



VISE

Virtuelles Institut Smart Energy

VISE Policy Brief

Q4 / 2018

Regionale Virtuelle Kraftwerke

Definitive Grundlagen und erste Erkenntnisse



Technology
Arts Sciences
TH Köln



Wuppertal
Institut



JÜLICH
Forschungszentrum

Autoren

Prof. Dr. Thorsten Schneiders (TH Köln)

PD Dr. Dietmar Lindenberger (ewi Energy Research & Scenarios)

Sascha Birk (TH Köln)

Johannes Fleer (Forschungszentrum Jülich)

Georg Holtz (Wuppertal Institut)

Samir Jeddi (ewi Energy Research & Scenarios)

Max Schönfisch (ewi Energy Research & Scenarios)

Kontakt



VISE

Virtuelles Institut Smart Energy

E-Mail: info@smart-energy.nrw

Website: www.smart-energy.nrw

Gefördert durch



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung



EFRE.NRW
Investitionen in Wachstum
und Beschäftigung

Kurzfassung

Mit der zunehmenden Erzeugung aus wetterabhängig einspeisenden Erneuerbaren Energien (EE) wird ein steigender Bedarf an Flexibilität im Stromsystem erwartet. Virtuelle Kraftwerke verfügen über die technischen Möglichkeiten, diesen steigenden Flexibilitätsbedarf durch die Bündelung dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbarer Verbraucher zu decken.

Ziel des Teilprojektes „Virtuelle Kraftwerke“ im Virtuellen Institut Smart Energy (VISE) ist es, neue digitale Geschäftsmodelle bei einer zunehmend dezentralen Energieversorgung zu identifizieren und zu analysieren. Vor diesem Hintergrund gilt es zunächst, die wesentlichen Definitionen und einen Analyseansatz zur Identifikation von Geschäftsmodellen zu erarbeiten. Darüber hinaus werden die technischen und marktseitigen Grundlagen aufgearbeitet, die für den Betrieb Virtueller Kraftwerke relevant sind.

Als *Virtuelles Kraftwerk* (VKW) wird der Zusammenschluss mehrerer dezentraler Anlagen im Stromnetz bezeichnet, die über ein zentrales Leitsystem gesteuert werden. Zu den in einem VKW zusammengeschlossenen Anlagen zählen vollständig regelbare sowie wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten. Neben den Technologien, die bereits heute in VKWs zum Einsatz kommen, liegt der Fokus dieses Projekts insbesondere auf solchen Technologien, die auf der Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossen sind und (erst) perspektivisch unter gegebenen Randbedingungen in VKW eingebunden werden können. Dies sind zum Beispiel Wärmepumpen, Ladestationen für batteriebetriebene Elektrofahrzeuge oder Heimspeicher. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen ermöglichen deren Einbindung bereits. Für die intelligente Vernetzung dieser kleinteiligen Anlagen hat sich bisher allerdings noch kein technischer Standard etabliert.

In Zukunft ist mit einer (weiteren) Zunahme des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem zu rechnen. Die Treiber hierfür sind steilere Residuallastgradienten, die zunehmende Prognoseunsicherheit des Leistungsgleichgewichts im Energiesystem sowie mehr Engpässe im Stromnetz.

Geschäftsmodelle nutzen die Fähigkeiten eines VKW, um einen Nutzen zu generieren, der über geeignete Produkte und Dienstleistungen den entsprechenden Bedarf eines Kunden deckt. Ein VKW ermöglicht es, kurzfristig Leistung einzuspeisen oder zu entnehmen. So kann zum Beispiel Regelleistung bereitgestellt werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, gesicherte Leistung über einen vorher festgelegten Zeitraum bereitzustellen. Im heutigen Marktdesign ist dies insbesondere für den Handel am Spotmarkt relevant. In Zukunft könnten auch mit dem ortsveränderlichen Einsatz von Erzeugung und Last Erlöse generiert werden, falls bspw. ein marktbasierendes Engpassmanagement eingeführt wird.

Neue digitale Geschäftsmodelle für regionale Virtuelle Kraftwerke

1 Virtuelle Kraftwerke

Als *Virtuelles Kraftwerk* (VKW) wird der Zusammenschluss mehrerer dezentraler Anlagen im Stromnetz bezeichnet, die über ein zentrales Leitsystem gesteuert werden. Diese dezentralen Anlagen werden als *Komponenten* des VKW bezeichnet. Das Leitsystem koordiniert mithilfe der entsprechenden Infrastruktur von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) den Einsatz der einzelnen Anlagen. Es ermöglicht die gesicherte Einspeisung oder Entnahme elektrischer Leistung über einen bestimmten Zeitraum und damit die Vermarktung von Strom und Systemdienstleistungen. Als *regionales VKW* (RVKW) wird im Rahmen dieses Projekts ein VKW definiert, dessen Komponenten (ausschließlich) auf der Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossen sind. Die Komponenten eines VKW lassen sich in die vier Kategorien 1) vollständig regelbare Erzeugungsanlagen, 2) wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen, 3) Speicher und 4) regelbare Lasten einteilen. Jede dieser Technologiegruppen hat spezifische Charakteristika, die in einem Geschäftsmodell eines VKW berücksichtigt werden müssen.

Vollständig regelbare Erzeugungsanlagen basieren in der Regel auf einem Verbrennungsprozess, durch den ein Motor oder eine Turbine betrieben und schließlich über einen Generator elektrischer Strom erzeugt wird. Als Brennstoff können konventionelle oder regenerativ erzeugte Energieträger genutzt werden. Diese Anlagen können üblicherweise über einen weiten Leistungsbereich stufenlos geregelt werden; zumeist verringert sich jedoch der Wirkungsgrad im Teillastbereich.

Wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen, d.h. Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), erzeugen Strom abhängig von der Windgeschwindigkeit bzw. der solaren Einstrahlung. Jede dieser Erzeugungsanlagen hat eine konstruktiv bedingte Nennleistung, ihre tatsächliche Einspeiseleistung lässt sich jedoch nur bis zu einer bestimmten Genauigkeit prognostizieren. Darüber hinaus ist eine Drosselung bzw. die vollständige Abschaltung dieser Anlagen möglich.

Speicher bieten die Möglichkeit, Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich voneinander zu entkoppeln. Sie sind in erster Linie durch ihre Speicherkapazität und ihre Nennleistung charakterisiert. Für einen effizienten Speichereinsatz ist eine der Anwendung angepasste Betriebsstrategie mit entsprechendem Ladestandsmanagement erforderlich. Da jeder Speichervorgang Energieverluste verursacht, ist eine direkte Nutzung erzeugter Energie, sofern möglich, in der Regel vorzuziehen.

Regelbare Lasten erlauben die zeitliche Verschiebung von Stromverbrauch. Die verschiebbare Energiemenge und der zeitliche Horizont der Verschiebung hängen jeweils von der Art der Last ab.

Definition

Vollständig regelbare Erzeugungsanlagen

Wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen

Speicher

Regelbare Lasten

2 Flexibilitätsbedarf im Stromsystem

In Anlehnung an die Definition von Eurelectric definieren wir die Flexibilität einer Anlage bzw. eines VKW als die zielgerichtete Veränderung von Stromeinspeisung oder Stromentnahme in Reaktion auf ein äußeres Preis- oder Steuerungssignal. Der Bedarf an Flexibilität hat unterschiedliche Ursachen. Die Differenzierung dieser Ursachen hilft bei der Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs. Es lassen sich drei Treiber von Flexibilitätsbedarf identifizieren:

Zum einen ergibt er sich aus den *Gradienten der Residuallast*, d.h. der Gesamtlast abzüglich der Einspeisung erneuerbarer Energien (EE). Durch den steigenden EE-Anteil erhöht sich die Volatilität der Residuallast. Dies führt zu einem Anstieg des technischen Anspruchs im Stromsystem. Dabei wirkt die geografische Ausbreitung des zugrundeliegenden Verbundsystems diesem Anstieg entgegen. Dies gilt insbesondere bei einer hohen Einspeisung durch WEA, da Ausgleichseffekte auftreten, die aus der geringeren Gleichzeitigkeit der Erzeugung in geografisch verteilten WEA resultieren.

Ein weiterer Treiber ist die *Stochastizität* des Leistungsgleichgewichts im Energiesystem. Prognoseunsicherheiten resultieren aus dem Darangebot wetterabhängiger EE, der Stromnachfrage sowie der Zuverlässigkeit des Kraftwerksparks. Ein steigender Anteil wetterabhängiger EE erhöht tendenziell die Stochastizität der Residuallast. Dies kann jedoch durch andere Entwicklungen, insbesondere durch eine verbesserte Prognosegüte, ausgeglichen werden. Trotz des potentiell fortschreitenden Anstiegs der Prognosegüte ist aufgrund eines unsystematischen stochastischen Rests in der langen Frist ein Anstieg der Stochastizität zu erwarten.

Lokale Netzengpässe können zu einem Anstieg des Flexibilitätsbedarfs an den betroffenen Netzknoten führen. Tritt ein Netzengpass auf, müssen die Ein- bzw. Ausspeisung vor und hinter dem Engpass angepasst werden. Die Kosten für das Engpassmanagement sind in der Vergangenheit stark gestiegen und resultieren größtenteils aus Engpässen im Übertragungsnetz. Bei einer Verzögerung des Netzausbaus wird eine weitere Zunahme dieser Engpassmanagementmaßnahmen prognostiziert. Darüber hinaus könnte die Elektrifizierung des Transport- und Wärmesektors zu mehr Netzengpässen im Verteilnetz führen.

Flexibilität im
Kontext des
Stromsystems

Gradient der Re-
siduallast

Stochastizität

Lokale Netzeng-
pässe

3 Auswirkungen eines steigenden Flexibilitätsbedarfs auf die Erlösmöglichkeiten von Virtuellen Kraftwerken

Die Zunahme der Stochastizität von Einspeisung und Last führt zu einer höheren Aktivität auf kurzfristigen Märkten wie dem Intraday-Markt. Der Prognosefehler nimmt mit sinkender Vorlaufzeit zum Lieferzeitpunkt ab, sodass Marktakteure im kontinuierlichen Intraday-Handel auf die veränderte Informationslage reagieren können. Zudem ermöglicht der im Dezember 2014 eingeführte Handel mit 15-Minuten-Kontrakten eine flexiblere Anpassung an kurzfristig auftretende Fahrplanabweichungen.

Weiterhin beeinflusst die Stochastizität des Leistungsgleichgewichts den Bedarf an Regelleistung, die für den kurzfristigen Ausgleich zwischen Ein- und Ausspeisung eingesetzt wird. Da eine gestiegene Stromproduktion durch EE die Unsicherheit erhöht, wird vermutet, dass der benötigte kurzfristige Ausgleich durch Regelleistung zunimmt. Faktisch ist der Bedarf an Regelleistung in Deutschland zwischen 2008 und 2014 jedoch gesunken und seit 2014 auf einem relativ konstanten Niveau verblieben. Dies kann u.a. durch einen verringerten Prognosefehler infolge der gesenkten Vorlaufzeit und geänderten Kontraktlänge am Intraday-Markt begründet werden. Die Zunahme der installierten Kapazitäten von EE ist mit einem größeren Handelsvolumen auf dem Intraday-Markt positiv korreliert. Weiterhin führt der 2010 geschlossene Netzregelverbund dazu, dass der Regelleistungsbedarf sinkt. Denn die Bilanzkreisverknüpfung der ÜNB ermöglicht es, effizienter zum Regelleistungsausgleich über die Bilanzkreise hinaus zu kooperieren.

Das Engpassmanagement (Redispatch und Einspeisemanagement) ist in Deutschland administrativ geregelt. Die Bereitstellung von Flexibilität zur Vermeidung von Netzüberlastungen ist nach §13a Abs. 1 EnWG für alle Erzeugungsanlagen und Speichereinheiten mit einer Leistung größer 10 MW verpflichtend. Die Erzeugungsanlagen werden für die Bereitstellung lokaler Flexibilität kostenbasiert kompensiert. Demnach ist die Vergütung der Flexibilität so ausgestaltet, dass sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt (§ 13a Abs. 2 EnWG) und durch die Bereitstellung von lokaler Flexibilität keine Gewinne erzielt werden können. Der aktuelle Regulierungsrahmen des Engpassmanagements setzt daher keine wirtschaftlichen Anreize für die lokale Flexibilitätsbereitstellung. Eine Alternative zum bestehenden Koordinationsmechanismus könnte die Einführung eines marktbasiereten Engpassmanagements sein.

Erhöhte Aktivität auf dem Intraday-Markt

Bisher keine Zunahme des Regelleistungsbedarfs

Bisher keine monetären Anreize für Engpassmanagement

4 Einbindung von Verbrauchern und Erzeugern auf Haushaltsebene in Virtuelle Kraftwerke

Für die Einbindung in ein VKW stehen derzeit bzw. potenziell verschiedene Technologien auf Haushaltsebene zur Verfügung.

Li-Ionen-Speichersysteme werden meist für die Erhöhung des Eigenverbrauchs von Energie aus PV-Anlagen genutzt. Heimspeicher sind derzeit trotz einer Förderung durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) nur unter bestimmten Bedingungen für die Betreiber wirtschaftlich. Doch die Preise für Batteriespeicher fallen, sodass diese voraussichtlich wirtschaftlicher werden und das Marktvolumen an Heimspeichern größer wird.

Lithium-Ionen-Batterien

Wärmepumpen nutzen elektrische Energie, um die Umgebungswärme auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen. Wärmepumpen können als steuerbare Verbrauchseinrichtung ebenso wie Nachtspeicherheizungen über einen gesonderten Zähler abgerechnet werden. Die Einbindung in ein VKW ist hier bereits heute denkbar.

Elektrische Wärmepumpen

Als eine der wenigen vollständig regelbaren Erzeugungsanlagen auf Haushaltsebene stehen *Blockheizkraftwerke (BHKWs)* zur Verfügung. Als Richtgröße für den Betrieb gilt in den meisten Fällen der Wärmebedarf des zu versorgenden Objektes. Bei dieser wärmegeführten Betriebsweise ist die erzeugte elektrische Energie ein Nebenprodukt. Zur Flexibilisierung der Stromerzeugung ist ein thermischer Speicher nötig. Da für den wirtschaftlichen Betrieb ein ausreichend großer Wärmebedarf nötig ist, werden BHKWs vor allem für größere Objekte bzw. für Quartierslösungen eingesetzt.

Blockheizkraftwerke

Auch die technischen Voraussetzungen für die Nutzung von *Ladestationen von Elektrofahrzeugen* für Lastmanagement sind schon heute gegeben. Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen erlauben es, Ladestationen über einen separaten Zählpunkt ans Netz anzuschließen und dem Energieversorger - durch den Anreiz reduzierter Netzentgelte - eine Einflussnahme auf die Ladeeinrichtung zu ermöglichen.

Ladestationen für Elektrofahrzeuge

Für die *Vernetzung* von Anlagen auf der Haushaltsebene gibt es derzeit am Markt verschiedene Lösungen, die von leitungsgebundenen Lösungen über spezielle Kommunikationsleitungen bis hin zu unterschiedlichen funkbasierten Ansätzen reichen. Bisher hat sich noch kein Standard durchgesetzt. Eine Lösung für eine Interoperabilität zwischen diesen Ansätzen ist ein zentraler Controller, der unterschiedliche Standards unterstützt.

Vernetzung und Steuerung

5 Geschäftsmodelle für VKW

Im Rahmen der Geschäftsmodellentwicklung wird untersucht, welche Möglichkeiten sich durch einen steigenden Flexibilitätsbedarf sowie durch die in Zukunft erschließbaren Flexibilitätsoptionen für VKW ergeben. Es lassen sich vier Analysekategorien feststellen, die in ihrem Zusammenspiel ein Geschäftsmodell definieren. Dazu gehören die Kategorien 1) *Kunden und Partner*, 2) *Leistungen und Nutzen*, 3) *Wertschöpfung* und 4) *Kosten und Umsätze*. An dieser Stelle wird der Fokus auf die Kategorien *Leistungen und Nutzen* und *Wertschöpfung* gelegt.

In der Kategorie *Leistungen und Nutzen* werden der Bedarf der Kunden, der dem Bedarf gegenüberstehende Nutzen, den das VKW stiftet, und die dafür zu erbringenden Produkte und Dienstleistungen erfasst. Der Flexibilitätsbedarf des Gesamtsystems wird dem VKW gegenüber letztendlich über verschiedene Koordinationsmechanismen vermittelt. Die Eigenschaften der dabei gehandelten Produkte sind zumeist durch die Regularien des Marktes festgelegt, auf dem das Produkt gehandelt wird. Zusätzlich können bilaterale Verträge abgeschlossen werden, in denen Produkte oder Dienstleistungen definiert werden. Dadurch ergibt sich ein großes Spektrum unterschiedlicher Produkte und Dienstleistungen.

Die Kategorie *Wertschöpfung* ist der Kern eines Geschäftsmodells und beschreibt, wie aus vorhandenen Ressourcen und Fähigkeiten ein Nutzen mit höherem Geldwert generiert wird. Die Ressourcen des VKW stellen die einzelnen Komponenten dar, die in das Kraftwerk eingebunden sind. Die technischen Möglichkeiten regionaler VKW resultieren aus der spezifischen Zusammenstellung und geographischen Verteilung ihrer Komponenten. Zu den Kernfähigkeiten eines VKW gehört vor allem die kurzfristige veränderliche Einspeisung/Entnahme von Leistung, was beispielsweise die Bereitstellung von Regelleistung ermöglicht. Darüber hinaus bietet sich auch die Möglichkeit, über das Zusammenschalten unterschiedlicher Erzeuger und Verbraucher mit unterschiedlichen Ein- und Ausspeiseprofilen gesicherte Leistung bereitzustellen und diese an Kunden zu vermarkten. Dies stellt insbesondere dann eine Herausforderung dar, wenn wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen in das VKW eingebunden sind. Das VKW verarbeitet die Residuallastgradienten und Prognosefehler, die aus der Nutzung wetterabhängiger EE entstehen (in diesem Fall intern), und gibt ihn nicht an das Gesamtsystem weiter. Im heutigen Marktdesign ist diese Kernfähigkeit insbesondere für den Handel am Spotmarkt relevant, da bei Abweichungen vom Fahrplan die Gefahr besteht, dass im Bilanzkreis des VKW Kosten für Ausgleichsenergie entstehen. In Zukunft könnten auch mit dem ortsveränderlichen Einsatz von Erzeugung und Last Erlöse generiert werden, wenn hierfür monetäre Anreizsysteme entwickelt werden.

Definition eines Geschäftsmodells

Leistung und Nutzen

Wertschöpfung

6 Ausblick

Dieser Artikel skizziert die Definitionen und den Analyseansatz, die den Grundstein für die weiteren Arbeiten im Teilprojekt „Virtuelle Kraftwerke“ des VISE bilden. Ziel des bis 2020 laufenden Forschungsprojektes ist es, neue digitale Geschäftsmodelle für regionale VKW bei einer zunehmend dezentralen Energieversorgung zu identifizieren und zu analysieren. Dementsprechend liegt der Fokus hauptsächlich auf Anlagen und Verbrauchern, die an ein Verteilnetz angeschlossen sind. Im Rahmen des Projekts werden geeignete VKW-Konfigurationen definiert. Anschließend werden potenzielle Erlösströme unter Berücksichtigung möglicher zukünftiger Entwicklungspfade des Energiesystems, des regulatorischen Rahmens und des Marktdesigns identifiziert. Darauf basierende Geschäftsmodelle werden untersucht und auf ihre Robustheit geprüft. Hierbei kommen diverse Simulations- und Optimierungsmodelle der einzelnen Partnerinstitute zum Einsatz, welche die technischen Komponenten des VKW, das lokale Verteilnetz, den europäischen Strommarkt sowie die Kraftwerkseinsatzplanung abbilden.

7 Literaturverweis

Fraunhofer IWES, Energy Brainpool, Strommarkt-Flexibilisierung: Hemmnisse und Lösungskonzepte, 2015.

Eurelectric, Flexibility and Aggregation Requirements for their interaction in the market. A Eurelectric Paper, 2014.

F. Borggrefe, K. Neuhoff, Balancing and intraday market design: Options for wind integration, DIW Discussion Papers, No. 1162 (2011).

Fraunhofer IWES, Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherspeichern und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, 2010, abrufbar unter: http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf (Zugriff am 14 September 2018).

Bundesnetzagentur, Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität, 2017, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, 2018, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf;jsessionid=9BDEA66DB78CBA695E5F2B087990B892?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff am 14 September 2018).

Agora, Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen, 2017, abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf (Zugriff am 14 September 2018).

S.M. Braun, C. Brunner, Price Sensitivity of Hourly Day-ahead and Quarter-hourly Intraday Auctions in Germany, Zeitschrift für Energiewirtschaft 42 (2018) 257–270.

L. Hirth, I. Ziegenhagen, Balancing power and variable renewables: Three links, Renewable and Sustainable Energy Reviews 50 (2015) 1035–1051.

F. Ocker, K.-M. Erhardt, The “German Paradox” in the balancing power markets, Renewable and Sustainable Energy Reviews 67 (2016) 892–898.

VDI, Regenerative Energien: VDI-Statusreport März 2018, 2018.

N. Krzikalla, S. Achner, S. Brühl, Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, Ponte Press, 2013.

dena, Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Berlin, 2018.

P. Stähler, Geschäftsmodelle in der digitalen Ökonomie. Merkmale, Strategien und Auswirkungen, Josef Eul Verlag, 2002.

D.R.A. Schallmo, Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren, Springer Berlin Heidelberg, 2013.

Energy Brainpool, Power Purchase Agreements Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, TH Köln.

BNE, Flexibilitätsvermarktung im deutschen Strommarkt - Die Rolle von Aggregatoren und integrierten Flexibilitätsvermarktern, 2015.

José Villar, Ricardo Bessa, Manuel Matos, Flexibility products and markets: Literature review, Electric Power Systems Research 154 (2018) 329–340.