

REGULATORISCHE ANALYSE VON MARKTBASIERTEM ENGPASSMANAGEMENT DURCH INDUSTRIELLE FLEXIBILITÄT

Felix HEMBACH¹, Veronica SEQUEIRA TAXER², Sarah FANTA³, Viktor ZOBERNIG⁴

Inhalt

Die Liberalisierung des europäischen Strommarkts führte über die vergangenen Jahre zu geringeren Strompreisen für Konsumenten, neuen Berufsfeldern und sie treibt die Investitionen in erneuerbare Energieträger voran. Neben diesen Vorteilen bringt die Entflechtung der vertikal integrierten Unternehmen auch neue Herausforderungen für die Netzbetreiber mit sich, die dadurch gefordert waren Netz- und Systemdienstleistungen sowie Engpassmanagement von den Marktteilnehmern am Energiemarkt zuzukaufen, um die Stromnetze zuverlässig zu betreiben. Anfangs wurden derartige Dienstleistungen vorrangig durch konventionelle Kraftwerke erbracht. In der jüngeren Vergangenheit beteiligten sich zunehmend auch neue Marktteilnehmer, insbesondere Aggregatoren an der Erbringung dieser Dienstleistungen. Dieser Trend wird durch die weitere Gesetzgebung auf der Ebene der europäischen Union zunehmend verstärkt. Dies zeigt sich insbesondere in der *Verordnung (EU) 2019/943* und *Direktive (EU) 2019/944*, welche neue Vorgaben für die Durchführung des Engpassmanagements einführen. Speziell wird in diesen das Thema der marktbasiernten Beschaffung von Engpassmanagement sowohl für Übertragungs- als auch für Verteilernetzbetreiber aufgegriffen. Dieser Beitrag beleuchtet die regulatorischen und organisatorischen Fragestellungen, welche mit einer Einführung marktbasiernten Engpassmanagements in Österreich verbunden wären. Zusätzlich wird die Fragestellung durch eine Querschnittsanalyse der Lösungsansätze in anderen Ländern ergänzt.

Methodik

Um potenzielle Hürden in der Erbringung von marktbasierstem Engpassmanagement zu identifizieren, wurde eine Produktspezifikation für Engpassmanagement erstellt, wie sie zukünftig für die Bedürfnisse des Übertragungsnetzbetreibers zum Einsatz kommen könnte. Basierend auf dieser wurden im Zuge einer Literaturrecherche die technischen Kriterien den gesetzlichen Anforderungen auf europäischer Ebene wie auch den Vorgaben der national gültigen Regelwerke - *Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz*, *Landeselektrizitätsgesetze*, *Sonstige Marktregeln Strom*, *Verordnung (EU) 2017/1485 (SOGL)*, *SOGL Datenaustausch-V Verordnung (EU) 2019/943* und *Direktive (EU) 2019/944* - gegenübergestellt und potenzielle Konflikte, sowie zukünftige Arbeitsfelder identifiziert. Ebenso wurden Lösungsansätze anderer EU-Länder bezüglich der sich ergebenden Fragestellungen gesammelt. Um auch die Bedürfnisse der Anbieterseite zu erfassen, wurde zusätzlich eine Umfrage unter Industriebetrieben durchgeführt in welcher die bisherigen Erfahrungen im Zusammenhang mit der Flexibilisierung ihrer Stromerzeugung bzw. ihres Stromverbrauchs erfragt wurde. Die Ergebnisse dieser Umfrage wurden im Zuge von Expertengesprächen mit ausgewählten Industriebetrieben nachbesprochen.

Ergebnisse

Die Einbeziehung kleinteiligerer Flexibilitäten in den Engpassmanagementprozess erscheint anhand der durchgeführten Untersuchungen grundsätzlich möglich. In der näheren Analyse zeigten sich dabei aber insbesondere die notwendige Flexibilisierung bisheriger Prozesse, die Bestimmung und Übermittlung eines adäquaten Fahrplans und die Schaffung eines liquiden Markts mit ausreichenden Erlösaussichten für Flexibilitätsanbieter als wesentliche Arbeitsfelder für eine praktische Implementierung. Diese Arbeitsfelder sind nachfolgend näher beschrieben.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, felix.hembach@apg.at

² Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, veronica.sequeirataxer@apg.at

³ Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, www.ait.ac.at

⁴ Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, www.ait.ac.at

Fahrpläne

Redispatch erfordert eine Bekanntgabe des initial geplanten Dispatch in Form einer Fahrplanmeldung bzw. der Meldung einer entsprechenden Baseline. Eine derartige Anforderung ist in Österreich Standard für Erzeugungsanlagen ab einer Engpassleistung von einem Megawatt [1]. Die zugehörigen Bestimmungen finden sich in den *sonstigen Marktregeln Fahrpläne* und sind gesetzlich verankert in der *Verordnung (EU) 2017/1845* und auch in der *SOGL-Datenaustausch-V*. Die Fahrplanverpflichtung der SOGL für im Übertragungsnetz angeschlossene Lasten, spiegelt sich aber derzeit nicht in der *SOGL Datenaustausch-V* wider und eine Verpflichtung für im Verteilernetz angeschlossenen Lasten besteht derzeit weder in der SOGL noch in der zugehörigen nationalen Verordnung. Um dennoch den Erbringungsnachweis führen zu können müsste eine Baseline oder Fahrplanverpflichtung daher Teil der Teilnahmebedingungen der Netzbetreiber sein. Gleichzeitig stellt gemäß der Rückmeldung der Umfrage eine Fahrplanverpflichtung auch aus Sicht der Unternehmen eine Herausforderung dar, da die Ermittlung eines Stromverbrauchsfahrplans bzw. eine Fahrplanerstellung für das Tagesgeschäft bisher nicht immer als notwendig erachtet wurde und die Prognose von Industrieprozesse laut Aussage der befragten Unternehmen mit Unsicherheiten behaftet ist.

Ausgestaltung des Vergütungsmodells

Die aktuelle Rechtslage in Österreich sieht eine Abgeltung der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten vor. Im Sinne einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung, stellt dies für potenzielle industrielle Teilnehmer keinen ausreichenden Anreiz dar sich am Engpassmanagement zu beteiligen, da hierfür die Erlöse aus der Teilnahme nicht nur die kurzfristigen Kosten, sondern auch langfristig die Investitionskosten in die Anlagenflexibilisierung und ggf. geänderte Betriebsweise abdecken bzw. überschreiten sollten.

Dem gegenüber steht die Aufgabe des Regelzonenführers bzw. Netzbetreibers die notwendigen Systemdienstleistungen kostengünstig zu beschaffen. Hierbei ist in der Ausgestaltung ein besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass eine ausreichende Liquidität für ein etwaiges Engpassmanagementprodukt besteht und eine Segmentierung von Produkten, welche zu einer Marktmacht einzelner Anbieter führen könnte, vermieden wird. Zur Sicherstellung eines funktionierenden Marktes werden dazu in anderen Ländern begleitende Maßnahmen, wie die verpflichtende Abgabe von Geboten, die Kopplung mit anderen Märkten (z.B. Tertiärregelreserve) und Strafzahlungen für strategisches Bieterverhalten beobachtet.

Sofern eine Beschaffung des Engpassmanagements gegebenenfalls aus Liquiditätsgründen gemäß *Art. 13 (3) VO 2019/943*, nicht für das gesamte Engpassmanagement, sondern nur für einen Teil davon marktbasierend erfolgen soll, ist dabei auch die Abgrenzung zwischen den Teilnehmern an kosten- und marktbasierendem Engpassmanagement sorgfältig zu wählen.

Harmonisierung der Bedingungen für Engpassmanagement im Verteilernetz

Im Lichte der Vermeidung einer Segmentierung erscheint eine Harmonisierung der Bedingungen für eine Nutzung von Engpassmanagement durch Verteilernetzbetreiber in Österreich sinnvoll, da die jeweils gültigen Landeselektrizitätsgesetze aktuell unterschiedliche Anforderungen an den verantwortlichen Verteilernetzbetreiber stellen.

Die Untersuchung erfolgte im Zuge des Forschungsprojekts Industry4Redispatch und wird mit Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ umgesetzt.

Referenzen

- [1] E-Control, „Sonstige Marktregeln Strom - Fahrpläne,“ [Online], https://www.e-control.at/documents/1785851/0/SoMa_Fahrpl%C3%A4ne_V6.5_ab+23.1.2023.pdf/82184b25-9af7-0fc6-b5a2-21f9695e2592?t=1674144985307, (Aufgerufen 28.11.2023).