

Beitrag der Niederspannungsflexibilitäten zur Netzdienlichkeit

Gerald Blumberg, Axel Kießling, David Riemenschneider, Henning Schuster, Henrik Schwaeppe, Markus Stobrawe und Tobias Weißbach

Die Herausforderungen für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb werden in den kommenden Jahren auf allen Spannungsebenen weiter deutlich zunehmen. Der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze ist hierbei der zentrale Eckpfeiler der erfolgreichen Transformation des Stromversorgungssystems. Darüber hinaus ist aber auch ein netzdienliches Marktdesign relevant, welches einen ebenso wichtigen Beitrag zur Transformation leistet. Daher sollte jetzt mit der Pilotierung und Erprobung der Instrumente von morgen begonnen werden, um das enorme, ohnehin entstehende Potenzial von Elektroautos, Heimspeichern und Wärmepumpen rechtzeitig netz- und systemdienlich nutzbar zu machen.

Der Zubau dezentraler Erzeugung führt bereits heute zu einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen im deutschen Stromnetz. Zusätzlich werden potenziell flexible Verbraucher ans Netz geschlossen, wie Wärmepumpen, Elektroautos, oder Batterie-Heimspeicher. Bei fehlenden Anreizen zur netzorientierten Nutzung können diese die Engpässe im Stromnetz von der Höchstspannungs- bis zur Niederspannungsebene durch eine erhöhte und gleichzeitige Nachfrage verschärfen. Die Einführung dynamischer Stromtarife wird diesen Effekt nochmals verstärken.

Insbesondere die ohnehin entstehenden Niederspannungsflexibilitäten können zu engpassbezogenen Herausforderungen einen Beitrag leisten, es bedarf hierzu jedoch einer präventiven Koordination über Spannungsebenen hinweg. Zudem muss die Koordination von Lasten (darunter auch dezentrale Flexibilitäten) und Erzeugern mit Netzengpässen konsequent weiterentwickelt werden.

Die von der Automobil- und Energiebranche europaweit vorangetriebene und in einigen Ländern bereits regulatorisch umgesetzte gesamtsystemisch sinnvolle Einführung des bi-direktionalen Ladens (Beispiel Frankreich) setzt ebenfalls eine Integration dieser „Lasten“ in das präventive Engpassmanagement voraus.

1. Engpassmanagement mit Lasten kann in Ergänzung zum Redispatch 2.0 funktionieren und ist vorteilhaft

Um die Potenziale der ohnehin entstehenden Niederspannungsflexibilitäten über Spannungsebenen hinweg und präventiv koordiniert nutzen zu können, sollte entsprechend des BMWK-Papiers „Strommarktdesign der



Zukunft“ das Thema „Engpassmanagement mit Lasten“ in den Blickpunkt rücken.

Die von TransnetBW, Tennet TSO, E.ON, Amprion und E-Bridge vorgeschlagene Kombination von komplementärem marktbasierter Redispatch und Hüllkurvenkonzept [1] stellt eine fundierte Ausprägung dieser Option dar. Durch diese verlässlichen Instrumente für die Netzbetreiber können Beiträge zur Begrenzung des Kostenanstiegs der Engpassmanagementkosten geleistet werden. Das Konzept setzt zudem auf markt-basierte Anreize für Kunden bzw. Aggregatoren, die so einen weiteren sachgerechten Monetarisierungsweg (neben dem Commodity-Markt) für Flexibilität erhalten.

Ein ergänzender, **marktbasierter Ansatz** ist nötig, da die Kostenbasis dieser Niederspannungsflexibilitäten nicht oder nur mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand bestimmt werden kann. Ein marktbasierter Ansatz fußt auf der Zahlungsbereitschaft, was auch die Freiwilligkeit des Mechanismus unterstreicht. Erst ein marktbasierter Ansatz ermöglicht die Integration der lastseitigen Niederspannungsflexibilitäten (als relevanteste „Lasten“) und damit die Integration einer zusätzlichen Option für das Engpassmanagement.

Dabei ermöglicht es der **komplementäre marktbasierter Redispatch** den Aggregatoren, die Flexibilitäten gebietsweise in Pools

zur sicheren Vermeidung der Engpässe auf Hoch- und Höchstspannungsebene anzubieten (s. Schritt 1, Abb. 1). Hierdurch werden neue (und auch dringend benötigte positive) Redispatch-Potenziale erschlossen, sodass Beiträge für die Systemsicherheit in effizientem Umfang geschaffen werden.

Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber wählen anschließend die günstigsten Flexibilitätspotenziale aus (Schritt 2), welche verbindlich durch die Aggregatoren vorzuhalten sind. Wichtig ist, dass Aggregatoren nicht die gesamte Flexibilität, sondern nur den statistisch sicher vorhaltbaren Anteil ihres Gesamtpools anbieten. Somit ist keinerlei Einschränkung des Lade- oder Benutzungsverhaltens der zugehörigen Assets nötig. Gleichzeitig stellt diese Form der Vorhaltung nur eine begrenzte Einschränkung der Vermarktungsmöglichkeiten von Flexibilitäten an anderen Strommärkten dar.

Erst im operativen Betrieb entscheiden die Netzbetreiber im Falle prognostizierter Engpässe in einem gemeinsamen Auswahlverfahren mit den kostenbasierten Redispatch 2.0-Potenzialen, ob die gesicherten Redispatch-Vermögen der Pools genutzt werden oder nicht (Schritt 3). Diese Auswahlentscheidung wird kosteneffizient getroffen. Die nötigen Prozesse zur Umsetzung des markt-basierten Redispatch können auf die vorhandene Kommunikationsarchitektur des Redispatch 2.0 – inklusive spannungsebenenübergreifender Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern – zurückgreifen und durch zusätzliche Komponenten ergänzt werden. Der komplementäre markt-basierte Redispatch ist damit als ergänzendes Zusatzmodul zum bestehenden kostenbasierten Redispatch (1.0 und) 2.0 anzusehen.

Um die Nutzung der Niederspannungsflexibilitäten ohne Verletzung der Netzrestriktionen der Niederspannung zu ermöglichen, wurde mit § 14a EnWG ein erster und wichtiger Schritt i.S. eines (kurativen) „Notfallinstruments“ eingeführt, welches in den nächsten Jahren schrittweise umgesetzt werden soll. Allerdings fehlt es diesem Instrument an Abstimmung mit den Vermarktern (welche ggf. auch die Aggregatorenfunktion wahrnehmen). Führen Niederspannungsrestriktionen – inklusive Ortsnetz-Transformatoren – künftig zu vermehrten Regelungseingriffen bei E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeichern, wird der Ansatz eines rein kurativen Engpassmanagements nicht erfolgreich sein können.

So werden Aggregatoren aufgrund der nicht vorhandenen Planbarkeit und den damit einhergehenden kommerziellen Risiken das Flexibilitätspotenzial weder vollständig für den Markt noch für die Engpassbehebung der höheren Spannungsebenen einsetzen können. Gleichzeitig erhöht sich der Aufwand für die Niederspannungsnetzbetreiber (Berichtspflichten § 14a). Denkbar wäre zudem, dass die aus kurativen Regelungseingriffen resultierende Netzausbaupflichtung ein aus volkswirtschaftlicher Sicht effizientes Maß überschreiten.

Das Hüllkurvenkonzept als notwendiges Instrument zur Integration von Niederspannungsflexibilitäten ist damit integraler Bestandteil des Gesamtkonzepts des komplementären markt-basierten Redispatch.

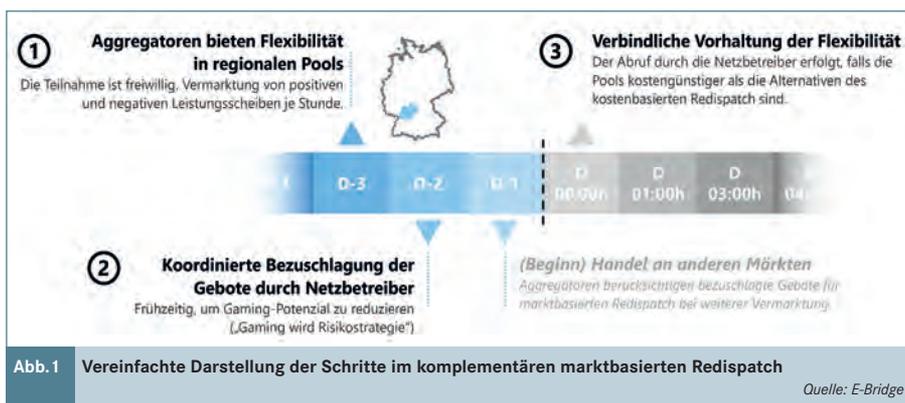
Ziel dieses pragmatischen und praxisnah umsetzbaren Instruments ist die präventive Information der Vermarkter der Niederspannungsflexibilitäten im Vorfeld des Engpasses, damit diese den Flexibilitätseinsatz so weit

wie möglich marktlich und nur so weit wie nötig netzdienlich [2] koordinieren können, ohne durch einzelne Anlagen Engpässe in der Niederspannungsebene bzw. am Ortsnetztransformator zu verursachen.

Die Umsetzung ist einfach: Erwartet der Netzbetreiber an einem Betriebsmittel einen Engpass, berechnet er die „Betriebsmittelhüllkurve“. Diese stellt den maximalen Bezug (bzw. die maximale Erzeugung) dar, welche nach (konservativer) Abschätzung noch durch flexible Anschlussnehmer genutzt werden kann, ohne das betrachtete Betriebsmittel zu überlasten. Die Betriebsmittelhüllkurve wird anschließend diskriminierungsfrei, z. B. anhand der Anschlussleistung der hinter dem Engpass liegenden Haushalte, aufgeteilt. Danach erhält der Aggregator für die einzelnen Haushalte eine „Hüllkurvenrestriktion“. Damit weiß er, wie viel seine Niederspannungsflexibilitäten insgesamt beziehen (einspeisen) dürfen. Dies gilt für lastbedingte ebenso wie für rückspeisebedingte Engpässe durch Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher (und künftig ggf. Elektroautos mit Vehicle-2-Grid-Funktion).

Der pragmatische Hüllkurvenansatz ermöglicht es den Vermarktern, die Bezugs- bzw. Einspeisepläne der Niederspannungsflexibilitäten einzeln oder in Gruppen via EMS im Vorfeld anzupassen und so das netzorientierte Steuern nach § 14a zu vermeiden. Entsprechend bleiben Eingriffe in das Geschäftsmodell der Flexibilitätsvermarkter aus, sodass diese intrinsisch zur Teilnahme motiviert werden, sofern die netzorientierte Steuerung nicht nur in seltenen Einzelfällen droht. Die Flexibilität kann somit in Gänze markt- oder netzdienlich vermarktet werden, wodurch volkswirtschaftliche Wohlfahrtsverluste ausbleiben. *Entsprechend ist das Hüllkurvenkonzept perspektivisch zur optimalen Nutzung der Niederspannungsflexibilität notwendig und dient als „Enabler der Niederspannungsflexibilität“.*

Zwischenfazit: Durch die gemeinsame Nutzung von Hüllkurvenansatz und markt-basiertem Redispatch wird eine koordinierte Flexibilitätssnutzung für die Hoch- und Höchstspannungsebene ermöglicht, ohne Engpässe in der Niederspannung zu verursachen. Zudem wird die Flexibilitätssnut-



zung für den Strommarkt oder Regelreservemärkte nicht eingeschränkt. Hierdurch kann künftig ein enormes Potenzial erschlossen werden.

2. Inc-Dec-Gaming bei Engpassmanagement mit Lasten kann mit Maßnahmen begegnet werden. Dies sollte durch umfassendes Monitoring in einer Pilotierungsphase überprüft und empirisch quantifiziert werden

Die zentralen Gründe sind (für weitere Details s. Studie [1]):

- In UK und Norwegen wurden Monitoringtools und Preisobergrenzen eingeführt. Ähnliches ist in Deutschland möglich.
- Die zeitliche Entkopplung von Geboten (Schritt 2) und dem Strommarkt erschwert die Prognostizierbarkeit des Engpasses.
- Niederspannungsflexibilitäten sind Verschiebelasten. Bei hohem Risiko des „Nicht-Abrufs“ durch Gaming-Verhalten besteht die Gefahr, den primären Nutzzweck („Fahren“, „Heizen“, ...) zu gefährden. Damit läuft der Vermarkter, für den die Flexibilitätsvermarktung ein nachrangiges Erlösfeld sein dürfte, Gefahr, seine Kunden für den primären Einsatzzweck am Strommarkt zu verlieren.
- Zusätzlich riskiert ein Aggregator durch Gaming-Verhalten einen Reputationsverlust und Sanktionen in einem eher konservativen Umfeld (privater Konsumenten).
- Der „hybride“ Ansatz zur Abwägung des Einsatzes von kosten- und marktbasierenden Potenzialen begrenzt überhöhte Gebote grundsätzlich. Der weiterbestehende kostenbasierte Redispatch setzt natürliche Preisobergrenzen.
- Die Risiken werden durch Marktvorgaben (REMIT, wie in anderen europäischen Ländern auch) und Sanktionsmechanismen weiter erhöht.
- Eine kritische Überprüfung, ob dies gemeinsam mit der Begrenzung durch die „Opportunität“ der kostenbasierten Erzeugungseinheiten im Redispatch hinreichend ist oder nicht, sollte in einer Pilotierungsphase umfassend überprüft werden.

Um die Hypothese der Beherrschbarkeit zu validieren, sollte in einer Pilotierungsphase ein umfassendes Monitoring des Verhaltens der Aggregatoren stattfinden.

Sollten keine nennenswerten Gaming-Muster oder entsprechende Verdachtsmomente nachweisbar sein, dürfte das Risiko eines marktverzerrenden bzw. missbräuchlichen Verhaltens bei Hochskalierung der Testpiloten gering bzw. beherrschbar sein. Wichtig ist ein fortlaufendes Monitoring zur Früherkennung von Inc-Dec-Gaming-Mustern, wie es in einigen umliegenden Ländern schon länger für marktbasierendes Redispatch mittels Kraftwerken aufgesetzt ist.

3. Engpassmanagement mit Lasten ist kompatibel mit dynamischen Stromtarifen sowie anderen aktuell grundsätzlich diskutierten Maßnahmen und Instrumenten und ist schneller verfügbar

Aktuell werden zahlreiche weitere Instrumente diskutiert. Nachfolgend werden verschiedene Instrumente kurz eingeordnet und aufgezeigt, dass die Kombination aus komplementärem marktbasierendem Redispatch und Hüllkurvenkonzept als Ausprägung von „Engpassmanagement mit Lasten“ unabhängig von den Diskussionen rund um diese Instrumente eingeführt werden kann und sollte.

Netzausbau. Auch wenn die Umsetzung des Netzausbaus noch mehrere Dekaden andauern wird, bleibt sie langfristig ein zentrales Mittel zur Adressierung von Engpässen. Gleichzeitig dürfte ein „Ausbau bis zur letzten Kilowattstunde“ insbesondere in einer Welt mit diversen flexiblen Lasten und erneuerbaren Energien mit entsprechenden Gleichzeitigkeiten unwirtschaftlich sein. Umgekehrt bietet die Nutzung der Flexibilität durch „Engpassmanagement mit Lasten“ ein enormes Potenzial und ist langfristig Teil der volkswirtschaftlich bestmöglichen Lösung.

Anreize durch Netzentgelte. Verschiedene Verordnungen und Impulse zur Reform der Netzentgeltstrukturen sind aktuell in der Diskussion. Im Industriebereich (vgl. BNetzA-Eckpunktepapier) verhindert die aktuelle Netzentgeltstruktur und Rabattierungslogik für energieintensive Industrien Anreize zur Anpassung an die volatile Erzeugung der erneuerbaren Energien. Eine Neugestaltung

ist daher zwingend geboten, kann allerdings durch technische und/oder betriebswirtschaftliche Restriktionen beschränkt sein. Bezüglich zeitvariabler Netzentgelte in der Niederspannung bietet der aktuelle Regelungsrahmen mit Modulen 3 aus § 14a EnWG erste pragmatische Elemente, die es zumindest erlauben, Erfahrungen zu Implementierung und Wirkung zu sammeln.

Eine höhere zeitliche Auflösung und/oder differenziertere Staffelung mit einer Anpassung an die tatsächlichen Netzsituationen, wie teilweise diskutiert („dynamische Netzentgelte“), bedarf allerdings eines (aus Autorensicht bisher nicht vorliegenden) spannungsebenenübergreifend koordinierten Ansatzes zwischen den Netzbetreibern und mit dynamischen Stromtarifen. Zudem ist die flächendeckende Umsetzung der technischen Voraussetzungen (Digitalisierung Verteilnetze, Smart-Meter-Rollout, Kommunikationsprozesse zwischen den Netzbetreibern) Bedingung. Entsprechend sollte hier zunächst auf einen mehrjährigen Erfahrungsgewinn mit § 14a und die Umsetzung der Voraussetzungen fokussiert werden. Darüber hinaus existiert keine Evidenz, dass die Nutzung im Netzbetrieb den Aufwand und die negativen Folgen für Kosten- und Erlösstabilität bei Kunden und Netzbetreibern übersteigt.

Die Notwendigkeit verbindlicher Instrumente wird unabhängig von der Einführung zeitvariabler Netzentgelte bestehen bleiben, da die Annahme einer netztechnisch dauerhaft verlässlichen und (voll-)umfänglichen Reaktion auf etwaige implizierte Preissignale in der Praxis unzutreffend ist und es immer zu kurzfristigen (Teil-)Abweichungen kommen wird (Prognosefehler etc.). Diese Herausforderungen werden durch das angestrebte (und wichtige) bi-direktionale Laden noch größer, sodass ein Fokus auf weiteren Instrumenten (wie dem Engpassmanagement für Lasten) geboten ist.

Unabhängig davon, zu welcher Einschätzung man hinsichtlich der Sinnhaftigkeit und Umsetzbarkeit der zuvor diskutierten Ansätze kommt, ist jedoch festzuhalten, dass das „Engpassmanagement mit Lasten“ mit all diesen Instrumenten kompatibel wäre.

Selbst wenn Vermarkter die Beschaffungsstrategie entsprechend modifizierter vorge-

lagerter Anreize und die Gebote im Engpassmanagement für Lasten automatisch anpassen würden, bleiben verlässliche Instrumente mit verbindlicher Steuerung(svorgabe) durch die Netzbetreiber weiterhin zwingend nötig. Hierzu sollte die rasche Umsetzung des (weiter zu entwickelnden) Redispatch 2.0 forciert werden. Der aktuelle Konsultationsprozess bietet hierzu die Basis der Weiterentwicklung anhand des Erfahrungsgewinns. Gemeinsam mit dem komplementären marktbasieren Redispatch und dem Hüllkurvenkonzept hätten Netzbetreiber so ein hinreichend umfangreiches Set an Instrumenten, welches eine weitere Erprobung anreizbasierter Instrumente ermöglicht.

4. Die Pilotierung muss schnellstmöglich auf die Flexibilitätsagenda und ist eine No-regret-Maßnahme

Die notwendigen Prozesse zur Umsetzung von marktbasierendem Redispatch mit integriertem Hüllkurvenkonzept sind umfangreich zu erproben. Für eine notwendige Pilotierungsphase sind entsprechende Vorlaufzeiten erforderlich. Daher besteht kurzfristiger Handlungsbedarf, damit das große Potenzial rechtzeitig nutzbar gemacht und Vorteilhaftigkeit sowie Umsetzbarkeit verifiziert werden können („Proof of Concept“ inklusive Nachweis des Umfangs der netztechnischen Wirksamkeit für die oberen Spannungsebenen sowie der Begrenzung von missbräuchlichem Verhalten).

Eine Pilotierung erlaubt, die neuen Prozesse umfassend zu erproben, bevor diese bedarfsgerecht ausgerollt werden. Basierend auf den im Rahmen von Redispatch 2.0 gesammelten Erfahrungen soll Gelegenheit gegeben werden, geeignete Ansätze zu erarbeiten und zu verfeinern, bevor diese flächendeckend eingeführt werden (müssen). Die Teilnahme an einer Pilotierung ist freiwillig und verspricht daher hohes Engagement bei allen Beteiligten. *Die notwendigen Kosten der Pilotierung im hinreichenden Ausmaß dürften im niedrigen siebenstelligen Bereich liegen. Diese Erprobung ist angesichts des immensen Einsparpotenzials im sieben- bis neunstelligen Bereich pro Jahr eine No-regret-Maßnahme und sollte regulatorisch ermöglicht werden.*

Selbst eine nicht erfolgreiche Pilotierungsphase wäre angesichts der Synergieeffekte mit der Einbindung der Niederspannungsflexibilität vertretbar. Neben Amprion, E.ON, TransnetBW und TenneT TSO haben bereits zahlreiche Vermarkter und Hersteller von Elektroautos, Wärmepumpen, Heimspeichern und Wallboxen großes Interesse an einer großskaligen Pilotierung bekundet. Zudem bestehen für einige Prozesse bereits erprobte Lösungen aus vorherigen (aber eher kleinteiligen und auf Einzelaspekte fokussierte) Demonstrationsprojekten [3]. Auf Marktseite bestehen zudem Erfahrungen mit der Umsetzung neuer Tarifstrukturen durch die Einführung dynamischer Stromtarife. *Statt weitere Jahre mit der „ex ante Beweisspflicht“ der Umsetzbarkeit eines marktbasieren Ansatzes zu verlieren, sollte Deutschland hier mutig voranschreiten, die Beweislast umkehren und in der Pilotierung prüfen, ob die Nachteile durch Gaming tatsächlich die Vorteile übertreffen. Dies würde eine echte Quantifizierung der Effekte hin zu einem volkswirtschaftlichen Optimum ermöglichen.*

Anmerkungen

- [1] S. Studie „Vorbereitung der Pilotierung des komplementären marktbasieren Engpassmanagements“; Blumberg et. al; 2024.
- [2] Der Vermarkter entscheidet über den Einsatz der Flexibilität durch seine Vermarktungsform.

- [3] Z.B. erfolgreiche Umsetzung des Abrufprozesses und der Prognose des Flexibilitätspotenzials einzelner Assets in ViFlex; VW Elli, Mitnetz und E-Bridge haben den Nachweis der Funktionsfähigkeit eines Hüllkurvenkonzepts in Vorprojekten erbracht.

*G. Blumberg, H. Schuster, H. Schwaeppe, E-Bridge Consulting, Bonn; A. Kießling, TenneT TSO, Bayreuth; M. Stobrawe, Amprion, Dortmund; D. Riemenschneider, E.ON, Essen; T. Weißbach, TransnetBW, Stuttgart
Kontakt: gblumberg@e-bridge.com*

Zentrale Aussagen dieses Artikels zum Engpassmanagement mit Lasten

- Engpassmanagement mit Lasten kann als Ergänzung zu Redispatch 2.0 funktionieren und ist vorteilhaft.
- Inc-Dec-Gaming bei Engpassmanagement mit Lasten kann mit Maßnahmen begegnet werden. Dies sollte durch umfassendes Monitoring in einer Pilotierungsphase überprüft und empirisch quantifiziert werden.
- Engpassmanagement mit Lasten ist kompatibel mit dynamischen Stromtarifen, mit anderen aktuell grundsätzlich diskutierten Maßnahmen und Instrumenten und ist schneller verfügbar.
- Die Pilotierung muss schnellstmöglich auf die Flexibilitätsagenda und ist eine No-regret-Maßnahme.

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE



www.ste-magazin.de

StE
Steuer der Energiewirtschaft

Im Online-Verbund mit
ewergie.de