

Dynamische Netzentgelte für Batterien im Verteilnetz

29. September 2026 | Johanna Bronisch und Anselm Eicke
Studie im Auftrag von E.ON, EWE NETZ, green flexibility und enspired



Hintergrund

Mehrwert von Speichern bislang vor allem am Markt

- Verschiebung von Strom von günstigen in teure Stunden (Optimierung nach Strompreisen)
- Kein struktureller Anreiz Netzungpässe zu berücksichtigen

AgNes

- Festlegungsentwurf der BNetzA: Einführung dynamischer Netzentgelte für Speicher in Netzebenen 1–5 zwischen 2030 und 2033
- Allerdings noch unklar, wie genaue Ausgestaltung aussieht

Ziel dynamischer Netzentgelte

- Netzungpässe bei Einsatzentscheidungen berücksichtigen
- Sinnvoll, weil die Einbindung von Speichern in den Redispatch (noch) nicht richtig funktioniert und es aktuell keine alternativen Instrumente gibt

Grundidee eines dynamischen Netzentgelts

Aufbau

- Netzentgelt für jede Viertelstunde neu bestimmt
- Abgeleitet aus dem (erwarteten) Redispatchbedarf der Region
- Symmetrischer, regionaler Arbeitspreis: Bezug und Einspeisung zahlen denselben Betrag mit umgekehrtem Vorzeichen

Zwei Dimensionen

- Variation über die Zeit: Das Vorzeichen dreht sich, sobald sich die Engpasssituation ändert
- Variation zwischen Regionen: Höhe und Vorzeichen können sich unterscheiden

Netzentgelt in zwei Netzregionen (illustrativ)

Netzregion A · PV-geprägt

Netzregion B · windgeprägt

Mittwoch, 12 Uhr · sonnig, kaum Wind

PV-Überschuss, Abtransport begrenzt

Netzbezug	– 40 €/MWh
Netzeinspeisung	+ 40 €/MWh

Wenig Wind, Netz frei

Netzbezug	0 €/MWh
Netzeinspeisung	0 €/MWh

Mittwoch, 19 Uhr · PV weg, Wind frischt auf

Abendspitze, Zufuhr begrenzt

Netzbezug	+ 100 €/MWh
Netzeinspeisung	– 100 €/MWh

Windüberschuss, Abtransport begrenzt

Netzbezug	– 35 €/MWh
Netzeinspeisung	+ 35 €/MWh

Wozu diese Studie?

Bisherige Studien

- Bisher wenige Studien zu dynamischen Netzentgelten für Speicher
- Fokus bisher auf dem Übertragungsnetz
- Oft starke Vereinfachungen, u. a. konstante Redispatchkosten und keine Bewertung der Prognoseunsicherheit

Diese Studie

- Bewertung dynamischer Netzentgelte auf Basis realer Auslastungsprognosen und zeitvariabler Redispatchkosten
- Fokus auf Entlastung von HS/MS-Umspannwerken



Methodik

Bewertung des dynamischen Netzentgelts

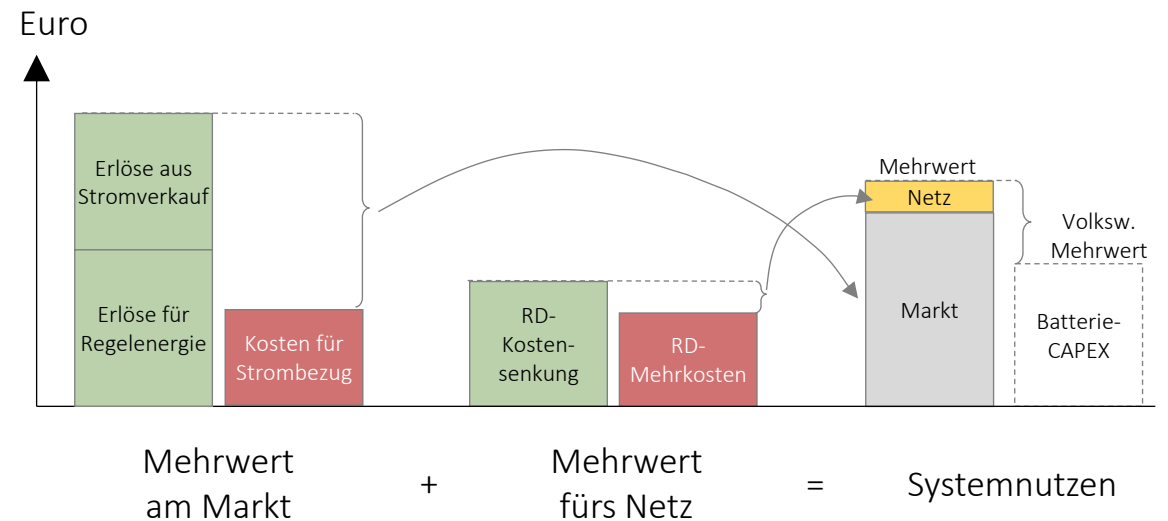
Bewertungskriterien

- Mehrwert fürs Netz: Batteriebetrieb reduziert Netzengpässe und senkt dadurch Redispatchkosten
- Mehrwert am Markt: Einsparung von Erzeugungskosten durch Laden bei niedrigen und Entladen bei hohen Preisen
- Systemnutzen = Summe des Nutzens von Batterien im Netz und am Strommarkt

Bewertung anhand beider Kriterien

- Verbesserung des Netzmehrwerts kein alleiniges Ziel
- Dynamisches Netzentgelt nur sinnvoll, wenn Systemnutzen steigt

Systemnutzen einer Großbatterie (illustrativ)



Unser Vorgehen

Drei Schritte

- 1. Netzentgelte berechnen: für drei Standorte auf Basis realer Redispatch-Zeitreihen
- 2. Speicherverhalten simulieren: Optimierung des Speichereinsatzes auf Spotmärkten, Regelleistungs- und Regelenergiemärkten mit und ohne Netzentgelt
- 3. Markt- und Netzwirkung quantifizieren

Annahmen

- Berechnungen für 2025, je ein Standort bei EWE NETZ, E.DIS und Bayernwerk
- Netzentgelt am Vortag um 10 Uhr festgelegt
- Marginale Betrachtung (ein Speicher, kein Hochlauf)
- Grenzkosten: negativer Redispatch = Day-Ahead-Preis; positiver Redispatch = 150 % des Day-Ahead-Preises
- Aktivierungsschwelle: Netzentgelt gilt erst, wenn das Redispatchvolumen die Hälfte der Speicherkapazität übersteigt

Redispatch als Maß der Netzwirkung von Speichern

Redispatch als Indikator für ein (lokal) ausgelastetes Netz

- Abregelung in der Region der Batterie: exportbeschränkt
- Hochfahren in der Region der Batterie: importbeschränkt

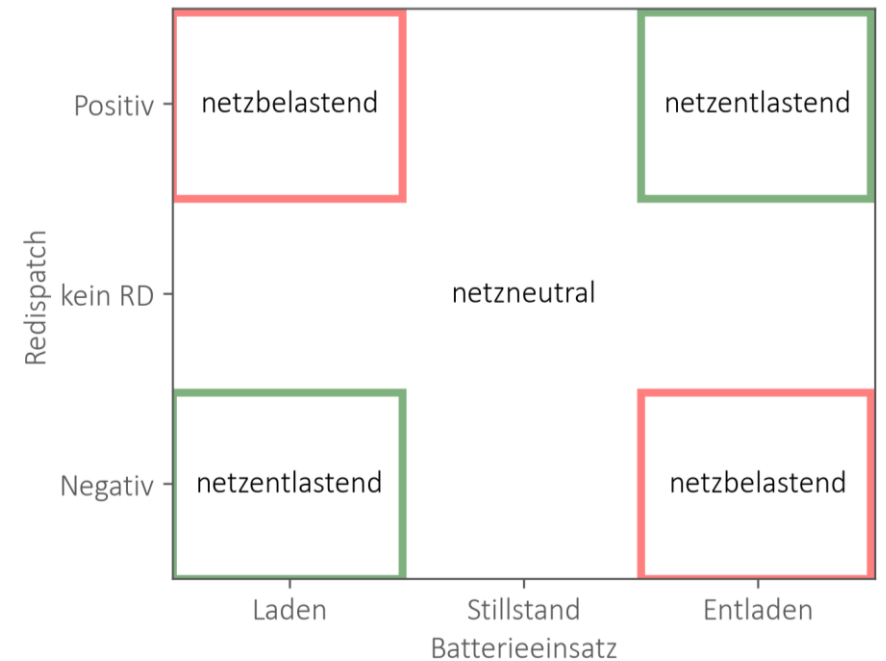
3x3 Zustände

- Speicher: Laden, Entladen, Stillstand
- Netz: negativer Redispatch, positiver Redispatch, engpassfrei

Zeitliche Dimension

- Netzwirkung kann sich jede Viertelstunde ändern

Netzwirkung eines Speichers



Ergebnisse

Speicher ohne Netzentgelt überwiegend netzentlastend

Netzwerk ohne Netzentgelt

- Speicher an allen drei Standorten häufiger netzentlastend als netzbelastend

Ausmaß hängt vom Engpassmuster ab

- Bayernwerk (PV, Engpässe korrelieren mit Preis)
- EWE und E.DIS (Wind, langanhaltend, schwächere Preiskorrelation)

Aber: Engpässe insgesamt relativ selten

- Netzentgelt nur in 7 bis 16 % der Zeit aktiv, obwohl die Standorte wegen hohen Redispatchbedarfs ausgewählt wurden
- Wenig Spielraum für zusätzliche Verbesserung durch dynamische Netzentgelte

E.DIS	Positiver Redispatch	0 %	0 %	0 %
	Kein Redispatch	40 %	6 %	33 %
	Negativer Redispatch	12 %	1 %	7 %
EWE NETZ	Positiver Redispatch	0 %	0 %	0 %
	Kein Redispatch	37 %	5 %	29 %
	Negativer Redispatch	15 %	2 %	11 %
Bayernwerk	Positiver Redispatch	0 %	0 %	0 %
	Kein Redispatch	46 %	8 %	39 %
	Negativer Redispatch	6 %	0 %	1 %
		Laden	Stillstand	Entladen

netzbelastend
netzentlastend

Idealfall: Systemnutzen steigt um weniger als 4 %

Hypothetischer Idealfall

- Netzentgelt auf Basis von tatsächlichem Redispatch (kein Prognosefehler)
- Höhe des Netzentgelts entspricht Grenzkosten des Redispatch

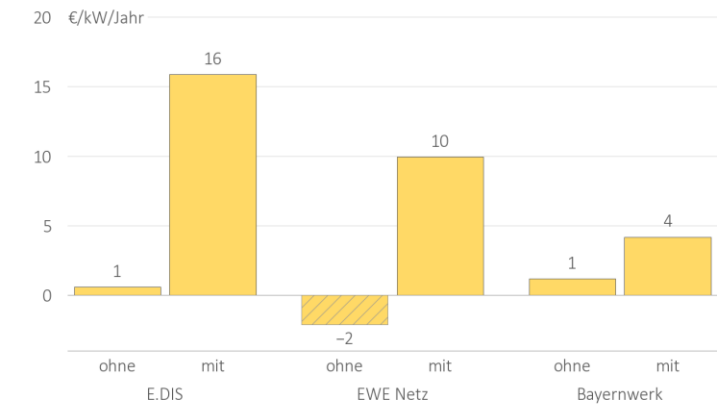
Wirkung: höherer Netzmehrwert, aber niedrigerer Marktmehrwert

- Redispatchkosten sinken an allen drei Standorten
- Niedrigerer Marktmehrwert gleicht höheren Netzmehrwert nahezu aus
- Systemnutzen der Speicher steigt um weniger als 4 %

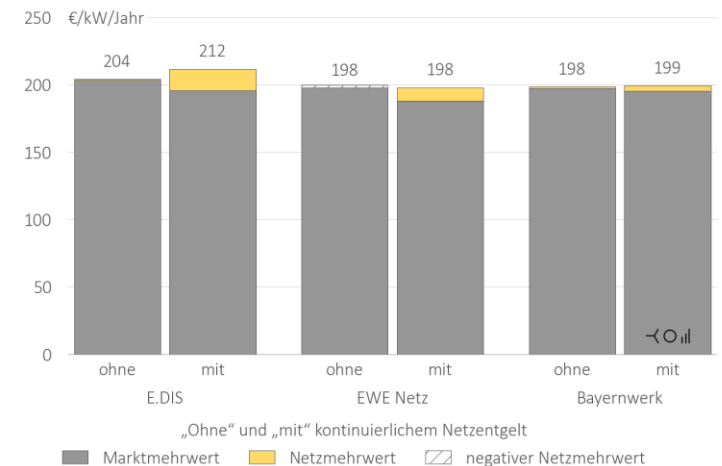
Warum bringt das Netzentgelt so wenig?

- PV-dominiert: Speicher bereits netzentlastend
- Wind-dominiert: Länger anhaltende Netzengpässe

Netzmehrwert (vermiedener Redispatch)



Netz- und Marktmehrwert



Dreistufiges Netzentgelt teilweise schädlich

Vereinfachter, praxisnäherer Ansatz

- Drei feste Preisstufen statt viertelstündlicher Grenzkosten
- Immer noch ohne Prognosefehler

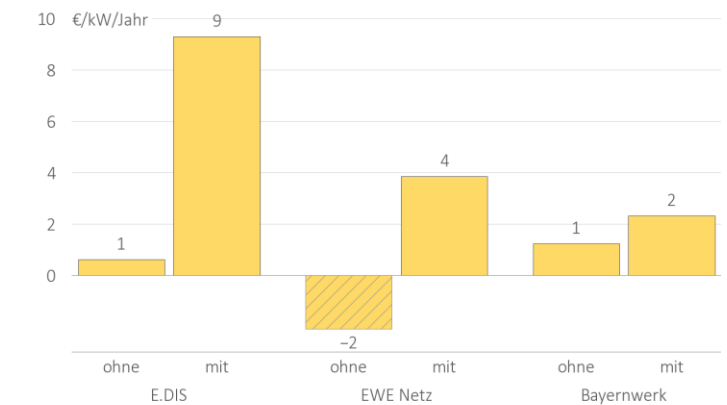
Ergebnis

- Netzmehrwert steigt an allen drei Standorten
- Aber Systemnutzen bei EWE niedriger als ohne dynamisches Netzentgelt
- Vereinfachtes Netzentgelt hier schädlich, trotz perfekter Voraussicht

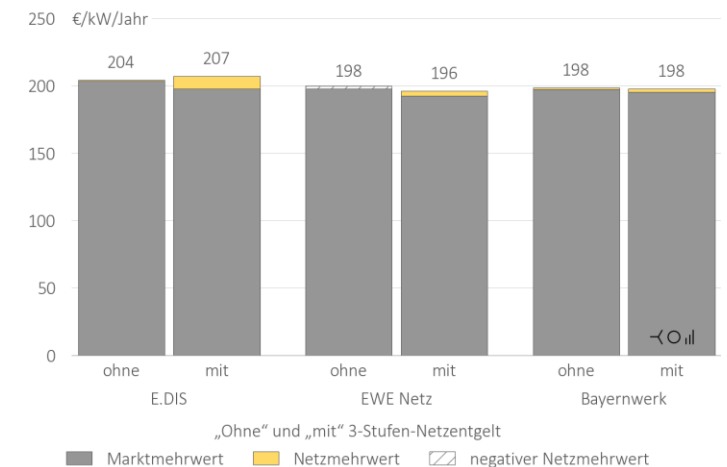
Warum ist das dreistufige Netzentgelt so viel schlechter?

- Keine Unterscheidung teurer/günstiger Redispatch
- Verschiebung des Speichereinsatzes teilweise in teure Redispatch-Fenster

Netzmehrwert (vermiedener Redispatch)



Netz- und Marktmehrwert



Reale Prognosen: Netzentgelt schadet mehr, als es nutzt

Grundlage der Analyse

- Netzauslastungsprognose am Vortag um 10 Uhr auf Basis von Wetterdaten
- Nur EWE-Standort (nur dort Prognosedaten verfügbar)
- Standort ist Wind-dominiert

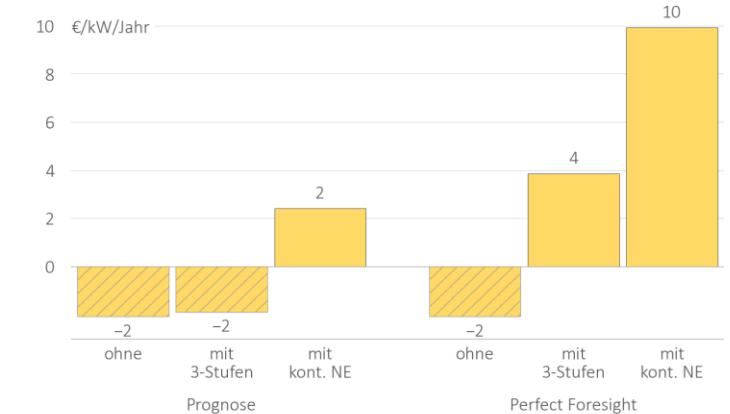
Niedrige Prognosegüte

- 11 % richtig-positiv, aber 5 % falsch-positiv und 4 % falsch-negativ

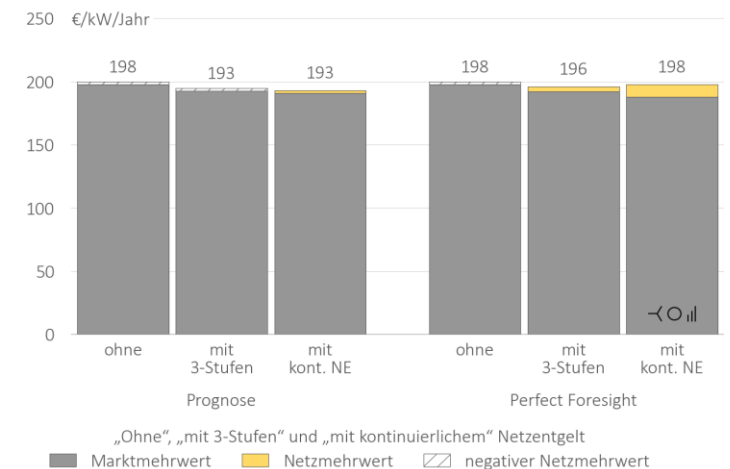
Ergebnis

- Dynamisches Netzentgelt auf Basis von Prognosen schadet an allen Standorten mehr als es nutzt
- Gilt für alle Ausgestaltungsvarianten
- Prognosen in der benötigten räumlichen und zeitlichen Auflösung unzureichend

Netzmehrwert (vermiedener Redispatch)



Netz- und Marktmehrwert



Deutlich höheres Potenzial im Übertragungsnetz

Redispatchbedarf deutlich größer, häufiger und teurer

- Bayernwerk: 3 GWh (HS/MS) vs. 13 GWh (inkl. HöS)
- Netzentgelt inkl. HöS in ca. 40 % der Zeit aktiv (nur HS/MS: < 20 %)
- Auf HöS-Ebene auch teurer positiver Redispatch (HS/MS nur Abregelung)

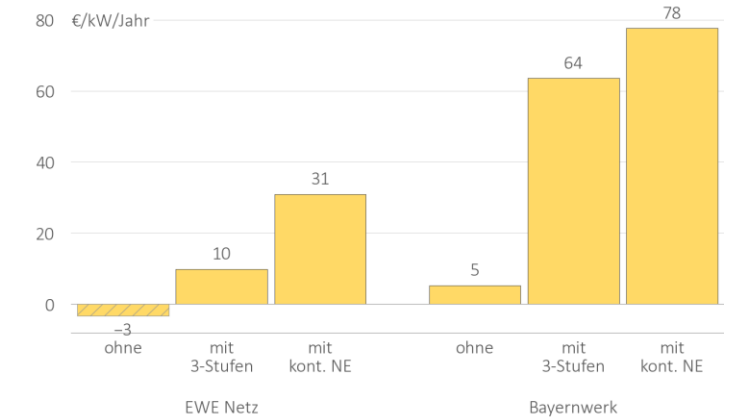
Ergebnis (hypothetischer Idealfall)

- Signifikanter Anstieg des Netzmehrwerts, deutlich größer als Absinken des Marktmehrwerts
- Systemnutzen des Speichers steigt bei Bayernwerk um 25 %

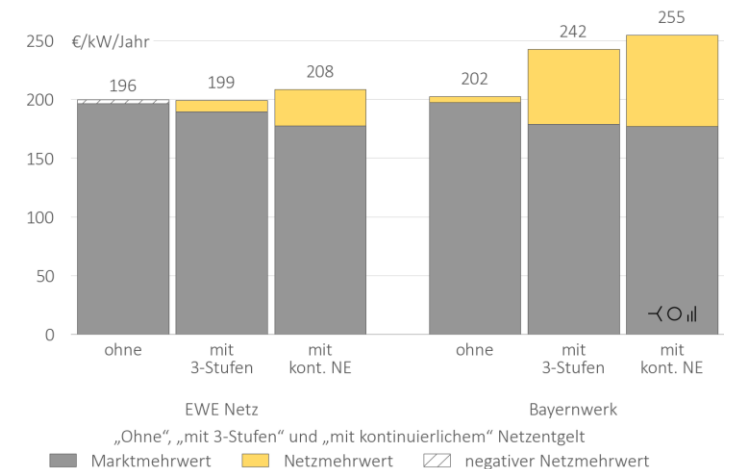
Real erreichbarer Nutzen deutlich niedriger

- Mangels Prognosedaten von uns nicht untersucht
- Unklar, ob Prognosegüte besser oder schlechter ist als im Verteilnetz

Netzmehrwert (vermiedener Redispatch)



Netz- und Marktmehrwert



Verteilungseffekte

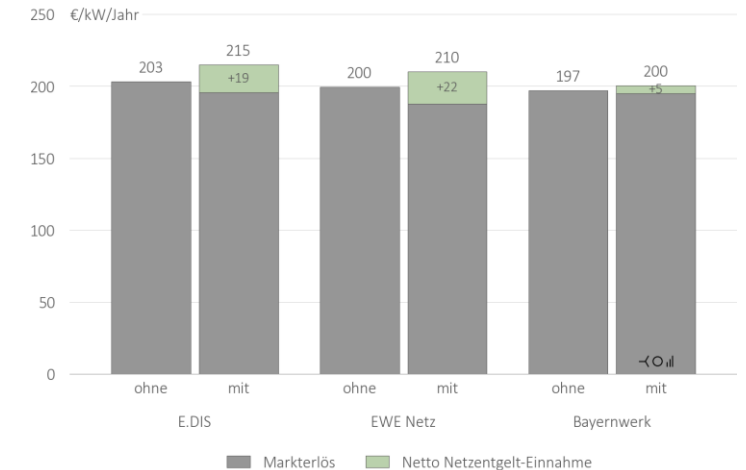
Auswirkung auf Speicher

- Speicher können auf das Netzentgelt reagieren und davon profitieren
- Mit untersuchten dynamischen Netzentgelten ca. 1,5–5 % höhere Erlöse

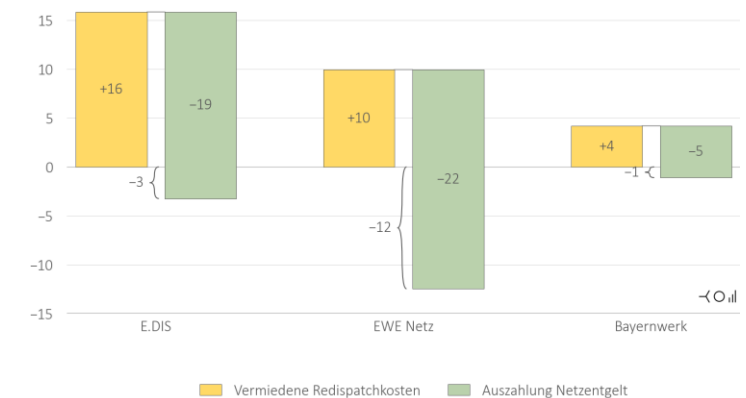
Auswirkungen auf Netzbetreiber

- Dynamische Netzentgelte i. d. R. nicht aufkommensneutral
- In allen untersuchten Fällen übersteigen Auszahlungen über das Netzentgelt die Einsparungen bei Redispatchkosten
- Ein Grund: Speicher reduzieren auch ohne Netzentgelt Redispatchkosten (wofür sie durch das Netzentgelt belohnt werden)
- Dynamische Netzentgelte sollten daher mit einer Finanzierungskomponente kombiniert werden (z. B. Kapazitätspreis)

Einnahmen des Speicherbetreibers



Zahlungsströme beim Netzbetreiber



Zusammenfassung

Zusammenfassung

Handlungsbedarf an HS/MS-Umspannwerken (noch) gering

- Speicher entlasten das Verteilnetz schon heute überwiegend
- Selbst an Standorten mit hohem Redispatchbedarf wäre das Netzentgelt in über 80 % der Zeit inaktiv

Selbst im Idealfall kaum Nutzen

- Kontinuierliches Netzentgelt mit perfekter Voraussicht steigert Systemnutzen um weniger als 4 %

Unter Realbedingungen mehr Schaden als Nutzen

- Prognosebasiertes Netzentgelt senkt den Systemnutzen
- Dreistufiges Netzentgelt schadet an einem von drei Standorten sogar unter perfekter Voraussicht

Aus Netzsicht nicht aufkommensneutral

- Auszahlungen an Speicher übersteigen eingesparte Redispatchkosten; Kombination mit Kapazitätspreis nötig

Unsere Empfehlung: Dynamische Netzentgelte für Speicher nicht für HS/MS-Engpässe

The background image is a landscape photograph taken during the "blue hour" or dawn. It shows a series of rolling hills and valleys covered in a thick layer of mist or fog. A road winds through the foreground, with a small white car visible in the distance. A high-voltage power line tower stands prominently in the middle ground. The sky is a mix of soft blues, purples, and oranges, suggesting the time is either early morning or late evening. The overall mood is serene and atmospheric.

Dynamische Netzentgelte für Batterien im Verteilnetz

Johanna Bronisch und Anselm Eicke



Reale Prognosen

Grundlage der Analyse

- Netzauslastungsprognose am Vortag um 10 Uhr auf Basis von Wetterdaten
- Nur EWE-Standort (nur dort Prognosedaten verfügbar)
- Standort ist Wind-dominiert

Niedrige Prognosegüte

- 11 % richtig-positiv, aber 5 % falsch-positiv und 4 % falsch-negativ
- Zeigt: Prognosen in der benötigten räumlichen und zeitlichen Auflösung unzureichend

Prognosegüte (EWE Netz, 10 Uhr am Vortag)

Realisierte Netzauslastung ...	Prognostizierte Netzauslastung ...	
	... unter der Aktivierungsschwelle	... über der Aktivierungsschwelle
... unter der Aktivierungsschwelle	79 % (richtig-negativ)	5 % (falsch-positiv)
... über der Aktivierungsschwelle	4 % (falsch-negativ)	11 % (richtig-positiv)

Untersuchte Fälle: einzelne HS/MS-Umspannwerke

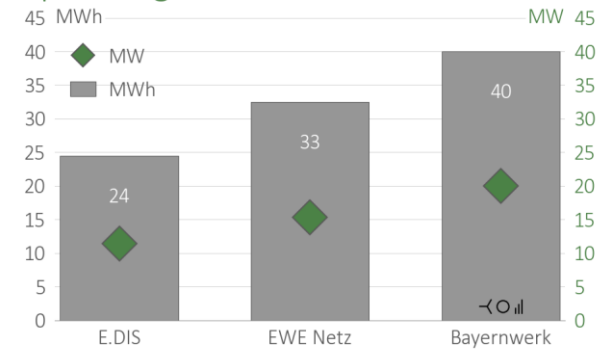
Drei Regionen

- E.DIS und EWE: Wind-dominiert
- Bayernwerk: PV-dominiert

Netzentgelt fürs Verteilnetz

- Netzentgelt soll lokalen Redispatchbedarf verringern
- Übertragungsnetzengpässe nicht berücksichtigt
- Netzentgelt ist aktiv in 13 %, 16 % bzw. 7 % der Zeit (hellgrün)

Speichergrößen



Häufigkeit lokaler Engpässe

