Fraunhofer

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IEE
FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR OFFENE KOMMUNIKATIONSSYSTEME, FOKUS

WEISSE FLECKEN IN DER DIGITALEN VERNETZUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT

IuK-ANSÄTZE UND -LÖSUNGEN



WEISSE FLECKEN IN DER DIGITALEN VERNETZUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT

IUK-ANSÄTZE UND -LÖSUNGEN

Dr. Kaspar Knorr (Fraunhofer IEE)
Jonathan Schütt (Fraunhofer IEE)
Julia Strahlhoff (Fraunhofer IEE)
Theresa Kroschewski (Fraunhofer IEE)
Stefan Siegl (Fraunhofer IEE)
Uta Werner (Fraunhofer IEE)

Dr. Alexander Willner (Fraunhofer FOKUS)
Dr. Klaus-Peter Eckert (Fraunhofer FOKUS)
Dr. Armin Wolf (Fraunhofer FOKUS)
Philipp Lämmel (Fraunhofer FOKUS)
Peter Hasse (Fraunhofer FOKUS)

Projektpartner:

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel

Fraunhofer-Institut für Offene Kommunikationssysteme FOKUS, Berlin

Die vorliegende Studie wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des SINTEG-Schaufenstervorhabens WindNODE, Förderkennzeichen 03SIN514, gefördert.

Besonderer Dank gilt den Begutachtern Malte Viefhues (50Hertz Transmission GmbH) und Andreas Corusa (Technische Universität Berlin).

Berlin, 23.10.2019

Kurzfassung (Executive Summary)

Derzeitige Energie-Infrastrukturen sind etablierte, stabile Systeme, die lineare Abstimmungsprozesse von wenigen großen Akteuren voraussetzen. Die Energiewende geht jedoch mit einer steigenden Anzahl von kleineren Teilnehmern einher, deren Geschäftsmodelle u. a. auf der Verfügbarkeit von Daten basieren und eine flexiblere Koordination benötigen. Ziel der vorliegenden Studie ist es daher, zu identifizieren, wo es noch am Einsatz von moderner, digitaler Informations- und Kommunikationstechnologie (IuK) für die zukünftigen Informationsflüsse in der Energiewirtschaft mangelt. Zur Verortung dieser weißen Flecken werden zunächst die bestehenden energiewirtschaftlichen Informationsflüsse aufgezeigt. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass es mit der Digitalisierung zu neuen Informationsflüssen und damit zu einer Umstrukturierung der Energiewirtschaft kommen kann. Zur Abbildung der zukünftigen Struktur der Energiewirtschaft verwendet diese Studie, in Anlehnung an Limbacher und Richard [1], ein energiewirtschaftliches Wertschöpfungsnetzwerk mit zehn Wertschöpfungsfeldern; dieses entsteht durch das Aufspannen der klassischen Wertschöpfungskette zu einer zweidimensionalen »Landkarte«. Da diese Landkarte auch die Zuordnung von Sendern und Empfängern energiewirtschaftlicher Informationen erlaubt, scheint sie ein geeignetes Mittel zur Bestimmung der weißen Flecken zu sein. Als Kernergebnis dieser Studie zeigt Abbildung 1 diesen Ansatz zur Strukturierung der zukünftigen Energiewirtschaft, ordnet die Sender und Empfänger energiewirtschaftlicher Informationen einander zu und liefert eine Übersicht zu den wesentlichen Bereichen mit fehlenden Informationsflüssen sowie möglichen IuK-Lösungen.

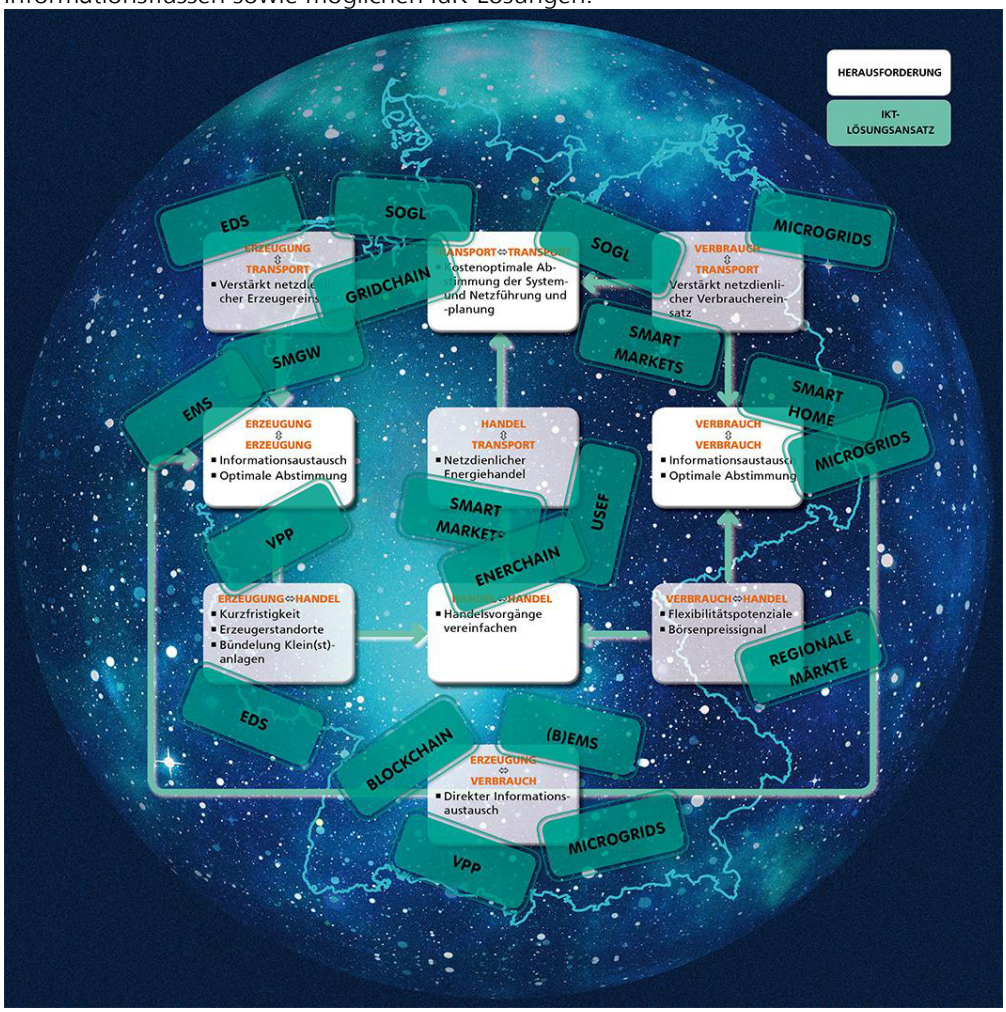


Abbildung 1: Fehlende Informationsflüsse und weitere Herausforderungen (»Weiße Flecken«) in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft und mögliche IuK-Ansätze und -Lösungen.

Inhalt

1 EINLEITUNG 1
2 WEIßE FLECKEN IN DER DIGITALEN VERNETZUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT 3
2.1 Von der Wertschöpfungskette zum Wertschöpfungsnetzwerk 3
2.2 Identifikation von weißen Flecken in den Wertschöpfungsfeldern 7
2.3 Wertschöpfungsfelder 12
2.3.1 Erzeugung ⇔ Erzeugung 12
2.3.2 Erzeugung ⇔ Transport 14
2.3.3 Erzeugung ⇔ Handel 16
2.3.4 Transport ⇔ Transport 17
2.3.5 Transport ⇔ Handel 19
2.3.6 Handel ⇔ Handel 20
2.3.7 Handel ⇔ Verbrauch 21
2.3.8 Transport ⇔ Verbrauch 22
2.3.9 Verbrauch ⇔ Verbrauch 24
2.3.10 Erzeugung ⇔ Verbrauch 25

3 EMPFEHLUNGEN ZU IUK-ANSÄTZEN UND -LÖSUNGEN 27
3.1 Ansätze zur Beschreibung von IuK-Architekturen in der Energiewirtschaft 27
3.1.1 Smart Grid Architectural Model (SGAM) als Framework 27
3.1.2 Universal Smart Energy Framework (USEF) 28
3.2 IuK-Landschaft 30
3.2.1 Produktinnovationen 30
3.2.2 Prozessinnovationen 39
3.2.3 Marktinnovationen 41
3.2.4 Technologieinnovationen 45
3.3 Übersicht über die IuK-Ansätze und -Lösungen 47
3.4 Kernstandards für die IuK-Systeme der Energiewirtschaft 49
3.4.1 Methodik zur Auswahl der Kernstandards 49
3.4.2 IEC TR 62357-1 – Seamless Integration Architecture (SIA) 49
3.4.3 IEC 61970 / 61968 / 62325 – Common Information Model (CIM) 50
3.4.4 IEC 61850 – Kommunikationsstandard in der Verteilnetzinfrastruktur 50
3.4.5 IEC 62056 – Messinfrastruktur 50
3.4.6 IEC 62351 – IT-Sicherheit 51
3.4.7 IEC 61508 – Funktionale Sicherheit 51
3.4.8 IEC 60870-5-104 51
3.4.9 IEC 62541 – OPC / OPC UA 51
3.5 Weitere Standards für die IuK-Systeme der Energiewirtschaft 52
3.5.1 Virtual Heat and Power ready (VHPready) 52
3.5.2 EEBUS 52
3.5.3 OpenADR 53

4 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK 54
5 LITERATURVERZEICHNIS 56
ANHANG: DIE ENERGIEWIRTSCHAFT UND IHRE HERAUSFORDERUNGEN 64

1
Einleitung

Basierte die Energieversorgung in der Vergangenheit auf zentralen Großkraftwerken, die in relativer Routine regelmäßig wiederkehrende Energiebedarfskurven deckten, wird sie in Zukunft deutlich dezentraler und kleinteiliger, dabei flexibler und digitaler sein. Entsprechend dieser Entwicklung werden in Zukunft deutlich mehr und deutlich kurzfristigere Informationen zwischen den Akteuren der Energiewirtschaft ausgetauscht werden. Eine große Herausforderung hierbei ist zum einen die steigende Anzahl der Akteure. Zum anderen mangelt es derzeitigen Energieinfrastrukturen an der notwendigen Flexibilität, um system-, netz- und marktdienliche Optimierungen zu ermöglichen.

Die Entwicklung der Energiewirtschaft wird, außer durch Marktliberalisierung und Unbundling, vorrangig durch den Ausbau der erneuerbaren Energien getrieben. Sie umfasst nicht nur den Stromsektor, sondern auch energieintensive Sektoren wie Wärme und Verkehr, wobei alle drei Sektoren zunehmend miteinander interagieren und teilweise verschmelzen. Mithilfe von erneuerbaren Energien und der holistischen Vernetzung von Energie- und Industriesektoren kann die Wirtschaft signifikant dekarbonisiert werden. Diese oftmals als Energiewende bezeichnete Entwicklung geht einher mit einer weiteren Neuerung: der digitalen Durchdringung von Wirtschaft und Gesellschaft, auch als Digitalisierung bezeichnet. Die sich im Zuge dessen rasant entwickelnden modernen IuK sind technisch in der Lage, die zukünftigen Kommunikationsaufgaben in der Energiewirtschaft zu erfüllen. Es stellt sich jedoch die Frage, wie die Energiewirtschaft der Zukunft die neuen digitalen Möglichkeiten nutzt, und welche Herausforderungen sich in Hinblick auf IuK und deren Infrastrukturen ergeben.

Das Ziel der vorliegenden Studie ist es, zu identifizieren, wo noch IuK zu ergänzen sind, damit die digitale Vernetzung der Energiewende reibungslos vonstattengehen kann. Umgangssprachlich formuliert ist es das Ziel der Studie, zu ermitteln, wo weiße Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft bestehen und durch welche IuK diese gefüllt werden können. Für die Lokalisierung der weißen Flecken wird ein erweitertes, zukunftsweisendes Gefüge für die energiewirtschaftlichen Prozesse, das sogenannte Wertschöpfungsnetzwerk, angesetzt. Das Modell des Wertschöpfungsnetzwerks mit seinen zehn Feldern für die zukünftige Strukturierung der Energiewirtschaft erlaubt auch eine Zuordnung von Sendern und Empfängern energiewirtschaftlicher Informationen sowie die Lokalisierung von fehlenden Informationsflüssen. Es steht nicht im Fokus der Studie, wie diese weißen Flecken in der digitalen Vernetzung energiewirtschaftlich gefüllt werden können, d. h. beispielsweise, welche Wertschöpfungsprozesse hier anzusetzen sind, und warum einzelne Informationsflüsse noch nicht existieren. Letzteres kann beispielsweise daraus resultieren, dass die Daten mangels Sensorik noch nicht erhoben oder für eine Weiterverarbeitung nicht zusammengeführt und aufbereitet werden, die gesetzlichen Bedingungen für eine Weitergabe ungeklärt sind, keine Verbindung unter den IuK-Systemen (mangelnde Schnittstellen) existiert, betriebswirtschaftliche oder systemische Gründe die Bereitstellung der Daten verhindern oder es keinen Anwendungsfall bzw. keinen offensichtlichen Grund für die Datenbereitstellung gibt. Was jedoch aufgezeigt wird, sind mögliche IuK-Ansätze zum Füllen der weißen Flecken.

Der Fokus dieser Studie liegt auf dem Stromsektor, da hier sowohl die bereits stattgefundene Entwicklung als auch die Überlegungen zur zukünftigen Strukturierung am weitesten fortgeschritten sind. Die anderen Energiesektoren, die mit dem Stromsektor interagieren, werden jedoch auch im Auge behalten. Die Studie gliedert sich folgendermaßen: In Kapitel 2 werden die weißen Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft

ermittelt, wobei in Kapitel 2.1 zunächst auf die Veränderung der klassischen Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft zu einem Wertschöpfungsnetzwerk eingegangen wird. Kapitel 2.2 skizziert die verwendete Methode zur Identifizierung der weißen Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft. Ein Schwerpunkt liegt auf den Kapiteln 2.3.1 bis 2.3.10, in denen bestehende und fehlende Informationsflüsse in den zehn Wertschöpfungsfeldern behandelt werden. Die im Rahmen dieser Studie identifizierten IuK-Ansätze und -Lösungen, sortiert nach vier Innovationsarten (siehe Kapitel 2.2), werden in Kapitel 3 genauer beschrieben. Das abschließende Kapitel 4 fasst das Vorgehen und wesentliche Erkenntnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf mögliche weiterführende Untersuchungen. Der Anhang enthält Beschreibungen zu aktuellem Stand und gegenwärtigen Herausforderungen der deutschen Energiewirtschaft und lässt sich auch als Einführung in diese Studie lesen. Er ist allgemeinerer Natur und geht, im Gegensatz zu Anhängen in anderen Studien, nicht auf Details ein.

2
Weiße Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft

2.1
Von der Wertschöpfungskette zum Wertschöpfungsnetzwerk

Das im Zuge der Liberalisierung entstandene Strommarktmodell ist im Wesentlichen auf die Anforderungen einer zentralen, konventionellen Energieversorgung ausgelegt worden. In Zukunft sollen die Energiesysteme jedoch hinsichtlich des Angebots und der Nachfrage flexibler sein, anstatt die Erzeugung unidirektional auf den Verbrauch auszurichten.
Die klassische Wertschöpfungskette besteht aus den vier Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Transport, Handel und Verbrauch (siehe dazu im Anhang Kapitel A.1–A.4, sowie die untere Ebene von Abbildung 2 und Abbildung 4 oben). Durch die Digitalisierung und die Entwicklung neuer IuK-Strukturen entstehen potenziell neue Wertschöpfungsebenen, welche zukünftig die bestehende Energiewirtschaft erweitern werden [2, S. 125]). Die klassische Wertschöpfungskette könnte im Zuge der Veränderungen bald überholt sein, wenn Akteure Funktionen übernehmen, die klassischerweise separiert waren, während andere Funktionen aufgeteilt werden (etwa durch das sogenannte Unbundling). Gemäß [2] folgt die Vision einer digitalen Wertschöpfung im Energiesystem einem dreistufigen Aufbau, der in Abbildung 2 schematisch dargestellt wird. Über die Bereitstellung einer »Smart Data und Service Plattform« (SDSP) sollen alle Teile des Energiesystems miteinander in Verbindung gesetzt werden. Durch eine zentrale oder dezentrale Sammlung, Verarbeitung sowie Analyse aller energiewirtschaftlich relevanten Daten, zum Beispiel gemäß dem »Energy Data Space« [3], kann eine datenbasierte Wertschöpfung erreicht werden. Hierauf aufbauend können Schnittstellen mit anderen Anwendungsfeldern und Branchen neue Wertschöpfungsmöglichkeiten schaffen, wodurch ein digitales Wertschöpfungsnetzwerk entsteht (obere Wertschöpfungsebene in Abbildung 2).

Derartige neue, vorrangig digitale Wertschöpfungspotenziale basieren auf einer umfassenden Zugänglichkeit und der Erhebung der energiewirtschaftlichen Daten, die entlang der klassischen Wertschöpfungsstufen in der heutigen Energiewirtschaft entstehen (erste Ebene der digitalen Wertschöpfung). Die Speicherung und Verwaltung solcher energiewirtschaftlicher Daten erfordern Konzepte für »Digital-Asset-Management« (DAM). Eine Lösung für den Datenaustausch stellen digitale Energiedaten-Marktplätze dar, auf denen die Daten angeboten und gekauft werden können.



Abbildung 2: Digitale Wertschöpfung im Energiesystem der Zukunft [2, S. 125].

Aus der klassischen Wertschöpfungskette könnte demnach ein Wertschöpfungsnetzwerk entstehen. Indem man alle zehn potenziell möglichen bidirektionalen Interaktionspfade zwischen den vier Wertschöpfungsstufen abbildet, lässt sich eine »Landkarte« der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft entwerfen ([1], Abbildung 3). Die zehn hieraus entstehenden sogenannten Markt- oder **Wertschöpfungsfelder** wurden in [1] hinsichtlich ihrer digitalen Dynamik bewertet. Diese Dynamik ergibt sich demnach aus 21 Einflussgrößen, zu denen u. a. digitale Automatisierbarkeit, Datenschutzhemmnisse, Wettbewerbsintensität, Marktzugänglichkeit sowie die Abhängigkeit von digitaler Infrastruktur zählen. Es lässt sich hieraus ablesen, wie hoch die Chancen für digitale Wertschöpfung in den Wertschöpfungsfeldern eingeschätzt werden. Diesen digitalen Wertschöpfungspotenzialen werden in Kapitel 3.3 und insbesondere Abbildung 16 IuK-Ansätze/-Lösungen zugeordnet.

Eine mit [1] vergleichbare Abschätzung des Innovationspotenzials von neuen Geschäftsfeldern liefert das Barometer zur Digitalisierung der Energiewende [4], das im Kontext des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) entstanden ist. Das Barometer gibt zudem an, wie hoch die bestehende Digitalisierungsrate in der Energiewirtschaft eingestuft werden kann. Dabei bezieht es sich allerdings vor allem auf die Verbreitung von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen (siehe hierzu auch Kapitel A.4 im Anhang). Primär lassen sich daraus Rückschlüsse auf die bestehende Digitalisierungsrate in vier der zehn Wertschöpfungsfelder ziehen, die mit Stromverbrauchern in Verbindung gebracht werden. Die vorliegende Studie verfolgt zur Identifizierung der weißen Flecken einen breiteren Ansatz: Sie zieht die übrigen sechs Wertschöpfungsfelder der Landkarte der digitalen Vernetzung [1] ebenfalls in Betracht, indem sie deren Aufteilung der Energiewirtschaft auf die zehn Wertschöpfungsfelder übernimmt und in den Kapiteln 2.3.1 bis 2.3.10 sowie für Abbildung 6 anwendet. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass bereits die gemeinsame Entlehnung der Begriffe weiße Flecken und Landkarte aus der Geographie den Zusammenhang zwischen der vorliegenden Studie und [1] andeutet.

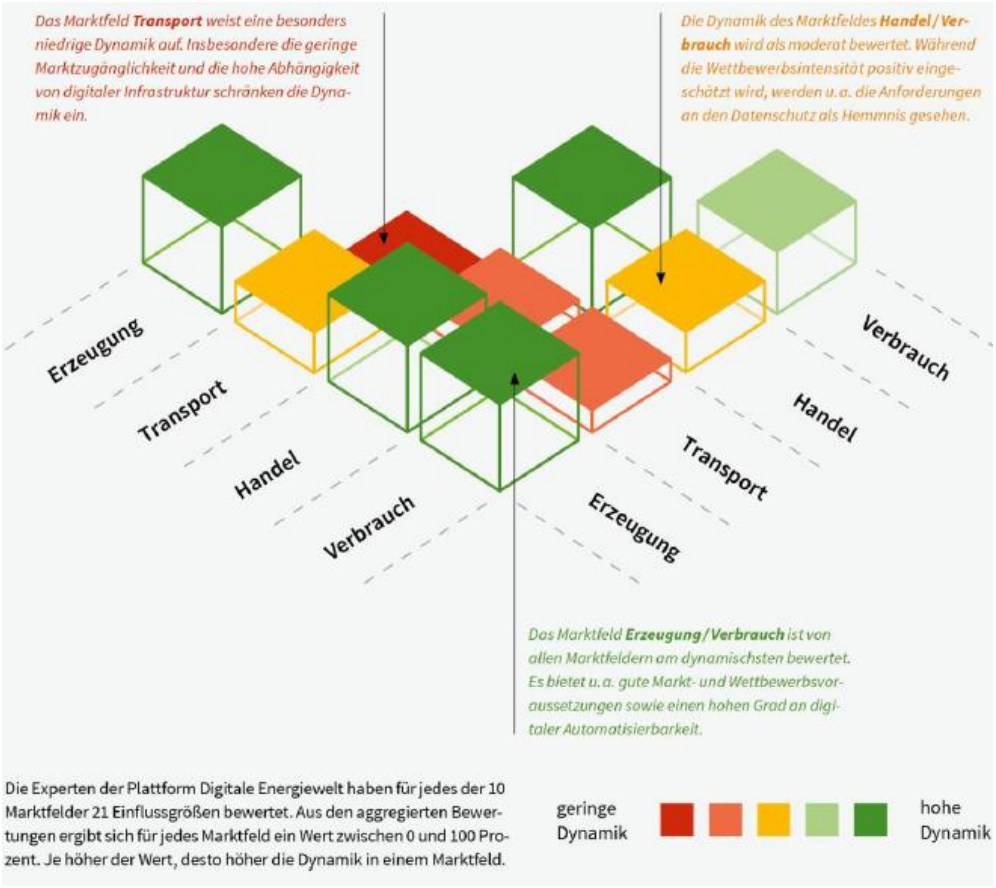


Abbildung 3: Landkarte Digitale Dynamik: Einschätzung bzgl. der Dynamik von Markt- bzw. **Wertschöpfungsfeldern** durch Experten der dena-Plattform »Digitale Energiewelt« (Abb. 1 in [1]).

Die vorliegende Studie wählt eine leicht andere Anordnung der Wertschöpfungsfelder als [1], die in Abbildung 3 und Abbildung 16 in Kapitel 3.3 dargestellt wird. Der Grund hierfür liegt in dem Fokus auf Informationsflüssen, weshalb eine Anordnung gemäß einem Flussdiagramm gewählt wurde. Abbildung 4 zeigt die beiden unterschiedlichen Anordnungsmöglichkeiten des Wertschöpfungsnetzwerks der Energiewirtschaft und verdeutlicht seine Entstehung aus der klassischen Wertschöpfungskette.

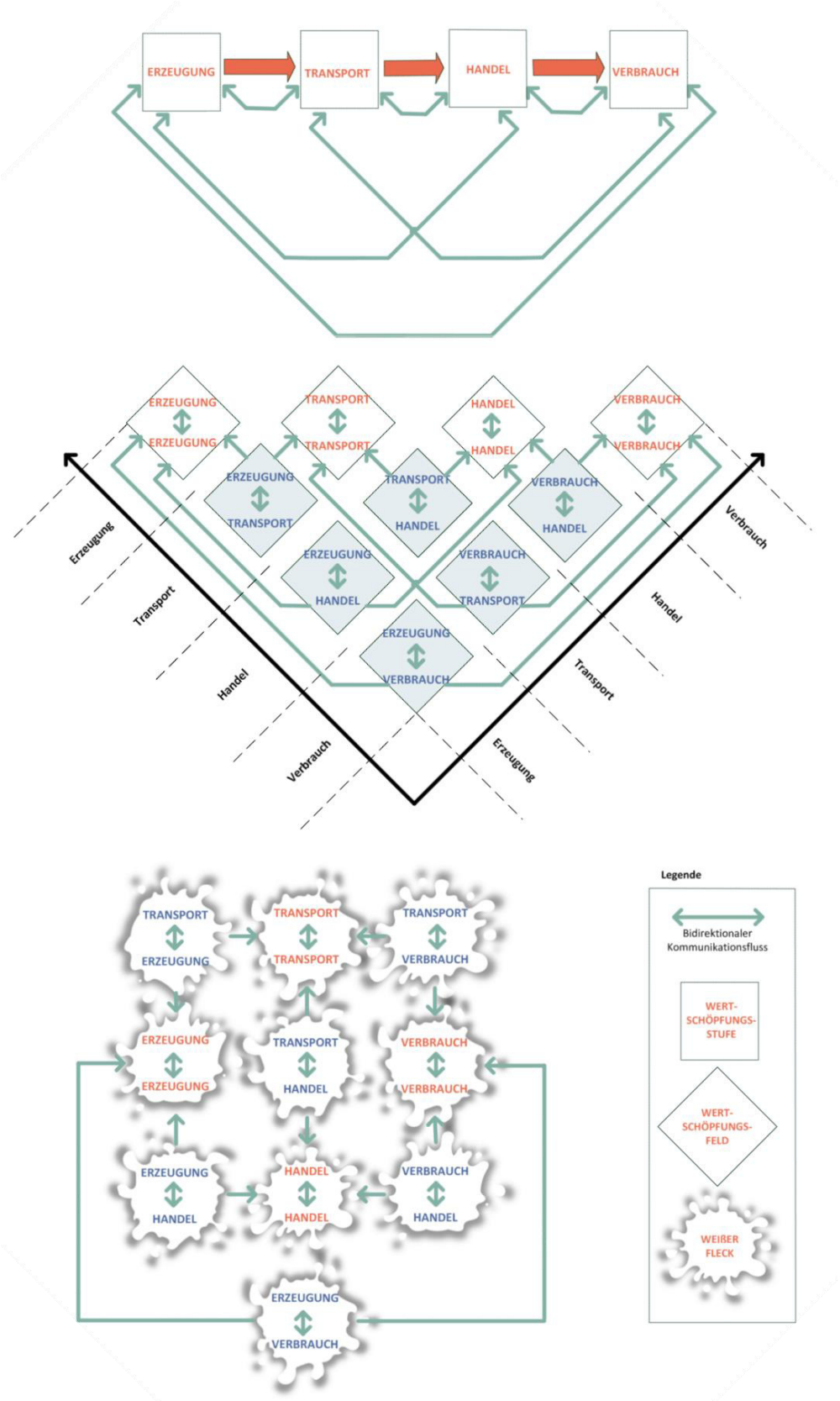


Abbildung 4: Aufspannen der klassischen Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft (oben) zum Wertschöpfungsnetzwerk gemäß [1] (Mitte) und dessen Anordnung für die Identifikation von weißen Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft (unten).

2.2
Identifikation von weißen Flecken in den Wertschöpfungsfeldern

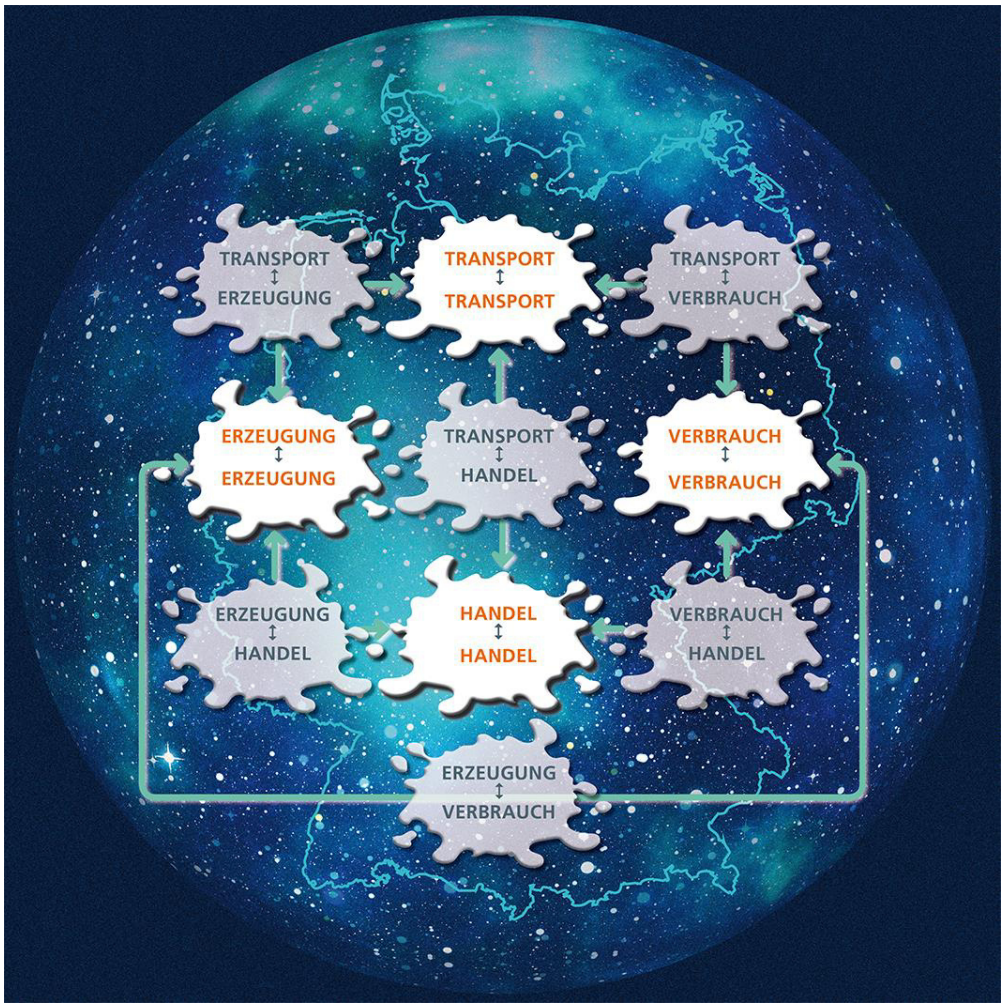


Abbildung 5: Das Wertschöpfungsnetzwerk als Grundlage für die Identifikation von weißen Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft

Wie im vorigen Kapitel beschrieben, wird die Energiewirtschaft zur Identifizierung der weißen Flecken in ihrer digitalen Vernetzung in zehn Wertschöpfungsfelder aufgeteilt. Diese ergeben sich, wenn die vier klassischen Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Transport, Handel und Verbrauch paarweise miteinander verknüpft werden. Diese Aufteilung stellt nicht nur eine greifbare Strukturierung der zunehmend komplexen Energiewirtschaft mit ihren neuen Wertschöpfungspotenzialen dar, sondern liefert gleichzeitig die für die vorliegende Studie relevante Zuordnung von Sendern und Empfängern von energiewirtschaftlichen Informationen. So ist z. B. das Wertschöpfungsfeld »Erzeugung ⇔ Verbrauch«, das durch die Verknüpfung der beiden Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Verbrauch entsteht, dasjenige Feld, in dem bidirektionale Informationsflüsse zwischen Energieerzeugern und -verbrauchern stattfinden. Demzufolge ist die Aufteilung in Wertschöpfungsfelder das geeignete Mittel zur Identifizierung von weißen Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft, denn weiße Flecken sind in diesem Zusammenhang gleichbedeutend mit fehlenden Informationsflüssen. Diese Informationsflüsse sind wiederum die Voraussetzung für neuartige Wertschöpfungen und Geschäftsmodelle in dem entsprechenden Feld.

Im Rahmen von Expertenworkshops wurden fehlende Informationsflüsse und mögliche IuK-Lösungen in den Wertschöpfungsfeldern ermittelt, welche in Abbildung 7 veranschaulicht werden. Es ist zu beachten, dass bei dieser Methodik keine Vollständigkeit garantiert werden kann.

Die Unterkapitel 2.3.1 bis 2.3.10 gehen genauer auf die einzelnen Wertschöpfungsfelder ein. In jedem dieser Unterkapitel werden bestehende und fehlende Informationsflüsse in dem jeweiligen Wertschöpfungsfeld betrachtet und anschließend mögliche IuK-Ansätze und -Lösungen geschildert. Es wird nicht der Anspruch erhoben, diese Themen umfassend darzustellen, sondern lediglich eine Auswahl der relevanten Aspekte umrissen.

Die IuK-Ansätze und -Lösungen sind nach Innovationsarten kategorisiert. Folgende Innovationsarten werden hierbei berücksichtigt:

- Produktinnovation: Von einer Produktinnovation wird gesprochen, wenn neue Produkte oder Dienstleistungen mit einer bestehenden Technologie entwickelt werden.
- Prozessinnovation: Eine solche liegt vor, wenn bestehende Prozesse mithilfe der Digitalisierung in angepasster Form umgesetzt werden.
- Marktinnovation: Hier werden neue Märkte oder Zielgruppen mit IuK-Lösung bzw. Ansatz adressiert.
- Technologieinnovation: Eine Technologieinnovation stellt eine neue technologische Variante dar.

Dabei ist eine Zuordnung nicht immer eindeutig, sodass teilweise mehrere Innovationsarten für einen IuK-Ansatz genannt werden.

Im speziellen Fall der Blockchain-Technologie, bzw. allgemeiner der »distributed ledger technologies«, wird darauf verzichtet, diese als technische Innovation in jedem Wertschöpfungsfeld aufzuführen. Stattdessen werden exemplarisch konkrete Blockchain-Lösungen als Produktinnovation an geeigneten Stellen aufgeführt.

Nachfolgende Abbildung 6 stellt gewissermaßen ein Kondensat von Abbildung 7 dar, indem sie die entscheidenden Punkte innerhalb der Wertschöpfungsfelder zusammenfasst.

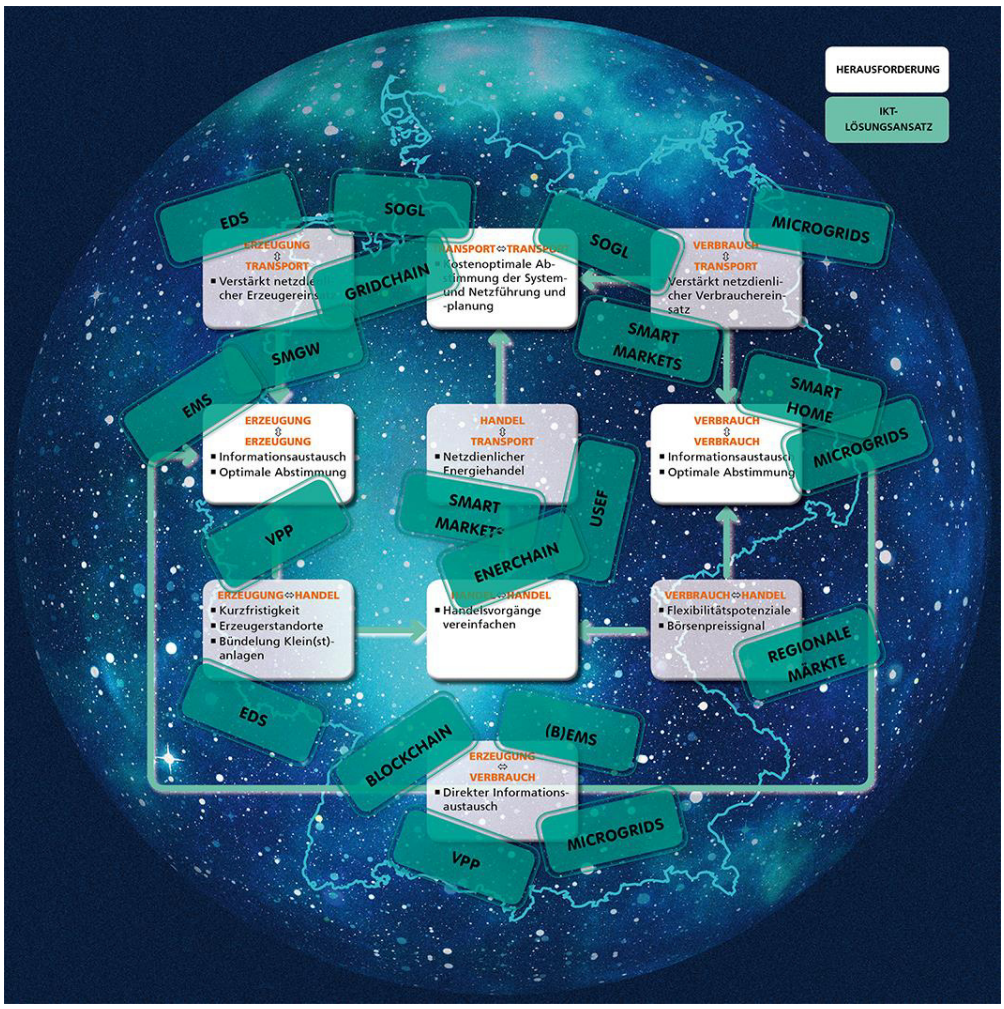


Abbildung 6: Fehlende Informationsflüsse und weitere Herausforderungen (»Weiße Flecken«) in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft und mögliche IuK-Ansätze und -Lösungen.

ERZEUGER⇔TRANSPORT

- Abstimmungen für netzdienlichen Erzeugereinsatz
- (Vorab)Netzengpass-/Blindleistungsbedarfsinformation an Erzeuger
- Informationsaustausch zu Flexibilitätspotenzialen und -bedarfen sowie verbleibenden Netzkapazitäten
- Zeitnaher Austausch über EinsMan
- Informierung zu geplanten Wartungen
- Abrufsignal für dezentrale Blindleistung an Erzeuger
- Meldung der möglichen Einspeisung (Available active power,AAP) durch die Erzeuger
- Meldung des Netzzustandes an dezentrale Erzeuger
- Meldung der Kosten für Drosselung
- Meldung wieviel Leitungskapazität durch den jeweiligen Erzeuger genutzt wird und noch zur Verfügung steht

- Microgrids
- Gridchain (Blockchain)
- Energy Data Space (EDS)
- Anpassungen von besteh. Protokollen wie VHPready, OpenADR
- SOGL
- dezentrale netzdienliche Märkte (z.B. Flexibilitätsmarkt)
- Multiagentensysteme
- Smart Meter Gateway (SMGW)

TRANSPORT⇔TRANSPORT

- Verstärkt automatisierter Informationsaustausch digitaler Netz- und Erzeugerdaten
- Fehlende Informationen vor allem auf den unteren Netzebenen, z.B. mögliche Einspeisung
- Informationsaustausch zu Netzschaltungen
- Vernetzung unterschiedlicher Strukturen für sektorübergreifende Anwendungen
- Austausch von Flexibitätspotenzialen zwischen Netzbetreibern
- ÜNB-VNB-Kommunikation für Flexibilitätsmärkte und smart markets
- Informationsaustausch zu gepl. und lfd. EinsMan-Abregelungen
- Meldung von VNB-Einspeisemanagement an KWK-/EEG-Anlagen ab 100 kW an ÜNB

- Gridchain (Blockchain)
- Netzberechnungsabläufe für Flexibilitätsplattformen
- USEF
- SOGL

TRANSPORT⇔VERBRAUCH

- Informationsaustausch für netzdienlichen Verbrauchereinsatz (ggf. über Handel)
- (vorab) Netzengpass-/Blindleistungsbedarfsinformation an Verbraucher
- Meldung des Ursprungs der beziehbaren Energie (Strom, Wärme, …)
- Durchgängiger Informationsaustausch zu flexiblen Lasten
- Verstärkte Verwendung von Registrierenden Leistungsmessung (RLM) anstelle von Standardlastprofilen (SLP)* Meldung der „demand-side-management" (DSM)- und Flexibilitätspotenziale an Netzbetreiber
- Meldung der freien Netzkapazitäten an Verbraucher
- Meldung wieviel Leitungskapazität durch den jeweiligen Verbraucher genutzt wird
- Meldung des Verbrauchsstandorts an Netzbetreiber

- Microgrids
- Anpassungen von bestehenden Protokollen wie VHPready,OpenADR
- SOGL
- Marktplattform für Kapazitäten

ERZEUGER⇔ERZEUGER

- Informationsaustausch der Erzeuger untereinander
- Optimale Abstimmung der Erzeuger untereinander
- Integration der Sektoren Strom und Wärme - Ermöglichung „Netzdienlicher Gebäude"
- Austausch der Abschattungseffekte unter Windparkbetreibern zur Regelleistungserbringung
- Abstimmungen zum privaten/nachbarschaftlichen Eigenstrom-verbrauch
- Abstimmung dezentraler Wärmepumpen in Wärmenetzen unter Berücksichtigung von Stromnetz und Prognosen
- Abstimmung der Erzeuger innerh. der Maximalkapazitäten des Netzes
- Informationsflüsse zur Besicherung von lokalen Flexibilitätsgeboten

- Virtuelle Kraftwerke (VPP)
- Microgrids
- (dezentrales) EMS
- Multiagentensysteme
- Smart Meter Gateway (SMGW)

HANDEL⇔TRANSPORT

- Berücksichtigung von Netzengpässen im Handel
- Informationsaustausch für den Handel von Blindleistung
- Meldung von marktfernen Netzführungseingriffen
- Meldung von EinsMan-Prognosen
- Informationsaustausch zu Anlagen, die Regelleistung bereitstellen
- Informationsaustausch für den Handel von Transportkapazitäten (Strom, Gas, Wärme)

- USEF
- Plattformen für Flexibilitätsmärkte
- Marktplattform für Kapazitäten

VERBRAUCH⇔VERBRAUCH

- Informationsaustausch und optimale Abstimmung der Verbraucher untereinander
- Informationsaustausch über zeitliches Verbrauchsverschiebungs-potenzial
- Abgleich von Strom- und Wärmenutzerprofilen, Optimierung der Energiekaskaden bzw. optimale Anpassung der Temperaturniveaus
- Abstimmung von Verbrauchern innerhalb der Netzbelastungsgrenzen
- Informationsaustausch zur Erhöhung des erneuerbaren Anteils am regionalen Energieverbrauch
- Informationsaustausch zur Steuerung regionaler Ausgleiche
- Informationsaustausch für dezentrale Marktplätze

- Virtuelle Kraftwerke (VPP)
- Microgrids
- HEMS
- EEBUS
- Prosumer - Prosumer Plattform
- Smart Home IKT

ERZEUGER⇔HANDEL

- Berücksichtigung der Erzeugerstandorte im Handel
- Informationsflüsse f. den Handel von Blind- u. Redispatchleistungen
- Verkürzung d. Zeiträume f. Ausschreibung, Vorlauf u. Produktlauf-zeit im Handel zur Teilnahmeerleichterung f. flukt. EE-Erzeugung
- Bündelung von Klein(st)anlagen auf Erzeugerseite
- Kontinuierliche Prognoseupdates
- Wartungsinformationen der Erzeuger im Handel
- Informationsflüsse für den Handel freier Leitungskapazitäten
- Meldung der jeweils aktuellen Erzeugung in Bilanzkreisen an den Handel für schnelle ID-Märkte

- Virtuelle Kraftwerke (VPP)
- Data asset management (z.B. mit Energy Data Space)
- USEF
- Anpassungen von bestehenden Protokollen wie VHPready, OpenADR

HANDEL⇔HANDEL

- Verstärkter grenzübergreifender Informationsaustausch
- Vereinfachung des OTC-Handels
- Übermittlung von Handelsergebnissen benachbarter Smart-Market-Plattformen
- Informationsflüsse zur Verknüpfung von Strom- und Wärmemärkten
- Anpassung der Marktdesigns aufeinander

- enerchain (Blockchain)
- USEF
- Umfassender digitaler standardisierter Informations-austausch zwischen Märkten

HANDEL⇔VERBRAUCH

- Digitales Börsenpreissignal für Verbraucher
- Berücksichtigung von Verbrauchsstandorten im Handel
- Informationsaustausch für regionale Märkte für Energieträger
- Fehlen flexibler Stromtarife für dezentrale Smart Meter Gateways
- Informationsaustausch zur Steuerung regionaler Ausgleiche
- Herkunftsnachweis für regionalen Grünstrom (und Gas)
- Informationsaustausch z. Handel von Leitungskapazitäten
- Informationsaustausch z. zeitl. Verschiebungspotenzial von Verbrauchern
- Informationsaustausch für Flexibilitätenhandel und Regelenergie-erbringung
- Einheitliches Design für regionale Flexibilitätsmärkte zur Vereinfa-chung der Marktteilnahmeentscheidung von Flexibilitätsanbietern
- Meldung des jeweils aktuellen Verbrauchs in Bilanzkreisen an den Handel für schnelle ID-Märkte

- Virtuelle Kraftwerke (VPP)
- Anpassungen vON bestehenden Protokollen wie VHPready, OpenADR
- überregionaler Flexibilitätsmarkt (unter Berücksichtigung der Netzstrukturen)
- regionale Märkte

ERZEUGER⇔VERBRAUCH

- Austausch von Energiepreisen, Energiemengen, Standorten, Ener-giequellen/Verbrauchstypen zwischen Erzeugern und Verbrauchern
- Informationsaustausch für dezentrale Marktplätze
- Informationsaustausch für den Betrieb von lokalen (genossenschaftl.) Wärmenetzen und zu Potenzialen für Quartiers- bzw. Clusterlösungen
- Informationsaustausch für den lokalen Verbrauch von Windenergie
- Informationsaustausch zu Leistungsausfällen für entsprechende verbrauchs- bzw. erzeugungsseitige Reaktionen
- Lokale Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch (Strom, Wärmenetze, insb. Wärmepumpen in Wärmenetzen)
- Austausch des zeitl. Verschiebungspotenzials der Erzeuger u. Verbraucher

- Microgrids
- dezentrales EMS (zur Eigenverbrauchsoptimierung)
- GrünStromJeton (Grünstromnachweise, Blockchain)
- Digitale Ökobilanzierung der lokalen Energieversorgung
- Building-Energy-Management-System (BEMS) (z.B. Austausch der thermischen Gebäudemassen bzw. der Temperaturvarianzen)
- Prosumer - Prosumer Plattform

Legende

- Produktinnovation (Pdi): Falls mit einer bestehenden Technologie neue Produkte oder Dienstleistungen angeboten werden.
- Prozessinnovation (Pzi): Bestehende Prozesse werden mithilfe der Digitalisierung in angepasster Form umgesetzt.
- Marktinnovation (Mi): Neue Märkte oder Zielgruppen werden adressiert mit einer/-m IKT-Lösung/Ansatz.
- Technologieinnovation (Ti): Eine neue technologische Option wird empfohlen.

Abbildung 7: Weiße Flecken in der digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft (weiße Felder) und IuK-Lösungen/-Ansätze (türkise Felder) als Ergebnis einer Expertenbefragung.

2.3 Wertschöpfungsfelder

Die Digitalisierung der Energieversorgung schreitet rasant voran. So kommt es, dass Informationsflüsse, deren Fehlen erst vor Kurzem von Experten festgestellt wurde, heute schon in Planung oder sogar umgesetzt sind. Dies trifft insbesondere auf Informationsflüsse im Zusammenhang mit Netzengpässen zu. So erfolgt auch im Rahmen des Projekts »Redispatch 2.0«[1] eine Überarbeitung der zugehörigen Prozesse. Aus diesem Grund könnten einige der folgenden Ausführungen eventuell bereits überholt sein.

2.3.1 Erzeugung ⇔ Erzeugung

Dieses Wertschöpfungsfeld umfasst den Informationsaustausch von Energieerzeugern untereinander sowie IuK-Ansätze und -Lösungen hierfür.

2.3.1.1 Bestehende Informationsflüsse

In der konventionellen Energieversorgung orientieren sich die zentralen Großkraftwerke in ihrer Energieerzeugung üblicherweise am Energiebedarf und werden, sobald sie an Energiemärkten teilnehmen, nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert. Einen Sonderfall stellt hierbei die Erbringung von Systemdienstleistungen wie z. B. der Blindleistungserbringung zur Spannungshaltung dar, für die in Deutschland kein Markt existiert. Der direkte Informationsaustausch zwischen zentralen Großkraftwerken, um z. B. Wartungszeiträume zu überbrücken, stellt auch eine Ausnahme dar. Direkter Informationsaustausch zwischen zentralen Großkraftwerken wird begünstigt, wenn sie demselben Betreiber unterliegen.

Dies gilt auch für dezentrale Energieerzeuger. Allerdings stellt bei diesen der Informationsaustausch untereinander eine größere Herausforderung dar. Ein Grund hierfür ist ihre Kleinteiligkeit, die Nachteile bei der Erbringung von gesicherten Energiemengen in relevanter Größenordnung mit sich bringt. Diesen kann aber durch Pooling der Anlagen begegnet werden. Ein weiterer Grund ist, dass ein Großteil der dezentralen Energieerzeuger wetterabhängig ist, was den Austausch von Informationen über ihre erwartete und tatsächliche Energieeinspeisung notwendig macht. Ein typisches Beispiel für den Informationsaustausch unter dezentralen Energieerzeugern sind die Informationsflüsse in einem virtuellen Kraftwerk (virtual power plant/ VPP), siehe Kapitel 3.2.1.1), das beispielsweise aus Windenergieanlagen und Blockheizkraftwerken besteht und für eine optimale Strom- und Wärmebereitstellung auf Informationen der einzelnen Anlagen angewiesen ist.

2.3.1.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

- Informationsaustausch von Erzeugern untereinander: Viele Energieerzeuger tauschen derzeit keine Informationen mit anderen Erzeugern aus. Bestenfalls senden derartige Erzeuger Einspeiseinformationen an die Energiemärkte oder den jeweiligen Netzbetreiber, wodurch sich ein indirekter Informationsaustausch zu anderen Erzeugern ergeben kann. Es gibt jedoch eine Vielzahl von Energieerzeugern wie etwa kleine PV-Anlagen, deren Informationsfluss sich auf die jährliche Ablesung des Zählerstands beschränkt. Die verbleibende, wenn auch ungenaue Methode, derartig isolierte Erzeuger mit anderen Erzeugern abzustimmen, wäre es, ihre Erzeugung mithilfe von Wetterdaten oder Einspeisedaten vergleichbarer Anlagen abzuschätzen.

[1] https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/.

- Der fehlende Informationsaustausch von Erzeugern untereinander kann sich aber auch auf die Art der Information beziehen. Ein Beispiel für eine bis heute nicht ausgetauschte Information ist die Benachrichtigung eines Windparkbetreibers über die Drosselungsmaßnahmen eines anderen Windparkbetreibers (etwa zur Regelleistungserbringung), die aufgrund der veränderten Abschattungseffekte einen Einfluss auf die Einspeisung des erstgenannten Windparkbetreibers haben, der deshalb informiert werden sollte.

- Optimale Abstimmung von Erzeugern untereinander: Ein weißer Fleck in der digitalen Vernetzung von Energieerzeugern untereinander besteht jedoch nicht nur darin, ob und welche Informationen unter Energieerzeugern ausgetauscht werden, sondern auch in Bezug darauf, wie diese verarbeitet werden. Hierfür sind Energiemanagementsysteme (EMS) zuständig, für die es zur Bewältigung zukünftig relevanter Anwendungsfälle derzeit teilweise noch an produktreifen Lösungen, Standards und begünstigenden regulatorischen Rahmenbedingungen mangelt. Beispiele für zukünftig relevante Anwendungsfälle, die neuartige EMS erfordern, sind:
    - Optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität des Netzes
    - Gewinnoptimierung an unterschiedlichen Märkten
    - Integration der Sektoren Strom und Wärme etwa durch netzdienliche Gebäude
    - Optimierung des privaten/nachbarschaftlichen Eigenstromverbrauchs
    - Optimaler Einsatz von dezentralen Wärmepumpen in Wärmenetzen unter Berücksichtigung des Stromnetzes und von Einspeiseprognosen

2.3.1.3 Mögliche IuK-Ansätze

Für die oben genannten Herausforderungen bieten sich folgenden IuK-Lösungen an:

- Virtuelle Kraftwerke (siehe Kapitel 3.2.1.1)
- Microgrids (siehe Kapitel 3.2.1.2)
- (dezentrale) Energiemanagementsysteme (siehe Kapitel 3.2.1.3)
- Multiagentensysteme (siehe Kapitel 3.2.4.1)
- Smart Meter Gateways (siehe Kapitel 3.2.4.2)

2.3.2 Erzeugung ⇔ Transport

2.3.2.1 Bestehende Informationsflüsse

Ein wesentlicher, bereits heute stattfindender Informationsfluss zwischen Energieerzeugern und Netzbetreibern ist die Messung der Einspeisung der Energieerzeugungsanlagen an den Übergabestationen durch die Netzbetreiber. Die Netzbetreiber kennen aufgrund der für den Anschluss durchlaufenen Prüfungen und Zertifizierungen zudem die Eigenschaften der Energieerzeugungsanlagen. Was Vortagsprognosen bzw. -fahrpläne der Energieerzeugung anbelangt, sind die Bilanzkreisverantwortlichen in den Informationsfluss zwischen Energieerzeugern und Übertragungsnetzbetreibern zwischengeschaltet. Die Bilanzkreisverantwortlichen sind verpflichtet, den Übertragungsnetzbetreibern eine Vortagsprognose der Gesamtenergieerzeugung ihres Bilanzkreises zu melden. Fahrpläne der Energieerzeugung an einzelnen Netzknoten oder in Summe für mehrere Netzknoten können die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber entweder von den Anlagenbetreibern direkt erhalten oder, im Fall von wetterabhängiger Erzeugung, durch mathematische Modelle abschätzen, welche Wettervorhersagen nutzen. Was Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen anbelangt, sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab zehn Megawatt dazu verpflichtet, vorläufige oder endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes anzuzeigen (EnWG § 13b). Eine weitere Information, die den Übertragungsnetzbetreibern über präqualifizierte Energieerzeugungsanlagen vorliegt, ist, wieviel Regelleistung zu welchen Zeitpunkten und zu welchen Kosten von diesen abgerufen werden kann.

An möglichen Informationsflüssen in umgekehrter Richtung, d. h., von Netzbetreibern an Energieerzeuger sind folgende zu nennen:

- Höhe, Zeiträume und Preise für Regelleistungsvorhaltung
- Abrufsignale zur Regelleistungsbereitstellung
- Abrufsignale zur Blindleistungsbereitstellung
- Sollwertsignale zur Einspeisereduzierung im Rahmen von Einspeisemanagement (EinsMan)
- Signale zur Einspeiseänderung im Rahmen von Redispatch

Sofern es sich bei den Energieerzeugern um Energielieferanten handelt, erhalten diese gemäß den »Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung« (MaBiS) und gemäß den »Geschäftsprozessen zur Belieferung der Kunden mit Elektrizität« (GPKE) vom zuständigen Verteilnetzbetreiber in viertelstündlicher Auflösung werktäglich gemessene Lastgang- und Einspeisegangzeitreihen sowie synthetische, analytische oder tagesparameterabhängige Standardlast- und Einspeiseprofile, bei entsprechender Zuordnungsermächtigung, Lieferantensummenzeitreihen, und, auf Anforderung, Lieferanten-Clearinglisten jeweils für den Vormonat (siehe [5]). Für diesen Datenaustausch steht das EDIFACT-Datenformat (Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport) zur Verfügung.

Die Bestimmungen und Zuständigkeiten für die Koordination und den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Energieerzeugern, sowie die Sicherstellung der Verfügbarkeit der erforderlichen Daten und Informationen sind Teil der zurzeit in Umsetzung befindlichen System Operation Guideline (SOGL, siehe Kapitel 3.2.2.1).

2.3.2.3 Fehlende Informationsflüsse und daraus folgende Handlungsempfehlungen

Neuartige sowie bestehende Informationsflüsse zwischen Energieerzeugern und Netzbetreibern sollten in Zukunft digital und in standardisierter Form erfolgen. Folgende, ausgewählte Informationsflüsse würden einen verstärkt netzdienlichen Einsatz von Energieerzeugungsanlagen ermöglichen:

Fehlende Informationsflüsse an Netzbetreiber:

- Prinzipiell verbesserte Beobachtbarkeit der Erzeuger durch den Netzbetreiber
- Netzknotenscharfe Fahrpläne für alle Energieerzeuger
- Berücksichtigung kontinuierlich verbesserter Fahrpläne
- Meldung von Flexibilitätspotenzialen und möglicher Einspeisung (»available active power«, AAP) von Erzeugern an Netzbetreiber
- Meldung der Kosten für Drosselung an Netzbetreiber
- Meldung geplanter Wartungsarbeiten an die Netzbetreiber
- Berücksichtigung des Standorts der Regelleistungsvorhaltung, um bei Abruf mögliche Netzengpässe nicht weiter zu verschärfen

Fehlende Informationsflüsse an Betreiber von Energieerzeugungsanlagen:

- Vorab- und laufende Informierung der Erzeuger über Netzengpässe, EinsMan-Maßnahmen, Flexibilitäts- und Blindleistungsbedarfe
- Abrufsignale für dezentrale Blindleistung
- Meldung verbleibender Netzkapazitäten an Erzeuger
- Information dazu, wieviel Leitungskapazität durch den jeweiligen Erzeuger genutzt wird bzw. noch genutzt werden kann
- Vorab-Meldung des Netzbetreibers über Zeiträume mit hoher Bezugslast um den Betreibern von KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) die Erhöhung der durch sie vermiedenen Netznutzungsentgelte zu ermöglichen

Fehlende Vereinbarung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber

- Vereinbarungen zu Drosselungstätigkeiten als Alternative zum Netzausbau

2.3.2.4 Mögliche IuK-Ansätze

- Microgrids (siehe Kapitel 3.2.1.2)
- Gridchain (Blockchain) (siehe Kapitel 3.2.1.5)
- Energy Data Space (siehe Kapitel 3.2.1.9)
- SOGL (siehe Kapitel 3.2.2.1)
- Dezentrale netzdienliche Märkte (z. B. Flexibilitätsmarkt) (siehe Kapitel 3.2.3.1)
- Multiagentensysteme (siehe Kapitel 3.2.4.1)
- Smart Meter Gateway (siehe Kapitel 3.2.4.2)
- Anpassungen von bestehenden Protokollen wie VHPready (Virtual Heat and Power ready, siehe Kapitel 3.5.1), OpenADR (siehe Kapitel 3.5.3)

2.3.3 Erzeugung ⇔ Handel

2.3.3.1 Bestehende Informationsflüsse

Sowohl für den börsenbasierten als auch für den außerbörslichen (OTC-)Energie-/Stromhandel bestehen in Deutschland über die EPEX-, EEX- und Regelleistungs-Plattformen mehrere digitale und standardisierte Schnittstellen, wobei ein Teil des außerbörslichen Handels auch über nicht-standardisierte bilaterale Verträge vonstattengeht (siehe Kapitel A.3 im Anhang). Informationen, die Erzeuger an die Energiemärkte senden, sind in der Regel Energiemengen, -erbringungszeiträume und -preise, wobei bei der Regelleistung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis unterschieden wird. Die Märkte stellen den Erzeugern vergleichbare Informationen über die Nachfrage zur Verfügung, d. h., ebenfalls Energiemengen, -erbringungszeiträume und -preise. Hinzu kommt noch die Information an einen Energieerzeuger, ob dessen Angebot den Zuschlag bekommen hat.

2.3.3.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

In den bestehenden Strommärkten werden keine Informationen zu den genauen Standorten der Erzeuger, wie sie etwa im Marktstammdatenregister festgehalten sind, berücksichtigt. Im Fall des Regelleistungsmarktes beschränkt sich die berücksichtigte Standortinformation auf die Regelzonenzugehörigkeit. Ein netzdienlicher Einsatz der Erzeuger, wie er auch im Wertschöpfungsfeld Erzeugung ⇔ Transport angesprochen wird, ist daher mit dem Design der bestehenden Märkte nicht möglich. Abhilfe sollen diesbezüglich »Smart Markets« (siehe Kapitel A.3.4 im Anhang) schaffen, in denen die Standorte der Energieerzeuger nicht nur mitgeteilt werden, sondern auch von zentraler Bedeutung für Zuschläge sind. Die Kenntnis der Standorte im Marktprozess ermöglicht den Handel von Blind- und Redispatch-Leistungen, von Flexibilitäten zur Engpassbehebung sowie von regionalem Strom und Gas. Wenn zusätzlich noch die Erzeugungstechnologie im »Smart Market« Berücksichtigung findet, kann beim Handel nicht nur die Regionalität der Erzeugung, sondern auch die Umweltfreundlichkeit einbezogen werden und z. B. den direkten Erwerb von regionalem Grünstrom bzw. -gas ermöglichen. Über »Smart Markets« könnten Erzeuger auch die Informationen über freie Leitungskapazitäten beziehen.
Der Standort des Regelleistungsanbieters müsste bekannt sein, um beim Abruf Netzengpässe nicht weiter zu verschärfen. Wegen der Wetterabhängigkeit erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Prognosefehler sollte der Handel an den Energiemärkten in Zukunft auch zunehmend kurzfristiger gestaltet sein und sich kontinuierlich an Prognoseupdates anpassen können.

Durch einen neuartigen, schnellen Intraday-Handel, der kurzfristiger als der bestehende Intraday-Handel ist, könnten die Ausgleichsenergien reduziert werden, wenn ein entsprechender Informationsaustausch zur aktuellen Erzeugungs- und Verbrauchssituation in den Bilanzkreisen stattfinden würde.

Darüber hinaus fehlen folgende Informationsflüsse:

- Bündelung von Klein(st)anlagen auf Erzeugerseite
- Meldung von Wartungsinformationen der Erzeuger an den Handel

2.3.3.3 Mögliche IuK-Ansätze

- Universal Smart Energy Framework (USEF) (siehe Kapitel 3.1.2)
- Virtuelle Kraftwerke (siehe Kapitel 3.2.1.1)
- Data Asset Management (z. B. mithilfe des Energy Data Space, siehe Kapitel 3.2.1.9)
- Anpassungen von bestehenden Protokollen wie VHPready (siehe Kapitel 3.5.1), OpenADR (siehe Kapitel 3.5.3)

2.3.4 Transport ⇔ Transport

2.3.4.1 Bestehende Informationsflüsse

Mit den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung (MaBiS) [5] hat die Bundesnetzagentur Regeln zum Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern festgelegt. Demnach haben die Verteilnetzbetreiber (VNB) folgende, für ihr Bilanzierungsgebiet und den Vormonat gültige Summenzeitreihen in viertelstündlicher Auflösung an den jeweiligen vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in seiner Rolle als Bilanzkoordinator (BIKO) zu übermitteln (siehe auch Abbildung 23):

- EEG-Einspeisezeitreihen, getrennt nach Erzeugungstechnologien
- Abgestimmte Netzzeitreihen (NZR)
- Bilanzkreissummenzeitreihen
- Korrekturen der Zeitreihen

Die NZR stellen dabei die Summe aller Übergabemessungen (Netzgangzeitreihen, NGZ) zu benachbarten Bilanzierungsgebieten dar. Sie werden zur Überprüfung und Abstimmung auch zwischen den benachbarten VNB ausgetauscht. Bilanzkreissummenzeitreihen sind die insgesamt sechs Summenzeitreihen von gemessenen Lasten (LGS), gemessenen Einspeisungen (EGS), Lastprofilen (SLS), Einspeiseprofilen (SES), tagesparameterabhängigen Lastprofilen (TLS) und tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen (TES) eines Lieferanten (bilanzkreisscharf) oder eines Bilanzkreises in dem Bilanzierungsgebiet des VNB.

Eine weitere Kommunikation zwischen VNB und ÜNB findet zum Erhalt der Systemstabilität statt. Die den ÜNB mittel- und unmittelbar nachgelagerten VNB haben nach Aufforderung die Pflicht, systemstabilisierende Unterstützungsmaßnahmen durch (Teil-)Abschaltungen von Einspeisern oder Letztverbrauchern durchzuführen. Das Vorgehen ist durch die Anwendungsregel VDE-AR-N 4140 standardisiert.
Die VNB unterstützen die ÜNB auch bei den Maßnahmen für den Versorgungswiederaufbau, indem die VNB nach Vorgaben der ÜNB auf deren Anweisung gezielt Lasten und dezentrale Kraftwerke wie EE-Anlagen zuschalten.

Durch Messung an den Übergabepunkten können die Netzbetreiber zudem bestimmen, wieviel Leistung zu angrenzenden Netzen fließt. Die ÜNB bestimmen aufbauend auf diesen Messdaten die vertikale Netzlast.

Gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) findet für die Netzentgeltbildung und insbesondere für die Erstattung der in den örtlichen Netzen auftretenden individuellen Netzentgelte durch die ÜNB ein weiterer Informationsfluss zwischen den Netzbetreibern statt.

Für die Kommunikation zwischen Netzbetreibern entwickelt der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) mit der System Operation Guideline (SOGL, siehe Kapitel 3.2.2.1) derzeit eine Leitlinie, die auf die Harmonisierung der Vorschriften und einen klaren Rechtsrahmen für den Netzbetrieb, eine Erleichterung des EU-weiten Stromhandels, die Gewährleistung der Systemsicherheit, die Unterstützung der Integration erneuerbarer Energieträger, die Ermöglichung einer effizienteren Netznutzung und die Förderung des Wettbewerbs im Interesse der Verbraucher abzielt (siehe Kapitel 3.2.2.1). Dafür soll die SOGL sowohl die Bestimmungen und Zuständigkeiten für die Koordination und den Datenaustausch festlegen, als auch die Verfügbarkeit der erforderlichen Daten und anderen Informationen und deren Austausch zwischen den ÜNB sowie zwischen den ÜNB und allen anderen Beteiligten, wozu die Verteilnetzbetreiber zählen.
Die ÜNB haben mit der »Generation and Load Data Provision Methodology« (GLDPM) einen Methodenvorschlag für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten in

Deutschland veröffentlicht. Zweck der Methode ist es, Erzeugungs- und Lastdaten für die Kapazitätsberechnung der am Day-ahead- und Intraday-Markt gehandelten Strommengen nach einem einheitlichen Verfahren zu erheben. Aus IuK-Sicht beschreibt GLDPM ein Datenmodell für die Übertragung der Daten. Für die Umsetzung der SOGL fließen die Vorgaben aus der GLDPM ein.

2.3.4.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

Insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden dezentralen Energieerzeugung und der damit wachsenden Verantwortung zur Sicherung der Systemstabilität in den Verteilnetzen, müssen die bestenfalls digitalen, standardisierten und automatisierten Informationsflüsse zwischen Netzbetreibern zunehmen. Das impliziert:

Abstimmungsbedarfe:

- Abstimmung der Formate und Schnittstellen des Datenaustauschs
- Vernetzung unterschiedlicher Strukturen für sektorübergreifende multimodale Anwendungen
- Abstimmung von Marktprozessen und -regeln
- Abstimmung der Regelwerke zur verstärkt koordinierten Systemführung
- Abstimmung zur Verhinderung von überlagerten Anforderungen von VNB und ÜNB an Energieerzeuger und Verbraucher

Informationsaustausch zu Planungszwecken:

- Informationen über das verfügbare Eingriffspotenzial
- Abstimmung hinsichtlich der Beschaffung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilitäten
- Austausch von Flexibilitätspotenzialen
- Datenaustausch zur Abstimmung der Netzplanungen
- Austausch von Netzmodellen
- Austausch von Lastfluss und Netzzustandsprognosen
- Vorausschauendes Netzengpassmanagement

Laufende und nachträgliche Informationsflüsse:

- Austausch der Zählerdaten
- Austausch der Schaltzustände
- Koordination des Wirkleistungsmanagements
- Austausch über die mögliche Einspeisung (»available active power«)
- Mitteilung des Standorts und des Zeitpunkts von Regelleistungsabrufen durch den ÜNB an den VNB
- Informationen über vorgenommene Eingriffe und deren Gründe
- Meldung von VNB-Einspeisemanagement an KWK-/EEG-Anlagen ab 100 kW an ÜNB
- Anforderungssignale für Blindleistung
- Informationen zur Aufschlüsselung der vertikalen Netzlast

2.3.4.3 Mögliche IuK-Ansätze

- USEF (siehe Kapitel 3.1.2)
- Gridchain (siehe Kapital 3.2.1.5)
- Netzberechnungsabläufe für Flexibilitätsplattformen (siehe Kapitel 3.2.1.10)
- SOGL (siehe Kapitel 3.2.2.1)

2.3.5 Transport ⇔ Handel

2.3.5.1 Bestehende Informationsflüsse

Transport und Handel sind in den deutschen Energiemärkten hinsichtlich des direkten Informationsaustauschs weitestgehend entkoppelt. Da Gesamtdeutschland als einheitliches Marktgebiet behandelt wird, ist der Energiepreis an der Börse überall im Bundesgebiet der Gleiche, unabhängig davon, wo sich die Anbieter und Abnehmer befinden und ob die Stromnetze die Übertragungsaufgabe bewältigen können. Die Kosten für Netzausbau und zur Behebung der Netzengpass-Situationen durch Einspeisemanagement (EinsMan) und Redispatch fließen in die Netznutzungsentgelte ein, die ein fixer Bestandteil des Energiepreises sind, sich jedoch regional, je nach Verteilnetzbetreiber, unterscheiden können. Als Alternative zu einem einheitlichen Marktgebiet mit seinem Vorteil eines einheitlichen und möglichst niedrigen Börsenstrompreises, werden in anderen Ländern (z. B. Schweden) mehrere Preiszonen definiert, deren Energiepreise sich in Abhängigkeit von der jeweiligen Netzsituation einstellen.
Eine Ausnahme hinsichtlich der Kommunikation zwischen Handel und Transport stellt der Regelleistungsmarkt dar. Für den Handel von Regelleistung haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsame Internetplattform eingerichtet.[1] Die Plattform dient zur Ausschreibung des Regelleistungsbedarfs durch die ÜNB, zur Abgabe von Angeboten durch die Regelleistungsanbieter und letztendlich zur kostengünstigsten Beschaffung der Regelleistung durch die ÜNB.

2.3.5.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

Die Berücksichtigung des Netzzustands im Energiehandel birgt eine Reihe von Vorteilen. Hierzu zählen:

- Regionale Strompreise können Anreize zu netzdienlichem Erzeuger- und Verbrauchereinsatz setzen
- Vermeidung oder Reduzierung von marktfernen Ordnungseingriffen
- Erhöhung der regionalen Wertschöpfung
- Neue, ggf. gewinnbringende Energieprodukte
- Netzdienlicher Zubau von Energieerzeugern und -verbrauchern
- Reduzierung des Netzausbaubedarfs
- Reduzierung von EinsMan, erhöhte Nutzung von erneuerbarer Energie

Die Berücksichtigung des Netzzustands im Energiehandel kann aber auch Nachteile mit sich bringen. Ein Beispiel hierfür ist das sogenannte »Inc-Dec Game«, bei dem Marktteilnehmer höhere Erlöse für die Bereitstellung von Redispatch-Leistungen als für Dispatch-Leistungen erzielen können, was zu einer erhöhten Netzbelastung und erhöhtem Redispatch-Bedarf führen kann.

Zu den hierfür notwendigen Informationsflüssen zählen:

- Informierung des Energiemarktes über voraussichtliche und vorliegende Netzengpässe, Blindleistungsbedarfe und freie Netzkapazitäten
- Vorab und Online-Informierung der Netzbetreiber über zur Verfügung stehende Blindleistungskapazitäten und deren Standorte (Netzanschlusspunkt)
- Informierung der Netzbetreiber über abgeschlossenen Handel von Flexibilitäten sowie von freien Netzkapazitäten und insbesondere über deren Standorte
- Offenlegung, welche Anlagen zur Regelleistungserbringung bereitstehen (insbesondere der Standort), und wann diese abgerufen wird
- Informationsaustausch zu Redispatch und Einspeisemanagement

[1] http:// www.regelleistungs.net.

2.3.5.3 Mögliche IuK-Ansätze

- USEF (siehe Kapitel 3.1.2)
- Plattformen für Flexibilitätsmärkte (siehe Kapitel 3.2.3.1)
- Marktplattform für Kapazitäten (siehe Kapitel 3.2.3.1)

2.3.6 Handel ⇔ Handel

2.3.6.1 Bestehende Informationsflüsse

Ein direkter Informationsaustausch zwischen verschiedenen Energiemärkten findet derzeit nicht statt. Ein Vergleich der unterschiedlichen Märkte wird jedoch gewöhnlich durch die Marktteilnehmer vorgenommen, um darauf aufbauend ihre Teilnahmeentscheidung zu treffen (per Marktschnittstelle wie die »Nord Pool API« [6]). Dadurch entsteht eine Abhängigkeit der Märkte voneinander, die z. B. zur Folge haben kann, dass sich die Marktpreise, etwa des Day-ahead- und des Intraday-Marktes, aneinander angleichen.

Die Harmonisierung der unterschiedlichen europäischen Energiemärkte ist ein proklamiertes Ziel der europäischen Kommission. Hierfür haben die ENTSO-E und die assoziierten Organisationen EFET (European Federation of Energy Traders) und ebIX (European forum for energy Business Information eXchange) u. a. das »Harmonised Electricity Market Role Model« entwickelt, das vornehmlich den Informationsaustausch zwischen den Marktakteuren darstellen und eine europaweit einheitliche Terminologie für die IT-Entwicklung definieren soll (siehe Kapitel A.3.2 im Anhang und [7]).

2.3.6.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

Offene Standards, die die Informationen über die unterschiedlichen Märkte (hierzu zählen neben den unterschiedlichen Strommärkten auch der Wärme- und Gasmarkt) zusammenführen, könnten in Zukunft zu optimalen und gewinnbringenderen Marktteilnahmen beitragen. Hierfür ist es auch notwendig, dass die Rahmenbedingungen und Designs der Märkte aufeinander abgestimmt und nicht exklusiv, nur lokal gültig oder fragmentiert sind. Weitere fehlende Informationsflüsse zwischen Energiemärkten sind:

- Verstärkter grenzübergreifender Informationsaustausch
- Vereinfachung des OTC-Handels
- Ggf. Übermittlung von Handelsergebnissen benachbarter Smart-Market-Plattformen
- Fehlende Verknüpfung von Strom- und Wärmemärkten

2.3.6.3 Mögliche IuK-Ansätze

- USEF (siehe Kapitel 3.1.2)
- Enerchain (Blockchain) (siehe Kapitel 3.2.1.4)
- Umfassender digitaler standardisierter Informationsaustausch zwischen Märkten (siehe Kapitel 3.2.2.2)

2.3.7 Handel ⇔ Verbrauch

Dieses Wertschöpfungsfeld weist hinsichtlich seiner Informationsflüsse und IuK-Herausforderungen Parallelen zum Wertschöpfungsfeld »Erzeugung ⇔ Handel« auf.

2.3.7.1 Bestehende Informationsflüsse

Wie für Stromerzeuger bestehen in Deutschland auch für größere Stromverbraucher über die EPEX-, EEX- und Regelleistungs-Plattformen mehrere digitale und standardisierte Schnittstellen für den börsenbasierten und außerbörslichen (OTC-)Stromhandel (wie »EPEX M7«, der »EPEX SPOT«, »Nord Pool API« oder das »Trading Gateway« für das Handelssystemprodukt »GlobalVision Broker Trading System« der Firma Trayport, weitere Schnittstellen siehe z. B. Tab. 1 in [8]).
Informationen, die große Verbraucher an die Energiemärkte senden, betreffen in der Regel Energiemengen, -erbringungszeiträume und -preise. Die Märkte stellen den Verbrauchern vergleichbare Informationen über die Erzeugung zur Verfügung, d. h., ebenfalls hinsichtlich Energiemengen, -erbringungszeiträumen und -preisen.

2.3.7.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

Kleinere Energieverbraucher sind vom Handel an den Energiemärkten weitestgehend entkoppelt (siehe Kapitel A.4 im Anhang). Für ihre Teilnahme wären folgende Informationsflüsse notwendig:

- Börsenpreissignal für kleinere Verbraucher
- Informationsflüsse für regionale Märkte für Energieträger (Wärme, Biomasse)
- Flexible Stromtarife für dezentrale Smart Meter Gateways
- Informationen zur Steuerung regionaler Ausgleiche
- Informierung der Verbraucher über Standort und Erzeugungstechnologie der bezogenen bzw. zu beziehenden Energie
- Bestimmung und Angebot des zeitlichen Verbrauch-Verschiebungspotenzials
- Meldung der Standorte der Verbraucher an den entsprechenden Energiemarkt
- Informierung der Verbraucher über freie Leitungskapazitäten
- Klärung der Rahmenbedingungen zur Teilnahme der Energiesenke »Gebäude« an Energiemärkten
- Informationsflüsse zur Verhinderung der Verschärfung von Netzengpässen durch Regelleistungserbringung
- Einheitliches Design für regionale Flexibilitätsmärkte zur Vereinfachung der Marktteilnahmeentscheidung von Flexibilitätsanbietern
- Informationsaustausch für Flexibilitätenhandel und Regelenergieerbringung
- Meldung des jeweils aktuellen Verbrauchs in Bilanzkreisen an den Handel für schnelle ID-Märkte (kein SLP)

Es stellen sich, wie auch in den übrigen verbrauchsbezogenen Wertschöpfungsfeldern, vor dem Hintergrund einer Automatisierung des marktpreisoptimierten Einsatzes von Energieverbrauchern die Fragen, wie hoch die (realisierbaren) Potenziale für »demand side management« sind und wieviel »Fremdsteuerung« Nutzer und Eigentümer von Energieverbrauchern akzeptieren.

2.3.7.3 Mögliche IuK-Ansätze

- Virtuelle Kraftwerke (siehe Kapitel 3.2.1.1)
- überregionaler Flexibilitätsmarkt (unter Berücksichtigung der Netzstrukturen) (siehe Kapitel 3.2.3.1)
- Anpassungen von bestehenden Protokollen wie VHPready (siehe Kapitel 3.5.1), OpenADR (siehe Kapitel 3.5.3)

2.3.8 Transport ⇔ Verbrauch

Dieses Wertschöpfungsfeld weist hinsichtlich seiner Informationsflüsse und IuK-Herausforderungen Parallelen zum Feld »Erzeugung ⇔ Transport« auf.

2.3.8.1 Bestehende Informationsflüsse

Wenn der Verbrauch eines Stromverbrauchers über 100 MWh pro Jahr liegt, wird er mittels registrierender Leistungsmessung als 15 min-Zeitreihe an den Netzbetreiber übermittelt. Bei besonders intensiven Stromverbrauchern mit einem Stromverbrauch von 1 GWh pro Jahr können auch individuelle Netzentgeltvereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Stromverbraucher geschlossen werden. Stromverbraucher mit einer Verbrauchsleistung höher als 5 MW und prognostizierbaren Lastverlauf können sich durch ihren Anschluss-ÜNB präqualifizieren lassen, mit diesem einen Rahmenvertrag abschließen, und letztendlich über die Ausschreibungsplattform[1] Gebote zu den Ausschreibungen für »abschaltbare Lasten« der ÜNB abgeben. Die bezuschlagten abschaltbaren Lasten können durch den ÜNB ferngesteuert aktiviert werden. Hierfür wird ein etabliertes elektronisches Kommunikationsverfahren verwendet, welches auf den Lastmanagement Server (LaMaS) und den Anbieterclient »ALadIn« (Abschaltbare Lasten der Industrie) zugreift.

Zwischen kleineren Stromverbrauchern und Netzbetreibern finden heute in der Regel keine Informationsflüsse statt, abgesehen von der Angabe der Höhe der Netzentgelte in der Stromrechnung, sowie der immer bestehenden Möglichkeit für einen Netzbetreiber, Messungen an bestimmten Punkten seines Netzes durchzuführen. Ein Grund hierfür ist der Mangel an intelligenten Stromzählern. Für die Behebung dieses Mangels wurde das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende mit seinem Ausbau von »intelligenten Messsystemen« und »modernen Messeinrichtungen« eingeführt (siehe Kapitel A.4 im Anhang). Zur Bilanzierung und Prognose von größeren Gruppen von Energieverbrauchern ohne registrierende Leistungsmessung verwenden die VNB Standardlastprofile, von denen es unterschiedliche Typen gibt. So liegen z. B. Standardlastprofile für unterschiedliche Gewerbe und landwirtschaftliche Betriebe vor. Aber auch für Haushalte werden unterschiedliche Standardlastprofile, z. B. in Abhängigkeit vom Wochentag, verwendet. Die gemäß den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung (MaBiS) und den »Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität« (GPKE) verwendeten Standardlastprofile und, bei registrierender Leistungsmessung, die Lastgang- und Einspeisegangzeitreihen werden den Energielieferanten durch den zugehörigen VNB ggf. im EDIFACT-Format übermittelt (siehe [5]).

Die Bestimmungen und Zuständigkeiten für die Koordination und den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Energieverbrauchern, sowie die Sicherstellung der Verfügbarkeit der erforderlichen Daten und Informationen, sind ebenfalls ein Teil der zurzeit in Umsetzung befindlichen SOGL.

2.3.8.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

Neuartige wie auch bestehende Informationsflüsse zwischen Energieverbrauchern und Netzbetreibern sollten in Zukunft digital und in standardisierter Form erfolgen. Folgende Informationsflüsse würden einen verstärkt netzdienlichen Einsatz von Energieverbrauchern ermöglichen:

- Vorab: Netzengpass-/Blindleistungsbedarfsinformation an Verbraucher
- Meldung der Verbrauchs-/Flexibilitäts-/DSM-Potenziale und -Standorte an Netzbetreiber

[1] http:// www.regelleistung.net.

- Meldung der verbleibenden Netzkapazität an Verbraucher
- Information dazu, wieviel Leitungskapazität durch den jeweiligen Verbraucher genutzt wird
- Vorab und laufende Informierung der Verbraucher zu Netzengpässen, EinsMan-Maßnahmen und Blindleistungsbedarfen
- Meldung von Verbrauchsprognosen und tatsächlichem Verbrauch bei nicht leistungsgemessenen Verbrauchern
- Berücksichtigung kontinuierlich verbesserter Verbrauchs-Fahrpläne/-Prognosen
- Abrufsignale für dezentrale Blindleistung
- Informierung der Verbraucher über Standort und Erzeugungstechnologie der bezogenen bzw. zu beziehenden Energie
- Durchgängiger Informationsaustausch zu flexiblen Lasten (analog zur Verordnung zu abschaltbaren Lasten [AbLaV])

Voraussetzung für einen verstärkt netzdienlichen Stromverbrauchereinsatz wäre auch, den Verbrauch mit registrierender Leistungsmessung zu erfassen, anstatt ihn mit Standardlastprofilen abzubilden.

Es stellen sich, wie auch in den übrigen verbrauchsbezogenen Wertschöpfungsfeldern, vor dem Hintergrund einer Automatisierung des netzdienlichen Einsatzes von Energieverbrauchern die Fragen, wie hoch die (realisierbaren) Potenziale für »demand side management« (DSM) sind und wieviel »Fremdsteuerung« Nutzer und Eigentümer von Energieverbrauchern akzeptieren.

2.3.8.3 Mögliche IuK-Ansätze

- Microgrids (siehe Kapitel 3.2.1.2)
- SOGL (siehe Kapitel 3.2.2.1)
- Marktplattform für Kapazitäten (siehe Kapitel 3.2.3.1)
- Anpassungen von bestehenden Protokollen wie VHPready (siehe Kapitel 3.5.1), OpenADR (siehe Kapitel 3.5.3)

2.3.9 Verbrauch ⇔ Verbrauch

Dieses Wertschöpfungsfeld weist hinsichtlich seiner Informationsflüsse und IuK-Herausforderungen Parallelen zum Wertschöpfungsfeld »Erzeugung ⇔ Erzeugung« auf.

2.3.9.1 Bestehende Informationsflüsse

Die Abstimmung von Energieverbrauchern untereinander ist heutzutage eine Ausnahme, insbesondere, wenn sie unterschiedlichen Betreibern gehören. Eine Abstimmung kann für eine optimale Ausnutzung von Bezugsmaxima oder Energiepreisen notwendig sein, allerdings müssen hierfür entsprechende Informationen hinsichtlich des Netzes bzw. des Energiemarktes vorliegen. Energiespeicher als eine spezielle Art von Energieverbrauchern vergrößern die Möglichkeiten für derartige Abstimmungen von Verbrauchern untereinander, z. B. den Betrieb von Energieverbrauchern trotz überlasteten Netzanschlusspunkt. Energiespeicher sind schon heute als Teil von Eigenverbrauchsanlagen weit verbreitet und dienen dazu, den aus dem Netz bezogenen Strom möglichst gering zu halten. Für die Abstimmung von Energieverbrauchern untereinander sind Energiemanagementsysteme (EMS) zuständig, die einen Teil von virtuellen Kraftwerken oder Smart Home-Systemen darstellen können und im letzteren Fall als Home Energy Management Systeme (HEMS) bezeichnet werden.

2.3.9.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

Folgende Informationsflüsse zwischen Energieverbrauchern können einen netzdienlichen Betrieb oder eine kostenminimale Teilnahme an den Energiemärkten ermöglichen:

- Austausch des zeitlichen Verbrauchs-Verschiebungspotenzials
- Abstimmung der Verbraucher für »Peak-Shading«
- Abstimmung der Verbraucher zur Erhöhung des privaten/nachbarschaftlichen Eigenstromverbrauchs
- Abgleich von Strom- und Wärmenutzerprofilen, Optimierung der Energiekaskaden bzw. optimale Anpassung der Temperaturniveaus
- Informationsaustauch zur Steuerung regionaler Ausgleiche
- Informationsaustausch für dezentrale Marktplätze

Es stellen sich, wie auch in den übrigen verbrauchsbezogenen Wertschöpfungsfeldern, vor dem Hintergrund einer Automatisierung des aufeinander abgestimmten Einsatzes von Energieverbrauchern die Fragen, wie hoch die (realisierbaren) Potenziale für »Demand Side Management« sind und wieviel »Fremdsteuerung« Nutzer und Eigentümer von Energieverbrauchern akzeptieren.

2.3.9.3 Mögliche IuK-Ansätze

- Virtuelle Kraftwerke (siehe Kapitel 3.2.1.1)
- Microgrids (siehe Kapitel 3.2.1.2)
- HEMS (siehe Kapitel 3.2.1.8)
- Prosumer-Prosumer-Plattform (siehe Kapitel 3.2.3.3)
- Smart Home-IuK (siehe Kapitel 3.2.4.3)
- EEBUS (siehe Kapitel 3.5.2)

2.3.10 Erzeugung ⇔ Verbrauch

2.3.10.1 Bestehende Informationsflüsse

Das Wertschöpfungsfeld Erzeugung ⇔ Verbrauch stellt den eigentlichen Hauptzweck eines jeden Energiesystems dar: die Erzeugung von Energie, um Energiebedarf zu decken. Alle anderen Wertschöpfungsfelder dienen der informations-, netz- bzw. markttechnischen Ermöglichung dieses Wertschöpfungsfeldes. Die Unmittelbarkeit dieses Wertschöpfungsfeldes wird auch anhand seiner Platzierung im Wertschöpfungsnetzwerk in Abbildung 1, Abbildung 5 und Abbildung 6 deutlich: Es stellt gewissermaßen eine Umgehung der übrigen Wertschöpfungsfelder dar.
Hinsichtlich der Informationsflüsse sind Erzeuger und Verbraucher derzeit nahezu vollständig voneinander entkoppelt, sofern sie nicht Bestandteil ein und desselben virtuellen Kraftwerks oder Systems für Eigenenergieverbrauch sind. Indirekte Informationen sind die Börsenpreise (über die Wertschöpfungsfelder Erzeugung ⇔ Handel und Verbrauch ⇔ Handel), die Aufschluss darüber geben, auf welche Preise sich Angebot und Nachfrage einstellen. In den Wertschöpfungsfeldern Erzeugung ⇔ Transport und Transport ⇔ Verbrauch sind die Energiemengen von Erzeugung und Verbrauch der Bilanzkreise bekannt, die den Übertragungsnetzbetreibern in Form von Vortagsfahrplänen zukommen. Für integrierte Energieerzeugungs- und -verbrauchssysteme, in denen der Betreiber der Erzeugungsanlagen und der Stromverbraucher ein und dieselbe (juristische) Person ist, etwa PV-Eigenstromverbraucher oder Gewerbe und Industrien mit Eigenstromerzeugung, gibt es schon heute eine Vielzahl an Energiemanagementsystem-Lösungen.

2.3.10.2 Fehlende Informationsflüsse und Handlungsempfehlungen

Der Austausch folgender relevanter Informationen findet derzeit nicht direkt zwischen Energieerzeugern und -verbrauchern statt, obwohl er hohe Wertschöpfung verspricht:

1. Energiepreis
2. Energiemenge
3. Standort
4. Beschränkungen durch Netzbetreiber
5. Energiequelle/Verbrauchstyp
6. Zeitliches Verschiebungs- und Flexibilitätspotenzial

Der Austausch von Energiepreisen und -mengen sollte aus Planungszwecken in Form von Fahrplänen vorab, aus Anpassungszwecken aber auch unverzüglich geschehen. Der Austausch dieser Informationen ermöglicht beispielsweise folgende, ggf. vorteilhafte Vorgänge:

- Entscheidung und Nachvollziehung, woher ein Verbraucher seinen Strom bezieht
- Lokale Verbraucher beziehen den Strom eines nahegelegenen Windparks, was mit einer erhöhten Akzeptanz für den Windpark einhergehen kann
- Informationsaustausch für die Planung und den Betrieb von lokalen ggf. genossenschaftlichen Wärmenetzen und über die Potenziale für Quartiers- bzw. Clusterlösungen
- Bei Leistungsausfall eines Erzeugers erfolgt eine direkte Lastreduktion bei Verbrauchern
- Herstellung einer lokalen Bilanz von Erzeugung und Verbrauch sowohl für Strom- als auch für Wärmenetze, und insbesondere der Wärmepumpen
- Handel über dezentrale Marktplätze
- Einsatz von Energieverbrauchern bei Überschüssen von Strom aus erneuerbaren Energiequellen

Für Verbraucher wäre es ggf. von Interesse, wenn diese Informationen nicht nur für einzelne Energieerzeuger, sondern auch für die Gesamtheit aller Erzeuger vorlägen. Eine derartige Information, etwa über die momentane Zusammensetzung der deutschlandweiten Stromerzeugung,[1] könnte z. B. ökologisch orientierte Stromverbraucher dazu anregen, ihren Stromverbrauch systemdienlich zu terminieren.

Es stellen sich, wie auch in den übrigen verbrauchsbezogenen Wertschöpfungsfeldern, vor dem Hintergrund einer Automatisierung derartiger Vorgänge u. a. die Fragen, wie groß die (realisierbaren) Potenziale für »demand side integration« (DSI) sind und wieviel »Fremdsteuerung« Nutzer und Eigentümer akzeptieren.

2.3.10.3 Mögliche IuK-Ansätze

- Microgrids (siehe Kapitel 3.2.1.2)
- dezentrales EMS (zur Eigenverbrauchsoptimierung) (siehe Kapitel 3.2.1.3)
- GrünStromJeton (Grünstromnachweise, Blockchain) (siehe Kapitel 3.2.1.6)
- Building Energy Management System (BEMS) (z. B. Austausch der thermischen Gebäudemassen bzw. der Temperaturvarianzen (siehe Kapitel 3.2.1.8)
- Prosumer-Prosumer-Plattform (siehe Kapitel 3.2.3.3)

[1] Beispielsweise https://transparency.entsoe.eu/.

3
Empfehlungen zu IuK-Ansätzen und -Lösungen

Im vorherigen Kapitel 2.3 wurden unterschiedliche IuK-Ansätze und -Lösungen, den einzelnen Wertschöpfungsfeldern zugeordnet, aufgeführt. Ihre detaillierte Beschreibung erfolgt in diesem Kapitel nach Innovationsarten (Produkt-, Prozess-, Markt- oder Technologieinnovation), wobei jeweils ein Gesamtüberblick mit exemplarischen Fallbeispielen einen Eindruck über die Lösung vermitteln soll. Für eine strukturelle Beschreibung können die im nächsten Kapitel 3.1 aufgeführten IuK-Architekturen dienen.

3.1
Ansätze zur Beschreibung von IuK-Architekturen in der Energiewirtschaft

Im Folgenden werden zwei Ansätze vorgestellt, um IuK-Architekturen in der Energiewirtschaft systematisch zu beschreiben.

3.1.1 Smart Grid Architectural Model (SGAM) als Framework

Das SGAM ist Teil der »Smart Grid«-Referenzarchitektur, die von der »Smart Grid Coordination Group« auf Basis des Mandats M/490 erarbeitet wurde. Es soll den Entwurf von Architekturen für Anwendungsfälle im heutigen und zukünftigen Energiesystem unterstützen. Das SGAM-Rahmenwerk besteht aus den Elementen der SGAM-Methodik (»Methodology«).

Die Elemente sind im SGAM-Rahmenwerk in einem dreidimensionalen Modell angeordnet (siehe Abbildung 8), bestehend aus fünf Interoperabilitäts-Ebenen, fünf Domänen und fünf Zonen. Das Modell erlaubt es, einen Anwendungsfall auf verschiedenen Interoperabilitätsperspektiven zu entwerfen. In jeder Perspektive werden unterschiedliche Aspekte der Interoperabilität beschrieben. Die Aspekte können wiederum anhand von zwei Dimensionen, das sind Zonen (»Zones«) und Domänen (»Domains«), angeordnet werden. Die Zonen bieten dabei die Möglichkeit, die Hierarchie im Kontext des Managements des Energiesystems zu berücksichtigen. Die Domänen leiten sich aus dem Konzeptmodel (»Conceptual Model«) der Referenzarchitektur ab.

Die Anwendungsfälle werden nach einer Use-Case-Analyse auf die Elemente des SGAM-Rahmenwerks abgebildet. Diese Vorgehensweise wird in der Methodik des SGAM beleuchtet. Dabei werden nacheinander die einzelnen Interoperabilitäts-Ebenen (»Component«, »Business«, »Function«, »Information« und »Communication«) entwickelt. Für jede Ebene werden die einzelnen Aspekte der Interoperabilität entworfen und zugeordnet. Die Umsetzung der Methodik für die relevanten Anwendungsfälle soll eine Vergleichbarkeit von Architekturen ermöglichen, da diese anhand der gleichen Domänen, Zonen und aus Sicht der gleichen Interoperabilitätsperspektiven beschrieben sind. Weiterhin kann die Methodik genutzt werden, um Lücken in der Standardisierung, z. B. für neu entstehende Anwendungsfälle, zu finden.

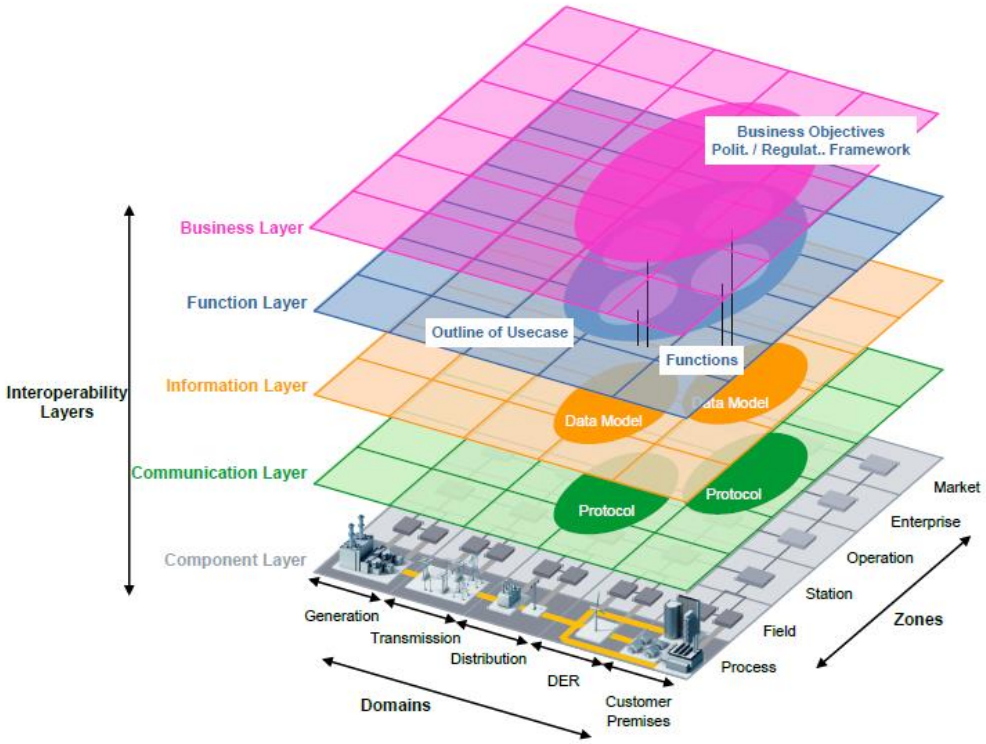


Abbildung 8: Smart Grid Architectural Model (SGAM) [9].

3.1.2 Universal Smart Energy Framework (USEF)

USEF stellt ein Marktmodell zum Handel und zur Kommerzialisierung energetischer Flexibilitäten bereit. Ergänzt wird dieses Marktmodell durch eine Referenzimplementierung, die auf einer serviceorientierten Architektur beruht. Die Implementierung folgt dabei dem Prinzip »privacy & security by design«. Im entsprechenden Dokument »USEF: The Privacy and Security Guideline« [10] sind die berücksichtigten Designprinzipen kategorisiert und erläutert. Diese Prinzipien reichen von Datenverschlüsselung und Datensparsamkeit bis hin zu Prinzipien hinsichtlich der Identifizierung, Authentifizierung und Autorisierung. Im Gegensatz zu SGAM, das primär der Einordnung und Orientierung dient, ist USEF ein konkretes Rahmenwerk zur Verwaltung von Flexibilitätsdienstleistungen (vgl. Abbildung 9).

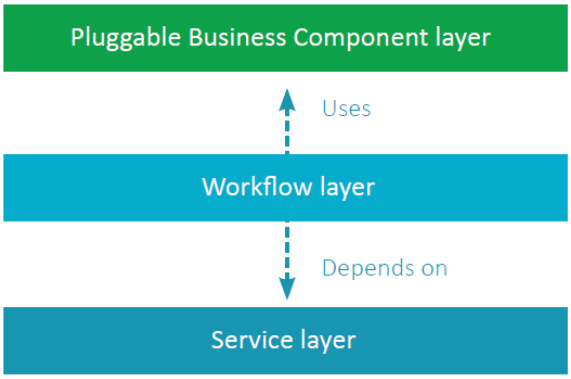


Abbildung 9: USEF Architektur (der Referenz-Implementierung) (siehe Kapitel 8 in [11]).

Das im Dokument »USEF: The Framework Explained« [11] vorgestellte Marktmodell basiert auf einem Rollenmodell, das die charakteristischen Akteure in Flexibilitätsmärkten definiert. Eine wesentliche Rolle in diesem Modell ist die des Aggregators [12], der Flexibilitäten am Markt anbietet; entweder systemdienlich zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Bilanzkreisen oder netzdienlich zur Auflösung von Netzengpässen. Die Interaktionen zwischen den verschiedenen Rolleninhabern sind durch einen marktbasierten Koordinationsmechanismus (MCM) mit verschiedenen Phasen und standardisierten Prozessabläufen beschrieben. Hierbei wird zwischen generellen und anwendungsspezifischen Prozessschritten unterschieden. Dadurch ist es möglich, Flexibilitäten, die sich z. B. in Wohnquartieren aus PV- und BHKW-Betrieb ergeben, genauso zu vermarkten wie Flexibilitäten in der industriellen Produktion.

Die unter der Apache-Lizenz frei verfügbare quellenoffene Referenzimplementierung von USEF hat eine serviceorientierte Architektur, in der jede Rolleninstanz ein Dienst ist, der sich über standardisierte Nachrichten mit den anderen Diensten via HTTPS austauscht (vgl. »USEF: The Framework Specifications« [13] und »USEF: The Framework Implemented – Systems Architecture« [14]). Die XML-Strukturen der Nachrichteninhalte sind ebenfalls mithilfe von XML-Schemata spezifiziert. Neben Diensten der Marktakteure gibt es die ausgezeichnete Instanz eines »Common Registry Operators« (CRO), der ein gemeinsames Verzeichnis der Dienste der Marktakteure enthält. Dieses Verzeichnis stellt u. a. Informationen zu jedem registrierten Akteur, seine URL zum Nachrichtenaustausch und den öffentlichen Schlüssel zur asymmetrischen Nachrichtenverschlüsselung bereit. Neben einem vielseitig einsetzbaren Vermittlungsdienst bietet USEF auch einen allgemein verwendbaren Dienst zur verschlüsselten Kommunikation und auch zur Validierung von Nachrichten und damit einige wichtige Basisdienste zur sicheren digitalen Vernetzung in der Energiewirtschaft, insbesondere zum digital unterstützten Flexibilitätshandel.

Die aufgrund seiner Architektur flexibel um weitere Dienste erweiterbare Implementierung von USEF – z. B. zur Visualisierung oder zum Loggen von Prozessabläufen – bietet zudem die Möglichkeit, via »Pluggable Business Components« (siehe [14]) das Verhalten von Serviceinstanzen entsprechend der Geschäftslogik der korrespondierenden Marktakteure anzupassen.

3.2 IuK-Landschaft

Im Folgenden sollen die genannten IuK-Lösungen aus den Wertschöpfungsfeldern erläutert werden. Für die Systematisierung werden die in Kapitel 2.2 beschriebenen Innovationsarten verwendet. Insofern ein Ansatz zwei Arten zugeordnet wurde, wird dieser ausschließlich in einem der nachfolgenden Abschnitte behandelt (falls nicht im Kapitel 3.4 für spezifische IuK-Standards aufgeführt). Die Abschnittsbezeichnung folgt den vier betrachteten Innovationsarten: Produkt-, Prozess-, Markt- und Technologieinnovation.

3.2.1 Produktinnovationen

In diesem Abschnitt werden IuK-Lösungen erläutert, die bereits bestehen, jedoch Modifikationen bedürfen, um die aufgezeigten fehlenden Informationsflüsse aus den Wertschöpfungsfeldern abdecken zu können.

3.2.1.1 Virtuelle Kraftwerke

Eine wesentliche Herausforderung im Rahmen der Digitalisierung der Energiewirtschaft ist der Umgang mit einer Vielzahl an Daten, die bei einer zunehmenden Menge an dezentralen Energieanlagen anfallen und damit verstärkt im Vordergrund stehen. Daher werden leistungsfähige Lösungen benötigt, die diese Daten effizient und kostengünstig von den Anlagen erheben und für die Geschäftsanwendungen interpretieren und aufbereiten.

Der Umgang mit den unterschiedlichen Protokollen der Supervisory Control And Data Acquisition-Systeme (SCADA-Systeme) von verschiedenen Energieanlagenherstellern ist dabei ebenso notwendiger Bestandteil wie die Skalierungsfähigkeit und das Wissen über die energiewirtschaftlichen Prozesse. Für eine effiziente Integration der dezentralen Anlagen in das Stromnetz liegt es nahe, die einzelnen Anlagen zu einem Großkraftwerk zu bündeln und damit für den Stromgroßhandel verfügbar zu machen.

Ein solcher Zusammenschluss von dezentralen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern wird als »virtuelles Kraftwerk« (VK bzw. »virtual power plant«, VPP) bezeichnet. Virtuelle Kraftwerke leisten durch die gemeinsame Steuerung von dezentralen Anlagen einen wesentlichen Beitrag zu einer stabilen Energieversorgung, indem sie flexibel auf Änderungen im Netz reagieren können. Aufgrund der Bündelung können sich die volatilen Energien ausgleichen und eine größere Menge an elektrischer Leistung gemeinsam gesteuert werden. Der Zweck des Zusammenschlusses ist eine gemeinsame Vermarktung von Strom und Flexibilität sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie z. B. Regelleistung.

Ein Beispiel für ein virtuelles (Kombi-)Kraftwerk ist das IEE.vpp (vgl. Abbildung 10, Entwicklung und Betrieb seitens des Fraunhofer IEE). Ein Beispiel für den standardisierten Informationsaustausch im VPP-Kontext ist VHPready[1] (Mitentwicklung seitens des Fraunhofer FOKUS). VHPready (Virtual Heat and Power ready) ist ein Industriestandard des Industrieforum VHPready e. V. zur informationstechnischen Vernetzung und Steuerung dezentraler Energieanlagen auf Basis der IEC-Protokolle IEC 60870-5-104 oder IEC 61850-7-420. Der Standard unterstützt den Fahrplanbetrieb und die Überwachung von Aggregaten, Batterien, Blockheizkraftwerken, Wärmespeichern, Wärmepumpen, elektrischen Heizungen, sowie von PV- und Windkraftanlagen innerhalb von virtuellen Kraftwerken mit dem Fokus auf die Erbringung von Regelleistung. Das IEE.vpp ist ein modulares Echtzeitsystem, das es erlaubt, erneuerbare-Energien-Anlagen zu überwachen, zu steuern, zu aggregieren und nach unterschiedlichen Strategien zu optimieren. Es wurde

[1] https://www.vhpready.de.

in zahlreichen Forschungsprojekten zur Lösung aktueller energiewirtschaftlicher Fragestellungen entwickelt und erfolgreich eingesetzt (u. a. Kombikraftwerk, RegModHarz, Kombikraftwerk 2, Regelleistung durch Windkraftanlagen, segio:VK, Regelleistung durch Wind- und Photovoltaikparks). Auch in Forschungsprojekten der europäischen Union wurde das IEE.vpp erfolgreich eingesetzt. Im Projekt SEMIAH[1] wurde es genutzt, um Haushalte in der Schweiz und in Norwegen zu steuern, sowie in dem Projekt REstable [15] zur Demonstration eines Pools aus erneuerbaren Anlagen zur Bereitstellung von Regelleistung auf europäischer Ebene. Das Projekt REstable erhielt 2016 den »Deutsch-Französischen Innovationspreis für Erneuerbare Energien«.

Darüber hinaus ist es bereits bei Akteuren der Energiewirtschaft operativ im Einsatz. Exemplarisch zu nennen ist die Betreibergemeinschaft ARGE Netz mit der zugehörigen Vermarktungsgesellschaft ANE, die in ihrem virtuellen Kraftwerk rund 1200 MW an erneuerbaren Energien bündeln [16]. Das virtuelle Kombikraftwerk IEE.vpp nutzt modernste Informationstechnologien zur Verarbeitung von sekündlich aufgelösten Messwerten wie NoSQL-Datenbanken und ist daher zur Integration einer großen Anzahl dezentraler Anlagen sehr gut geeignet.

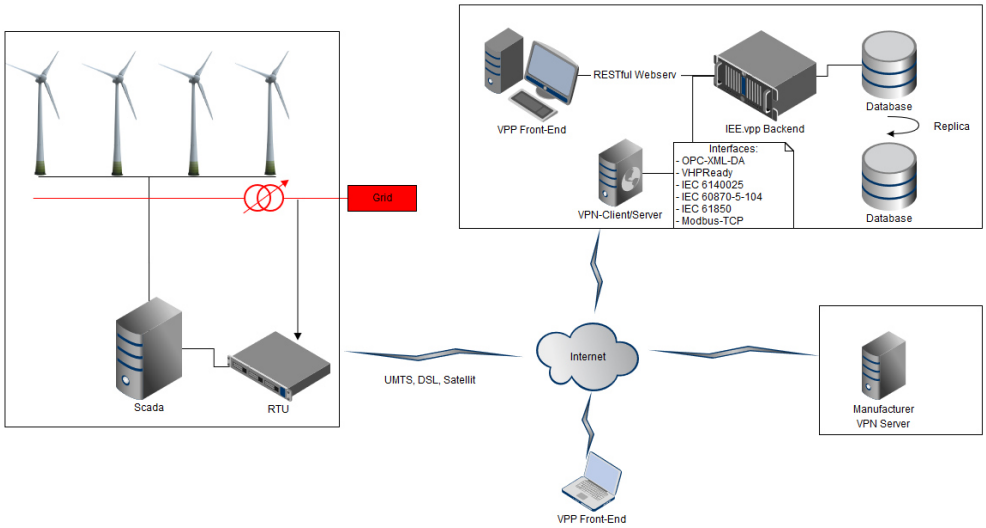


Abbildung 10: Architektur des VK-Leitsystems IEE.vpp (angepasste Abb. 18.5 in [2]).

Des Weiteren sind bei den größten Akteuren in der EEG-Direktvermarktung einerseits Eigenentwicklungen von Leitsystemen im Einsatz, wie bei dem unabhängigen Direktvermarkter Energy2market GmbH [17], sowie kooperative Entwicklungen mit einem Lieferanten. Exemplarisch zu nennen ist die Next Kraftwerke GmbH in Zusammenarbeit mit der ABB Gruppe [18]. Darüber hinaus ist vor allem die Energy & Meteo Systems GmbH als Dienstleister aktiv, die als »Software as a Service« den Marktakteuren ein virtuelles Kraftwerk u. a. auf Basis von VHPready zur Verfügung stellt. Abnehmer dieses Anbieters sind beispielsweise die N-ERGIE AG oder der größte Direktvermarkter auf dem deutschen Strommarkt, die Statkraft Markets GmbH [19].

3.2.1.2 Microgrids

Abgeschlossene dezentral versorgte Gebiete, die autark vom öffentlichen Netz betrieben werden können, werden als Microgrids bezeichnet. Microgrids haben einen Anschlusspunkt an das allgemeine Stromversorgungssystem, bei Störungen im Anschlussnetz kann sich das Microgrid jedoch abkoppeln und sich zumindest vorübergehend durch dezentrale Erzeuger und ggf. Speicher selbst versorgen. Dies erfordert neben einer ausreichend

[1] http://semiah.eu/.

dimensionierten Erzeugungskapazität vor allem eine dynamische Regel- und Steuerungsfähigkeit der dezentralen Anlagen mithilfe moderner IuK [20].

Komponenten im Microgrid sind typischerweise dezentrale steuerbare Erzeuger, Verbraucher und Speicher, wie z. B. Photovoltaik-Anlagen, BHKWs, Wärmepumpen und Batteriespeicher, sowie ein Regelungssystem. Die installierte Kapazität von Microgrids ist normalerweise relativ klein (von wenigen kW bis zu mehreren MW) und konzentriert sich auf die Abdeckung des lokalen Energiebedarfs [21]. Grundvoraussetzung für ein Microgrid ist eine kommunikationstechnische oder regelungstechnische Verknüpfung zwischen den Energieanlagen hinter dem Netzanschlusspunkt. Aktuell sind Richtlinien hinsichtlich der Planung als auch zum Betrieb in der IEC TS 62898-1 bzw. -2 international standardisiert.

Durch die lokale Optimierung der integrierten Akteure im Microgrid kann die lokal erzeugte Energie effizienter genutzt, Netzverluste vermieden und die übergeordneten Stromnetze entlastet werden. Es bietet zudem die Möglichkeit zur Absicherung vor Stromausfällen bei kritischen Prozessen [22]. Weitere Anwendungsfelder sind z. B. Microgrids für die autarke Versorgung von Industrieunternehmen, für Quartierslösungen oder für die Versorgung abgelegener ländlicher Gegenden oder Inseln [23].

Das bekannteste deutsche Microgrid-Projekt ist der EUREF-Campus in Berlin, wo eine nahezu klimaneutrale Versorgung des »Messelbaus« und der transparenten Veranstaltungskuppel des Berliner Gasometers mit Wärme und Kälte erfolgt. Ein effizientes Energiemanagement und die Nutzung regenerativer Energien sollen hier zu minimalem Verbrauch, Versorgungssicherheit und Umweltfreundlichkeit bei der Erzeugung von Wärme, Kälte und Elektrizität führen. Alle Energieerzeuger, -speicher und -verbraucher auf dem Campus sind zu einem »Micro Smart Grid« zusammengeführt und per »Smart Metering« miteinander verbunden [24].

In Toulouse wurde von der ENGIE Group mit dem »Smart ZAE« das erste französische Microgrid in Betrieb genommen, das für die Versorgung eines gesamten Gewerbeparks entwickelt wurde. Dieses Netz erzeugt grünen Strom aus mehreren Quellen und nutzt chemische und mechanische Speichertechnologien innerhalb eines Systems, das stabil, finanziell optimiert und mit dem übergeordneten Netz synchronisiert ist, unter Verwendung eines von INEO SCLE SFE entwickelten Steuerungs- und Managementsystems. Das Ergebnis ist eine günstigere Energie und eine effektivere Kontrolle von Verbrauchsspitzen [23].

3.2.1.3 Energiemanagementsysteme (EMSe)

Ein »Energiemanagementsystem« (EMS) [25] verfolgt das Ziel, ein definiertes Optimierungsproblem rechnergestützt zu lösen. Dies kann beispielsweise die Maximierung des Gewinns oder auch die Minimierung von Kosten, anhand von Stamm-, Prognose-, Echtzeit- und Marktdaten, sein (u. a. zur Festlegung von Randbedingungen). Damit ist es abzugrenzen von Energiemanagementsystemen, die der ISO 50001 folgen, mit EnMS abgekürzt werden und Energieeffizienz ganzheitlich betrachten und softwareseitig unterstützen [26] [25].

Der Umfang eines Optimierungsproblems eines EMS hängt vom individuellen Fall ab: Er reicht vom Einzelgebäude mit entsprechenden Energieanlagen (z. B. für ein BEMS/HEMS, siehe Kapitel 3.2.1.8) über einen Anlagenverbund im Microgrid bis zum Portfolio im virtuellen Kraftwerk jeweils für unterschiedlichste Anwendungsfälle. Exemplarisch ist dies für Microgrids in [27] ermittelt worden (siehe Abbildung 11). Vergleichbare Ziele gelten für virtuelle Kraftwerke und BEMS/HEMS wie [25] bzw. [28] zeigt. Für die Formulierung eines Problems können stochastische oder deterministische Ansätze zum Zuge kommen; für die Lösung mathematische und/oder heuristische Verfahren [25].

Für die Umsetzung eines Energiemanagementsystems können unterschiedlichste IuK-Lösungen zum Einsatz kommen, die abhängig sind von beispielsweise den eingesetzten Verfahren oder der Einbettung in bestehende übergeordnete Systeme (wie einem SCADA-System eines VKs). Beispielhaft sei das EMS vom Fraunhofer IEE genannt (»microSCOPE«), welches u. a. einen Python-basierten »Pyomo«-Kern [29] zur Modellierung von gemischt-ganzzahliger linearer Optimierung für die Fahrplanerstellung von Energieanlagen nutzt [30]. Hinsichtlich der Berücksichtigung von IuK-Standards in der Entwicklung kann auf die IEC 61790 zugegriffen werden, um die API des EMS kompatibler zu anderen Enterprise-Systemen zu gestalten (Details zur IEC 61790 siehe Kapitel 3.4.3).

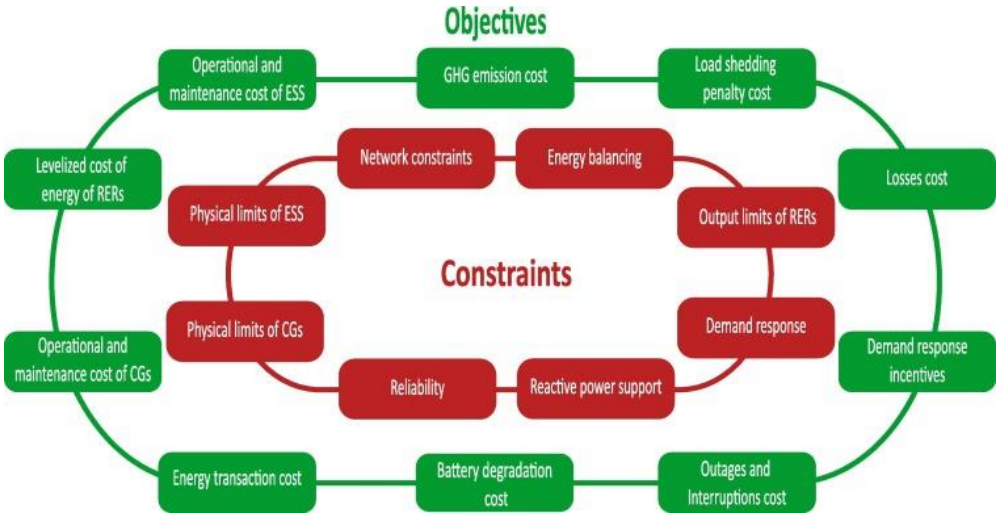


Abbildung 11: Mögliche Optimierungsziele eines Microgrid-EMS sowie eine Auswahl an optionalen Randbedingungen (Abb. 7 in [27]).

3.2.1.4 Enerchain (Blockchain)

Im Kontext der Digitalisierung der Energiewirtschaft existieren verschiedene Ansätze zur Anwendung der Blockchain-Technologie [31]. Die »Enerchain« zählt hierbei als eine dieser Blockchain-Umsetzungen [32 - 34]. Diese verfolgt das Ziel, einen kostengünstigen, sicheren sowie hochgradig performanten Peer-to-Peer-Strom- und Gashandel im europäischen B2B-Bereich aufzusetzen. Hintergrund ist die voraussichtliche Zunahme an kleinteiligen Transaktionen als Konsequenz aus der voranschreitenden Dezentralisierung des Energiesystems, die zusätzlich von Akteuren abseits des klassischen Großhandels abschließbar sein sollen. Hemmnisse an dieser Stelle sind unter aktuellen Marktbedingungen hohe Transaktionsgebühren und Markteintrittsbarrieren. Gleichzeitig existiert für die gegenwärtigen Handelsteilnehmer eine Möglichkeit zur Kosteneinsparung, indem die heutigen Großhandelsplätze substituiert werden bzw. unter Wettbewerbsdruck geraten. Dar-über hinaus besteht die Option der vereinfachten Darbietung neuer standardisierter Ni-schenprodukte, wie beispielsweise neuartige Flexibilitätsangebote.

Aktuell wird die Entwicklung dieser Blockchain-Variante von der Ponton GmbH gemeinsam in einem Konsortium von 43 Akteuren aus dem Energiesektor im sogenannten »Enerchain Project« vorangetrieben (Stand: April 2019). Größtenteils handelt es sich dabei um bestehende Großhandelsteilnehmer, aber auch neuere Akteure wie die Vermarktungsgesellschaft ANE. Bisher ist dem Projekt Ende 2016 die erste öffentlich präsentierte Day-ahead-Markt-Transaktion gelungen. Seitdem fand eine stetige Weiterentwicklung der Softwarelösung statt, z. B. im Rahmen von realen Funktionstests, die in einem »Proof of Concept« Anfang 2018 endeten. Dieses zeigt die erfolgreiche Implementierung von

Standard- und Nicht-Standard-Produkten im Strom- und Gashandel auf Basis der »Tendermint«-Blockchain-Technologie. Dabei ist nach ersten rechtlichen Einschätzungen keine Regulierung nach der Finanzmarktrichtlinie (MiFID) zu erwarten, sodass die komplexeren Regeln an Handelshäusern nicht zum Tragen kommen. Der Grund ist die rechtliche Einordnung als reine Kommunikationsinfrastruktur für den Austausch von Peer-to-Peer-Mitteilungen. Ein weiterer relevanter Unterschied zu den bisherigen zentralen Handelsplätzen ist die unterschiedliche Preisstruktur: Im Gegensatz zu den derzeitigen Transaktionsgebühren je Megawattstunde wird die Enerchain über eine feste monatliche Gebühr je Knoten finanziert. Die weitere Entwicklung der Preismodelle sowie der Software, aber auch die Vermarktung der Blockchain-Lösung wird ab 2019 von der Enerchain LE übernommen. Mit der Live-Schaltung des Systems am 20.05.2019 steht die Lösung in der Version 1.0 für die Öffentlichkeit zur Verfügung, sodass OTC-Handelsvorgänge per proprietärer »Enerchain API« und »Enerchain GUI« durchgeführt und überwacht werden können (Details s. [35]).

3.2.1.5 Gridchain (Blockchain)

Eine weitere Blockchain-Variante ist die Gridchain [36, 37], die primär die Netzsphäre anstatt der Marktsphäre abdeckt. Hauptziel von Gridchain ist eine Koordination des Austauschs zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Zurzeit ist dieser Austausch nicht-standardisiert und teilweise wenig ausgeprägt. Um die zunehmende netzstabilisierende Einbindung von dezentralen Energieanlagen wie in der Frequenzhaltung zu gewährleisten, ist eine Berücksichtigung der Bedingungen im Verteilnetz vonnöten. Hier ermöglicht die Gridchain, Leistungsabfragen vom ÜNB auf 15 min-Basis vor der Erbringung dem VNB mitzuteilen. Gleichzeitig werden die Aggregatoren und Anlagenbetreiber über ihren bevorstehenden Abruf informiert. Des Weiteren erlaubt die Gridchain eine verbesserte Koordinierung des Engpassmanagements aller Markt-/Netzakteure. Der Haupttreiber der Entwicklung ist wie bei der Enerchain die Ponton GmbH in Kooperation u. a. mit Verteilnetzbetreibern aus Österreich. Derzeitiger Schwerpunkt der Ponton GmbH hinsichtlich der Weiterentwicklung der Gridchain ist der Test im Realbetrieb.

3.2.1.6 GrünStromJeton (Blockchain)

Herkömmliche Ökostromtarife funktionieren nach dem Prinzip, dass der Energielieferant genau so viel Grünstrom am Markt einkauft wie der Kunde an Strom verbraucht. Hierbei spielt die physikalische Herkunft des vom Kunden genutzten Stroms keine Rolle. Der Verbrauch wird anhand eines standardisierten Lastprofils rechnerisch über den Tag verteilt. Entsprechend speist das Energieunternehmen zeitgleich die benötigte Menge Ökostrom ins Netz ein. Das Standardlastprofil bildet jedoch nur eine repräsentative Stromverwendung ab. Die individuelle Nutzung bleibt außer Betracht. Deshalb war ein zielgerichteter Verbrauch des jeweils physikalisch vorhandenen Strommixes bisher nicht möglich [38].

Um Transparenz für die Endkunden beim Bezug und Verbrauch von Ökostrom zu schaffen, wurde GrünStromJeton entwickelt – eine von der Stadtwerke Energie Verbund SEV GmbH, der Discovergy GmbH, der Sunride GmbH und blog.stromhaltig Ltd. unterstützte, auf einer Blockchain basierende Anwendung.

Diese misst und belegt den Anteil von ökologisch erzeugtem Strom am tatsächlichen Stromverbrauch mithilfe des sogenannten Grünstrom-Index. Dieser listet für jede Postleitzahlregion in Deutschland stundengenau auf, in welchen Zeiten wie viel Strom aus erneuerbaren Energien lokal verfügbar ist. Kunden sollen damit in der Lage sein, ihre Stromnutzung so zu steuern, dass sie einen möglichst hohen Grünstromanteil aufweist. Zur Belohnung für einen hohen Grünstromanteil erhalten Kunden sogenannte »GrünStromJetons« [39].

Voraussetzung für die Teilnahme ist ein intelligenter Stromzähler (Smart Meter) im Haushalt des Kunden, der den Stromverbrauch in Echtzeit aufzeichnen kann. Über eine Blockchain werden die Daten an das Smart Meter der Discovergy GmbH übertragen. Die Ethereum Blockchain fungiert dabei als eine kryptographisch geschützte dezentral verteilte Peer-to-Peer-Datenbank [38]. Über dieses Projekt hinaus unterstützt die GrünStromJeton-Implementierung eine manuelle Mitteilung von Zählerständen (mindestens zwei Meldungen am Tag notwendig) [40].

Mithilfe der Blockchain können Stromverbraucher erstmals einen Nachweis darüber erhalten, ob sie zu einem gegebenen Zeitpunkt tatsächlich Strom aus erneuerbaren Energien oder doch aus anderen Energiequellen verbrauchen – unabhängig davon, ob sie einen Ökostromtarif haben oder nicht. Die Blockchain-Anwendung verschiebt damit die Perspektive in der Grünstromkennzeichnung von der Erzeugung zum Verbrauch. Sie richtet den Fokus statt auf die Einspeisung auf die tatsächliche Entnahme aus dem Stromnetz.

Ziel soll es sein, die GrünStromJetons mit einem Preis zu versehen, um neben einem emotionalen auch einen finanziellen Anreiz zu schaffen, möglichst viel lokal erzeugten Grünstrom zu verbrauchen. Perspektivisch können solche Jetons auch tauschbar und handelbar gemacht werden – ähnlich der digitalen Kryptowährung Bitcoin, die ebenfalls auf der Blockchain-Technologie basiert [39].

3.2.1.7 Digitale Ökobilanzierung der lokalen Energieversorgung

Die Ökobilanzierung (»Life Cycle Assessment«) zielt darauf ab, alle Umweltauswirkungen eines bestimmten Produkts oder einer Dienstleistung in allen Phasen seiner Lebensdauer, also von der »Wiege bis zur Bahre« zu bewerten: von der Gewinnung und Verarbeitung der Ressourcen über Bau, Herstellung und Einzelhandel, Vertrieb und Nutzung, Reparatur und Wartung, Entsorgung und Stilllegung bis hin zu Wiederverwendung/Recycling.

Der CO_2-Fußabdruck ist die Gesamtmenge der Treibhausgase, die über den Lebenszyklus eines Produkts oder eines Prozesses emittiert werden.

Alle Technologien zur Stromerzeugung emittieren Treibhausgase zu einem bestimmten Zeitpunkt in ihrem Lebenszyklus und hinterlassen somit einen CO_2-Fußabdruck. Die fossile Stromerzeugung hat die größte CO_2-Bilanz und die meisten Emissionen entstehen direkt während des Anlagenbetriebs. Im Gegensatz dazu haben erneuerbare Energien eine geringe CO_2-Bilanz und die meisten Emissionen werden indirekt verursacht, z. B. während der Bauphase. Die Emissionen aus Biomasse können höher sein als bei anderen erneuerbaren Energien. CO_2-Emissionen von Biomasseanlagen werden manchmal während ihrer Lebensdauer nicht berücksichtigt, da die CO_2-Emissionen gleich der CO_2-Menge sind, die in den Wachstumsphasen der Biomasse absorbiert wird [40].

Digitale Rechner können dazu verhelfen, den CO_2-Fußabdruck einer Person, einer Kommune und oder eines Landes zu bemessen und zu einem ökologischeren Verhalten anzuregen. Für die Überprüfung des eigenen ökologischen Fußabdrucks sind bereits zahlreiche Apps auf dem Markt – je höher der Anteil erneuerbarer Energien desto besser die Ökobilanz [41]. Dieser Ansatz ließe sich beispielsweise auch auf den Verkehrssektor ausweiten.

Jedoch können Treibhausgasemissionen nicht als alleiniger Indikator für die Ökobilanz eines Systems oder einer Technologie verwendet werden. Vor allem indirekte Emissionen müssen ebenfalls berücksichtigt werden (z. B. im Zusammenhang mit der vorgelagerten Bereitstellung von Brennstoffen, Ressourcen, Gütern usw. oder der nachgelagerten Entsorgung von Rückständen und der Verwertung von Nebenprodukten) [42].

3.2.1.8 Building/Home Energy Management System (BEMS/HEMS)

Mithilfe der Nutzung eines »Building Energy Management System« (BEMS) [43, 44], einem SCADA-System auf Gebäudeebene mit lokalen EMS-Optimierungsfähigkeiten (siehe Kapitel 3.2.1.3), sollen die technischen Anlagen eines Gebäudes, wie Heizungen, Klimatisierung, Belüftung oder Beleuchtung, möglichst effizient und kostenoptimiert betrieben werden. Darüber hinaus kann das System mit weiteren Hilfssystemen wie der Zugangskontrolle oder der Brandmeldeanlage verknüpft werden. Nichtsdestotrotz kann ein BEMS über das Gebäude hinaus einen Zweck erfüllen, indem es sich markt- und netzdienlich verhält.

Dabei besteht ein klassisches BEMS aus drei Ebenen:

1. Managementebene: SCADA-Funktionalitäten, die insbesondere einen Überblick über die Teilsysteme bieten und gleichzeitig einen Eingriff u. a. des Gebäudemanagementpersonals in den automatisierten Betriebsablauf des Gebäudes erlauben,
2. Automatisierungsebene: insbesondere Gateways, die eine lokale Regelung sicherstellen sowie Steuersignale vom SCADA-System umsetzen,
3. Feldebene: diese besteht aus Sensoren, Aktuatoren und Controllern, die mit den Gateways informationstechnisch verbunden sind.

Insbesondere aus IuK-Sicht sind die existierenden Standards wie ModBus, ZigBee, Wi-Fi, IEC 61850 usw. (siehe Kapitel 3.4.4), hinsichtlich der Automatisierungsebene von hoher Relevanz, sodass die Feld- und Managementebene miteinander interagieren können.

Neuere Ansätze für EM-Systeme setzen auf dem »Internet of Things«-Paradigma (IoT), bzw. dem spezifischer auf den Energiesektor ausgerichteten »Internet of Energy« auf [45 - 47]. Hierbei werden einzelne Sensoren, technische Anlagen etc. über eine Plattform miteinander verknüpft (meistens mit internetbasierten Protokollen). Prinzipiell soll eine entsprechende Plattform das klassische BEMS ersetzen. Drei Kernfunktionen setzt ein IoT-basiertes BEMS um:

1. Datenerfassung und -übermittlung auf Einzelgerätebene
2. Datenanalyse der aggregierten Daten
3. Ermittlung von Vorhersagen zur optimierten Betriebsweise der Einzelgeräte im Verbund

Eine Herausforderung an dieser Stelle ist es, eine herstellerunabhängige Einbindung von neuen IoT-Geräten zu ermöglichen, und dabei keine geschlossenen Plattformen einzelner Hersteller dominieren zu lassen. Beispielhaft sei der »construction operations building information exchange« (COBie) zur digitalisierten Übermittlung von Planungs-, Bau- und Betriebsdaten eines Gebäudes genannt. Diese Daten werden in der Planungs-, Bau- und Betriebsphase benötigt bzw. generiert (hinterlegt im »Building Information Model« [BIM]). Im Fall des BEMS sind sowohl geometrische und physikalische Eigenschaften als auch Komponenteneigenschaften von Interesse, um u. a. eine Gebäudesimulation für den optimierten Betrieb zu ermöglichen.

Gleichzeitig muss ein hohes Sicherheitsniveau sichergestellt werden, welches sich insbesondere vom Consumer-IoT-Bereich abhebt. Dies gilt besonders, wenn das BEMS sich mit dem Energiesystem über den Netzanschlusspunkt hinweg verbindet (zukünftig über das Smart Meter Gateway, siehe Kapitel 3.2.4.2), um mit einer übergeordneten Instanz, beispielsweise einem virtuellen Kraftwerk, zu interagieren.

Im Haushaltssektor mit dem Trend hin zu Smart Homes, die ebenfalls dem IoT-Konzept folgen, werden zur Überwachung und Kontrolle »Home Energy Management Systeme«

(HEMS) [48] eingesetzt. Diese Untervariante eines BEMS bietet die Funktionalitäten zur Hausautomatisierung mit vergleichbaren Primärzielen wie Energieeffizienz oder Erhöhung der Nutzerzufriedenheit. Hinsichtlich der speziell eingesetzten IuK-Lösungen wird auf das später folgende Kapitel 3.2.4.3 zu Smart Home-IuK verwiesen.

3.2.1.9 Energy Data Space/International Data Spaces

Im Vergleich zu den anderen aufgeführten IuK-Lösungen bietet der »Energy Data Space« [49] eine weitreichende Möglichkeit, den Datenaustausch prinzipiell in allen Wertschöpfungsfeldern zu vereinfachen. Grundlage für das Konzept sind die übergeordneten »International Data Spaces« (IDS) [50, 51] unter der Federführung der International Data Spaces Association mit über 95 internationalen Mitgliedern aus Industrie und Forschung, deren Vorgehensweisen auf die Energiewirtschaft übertragen werden.

Grundsätzlich soll mit den IDS das kritische Problem der Datensouveränität bisheriger Datenplattformen der traditionellen Internetunternehmen Google/Alphabet, Facebook, Twitter usw. aufgehoben werden. Grundpfeiler eines solchen Systems sind die Herstellerunabhängigkeit von Datenhandelsplätzen, die sich dennoch mit unterschiedlichsten Herstellern verknüpfen können. Wichtiges Prinzip dabei ist die vollkommene Offenheit bezüglich aller Akteure, sodass damit der Einstieg und die Benutzung für neue Akteure erleichtert wird. Hierfür werden niedrige Transaktionskosten und standardisierte Schnittstellen angestrebt.

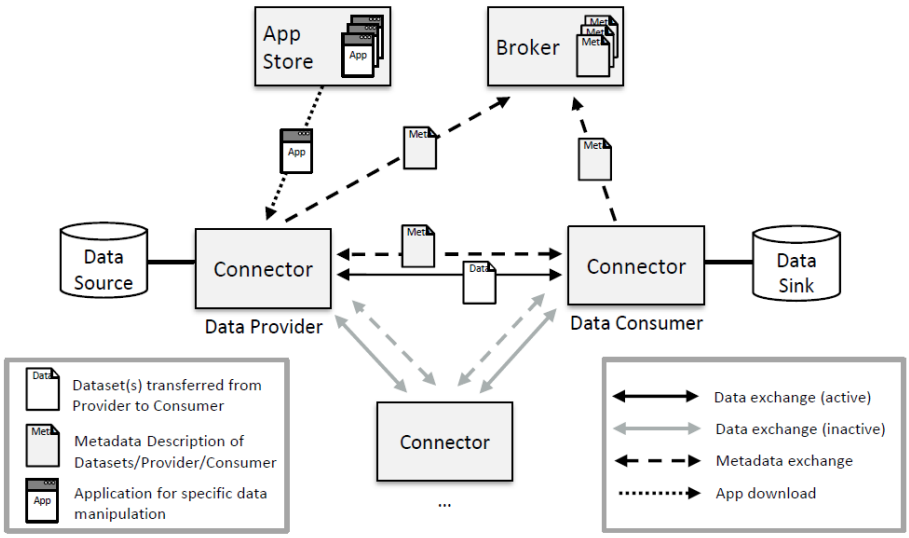


Abbildung 12: Referenzarchitekturmodell des International Data Spaces (Abb. 3.31 in [51]).

In diesem Sinne ist das IDS-Referenzarchitekturmodell entworfen (vgl. Abbildung 12). Erste Voraussetzung für die Einleitung eines Datenhandels ist das Vorhandensein einer Datenquelle sowie einer Datensenke. Damit beide Akteure, »Data Provider« und »Data Consumer«, zueinander finden können (»Datensuche«) und/oder zur Absicherung des Datenhandels, ist die optionale Einschaltung eines »Broker« mit ggf. angeschlossenem »Clearing House« möglich. Insofern schlussendlich ein Datenhandel durchgeführt werden soll, ist eine Verbindung zwischen standardisierten »Connectors« der zwei Akteure »Data Provider« und »Data Consumer« notwendig, die jeweils mit den zugehörigen Datensilos verknüpft sind.

Darüber hinaus kann es vonnöten sein, die Daten aufzubereiten, bevor ein Datenhandel stattfindet, beispielsweise Rohdaten zu filtern und/oder zu aggregieren. Hierfür können

sogenannte »Apps« zum Einsatz kommen. Durch Zuhilfenahme von zertifizierten App Stores sind unterschiedlichste Modifikationen der Daten vereinfacht möglich.

Zur Aufrechterhaltung der IT-Security muss jeder Connector ein Zertifikat besitzen, welches die Authentifizierung und Autorisierung vor einem Datenaustausch ermöglicht. Hierbei besitzt jeder Connector ein »Security Profil«, welches die Eigenschaften des Connectors enthält. Beispiele sind die Verifizierung der Integrität, die Isolierung der Anwendung oder die Nutzungskontrolle. Für die Übertragung zwischen den Connectors wird eine Punkt-zu-Punkt-Verschlüsselung per verschlüsseltem Tunnel (z. B. VPN-Tunnel) und eine Ende-zu-Ende-Authentifizierung umgesetzt. Die Übertragungssicherheitsarchitektur wird beim IDS über das »IDC Communication Protocol« geregelt und ist eine Voraussetzung für sogenannte »Trusted Connectors«, die dieses umsetzen müssen. Weitere Informationen zur Referenzarchitektur des IDS und den Sicherheitseigenschaften, wie dem PKI-Layout oder den detaillierten technischen Abläufen sind in [51] zu finden.

Hinsichtlich des »Energy Data Space» unterscheidet sich vor allem die gemeinsame Sprache (wie Ontologie, Referenz-Datenmodell), im IDS-Kontext »Vocabulary« genannt, vom IDS. An dieser Stelle sind die Vorgaben aus der Energiewirtschaft zu übertragen (z. B. der IEC 61970, siehe Kapitel 3.4.3), um insbesondere die Marktkommunikation zwischen den Akteuren der Energiewirtschaft zu vereinfachen. Beispielhafte Anwendungsbereiche können sowohl die Instandhaltungs- und Wartungsinformationen sein, als auch Vermarktungs- und Beschaffungsinformationen oder der Datenaustausch für netzübergreifende Systemdienstleistungen. Derzeit besteht die Bestrebung, mit interessierten Anwendern erste energiewirtschaftliche Use Cases, auf Grundlage der IDS-Vorgaben, in Projekten umzusetzen (angesiedelt in der IDS »Community Energy«).

3.2.1.10 Netzberechnungsabläufe für »Smart Markets«-Flexibilitätsplattformen

Für die Einführung von »Smart Markets« (siehe Kapitel 3.2.3.1) sind die Bestimmung von Netzengpässen[1] und deren mögliche Behebung auf Verteilnetzebene[2] per hochgradig automatisierter und schnellläufiger Netzberechnung notwendig. Entsprechend sind detaillierte digitalisierte Informationen über das Verteilnetz und die dezentralen Energieanlagen sowie performante Lösungsansätze gefragt [52].

Ein möglicher zeitsparsamer Ansatz ist die Sensitivitätsanalyse. Diese bestimmt die Sensitivität der einzelnen flexiblen Anlagen, die für eine Behebung des Netzengpasses zur Verfügung stehen, in Abhängigkeit ihres Gebots (z. B. Leistungsangebot und Produktlänge). In der Regel handelt es sich dabei um ein Fahrplanprodukt oder ein flexibles Produkt, das wie die Regelreserve unter bestimmten Bedingungen abgerufen wird. Diese Sensitivität gibt am Ende vor, ob der Anbieter gezogen wird, da die monetären Gebote anhand der Wirkung auf den Netzengpass gewichtet werden können, womit eine Vergleichbarkeit zwischen den Geboten ermöglicht wird. Darauf aufbauend können die kostengünstigsten Gebote vom Netzbetreiber ausgewählt werden. Eine besondere Herausforderung entsteht dann, wenn mehrere Netzzellen miteinander gekoppelt werden, die damit gleichzeitig eine Eigentumsgrenze überschreiten, bzw. wenn das Übertragungsnetz mitberücksichtigt werden soll. Dann ist ein Austausch von Netzmodellen wie unter der SOGL von Vorteil (siehe Kapitel 3.2.2.1). Zudem ist ein alternativer Einsatz von Energieanlagen im Verteilnetz durch den ÜNB, wie für die Frequenzhaltung, potenziell zu berücksichtigen [52 - 55].

[1] Eine Lastflussrechnung wird vom Netzbetreiber durchgeführt, um Netzengpässe auf Basis von Prognosen im Vorhinein zu bestimmen.

[2] Auf Übertragungsnetzebene ist die Erstellung von Lastflussrechnungen übliche Praxis (z. B. zur Bestimmung von Redispatch-Maßnahmen).

3.2.2 Prozessinnovationen

In diesem Abschnitt erfolgt die Beschreibung von Lösungen bzw. Ansätzen, die neue oder veränderte Prozesse mit sich bringen.

3.2.2.1 System Operation Guideline (SOGL)

Mit der Commission Regulation (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 ist die »System Operation Guideline« verabschiedet worden [56]. Primärer Fokus der Verordnung ist der zuverlässige und sichere Netzbetrieb mithilfe eines intensiven Datenaustauschs zwischen ÜNB, VNB und sogenannten signifikanten Netznutzern (SNN). SNN können Erzeuger, Speicher oder Verbraucher sein.

Für die spezifische Umsetzung der Richtlinie in Deutschland fand unter Federführung der deutschen ÜNB ein Konsultationsverfahren statt, welches mit der Veröffentlichung der generellen Implementierungsvorschriften zum 20.03.2019 endete.[1] Ab diesem Zeitpunkt läuft offiziell die generelle Implementierungsphase für alle betroffenen Akteure mit unterschiedlichsten Implementierungsfristen je Akteur.

Beim Design der Datenaustausche zwischen ÜNB, VNB und den SNN sind bisherige Prozesse wie die der Kraftwerkseinsatzplanung (KWEP) oder der »Generation and Load Data Provision Methodology« (GLDPM) bereits berücksichtigt. Diese sollen beispielsweise bei der Erfassung von Nichtverfügbarkeiten/-beanspruchbarkeiten von EE-Anlagen (bezüglich KWEP) oder für den Austausch von Netzmodellinformationen zwischen Netzbetreibern nach SOGL als erweitertes GLDPM von Nutzen sein. Insgesamt geht es im Allgemeinen um nachfolgende Informationen in der SOGL Umsetzung:

- Stammdaten von SNN
- Echtzeitdaten von SNN
- Nichtbeanspruchbarkeiten von SNN
- sonstige Planungsdaten der SNN
- ggf. die Weitergabe dieser Informationen in der Regel vom VNB an den ÜNB
- die Übermittlung von Netzmodellen zwischen Netzbetreibern

Aus IuK-Sicht sind des Weiteren die neuen Anforderungen bezüglich der Lieferung von Echtzeitdaten an den Anschlussnetzbetreiber (ANB) ab üblicherweise einer installierten Leistung von 1 MW auf Erzeugerseite bzw. ab 50 MW bei Verbrauchern von hoher Bedeutung. Hierbei sind Echtzeitdaten in der Regel in einer Frequenz von ≤ 60 Sekunden zu übermitteln.[2] Für die Umsetzung des Datenaustauschs sind technische Protokollstandards der IEC zu verwenden. Hinsichtlich der Kommunikation ist die direkte nachrichtentechnische Übergabe am Netzanschlusspunkt eine Option (falls Technik des ANB vorhanden). Als Zweites ist eine IP-basierte Kommunikation erlaubt, die dem Stand der Technik und der IT-Gesetzgebung entspricht, sowie die Umsetzung von seriellen Schnittstellen nach passenden IEC-Standards. Die beiden zuletzt genannten Varianten stehen ebenfalls für die Kommunikation der Echtzeitdaten zwischen den Netzbetreibern zur Verfügung.

In Zukunft dient diese neue Dateninfrastruktur u. a. für die Implementierung des neuen Redispatch-Prozesses in Folge der »NABEG 2.0«-Novelle, die eine Einbindung von EEG- und KWK-Anlagen, in der Regel ab 100 kW, in den Redispatch ab dem 01.10.2021 vorsieht [57]. Hierfür sind weitere Anpassungen an die bestehenden SOGL-Vorgaben zu erwarten.

[1] https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/SO-Verordnung/Datenaustausch.

[2] Häufig wird unter »Echtzeit« auch ein deterministisches Antwortzeitverhalten verstanden. Diese findet in diesem Fall jedoch keine Anwendung.

3.2.2.2 Umfassender digitaler standardisierter Informationsaustausch zwischen Märkten

Mit der verstärkten Zusammenführung von europäischen Stromgroßhandelsplätzen, im Sinne der angestrebten »Energy Union« mit einem »fully integrated internal energy market« nach der Commission Regulation (EU) 2015/1222 [58], besteht die Notwendigkeit, den Informationsaustausch zwischen den europäischen Einzelmärkten zu intensiveren.

Mit dem Augenmerk auf die Zusammenführung von Marktgebieten verschiedenster Großhandelsplätze besteht mit dem Projekt »Price Coupling of Regions« (PCR) bereits eine relevante Komponente für das Ziel eines gemeinsamen EU-Strommarkts. Mittlerweile sind Strombörsen aus fast allen EU-Ländern aktiver Teil des Projekts, das von acht Börsenbetreibern (»Nominated Electricity Market Operators«, NEMOs) vorangetrieben wird. Zentrales Element der PCR-Initiative ist die Weiterentwicklung und -verbreitung des PCR »single price algorithm« EUPHEMIA (»EU Pan-European Hybrid Electricity Market«), mit dem am Vortag grenzüberschreitende Clearingpreise je Preiszone bestimmt werden können. Für den Algorithmus sind Netz-, Topologie- und die Orderdaten für die Kalkulation vonnöten. Hinter der Entwicklung steht das belgische Unternehmen N-SIDE. Langfristig ist das Ziel, alle europäischen Strommärkte hierüber abzubilden (aktuell: sind über 85 Prozent des europäischen Stromverbrauchs geographisch abgedeckt) [59, 60].

Eine weitere Aktivität auf Großhandelsebene, im Kontext der europäischen Marktkoppelung, ist das XBID-Projekt (»Cross-Border Intraday Market«) europäischer NEMOs und ÜNB. Seit dem 12.06.2018 ist die Lösung der Deutsche Börse AG für einen einheitlichen Intraday-Handel in Betrieb und trägt den Namen »M7 XBID« [61]. Diese verknüpft die Einzelhandelsplatzsysteme von NEMOs aus 14 EU-Ländern auf einer Plattform, um ein gemeinsames »order book« zu schaffen (»Shared Order Book«). In Kombination mit dem »Capacity Management Module« können die Informationen der ÜNB über die freien Netzkapazitäten erfasst und im Marktclearing-Prozess berücksichtigt werden. Damit das Ergebnis wieder an die Handelsakteure zurückgespielt wird, ist das »Shipping Module« im Einsatz, welches die Ergebnisse an die lokalen Handelssysteme überträgt. Das Projekt soll analog zur PCR-Initiative einen europaweiten Rollout erfahren. Ein weiterer Schritt auf diesem Weg ist die zweite Welle an teilnehmenden NEMOs aus acht EU-Staaten, voraussichtlich beginnend im vierten Quartal 2019. Die dritte Welle ist bereits in Planung. Wichtige kommende Anpassungen sind u. a. die Erhöhung der Tiefe der »Order Books« und die vollständige und einheitliche Umsetzung der Anforderung der europäischen Regulierungsbehörde ACER nach einer 15:00-Uhr-»Gate Opening Time« [62 - 64].

3.2.3 Marktinnovationen

Nachfolgende Ansätze beinhalten die Bildung neuer Märkte unter Zuhilfenahme der Werkzeuge der Digitalisierung.

3.2.3.1 »Smart Markets«-Flexibilitätsplattformen

Im Sinne einer smarten Netzentwicklung können alternative oder ergänzende Lösungen zum klassischen Netzausbau entwickelt werden, indem durch eine intelligente marktgetriebene Steuerung der dezentral verfügbaren Betriebsmittel die vorhandenen Netzkapazitäten optimal ausgeschöpft werden.

Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzstabilität und zur Behebung von Netzengpässen werden aufgrund der Dezentralität der zukünftigen Erzeugungsstruktur zu einem erheblichen Teil auch auf Verteilnetzebene erbracht werden müssen. Dazu müssen flexible Erzeuger, Speicher und Lasten in der Mittel- und Niederspannungsebene intelligent gesteuert werden, um netzdienlich eingesetzt zu werden. Der Einsatz von »Smart Grids« erfordert die Interaktion mit »Smart Markets«. Letztere haben zum Ziel, regionale Flexibilitäten zu mobilisieren, Netzengpässe zu beheben und somit Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen zu reduzieren. Nach [65] werden »Smart Markets« als Koordinationsmechanismus definiert, der zwischen der Markt- und Netzsphäre vermittelt. In dem BDEW-Ampelkonzept wird diese Sphäre als gelbe Phase bezeichnet (Hintergrundinformationen finden sich im Anhang, Kapitel A.3.4).

Es werden derzeit eine Vielzahl von Konzepten und Plattformen zur marktbasierten Behebung von Netzengpässen entwickelt. Hierzu zählen u. a. enera, FlAixEnergy, Comax, NODES, enko, ALF und die 50Hertz-Flexplattform. Die Konzepte sind sich bis auf Detaillösungen sehr ähnlich. Im Folgenden wird auf eine Auswahl eingegangen.

Im Verbundprojekt »Grid Integration« der Bergischen Universität Wuppertal (BUW), der ENTEGA AG und dem Fraunhofer IEE beispielsweise liegt das Ziel in der Konzeption, Realisierung und Validierung eines ganzheitlichen Konzepts zur Integration von Smart-Market-Teilnehmern in »Smart Grid«-Systemen. Dabei soll der Markt möglichst frei agieren können und nur in kritischen Netzsituationen durch das Automatisierungssystem eingegriffen werden. Auf diese Weise sollen sämtliche Flexibilitäten im elektrischen Verteilungsnetz optimal eingesetzt und somit die Kosten der Energiewende insgesamt reduziert werden. Die Funktionsweise des entwickelten Systems wird anschließend mit einem Feldtest in einem realen Niederspannungsnetz validiert [66].

Ein weiteres Projekt, das eine Smart-Market-Umsetzung verfolgt, ist das »enera«-SINTEG-Projekt mit insgesamt 32 Konsortialpartnern. Im Speziellen ist es der »enera Flexmarkt«, der auf den Systemen der EPEX SPOT Intraday-(ID)-Handelsplattform aufbaut. Die seit Februar 2019 aktive Plattform unterstützt 15-Minuten- sowie 1-Stunde-Produkte bei einer Übernahme der bisherigen API aus dem ID-Handelssystem [67]. Bei den freiwilligen Geboten auf Anbieterseite muss eine Unterscheidung nach »konventionell« und »erneuerbar« vorgenommen werden, um den Einspeisevorrang nach EEG 2017 § 11 bei der Gebotsannahme seitens des Netzbetreibers zu gewährleisten (in diesem Fall EWE NETZ GmbH). Jedes Gebot ist dabei einem Marktgebiet zuzuordnen, das eine engpassfreie Netzzelle abbildet. Bevor jedoch ein Angebot für eine Flexibilität auf der Plattform hinterlegt werden kann, ist eine Zertifizierung des Anbieters und seiner Flexibilität notwendig, die sowohl die IuK-Anbindung zur Datenlieferung und Nachweisführung als auch den Austausch von Stammdaten sicherstellt [53, 68, 69].

Eine weitere Smart-Market-Plattform ist im Projekt »FlAixEnergy« – ein BMWi-Verbundprojekt von Wissenschafts- und Industriepartnern[1] – entstanden. Ziel des Projekts ist die Realisierung einer »IuK-Plattform«. Diese soll ermöglichen, dass mehrere industrielle Verbraucher durch Zusammenschluss in Clustern ihre bestehende Flexibilität in der Energienachfrage am Strommarkt über Betreiber virtueller Kraftwerke vermarkten können. Durch die Plattform wird eine Synchronisation der regionalen Energienachfrage und der dezentralen Energieerzeugung auf Verteilnetzebene angestrebt. Mithilfe der Flexibilität industrieller Verbraucher, die sich durch Anpassung der zeitlichen Verläufe der Produktionsprozesse ergeben, können sich aus Netzsicht positive Effekte u. a. durch lokale Direktvermarktung ergeben. Dabei können in den Clustern Ausfälle von Einzelanlagen durch Redundanz vermieden werden und ein lokaler Abgleich ist besser realisierbar.

Das Projekt zielt auf ein großes unerschlossenes Potenzial für die Vermarktung industrieller Flexibilität. Gemäß [70] setzt dies allerdings voraus, dass Energieverbräuche produktabhängig gemessen und sehr genau planbar sind und daraus entstehende Kosten durch Nutzung von Flexibilität mindestens gedeckt werden. Mit ungeplanten Produktionsänderungen muss umgegangen werden, z. B. durch Vorhalten von Redundanzen im Portfolio/Cluster. Die FlAixEnergy-Plattform adressiert neben industriellen Verbrauchern ebenfalls Betreiber virtueller Kraftwerke als Flexibilitätsvermarkter – um auch kleineren Industrieunternehmen einen besseren Marktzugang zugunsten ihrer Flexibilität zu ermöglichen und die Flexibilitätspotenziale ökonomisch zu nutzen –; operativ durch Optimierung der Betriebsplanung und strategisch beim Treffen von Investitionsentscheidungen.
Gemäß [70] stellt sich die Aufgabenverteilung im Projekt wie folgt dar:

PSI AG	• Entwicklung von energieflexiblen Planungs- und Steuerungsverfahren, Konzeption und Erweiterung des Portfoliomanagement für Ausgleich, Vermarktung und Optimierung von Flexibilität, Implementierung von Schnittstellen zum Empfang von Last-/Erzeugungsprognosen, Konzeption und Umsetzung einer Energieplattform sowie eines integrierten VKW Systems zum optimierten Einsatz und Vermarktung von Energieflexibilitäten
FIR an der RWTH Aachen	• Gestaltung von Energiesystemen, im Bereich Lastmanagements sowie energieeffizienten Produktionsplanung und -steuerung, Modellierung der Flexibilitätscluster beitragen, Adaption und Erweiterung der in SmartWatts entwickelten Smart Architecture für das Themenfeld industrielle Verbrauchsflexibilität
QSC	• Konzeption und Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur auf Cloud-Basis, Entwicklung und Betrieb Energieflexibilitätsplattform
Streetscooter	• Konzeptentwicklung, Implementierung eines Energiemanagements in einer Elektrofahrzeug-Manufaktur, Ladestrategien und –steuerung, Umsetzung einer Energieeffizienten Auftragsplanung und –steuerung, Umsetzung als Demonstrator
Flexible Energienetze	• Speicherintegrationskonzept, Studie zu Notwendigkeit und Umfang von Infrastrukturmaßnahmen für Bereitstellung eines Energieflexibilitätsnetzwerkes Identifikation von Wirkmechanismen und Entwicklung von neuen Anreizszenarien für Unternehmen zur aktiven Beteiligung an FlAixEnergy
DemoFabrik Aachen	• Analyse der Energieprofile und Zuordnung zu Produkten, Implementierung der Planungs- und Steuerungslogiken, Erstellen von Verbrauchsprognosen, Umsetzung als Demonstrator
DIN	• Entwicklungsbegleitende Normierung und Beratung

Abbildung 13: Aufgabenverteilung im Projekt »FlAixEnergy« [70].

Im Detail fokussieren sich die Arbeiten der PSI AG im Projekt »FlAixEnergy« auf folgende Schwerpunkte (vgl. [70]):

- Einsatz von stochastischer dynamischer Programmierung zur Optimierung von flexiblen Erzeugern, Speichern und Verbrauchern – trotz unsicherer Prognosen zu Bedarf und Gestehung (Wind, Solar) sowie zu Preisen – zum verbesserten Portfoliomanagement

[1] http://projekte.fir.de/flaixenergy/.

- Einsatz gemischt ganzzahliger linearer Programmierung zur Optimierung von industriellen Prozessen zur energieflexiblen Produktionsplanung
- Kopplung beider Ansätze zur allgemeinen Erfassung und Bewertung von Flexibilität
- Entwicklung einer Standardschnittstelle zwischen Portfoliomanagementsystem und industriellen Produktions-Planungssystemen

Zur weiteren IuK-bezogenen Realisierung der Plattform findet man in Projektpublikationen sehr wenig. Gemäß [71] bildet eine cloudbasierte Kommunikationsinfrastruktur die Grundlage der Interaktionen zwischen den Marktakteuren und die zu entwickelnden Verfahren zur energieflexiblen Produktionsplanung und -steuerung sollen standardisierte MES[1]-Schnittstellen verwenden.

3.2.3.2 Regionale Märkte

Erneuerbare Energien sind meist dezentral; sie werden dezentral eingespeist und im Idealfall ebenso dezentral vor Ort verbraucht. Regionale Stromvermarktung fördert die Akzeptanz für erneuerbare Energien vor Ort und stärkt die Wertschöpfung in der Region. Das Zusammenrücken von Erzeugung und Verbrauch kann die Netze entlasten und den Ausbau großer Stromtrassen unnötig machen. Es ergeben sich mehrere Möglichkeiten für die Entstehung regionaler Strommärkte und -marken, welche teilweise bereits von Stadtwerken, Anlagenbetreibern und Energiegenossenschaften angeboten werden [73, 74].

Zwar erschweren derzeitige politische Rahmenbedingungen die regionale Stromdirektvermarktung, jedoch zeigen nachfolgende Geschäftsmodelle Lösungswege auf.

Im Landkreis Steinfurt decken erneuerbare Energien, mitunter etwa 250 Windenergieanlagen, rechnerisch fast 70 Prozent des regionalen Energiebedarfs aus regenerativen Quellen. Die Stadtwerke Steinfurt haben gemeinsam mit drei weiteren regionalen Stadtwerken ein Produkt für die Stromkunden im Landkreis entwickelt, das unter der Marke »Unser Landstrom« vertrieben wird. Das regionale Stromprodukt speist sich zu 100 Prozent aus Windenergieanlagen vor Ort. Dies wird möglich, indem die Stadtwerke ausschließlich den Landstrom in ihrem Portfolio haben und die Vermarktung nur am regionalen Markt stattfindet; auf einen überregionalen Vertrieb wird verzichtet. Da es sich jedoch um ein Direktvermarktungsmodell handelt, darf der Strom nicht als Grünstrom verkauft werden, sondern muss offiziell als Graustrom ausgewiesen werden[2] Daher sind die Steinfurter Stadtwerke bei der Vermarktung auf das Vertrauen der Kunden angewiesen [73].

Weitere Projekte werden unterstützt durch eine Softwarelösung der Firma Lumenaza, die innovative Technologien und Vertriebsansätze markttauglich in die dezentrale Energieversorgung einbindet. Regionalen Akteuren wie Stadtwerken, Energiegenossenschaften und Projektierern wird ermöglicht, ihren Kunden mit der eigenentwickelten »utility-in-a-box«-Plattform regionale Stromprodukte aus erneuerbaren Energien anzubieten. Kern ist die Bildung eines Marktplatzes, auf dem sich Produzenten und Verbraucher der

[1] »Manufacturing Execution System« (siehe [72]).

[2] Eine Möglichkeit, ökologisch erzeugten Strom aus der Region offiziell auszuweisen, ist der Kauf von Grünstromzertifikaten. Damit wird die Qualität von Strom aus erneuerbaren Energiequellen unabhängig von der tatsächlichen Stromlieferung eingekauft. Weil das vom Umweltbundesamt geführte Herkunftsnachweisregister für EEG-Strom keine Nachweise ausstellt, sind Quellen für in Deutschland vertriebenen Ökostrom zu 90 Prozent skandinavische Wasserkraftwerke. Allerdings fließt dafür physikalisch kein Strom, der den Grünstromanteil im heimischen Netz erhöhen und den konventionellen Strom verdrängen würde.

gleichen Region zusammenfinden. Über die Plattform können Produkte wie Regionalstrom, Kommunalstrom, Bilanzkreismanagement, Direktvermarktung, Markt- und Abrechnungsprozesse, Community-Ansätze oder flexible Tarife angeboten werden.
Beispielsweise haben sich fünf Bürgerenergiegesellschaften aus dem Landkreis Biberach zusammengeschlossen und gemeinsam mit der Interconnector GmbH die Plattform BiberEnergie gegründet. Verbraucher können über die Plattform den in der Region produzierten Strom kaufen. Die Wertschöpfung verbleibt im Landkreis Biberach und stärkt damit die lokalen Strukturen. Lumenaza übernimmt die Abwicklung der Marktprozesse für Endkunden sowie die Direktvermarktung und stellt ein Kundenportal zur Verfügung [75].

3.2.3.3 Prosumer-Prosumer-Plattform

Um in einem Energiesystem mit vielen kleinen und dezentralen Erzeugungseinheiten das Stromgleichgewicht zu halten, gibt es im Wesentlichen zwei Ansätze:

- der virtuelle Kraftwerksansatz, bei dem die zentrale Schalthoheit über schaltbare Verbraucher und Erzeuger der Betreiber des virtuellen Kraftwerks (z. B. der Energieversorger) aus der Ferne hat,
- der Peer-to-Peer-Ansatz, bei dem jeder Verbraucher/Prosumer über eine verteilte Stromhandelsplattform ohne einen Energieversorger direkt von einem anderen Prosumer Strom bezieht, beziehungsweise seine überschüssige Energie an diesen verkauft [76].

Prosumer sind Konsumenten, die zugleich Produzenten sind, oder auch Produzenten, die zugleich als Konsumenten auftreten. Der Begriff ist eine Zusammensetzung aus »Producer« und »Consumer«. Bezogen auf die Energiewirtschaft nehmen nach dieser Definition immer mehr Privathaushalte, Unternehmen und Kommunen eine aktive Doppelrolle ein. Sie sind nicht nur Stromverbraucher, sondern erzeugen auch selbst Strom. Vor allem mithilfe von Solarstromanlagen, ggf. in Kombination mit Batteriespeichern, aber auch durch Kraft-Wärme-Kopplung werden sie zu Prosumern, die auf dem Energiemarkt sowohl als Konsumenten als auch als Produzenten auftreten.
Eine Prosumer-Prosumer-Plattform ist eine Art Energiehandelsplattform, mit der automatisiert Strom gehandelt wird und die Prosumer und Energielieferanten zusammenbringt.

Wird ausreichend Strom erzeugt, sinkt der Preis und schaltbare Erzeuger wie PV-Anlagen oder BHKWs werden abgeschaltet und Batteriespeicher geladen. Im umgekehrten Fall führt Stromknappheit zu höheren Preisen und dem Zuschalten von Erzeugungseinheiten und Batteriespeichern. Die Entscheidung, Erzeugungseinheiten bzw. Lasten ein- oder auszuschalten, wird in diesem System nicht zentral vom Stromversorger organisiert, sondern durch den einzelnen Prosumer entschieden.

Den Anreiz für diese Entscheidung bietet der Strompreis der Handelsplattform, der jeweils mit einer Auflösung von beispielsweise einer Minute neu ausgehandelt wird. Der wesentliche Vorteil: Verbrauchsdaten und spezielle Informationen zu den Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen der Prosumer müssen nicht zentral übermittelt und ausgewertet werden. Der notwendige Informations- und Datenaustausch zwischen Prosumer und Stromversorger ist wesentlich geringer. Die Herausforderungen, einen hohen Datenschutzstandard zu gewährleisten, reduzieren sich damit erheblich [76].
Beispiele für solche Prosumer-Plattformen gibt es bereits beispielsweise vom Softwarehaus SOPTIM oder vom Energieversorger Vattenfall. Auf der Plattform »Localpioneer« von SOPTIM erhalten Prosumer einerseits die Möglichkeit, Angebotswünsche online zu stellen. Energielieferanten andererseits können entsprechende Offerten abgeben. Dafür werden die auf Basis intelligenter Messsysteme ermittelten Differenzlastgänge im Hintergrund prognostiziert, bepreist und daraus ein Angebot erstellt. Sofern ein Geschäft zustande kommt, kann der Vertrag direkt über die Plattform abgeschlossen werden [77].

3.2.4 Technologieinnovationen

In diesem Abschnitt erfolgt die Beschreibung von Technologien, deren Einsatz für die Behebung von digitalen weißen Flecken nach Expertenmeinung von Nutzen sein kann.

3.2.4.1 Multiagentensysteme

Als Multiagentensystem wird eine Softwareplattform bezeichnet, die aus mehreren intelligenten autonomen Software-Agenten besteht, die als eigenständige Einheiten miteinander kommunizieren und kooperieren können. Ein intelligenter autonomer Software-Agent ist eine Software-Einheit, die die folgenden zentralen Eigenschaften aufweist: Interaktionsfähigkeit mit der Umwelt, autonomes Handeln, Reaktionsfähigkeit auf andere Software-Agenten, Proaktivität, soziales Verständnis und Kommunikation, Rationalität sowie Adaptivität [78].
Diese Eigenschaften ermöglichen eine realitätsnahe Modellierung dezentral verteilter Problemlösungsprozesse. Insbesondere liberalisierte Strommärkte weisen Eigenschaften auf, die sich sehr gut mithilfe von Multiagentensystemen modellieren und abbilden lassen [79].

Verschiedene Forschungsvorhaben nutzen Multiagentensysteme für die Modellierung von Energiesystemen mit unterschiedlichen Lasten und Erzeugern:
In [80] z. B. kann der Photovoltaik-Agent als Produzent erneuerbarer Energien den Clearing Preis ohne jegliche übergeordnete Steuerung und nur durch Kommunikation mit anderen Agenten direkt beeinflussen. Ausgehend vom Batteriespeicherzustand und dem oberen Netzstrompreis berechnet dieser Agent für jede Stunde seine eigene Stromerzeugung, was zu einer Optimierung des Profits führt.

In [81] wird ein agentenbasierter Ansatz zur Optimierung der Zuverlässigkeit eines Energiesystems beim Versorgungswiederaufbau vorgeschlagen, unter Berücksichtigung des Lastausgleichs als Randbedingung. Eine modifizierte Strategie zum Versorgungswiederaufbau, welche auf »Machine Learning«-Algorithmen basiert, wird mithilfe der Multiagenten-Kommunikationsarchitektur entwickelt. Dabei werden Randbedingungen des Stromnetzes sowie die dynamischen Lasten des Systems berücksichtigt. Verschiedene Typen von Agenten werden definiert und abstrahiert, um physische technische Einheiten zu imitieren. Anschließend wird das Multi-Agentensystem genutzt, um die Zuverlässigkeit des Systems unter Berücksichtigung des Kompromisses des Lastausgleichs zu optimieren.

3.2.4.2 Smart Meter Gateway (SMGW)

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende schafft über Vorgaben für die Standardisierung, für den Rollout intelligenter Messsysteme und die Datenkommunikation die Basis für den Aufbau einer modernen digitalen Infrastruktur für die Energiewende.
Im Fokus steht hierbei das Smart Meter Gateway (SMGW) als sichere und datenschutzkonforme Kommunikationsplattform für die Energiewende. In einem intelligenten Messsystem bildet das SMGW die zentrale Kommunikationseinheit, die Messdaten von Zählern empfängt, speichert und diese für Marktakteure aufbereitet. Darüber hinaus wird mit dem »Controllable Local System Interface« (CLS-Schnittstelle) eine Schnittstelle für den sicheren Fernzugriff auf steuerbare Erzeuger und Verbraucher realisiert,[1] wie sie beispielsweise das »enyCLS« des Fraunhofer FOKUS darstellt.

Für Kleinanlagen in der Niederspannung (z. B. PV-Anlagen, Nachtspeicherheizungen oder Elektroautos) soll das Smart Meter Gateway künftig autorisierte Schalt- und Steuerbefehle der Marktteilnehmer (wie z. B. Netzbetreiber) empfangen. Das SMGW leitet

[1] Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) legt fest, dass in der Regel intelligente Messsysteme für das Steuern verwendet werden müssen.

diese an die Steuerbox weiter, die dann die tatsächlichen Schaltungen in der Kundenanlage zur Durchführung von Einspeise- oder Lastmanagement umsetzt [82].

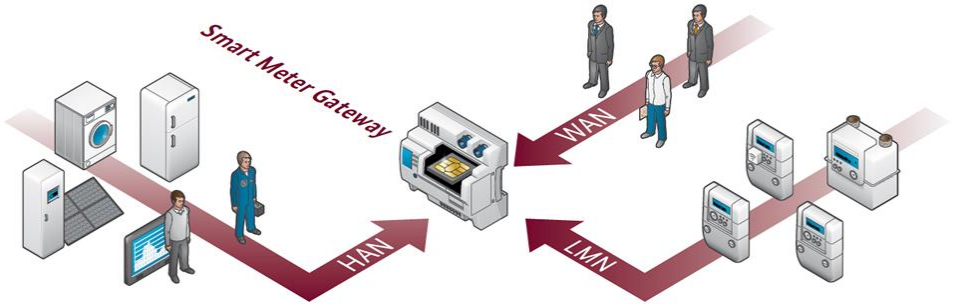


Abbildung 14: Das Smart Meter Gateway und seine Umgebung [83].

Im Weitverkehrsnetz (Wide Area Network, WAN) kommuniziert das SMGW mit externen Marktteilnehmern und insbesondere auch mit dem SMGW-Administrator. Im lokalen Metrologischen Netz (Local Metrological Network, LMN) kommuniziert das SMGW mit den angebundenen Zählern (Strom, Gas, Wasser, Wärme) eines oder mehrerer Letztverbraucher. Im Heimnetzwerk (»Home Area Network« [HAN] bzw. »Local Area Network« [LAN]) des Letztverbrauchers kommuniziert das SMGW mit den steuerbaren Energieverbrauchern beziehungsweise Energieerzeugern (z. B. intelligente Haushaltsgeräte, Kraft-Wärme-Kopplungs- oder Photovoltaik-Anlagen). Zur HAN-Schnittstelle gehört auch die CLS-Schnittstelle, die den Fernzugriff auf regelbare Erzeuger und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen ermöglicht. Das Sicherheitsmodul im SMGW stellt dabei sicher, dass jeglicher Zugriff von außen auf steuerbare Geräte im Haushalt verschlüsselt erfolgt.

Schutzprofile und technische Richtlinien des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gewährleisten ein hohes Maß an Datenschutz- und Datensicherheit und sorgen für einen einheitlichen und interoperablen Sicherheitsstandard im künftigen Energieversorgungssystem. Das SMGW-Schutzprofil (BSI-CC-PP-0073) beschreibt mögliche Bedrohungen eines Smart Meter Gateways in seiner Einsatzumgebung und definiert die Mindestanforderungen für entsprechende Sicherheitsmaßnahmen [83].

Für den sicheren technischen Betrieb des intelligenten Messsystems ist der Smart Meter Gateway-Administrator verantwortlich. Dieser Administrator ist entweder der Messstellenbetreiber (grundzuständig oder wettbewerblich) oder ein Unternehmen, das vom Messstellenbetreiber beauftragt wurde. Seine Aufgaben sind Installation (Einbau), Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung und Wartung des Smart Meter Gateways und die informationstechnische Anbindung von Messgeräten und von anderen, an das SMGW angebundenen technischen Einrichtungen. Der SMGW-Administrator muss ein Zertifikat des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik haben, das die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben sicherstellen soll [84].

3.2.4.3 Smart Home-IuK

Im Endkundenmarkt der IoT-Geräte im Smart-Home-Umfeld herrscht eine große Vielfalt an unterschiedlichen Herstellersystemen und zugehörigen Schnittstellen wie u. a. in [85], [86] oder [87] hervorgehoben wird. Dabei handelt es sich mehrheitlich um keine hochgradig smarten Geräte, denn Fernbedienbarkeit, Programmierbarkeit und Vernetzung sind oftmals nur rudimentär. Erst die personalisierte Automatisierung der Fähigkeit, selbständig zu lernen, ist als höchste Stufe an »Smartness« zu bezeichnen [88]. Die Schwelle, um diese Stufe zu erreichen ist, die Interoperabilität zwischen den hierfür notwendigen Sensoren, Aktoren usw., die aktuell das wichtigste Hemmnis darstellt, da mehrheitlich proprietäre Lösungen am Markt vorzufinden sind. Diese können nur mit hohem Aufwand überwunden werden, sodass eine breite Marktanwendung verhindert wird [85].

Eine interessante Lösung für diese Probleme ist die frei verfügbare Open Source-Lösung »openHAB«, entwickelt von openHAB Foundation e. V. [89]. Die Java-basierte Anwendung erlaubt eine vollständig lokale Ausführung sowie eine Verbindung an externe/eigene Cloud-Systeme beispielsweise per »openHAB Cloud connector«. Dieser Konnektor ist ein Add-on, welches neben einer Vielzahl weiterer Bausteine, z. B. zur Datenhaltung oder zur Überwachung von Energieflüssen im Gebäude (u. a. per »OpenEnergyMonitor« [90] für PV, E-Auto, Wärmepumpenbetrieb oder allgemeine Grundverbräuche), den Anwendern frei zur Verfügung steht. Insgesamt unterstützt openHAB 2.4 über 1500 Geräte über alle Industriebereiche hinweg.

Darüber hinaus gibt es mit dem »EEBUS« [91] eine Möglichkeit, im HEMS-Umfeld energiewirtschaftliche Fragestellungen wie Energieüberwachung und -regelung zu vereinfachen. Dies wird dadurch erreicht, dass der Standard eine einheitliche Kommunikation innerhalb des Gebäudes sowie mit dem Stromnetz erlaubt. Weitere Informationen zum Standard sind in Kapitel 3.5.2 zu finden.

Ein Hauptvorteil vom »EEBUS« ist die Verknüpfung von domainspezifischen Protokollen wie KNX, ZigBee, Modbus, LON usw. (nähere Informationen zu den Protokollen z. B. in [86]), wie aus Abbildung 15 ersichtlich wird. Diese können weiterhin individuell von (IoT-) Herstellern angewendet werden, beispielsweise für eine bedarfsgerechte Lüftungstech-nik oder vom Lademanagement eines E-Fahrzeugs. Trotzdem ist über den »EEBUS« ein zentrales, einheitliches Interface nach außen verfügbar. Ein Anwendungsfall, der im »CSells«-Projekt erprobt wird, ist die Limitierung der Bezugsleistung vom Netzbetreiber über die CLS-Schnittstelle des SMGW und dessen Umsetzung im »EEBUS«-fähigen HEMS [91]. Im deutschen Umfeld wird u. a. die Verbreitung herstellerübergreifender Ansätze in der 2017 gestarteten BMWi-87].

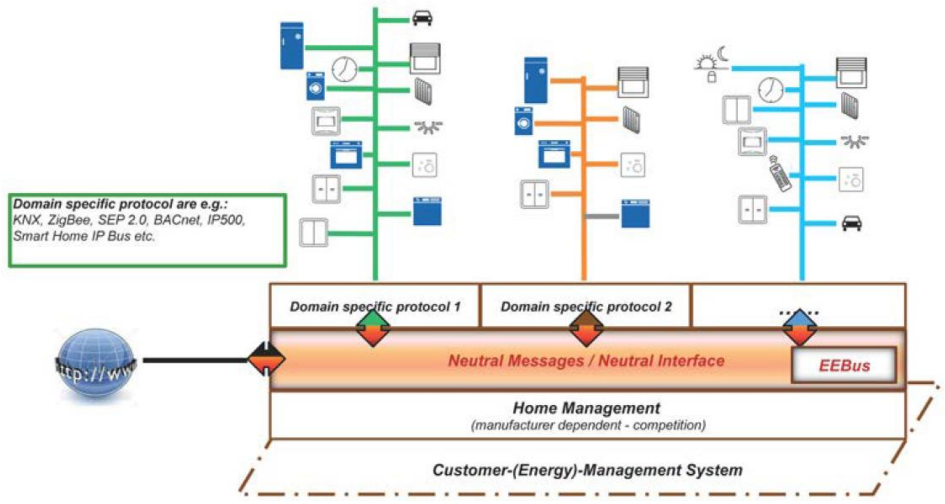


Abbildung 15: Soll-Architektur eines Smart Home nach der DKE auf Basis des EEBUS (Bild 24 in [87]).

3.3
Übersicht über die IuK-Ansätze und -Lösungen

Nachdem im vorherigen Kapitel die einzelnen IuK-Ansätze/-Lösungen mehrheitlich vorgestellt wurden, erfolgt an dieser Stelle ein Überblick über deren potenzielle Anwendung in den Wertschöpfungsfeldern und ihre Verortung in der »Landkarte Digitale Dynamik« der dena [1]. Die Ergebnisse sind im Überblick in Abbildung 16 dargestellt.

In jedem Wertschöpfungsfeld sind die passenden IuK-Ansätze/-Lösungen als Würfel gestapelt; dabei wurde jeder Innovationsart eine Farbe zugewiesen. Kombiniert mit der dargestellten Dynamik[1], wie sie sich nach der »dena-Plattform Digitale Energiewelt« [1] darstellt, ergibt sich eine grobe Abschätzung, in welchen Wertschöpfungsfeldern mehr IuK-Ansätze/-Lösungen vonnöten sind bzw. weiterentwickelt werden sollten.

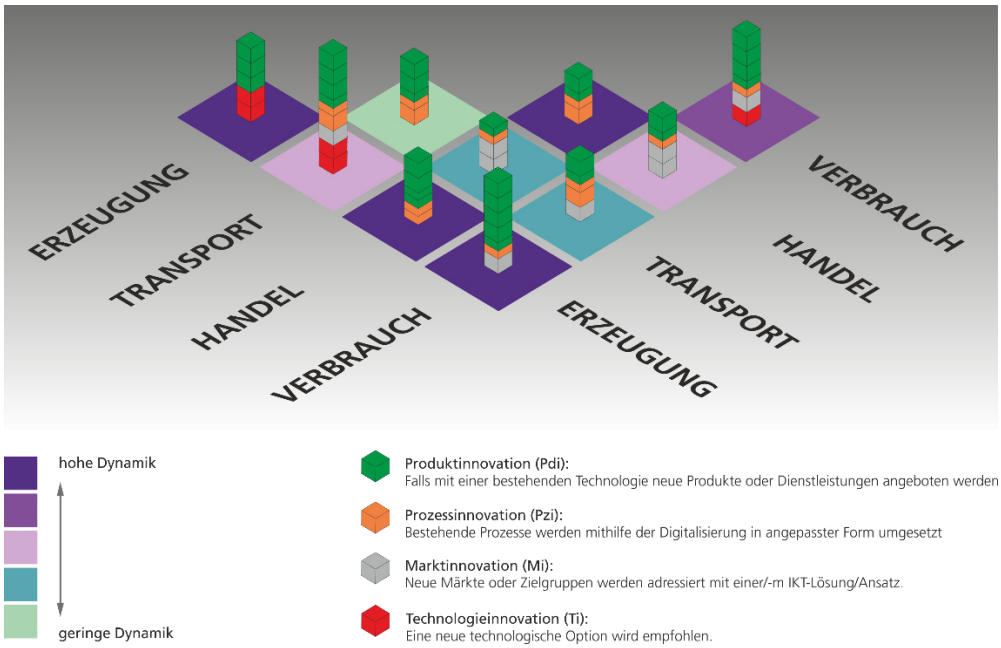


Abbildung 16: Zusammenführung der »Landkarte Digitale Dynamik**«** der dena mit den von Experten genannten IuK-Lösungen je Innovationsart (auf Basis der Abb. 1 in [1]).

Insbesondere ein Vergleich der IuK-Ansätzen/-Lösungen je Dynamik zeigt, dass in den folgenden Wertschöpfungsfeldern mit hoher Dynamik vermehrt nach Ansätzen bzw. Lösungen gesucht werden sollte: Erzeugung ⇔ Erzeugung, Erzeugung ⇔ Handel, Handel ⇔ Handel und Erzeugung ⇔ Verbrauch. Hingegen scheint in den Wertschöpfungsfeldern Erzeugung ⇔ Transport sowie Transport ⇔ Transport bereits eine gute Anzahl an Lösungen zu bestehen. Zu beachten ist aber, dass dies eine rein quantitative Aussage ist und keine Einschätzung zur Qualität der Ansätze bzw. Lösungen. Hierfür müsste eine gesonderte, tiefergehende Bewertung mit klaren Bewertungsparametern erfolgen.[2]

Darüber hinaus fällt auf, dass die Mehrheit der Ansätze/Lösungen aus dem Bereich der Produktinnovationen kommt. Demnach könnten auch für die kommenden Herausforderungen in der Energiewirtschaft bereits bestehende Technologien mit Modifikationen genutzt werden. Doch nicht nur Produkte sind Veränderungen unterworfen, sondern auch bestehende Prozesse. Die zunehmende Digitalisierung erfordert hier IuK-Innovationen, die nach den Produktinnovationen am zweithäufigsten genannt worden sind. Dennoch sind gleichfalls, wenn auch seltener, tiefergreifende Vorschläge in Form von Markt- und Technologieinnovationen benannt worden. Für die digitale Energiewende ergibt sich aus den Ergebnissen dieser Studie folgendes Gesamtbild: Die IuK-Ansätze/-Lösungen

[1] Die Dynamik wurde von der dena in Expertenbefragungen je Wertschöpfungsfeld erhoben. Insgesamt standen 21 Faktoren zur Bewertung offen, zu denen u. a. Folgende zählen: Marktzugänglichkeit, Abhängigkeit von digitaler Infrastruktur, Grad der Wettbewerbsintensität, Anforderungen an den Datenschutz oder der Grad der Automatisierbarkeit (näheres siehe [1]).

[2] Gleiches gilt selbstverständlich für weitere Erhebungen zur Ergänzung der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Expertenbefragung.

sind größtenteils vorhanden, jedoch für die Bedürfnisse der zukünftigen Energiewirtschaft anzupassen. Allerdings sind als Ergänzung neue prozessseitige Herangehensweisen nötig, aber auch neue Technologien und Marktplattformansätze.

3.4 Kernstandards für die IuK-Systeme der Energiewirtschaft

Um das Zusammenspiel der von den Marktakteuren verwendeten IuK-Systeme zu garantieren und Abhängigkeiten von einzelnen Systemanbietern zu vermeiden, sind von unterschiedlichen Konsortien diverse Standards entwickelt worden. In diesem Abschnitt erfolgt die Vorstellung einer Auswahl an sogenannten Kernstandards[1], die für die Umsetzung der IuK-Lösungen von erhöhter Bedeutung sind [1]. Für den speziellen Einzelfall eines Anwenders wird an dieser Stelle auf die »IEC Smart Grid Standards Map« verwiesen[2].

3.4.1 Methodik zur Auswahl der Kernstandards

Für die Auswahl der Kernstandards fand eine Literaturrecherche statt (vgl. Tabelle 1) mit folgendem Suchergebnis: Die aktuellste Variante sind die Vorschläge der »Smart Grid Coordination Group« (SGCG) aus dem Jahr 2014 [93]. Von 2011 ist eine übergreifende Analyse von Uslar et al., die verschiedene Roadmaps nach Kernstandards analysiert hat [94]. Die letzte in Tabelle 1 aufgeführte Veröffentlichung fasst die Kernstandards der Roadmap von der Deutsche Kommission Elektrotechnik (DKE) von 2010 zusammen [95].

Tabelle 1: Literaturrecherche zu Kernstandards in der Energiewirtschaft (»X«: genannt)

Kernstandard	SGCG [93]	Uslar et al. [94]	DKE [95]
IEC TR 62357-1			X
IEC 61970/61968	X	X	X
IEC 62325	X		
IEC 61850	X	X	X
IEC 62056	X		
IEC 62351	X	X	X
IEC 61508	X		
IEC 60870		X	
IEC 62541		X	

3.4.2 IEC TR 62357-1 – Seamless Integration Architecture (SIA)

Die IEC TR 62357-1 des »Technical Committee 57« (TC 57) der »International Electrotechnical Commission« (IEC) ist kein einzelner Standard, sondern eine Übersicht darüber, wie die Standards der TC 57 miteinander interagieren. Dabei wird eine serviceorientierte Architektur verfolgt. Im zweiten Teil der IEC TR 62357 aus 2019 wird insbesondere auf die marktdienlichen und systemdienlichen Anwendungsfälle der TC 57-Standards eingegangen.

[1] Inwieweit diese Kernstandards in der Energiewirtschaft bereits verbreitet sind, konnte im Rahmen dieser Veröffentlichung leider weder erfasst werden, noch konnten Angaben dazu in der Forschungsliteratur gefunden werden. Daher wird von den Autoren eine gesonderte Untersuchung, beispielsweise per Umfrage, empfohlen.

[2] http://smartgridstandardsmap.com.

3.4.3 IEC 61970 / 61968 / 62325 – Common Information Model (CIM)

Das Common Information Model (CIM) ist Teil der vom TC 57 vorgeschlagenen »Seamless Integration Architecture« (IEC 62357 – Part 1) und hat zum Ziel, eine standardisierte Beschreibung von Applikationsschnittstellen zu ermöglichen, indem es Objektmodelle für Komponenten des elektrischen Netzes bereitstellt. Beispiele für Objektmodelle sind Modelle für Asset-Daten, Zählerdaten, Fahrpläne und Informationen über den Netzzustand. Es besteht die Möglichkeit, über Profile eine kontextabhängige, auf einen konkreten Anwendungsfall zugeschnittene Teilmenge des Modells zu definieren.
CIM besteht dabei aus den folgenden Standards:

- IEC 61970 für Energiemanagement
- IEC 61968 für Verteilnetzmanagement
- IEC 62325 für die Energiemarktkommunikation

Es wird ein objekt-orientierter Ansatz verfolgt, daher stehen die Modelle als »Unified Modeling Language« (UML) zur Verfügung. Neben dem Datenmodell existieren Möglichkeiten zur Serialisierung, wo je nach Anwendungsfall eigene XML-Schemata oder eine vom »Resource Description Framework« (RDF) abgeleitete Syntax verwendet wird.

3.4.4 IEC 61850 – Kommunikationsstandard in der Verteilnetzinfrastruktur

Der Standard IEC 61850 ist ein Kommunikationsstandard und beschreibt ein allgemeines, objektorientiertes Übertragungsprotokoll für die Kommunikation in elektrischen Schaltanlagen der Hoch- und Mittelspannungsebene. Auf Basis dieses Standards wird auch der Informationsaustausch mit dezentralen Erzeugern ermöglicht.

Der Standard definiert vor allem Kommunikationsanforderungen für Funktionen und Geräte und eine Konfigurationssprache von Geräten. So ermöglicht der Standard sowohl die Stationsautomatisierung als auch die Kommunikation zwischen Schaltanlagen und die Kommunikation von Schaltanlagen zu SCADA-Systemen.

Die Client-Server-Kommunikation basiert auf »Manufacturing Message Specification« (MMS) über TCP/IP, wobei die objektbezogenen Datenmodelle durch IEC 61850 definiert sind. Zusätzlich steht auch ein schneller Zugang zu Messdaten via Ethernet zur Verfügung (»peer to peer«). Als echtzeitfähiges Kommunikationsprotokoll wird »Generic Object Oriented Substation Events« (GOOSE) verwendet.

3.4.5 IEC 62056 – Messinfrastruktur

Mit der IEC 62056 wird die Infrastruktur und der Datenaustausch für die Zählersysteme im Stromnetz standardisiert. Ein deutsches Anwendungsbeispiel ist die Smart Meter-Infrastruktur. Wichtige Spezifikationen sind u. a. die unterschiedlichen Kommunikationsstandards für das Zählersystem.

3.4.6 IEC 62351 – IT-Sicherheit

Hinsichtlich der IT-Sicherheit sind die Vorgaben aus der IEC 62351 von Bedeutung. Für unterschiedlichste Datenübertragungen sowie für die Datenhaltung nach CIM werden Vorgaben gemacht, die eine Sicherheit der Daten garantieren sollen. Dies schließt Spezifikationen zu den Themen Vertraulichkeit, Datenintegrität, Datenzugriff usw. ein.

3.4.7 IEC 61508 – Funktionale Sicherheit

Ein anderer Kernstandard, der IEC 61508, beschäftigt sich ebenfalls mit dem Thema Sicherheit. In diesem Fall geht es um die funktionale Sicherheit von Soft- und Hardwareprodukten. Dabei wird eine Betrachtung über den gesamten Lebenszyklus durchgeführt. Um eine Einstufung des Sicherheitsniveaus des Produkts zu ermöglichen, werden verschiedene »Safety Integrity Level« vorgegeben: Umso niedriger die Ausfallwahrscheinlichkeit, umso höher liegt das Level der Sicherheits-Integrität.

3.4.8 IEC 60870-5-104

IEC 60870-5-104 ist ein Teil des Kommunikationsstandards IEC 60870. Der offene Standard findet vor allem in der Fernwirk- und Leittechnik Anwendung. Informationen werden im Telegrammstil mit Sender- und Empfängerkennung übertragen. Ein Telegramm ist definiert als APDU (Protokolldateneinheit der Anwendungsschicht). Ein in der APDU enthaltene ASDU (Dienstdateneinheit der Anwendungsschicht) wird durch IEC 60870-5-104 und IEC 60870-5-101 definiert. IEC 60870-5-104 ist die Adaption von der seriellen Kommunikation (IEC 60870-5-101) auf das TCP/IP Internetprotokoll, wodurch die herstellerunabhängige Implementierung von Geräten und Anlagen erleichtert wird.

Über den Kommunikationsstandard können einzelne oder mehrere Messwerte, (Status-)Informationen und Befehle übermittelt werden. Welche Werte gelesen beziehungsweise geschrieben werden, wird direkt über die IOA (»Information Object Address«) bestimmt. Welche Adresse welche Werte enthält, muss daher im Vorfeld zwischen Sender und Empfänger abgestimmt werden. Eine Abbildung komplexer Strukturen und Objekte ist in der IEC 60870-5-104 als Kommunikationsstandard nicht vorgesehen.

3.4.9 IEC 62541 – OPC/OPC UA

Die Pflege und Weiterentwicklung der beiden Standards übernimmt die OPC-Foundation[1]. Die OPC-Foundation verfolgt das Ziel, einen Standard für die Automatisierungstechnik bereitzustellen, um Daten herstellerunabhängig übertragen zu können. OPC XML DA baut auf OPC DA auf und stellt eine Möglichkeit dar, mit der man sich von der starken Bindung an die COM/DCOM-Technologie und die Verwendung eines Microsoft-basierten Betriebssystems lösen und auf einen interoperablen Datenaustausch auf Basis von XML und SOAP-Webservices setzen kann. OPC XML DA basieren, wie auch OPC DA, auf einer Client-Server Architektur. Ein OPC-Server stellt die Daten (OPC-Item), in einer Baumstruktur angeordnet, bereit. Der OPC-Client kann die OPC-Items mittels Polling oder asynchronem Lesen (Abonnieren/Subscription) abfragen und auf dem Server verändern.

OPC UA (Open Platform Communications Unified Architecture) als IEC 62541 ist der neueste OPC-Standard und soll einige Schwächen seiner Vorgänger beheben. Aus diesem Grund wurde auch die Weiterentwicklung von OPC XML DA von der OPC-Foundation eingestellt. OPC UA ist Plattform-, Hersteller- und Programmiersprachen-unabhängig. Zum Austausch von Daten und Nachrichten können verschiedene Transportstandards verwendet werden. Direkt per TCP können Daten und Nachrichten effizient binär

[1] http://opcfoundation.org.

ausgetauscht werden. Auch die Verwendung eines Webservices und XML Kodierung ist möglich. Im Unterschied zu anderen Webservices wird dabei aber keine zusätzliche Beschreibung des Dienstes (WSDL) benötigt, OPC-UA beinhaltet diese generisch. Weiterhin beinhaltet OPC-UA Sicherheitsstandards zur Authentifizierung, Signierung und Verschlüsselung der Daten. Auch wurde der Standard bereits dahingehend erweitert, dass die Kommunikation nicht nur dem Client-Server-Modell folgen muss, sondern auch mehrere Kommunikationsparteien miteinander kommunizieren können.

Die Middleware OPC UA beschreibt hierbei nicht nur die Schnittstellen (z. B. SOAP), Dienste (z. B. DA) und Serialisierungen (z. B. XML), sondern definiert darüber hinaus noch ein eigenes Datenmodell, das aus grundlegenden Konzepten wie Objekten und Verbindungen besteht. Darauf aufbauend werden sogenannte »Companion Specifications« von Herstellern und Konsortien standardisiert, um eine einheitliche semantische Interpretation der Daten zu gewährleisten. Diese werden beispielsweise im Kontext der Automatisierungstechnik vom Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) definiert und die Adaption in andere Bereiche wie Energie- und Gebäudemanagement wird intensiv vorangetrieben.

3.5 Weitere Standards für die IuK-Systeme der Energiewirtschaft

Im Rahmen der Expertenworkshops sind zusätzlich zu den genannten Kernstandards weitere Standards genannt worden, die in diesem Abschnitt näher beschrieben werden.

3.5.1 Virtual Heat and Power ready (VHPready)

VHPready ist ein Industriestandard des Industrieforums VHPready e. V. zur Vernetzung und Steuerung dezentraler Energieanlagen. Er wurde ursprünglich von Vattenfall entwickelt und in der Version 3.0 veröffentlicht und damit frei zugänglich. In der aktuellen Version 4.0 unterstützt der Standard [96, 97] die Steuerung und Überwachung von Aggregaten, Batterien, Blockheizkraftwerken, Wärmespeichern, Wärmepumpen, elektrischen Heizungen sowie von PV- und Windkraftanlagen innerhalb von virtuellen Kraftwerken mit dem Fokus auf die Erbringung von Regelleistung. Ziel ist eine standardisierte IuK-Anbindung von dezentralen Energieressourcen. Die kommunikationstechnische Basis bilden Internet-Protokolle sowie die zu Steuerungszwecken eingesetzten IEC-Protokolle IEC 60870-5-104 oder IEC 61850-7-420 (siehe Kapitel 3.4.4). Zur Sicherung der übertragenen Daten erfolgt die Kommunikation verschlüsselt, entweder durch Verwendung von OpenVPN oder unter Nutzung von Transport Layer Security (TLS).

Eine wesentliche Eigenschaft von VHPready ist die Unterstützung der Übermittlung von Fahrplänen oder von Fahrplanänderungen sowie die Umsetzung und Überwachung des Fahrplanbetriebs von Anlagen. Zur Umsetzung von Fahrplänen werden in VHPready Zeitinformationen verwendet, die über das (Simple) Network Time Protocol ([S]NTP) übertragen werden. Messwerte der erbrachten Leistung z. B. zur Überwachung von Fahrplanumsetzungen können mit VHPready als sogenannte Datenpunkte übertragen werden.

3.5.2 EEBUS

Die EEBUS Initiative e. V. treibt den EEBUS-Standard voran. Dieser ist frei verfügbar und herstellerunabhängig. Der Fokus liegt im Gegensatz zum VHPready-Standard hinter dem Netzanschlusspunkt, demnach auf der Verbraucher- bzw. Prosumer-Seite. Hier sollen die unterschiedlichsten Energieanlagen (wie PV, E-Fahrzeuge oder Heiz-, Lüftungs- und Klimatisierungssysteme) eine gemeinsame Sprache sprechen, damit markt- oder netzdienliche Dienstleistungen angeboten werden können. Im Rahmen des EEBUS sind verschiedene Use Cases nach SGAM definiert, die mit verschiedenen Kommunikationswegen

und Protokollen umgesetzt werden können. Für die Informationsschicht nach SGAM gibt es die sogenannten »SPINE«-Spezifikationen, sowie auf der Kommunikationsschicht die »SHIP«-Vorgaben, die aktuell im Detail ausgearbeitet werden (weitere Protokolle wie TLS oder WebSocket sind ebenfalls im Standard berücksichtigt) [91].
Da eine Kombination von VHPready und EEBUS ein hohes Synergiepotenzial birgt, wird angestrebt, VHPready und EEBUS zusammenzuführen und zu harmonisieren.

3.5.3 OpenADR

Wie der VHPready-Standard ist »OpenADR« (»Open Automated Demand Response«) [98] eine mögliche Option zur Anbindung von dezentralen Energieanlagen. Historisch ist der Standard für verbraucherseitige Flexibilitäten ausgelegt. Jedoch wurde er später auf Energiespeicher und dezentrale Erzeuger erweitert. Hinter dem Standard steht seit 2010 die OpenADR Alliance aus den USA mit über 130 Mitgliedern. Derzeit gilt »OpenADR 2.0« in der Version 1.0 (Profil a) bzw. 1.1 (Profil b), wobei »OpenADR 2.0b« als IEC 62746-10-1 ED1 vollständig von der IEC anerkannt ist. Die beiden Profile unterscheiden sich wie folgt:

- OpenADR 2.0a: Diese Spezifikation setzt sich mit einfacheren Geräten auseinander, die für einen vollständig automatisierten Abruf von Lastmanagement geeignet sind. Der Einsatzort kann im geschäftlichen, aber auch im privaten Bereich liegen.
- OpenADR 2.0b: Beim zweiten Profil liegt das Hauptaugenmerk auf Gerätschaften, welche zusätzliche Funktionen wie Reporting beinhalten. Vor allem vereint der Standard die Anforderungen typischer Lastmanagement- und Energiemarktanwendungen aus zahlreichen Weltregionen in sich.

4 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Studie wurde identifiziert, wo es noch an digitaler Informations- und Kommunikationstechnologie (IuK) für die in der Energiewirtschaft zukünftig nötigen Informationsflüsse mangelt. Zur Verortung dieser weißen Flecken in der IuK-basierten digitalen Vernetzung der Energiewirtschaft wurde mit dem Wertschöpfungsnetzwerk und seinen zehn Wertschöpfungsfeldern ein einfacher Ansatz für die zukünftige Strukturierung der Energiewirtschaft verwendet. Durch Verwendung des aus der Energiewirtschaft stammenden Wertschöpfungsnetzwerks ist es der vorliegenden Studie gelungen, die beiden Themenbereiche »Energiewirtschaft« und »Informations- und Kommunikationstechnologie« übersichtlich miteinander zu verknüpfen. Im Wertschöpfungsnetzwerk, welches auch als »Landkarte« der Energiewirtschaft bezeichnet wird, lassen sich nicht nur bestehende Informationsflüsse in der Energiewirtschaft verorten, die in Zukunft möglichst interoperabel und sicher auf Basis offener Standards erfolgen sollten. Darüber hinaus können auch neue Ansätze besser lokalisiert werden. Als Ergebnis einer Expertenbefragung zählt die Studie für die Wertschöpfungsfelder eine Vielzahl von fehlenden Informationsflüssen auf. Hierfür stellt sie eine Auswahl möglicher IuK-Lösungen detailliert dar. Daraus ergibt sich eine Abschätzung, in welchen Wertschöpfungsfeldern neue IuK-Ansätze/-Lösungen benötigt werden bzw. wo bestehende Ansätze weiterentwickelt werden sollten. Die IuK-Ansätze und -Lösungen wurden nach Innovationsarten kategorisiert. Auf dieser Grundlage wurde ermittelt, dass vor allem Produktinnovationen die kommenden Herausforderungen in der Energiewirtschaft bewältigen können und hierfür bereits grundlegende IuK-Lösungen vorhanden sind. Daneben sind vor allem Prozessinnovationen und in geringerem Maße Markt- und Technologieinnovationen notwendig.

Zusammengefasst kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die klassische Wertschöpfungskette in Zukunft nicht mehr ausreichen wird, um die energiewirtschaftlichen Prozesse abzubilden. Hierfür bietet sich vielmehr das Wertschöpfungsnetzwerk an. In allen Feldern des Wertschöpfungsnetzwerks bestehen heute noch weiße Flecken hinsichtlich jener Informationsflüsse, die für eine umfassende Energiewende notwendig wären. Die IuK-Ansätze und -Lösungen zur Ermöglichung dieser Informationsflüsse sind bereits heute größtenteils vorhanden, jedoch für die Bedürfnisse der zukünftigen Energiewirtschaft noch anzupassen. Als Ergänzung sind neue prozessseitige Herangehensweisen, aber auch neue Technologien und Marktplattformansätze nötig.

Der gewählte Netzwerk-Ansatz zur Abbildung der zukünftigen Strukturierung der Energiewirtschaft, die aufgezählten fehlenden Informationsflüsse und die bereits vorhandenen IuK-Lösungen, können als Grundlage für weiterführende Studien dienen. Wenn die heute noch fehlenden Informationsflüsse in Zukunft durch vernetzte digitale IuK realisiert werden, kann eine Vielzahl neuer Marktleistungen im Energiesektor umgesetzt werden, auch bekannt als »Smart Services« ([2], siehe Abbildung 17). Wenn diese zusätzlich mit weiteren Branchen verknüpft werden, wie der Versicherungsbranche oder dem Verkehrssektor, sind neue Geschäftsmodelle auch außerhalb der klassischen energiewirtschaftlichen Wertschöpfung möglich, die in ihrer Gesamtheit ein »Internet of Smart Services« bilden [2]. Hierbei erlaubt erst die jeweilige Digitalisierung der Einzelbranche eine neue Kombination von Marktleistungen für Kunden, die vorher nicht möglich gewesen wäre. Diese Vernetzung ist bereits in Teilen vorhanden, beispielhaft sei die vernetzte Windenergieanlage genannt: Durch die verpflichtende Fernsteuerbarkeit nach EEG ist eine enge Kooperation zwischen der Telekommunikationsbranche und der Energiewirtschaft entstanden, damit eine Anbindung beispielsweise per Mobilfunknetz umgesetzt werden kann. In Zukunft ist eine wesentlich stärkere Vernetzung zwischen den Branchen vorstellbar, d. h., es könnten Plattformen entstehen, die viele Lebensbereiche abdecken; beispielsweise den Abschluss einer Haftpflichtversicherung, die Auswahl einer Energieanlage in der Nachbarschaft für die eigene Energieversorgung, den Schnellzugriff auf mehrere Car-Sharing-Dienste oder den Abschluss der Onlinebestellung für eine Lebensmittellieferung. Eine entsprechende Entwicklung ist vorstellbar, da nach dem Plattformprinzip geringe Grenzkosten bestehen und eine hohe Skalierbarkeit prinzipiell möglich

ist. Grundvorrausetzung ist jedoch die interoperable Verfügbarkeit der Daten und ihre einfache Übertragbarkeit über Branchengrenzen hinweg. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es von hohem Interesse, mögliche zukünftige Wertschöpfungspotenziale und -mechaniken in den zehn Wertschöpfungsfeldern, aber auch branchen- bzw. sektorenübergreifend, in weiterführenden Studien zu untersuchen.
In aufbauenden Studien könnte zudem die Identifizierung der weißen Flecken in einem höheren Detaillierungsgrad erfolgen, etwa durch Zuordnung zu den Kommunikationsaufgaben des »Harmonised Electricity Market Role Model« [7] oder durch weitere kleinteiligere Unterteilungen der Kommunikationsprozesse. Dies würde erlauben, die fehlenden Informationsflüsse genauer zu charakterisieren und maßgeschneiderte IuK-Lösungen zu erarbeiten. Des Weiteren sind eine Erhebung weiterer IuK-Lösungen (insbesondere in Wertschöpfungsfeldern mit hoher Dynamik), ein Technologievergleich sowie ein verstärkter Fokus auf spezifische Kommunikationstechnologien und deren jeweilige Eignung für die energiewirtschaftlichen Fragestellungen zu empfehlen.

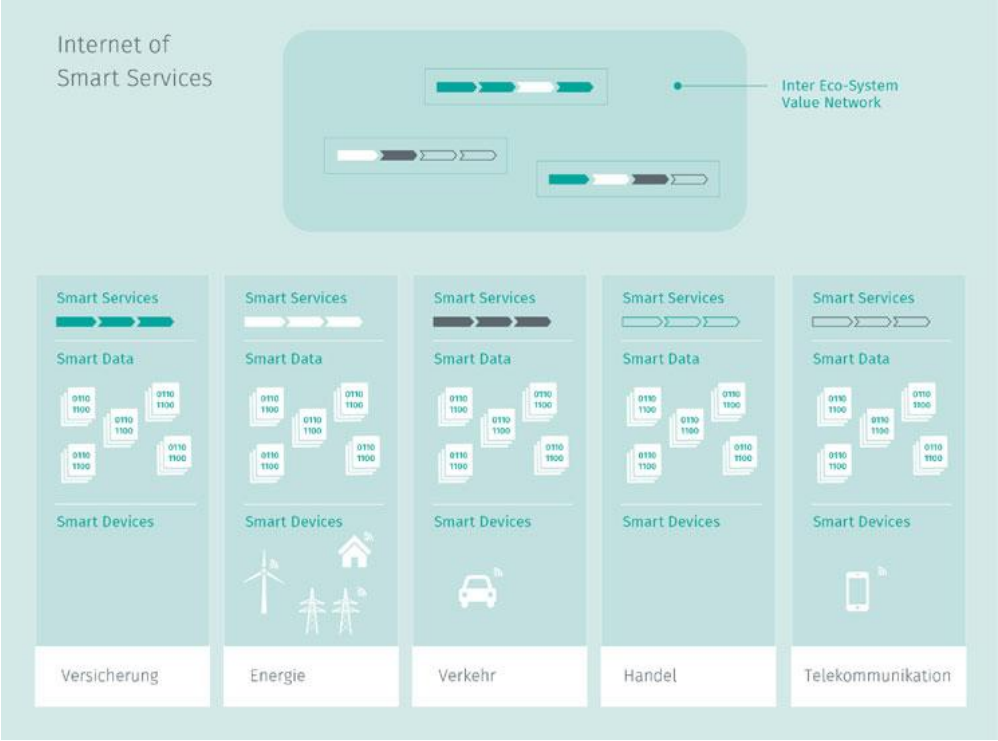


Abbildung 17: Darstellung des »Internet of Smart Services« (Abb. 7.4 in [2]).

5
Literaturverzeichnis

[1] E.-L. Limbacher, P. Richard, »dena-Analyse: Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende: Übersicht, Status Quo und Handlungsbedarf«, Jan. 2018. Available: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9240_Schnittstellen_und_Standards_fuer_die_Digitalisierung_der_Energiewende.pdf. Accessed on: Mar. 22 2018.

[2] O. D. Doleski, Ed., *Herausforderung Utility 4.0: Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.

[3] A. Baier, »Energy Data Space: A short Introduction«, Hamburg, 03/2019.

[4] Ernst & Young GmbH, Ed., »Barometer Digitalisierung der Energiewende: Ein neues Denken und Handeln für die Digitalisierung der Energiewende«, Berichtsjahr 2018, 2018. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile. Accessed on: Sep. 20 2018.

[5] Bundesnetzagentur, Ed., »Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS): Konsolidierte Lesefassung«, Apr. 2012. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6_31_GPKE_und_GeLiGas/Mitteilung_Nr_31/Anlagen/Konsolidierte_Lesefassung_MaBiS.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Accessed on: Nov. 29 2018.

[6] Nord Pool, Ed., *Application Programming Interface: Efficient, simple, secure trading.* Available: https://www.nordpoolspot.com/globalassets/trading-and-services/api_product_sheet.pdf. Accessed on: Sep. 7 2018.

[7] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Ed., »The Harmonised Electricity Market Role Model«, Brussels, Jan. 2017. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/EDI/Library/HRM/Harmonised_Role_Model_2017-01.pdf. Accessed on: Mar. 01 2018.

[8] I. Passenberg et al., »Evaluation von Systemen für automatisierten Energiehandel am Intraday-Markt«, 2017. Available: https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/evaluation-automatisierter-energiehande-intraday-markt-2017.pdf. Accessed on: Mar. 07 2018.

[9] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, Ed., »Smart Grid Reference Architecture«, Nov. 2012.

[10] USEF, Ed., *USEF: THE PRIVACY AND SECURITY GUIDELINE*.

[11] USEF, Ed., *USEF: THE FRAMEWORK EXPLAINED*.

[12] H. d. Hans, *The Independent Aggregator. USEF Position Paper.* Available: https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF_IndependentAggregator.pdf. Accessed on: Nov. 29 2018.

[13] USEF, Ed., *USEF: THE FRAMEWORK SPECIFICATIONS*.

[14] USEF, Ed., *USEF: The Framework Implemented – System Architecture. v 1.3.6.* Available: https://github.com/USEF-Foundation/ri.usef.energy. Accessed on: Nov. 29 2018.

[15] MINES ParisTech, Ed., *REstable Project: PROVIDE RELIABLE ANCILLARY SERVICES WITH RENEWABLES.* Available: https://www.restable-project.eu/. Accessed on: Nov. 09 2018.

[16] ARGE Netz GmbH & Co. KG, Ed., *Unser Unternehmen.* Available: https://www.arge-netz.de/wir/fakten.html. Accessed on: Apr. 17 2018.

[17] Energy2market GmbH, Ed., *Energy2market bundesweit Marktführer in der Vermarktung und Regelung von Biogas-Anlagen*. Leipzig, 2018.

[18] J. Strohbeck, S. Saliba, »Virtuelle Kraftwerke und flexible Nachfrage: Welche Projekte wir umgesetzt haben«, Jan. 8 2016.

[19] energy & meteo systems GmbH, Ed., *Das virtuelle Kraftwerk – erfolgreich im Einsatz.* Available: https://www.energymeteo.com/_media/dokumente/downloads/e+m-virtkraftwerk-2019-dt.pdf?m=1548155169. Accessed on: Sep. 07 2018.
[20] Energietechnische Gesellschaft im VDE, Ed., »VDE-Studie dezentrale Energieversorgung 2020«, Frankfurt, 2007.
[21] Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO, Ed., »TECHNOLOGIESTUDIE MICROGRID: Markt- und Technologieübersicht für Komponenten eines Microgrids«, 2018.
[22] C. Gerwig, »Optimierung der Energiebilanzen im Microgrid«, Dissertation, Universität Hildesheim, Hildesheim, 2017.
[23] ENGIE, Ed., *Microgrids.* Available: https://www.engie.com/en/businesses/microgrids-decentralized-energy/. Accessed on: Jun. 07 2019.
[24] S. Voith, *Microgrids als Chance für Energiespeicher-Anbieter.* Available: https://www.springerprofessional.de/erneuerbare-energien/energieverteilung/microgrids-als-chance-fuer-energiespeicher-anbieter/6595728. Accessed on: Jun. 07 2019.
[25] S. M. Nosratabadi, R.-A. Hooshmand, E. Gholipour, »A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems«, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 341–363, 2017.
[26] International Organization for Standardization, Ed., »ISO 50001: Energy management systems«, Geneva, Switzerland, 2018. Available: https://www.iso.org/files/live/sites/isoorg/files/store/en/PUB100400.pdf. Accessed on: Mar. 19 2018.
[27] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, M. Benbouzid, »Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects«, *Applied Energy*, vol. 222, pp. 1033–1055, 2018.
[28] M. Beaudin, H. Zareipour, »Home energy management systems: A review of modelling and complexity«, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 318–335, 2015.
[29] H. William, J.-P. Watson, D. L. Woodruff, »Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python«, *Mathematical Programming Computation*, vol. 3, no. 3, pp. 219–260, 2011.
[30] A. Dreher, »Eine Limit Order Book-basierte Einsatzoptimierung eines EE-Anlagenportfolios für den kontinuierlichen Intraday-Handel«, Technische Universität Berlin, Jun. 7 2019.
[31] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Ed., »Blockchain in der Energiewirtschaft«, 2017. Available: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Blockchain_Energiewirtschaft_10_2017.pdf. Accessed on: Sep. 22 2018.
[32] M. Merz, »Potential of the Blockchain Technology in Energy Trading«, 2016. Available: https://www.ponton.de/downloads/mm/Potential-of-the-Blockchain-Technology-in-Energy-Trading_Merz_2016.en.pdf. Accessed on: Jun. 12 2018.
[33] M. Merz, »Enerchain Project Overview and Key Insights«, May 2018. Available: https://www.ponton.de/downloads/enerchain/EnerchainKeyInsights_2018-03-29_final.pdf. Accessed on: Jun. 14 2018.
[34] Ponton GmbH, Ed., »The Enerchain Project«, Available: https://enerchain.ponton.de/. Accessed on: Jun. 14 2018.
[35] Ponton GmbH, Ed., *Enerchain 1.0: Feature description and on-boarding procedure.* Available: https://ponton.de/downloads/enerchain/Enerchain1.0/HighLevelFeatureDescription.pdf. Accessed on: Mar. 19 2018.
[36] Ponton GmbH, Ed., *Gridchain: Improved Market Communication based on advanced Blockchain Technology.* Available: https://ponton.de/focus/blockchain/gridchain/. Accessed on: Mar. 21 2018.

[37] Ponton GmbH, Ed., *Gridchain – Blockchain-based Process integration for the Smart Grids of the Future.* Available: https://enerchain.ponton.de/index.php/16-gridchain-blockchain-based-process-integration-for-the-smart-grids-of-the-future. Accessed on: Mar. 26 2018.
[38] blog.stromhaltig Ltd., Ed., *GrünStromJetons machen den Ökostromverbrauch sichtbar*, 2016.
[39] EnergieAgentur.NRW, Ed., *SEV Grünstromjetons: Blockchain-Anwendung macht Grünstromverbrauch sichtbar.* Available: https://www.energieagentur.nrw/eanrw/sev_gruenstromjetons_blockchain-anwendung_macht_gruenstromverbrauch_sichtbar. Accessed on: Jun. 16 2018.
[40] Union of the Electricity Industry (EURELECTRIC), Ed., »Life Cycle Assessment of Electricity Generation«, 2011.
[41] Wirtschaftswoche, *Fünf Apps für Weltenretter.* Available: https://www.wiwo.de/technologie/green/selbstversuch-fuenf-apps-fuer-weltenretter/13545328.html. Accessed on: Jun. 15 2018.
[42] R. Turconi, A. Boldrin, T. Astrup, »Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations«, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, pp. 555–565, 2013.
[43] K. Park et al., Eds.*, Building Energy Management System based on Smart Grid*. 2011 IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2011.
[44] F. J. Miguel et al.*, Building Energy Management System (BEMS) definition: BREakthrough Solutions for Adaptable Envelopes in building Refurbishment*. EeB-02-2014 RIA. Available: http://www.bresaer.eu/wp-content/uploads/2017/10/BRESAER_BEMS-Definition_D5.1.pdf. Accessed on: Nov. 20 2018.
[45] M. A. Hannan et al.*,* »A Review of Internet of Energy Based Building Energy Management Systems: Issues and Recommendations«, *IEEE Access*, vol. 6, pp. 38997–39014, 2018.
[46] V. T. Nguyen, T. L. Vu, N. Le T, Y. M. Jang, »An Overview of Internet of Energy (IoE) Based Building Energy Management System«, in *2018 International Conference on Information and Communication Technology Convergence (ICTC)*, 2018, pp. 852–855.
[47] J. Haase, M. Alahmad, H. Nishi, J. Ploennigs, K. F. Tsang, »The IOT mediated built environment: A brief survey«, in *2016 IEEE 14th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, 2016, pp. 1065–1068.
[48] Kim. Junyon, »HEMS (home energy management system): Base on the IoT smart home«, vol. 9, no. 1, pp. 21–28, 2016.
[49] A. Baier, »Energy Data Space: A short introduction«, Hamburg, Mar. 6 2019.
[50] International Data Spaces Association, Ed., *International Data Space.* Available: https://www.internationaldataspaces.org/. Accessed on: Oct. 05 2018.
[51] B. Otto, S. Steinbuß, A. Teuscher, S. Lohmann, Eds., *Reference Architecture Model: Version 3.0.* Available: https://www.internationaldataspaces.org/wp-content/uploads/2019/03/IDS-Reference-Architecture-Model-3.0.pdf. Accessed on: Oct. 06 2018.
[52] S. Kraft, *Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns*. Research Report. Available: https://www.econstor.eu/handle/10419/177818. Accessed on: Oct. 05 2018.
[53] A. Herrmann, S. Börries, R. Ott, S. Steiner, J. Höckner, »enera: Flexibilitätsmärkte für die netzdienliche Nutzung«, *netzpraxis*, 01 Dec., pp. 51–53, 2018, https://www.energie.de/netzpraxis/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/enera-flexibilitaetsmaerkte-fuer-die-netzdienliche-nutzung-2018233/. Accessed on: Oct. 22 2018.
[54] K. Kotthaus et al.*,* »Concrete Design of Local Flexibility Markets using the Traffic Light Approach«, in *Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on micogrids and local energy communities*, Ljubljana, Slovenia, 2018.

[55] T. Schittekatte, L. Meeus, »Flexibility markets: Q&A with project pioneers«, EUI Working Papers RSCAS 2019/39, 2019. Available: http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/63066/RSCAS%202019_39.pdf?sequence=1. Accessed on: Nov. 05 2018.
[56] *COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 stablishing a guideline on electricity ransmission system operation: C/2017/5310*, 2017.
[57] Clearingstelle EEG|KWKG, Ed., *Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus – Rechtsetzungsverfahren.* Available: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/NABEG2/Gesetzgebungsverfahren. Accessed on: Oct. 12 2018.
[58] European Commission, Ed., *Energy union and climate: Making energy more secure, affordable and sustainable.* Available: https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_en#documents. Accessed on: Oct. 14 2018.
[59] Nemo Committee, Ed., *EUPHEMIA Public Description: Single Price Coupling Algorithm.* Available: http://www.nemo-committee.eu/assets/files/190410_Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf. Accessed on: Oct. 23 2018.
[60] N-Side SA, Ed., *PCR & EUPHEMIA algorithm, the European Power Exchanges project to couple electricity market!* Available: https://www.n-side.com/pcr-euphemia-algorithm-european-power-exchanges-price-coupling-electricity-market/. Accessed on: Oct. 6 2018.
[61] Deutsche Börse AG, Ed., *7 Market Technology: M7Shaping energy trading.* Available: https://deutsche-boerse.com/dbg-en/products-services/ps-technology/ps-7-markets-technology/ps-m7/7-Market-Technology-M7-25032. Accessed on: Sep. 12 2018.
[62] EPEX Spot, Ed., *RE: XBID – 1st anniversary and announcement of 2nd Wave Go-Live*. Paris, 2019.
[63] EPEX Spot, Ed., *Cross-Border Intraday: Questions & Answers.* Available: https://www.epexspot.com/document/40068/XBID%20Q%26A. Accessed on: Oct. 14 2018.
[64] »9th User Group meeting in Brussels: XBID«, Brüssel, Belgien, Nov. 21 2018.
[65] Ecofys und Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES, Eds.,»Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Studie im Auftrag von Agora Energiewende«, 2017.
[66] Forschungsinitiative der Bundesregierung (STROMNETZE), Ed., *Grid Integration: Den Markt ins Smart Grid einbinden.* Available: https://forschung-stromnetze.info/projekte/den-markt-ins-smart-grid-einbinden/. Accessed on: Oct. 19 2018.
[67] A. Garies, *NEWS: Der erste Trade auf dem enera Flexmarkt.* Available: https://projekt-enera.de/blog/der-erste-trade-des-enera-flexmarkts/. Accessed on: Sep. 16 2018.
[68] A. Garies, *Eine Beitragsreihe über den enera Flexmarkt – Teil 1.* Available: https://projekt-enera.de/blog/eine-beitragsreihe-ueber-den-enera-flexmarkt-teil-1/. Accessed on: Sep. 18 2018.
[69] A. Garies, *Eine Beitragsreihe über den enera Flexmarkt – Teil 2.* Available: https://projekt-enera.de/blog/eine-beitragsreihe-ueber-den-enera-flexmarkt-teil-2/. Accessed on: Sep. 16 2018.
[70] M. Seyfarth, »Smart Services – Ermittlung, Bewertung und Vermarktung industrieller Flexibilität«, Leipzig, Apr. 5 2017.
[71] M. Roscher, M. Graus, S. Nienke, F. Basse, »FlAixEnergy: Innovative Einbindung von industrieller Stromnachfrageflexibilität in den Strommarkt 2.0: Plattform zur Synchronisation regionalen Stromverbrauchs industrieller Anwender und dezentraler Energieerzeuger in der Modellregion Aachen«, *UdZ - Unternehmen der Zukunft*, no. 2, 2015, pp. 45–47, http://projekte.fir.de/flaixenergy/sites/projekte.fir.de.flaixenergy/files/udz2_2015_1057_projektvorstellung-flaixenergy_20160216.pdf. Accessed on: Sep. 16 2018.

[72] B. Saenz de Ugarte, A. Artiba, R. Pellerin, »Manufacturing execution system – a literature review«, *Production Planning & Control*, vol. 20, no. 6, pp. 525–539, 2009.
[73] EnergieAgentur.NRW, Ed., *Regional erzeugten Strom vor Ort vermarkten: Drei Geschäftsmodelle.* Available: https://www.energieagentur.nrw/finanzierung/regional_erzeugten_strom_vor_ort_vermarkten_drei_geschaeftsmodelle. Accessed on: Sep. 16 2018.
[74] F. Urbansky, *Regionale Strommärkte entstehen langsam.* Available: https://www.springerprofessional.de/energie/energiebereitstellung/regionale-strommaerkte-entstehen-langsam/13293686. Accessed on: Jun. 30 2018.
[75] Lumenaza GmbH, Ed., *Die Software für die Energiewende.* Available: https://www.lumenaza.de/de/. Accessed on: Jun. 12 2019.
[76] D. Weiß, G. Rohbogner, A. Komenda, *Prosumer-Energiehandelsplattform als Energieversorger von morgen.* Available: https://www.wir-leben-genossenschaft.de/de/Prosumer-Energiehandelsplattform-als-Energieversorger-von-morgen-6183.htm. Accessed on: Jun. 16 2018.
[77] SOPTIM AG, Ed., *»Localpioneer« bringt Prosumer und Energielieferanten zusammen.* Available: https://www.soptim.de/de/presse/pressemitteilungen/localpioneer-bringt-prosumer-und-energielieferanten-zusammen/. Accessed on: Jun. 16 2018.
[78] J. Ferber, *Multi-agent systems: An introduction to distributed artificial intelligence*. Harlow: Addison-Wesley, 1999.
[79] D. J. Veit, W. Fichtner, M. Ragwitz, »Multi-Agenten Systeme als Methode zur Simulation von Entscheidungsprozessen in der Energiewirtschaft«, in *Berichte aus der Betriebswirtschaft, Entscheidungstheorie und -praxis in industrieller Produktion und Umweltforschung*, J. Geldermann, Ed., Aachen: Shaker, 2004, pp. 19–34.
[80] A. M. Alishavandi, S. M. Moghaddas-Tafreshi, »Interactive decentralized operation with effective presence of renewable energies using multi-agent systems«, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 112, pp. 36–48, 2019.
[81] Y. Ren et al., »Agent-based restoration approach for reliability with load balancing on smart grids«, *Applied Energy*, vol. 249, pp. 46–57, 2019.
[82] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), Ed., »Steuerung mit dem intelligenten Messsystem: Schrittweise Weiterentwicklung«, 2017.
[83] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), Ed., »Das Smart-Meter-Gateway: Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewende«, 2018.
[84] Bundesnetzagentur, Ed., *Smart-Meter-Gateway-Administrator*. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/MsBG/FAQ_GatewayAdministrator.html. Accessed on: Jun. 11 2019.
[85] G. Leitner, »Technologiewildwuchs im Smart-Home-Sektor und wie man den Endbenutzer wieder zurück ins Boot holt«, *Wirtschaftsinformatik & Management*, vol. 10, no. 4, pp. 52–65, 2018.
[86] A. Botthof, T. Heimer, H. Strese, »SmartLiving2Market: Sachstandsbericht zur Marktentwicklung in der intelligenten Heimvernetzung – Bericht 1/2017«, Berlin, 2017. Available: https://www.smart-living-germany.de/SL/Redaktion/DE/Publikationen/2017-broschuere-smartliving2market.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Accessed on: Jun. 20 2019.
[87] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), Ed., »DEUTSCHE NORMUNGS-ROADMAP: Smart Home + Building«, Version 2.0, Frankfurt, 2015. Available: https://www.dke.de/resource/blob/778214/6ec4d037024b61a63d14544d181c638a/deutsche-normungs-roadmap-smart-home---building--version-2-0-data.pdf. Accessed on: Jun. 20 2019.
[88] G. Leitner, R. Melcher, M. Hitz, »Spielregeln im intelligenten Wohnumfeld«, in *Vernetzung als soziales und technisches Paradigma*, H. Greif and M. Werner, Eds.:

VS Verlag für Sozialwissenschaften; Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2012, pp. 189–206.
[89] openHAB Foundation e. V., Ed., *openHAB: empowering the smart home.* Available: https://www.openhab.org/. Accessed on: Jun. 04 2019.
[90] OpenEnergyMonitor project, Ed., *OpenEnergyMonitor.* Available: https://openenergymonitor.org/.
[91] EEBus Initiative e. V., Ed., *EEBUS: Technologie.* Available: https://www.eebus.org/. Accessed on: Jun. 20 2019.
[92] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ed., *Wirtschaftsinitiative Smart Living.* Available: https://www.smart-living-germany.de/SL/Redaktion/DE/Publikationen/2018-flyer-sl.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Accessed on: Jun. 03 2019.
[93] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, Ed., »SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards Version 3.1«, 2014. Available: ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Standards_Report.pdf. Accessed on: Sep. 20 2018.
[94] M. Uslar, S. Rohjans, J. M. González, J. Trefke, »Das Standardisierungsumfeld im Smart Grid – Roadmap und Outlook«, *Elektrotechnik & Informationstechnik*, vol. 128, no. 4, pp. 135–140, 2011.
[95] R. Höfer-Zygan, E. Oswald, M. Heidrich, *Smart Grid Communications 2020.* Available: https://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/dokumente/Smart-Grid_Studie_dt_web_neu.pdf. Accessed on: Sep. 02 2018.
[96] VHPready Services GmbH, Ed., *VHPready: DER STANDARD FÜR DIE VERNETZUNG DEZENTRALER ENERGIESYSTEME.* Available: https://www.vhpready.com/fileadmin/pdf/publikationen/VHPready_Unternehmenspraesentation_ONLINE.pdf. Accessed on: Sep. 12 2018.
[97] Industry Alliance VHPready e. V., Ed., *Standard VHPready 4.0.* Available: https://www.vhpready.com/fileadmin/groups/VHPready-Specification-v4.0.zip. Accessed on: Jun. 20 2019.
[98] OpenADR Alliance, Ed., *OpenADR.* Available: https://www.openadr.org/. Accessed on: May 26 2019.
[99] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ed., *Bruttostromerzeugung in Deutschland.* Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/bruttostromerzeugung-in-deutschland.html. Accessed on: Jun. 20 2019.
[100] BNetzA, Ed., »Kraftwerksliste«, Feb. 2018.
[101] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ed., *Verteilernetz macht 98 Prozent unseres Stromnetzes aus.* Available: https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/3/Meldung/infografik-verteilernetz.html. Accessed on: May 28 2018.
[102] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Ed., »Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Gesamtjahr und viertes Quartal 2017«, Jun. 2018. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Accessed on: May 27 2018.
[103] Bundesnetzagentur, Ed., BMWi nach Frontier, *Zeitliche Darstellung der Teilmärkte in Deutschland.* Available: https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/wiki-article/446/562. Accessed on: May 28 2018.
[104] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Ed., »Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt: Strom und Gas«, Anwendungshilfen, Berlin, Aug. 2016. Available: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20160823_Anwendungshilfe-Rollenmodell-MAK-v1.1.pdf. Accessed on: Nov. 05 2018.
[105] Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz GmbH & Co. KG, Eds., »ENKO – Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz«, Nov. 2018. Available: https://www.enko.energy/wp-content/uploads/ENKO_White-Paper-Stand-Nov.-2018.pdf. Accessed on: Feb. 12 2018.

[106]Neon & Consentec, Ed., »Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich«, Jul. 2018. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Accessed on: Nov. 05 2018.
[107]F. Reetz, »Welche Chancen ein digitales Energie-Marktdesign bietet: Erkenntnisse eines Foresight-Prozesses«, Oct. 2017. Available: https://www.stiftung-nv.de/sites/default/files/chancen_eines_digitalen_marktdesigns.pdf. Accessed on: Nov 28 2018.
[108]E. S. EWE, *Projekt enera: EWE und EPEX SPOT schaffen lokale Marktplattform zur Vermeidung von Netzengpässen*.
[109]Nord Pool, Ed., *Flexibilitätsplattform – Nordpool und Agder gründen »Nodes«*. https://www.nordpoolspot.com/. Accessed on: Mar. 05 2018.
[110]Agora Energiewende, Ed., »Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap«, Ecofys Germany; Fraunhofer IWES, Mar. 2017. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf. Accessed on: Mar. 02 2018.
[111]Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Ed., »Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz«, Berlin, Feb. 2017. Available: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf. Accessed on: May 03 2018.
[112]Bundesnetzagentur, Ed., »Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität«, Apr. 2017. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Accessed on: Mar. 09 2018.
[113]Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Ed., *Barometer der Energiewende 2018.* Available: https://www.herkulesprojekt.de/de/Barometer.html. Accessed on: Mar. 12 2018.
[114]BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Ed.,»Strompreisanalyse Mai 2018«, Available: https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf. Accessed on: Sep. 05 2018.
[115]M. Maier, »Metaanalyse zur Rolle der Digitalisierung in der Energiewende: 30-seitiger Vergleich von Publikationen zur Digitalisierung der Energiewirtschaft«, Agentur für erneuerbare Energien, Aug. 2018. Available: http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_digitalisierung_aug18/AEE_Metanalyse_Digitalisierung_aug18.pdf. Accessed on: Mar. 17 2019.
[116]Alexander von Humboldt Institut für Internet und Gesellschaft, Ed., »Ungehobene Schätze: Nutzerinnovationen für Smart Energy«, Available: https://www.hiig.de/ein-ungehobener-schatz-nutzerinnovationen-fuer-smart-energy/. Accessed on: Sep. 20 2018.

Tabelle 2: Weitere relevante Veröffentlichungen:

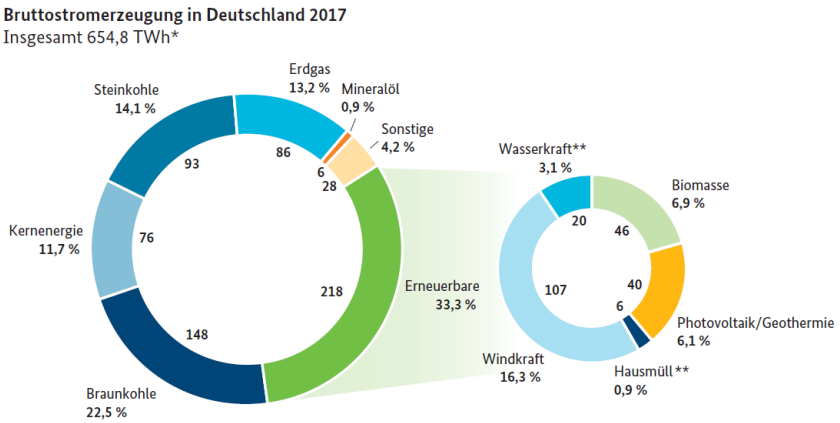
Datum	Titel	Organisation
2011-11	Smart Grid Communications 2020	Fraunhofer ESK
2012-02	Future Energy Grid	Acatech
2012-09	Standardization in Smart Grids	OFFIS
2012-11	SGAM-Reference Architecture	CEN, CENELEC, ETSI
2012-12	Materialband Hybridnetze Forschungsfragen IuK	Acatech
2013-11	E-Energy Abschlussbericht IuK	E-Energy, TUM
2014-07	Smart Grid Gesellschaftliche Perspektiven	InnoSmart
2014-07	Smart Grid Technische und marktliche Perspektiven	InnoSmart, IÖW
2014-09	Verteilernetzstudie	E-Energy, E-Bridge
2015-06	Digitalisierung in der Energiewirtschaft	BDEW
2015-09	Leitfaden IT-Sicherheitskatalog	BDEW
2015-11	Digitalisierung in der Energiewirtschaft	Vi-Strategie
2016-02	Metastudie Smart Grid Abschlussbericht	BDEW
2016-02	Smart Grid 2016 Digitalisierung der Energiewende	Deloitte
2016-05	Datenbedarfe im Übertragungsnetz	Consentec
2016-05	Die Digitale Energiewirtschaft	BDEW
2016-06	Digitalisierung in der Energiewirtschaft Stadtwerkestudie	EY
2016-08	Anwendungshilfe Rollenmodell Marktkommunikation	BDEW
2016-08	The Use Case and Smart Grid Architecture Model Approach	OFFIS
2016-12	Blockchain in der Energiewende	dena
2016-12	Smart Grids Laboratory Inventory	EC
2017-03	15 Thesen auf dem Weg in eine digitale Energiewelt	dena
2017-04	IS-U in 2025	Vattenfall
2017-04	Verteilnetzstudie Baden-Württemberg	ef-Ruhr
2017-05	Digitale Transformation in den Netzsektoren	BNetzA
2017-05	Potenziale der Digitalisierung zur Steigerung der Energieeffizienz	dena
2017-05	Studie zur Digitalisierung der Energiewirtschaft	BBH
2017-06	Energiewende 2030 – The Big Picture	Agora
2017-06	Harmonised Role Model	ENTSO-E
2017-11	Roadmap vom Netz zum System	FNN
2017-12	Optimierung der Stromnetze	Agora
2018-01	Digitale Technologien in der Energiebranche	EY
2018-01	Interoperability of Data Exchanges in Smart Energy Systems	NTP SGA
2018-01	Sektorkopplung Definition Chancen Herausforderungen	Fraunhofer ISI
2018-02	Vulnerabilities in Smart Meter Infrastructure – Can Blockchain Provide a Solution?	dena
2018-03	Technical Framework Virtual Power Plant	NTP SGA
2018-05	Analyse Datenschutz und Datensicherheit in der Energiewirtschaft	dena
2018-05	Anforderungen an sichere Steuerungs- und TK-Systems	BDEW
2018-05	Diskussionspapier Resilienz des Energieversorgungssystems	Bitkom
2018-06	Anwendungshilfe Arbeitsgrundlagen Marktkommunikation	BDEW
2018-06	Stadtwerkestudie 2018 Digitalisierung in der Energiewirtschaft	EY

Anhang:
Die Energiewirtschaft und ihre Herausforderungen

Dieser Anhang beschreibt zentrale Aspekte der gegenwärtigen Verfasstheit der deutschen Energiewirtschaft sowie diesbezügliche Herausforderungen. Er lässt sich auch als Einführung zur vorliegenden Studie lesen. Er ist allgemeinerer Natur und geht, im Gegensatz zu Anhängen in anderen Studien, nicht auf spezifische Details ein.
Aus allgemeiner Sicht ist die Energiewirtschaft ein äußerst komplexes System, das durch eine Vielzahl von unterschiedlichen Akteuren, Interessen, politischen und technischen Rahmenbedingungen und Regularien, sowie Energie-, Geld- und Informationsflüssen geprägt wird. Zudem unterliegt sie einem starken Wandel, getrieben durch technische Entwicklungen, neue gesellschaftliche Präferenzen, politische Zielsetzungen, durch Liberalisierung und Globalisierung. Ein vollständiges Bild der Energiewirtschaft zu zeichnen, ist daher kaum möglich. Gleiches gilt für die Rolle und die Herausforderungen der IuK in der Energiewirtschaft. Dennoch ist es für das Verständnis der vorliegenden Studie hilfreich, wesentliche energiewirtschaftliche Aspekte zu beschreiben. In diesem Anhang werden deshalb die Wertschöpfungsstufen im deutschen Energiesektor skizziert, wobei ein besonderer Fokus auf die Informationsflüsse gelegt wird. Es werden zudem die Entwicklungsdynamiken und Herausforderungen in der Energiewirtschaft beschrieben.
Das Kapitel ist entlang der klassischen Wertschöpfungsstufen »Erzeugung« (Kapitel A.1), »Transport« (Kapitel A.2), »Handel« (Kapitel A.3) und »Verbrauch/Vertrieb« (Kapitel A.4) gegliedert. Es sei darauf hingewiesen, dass die Wertschöpfungsstufe »Transport«, oftmals auch als »Netz« bezeichnet, unterteilt wird in die beiden Stufen »Übertragungsnetz« und »Verteilnetz«. Das entspricht den unterschiedlichen Aufgaben der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (wie z. B. in dem Smart Grid Architecture Model (SGAM) [9], siehe Abschnitt 3.1.1).

A.1 Erzeugung

Der Ausbau von erneuerbaren Energien verursacht einen kontinuierlichen Wandel der Stromerzeugungslandschaft in Deutschland. Die zentrale Stromversorgung durch große (fossile) Kraftwerke wird zunehmend durch eine dezentrale Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen abgelöst. In den vergangenen Jahren ließ sich ein kontinuierlicher Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger feststellen. Insbesondere Windenergie an Land sowie auf See gewinnt deutlich an Bedeutung (siehe Abbildung 18).



Geothermie aufgrund der geringen Menge in Photovoltaik (PV)
*vorläufig, **regenerativer Anteil
Quelle: AG Energiebilanzen, Stand: Februar 2018

Abbildung 18: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2017 [99].

Die Wertschöpfungsstufe »Stromerzeugung« unterliegt folglich wegen der steigenden Anteile von erneuerbaren Energien (EE) einer starken Veränderung. Es ergeben sich Herausforderungen durch die größtenteils fluktuierende Einspeisung der dargebotsabhängigen Energiequellen, welche eine Planung bzw. Prognose der erzeugten Leistung erschweren. Zudem erfolgt der Zubau von EE zum Großteil in entlegenen Gebieten mit vorteilhaften Wetterbedingungen, wodurch die erzeugte Leistung zunehmend von den bestehenden Lastzentren entkoppelt ist und neue Ansprüche an die Übertragungs- und Verteilleistung der erzeugten Strommengen zur Wahrung der Systemstabilität entstehen. Entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen könnten allerdings dafür sorgen, dass sich der EE-Ausbau weniger an einer Maximierung der Einspeisung, sondern mehr an der Systemdienlichkeit orientiert, etwa durch eine erhöhte Vergütung bei Ausbau in geeigneten Netzsträngen. Der von Rahmenbedingungen getriebene EE-Ausbau beeinflusst auch den notwendigen Umfang an systemrelevanten Kraftwerken, der Must-run-Leistung bzw. der strategischen Reserve (siehe Abbildung 19).

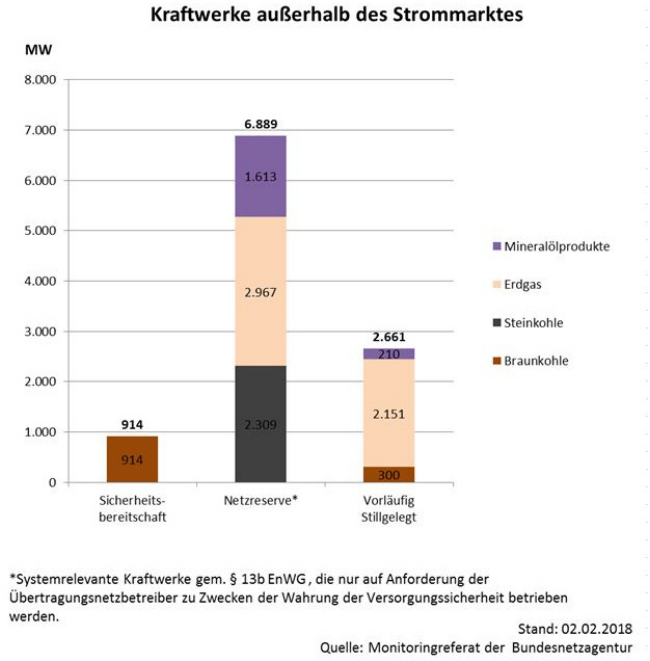


Abbildung 19: Kraftwerksliste der BNetzA 2018 [100].

A.2 Transport

Der deutschlandweite wie der grenzüberschreitende Transport der erzeugten elektrischen Energie erfolgt über das Versorgungsnetz. Zur Wahrung der Systemstabilität über die verschiedenen Spannungsebenen hinweg muss die eingespeiste Leistung kontinuierlich der entnommenen entsprechen.

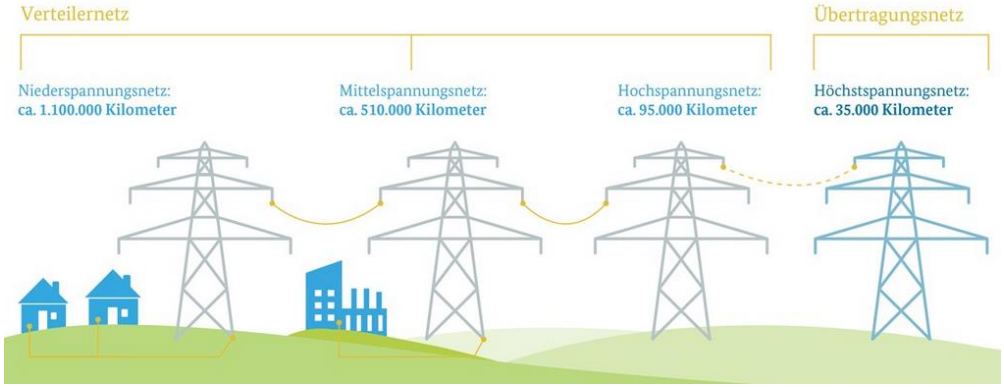


Abbildung 20: Das deutsche Stromnetz [101].

Diese kohärente Aufgabe obliegt den vier Übertragungsnetzbetreibern und einer Vielzahl von regionalen Verteilnetzbetreibern. Der fortschreitende Wandel der Stromerzeugungslandschaft stellt neue Anforderungen an die Netze und deren Betreiber. Die Dimensionierung des Netzes ist auf eine zentrale und vertikal integrierte Stromversorgung ausgelegt, bei welcher auf hoher Spannungsebene wenige Erzeugungsanlagen nahe der vorhandenen Lastzentren eine ausreichende Erzeugung gewährleisten. Mit einem angeschlossenen Anteil von ca. 90 Prozent auf der Verteilnetzebene verursacht der Ausbau von erneuerbaren Energien eine zunehmende Verschiebung der Erzeugungsleistung auf die niedrigen Spannungsebenen. Diese Verschiebung erschwert einen überregionalen Ausgleich der erzeugten und entnommenen Leistung. Zudem stellt bei der Installation von EE-Anlagen die Güte und damit die erwartete Stromausbeute eines Standorts das vorrangige Standortkriterium dar; d. h., man orientiert sich dabei weniger am Stromnetz oder den Standorten des Stromverbrauchs. Die konventionellen Kraftwerke hingegen wurden in der Vergangenheit in der Regel in der Nähe zu Lastzentren errichtet; eine Ausnahme bilden Kraftwerke in der Nähe von Kohlevorkommen sowie von Versorgungshäfen. In jedem Fall ist das bestehende Stromnetz größtenteils für die Stromübertragung von konventionellen Kraftwerken in die Lastzentren ausgelegt. Der Ausbau von erneuerbaren Energien hingegen erfordert einen Ausbau der Stromnetze in der Fläche.

Der Netzausbau geht jedoch langsamer als der Ausbau der erneuerbaren Energien vonstatten. Im Jahr 2017 wurden in ganz Deutschland insgesamt 5.518 GWh erneuerbaren Stroms abgeregelt, d. h. vergeudet, weil die Netze ihn nicht mehr aufnehmen konnten. Die Entschädigungszahlungen dafür beliefen sich in Deutschland auf insgesamt 610 Mio. € [102]. Auch wenn das Netz wie vorgeschrieben ausgebaut wird, wird es weiterhin Engpässe geben, da laut Energiewirtschaftsgesetz ein Netzausbau »bis auf die letzte Kilowattstunde« ökonomisch nicht sinnvoll und eine Spitzenkappung um 3 Prozent der Jahresenergiemenge zulässig ist.

Um die vorhandenen Netzkapazitäten weitestgehend auszunutzen, aber auch um die Spannungsstabilität zu gewährleisten, sind Informationsflüsse zwischen den Netzbetreibern und den Betreibern von Energieerzeugern und -verbrauchern notwendig. Derartige Interaktionen werden zunehmend kurzfristiger und komplexer, weshalb zukunftsweisende Lösungen als »Smart Grid«-Konzepte bezeichnet werden. Analog dazu werden derzeit »Smart Market«-Konzepte erarbeitet, die das bisherige klassische Vorgehen zur Netzstabilisierung, etwa durch mündliche Absprachen und langfristige Verträge, mit marktgetriebenen digitalen Lösungen ersetzen sollen.

A.3 Handel

In der Stromversorgung muss die Einspeisung von elektrischer Energie stets der entnommenen Strommenge seitens der Verbraucher entsprechen. Diese Balance von Erzeugung und Verbrauch muss für das Gesamtsystem, in diesem Fall die Europäische Stromversorgung, gegeben sein. Lokal gibt es Stromüberschüsse bzw. -bedarfe, die sich durch die Stromflüsse ausgleichen, sofern das Stromnetz nicht überlastet ist. Die marktbasierte Koordination von Angebot und Nachfrage erfolgt in Deutschland über unterschiedliche Handelsplätze, welche die aktuelle Marktinfrastruktur bilden und in Abbildung 21 zusammengefasst dargestellt werden.

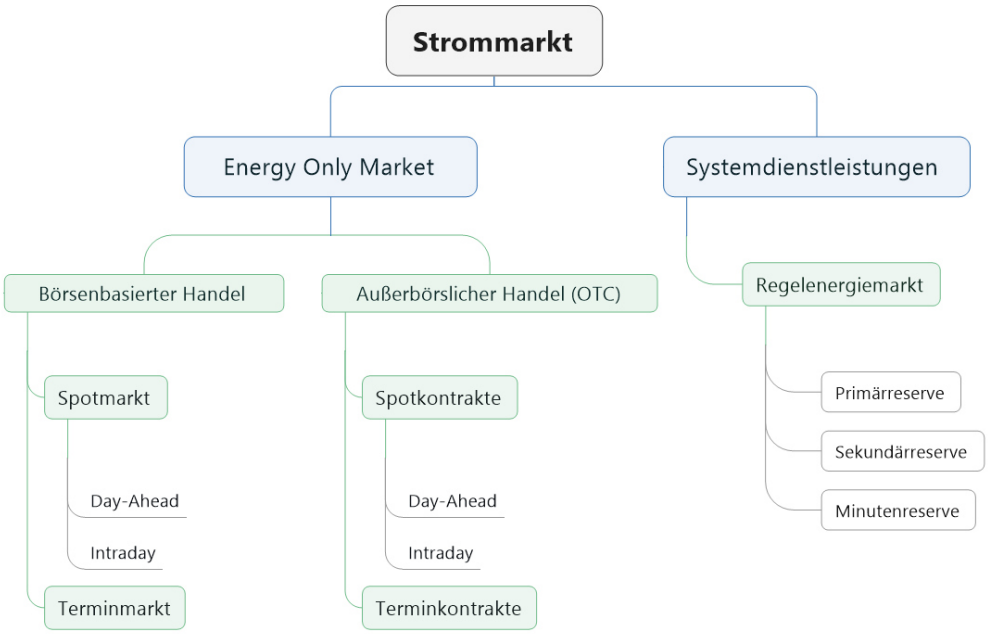


Abbildung 21: Strommärkte in Deutschland.

Das derzeitige Marktdesign setzt voraus, dass das Stromnetz jederzeit sämtliche Transportaufgaben erfüllen kann. Da es jedoch zunehmend zu überlasteten Netzen bzw. Netzengpässen kommt, wird eine Erneuerung und Erweiterung des Strommarktdesigns zunehmend wichtiger. Mögliche Erweiterungen beziehen sich nicht nur auf den Handel von Flexibilitäten zur Handhabung von Netzengpässen, sondern auch auf weitere Systemdienstleistungsprodukte wie Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit, deren Bereitstellung und Abruf in Deutschland heutzutage noch durch bilaterale Verträge zwischen Netz- und Anlagenbetreibern geregelt werden.

A.3.1 Energiemärkte

Der Handel mit elektrischer Energie erfolgt in Deutschland über den »Energy Only Market« (EOM). Die erzeugten Strommengen werden mittels bilateraler Geschäfte auf dem OTC-Markt (»Over the Counter«) sowie über den anonymisierten börsenbasierten Handel veräußert, bei dem sich die Handelspartner nicht kennen.

Die Strombörse bietet hierfür einen öffentlichen und anonymisierten Marktplatz, welcher dem marktwirtschaftlichen Ausgleich von erzeugter und nachgefragter Leistung innerhalb der einzelnen Regelzonen dient. Die Preisbildung erfolgt, wie oben erwähnt, unter der Fiktion eines engpassfreien Netzbetriebs, in welchem das Stromnetz, wie die oft zitierte »Kupferplatte«, alle Transportaufgaben erfüllen kann. Durch diese Fiktion kann ein deutschland- und europaweiter Handel ungeachtet der Standorte von nachfragender und produzierender Einheit stattfinden.

Neben langfristigen Geschäften, welche vornehmlich über den Terminmarkt realisiert werden, bietet der Spotmarkt einen Marktplatz für den kurzfristigen Handel von standardisierten Stromprodukten. An der hierfür relevanten Börse, der EPEX SPOT, werden mit einer Fristigkeit von einem Tag (Day-ahead-Handel) bis zu 5 Minuten (Intraday-Handel) vor physikalischer Lieferung Stromangebote und -nachfragen aufeinander abgestimmt. Der untertägige Stromhandel beginnt täglich um 15:00 Uhr mit einer komplementären Eröffnungsaktion (»Pay-as-Bid«) auf 15-minütiger Basis, über welche die 96 Viertelstunden des Folgetages simultan gehandelt werden können. Gleichzeitig beginnt der kontinuierliche Intraday-Handel auf Stundenbasis, welcher ab 16:00 Uhr durch 15-Minuten-Kontrakte ergänzt wird.

Der sogenannte »Gate Closure« bezeichnet den Handelsschluss, zu dem die Energiemengen im Netz nicht mehr über den EOM gehandelt werden können. Die entstandenen Bezugsverträge werden anschließend von den einzelnen Marktakteuren zum Lieferzeitpunkt realisiert. Der gesamte Zeithorizont für den Stromhandel wird in Abbildung 22 dargestellt.

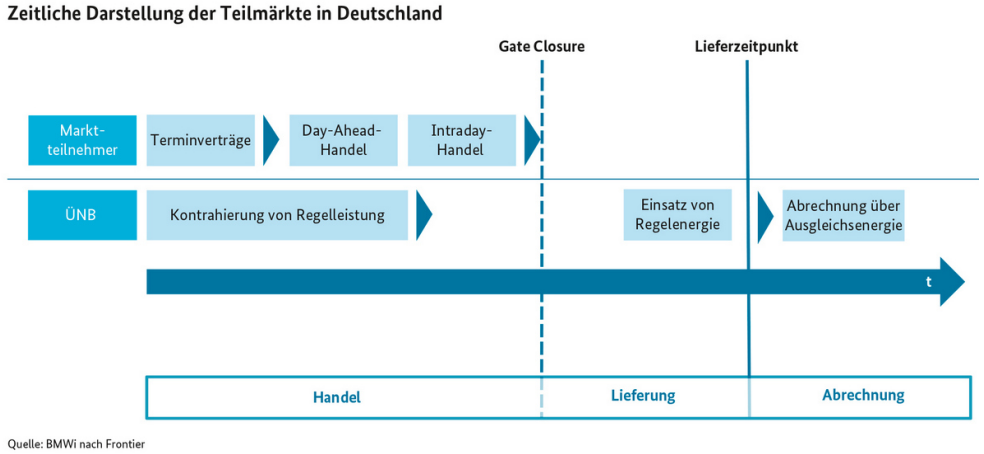


Abbildung 22: Zeithorizont für den Stromhandel [103].

Der stetige Zubau von fluktuierenden erneuerbaren Energien erschwert jedoch zunehmend die Erzeugungsprognosen und somit auch einen hinreichenden marktbasierten Ausgleich der Energiemengen zum Handelsschluss. Zudem wird der Verbrauch vermehrt flexibler und schwerer prognostizierbar. Aus diesen Gründen gewinnen Systemdienstleistungen, wie die vorzuhaltende Regelleistung, zunehmend an Bedeutung und werden unabhängig vom EOM über eigene Plattformen gehandelt.

Der Regelleistungsmarkt wird im Folgenden genauer beschrieben. Er bietet dem Übertragungsnetzbetreiber ein marktbezogenes Instrument zum kurzfristigen Leistungsausgleich innerhalb seiner Regelzone. Differenziert nach der Dauer vom Zeitpunkt des Zugriffs auf die Anlage bis zur physikalischen Erbringung der Leistung, werden drei Arten von Regelleistung definiert: Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve. Nach diesen Regelleistungsprodukten unterteilt wird täglich oder wöchentlich vom Übertragungsnetzbetreiber die prognostizierte Menge an zusätzlich benötigter Flexibilität auf einer Plattform ausgeschrieben. Anlagenbetreiber, welche diese bereitstellen können, bieten anschließend mit einem Leistungs- und ggf. Arbeitspreis auf den ausgeschriebenen Bedarf. Durch eine wettbewerbliche Auswahl nach dem »Pay-as-Bid«-Preisbildungsmodell erhalten die kostengünstigsten Anbieter (gemäß dem Mischpreisverfahren) über die Kapazitätsvorhaltungszeit hinweg eine Bereitschaftsvergütung vom ÜNB (Leistungspreis). Im Falle eines unerwarteten Leistungsüberschusses oder -defizites kann der ÜNB auf die verfügbare positive oder negative Regelenergie zugreifen. Die Zugriffsabfolge wird durch die Bildung einer Merit-Order-Kurve des Arbeitspreises gleichrangiger Regelleistungsprodukte bestimmt.

A.3.2 Marktakteure

Die Struktur des Strommarktes hat sich in den vergangenen Jahren hinsichtlich der beteiligten Akteure und deren Aufgaben und Verantwortlichkeiten erheblich verändert; weitere Änderungen sind zu erwarten. Gesetzliche Regelungen wie die verpflichtende Direktvermarktung von erneuerbaren Energien und die Etablierung neuer Akteure wie Aggregatoren diversifizieren die Rollen im Energiemarkt.
Neben der zunehmenden Komplexität der Interaktionen zwischen den Akteuren impliziert ein Großteil der Konzepte zur Ausgestaltung der Energiewende eine bidirektionale Kommunikation zwischen den energiewirtschaftlichen Marktteilnehmern, um die bisweilen hierarchisch und unidirektional aufgebaute Energieversorgung zu flexibilisieren. Die dafür notwendige Koordinierung der beteiligten Marktakteure stellt neue Herausforderungen an die Informations- und Kommunikationssysteme.

Der bisher vorwiegend unidirektionale Aufbau der Energiewirtschaft wird auch daran deutlich, dass ihre Wertschöpfungsstufen in Form einer Kette miteinander verknüpft sind. Dieser Aufbau befindet sich im Umbruch, wie in Kapitel 2.1 geschildert und anhand von Abbildung 3 bei Limbacher und Richard [1] verdeutlicht wird. Aus diesem Umbruch entstehen Wertschöpfungsfelder, denen jeweils zwei maßgebliche Marktakteure mit bidirektionalen Informationsflüssen zugeordnet werden können. Diese Aufteilung der Energiewirtschaft in Wertschöpfungsfelder wird in der vorliegenden Studie aufgrund ihrer Übersichtlichkeit und Zukunftstauglichkeit zur Identifizierung der weißen Flecken in Kapitel 2 und somit für Abbildung 6 verwendet.

Eine komplexere und in der vorliegenden Studie nicht weiter verfolgte Aufteilung der Marktakteure und ihrer Kommunikationsaufgaben in der Energiewirtschaft liefert das »Harmonised Electricity Market Role Model« des ENTSO-E und der assoziierten Organisationen EFET und ebIX. Es soll vornehmlich den Informationsaustausch zwischen den Akteuren darstellen und eine europaweit einheitliche Terminologie für die IT-Entwicklung definieren. In der Unified Modeling Language (UML) werden hierin alle relevanten Kommunikationsprozesse entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung definiert. Im Rahmen des Modells werden einzelne Rollen, Gebiete und Objekte voneinander abgegrenzt sowie deren Beziehung/Informationsaustausch dargestellt. Alle gegenwärtigen und zukünftig absehbaren kommunikationsrelevanten Aufgaben in der Energiewirtschaft werden anhand einzelner Rollen skizziert. Einem Marktakteur kann gemäß dem Modell für mehrere Rollen die Zuständigkeit obliegen. Gebiete (z. B. Marktgebiete) und Objekte (z. B. Zähler), sogenannte »domains«, lassen sich mittels zugewiesener Attribute differenzieren. Die letzte Aktualisierung der Notation wurde im Januar 2017 veröffentlicht [7]. Für die Anwendung des Rollenmodells liefert der BDEW [104] eine Anwendungshilfe. Für die Verwendung in der vorliegenden Studie wird das Rollenmodell als zu kleinteilig und komplex eingestuft. Es stellt jedoch eine geeignete Grundlage für weiterführende Studien dar.

Neben dem »Harmonised Electricity Market Role Model« werden ebenfalls Marktrollen durch die Bundesnetzagentur vorgegeben. In ihren »Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung (MaBiS)« [5] werden mit der Rolle des Bilanzkoordinators (BIKO), welche von den Übertragungsnetzbetreibern eingenommen wird, dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), dem Verteilnetzbetreiber und dem Lieferanten (LF) Marktrollen, aber auch die Typen, Fristen und Stichtage des Datenaustauschs definiert (siehe [5] und Abbildung 23). Auf diese Marktrollen und Datenübermittlungen wird in den entsprechenden Wertschöpfungsfeldern in den Kapiteln 2.3.2, 2.3.4 und 2.3.8 eingegangen.

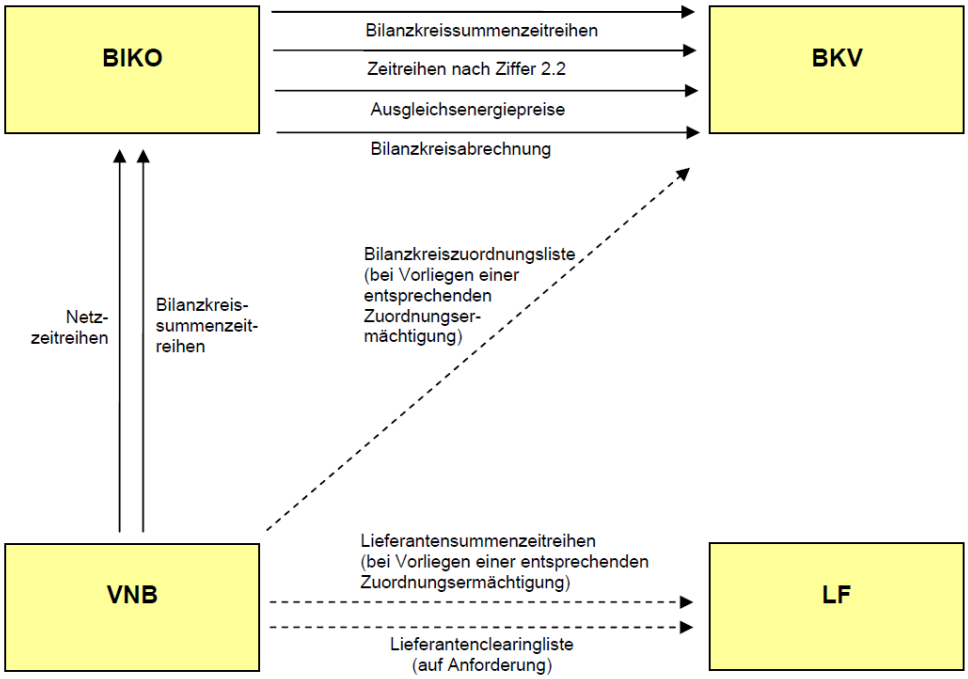


Abbildung 23: Übersicht Marktrollen und Datenübermittlungen [5].

A.3.3 Unzulänglichkeit bestehender Märkte

Die Veränderung der Versorgungs- und Abnahmestruktur im Zuge des Ausbaus von erneuerbaren Energien erfordert Anpassungen der bestehenden Handelsstruktur.
Handelsfristen und Produktlängen müssen sich in Zukunft deutlich verkürzen, da wetterabhängige Einspeisung höchstens bis zu einem Tag im Voraus mit ausreichender Genauigkeit vorhersagbar ist und bei zu langen Erbringungsintervallen zu stark schwanken kann. Für IuK-Systeme bedeutet dies, dass sie eine hohe Verfügbarkeit aufweisen und Daten in Echtzeit aufnehmen müssen.

Die Hürden zur direkten Marktteilnahme sind gegenwärtig sowohl für kleine Verbraucher als auch für Erzeuger zu hoch. Zu den Hürden zählen z. B. besagte Produktlängen, aber auch Mindestangebotsgrößen. Zudem erschwert die Verwendung unterschiedlicher Protokolle und Anforderungen die Teilnahme an verschiedenen oder mehreren Märkten. Die direkte Marktteilnahme ist aber auch aus regulatorischen Gründen oftmals unattraktiv, z. B. aufgrund der deutlich höheren Umlagen und Steuern gegenüber den Börsenpreisen (siehe Kapitel A.4).

Eine weitere Unzulänglichkeit bestehender Märkte ist, dass Netzengpässe ungeplant in den freien Stromhandel eingreifen. Dass der alleinige Netzausbau zur lastunabhängigen und engpassfreien Bewirtschaftung unter einer Gesamtkostenbetrachtung allerdings als nicht wirtschaftlich anzusehen ist, zeigt die BMWi-Verteilnetzstudie.

Alternativ sollen operative Maßnahmen zukünftig die Versorgungssicherheit gewährleisten. Das Schlüsselwort in diesem Kontext lautet Flexibilisierung. Durch einen kurzfristigen Handel mit einem differenzierten Spektrum an Stromerzeugern und -verbrauchern mit unterschiedlichen Nutzungspotenzialen soll zukünftig die konventionell vorgehaltene Leistung verringert, Netzeingriffe reduziert und die erzeugte Leistung aus regenerativen Quellen optimal genutzt werden können. Die Fristigkeit und Struktur des Handels von Leistung am heutigen Strommarkt begrenzt jedoch derartige marktbasierte Eingriffs-

möglichkeiten bei sich abbildenden Netzengpässen. In diesem Zusammenhang sind netzbezogene Maßnahmen nach § 13 EnWG wie Redispatch und Einspeisemanagement eine notwendige und kostenintensive Ultima Ratio zur Engpassbehebung.

Ein zukunftsfähiger Strommarkt braucht ein breites Angebot von Flexibilitätsoptionen, wie Lastmanagement und Sektor-Kopplung. Zur Integration und Nutzung entsprechender Betriebsmittel müssen zukünftig marktwirtschaftliche Anreize zur Vermarktung der vorhandenen Potenziale geschaffen werden. Durch eine Anpassung des Marktdesigns muss ein entsprechender Wettbewerb zwischen den Flexibilisierungsalternativen zur Einstellung einer kostenoptimalen Energieversorgung stattfinden.

Diese Betriebsmittel würden wie die erneuerbaren Energien vornehmlich auf der Ebene des Verteilnetzes bewirtschaftet werden [105, S. 8]. Die Möglichkeiten zur Wahrung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität verschieben sich aufgrund dessen zunehmend in den Handlungsspielraum des Verteilnetzbetreibers. Es ist daher auch Gegenstand aktueller Diskussionen, wie sich die Verantwortlichkeiten zur Wahrung der Systemstabilität zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber aufteilen sollten. Bei einer Veränderung der Verantwortlichkeiten müssen ggf. neue Kommunikationskanäle geschaffen werden. Marktbezogene Mechanismen, welche durch die Integration einer lokalen Komponente dem Verteilnetzbetreiber Ausgleichsmöglichkeiten bieten, sind bisweilen nicht im deutschen Strommarktdesign enthalten. Dies betrifft nicht nur Flexibilitäten zur Behebung von Netzengpässen, sondern auch Blindleistung zur Spannungshaltung, für die es derzeit auch noch keinen freien Markt in Deutschland gibt. Gründe hierfür sind u. a., dass die Regelungen für die Auswirkungen von lokalen Flexibilitätsmärkten auf die anderen Strommärkte, inklusive dem Regelleistungsmarkt, weiter ausgearbeitet werden müssen [106].

Das Preisbildungssystem über die Merit-Order-Kurve sowie die Netzanschlusspflicht für EE führt des Weiteren dazu, dass Investitionsentscheidungen und die Installation neuer Erzeugungskapazitäten lediglich dem Kriterium der geringsten Betriebskosten und nicht dem der lokalen Netzsituation folgen, da entstehende Kosten des Netzbetriebs nicht abgebildet werden.

A.3.4 Konzepte für neue Marktmodelle – Smart Markets

Die Entwicklung von Ansätzen und Modellen zur Anpassung der Märkte an die veränderten Anforderungen der Energiewirtschaft ist aktueller Forschungsgegenstand. Eine übersichtliche Beschreibung der Chancen und Hemmnisse für ein neues Energie-Marktdesigns ist z. B. in [107] gegeben. Neben der Anpassung bestehender Energiemärkte ist auch die Einführung neuer Energiemärkte aktueller Diskussions- und Forschungsgegenstand. Bei den neuen Energiemärkten handelt es sich zumeist um sogenannte »Smart Markets«. Unter dem Begriff der »Smart Markets« hat sich eine große Bandbreite von Konzepten für neue Marktmodelle entwickelt, von denen sich bereits einige in der Umsetzungsphase befinden (z. B. [105, 108, 109]). 2017 hat Agora Energiewende die Studie »Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen« veröffentlicht [110], welche insgesamt sechs unterschiedliche Zukunftsmodelle für neue Märkte validiert. Zumindest zwei dieser Modelle (»neue Flexibilitätsplattform« und »IntradayPlus«) finden sich auch in den Entwicklungskonzepten und Demonstrationsvorhaben der SINTEG-Projekte wieder.

Der Grundgedanke der »Smart Markets« fußt auf der marktbezogenen Ausgestaltung der sogenannten »gelben Phase« nach dem im Folgenden beschriebenen Ampelkonzept zur Sicherung der Netzstabilität. Das Konzept wird u. a. im Diskussionspapier vom BDEW [111] konkretisiert und stellt nach der Logik einer Ampel die unterschiedlichen Phasen zur Gewährleistung einer Netzstabilität dar. Während in der grünen Phase alle Marktteilnehmer ihre Pläne verwirklichen können, stellt die rote Ampelphase einen unmittelbar

kritischen Netzzustand dar, welcher durch Netzsicherheitsmaßnahmen seitens des Netzbetreibers ausgeglichen werden muss (z. B. durch Einspeisemanagement).

Nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG besteht für ÜNB die Pflicht, potenzielle Störungen u. a. durch »marktbezogene Maßnahmen, insbesondere durch den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und das Management von Engpässen« zu unterbinden. Diese Maßnahmen lassen sich der gelben Ampelphase (auch: Interaktionsphase) in der Abbildung 24 zuordnen. Eine klare Abgrenzung der unterschiedlichen Phasen kann durch technische Kriterien, wie Grenzwerte von Spannung und Strom nach der europäischen Norm EN 50160, festgelegt werden [111].

Der veränderten Stromerzeugungslandschaft geschuldet, zeichnen sich zunehmend auch auf der Verteilnetzebene lokale Netzengpässe ab. § 14 EnWG zufolge obliegen die zuvor genannten marktbezogenen Maßnahmen, wie der Abruf von Regelleistung durch den ÜNB, ebenso der Verantwortung des VNB. Es existieren jedoch im Strommarkt bisweilen unzureichende Möglichkeiten zur Interaktion zwischen Marktteilnehmern und dem VNB, um ein definiertes Netzsegment bereits während der gelben Phase ausreichend zu stabilisieren. Die hierfür wesentliche Information über den genauen Anschlusspunkt der Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlage im Netz wird in den derzeit bestehenden Strommärkten nicht abgefragt.

Alle Marktteilnehmer können ihre Pläne verwirklichen, allenfalls netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG erforderlich	Grün
Marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG	Gelb
Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 EEG (sog. Einspeisemanagement)	Rot

Abbildung 24: Ampel – rechtliche Einordnung nach den Vorgaben des § 13 EnWG [112, S. 15].

»Smart Markets« sollen diese Schnittstelle zwischen der Markt- und Netzsphäre ausgestalten und eine flexible Interaktion zur Stabilisierung des Netzes ermöglichen.

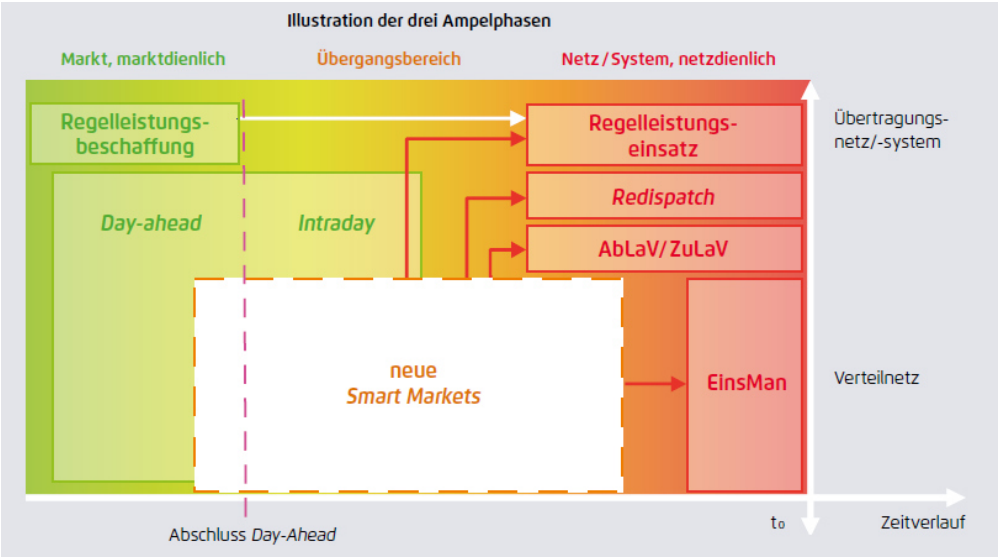


Abbildung 25: Illustrative Zuordnung der gegenwärtigen Mechanismen im Strommarkt zu den Ampelphasen (Abbildung 5 in [110]).

Entlang der Netzebenen wird in »Smart Markets« neben der zeitlichen Komponente auch eine räumliche Komponente abgebildet, d. h., der Standort der Energieerzeuger und -verbraucher spielt eine entscheidende Rolle im Marktprozess. Somit sollen »Smart Markets« bei Netzrestriktionen die Koordination auf Verteilnetzebene ermöglichen, um

netzdienliche Systemeingriffe im Vorfeld zu vermeiden. Für einen »Smart Market« muss daher spezifiziert werden, welche Teilnehmer am Marktprozess Zugang zu Standortdaten und Fahrplänen haben und wie die Informationsflüsse IuK-seitig umgesetzt werden.

A.4 Verbrauch

Der jährliche Bedarf an Elektrizität ist in Deutschland über die letzten Jahre mit circa 515 TWh pro Jahr nahezu konstant geblieben. Für die Zukunft wird trotz Energieeffizienzmaßnahmen von einem deutlichen Zuwachs des jährlichen Strombedarfs auf bis zu 2000 TWh [113] ausgegangen, da die Energieverbräuche für Heizen und Verkehr zunehmend elektrisch gedeckt werden. Für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems geben derartige jährliche Bilanzen den Rahmen vor; die wesentlichen IuK-Herausforderungen hinsichtlich des Stromverbrauchs liegen allerdings in kurzfristigeren Zeitbereichen. Der Hintergrund dazu ist, dass ein zunehmender Anteil des Stromverbrauchs eine zeitliche Flexibilität aufweisen wird. Das muss er, da eine Anpassung des produzierten Stroms an den Verbrauch, wie sie in Vergangenheit geschah, oftmals entweder aufgrund technologischer Einschränkungen, etwa der Wetterabhängigkeit der Erzeugung, nicht möglich ist oder mit hohen Ausfall- bzw. Vorhaltungskosten verbunden ist. Die Planung des Einsatzes von flexiblen Stromverbrauchern wird sich zunehmend an der Prognostizierbarkeit der wetterabhängigen Erzeugung orientieren, die erst ab etwa 24 Stunden im Voraus eine verwendbare Genauigkeit hat. Die Fehler von Vortagsprognosen sind jedoch immer noch so groß, dass zunehmend kurzfristiger reagiert werden muss, was sich im zunehmenden Intraday-Handel (Kapitel A.3.1) und den Bestrebungen zur Ermöglichung kurzfristigerer Handelsmöglichkeiten in sogenannten »Real-Time-Markets« widerspiegelt. Damit flexible Stromverbraucher kurzfristig auf fluktuierende Einspeisung und Strompreise reagieren können, müssen sie digital vernetzt sein.

Neben dem Stromverbrauch stellen Energiespeicher eine zu beachtende Flexibilitätsoption dar. Umfangreiche Forschungsprojekte und Entwicklungsarbeiten untersuchen Energiespeicher, mit welchen Versorgungsüberschüsse aufgenommen oder niedrige Strompreise am Markt ausgenutzt werden können. Durch den Einsatz von unterschiedlichen Speichertechnologien kann der Strom indirekt, d. h., zeitlich versetzt genutzt und mit technologieabhängigen Verlusten »gelagert« werden. Ein wirtschaftlicher Nutzen des umfangreichen Einsatzes von Energiespeichern, sieht man vom Markt für Primärregelleistung ab, ist bisher nicht gegeben. Das liegt zum einen an den hohen Investitionskosten, deren Kostensenkungspotenziale u. a. durch die Bundesregierung in der »Forschungsinitiative Energiespeicher« untersucht werden. Zum anderen ermöglichen die regulatorischen Rahmenbedingungen und derzeitigen Marktstrukturen bisher keinen wirtschaftlichen Einsatz von Energiespeichern zur Bereitstellung ihrer Flexibilität (abgesehen von Primärregelleistung). Hinsichtlich des notwendigen Umfangs und Zeitraums für Energiespeicher kann gemäß der Studie »Roadmap Speicher« allerdings auch bei einem hohen Anteil erneuerbaren Stromerzeugung (ca. 90 Prozent in Deutschland und über 80 Prozent in Europa) die Systemstabilität ohne den Einsatz von zusätzlichen Stromspeichern gewährleistet werden. Der Flexibilisierung von Stromangebot und -nachfrage wird hier höhere Priorität als den Energiespeichern zugeschrieben.

Neben flexiblem Stromverbrauch und Energiespeichern bleibt der inflexible Stromverbrauch. Dieser wird von den einzelnen Energieversorgungsunternehmen prognostiziert, welche individuelle Lastgangprofile für stromintensive Kunden und Standartlastprofile für Konsumentengruppen mit vergleichbarem Verbrauchsverhalten (z. B. Haushalte) erstellen. Nach dem ökonomischen Modell des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage führen Preissignale bei einem Erzeugungsüberschuss zu einem höheren Verbrauch, während Erzeugungsknappheit diesen reduziert. Dem entgegen stehen die heutigen Vertragsstrukturen für Strombezug, in denen zumeist keine direkte Beziehung zwischen Börsenpreisen und Stromkosten für den Verbraucher bestehen und die somit unterbinden, dass ein Großteil der Endverbraucher einen direkten Zusammenhang zwischen seinem

Nutzungsverhalten und den entstandenen Kosten herstellen kann. Generell gilt: Je höher der Leistungsbedarf eines Konsumenten, desto höher ist ebenfalls die Motivation zur Kostensenkung durch einen börsenpreisorientieren Strombezug. Für diesen sind intelligente Stromzähler (Smart Meter) notwendig, die in der Lage sind, digitale Börsenstrompreisinformationen zu empfangen. Für die Verbreitung derartiger Stromzähler stellt das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende einen ersten Schritt dar. Es sieht einen flächendeckenden Ausbau von sogenannten »intelligenten Messsystemen« vor, die über ein Smart Meter Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden können. Dieser Ausbau ist allerdings erst ab einem Jahresstromverbrauch von über 6000 kWh vorgeschrieben. Bei geringeren Jahresstromverbräuchen langt die Aufrüstung auf sogenannte »moderne Messeinrichtungen« ohne Kommunikationseinheit aus. Neben den vertraglichen und IuK-Vorrausetzungen ist wiederum der regulatorische Rahmen entscheidend für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs. In der derzeitigen Zusammensetzung des Strompreises macht der über den Markt wettbewerblich bestimmte Anteil lediglich 21,1 Prozent aus (Stand: Mai 2018, siehe [114]); der Rest besteht aus regulierten Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten. Entsprechend niedrig ist der Anreiz, den Stromverbrauch an Börsenpreise anzupassen (siehe hierzu auch [115]).

Die Potenziale zur Flexibilisierung durch gezieltes Nachfragemanagement werden unter den Begriffen »Lastmanagement« und »Demand Side Management« erforscht und in der aktuellen Studie »Roadmap Demand Side Management« der deutschen Energie-Agentur bewertet sowie in einer Metaanalyse [115] zusammengefasst. Dem gegenüber stehen Anpassungsmaßnahmen des Stromverbrauchs privater Haushalte, etwa um auf äußere Bedingungen wie dem Strompreis oder Strombezugsmaxima zu reagieren, die durch sogenannte Smart Home-Technologien realisiert werden (siehe [116]).

Weitere Flexibilitätspotenziale innerhalb der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung werden in zahlreichen Studien erarbeitet und bewertet. Unter anderem diskutiert die Bundesnetzagentur im Bericht »Flexibilität im Stromversorgungssystem« verschiedene Ansätze zur Erschließung von Flexibilität [112].