

Erstellung eines Windenergie-Index anhand von MERRA-Daten

Matthias Ritter

*Humboldt-Universität zu Berlin
Sonderforschungsbereich 649: Ökonomisches Risiko*

in Kooperation mit
4initia GmbH

24. Windenergietage, 11. November 2015

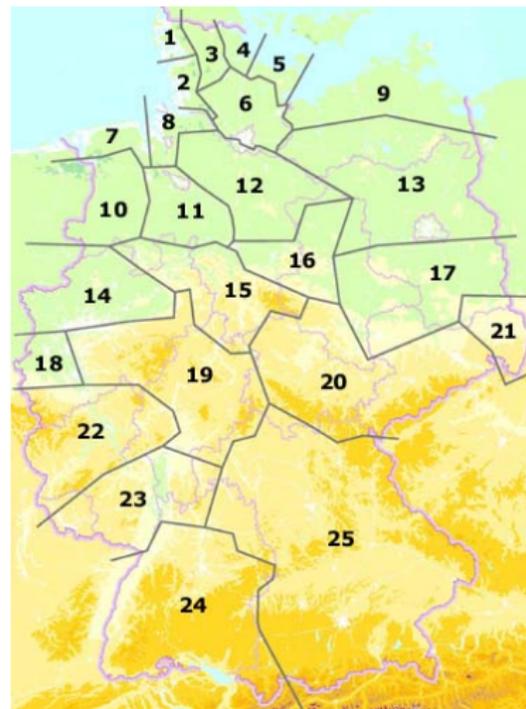


Betreiber-Datenbasis (BDB) Index

- Grundlage für EEG-Einspeisevergütung
- Nach 5 Jahren: Vergleich mit regionalen Referenzwerten
- Verlängerung der Anfangsvergütung von 89€/MWh

Kritik (BMWi)

- Allein tatsächliche Produktion entscheidend (Stillstandzeiten/Drosselung)
- Referenzwert technologieabhängig
- Standortqualität nicht objektivierbar



Quelle: Betreiber-Datenbasis

Ziel

Entwicklung eines Windenergie-Index

- Maß für die Standortgüte
- Objektiv, transparent, zuverlässig
- Abbilden des langfristigen Potenzials
- Technologie-spezifisch

Ziel

Entwicklung eines Windenergie-Index

- Maß für die Standortgüte
- Objektiv, transparent, zuverlässig
- Abbilden des langfristigen Potenzials
- Technologie-spezifisch

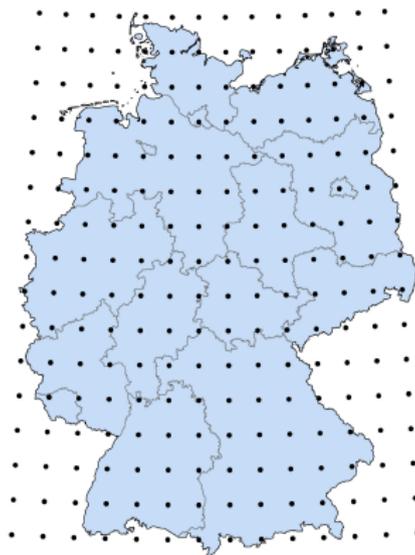
Anwendungen

- Standortbeurteilung
- Risikoabschätzung
- Vergleich von Turbinentypen
- Ortsabhängige Einspeisevergütungen
- Kapitalerträge

Daten

Windgeschwindigkeiten von MERRA

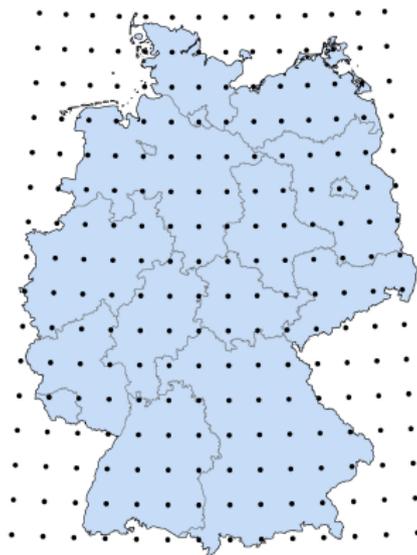
- Modern-era retrospective analysis for research and applications (MERRA)
- NASAs Rekonstruktion der Atmosphäre anhand verschiedener Quellen
- $1/2^\circ$ Breite \times $2/3^\circ$ Länge
- Stündlich, 1979–heute
- Geschwindigkeiten in 2m, 10m und 50m Höhe



Daten

Windgeschwindigkeiten von MERRA

- Modern-era retrospective analysis for research and applications (MERRA)
- NASAs Rekonstruktion der Atmosphäre anhand verschiedener Quellen
- $1/2^\circ$ Breite \times $2/3^\circ$ Länge
- Stündlich, 1979–heute
- Geschwindigkeiten in 2m, 10m und 50m Höhe

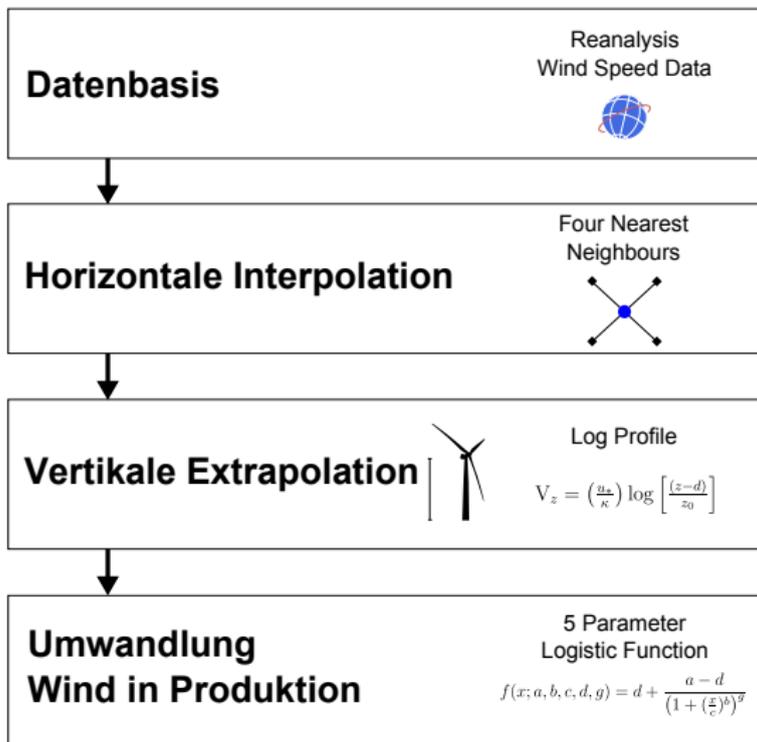


Produktionsdaten

- 24 Turbinen Typ A in 5 WPs, 14 Turbinen Typ B in 3 WPs
- 10-Minuten-Daten

[▶ Details](#)

Vorgehensweise

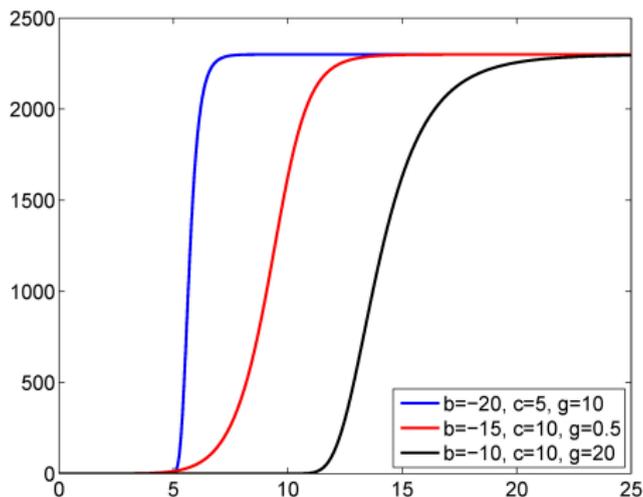


Umwandlung Wind in Produktion

- 5-Parameter-logistische (5PL) Funktion:

$$f(x; a, b, c, d, g) = d + \frac{a - d}{\left(1 + \left(\frac{x}{c}\right)^b\right)^g}$$

mit $a, b, d \in \mathbb{R}$ und $c, g \in \mathbb{R}^+$.



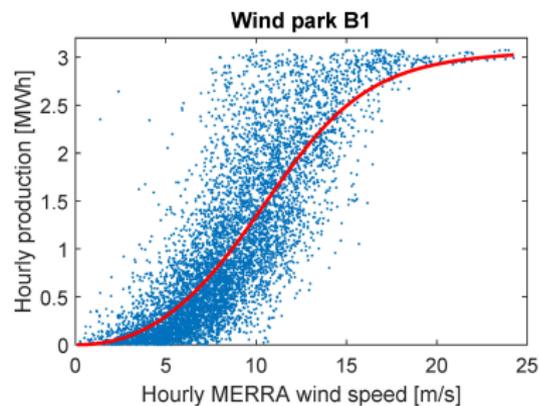
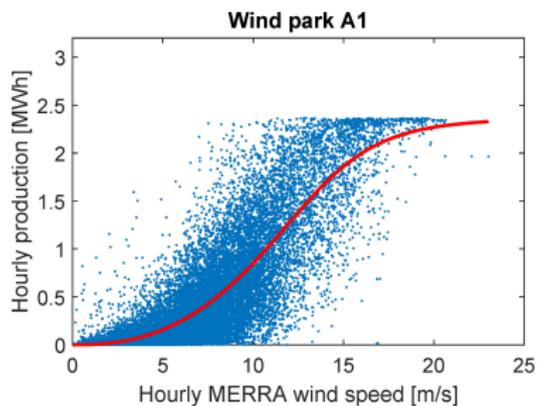
Windenergie-Index

- Stündl. Windgeschwindigkeiten $V_z(t)$ vs. stündl. Produktion
- Schätzung der 5PL-Funktion $f_{5PL}(\cdot)$
- Berechnung des Index für Periode $[\tau_1, \tau_2]$

$$\text{WEI}(\tau_1, \tau_2) = \sum_{t=\tau_1}^{\tau_2} f_{5PL}(V_z(t))$$

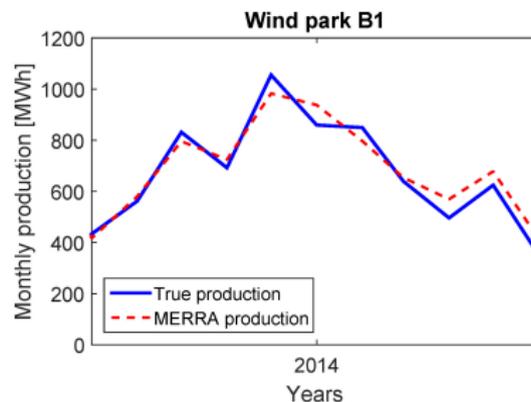
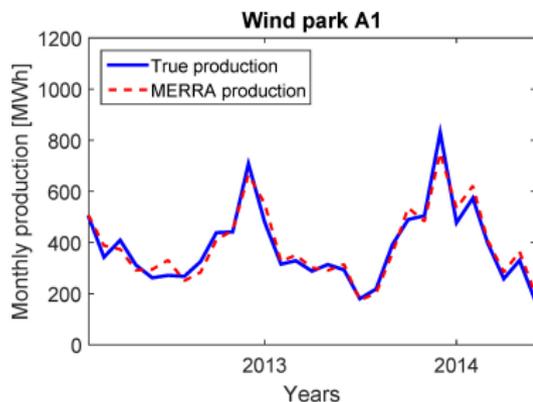
- Validierung: In-sample/Out-of-sample
- Standortgüte: Durchschnitt des jährlichen Windenergie-Index

Ergebnisse: In-sample



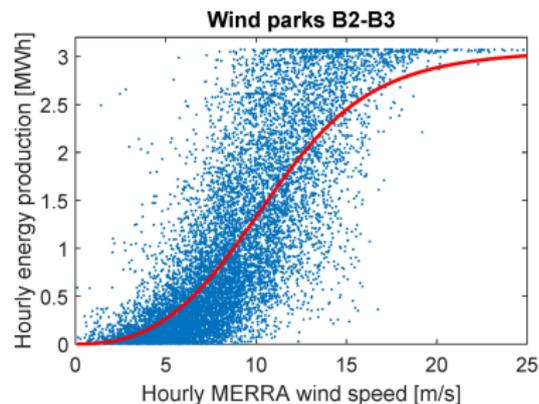
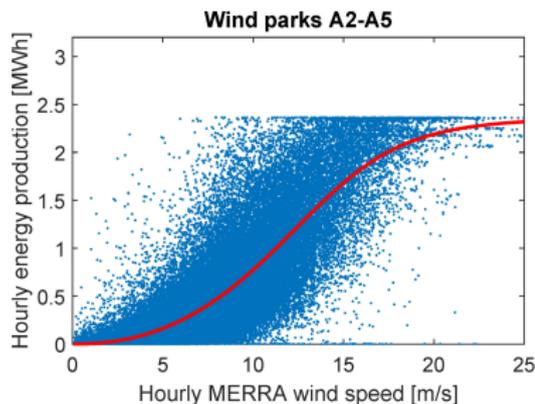
- Separate Schätzung der 5PL-Funktion anhand Daten jedes Parks
- Berechnung der stündl./tägl./monatl. MERRA-Produktion

Ergebnisse: In-sample



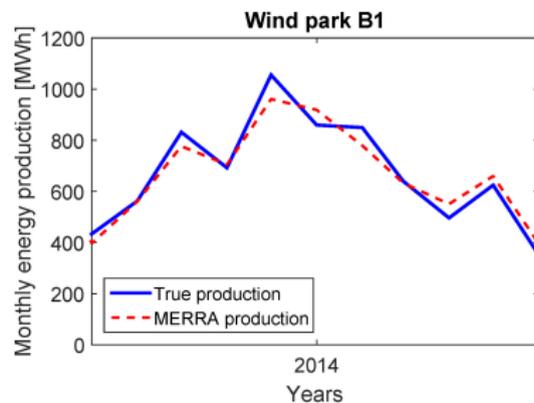
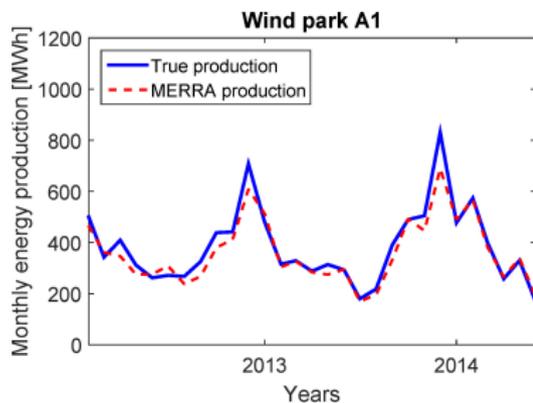
| Windpark | Mittelwert | Korr. | RMSE | |
|----------|------------|-------|-------|-----|
| A1 | 396,47 | 0,97 | 36,61 | 10% |
| A2 | 369,27 | 0,95 | 49,49 | 14% |
| A3 | 417,59 | 0,97 | 30,38 | 7% |
| A4 | 500,73 | 0,98 | 38,46 | 8% |
| A5 | 322,60 | 0,96 | 33,06 | 11% |
| B1 | 708,05 | 0,97 | 51,69 | 8% |
| B2 | 728,84 | 0,95 | 73,59 | 10% |
| B3 | 593,47 | 0,93 | 77,46 | 13% |

Ergebnisse: Out-of-sample



- Schätzung der 5PL-Funktion anhand Daten aller anderen Parks
Annahme: Zusammenhang gleich für alle Orte
- Berechnung der stündl./tägl./monatl. MERRA-Produktion für weggelassenen Park

Ergebnisse: Out-of-sample



| Windpark | Mittelwert | Korr. | RMSE | |
|----------|------------|-------|--------|-----|
| A1 | 368.28 | 0.97 | 44.81 | 12% |
| A2 | 401.10 | 0.95 | 60.05 | 17% |
| A3 | 462.01 | 0.97 | 51.32 | 12% |
| A4 | 412.68 | 0.98 | 87.21 | 18% |
| A5 | 389.72 | 0.96 | 80.37 | 26% |
| B1 | 688.49 | 0.97 | 50.52 | 8% |
| B2 | 711.93 | 0.95 | 70.69 | 10% |
| B3 | 645.79 | 0.93 | 102.54 | 21% |

Anwendung I: Standortbeurteilung

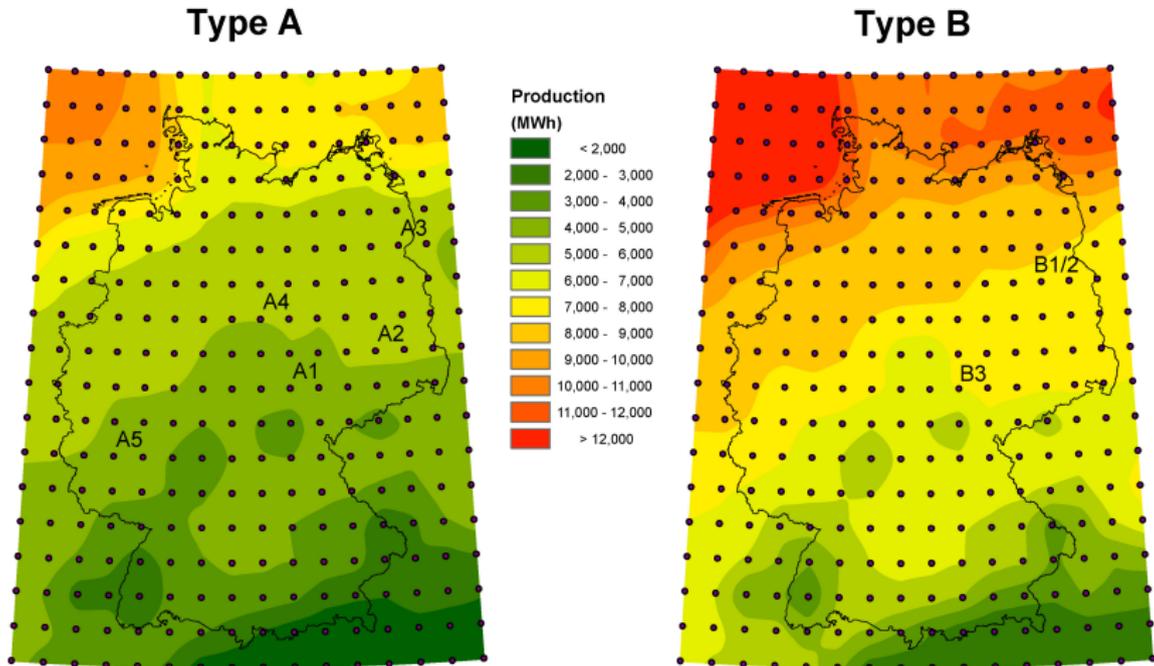


Abbildung: Geschätzte jährliche Produktion, MERRA-Daten 1995–2014

Anwendung II: Risikoabschätzung

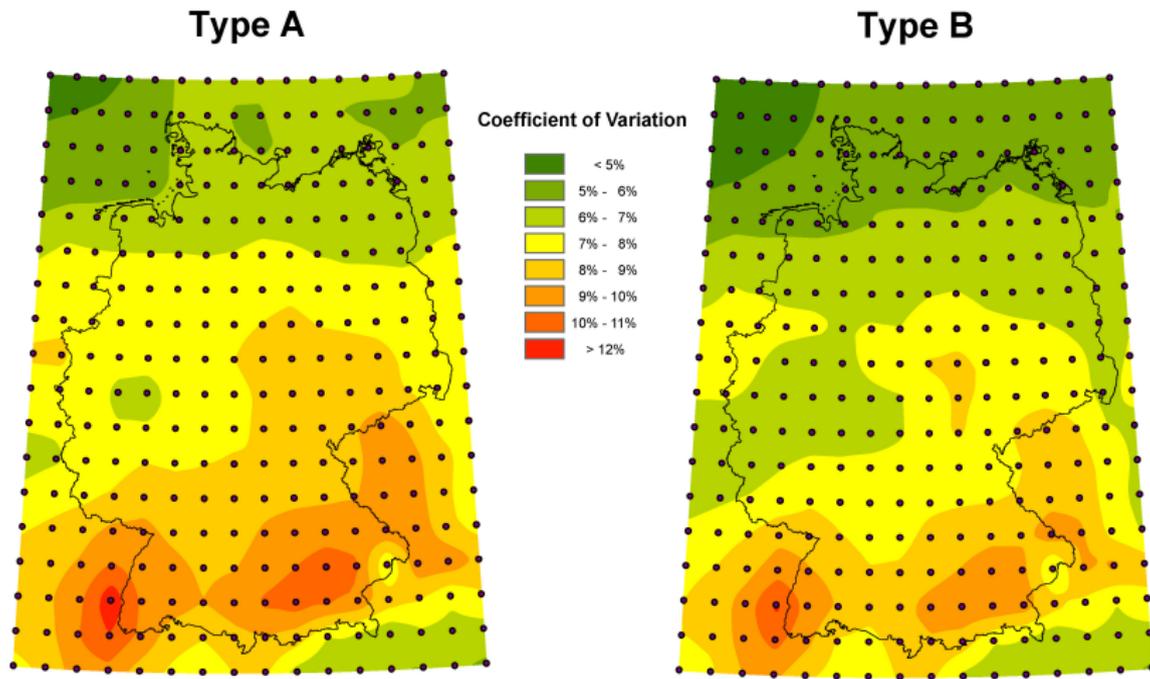


Abbildung: Variationskoeffizient, MERRA-Daten 1995–2014

Anwendung III: Vergleich von Turbinentypen

Production Difference

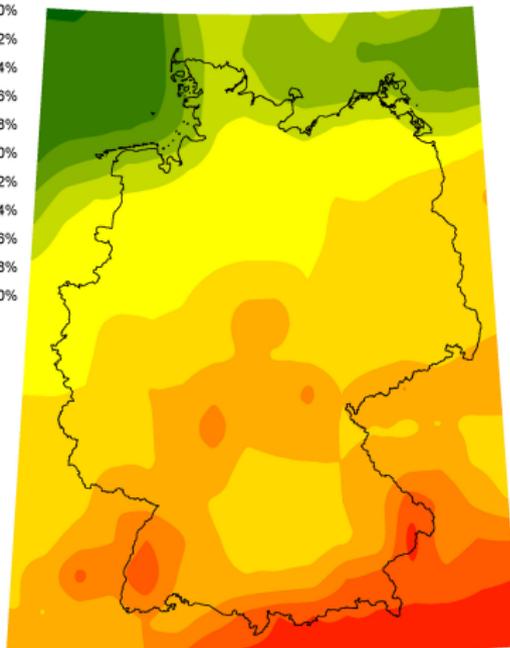


Abbildung: Produktionsunterschied zwischen Typ A und Typ B

Anwendung IV: Ortsabhängige Einspeisevergütungen

- 5 Turbinen
- Typ A oder B
- Laufzeit:
25 Jahre
- Zins: 5%
- CAPEX
- OPEX

Anwendung IV: Ortsabhängige Einspeisevergütungen

- 5 Turbinen
- Typ A oder B
- Laufzeit:
25 Jahre
- Zins: 5%
- CAPEX
- OPEX

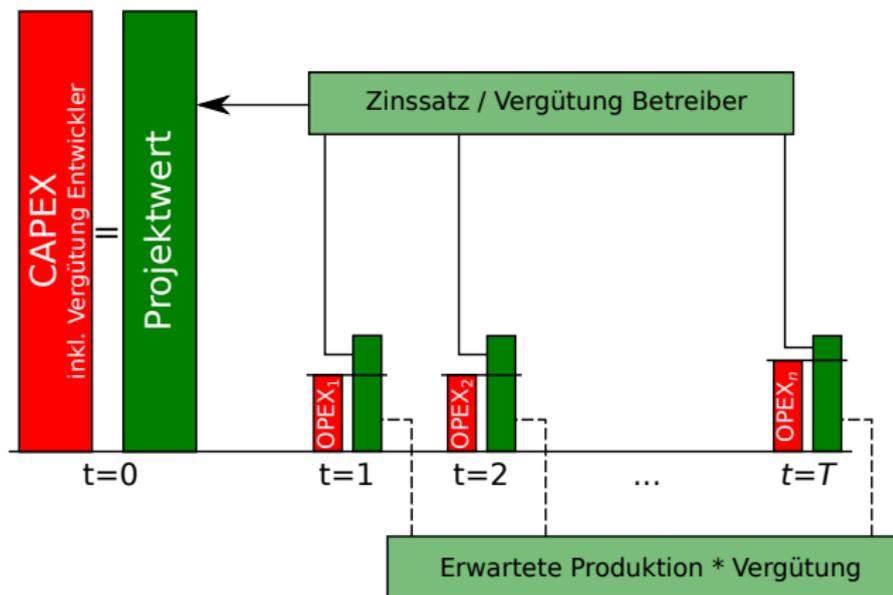
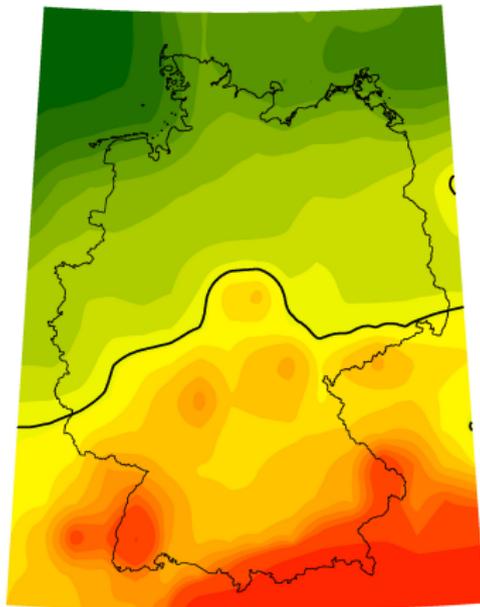


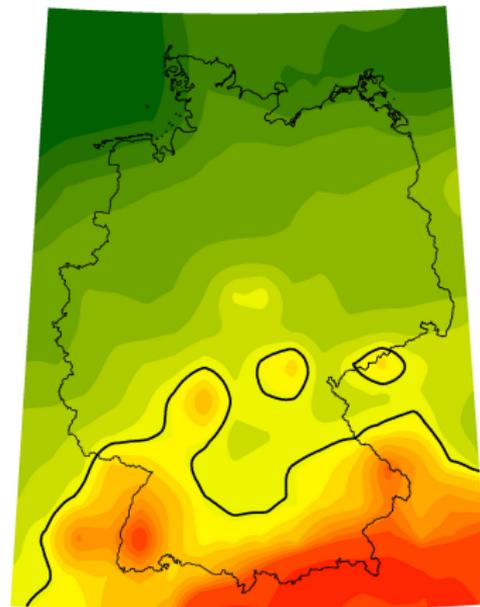
Abbildung: Investitionsplanung

Anwendung IV: Ortsabhängige Einspeisevergütungen

Type A



Type B



Feed-In Tariff
(€/MWh)

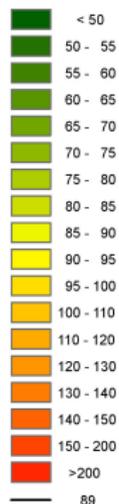


Abbildung: Minimale Einspeisevergütung, Windpark mit 5 Turbinen, 25 Jahre Laufzeit

Anwendung V: Kapitalerträge

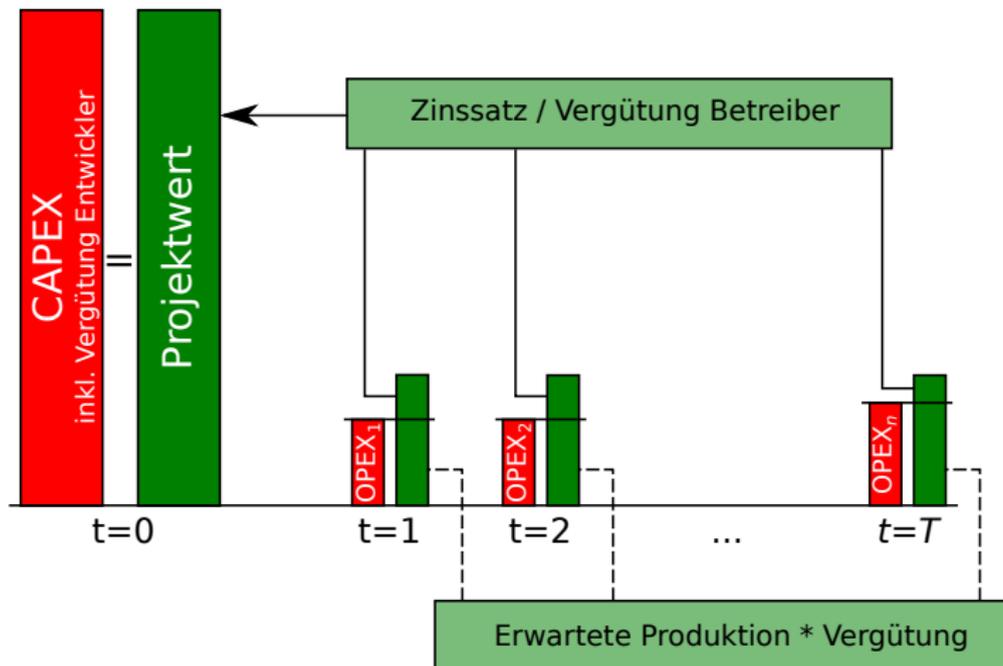


Abbildung: Investitionsplanung

Anwendung V: Kapitalerträge

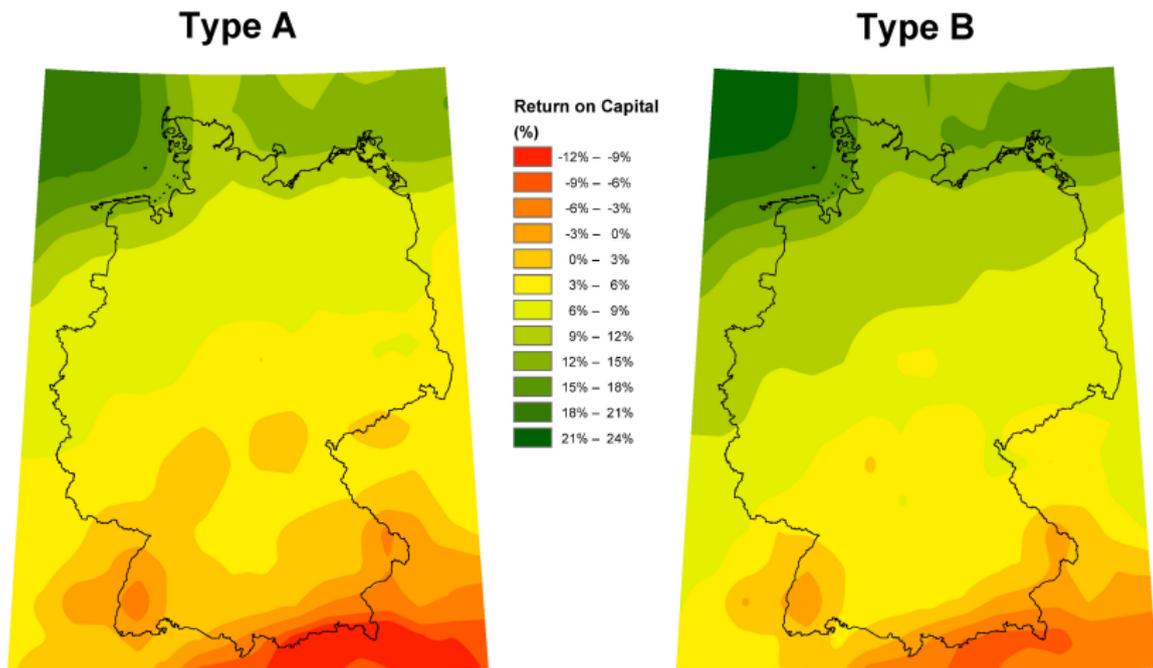


Abbildung: Kapitalerträge, Windpark mit 5 Turbinen, 25 Jahre Laufzeit

Fazit

Zusammenfassung

- Objektiver, transparenter Ansatz zur Bestimmung der Standortgüte
- Zuverlässigkeit erhöht sich mit größerer Datengrundlage
- Flexibel: MERRA-Daten weltweit verfügbar
- Praktisch relevant

Fazit

Zusammenfassung

- Objektiver, transparenter Ansatz zur Bestimmung der Standortgüte
- Zuverlässigkeit erhöht sich mit größerer Datengrundlage
- Flexibel: MERRA-Daten weltweit verfügbar
- Praktisch relevant

Ausblick

- Größere Datengrundlage, mehr Turbinentypen
- Verfeinerung: ortsabhängige Parameter, Rauigkeit

Interesse? Fragen?



Ritter et al. (2015): **Designing an Index for Assessing Wind Energy Potential**. *Renewable Energy* 83: 416–424.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.038>

<http://sfb649.wiwi.hu-berlin.de/papers/pdf/SFB649DP2014-052.pdf>



Ritter, Deckert (2015): **Site assessment, turbine selection, and local feed-in tariffs through the wind energy index**. *SFB649 Discussion Paper* 2015-046.

<http://sfb649.wiwi.hu-berlin.de/papers/pdf/SFB649DP2015-046.pdf>



Dr. Matthias Ritter

*Department für Agrarökonomie
Humboldt-Universität zu Berlin*

Philippstr. 13, Haus 12a, 10115 Berlin

Webseite: <http://u.hu-berlin.de/ritter>

Email: Matthias.Ritter@agrار.hu-berlin.de

Details Windparks

| Windpark | Monatl. Mittelwert | Load factor | Turbinen |
|----------|--------------------|-------------|----------|
| A1 | 383,11 | 23% | 6 |
| A2 | 362,04 | 22% | 3 |
| A3 | 421,84 | 25% | 6 |
| A4 | 492,29 | 29% | 1 |
| A5 | 313,23 | 19% | 8 |
| B1 | 672,19 | 31% | 8 |
| B2 | 728,54 | 33% | 3 |
| B3 | 494,35 | 24% | 3 |

Tabelle: Details zu den verwendeten Windparks

Investitionskosten (CAPEX)

| CAPEX | Typ A | | Typ B | |
|------------------------|----------------------|------------|-------------------|---------|
| | €/Turbine | €/Park | €/Turbine | €/Park |
| Turbinenkosten | 2.900.000 | | 4.000.000 | |
| Bau | 175.000 | | 225.000 | |
| Parkverkabelung intern | 100.000 | | 100.000 | |
| Parkverkabelung extern | | 750.000 | | 750.000 |
| Umspannwerk | | 488.750 | | 637.500 |
| Ausgleichsmaßnahmen | 75.000 | | 75.000 | |
| Projektentwicklung | 150.000 | | 150.000 | |
| Management Bauphase | | 60.000 | | 60.000 |
| Bank | | 360.877,50 | | 467.055 |
| Sonstiges | 50.000 | | 50.000 | |
| Vergütung Projektentw. | 300.000 | | 300.000 | |
| Total | 20.409.627,50 | | 26.414.555 | |

Tabelle: Turbinen- und Park-spezifische Investitionskosten

← zurück

Betriebskosten (OPEX)

| OPEX | Typ A | | Typ B | |
|-----------------|---------|---------|---------|---------|
| | Jahr 1 | Jahr 25 | Jahr 1 | Jahr 25 |
| Pacht | 117.917 | 151.608 | 227.820 | 292.912 |
| Wartung | 72.968 | 629.812 | 95.175 | 821.494 |
| Betriebsführung | 42.113 | 67.737 | 81.364 | 130.870 |
| Versicherung | 17.250 | 27.746 | 22.500 | 36.190 |
| Bezugsstrom | 23.000 | 36.994 | 30.000 | 48.253 |
| Buchführung | 30.000 | 48.253 | 30.000 | 48.253 |
| Netzanschluss | 28.750 | 46.243 | 37.500 | 60.316 |
| Avalprovision | 5.000 | 5.000 | 5.000 | 5.000 |
| Rückbau | | 500.000 | | 500.000 |

Tabelle: Beispielhafte Betriebskosten für das erste und letzte Betriebsjahr

← zurück