

---

# Vorstellung eines neuen modellspezifischen Fehlermaßes zur Bewertung von Windleistungsprognosemodellen

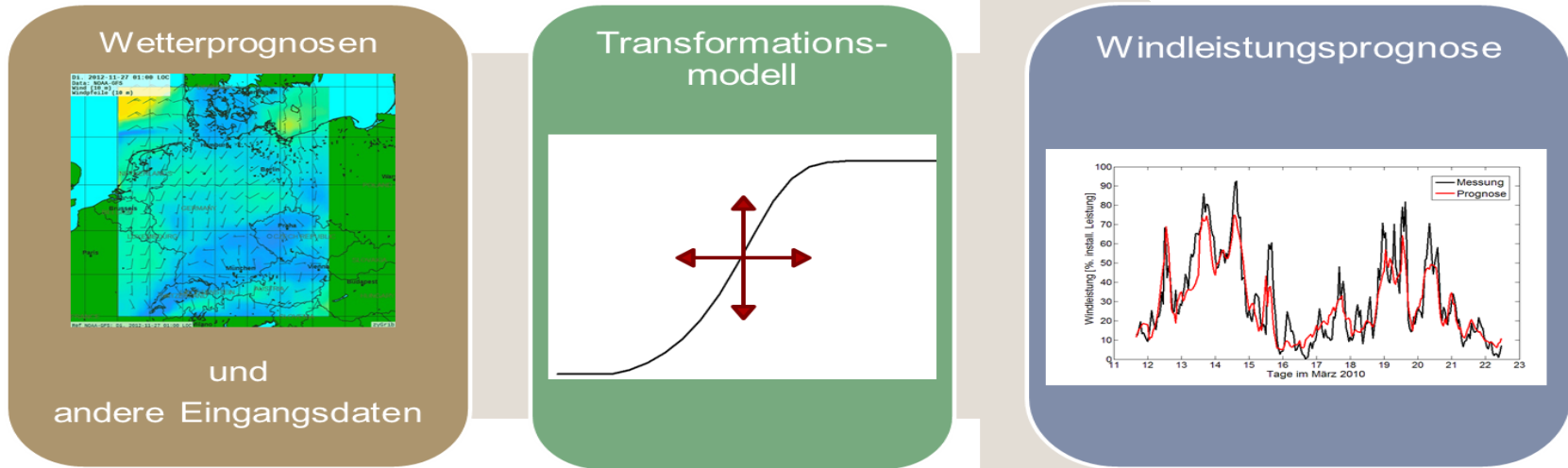
---

4. Fachtagung Energiemeteorologie  
20.-22. April 2016 in Bremerhaven

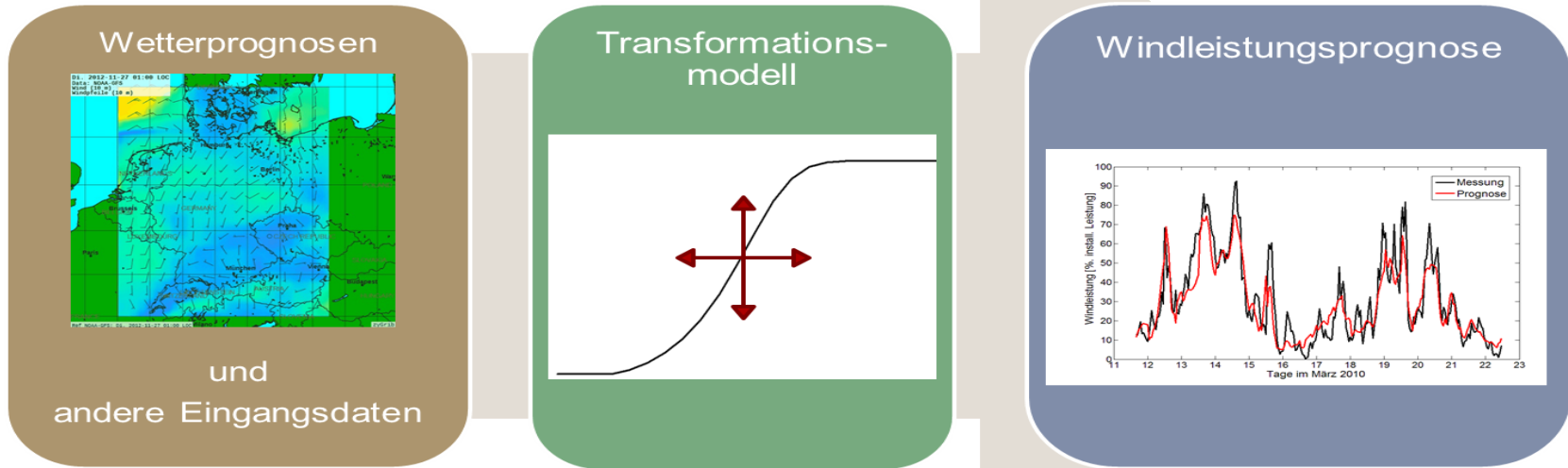
Jan Dobschinski, Malte Siefert, Yves-Marie Saint-Drenan



# Grundlegende Datenbasis

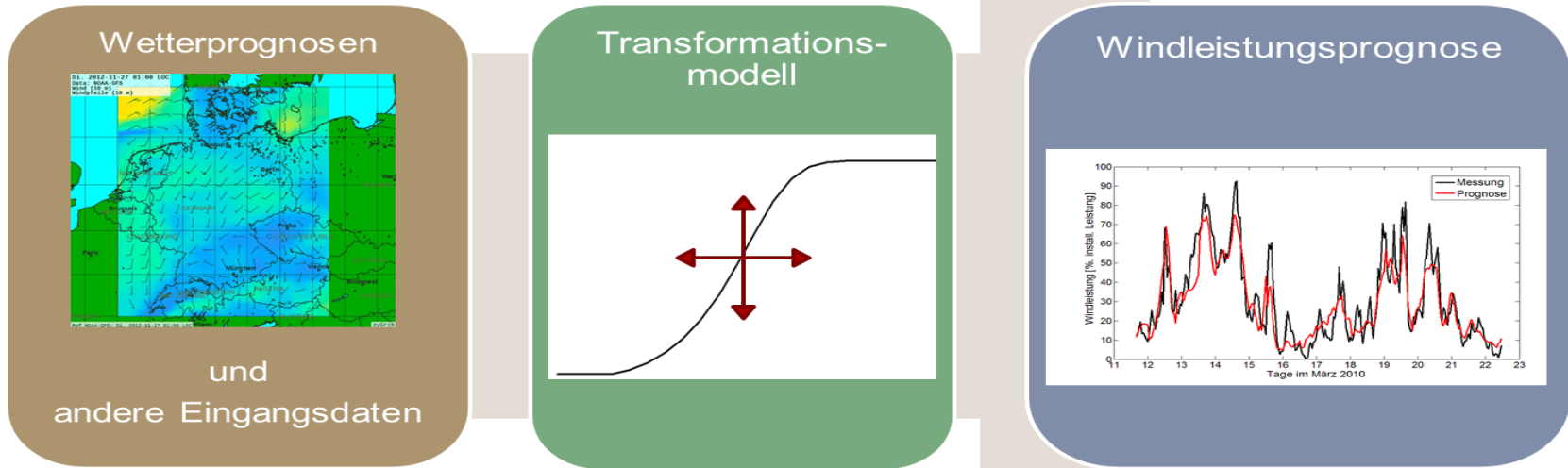


# Grundlegende Datenbasis



17 verschiedene Windprognosen unterschiedlicher Wettermodelle mit Prognosehorizonten 6-30 h

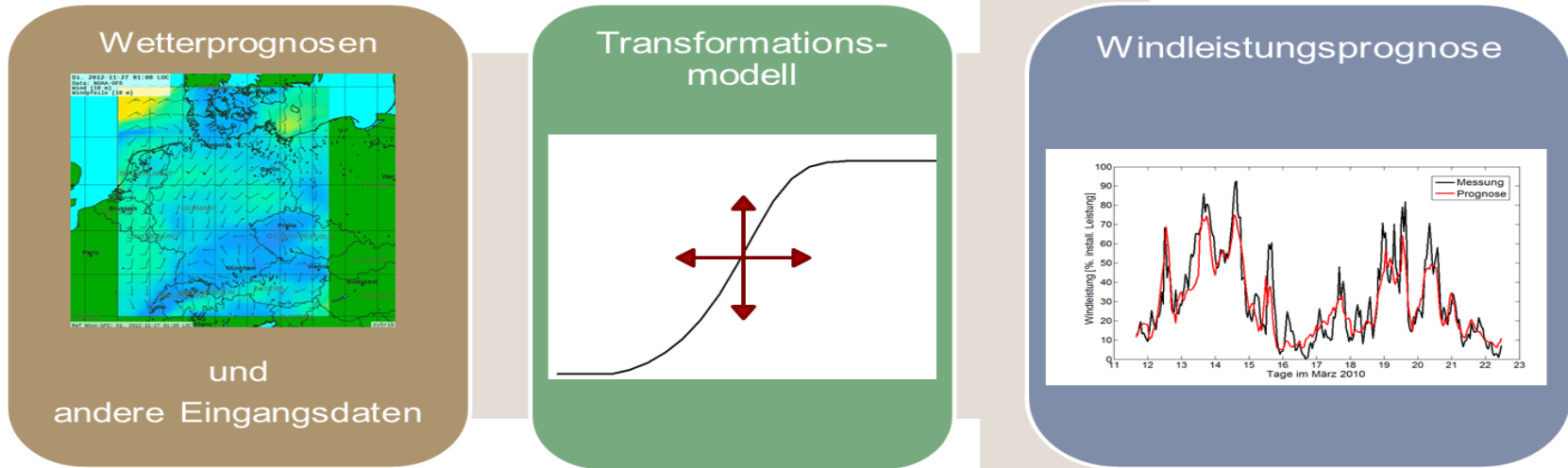
# Grundlegende Datenbasis



17 verschiedene Windprognosen unterschiedlicher Wettermodelle mit Prognosehorizonten 6-30 h

Identische Verfahren zur Transformation in Windleistung

# Grundlegende Datenbasis

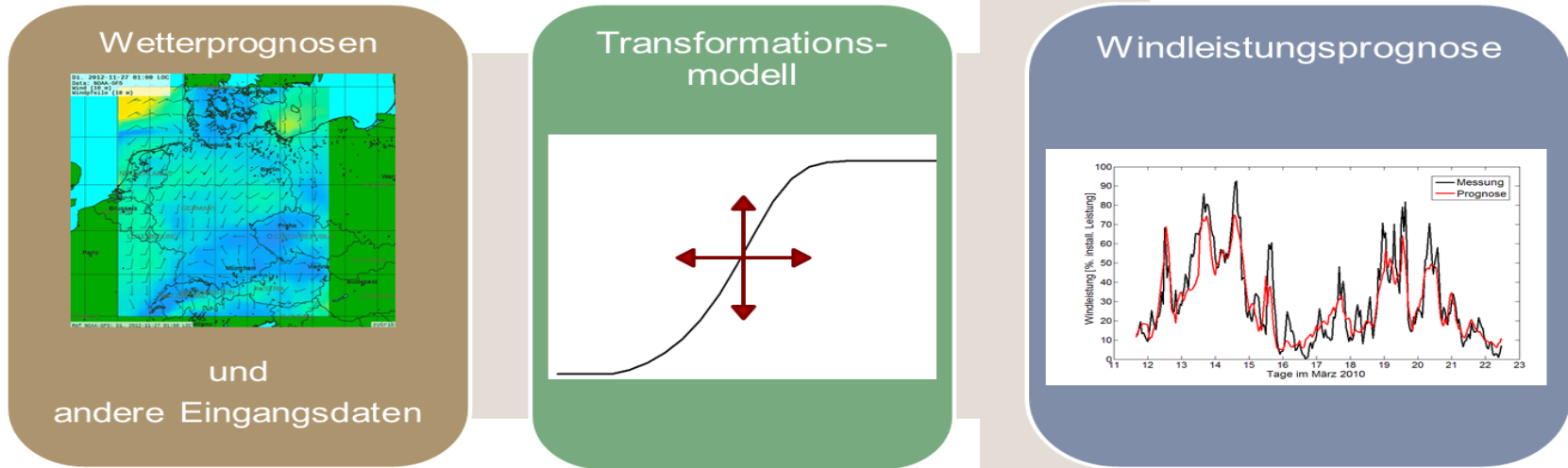


17 verschiedene Windprognosen unterschiedlicher Wettermodelle mit Prognosehorizonten 6-30 h

Identische Verfahren Zur Transformation in Windleistung

***17 verschiedene Prognosemodelle***

# Grundlegende Datenbasis



17 verschiedene Windprognosen unterschiedlicher Wettermodelle mit Prognosehorizonten 6-30 h

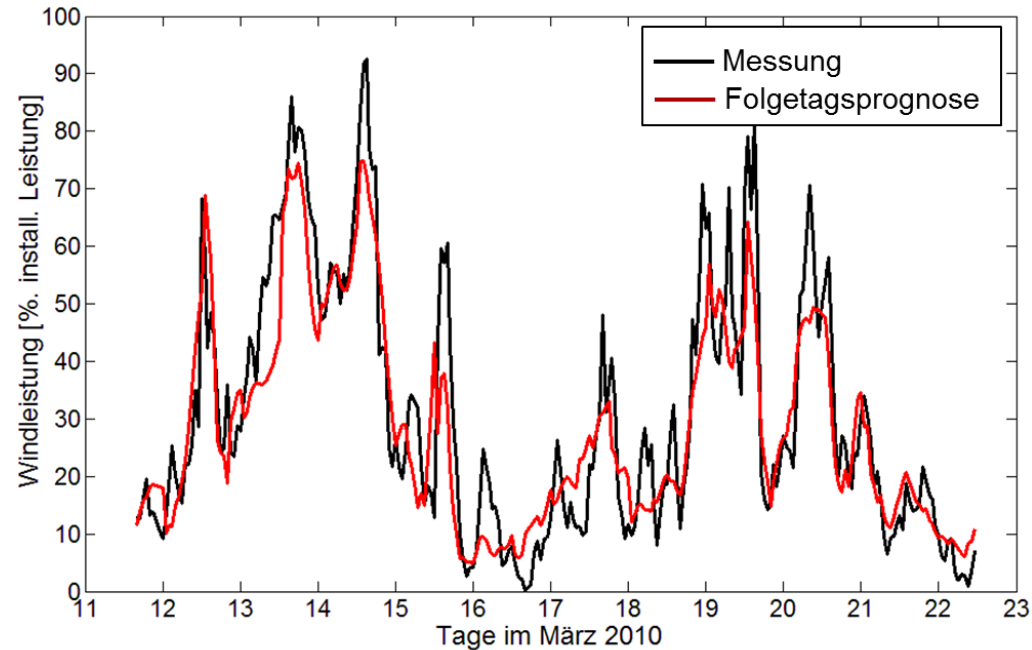
Identische Verfahren Zur Transformation in Windleistung

**17 x 250 Windpark- und Portfolioprognozen\***

[\*Portfolio besteht aus 2 bis 50 Windparks zufällig verteilt über Deutschland]

***17 verschiedene Prognosemodelle***

# Prognoseauswertung „standardmäßig“ in Form des RMSE

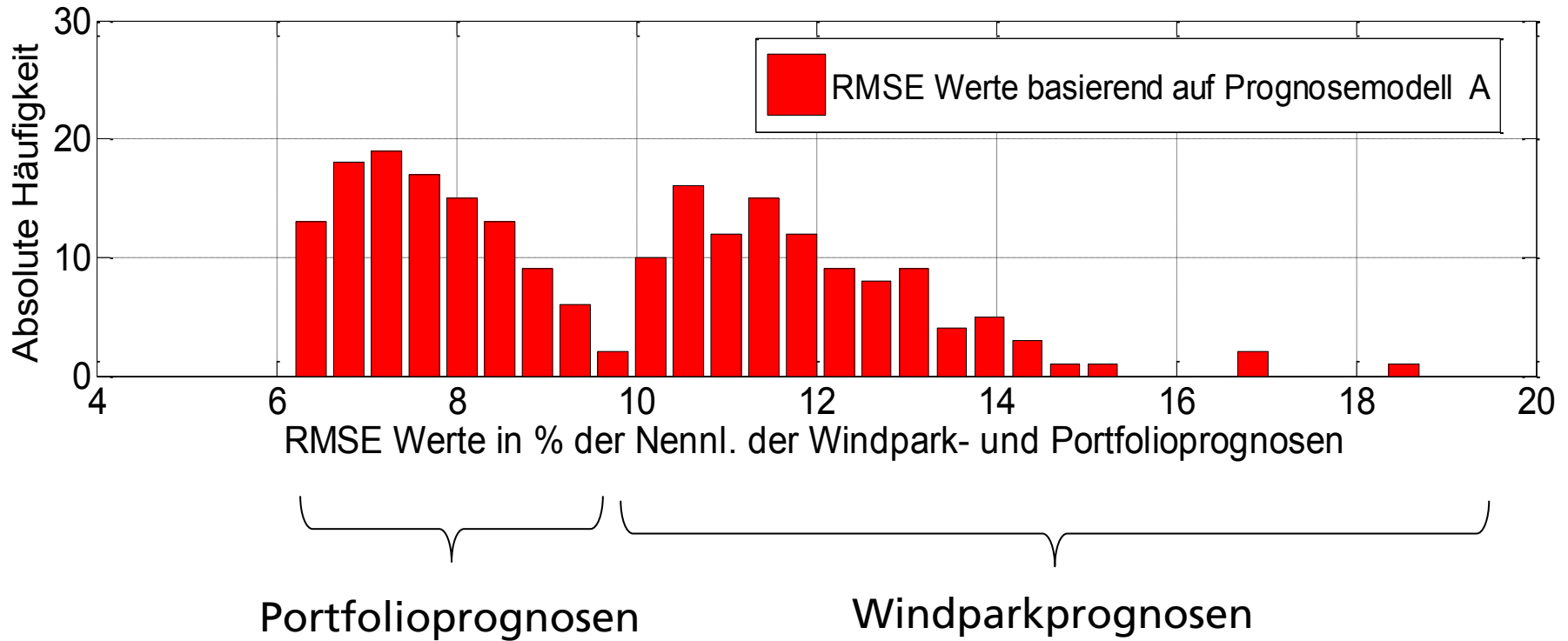


Angabe der Prognosegüte meist in Form des

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Messung(t_i) - Prognose(t_i))^2}{N}}$$

in % der installierten Nennleistung

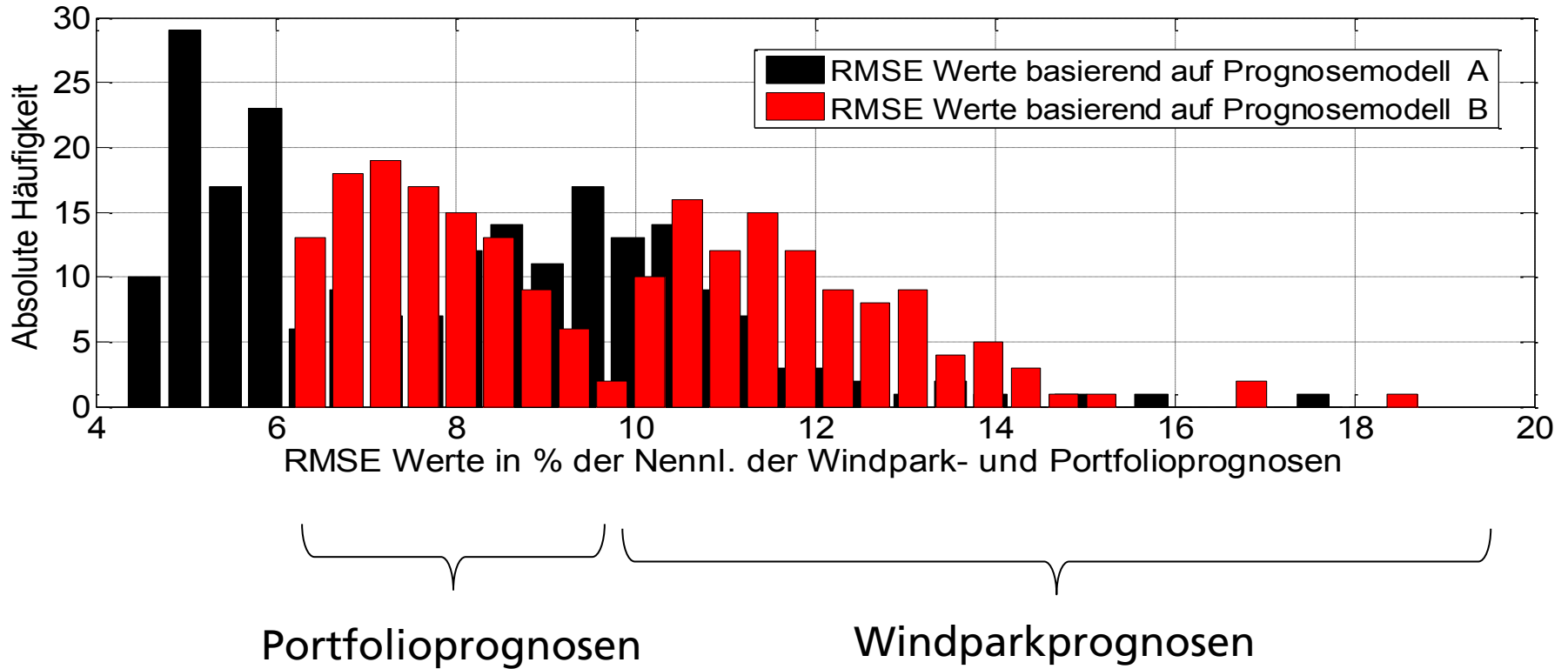
# RMSE Häufigkeitsverteilung für Prognosemodell A



Bimodale Verteilung und großer Wertebereich durch Abhängigkeit des RMSE vom Aggregationslevel und Standorteigenschaften



# RMSE Häufigkeitsverteilung für Prognosemodell A und B



**Problem:** Überlappung der RMSE-Verteilungen erlaubt keinen fairen Vergleich der Güte der beiden Prognosemodelle A und B auf Basis einer kleinen Stichprobe von Windpark-/Portfolioprognozen.

# Zielsetzung für diese Studie

- 1. Herleitung eines neuen modellspezifischen Fehlermaßes, welches unabhängig von den natürlichen Eigenschaften des zu prognostizierenden Windparks oder Portfolios ist, wie**
  - Räumliche Aggregation von Windturbinen und Windparks
  - Terrain und Orographie
  - Unterschiedliche Glättungen von Windparkkennlinien
  - Windpotential und -charakteristik
- 2. Test des neuen modellspezifischen Fehlermaßes durch Stichprobenexperiment**

# Grundgedanke

## 1. Herleitung eines neuen modellspezifischen Fehlermaßes, welches unabhängig von den natürlichen Eigenschaften des zu prognostizierenden Windparks oder Portfolios ist, wie

- Räumliche Aggregation von Windturbinen und Windparks
- Terrain und Orographie
- Unterschiedliche Glättungen von Windparkkennlinien
- Windpotential und -charakteristik



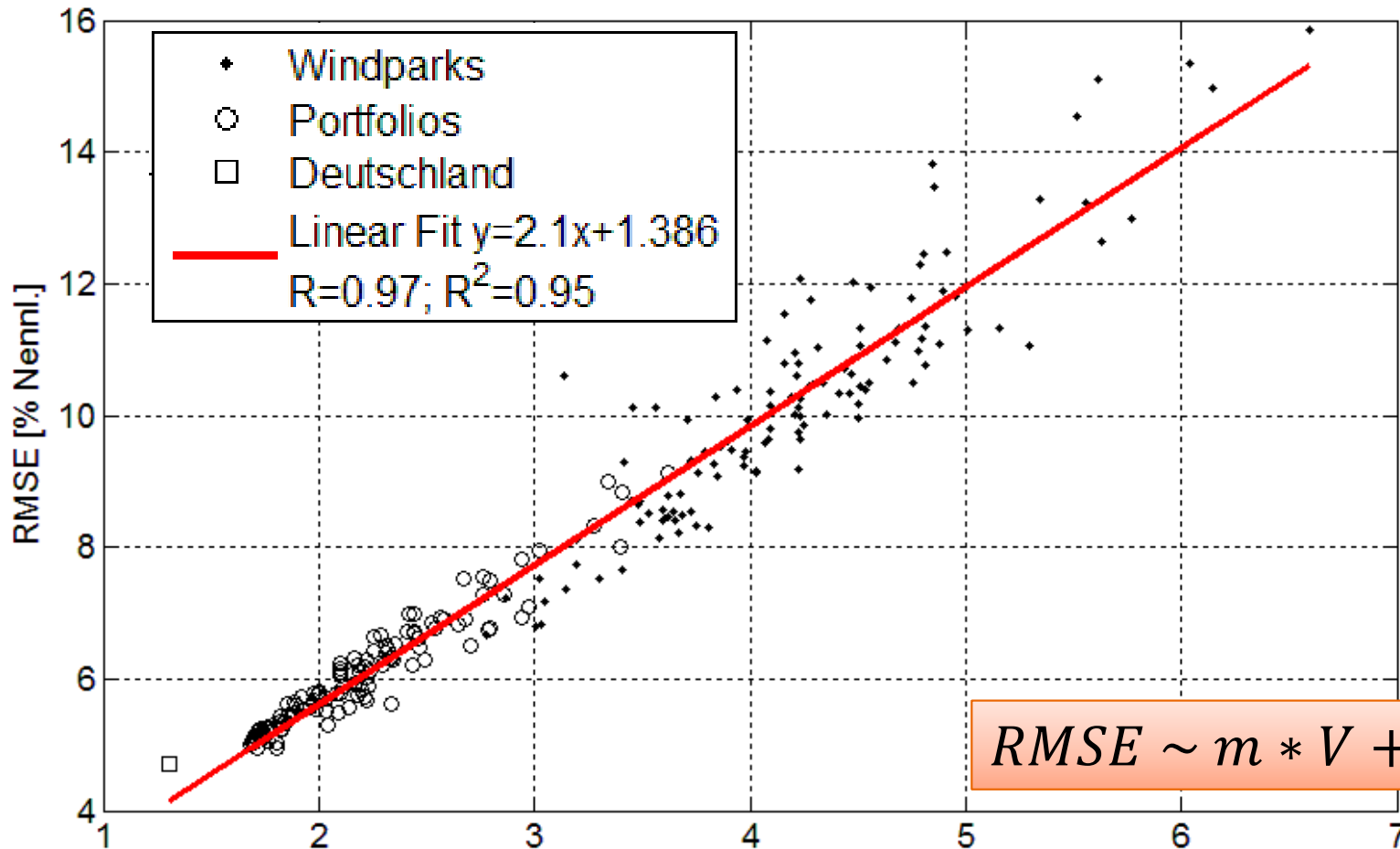
Natürliche Eigenschaften können durch die Variabilität der Einspeisung zusammengefasst und quantifiziert werden [1].

**Definition *Variabilität*  $V$  :**

$$V = \overline{|P(t) - P(t - 1h)|} \quad \forall t \in \text{Auswertezeitraum}$$

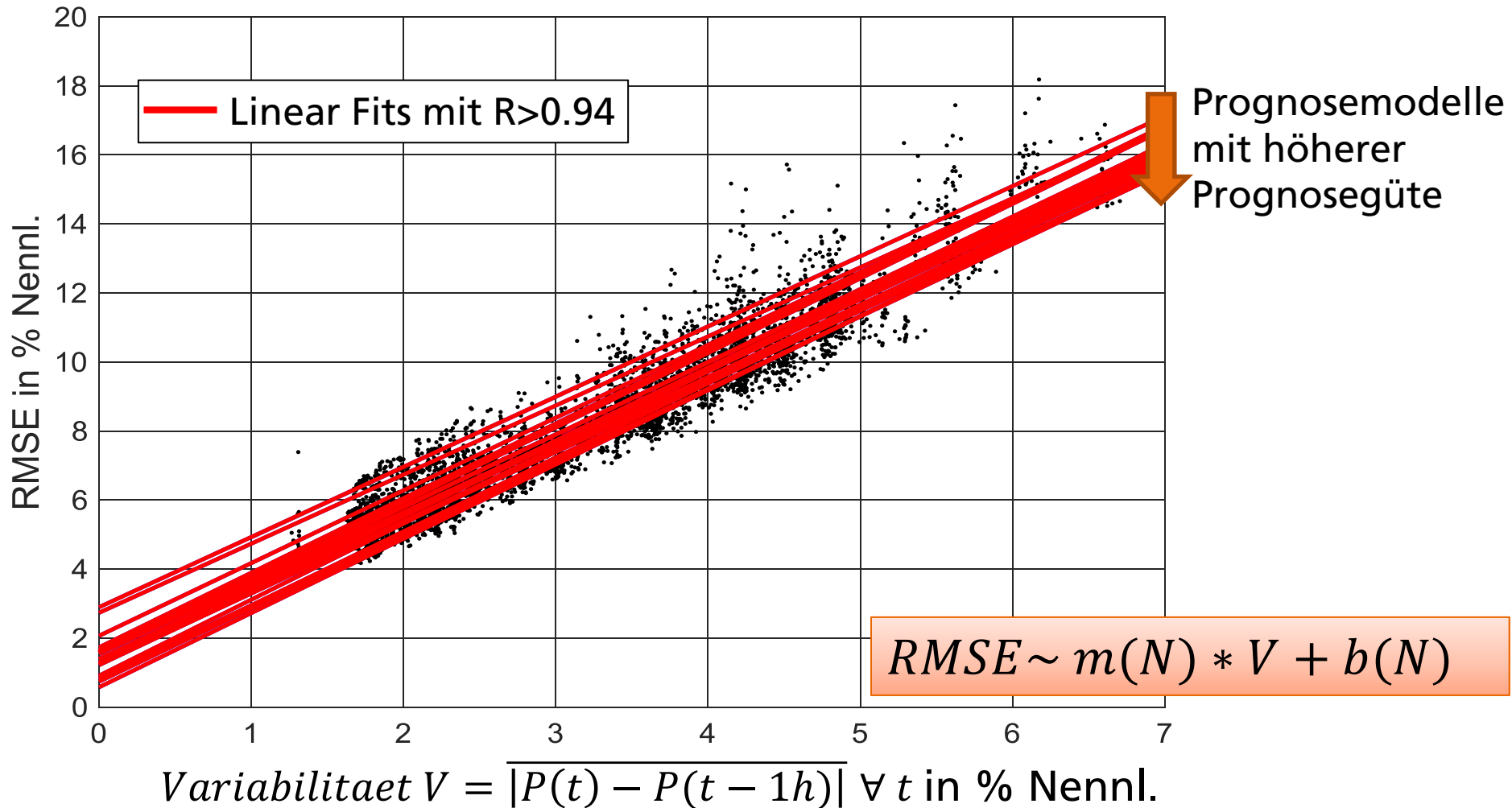
= Mittlere absolute Höhe der zeitlichen Änderungen der **gemessenen** Windstromeinspeisung im Auswertezeitraum.

# RMSE vs. Variabilität der Einspeisung für ein Prognosemodell A

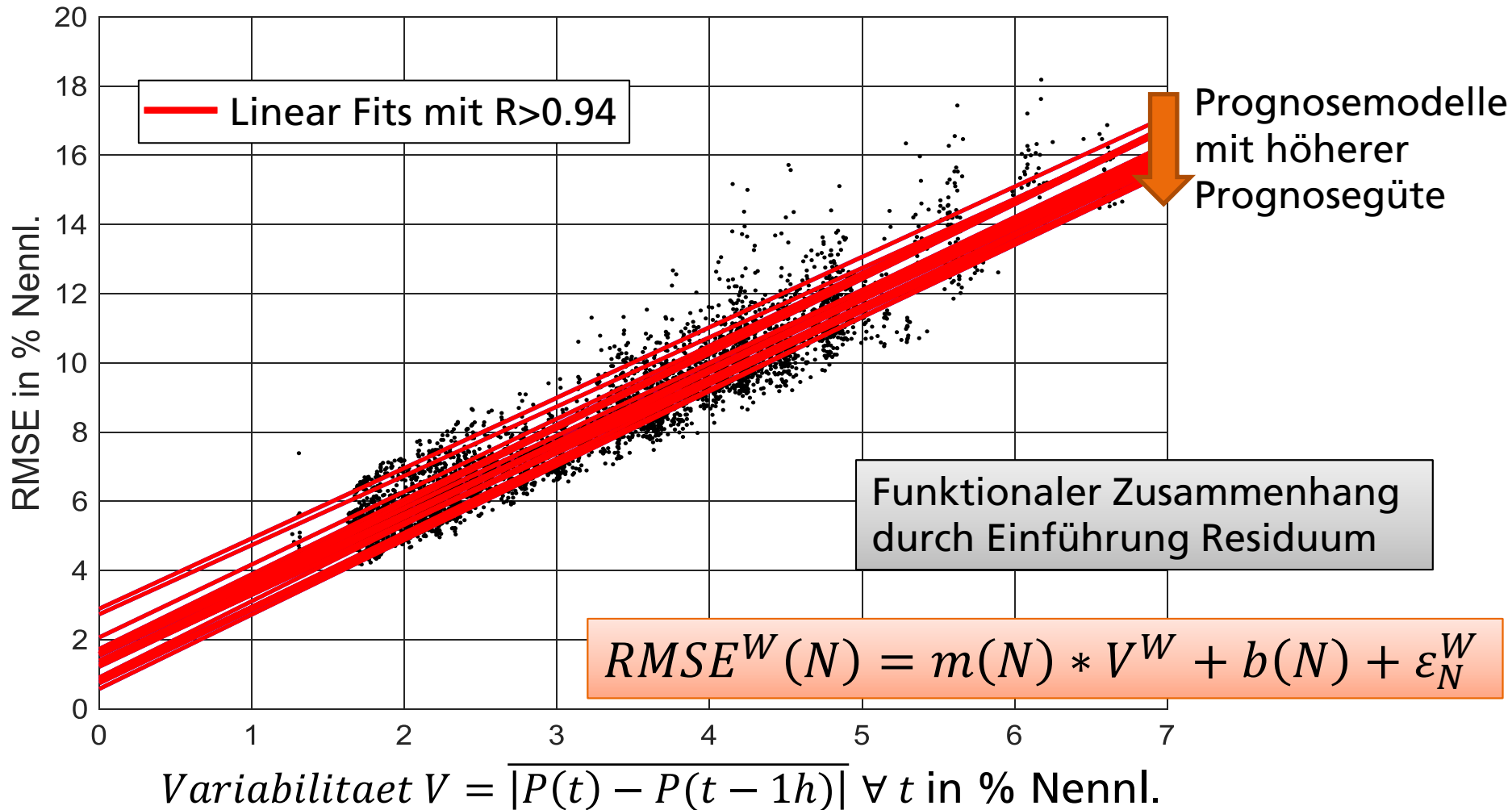


Variabilität  $V = \overline{|P(t) - P(t - 1h)|} \forall t$  in % Nennl.

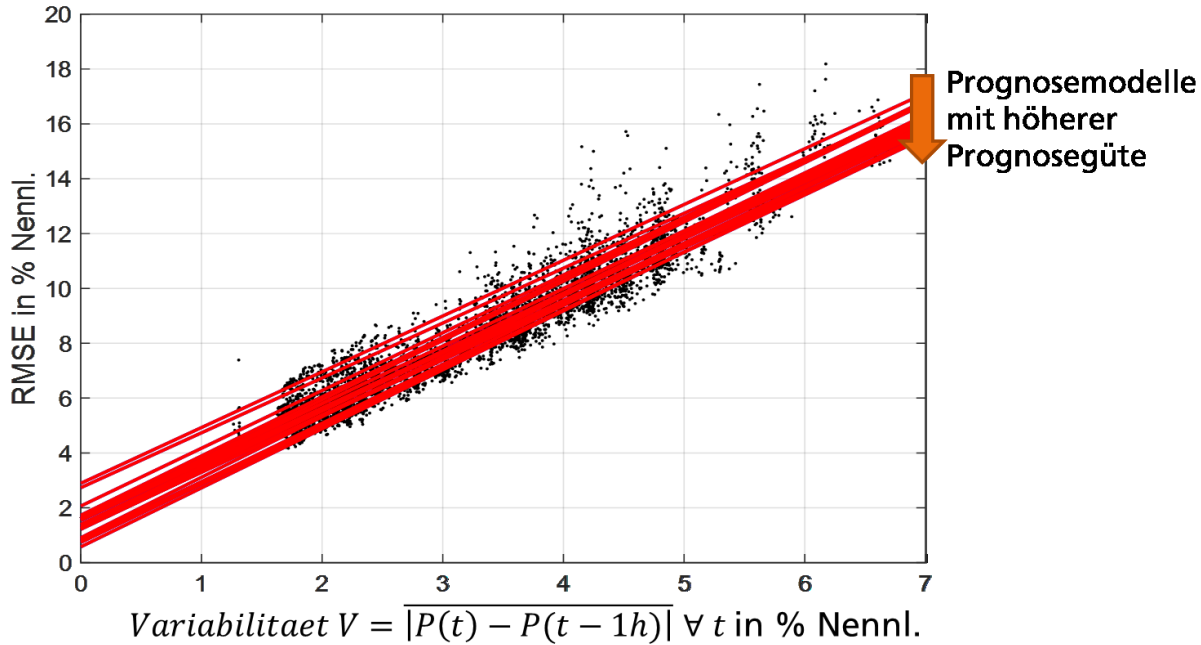
# RMSE vs. Variabilität für alle N=17 Prognosemodelle



# RMSE vs. Variabilität für alle N=17 Prognosemodelle

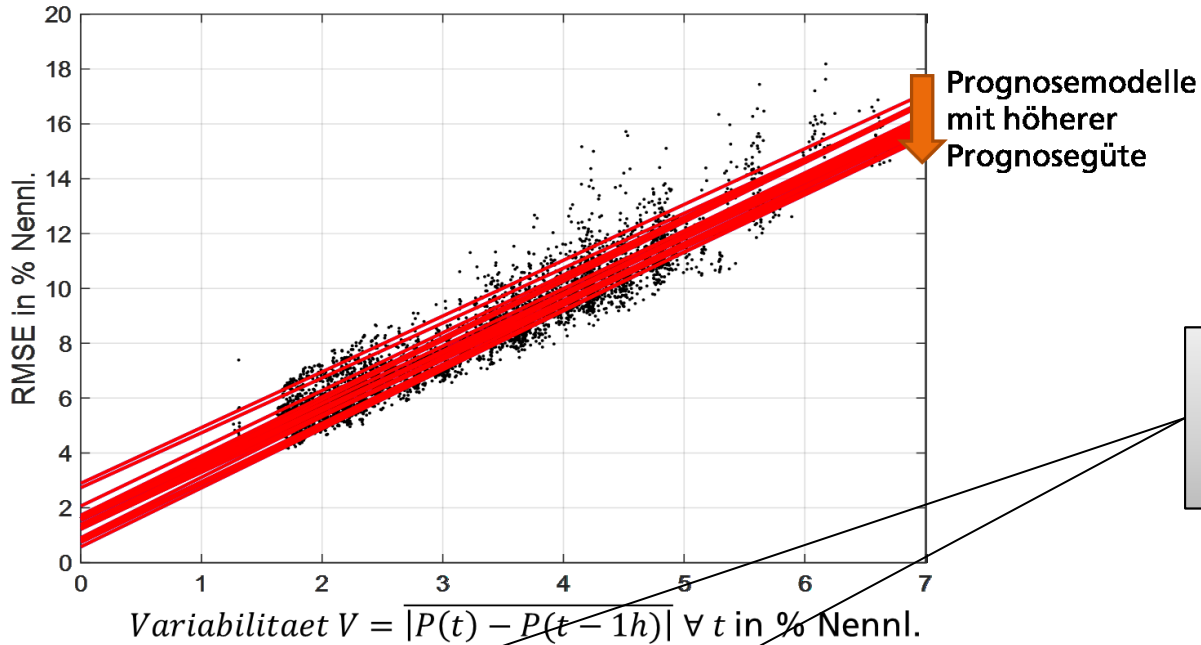


# Funktionaler Zusammenhang



$$RMSE^W(N) = m(N) * V^W + b(N) + \varepsilon_N^W$$

# Funktionaler Zusammenhang

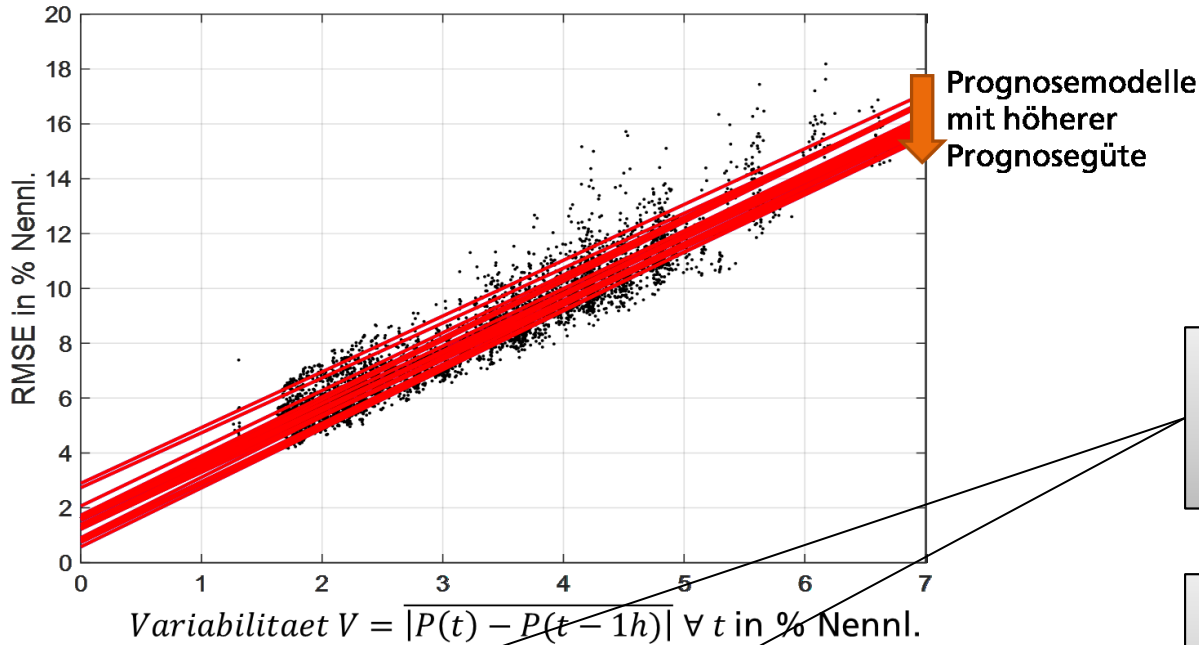


Steigung  $m$  und Interzept  $b$  sind **beide** durch Prognosemodell  $N$  bedingt.

$$RMSE^W(N) = m(N) * V^W + b(N) + \varepsilon_N^W$$



# Funktionaler Zusammenhang



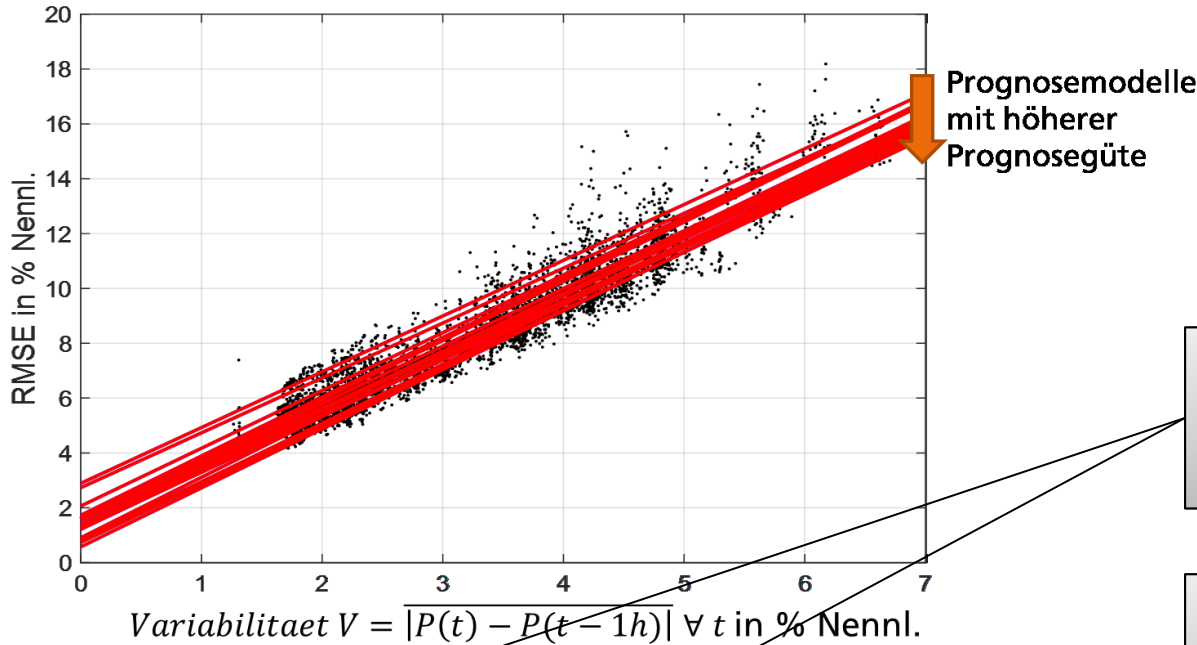
Steigung  $m$  und Interzept  $b$  sind **beide** durch Prognosemodell  $N$  bedingt.

**Annahme:**

$$m(N) = \text{const.} = M \quad \forall N$$
$$b(N) \rightarrow \beta(N)$$

$$RMSE^W(N) = m(N) * V^W + b(N) + \varepsilon_N^W$$

# Funktionaler Zusammenhang



Steigung  $m$  und Interzept  $b$  sind **beide** durch Prognosemodell  $N$  bedingt.

**Annahme:**

$$m(N) = const. = M \quad \forall N$$

$$b(N) \rightarrow \beta(N)$$

$$RMSE^W(N) = m(N) * V^W + b(N) + \varepsilon_N^W$$

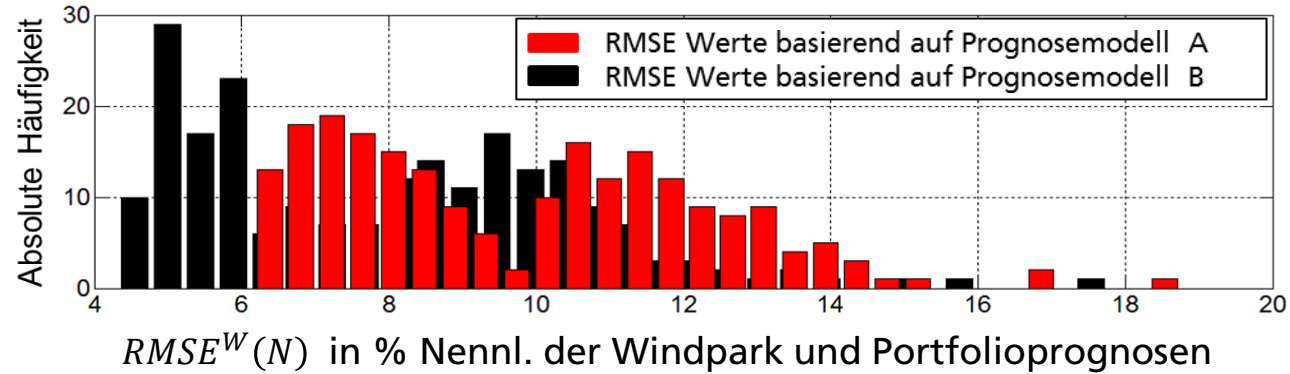
$$RMSE^W(N) = M * V^W + \beta(N) + \varepsilon_N^W$$

„Natürlicher“  
Fehleranteil

Modellspezifischer  
Fehleranteil

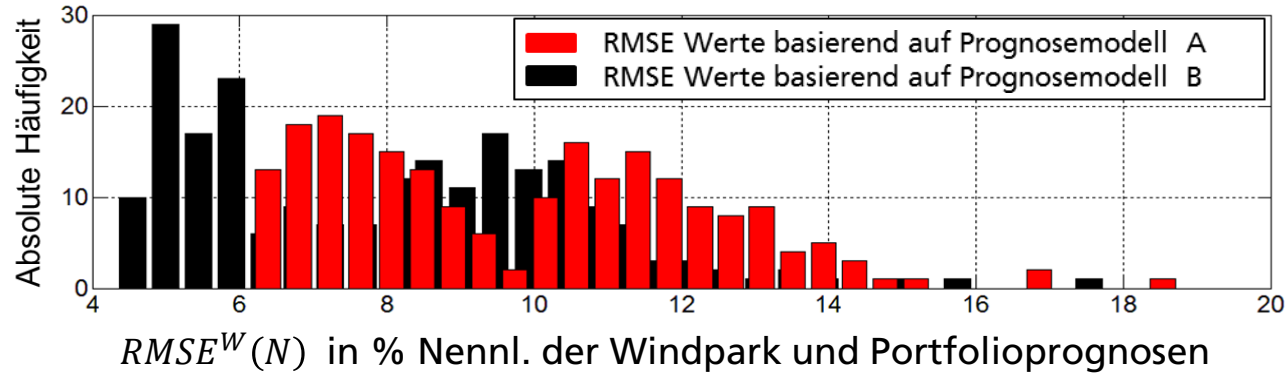
Nicht erklärter  
Fehleranteil

# Standardisierung auf modellspezifische Prognosegüte



$$RMSE^W(N) = \underbrace{M * V^W}_{\text{„Natürlicher“ Fehleranteil}} + \underbrace{\beta(N)}_{\text{Modellspezifischer Fehleranteil}} + \underbrace{\varepsilon_N^W}_{\text{Nicht erklärter Fehleranteil}}$$

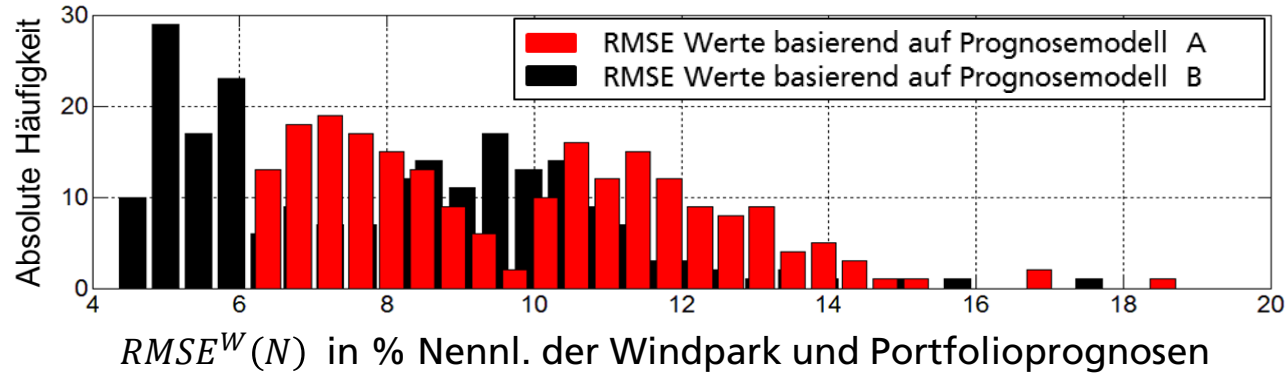
# Standardisierung auf modellspezifische Prognosegüte



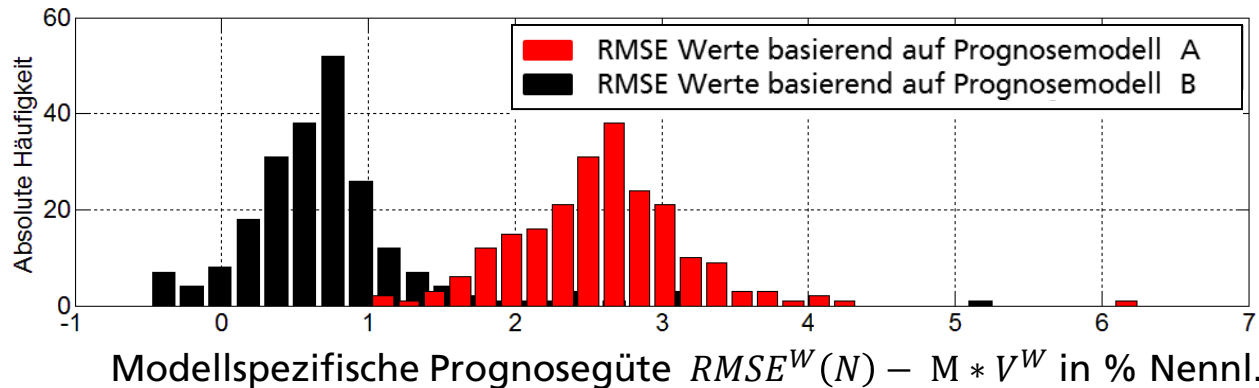
$$RMSE^W(N) = M * V^W + \underbrace{\beta(N)}_{\text{Modellspezifischer Fehleranteil}} + \underbrace{\varepsilon_N^W}_{\text{Nicht erklärter Fehleranteil}}$$

Reduktion um  
„natürlichen“  
Fehleranteil  
 $M * V^W$

# Standardisierung auf modellspezifische Prognosegüte



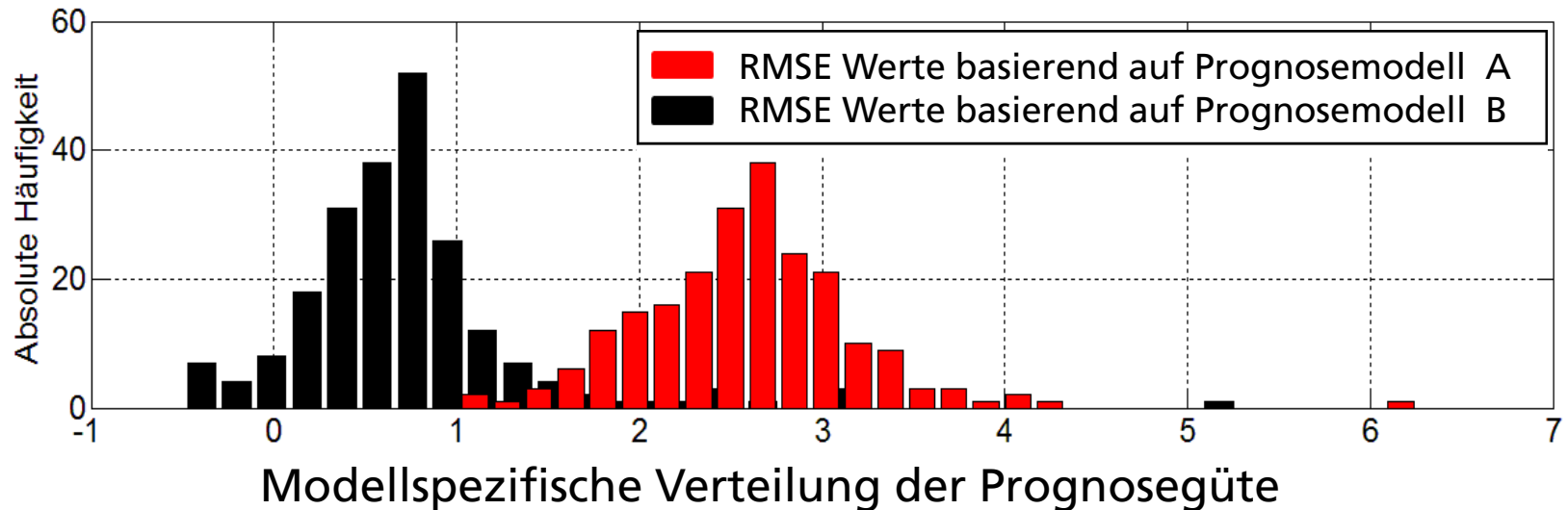
$$RMSE^W(N) = M * V^W + \beta(N) + \varepsilon_N^W$$



Reduktion um  
 „natürlichen“  
 Fehleranteil  
 $M_{6-30h} * V^W$

$$RMSE^W(N) - M * V^W = \beta(N) + \varepsilon_N^W$$

# Standardisierung auf modellspezifische Prognosegüte



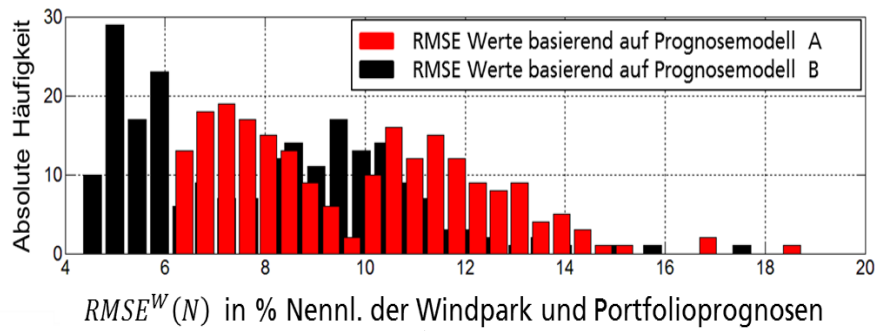
$$RMSE^W(N) - M * V^W = \beta(N) + \varepsilon_N^W$$

→ Modellspezifischer Fehler

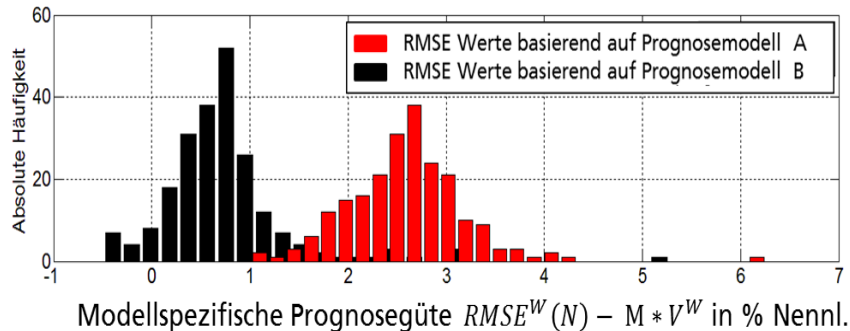
$$\beta(N) \approx \overline{\beta(N) + \varepsilon_N^W} = \overline{RMSE^W(N) - M * V^W}$$

*Mittelwert über alle Windparks und Portfolios W*

# „Stichproben“-Experiment: Referenzwerte



Verteilungen für  $N = 17$  Prognosemodelle  
Hier am Beispiel von 2 Modellen A und B



A) Modellspezifischer mittlerer *RMSE*

$$RMSE_{all}(N) = \overline{RMSE^W(N)}$$

B) Modellspezifischer Fehler  $\beta$

$$\beta_{all}(N) = \overline{RMSE^W(N) - M * V^W}$$

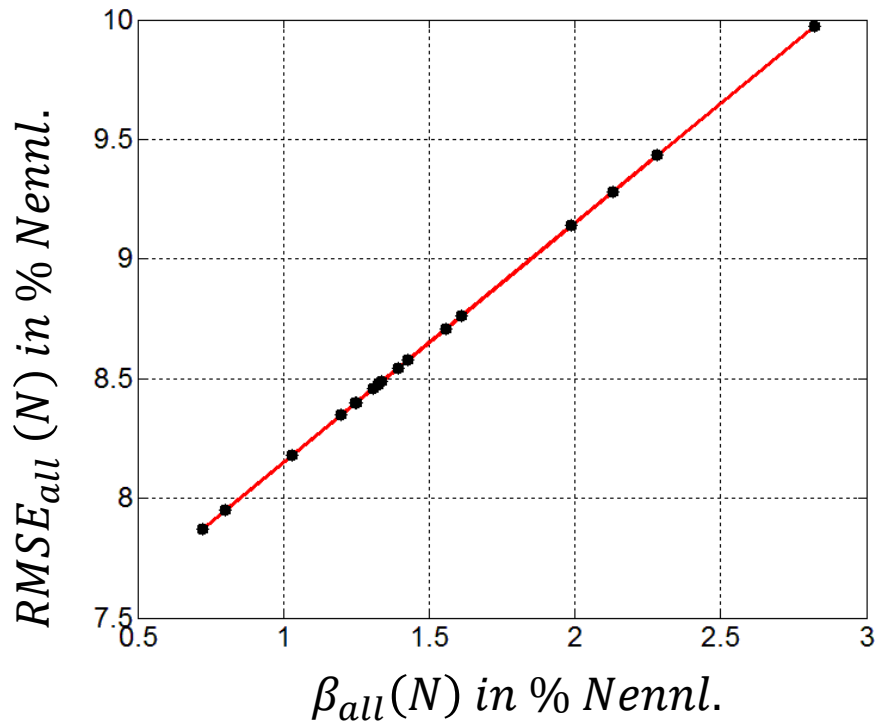
mit  $M = 2.1$

$$V^W = \overline{|P^W(t) - P^W(t - 1h)|}$$

# „Stichproben“-Experiment: Referenzwerte

Referenzwerte = Prognosemodellspezifische Mittelwerte  $RMSE_{all}(N)$  und  $\beta_{all}(N)$  über alle Windparks und Portfolios

- Ranking der Prognosegüte der  $N = 17$  NWP-basierten Prognosemodellen
- Gleicher Informationsgehalt, wenn Auswertung über alle 250 Windparks und Portfolios



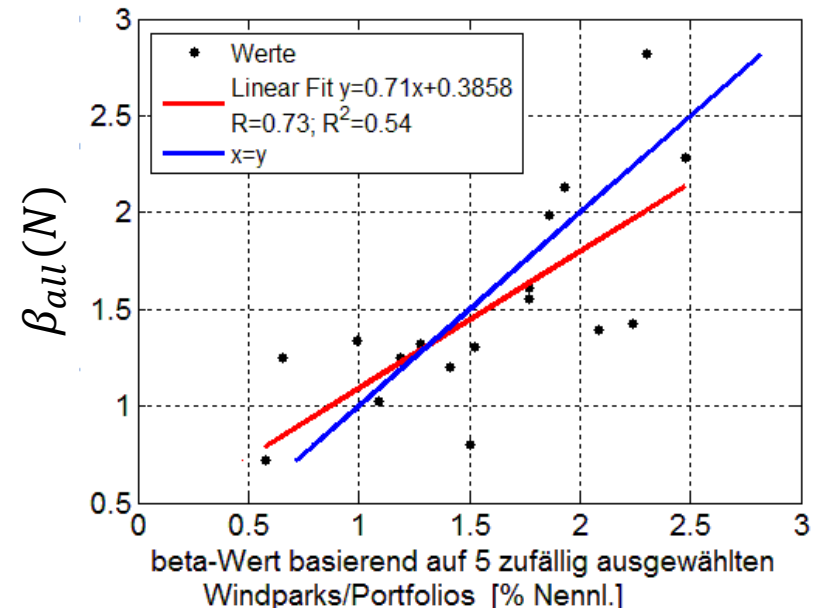
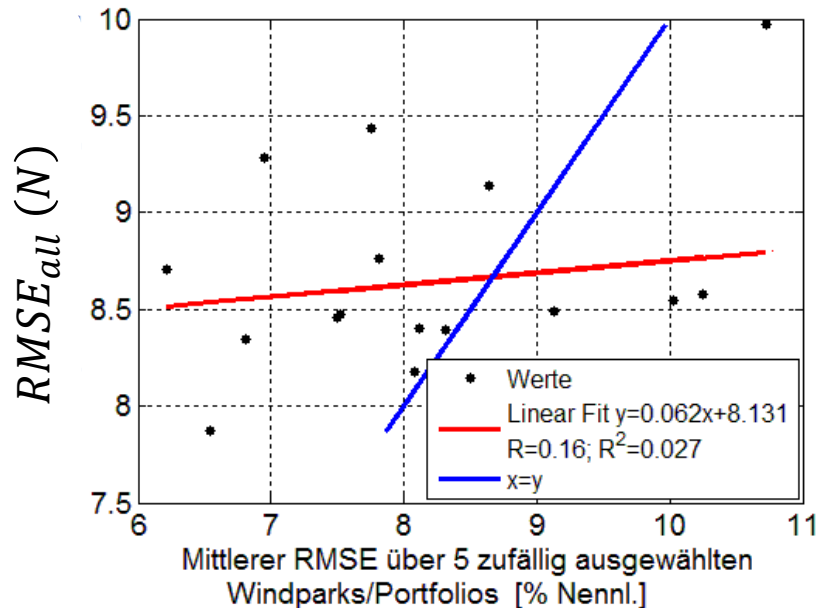
## Aufgabe:

Abschätzung der Referenzwerte durch eine kleinere und zufällig ausgewählte Stichprobe je Prognosemodell



# „Stichproben“-Experiment: Ergebnis 1

Berechnung von  $RMSE(N)$  und  $\beta(N)$  durch zufällige Ziehung von 5 Windparks und/oder Portfolios je Prognosemodell.

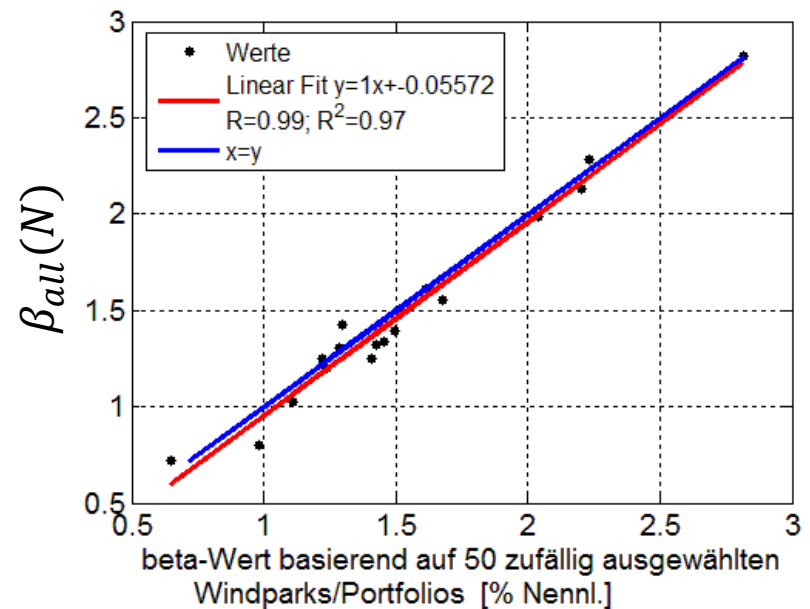
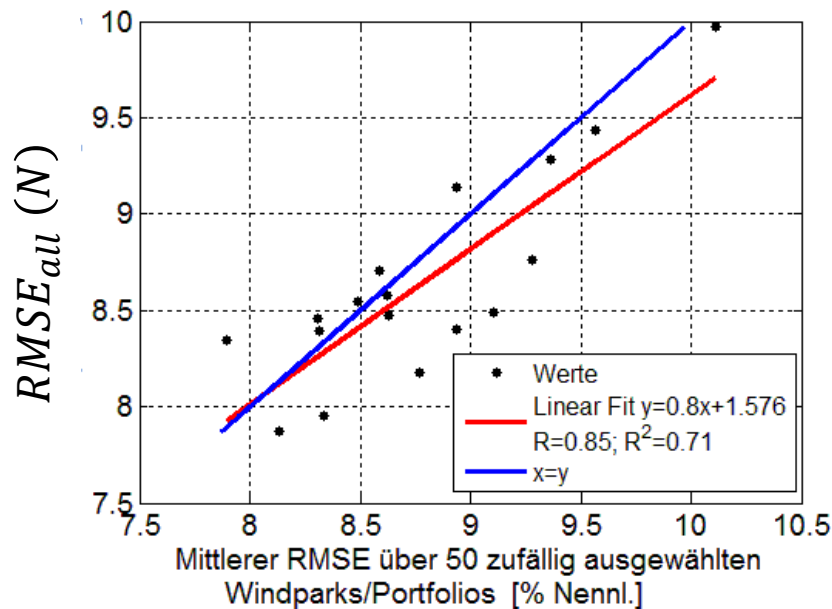


→  $R^2 \ll 1$ : Referenzwerte können nicht ausreichend abgeschätzt werden durch Stichprobe

→ Vorteile bei  $\beta$  ersichtlich

# „Stichproben“-Experiment: Ergebnis 2

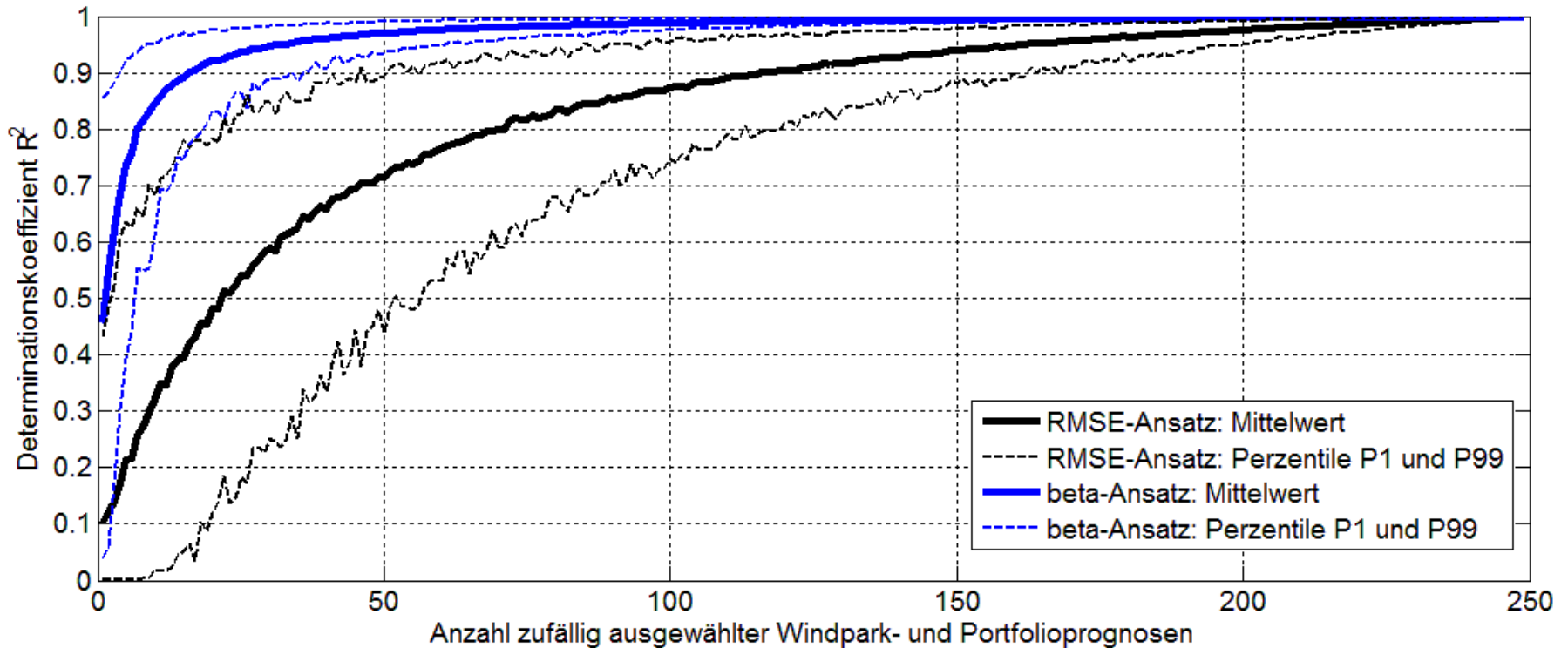
Berechnung von  $RMSE(N)$  und  $\beta(N)$  durch zufällige Ziehung von 50 Windparks und/oder Portfolios.



- Referenzwerte können relativ gut abgeschätzt werden durch die Stichprobe
- Deutliche Vorteile bei  $\beta$  ersichtlich ( $R^2=0.97$ )

# „Stichproben“-Experiment: Ergebnis 3

1000maliges Neuziehen je Anzahl zufällig ausgewählter Windparks und Portfolios  
→ Berechnung des Mittelwert, P1 und P99 aus 1000 Schätzwerten

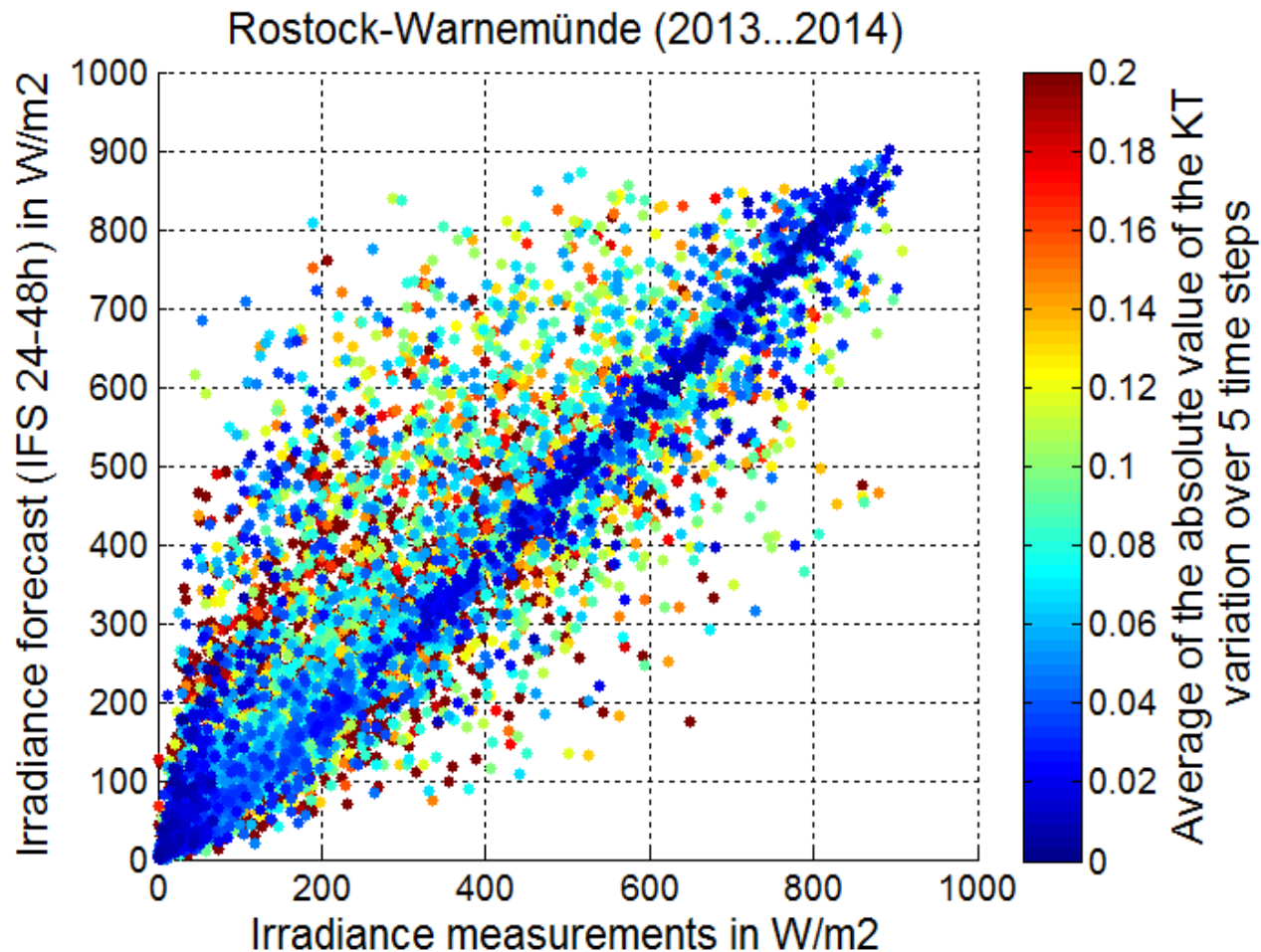


→ Deutlich schnelle Konvergenz und geringere Unsicherheit durch Abschätzung des Referenzwertes via  $\beta(N)$

# Zusammenfassung

- RMSE ist ungeeignet, um eine faire Aussage über die Qualität eines Prognosemodells zu treffen.
  - Ausnutzung von RMSE ~ Variabilität der Einspeisung zur Einführung des Modell-spezifischen Prognosefehlers  $\beta$
  - Test von  $\beta$  innerhalb eines Stichprobenexperiments
- Deutlich schnelle Konvergenz und geringere Unsicherheit durch Abschätzung des Referenzwertes via  $\beta$

# Ausblick: Anwendung auf Solarstromvorhersage



*Dobschinski, Siefert, Saint-Drenan: „Vorstellung eines neuen modellspezifischen Fehlermaßes zur Bewertung von Wandleistungsprognosemodellen“, 4. Fachtagung Energiemeteorologie, 20.-22. April 2016 in Bremerhaven*

# VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT.



**Dr. rer. nat. Jan Dobschinski**

Gruppenleiter Prognosen für Energiesysteme  
Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb  
Fraunhofer-Institut für Windenergie  
und Energiesystemtechnik IWES

Königstor 59 | 34119 Kassel  
Telefon 0561 7294-213 | Fax 0561 7294-260  
[jan.dobschinski@iwes.fraunhofer.de](mailto:jan.dobschinski@iwes.fraunhofer.de)

