

— FALLSTUDIE · INDUSTRIELLE BESS + PV · EUROPA

Industrielle Energieoptimierung *ohne CAPEX.*

Eine BESS + PV-Fallstudie zu Stromkostensenkung, Standortmonetarisierung und Risikotransfer für energieintensive Industrieunternehmen.

Methodik — wie CurvatureEnergy ein bestehendes PV-Signal rekonstruiert, über BESS × PV-Konfigurationen optimiert und die optimale Aufteilung zwischen Lastspitzenkappung und Systemdienstleistungen für einen anonymisierten europäischen Industrie-Host strukturiert hat.

EUR 10.2M

indikativer Projekt-CAPEX, getragen von der Projektstruktur

EUR 415k

indikativer Host-Nutzen im Jahr 1 (Base Case)

~7.7%

Rechnungsreduktion für den Host (Base Case)

12–20 Jahre

Horizont der strategischen Partnerschaft

Der Fall *auf einen Blick*.

Die Transaktion auf einer Seite — Methodik und Details folgen.

8 MW / 16 MWh LFP-BESS + 1.5 MWp zusätzliche PV, hinter dem Zähler — EUR 415k Host-Nutzen im Jahr 1 (Base Case), null CAPEX für den Host, EaaS-Struktur über 12–20 Jahre.

AUSGANGSLAGE Europäischer Industrie-Host, MV-angeschlossener Produktionsstandort mit erheblichem ganzjährigem Verbrauch (~27 GWh/Jahr). ~26% der Rechnung entfallen auf den Leistungspreis — jedes gekappte kW hat einen hohen Grenznutzen. BENÖTIGTE / MODELLIERTE INPUTS • Ein Kalenderjahr an 15-min-Nettozählerdaten • Angegebene Nennleistung einer kleinen bestehenden PV-Anlage vor Ort (~1.0 MWp) • Standortplan + DSO-Anschlussprofil • Aktuelle Stromrechnungen zur Tarifverifikation	METHODIK Vier sequenzielle analytische Pfeiler. Die Empfehlung ist das Ergebnis des Optimierers — keine im Voraus getroffene und nachträglich begründete Annahme. END-TO-END AUFGEBAUT • Viertelstundenintervalle über ein volles Jahr klassifiziert (HT/NT, Peak-Vektor) • Parametrischer Clear-Sky-Fit zur Rückgewinnung der PV aus dem Nettozähler • Sequenzielle SOC-Dispatch-Simulation über 12 BESS × PV-Konfigurationen • Kapazitätsgrenzen aus Satellitenbildern (Dach + Carport + Freifläche)	EMPFEHLUNG 8 MW / 16 MWh LFP hinter dem Zähler, 2 Stunden Speicherdauer, mit einer expliziten Kapazitätsaufteilung von 15 / 85 zwischen Host-Diensten und Netz. WARUM DIESE KONFIGURATION • Host-Tranche (1.2 MW / 2.4 MWh): ~1 MW dauerhafte Kappung + Puffer für das Dezember-Cluster • Netz-Tranche (6.8 MW / 13.6 MWh), begrenzt durch den Rahmen des MV-Anschlusses • +1.5 MWp PV auf Dach- und Carport-Flächen vor Ort — kein Flächendeal erforderlich • EaaS-Struktur: 100% CAPEX bei der Projektgesellschaft (~EUR 10.2M); finanziert durch eine investorengetragene Projektgesellschaft	WIRTSCHAFTLICHKEIT & RISIKO Mehrjährige EaaS-Struktur hinter dem Zähler. Der Host zahlt keinerlei CAPEX und trägt weder Merchant- noch Technologierisiko; der Betreiber trägt das Projektkapital und das gesamte Merchant-Risiko. WAS DIE TRANSAKTION LIEFERT • Host: EUR 415k Nutzen im Jahr 1 (Base Case), bis zu 460k mit Kicker • Host: ~7.7% Rechnungsreduktion; kumuliert über 15 Jahre EUR 6.3M+ (Base Case) • Betreiber: volles Merchant-, Technologie- und Augmentationsrisiko • Sensitivitäten, Risiken, zurückgestellte Diligence-Themen: Folien 12, 13, 14
--	---	---	---

Der Host und die repräsentative *Entscheidungsfrage*.

Leistungspreise treiben ~26% der Rechnung — jedes gekappte kW hat einen hohen Grenznutzen.

ANONYMISIERTES HOST-PROFIL	
Europäischer Industrie-Host	
MV-angeschlossener Produktionsstandort mit ganzjähriger Last, ein einziger Versorgungspunkt.	
Jährlicher Strombedarf	~27 GWh
Geschätzte jährliche Stromkosten	EUR 5.4M
Leistungspreis-Anteil an der Rechnung	~26% (EUR 1.40M)
Tariffklasse	MV, hohe Benutzungsdauer
Leistungspreis	~EUR 235 / kW / Jahr
Bestehende PV vor Ort	~1 MWp · klein relativ zur Last
BESS-Stellfläche	~800 m ² Grundfläche, indikativ
PV-Ausbaupotenzial	Dach- + Carport-Flächen, vor Ort
Anschlussrahmen	~10 MW BTM-Reserve

RECHNUNGSSTRUKTUR — WOHN DIE EUR 5.4M TATSÄCHLICH FLIESSEN		
Energie (HT/NT) ~66%	~8%	Leistung ~26%
Energie EUR 3.56M · Netz EUR 0.44M · Leistungspreis EUR 1.40M		
DIE REPRÄSENTATIVE ENTSCHEIDUNGSFRAGE		
«Angesichts unserer bestehenden PV, unserer Lastkurve und unseres Anschlusses — welche BESS-Grösse ist die richtige, und wie viel davon sollte für uns Lastspitzenkappung leisten und wie viel Dienstleistungen ans Netz verkaufen?»		
Die Frage ist die richtige, weil sie den Zielkonflikt ehrlich annimmt: Mehr dem Host gewidmete BESS-Kapazität erhöht die Rechnungseinsparungen linear, aber jedes marginale MW jenseits der bindenden Restriktion verdient weniger, als es im FCR- / aFRR-Markt erzielen würde. Die Antwort ist keine einzelne Zahl — sie ist eine Konfiguration, eine Aufteilung und eine Vertragsstruktur. Die nächsten neun Folien zeigen, wie wir dorthin gelangt sind.		

Wie die Analyse aufgebaut wurde — *eine vierstufige Pipeline.*

Sequenzielle Pfeiler: Der Output jedes Schritts speist den nächsten. Die Empfehlung ergibt sich aus Pfeiler 03.

— 01

Einlesen der Zählerdaten

Ein Jahr an Fünfzehn-Minuten-Zählerintervallen, End-to-end verarbeitet. Tarifklassifikation (HT/NT), Identifikation der monatlichen Abrechnungsspitzen, Analyse der bindenden Dezember-Restriktion.

— 02

PV-Signal-Rekonstruktion

Der Zähler sieht nur die NETTO-Last. Wir trennen die implizite PV-Glocke von der Lastform der Fabrik mit einem parametrischen Fit gegen Winter-Baseline-Wochen. Verankert an der Nennleistung.

— 03

Konfigurations-Sweep

Sequenzielle SOC-Dispatch-Simulation über das volle Jahr, mit einem Sweep über BESS-Größen x Zusatz-PV-Szenarien. Jede Zelle liefert EBITDA im Jahr 1, IRR, NPV und Amortisationsdauer — direkt vergleichbar.

— 04

Kapazitätsbegrenzung

Satellitenbilder und Standortpläne setzen die Obergrenze für den PV-Ausbau: Dach, Carport, Freiflächenanlage. Realistisch vs. Stretch — beide flossen zurück in den Optimierer.

Von rohen Zählerexporten zu einem *vollständig klassifizierten Lastjahr*.

Warum die Dezember-Spitze — nicht der Jahresdurchschnitt — die Antwort auf die BESS-Dimensionierung bestimmt.

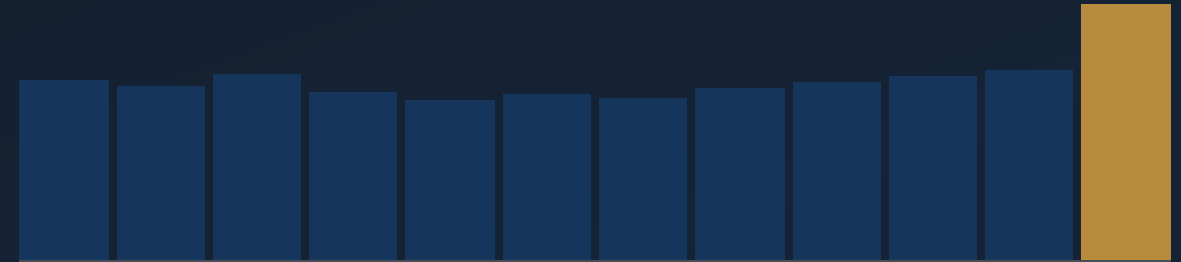
INPUTS

- **Viertelstunden-Zählerwerte** — ein volles Kalenderjahr Nettoverbrauch vom MV-Zähler des Hosts.
- **Tarifblatt (laufendes Jahr)** — öffentlich zugängliche regionale DSO-MV-Tarifstruktur: HT/NT-Aufteilung, Leistungspreis.
- **Standort-Anschlussprofil** — Anschlussgrösse, MV/LV-Schnittstelle, Einzel- oder Mehrfacheinspeisung.

OUTPUTS

- Stündliche + monatliche Lastformen, HT/NT-Zerlegung
- Vektor der monatlichen Abrechnungsspitzen + Kalender der bindenden Spitzen
- Identifikation aufeinanderfolgender Spitzencluster (Zyklen-Machbarkeitstest)
- Annualisierte Baseline-Profil in kWh (Energie) und kW (Leistung) für jedes Szenario

WARUM DER DEZEMBER BINDET — DIE RESTRIKTION, DIE DIE HOST-TRANCHE DIMENSIONIERT



Monatliche Abrechnungsspitzen, Jan → Dez (illustrativ). Die geclusterten Spitzenstunden im Dezember heben den bindenden Monat ~600 kW über das normale Betriebsband.

Die typische Betriebsspitze des Hosts liegt in einem Band von ~5.0–5.5 MW. Im Dezember clustern sich aufeinanderfolgende Spitzenstunden, die die Monatsspitze ~600 kW über dieses Band heben — die bindende Restriktion, die die BESS-Dimensionierung bestimmt. Das ganzjährige Kappungspotenzial trägt eine dauerhafte Reduktion von ~1.0 MW; die Host-Tranche von 1.2 MW enthält einen operativen Puffer.

Rückgewinnung des bestehenden PV-Signals *aus einem Nettozähler.*

Der Host hat PV vor Ort. Der Zähler zeigt nur, was die Grenze überquert. Wir trennen die beiden.

DAS PROBLEM

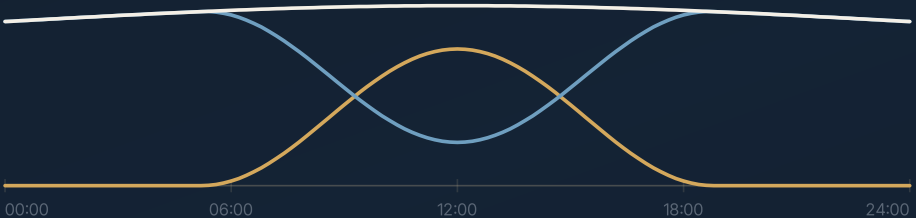
Der Zähler ist um die PV hinter dem Zähler saldiert. Um ein BESS gegen PV zu fahren (Zeitverschiebung des Eigenverbrauchs, Aufnahme des Mittagsüberschusses, Abdeckung der Abendstunden), müssen wir das PV-Signal Viertelstunde für Viertelstunde zurückgewinnen — ohne Wechselrichter-Logs.

DIE METHODE

- **A.** Ein Winter-Baseline-Fenster isolieren, in dem PV minimal ist; eine saubere Fabrik-Lastform zurückgewinnen.
- **B.** Eine parametrische Clear-Sky-PV-Glocke an das Residuum fitten: Amplitude, Tag im Jahr, Breitengrad-/Azimut-Form.
- **C.** Gefittete PV von der Nettolast subtrahieren → Brutto-Fabriklast → implizierte PV-Zeitreihe.
- **D.** Mit der Nennleistung abgleichen. Die implizierte effektive Leistung sollte um einen plausiblen realen Abschlag (~10–20% bei älteren Anlagen) unter der angegebenen Nennleistung liegen — und die Lücke wird quantifiziert.

ILLUSTRATIVER TAG · SIGNALZERLEGUNG

kW (normalisiert)



— Bruttolast des Werks — Gemessene Nettolast — Rekonstruierte PV

Der Zähler erfasst nur die Nettolast. Die Rekonstruktion der Mittags-PV-Glocke legt die darunterliegende Bruttolast des Werks frei.

ABGLEICHSPRÜFUNG

Angegebene Nennleistung der bestehenden PV	~1.0 MWp
Effektive Leistung (aus dem Zähler-Fit)	~0.84 MWp
Implizierte Jahresproduktion	~1.0 GWh / Jahr
Abgleichsstatus	~16% unter Nennleistung

Der Sweep über den BESS × PV *Entscheidungsraum.*

Jede Zelle ist ein sequenzieller SOC-Dispatch-Lauf über das volle Jahr — gleiche Engine, gleiche Dispatch-Logik, vergleichbare Outputs.

JÄHRLICHER HOST-NUTZEN (EUR K, BASE CASE)			
BESS-GRÖSSE	+ 0 MWP	+ 1.5 MWP	+ 2.5 MWP
4 MW / 8 MWh	EUR 175k kombiniert 55	EUR 250k kombiniert 72	EUR 320k kombiniert 78
8 MW / 16 MWh	EUR 280k kombiniert 82	★ EUR 415k kombiniert 100	EUR 475k kombiniert 95
12 MW / 24 MWh	EUR 350k kombiniert 88	EUR 475k kombiniert 95	EUR 525k kombiniert 88
16 MW / 32 MWh	EUR 385k kombiniert 80	EUR 510k kombiniert 85	EUR 555k kombiniert 80

Spannweite des Host-Nutzens über den Sweep: EUR 175k → 555k. «Kombiniert» indexiert den Gesamtprojektwert (Host + Betreiber), 100 = Optimum.

WAS DAS RASTER ZEIGT — KONKAVITÄT, KEINE RANDLÖSUNGEN

Der Host-Nutzen ist konkav in der BESS-Grösse. Die Leistungspreis-Einsparungen sind durch das ganzjährige Kappungspotenzial begrenzt (~1.0 MW dauerhaft). Jenseits dieses Punkts fließen inkrementelle MW in Systemdienstleistungen — die der Host nicht vereinnahmt.

Der kombinierte Projektwert erreicht sein Maximum vor dem Host-Nutzen. Der kombinierte Wert (Host plus Betreiber) kippt, bevor der Host-Nutzen abflacht. Ab einer bestimmten BESS-Grösse verdient das marginale MW weniger als seine inkrementellen Kosten — der kombinierte Wert sinkt.

PV liefert einen nahezu konstanten Zusatznutzen. +1.5 MWp heben den Host-Nutzen um ~EUR 75–135k/Jahr, unabhängig von der BESS-Grösse — der Eigenverbrauch wächst mit der PV bis zur Dachkapazität.

Warum 8 MW × +1.5 MWp der gewählte Punkt ist. Dominant auf der Pareto-Front aus (Host-Nutzen, kombinierter Wert, Standort-Fussabdruck, DSO-Komplexität). Grössere Konfigurationen bringen dem Host mehr Einsparungen, aber bei geringerem kombiniertem Wert.

Was tatsächlich baubar ist *auf diesem Standort.*

Der Optimierer ist nur so ehrlich wie seine Restriktionen — direkt aus Satellitenbildern abgeleitet.

EMPFOHLEN		STRETCH	
+1.5 MWp · <i>realistisch</i>		+2.5 MWp · <i>Upside</i>	
Aus sichtbarer Kapazität vor Ort, ohne Landerwerb.		Schöpft die Standortfläche voll aus — vollständige Carports + opportunistische Freiflächenanlage.	
Ugenutztes Dach der Haupthalle	+0.6–1.0 MWp	Vollständige Parkplatz-Carports	+0.5–0.7 MWp
Carports über Parkflächen	+0.3–0.6 MWp	Dach + opportunistische Freifläche	+1.8 MWp
PV-Beitrag vs. nur BESS	+EUR 135k / Jahr	PV-Beitrag vs. nur BESS	+EUR 195k / Jahr
Jährlicher Host-Nutzen (BESS+PV)	EUR 415k / Jahr	Jährlicher Host-Nutzen (BESS+PV)	EUR 475k / Jahr
Host-CAPEX	NULL	Host-CAPEX	NULL
Erreichbar mit Genehmigungen vor Ort; kein Flächendeal ausserhalb des Standorts. Würde unter der EaaS-Struktur durch eine investorengetragene Projektgesellschaft finanziert.		Enger bei Genehmigung und Statikkosten. PV ausserhalb des Standorts bleibt als Rückfallebene, falls das Stretch-Szenario vor Ort nicht aufgeht.	

Die optimale Aufteilung — Lastspitzenkappung *vs. Systemdienstleistungen*.

Die folgenreichste Design-Entscheidung. Sie wird durch die Daten bestimmt, nicht durch Verhandlung.

8 MW / 16 MWh BESS — KAPAZITÄTSALLOKATION



HOST — 15%

1.2 MW / 2.4 MWh

NETZ-TRANCHE — 85%

6.8 MW / 13.6 MWh

Die Aufteilung ist die strukturelle Antwort auf die repräsentative Entscheidungsfrage.

HOST-TRANCHE · WARUM 1.2 MW — DIMENSIONIERT AUF DIE BINDENDE SPITZE, NICHT AUF DIE NENNLEISTUNG DER BATTERIE

- Bindende Restriktion: Anhebung der Dezember-Spitze (~600 kW über den normalen Betriebsspitzen)
- Ganzjähriges Kappungspotenzial: ~1.0 MW dauerhafte Reduktion über alle 12 Abrechnungsmonate
- Host-Tranche 1.2 MW / 2.4 MWh — enthält operativen Puffer für aufeinanderfolgende Cluster-Ereignisse
- Jährlicher Wert des Host-Stacks (illustrativ): ~EUR 478k — aggregiert, vor kommerzieller Aufteilung

NETZ-TRANCHE · WARUM 6.8 MW — DIMENSIONIERT AUF DEN ANSCHLUSSRAHMEN UND DIE LIQUIDITÄT IM REGELLEISTUNGSMARKT

- Begrenzt durch die MV-Anschlussreserve (vom Host bereitgestelltes Profil, vorbehaltlich DSO-Bestätigung) und die 2-Stunden-Dauer
- Stapelt FCR-Primärregelung + aFRR + Day-ahead- / Intraday-Grosshandelsarbitrage
- Die Projektgesellschaft / der Betreiber behält die Erlöse aus Systemdienstleistungen und trägt das Merchant-Marktrisiko
- Underwriting mit Haircuts über diversifizierte Produkte; der Performance-Kicker teilt das Upside mit dem Host

Die empfohlene *Konfiguration*.

8 MW / 16 MWh BESS + 1.5 MWp PV — worauf die Vier-Pfeiler-Methodik konvergiert.

8 / 16

MW / MWh LFP, 2 Stunden

+1.5 MWp

zusätzliche PV vor Ort

EUR 10.2M

indikativer Projekt-CAPEX, Projektstruktur

EUR 415k

indikativer Host-Nutzen im Jahr 1

~7.7%

Rechnungsreduktion für den Host (Base Case)

WAS DER HOST ERHÄLT — EUR 415K NUTZEN IM JAHR 1 (BASE CASE) · BIS ZU EUR 460K	
Anteil an den Rechnungseinsparungen (45% des Host-Stacks)	EUR 215k
Landpacht (indexiert)	EUR 90k
Performance-Kicker-Basis	EUR 110k
Performance-Kicker-Upside	bis zu +EUR 45k
Kumuliert über 15 Jahre, Base Case, undiskontiert	EUR 6.3M+

STRUKTUR & RISIKOALLOKATION — MEHRJÄHRIGES EAAS, HINTER DEM ZÄHLER	
Projekt-CAPEX	100% Betreiber / Projektstruktur
Technologie- + Augmentationsrisiko	Betreiber (Garantie + Reserve)
Merchant- / Marktrisiko	Betreiber (Haircuts, diversifiziert)
Tarifdrift	Symmetrisch — beide Seiten exponiert
Bilanzwirkung beim Host	Null

Woher die EUR 415k *tatsächlich kommen.*

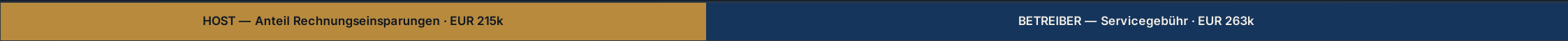
Drei zählerseitige Hebel + eine kommerzielle Aufteilung + zwei vertragliche Ergänzungen — keine Magie, keine Rundung.

SCHRITT 1 · DREI ZÄHLERSEITIGE HEBEL ERZEUGEN DEN HOST-STACK (EUR 478K / JAHR)



Zwei Hebel tragen den Wert: Lastspitzenkappung ~49%, PV-Eigenverbrauch ~41%. Zeitverschiebung, Export und HT/NT-Arbitrage steuern zusammen ~10% bei — residual, aber explizit modelliert.

SCHRITT 2 · VERTRAGLICHE AUFTEILUNG — DER HOST BEHÄLT 45%, DER BETREIBER ERHÄLT 55% ALS SERVICEGEBÜHR



Die Gebühr des Betreibers finanziert CAPEX, Betrieb, Augmentation und Marktrisiko.

SCHRITT 3 · BASE-CASE-NUTZEN DES HOSTS IM JAHR 1 = STACK-ANTEIL + LANDPACHT + PERFORMANCE-KICKER-BASIS



Wie der Host-Nutzen standhält — *und wo er sich bewegt.*

Wirkung auf den Base-Case-Nutzen des Hosts im Jahr 1 über fünf Kernvariablen.

VARIABLE	BEAR CASE	BASE CASE	BULL CASE	SPANNWEITE HOST-NUTZEN JAHR 1
Tarifdrift (real, p.a.)	−1% / Jahr	0% (real konstant)	+2% / Jahr	EUR 360k – 485k
Regelleistungs-Clearing — FCR + aFRR	−30%	Marktkonsens	+30%	EUR 415k *
Augmentationsrhythmus (% CAPEX/Jahr)	2.0%	1.5%	1.0%	EUR 415k *
Batteriedegradation, Jahr1	3.0%	2.0%	1.5%	EUR 415k *
PV-Ertrag (bestehend + zusätzlich)	−10%	parametrischer Fit	+5%	EUR 395k – 425k

* Base-Case-Nutzen des Hosts im Jahr 1 unverändert: Regelleistung, Augmentation und Degradation sind Merchant- und Betreiber-Risiken, die von der investorengetragenen Projektgesellschaft absorbiert werden. Der Host ist der Tarifdrift (symmetrisch) und dem PV-Ertrag (proportional) exponiert.

DIE STRUKTURELLE ERKENNTNIS

Der Base-Case-Nutzen des Hosts im Jahr 1 bleibt über alle marktseitigen Stressszenarien erhalten. Das Abwärtsrisiko bei FCR- / aFRR-Clearing, Augmentationsrhythmus und Batteriedegradation trägt vollständig die Projektgesellschaft / der Betreiber.

WO DER HOST RISIKO TRÄGT

Tarifdrift (symmetrisch — der Host profitiert von Inflation, verliert bei realen Rückgängen) und PV-Ertrag (operative Performance eines Assets im Eigentum der Projektgesellschaft, die sich aber im Host-Stack niederschlägt).

Wie die Struktur das Risiko aufteilt zwischen *Host und Betreiber*.

Nach Kategorie, mit dem vertraglichen Mechanismus, der die Allokation sicherstellt.

RISIKOKATEGORIE	HOST	BETREIBER	MECHANISMUS
CAPEX	Keines	Voll	Eine investorengetragene Projektgesellschaft würde 100% vorab finanzieren (~EUR 10.2M); der Host trägt keinerlei Bilanzexposure.
Technologie / Batteriedegradation	Keines	Voll	Performance-Garantie; Augmentationsreserve 1.5% / Jahr des CAPEX; Tier-1-OEM mit Verfügbarkeits-SLA.
Markt — FCR / aFRR / Arbitrage	Keines	Voll	Haircuts über diversifizierte Produkte im UW; Merchant-Tail wird innerhalb der investorengetragenen Projektgesellschaft absorbiert.
Betrieb — Verfügbarkeit, Dispatch	Keines	Voll	Performance-Kicker an > 98% Verfügbarkeit gebunden; Service-Level-Garantie; Dispatch durch den Betreiber innerhalb vereinbarter vertraglicher Parameter.
Tarifdrift	Symmetrisch	Symmetrisch	Beide Seiten sind der DSO-Tariffinflation exponiert. Der Host gewinnt mit steigendem Tarif einen strukturellen Hedge.
Gegenpartei	Standortkontinuität 12–20 Jahre	Finanzierung & Betrieb	Bonität des Hosts + mehrjährige Abnahme; investorengetragene Projektgesellschaft + Restwert des Assets.
Beendigung	Exit-Pönale	Rückbau des Assets auf eigene Kosten	Bilateraler Zeitplan mit kalibrierten Triggern; vorab vereinbarte Buy-out-Formel ab Jahr 7.

Die Asymmetrie, die die Struktur trägt. Der Host ist einer Variable exponiert, die ihn ohnehin betrifft (Tarifdrift — die er mit oder ohne BESS tragen würde), sowie dem PV-Ertrag. Alles andere — Finanzierung, Technologie, Merchant-Märkte, Betrieb — liegt bei der Projektgesellschaft / dem Betreiber.

Was diese Fallstudie bewusst *an der Peripherie belässt.*

Jedes der folgenden Themen wird zum Arbeitspunkt, sobald ein Engagement Richtung Term-Sheet fortschreitet.

Bilanzielle Behandlung

IFRS 16 / Analyse nach lokaler GAAP. Off-Balance-Sheet-Strukturierung, wo die Leasingbilanzierung es zulässt; Briefing der Ratingagenturen, falls wesentlich für das Kreditprofil des Hosts.

Versicherung & Standorthaftung

Hardware und Betrieb sind über die Policen des Betreibers gedeckt; das Zusammenspiel mit der bestehenden Standortpolice des Hosts wird bestätigt und im EaaS-Vertrag dokumentiert.

Gegenpartei-Resilienz

Eintrittsrechte zugunsten eines designierten Nachfolgebetreibers. Asset übertragbar; vorab vereinbarte Exit- und Rückbau-Trigger bei Ausfall des Betreibers — der Host hat stets einen Ausstiegspfad.

Volumen- / Lastvolatilität

Der Base-Case-Nutzen passt sich Verbrauchsverschiebungen innerhalb von $\pm 20\%$ an; darüber hinaus strukturelle Überprüfung. Vorkehrungen für Produktionswachstum (Kapazitätsreserve vorhanden) und Rückgang (Right-Sizing-Klauseln).

OEM-, EPC-, TSO-Präqualifikation

Tier-1-OEM-Longlist; EPC-Auswahl getrieben von standortspezifischen Anschlussbedingungen und Garantepaket; TSO-Präqualifikation vor jedem verbindlichen Angebot bestätigt.

Cybersicherheit & Brandschutz

Einhaltung der anwendbaren lokalen Elektro-, Brandschutz-, Versicherer- und Genehmigungsanforderungen; BESS-Sicherheitsstandards dokumentiert über Tier-1-OEM-Zertifizierungen; Brandschutzkonzept des Standorts integriert in das bestehende System des Hosts.

Steuerliche & jurisdiktionelle Behandlung

Lokale steuerliche Behandlung, Abzugsmöglichkeiten und Abschreibungen werden in das UW der Projektgesellschaft einmodelliert. Steuermemo auf Anfrage; grenzüberschreitende Strukturierung, wo die Gruppe des Hosts im Ausland sitzt.

Track Record & Referenzen

Relevante Projektunterlagen, das Beraternetzwerk und Referenzen werden nach Bedarf auf vertraulicher Basis geteilt.

Vier Entscheidungen, die *die Antwort geprägt haben.*

Der Output des Optimierers ist nur so gut wie die Modellierungsentscheidungen, die ihn speisen. Jede der folgenden Entscheidungen war bewusst.

— 01

Zur Lastcharakterisierung

Der richtige Input ist die bindende Spitze — nicht der annualisierte Durchschnitt und nicht die einzelne schlechteste Viertelstunde. Der Cluster-Machbarkeitstest (aufeinanderfolgende Spitzenereignisse innerhalb weniger Stunden) hat die 4-Stunden-BESS-Szenarien aussortiert, bevor die Optimierung überhaupt lief.

— 02

Zur PV-Signal-Rekonstruktion

Parametrischer Clear-Sky-Fit, keine statistische Regression auf Wetterdaten. Eine regressionsbasierte Rückgewinnung überfittet auf ein einzelnes Kalenderjahr aus Einstrahlung und Fabriklast-Koinzidenz; der parametrische Anker macht die Lücke zwischen angegebener Nennleistung und effektiver Leistung sichtbar — in diesem Fall ein Abschlag von 16%.

— 03

Zur Dispatch-Simulation

Sequenzielles SOC-Tracking über das volle Jahr an Intervallen — keine geschlossene Näherungsformel. Geschlossene Formeln bepreisen aufeinanderfolgende Spitzenereignisse, den Augmentationsrhythmus und PV-Zeitverschiebungs-Interaktionen falsch. Die Simulation erfasst alle drei per Konstruktion.

— 04

Zur Aufteilung Host vs. Systemdienstleistungen

Durch die Daten bestimmt, nicht durch Verhandlung. Die Host-Tranche ist nach oben durch die bindende Spitze begrenzt; die Netz-Tranche nach oben durch den Anschlussrahmen und die Liquidität im Regelleistungsmarkt. Das Verhältnis 15 / 85 ist das, was diese beiden physischen Restriktionen auf diesem Standort ergeben.

Was modelliert, was geliefert wurde, *was ausserhalb lag.*

Die Arbeit hinter der Antwort — und der explizite Perimeter dieser Methodik.

ANALYTISCHER UMFANG

- Ein Zählerjahr an Viertelstundenintervallen End-to-end verarbeitet
- Parametrische Rekonstruktion des bestehenden PV-Signals
- Sequenzielle SOC-Dispatch-Simulation über 12 BESS × PV-Konfigurationen
- Sensitivitäts-Sweeps: Tarifdrift, Regelleistungs-Clearing, Augmentationsrhythmus, Degradation
- Cashflow-Aufbau: Floors, Performance-Kicker, Host-Anteilssplits, IRR / NPV über 15 Jahre

ILLUSTRATIVE LIEFERERGERGEBNISSE AN EINEN INDUSTRIE-HOST

- Empfohlene Konfiguration mit dokumentierten dominierten Alternativen
- Host-Nutzen im Jahr 1 (Base Case) und vollständige Sensitivitätsraster-Studie
- Indikative Term-Sheet-Skizze — Dimensionierung, PV-Umfang, kommerzielle Aufteilung, Vertragslaufzeit
- Strategie-Fit-Memo und Diskussionsdeck für das Management-Review
- Eingegrenzte Bewertung der Standortkapazität aus Satellitenbildern

AUSSERHALB DES PERIMETERS

- Detaillierte Elektroplanung und EPC-Auswahl
- Lokale Genehmigungen und Anschlussanträge beim DSO / Netzbetreiber
- Finale Tarifneuverhandlung mit dem regionalen DSO
- Beschaffung, Bau und Inbetriebnahme
- Verbindliche kommerzielle Zusage — vorbehaltlich einer definitiven Vereinbarung

Methodik-*Offenlegungen.*

Bitte lesen Sie diese Hinweise, bevor Sie sich auf Inhalte dieses Dokuments stützen.

Rolle von CurvatureEnergy & Anonymisierung

CurvatureEnergy agiert ausschliesslich als Berater — strukturiert, entwickelt und managt die Opportunität. Das Asset würde von einer investorengetragenen Projektgesellschaft finanziert und gehalten (durchgehend als «der Betreiber» oder «die Projektgesellschaft» bezeichnet); CurvatureEnergy finanziert, besitzt oder betreibt kein Projekt-Asset und hält keines auf der eigenen Bilanz. Der Fall ist anonymisiert, wesentlich angepasst und darf nicht als Wiedergabe eines bestimmten Kunden, Standorts oder Mandats gelesen werden.

Indikativ & zukunftsgerichtet

Die Wirtschaftlichkeit im Jahr 1, IRRs, NPVs und die 15-Jahres-Nutzenprojektionen sind Modellierungsergebnisse zu einem bestimmten Zeitpunkt. Realisierte Ergebnisse hängen von der Tarifentwicklung, dem Verhalten der Regelleistungsmärkte, der BESS-Performance und der finalen kommerziellen Struktur ab. Nichts davon ist garantiert. Tariffinputs beziehen sich auf öffentlich zugängliche DSO-MV-Tarifblätter; Regelleistungspreise beziehen sich auf die internen Markteinschätzungen von CurvatureEnergy.

Kein Angebot und keine Aufforderung

Dieses Dokument ist eine von CurvatureEnergy zu allgemeinen Illustrationszwecken erstellte Methodik-Fallstudie. Es stellt weder ein verbindliches Angebot noch einen Finanzierungsvorschlag noch eine Anlageberatung dar. Ein kommerzielles Engagement an einem konkreten Standort würde erst erfolgen nach (i) Rekalibrierung anhand tatsächlicher Host-Rechnungen und aktueller DSO-Tarife, (ii) detailliertem Engineering, (iii) Due Diligence zu Netzanschluss und Genehmigungen sowie (iv) Verhandlung einer definitiven schriftlichen Vereinbarung.

Keine professionelle Beratung & keine Haftung

Nichts in diesem Dokument stellt eine Rechts-, Steuer-, Regulierungs-, Bilanzierungs- oder Anlageberatung dar. Empfänger sollten ihre eigenen Berater konsultieren. Soweit gesetzlich zulässig, lehnen CurvatureEnergy sowie ihre verbundenen Unternehmen, Gesellschafter und Beauftragten jede Haftung für Verluste ab, die aus der Nutzung dieses Dokuments oder dem Vertrauen darauf entstehen. Alle Beträge sind in EUR denominiert und verstehen sich exklusive MWST.