



# Stromspeicher statt Netzausbau?

Paul Neetzow

Resource Economics Group, Humboldt-Universität zu Berlin

Strommarkttreffen Berlin

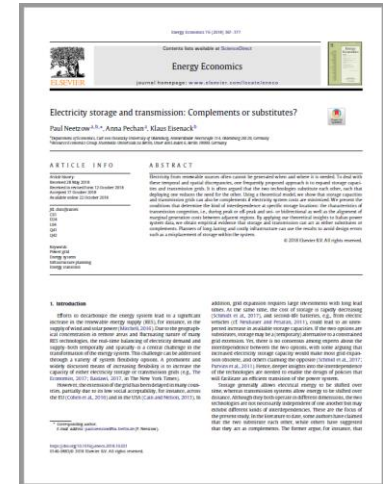
10.05.2019

Kontakt: [paul.neetzow@hu-berlin.de](mailto:paul.neetzow@hu-berlin.de)

# Wissenschaftliche Grundlagen

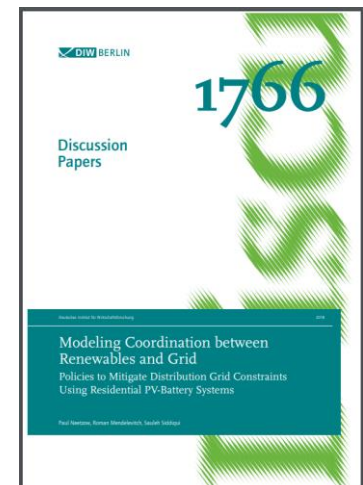
## Theorie, Fokus: Interdependenzen

→ Neetzow, P., Pechan, A. and K. Eisenack (2018):  
 Electricity storage and transmission: Complements or substitutes?  
*Energy Economics*, 76, 367-377,  
[doi.org/10.1016/j.eneco.2018.10.021](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.10.021).



## Empirisch, Fokus: Politiken

→ Neetzow, P., Mendelevitch, R. and S. Siddiqui (2018):  
 Modeling coordination between renewables and grid: Policies to  
 mitigate distribution grid constraints using residential PV-battery  
 systems.  
*DIW Discussion Paper 1766*,  
[https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.605002.de/dp1766.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.605002.de/dp1766.pdf).



# Interdependenz von Netz und Speichern

---

## Substitute

- Denholm and Sioshansi (2009), MacDonald et al. (2016), Zhou et al. (2014)

## Komplemente

- Haller et al. (2012a)

## „Es ist kompliziert“

- Steinke et al. (2013), Brancucci Martinez-Anido and de Vries (2013)

Unter welchen Bedingungen treten welche Abhängigkeiten auf?

# Modell

---

## Modellsetup

- Zwei Orte
- Inelastische, deterministische Residuallast
- Steigende Erzeugungsgrenzkosten

## Lösungsansatz

- Minimierung der Systemkosten (Nachfragedeckung)
  - Optimale Erzeugungsentscheidung (Dispatch)
  - Änderung der optimale Netzkapazität für verschiedene Speicherkapazitäten?

$$\frac{d L^*}{d S_j} \stackrel{?}{\geq} 0$$

# Ergebnisse (formell)

## Allgemein

**Proposition 2.** *Electricity storage at node  $j$  complements optimally deployed transmission capacity if*

$$-\frac{dL^*}{dS_j} \propto \sum_{i \in I, t \in T} c''_{i,t} \frac{dg_{i,t}^*}{dL} \frac{dg_{i,t}^*}{dS_j} + c'_{i,t} \frac{d^2 g_{i,t}^*}{dL dS_j} < 0, \quad (27)$$

## Speziell für zwei Zeitpunkte (peak, off-peak)

$$\frac{dL^*}{dS_j} = \sum_{t \text{ if } l_t=L \vee l_t=-L} \underbrace{\frac{1}{1 + \sum_i c''_{i,t}/c''_{j,t}}}_{\equiv \theta_{i,t} > 0} \sigma_j \frac{dl_t^*}{dL} \frac{ds_{j,t}^*}{dS_j} < 0 \quad (29)$$

$\equiv \theta_{i,t} > 0$

$\rightarrow$  Speicherreaktion  $\in \{1, \eta\}$

$\rightarrow$  Netzreaktion  $\in \{-1, 1\}$

$\rightarrow$  Orts-Dummy  $\in \{-1, 1\}$

# Bedingungen für Interdependenz

## Sieben mögliche Dispatch-Fälle definiert durch

- Eigenschaft der Netzingässe
- Korrelation der Erzeugungsgrenzkosten

Fälle	Case	MGC alignment	Transmission congestion at	
	(i)	Positive	$\pi, \omega$ (uni)	} Gleichzeitiges Ein- und Ausspeichern
	(ii)	Positive	$\pi, \omega$ (bi)	
	(iii)	Positive	$\pi$	
	(iv)	Positive	$\omega$	
	(v)	Negative	$\pi, \omega$ (uni)	} Versetztes Ein- und Ausspeichern
	(vi)	Negative	$\pi, \omega$ (bi)	
	(vii)	Negative	$\pi$	

Lösung von (29)	Case	Storage at	
		Region 1 (Highest MGC)	Region 2
	(i)	$\eta\theta_{1,\pi} - \theta_{1,\omega}$	$-\eta\theta_{2,\pi} + \theta_{2,\omega}$
	(ii)	$\eta\theta_{1,\pi} + \theta_{1,\omega} > 0$	$-\eta\theta_{2,\pi} - \theta_{2,\omega} < 0$
	(iii)	$\eta\theta_{1,\pi} > 0$	$-\eta\theta_{2,\pi} < 0$
	(iv)	$-\theta_{1,\omega} < 0$	$\theta_{2,\omega} > 0$
	(v)	$\eta\theta_{1,\pi} - \theta_{1,\omega}$	$\theta_{2,\pi} - \eta\theta_{2,\omega}$
	(vi)	$\eta\theta_{1,\pi} + \theta_{1,\omega} > 0$	$\theta_{2,\pi} + \eta\theta_{2,\omega} > 0$
(vii)	$\eta\theta_{1,\pi} > 0$	$\theta_{2,\pi} > 0$	

Substitute

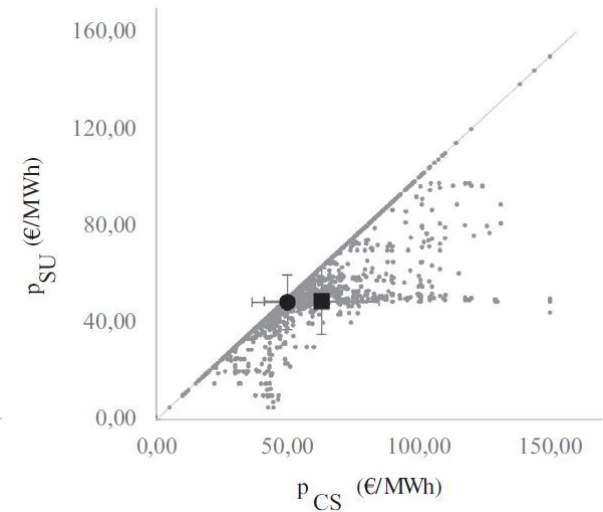
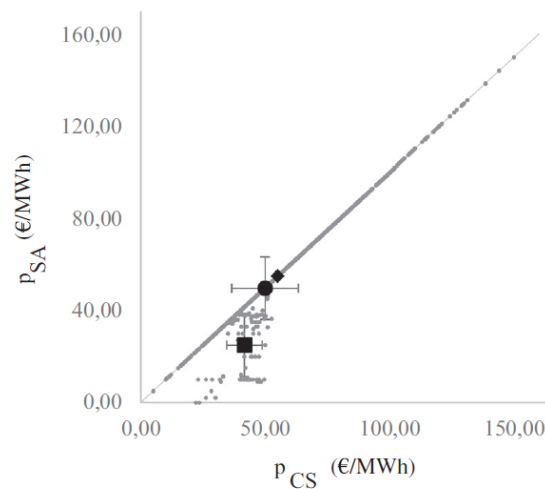
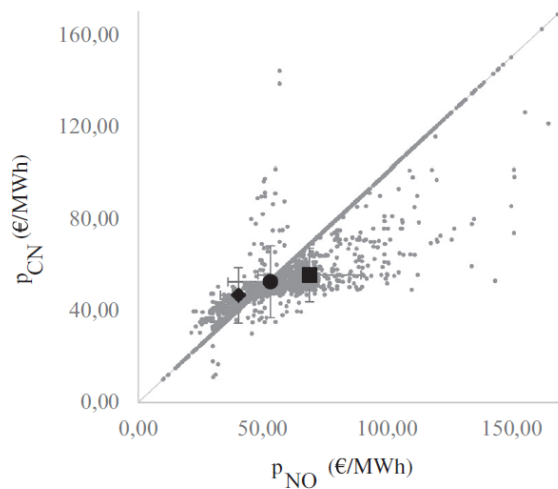
Komplemente



# Anwendung Italien

## Im Paper

→ Kalibrierung mit italienischen Zonenpreis-Daten

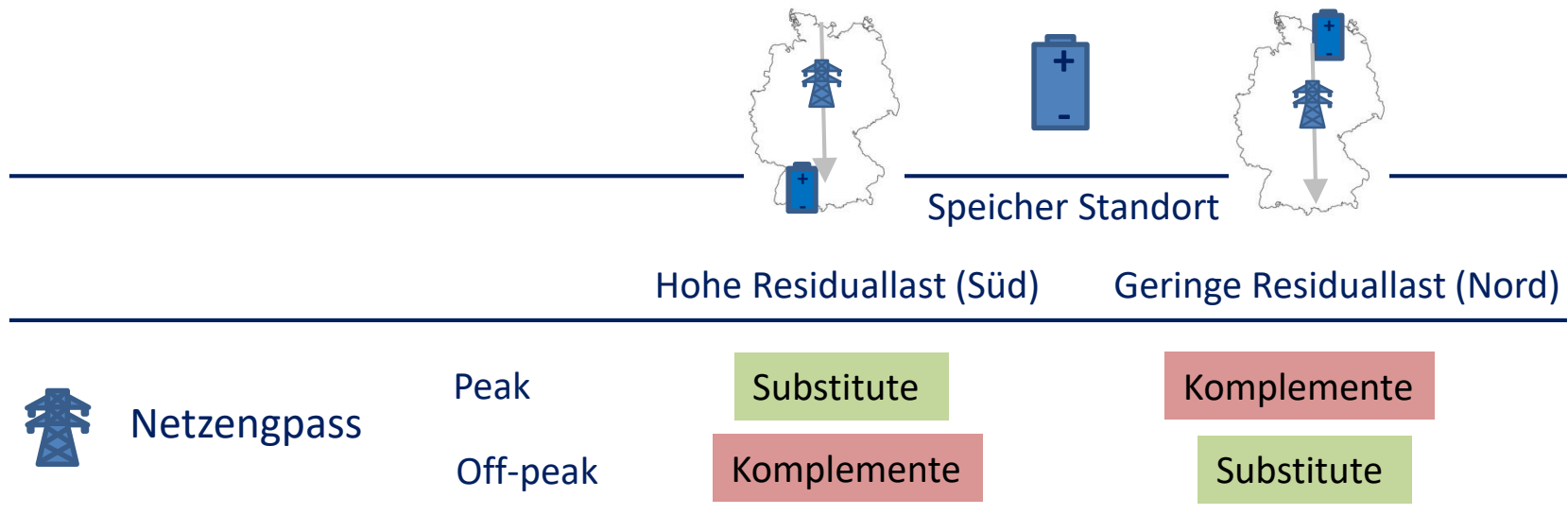


Regions	MGC alignment	Congestion characteristic	Case resembled	Model prediction (storage at)				
				NO	CN	CS	SA	SU
NO–CN	Positive	bi	(ii)	S	C			
CS–SA	Positive	off-peak	(iv)			C	S	
CS–SU	Positive	uni	(i)			S <sup>a</sup>		C <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Kind of interdependence deducted from the dominance of peak time congestion.

# Anwendung für Deutschland

- Annahme: positiv korrelierte Erzeugungsgrenzkosten in Nord und Süd
- Entscheidend:
  - Netzengpass während peak oder off-peak Zeit
  - Speicher in Nord oder Süd (geringe/hohe Residuallast)

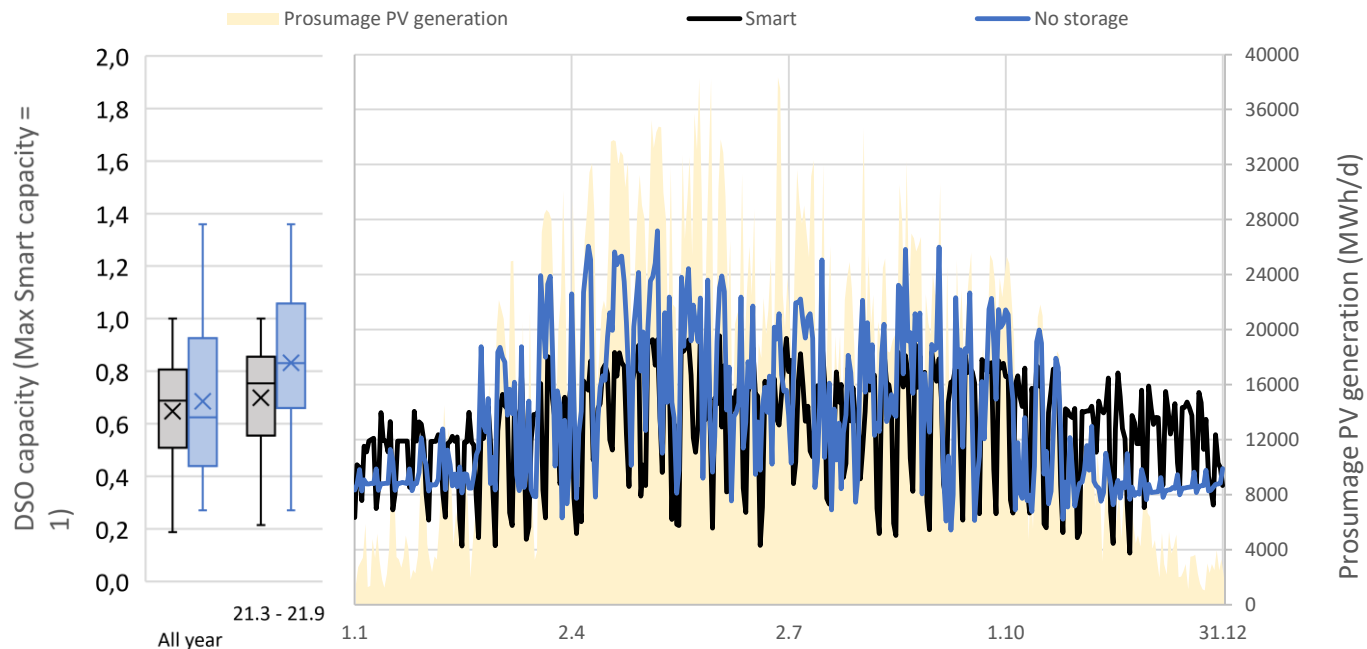




# Dezentrale(Prosumage) Speicher

## Numerisches Lastflussmodell für D mit länderweisen VNB

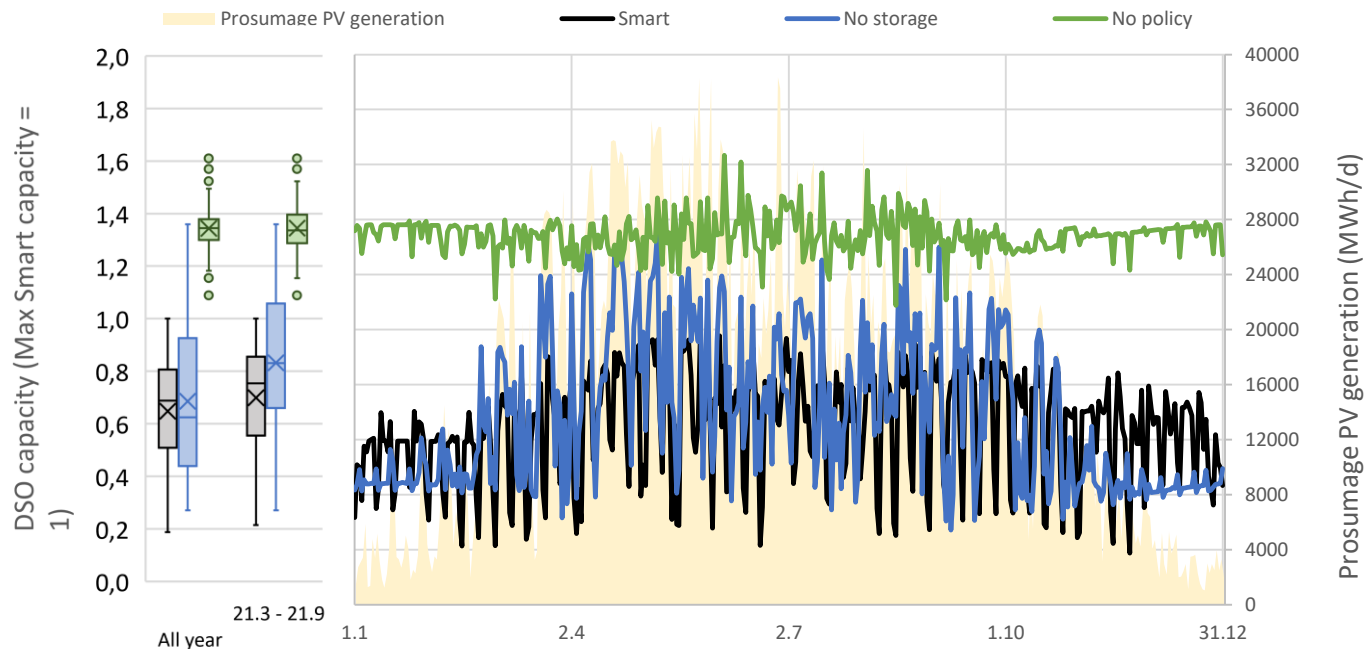
→ Einfluss von Prosumagespeichern auf täglichen VNB Kapazitätsbedarf



# Dezentrale(Prosumage) Speicher

## Numerisches Lastflussmodell für D mit länderweisen VNB

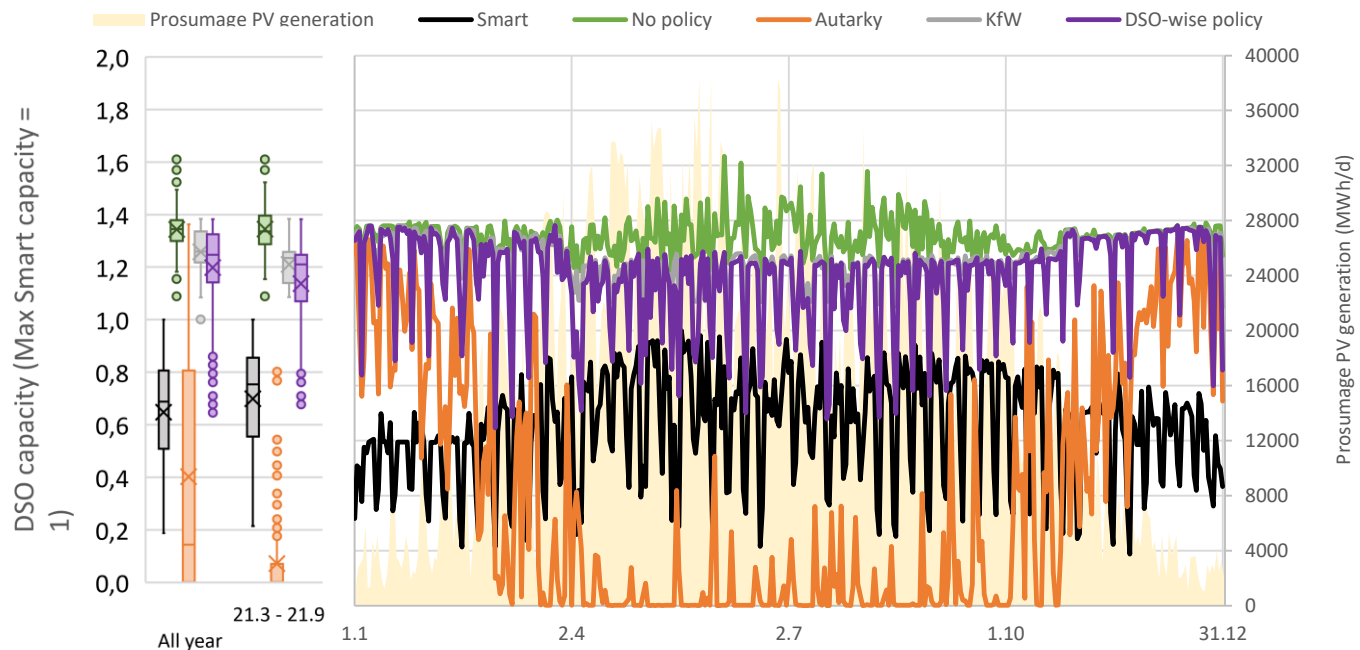
→ Einfluss von Prosumagespeichern auf täglichen VNB Kapazitätsbedarf



# Dezentrale(Prosumage) Speicher

## Numerisches Lastflussmodell für D mit länderweisen VNB

→ Einfluss von Prosumagespeichern auf täglichen VNB Kapazitätsbedarf



→ Institutions matter!

# Fazit

---

(Kostenoptimal eingesetzter) Speicher kann zu einem höheren oder geringerem Netzbedarf führen

## Abhängig von

- Korrelation der Erzeugungsgrenzkosten
- Eigenschaft der Netzenspässe
- Positionierung des Speichers
- Institutionelle Rahmenbedingungen
  
- Ein-/Aus speichern vor/hinter dem Netzenspass?

**Empirische Relevanz ist gegeben**

# Referenzen

---

Brancucci Martinez-Anido, C. and L. de Vries (2013). Are cross-border electricity transmission and pumped hydro storage complementary technologies? In European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference on the, pp. 1–7. IEEE.

Denholm, P. and R. Sioshansi (2009). The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems. *Energy Policy* 37(8), 3149–3158.

Haller, M., S. Ludig, and N. Bauer (2012b). Bridging the scales: A conceptual model for coordinated expansion of renewable power generation, transmission and storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (5), 2687-2695.

MacDonald, A. E., C. T. M. Clack, A. Alexander, A. Dunbar, J. Wilczak, and Y. Xie (2016). Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO<sub>2</sub> emissions. *Nature Climate Change*.

Steinke, F., P. Wolfrum, and C. Hoffmann (2013). Grid vs. storage in a 100 % renewable Europe. *Renewable Energy* 50, 826-832.

Zhou, Y., A. A. Scheller-Wolf, N. Secomandi, and S. Smith (2014). Managing wind-based electricity generation in the presence of storage and transmission capacity. Technical report, Tepper Working Paper 2011-E36.



# Vielen Dank

---

Paul Neetzow

Resource Economics Group  
paul.neetzow@hu-berlin.de

