



Neue Wertschöpfung durch Handel mit flexiblen Kapazitäten

(Bericht zur Tagung am 14. September 2022 in St.Gallen, Schweiz)

Finale Fassung
(30. November 2022)

Dezentrale, flexible Kapazitäten entwickeln sich zunehmend zum Rückgrat der Versorgungssicherheit. Deren digitale Vernetzung erfordert den Datenaustausch und damit die Neudefinition der Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Der Aufbau von elektronischen Kommunikations- und Handelsplattformen für grenzüberschreitenden Austausch von Regelleistung und Engpassmanagement ist die natürliche Folge und steigert zusätzlich das Wertschöpfungspotenzial in einem integrierten europäischen Strommarkt.

Bisher wird der Zugang zu den Märkten für Systemdienstleistungen von grossen Stromversorgern dominiert. Mit zunehmenden dezentralen Einspeisungen und Speicherkapazitäten auf Verteilnetzebene wächst der Bedarf an Stabilisierungsmechanismen über alle Spannungsebenen und damit zusätzlich an der Einbindung auch kleinerer Versorger und Verbraucher. Dezentrale flexible Erzeugungs- und Speicherkapazitäten sowie die Umwandlung in weitere Energieträger wie Wasserstoff, synthetische Gase oder Wärme erfordern eine effiziente und effektive Abstimmung. Neue digitale Plattformen für flexible Kapazitäten tragen zu dieser Effizienzsteigerung bei: diese helfen zum einen die Volatilitäten der stochastischen Einspeisungen zur Wahrung der Stabilität abzufedern, zum anderen über Preissignale im Markt die Volatilität entlang einer neuen Wertschöpfungskette zu monetarisieren. Damit wird sowohl eine technisch wirksame wie auch wirtschaftlich sinnvolle Stabilisierung des Stromnetzes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gefördert.

Die Integration von Marktteilnehmern, die flexible Kapazitäten für Erzeugung, Speicherung und Lastverschiebung anbieten, benötigt skalierbare digitale Flexibilitätsplattformen. Standards für solche Plattformen, die Interoperabilität sowie Spezifikationen von Flexibilitätsanforderungen müssen jedoch noch definiert werden. Diesen Fragen widmet sich das Forschungsprojekt «Digitale Lösungen für die Interoperabilität von Flexibilitätsplattformen (DigiPlat)», das im Mai 2022 die Förderung der drei beteiligten Staaten (D,A,CH) und der Europäischen Union im Rahmen des Forschungs- und Innovationsprogramms «Horizon 2020» erhielt. Die Projektdauer beträgt 3 Jahre.

Koordiniert wird das Projekt von der Technischen Hochschule Ulm (THU) mit folgenden Partnerinstitutionen¹ aus der Region Deutschland/Österreich/Schweiz (DACH): den Stromübertragungsnetzbetreibern *TransnetBW* und *Austrian Power Grid AG (APG)*, dem

¹ Link zur Homepage von www.digiplat.eu (2022)

Austrian Institute of Technology (AIT), Fichtner IT Consulting, dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT), und dem Institut für Operations Research und Computational Finance (ior/cf-HSG) der Universität St. Gallen.

Im Rahmen einer ersten gemeinsam lancierten Tagung wurde der *status quo* aufgezeigt, den die Entwicklungen der letzten Jahre zum Thema geprägt haben. Unsere Veranstaltung reflektierte mit ausgewählten Referaten und einer abschliessenden Plenardiskussion die aktuellen Herausforderungen und Ziele, denen sich das Projektkonsortium im Rahmen ihres Forschungsprojekts stellt. Im nachfolgenden werden die Inhalte der Referate zusammengefasst, die zur Veröffentlichung² freigegeben wurden. Beiträge aus dem Auditorium sind ebenfalls eingeflossen.

Projektpartner:



TRÄNSNET BW



Fördergeber:

Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Dieses Projekt wird aus Mitteln der
FFG gefördert. www.ffg.at



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE



This project has received funding in the framework of the joint programming initiative ERA-Net Smart Energy Systems' focus initiative Digital Transformation for the Energy Transition, with support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation program under grant agreement No 883973.

² Link zu [Tagungsunterlagen](#) (2022)

Von Erzeugungsflexibilität zu Handelsplattformen

Dietmar Graeber, Technische Hochschule Ulm.

Dr. Dietmar Graeber ist seit 2017 Professor für Energiewirtschaft an der Technischen Hochschule Ulm (THU). Er leitet die interdisziplinäre Smart Grids Forschungsgruppe und das Transferzentrum für Energiewirtschaft an der THU. Davor war Dietmar Graeber mehr als 10 Jahre in verschiedenen Positionen im EnBW-Konzern tätig.

Dietmar Graeber veranschaulicht das aufgrund des höheren Marktpreisniveaus gestiegene Wertschöpfungspotenzial flexibler Kapazitäten anhand gestiegener absoluter Schwankungsbreiten im Day-Ahead und Intraday-Markt zwischen der 4. August-Woche in den Jahren 2021 und 2022. Das Wertschöpfungspotenzial fällt dabei umso höher aus, je steiler der Lastgradient der flexiblen Kapazität ist und je schneller bzw. kurzfristiger sich die Leistung der Anlage regeln lässt. Es wird deutlich, dass das Wertschöpfungspotential sehr flexibler Anlagen teilweise vom Marktpreisniveau abgekoppelt ist.

Im Weiteren geht Dietmar Graeber darauf ein, wie die zunehmende Verbreitung flexibler dezentraler Kapazitäten die Energiemärkte verändern wird. Zunächst wird bezugnehmend auf die Verfügbarkeit von dezentralen flexiblen Kapazitäten exemplarisch ein theoretisches Potenzial von bis zu +200 bzw. bis zu -400 MW allein aus PV-Anlagen (<30 kW) in der Regelzone *TransnetBW* aufgezeigt, das innert kurzer Zeit zu- bzw. abgeschaltet werden kann. Ökonomisch gilt es insbesondere auch den Einfluss dezentraler Kapazitäten auf die Liquidität im Intraday-Markt in Abhängigkeit der Restlaufzeit bis Gate Closure zu beobachten, die ihrerseits die Prämien für die Anbieter flexibler Kapazitäten (den sog. Flexibility Service Providers) definiert. Wird der Energy-only Markt in grösserem Umfang mit standardisierten Flexibilitätsoptionen ergänzt, so würde unter Einbeziehung der Netzfrequenz die tatsächliche Einsatzentscheidung immer näher an der Echtzeit vorgenommen. Damit motiviert Dietmar Graeber seine These, wonach die Notwendigkeit eines physischen Hedges am Day-Ahead Markt abnehmen und dieser sich zu einem rein finanziellen Hedge entwickeln könnte.

Im Weiteren gelte es auch die Verknüpfung von Systemdienstleistungen als zusätzliche Opportunität zu prüfen: zunächst ist im Rahmen eines Abrufes von Regularbeit aus dezentralen Flexibilitäten Sorge dafür zu tragen, dass dadurch nicht etwaige vorab durchgeführte Redispatch Einsätze konterkariert werden, oder neue Engpässe entstehen. Darüber hinaus ermöglicht eine Verknüpfung auch einen Redispatch durch eine implizite Engpassauflösung im Rahmen einer Regularbeitserbringung abzubilden, verbunden mit der Notwendigkeit, die Analyse der Merit Order für Regularbeit neu unter Einbindung der Engpassstrukturen zu definieren.

Die Herausforderungen sieht er abschliessend einer kosteneffizienten, aber sicheren technischen Anbindungen inklusive der nötigen IT, in der Standardisierung der Produkte, der eingesetzten Plattformen und deren koordinierten Aktivierung, sowie *last but not least* in einer wirksamen und auf Anreizen ausgerichteten Regulierung.

Unlocking Smaller Distributed Flexibility in Europe

René Kerkmeester, CEO Equigy

René Kerkmeester is CEO of Equigy³. His CV reveals experience as CEO at APX, Europe's premier provider of power exchange and clearing services for the wholesale market, as well as as a member of the Board of Directors of *Powernext*, a regulated investment firm based in Paris which designs and operates state-of-the-art electronic trading platforms for spot and derivatives markets in the European energy sector.

René Kerkmeester highlights the mission of *Equigy* to support the energy transition by enabling smaller distributed flexible assets to participate in the energy system through aggregation. In added value terms and to emphasize the importance of an effective incentive system he refers e.g., to holders of electric vehicles, who invested say 30k EUR and are earning an annual remuneration of 1k EUR by offering the vehicle batteries to the energy system most of the time, when the car is not in use. As European crowd balancing platform the data exchange requires reliable information on the device level for unique asset identification, activation, and settlement. Verifiable information has to address the trade-off between transparency and the flexibility potential of crowd balancing. This enables aggregators, balancing service providers respectively, to participate with decentralized, small-scale flexibility sources in the ancillary services market. *Equigy* provides transparency between TSO and DSO and allows both to add system constraints, therefore improving the efficiency in their validation methods for an increasingly decentralized energy market. In addition, *Equigy* fosters the interaction of aggregators and OEMs.

The platform is designed i) to create European standardization while maintaining independence in national markets, ii) to share a common core to leverage synergies across markets and iii) to socialize relevant costs between TSOs.

Various TSOs have started *Equigy*-related pilot projects regarding the TSO-DSO collaboration: In this summary we focus on Germany, Austria and Switzerland: i) *TransnetBW* plans to integrate DARE, a digital platform solution supporting data exchange for redispatch; similar activities are on the way in the TenneT and 50Hertz Control areas with an integration of redispatch; ii) *APG* plans to integrate the balancing product aFRR, and has initiated the collaboration with DSO and regulator with respect to DSO congestion management; iii) in summer 2021 *Swissgrid* has announced a first coordination project with Zurich's DSO *EWZ* for exploiting decentralized flexibilities efficiently in the transmission and distribution level.

With proactively enabling the coordination between all parties, *Equigy* is following the line of key provisions of the Electricity Directive 2014/944: i) non-discriminatory access of demand response to all electricity markets, either directly or through aggregation (Art. 17); ii) full recognition of (independent) aggregators as market participants (Art. 17); iii) customer entitlement to contract with aggregator of their choice, without need for consent or prior agreement of their supplier (Art. 13); iv) strict limits to compensation payments (Art 17(4)).

René Kerkmeester points also to technical and regulatory barriers that might have a significant impact on the business case for aggregators: like connecting infrastructure, availability of validation data, standard access to multiple value pools, or prequalification and incentive structure.

³ *Equigy* is a consortium of TSOs (TenneT, Transnet BW, APG, TERNA), jointly developing a software solution (the crowd balancing platform) for accessing decentralized flexibilities in particular

100% Erneuerbare in Österreich – der Übertragungsnetzbetreiber APG als Flexibilitätsmanager

Gerhard Christiner, Technischer Vorstandsdirektor APG

Gerhard Christiner trat nach Tätigkeiten bei Verbundplan - einer Tochtergesellschaft der Verbund AG - und bei Energie Control Austria GmbH im Jahr 2002 in die Verbund Austrian Power Grid AG ein. Er leitete zunächst die Abteilung „Betriebs- und Marktmanagement“ und anschliessend ab 2006 die Abteilung „Asset Management“. Gerhard Christiner ist seit Januar 2012 Mitglied des Vorstandes der Austrian Power Grid AG und vertritt die APG in verschiedenen Gremien im Inland und Ausland.

Einleitend gliedert Gerhard Christiner die aktuellen Flexibilitäten in Stromnetze für den nationalen & europäischen Austausch, Hydraulische Speicher und Gaskraftwerke für Regelenenergie und Engpassmanagement. Diesen, aktuell bereits existierenden, werden die zukünftigen, stark wachsenden Flexibilitäten gegenübergestellt: den Batteriespeichern und weiteren dezentralen Flexibilitäten (z.B: Wärmepumpen, E-Mobilität), welche u.a. für Systemdienstleistungen wie etwa Spannungshaltung und schnelle Frequenzregelung innert Sekunden geeignet sind, sowie Power-to-X Technologien, die via Sektorkopplung einen saisonalen Ausgleich ermöglichen. Gerhard Christiner betont, dass die Physik die Marktaktivitäten treibt.

Mit der Zielsetzung seitens der österreichischen Regierung bis 2030 die Stromversorgung zu 100% mit erneuerbaren Energien abzudecken, ist ein Ausbau der Windanlagen von aktuell 3.3 GW auf 9 GW sowie der PV-Anlagen von aktuell 2.8 GW auf 12 GW umzusetzen. Mit der anvisierten Klimaneutralität im Jahr 2040 sind weitere 7 bzw. 18 GW für Wind- bzw. PV-anlagen zuzubauen. Dies wird bereits im Sommer 2030 zu kurzfristige Überdeckungsspitzen von bis zu 10 GW führen und den Bedarf für grosskalige saisonale Speicherung bis 2040 in den Bereich von mehreren TWh erhöhen. Um dies nutzbar zu machen, gilt es vorweg die Stromnetze zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Der daraus resultierende Systemumbau betrifft nicht nur Österreich, sondern ganz Europa und hilft mit hoher Effektivität den zunehmenden Engpässen im europäischen Stromnetz zeitnah entgegenzuwirken. Dies erfordere nicht nur hohe Investitionen, sondern auch die Bereitstellung des regulatorischen Rahmen. Die Umsetzung diverser Netzausbauprojekte zur Integration der Erneuerbaren und Stärkung der horizontalen Verteilung in Österreich führt zu einem geschätzten Investitionsvolumen der APG in Höhe von 3.5 Mrd. EUR in den kommenden zehn Jahren.

Gerhard Christiner würdigt die erfolgreiche, horizontale Marktintegration der letzten zehn Jahre in Europa. Insbesondere werden die in Etappen umgesetzten Marktkopplungen, Integrationen der verschiedenen Marktgebiete in den zeitstetigen Intraday-Handel, sowie die internationalen Kooperation zu koordinierten kostenoptimalen Abruf von Regelreserve mit der jüngsten Lancierung der Europäischen Balancing Plattform *Picasso* hervorgehoben. APG arbeite jetzt mit hoher Priorität an der vertikalen Integration mit der Erschliessung und Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale in ihrem Marktgebiet. Die *Equigy Crowd-Balancing-Plattform* bildet dabei ein standardisiertes Interface zwischen Flexibility Service Provider und TSO.

Abschliessend plädiert Gerhard Christiner für weniger Gesinnung und mehr Systemverantwortung, für weniger Regulatorik und mehr Physik, für weniger Knappheit und mehr Reserven.

Flexibilitätsplattformen und ihre Potenziale

Rainer Pflaum, Geschäftsführer TransnetBW GmbH

Dr. Rainer Pflaum stieg nach seiner Promotion an der Universität Mannheim in die Bankwirtschaft ein, in der er für den Aufbau von Risikoüberwachung, Handel und Treasury verantwortlich war. 1998 erfolgte sein Einstieg in die Energiewirtschaft (EnBW), in der er zuerst Strategieprojekte leitete und anschliessend das Konzernrisikomanagement. Im Jahr 2010 übernahm *Rainer Pflaum* in der *EnBW Transportnetze* als Vorstand die Verantwortung für Finanzen und Netzwirtschaft und wurde 2012 - mit der Umwandlung in die *TransnetBW* – ihr Geschäftsführer.

Rainer Pflaum zeigt bezugnehmend auf eine aktuelle Studie der Universität Stuttgart die rasant wachsende Bedeutung dezentraler und flexibler Verbraucher auf, die mit dem Zuwachs an Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, PV-Heimspeicher und raumluftechnische Anlagen einhergeht und für 2030 eine Leistung von ca. 200 GW erreicht. Dieser wird der gemäss Koalitionsvertrag geplante Zuwachs von PV und Wind-Anlagen von derzeit ca. 100 GW auf ca. 300 GW gegenübergestellt. Legt man das 1.5 Grad Ziel zugrunde, so wäre eine Vervierfachung des Zubaus an PV-Anlagen auf über 700 GW erforderlich. Das Energie-System wird dezentraler und vernetzter. Die Digitalisierung generiert die notwendigen Daten und ermöglicht die interne Vernetzung sowie eine externe mit den Märkten. Elektronische Plattformen, die auf die Anforderungen der ÜNB ausgerichtet sind, nehmen in der Wertschöpfungskette für Flexibilität eine Schlüsselrolle ein. Diese lässt sich für die Erbringung von Regelleistung zusammenfassend folgendermassen charakterisieren: i) Anbindung von präqualifizierten Einzelanlagen, ii) Aggregation zur Erfüllung von Produktanforderungen im Regelleistungsmarkt, iii) regulierte Preisfindung zur Bestimmung der Gebote, iv) optimale Aktivierung im Rahmen von Auktionen, v) Zuteilung der Flexibilitätsbeiträge auf Ebene Aggregaten oder Einzelanlage, vi) Abrechnung der Vergütungen und Kostenallokation der Netzbetreiber, sowie vii) Auszahlung der Vergütung an Anlagenbetreiber. Für Redispatch gelte es die Netzlokation mit einzubinden, die anstatt einer Aggregation ein Clustering der Anlagen und vorweg der Zuteilung der Flexibilitätsbeiträge ein De-Clustering erfordert.

Entlang der Wertschöpfungskette kommen verschiedene digitale Plattformen zum Einsatz, die sinnvoll zu koppeln sind. Anhand DA/RE – der digitalen Plattformlösung für **DA**tenaustausch **RE**dispatch – illustriert Rainer Pflaum die Effizienzsteigerung in der Netzbetreiberkoordination und richtet auch seine Erwartung an das Projektkonsortium *DigIplat*. DA/RE ermöglicht die Einbindung von Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einer Kapazität von 100kW und mehr für einen planwertbasierten verpflichtenden Redispatch (Redispatch 2.0). Eine erweiterte Erschliessung dezentraler Flexibilität für Redispatch auf freiwilliger Basis unter nicht regulierter Preisfindung soll mittels eines Benchmark-Ansatzes in Redispatch 3.0 überführt werden. Die Zuteilung der dezentralen Flexibilität richtet sich nach ihren Opportunitätskosten und erfolgt, sofern diese kleiner als die Grenzkosten der Marktkraftwerke ausfallen. Bezugnehmend auf eine Studie der Universität Stuttgart wird das ökonomische Einsparpotenzial für 2022-2028 auf 228 Mio. EUR geschätzt.

Abschliessend betont Rainer Pflaum die Notwendigkeit, dass ÜNB im Bereich Systemdienstleistungen als Plattformentwickler und -Betreiber eine zentrale Rolle zukommt und daher die dezentrale Flexibilität für Systemdienstleistungen nutzen dürfen. Die Wertschöpfung sei über Einführung marktlicher Mechanismen und Senkung der Systemkosten zu generieren. Weiter spricht er sich für eine Anpassung des Regulierungsrahmen aus, um Innovationen zu fördern.

Die Schweiz und die europäischen Balancing Plattformen – Mittendrin statt (nur) dabei?

Thomas Reinthaler, Head of Market Strategy, Swissgrid

Thomas Reinthaler ist seit 10 Jahren in unterschiedlichen Funktionen - insbesondere mit Fokus auf Produktentwicklung, Tarife und Regulierung - bei der Swissgrid tätig. In seiner Zeit vor «Swissgrid» war er in den Bereichen «Emissionshandel» und «Finanzen» tätig.

Thomas Reinthaler illustriert einleitend anhand der monatlichen Erzeugung und des Landesverbrauchs von Juni 2015 bis August 2021 den durch den Wasserkraft-dominierten Erzeugungsmix verursachten Stromüberschuss im Sommer und den Importbedarf im Winter auf. Die entsprechenden quantitativen Grössen sind für das Jahr 2021 dokumentiert: Exporte nach Deutschland i.H.v. 3.7 TWh, nach Österreich i.H.v. 0.9 TWh, nach Italien i.H.v. 17.8 TWh und Frankreich i.H.v. 2.8 TWh stehen Importen von Deutschland i.H.v. 13.5 TWh, von Österreich i.H.v. 3.3 TWh, von Italien i.H.v. 0.9 und von Frankreich i.H.v. 8.0 TWh gegenüber. Stromexporte gesamthaft von 25.2 TWh und Stromimporte gesamthaft von 25.7 TWh führen übers Jahr zwar zu einem ausgeglichenen Verhältnis, die Saisonalität jedoch zeigt die Abhängigkeit vom Ausland. Als Teil des europäischen Verbundnetzes ist die Schweiz mit 41 grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen mit dem Ausland verbunden. Gemessen an der Eigenproduktion und dem Verbrauch der Nachbarländer bezeugen diese 41 Leitungen physikalisch noch immer die Rolle des Marktgebiets Schweiz als Stromdrehscheibe. Da jedoch seit einigen Jahren die Schweiz vom Multi-Regionalen Coupling über 19 Staaten ausgeschlossen ist, sind die Übertragungskapazitäten der Schweiz im europäischen Strom-Binnenmarkt unzureichend eingebunden. Die Ursache liegt im fehlenden Rahmenabkommen, insb. im fehlenden Stromabkommen. Energiestrategie 2050, Strategie Stromnetze, und die Revision des StromVG setzt die Schweiz im Alleingang um. Aktuell wird ein Mantelerlass im Parlament beraten, der die Revisionen des Energie- und des Stromversorgungsgesetz zusammenführt. Dieser will den inländischen Zubau aus erneuerbaren Energien und damit den Eigenversorgungsgrad der Schweiz verbessern.

Thomas Reinthaler erklärt die erfolgreiche Weiterentwicklung des Regelreservemarktes innerhalb des Marktgebiets Schweiz seit 2009, die sich durch gesteigerten Wettbewerb und höherer Liquidität im Markt dokumentieren lässt. Das eingeführte Regelpooling unterstützt kleinere Energieerzeuger ihre Leistung als «virtuelles Kraftwerk» anzubieten. Swissgrid engagiert sich in Kooperationen an europäischen Primärregelung sowie an Aufbau und Entwicklung von Plattformen zur Sekundärregelung (PICASSO) und Tertiärregelung (MARI, TERRE). Bezugnehmend auf die EU Verordnung 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem wird jedoch die restriktive Einbindung von *Swissgrid* unmissverständlich dokumentiert. Anhand einschlägiger Kenngrössen wird die starke Zunahme an Systemstörungen aufgezeigt, die aufwendige Eingriffe seitens des Übertragungsnetzbetreibers erfordern. Im Falle von ungeplanten Flüssen werden unnötig Übertragungskapazitäten beansprucht. Diese fallen teilweise auch für betroffene EU-Marktgebiete höher aus, solange die Fahrpläne der EU-Nachbarstaaten über Analysen ohne Einbindung der Übertragungskapazitäten der *Swissgrid* bestimmt werden. Anhand einer Situation im Januar 2021, in der anstatt den für die Schweiz aktivierten 66 MW tatsächlich 470 MW aus der Schweiz abgeflossen sind, wird die Abweichung verdeutlicht, die zwischen geplanten und tatsächlichen Flüssen auftreten kann. Damit führt der Ausschluss aus Balancing Plattformen zum Marktausschluss ohne technische Integration und erhöht die Netzsicherheitsrisiken. Marktaktivitäten und physikalische Effekte dürften daher nicht losgelöst betrachtet werden. *Swissgrid* müsse physikalisch in den Balancing Markt vollumfänglich eingebunden werden.

Flexibilität, Plattformen und Digitalisierung: Perspektiven der Schweiz

Michael Moser, Bereichsleiter Energieforschung, BFE

Dr. Michael Moser ist nach seiner Promotion in Experimenteller Physik an der Universität Bern im Jahr 2007 in die BKW eingetreten und war dort im Bereich Netzinfrastruktur tätig. Seit 2008 ist *Michael Moser* beim Bundesamt für Energie (BFE) verantwortlich für die nationale R&D Strategie in Abstimmung mit nationalen und internationalen Agencies, Ministerien, Organisationen und der Privatwirtschaft.

Dezentrale Energietechnologien und Digitalisierung steigern die Systemflexibilität entlang der Wertschöpfungskette. Michael Moser stellt zwei Trends in den Vordergrund: i) die Dekarbonisierung des Energiesystems, die erhöhten Koordinationsbedarf einfordert und ii) eine durch Digitalisierung getriebene Datenexplosion. Die Sorge über Marktmacht digitaler Plattformen wächst, was aktuell entsprechende Regulierungsfragen auf die Agenda politischer Entscheidungsträger bringe.

Digitale Plattformen können Mehrwert für alle beteiligten Akteure generieren aufgrund der „Economies of Scale“, die Grenzkosten reduzieren, oder aufgrund der „Economies of Scope“, die Synergien eines breiteren Angebots an Produkten und Dienstleistungen nach sich ziehen. Innerhalb des Energiesystems unterstützen digitale Plattformen eine effiziente und automatisierte Zusammenführung vieler Anbieter kleinteiliger Flexibilitäten und nachfrageseitig unterschiedliche Nutzer wie z.B. Netzbetreiber, Lieferanten und Konsumenten. In der Schweiz ortet Michael Moser aktuell ungenügende Voraussetzungen für einen funktionierenden Flexibilitätsmarkt: insbesondere bestünden keine klaren Inhaberrechte der Flexibilität und keine ausreichenden Regelungen zum sinnhaften Einbezug von Flexibilität in Netzplanung und Strommarkt. Umstritten ist die fehlende Gleichbehandlung aller Speichertechnologien. Ohne Gleichbehandlung könne ein Wettbewerbsnachteil für Batterien entstehen, da deren Angebote die Kosten für die Netznutzung miteinbeziehen müssen. Im Rahmen der Revision der Stromgesetzgebung gelten Endverbraucher, Speicherbetreiber und Erzeuger als Inhaber der Flexibilität, die mit Steuerbarkeit des Bezugs, der Speicherung oder Einspeisung verbunden ist. Eine vertragliche Nutzung durch Dritte erlaubt dem Eigentümer künftig seine Flexibilität optimal zu vermarkten. Eine zentrale Rolle für die Nutzung von Flexibilität nimmt die Verfügbarkeit, Transparenz und Qualität von Daten entlang der Wertschöpfungskette ein. Gemäss Art. 17 des Entwurfs der Revision StromVG sind alle Daten und Informationen unentgeltlich zur Verfügung zu stellen, die für die Durchführung gesetzlich notwendiger Aufgaben und Prozesse nötig sind. Zu diesem Zweck soll ein Datahub Schweiz geschaffen werden, um Schnittstellen und Komplexität zu reduzieren. Ein Non-Profit Ansatz soll die Kosten tief halten. Das StromVG regelt die Grundfunktionalitäten.

Der Flexibilitätsmarkt entwickelt sich in verschiedenen Ländern zunehmend. Michael Moser sieht die Schweiz im Vergleich noch weniger fortgeschritten, dies aufgrund fehlender Marktöffnung, fehlendem Wettbewerb, fehlenden Anreizen im Netzbereich und einer fragmentierten Dateninfrastruktur. Die Flexibilitätsregulierung und der nationale Datahub würden die Entwicklung eines Flexibilitätsmarkts in der Schweiz unterstützen.

Flexibility: Markets to Accelerate the Energy Transition

Davide Orifici, Director of Public & Regulatory Affairs and Communications, EPEX SPOT SE

Davide Orifici is EPEX SPOT's spokesperson, responsible for government relations and represents the company in the relevant public institutions and regulatory bodies, as well as at EU level and in energy trade associations. EPEX SPOT is the Paris/Amsterdam-based European power exchange that operates the power spot markets in Central Western Europe, the UK, Switzerland, the Nordics as well as Poland. Furthermore, EPEX SPOT newly developed local flexibility markets and Guarantees of Origin auctions, to foster the integration of renewable energy sources and to enhance the engagement of consumers and producers in the power market. Headquartered in Paris, EPEX SPOT is part of EEX Group, which provides market platforms for energy and commodity products worldwide.

Davide Orifici starts with sensitizing the auditorium to recent exceptional price evolution at EPEX SPOT due to the Russian invasion of Ukraine and other geopolitical tensions, which might be the beginning of a new, likely long lasting high energy prices regime. Given the distributed, intermittent, and bi-directional RES injections with their effects on grid instability, grid congestion and volatile markets, he views the flexibility as the only solution in the short term and as a necessary condition for the long term. Local flexibility markets are about the implementation of a market mechanism to i) efficiently centralize localized physical flexibility, ii) facilitate grid-oriented TSO-DSO coordination and optimization as well as iii) to foster innovation and the development of new decentralized flexibility sources to relieve congestions on the grid. DSO flexibility activation complements the balancing of energy markets and transmission redispatch within 24 hours to gate closure. In March 2022 EPEX SPOT announced its new market place *Localflex*, which provides an end-to-end local flexibility market platform for coordinating the flexibility needs between different system operators and flexibility service providers. It ensures a level-playing field and easy market access for all market participants and all flexibility technologies. This way, EPEX-SPOT fosters sector coupling, which plays a key role in decarbonizing the energy system as well as in creating flexibility.

The regulatory framework of the European Union *Clean Energy Package* states clear guidelines for market-based redispatch on the TSO-level as well as for DSO procurement of flexibility to optimize grid investments. The right incentives must be put in place in all EU Member States, in Switzerland and the United Kingdom for system operators to procure flexibility and optimize costs. Referring to studies which show the benefits of using flexibility at a local level in terms of grid investment and operation costs EPEX SPOT gives preference to the TOTEX approach: combining capital and operational expenditure allows the implementation of an economically efficient balance between long-term investments in the grid and short-term grid operation costs, which helps create welfare benefits for society.

Modellier-, Simulations- und Optimierungsverfahren für Spannungsübergreifende Flexibilität *Veit Hagenmeyer, Direktor des Instituts für Automatisierung und Angewandte Informatik, KIT*

Dr. Veit Hagenmeyer ist Professor für Energieinformatik am *Karlsruher Institut für Technologie (KIT)*. Er hat an der Universität Stuttgart und an der University of California in Berkely «Technische Kybernetik» studiert; anschliessend im Bereich der Automatisierung an der Sorbonne in Paris promoviert. *Veit Hagenmeyer* ist u.a. Sprecher des neuen Helmholtz-Programms «Energy Systems Design» und Präsident des Boards des European Institute für Energy Research.

Veit Hagenmeyer weist in seiner Einleitung auf ein steigendes Erzeugungsdefizit in Baden Württemberg hin: von 8 TWh (2018) auf ca. 60 TWh im Jahr 2050. Ein massiver Ausbau von Windenergie und Photovoltaik führt zu 80% EE-Anteil an der Netto-Stromnachfrage mit dem «Nord-Süd Korridor» als kritischen Engpass. Zusammen mit der steigenden Anzahl von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen wird die Elektrizität zur primären Energiequelle und führt damit zur «All Electric Society».

«Flexibilität» unterstützt sowohl die Versorgungssicherheit wie auch die Netzstabilität und erfährt somit zwei Definitionen: Die BNetzA definiert Flexibilität als Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal mit dem Ziel, eine Dienstleistung zu erbringen. Die International Renewable Energy Agency (IRENA) definiert die Flexibilität eines Stromnetzes als Fähigkeit, die Schwankungen und Unwägbarkeiten von Angebot und Nachfrage über alle relevante Zeiträume hinweg zuverlässig und kosteneffizient zu bewältigen.

Veit Hagenmeyer stellt umfassende Simulationen vor, in denen die Versorgungssicherheit im Übertragungsnetz Deutschland und Baden-Württemberg untersucht werden. Die Zielsetzungen umfassen die Minimierung des Redispatch, den maximalen Transfer der Windkraft-Leistung aus dem Norden Deutschlands über stabilisierende Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsstrecken nach Süden, Lastfluss Analysen sowie die Überprüfung, ob Pumpspeicherkraftwerke die nötige Regelleistung erbringen können, um Anstieg (morgens) und Abfall (abends) der PV-Leistung abzufedern. Im Rahmen eines Forschungsprojekts mit *TransnetBW* und weiteren Institutionen untersucht Herr Hagenmeyer Flexibilitätsoptionen mittels Einsatz von grünem Wasserstoff, der durch Kopplung mit Batteriespeichern die Stabilität und Auslastung der Übertragungsnetze erhöht.

Ein weiterer Schwerpunkt im Forschungsprogramm von Veit Hagenmeyer sind die Netzengpässe im Verteilnetz grösserer Wohngebiete, die durch den Anstieg der Netzlasten und der dezentralen Erzeugung zu einer Überlastung des Niederspannungsnetzes führen. Flexibilitätsoptionen und intelligente Nachfragesteuerung stellen unter Anwendung der Energieinformatik sowie einer modernen Informations- und Kommunikationstechnologie vielversprechende Lösungsansätze dar.

Abschliessend betont Veit Hagenmeyer die Dringlichkeit der Digitalisierung, der Netzmodernisierung und des Netzausbaus sowie die Schlüsselrolle einer effizienten Interaktion zwischen TSO und DSO, um mit neuen Technologien und innovativen Lösungsansätzen die erforderlichen Flexibilitäten zu erzeugen und für die Netzstabilität bzw. Versorgungssicherheit erfolgreich zu nutzen.

Flexibilitäten an der Schnittstelle zwischen TSO und DSOs

Tara Esterl, Leiterin Competence Unit Integrated Energy Systems, AIT

Tara Esterl leitet seit Januar 2020 innerhalb des Center for Energy die Competence Unit *Integrated Energy Systems* am AIT, dem Austrian Institute of Technology, wo sie seit 2012 tätig ist und aktuell an der Erschließung von Flexibilität an der Schnittstelle zwischen Märkten, Übertragungsnetz und Verteilernetz forscht. Sie leitet in diesem Themenbereich weitere große interdisziplinäre Forschungsprojekte wie das Projekt Industry4Redispatch, das ein Engpassmanagement mittels Industrieanlagen vorsieht. *Tara Esterl* ist Mitglied im Board der Vereinigung der europäischen Forschungszentren für erneuerbare Energien.

Tara Esterl fokussiert sich auf die drohenden Engpässe in den Verteilnetzen, die mit dem Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeuge in den kommenden 20 Jahren zu bewältigen sind. Bezugnehmend auf Studienergebnisse zeigt sie ein starkes Wachstum von Flexibilitätsangeboten für Netzebenen 5 und 7 über die nächsten 10 Jahre auf und einen Investitionsbedarf von 15 Mrd. EUR bis 2030 in den Verteilernetzen in Österreich. Wird der Flexibilitätsabruf zu stark für Märkte oder Übertragungsnetze genutzt, so könne dies die Verteilnetze belasten. Um dies zu vermeiden, sei eine wirksame Koordination zwischen TSO und DSOs erforderlich. Mittels Simulation angewandt auf 10'000 Verteilernetzen (Ebene 7) und integrierten Elektro-Fahrzeugen je Haushalt wird der Nutzen (gemessen an reduziertem Netzausbaubedarf) einer netzfreundlichen Leistungssteigerung in Abhängigkeit der Ladeleistung und der Betriebsintensität aufgezeigt.

Das interdisziplinäre Forschungsprojekt „Industry4Redispatch“ beabsichtigt unter enger Abstimmung zwischen TSO und DSO, die Bereitstellung von Redispatch seitens Industrie- und grossen Gewerbekunden für Systemdienstleistungen zu ermöglichen. Im Fokus steht die Entwicklung eines Redispatch-Moduls, das zum einen als Proof-of-Concept die Umsetzbarkeit innerhalb der neuen Wertschöpfungskette bestätigt und zum anderen die Interaktion von TSO, DSOs sowie den Industriekunden für die Bereitstellung von Redispatch integriert. Es wird ferner ein Erkenntnisgewinn erwartet zu i) Verbesserungspotenzial der Flexibilität und Effizienz von Industrieanlagen, ii) Empfehlungen für eine mögliche Architektur für kombinierte Nutzung von Flexibilität für TSO und DSOs und iii) Redispatch-Anforderungen und Anreizstrukturen für die Industrie.

Qualitäten im Handel mit Flexibilitäten

Karl Frauendorfer, Direktor des ior/cf-HSG, Universität St.Gallen

Dr. Karl Frauendorfer ist Professor für Operations Research und lehrt seit 30 Jahren an der Universität St.Gallen. Sein Schwerpunkt liegt in der angewandten Forschung mit Fokus auf Risk-Management, Bewirtschaftung von Non-maturing Accounts und Stromhandel. Als Direktor des Instituts ist er für Forschungsk Kooperationen mit der Finanz- und Energiewirtschaft verantwortlich.

Im Fokus stehen ausgewählte Kenngrössen, um die Qualität im Handel mit flexiblen Kapazitäten zu beurteilen. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse helfen die Wirksamkeit regulatorischer Rahmenbedingungen und das Wertschöpfungspotenzial eines Marktgebiets erkennen. Folgende Prämissen werden zugrunde gelegt: Der Handel im Allgemeinen sollte immer der Wertschöpfung dienen. Regulatorische Rahmenbedingungen unterstützen einen fairen Wettbewerb, unterliegen regelmässigen Prüfungen bzw. Weiterentwicklungen und werden - wenn nötig - auch korrigiert.

Mit der Brille der Finanzmathematik beinhalten „Flexible Kapazitäten“ Optionsrechte mit komplexen Ausübungsstrukturen. Der Markt für Systemdienstleistungen und der Spotmarkt repräsentieren zwei wichtige Anwendungsbereiche, die sich gegenseitig konkurrenzieren: Kapazitäten, die für SDL vorgehalten werden, stehen nicht für den Handel im Spotmarkt zur Verfügung.

Auf Basis öffentlicher Daten haben wir die Gebote für Sekundär- und Tertiärreserveleistung der letzten Jahre analysiert. Exemplarisch sind die Leistung- und Preisverteilung für positive Reserveleistung innerhalb 22.6.-31.7.2022 abgeleitet worden. Dargestellt sind Mittelwerte und die Abweichungen in Höhe von +/- einer Standardabweichung. Ein flacher Verlauf zeigt eine robuste, gleichmässige Gebotsstruktur, während ein steiler Verlauf die Sensitivitäten in den Geboten offenlegt. Man erkennt, dass für die positive Reserveleistung in der Zeitscheibe 20-24 eine robuste Gebotsstruktur vorliegt, während für die Reserveenergie zwischen 21h45-22h00 ein steil nichtlinearer Verlauf für die letzten 20% an zugeteiltem Volumen wesentlich höhere Gebotspreise verzeichnet als für die ersten 80%.

Die Werte bestimmenden Faktoren für Optionsrechte innerhalb flexibler Kapazitäten umfassen Marktdaten, Technologie- und Netzdaten sowie Kosten und Liquidität im Orderbuch. Unsere Erfahrungen anhand Analysen des Intraday-Marktes lassen auf Transaktionskosten schliessen, die 100 bp (=1%) stark übersteigen können. Deshalb erachten wir es als wichtig, die Vermarktungsstrategien unter Einbindung der Kosten und Liquidität umzusetzen. Damit wird erreicht, dass flexible Kapazitäten nur dann in den Markt laufen, sofern die Kosten hinreichend tief und Liquidität hoch sind.

Im Zusammenhang mit „DigIPlat“ verfolgen wir das Ziel, die erforderlichen ökonomischen, risikoadjustierten Kenngrössen für die Vermarktung flexibler Kapazitäten in die Beurteilung von Handelsstrategien, Gebotsstrukturen für Balancing Markt sowie von Redispatch-Massnahmen einfließen zu lassen. Daraus lassen sich unter Modellerweiterungen auch Aussagen zur i) Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen, ii) Effizienz von Bidding-Zones ableiten, sowie iii) Abschätzungen über erzielte Wohlfahrtsgewinne vornehmen.

St.Gallen, 30. November 2022

Karl Frauendorfer