

Energiewaben - Regionale Energieversorgung der Großregion

Vertrag Nr. 016-02-05-059

Aktion 5: Rechtliche, regulatorische, technische und marktliche Rahmenbedingungen

Teil 2: Virtuelle Kraftwerke und Smart Grids

Fördergeber:	Interreg VA Großregion
Akronym:	EnergiewabenGR
Federführender Begünstigter:	IZES gGmbH - Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
Projektkonsortium:	Stadtwerke Trier AöR, Usine d'électricité de Metz, Ministerium der Deutschsprachige Gemeinschaft, Courant d'Air, COCITER - Comptoir Citoyen des Energies, Ville de Remich, Eida
Strategische Partner:	Hochschule Trier, REScoop.eu, Stadtwerke Saarbrücken Consulting GmbH, VSE Verteilnetz GmbH, Université de Liège, Westnetz GmbH, URM, Alternative Energy Consulting & Technologies, Cluster TWEED, Luxinnovation, Sudstrom
Projektdauer:	01.11.2016 – 30.09.2019
Version (Entwurf)	1.0
Stand:	April 2019
Autor*innen:	Barbara Dröschel, Juri Horst, IZES gGmbH

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	3
2	Einleitung	5
3	Das Wabenkonzept.....	6
4	Das Verständnis von Virtuellen Kraftwerken und Smart Grids in den Ländern der Großregion	9
4.1	Intelligente (Verteil)Netze und dezentrale Ressourcen aus Sicht der EU.....	9
4.2	Verständnis in Deutschland.....	11
4.3	Verständnis in Frankreich.....	11
4.4	Verständnis in Belgien.....	12
4.5	Verständnis in Luxemburg.....	13
4.6	Definitionen innerhalb der GR und Vergleich mit der Energiewabe.....	14
5	Ableitung von Definitionen für das Projekt	15
6	Literaturverzeichnis	17

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematische Darstellung der Energiewabe (Quelle: eigene Darstellung).....	7
Abbildung 2:	Modell eines intelligenten Netzes und der darin integrierten Ressourcen von CREOS (2019).....	13

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Zusammenschau der Inhalte der Definitionen zu Smart Grid und virtuellem Kraftwerk aus den jeweiligen nationalen Sichten	14
------------	---	----

1 Zusammenfassung

Nach dem Willen der Europäischen Union (EU), soll in ganz Europa ein Stromsystem entstehen, in dem Strom frei und grenzüberschreitend gehandelt werden und fließen kann. Ein solches System ist nach Ansicht der EU der beste Garant für einen freien Markt, auf dem die Kunden von besten Strompreisen und hoher Versorgungssicherheit profitieren. Außerdem sollen auf diese Art auch große Mengen an erneuerbaren Energien integriert werden können. Hierzu müssen jedoch Strommarkt und Stromsystem in Europa grundlegend neu gestaltet werden. Eine Annäherung an diese Thematik erfolgt in Kap. 2.

Das Projekt „Energiewaben“ will hierzu einen Diskussionsbeitrag speziell für den Grenzraum SaarLorLux Wallonie Rheinland-Pfalz (Großregion) leisten. Bei den - zunächst virtuellen - Waben handelt es sich um abgegrenzte Regionen, die sich wie Bilanzkreise zusammensetzen und innerhalb dieser Grenzen selbst optimieren. Diese sollen Prognosefehler bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) bilanziell ausgleichen, so dass ein möglichst hoher Anteil an fEE in der Wabe selbst verbraucht oder mit anderen Waben ausgetauscht werden kann. Wie dies genau erfolgen kann, ist in Kap. 3 näher beschrieben.

Um einen (bilanziellen) Ausgleich bzw. Austausch zu erreichen bedarf es unter anderem virtueller Kraftwerke (VK) und Smart Grids (SG). Durch die Kommunikation eines intelligenten Netzes mit einem Energy Management Control System (EMCS) können diesem Echtzeitdaten von Netzknotenpunkten und Zustandsinformationen zum Netz übermittelt werden. Mithilfe dieser Daten können die VK durch das EMCS optimiert gesteuert werden, um Stromerzeugung und –verbrauch auszuregulieren und in ein Gleichgewicht zu bringen. Dabei soll jedoch keine direkte Verbindung zwischen dem Betreiber des SG und dem Betreiber des VK, meist ein lokaler oder regionaler Stromversorger, bestehen. Dies ist seit der Liberalisierung des Strommarkts in Europa gesetzlich festgeschrieben. In den Ländern der Großregion wie auch aktuell noch auf EU-Ebene gibt es jedoch kein einheitliches Verständnis zu VK. Die Unterschiede und Gemeinsamkeiten von VK in der GR werden im Kap. 4 näher betrachtet. Eine Zusammenfassung und Bewertung in Bezug auf das Wabenkonzept finden sich am Ende des Kapitels (Kap. 4.6).

Im letzten Kapitel (Kap. 5) wird sodann eine Definition versucht, die die unterschiedlichen Ansätze zu VK und SG in der GR und auf europäischer Ebene vereint, und damit das Wabenkonzept in einem grenzüberschreitenden Raum verortet.

Als Ergebnis dieses Kurzberichts kann festgehalten werden, dass die Umsetzung von virtuellen Kraftwerken und intelligenten Netzen (Smart Grids) in der Großregion bereits jetzt möglich ist. Einige Länder bzw. Regionen der GR verfügen auch bereits über VK. Damit kann das hier vorgeschlagene Wabenkonzept prinzipiell in allen Ländern der GR umgesetzt werden. Ein grenzüberschreitender Stromaustausch auf Ebene der Verteilnetze ist derzeit allerdings nicht möglich. Zum einen fehlt hierzu die erforderliche Infrastruktur, zum anderen ist aber auch der europäische Rechtsrahmen zu dieser Thematik noch unvollständig. Mit Verabschiedung einer neuen Verordnung für den europäischen Strommarkt könnte sich dies ändern.

2 Einleitung

Die Energieunion, wie sie die Europäische Kommission (EK) anstrebt, soll möglichst ohne technische oder regulatorische Barrieren auskommen und die Voraussetzungen schaffen, dass Energie in der EU grenzübergreifend frei fließen kann. Nur dann können nach Ansicht der Europäischen Kommission (2016) Energieversorger frei konkurrieren, die besten Energiepreise anbieten und Europa sein Potenzial an erneuerbaren Energien voll ausschöpfen. Um die Ziele der Energieunion der EU zu erreichen, bedarf es einer grundlegenden Umgestaltung des europäischen Stromsystems, einschließlich der Neugestaltung des europäischen Strommarktes.

Angekündigt mit der Verabschiedung des Programms „Saubere Energie für alle Europäer“ im Winter 2016, daher auch als „Winterpaket“ bezeichnet, aktualisiert die EU derzeit ihren energiepolitischen Rahmen, um den Übergang zu sauberer Energie zu erleichtern und die Union für das 21. Jahrhundert fit zu machen. Die Verhandlungen über alle Aspekte des neuen energiepolitischen Rechtsrahmens sind inzwischen abgeschlossen, und es wird erwartet, dass alle neuen Regeln in den ersten Monaten des Jahres 2019 formell verabschiedet werden. Die Europäische Kommission (2016) sieht im Abschluss dieser Änderungen einen wichtigen Schritt zur Schaffung der Energieunion und zur Erfüllung der Verpflichtungen der EU aus dem Pariser Abkommen. So erwartet sie durch diese Politiken weitere CO₂-Emissionsminderungen um 5 %-Punkte auf insgesamt 45 % bis 2030. (Europäische Kommission 2016)

Ein weiterer Teil des Winter-Pakets zielt darauf ab, den EU-Strombinnenhandel flexibler und marktorientierter zu gestalten und in die Lage zu versetzen, mittel- und langfristig einen größeren Anteil an erneuerbaren Energien zu integrieren. Die Errichtung virtueller Kraftwerke soll dabei zur Diversifizierung der Anbieter und damit zu mehr Wettbewerb führen (Europäische Kommission 23.02.2017, S. 47). Hierdurch sollen Verbraucher, die ebenfalls im Mittelpunkt des Winterpakets stehen, mehr Wahlmöglichkeiten bei der Versorgung erhalten. Auch Prosumer-Aktivitäten - gemeint ist hiermit die Eigenerzeugung von Strom mittels erneuerbarer Energien, dessen Verbrauch und/oder die Einspeisung in das öffentliche Netz – sollen gestärkt werden. Zudem sollen Anreize zum weiteren Netzausbau Preissignale sicherstellen, die Stromflüsse dorthin leiten, wo sie am dringendsten benötigt werden und dies, auch grenzüberschreitend. (Europäische Kommission 2016)

Die Kommission sieht ebenfalls Intelligente Netze – sogenannte Smart Grids – zur Weiterentwicklung des Strombinnenmarktes als wichtig an. Mit ihrer Hilfe können Netzbetreiber durch die Kombination von Informationen über den Energiebedarf mit Wettervorhersagen die Integration erneuerbarer Energien in das Netz besser planen und ihre Netze ausbalancieren. (Europäische Kommission 2019)

Im Rahmen des Programms wurden bereits drei Richtlinien und eine Verordnung erlassen, die der rationellen Verwendung von Energie, dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und der Umsetzung der Energiewende allgemein gewidmet sind. Die Verabschiedung von neuen Marktregeln steht neben weiteren Richtlinien rund um das Elektrizitätssystem noch aus.

Ein Konzept, welches die Integration von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien maximieren will, Prosumer integriert, lokale Potenziale hebt, zur Netzstabilität beitragen kann sowie grenzüberschreitend angelegt ist, müsste demnach die Ziele der Energie-Union der EK voll unterstützen. Die Energiewabe bietet einen derartigen Ansatz.

In einem Punkt geht das Wabenkonzept jedoch deutlich über die Vorschläge der EK hinaus. Diese sehen grundsätzlich keine grenzüberschreitende Zusammenarbeit von VNB aus unterschiedlichen Ländern vor. Allerdings sollen „Barrieren“ im grenzüberschreitenden Stromhandel vermieden werden (Europäische Kommission (23.02.2017), Art. 3, g), was evtl. als Hebel für die Umsetzung grenzüberschreitender Aktivitäten im Sinne des Energiewabenkonzepts genutzt werden könnte.

3 Das Wabenkonzept

Das Forschungsvorhaben entwickelt im Rahmen des Interreg V A- Projekts „Energiewaben - Regionale Energieversorgung der Großregion“ das Konzept sog. Energiewaben und überprüft deren Übertragbarkeit auf die Länder/Regionen der Großregion.

Die Wabe selbst stellt eine räumlich abgegrenzte, aber nicht vom öffentlichen Stromnetz losgelöste Region dar, die Differenzen (Prognosefehler) in ihrer Handelsbilanz mit Hilfe eines virtuellen Kraftwerks ausgleicht.¹

Das Ziel ist dabei, die Versorgung aus fEE zu maximieren und deren Abregelung möglichst zu vermeiden. Zu diesem Zweck werden nicht nur Stromerzeugungsanlagen, sondern auch verschiedene flexible Verbraucher gesteuert, wobei die Versorgungssicherheit auch weiterhin gewährleistet bleibt. Die positive Wirkung kann durch die Einbindung eines Smart Grids (SG) unterstützt werden, indem das SG kritische Lastsituationen an eine Leitstelle meldet und diese bei der Optimierung zugleich die problematische Netzsituation auflöst.

Insgesamt soll ein möglichst hoher Anteil an fEE in der Wabe selbst verbraucht werden. Ist dies zu bestimmten Zeiten nicht möglich, so soll der „überschüssige“ Strom an Nachbarwaben, auch grenzüberschreitend, weitergegeben werden können.

¹ Prognosefehler sind die Differenz zwischen dem prognostizierten Wert und dem tatsächlich eingetroffenen Wert. Er ist nur im Nachhinein bestimmbar. Die Prognosefehler treten sowohl hinsichtlich der Erzeugung aus fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien wie auch beim Verbrauch auf. Die daraus resultierende letztendliche Abweichung zwischen Erzeugung – unter Berücksichtigung weiterer geplanter Erzeugung und Stromhandel - und Verbrauch wird im Wabenkonzept als Prognosefehler verstanden

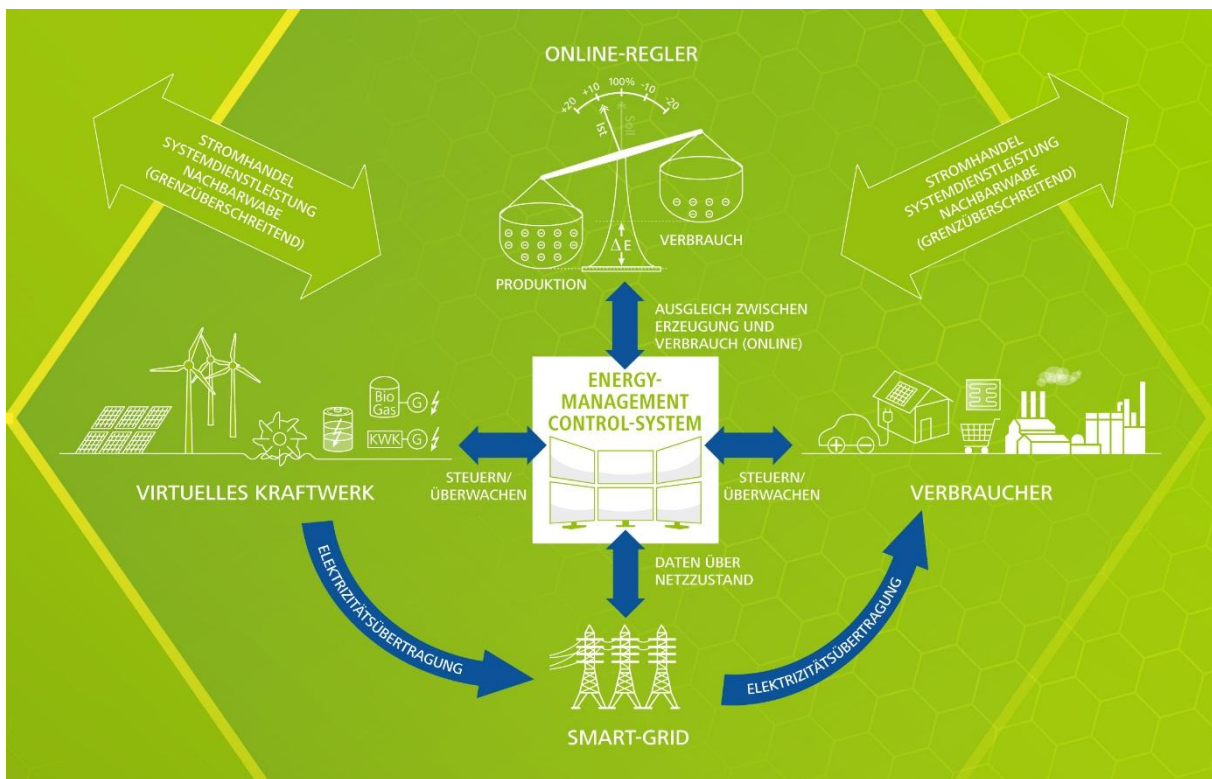


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Energiewabe (Quelle: eigene Darstellung)

In Abbildung 1 sind auf der linken Seite alle Erzeugungseinheiten der Wabe dargestellt, auf der rechten Seite finden sich die Verbraucher. Der Zustand all dieser „Technischen Einheiten“ wird über eine Leitzentrale (Energy Management Control System) überwacht und bei Bedarf gesteuert. Ein Smart Grid dient in einer Energiewabe als Energie-Übertragungsmedium, welches mithilfe einer geeigneten Software Netzzustände an das EMCS kommuniziert. Der sog. Online-Regler (oben in der Grafik) sorgt für den kurzfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Hierbei kann es sich um ein beliebiges, hochflexibles Speichermedium handeln. Allerdings wird dieses nicht marktorientiert gesteuert, sondern orientiert sich an dem durch die fEE in der Wabe hervorgerufenen Ausgleichsbedarf gegenüber der letzten fahrplanrelevanten Prognose. Die über die Wabengrenze hinausweisenden dicken grünen Pfeile symbolisieren den Austausch mit anderen Waben, auch jenseits einer Landesgrenze. Jede Wabe für sich stellt ein virtuelles Kraftwerk auf Verteilnetzebene dar.

Im Projekt wurden vier virtuelle Energiewaben, jeweils in Metz (F), Ostbelgien (B), Remich (L) und Trier (D), gebildet. Jede Wabe wird als eigenständiger Bilanzkreis angesehen und bleibt in das Stromnetz eingebunden, mit dem Fehl- und Überschussmengen auch weiterhin ausgetauscht werden können.

In jeder der vier Waben finden sich unterschiedliche technische Einheiten in unterschiedlicher Gewichtung. Auch die für jede Wabe geplanten Online-Regler unterscheiden sich. In Metz und Remich z.B. existiert ein Nahwärmenetz, das als Speichermedium und Online-Regler genutzt werden soll. In Ostbelgien hingegen werden Batterien und eine Power to Gas-Anlage als Online-Regler eingesetzt. Die

Wabe Trier nimmt ein Pumpspeicherkraftwerk als Online-Regler an. Auch der Anteil an fEE ist in jeder Wabe unterschiedlich: Remich und Metz haben aktuell im Vergleich zu Trier und Ostbelgien einen vergleichsweise niedrigen Anteil an fEE.

Alle vier Waben werden im Projektverlauf in ihrer möglichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 simuliert. Als Basis für die Simulationen werden historische Daten der betrachteten Anlagen und Verbraucher über die Jahre 2012 bis 2014 herangezogen. Deren Lastgänge werden in 15 Minuten-Schritten in ein eigens für das Projekt entwickeltes Energie- und Bilanzkreismanagement übertragen und in das vorhandene Leitsystem integriert. Für die Zukunftsszenarien mit den Stützjahren 2020, 2025 und 2030 werden gleichfalls Lastgänge in 15 minütiger Auflösung erzeugt.

Die Simulation der Waben soll Erkenntnisse darüber erbringen, wie sich der weitere Zubau an fEE auf die physische lokale Stromversorgung und deren optimierte Steuerung wie auch auf die Grenzregion durch bilateralen Austausch auswirkt. Dabei geht es zunächst nicht um einen physischen Stromaustausch, sondern um den bilanziellen Ausgleich innerhalb jeder einzelnen Wabe und im Austausch mit den anderen Waben. Das bedeutet, Strom aus fEE soll bilanziell in größtmöglichen Mengen dort verbraucht werden, wo er erzeugt wird, um so den physischen Austausch mit höheren Netzebenen zu verringern. Dabei sollen auch flexible Verbraucher in Zukunft eine bedeutendere Rolle übernehmen. In Metz z.B. wird eine starke Zunahme an Elektrofahrzeugen angenommen, deren Batterien als Speicheroption dienen können. Dort, wie auch in Remich und Ostbelgien, sollen außerdem private Haushalte und öffentliche Gebäude mit intelligenten Zählern zur Laststeuerung herangezogen werden. In Trier wird ein Schwerpunkt eher auf einer Sektorkopplung der fEE in Verbindung mit dem Sektor Wärme, bspw. mittels Power to Heat mit Wärmepumpen und Pufferspeichern, liegen.

4 Das Verständnis von Virtuellen Kraftwerken und Smart Grids in den Ländern der Großregion

Wie oben einleitend aufgezeigt, hat die Europäische Kommission in ihrem „Winterpaket“ explizit mehrere Ziele des europäischen Strommarkts genannt, die mittels Richtlinien und Verordnungen sukzessive erreicht werden sollen. Dazu gehört eine sichere und bezahlbare, aber auch nachhaltige und klimafreundliche Stromversorgung auf Basis des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien. Um diese Ziele zu realisieren, wird seitens der Kommission der Einsatz virtueller Kraftwerke (VK) und Smart Grids (SG) als wichtig angesehen.

Das Verständnis von VK ist dabei nicht in allen Ländern der GR einheitlich. So wird ein VK z.B. in Deutschland als Zusammenschluss unterschiedlicher Marktteilnehmer im Stromhandel gesehen, in den anderen Ländern der GR spielt es eher aus technischer Sicht zur Netzstabilisierung und zur besseren Integration flexibler Erzeugung eine Rolle. Dennoch finden sich Elemente wie der Zusammenschluss von fEE mit steuerbaren Erzeugern und Speichern, sowie flexible Verbraucher in Verbindung mit Smart Grids in allen betrachteten Modellen wieder.

Für die optimale Steuerung aus Netzsicht ist ein Smart Grid notwendig. Aufgrund der europarechtlich vorgeschriebenen und national umgesetzten Trennung von Erzeugung und Netz (Unbundling) ist der jeweilige Netzbetreiber für das Smart-Grid verantwortlich. Gemäß des rechtlichen Rahmens kann der Netzbetreiber auf den Betrieb von Flexibilitätsoptionen zur Aufrechterhaltung der Energieversorgung in Notfällen zurückgreifen. Darüber hinaus besteht auch die Option durch privatrechtliche Verträge bspw. mit einer Energiewabe auf Flexibilitätsoptionen zuzugreifen. Ein Smart-Grid ist für die Energiewabe nicht zwangsläufig notwendig, kann aber die Performance der Energiewabe verbessern.

Damit könnte das im Projekt „Energiewaben“ entwickelte Konzept bereits aktuell zumindest in Teilen innerhalb der Länder der GR realisiert werden. Für den grenzüberschreitenden Austausch von Strom auf Ebene der Verteilnetze, auch bilanziell, gibt es hingegen noch Klärungsbedarf. Gerade die Regulierungsbehörden der Länder halten derzeit an der „alten“ Stromwelt fest, in der Verteilnetzbetreiber vor allem für die Stabilität des Stromsystems auf Weisung der Übertragungsnetzbetreiber zu sorgen haben. Dennoch zeichnen sich bei den Netzbetreibern selbst Entwicklungen ab, die dem „intelligenten“ Stromsystem der EU Rechnung tragen.

Der aktuelle Stand in der EU und den einzelnen Ländern der GR werden im Folgenden dargestellt.

4.1 Intelligente (Verteil)Netze und dezentrale Ressourcen aus Sicht der EU

Im Rahmen des Winterpakets der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2016 (Europäische Kommission 2016), soll unter anderem das europäische Strommarktdesign an sich wandelnde Anforderungen des Stromsystems angepasst werden. Durch den starken Zubau vor allem fluktuierend einspeisender erneuerbarer

Energien (fEE) sehen sich insbesondere die Verteilnetzbetreiber mit neuen Herausforderungen konfrontiert, weshalb das Winterpaket vorschlägt, eine Vertretung der Verteilnetzbetreiber der Union auf europäischer Ebene einzurichten. Des Weiteren wird angeregt, dass die VNB vergleichbare Rechte und Pflichten erhalten wie die Übertragungsnetzbetreiber und eng mit diesen kooperieren. Dieser noch zu gründende europäische VNB-Verband soll dann u.a. Netzcodizes mit den ÜNB zusammen erarbeiten, die den erweiterten Verantwortungsbereich der VNB berücksichtigen. Daneben soll der Verband z.B. eine koordinierte Planung und Betrieb von Übertragungs- und Verteilnetzen sicherstellen, er soll Smart Grids und intelligente Zähler voranbringen und dezentrale Erzeuger, erneuerbare Energien und andere Ressourcen in Verteilnetze integrieren helfen (Europäische Kommission 23.02.2017, Kap. VI).

Als technisches Mittel zur Vermeidung von Überdimensionierungen beim Verteilnetzausbau, Netzengpässen und Abregelungen von fEE sollen Smart Grids, intelligente, IT gesteuerte Netze und Netzbetriebsmittel, bei den Verteilnetzbetreibern zum Einsatz kommen (Europäische Kommission 23.02.2017, Art. 51, Nr. 1 d). Ein Element in diesem Netz sind die sog. Smart Meter beim Kunden. Dabei handelt es sich um elektronische Stromzähler, die neben der Verbrauchsmessung zusätzlich die Steuerung von einzelnen Stromverbrauchern ermöglichen. Mit ihrer Hilfe können Informationen zum Echtzeitverbrauch an Konsumenten und Lieferanten gemeldet werden. Entsprechende Tarifierungen sollen Verbraucher dazu anreizen, den Verbrauch in kritischen Lastsituationen zu senken und eine transparente Übersicht über ihr Verbrauchsverhalten zu bekommen. Lieferanten können mit Hilfe der Daten die Bedarfsprognosen verbessern und gegebenenfalls den Einsatz von Ausgleichsenergie senken. (Europäische Kommission 2019)

Die Errichtung virtueller Kraftwerke sollte ursprünglich dazu dienen die Anbietervielfalt zu vergrößern, indem die bestehenden Stromerzeugungsunternehmen verpflichtet werden sollten, einen Teil ihrer Kapazitäten Dritten zeitlich begrenzt zugänglich zu machen (Europäische Kommission 23.02.2017, S. 47). Der Passus wurde jedoch bereits gestrichen. Dennoch verbleiben VK als „Aggregation“ mehrerer kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen und/oder mehrerer Verbraucher weiterhin in der Richtlinie bestehen (Europäische Kommission 23.02.2017, Art. 3d) mit dem Ziel, deren Teilnahmemöglichkeiten in unterschiedlichen Stromhandelsmärkten zu verbessern,

Der Entwurf zur Binnenmarkttrichtlinie befindet sich derzeit (Stand Februar 2019) noch in der Abstimmung.

4.2 Verständnis in Deutschland

Nach dem Verständnis des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) werden unter VK solche Kraftwerke verstanden, die *„aus mehreren Erzeugungsanlagen, Lasten oder Speichern bestehen und den erzeugten Strom gesteuert und gebündelt ins Stromnetz einspeisen“*. Virtuelle Kraftwerke (teilweise spricht man auch von "Kombikraftwerken") speisen den Strom dann genau in der Menge ins Stromnetz ein, die vorher beim Stromverkauf vereinbart wurde. Die virtuellen Kraftwerke können auch Systemdienstleistungen bereitstellen und damit Teil eines Smart-Grids sein. (BMWi 2015)

Gemäß BMWi (2019) umfasst der Begriff Smart Grid die kommunikative Anbindung der Akteure des Energiesystems von der Erzeugung über den Transport, die Speicherung und die Verteilung bis hin zum Verbrauch an das Energieversorgungsnetz. So entsteht ein integriertes Daten- und Energienetz mit völlig neuen Strukturen und Funktionalitäten. Mit ihrer Hilfe soll eine Überwachung und Optimierung der miteinander verbundenen Bestandteile ermöglicht sowie zeitgenau Erzeugung, Netzbelastung und Verbrauch weitgehend automatisiert aufeinander abgestimmt werden.

Ergänzend sei hier noch das Verständnis der Bundesnetzagentur genannt, wonach ein Smart Grid zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur führt, was deren Ausbaubedarf sinken lässt oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessert. In Bezug auf Verteilernetze wird unter diesem Begriff *„die zunehmend bessere Möglichkeit verstanden, Systemzustände im Netz nachzuvollziehen und lokal einzugreifen. Damit wird neben der Sicherstellung der Versorgung von Verbrauchern aus sowohl lokalen als auch überregionalen Quellen eine verstärkte Möglichkeit zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom und seiner Weitergabe an übergeordnete Spannungsebenen ohne Verlust der Netzsicherheit verstanden.“* (BNetzA 2011, S. 12)

4.3 Verständnis in Frankreich

VK sind in Frankreich seit Erlass des Energiewendegesetzes (Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte) im Jahr 2015 möglich. Seither dürfen Anlagenbetreiber ihren Strom zum einen direkt an der Börse verkaufen und müssen diesen nicht mehr EDF zum staatlich festgeschriebenen Einspeisetarif überlassen. Durch den Verkauf am Strommarkt können zusätzlich zum Börsenpreis Einnahmen in Form einer Marktprämie und einer Managementprämie erzielt werden. Zum anderen dürfen sich nun Anlagenbetreiber eines „Aggregators“ bedienen, der den erzeugten Strom in gebündelter Form (Zusammenschaltung von Einzelanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk) an der Strombörse verkauft. (Centrales NEXT 2019)

Nach französischem Verständnis kann der o.g. „Aggregator“ Betreiber eines VK sein und zudem Dienstleister im Zähler- und Messwesen, was ihn zum Vermittler zwischen dem Stromsystem (Netzbetrieb), den Verbrauchern (Lastmanagement) und Erzeugern

erhebt. (CRE 2019b) So ist es möglich, Versorger und Netzbetreiber auf kurzfristige Verbrauchsspitzen vorzubereiten. (CRE 2019c) Durch das Zusammenschalten vieler kleiner, unabhängiger Erzeugungsanlagen kann auch der intermittierende Charakter von fEE kompensiert werden. Da aus Sicht der französischen Regulierungsbehörde CRE (2019a) ein weiterer Netzausbau gerade in den Verteilnetzen suboptimal und schwer umsetzbar erscheint, können SG zudem hier einen wichtigen Beitrag leisten. So bedarf es nach Ansicht der CRE der Integration neuer Informations- und Kommunikationstechnologien, die den künftig erwarteten dezentralen Steuerungsbedarf des Stromversorgungssystems sowie den bidirektionalen Austausch überwachen und intelligent mit allen Akteuren zur Begrenzung des Netzausbaus optimieren.

Auf der Homepage des französischen Energieversorgers EDF wird bereits die Anpassung der Netze an die Energiewende hervorgehoben. Demnach werden RTE, der französische Übertragungsnetzbetreiber, und Enedis, der größte französische Verteilnetzbetreiber (deckt 95% des fr. Territoriums ab), gemeinsam daran arbeiten, intelligente Netze voranzubringen. (EDF 2019) Dennoch liegt diesem neuen Modell noch die Idee der „alten“ Energiewelt zugrunde, denn intelligente Zähler sollen v.a. dazu dienen, *„den Verbrauch der Kunden einfacher, präziser und effizienter zu verwalten“*. Sie werden also aktuell noch nicht als „aktive“ Schnittstelle zwischen Netz und Verbrauch zum bidirektionalen Austausch von selbst erzeugtem und bezogenem Strom durch Verbraucher oder zur Steuerung verbrauchsseitiger Flexibilität angesehen.

4.4 Verständnis in Belgien

Da von staatlicher Seite keine Formulierungen zu Smart Grid oder virtuellen Kraftwerken vorliegen, wird das Verständnis verschiedener relevanter Akteure herangezogen.

Die Wallonische Regulierungsbehörde sieht VNB vor allem in der Pflicht, die Spannungshaltung zu gewährleisten, Netzdaten zu erheben und Informationen und Anweisungen mit betroffenen Akteuren auszutauschen. Intelligente Netzführung zeigt sich demnach daran, dass synthetische Lastprofile (Standardlastprofile, kurz SLP) für alle gebräuchlichen Tarifstufen zur Verfügung stehen, die es Marktteilnehmern erlauben, Energie optimal zur Verfügung zu stellen und zu nutzen. (corbus 2019; CWAPE 2019)

Ores, der Wallonische Verteilnetzbetreiber, sieht sich in einer ähnlichen Rolle und versteht unter intelligenten Netzen zunächst die Ausstattung der Kunden mit intelligenten Zählern. Hierfür hat sich Ores mit anderen belgischen VNB zusammengeschlossen, um den Datenaustausch mit den Energieversorgern zu organisieren. Dieser Austausch soll über die Clearing Stelle „Atrias“ erfolgen, die offensichtlich Daten aus intelligenten Zählern mit Netzdaten abgleichen und die betroffenen Akteure einbinden soll. (ATRIAS 2019) Damit kann ein direkter Zugriff der Netzbetreiber auf Vertriebsdaten von Versorgern und umgekehrt vermieden werden und dennoch ein Datenaustausch erfolgen.

Bislang wurden u.a. zwei virtuelle Kraftwerke in Kooperation mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia aufgebaut. Ziel war es jeweils Regelenergie vorzuhalten, um Ungleichgewichte im Netz auf Verlangen von Elia auszugleichen. (NEXT 2016; REstore 2019)

4.5 Verständnis in Luxemburg

Da von staatlicher Seite keine Formulierungen zu Smart Grid oder virtuellen Kraftwerken vorliegen, wird die Sichtweise des luxemburgischen Übertragungsnetzbetreibers Creos Luxembourg S.A. herangezogen.

In Luxemburg versteht der Übertragungsnetzbetreiber CREOS (2019) unter Smart Grids eine bidirektionale intelligente Netzinfrastruktur, die es ermöglicht, kurzfristige unvorhersehbare Schwankungen im Netz in Echtzeit zu erfassen und Maßnahmen zur Netzsicherheit einzuleiten. Dabei werden alle Akteure: Erzeuger, Speicher und Verbraucher mit eingebunden, so dass ein virtuelles Kraftwerk entsteht. Akteure sind aus Sicht von Creos die Netzbetreiber. Unter Smart Metern werden dabei die ersten Bausteine für den Aufbau von Smart Grids verstanden.

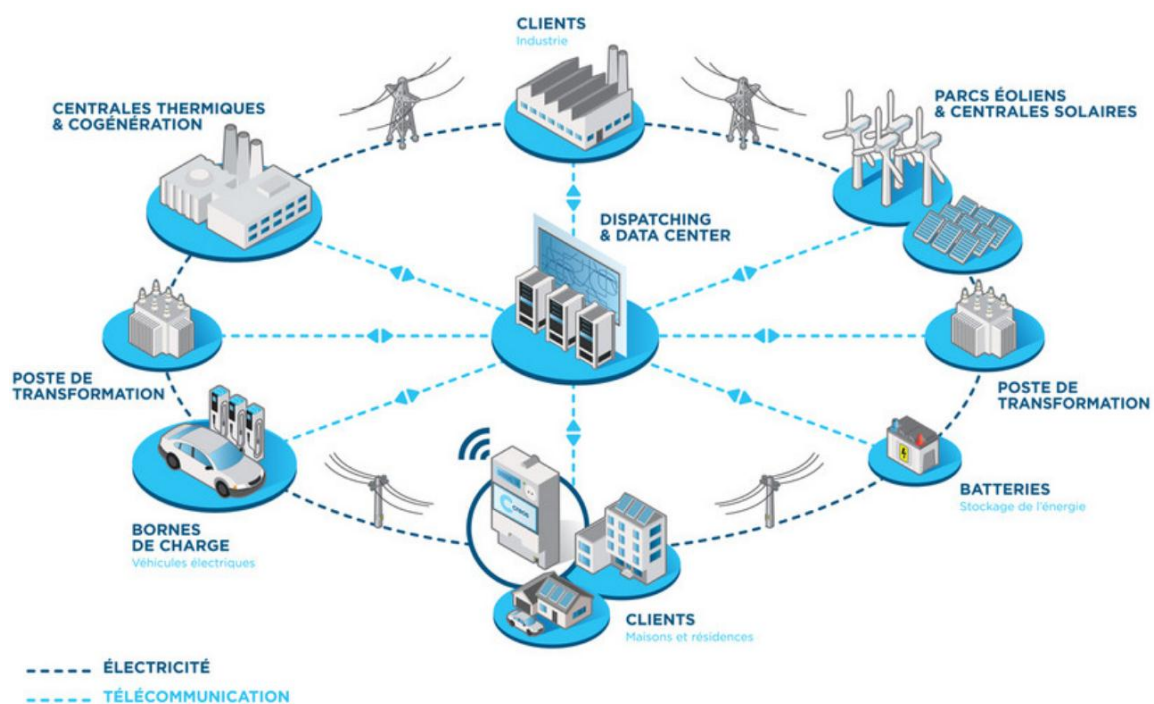


Abbildung 2: Modell eines intelligenten Netzes und der darin integrierten Ressourcen von CREOS (2019)

4.6 Definitionen innerhalb der Großregion und Vergleich mit der Energiewabe

Die Definitionen in den Ländern/Regionen der GR bzw. der dort relevanten Akteure zeigen Gemeinsamkeiten aber auch Unterschiede im Verständnis von Smart Grids und virtuellen Kraftwerken auf.

Die folgende Tabelle stellt das wesentliche Verständnis nochmals zusammen:

Tabelle 1: Zusammenschau der Definitionen zu Smart Grid und virtuellem Kraftwerk aus EU-Sicht und aus Sicht der Länder der GR

Land	Smart Grid	Virtuelles Kraftwerk
EU Deutschland Frankreich	Durch intelligente Steuerung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung Verringerung des Netzausbaubedarfs im Verteilnetz, Hauptakteur VNB	Zusammenschluss mehrerer kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und/oder mehrerer Verbraucher mit dem Ziel, deren Teilnahmemöglichkeiten in unterschiedlichen Stromhandelsmärkten zu verbessern, Hauptakteure: Vertriebe
Luxemburg	Wie vor, nur eine Verringerung des Netzausbaubedarfs wird nicht genannt. Netzsicherheit steht im Fokus. Eingriffe durch VNB	Wie vor, aber Hauptakteur ist Netzbetreiber zur Gewährleistung der Netzsicherheit
Belgien	Wie vor LUX, allerdings mit dem Ziel, dass Vertriebe orientiert an aktuellen Netzzuständen SLP-Kunden ² optimieren können. Hauptakteur: Vertrieb	

Für das Konzept der Energiewabe selbst ist der Vertrieb eines Energieversorgers Hauptakteur, der das Ziel verfolgt, den eigenen Bilanzkreis auszugleichen und ggf. dem Netz Dienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Aufgrund der in der europäischen Union bestehenden Trennung zwischen Erzeugung und Netzbetrieb kann der Vertrieb nicht zugleich Netzbetreiber sein und damit kein Smart Grid führen.

Virtuelle Kraftwerke können sich allerdings, wie unter anderem in Frankreich und Belgien zuvor gezeigt, als Dienstleister für Systemsicherheit in Regelenergiemärkten anbieten und somit auch kleinen dezentralen Anlagen auf Basis von fluktuierend einspeisenden EE zusätzliche Märkte eröffnen, zumindest theoretisch.

Da Verteilnetzbetreiber möglicherweise künftig mehr Rechte und Pflichten in Bezug auf die Versorgungssicherheit bekommen könnten (vgl. Europäische Kommission

² Standardlastprofil (SLP) bei nicht leistungsgemessenen Kunden wie z.B. privaten Haushalte.

(2016)), könnten auch bilaterale Verträge zwischen Verteilnetzbetreibern und lokalen virtuellen Kraftwerken durchaus interessante Konstellationen darstellen.

Um Netzdaten und Verbrauchsdaten vor allem von Kunden ohne Leistungsmessung in Echtzeit auszuwerten, um letztere evtl. zu steuern, bedarf es dennoch eines Informationsflusses zwischen Vertrieben und Netzbetreibern. Dieser kann auch indirekt erfolgen, wie dies oben z.B. für Belgien gezeigt wurde.

Gegenwärtig ist es allerdings so, dass reale Laständerungen bei Verbrauchern mit Standard-Lastprofil (SLP) für Vertriebe zumindest in Deutschland nicht von Interesse sind. Die Differenzen zwischen den synthetischen Lastprofilen bei Kleinverbrauchern und dem tatsächlichen Strombezug werden heute durch den Netzbetreiber ausgeglichen und laufen nicht in den Bilanzkreis des Vertriebs. Die dem Netzbetreiber entstehenden Differenzkosten werden in Deutschland über Netzentgelte sozialisiert. Somit liegt der Einbau von Smart Metern bei SLP-Kunden zunächst nicht im Geschäftsinteresse von Vertrieben.

In Frankreich dagegen werden die Kosten für die Ausgleichsarbeit den Vertrieben direkt in Rechnung gestellt. Eine Optimierung von Stromerzeugung und –verbrauch entsprechend dem angemeldeten Fahrplan kann damit bereits jetzt in einigen Fällen wirtschaftlich sein.

Es ließe sich aber anführen, dass hiermit Lastmanagement vorangebracht werden kann, was derzeit z.B. in Frankreich zumindest theoretisch auch für nicht leistungsgemessene Kunden bereits möglich ist. Im Sinne der o.g. Bestrebungen zur Änderung des europäischen Stromsystems erscheint die Aktivierung von Lastverschiebepotenzialen in größerem Umfang und nicht nur bei Industriekunden jedoch durchaus wünschenswert. Hierzu, so die Einschätzung der Autoren, müssten die „schaltbaren Verbraucher“ dann aber zu lastgemessenen Stromkunden (Registrierende Leistungsmessung, kurz RLM-Kunden) werden, um die Verantwortung der Schaltung auf einen wie auch immer gearteten „Aggregator“, z.B. den Vertrieb eines Energielieferanten, zu übertragen und damit dessen Eingriff zu rechtfertigen. Ein Smart Meter bietet die dafür notwendige Technik.

5 Ableitung von Definitionen für das Projekt

Ausgehend von der Intention des Forschungsvorhabens und dem Verständnis von Smart Grid und virtuellen Kraftwerken in den Ländern der Großregion, hat das Projektkonsortium für sich folgende Definitionen abgeleitet:

Bei der **Energiewabe** handelt es sich um einen Bilanzkreis mit folgenden besonderen Eigenschaften:

- maximale Nutzung lokaler, insbesondere fluktuierender erneuerbarer Energien innerhalb des Bilanzkreises auch durch Lastverschiebung und Speicherung,
- Einhaltung der Fahrplanteue vorrangig durch umfangreiche Aktivierung lokaler Flexibilitätsoptionen,

mit dem Ziel, lokale Prognoseungenauigkeiten (Bilanzkreisabweichungen) lokal auszugleichen.

Ein **virtuelles Kraftwerk** (VK) wird im Projekt als Zusammenschluss von räumlich differenzierten Stromerzeugungseinheiten, Lastmanagement und Speichern innerhalb der Wabe verstanden, mit folgenden Eigenschaften: Einsatz lokaler Flexibilitätsoptionen, vorrangiger Einsatz von erneuerbaren Energien und optimale Nutzung der angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten. Als Hauptakteure werden hier Vertriebe und Erzeuger gesehen.

In Sinne des Projekts wird unter einem **Smart Grid** ein Energienetz zur Erfassung und Kommunikation von Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer möglichst in Echtzeit verstanden. Als Hauptakteur wird hier der Verteilnetzbetreiber gesehen. Die Wabe mit ihrem virtuellen Kraftwerk ist hier lediglich Dienstleister.

6 Literaturverzeichnis

ATRIAS (2019): ATRIAS - LA TABLE RONDE DU MARCHE DE L'ENERGIE DE DEMAIN. Hg. v. ATRIAS. Online verfügbar unter <http://www.atrias.be/FR/Pages/Home.aspx>, zuletzt geprüft am 10.01.2019.

BMWi (2015): Was ist eigentlich ein "Virtuelles Kraftwerk"? Hg. v. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/13/Meldung/direkt-erklaert.html>, zuletzt geprüft am 06.02.2019.

BMWi (2019): Intelligente Netze. Hg. v. BMWi. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/intelligente-netze.html>, zuletzt geprüft am 06.02.2019.

BNetzA (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Hg. v. BNetzA. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 06.02.2019.

Centrales NEXT (2019): Centrales Next crée la première centrale virtuelle en France. Hg. v. Centrales NEXT. Online verfügbar unter <https://www.centrales-next.fr/centrales-next-premiere-centrale-virtuelle-france/>, zuletzt geprüft am 16.01.2019.

corbus (2019): Actualisation du règlement technique de distribution d'électricité en Wallonie. Hg. v. corbus. Online verfügbar unter <http://www.corbus.be/documents/news-items/20110517-belastingneutrale-zetelverplaatsing.xml?lang=fr>, zuletzt geprüft am 14.02.2019.

CRE (2019a): Définition des Smart grids. Hg. v. Commission de Régulation de l'Énergie. Online verfügbar unter <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=definition-smart-grids>, zuletzt geprüft am 14.02.2019.

CRE (2019b): L'agrégateur : un nouveau métier pour le marché électrique. Hg. v. Commission de Régulation de l'Énergie. Online verfügbar unter <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=integrationenr-nouveau-metier>, zuletzt geprüft am 16.01.2019.

CRE (2019c): Les technologies de Smart grids : une réponse pour faciliter l'intégration des EnR sur les réseaux électriques. Hg. v. Commission de Régulation de l'Énergie. Online verfügbar unter <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=integrationenr-smart-grids>, zuletzt geprüft am 16.01.2019.

CREOS (2019): Smart Grid. Hg. v. CREOS. Online verfügbar unter <https://www.creos-net.lu/de/creos-luxembourg/innovation/smart-grid/netz-der-zukunft.html>, zuletzt geprüft am 15.02.2019.

CWAPE (2019): Compteurs intelligents. Hg. v. CWAPE. Online verfügbar unter <https://www.cwape.be/?lg=1&dir=4.15.01>, zuletzt geprüft am 14.02.2019.

EDF (2019): Transport et distribution, assurer un approvisionnement sûr et fiable. Hg. v. Electricité de France. Online verfügbar unter <https://www.edf.fr/groupe-edf/qui-sommes-nous/activites/transport-et-distribution>, zuletzt geprüft am 10.01.2019.

Europäische Kommission (2016): Clean energy for all Europeans. Hg. v. Europäische Kommission. Brüssel. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>, zuletzt geprüft am 23.01.2019.

Europäische Kommission (23.02.2017): Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, vom 2016/0380. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:c7e47f46-faa4-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0009.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 23.01.2019.

Europäische Kommission (2019): Smart grids and meters. Hg. v. Europäische Kommission. Brüssel. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters>, zuletzt geprüft am 23.01.2019.

NEXT (2016): First Belgian Virtual Power Plant replacing services of large nuclear and gas units through a network of renewable energy installations. Hg. v. NEXT. Online verfügbar unter <https://www.biogas-e.be/sites/default/files/2017-08/Press%20Release%20Next%20Kraftwerke%20Belgium.pdf>, zuletzt geprüft am 19.02.2019.

REstore (2019): Elia. Hg. v. REstore. Online verfügbar unter <https://restore.energy/en/case-study/elia/>, zuletzt geprüft am 19.02.2019.