

**FfE**

## 2 % der Landesfläche für Windenergie: ein geeignetes Maß?

---

FfE-Discussion Paper 2022-01

2022

Impressum

**Herausgeber:**



Forschungsgesellschaft für  
Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München  
+49 (0) 89 158121-0

[info@ffe.de](mailto:info@ffe.de),  
[www.ffe.de](http://www.ffe.de)

**Veröffentlichungsdatum:**

24. Februar 2022

**Autoren:**

Stephan Kigle

Fabian Jetter

Michael Ebner

Tobias Schmid

**FfE Discussion-Paper:**

2022-01

ISSN 2700-7111

# 2 % der Landesfläche für Windenergie: ein geeignetes Maß?

**Stephan Kigle, Fabian Jetter, Michael Ebner, Tobias Schmid**

Ziel der neuen Bundesregierung, die im Dezember 2021 vereidigt wurde, ist es, den Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) massiv zu fördern. So soll bis zum Jahr 2030 ein Anteil von 80 % EE am Bruttostrombedarf erreicht werden [1]. Im Jahr 2021 lag der Anteil EE am Bruttostrombedarf bei 42,3 %. Bei einem Bruttostrombedarf von 560 TWh entspricht das einer Erzeugung von rund 237 TWh [2]. Volatile EE wie Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore werden bei der Zielerreichung von 80 % EE am Bruttostrombedarf eine zentrale Rolle spielen. Im Jahr 2021 waren in Deutschland rund 116 GW an volatilen EE installiert. Davon entfallen 53,3 GW auf Photovoltaik, 54,5 GW auf Wind Onshore und 7,8 GW auf Wind Offshore [3]. Mit 118 TWh war Wind Onshore der größte erneuerbare Stromerzeuger. Allerdings ging die Stromerzeugung aus Wind Onshore im Vergleich zu 2020, dem Jahr mit der historisch höchsten Stromerzeugung aus EE, leicht, nämlich um 14 TWh, zurück [2].

In seiner Eröffnungsbilanz hat Robert Habeck, Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz, darauf hingewiesen, dass „der massiv beschleunigte Ausbau der Windenergie an Land eine der größten Herausforderungen der Energiewende“ darstellt [4]. Um das Ziel von 80 % EE am Bruttostrombedarf zu erreichen, geht er davon aus, dass eine installierte Leistung von über 100 GW Wind Onshore im Jahr 2030 notwendig sein wird. Damit für diesen Ausbau genügend Flächen zur Verfügung stehen, soll gesetzlich verankert werden, dass 2 % der Landesfläche für Windenergie bereitsteht [4]. Die gesamte Fläche Deutschlands beträgt 357.588 km<sup>2</sup>. Im Gegensatz zu den im Jahr 2020 ausgewiesenen rund 0,8 % (2.861 km<sup>2</sup>) der Landesfläche [4] entsprechen die 2 % also mehr als einer Verdoppelung der ausgewiesenen Fläche. Damit stünden in Deutschland insgesamt rund 7.152 km<sup>2</sup> für Wind Onshore zur Verfügung.

Doch wie hoch ist das Potenzial zur Erzeugung von Strom auf 2 % der Landesfläche tatsächlich? Lassen sich die angestrebten über 100 GW installierte Leistung auf dieser Fläche realisieren? Stellen die 2 % der Landesfläche also ein geeignetes Maß für den Ausbau der Windenergie an Land dar?

Um die potenziell erzeugbare Menge Strom durch Erschließung von 2 % der Landesfläche mit Wind Onshore zu berechnen, müssen folgende Zwischenschritte berücksichtigt werden:

- **Ermittlung von Windeignungsgebieten (ausgewiesene und weitere potenziell geeignete Flächen für Windenergie)**
- **Erschließung der Windeignungsgebiete mit standorttypischen Windenergieanlagen**

Zur Abschätzung der Potenziale werden diese Schritte mit Modellen durchgeführt. An der FfE wird für die Erschließung der Windeignungsgebiete das Modell WiSTI genutzt [5]. Um zu verstehen, wieso sich 2 % der Landesfläche nicht eins zu eins in installierte Leistung und damit erzeugten Strom übersetzen lassen, wird die WiSTI-Anlagenplanung auf bestehenden Windvorranggebieten und modellierten, windparkähnlichen Flächen in Deutschland genauer ausgewertet.

## Windpark Konfiguration

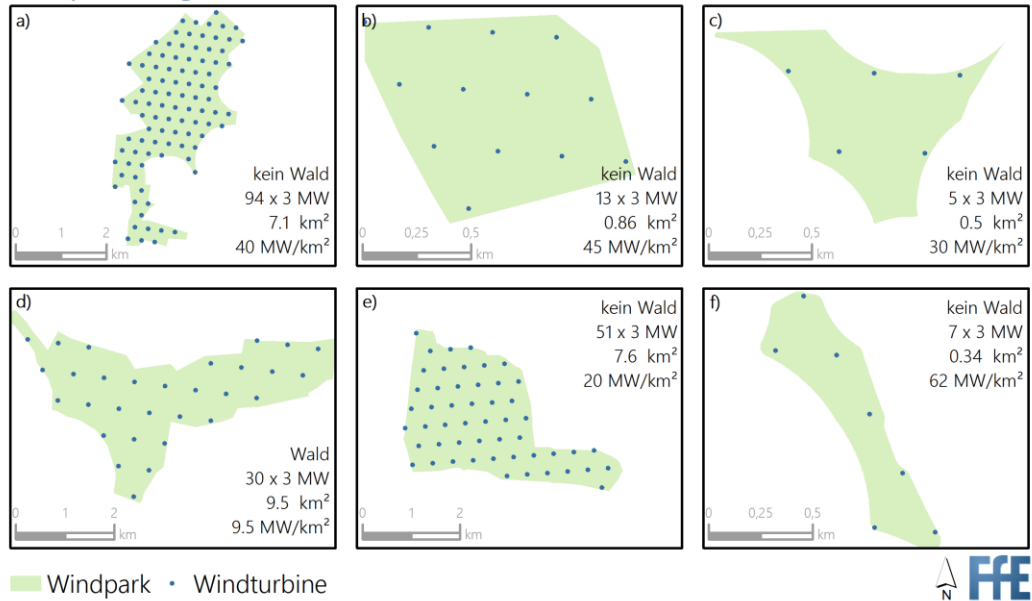


Abbildung 1: Konfiguration von modellierten Windparks auf ausgewählten Windeignungsgebieten. Die Entscheidung für einen geeigneten Windanlagentyp wird aufgrund der charakteristischen Windverhältnisse getroffen. Unter Berücksichtigung weiterer Parameter wird dann eine optimale Positionierung der Anlagen berechnet.

Abbildung 1 zeigt unterschiedliche Windeignungsgebiete in Deutschland und die entsprechend dem Modell WiSTI errechnete ideale Anlagen-Konfiguration. Die blauen Punkte stellen dabei die einzelnen Anlagen dar. Zur Berechnung der optimalen Konfiguration werden unter anderem folgende Parameter in die Berechnung mit einbezogen: Fläche des Windeignungsgebietes, Windhäufigkeiten, Windgeschwindigkeiten, Haupt- und Nebenwindrichtung, Oberflächenrauigkeit, spezifische Rotordurchmesser der gebauten Anlagen oder der notwendige Abstand zwischen benachbarten Anlagen. Eine detaillierte Beschreibung der Abläufe im Modell findet sich unter [6] und [7].

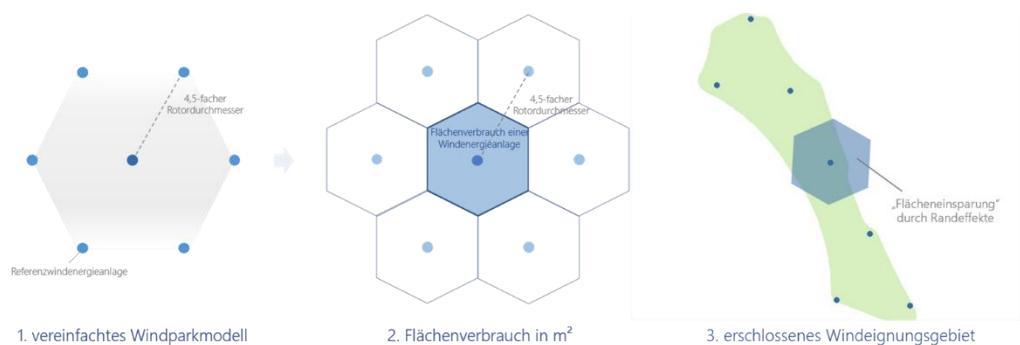


Abbildung 2: Schematische Darstellung zur Veranschaulichung des Flächenverbrauchs einer Windenergieanlage sowie der Randeffekte in einem erschlossenen Windeignungsgebiet.

Für die in Abbildung 1 dargestellten Windeignungsgebiete ergeben sich Leistungsdichten von 40 MW/km<sup>2</sup>, 45 MW/km<sup>2</sup>, 30 MW/km<sup>2</sup>, 9,5 MW/km<sup>2</sup>, 20 MW/km<sup>2</sup> und 62 MW/km<sup>2</sup>. Die unterschiedlichen Leistungsdichten ergeben sich in erster Linie aus den unterschiedlichen Formen der ausgewiesenen Windeignungsgebiete. Weist ein Gebiet wie in Abbildung 1 f) eine

schmale, aber dafür längliche Form auf, fallen Randeffekte stärker ins Gewicht. Bei einem solchen Gebiet müssen Abstände nur zu vergleichsweise wenigen Nachbaranlagen eingehalten werden. Dadurch steigt die Leistungsdichte pro Fläche. In kompakteren Geometrien (Abbildung 1 a) und 1 b)) hingegen müssen Abstände zu benachbarten Windenergieanlagen in alle Richtungen eingehalten werden. Die Randeffekte werden damit im Vergleich zur ausgewiesenen Fläche kleiner. Damit sinkt die relative Leistungsdichte des Windeignungsgebietes. Abbildung 2 zeigt schematisch den Flächenverbrauch einer einzelnen Windenergieanlage sowie die „Flächeneinsparung“ durch Randeffekte in einem erschlossenen Windeignungsgebiet. Es ist ersichtlich, dass die Leistungsdichten von realen oder realitätsnahen Windeignungsgebieten deutlich von den Leistungsdichten eines vereinfachten Windparkmodells abweichen. Unabhängig von den geometrischen Überlegungen hat auch eine Bewaldung des Windeignungsgebietes einen großen Einfluss auf die Leistungsdichte. Durch die erhöhte Oberflächenrauigkeit müssen größere Abstände zwischen benachbarten Windenergieanlagen eingehalten werden. So können weniger Windenergieanlagen installiert werden als auf einer vergleichbaren Fläche ohne Bewaldung (siehe Abbildung 1 d).

Ein weiterer Punkt, der aus Abbildung 2 klar ersichtlich wird, ist, dass der Flächenverbrauch von Windenergieanlagen nicht mit versiegelter Fläche gleichzusetzen ist. Der Abstand, der zwischen Windenergieanlagen einzuhalten ist, trägt mit Abstand am meisten zum Flächenverbrauch bei. Die von einer Windenergieanlage tatsächlich versiegelte Fläche entspricht lediglich der Fläche des Fundaments plus etwaigen Zufahrtswegen oder notwendigen Transformatoren. Die versiegelte Fläche pro Windenergieanlage ist vom Typ und Hersteller abhängig. Bei einer modernen 3 MW Anlage beträgt die versiegelte Fläche rund 350 m<sup>2</sup>, der dauerhafte Platzbedarf zwischen 0,2 ha und 0,4 ha [8]. Somit fallen die versiegelte Fläche und der dauerhafte Platzbedarf bei der Bewertung des Flächenverbrauchs kaum ins Gewicht. Die Flächen zwischen den Windenergieanlagen können weiterhin für beispielweise landwirtschaftliche Nutzung zur Verfügung stehen.

Die Leistungsdichten für Windeignungsgebiete in Deutschland schwanken aufgrund der dargestellten Faktoren stark. Für die an der FfE analysierten Flächen beträgt der Mittelwert 29,3 MW/km<sup>2</sup>. Hohe Werte liegen allerdings im Bereich von 60 MW/km<sup>2</sup>, wohingegen sich die niedrigsten Werte im Bereich von 9 bis 10 MW/km<sup>2</sup> befinden. Regionale Unterschiede aufgrund von topographischen und klimatischen Bedingungen lassen sich klar im Mittelwert erkennen. So liegt die mittlere Leistungsdichte in Bayern lediglich bei 25,2 MW/km<sup>2</sup>. Das ist auf die insgesamt schlechteren Windverhältnisse in Bayern als beispielsweise in Norddeutschland zurückzuführen. Aufgrund der schwächeren Winde werden in Bayern vor allem Schwachwindanlagen mit größeren Rotordurchmessern installiert. Die Abstände, die zwischen benachbarten Windenergieanlagen eingehalten werden müssen, steigen dadurch an. Als Folge können weniger Windenergieanlagen auf derselben Fläche installiert werden. Die Leistungsdichte sinkt. Vor diesem Hintergrund und mit dem Wissen, dass Windeignungsgebiete in bewaldeten Gebieten eine deutlich niedrigere Leistungsdichte aufweisen, ist fraglich, ob der Vorschlag der Bayerischen Landesregierung, verstärkt Flächen im Bayerischen Staatsforst für Wind Onshore auszuweisen, den erhofften Rückenwind für den Windenergieausbau in Bayern geben kann. Denn durch die geringeren Leistungsdichten muss mehr Fläche für die gleiche installierte Leistung ausgewiesen werden.

Bei der Bewertung der Windeignungsgebiete entscheidet die tatsächliche Konfiguration (Position und Typ der errichteten Anlagen) über die Höhe des Potenzials. Insbesondere die Form des Windeignungsgebietes spielt dabei eine erhebliche Rolle. Diese Überlegungen sollten beim Austausch von Bestandsanlagen durch neue Windenergieanlagen, dem

sogenannten Repowering, ebenso berücksichtigt werden wie bei dem Neubau von Windparks. Denn inzwischen nimmt man an, dass der Austausch alter Anlagen durch modernere die Leistungsdichte einer Windvorrangfläche nicht zwangsläufig erhöht, da heute teilweise strengere Abstandskriterien gelten und nicht jede abgebaute Anlage ersetzt werden kann. Die optimale Ausnutzung der Flächen gewinnt damit noch stärker an Bedeutung /UBK-24822/.

Geht man nun davon aus, dass zusätzlich ausgewiesene Windeignungsgebiete zur Erreichung des 2 % Flächenziels ähnliche Formen und Windverhältnisse aufweisen wie bestehende Windeignungsgebiete, lässt sich die Spanne der möglichen installierten Leistungen anhand der Ober- und Untergrenzen der Leistungsdichten abschätzen. Für Deutschland ergibt sich eine installierte Leistung zwischen 64 GW und 429 GW. Wird die installierte Leistung anhand der mittleren deutschen Leistungsdichte ermittelt, ergibt sich ein Wert von 210 GW. Der „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“ geht bei einem Flächenziel von 2 % von einer installierten Leistung von 209 GW aus [9]. Mit dem Ziel, 2 % der Landesfläche für Wind Onshore zu reservieren, steht im Mittel also mehr als ausreichend Fläche für eine installierte Leistung von über 100 GW zur Verfügung. Werden Windvorranggebiete zusätzlich so ausgewiesen, dass sie schmal, aber lang sind, könnte auf 2 % der Landesfläche sogar wesentlich mehr Leistung installiert werden.

Außerdem muss zusätzlich der aktuelle Trend zu geringeren elektrischen Leistungsdichten einzelner Anlagen – also das Verhältnis der elektrischen Leistung zur vom Rotor überstrichenen Fläche – berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass bei gleicher elektrischer Leistung zunehmend größere Rotoren eingesetzt werden. Geringere elektrische Leistungsdichten führen zu höheren Volllaststunden und damit zu einer gleichmäßigeren Windstromerzeugung über die Zeit. Neben diesen positiven Effekten für das Energiesystem steigt allerdings, aufgrund größerer Rotordurchmesser, der Flächenverbrauch pro Anlage. Insgesamt sinkt damit die installierte Leistung pro Fläche.

## **Fazit**

In der dargestellten Analyse wurde gezeigt, dass die Leistungsdichte von ausgewiesenen Windeignungsgebieten sehr stark von deren Form und der tatsächlichen Konfiguration des Windparks abhängt. Die absolut installierbare Leistung auf 2 % der Landesfläche lässt sich somit nicht eindeutig bestimmen. Legt man allerdings die mittlere deutsche Leistungsdichte von 29,3 MW/km<sup>2</sup> zugrunde, lassen sich auf 2 % der Landesfläche bis zu 210 GW an Leistung installieren. Die angestrebten über 100 GW installierter Leistung Wind Onshore im Jahr 2030, um das Ziel von 80 % EE am Bruttostrombedarf zu erreichen, sollten folglich problemlos auf den ausgewiesenen Flächen installiert werden können. Dies gilt auch bei rückläufigen Leistungsdichten der Windenergieanlagen. Bei geschickter Ausweisung der Windvorranggebiete wäre sogar deutlich weniger Fläche notwendig, um die Ziele zu erreichen. Nichtsdestotrotz stellen die 2 % der Landesfläche nur bedingt ein sinnvolles Maß für die Bewertung des Potenzials zur Erzeugung von Strom aus Windenergie dar. Konkrete Ziele in Form von installierter Leistung sind hier besser geeignet.

# Literaturverzeichnis

- [1] Koalitionsvertrag zwischen SPD, FDP und Grünen- 20. Legislaturperiode - Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Berlin: Koalitionsvertrag zwischen SPD, FDP und Grünen, 2021.
- [2] Hein, Fabian et al.: Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021 - Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022. Berlin: Agora Energiewende, 2022.
- [3] SMARD - Strommarktdaten: <https://www.smard.de>; Bonn: Bundesnetzagentur BNetzA, 2021.
- [4] Eröffnungsbilanz Klimaschutz. Berlin: BMWK, 2022.
- [5] Schmid, Tobias; Carr, Luis; Pelling, Christoph: Modell zur Erstellung anlagenscharfer Ausbauszenarien für Windkraftanlagen zur Unterstützung der Netzplanung in: 45. Kraftwerkstechnisches Kolloquium in Dresden. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013
- [6] Konetschny, Claudia et al.: Windenergiepotenziale - regional hochaufgelöst. In: <http://agitposters2018.blogspot.com/2018/07/22-windenergiepotenziale-regional.html>. (Abruf am 2018-07-24); Salzburg: AGIT Symposium und EXPO, Universität Salzburg, 2018.
- [7] Ebner, Michael: Beitragsreihe FREM: Das Windszenario-Tool WiSTI. In: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-frem-das-windszenario-tool-wistl/>. (Abruf am 2022-02-21); München: FfE München, 2022.
- [8] Pro Windkraft Niedernhausen - Flächenbedarf, Boden, Geologie. In: <https://www.prowindkraft-niedernhausen.de/niedernhausen/fl%C3%A4chenbedarf/>. (Abruf am 2022-02-23); Niedernhausen: Pro Windkraft Niedernhausen, 2022.
- [9] Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2022.