



Interaktionen mit dem Übertragungsnetz

Egerer, J., Schill, W.-P., DIW DP (2014),
Economics of Energy & Environmental Policy (2014)

Quantitative Analysen im Projekt StoRES: Übersicht

	Speicher- typen	Zeitho- rizont	Speicheranwendungen						
			Tagesaus- gleich	Saison- ausgleich	Überschuss- integration	Lastgra- dienten	Spitzen- last	Netzent- lastung	Regel- leistung
Überschüsse <i>(Energy Policy 2014)</i>	Li-Ion (2h)	2022							
	PSW (8h)	2032	✓	✓	✓				
	P2G (500h)	2050							
Interaktionen Übertragungs- netz <i>(EEEP 2014)</i>	PSW (5-8h)	2012 2024 2034	✓		✓		(✓)	✓	
Vergleich von Stromspeichern <i>(DIW DP in Arbeit)</i>	Diverse Stromsp. (2-200h) DSM	2010 2020 2030	✓		✓	✓			✓ (in Arbeit)
Langfristiger Speicherbedarf <i>(IAEE 2014, DIW DP in Arbeit)</i>	Li-Ion PSW P2G (E/P end.)	Green- field, EE-Anteile 0-100%	✓	✓	✓	(✓)	✓		✓
Marktmacht <i>(DIW DP in Arbeit)</i>	PSW / Reservoirs	Stilisiert	✓		(✓)				

Übersicht

1. Motivation und Forschungsfragen
2. Methodik und Modellbeschreibung
3. Inputparameter und Investitionsszenarien
4. Ergebnisse der Szenarien
5. Fazit

- Derzeitige Debatte: Investitionen in Kraftwerke, Netze und Speicher als Substitute?
- Forschungsfragen:
 - Kostenminimale Investitionen in Gaskraftwerke, Pumpspeicher und Übertragungsnetze in Deutschland
 - Erforderliche Kapazitäten und geographische Lage
 - Interaktionen dieser Infrastrukturoptionen
- Integrierte Planungsperspektive → keine Prognose!

- Kombiniertes Kraftwerkseinsatz-, Übertragungsnetz- und Investitionsmodell
 - Minimierung der Gesamtkosten
 - Lastflussmodell
 - Ganzzahlige Investitionsvariablen → MILP
- Exogen:
 - Bestandskraftwerke, Bestandsnetz
 - Last (Auswahl von Stunden)
 - Variable Kosten und spezifische Investitionen
- Endogen:
 - Kraftwerks- und Speichereinsatz
 - Lastflüsse
 - Räumlich optimierte Investitionen

- Zielfunktion: Minimierung der jährlichen Systemkosten

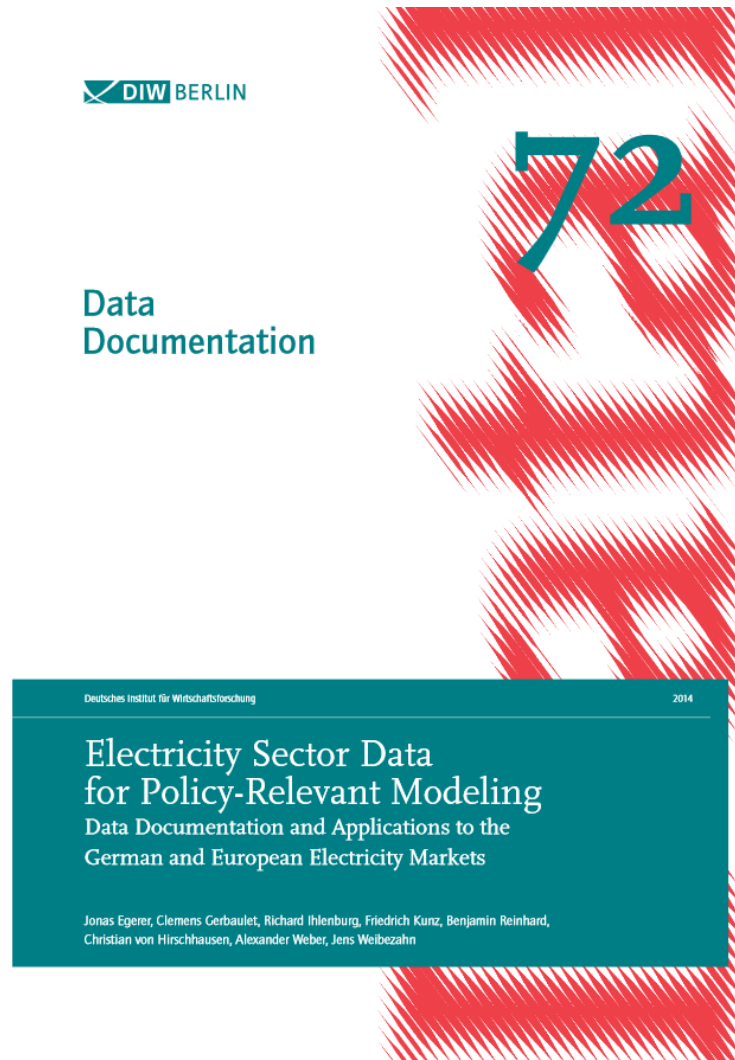
$$\begin{aligned}
 \min_{\substack{g_{p,t}, r_{n,s,t}, ps_{b,t} \\ i.cap_{n,cap}, g.cap_{n,cap,t} \\ i.sto_{n,sto}, ps.sto_{sto,t} \\ i.ac_{ac}, i.dc_{dc}}} costs = & [\sum_{p,t} (C_{p,t} * g_{p,t}) + \sum_{cap,t} (VC_{cap} * g.cap_{n,cap,t})] * Yh && \text{Variable generation cost} \\
 & + \sum_{n,cap} (FC.cap_{cap} * i.cap_{n,cap}) && \text{Investment costs generation capacity} \\
 & + \sum_{sto} (FC.sto_{sto} * i.sto_{sto}) && \text{Investment costs storage} \\
 & + \sum_{ac} (FC.ac_{ac} * i.ac_{ac}) && \text{Investment costs AC lines} \\
 & + \sum_{dc} (FC.dc_{dc} * i.dc_{dc}) && \text{Investment costs DC lines}
 \end{aligned}$$

- Nebenbedingungen

$$\begin{aligned}
 g_{p,t} &\leq \bar{G}_{p,t} \\
 r_{n,s,t} &\leq \bar{R}_{n,s,t} \\
 \bar{ps}_{b,t} + \overleftarrow{ps}_{b,t} &\leq \bar{PS}_b \\
 pslevel_{b,t} &\leq \bar{LS}_b \\
 pslevel_{b,t} &= 0.75\overrightarrow{ps}_{b,t} - \overleftarrow{ps}_{b,t} + pslevel_{b,t-1} \\
 |pf_{ac,t}| &\leq (\bar{P}_{ac} + i.ac_{ac} * 1.7) * TRM \\
 ni_{n,t} &= \sum_{nn} (\theta_{nn,t} * B_{n,nn}) \\
 pf_{ac,t} &= \sum_n (\theta_{n,t} * H_{ac,n}) \\
 slack_n * \theta_{n,t} &= 0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 g.cap_{n,cap,t} &\leq i.cap_{n,cap} * 0.5 \\
 \overrightarrow{ps.sto}_{sto,t} + \overleftarrow{ps.sto}_{sto,t} &\leq \bar{PS.sto}_{sto} * i.sto_{sto} \\
 pslevel.sto_{sto,t} &\leq \bar{LS.sto}_{sto} * i.sto_{sto} \\
 pslevel.sto_{sto,t} &= 0.75\overrightarrow{ps.sto}_{sto,t} - \overleftarrow{ps.sto}_{sto,t} + pslevel.sto_{sto,t-1} \\
 |ni.dc_{dc,t}| &\leq i.dc_{dc} * 1.0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \sum_{p \in n} g_{p,t} + \sum_s r_{n,s,t} - Q_{n,t} \\
 + \sum_{b \in n} (\overleftarrow{ps}_{b,t} - \overrightarrow{ps}_{b,t}) \\
 + \sum_{cap} g.cap_{n,cap,t} \\
 + \sum_{sto \in n} (\overleftarrow{ps.sto}_{sto,t} - \overrightarrow{ps.sto}_{sto,t}) \\
 + ni_{n,t} + (\sum_{dc \in n} ni.dc_{dc,t} * Inc.dc_{dc,n}) = 0
 \end{aligned}$$



Data Documentation 72
2 Germany

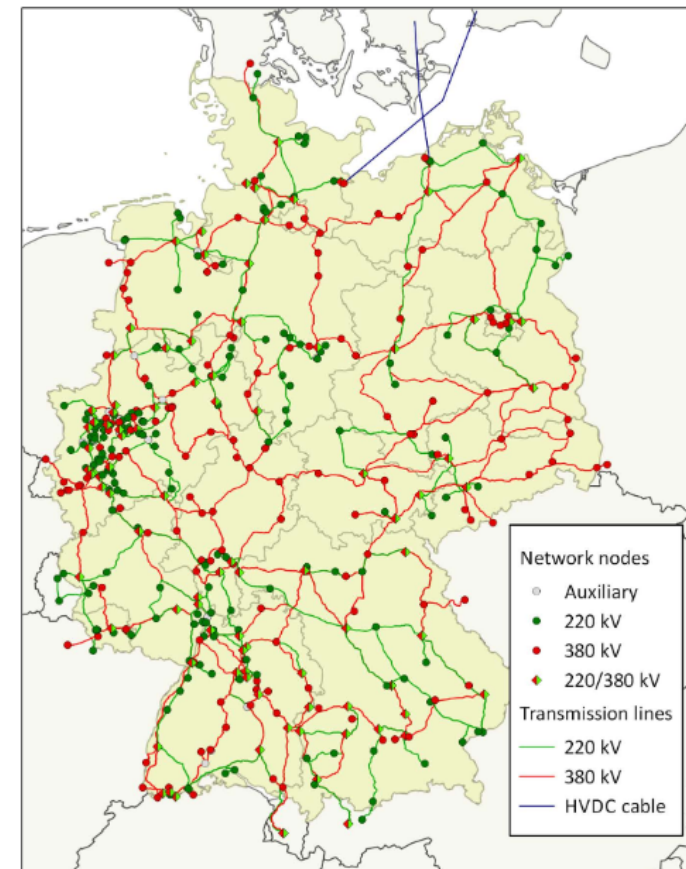
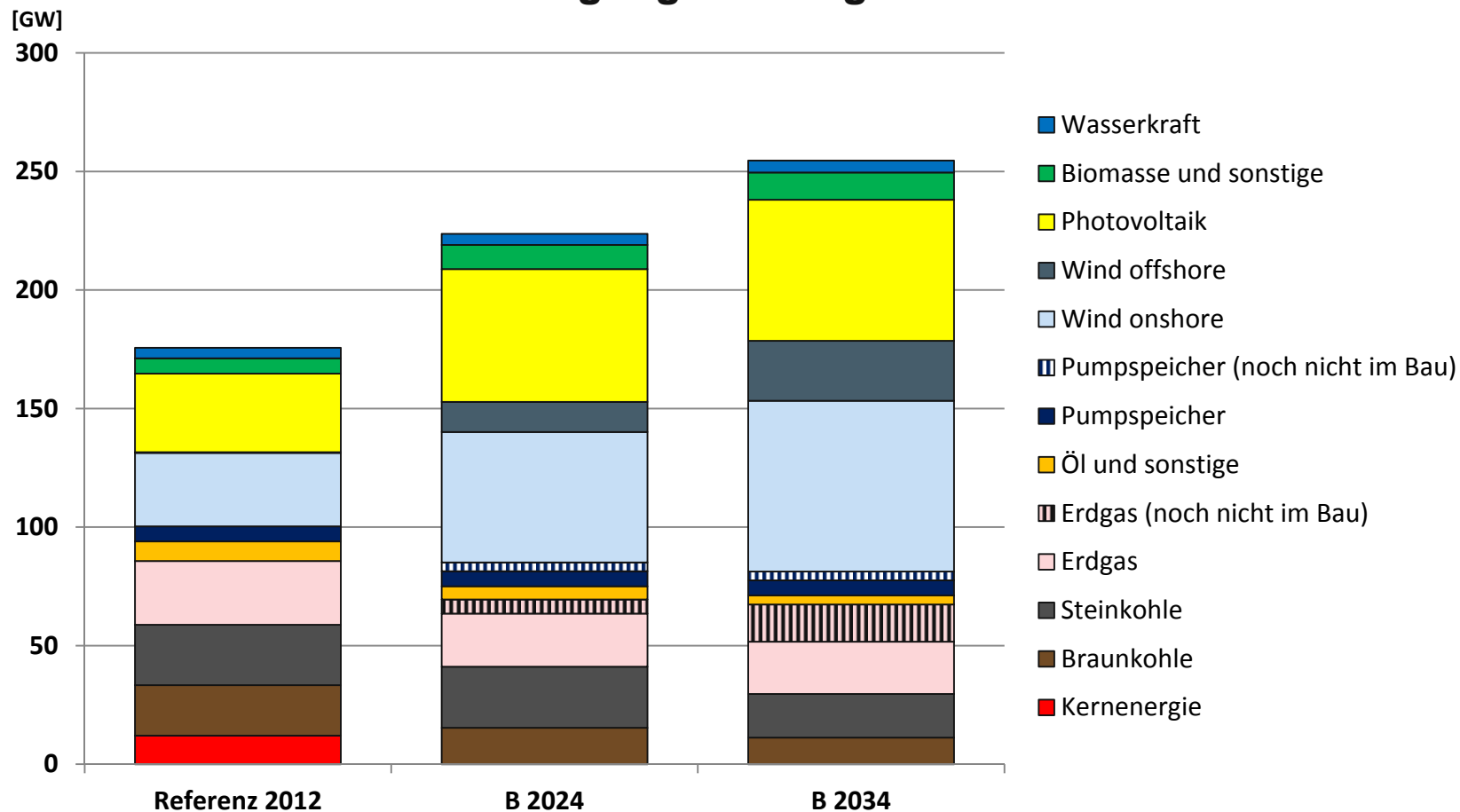


Figure 4: The German high-voltage electricity transmission system in 2012

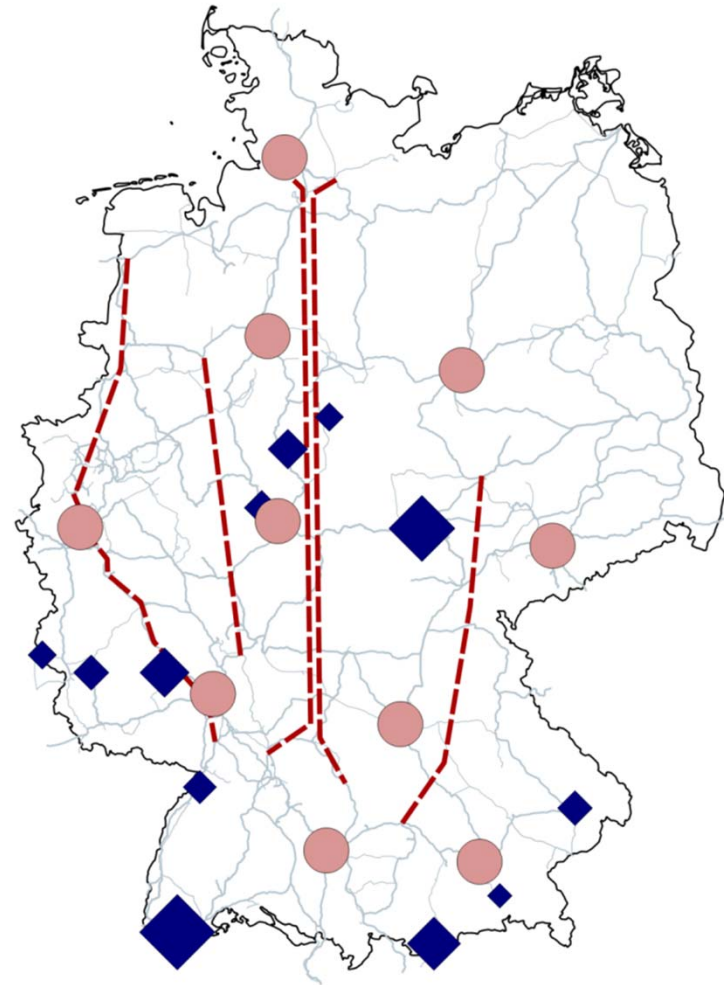
Source: Own depiction based on VDE (2010), OpenStreetMap contributors (2013), 50Hertz (2013a), TenneT (2013a), and Joost (2013).

Installierte Erzeugungskapazität



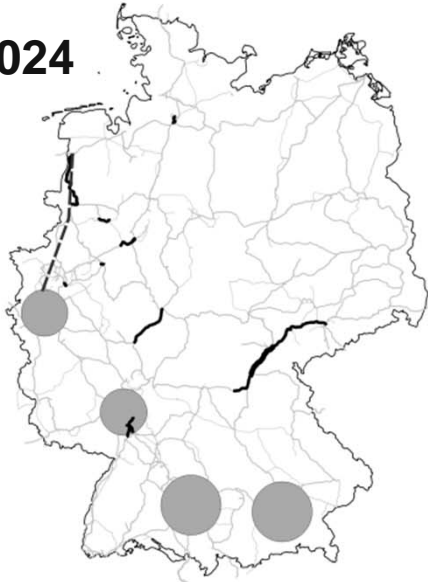
→ Stromerzeugungskapazität überwiegend exogen

- Gaskraftwerke in Schritten von 500 MW an 10 Knoten
- 13 Pumpspeicherprojekte (NEP und BDEW)
- Verstärkung aller existierender Wechselstromleitungen
- Sechs neue DC-Leitungen



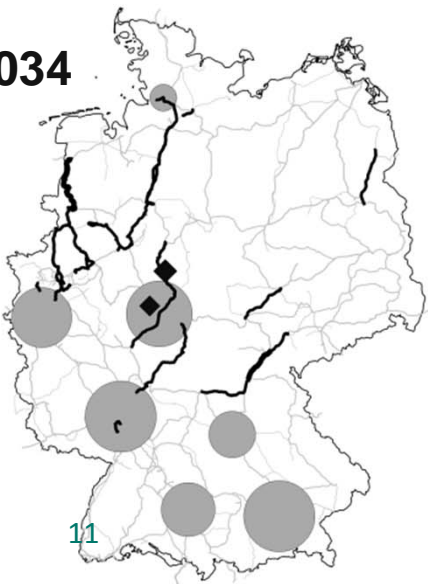
Scenario	Investments in				Costs of RES curtailment
	Gas power plants	Transmission lines	Pumped hydro storage		
Reference scenario	✓	✓	✓		0
Decreased curtailment 100	✓	✓	✓		100 EUR/MWh
Decreased curtailment 1000	✓	✓	✓		1000 EUR/MWh
No network extension	✓	-	✓		0
Exogenous storage	✓	✓	Exogenous (NEP)		0

2024



- 2024:
 - 8 GW GuD, v.a. in Süddeutschland
 - Keine Pumpspeicher (geringe Arbitragemöglichkeiten)
 - Selektive Netzverstärkungen
 - EE-Anteil von 48%, Abregelung von 1,3 TWh (0,5%)

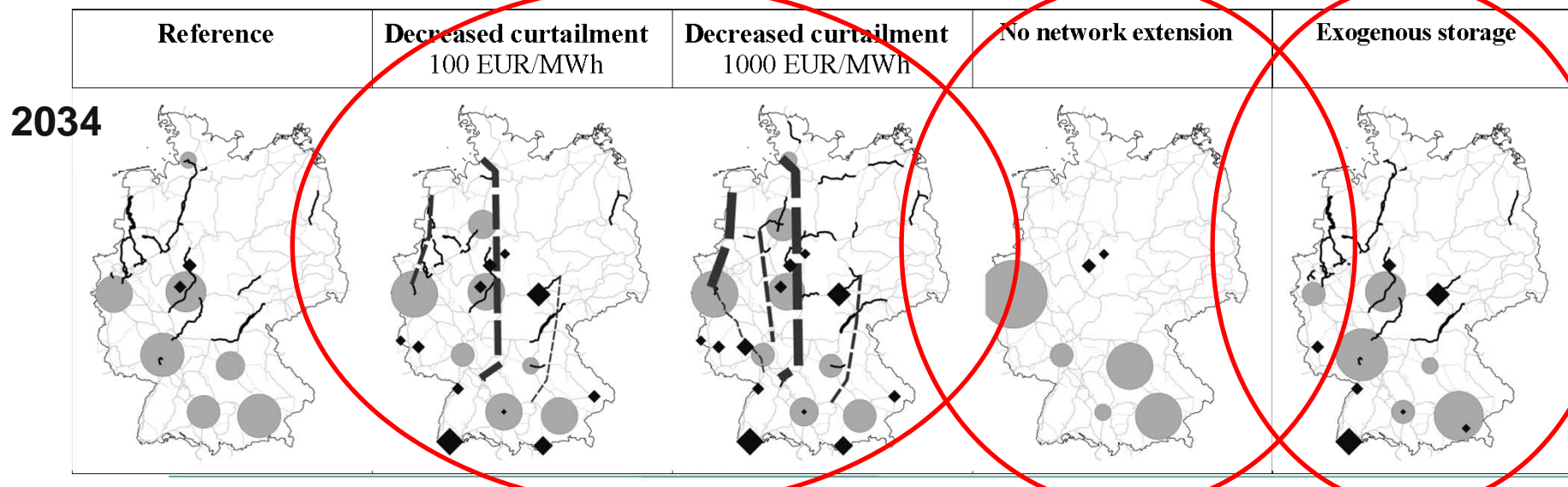
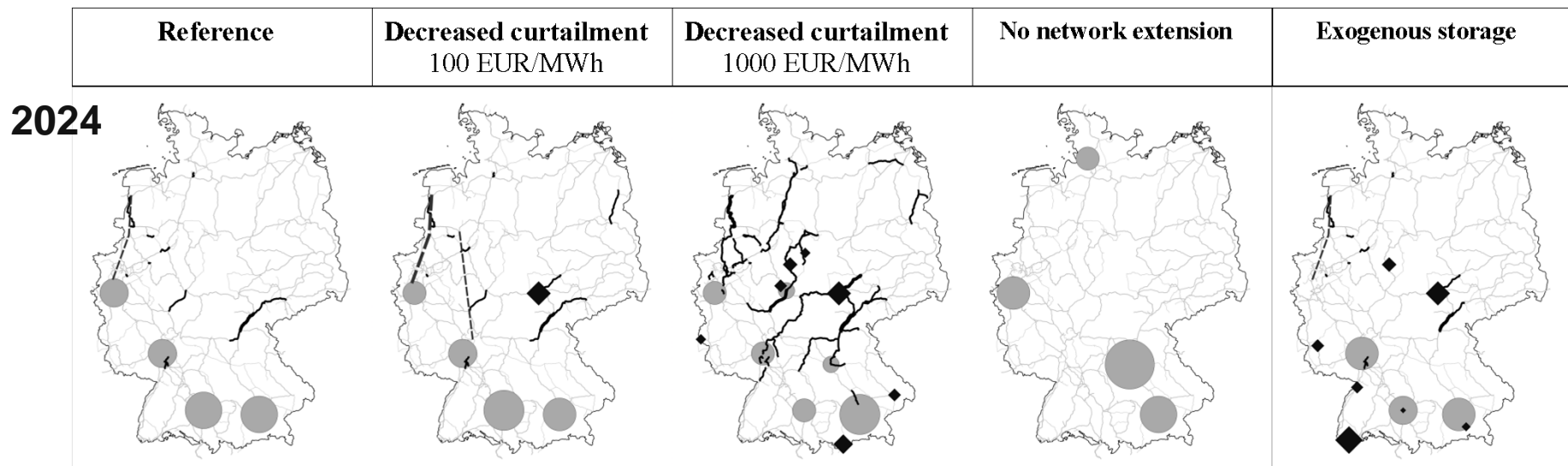
2034



- 2034:
 - 16,5 GW GuD in Süd- und Westdeutschland
 - Geringfügige Pumpspeicherinvestitionen
 - Netzverstärkungen SN/TH-BY und NI-NW
 - EE-Anteil von 60%, Abregelung von 5,7 TWh (1,7%)

4

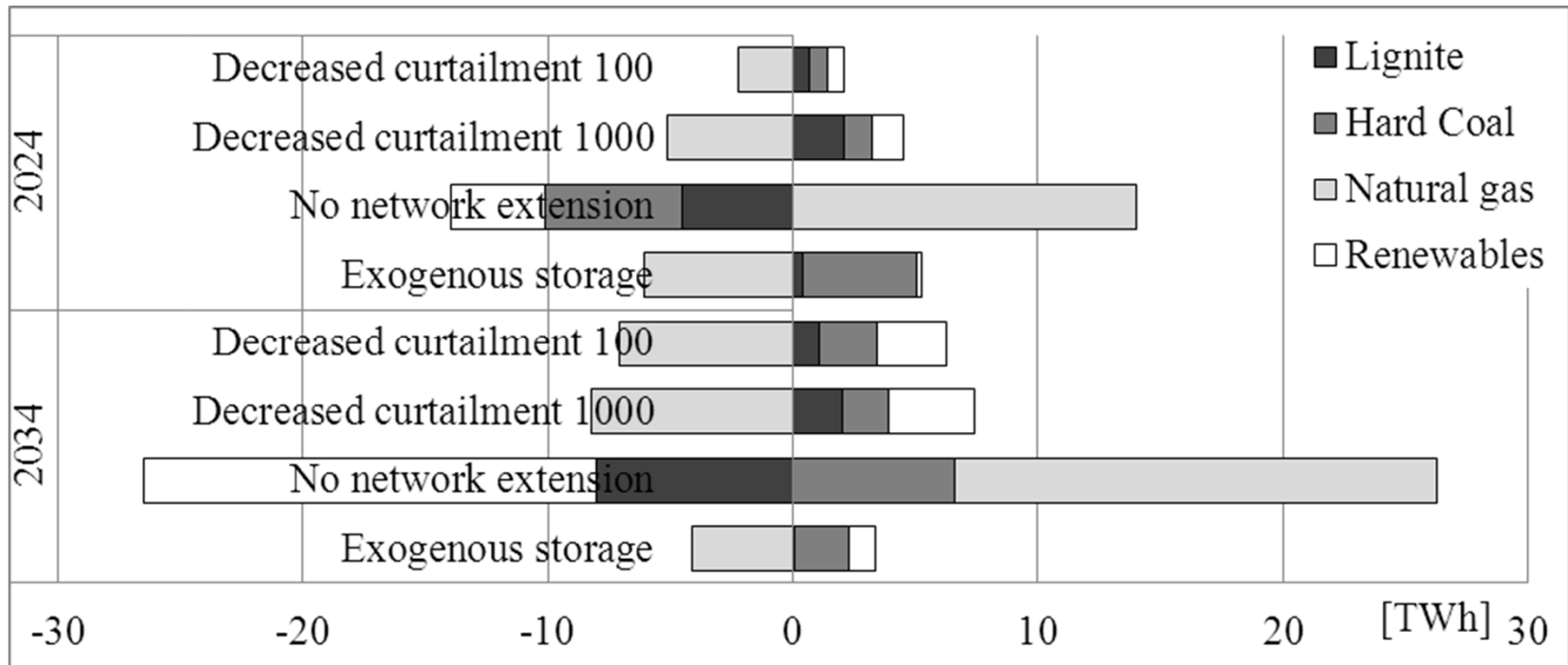
Investitionen in weiteren Szenarien



→ Hohe Investitionen → Teilweise substituierte Kraftwerkszubauten

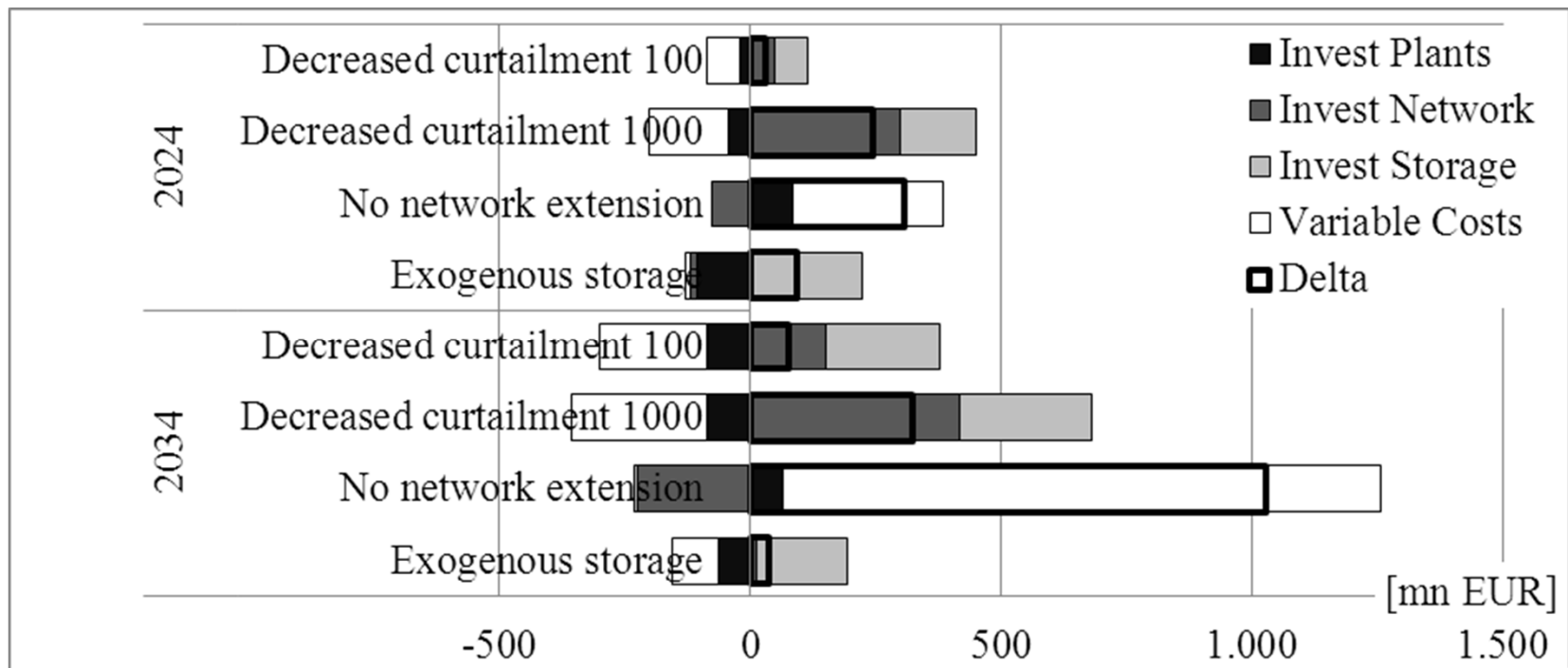
4

Änderungen in der Stromerzeugung gegenüber Referenzszenario



→ Speicher verbessern nicht nur EE-Integration, sondern erhöhen (temporär) auch die Kohleverstromung

→ Ohne Netzausbau hohe EE-Abregelung



→ Ohne Netzausbau höchste Kosten

→ Reduzierte Abregelung: steigende Grenzkosten

→ Exogene Speicher mit geringen Mehrkosten – diesen stehen aber weitere Systemnutzen gegenüber

- EE-Integration erfordert zunehmende Infrastrukturinvestitionen
- Gaskraftwerke, Speicher und Netze nur zu gewissem Teil Substitute, eher komplementärer Charakter
- Mischung von allen Optionen ist kostenoptimal
- Kraftwerkszubau: richtige Platzierung sicherstellen (Marktdesign)
- Moderater Pumpspeicherzubau als „no-regret“ Option
- Netzausbau: für kostengünstige EE-Integration unerlässlich
- Temporäre Erhöhung der Kohleverstromung möglich → aber kein Argument gegen Flexibilitätsoptionen

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.



**DIW Berlin — Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.**
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
www.diw.de

Redaktion
Jonas Egerer | jegeberer@diw.de
