

MARKTDESIGN-KONZEPT: **PARTIELLER CENTRAL DISPATCH MIT WIND UND PHOTOVOLTAIK**

Dortmund, Juni 2025

AUSGANGSLAGE

Im Engpassmanagement müssen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) täglich in die Erzeugung von Wind- und Photovoltaik-Anlagen wie auch konventionellen Kraftwerken eingreifen, um das Netz stabil zu halten. Dabei wird schon heute in der Spitze Erzeugung von 10 GW und mehr eingesenkt und an netzdienlicher Stelle erhöht. Dies gehört zum Tagesgeschäft, das in den täglichen Betriebsplanungsprozessen deutschlandweit und sogar grenzübergreifend optimiert wird.

Kurzfristig auftretende Netzengpässe stellen dabei eine zunehmende Herausforderung für den Betrieb der Übertragungsnetze dar. Sie entstehen hauptsächlich durch Prognoseungenauigkeiten bei der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE).

MARKTGESCHEHEN

Die EE-Erzeugung wird basierend auf den prognostizierten Erzeugungsmengen am Day-Ahead-Markt gehandelt, entweder durch Direktvermarkter oder die ÜNB. Im Falle von Prognosefehlern werden die Differenzen am kurzfristigen Intraday-Markt ausgeglichen. Für solche Geschäfte stehen flexible Erzeugungsanlagen, flexible Stromverbraucher sowie Betreiber von Groß-Batteriespeichern als Handelspartner zur Verfügung.

Neben der Möglichkeit Prognosefehler auszugleichen, bietet der Intraday-Markt den Marktteilnehmern auch die Chance, ihre Deckungsbeiträge zu optimieren. Ein Direktvermarkter kann bei sehr hoher EE-Erzeugung die Entscheidung treffen, eine zuvor vermarktete EE-Anlage entgegen der ursprünglichen Planung doch nicht einspeisen zu lassen (Make-or-Buy-Decision). Dies würde er dann tun, wenn aufgrund des Erzeugungsüberschusses negative Preise im kurzfristigen Intraday-Stromhandel auftreten: er kauft bereits vermarktete Mengen zu negativen Preisen zurück.

PROBLEMSTELLUNG

Die derzeitigen Marktregeln erlauben in Deutschland sehr kurzfristige Handelsgeschäfte, regelzonenübergreifend bis zu 30 Minuten vor Echtzeit. Einsatz-Fahrpläne der Erzeugung können sogar ohne Vorlauf kurz vor Echtzeit beim ÜNB eingereicht werden. Im großen Umfang führen die Fahrplanänderungen zu einer stark abweichenden Lastflusssituation mit möglichen N-1-Überlastungen von Stromkreisen. Dem ÜNB bleibt hier im Engpassmanagement kaum Zeit, um darauf zu reagieren.

Außerdem übermittelt heute nur ein Teil der dezentralen Anlagen Einsatz-Fahrpläne (Anlagen im RD2.0 Planwert-Verfahren) oder zumindest anlagenscharfe Informationen über die marktliche Abregelung. Für die marktliche Abregelung aller anderen Anlagen ist der ÜNB im Planungshorizont blind.

Vor dem Hintergrund des EE-Ausbaus nehmen kurzfristig auftretende Netzengpässe zu, getrieben von folgenden, in den aktuellen Marktregeln begründeten Unsicherheiten:

- 1) Die grundsätzliche Prognoseunsicherheit hinsichtlich des lokalen EE-Dargebots.
- 2) Die Unsicherheit, welche (flexiblen) Handelspartner am Intraday-Markt zum Ausgleich von Prognosefehlern ein Geschäft abschließen.
- 3) Die Unsicherheit der Dispatch- oder Vermarktungsentscheidung über EE-Anlagen in Überschussituationen (kurzfristig marktgetrieben abregeln oder einspeisen).

LÖSUNGSANSATZ

Diese Unsicherheiten müssen adressiert werden, um das Stromsystem auch in Zukunft zuverlässig und stabil betreiben zu können. Dazu sind zwingend Änderungen an Marktdesign und Rahmenbedingungen zwischen Markt und Netz erforderlich.

Eine besondere Situation ergibt sich immer dann, wenn aufgrund von Überschüssen und daraus resultierend negativen Preisen dargebotsabhängige EE-Erzeugung marktlich abgeregelt wird. Diese Situationen, die durch ein hohes EE-Dargebot gekennzeichnet sind, gehen typischerweise mit einer hohen Auslastung des Übertragungsnetzes einher. Zusätzliche Unsicherheiten können daher die Situation verschärfen. Aus der Perspektive der Systemsicherheit verstärkt dies den Bedarf, das Verhalten von EE-Anlagenbetreibern in Überschussituationen mit mehr Planungssicherheit zu versehen.

KONZEPTBESCHREIBUNG

Das Konzept des partiellen Central Dispatch mit Wind und PV sieht eine Trennung zwischen der Vermarktungsentscheidung auf Bilanzkreisebene und der physikalischen Dispatch-Ebene, also dem Erzeugungsverhalten der Anlage, vor: Während die Verantwortung für die Bilanzkreis-Bewirtschaftung weiterhin vollständig beim Direktvermarkter liegt, entscheidet der ÜNB über den physikalischen Dispatch. Letzterer ist schon heute maßgeblich Gegenstand notwendiger Engpassmanagement-Maßnahmen. Statt jedoch wie heute auf die Einsatzentscheidung von EE-Direktvermarktern in Form von Redispatch zu reagieren, erfolgt die Verortung von Wind- und PV-Abregelungen, ob marktlich oder netzbedingt, einzig aus dem Engpassmanagement.

Im heutigen Self-Dispatch kann der Direktvermarkter am Intraday-Markt eine Make-or-Buy-Decision treffen, indem er bereits vermarktete Mengen zu negativen Preisen zurückkauft. Damit einhergehend regelt er dem Geschäft entsprechende Leistung in seinem Anlagenportfolio ab; zum Beispiel Photovoltaik-Anlagen in Bayern, was zur kurzfristigen Verschärfung von Nord-Süd-Engpässen führen kann.

Das Konzept des Central Dispatch sieht hingegen vor, dass der Direktvermarkter seinen Bilanzkreis nicht selbst mittels physikalischer Anlagensteuerung ausgleicht. Stattdessen erfolgt der Ausgleich über einen Bilanzkreis-Fahrplan mit dem ÜNB-Redispatch-Bilanzkreis.

Die Strommenge aus der marktlichen Abregelung geht damit in den Vorplanungsprozess des Engpassmanagements ein. Hier wird festgelegt, welche EE-Anlagen netzdienlich eingesenkt werden, um nicht vermarktete Mengen zu kompensieren. Dies ist nicht auf das Portfolio des betroffenen Direktvermarkters beschränkt, sondern erfolgt netzdienlich über alle Anlagen im Redispatch. So würde im Falle eines Nord-Süd-Engpasses beispielsweise zusätzlich Windenergie in Niedersachsen abgeregelt, wodurch das Netz entlastet wird. Anders als für rein netzseitige Abregelung ist hier keine teure Hochfahr-Gegenmaßnahme erforderlich, da die marktliche Abregelung als Bilanz-Ausgleich herangezogen wird.

Die Aktualisierung der marktlich abgeregelten Menge durch den Direktvermarkter erfolgt jeweils zu definierten Zeitpunkten, passend zu den jeweiligen Dimensionierungs-Prozessen des ÜNB-Engpassmanagements. Das letztmögliche Update der Abregelung, sei es eine Erhöhung oder Reduktion, erfolgt vor dem letzten Intraday-Planungsprozess. Daraufhin bleibt der Intraday-Handel für den Direktvermarkter offen, jedoch ohne die Möglichkeit zusätzlicher Make-or-Buy-Entscheidungen zur Portfolio-Optimierung, sondern lediglich zur Anpassung der Vermarktung aufgrund von Prognoseabweichungen im Dargebot.

POSITIVE WIRKUNG AUF DEN ZUKÜNFTIGEN SYSTEMBETRIEB

Die Implementierung des partiellen Central Dispatch mit Wind und PV adressiert weite Teile der Unsicherheiten für den Netzbetrieb in EE-Überschussituationen. Indem der Netzbetreiber die Entscheidung für den EE-Dispatch übernimmt, kann er unmittelbar dafür sorgen, dass kurzfristig lokal steigende Dargebote keine höheren Netzauslastungen hervorrufen (siehe Unsicherheit 1). Darüber hinaus entfällt die Unsicherheit, welche EE-Anlagen Direktvermarkter bei Null- oder Negativpreisen entgegen der ursprünglich geplanten EE-Einspeisung abregeln (siehe Unsicherheit 3). Im Vergleich zur heutigen Situation gewinnt der ÜNB außerdem zusätzliche Reaktionszeit.

Damit bietet das Konzept mehrere Vorteile: Eine Verringerung von Unsicherheiten hinsichtlich kurzfristig auftretender Engpässe in EE-Überschussituationen und eine hohe Kosteneffizienz im Redispatch, da Synergien aus marktlicher und netzseitiger EE-Abregelung gehoben werden.

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

Dr. Andreas Maaz
Leitung Systemdienstleistungen Netzführung
Telefon: +49 2234 85-54210
Email: andreas.maaz@amprion.net