

Netzdienlichkeit elektrischer Energiespeicher: Synergien zwischen Wirtschaftlichkeit und Netzentlastung

Marvin Studtrucker (CAE)

marvin.studtrucker@cae-zeroarbon.de



Center for Applied Energy Research

Lukas Richter (DBFZ)



Karoline Brucke (DLR)



Ausgangssituation

Wachsende EE-Erzeugung belastet die Netze und treibt Redispatch-Kosten. Batteriespeicher versprechen als marktgetriebene Lösung hohe Renditen – eine Win-Win-Lösung für das Stromsystem, Netze und Speicherbetreiber?

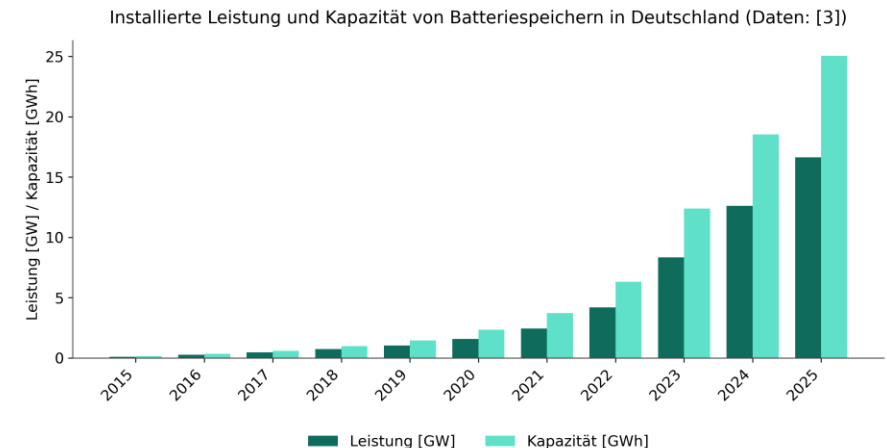
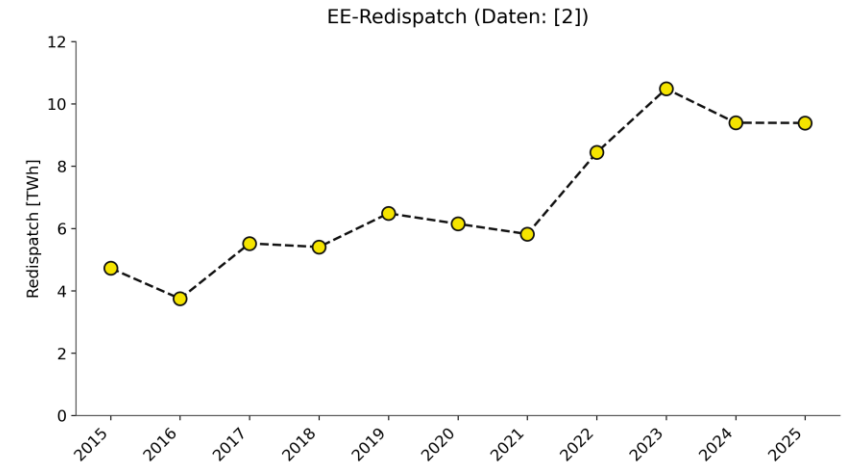
Stromerzeugung/ Netze

- Anstieg der EE-Stromerzeugung und Dezentralisierung des Stromsystems
- Folge: Zunehmende Belastung der Stromnetze führt zu steigenden Redispatch-Maßnahmen
 - EE-Nettoeinspeisung 2025: 257,5 TWh^[1]
 - EE-Abregelung: 9,4 TWh (ca. 3,5%)^[2] → Kosten in Mrd.-€-Höhe

Batteriespeicher

- Wirtschaftlich attraktiv durch massiv sinkende Produktionskosten
- Hohe Renditepotenziale durch Teilnahme an den Energiemärkten
 - Arbitragehandel
 - Bereitstellung von Regelleistung
- Hochlauf: Rein marktgetrieben und ohne staatliche Förderung

- Zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch
- Verbesserte Integration erneuerbarer Energien
- Vermeidung von Abregelungen

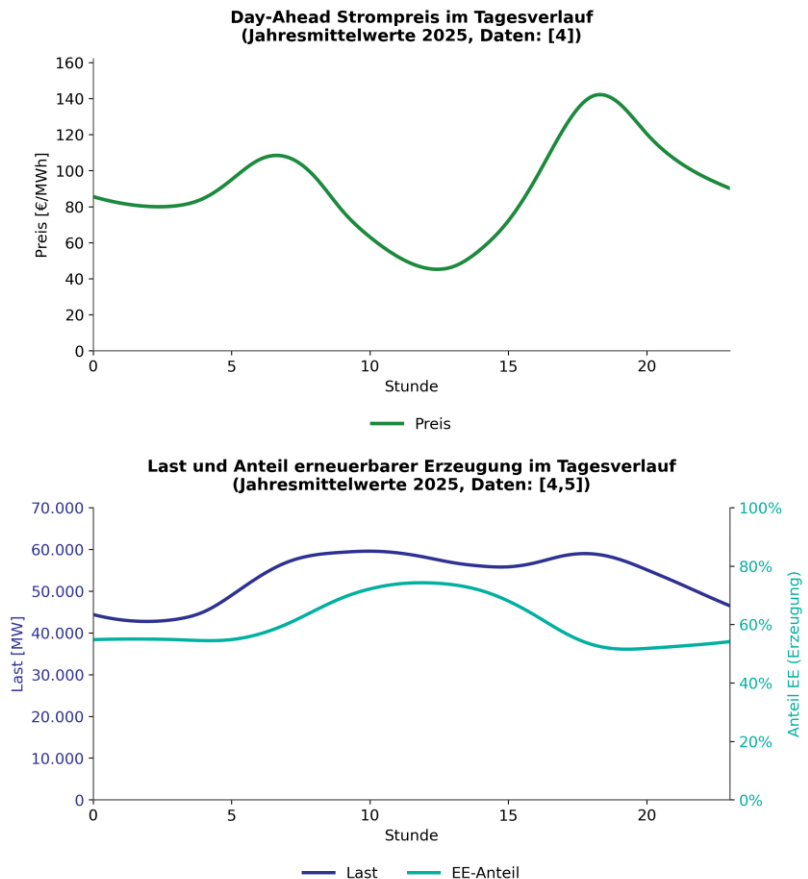


Das Speicher-Dilemma

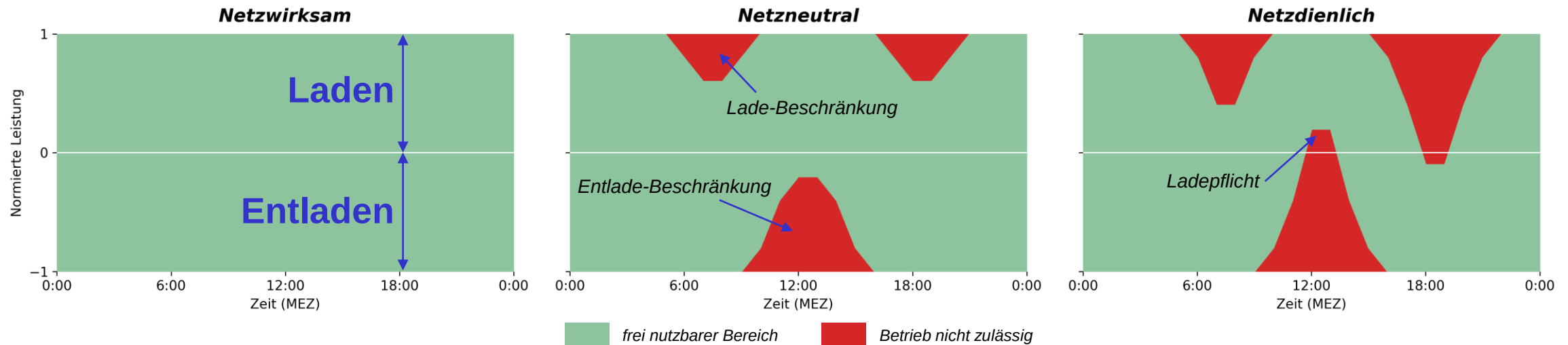
Obwohl Batteriespeicher das Stromnetz grundsätzlich entlasten, können sie durch die einheitliche Preiszone und ortsabhängigen Residuallastunterschiede lokale Netzengpässe erzeugen oder verschärfen.

- Grundsätzlich: Zu den meisten Zeitpunkten entlasten Batteriespeicher das Stromnetz
 - Hoher EE-Anteil → Niedrige Preise → Batteriespeicher kauft / bezieht Strom
 - Niedriger EE-Anteil → Hohe Preise → Batteriespeicher verkauft / entlädt Strom
- Problem: In einer einheitlichen Strompreiszone reagiert der Speicher auf das deutschlandweite Preissignal, nicht auf den lokalen Netzengpass
- In der Folge sind zusätzliche Netzkapazitäten notwendig, damit die zusätzliche Last gestemmt werden kann
- Aktuelle Situation: Gehemmter Ausbau von Batteriespeichern aufgrund der oben genannten Risiken trotz potentielltem Nutzen

Wie kann der Betrieb von Batteriespeichern so gestaltet werden, dass er Netzdienlichkeit und Betreiberrendite vereint?



Betriebsweisen & Statische Hüllkurven



→ Netz kann zusätzlich belastet werden

→ Keine zusätzliche Belastung
→ Keine Entlastung

→ Netz wird entlastet

- Hüllkurven dienen als erster Ansatz, um Batteriespeicher netzneutral oder netzdienlich in das Stromnetz zu integrieren
- Hüllkurven schränken die Leistung des Batteriespeichers in Abhängigkeit von Jahres- und Tageszeit ein
- Die Vorgaben werden vor Jahresbeginn festgelegt und sind starr
- **Vorteil:** Durch regionale Anpassung der Hüllkurven passt sich der Speicher an wiederkehrende lokale Netzsituationen an und wird nicht ausschließlich durch die Märkte bestimmt
- **Nachteil:** Da die Vorgaben starr sind, kann der Speicher bei untypischen Netzsituationen weiterhin netzschädlich handeln oder unnötig eingeschränkt werden

Projekt NetzFlex

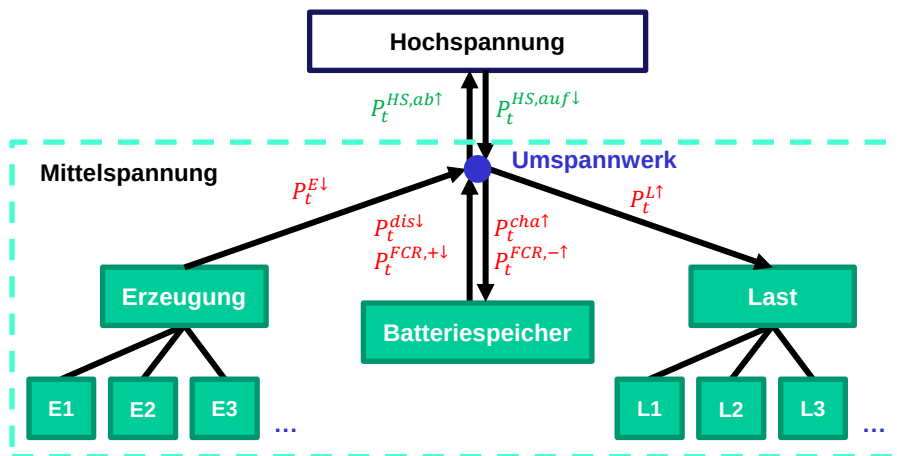
NetzFlex entwickelt ein stochastisches Optimierungsmodell für Batteriespeicher, das Netzengpässe durch Redispatch-Minimierung gezielt adressiert und dabei den Zielkonflikt zwischen Erlösmaximierung und Netzentlastung ausbalanciert

- Simulierter Einsatz von Batteriespeichern an Umspannwerken (MS/HS) im bayerischen Landkreis Haßberge
- Implementierung von Unsicherheiten (Residuallast des kommenden Tages, Regelleistungs-Abruf)
- Stoch. Optimierungsmodell mit einstellbaren Zielfunktionen:

- 1) **Marktorientierter Betrieb** → Erlösmaximierung
- 2) **Netzdienlicher Betrieb** → Redispatch-Minimierung
- 3) **Kombination** → Erlösmaximierung bei gleichzeitiger Redispatch-Minimierung
- 4) **Hüllkurven-Betrieb** → Erlösmaximierung mit starren Einschränkungen

} **Benchmarks**

→ **Optimale Lösung unter Unsicherheiten**
→ **Schnell umsetzbarer Kompromiss**



Optimierungsmodell:

1

Fahrplanerstellung

- Teilnahme an den Märkten: Day-Ahead, Primärregelleistung
- Residuallast (real oder Prognose)
- Entscheidung abh. von der Zielfunktion

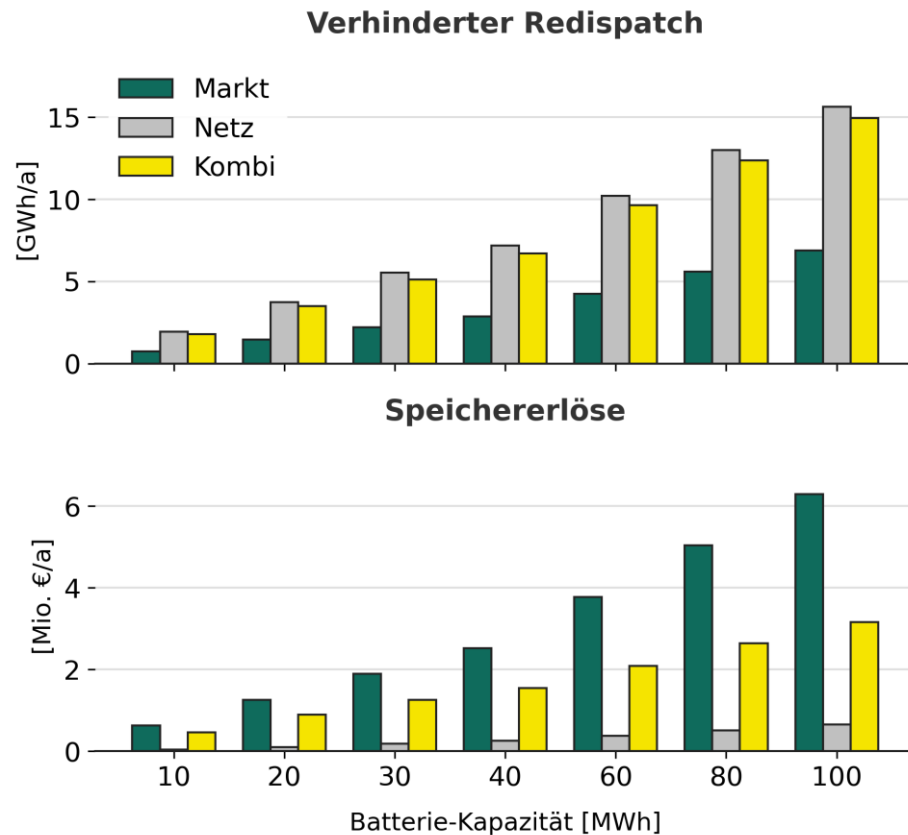
2

Abruf & Batteriemanagement

- Erfüllung des Fahrplans
- SOC-Management durch Teilnahme am kontinuierlichen Intraday-Markt

Projekt NetzFlex

NetzFlex entwickelt ein stochastisches Optimierungsmodell für Batteriespeicher, das Netzenspässe durch Redispatch-Minimierung gezielt adressiert und dabei den Zielkonflikt zwischen Erlösmaximierung und Netzentlastung ausbalanciert



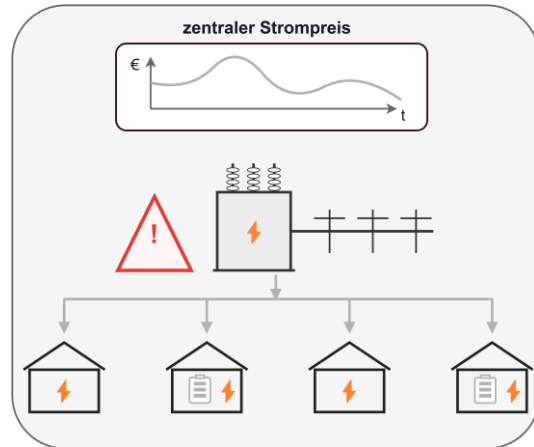
- Der kombinierte Optimierungsansatz entlastet das Netz im Vergleich zum rein marktgetriebenen Modell:
 - Deutliche Reduktion des bestehenden Redispatch
 - Keine neuen Netzenspässe durch den Speicher
- Die damit verbundene Erlöseinbuße ist eine notwendige Voraussetzung für die netzdienliche Integration großer Batteriespeicher
- Erwartung: Das starre Hüllkurvenkonzept schneidet schlechter ab als die dynamische Lösung, überzeugt jedoch als schnell umsetzbare Kompromisslösung

Projektziel:

- Ableitung von geeigneten Batteriekapazitäten je nach USW
- Kurzfristig: Standortspez. Hüllkurven
- Langfristig: Dynamisches Einschränkungssystem

Dynamische Stromtarife nach § 41a EnWG: Ohne Netzsignal droht Gleichzeitigkeit statt Entlastung

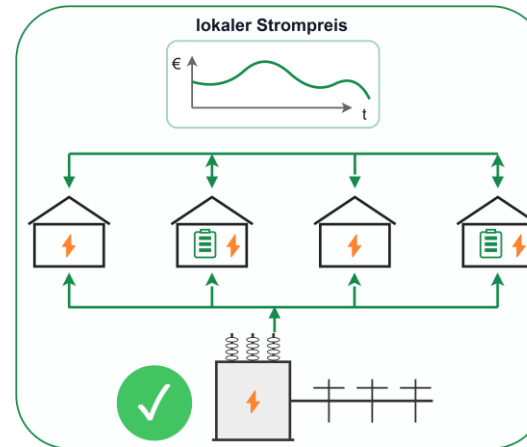
Zentrales Preissignal



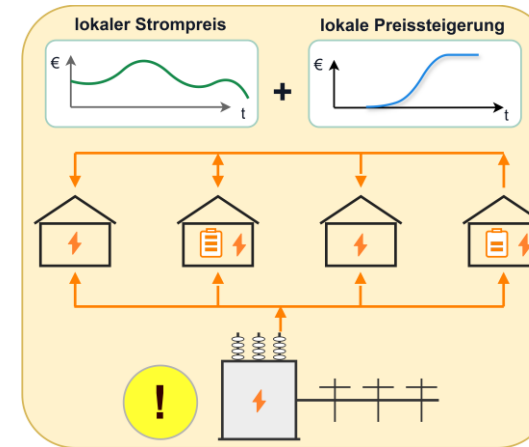
Ein Preissignal → viele
gleichzeitige Reaktionen
→ Lokale Netzengpässe
können verstärkt werden

Ampelphasenkonzept mit lokalem Netzsignal

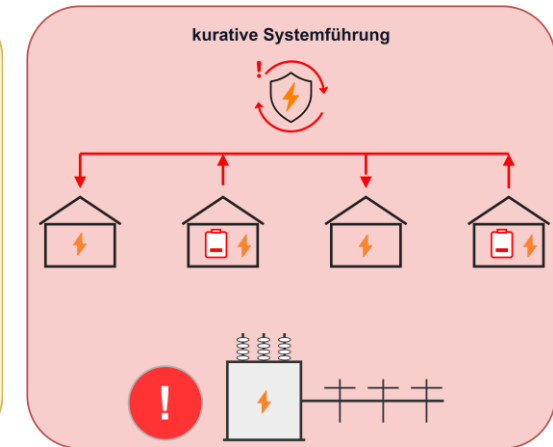
Beispiel: Importszenario. Bei Exportrestriktionen wirkt das Preissignal entsprechend in Gegenrichtung.



Kein lokaler Netzengpass
→ Wirtschaftlicher Betrieb
zum lokalen Strompreis



Drohender Netzengpass →
lokaler Preisaufschlag
→ Flexibilität wird
netzdienlich angereizt



Kritischer Netzzustand /
Inselbetrieb
→ Flexibilität wird kurativ
aktiviert

Netzrestriktionssensitive Steuerung verbindet wirtschaftliche Flexibilitätsnutzung mit lokaler Netzsicherheit.

Systemfreundliche dezentrale Speicher verringern Infrastrukturkosten in Deutschland – aber nur, wenn die Anreize stimmen



Ausgangslage

Speicher werden heute meist rein **preisoptimiert** betrieben. Das kann den **Netzausbaubedarf sogar erhöhen** – statt ihn zu senken. Erst die **richtigen Anreize** machen einen Speicher **wirklich netzdienlich** – nicht die Technologie allein.

Unsere Methode

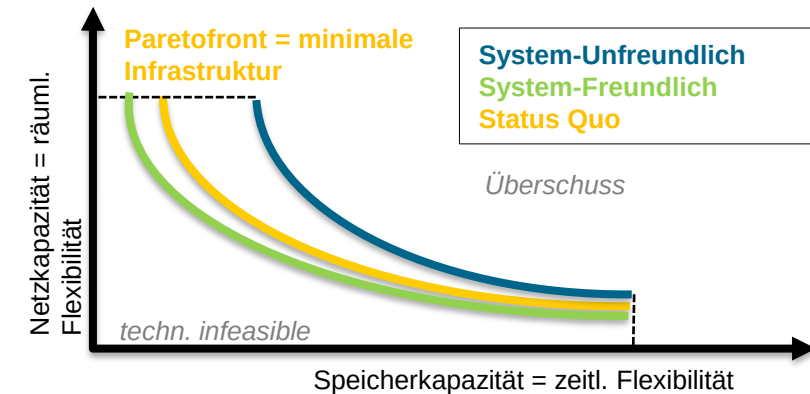
Technisches, regulierungs- und technologieunabhängiges **Maß für „Systemfreundlichkeit“**: die **Verringerung der techn. Bürde des Gesamtsystems** gemessen in Speicher- und Netzkapazität

- Der Speicher optimiert seinen Erlös unter verschiedenen Netzentgeltsystemen.
- Anschließend wird die Systemfreundlichkeit bewertet.

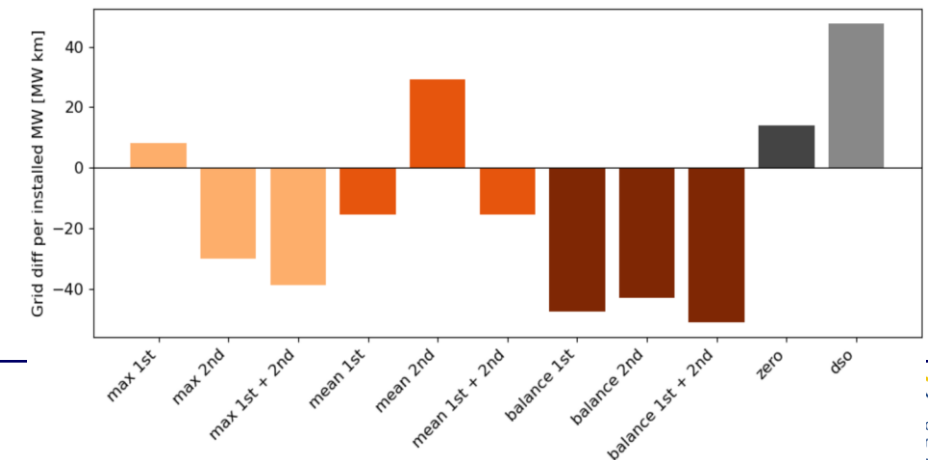
Lösungsansätze

- Dynamische Netzentgelte können den Netzausbaubedarf reduzieren.
- **Dynamische Netzentgelte** sind politisch realistisch und zeigen zusammen mit variablen Preisen: **netzdienlicher und wirtschaftlicher Betrieb ist gleichzeitig möglich**. (Studie in 3 Regionen und mit 9 verschiedenen Varianten dyn. Netzentgelte sowie 2 Referenz-Modellen)

Theoretische Wirkung zweier Speicherbetriebsweisen auf die Infrastrukturbedarfe des Gesamtsystems



Netzkapazitätsveränderung durch 1MWh Speicher unter verschiedenen dyn. Netzentgelten



Zentrale Ergebnisse

- Batteriespeicher sind ein wichtiger Bestandteil eines resilienten & bezahlbaren Energiesystems:
 - Wirtschaftlicher Betrieb ohne staatliche Subventionen
 - Verbesserte Integration von EE
 - Verdrängung teurer Kraftwerke
 - Reduzierte Stromkosten für Verbraucher
- Grundsätzlich können sie Netze entlasten – eine zusätzliche Belastung ist aber ebenfalls möglich
- Marktteilnahme des Speichers benötigt zusätzliche Einschränkungen/Leitlinien:
 - Kurzfristig: Hüllkurven
 - Langfristig: Dynamischer Ansatz
 - Berücksichtigung der lokalen Residuallast
 - Preissignale (z.B. lokale Netzentgelte)



(KI-Generiert)

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!