

DAS RÄTSEL UM DIE POSITIONIERUNG VON WINDKRAFTANLAGEN – EIN DETERMINISTISCHER ANSATZ ZUR WINDPARK-LAYOUTOPTIMIERUNG

David Hennecke, Carsten Croonenbroeck

Zusammenfassung: Die Energiewende ist ein zentrales Thema in Deutschland, bei dem die Windenergie eine Schlüsselrolle spielt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 fördert den Ausbau erneuerbarer Energien mit dem Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80 % zu erhöhen. Dabei ist die Windpark-Layoutoptimierung (gezielte Planung und Platzierung von Windkraftanlagen in einem Gebiet) entscheidend, um den Energieertrag zu maximieren, da Nachlaufeffekte (verringerte Windgeschwindigkeit hinter Windkraftanlagen) die Energieproduktion beeinflussen können. Dieser Beitrag stellt den „Modular Full Stock“-Algorithmus (MFS) vor, der diese Thematik behandelt und sich durch Schnelligkeit, Transparenz und Effizienz auszeichnet. Im Vergleich zu einem genetischen Algorithmus liefert der MFS schnell praktikable Ergebnisse, erreicht jedoch nicht dieselbe Optimierungstiefe. Für schnelle, nachvollziehbare Lösungen ist der MFS allerdings eine attraktive Alternative. Für Planungsingenieure bietet er durch seine Modularität und Transparenz wertvolle Unterstützung bei der praxisorientierten Windparkplanung.

Schlüsselwörter: Windenergie, Windfarm Layout Optimization (WFLO), MFS, Windparkplanung, Layoutoptimierung, Energiewende

THE PUZZLE OF WIND TURBINE POSITIONING – A DETERMINISTIC APPROACH TO WIND FARM LAYOUT OPTIMIZATION

Abstract: The energy transition is a central issue in Germany, with wind energy playing a pivotal role. The Renewable Energy Act 2023 promotes the expansion of renewable energies, with the goal of increasing the share of renewables in gross electricity consumption to 80 % by 2030. In this context, wind farm layout optimization (planning and placement of wind turbines in a given area) is critical for maximizing energy yield, as wake effects (reduced wind speed behind wind turbines) can significantly influence energy production. This paper presents the “Modular Full Stock” (MFS) algorithm, which addresses this issue and is distinguished by its speed, transparency, and efficiency. In comparison to a genetic algorithm, MFS provides practical results in a shorter time frame but does not achieve the same level of optimization depth. However, MFS represents an attractive alternative for scenarios where quick and transparent solutions are desired. For planning engineers, it offers valuable support in practical wind farm planning, due to its modularity and transparency.

Keywords: Wind energy, Windfarm Layout Optimization (WFLO), MFS, wind farm planning, layout optimization, energy transition

1 EINFÜHRUNG UND PROBLEMSTELLUNG

Die Energiewende ist eines der zentralen Themen der heutigen Gesellschaft. In Deutschland war das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG 1990) der Vorläufer des heute geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Die Bestrebungen des Gesetzgebers, die Energiewende voranzutreiben, spiegeln sich im genutzten Strom wider. In Deutschland hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in den letzten zehn Jahren um etwa 35 Prozentpunkte erhöht (Statistisches Bundesamt 2023b) und soll bis 2030 auf mindestens 80 % erhöht werden (EEG 2023). Dabei dient die Windenergie als Schlüsseltechnologie, da sie bereits im Jahr 2022 ein Viertel der Stromerzeugung Deutschlands ausmacht und damit die größte Energiebezugsquelle im deutschen Strommix darstellt (Statistisches Bundesamt 2023a).

In erster Linie wird dabei ein Augenmerk auf die Ausschreibung weiterer Windeignungsgebiete gelegt, was an den Ausbauzielen des EEG 2023 (EEG 2023) zu erkennen ist. Dort wird eine durchschnittliche Fläche von 2 % der Landesfläche als Windeignungsgebiet definiert, was im Vergleich zur derzeitigen Situation zu einer steigenden Menge an Windkraftanlagen (WKA) führen wird und ein damit einhergehendes wachsendes Energieangebot aus der Windenergie zur Folge haben dürfte. Zusätzlich ist zu beachten, dass es sich in diesem Fall um die Fläche ausgeschriebener Windeignungsgebiete handelt und nicht um die tatsächlich genutzte Fläche. Einen Ansatz zur Berechnung der absolut genutzten Flächen stellen Koldrack et al. (2014) vor.

Jedoch ist für die tatsächliche Energieausbeute nicht nur die verfügbare Fläche der Eignungsgebiete entscheidend, sondern

Autoren

Dr. David Hennecke
 Universität Rostock
 Professur für Geodäsie und Geoinformatik
 Justus-von-Liebig-Weg 6
 D-18059 Rostock
 E: david.hennecke@uni-rostock.de
 ORCID: 0000-0002-4398-2046

Dr. Carsten Croonenbroeck
 Universität Rostock
 Professur Agrarökonomie
 Justus-von-Liebig-Weg 7
 D-18059 Rostock
 E: carsten.croonenbroeck@uni-rostock.de
 ORCID: 0000-0001-7848-0970

auch der Gesamtwirkungsgrad des Windparks. Dieser wird maßgeblich von der Anordnung der WKA beeinflusst, da das Layout und damit die räumlichen Wechselwirkungen zwischen den WKA-Standorten einen zentralen Faktor für die tatsächliche Energieproduktion darstellt. Somit zeigt sich die Effizienz eines Windparks in der realen Energieproduktion im Betrieb und nicht allein in der Leistung der Windkraftanlagen unter Laborbedingungen.

Je nach Anordnung der WKA zueinander und abhängig von der vorherrschenden Windrichtung stehen einzelne WKA im Windschatten anderer WKA. Es entstehen Nachlaufeffekte (engl. „wake effects“), sodass WKA sich lageabhängig gegenseitig beeinflussen, was Auswirkungen auf die Energiegewinnung der einzelnen Anlagen und damit auch des gesamten Windparks hat (Mosetti et al. 1994). Die Windgeschwindigkeit wird durch eine WKA reduziert, wodurch einem berechenbaren Bereich „hinter“ (d. h. windabwärts/leeseitig, engl. „down wind“) der WKA ein geringeres Energiepotenzial innewohnt. Diese Untersuchungen der räumlichen Wechselbeziehungen, und darauf aufbauend die Suche nach einem WKA-Arrangement innerhalb des Windparks, sodass die wechselseitigen Beeinträchtigungen der WKA mög-

lichst minimiert werden, wird als Windpark-Layoutoptimierung bzw. im Englischen als Windfarm Layout Optimization (WFLO) bezeichnet und wurde erstmalig von Mosetti et al. (1994) angewandt.

In Abbildung 1 wird exemplarisch die vorliegende Problemstellung veranschaulicht. Ein Quadrat symbolisiert das potenzielle Gebiet für die Windenergienutzung. Es wurden elf Windkraftanlagen platziert und nummeriert. Die von den WKA ausgehenden Dreiecke zeigen anschaulich die Bereiche der Nachlaufeffekte, in denen der Wind aufgrund dieser Effekte weniger stark weht. Grüne Bereiche kennzeichnen Windschatten-Gebiete, in denen keine WKA platziert wurde. Anlagen, die orangefarbene Windschatten-Bereiche aufziehen, beeinflussen eine andere WKA. Der rote Windschatten von Anlage 3 beeinflusst zwei WKA im simulierten Windpark.

Ein Optimierungsalgorithmus kann nun verwendet werden, um das optimale Layout zu finden, wobei das Hauptziel in der Regel darin besteht, den maximalen, über alle WKA summierten Energieertrag zu erzielen. Die Anwendung eines WFLO-Algorithmus zielt darauf ab, den Einfluss der Nachlaufeffekte möglichst gering zu halten. Die größte Auswirkung hat in diesem Modell die Anlage 3. Wenn jedoch der Standort von WKA 3 aufgrund dort guter lokaler Windverhältnisse eine sehr hohe jährliche Energieerzeugung verspricht, könnte es sinnvoller sein, WKA 1 und/oder WKA 2 zu verschieben und den Standort von WKA 3 beizubehalten, anstatt die Position von WKA 3 neu zu wählen. Wenn nun WKA 2 nach Süden verschoben wird (vgl. kleiner Pfeil in der Abbildung) und damit dann außerhalb des Einflussbereichs von Anlage 3 liegt, besteht die Gefahr, dass die bisher nicht betroffene WKA 4 beeinflusst wird. Dieses Beispiel verdeutlicht die Wechselwirkungen zwischen den WKA innerhalb eines Windparks. Sobald also eine WKA platziert, verschoben oder entfernt wird, kann dies Auswirkungen auf das gesamte Layout haben, auch an entfernten Standorten im Windpark. Wenn beispielsweise die WKA 2, 4, 5 und 6 nach Süden verschoben

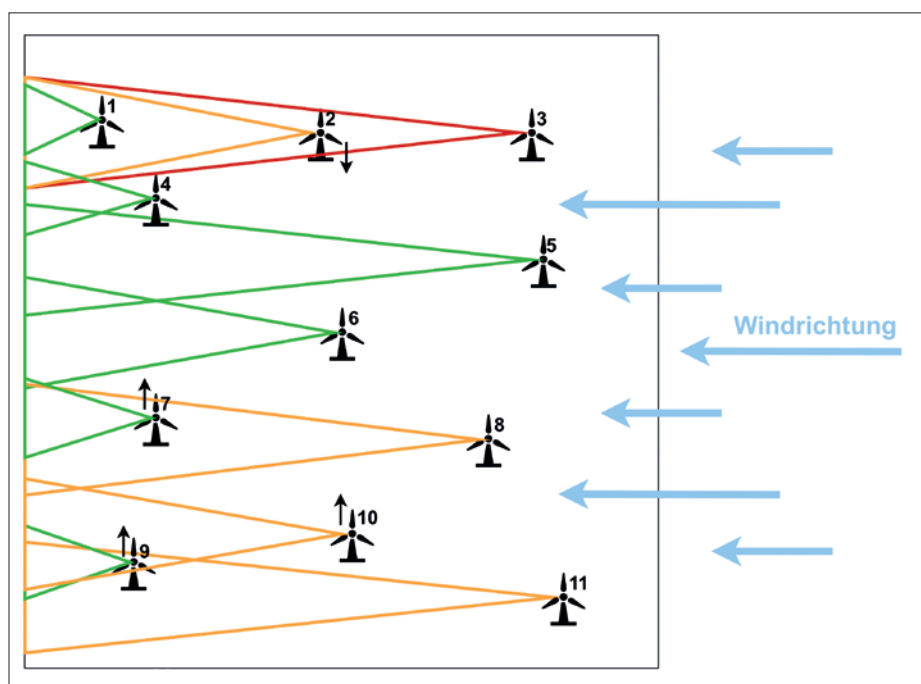


Abbildung 1: Schaubild zum Thema WFLO und der entstehenden Nachlaufeffekte

werden, kann es passieren, dass es nicht mehr möglich ist, die WKA 7, 9 und 10 sinnvoll so zu verschieben, dass die WKA 7 und 9 außerhalb des Windschattens der WKA 8 bzw. 11 stehen.

In diesem Szenario liegt eine einfache Konfiguration vor, da keine individuellen Windgeschwindigkeiten und -richtungen berücksichtigt werden. Außerdem ist die vorgegebene Eignungsfläche stark vereinfacht (quadratisch). In der Praxis hingegen sind die Flächen eher inhomogen und damit steigt die Komplexität der Layoutoptimierung.

In diesem Beitrag wird der „Modular Full Stock“-Algorithmus (MFS) vorgestellt, welcher die räumliche Wechselbeziehung zwischen WKA innerhalb eines Windparks analysiert, bewertet und optimiert.

Das übergeordnete Ziel des hier vorgestellten Algorithmus besteht darin, die Gesamtenergieerzeugung des gesamten Windparks zu maximieren. Er richtet sich daher primär an Ingenieure, die in der Windparkplanung tätig sind. Die hier vorgestellte Methode und die Ergebnisse sind Teil der Dissertation von Hennecke (2024) und beinhalten die gleichen Abbildungen und Textpassagen. Begonnen wird mit einer wissenschaftlichen Einordnung. Danach wird in Abschnitt 3 die Methodik erläutert und in Abschnitt 4 die Ergebnisse der Testdaten und der damit einhergehenden Validierung vorgestellt.

2 GRUNDLAGEN UND WISSENSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Die Forschung im WFLO-Bereich lässt sich in zwei große Teilbereiche untergliedern, die Berechnung der Nachlaufeffekte als größten Faktor der Energieminderung innerhalb eines Windparks und der Optimierungsansatz zur Erstellung eines Windparklayouts selbst. Diese reichen von einfachen empirischen Modellen (vgl. Jensen 1983, Frandsen 1992) bis hin zu physikbasierten Fluidsimulationen aus dem Feld der numerischen Strömungsmechanik („Computational Fluid Dynamics“, CFD), die auf Navier-Stokes-Gleichungen beruhen, manchmal vereinfacht mit Reynolds-Mittelung als sog. Reynolds-Averaged-Navier-Stokes-(RANS-)Gleichungen bezeichnet (siehe Larsen 1988, Ott & Nielsen 2014, Ainslie 1988). Letztere haben aufgrund ihrer Fähigkeit, das Strömungsverhalten des Mediums Luft zu modellieren, bereits gute Ergebnisse bei der Berechnung von Turbulenzen und ähnlichem erzielt. Jedoch sind diese Modellberechnungen sehr rechenintensiv, weshalb für die WFLO in der Regel die empirischen und weniger rechenaufwendigen Modelle genutzt und empfohlen werden (Archer et al. 2018, Xiaoxia et al. 2020).

Ein in der Literatur sehr verbreitetes empirisches Modell ist das Jensen-Modell (Jensen 1983, Archer et al. 2018). Dieses Modell basiert auf der Annahme, dass sich der Windschatten proportional zur Entfernung wie ein Trapez ausdehnt, wie in Abbildung 2 in der Draufsicht dargestellt. Das Ziel besteht darin, die Windgeschwindigkeit v in einer bestimmten Entfernung x hinter der Windkraftanlage zu berechnen. Dabei werden der Rotorradius r_0 und die Anfangsgeschwindigkeit des Winds u vor der Windkraftanlage als gegeben betrachtet. Die Windgeschwindigkeit v_0

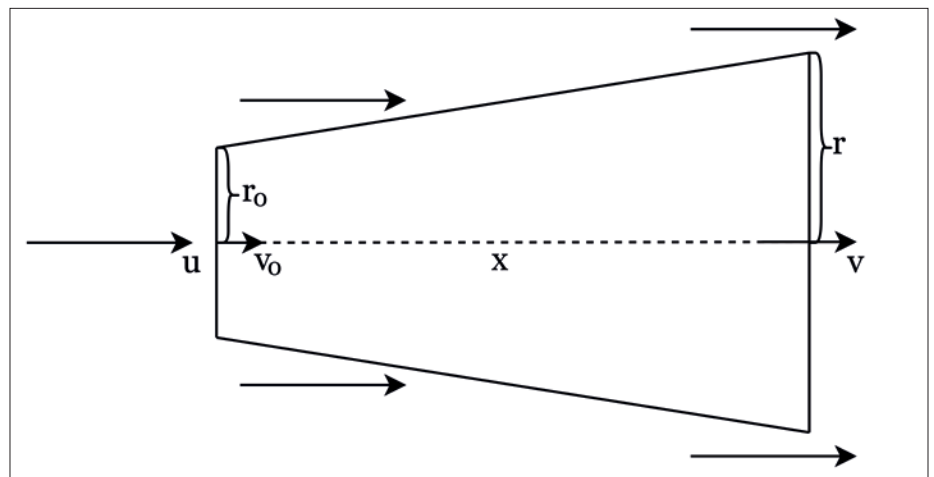


Abbildung 2: Visualisierung der im Jensen-Modell genutzten Variablen sowie des Windschattentrapezes (vgl. Formel 1)

unmittelbar hinter der Windkraftanlage wird durch Jensen dem Betzchen Gesetz (nur knapp 60 Prozent der kinetischen Energie des Winds kann in mechanische Windenergie umgewandelt werden) folgend $\left(v_0 = \frac{1}{3}u\right)$ modelliert.

Die Entfernung x wird in der eigentlichen Berechnung (vgl. Gl. (1)) nicht direkt genutzt, sondern dient der Berechnung von r , also der halben Breite des Windschattentrapezes (vgl. Gl. (2)):

$$v = u \left[1 - \frac{2}{3} \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 \right], \quad (1)$$

$$r = r_0 + \alpha x. \quad (2)$$

Um den projizierten Rotorradius r in einer bestimmten Entfernung hinter der WEA bestimmen zu können, wird zusätzlich der axiale Induktionsfaktor α benötigt. Dieser Faktor beschreibt das Verhältnis zwischen der Windgeschwindigkeit vor dem Rotor u und der effektiven Windgeschwindigkeit, die im Rotorfeld (kreisförmige Fläche, welche die sich drehenden Rotorblätter abbildet) ankommt. Während Jensen in seinem Modell einen festen Wert für den Induktionsfaktor annimmt, nämlich $\alpha = 0,1$ (Jensen 1983), greifen Shakoor et al. (2016), Croonenbroeck & Hennecke (2021) sowie Chen et al. (2013) auf eine etablierte und empirisch ermittelte Formel zur Berechnung von α zurück, wie sie von Frandsen (1992) beschrieben wird. Diese Formel beruht auf den Parametern Nabenhöhe z und Rauigkeitslänge z_0 (beschreibt die theoretische Höhe über der Erdoberfläche, wo von einer Windgeschwindigkeit von 0 m/s ausgegangen werden kann; verändert sich in Abhängigkeit zur Bodenbeschaffenheit) (siehe Gl. (3)):

$$\alpha = \frac{0,5}{\ln \frac{z}{z_0}} \quad (3)$$

Diese drei Formeln bilden die Grundlage zur Berechnung des Nachlaufeffekts in vielen Beiträgen zum Thema WFLO. Obwohl die Ermittlung des Einflusses von Windschatten dabei in der Regel – und auch hier – als zentraler Faktor für die WFLO betrachtet wird, können zusätzlich weitere Einflussfaktoren berücksichtigt

werden. Das Forschungsfeld zu dieser Fragestellung ist breit gefächert und umfasst sowohl heuristische als auch deterministische Ansätze zur Lösung des Problems der optimalen Anordnung von Turbinen (vgl. dazu Croonenbroeck & Hennecke 2021). Zudem werden bereits vorhandene Optimierungsansätze mit unterschiedlichen Layoutkriterien (z. B. der Frage nach der optimalen unterirdischen Verkabelung (Wu et al. 2020) und Optimierungszielen (statt maximaler Energieertrag z. B. geringste Stromgestehungskosten (Kosten für die Umwandlung von Energie in elektrischen Strom, werden meist in Cent pro Kilowattstunde angegeben)) versehen, um praxisrelevantere Ergebnisse zu erhalten (Serrano González et al. 2014, Herbert-Acero et al. 2014, Shakoor et al. 2016).

3 METHODIK

Zur angestrebten Maximierung der Gesamtenergieerzeugung im gesamten Windpark werden die verfügbaren Flächen (Windparkfläche), festgelegte Mindestabstände zwischen den Anlagen, die Nabenhöhen der WKA sowie die Rotordurchmesser als gegebene Parameter berücksichtigt. Mit dem Algorithmus soll bestimmt werden, wie viele Anlagen im Windpark platziert werden können und an welchen Positionen diese optimal positioniert werden sollten, um die Energieerzeugung zu maximieren.

Der Algorithmus gliedert sich in vier zentrale Phasen:

1. **Initialisierungsphase:** Zunächst werden die Eingangsdaten, wie die aktuelle Windparkfläche, analysiert und in ein Raster (Windparkraster) übertragen, wobei jede Rasterzelle eine potenzielle Position für eine WKA darstellt. Die Auflösung der Rasterzellen kann frei gewählt werden. Zudem kann sie variabel oder statisch sein. Eine Auflösung von 20 Metern hat gute Ergebnisse bei vergleichsweise geringer Berechnungsdauer geliefert.
2. **Berechnung der Ausgangssituation:** Im nächsten Schritt werden diese Positionen hinsichtlich ihres Standortpotenzials bewertet, wobei die Auswirkungen möglicher Windschatteneffekte bestehender Anlagen berücksichtigt werden.
3. **Evaluierung der Standortpotenziale:** Anschließend werden die potenziellen Standorte hinsichtlich ihrer wechselseitigen Einflüsse auf die umliegenden Positionen analysiert. Dabei wird sowohl untersucht, wie stark ein Standort andere Positionen beeinflusst (ausgehende Einflüsse), als auch, in welchem Maß er selbst von Nachbareinflüssen betroffen ist (eingehende Einflüsse). Die Ergebnisse dieser Analyse werden mit den in Phase 2 berechneten Potenzialen verrechnet. Basierend auf diesen kombinierten Daten wird die Position mit dem höchsten neu errechneten Standortpotenzial als WKA-Standort für das zukünftige Layout festgelegt.
4. **Überprüfung der Abbruchbedingung:** Abschließend wird geprüft, ob weitere Windkraftanlagen auf der Fläche positioniert werden können. Ist dies der Fall, durchläuft der Algorithmus die Phasen 2 und 3 erneut, um zusätzliche Standorte zu bestimmen. Dieser Prozess wird fortgesetzt, bis keine weiteren Anlagen mehr platziert werden können.

Abbildung 3 zeigt den gesamten Ablauf des Algorithmus (UML-Diagramm, Unified Modeling Language), während die Abbildungen 4–7 eine vereinfachte Darstellung des in Abbildung 3 rot markierten Bereichs bieten. Die Eingangsdaten sind in blauer Farbe hervorgehoben. Zunächst werden die Windparkflächen als

Vektordaten eingebunden. Im weiteren Prozess erfolgt eine Iteration über diese Flächen, sodass jede Fläche separat behandelt wird, was eine Parallelisierung ermöglicht. Die notwendigen Informationen zur Bestimmung der Energiepotenziale werden in Form von Rasterdaten importiert. Diese Rasterdaten umfassen wesentliche Informationen, wie Energieerträge, Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten.

Für jede Fläche beginnt der Algorithmus mit der Initialisierungsphase. In diesem Schritt werden die Rasterdaten in NumPy-Arrays umgewandelt und Informationen, wie Geometrie- und Transformationsparameter, werden extrahiert. Diese einheitliche Konvertierung von Raster- und Vektordaten in NumPy-Arrays ermöglicht eine effiziente Vektorisierung der Analyseschritte im weiteren Verlauf des Algorithmus. Zusätzlich wird eine Layout-Punkt-Liste erstellt, die anfangs leer ist und später iterativ durch die ausgewählten Standorte gefüllt wird. Diese Liste repräsentiert die Positionen innerhalb des zu Beginn definierten Windparkrasters.

Zusätzlich können neben dem Energiepotenzial auch weitere Bewertungskriterien, wie beispielsweise die Berechnung der Verkabelung, initialisiert und für eine spätere Nutzung vorbereitet werden. Dieser modulare Aufbau bietet die Möglichkeit, multiple Kriterien innerhalb der Windparkplanung zu berücksichtigen, ähnlich dem Ansatz von Mittal & Mitra (2017).

Nach der Initialisierung beginnt die Optimierung des Layouts. Der Prozess startet mit der Berechnung der Ausgangssituation in Phase 2, die darauf abzielt, das aktuelle Windparkraster inklusive der Standortpotenziale basierend auf bereits gewählten WKA-Standorten zu berechnen. Diese Phase berücksichtigt daher mögliche vorherige Durchläufe des Algorithmus, in denen bereits Standorte festgelegt wurden. Anschließend erfolgt in Phase 3 die Ermittlung des nächsten optimalen WKA-Standorts unter Berücksichtigung der Zielstellungen, hier Module genannt. Die in diesem Ansatz verwendeten Module umfassen die Umgebungsanalyse, die Downwind-Berechnung und die Upwind-Berechnung. Die Umgebungsanalyse identifiziert potenzielle WKA-Standorte, die aufgrund von Abstandsregelungen zwischen den einzelnen WKA nicht mehr bebaut werden können. Die Downwind-Berechnung bewertet die Auswirkungen auf WKA, die sich im Windschatten befinden, während die Upwind-Berechnung untersucht, wie andere potenzielle WKA-Standorte den zu analysierenden Standort beeinflussen.

Die Abbildungen 4–7 veranschaulichen die Schritte der Phasen 2 und 3 anhand eines beispielhaften und vereinfachten Windparkrasters. Die Zahlenwerte in den Zellen der Raster kennzeichnen für jeden möglichen Standort ein (hier dimensionsloses) Eingangs-Standortpotenzial, das in realen Daten den Windgeschwindigkeiten oder potenziellen Energieerträgen entspricht. Die rot markierte Position zeigt eine Beispiel-WKA-Position, anhand derer die Bewertungsmodule erläutert werden. Die grünen Rasterzellen auf der rechten Seite der Abbildungen 5–7 zeigen die Bereiche, die von der roten WKA-Position beeinflusst werden, während die grünen Rasterzellen auf der linken Seite die Position mit dem höchsten Standortpotenzial signalisiert – den nächsten optimalen WKA-Standort. Der Wind weht hier annahmegemäß von links nach rechts.

Zu Beginn zeigt die Ausgangssituation in Abbildung 4 die möglichen Standorte und ihre jeweiligen Potenziale. Anschließend illustrieren die Abbildungen 5–7 die Bewertungsmodule

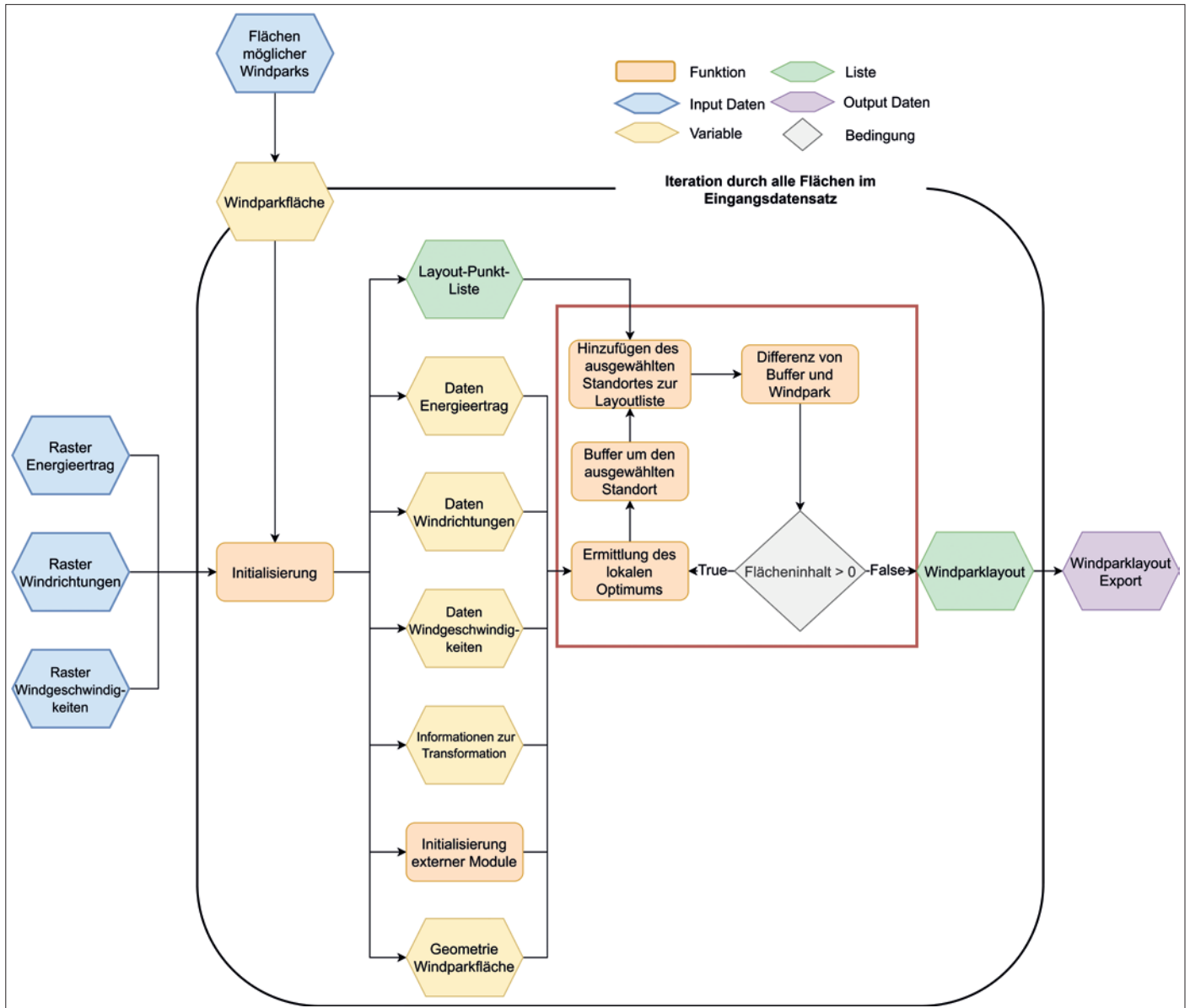


Abbildung 3: UML-Diagramm des MFS-Algorithmus

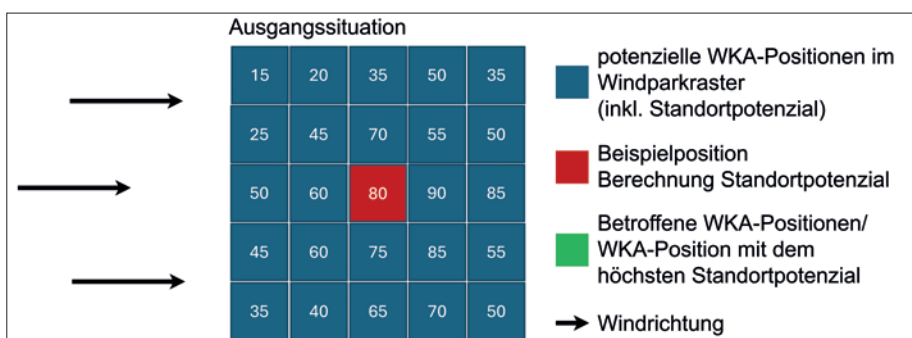


Abbildung 4: Ermittlung des höchsten Standortpotenzials unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bewertungsmodule – Ausgangssituation

Ausreißer und verhindert eine systematische Bevorzugung von Randbereichen, wie es bei einer Aufsummierung der wegfallenden Standortpotenziale der Fall wäre. Der Radius, innerhalb dessen der Mittelwert der Energiepotenziale nicht mehr bebaubarer Standorte berechnet wird, wird im Algorithmus durch den vorgeschriebenen Mindestabstand zwischen den WKA festgelegt. Dieses Bewertungsmodul quantifiziert somit den potenziellen Standortpotenzialverlust, da die analysierten Flächen aufgrund der Mindestabstandsregelung nicht mehr für die Bebauung verfügbar

und deren Einfluss auf die Standortpotenziale der möglichen WKA-Positionen. Der Prozess startet mit der Umgebungsanalyse: Wie in Abbildung 5 dargestellt, wird für jede potenzielle WKA-Position das arithmetische Mittel der Standortpotenziale im unmittelbaren Umfeld berechnet. Das arithmetische Mittel berücksichtigt

sind. Beispiel für das rot hinterlegte Feld aus Abbildung 4 sind acht angrenzende Felder (beginnend oben links, gegen den Uhrzeigersinn): 45, 60, 60, 75, 85, 90, 55, 70; arithmetisches Mittel: 68 (vgl. Abbildung 5a).

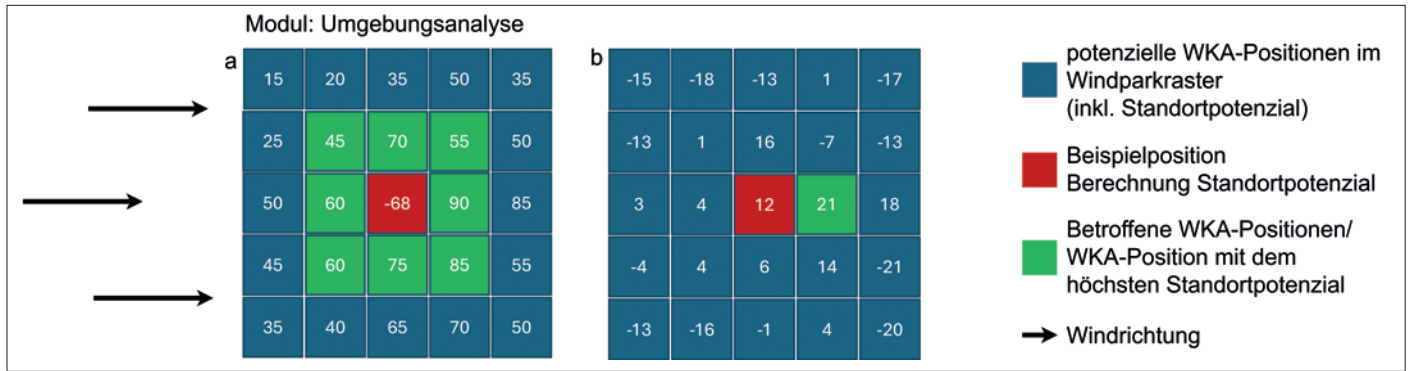


Abbildung 5: Ermittlung des höchsten Standortpotenzials unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bewertungsmodule – Modul Umgebungsanalyse



Abbildung 6: Ermittlung des höchsten Standortpotenzials unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bewertungsmodule – Modul Downwind

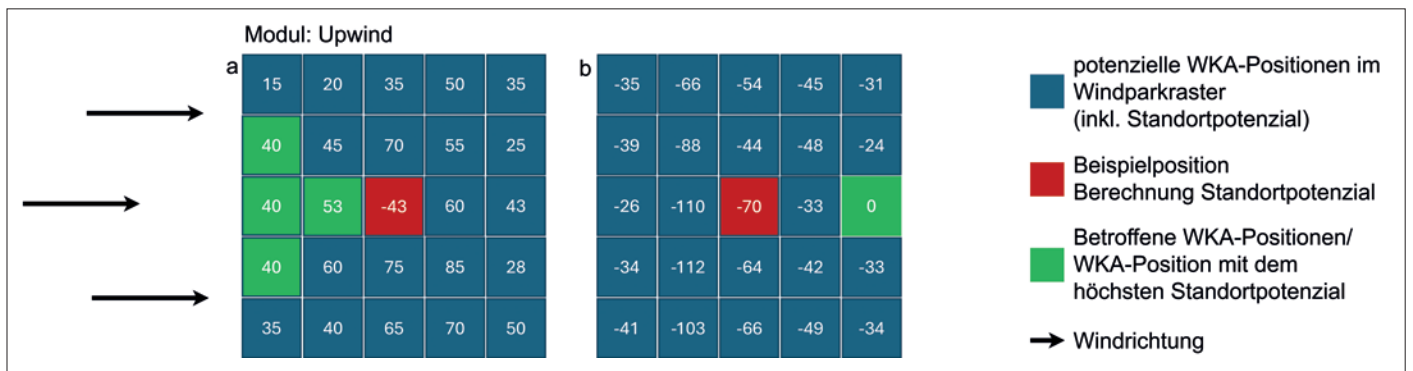


Abbildung 7: Ermittlung des höchsten Standortpotenzials unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bewertungsmodule – Modul Upwind

Die Berechnung wurde exemplarisch auf das gesamte Windparkraster angewendet. Dabei wurde der durchschnittliche Verlust von den individuellen Standortpotenzialen subtrahiert. Im Beispiel: $80 - 68 = 12$. Das Ergebnis ist in Abbildung 5b dargestellt: Viele potenzielle WKA-Positionen zeigen nun erheblich reduzierte Potenziale. Der aktuell attraktivste Standort weist ein vorläufiges Potenzial von 21 auf.

Die in Abbildung 5b dargestellte Situation dient als Ausgangssituation für das nächste Bewertungsmodul, die Downwind-Berechnung (vgl. Abbildung 6). In dieser Phase werden die Auswirkungen des Nachlaufeffekts berechnet, der von der betrachteten WKA-Position auf andere dahinterliegende potenzielle WKA-Positionen wirkt. Als Bewertungsmaß dient der mittlere Verlust des Standortpotenzials aller von diesem Nachlaufeffekt betroffenen Positionen. Der Verlust nimmt dabei in Abhängigkeit vom Abstand

zum möglichen WKA-Standort ab, wodurch weiter entfernte Standorte weniger stark beeinflusst werden und somit weniger ins Gewicht fallen. In diesem Beispiel wird in der ersten Spalte „hinter“ (i. S. d. Windrichtung) der betrachteten Rasterzelle ein Verlust von $2/3$ des Standortpotenzials angenommen, während dieser in der nächsten Spalte auf $1/2$ des Standortpotenzials reduziert wird. Die Beispielrechnung gestaltet sich wie folgt: In der ersten Spalte hinter der roten Rasterzelle wird die Rasterzelle mit dem Wert 90 beeinflusst, was zu einem Verlust von $2/3$ dieses Potenzials, also 60, führt. In der darauffolgenden Spalte sind drei Rasterzellen betroffen. Hier wird für jede der drei betroffenen Rasterzellen jeweils die Hälfte des möglichen Standortpotenzials berechnet: 25, 43 und 28 (gerundet). Der durchschnittliche Verlust des Moduls für den roten Standort beträgt somit 39. Dies ist in Abbildung 6a dargestellt.

Diese Analyse wird ebenfalls systematisch auf das gesamte Windparkraster angewandt. Dabei ergibt sich eine neue potenzielle WKA-Position als vorläufig beste Wahl, was in Abbildung 6b dargestellt ist. In diesem Fall hängt das Ergebnis mit der Randlage zusammen: Positionen am rechten Rand des Windparkrasters beeinträchtigen keine weiteren potenziellen Standorte durch ihren Windschatten und sind daher besonders attraktiv.

Abbildung 7 veranschaulicht das Bewertungsmodul „Upwind“, welches im Gegensatz zum vorherigen Modul die potenziellen eingehenden Einflüsse durch Nachlaufeffekte anderer Standorte auf die betrachtete Position untersucht. Das Berechnungsmuster aus dem Downwind-Modul wird hierbei übernommen, jedoch wird es in diesem Fall auf das Standortpotenzial des betrachteten WKA-Standorts angewandt. Daraus ergibt sich folgende Beispielrechnung: Drei beeinflussende Positionen befinden sich zwei Spalten entfernt von der roten Rasterzelle. Für jede dieser Positionen ergibt sich ein Verlust von $1/2$ des Standortpotenzials der roten Rasterzelle (80), also jeweils 40. In der Spalte direkt vor der roten Rasterzelle beeinflusst lediglich eine Rasterzelle die betrachtete Position, wodurch ein Verlust von $2/3$ des Standortpotenzials der roten Rasterzelle (80), also 53, entsteht. Zusammenfassend wird der Mittelwert aus den Werten 40, 40, 40, 53 berechnet, was einen Durchschnitt von 43 ergibt. Durch die Betrachtung dieser eingehenden Einflüsse wird ein differenzierteres Verständnis der räumlichen Beziehungen und Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Standorten geschaffen. Dieses Vorgehen trägt dazu bei, ein präziseres Gesamtbild der Standortqualität im Kontext des gesamten Windparks zu erhalten.

Zuletzt werden die Auswirkungen der Nachlaufeffekte der bereits für das Parklayout gewählten Standorte auf potenziell neue Standorte sowie umgekehrt berücksichtigt. Im Unterschied zu den zuvor beschriebenen Bewertungsmodulen, bei denen die Einflüsse als arithmetisches Mittel dargestellt wurden, werden diese Effekte hier in ihrer Gesamtheit mit dem vorläufigen Standortpotenzial (z. B. aus Abbildung 7b) verrechnet. Diese Berechnung stellt sicher, dass die Rentabilität der gewählten Positionen abgesichert wird und potenzielle negative Auswirkungen auf die Energieerzeugung durch gegenseitige Beeinflussung der WKA minimiert werden.

Der Standort mit dem höchsten verbleibenden Potenzial wird schließlich in das Parklayout aufgenommen und die umliegenden potenziellen Standorte, die innerhalb des vorgeschriebenen Abstands zu anderen WKA liegen, werden aus dem Windparkraster entfernt. Dieser gesamte Prozess wird so lange wiederholt, bis keine geeigneten oder rentablen Flächen mehr zum Platzieren von weiteren WKA zur Verfügung stehen.

4 VALIDIERUNG UND ERGEBNISSE

Da es bei der WFLO keine „absolut richtige“, theoriefundierte Lösung zum Vergleich bzw. zur Validierung gibt, kann der Algorithmus nur in Beziehung zu anderen Algorithmen gesetzt werden, um seine Leistungsfähigkeit bewerten zu können. Das R-Package „wflo“ (Croonenbroeck & Hennecke 2020b) bietet hierfür einen Ansatz. Es stellt eine Validierungsfläche und Werkzeuge zur Bewertung des ermittelten Layouts bereit. In der von Croonenbroeck & Hennecke (2021) vorgestellten Studie zum Vergleich unterschiedlicher Optimierer im Rahmen der WFLO wurde dieses Package bereits verwendet. Damit sind die Ergebnisse dieser Veröffentlichung auch für andere Nutzer der Validierungsfläche brauchbar und werden auch hier genutzt.

Die Validierungsfläche ist quadratisch und misst 5 000 × 5 000 Meter, woraus sich eine Fläche von 2 500 Hektar ergibt. Bei einem Anlagenabstand von mindestens 500 Metern können in der Theorie 100 WKA in dem Validierungsgebiet gebaut werden. Durch den rasterartigen Aufbau des Layouts bei 100 WKA würden jedoch sehr viele Windverschattungen vorliegen und den Energieertrag bzw. den ökonomischen Gewinn im Gegensatz zu effizienteren Layouts mit weniger WKA schmälern. Zusätzlich ist die Fläche georeferenziert, weshalb die DWD-Daten (Deutscher Wetterdienst 2014) zu den Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen genutzt werden können und im Package auch genutzt werden.

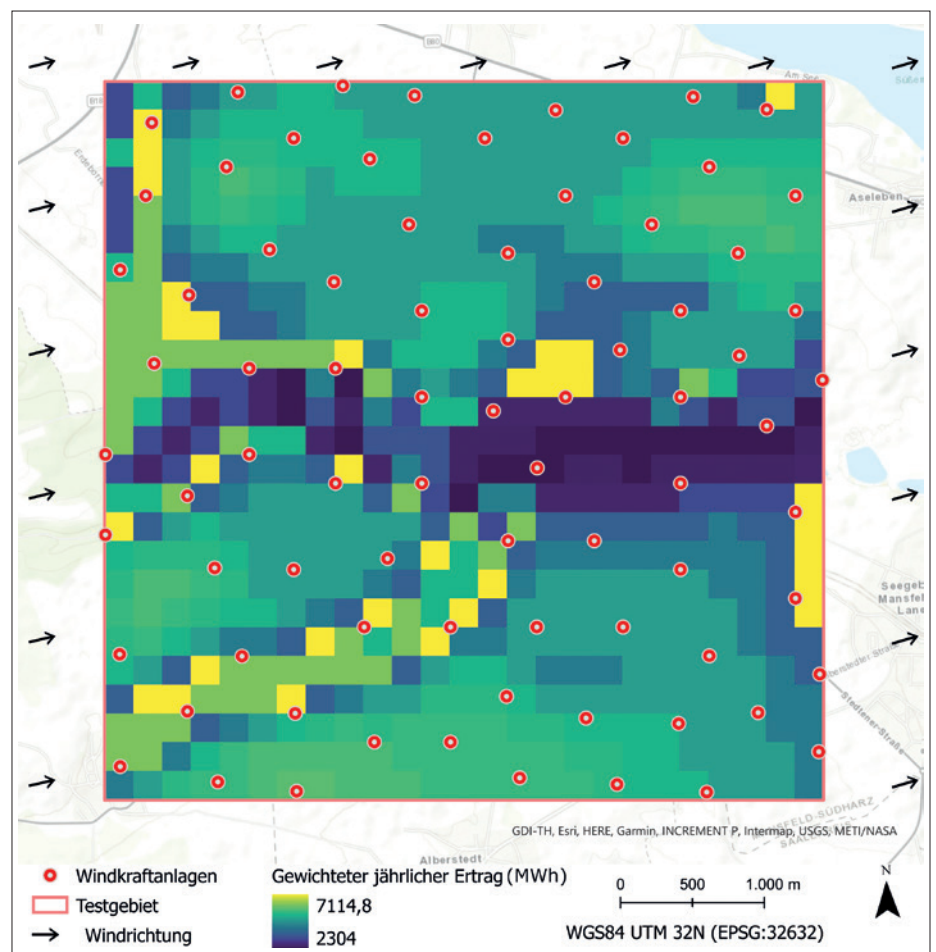


Abbildung 8: Ergebnis des MFS, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO

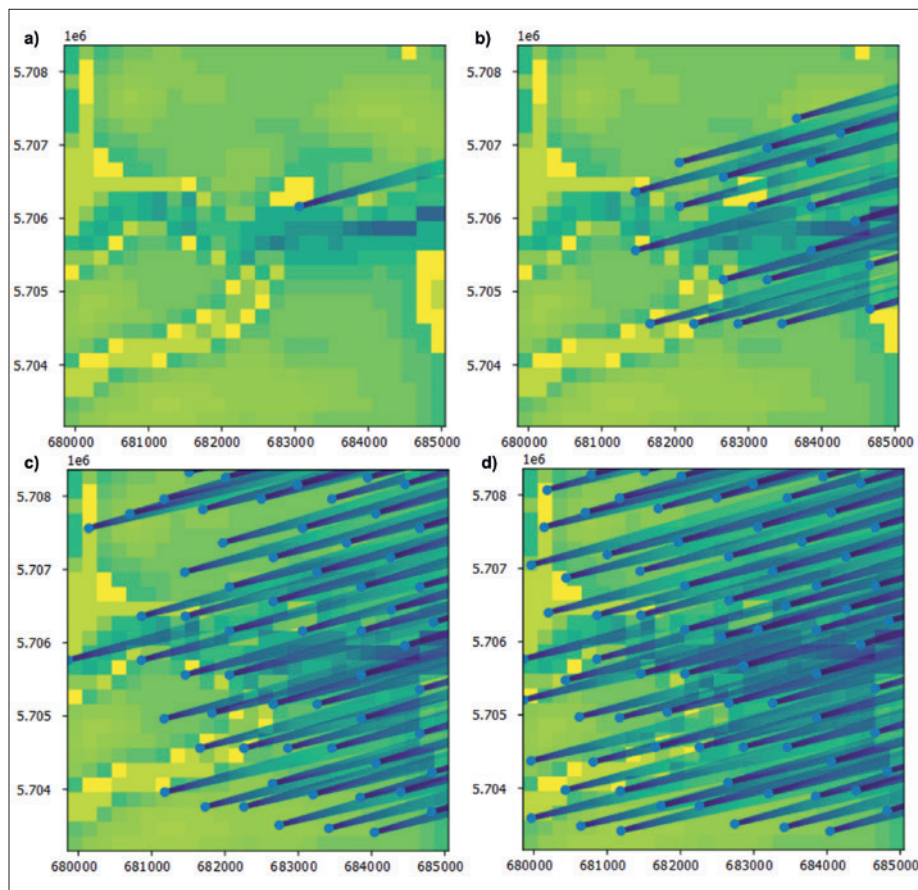


Abbildung 9: Schrittweise Ergebnisse des MFS, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Abgebildet sind die Berechnungsstände 1, 20, 60 und 79 nach Anzahl der Turbinen. Die x- und y-Achsen bilden die Koordinaten im WGS84-UTM 32N-Koordinatensystem (EPSG:32632) ab, wo sich das Testgebiet aufspannt.

Der MFS hat in diesem Gebiet 79 WKA als optimale Anzahl ermittelt und diese wie in Abbildung 8 dargestellt positioniert. Die eingezeichneten Pfeile geben die vorherrschende Windrichtung aus Südwest an. Die genutzte Datengrundlage weist im Testgebiet praktisch keine Variationen auf, sodass die Windrichtung flächendeckend quasi konstant ist. Die Berechnungsbasis für den MFS, also der Datensatz des gewichteten jährlichen Energieertrags, der auf den Studien von Croonenbroeck & Hennecke (2020a) basiert, wird für die Ausdehnung des Testgebiets visualisiert. Gelbe Bereiche repräsentieren dabei einen hohen Energieertrag, während dunkelblaue Zonen einen niedrigen Ertrag anzeigen.

Abbildung 8 verdeutlicht, dass die positionierten WKA (rote Punkte) gezielt die dunkelblauen Bereiche meiden und vorzugsweise in der Nähe der gelben, ertragsstärkeren Zonen angeordnet sind. Darüber hinaus berücksichtigt der Algorithmus bei der Platzierung der WKA die Vermeidung von Nachlaufeffekten zwischen den Anlagen.

In Abbildung 9 wird der schrittweise Verlauf des Algorithmus bei der Positionierung der WKA sowie die Auswirkungen der Nachlaufeffekte auf den jährlichen Energieertrag dargestellt. In dieser Abbildung wird, wie in Abbildung 8, die Farbpalette Vidris (lila/dunkelblau bis gelb) genutzt, um die potenziellen Energieerträge abzubilden. Dadurch werden die Energieertragsverluste durch die Nachlaufeffekte farblich dargestellt, wobei insbesondere die Trapeze nach Jensen deutlich zu erkennen sind. Die Zustände

für 1 (a), 20 (b), 60 (c) und 79 (d) Anlagen sind oben links beginnend reihenweise dargestellt.

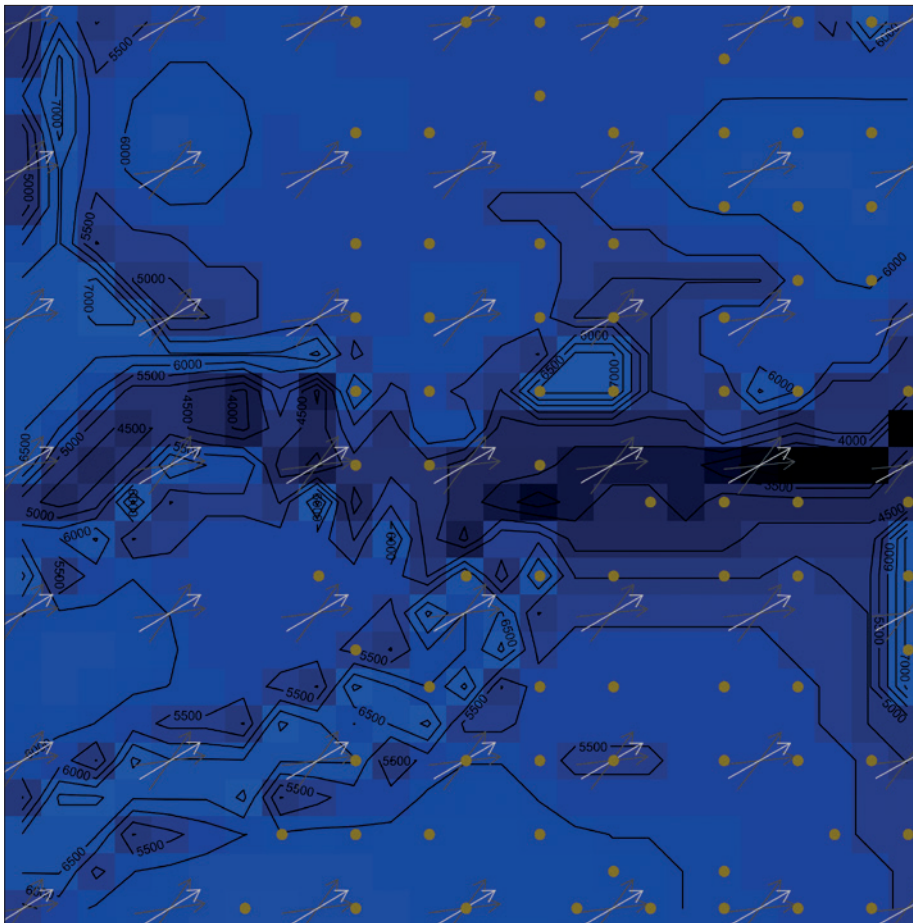
Abbildung 9 verdeutlicht, dass Nachlaufeffekte größtenteils vermieden werden, wobei wenige Standorte leicht beeinträchtigt sind. Diese Standorte liegen jedoch weit genug hinter anderen Anlagen, sodass die Auswirkungen minimal bleiben. Auffällig ist die räumliche Verteilung der Anlagen während der Optimierung: Der Algorithmus beginnt mit Standorten im östlichen Testgebiet, bevor später der westliche Teil mit Anlagen bestückt wird. Dies könnte auf die geringeren Erträge und die geringeren Flächen der Nachlaufeffekte im östlichen Teil zurückzuführen sein, da dadurch weniger Verluste zu verzeichnen sind und das finale Standortpotenzial dadurch höher scheint.

Trotz einer anfänglichen Bevorzugung weniger ertragsreicher Bereiche zeigt Abbildung 9, dass nahezu alle gelben (ertragsstarken) Zonen optimal genutzt wurden. Der Algorithmus berücksichtigt dabei geregelte Abstände zwischen den WKA (hier 500 Meter), indem Positionen am Rand größerer ertragsreicher Flächen bevorzugt werden, wodurch zusätzliche Anlagen effizient platziert werden können.

Zur weiteren Validierung wurde ein geordnetes Raster-Layout sowie ein Ergebnis des genetischen Algorithmus „genoud“ (GENetic Optimization Using Derivatives) (Mebane et al. 2011) aus der bereits zuvor erwähnten Studie von Croonenbroeck & Hennecke (2021) als Vergleichslösungen herangezogen. Die Vergleichsmaßstäbe sind die Rechenzeit und der potenzielle jährliche Profit der Layoutlösungen. Im Gegensatz zum MFS benötigt der genetische Algorithmus ein Eingangslayout, das eine vordefinierte Anzahl an zu platzierenden WKA enthält. Das bedeutet, dass nur ein bereits bestehendes Layout optimiert werden kann. Das Ergebnis des genoud-Algorithmus wird in Abbildung 10 dargestellt.

Auffällig ist die nach Osten gerichtete Verteilung der Standorte. Dieses Phänomen lässt sich jedoch nicht, wie im Ergebnis des MFS, auf die Verteilung der Energieerträge zurückführen, sondern auf das Eingangslayout. Dieses basiert auf einem geordneten Punkt-Raster, das im östlichen Bereich des Testareals angesiedelt war. Für dieses Ergebnis hat der genoud-Algorithmus 234 Stunden, also fast zehn Tage, benötigt. Der MFS hingegen konnte ein Ergebnis, zudem ohne vorgegebene Anzahl an WKA, in 23,5 Minuten liefern (vgl. dazu Tabelle 1).

Dennoch konnte der genoud-Algorithmus einen potenziellen Jahresgewinn von 31 355 064 Euro erzielen. Zum Vergleich: Der MFS erreichte 29 961 776 Euro, während das geordnete Punktraster bei 26 558 277 Euro lag. Der Unterschied zwischen genoud und dem MFS beträgt somit etwa 2,5 Millionen Euro (4,7 %), während der MFS gegenüber dem geordneten Punktraster



5 FAZIT

In diesem Beitrag wurde die WFLO mittels MFS vorgestellt. Es handelt sich um einen praxisorientierten Ansatz, der trotz gewisser Einschränkungen überzeugende Optimierungsergebnisse liefert. Seine Stärken liegen in der Geschwindigkeit, Transparenz und der Fähigkeit, eine sinnvolle Anzahl von WKA für eine Windeignungsfläche zu bestimmen. Dabei sind die WKA so dicht wie möglich angeordnet, jedoch nur in dem Maß, dass sie sich nicht gegenseitig vollständig in den Windschatten stellen und eine Bebauung noch rentabel ist. Diese Eigenschaften konnte der MFS im Rahmen seiner Validierung erfolgreich demonstrieren.

Zur Validierung wurde der MFS zusammen mit einem Vergleichsalgorithmus, einem genetischen Algorithmus (genoud), auf ein Testgebiet der R-Bibliothek „wflo“ angewandt. Besonders hervorzuheben sind die deutlichen Unterschiede in den Berechnungszeiten der beiden Algorithmen. Der MFS liefert in kurzer Zeit praktikable Ergebnisse, erreicht jedoch nicht die gleiche Optimierungstiefe wie ein genetischer Algorithmus. Der Einsatz des Algorithmus hängt daher stark von der Zielsetzung ab. Wenn allein die bestmögliche Optimierung im Fokus steht, ist ein heuristischer Ansatz wie der genetische Algorithmus vorzuziehen. Soll jedoch ein schneller, transparenter und praktikabler Ansatz verwendet werden, bietet der deterministische MFS eine attraktive Alternative.

Für Planungsingenieure ist der MFS ein wertvolles Werkzeug, da die Ergebnisse nachvollziehbar sind und die Auswirkungen unterschiedlicher Parameter klar ersichtlich werden – ein Vorteil, der bei heuristischen Ansätzen oft fehlt. Durch seine Modularität ermöglicht der MFS die Umsetzung und Überprüfung von Planungsideen, wodurch er sich ideal für die praxisorientierte Anwendung eignet.

eine Steigerung von etwa 3,5 Millionen Euro (12,9 %) aufweist. Damit reiht sich der MFS in der Mitte ein, wobei er näher am genoud-Ergebnis liegt.

Zusammenfassend zeigt sich, dass ein genetischer Algorithmus mit ausreichend Rechenzeit und gutem Besetzungsansatz ein besseres Ergebnis liefern kann. Aufgrund seines hohen Zeitaufwands, insbesondere bei der Optimierung großer Gebiete, ist sein praktischer Einsatz jedoch begrenzt. Der MFS überzeugt hingegen durch seine Effizienz. Er liefert nicht nur schnelle Ergebnisse, sondern erreicht auch im Vergleich zum geordneten Raster eine jährliche Gewinnsteigerung von etwa 3,5 Millionen Euro und erfordert dabei wenig Rechenzeit.

Ansatz	Potenzieller Profit	Rechenzeit	Math. Verfahren	Algorithmus	Bemerkung
Geordnetes Punktraster	26 558 277 EUR	–	–	–	Einfaches Raster an Punkten
MFS	29 961 776 EUR	24 min	Deterministisch	Greedy	Findet sinnvolle Anzahl an WKA
genoud	31 355 064 EUR	14 039 min	Heuristisch	Genetisch	Zeitintensiv, Standardverfahren

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Abbildung 10: Ergebnis des genoud-WFLO-Algorithmus, angewandt auf das Testgebiet des R-Packages von Croonenbroeck & Hennecke (2020b) zur Validierung von Algorithmen der WFLO. Die Pfeile zeigen die Windrichtung und die goldenen Punkte die WKA-Standorte.

Literatur

- Ainslie, J. F. (1988): Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 27 (1), S. 213–224. DOI: 10.1016/0167-6105(88)90037-2.
- Archer, C. L.; Vassel-Behagh, A.; Yan, C.; Wu, S.; Pan, Y.; Brodie, J. F.; Maguire, A. E. (2018): Review and evaluation of wake loss models for wind energy applications. In: *Applied Energy* 226, S. 1187–1207. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.05.085.
- Chen, Y.; Li, H.; Jin, K.; Song, Q. (2013): Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines. In: *Energy Conversion and Management* 70, S. 56–65. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.02.007.
- Croonenbroeck, C.; Hennecke, D. (2020a): Does the German renewable energy act provide a fair incentive system for onshore wind power? – A simulation analysis. In: *Energy Policy* 144, 111663. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111663.
- Croonenbroeck, C.; Hennecke, D. (2020b): wflo: A new standard for wind farm layout optimization in R. <https://cran.r-project.org/web/packages/wflo/vignettes/wflo.pdf> (12.05.2025).
- Croonenbroeck, C.; Hennecke, D. (2021): A comparison of optimizers in a unified standard for optimization on wind farm layout optimization. In: *Energy* 216, S. 119–244. DOI: 10.1016/j.energy.2020.119244.
- Deutscher Wetterdienst (2014): 200 m × 200 m Rasterdaten der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten in 10 m bis 100 m Höhe (in 10-m-Stufen) und Weibullparameter für Deutschland (Version V0.1). Deutscher Wetterdienst, Offenbach.
- EEG (2023): Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014 (12.05.2025).
- Frandsen, S. (1992): On the wind speed reduction in the center of large clusters of wind turbines. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 39 (1-3), S. 251–265. DOI: 10.1016/0167-6105(92)90551-K.
- Herbert-Acero, J.; Probst, O.; Réthoré, P.-E.; Larsen, G.; Castillo-Villar, K. (2014): A review of methodological approaches for the design and optimization of wind farms. In: *Energies* 7 (11), S. 6930–7016. DOI: 10.3390/en7116930.
- Jensen, N. (1983): A note on wind generator interaction. Technical report Riso-M-2411. Riso National Laboratory.
- Koldrack, N.; Bill, R.; Walz, U. (2014): GIS-basierte Ermittlung der Flächeninanspruchnahme für Energieinfrastrukturen in Deutschland. In: *gis.Science* 2/2014, S. 55–63.
- Larsen, G. (1988): A Simple Wake Calculation Procedure. Riso National Laboratory.
- Mebane Jr., W. R.; Sekhon, J. S. (2011): Genetic Optimization Using Derivatives: The Rgenoud Package for R. In: *Journal of Statistical Software* 42 (11), S. 1–26. DOI: 10.18637/jss.v042.i11.
- Mittal, P.; Mitra, K. (2017): Decomposition based multi-objective optimization to simultaneously determine the number and the optimum locations of wind turbines in a wind farm. In: *IFAC-PapersOnLine* 50 (1), S. 159–164. DOI: 10.1016/j.ifacol.2017.08.027.
- Mosetti, G.; Poloni, C.; Diviacco, B. (1994): Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 51 (1), S. 105–116. DOI: 10.1016/0167-6105(94)90080-9.
- Ott, S.; Nielsen, M. (2014): Developments of the offshore wind turbine wake model Fuga. In: *DTU Wind Energy E*, 0046.
- Serrano González, J.; Burgos Payán, M.; Santos, J. M. R.; González-Longatt, F. (2014): A review and recent developments in the optimal wind-turbine micro-siting problem. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, S. 133–144. DOI: 10.1016/j.rser.2013.09.027.
- Shakoor, R.; Hassan, M. Y.; Raheem, A.; Wu, Y.-K. (2016): Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen’s model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58, S. 1048–1059. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.229.
- Statistisches Bundesamt (2023a): Pressemitteilung: Stromerzeugung 2022: Ein Drittel aus Kohle, ein Viertel aus Windkraft. Statistisches Bundesamt (090). https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23_090_43312.html (12.05.2025).
- Statistisches Bundesamt (2023b): Pressemitteilung: Stromerzeugung im 3. Quartal 2023: Ein Fünftel weniger Strom als im Vorjahresquartal. Statistisches Bundesamt (462). https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/12/PD23_462_43312.html (12.05.2025).
- Wu, Y.; Zhang, S.; Wang, R.; Wang, Y.; Feng, X. (2020): A design methodology for wind farm layout considering cable routing and economic benefit based on genetic algorithm and GeoSteiner. In: *Renewable Energy* 146, S. 687–698. DOI: 10.1016/j.renene.2019.07.002.
- Xiaoxia, G.; Li, Y.; Zhao, F.; Sun, H. (2020): Comparisons of the accuracy of different wake models in wind farm layout optimization. In: *Energy Exploration & Exploitation* 38 (5), S. 1725–1741. DOI: 10.1177/0144598720942852.