

EnInnov 2020 | 16. Symposium Energieinnovation an der TU Graz



EINFLUSS EINER CO₂-BEPREISUNG AUF DIE EEG-UMLAGE UND DIE FINANZIELLE FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN

Yannick Werner | FG Energie- und Ressourcenmanagement | TU Berlin
Graz, 13.02.2020

Status Quo:

- Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber sind nötig für Rentabilität und Sicherheit der Investition
- EEG-Umlage macht ungefähr 1/4 der Strombezugskosten von Haushalten aus
- Summe der EEG-Umlage Zahlungen in 2019 rund 23 Mrd. Euro (inkl. Liquiditätsreserve)
- Konflikt: Klimaschutzziele erreichen und Senkung der Ausbauziele und Vergütungssätze

Problematik

- Nach Klimaschutzprogramm 2030: Senkung EEG-Umlage um 0,25 ct/kWh (Summe: ca. 0,875 Mrd. Euro)
- Intransparente Berechnung der EEG-Umlage in der Realität:
 - Fehlende Angaben zu Aggregationsgrad von Anlagen
 - Unklarheiten bei gewählter Methodik zur Prognose der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE)

Analyse

1. Erstellung von Anlagendaten
2. Erstellung zeitlich und räumlich hoch aufgelöster Modelle zur Einspeisesimulation von fluktuierenden EE
3. Einsatz Strommarktmodells zur Berechnung von Strompreisen in unterschiedlichen CO₂-Bepreisungsszenarien
4. Kalkulation der EEG-Umlage auf Basis der gewählten Szenarien

Ausschließliche Nutzung von Open-Source Daten und Modellen zwecks Wiederveröffentlichung als Open-Source

Status Quo:

- Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber sind nötig für Rentabilität und Sicherheit der Investition
- EEG-Umlage macht ungefähr 1/4 der Strombezugskosten von Haushalten aus
- Summe der EEG-Umlage Zahlungen in 2019 rund 23 Mrd. Euro (inkl. Liquiditätsreserve)
- Konflikt: Klimaschutzziele erreichen und Senkung der Ausbauziele und Vergütungssätze

Problematik

- Nach Klimaschutzprogramm 2030: Senkung EEG-Umlage um 0,25 ct/kWh (Summe: ca. 0,875 Mrd. Euro)
- Intransparente Berechnung der EEG-Umlage in der Realität:
 - Fehlende Angaben zu Aggregationsgrad von Anlagen
 - Unklarheiten bei gewählter Methodik zur Prognose der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE)

Analyse

1. Erstellung von Anlagendaten
2. Erstellung zeitlich und räumlich hoch aufgelöster Modelle zur Einspeisesimulation von fluktuierenden EE
3. Einsatz Strommarktmodells zur Berechnung von Strompreisen in unterschiedlichen CO₂-Bepreisungsszenarien
4. Kalkulation der EEG-Umlage auf Basis der gewählten Szenarien

Ausschließliche Nutzung von Open-Source Daten und Modellen zwecks Wiederveröffentlichung als Open-Source

- 1 Erstellung Anlagendatensatz**
- 2 Methodik Einspeisesimulation**
- 3 Aggregierte Ergebnisse**
- 4 Zeitlich und regional aufgelöste Ergebnisse**
- 5 Fazit und Ausblick**

Auswahl der Datenquellen für Anlagendaten

Mögliche Datenquellen:

- Anlagenstammdaten, Anlagenregister/PV-Meldedaten, Marktstammdatenregister (MaStR)
 - Anlagenregister enthält nur Anlagen mit Inbetriebnahme nach 08.2014
 - MaStR ist aktuell unvollständig und enthält viele Duplikate
 - Nutzung Anlagenstammdaten (Vollständigkeit EEG-Anlagenschlüssel und installierter Leistung)
 - 1.739.508 Anlagen mit 4.123 Ausreißern und 1.556 Duplikaten

▪ Installierte Leistung je Energieträger in MW:

Biomasse	Deponiegas	Geothermie	Grubengas	Klärgas	Solarenergie	Wind Onshore	Wind Offshore	Wasser
7263.83	170.96	37.75	234.38	85.88	42097.10	50660.30	5404.93	1596.79

Installierte Leistung aller EEG-Anlagen. Alle Angaben in MW und auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet.

Aufbereitung der Anlagenstammdaten 2017

Grundlegende Aufbereitung der Datenquellen:

- Geografischer Standort:
 - Exakter Standort aus MaStR
 - Flächenmittelpunkt des amtlichen Gemeindegrenzen (AGS)
 - Mittelpunkt aller Anlagen im selben Verteilnetz

- Onshore:
 - Zuweisung technischer Anlageninformationen von Windenergieanlagen (WEAs), insb. Typ und Nabenhöhe über Matching mit Anlagenregister und MaStR:
 - Zuweisung anhand des EEG-Anlagenschlüssels
 - Abgleich von Postleitzahl, Inbetriebnahmedatum und installierter Leistung
 - Technische Parameter für 8000 von 28000 WEAs Onshore

- Offshore
 - Für alle WEAs Offshore konnten Typ und Nabenhöhe anhand der Daten und manueller Recherchen bestimmt werden

Installierte Leistung aller EEG-Anlagen. Alle Angaben in MW und auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet.

Auswertung der Bewegungszahlungen 2017

- Informationen über Vergütungsklassen, -zahlungen und vergütete Strommengen, sowie vergütetem Selbstverbrauch bei Photovoltaikanlagen
- Keine vermiedenen Netznutzungsentgelten, Ausfallarbeiten, Flexibilitätsprämie/-zuschlag, anderen Zahlungsverringerungen

Auswertung der Bewegungszahlungen 2017

- Informationen über Vergütungsklassen, -zahlungen und vergütete Strommengen, sowie vergütetem Selbstverbrauch bei Photovoltaikanlagen
- Keine vermiedenen Netznutzungsentgelten, Ausfallarbeiten, Flexibilitätsprämie/-zuschlag, anderen Zahlungsverringerungen
- Zuweisung der Vermarktungsform Einspeisevergütung (EV) / sonstige- / Direktvermarktung (DV) auf Basis von Vergütungsklassen
- Ermittlung des anzulegenden Wertes (AW)*:
 - Anlagen in der EV: Division der erhaltenen Vergütungszahlungen durch die vergütete Strommenge
 - Anlagen in der DV: Summe aus Monatsmarktwert und Division aus erhaltenen Vergütungszahlung durch vergütete Strommenge

Auswertung der Bewegungszahlungen 2017

- Informationen über Vergütungsklassen, -zahlungen und vergütete Strommengen, sowie vergütetem Selbstverbrauch bei Photovoltaikanlagen
- Keine vermiedenen Netznutzungsentgelten, Ausfallarbeiten, Flexibilitätsprämie/-zuschlag, anderen Zahlungsverringerungen
- Zuweisung der Vermarktungsform Einspeisevergütung (EV) / sonstige- / Direktvermarktung (DV) auf Basis von Vergütungsklassen
- Ermittlung des anzulegenden Wertes (AW)*:
 - Anlagen in der EV: Division der erhaltenen Vergütungszahlungen durch die vergütete Strommenge
 - Anlagen in der DV: Summe aus Monatsmarktwert und Division aus erhaltenen Vergütungszahlung durch vergütete Strommenge
- Ausreißerbehandlung: Verwendung arithmetisches Mittel aller Anlagen desselben Energieträgers und demselben Inbetriebnahmejahr
- Bestimmung von Eigenverbrauchsquoten anhand der Informationen über vergüteten Selbstverbrauch und Anwendung auf alle restlichen Photovoltaikanlagen in der EV

Leistungsklassen	0 – 4 kW	4 – 10 kW	10 – 30 kW
Geschätzte Eigenverbrauchsquote	32,19%	22,80%	16,79%

Zuweisung von Typen und Nabenhöhen bei Wind Onshore Anlagen

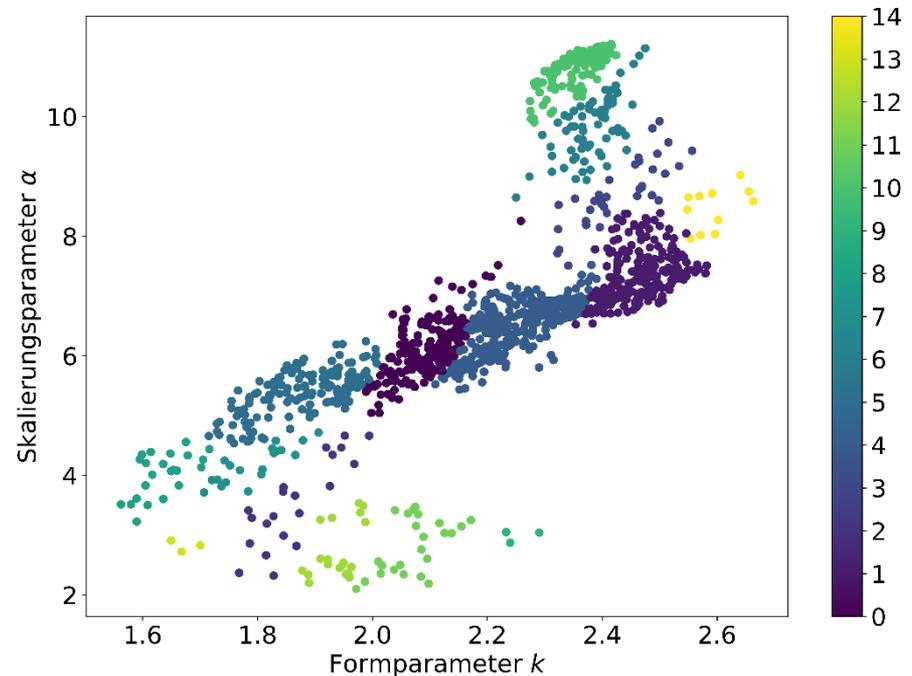
- Klassifizierung von Windstandorten: Weibull-Verteilungen der Windgeschwindigkeiten auf 100 m Höhe

- Weibull-Verteilung:

$$f_{\text{Weibull}} = \frac{k}{\alpha} \cdot \left(\frac{v}{\alpha}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{\alpha}\right)^k\right),$$

k ... Formparameter, α ... Skalierungsparameter,
 v ... Windgeschwindigkeiten

- Unterteilung Windstandorte in 15 Cluster
- Zusammenlegung von Clustern ohne identifizierte WEAs → Reduzierung auf 9



Zuweisung von Typen und Nabelhöhen bei Wind Onshore Anlagen

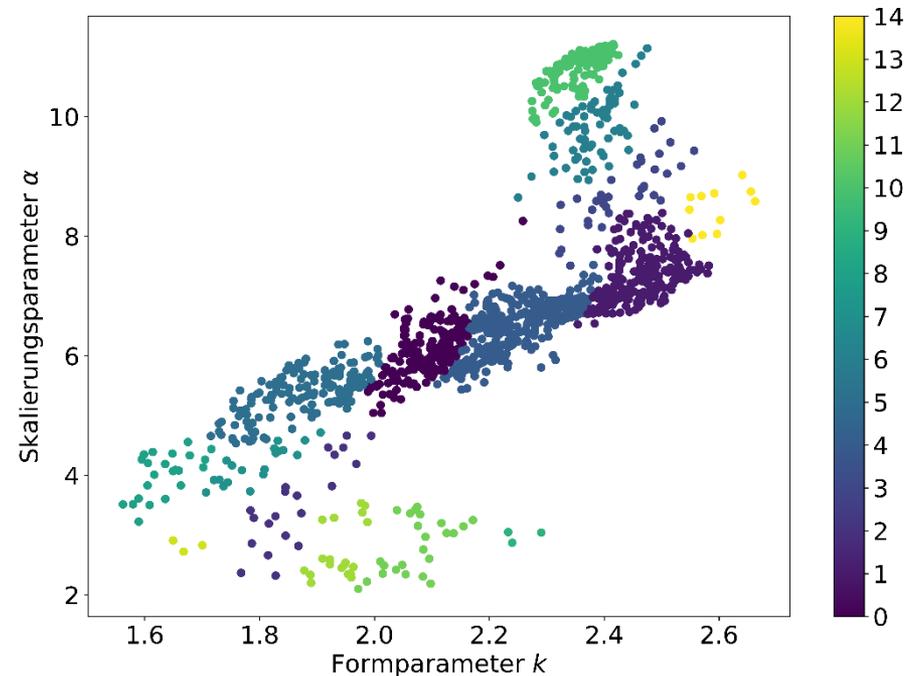
- Klassifizierung von Windstandorten: Weibull-Verteilungen der Windgeschwindigkeiten auf 100 m Höhe

- Weibull-Verteilung:

$$f_{\text{Weibull}} = \frac{k}{\alpha} \cdot \left(\frac{v}{\alpha}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{\alpha}\right)^k\right),$$

k ... Formparameter, α ... Skalierungsparameter, v ... Windgeschwindigkeiten

- Unterteilung Windstandorte in 15 Cluster
- Zusammenlegung von Clustern ohne identifizierte WEAs → Reduzierung auf 9
- Auswahl der am häufigsten identifizierten WEAs und arithmetisches Mittel der Nabelhöhe
- Anwendung auf alle nicht identifizierten WEAs im selben Cluster
- Abweichung der Installierten durch Normierung der Einspeisezeitreihen und anschließende Gewichtung mit real installierter Leistung kompensiert



Zuweisung von Typen und Nabenhöhen bei Wind Onshore Anlagen

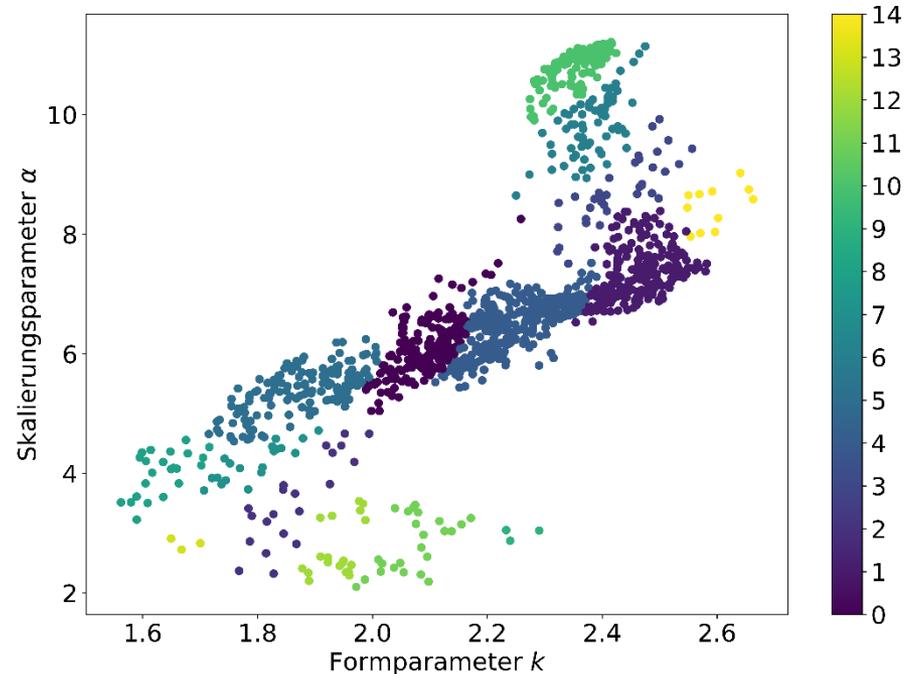
- Klassifizierung von Windstandorten: Weibull-Verteilungen der Windgeschwindigkeiten auf 100 m Höhe

- Weibull-Verteilung:

$$f_{\text{Weibull}} = \frac{k}{\alpha} \cdot \left(\frac{v}{\alpha}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{\alpha}\right)^k\right),$$

k ... Formparameter, α ... Skalierungsparameter, v ... Windgeschwindigkeiten

- Unterteilung Windstandorte in 15 Cluster
- Zusammenlegung von Clustern ohne identifizierte WEAs → Reduzierung auf 9
- Auswahl der am häufigsten identifizierten WEAs und arithmetisches mittel der Nabenhöhe
- Anwendung auf alle nicht identifizierten WEAs im selben Cluster
- Abweichung der Installierten durch Normierung der Einspeisezeitreihen und anschließende Gewichtung mit real installierter Leistung kompensiert



cluster	WEA-Typ	Nabenhöhe
0, 5	N117/2400	128.05, 129.72
1, 4	E-82/2300	115.06, 124.28
3, 6, 10	E-70/2300	82.45, 86.44, 95.67
7	E-115/3000	141.90
8	N131/3300	134.00

- 1 Erstellung Anlagendatensatz
- 2 **Methodik Einspeisesimulation**
- 3 Aggregierte Ergebnisse
- 4 Zeitlich und regional aufgelöste Ergebnisse
- 5 Fazit und Ausblick

Vorgehen Modellierung Stromeinspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien



- Wetterdaten: reanalyisierte Klimadatensatz ERA5*
 - hoher geografischen Auflösung (31 km) und verfügbarer Windgeschwindigkeiten auf Höhe von 100m
- Anzahl Standorte: 722 Wind Onshore, 23 Wind Offshore, 228 Photovoltaik
- Fundamentalmodellen auf Basis der windpowerlib und pvlib in python: anlagenscharfe Einspeisesimulation auf Basis von technischen Daten und weiteren Annahmen



Vorgehen Modellierung Stromeinspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien



- Wetterdaten: reanalysierte Klimadatensatz ERA5*
 - hoher geografischen Auflösung (31 km) und verfügbarer Windgeschwindigkeiten auf Höhe von 100m
- Anzahl Standorte: 722 Wind Onshore, 23 Wind Offshore, 228 Photovoltaik
- Fundamentalmodellen auf Basis der windpowerlib und pvlib in python: anlagenscharfe Einspeisesimulation auf Basis von technischen Daten und weiteren Annahmen
- Technische Inputdaten windpowerlib: Leistungskurven (Typ) und Nabenhöhen
 - Informationen für rund 30% aller Anlagen in Anlagenregister und MaStR
 - Schätzung der restlichen Anlagen auf Basis der vorgestellten Methodik
 - Leistungskurven aus wind turbine library der OEP und Datenblättern von Unternehmen
- Technische Inputdaten pvlib: Modul-, Wechselrichtertyp, Azimuth- und Neigungswinkel
 - Zuteilung von drei verschiedenen Modul- und Wechselrichterkombinationen nach Inbetriebnahmejahr
 - Berechnung je Standort und je Kategorie für Azimuth Winkel von 0-360° in 30° Schritten
 - Spezifikation des Azimuthwinkels rekursiv via Volllaststunden, Abgleich von Modellprofil und Realität
 - Auswahl fixer Neigungswinkel 33°



Vorgehen Modellierung Stromeinspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien

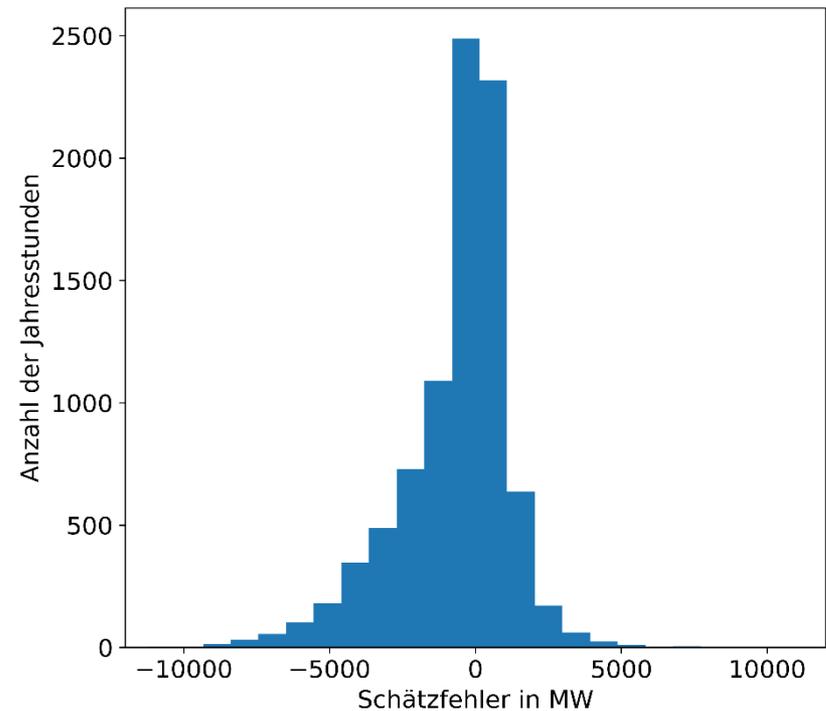
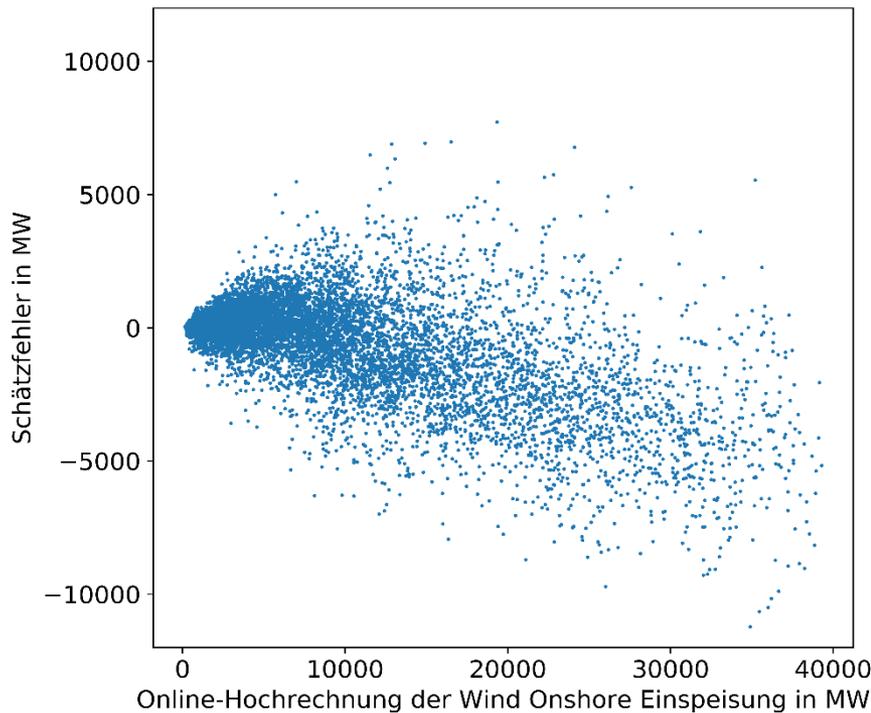


- Wetterdaten: reanalysierte Klimadatensatz ERA5*
 - hoher geografischen Auflösung (31 km) und verfügbarer Windgeschwindigkeiten auf Höhe von 100m
- Anzahl Standorte: 722 Wind Onshore, 23 Wind Offshore, 228 Photovoltaik
- Fundamentalmodellen auf Basis der windpowerlib und pvlib in python: anlagenscharfe Einspeisesimulation auf Basis von technischen Daten und weiteren Annahmen
- Technische Inputdaten windpowerlib: Leistungskurven (Typ) und Nabenhöhen
 - Informationen für rund 30% aller Anlagen in Anlagenregister und MaStR
 - Schätzung der restlichen Anlagen auf Basis der vorgestellten Methodik
 - Leistungskurven aus wind turbine library der OEP und Datenblättern von Unternehmen
- Technische Inputdaten pvlib: Modul-, Wechselrichtertyp, Azimuth- und Neigungswinkel
 - Zuteilung von drei verschiedenen Modul- und Wechselrichterkombinationen nach Inbetriebnahmejahr
 - Berechnung je Standort und je Kategorie für Azimuth Winkel von 0-360° in 30° Schritten
 - Spezifikation des Azimuthwinkels rekursiv via Volllaststunden, Abgleich von Modellprofil und Realität
 - Auswahl fixer Neigungswinkel 33°
- Aufgrund hoher Anzahl an Kombinationen derzeit geographische Auflösung von 62 km für Photovoltaik gewählt



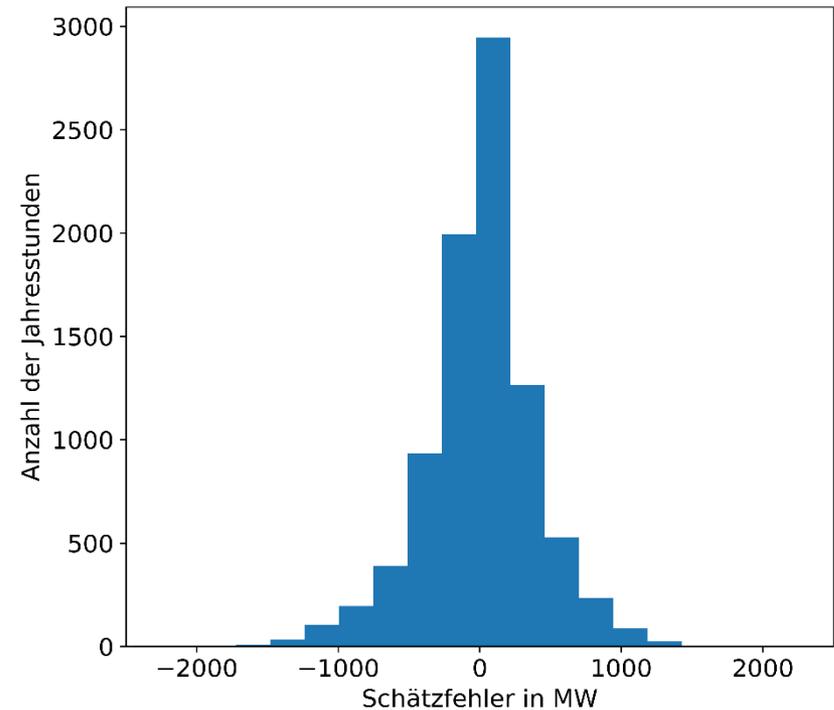
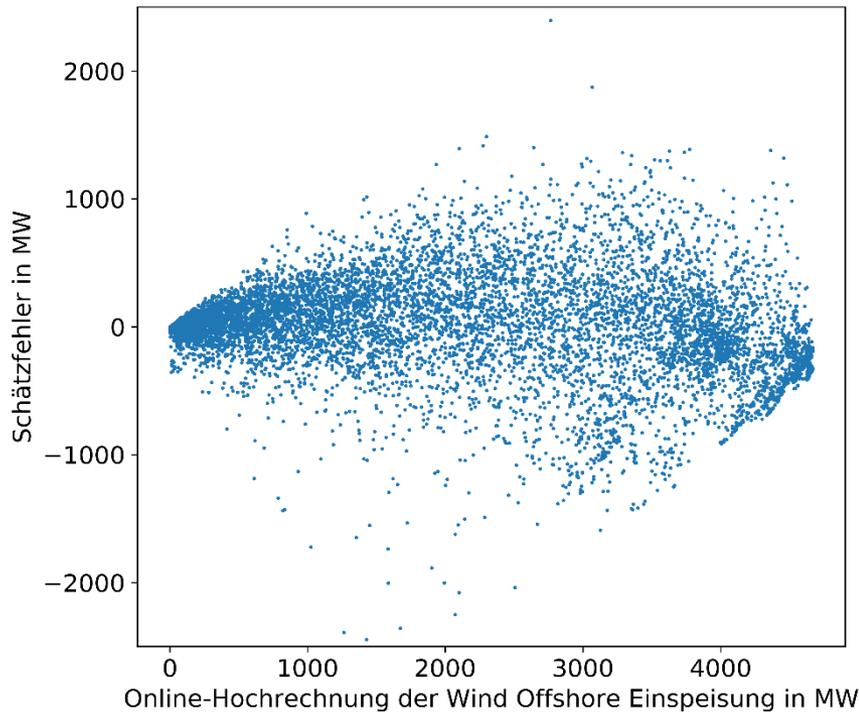
- 1 Erstellung Anlagendatensatz
- 2 Methodik Einspeisesimulation
- 3 **Aggregierte Ergebnisse**
- 4 Zeitlich und regional aufgelöste Ergebnisse
- 5 Fazit und Ausblick

Ergebnisse der Wind Onshore Einspeisemodellierung



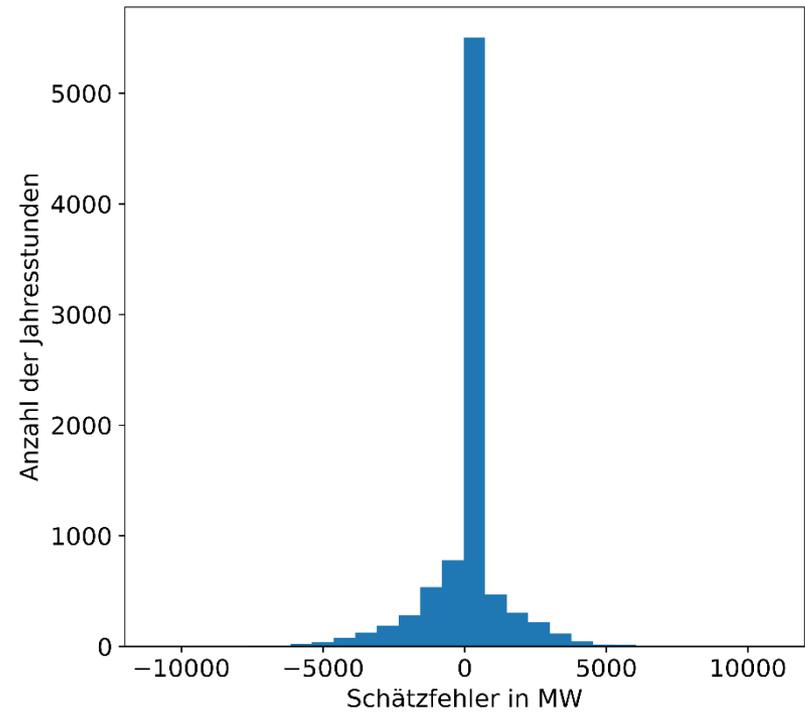
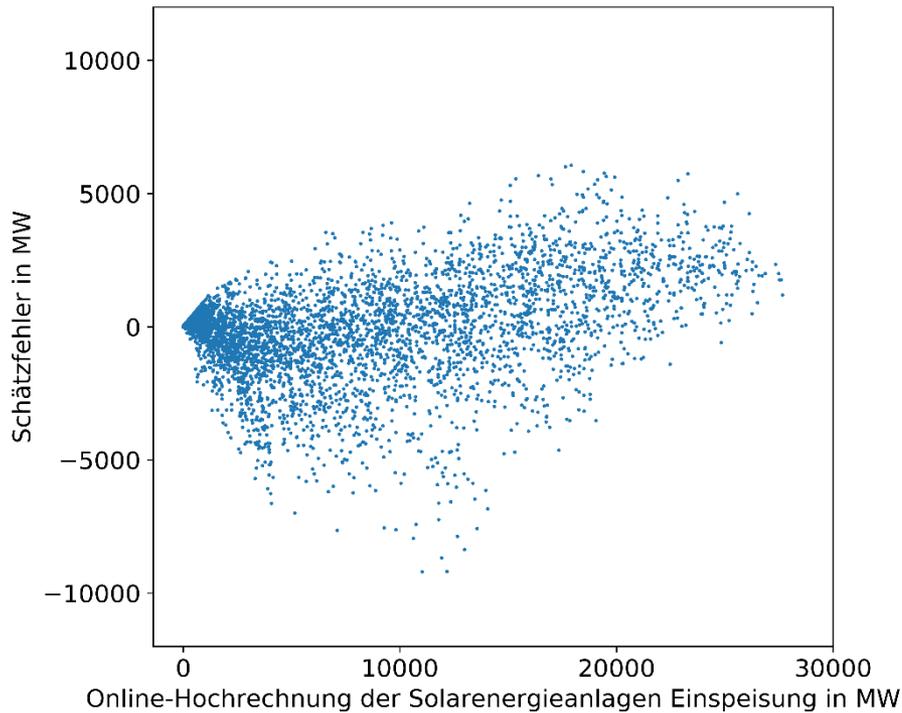
- Hohe Genauigkeit bei geringeren Windgeschwindigkeiten
- Zunehmende Überschätzung der Einspeisung für hohe Windgeschwindigkeiten
- Grund dafür unter anderem gewähltes Zuweisungsschema bei fehlenden Anlageninformationen:
Zuweisung neuerer Turbinentypen und insbesondere höherer Nabhöhen für ältere Bestandsanlagen
 - Generell höhere Leistungen, insbesondere bei hohen Windgeschwindigkeiten
 - Erhöhung der Windgeschwindigkeit aufgrund höherer Naben (Annahme logarithmiertes Windprofil)

Ergebnisse der Wind Offshore Einspeisemodellierung



- Zunächst ansteigende Unterschätzung mit steigender Windgeschwindigkeit
- Tendenz zur Überschätzung bei sehr starken Windgeschwindigkeiten
- Grund dafür könnten unter anderem die angenommenen Abschattungsverluste sein (dena extreme 2), welche hohe Effizienzverluste im Teillastbereich aufweisen
- Mögliche Verbesserung durch Auswahl exakter geographischer Standorte im ERA5 Datensatz erreichbar

Ergebnisse der Photovoltaik Einspeisemodellierung



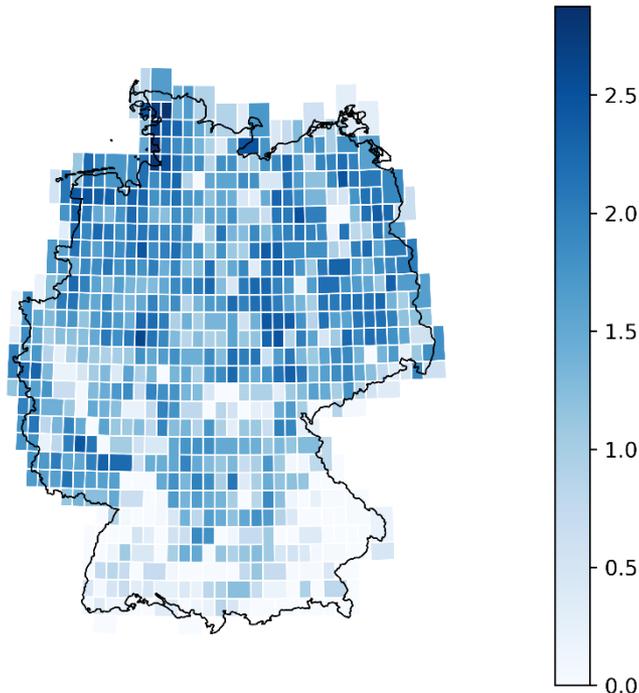
- Teilweise hohe Überschätzung der Einspeisung bei geringen Strahlungsstärken
- Insgesamt Tendenz zur Unterschätzung der Einspeisung bei hohen Strahlungsstärke
- Mögliche Verbesserung durch Verwendung satellitenbasierten Globalstrahlungsdaten und höhere geographische Auflösung

- 1 Erstellung Anlagendatensatz
- 2 Methodik Einspeisesimulation
- 3 Aggregierte Ergebnisse
- 4 **Zeitlich und regional aufgelöste Ergebnisse**
- 5 Fazit und Ausblick

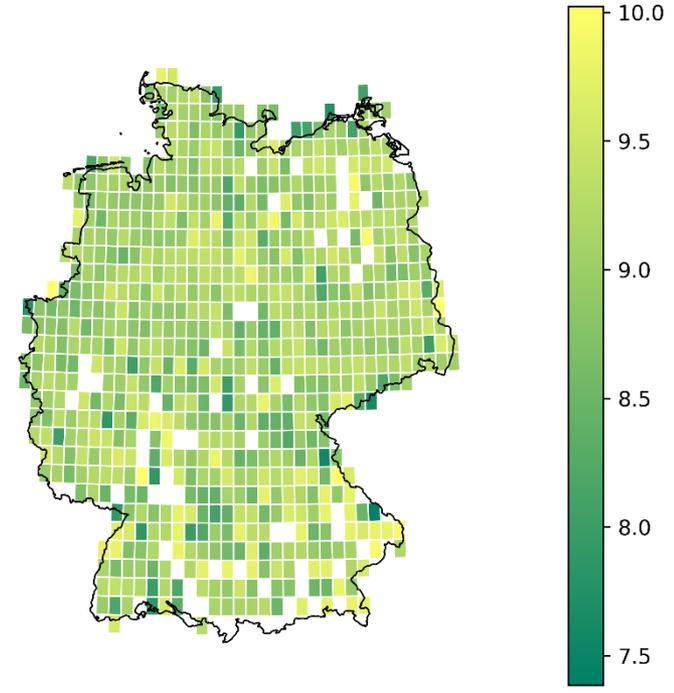
Disaggregierte Einspeisung Wind Onshore

03.01.2017 20-21 Uhr

Logarithmierte Einspeisung, 03-01-2017 20:00



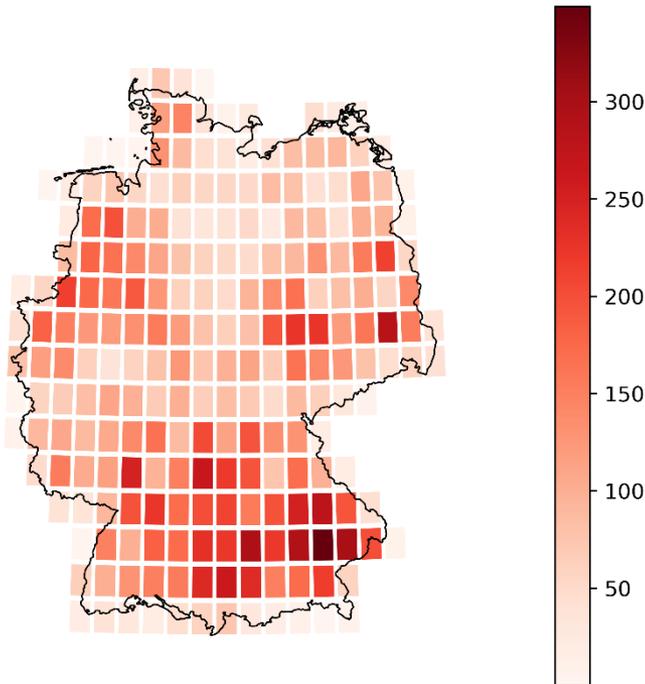
Anzulegender Wert



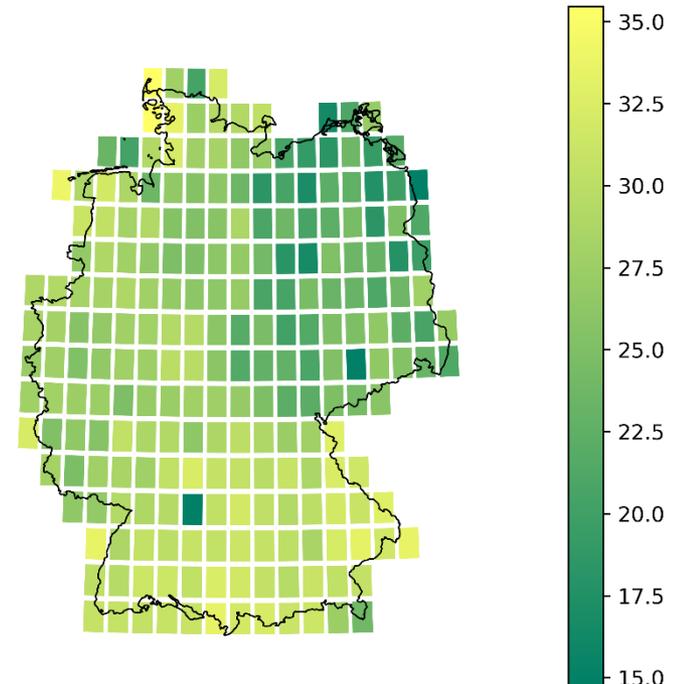
- Einspeiseleistung: 40,6 GW (real)
- Börsenstrompreis day-Ahead: 25,33 €/MWh
- Monatsmarktwert Wind Onshore Januar 2017: 25,49 €/MWh
- Summe Vergütungszahlungen
 - Verwendung Mittelwerte: 2.654.600,23 €
 - Disaggregierter Ansatz: 2.666.993,85 €
- Arithmetische Mittel je Wetterpunkt:
 - anzulegender Wert: 9,080 ct/kWh
 - Einspeiseleistung: 56,30 MW (Modell)

Disaggregierte Einspeisung Photovoltaik 15.06.2017 10-11 Uhr

Einspeisung in MW, 15-06-2017 10:00



Anzulegender Wert



- Einspeiseleistung: 22,6 GW (real)
- Börsenstrompreis day-Ahead: 29,95 €/MWh
- Monatsmarktwert Photovoltaik Juni 2017:
 - 29,43 €/MWh
- Summe Vergütungszahlungen
 - Verwendung Mittelwerte: 5.736.431,58 €
 - Disaggregierter Ansatz: 5.649.819,15 €
- Arithmetische Mittel je Wetterpunkt:
 - anzulegender Wert: 27,480 ct/kWh
 - Einspeiseleistung: 102,54 MW (Modell)

- 1 Erstellung Anlagendatensatz**
- 2 Methodik Einspeisesimulation**
- 3 Aggregierte Ergebnisse**
- 4 Zeitlich und regional aufgelöste Ergebnisse**
- 5 Fazit und Ausblick**

Fazit und Ausblick

- Im Rahmen dieses Beitrags wurden zeitlich und regional hoch aufgelöste Einspeisemodelle für Strom aus EE auf Basis von Open-Source Modellen und Daten erstellt.
- Erstellung eines vollständigen bereinigten anlagenscharfen Datensatzes von EEG-Anlagen mit Informationen über:
 - Geographischer Standort
 - Vergütungssprüche und –kategorien
 - Vergüteter und nicht-vergüteter Selbstverbrauch für Photovoltaikanlagen
 - technische Anlagenparameter: Windturbinentyp, Nabenhöhe sowie Azimuthwinkel von PV-Anlagen
- Entwicklung von zeitlich und regional hoch aufgelösten Einspeisemodellen:
 - Hohe Prognosegüte aggregierter Einspeisezeitreihen
 - Identifizierung von Verbesserungspotential
 - regionalisierte Einspeisezeitreihen auch anders verwendbar, z. B. Netzsimulationen

Fazit und Ausblick

- Beispielhafter Vergleich aggregierter und disaggregierter Berechnung von Vergütungszahlungen:
 - (fast) keine Abweichung bei Wind Onshore
 - geringe Abweichung bei Photovoltaik
- Geographische Auflösung von Einspeiseleistung und Vergütung können für Rentabilitätsbewertung und –vergleich einzelner Anlagen (-standorte) verwendet werden
- Zukünftig Berechnung von Strompreisen und EEG-Umlagen für unterschiedliche CO₂-Bepreisungsszenarien auf Basis eines fundamental Strommarktmodells (aktuell am FG Energie- und Ressourcenmanagement der TUB in Entwicklung)

Fazit und Ausblick

- Beispielhafter Vergleich aggregierter und disaggregierter Berechnung von Vergütungszahlungen:
 - (fast) keine Abweichung bei Wind Onshore
 - geringe Abweichung bei Photovoltaik
- Geographische Auflösung von Einspeiseleistung und Vergütung können für Rentabilitätsbewertung und –vergleich einzelner Anlagen (-standorte) verwendet werden
- Zukünftig Berechnung von Strompreisen und EEG-Umlagen für unterschiedliche CO₂-Bepreisungsszenarien auf Basis eines fundamental Strommarktmodells (aktuell am FG Energie- und Ressourcenmanagement der TUB in Entwicklung)

... und alles auf Open-Source Basis!

Kontakt

Yannick Werner
Fachgebiet für Energie- und Ressourcenmanagement
Technische Universität Berlin
Sekretariat FH 5-3
Fraunhoferstr. 33-36
D-10587 Berlin

Fon: + 49 30 314 23297

Fax: + 49 30 314 25582

E-Mail: werner@er.tu-berlin.de

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Quellen (1/2)



- BMU (2016). „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Berlin, Nov. 2016.
- BNetzA (2019a). „Veröffentlichung der Registerdaten - 08/2014 bis 01/2019“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html [Zugegriffen: 18-Nov-2019].
- BNetzA (2019b). „Marktstammdatenregister. Migration Teil 1 und 2 (Stand 03.07.2019)“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html [Zugegriffen: 18-Nov-2019].
- Bundesregierung (2019). „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“, S. 173, 2019.
- CCCS (2017). „ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate . Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS)“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>. [Zugegriffen: 12-Dez-2019].
- Destatis (2019). „Gemeindeverzeichnis-Informationssystem GV-ISys“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/_inhalt.html. [Zugegriffen: 04-Dez-2019].
- Haas S., Schachler B. und Krien U. (2019). „*windpowerlib - a python library to model wind power plants*“. Zenodo, 2019. DOI: 10.5281/ZENODO.3403360. Lizenz: MIT

Quellen (2/2)



- Holmgren W. et al. (2019). „*pvlib/pvlib-python: v0.6.3*“. Zenodo. DOI: 10.5281/ZENODO.2850192. Lizenz: BSD 3-Clause
- Krien U., Plessmann G., Schachler B., Bosch S., Kaldemeyer C. (2019). „*feedinlib (oemof) - creating feed-in time series - v0.0.12*“. Zenodo. DOI: 10.5281/ZENODO.2554102. Lizenz: GPL-3.0
- OEP (2019). „wind turbine library., 2019. OpenEnergy Platform. Lizenz: ODbL-1.0“.
- Öko-Institut (2015). „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035“, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2015.
- OPSD (2019). „Data Package Time series. Version 2019-06-05“, Open Power System Data, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.25832/time_series/2019-06-05.
- ÜNBs (2018a). „EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2017“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>. [Zugegriffen: 13-Dez-2019].
- ÜNBs (2018b). „Bewegungsdaten 2017“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>. [Zugegriffen: 13-Dez-2019].
- ÜNBs (2018c). „Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen Onshore , Offshore und Solarenergieanlagen“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie>. [Zugegriffen: 18-Dez-2019].
- Quaschnig, V. (2013). „*Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation ; mit ... 117 Tabellen und einer DVD*“, 8. aktualisierte und erw. Aufl. München: Hanser, 2013.

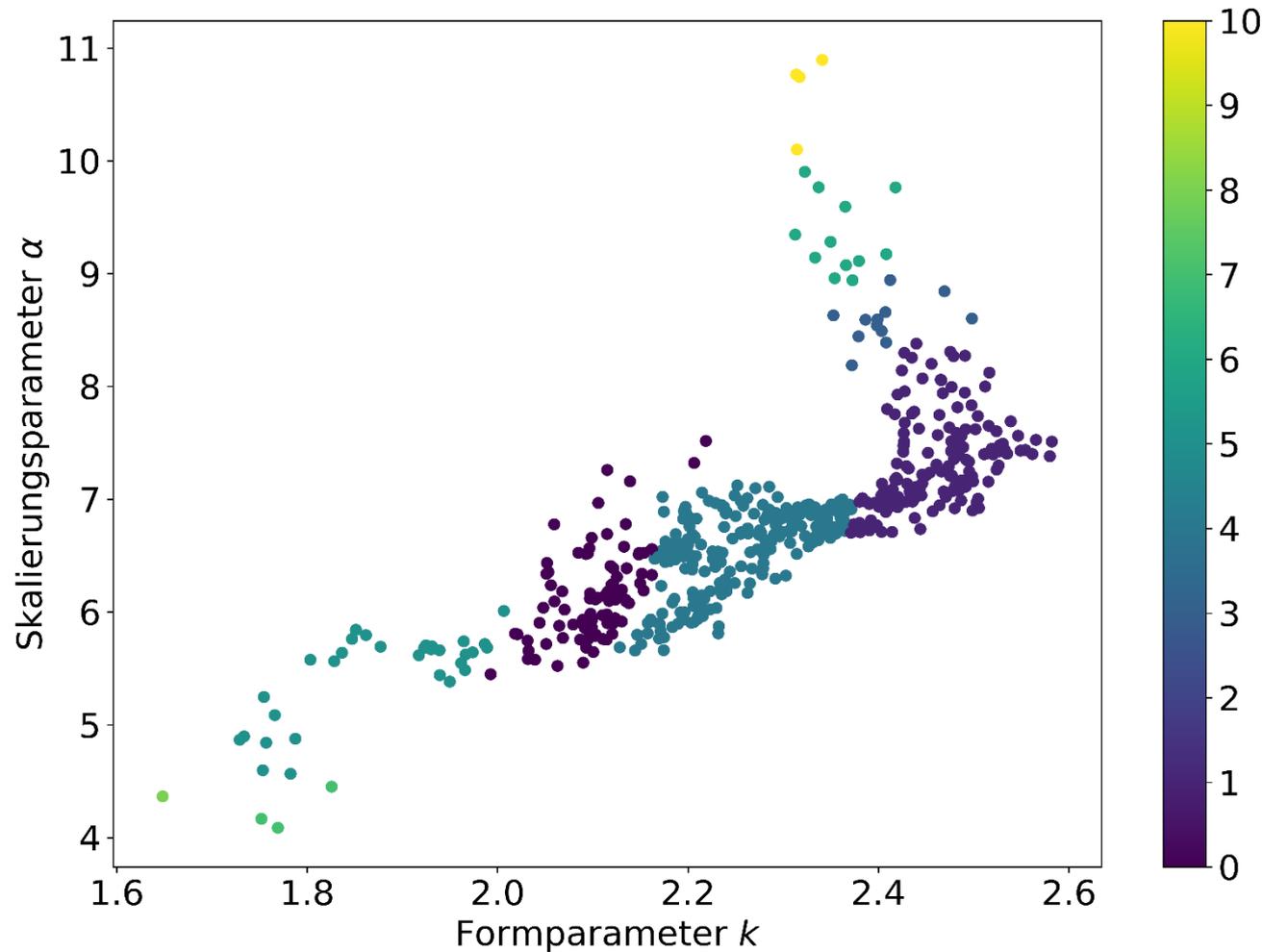
EnInnov 2020 | 16. Symposium Energieinnovation an der TU Graz



BACKUP-Folien zum Vortrag Einfluss einer CO₂-Bepreisung auf die EEG-Umlage und die finanzielle Förderung erneuerbarer Energien

Yannick Werner | FG Energie- und Ressourcenmanagement, TU Berlin |
Graz, 14.02.2020

Verteilungsparameter der Weibull-Verteilungen an Standorten mit identifizierten Turbinentypen



Weibull-Verteilungen der abgeleiteten Cluster

