

SPOTPREISVARIANZ AN EUROPÄISCHEN STROMBÖRSEN – Einflussfaktoren und die Rolle der Erneuerbaren Energien

Franziska Schöniger

Energy Economics Group (EEG)
Technische Universität Wien

15. Symposium Energieinnovation 2018 | Graz
15. Februar 2018



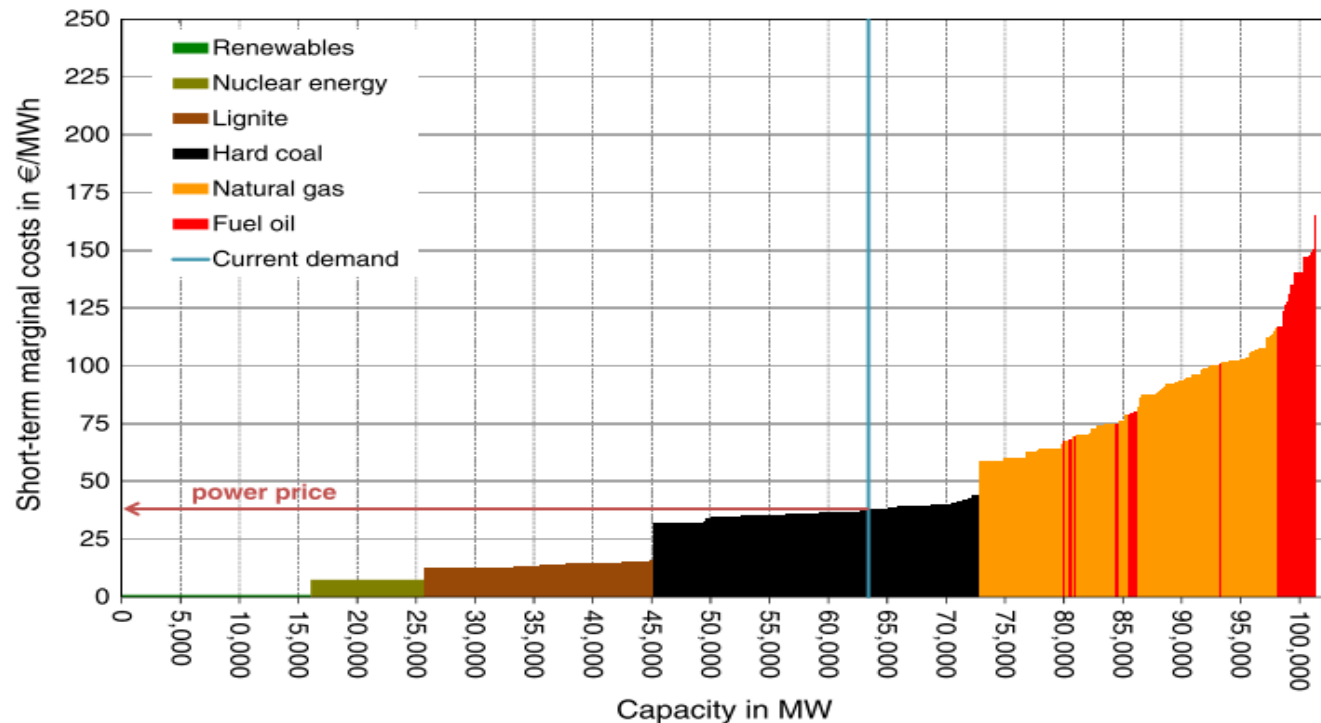
Hintergrund

- Steigender Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind und PV (RES) im europäischen Strommix
- Stärker schwankende Eigenschaften als konventionell erzeugter Strom: Einfluss auf Strompreisbildung
- Effekt von niedrigeren Strompreisen (Spotpreise) durch RES geklärt
- **Führen mehr erneuerbare Energien im Stromnetz zu stärker schwankenden Strompreisen?**
- Investitionsentscheidungen in Speicher und Smart Grids hängen von Varianz des Strompreises ab: Mechanismen dahinter zu verstehen wichtig für Forschung, Politik und Investitionen



Marktübersicht

- Liberalisierung des Strommarktes: Strombörsen & Förderungen RES
- Merit Order

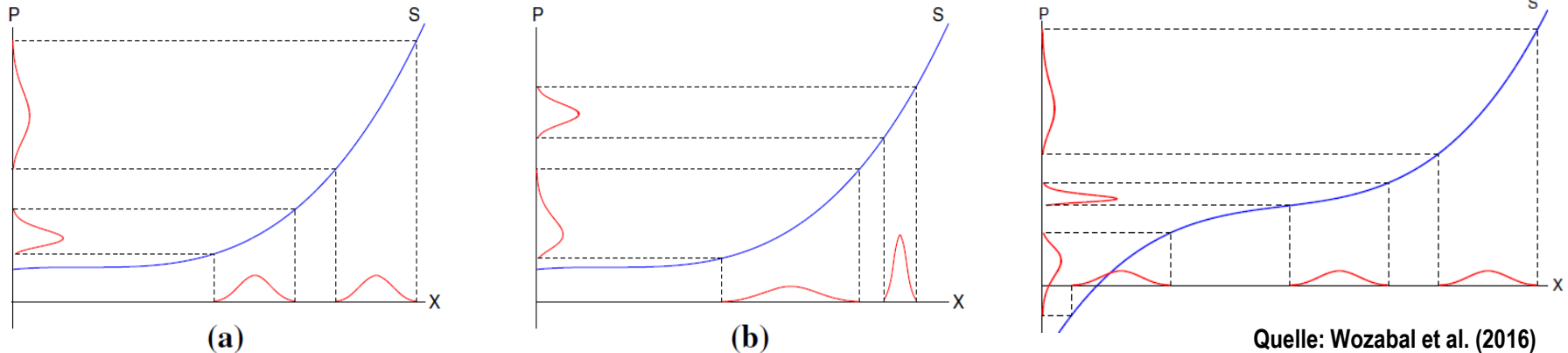


Quelle: (Cludius, Hermann, Matthes, & Graichen, 2014)

Literatur

- Literatur ist heterogen: „**Erhöhter Anteil an RES...**“
 - ... **erhöht Preisvarianz**“, aber haupts. Wind (Milstein & Tishler (2011), Green & Vasilakos (2010), Woo et al. (2011), Ketterer (2014), Klinge Jacobsen & Zvingilaite (2010) und Wozabal et al. (2016))
 - ... **senkt Preisvarianz**“ (Jónsson et al. (2010), Tveten, Bolkesjø, Martinsen, & Hvarnes (2013) und Wozabal et al. (2016))

Theoretisches Modell



■ Einfluss auf Preisvarianz

1. Steigung der Angebotskurve (legt Preise P fest, nur Konventionelle)
2. Verteilung der Residuallast (Residuallast $X = \text{Last} - \text{RES}$)

(niedrige Residuallast \rightarrow viele Erneuerbare \rightarrow niedrige Preise)

Methodische Vorgehensweise

- Empirisches Modell: OLS Regression
- Abhängige Variable: Varianz des Day-Ahead Preises

Orientierung an Studie von Wozabal, Graf & Hirschmann (2016): 2007 - 2013 in der deutsch-österreichischen Preiszone

Versuch, die Ergebnisse für 2015 für die deutsch-österreichische Preiszone zu reproduzieren

Untersuchung, ob Modell auf andere EU Länder angewendet werden kann (22 Länder)

Zwei Modelle

1	<i>Price var</i> $= \beta_0$	$+ \beta_1$ <i>Residual Load</i>	$+ \beta_2$ <i>Residual Load var</i>	$+ \beta_3$ <i>Residual Load²</i>	$+ \beta_4$ <i>Oil Price</i> $+ \beta_5$ <i>Lagged Oil Price 3M</i> <i>+ dummies_d</i> <i>+ dummies_m</i> $+ \varepsilon$
2		<i>Load RES</i>	<i>Load var RES var</i> <i>cov(RES, Load)</i>	<i>Load² RES²</i> <i>Load * RES</i>	

- 22 Länder (DE/AT als eine Strompreiszone und getrennte Länder)
- Day-ahead Daten
- RES: PV und Wind
- Variablen in täglicher Auflösung



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



ERGEBNISSE

Modell 1: Länder > 10 % RES

Model 1	Austria/ Germany	Denmark	Germany	Greece	Portugal	Romania	Spain	Sweden	UK	Austria/ Germany (Wozabal et al., 2016)
Intercept	404.29	-15.88	325.94	1156.9	109.09	214.84	107.91	-26.58	742.30	981.73
Residual Load	-18.75	-0.04	-18.00	-377.9	24.32	-13.06	-3.98	1.02	-43.36	-40.06
Residual Load var	1.10	0.00	1.24	55.94	27.70	102.69	5.73	3.11	-0.19	1.70
Residual Load²	0.19	0.00	0.21	33.58	-4.83	-1.68	-0.08	0.08	0.69	0.43

- Größere Preisvarianz bei größerer Residuallastvarianz
- Konvex-quadratische Abhängigkeit: Größere Varianz der Preise für sehr hohe und sehr niedrige Residuallast (Angebotskurve)
- Sehr geringer Einfluss von RES in Skandinavien

Emp. Preisvarianz in der deutsch-österreichischen Strompreiszone



Modell 2: Länder > 10 % RES

Model 2	Austria/ Germany	Denmark	Germany	Greece	Portugal	Romania	Spain	Sweden	UK	Austria/ Germany (Wozabal et al., 2016)
Intercept	-396.82	-1076.6	-409.55	1005.76	915.57	54.24	213.30	-147.27	102.11	152.55
Load	7.73	0.49	9.43	-337.03	-292.32	49.63	-14.62	18.11	-4.72	-15.59
Load var	0.62	0.00	0.64	68.23	-53.01	112.76	2.61	5.64	0.12	1.15
RES	20.85	0.01	20.57	358.48	-47.72	-27.08	-3.24	10.73	45.29	18.64
RES var	1.24	0.00	1.28	67.78	17.91	115.78	7.31	2.18	7.66	1.88
RES Load cov	-2.25	0.00	-2.50	-63.27	-66.44	-220.36	-12.58	-6.79	-3.90	-5.92
Load*RES	-0.40	0.00	-0.45	-65.51	12.69	5.98	0.27	-2.74	-2.17	-0.69
Load²	0.01	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.03
RES²	0.01	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.03
Oil Price										4
Lagged Oil Price										5

Mehrheit der Länder:

- RES Varianz erhöht Preisvarianz
- Kovarianz und Interaktion von Last und RES senken Preisvarianz

green = statistically significant at a 0.05-level



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



ZUSAMMENFASSUNG

Zusammenfassung & Ausblick

- Nachweislich Einfluss auf die Preisvarianz in Europa:
Varianz der RES Erzeugung und Kovarianz von Last & RES
- PV/Wind/DSM/Speicher Vorteil
- Quadratische Abhängigkeit der Varianz von der Residuallast: Höhere Varianz bei niedrigem und hohem Anteil von RES
- Zusätzliche Investitionsanreize in Flexibilität nötig
- Ausblick: Cross-Country Modell (Export/Import) oder in-depth Marktanalyse für andere Länder (Zeitpunkt minimaler Varianz)

Literatur

- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. C., & Graichen, V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44, 302–313. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.020>
- Green, R., & Vasilakos, N. (2010). Market behaviour with large amounts of intermittent generation. *Energy Policy*, 38(7), 3211–3220. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.038>
- Jónsson, T., Pinson, P., & Madsen, H. (2010). On the market impact of wind energy forecasts. *Energy Economics*, 32(2), 313–320. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.10.018>
- Ketterer, J. C. (2014). The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*, 44, 270–280. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.003>
- Klinge Jacobsen, H., & Zvingilaite, E. (2010). Reducing the market impact of large shares of intermittent energy in Denmark. *Energy Policy*, 38(7), 3403–3413. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.02.014>
- Milstein, I., & Tishler, A. (2011). Intermittently renewable energy, optimal capacity mix and prices in a deregulated electricity market. *Energy Policy*, 39(7), 3922–3927. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.008>
- Tveten, Å. G., Bolkesjø, T. F., Martinsen, T., & Hvarnes, H. (2013). Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the German electricity market. *Energy Policy*, 61(June 2011), 761–770. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.060>
- Woo, C. K., Horowitz, I., Moore, J., & Pacheco, A. (2011). The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience. *Energy Policy*, 39(7), 3939–3944. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.084>
- Wozabal, D., Graf, C., & Hirschmann, D. (2016). The effect of intermittent renewables on the electricity price variance. *OR Spectrum*, 38(3), 687–709. <http://doi.org/10.1007/s00291-015-0395-x>



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



schoeniger@eeg.tuwien.ac.at

**VIELEN DANK FÜR DIE
AUFMERKSAMKEIT!**

Backup



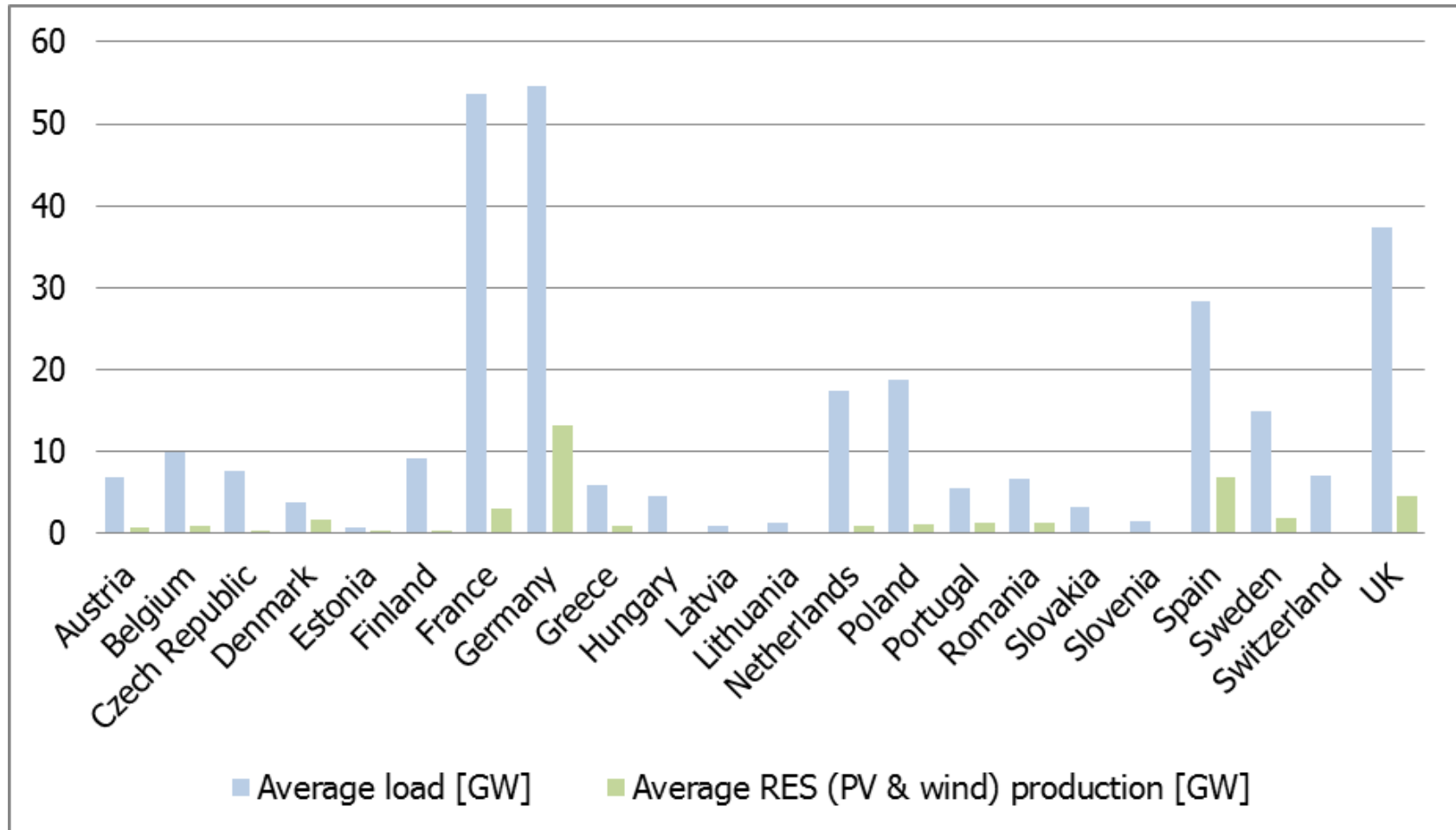
TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



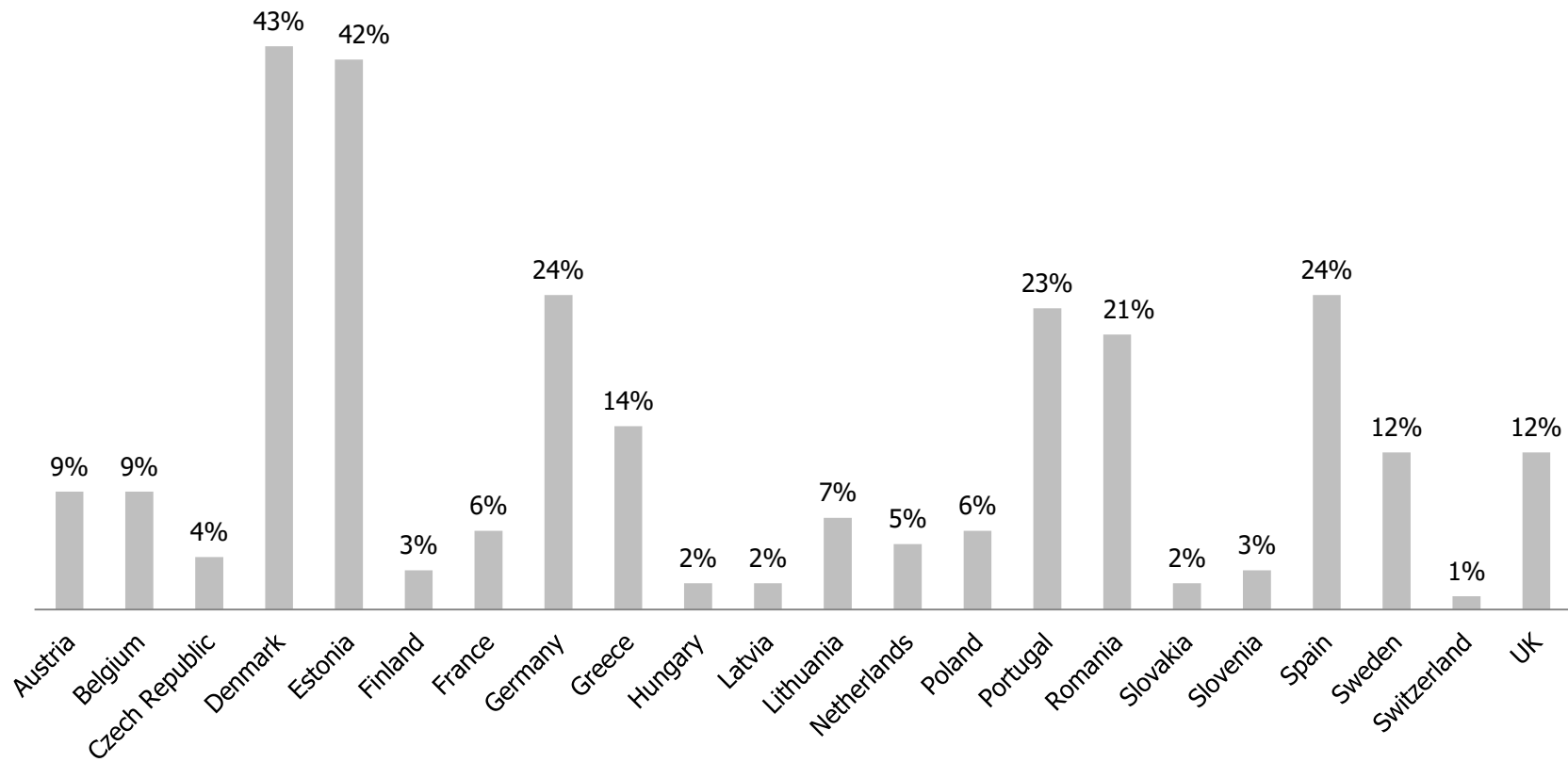
Daten: Zeitreihen

- 22 Länder
- Primärdaten (stündlich)
 - Day-Ahead Preis [€/MWh]
 - Last Day-Ahead (bzw. wirkliche Last) [GW]
 - Wind Erzeugung Day-Ahead (bzw. wirkliche Erzeugung) [GW]
 - PV Erzeugung Day-Ahead (bzw. wirkliche Erzeugung) [GW]
- Daraus abgeleitet (24-stündlich)
 - Varianz des Strompreises
 - RES Erzeugung (Wind + PV)
 - Residuallast (Last – RES Erzeugung)
 - Varianz der Last
 - Varianz von RES/Wind/PV

22 Länder



Anteil von RES am Strommix



Average PV and wind share

