



Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende

in der 50Hertz-Regelzone mit Fokus auf
Berlin und Brandenburg

Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone mit Fokus auf Berlin und Brandenburg

Endfassung

31. Dezember 2015

Im Auftrag von:

ZukunftsAgentur Brandenburg GmbH

Steinstraße 104–106

14480 Potsdam

Durchgeführt von:

GridLab GmbH

Hubertstraße 24

03044 Cottbus

Sowie im Unterauftrag durch:

B.A.U.M. Consult GmbH

Fanny-Zobel-Str. 9

12435 Berlin

NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Praterstrasse 62 - 64,

A-1020 Wien

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	5
1 Zusammenfassung / Executive Summary	7
2 Rahmen der Fachstudie	12
2.1 Teil I – Datenteil	12
2.2 Teil II – Definition einer Storyline vor dem Hintergrund eines neuen Strommarktdesigns	13
2.3 Teil III – Darstellung einer Plattform / Gesamtsystemarchitektur	13
2.4 Teil IV – Beschreibung konkreter Demonstratoren in der Region Berlin- Brandenburg.....	14
3 Analyse der Entwicklungen im Bereich der Energiesystemstruktur in Nordostdeutschland	15
3.1 Einführung: Gesamtdeutscher Energiewende-Überblick	15
3.2 Aktuelle und geplante Entwicklungen im nordostdeutschen Elektrizitätssystem.....	16
3.2.1 Status quo der Energiewende in Nordostdeutschland.....	16
3.2.2 Netzengpassmanagement und EE-Abschalterfordernisse	18
3.2.3 Installation von Phasenschiebertransformatoren am Ostprofil Deutschlands	20
3.2.4 „Netzreserve“, aktuelle Bedarfsanalysen und geplante „Kapazitätsreserve“	22
3.2.5 Die 50Hertz-Regelzone als wachsende Stromexportregion	25
3.2.6 Netzentwicklungsplan 2014 – Analyse der Zeithorizonte 2024 und 2034 für Nordostdeutschland.....	27
3.2.7 Aspekt Versorgungssicherheit („System Adequacy“)	34
3.3 Ableitung von Systemdienstleistungs- und Systemflexibilitätserfordernissen im Zeitraum bis 2020 (Roadmap).....	37
3.3.1 Status quo der Systemdienstleistungsbeiträge und SDL- Ordnungsrahmen	37
3.3.2 Künftige Bereitstellung von Systemdienstleistungsbeiträgen und benötigten Flexibilitäten	44
3.3.3 Flexibilitätsbeiträge durch Demand-Side-Management	46
3.3.4 Flexibilitätsbeiträge durch Speichertechnologien.....	50
3.4 Besondere Entwicklungen im Raum Berlin-Brandenburg	53

4	Der Strommarktrahmen heute und morgen.....	55
4.1	Status quo des Strommarktes im Kontext der Energiewende	55
4.2	Mögliche Anwendungs- und Zukunftsszenarien im Kontext eines weiterzuentwickelnden Strommarktdesigns	57
4.3	Das zukünftige Strommarktdesign – Überblick über den Gesamtprozess zum Strommarkt 2.0 und Folgerungen aus dem „Grünbuch“ des BMWi.....	59
4.4	Konkretisierung der Maßnahmen im „Weißbuch“ des BMWi, Folgerung für Pilot- und Umsetzungsprojekte in der Region	60
4.4.1	Inhaltliche Eckpunkte und Aufbau des Weißbuches	60
4.4.2	Kurzfristig geplante Maßnahmen des BMWi und mögliche Auswirkungen auf die Akteure des Energieclusters Berlin- Brandenburg (Weißbuch Kapitel 5)	62
4.4.3	Strategisch wichtige zukünftige Handlungsfelder (Weißbuch Kapitel 6).....	74
4.4.4	Zusammenfassung der Konsequenzen und Empfehlungen für zukünftige Pilot- und Umsetzungsprojekte des Clusters Energietechnik Berlin Brandenburg	77
4.5	Einschätzung der mittelfristig hebbaren Potenziale an Systemflexibilitäten in Berlin-Brandenburg (qualitative Analyse)	78
4.5.1	Qualitativer Vergleich mit anderen städtischen Ballungsräumen in der D-A-CH Region, Ansätze für zukünftige Projektkooperationen.....	78
4.5.2	Nationaler Vergleich mit der Region rund um Hamburg (Schleswig- Holstein)	81
4.5.3	Energiewirtschaftliche Herausforderungen und Konsequenzen für notwendige Geschäftsmodelle (insb. im Vergleich zu Geschäftsmodellen in den USA zu Smart Grids)	86
4.5.4	Klassische Smart Grids Konzepte und Geschäftsmodelle, insbesondere Demand Response – Erfahrungen aus den Vereinigten Staaten	87
4.5.5	Vergleich der unterschiedlichen Zielsetzungen von „smarten“ Geschäftsmodellen aus dem Blickwinkel der energiewirtschaftlichen Herausforderungen	89
4.5.6	Analyse der Eignung der unterschiedlichen in den USA entwickelten Demand Response Programme (Programmtypen) im deutschen bzw. europäischen Energiewendeszenario	91
4.6	Zusammenfassung der wichtigsten Ableitungen und F&E-Agenda	92

5	IKT-Plattform / Gesamtsystemarchitektur	94
5.1	Anwendungsfälle / vertikale Use-Cases	95
5.1.1	Smart Metering (Verbrauchsmessung, Abrechnung, Lieferantenwechsel, Energieberatung)	95
5.1.2	Steuerung virtueller Kraftwerke, Flexibilität-Pools (Erzeugungsmanagement, Verbrauchsmanagement, Speichermanagement)	96
5.1.3	Netzmanagement	97
5.2	Funktionalitäten (Anforderungskatalog horizontal)	98
5.2.1	Horizontale Bereitstellung von Informationen (Vollständigkeit, flächendeckende sektorübergreifende Verfügbarkeit)	101
5.2.2	Datenqualitäten (Interoperabilität, Homogenisierung, Datenvoraufbereitung)	102
5.2.3	Mehrwerte als Erfolgsfaktoren für die Plattform-Akzeptanz	104
5.2.4	Sicherheit und Datenschutz (Regelung der Zugriffsrechte, konsistente Sicherheitsstandards)	106
5.3	Data-Access-Points / Regionale Datenportale	108
5.4	Digitalisierungsgesetz und entstehende IKT-Infrastruktur	110
5.4.1	Vorüberlegungen	110
5.4.2	Der Referentenentwurf zum Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende	111
5.4.3	Begründungen (Auszüge aus dem Referentenentwurf)	118
5.5	Integrationsfunktion am regional entwickelten Beispiel einer IKT-Plattform in der 50 Hertz-Regelzone und Nutzen für die Region Berlin-Brandenburg	120
6	Demonstratoren	126
6.1	Demonstratoren zum Regionalkraftwerk	127
6.1.1	Charakterisierung	127
6.1.2	Bedeutung für das künftige E-System in Berlin-Brandenburg	128
6.1.3	Projektansätze in Brandenburg	129
6.2	Demonstrator zu Power-to-Heat	135
6.2.1	Kurzzusammenfassung des geplanten Demonstrators	135
6.2.2	Charakterisierung	136
6.2.3	Bedeutung für das künftige E-System in Berlin-Brandenburg	141
6.2.4	Projektansätze in Berlin-Brandenburg	143
6.3	Demonstrator zu E-Mobility	149

6.3.1	Charakterisierung	149
6.3.2	Bedeutung für das künftige E-System in Berlin-Brandenburg.....	150
6.3.3	Projektansätze in Berlin-Brandenburg	151
7	Handlungsempfehlungen	153
7.1	Regionalökonomische Chancen und Risiken	154
7.1.1	Berlin-Brandenburg als „Reallabor der Energiewende“ – Chancen für Akteure im Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg.....	154
7.1.2	Schließung der Wertschöpfungskette, Erweiterung der Wertschöpfungskette	155
7.1.3	Strategie-Kompass: Empfehlungen für die weitere Entwicklung im Energiecluster	158
7.2	Energetechnische Herausforderungen 2024 – 2034 – 2050	160
7.3	Abschließende Kernbotschaften und Handlungsempfehlungen für das Energiecluster Berlin-Brandenburg	163
7.3.1	Handlungsempfehlungen aus Sicht der Entwicklung des Elektrizitätssystems.....	163
7.3.2	Handlungsempfehlungen aus Sicht der Strommarktentwicklung	165
7.3.3	Handlungsempfehlungen aus Sicht der IKT-Entwicklung	168
8	Anhang	170
8.1	Abbildungsverzeichnis.....	170
8.2	Tabellenverzeichnis	174
8.3	Quellenverzeichnis	175

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
AT	Österreich
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKM	Bilanzkreismanager
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundeswirtschaftsministerium
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CA	Certificate Authority
CH	Schweiz
CPP	Critical Peak Pricing
DAM	Data Accesspoint Manager
DE	Deutschland
DSE	Demand Specific Enablers
DSO	Distribution System Operator
E.DIS	E.DIS AG
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
ENSO	Energie Sachsen Ost AG
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy Only Market
EPEX SPOT	European Power Exchange
ESB	Enterprise Service Bus
F&E	Forschung und Entwicklung
GE	Generic Enablers
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HSN	Hochspannungsnetze Magdeburg GmbH
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
IKT	Informations- und Kommunikations-Technologie
iMSys	intelligentes Messsystem
IOP	Interoperabilität
iZ	intelligente Zähler
KEMS	Kommunales Energiemanagementsystem
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

MEKS	Multi-Energie-Kraftwerk Sperenberg
MITNETZ	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
MRL	Minutenreserveleistung
MSB	Messstellenbetreiber
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
OFFIS	Institut für Informatik Oldenburg
PKI	Public Key Infrastruktur
PRL	Primärregelleistung
PSO	Public Service Obligations
PST	Phasenschiebertransformator
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PtC	Power-to-Cold
PtG/P2G	Power-to-Gas
PtH/P2H	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
RRKW	Regionales Regelkraftwerk Feldheim
RTP	Real Time Pricing
SDL	Systemdienstleistung
SH	Schleswig-Holstein
SMES	supraleitende magnetische Energiespeicher
SMGW	Smart Meter Gateway
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SDLWindV	Systemdienstleistungs-Verordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
TOU	Time of Use
TSC	TSO Security Cooperation
TWh	Terrawattstunde
UC	Use Cases / Anwendungsfälle
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VbKW	Verbundkraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPP	Virtual Power Plants
VPS	Virtual Power System
WEMAG	WEMAG AG

1 Zusammenfassung / Executive Summary

Die vorliegende Fachstudie baut auf der technischen Potenzialstudie von GridLab („Kurzstudie zu Potenzial und Beitrag der Energieregion Nordostdeutschland zur Energiewende - Berlin-Brandenburg als Leitregion der Energiewende“) von 2014 auf. Im Rahmen dieser Fachstudie wurden nun die gegebenen Anforderungen und Chancen hinsichtlich Systemflexibilitäten, Strommarktrahmen sowie IKT-Architektur aufgezeigt und mit konkreten Projektansätzen untersetzt, soweit sie sich im Kontext der weiteren Dekarbonisierung des Elektrizitätssystems für Nordostdeutschland und die Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg im Besonderen abzeichnen.

Als sehr vordringlich in den nächsten 20 Jahren zu lösende energietechnische Herausforderung steht nach wie vor ein signifikanter und vor allem zügiger Bedarf an Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen sowohl in der Übertragungsnetz- als insbesondere auch ländlichen Verteilnetzebene. Zielstellung muss es hierbei sein, die derzeit ungebremst ansteigenden Redispatch- und EE-Abschaltvolumina und einhergehende Kostenbelastungen gerade für das strukturschwache Nordostdeutschland in den Griff zu bekommen. Vor dem Hintergrund der massiv steigenden Stromexporte aus Nordostdeutschland und sich abzeichnender Energiedefizite in der unmittelbaren Nachbarschaft Deutschlands stehen dabei Kuppelleitungen bzw. Interkonnektorprojekte zu den Nachbarregelzonen ebenso im Fokus wie der interne Netzausbau in der 50Hertz-Regelzone.

Vor dem Hintergrund des weiter wachsenden und zunehmend dominierenden Anteils fluktuierender EE-Leistung bilden sich in Nordostdeutschland bereits heute große Regionen wie bspw. die Uckermark heraus, die eine stetig wachsende Einspeiseleistung aufzeigen bei vernachlässigbarer konventioneller Kraftwerksleistung. Während in den Randgebieten dieser Regionen Kuppelleitungen und Interkonnektoren für Blind- und Kurzschlussleistungsbeiträge und Netzwiederaufbauszenarien herangezogen werden können, stellt sich die Netzstützung innerhalb des nordostdeutschen Übertragungsnetzes bereits heute als Herausforderung dar, da die Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung ebenso wie Redispatch zum Engpassmanagement oder Schwarzstart für den Netzwiederaufbau im Gegensatz zur Regelleistungsbereitstellung lokal-regional benötigt werden und kaum transportierbar sind. In Regionen ohne konventionelle Kraftwerkseinspeisungen werden daher Beiträge zur Netzstützung auch von der wachsenden Anzahl vertikaler Verknüpfungspunkten bzw. an den Schnittstellen zwischen der Übertragungsnetzebene und den Verteilnetzen bereitzustellen sein.

Während die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen großen EE-Parks bereits seit Jahren erfolgreich durch 50Hertz im operativen Betrieb zur Spannungshaltung und Netzengpassentlastung herangezogen werden, werden derartige und weitere Beiträge nun im Rahmen des 10-Punkte-Programms von 50Hertz mit angeschlossenen Verteilnetzbetreibern [1] getestet. Darüber hinaus werden durch eine verbesserte Netzebenen übergreifende Datenbereitstellung perspektivisch auch lokal-regional benötigte Redispatchbeiträge zur Entlastung von Engpässen im Übertragungsnetz aus der Verteilnetzebene heraus erfolgen und damit diesbezügliche EE-Abschaltungen begrenzt werden können. Regionalkraftwerke werden zu netzverträglichen und gar netzdienlichen Partnern, indem sie verschiedene Erzeugungsquellen VOR dem Einspeisepunkt oder Netzengpass kombinieren,

bzw. Überschüsse mit stationären Batterien zwischenspeichern oder anderweitig nutzen (siehe Power-to-Heat). Anhand von drei Demonstratoren in Brandenburg (Prignitz, Uckermark, Cottbus) werden daher drei unterschiedliche standörtlich passende Lösungen konzipiert, die in den kommenden Jahren von regionalen Akteuren implementiert werden.

Der Schlüssel hierfür ist die Einrichtung von marktbasierter regionalen Systemdienstleistungs- und Ausgleichsmechanismen über den bereits bestehenden deutschlandweiten bzw. globalen Markt für Regelleistung und abschaltbare Lasten hinaus, denn in den nächsten 20 Jahren muss deutlich mehr Teilnehmern im Elektrizitätssystem ein Zugang zur Bereitstellung von regional/lokal wirksamen bzw. netzdienlichen Systemdienstleistungsbeiträgen ermöglicht werden. Bei der Regionalisierung von Ausgleichsprozessen kann die Hauptstadtregion mit ihren flexiblen Lastsenken, insb. mit den Power-to-Heat-Potenzialen, eine strategisch bedeutsame Rolle als Energieschwamm einnehmen („Wind in die Städte“). Dies ermöglicht wiederum neue Geschäftsfelder für dezentrale Anlagenbetreiber und reduziert weiter die durch konventionelle Kraftwerke vorzuhaltende Must-Run-Leistung.

Insbesondere Power-to-Heat-Anwendungen können aufgrund der guten Nah- und Fernwärmeversorgungsrandbedingungen in Nordostdeutschland eine neue Rolle wahrnehmen und neben der bereits heute gegebenen Bereitstellung negativer Regelleistungsbeiträge auch als lokal zuschaltbare Lasten für Redispatchbeiträge bzw. zur Netzengpassentlastung herangezogen werden und somit die EE-Abschaltvolumina reduzieren helfen. Durch den netzdienlichen Einsatz von mehr als 20 Power-to-Heat-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen in sechs Bundesländern soll demonstriert werden, wie in der 50Hertz-Regelzone und insbesondere in den Bundesländern Berlin und Brandenburg netzengpassbedingt auftretender EE-Überschussstrom sinnvoll verwertet und zusätzlich Systemdienstleistungen (insb. Redispatch) für das Stromsystem bereitgestellt werden können. Die Netzdienlichkeit soll dabei im Zentrum des Demonstrationsvorhabens stehen. Durch neue Betriebsweisen soll die Abregelung von EE-Anlagen nach § 13 (2) EnWG in den jeweiligen Netzgebieten deutlich verringert werden. Zusätzlich soll - durch die Kombination von Power-to-Heat- und schnell startenden, flexiblen KWK-Anlagen sowie Wärmespeichern - demonstriert werden, wie die Must-Run-Kapazität in der 50Hertz-Regelzone merkbar reduziert werden kann, die aktuell überwiegend aus von Braunkohle gefeuerten Kondensationskraftwerken resultiert.

Mittels lokal-regionaler Aggregation könnten letztlich aber auch Haushalte mit stärkerem Leistungsbezug einbezogen werden. Nur bei Aggregation können künftig auch für kleinere Flexibilitätseinheiten Preisdifferenzen am Strommarkt als Laststeuerinstrument wirken, wobei globale Preissignale allein wenig netzdienlich sind. Mit einem lokal-regionalen Ansatz können jedoch die an bestimmten Übertragungsnetzknoten benötigten Systemdienstleistungsbeiträge netzdienlich auch durch dezentrale Anlagen bereitgestellt werden. Voraussetzung hierfür ist die Einrichtung einer Netzebenen übergreifenden, IKT-basierten Datenbereitstellung- und Ansteuerplattform, denn mit der Dezentralisierung der Ausgleichsprozesse zwischen Erzeugung und Verbrauch steigen die Anforderungen an die künftige Kommunikation zwischen allen beteiligten Akteuren im Energiesystem. Sie wird zunehmend bidirektionaler, vernetzter, echtzeitiger zu organisieren sein ohne die hohen Sicherheits- und Schutzansprüche aufzugeben.

Der differenzierte Smart Meter-Rollout in Deutschland wird dafür eine erste Grundlage der neuen Smart-Grid-Infrastruktur bei Verbrauchern und Erzeugern legen. Das Digitalisierungsgesetz berücksichtigt die Systemrelevanz verschiedener Netznutzer (Verbraucher und Erzeuger) in seinem Rollout-Plan durch zeitlich abgestufte und unterschiedlich „intelligente“ Messsysteme, bzw. Zähler. Die spezifischen Informationsbelange der Akteure werden bedarfsgerecht geregelt. Weil zahlreiche Anwendungsfälle der Messung und Steuerung von Erzeugern (z.B. in virtuellen Kraftwerken), Verbrauchern (z.B. in dynamischen Tarifen) und des Netzbetriebes auf ähnliche Datengrundlagen und Verarbeitungsprozesse zurückgreifen werden, empfiehlt sich eine Verknüpfung der Datenaustauschprozesse. Sicherheitsanforderungen in der kritischen Infrastruktur wie dem Energiesystem müssen weiterhin gewährleistet werden. Informations- und Service-Plattformen, Datenportale und Cloud-Lösungen werden derzeit für das nationale und regionale Datenmanagement erwogen. Wichtige funktionale Anforderungen sind: Interoperabilität, Konvergenz mit europäischen Architektur-Modellen, Security und Privacy by design (BSI-Schutzprofil), Mehrwerte ggü. isolierten Anwendungen durch geringere Integrationskosten, zuverlässige, beschleunigte Datenbereitstellung sowie Mehrwerte durch Datenverknüpfungen (Smart Data auch durch Einbindung externer Datenwelten). Im Rahmen dieser Fachstudie wurde daher für Berlin-Brandenburg ein Lösungsmodell einer Datenplattform vorgestellt, welches die angegebenen Anforderungen erfüllt und von hiesigen Wirtschafts- und Forschungsakteuren getragen wird.

Dreh- und Angelpunkt ist nun die vom BMWi vorangetriebene Etablierung eines Strommarktes 2.0. So werden sich durch die bereits begonnene Umsetzung der Maßnahme 6 des Weißbuches für EE-Einspeiseanlagen neue Marktchancen öffnen. Die Ergebnisse von F&E-Projekten bezüglich der Regelleistungsbereitstellung durch EE-Einspeiser können daher zeitnah in die Umsetzung kommen. Des Weiteren wird vor allem die Sektorkopplung das zukünftige Stromsystem stark prägen, insbesondere die Nutzung von EE-Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat), im Verkehrssektor (Power-to-Mobility) und in industriellen Prozessen (Power-to-Industry). Da in der Region Berlin-Brandenburg besonders gute Voraussetzungen für solche Sektorkopplungen vorliegen, wird dem Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg insbesondere empfohlen, auf dieses Stärkefeld aufzubauen und weitere Pilot- und Umsetzungsmaßnahmen in diesem Themenfeld zu initiieren und zu unterstützen. Synergiepotenziale für die Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg könnten diesbezüglich u. a. im Zusammenhang mit bereits bestehenden Projekten (z. B. „Wärme neu gedacht“) und mit Smart Cities Aktivitäten genutzt werden. Power-to-Heat und Elektromobilität sind in diesem Zusammenhang keine Konkurrenz zueinander, sondern ergänzen sich gegenseitig.

Besonderes Augenmerk bei nationalen Vernetzungsaktivitäten sollte auf das Zusammenbringen der „neuen“ und „alten“ Energiewelt gelegt werden. Insbesondere jene Akteure, die aufgrund der vom BMWi geplanten Maßnahmen zu zentralen Treibern zukünftiger Innovationen werden könnten (z. B. Bilanzkreisverantwortliche, Aggregatoren/Poolanbieter), sollten zukünftig noch stärker als bereits bisher in die Clusteraktivitäten eingebunden werden. Zusätzlich könnte das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg die Akteure bei der Initiierung und beim Aufbau transnationaler Kooperationen (z. B. bei Vernetzung, Themenfindung und Identifikation geeigneter ausländischer Partner, etc.) unterstützen.

In Hinblick auf die anschließenden Jahrzehnte bis 2050 bzw. einen weitgehend dekarbonisierten Erzeugungsmix stellen sich jedoch neue Herausforderungen. Durch das fluktuierende und saisonale EE-Dargebot werden über längere Zeiträume im Jahr steigende EE-Überschüsse resultieren, die auch bei hohen negativen Preisen nicht mehr verwertet werden können. Auf der anderen Seite werden über noch längere Zeiträume EE-Defizitsituationen (sog. Dunkelflauten) vorliegen, wo die Lastdeckung durch die verbliebene konventionelle Kraftwerksleistung (insb. Gaskraftwerke) und planbaren EE-Einheiten (insb. Biomasse) sowie Importe aus dem europäischen Umland vorgenommen werden muss. Die aus dieser Situation resultierenden Preisspitzen im Strommarkt bei hohen EE-Überschüssen auf der einen Seite und die hohen negativen Preise bei EE-Defiziten auf der anderen Seite bieten dann jedoch einen deutlich besseren Businesscase für große und dezentrale Speicheranwendungen, als dies heute mangels dieser Preisdifferenzen nicht zuletzt aufgrund der großen konventionellen Must-Run-Leistung im Strommarkt gegeben ist.

Heute ist ein Businesscase im Bereich Systemdienstleistungsbereitstellung im Wesentlichen nur für Batterieanwendungen und nur im Primärregelleistungsmarkt darstellbar. Große PSW können nicht allein durch SDL-Beiträge wirtschaftlich betrieben werden und haben mit sich weiter verschlechternden Einkünften aus dem Strommarkt zu kämpfen. Demgegenüber wird sich in den nächsten Jahrzehnten ein Businesscase insbesondere für Langzeitspeicher abzeichnen. Derartige saisonale Speicherbeiträge sind heute bereits kostengünstig durch einen weiteren Zubau von Interkonnektoren nach Skandinavien realisierbar und auch bereits auf Übertragungsebene geplant, wobei hierbei im Zuge der weiteren Kopplung der beiden Strommärkte eine indirekte Speicherung verfolgt wird: Bei Überschüssen in Deutschland erfolgt ein Beitrag zur Verbrauchsdeckung in Skandinavien, die Wasserspeicher werden geschont und können bei Defizitsituationen bzw. hohen Strompreisen in Deutschland Beiträge liefern. Saisonale Speicherbeiträge könnten perspektivisch aber auch durch das heute noch deutlich zu kostenintensive Prinzip Power-to-Gas(-to-Power) verwirklicht werden unter Berücksichtigung der vorhandenen Speichervolumina im Gasverbundnetz und Gaskraftwerke zur Rückverstromung. Vor dem Hintergrund des günstigen Erdgaspreises und des dennoch hochproblematischen Businesscases für Gaskraftwerke als Spitzenlastkraftwerke ist ein wirtschaftlicher Einsatz von Power-to-Gas-Potenzialen mittelfristig vorwiegend nur in der stofflichen Nutzung und im Mobilitätssektor zu erwarten, eine Rückverstromung zur Lösung von Energiebilanzproblemen bzw. als Strommarktbeitrag im Gegensatz zur Power-to-Heat-Anwendung zur Lösung von Engpassproblemen ist hingegen erst langfristig absehbar.

Mit den auch in den kommenden Jahrzehnten weiter wachsenden EE-Anteilen bei stagnierender Last zeigt Nordostdeutschland netztechnisch bereits heute die Herausforderungen eines hohen Dekarbonisierungsgrades der Elektrizitätsversorgung auf, die erneuerbaren Energien entwickeln sich zu dem Exportschlager Nordostdeutschlands. Mit den wachsenden Stromexporten trägt Nordostdeutschland maßgeblich zum Gelingen der gesamten Energiewende bei. Nun müssen die Rahmenbedingungen für den Strommarkt und für die Systemdienstleistungsbeiträge auf die notwendigen dezentralen Lösungsansätze hin angepasst und im Rahmen von Demonstrationsprojekten (insb. Hebung von Flexibilitätspotenzialen mittels zukunftsgerichteter IKT-Gesamtarchitektur) erprobt werden. Somit können neben dem EE-Energieexport dann auch technologische Lösungsansätze zum Exporterfolg Nordostdeutschlands bzw. zur Vervollständigung der Wertschöpfungskette im nordostdeutschen Energietechnologiesektor beitragen.

Cottbus, den 31.12.2015

2 Rahmen der Fachstudie

2.1 Teil I – Datenteil

Die Fachstudie soll auf der technischen Potenzialstudie von GridLab („Kurzstudie zu Potenzial und Beitrag der Energieregion Nordostdeutschland zur Energiewende - Berlin-Brandenburg als Leitregion der Energiewende“) von 2014 aufsetzen und sich wiederum auf die offiziellen (Leit-)Szenarien des Netzentwicklungsplans der vier deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber beziehen. Dieser Netzentwicklungsplan liegt zwischenzeitlich nun in der 2014er Fassung mit den Zeithorizonten 2024 bzw. 2034 vor.

Vor dem Hintergrund der in der Fachstudie auch darzulegenden mittelfristigen Systemflexibilitätserfordernisse (Zeitraum bis 2020) sollen im Rahmen von Teil I auch die Bedarfsanalysen der vier Stromübertragungsnetzbetreiber im Kontext der Reservekraftwerksverordnung in Hinblick auf die Auswirkungen auf die 50Hertz-Regelzone und die Region Berlin-Brandenburg im Besonderen mit ausgewertet werden. Dies ist durchaus auch für die Region Berlin-Brandenburg von Interesse, da diese sogenannte „Netzreserve“ nun im nächsten Schritt durch eine „Kapazitätsreserve“ ergänzt werden soll, welches unmittelbaren Einfluss auf die Braunkohle-Kraftwerke der Region haben dürfte. Ebenso sollen weitere für die 50Hertz-Regelzone und die Region Berlin-Brandenburg relevanten Übertragungsnetz-Entwicklungen einbezogen werden wie bspw. die bevorstehende Installation von Phasenschieber-Transformatoren am Ostprofil Deutschlands einerseits und zwischenzeitliche bzw. mittelfristig erwartbare Fortschritte bei der Netzverstärkung andererseits. Teil I umfasst folgende Leistungsbestandteile:

- Datensammlung und -aggregation zum Status quo der Elektrizitätsversorgung in Nordostdeutschland,
- Auswertung der 2014er Analysen zum Netzentwicklungsplan sowie zu den 2015er Bedarfsanalysen im Reservekraftwerksverordnung-Kontext konkret für die Gegebenheiten in Nordostdeutschland,
- Einschätzung der veränderten nordostdeutschen Netzengpasssituation mit Umsetzung der am Ostprofil Deutschlands geplanten Phasenschiebertransformatoren,
- Ableitung prinzipieller mittelfristiger Systemflexibilitätserfordernisse im Zeitraum bis 2020 (Roadmap),
- Update der in der Potenzialstudie von GridLab 2014 dargestellten Erzeugungsleistungs- und Spitzenlastangaben für Gesamtdeutschland sowie in regionaler Auflösung für Nordostdeutschland auf den Status quo 2014 sowie auf Basis des Netzentwicklungsplanszenarios 2014 für 2024 und 2034.

2.2 Teil II – Definition einer Storyline vor dem Hintergrund eines neuen Strommarktdesigns

Ziel dieser Aufgabe ist es, einen geeigneten Rahmen für die zu identifizierenden Demonstrationen vorhaben zu schaffen. Dabei sollen einerseits unterschiedliche Stakeholder-Szenarien (Anwendungsfälle, use cases) herausgearbeitet wie auch geeignete KPIs („key performance indicators“) definiert werden.

Zugleich sollen neue, zusätzlich hinzukommende Aspekte (im Vergleich zur Potenzialstudie 2014) berücksichtigt werden, insbesondere mögliche bzw. zu erwartende Änderungen im neuen Strommarktdesign („Weißbuch“).

Auf dieser Basis sollen mögliche Treiber und Hindernisse identifiziert und eine erste Einschätzung bezüglich des mittelfristig (bis 2020) hebbaren Potenzials an Systemflexibilitäten in Nordostdeutschland und der Hauptstadtregion im Besonderen gegeben werden.

Durchzuführende Tätigkeiten (Teilleistungen) sind:

- Entwurf von Zukunftsszenarien (Anwendungsfälle, „Use-Cases“) der Energiewende für zentrale Akteure bzw. Stakeholder der Energiebranche – unter Berücksichtigung von „game changern“ und neuen Akteuren in der Energiewelt (z. B. Datenspezialisten wie Google oder Diensteanbieter wie Uber) vor dem Hintergrund des Zusammenwachsens der Energiebranche mit der IKT-Welt,
- Bewertung der Gesamteffizienz des zukünftigen vernetzten Energiesystems – inkl. Versorgungssicherheit (s. Dreiteilung aus Netzsicht: großflächiger Normalbetrieb, Gefahren-/Alertbetrieb, Blackout),
- F&E-Agenda der Energiewende (überblicksartig, neue Aspekte im Vgl. zur Potenzialstudie 2014),
- Berücksichtigung und kritische Analyse möglicher bzw. zu erwartender Änderungen im neuen Strommarktdesign („Weißbuch“); Identifikation möglicher Treiber und Hindernisse,
- Einschätzung des mittelfristig (bis 2020) hebbaren Potenzials an Systemflexibilitäten in Nordostdeutschland und der Hauptstadtregion im Besonderen.

2.3 Teil III – Darstellung einer Plattform / Gesamtsystemarchitektur

Ziel dieser Aufgabe ist es, eine Vorstellung davon zu entwickeln, ob künftige Geschäfts- und Steuerungsprozesse nicht nur „use case“ bezogen isoliert ablaufen, sondern Synergien durch ein verknüpftes Datenmanagement gehoben werden können. Hierzu stellen sich Fragen der geeigneten Infrastruktur und Referenzarchitektur von Datenmodellen. Dieses soll insbesondere im Lichte von regionalen Optimierungspotenzialen, d.h. Ausgleichsprozesse innerhalb der 50Hertz-Regelzone und insbesondere in Berlin Brandenburg („Wind in die Städte“) befördert werden können.

Durchzuführende Tätigkeiten (Teilleistungen) entsprechend Aufgabenstellung:

- Visualisierung des vernetzten Energiesystems (Gesamtsystemintegration) im System-schaubild
 - Wertschöpfungskettenübergreifende Betrachtung inkl. zentraler Akteure, Rollen, Technologien, Schnittstellen,
 - Infrastrukturübergreifende Betrachtung (Konzepte, Herausforderungen, Perspektiven), z. B. Gas- bzw. Fernwärmenetz in Berlin und ausgewählte Standorte in Brandenburg,
- Anforderungen an eine IKT-Plattform für die Konnektivität im digitalisierten Energiesystem,
- Steuerungskonzept aus Übertragungsnetzbetreibersicht (Flexibilitätsplattform) zur Regionalisierung und Steuerung der Energieströme bzw. der regionalen Netzbetreiber in Berlin und Brandenburg.

2.4 Teil IV – Beschreibung konkreter Demonstratoren in der Region Berlin-Brandenburg

Im Rahmen von Teil IV sollen - auf Basis der Interessen und Möglichkeiten der Clusterakteure (z. B. den Kraftwerksbetreibern, IKT-Anbietern und Netzbetreibern) - vielversprechende Demonstratoren in der Region Berlin-Brandenburg identifiziert und konkretisiert werden. Im Mittelpunkt sollen Innovationen im Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg (technologisch, F&E, Demonstration) stehen.

Dabei sollen zum einen integrierende, übergreifende Großdemonstratoren, zum anderen auch singuläre Umsetzungsmaßnahmen in den Bereichen Erzeugung, Netz oder Verbrauch) sowie querlaufende Themen (Geschäftsmodelle, IKT, Marktmodell etc.) vorgeschlagen werden.

Unter integrierenden, übergreifenden Großdemonstratoren werden dabei Maßnahmen verstanden, bei denen unterschiedliche Aspekte (z. B. aus den Themenfeldern Erzeugung, Netze, Verbraucher) berücksichtigt werden oder deren räumliche Ausdehnung sich über mehrere Netzgebiete/-ebenen oder Bundesländer erstreckt. Zugleich sollen diese Maßnahmen eine gewisse Mindestgröße (in Mio. €, in MW, MWh) aufweisen.

In diesem Zusammenhang sollen insbesondere die unterschiedlichen Möglichkeiten und Rahmenbedingungen in den beiden Bundesländern Brandenburg und Berlin angemessen berücksichtigt werden

3 Analyse der Entwicklungen im Bereich der Energiesystemstruktur in Nordostdeutschland

3.1 Einführung: Gesamtdeutscher Energiewende-Überblick

Wie aus Abbildung 1 hervorgeht, ist ein konstanter Anstieg an installierter Leistung in Deutschland in den kommenden Jahren zu beobachten. Zum Stand Oktober 2014 beträgt die Leistung 187 GW und steigt bis zum Bezugsjahr 2024 auf 224 GW und bis 2034 auf 255 GW an. Der Energiemix entwickelt sich in dieser Zeit immer mehr hin zu erneuerbaren Energieerzeugungsquellen. So ist in der Summe der Anteil an Konventionellen und Kernenergie von 96 GW im Jahr 2014 auf 71 GW im Jahr 2034 gesunken. Diese Entwicklung ist vor allem dem Ausbau der Windleistung (onshore) und Photovoltaik-Leistung geschuldet, die sich innerhalb von 20 Jahren nahezu verdoppelt. Gleichzeitig ist auch ein deutlicher Zuwachs an Offshore-Windenergie zu beobachten. Auf diese Weise kompensieren die EE in Punkto installierter Leistung nicht nur die Kernenergie, die 2009 noch 13 % des Leistungsmixes ausmachte, auch der Anteil an Kohle und Öl wird in den nächsten Jahren sinken. Zeitgleich soll jedoch die installierte Leistung von Gasturbinen als Beitrag zur Erzeugungsflexibilität signifikant zunehmen, wofür aus heutiger Sicht allerdings noch kein Marktrahmen gegeben ist. Außerdem ist bei Speichern im Vergleich der Jahre 2014 und 2034 nahezu eine Verdopplung zu erkennen, jedoch bleiben diese weiterhin relativ unbedeutend.

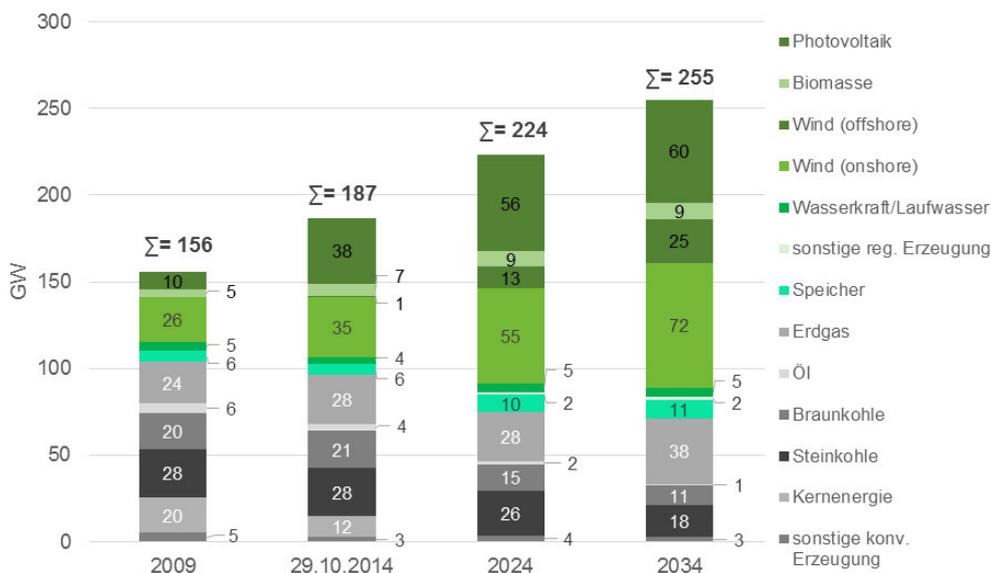


Abbildung 1: Entwicklung des leistungsseitigen Erzeugungsmixes in Deutschland [2]

Der steigende Leistungsanteil der Erneuerbaren ist in Abbildung 2 noch besser sichtbar. Vor allem nimmt der Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren zu, während die planbaren EE

über die Zeit konstant bleiben. Zu den Planbaren zählt insbesondere die Biomasse, während Leistung aus Wind, Solar und Wasser den fluktuierenden EE zugeordnet wird. In der Summe wird bis 2024 mit 139 GW ein Anteil von 62 % Erneuerbarer erreicht, 2034 sind das bereits 173 GW und ein entsprechender Anteil von 68 %. In dieser Zeit nimmt der Anteil der konventionellen Kraftwerke konstant ab – bis 2034 ist eine Senkung auf 71 GW zu erwarten.

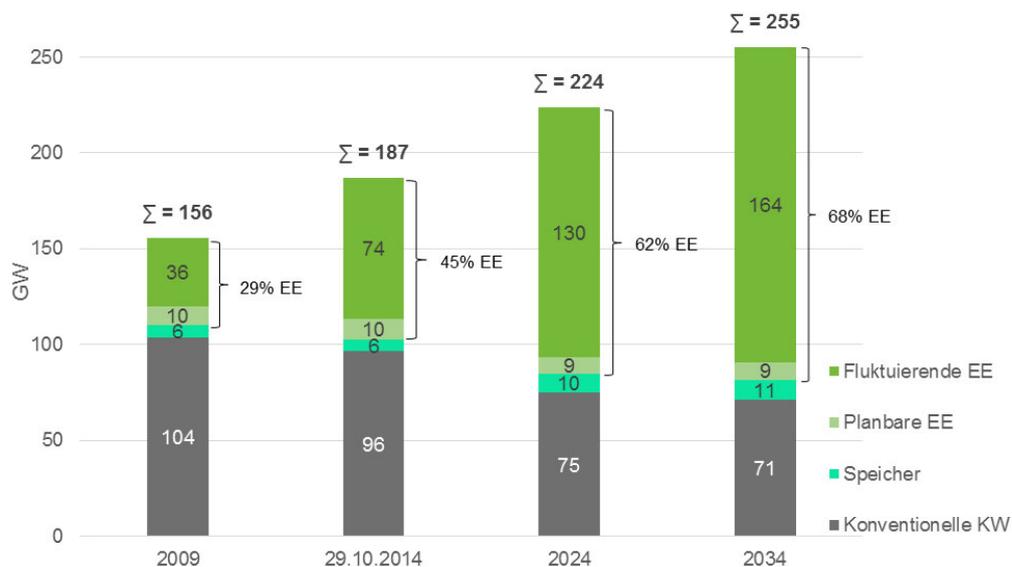


Abbildung 2: EE-Anteil am deutschen Leistungsmix [2]

3.2 Aktuelle und geplante Entwicklungen im nordostdeutschen Elektrizitätssystem

3.2.1 Status quo der Energiewende in Nordostdeutschland

Die aktuelle Situation der Energiewende lässt sich zunächst anhand konkreter Zahlen zu installierten Leistungen erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und am Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch identifizieren. Insgesamt waren gemäß Angabe des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz mit Stand Ende 2014 EEG-Anlagen in der Größenordnung von etwa 25 GW im Netzgebiet der 50Hertz-Regelzone installiert. Den mit Abstand größten Anteil hat hierbei die Windenergie mit 14,6 GW installierter Anlagenleistung, gefolgt von der Photovoltaik mit 8,2 GW. Die Biomasse trägt mit knapp 1,8 GW zum Gesamtwert der installierten Erneuerbaren bei und Sonstige (d.h. hauptsächlich Laufwasser und Geothermie) mit 0,3 GW. Dem oben genannten Wert der installierten EE-Leistung steht für Gesamt-Nordostdeutschland eine Spitzenlast von etwa 14 GW gegenüber, wodurch sich rechnerisch – aus Sicht der installierten Leistungen – ein Verhältnis von

1,8 : 1 ergibt. Eine lokale Aufschlüsselung dieser Kennzahlen nach VNB-Gebieten für das Jahr 2014 befindet sich in der Abbildung 14 im Abschnitt 3.2.6.

Die tatsächlich eingespeiste elektrische Energie auf EE-Basis und noch konkreter der tatsächliche Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch ist jedoch ein deutlich besserer Gradmesser für den Energiewendefortschritt als oben aufgeführte Leistungsanteile. Der EE-Anteil am Stromverbrauch ist für Nordostdeutschland in Abbildung 3 dargestellt. Wie daraus hervorgeht, liegen die Anteile in den Ländern Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt im Jahr 2014 bereits weit über dem bundesweiten Durchschnitt von 26 %. Mit 76 % ist Brandenburg der Spitzenreiter im nordostdeutschen Ländervergleich, Berlin hingegen bildet aufgrund der Großstadtcharakteristik naturgemäß das Schlusslicht mit 1 %, stellt aber einen wichtigen Vorort-Verbraucher für im Umland erzeugte EE dar. Für die gesamte 50Hertz-Regelzone (d.h. inklusive Hamburg) betrug die EE-Einspeisung im Jahr 2014 insgesamt 42 % des Verbrauches, für 2015 wird von etwa 45 % ausgegangen.

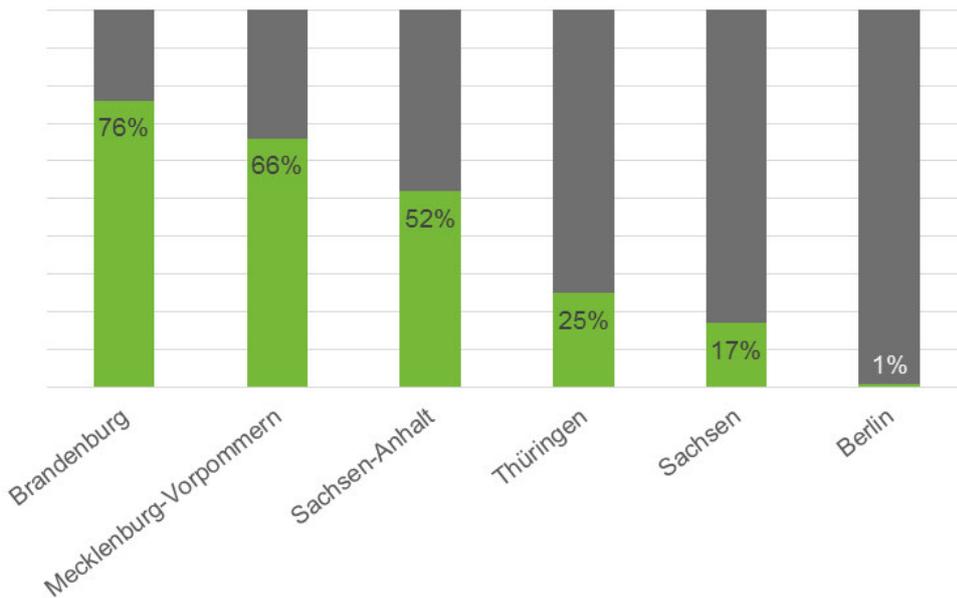


Abbildung 3: EE-Einspeisung im Vergleich zum Stromverbrauch in Nordostdeutschland 2014 [3]

Aus den dargestellten Verhältnissen ergeben sich im Nordosten Deutschlands bereits jetzt aber auch in Zukunft große Herausforderungen an den Netzbetrieb und die Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung zu jeder Zeit. Dies sind vor allem folgende drei Aspekte:

- Netzengpassmanagement bei Überlastungen von Leitungen oder Transformatoren,
- Ausgleich der Regelzonenbalance bei Unterdeckung/Überdeckung der Regelzone bzw. Abweichung vom Regelzonenfahrplanwert,
- Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung insbesondere in EE-dominierten Regionen ohne konventionelle Kraftwerke.

Die steigenden Anforderungen an das Netzengpassmanagement werden anhand der Maßnahmenvolumina der EnWG-Kaskade im nachfolgenden Abschnitt dargelegt.

3.2.2 Netzengpassmanagement und EE-Abschalterfordernisse

Netzengpässe im Übertragungsnetz werden in der Regel durch Sonderschaltzustände, temporäre Eingriffe in den konventionellen Kraftwerkspark (Redispatch) und – falls nicht ausreichend - auch mit temporären Einsenkungen am Übertragungsnetz sowie an den unterlagerten Verteilnetzen angeschlossenen EE behandelt. Redispatch-Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG erfolgten seitens 50Hertz im Jahr 2014 an 263 Tagen und mit einem gesamten Redispatch-Volumen von 2554 GWh. Abbildung 4 stellt die Entwicklung von 2009 bis 2014, sowie die dazugehörigen Kosten dar. Es ist mit einem deutlichen Anstieg in den kommenden Jahren zu rechnen. [4]

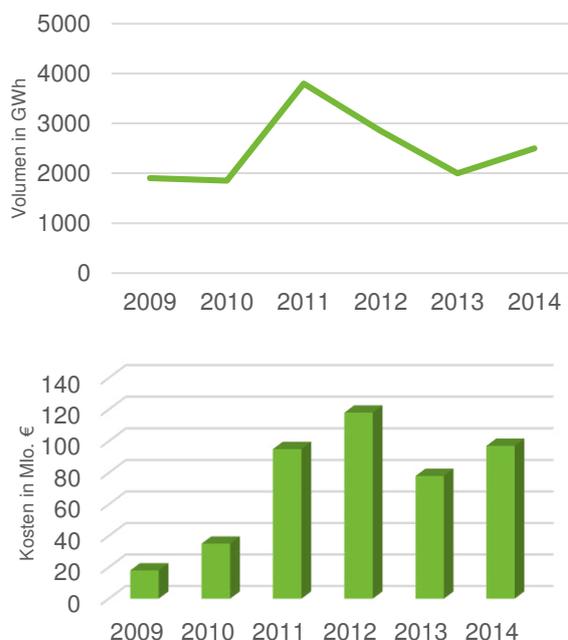


Abbildung 4: Volumen und Kosten des Redispatch nach § 13 (1) EnWG für die 50Hertz-Regelzone [12]

Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG, d.h. insbesondere Einsenkung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen mussten 2014 bei 50Hertz in einer Größenordnung von 250 GWh vorgenommen werden. Damit verbunden waren Kosten in Höhe von etwa 25 Mio. Euro. In Abbildung 5 ist die steigende Entwicklung von Volumen und Kosten der letzten Jahre gut erkennbar, für die kommenden Jahre ist mit einem nochmal erheblich stärkeren Anstieg zu rechnen.

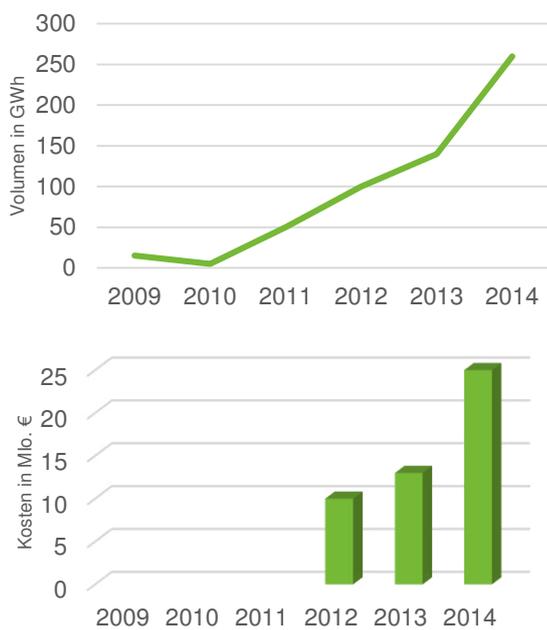


Abbildung 5: Volumen und Kosten der EE-Einsenkung nach § 13 (2) EnWG für die 50Hertz-Regelzone (ohne VNB-interne EE-Einsenkungen) [12]

Die durch 50Hertz bislang angewiesene EE-Einsenkung beträgt 2015 bis einschließlich Oktober bereits 767 GWh. Abbildung 6 zeigt das monatliche Einsenkungsvolumen und lässt erkennen, dass allein in den Monaten Januar, März und Juli Volumen von jeweils über 100 GWh erreicht wurden. Durchschnittlich sind Eingriffsmaßnahmen seitens 50Hertz zur EE-Einsenkung an 17 Tagen pro Monat erforderlich, bei Redispatch-Maßnahmen sogar an durchschnittlich 26 Tagen.

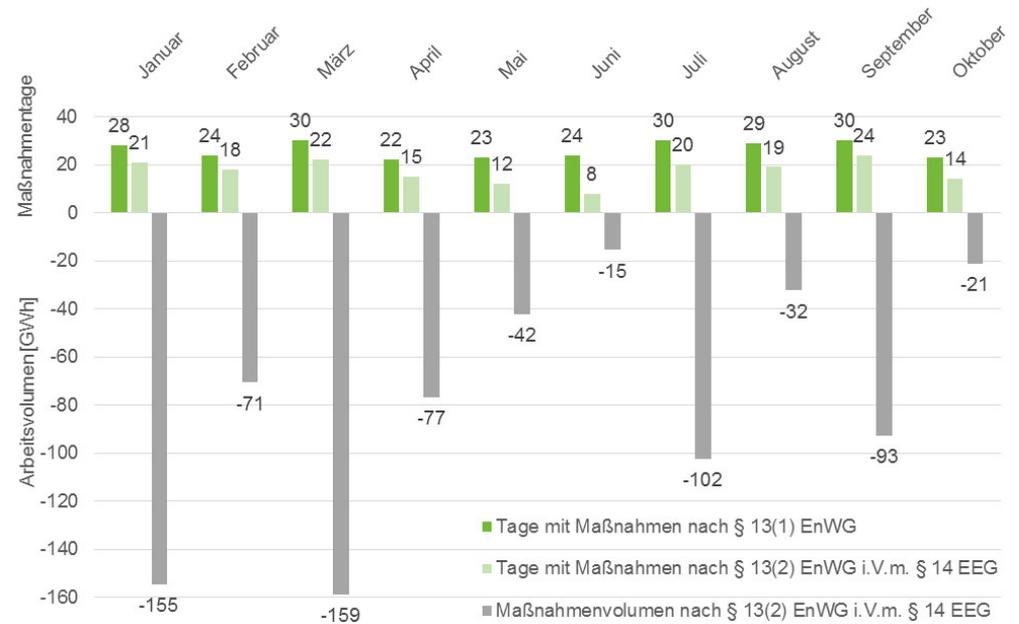


Abbildung 6: Maßnahmentage bei Redispatch sowie Tage und Volumen bei EE-Einsenkung (auf 50Hertz-Anweisung) von Januar bis Oktober 2015 für die 50Hertz-Regelzone [12]

3.2.3 Installation von Phasenschiebertransformatoren am Ostprofil Deutschlands

Neue netzbetriebliche Herausforderungen ergeben sich durch die weiter wachsenden sogenannten „Loopflows“ insbesondere von Windstrom aus dem Norden Deutschlands vor allem über die benachbarten Regelzonen im Osten und Süden bis in die südwestdeutschen Lastschwerpunkte. Diese führen zu wachsenden Engpässen nicht nur in der Uckermark, sondern auch in Polen und Tschechien. Konkret werden daher nun im Zeitraum 2016 bis 2017 an den Grenzen zu Polen und Tschechien schrittweise sogenannte Querregel- bzw. Phasenschiebertransformatoren (PST) in die regelzonenübergreifenden Kuppelleitungen eingebracht, woraus sich sowohl Chancen als auch Risiken ergeben. In jedem Fall beeinflusst diese – die Energiewende flankierende – Maßnahme mittelbar auch das Elektrizitätssystem der Hauptstadtregion. Eine Übersicht der zukünftigen PST-Standorte zeigt Abbildung 7.

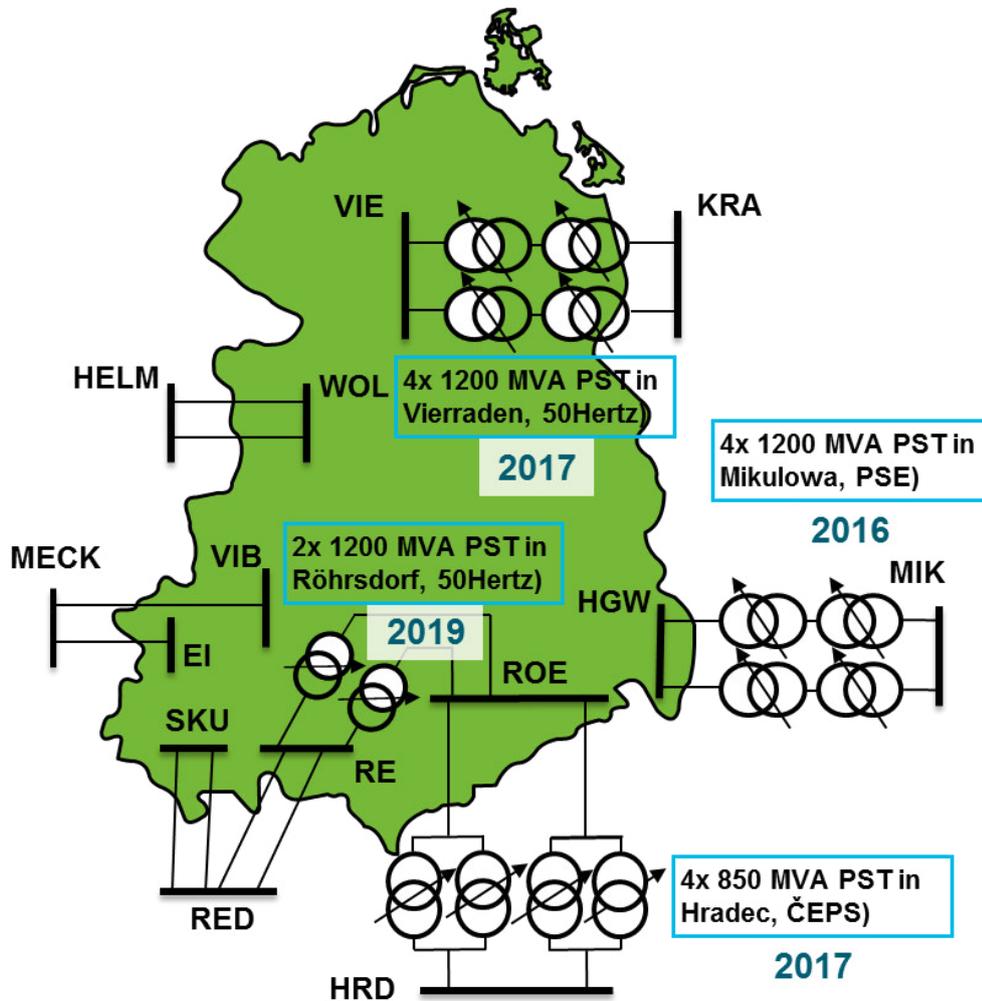


Abbildung 7: Konstellation von Phasenschiebertransformatoren (PST) bis 2020 (Quelle: GridLab; Datenquelle: [12])

Grundsätzlich können folgende Anwendungsbereiche für Phasenschiebertransformatoren identifiziert werden:

- Begrenzung von Transitflüssen im Hinblick auf Verletzungen des n-1-Kriteriums sowie zur Reduzierung von Redispatch-Maßnahmen Richtung der polnischen und tschechischen Übertragungsnetzbetreiber PSE und ČEPS,
- Möglichkeit der Erhöhung der grenzüberschreitenden, vermarktbareren Kuppelkapazität durch Ausgleich zwischen sehr ungleich belasteten Interkonnektoren an der gleichen

Regelzonengrenze (unter der Voraussetzung, dass das nachgelagerte Netz noch Reserven hat),

- Begrenzung von Spannungsbandverletzungen,
- Unterstützung der Resynchronisierung nach Interkonnektorausfall bzw. -abschaltung.

Diesen Vorteilen stehen allerdings auch Risiken gegenüber aufgrund der sehr komplexen Wechselwirkungen beim Betrieb der Phasenschieber. Entsprechende Begleituntersuchungen haben ergeben, dass eine Fahrweise der PST mit rein lokalem Netzentlastungsfokus der jeweiligen Betreiber zu erheblichen Überlastungen der angrenzenden Regelzonen und Netzgebiete führen können mit einem dann steigenden Bedarf an Gegenmaßnahmen, wie z. B. Redispatch bzw. Einsenkung von (erneuerbaren) Erzeugungseinheiten und -anlagen. Beispielhaft kann hier für die Hauptstadtregion bei Starkwindbedingungen die sich verschärfende Engpasssituation der 220-kV-Leitung von Neuenhagen bei Berlin nach Vierraden im Nordosten Brandenburgs genannt werden für den Fall, dass die zuerst in Betrieb gehenden Phasenschieber im polnischen Mikulowa zur rein lokalen Optimierung gestuft werden, so dass der Lastfluss auf der zugehörigen Kuppelleitung reduziert wird. Aufgrund der genehmigungstechnischen Verzögerung der neuen, deutlich leistungsstärkeren 380-kV-Uckermarkleitung wird sich diese Engpasssituation nicht kurzfristig entspannen können.

Daher ist ein koordinierter Betrieb der künftigen PST unerlässlich analog zu den in Westeuropa bereits vorhandenen PST. Die Rolle des Koordinators könnte hierbei für Osteuropa bei der TSO Security Cooperation (TSC) liegen, der alle involvierten Übertragungsnetzbetreiber dieser PST-Wirkungsbereiche angehören.

3.2.4 „Netzreserve“, aktuelle Bedarfsanalysen und geplante „Kapazitätsreserve“

Zur Regelung bezüglich der Beschaffung von Reservekapazitäten und Stilllegung von Kraftwerken und Energiespeicheranlagen wurde im Juni 2013 die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) beschlossen, die bis Ende 2017 gültig ist. Diese legt u. a. eine jährliche Überprüfung der Systemsicherheit und bei Bedarf die Ausschreibung von Reserveleistung fest (§ 3 ResKV). Jedoch nehmen an diesem Verfahren nur die Kraftwerke teil, die eine endgültige Stilllegung vorsehen. Auf diese Weise werden Wettbewerb und Preisbildung im Strommarkt nicht verzerrt. [5]

Die Netzreserve gleicht regionale Netzengpässe aus. Dabei handelt es sich allerdings nicht um Netzkapazitäten sondern um Kraftwerke, die durch die Übertragungsnetzbetreiber zum Redispatch herangezogen werden können. Beispielsweise werden von den Betreibern marktbedingt zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke in Süddeutschland über Verträge mit den Übertragungsnetzbetreibern weiter vorgehalten, um im Falle eines Netzengpasses zur Aufrechterhaltung des Marktgebietes ausschließlich für den Redispatch eingesetzt zu werden.

Eine Netzreserve wird solange benötigt, wie der Netzausbaustand das Auftreten von Netzengpässen und somit eine mögliche Beeinträchtigung der Systemsicherheit nicht unterbinden kann. Netzengpässe werden zunehmend durch die hohe Windenergieeinspeisung im Osten Deutschlands, bei wenig vorhandener Last, und gleichzeitig hohen Erzeugungsdefiziten in Süddeutschland (u. a. durch den Atomausstieg bis 2022) verstärkt. Zudem treten vermehrt Engpässe an den Grenzen zu Österreich, Tschechien und Polen auf, sodass auch hier kurzfristig eine explizite Engpassbewirtschaftung durch gesichertes Redispatchpotenzial und mittelfristig durch Phasenschiebertransformatoren notwendig ist. Durch das immer weiter ansteigende innerdeutsche Erzeugungsgefälle bestehen immer mehr Risiken für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung.

Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, steigt der in den Bedarfsanalysen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber prognostizierte Reservebedarf bis zum Winter 2015/2016 weiter an. Erst mit der Inbetriebnahme der Südwestkuppelleitung kann für den Winter 2016/2017 dieser Anstieg unterbrochen werden und mit einer Aufspaltung des heutigen gemeinsamen Marktgebietes (Stromhandelszone) in ein deutsches und ein österreichisches Marktgebiet sinkt der Reservebedarf sogar bis 2019/2020 deutlich ab auf nur noch 1,6 GW. Dies verdeutlicht, dass die deutsch-österreichische Grenze aktuell einen wachsenden Netzengpass zwischen den recht inhomogenen Teilmärkten Deutschland und Österreich darstellt, welcher einen immer größeren Redispatch- und Netzreserve-Bedarf erfordert mit entsprechenden Kostenbelastungen für die Stromkunden. Vor diesem Hintergrund liegt zwischenzeitlich bereits eine Aufspaltungsempfehlung seitens ACER vor, in der Reaktion seitens der BNetzA wurde im Einklang mit den Bedarfsanalysen auf eine Realisierbarkeit nicht vor dem Winter 2018/19 verwiesen. [6]

Bemessungsführendes Szenario	2013 / 2014	2014 / 2015	2015 / 2016	2016 / 2017	2019 / 2020
Starkwind / Starklast	2,5 GW	3,1 GW	6,7 ... 7,8 GW	6,6 ... 7,7 GW	1,6 GW

Annahme: Inbetriebnahme Südwestkuppelleitung
Annahme: Teilung DE/AT-Preiszone

Abbildung 8: Sogenannte "Netzreserve" für den Engpassmanagement-Einsatz im Übertragungsnetz [7]

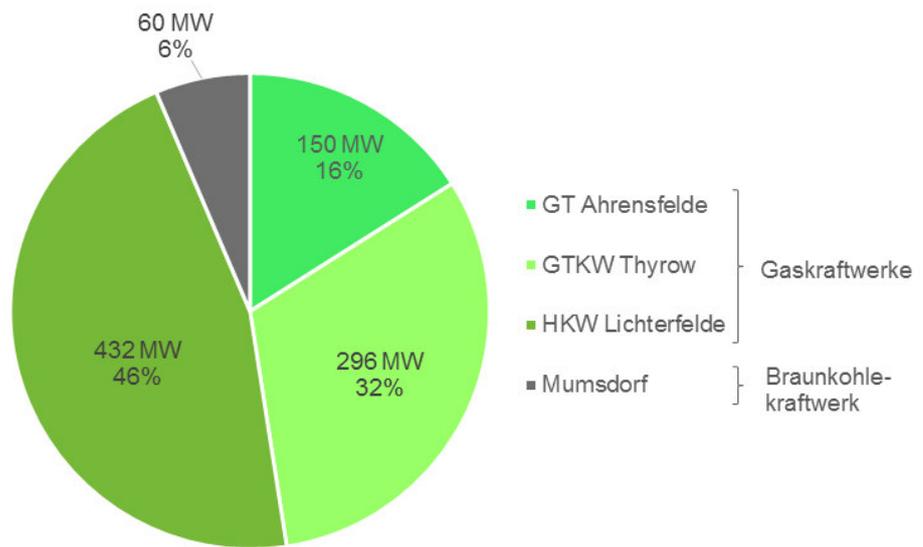


Abbildung 9: Stilllegungsanzeigen in der 50Hertz-Regelzone [8]

Bei der im Rechtsrahmen neben der Netzreserve nun zusätzlich geplanten Kapazitätsreserve handelt es sich hingegen um die Erzeugungskapazitäten zur Sicherung der Stromversorgung, falls Bilanzprobleme (sog. System-Adequacy-Probleme) auftreten bzw. zu wenig Erzeugungsleistung zur Deckung der Stromnachfrage zur Verfügung steht und dies nicht durch die verfügbare Regelleistung ausgeglichen werden kann. Die Kapazitätsreserve wird deutschlandweit und unbefristet eingeführt. So sollen bspw. ausgewählte alte Braunkohle-Kraftwerksblöcke vorübergehend als Reserve genutzt werden, bevor sie endgültig stillgelegt werden. Zudem wird bei der Ausschreibung der Kapazitätsreserve auf den Standort geachtet – liegt dieser in Süddeutschland, kann das Kraftwerk auch Beiträge zur Netzreserve erbringen. [9] Dabei sollten alle in Reserve gebundenen Kraftwerke für Anwendungszwecke wie Systembilanz und Netzengpässe gleichermaßen genutzt werden, es wird also ein gewisser Verzahnungsgrad von Netz- und Kapazitätsreserve angestrebt. Für die nächsten Jahre wird davon ausgegangen, dass mehr Netz- als Kapazitätsreserve benötigt wird. [10] In der nachfolgenden Abbildung ist die Bereitstellung der Kapazitätsreserve gemäß BMWi-Weißbuch abgebildet.

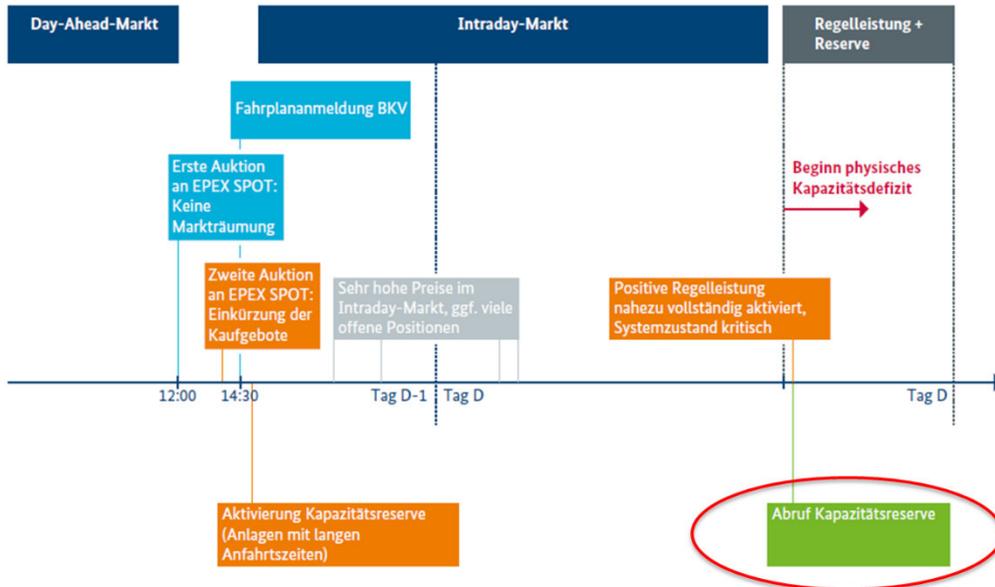


Abbildung 10: Sogenannte „Kapazitätsreserve“ gemäß BMWi-Weißbuch [9]

Im Kontext der Kapazitätsreserve ist für das Braunkohlekraftwerk in Jänschwalde in der Hauptstadtregion derzeit vorgesehen, 2018 und 2019 zwei Blöcke mit je 500 MW vorerst für jeweils vier Jahre in Kapazitätsreserve zu überführen, bevor sie anschließend stillgelegt werden. [11]

3.2.5 Die 50Hertz-Regelzone als wachsende Stromexportregion

Die besondere Charakteristik und Herausforderung der 50Hertz-Regelzone im Zuge der Energiewende ist eine stetig steigende Erzeugungsleistung einerseits bei stagnierender Last andererseits, womit sich die Elektroenergie in Nordostdeutschland zu einem der wichtigsten Exporte entwickelt und die Lösung der Netzengpassproblemstellung somit von immer größerer Priorität ist. Einen guten Überblick zum grenzüberschreitenden Leistungsaustausch zeigt die Abbildung 11. Hier ist der Regelzonensaldo des 50Hertz-Netzgebiets, d.h. für Nordostdeutschland und Hamburg, über das gesamte Jahr 2014 dargestellt. Ein positiver Regelzonensaldo repräsentiert hierbei eine Exportsituation und ein negativer Regelzonensaldo eine Importsituation innerhalb des betrachteten Netzgebiets. Die Werte selbst sind als Leistungsmittelwerte im 15-Minuten-Raster in der Grafik hinterlegt.

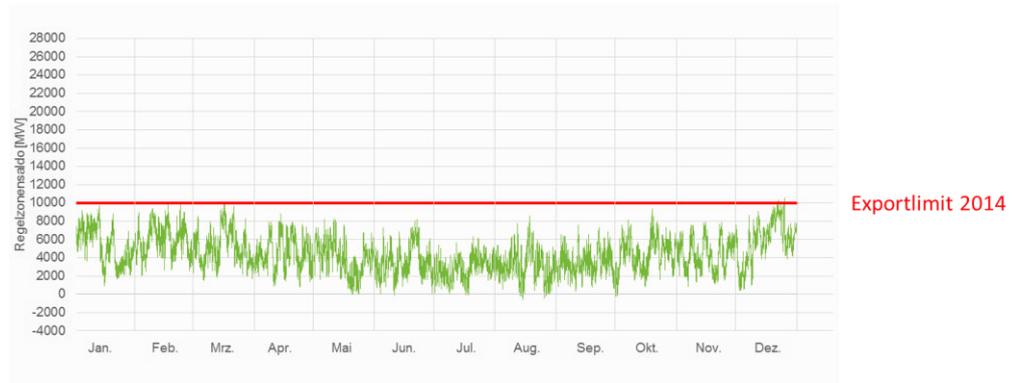


Abbildung 11: Viertelstündliche Werte des Regelzonenaustausches für 50Hertz im Jahr 2014 (Archiv) [12]

Es zeigt sich für 2014 nahezu durchweg ein Export aus der 50Hertz-Regelzone heraus. Dabei werden besonders an Starkwindtagen Werte von mehr als 10 GW erreicht, was leistungsbedingt aktuell noch die Exportlimitierung darstellt. Im Mittel liegt der Leistungsaustausch über das Jahr hinweg bei etwa 4,4 GW. Importsituationen treten nur sehr selten auf und sind auf wenige 100 MW begrenzt.

Weiterführend sind die perspektivischen 50Hertz-Regelzonenbilanzen als Ausblick für die Zeithorizonte 2024 und 2034 entsprechend den Leitszenarien des Netzentwicklungsplans gegeben.

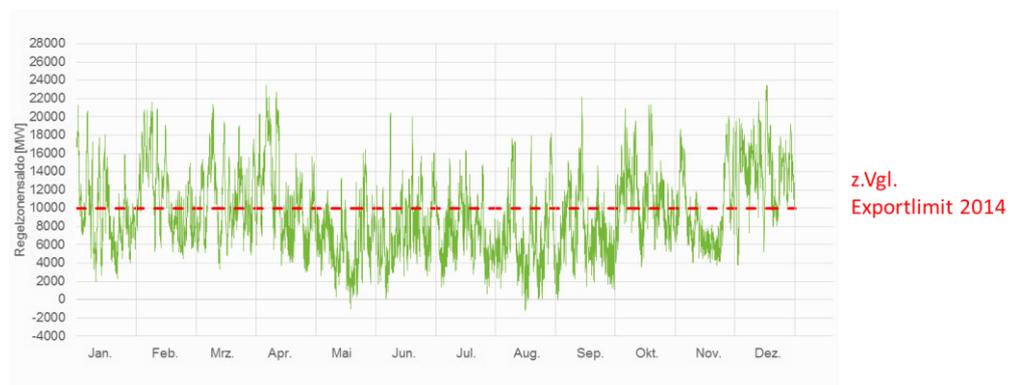


Abbildung 12: Stündliche Werte des Regelzonenaustausches für 50Hertz im Jahr 2024 [13]

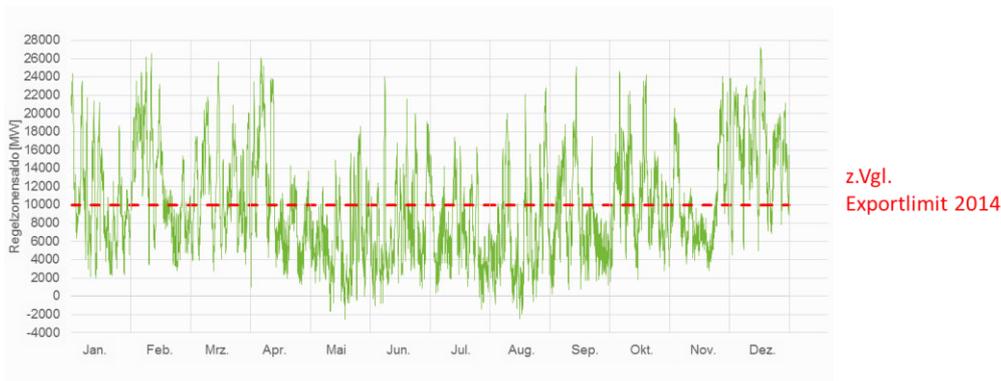


Abbildung 13: Stündliche Werte des Regelzonenaustausches für 50Hertz im Jahr 2034 [13]

Die in Abbildung 12 und vor allem in Abbildung 13 aufgezeigten Saldi zeigen wachsende Exportspitzen von über 20 GW auf, die in der Sommerperiode nun etwas häufiger auftretenden Importspitzen erreichen in 2034 Leistungswerte von über 2 GW. Die dargestellten, temporär sehr erheblichen Exportwerte können nur durch die zügige Umsetzung der im Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen ermöglicht werden, wie im nachfolgenden Kapitel dargelegt wird. Andernfalls besteht die Gefahr immer weiter steigender Engpassmanagement-Kosten und EE-Abschalterfordernisse, was dann über eine Aufspaltung des aktuell noch gemeinsamen deutsch-österreichischen Marktgebietes (Stromhandelszone) hinaus auch zu einer innerdeutschen Splittung kommen könnte, was neben anderen Effekten auch zu noch größeren EE-Abschaltvolumina im Norden Deutschlands führen könnte.

3.2.6 Netzentwicklungsplan 2014 – Analyse der Zeithorizonte 2024 und 2034 für Nordostdeutschland

3.2.6.1 Gegenüberstellung installierter EE-Leistungen und Spitzenlasten in Nordostdeutschland (Vgl. NEP Leitszenarien mit Status quo 2014)

Auf Grundlage des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens 2014 wurde im Netzentwicklungsplan (NEP) 2014 wieder die bedarfsgerechte Entwicklung der Netzinfrastruktur für die Zeithorizonte 2024 und 2034 ermittelt und entsprechend dargestellt. Das Leitszenario (Szenario B) gilt dabei als realistischster Ausblick hinsichtlich der weiteren Entwicklung der erneuerbaren Energien und auch der konventionellen Erzeugung. Für ersteres wird von einem stärkeren Ausbau der Onshore-Windenergie bis 2024 ausgegangen wohingegen der Ausbau der Photovoltaik und Offshore-Windenergieerzeugung in diesem Zeitraum weniger stark erfolgen soll als im Szenariorahmen des Jahres 2013 angenommen. In der Perspektive 2034 hingegen ist keine Veränderung des Ausbaus

der Erzeugungskapazitäten bei der Offshore-Windenergie erkennbar im Vergleich zum NEP 2013 (Zeithorizont 2033). Gleiches gilt für die Wasserkraft sowie sonstige Erneuerbare. Darüber hinaus gibt es bei den Erneuerbaren eine veränderte regionale Entwicklung (weiterentwickelte Regionalisierungsmethodik), die im zweiten Entwurf des NEP 2014 berücksichtigt wurde. Für den Bereich der konventionellen Erzeugung wird sowohl bei der Leistung der Gaskraftwerke als auch bei der installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke für 2024 bzw. 2034 insgesamt von etwas geringeren Leistungswerten ausgegangen im Vergleich zum NEP 2013 (Zeithorizonte 2023 bzw. 2033).

In Hinblick auf die EE-Leistungsverhältnisse in Nordostdeutschland liegen die dargestellten Werte aus Abbildung 14 in der Summe aufgrund des weiteren EE-Zuwachses für Nordostdeutschland etwas oberhalb der Angaben aus der Potenzialstudie 2014 für das Jahr 2013. Das Verhältnis EE-Leistung zu Spitzenlast als interessante Kenngröße bleibt dabei etwa stabil, da nun eine angepasste, weiter verbesserte Datenbasis in Bezug auf die regionalen Spitzenlastverhältnissen herangezogen werden konnte (tatsächlich muss jedoch von nach wie vor stagnierenden Spitzenlasten ausgegangen werden). Grundlage der Spitzenlastermittlung war jedoch wie bereits in der Potenzialstudie 2014 wiederum der Erfassungszeitraum Januar als besonders laststarker Wintermonat. Am Beispiel von E.DIS kann exemplarisch verzeichnet werden, dass zwischen den Jahren 2013 und 2014 die installierte Leistung an erneuerbaren Energien von 8,6 GW auf 9,2 GW ansteigt, während die Spitzenlast von 3,2 GW auf 2,9 GW etwas sinkt.

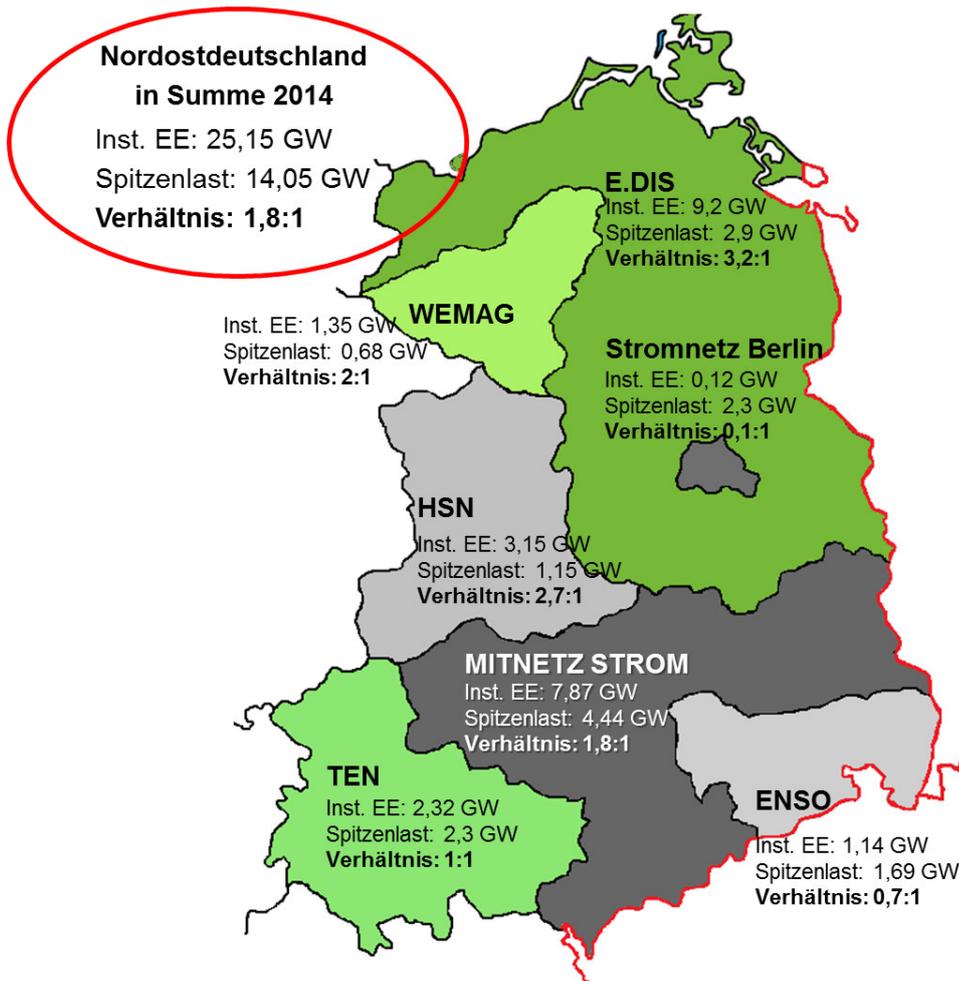


Abbildung 14: Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast 2014 für Nordostdeutschland

Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die Verteilungen der installierten erneuerbaren Energien für Nordostdeutschland für die NEP-Leitszenarien 2024 bzw. 2034. Es wird das Verhältnis dieser Werte jeweils zur (zeitungleichen¹) Spitzenlast sowohl für die Bundesland- als auch für die Verteilungsnetzbetreiberebene gegenübergestellt. Die erneuerbaren Energien umfassen in dieser Betrachtung konkret die Windenergie (onshore und offshore), die Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse und Sonstige (hier hauptsächlich Geothermie).

¹ Die Summe der installierten EE Leistung in den jeweiligen Bundesländern bzw. Netzgebieten ist identisch mit jener, die für Gesamt-Nordostdeutschland angegeben ist. Dies gilt jedoch nicht für die Spitzenlasten, da diese jeweils zu unterschiedlichen Zeiten anfallen; d.h. die Summe der jeweils angegebenen Spitzenlasten der Bundesländer/Netzgebiete ist größer als jener Wert, der für Gesamtnordostdeutschland angegeben ist.

Insgesamt – das heißt für die 50Hertz-Regelzone (ohne Hamburg) – ist für das Jahr 2024 ein Verhältnis von 2,8 : 1 und für das Jahr 2034 von bereits 3,3 : 1 ersichtlich.

Gemäß Abbildung 15 liegen für den Zeithorizont 2024 in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg die Leistungsverhältnisse von installierter EE zur Spitzenlast oberhalb von 5 : 1, gleiches wird für die Verteilnetzgebiete von HSN und E.DIS angenommen.

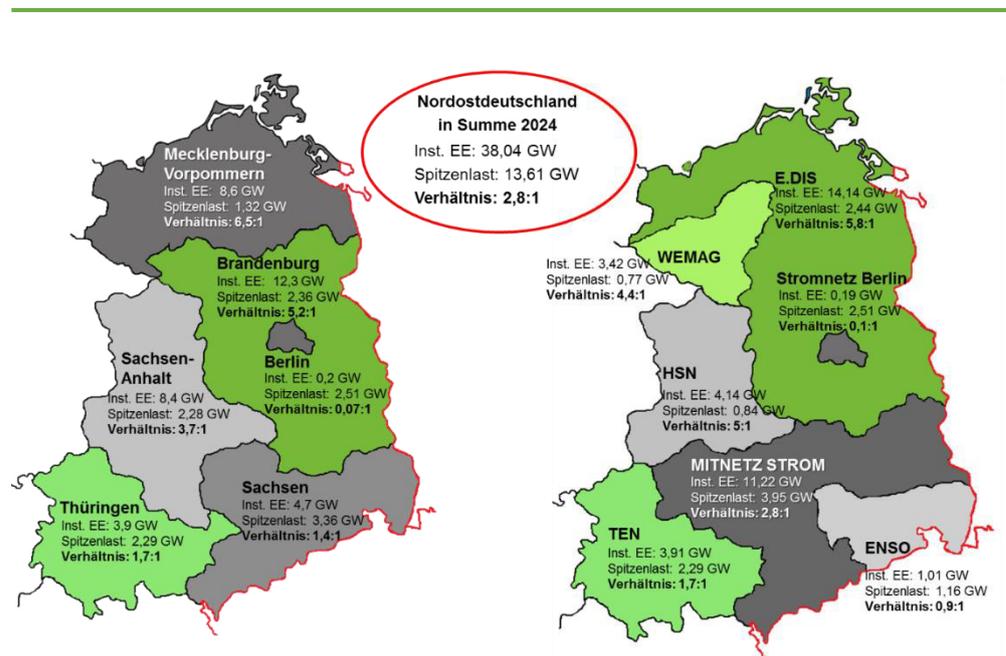


Abbildung 15: Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast 2024 für Nordostdeutschland [13]

Aus Abbildung 16 wird ersichtlich, dass für den Zeithorizont 2034 für Nordostdeutschland insgesamt eine Leistung von 44,21 GW an erneuerbaren Energien unterstellt wird. Das Verhältnis zur Spitzenlast liegt dabei bei 3,3 : 1, unterscheidet sich jedoch stark zwischen den einzelnen Verteilnetzbetreibern und noch mehr zwischen den einzelnen Bundesländern. Während das ENSO-Netzgebiet ein Verhältnis von 1,3 : 1 aufweist, liegt der Wert im E.DIS-Netzgebiet bei 7,4 : 1. Die Tendenz zu geringeren Verhältnissen im Süden der 50Hertz-Regelzone ist besonders am Beispiel von Mecklenburg-Vorpommern mit einem Verhältnis von 9 : 1 und Thüringen mit 1,6 : 1 zu beobachten, Brandenburg führt mit 13,1 GW in Hinblick auf die installierte EE-Leistung.

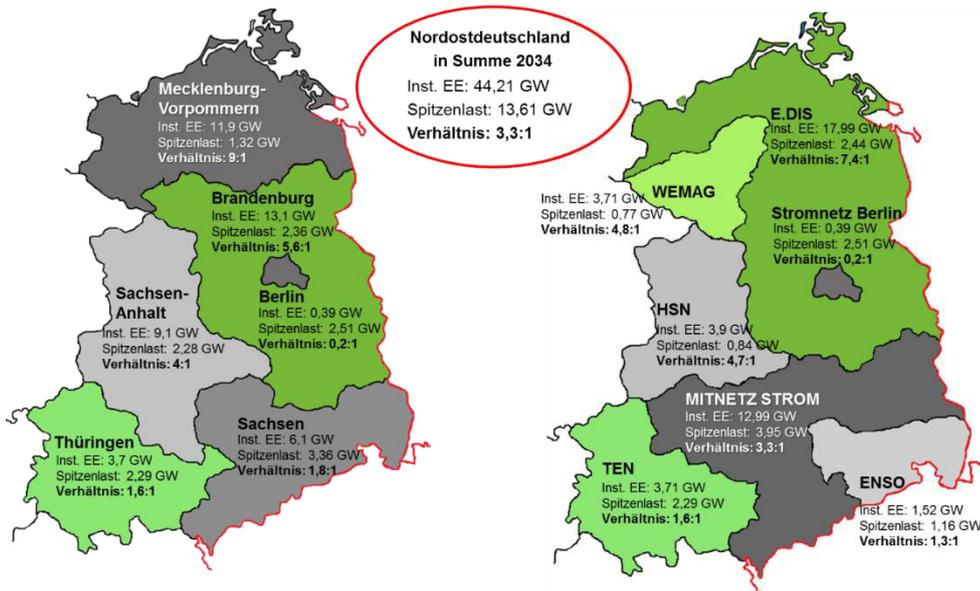


Abbildung 16: Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast 2034 für Nordostdeutschland [13]

3.2.6.2 Resultierende EE-Einspeisemengen in Nordostdeutschland

Werden in Abbildung 17 und Abbildung 18 die erneuerbare Energiemengen in Nordostdeutschland für die Szenarien 2024 und 2034 betrachtet, so ist entsprechend der wachsenden installierten EE-Leistungen auch hier ein klarer Anstieg festzustellen. Insbesondere steigt laut NEP-Leitszenario in Mecklenburg-Vorpommern die aus Offshore-WEA produzierte Strommenge zwischen 2024 und 2034 von 6,6 TWh auf 20,3 TWh an. Während Mecklenburg-Vorpommern im Jahr 2024 - ebenso wie Brandenburg - 21 TWh erneuerbare Energie erzeugt, sind es hier im Jahr 2034 bereits 34,3 TWh. Damit ist Mecklenburg-Vorpommern Spitzenreiter im nordostdeutschen Vergleich. In den anderen Bundesländern ist vor allem der Anstieg an Onshore-Windenergie zu beobachten: in Sachsen verdoppelt sich die Energiemenge bis zum Szenario 2034 von 2,6 TWh auf 5,1 TWh, in Brandenburg und Sachsen-Anhalt erhöht sich die Energiemenge auf 18,2 TWh bzw. 15,2 TWh. Auffällig ist außerdem, dass der Anteil der sonstigen EE bis zum Jahr 2034 sinkt - in Ausnahme von Sachsen, wo ein leichter Anstieg wahrzunehmen ist.

Die Verbraucherlast verändert sich in den NEP-Leitszenarien in den 10 Jahren nur minimal, jedoch lässt sich entsprechend den Verhältnissen zwischen installierter EE und Spitzenlast feststellen, dass es große Ungleichmäßigkeiten zwischen EE-Erzeugung und Verbrauch gibt. So wird in Mecklenburg-Vorpommern 2034 mehr als das Fünffache des Verbrauchs allein durch EE erzeugt, in Brandenburg immerhin noch das 1,7-fache.

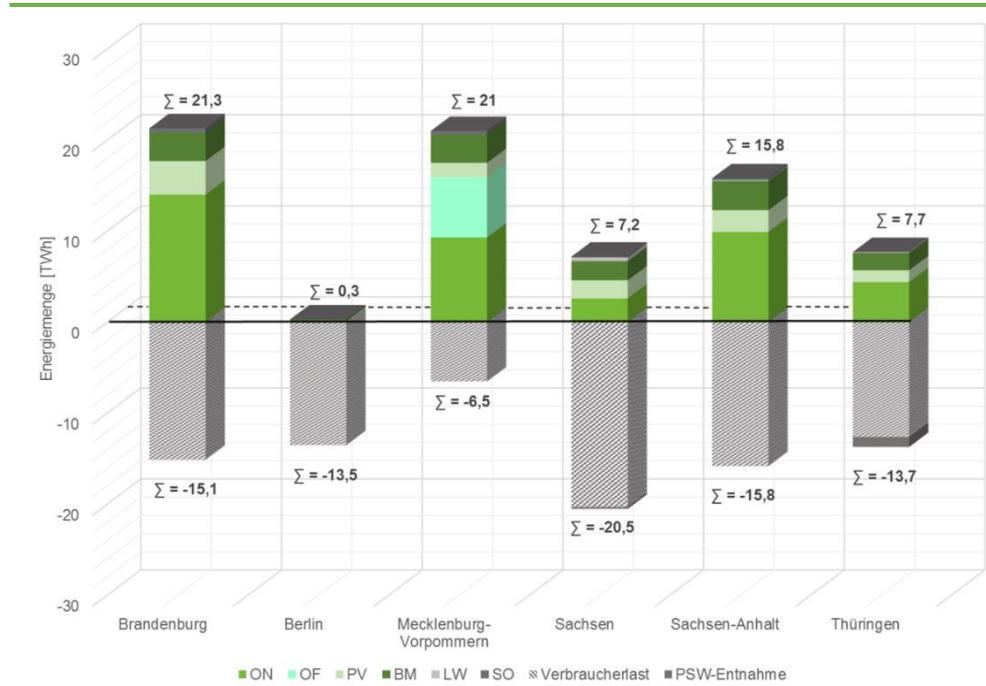


Abbildung 17: Bundeslandscharfe Aufschlüsselung der EE-Einspeisemengen vs. Verbrauch für 2024 in Nordostdeutschland [13]

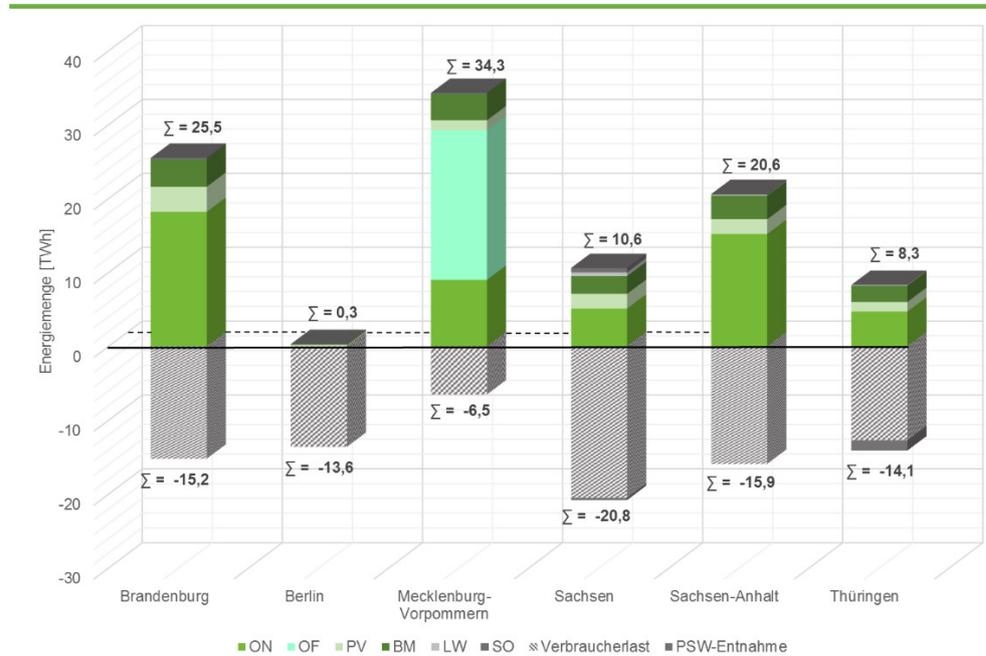


Abbildung 18: Bundeslandscharfe Aufschlüsselung der EE-Einspeisemengen vs. Verbrauch für 2034 in Nordostdeutschland [13]

3.2.6.3 Übertragungsnetz-Ausbauplanungen für Nordostdeutschland

Wie in Abbildung 19 zu sehen ist, ist derzeit eine Vielzahl an Netzausbaumaßnahmen in Planung oder bereits im Bau. Insgesamt handelt es sich beim Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz bis zum Jahr 2025 um folgende Positionen mit einem Investitionsbedarf von knapp 6 Mrd. Euro:

- rund 400 km Leitungsneubau,
- rund 600 km Verstärkungen bestehender Leitungen,
- Verlegung von weiteren rund 300 km Seekabel,
- die Errichtung von 20 neuen Umspannwerken,
- die Erweiterung weiterer 20 Umspannwerks-Standorte sowie
- die Errichtung von 6 Phasenschieber-Transformatoren.

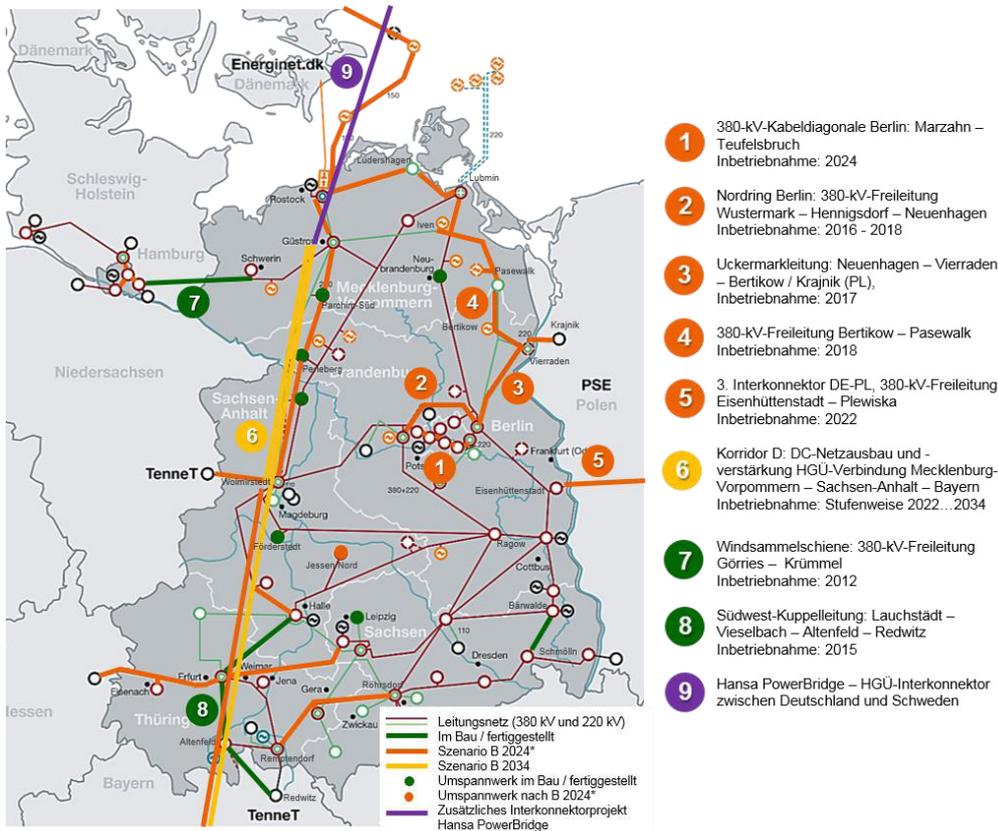


Abbildung 19: Netzausbaumaßnahmen in der 50Hertz-Regelzone [12]

Für die Hauptstadtregion ist dabei die Umsetzung der Maßnahme 3 (Ablösung der 220-kV-Bestandsleitung durch eine neue, deutlich leistungsstärkere 380-kV-Uckermarkleitung) von höchster Bedeutung. Hintergrund ist, dass auf der 220-kV-Bestandsleitung und auf dem angeschlossenen Interkonnektor nach Polen bedingt durch die wachsende Windeinspeisung im Norden und östlich von Berlin sowie durch die „Loopflow“-Situation insbesondere über das polnische und tschechische Nachbarnetz eine wachsende Engpasscharakteristik verzeichnet werden muss. Genehmigungstechnisch ist die für 2017 avisierte Inbetriebnahme der neuen Uckermarkleitung nicht mehr gegeben, womit sich auch die Inbetriebnahme der 380-kV-Phasenschieber-Transformatoren am Standort Vierraden verzögert, die aber gerade für die Loopflow-Begrenzung herangezogen werden sollen.

Währenddessen steigen jedoch die Belastungen in der Uckermark auf dem Interkonnektor und auf den daran angeschlossenen polnischen Übertragungsleitungen weiter in einem Maße an, dass sich die zur Verfügung stehenden Eingriffsmaßnahmen (insbesondere Sonderschaltzustände, grenznaher Redispatch bzw. „virtuellen Phasenschieber-Transformatoren“ und EE-Einsenkungen) immer weiter erschöpfen. Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern laufen daher Abstimmungen, wie der „Loopflow“ notfalls z. B. durch gezielte temporäre Netztrennungen begrenzt werden kann. Hieran sieht man deutlich die Bedeutung von Netzausbau und Netzverstärkungen für die weitere Aufrechterhaltung der Systemsicherheit einerseits und für die nordostdeutsche Wirtschaft andererseits insbesondere hinsichtlich der Minimierung der Eingriffskosten als Bestandteil der Netzentgelte und Minimierung der Abschaltvolumina erneuerbarer Energien als das Exportprodukt Nordostdeutschlands betrifft.

3.2.7 Aspekt Versorgungssicherheit („System Adequacy“)

Zwar zeigt die Entwicklung der EE-Einspeisemengen im Vergleich zum Stromverbrauch in Nordostdeutschland über das Gesamtjahr betrachtet eine deutlich wachsende Exportcharakteristik, parallel sinkt jedoch der Anteil der gesicherten Leistung aus konventioneller Erzeugung. Die Herausforderung liegt angesichts bislang nur relativ kleiner verfügbarer Speichervolumina darin, zu jedem Zeitpunkt genügend Stromerzeugung für den aktuellen Stromverbrauch zur Verfügung zu haben. Bislang gibt es in der 50Hertz-Regelzone vor dem Hintergrund stetig wachsender EE-Einspeisungen bei noch signifikant verfügbarer konventioneller KW-Leistung keine Versorgungsengpässe bzw. Energiedefizite, sondern vielmehr wachsende netzengpassbedingte EE-Überschüsse. Dennoch zeigt die anschließende Umfeldanalyse, dass Energiedefizite durchaus auftreten und zur Beeinträchtigung insbesondere der Industrielasten führen können.

Energiedefizite am Beispiel Polen im Sommer 2015

Der heiße Sommer 2015 hatte vor allem in Polen schwerwiegende Auswirkungen. Aufgrund des wochenlang warmen und trockenen Wetters seit Ende Juni und der Anfang August einsetzenden Hitzewelle führten die zur Kraftwerkskühlung wichtigen polnischen Flüsse wie die Weichsel nur geringe Flusspegel und vergleichsweise warmes Wasser.

Dadurch konnten einige polnische Kohlekraftwerke nicht ordnungsgemäß gekühlt werden und mussten deshalb gedrosselt oder ganz abgeschaltet werden.

Abbildung 20 stellt für das polnische Netzgebiet sowohl die nichtverfügbare Erzeugungskapazität als auch die maximale Lastreduzierung während der betreffenden heißen Augustwoche mit über 35°C tagsüber und über 20 °C nachts dar. Der normale Level für im Sommer nichtverfügbare Erzeugungskapazitäten von etwa 2500 MW wurde in der Zeit vom 07.08 bis 13.08. stark überschritten und steigt bis zum 10.08 auf bis 4700 MW an. Wie oben beschrieben ist dies u. a. auf die Abschaltung der Braunkohlekraftwerke zurückzuführen. Dieses Defizit konnte aufgrund der begrenzten und ohnehin mit einem EE-Loopflow (zu diesem Zeitraum insbesondere durch hohe PV-Einspeisung in der 50Hertz-Regelzone) belasteten Netzkapazitäten nicht hinreichend durch Erzeugung aus den Nachbarnetzen gedeckt werden. Aus diesem Grund musste die Industrielast in deutlichem Maße reduziert werden. Am Beispiel der dazu verfügbaren Daten vom 10.08. bis zum 12.08. ist das Ausmaß der Lastreduzierung gut zu erkennen.

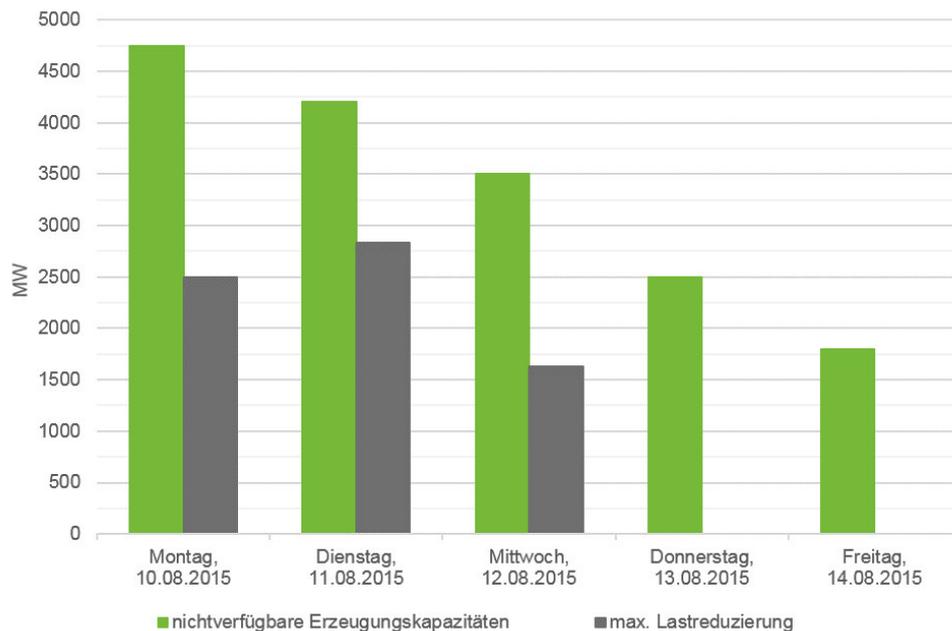


Abbildung 20: Maximale Lastreduzierung sowie nichtverfügbare Erzeugungskapazitäten in Polen während einer Augustwoche 2015 (Quelle: GridLab, Datenquelle: PSE)

Energiedefizite am Beispiel Belgien im Winter 2014/2015

Aufgrund von Rissen im Reaktordruckbehälter wurden die Kernkraftwerke Doel 3 (1006 MW) und Tihange 2 (1008 MW) am 27.03.2014 vorübergehend stillgelegt. Für den Winter 2014/2015 drohte daher ein erheblicher Versorgungsengpass gerade in der Winterzeit auf-

grund des deutlichen Anteils an Elektroheizungen. Dem wurde zum einen mit der zur Verfügung stehenden Regelenergie, zum anderen aber auch mit einer strategischen Reserve begegnet, als Letztmaßnahme verbliebe jedoch analog zum Erzeugungsdefizit in Polen auch nur eine Lastreduzierung im belgischen Netz. Die strategische Reservewurde extra für den Winter 2014/2015 entwickelt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten mittels Kraftwerken, die nicht mehr am Strommarkt teilnehmen.

Da in den Wintermonaten die Stromimporte hauptsächlich aus dem Norden bzw. aus Deutschland über die Niederlande kommen und bei großer Nachfrage zu bestimmten Anteilen weiter nach Frankreich fließen, war auch die Unterstützung durch ausländische Erzeugung nur begrenzt gegeben. Für den Winter 2014/2015 lag die Sorge insbesondere darin, dass aufgrund möglicher tiefer Temperaturen zwar die Niederlande mehr Strom exportiert, Frankreich jedoch aufgrund des eigenen hohen Anteils an Elektroheizungen entsprechend mehr importiert, wie nachfolgende Abbildung 21 zeigt. Letztlich blieben jedoch aufgrund des milden Winters 2014/15 Lastreduzierungen aus.

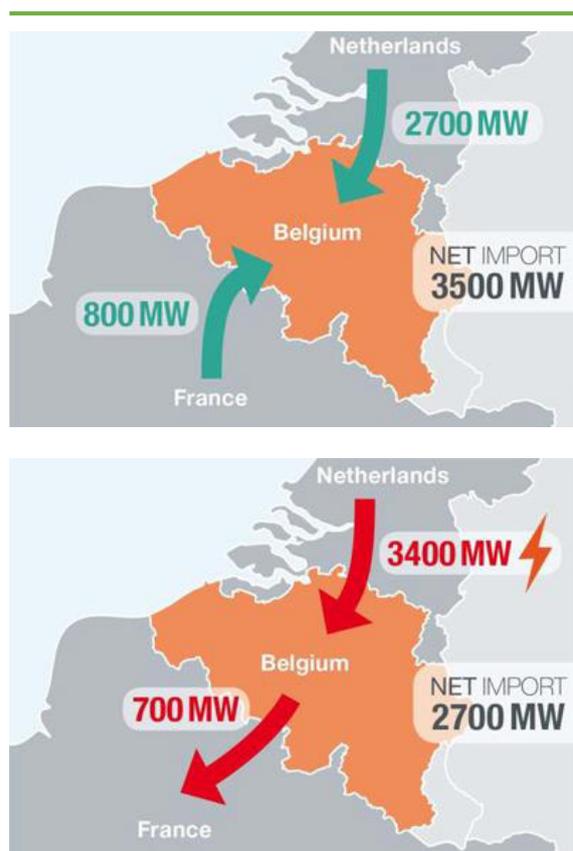


Abbildung 21: Marktsituation in Belgien unter Normbedingungen (oben) und wie für den Winter 2014/15 erwartet (unten) [14]

3.2.7.1 Fazit zum Aspekt Energiedefizite

Mit der im Zuge der weiteren Dekarbonisierung jedoch geplanten Minimierung konventioneller KW-Kapazitäten steigen dann perspektivisch jedoch die Herausforderungen bei der Bewältigung insbesondere sogenannter „Dunkelflauten“ (d.h. weder Wind- noch PV-Einspeisung bei windstillen Nächten) an, dies betrifft sowohl die Deckung des Stromverbrauches als auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungsbeiträgen. Temporäre Erzeugungsdefizite werden ebenso wie temporäre Erzeugungsüberschüsse mittels Regelleistung ausgeglichen, hierzu wird es künftig Beiträge aus erneuerbarer Erzeugung ebenso wie aus Lastmanagement und auch vermehrten Speichereinsätzen geben. Problematisch können jedoch sich entwickelnde strukturelle Erzeugungsdefizite werden, wenn also konventionelle Kraftwerke ausfallen oder vor dem Hintergrund der fallenden Preise an der Strombörse bereits kurz- und mittelfristig stillgelegt werden. Dass diese Umstände eintreten können, zeigen nachfolgende jüngste Beispiele im belgischen Netzgebiet, aber auch unmittelbar im an die 50Hertz-Regelzone angrenzenden polnischen Netzgebiet.

3.3 Ableitung von Systemdienstleistungs- und Systemflexibilitätserfordernissen im Zeitraum bis 2020 (Roadmap)

3.3.1 Status quo der Systemdienstleistungsbeiträge und SDL-Ordnungsrahmen

Zur Gewährleistung der Netzsicherheit und -qualität sind die Netzbetreiber für die Erbringung der Systemdienstleistungen (SDL) Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung verantwortlich. Derzeit wird dies auf Grund von Regelbarkeit und Flexibilität in großem Maße noch von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeichern, aber auch mittels Transformatoren sowie Blindleistungskompensationsanlagen erfüllt. Die verschiedenen Produkte der Regelleistungsbereitstellung zur Kompensation von plötzlichen Kraftwerksausfällen oder anderen Frequenzstörungen sind in nachfolgender Abbildung 22 dargestellt. Die Erbringung von Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) wird von den Übertragungsnetzbetreibern vergütet. Dies gilt jedoch nicht für die Momentanreserve bzw. Inertia, mit dieser können konventionelle Kraftwerke durch die Massenträgheit der rotierenden Generator-Turbinensätze zu kurzfristigen Frequenzausgleichen beitragen. Generell werden derartige Systemdienstleistungsbeiträge zum großen Teil noch immer durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung sinken jedoch die Kraftwerkskapazitäten zur Erbringung der Systemdienstleistungen und Alternativen müssen bereitgestellt werden. [15]

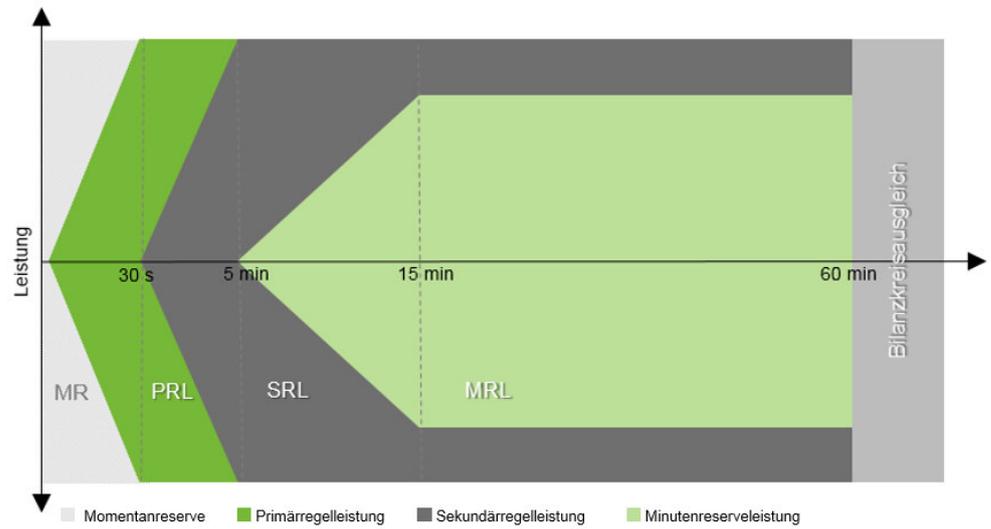


Abbildung 22: Zeitliche Einsatzreihenfolge der verschiedenen Regelleistungsarten zur Ausregelung von Bilanzabweichungen [16]

Die in Abbildung 22 gezeigten Regelleistungsprodukte PRL, SRL sowie MRL werden ebenso wie die abschaltbaren Lasten derzeit auf einem regelzonenübergreifenden bzw. eher „globalen“ **Systemdienstleistungsmarkt** gehandelt, wie nachfolgendes Prinzipschema in Abbildung 23 zeigt.

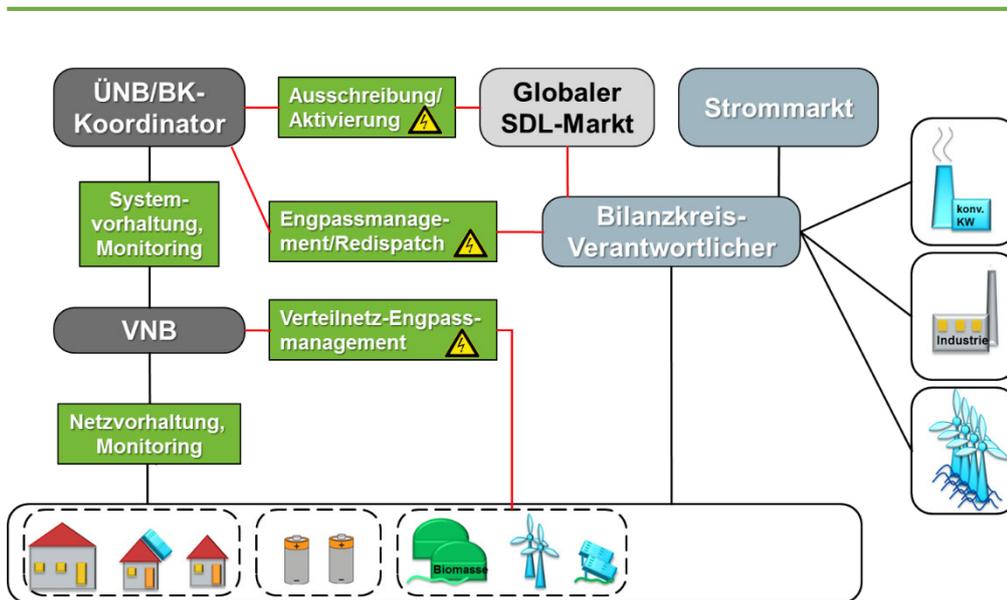


Abbildung 23: Prinzipschema des derzeitigen Ordnungsrahmens für die SDL-Bereitstellung inkl. globalem SDL-Marktanteil (Quelle: GridLab)

Abbildung 24 stellt den im Rahmen des globalen SDL-Marktes ausgeschriebenen mittleren Leistungsbedarf an Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung sowie schnell und sofort abschaltbare Lasten quartalsweise im Zeitraum von 2009 bis 2015 für Deutschland dar. Während der Bedarf an Primärregelleistung in dieser Zeit leicht angestiegen ist, ist insbesondere bei der positiven Sekundärregelleistung ein Rückgang zu verzeichnen. Auch bei der Minutenreserveleistung ist über den Zeitraum ein leichter Rückgang zu beobachten. Unverändert bleiben – wie gesetzlich vorgegeben – die sofort und schnell abschaltbaren Lasten mit jeweils 1500 MW.

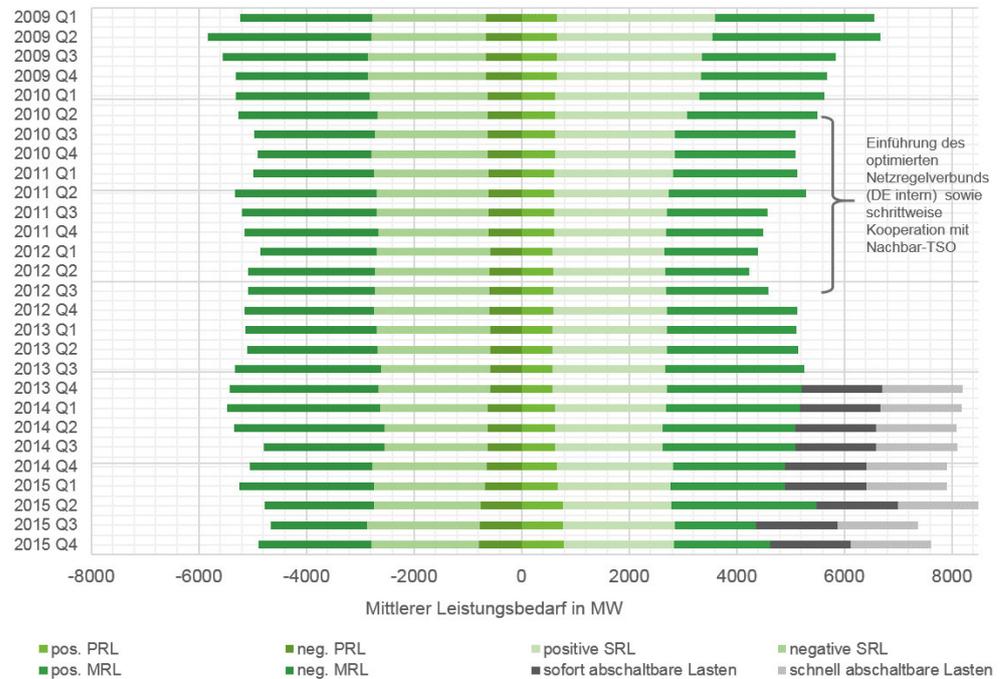


Abbildung 24: Mittlerer Leistungsbedarf an PRL, SRL, MRL sowie an sofort und schnell abschaltbaren Lasten im Netzregelverbund von 2009 bis 2015 [12]

Der in Abbildung 24 ersichtliche tendenzielle Rückgang des Bedarfes an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung in den letzten Jahren steht im Kontrast zu den erheblich gestiegenen Leistungen auf Basis fluktuierender EE und ist vor diesem Hintergrund insbesondere mit Blick auf die weitere Bedarfsentwicklung erklärungsbedürftig. Der erste bedarfsmindernde Aspekt liegt in Hinblick auf die Sekundärregelleistung in der schrittweisen Einführung des Netzregelverbundes (NRV) im Zeitraum 2010 bis 2012 bezogen, der nun eine regelzonenüberschreitende Regelleistungsoptimierung erlaubt, was folgerichtig zu einer deutlichen Bedarfsreduktion führte. Ein weiterer Grund liegt in den Faktoren zur Regelleistungsbemessung selbst begründet. Die Bemessung des Regelleistungsbedarfes erfolgt probabilistisch und ex-ante bzw. auf den zurückliegenden Zeitraum bezogen nach dem Graf-Haubrich-Verfahren und berücksichtigt dabei folgende Faktoren: Kraftwerksausfälle, EE-Prognosefehler, Lastprognosefehler und Fahrplansprünge. Unter diesen Faktoren konnte insbesondere der EE-Prognosefehler durch optimierte Prognoseverfahren maßgeblich verbessert werden, so dass die Standardabweichungen für die Vortags-EE-Prognose bspw. für die 50Hertz-Regelzone hinsichtlich Windeinspeisung aufgrund der vielen Erfahrungsjahre auf nur noch 2 bis 4 % und hinsichtlich PV-Einspeisung zwischenzeitlich immerhin auf 5 bis 7 % begrenzt werden konnte. Entsprechend verringerte sich auch der Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung. Mit weiter zunehmendem Dekarbonisierungsgrad wird der Regelleistungsbedarf jedoch trotz Netzregelverbund

und Prognoseverbesserungen nun wieder ansteigen. 50Hertz schätzt diesen Bedarfsanstieg auf ca. 30 bis 70 MW Regelleistungs-Mehrbedarf pro zusätzlichem GW installierter Leistung auf Basis fluktuierender EE ein. [12]

In Abbildung 25 und Abbildung 26 ist nun für Januar bis Oktober 2015 die tatsächlich aktivierte positive und negative Sekundär- bzw. Minutenreserveleistung sowie der ausgeschriebene mittlere Leistungsbedarf für die 50Hertz-Regelzone dargestellt. Dabei ist auffällig, dass die tatsächlich aktivierte Leistung einige Male über dem ausgeschriebenen Leistungswert liegt, insbesondere im Bereich der negativen Leistung. Außerdem ist auf beiden Abbildungen zu sehen, dass die ausgeschriebene Regelleistung für den Zeitraum der partiellen Sonnenfinsternis am 20. März 2015 deutlich erhöht wurde. Anhand der tatsächlich aktivierten Leistung ist jedoch festzustellen, dass der Regelleistungseinsatz sich - unterstützt durch die Aktivierung vertraglich gesicherter schnell abschaltbarer Lasten - letztlich im normalen Rahmen bewegte aufgrund der guten EE-Einspeiseprognosen seitens der Prognoseanbieter einerseits, was zu gut ausgeglichenen EEG-Bilanzkreisen führte, andererseits aber auch aufgrund einer erfolgreichen Sensibilisierung der Marktteilnehmer, die zu adäquat angepassten Verbrauchsprognosen führte.

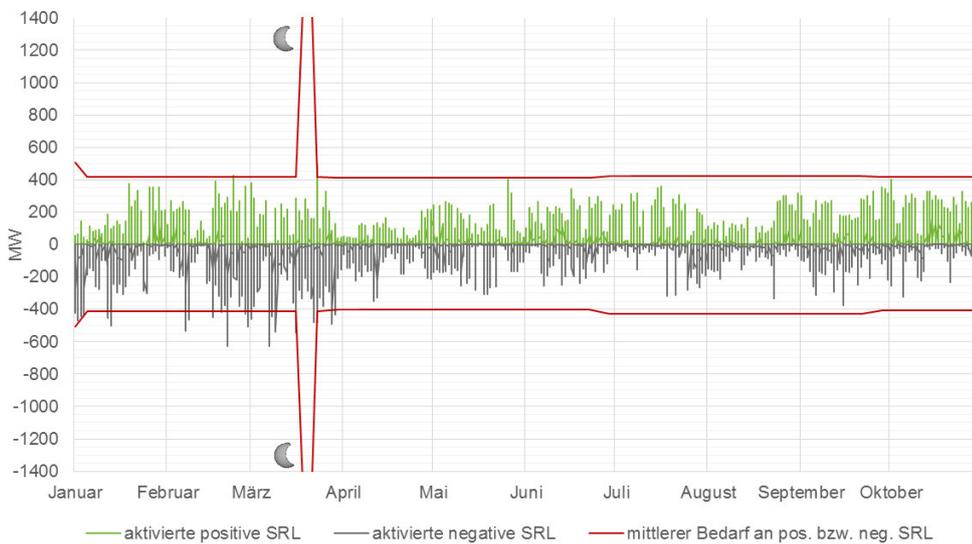


Abbildung 25: Mittlerer Bedarf an pos. bzw. neg. SRL und wirklich aktivierte Leistungen für Januar bis Oktober 2015 [12]

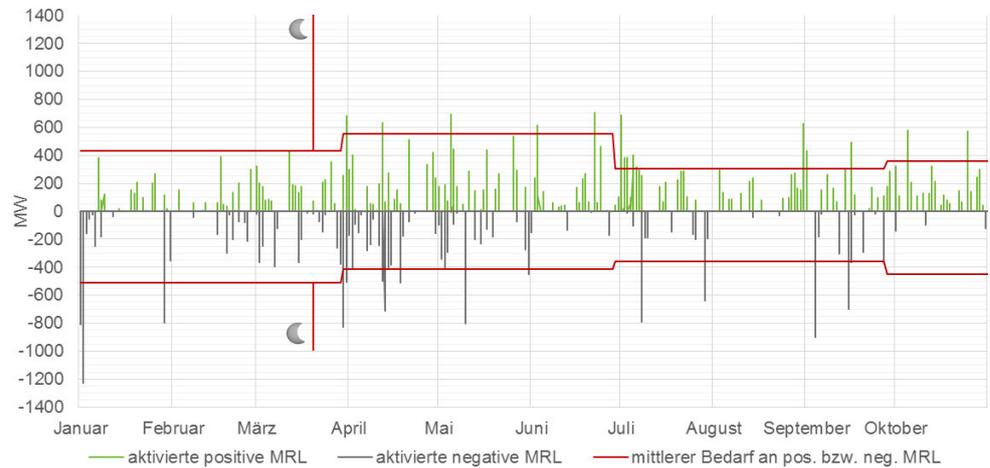


Abbildung 26: Mittlerer Bedarf an pos. bzw. neg. MRL und wirklich aktivierte Leistungen für Januar bis Oktober 2015 [12]

Für Systemdienstleistungsbeiträge mit starkem lokalen Bezug wie z. B. Schwarzstart für den Versorgungswiederaufbau, Kraftwerksredispatch und EE-Einsenkungen für das Engpassmanagement, Spannungshaltung und Kurzschlussleistungsbereitstellung besteht derzeit kein Systemdienstleistungsmarkt. Diese lokal bis regional benötigten Systemdienstleistungsbeiträge werden derzeit in Teilen vom Übertragungsnetzbetreiber über die Netzanschlussverträge eingefordert, teilweise aber auch über bilaterale Verträge oder beim Beispiel der netzengpassbedingten EE-Einsenkung über die Regelungen des § 14 EEG abgerechnet. Die Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG (Kraftwerksredispatch) und § 13 (2) EnWG (EE-Einsenkung) sind in Abbildung 27 und Abbildung 28 dargestellt. Die Höhe der Eingriffsmaßnahmen wird am Beispiel vom 30.03.2015 deutlich. Hier sind Redispatch-Maßnahmen in Höhe von über 8000 MW und Maßnahmen zur EE-Einsenkung von 2500 MW erforderlich. Bezüglich der Redispatch-Maßnahmen lässt sich bedingt durch das Winddargebot feststellen, dass von April bis Anfang Juli deutlich geringere Maßnahmen notwendig sind. EE-Einsenkungen schließt vor allem die Windeinsenkung im Norden der 50Hertz-Regelzone ein, die zwar in unregelmäßigen Abständen auftritt, jedoch hauptsächlich während der windreichen Monate von September bis April in höherem Maße zu beobachten ist.

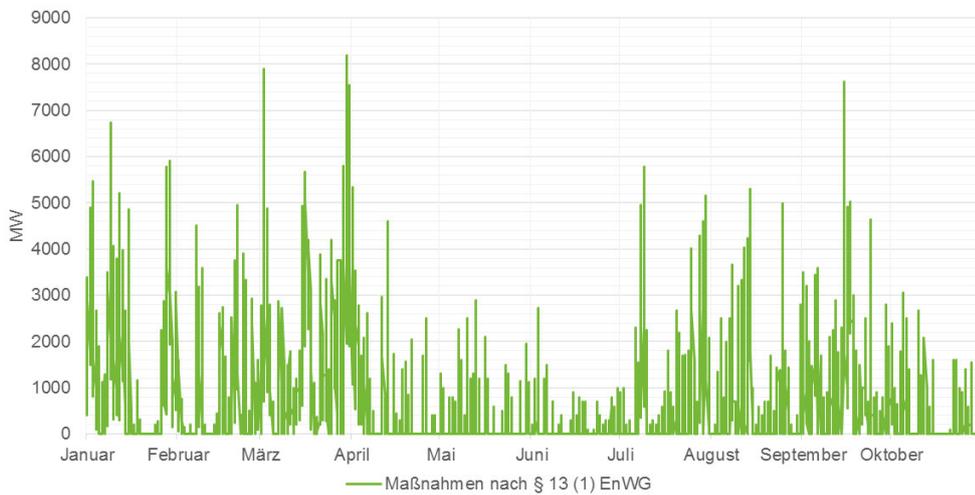


Abbildung 27: Redispatch-Volumen nach § 13 (1) EnWG von Januar bis Oktober 2015 für die Regelzone 50Hertz [12]

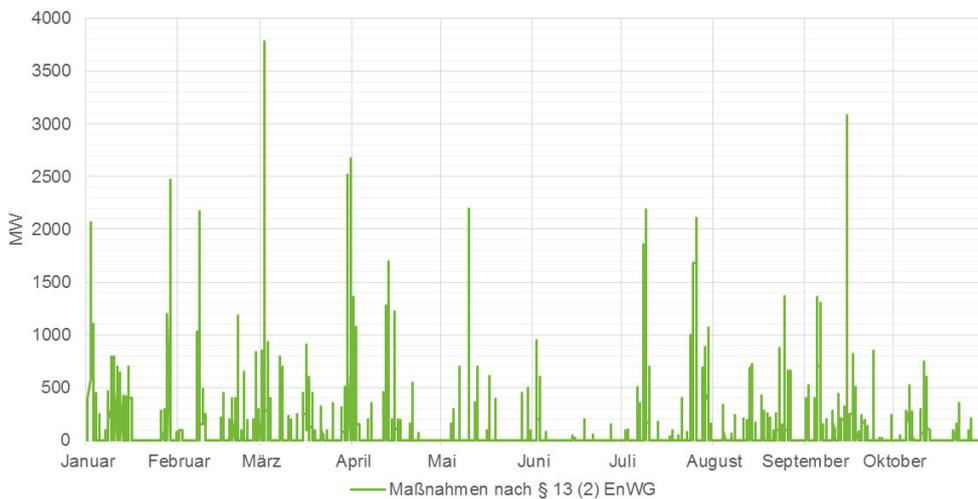


Abbildung 28: Volumen der von 50Hertz nach § 13 (2) EnWG angewiesenen EE-Einsenkung von Januar bis Oktober 2015 [12]

3.3.2 Künftige Bereitstellung von Systemdienstleistungsbeiträgen und benötigten Flexibilitäten

Da im Hinblick auf die weiter voranschreitende Dekarbonsierung der Elektrizitätsversorgung die konventionelle Kraftwerksleistung als heutiger Hauptbeitragender zur SDL-Bereitstellung deutlich verringert wird, muss bereits heute eine verstärkte Heranziehung von EE, Lastmanagement und dezentralen Speicher vorbereitet und geübt werden, sowohl den „globalen“ Systemdienstleistungsmarkt als auch lokal benötigte SDL-Beiträge betreffend, um das Elektrizitätssystem auch weiterhin stabil betreiben zu können. Die Einbeziehung von auch nur begrenzt planbaren EE wie z. B. größeren Windparks in die Regelleistungsbereitstellung ist dabei ein erster Schritt. So könnten bspw. Windparkbetreiber aufgrund der deutlich gestiegenen Prognosegüte für 4-Stunden-Zeiträume des Folgetages gesichert Regelleistungsbeiträge erbringen, die Diskussion über die konkret erforderlichen Anpassungen der Präqualifikationsbedingungen ist auf europäischer und nationaler Ebene bereits im vollen Gange. Im Zusammenhang mit globalen SDL-Beiträgen findet man auch das Konzept des **Verbundkraftwerkes mit Ausprägung als „Virtuelles Kraftwerk“**, d.h. gebündelter Erzeugungsfahrweise von an unterschiedlichen Orten befindlichen Erzeugungs- und Speichereinheiten.

Aber es sind insbesondere die lokalen Systemdienstleistungserfordernisse, die im Flächenland Nordostdeutschland auch künftig bereitgestellt werden müssen. In diesem Zusammenhang steht das Konzept des **Verbundkraftwerkes mit Ausprägung als „Regionalkraftwerk“**, d.h. lokal gebündelter Erzeugungs- und Speichereinheiten und somit möglichem netzdienlichen Einsatz. So tragen bereits heute die direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Windparks zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz bei. Dies zeigt, dass die Aufgabe von erneuerbaren Energiequellen in Zukunft nicht nur die Bereitstellung von Wirkleistung, sondern möglichst das vollständige Spektrum an Systemdienstleistungen umfassen muss. Aus Sicht eines Windenergieanlagen-Betreibers ist es zum aktuellen Stand wenig attraktiv Blindleistung einzuspeisen. Es muss ein Wandel des Rollenverständnisses der EE-Anlagenbetreiber vom ausschließlichen Wirkleistungsproduzenten zu einem systemgerechten Partner erfolgen, denn auch EE-Anlagen sind darauf angewiesen, den Strom in ein gut funktionierendes Stromnetz einspeisen zu können. Vor diesem Hintergrund erscheint die Etablierung von **lokalen bis regionalen SDL-Marktmechanismen** als Ergänzung zum globalen SDL-Markt als zielführend, wie beispielhaft in Abbildung 29 dargestellt.

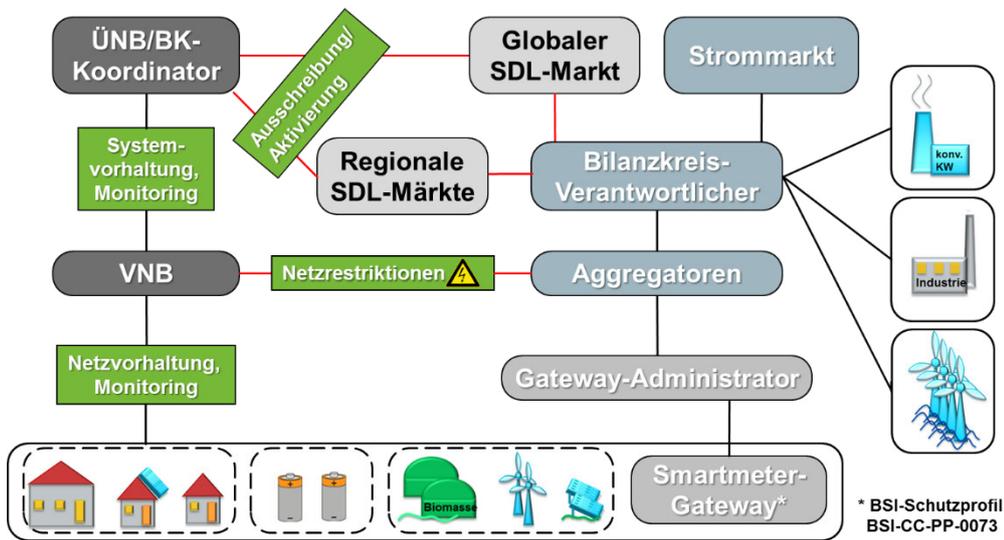


Abbildung 29: Prinzipschema eines möglichen künftigen Ordnungsrahmens für die SDL-Bereitstellung (Quelle: GridLab)

Als Beispiel für ein Regionalkraftwerk in der Hauptstadtregion ist am 07.09.2015 in der 50Hertz-Regelzone in Feldheim (Stadt Treuenbrietzen) ein leistungsstarkes Batteriesystem mit einer Leistung von 10 MW und einer Kapazität von 10 MWh an das Netz gegangen. Die offizielle Bezeichnung lautet „Regionales Regelkraftwerk Feldheim“ (RRKW). Das RRKW eröffnet vielfältige neue Einsatzmöglichkeiten in Zusammenarbeit mit den bereits vorhandenen Betriebsmitteln, die über das reine Speichern von Energie hinausgehen. Angedacht ist ein möglichst hoher Grad an lokaler Synergie zwischen den Elementen Windenergieanlagen, RRKW, Verteilnetz und Höchstspannungsnetz. Das Konzept einer neuen Zusammenarbeit der Betriebsmittel ist insbesondere im Hinblick auf den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien wichtig. Mit den Beiträgen großer Windparks bzw. derartiger Regionalkraftwerke zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz wurde ein erster wichtiger Schritt getan.

Perspektivisch sind EE-Beiträge zur Spannungshaltung zumindest aber auch in der Hochspannungsebene der Verteilnetze notwendig, da im Verteilnetz derzeit der überwiegende Anteil der EE-Leistung installiert ist. Dies ist eine der Themenstellungen des sogenannten „10-Punkte-Programms“ von 50Hertz mit den angeschlossenen Verteilnetzbetreibern Nordostdeutschlands mit dem Ziel, die Spannungshaltung im Verteilnetz im ersten Schritt in der Verteilnetzebene selbst regeln und im zweiten Schritt aus der Verteilnetzebene heraus sogar Beiträge zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz generieren zu können.

Dieses 10-Punkte-Programm geht aber weit über den Aspekt Spannungshaltung hinaus und legt Kernelemente für die Weiterentwicklung der Systemsicherheit insgesamt sowie eine bessere Koordination des Netz- und Systembetriebes dar. Umgesetzt werden sollen

diese durch eine vertiefte Kooperation, einen gegenseitigen Informations- und Vertrauensaustausch und die Durchführung von Pilotprojekten. Auf diese Weise schließen sich die VNB zur „ARGE Flächennetzbetreiber Ost“ zusammen und erstellen einen gemeinsamen Netzausbauplan für die 110-kV-Ebene.

Zu den umzusetzenden Systemdienstleistungen gehört die Frequenzhaltung mit dem Ziel des ständigen Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch (beispielsweise mit Regelleistung), sowie die bereits erwähnte Spannungshaltung, die durch die Blindleistungsbereitstellung erreicht wird. Des Weiteren zählen dazu die Betriebsführung mit Maßnahmen zum Einspeise-, Engpass- und Datenmanagement ebenso wie der Versorgungswiederaufbau, der in erster Linie die Schwarzstart- und Inselnetz-Fähigkeit impliziert. [1]

Die Regelleistungsbereitstellung sollte perspektivisch gesehen immer mehr durch EE erbracht werden. Zum Stand April 2014 beträgt die am Regelleistungsmarkt genutzte EE-Leistung 1050 MW. Den größten Anteil daran haben Biomasseanlagen mit mind. 750 MW, gefolgt von Wasserkraftanlagen mit 230 MW. Am Regelleistungsmarkt nehmen etwa 27 % der direktvermarkteten Biomasseanlagen teil, jedoch ist nicht eindeutig, ob die Anlagen SRL oder MRL anbieten, da sie für beides präqualifiziert sein können. Zudem kann die Regelleistungsbereitstellung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie Batterien und Lastmanagement erfolgen, allerdings sollte künftig zur Nutzung der EE in der Regelleistung die Vorhalte- und Vorlaufzeit verkürzt werden. Derzeit können viele EE-Anlagen aufgrund der langen Produktlängen keine Regelleistung anbieten, wie beispielsweise PV-Anlagen, für die eine Produktlänge von 12 Stunden (aktuell bei SRL) ein Ausschlusskriterium ist. Kurze Produktlängen würden sich positiv auf das Angebotspotenzial auswirken und in Zukunft den Ersatz konventioneller Must-run-Kraftwerke ermöglichen. Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist es aber die Verkürzung der Vorhaltezeit unwahrscheinlich. [17]

Eine 100-prozentige Regelleistungsbereitstellung durch EE wird am Pilotprojekt der Bundesregierung „Kombikraftwerk 2“ getestet. Durch Berechnung von Stromversorgungsszenarien und Konzeptentwicklungen soll bewiesen werden, dass in Zukunft Systemdienstleistungen auch ohne fossile oder nukleare Kraftwerke erbracht werden können. [18]

3.3.3 Flexibilitätsbeiträge durch Demand-Side-Management

Der verstärkte Einsatz von Demand-Side-Management (DSM) bzw. Lastmanagement ist mit zunehmendem Anteil an fluktuierender Erzeugung unumgänglich, um einerseits als globaler Systemdienstleistungsbeitrag zur Systembalance und somit zur Frequenzhaltung beizutragen, andererseits aber als regionaler Systemdienstleistungsbeitrag, auch um konkrete temporäre Netzengpässe zu entlasten. Zwar ist die Anwendung von Lastmanagementmaßnahmen in Deutschland z.B. im Rahmen von § 19 (2) der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) für individuelle Netzentgelte zur Begrenzung der Netzhöchstlast oder auch durch die Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) für stromintensive Industrien und nicht zuletzt auch im Rahmen von §13 (2) EnWG als Eingriffsmaßnahme seitens der

Netzbetreiber vorgesehen. Es fehlt bislang jedoch an einem Markt für dezentrale Lastmanagementbeiträge, der in Hinblick auf die erforderliche Netzdienlichkeit vielen mittleren und lokal-aggregierten Lastflexibilitäten Zugang bietet. Nachfolgend wird daher anhand einiger Ergebnisse der dena-Studie „Internationaler Einsatz von Lastmanagement“ [19] aufgezeigt, wie der Aspekt Lastmanagement in den Nachbarländern Dänemark, Schweiz und Frankreich bereits verankert ist. Allerdings steht bei den aufgeführten Beispielländern jeweils der Aspekt der lokal-regionalen Ansteuerung Lastflexibilitäten als Beitrag zur Netzdienlichkeit bzw. Netzengpassentlastung noch nicht im Vordergrund.

Dänemark

In Dänemark besitzen KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von 6,5 GW und Windenergieanlagen mit 4,5 GW Leistung gemeinsam einen Anteil von 75 % der gesamten installierten Leistung zur Stromerzeugung. Der Bedarf an negativer PRL als globaler Systemdienstleistungsbeitrag wird durch die Bereitstellung flexibler Lasten wie Elektroheizkessel (→ Power-to-Heat) gedeckt. Ermöglicht wurde dies innerhalb von zwei Jahren durch die Steuererleichterung, die Befreiung vom PSO-Tarif und die Öffnung des Primärregelmarktes für flexible Lasten. Für Letzteres war es notwendig, den Ausschreibungszeitraum von monatlich auf täglich zu verkürzen, die Mindestangebotsgröße auf 300 kW zu senken und von einer symmetrischen Ausschreibung zu einer Asymmetrischen zu wechseln. Dies hat zur Folge, dass positive und negative PRL nicht mehr in gleicher Menge angeboten werden müssen und somit eine Erhöhung des Anbieterkreises zu erwarten ist. Eine Übersicht der Regelleistungsprodukte ist Tabelle 1 zu entnehmen.

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserveleistung
Dänische Bezeichnung	Primary reserve	Frequency-controlled normal operation reserve	Manual reserve
Ausschreibungszeitraum	täglich	täglich	täglich
Ausschreibungszeitpunkt	Bis 15.00 Uhr des Vortags	Bis 15.00 Uhr 2 Tage vor Erbringung	Änderungen bis 45 Minuten vor Erbringung
Produktzeitscheiben	6 x 4-Stundenblöcke	24 x 1-Stundenblöcke	24 x 1-Stundenblöcke
Mindestgebotsgröße	0,3 MW	0,3 MW	10 MW
Produktdifferenzierung	Asymmetrisches Produkt: positive/negative PRL	Keine (symmetrisches Produkt)	Asymmetrisches Produkt: positive/negative MRL
Vergütung	Leistungspreis	Leistungspreis	Leistungspreis + Arbeitspreis

Tabelle 1: Übersicht der aktuellen Regelleistungsprodukte in Dänemark [19]

Wie in nachfolgender Tabelle 2 zu sehen ist, wird in Dänemark ein relativ geringer Anteil an SRL benötigt, was u. a. auf die Zusammenarbeit mit Schweden bzw. des NordPools

zurückzuführen ist. Zudem erfolgt seit 2009 keine Ausschreibung negativer Minutenreserveleistung mehr, da die Frequenzerhaltung durch konventionelle Kraftwerke sowie die Abregelung der Winderzeugung erfolgen kann. Positive MRL wird in Einzelstunden ausgeschrieben und kann bis 45 Minuten vor Eintritt gehandelt werden. Auf diese Weise können auch Betreiber von EE-Anlagen MRL anbieten. Deutschland hingegen hat einen höheren Anteil an installierter Leistung und somit auch einen entsprechend höheren Bedarf an Regelleistung. Aus diesem Grund lässt sich das dänische Konzept nicht analog auf den deutschen Energiemarkt übertragen.

	Dänemark (2013)	Deutschland (2014)
Installierte Leistung Stromerzeugung	14 Gigawatt	189 Gigawatt
Anteil EE an installierter Leistung	32 %	50 %
Installierte Leistung KWK	6,5 Gigawatt	53 Gigawatt
Jahreshöchstlast	6,6 Gigawatt	86 Gigawatt
Bedarf Primärregelleistung	+/-30 Megawatt	+/-600 Megawatt
Bedarf Sekundärregelleistung	+/-25 Megawatt	+/-2.200 Megawatt
Bedarf Minutenreserveleistung	+ 600 Megawatt	+/-2.500 Megawatt

Tabelle 2: Vergleich der Ausgangssituation bezüglich des Einsatzes von Lastmanagement in Deutschland und Dänemark [19]

Schweiz

Für die Erbringung von Regelleistung aus flexiblen Lasten ist die Schaffung folgender Rahmenbedingungen notwendig:

- Senkung der Präqualifikationsbedingungen für Regelleistung
Ermöglicht wird dies durch Absenkung der Mindestgebotsgröße für die Sekundär- und Tertiärregelleistung von 10 auf 5 MW sowie ein Pooling von kleinen flexiblen Lasten.
- Vereinfachung des Zugriffs auf Bilanzkreise Dritter
Somit kann der Aggregator auf Bilanzkreise Dritter zugreifen. Dies erfolgt ohne vorherige Zustimmung des zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen, da ein Rahmenvertrag mit dem ÜNB (Swissgrid) und ein Regelpoolvertrag mit dem Verbraucher selbstständiges Agieren erlaubt.
- Zentrale Abwicklung durch ÜNB
Swissgrid übernimmt die Aufgabe der operativen Abwicklung der Ausschreibung und des Abrufs, den Ausgleich der Bilanzkreise und die Abrechnung mit dem Aggregator.

Das Lastmanagement der Schweiz lässt sich unter Betrachtung bestimmter Aspekte auch auf Deutschland übertragen. Beispielsweise ist die Senkung der Präqualifikationsbedingungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt bereits teilweise erfolgt. Zudem wurden die Mindestangebotsgrößen herabgesenkt und das Pooling kleiner, flexibler Anlagen erlaubt. Jedoch besitzt Deutschland im Gegensatz zur Schweiz keinen gesamten Regelpool, so dass die einzelnen Anlagen die Präqualifizierungsbedingungen erfüllen müssten. Die Zielsetzung, den Zugriff von Aggregatoren auf Bilanzkreise Dritter zu ermöglichen, stellt in Deutschland noch Handlungspotenzial dar, da bislang die Erschließung bestehender Lastmanagementpotenziale durch den Bilanzkreisverantwortlichen blockiert werden kann.

Frankreich

Mit einem erweiterten Energiegesetz sollen in Frankreich die Einführung des Kapazitätsmarktes und die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen für Regelenergie- und Spotmarkt erfolgen.

Als Maßnahmen zur Unterstützung von Lastmanagement gilt zum einen die vollständige Öffnung des Regelenergiemarktes für flexible Lasten, zum anderen der Abruf der Regelleistung durch einen Aggregator ohne vorherige Zustimmung des Bilanzkreisverantwortlichen (siehe Beispiel Schweiz). Zudem kann durch regionale Poolings flexibler Lasten zum Lastmanagement beigetragen werden. Eine Öffnung der Märkte für PRL und SRL für Lastmanagement lässt einen Anstieg der derzeitigen 1300 MW an flexiblen Lasten zur SDL-Bereitstellung erwarten. Die konkreten Eingriffsmaßnahmen sind in Tabelle 3 dargestellt.

Einsatz von Lastmanagement ...	Ergriffene Maßnahmen in Frankreich
... für die Erbringung von Systemdienstleistungen	<ul style="list-style-type: none"> • Senkung der Präqualifizierungsbedingungen auf dem Regelenergiemarkt • Präqualifizierung des DSM-Pools statt der einzelnen technischen Einheit • Bilaterale Verträge zum Einsatz flexibler Lasten für SDL
... auf dem Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> • Explizite und implizite Teilnahme am Handel mit Kapazitätscertifikaten
... auf dem Spotmarkt (NEBEF-Mechanismus)	<ul style="list-style-type: none"> • Zertifizierung der flexiblen Last durch ÜNB • Erlaubnis des Zugriffs auf Bilanzkreise Dritter durch den Aggregator bei DSM-Einsatz • Festlegung der Entgelte/Prämien für DSM-Einsatz • Zentrale Abwicklung Zahlungsströme zwischen Aggregator und Bilanzkreisverantwortlichem durch ÜNB • Berechnungsvorschrift für Entgelte bei Bilanzkreisabweichungen durch DSM-Einsatz

Tabelle 3: Übersicht der in Frankreich ergriffenen Maßnahmen zur Erschließung von Lastmanagement [19]

Der vom französischen ÜNB entwickelte NEBEF-Mechanismus ließe sich grundsätzlich auch auf den deutschen Energiemarkt übertragen, jedoch ist zu berücksichtigen, dass unterschiedliche Ausgangssituationen vorliegen. Dazu gehört u. a. dass in Deutschland flexible Lasten nur geringfügig für eine Optimierung des Strombezugs genutzt werden. Zudem bedarf der NEBEF-Mechanismus zusätzlicher Aufwände für die Einführung und den operativen Betrieb, sowie einer zentralen Abwicklung durch den ÜNB.

Taktgebend in Hinblick auf die Erschließung von Lastflexibilitäten bzw. von Demand-Response-Potenziale stellt sich hingegen die Praxis im US-amerikanischen Strommarkt heraus. Daher wird dieses Beispiel an späterer Stelle mit Unterkapitel 4.5.4 sehr konkret in Hinblick auf die Marktintegrationsrandbedingungen beleuchtet.

3.3.4 Flexibilitätsbeiträge durch Speichertechnologien

Auch wenn im Vergleich zum Lastmanagement mit der Energieeinspeicherung und anschließenden Rückverstromung zwangsläufig deutlich höhere Umwandlungsverluste verbunden sind, so kommt man mit zunehmendem Anteil fluktuierender Erzeugungsleistungen nicht um eine verstärkte Speicheranwendung umhin, da lastseitige Flexibilitäten nur in begrenztem Umfang erschließbar sind. Mithin stellt die Speicheranwendung also eine Kupplung zwischen volatiler Erzeugung und begrenzt beeinflussbarem Lastverhalten dar, obgleich zwischen eher kurzzeitigen und eher saisonalen Speichererfordernissen unterschieden werden muss. Technologisch wäre es zwar bereits heute durchaus möglich, elektrische Energie nicht nur für kurze sondern auch für lange Zeitspannen zwischenspeichern, nur gibt es aktuell seitens des Energiemarktes noch keinen signifikanten Speicherbedarf und entsprechend auch keine Anreize. Wie nun in nachfolgender Abbildung zu sehen ist, eignen sich technologisch sowohl elektrische Speicher wie Superkondensatoren und supraleitende Spulen als auch elektrochemische (Batterien, Flow-Batterien, Wasserstoff/Methan) oder mechanische Speicher (Schwungmassen-, Druckluft-, Pumpspeicher). Je nach Methode kann der Strom sofort oder aber erst nach einer gewissen Zeit zur Verfügung stehen. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass für größere zwischengespeicherte Strommengen mehr Zeit bis zur Abrufbarkeit benötigt wird. [20]

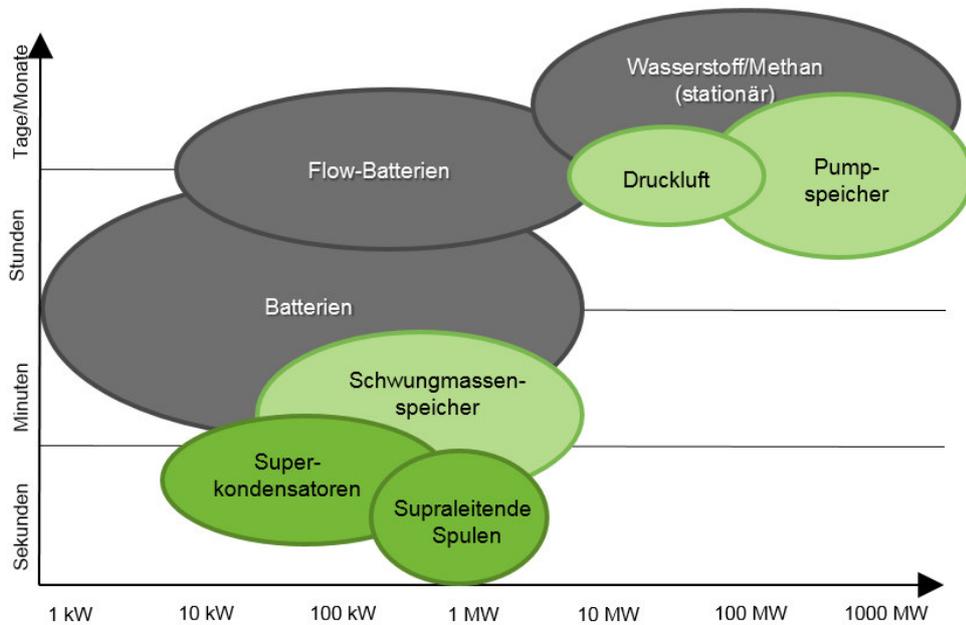


Abbildung 30: Einteilung und Einsatzbereiche elektrischer Energiespeicher [20]

Pumpspeicherkraftwerke spielen mit einer installierten Leistung von ca. 7000 MW und einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh im derzeitigen deutschen Strommarkt leider eine abnehmende Rolle, da die aktuellen Regularien und Marktbedingungen einen wirtschaftlichen Betrieb immer schwieriger gestalten. [21] Die größten Pumpspeicher in der 50Hertz-Regelzone sind das PSW Markersbach mit einer Stromkapazität von 1046 MW_{el} und das PSW Goldisthal mit 1060 MW_{el}. [22] Eine zunehmende Rolle von PSW wird hingegen bei der Erbringung des globalen Systemdienstleistungsbeitrags Regelleistung sowie bei den lokalen bis regionalen Systemdienstleistungsbeiträgen Redispatch und Schwarzstart für den Netzwiederaufbau erwartet, wenngleich sich auf vorgenannten Systemdienstleistungsbeiträgen allein für PSW aktuell noch kein Businesscase beschreiben lässt.

Neben Druckluft- und Wasserspeichern besteht auch die Möglichkeit elektrische Energie in Wärme (Power-to-Heat) oder Gas (Power-to-Gas) umzuwandeln. Der Vorteil des Gases liegt v. a. in der sehr guten saisonalen Speicherbarkeit, jedoch liegt der derzeitige Wirkungsgrad z. B. der Herstellung von synthetischem und technisch gut in den Gasmarkt integrierbarem Methan bei nur 30-40 %. [23] Perspektivisch gesehen hat die Power-to-X-Technologie hohe Potenziale. Während der Power-to-Heat-Technologie aufgrund der geringen Installationskosten und des hohen Wirkungsgrades hinsichtlich der Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung und zur Entlastung von temporären Netzengpässen bereits für die kommende Dekade eine besondere Bedeutung zukommen kann, wird die kostenintensive Power-to-Gas-Technologie im größeren Umfang erst bei sehr hohen De-

karbonisierungsgraden wirtschaftlich darstellbar sein, wenn neben Erzeugungsüberschüssen auch signifikante Erzeugungsmangelsituationen entstehen, die eine saisonale Speicherung von EE-Überschüssen einerseits und eine bedarfsweise Rückverstromung andererseits preislich anreizen. In Abhängigkeit der Entwicklungen in anderen Sektoren und energiepolitischen Rahmenbedingungen könnten parallel zur Rückverstromung perspektivisch beispielsweise auch Gasabnahmen im Verkehrs- oder Chemiesektor erfolgen. [24]

Sehr vielseitig einsetzbar sind Batterie-Speicher. Diese können sowohl als Hausspeicher, in der Elektromobilität oder als Großspeicher direkt in EE-Parks eingesetzt werden. Künftig sollen Batterien Netzschwankungen ausgleichen und zu einem wirtschaftlichen Netzbetrieb führen. [25] Je nach Technologie kann mittels Batterien vor dem Hintergrund der schnellen Charakteristik z. B. Primärenergieleistung bereitgestellt werden, es können in Kombination mit anderen Erzeugungseinheiten mit langsamerer Charakteristik auch diese in den Regelleistungsmarkt integriert werden. Beispiele für bereits errichtete Großbatteriespeicher sind das Technology Center Berlin (Yunicos/Vattenfall) mit 6,2 MWh Nennkapazität oder das Regionale Regelkraftwerk Feldheim (RRKW) (Energiequelle/Enercon) mit einer Kapazität von 10 MWh. [21] Batterien sind zwar nicht für die Langzeitreserve geeignet, dafür aber auch einsetzbar für lokale Spannungsstützungen und zur Notstrombereitstellung, perspektivisch als Momentanreserve, bereits heute aber für Primärregelleistungsbeiträge sowie künftig auch für den Schwarzstart im Rahmen des Netzwiederaufbaus. [26]

Im Bereich der Elektromobilität liegen die Potenziale vor allem in der Ladesteuerung der vielen an das Netz angeschlossenen Batterien. In Zukunft sollen Elektrofahrzeuge intelligent vernetzt sein (Smart-Grid-Technologie) und somit bei einem hohen Stromangebot laden und bei hoher Stromnachfrage den gespeicherten Strom einspeisen um das Netz – aufgrund der wetterbedingten Schwankungen durch Erneuerbare – zu stabilisieren. Die Netzintegration der einzelnen Elektrofahrzeuge kann auf diese Weise zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst werden und Regelleistung zur Verfügung stellen, was für die Hauptstadtregion exemplarisch näher im Kapitel 6.3 als Demovorhaben beschrieben wird. [27]

Inertia – virtuelle Massenträgheit als Momentanreserve (sog. Schwungmasse)

Bei konventionellen Kraftwerken stützt die Trägheit der Schwungmassen des Generator-Turbinensatzes die Frequenzhaltung in den ersten (Milli-) Sekunden nach Störungen wie bspw. einem plötzlichen Kraftwerksausfall. Anschließend wird die Regelleistung eingesetzt. Bei steigender Anzahl an Erneuerbaren und zeitgleicher Abschaltung der thermischen Kraftwerke mit reeller rotierender Masse, steigen die Probleme bei der Frequenzregelung und der Bereitstellung der Primärregelkapazitäten. Speicherbasierte Einheiten mit einer schnell aktivierbaren Wechselrichterleistung könnten perspektivisch als virtuelle rotierende Massen dienen bzw. mit virtueller rotierender Masse auf Änderungen der Systemfrequenz wie eine echte rotierende Masse reagieren und somit grundsätzlich aus technischer Sicht die Funktion der thermischen Kraftwerke im Netz erfüllen. [28]

Direktgekoppelte Synchrongeneratoren an Windenergieanlagen erhöhen bei sinkender Frequenz im Netz durch ihre rotierende Massenträgheit kurzfristig die abgegebene Wirkleistung. [29] Dabei vergrößert der Drehzahlregler bei Frequenzabfall das elektrische Moment, sodass der Rotor abbremst. Durch die Verringerung der Rotordrehzahl wird kinetische Energie in elektrische Energie umgewandelt. Jedoch sinkt durch diesen Vorgang die Energieausbeute der Windenergieanlage, da die Netzeinspeisung reduziert wird, um die Anlage wieder auf die optimale Drehzahl zu beschleunigen. Dies führt somit zu geringeren Einspeisemengen in Momenten mit hohem Einspeisebedarf. Da noch kein Markt für Momentanreserve vorhanden ist, bleibt die Einspeisung somit für WEA-Betreiber weiterhin unwirtschaftlich. [30] Nach diesem Prinzip arbeitet beispielsweise die Inertia Emulation von Enercon, die Rotationsenergie des Anlagenrotors und des Generators (Windinertia) verwendet und somit Momentanreserve bis zu 30 s zur Verfügung stellen könnte. [31]

Bei Schwungradspeichern ist das Schwungrad z.B. im Rotor der Windenergieanlage integriert und vereint auf diese Weise Energieerzeugungseinheit und -speicher. Im Gegensatz zu Akkumulatoren oder externen Schwungrädern sind keine zusätzlichen Frequenzrichter notwendig und die Selbstentladung des Systems ist gleich null. Für die Konstruktion der Anlage bedeutet dies aber auch zusätzlich 500 kg pro Rotorblatt und somit wiederum hohe Installationskosten, die sich nur mit einer entsprechenden Vergütung darstellen lassen. [30]

Außerdem können supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) innerhalb von Millisekunden eine sehr hohe Energiedichte zur Verfügung stellen. Bei Erreichen der materialbedingten kritischen Temperatur hat die Spule nahezu keinen elektrischen Widerstand und der Strom könnte grundsätzlich unendlich lange fließen. Jedoch ist für die kritische Temperatur eine Kühlung auf unter -200°C notwendig, was gleichzeitig mit hohem Energieverbrauch zusammenhängt, also hierbei zusätzlich mit hohen Arbeitskosten verbunden ist. [32]

3.4 Besondere Entwicklungen im Raum Berlin-Brandenburg

Heizkraftwerk Lichterfelde

Das Heizkraftwerk Lichterfelde ist ursprünglich im Jahr 1972 mit Schwerölbefuerung in Betrieb genommen worden. Von 1988 bis 1998 erfolgte die Umrüstung der drei Heizblöcke auf Erdgasbefuerung. [33] Als eines der strommarktbedingt wenigen verbliebenen Gaskraftwerksprojekte in Deutschland ist derzeit eine Gas- und Dampfturbinen-Anlage in Bau, die bis zum Jahr 2016 fertiggestellt werden soll. Auf diese Weise sollen rund 230 MW Fernwärme und etwa 300 MW Strom erzeugt werden. Durch diese Kraftwärme-Kopplung (KWK) erhöht sich der Wirkungsgrad der Anlage auf 85 %, gleichzeitig reduziert sich die CO₂-Emission um 25 %. [34] Der nachgeschaltete Abhitzekessel der Gasturbinen-Anlage erzeugt umweltfreundliche Fernwärme, die an rund 100.000 Haushalte im Westen Berlins verteilt wird. Dabei wird die Fernwärmeversorgung zusätzlich durch drei neue Heißwassererzeuger abgesichert, die ebenfalls bis 2016 fertiggestellt werden. Somit erhöht sich die thermische Leistung zusätzlich um $3 \times 120 \text{ MW}_{\text{th}}$. [35] Fernwärmeversorgungen wie diese

sind prädestiniert für die Nachrüstung von Elektroheizpatronen, die im Falle von Netzengpässen unterstützend zum Redispatch herangezogen werden könnten und somit die Windensenkungsvolumina verringern können.

„Multi-Energie-Kraftwerk Sperenberg“ (MEKS)

Das Multienergiekraftwerksprojekt Sperenberg bei Luckenwalde soll die Einspeiseleistung von Wind- und PV-Anlagen kombinieren und ermöglicht auf diese Weise höhere Vollaststunden, eine gleichmäßigere Einspeisung sowie bessere Vermarktungsmöglichkeiten. Der erzeugte Strom wird dabei entweder direkt in das Mittelspannungsnetz eingespeist oder über die 5-MW-Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung genutzt. Dieser kann anschließend als Treibstoff für entsprechende Fahrzeuge genutzt oder zur Wärmeversorgung ins Erdgasnetz beigemischt werden. Ebenso ist es möglich, den erzeugten Wasserstoff zwischen zu speichern und bei Bedarf mittels Gasturbine in das Stromnetz einzuspeisen. [36]

Somit besitzt das MEKS alle Vorteile und Eigenschaften eines Flächenkraftwerks und zeichnet sich zudem durch die Vorteile der Wasserstoffherzeugung und -nutzung aus. Dazu gehören die dadurch ermöglichte Energiespeicherung, der Ausgleich überschüssiger EE-Leistung sowie die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrs- und Wärmesektor. Die Rückverstromung im Kraftwerksmaßstab besitzt eine gute Vorbildfunktion, weshalb das MEKS auch als wichtiges Pilotprojekt der Energiewende in Hinblick auf sehr hohe Dekarbonisierungsgrade gesehen wird. Unter den derzeitigen Strommarktbedingungen erscheint ohne Förderung jedoch kein wirtschaftlicher Betrieb möglich. [36]

4 Der Strommarktrahmen heute und morgen

4.1 Status quo des Strommarktes im Kontext der Energiewende

Im gemäß bisher im gemeinsamen deutsch-österreichischen Strommarkt bestehenden „Energy-Only-Market“-Prinzip (EOM-Prinzip) erfolgte eine Vergütung der eingespeisten Energiemenge statt der Leistungsvorhaltung, letztere wird nur im Regelenergiemarkt mit vergütet. Das Spotpreisniveau an der Strombörse sinkt jedoch wie in Abbildung 31 dargestellt seit den vergangenen Jahren rapide, was insbesondere den mit hohen variablen Einsatzkosten behafteten Spitzenlastkraftwerken wie Gasturbinen-KW oder PSW die Geschäftsgrundlage entzieht, die der Regelleistungsmarkt allein zumeist nicht absichern kann. Dieser Preisverfall ist durch die Verzahnung mit den Nachbarmärkten auch in weiteren Regionen Europas zu beobachten.

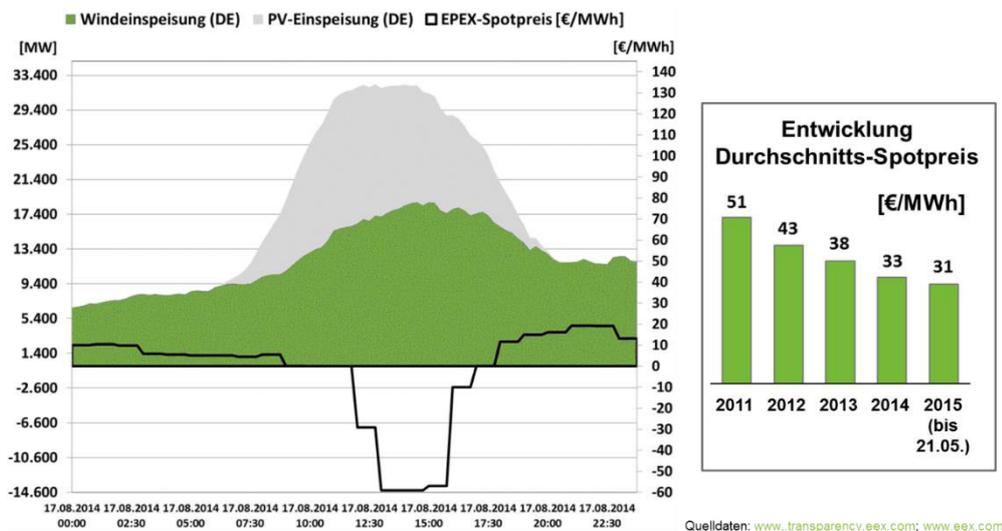


Abbildung 31: Verlauf dt. Wind-/PV-Einspeisung vs. Spotpreis am 17.08.2014

Wie ebenfalls in Abbildung 31 deutlich wird, trägt einerseits der stetige Anstieg von mit variablen Einsatzkosten von nahe Null behafteten Einspeisungen insbesondere auf Basis von Windkraft und PV signifikant zum Preisverfall bei, hinzu kommt jedoch, dass EE-Selbstvermarkter durch die gesetzlich vorgegebene Direktvermarktungsprämie auch bei hohen temporären Energieüberschüssen im Strommarkt weitgehend ohne finanzielle Verluste weiter einspeisen können. Andererseits gibt es nach wie vor einen - wenn auch allmählich sinkenden - Anteil an Vorsättigung des Strommarktes bedingt durch sogenannte „Must-Run“-Leistung konventioneller Kraftwerke zur Absicherung der Systemdienstleistungserbringung sowie zur Aufrechterhaltung der Mindestlast von Kraftwerksblöcken trotz kurzzeitigem Preiseinbruch. Dies äußert sich entsprechend in der „Merit-Order“ bzw. in der von den variablen Kosten abhängigen Einsatzreihenfolge der verschiedenen Erzeugungsarten, wie exemplarisch in Abbildung 32 dargestellt. Diese Darstellung zeigt konkret die

Merit-Order für 17.08.2014 um 15 Uhr mit negativem Spotpreis von -59 €/MWh, bezieht sich also auf den gleichen Zeitpunktraum wie die Einspeise-Preis-Zeitreihe in Abbildung 31. Hierbei handelte es sich um eine mit rund 45 GW eher lastschwache Stunde (Sonntag) mit hoher EE-Einspeisung von über 35 GW zuzüglich zur konventionellen Mindestlast von über 10 GW und somit einer Übersättigung des Strommarktes mit entsprechender Preisauswirkung.

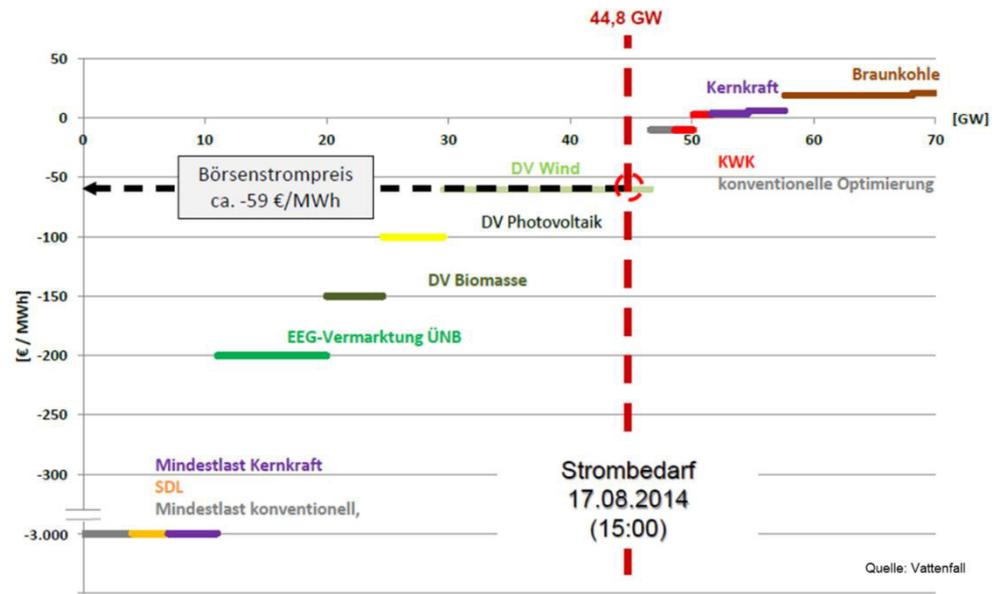


Abbildung 32: Merit-Order am 17.08.2014, 15 Uhr [37]

In der Folge sind vermehrt vorgezogene Stilllegungsabsichten insbesondere für Spitzenlastkraftwerke zu beobachten, die der Systemstabilität Versorgungssicherheit abträglich sein können. Neben den gesetzlichen Werkzeugen Systemdienstleistungs-Verordnung (SDLWindV) sowie Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) in Hinblick auf die Heranziehung von EE zu Systemdienstleistungsbeiträgen - und somit mit Beiträgen zur weiteren Minimierung der konventionellen „Must-Run“-Leistung – wurden daher, wie bereits im Unterkapitel 3.2.4 ausgeführt, den Stromnetzbetreibern mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) für den Redispatch-Einsatz ebenso wie mit der Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) nun weitere wichtige Eingriffswerkzeuge zur Hand gegeben. Die Ergänzung um ein Kapazitätsreserve-Werkzeug im Kontext der Versorgungssicherheit steht nun ebenso bevor. Diese Maßnahmen sollen den EOM-Markt weiterhin ermöglichen und die ansonsten notwendige Einführung eines Kapazitätsmarktes möglichst zu vermeiden.

In nachfolgendem Unterabschnitt 4.2 wird daher nun zunächst auf mögliche Anwendungs- und Zukunftsszenarien im Kontext eines zukünftigen Strommarktdesigns eingegangen. In Unterabschnitt 4.3 folgt ein Überblick über den aktuell laufenden Gesamtprozess zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns und eine kurze Zusammenfassung über die Ergeb-

nisse des Konsultationsverfahrens zum Grünbuch. In Unterabschnitt 4.4 wird auf die geplanten und im Weißbuch konkretisierten Maßnahmen näher eingegangen, während in Unterabschnitt 4.5 die in Berlin-Brandenburg mittelfristig hebbaren Potenziale an Systemflexibilitäten qualitativ abgeschätzt werden. Dies erfolgt einerseits durch einen nationalen Vergleich (50Hertz-Regelzone mit Schleswig-Holstein), andererseits durch einen Vergleich mit weiteren urbanen Ballungsgebieten in der D-A-CH Region. Des Weiteren wird auf Unterschiede zwischen klassischen Smart Grids Geschäftsmodellen und den Herausforderungen im aktuellen Energiewendeszenario eingegangen. Der abschließende Unterabschnitt 4.6 ist einer Zusammenfassung der wichtigsten Ableitungen und Erkenntnisse gewidmet.

4.2 Mögliche Anwendungs- und Zukunftsszenarien im Kontext eines weiterzuentwickelnden Strommarktdesigns

Bereits in der Fördereinreichung WindNODE wurden vier Anwendungsszenarien definiert, welche einen Ausblick darauf geben, wie sich das intelligente Energiesystem in den kommenden fünf Jahren entwickeln könnte². Diese Anwendungsszenarien sollen mögliche neue Rollen und Systemverantwortungen wesentlicher Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg illustrieren und werden daher der Darstellung des Marktrahmens und dessen Relevanz für die Clusterakteure vorangestellt.

1. Kraftwerksbetreiber: Systemverträgliche Einspeisung und Regionalisierung der Lastflüsse. Regelbare Kraftwerke reagieren seit jeher flexibel auf die Nachfrage. Für Kraftwerke mit fluktuierender, erneuerbarer Erzeugung ist diese Rolle neu. Die Erschließung neuer Flexibilitätsoptionen, etwa durch Speicher oder erzeugungsnahen Verbrauch, gewinnt an Bedeutung. Ein Ansatz ist das Regionalkraftwerk, welches Wind- und Sonnenkraftwerke, Batteriespeicher und Nahwärmenetze geographisch dicht zusammenbringt und mit thermischen Flexibilitätsoptionen (Power-to-Heat und Power-to-Cold) verbindet. Damit werden nicht nur die Fluktuationen in der erneuerbaren Erzeugung besser beherrschbar, sondern durch die Regionalisierung der Lastflüsse auch die Übertragungsnetze entlastet.
2. Netzbetreiber: Sicherer Netzbetrieb und neue Ansätze für Systemdienstleistungen. Der sichere Systembetrieb macht eine Reihe von Systemdienstleistungsbeiträgen (SDL-Beiträge) erforderlich, die bislang überwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht und vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) koordiniert werden. In Zukunft werden sich zunehmend regenerative Erzeuger und dezentrale Kleinanlagen (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) an der SDL-Bereitstellung beteiligen, was neue Anforderungen an Vernetzung und Koordination stellt. Die Einbeziehung dezentraler Kleinanlagen setzt die Echtzeit-Datenverfügbarkeit, unter anderem mit Hilfe intelligenter Messsysteme (iMSys), und entsprechende wirtschaftliche Anreize voraus. Markthemmnisse für Kleinanlagen gilt es abzubauen, um

² Die folgende Beschreibung der Anwendungs- und Zukunftsszenarien wurde dem Förderantrag WindNODE [56] entnommen.

ihre Beiträge beispielsweise für Regelleistung, Redispatch oder Demand-Side-Management nutzen zu können.

3. Bilanzkreismanager und Aggregatoren: Enabler für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen. Bilanzkreismanager (BKM) werden zukünftig in ihrer Aufgabe zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch umfassender in die Verantwortung genommen. In wenigen Jahren werden praktisch alle Vertriebe große Mengen an Elektrizität aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen in ihre Absatzportfolios integrieren (müssen). Der Bedarf steigt, Flexibilitäten innerhalb der Portfolios zu aktivieren und zu nutzen. Dazu wird der BKM deutlich detailliertere Kenntnisse und zeitlich hoch aufgelöste Prognosen über den Elektrizitätsbezug seiner Kundschaft aufbauen. Der BKM kann auf vertraglicher und tariflicher Basis unterbrechbare Lasten sowie Erzeugungsanlagen und Speicher direkt ansteuern – ein unmittelbarer Übergang vom Energieversorger zum Energiedienstleister. Lieferanten und Energiehändler werden außerdem flexibel nutzbare Eigenerzeugungsanlagen ausbauen und beträchtliche Speicherkapazitäten bereithalten, um der verschärften Forderung nach Bilanzkreistreue gerecht zu werden. Den Lieferanten und Energiehändlern zur Seite stehen Aggregatoren – neue Marktteilnehmer, die sich auf Basis von Verträgen mit Vertriebsbilanzkreisen und Verteilnetzbetreibern in vielfältiger Weise mit der Erbringung von Flexibilität durch Bündelung dezentraler, kleinteiliger Prosumenten engagieren. Die Kernkompetenz der Aggregatoren wird das Management großer Datenmengen sowie die damit aufgelöste Steuerung von Elektrizitätsflüssen sein.
4. Kunden und Prosumenten: Flexibilisierung von Lasten ohne Qualitäts- und Nutzenverzicht. Die „smarte Welt“ hält bei Privat- und kleinen Gewerbekunden zunächst durch den Einbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) Einzug. In der Folge wird es einen Wettlauf der Kreativen geben, die aus dem neuen Datenangebot nützliche Auswertungen, Visualisierungen und Dienstleistungen für die Kunden entwickeln. Ob die Kunden im nächsten Schritt auch flexible, zeitvariable Stromtarife, eventuell sogar die Möglichkeit von Lastverlagerungen nutzen, wird maßgeblich davon abhängen, ob die elektrischen Verbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, „weiße Ware“) automatisch und ohne spürbaren Komfortverlust auf Strompreissignale reagieren. Gewerbekunden werden vor allem thermische Anwendungen, etwa Kühlanlagen in Einzelhandelsunternehmen, flexibilisieren. Kleine Prosumenten, die in PV- oder BHKW-Anlagen eigenen Strom erzeugen, werden mit der künftigen Veränderung der EEG-Vergütung Angebote von Aggregatoren zur Direktvermarktung nutzen. Industriekunden werden ihr erhebliches Lastverlagerungs- und Flexibilisierungspotenzial nutzen, wenn sich Kosteneinsparungen erreichen lassen und zugleich der störungsfreie Betrieb in Produktionsprozessen gesichert ist.

4.3 Das zukünftige Strommarktdesign – Überblick über den Gesamtprozess zum Strommarkt 2.0 und Folgerungen aus dem „Grünbuch“ des BMWi

Bereits im Oktober 2014 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der Veröffentlichung des sogenannten „Grünbuches“ eine breite Konsultation zum Strommarkt der Zukunft gestartet, welche im März 2015 abgeschlossen wurde. Im Fokus stand die Frage, welches Strommarktdesign auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Versorgung mit Strom gewährleisten kann. Insgesamt sind rund 700 Stellungnahmen eingegangen.

Daran anschließend wurde im Juli 2015 das „Weißbuch“ veröffentlicht, in dem 20 konkrete Maßnahmen sowie 6 künftige Handlungsfelder identifiziert und konkretisiert wurden. Nach einer kurzen Konsultationsphase bis August wurde der erste Referentenentwurf für das neue Strommarktgesetz im September 2015 veröffentlicht. Die bisherigen Stufen hin zur Gesetzesverordnen sind in Abbildung 33 dargestellt.



Abbildung 33: Aktuelle energiepolitische Rahmensetzungen in Deutschland (Quelle: GridLab)

Bereits die Auswertung der Konsultation zum Grünbuch wie die Schlussfolgerungen des BMWi daraus ließ klare Trends erkennen. So gab es lt. BMWi eine äußerst breite Zustimmung zu den im Grünbuch vorgeschlagenen Sowieso-Maßnahmen und der Kapazitätsreserve. Bei der Grundsatzentscheidung über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt bezogen die Konsultationsteilnehmer hingegen unterschiedliche Positionen. Sie teilen aber drei Anliegen: Das zukünftige Strommarktdesign soll Versorgungssicherheit gewährleisten, Kosten begrenzen sowie Innovationen und Nachhaltigkeit ermöglichen. [9]

Die Grundsatzentscheidung gegen einen Kapazitätsmarkt und für einen Strommarkt 2.0 ist auf politischer Seite bereits vor der Veröffentlichung des Weißbuches gefallen. So wurde vom BMWi im Weißbuch ein Kapazitätsmarkt klar abgelehnt und dies unter anderem mit einem Bekenntnis zum liberalisierten europäischen Strommarkt begründet.

Das BMWi vertritt vielmehr die Auffassung, dass im neu zu schaffenden „Strommarkt 2.0“ die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanziert werden können und

damit die Versorgungssicherheit ausreichend gewährleistet werden kann. Für die Refinanzierung der notwendigen Kapazitäten sieht das BMWi aber zwei Voraussetzungen: Erstens müssen sich die Strompreise am Markt weiterhin frei bilden; zweitens müssen Stromlieferanten starke Anreize dafür haben, ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen. [9]

Nach Ansicht des BMWi ist der Strommarkt 2.0 kostengünstiger als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt und ermöglicht zugleich Innovationen und Nachhaltigkeit. Weitere Vorteile des geplanten Strommarktes 2.0 gegenüber Kapazitätsmärkten lt. Weißbuch [9]:

- Kapazitätsmärkte sind anfällig für Regulierungsfehler und erschweren die Transformation des Energiesystems.
- Ein Strommarkt 2.0 benötigt keinen Eingriff in die Marktmechanismen und ist somit weniger anfällig für Fehler. Im Wettbewerb setzen sich die für die Integration der erneuerbaren Energien kostengünstigsten Lösungen durch.
- Der Strommarkt 2.0 setzt so Anreize für neue Geschäftsfelder und nachhaltige Lösungen.

Die vom BMWi im Weißbuch vorgeschlagenen konkreten Maßnahmen sowie eine erste Analyse und Bewertung bezüglich ihrer Relevanz für die Akteure im Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg finden sich im folgenden Abschnitt 4.4.

4.4 Konkretisierung der Maßnahmen im „Weißbuch“ des BMWi, Folgerung für Pilot- und Umsetzungsprojekte in der Region

4.4.1 Inhaltliche Eckpunkte und Aufbau des Weißbuches

Im Weißbuch werden vom BMWi (in Kapitel 5) 20 konkrete Maßnahmen vorgeschlagen und zur Diskussion gestellt, mit denen der Strommarkt 2.0 umgesetzt werden soll.

Insgesamt 4 Maßnahmen bilden gemeinsam den Baustein 1 „Stärkere Marktmechanismen“. Durch diese soll zum einen die freie Preisbildung am Strommarkt im Energiewirtschaftsgesetz verankert werden, zum anderen sollen die Marktakteure durch mehrere Umsetzungsmaßnahmen stärkere Anreize erhalten, ihre Stromlieferungen abzusichern.

Eine Reihe weiterer Maßnahmen soll für eine flexible und effiziente Stromversorgung sorgen. Dazu sind 13 Maßnahmen zum Baustein 2 „Flexiblere und effizientere Stromversorgung“ zusammengefasst. Dazu gehören beispielsweise neue Kooperationsfelder für die europäischen Strommärkte, die Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte sowie der Netzentgeltsystematik, damit vermehrt marktdienliches Verhalten auf der Nachfrageseite ermöglicht wird. [9]

Der letzte Baustein 3 „Zusätzliche Absicherung“ fasst drei Maßnahmen zusammen. Als wichtigste Maßnahme ist eine sogenannte Kapazitätsreserve vorgesehen, um den Strommarkt 2.0 abzusichern. Im Unterschied zum Kapazitätsmarkt soll die Kapazitätsreserve je-

doch nur Kraftwerke umfassen, die nicht am Strommarkt teilnehmen und daher den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren können. Weitere Maßnahmen dieses Bausteins sind ein erweitertes Monitoring der Versorgungssicherheit sowie die Weiterentwicklung der Netzreserve.

Die im Weißbuch vorgesehenen Bausteine und Maßnahmen sind überblicksmäßig in Tabelle 4 dargestellt.

Baustein 1 „Stärkere Marktmechanismen“: Die Maßnahmen des Bausteins 1 stärken die bestehenden Marktmechanismen. Die benötigten Kapazitäten können sich dadurch refinanzieren und der Strommarkt kann Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten.	
Maßnahme 1	Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren
Maßnahme 2	Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen
Maßnahme 3	Bilanzkreistreue stärken
Maßnahme 4	Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen
Baustein 2 „Flexible und effiziente Stromversorgung“: Die Maßnahmen des Bausteins 2 optimieren die Stromversorgung europäisch und national. Sie sorgen damit für einen kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten.	
Maßnahme 5	Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten
Maßnahme 6	Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen
Maßnahme 7	Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln
Maßnahme 8	Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen
Maßnahme 9	Netzentgeltsystematik weiterentwickeln
Maßnahme 10	Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären
Maßnahme 11	Verbreitung der Elektromobilität unterstützen
Maßnahme 12	Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen
Maßnahme 13	Smart Meter schrittweise einführen
Maßnahme 14	Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren
Maßnahme 15	Mindesterzeugung evaluieren
Maßnahme 16	Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren
Maßnahme 17	Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen
Baustein 3 „Zusätzliche Absicherung“: Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab.	
Maßnahme 18	Versorgungssicherheit überwachen
Maßnahme 19	Kapazitätsreserve einführen
Maßnahme 20	Netzreserve weiterentwickeln

Tabelle 4: Übersicht über Bausteine und Maßnahmen des Weißbuches (Quelle: BMWi)

In Kapitel 5 des Weißbuches werden jedoch nur jene Maßnahmen benannt, die kurzfristig bereits im kommenden Gesetzespaket umgesetzt werden sollen. Die weitere Umsetzung der Energiewende stellt die Akteure jedoch laufend vor weitere Herausforderungen und erfordert perspektivisch zusätzliche Maßnahmen. Dazu werden in Kapitel 6 des Weißbuches sechs zukünftige Handlungsfelder skizziert. Zum einen soll die Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom weiter vorangetrieben werden, zum anderen sollen durch geeignete Rahmenbedingungen die Förderkosten für erneuerbare Energien abgesenkt werden.

Weitere Handlungsfelder adressieren die Rolle fossiler Kraftwerke als Partner der erneuerbaren Energien sowie die zukünftig verstärkte Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und

Verkehr. So wird sich nach Einschätzung der Autoren des Weißbuches zukünftig die Perspektive auf das Strommarktdesign verschieben, indem auch andere Ziele der Energiewende wie die Steigerung der Energieeffizienz im Strommarktdesign berücksichtigt werden. Zudem sollen die Herausforderungen der Energiewende insbesondere durch eine gute Koordination von Markt und Netz gemeinsam gemeistert werden.

Zur Analyse des zukünftigen Handlungsrahmens wird im Folgenden in Unterabschnitt 4.4.2 auf die vom BMWi im Weißbuch geplanten Maßnahmen und deren Relevanz für die Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg näher eingegangen. Dabei werden die Auswirkungen der geplanten Maßnahmen sowie die Chancen und Risiken für die Zielgruppe kurz zusammengefasst. Anschließend werden in Unterabschnitt 0 die perspektivischen Handlungsfelder skizziert, wobei Empfehlungen für die thematische und strategische Ausrichtung des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg abgegeben werden. Die wichtigsten Konsequenzen und Empfehlungen für zukünftige Pilot- und Umsetzungsprojekte des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg werden im abschließenden Unterabschnitt 4.4.4 zusammengefasst.

4.4.2 Kurzfristig geplante Maßnahmen des BMWi und mögliche Auswirkungen auf die Akteure des Energieclusters Berlin-Brandenburg (Weißbuch Kapitel 5)

Baustein 1: Stärkere Marktmechanismen

Beschreibung des Bausteins lt. Weißbuch:

Bereits heute sorgt der Strommarkt für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Auch bei zunehmenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien soll er eine zuverlässige Versorgung mit Strom sicherstellen. Die Maßnahmen, die im Baustein 1 zusammengefasst sind, stärken die bestehenden Marktmechanismen. Sie sorgen dafür, dass der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten vorhält und so weiterhin Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Maßnahmen 1 und 2 stellen sicher, dass die Preisbildung frei bleibt. Die Maßnahmen 3 und 4 stärken die Bilanzkreistreue.

Maßnahme 1: Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Im Strommarkt 2.0 senden Strompreise wichtige Investitionssignale. Die Marktakteure müssen sich darauf verlassen können, dass die Preisbildung frei bleibt und keine regulatorischen Preisgrenzen eingeführt werden. Das BMWi stärkt daher das Vertrauen der Marktakteure: Im Strommarktgesetz soll die freie Preisbildung als Zielbestimmung aufgenommen werden. Dadurch wird klargestellt, dass es keine staatlichen Interventionen in die Strompreise geben soll.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Das Strommarktgesetz soll die Ziele des künftigen Strommarktdesigns im Energiewirtschaftsgesetz verankern und die Grundprinzipien des künftigen Strommarktdesigns normieren. Diese Bestimmung ist von grundsätzlich hoher Relevanz und Voraussetzung für marktgetriebene Innovationen durch Clusterakteure. Allerdings lassen sich daraus aufgrund der Natur der Maßnahme (politische Grundsatzentscheidung im Einflussbereich des BMWi bzw. des Gesetzgebers) keine direkten Handlungsempfehlungen für den Cluster bzw. dessen Akteure ableiten.

Maßnahme 2: Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen*Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:*

Die freie Preisbildung ist für den Strommarkt 2.0 wesentlich. Unternehmen brauchen Klarheit darüber, inwieweit sie Kapazitäten über ihre Grenzkosten hinaus in den Markt bieten dürfen (sogenannte Markups). Das Bundeskartellamt sorgt daher für Klarheit: Es veröffentlicht für den Bereich der Stromerzeugung einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht und legt regelmäßig einen Bericht zur Marktmacht vor.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

In dieser Maßnahme wird klargestellt, dass die Preisbildung am Spotmarkt frei bleiben soll und dass das kartellrechtliche Missbrauchsverbot nicht darauf abzielt, Preisspitzen in Knappheitssituation zu verhindern. Diese Bestimmung ist ebenso wie die erste Maßnahme von hoher Relevanz und Ausgangspunkt für marktgetriebene Innovationen durch Clusterakteure. So ist das klare Bekenntnis zu Preisspitzen die wirtschaftliche Grundlage für Geschäftsmodelle, die derzeit (noch) nicht wirtschaftlich sind.

Allerdings lassen sich aufgrund der Natur der Maßnahme, welche im Einflussbereich des Bundeskartellamtes liegt, daraus keine direkten Handlungsempfehlungen für den Cluster bzw. dessen Akteure ableiten.

Maßnahme 3: Bilanzkreistreue stärken*Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:*

Im Strommarkt 2.0 sorgen starke Anreize zur Bilanzkreistreue für Versorgungssicherheit. Zusammen mit den Regelleistungsmärkten sorgt das Bilanzkreis- und Ausgleichensystem dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Die unter Umständen hohen Ausgleichsenergiepreise sind der zentrale Anreiz zur Bilanzkreistreue. Die BNetzA entwickelt daher das Ausgleichensystem weiter: Sie leitet im Jahr 2015 einen Diskussionsprozess ein, um noch im Jahr 2016 ein Festlegungsverfahren zu eröffnen.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel des BMWi mit dieser Maßnahme ist es, das Ausgleichensystem weiterzuentwickeln. So sollen verstärkte Anreize zur Bilanzkreistreue gesetzt werden, etwa indem die

Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung zumindest teilweise über die Ausgleichsenergie abgerechnet wird. Des Weiteren soll von der BNetzA etwa geprüft werden, inwieweit der Intraday-Preis als Bezugspreis für die Kostenermittlung durch alternative Bezugspreise (z. B. Day-Ahead-Viertelstundenauktion der EPEX SPOT) ersetzt werden soll. Zur Ermöglichung solcher Änderungen sollen die Kompetenzen der BNetzA ausgeweitet und das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem durch BMWi und BNetzA kontinuierlich überwacht werden.

Die geplanten Ziele des BMWi sind von hoher Relevanz für das Energiecluster bzw. deren Akteure. Dadurch, dass Bilanzkreisverantwortliche durch ein neues Regulierungssystem dazu angehalten werden, ihre Bilanzkreistreue zu verbessern, ergibt sich Bedarf an neuen Produkten und Dienstleistungen. Der neue „Use-Case“ Vermeidung hoher Ausgleichsenergiepreise ermöglicht es einzelnen Clusterakteuren, ihre Produkt- und Dienstleistungspalette weiter auszubauen. Dies betrifft insbesondere Akteure im Bereich IKT bzw. Prognosesysteme, zugleich aber auch die Anbieter von Flexibilitäten bzw. Poolanbieter/Aggregatoren.

Zugleich wird die Empfehlung ausgesprochen, Vertriebe und Bilanzkreisverantwortliche zukünftig verstärkt in die Clusterarbeit einzubinden. Diese Akteursgruppe wird zukünftig zentraler Treiber von Innovationen sein (müssen).

Maßnahme 4: Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Bilanzkreisverantwortliche müssen für jede Viertelstunde ihre Lieferverpflichtung absichern. Dass Übertragungsnetzbetreiber auch dann die Bilanzkreise abrechnen müssen, wenn sie aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen oder künftig auf die Kapazitätsreserve zurückgreifen, ist jedoch nicht klar geregelt. Es wird daher gesetzlich klargestellt, dass Bilanzkreise in jedem Fall abgerechnet werden.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Diese Maßnahme ist eng mit der vorangegangenen Maßnahme verknüpft. So ist es das Ziel des BMWi, das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem zum zentralen Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch zu machen. Dies soll dadurch erreicht werden, dass Bilanzkreisverantwortliche ihren Bilanzkreis für jede Viertelstunde abrechnen müssen, selbst dann, wenn die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen (§ 13 (2) EnWG) oder die Kapazitätsreserve in Anspruch nehmen.

Bezüglich der Relevanz für das Cluster Energietechnik gelten die gleichen Empfehlungen wie bereits unter Maßnahme 3 angeführt. Da die Bilanzkreisverantwortlichen und Vertriebe vermehrt in die Verantwortung für das Funktionieren des Stromsystems genommen wer-

den, können bzw. müssen sich diese aufgrund der wirtschaftlichen Notwendigkeiten zukünftig zu zentralen Treibern von Innovationen entwickeln und sollten daher vermehrt in die Clusteraktivitäten eingebunden werden.

Baustein 2: Flexible und effiziente Stromversorgung

Beschreibung des Bausteins lt. Weißbuch:

Die Maßnahmen, die im Baustein 2 genannt sind, optimieren die Stromversorgung und betten die Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch ein. Sie sorgen damit für einen flexiblen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten und für wettbewerbsfähige Strompreise.

Maßnahme 5: Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Mit der Entscheidung für den Strommarkt 2.0 bekennt sich das BMWi ausdrücklich zum liberalisierten, europäischen Strombinnenmarkt. In einem integrierten europäischen Binnenmarkt lässt sich Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau kostengünstig gewährleisten. Daher arbeitet Deutschland bei der Weiterentwicklung des Strommarktes eng mit seinen Nachbarn zusammen. Die gemeinsame Erklärung zwischen Deutschland und seinen „elektrischen“ Nachbarländern vom Juni 2015 ist ein erster wichtiger Meilenstein, um den Strommarkt 2.0 europäisch einzubetten. Die unterzeichnenden Nachbarstaaten haben damit ein klares Signal gesetzt: Versorgungssicherheit soll künftig verstärkt europäisch betrachtet werden und die Vorteile des gemeinsamen Strombinnenmarktes sollen ausgeschöpft werden.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Hauptziel des BMWi mit dieser Maßnahme ist es, die Versorgungssicherheit kostengünstig bzw. kostengünstiger als bisher sicherzustellen. Beispiel dafür ist die gemeinsame Beschaffung von Primärregelleistung der Übertragungsnetzbetreiber aus Deutschland, Österreich, Schweiz, Niederlande und Dänemark [38] oder das „imbalance netting“ bei Sekundärregelleistung. Auch wenn die vorgeschlagenen Maßnahmen Großteils hoheitlicher Natur sind, lassen sich daraus einige Erkenntnisse für die Clusterakteure ableiten.

So kann den Technologie- und Lösungsanbietern empfohlen werden, sich verstärkt mit angrenzenden Märkten zu beschäftigen, da dies aufgrund der Integration von einzelnen (Teil-)Märkten immer wichtiger wird, um mit den jeweiligen Produkten und Dienstleistungen konkurrenzfähig zu bleiben. Als Ausgangspunkt für einen Markteintritt bzw. vorbereitende Projektkooperationen können insbesondere europäische oder auch transnationale Förderinitiativen sein, beispielsweise Horizon 2020 oder die Smart Grids ERA-NET Initiative. Besonders gute Chancen für spezialisierte Anbieter bieten sich in jenen Ländern an, in welchen auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber bereits eine intensive und langjährige Zusammenarbeit besteht, insbesondere in Österreich und der Schweiz. Ebenfalls interessante Potenziale zur Zusammenarbeit werden bei den polnischen Nachbarn gesehen (sowie auch mit Tschechien).

Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Die für den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage wichtigen Regelleistungsmärkte bieten Refinanzierungsmöglichkeiten für die Kapazitäten. Um mehr Wettbewerb zu ermöglichen und damit die Kosten zu senken, sollten sie möglichst vielen Anbietern offenstehen. Die BNetzA öffnet daher die Regelleistungsmärkte für mehr Anbieter: Noch im Jahr 2015 beginnt sie ein Festlegungsverfahren.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Primäres Ziel des BMWi ist es, durch zusätzliche Anbieter die Kosten für die Beschaffung von Regelleistung zu senken. Zugleich soll dadurch die Must-run-Kapazität der konventionellen Stromerzeugung gesenkt werden. Durch die vorgeschlagenen Maßnahmen (Verkürzung der Produktlaufzeiten bei Sekundärregelenergie, kalendertägliche Ausschreibung von SRL und MRL, Verschiebung des Zeitpunktes der Gebotsabgabe für SRL, Verkürzung der Produktlänge für MRL, etc.) wird vielen Akteuren (u. a. des Energieclusters) die Teilnahme an den Regelenergiemärkten erst möglich. Neben diesen neuen Akteuren werden insbesondere die Poolanbieter (Aggregatoren) von dieser Marktöffnung profitieren.

Insbesondere die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE-Erzeuger (z. B. Regelenergie aber auch Momentanreserve) wird damit in größerem Stil möglich werden. Dieses Themenfeld bzw. die diesbezüglich noch offenen Forschungsfragen sollten in gemeinsamen Verbundvorhaben bzw. bei thematischen Veranstaltungen des Clusters bevorzugt behandelt werden, da diese kurz- und mittelfristig hohes Umsetzungspotenzial versprechen.

Zugleich ist jedoch ein (noch) stärkerer Verdrängungswettbewerb auf den Regelenergiemärkten zu erwarten, sodass für die derzeitigen Marktteilnehmer bestimmte Marktsegmente unattraktiv werden. Dies bedarf jedoch einer detaillierten Betrachtung, spezifisch auf die einzelnen Akteursgruppen bzw. Marktsegmente hinuntergebrochen. Dem Cluster Energietechnik wird eine entsprechende Detailanalyse empfohlen.

Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte überlagern die Wirkung des Großhandelspreises. Im Strommarkt 2.0 sollen Marktakteure jedoch flexibel auf Preissignale reagieren können. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte werden daher schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende angepasst: Das BMWi entwickelt ein Zielmodell, welches bei zukünftigen Anpassungen Orientierung bietet und Konsistenz gewährleistet.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel des BMWi mit dieser Maßnahme ist es, den (technologieoffenen) Wettbewerb der unterschiedlichen Flexibilitätsanbieter zu ermöglichen. In der Maßnahmenbeschreibung werden die relevanten Umsetzungshemmnisse zwar benannt, jedoch nicht näher ausgeführt, welche regulatorischen Maßnahmen im Zuge der Entwicklung dieses Zielmodelles konkret geplant sind bzw. wie der Zeithorizont dafür aussieht.

Die angedeuteten Maßnahmen sind von hoher Relevanz für alle (Smart Grids) Technologien oder Lösungen, die derzeit (noch) nicht wirtschaftlich darstellbar sind. Aufgrund des nicht genannten Zeithorizonts für konkrete Umsetzungsschritte lässt sich jedoch noch nicht sagen, ob bzw. welche neuen Handlungsoptionen sich daraus ergeben.

Insbesondere die folgenden Maßnahmen werden perspektivisch als besonders wichtig angesehen:

- Befreiungstatbestände bei der Verwertung von EE-Überschussstrom (insb. für Power-to-Heat, Power-to-Gas)
- dynamische Netztarife oder EEG-Tarife für elektrische Lastverschiebung (Demand Response)

Bezüglich dieser Maßnahme wird dem Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg bzw. deren Akteuren empfohlen, sich aktiv in die energiepolitische Diskussion des Zielmodells für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte einzubringen, da dieses Zielmodell die Voraussetzung für die Markteinführung neuer Technologien und Lösungen sein wird.

Maßnahme 8: Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen*Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:*

Flexible Großverbraucher können das Netz entlasten und auf dem Strommarkt ihre Flexibilität anbieten beispielsweise in der Hauptstadtregion das Stahlwerk Hennigsdorf. Derzeit schränken die Regelungen zu besonderen Netzentgelten dieses Flexibilitätspotenzial ein. Um netz- und marktdienliche Flexibilität verstärkt zuzulassen, werden daher die Vorschriften zu den besonderen Netzentgelten überarbeitet. Zum Beispiel können Großverbraucher künftig Regelleistung bereitstellen.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel des BMWi mit der Anpassung der Vorschriften zu den besonderen Netzentgelten (d.h. § 19 (2) StromNEV) ist es, bestehende Nachteile für Großverbraucher bei der Bereitstellung von Regelenergie zu beseitigen. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen und wird die Wirtschaftlichkeit von entsprechenden Projekten verbessern. Allerdings sind die Netzentgelte nur einer von vielen Kostenfaktoren, welche die Wirtschaftlichkeit solcher Lösungen beeinträchtigen (siehe Maßnahme 7). Die Auswirkungen dieser singulären Maßnahme darf daher nicht überbewertet werden.

Maßnahme 9: Netzentgeltsystematik weiterentwickeln

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Im Strommarkt 2.0 sollen die Kosten nicht nur gesenkt, sondern auch transparent und gerecht verteilt werden. Deutschlandweit divergiert die Höhe der Netzentgelte erheblich je nach Region. Eine stärkere Angleichung wäre sachgerecht. Allerdings sollen die ökonomischen Anreize zu einem kosteneffizienten Netzbetrieb in den Regionen erhalten bleiben. In einem ersten Schritt soll daher ein einheitliches Entgelt für die Nutzung der Übertragungsnetze die Netzentgeltniveaus angleichen. In einem späteren Schritt sollen die vermiedenen Netzentgelte – das heißt Entgelte, die bisher dezentralen Einspeisern ausbezahlt oder dem EEG-Konto gutgeschrieben werden – für Neuanlagen abgeschafft werden.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Die Ziele des BMWi mit dieser Maßnahme sind die Senkung und gerechtere Verteilung der Netzkosten. Der erstgenannte Schritt hat sehr hohe Relevanz für Clusterakteure, da ein bundesweit einheitliches Entgelt für die Nutzung der Übertragungsnetze insbesondere im Osten zu einer Reduktion der Netztarife führen, während diese in anderen Regionen ansteigen würden. Dies stärkt die Wettbewerbsfähigkeit des Nordostens Deutschlands insgesamt, insbesondere jene der energieintensiven Industrie.

Der zweite vorgeschlagene Schritt (Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für Anlagen, die ab 2021 in Betrieb gehen) führt hingegen dazu, dass bestimmte Geschäftsmodelle und dezentrale Lösungen (wie z. B. Mieterstrommodelle, Eigenverbrauchslösungen etc.) perspektivisch an Attraktivität verlieren werden. Jene Clusterakteure bzw. Anbieter, die solche dezentralen Lösungen anbieten, werden zukünftig neue Geschäftsmodelle benötigen oder sukzessive aus dem Markt gedrängt werden. Insbesondere diesen Akteuren wird empfohlen, ihre Geschäftsmodelle weiterzuentwickeln, etwa im Zuge von Forschungs- und Innovationsprojekten.

Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher klären

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Bisher dominieren Großverbraucher den Markt für Lastmanagement. Die Aggregation – das heißt die Bündelung – von mittelgroßen und kleinen flexiblen Stromverbrauchern kann bisher ungenutzte Potenziale effizient heben. Es gibt noch keine spezifischen Regeln von Rechten und Pflichten der Aggregatoren im Strommarkt 2.0. Daher werden die Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher geklärt. Im ersten Schritt wird der Zugang der Aggregatoren zu den Regelenergiemärkten vereinfacht.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel des BMWi mit dieser Maßnahme ist es, die Bündelung von flexiblen Stromverbrauchern zu erleichtern und damit bisher ungenutzte Potenziale effizient zu heben. Die Vereinfachung des Zugangs zu den Regelenergiemärkten für Aggregatoren kommt insbesondere neuen Lösungsanbietern zugute.

Diese Einzelmaßnahme macht zudem deutlich, dass das BMWi die Aggregatoren bzw. Poolanbieter - neben den Bilanzgruppenverantwortlichen – als zentrale Innovatoren der Energiewende sieht. Diesbezüglich wird dem Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg empfohlen, die Zusammenarbeit mit Aggregatoren weiter auszubauen und deren Anliegen bzw. Anregungen noch stärker als bisher in die Clusterarbeit einfließen zu lassen.

Maßnahme 11: Verbreitung der Elektromobilität unterstützen

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Elektromobilität ist ein Schlüssel für nachhaltige Mobilität und kann zukünftig verstärkt Flexibilität im Strommarkt bereitstellen. Die Verbreitung der Elektromobilität erfordert eine bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur. Daher sollen die Rahmenbedingungen für Investitionen in den Aufbau von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge verbessert werden. Hierfür wird die energierechtliche Einordnung von Ladepunkten geklärt. Zudem wird sichergestellt, dass jeder Nutzer an jedem öffentlich zugänglichen Ladepunkt „tanken“ und bezahlen kann (diskriminierungsfreier Zugang).

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Neben dem Nutzen der konkreten Einzelmaßnahmen für einzelne Clusterakteure zeigt diese Maßnahme zudem die Absicht des BMWi, Maßnahmen in unterschiedlichen Domänen bzw. Sektoren (Energie, Verkehr, etc.) zukünftig integrierter zu sehen und diese Maßnahmen verstärkt aufeinander abzustimmen. Dies kann als genereller Trend gesehen werden. So haben etwa Projektvorhaben bei großen europäischen Fördervorhaben im Bereich Smart Cities nur dann realistische Erfolgsaussichten, wenn diese Maßnahmen in mehreren, unterschiedlichen Domänen (Energie, Mobilität, IKT) gleichermaßen berücksichtigen werden und Synergieeffekte zwischen diesen geschaffen werden können.

Diesbezüglich wird dem Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg empfohlen, zukünftig vermehrt Augenmerk auf domänenübergreifende Aktivitäten und Vernetzungsaktivitäten zu legen, insbesondere zwischen den Bereichen Energie, Verkehr und IKT.

Maßnahme 12: Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Netzersatzanlagen sichern die Stromversorgung von Infrastrukturen bei lokalen Ausfällen des öffentlichen Netzes ab. Im Strommarkt 2.0 können Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz der Stromversorgung beitragen. Dafür müssen die bestehenden Potenziale systematisch ermittelt und die regulatorischen Hemmnisse beseitigt werden. Das neue Marktstammdatenregister der BNetzA erfasst daher für den Strommarkt relevante Netzersatzanlagen. Zusätzlich wird sichergestellt, dass Neuanlagen am Strommarkt teilnehmen können.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Diese Maßnahme des BMWi zielt darauf ab, dass Netzersatzanlagen zukünftig zur Deckung der Spitzennachfrage am Spotmarkt beitragen können. Dieser Baustein ist naturgemäß nur für jene Akteure interessant, die selbst über solche Anlagen verfügen bzw. für Dienstleister wie Aggregatoren, die bezüglich der Nutzung dieser Anlagen Dienstleistungen anbieten können. Obwohl es sich um eine durchaus sinnvolle Einzelmaßnahme handelt, hat diese für das Cluster Energietechnik insgesamt jedoch nur geringe Bedeutung.

Maßnahme 13: Smart Meter schrittweise einführen*Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:*

Im Strommarkt 2.0 flexibilisieren sich Erzeuger und Nachfrager über die Marktpreissignale. Diese Flexibilisierung erfordert eine zuverlässige Mess- und Steuerungsinfrastruktur. Das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ stellt daher wesentliche Weichen für den zuverlässigen und wirtschaftlichen Einsatz von Smart Metern. Das BMWi legt dieses Paket im Sommer 2015 vor.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Dieses bereits seit längerem erwartete Verordnungspaket soll die Grundlage für zukünftige Smart Meter Anwendungen sein. Das BMWi hat dazu bereits im Februar 2015 die Eckpunkte des geplanten Verordnungspaketes „Intelligente Netze“ vorgelegt und zwischenzeitlich im September 2015 auch den Referentenentwurf zum Digitalisierungsgesetz. Folgende Schwerpunkte können hieraus u. a. abgeleitet werden: Schaffung von Flexibilisierungsanreizen, Einführung variable Tarife, begrenzter Smart Meter Rollout, Aspekte Datensicherheit und Schutzprofile Kostenregelung für den Rollout.

Maßnahme 14: Netzausbaubedarf durch „Spitzenkappung“ von Erneuerbare-Energien-Anlagen reduzieren*Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:*

Es ist wirtschaftlich sinnvoll, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ ausbauen. Selten auftretende Leistungsspitzen müssen nicht transportiert werden. Die Abregelung von Windkraft- und Solaranlagen – oft auch „Spitzenkappung“ genannt – kann den Netzausbaubedarf erheblich verringern. Übertragungsnetzbetreiber erhalten daher die Vorgabe zur „Spitzenkappung“: Bei der Netzplanung ist die jährliche Stromerzeugung je angeschlossener Onshore-Windenergieanlage und Photovoltaikanlage um bis zu drei Prozent zu reduzieren.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Durch diese gesamtwirtschaftlich sinnvolle Maßnahme verfolgt das BMWi das Ziel, die Kosten des Netzausbaus zu reduzieren. Zugleich ist jedoch die Konsequenz, dass zukünftig vermehrt – zumindest auf lokaler Ebene – EE-Überschussstrom auftreten wird, der abgeregelt wird. Diesbezüglich können kostengünstige alternative Konzepte wie Power-to-

Heat zur Verwertung dieser Überschüsse an Bedeutung gewinnen, sofern die bisherigen Umsetzungshemmnisse beseitigt werden. [39]

Maßnahme 15: Mindesterzeugung evaluieren

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Derzeit ist eine bestimmte Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke für die Systemstabilität notwendig; sie kann aber die Integration erneuerbarer Energien erschweren und damit volkswirtschaftliche Ineffizienzen erzeugen. Es ist daher wichtig, die Einflussfaktoren für die Mindesterzeugung und ihre Entwicklung regelmäßig zu evaluieren und transparent zu machen. Daher evaluiert die BNetzA die Mindesterzeugung in einem Bericht. Dieser Bericht erscheint alle zwei Jahre.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel dieser Maßnahme des BMWi ist es, die Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke („must run“) zu evaluieren. Die BNetzA soll hierzu künftig die Mindesterzeugung sowie die wichtigsten Faktoren, welche diese maßgeblich beeinflussen, ermitteln und Empfehlungen ausarbeiten, wie die Erbringung von Systemdienstleistungen weiterentwickelt werden könnte.

Auch wenn die Evaluierung der Mindesterzeugung für sich alleine noch keine direkten Auswirkungen auf die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen hat, lassen sich daraus bereits mittelfristig zu erwartende Maßnahmen von BMWi und BNetzA ableiten. Diese sind insbesondere auch im Kontext von Maßnahme 6 (Regelleistung für neue Anbieter öffnen) zu sehen. Der Zusammenhang zwischen der Bereitstellung von Regelenergie und der Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke ist eine äußerst relevante (Forschungs-)Fragestellung, der in integrierten F&E- und Demonstrationsvorhaben entsprechend adressiert werden sollte.

Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Auch in Zukunft wird die effiziente und klimafreundliche Kraft-Wärme-Kopplung eine wichtige Rolle im Rahmen der Energiewende spielen. Allerdings muss die künftige Förderung der KWK so ausgestaltet werden, dass sie mit den anderen Zielen der Energiewende kompatibel ist. So macht es bei einem stetig steigenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keinen Sinn, das Ausbauziel von 25 Prozent bis 2020 auf die gesamte Stromerzeugung zu beziehen.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Mit dieser Maßnahme bzw. dem inzwischen veröffentlichten Entwurf für ein neues KWK-Gesetz verfolgt das BMWi einerseits das Ziel, die in ihrer Existenz gefährdeten mit Erdgas befeuerten KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung für einen begrenzten Zeitraum zu fördern, um ihre Existenz zu sichern. Zum anderen wird das künftige Ausbauziel für KWK

als ein Anteil von 25 % an der thermischen Stromerzeugung festgelegt (und damit erheblich reduziert), zum anderen sind Maßnahmen vorgesehen, damit die Stromerzeugung aus KWK zukünftig viel stärker auf Preissignale reagieren kann und flexibler wird.

Die geplanten Anreize werden Energieversorger (Stadtwerke, Quartiersversorger, etc.) vermehrt dazu zwingen, ihre Wärmeerzeugung zu flexibilisieren. Aufgrund der hohen Relevanz der KWK-basierten Wärmeversorgung und der zu erwartenden (weiteren) Umwälzungen in diesem Marktsegment wird dem Energiecluster Energietechnik Berlin-Brandenburg insbesondere empfohlen, einen thematischen Schwerpunkt auf die Flexibilisierung der KWK-basierten Wärmeversorgung zu legen. Dies schließt sowohl den Knowhow-Transfer von best practice Beispielen wie auch insbesondere das Anregen und Begleiten entsprechender F&E- und Demonstrationsprojekte ein.

Maßnahme 17: Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Der Strommarkt 2.0 baut auf den individuellen Entscheidungen der Marktakteure auf. Auch die Öffentlichkeit soll einen Zugang zu transparenten und aktuellen Stromdaten erhalten. Daher stellt zukünftig eine Online-Plattform Strommarktdaten für Deutschland anwenderfreundlich und aktuell dar. Dies regelt das Strommarktgesetz.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel des BMWi mit dieser Maßnahme ist es, der Öffentlichkeit Zugang zu transparenten und aktuellen Daten zu geben. Die Maßnahme ist zu begrüßen, hat jedoch nur wenig direkte Relevanz für die Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg. Gegebenenfalls könnte diese Maßnahme jedoch für einzelne Mitglieder des Clusters interessant sein, wenn z. B. deren IKT-Lösungen auf diese zukünftige Plattform zugreifen bzw. die bereitgestellten Daten weiterverwenden.

Baustein 3: Zusätzliche Absicherung

Beschreibung des Bausteins lt. Weißbuch:

Die Maßnahmen der Bausteine 1 und 2 stärken die bestehenden Marktmechanismen und sorgen für eine flexible, effiziente Stromversorgung. Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab. Mit dem Monitoring wird die Versorgungssicherheit fortlaufend überwacht. Die Kapazitätsreserve garantiert die Versorgungssicherheit am Strommarkt auch in unerwarteten Situationen. Die Netzreserve sichert das Netz gegen regionale Netzengpässe ab, bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind. Sie wird mit der Kapazitätsreserve verzahnt.

Maßnahme 18: Versorgungssicherheit überwachen

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Versorgungssicherheit ist von zentraler Bedeutung. Sie soll mit angemessenen Methoden fortlaufend überwacht werden. Daher veröffentlicht das BMWi regelmäßig einen Bericht

zur Versorgungssicherheit am Strommarkt. Dieser erscheint mindestens alle zwei Jahre und betrachtet Deutschland im Kontext des europäischen Strommarktes.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel des BMWi mit dieser Maßnahme ist es, die Versorgungssicherheit zu überwachen. Dazu soll u. a. ein entsprechendes Monitoring gesetzlich verankert werden. Obwohl die Sicherstellung der Versorgungssicherheit naturgemäß von hoher Relevanz für die Mitglieder des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg ist, lassen sich aus der vom BMWi vorgeschlagenen Maßnahme keine direkten Empfehlungen für die Clusterakteure ableiten.

Maßnahme 19: Kapazitätsreserve einführen

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Mit einer Kapazitätsreserve stellen wir dem Strommarkt 2.0 eine zusätzliche Absicherung zur Seite. Diese Kraftwerke kommen nur dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Mit der Kapazitätsreserve wird gewährleistet, dass auch in einer solchen Situation alle Verbraucher Strom beziehen können.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel des BMWi mit dieser Maßnahme ist eine zusätzliche Absicherung, ohne jedoch den Strommarkt dadurch zu beeinflussen. Auch wenn sich aus dieser Maßnahme keine direkten Empfehlungen oder Konsequenzen für den Cluster Energietechnik ableiten lassen, ist der Verzicht auf einen Kapazitätsmarkt und die aktive Forcierung von Marktmechanismen die Grundlage für neue Lösungen und Anbieter (siehe dazu u. a. auch Maßnahmen 3, 4, 6, 10, etc.).

Maßnahme 20: Netzreserve weiterentwickeln

Beschreibung der Maßnahmen lt. Weißbuch:

Die Netzbetreiber sorgen dafür, dass der gehandelte Strom bei den Verbrauchern ankommt. Bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber die regionale Netzreserve, um besondere Belastungssituationen im Stromnetz abzusichern. Die Netzreserve wird daher bis Ende 2023 verlängert und ausgehend von den Praxiserfahrungen weiterentwickelt.

Ziele des BMWi, Relevanz für das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg:

Ziel des BMWi mit dieser Maßnahme ist es, die besonderen Belastungssituationen aufgrund des nicht ausreichenden Netzausbaues abzusichern. Da durch diese Maßnahme lediglich die gegenwärtig nur bis 2017 befristete Netzreserve verlängert (bzw. nur in einzelnen Punkten, wie etwa der Verzahnung mit der Kapazitätsreserve, weiterentwickelt) wird, lassen sich daraus keine direkten zusätzlichen Empfehlungen für die Clusterakteure ableiten.

4.4.3 Strategisch wichtige zukünftige Handlungsfelder (Weißbuch Kapitel 6)

Im Weißbuch des BMWi wird ausgeführt, dass die konkreten (kurzfristigen) Maßnahmen alleine nicht ausreichen werden, um den Anforderungen des Energiemarktes auch zukünftig Genüge zu tun. Diesbezüglich werden fünf zukünftige Handlungsfelder benannt und skizziert.

Im Unterschied zu den vorherigen Maßnahmen ist jedoch nicht mit einer kurzfristigen Umsetzung durch das neue Strommarktgesetz zu rechnen. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass diese Themen bei künftigen Novellierungen der energierechtlichen Rahmenbedingungen adressiert werden.

Handlungsfeld 1: Den europäischen Binnenmarkt für Strom stärken

In diesem Handlungsfeld wird vom BMWi die Wichtigkeit des europäischen Binnenmarktes für Strom und eines gemeinsamen europäischen Zielmodells für Strom betont. In der Beschreibung des Handlungsfeldes werden sowohl die einheitlichen Regelungen für die Marktteilnehmer in Form von Netzkodizes (Top-Down) wie auch regionale Initiativen wie etwa das Pentalaterale Forum (Bottom-Up) angesprochen.

Beim Handlungsfeld 1 handelt es sich im Wesentlichen um die Weiterführung bzw. Weiterentwicklung der Aktivitäten, die bereits unter Maßnahme 5 genannt werden. Diesbezüglich lassen sich daher die gleichen Empfehlungen für die Clusterakteure ableiten.

So wurden bereits unter Maßnahme 5 den Technologie- und Lösungsanbietern im Cluster empfohlen, sich verstärkt mit den angrenzenden Märkten zu beschäftigen. Als Ausgangspunkt für einen Markteintritt bzw. Projektkooperationen wurden europäische und transnationale Förderinitiativen wie beispielsweise Horizon 2020 oder die Smart Grids ERA-NET Initiative genannt und empfohlen, einen besonderer Fokus auf die Zusammenarbeit mit Akteuren aus jenen Ländern zu legen, wo auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber bereits eine intensive und langjährige Zusammenarbeit besteht, insbesondere in Österreich und der Schweiz³. Aufgrund der geographischen Nähe bietet sich auch die vertiefte Zusammenarbeit mit den polnischen und tschechischen Nachbarn an.

Handlungsfeld 2: Förderbedarf für erneuerbare Energien durch optimales Gesamtsystem senken

In der Begründung für dieses Handlungsfeld wird vom BMWi insbesondere die Direktvermarktung erwähnt, durch welche EE-Erzeuger bereits jetzt dieselbe Verantwortung wie konventionelle Kraftwerke wahrnehmen. Zum anderen wird auf die Umstellung des Förder-systems auf EE-Ausschreibungen eingegangen (bis spätestens 2017 soll das Ausschreibungssystem auf alle EE-Technologien ausgedehnt werden).

Dieser Trend weg von fixen Einspeisetarifen hin zu einem Ausschreibungssystem und der zu erwartende Umbruch in der Windkraft- und PV-Branche wird massive Auswirkungen auf

³ Auch in anderem thematischen Zusammenhang (z. B. in den Handlungsfeldern 4, 5 und 6) bietet sich die transnationale Zusammenarbeit an. So waren etwa im Kontext von Smart Cities bereits drei österreichische Städte (Graz, Innsbruck, Wien) bei europäischen Smart Cities Leuchtturmprojekt-Ausschreibungen erfolgreich.

jene Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg haben, welche entweder EE-Erzeuger oder vor- und nachgelagerte Dienstleister (z. B. Projektentwickler, Zulieferanten, Berater, etc.) sind.

So wird perspektivisch eine entsprechende Konsolidierung der Branche erwartet. Diesbezüglich ist naturgemäß keine pauschal geltende Empfehlung für die Clusterakteure möglich. So wird es für einige der betroffenen Akteure (zumindest den größeren) sinnvoll sein, sich zu diversifizieren und die eigene Wertschöpfungskette zu verlängern, während für andere Unternehmen, insbesondere jene, die eine kritische Größe noch nicht erreicht haben, eine Spezialisierung bzw. Konzentration auf ihre Kernkompetenzen die sinnvollere Unternehmensstrategie sein wird.

Auch wenn dies keinen unternehmensinternen Strategieprozess bzw. -findung ersetzen kann, könnte das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg den bei einzelnen Clusterakteuren notwendigen Transformationsprozess z. B. durch branchenübergreifende Potenzialstudien oder Fortbildungsveranstaltung unterstützen. Diesbezüglich wird empfohlen, die entsprechenden Bedarfe bei den von dieser Entwicklung betroffenen Unternehmen zu erheben (bzw. erheben zu lassen).

Handlungsfeld 3: Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien ergänzen sich in der zukünftigen Stromversorgung

In diesem Handlungsfeld betont das BMWi, dass zwar konventionelle Kraftwerke auch in Zukunft wichtig sein werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zum anderen wird aber festgestellt, dass die zukünftige Rolle konventioneller Stromerzeuger neu definiert werden muss und die damit verbundenen neuen Geschäftsmodelle, flexibel auf Erzeugung und Verbrauch zu reagieren, deutlich anspruchsvoller sind als die bisherigen.

Diesbezüglich wird die Empfehlung ausgesprochen, konventionelle Erzeuger noch stärker als bisher in die Clusteraktivitäten, insbesondere in gemeinsame Verbundprojekte und sonstige Clustervorhaben, einbinden. So könnte das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg als Plattform der wichtigsten Akteure eine wichtige Rolle als Vermittler und Katalysator zwischen „neuer“ und „alter“ Energiewelt spielen, insbesondere in der Themenfindung und bei der Projektanbahnung und -vorbereitung.

Diesbezüglich wird ergänzend ein Erfahrungsaustausch mit Akteuren aus jenen Ländern empfohlen, in welchen der EE-Anteil (ebenfalls) bereits sehr hoch bzw. die Integration zwischen konventionellen Kraftwerken und EE-Erzeugern weit fortgeschritten ist. Diesbezüglich würden sich thematische Abstimmungsrunden bzw. ein Erfahrungsaustausch insbesondere mit Akteuren aus Dänemark anbieten, etwa zu den Erfahrungswerten mit dem dortigen Systemverbund zwischen Windkraft- und KWK-Anlagen.

Handlungsfeld 4: Durch Sektorkopplung erneuerbaren Strom für Wärme, Mobilität und Industrie nutzen

Das BMWi hält in diesem Handlungsfeld fest, dass die Sektorkopplung das zukünftige Stromsystem prägen wird. Explizit wird dabei die Nutzung von EE-Strom im Wärmesektor

(Power-to-Heat), im Verkehrssektor (Power-to-Mobility) und in industriellen Prozessen (Power-to-Industry) genannt.

Die Region Berlin-Brandenburg bietet besonders gute Voraussetzung für solche Sektorkopplungen. Diesbezüglich wird in Abschnitt 4.5.1 ein qualitativer Vergleich der Metropolregion Berlin-Brandenburg mit den wichtigsten sonstigen städtischen Ballungsgebieten in der D-A-CH Region (Deutschland, Österreich, Schweiz) angestellt.

Es wird insbesondere empfohlen, auf diesem (strukturellen) Stärkefeld aufzubauen und einen wichtigen inhaltlichen Aktivitätsschwerpunkt im Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg auf die Sektorkopplung von Strom mit Wärme, Mobilität und Industrie zu legen. In allen drei genannten Sektoren kann auf bisherige Projekte aufgebaut werden. So bieten sich konkrete Projektoptionen etwa im Kontext von Smart Cities (sowohl in Berlin, aber auch in regionalen Zentren im Land Brandenburg), in Kooperationsprojekten mit Industrieunternehmen (v. a. mit den sehr energieintensiven Sektoren in Brandenburg) oder mit den Akteuren aus dem Schaufenster Elektromobilität an.

Handlungsfeld 5: Energieeffizienz und Strommarktdesign stärker zusammen denken

Das BMWi möchte mit diesem Handlungsfeld berücksichtigen, dass der Stromverbrauch zwar durch verbesserte Energieeffizienz in klassischen Stromanwendungen zurückgeht, zum anderen aber zugleich durch neue Stromanwendungen (z. B. Elektromobilität, P2H, Wärmepumpen) ansteigt. Nach Meinung des BMWi sollen daher Energieeffizienz und Flexibilität zukünftig vermehrt integriert betrachtet werden. Beispielhaft wird vom BMWi in diesem Handlungsfeld die temporäre Hinzuschaltung von Elektroheizern anstatt dem Abregeln von EE-Überschussstrom angeführt. Dieses Handlungsfeld baut auf unterschiedliche Maßnahmen von Kapitel 5 des Weißbuches auf, etwa die Maßnahmen 15 und 16, insbesondere aber Maßnahme 7, da die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte wichtige „enabler“ oder „disabler“ für viele Technologien oder Lösungen sind. Vor diesem Hintergrund wird dem Cluster Energietechnik empfohlen, bei der Initiierung von Verbundvorhaben nicht nur Förderausschreibungen mit Fokus auf die Stromnetze, sondern auch sonstige Förderprogramme wie beispielsweise EnEff:Stadt oder EnEff:Wärme im Blick zu halten, insbesondere bezüglich energieträger-übergreifender Fragestellungen an der Sektorengrenze Strom/Wärme⁴.

Beispiel für ein solches Vorhaben von Clusterakteuren ist das Projekt „P2H@BerlinAdlershof: Systemische Bewertung des Einsatzes von Power-to-Heat und Power-to-Gas in Quartierskonzepten in Nordostdeutschland und pilothafte Umsetzung in Berlin Adlershof“, dass im Herbst 2015 gestartet wurde und im Programm EEff:Wärme gefördert wird. Projektmitwirkende sind neben dem Wärmeversorger BTB Berlin u. a. der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission, TU Berlin, new energy und die WISTA Management.

Tendenziell wird sich der Trend zu sektorübergreifenden Projekteinreichungen/Verbundvorhaben weiter fortsetzen. So soll im Laufe des Jahres 2016 eine neue Förderbekannt-

⁴ Relevante Forschungsfragestellungen bezüglich der Sektorkopplung zwischen Strom und Wärme sind u. a. in [66] zu finden.

machung des BMWi für solares Bauen/Energieeffiziente Stadt veröffentlicht werden, welche zusätzliche Möglichkeiten für Projekteinreichungen bietet. Basis für die gemeinsame Einreichung von Clusterakteuren könnte etwa der Themenvorschlag Nr. 3 „Energiekonzepte für Quartiere mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und ihre Wechselwirkung mit dem übergeordneten Stromsystem“ der Arbeitsgruppe 2 „Urbane Energieinfrastrukturen“ im Forschungsnetzwerk Energie in Gebäuden und Quartieren des BMWi sein⁵.

Handlungsfeld 6: Netz und Markt aufeinander abstimmen

Ziel des BMWi in diesem Handlungsfeld ist es, netzdienliche Instrumente und Marktprodukte zukünftig vermehrt aufeinander abzustimmen, um dadurch u. a. Kostenvorteile zu nutzen. Ein im Weißbuch explizit genanntes Beispiel ist die Verschränkung zwischen Kapazitäts- und Netzreserve. In nur wenigen bereits laufenden F&E-Projekten in der Region Berlin-Brandenburg wird dieser Aspekt der Abstimmung von Netz- und Marktinstrumenten bisher adressiert⁶. Diesbezüglich wird dem Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg empfohlen, insbesondere den Austausch zwischen Netz- und Marktakteuren bei zukünftigen Vernetzungsveranstaltungen zu unterstützen. Entsprechende Möglichkeiten und Themen – die Verschränkung von netzdienlichen Instrumenten und Marktprodukten – sollten in künftigen Einreichungen zu Förder- und Verbundvorhaben entsprechend berücksichtigt werden.

4.4.4 Zusammenfassung der Konsequenzen und Empfehlungen für zukünftige Pilot- und Umsetzungsprojekte des Clusters Energietechnik Berlin Brandenburg

1. Bezüglich der Bereitstellung von Regelenergie gibt es bereits derzeit funktionierende Geschäftsmodelle. Durch Maßnahme 6 „Regeleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen“ ist relativ kurzfristig zu erwarten, dass neue Anbieter ihre Flexibilitäten auf diesen Märkten anbieten und sich daraus neue Marktchancen ergeben.
2. Allerdings ist davon auszugehen, dass zugleich die (in der Vergangenheit) interessanten Ertragsmargen auf einzelnen Regelenergie-Teilmärkten weiter abnehmen und es zu einem Verdrängungswettbewerb vor allem bei negativer Regelenergie kommen wird.
3. Das BMWi ist der Ansicht, dass die Sektorkopplung (Handlungsfeld 4) das zukünftige Stromsystem stark prägen wird und hat im Weißbuch die Nutzung von EE-Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat), im Verkehrssektor (Power-to-Mobility) und in industriellen Prozessen (Power-to-Industry) explizit genannt. Da in der Region Berlin-Brandenburg besonders gute Voraussetzungen für solche Sektorkopplungen (siehe dazu den folgenden Abschnitt 4.5.1) vorliegen, wird dem Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg insbesondere empfohlen, auf dieses Stärkefeld aufzubauen und weitere

⁵ Die Themenvorschläge des Forschungsnetzwerks „Energie in Gebäuden und Quartieren“ sind Grundlage für die im ersten Halbjahr 2016 geplante Förderbekanntmachung des BMWi.

⁶ Einer der (wenigen) Projekte, in denen die Aspekte der vermehrten Integration von Markt und Netz bereits adressiert werden, ist das Vorhaben P2H@BerlinAdlershof; siehe dazu vorhergehendes Handlungsfeld 5.

Pilot- und Umsetzungsmaßnahmen in diesem Themenfeld zu initiieren und zu unterstützen.

4. Synergiepotenziale für die Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg könnten insbesondere auch im Zusammenhang mit bestehenden Projekten (z. B. „Wärme neu gedacht“) und mit Smart Cities Aktivitäten genutzt werden.
5. Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit vieler diesbezüglicher Pilot- und Umsetzungsprojekte sind die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte. Der Maßnahme 7 des BMWi „Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln“ kommt daher zentrale Bedeutung für die Umsetzbarkeit neuer Technologien und Lösungen zu.
6. Besonderes Augenmerk bei nationalen Vernetzungsaktivitäten sollte insbesondere auf das Zusammenbringen der „neuen“ und „alten“ Energiewelt gelegt werden. Insbesondere jene Akteure, die aufgrund der vom BMWi geplanten Maßnahmen zu zentralen Treibern zukünftiger Innovationen werden könnten (z. B. Bilanzgruppenverantwortliche, Aggregatoren/Poolanbieter), sollten zukünftig noch stärker als bisher in die Clusteraktivitäten eingebunden werden.
7. Zusätzlich könnte das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg die Akteure insbesondere bei der Initiierung und beim Aufbau transnationaler Kooperationen (z. B. bei Vernetzung, Themenfindung und Identifikation geeigneter ausländischer Partner, etc.) unterstützen.

4.5 Einschätzung der mittelfristig hebbaren Potenziale an Systemflexibilitäten in Berlin-Brandenburg (qualitative Analyse)

4.5.1 Qualitativer Vergleich mit anderen städtischen Ballungsräumen in der D-A-CH Region, Ansätze für zukünftige Projektkooperationen

Bereits im transnationalen Projekt INFRA-PLAN und den entsprechenden Vorarbeiten dazu, in welche sowohl Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg sowie Partner aus Österreich und der Schweiz involviert waren, wurden die Potenziale für die Nutzung von Systemflexibilitäten im Kontext von Energie-Hybridnetzen in ausgewählten Städten (Berlin, Hamburg, München, Wien und Zürich) in der D-A-CH Region miteinander verglichen und die Ergebnisse u. a. in [40] dargestellt. Dabei wurden insbesondere die folgenden Fragestellungen adressiert:

- Welche Potenziale für die erneuerbare Energieerzeugung stehen in den betrachteten städtischen Ballungsräumen zur Verfügung?
- Mit welchen (hybriden) Umwandlungs- und Speichertechnologien können diese Potenziale sinnvoll in das regionale Energiesystem integriert werden?
- Welche Rolle können dabei die bereits vorhandenen Infrastrukturen (Erdgasspeicher, Fernwärmenetze, kommunale Systeme) spielen?

- Wo liegen technische, wirtschaftliche oder regulatorische Beschränkungen für neue Lösungsansätze wie P2G oder P2H?
- Wie können die Potenziale und der Nutzen von Hybridnetzen/-systemen für die unterschiedlichen städtischen Ballungsgebiete bewertet werden?
- Welche Standortfaktoren begünstigen die Effizienz bzw. Wirtschaftlichkeit von Hybridnetzen/-systemen? Welche sind hinderlich?
- Können die neuen Ansätze in bestehende (lokale oder regionale) Energiestrategien integriert werden? Wie könnte dies geschehen? Welche Widersprüche oder Interessenskonflikte könnten dabei entstehen?

Für diese vergleichende Analyse der unterschiedlichen Möglichkeiten für die Nutzung von Systemflexibilitäten und die Umsetzung von Hybridnetzen wurden die wichtigsten möglichen (hybriden) Umwandlungs- und Speichertechnologien, die für den urbanen Kontext geeignet erscheinen, identifiziert sowie eine Top-Down Abschätzung betreffend der technischen und wirtschaftlichen Potenziale für erneuerbare Energieerzeugung in den ausgewählten städtischen Ballungsgebieten durchgeführt. Darauf aufbauend erfolgte eine Analyse betreffend der Möglichkeiten zur Integration in bestehende bzw. geplante Infrastrukturen (Speicher- und Transportkapazitäten von Erdgas- und Stromnetzen/-systemen) sowie eine Erhebung und qualitative Diskussion der wichtigsten Strukturdaten der lokalen städtischen Energieversorger. Nach der Identifikation der wichtigsten technischen Beschränkungen erfolgte eine qualitative Bewertung und Darstellung der Gesamtpotenziale in diesen Stadtregionen für die jeweiligen Technologiekombinationen in einer Ergebnismatrix. Diese Ergebnismatrix ist in Tabelle 5 dargestellt und wird unter anderem in [40] und [41] näher diskutiert.

	Windkraft-potenzial in der Region	Solarpotenzial in der Region	Geothermisches Potenzial in Stadt und Region	Verfügbarkeit von Gasspeichern und Transportinfrastrukturen	Dichte des Fernwärmenetzes, Verfügbarkeit von KWK-Anlagen	Gesamtbewertung und qualitatives Ranking (von - 5 bis +5)
Berlin	+	+/-	+	+	+	+ (4)
Hamburg	+	-	+/-	+	+	+ (2)
München	-	+	+	+	+	+ (3)
Wien	+	+	+/-	+	+	+ (4)
Zürich	-	+	+/-	-	+	+/- (0)

Legende: + ... überdurchschnittlich; +/- ... durchschnittlich; - ... unterdurchschnittlich

Tabelle 5: Qualitative Bewertung und Vergleich von Potenzialen zu Umsetzung von Hybridnetzen in ausgewählten Stadtregionen [40]

So sind die Städte Berlin, Hamburg und Wien entsprechend dieser Auswertung bezüglich des Windkraftpotenzials klar gegenüber den anderen Städten begünstigt⁷. Bezüglich der Solarpotenziale ist es umgekehrt, da die südlich liegenden Städte gegenüber den weiter nördlich liegenden bevorzugt sind (siehe u. a. [42]).

Bezüglich der Verfügbarkeit von Erdgasspeichern sind – mit Ausnahme von Zürich – in allen Städten entweder direkt im Stadtgebiet oder in der unmittelbaren Nähe Erdgasspeicher vorhanden (vgl. u. a. [43], [44]). Hingegen verfügen alle fünf Städte über ein gut ausgebautes Fernwärmenetz sowie über KWK-Anlagen, welche weitgehend flexibilisiert werden können.

In dieser Analyse wurden insbesondere Berlin und Wien als jene Städte bzw. Stadtregionen identifiziert, in denen besonders viele Möglichkeiten für die Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben bezüglich der Nutzung von Systemflexibilitäten bzw. von Hybridnetzen bestehen. Zugleich wurde jedoch festgehalten, dass die Potenziale in den Städten Hamburg oder Zürich aufgrund dieser qualitativen Bewertung nicht als niedrig anzusehen wären, sondern das in diesen Städten lediglich nicht alle Optionen in gleicher Weise bzw. in gleichem Umfang genutzt werden können [40].

Auch wenn Situation bzw. die Potenziale in Berlin und Wien bzw. den jeweiligen Hauptstadtregionen ähnlich sind, sind in der Region Berlin die Notwendigkeiten für konkrete Maßnahmen zur Integration von EE-Strom in das regionale Energiesystem um vieles größer als etwa in der Region Wien. Dies hat vor allem folgende Ursachen:

So ist zwar der EE-Anteil an der Stromerzeugung insgesamt in Österreich noch erheblich größer als in Deutschland; der Großteil davon ist jedoch nicht durch fluktuierende EE-Einspeiser bedingt, sondern durch eine Vielzahl an Wasserkraftwerken. Im Gegensatz dazu ist der Anteil der fluktuierenden Einspeisung in Deutschland, trotz deutlich geringerem EE-Gesamtanteil, deutlich höher. Die Problematik der Netzintegration von fluktuierenden EE-Einspeisern ist daher in Österreich noch merklich geringer als in der Region Berlin-Brandenburg bzw. in der 50Hertz-Regelzone. [45]

- Die Windkrafterzeugung ist nicht nur in Brandenburg rund um Berlin, sondern flächenmäßig über weitere Bundesländer (z. B. Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt) verteilt. Der räumlich ausgedehnten Verteilung der Windkrafterzeugung („Flächenkraftwerk“) in Deutschland steht in Österreich eine relativ hohe Konzentration auf ein verhältnismäßig kleines Gebiet in den Bundesländern Niederösterreich und Burgenland („Ostregion“) gegenüber, in dem die Stromnetze relativ gut ausgebaut sind.
- Des Weiteren können aufgrund der hohen Pumpspeicherkraftwerkskapazitäten in Österreich erhebliche Mengen an Strom im Inland gespeichert werden, was in Deutschland nur sehr beschränkt möglich ist. Umso wichtiger wird daher in deutschen Stadtregionen perspektivisch die energieträgerübergreifende, funktionale Stromspeicherung.

⁷ Dabei ist jedoch nicht das Windkraftpotenzial direkt in diesen Städten gemeint, sondern das Potenzial für die Windkraftnutzung in den umgebenden Regionen (d.h. im Fall von Wien in der Ostregion Österreichs oder von Berlin im Bundesland Brandenburg).

Trotz dieser Unterschiede bieten sich aufgrund der strukturellen Ähnlichkeiten dieser beiden Hauptstadtregion⁸ Kooperationen und Zusammenarbeit an, sowohl im Kontext von Smart Cities wie auch etwa durch zukünftige Kooperationen zwischen deutschen Schaufensterprojekten (SINTEG) und der derzeit in Vorbereitung befindlichen Förderausschreibung „Vorzeigeregion Energie“ in Österreich.

Relevante Ansatzpunkte für eine künftige Ausweitung der Zusammenarbeit zwischen deutschen und österreichischen Stadtregionen und länderübergreifende Kooperationen sind u.a.:

1. Memorandum of Understanding (MOU) der zuständigen Ministerien in Deutschland, Österreich und der Schweiz (BMWi, BMVIT, Bundesamt für Energie) sowohl für die Bereiche Smart Grids wie Smart Cities
2. Bestehende Kooperationen und Projekte auf Stadtquartiersebene (z. B. zwischen Modellquartieren in Basel, Berlin, Graz, Hamburg im Rahmen des transnationalen Projektes INFRA-PLAN)
3. Das deutsch-österreichische URBAN-Netzwerk und die österr. Smart Cities Städteplattform

4.5.2 Nationaler Vergleich mit der Region rund um Hamburg (Schleswig-Holstein)

Neben der 50Hertz-Regelzone wurden EE-Einspeiser bisher vorwiegend im Bundesland Schleswig-Holstein abgeregelt. In einem Vergleich mit den bundesweiten Zahlen der Bundesnetzagentur zu EE-Abregelungen wurde in Publikationen des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein von einem Anteil Schleswig-Holsteins an den bundesweiten Abregelungen von 73 % für das Jahr 2011 ausgegangen (siehe Tabelle 6).

⁸ Sowie auch mit anderen Städten bzw. Stadtregionen in Österreich. So waren bisher nicht nur Wien sondern auch Städte wie Graz oder Innsbruck bei europäischen Smart Cities Leuchtturmprojekten erfolgreich.

	Einheit	2011			2012	Änderung ggü. 2011 SH
		Deutschland	Anteil SH an D	SH	SH	
1) Prognostizierte Ausfallarbeit (Abregelung)	GWh	420,6 ¹	73 %	308 ²	346	12 %
2) Anteil Abregelung an EE-Stromerzeugung	%	0,9 % ³		3,5 % ⁴	3,5 %	0 %
3) Entschädigungsansprüche	Mio. €	> 33,5 ⁵	k. A. ⁵	29 % ⁶	36,9 %	27 %
4) Vergütungszahlungen bzw. Erlöse für EEG-Strom	Mrd. €	16,7	7%	1,16 ⁷	1,43 ⁸	23 %
5) Verhältnis Entschädigungsanspruch zu EEG-Vergütungen	%			2,4 %	2,5 %	3 %
6) Durchschnittlicher Entschädigungsanspruch	Ct/kWh	k. A. ⁵	k. A.	9,4	10,7	13 %

Tabelle 6: Statistische Daten zu EE-Abregelungen in Schleswig-Holstein im Vergleich zu den deutschlandweiten Zahlen (Quelle: Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein)

Diese Zahlenangaben haben jedoch nur teilweise Aussagekraft bzw. sind die länder- bzw. bundesweiten Zahlenangaben nur bedingt vergleichbar. So hat sich im Jahr 2014 (nachträglich) herausgestellt, dass etwa die Zahlen bezüglich der Abregelungen in Schleswig-Holstein für das Jahr 2012 falsch berechnet wurden. Die entsprechenden Abregelungen in Schleswig-Holstein betragen lediglich 262 GWh anstatt der ursprünglich ausgewiesenen 346 GWh. [46]

Zugleich sind die im Bundesland Schleswig-Holstein abgeregelten EE-Mengen von 2012 auf 2013 nicht angestiegen, sondern deutlich zurückgegangen (von 262 GWh im Jahr 2012 auf 238,5 GWh im Jahr 2013 nach [46]). Auch ist die Anzahl der Regionen, welche von Einspeisemanagement überhaupt betroffen war, im gleichen Zeitraum deutlich zurückgegangen (siehe Abbildung 34).

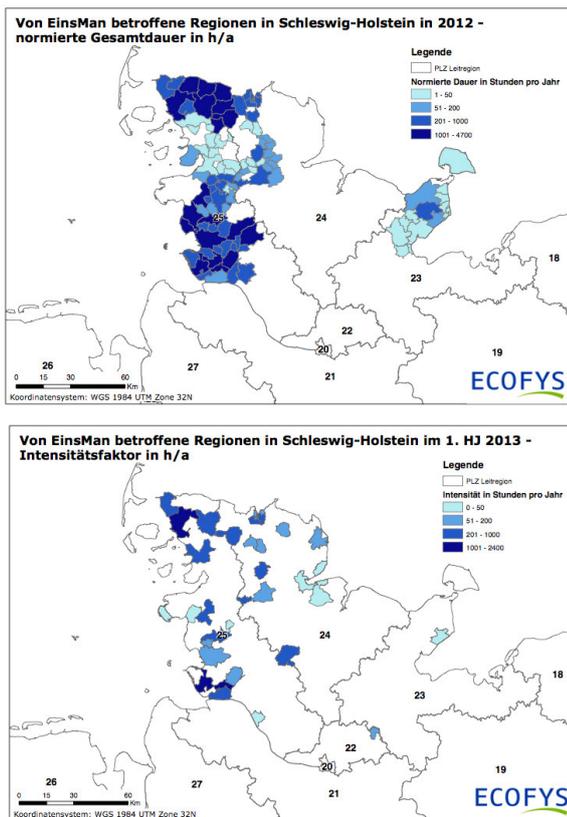


Abbildung 34: Vergleich der von Einspeisemanagement (§ 13 (2) EnWG) betroffenen Regionen in Schleswig-Holstein (Quelle: Ecofys)

Ein direkter Vergleich zwischen Berlin-Brandenburg und Schleswig-Holstein ist aufgrund unvollständiger Datenlage leider nicht möglich. So stehen einerseits die Daten über EE-Abregelungen derzeit nur für unterschiedliche Zeitabschnitte öffentlich zur Verfügung, zum anderen sind diese nicht direkt vergleichbar.

So handelt es sich bei den Daten aus Schleswig-Holstein um die Summe aller Abregelungen, unabhängig davon, ob diese vom ÜNB oder VNB veranlasst bzw. durchgeführt wurden. Bezüglich der 50Hertz-Regelzone liegen Daten hingegen nur über jene Abregelungen vor, die vom Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission veranlasst bzw. angewiesen wurden. Jene Abregelungen, die vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber eigenständig veranlasst wurden, werden in den veröffentlichten Statistiken bezüglich der 50Hertz-Regelzone hingegen nicht erfasst bzw. ausgegeben.

Trotz dieser mangelnden Vergleichbarkeit werden die öffentlich verfügbaren Zahlen in Abbildung 35 einander gegenübergestellt.

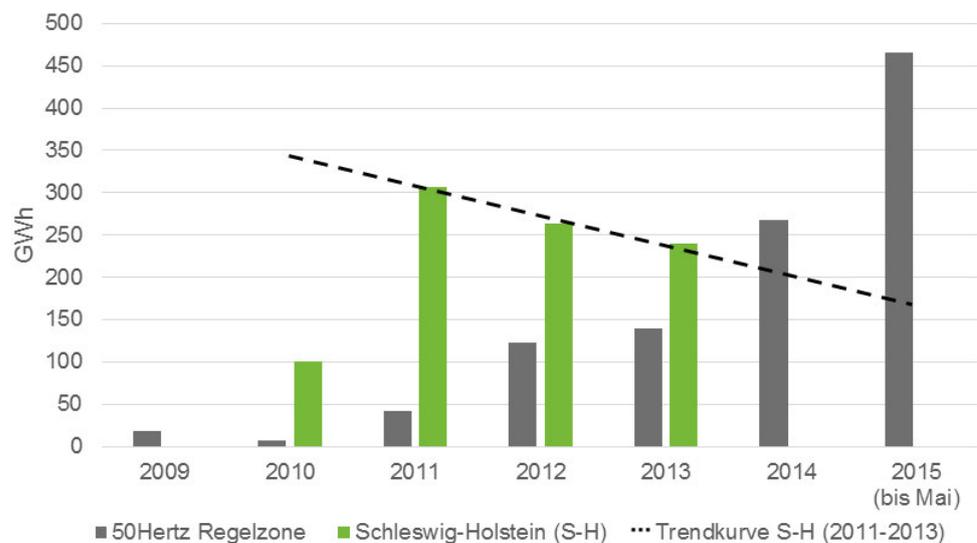


Abbildung 35: Vergleich der veröffentlichten Zahlen von EE-Abregelungen nach § 13 (2) EnWG in der 50Hertz-Regelzone und Schleswig-Holstein (Quelle: new energy auf Basis von Daten von 50Hertz Transmission und [46])

So sind die EE-Abregelungen in Schleswig-Holstein vom Jahr 2010 auf 2011 massiv angestiegen (von 100 GWh auf 308 GWh⁹). Im Jahr 2012 und 2013 konnten die notwendigen Abregelungen wieder reduziert werden. Bezüglich der Jahre 2014 bzw. 2015 liegen hingegen für Schleswig-Holstein bisher noch keine Zahlen vor. Auch wenn Prognosen naturgemäß nur schwer möglich sind, wurde in der Grafik eine Trendlinie eingefügt, welche eine Fortsetzung des Trends der Jahre 2012 bis 2013 darstellt.

In der 50Hertz-Regelzone sieht die Situation hingegen umgekehrt aus. Während in den Jahren 2010 und 2011 die Abregelungen im Vergleich zu Schleswig-Holstein noch gering waren, sind diese von 2012 bis 2015 laufend angestiegen. Von 2013 auf 2014 haben sich diese annähernd verdoppelt, im Jahr 2015 sind sie sogar so stark angestiegen, sodass sie alleine in den ersten fünf Monaten des Jahres deutlich höher waren als im gesamten Vorjahr, wie bereits an früherer Stelle mit Abbildung 6 verdeutlicht.

⁹ Dabei handelt es sich um alle Abregelungen, unabhängig davon, ob diese von einem Übertragungsnetz- oder einem Verteilnetzbetreiber angeordnet bzw. durchgeführt wurden.

Während die Ursachen für den massiven Anstieg der EE-Abregelungen in der 50Hertz-Regelzone einerseits im unverminderten Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und andererseits am nur langsam möglichen Netzausbau liegen, wurden in Schleswig-Holstein hingegen in [46] folgende Ursachen für den Rückgang der EE-Abregelungen angegeben (trotz weiterer Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien):

Freileitungsmonitoring (seit 2006)

Freileitungsmonitoring wird in Schleswig-Holstein auf der 110-kV-Ebene bereits seit 2006 eingesetzt. Dadurch kann die Übertragungsleistung temporär (abhängig von den Witterungsverhältnissen) um bis zu 50 % gesteigert werden. Freileitungs-Monitoring hat in Regionen mit hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen einen besonderen Charme, da die hohe Strombelastung der Leitungen mit der bei starkem Wind hohen Transportkapazität günstig zusammenfallen und so eine kontrollierte und stärkere Auslastung der Leitungen ermöglichen. Zwar findet dieses Prinzip auch bereits auf mit Engpässen behafteten Freileitungen des Übertragungsnetzes statt, es bringt in der Höchstspannungsebene aufgrund der deutlich längeren Leitungen und der unterschiedlichen Windverhältnisse entlang der Trassen jedoch nicht die gleichen Belastungssteigerungspotenziale wie in der Hochspannungsebene der Verteilnetze.

Pilotvorhaben Auslastungsmonitoring (seit 2012)

Auslastungsmonitoring wird seit 2012 in Nordfriesland (Niebüll-Breklum und Niebüll-Flensburg) getestet. Dabei werden Reservekapazitäten genutzt, die bisher aus Gründen der n-1-Sicherheit freigehalten wurden. Im Falle einer Störung im Netz werden im Zuge des Auslastungsmonitorings Erneuerbare-Energien-Anlagen sofort abgestellt. Diese alternative Fahrweise ermöglicht es, die Sicherheitsreserven weitestgehend auszunutzen.

Inbetriebnahme der 110-kV-Leitung Breklum-Flensburg (Dezember 2011)

Damit wurde ein wesentlicher Netzengpass in der Region beseitigt. Allerdings ist die Leitungskapazität von ca. 800 MW zwischenzeitlich erreicht.

Zum anderen sind analog zu Nordostdeutschland auch in der Region Schleswig-Holstein eine Vielzahl von Netzausbaumaßnahmen geplant, die in Abbildung 36 exemplarisch für die Höchstspannungsebene dargestellt sind.



Abbildung 36: Netzausbaumaßnahmen in SH (Quelle: Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein)

Die wichtigsten Ausbaumaßnahmen sind die Westküstenleitung (2017-2018), die Ostküstenleitung (2018-2021), der Nord.Link (2018), der Sued.Link (2017-2022) sowie die Mittelachse (2015-2018). Werden diese Netzausbaumaßnahmen tatsächlich umgesetzt, so würden sich die bisherigen EE-Abregelungen perspektivisch entweder weiter reduzieren oder deren Anstieg zumindest gedämpft werden.

4.5.3 Energiewirtschaftliche Herausforderungen und Konsequenzen für notwendige Geschäftsmodelle (insb. im Vergleich zu Geschäftsmodellen in den USA zu Smart Grids)

Bereits in Kapitel 3 wurden der Status quo und die Energiewende-Herausforderungen in der 50Hertz-Regelzone und insbesondere in der Region Berlin-Brandenburg beschrieben. Im Kontext der Hebung von Lastflexibilität wurde in Unterkapitel 3.3.3 auf Randbedingungen in der unmittelbaren Nachbarschaft Deutschlands eingegangen, die Konsequenzen für notwendige Geschäftsmodelle für „Demand Response“ wurden noch ausgeklammert. Hierzu kann auf das transnationale Projekt INFRA-PLAN verwiesen werden, welches insbesondere untersucht, inwieweit die aktuellen Herausforderungen bzw. die zu erwartenden Entwicklungsszenarien Einfluss auf mögliche „use cases“ und notwendige Geschäftsmodelle hat, vor allem im Kontext von städtischen Quartierslösungen („smart cities“). Die wichtigsten Ergebnisse aus diesem Projekt werden daher folgend, in einem Vergleich mit bisher vor allem in den USA verwendeten Geschäftsmodellen, überblicksmäßig dargestellt.

Dazu werden in Unterabschnitt 4.5.4 zunächst klassische Smart Grids Geschäftsmodelle dargestellt, wie diese bereits seit längerem in den USA bei Demand Response Programmen zum Einsatz kommen. Im darauf folgenden Unterabschnitt 4.5.5 werden die Zielsetzungen von „smarten“ Geschäftsmodellen allgemein verglichen, während im letzten Unterabschnitt 4.5.6 die Eignung der zuvor dargestellten Programmtypen im deutschen bzw. europäischen Energiewendeszenario diskutiert wird.

4.5.4 Klassische Smart Grids Konzepte und Geschäftsmodelle, insbesondere Demand Response – Erfahrungen aus den Vereinigten Staaten¹⁰

Geschäftsmodelle bezüglich neuer (Smart-Grids-)Dienstleistungen greifen von ihren Grundprinzipien auf bestehende Geschäftsmodelle zurück. Bezüglich von Geschäftsmodellen für elektrische Lastverschiebung (Demand Response) gibt es etwa bereits seit Jahrzehnten praktische Erfahrungen, vor allem in den Vereinigten Staaten, da die Grundideen von Demand Response bereits in den 1970-iger Jahren von Wissenschaftlern und Umweltaktivisten wie Roger Sant oder Amory Lovins entwickelt und Ende der 80-iger und Anfang der 90-iger Jahre vermehrt von den Regulierungsbehörden aufgegriffen wurden. So wurden die meisten Demand Response Programme als Notfallprogramme konzipiert, um das Energiesystem vor Ausfällen und Blackouts zu schützen. Dabei wurden sehr unterschiedliche Programmtypen eingesetzt, die sich grob in zwei Kategorien bzw. Produktfamilien einordnen lassen.

Die ersten in den USA umgesetzten Demand Response Programme waren größtenteils auf direkte Anreize fokussiert („incentive-based“). Bei diesen Programmen bekommen Kunden eine Kompensationszahlung für die Vornahme oder die Gestattung einer Lastverschiebung bei ihren Verbrauchsanlagen.

Die Ausgestaltungsvarianten dieser Kategorie reichen von direkter Lastkontrolle, bei der geeignete Kundenendgeräte, typischerweise Klimaanlage oder Heißwasserboiler, vom Programmsponsor (Versorger, Aggregator) zyklisch gesteuert bzw. im Bedarfsfall abgeschaltet werden bis hin zu klassischen unterbrechbaren Sondertarifen, diversen Auktionsverfahren oder dem Anbieten von Systemdienstleistungen an den Netzbetreiber. Die jeweiligen Unterkategorien samt ihren wichtigsten Charakteristika sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

¹⁰ Die Beschreibung der unterschiedlichen Programmtypen wurde gekürzt aus [35] und [36] bzw. [37] entnommen.

Programmtyp	Programmbeschreibung	Bemerkungen
Direct load Control (Direkte Laststeuerung)	Kundengeräte werden zyklisch gesteuert und im Bedarfsfall abgeschaltet.	Typischerweise Klimageräte oder Warmwasserboiler; häufig im Haushaltsektor eingesetzt.
Interruptible/curtailable rate (unterbrechbare Tarife)	Energieversorger können den Kunden jederzeit vom Netz nehmen. Im Ausgleich dafür kommen niedrigere Tarife zur Anwendung.	Typischerweise nur bei größeren Industriebetrieben angewandt.
Emergency Demand Response	Großabnehmern, die im Eventfall Lastreduktionen freiwillig vornehmen, werden Ausgleichszahlungen gewährt.	Die Kunden können von Fall zu Fall entscheiden, ob sie eine Lastreduktion vornehmen wollen.
Capacity Market Programs	Kunden verpflichten sich, im Fall bestimmter Events Lastreduktionen in festgelegter Höhe vorzunehmen.	Strafzahlungen kommen zur Anwendung, wenn Kunden die vereinbarten Lastreduktionen nicht durchführen.
Demand Bidding / Buyback Programs	Auktionsverfahren, bei dem Großverbraucher eingeladen werden, Lastreduktionen anzubieten.	Preis- oder Mengengebote kommen zur Anwendung.
Ancillary Services and Market Programs	DR-Programme als Substitut für Systemdienstleistungen	Beispiel: „non-spinning reserve“, vergleichbar mit der Sekundärregelung im europäischen System

Tabelle 7: Übersicht über „incentive-based“ DR-Programme (Quelle: [47])

Während bei „incentive-based“ DR-Programmen die Lastreduktion durch eine direkte Kommunikation zwischen Kunden und DR-Anbietern bzw. einen Schaltbefehl ausgelöst wird, hat die zweite Kategorie von Demand Response Programmen, die sogenannten preisbasierenden DR-Programme („price based“), lediglich eine indirekte Wirkung. Dabei werden durch zeitabhängige bzw. variable Tarife die Kunden dazu angehalten, ihre Stromverbräuche in andere Zeitabschnitte zu verlagern.

Bei preisbasierenden DR-Programmen kann grundsätzlich zwischen drei verschiedenen Typen von Tarifsystemen unterschieden werden. Der erste Programmtyp sind Time of Use (ToU) Tarife, dessen Höhe von der Tageszeit abhängig ist. Die Zeitdauer der „on peak“ Zeiten, an denen der Strompreis am höchsten ist, ist je nach Programm unterschiedlich, liegt aber typischerweise zwischen vier und zehn Stunden.

Auch das Critical Peak Pricing (CPP) ist grundsätzlich ein zeitabhängiger Tarif, der sich jedoch in Abhängigkeit von äußeren Umständen (Events) verändern kann. Im Unterschied zu reinen ToU-Tarifen, wo die Tarifstufen im Vorhinein festgelegt sind (z. B. in 6-Stunden-Intervallen oder beschränkt auf bestimmte Jahreszeiten), sind beim „critical peak pricing“ die „on peak“ Zeiten nicht im Vorhinein bestimmt. Die kritischen Zeitintervalle (CPP-Events) werden nur kurz vorher festgelegt und den Kunden mitgeteilt. Typischerweise handelt es

sich dabei um die Tage bzw. Stunden im Jahr mit der höchsten Außentemperatur und damit der höchsten Kühllast.

Beim Real Time Pricing als dritten Programmtyp dieser Kategorie handelt es sich um Echtzeittarifsysteme. Die Strompreise variieren dabei zumindest stündlich und geben grundsätzlich die echten Kosten der Stromproduktion wieder. Der Preis kann dabei entweder an externe Preisindikatoren (z. B. Preis an einer Strombörse) oder an die tatsächlichen Kosten des Erzeugers bzw. Lieferanten (Eigenkosten + vereinbarte Marge) gebunden sein. Die Preisstufen werden bei den meisten Tarifen entweder am Vortag (day ahead) oder eine Stunde zuvor (hour ahead) bekanntgegeben.

Die drei zu den „price-based“ Demand-Response-Programmen gehörenden Programmtypen und deren wichtigsten Charakteristika werden in folgender Tabelle 8 zusammengefasst.

Programmtyp	Variabler Tarifbestandteil	Bemerkungen
Time of Use (ToU) (Zeitvariabler Tarif)	Arbeitspreis in Stufen; abhängig von Tageszeit und Wochentag	Üblicherweise kommen im Winter-/Sommerhalbjahr unterschiedliche Tarifstufen zur Anwendung.
Critical Peak Pricing (CPP) (zeitvariabler Tarif mit Tarifsprüngen)	Arbeitspreis zeitvariabel wie bei ToU-Tarifen; zusätzliche Preissprünge bei DR-Events	DR-Events können sowohl einzelne Tage oder auch nur wenige Stunden andauern.
Real Time Pricing (RTP) (dynamischer Tarif)	Jeweils veränderliche Preisstufen (zumeist stündlich)	Bekanntgabe der Preisstufen üblicherweise am Vortag (day ahead) oder stündlich (hour ahead)

Tabelle 8: Übersicht über „price-based“ DR-Programme/zeitabhängige Tarife (Quelle: [47])

4.5.5 Vergleich der unterschiedlichen Zielsetzungen von „smarten“ Geschäftsmodellen aus dem Blickwinkel der energiewirtschaftlichen Herausforderungen¹¹

Bezüglich der zuvor dargestellten Programmtypen von Demand-Response-Lösungen ist anzumerken, dass in den 50 Bundesstaaten der Vereinigten Staaten ganz unterschiedliche regulatorische Voraussetzungen vorherrschen. So ist die Energiebranche in manchen Bundesstaaten noch sehr stark monopolistisch geprägt (ähnlich wie in Europa vor der Marktliberalisierung und dem Unbundling), in anderen sind die Elektrizitätsmärkte komplett liberalisiert, in einer dritten Gruppe von Bundesstaaten (wie z. B. in Kalifornien) wurde die Marktliberalisierung hingegen aufgrund von massiven Problemen teilweise wieder zurückgenommen. [48]

¹¹ Die im Kontext von Quartierskonzepten vorgenommenen Analysen wurden gekürzt aus [44] entnommen.

Nicht nur aufgrund dieser ganz unterschiedlichen Situation bezüglich der Regulierung sind nicht alle der in den USA identifizierten und erprobten Geschäftsmodelle gleich gut (bzw. überhaupt) auf die Situation in Deutschland übertragbar. Vielmehr lassen sich einige wesentliche strukturelle Unterschiede zwischen dem energiewirtschaftlichen Umfeld in den USA (während des Entstehens dieser Programme) und der aktuellen Situation auf den Strommärkten in Europa und insbesondere im D-A-CH-Raum ausmachen.

So sind Demand-Response-Programme in den USA noch zu einer Zeit entstanden, in der erneuerbare Energieeinspeisung noch kaum eine Rolle gespielt hat. Anlass für die Entstehung und die relativ große Verbreitung dieser Programme war vor allem die mangelhafte Netzinfrastruktur, die aufgrund temporärer Überlastungen zu Netzausfällen bzw. Blackouts geführt hat. Zugleich wurden einige dieser Programme als Ersatz für nicht ausreichend vorhandene Erzeugungskapazitäten genutzt.

Anstatt in teure Spitzenlastkraftwerke zu investieren, die nur einige wenige Stunden im Jahr benutzt worden wären, wurden im Rahmen der oben dargestellten Demand-Response-Programme interessierte Kunden dafür belohnt, in (ganz wenigen) Stunden pro Jahr auf den Strombezug zu verzichten bzw. diesen zu reduzieren. Die hauptsächliche Zielsetzung dieser in den Vereinigten Staaten entstandenen Demand-Response-Programme (bzw. deren Geschäftsmodelle) war daher die Lastreduktion bzw. die Lastverschiebung, um Verbrauchsspitzen zu vermeiden.

Die derzeitige Problemlage in Europa und insbesondere in Deutschland ist jedoch eine völlig andere als zum Zeitpunkt der Entwicklung der beschriebenen Demand-Response-Programme in den Vereinigten Staaten. So ist der derzeitige Strommarkt in Europa, im Gegensatz zur damaligen Situation in den USA, vielmehr durch hohe Erzeugungsüberkapazitäten gekennzeichnet. Auch sind die Stromnetze – zumindest hinsichtlich der Versorgung von Kundenanlagen selbst bei Spitzenlast – viel besser ausgebaut als in den USA.

Die derzeitige Herausforderung liegt vielmehr darin, EE-Erzeugung auch dann in das Energiesystem zu integrieren, wenn diese gemeinsam mit der konventionellen Must-Run-Erzeugung regional deutlich höher als der Verbrauch ist bzw. die erzeugten Strommengen aufgrund von lokaler oder regionaler Netzüberlastung nicht transportiert bzw. abgenommen werden können. Die Zielsetzung und der Fokus von neuen Geschäftsmodellen in der D-A-CH-Region müssen daher weniger in (temporären) Lastreduktionen als in (temporären) Lasterhöhungen liegen.

Zum anderen liegen fundamentale Unterschiede bezüglich der Zeitkomponente bzw. Häufigkeit von Lastverschiebungsmaßnahmen vor. So wurden bzw. werden viele Demand-Response-Programme (zumindest der Kategorie „incentive based“) nur sehr selten, d.h. nur wenige Stunden im Jahr, abgerufen. Entsprechende finanzielle Anreize vorausgesetzt sind die Kunden auch bereit bzw. in der Lage, ihren Verbrauch entsprechend den Notwendigkeiten zu flexibilisieren (d.h. eine Lastreduktion in nur wenigen Stunden pro Jahr für eine, relativ betrachtet, hohe Kompensationszahlung vorzunehmen).

Die fluktuierende Einspeisung von EE-Strom hat jedoch eine deutlich andere Häufigkeitsverteilung bzw. andere Zeitcharakteristika als die Vermeidung von Erzeugungsempässen

oder von Überlastungen im Stromnetz. So müssen im europäischen Energiewendeszenario nunmehr deutlich größere Strommengen über wesentliche längere Zeiträume verschoben oder anderswie energiewirtschaftlich sinnvoll genutzt werden. Diese unterschiedlichen Herausforderungen haben entsprechende Konsequenzen hinsichtlich der Eignung unterschiedlicher Demand-Response-Programmtypen bzw. der Anforderungen an neue Geschäftsmodelle.

4.5.6 Analyse der Eignung der unterschiedlichen in den USA entwickelten Demand Response Programme (Programmtypen) im deutschen bzw. europäischen Energiewendeszenario

Die in Abschnitt 4.5.4 beschriebenen Programmtypen sind unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland bzw. der Region Berlin-Brandenburg höchst unterschiedlich geeignet. So wären etwa Geschäftsmodelle auf Basis direkter Laststeuerung (direct load control) auch im aktuellen Energiewende energiewirtschaftlich sinnvoll und könnten einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten. Mit Hilfe entsprechender Geschäftsmodelle können etwa Klimageräte oder Warmwasserboiler entsprechend des Dargebotes an EE-Erzeugung gesteuert werden („Nachtspeicherheizung 2.0“)¹².

Eventuelle Geschäftsmodelle auf Basis der weiteren vier in Tabelle 7 angeführten Programmtypen, d.h. Interruptible/curtailable rates (unterbrechbare Tarife), Emergency Demand Response, Capacity Market Programs und Demand Bidding/Buyback Programs, sind hingegen im derzeitigen energiewirtschaftlichen Kontext nur beschränkt geeignet, EE-Strom vermehrt zu integrieren. Der Grund liegt darin, dass mittels dieser Programmtypen lediglich kurzfristige Lastspitzen reduziert werden können (siehe dazu auch [48], [49]). Zwar könnten Gebotssysteme zumindest theoretisch in gleicher Weise auch für die Vermarktung von Überschüssen verwendet werden. Allerdings stehen einer Vermarktung dieser Überschüsse zum einen derzeit noch Markthemmnisse entgegen, zum anderen sind, im Unterschied zur Auktionierung von Lastreduktionen, die maximal erzielbaren Preise durch die Opportunitätskosten, d.h. die Kosten für die einfache Abregelung von EE-Erzeugern, nach oben beschränkt.

Der letzte in Tabelle 7 angeführte Programmtyp („Ancillary Services and Market Programs“) entspricht hingegen der Bereitstellung von Regel- oder Ausgleichsenergie durch eine Gruppe von (dezentralen) Erzeugern oder Verbrauchern. Diesem Programmtyp entspricht eine Gruppe von Geschäftsmodellen, die bereits derzeit durch Aggregatoren und sonstige Dienstleister genutzt werden.

Mögliche Geschäftsmodelle und -strategien bezüglich der zweiten Kategorie von Demand-Response-Programmen, den preisbasierten Programmen („price based“) sind hingegen auch in Europa in gleicher Weise umsetzbar, auch wenn der Erfolg dieser Modelle von der

¹² Auch wenn solche Geschäftsmodelle sinnvolle Beiträge zur Gesamtoptimierung leisten können, sind die Potenziale dafür eingeschränkt und reichen insbesondere nicht aus, die zukünftig anfallenden Überschussmengen an EE-Strom zu integrieren (siehe hierzu etwa die Potenzialanalysen von [51]).

Beseitigung von Markthemmnissen abhängig ist. Im Kontext der Energiewende in Deutschland und der dabei auftretenden Herausforderungen, insbesondere der Verwertung des vermehrt anfallenden EE-Überschussstrom, sind jedoch vermehrt hybride Geschäftsmodelle notwendig, welche über die Grenzen des jeweiligen Energieträgers gedacht werden müssen.

Wichtig sind hierbei jedoch gerade für Nordostdeutschland die unterschiedlichen Demand-Response-Anforderungen für netzengpassbedingt vorliegende EE-Überschüsse bzw. EE-Abschalterfordernisse einerseits, wie sie aktuell vermehrt vorliegen, und die Marktüberschüsse durch Must-Run plus EE-Einspeisung andererseits, wie sie künftig vermehrt auftreten werden und bereits heute in Zeiten negativer Preise bereits zum Vorschein tritt. Der Unterschied in der Demand-Response-Handhabung in den beiden Fällen besteht in der notwendigen lokal-regionalen Maßnahmenzuordnung im Netzengpassfalle für einen netzdienlichen Einsatz, während im Falle von Marktüberschüssen auch eine gebündelte Aktivierung über Netzbetreibergrenzen hinweg zum Ausgleich der Systembilanz vorgenommen werden kann.

Ausgewählte Geschäftsmodelle, die besonders relevant für das europäische Energiewendeszenario sind, wurden in [50] aus Kundensicht sowie aus dem Blickwinkel möglicher neuer Wertschöpfungspotenziale betrachtet und analysiert. Gerade für den heute vordringlichen Aspekt der Netzengpassentlastung bzw. der Minimierung von EE-Abschaltungen ist es für Nordostdeutschland von großer Bedeutung, frühzeitig die Grundlagen für regionale Systemdienstleistungsmärkte zu setzen, um ein lokales Binden und Aktivieren von Demand-Response und anderen lokal benötigten Systemdienstleistungsbeiträgen zu ermöglichen, wie bereits im Unterkapitel 3.3.1 und insbesondere mit Abbildung 29 dargelegt.

4.6 Zusammenfassung der wichtigsten Ableitungen und F&E-Agenda

- Bei Umsetzung der Maßnahme 6 „Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen“ durch BMWi bzw. BNetzA werden sich insbesondere für EE-Einspeiseanlagen neue Marktchancen öffnen. Die Ergebnisse von F&E-Projekten bezüglich der Regelleistungsbereitstellung durch EE-Einspeiser könnten daher zeitnah in die Umsetzung kommen.
- Die Sektorkopplung (Handlungsfeld 4 im BMWi-Weißbuch) wird das zukünftige Stromsystem stark prägen, insbesondere die Nutzung von EE-Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat), im Verkehrssektor (Power-to-Mobility) und in industriellen Prozessen (Power-to-Industry). Da in der Region Berlin-Brandenburg besonders gute Voraussetzungen für solche Sektorkopplungen (siehe dazu u. a. Abschnitt 4.5.1) vorliegen, wird dem Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg insbesondere empfohlen, auf dieses Stärkefeld aufzubauen und weitere Pilot- und Umsetzungsmaßnahmen in diesem Themenfeld zu initiieren und zu unterstützen. Synergiepotenziale für die Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg könnten diesbezüglich auch im Zusammenhang

mit bereits bestehenden Projekten (z. B. „Wärme neu gedacht“) und mit Smart Cities Aktivitäten genutzt werden.

- Insbesondere der Zusammenhang zwischen der Bereitstellung von Regelenergie und der Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke („must run“) ist eine äußerst relevante Forschungsfragestellung, die in integrierten F&E- und Demonstrationsvorhaben entsprechend adressiert werden sollte.
- Power-to-Gas hat gegenüber Power-to-Heat und anderen funktionalen Stromspeichern sowohl betriebs- wie energiewirtschaftliche Nachteile (vgl. [51], [41]). Potenziale für Power-to-Gas werden daher mittelfristig vorwiegend nur in der stofflichen Nutzung und im Mobilitätssektor gesehen, weniger jedoch in der Rückverstromung.
- Power-to-Heat und Elektromobilität sind keine Konkurrenz zueinander, sondern ergänzen sich gegenseitig. So sind die Potenziale von P2H im Fernwärmesektor sehr viel rascher erschließbar und neben dem Einsatz als negative Sekundärregelleistung auch als Redispatchpotenzial für lokale Netzengpassentlastungen und somit zur Flankierung des Netzausbaus heranziehbar. Elektromobilität bietet aber zusätzliche Systemflexibilitäten insbesondere hinsichtlich Heranziehung zum Primärregelleistungseinsatz, wobei ein unregelmäßiges Laden bei einem wachsenden Elektromobilitätsanteil wiederum Netzengpässen auf Verteilnetzebene hervorrufen kann.
- Besonderes Augenmerk bei nationalen Vernetzungsaktivitäten sollte auf das Zusammenbringen der „neuen“ und „alten“ Energiewelt gelegt werden. Insbesondere jene Akteure, die aufgrund der vom BMWi geplanten Maßnahmen zu zentralen Treibern zukünftiger Innovationen werden könnten (z. B. Bilanzgruppenverantwortliche, Aggregatoren/Poolanbieter), sollten zukünftig noch stärker als bereits bisher in die Clusteraktivitäten eingebunden werden
- Zusätzlich könnte das Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg die Akteure insbesondere bei der Initiierung und beim Aufbau transnationaler Kooperationen (z. B. bei Vernetzung, Themenfindung und Identifikation geeigneter ausländischer Partner, etc.) unterstützen.

5 IKT-Plattform / Gesamtsystemarchitektur

Im künftigen Energiesystem sind vielfältige Abstimmungsprozesse zwischen dynamischer Erzeugung, Transport und Verbrauch zu organisieren. Da diese Abstimmungsprozesse nicht mehr nur zwischen zentralen Akteuren der traditionellen Energiewirtschaft (große Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber, große Verbraucher bzw. Lieferanten) im geschlossenen Kreis (gelb) erfolgen, sondern zahlreiche dezentrale Einheiten einbeziehen (graue Segmente der Netznutzer), müssen sich die Kommunikationsprozesse ändern. Sie müssen bidirektional, schnell und vernetzt sein. Wie die Abbildung 37 zeigt, kommt der Ausgestaltung der IKT-Infrastruktur (blauer Ring) hierbei eine zentrale Rolle zu.

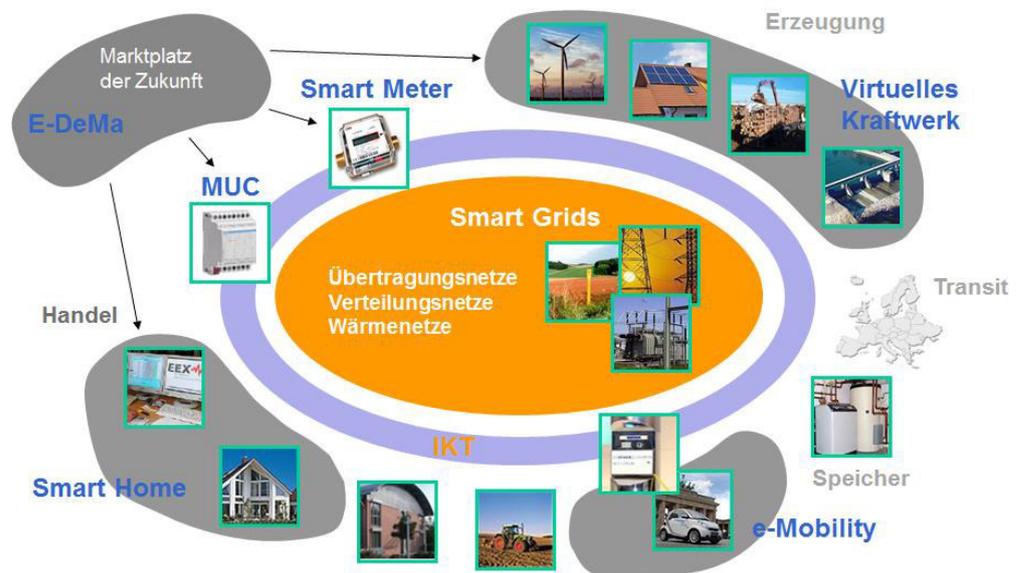


Abbildung 37: Bedeutung der IKT im vernetzten Energiesystem [52]

Im ersten Anlauf handelt es sich um bilaterale Abstimmungsprozesse zwischen jeweiligen Akteuren im Kontext von Anwendungsfällen (Use-Cases =UC). Die Datenströme bewegen sich dabei von

- der physikalischen Ebene der Sensorik (Messinstrumente an Anlagen oder Liegenschaften)
- über die Datenverarbeitung
- zur Steuerungsebene.

Dort werden Auswertungen vorgenommen oder Entscheidungen gefällt und ggf. an die physikalische Ebene Informationen visualisiert oder Steuersignale zurückgegeben. Diese Kommunikation von unten nach oben und umgekehrt nennen wir vertikale Use-Case-orientierte Kommunikation. Jeder Anwendungsfall hat dazu spezifische Datenaustauschbedürfnisse. Die interessantesten Anwendungsfälle lassen sich in drei Kategorien gliedern, wie in den nachfolgenden Unterkapiteln 5.1.1 bis 5.1.3 dargelegt.

5.1 Anwendungsfälle / vertikale Use-Cases

5.1.1 Smart Metering (Verbrauchsmessung, Abrechnung, Lieferantenwechsel, Energieberatung)

Die verschiedenen Use-Cases beim Smart Metering werden in Tabelle 9 verdeutlicht:

Anwendungen (UC)	Erfassung und Verarbeitung (Visualisierung, Abrechnung etc.) von Smart Meter Daten
ÜNB	
VNB	Roll-Out von Pflichteinbauten; Sicherstellung der Anbindung
Lieferant	Benötigt geeichte sichere Daten für Abrechnung und Visualisierung, ggf. weitere Kundenbindung (Tarife, Lieferantenwechsel, Beratung, Gaming)
Aggregator	
MSB	Messen und geregelte Weiterverteilung der Daten
BKV	
Erzeuger	Kann online seine Erzeugungsleistung checken (PV)
Verbraucher	Erhält Abrechnung, nutzt ggf. variable Tarife, kann Messdaten für Dritte freigeben

Tabelle 9: Verschiedene Use-Cases beim Smart Metering

Die künftigen Anforderungen im Zusammenhang mit einer Plattformlösung sind:

- Administration von BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen mittels einer Smart Meter Gateway Administrationslösung
- Anbindung von BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen mittels Powerline-Kommunikation
- Kommunikation zwischen intelligenten Messsystemen, externen Marktteilnehmern und den Gateway-Administratoren auf Basis einer adäquaten Softwarelösung

5.1.2 Steuerung virtueller Kraftwerke, Flexibilität-Pools (Erzeugungsmanagement, Verbrauchsmanagement, Speichermanagement)

Die verschiedenen Use-Cases bei der Steuerung von virtuellen Kraftwerken und Flexibilität-Pools sind in Tabelle 10 dargestellt:

Anwendungen (UC)	Vernetzte Steuerung von Anlagen im Sinne von Virtuellen Kraftwerken (flexible Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Speicher)
ÜNB	kauft ggf. Regelleistung aus VPP
VNB	
Lieferant	Kauft ggf. Intraday-Produkte
Aggregator	gibt als Poolkoordinator die Steuersignale; ist auf schnelle zuverlässige Kommunikation angewiesen
MSB	Ggf. Abrechnung und Nachweisbarkeit über iMSys
BKV	ist vorinformiert ggf. betroffen, kauft ggf. selbst kurzfristig um Fahrplanabweichungen zu vermeiden
Erzeuger	Direktvermarktung mittels AGG dafür Fahrplanvorgabe
Verbraucher	Kann ggf. Regional, oder Ökostrom aus diesem Portfolio beziehen

Tabelle 10: Verschiedene Use-Cases bei der Steuerung von virtuellen Kraftwerken und Flexibilität-Pools

Die künftigen Anforderungen im Zusammenhang mit einer Plattformlösung sind:

- Einheitliche Anbindung/ Integration dezentraler Energieressourcen (DER) auf Basis VHP-ready und dessen Erweiterung (verschiebbare Lasten) und weiteren IEC61850-Ausprägungen
- Evaluierung/ Entwicklung von Planungsverfahren zur Steuerung von verschiebbaren Lasten
- Berücksichtigung des Einflusses variabler Anreizsysteme und die Analyse deren Auswirkungen
- Direkte Kommunikationsanbindung und Anbindung über das intelligente Messsystem / Smart Meter Gateway
- Schaffung der IKT-Grundlagen (Kommunikation, Daten, Dienste, etc.) zur Umsetzung von wirtschaftlichen Power-to-Heat-Lösungen und darauf aufbauenden Geschäftsmodellen (z. B. Einführung zeitvariabler Fernwärme-Tarife)

5.1.3 Netzmanagement

Die verschiedenen Use-Cases beim Netzmanagement sind insbesondere die in Tabelle 11 aufgeführten Fälle:

Anwendungen (UC)	Netzmanagement (ggf. Netzplanung)
ÜNB	Kann Fahrpläne der BKV und Diff-BKV für Netzlastprognose nutzen und ggf. Flexibilitäten für eigene SDL oder Redispatch oder EinsMan lokalisieren)
VNB	kann ausgewählte Daten zum Monitoring nutzen und zur Prognose und zur Ausbauplanung kann künftig auch netzdienliche Flexibilitäten hier beschaffen
Lieferant	
Aggregator	kann künftig auch netzdienliche Flexibilitäten hier bereitstellen
MSB	Kann aufbereitete Prognose-Daten (Wetter) etc. bereitstellen
BKV	ist vorinformiert ggf. betroffen, kauft ggf. selbst kurzfristig um Fahrplanabweichungen zu vermeiden
Erzeuger	Ggf. EinsMan oder Blindleistungsbereitstellung
Verbraucher	Ggf. netzdienliches Lastmanagement

Tabelle 11: Verschiedene Use-Cases beim Netzmanagement

Die künftigen Anforderungen im Zusammenhang mit einer Plattformlösung sind:

- Markt-, netzdienliche und netzkritische Überwachung von dezentralen Energieressourcen mittels eines virtuellen Kraftwerks/ VNB-Leitstandes (Bezug zu konkreten Demonstratoren)
- Markt-, netzdienliche und netzkritische Steuerung von dezentralen Energieressourcen mittels eines virtuellen Kraftwerks/ VNB-Leitstandes (Bezug zu konkreten Demonstratoren)
- Schutzbedarfsanalyse, Risikobewertung und Aufstellen eines Maßnahmenplans gemäß eines Informationssicherheit-Managementsystems (ISMS)
- Evaluierung bestehender IKT-Lösung zur Steuerung und Überwachung von Stromnetzen unter Berücksichtigung geltender Standards und geltender Sicherheitsanforderungen
- Analyse, Aufbau und Betrieb von sicheren (im Sinne von Informationssicherheit, Verfügbarkeit und Robustheit) Überwachungskonzepten von Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen, insbesondere der regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) und intelligenten Ortsnetzstationen (iONT)
- Betrieb der Daten- und Dienstplattformen

- Entwicklung von suchbasierten Anwendungen, um die in der Daten- und Dienstplattform bereitgestellten strukturierten, semi-strukturierten und unstrukturierten Inhalte zu aggregieren, normalisieren und für interne wie externe Marktteilnehmer zu visualisieren
- Verifizierung und Qualifizierung von Flexibilitätsangeboten mittels einer zentralen Komponente, die bei Verteilnetzbetreibern betrieben werden soll

5.2 Funktionalitäten (Anforderungskatalog horizontal)

Die folgende Abbildung zeigt, dass viele der vertikalen Datenströme gleiche Instanzen durchlaufen und teilweise auf ähnliche oder gleiche Datensätze zurückgreifen (Silo). Das legt nahe, dass Synergien durch ein gemeinsames d.h. horizontales Management von Datenaustauschprozessen gehoben werden können.

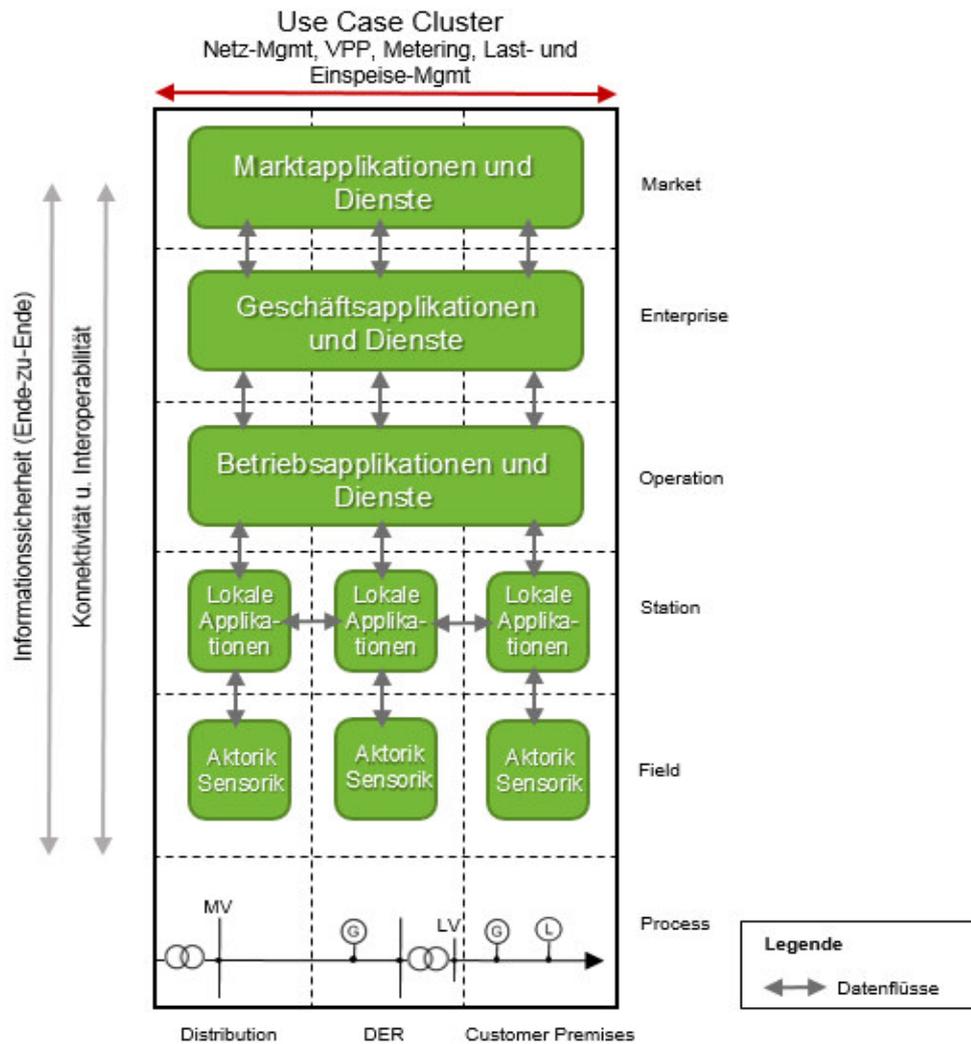


Abbildung 38: Datenverarbeitungsprozesse verschiedener Anwendungen entlang der SGAM-Layer [53]

Diese Systematik der verschiedenen Ebenen wird im SGAM (Smart Grid Architecture Model; [54]) aufgegriffen und eignet sich somit EU-weit, um Kommunikationsprozesse / Datenflüsse von Use-Cases dreidimensional abzubilden.

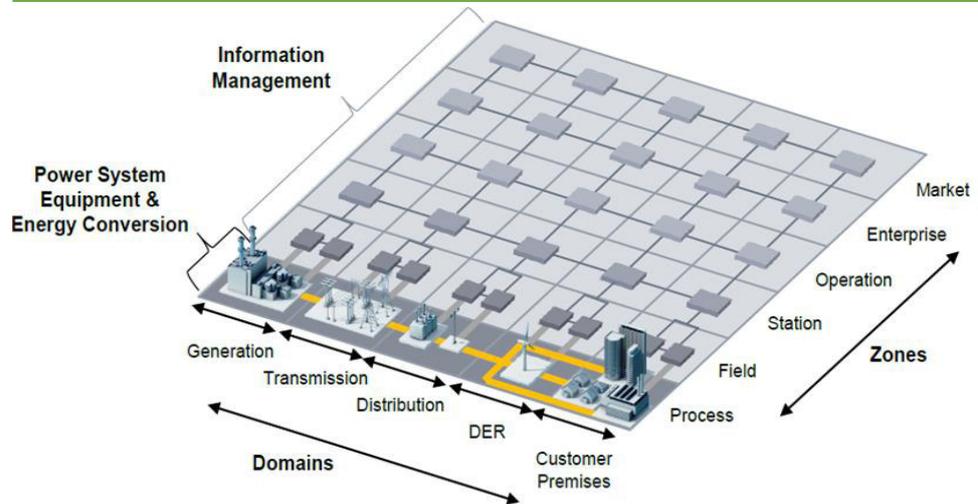


Abbildung 39: SGAM-Architektur basierend auf der energetischen Wertschöpfungskette (Domains) und Zonen [54]

Eine Toolbox zur Abbildung von Anwendungen findet sich bei: www.en-trust.at/downloads/sgam-toolbox/.

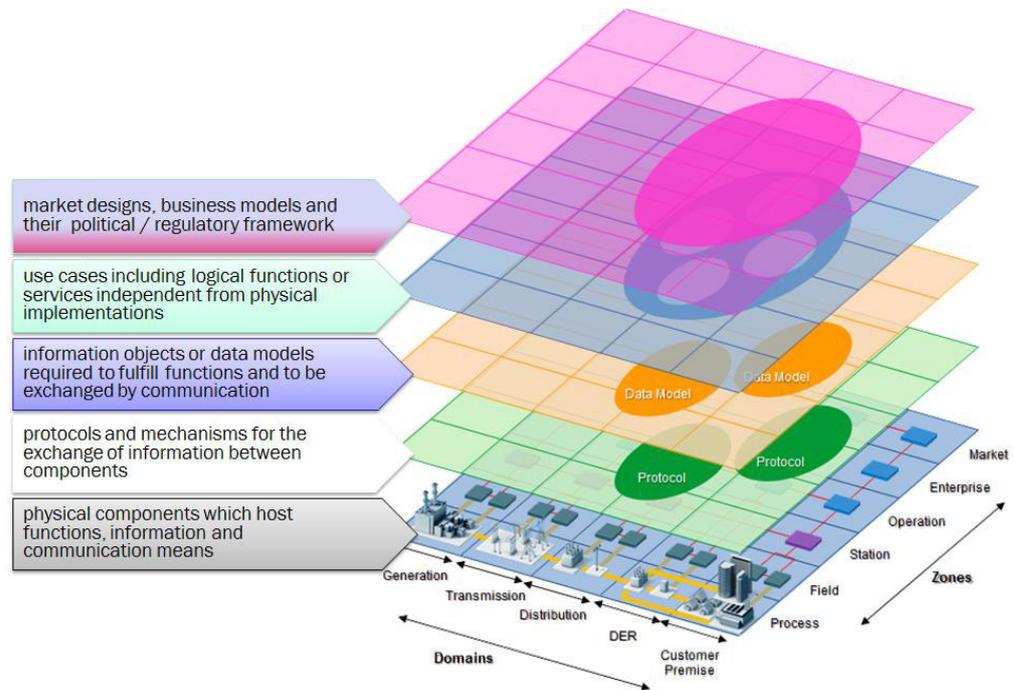


Abbildung 40: SGAM-Architektur mit Layern [54]

5.2.1 Horizontale Bereitstellung von Informationen (Vollständigkeit, flächendeckende sektorübergreifende Verfügbarkeit)

Im folgenden Schaubild zeigen sich die funktionalen „Nachbarschaften von Silos“, für die ein gemeinsames Datenmanagement sinnvoll erscheint. Insbesondere Anwendungen von Smart Metering und VPP-Betrieb profitieren von gemeinsamen Datenplattformen (PF) sofern Grundsätze von Datenschutz (Data Protection) und Interoperabilität (IOP) gegeben sind. Anwendungsfälle im Bereich der Netzsteuerung unterliegen hingegen noch schärferen Sicherheitsanforderungen. Dennoch gibt es auch hier Informationen, die geteilt werden können (z. B. Anlagenregister oder Wetterprognosen).

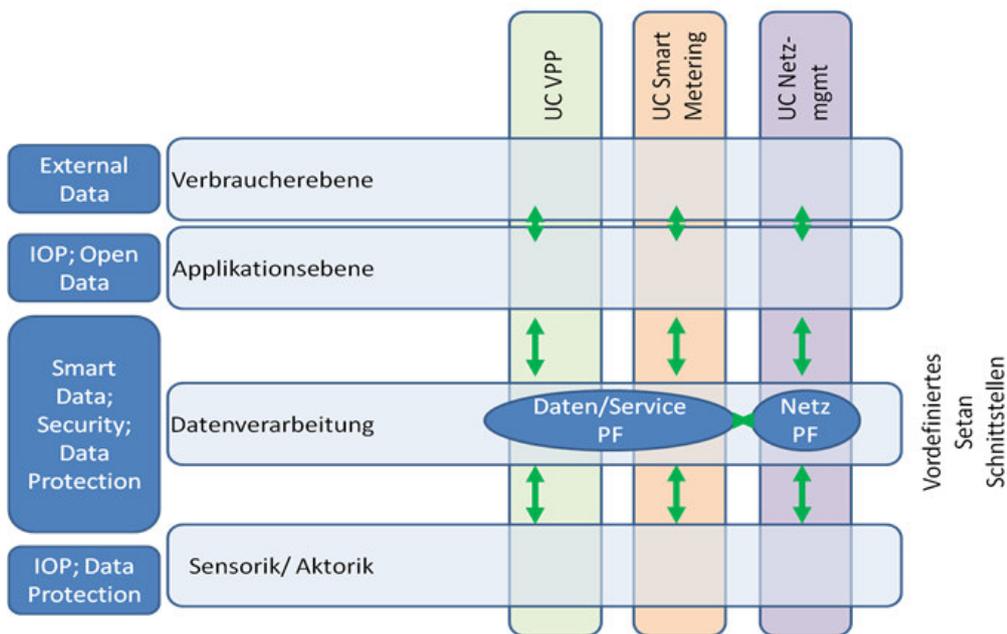


Abbildung 41: Horizontale Bündelung von Datenverarbeitungsprozessen verschiedener Anwendungsfälle [55]

Die Skizze betrachtet die Abläufe eher aus der organisatorischen Perspektive: Da gibt es einerseits Akteure mit einem Anwendungsfall, sie organisieren ihre Kommunikationsprozesse vertikal (Silo). Nun kommt die Plattform zum Zuge, um durch Bündelung Effizienzvorteile zu generieren. Es gibt Datenverarbeitungsprozesse, die man horizontal zusammenfassen kann und dann von eigenständigen Dienstleistern betrieben werden können, andere Prozesse hingegen nicht oder nur durch kleine Fenster.

5.2.2 Datenqualitäten (Interoperabilität, Homogenisierung, Datenvoraufbereitung)

Die drei Schichten-Layer-Philosophie der Abbildung 42 entstammt der FI-PPP Initiative der EU, in der neben Demand Specific Enablers (DSE) eben auch Generic Enablers (GE) Grunddienste für mehrere Anwendungen übernehmen. Hier wird ersichtlich, dass auch andere Sektoren (z. B. Smart Mobility und Smart Factory) mit ihren Datenströmen über gleiche Plattformen agieren können. Datenqueraustausche (z. B. Bewegungsdaten von Elektroautos) erweisen sich dabei zunehmend als relevant.

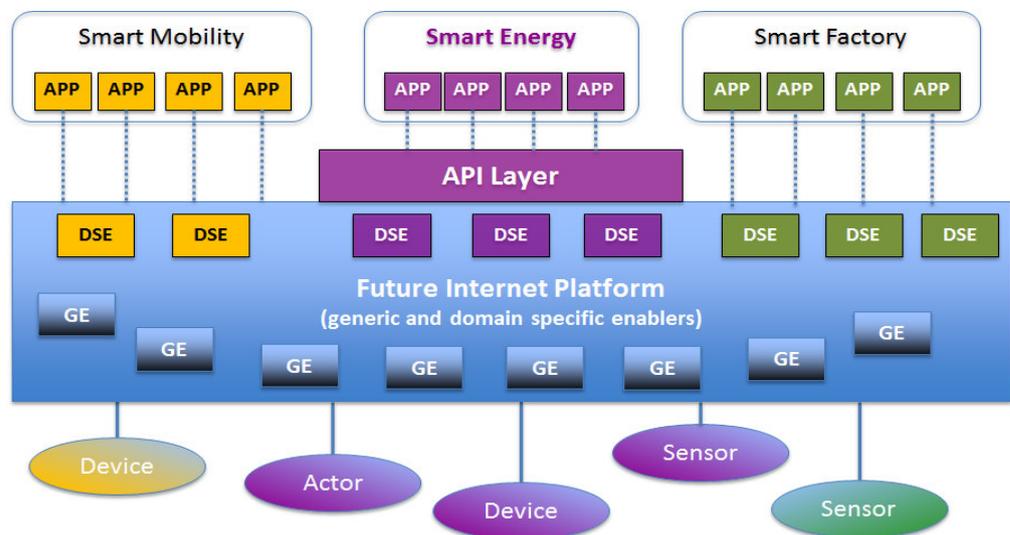


Abbildung 42: Finesce Smart Energy-Plattform zeigt das Miteinander verschiedener Datendienste (enablers) zwischen der physikalischen Welt (unten) und den Anwendungen (Applikationen oben) [56]

In der folgenden Abbildung 43 wird die Feinstruktur am Application-Layer noch einmal deutlicher: Die Demand Specific Enablers (DSE) sind bestimmten Anwendungen zugeordnet (VPP, Smart Home etc.) und diese bedienen sich zusätzlich gleichen oder verschiedenen Generic Enablers. Der Service Layer versteht sich als Dienstleistungsschicht, in der Voraufbereitung von Daten-Prozessen oder Produkten passieren. Der Business-Layer ist darüber die „Oberfläche“ zum Kunden, wo konkrete Produkte wirken.

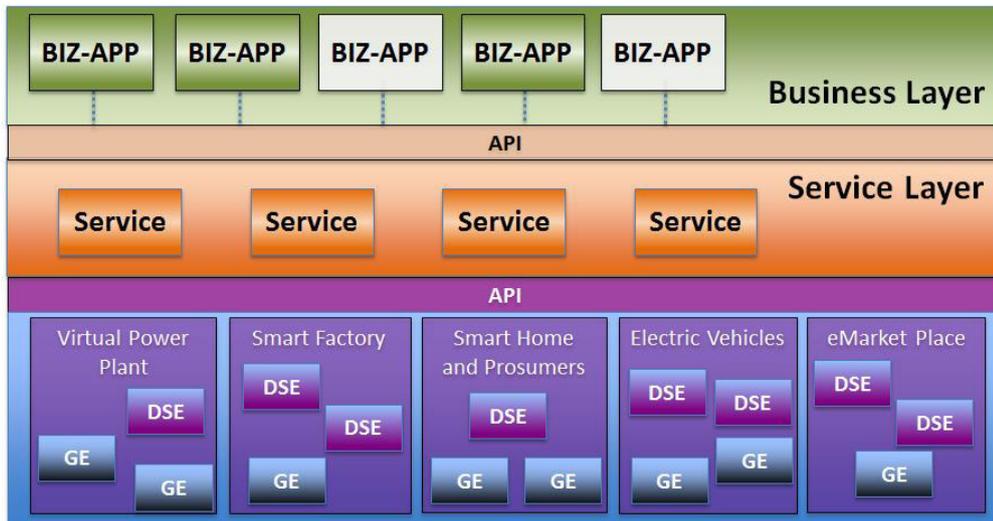


Abbildung 43: Finesce Smart Energy Platform unterscheidet im Application Layer zwischen geschäfts- also kundenorientierten Biz-Apps und vorgelagerten Services (Service Layer) [56]

Für einen derartigen multilateralen Austausch ist die Schnittstellen-Offenheit besonders entscheidend. Als Beispiel kann hier die Auswahl des IEC-Standards 61850 zur Steuerung von Anlagen dienen, wie in Abbildung 44 dargestellt. Die Vorteile einer durchgängigen interoperablen Kommunikation liegen in Sicherheitsaspekten und geringeren Integrationskosten einzelner Anlagen ins System:

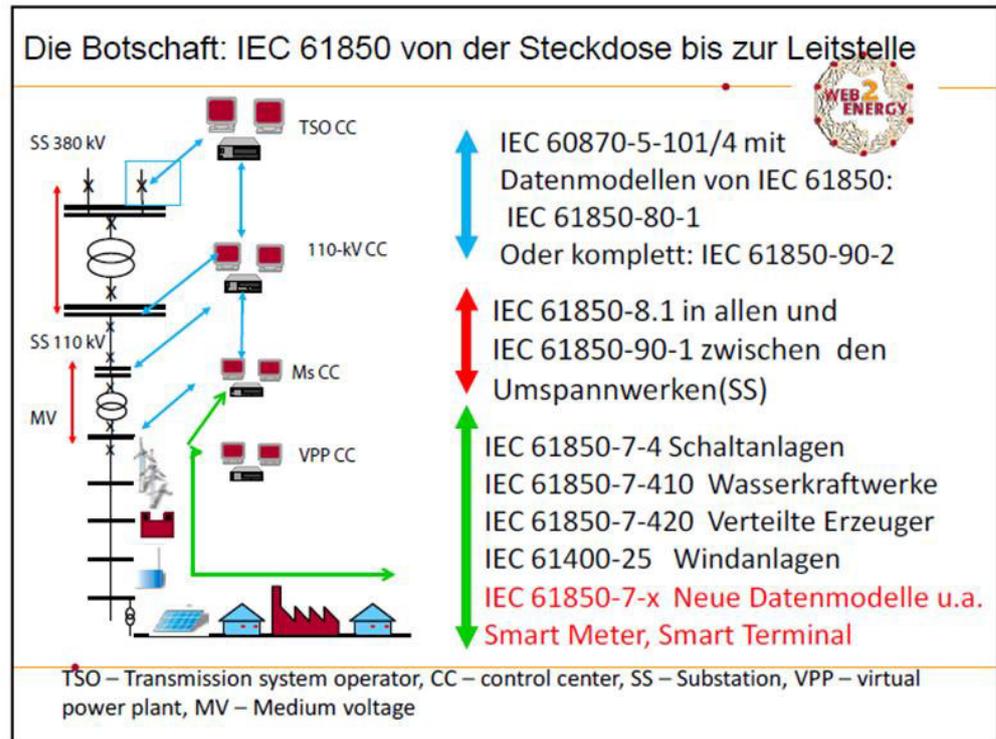


Abbildung 44: Bedeutung der Interoperabilität (über IEC61850) zur vernetzten Anlagensteuerung [57]

5.2.3 Mehrwerte als Erfolgsfaktoren für die Plattform-Akzeptanz

5.2.3.1 Prinzipielle Erfolgsfaktoren

Die Akzeptanz für die neu geschaffenen Datenplattformen bis hin zu Marktplätzen hängt von den Faktoren Transparenz, Beschleunigung und Wertschöpfung ab:

- Transparenz erlangt die Plattform, in dem die Zugänge diskriminierungsfrei und gleichzeitig autorisiert erfolgen. Vollständigkeit der Daten und Einhaltung hoher Sicherheitsstandards (Verschlüsselung) sind ebenfalls wichtige Kriterien.
- Geschäftsprozesse, die gegenüber isolierter Abwicklung erheblich beschleunigt werden, wie z. B. Lieferanten- oder Tarifwechsel, sind ein weiteres Motiv zur gemeinsamen Nutzung von Plattformen.
- Der nachhaltige Betrieb eines Marktplatzes wie in Abbildung 45 kann nur gesichert werden, wenn Mehrwerte auf diesen Plätzen geschaffen werden. Es reicht also nicht, fertige Produkte zu vermitteln, sondern die zusammenlaufenden Informationen müssen durch

die Verknüpfung auf den Plattformen veredelt werden. Marktteilnehmer sind nur durch den Zusatznutzen bereit, auch den Marktplatzbetreiber/-agenten zu honorieren.

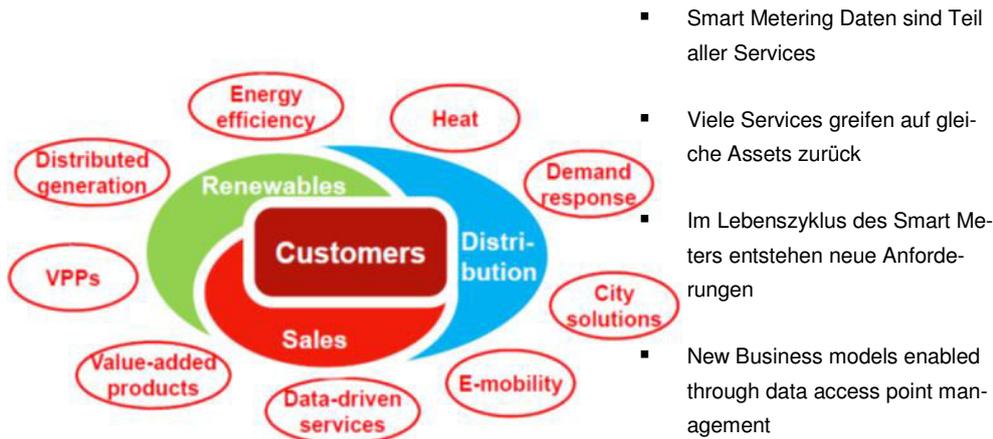


Abbildung 45: Bedeutung einer gemeinsamen Infrastruktur verschiedener Services [58]

Die Abbildung 45 illustriert noch einmal, dass verschiedene Services auf gleiche Datengrundlagen zurückgreifen. Diese spezifischen Datenanforderungen können im Zuge moderner IT-Lösungen sicher und zuverlässig vermittelt werden. Solche „Drehscheiben“ und die angeschlossenen Datenquellen (Smart Meter) müssen offen sein für Anforderungen, die mit Innovationen neu entstehenden. Viele Geschäftsmodelle können erst aufgrund der niedrigen Integrationskosten einer Plattformlösung (Data Access Point) wirtschaftlich werden.

5.2.3.2 Konkrete Nutzenaspekte einer Plattform:

1. Handelsplattform:

Als Handelsplattform dient der Marktplatz einer großen Anzahl von Akteuren und stellt diesen verschiedene Handelsplätze zur Verfügung, auf denen Produkte wie Energie aber auch Mehrwertdienste wie z. B. Blindleistung oder Regelleistung durch verschiedene Handelsmechanismen (z. B. Börsen-, Echtzeit-, Auktionenhandel) vermittelt werden.

2. Energieberatung:

Auf Grund von Daten über Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten eines Kunden können durch den Marktplatz Anbieter verglichen, bessere Tarife analysiert und Einspartipps vermittelt werden oder es kann auf Beratungsservices verwiesen werden, die auf der Serviceplattform zur Verfügung stehen.

3. Serviceplattform:

Der Marktplatz bietet dem Kunden (u. a. kostenpflichtige) Services wie z. B. buchbare Wetterprognosen oder Handelsagenten, den Kontakt z. B. zu Herstellern intelligenter Geräte und Anbietern von Wärmedämmungsmaßnahmen.

4. Vertrags-/Rechnungsmanagement:

Der Marktplatz realisiert eine Geschäftsplattform, die es verschiedenen registrierten Akteuren ermöglicht, Verträge abzuschließen, zu kündigen, diese zu dokumentieren und zu bilanzieren.

5. Tarifmanagement:

Lieferanten können über den Marktplatz Tarife definieren und ändern, die an Endkunden per Preissignal weitergegeben werden. Je nach Tarifsystem gelten unterschiedliche Konditionen.

6. Flexibilitätsangebote einstellen/abrufen:

Der Flexibility Operator/Aggregator kann Angebote auf den Marktplatz einstellen und so die gebündelte Flexibilität seiner Kunden als Regelleistung oder Ausgleichsenergie vermarkten. Dieses Angebot kann idealerweise vom Netzleitsystem als Regelleistung knotenscharf unter Verarbeitung des Priosignals abgerufen (d.h. über Marktprozesse beschafft) werden.

7. Preissignal senden:

Der Marktplatz sendet mindestens einmal täglich und bei Änderungen von Tarifen ein Preissignal an alle dem Signal zugeordneten Smart Meter oder Energiemanager, die dieses verarbeiten können.

5.2.4 Sicherheit und Datenschutz (Regelung der Zugriffsrechte, konsistente Sicherheitsstandards)

Grundsätzlich entstehen mit der Verknüpfung verschiedener Datenquellen zusätzliche Sicherheitsrisiken. Der Nutzen muss daher mit den Risiken abgewogen werden. Security- und Data-Protection-Aspekte können bereits im Design von Plattformen berücksichtigt werden. Entsprechende Sicherheitsstands (BSI-Schutzprofil und durchgängige Verschlüsselungen) gewährleisten auch, dass die jeweiligen Informationen nur zu jeweilig Zugriffsberechtigten gelangen. Abbildung 46 zeigt einen Einteilungsvorschlag nach Gemalto bzgl. einer „Trusted Zone“ innerhalb einer Cloud:

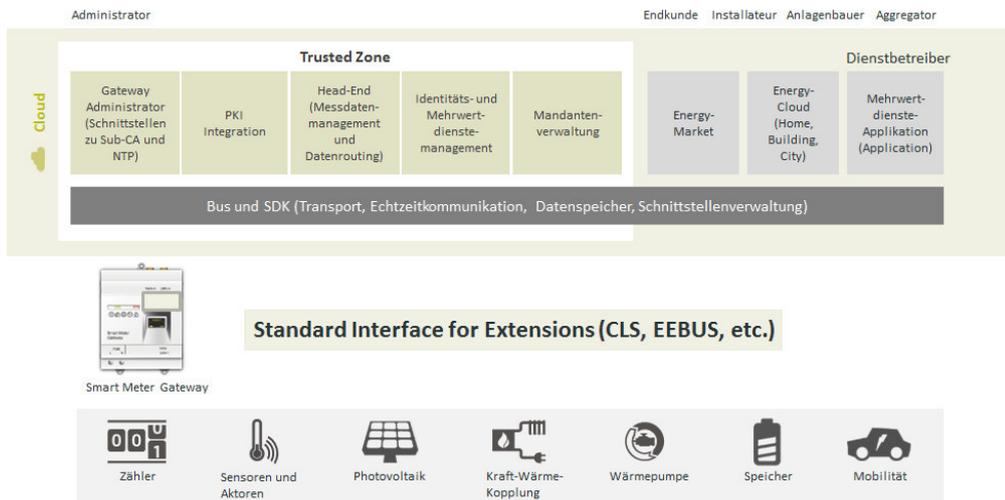


Abbildung 46: Einbettung einer „trusted zone“ innerhalb einer Cloud neben weiteren Dienstbetreibern [58]

Die Abbildung 47 stellt die Verknüpfung von Produkten in einer Cloud und notwendigen flankierenden Datenströmen und deren Sicherheitsaspekten dar. Unten findet sich die reale Welt der Anbindung von IT-Lösungen an energierelevante Anlagen.

- Hardware und Software bilden dabei gemeinsam das Produkt.
- Die Verknüpfung der Datenströme über ein Netzwerk (Connectivity) ist Voraussetzung für eine sinnvolle Nutzung der Informationen.
- In der Product Cloud können Systemdienste virtuell zusammenwirken und gemeinsame Standards und Procedures für verschiedene Anwendungen gebündelt werden.
- In der Flankierung links durch Anwendung gemeinsamer Standards (z. B. auch zur Verschlüsselung und Identifizierung kann eine durchgängige Zuverlässigkeit der Datenbereitstellung gesichert werden).
- Durch die Verknüpfung mit weiteren Informationsquellen rechts kann die Erkenntnisgewinnung und damit der Wert der Informationen wesentlich gesteigert werden (ggü. einer isolierten Auswertung).
- Die Anbindung an weitere Geschäftsprozesse und damit verbundene Datensysteme trägt wesentlich zur Integrationsfähigkeit / Konvergenz der verschiedenen Datenwelten bei.

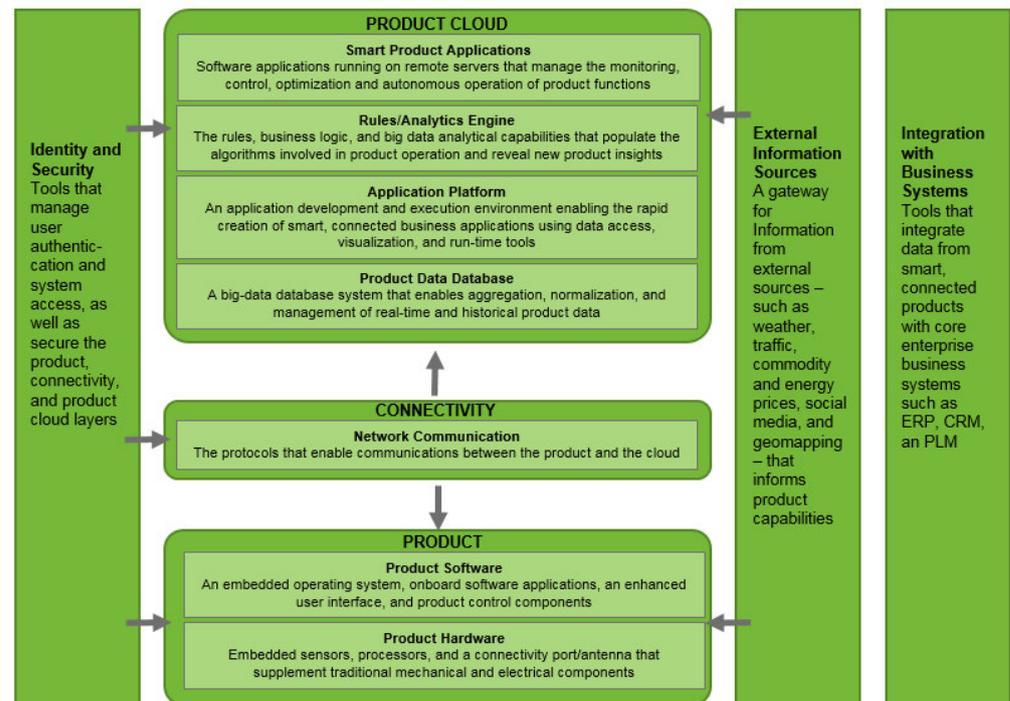


Abbildung 47: Verknüpfung von Produkten in einer Cloud und notwendigen flankierenden Datenströmen und deren Sicherheitsaspekten [58]

5.3 Data-Access-Points / Regionale Datenportale

Die Ausprägung und Betreiberschaft von "Datendrehscheiben" ist in der EU-Diskussion noch offen. Es werden folgende drei Modelle diskutiert, wie auch in Abbildung 48 beschrieben:

Case 1: Betrieb durch den DSO, denn in vielen Ländern ist der DSO per Regulation auch der Messstellenbetreiber. Über seinen Data-Hub werden neben den eigenen Funktionen Netzmanagement auch die Informationsbedürfnisse Dritter beliefert, sofern Zugriffsrechte seitens der Kunden und Honorierungsmodelle zur entsprechenden Datenaufbereitung sichergestellt sind.

Case 2: Betrieb durch einen Dritten, wie im Falle Deutschland ist der Messstellenbetrieb entflochten vom DSO.

Case 3: Data Accesspoint-Manager (DAM). Hier verbleiben überwiegend die Daten bei ihren verschiedenen Eigentümern und werden durch den DAM im Sinne eines Portals zwischen den Berechtigten vermittelt.

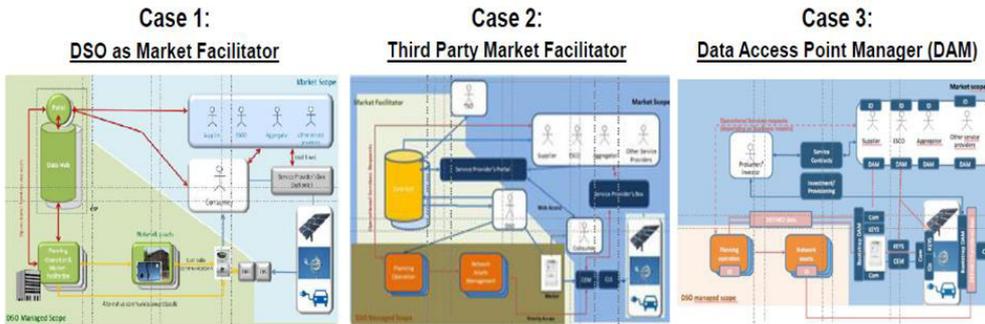


Abbildung 48: Varianten zum Datenmanagement im Zusammenspiel zwischen Netznutzern, Netzbetreibern und Serviceanbietern [59]

Die Ausgestaltung eines DAM-Systems wird derzeit in Deutschland intensiv diskutiert. Zwischen den hier unten gezeigten drei Ausprägungen zentral/dezentral ist für die Region Berlin-Brandenburg insbesondere die Mischform aus Abbildung 49 interessant.

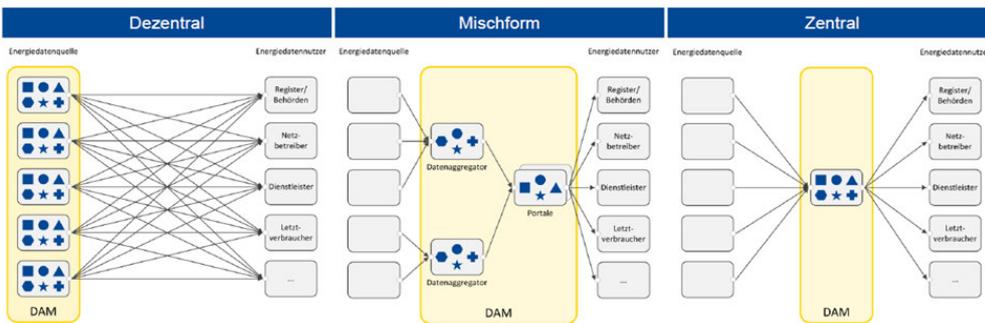


Abbildung 49: Varianten zur Ausprägung vom Data Accesspoint Management (DAM) zwischen Datenhaltern und Datennutzern [60]

In einem Modellvorschlag [60] setzen regionale Kommunikations- und Dienste-Plattformen mit ihren Datenquellen auf den DAM auf und sind über Datenaggregatoren verknüpft mit den relevanten Portalen, wie in Abbildung 50 verdeutlicht. Diese wiederum organisieren den Zugang zu den Energiedatennutzern. Ein erster Schritt zur Realisierung ist in Deutschland mit dem Aufbau eines Anlagenregisters (Erneuerbare-Energien-Erzeugung) begonnen.

Ein wesentlicher Schwerpunkt der „Digitalen Agenda“, der daraus resultierenden Verordnungseckpunkte Intelligente Netze und des nunmehr vorliegenden Referentenentwurfes für ein Digitalisierungsgesetz ist der Smart-Meter-Rollout. Die volkswirtschaftlich sinnvolle Ausgestaltung Letzteres ist dank einer Kosten-Nutzen-Analyse des BMWi (Ernst & Young) jedoch zu einer differenzierten Einschätzung gekommen. Demnach sollen systemrelevante Netznutzer (Verbraucher und Erzeuger) mit intelligenten Messsystemen (iMSys) ausgestattet werden (sogenannte Pflichteinbaufälle). Bei weniger relevanten Netznutzern sollen nach Ablauf der Lebensdauer also sukzessive bis 2030 die jetzigen Zähler durch einfache intelligente Zähler ersetzt werden. Hierzu skizzieren die Verordnungseckpunkte vom März 2015 folgenden Rollout-Plan vor (siehe Abbildung 52):

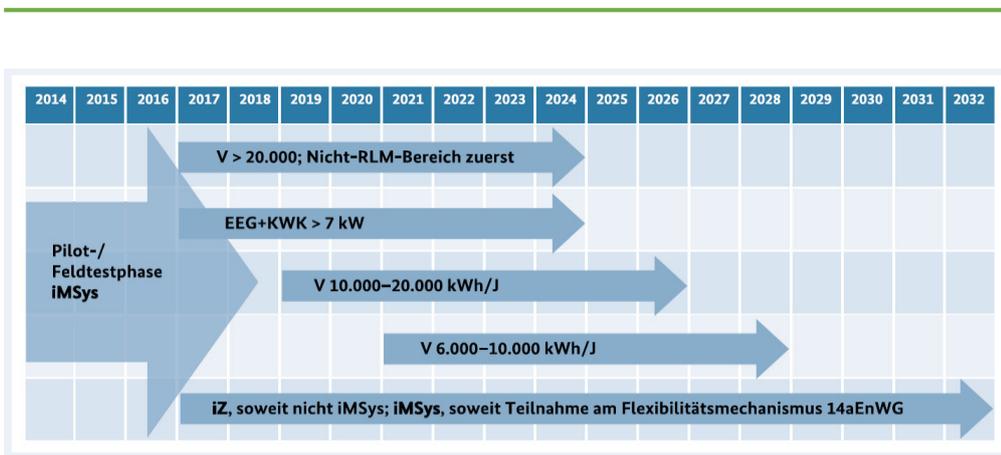


Abbildung 52: Roll-out-Planung zu intelligenten Messsystemen (iMSys) und intelligenten Zählern (iZ) [61]

5.4.2 Der Referentenentwurf zum Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende

Als Mantelgesetz wird es wesentliche Veränderungen im EnWG und anderen betroffenen Regelungen beinhalten. Für die Digitalisierung der Energiewende sind im Wesentlichen drei Regelungsaspekte erforderlich:

- die Vorgabe technischer Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme in Form allgemeinverbindlicher Schutzprofile und Technischer Richtlinien,
- die Regelung der zulässigen Datenkommunikation zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit in modernen Energienetzen,
- die Regelung des Betriebs von Messstellen und die Regelung der Ausstattung von Messstellen mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen, um den Rahmen für einen kosteneffizienten, energiewendetauglichen und verbraucherfreundlichen künftigen Messstellenbetrieb zu setzen.

5.4.2.1 Wirtschaftliche Angemessenheit: (mit Auszügen aus dem Referentenentwurf)

Durch die gesetzlichen Änderungen entstehen privaten Haushalten Kosten von bis zu 100 Euro pro Jahr. Schon im EnWG 2011 wurde darauf hingewiesen, dass durch die Einführung von sogenannten Smart Metering Systemen (Messsystemen im Sinne des § 21d EnWG) Kostensteigerungen für diejenigen Letztverbraucher entstehen, die mit einem solchen intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass diesen Mehrkosten Energieeinsparpotenziale gegenüber stehen. Die Kosten-Nutzen-Analyse des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie hat das Nutzenpotenzial errechnet. Die umsetzenden Regelungen des vorliegenden Gesetzentwurfs halten sich strikt an den in der Analyse ermittelten Nutzen. Leitlinien sind dabei die Durchschnittsannahmen der Analyse, die bei ca. 50 Prozent des Möglichen liegen.

- Bei durchschnittlichen Sowieso-Kosten von 20 Euro pro Jahr für den herkömmlichen Strom-Messstellenbetrieb mit einem einfachen digitalen Haushaltszähler und unter Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stromkosteneinsparpotenzials von annähernd drei Euro pro Jahr für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch unter 2 000 Kilowattstunden setzt der vorliegende Entwurf eine zulässige Preisobergrenze von 23 Euro pro Jahr für den Einbau eines intelligenten Messsystems für diese Verbrauchergruppe fest. Diese strikte Kosten-Nutzen-Orientierung setzt sich fort für alle weiteren Verbrauchsgruppen.
- Da für Haushalte mit geringem Jahresverbrauch von über 2000 und bis zu 3000 Kilowattstunden ein durchschnittliches Stromkosteneinsparpotenzial von 10 Euro pro Jahr errechnet wurde, sieht der Entwurf eine zulässige Preisobergrenze von 30 Euro (10 Euro Einsparpotenzial und 20 Euro Sowieso-Kosten für den Messstellenbetrieb) vor.
- Bei über 3000 und bis zu 4000 Kilowattstunden pro Jahr liegt das durchschnittliche Stromkosteneinsparpotenzial bei 20 Euro pro Jahr, die Preisobergrenze liegt damit bei 40 Euro. Diesen Verbrauchsgruppen ist die weit überwiegende Anzahl von Zählpunkten zugeordnet, nämlich rund 33 Mio.
- Bei der Verbrauchsgruppe von über 4000 und bis zu 6000 Kilowattstunden pro Jahr mit ca. 5,2 Mio. Zählpunkten wurde ein Einsparpotenzial von 40 Euro errechnet, der Entwurf sieht deshalb eine Preisobergrenze von 60 Euro vor.
- Bei einem Verbrauch von über 6000 und bis zu 10000 Kilowattstunden pro Jahr, also ab dem Bereich, in dem ein Einbau nicht im Belieben des grundzuständigen Messstellenbetreibers steht, wäre nach der Analyse mit mindestens 80 Euro Kostenersparnis pro Jahr zu rechnen, die Preisobergrenze liegt deshalb bei 100 Euro. Hier handelt es sich um rund 2,4 Mio. betroffene Zählpunkte.

Diesen Mechanismus setzt der Entwurf für die weiteren Letztverbrauchergruppen über 10000, 20000, 50000 und 100000 Kilowattstunden Stromjahresverbrauch fort und gibt damit eine rote Linie für zulässige Kosten vor, die sich allesamt allein über Stromkosteneinsparungen ausgleichen lassen. In diesem Zusammenhang ist auch die Verpflichtung zum

Bereitstellen von Softwarelösungen mit Anleitungen und Tipps zum Stromkosten sparen den Einsatz intelligenter Messsysteme vorgesehen. Betroffen sind hierbei rund 2 Mio. Zählpunkte im Bereich ab 10000 bis 100000 Kilowattstunden Jahresverbrauch und ca. 0,3 Mio. Zählpunkte ab 100000 Kilowattstunden. Dabei dürfte es sich bei einem Jahresverbrauch von über 20000 Kilowattstunden überwiegend um gewerblich genutzte Abnahmestellen handeln; bei einem Jahresverbrauch von über 50000 Kilowattstunden dürfte es sich ausschließlich um gewerblich genutzte Abnahmestellen handeln.

Wird zudem berücksichtigt, dass intelligente Messsysteme spartenübergreifend eingesetzt werden können, bietet sich Letztverbrauchern hier zumeist ein noch weit größeres Einsparpotenzial über die Bündelung von Messstellenbetrieben aus anderen Bereichen, wie zum Beispiel Gas, Fernwärme und Heizwärme. Neue Regelungen, die ein Auskunfts- und Anforderungsrecht des Mieters gegenüber dem Hauseigentümer zugunsten von Bündelangeboten enthalten, sorgen insoweit für eine stärkere Teilhabe der Letztverbraucher.

Bei Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz ergibt sich ein ähnliches Bild: Die Analyse sieht hier ein stark wachsendes Systemnutzenpotenzial ab einer Anlagengröße von 7 Kilowatt installierter Leistung. Demzufolge werden ab dieser Größe alle Anlagen ebenfalls mit nutzenorientierten unterschiedlichen Preisobergrenzen einbezogen, die dreierlei gewährleisten: einerseits eine systemverträgliche Integration der Erzeugungsanlagen in die Gesamtenergieversorgung, andererseits eine Preisobergrenze, die die Renditeerwartungen der Anlagen berücksichtigt.

Die zentrale Neuerung des vorliegenden Ansatzes ist sicherlich, dass dieser den Messstellenbetrieb stärker und detaillierter reguliert. Fand bisher eine Regulierung des Messstellenbetriebs im Bereich der Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz letztlich nicht statt, war diesem Problem nunmehr angesichts der zunehmenden Bedeutung dieses Erzeugungsbereichs für Netz und Markt abzuwehren. Auch dies ist ein Phänomen der Energiewende, die die Erzeugungsstrukturen nicht nur dezentraler werden lässt, sondern damit und deswegen auch vermehrt Beiträge der dezentralen Einheiten einfordern muss. Die Gewährleistung einer sicheren und sinnvollen Vernetzung ist eine Grundanforderung für den sicheren Gesamtsystembetrieb. Kosten für die Ausrüstung mit standardisierter intelligenter Mess- und Kommunikationsinfrastruktur werden zukünftig für jede netzrelevante Verbrauchs- oder Erzeugungsanlage anfallen.

5.4.2.2 Pflichteinbauten von iMSys (95 % Erfüllungsgrad)

Tabelle 12 gibt einen Überblick über die betreffenden Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme (iMSys):

Größenklasse	Zeithorizont bis	Kostengrenze €/a
bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch über 6 000 Kilowattstunden sowie bei solchen Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG besteht		
>100 000 kWh/a (derzeit rLM-Kunden)	2032	
100-50 000 kWh/a	2025	200
50-20 000 kWh/a	2025	170
20-10 000 kWh/a	2025	130
10-6 000 kWh/a	2020-2028	100
§ 14 EnWG	vor der Teilnahme der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung am Flexibilitätsmechanismus	
bei Betreibern von Energieerzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz mit einer installierten Leistung über 7 Kilowatt		
7-15 kW EE oder KWK	2015	100
15-30 kW	2015	130
30-100 kW	2015	200
>100 kW	2028	angemessenes Netzentgelt

Tabelle 12: Überblick über die betreffenden Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme (iMSys)

Netzbetreiber, Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz können auf eigene Kosten gegen angemessenes Entgelt vom grundzuständigen Messstellenbetreiber für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme Folgendes verlangen:

- die Ausstattung von Messstellen mit modernen Messeinrichtungen und Smart Meter Gateways,
- die Anbindung von Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz an ein Smart Meter Gateway,
- die Steuerung dieser Anlagen über ein Smart Meter Gateway und,
- soweit technisch möglich, den Einbau und Betrieb von nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz notwendigen Steuerungseinrichtungen.
- Das angemessene Entgelt nach Absatz 1 darf keine Kosten enthalten, die beim grundzuständigen Messstellenbetreiber in Erfüllung der Pflichten nach den §§ 29 bis 32 ohnehin anfallen würden.

Zusatzdienste werden gegen angemessenes Entgelt diskriminierungsfrei angeboten:

- das Bereitstellen von Strom- und Spannungswandlern,
- die Nutzung eines intelligenten Messsystems als Vorkassensystem,
- die Herstellung der Steuerbarkeit nach Absatz 1 Nummer 4 und die laufende Durchführung der Steuerung im Sinne von § 33 unter Beachtung der dort verankerten Kostenbeteiligungsregel,
- die Bereitstellung und der technische Betrieb des Smart Meter Gateways für Mehrwertdienste und sonstige Auftragsdienstleistungen des Anschlussnutzers oder des Anschlussnehmers
- sonstige

5.4.2.3 Umgang mit Smart-Meter-Daten:

Zum Umgang mit diesen Daten sind berechtigt:

1. Messstellenbetreiber,
2. Netzbetreiber,
3. Bilanzkoordinatoren,
4. Bilanzkreisverantwortliche,
5. Direktvermarktungsunternehmer nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz,
6. Energielieferanten sowie
7. jede Stelle, die über eine schriftliche Einwilligung des Anschlussnutzer

Die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Daten aus einer Messeinrichtung darf nur mit Einwilligung des Anschlussnutzers erfolgen oder soweit dies erforderlich ist:

- zur Erfüllung von Verträgen mit dem jeweiligen Anschlussnutzer, anlässlich vorvertraglicher Maßnahmen, die der jeweilige Anschlussnutzer veranlasst hat,
- zur Erfüllung rechtlicher Verpflichtungen, welche den berechtigten Stellen aufgrund dieses Gesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und der auf diesen Gesetzen beruhenden Rechtsverordnungen und Festlegungen der Regulierungsbehörden auferlegt sind:

- die Erfüllung der Pflicht der Bilanzkreisverantwortlichen zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung ihres Bilanzkreises,
 - die Erfüllung der Pflicht der Netzbetreiber zum ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Netzbetrieb,
 - die Belieferung mit Energie einschließlich der Abrechnung,
 - das Einspeisen von Energie einschließlich der Abrechnung,
 - die Abrechnung der Netzentgelte und sonstiger Abgaben und Umlagen,
 - die Durchführung der Bilanzierung und der Bilanzkreisabrechnung,
 - die Erfüllung öffentlicher Registerpflichten,
 - die Vermarktung von Energie und von Flexibilitäten bei der Einspeisung und bei der Abnahme von Energie,
 - die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung im Sinne von § 14a EnWG,
 - die Umsetzung variabler Tarife im Sinne von § 40 (5) EnWG einschließlich der Verarbeitung von Preis- und Tarifsignalen für Verbrauchseinrichtungen und Speicheranlagen sowie der Veranschaulichung des Energieverbrauchs und der Einspeiseleistung eigener Erzeugungsanlagen,
 - die Ermittlung des Netzzustandes in begründeten Fällen,
 - das Aufklären oder Unterbinden von Leistungerschleichungen nach Maßgabe von § 49 (4) EnWG,
 - die Durchführung eines Mehrwertdienstes oder eines anderen Vertragsverhältnisses auf Veranlassung des Anschlussnutzers.
- zur Erfüllung von Aufgaben der berechtigten Stellen, die im öffentlichen Interesse liegen, oder
 - zur Wahrnehmung einer Aufgabe des Netzbetreibers, die in Ausübung ihm übertragener hoheitlicher Gewalt erfolgt.

5.4.2.4 Anforderungen an Datenkommunikation

Datenzugangsberechtigten ist eine verschlüsselte elektronische Kommunikation von Mess-, Netzzustands- und Stammdaten in einem einheitlichen Format zu ermöglichen. Soweit Messwerte oder Stammdaten betroffen sind, muss das Format die vollautomatische Weiterverarbeitung im Rahmen der Prozesse für den Datenaustausch zwischen den Beteiligten ermöglichen, insbesondere auch für den Wechsel des Lieferanten.

Die Datenkommunikation hat in dem von der Bundesnetzagentur vorgegebenen, bundesweit einheitlichen Format zu erfolgen. Personenbezogene Daten sind zu anonymisieren oder zu pseudonymisieren, soweit dies im Hinblick auf den Verwendungszweck möglich ist.

Messung: Der Messstellenbetreiber (MSB) führt viertelstündige Messungen durch bei

- > 100 000kWh(ggf. Viertelstündig)
- IMSys
- §14a EnWG unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung
- Sonst entsprechend Tarif
- EE / KWK >100kW ggf. viertelstündig
- EE/KWK < 100kW

Der MSB überträgt die Werte an:

- Netzbetreiber automatisiert für den Vormonat in Form monatlicher kWh und kW_{max} zwecks
 - Netznutzungsabrechnung
 - EEG KWK-Vergütung
 - §14 EnWG
 - §12 EnWG
 - Aggregierte Zählpunkte zu BK-Summenzeitreihen
 - EEG-Umlage
- ÜNB und Bilanzkreisordinator (BKKo) für den Vortag in Form viertelstündiger Last- oder Zählerstandsgänge zwecks:
 - Erfüllungskontrolle und Abrechnung RL
 - Prognose Eigenerzeugung zur Vermarktung § 59 EEG
 - PV-Einspeisung
 - Prognose-Verbesserung Direktvermarktung NB
 - Kapazitätspflichten und Residuallast-Abschätzung
 - BK-Summenreihen
 - BK-Koordination
 - Vermiedene NE (§ 57 EEG)
 - EEG-Umlage

- Lieferanten für den Vortag in Form viertelstündige Last- oder Zählerstandsgänge:
 - Abrechnung (Tarifizierung)
 - Lieferanten- Tarifwechsel
 - Prüfung NE und BK-abrechnung
 - Energiemengenprognose
 - EEG-Umlage

- Anschlussnutzer in Form von
 - Jederzeitigem Verbrauchszugriff
 - Tarif und Abrechnungsinfos
 - historische tages-, wochen-, monats- und jahresbezogene Energieverbrauchs- werte
 - sowie soweit vorhanden Zählerstandsgänge für die letzten 24 Monate,
 - Bereitstellung innerhalb 24 h auf lokalen Anzeige-Displays oder Internet-Portal

- Anlagenbetreiber über das Smart Grid Gateway (SMGW) innerhalb 24h oder online-Portal
 - Informationen zu Einspeisung und Verbrauch
 - Abrechnungsrelevante Infos und zur Prüfung
 - Historische Einspeisewerte (24 Monate)

5.4.3 Begründungen (Auszüge aus dem Referentenentwurf)

Zuerst müssen die sichere Kommunikation von netzdienlichen Informationen, von Stromverbrauchs- und Erzeugungswerten sowie das sichere Bewirken von Last- und Erzeugungsmanagementmaßnahmen möglich sein. Netzbetrieb, Bilanzkreismanagement, Integration von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien, Vermarktung von Flexibilität, Abrechnung variabler Tarife und Eigenverbrauchslösungen setzen das zuverlässige Bereitstellen detaillierter Informationen voraus. Auf Basis tatsächlicher Messwerte können Prognosen z. B. für die PV-Einspeisung stark verbessert und neue Tarifstrukturen für Eigenenergie angeboten werden. Um das volle Potenzial einer sicheren und standardisierten Systemarchitektur zu entfalten, müssen perspektivisch die Fähigkeiten zur Messung auch anderer Sparten (Gas, Wasser, Wärme) und zur Umsetzung sog. Mehrwertdienste z.B. in den Bereichen Smart Home und betreutes Wohnen folgen.

Kosten für technische Zusatzeinrichtungen zum intelligenten Messsystem, die allein dem Zweck dienen, Netzausbau einzusparen bzw. den Netzbetrieb effizient und sicher zu gestalten, werden den Netzentgelten zugeordnet. Dies gilt z. B. für Elemente einer Steuerbox zum Einspeisemanagement bei Erzeugungsanlagen.

Intelligente Messsysteme dienen der Entwicklung intelligenter Energieversorgungssysteme auf Seiten von Letztverbrauchern und Erzeugern, sie sind die Verbindung zum intelligenten Energienetz (sog. Smart Grid). Intelligente Messsysteme können helfen, den tatsächlichen Energieverbrauch der Letztverbraucher an die Erzeugung aus volatilen Erzeugungsanlagen anzupassen. Sie können auch helfen, die Energiebeschaffung zu optimieren, indem reale Verbräuche und nicht länger Prognosen die Energiebeschaffung bestimmen. Der Gesetzgeber ist in diesem Zusammenhang mit § 40 (5) Nr. 1 EnWG einen ersten wichtigen Schritt gegangen, indem er Energieversorgungsunternehmen dazu verpflichtet hat, last- und tageszeitvariable Tarife anzubieten. Intelligente Messsysteme können darüber hinaus netzdienlich eingesetzt werden, indem sie Netzzustandsinformationen bereitstellen, und sie können auch als eine sichere Plattform für verschiedenste Anwendungen aus den Bereichen Energiemanagement, Erzeugungsmanagement und auch weit darüber hinaus dienen.

Für Energiedienstleistungen jeglicher Art sind genaue Informationen über das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten sehr wichtig. Von Bedeutung ist dabei nicht lediglich die Menge verbrauchter bzw. eingespeister Energie, sondern auch der jeweilige Zeitpunkt des Verbrauchs bzw. der Einspeisung. Die derzeit größtenteils übliche einmal jährliche Ablesung von Verbrauchswerten kann dieses Bedürfnis nicht ansatzweise befriedigen.

Intelligente Messsysteme müssen entsprechend der Mindestvorgabe unter Buchstabe a) stets für zwei Arten der Fernkommunikation offen sein. Dies kann beispielsweise von Netzbetreibern, soweit dies erforderlich ist, auf eine Weise genutzt werden, dass ihnen bei entsprechender Berechtigung des Netzbetreibers vom Smart Meter Gateway Administrator ein eigener Kommunikationskanal zum Smart Meter Gateway eingerichtet wird, um zum Beispiel mittels entsprechender Signale auf EEG-Anlagen steuernd einwirken zu können. Die Offenheit für mehrere Arten der Fernkommunikation trägt auch dem Umstand Rechnung, dass unterschiedliche Akteure stark unterschiedliche Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Fernkommunikation haben können. Die Offenheit für mehrere Arten verbreitert den Einsatzbereich von intelligenten Messsystemen; zwingend ist nicht die Ausführung über mehrere physische Schnittstellen, ausreichend ist eine Ausführung über mindestens zwei logische Schnittstellen zur Wahrung der geforderten Offenheit für eine weitere Art der Fernkommunikation.

Dass auch weitere lokale Systeme angebunden werden können, entspricht dem technologisch breiten Ansatz; denkbar sind hier Energiemanagementsysteme oder auch Systeme zur Ermöglichung energiefremder Dienste. Zur Hebung von Synergien muss ein Smart Meter Gateway auf Wunsch des Letztverbrauchers technologieoffen für Mehrwertdienste ausgestaltet werden können, wobei solche Mehrwertdienste die Durchführung wesentlicher energiewirtschaftlicher Prozesse nicht behindern dürfen; Priorisierungsfunktionen sind daher notwendig. Ferner muss bereits durch die technische Ausstattung des Smart Meter Gateway gesichert sein, dass ein direkter Zugriff auf dieses nur durch eine einzige Instanz, nämlich dem Smart Meter Gateway Administrator, möglich ist.

Eine einheitliche Kommunikations- und Steuerungstechnik verbessert das Wechselspiel zwischen Einspeisemanagement und marktorientierter Fernsteuerung. Das kann insbesondere Ausgleichsenergiekosten reduzieren. Zudem erleichtert eine einheitliche Technik dem Anlagenbetreiber, seinen Direktvermarktungsunternehmer zu wechseln. Bislang müssen bei einem solchen Wechsel teilweise noch technische Umstellungen an der Erzeugungsanlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vorgenommen werden. Auch diese Hürde entfällt mit der nun normierten Einführung einer bundesweit standardisierten Kommunikationstechnik. Auch das erleichtert die Marktintegration der erneuerbaren Energien.

Die Vorschrift § 14a EnWG regelt die Möglichkeit für Lieferanten und Letztverbraucher, an einem netzdienlichen Lastmanagement in Niederspannung teilzunehmen und zu diesem Zweck Vereinbarungen mit Netzbetreibern zu treffen. Derartige Lastverlagerungen zu netzdienlichen Zwecken sind ein wichtiger Anwendungsfall für intelligente Messsysteme, denn es ist zum einen eine Abrechnung nach individuellen Zeiträumen und zum anderen eine zuverlässige Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen erforderlich.

5.5 Integrationsfunktion am regional entwickelten Beispiel einer IKT-Plattform in der 50 Hertz-Regelzone und Nutzen für die Region Berlin-Brandenburg

Konzept. Die Energiewende braucht IKT-Lösungen, die standardisierte Schnittstellen in einem zunehmend dezentralisierten Energiesystem schaffen. Der Demonstrator sorgt mit der IKT-Plattform für die intelligente und sichere Vernetzung verschiedenster Akteure im Energiesystem und nimmt als „Datendrehscheibe“ auch eine zentrale Rolle ein. Die Lösungsvorschläge stellen zentrale Plattformdienste bereit und sorgen für Datentransparenz, Visualisierungen und Informationssicherheit bei privaten und geschäftlichen Nutzern. Damit wird zugleich die Grundlage für Entrepreneure und Nutzer geschaffen, um neue datenbasierte Geschäftsmodelle zu entwickeln und eigenes Nutzungsverhalten aktiv zu gestalten.

- IKT-Plattform für die Konnektivität im digitalisierten Energiesystem. Die IKT-Plattform ist das „Telefonnetz und das Internet-Protokoll“ des zukünftigen Energiesystems. Sie bildet die Klammer, welche Stromnetze und Märkte verbindet, die daten- und sicherheitstechnische Architektur bereitstellt und Flexibilitäten entlang des gesamten Wertschöpfungsnetzwerks (z. B. verschiebbare industrielle Lasten, Power-to-Heat- und Kühlanlagen, Elektromobilität) orchestriert. Die Architektur der IKT-Plattform wird im unten stehenden Kasten (technischer Exkurs) näher beschrieben und in Abbildung 53 skizziert.
- IKT-Sicherheitskonzept. Fraunhofer Fokus wird Sicherheitsarchitekturen für einzelne Anwendungsfälle entwickeln und Schnittstellen zu ergänzenden Sicherheitskonzepten festlegen. Ausgangspunkt ist die Analyse der Erfahrungen beim Aufbau und Betrieb bisheriger IKT-Netze in anderen Branchen, wobei speziell die Verlässlichkeit existierender

Netze analysiert werden soll. Daraus folgen die Entwicklung eines Konzepts für die sichere Kommunikation, Datenspeicherung und -zugriff (z. B. Netzübergänge, Kryptographie/VPN, Abschottung, Zonen) und die Bewertung unter Kosten-Nutzen-Aspekten. Ziel ist die Definition von Maßnahmen zur Minimierung von IT-Risiken mittels eines Information Security Management System (ISMS). Außerdem werden Datenschutzerfordernungen ans Smart Meter Gateway definiert und mit bestehenden Vorgaben des BSI abgeglichen.

- **Flexibilitätsplattform.** 50Hertz konzipiert in enger Abstimmung mit Stromnetz Berlin und anderen Partnern eine Flexibilitätsplattform für die Integration von dezentralen Kleinanlagen in das Energiesystem. Durch den Abbau von Marktbarrieren sollen mehr Anbieter die Möglichkeit erhalten, Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Dabei werden folgende innovative Lösungen geschaffen: (1) Die Kooperation und Koordination von ÜNB und VNB beim Engpassmanagement wird verbessert, indem Redispatch-Potenziale Netzebenen übergreifend erfasst und optimiert werden. (2) Smart-Meter-Daten werden zur automatischen Erbringungskontrolle von Regelleistung herangezogen, um kleinen Anbietern den Zugang zum Regelleistungsmarkt zu erleichtern. (3) Smart-Meter-Daten werden zur Erfassung der Eigenerzeugung bei PV-Kleinanlagen eingesetzt, um die Vermarktung zu verbessern und Risiken in der Systemführung zu minimieren.
- **Netzdaten-Marktplatz.** Stromnetz Berlin hat bereits 2012 gemeinsam mit Fraunhofer Fokus eines der bundesweit ersten Open-Data-Portale (www.netzdaten-berlin.de) der Energiewirtschaft gestartet. Dieser Ansatz soll entlang dreier Schwerpunkte erweitert werden. (1) Neuartige Daten, z. B. streng anonymisierte Werte aus Smart Metern, sollen bereitgestellt werden. Sie sind für ein Verständnis der Vorgänge in der zukünftigen Energielandschaft von großer Bedeutung und bilden die Grundlage, um neue, nutzerorientierte Dienstleistungen entwickeln zu können. (2) Der absolute Schutz privater Kundendaten hat auch zukünftig uneingeschränkte Priorität. Es werden Konzepte erarbeitet, mit denen umfassender Datenschutz gewährleistet wird und gleichzeitig die relevanten Informationen des Smart Grid gewonnen und genutzt werden können. (3) Die Energiewirtschaft steht im Umgang mit großen Datenmengen („Big Data“), die beispielsweise im Smart Grid generiert werden, noch ganz am Anfang. Es werden kreative Ansätze gesucht, um aus der Datenbewirtschaftung neue Dienstleistungen für Energiekunden zu entwickeln. Regelmäßig durchgeführte „Hack Days“ bei Stromnetz Berlin sollen neue Produkt- und Geschäftsideen fördern und dabei die Startup-Szene der deutschen IKT-Branche einbinden.
- **Markt- und Verbraucherplattform.** Die Markt- und Verbraucherplattform von Pumacy wird Energiemarktteilnehmer mit (offenen) Daten, Sichten, Anwendungen und Schnittstellen versorgen. Hierdurch sollen die Entwicklung neuer B2B- und B2C-Geschäftsmodelle sowie eine bewusstere Energienutzung unterstützt werden. Die Plattform greift auf suchbasierte Anwendungen zurück, welche die in der Daten- und Dienste-Plattform bereitgestellten Inhalte aggregieren und visualisieren.

Technischer Exkurs: Die Architektur der IKT-Plattform für Berlin-Brandenburg

- *Modularer Aufbau und offene Schnittstellen:* Die sichere, zukunftsweisende Basis für die Integration aller Energiemarkt-Akteure. Die IKT-Plattform ist modular aufgebaut, skalierbar und entsprechend aktueller und zukünftiger Anforderungen erweiterbar. Sie unterstützt das Smart Grid Architecture Model (SGAM) über alle Zonen und Domains hinweg. Die Integration von technischen Devices (Geräten) sowie externen Partner-Plattformen (z. B. der Netzbetreiber) erfolgt mit Hilfe der Protokoll-offenen und erweiterbaren Komponenten Device Gateway bzw. B2B-Interfaces. Über einen Service Integration Layer ist es möglich, Services (Anwendungen) für Geschäfts- und Privatkunden an die Plattform anzubinden. Im regionalen-Kontext werden dies die Flexibilitäten der übrigen Demonstrator-Projekte sein. Alle Module der Plattform sind mittels einer Access & Security-Schicht voneinander entkoppelt und können über einen durchgängigen ESB (Enterprise Service Bus) auf zentral verfügbare Dienste zugreifen.
- *Energiespezifische Interface-Module:* Hocheffiziente Kommunikation auf allen Wertschöpfungsebenen, unabhängig von Übertragungstechnologien und Protokollen. Das Device Gateway bündelt alle benötigten technischen Interfaces zu externen Geräten, z. B. für Fernwirktechnik, Smart Grid Netzelemente (Sensoren, Aktoren), Steuerelemente von dezentralen Energieressourcen (DER) und die Anbindung an Smart Meter Gateways (SMGWA). Unterschiedliche energiespezifische Kommunikationsprotokolle und -standards werden unterstützt. Im B2B-Interface-Modul werden die benötigten logischen Schnittstellen zu externen Systemen bereitgestellt, z.B. für Systeme der Netzleittechnik (SCADA) oder Plattformen der Netzbetreiber (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber), oder auch Systeme für Marktkommunikation, Bilanzkreismanagement, Bereitstellung von Prognosedaten sowie Handelsplätze für den Energiehandel (Energiebörse, Systemdienstleistungen, Direktvermarktung). Die Plattform ermöglicht die Kommunikation zu den angebotenen Geräten und B2B-Partnern über unterschiedlichste aktuell zur Verfügung stehende sowie zukünftige Übertragungstechnologien.
- *Big-Data-Management:* Strukturierung und Auswertung der Datenflut aus den vielfältigen Datenquellen im dezentralisierten Energiesystem mit hohem EE-Anteil. Die Plattform selbst stellt für alle Anwendungen verfügbare zentrale Plattformdienste bereit. Dazu gehören z. B. zentrales Identity & Access Management, Business Activity Monitoring, Device Management & Services, Operations Monitoring, Communication Services, Complex Event Processing, Governance Registry, CRM (Customer Relationship Management) und Billing sowie Mobile Network Operator Management. Durch die gewählte Datenbankarchitektur ist die Plattform in der Lage, Massendaten zu verarbeiten (Big-Data-Management).

- Kritische Infrastrukturen:** Führende Sicherheitstechnologie „Made in Germany“ für höchsten Datenschutz, Privatsphäre und bedingungslose Versorgungssicherheit. Die Plattform ist für eine durchgängige Implementierung von aktuellen und zukünftigen Sicherheitsstandards der Kommunikation in kritischen Infrastrukturen konzipiert und damit hervorragend als Telekommunikations-Infrastruktur für die intelligente Energieversorgung geeignet. Das betrifft sowohl den Zugang zur Plattform als auch die Datensicherheit und den Datenschutz. Gewährleistet wird dies u. a. durch eine Access & Security-Schicht zwischen den Interfaces, Services und zentralen Platforddiensten. Die innerhalb der zentralen Platforddienste bereitgestellte PKI/CA (Public Key Infrastructure / Certificate Authority) dient der Absicherung der Kommunikationsverbindungen. Eine Ausgestaltung der Plattform hinsichtlich der vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) geforderten Datensicherheits- und Datenschutzerfordernungen ist vorgesehen.

Abbildung 53 zeigt die Regionale IKT-Plattform „Energy“ zur sicheren systemübergreifenden Kommunikation:

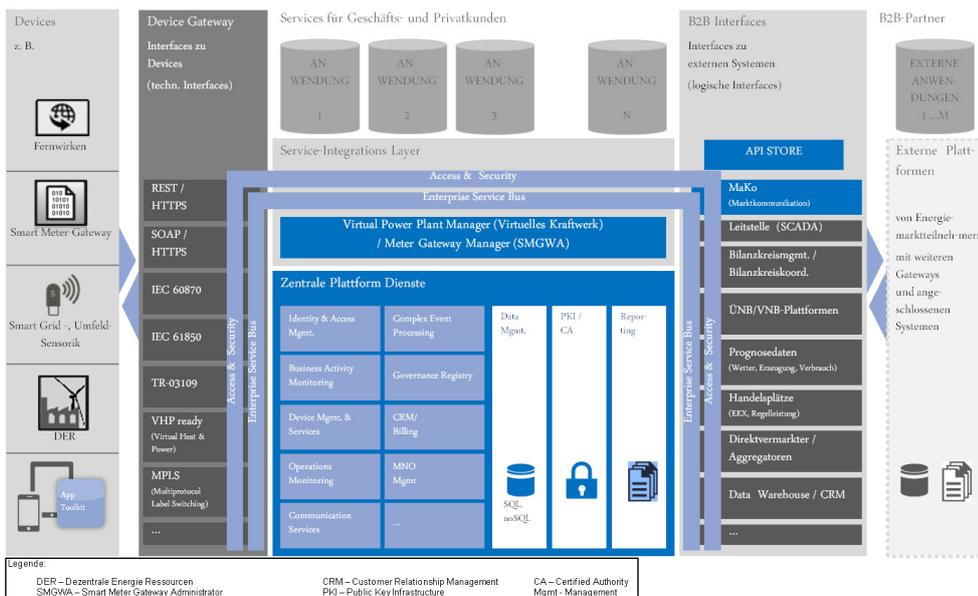


Abbildung 53: Regionale IKT-Plattform „Energy“ zur sicheren systemübergreifenden Kommunikation [62]

Erläuterungen zur Abbildung:

- Die Daten- und Dienstplattform dient dazu, zentrale Plattform-Dienste zur Verwendung durch die Anwendungsszenarien als auch für die Projektpartner zugänglich zu machen. Dadurch sollen redundante Strukturen vermieden werden und die Effizienz erhöht werden. Daneben wird es ermöglicht externe Plattformen, andere Softwaresysteme oder weitere Daten- und Dienstplattformen miteinander zu verbinden um auf unterschiedliche Anforderungen u. a. bzgl. kritischer Systeme zu gewährleisten.
- Die Datenverarbeitung soll einerseits so offen wie möglich gestaltet werden, andererseits jedoch so geschlossen wie nötig, um insbesondere geltenden Anforderungen der Informationssicherheit zu genügen. Damit sollen – wo möglich – „Silo“-Lösungen und die damit verbundene Dopplungen und Mehrfachaufwände vermieden werden; Daten und Dienste insbesondere auf der Applikationsebene sollen in unterschiedlichen Kontexten kombinierbar und mehrfach nutzbar sein.
- Die Architektur der bereitzustellenden Plattform ist auf eine durchgängige Implementierung von aktuellen und zukünftigen Sicherheitsstandards für die Kommunikation in kritischen Infrastrukturen konzipiert und damit als TK-Infrastruktur für die intelligente Energieversorgung der Zukunft geeignet. Das betrifft sowohl den Zugang zur Plattform als auch die Datensicherheit und den Datenschutz. Gewährleistet wird dies durch eine Access & Security Wall zwischen den Interfaces, Services und zentralen Plattformdiensten. Die innerhalb der zentralen Plattformdienste bereitgestellte PKI/CA (Public-Key-Infrastructure / Certificate Authority) dient der Absicherung der Kommunikationsverbindungen.
- Eine Ausgestaltung der Plattform hinsichtlich der vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) geforderten Datensicherheits- und Datenschutzerfordernungen ist vorgesehen.
- Die Plattform ist modular aufgebaut, skalierbar und aktuellen und zukünftigen Anforderungen entsprechend erweiterbar.
- In einem Device Gateway werden alle benötigten technischen Interfaces zu externen Geräten bereitgestellt, z. B. zu Geräten der Fernwirktechnik, zu Smart Grid Netzelementen (Sensoren, Aktoren), zu Steuerelementen von dezentralen Energieressourcen (DER) oder zur Anbindung an Smart Meter Gateways (in der Rolle SMGWA oder als EMT). Zu diesem Zweck werden durch das Device Gateway der Plattform unterschiedliche Kommunikationsprotokolle und -standards unterstützt. Durch seinen modularen Aufbau wird eine Erweiterbarkeit jederzeit gewährleistet.
- In einem B2B Interface Modul werden alle benötigten logischen Interfaces zu externen Systemen bereitgestellt. Dies können beispielsweise sowohl Systeme der Netzleittech-

nik (SCADA) oder Plattformen der Netzbetreiber (Übertragungsnetz-, Verteilnetzbetreiber) sein, als auch Systeme für Marktkommunikation, Bilanzkreismanagement/-koordination, Bereitstellung von Prognosedaten sowie Handelsplätze für den Energiehandel (Energiebörse, Systemdienstleistungen, Direktvermarktung). Das B2B Interface Modul ist durch seinen modularen Aufbau jederzeit erweiterbar. Auf diese Weise ist es ebenfalls möglich, externe Plattformen von Energiemarktteilnehmern an die Plattform anzubinden und diesen damit den Zugang zu den Services der Plattform zu ermöglichen.

- Die Plattform ermöglicht die Kommunikation zu den über das Device Gateway angebotenen Geräten und zu den über das B2B Interface Modul angebotenen B2B-Partnern über unterschiedlichste aktuell zur Verfügung stehende Übertragungsmedien und -technologien sowohl im Mobilfunknetz als auch im Festnetz. Zukünftig zur Verfügung stehende Kommunikationstechnologien (z. B. Mobilfunk 5G) können nachträglich implementiert werden.
- Über einen Service Integration Layer der Plattform ist es möglich, Services (Anwendungen) für Geschäfts- und Privatkunden an die Plattform anzubinden. Auf diese Weise ist es möglich, verschiedene Anwendungsszenarien zu modellieren und zu evaluieren.
- Die Plattform selbst stellt für alle Anwendungen verfügbare zentrale Plattformdienste bereit. Dazu gehören z. B. das zentrale Identity & Access Management, eine Smart Meter Gateway Administrator-Komponente (SMGWA), Business Activity Monitoring, Device Management & Services, Operations Monitoring, Communication Services, Complex Event Processing, Governance Registry, CRM / Billing, MNO Management.
- Durch die gewählte Datenbankarchitektur ist die Plattform in der Lage, Massendaten in Real-Time zu verarbeiten (Big Data Management).
- Die Plattform stellt eine Public Key Infrastruktur (PKI) mit Certificate Authority (CA) zur sicheren und geschützten Datenübertragung bereit. Die Verbindung zwischen den Modulen innerhalb der Plattform erfolgt über einen Enterprise Service Bus (ESB), womit die technische Modularisierung sowie die Flexibilität für Erweiterungen gewährleistet werden.
- Das Ziel ist die Konzeption und Implementierung einer IKT-Gesamtarchitektur für die Region Berlin-Brandenburg bei Einbindung der bestehenden Systeme aller Teilnehmer und Komponenten der Energieversorgung und -wirtschaft. Damit sollen sowohl neue Geschäftsmodelle als auch erweiterte Betriebskonzepte zur Nutzung erneuerbarer Energien (Schwerpunkt Windenergie) ermöglicht werden. So sollen im Energie-Cluster gemeinsame Daten- und Dienstplattformen entstehen, um zum Beispiel die erhobenen Messwertinformationen aus den intelligenten Messsystemen anonymisiert zur Verfügung zu stellen, um damit neue Innovationen auszulösen oder um beispielsweise zu entscheiden, wann, wo und in welchem Umfang überschüssiger Windstrom netzdienlich

in Wärme umgewandelt wird, um eine Abschaltung von Anlagen vermeiden und damit deren Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

- Dabei wird die SGAM-Architektur und -Methodik angewandt und es werden sowohl adäquate IKT-Standards genutzt als auch die Richtlinien zur Informationssicherheit umgesetzt. Es sollen die Grundlagen für gemeinsame Daten- und Dienstplattformen für verschiedene Anwendungsszenarien geschaffen werden. So soll die Bereitstellung von Daten und Visualisierungen nach außen neue Geschäftsmodelle und Prozesse für Anbieter (B2B) und eine Veränderung des Verbraucherverhaltens (B2C) ermöglichen. Die Plattformen werden interoperabel auf Basis von Standards (bspw. VHPready und weitere IEC61850-Ausprägungen) entworfen. Damit wird eine Anbindung an europäische und nationale Plattformen gewährleistet und zukünftige Geschäftsmodelle unterstützt. Zusätzlich wird eine definierte Menge an Schnittstellen und Formaten zum Austausch zwischen verschiedenen Plattformen genutzt. Dabei werden Datenschutz- und Sicherheitsrichtlinien im Sinne der Informationssicherheit beachtet und angewandt. Interoperabilität wird durch Nutzung adäquater Standards hergestellt.
- Eine mögliche Struktur ist in abschließender Abbildung 54 skizziert:

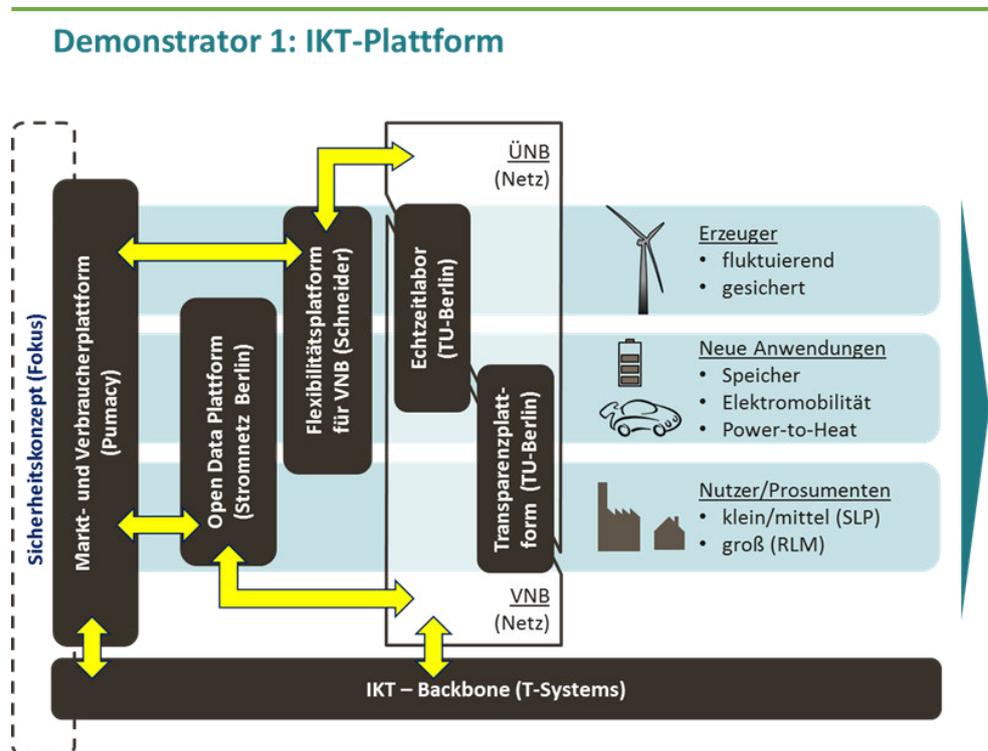


Abbildung 54: Regionale IKT-Plattform „Energy“ zur sicheren systemübergreifenden Kommunikation [63]

6 Demonstratoren

6.1 Demonstratoren zum Regionalkraftwerk

Der sich verändernde Kraftwerkspark (weniger fossil und zentral, mehr erneuerbar, dezentral und fluktuierend) ist Ausgangspunkt der tiefgreifenden Veränderungen im Energiesystem der Region Berlin-Brandenburg. Erzeugung steht am Beginn der Wertschöpfungskette – insofern sind konzeptionelle Lösungen aus Sicht der Erzeuger mehr als überfällig. Eine zuverlässige Bereitstellung von Energie ist Basis für das Wirtschaften in der Region. Wenn auch bilanziell dem regionalen Verbrauch erhebliche Mengen regional erzeugtem Strom gegenüberstehen, so sind doch physikalisch, d. h. in Raum und Zeit ausgeglichene Energieströme entlang der Wertschöpfungskette zu organisieren. Dabei stellen Dezentralität und Fluktuation extreme Herausforderungen, die nicht allein von der Netzinfrastruktur und erzeugungsorientiertem Verbrauch gelöst werden können. Zunehmend werden auch Erzeuger fluktuierender erneuerbarer Energie Systemverantwortung übernehmen. Hier bieten sich verschiedene Möglichkeiten mittels der erzeugungsnahen Kombination und auch mit flexiblen Lasten oder Speichern eine systemverträgliche Einspeisung zu organisieren und dabei auch regionale Wertschöpfung (bessere Preise, weniger Abregelung, niedrigere Netzkosten) und höhere Akzeptanz (Regionalstrom) zu erwirken.

6.1.1 Charakterisierung

Vom Konzept des Virtuellen Kraftwerks zum Regionalkraftwerk

Mit der Energiewende übernehmen zunehmend dezentrale Erzeugungsanlagen die Bereitstellung von Strom. Um deren Leistung zu bündeln und koordiniert in das Energiesystem einzubringen, werden diese verteilten Erzeugungskapazitäten in sogenannten **Virtuellen Kraftwerken** (Virtual Power Plants = VPP) zusammengefasst und gemeinsam durch einen Poolkoordinator gesteuert. Die Erzeugungsleistung kann somit professionell, d.h. ertragsoptimiert, bzw. residuallastminimierend auf verschiedenen Strommärkten vermarktet werden, z. B. über Direktvermarktung an der Strombörse, Intraday-Handel oder als Regeleistung.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil einer gebündelten Vermarktung besteht in der erhöhten Liefersicherheit. Wenn ein Teilnehmer ausfällt, sind in der Regel genug andere vorhanden um den vereinbarten Strom dennoch verlässlich bereitzustellen. Mit einer erhöhten Liefersicherheit können ertragsstärkere Produkte qualifiziert werden. Dies ist insbesondere für die fluktuierenden Anteile wichtig, hier im Zusammenspiel mit regelbaren Energiequellen (z. B. Biogas-BHKW oder Batterien) wirken zu können. Als weitere Flexibilitäten können auch verschiebbare Lasten oder Speicher in einen solchen Verbund aufgenommen werden. Genaugenommen spricht man dann eher von einem **virtuellen Flexibilitäten-Verbund** (VPS = virtuell Power-System) als von einem Kraftwerk.

Ein Nachteil virtueller Kraftwerke ist deren Ortsungebundenheit. D.h. die Leistungen werden aus einem verteilten Flexibilitätenpool nach internen Optimierungsalgorithmen (Lade-

zustände, Kapazitäten, Verfügbarkeit, Erzeugungskosten) für nationale Märkte (EEX) zusammengestellt und „nur“ Regelzonen-scharf bilanziert. Die Einspeisung erfolgt also ohne Berücksichtigung der jeweiligen Verteilnetzsituation am Einspeisepunkt oder im Netzgebiet.

Sollen künftig auch fluktuierende Einspeiser Beiträge im Sinne der Netzdienlichkeit übernehmen, so ist neben der zeitlichen Dimension die kritische räumliche Dimension (gelbe Ampelphase, wenn Netzkapazitäten eng werden) wesentlich mitzugestalten. Hierzu können räumlich zusammengefasste Verbünde hilfreiche Beiträge leisten, indem sie bereits **vor** dem Einspeisepunkt oder **vor** kritischen Netzengpass-Stellen eine Koordination subsidiär vorgenommen haben. Diese Koordination besteht in einer netzdienlichen also physikalisch wirksamen Integration von Flexibilitäten wie regelbaren Erzeugern (BHKW), Speichern (Batterien, PSW) oder Lasten.

Man spricht daher hierbei von **Verbund- oder Regionalkraftwerken**.

Diese können je nach Qualifizierung nicht nur systemverträglicher einspeisen (passiv netzdienlich), sondern sogar aktiv netzdienlich sein und qualifizierte verlässliche Systemdienstleistungen erbringen (z. B. Reserveleistung, Redispatch, Schwarzstart, aktive Blindleistungsbereitstellung).

Als weitere Eigenschaft können hiermit Regionalstrom-Produkte aufgelegt werden, weil die Einspeisequellen räumlich eingegrenzt und zugeordnet werden können.

6.1.2 Bedeutung für das künftige E-System in Berlin-Brandenburg

Durch die hohen fluktuierenden Windeinspeiseleistungen kommt es in der Region (ÜN und VN) zunehmend zu Netzengpässen und einhergehenden Abregelungen von Kraftwerken auch EEG-Anlagen. Volkswirtschaftlich entstehen erhebliche Kosten (Entschädigung für nicht genutzten Strom). Bei weiterem Zubau von EEG-Anlagen stellt sich im Sinne einer Gesamtsystemeffizienz die Frage, ob die Netzausbauplanung weiterhin entsprechend der Einspeisespitzen ausgelegt werden kann oder ein Einspeisemanagement (zumindest temporäre¹³ Spitzenkappung bis 5 % vgl. Weißbuch zum Strommarktgesetz) eingeführt werden wird. Diesem aus Netzsicht sinnvollem Verwerfen von kostenloser erneuerbarer Energie könnte seitens der Erzeuger mittels Regionalkraftwerken vorgebeugt werden. Erzeugte Energie wird **vor** dem Einspeisepunkt „gebändigt“, z. B. mittels Batterien, und dann im netzverträglichen Maße eingespeist oder anders verbraucht. Als weiterer Vorteil entstehen höhere Wertschöpfungsperspektiven, weil Strom aus fluktuierenden Quellen nicht mehr „bloß“ abgegeben bzw. direktvermarktet wird, wenn er anfällt sondern für Zeiten veredelt wird, in denen weniger Energiedargebot vorhanden ist und folglich höhere Preise erzielt werden können. Auch hier gelten die Ertragsmodelle in Richtung aktiver Bereitstellung von

¹³ Im Sinne von Kosteneinsparung durch verzögerten Netzausbau und temporären Installationen von Batterien auf den EEG-Anlagen

Systemdienstleistungen wie bei virtuellen Kraftwerken auf Übertragungsnetzebene - allerdings können Regionalkraftwerke mit dem zusätzlichen Merkmal aufwarten, knotenscharf wirken zu können. Wir sprechen somit von regionalen Systemdienstleistungen, die insbesondere aufgrund der regionalen Transportengpässe in Berlin-Brandenburg von herausragender Wichtigkeit werden sollten, wie bereits im Unterkapitel 3.3.2 mit Abbildung 29 dargestellt.

6.1.3 Projektansätze in Brandenburg

6.1.3.1 Idee zum Regionalkraftwerk

... aus Sicht der Kraftwerksbetreiber: Systemverträgliche Einspeisung und Regionalisierung der Lastflüsse. „Regelbare Kraftwerke reagieren seit jeher flexibel auf die Nachfrage. Für Kraftwerke mit fluktuierender, erneuerbarer Erzeugung ist diese Rolle neu. Die Erschließung neuer Flexibilitätsoptionen, etwa durch Speicher oder erzeugungsnahen Verbrauch, gewinnt an Bedeutung. Ein Ansatz ist das Regionalkraftwerk, welches Wind- und Sonnenkraftwerke, Batteriespeicher und Nahwärmenetze geographisch dicht zusammenbringt und mit thermischen Flexibilitätsoptionen (Power-to-Heat und Power-to-Cold) verbindet. Damit werden nicht nur die Fluktuationen in der erneuerbaren Erzeugung besser beherrschbar, sondern durch die Regionalisierung der Lastflüsse auch die Übertragungsnetze entlastet.“

... aus Sicht der Netzbetreiber: Sicherer Netzbetrieb und neue Ansätze für Systemdienstleistungen. „Der sichere Systembetrieb macht eine Reihe von Systemdienstleistungsbeiträgen (SDL-Beiträgen) erforderlich, die bislang überwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht und vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) koordiniert werden. In Zukunft werden sich zunehmend regenerative Erzeuger und dezentrale Kleinanlagen (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) an der Bereitstellung von SDL-Beiträgen beteiligen, was neue Anforderungen an Vernetzung und Koordination stellt. Die Einbeziehung dezentraler Kleinanlagen setzt die Echtzeit-Datenverfügbarkeit, unter anderem mit Hilfe intelligenter Messsysteme (iMSys), und entsprechende wirtschaftliche Anreize voraus. Markthemmnisse für Kleinanlagen gilt es abzubauen, um ihre Beiträge beispielsweise für Regelleistung, Redispatch oder Demand-Side-Management nutzen zu können.“

... im Sinne des Leitmotivs zur Regionalisierung von Lastflüssen und systemverträglichen Einspeisung.

In der Region dominiert Windenergie, welche stärker als Photovoltaik in großen Leistungseinheiten (und damit oftmals auch direkt am Übertragungsnetz) auftritt. Daher ist es erforderlich, Erzeugungs- und Lastzentren über gewisse Distanzen miteinander zu verbinden, im Sinne des Slogans: „Wind in die Städte“. Engpässe entstehen dabei durch die verfügbaren Netzkapazitäten. Die Idee von Regionalkraftwerken verfolgt daher in der dynamischen Steuerung von Ausgleich von Erzeugung zu Verbrauch einen subsidiären Ansatz: In Zeiten, zu denen Netzengpässe auftreten, wird möglichst auf eine Regionalisierung der Lastflüsse gesetzt, etwa durch Regionalkraftwerks-Konzepte, um EE-Einsenkungen zu vermeiden.

6.1.3.2 Konzept zum Regionalkraftwerk „Erzeugungsspitzen nutzen – noch vor dem Netz.“

Regionalkraftwerke zeigen, wie verschiedene Erzeuger mit Speichern sowie mit Strom- und Wärmenetzen in enger geographischer Nähe zusammengeschlossen werden können, um eine Regionalisierung von Lastflüssen und eine flexible, netzdienliche Einspeisung zu erreichen.

Das Verbundkraftwerk (VbKW) Prignitz und das Regionalkraftwerk Uckermark bündeln die Einspeisung erneuerbarer Energien aus Wind, Sonne und Biomasse und kombinieren diese mit Speichern. Über die Kombination werden neue Geschäftsmodelle der Stromvermarktung sowie erforderliche Systemdienstleistungen (Flexibilisierungsoptionen) entwickelt und vermarktet. Dafür benötigte Zulassungen und Rahmenbedingungen werden demonstriert, standardisiert und auf andere Regionalkraftwerke übertragen. Das Verbundkraftwerk Prignitz wird in der Leitwarte und in einer begleitenden Ausstellung in der Region (Energierregion Prignitz) präsentiert. Das kommunale Energiemanagementsystem (KEMS) wird bei IBAR in Cottbus präsentiert.

Projektpartner: Verbundkraftwerk Prignitz (Parabel, Belectric, Fraunhofer IWES, Reiner Lemoine Institut, Schneider Electric); Enertrag; KEMS Cottbus (Belectric, IBAR, Stadtwerke Cottbus,); BTU Cottbus-Senftenberg.

Verbundkraftwerk Prignitz

Die Energierregion Prignitz vereint verschiedene Stromerzeuger (Photovoltaik, Wind, Biomasse) inklusive Ausbau und Repowering, Speicherprojekte auf Basis von Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Heat (PtH) sowie alle aktuellen und geplanten Netzkomponenten. Die Energierregion ist prädestiniert für ein Verbund- bzw. Regionalkraftwerk, welches die verschiedenen Erzeuger und Speicher an einem Übertragungsnetzknotten bündelt. Einbezogen wird dabei auch die Verbraucherseite mit den Potenzialen insbesondere durch die Flexibilisierung des Industrie- und Gewerbebedarfs, der im Laufe des Projekts mit ansässigen Wirtschaftsverbänden konkretisiert wird. Ziele des Verbundkraftwerks sind die Erhöhung der Volllaststunden bei gleichbleibender Netzanschlussgröße, Netzstabilisierungsfunktionen sowie die Befähigung regenerativer Erzeuger zur Erbringung von Systemdienstleistungsbeiträgen. Die Leitstelle des Verbundkraftwerks wird die folgenden Aufgaben unterstützen: Bündelung und anlagenscharfe Steuerung dezentraler, regenerativer Erzeuger; markt- und netzdienliche Einbindung und Direktvermarktung der regenerativen Erzeuger; Einhaltung des Grid Code am Verknüpfungspunkt. Parabel, Belectric¹⁴ und Schneider Electric arbeiten an der praktischen Umsetzung des Verbundkraftwerks und seiner Leitstelle. Die BTU Cottbus-Senftenberg übernimmt die wissenschaftliche Begleitung. Das Reiner Lemoine Institut bildet die Komponenten in einem Gesamtenergiemodell ab, um Auslegungs-, Wirksamkeits- und Synergiefragen sowie die regionalen und überregionalen

¹⁴ Belectric hat jüngst als einer der ersten Batterieanbieter für sein Produkt die Präqualifikation von 50Hertz für die Teilnahme am Markt für Primärregelleistung erhalten und kann damit einen wichtigen Aspekt von Verbundkraftwerken abbilden.

Wertschöpfungsketten des Verbundkraftwerks zu untersuchen. Fraunhofer IWES übernimmt die Untersuchung von Schnittstellen im Verbundkraftwerk und von Systemstabilitäten an der Windkraftanlage.

Konkreter Beitrag Belectric: Integration eines Batteriespeichers in das Verbundkraftwerk Prignitz

In das Verbundkraftwerk Prignitz soll ein Batteriespeicher der Firma BELECTRIC integriert werden. Durch den Batteriespeicher soll einerseits die Volllaststundenzahl des Erzeugerparks erhöht werden, ohne dass ein zusätzlicher Netzausbau notwendig ist. Auf der anderen Seite soll das kombinierte Kraftwerk mit Unterstützung des Batteriespeichers die Netzstabilitätsfunktionalitäten (Systemdienstleistung, Schwarzstartfähigkeit, Blindleistungskompensation) von konventionellen Kraftwerken darstellen können, um damit real und im Kraftwerksmaßstab konventionelle Must-Run-Kapazitäten zurückbauen zu können. Besonderes Augenmerk soll hierbei auf den möglichen Synergien zwischen den verschiedenen Erzeugertypen und der Batterie bei der Erbringung der Systemdienstleistungen liegen. Die daraus sich ergebenden Geschäftsmodelle sollen getestet werden und bei existenten rechtlichen Hindernissen Veränderungsvorschläge erarbeitet werden. Hier besteht dringende Notwendigkeit mit dem Demonstrator Recht und Markt zu kooperieren. Gleiches soll auch hinsichtlich der Geschäftsmodelle zur Energieerzeugung und -vermarktung und ihrer Kombination mit den Regelleistungsgeschäftsmodellen geschehen.

Konkreter Beitrag Fa. Parabel: Betrieb des Verbundkraftwerks

Das Verbundkraftwerk (VbKW) Prignitz bündelt die Einspeisung erneuerbarer Energien aus Wind, Sonne und Biomasse in einem Flächenkraftwerk. Das VbKW hat eine projektierte Anschlussleistung von bis zu 2000 MVA im Endausbau und wird direkt an das Übertragungsnetz der 50Hertz angeschlossen.

Das Geschäftsmodell geht davon aus, dass das Kraftwerk an einem einzigen Mess- und Zählpunkt an das Netz des ÜNB angeschlossen wird. Darüber können neue Geschäftsmodelle der Stromvermarktung und der Dienstleistungen, wie SDL, flexible Verbraucher / Lasten entwickelt und in die Vermarktung gebracht werden.

Das VbKW demonstriert damit im Kraftwerksmaßstab, dass fluktuierende erneuerbare Energien die Funktionalitäten des bisherigen energiewirtschaftlichen Systems erfüllen können. Damit wird das VbKW übertragbar und kann ein Systembaustein bei der Ablösung der konventionellen Energiewirtschaft sein.

Akzeptanz und Visualisierung des VbKW in der Energieregion Prignitz

Aufbau und Etablierung eines Demonstrations- und Visualisierungszentrums für EE, insbesondere des VbKW Prignitz in seiner Gesamtwirkung innerhalb der Energieregion Prignitz.

Dazu soll im Schloss Freyenstein ein Visualisierungszentrum geschaffen werden, die die derzeitige Nutzung als Stadtbibliothek und Archäologisches Zentrum mit ihren Angeboten für die Region um den Bereich der Energie erweitert. Dieses Zentrum mit der technischen

Anbindung an das Verbundkraftwerk soll gleichzeitig zu Forschungs- und Demonstrationszwecken (überregional) wie auch zu Bildungs- und Schulungszwecken in der Region dienen.

Einbindung von P2H im VbKW

Mit einem oder mehreren regionalen Stadtwerken in der Energieregion Prignitz werden Projekte zur systemdienlichen Nutzung und lastgerechten Erzeugung von Strom aus EE entwickelt. Diese Projekte sind unmittelbar in die Erzeugerstruktur und in das leittechnische System des VbKW eingebunden. Ebenso sind diese Projekte in das übergeordnete Bilanzkreismanagement eingebunden und wichtiger Systembaustein innerhalb des VbKW.

Konkreter Beitrag Fraunhofer IWES: Gesamtsystemeffizienz

Das Fraunhofer IWES untersucht die Anforderungen und die Auswirkungen an den Schnittstellen der (regionalen) Verbundkraftwerke zum Gesamtsystem. Dafür setzt das Fraunhofer IWES die bereits entwickelten Modelle zur Abbildung der Stromerzeugung und des Lastverhaltens von der regionalen Ebene bis auf die europäische Verbundebene ein. Damit werden heutige und zukünftige Szenarien für die Ausbreitung und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken und Speichern simuliert, mit einem besonderen Fokus auf dezentrale Erzeuger, Speicher und regelbare Lasten. Im Rahmen des Vorhabens werden die regulatorischen Rahmenbedingungen zur Bereitstellung von Flexibilität und Systemdienstleistungen durch dezentrale Anlagen in den Fokus der Untersuchungen genommen.

Konkreter Beitrag Schneider Electric: Zentrale Leittechnik mit Regelfunktion

Um für alle Verbraucher eine sichere Versorgung zu gewährleisten bedarf es einer zentralen Leitstelle, in der alle Informationen zusammenfließen, die für die Steuerung und Regelung des Netzes notwendig sind. Ein höherer Grad an regenerativer Einspeisung führt zu größeren Schwankungen in den Übertragungs- und Verteilnetzen. Mit Hilfe von technologischen Modulen, wie z. B. der automatischen Spannungsblindleistungsregelung und dem Einbinden von Prognosen, soll das Netzeitsystem den Gesamtbetrieb des Netzes unterstützen. In Zusammenarbeit mit Universitäten sollen Strategien zur Netzführung erarbeitet werden.

Regionalkraftwerk Uckermark

In der Uckermark ist seit dem Jahr 2000 ein Regionalkraftwerk im Aufbau, das im Radius von ca. 25 km Wind-, Photovoltaik- und Biogasanlagen sowie Energiespeicher einbindet und damit einen nahezu vollwertigen Kraftwerksbetrieb gewährleisten wird. Im nächsten Schritt sollen eine Batterie der 5-MW-Klasse errichtet und eine PtH-Anlage ins Prenzlauer Wärmenetz eingebunden werden, um Primärregelleistung bereitzustellen, Schwarzstartfähigkeit zu gewährleisten und eine wesentlich stärkere Windspitzenutzung zu ermöglichen. Weitere Flexibilitäten, wie z. B. Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge und Power-to-Gas-Anlagen, sollen genutzt werden.

Konkreter Beitrag von ENERTRAG: Betrieb des Regionalkraftwerks Uckermark

Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden zunehmend Erzeugungsspitzen noch vor dem allgemeinen Stromnetz anderen Nutzungspfaden zugeführt. Das Projekt soll in einem regionalen Maßstab die Voraussetzungen hierfür zeigen - skalierbar, standardisiert und multiplizierbar. Es ist vorgesehen, die hier zu entwickelnde Lösung in Norddeutschland in einer Vielzahl von EE-Projekten zur Anwendung kommen zu lassen

Systemstabilität bei Einspeisung und Regionalkraftwerk

Über die ENERTRAG-PowerTrade-Plattform werden bereits mehr als 3000 MW erneuerbarer Energie leistungsgesteuert und vermarktet; die Plattform soll auf mehrere 10000 MW ausgebaut werden - IT-Sicherheit steht dabei an erster Stelle.

Konkreter Beitrag von Fraunhofer IWES: Systemstabilität bei der Fernsteuerung von Windenergieanlagen

Test der ENERTRAG-PowerTrade-Plattform (IKT-System, roll-out schon erfolgt), mit welcher über 2500 MW Wind- und Solarkraft online gesteuert werden, auf Hackersicherheit und Zuverlässigkeit im Sinne der Stabilität des europäischen Verbundnetzes. Immer größere Leistungen von Windkraft- und Solaranlagen werden durch IKT-Systeme gesteuert und in ihrer Leistungsabgabe geregelt. Erste solcher Steuerungseinheiten überschreiten derzeit die Grenze von 3000 MW, welche als kritisch für das europäische Verbundnetz gilt. Das Ziel des Projektes besteht darin

- nachzuweisen, dass solche Steuersysteme stabil und zuverlässig arbeiten, ohne eine Gefährdung für die Systemstabilität des elektrischen Netzes darzustellen bzw. alternativ
- eventuelle Schwachstellen, welche zu einer Gefährdung der Systemstabilität des europäischen Verbundnetzes führen können zu identifizieren und Vorschläge zur Abstellung dieser Schwachstellen zu machen

Das Fraunhofer IWES wird umfassende Untersuchungen der IKT-Systeme im Verbundkraftwerk Enertrag durchführen, um die Systemsicherheit und damit die Systemstabilität zukünftig sicher zu stellen.

Kommunales Energiemanagementsystem (KEMS) in Cottbus

Das Projekt findet in den Versorgungsgebieten der Stadtwerke Cottbus (100.000 versorgte Einwohner) statt. Die Flexibilisierung der Heizkraftwerke in Cottbus (Kohlekraftwerk), verbunden mit dem städtischen Fernwärmenetz und Wärmespeichern, erfolgt mittels Power-to-Heat-Anlagen und Belectric-Batteriespeichern der 2-MW-Größenordnung. Der Standort repräsentiert die Kombination aus fossiler und regenerativer KWK-Erzeugung, die in den kommenden Jahren typisch für hunderte Stadtwerke in Deutschland bleiben wird. Als Herausforderungen stellen sich dabei die höhere geforderte Leistungsflexibilität, die intelligente und marktgerechte Steuerung mittels geeigneter IKT-Lösungen sowie die Überführung der KWK-Anlagen vom wärmegeführten in den stromgeführten Betrieb dar. Durch die

Kombination der Stärken von Batterie und Heizkraftwerk werden Lösungsansätze aufgezeigt und Optionen für neue Marktzugänge (z. B. Regelleistungsmarkt) entwickelt. Im Kern des Projekts stehen die Erforschung der technischen Möglichkeiten der Batterieintegration in das Gesamtkraftwerk und die Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle. Die BTU Cottbus-Senftenberg übernimmt die wissenschaftliche Steuerung des Projekts.

Konkreter Beitrag der Stadtwerke Cottbus: Betrieb und Optimierung der Strom und Wärmeinfrastruktur

Das HKW Cottbus ist der maßgebliche Strom- und Wärmelieferant für die Stadt Cottbus. Die HKWG Cottbus mbH betreibt seit 15 Jahren die KWK-Anlage HKW Cottbus, mit ihrem Herzstück, einer einzigartigen druckaufgeladenen Wirbelschichtfeuerung in einem sehr flexibel steuerbaren Kraftwerk, mit weiteren 2 bivalenten Dampferzeugern. Das HKW Cottbus speist in das Fernwärmenetz der Stadt Cottbus ein und steuert weitere Wärmeerzeuger. Stromseitig wird in das 20kV-Netz der Stadt Cottbus sowie in das 110kV-Netz der MIT-NETZ eingespeist bzw. daraus bezogen. Darüber hinaus bietet das HKW Cottbus auch Sekundärregelleistung und Minutenreserve an. Durch die Errichtung dezentraler, am primären Fernwärmenetz im Stadtgebiet angebundener Wärmespeicher, verbunden mit P2H-Anwendungen sowie einem zentralen Stromspeicher am Standort HKW Cottbus und einer intelligenten Ansteuerung mittels geeigneter IKT-Maßnahmen sollen:

- die Wärme- und Stromversorgung in Cottbus noch stärker optimiert werden,
- weitere Flexibilitätsbeiträge generiert und dem lokalen und dem vorgelagerten Stromnetz zur Verfügung gestellt werden (insb. PRL und SRL),
- Strom und ggf. Wärme aus erneuerbaren lokalen und regionalen Erzeugungsquellen im lokalen Wärmenetz gespeichert und verwertet werden,
- die notwendigen regulatorischen und marktseitigen Bedingungen für die Integration von Solar- und Windenergie in lokalen Fernwärmenetzen ermittelt und demonstriert werden.

Konkreter Beitrag der BTU Cottbus: wissenschaftliche Begleitung

Seitens der BTU Cottbus-Senftenberg LS KWT erfolgt die wissenschaftliche Begleitung des Projektes. Diese beinhaltet Konzeptentwicklung, Versuchsbegleitung und -auswertung sowie die begleitende Entwicklung, Implementierung, Validierung und Anwendung des KEMS. Im Ergebnis soll das entstehende wissenschaftliche Knowhow in Form wissenschaftlicher Arbeiten (Promotion, Veröffentlichung etc.) umgesetzt werden und in die Lehre einfließen. Das strategische Forschungsprofil an der BTU Cottbus-Senftenberg kann somit weiter geschärft werden. Darüber hinaus kann die Kooperationstätigkeit mit Industriepartnern ausgebaut und weitere Forschungstätigkeiten forciert werden.

Kopplung Wind+PV+Batteriespeicher (wissenschaftliche Begleitung)

Seitens der BTU C-S LS KWT erfolgt die wissenschaftliche Begleitung des Projektes. Diese beinhaltet neben der Konzeptentwicklung, die wissenschaftliche Versuchsbegleitung

und Auswertung der praxisorientierten Umsetzung sowie die Entwicklung, Implementierung, Validierung der Modelle und deren Anwendung. Im Ergebnis soll das entstehende wissenschaftliche Knowhow in Form wissenschaftlicher Arbeiten (Promotion, Veröffentlichungen etc.) umgesetzt werden und in die Lehre einfließen. Das strategische Forschungsprofil an der BTU kann somit weiter geschärft werden. Darüber hinaus kann die Kooperationsfähigkeit mit Industriepartnern ausgebaut und weitere Forschungstätigkeiten forciert werden.

Konkreter Beitrag Belectric Flexibilisierung von KWK-Anlagen durch Batteriespeicher

Die Flexibilisierung des HKW Cottbus soll mittels der Integration eines Batteriespeichers (>2 MW) in das Kraftwerk stattfinden. Dasselbe soll im HKW Leipzig geschehen.

Die zu lösenden Herausforderungen sind:

- höhere geforderte Leistungsflexibilität
- höhere Betriebsstundenanzahl bei unvorteilhaften Lastzuständen
- höhere Attraktivität der Beteiligung am Regelenergiemarkt
- Entkopplung der Stromproduktion von der Wärmeproduktion

Durch die Kombination der Stärken von Batterie und Heizkraftwerk können diese Herausforderungen gelöst werden. Die Batterie ihrerseits kann die Stärke der hohen Leistungsfähigkeit und Flexibilität ausspielen, ohne von ihrer begrenzten Kapazität eingeschränkt zu sein. Damit ergibt sich für Heizkraftwerke nicht nur die Bewältigung der o.g. Herausforderungen, sondern auch die Möglichkeit, in neue Märkte einzusteigen (z. B. Primärregelungsmarkt).

Konkreter Beitrag IBAR: Energieleitwarte

Im Rahmen des Projektes soll die Konzeption und Entwicklung einer kommunalen Energieleitwarte mittels xOmnium System und WINCC/OA als Schaufensterprojekt für die Stadt Cottbus bzw. der Energieregion Lausitz im Firmengebäude der IBAR GmbH erfolgen. Mittels Komplementärfinanzierung soll die Errichtung und Inbetriebnahme des kommunalen Energieleitsystems (KEMS) realisiert werden. Die Realisierung eines solchen KEMS versetzt die Stadt / Region in die Lage, beispielhaft Energieeinspeiser und -verbraucher koordiniert bedarfsgerecht zusammenzuschalten. Perspektivisch ist eine Erweiterung auf alle Ver- und Entsorgungsströme einer Stadt / Region vorgesehen und die Umsetzung in anderen Regionen / Städten.

6.2 Demonstrator zu Power-to-Heat

6.2.1 Kurzzusammenfassung des geplanten Demonstrators

Durch den netzdienlichen Einsatz von mehr als 20 Power-to-Heat-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen in sechs Bundesländern soll demonstriert werden, wie in der 50Hertz-

Regelzone und insbesondere in den Bundesländern Berlin und Brandenburg netzengpassbedingt auftretender EE-Überschussstrom sinnvoll verwertet und zusätzlich Systemdienstleistungen (insb. Redispatch) für das Stromsystem bereitgestellt werden können.

Die Netzdienlichkeit soll dabei im Zentrum des Demonstrationsvorhabens stehen. Durch neue Betriebsweisen soll die Abregelung von EE-Anlagen nach § 13 (2) EnWG in den jeweiligen Netzgebieten deutlich verringert werden. Zusätzlich soll - durch die Kombination von P2H- und schnell startenden, flexiblen KWK-Anlagen sowie Wärmespeichern – demonstriert werden, wie die Must-Run-Kapazität in der 50Hertz-Regelzone merkbar reduziert werden kann, die aktuell überwiegend aus von Braunkohle gefeuerten Kondensationskraftwerken resultiert.

6.2.2 Charakterisierung

Der Nordosten Deutschlands ist eine jener Regionen in Deutschland, in denen bereits derzeit erhebliche Mengen an EE-Strom abgeregelt werden müssen. Dabei handelt es sich überwiegend um Überschüsse, die aufgrund von lokalen oder regionalen Netzengpässen entstehen.

Im Unterschied zu anderen Regionen, wo die Abregelung von EE-Erzeugern teilweise sogar abgenommen hat (z. B. Schleswig-Holstein), nimmt diese in Nordostdeutschland erheblich zu. So hat sich etwa die Abregelung von EE-Erzeugern vom Jahr 2013 auf das Jahr 2014 verdoppelt. In der ersten Jahreshälfte des Jahres 2015 haben sich die Abregelungen von EE-Erzeugern noch deutlich gesteigert. Die Abregelungen in der Regelzone 50Hertz, die durch den Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt oder angewiesen wurden, sind alleine bis Ende Mai 2015 bereits auf über 450 GWh angestiegen. Die Entwicklung der jährlichen Abregelungen von EE-Einspeisern, die in der 50Hertz-Regelzone nach § 13 (2) EnWG abgeregelt werden mussten, sind in Abbildung 55 zu sehen.

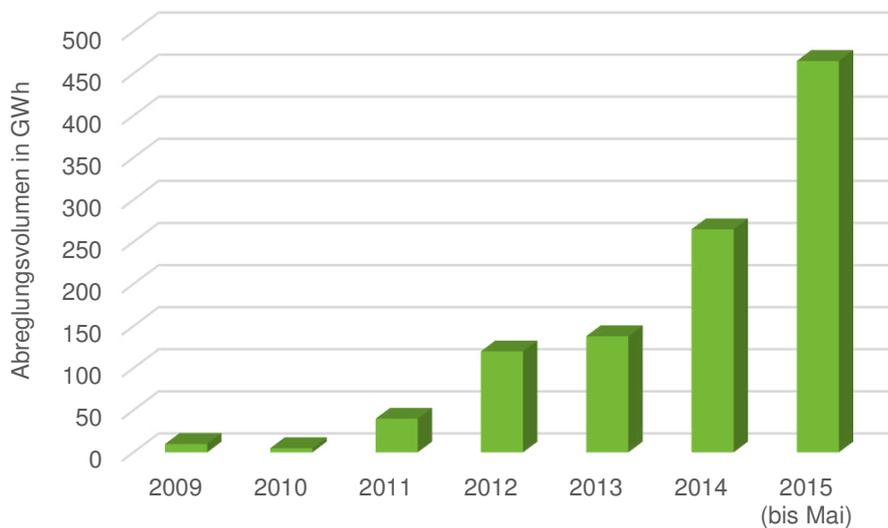


Abbildung 55: Entwicklung der jährlichen Abregelungen von EE-Einspeisern nach § 13 (2) EnWG, die von 50Hertz Transmission vorgenommen oder angeordnet wurden (Quelle: new energy, Daten: [12])

Es wäre volkswirtschaftlich sinnvoll, diese Stromüberschüsse zumindest im Wärmemarkt zu nutzen, da dies zu erheblichen CO₂-Emissionseinsparungen führen würde. Diesbezüglich ist aber noch eine Vielzahl an Umsetzungsbarrieren und Markthemmnissen zu beseitigen, insbesondere regulatorischer Art. Bereits im Rahmen des transnationalen F&E-Projektes INFRA-PLAN wurden unter Mitwirkung von Clusterakteuren die bisher bekannten P2H-Anlagenbetreiber in Deutschland kontaktiert und Recherchen bezüglich deren Anlagenkonfiguration und Betriebserfahrungen sowie deren Geschäftsmodell angestellt. Eine Auswahl dieser Anlagen sowie installierte Leistungen und Zeitpunkt der Inbetriebnahme sind in Tabelle 13 angeführt.

Betreiber	Leistung	Inbetriebnahme
Energieversorgung Offenbach	2 x 5 MW	2014
ENRO Ludwigsfelde	15 MW	2014
FHW Berlin-Neukölln	10 MW	2015
Heizkraftwerke Mainz	5 MW	2013
Mainova	8 MW	2015
N-ERGIE	50 MW	2015
Stadtwerke Flensburg	30 MW	2012
Stadtwerke Lemgo	5 MW	2012
Stadtwerke Schwerin	15 MW	2013
Stadtwerke Tübingen	5 MW	2014
VVS Saarbrücken	10 MW	2012

Tabelle 13: P2H-Anlagen in Deutschland (Inbetriebnahme zwischen 2012 und 2015; Auswahl; Quelle: [41])

Es zeigte sich, dass mit wenigen Ausnahmen¹⁵ alle bisher in Deutschland in den letzten Jahren installierten P2H-Anlagen bis dato ausschließlich im Regelenenergiemarkt vermarktet werden. Diese Betriebsweise war bei den Preisniveaus auf den Regelenenergiemärkten in den vergangenen Jahren wirtschaftlich attraktiv. Aufgrund der unsicheren Marktentwicklung und des deutlichen Rückganges bei den Leistungspreisen hat sich die Wirtschaftlichkeit dieser Verwertungsoption aber inzwischen deutlich verschlechtert. Hingegen wurde bisher noch mit keiner einzigen P2H-Anlage EE-Überschussstrom verwertet.

Trotz des zu erwartenden weiteren Anstiegs der EE-Abregelungen und der guten Eignung von P2H-Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom sind P2H-Anlagen mit EE-Überschussstrom aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht wirtschaftlich betreibbar. Grund dafür ist eine Vielzahl von Gebühren und Umlagen, die selbst dann anfällt, wenn der eigentliche Energiepreis etwa bei null Euro liegen würde. Zur Veranschaulichung ist hierzu die Kostenbelastung von P2H-Anlagen bei einem Großhandelsstrompreis von Null Euro in Abbildung 56 dargestellt.

¹⁵ Die beiden bisher identifizierten Ausnahmen sind einerseits die Stadtwerke Flensburg, welche aufgrund ihrer Lage an der Grenze zu Dänemark und dem direkten Anschluss an das dänische Netz Netzdienstleistungen für das dänische Stromsystem liefern, zum anderen die P2H-Anlage der E.ON in Shamrock, welche aufgrund der problematischen Genehmigung des Kraftwerkes Datteln als teilweiser Ersatz dieser Anlage betrieben wird.

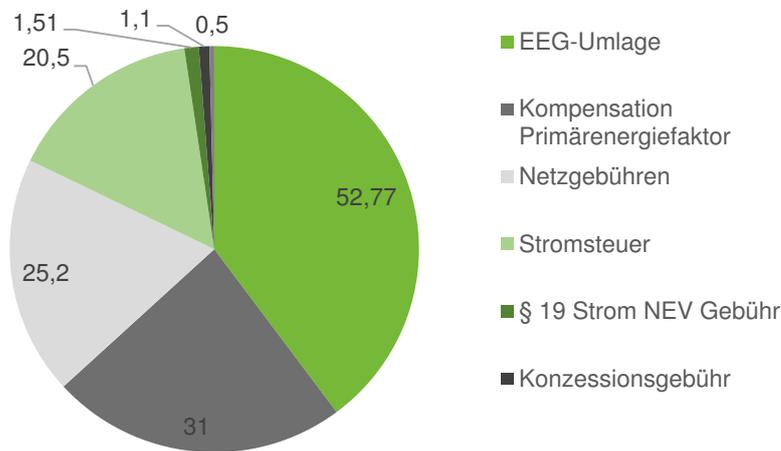


Abbildung 56: Kostenbelastung von P2H in Deutschland durch Steuern, Abgaben und sonstigen Kostenanteilen bei Stromkosten von Null Euro (Angaben in Euro/MWh; Quelle: [45], Zahlenwerte aus [64])

So würden, selbst bei einer kostenlosen Bereitstellung des Überschussstromes, die zusätzlichen Kosten durch Steuern, Umlagen, Abgaben u. ä. in einer typischen Anlagenkonfiguration gemäß [64] mehr als 130 Euro/MWh betragen. Dem steht jedoch kein ausreichender Kostenvorteil durch die Vermeidung fossiler Brennstoffe gegenüber¹⁶.

Aufgrund dieser Kostenbelastung sind die bisher in Deutschland errichteten P2H-Anlagen neben dem Aspekt der Wärmebesicherung ausschließlich darauf ausgerichtet, Sekundärregelleistung bereitzustellen.¹⁷ Aus Betreibersicht wäre es derzeit wirtschaftlich schädlich, den jetzt abgeregelten Strom zu verwerten. Stattdessen werden EEG-Anlagen weiterhin abgeregelt.

Um den Einsatz von P2H-Anlagen für die Verwertung von ansonsten abgeregeltem EE-Überschussstrom zu ermöglichen und zugleich den Anteil von EE-Strom im Wärmemarkt zu erhöhen sowie die EEG-Umlage zu entlasten, sollten vielmehr:

- Umsetzungsbarrieren und Markthemmnisse beseitigt werden, damit die Verwertung von ansonsten nicht genutztem Überschussstrom aus Wind und Photovoltaik ermöglicht wird,

¹⁶ In dieser Studie [59], welche die Potenziale von P2H in der 50Hertz-Regelzone untersucht, wird von einem wirtschaftlichen Wert von 24 Euro/MWh für die erzeugte Wärme ausgegangen.

¹⁷ Oder Sondersituationen; z. B. haben die SW Flensburg eine direkte Verbindung zum dänischen Netz

- während zugleich mit Abrufvorgaben der Netzbetreiber die Verwendung des Überschussstromes von dem regulären Strommarkt sachgerecht und wirkungsvoll abgegrenzt wird, um unerwünschte Nebeneffekte und Marktverzerrungen zu verhindern (z. B. dass großteils fossil erzeugter Graustrom im Wärmemarkt verwendet wird)

Entsprechende Handlungsempfehlungen bezüglich regulatorischer Anpassungen wurden dazu im Rahmen des bereits angeführten F&E-Projektes INFRA-PLAN entwickelt, um einerseits die Verwertung des bisher ungenützten EE-Stroms in P2H-Anlagen zu ermöglichen und andererseits diesen Strom sachgerecht vom regulären Strommarkt abzugrenzen¹⁸.

Technologisch gibt es hingegen kaum Umsetzungshindernisse. Die Basistechnologie ist ausgereift und der Wirkungsgrad der Energieumwandlung ist hoch (annähernd 100 %). Die spezifischen Investitionskosten sind deutlich niedriger als etwa bei Power-to-Gas-Anlagen [65]. Die größte Kostenvariable ist nicht der eigentliche Energieumwandler (Elektrodenheizkessel oder Widerstandsheizung), sondern vielmehr die standortspezifische elektrotechnische und hydraulische Anbindung. Beispielhaft ist in Abbildung 57 das (vereinfachte) Anlagenschema der kürzlich am Standort Berlin Adlershof neu installierten P2H-Anlage und die Anlage in der Bauphase zu sehen.

¹⁸ Siehe dazu u. a. [33], [35] und [66].

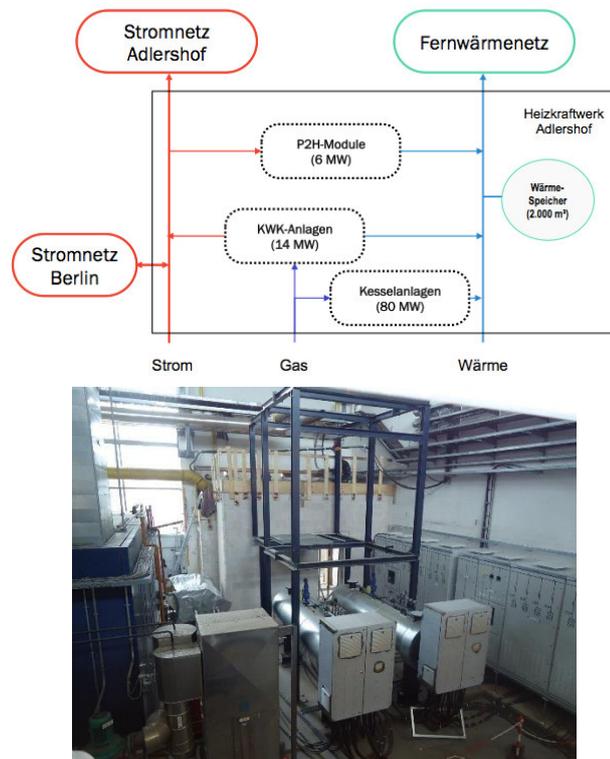


Abbildung 57: Anlagenschema der P2H-Anlage in Adlershof (oben) und Anlage in der Bauphase (unten; Quelle: BTB)

6.2.3 Bedeutung für das künftige E-System in Berlin-Brandenburg

Es wird erwartet, dass Power-to-Heat hohe Relevanz sowohl für die leitungsgebundene Wärmeversorgung in Nordostdeutschland wie für die effizientere Nutzung des erzeugten EE-Strom gewinnen kann. Durch den koordinierten netzdienlichen Betrieb dieser Anlagen können diese zugleich zu einem wichtigen Baustein im neuen Strommarktdesign werden.

P2H-Anlagen können grundsätzlich sowohl für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das Stromnetz wie für die Verwertung von EE-Überschussstrom verwendet werden. Aufgrund der bisherigen Analysen (siehe z. B. [41], [38]) lassen sich drei Verwertungsoptionen ableiten. Diese Verwertungsoptionen und die zu erwartende Entwicklung der entsprechenden Wertschöpfungspotenziale sind grafisch in Abbildung 58 dargestellt.

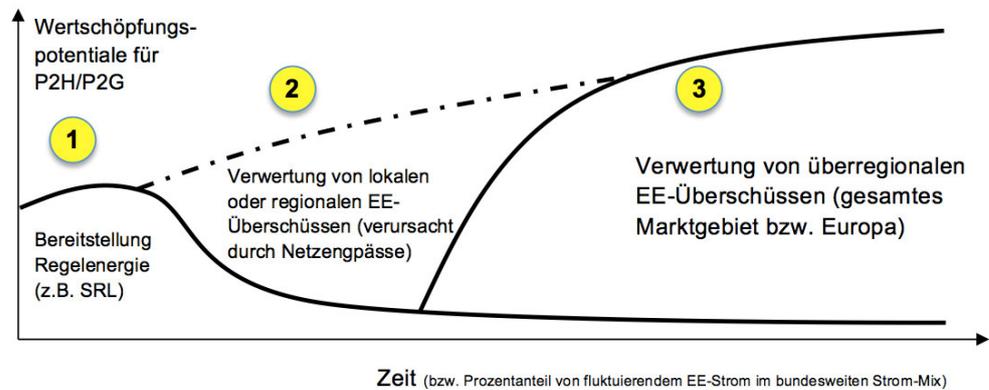


Abbildung 58: Wertschöpfungspotenziale von P2H/P2G in Deutschland in Abhängigkeit vom Anteil fluktuierendem EE-Stroms im bundesweiten Strom-Mix (Quelle: BTB, new energy, TU Berlin)

Wie bereits dargelegt ist die derzeitig praktisch einzige Verwertungsoption für P2H-Anlagen deren Vermarktung auf den Regelleistungsmärkten (Option 1), insbesondere als negative SRL oder MRL. Diese Betriebsweise war bei den Preisniveaus auf den Regelleistungsmärkten in den vergangenen Jahren wirtschaftlich attraktiv. Aufgrund der unsicheren Marktentwicklung und des deutlichen Rückganges bei den Leistungspreisen hat sich die Wirtschaftlichkeit dieser Verwertungsoption aber inzwischen deutlich verschlechtert. Entsprechend der Einschätzung der Entwicklung der zukünftigen Bedarfe für SRL und MRL sowie dem zunehmenden Markteintritt von neuen Anbietern wird erwartet, dass sich die Wertschöpfungspotenziale perspektivisch weiter verringern werden.

Durch P2H-Anlagen - und perspektivisch auch P2G - können aber auch lokale oder regionale EE-Stromüberschüsse verwertet (Verwertungsoption 2) und damit der Anteil erneuerbarer Energie im Wärmesektor erhöht werden. Die höchsten Mengen werden derzeit in der Regelzone von 50Hertz Transmission sowie in Schleswig-Holstein abgeregelt, wobei der größte Zuwachs in der erstgenannten Region zu verzeichnen ist. Mit zunehmendem Netzausbau werden sich diese Mengen aber unter Umständen auch wieder verringern.

Abhängig vom Zubau von EE-Kapazitäten in der Region und in Europa kann es langfristig auch zu marktbedingten EE-Überschüssen kommen, die selbst durch weiteren Netzausbau nicht reduziert werden können (Verwertungsoption 3). In dieser Phase wäre die Verwertung von EE-Überschussstrom durch P2H-Anlagen, wenn auch in gewissen Grenzen, mehr oder weniger standortunabhängig möglich. In dieser Phase könnte auch P2G eine merkbare Rolle spielen.

6.2.4 Projektansätze in Berlin-Brandenburg

Folgend werden die bisherigen Projektansätze in Berlin-Brandenburg dargestellt, welche mit unterschiedlichen Clusterakteuren, insbesondere Stadtwerken und sonstigen Kraftwerksbetreibern, diskutiert wurden. Dazu werden in Unterabschnitt 0 zunächst die Projektziele eines solchen möglichen Demonstrators angeführt. Im folgenden Unterabschnitt 0 werden mögliche Projektstandorte und Projektpartner benannt, in Unterabschnitt 0 die Arbeitsschritte bei einem solchen Demonstrator angeführt. Im abschließenden Unterabschnitt 0 wird ein möglicher Zeitplan für ein solches Forschungsvorhaben vorgeschlagen.

6.2.4.1 Projektziele

Praktisch alle im Laufe der letzten Jahre in Deutschland neu errichteten P2H-Anlagen (Lemgo, Flensburg, Tübingen, Ludwigsfelde, Schwerin, München, u.a.) werden ausschließlich im Regelenergiemarkt verwendet, insb. zur Bereitstellung von Sekundärregelenergie.

Im Rahmen eines Großdemonstrators zu Power-to-Heat sollen neue, in Vorprojekten entwickelte und durch das neue Strommarktdesign ermöglichte Betriebskonzepte für den netzdienlichen Betrieb dieser Anlagen erstmalig in größerem Stil praktisch erprobt werden. Gegebenenfalls noch bestehende Umsetzungshemmnisse sollen dabei analysiert und (exemplarisch) gelöst werden.

Dazu sollen mindestens 20 P2H-Anlagen von Stadtwerken und sonstigen Kraftwerksbetreibern unterschiedlicher Größenklassen, gemeinsam mit 50Hertz Transmission als systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und den jeweiligen Verteilnetzbetreibern, koordiniert und aufeinander abgestimmt netzdienlich betrieben.

Die Anlagen sollen sich dabei in 6 unterschiedlichen Bundesländern (Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen) an jeweils unterschiedlichen Standorten befinden. Stadtwerke und sonstige Kraftwerksbetreiber tragen damit zum „Reallabor“ der Energiewende in Nordostdeutschland bei.

Durch den Pilotbetrieb an diesen Standorten soll demonstriert werden, wie netzengpassbedingter EE-Überschussstrom sinnvoll verwertet werden kann. Dieser soll dann direkt im Wärmemarkt verwendet anstatt ungenutzt abgeregelt zu werden. Zugleich wird durch geeignete, noch zu entwickelnde Abrufvorgaben der Netzbetreiber sichergestellt, dass nicht zugleich fossil erzeugter „Graustrom“ in den Wärmemarkt gelangt. Durch neue Betriebsweisen soll die Abregelung von EE-Erzeugern deutlich reduziert werden (gegenüber dem „Business as usual“ Szenario).

Zum anderen sollen zusätzliche, teilweise auch neue Systemdienstleistungen bereitgestellt werden, welche über das Anbieten der bisherigen Regelenergieprodukte hinausgehen. Durch die Kombination von hochflexiblen KWK-Anlagen, Wärmespeichern und P2H-Anlagen soll insbesondere die Systemstabilität erhöht und die Must-Run-Kapazität in der 50Hertz-Regelzone massiv reduziert werden.

Die Innovation eines solchen Vorhabens würde nicht in der Errichtung der P2H-Anlagen an sich, sondern in der praktischen Erprobung von neuen, netzdienlichen Betriebsweisen und -konzepten bestehen, welche über die bloße Bereitstellung von Regelenergie hinausgehen.

Durch diese neuen Betriebsweisen sollen insbesondere auch lokale oder regionale EE-Stromüberschüsse verwertet werden, ohne dass dabei fossil erzeugter Graustrom in den Wärmemarkt gelangt.

Als entscheidend für den Erfolg eines solchen Großdemonstrators wird angesehen, dass dabei die unterschiedlichen Umsetzungsebenen bzw. Akteure sowohl auf nationaler, regionaler wie lokaler Ebene zusammenwirken und –arbeiten (siehe Abbildung 59). Zugleich kann damit die Region Berlin-Brandenburg als „Reallabor der Energiewende“ eine Vorreiterrolle für Gesamtdeutschland spielen. Abbildung 59 zeigt die unterschiedlichen Arbeitsebenen bei einem Power-to-Heat-Großdemonstrator:

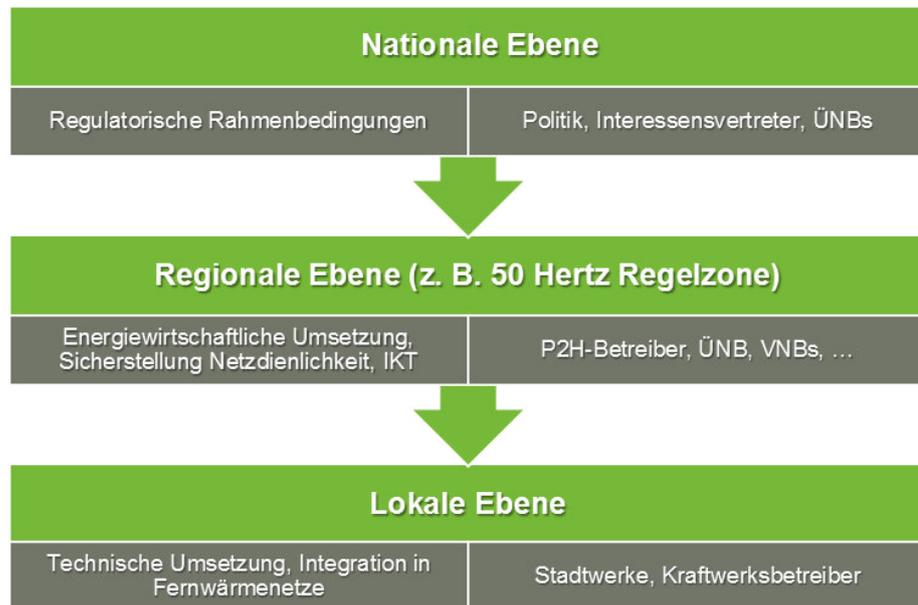


Abbildung 59: Unterschiedliche Arbeitsebenen bei einem Großdemonstrator zu Power-to-Heat

6.2.4.2 Mögliche Projektstandorte und Projektpartner

Mögliche Power-to-Heat Projektstandorte unterschiedlicher Leistungsklassen mit insgesamt mehr als 100 MW Leistung werden in Tabelle 14 angeführt. Diese Anlagen befinden sich in 6 unterschiedlichen Bundesländern (Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen), die Mehrzahl davon (11 von 17) jedoch in den Bundesländern Berlin und Brandenburg.

Standort	Leistung (MW)	Betreiber		Anmerkungen
Berlin Adlershof	6	BTB	in Betrieb	Wärmespeicher (Druckspeicher) von 2000m ² seit 2010 in Betrieb, KWK-Anlage von 13 MW _{el} , P2H-Anlage seit 2015 im Regelenergiemarkt (SRL)
Berlin Buch	10	Vattenfall Heat	in Planung	Kältespeicher, Power-to-Cold
Berlin Glienickerstraße	0,4	BTB	in Betrieb	KWK-Anlage von 0,8 MW _{el} , P2H-Anlage seit 2014 im Regelenergiemarkt (SRL)
Berlin Karlstraße	0,4	BTB	in Betrieb	KWK-Anlage von 0,8 MW _{el} , P2H-Anlage seit 2014 im Regelenergiemarkt (SRL)
Berlin Neukölln	10	FHW Neukölln	in Betrieb	Teil der Flexibilisierung der kompletten Erzeugungsanlage
Berlin Reuter West	40	Vattenfall Heat	in Planung	Am Standort des bestehenden Kohlekraftwerkes Reuter West
Berlin Tankredstraße	0,25	BTB	in Betrieb	KWK-Anlage von 0,25 MW _{el} , P2H-Anlage seit 2014 im Regelenergiemarkt (SRL)
Cottbus		Stadtwerke Cottbus	In Planung	Wärmespeicher geplant
Dessau	5	Kraftwerk Dessau GmbH	in Bau	
Dresden	40	DREWAG	in Planung	-
Erfurt		Stadtwerke Erfurt	in Planung	Bestehende Wärmespeicher
Forst	0,5	Stadtwerke Forst	in Betrieb	Inbetriebnahme bereits in Betrieb
Frankfurt (Oder)	10	Stadtwerke Frankfurt (Oder)	in Planung	inkl. Umbau ehem. Ölkessel zu Wärmespeicher und Integration Fernwärmeinterconnector mit Slubice (Republik Polen)

Greifswald	5	Stadtwerke Greifswald	in Planung	bestehender Wärmespeicher (5 x 200m ³ , Kapazität: 62 MWh) sowie KWK-Anlagen: GT-Block (14,682 MW _{el} bestehend aus 3 Gasturbinen mit AHK); BHKW 4,3 MW _{el}
Grimma	3	Danpower	in Planung	Sowie weitere kleinere Anlagen
Potsdam	20	Energie und Wasser Potsdam GmbH (EWP)		
Schwerin	15	Stadtwerke Schwerin	in Betrieb	bereits in Betrieb (SRL)

Tabelle 14: Mögliche Projektstandorte und Projektpartner für einen integrierten Großdemonstrator zum Thema Power-to-Heat

6.2.4.3 Vorgesehene Arbeitsschritte bei einem solchen Demonstrator

Um die Projektziele dieses Teilvorhabens zu erreichen, sind die folgenden Arbeitsschritte vorgesehen¹⁹.

AP 1: Vorbereitende Analysen, Beurteilung Einsatzpotenziale von P2H

- Detaillierte Erhebung der jeweiligen Anlagenkonfigurationen (u. a. als Grundlage für Simulationen und standortbezogenen Abschätzungen der Wirtschaftlichkeit einzelner Betriebsweisen)
- Netztechnische Analyse der jeweiligen Standorte (gemeinsam mit ÜNB und VNBs)
- Entwicklung geeigneter Betriebskonzepte für die jeweiligen P2H-Standorte (in Abhängigkeit vom bestehenden Kraftwerkspark, netztechnischer Analyse, etc.)

AP 2: Entwicklung notwendiger Strukturen, energiewirtschaftliche Betrachtung, Vorbereitung Pilotbetrieb

- Durchführung von Simulationen, soweit notwendig (Testen neuer Betriebs- und Fahrweisen von P2H-, KWK-Anlagen sowie ggfs. Wärmespeichern), energiewirtschaftliche Betrachtung²⁰

¹⁹ Diese Arbeitspakete bauen auf die Vorarbeiten im Rahmen des transnationalen F&E-Projektes INFRA-Plan [35] sowie der Vorbereitung des nationalen Verbundvorhabens P2X@BerlinAdlershof [57]. Während das Projekt P2X@Berlin Adlershof schwerpunktmäßig auf der Demonstration des netzdienlichen Betriebes von P2H-Anlagen am Standort in Berlin Adlershof liegt und die relevanten Aspekte der nachhaltigen Wärmeversorgung berücksichtigt, wäre das Ziel eines solchen Großdemonstrators in der praktischen Demonstration des netzdienlichen Verhalten von räumlich verteilten P2H-Anlagen an unterschiedlichen Punkten im Stromnetz.

²⁰ Dabei wird soweit möglich auf laufende Vorprojekte zurückgegriffen.

- Analyse der bisherigen Abregelungskonzepte bei ÜNB/VNBs (Kaskadierung); Entwicklung neuer Abregelungskonzepte (ggfs. Simulationen hierfür)
- Erarbeiten eines geeigneten Mess- und Auswertungskonzeptes
- Analyse der notwendigen IKT-Infrastruktur (mit/ohne Aggregator); Einbindung in Abregelungskaskaden und RAS (Redispatch Allocation System) des ÜNB (bzw. VNBs) → IKT-Pflichtenheft²¹

AP 3: Durchführung Pilotbetrieb

- Auswahl, Installation und Testen der neuen IKT-Infrastruktur
- Pilotbetrieb unterschiedlicher Betriebsweisen gemeinsam mit ÜNB/VNBs
- Energiewirtschaftliche Evaluierung der erprobten Betriebskonzepte
- Vergleichende Auswertung und Evaluierung der Standorte (technisch, wirtschaftlich)

AP 4: Evaluierung des Pilotbetriebes (insb. auch hinsichtlich Übertragbarkeit, energiewirtschaftlicher Relevanz und klimapolitischer Wirkungen (CO₂-Bilanz))

- Analyse der Ergebnisse des netzdienlichen Betriebs (quantitativ und qualitativ)
- Begleitende Studien bzgl. der Entwicklung der Abregelungen in NO-Deutschland bzw. bundesweit
- Analyse der Übertragbarkeit auf andere Regelzonen und Netzgebiete
- Ableitung von energiewirtschaftlichen Konsequenzen, sowohl für die 50Hertz-Regelzone wie für Gesamtdeutschland
- Erarbeitung von Handlungsempfehlungen bzgl. regulatorischer Anpassungen

AP 5: Kompetenzaufbau (Capacity Building) und Dissemination

- Laufender (begleitender) Knowhow Austausch zwischen den einzelnen P2H-Standorten
- Kompetenzaufbau (Capacity Building) für Stadtwerke, die nicht Projektpartner sind (Ziel: Verdoppelung der P2H-Kapazität in der 50Hertz-Regelzone bis 2020), Dissemination

AP 6: Koordination, Projektmanagement und Berichtswesen

²¹ Die Vorgaben hierfür müssten zum überwiegenden Teil von den jeweiligen Netzbetreibern kommen und von den P2H-Betreibern lediglich ergänzt werden.

Die zeitliche Abfolge der einzelnen Arbeitsschritte ist dem Zeitplan im folgenden Abschnitt zu entnehmen.

6.2.4.4 Möglicher Zeitplan

Ein möglicher Zeitplan unter Berücksichtigung o.g. Arbeitspakete ist in Tabelle 15 dargestellt:

AP	1. Jahr				2. Jahr				3. Jahr				4. Jahr			
	I	II	III	IV												
1																
2																
3																Übergang Realbe- trieb
4																
5																
6																

Tabelle 15: Zeitplanung für einen Power-to-Heat-Großdemonstrator

AP 1: Vorbereitende Analysen, Beurteilung Einsatzpotenziale von P2H

AP 2: Entwicklung notwendiger Strukturen, energiewirtschaftliche Betrachtung, Vorbereitung Pilotbetrieb

AP 3: Durchführung Pilotbetrieb, laufende Verbesserung von Betriebskonzepten und Abregelungsstrategien

AP 4: Evaluierung des Pilotbetriebes (insb. auch hinsichtlich Übertragbarkeit)

AP 5: Kompetenzaufbau (Capacity Building) und Dissemination

AP 6: Koordination, Projektmanagement und Berichtswesen

6.3 Demonstrator zu E-Mobility

6.3.1 Charakterisierung

Der Ausbau der Elektromobilität wird von der Bundesregierung durch Schaufensterprogramme gefördert. Beispielsweise besteht in der Hauptstadtregion das Internationale Schaufenster Elektromobilität Berlin-Brandenburg und wird vertreten von der Berliner Agentur für Elektromobilität (eMO). Das Programm ist auf den Zeitrahmen von 2013 bis 2016 ausgelegt und wird von rund 100 Unternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen unterstützt. [66] Rund 45 % der Projekte befassen sich mit Schwerpunkten im Bereich „Verkehr und Technologie“, weitere 40 % mit „Technologie, Produkte und Dienstleistungen“. Ziel ist es, bis zum Jahr 2020 ein international anerkanntes Vorbild der Elektromobilität zu sein. [67] Umgesetzt werden soll dies durch die rund 30 Kernprojekte, die u. a. das Ziel der Bundesregierung verfolgen, bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf deutsche Straßen zu bringen. Experten halten diese Zielsetzung jedoch für unrealistisch und rechnen mit etwa 500000 solcher Fahrzeuge. [68] Ein weiteres Ziel des Schaufensters ist es, die Elektromobilität in Smart Grid Systeme zu integrieren und auf diese Weise intelligentes Laden und Speichern zu ermöglichen. [66]

Die Potenziale der Elektromobilität liegen daher vor allem in der Ladesteuerung und sollen durch intelligente Vernetzung bei einem hohen Stromangebot laden und bei hoher Stromnachfrage den gespeicherten Strom einspeisen um die Systembilanz – aufgrund der wetterbedingten Schwankungen durch Erneuerbare – stabilisieren helfen. Die Netzintegration der einzelnen Elektrofahrzeuge kann auf diese Weise zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst werden und Regelenergie zur Verfügung stellen. [27]

Bezüglich der Ladeinfrastruktur ist grundsätzlich sicherzustellen, dass die Identifikation von Fahrzeug und Ladesäule an öffentlichen Ladepunkten durch zwei digitale Zähler erfolgt. Intelligente Stromzähler (Smart Meter) übernehmen dabei eine entscheidende Rolle zur Entwicklung des Stromnetzes hin zu komplexen Smart Grids mit dezentralen Strukturen. Erreicht wird dies durch IT-gestütztes Netzmanagement und trägt zeitgleich zur Steigerung der Energieeffizienz beim Endverbraucher bei. Wichtige Forschungsbereiche im Bereich elektrischer Fahrzeugtechnik sind

- Ladekonzepte,
- Ladestationen,
- Abrechnungskonzepte,
- Netzintegration,
- dynamisches Lastmanagement. [69]

Zu bedeutsamen Projekten im Rahmen der Ladeinfrastruktur zählt das bundesweite Projekt INEES (Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen). Ziel ist es, die Erbringung von Sekundärregelleistung mit einem Pool von Elektrofahrzeugen voranzubringen. [70] Umgesetzt wird dies durch den Projektpartner LichtBlick und dessen IT-Plattform „SchwarmDirigent“, die eine Schnittstelle zwischen dem

Stromnetz und Fahrzeug-Pool bildet und die einzelnen Fahrzeugbatterien zu einer virtuellen Großbatterie zusammenfasst. [71] Auf diese Weise werden Systemdienstleistungen erfüllt, zu denen die Frequenz- und Spannungshaltung sowie der Versorgungswiederaufbau und das Netzengpassmanagement gehören. [72]

Als Elektrofahrzeuge werden nicht nur batteriebetriebene Fahrzeuge betrachtet, sondern auch solche, die zusätzlich mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet sind und am Stromnetz geladen werden können. Wie Abbildung 60 darstellt, zählen dazu – trotz Elektromotor – keine reinen Hybride, da diese nicht mit dem Stromnetz verbunden werden. Zwar gehören Wasserstofffahrzeuge ebenso zu den Elektromobilen, allerdings werden diese in der nachfolgenden Beschreibung nicht weiter erläutert, da sie mit fehlendem Stromnetzanschluss nicht zur Systemdienstleistungsbereitstellung beitragen.

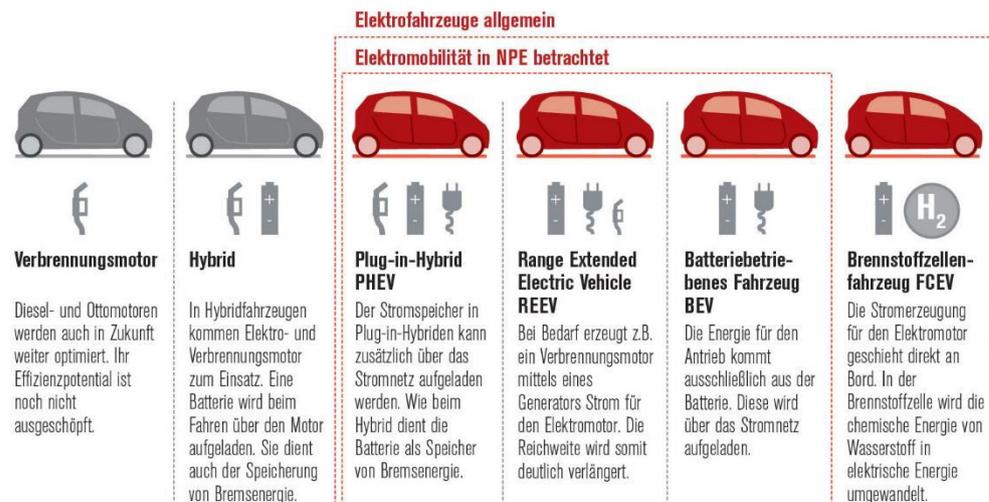


Abbildung 60: Technologieunterschiede bei Elektrofahrzeugen [73]

6.3.2 Bedeutung für das künftige E-System in Berlin-Brandenburg

Dank der Standortvorteile hat die Hauptstadtregion gute Chancen, ein international anerkanntes Vorbild in der Elektromobilität zu sein. Zu diesen zählen die starke Tourismusbranche, die eingesetzten umweltfreundlichen (öffentlichen) Verkehrsmittel, die dezentrale und zukunftsfähige Energieerzeugung und -versorgung sowie interdisziplinäre Forschung und Bildung. [66]

Derzeit sind auf den Straßen in Berlin und Brandenburg 3000 elektrische Pkw unterwegs, was im bundesweiten Vergleich Spitzenwerte darstellt. Zu den Fahrzeugen, die sich zu 86 % in gewerblichen Besitz befinden, zählen sowohl batterie-elektrische Fahrzeuge, als

auch Plug-In-Hybride sowie Wasserstofffahrzeuge. Diesen stehen etwa 650 öffentlich zugängliche Ladestationen zur Verfügung. [67] Zu den Lademöglichkeiten gehören aktuell die Standard-Ladesäule, die Wandladestation, die Schnellladesäulen und das induktive Laden, jedoch wird die Standardvariante am häufigsten verwendet. [27] Betreiber öffentlicher Ladepunkte sind zu überwiegendem Anteil sind die Energieversorgungsunternehmen Vattenfall und RWE. Schnellladepunkte bieten den Vorteil, Elektrofahrzeuge innerhalb von ca. 20 Minuten auf bis zu 80 % aufzuladen, allerdings sind in der Hauptstadtregion nur 31 solcher Ladepunkte vorhanden. Gleichzeitig können dabei aufgrund der zu kurzen Anbindung an das elektrische Netz keine Systemdienstleistungen durch Ladesteuerung in Anspruch genommen werden. [67]

6.3.3 Projektansätze in Berlin-Brandenburg

Der Ausbau der öffentlichen Ladepunkte wird im Rahmen eines Schaufensterprogramms „Mobilität und Energiewende“ durch das Konsortium Alliander, Allego und The New Motion gefördert. Maximal können bis zu 1100 Ladepunkte errichtet werden, jedoch wird in einem ersten Schritt eine Anzahl von 400 Ladepunkten bis Mitte 2016 angestrebt. Bei hoher Nachfrage ist in einem zweiten Schritt die Erweiterung auf bis zu 700 Ladepunkte möglich. Bislang wurden bereits 40 solcher Ladepunkte installiert. Die Ladepunkte entsprechen den aktuellen Standards, zu denen Wechselstrom-Laden mit 3,5 bis 22 kW oder Gleichstrom-Laden mit bis zu 50 kW gehört. [67] [74]

In der Hauptstadtregion gibt es ebenso Projekte, die Lade- und Speichertechnologien sowie die Netzintegration weiterentwickeln. Diese werden im Folgenden kurz aufgeführt.

IPIN Integrationsplattform Intelligente Netze

Mithilfe dieses Projektes wird der Beitrag zum Netzmanagement durch Elektromobilität untersucht und der zukünftige Bedarf an Speichertechnologien via Smart-Grid-Konzept ermittelt. Schwerpunkt ist u. a. die Visualisierung des Zusammenspiels von Erzeugung, Netzmanagement, Speicherung und Verbrauch durch Elektrofahrzeuge. Die Einbeziehung elektromobiler Anwendungen soll dabei zur Entwicklung des Smart Grid Konzepts beitragen. Durch dieses Konzept soll sichergestellt werden, dass bei fehlendem Energieverbrauch die Drosselung oder Abschaltung von volatil einspeisenden Erzeugungsanlagen vermieden wird. Zu den Projektpartnern zählen E.ON, RWE, Stromnetz Berlin, InnoZ (Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel GmbH) und das DAI-Labor der TU Berlin. [66] [75]

SMART – Capital Region

Die regenerativen Überschüsse aus dem Land Brandenburg sollen in urbanen Zentren sowie hauptsächlich in der Hauptstadt genutzt werden. Dazu wird im Rahmen des Projekts „SMART – Capital Region“ ein Netzkonzept zur Strom- und Wärmeversorgung für Berlin entwickelt, bei dem die überschüssige Energie aus EE dem Antrieb elektromobiler Fahrzeuge dient. Zu den Schwerpunkten gehören zwei Teilprojekte. Im Teilprojekt 1 steht die Netzkonzept-Entwicklung für die Hauptstadtregion im Vordergrund. Berücksichtigt werden dabei die Netzstudien des Landes Brandenburg von

2006/2008 und 2010/2011 sowie zahlreiche P2H-Anlagen. Zudem wird von rückläufiger konventioneller Einspeisung, hoher Ladeinfrastrukturdichte und Elektrolyse ggf. mit Methanisierung ausgegangen. Teilprojekt 2 untersucht in einem Real-Labor der Leistungsklasse 5 MW die Versorgung der Strom-/Wärmelast des BTU-Campus über EEG-Anlagen. Die Last-/Erzeugungs-Relation entspricht dabei der von Berlin-Brandenburg im Jahr 2030. [66]

CCS Berlin – Combined Charging System

Mit diesem Projekt soll die Schnellladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge untersucht werden, insbesondere mit einer Erprobung der Abrechnungs-, Geschäfts- und Mobilitätsmodelle. Die Alltagstauglichkeit der bisher entwickelten Systeme soll durch Pilottests mit etwa 3 schnellladefähigen Elektrofahrzeugen an 7 Schnellladesäulen in Berlin durchgeführt werden. Ziel ist es u. a. das Schnellladekonzept durch weitere Schaufensterregionen zu erweitern. Wichtige Projektpartner sind TÜV Rheinland, Vattenfall, TOTAL sowie die TU Berlin.

ElektroAES

Im Rahmen dieses Projekts wird der Einsatz von drei Elektro-Entsorgungsfahrzeugen in der Abfallwirtschaft mit dem Ziel des Nachweises der technischen Eignung und Wirtschaftlichkeit untersucht. Die umweltfreundlichen Fahrzeuge mit Hybridantrieb werden an intelligenten Ladestationen mit hohem Windkraftanteil aufgeladen. Schwerpunkte sind u. a. der Betrieb von Ladestationen, die der Aufladung von Akkus mit Windstrom dienen sowie die Entwicklung eines Batteriemanagementsystems, durch welches die Elektro-Abfallentsorgung optimiert werden soll. Zu den Projektpartnern gehören die Abfallwirtschafts-Union Oberhavel, die Stadtentsorgung Potsdam, das Fraunhofer-Institut für Produktionsanlagen und Konstruktionstechnik sowie die Berliner Stadtreinigung (BSR). [66]

Letztere setzt im Zuge dieses Projekts das Sperrmüllfahrzeug eMH900 mit Hybridantrieb ein. Mit der eingebauten Start-Stopp-Automatik schaltet der Dieselmotor bei niedrigen Geschwindigkeiten, sowie beim Halten an der Ladestelle ab. Zudem arbeitet der Elektromotor beim Bremsen als Generator, sodass dabei gleichzeitig die Batterie aufgeladen wird. Da Abfallfahrzeuge mit Durchschnittsgeschwindigkeiten von 30 km/h fahren und häufig abbremsen, ist in diesem Fall der Einsatz eines Hybridmotors lohnenswert. [76] [77] Jedoch verringert sich die Nutzlast des Hybrid-Fahrzeugs aufgrund des Akkuantriebs und dessen Gewicht, sodass sie gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor – u. a. auch aufgrund der hohen Anschaffungskosten – unwirtschaftlich sind. Daher ist bei der BSR bislang keine Expansion der Elektro-Abfallfahrzeuge vorgesehen. Vielmehr soll durch die Anschaffung von 20 BMW i3 der Beitrag zu intelligenten Energienetzen geprüft werden. Bis Ende 2015 ist mit der Lieferung der restlichen Fahrzeuge zu rechnen. Die Fahrzeuge verfügen über eine Netto-Batteriekapazität von jeweils 18,8 kWh und können durch intelligente Vernetzung am Ladepunkt gesteuert geladen werden. Konkret bedeutet dies, dass die Batterie abhängig von Verfügbarkeit und Netzschwankungen gel- bzw. entladen wird. Die BSR soll dabei als kommunaler Großversorger in das Schaufenster „Intelligente Energie“ eingebunden werden und sich in diesem Rahmen am Konzept zur informations- und kommunikationstechnischen Verbindung mit den Fahrzeugen beteiligen. Bei diesen Projekten gilt die Telekom als übergeordneter Betreiber.

Außerdem findet die Elektromobilität auch im Güterverkehr gute Einsatzmöglichkeiten. So ist ein Mehrschichtbetrieb bzw. Nachtbelieferung mit elektrischen Nutzfahrzeugen (NANU!) aufgrund der geringen Geräuschemissionen vorstellbar. Zudem wird im Projekt DisLoG die ressourceneffiziente Distribution mit elektrisch angetriebenen Verteilfahrzeugen in Städten erprobt. Projekte im Bereich des Personenverkehrs befassen sich zum Beispiel mit intelligenten Mobilitätsstationen wie am Bahnhof Berlin Südkreuz, der als intermodale Verkehrsdrehscheibe dienen soll. Ebenso bedeutsam sind zudem die Elektrifizierung des Landesparks sowie die Umstellung auf voll elektrischen Busbetrieb in Berlin. [66]

7 Handlungsempfehlungen

7.1 Regionalökonomische Chancen und Risiken

7.1.1 Berlin-Brandenburg als „Reallabor der Energiewende“ – Chancen für Akteure im Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg

Bereits Tabelle 5 wurden die Potenziale für die Nutzung von Systemflexibilitäten im Kontext von Energie-Hybridnetzen in ausgewählten Städten (Berlin, Hamburg, München, Wien und Zürich) miteinander verglichen und die qualitative Bewertung der Gesamtpotenziale in einer Ergebnismatrix dargestellt.

Um die dargestellten regionalökonomischen Chancen zu heben, bieten sich neben den sonstigen Maßnahmen des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg insbesondere transnationale F&E-Vorhaben mit weiteren Großstadtreionen an. Möglichkeiten hierzu bieten sich sowohl im Kontext von Smart Cities wie auch im Rahmen zukünftiger Kooperationen zwischen deutschen Schaufensterprojekten (SINTEG) und der derzeit in Vorbereitung befindlichen Förderausschreibung „Vorzeigeregion Energie“ in Österreich an.

Relevante Ansatzpunkte für eine künftige Ausweitung der Zusammenarbeit zwischen deutschen und österreichischen Stadtreionen und länderübergreifende Kooperationen sind u.a.:

- Memorandum of Understanding (MOU) der zuständigen Ministerien in Deutschland, Österreich und der Schweiz (BMWi, BMVIT, Bundesamt für Energie) sowohl für die Bereiche Smart Grids wie Smart Cities
- Bestehende Kooperationen und Projekte auf Stadtquartiersebene (z. B. zwischen Modellquartieren in Basel, Berlin, Graz, Hamburg im Rahmen des transnationalen Projektes INFRA-PLAN)
- Das deutsch-österreichische URBAN-Netzwerk und die österr. Smart Cities Städteplattform

Weitere Möglichkeiten ergeben sich mit jedem Ländern in Europa, die ebenfalls hohe Anteile an fluktuierender EE-Einspeisung haben oder neue innovative Ansätze im Wärmebereich verfolgen. Dies bezieht sich insbesondere auf die skandinavischen Länder. So hat beispielsweise Dänemark im europäischen Vergleich nicht nur sehr hohe Anteile an Windkraft- und KWK-Erzeugung im Stromsystem, sondern energiepolitisch dem Wärmesektor bereits seit Jahrzehnten deutlich mehr Beachtung geschenkt als etwa Deutschland.

Ebenfalls sehr hohe Anteile an EE-Erzeugung (Windkraft, Sonne) und Ansatzpunkte für Erfahrungsaustausch und mögliche gemeinsame F&E-Vorhaben finden sich in Spanien. Einzelne Regionen, wie etwa die Metropolregion Barcelona, würden sich dafür besonders gut eignen, da dort auch Austausch und mögliche Kooperationen im Bereich von Smart Cities vielversprechend wären.

Bezüglich der regionalökonomischen Wertschöpfungspotenziale in den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette wird auf den folgenden Abschnitt 7.1.2 bzw. hinsichtlich möglicher strategischer Herangehensweise auf Abschnitt 7.1.3 verwiesen.

7.1.2 Schließung der Wertschöpfungskette, Erweiterung der Wertschöpfungskette

Wind in die Städte:

Qualifizierung neuer Versorgungsketten zur regionalen Nutzung der erneuerbaren Energie in Ostdeutschland meint:

- Effektive und effiziente Einbindung erneuerbarer heutiger sowie künftiger Erzeugungskapazitäten
- Regionalisierung der Ausgleichsprozesse zwischen Erzeugung und Verbrauch (nicht Autarkie)
- Volkswirtschaftlich optimale Anpassung der Netzinfrastruktur (Stromnetzebenen und Wärmenetze)
- Marktwirtschaftliche Zusammenführung (Orchestrierung) der unterschiedlichen Flexibilitäts-Optionen (auch konv. Kraftwerke, Verbrauch, Speicher)
- Unterstützung regionaler Unternehmen bei der In-Wertsetzung auch neuer Business Cases
- Wahrung der hohen Versorgungszuverlässigkeit und Datenschutz-Aspekte

Mit der aktiven Gestaltung der Versorgungskette können regionalwirtschaftlich bedeutende Potenziale gehoben werden:

- Mehr Verwertung regional produzierter Energie bedeutet weniger Importe, bedeutet weniger Kaufkraftabfluss.
- Die systemverantwortliche Einspeisung (Fahrplantreue durch bessere Prognosen und Speicherkapazitäten vor neuralgischen Einspeisepunkten) steigert die Ertragsperspektiven des erzeugten Stroms und mindert Abregelungsverluste
- Effizientere Ausgleichsprozesse „auf kurzem Wege“ bedeuten weniger Transportaufwand, ggf. geringere Netzentgelte, ggf. höhere Resilienz und Versorgungsqualität
- Regionalisierte Preise für Strom (Wirkleistung und SDL) bedeuten in unserer zeitweiligen „Überschussregion“ günstigere Preise, können aber auch die Gefahr mit sich bringen, entsprechend des Energiedargebotes starken Preisschwankungen ausgesetzt zu sein.

- Regionalisierte Nachfrage nach Flexibilitäten (markt, system- und v.a. netzdienlich) bedeutet zusätzliche Ertragsperspektiven für flexibilisierbare Verbraucher und Erzeuger (Demand Response, Speicher, regelbare Einspeisung), schafft gleichzeitig temporäre Abhängigkeiten von wenigen Akteuren (Gefahr illiquider Übergangs-Märkte)
- Regionale Energieprodukte schaffen Identifikation der Bürger mit der Energieversorgung (Akzeptanz) und schaffen Kundenbindung zu regionalen Lieferanten. Dies ist Voraussetzung für ein breites Verständnis systemkonformes, primärenergie-effizientes Verhalten, also Partizipation und ökonomische Teilhabe (z. B. erzeugungsorientierter Verbrauch, wie Windheizung, Potenzial Stromheizungen einige Hunderttausend)
- Innovationsfreudiges Umfeld und Kooperationsbereitschaft mit kreativen Startups eröffnen neue Geschäftsmodelle jenseits des klassischen Energiegeschäftes. Hier können zusätzliche Services (Mehrwertdienste) erhebliche Kundenbindungseffekte auslösen und ertragsstarke Bereiche erschließen (Ertragspotenzial für Anwendungen im Smart Home, AAL, Gebäudemanagement-Sektor werden auf einige Mrd. geschätzt)
- Digitale Vernetzung der Wertschöpfungskette schafft engere Abstimmungsvorteile zwischen vor- und nachgelagerten Akteuren und eröffnet Zugänge für weitere Datenströme (Mobilität, Smart Cities etc.) es beschleunigt Datenaustauschprozesse und kann mit geeigneten Standards (Interoperabilität) zur Kosteneffizienz der Services beitragen. Security und Privacy Aspekte sind unbedingt „by design“ zu berücksichtigen!

Erzeugungsmanagement hat dabei die Aufgabe, am oder nahe des Einspeisepunktes das Energiedargebot so zu qualifizieren, dass die Anschlusskapazitäten des Stromnetzes weitest möglich genutzt werden.

- Flächenverbundkraftwerke: Vor-Bündelung von Erzeugung in geeigneten „Einspeisernetzen“
- Fahrplantreue: Prognose und verlässliche Einspeisung (ggf. alternative Verwendung/Speicherung)
- Systemverantwortung: Bereitstellung von Systemdienstleistungsbeiträgen (Spannungshaltung, Frequenz, Schwarzstart)
- Virtuelle Kraftwerke: Pooling verteilter Erzeugung (Speicher & Lasten) zur gemeinsamen qualifizierten Vermarktung (z. B. Regelenergie oder Day-Ahead-Handel)

Netzmanagement hat dabei die Aufgabe, das versorgungszuverlässige Optimum zwischen Netzausbau und smartem Umbau im Hinblick auf die laufenden Veränderungen im Kraftwerkspark und sich ergebender Speicher-Optionen auf allen Netzebenen zu antizipieren und einen dynamischen Betrieb nachhaltig sicherzustellen.

- Netzmonitoring: vertiefte (knotenscharfe) Kenntnis der aktuellen und künftigen Netzzustände und -anforderungen (Sensorik in unteren Spannungsebenen, Rolle iMS und iONS, Simulationen)
- Verteilnetzautomatisierung: Bewirtschaftung der begrenzten Transportkapazitäten durch aktive Steuerung auch auf unteren Netzebenen (Netzleittechnik, Aktorik, Nutzen von iONS, RONT, Speichern und Betriebsmitteln Dritter)
- Systemgeführte Ein- und Ausspeisung: Aktive Beeinflussung der Netznutzung (Abregelung, Blindleistungsabrufe) und netzdienlicher Steuerung von Lasten (Ampelmodell)

Verbrauchsmanagement hat dabei die Aufgabe, die Flexibilitäten unterschiedlicher Netznutzer entsprechend des fluktuierenden Energiedargebetes aus Erneuerbaren über marktwirtschaftliche Prozesse zu mobilisieren

- Flexible Groß-Verbraucher: Erschließung unterschiedlicher Kundensegmente (Industrie, Gewerbe, komm. Einrichtungen) mit geeigneten Anreizmodellen
- Smart Buildings: Intelligente Liegenschaften mit professionellen Energiemanagementsystemen zur Selbstoptimierung ihrer Verbrauchs- und Erzeugungsvorgänge
- Aggregierte Lasten: Bündelung von Lastverschiebungspotenzialen zur qualifizierten Vermarktung (z. B. Regelenergie) oder Beschaffungsoptimierung
- Smarte Bürger/Kommunen/Regionen: Aufklärung (Gaming) und Einbindung (Smart Meter, Smart Home) auch kleiner Netznutzer zur Steigerung der Akzeptanz, Effizienzsteigerung und ggf. des erzeugungsorientierten Verbrauchs

Speichermanagement hat dabei die Aufgabe die Optionen verschiedener Speichertechnologien in das Gesamtenergiesystem einzuordnen (physikalisch und ökonomisch)

- Power-to-Heat: Sondierung der Potenziale und Netzeffekte und Nutzung geeigneter Standorte an den Kreuzungspunkten von Wärmenetzen und Stromnetz(engpäss)en
- Power-to-Gas: Sondierung geeigneter Wandlungstechnologien (Methan/Wasserstoff) und Verwertungsoptionen (Mobilität)
- Elektrische Speicher: Zuordnung verschiedener Anwendungsfälle (Glättung der Erzeugung, Netzstabilisierung, Eigenverbrauchsoptimierung) und geeigneter Geschäftsmodelle

Datenmanagement hat dabei die Aufgabe den Datenaustausch zwischen unterschiedlichen Akteuren (Netzbetrieb, Stromhandel, Kunden) zuverlässig, transparent und wertschöpfend sicherzustellen.

- Datenportal: Schaffung eines regionalen Datenportals und Klärung der Datenhaltung, Bereitstellungsrechte und Pflichten unterschiedlicher Nutzer

- Service und Informationsmarkt: Unterstützung von regionalen Akteuren zur Entwicklung innovativer Geschäftsideen zur Inwertsetzung verfügbarer Daten (Smart Data → Smart Services) und Verknüpfung mit anderen energiefernen Diensten (Komfort, Gesundheit, Sicherheit, Smart Cities)

Regionalisierung hat zur Aufgabe die möglichen technologischen Optionen über die gesamte Wertschöpfungskette mit regionalen Beispielen (Demonstrator-Standorten) zu veranschaulichen, am konkreten Energiesystem (Regelzone 50Hertz mit den unterlagerten Verteilnetzen und Wärmenetzen) hinsichtlich der Netzeffekte (Dienlichkeit) und Marktfähigkeit (Preissignale) abzubilden.

Netzwerkarbeit hat zur Aufgabe unter den möglichen (regionalen) Akteuren die engagiertesten Unternehmen mit ihren Vorschlägen zusammenzuführen und in Steckbriefen die Basis für ein substantielles Gesamtkonzept einzusammeln. Die regionalen Wissenschaftsinstitutionen sollen sich mit ihren laufenden Forschungsaktivitäten arbeitsteilig in diesen Prozess einbringen.

Konzeption und Finanzierung hat zur Aufgabe die zahlreichen technologischen Optionen in Bezug zu der Leitidee des Integrationsmodells „Wind in die Städte“ zu setzen, zu filtern und zu priorisieren. In thematisch gegliederten Arbeitspaketen/-gruppen sollte die weitere Ausarbeitung mit hoher Verbindlichkeit aller Mitwirkenden fortgesetzt werden. Dazu wirkt eine finanzielle Beteiligung aller an den weiteren Konzeptionskosten disziplinierend und ist andererseits Voraussetzung um die professionelle Unterstützung zu finanzieren.

7.1.3 Strategie-Kompass: Empfehlungen für die weitere Entwicklung im Energiecluster

Die Energiewende in Berlin-Brandenburg ist aus den Kinderschuhen herausgewachsen. Smart Grids Forschung hat einen Reifegrad erreicht, von dem aus die Potenziale der Digitalisierung zur dynamischeren Integration der EE erkennbar sind. Die Energieszenarien für den Raum stehen im Groben und die verschiedenen energetischen Wandlungspfade insbesondere ausgehend von künftigen Primär-Strom(-über-)angeboten sind vorgezeichnet.

Der folgende Strategiekompass gibt Orientierung, in welche Richtung sich das Clustermanagement bewegen kann. Hierbei werden grundsätzlich horizontale Bewegungen und vertikale Bewegungsrichtungen unterschieden.

- Vertikal abwärts bedeutet die Umsetzung einzelner Bausteine konkret voranzutreiben (Operationalisierung von F&E zur Praxis)
- Vertikal aufwärts bedeutet das bestehende Systemkonzept „Smart Energy BB“ in größere Zusammenhänge zu stellen (politische Integration und Positionierung)
- Horizontal links bedeutet, sich mit benachbarten Branchen (Netzwerken) intensiv zu verflechten (cross-sektorale Wertschöpfungspartnerschaften)

- Horizontal rechts bedeutet, sich die zunehmende Digitalisierungskultur zu eigen zu machen, d.h. Umdenken innerhalb des Clusters in Richtung Digitalisierungs- und Innovations- und Startup-Kultur)

Der Strategie-Kompass hilft weiterhin zur Verortung der jeweiligen Cluster-Aktivitäten, die sich auch als Vektoren zwischen den Achsen befinden können. Weiterhin kann der Kompass in der künftigen Prioritätensetzung helfen, besonders erfolgsversprechende Entwicklungsrichtungen im besonderen Maße einzuschlagen:

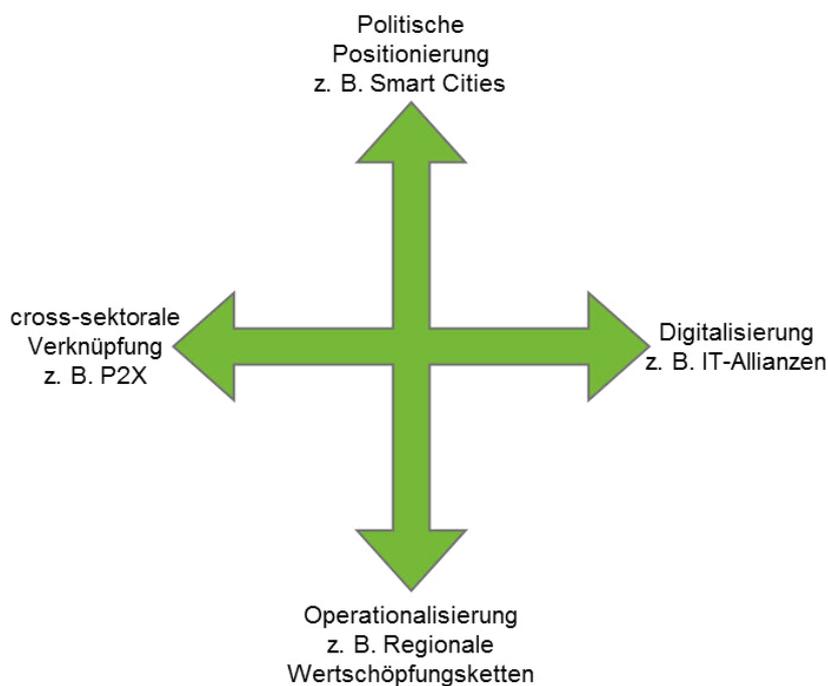


Abbildung 61: Regionale IKT-Plattform „Energy“ zur sicheren systemübergreifenden Kommunikation [78]

Operationalisierung:

Folgerichtig sollte das Clustermanagement im Interesse einer regionalwirtschaftlichen Teilhabe am Markthochlauf (Smart Grids und EE) die lokalen Unternehmen bei der Entwicklung und Platzierung ihrer Produkte und Dienstleistungen innerhalb der regionalen Wertschöpfungsketten unterstützen.

Cross-sektorale Verknüpfung:

Dabei enden die Wertschöpfungsketten nicht an den klassischen Branchengrenzen. Insbesondere die Veredelung künftiger Strom(-überschüsse) im Chemie- und Mobilitätssektor gilt als aussichtsreiche Zukunftsperspektive für den Windstromreichen Nordosten.

Politische Positionierung:

Smart Grids kann als wesentliche Infrastruktur der künftigen „smartifizierten Welt“ gelten. Im Kontext von Smart Cities Bemühungen der Hauptstadtregion (Smart Capital Region) sollten die Erfolge (integratives energetisches Gesamtkonzept) als belastbare Basis für weitere Initiativen genutzt werden.

Digitalisierung:

Wesentlicher Innovationsmotor in der Energiewende ist die Digitalisierung. Hier sollte zum einen eine reibungslose Verständigung zu den ebenfalls digitalisierenden Energie-Nutzern (Industrie4.0; digitaler Mittelstand) gepflegt werden. Diese Verständigung hat neben dem Aspekt der Konnektivität (Interoperable Schnittstellen) auch eine „kulturelle“ Komponente. Dieser zweite kulturelle Aspekt hat etwas mit Entwicklungsgeschwindigkeiten, Innovationsfreude, Startup-Mentalitäten und Kundenorientierung zu tun. Diese Aspekte können durch eine zunehmende „Durchmischung“ der alten Energiewelt und neuen Akteuren im Energiecluster Raum greifen.

7.2 Energietechnische Herausforderungen 2024 – 2034 – 2050

Als sehr vordringlich in den nächsten 20 Jahren zu lösende energietechnische Herausforderung steht nach wie vor ein signifikanter und vor allem zügiger Bedarf an Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen sowohl in der Übertragungsnetz- als insbesondere auch ländlichen Verteilnetzebene. Zielstellung muss es hierbei sein, die derzeit ungebremst ansteigenden Redispatch- und EE-Abschaltvolumina und einhergehende Kostenbelastungen gerade für das strukturschwache Nordostdeutschland in den Griff zu bekommen. Vor dem Hintergrund der massiv steigenden Stromexporte aus Nordostdeutschland und sich abzeichnender Energiedefizite in der unmittelbaren Nachbarschaft Deutschlands stehen dabei Kuppelleitungen bzw. Interkonnektorprojekte zu den Nachbarregelzonen ebenso im Fokus wie der interne Netzausbau in der 50Hertz-Regelzone. Um Energiedefiziten in Deutschland selber vorzubeugen, wird seitens des Gesetzgebers derzeit der Rahmen für eine Kapazitätsreserve mit Einbeziehung bspw. von Kraftwerksblöcken am Standort Jänschwalde vorbereitet.

Gerade die nur begrenzt vorhandenen Kuppelleitungen und Interkonnektoren als horizontale Verknüpfungen zu den Nachbarregelzonen verursachen steigende Redispatch- und EE-Abschalterfordernisse, leisten auf der anderen Seite aber wichtige Beiträge zur Marktkopplung bzw. zum transeuropäischen Binnenmarkt für Elektrizität, zur Kompensation von Kraftwerksausfällen sowie Deckung von Energiedefiziten bzw. von Regelzonenfahrplana-

bweichungen allgemein, zur Optimierung der Regelleistungsbereitstellung/Netzregelverbund und nicht zuletzt auch zum Netzwiederaufbau durch Spannungsvorgabe aus den benachbarten Randnetzen. Neben der notwendigen länderübergreifenden Vereinbarung neuer grenzüberschreitender Projekte besteht auf Übertragungsebene eine kurz- und mittelfristige Herausforderung darin, für den zunehmend steuerbaren Anteil des Leistungsaustausches durch Installation von Phasenschiebertransformatoren oder Hochspannungsgleichstromübertragungen gemeinsamen Betriebskonzepten abzustimmen, so dass eine Gesamtoptimierung von Netzengpasssituationen erfolgen kann.

Neben diesen heutigen Interkonnektorbeiträgen rücken im Hinblick auf den weiter wachsenden und zunehmend dominierenden Anteil fluktuierender EE-Leistung aber weitere Beiträge in den Mittelpunkt. So gibt es bereits heute große grenznahe Regionen wie die Uckermark, die eine stetig wachsende Einspeiseleistung aufzeigen bei vernachlässigbarer konventioneller Kraftwerksleistung und bereits heute durch Interkonnectoren signifikante Stabilitätsbeiträge erfahren. Mit Blick auf die nächsten 20 Jahre können durch Interkonnectoren verstärkt Blindleistungsbeiträge zur Spannungshaltung in EE-dominierten grenznahen Regionen ebenso erfolgen wie Kurzschlussleistungsbeiträge für EE-dominierte grenznahe Regionen. Mit Blick auf einen weitgehend dekarbonisierten Erzeugungsmix können bis 2050 aber zunehmend auch Beiträge zur Momentanreserve bzw. Schwungmasse als Stabilitätsbeitrag für EE-dominierte grenznahe Regionen erfolgen. Dieser Aspekt spielt bspw. beim aktuellen Interkonnektorprojekt zwischen dem schwachen nordchilenischen Inselnetz und dem Verbundnetz in Argentinien eine große Rolle und wird auch in Europa verstärkt ins Blickfeld rücken.

Während Kuppelleitungen und Interkonnectoren nur in den Randgebieten für Blind- und Kurzschlussleistungsbeiträge und Netzwiederaufbauszenarien herangezogen werden können, stellt sich die Netzstützung innerhalb des nordostdeutschen Übertragungsnetzes bereits heute als weitere Herausforderung dar, da vorgenannte Beiträge lokal-regional benötigt werden und kaum transportierbar sind. In Regionen ohne konventionelle Kraftwerkseinspeisungen werden daher Beiträge zur Netzstützung auch von der wachsenden Anzahl vertikaler Verknüpfungspunkten bzw. an den Schnittstellen zwischen der Übertragungsebene und den Verteilnetzen bereitzustellen sein. Während die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen großen EE-Parks bereits seit Jahren erfolgreich durch 50Hertz im operativen Betrieb zur Spannungshaltung und Netzengpassentlastung herangezogen werden, werden derartige und weitere Beiträge nun im Rahmen des 10-Punkte-Programms von 50Hertz mit angeschlossenen Verteilnetzbetreibern [1] getestet. Die Herausforderung besteht dabei u. a. darin, die ungleich größere Anzahl von EE-Anlagen leittechnisch einzubinden und die verteilten Blindleistungsbeiträge durch Sollspannungsvorgabewerten optimal abrufen zu können, um als Verteilnetzbetreiber im ersten Schritt die Spannungshaltung im eigenen Netz zunehmend autark umsetzen zu können und im nächsten Schritt dann bereits spannungsstützend auch für das Übertragungsnetz wirken zu können.

Darüber hinaus werden durch eine verbesserte Netzebenen übergreifende Datenbereitstellung künftig auch lokal-regional benötigte Redispatchbeiträge zur Entlastung von Eng-

pässen im Übertragungsnetz aus der Verteilnetzebene heraus erfolgen und damit diesbezügliche EE-Abschaltungen begrenzt werden können. Aber auch die Verteilnetzbetreiber selbst werden im Netzbetrieb von der steuerungsseitigen Einbindung dezentraler Anlage profitieren, zudem wird auch den im Verteilnetz angeschlossenen größeren Erzeugungseinheiten und steuerbaren Lasten ein besserer Zugang zum Regelleistungsmarkt eröffnet. Beides bedingt zwar operativ künftig eine kontinuierliche Netzebenen übergreifende Analyse der Netzbelastungssituation durch Übertragungs-, Verteil- und ggf. sogar Stadtnetzbetreibern, letztlich ist dies aber der Schlüssel für die Einrichtung von marktbasierten regionalen Systemdienstleistungs- und Ausgleichmechanismen über den bereits bestehenden globalen Markt für Regelleistung und abschaltbare Lasten hinaus.

Somit werden in den nächsten 20 Jahren deutlich mehr Teilnehmern im Elektrizitätssystem ein Zugang zur Bereitstellung von Systemdienstleistungsbeiträgen und neue Geschäftsfelder für dezentrale Anlagenbetreiber ermöglicht und die durch konventionelle Kraftwerke vorzuhaltende Must-Run-Leistung weiter reduziert. Insbesondere Power-to-Heat-Anwendungen können aufgrund der guten Nah- und Fernwärmeversorgungsrandbedingungen in Nordostdeutschland eine neue Rolle wahrnehmen und neben der bereits heute gegebenen Bereitstellung negativer Regelleistungsbeiträge auch als lokal zuschaltbare Lasten für Redispatchbeiträge bzw. zur Netzengpassentlastung herangezogen werden und somit die EE-Abschaltvolumina reduzieren helfen, wie im Unterkapitel 6.2 erläutert. Mittels lokal-regionaler Aggregation könnten letztlich bspw. auch Haushalte mit stärkerem Leistungsbezug einbezogen werden, wie in Abbildung 29 verdeutlicht. Nur bei Aggregation können künftig auch für kleinere Flexibilitätseinheiten Preisdifferenzen am Strommarkt als Laststeuerinstrument wirken, wobei globale Preissignale allein wenig netzdienlich sind. Mit einem lokal-regionalen Ansatz können jedoch die an bestimmten Übertragungsnetzknotten benötigten Systemdienstleistungsbeiträge netzdienlich auch durch dezentrale Anlagen bereitgestellt werden. Voraussetzung hierfür ist die Einrichtung einer netzebenenübergreifenden, IKT-basierten Datenbereitstellung- und Ansteuerplattform, wie beispielhaft im Unterkapitel 5.5 für Nordostdeutschland dargelegt.

In Hinblick auf die anschließenden Jahrzehnte bis 2050 bzw. einen weitgehend dekarbonisierten Erzeugungsmix stellen sich jedoch weitere Herausforderungen. Durch das fluktuierende und saisonale EE-Dargebot werden über längere Zeiträume im Jahr steigende EE-Überschüsse resultieren, die auch bei hohen negativen Preisen nicht mehr verwertet werden können. Auf der anderen Seite werden über noch längere Zeiträume EE-Defizitsituationen (sog. Dunkelflauten) vorliegen, wo die Lastdeckung durch die verbliebene konventionelle Kraftwerksleistung (insb. Gaskraftwerke) und planbaren EE-Einheiten (insb. Biomasse) sowie Importe aus dem europäischen Umland vorgenommen werden muss. Die aus dieser Situation resultierenden Preisspitzen im Strommarkt bei hohen EE-Überschüssen auf der einen Seite und die hohen negativen Preise bei EE-Defiziten auf der anderen Seite bieten dann jedoch einen deutlich besseren Businesscase für große und dezentrale Speicheranwendungen, als dies heute mangels dieser Preisdifferenzen nicht zuletzt aufgrund der großen konventionellen Must-Run-Leistung im Strommarkt gegeben ist. Heute ist ein Businesscase im Bereich der Systemdienstleistungsbereitstellung im Wesentlichen nur für Batterieanwendungen und nur im Primärregelleistungsmarkt darstellbar. Große PSW können nicht allein durch SDL-Beiträge wirtschaftlich betrieben werden und haben

mit sich weiter verschlechternden Einkünften aus dem Strommarkt zu kämpfen. Demgegenüber wird sich in den nächsten Jahrzehnten ein Businesscase insbesondere für Langzeitspeicher abzeichnen.

Derartige saisonale Speicherbeiträge sind heute bereits kostengünstig durch einen weiteren Zubau von Interkonnektoren nach Skandinavien realisierbar und auch bereits auf Übertragungsebene geplant, wobei hierbei im Zuge der weiteren Kopplung der beiden Strommärkte eine indirekte Speicherung verfolgt wird: Bei Überschüssen in Deutschland erfolgt ein Beitrag zur Verbrauchsdeckung in Skandinavien, die Wasserspeicher werden geschont und können bei Defizitsituationen bzw. hohen Strompreisen in Deutschland Beiträge liefern. Saisonale Speicherbeiträge könnten perspektivisch aber auch durch das heute noch deutlich zu kostenintensive Prinzip Power-to-Gas(-to-Power) verwirklicht werden unter Berücksichtigung der vorhandenen Speichervolumina im Gasverbundnetz und Gaskraftwerke zur Rückverstromung. Vor dem Hintergrund des günstigen Erdgaspreises und des dennoch hochproblematischen Businesscases für Gaskraftwerke als Spitzenlastkraftwerke ist ein wirtschaftlicher Einsatz von Power-to-Gas nebst Rückverstromung zur Lösung von Energiebilanzproblemen bzw. als Strommarktbeitrag im Gegensatz zur Power-to-Heat-Anwendung zur Lösung von Engpassproblemen aber erst langfristig absehbar.

7.3 Abschließende Kernbotschaften und Handlungsempfehlungen für das Energiecluster Berlin-Brandenburg

7.3.1 Handlungsempfehlungen aus Sicht der Entwicklung des Elektrizitätssystems

In Hinblick auf die unter 7.2 zusammengefassten energietechnischen Herausforderungen lassen sich insbesondere die nachfolgenden beschriebenen Handlungsempfehlungen für Nordostdeutschland ableiten.

Intensivierung der Netzebenen übergreifenden Kooperation

Aufbauend auf dem 10-Punkte-Programm von 50Hertz mit angeschlossenen Verteilnetzbetreibern [1] müssen die darin erprobten Maßnahmen hinsichtlich Datenbereitstellungen und Beiträgen zur Systemdienstleistungsbereitstellung im Anschluss in einen regulären operativen Rahmen überführt werden.

Ansatzpunkte in der Region:

Im Rahmen des „10-Punkte-Programms“ wollen die Verteilnetzbetreiber und 50Hertz künftig den Bedarf an Systemdienstleistungen, der aus den Änderungen bei der Stromerzeugung und beim Verbrauch resultiert, Netzebenen übergreifend bewerten sowie die in der Verteilnetzebene bestehenden und neuen SDL-Potentiale technisch-wirtschaftlich erschließen. Zudem werden in dieser Kooperation die Prozesse bei den Systemdienstleistungen Frequenzhaltung und Spannungshaltung gemeinsam weiterentwickelt, damit sowohl bei der Bereitstellung von Regelernergie als auch von Blindleistung aus allen zukünftig

zur Verfügung stehenden Energieanlagen Beiträge erfolgen können. Zum Aspekt Spannungshaltung sind bereits konkrete Pilotprojekte vorgesehen. Ebenso wird eine engere Kooperation bei der Netz- und Systemführung einschließlich gemeinsamer Dispatchertrainings erfolgen, hierbei soll bspw. eine gemeinsame Beschreibung der Netz- und Systemzustände im Rahmen der bestehenden „Netz-Ampel“ entwickelt und der gegenseitige Informations- und Datenaustausch unter Berücksichtigung des Energieinformationsnetzes vorangetrieben werden.

Im Kontext der Systemdienstleistung „Versorgungsaufbau“ wird die Einbeziehung dezentraler Erzeugungsanlagen in die bestehende Netzwiederaufbaukonzeption geprüft und entsprechende Pilotprojekte durchgeführt. In diesem Zusammenhang steht auch die Beteiligung von 50Hertz und weiteren Übertragungs- und auch Verteilnetzbetreibern am in 2015 gestarteten Netz:Kraft-Forschungsvorhaben als eines von mehreren Verbundvorhaben mit Beteiligung von 50Hertz und angeschlossenen Verteilnetzbetreibern im Systemdienstleistungskontext. Parallel dazu werden erste konkrete Schwarzstart-Feldtests in der 50Hertz-Regelzone zusammen mit einem Windparkbetreiber und einem Windenergieanlagen-Hersteller vorbereitet.

Das „10-Punkte-Programm“ beinhaltet ebenso die gemeinsame Ermittlung des gesetzlichen bzw. regulatorischen Veränderungsbedarfs inkl. der Klärung der regulatorischen Kostenanerkennung als Voraussetzungen für eine Überführung der vorgenannten Maßnahmen in den regulären Rahmen.

Netztechnische Modellierung und Erprobung von regionalen Systemdienstleistungs-Marktmechanismen

Wie im Unterkapitel 3.3.2 dargelegt, stellt sich mit zunehmendem Dekarbonisierungsgrad zwangsläufig die Frage nach alternativen Beiträgen zur Systemdienstleistungsbereitstellung durch EE, steuerbare Lasten und Speicher. Als besondere Herausforderung stellt sich dabei die Absicherung von lokal bereitzustellenden SDL wie Spannungshaltung, Redispatch, Kurzschlussleistung sowie Schwarzstart dar. Vor diesem Hintergrund müssen bestehende dezentrale Einheiten mit hinreichenden Anreizen zu SDL-Beiträgen animiert und ggf. Anreize für die Errichtung neuer SDL-fähiger Anlagen gesetzt werden mit dem Ziel, eine ausreichende lokal-regionale SDL-Markt-Liquidität zu erreichen, um diese SDL-Beiträge möglichst kostengünstig binden zu können.

Ansatzpunkte in der Region:

Insbesondere in der Prignitz und Uckermark mit stetig wachsenden EE-Leistungen, stagnierender Last und fehlenden konventionellen Kraftwerken bietet es sich an, mit regionalen Systemdienstleistungsmarktmechanismen eine Anreizwirkung für dezentrale Erzeugungseinheiten, Power-to-Heat-Anlagen und andere Lastflexibilitäten für Beiträge zur Systemdienstleistungsbereitstellung zu schaffen. Dabei ist die Flexibilitätsplattform von 50Hertz und weiteren Partnern anzuführen, wie im Unterkapitel 5.5 beschrieben. Hiermit könnte erstmals z. B. bei in der Uckermark windeinspeisungsbedingt auftretenden Engpässen eine Ansteuerung von lokalen Power-to-Heat-Anlagen erfolgen, um die erforderlichen

Einsenkungen der Windeinspeisung zu reduzieren. Der unmittelbare Zusammenhang des Power-to-Heat-Einsatzes mit der Vermeidung von Windeinsenkungen könnte beispielsweise durch Netzbetreiberzertifikate für die konkreten Zeiträume belegt werden, so dass die Wirksamkeit nicht zuletzt in Bezug auf die Diskussion der Primärenergiefaktor-Behandlung bei netzdienlichem Power-to-Heat-Einsatz im Kontext der Energieeinsparungsverordnung (EnEV) aufgezeigt wird.

Parallel zur Entwicklung o. g. Flexibilitätsplattform werden durch die Universität Leipzig regionale SDL-Marktmechanismen entwickelt und diese durch die GridLab GmbH in deren konkreten netztechnischen Wirkungen am Netzsimulator auf der Grundlage eines 10-Jahres-Zukunftsszenarios des Netzentwicklungsplans Strom visualisiert. Die Ergebnisse hieraus tragen wiederum iterativ zur Weiterentwicklung der regionalen SDL-Marktmechanismen bei.

7.3.2 Handlungsempfehlungen aus Sicht der Strommarktentwicklung

Aus Sicht der Strommarktentwicklung und der im Weißbuch des BMWi zum neuen Strommarktdesign dargestellten Maßnahmen und zukünftigen Handlungsfelder können insbesondere folgende konkreten Handlungsempfehlungen abgegeben werden:

Neue Marktchancen aufgrund der weiteren Öffnung der Regelenenergiemärkte als globaler SDL-Markt nutzen

Bezüglich der Bereitstellung von Regelenenergie gibt es bereits derzeit funktionierende Geschäftsmodelle. Nach Umsetzung von Maßnahme 6 „Regeleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen“ des BMWi-Weißbuches ist relativ kurzfristig zu erwarten, dass neue Anbieter ihre Flexibilitäten auf diesen Märkten anbieten und sich daraus neue Marktchancen ergeben. Diese Möglichkeiten sollten durch die Akteure des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg genützt bzw. durch Clusteraktivitäten unterstützt werden.

Ansatzpunkte in der Region:

Ansatzpunkte für die wirtschaftliche Nutzung der Marktchancen aufgrund der Öffnung der Regelenenergiemärkte sind abgeschlossene oder laufende F&E-Vorhaben von Akteuren des Clusters Energietechnik wie etwa der Firmen Energiequelle, Enertrag oder dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission. Die Ergebnisse dieser und ähnlicher F&E-Projekten bezüglich von Regelleistungsbereitstellung durch EE-Einspeiser könnten zeitnahe in die Umsetzung kommen.

Beispielhaft für mehrere Projekte dieser Art sei hier das Projekt „ReWP Regelleistung durch Wind- und Photovoltaikparks“²² angeführt, welches im Rahmen der Förderinitiative

²² Weitere Informationen dazu u. a. auf <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/rewp.html>

„Zukunftsfähige Stromnetze“ umgesetzt wird. Im Rahmen dieses Vorhabens werden risikobasierte Angebotsstrategien erarbeitet, damit Wind- und Photovoltaikparks Regelleistung zukünftig genauso zuverlässig wie Anbieter konventionell erzeugter Regelleistung bereitstellen können.

Des Weiteren werden in diesem Projekt die notwendigen Lösungen für die Informations- und Kommunikationstechnik sowie generische Schnittstellen für die Kommunikation mit den ÜNB entwickelt. Verbundpartner in diesem Vorhaben sind neben Energiequelle und 50Hertz u. a. Fraunhofer IWES, Amprion GmbH, ENERCON GmbH, Enerparc AG, TenneT TSO GmbH und VGB PowerTech e.V..

Sektorkopplung zwischen Strom und Wärme sowie weiteren Sektoren als strategisch wichtiges Handlungsfeld weiterentwickeln

Die Sektorkopplung wird das zukünftige Stromsystem stark prägen, insbesondere die Nutzung von EE-Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat), im Verkehrssektor (Power-to-Mobility) und in industriellen Prozessen (Power-to-Industry). Da in der Region Berlin-Brandenburg besonders gute Voraussetzungen für solche Sektorkopplungen vorliegen, wird dem Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg insbesondere empfohlen, auf dieses Stärkefeld aufzubauen und weitere Pilot- und Umsetzungsmaßnahmen in diesem Themenfeld zu initiieren und zu unterstützen.

Ansatzpunkte in der Region:

Ansatzpunkte für die Nutzung von Synergiepotenzialen zwischen den Akteuren des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg und zukünftige Pilot- und Umsetzungsprojekten liegen insbesondere im Zusammenhang mit bestehenden Projekten und Initiativen (z. B. „Wärme neu gedacht“, „Schaufenster Elektromobilität Berlin-Brandenburg“) vor und könnten insbesondere im Zusammenhang mit zukünftigen Smart Cities Aktivitäten, sowohl in Berlin wie Städten im Land Brandenburg, genutzt werden.

Power-to-Heat in Fernwärmesystemen: Unterstützung der lokalen Akteuren bei ersten Umsetzungsprojekten

Zwischen Strom- und Wärmesektor ist die Sektorkopplung besonderes einfach umsetzbar. Die Beseitigung regulatorischer Hindernisse vorausgesetzt könnte Power-to-Heat bereits derzeit in bestehenden Fernwärmesystemen eingesetzt werden, um einerseits bisher ungenutzten netzengpassbedingten EE-Überschussstrom zu verwerten und andererseits den EE-Anteil im Wärmesektor zu erhöhen²³.

²³ Im Gegensatz dazu hat Power-to-Gas gegenüber Power-to-Heat und anderen funktionalen Stromspeichern sowohl betriebs- wie energiewirtschaftliche Nachteile (vgl. [48], [38]). Potenziale für Power-to-Gas werden daher vorwiegend in der stofflichen Nutzung und im Mobilitätssektor gesehen, weniger jedoch in der Rückverstromung.

Es wird dem Cluster Energietechnik daher empfohlen, insbesondere die Stadtwerke und sonstige Anlagenbetreiber bei der Umsetzung von weiteren Pilotprojekten durch Erfahrungsaustausch, Kompetenzaufbau sowie bei der Initiierung und Koordination von gemeinsamen Pilotaktivitäten zu begleiten und zu unterstützen.

Ansatzpunkte in der Region:

Wichtigste Ansatzpunkte sind die bisherigen Umsetzungsprojekte (Errichtung von Anlagen) beispielsweise in Berlin (bereits 4 Anlagen), Ludwigsfelde oder Forst. Von strategischer Bedeutung für die Erweiterung der Vermarktungsmöglichkeiten dieser Anlagen und zukünftige netzdienliche Betriebsweisen sind F&E-Vorhaben wie das kürzlich begonnene und vom BMWi geförderte Verbundvorhaben „P2X@BerlinAdlershof“, in welchem neben Anlagen- und Standortbetreibern auch der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz eingebunden ist.

Rolle des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg als Bindeglied zwischen alter und neuer Energiewelt weiter ausbauen

Besonderes Augenmerk bei nationalen Vernetzungsaktivitäten sollte auf das Zusammenbringen der „neuen“ und „alten“ Energiewelt gelegt werden. Es wird daher empfohlen, insbesondere jene Akteuren, die aufgrund der vom BMWi geplanten Maßnahmen zu zentralen Treibern zukünftiger Innovationen werden könnten (z. B. Bilanzgruppenverantwortliche, Aggregatoren/Poolanbieter), zukünftig noch stärker als bisher in die Clusteraktivitäten einzubinden.

So ist beispielsweise der Zusammenhang zwischen der Bereitstellung von Regelenergie und der Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke ist eine wichtige Forschungsfragestellung, die in integrierten F&E- und Demonstrationsvorhaben entsprechend adressiert werden sollte.

Ansatzpunkte in der Region:

Sowohl Akteure der bisherigen „alten“ Energiewelt wie neue innovative Anbieter sind bereits Mitglieder im Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg und nehmen an Clusterveranstaltungen teil. Die aktive Teilnahme beider Akteursgruppen ist Voraussetzung und zugleich Ansatzpunkt für die empfohlenen, weiteren Vernetzungsaktivitäten.

Integration der europäischen Strommärkte erfordert vermehrte internationale Vernetzung

Die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte erfordert zugleich eine vermehrte internationale Vernetzung. Zusätzlich zu den Aktivitäten zur Vernetzung der lokalen Akteure könnte bzw. sollte der Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg zukünftig vermehrt noch stärker als bereits bisher bei der Initiierung und beim Aufbau transnationaler

Kooperationen (z. B. bei Vernetzung, Themenfindung und Identifikation geeigneter ausländischer Partner, etc.) unterstützen.

Ansatzpunkte in der Region:

Wichtigste Ansatzpunkte sind die bereits im Rahmen der Clusteraktivitäten initiierten nationalen Forschungskonsortien. Diese sind die Grundlage für die Teilnahme an größeren europäischen Verbundvorhaben oder transnationalen Kooperationen. Beispiel für ein solches im Rahmen der Clusteraktivitäten initiiertes nationales Konsortium ist jenes des Verbundvorhabens OptNetzE, das im Rahmen der Förderinitiative Zukunftsfähige Stromnetze gefördert wird.

7.3.3 Handlungsempfehlungen aus Sicht der IKT-Entwicklung

Allianzen mit IKT-Branche ermöglichen die Nutzung der überwältigenden Datenmengen für dynamischen Netzbetrieb und kundenorientierte Produktentwicklung

Die Energiewirtschaft Berlin-Brandenburgs kann bei der Digitalisierung auf international erfahrene und leistungsfähige Vertreter der IKT-Branche zurückgreifen. Je enger die Abstimmung bei der Software-Entwicklung läuft, umso nachhaltiger sind die Lösungen. Die Lösungen von heute müssen für die Anwendungen von morgen angelegt sein. Deshalb arbeitet die IT-Branche mit agilen Methoden, die schnelle Anpassungsprozesse ermöglichen. Offene Standards und Schutzprofile gewährleisten dabei die Interoperabilität über Herstellergrenzen hinweg und eine hohe Integrationskraft im entstehenden Internet der Energie.

Neben einer IKT-Infrastruktur zur energietechnisch immer komplexer werdenden Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch, kann und soll die IT-Branche auch bei der Inwertsetzung der künftig verfügbaren Datenmengen (Big Data – Smart Data) helfen. Kundenorientierte und sogar personalisierte Produkte und Services können oftmals erst aus der Verarbeitung und Verknüpfung verschiedener Datenwelten entstehen.

Plattformen ermöglichen Zugang für neue Akteure und beschleunigen Innovationsprozesse

Mit der Bündelung und Vernetzung von Datenaustauschprozessen ist ein erheblicher Effizienzsprung verbunden, der viele Geschäftsmodelle (ggü. Silos für spezifische Anwendungen) erst in die Wirtschaftlichkeit führt. Auf regionaler Ebene Berlin-Brandenburg entsteht die Gelegenheit regionale Prozesse auf regionalen kommunikations- und Dienste-Plattformen vorzuarbeiten und dann qualifizierte Schnittstellen in übergeordnete Data Access Points zu bewirtschaften. Durch regionale Plattformen in Berlin-Brandenburg können spezifische Bedürfnisse der hiesigen Akteure insbesondere Berücksichtigung finden (z. B. Ausgleichsprozesse Stadt Berlin als Energieschwamm und Land Brandenburg als Energieexporteur). Die hier geschaffenen Architekturen können auch Vorbild oder gar Blaupause für nationale Lösungen sein. Die Portallösungen sollten offene Schnittstellen für neue Akteure haben, die sich mit innovativen Geschäftsideen in die Strukturen einhängen

können. Hier ist am Standort Berlin eine deutschlandweit herausragende Innovationskultur auszumachen, die für die energiewirtschaftlichen Herausforderungen und Chancen zu begeistern ist. Sicherheits- und Datenschutzaspekte sind allenfalls und durchgängig zu berücksichtigen (security by design) und gewährleisten einen zuverlässigen Datenaustausch.

Ansatzpunkte in der Region:

- Zwischen den Netzbetreibern der Region Berlin-Brandenburg entstehen erste Überlegungen zur gemeinsamen Transparenzplattformen zum gemeinsamen Monitoring der Netzzustände. Hier könnten sich Erweiterungen anbieten in Richtung Prognose-Dienste und Handelsplattform für netzdienliche Systemdienstleistungen.
- Unter der Koordination von 50Hertz wird eine innovative Prozessplattform zur Integration von dezentralen Flexibilitätspotenzialen entwickelt mit besonderem Fokus auf Redispatch- und Regelenergiepotenzialen einschliesslich der Analyse des Prosumerverhaltens (PV-Eigenversorgung etc.).
- Zur Steuerung von Flexibilitäten entstehen ebenfalls Lösungen (BOSCH VPP) die aufgrund der genutzten Standards (VHPready) für weitere Geschäftsprozesse (Flexibilitätsmarkt) entwickelbar sind.
- Hinsichtlich Endkundenorientierter Marktplätze und Visualisierungsplattform treten neue Player auf, die Anregungen für kundenorientierte Anwendungen einbringen. Etablierte Energieversorger und Startups können hier gemeinsam erfolgreiche Lösungen hervorbringen.

8 Anhang

8.1 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Entwicklung des leistungsseitigen Erzeugungsmixes in Deutschland [2]	15
Abb. 2:	EE-Anteil am deutschen Leistungsmix [2].....	16
Abb. 3:	EE-Einspeisung im Vergleich zum Stromverbrauch in Nordostdeutschland 2014 [3]	17
Abb. 4:	Volumen und Kosten des Redispatch nach § 13 (1) EnWG für die 50Hertz- Regelzone [12]	18
Abb. 5:	Volumen und Kosten der EE-Einsenkung nach § 13 (2) EnWG für die 50Hertz-Regelzone (ohne VNB-interne EE-Einsenkungen) [12]	19
Abb. 6:	Maßnahmentage bei Redispatch sowie Tage und Volumen bei EE- Einsenkung (auf 50Hertz-Anweisung) von Januar bis Oktober 2015 für die 50Hertz-Regelzone [12]	20
Abb. 7:	Konstellation von Phasenschiebertransformatoren (PST) bis 2020 (Quelle: GridLab; Datenquelle: [12])	21
Abb. 8:	Sogenannte "Netzreserve" für den Engpassmanagement-Einsatz im Übertragungsnetz [7].....	23
Abb. 9:	Stilllegungsanzeigen in der 50Hertz-Regelzone [8]	24
Abb. 10:	Sogenannte „Kapazitätsreserve“ gemäß BMWi-Weißbuch [9]	25
Abb. 11:	Viertelstündliche Werte des Regelzonenaustausches für 50Hertz im Jahr 2014 (Archiv) [12].....	26
Abb. 12:	Stündliche Werte des Regelzonenaustausches für 50Hertz im Jahr 2024 [13]	26
Abb. 13:	Stündliche Werte des Regelzonenaustausches für 50Hertz im Jahr 2034 [13]	27
Abb. 14:	Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast 2014 für Nordostdeutschland	29
Abb. 15:	Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast 2024 für Nordostdeutschland [13] ...	30
Abb. 16:	Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast 2034 für Nordostdeutschland [13] ...	31
Abb. 17:	Bundeslandscharfe Aufschlüsselung der EE-Einspeisemengen vs. Verbrauch für 2024 in Nordostdeutschland [13].....	32
Abb. 18:	Bundeslandscharfe Aufschlüsselung der EE-Einspeisemengen vs. Verbrauch für 2034 in Nordostdeutschland [13].....	32
Abb. 19:	Netzausbaumaßnahmen in der 50Hertz-Regelzone [12].....	33

Abb. 20: Maximale Lastreduzierung sowie nichtverfügbare Erzeugungskapazitäten in Polen während einer Augustwoche 2015 (Quelle: GridLab, Datenquelle: PSE).....	35
Abb. 21: Marktsituation in Belgien unter Normbedingungen (oben) und wie für den Winter 2014/15 erwartet (unten) [14]	36
Abb. 22: Zeitliche Einsatzreihenfolge der verschiedenen Regelleistungsarten zur Ausregelung von Bilanzabweichungen [16].....	38
Abb. 23: Prinzipschema des derzeitigen Ordnungsrahmens für die SDL-Bereitstellung inkl. globalem SDL-Marktanteil (Quelle: GridLab).....	39
Abb. 24: Mittlerer Leistungsbedarf an PRL, SRL, MRL sowie an sofort und schnell abschaltbaren Lasten im Netzregelverbund von 2009 bis 2015 [12].....	40
Abb. 25: Mittlerer Bedarf an pos. bzw. neg. SRL und wirklich aktivierte Leistungen für Januar bis Oktober 2015 [12].....	41
Abb. 26: Mittlerer Bedarf an pos. bzw. neg. MRL und wirklich aktivierte Leistungen für Januar bis Oktober 2015 [12].....	42
Abb. 27: Redispatch-Volumen nach § 13 (1) EnWG von Januar bis Oktober 2015 für die Regelzone 50Hertz [12]	43
Abb. 28: Volumen der von 50Hertz nach § 13 (2) EnWG angewiesenen EE-Einsenkung von Januar bis Oktober 2015 [12].....	43
Abb. 29: Prinzipschema eines künftigen Ordnungsrahmens für die SDL-Bereitstellung (Quelle: GridLab)	45
Abb. 30: Einteilung und Einsatzbereiche elektrischer Energiespeicher [20]	51
Abb. 31: Verlauf dt. Wind-/PV-Einspeisung vs. Spotpreis am 17.08.2014.....	55
Abb. 32: Merit-Order am 17.08.2014, 15 Uhr [37].....	56
Abb. 33: Aktuelle energiepolitische Rahmensetzungen in Deutschland (Quelle: GridLab).....	59
Abb. 34: Vergleich der von Einspeisemanagement (§ 13 (2) EnWG) betroffenen Regionen in Schleswig-Holstein (Quelle: Ecofys).....	83
Abb. 35: Vergleich der veröffentlichten Zahlen von EE-Abregelungen nach § 13 (2) EnWG in der 50Hertz-Regelzone und Schleswig-Holstein (Quelle: new energy auf Basis von Daten von 50Hertz Transmission und [46])	84
Abb. 36: Netzausbaumaßnahmen in SH (Quelle: Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein).....	86
Abb. 37: Bedeutung der IKT im vernetzten Energiesystem [52]	94

Abb. 38: Datenverarbeitungsprozesse verschiedener Anwendungen entlang der SGAM-Layer [53]	99
Abb. 39: SGAM-Architektur basierend auf der energetischen Wertschöpfungskette (Domains) und Zonen [54]	100
Abb. 40: SGAM-Architektur mit Layern [54]	100
Abb. 41: Horizontale Bündelung von Datenverarbeitungsprozessen verschiedener Anwendungsfälle [55].....	101
Abb. 42: Finesce Smart Energy-Plattform zeigt das Miteinander verschiedener Datendienste (enablers) zwischen der physikalischen Welt (unten) und den Anwendungen (Applikationen oben) [56]	102
Abb. 43: Finesce Smart Energy Platform unterscheidet im Application Layer zwischen geschäfts- also kundenorientierten Biz-Apps und vorgelagerten Services (Service Layer) [56]	103
Abb. 44: Bedeutung der Interoperabilität (über IEC61850) zur vernetzten Anlagensteuerung [57].....	104
Abb. 45: Bedeutung einer gemeinsamen Infrastruktur verschiedener Services [58].....	105
Abb. 46: Einbettung einer „trusted zone“ innerhalb einer Cloud neben weiteren Dienstbetreibern [58].....	107
Abb. 47: Verknüpfung von Produkten in einer Cloud und notwendigen flankierenden Datenströmen und deren Sicherheitsaspekten [58].....	108
Abb. 48: Varianten zum Datenmanagement im Zusammenspiel zwischen Netznutzern, Netzbetreibern und Serviceanbietern [59]	109
Abb. 49: Varianten zur Ausprägung vom Data Accesspoint Management (DAM) zwischen Datenhaltern und Datennutzern [60]	109
Abb. 50: Bedeutung regionaler Kommunikations- und Dienst-Plattformen als Beitrag zum nationalen DAM-Portal [60]	110
Abb. 51: Aktuelle IKT-bezogene Rahmensetzungen in Deutschland (Quelle: GridLab)	110
Abb. 52: Roll-out-Planung zu intelligenten Messsystemen (iMSys) und intelligenten Zählern (iZ) [61].....	111
Abb. 53: Regionale IKT-Plattform „Energy“ zur sicheren systemübergreifenden Kommunikation [62]	123
Abb. 54: Regionale IKT-Plattform „Energy“ zur sicheren systemübergreifenden Kommunikation [63]	126

Abb. 55: Entwicklung der jährlichen Abregelungen von EE-Einspeisern nach § 13 (2) EnWG, die von 50Hertz Transmission vorgenommen oder angeordnet wurden (Quelle: new energy, Daten: 50Hertz Transmission)	137
Abb. 56: Kostenbelastung von P2H in Deutschland durch Steuern, Abgaben und sonstigen Kostennachteilen bei Stromkosten von Null Euro (Angaben in Euro/MWh; Quelle: [45], Zahlenwerte aus [64]).....	139
Abb. 57: Anlagenschema der P2H-Anlage in Adlershof (links) und Anlage in der Bauphase (rechts; Quelle: BTB)	141
Abb. 58: Wertschöpfungspotenziale von P2H/P2G in Deutschland in Abhängigkeit vom Anteil fluktuierenden EE-Stroms im bundesweiten Strom-Mix (Quelle: BTB, new energy, TU Berlin)	142
Abb. 59: Unterschiedliche Arbeitsebenen bei einem Großdemonstrator zu Power-to-Heat	144
Abb. 60: Technologieunterschiede bei Elektrofahrzeugen [73].....	150
Abb. 61: Regionale IKT-Plattform „Energy“ zur sicheren systemübergreifenden Kommunikation [78]	159

8.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der aktuellen Regelleistungsprodukte in Dänemark [19]	47
Tabelle 2:	Vergleich der Ausgangssituation bezüglich des Einsatzes von Lastmanagement in Deutschland und Dänemark [19].....	48
Tabelle 3:	Übersicht der in Frankreich ergriffenen Maßnahmen zur Erschließung von Lastmanagement [19]	49
Tabelle 4:	Übersicht über Bausteine und Maßnahmen des Weißbuches (Quelle: BMWi)	61
Tabelle 5:	Qualitative Bewertung und Vergleich von Potenzialen zu Umsetzung von Hybridnetzen in ausgewählten Stadtregionen (Quelle: [40]).....	79
Tabelle 6:	Statistische Daten zu EE-Abregelungen in Schleswig-Holstein im Vergleich zu den deutschlandweiten Zahlen (Quelle: Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein)	82
Tabelle 7:	Übersicht über „incentive-based“ DR-Programme (Quelle: [47])	88
Tabelle 8:	Übersicht über „price-based“ DR-Programme/zeitabhängige Tarife (Quelle: [47])	89
Tabelle 9:	Verschiedene Use-Cases beim Smart Metering.....	95
Tabelle 10:	Verschiedene Use-Cases bei der Steuerung von virtuellen Kraftwerken und Flexibilitäten-Pools.....	96
Tabelle 11:	Verschiedene Use-Cases beim Netzmanagement	97
Tabelle 12:	Überblick über die betreffenden Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme (iMSys)	114
Tabelle 13:	P2H-Anlagen in Deutschland (Inbetriebnahme zwischen 2012 und 2015; Auswahl; Quelle: [41]).....	138
Tabelle 14:	Mögliche Projektstandorte und Projektpartner für einen integrierten Großdemonstrator zum Thema Power-to-Heat	146
Tabelle 15:	Zeitplanung für einen Power-to-Heat-Großdemonstrator	148

8.3 Quellenverzeichnis

- [1] **50Hertz und angeschlossene Verteilnetzbetreiber**, „10-Punkte-Programm der 110-kV-VNB und des ÜNB der Regelzone 50Hertz,“ 09 09 2014. [Online]. Available: http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Positionspapiere/10_Punkte_Programm_Systemsicherheit-Langfassung.pdf. [Zugriff am 12 11 2015].
- [2] **Daten gemäß Kraftwerkslisten von BDEW (2009) und BNetzA (29.10.2014) sowie NEP-Leitszenario (2024/2034).**
- [3] **Strom-Report**, „Ökostrom in Deutschland“, 2015. [Online]. Available: <http://strom-report.de/oekostrom/#stromverbrauch-energiebedarf>. [Zugriff am 04. 12. 2015].
- [4] **50Hertz**, „Verantwortung für Energie rund um die Uhr“, [Online]. Available: <http://gb-50hertz.com/verantwortung-fuer-energie-rund-um-die-uhr>. [Zugriff am 10 11 2015].
- [5] **BMWi**, „Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft", PRpetuum GmbH, München, 2014.
- [6] **BNetzA; E-Control**, „www.e-control.at: ACER recommends capacity allocation at the German-Austrian border,“ 23 09 2015. [Online]. Available: http://www.e-control.at/documents/20903/443907/2015_09_23_+BNetzA-E-Control-zu-ACER-Opinion-engl.pdf/f795b63f-c24c-4d69-9076-8f0cc501ddaa. [Zugriff am 19 11 2015].
- [7] **Daten von BNetzA**, „Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen,“ 30.04.2015.
- [8] **Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur**, 20.07.2015.
- [9] **BMWi**, „Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch)“, Juni 2015.
- [10] **50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW**, *Gemeinsame Stellungnahme der ÜNB zum Grünbuch Ein Strommarkt für die Energiewende*, 2015.
- [11] **A. Mihm**, „Frankfurter Allgemeine Zeitung,“ 24 10 2015. [Online]. Available: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energiepolitik/teilausstieg-aus-braunkohle-beschlossen-13873769.html>. [Zugriff am 06 11 2015].
- [12] **Datenlage gemäß 50Hertz Transmission GmbH.**
- [13] **Datenlage entsprechend Netzentwicklungsplan 2014.**

- [14] **elia**, „www.elia.be: Fragen zur Versorgungssicherheit in Belgien,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/questions-securite-d-apvisionnement-et-penurie-en-Belgique/Fragen-zur-moeglichen-Stromknappheit-in-Belgien>. [Zugriff am 19 11 2015].
- [15] **Deutsche Energie-Agentur GmbH**, „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Berlin, 2014.
- [16] **Next Kraftwerke GmbH**, „Regelenergie & Regelleistung,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>. [Zugriff am 04 12 2015].
- [17] **M. Jansen**, „Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien,“ Kassel, 2014.
- [18] **Agentur für Erneuerbare Energien**, „Kombikraftwerk 2 - Projektinformationen,“ [Online]. Available: <http://www.kombikraftwerk.de/kombikraftwerk-2/projektinformationen-kombikraftwerk2.html>. [Zugriff am 06 11 2015].
- [19] **Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)**, „Internationaler Einsatz von Lastmanagement,“ Berlin, 2014.
- [20] **e3 consult GmbH**, „Wasserspeicherkraftwerk Leutenberg / Probstzella, Energiewirtschaftliche Begründung,“ Innsbruck, 2014.
- [21] **M. Timm**, „Energiespeicher - Bedeutung für das Gelingen der Energiewende,“ 02 07 2015. [Online]. Available: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2015/05/TIMM-2015-Energiespeicher-%E2%80%93-Bedeutung-f%C3%BCr-das-Gelingen-der-Energiewende.pdf>. [Zugriff am 12 11 2015].
- [22] **Vattenfall AB**, „Die Kraftwerke von Vattenfall,“ 2015. [Online]. Available: <http://kraftwerke.vattenfall.de/#/types=Hydro/view=map/sort=name>. [Zugriff am 05 11 2015].
- [23] **F. Warnke**, „Power-to-Gas,“ [Online]. Available: <http://www.speicherbar.de/power-to-gas/>. [Zugriff am 12 11 2015].
- [24] **Agrora Energiewende**, „Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz,“ Berlin, 2014.
- [25] **B. Riegel**, „Eurosolar,“ 2010. [Online]. Available: http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA_1_2011_Riegel.pdf. [Zugriff am 06 11 2015].
- [26] **M. Sterner, F. Eckert, M. Thema und F. Bauer**, „Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung,“ (FENES) OTH, Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover, 2015.

- [27] **Schaufenster Elektromobilität**, „Energie/Ladeinfrastruktur,“ Deutsches Dialog Institut, 2015. [Online]. Available: http://schaufenster-elektromobilitaet.org/de/content/themen/energie_ladeinfrastruktur.html. [Zugriff am 15 10 2015].
- [28] **T. Fiedler, D. Metz und M. Richer**, „Dezentrale Stromspeicher in Verteilnetzen zur Frequenzstützung,“ Symposium Energieinnovation, Graz, 2012.
- [29] **Bundesverband WindEnergie**, „Positionspapier des AK Netze zum 10-Punkte-Programm der 110-kV-VNB und des ÜNB der Regelzone 50Hertz,“ Berlin, 2015.
- [30] **S. Hippel**, „Regelbares Schwungrad in einem Rotor einer Windenergieanlage zur Unterstützung der Netzfrequenzhaltung,“ Flensburg, 2015.
- [31] **T. Enercon GmbH**: Cheumchit und A. Linder, „Der Beitrag von Windenergie und angeschlossener Technologien für ein stabiles Netz,“ [Online]. Available: https://www.hs-karlsruhe.de/fileadmin/hska/EIT/Aktuelles/seminar_erneuerbare_energien/Sommer_2015/Folien/2015-04-08_Enercon.pdf. [Zugriff am 06 11 2015].
- [32] **Energieagentur NRW**, „Information Speicher,“ [Online]. Available: <http://www.energieagentur.nrw.de/netze/speicher1>. [Zugriff am 12 11 2015].
- [33] **Vattenfall AB**, „Heizkraftwerk Lichterfelde,“ 2015. [Online]. Available: <http://kraftwerke.vattenfall.de/lichterfelde>. [Zugriff am 02 10 2015].
- [34] **Vattenfall GmbH**, „Es geht voran in Lichterfelde,“ [Online]. Available: <http://www.vattenfall.de/de/berliner-energiewende/es-geht-voran-in-lichterfelde.htm>. [Zugriff am 02 10 2015].
- [35] **Vattenfall GmbH**, „Das Bauprojekt Heizkraftwerk Lichterfelde,“ [Online]. Available: <http://corporate.vattenfall.de/ubers-uns/geschaeftsfelder/erzeugung/bauprojekte/lichterfelde/>. [Zugriff am 02 10 2015].
- [36] **U. R. Fischer**, „Forschungsprojekt - Multi-Energie-Kraftwerk Sperenberg (MEKS),“ 03 09 2015. [Online]. Available: http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2015/Forum_2/Multienergiekraftwerk_Sperenberg_Energietag_BB_2015_2.pdf. [Zugriff am 02 10 2015].
- [37] **Vattenfall Europe AG**, „Flexible Braunkohlekraftwerke - Herausforderung der Energiewende und Partner der Erneuerbaren Energie,“ Cottbus, 2014.
- [38] **R. Hinterberger und J. Hinrichsen**, „Errichtung und Betrieb von Power-To-Heat Anlagen in städtischen Ballungsgebieten der D-A-CH Region - Demonstrationsanlage der BTB in Berlin Adlershof. Proceedings zur 9. Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT),“ Wien, 2015.
- [39] **R. Hinterberger und J. Hinrichsen**, „Thesepapier - Power-to-Heat als Instrument zur Effizienzsteigerung der Energiewende,“ Berlin, 2014.

- [40] **R. Hinterberger und M. Kleimaier**, „Vergleichende Analyse der Möglichkeiten für die Umsetzung von Hybridnetzen (Strom, Gas, Wärme) in städtischen Ballungsgebieten der D-A-CH Region. Proceedings zur 8. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2013),“ Wien, 2013.
- [41] **Hinterberger, R.;** et al., „Vorschläge für neue Systemlösungen und -architekturen von Hybridnetzen/-systemen und Darstellung deren technischer und wirtschaftlicher Potentiale in den Modellquartieren,“ Wien, 2015.
- [42] **Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (Hrsg.)**, „Entwicklung des deutschen PV-Marktes Jan-Okt 2012. Auswertung und grafische Darstellung der Meldedaten der Bundesnetzagentur nach § 16 (2) EEG 2009 - Stand 30.11.2012,“ Berlin, 2012.
- [43] **E.ON.-Hanse (Hrsg.)**, „Erdgasspeicher. Norddeutschlands verborgene Energiereserven. Die Erdgasspeicher der E.ON Hanse AG,“ Quikborn, 2010.
- [44] **Schneider, A.;** et al., „Erdgasspeicher Berlin - Methoden der Betriebsführung. In Erdöl Erdgas Kohle. 118. Jahrgang, Heft 11, November 2002,“ Urban Verlag, Hamburg/Wien, 2002.
- [45] **Hinterberger, R.;** et al., „Visions- und Strategiepapier. Hybridnetze und Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen. Arbeitspapier der BMVIT Arbeitsgruppe Hybridnetze,“ Wien, 2014.
- [46] **Ministerium für Energiewende**, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (Hrsg.), „Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2013,“ Kiel, 2014.
- [47] **Hinterberger, R.;** et al., „Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich. Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids. Proceedings der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien,“ Wien, 2011.
- [48] **Berger, H.;** et al., „Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Endbericht,“ Wien, 2012.
- [49] **B. Bayer**, „Demand Response - sind die USA ein Vorbild für Deutschland? Eine Analyse der Integration von Demand Response in die US-amerikanische Kapazitäts- und Regelleistungsmärkte. IAS Working Paper,“ Potsdam, 2014.
- [50] **Fleischhacker, A.;** et al., „Synthese der Ergebnisse (quantitativ wie qualitativ), Reihung möglicher Systemlösungen und Infrastrukturausbauoptionen. Teilbericht zum Projekt INFRA-PLAN,“ Wien, 2015.
- [51] **Hinterberger, R.;** et al., „Flexibilitäten zwischen Strom und Erdgas (Power-to-Gas). Power-to-Gas im Kontext von Hybridnetzen. Arbeitspapier der BMVIT Arbeitsgruppe Hybridnetze,“ Wien, 2014.

- [52] **B.A.U.M.Consult**, „E-Energy Abschlussbericht,“ 2013.
- [53] **T-Systems**, „Datenaustauschprozesse verschiedener Use Cases entlang der SGAM-Layer (Entwurf),“ 2015.
- [54] **EU-Mandat 490 Working group architecture CEN-CENELEC-ETSI**, „CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group,“
http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf, 2012.
- [55] **B.A.U.M. Consult / BOSCH**, „Entwurf zur horizontalen Bündelung von Datenverarbeitungsprozessen verschiedener Anwendungsfälle,“ 2015.
- [56] **The finesce smart energy platform**, „FIPPP,“
http://finesce.eu/global/images/cms/Results/The_FINESCE_smart_energy_platform.pdf, 2014.
- [57] **HSE**, „Bedeutung der Interoperabilität zur vernetzten Anlagensteuerung,“
www.web2energy.com, 2013.
- [58] **gemalto Weisshaupt**, „Vortrag anl. Wiener Energietage,“ 2015.
- [59] **SGTF EG3 Gunnar Lorenz Eurelectrics**, „EUROPEAN TASK FORCE FOR THE IMPLEMENTATION OF SMART GRIDS INTO THE european internal market,“
http://www.kigeit.org.pl/FTP/PRCIP/Literatura/046_ECTF_SG_EG3_DSO_as_Market_Facilitator_FINAL%20report.pdf, 2012.
- [60] **OFFIS**, „Varianten zum Datenmanagement im Zusammenspiel zwischen Netznutzern, Netzbetreibern und Serviceanbietern,“ *VDE-Verlag ISBN 9783-8007-3641-6*, 2014.
- [61] **BMWi Kleemann**, „Verordnungseckpunkte Intelligente Netze,“ 2015.
- [62] **T-Systems**, *Entwurf einer regionalen IKT-Plattform*, 2015.
- [63] **Pumacy Kahlert**, *Übersicht zum Zusammenspiel verschiedener Plattformkomponenten im regionalen Großprojekt*, 2015.
- [64] **Götz, M.**; et al., „Economic Potential of the "Power-to-Heat" Technology in the 50Hertz Control Area. Proceedings of 8th Conference on Energy Economics and Technology,“ Dresden, 2013.
- [65] **Hinterberger, R.**; et al., „Factsheet Flexibilitäten zwischen Strom und Wärme. Optimierung von Wärmesystemen im Kontext von Hybridnetzen. Arbeitspapier der BMVIT Arbeitsgruppe Hybridnetze,“ Wien, 2014.
- [66] **Berliner Agentur für Elektromobilität eMO**, „Internationales Schaufenster Elektromobilität Berlin-Brandenburg - Vorstellung der Kernprojekte,“ Berlin, 2014.

- [67] **Berliner Agentur für Elektromobilität**, „Informationsblatt zur Elektromobilität in Berlin-Brandenburg,“ Berlin, November 2015.
- [68] **Nationale Plattform Elektromobilität (NPE)**, „Fortschrittsbericht 2014 - Bilanz der Marktvorbereitung,“ Berlin, Dezember 2014.
- [69] **VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.**, „E-Mobility: Ladeinfrastruktur (Smart Grid),“ [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/e-mobility/ladeinfrastruktur/seiten/default.aspx>. [Zugriff am 19 11 2015].
- [70] **Bäumel, G. (Volkswagen); Degner, T. (IWES); Leifert, T. (SMA); Weidauer, V. (LichtBlick)**, *Regelleistung durch einen Pool von Elektrofahrzeugen - Erste Erfahrungen aus dem Flottenprojekt INEES*, Fachkonferenz Regelenenergie, 14.11.2014.
- [71] **Volkswagen Konzernkommunikation**, „Intelligente Energie: 20 Elektroautos mit SchwarmStrom starten Flottenversuch in Berlin,“ 2014. [Online]. Available: <http://www.erneuerbar-mobil.de/de/projekte/foerderung-von-vorhaben-im-bereich-der-elektromobilitaet-ab-2012/kopplung-der-elektromobilitaet-an-erneuerbare-energien-und-deren-netzintegration/projektflyer-netzintegration/pm-flottenstart-vw-inees.pdf>. [Zugriff am 06 10 2015].
- [72] **Agentur für Erneuerbare Energien**, „Kombikraftwerk 2 - Systemdienstleistungen im Stromversorgungssystem,“ [Online]. Available: <http://www.kombikraftwerk.de/systemdienstleistungen.html>. [Zugriff am 06 10 2015].
- [73] **Nationale Plattform Elektromobilität**, „Motivation und Ziele - Was ist die Vision für 2020? Aus welchen Bausteinen besteht das System Elektromobilität?,“ [Online]. Available: <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/hintergrund/der-ansatz/>. [Zugriff am 19 11 2015].
- [74] **Allego GmbH**, „Über be emobil,“ [Online]. Available: <http://www.be-emobil.de/de/hintergrund/>. [Zugriff am 19 11 2015].
- [75] **InnoZ GmbH**, „IPIN - Integrationsplattform intelligente Netze,“ [Online]. Available: <https://www.innoz.de/de/ipin-integrationsplattform-intelligente-netze>. [Zugriff am 19 11 2015].
- [76] **Berliner Stadtreinigung (BSR)**, „BSR testet elektrisches Sperrmüllfahrzeug,“ 11 09 2013. [Online]. Available: http://www.bsr.de/6688_15234.html. [Zugriff am 13 10 2015].
- [77] **Berliner Stadtreinigung (BSR)**, „Elektrisches BSR-Sperrmüllfahrzeug eMH900,“ [Online]. Available: http://www.bsr.de/assets/downloads/Zusatzinfos_elektrisches_Sperrmueellfahrzeug.pdf. [Zugriff am 06 10 2015].

- [78] **BAUM Consult Wedler**, *Strategiekompass*, 2015.
- [79] **50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW**, „Bundesnetzagentur,“ 30 04 2015. [Online]. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyse_UeNB_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=1. [Zugriff am 12 11 2015].
- [80] **BNetzA**, „Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020,“ Bonn, 2015.
- [81] **Bundesverband WindEnergie**, „Mit Windstrom Auto fahren - billiger und weniger CO₂,“ 10 09 2008. [Online]. Available: <https://www.windenergie.de/presse/pressemitteilungen/2008/mit-windstrom-auto-fahren-billiger-und-weniger-co2>. [Zugriff am 06 10 2015].
- [82] **Graebig, M.;** et al., „WindNODE - Das Schauenfenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands,“ Berlin, 2015.
- [83] **J. Hinrichsen, R. Hinterberger, L. Koch und B. Mekiffer**, „Systematische Bewertung des Einsatzes von Power-to-Heat und Power-to-Gas in Quartierskonzepten in Nordostdeutschland und pilothafte Umsetzung in Berlin Adlershof. Verbund-Vorhabensbeschreibung,“ Berlin, 2015.
- [84] **Hinterberger, R.;** et al., „Handlungsempfehlungen für (a) die AkteurInnen in den Modellquartieren, für (b) die Betreiber übergeordneter Infrastrukturen und Verantwortliche für gesamtstädtische Planungen,“ Wien, 2015.
- [85] **Handelsblatt GmbH**, „Handelsblatt: Der Sommer wird für Verbraucher teuer,“ 16 08 2015. [Online]. Available: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/hitze-belastet-stromnetzphysik-laesst-sich-nicht-ueberlisten/12194702-3.html>. [Zugriff am 19 11 2015].

Ansprechpartner:

Dr. Rita Ehrig

Tel +49 331 660 3228

rita.ehrig@zab-brandenburg.de

Ansprechpartner:

Wolfgang Korek

Tel +49 30 46302 577

wolfgang.korek@berlin-partner.de