

Marktübergreifende Flexibilitätsvermarktung in der Industrie

Erlöspotenziale, geeignete Anlagen und regulatorische Perspektiven

Dr. Markus Fleschutz, Business Development Manager, Entelios AG

Wer Elektrifizierungsprojekte allein gegen Day-Ahead-Preise rechnet, unterschätzt die tatsächlichen Erlöspotenziale. Durch die gleichzeitige Vermarktung an Spot- und Regelreservemärkten lassen sich die Erträge flexibler Industrieanlagen vervielfachen. Dieser Beitrag ordnet die relevanten Märkte ein, beleuchtet geeignete Anlagentypen und zeigt auf, warum die laufende Netzentgeltreform das Thema zusätzlich befeuert.

Mehr Negativpreise, höhere Spreads, mehr Chancen für Flexibilität

Der deutsche Strommarkt hat sich seit Beginn der Energiekrise im Herbst 2021 stark verändert. Die Zahl der Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen steigt von Jahr zu Jahr. Waren es im Jahr 2022 noch 69 Stunden, verzeichnete das Jahr 2025 bereits 576 negative EPEX Day-Ahead Strompreisstunden in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone. Im kontinuierlichen Intradayhandel erreichen viertelstündliche Produktzeitscheiben regelmäßig Preis-Spreads von vierstelligen Euro-Beträgen pro Megawattstunde. Die mittleren Regelleistungspreise waren

für beide Richtungen in den Jahren 2021 bis 2025 4,3-mal höher als in den Jahren 2019 und 2020 und rangierten bei rund 90 bis 160 Tausend Euro pro MW und Jahr. Die Regelarbeitslöhne sind hierbei noch nicht berücksichtigt.

Für energieintensive Industrieunternehmen entsteht daraus eine paradoxe Situation: Dieselbe Preisvolatilität, die ihre Energiekosten schwer kalkulierbar macht, birgt gleichzeitig erhebliche Erlöspotenziale für diejenigen, die ihre Anlagen flexibel betreiben können. Hinzu kommen hohe und schwer prognostizierbare Brennstoffkosten, der Druck zur Dekarbonisierung durch den europäischen Emissionshandel und nationale Klimaziele sowie eine laufende Neuordnung der Netzentgeltssystematik, die unter dem Kürzel AgNes firmiert.

In vielen Machbarkeitsstudien für Elektrifizierungsprojekte – etwa die Installation eines Elektrodenkessels oder den Bau eines Batteriespeichers – beschränkt sich die Erlösseite auf Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt. Das führt zu Amortisationszeiten, die Investitionen regelmäßig an der betriebswirtschaftlichen Freigabe scheitern lassen. Die marktübergreifende Flexibi-

litätsvermarktung – in der Branche auch als Cross-Market-Optimierung bekannt – zeichnet ein deutlich anderes Bild.

Funktionsweise der Cross-Market-Optimierung

Cross-Market-Optimierung bedeutet, eine flexible Anlage nicht an einem einzelnen Strommarkt zu vermarkten, sondern simultan an allen zugänglichen Märkten. Algorithmen identifizieren dabei fortlaufend, welcher Markt die höchsten Erträge bringt. Die Anlage wird dynamisch zwischen den Märkten disponiert, statt einem starren Fahrplan zu folgen.

Konkret läuft das wie folgt ab: Zunächst gibt ein Optimierungsalgorithmus Gebote in die täglichen Regelleistungsauktionen ab. Gebotspreise und -mengen werden anlagenspezifisch so berechnet, dass der erwartete Gesamterlös über alle Märkte hinweg maximiert wird – und nicht allein der Zuschlag in der Regelleistungsauktion. Nach erfolgtem Zuschlag werden die verbleibenden Flexibilitätsgrade an den Spot- und Regelenergiemärkten weitervermarktet. In Zeitfenstern ohne Regelleistungszuschlag kann die Anlage beispielsweise Day-Ahead- und Intraday-Spreads





abschöpfen, Lastspitzen kappen oder auch noch ohne Regelleistungszuschlag am Regelarbeitsmarkt teilnehmen.

Auswertungen historischer Marktdaten zeigen, dass sich mit diesem Ansatz gegenüber einer reinen Day-Ahead-Optimierung in der Regel ein Vielfaches der Erlöse erzielen lässt. Der Faktor liegt für hochflexible Anlagen häufig über drei. Die Gründe: Die größten Preis-Spreads entstehen an Kurzfristmärkten, wo Prognoseabweichungen ausgeglichen werden müssen. Zudem kann dieselbe Flexibilität mehrfach gehandelt werden – eine

Position wird aufgebaut, glattgestellt und erneut gehandelt, und so weiter, sodass aus einer Betriebsstunde mehrere Erlösbeiträge entstehen.

Die Cross-Market-Optimierung an externen Märkten ist nur ein Baustein der Gesamtoptimierung. Ebenso relevant sind die Behind-the-Meter-Optimierung (z. B. Lastmanagement) und eine aktive Bilanzkreisbewirtschaftung. Für eine nachhaltige wirtschaftliche Optimierung müssen diese Aspekte sowohl im operativen Betrieb als auch frühzeitig in der Energiesystemplanung integriert werden.

Die relevanten Märkte im Überblick

Die technischen Anforderungen an die teilnehmende Anlage steigen mit der Kurzfristigkeit des Marktes. Die folgende Übersicht ordnet die wesentlichen Marktbereiche (siehe Tab. 1)

Day-Ahead-Auktion. Ausgangspunkt jeder Vermarktungsstrategie. Hier werden viertelstündliche Strommengen für den Folgetag gehandelt. Für flexible Anlagen bieten sich die Spreads zwischen Zeiten negativer Preise und Zeiten mit Preisspitzen an. Eine reine Day-Ahead-Strategie schöpft das Potenzial jedoch bei weitem nicht aus.

MARKT	HANDELSZEITPUNKT	REAKTIONSANFORDERUNG (INKL. LASTÄNDERUNG)	MINDESTLEISTUNG	ERLÖSSTRUKTUR
Day-Ahead-Auktion	Vortag, 12:00 Uhr	keine spezifische	0,1 MW	Preis-Spreads zwischen Viertelstunden
Kont. Intradayhandel	Ab 15 Uhr am Vortag bis 5 min vor Lieferung	Wenige Minuten	0,1 MW	Preis-Spreads (getrieben durch Prognoseabweichungen)
Regelreserve (FCR, aFRR, mFRR)	Tagesauktionen	30 s/5 min/12,5 min	1 MW (Pooling möglich)	Leistungs- und Arbeitspreis

Tab. 1 | Übersicht wesentliche Marktbereiche

Kontinuierlicher Intradayhandel. Der Intradaymarkt der EPEX SPOT erlaubt den Handel von Viertelstundenprodukten bis kurz vor der physischen Lieferung. Die Preisvolatilität ist hier deutlich höher als im Day-Ahead-Markt, weil Marktteilnehmer kurzfristige Prognoseabweichungen ausgleichen müssen. Für Anlagen mit schnellen Laständerungsraten – etwa Elektrodenkessel oder Batteriespeicher – ist dieser Markt besonders attraktiv. Aber auch Unternehmen ohne flexible Erzeugungsanlagen können profitieren: Eine Intraday-Optimierung des Bilanzkreises, etwa zum Management von PPA-Abweichungen, senkt das Ausgleichsenergieerisiko deutlich.

Regelreserve. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen Regelleistung in täglichen Auktionen über die gemeinsame Plattform regelleistung.net. Die Produkte unterscheiden sich nach Reaktionsgeschwindigkeit: FCR (Primärreserve, Vollaktivierung in 30 Sekunden), aFRR (Sekundärreserve, 5 Minuten) und mFRR (Minutenreserve, 12,5 Minuten). Die Erlöse in aFRR und mFRR setzen sich aus einem Leistungspreis für die Bereitschaft und einem Arbeitspreis für den tatsächlichen Abruf zusammen – der Leistungspreis sichert einen soliden Grunderlös, unabhängig von der tatsächlichen Aktivierung.

Weitere Märkte: Darüber hinaus lassen sich auch am Terminmarkt langfristig beschaffte Strommengen in die Optimierung einbeziehen. Ein weiteres Produkt gewinnt perspektivisch an Bedeutung: Mit § 12h EnWG wird Momentanreserve künftig als eigenständiges Systemdienstleistungsprodukt ausgeschrieben – für Betreiber von Batteriespeichern und anderen leistungselektronisch angebundenen Anlagen entsteht damit ein zusätzlicher Erlösstrom. Das Produkt SEAL (Nachfolger der AbLaV) vergütet die reine Bereitschaft, Last ab 5 MW innerhalb von Sekundenbruchteilen abschalten zu können; Abrufe sind sehr selten, die technischen Anforderungen an Steuerungstechnik und Zuverlässigkeit dafür hoch. SEAL kommt daher nur für wenige Anlagen infrage.

Geeignete Anlagentypen

Nicht jede Industrieanlage eignet sich für die Vermarktung an allen genannten Märkten. Die folgenden Typen haben sich als besonders geeignet erwiesen:

Batteriespeicher. Großskalige Lithium-Ionen-Batterieenergiespeichersysteme (BESS) gehören zu den hochwertigsten Flexibilitätserbringern. Im stationären Bereich haben sich neben NMC-Zellen mittlerweile auch LFP-Zellen etabliert, die bei geringerer Energiedichte eine höhere Zyklenfestigkeit bieten. Industriestandorte mit ausreichend dimensioniertem Netzanschluss können Batteriespeicher behind-the-meter, also in den Eigenverbrauch und das Lastmanagement des Standorts eingebunden, oder front-of-the-meter als reine Handels- und Systemdienstleistungsanlagen betreiben. Die Massenfertigung von Batteriezellen für den Elektromobilitätssektor hat die Preise für Speicherkapazität in den letzten Jahren deutlich gesenkt.

Power-to-Heat-Anlagen. Hochflexible Power-to-Heat-Anlagen wie Elektrodenkessel (E-Kessel) wandeln Strom in Wärme um und geben diese an ein Wärmetransportmedium wie Dampf ab. Sie erreichen innerhalb von Sekunden ihre elektrische Nennlast und eignen sich daher sowohl für den kontinuierlichen Intradayhandel als auch für anspruchsvolle Systemdienstleistungen. In Kombination mit einem Wärmespeicher lässt sich die Wärmezeugung zeitlich vom Wärmebedarf entkoppeln, was die nutzbare Flexibilität weiter erhöht. Seit einigen Jahren drängen zunehmend auch integrierte elektrothermische Speichersysteme auf den Markt, die Power-to-Heat-Module mit einem Hochtemperaturwärmespeicher kombinieren. Bei bivalenten Konzepten oder reinen Backup-Installationen, bei denen der E-Kessel einen Großteil der Zeit im Leerlauf steht, sollte der Stand-by-Stromverbrauch bereits in der Auslegung berücksichtigt werden – er kann die Wirtschaftlichkeit spürbar beeinflussen. Da der Strom bevor-

zugt in Stunden mit niedrigen oder negativen Preisen bezogen wird, also in Stunden mit hoher Erneuerbaren-Einspeisung, fällt der CO₂-Fußabdruck des erzeugten Dampfes entsprechend gering aus.

Dampfturbinen, Gasturbinen und GuD-Kraftwerke. Viele Industriestandorte betreiben eigene KWK-Anlagen oder GuD-Kraftwerke zur Strom- und Dampferzeugung; an einzelnen Standorten kommen auch Gasturbinen zum Einsatz (z. B. für Prozessdampf/Spitzenlast oder als Backup). Diese Anlagen verfügen über Flexibilitätgrade, die oft ungenutzt bleiben. Die Laständerungsgeschwindigkeit einer Dampfturbine ist geringer als die eines E-Kessels, reicht aber für den Intraday- und mFRR-Markt aus; Gasturbinen können je nach Auslegung deutlich schneller reagieren und sind damit besonders für kurzfristige Optimierung geeignet.

Flexible Industrieprozesse. Bestimmte Branchen verfügen über Prozesse, deren Strombedarf innerhalb gewisser Grenzen zeitlich verschiebbar ist. Beispiele sind Elektrolysen in verschiedenen Branchen sowie kontinuierliche Schmelz- oder Verdichtungsprozesse. Die Vermarktung dieser Prozessflexibilität erfordert eine enge Abstimmung mit der Produktionsplanung und setzt voraus, dass die zeitliche Verschiebung weder Qualität noch Durchsatz beeinträchtigt. Wo diese Bedingungen erfüllt sind, entstehen Erlöse ohne Investition in neue Anlagen.

Die bestehende Netzanschlussleistung als strategischer Wert

Ein häufig übersehener Punkt: Die vorhandene Netzanschlussleistung eines Industriestandorts hat einen konkreten wirtschaftlichen Wert. Die Genehmigung und der Bau neuer Netzanschlüsse dauern je nach Spannungsebene mehrere Jahre und erfordern hohe Investitionen; zudem werden Netzanschlussanfragen teilweise komplett abgelehnt oder nur als FCA (Flexible Connection Agreement) umgesetzt.

Ein Standort mit 50 MW Netzanschluss, der davon 30 MW für die Produktion nutzt, verfügt über 20 MW freier Kapazität, die etwa für einen Batteriespeicher oder E-Kessel eingesetzt werden kann. Beim Rückbau alter fossiler Bestandsanlagen sollte geprüft werden, ob die frei werdende Anschlussleistung für flexible Neuanlagen vorgehalten werden kann.

Netzentgeltreform als Flexibilitätstreiber

Die laufende Reform der Netzentgeltsystematik (AgNes) betrifft unmittelbar die Sondernetzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Das heutige System setzt bekanntlich einen Fehlanreiz gegen Flexibilität: Wer seinen Verbrauch in Niedrigpreisstunden verlagert oder Regelleistung bereitstellt, riskiert seine Benutzungsstundenquote. Welches Alternativmodell sich durchsetzen wird, ist noch offen – die Richtung jedoch nicht: Flexibilität soll künftig nicht mehr gehemmt, sondern gefördert werden. Mehrere der diskutierten Modelle sehen eine Komponente vor, bei der netz- bzw. systemdienliches Verhalten entgeltmindernd wirkt. Wer heute die technischen Voraussetzungen für eine Flexibilitätsvermarktung schafft, wird unabhängig vom konkreten Modell profitieren.

Teilnahme an Kurzfristmärkten auch ohne flexible Großanlagen

Die vorangehenden Abschnitte beschreiben Szenarien mit steuerbaren Erzeugungs-, Last- oder Speicheranlagen. Doch auch Industrieunternehmen ohne solche Anlagen können durch eine aktive Bewirtschaftung ihres Bilanzkreises an Kurzfristmärkten profitieren.

Ein konkretes Beispiel: Wer Strom über Power Purchase Agreements bezieht, die an die Einspeisung von Wind- oder Solarparks gekoppelt sind, muss Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung ausgleichen. Eine algorithmische Intradayoptimierung dieses Ausgleichs reduziert die Bilanzkreisrisiken und Kosten für Ausgleichsenergie.

Hierbei können auch Abweichungen von Lastprognosen einbezogen oder auch isoliert optimiert werden. Gegenüber einer Verlagerung der Risiken auf den Bilanzkreisverantwortlichen können messbare Einsparungen erzielt werden.

Fazit

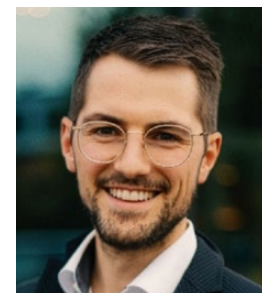
Die Flexibilitätsvermarktung über mehrere Märkte hinweg ist längst kein Nischenthema mehr. Anhaltende Preisvolatilität, Dekarbonisierungsdruck und die anstehenden Änderungen im AgNes-Prozess machen Cross-Market-Optimierung zu einem zentralen Baustein industrieller Energiestrategien. Der Einstieg muss dabei keine Alles-oder-nichts-Entscheidung sein: Wer heute mit der Vermarktung beginnt, profitiert kurzfristig von den aktuellen Flexibilitäts Erlösen und positioniert sich langfristig für die kommenden regulatorischen Vorteile.

Vier Empfehlungen für die Praxis:

1. Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Power-to-Heat, Batteriespeicher und andere flexible Anlagen sollten nicht allein auf Day-Ahead-Preisen basieren, sondern die Erlöse aus Intradayhandel und Regelreserve einbeziehen. Projektspezifische Backtests auf Basis historischer Marktdaten und echten Vermarktungsalgorithmen liefern ein belastbareres Bild als pauschale Annahmen.
2. Die bestehende Netzanschlussleistung verdient eine strategische Bewertung. Wer Bestandsanlagen zurückbaut, sollte die frei werdende Anschlusskapazität nicht abbestellen, sondern für flexible Neuanlagen vorhalten – neue Netzanschlüsse sind kaum noch zu bekommen.
3. Spezialisierte Flexibilitätsdienstleister sollten bereits in der Planungsphase hinzugezogen werden. Anlagendimensionierung, Vermarktungskonzept und Behind-the-meter-Integration greifen ineinander – wer etwa einen E-Kessel allein nach dem Wärmebedarf und Day-Ahead-Markt dimensioniert, ohne

Cross-Market-Erlöse einzurechnen, wählt unter Umständen die falsche Anlagengröße.

4. Anbindung und Präqualifikation, algorithmische Cross-Market-Optimierung sowie energiewirtschaftliche Abwicklung bergen eine hohe Komplexität und erfordern spezialisierte Ressourcen. Dienstleister wie die Entelios AG begleiten den gesamten Prozess von der Potenzialanalyse über das Flexibilitätskonzept bis hin zur laufenden operativen Vermarktung. 🟢



© Dr. Markus Fleschutz

Dr. Markus Fleschutz Business Development Manager

Entelios AG
markus.fleschutz@entelios.de
T: +49 151 64765407