

Integration von sozialen Faktoren in ein open source Modell

Szenarien und Simulationsergebnisse des
Forschungsprojekts VerNetzen

Europa-Universität, ZNES Flensburg:

Marion Christ

Martin Söthe

IZT Berlin:

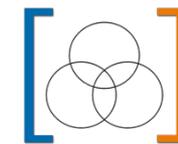
Melanie Degel

Karoline Mester

DUH Berlin:

Liv Beckers

Judith Grünert



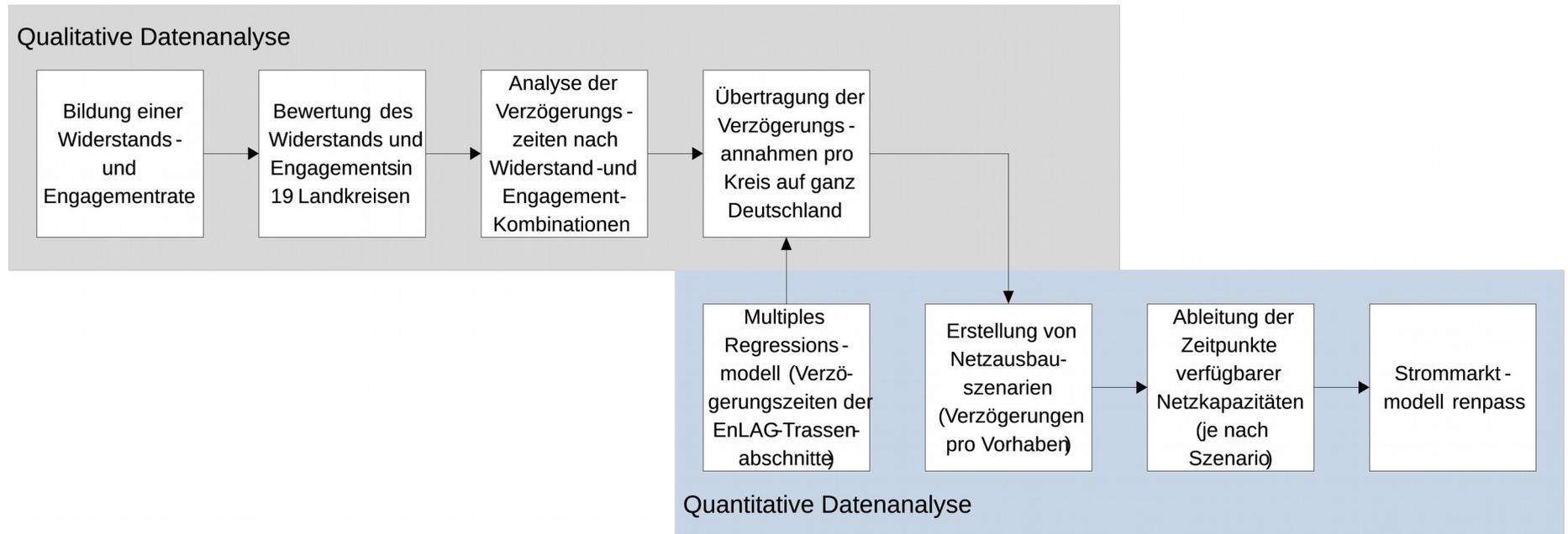
Forschungsprojekt VerNetzen

Sozial-Ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende

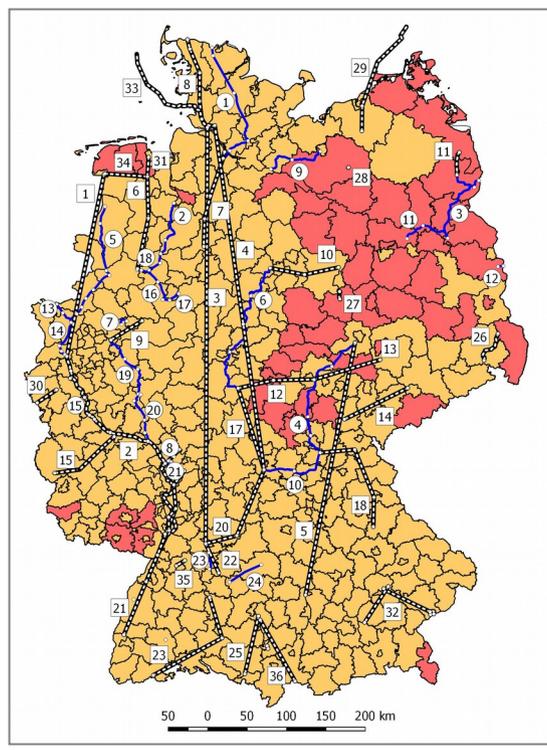
- Forschungsfrage
 - Wie können Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie und Netzausbau in die Modellierung integriert werden?
 - Welche Effekte ergeben sich daraus auf die Verteilung der **Windenergieleistung** und den **Netzausbau**?
- Ziele
 - Die methodische Integration von sozial-ökologischen Faktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz in ein Strommarktmodell
 - Die darauf aufbauende Entwicklung von Energie-Szenarien bis 2050

Netzzenarien

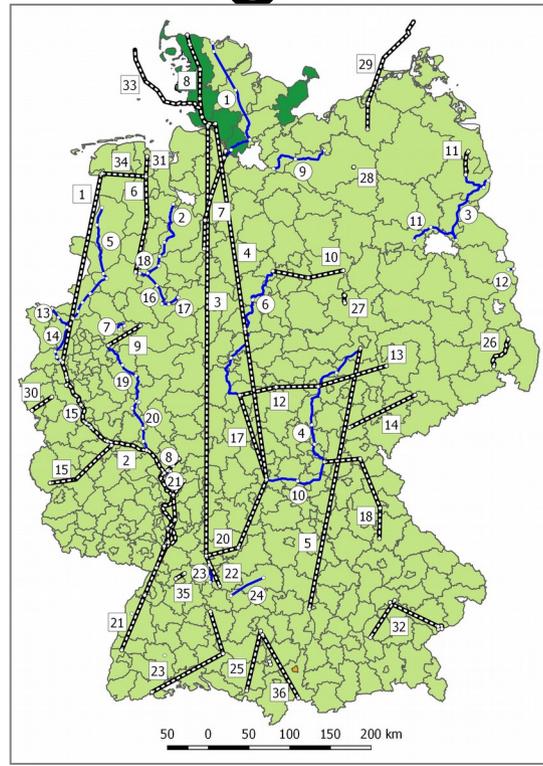
Vorgehen



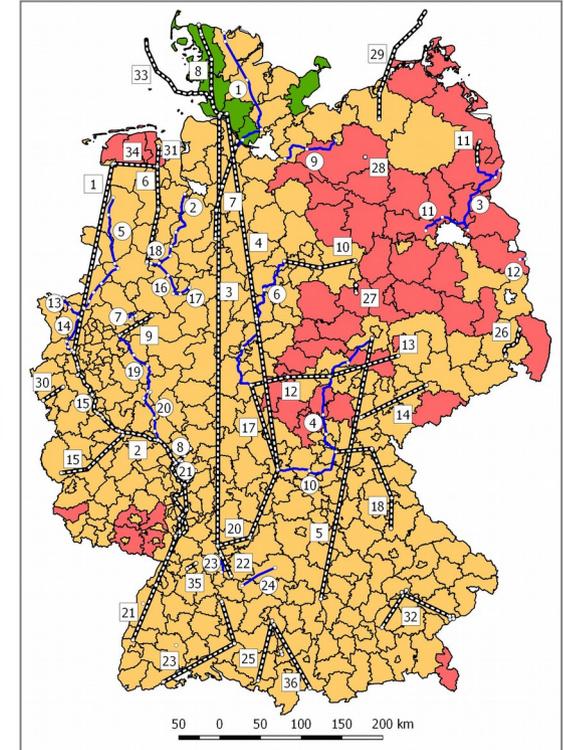
Deutschlandweite Verzögerungsannahmen



+



=



Verzögerungsannahmen pro Kreis

- EnLAG-Vorhaben
- BBPIG-Vorhaben
- 5-9a Verzögerung (n=52)
- 2-5a Verzögerung (n=350)

36 Nr. des BBPIG-Vorhabens
24 Nr. des EnLAG-Vorhabens

Engagement pro Kreis (Indikatoren 1-7)*

- EnLAG-Vorhaben
- BBPIG-Vorhaben
- best (n=5)
- mid-best (n=389)
- mid-worst (n=1)
- worst (n=0)
- Landkreise außerhalb des Untersuchungsraums

36 Nr. des BBPIG-Vorhabens
24 Nr. des EnLAG-Vorhabens

Verzögerungsannahmen pro Kreis*

- EnLAG-Vorhaben
- BBPIG-Vorhaben
- high (5-9a Verzögerung, n=49)
- mid (2-5a Verzögerung, n=341)
- low (0-2a Verzögerung, n=5)
- Landkreise außerhalb des Untersuchungsraums

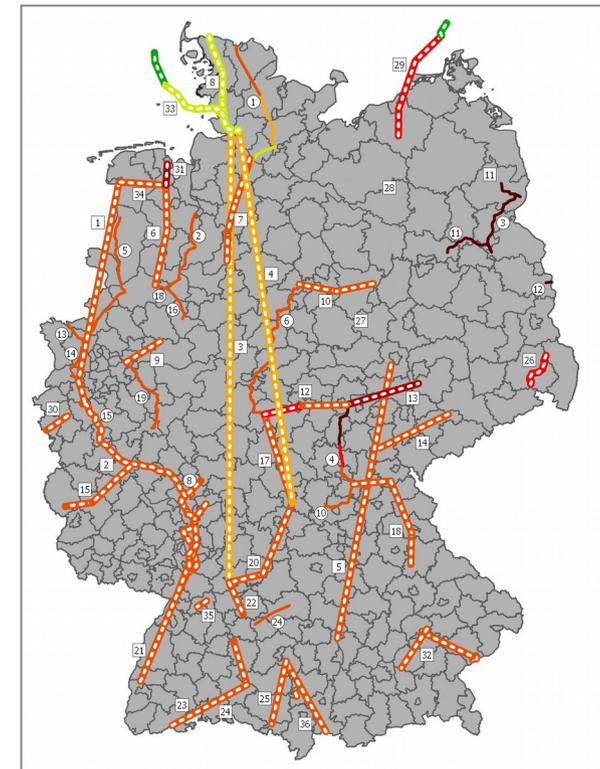
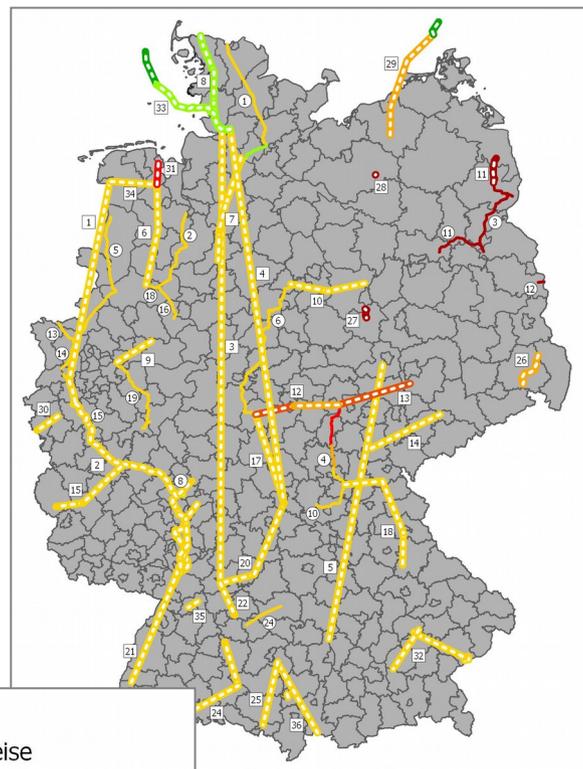
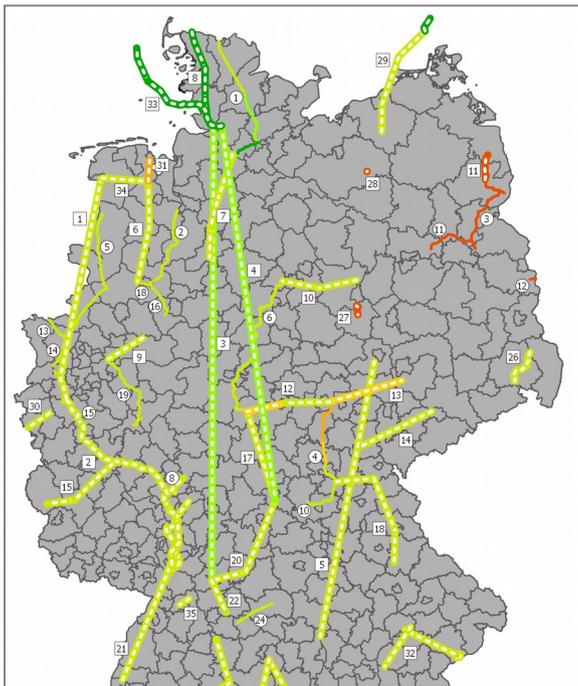
36 Nr. des BBPIG-Vorhabens
24 Nr. des EnLAG-Vorhabens

Netzausbauszenarien

Low: Ø 2-3 a

Mid: Ø 3-4 a

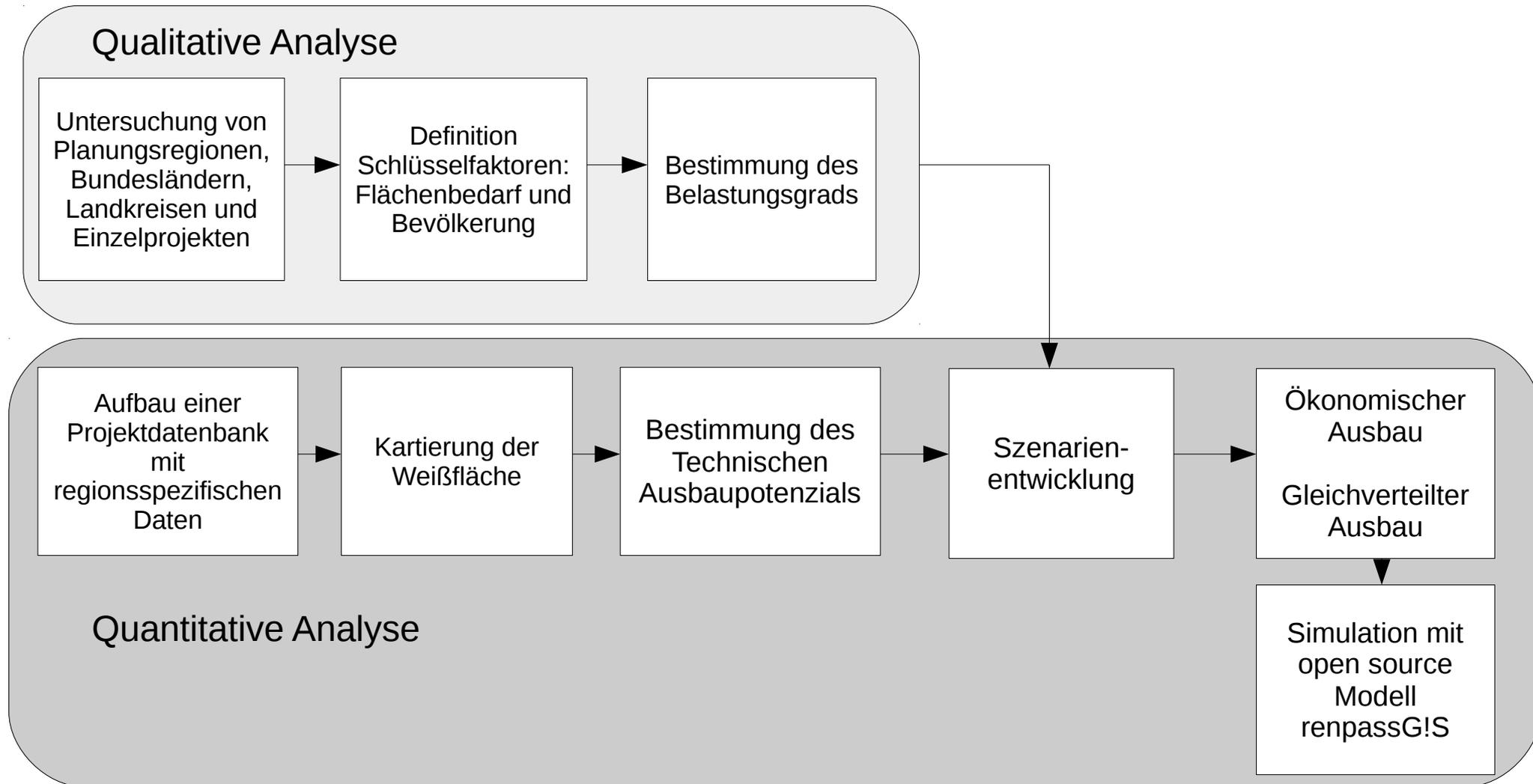
High: Ø 5-6 a



Verzögerungszeiten der Szenarien

EnLAG-Vorhaben	BBPIG-Vorhaben	Landkreise
0-1a Verzögerung	0-1a Verzögerung	36 Nr. des BBPIG-Vorhabens
1-2a Verzögerung	1-2a Verzögerung	24 Nr. des EnLAG-Vorhabens
2-3a Verzögerung	2-3a Verzögerung	
3-4a Verzögerung	3-4a Verzögerung	
4-5a Verzögerung	4-5a Verzögerung	
5-6a Verzögerung	5-6a Verzögerung	
6-7a Verzögerung	6-7a Verzögerung	
7-8a Verzögerung	7-8a Verzögerung	
8-9a Verzögerung	8-9a Verzögerung	

Windszenarien



Belastungsgrad

Grundlage: Genutzte Fläche für Windenergie

$$wf_{nutz} = \frac{P_{inst} \times wf_{gesamt}}{P_{max}}$$

mit:

wf_{nutz}	km^2	Genutzte Weißfläche
wf_{gesamt}	km^2	Gesamte Weißfläche
P_{inst}	MW	Installierte Windleistung (EEG - Anlagenregister)
P_{max}	MW	Maximale installierbare Windleistung

Definition des Belastungsgrades

Verhältnis der für Windenergieanlagen genutzten Flächen zu der Gesamtfläche des betroffenen Kreises multipliziert mit der Bevölkerungsdichte

$$BG_{ist} = \frac{wf_{nutz}}{A_{Kreis}} \times BD$$

$$BG_{max} = \frac{wf_{gesamt}}{A_{Kreis}} \times BD$$

mit:

wf_{nutz}	km^2	Genutzte Weißfläche
wf_{gesamt}	km^2	Gesamte Weißfläche
A_{Kreis}	km^2	Kreisfläche
BD	$\frac{EW}{km^2}$	Bevölkerungsdichte
BG_{ist}	$\frac{km^2}{EW}$	Ist - Belastungsgrad
BG_{max}	$\frac{km^2}{EW}$	Maximaler Belastungsgrad

Belastungsgrad:

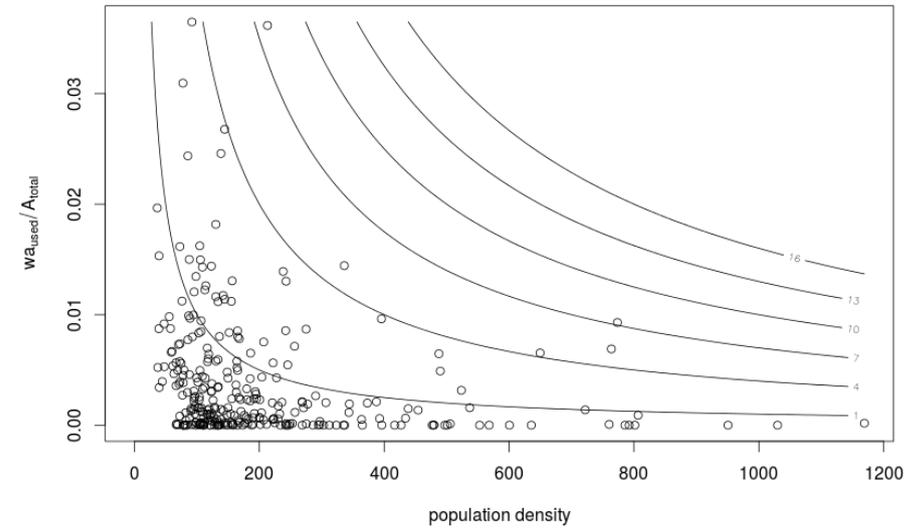
→ Status quo 2014

→ 2050: 101,6 GW Windonshore

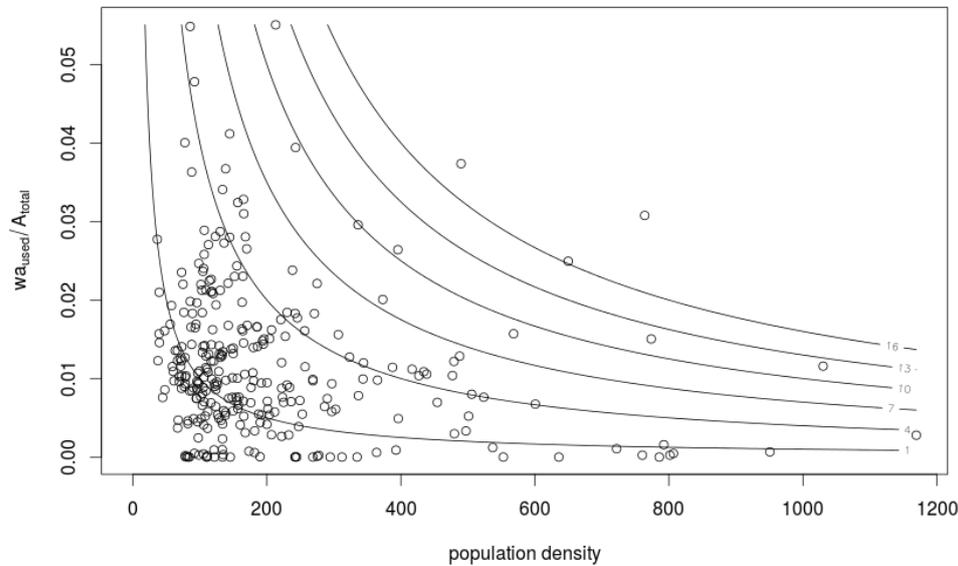
Ökonomischer Ausbau

Gleichverteilter Belastungsgrad: 1,3 EW/km²

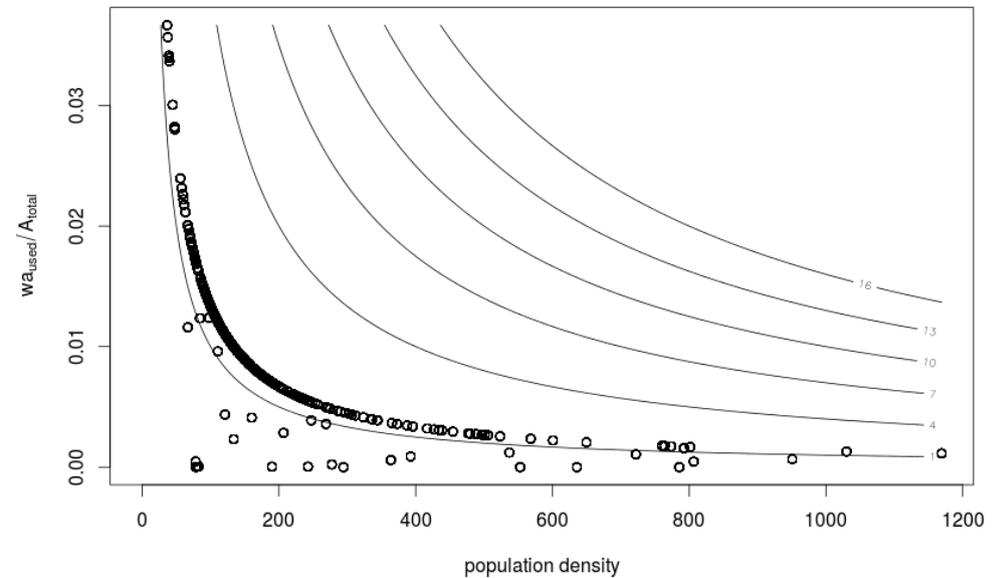
Burden level 2014



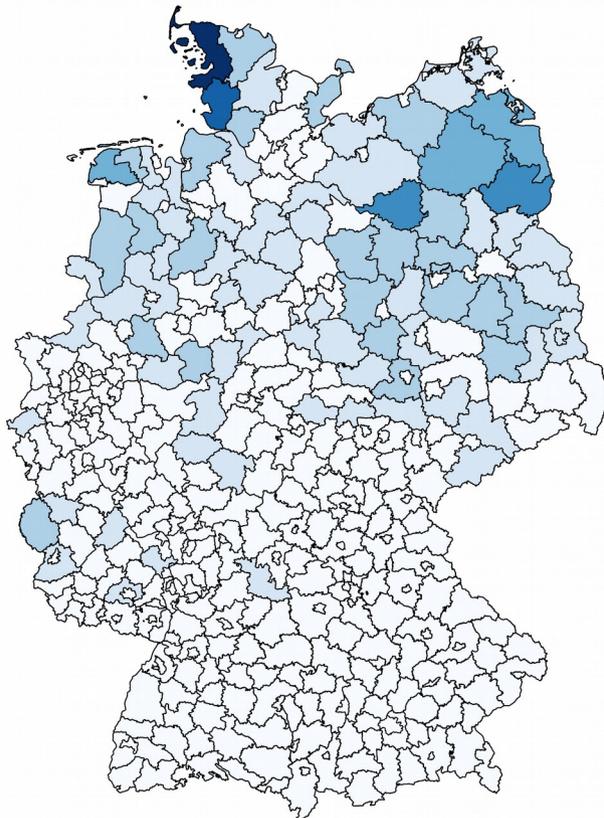
Burden level 2050: economic scenario



Burden level 2050: balanced scenario



Windausbauszenarien

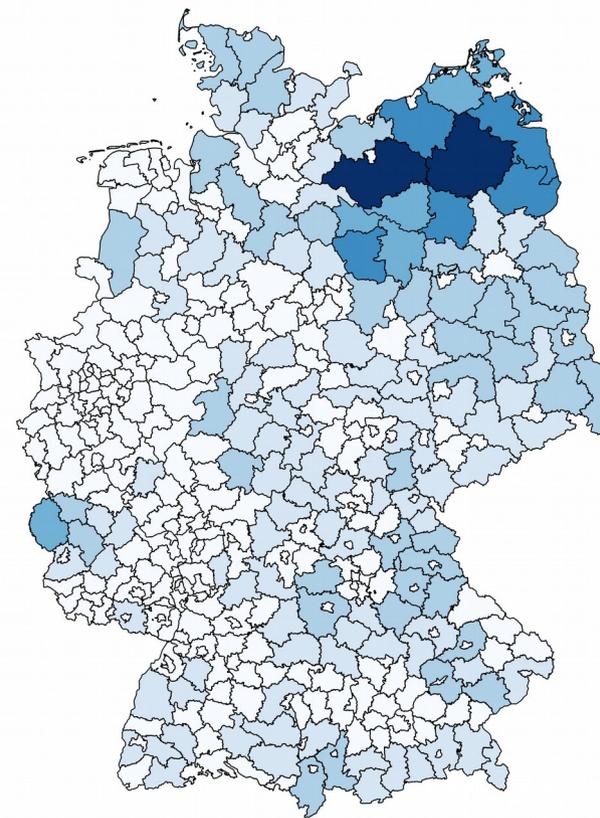


100 % Szenario:
Ökonomischer Aus-
bau bis zum Jahr
2050

Installierte Leistung in MW

- 0 - 250
- 250 - 500
- 500 - 750
- 750 - 1.000
- 1.000 - 1.250
- 1.250 - 1.500
- 1.500 - 1.690

Gesamtinstallierte
Windleistung: 101.6 GW

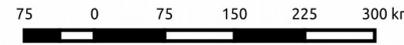
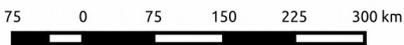


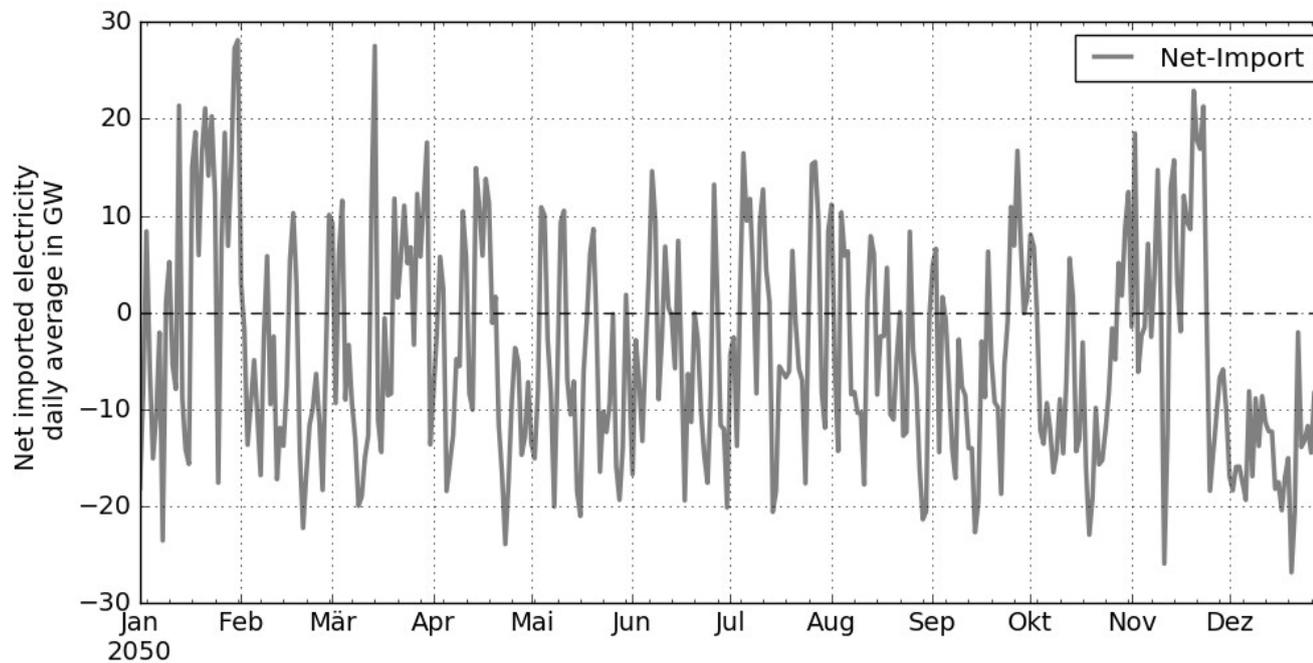
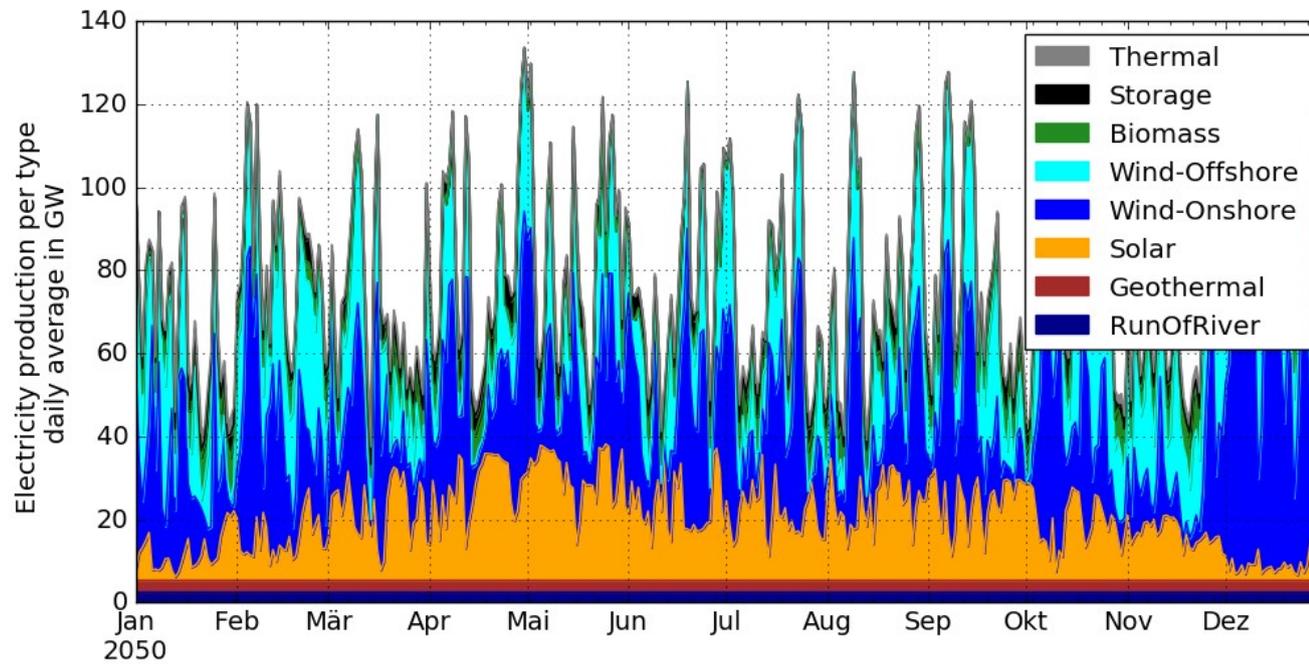
100 % Szenario:
Gleichverteilung des
Belastungsgrads im
Jahr 2050

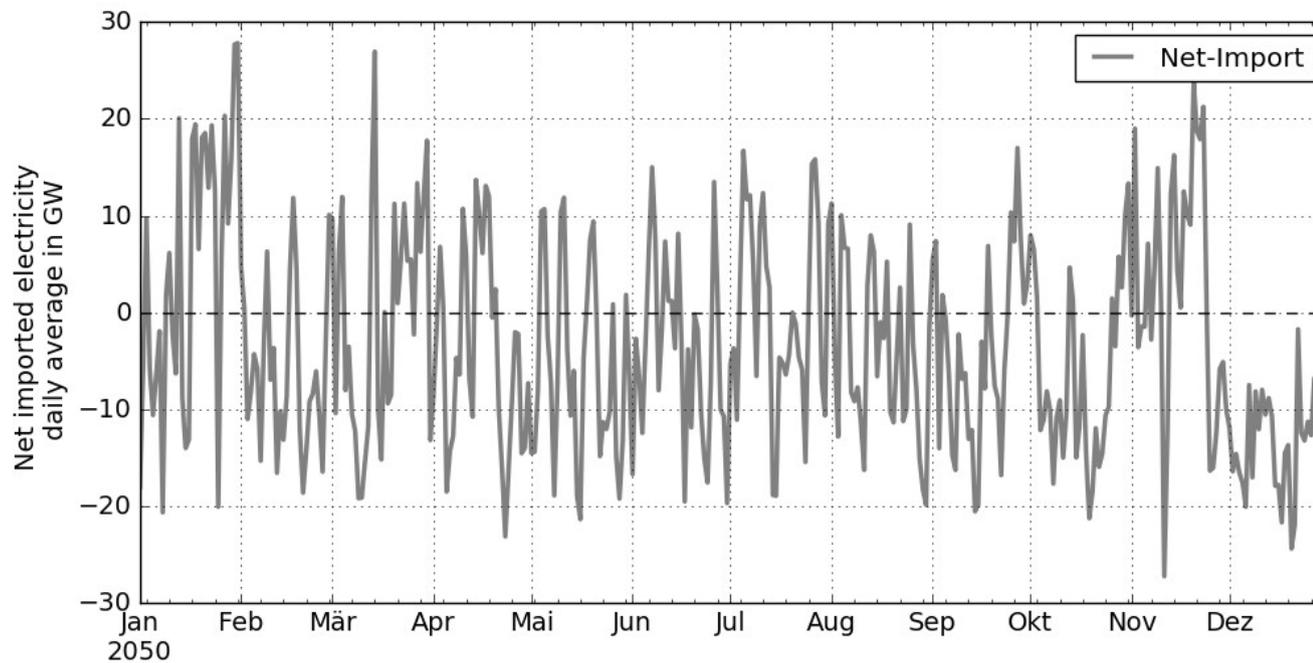
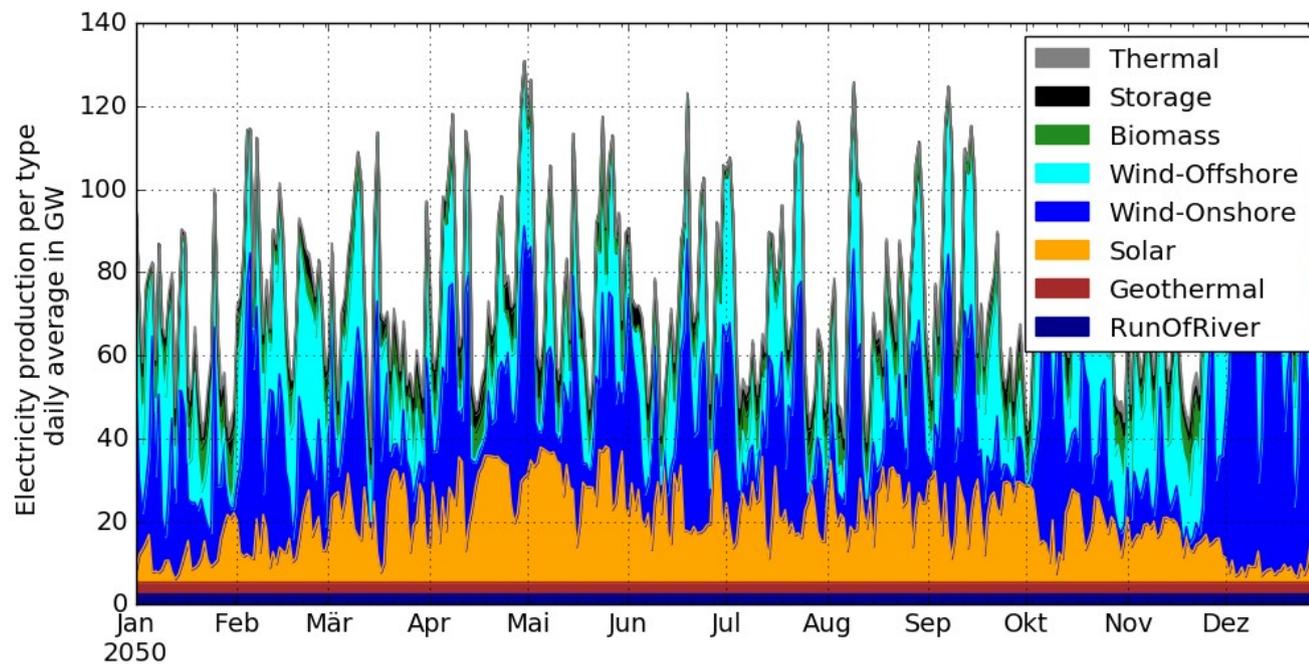
Installierte Leistung in MW

- 0 - 250
- 250 - 500
- 500 - 1.000
- 1.000 - 1.500
- 1.500 - 2.000
- 2.000 - 2.500
- 2.500 - 2.891

Gesamtinstallierte
Windleistung: 101.6 GW







Ergebnisse und Diskussion

- **Integration von sozialen Faktoren**
 - Die Integration sozialer Faktoren in die Szenarientwicklung für die Energiesystemmodellierung gelingt mit Hilfe von **Verzögerungszeiten** im Bereich Netz und einem **Belastungsgrad** in Bereich Windenergie
- **Basis für weitere interdisziplinäre Forschung**
 - Die Methodik zur Szenarienerstellung bildet die Grundlage für weitere Verknüpfungen von Sozialforschung und Energiesystemmodellierung: Erhöhung der Datengrundlage regionaler Analysen, regionspezifische Belastungsgrenzen, ...
- **Erweiterte Ergebnisanalyse von Simulationsergebnissen**
 - Prüfung des Einflusses von lokaler Akzeptanz auf die Umsetzung der Energiewende
 - Kann die gewünschte installierte erneuerbare Leistung verteilt werden bei Belastungsgrenzen?
 - Wieviel Abschaltungen von erneuerbaren Kapazitäten habe ich durch verzögerten Netzausbau?
- **Nutzung der Szenarien und Simulationsergebnisse für Partizipationsprozesse**
 - Kommunikation auf lokaler Ebene, wie viele Anlagen möglich/gewünscht/erforderlich sind → Systemsicht
 - Lokale Festlegung von Zielen und Grenzen
- **Transparenz und Vergleichbarkeit**
 - Die Szenarientwicklung und nachfolgende Modellierung basieren auf offen zur Verfügung stehenden Daten (open Data) und open source Software

Vielen Dank!

Marion Christ, Martin Soethe

Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES)
Europa-Universität Flensburg
Munketoft 3b
24937 Flensburg

Telefon: +49 (0) 461 805 3011
Fax: +49 (0) 461 805 2532

E-Mail: marion.christ@uni-flensburg.de

Web: www.uni-flensburg.de/eum
www.znes-flensburg.de



Für weitere Informationen:

IZT Berlin
Qualitative Analysen

Melanie Degel
Karoline Mester

Europa-Universität Flensburg - ZNES
Modellierung

Marion Christ
Martin Soethe

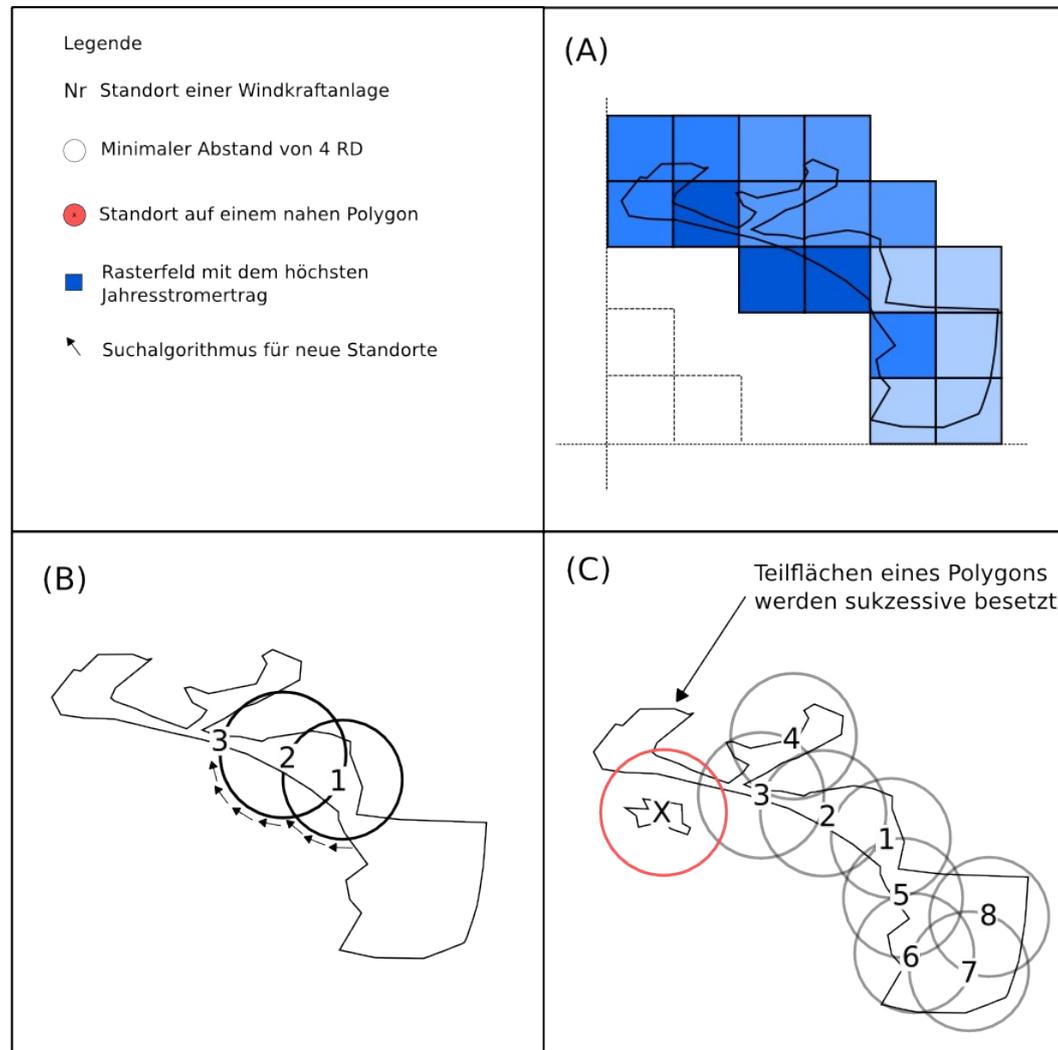
Backup-Slides

Kartierung der Weißfläche



Flächen	Mindestabstand	Quelle
Siedlungsflächen & Einzelhäuser	600 m	OSM, DLM250
Industrie - und Gewerbeflächen	250 m	OSM, DLM250
Pflegeeinrichtungen	900 m	OSM
Bundesautobahnen	100 m	OSM, DLM250
Bundesstraen	80 m	OSM, DLM250
Landesstraen	80 m	OSM, DLM250
Kreisstraen	80 m	OSM, DLM250
Gemeindestraßen (unvollständig)	80 m	DLM250
Bahnverkehr	250 m	OSM, DLM250
Flughäfen	5000 m	DLM250
Flugplätze	1760 m	DLM250
Freileitungen	120 m	OSM, DLM250
Nationalparke	200 m	BfN
Landschaftsschutzgebiete	200 m	BfN
Vogelschutzgebiete	200 m	BfN
FFH - Gebiete	200 m	BfN
Ramsargebiete	0 m	BfN
Biosphärenreservate	0 m	BfN
Wald	0 m	OSM, DLM250
Stehende Gewässer	5 m	OSM, DLM250
Fliessgewässer	5 m	OSM, DLM250
Meer	5 m	DLM250

Technisches Potenzial



Leistungs- und Ertragspotenzial

Region	Leistungs- und Ertragspotenzial	
	GW	TWh
Norden	323,30	894,14
Mitte	148,54	320,60
Süden	146,04	208,02
Deutschland	617,91	1.422,76

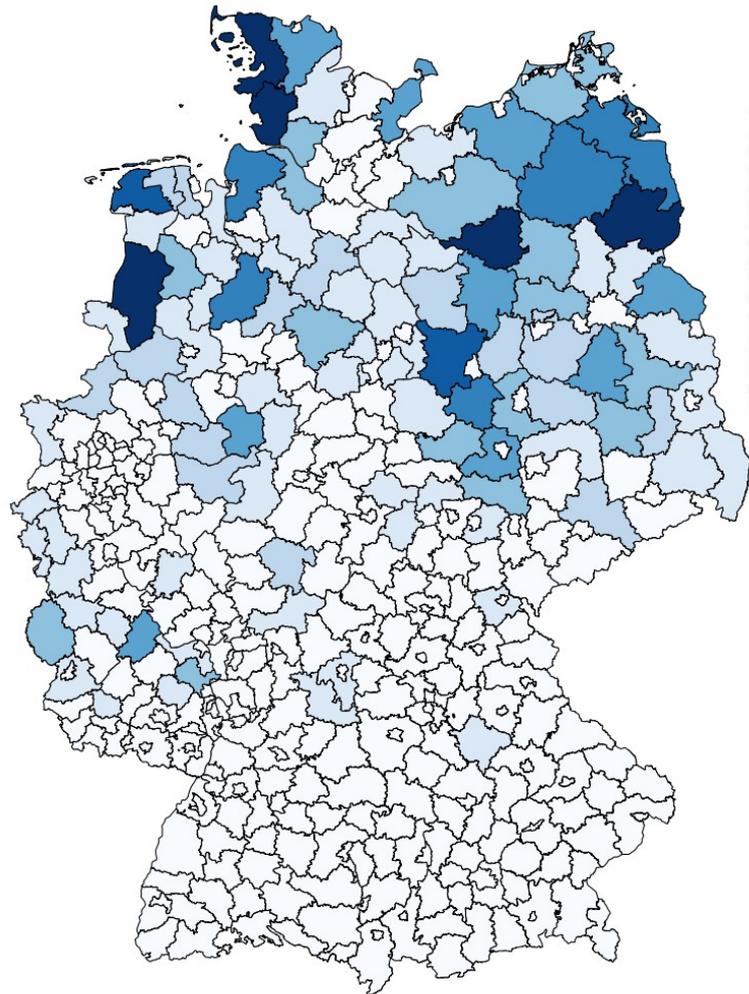
Norden: BE, BB, HB, HH, MV, NI, ST, SH – Mitte: HE, NW, RP, SN, TH – Süden: BW, BY, SL

Eingesetzte Windkraftanlagen

Parameter/Modell	Vestas V112	Vestas V126
Windklasse	IEC IB	IEC IIIA
Nennleistung	3.3 MW	3.3 MW
Nabenhöhe	84 m	137 m
Rotordurchmesser	112 m	126 m
Noise - Modus	98,1 db(A)	98,3 db(A)

Installierte Leistung und Belastung 2014

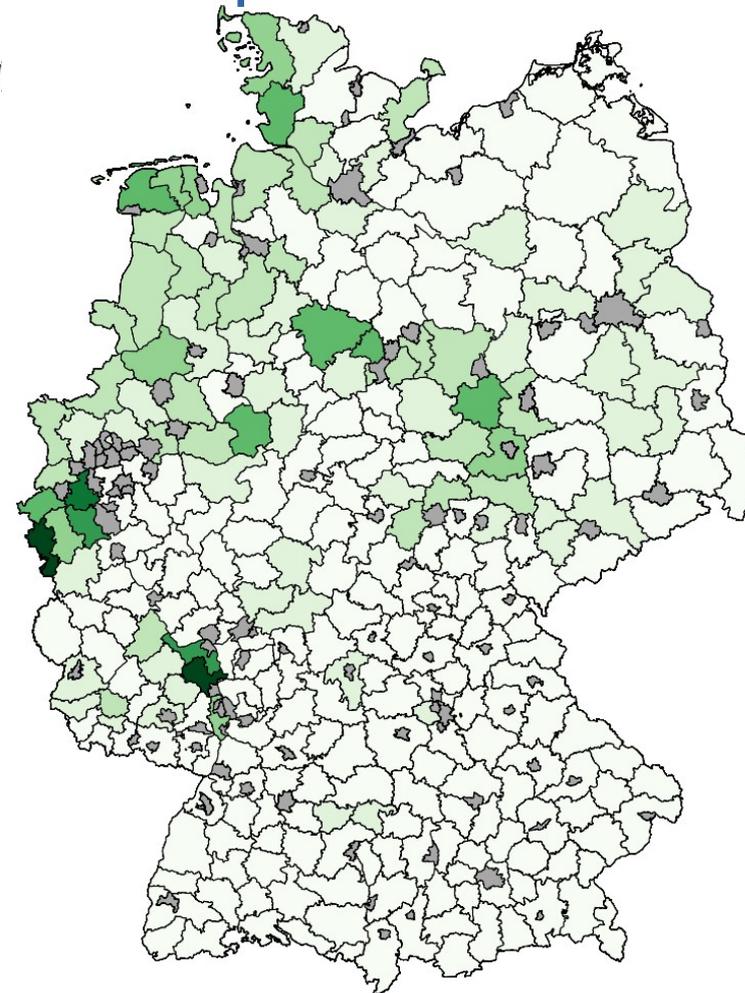
Basisszenario Akzeptanz



Installierte Leistung
Wind - Onshore in [MW]
Jahr: 2014

- 0 <= 100
- 100 <= 200
- 200 <= 300
- 300 <= 400
- 400 <= 500
- 500 <= 600
- 600 <= 700
- 700 <= 1.306

0 50 100 150 200 250 km



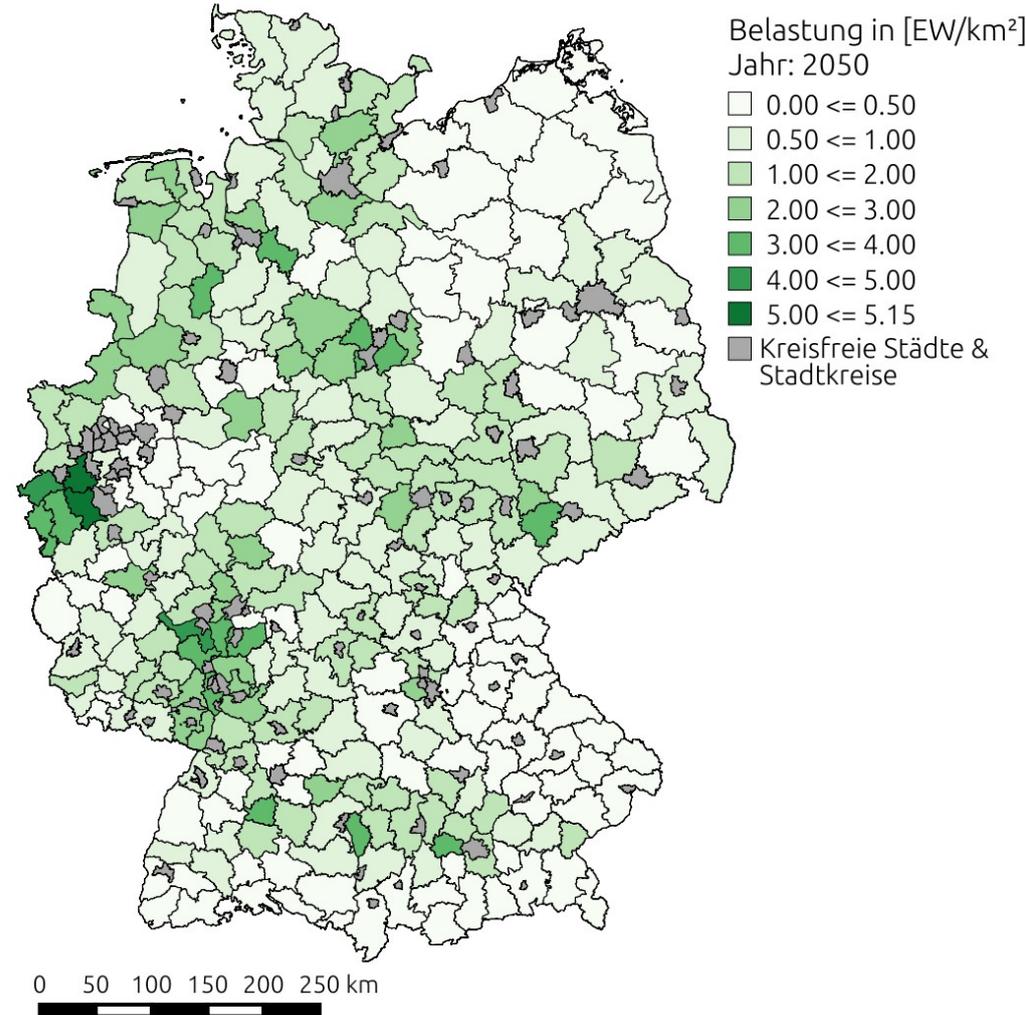
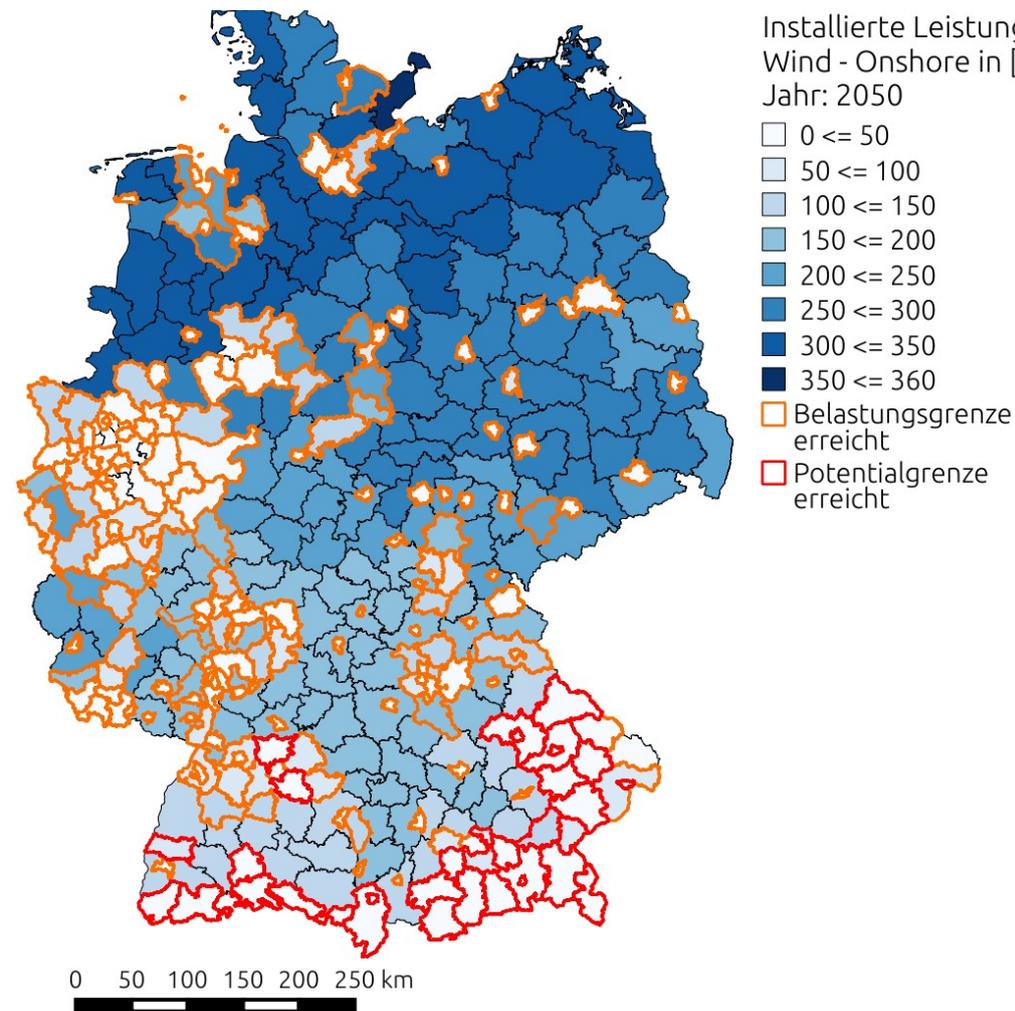
Belastung in [EW/km²]
Jahr: 2014

- 0.00 <= 0.50
- 0.50 <= 1.00
- 1.00 <= 2.00
- 2.00 <= 3.00
- 3.00 <= 4.00
- 4.00 <= 5.00
- 5.00 <= 6.00
- 6.00 <= 7.71
- Kreisfreie Städte & Stadtkreise

0 50 100 150 200 250 km

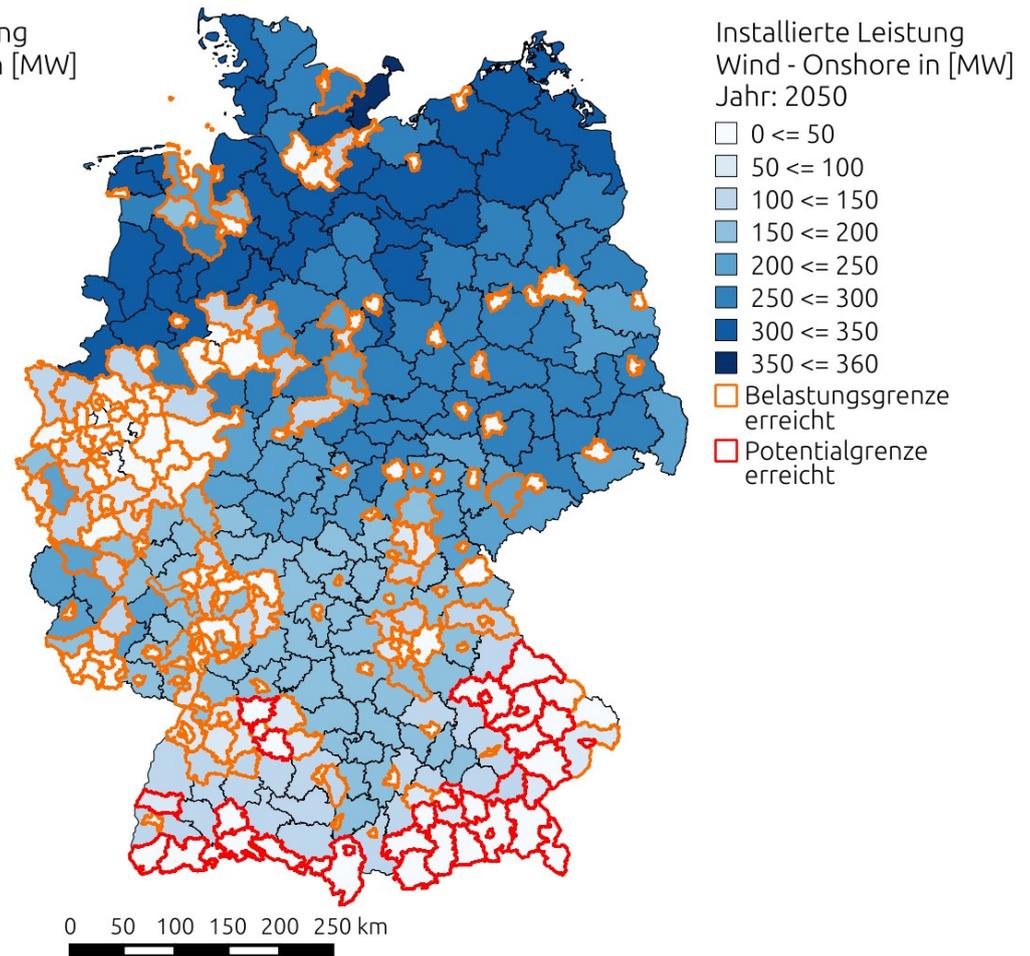
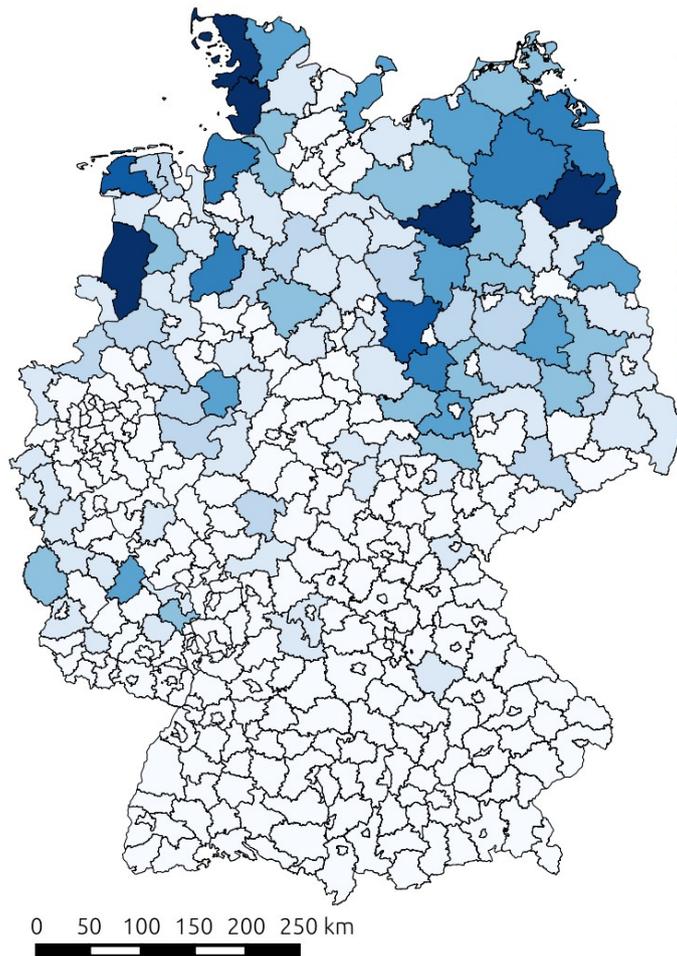
Installierte Leistung und Belastung 2050

Basisszenario Akzeptanz



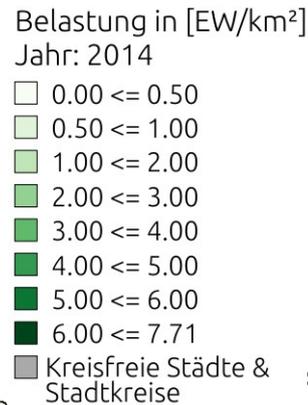
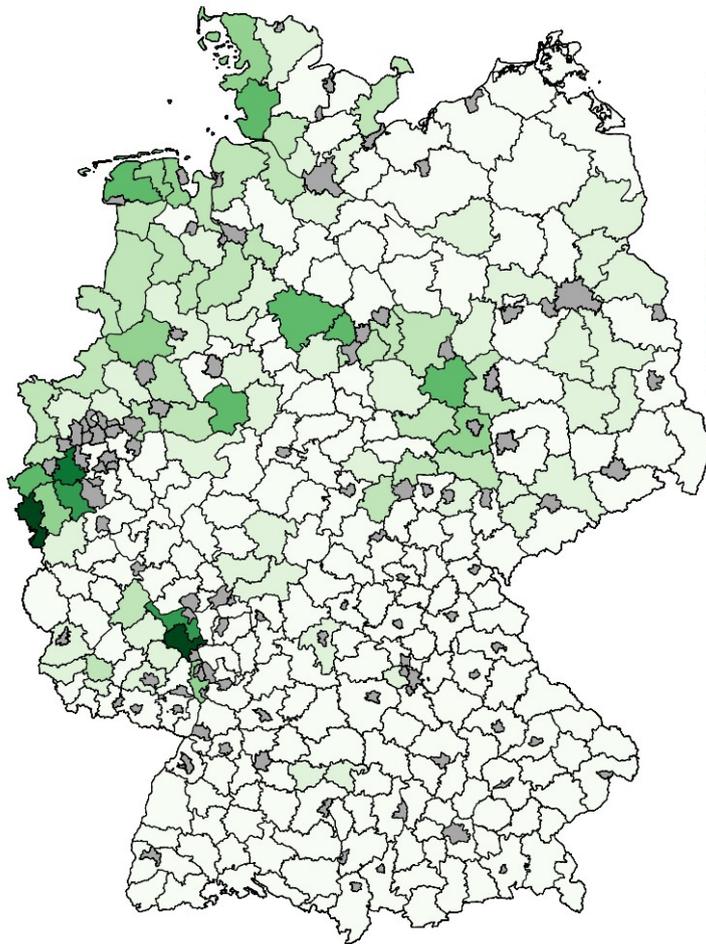
Installierte Leistung (2014 – 2050)

Basisszenario Akzeptanz

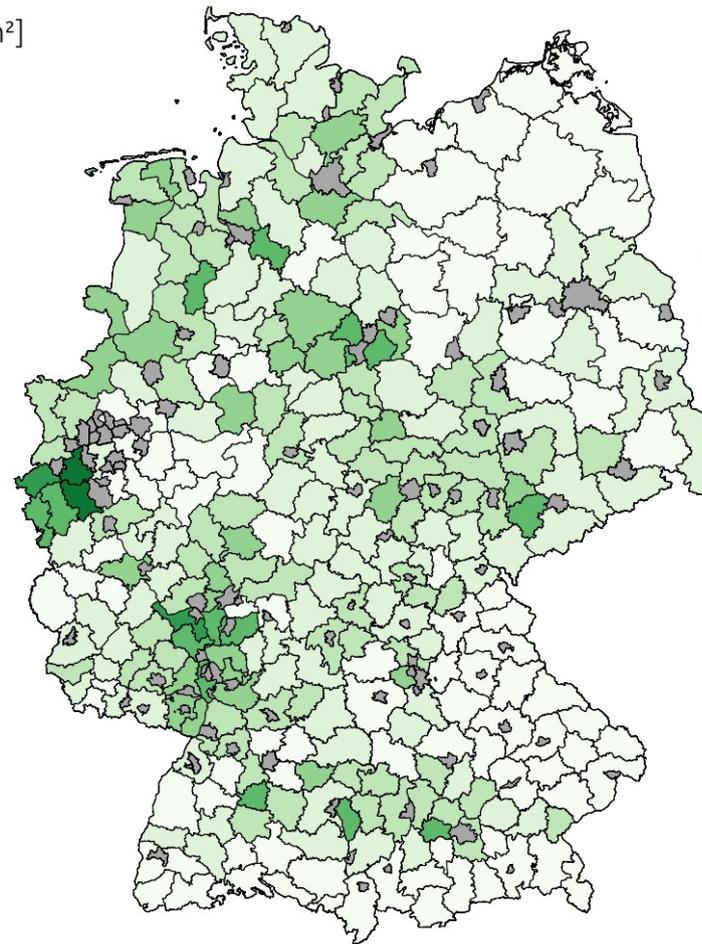


Belastung (2014 – 2050)

Basisszenario Akzeptanz



0 50 100 150 200 250 km



0 50 100 150 200 250 km

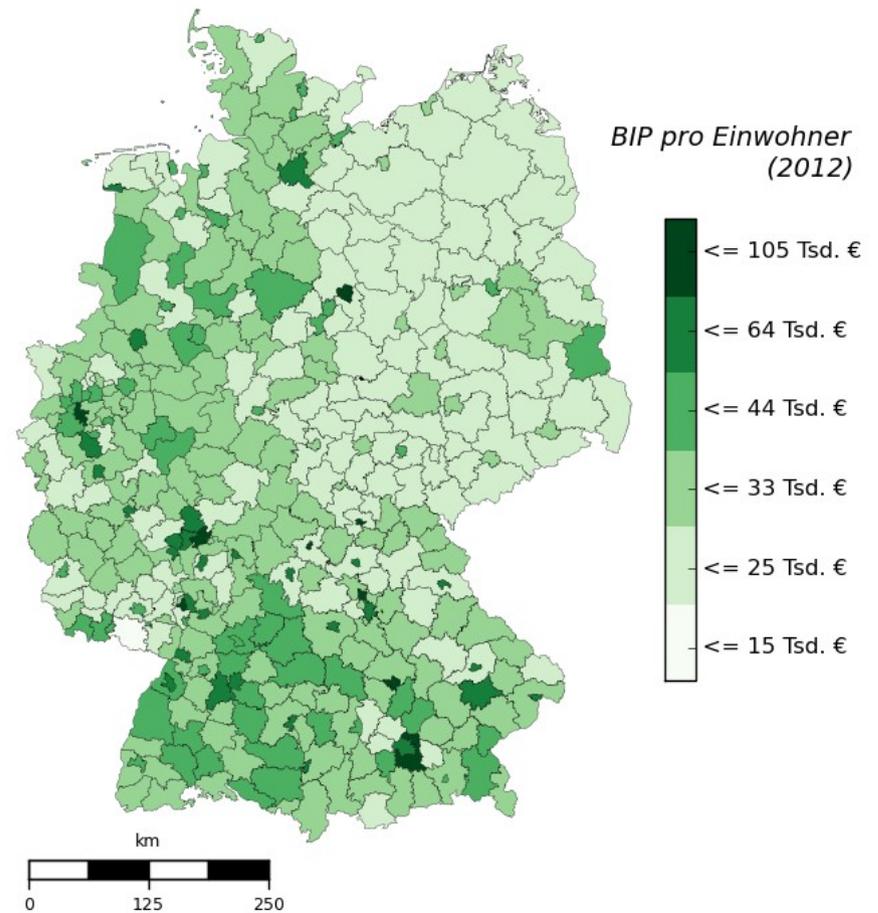
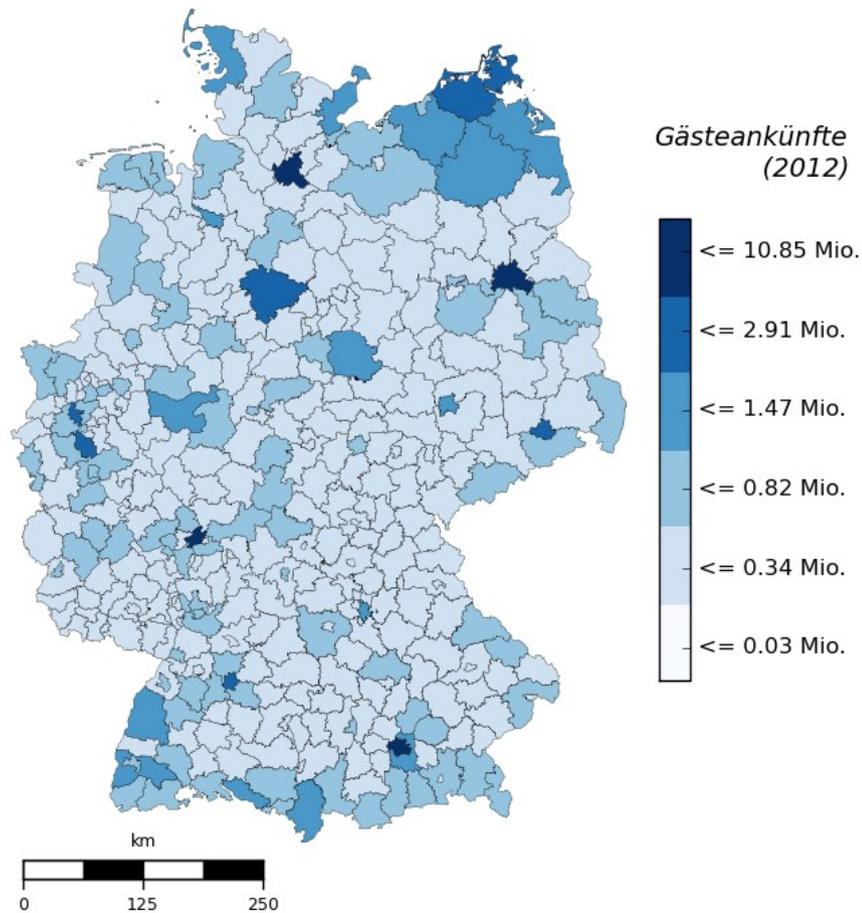
Szenarienvergleich

Leistung und Belastung

Region	Installierte Leistung in GW		Belastungsgrad in EW/km ²	
	Ökonomisch	Basis Akzeptanz	Ökonomisch	Basis Akzeptanz
Norden	21,0	22,1	1,09	1,15
Mitte	18,2	17,0	1,75	1,35
Süden	11,7	11,7	0,79	0,72
Deutschland	50,8	50,8	1,21	1,06

Norden: BE, BB, HB, HH, MV, NI, ST, SH – Mitte: HE, NW, RP, SN, TH – Süden: BW, BY, SL

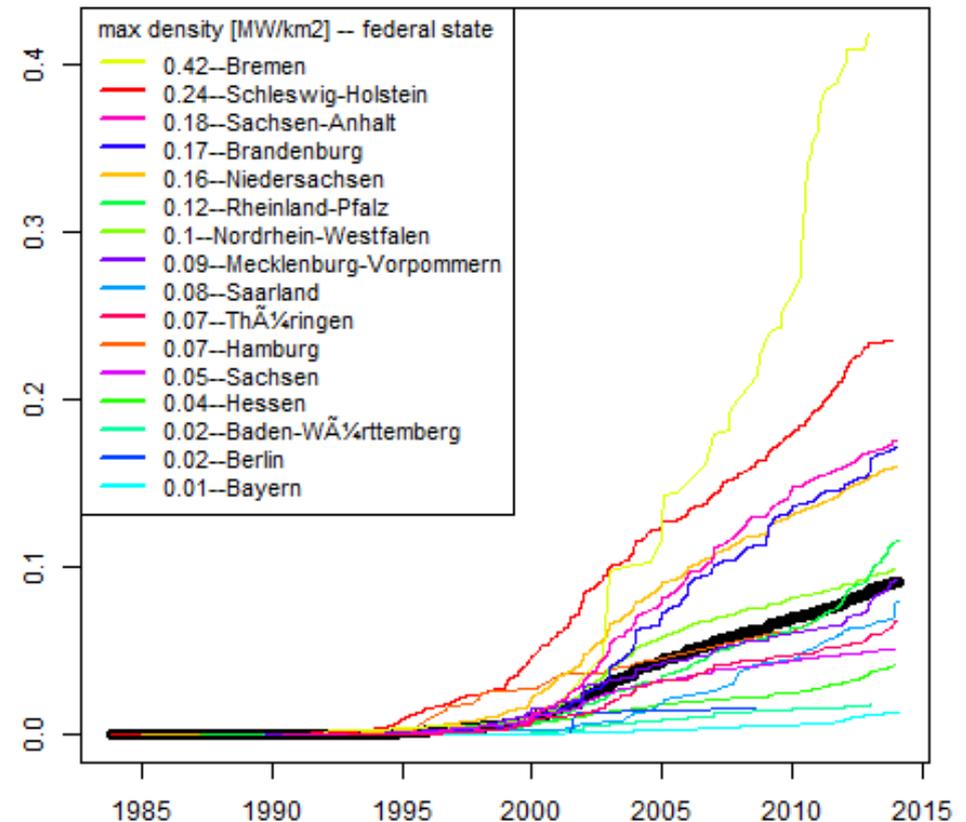
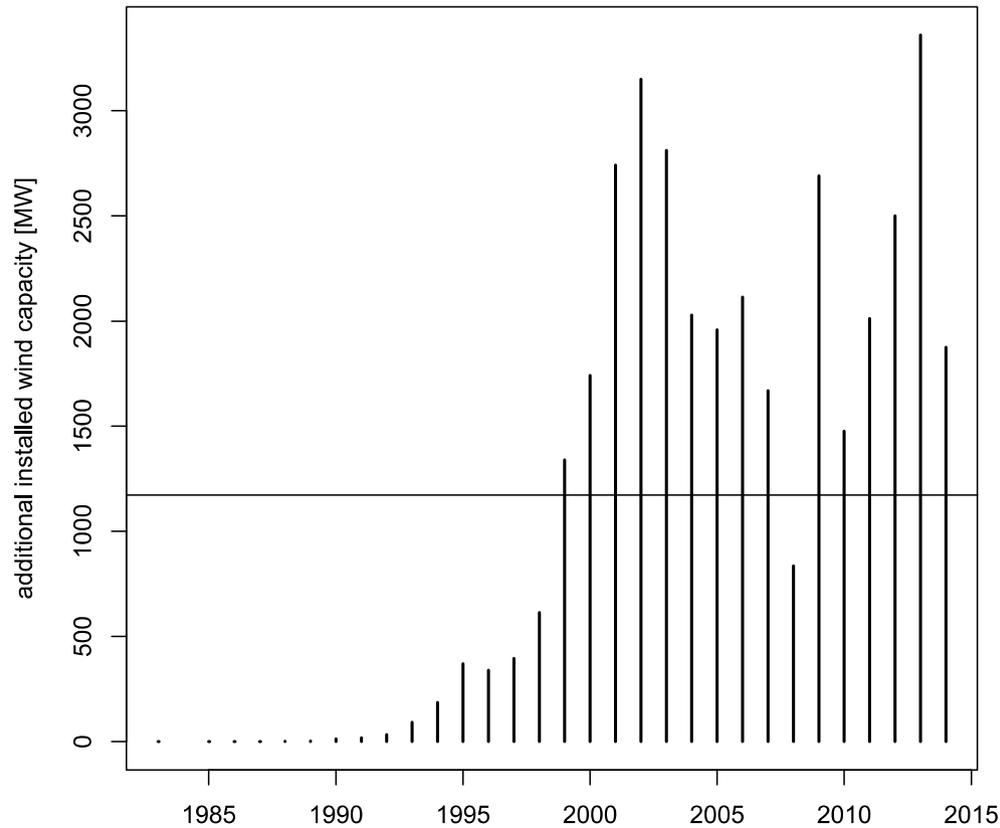
Verknüpfung statistischer Daten der Regionaldatenbank mit der Kreistabelle des BKG



Datenanalysen:

Bsp: Zeitliche Entwicklung der Windenergie in Deutschland

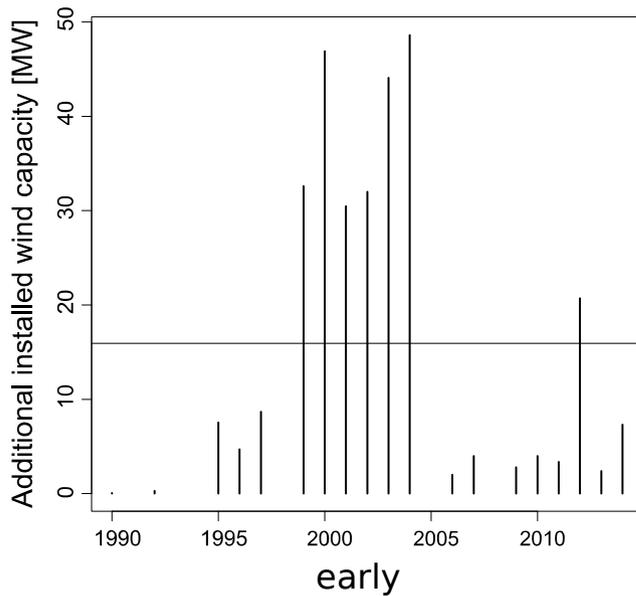
Development of wind energy installations



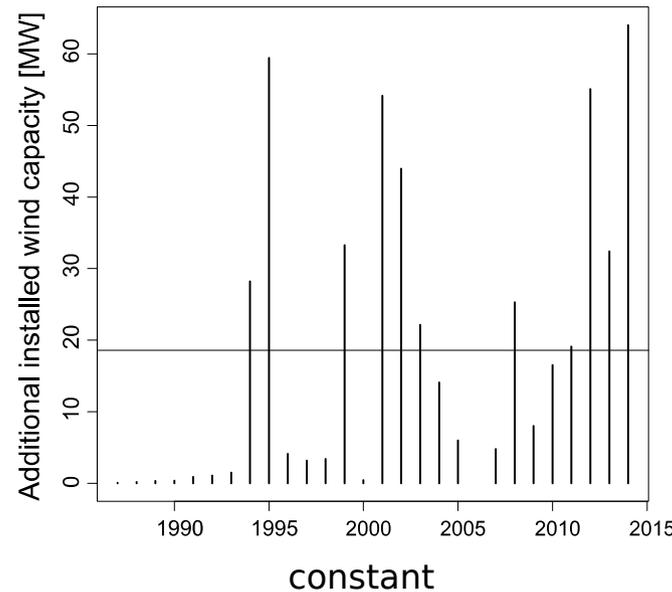
Datenanalysen:

Bsp: Zeitliche Entwicklung der Windenergie auf Kreisebene

Stade



Schleswig-Flensburg



Alzey-Worms

