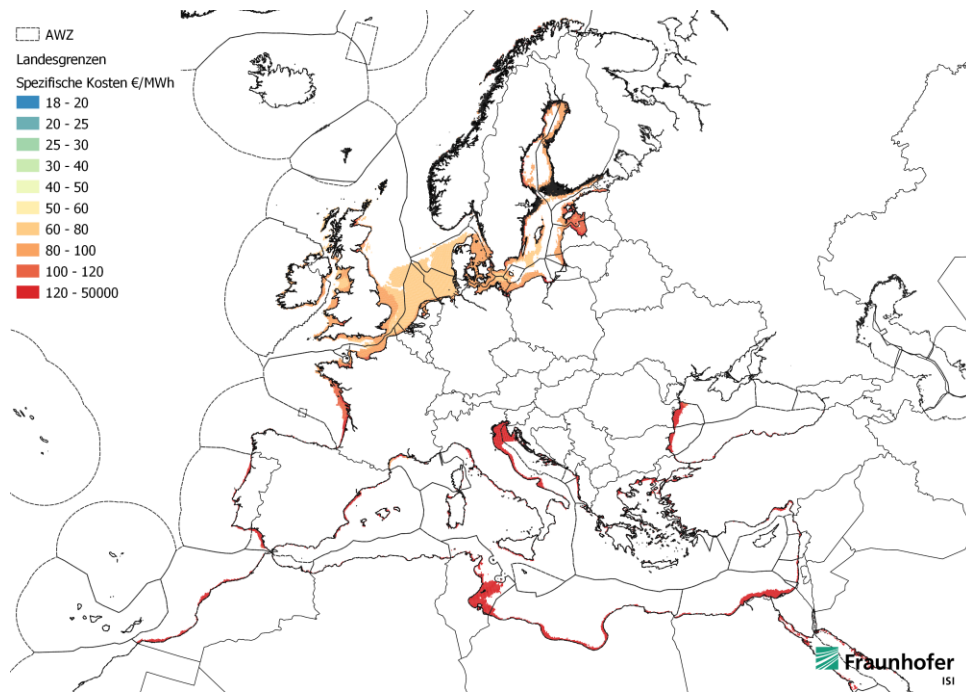


Abbildung 8 Karte der modellierten spezifischen Stromerzeugungskosten für Wind auf See mit fester Gründung im Jahr 2030