

BEFUND · REGULIERUNG ALS GEWICHTETER SZENARIO-ZEITPFAD

Ob die Zusage hält, entscheidet eine Wahl — der Bruch kostet Sie ~29 Mio. €, weitgehend unabhängig von Ihrem Basiswert.

WIR GEWICHTEN DEN BRUCH MIT 25 %.

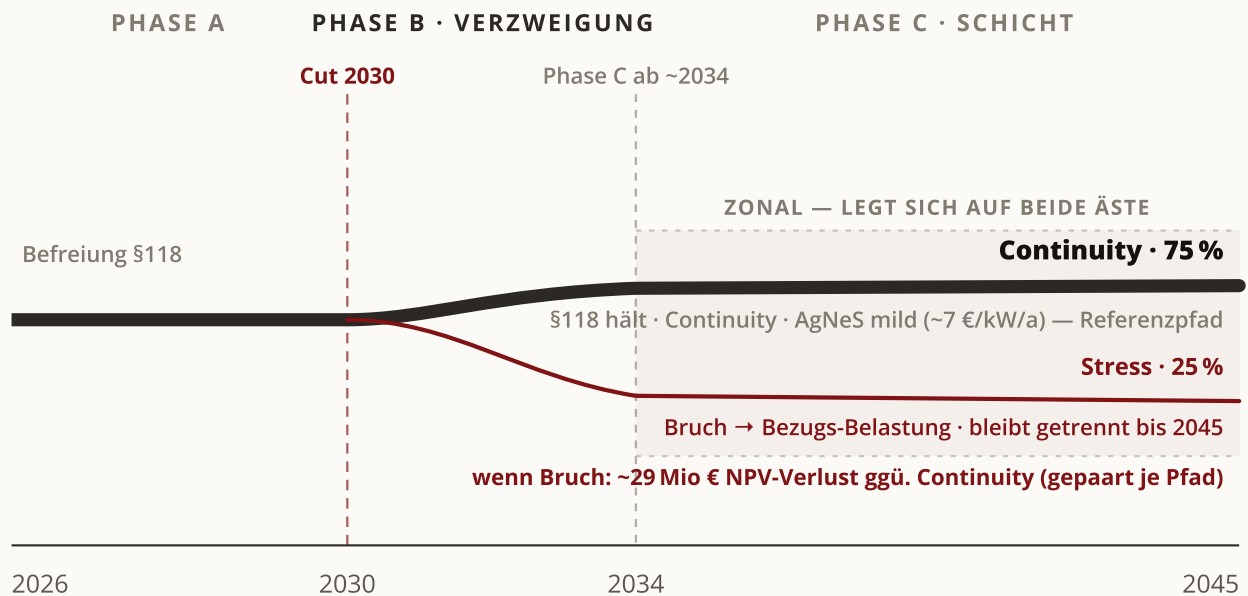


ABB. 1 Regulatorischer Zeitpfad als Gabel: Strichstärke = Pfad-Gewicht (75/25), die Gabel schließt sich nicht. Bedingter Bruch-Effekt gepaart je Pfad: Median ~29 Mio €, IQR 27–32. Phase C (Zonal) als Schicht über beiden Ästen; Annex.

Warum jetzt: Die Zusage kann brechen — und der Bruch ist dauerhaft.

HEUTE-KOSTEN	Ihre Bank preist das Risiko ein — Debt-Sizing läuft über den Downside-Case: heute, nicht erst im Bruchfall. Diffuses Regulierungsrisiko kostet Rendite, egal ob der Bruch kommt.
MECHANIK	Auf eine staatliche Zusage investiert — und die Zusage ändert sich, nachdem das Kapital gebunden ist. Regulierungsvertrauen kann brechen; ein Bruch wirkt vorwärts, nur auf Cashflows ab dem Stichtag.
BELEG	MEAG / Spanien zeigt das Ausmaß: ein zugesagter Vorteil, später entzogen — Verlust im dreistelligen Millionenbereich. Ein Risiko, das alle kennen — und keiner modelliert.
FOLGE	Im wahrscheinlichen Fall bleibt es beim milden Kapazitätspreis (~7 €/kW/a). Bricht die Befreiung, trägt das Asset eine dauerhafte Bezugs-Belastung über die Restlaufzeit — ~29 Mio €, gewichtet mit einem Viertel (25 %) .
ABSCHLUSS	Entscheidungsgrundlage statt Punktschätzer: beide Äste getrennt beziffert, Downside als VaR ausgewiesen — Board-Vorlage vor FID.

METHODIK · BELEG · KONTAKT

Was das Modell macht: empirische Marktdaten statt statischer Annahmen.

Python-Modell, 1.000 stochastische Pfade (Monte Carlo, Block-Bootstrap auf empirischen Marktpreisen, 15-min-Auflösung), pfadweise Bewertung, Aggregation über Quantile. Output: NPV/IRR-Verteilungen und Downside-Kennzahlen (VaR, Revenue at Risk).

TRC: LP-Optimierung unter Perfect Foresight — mathematische Obergrenze, keine Prognose.

ORC (Roadmap): rollierende Optimierung ohne Perfect Foresight, Schnittstelle zum Kunden-Forecast als realistische Ergänzung.

Der stille Beleg: Eine Zahl verschweigt die Breite — die Verteilung zeigt sie, zwei Läufe zeigen den Unterschied.

REALISTISCH · AGNES
~7 €/KW/A

STRESS-ZEITPFAD · BRUCH-AST 25 % GEWICHTET (BRUCH:
~70 €/KW/A + 20 €/MWH BEZUG)

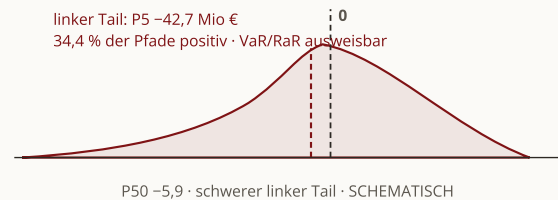
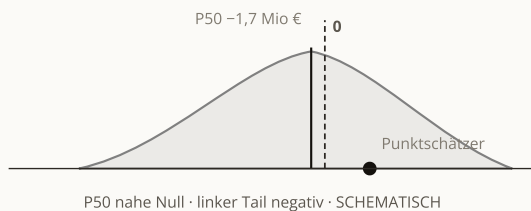


ABB. 2 Punktschätzer-vs-Verteilung, in beiden Läufen. Ehrlich deklariert: P50 ≈ 0 (-1,7 Mio €) auf konservativer DA-Basis — 44,1 % der 1.000 Pfade positiv (TRC-Obergrenze, s. Methodik). Rechts: gewichteter Zeitpfad — der Bruch-Ast (25 %) erzeugt den schweren linken Tail (P5 -42,7 Mio €); der bedingte Bruch-Effekt steht in Abb. 1. Regulierungsrisiko wirkt über das Debt-Sizing auf die Finanzierungsbedingungen — quantifiziert und gewichtet ist es verhandelbar. *Kurvenform schematisch.*

Nächster Schritt: projektspezifisches Briefing.

Eingabe: Speicher-Spezifikation, Vertragslage, Standort — maßgeschneiderte Einzelbewertung, kein SaaS.

Scope: Front-of-Meter / Grid-Scale (Arbitrage + FCR), eine Zone pro Asset, kein Inter-Zonen-Handel.



Sorin Pascu · sorin.pascu@appstam.com · appstam.com · +49 151 412 408 58

bess.appstam.com/de

Diese Fassung rechnet bewusst konservativ auf Day-Ahead-Preisen (Lizenz). Die Intraday-Analyse (ID3) geben wir aus Lizenzgründen nur gedruckt weiter — sprechen Sie uns an.

DATA SOURCES:

Digital: SMARD.de (BNetzA), CC BY 4.0 — aggregiert/verarbeitet. Day-Ahead als lizenzbedingtes Surrogat für das Intraday-Modell — DA hat geringere Intraday-Spreads als ID3, Erlöse entsprechend konservativer. 15-min-Auflösung 10/2025–07/2026 (~9 Monate, kein voller Jahreszyklus). Referenz-Asset: 50 MW / 200 MWh · Seed-reproduzierbar. · Ersetzt v2.10 — Berechnungskorrektur FCR-Vergütung, 07/2026.

ANNEX · VERTIEFUNG — ZONAL PRICING (PHASE C)
Vertiefung: Eine Zone pro Asset — Nord oder Süd, additiver Niveau-Offset.

Modell-Deklaration: Zonal Pricing als additiver Niveau-Offset auf die nationale Preisreihe (Süd +5, Nord –5 EUR/MWh¹). Die Spread-Struktur bleibt die nationale — zonenspezifische Spread-Veränderung ist nicht modelliert (Roadmap), da quantitativ nicht belegt. Der Offset wirkt über die gesamte Laufzeit: deklarierte Obergrenze der Niveau-Wirkung in beide Richtungen — für die Nord-Zone ist der dauerhafte Offset entsprechend eine Bestcase-Annahme (Netzausbau lässt Konvergenz erwarten).

Ergebnis (Voll-Läufe, paired, DA): Süd-Zone –0,31 Mio, Nord-Zone +0,34 Mio. Lesart: Ein reines Zonen-Preisniveau ist für BESS-Arbitrage sekundär — der Speicher ist durch Wirkungsgradverluste Netto-Bezieher, ein höheres Niveau kostet leicht, ein niedrigeres nützt leicht. Entscheidend wäre die zonale Spread-Struktur; die behaupten wir nicht, weil die Studienlage sie nicht trägt. Der Regulierungs-Effekt (bedingter Bruch-Effekt ~29 Mio, gepaart) ist zonen-robust.

Die Zahlen isolieren die Niveau-Wirkung. Der nicht modellierte Spread-Effekt dürfte gegenläufig wirken — eine Süd-Knappheitszone erhöht primär die Volatilität, und das ist der Arbitrage-Hebel. Die Standortfrage Süd vs. Nord beantwortet dieses Modell strukturell nicht.

Regulatorische Einordnung (Stand Dez 2025): Deutschland hat den Split abgelehnt und der EU-Kommission einen Aktionsplan vorgelegt — der Split ist damit bedingt vertagt, nicht erledigt (Art. 15 EU 2019/943: 70 %-Kapazitätsziel, EU-Hebel bei Verfehlung; Redispatch-Kosten 2025 wieder ~3 Mrd). Falls er kommt: Die Nord/Süd-Achse ist die Grundgeometrie jeder untersuchten Konfiguration (DE2–DE5, Grenze entlang Nordgrenze BY/HE/NRW); frühester realistischer Horizont ~2030+. Unsere Zwei-Zonen-Näherung ist die größte Auflösung der belegten Struktur, keine willkürliche Annahme.

¹ ±5 EUR/MWh: Quelle Aurora 2030 ~+5 EUR/MWh Süd-Aufschlag, konvergente Spanne 5–10 (Fraunhofer/EWI); symmetrische Aufteilung um die nationale Reihe als Vereinfachung.

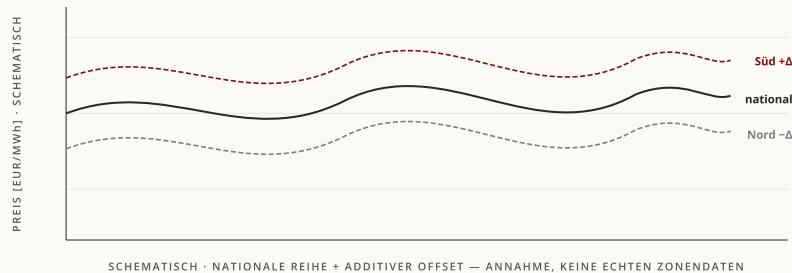


ABB. A1 Zonale Preisreihen als additiver Offset auf die nationale Reihe (Süd +5 / Nord –5 EUR/MWh, Fußnote 1). Eine Zone pro Asset, kein Inter-Zonen-Handel. *Schematische Darstellung.*

HERLEITUNG STRESS-WERT · BELEG

Stress-Belastung ~70 €/kW/a + 20 €/MWh (nur Bezug / Laden, nicht Einspeisung): voller Letztverbraucher-Netzentgelt-Fall Hochspannung, Netzentgeltblätter 2025/26 ~50–90 €/kW/a + 15–30 €/MWh; 70 = oberes Mittel der HS-Spanne. Kontrafaktischer Bruch der zugesagten Befreiung — keine BNetzA-Prognose (AgNeS-Stand 27.05.2026 mild, Bruch verworfen).

DATA SOURCES:

Diese Seite enthält keine Marktdaten — Zonenreihen synthetisch (nationale Reihe + Offset), als Annahme deklariert. · Referenz-Asset: 50 MW / 200 MWh · Preisbasis Day-Ahead (SMARD.de), CC BY 4.0 · Seed-reproduzierbar. · Ersetzt v2.10 — Berechnungskorrektur FCR-Vergütung, 07/2026.