

Storage for Renewable Energy Sources (StoRES) - Abschlussworkshop

Langfristiger Stromspeicherbedarf bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Perspektive 2050

Alexander Zerrahn, Wolf-Peter Schill

1. Motivation – Langfristige Perspektive
2. Das Modell
3. Ergebnisse der Modellrechnungen
 - 3.1. Baseline-Szenario
 - 3.2. Sensitivitäten: Erneuerbare
 - 3.3. Sensitivitäten: Speicherkosten
 - 3.4. Sensitivitäten: Modellierungsfragen
4. Diskussion

Motivation – Langfristige Perspektive

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

- **Studien zu Speichern in der kurzen und mittleren Frist**
 - Kurzfristig geringer Bedarf
 - In der langen Frist teilweise deutlich mehr
- **Forschungsfragen an ein zukünftiges System mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer**
 - Kapazitätsmix & Speicherbedarf unter Greenfield-Annahmen
 - Welche Rolle spielen verschiedene Typen von Speichern?
 - Welchen Einfluss haben Regelleistung und DSM?
 - Wie wirken sich verschiedene Kostenentwicklungen aus?
- **Explorativer Charakter**

Das Modell

- **Minimierung der Gesamtkosten (Investitionen, fix, variabel)**
- **Features**
 - Lineare Formulierung mit Laständerungskosten
 - Stündliche Auslösung über ein Jahr (8760 Stunden)
 - Abbildung von Regelleistung
 - SRL und MRL, Bedarf und Abruf
 - Endogener Bedarf in Abhängigkeit von installierten Erneuerbaren
 - DSM-Formulierung: Lastreduktion und Lastverschiebung
 - Speicher: Separate Investitionen in Leistung und Energie
- **Abbildung verschiedener Einsatzgebiete von Speichern**
 - Tages- und saisonaler Ausgleich Aufnahme von Überschüssen, Spitzenlastdeckung

- **Grundsätzlich „Greenfield“**
 - Hypothetisches künftiges Stromsystem mit hohen EE-Anteilen
- **Kalibrierung angelehnt an deutsche Rahmendaten**
 - Obergrenzen für Investitionen nur bei DSM und Wind offshore, Biomasse (Energie)
- **Kostenprojektionen für 2050**
 - DIW Berlin Data Documentation
 - Umfassende Sensitivitätsanalysen möglich
- **Drei stilisierte Speichertechnologien**

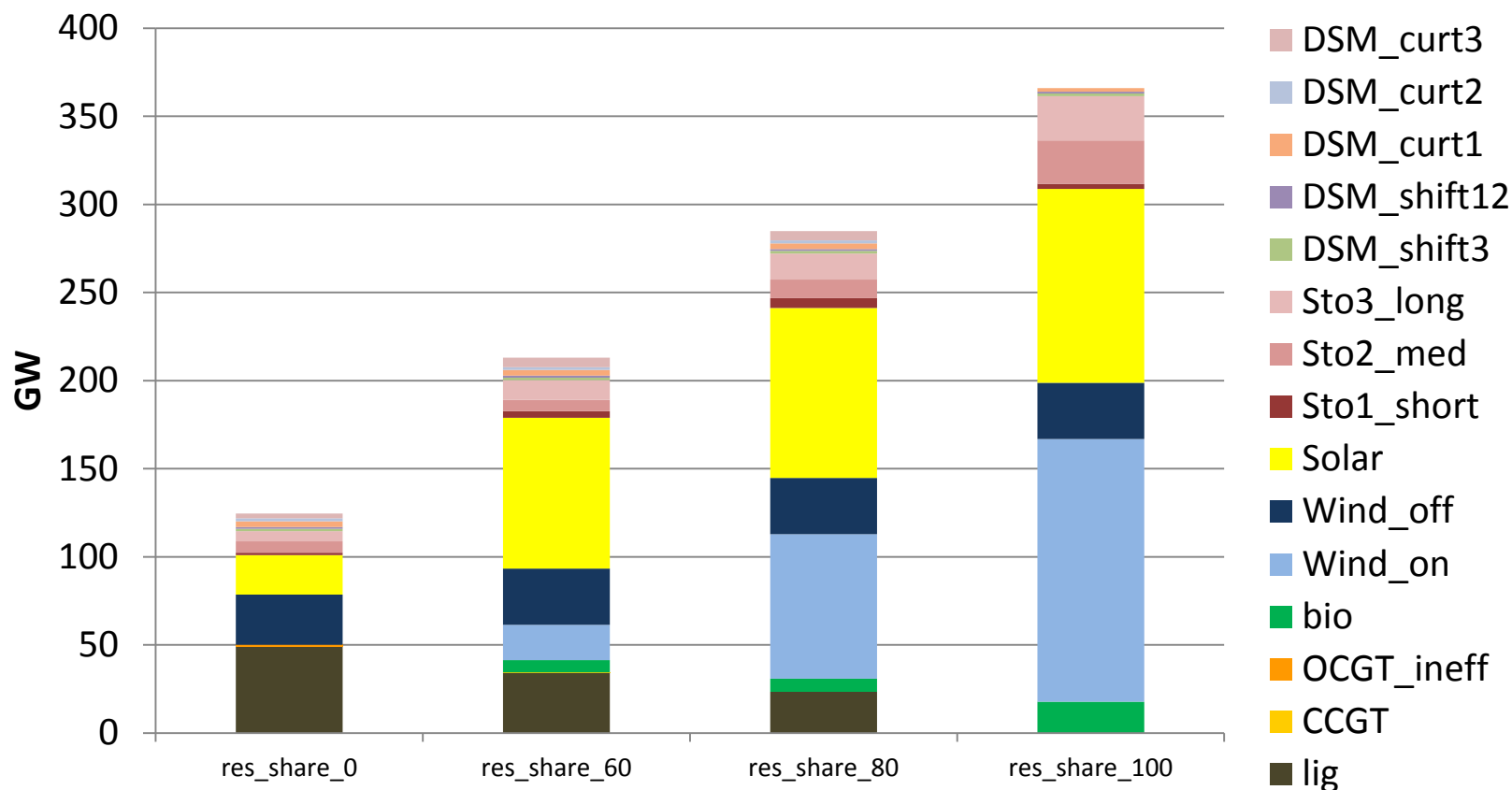
	Kosten Leistung (€/kW)	Kosten Energie (€/kWh)	Effizienz
Stündlich (Li-Ion)	35	150	0,9
Täglich (PHS)	750	13	0,8
Saisonal (H ₂)	500	1	0,5

- **Langfristige Analysen immer mit großen Unsicherheiten behaftet**
 - Modell mit Daten-Projektionen für 2050 kalibriert
 - Absolute Zahlen sind indikativ
 - Erkenntnisse aus relativen Betrachtungen zwischen verschiedenen Szenarien
- **Bestimmung eines optimalen Kraftwerksparks**
- **Wichtig: Keine Prognose**
- **Diskussionspapier in Arbeit**

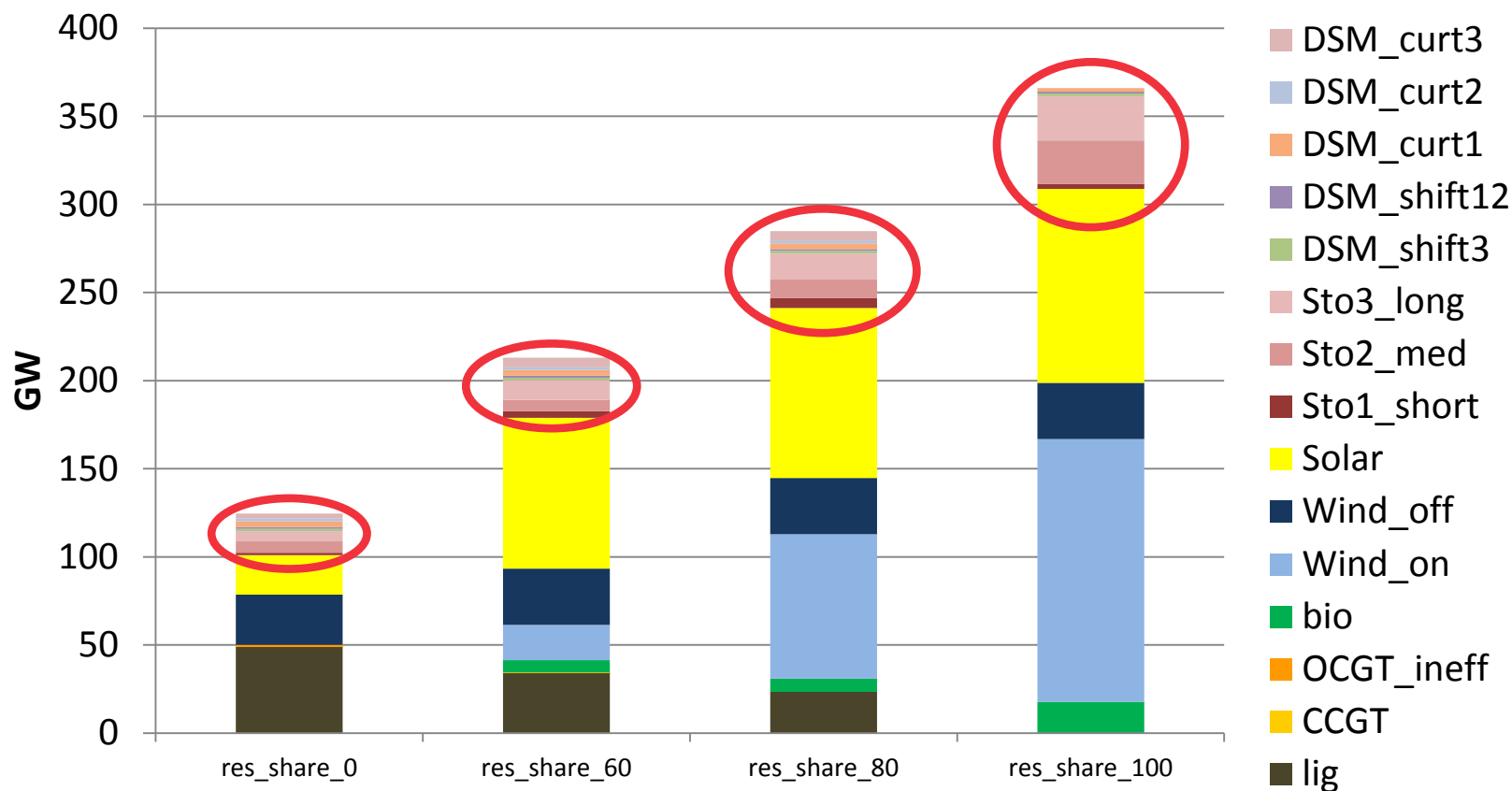
- **Baseline-Szenario und Sensitivitäten**
 - Jedes Szenario grundsätzlich mit DSM und Regelleistung
 - Und variierenden Mindest-EE-Anteilen von 0, 60, 80, 100%
- **Sensitivitäten zu Erneuerbaren**
 - Offshore-Deckel: Baseline → Restriktiv, Hoch
 - EE-Kosten: Baseline → Niedrig (-50%), Hoch (+50%)
 - Windprofil: Baseline → Geglättet
- **Sensitivitäten zu Speichern**
 - Speicherkosten: Baseline → „Durchbruch“ (-50%), Pessimistisch (+50%)
- **Sensitivitäten zu weiteren Modellfeatures**
 - DSM-Kapazität: Baseline → Restriktiv, Hoch
 - Regelenergie: Baseline → Keine
 - Basisjahr: 2013 → 2010, 2011, 2012

Ergebnisse der Modellrechnungen

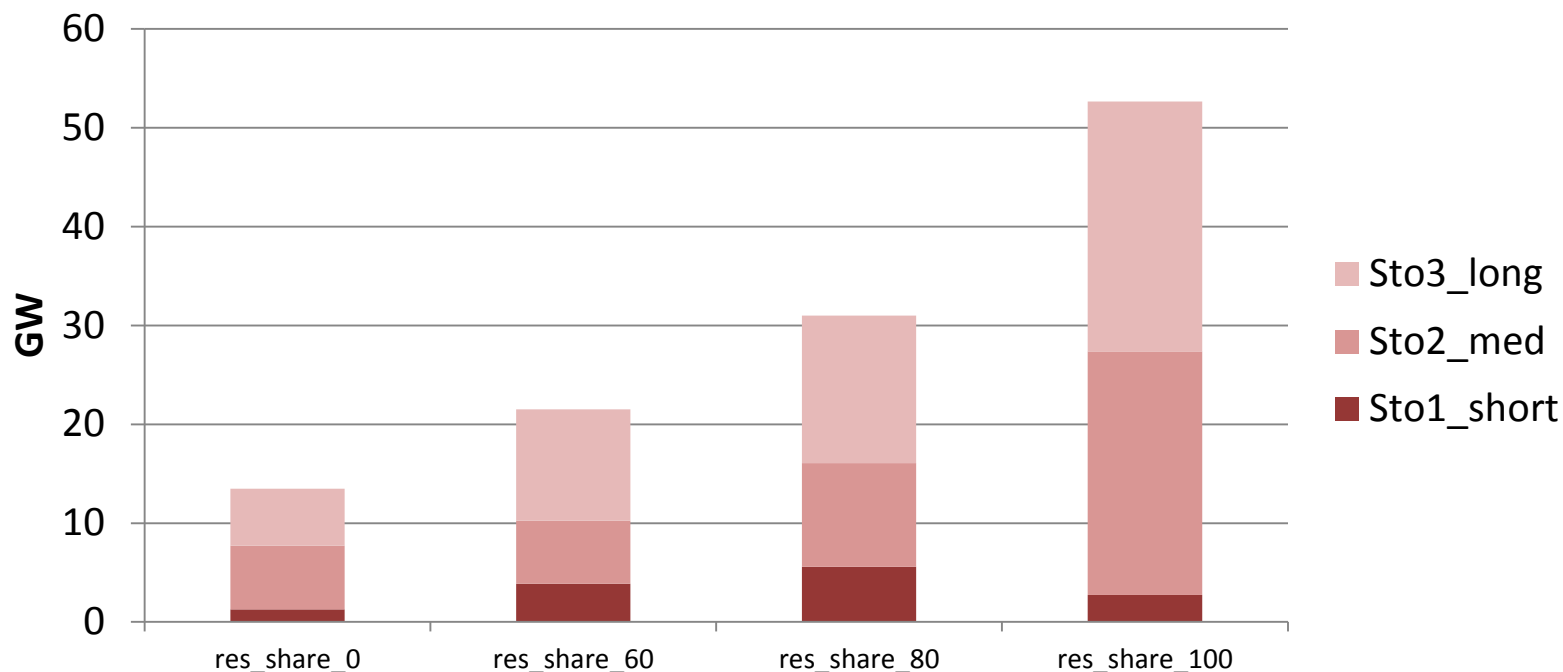
--- Baseline-Szenario ---



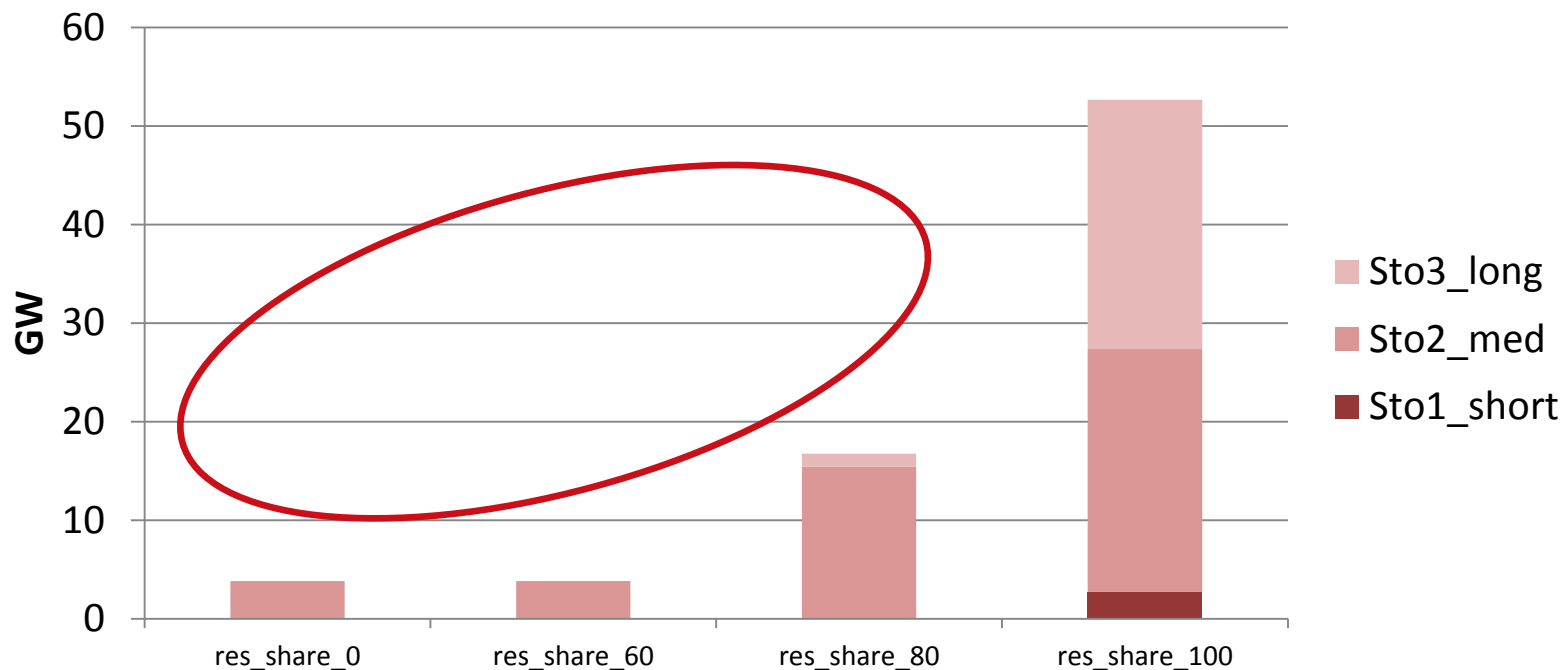
- Hohe EE-Anteil erfordern ein diverses Portfolio
- Wind offshore ist immer an der Kapazitätsgrenze



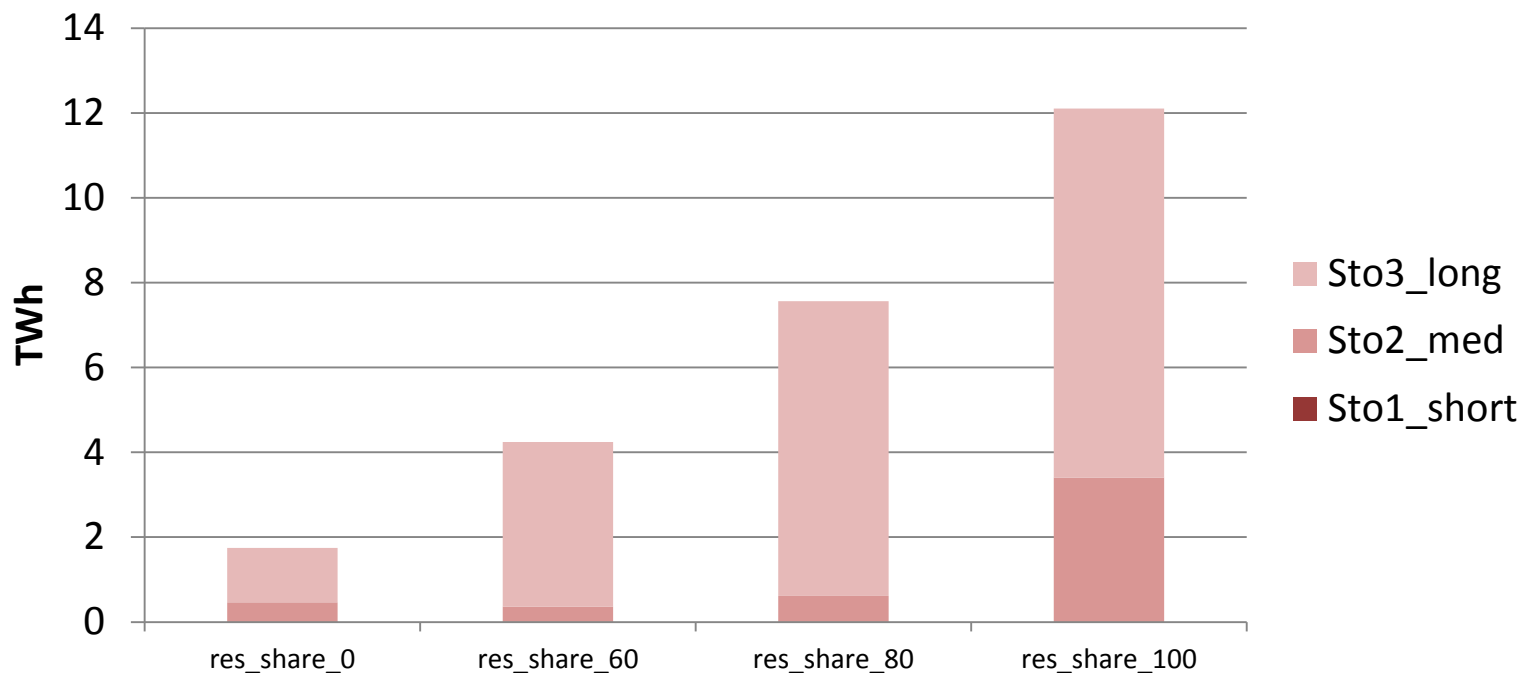
- Hohe EE-Anteil erfordern ein diverses Portfolio
- Wind offshore ist immer an der Kapazitätsgrenze



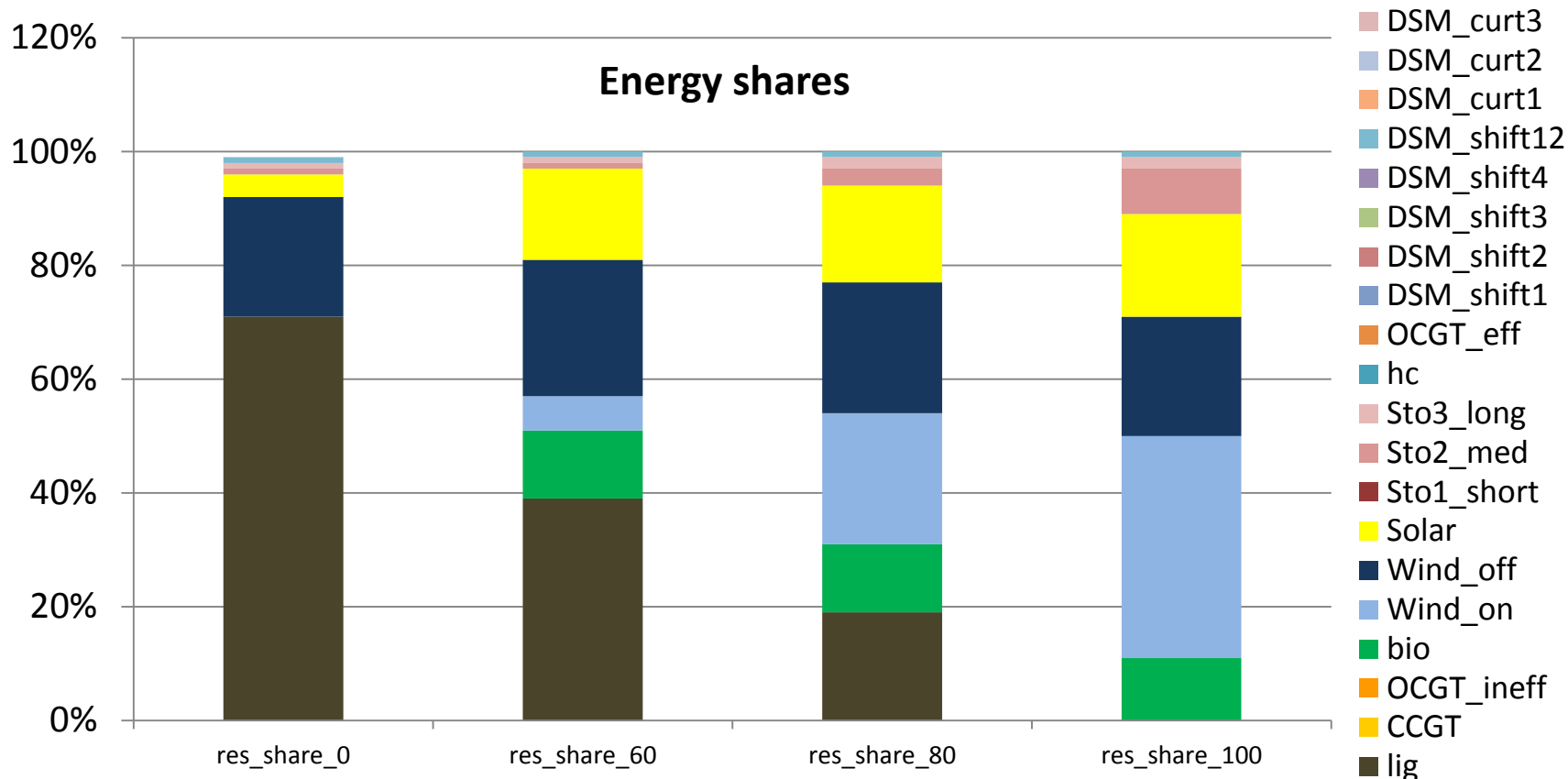
- Hohe Speicherleistung über alle EE-Anteile → Greenfield-Ansatz
- Speicherleistung steigt stark in den EE-Anteilen
- Richtung 100% EE überwiegen die Saison- und mittelfristigen Speicher



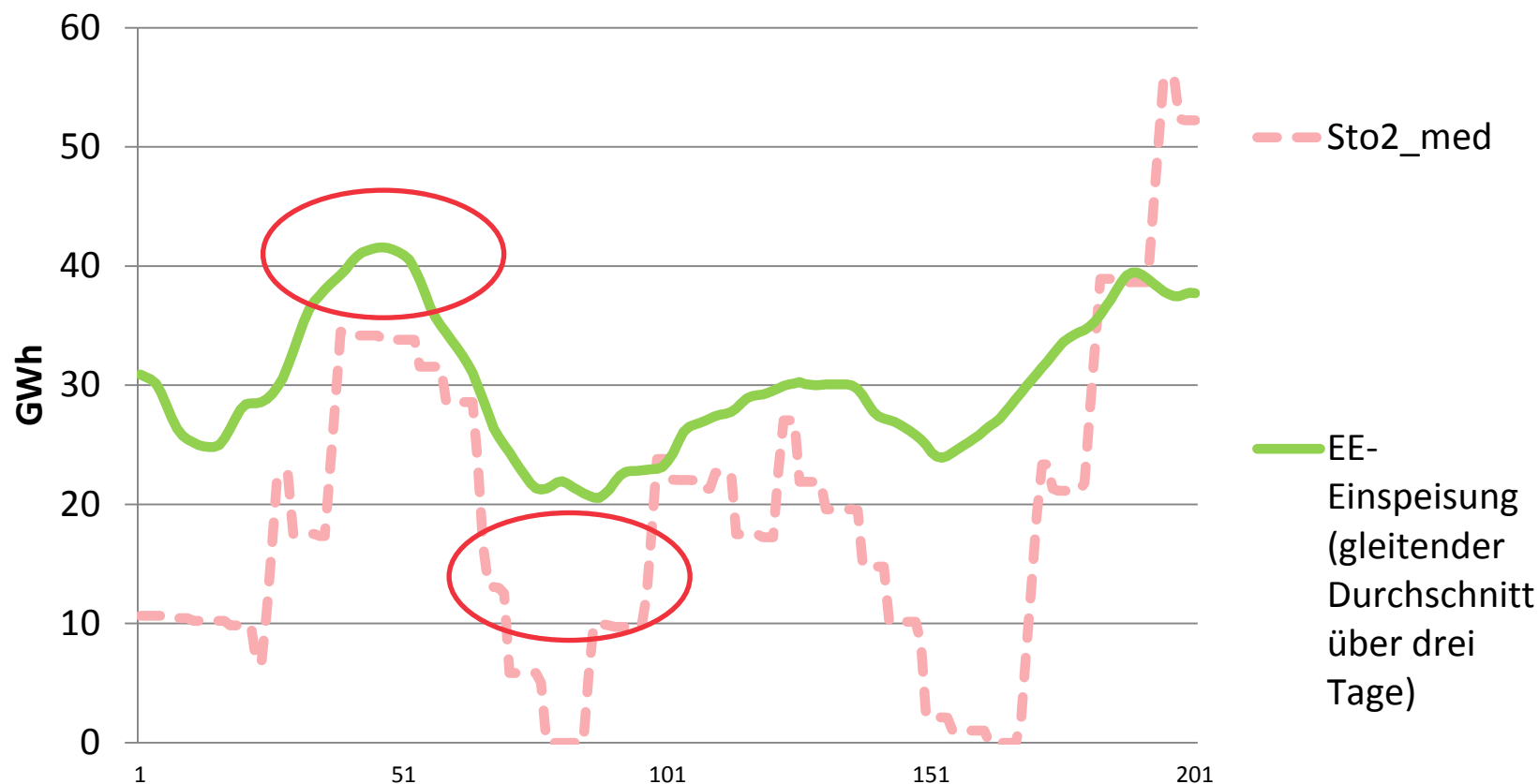
- Speicher-Leistung bei Mindestkapazitäten nach NEP 2014, Szenario B2034
- Deutlich geringere Investitionen in Speicher
- Speicherbedarf wächst erst mit sehr hohen EE-Anteilen
- Ähnliche Befunde in anderen Studien



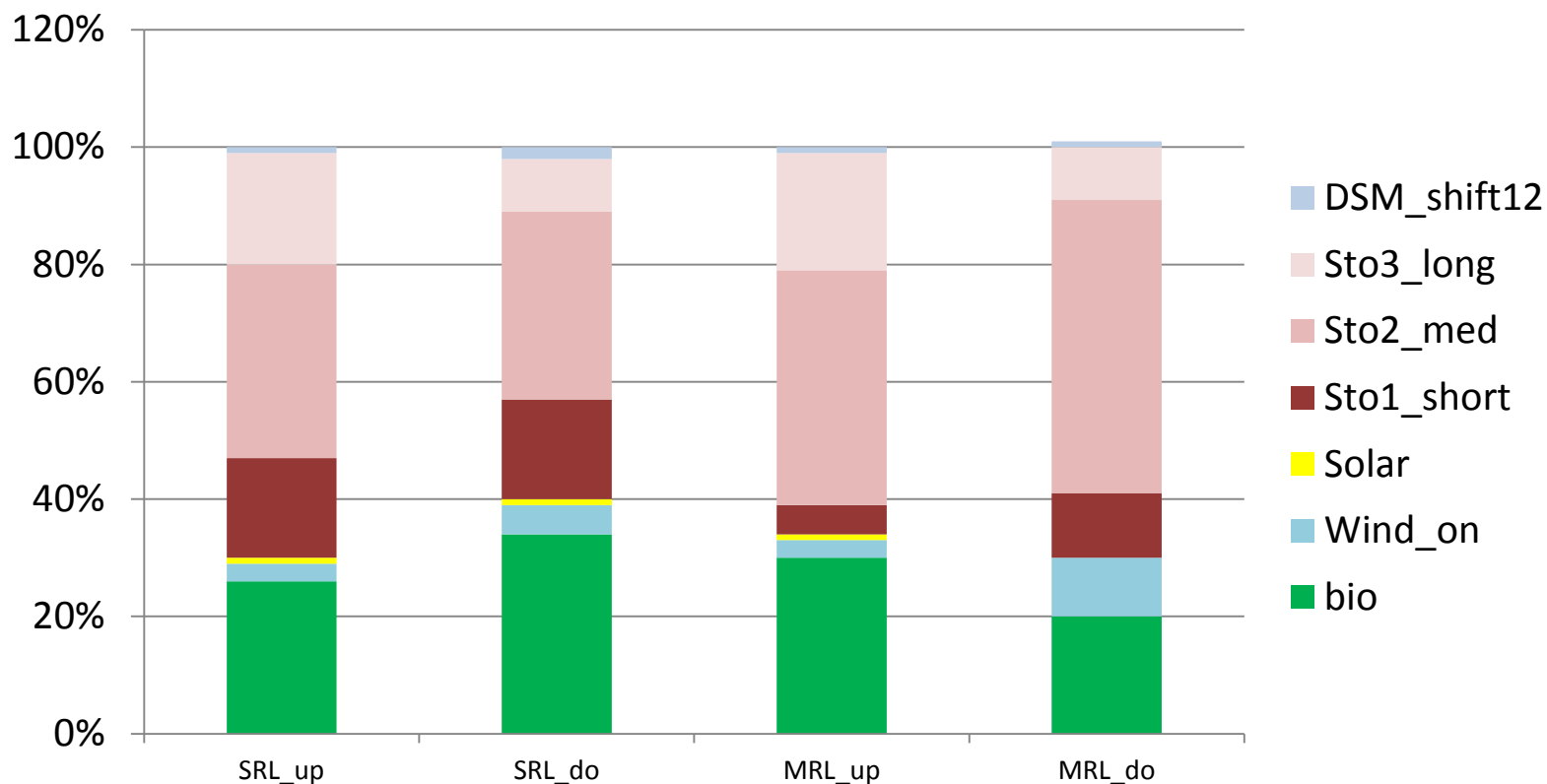
- Analoges Bild zu Speicher-Leistung
- Hohe Investitionen in Energie, vor allem für Langfristspeicher



- Analoges Ergebnis zu installierten Kapazitäten
- Diversifizierte EE-Erzeugung
- Die preiswertesten EE werden zuerst ausgebaut



- Füllstand des Tagesspeichers über einen Verlauf von exemplarischen zwei Wochen
- Speicher gleicht volatile EE-Erzeugung „mittelfristig“ aus

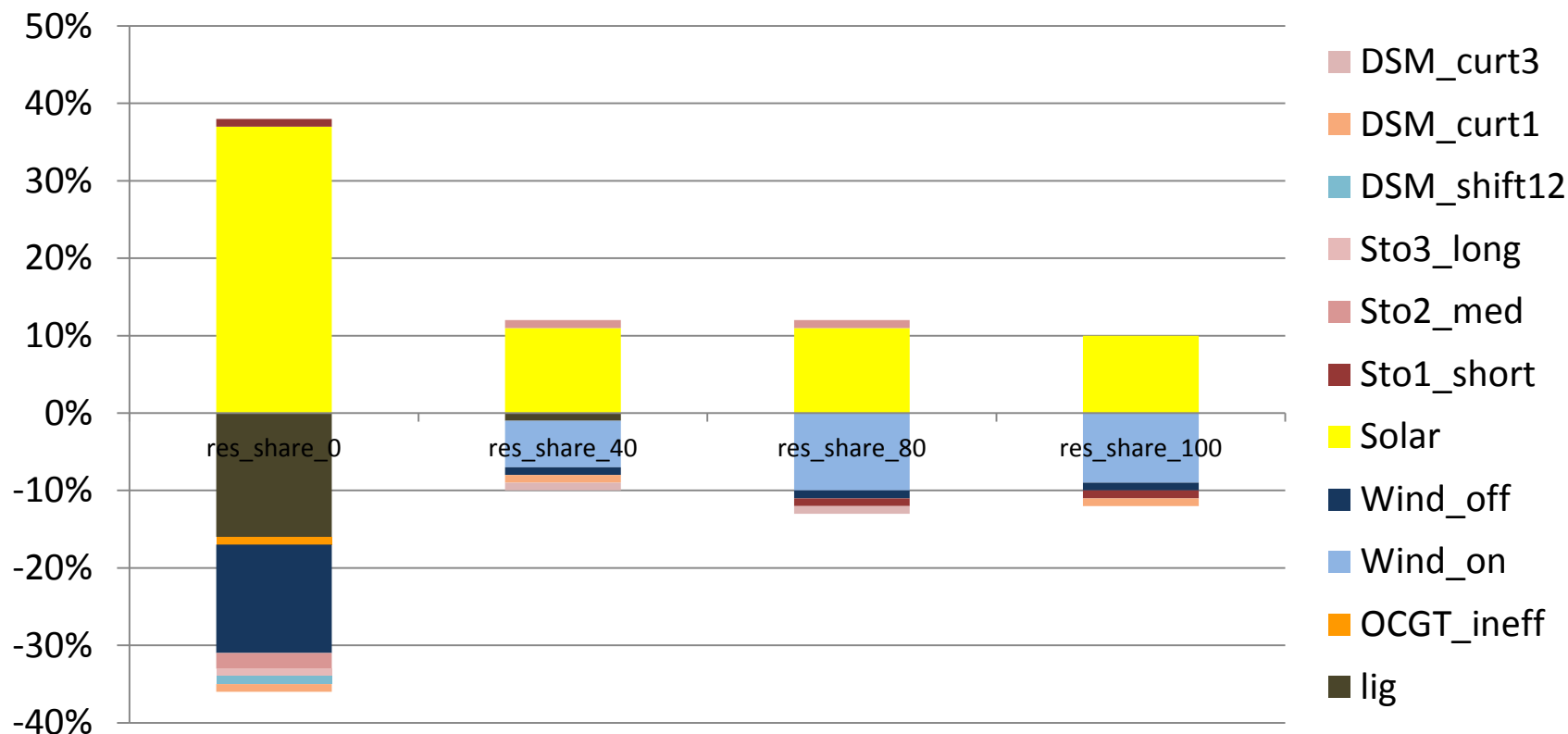


- Abgerufene Reserven für 100% EE
- Speicher erbringen großen Teil der Regelernergie

Ergebnisse der Modellrechnungen

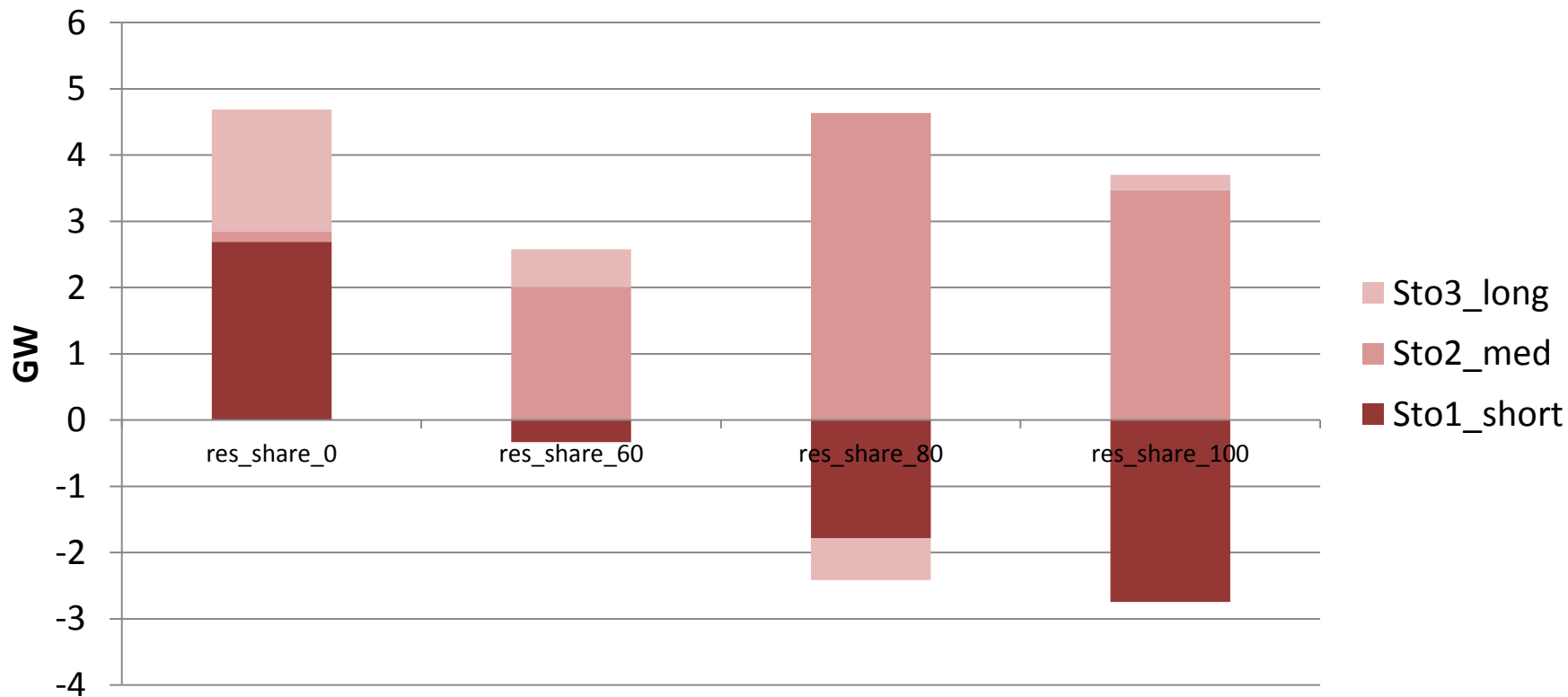
--- Sensitivitäten: Erneuerbare ---

- Kapazitäten relativ zum Baseline-Szenario



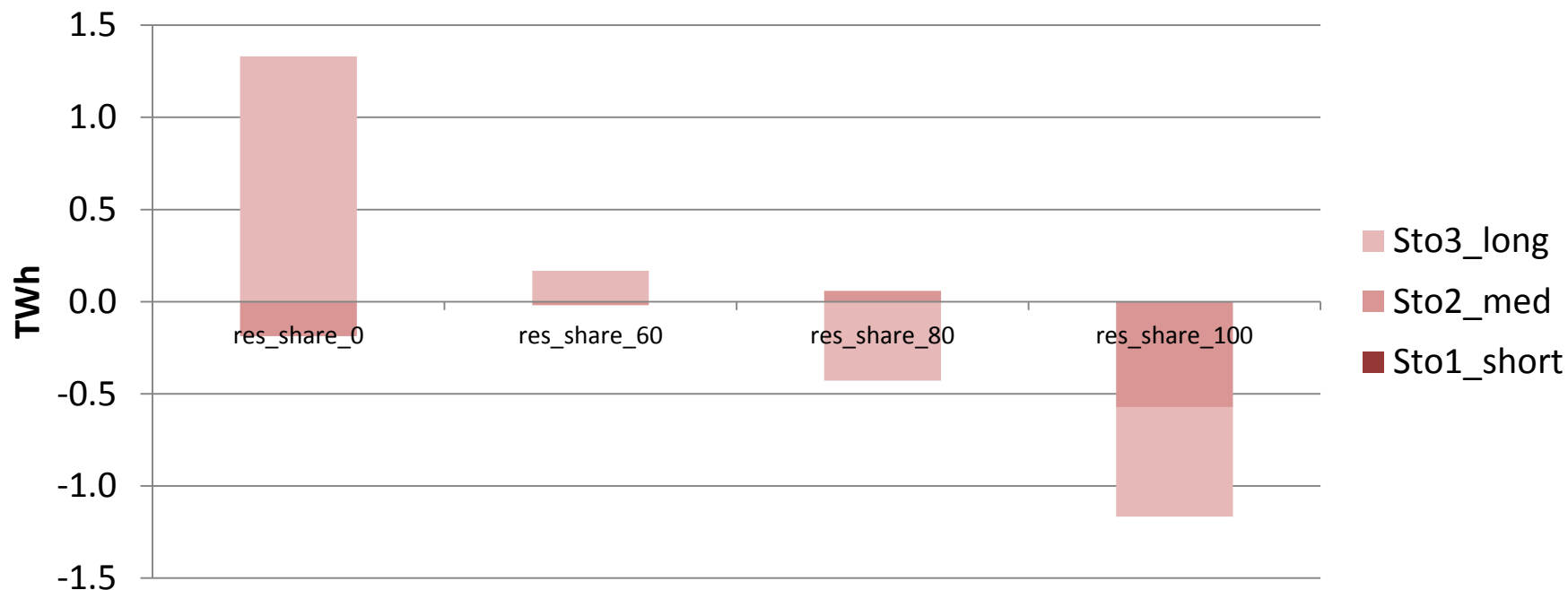
- Preiswertere PV verdrängt andere Kapazitäten

- Speicher-Leistung: Unterschiede zum Baseline-Szenario



- Deutlich höhere mittelfristige Speicher-Leistung

- **Speicher-Leistung: Unterschiede zum Baseline-Szenario**

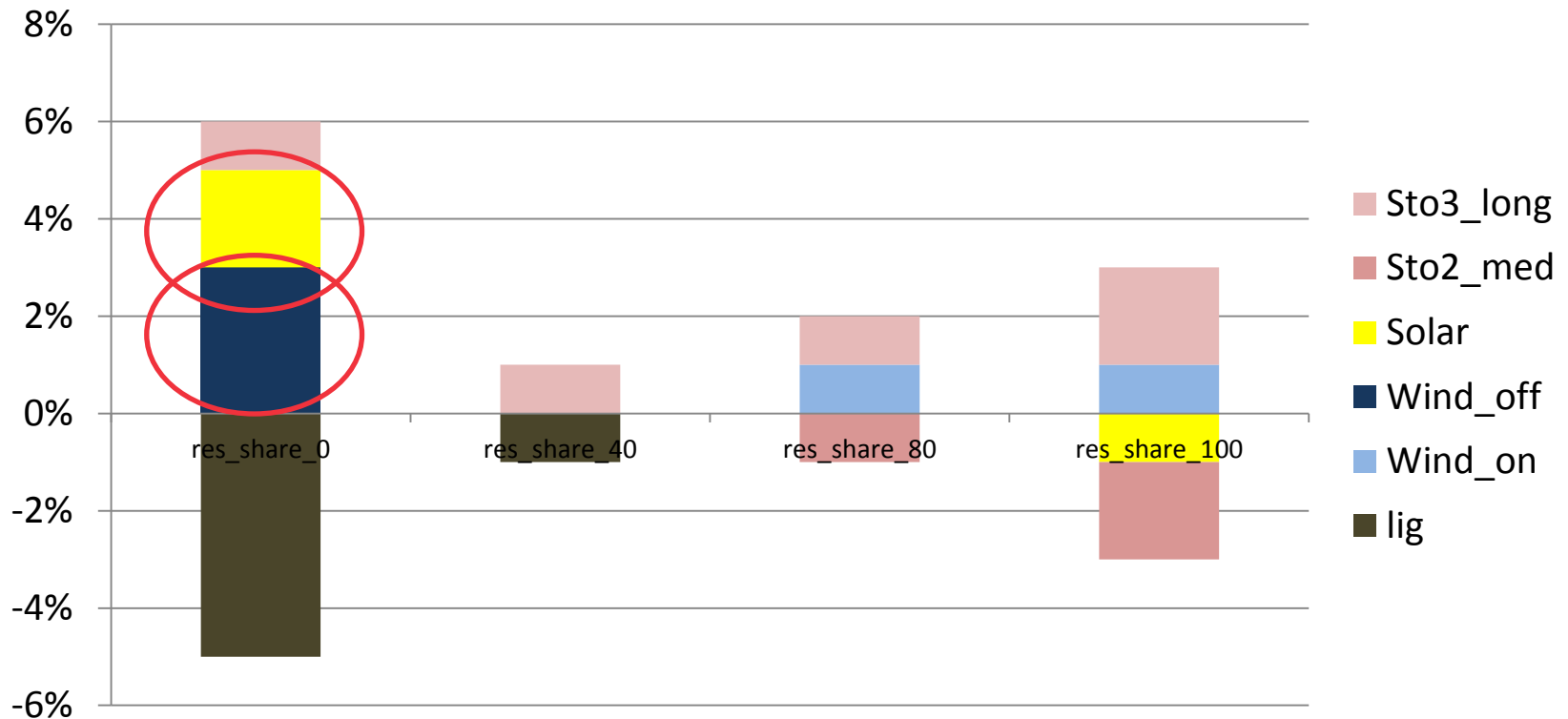


- Deutlich höhere mittelfristige Speicher-Leistung
- Bei geringerer Energie
- Mittelfristiger Ausgleich sonnenreicher Phasen
- Speicherkonfiguration „folgt“ EE-Muster

Ergebnisse der Modellrechnungen

--- Sensitivitäten: Speicherkosten---

- **Energieanteile relativ zum Baseline-Szenario**



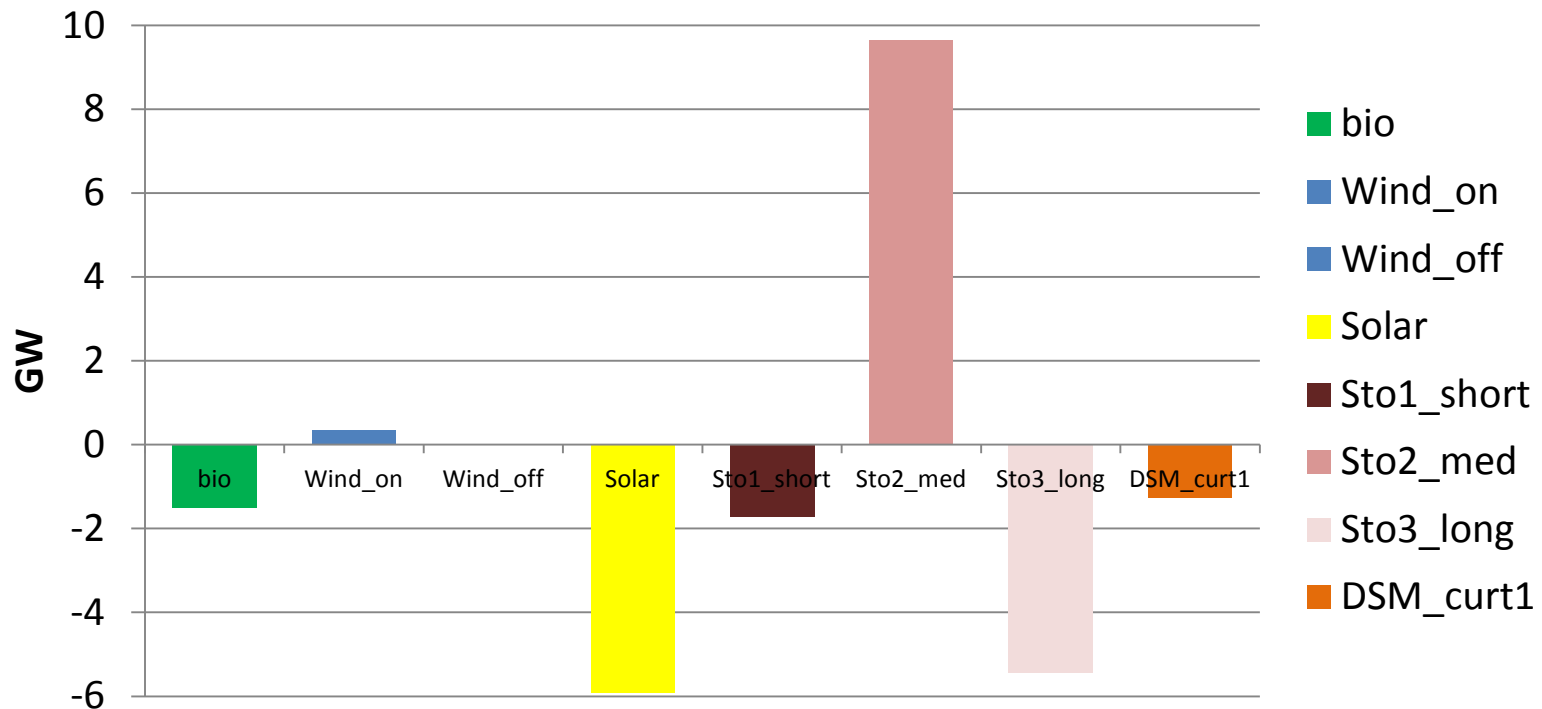
- Mehr Wind offshore im System durch weniger Curtailment
- Mehr PV, da Wind offshore nicht weiter ausgebaut werden kann
- Substitution innerhalb der Speicher hin zu Langfristspeichern

- Investitionen in Speicher-Leistung relativ zum Baseline-Szenario

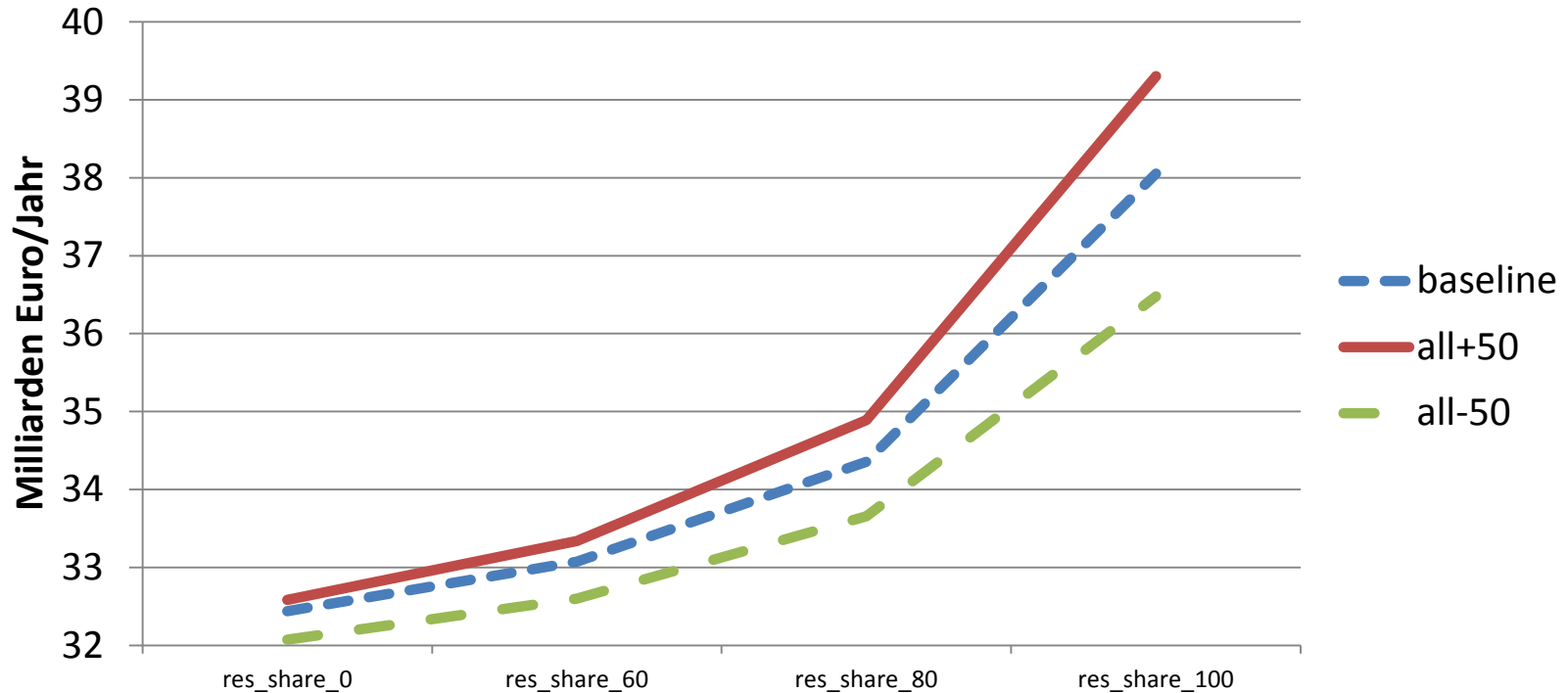


- Substitution innerhalb der Speicher hin zu Langfristspeichern

- **Installierte Leistung : Absolute Unterschiede zur Baseline, 100% EE**



- Substitution innerhalb der Speicher
- Günstigere Speicher ersetzen EE-Kapazität im 100%-Szenario

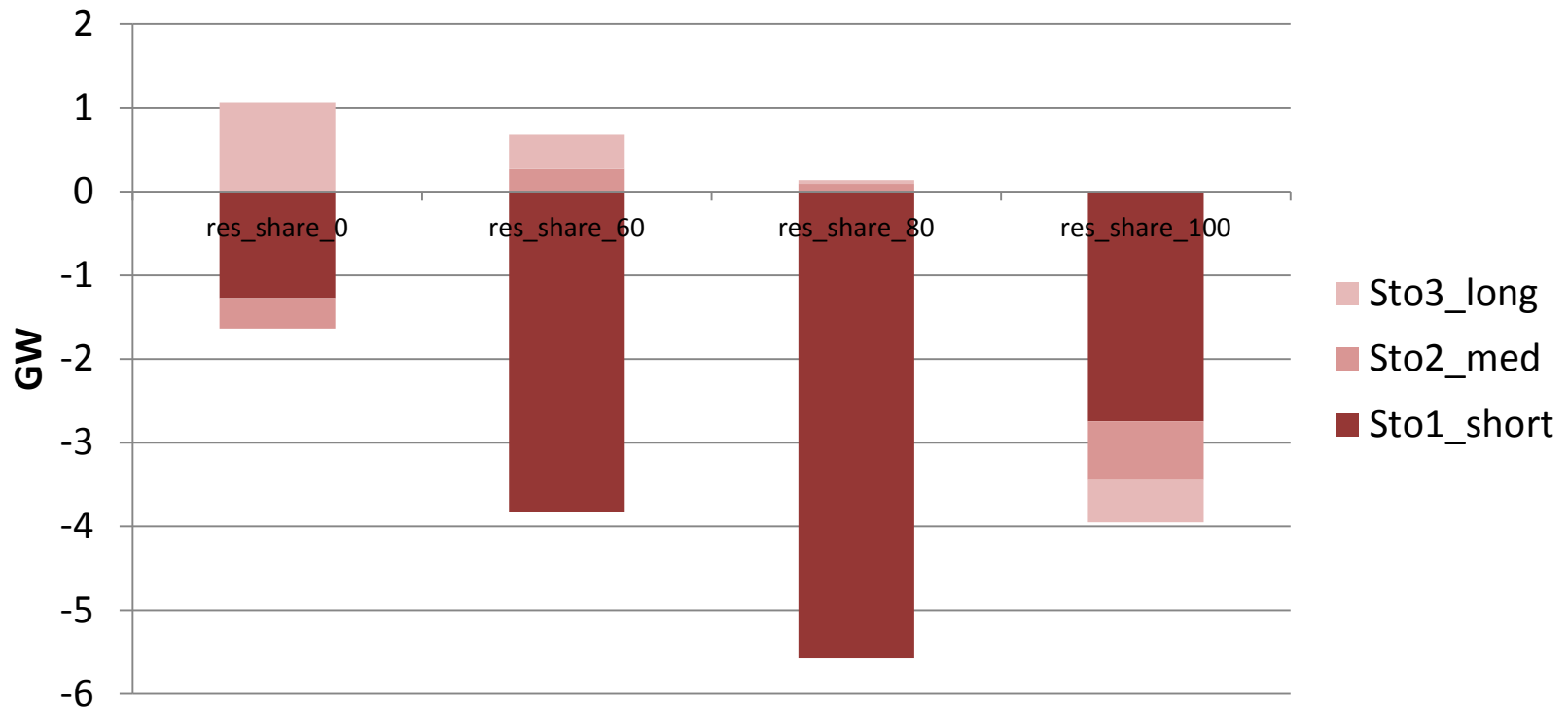


- Niedrigere Gesamtkosten durch preiswertere Speicher für alle EE-Anteile
- Preiswertere Speicher dämpfen Kostenanstieg hin zu 100% EE

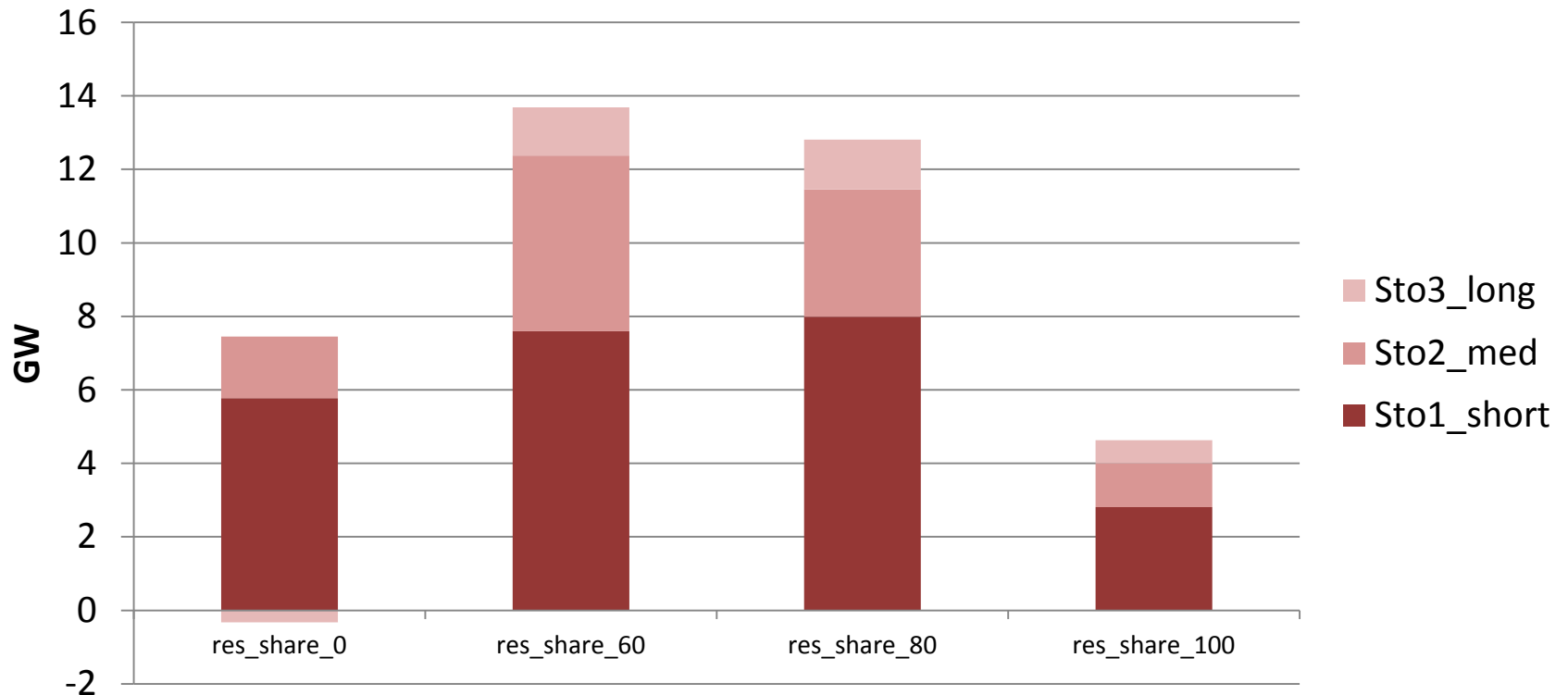
Ergebnisse der Modellrechnungen

--- Sensitivitäten: Modellierung (DSM, Reserven) ---

- **Unterschiede in den Speicher-Kapazitäten im Vergleich zum Baseline-Szenario**



- Deutlich geringere Leistung bei Kurzzeitspeichern
- Auswirkungen des Modellierungsrahmens auf Bedarfsabschätzung



- Deutliche höhere Speicher-Leistung
- Substitution von (kurzfristigem) DSM zu kurzfristigeren Speichern
- Konkurrenz zwischen Flexibilitätsoptionen
- Auswirkungen des Modellierungsrahmens auf Bedarfsabschätzung

Diskussion

- **Modell zur Einschätzung von langfristigem Speicherbedarf**
 - Abschätzung eines optimalen Kapazitätsmix'
 - Langfristige Kostenprognosen immer mit großer Unsicherheit
 - Explorativer Charakter, keine Prognose
- **Abwägung zwischen Detailgraden**
 - Wir bilden ab:
Lange Zeitreihen, um Variabilitäten berücksichtigen zu können
 - Wir bilden nicht ab (stilisierte Laständerungskosten):
Detaillierter Dispatch, d.h. Unit Commitment, Teillastwirkungsgrade, ...
- **Weitere Forschungsschritte**
 - Interaktionen über das Elektrizitätssystem hinaus
 - E-Mobilität, Wärme
 - Mehr verschiedene EE-Einspeisemuster (Integration Europa)

- **Kapazitätsmix & Speicherbedarf unter Greenfield-Annahmen**
 - Diversifiziertes EE-Portfolio
 - Perspektivisch hoher Speicherbedarf (Greenfield vs. Brownfield)
 - Speicherbedarf steigt deutlich für sehr hohe EE-Anteile
 - Dann vor allem Langfristspeicher
- **Welche Rolle spielen verschiedene Typen von Speichern**
 - Kurzfrist-Speicher wichtig für Regelenergie
 - Mittelfristige (mehrere Tage) Speicher, um EE-Volatilität auszugleichen
 - Saisonspeicher zur langfristigen Glättung von Einspeiseprofilen

- **Welchen Einfluss haben Regelleistung und DSM?**
 - Modellierung von Regelleistung macht Rolle von kurzfristigen Speichern deutlich
 - Speicher, v.a. kurzfristige, und DSM stehen in Konkurrenz
- **Wie wirken sich verschiedene Kostenentwicklungen aus?**
 - Preiswertere Speicher senken Gesamtkosten bei allen EE-Anteilen
 - Preiswertere Speicher verringern Kostenanstieg hin zu 100% EE
 - Forschung & Entwicklung

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.



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

Redaktion
Alexander Zerrahn, Wolf-Peter Schill
azerrahn@diw.de

Sets

<i>con</i>	Conventional generation technologies
<i>res</i>	Renewable generation technologies
<i>sto</i>	Storage technologies
<i>lc</i>	DSM load curtailment technologies
<i>ls</i>	DSM load shifting technologies
<i>h, hh</i>	Hours
<i>r</i>	Reserve energy qualities ($SRL^+, SRL^-, MRL^+, MRL^-$)

Variables

G_{con}^l	[MW]	Generation level conventional technology con in hour h
$G_{con,h}^+$	[MW]	Generation increase conventional technology con in hour h
$G_{con,h}^-$	[MW]	Generation decrease conventional technology con in hour h
$G_{res,h}$	[MW]	Generation renewable technology res in hour h
$CU_{res,h}$	[MW]	Curtailment renewable technology res in hour h
$S_{sto,h}^{out}$	[MW]	Storage outflow storage technology sto in hour h
$S_{sto,h}^{in}$	[MW]	Storage inflow storage technology sto in hour h
$S_{sto,h}^l$	[MWh]	Storage level storage technology sto in hour h
$DSM_{lc,h}^{cu}$	[MW]	Load curtailment DSM curtailment technology lc in hour h
$DSM_{ls,h}^+$	[MW]	Net load increase DSM shifting technology ls in hour h
$DSM_{ls,h,h}^-$	[MW]	Net load decrease DSM shifting technology ls in hour hh accounting for increases in hour h
$DSM_{ls,h}^{d+}$	[MW]	Load increase taking effect in the wholesale segment DSM shifting technology ls in hour h
$DSM_{ls,h}^{d-}$	[MW]	Load decrease taking effect in the wholesale segment DSM shifting technology ls in hour h
$P_{r,con,h}$	[MW]	Reserves provision quality r in hour h by conventional technology con ; analogous for renewable, storage and DSM technologies
$\beta_{con,h}$	[MW]	<i>Balancing Correction Factor</i> conventional technology con in hour h
Δ_r	[MW]	Reserves demand of quality r
N_{con}	[MW]	Installed capacity conventionals
N_{res}	[MW]	Installed capacity renewables
N_{sto}^E	[MWh]	Installed capacity storage energy
N_{sto}^P	[MW]	Installed capacity storage power
N_{lc}	[MW]	Installed capacity DSM load curtailment
N_{ls}	[MW]	Installed capacity DSM load shifting

Parameters

c^m	Marginal generation costs
c^+	Load change costs for increases
c^-	Load change costs for decreases
c^{cu}	Curtailement costs
c^{sh}	Costs for DSM (upward) load shifting
c^i	Annualized investment costs
c^{fix}	Annual fixed costs
α	Hourly called fraction of provided reserves
γ^1	Fraction of secondary (minute) reserves among positive and negative reserves
γ^2	Intercept of reserve demand regression line
γ^3	Slope of reserve demand regression line
π	Maximum load change per minute
ϕ	Hourly delivered energy by renewables as fraction of installed capacity
σ^{res}	Minimum fraction of annual total net load served by renewables
M_{bio}^E	Maximum allowed yearly energy from biomass
η_{sto}	Storage roundtrip efficiency
$Sl, start$	Initial storage level
ρ	Recovery time DSM
θ	Duration DSM
M_{lc}	Maximum installable DSM load curtailement capacity
M_{ls}	Maximum installable DSM shifting curtailement capacity

- **Zielfunktion**

- Minimiere Dispatch-, fixe, Investitions- und Regelenergiekosten

$$\begin{aligned}
C = & \sum_h \left[\sum_{con} \left(c_{con}^m G_{con,h}^l + c_{con}^+ G_{con,h}^+ + c_{con}^- G_{con,h}^- \right) + \sum_{res} c_{res}^{cu} CU_{res,h} \right. \\
& + \frac{1}{2} \sum_{sto} c_{sto}^m (S_{sto,h}^{out} + S_{sto,h}^{in}) + \frac{1}{2} \sum_{ls} c_{ls}^{sh} \left(DSM_{ls,h}^{d+} + DSM_{ls,h}^{d-} \right) + \sum_{lc} c_{lc}^{cu} DSM_{lc,h}^{cu} \left. \right] \\
& + \sum_{con} \left[(c_{con}^i + c_{con}^{fix}) N_{con} \right] + \sum_{res} \left[(c_{res}^i + c_{res}^{fix}) N_{res} \right] \\
& + \sum_{sto} \left[\left(c_{sto}^{iC} + c_{sto}^{fix} \right) N_{sto}^C + c_{sto}^{iE} N_{sto}^E \right] \\
& + \sum_{lc} \left[\left(c_{lc}^i + c_{lc}^{fix} \right) N_{lc} \right] + \sum_{ls} \left[\left(c_{ls}^i + c_{ls}^{fix} \right) N_{ls} \right] \\
& + \frac{1}{2} \sum_r \alpha_{r,h} \left[\sum_{sto} c_{sto}^m P_{r,sto,h} + \sum_{ls} c_{ls}^{sh} P_{r,ls,h} \right] \\
& + \sum_{lc} c_{lc}^{cu} \left(P_{SR+,lc,h} \alpha_{SR+,h} + P_{MR+,lc,h} \alpha_{MR+,h} \right) \tag{1}
\end{aligned}$$

- **Nebenbedingungen: Laständerung und Energiebilanz**

- Erzeugungslevel und Laständerungen

$$G_{con,h}^l = G_{con,h-1}^l + G_{con,h}^+ - G_{con,h}^- \quad \forall con, h > 1 \quad (2a)$$

$$G_{con,1}^l = G_{con,1}^+ \quad \forall con \quad (2b)$$

- Balancing Correction Factor zur Darstellung der Erzeugung ohne Regelenergie

$$\begin{aligned} \beta_{con,h} \equiv & -P_{SR^+,con,h} \alpha_{SR^+,h} - P_{MR^+,con,h} \alpha_{MR^+,h} \\ & + P_{SR^-,con,h} \alpha_{SR^-,h} + P_{MR^-,con,h} \alpha_{MR^-,h} \quad \forall con, h \quad (3) \end{aligned}$$

- Energy Balance

$$\begin{aligned} d_h + \sum_{sto} STO_{sto,h}^{in} + \sum_{ls} DSM_{ls,h}^{d+} \\ = \sum_{con} G_{con,h}^l + \sum_{res} G_{res,h} + \sum_{sto} S_{sto,h}^{out} + \sum_{lc} DSM_{lc,h}^{cu} + \sum_{ls} DSM_{ls,h}^{d-} + \beta_{con,h} \quad \forall h \quad (4) \end{aligned}$$

- **Nebenbedingungen: Regelleistung**

- Gleichgewicht auf dem Regelleistungssegment

$$\sum_{con} P_{r,con,h} + \sum_{sto} P_{r,sto,h} + \sum_{res} P_{r,res,h} + \sum_{lc} P_{r,lc,h} + \sum_{ls} P_{r,ls,h} = \Delta_r \quad \forall h \quad (5a)$$

- Bestimmung des Regelleistungsbedarfs

$$\Delta_r \equiv 1000 * \gamma_r^1 * \left(\gamma_r^2 + \sum_{res} \gamma_{r,res}^3 N_{res} / 1000 \right) \quad \forall r \quad (5b)$$

- Flexibilitätsanforderungen an konventionelle Kraftwerke

$$P_{SR^+,con,h} \leq 5\pi_{con} N_{con} \quad \forall res, h \quad (5c)$$

$$P_{SR^-,con,h} \leq 5\pi_{con} N_{con} \quad \forall res, h \quad (5d)$$

$$P_{MR^+,con,h} \leq 15\pi_{con} N_{con} \quad \forall res, h \quad (5e)$$

$$P_{MR^-,con,h} \leq 15\pi_{con} N_{con} \quad \forall res, h \quad (5f)$$

- **Nebenbedingungen: Ober- und Untergrenze Erzeugung**

- Maximale Erzeugung konventionelle Kraftwerke

$$G_{con,h}^l - \beta_{con,h} + P_{SR+,con,h} + P_{MR+,con,h} \leq N_{con} \quad \forall con, h \quad (6a)$$

- Minimale Erzeugung konventionelle Kraftwerke

$$P_{SR+,con,h} + P_{MR+,con,h} \leq G_{con,h}^l - \beta_{con,h} \quad \forall con, h \quad (6b)$$

- Erneuerbare: Maximale und minimale Erzeugung

$$G_{res,h} + CU_{res,h} + P_{SR+,res,h} + P_{MR+,res,h} = \phi_{res,h} N_{res} \quad \forall res, h \quad (7a)$$

$$P_{SR-,res,h} + P_{MR-,res,h} \leq G_{res,h} \quad \forall res, h \quad (7b)$$

- **Nebenbedingungen: Anteil Erneuerbare**

- Mindestanteil EE

$$\begin{aligned}
 \sum_{con \setminus \{bio\}} \sum_h G_{con,h}^l + P_{SR^-,con,h} \alpha_{SR^-,h} + P_{MR^-,con,h} \alpha_{SR^-,h} \\
 \leq (1 - \sigma^{res}) \sum_h \left[d_h + \sum_{sto} (S_{sto,h}^{in} - S_{sto,h}^{out}) - \sum_{lc} DSM_{lc,h}^{cu} \right. \\
 \left. + \bar{\alpha}_{SR^+} \Delta_{SR^+} + \bar{\alpha}_{MR^+} \Delta_{MR^+} \right] \quad (7c)
 \end{aligned}$$

- Maximale Jahresenergie Biomasse

$$\sum_h G_{bio,h}^l \leq M_{bio}^E \quad (7d)$$

- **Nebenbedingungen: Speicher**

- Speicherlevel

$$S_{sto,1}^l = S_{sto}^{l,start} + S_{sto,1}^{in} \frac{(1+\eta_{sto})}{2} - S_{sto,1}^{out} \frac{2}{(1+\eta_{sto})} \quad (8a)$$

$$S_{sto,h}^l = S_{sto,h-1}^l + S_{sto,h}^{in} \frac{(1+\eta_{sto})}{2} - S_{sto,h}^{out} \frac{2}{(1+\eta_{sto})} + (P_{SR^-,sto,h} \alpha_{SR^-,h} + P_{MR^-,sto,h} \alpha_{MR^-,h}) \frac{(1+\eta_{sto})}{2} - (P_{SR^+,sto,h} \alpha_{SR^+,h} + P_{MR^+,sto,h} \alpha_{MR^+,h}) \frac{2}{(1+\eta_{sto})} \quad \forall h > 1 \quad (8b)$$

- Restriktionen auf Energie und Leistung

$$S_{sto,h}^l \leq N_{sto}^E \quad \forall sto, h \quad (8c)$$

$$S_{sto,h}^{in} + P_{SR^-,sto,h} + P_{MR^-,sto,h} \leq N_{sto}^P \quad \forall sto, h \quad (8d)$$

$$S_{sto,h}^{out} + P_{SR^+,sto,h} + P_{MR^+,sto,h} \leq N_{sto}^P \quad \forall sto, h \quad (8e)$$

$$P_{SR^+,sto,h} + P_{MR^+,sto,h} \leq S_{sto,h}^{in} + N_{sto}^P \quad \forall sto, h \quad (8f)$$

$$P_{SR^-,sto,h} + P_{MR^-,sto,h} \leq S_{sto,h}^{out} + N_{sto}^P \quad \forall sto, h \quad (8g)$$

- **Nebenbedingungen: DSM Lastreduktion**

- Dauer und „Erholungszeiten“

$$\sum_{hh, h \leq hh < h + \rho_{lc}} DSM_{lc, hh}^{cu} + P_{SR+, lc, hh} \alpha_{SR+, hh} + P_{MR+, lc, hh} \alpha_{MR+, hh} \leq N_{lc} \theta_{lc} \quad \forall lc, h \quad (9a)$$

- Leistungsrestriktion

$$DSM_{lc, h}^{cu} + P_{SR+lc, h} + P_{MR+lc, h} \leq N_{lc} \quad \forall lc, h \quad (9b)$$

- **Nebenbedingungen: DSM Lastverschiebung**

- Rechtzeitiger Ausgleich positiver und negativer Lastverschiebung

$$DSM_{ls,h}^+ \eta_{ls} = \sum_{hh, h-\theta_{ls} \leq hh \leq h+\theta_{ls}} DSM_{ls,h,h}^- \quad \forall h \quad (9c)$$

- Verwendung positiver und negativer Lastverschiebung

$$DSM_{ls,h}^+ = DSM_{ls,h}^{d+} + P_{SR^-,ls,h} \alpha_{SR^-,h} + P_{MR^-,ls,h} \alpha_{MR^-,h} \quad \forall ls, h \quad (9d)$$

$$\sum_{hh, h-\theta_{ls} \leq hh \leq h+\theta_{ls}} DSM_{ls,h,h}^- = DSM_{ls,h}^{d-} + P_{SR^+,ls,h} \alpha_{SR^+,h} + P_{MR^+,ls,h} \alpha_{MR^+,h} \quad \forall ls, h \quad (9e)$$

- Kapazitäts-, Zeit- und Installationsrestriktionen

$$DSM_{ls,h}^{d+} + DSM_{ls,h}^{d-} + \sum_r P_{r,ls,h} \leq N_{ls} \quad \forall ls, h \quad (9f)$$

$$\sum_{hh, h \leq hh < h+\rho_{ls}} DSM_{ls,h}^+ \leq N_{ls} \theta_{ls} \quad \forall ls, h \quad (9g)$$

$$N_{lc} \leq M_{lc} \quad \forall lc \quad (9h)$$

$$N_{ls} \leq M_{ls} \quad \forall ls \quad (9i)$$