

AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN FÜR WIND & SOLAR PV

Modellentwicklung und Ausblick für Österreich

IEWT 2023

Philipp Ortmann

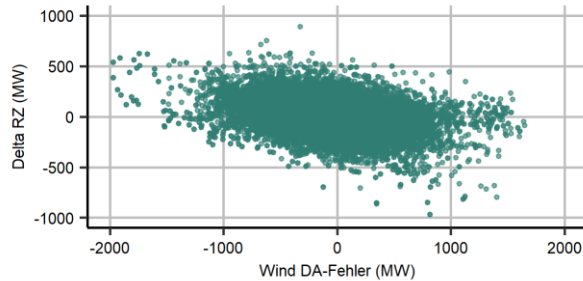


INHALTSVERZEICHNIS

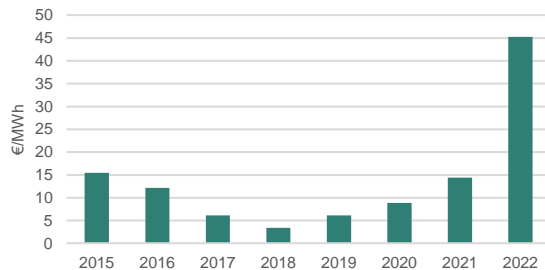
1. **Ausgangssituation & Forschungsfrage**
2. Methode
3. Ergebnisse
4. Schlussfolgerungen

AUSGANGSSITUATION & FORSCHUNGSFRAGE

WIND-FEHLER ALS WICHTIGER TREIBER



AE-KOSTEN FÜR WIND HISTORISCH



Daten: Entso-e Transparency Platform (2015-2022)

16/02/2023

Ausgangssituation

- Prognosefehler von Wind & Solar sind signifikanter Treiber für das gesamte Systemungleichgewicht (Total Imbalance / Delta RZ)
- Dies ist wiederum der Hauptgrund, warum für erneuerbare Erzeuger Ausgleichsenergiekosten entstehen
- AE-Kostenposition für Erzeuger eine nicht unerhebliche Größe

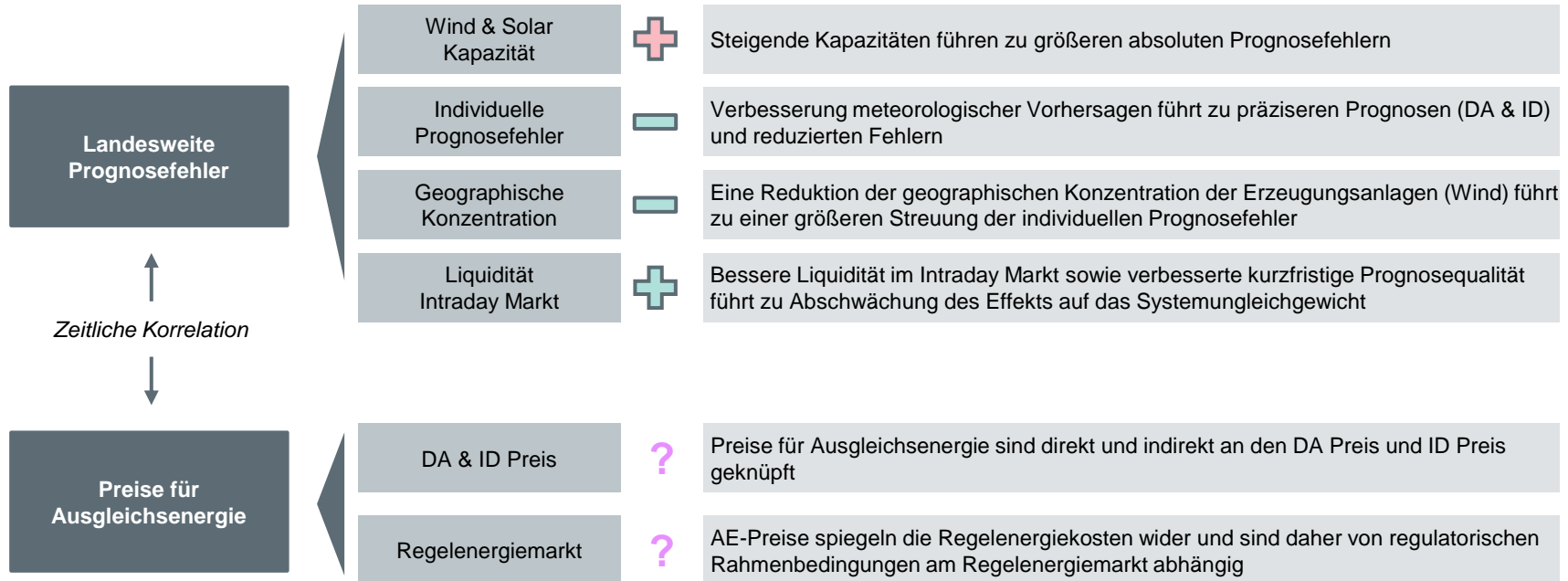
Kernfragen

- Was sind die kritischen Treiber für Ausgleichsenergiekosten von Wind & Solar PV Erzeuger in Österreich?
- Was sind die Auswirkungen der angekündigten 2030 Solar- & Windkapazitäten auf die Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten?

Perspektive

- Fokus auf Winderzeuger (Daten)
- Praktischer Ansatz, entwickelt aus Bewertungssicht

TREIBENDE FAKTOREN FÜR AE-KOSTEN UND MÖGLICHE ENTWICKLUNG

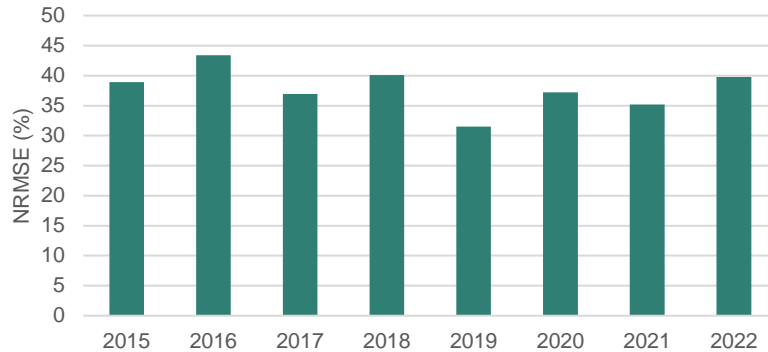


INHALTSVERZEICHNIS

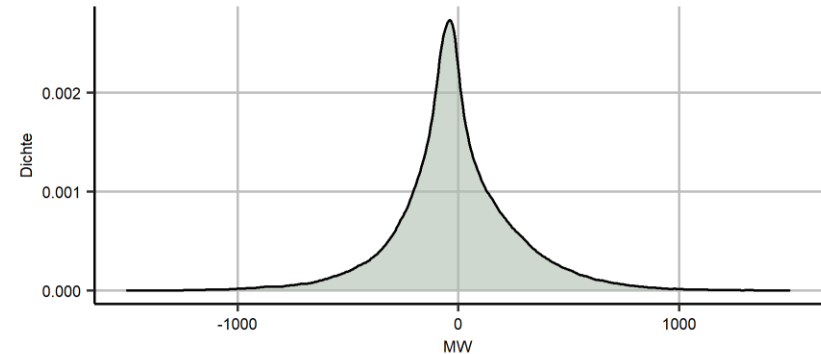
1. Ausgangssituation & Forschungsfrage
2. **Historische Analyse & Modellbildung**
3. Ergebnisse
4. Schlussfolgerungen

DAY-AHEAD WIND FEHLER ÖSTERREICH

ENTWICKLUNG WIND FEHLER (DAY-AHEAD)



DICHTEFUNKTION WIND FEHLER



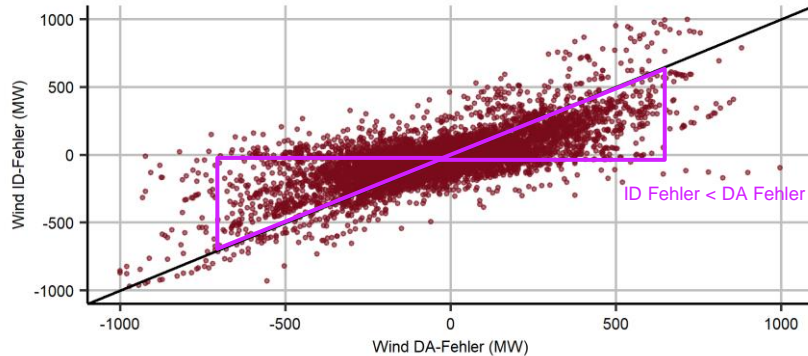
- NRMSE liegt um 35% (normalisiert auf Erzeugung) für landesweite Erzeugung. Österreich verhältnismäßig hoch
- Windfehler: Laplace-verteilte Zufallsvariablen minimale Asymmetrie auf (Überschätzung der Erzeugung).
Möglicher Gründe: Asymmetrie im AE-Preis od Verzerrung der Windprognose (Abschattung, etc..)

(N) RMSE: (Normalised) Root Mean Square Error, bezogen auf die durchschnittliche Erzeugung. Fehler ist definiert als Prognose abzüglich tatsächlicher Erzeugung.

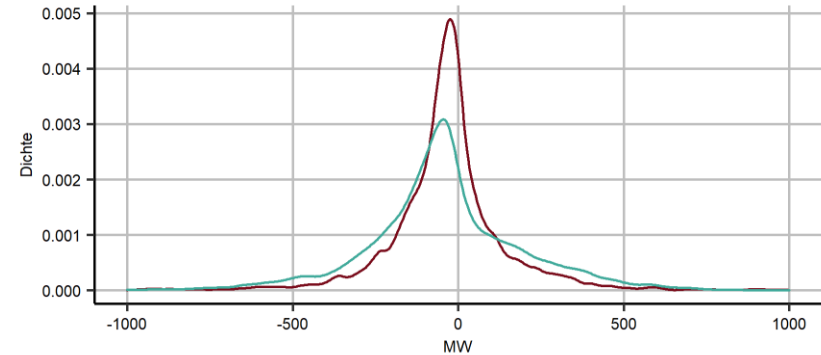
Daten: Entso-e Transparency Platform (2015-2022) Day-ahead Wind Forecast vs. Actual Generation

ID- & DA FEHLER SIND STARK KORRELIERT

KORRELATION ID- & DA-FEHLER



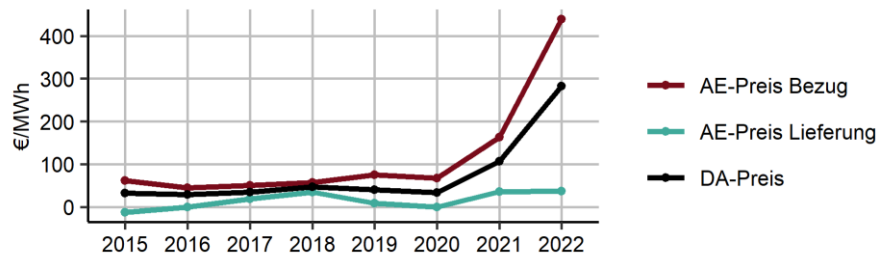
SINKENDER FEHLER BEI KÜRZERER VORLAUFZEIT



- Tendenziell verringert sich bei kürzerer Vorlaufzeit das Ausmaß des Fehlers, nicht jedoch die Richtung
- Die Prognosefehler weisen einen äußerst starken Zusammenhang in Bezug auf ihre Richtung auf. Das Fehlerausmaß ist Intraday jedoch etwas geringer
- Das bedeutet, die Richtung des Irrtums ist relativ unabhängig von der Vorlaufzeit. Vereinfacht gesagt reduziert sich der Fehler nur in seinem Ausmaß, ändert aber die Richtung kaum

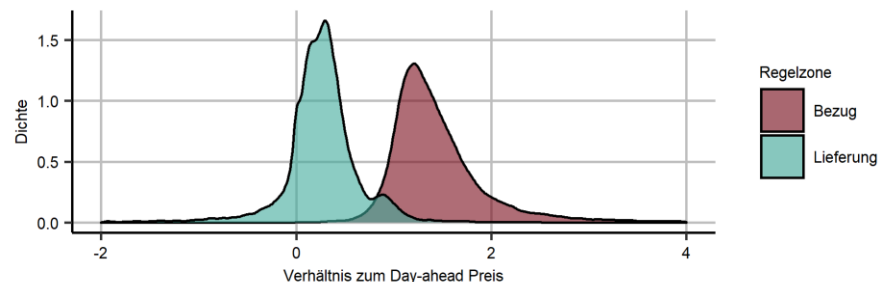
HISTORISCHER ZUSAMMENHANG DA & AE-PREISE

DA & AE-PREISE IM ZEITVERLAUF



- Die AE-Preise sind schwach an den Day ahead Preis geknüpft. Bei konstantem Markt Design ergeben sich relativ zum Day ahead Preis zwei Häufungspunkte, beim etwa ~ 1.5 oder ~ 0.5 fachen Wert (Regelzone in Bezug/Lieferung)
- In Abhängigkeit der Richtung des Gesamtsystemfehlers (Delta RZ) setzt sich dieser AE-Preis aus den durchschnittlichen Kosten für auf/abwärts Regelung zusammen und sind deshalb entweder ‚hoch‘ oder ‚niedrig‘
- AE-Kosten ergeben sich aus der Spreizung
- Die Spreizung wird stark vom Verhalten, Marktdesign am Regelenergiemarkt geprägt (‚Mischpreisverfahren‘)

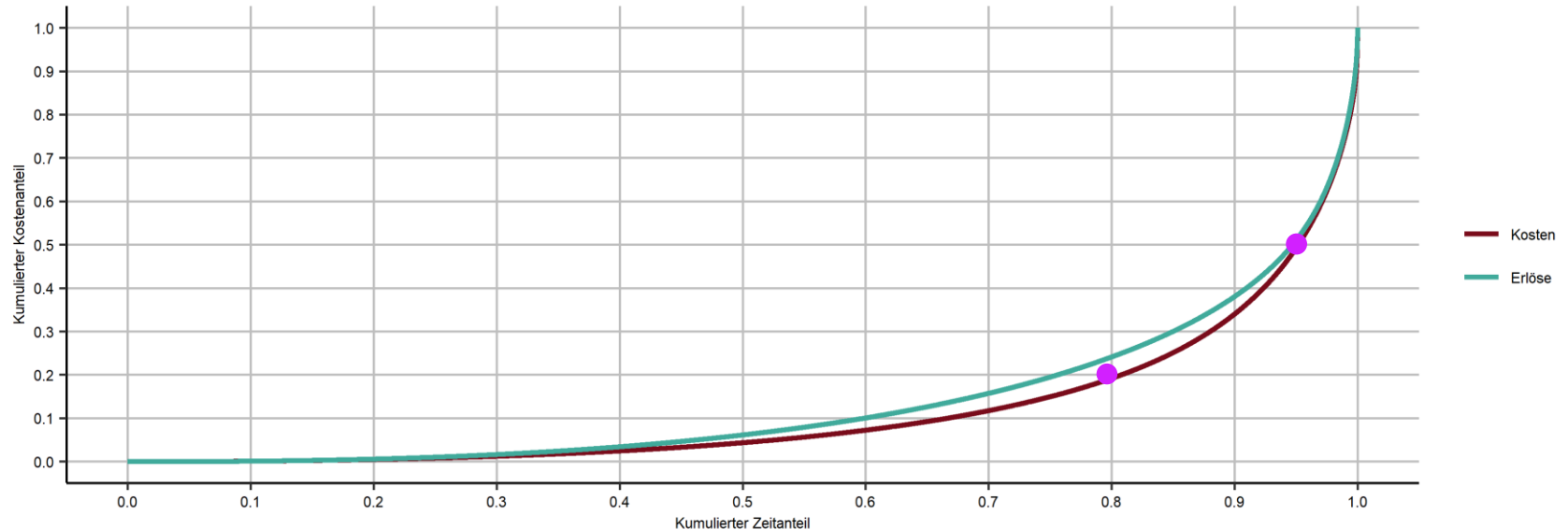
DA & AE-PREISE IM VERHÄLTNIS



Daten: Entso-e Transparency Platform. Verhältnis zu Day-ahead Preis: Jun 2021- Dez 2022

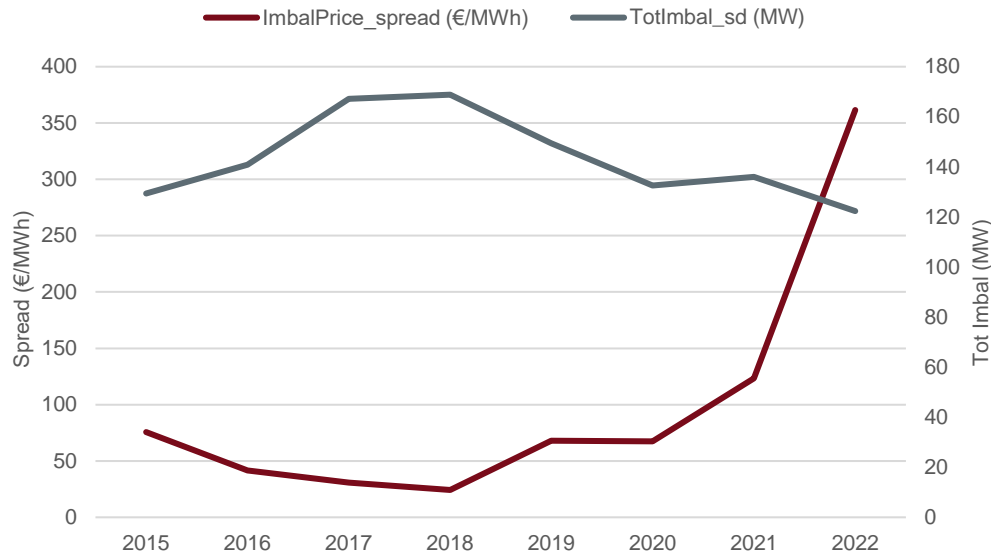
AE-KOSTEN SIND ZEITLICH STARK KONZENTRIERT

AE-Kosten für Winderzeuger sind extrem konzentriert. 50% der Kosten/Erlöse entstehen in etwa 5% der Zeit. 80% der Kosten sind auf etwa 20% der Zeit zurückzuführen



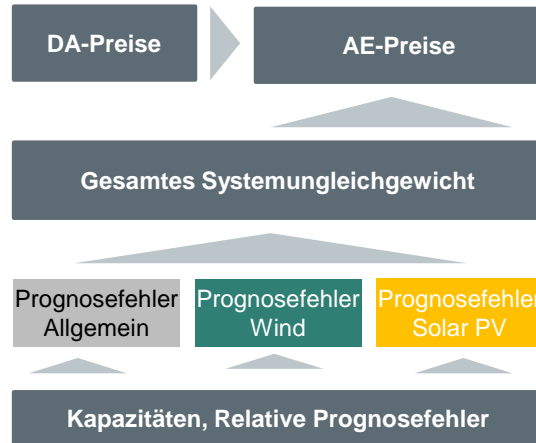
RÜCKKOPPLUNG DER AE-PREISE AUF DELTA RZ

Anreize im Abrechnungsschema für Ausgleichsenergie setzen Anreize zur Vermeidung von Ausgleichsenergie



- Spreizung der AE Preise (Differenz zwischen Bezug & Lieferung) maßgeblich für die entstehenden AE-Kosten
- Geringe Spreizung → Geringe Kosten
- Geringe Anreiz, um Position im ID Markt zu korrigieren
- In Zeiten des MPV zeigt sich hohes Delta RZ
- 2022 starke Anreize zur Regelung von Prognosefehlern

MODELLIERUNGSANSATZ



METHODE

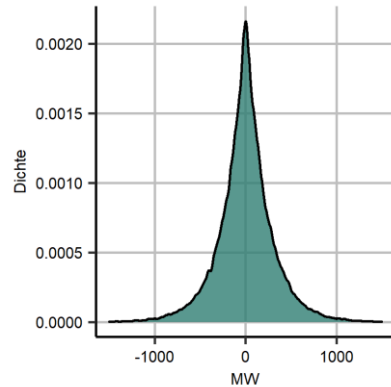
- Stochastische Zusammensetzung des Delta RZ durch Kombination von Zufallszahl-Zeitreihen für Wind, Solar & Allg Prognosefehler
- Absolute Wind & Solar Prognosefehler (MW) beeinflusst von
 - Kapazität (GW)
 - Relative Prognosefehler Day-ahead & Intraday NRMSE (%)
- AE-Preise als Verteilung in Abhängigkeit zum Day-ahead Preis
- Finale AE-Preise ergeben sich abhängig vom Delta RZ
- AE-Kosten als Kombination von AE-Preis & Prognosefehler

PARAMETERSCHÄTZUNG AUS HISTORISCHER ANALYSE

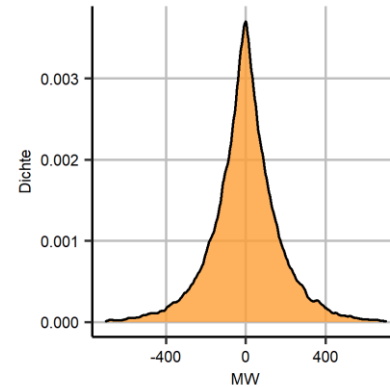
- Höhe der ‚allgemeinen Fehler‘
- AE-Preise: Verhältnis zum Day-ahead Preis
- Zusätzliche Reduktion des ID-Prognosefehler (Regelung)

EINGANGSGRÖßEN SIMULATION: PROGNOSEFEHLER, KAPAZITÄTEN, ERZEUGUNG

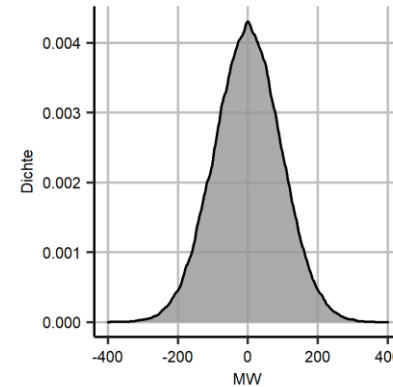
WIND DA-FEHLER



SOLAR DA-FEHLER



ALLGEMEINE FEHLER



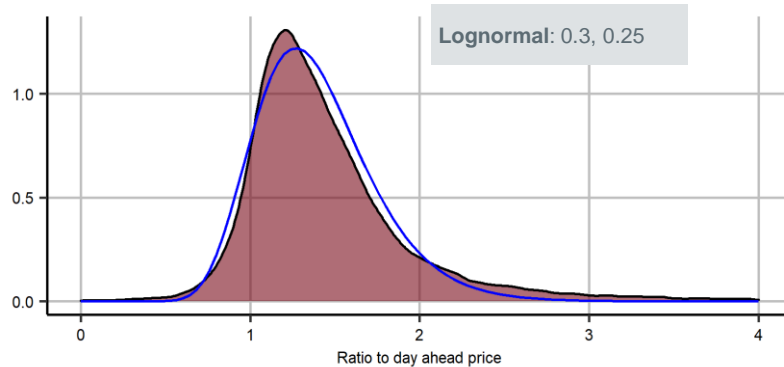
PARAMETER

	Wind	Solar
Kapazitäten [GW]	3.5	2
Kap-Faktor [%]	23%	12%
Fehler DA [NRMSE]	35%	70%
Reduktion ID [%]	20%	20%

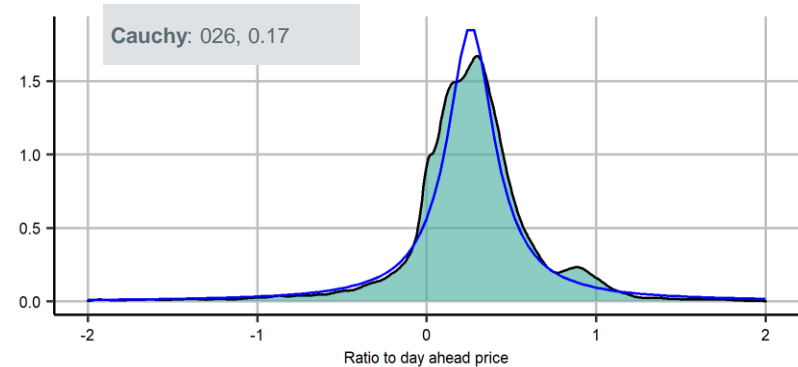
- Fehler von Wind & Solar sind als Laplace-verteilte Zufallsvariablen abgebildet, abhängig von Kapazität, Volllaststunden und Fehler
- Allgemeine Prognosefehler werden als freier Parameter auf 120MW geschätzt und als normalverteilte Variable abgebildet

EINGANGSGRÖßEN SIMULATION: PREISE FÜR AUSGLEICHSENERGIE

PREISE FÜR BEZUG: LOGNORMAL VERTEILUNG



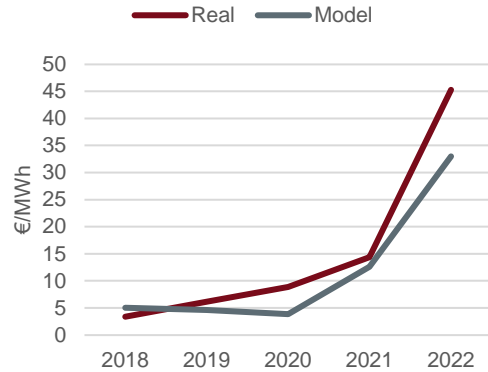
PREISE FÜR LIEFERUNG: CAUCHY VERTEILUNG



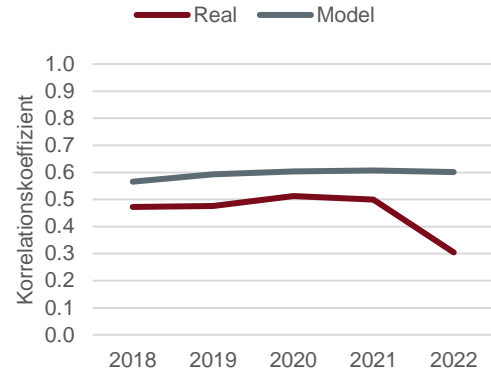
- AE-Preise folgen bestimmten Verteilungen und haben einen starken Bezug zum Day-ahead Preis
- AE-Preise reflektieren die Kosten am Regelle Energiemarkt
- Per Definition und aufgrund von Opportunitätskosten sind die Preise an den Day-ahead Preis geknüpft

MODELLVALIDIERUNG: BACKCAST 2018-2022

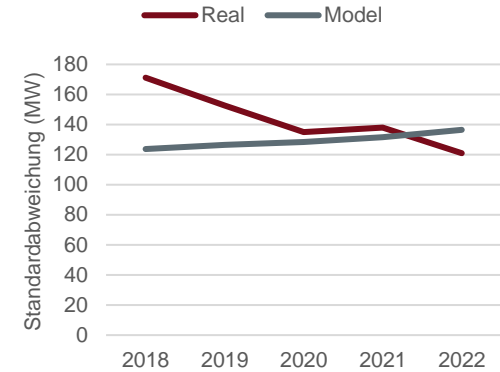
AE-KOSTEN WIND



KORR WIND DA FEHLER & DELTA RZ



BANDBREITE TOTAL IMBALANCE



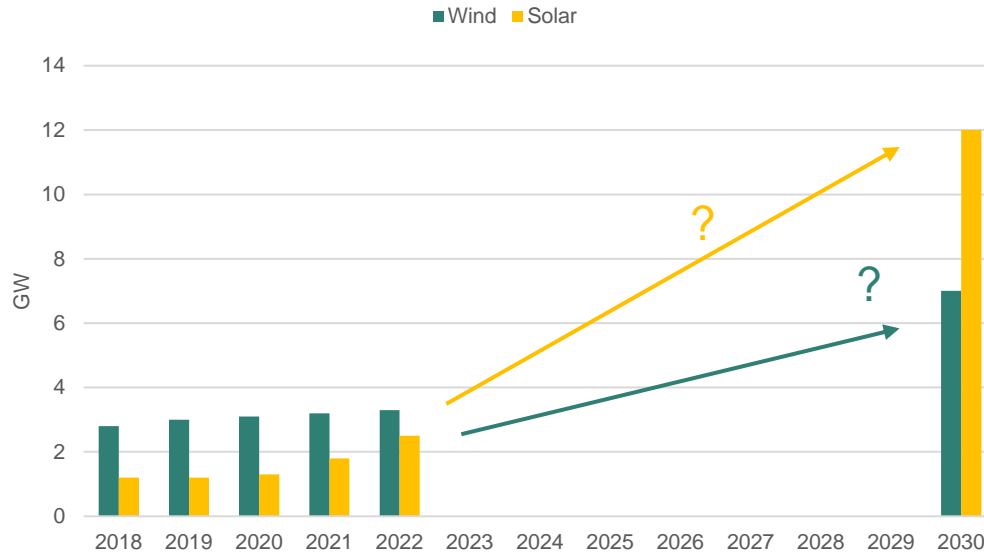
- Mit der Methode können die historischen AE-Kosten für Wind grundsätzlich gut nachgebildet werden
- Backcast impliziert konstantes Marktdesign Regelenergie sowie unverändertes Imbalance Settlement. Symmetrischer Windfehler weitere Komponente
- Ein großer Teil der Prognosefehler werden geregelt. Ohne starke Korrektur ist die Korrelation nicht zu erklären

INHALTSVERZEICHNIS

1. Ausgangssituation & Forschungsfrage
2. Historische Analyse & Modellbildung
3. **Ergebnisse**
4. Schlussfolgerungen

KERNFRAGE

Was ist die Auswirkung zunehmender Wind & Solar Kapazitäten, auf die AE Kosten?



- Wie verändern sich AE-Kosten?
- Schlagen sich Prognosefehler im Systemungleichgewicht nieder?
- Nimmt die Korrelation zwischen Prognosefehler & Delta RZ weiter zu?

WIE ÄNDERT SICH DIE KORRELATION ZWISCHEN DEM PROGNOSEFEHLER & DELTA RZ?

KORRELATION WIND-DA-FEHLER & DELTA RZ

KORRELATION SOLAR-DA-FEHLER & DELTA RZ

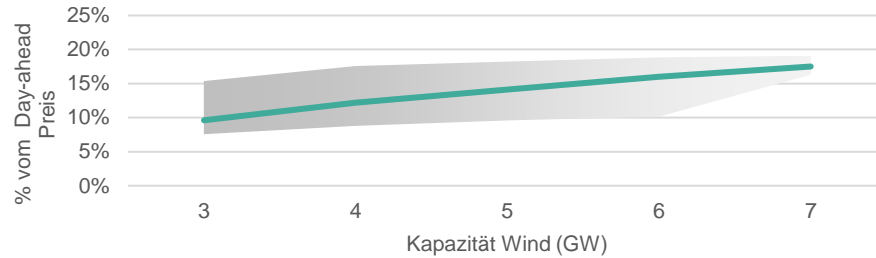
		Solar PV Kapazität (GW)				
		2	4	6	8	10
Wind Kapazität (GW)	3	0.59	0.46	0.35	0.28	0.23
	4	0.70	0.56	0.45	0.36	0.30
	5	0.77	0.65	0.53	0.44	0.37
	6	0.82	0.71	0.60	0.50	0.43
	7	0.86	0.77	0.66	0.56	0.49

		Solar PV Kapazität (GW)				
		2	4	6	8	10
Wind Kapazität (GW)	3	0.47	0.73	0.85	0.91	0.94
	4	0.42	0.68	0.81	0.88	0.92
	5	0.37	0.62	0.77	0.85	0.90
	6	0.33	0.57	0.73	0.81	0.87
	7	0.29	0.53	0.68	0.78	0.84

- Grundsätzlich gilt: Solar Kapazitäten werden stärker ausgebaut als Wind. Daher ist zu erwarten, dass sich diese Korrelation am Ende stärker ausprägt
- Aufgrund der wechselseitigen Aufhebung reduziert sich die Korrelation für Wind bei Ausbau von Solar
- Gleichzeitiger Ausbau von Kapazitäten reduziert die Exponiertheit der einzelnen Technologie, da sich Prognosefehler gegenseitig ausgleichen

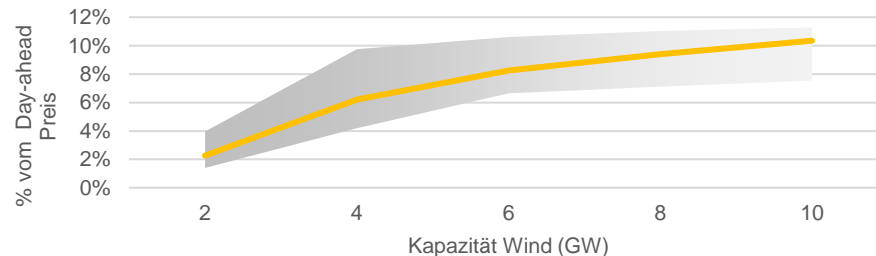
RES-AUSBAU: DEGRESSIVE ZUNAHME DER KOSTEN

AE-KOSTEN WIND



- Ausgleichsenergiekosten nehmen mit steigenden Erzeugungskapazitäten der jeweiligen Technologie zu, jedoch mit abnehmender Rate
- Ein weiterer Zubau von Kapazitäten steigert die Ausgleichsenergiekosten nur unterproportional
- Grund dafür: Kosten/Erlöse stark konzentriert. Zunahme von Wind-Fehler im Delta-RZ verursacht keine weitere Verschiebung in teure Stunden
- Dieser Effekt gilt zusätzlich zu Diversifikation der Fehler zwischen den Technologien

AE-KOSTEN SOLAR



INHALTSVERZEICHNIS

1. Ausgangssituation & Forschungsfrage
2. Methode
3. Ergebnisse
4. **Schlussfolgerungen**

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Implikationen für Erzeuger	<ul style="list-style-type: none">• AE-Kosten für Solar PV steigen mit zunehmendem Ausbau• Zukünftig nach wie vor Wind höhere Kosten als Solar PV• Reduktion des ID-Fehlers bietet (limitiertes) Potenzial zur Kostenreduktion
Methodisch	<ul style="list-style-type: none">• Modell gut anwendbar auf dieses Problem, wenn Rahmenbedingungen konstant• Solar PV fehlende Daten problematisch, hilfreich zum Kalibrieren• Rolle von Abregelungen, mitunter durch Local Player nicht vollständig abbildbar• Unklar: Neigung des landesweiten Wind-Fehlers zur Überschätzung
Politische Implikationen	<ul style="list-style-type: none">• Spreizung zwischen AE-Preis Lieferung/Bezug zeigt Anreiz zur Korrektur der Position im ID-Markt• Gleichmäßiger Ausbau von Wind & Solar-PV trägt zur Diversifikation bei, reduziert AE-Kosten & gesamte Ausgleichsenergie



Philipp Ortmann
philipp.ortmann@ait.ac.at
+43 664 889 000 00

