



Ausgleichsenergie in der Praxis optimieren

Erfahrungsbericht aus eineinhalb Jahren Praxiseinsatz

IN
KÜRZE



Paul Hugentobler

Mit der zunehmenden Verbreitung dezentraler Energieerzeugung aus PV-Anlagen wird die Stromproduktion immer stärker wetterabhängig und damit volatil. Für Energieversorger wird es dadurch anspruchsvoller, die Einspeisung präzise vorherzusagen und ihre Portfolios ausgeglichen zu bewirtschaften. Die wachsenden Prognoseabweichungen trafen in den Jahren 2022 bis 2024 auf stark gestiegene Ausgleichsenergiepreise. Diese Kombination führte bei vielen Energieversorgern zu Ausgleichsenergie-

kosten, die im langjährigen Vergleich überproportional zunahmen.

In den vergangenen Jahren wurden deshalb erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen in die Professionalisierung und Verbesserung von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen investiert. Obwohl damit vielerorts Fortschritte erzielt werden konnten, blieben die Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher PV-Produktion insbesondere bei wechselhafter Witterung, kurzfristigen Wetterumschwüngen

oder lokaler Bewölkung jedoch teilweise erheblich. Die Ursache liegt nicht allein in der Qualität der eingesetzten Prognosemodelle. Die kurzfristige Entwicklung der Globalstrahlung lässt sich nur begrenzt exakt vorhersagen. Selbst eine grundsätzlich gute Day-Ahead-Prognose kann deshalb innerhalb einzelner Viertelstunden deutlich von der tatsächlichen Produktion abweichen. Hier stossen klassische Ansätze zur weiteren Prognoseverbesserung zunehmend an physikalische und wirtschaftliche Grenzen.

Seit dem Wechsel zum Einpreismodell im Jahr 2026 ist eine gewisse Beruhigung der Ausgleichsenergiepreise zu beobachten. Die wirtschaftlichen Risiken haben für die Energieversorger jedoch nicht im gleichen Mass abgenommen, denn bei vielen Unternehmen kommen bisherige Verschachtelungseffekte nicht mehr zur Anwendung. Einzelne Stunden mit schweizweit hohen Abweichungen können daher weiterhin erhebliche Kosten verursachen (Bild 1).

Eine zusätzliche Dynamik entsteht auf der Verbrauchsseite. Über den Eigenverbrauch beeinflusst die Einspeisung aus PV-Anlagen zunehmend auch das gemessene Lastprofil. Gleichzeitig verändern Wärmepumpen, Batteriespeicher, Ladestationen und Energiemanagementsysteme die Verbrauchscharakteristik. Im Vergleich zum raschen Ausbau der PV-Produktion erfolgen diese Veränderungen bisher langsamer, aber ihre Auswirkungen auf Prognosen, Lastprofile und Portfoliobewirtschaftung dürften in den kommenden Jahren deutlich zunehmen. Hinzu kommen fortlaufende Änderungen der regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen. Lokale Elektrizitätsgemeinschaften, virtuelle Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch, das Einpreisregime und marktpreisorientierte Vergütungsmodelle für PV-Anlagen sind nur einige Beispiele. Sie erhöhen nicht nur die Anforderungen an die Energiebeschaffung, sondern erweitern auch das Aufgabenspektrum der Energieversorger. Zunehmend müssen kurz- und langfristige Beschaffung, Prognose, Bilanzgruppenmanagement, Eigenverbrauch, Marktpreissignale und die Bewirtschaftung dezentraler Anlagen zusammen betrachtet werden. Ohne geeignete Werkzeuge droht ein hoher manueller Aufwand bei eingeschränkter Nachvollziehbarkeit.

Der steigenden Komplexität muss deshalb mit praxisnahen, transparenten und weitgehend automatisierten Werkzeugen begegnet werden. Diese sollen nicht nur effizientere Prozesse ermöglichen, sondern auch belastbare und nachvollziehbare Entscheidungsgrundlagen schaffen. Der nächste Entwicklungsschritt liegt aus unserer

Sicht in der engen Verknüpfung von kurzfristigen Intraday-Prognosen mit einem aktiven Flexibilitätsmanagement. Prognoseabweichungen sollen damit nicht mehr ausschliesslich möglichst genau vorhergesagt, sondern bei Bedarf auch gezielt durch steuerbare Erzeuger, Speicher und Verbraucher ausgeglichen werden.

Vom Prognosefehler zum Flexibilitätsabruf

Vereinfacht wird im Folgenden davon ausgegangen, dass ein Energieversorger seine prognostizierten Produktions- und Verbrauchsmengen stets am Markt handeln kann. Darum wird «Prognose» als Synonym für die Summe aller Handelsverträge in der jeweiligen (Sub)Bilanzgruppe verwendet.

Ausgleichsenergie wird nötig, wenn die prognostizierte Erzeugung von der tatsächlichen Erzeugung bzw. dem effektiven Verbrauch abweicht. Deshalb steht diese Abweichung im Zentrum dieses Anwendungsfalles. Sie entsteht fortlaufend im Tagesverlauf und muss möglichst echtzeitnah erkannt werden. Dazu werden aktuelle Messwerte aus Erzeugungsanlagen, Verbrauchsstellen und Speichern für die Hochrechnung der Beschaffungsportfolios genutzt. Daraus lässt sich laufend ableiten, wie sich das Gesamtportfolio gegenüber dem beschafften Fahrplan entwickelt. Insbesondere bei PV-Anlagen ist diese Intraday-Hochrechnung relevant, da wechselhafte Bewölkung schnell zu erheblichen Produktionsabweichungen führen kann.

Eine erkannte Abweichung führt jedoch nicht automatisch zu einem Flexibilitätsabruf. Spätestens seit der Einführung des Einpreis-Regimes auf Anfang 2026 lohnt sich ein Flexibilitätseinsatz im Sinne der Ausgleichsenergie nur, wenn er auch der Regelzone Schweiz dient. Deshalb werden neben der Höhe der Abweichung und der verfügbaren Flexibilität sowie

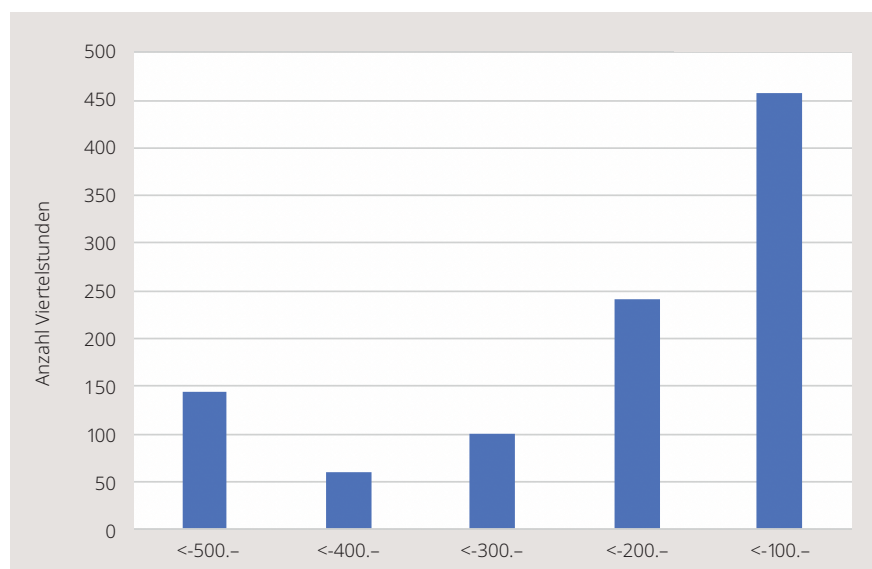


Bild 1 Verteilung der Ausgleichsenergiepreise vom 1.1.2026 bis 12.8.2026 (nur Preise unter -100 EUR/MWh, Daten von Swissgrid).

deren Einsatz- und Opportunitätskosten auch die Regelzonensituation berücksichtigt. Im ersten produktiven Anwendungsfall wurde bewusst eine einfache und transparente Regelstrategie gewählt.

Für eine erforderliche Leistungsreduktion der PV-Produktion werden ausgewählte PV-Anlagen abgeregelt, wobei der Eigenverbrauch berücksichtigt werden kann (Bild 2).

Mit zunehmender Zahl unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen wird diese Entscheidungslogik anspruchsvoller. Speicher, Wärmepumpen, Boiler, Ladestationen oder steuerbare Produktionen unterscheiden sich hinsichtlich Verfügbarkeit, Kosten und zeitlicher Verschiebbarkeit. Das Flexibilitätsmanagement entwickelt sich deshalb schrittweise von einer reaktiven Regelung zu einer vorausschauenden Optimierung.

Umsetzung in der Praxis

Die praktische Umsetzung der Lösung erfolgte gemeinsam mit Energie Thun. Das Unternehmen nahm dabei nicht nur die Rolle des ersten Anwenders ein, sondern wirkte als Ideengeber und Innovationskunde aktiv an der Entwicklung mit. Diese enge Zusammenarbeit war entscheidend, da sich viele Anforderungen erst im realen Betrieb beurteilen lassen.

Die gemeinsame Konzeption dauerte von der Bestellung bis zur Inbetriebnahme eines ersten Minimum Viable Product (MVP) nur drei Monate. Im ersten Schritt wurden gezielt grössere PV-Anlagen eingebunden, bei denen bereits geeignete Mess- und Steuergeräte vorhanden waren.

Die Produktionswerte werden in kurzen Intervallen ausgelesen und mit der erwarteten Einspeisung verglichen. Aus diesen und weiteren Daten wird laufend hochgerechnet, ob sich das Portfolio in einer relevanten Long- oder Short-Position befindet. Bereits nach wenigen Wochen konnte im produktiven

Betrieb gezeigt werden, dass sich die Kosten im Bereich der Ausgleichsenergie markant senken lassen.

Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme wurde das MVP schrittweise zu einem vollwertigen und skalierbaren Produktsystem ausgebaut. Dazu gehörten unter anderem die Weiterentwicklung der Prognose- und Regelalgorithmen, die Verbesserung der Systemüberwachung sowie die Standardisierung von Schnittstellen und Betriebsprozessen.

Eine wichtige Weiterentwicklung betraf die Berücksichtigung des Eigenverbrauchs. Während die Anlagen anfänglich bei einem Abruf teilweise vollständig abgeregelt wurden, erfolgt die Reduktion heute meist nur bis auf die Eigenverbrauchsleistung. Dadurch wird verhindert, dass lokal erzeugte Energie durch Netzbezug, mit entsprechenden Kosten, ersetzt wird.

Gerade diese iterative Vorgehensweise hat sich in der Zusammenarbeit mit Energie Thun als zentraler Erfolgsfaktor erwiesen. Besondere Bedeutung hatte zudem die technische Anbindung. Bei Energie Thun konnten die bereits bei den Anlagen verbauten Solarlog-Geräte der Firma Novagrid für die bidirektionale und gesicherte Kommunikation genutzt werden. Dieser Ansatz reduziert die Integrationskosten und erleichtert eine spätere Skalierung auf weitere Anlagen. Mittlerweile wird die Lösung schweizweit bei mehr als zehn Energieversorgern und Subbilanzgruppen eingesetzt.

Erfahrungen aus dem Produktivbetrieb

Der produktive Einsatz hat bestätigt, dass Ausgleichsenergiekosten durch die Kombination aus Intraday-Hochrechnung und gezieltem Flexibilitätseinsatz reduziert werden können. Entscheidend ist dabei weniger ein einzelner Algorithmus als vielmehr das zuverlässige Zusammenspiel von Konnek-

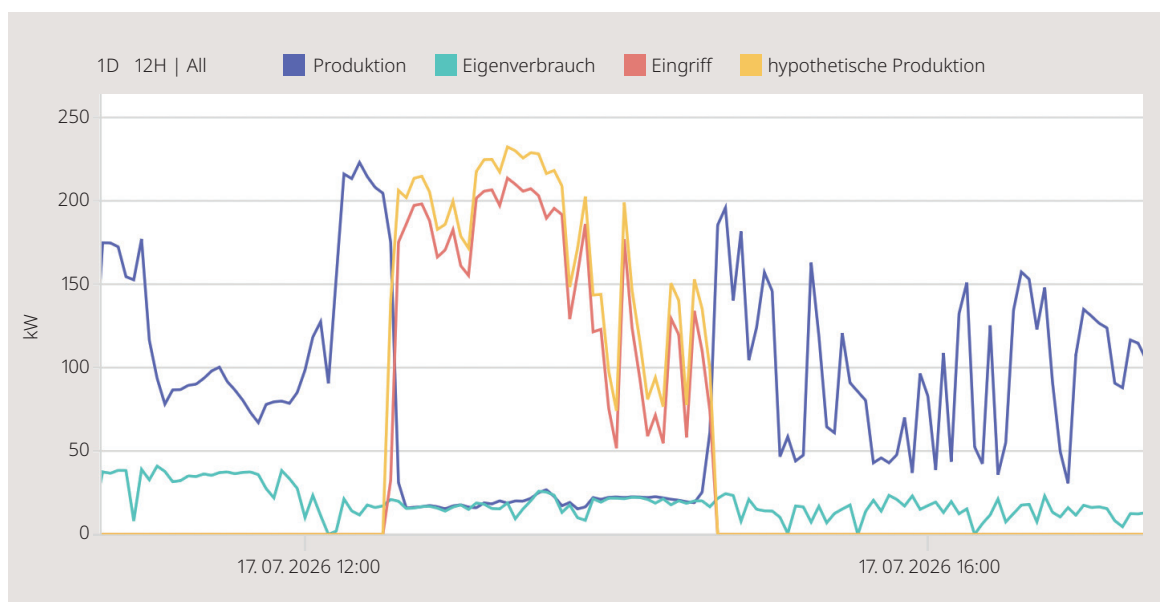


Bild 2 Ein Beispiel einer PV-Abregelung auf den Eigenverbrauch.

tivität, Messdaten, Prognosen, Preisinformationen und Anlagensteuerung. Besonders relevant ist die Aktualität der Daten. Bei PV-Anlagen können sich Produktionsabweichungen in wenigen Minuten stark verändern. Nur wenn Messwerte in kurzen Intervallen ausgelesen und laufend auf das Gesamtportfolio hochgerechnet werden, können die Abweichungen genau abgebildet werden (Bild 3).

Bei geografisch ausgedehnten Versorgungsgebieten hat sich zudem gezeigt, dass eine einheitliche Hochrechnung über das gesamte Portfolio nicht ausreicht. Unterschiedliche Wetterlagen können innerhalb derselben Versorgungsregion nämlich zu stark abweichenden Produktionsmustern führen. Deshalb werden separate Hochrechnungen für einzelne Wetterregionen erstellt und anschliessend zu einer Gesamtposition zusammengeführt.

Die echtzeitnahe Hochrechnung der Portfolioabweichung schafft sogar ohne einen direkten Flexibilitätsabruf einen erheblichen Mehrwert, denn sie ermöglicht es, die aktuelle Situation der Bilanzgruppen frühzeitig zu erkennen und bei Bedarf Intraday-Handelsaktivitäten auszulösen. Somit dient das System nicht nur der automatisierten Steuerung, sondern auch als operative Entscheidungsgrundlage für die kurzfristige Portfoliobewirtschaftung.

In der Praxis hat sich zudem gezeigt, dass einfache und transparente Reglerlogiken für den Einstieg vorteilhaft sind. Klare Schwellenwerte, definierte Freigabebedingungen und verständliche Entscheidungsregeln erleichtern die Einführung und schaffen Nachvollziehbarkeit und Vertrauen. Gleichzeitig werden die Parameter regelmässig an Marktbedingungen, Portfolioentwicklung und verfügbare Flexibilität angepasst.

Wichtig ist zudem die verständliche Darstellung der Ergebnisse. Die Benutzer erhalten die relevan-

ten Informationen in übersichtlichen Dashboards, unter anderem zur aktuellen Portfolioabweichung, zur Prognoseentwicklung und zu erfolgten Flexibilitätsabrufen. Die intensive Nutzung dieser Dashboards zeigt, dass Nachvollziehbarkeit und Transparenz für den operativen Einsatz ebenso wichtig sind wie die zugrunde liegende Optimierungslogik.

Ein weiterer wichtiger Lernpunkt betrifft die verfügbare Leistung. Je mehr steuerbare Flexibilität vorhanden ist, desto höher ist der wirtschaftliche Nutzen. Einzelne kleinere Anlagen können technisch gut integriert sein, entfalten jedoch erst im Verbund eine relevante Wirkung. Skalierung ist deshalb nicht nur eine technische, sondern auch eine wirtschaftliche Voraussetzung.

Die Erfahrungen zeigen, dass Flexibilitätsmanagement kein statisches System ist. Prognosen, Schnittstellen, Reglerparameter und Betriebsprozesse müssen laufend weiterentwickelt werden. Der grösste Nutzen entsteht dort, wo technische Automatisierung, energiewirtschaftliche Kompetenz und eine für die Anwender verständliche Darstellung zusammenwirken.

Das Softwaresystem unterstützt die Rolle des Energieversorgers und bestehende Prozesse bestmöglich. So behält der Energieversorger die Kontrolle über eingesetzte Flexibilität, definierte Regeln und die Kommunikation mit Endkunden und Prosumern. Die Lösung muss deshalb genügend Spielraum bieten, um Geschäftsmodelle, Vergütungsmechanismen und Kundenbeziehungen individuell auszugestalten, anstatt diese durch starre technische Vorgaben einzuschränken.

Vom Use Case zur Flexibilitätsplattform

Die Reduktion von Ausgleichsenergiekosten ist ein naheliegender erster Anwendungsfall für das Flexi-

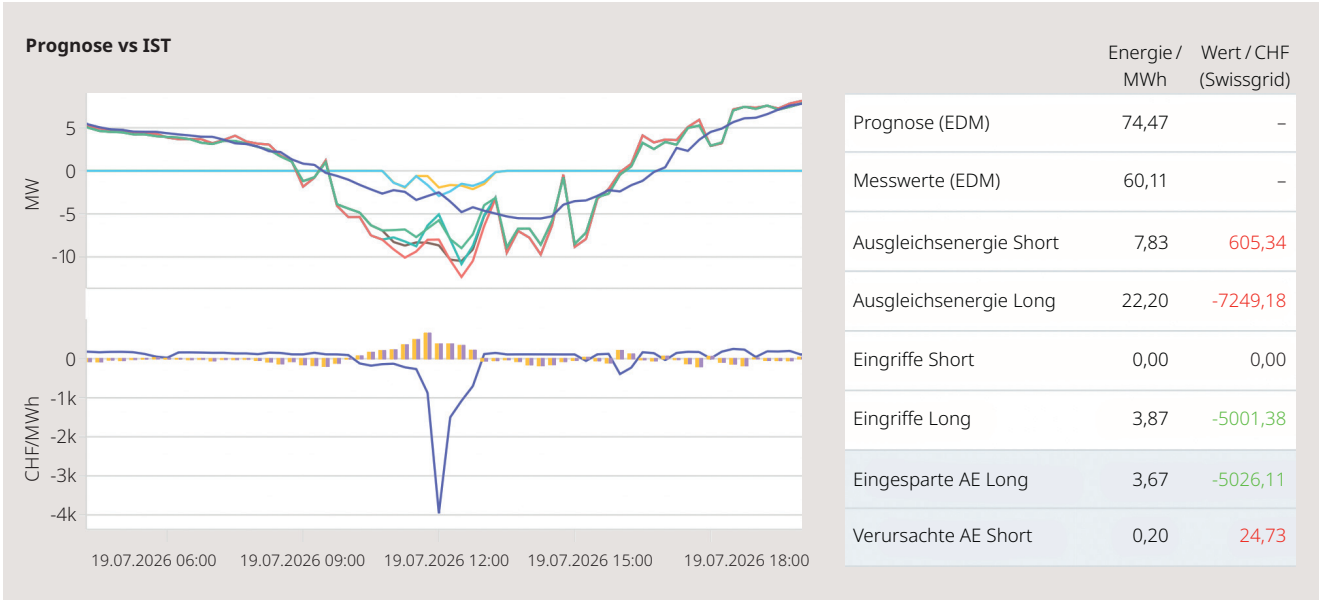


Bild 3 Kommerzielle Volumenauswertung eines Eingriffs (EVU-Sicht).

résumé

bilitätsmanagement – für Energieversorger ein guter Einstieg ins Thema. Einerseits lassen sich rasch produktive Erfahrungen sammeln, andererseits kann die Wirtschaftlichkeit bereits von Anfang an transparent gemessen werden.

Die dafür aufgebaute Infrastruktur lässt sich zudem für weitere energiewirtschaftliche, system- und netzdienliche Aufgaben nutzen. Entscheidend ist, dass Messdaten, Prognosen, Steuerbefehle und Rückmeldungen nicht für jeden Anwendungsfall separat erstellt werden müssen. Momentan werden zunehmend weitere Flexibilitätäten wie Batteriespei-

cher, Wärmepumpen, Boiler, Ladestationen und weitere steuerbare Verbraucher integriert und genutzt. Im Gegensatz zur Abregelung von PV-Anlagen können diese Anlagen Energie zeitlich verschieben oder zwischenspeichern. Dadurch entstehen zusätzliche Handlungsmöglichkeiten, gleichzeitig aber auch komplexere Abhängigkeiten.

Neben der Optimierung der Ausgleichsenergie kommen insbesondere die Vermarktung von Regelleistung, die Reduktion von Leistungsspitzen an Netzübergabestellen sowie das Engpassmanagement im Verteilnetz infrage. Kurzfristig kommt der

Optimiser l'énergie d'équilibrage dans la pratique

Retour d'expérience après un an et demi d'exploitation

Avec la généralisation croissante de la production décentralisée issue des installations photovoltaïques, la production d'électricité dépend de plus en plus des conditions météorologiques et devient donc plus volatile. Parallèlement, la dynamique de la consommation s'intensifie en raison de l'apparition de nouveaux consommateurs tels que les bornes de recharge, les pompes à chaleur et les systèmes de stockage par batterie. Il devient donc plus difficile pour les fournisseurs d'énergie de prévoir avec précision les injections dans le réseau et de gérer leurs portefeuilles de manière équilibrée. Entre 2022 et 2024, les écarts croissants par rapport aux prévisions se sont conjugués à une forte hausse des prix de l'énergie d'équilibrage. Cette combinaison a entraîné, pour de nombreux fournisseurs d'énergie, une augmentation disproportionnée des coûts d'énergie d'équilibrage par rapport aux moyennes historiques.

Pour optimiser ces coûts, il est nécessaire de considérer conjointement l'approvisionnement à court et à long terme, les prévisions, la gestion des groupes-bilan, l'autoconsommation, les signaux des prix du marché et l'exploitation des installations décentralisées. Sans outils automatisés adaptés, on risque de se retrouver face à une charge de travail manuelle importante et à une traçabilité limitée. À l'avenir, un couplage étroit entre les prévisions intrajournalières et une gestion active des flexibilités pourrait s'avérer pertinent. L'objectif ne serait alors plus uniquement de prévoir les écarts avec la plus grande précision possible, mais aussi de les compenser de manière ciblée grâce à des producteurs, des dispositifs de stockage et des consommateurs contrôlables.

Un tel projet a été mis en œuvre par Meonet en collaboration avec Energie Thun. Dans un premier

temps, des installations photovoltaïques de grande taille, déjà équipées de dispositifs de mesure et de contrôle adaptés, ont été intégrées de manière ciblée. Après la mise en service, le système a progressivement évolué vers une plateforme de production complète et évolutive. Cela a notamment impliqué le perfectionnement des algorithmes de prévision et de régulation, l'amélioration de la supervision du système ainsi que la standardisation des interfaces et des processus d'exploitation. Une évolution importante a également concerné la prise en compte de l'autoconsommation.

L'exploitation en conditions réelles a confirmé que les coûts d'énergie d'équilibrage peuvent être réduits grâce à la combinaison de projections intrajournalières et d'un recours ciblé aux flexibilités disponibles. L'élément déterminant n'est toutefois pas un algorithme isolé, mais plutôt l'interaction fiable entre la connectivité, les données de mesure, les prévisions, les informations sur les prix et le pilotage des installations. L'actualité des données revêt une importance particulière. Un autre enseignement majeur concerne la puissance à disposition. Plus la flexibilité contrôlable est importante, plus l'avantage économique est élevé. Les installations de petite taille peuvent être intégrées sans difficulté sur le plan technique, mais leur impact ne devient réellement significatif que lorsqu'elles sont agrégées. La scalabilité est donc une condition essentielle non seulement sur le plan technique, mais aussi économique.

La solution initialement développée pour Energie Thun est désormais devenue une plateforme multi-clients, déjà utilisée en production par plusieurs autres fournisseurs d'énergie et sous-groupes-bilan.

marktpreisbasierenden Vergütung von PV-Produktion eine grosse Bedeutung zu.

Marktpreisorientierte Vergütung ab 2027

Die marktpreisorientierte Vergütung der Solarstromerzeugung erhöht die Komplexität der kurzfristigen Portfoliobewirtschaftung zusätzlich. Da die Einspeiseentscheide der Anlagenbetreiber ex post vom Spotpreis abhängen, müssen Energieversorger mehrere preisabhängige Prognoseszenarien berechnen und diese in Form preisbedingter Gebote am Day-Ahead-Markt anbieten, da sie sonst mit hohen Prognoseabweichungen (Ausgleichsenergie) konfrontiert werden.

Damit wird es noch anspruchsvoller, belastbare PV- und Verbrauchsprognosen zu erstellen. Je mehr Anlagen ein Energieversorger direkt in seine Systeme integrieren kann, desto besser wird jedoch die Datengrundlage. Von besonderem Wert ist dabei das Wissen, bei welchen Spotpreisen welche PV-Leistung reduziert wird und wie sich dies auf das Gesamtportfolio auswirkt. Aus unserer Sicht sollten Energieversorger deshalb eine proaktive Rolle einnehmen: grosse PV-Anlagenbetreiber frühzeitig integrieren, sie vor negativen Marktpreisen schützen und gleichzeitig zusätzlichen Nutzen aus ihrer Flexibilität erschliessen. Davon profitieren nicht nur Energieversorger und Anlagenbetreiber, sondern durch günstigere Grundversorgungstarife letztlich auch die Allgemeinheit.

Einsatz mehrerer Anwendungsfälle

Wenn dieselben Flexibilität für mehrere Anwendungen genutzt werden, reicht eine rein reaktive Steuerung nicht mehr aus. Eine vorausschauende Optimierung ist nötig, welche Prognosen, Anlagenrestriktionen, Marktpreise und Netzanforderungen gemeinsam berücksichtigt. Über einen Planungshorizont von beispielsweise 24 Stunden muss entschieden werden, welche Flexibilität wann eingesetzt oder für einen späteren, höherwertigen Einsatz reserviert wird. Die zentrale Herausforderung liegt damit nicht allein in der technischen Ansteuerung der Anlagen, sondern in der Priorisierung und Optimierung bei konkurrierenden Zielen. Eine Flexibilitätsplattform muss wirtschaftliche und netztechnische Anforderungen zusammenführen und ihre Entscheidungen für die Anwender nachvollziehbar darstellen. Ziel ist keine vollständig autonome «Black Box», sondern ein System, das den Energieversorger bei der Bewirtschaftung unterstützt, das Operating aber weitestgehend automatisiert und gleichzeitig klare Eingriffs- und Gestaltungsmöglichkeiten offenhält.

Fazit und Ausblick

Die eineinhalb Jahre Produktivbetrieb zeigen klar: Echtzeitnahe Intraday-Hochrechnungen und gezielte Flexibilitätseinsätze können die Kosten für Ausgleichsenergie wirksam senken. Der Nutzen entsteht dabei nicht erst durch den automatisierten Abruf von Flexibilität. Schon die laufende Transparenz über die aktuelle Portfolioabweichung verbessert die kurzfristige Bewirtschaftung und schafft eine belastbare Grundlage für operative Entscheidungen und mögliche Intraday-Handelsaktivitäten. Für eine erfolgreiche Umsetzung sind eine zuverlässige Konnektivität, echtzeitnahe Messdaten, kurze Aktualisierungsintervalle, nachvollziehbare Reglerlogiken und eine skalierbare technische Architektur entscheidend. Ebenso wichtig ist, dass der Energieversorger die Kontrolle über seine Geschäftsprozesse, die Kundenbeziehungen und Vergütungsmodelle behält. Die verbreitete Haltung, nur für «die eigene Tasche» zu optimieren, sollte einem Modell weichen, das die Energieversorgung in Zeiten der Energiewende für alle wirtschaftlich macht.

Mit der zunehmenden Zahl steuerbarer Anlagen erweitert sich das Potenzial erheblich. Gleichzeitig steigt jedoch auch die Komplexität, wenn dieselben Flexibilität für verschiedene Anwendungsfälle wie Peak Shaving oder Regelernergie eingesetzt werden. Eine vorausschauende Optimierung wird daher künftig erforderlich sein. Der nächste Entwicklungsschritt besteht somit nicht nur in der Integration weiterer Geräte. Entscheidend wird sein, unterschiedliche Flexibilität und Anwendungsfälle in einer gemeinsamen Entscheidungslogik zusammenzuführen. Energieversorger, die frühzeitig geeignete Daten-, Steuerungs- und Kundenprozesse aufbauen, können dabei zusätzlichen Wert für das eigene Portfolio, die Anlagenbetreiber und das Gesamtsystem schaffen.

Der Einstieg ins Flexibilitätsmanagement muss nicht mit einer grossen Plattform oder maximaler Automatisierung beginnen. Oft ist ein klar abgegrenzter, gut verständlicher Anwendungsfall der bessere Startpunkt. So können Energieversorger, Anlagenbetreiber und weitere Partner schrittweise technische, organisatorische und wirtschaftliche Erfahrungen sammeln. Es ist nicht entscheidend, von Beginn an jede denkbare Anwendung abzudecken. Wichtiger ist es, früh produktiv zu lernen und die Prozesse und Systeme auf dieser Grundlage gezielt weiterzuentwickeln.

Autor

Paul Hugentobler ist Mitinhaber und Projektleiter bei Meonet.

> Meonet GmbH, 9000 St. Gallen

> paul@meonet.ch