

Analyse der Variabilität der Windenergieerzeugung über Europa

Maximilian Fattinger, Gerhard Totschnig, Hans Auer



Arbeiten im Rahmen des Klima- und Energiefonds Projektes

AutRES100-HiREPS Modell

-

Hochauflösende Modellierung des Stromsystems bei hohem
Erneuerbaren Anteil

Partner:

Verbund Hydro Power

Verbund AG

Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

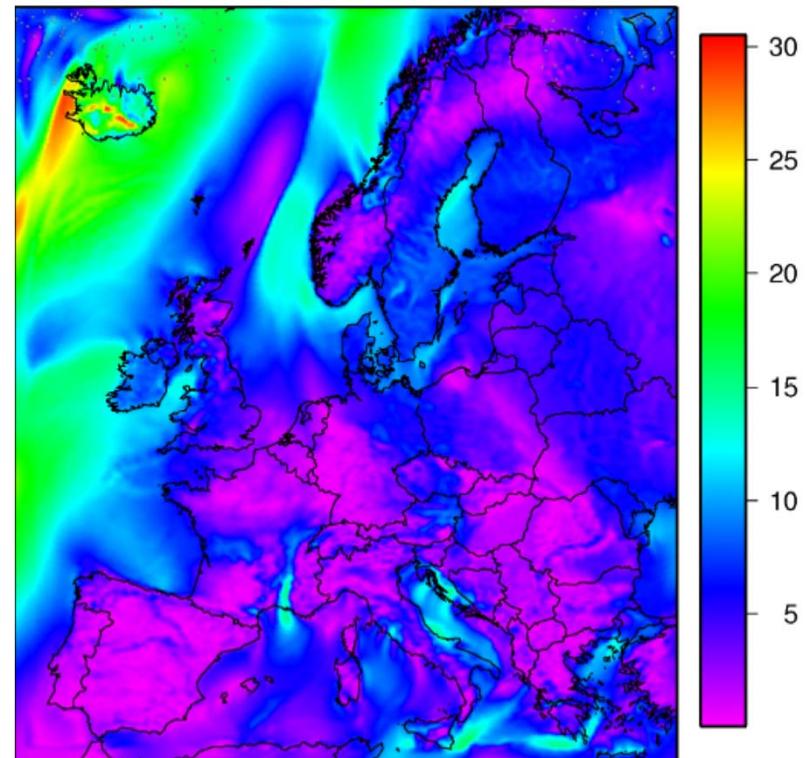
Wegener Zentrum-KFU Graz

Fragestellungen der Analyse

- In welchem Ausmaß kann durch großräumige Betrachtung der Windenergieerzeugung deren zeitliche Variabilität gesenkt werden?
 - Wie groß ist der räumliche Zusammenhang des Windes und der daraus erzeugten Leistung in Europa?
 - Wie groß muss die betrachtete Region sein, damit zeitliche Variabilität signifikant sinkt?

Simulierte Wetterdaten ALADIN

- Stündliche Reanalysedaten der Jahre 2002 bis 2009
- Räumliche Auflösung von 10km
- Reinitialisierung alle 6 Stunden durch ERA-Interim-Daten
 - Dadurch Sprünge in den Daten alle 6 Stunden
- Windkomponente 90m Höhe verwendet



Anpassung und Validierung der Daten

- Für die Validierung wurden Windmessdaten von einigen Forschungsstationen und Windparks in Europa verwendet
- Zur Verringerung der 6-Stunden-Sprünge wurde ein gewichtetes gleitendes Mittel verwendet
 - Abschwächung des hochfrequenten Anteils der Daten
 - Daher wird kurzfristige Variabilität unterschätzt
- Mittelwerte über zumindest 24 Stunden der ALADIN-Daten geben Variabilität der Messdaten gut wieder bzw. überschätzen diese leicht

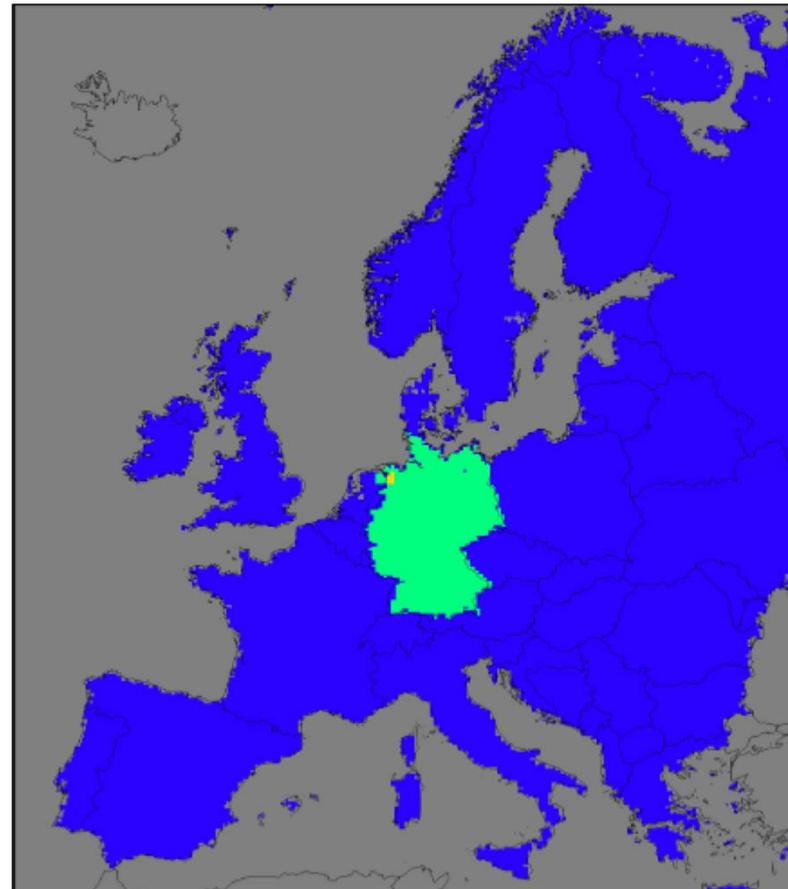
Methoden

- Um Windgeschwindigkeiten in daraus generierte Leistung umzurechnen, wurde Leistungskennlinie eines 3MW Windrads auf alle Gitterpunkte angewendet
- Zur Messung der Variabilität wurde relative Abweichung vom mittleren Jahresverlauf verwendet, um saisonale Schwankungen unberücksichtigt zu lassen
 - Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung
 - Maximale Abweichung

Weener – Deutschland – Europa (1/9)

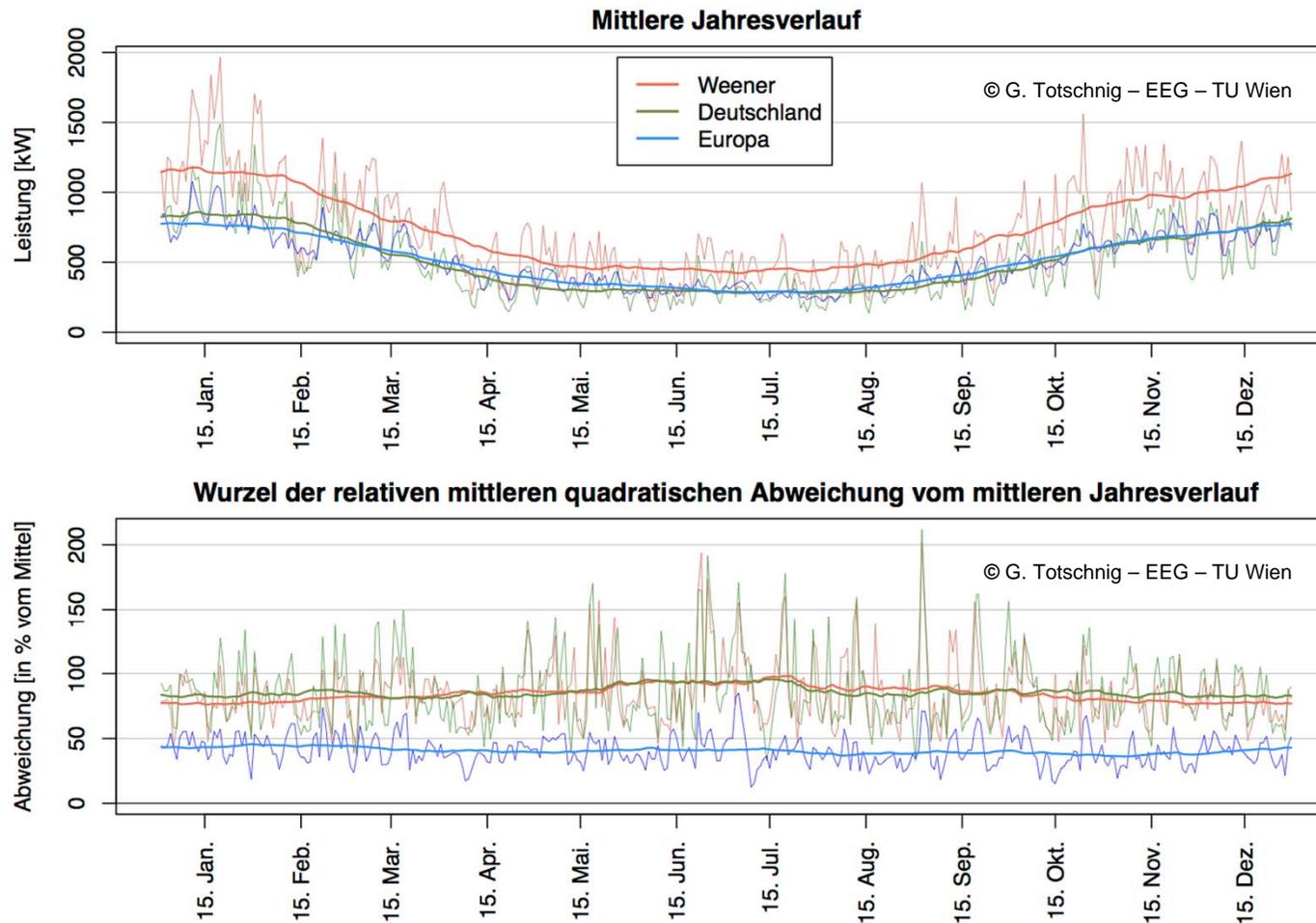
Allgemein

- Vergleich der berechneten Leistung in Weener (Nordeutschland) sowie dem deutschen und europäischen Mittel
- In räumliche Mittel flossen nur Gitterpunkte mit mehr als 1000 berechneten Volllaststunden pro Jahr ein



Weener – Deutschland – Europa (2/9)

Mittlerer Jahresverlauf und Abweichung davon im Jahresverlauf



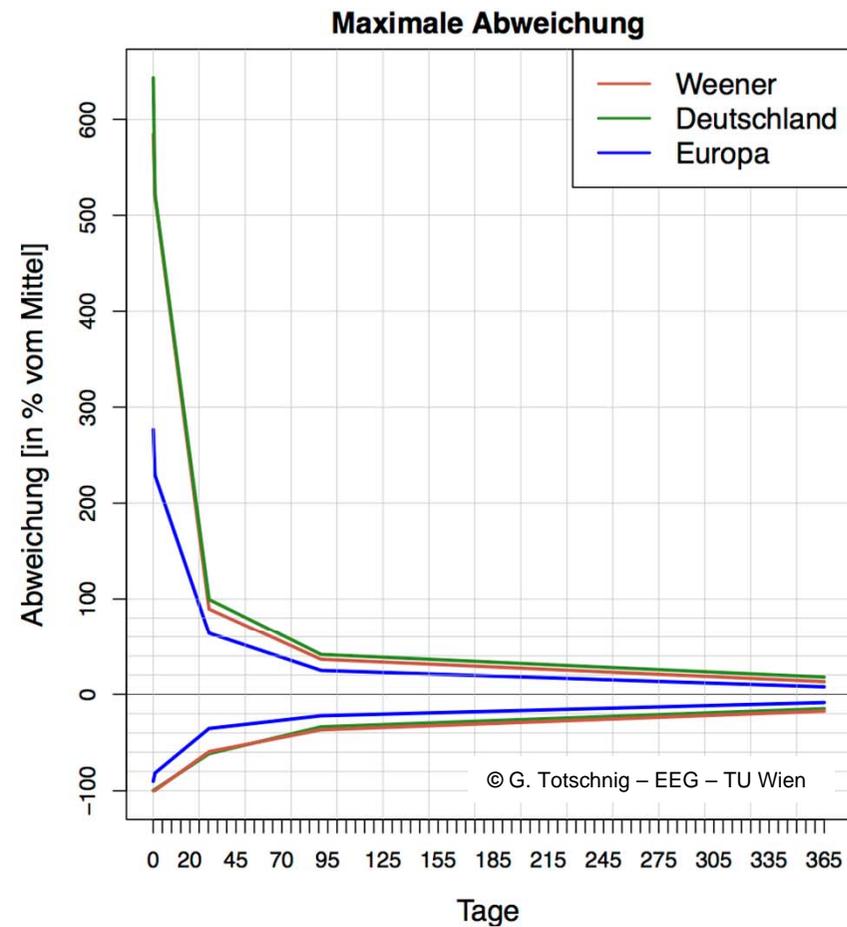
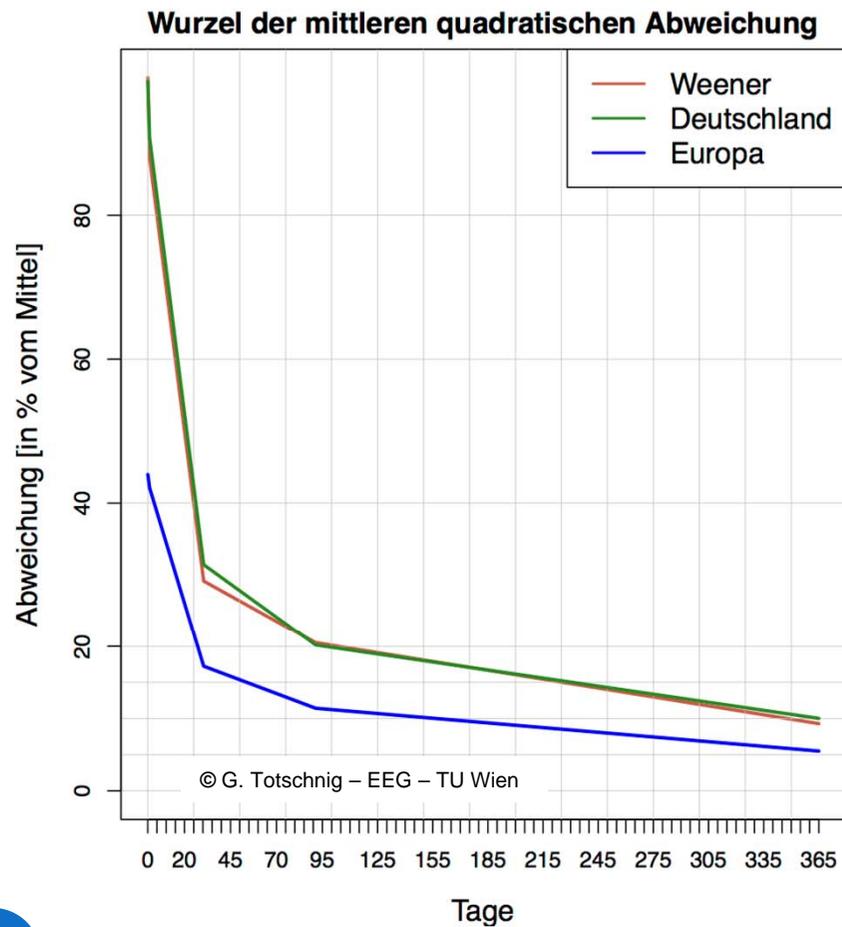
Weener – Deutschland – Europa (3/9)

Mittlerer Jahresverlauf und Abweichung davon im Jahresverlauf

- Generierte Leistung im Sommer deutlich niedriger als im Winter
- Variabilität in Weener und im deutschen Mittel beinahe gleich hoch (zwischen 76% und 98 %)
- In Europa nur etwa halb so hoch (zwischen 36% und 46%)
- Variabilität im Jahresverlauf in Europa in etwa konstant, in Weener und in Deutschland im Sommer klar höher als im Winter

Weener – Deutschland – Europa (4/9)

Abweichung vom mittleren Jahresverlauf



Weener – Deutschland – Europa (5/9)

Gesicherte Leistung

Gesicherte Leistung in Prozent vom mittleren Jahresverlauf

	Stunde	Tag	Monat	3-Monate	Jahr
Weener	0.0%	0.3%	40.6%	63.2%	82.6%
Deutschland	0.4%	1.5%	38.4%	66.3%	85.2%
Europa	9.9%	18.3%	64.6%	77.8%	91.5%

- Gesicherte Leistung in Deutschland etwa gleich hoch wie in Weener
- Bei europaweiter Betrachtung deutliche Erhöhung der gesicherten Leistung für alle Zeithorizonte

Weener – Deutschland – Europa (6/9)

Gesicherte Leistung

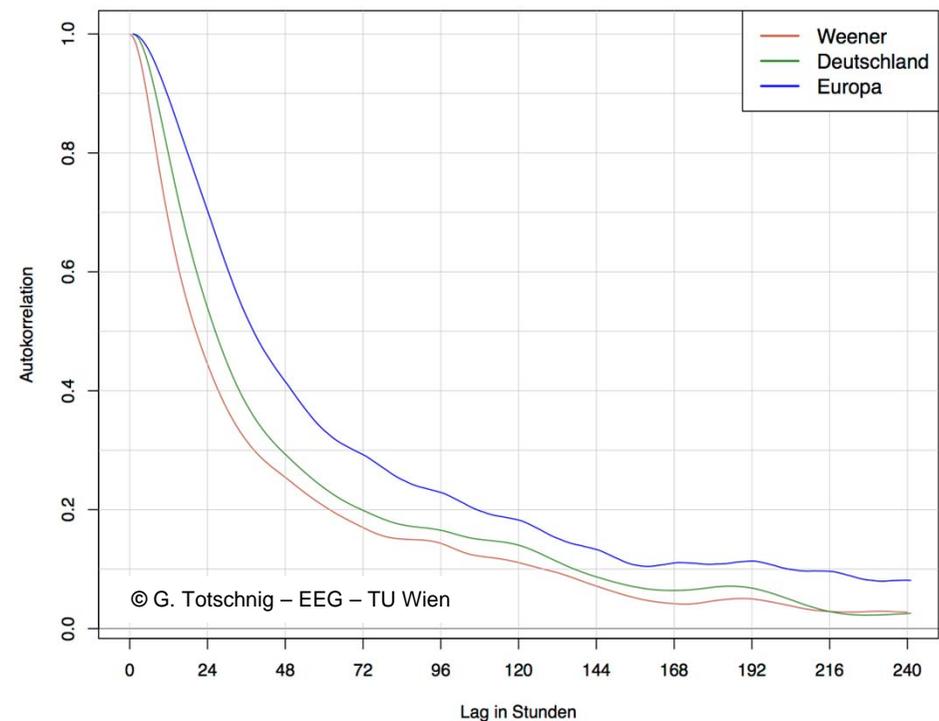
Zu 99% gesicherte Leistung in % vom mittleren Jahresverlauf

	Stunde	Tag	Monat	3-Monate	Jahr
Weener	0.2%	1.6%	44.4%	64.6%	83.3%
Deutschland	2.7%	4.9%	40.3%	66.6%	85.5%
Europa	29.8%	32.7%	66.9%	78.0%	91.8%

Weener – Deutschland – Europa (7/9)

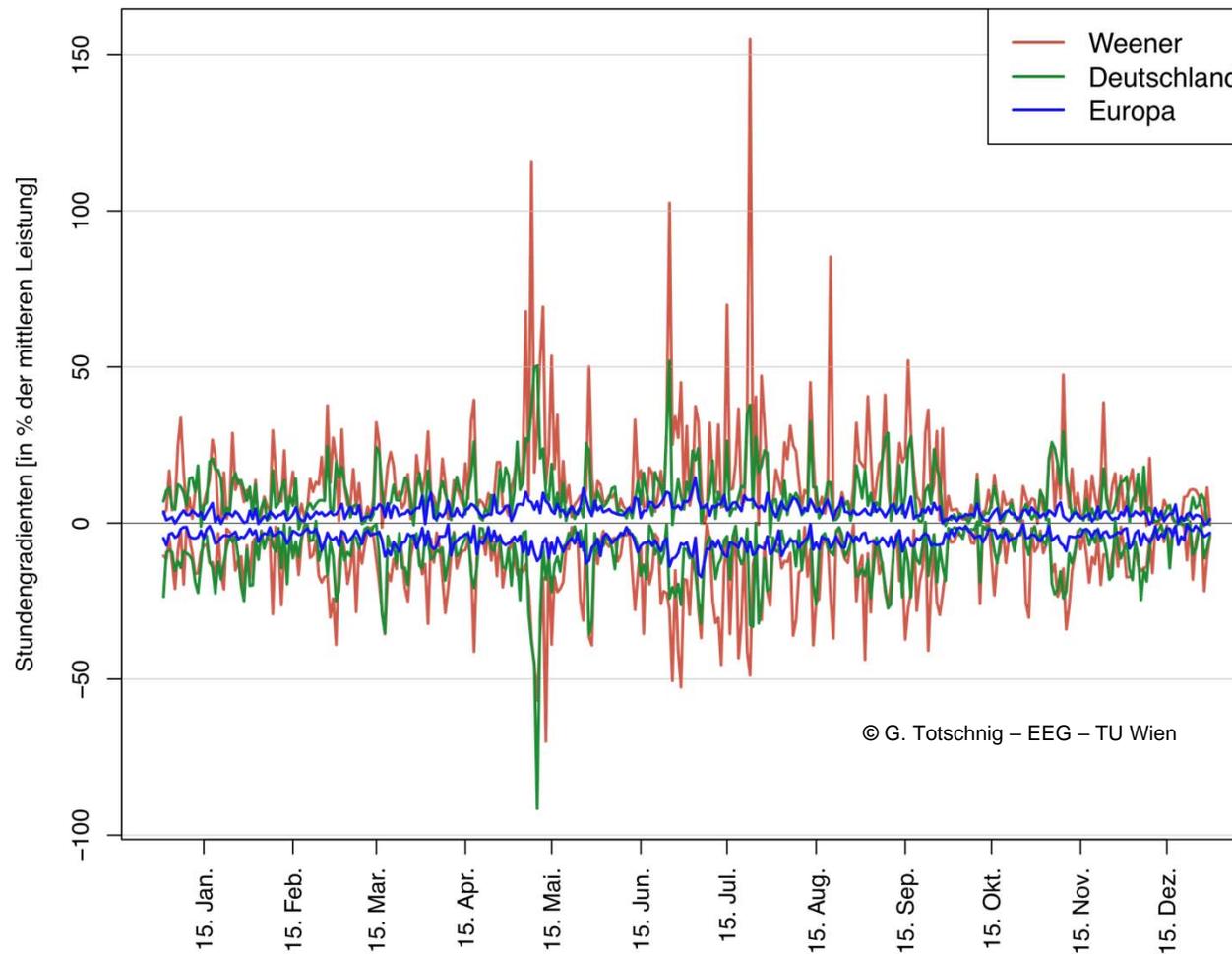
Autokorrelationsfunktion

- Weit langsamerer Abfall der Autokorrelationsfunktion der Leistung in Europa als in Weener, daher bessere Prognose möglich
- 50% mit Lag von
 - 20 h – Weener
 - 25 h – Deutschland
 - 37 h – Europa



Weener – Deutschland – Europa (8/9)

Maximale relative tägliche Stundengradienten



Weener – Deutschland – Europa (9/9)

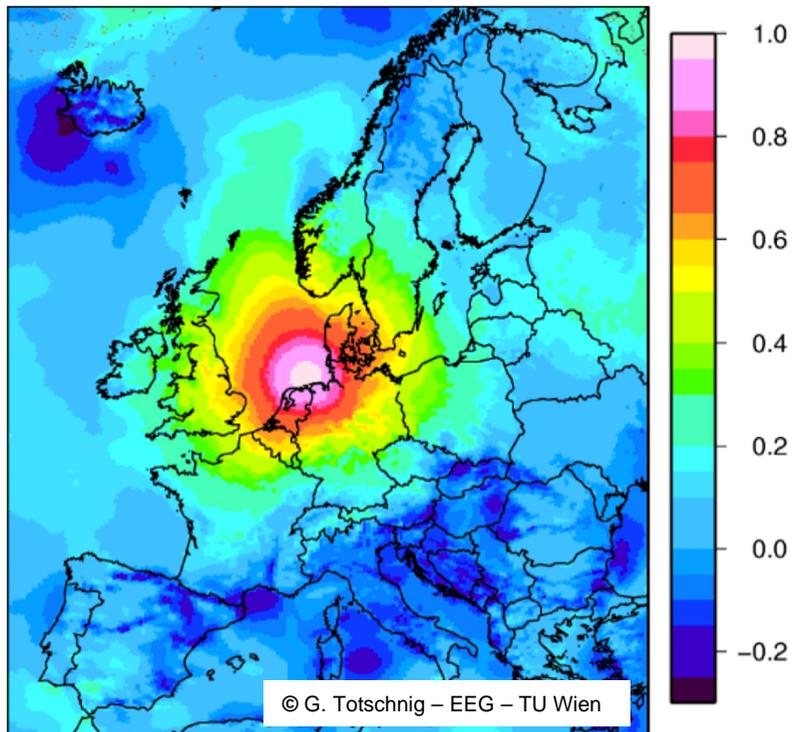
Zusammenfassung

- Durch Betrachtung vom deutschen Mittel kann Variabilität der Windenergieerzeugung im Vergleich zu einem norddeutschen Standort nicht gesenkt werden
- Durch gesamteuropäische Betrachtung kann die Variabilität jedoch mehr als halbiert werden
- Prognosefähigkeit des deutschen Mittels etwas besser als jene von Weener, für europäisches Mittel klar höher

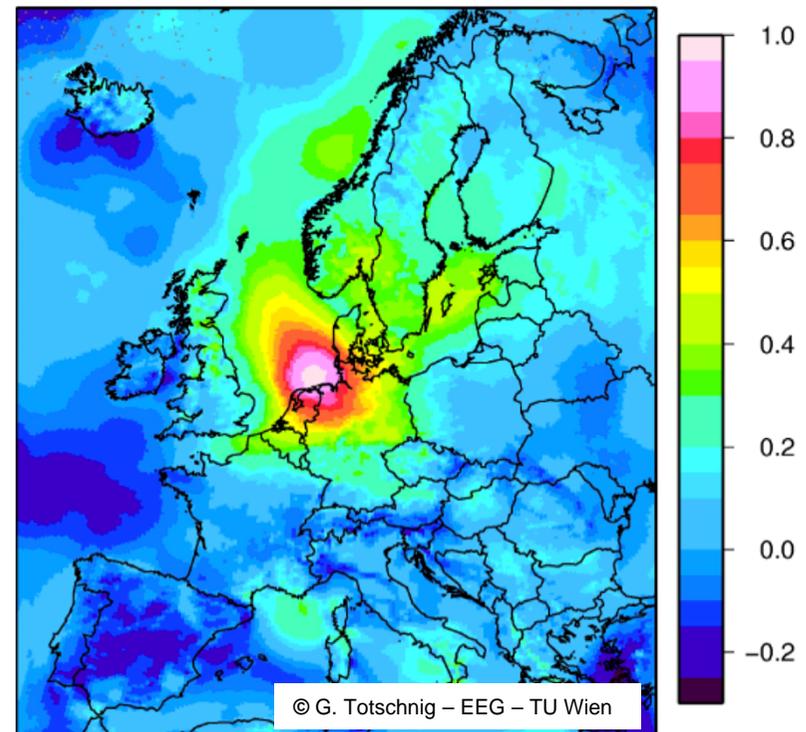
Korrelationen der Leistung (1/3)

Referenzstandort FIN01

Winter 08/09



Sommer 2009



Korrelationen der Leistung (2/3)

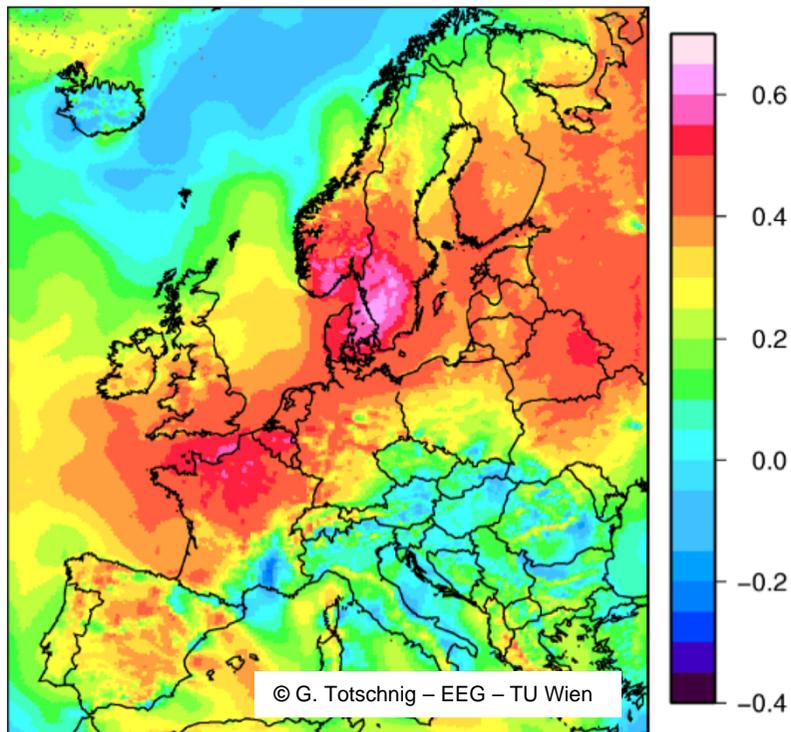
Referenzstandort FIN01

- Niveaulinien der Korrelation bilden rund um Referenzstandort konzentrische Kreise bzw. Ellipsen
- Bereich mit Korrelation über 60% hat im Winter annähernd die Fläche von Deutschland, im Sommer etwas kleiner
- Dies erklärt, warum die Variabilität der erzeugten Windenergie im deutschen Mittel in etwa so hoch wie jene in Weener ist
- Ähnliche Resultate für andere Referenzpunkte

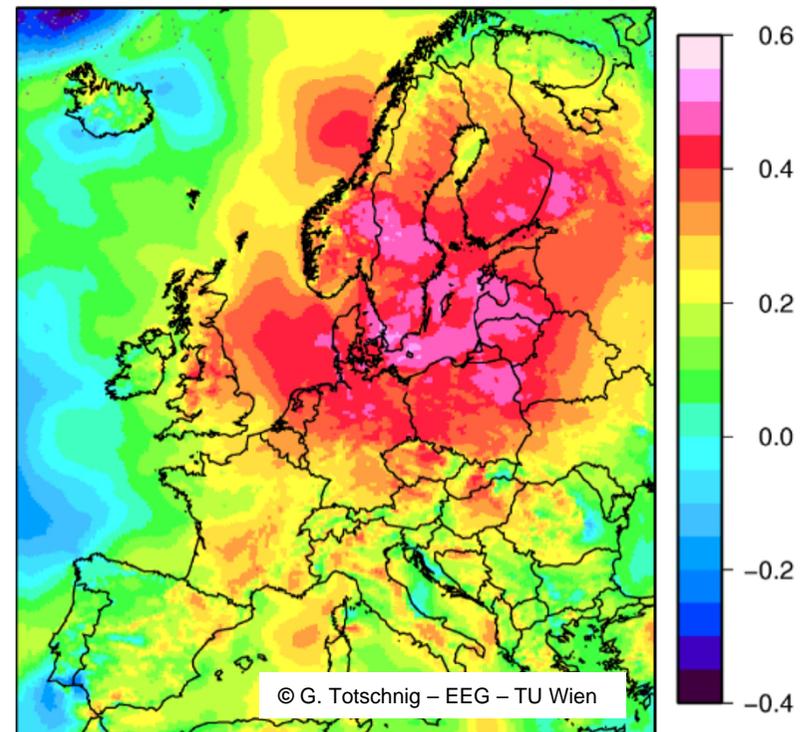
Korrelationen der Leistung (3/3)

Korrelation mit europäischen Mittel

Winter 08/09



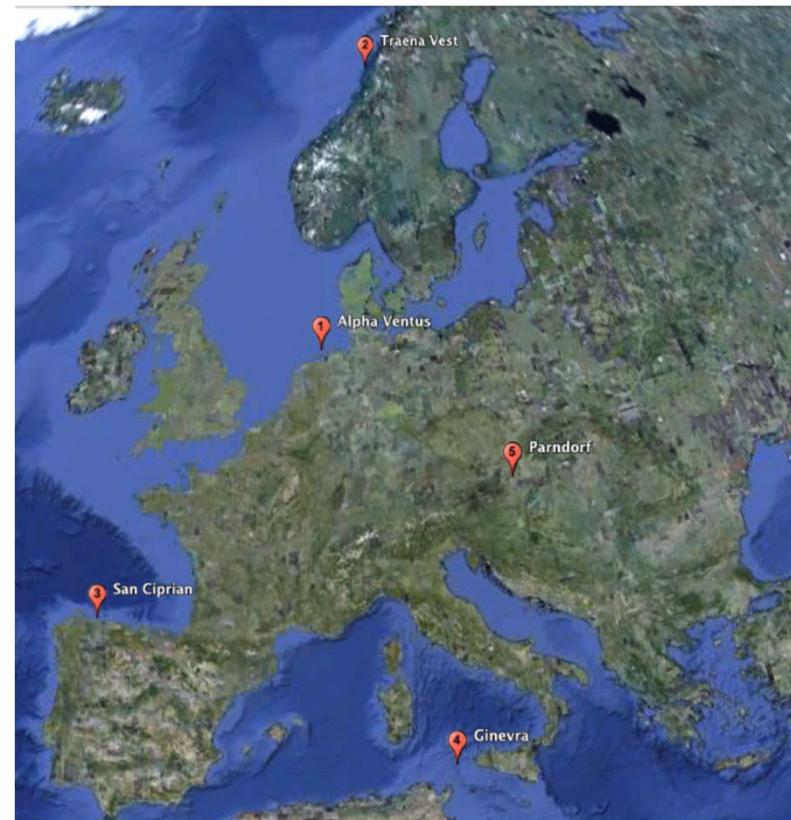
Sommer 2009



Vergleich von 5 Windparks (1/4)

Allgemein

- Auswahl von 5 Standorten, die für Windenergieerzeugung in Europa relevant und weit gestreut sind
 - Alpha Ventus
 - Træna Vest
 - San Ciprian
 - Ginevra
 - Parndorf



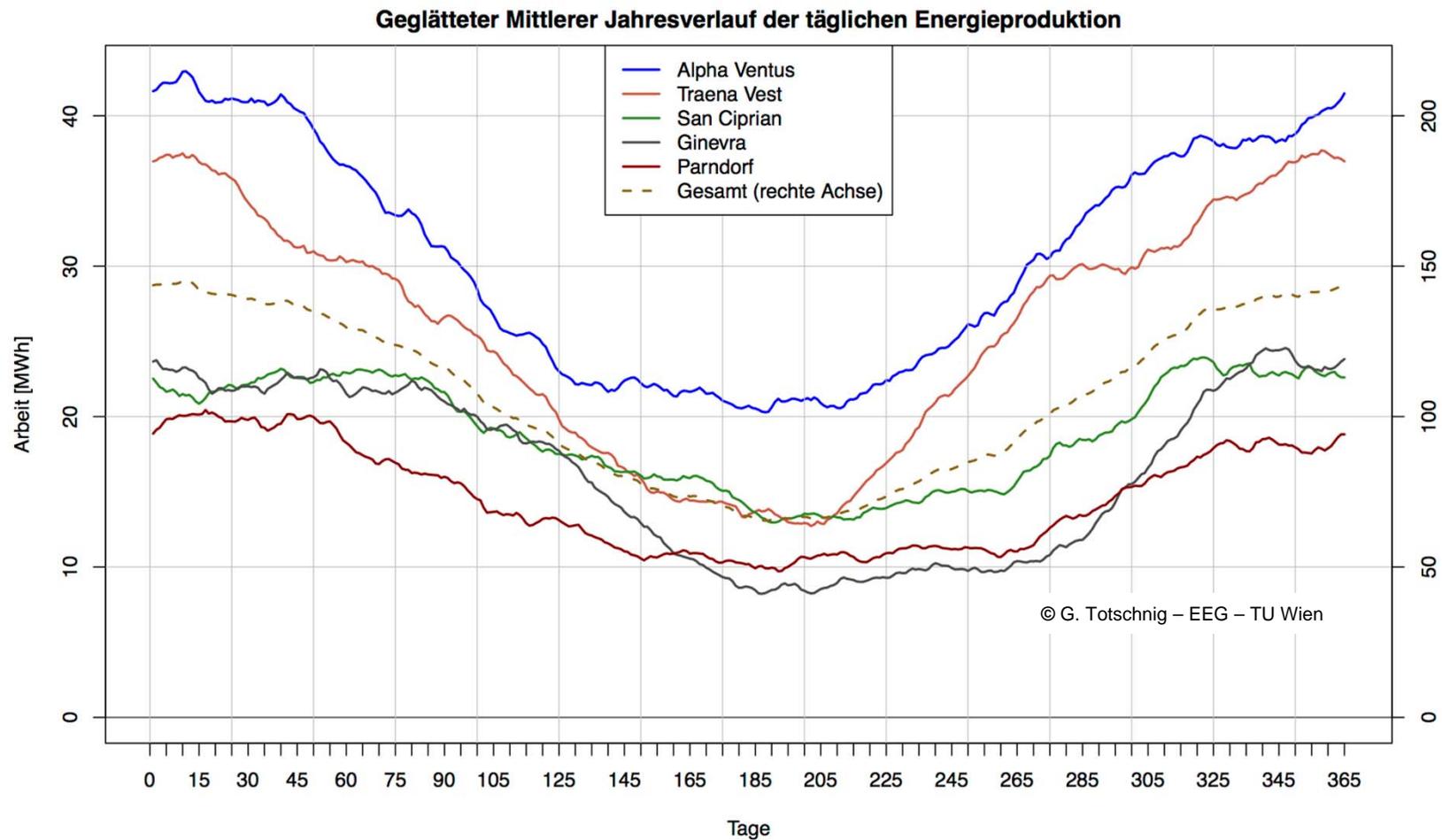
Vergleich von 5 Windparks (2/4)

Methode

- Anwendung der Leistungskennlinie auf die Windgeschwindigkeiten der fünf Standorte
 - Vereinfachende Annahme um Leistungskennlinie von Windparks zu umgehen und Vergleichbarkeit zu erhöhen
- Vergleich der Variabilität der Leistung an den fünf Standorten und der Summe der Leistungen
 - Dafür wird wiederum die Abweichung vom mittleren Jahresverlauf über verschiedene Zeithorizonte betrachtet

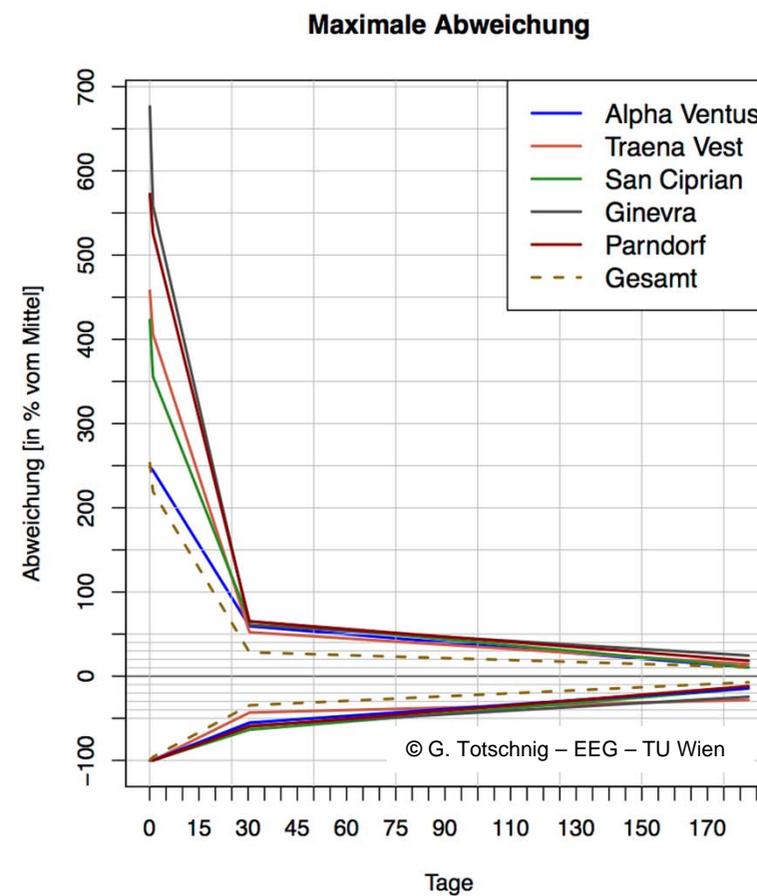
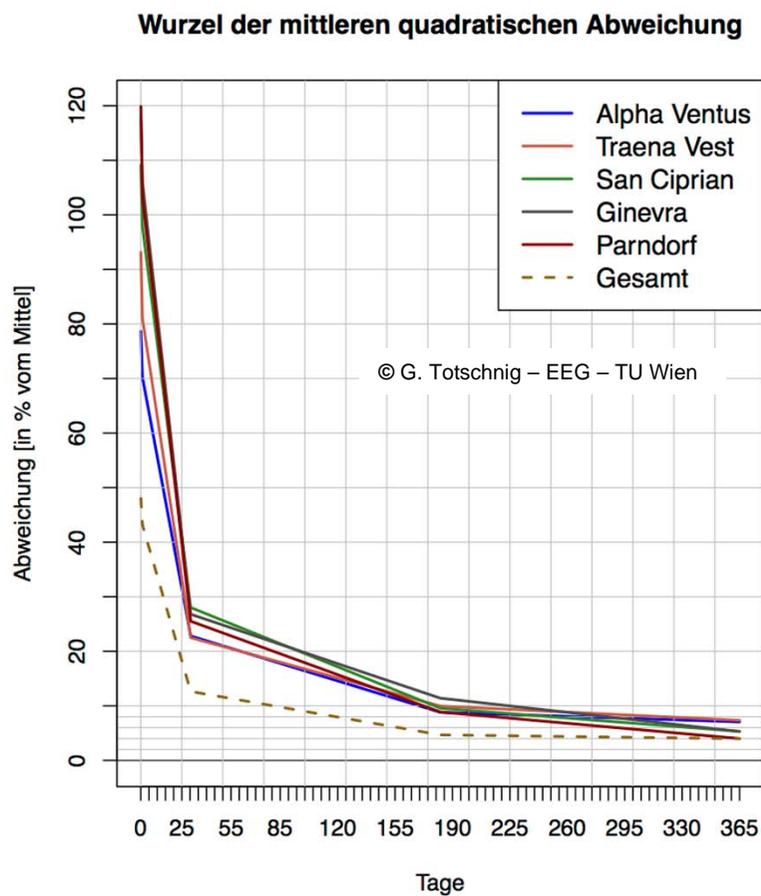
Vergleich von 5 Windparks (3/4)

Mittlerer Jahresverlauf



Vergleich von 5 Windparks (3/4)

Abweichung vom mittleren Jahresverlauf



Vergleich von 5 Windparks (4/4)

Abweichung vom mittleren Jahresverlauf und gesicherte Leistung

- Bis Zeitfenster von 6 Monaten ist relative mittlere quadratische Abweichung der Summe nur halb so hoch wie jene des Standorts mit geringster Variabilität (Alpha Ventus)
- Auf Tagesebene ist in keinem der Windparks Leistung gesichert, bei der Summe immerhin 4%
- Bei gemeinsamer Betrachtung sind auf Monatsebene 65% der mittleren Leistung gesichert, bei den einzelnen Windparks im Mittel nur 44%

Zusammenfassung

- Durch großräumigere Betrachtung der Windenergieerzeugung in Europa kann Variabilität gesenkt werden
Wirkt sich damit positiv auf Planbarkeit aus, wie durch höhere gesicherte Leistung und stärkere Autokorrelation gezeigt wurde
- Effekt zeigt sich aber erst ab ausreichend großem betrachteten Gebiet, Deutschland etwa nicht ausreichend
- Zur besseren Integration von Windenergie könnte daher steuernd in die Planung der Lage von Windparks eingegriffen werden

Vielen Dank für die
Aufmerksamkeit

