



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft

AG Technologie 27. März 2015

Smart Grid Roadmap Schweiz

Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze



Teilnehmerverzeichnis der Arbeitsgruppe (AG) Technologie zur Erarbeitung der Roadmap

Leiter der AG Technologie:

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Matthias Galus

Teilnehmerkreis der AG :

Asut, Schweizerischer Verband der Telekommunikation

Herr Res Witschi

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Mohamed Benahmed

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Wolfgang Elsenbast

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Peter Ghermi

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Michael Moser

EICom, Eidgenössische Elektrizitätskommission

Herr Markus Bill

EnDK, Konferenz kantonaler Energiedirektoren

Herr Matthias Möller

ESTI, Eidgenössische Starkstrominspektorat,

Herr Urs Huber

ESTI, Eidgenössische Starkstrominspektorat,

Herr Beat Kurmann

FEN, Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich

Herr Dr. Turhan Demiray

METAS, Eidgenössisches Institut für Metrologie

Herr Dr. Gregor Dudle

SECO, Staatssekretariat für Wirtschaft

Herr Mathias Spicher

swissgrid

Herr Rudolf Baumann

swissgrid

Herr Marc Vogel

Vertreter der Städte und Gemeinden

Herr Georges Ohana

VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Herr Hauke Basse

VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Herr René Soland

Erweiterter Teilnehmerkreis der AG zur Erarbeitung der SGR-CH:

BABS, Bundesamt für Bevölkerungsschutz

Herr Dr. Stefan Brem

BFK, Büro für Konsumentenfragen

Herr Achim Schafer

BAFU, Bundesamt für Umwelt

Herr Yves Wenker

BAKOM, Bundesamt für Kommunikation

Herr Matthias Ziehl

DSV, Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber

Herr Jürgen Knaak

economiesuisse, Verband der Schweizer Unternehmen

Herr Kurt Lanz

economiesuisse, Verband der Schweizer Unternehmen

Frau Sara Frey

EDÖB, Eidgenössischer Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragte

Herr Andreas Sidler

IGEB, Interessengemeinschaft Energieintensive Branchen

Herr Dragan Miletic

ISSS, Information Security Society Switzerland

Frau Dr. Ursula Widmer

ISSS, Information Security Society Switzerland

Herr Christian Meier

swisscleantech

Herr Dr. Christian Zeyer

Swissmig, Verein Smart Grid Industrie Schweiz

Herr Dieter Maurer

Swissmig, Verein Smart Grid Industrie Schweiz

Herr Andre Kreuzer

VSGS, Verein Smart Grid Schweiz

Herr Dr. Maurus Bachmann

Mit Beiträgen von:

AWK, Vischer Anwälte, FIR - Hochschule St. Gallen, Schweiz

BET Dynamo Suisse, Zofingen, Schweiz

Consentec GmbH, Aachen, Deutschland

Hinweis:

Die Roadmap ist das Ergebnis konsensorientierter Arbeiten. Sie repräsentiert nicht die Einzelmeinung der Mitglieder der AG. Meinungen der Verbände und Branchen können von Darstellungen abweichen.



Management Summary

Eine in Zukunft vermehrt dezentrale Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen wie Sonne und Wind führt zu neuen Herausforderungen in den elektrischen Netzen und im gesamten Stromversorgungssystem. Die vorliegende Roadmap zeigt die Bedeutung von Smart Grids und Wege zur Bewältigung der Herausforderungen im energiewirtschaftlichen Wandel. Sie schafft ein gemeinsames Grundverständnis - eine Vision von Smart Grids - und stellt zukünftig nötige und zu erwartende Entwicklungen dar. Dafür identifiziert sie Handlungsbedarf in verschiedenen Feldern und dient als Wegweiser für involvierte Akteure. *Doch was ist genau unter einem Smart Grid zu verstehen?*

Definition von Smart Grids in der Schweiz:

Als ein Smart Grid wird ein elektrisches System verstanden, das unter Einbezug von Mess- sowie meist digitaler Informations- und Kommunikationstechnologien den Austausch elektrischer Energie aus verschiedenartigen Quellen mit Konsumenten verschiedener Bedarfscharakteristika intelligent sicherstellt. Ein solches System soll den Bedürfnissen aller Marktakteure und der Gesellschaft Rechnung tragen. Die Nutzung und der Betrieb des Systems können dadurch optimiert und effizienter gestaltet werden, die Kosten und der Umwelteinfluss können minimiert und die Versorgungsqualität und -sicherheit in ausreichend hohem Masse gewährleistet werden.

Es stellt sich die Frage, wie genau Smart Grids auszugestalten sind, um den angestrebten Nutzen auch wirklich zu erreichen und welche Anstrengungen von welchen Akteuren hierzu nötig sind. Die Smart Grid Roadmap leistet einen Beitrag zur Beantwortung dieser Fragen. Sie zeichnet eine Vision von Smart Grids, in der verschiedene neue Technologien im Netz zusammenspielen und über eine Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) vernetzt sind. Die Entwicklung von Smart Grids erfolgt jedoch evolutionär. Einfachere, dezentrale Lösungen ohne ausgeprägte Kommunikationstechnik bilden den Ausgangspunkt für eine zunehmende, weitere Vernetzung über Kommunikationslösungen. Ein markt-basiertes Interagieren verschiedener, auch neuer Akteure gewährleistet effizient und günstig das Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch, eine hohe Verfügbarkeit der Netze und eine verbesserte Nutzung der Infrastrukturkapazitäten. Virtuelle Kraftwerke verbinden zentrale und dezentrale Erzeuger und gleichen Produktionsschwankungen weitgehend aus. Ein intelligentes Lastmanagement flexibilisiert den Verbrauch. Selektive Eingriffe in Verbrauch, Stromspeicher und Produktion ermöglichen einen weiterhin sicheren Netzbetrieb. Die dazu nötige IKT ist vor Missbrauch geschützt und es bestehen Rückfalllösungen im Falle von Ausfällen.

Funktionalitäten und Technologien in Smart Grids:

Aus der Vision lassen sich Funktionalitäten eines zukünftigen, intelligenten Stromnetzes ableiten, die über das Zusammenspiel verschiedener Technologien auf Basis einer IKT-Infrastruktur realisiert werden. Die Roadmap identifiziert und beschreibt insgesamt 18 verschiedene Funktionalitäten, welche zukünftige, intelligente Netze wahrscheinlich aufweisen werden. Davon können insgesamt 10 als Basisfunktionalitäten von Smart Grids identifiziert werden. Sie werden durch einen hohen und direkten Beitrag zur Lösung der Herausforderungen dazu qualifiziert oder indem sie eine nötige Grundlage zur Ausbildung / Ermöglichung weiterer Funktionalitäten bilden. Abbildung M1 listet die Funktionalitäten gemäss den Kategorien „Informationen“, „Netzstabilität, Systemsteuerung, Versorgungsqualität“, „Betriebsplanung, Netzplanung“ und „Markt, Konsumenten“ auf und veranschaulicht die Basisfunktionalitäten.



			Basis-funktionalität	Erweiterte Funktionalität
Funktionskategorie "Informationen"	A1	Informationen über aktive Netzelemente		
	A2	Informationen zum Netzzustand		
	A3	Informationen Produktion / Verbrauch für Netzbetreiber		
	A4	Informationen für Produktion / Verbrauch für Ein- und Ausspeiser		
Funktionskategorie "Netzstabilität" "Systemsteuerung" "Versorgungs- Qualität"	B1	Steuerung des Stromflusses		
	B2	Steuerung von Produktion, Speicherung und Verbrauch		
	B3	Identifizierung und Reduktion von technischen Verlusten		
	B4	Adaptiver Schutz und optimale Netzre-konfiguration nach Fehlern		
	B5	Ermöglichung individueller Systemdienstleistungen		
	B6	Cybersicherheit und Rückfalllösungen bei Verlust der Funktionen IKT		
Funktionskategorie "Betriebsplanung" " Netzplanung"	C1	Bessere Informationsgrundlage zur Betriebsplanung von Netzelementen		
	C2	Prognosemodelle für den besseren Betriebsmitteleinsatz		
	C3	Einbezug zeitlicher Flexibilisierung zur optimierten Netzentwicklung		
Funktionskategorie "Markt" "Konsumenten"	D1	Weitgehende Marktpartizipation von Verbraucher und Produzenten		
	D2	Lösungen zur Beeinflussung des Verbraucherverhaltens		
	D3	Einfacherer Kundenwechsel		
	D4	Schnittstellen zwischen Netz und Gebäudeautomation		
	D5	Ermöglichung lokaler Elektrizitätsmarktplätze		

Abbildung M1: Basisfunktionalitäten und erweiterte Funktionalitäten von Schweizer Smart Grids.

Abbildung M2 gibt einen Überblick über wesentliche Technologien, mit denen die Funktionalitäten realisiert werden. Die Technologien werden technischen Lösungsfeldern zugeordnet, die sich auf die Folgewirkungen der Herausforderungen beziehen. Die durchgeführten Analysen ordnen die Technologien den Funktionalitäten zu. Gewisse Funktionalitäten lassen sich aus einer Kombination verschiedener Technologien realisieren. Solche Substitutionspotentiale bzw. Wechselwirkungen werden durch die Roadmap ebenfalls aufgezeigt.

Hinsichtlich eines technologischen Handlungsbedarfs stellt die Roadmap fest, dass die Palette an nötigen Technologien sich bereits vielfach in einem Erprobungsstadium befindet bzw. auf Märkten erhältlich ist. Die Anwendung (Durchdringung) in den Netzen ist derzeit jedoch noch gering. Dies liegt teils an fehlenden Erfahrungswerten, mithin Unsicherheiten technischer Natur, teils an einem noch geringen technischen Bedarf. Bei vielen, insbesondere den zur Umsetzung vieler Basisfunktionalitäten wichtigen Technologien - wie intelligenten Messsystemen, dezentralen Stromspeichern, einem Einspeisemanagement und teilweise nötigen kommunikationstechnischen Lösungen - ist bis 2025 eine gewisse Verfügbarkeit in den elektrischen Netzen zu erwarten.

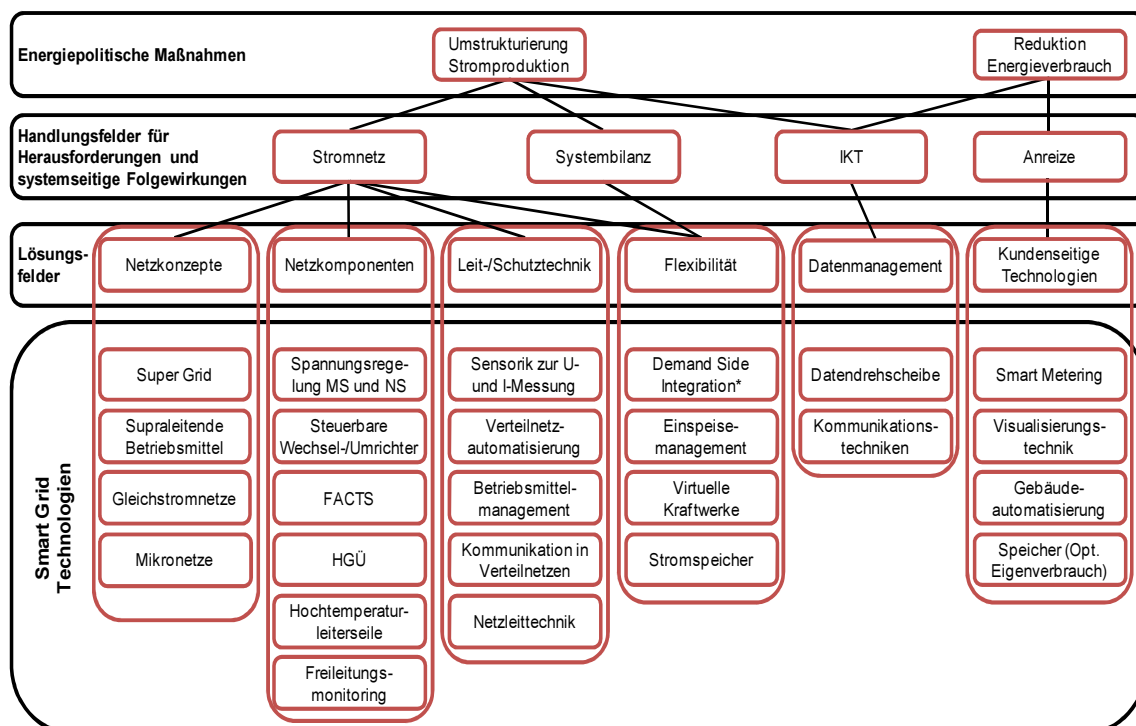


Abbildung M2: Portfolio Smart Grid Technologien für die Schweiz und ihre Abgrenzung hinsichtlich Herausforderungen bzw. Handlungsfeldern und den entsprechenden Lösungsfeldern.

Standards, Datensicherheit und Datenschutz:

Die IKT spielt eine wichtige Rolle in Smart Grids. Der Grad ihrer Anwendung ist jedoch von Fall zu Fall unterschiedlich. Kurzfristig kann von einfachen, dezentralen Lösungen ohne viel Vernetzung ausgegangen werden. Langfristig wird jedoch eine gewisse Vernetzung der Technologien stattfinden. Dies erhöht die Komplexität des Systems. Es zeigt sich, dass es sich bei einem grossen Teil der zu erfassenden Datenströme entweder um Personendaten handelt, bei deren Bearbeitung datenschutzrechtliche Vorgaben zu beachten sind, oder um Daten im Netzbereich, deren Sicherung aus Gründen der Versorgungsqualität gewährleistet werden muss. Insgesamt lassen sich vier Datenkategorien gegeneinander abgrenzen: Daten in Messsystemen, Prosumerdaten, Daten zur Anbindung von Gebäudegeräten und Daten im Bereich des Stromnetzbetriebs. Ein weitergehender Standardisierungs- bzw. Sicherungsbedarf für diese Kategorien ist feststellbar. Die nötige weitergehende Standardisierung und ihre Umsetzung im Betrieb sollten auf Basis einer fallbezogenen Risikoanalyse erfolgen und sollte vor allem subsidiär durch Hersteller und Anwender vorgetrieben werden. Arbeiten zu neuen Standards laufen auf internationaler Ebene bereits in allen ausgewiesenen Kategorien. Die Schweiz ist hier involviert.

In der Schweiz stehen zunächst der Bereich der intelligenten Messsysteme beim Endverbraucher sowie der Umgang mit den Prosumerdaten im Vordergrund. Eine Einführung von intelligenten Messsystemen, wie sie in der Schweiz vorgesehen ist, würde durch ungeklärte Fragen in diesem Bereich behindert werden. Es besteht im Bereich des Datenschutzes eine Parallelität von Bundesrecht und kantonalem Recht. Landesweite einheitliche Anforderungen im Bereich des Datenschutzes und der Sicherheit für diese Systeme sind für eine Interoperabilität der Systeme, für Kostenreduktionen aber auch für einen zukünftig offenen Strommarkt wichtig. Der Datenschutz sollte eine Verwendung von Lastgangdaten bei Netzbetreibern und bei anderen Akteuren in nötiger Periodizität und hinsichtlich Zweckgebundenheit national einheitlich regeln. Für die verbleibenden Kategorien sind vertiefende Betrachtungen zu den konkreten Anwendungen nötig. Zu gewissen Fragestellungen von öffentlichem Interesse und bei absehbarem Marktversagen kann der Bund Vorgaben zu Anforderungen und deren Prüfung machen.



Kosten und Nutzen intelligenter Technologien in den Netzen

Das Kosten-Nutzen-Verhältnis innovativer technischer Lösungen (Technologien), wie z. B. einer Blindleistungsregelung, regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) oder eines Einspeisemanagements zeigt sich insbesondere in – den überwiegenden - Fällen, in denen das Netz aufgrund eines Bedarfs zur Spannungshaltung ausgebaut werden müsste, positiv gegenüber konventionellem Netzausbau. Ein Einspeisemanagement - in Form einer Kappung der Einspeisespitzen - ist eine sinnvolle Massnahme für den Netzbetreiber. Ein Einsatz von IKT ist in der einfachsten Umsetzungsvariante kaum nötig, um den konventionellen Netzausbau zu reduzieren. Auch ist die Blindleistungsbereitstellung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen durchweg als eine kostengünstige Lösung. Der rONT und der Strangregler sollten zudem unbedingt als Option geprüft werden. Die Kombination der verschiedenen innovativen Lösungen, z. B. von Einspeisemanagement und rONT, kann noch effektiver sein als die Einzellösung selbst.

Der Einsatz von dezentralen Stromspeichern (Batterien) aus netzdienlichen Gesichtspunkten kann auf längere Zeit kaum als volkswirtschaftlich sinnvoll gesehen werden. Für den Bedarf der Systemstabilität und einem daraus resultierenden Einsatz aus system- und marktdienlichen Gesichtspunkten, kann allerdings die lokale Engpassvermeidung einen zusätzlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit des dezentralen Stromspeichers leisten. Eine Laststeuerung wirkt aus Netzplanungssicht für die Mittel- und Niederspannungsebene ein Problem der (langfristigen) Verfügbarkeit auf. Die Laststeuerung kann nur einen geringfügigen Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs zur Integration der erneuerbaren Energien leisten. Insgesamt spielt somit die IKT auf Verteilnetzebene für die Netzsicherheit zunächst eine untergeordnete Rolle. Ein Bedarf auf Netzseite ist vornehmlich durch die Aktivierung der dezentralen Produktion, der Verbraucher und dezentralen Stromspeicher getrieben.

Die Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher (Smart Metering Systeme) weist ebenfalls ein positives Kosten-Nutzen Verhältnis auf. Smart Metering Systeme weisen vor allem Mess- und Kommunikationstechnik bei Endverbrauchern bzw. Prosumern. Mit neuen Funktionalitäten tragen die Smart Metering Systeme zu einem einfachen Endverbraucher- und Mieterwechsel, sowie einer stark vereinfachten Stromablesung, insbesondere auch bei Kunden im Eigenverbrauch, bei. Insgesamt wird der Umgang mit der Eigenverbrauchsregelung stark vereinfacht. Hier sind Kostenreduktionen zu erwarten. Weitere Funktionalitäten wie die Visualisierung des Verbrauchs fördern Energieeffizienz und Energieeinsparungen. Interoperabilität und eine national harmonisierte technische Basis gewährleisten Investitionssicherheit und Innovation und unterstützen die Entwicklung von Energiedienstleistungsmärkten. Smart Metering Systeme erschliessen zudem Effizienzpotenziale in der Produktions- und Netzplanung. Funktionalitäten im Bereich der Steuerung sind möglich, verursachen aber hohe Mehrkosten insbesondere bei einer flächendeckenden Einführung. Nur in Einzelfällen können diese gerechtfertigt und effizient sein, z. B. bei dem Ersatz einer in die Jahre gekommenen Rundsteuerung.

Die Auswahl und der Einsatz der Technologien richten sich jeweils nach dem individuellen Bedarfsfall beim Netzbetreiber und weiteren Einflussfaktoren. Es ist zu beachten, dass die Synergien eines Netzausbaus im Zusammenhang mit einem etwaig vorhandenen Erneuerungsbedarf von Leitungen den konventionellen Netzausbau nahezu immer zur kostengünstigsten Lösung machen. Im Gegensatz dazu können innovative Lösungen wesentlich günstiger sein, falls eine Leitung noch eine längere Lebensdauer aufweist. Zudem können qualitative Aspekte derzeit noch für einen Einsatz konventioneller Technologien sprechen, z. B. falls eine Einsatzbereitschaft der intelligenten Technologien aufgrund fehlender Erfahrungswerte oder Rahmenbedingungen, nicht gegeben ist. Schlussendlich sollte die Variante mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis – konventioneller Netzausbau oder innovative Lösung - jeweils für die konkrete Situation gefunden werden.



Regulatorische Handlungsfelder

Neben technischen Fortschritten und Standardisierungsarbeiten wird die Entwicklung von Smart Grids auch durch regulatorische Rahmbedingungen beeinflusst. Hier ist insbesondere die Klärung der Zugriffsrechte auf vorhandene Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen von erheblicher Bedeutung. Es kann festgestellt werden, dass eine bessere Abgrenzung zwischen Netz und Markt, insbesondere hinsichtlich Fragestellungen des Zugriffs auf Flexibilitäten im Netz (Produktion, dezentrale Stromspeicher (z. B. Batterien oder Elektromobile), Lasten) von Bedeutung ist. Klarere Rechte und Pflichten für die involvierten Rollen können das Marktdesign verbessern und neue Geschäftsmodelle ermöglichen und viele Nutzen für Verbraucher stiften. Weitere regulatorische Handlungsfelder sind in Abbildung M3 veranschaulicht. Die in der Abbildung dargestellten Themen sind dabei nicht unabhängig voneinander zu verstehen.

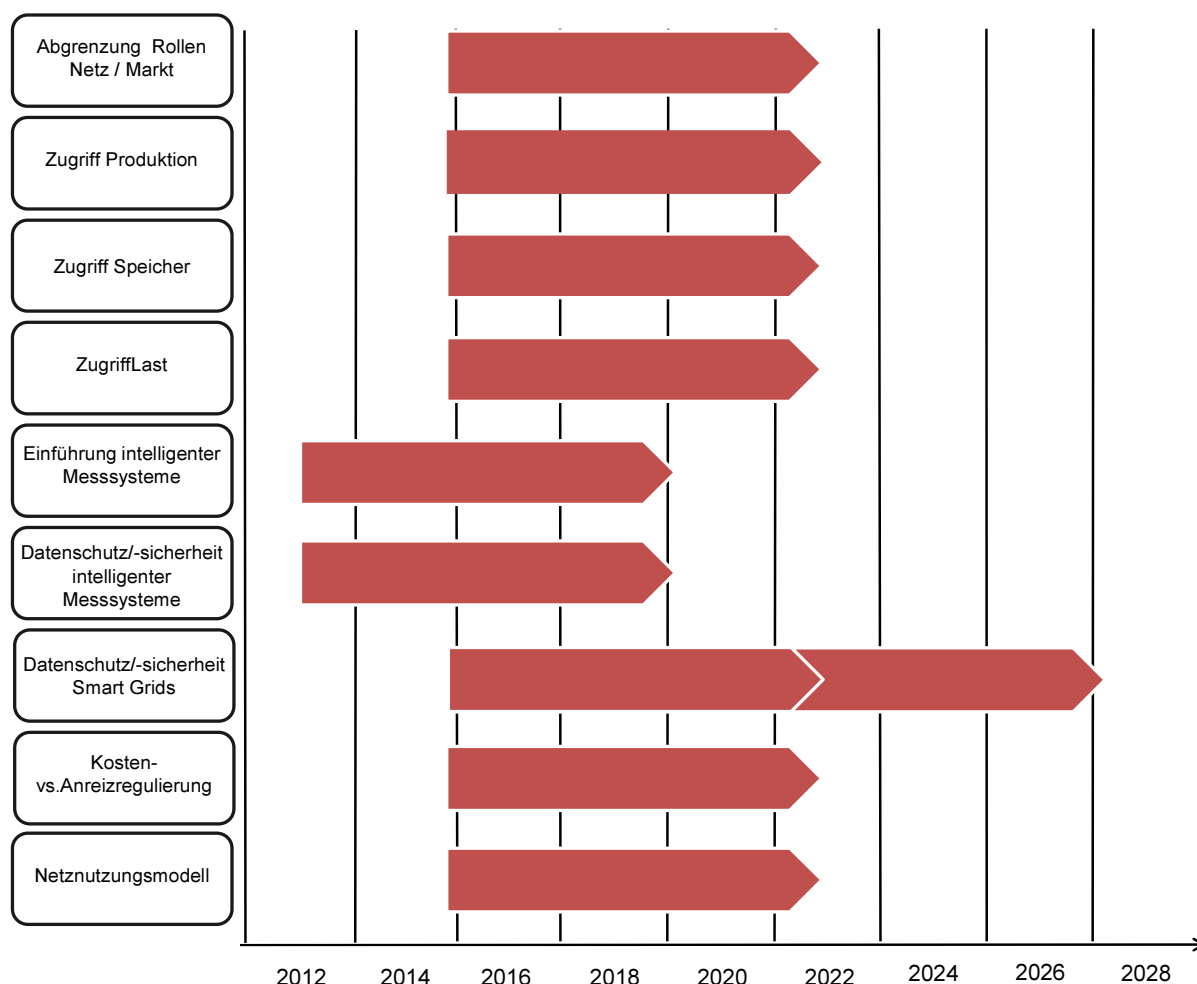


Abbildung M3: Arbeiten zur Beseitigung von Hemmnissen für Smart Grids auf regulatorischer Ebene.

Ein erster „realer“ Schritt hinsichtlich Smart Grids wird durch die Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher – auch Smart Metering Systeme genannt - bereits durch mehrere Anwender getätigt. Die diesbezüglichen Rahmenbedingungen, z. B. zu Einführungsmodalitäten und zu technischen Mindestanforderungen sind allerdings noch festzulegen. Eine Harmonisierung der Anforderungen hinsichtlich des Datenschutzes im Bereich der Smart Metering Systeme erscheint zielführend, ist im The-



menfeld Standardisierung angesprochen und wäre regulatorisch anzugehen. Inwiefern ein weitergehender Bedarf an Datensicherheit und Datenschutz für Smart Grids, der über die Bedürfnisse von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher hinaus geht, besteht, ist vor dem Hintergrund konkreter Anwendungsfälle der Funktionalitäten zu untersuchen. Der Bedarf hängt im Wesentlichen von der Ausprägungen der benötigten Informations- und Kommunikationstechnologie im konkreten Anwendungsfall ab.

Weitere - eher grundsätzliche - Ziele einer Regulierung, die die Entwicklung von Smart Grids nicht beeinträchtigt, bestehen u. a. darin, geeignete Anreize zu setzen, innovative Lösungen in den eigenen Netzen tatsächlich anzuwenden und damit Erfahrungen zu sammeln. Untersuchungen zeigen, dass viele intelligente Lösungen bereits ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen. Etwaige Unsicherheiten bei der Anrechenbarkeit oder in der Verlässlichkeit können jedoch die zeitnahe Einführung solcher Lösungen hemmen, da ein Risiko von Fehlinvestitionen besteht. Deshalb werden innerhalb laufender, regulatorischer Arbeiten sogenannte Innovationsbudgets im kleineren Rahmen vorgeschlagen. Perspektivisch wird auch zu prüfen sein, wie in einer Kosten- oder Anreizregulierung geeignete, technologie neutrale Anreize für eine volkswirtschaftlich wünschenswerte Durchdringung der elektrischen Netze mit intelligenten Lösungen gesetzt werden können.



Inhaltsverzeichnis

Management Summary	3
Inhaltsverzeichnis	9
1 Ausgangslage	10
2 Energiewirtschaftliche Szenarien in der Schweiz	12
3 Herausforderungen für die Netze als Motivation für Smart Grids	16
4 Definition und Nutzen Smart Grids in der Schweiz	20
5 Zielsetzung und Randbedingungen der Roadmap	22
6 Methodik zur Erarbeitung der Roadmap	26
7 Vision von Smart Grids in der Schweiz	28
8 Funktionalitäten von Smart Grids in der Schweiz	31
9 Basisfunktionalitäten von Smart Grids	40
10 Technologien in Smart Grids	43
11 Verhältnis Funktionalitäten - Technologien sowie Entwicklungsbedarf	49
12 Datensicherheit, Datenschutz und Standards in Smart Grids	55
13 Kosten und Nutzenaspekte ausgewählter Smart Grid Technologien	64
14 Regulatorische Handlungsfelder zur Beseitigung von Hemmnissen von Smart Grids	69
15 Umweltaspekte	78
16 Literaturverzeichnis	80
17 Abkürzungsverzeichnis	83
18 Glossar	84



1 Ausgangslage

Der Bundesrat hat sich für den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie ausgesprochen und verabschiedete am 4. September 2013 ein erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050¹. Die elektrischen Netze sind hierbei als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch elektrischer Energie ein Schlüsselement bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050 von Bedeutung. Die angestrebte, zunehmende dezentrale Einspeisung elektrischer Energie stellt es vor neue Herausforderungen. Da die derzeitige Infrastruktur ursprünglich nicht für diese Art der Stromversorgung entwickelt und gebaut wurde, sind Anpassungen notwendig. Untersuchungen weisen hohe Kosten für diese Anpassungen, vor allem für das Verteilnetz, aus. Die Untersuchungen zeigen zugleich, dass intelligente Netze - Smart Grids -, diese Kosten erheblich reduzieren können.

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat die Bedeutung von Smart Grids für die Schweiz schon frühzeitig erkannt und veröffentlichte bereits 2010 ein Positionspapier zu Smart Grids in der Schweiz². Es liefert neben einer Definition von Smart Grids in der Schweiz eine erste Übersicht von Technologien, die im Zusammenhang mit Smart Grids relevant sind. Die Eckpunkte des Papiers umfassen die Anfertigung einer Kosten-Nutzen Analyse von intelligenten Zählsystemen (Smart Metering Systemen), Forschungsaktivitäten im Bereich Smart Grids, sowie die Erarbeitung einer Smart Grid Roadmap.

Das Smart Meter Impact Assessment wurde 2012 durchgeführt. Es untersucht Auswirkungen dieser Technologie für die Schweizer Volkswirtschaft³ und zeigt im Ergebnis ein positives Kosten-Nutzen Verhältnis. Laufende Projekte im Bereich Smart Metering sowie weitere Studien im In- und Ausland liefern weitere positive Signale für eine Einführung von Smart Metering Systemen. Sie sind ein wichtiges Element eines zukünftigen, intelligenten Netzes⁴. Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 enthält gesetzliche Regelungen zu deren Einführung.

Energieforschungskonzepte des Bundes und des BFE unterstützen für die Periode 2013-2016 die Entwicklung der elektrischen Netze hin zu Smart Grids indem sie einen Schwerpunkt dahingehend setzen⁵. Eine Anzahl von Projekte in diesem Bereich werden derzeit durchgeführt⁶.

Weiter erarbeitet das UVEK im Auftrag des Bundesrates die Strategie Stromnetze. Sie wird klare Rahmenbedingungen für den zeit- und bedarfsgerechten Aus- und Umbau der elektrischen Netze schaffen. Sie konzentriert sich vor allem auf verfahrenstechnische Fragestellungen und die Schaffung transparenterer Planungswerkzeuge. Erste finanzielle Anreize in geringerem Rahmen werden für Netzbetreiber vorgeschlagen, um Erfahrungen mit Smart Grid Lösungen zu sammeln.

Die Smart Grid Roadmap ist vor diesem Hintergrund als ein inhaltlicher Wegweiser zu sehen, in dem Handlungsbedarf für Smart Grids in der Schweiz identifiziert wird. Sie soll auch Impulse für neue Forschungsprojektideen setzen und Hinweise auf relevante Themen liefern. Zudem werden die Arbeiten zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) wichtige Ergebnisse der Roadmap aufnehmen. Dort dient die Roadmap als wichtigste Grundlage für die Erarbeitung von gesetzlichen Vorgaben für die zukünftige Entwicklung von intelligenten, elektrischen Netzen in der Schweiz.

¹ Vgl. hierzu Gesetzesentwurf und Botschaft zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013 (Bundesamt für Energie (BFE), 2013).

² Vgl. „Positionspapier zu Smart Grids“ (Bundesamt für Energie (BFE), 2010).

³ Vgl. „Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).

⁴ Vgl. „Cost-benefit analyses and state of play of smart metering deployment in the EU-27“ (Europäische Kommission (EC), 2014).

⁵ Vgl. u. a. hierzu „Konzept der Energieforschung des Bundes“, (Eidg. Energieforschungskommission (CORE), 2012), „Energieforschungskonzeptes des Bundesamtes für Energie 2013-2016“, (Bundesamt für Energie (BFE), 2012)

⁶ Vgl. „Bericht des Forschungsprogrammes Netze“, (Bundesamt für Energie (BFE), 2013).



In aller Kürze

- Der Bundesrat hat die Bedeutung von Smart Grids für die Bewältigung der Herausforderungen im schweizerischen Stromnetz erkannt.
- Der Bundesrat unterstützt bereits Forschung an Technologien und Konzepten für Smart Grids.
- Das Smart Meter Impact Assessment des BFE (2012) schlussfolgert ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis von Smart Metering Systemen für die Schweizer Volkswirtschaft.
- Die Smart Grid Roadmap ist der Wegweiser für Handlungsbedarf hinsichtlich der Entwicklung von intelligenten, elektrischen Netzen in der Schweiz. Sie wendet sich an alle betroffenen Interessenvertreter.



2 Energiewirtschaftliche Szenarien in der Schweiz

Die vom BFE erstellten Energieperspektiven zeigen, dass die Neuausrichtung der Schweizer Energiepolitik anspruchsvoll aber machbar ist. Eben diese Neuausrichtung ist ein Treiber für Smart Grids. Die Überlegungen des Bundesrates zur Energiestrategie 2050 sehen drei Meilensteine in den Jahren 2020, 2035 und 2050 und dementsprechend auch eine phasenweise Umsetzung der Energiestrategie vor. Das erste Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 konkretisiert hierbei den ersten Schritt. Die Nachfrageszenarien für Energie «Weiter wie bisher» (WWB), «politische Massnahmen» (POM) und «neue Energiepolitik» (NEP) bilden dabei die Grundlage der Überlegungen zur Energiestrategie 2050. Sie sind aus den Ergebnissen der Modellrechnungen der Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 entnommen⁷. Diese Nachfrageszenarien werden als exogen gegebene Grundlage zukünftiger Entwicklungen des schweizer Energieversorgungssystems und damit für die Smart Grid Roadmap verwendet. Vor allem der Teilbereich Strom der erarbeiteten Szenarien ist massgebend für die Herausforderungen der elektrischen Netze und damit für Smart Grids in der Schweiz. Im Folgenden werden daher die Ziele im Bereich der Energieeffizienz, der Stromeffizienz und der Integration dezentraler, erneuerbarer Energien dargestellt.

Entwicklung der Nachfrage in der Schweiz

Das Szenario «politische Massnahmen» (POM) beschreibt den Energienachfrage- und den Elektrizitätsangebotspfad der vom Bundesrat verabschiedeten Massnahmen (Bundesamt für Energie (BFE), 2012b). Diese beinhalten Steigerungen im Bereich der Energieeffizienz, die auch Stromeffizienzmassnahmen umfassen, eine Erhöhung der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energiequellen, einen autonomen Ausbau von Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) und, falls nötig, den Einsatz von Gaskombikraftwerken (GuD-Kraftwerke) oder die Erhöhung von Stromimporten.

Das Szenario «neue Energiepolitik» (NEP) ist das Zielszenario der Energiestrategie 2050. In ihm wird ein Emissionsziel von 1 – 1.5 Tonnen CO₂ pro Kopf in 2050 festgelegt, das in eine international abgestimmte Energie- und Klimapolitik eingebettet ist. Dieses Zielszenario unterstellt eine international verringerte Nachfrage nach fossilen Energieträgern, einen weltweiten Emissionshandel sowie gegenüber dem Szenario WWB erhöhten CO₂-Preisen. Insgesamt sinkt die Elektrizitätsnachfrage gegenüber dem heutigen Stand um etwa 1%. Zusätzliche Massnahmen zu denjenigen im Szenario POM müssen für das Szenario NEP noch definiert werden.

Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 umfasst eine Erhöhung der Energieeffizienz in den Bereichen Gebäude, Industrie, Dienstleistungen sowie Mobilität. Der Gesamtenergieverbrauch soll gegenüber dem Basisjahr 2000 um 16% auf jährlich 213 TWh ab 2020 sinken. In diesem Zusammenhang soll sich der jährliche Stromverbrauch auf den heutigen Verbrauch von 59 TWh stabilisieren.

Ab 2020 soll in einer zweiten Phase das bestehende Fördersystem sukzessive durch ein Lenkungssystem abgelöst werden. Das neue Lenkungssystem kann eine CO₂-Abgabe und eine Energieabgabe auf Strom beinhalten und soll längerfristig so ausgebaut werden, dass bis 2050 der Energieverbrauch sinkt und der Stromendverbrauch schliesslich dem des Szenarios NEP entspricht, also auf rund 53 TWh/a zurückgeht. Auswirkungen dieses Systems können auch Einfluss auf Smart Grids aufgrund der Wechselwirkung zwischen neuen, erneuerbaren Energien und dem Verbrauch haben.

⁷ Vgl. hierzu „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050 bis 2050“ (Prognos AG, 2012).



Entwicklung der Stromproduktion in der Schweiz

In den Szenarien WWB, NEP und POM wird die sich ergebende Nachfrage nach Elektrizität mit Produktionsmöglichkeiten in der Schweiz verglichen, um die Versorgungssicherheit zu bewerten. Da die heutigen Erzeugungsmöglichkeiten – je nach Szenario – ab 2017 nicht ausreichen könnten, um die inländische Nachfrage zu decken, werden unterschiedliche Varianten zur Bedarfsdeckung untersucht.

- C : Der verbleibende Bedarf wird vor allem mit neuen GuD-Kraftwerken gedeckt. Diese Variante wird auch als *fossil-zentral* bezeichnet;

- C&E: Der verbleibende Bedarf wird soweit wie möglich mit einem verstärkten Zubau von erneuerbaren Produktionstechnologien gedeckt, ein verbleibender Restbedarf wird mit neuen GuD-Kraftwerken gedeckt. Diese Variante wird als *fossil-zentral und erneuerbar* bezeichnet.

- E: Der verbleibende Bedarf wird im Rahmen des möglichen Zubaus mit erneuerbaren Produktionstechnologien gedeckt, ein verbleibender Restbedarf wird durch Importe gedeckt. Diese Variante wird als *erneuerbar* bezeichnet.

In den Varianten C&E und E (für die Szenarien POM und NEP) wird neben einem autonomen Zubau von dezentralen WKK-Anlagen mit einer prognostizierten Produktion von 1.44 TWh/a von einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (inkl. Wasserkraft), von derzeit jährlich rund 37 TWh auf 63 TWh in 2050 ausgegangen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird also stark bis 2050 vorangetrieben. Der verbleibende Bedarf zur Deckung der bis dahin anfallenden Elektrizitätsnachfrage soll mit GuD-Kraftwerken (Variante C&E) bzw. mit Importen (Variante E) gedeckt werden. Das Szenario POM sieht hierbei eine Produktion von GuD-Kraftwerken von insgesamt 2.6 TWh in 2050 bei gleichzeitiger Erreichung der die schweizerischen, klimapolitischen Ziele vor.

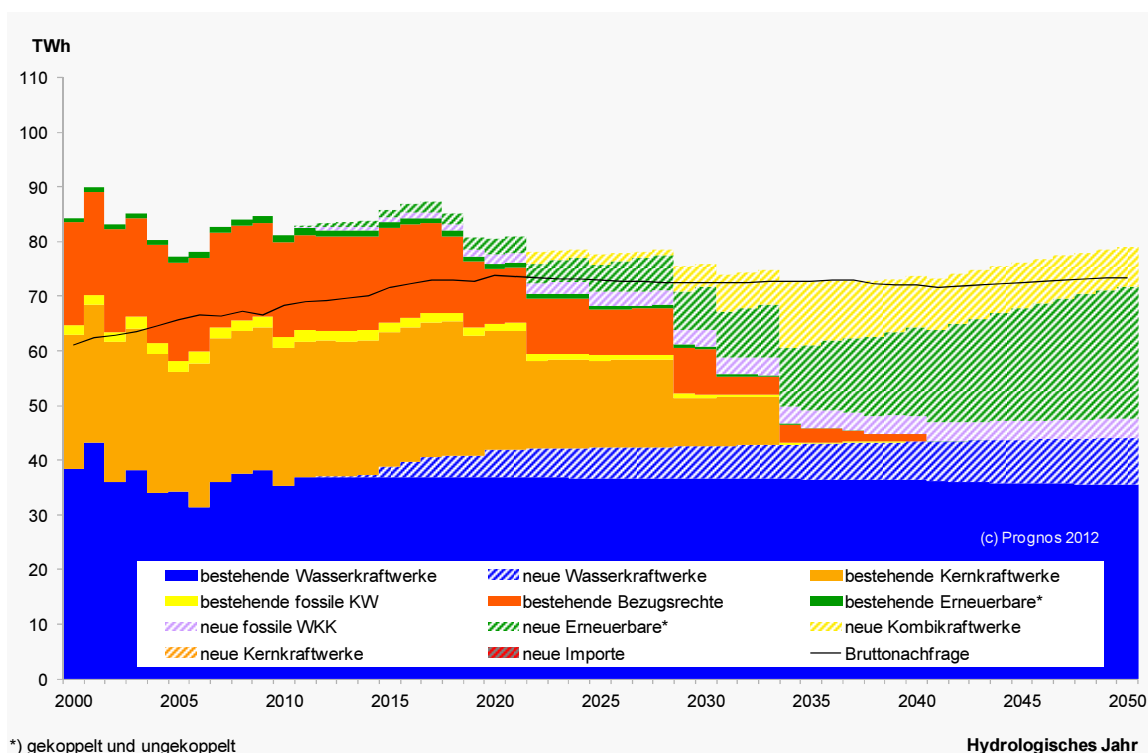


Abbildung 1: Szenario «Politische Massnahmen», Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Elektrizitätsproduktion des Szenarios POM in der Variante C&E zur Deckung der Nachfrage bis ins Jahr 2050. Das heute bestehende Elektrizitätsangebot kann hierbei die Elektrizitätsnachfrage bis 2022 decken. Der Anteil der produzierten Elektrizität aus Kernkraftwerken (orange) nimmt nach 2020 schrittweise ab. Bis 2050 wird diese Produktion insbesondere durch die neuen erneuerbaren Energien abgelöst. Dazu werden im ersten Massnahmenpaket quantitative Ausbauziele für erneuerbare Energien festgelegt. Die durchschnittliche Jahresproduktion der neuen erneuerbaren Energien soll im Jahr 2020 4.4 TWh betragen. Die Förderung der erneuerbaren Energien wird dazu verstärkt und die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) in Richtung einer Direktvermarktung weiterentwickelt. Die Produktion steigt vor allem um 2030 stark. Im Jahr 2050 sollen die neuen, erneuerbaren Energien ca. 24.2 TWh/a Elektrizität produzieren.

Abbildung 2 veranschaulicht den geplanten Ausbau der neuen, erneuerbaren Energien. Vor allem die Photovoltaik soll erheblich an Bedeutung gewinnen (gelb). Während die Photovoltaik im Jahre 2020 noch rund 0.5 TWh/a produziert, steigt ihre Produktion sukzessive bis auf 4.4 TWh/a in 2035 bzw. rund 11 TWh/a in 2050 an. Bei einer angenommenen Anzahl von ca. 1000 Volllaststunden im Jahr würde dies eine installierte Leistung von rund 11 GW an dezentraler, fluktuierender Stromspeisung aus Sonnenenergie im elektrischen Netz bedeuten. Auch die Elektrizitätsproduktion aus Biomasse (grün und braun) sowie aus Windenergie (hellblau) wird ansteigen. Bis 2050 wird eine Produktion von etwa 4.3 TWh/a an Windenergie angenommen. Schliesslich wird auch im Bereich der Geothermie (dunkelblau) eine zunehmende Produktion erwartet. Ab 2030 leistet die Geothermie einen grösseren Beitrag zur Elektrizitätsproduktion. Ihr Ziel liegt bei ca. 4.4 TWh/a in 2050.

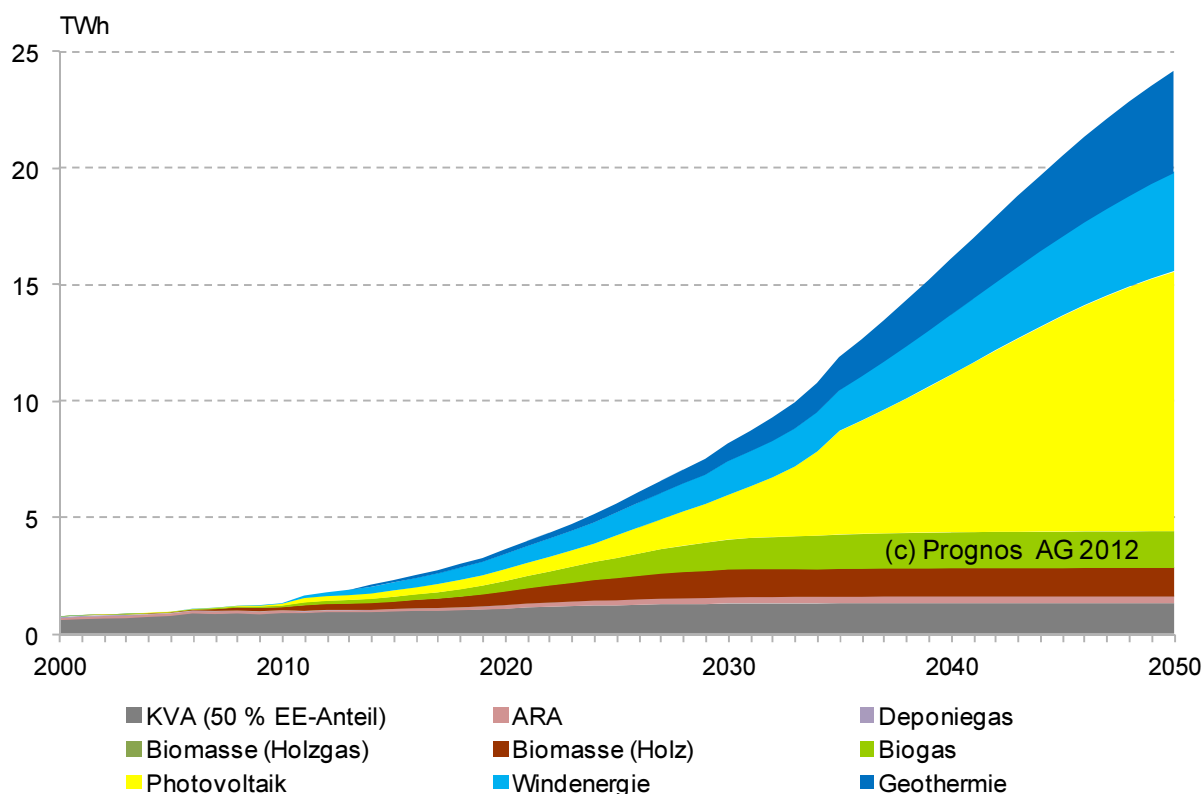


Abbildung 2: Elektrizitätsproduktion durch neue, erneuerbare Energien ohne Wasserkraft

In aller Kürze

- Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 ist anspruchsvoll aber machbar.
- Ein Ziel ist, den jährlichen Stromverbrauch durch erhöhte Energieeffizienz auf dem heutigen Niveau (53TWh) zu stabilisieren.
- Die Produktion aus Kernkraftwerken wird zukünftig zunehmend durch Produktion aus erneuerbaren Energiequellen ersetzt.
- Die Produktion aus dezentralen, erneuerbaren Energiequellen wird bis 2050 einen wichtigen Teil der Stromversorgung übernehmen. Insbesondere der Photovoltaikanteil innerhalb der Stromversorgung wird stark anwachsen.



3 Herausforderungen für die Netze als Motivation für Smart Grids

Ursprünglich waren das Stromversorgungssystem und die Netze auf die Produktion von Elektrizität in Grosskraftwerken ausgelegt. Diese speisen auf der Hochspannungs- oder Höchstspannungsebene ein. Über die in der Schweiz eng vermaschten Stromnetze wird die erzeugte Energie über weite Strecken transportiert. Unter der Höchstspannungsebene befinden sich Netzebenen tieferer Spannung (Verteilnetze), welche die Elektrizität bis zu den Verbrauchern weiterleiten und verteilen⁸.

Eine in Zukunft vermehrt dezentrale Erzeugung aus kleineren, dargebotsabhängigen Energiequellen, die in den unteren Netzebenen - den Verteilnetzen - angeschlossen sind, führt zu einer Vielzahl neuer Herausforderungen. Das historische gewachsene elektrische Netz und das Elektrizitätsversorgungssystem insgesamt sind nicht auf eine solche vermehrte Einspeisung ausgelegt. Je nach Produktion aus dezentralen Energiequellen, ist eine Vergrösserung der Infrastrukturkapazitäten, unter Umständen auch auf mehreren Netzebenen notwendig. Zudem sind viele der dezentralen Einspeisungen im Regelfall nicht steuerbar, respektive besteht bis dato noch kein Anreiz zu einer solchen Steuerung. Ihre Einspeisung ist vom Dargebot an Sonne oder Wind abhängig und fällt elektrische Energie auch dann an, wenn diese nicht benötigt wird. Die Entwicklung der Nachfrage gemäss den aufgezeigten Szenarien (WWB, POM oder NEP) im Zusammenspiel mit der Entwicklung der Stromproduktion (C, C&E oder E) sind also die Treiber der Herausforderungen, welche im Folgenden näher beschrieben werden. Hierbei werden sie den Handlungsfeldern Stromnetz, Systembilanz, IKT und Anreize zugeordnet, um später technische Lösungen in ihren Wirkungsweisen besser gegeneinander abzugrenzen:

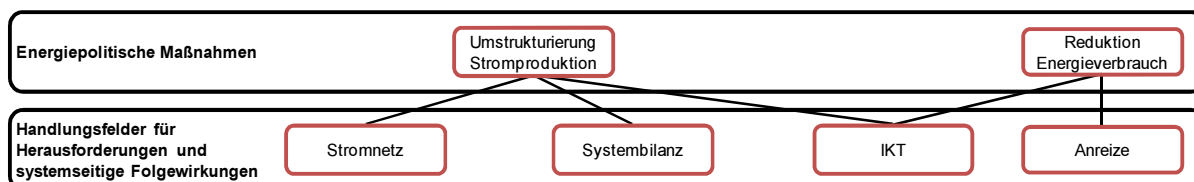


Abbildung 3: Verhältnis energiepolitischer Massnahmen zu anfallenden Herausforderungen und systemseitigen Handlungsfeldern.

Herausforderung 1: Netzkapazität und Netzurückwirkungen - Handlungsfeld Stromnetz -

Die Kapazität der Stromnetze kann nicht ausreichend für die Aufnahmen der Produktion aus dezentralen Energiequellen sein. Ob die Kapazität erhöht werden muss, hängt von der Anzahl und der Art der Energiequellen sowie von der Einspeiseleistung ab. Oft wird ein Netzausbau nötig. Treiber dieses Netzausbaus sind Spannungshaltungsmassnahmen oder Belastungsgrenzen von Betriebsmitteln, z. B. Leitungen. So wird die Spannung am Einspeisepunkt der dezentralen Energiequellen beeinflusst. Es erfolgt in der Regel eine Spannungserhöhung. Je nach Verbrauchssituation kann die Spannung übermässig

⁸ Die verschiedenen Netzebenen sind dabei gemäss VSE (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen; www.strom.ch) wie folgt definiert. Die Höchstspannungsebene umfasst die elektrischen Netze welche mit einer Spannung von 220 kV und mehr betrieben werden. Ein Betrieb von Leitungen mit 380 kV als höchste Spannung ist der derzeitige Standard. Diese Ebene wird auch als Netzebene 1 bezeichnet. Die Hochspannungsebene (Netzebene 3) umfasst Netze, die mit einer Spannung von grösser 36 kV und kleiner als 150 kV betrieben werden. Die Mittelspannungsebene (Netzebene 5) bezeichnet Netze mit einer Betriebsspannung zwischen 36 kV und 1 kV. Die Niederspannungsebene (Netzebene 7) umfasst schliesslich Netze mit einer Betriebsspannung geringer als 1 kV (Netzebene 7). Standardmässig sind hier 230 V bzw. 400 V zu finden. Die Netzebenen 2, 4 und 6 bezeichnen die Transformierungsebenen (Unterwerke, Unterstationen, Transformatorstationen (Ortsnetzstationen)).



hoch ansteigen und das erlaubte Spannungsband im Verteilnetz⁹ kann nicht mehr eingehalten werden. Durch die Einspeisung kann sich aber auch eine Situation ergeben, in der der maximal eingespeiste Strom nicht über die vorhandene Infrastruktur abtransportiert werden kann. Die thermischen Grenzen der Infrastruktur würden überschritten und eine Beschädigung der Betriebsmittel ist möglich. In beiden Fällen muss die Netzkapazität erhöht und das Netz ausgebaut werden. Typischerweise liegt dieser Ausbaubedarf auf den Netzebenen 5 und 7, kann jedoch auch auf Netzebene 3 anfallen. Auch die Transformationsebenen der Netzebenen 4 und 6 sind betroffen.

Zusätzlich ergeben sich Netzurückwirkungen bei der Netzqualität (Spannungsschwankungen mit unterschiedlicher Dauer, so z.B. Flickereffekte oder Spannungsüberhöhungen, oder Oberschwingungen). Je mehr dezentrale Einspeisungen über Leistungselektronik erfolgen, desto bedeutender sind die verschiedenartigen Effekte und desto mehr wird die Spannungs- bzw. Stromqualität beeinträchtigt.

Herausforderung 2: Netzfehler und Schutzkonzepte - Handlungsfeld Stromnetz -

Die Schutztechnik soll die Auswirkungen eines Netzfehlers minimieren und bei der Erkennung und Behandlung von Fehlern nur einen möglichst kleinen Netzabschnitt (Selektivität des Schutzes) abschalten, da Fehler von allen speisenden Energiequellen getrennt werden müssen. Neben dem vorgelagerten Stromnetz sind speisende Energiequellen zunehmend auch dezentrale Produktionsanlagen. Damit stellen sich neue Herausforderungen an die Auslegung und die Umsetzung der Schutzkonzepte. Die selektive Fehlerabschaltung durch die Schutzeinrichtungen wird erschwert durch die Tatsache, dass der reguläre Energiefluss und auch der Kurzschlussstrom mit der dezentralen Produktion nicht nur – wie früher – von den Transformatoren in Richtung Anschlussnehmer, sondern auch vom Anschlussnehmer in Richtung des überlagerten Netzes fließen können. Dies kann nicht-selektive Auslösungen der Schutzgeräte zur Folge haben. So müssen nicht nur im Netz, sondern auch in grösseren dezentralen Produktionsanlagen Schutzvorrichtungen geeignet eingebaut oder angepasst werden. Dezentrale Produktionsanlagen mit einer hohen Leistung müssen des Weiteren in der Lage sein, sich an einer sogenannten dynamischen Netzstützung zu beteiligen. Bei fehlerbedingten Spannungseinbrüchen im überlagerten Hoch- und Höchstspannungsnetz sollen sie so das Netz stützen und mithelfen, einen grossflächigen Netzzusammenbruch zu verhindern. Diese Lösungen sind technisch komplex und müssen je nach Anzahl und Verteilung der dezentralen Produktionsanlagen angepasst werden.

Herausforderung 3: Gleichgewicht Produktion und Verbrauch - Handlungsfeld Systembilanz -

Für ein stabiles Stromversorgungssystem ist es zentral, dass Produktion und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht sind. Dies wird erschwert durch eine zunehmend dargebotsabhängige und damit fluktuierende Einspeisung. Da der Verbrauch in seiner Gesamtheit bis dato relativ statisch ist, hat die zunehmende fluktuierende Einspeisung enorme Auswirkungen und erschwert eine Einhaltung des nötigen systemweiten Gleichgewichtes und damit die Gewährleistung einer stabilen Netzfrequenz. Die Nachfrage nach systemweiter Flexibilität steigt, obgleich das Angebot, welches zumeist durch konventionelle Kraftwerke aufgebracht wird, als konstant betrachtet werden kann. Eine Gewährleistung des Gleichgewichtes und damit der Systemstabilität wird damit schwerer und birgt Risiken. Des Weiteren reagieren bei sehr kurzfristigen Ungleichgewichten zwischen Produktion und Verbrauch viele dargebotsabhängigen Energiequellen aufgrund der Parametrierung ihrer leistungselektronischen Komponenten nicht in vergleichbarer Weise wie konventionelle Kraftwerke. Langfristig können diese Effekte die Stabilität des Gesamtsystems (Netzstabilität) und letztlich die Versorgungsqualität reduzieren.

⁹ Die DIN EN 50160 ist eine europäische Norm, die die wesentlichen Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt bei normalen Betriebsbedingungen definiert und spezifiziert; vgl. EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems (CENELEC, 1994).



Herausforderung 4: Datenaufnahme, -bearbeitung und -verwaltung - Handlungsfeld IKT -

Mit neuen Lösungen zur verbesserten Planung und Ausnutzung der Netzkapazität, zur Verbesserung des Schutzes im Netz, zur besseren und effizienteren Gewährleistung des Systemgleichgewichtes sowie schliesslich zur Unterstützung der Energieeffizienz, ist auch eine verbesserte Kenntnis des Systems nötig. Ein erhebliches Mehr an Daten muss zunächst effizient aufgenommen, bearbeitet, gespeichert und verwaltet werden. Das erhöht Komplexität und Kosten im System. Eine vernetzte Kommunikation wird immer wichtiger. Um Nutzen effizient abzuschöpfen sind insbesondere in der Verwaltung der Daten neue Lösungen gefordert. Nicht zuletzt sind die Sicherheit dieser komplexeren Datenverarbeitungssysteme sowie der Datenschutz zu gewährleisten.

Herausforderung 5: Energieeffizienz - Handlungsfeld Anreize -

Obwohl Produktion und Verbrauch oft zusammenfallen, werden durch den insgesamt sinkenden Elektrizitätsverbrauch Situationen in denen die dezentral produzierte Elektrizität den lokalen Verbrauch übersteigt zahlreicher. Dadurch tritt eine vermehrte Umkehr des Energieflusses im Netz mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkapazität. Die Reduktion des Verbrauchs im Zusammenspiel mit dem gleichzeitigen Ausbau der dezentralen Produktion verstärkt also oben beschriebene Herausforderungen, so dies nicht von vornherein in die Planung der Netze eingeflossen ist.

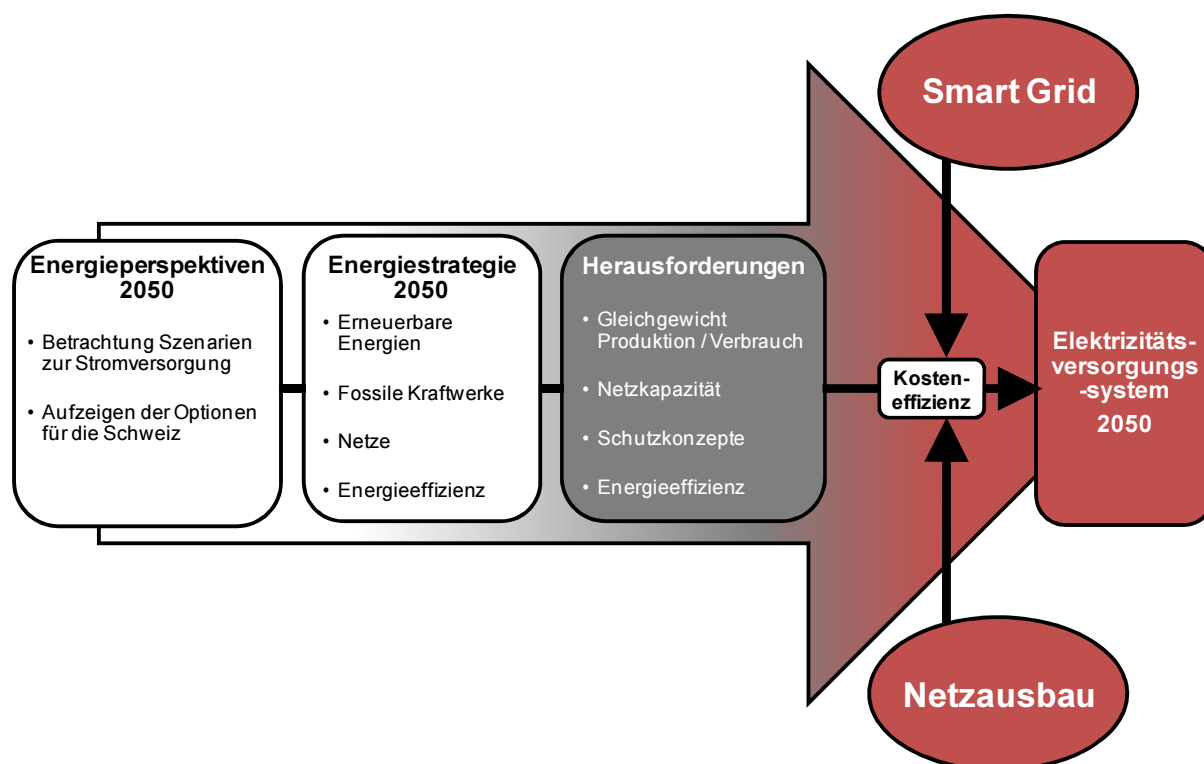


Abbildung 4: Rolle von Smart Grids in Zukunft: netzseitigen Herausforderungen, verursacht durch den Umbau des Stromversorgungssystems, wird durch die Weiterentwicklung der Netze zu Smart Grids mit Hilfe der Roadmap und durch den Netzausbau begegnet.



Abbildung 4 veranschaulicht die Kausalitäten treibender Kräfte für intelligente Netze – Smart Grids. Eine konventionelle Bewältigungsform vieler der genannten Herausforderungen ist der Netzausbau. Studien für das Schweizer Stromnetz zeigen, dass je nach Nachfrageszenario und Ausprägung der Stromproduktion Netzausbaukosten bis zu 12.6 Mrd. CHF in den Verteilnetzen bis zum Jahre 2050 anfallen¹⁰. Diese werden vor allem durch die Integration von dezentralen Energiequellen getrieben. Die Kosten können substantiell auf ca. 4.5 Mrd. CHF bis 2050 verringert werden, indem innovative Technologien¹¹ in die Netze integriert werden. Weitere Einsparungen oder Vorteile erscheinen möglich¹². Weitere Untersuchungen aus dem In- und aus dem Ausland bestätigen die antizipierten Einsparpotentiale¹³. Der Umbau der elektrischen Infrastruktur in Richtung Smart Grids ist daher sinnvoll und wichtig, wobei der konventionelle Netzausbau weiterhin seine Berechtigung haben wird.

In aller Kürze

- Die vermehrte dargebotsabhängige (fluktuierende) Stromerzeugung durch dezentral eingespeisene erneuerbare Energien führt zu Herausforderungen im schweizerischen Stromnetz, dort vor allem in Verteilnetzen.
- Die dezentrale Einspeisung erschwert die Einhaltung technischer Grenzwerte im Stromnetz. Sie gefährdet die Spannungshaltung, erhöht die Belastung und den Kapazitätsbedarf im Netz. Dies kann die Spannungs- respektive Stromqualität beim Endkunden verschlechtern und führt zwangsläufig zu vermehrten Netzausbau.
- Veränderung der Netztopologie und die dezentrale Einspeisung können erwirken, dass Messeinrichtungen und Schutzkonzepte angepasst werden müssen.
- Der traditionell kaum dynamisch gesteuerte Verbrauch und die dargebotsabhängige Produktion von erneuerbaren Energiequellen erschwert die Gewährleistung des Systemgleichgewichts. Sie erfordert mehr Flexibilität im System – auf Seiten Produktion, Verbrauch aber auch im Netz selbst.
- Eine Reduktion des Stromverbrauchs durch Energieeffizienzmassnahmen verschärft die Herausforderungen der Spannungshaltung und der Änderung der Energieflussrichtung, welche durch die dezentrale Produktion im Netz verursacht werden.
- Die Rolle von Smart Grids in Zukunft: netzseitigen Herausforderungen, verursacht durch den Umbau des Stromversorgungssystems, wird durch die Weiterentwicklung der Netze zu Smart Grids und konventionellen Netzausbau begegnet.

¹⁰ Vgl. „Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Stromnetze“ (Consentec GmbH, 2012).

¹¹ Hierzu zählen Spannungsregelungen in Verteilnetzen, z.B. über regelbare Ortsnetztransformatoren, steuerbare Umrichter oder ein Einspeisemanagement, siehe Kap.9 sowie (Consentec GmbH, 2012).

¹² Dies vor allem durch weitere technische Lösungen wie die Steuerung des Verbrauchs durch sogenanntes Demand Side Integration (Demand Response, Demand Side Management, oder durch automatisierte Schaltungen und Topologieänderungen in Verteilnetzen. Auch Hausautomationslösungen, die netzdienliche Anreize berücksichtigen, zählen hierzu, siehe Kap. 9 sowie (Consentec GmbH, 2012).

¹³ Vgl. „Wege in die Stromzukunft“ (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2012) und „Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“. (DENA, 2012).



4 Definition und Nutzen Smart Grids in der Schweiz

Als Ausgangspunkt für die Vertiefung des Begriffes „Smart Grid“ soll die Begriffsdefinition des BFE-Positionspapier als Grundlage dienen¹⁴:

Definition des Smart Grids in der Schweiz:

Als ein Smart Grid wird ein elektrisches System verstanden, das unter Einbezug von *Mess-* sowie meist *digitaler Informations- und Kommunikationstechnologien* den Austausch elektrischer Energie aus verschiedenartigen Quellen mit Konsumenten verschiedener Bedarfscharakteristika intelligent sicherstellt. Ein solches System soll den Bedürfnissen aller Marktakteure und der Gesellschaft Rechnung tragen. Die Nutzung und der Betrieb des Systems werden optimiert und effizienter gestaltet, die Kosten und der Umwelteinfluss werden reduziert und die Versorgungsqualität und -sicherheit in ausreichend hohem Masse gewährleistet werden.

Das Smart Grid bezieht sich auf das Stromnetz, welches durch Mess-, Automatisierungs-, Steuerungs- und digitale Kommunikationstechnik sowie weitere innovative Technologien aufgerüstet wird. Diese Auf-rüstung ermöglicht denn auch neue Funktionalitäten, welche letztlich die Intelligenz ausmachen. Die Funktionalitäten ermöglichen eine effiziente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen in den Stromnetzen zur verbesserten Integration der Produktion aus dezentralen Energiequellen und zur Ver-besserung der Stromeffizienz. Die Entwicklung von Smart Grids erfolgt jedoch evolutionär. Einfachere, dezentrale Lösungen ohne ausgeprägte Kommunikationstechnik werden den Ausgangspunkt bilden für eine weitere Vernetzung über zunehmende Kommunikationslösungen.

Nutzen von Smart Grids

Smart Grids sind ab einer gewissen Durchdringung von dezentraler Produktion neben konventionellem Netzausbau, für den technisch sicheren und effizienten Netzbetrieb notwendig. Sie tragen zu einer gleichbleibenden *Stromversorgungssicherheit*¹⁵ bei und stiften weiteren Nutzen:

Nutzen: Substitution konventionellen Netzausbaus (ökologisch und ökonomisch)

Beitrag Herausforderungen [1, 2, 3] – Handlungsfeld Stromnetz

Die physischen Kapazitäten der Stromnetze werden besser genutzt, indem Betriebsmittel, dargebots-abhängige Produktion und bisher nicht steuerbarer Verbrauch flexibilisiert werden. Dadurch können di-mensionierungsrelevante Produktions- sowie Verbrauchsspitzen reduziert und technische Normen im Netzbereich eingehalten werden. Netzausbau und Landschaftsverbrauch werden reduziert.

Nutzen: Ausbalancierung dargebotsabhängiger Einspeisung (ökonomisch)

Beitrag Herausforderungen [3] – Handlungsfeld Systembilanz

Die zunehmende, fluktuierende Produktion aus dargebotsabhängigen Energiequellen kann in Smart Grids besser und ggf. günstiger durch flexible Steuerungen, Stromspeicher (z. B. Batterien oder Elektromobile) oder andere Massnahmen im Netz ausbalanciert werden. Die Netzstabilität und letztlich eine hohe Versorgungsqualität wird so gewährleistet.

¹⁴ Vgl. „Positionspapier Smart Grids“ (Bundesamt für Energie (BFE), 2010)

¹⁵ Vgl. zur Definition der Stromversorgungssicherheit den Bericht „Grundlagen Energieversorgungssicherheit“. (Bundesamt für Energie (BFE), 2012) sowie den Glossar. Da es in dieser Definition um eine ununterbrochene Versorgung geht, ist ebenso die Versorgungsqualität bzw. Versorgungszuverlässigkeit betroffen.



Nutzen: Reduktion von Kosten im Netzbereich durch Effizienzgewinne (ökonomisch)

Beitrag Herausforderungen [1, 2, 3] – Handlungsfeld Stromnetz

Prozesse in Bereichen Netzplanung, Netzbetrieb und im gesamten Versorgungssystem können durch Informationszugewinne effizienter ausgestaltet werden. Es wird nicht nur auf Netzausbau gesetzt, sondern neue Prozesse und Eingriffe werden ebenfalls in Planungs- und Betriebskonzepten miteinbezogen. Letztlich werden dadurch Kosten gespart.

Nutzen: Anreize für kosteneffiziente Verbrauchsentscheide (ökologisch und ökonomisch)

Beitrag Herausforderung [4, 5] – Handlungsfeld Anreize

Die Preissignale des Grosshandelsmarkts werden in einfacher Weise an die Stromkonsumenten weitergegeben. Solche transparenteren Informationen setzen Anreize für effiziente Verbrauchsentscheide. Intelligente Messsysteme, Bestandteil von Smart Grids, leisten dabei einen grossen Beitrag. Der Verbrauch wird langfristig reduziert und die Effizienz im Bereich Strom erhöht.

Nutzen: Smart Grids stärken / unterstützen den Wettbewerb (ökonomisch)

Beitrag Herausforderung [4, 5] – Handlungsfeld Anreize

Transaktionskosten eines Stromanbieterwechsels werden verringert, und der Wettbewerb im Strommarkt gefördert. Neue Märkte werden ermöglicht auf denen neue Akteure agieren. Individuellere Kundenbeziehungen ermöglichen neue energienahe und -ferne Dienstleistungen. Bündelungseffekte ermöglichen Fixkostendegressionen der Teilnahmekosten auf verschiedenen Märkten. Auch hier tragen intelligente Messsysteme und die durch sie aufgenommen Informationen auf vielfältige Weise bei.

In aller Kürze

- Kurzdefinition: Smart Grids sind elektrische Netze, die unter Einbezug von Mess-, Informations- und Kommunikationsinfrastruktur den Austausch elektrischer Energie intelligent und effizient sicherstellen.
- Nutzen von Smart Grids zeigen sich u.a. in einer effizienteren Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Produktion und Verbrauch, in einer Reduzierung von Netzengpässen und konventionellem Netzausbau sowie in Effizienzgewinnen bei der Netzplanung. Anreize für kosteneffiziente Verbrauchsentscheide werden gesetzt und der Wettbewerb gestärkt.



5 Zielsetzung und Randbedingungen der Roadmap

Definitionen von Smart Grids sind zumeist wenig spezifisch und bergen einen grossen Interpretationsspielraum. Smart Grids betreffen eine Vielzahl von Akteuren aus verschiedenen Branchen, die an deren Entwicklung beteiligt sind aber oft ein unterschiedliches Grundverständnis intelligenter Netze. Ein Ziel der Erarbeitung einer Roadmap ist daher zunächst ein einheitliches Grundverständnis über Terminologien, Vorstellungen zu Smart Grids, technologische Möglichkeiten, Wirkungszusammenhänge und dem Nutzen von Smart Grids zu schaffen. Diese mit wichtigen Interessengruppen geschaffene Grundlage dient zur Wissensdiffusion und Unterstützung betroffener Akteure bei der Umsetzung von effizienten Investitionsentscheidungen und innovativer Lösungen.

Zielsetzung der Smart Grid Roadmap Schweiz:

Die Smart Grid Roadmap bündelt technisches Wissen und erzeugt ein gemeinsames Grundverständnis von Smart Grids für betroffene Akteure in der Schweiz, sodass sie sich bei der Einführung neuer technischer Lösungen daran orientieren können. Dadurch wird ein koordiniertes Vorgehen unter den Akteuren initiiert und ein effizienter Wissenstransfer ermöglicht. Er schafft Synergien. Die einheitliche Terminologie erleichtert die Interaktion der Akteure.

Im Ergebnis der Roadmap werden allgemeine Basisfunktionalitäten festgehalten, die bei einer Entwicklung von Smart Grids einen möglichst hohen volkswirtschaftlichen Nutzen stiften. Die Roadmap bietet eine Orientierungshilfe für die technische Realisierung dieser Funktionalitäten, und umreist dazu noch zu lösende Herausforderungen in den Bereichen Technologie, Daten und Regulierung, jeweils mit einer zeitlichen Einordnung dafür. Die Akteure können so unternehmerische Spielräume nutzen, um möglichst effiziente Lösungen umzusetzen. Die Roadmap setzt Impulse für angewandte Forschung, z. B. im Rahmen von Pilot- und Demonstrationsprojekten.

Roadmaps sind ein Werkzeug des Technologie- und Innovationsmanagements. Mit ähnlichen Zielen wurden Smart Grid Roadmaps in anderen Ländern erstellt (z. B. Irland, Österreich, Korea) oder befinden sich noch in Erarbeitung¹⁶. Abbildung 5 veranschaulicht die Wirkung der Smart Grid Roadmap.

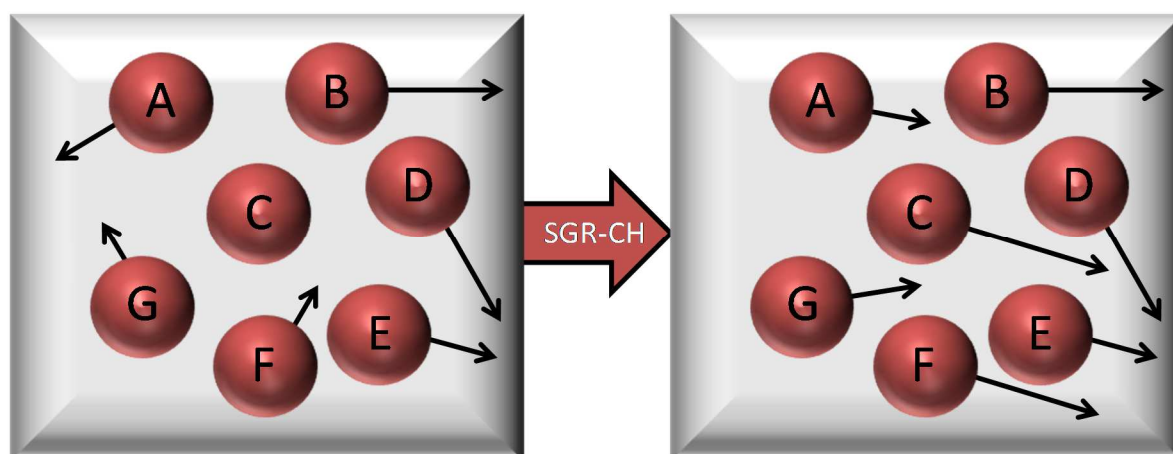


Abbildung 5: Vom heterogenen Verständnis zur einheitlichen Vision von Smart Grids in der Schweiz.

¹⁶ Vgl. hierzu „Smart Grids Roadmap Austria“. (Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI), 2011) oder „Smart Grid Roadmap“. (Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI), 2012).



Randbedingungen der Smart Grid Roadmap Schweiz:

Zielpublikum

Die Smart Grid Roadmap richtet sich vornehmlich an *Energieversorgungsunternehmen, Betreiber elektrischer Netze, Unternehmen und Hersteller aus der Elektrizitäts- sowie der Informations- und Kommunikationsbranche, an Umweltverbände, an Verbraucherverbände, an den Regulator, an Bund und Kantone sowie an politische Parteien.*

Systemabgrenzung

Die Systemgrenze der Smart Grid Roadmap wird um den Bereich der *Elektrizitätserzeugung, -übertragung, -verteilung und des Verbrauchs* gelegt. *Andere Energieträger* spielen eine untergeordnete Rolle. Wo sinnvoll werden *Schnittstellen* aufgezeigt. Der *Zielzustand* des Elektrizitätsversorgungssystems wird von der *Energiestrategie 2050* vorgegeben. Die spezifisch schweizerischen Aktivitäten bei der Weiterentwicklung der elektrischen Netze werden mit europäischen und internationalen Vorgehensweisen abgestimmt. Geopolitische Grenzen bilden den engeren Planungsrahmen.

Themenabgrenzung

Hemmnisse und Handlungsfelder in verschiedenen relevanten Themen werden ausgewiesen, zeitlich eingeordnet und wenn möglich mit Akteuren verknüpft. *Rollen, Verantwortlichkeiten* und *Schnittstellen* in einem Smart Grid werden umrissen. Innerhalb der Roadmap erfolgen *keine vertiefte Wirtschaftlichkeitsanalyse* und *keine Vorgaben technischer oder sonstiger Art.*

Verhältnis zu Smart Markets und Smart Home

Im Zusammenhang mit Smart Grids werden oft energiebezogene Dienstleistungen diskutiert. Energiemengen aber auch daraus abgeleitete Produkte können auf Basis der zur Verfügung stehenden Funktionalitäten eines intelligenten Netzes unter verschiedenen Akteuren gehandelt sowie neuartige Dienstleistungen angeboten werden. Dieser Bereich wird weithin als Smart Markets, also als „intelligente“ Energiemärkte, bezeichnet. Dabei sind oft Verbraucher auf Haushaltsebene involviert. Hierzu bedarf es Mess- sowie Steuerungstechnik im Haus - als Smart Home bezeichnet. Dazu tragen u. a. auch intelligente Messsysteme einen Teil bei. Die Smart Grid Roadmap vertieft weder Smart Markets noch Smart Home, zeigt aber Querverbindungen auf.

Exkurs Smart Markets:

In intelligenten Märkten („Smart Markets“) werden neben bereits etablierten Akteuren, wie z. B. Produzenten, Lieferanten und Verbrauchern, auch neue tätig sein. Zu Letzteren können z. B. Teilnehmer gezählt werden, die Produktion und Verbrauch in sich vereinen oder sogenannte Aggregatoren, die viele kleine, steuerbare Einheiten (Verbrauchs- und / oder Produktionseinheiten) zu einer grossen Einheit zusammenfassen. Smart Grids und die verfügbaren Kapazitäten setzen jedoch physikalisch bedingte Randbedingungen für Smart Markets. Smart Grids und Smart Markets müssen also aufeinander abgestimmt werden. Die inhärente Kopplung von Smart Grids und Smart Markets ist in Abbildung 6 veranschaulicht. Zusammen bilden sie das intelligente Elektrizitätsversorgungssystem der Zukunft - als Smart Energy System bezeichnet. Zukünftig kann hier auch von einer zunehmenden Konvergenz der Energieträger wie Strom, Wärme, Gas und Kälte in der Energieversorgung ausgegangen. Eine abschliessende Definition von einem Smart Energy System sowie mögliche Ausgestaltungen von Smart Markets sollen in der Roadmap nicht Gegenstand der Diskussion sein.

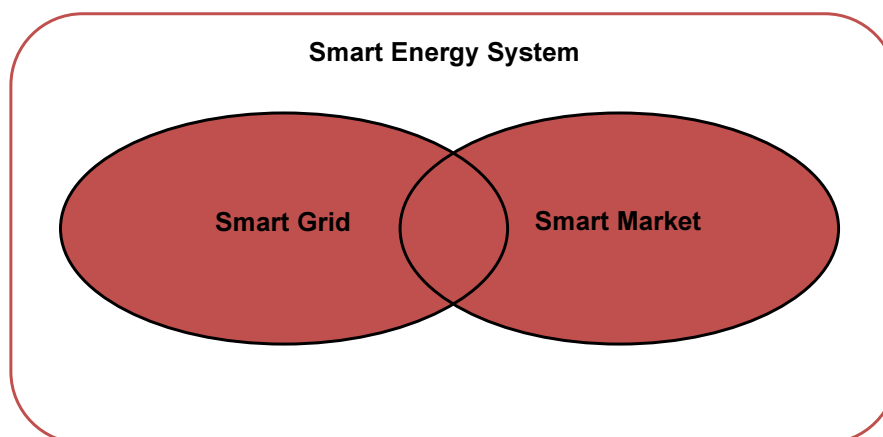


Abbildung 6: Smart Grids und Smart Markets können nicht vollständig voneinander entkoppelt betrachtet werden und sind Teil eines übergeordneten Smart Energy Systems.

Inhalt der Smart Grid Roadmap Schweiz:

Die Roadmap beantwortet die Frage, wie ein Smart Grid in der Schweiz ausgestaltet sein kann auf einer abstrakten, übergreifenden Ebene. Es werden Funktionalitäten eines zukünftigen Smart Grids identifiziert, die die Vision der elektrischen Netze realisieren. Die Roadmap legt die dafür möglichen technologischen Ausgestaltungsmöglichkeiten, die dafür nötigen technologischen und regulatorischen Entwicklungen und ggf. einen weiteren Standardisierungsbedarf dar und ordnet dies zeitlich ein. Dabei werden Basisfunktionalitäten identifiziert und als prioritär eingestuft, um dynamische Anreize für Innovation und Weiterentwicklungen dahingehend zu setzen. Die Roadmap beschreibt schliesslich einen konsensbasierten Fahrplan dahin, der Hemmnisse, Handlungsbedarf und Handlungsoptionen ausweist.

Ein erster, nationaler Interessenabgleich begünstigt die zielorientierte Umsetzung von volkswirtschaftlich effizienten und intelligenten Lösungen in den Stromnetzen. Ein internationaler Abgleich bei der Erarbeitung der Roadmap gewährleistet die Aktualität, die Kompatibilität, ein effizientes Vorgehen hinsichtlich internationalen Erfahrungen.

Abbildung 7 veranschaulicht den Inhalt der Smart Grid Roadmap. Verschiedene Weiterentwicklungsmöglichkeiten sind als Pfeile dargestellt und zeitliche Phasen (insgesamt 3), in denen die Aussagen dazu immer unsicherer werden, sind angedeutet. Der Trichter repräsentiert die abnehmende Wahrscheinlichkeit der Aussagen hinsichtlich den identifizierten Entwicklungsmöglichkeiten. Die Roadmap erhebt nicht den Anspruch alle Optionen darzustellen. Sie zeichnet keinen dezidierten Weiterentwicklungspfad und macht keine Vorgaben, sondern trägt die derzeit verfügbaren und in Zukunft absehbaren, möglichen Lösungen für eine zunehmende Intelligenz in den Stromnetzen zusammen.

Die Einführung von Smart Grids ist Sache der Netzwirtschaft bzw. der Hersteller und Marktakteure. Der Staat reguliert nur dort, wo Hemmnisse eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung behindern. Eine Überprüfung und allfällige Korrektur der Roadmap in regelmässigen Abständen erscheint sinnvoll¹⁷. Jedoch ermöglicht das Zusammenführen zahlreicher, relevanter Akteure auf nationaler Ebene eine fundierte Abdeckung bedeutsamer Themenfelder und gewährleistet eine Bündelung des Wissens. So erlangt die Smart Grid Roadmap strategische Relevanz für Entscheidungsträger in Industrie, Forschung und Politik.

¹⁷ Die Nachjustierung und Korrektur einer Roadmap ist normaler Bestandteil eines derartigen Prozesses und vermag disruptive Entwicklungen bzw. bisher nicht antizipierte Hindernisse in Bezug auf die erarbeiteten Lösungen aufzunehmen.

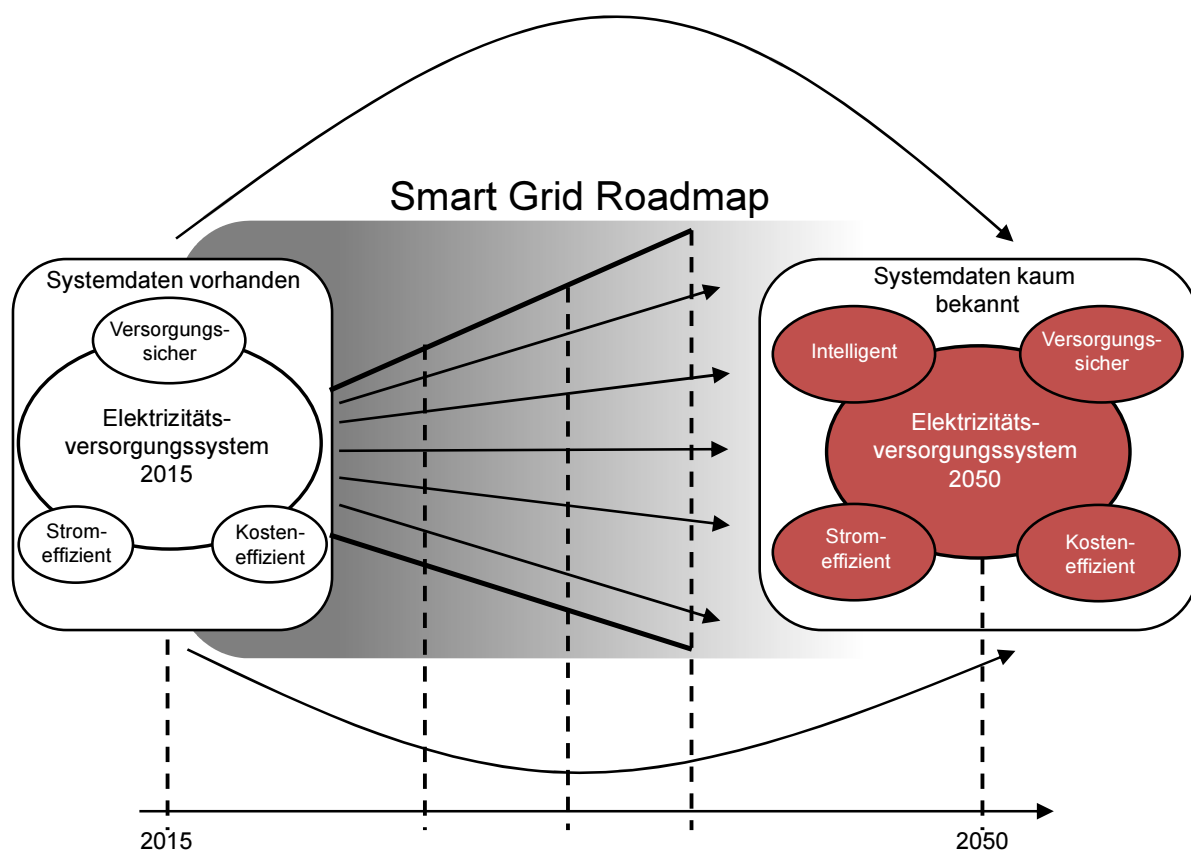


Abbildung 7: Inhalt der Smart Grid Roadmap und der Wirkung, die sie entfaltet.

In aller Kürze

Die Smart Grid Roadmap

- schafft ein einheitliches Grundverständnis für Smart Grids in der Schweiz.
- bildet eine Orientierungshilfe für betroffene Akteure zur Realisierung von intelligenten, innovativen Lösungen.
- konkretisiert neue Funktionalitäten von intelligente Netzen. Sie analysiert Handlungsfelder in den Bereichen Technologie, Datenschutz, Datensicherheit und Regulierung für eine volkswirtschaftlich effiziente Entwicklung.
- initiiert ein koordiniertes Vorgehen und ermöglicht einen effizienten Wissenstransfer, welcher Synergien schafft.
- zeigt wo sinnvoll Verbindungen zwischen Smart Grids, Smart Markets und Smart Home auf.
- wird in einem breiten Gremium relevanter Stakeholder erstellt. Durch den dort erreichten Konsens erlangt sie strategische Bedeutung und Gewicht.



6 Methodik zur Erarbeitung der Roadmap

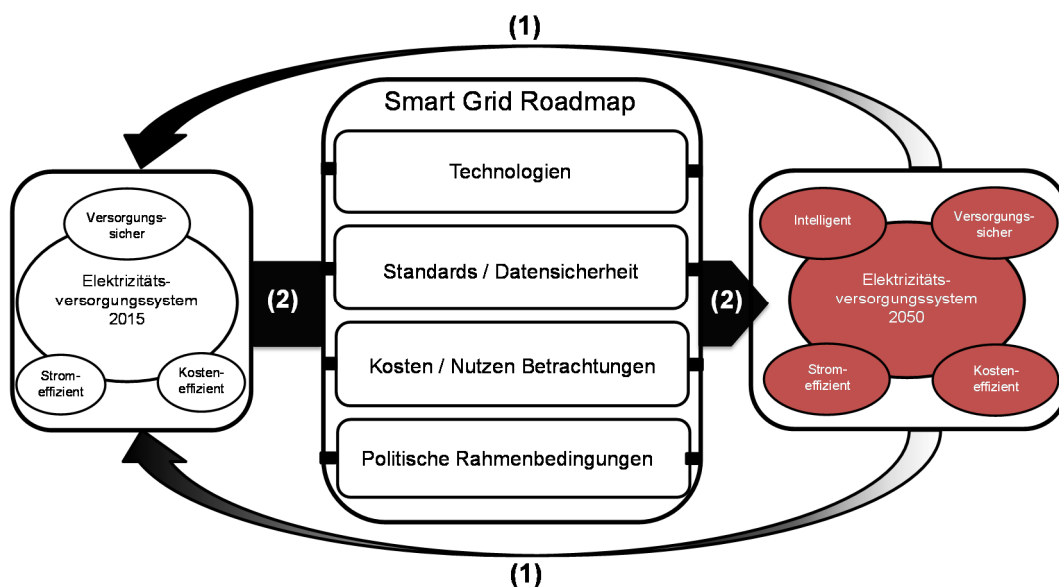


Abbildung 8: Rückwärtsinduktion (Backcasting) zur Erstellung einer Smart Grid Roadmap Schweiz. Ausgehend von der Vision Smart Grids für die zukünftigen elektrischen Netze werden Funktionalitäten des zukünftigen Netzes abgeleitet, welche schrittweise in das Stromnetz integriert werden.

Die Erarbeitung der Roadmap erfolgt über eine Rückwärtsinduktion, ein sogenanntes „Backcasting“, welches in Abbildung 8 veranschaulicht ist. Die Betrachtung eines möglichen Zielzustandes erlaubt es, Massnahmen zu identifizieren, die den aktuellen Zustand in den Zielzustand überführen. Mögliche Zielzustände des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems werden durch die Nachfrage- und Angebotsszenarien der Energieperspektiven bis 2050¹⁸ konkretisiert (Kapitel 2). Das elektrische Netz, als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch, ist von diesen Entwicklungen stark betroffen (Kapitel 3) und muss sich dementsprechend verändern bzw. weiterentwickeln. Der Zielzustand für das elektrische Netz wird in einer „Vision“ gezeichnet, in welcher die identifizierten Herausforderungen gelöst sind. Aus ihr lassen sich neue Funktionalitäten der Stromnetze ableiten. Die geschwungenen Pfeile (1) in Abbildung 8 veranschaulichen die Überführung identifizierter Funktionalitäten in das heutige Netz. Die Integration dieser Funktionalitäten erfolgt evolutionär, also Schritt für Schritt.

Die Roadmap zeigt einen möglichen Zeitplan für die Integration der Funktionalitäten in die Stromnetze auf. Dazu wird Handlungsbedarf für die nötigen Technologien, ihre Interaktion und Vernetzung, nötige weitergehende Standardisierungen sowie Regulierungsansätze abgeleitet. Die Datensicherheit bzw. die sichere Interaktion der Technologien und Rollen miteinander wird im zukünftigen Stromversorgungssystem eine wichtige Rolle einnehmen. Neue Rollen und Verantwortlichkeiten für den Betrieb der Technologien werden so möglich antizipiert und gegeneinander abgegrenzt, um eine rudimentäre Vorstellung über das Zusammenspiel von Technologien und Akteuren zu erlangen. Der Pfeil (2) zeigt die auf Basis der Roadmap und der daraus induzierten Aktivitäten die Weiterentwicklung.

Die Erstellung der Roadmap findet auf nationaler Ebene statt und entspricht damit Best-Practices¹⁹. Die Erarbeitung in einem breiten, nationalen Gremium begründet sich weiter durch folgende Erwägungen:

¹⁸Vgl. hierzu „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050 bis 2050“ (Prognos AG, 2012).

¹⁹Eine Roadmap ist ein Werkzeug des Innovations- und Technologiemanagements. Viele Erfahrungen sowie Untersuchungen zu diesem Prozess sind verfügbar, siehe u.a. „Science and Technology Roadmaps“. (Kostoff, 2001), „Technology roadmapping—



Spezifische politische, organisatorische und strukturelle Ausgangsposition

Die Schweiz hat spezifische politische, organisatorische und topologische Strukturen, welche die Entwicklung von Smart Grids beeinflussen. Die Netzstruktur (wenige urbane Ballungszentren, viele ländliche Netze sowie ausserordentliche Verhältnisse in Bergregionen) mit einer Vielzahl von in Struktur und Grösse stark heterogenen Netzbetreibern sowie Energieversorgungsunternehmen ist ein wichtiger Faktor. Weiter sind der schweizerische Elektrizitätserzeugungsmix mit einem dominanten Wasserkraftanteil sowie die Rolle der Pumpspeicher wichtige Faktoren der Schweizerischen Ausgangsposition. Viele Unternehmen im Energieversorgungsbereich sind zudem im Besitz der öffentlichen Hand (Städte, Gemeinden, Kantone). Für eine Initiierung einer weitgehend zielgerichteten Entwicklung hinsichtlich mehr Intelligenz in den elektrischen Netzen erfordert die Heterogenität ein sinnvolles Mindestmass an Harmonisierung und Koordination auf bundesweiter Ebene.

Fokussierung auf nationale Stärken

Relevante Stärken der Schweiz bestehen im Bereich der Schweizer Elektro- und Informationstechnologieindustrie sowie der hiesigen Forschungs- und Entwicklungslandschaft. Sie zählen zu den weltweit führenden Institutionen. Die in der Schweiz durchgeführten bzw. in der Durchführung stehenden Forschungs- und Entwicklungsprojekte, z. B. im Rahmen von Pilot- und Demonstrationsprojekten²⁰, liefern wichtige Grundbausteine für die Einführung von intelligenten Elektrizitätsnetzen. Die erarbeitete Roadmap setzt dahingehend Impulse für weitere Innovationen. Der Abgleich mit internationalen Aktivitäten im Bereich intelligenter Elektrizitätsnetze erhöht dabei die Wirkung der gesetzten Impulse.

Berücksichtigung der spezifischen Entscheidungsprozesse in Abstimmung mit internationalen Vorgehensweisen

Der nationale Rahmen der Roadmap und die zur Erarbeitung durchgeführten Prozessschritte beziehen die relevanten Marktteilnehmer in der Schweiz ein. Dadurch wird eine eigenständige, schweizerische Entwicklung gewährleistet. Eine Abstimmung und Harmonisierung mit EU- und weltweiten Entwicklungen ist von grosser Relevanz, um Synergieeffekte zu nutzen und aus Erfahrungen zu lernen.

In aller Kürze

- Die Erarbeitung der Smart Grid Roadmap erfolgt über eine Rückwärtsinduktion (Backcasting). Ausgehend von einem Zielzustand – einer Vision Smart Grids in der Schweiz - werden zukünftig nötige Funktionalitäten der Stromnetze identifiziert, die es zu entwickeln gilt.
- Die Smart Grid Roadmap fokussiert inhaltlich auf neue Funktionalitäten der elektrischen Netze, auf den dazu nötigen Technologien, den Datensicherheitsbedarf, Kosten-Nutzen Betrachtungen und schliesslich nötigen politischen Rahmenbedingen.

A planning framework for evolution and revolution". (R. Phaal, 2003) Die Erstellung einer nationalen Roadmap für Smart Grids wird von unterschiedlichen Quellen empfohlen, siehe hierzu u.a. „Energy Technology Roadmaps - a guide to development and implementation“. (Internationale Energie Agentur (IEA), 2010).

²⁰ Vgl. hierzu <http://www.bfe.admin.ch/cleantech/index.html?lang=de> sowie „Pilot- und Demonstrationsprogramm – Konzept“ (Bundesamt für Energie (BFE), 2013).



7 Vision von Smart Grids in der Schweiz

Abbildung 9 veranschaulicht in einfacher Weise die Vision der im Folgenden beschriebenen Smart Grids. Elektrische Netze stehen in Wechselwirkung mit automatisierten Gebäuden, mit einer flexiblen Nachfrage sowie mit Kraftwerken unterschiedlicher Art und Grösse und dezentralen Stromspeichern. Dieses Zusammenspiel wird durch neue Funktionalitäten der Netze ermöglicht, die die Beobachtbarkeit und die Steuerbarkeit der Stromnetze erhöhen. Es lässt so einen flexibleren bzw. aktiveren Betrieb zu. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Steuerungen im Netz sind eng mit Netzaus- und Umbaumaassnahmen abgestimmt.

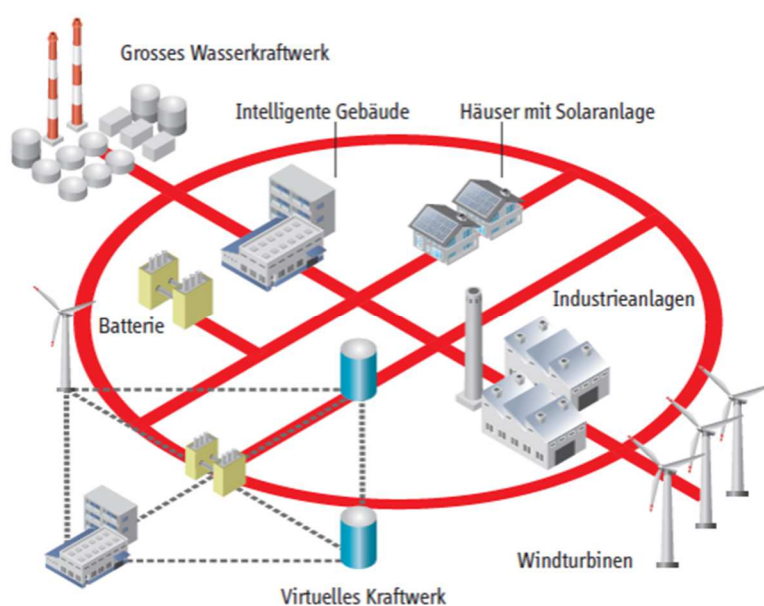


Abbildung 9: In Smart Grids werden verschiedene Technologien integriert und ermöglichen neue Funktionalitäten der Stromnetze. Das Bild zeigt das Zusammenspiel einiger Technologien²¹ (Quelle: European Technology Platform (ETP)).

Das Gleichgewicht des Stromversorgungssystems (Systembilanz) wird durch ein flexibles, intelligentes und marktbasierendes Zusammenspiel von Erzeugern, Speichern unterschiedlicher Grösse und Lokalität, Verbrauchern und Dienstleistern auf dem elektrischen Netz hergestellt. Virtuelle Kraftwerke, welche räumlich verteilt am Netz angeschlossen sind, ermöglichen eine koordinierte und marktgerechte Einspeisung vieler kleiner, dezentraler und steuerbarer Erzeugungseinheiten. Sie verbinden zentrale und dezentrale Erzeugungstechnologien so miteinander, dass Schwankungen in der Stromproduktion ausgeglichen werden und die Kraftwerke markt- bzw. nachfragegerecht elektrische Energie produzieren. Eine Vielzahl verschiedenartiger Stromspeicher im Netz unterstützt dies. Verbraucher nehmen im Stromversorgungssystem der Zukunft eine aktivere Rolle in einem offenen Strommarkt ein. Anreizsysteme auf Basis von automatisiert bereitgestellten Marktsignalen sorgen für eine Anpassung des Verbrauchs über die Zeit und in seiner Höhe (Leistung). Intelligente Laststeuerungen (Lastmanagement), welche automatisiert und koordiniert erfolgen, flexibilisieren auf kurzen Zeitskalen den Verbrauch. Dies erweitert die im Stromversorgungssystem verfügbare Speicherkapazität. Ebenso ist Elektromobilität mit Anreizsystemen, einer intelligenten Laststeuerung und Vehicle-to-Grid Technologien verbunden. Letztere erlauben den Fahrzeugen ähnlich zu dezentralen Stromspeichern, Energie bei Bedarf ins System rückspeisen zu können und auf verschiedenen Märkten aktiv zu werden.

²¹ Vgl. hierzu European Technology Platform (ETP) unter www.smartgrids.eu.



Flexible, aktive, elektrische Netze sind für das Zusammenspiel der Ressourcen zentral. Sie ermöglichen die marktgetriebenen Interaktionen für ein sicheres, effizientes und leistungsfähiges Energiesystem. Die elektrischen Netze nutzen dafür neuartige Betriebsmittel wie regelbare Transformatoren, Steuerungen für Strom oder Spannung sowie moderne Mess-, *Informations- und Kommunikationstechnologien* (IKT). Zentrale und dezentrale Strukturen der Datenaufnahme, -verarbeitung und der Steuerungen ergänzen sich. Nicht alle Betriebsmittel oder Steuerungen sind zentral organisiert und über IKT vernetzt. Insbesondere die Verteilnetze ermöglichen die sichere Bereitstellung der nötigen Flexibilitäten für das Gesamtsystem und die Märkte. Aufgrund der neuartigen Betriebsmittel und Steuerungen sind die Netze in der Lage, ein *Auftreten von Engpässen im Stromtransport*²² zu bewältigen und einen auf die jeweiligen Bedürfnisse angepassten Netzschutz zu gewährleisten. Im Falle zeitlich und räumlich begrenzter Netzengpässe, die verlässlich prognostiziert werden, kann mit Eingriffen des Verteilnetzbetreibers Abhilfe geschaffen werden. Eingriffe können zunächst marktbasierend stattfinden. Letztlich werden *Elektromobile, örtlich feste Stromspeicher* (z. B. *Batterien oder Elektromobile*), welche z. B. produzentenseitig zur *Optimierung des Eigenverbrauchs oder am Systemdienstleistungsmarkt* verwendet werden, *dezentrale Einspeisung, Verbraucher oder ganze virtuelle Kraftwerke* zur Beseitigung der Netzengpässe übersteuert. Neben dem Zusammenspiel dieser Lösungen bietet der *konventionelle Netzausbau* auch weiterhin eine sinnvolle Lösung. So wird eine volkswirtschaftlich optimale Dimensionierung der Stromnetze gewährleistet, die Netzausbaukosten reduziert, und der Nutzen der bestehenden Infrastruktur erhöht.

Ein Smart Grid ist aufgrund der weitverbreiteten Anwendung und Vernetzung von IKT verletzlich. Zu seinem Schutz werden über risikobasierte Analysekonzepte hinsichtlich Cyber-Angriffen verwendet, welche in der Lage sind, Massnahmen auf IKT oder auf physischer Ebene zu identifizieren, die die Verwundbarkeit reduzieren. Smart Grids verfügen über geeignete Rückfalllösungen, die bei einem vollständigen oder teilweisen Ausfall der IKT Infrastruktur zumindest Versorgung in reduzierter Qualität weiterhin gewährleisten, und somit insgesamt die Resilienz²³ der Netze erhöhen.

Die Regulierung für elektrische Netze setzt Anreize für eine effiziente Weiterentwicklung der elektrischen Netze unter Einbezug innovativer Technologien. Für die Interaktion zwischen dem Netz und dem Markt besteht ein *institutionalisiertes, diskriminierungsfreies Regelwerk*, das die Sicherheit und Stabilität des Netzes garantiert. Dabei wird der Markt nur in Ausnahmesituationen geringfügig eingeschränkt, z. B. durch selektive Eingriffe in die Produktion (Einspeisemanagement²⁴ o. Ä.). Neuartige Geschäftsmodelle und Prozesse bilden sich so basierend auf der Infrastruktur und dem Regelwerk aus. Die Endkunden können den Lieferanten gemäss ihren Präferenzen frei auswählen und Wettbewerb auf dem Strommarkt findet statt. Der Anbieterwechsel ist effizient und ohne Hemmnisse möglich. Energiedienstleistungsmärkte sind etabliert und werden durch Smart Grids unterstützt. Dabei gewährleistet das institutionalisierte Regelwerk einen Kompromiss zwischen den gegenläufigen Anforderungen vermehrter Energiedienstleistungen und eines kosteneffizienten Netzausbaus. Des Weiteren umfasst das Regelwerk Vorgaben für einen reduzierten Betrieb der Netze im Falle einer Aktivierung einer Rückfalllösung. Die Kosten der Smart Grids werden verursachergerecht über eine angepasste Netzentgeltssystematik getragen. Die Netzwirtschaft verhält sich unternehmerisch, nimmt Risiken auf sich, treibt Innovation in den Stromnetzen voran und orientiert sich bei der Umsetzung von Smart Grids an den Bedürfnissen der Marktakteure.

²² Vgl. hierzu Kapitel 3, die Herausforderung 1. Hier werden Spannungshaltungsprobleme und nachgelagert thermische Überlastungen der Betriebsmittel als solche Engpässe beschrieben.

²³ Die Resilienz beschreibt die Widerstandsfähigkeit eines Systems gegenüber internen oder externen Störungen oder die Fähigkeit eines Systems, sich nach einer Störung wieder in den Ausgangszustand zu versetzen. Als Resilienz des Stromnetzes ist zu verstehen, inwiefern sich das Netz kurzfristigen (z.B. Ausfälle) oder langfristigen (z.B. Netztopologie) Veränderungen anpassen kann und die Funktionsfähigkeit des Netzes aufrechterhalten werden kann.

²⁴ Vgl. hierzu das Glossar, Kapitel 10, Kapitel 11 oder Kapitel 13.



Eine verbesserte, systemische Effizienz wird langfristig durch ein zunehmendes *Zusammenspiel der Stromnetze mit den Gas-, Wärme- und auch den Verkehrsnetzen* erzielt. Die Konvergenz dieser verschiedenen Infrastrukturen nimmt zu. Überschüsse bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die nicht genutzt, gespeichert oder im grenzüberschreitenden Handel vermarktet werden können, werden in andere Energieformen umgewandelt. Die Überschüsse können so für Mobilität genutzt oder in einem Gasnetz gespeichert und später genutzt werden. Dies geschieht u.a. im Umfeld von intelligenten Städten (Smart Cities), die eine Vielzahl an Dienstleistungen im Energiebereich miteinander vernetzen. *Intelligente Messsysteme* der verschiedenen Energieträger sind flächendeckend verfügbar. Sie liefern Informationen über den Status der verschiedenen Netze und zum aktuellen Verbrauch. Damit unterstützen sie Steuerungen im Netzbereich sowie die *Energieeffizienz*.

Die aktiven Verteilnetze sind an ein Schweizer *Übertragungsnetz* angeschlossen, dessen Kapazitäten optimal auf Basis von Messdaten durch Steuerungen genutzt werden. Das Übertragungsnetz ist wiederum an ein europäisches *Super Grid* angeschlossen, das den Transport elektrischer Energie aus weit entfernten, insbesondere erneuerbaren Quellen effizient gewährleistet und zur Stabilität des Gesamtsystems beiträgt. Dabei kommen unterschiedliche Übertragungstechnologien zum Einsatz und ergänzen sich. *Hochspannungsgleichstromübertragung* wird zum verlustarmen Transport von vornehmlich erneuerbaren, weit entfernten Energiequellen und zur Steuerung des Stromflusses genutzt.

In aller Kürze

In der Smart Grid Vision

- ermöglichen Informationen, intelligente Steuerungen und Betriebsmittel im Netz eine verbesserte Netzplanung, eine Reduktion des Netzausbaus und einen effizienteren Netzbetrieb sowie neue Möglichkeiten für den Markt.
- wird das Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch innerhalb des Stromversorgungssystems (Systembilanz) als eine mögliche Alternative durch eine intelligente und marktbasierete Vernetzung neuer Technologien und Akteure auf Basis des intelligenten Netzes gewährleistet.
- verbinden virtuelle Kraftwerke zentrale und dezentrale Erzeuger, gleichen so Produktionsschwankungen besser aus und tragen zur Ausbalancierung der Systembilanz bei.
- lässt sich durch intelligente Laststeuerung der Verbrauch flexibilisieren. Dies generiert Nutzen am Markt, trägt zur Ausbalancierung der Systembilanz sowie zum Eigenverbrauch bei.
- existiert ein Regelwerk, welches das Verhältnis zwischen Netz und Markt und den unterschiedlichen Interessen der in diesen Bereich tätigen Akteure regelt.
- ist die IKT-Infrastruktur vor Missbrauch und Angriffen geschützt und umfasst Rückfalllösungen.
- setzt eine Regulierung im Bereich der elektrischen Netze umfassende Anreize für den Einsatz von effizienten und intelligenten, technischen Lösungen.
- nimmt die Konvergenz verschiedener Energienetze (Strom, Gas, Wärme, Wasser) zu. Die Effizienz des Gesamtsystems wird gesteigert.



8 Funktionalitäten von Smart Grids in der Schweiz

Intelligente Stromnetze weisen neue Funktionalitäten auf. Sie können aus der Vision Smart Grids abgeleitet werden²⁵. Wichtig für die Funktionalitäten ist die IKT. Abbildung 10 veranschaulicht das Zustandekommen der neuen Funktionalitäten. Sie ergeben sich durch das Zusammenspiel von verschiedenen, innovativen Technologien. Die Funktionalitäten sind durch die roten Bausteine dargestellt und stehen in einer Wechselbeziehung. Das Zusammenspiel der Technologien, ihre Verknüpfung sowie die Wechselwirkungen der Funktionalitäten unter sich - dargestellt durch die schwarzen bzw. roten Linien - werden durch eine leistungsfähige IKT unterstützt. Technologien können also als Bausteine der Funktionalitäten und letztere als Bausteine des Smart Grids verstanden werden. Die Wechselwirkungen auf technologischer und funktionaler Ebene begründen die Komplexität von Smart Grids.

Im Folgenden werden Smart Grid Funktionalitäten beschrieben. Sie liegen im Spannungsfeld einer dezentraleren, vermehrt erneuerbaren Elektrizitätsproduktion sowie einer Stromeffizienzerhöhung. Eine feine Gliederung der Funktionalitäten ermöglicht eine möglichst konkrete Beschreibung von Smart Grids und eine Identifizierung von Abhängigkeiten der Funktionalitäten untereinander. Daraus lassen sich schliesslich Basisfunktionalitäten eines Smart Grids identifizieren. Die Funktionalitäten werden zunächst abstrakt und von Technologien entkoppelt betrachtet. Sie werden vier Kategorien zugeordnet, und behandeln schwerpunktmässig 1. die Informationsbereitstellung, 2. die Netzstabilität und die Systemsteuerung im Betrieb, 3. die Planung des Systems bzw. des Netzes und 4. Aspekte für Elektrizitätsmarkt und Konsumentendienstleistungen. Zur besseren Übersicht sind die vier Funktionskategorien und die zugehörigen Funktionalitäten nachfolgend aufgelistet.

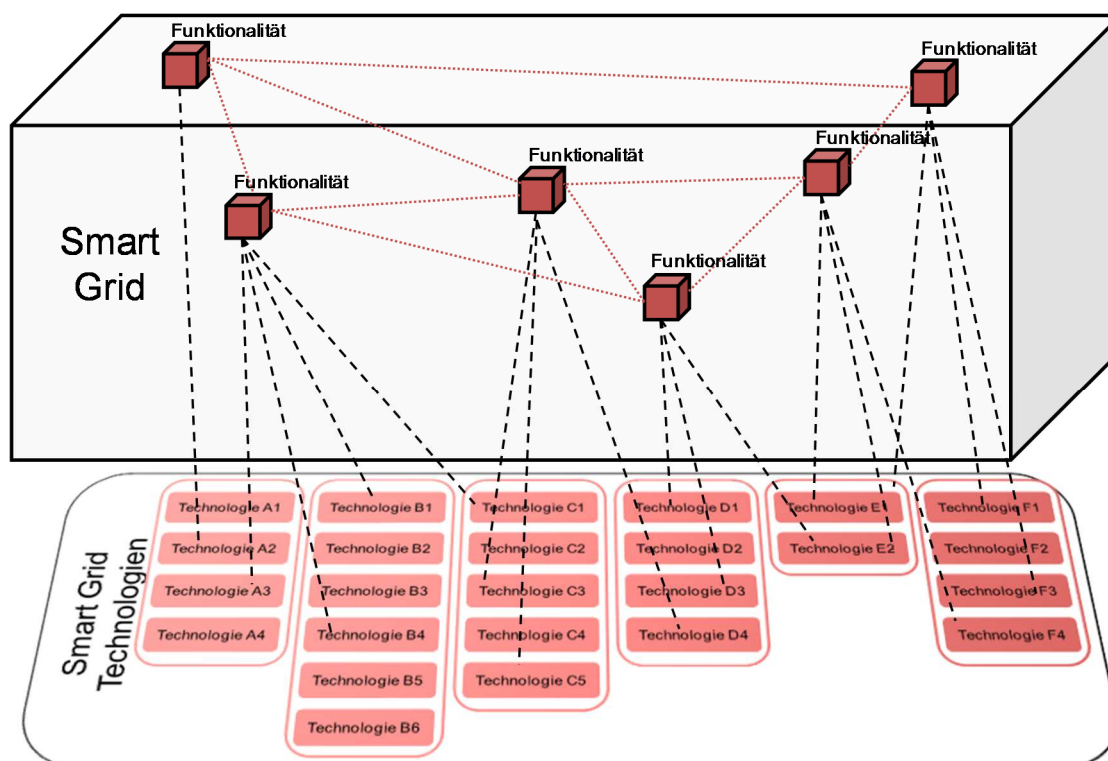


Abbildung 10: Zusammenspiel von Technologien, welches in einem Smart Grid neuartige Funktionalitäten ermöglicht. Die Funktionalitäten helfen, künftigen Herausforderungen im Netzbereich zu begegnen.

²⁵ Vgl. Hierzu auch „Definition, expected Services, Functionalities and Benefits of Smart Grids“. (Europäische Kommission (EC), 2011), sowie „Expert Group 1: Functionalities of Smart Grids and Smart Meters - Final Deliverable“ (Europäische Kommission (EC) Task Force for Smart Grids , 2010).



Funktionskategorie	Funktionalität
A Bereitstellung von Informationen	A1 Informationen über aktive Netzelemente
	A2 Informationen über passive Netzelemente und Netzzustand
	A3 Informationen über Produktion / Verbrauch für Netzbetreiber
	A4 Informationen über Produktion / Verbrauchs für Produzenten / Verbraucher
B Netzstabilität, Systemsteuerung, Versorgungsqualität und Effizienzsteigerung im täglichen Netzbetrieb	B1 Steuerung des Stromflusses
	B2 Steuerung Produktion, Speicherung, Verbrauch für Netzsicherheit
	B3 Identifizierung und Reduktion von technischen Verlusten
	B4 Adaptiver Schutz und optimale Rekonfiguration nach Fehlern
	B5 Ermöglichung Systemdienstleistungen aller Art
	B6 Systemsicherheit durch Cybersicherheit und Rückfalllösungen
C Verbesserte Planung für Betrieb und Ausbau von Netzen	C1 Informationsgrundlage zur Betriebsplanung von Netzelementen
	C2 Prognosemodelle für den Betriebsmitteleinsatz
	C3 Einbezug zeitlicher Flexibilisierung zur optimierten Netzentwicklung
D Elektrizitätsmarkt und Konsumentendienstleistungen	D1 Weitgehende Marktpartizipation der Verbraucher und Produzenten
	D2 Lösungen zur Beeinflussung des Verbraucherverhaltens
	D3 Verbessertes Kundenmanagement im Markt
	D4 Schnittstellen zwischen Stromnetz und Gebäudeautomation
	D5 Ermöglichung lokaler Elektrizitätsmarktplätze

Abbildung 11: Überblick über die Funktionalitäten und ihre Kategorisierung²⁶.

Funktionskategorie A:

Bereitstellung von Informationen zu Produktion, Speicherung und Verbrauch im Netz zur Integration von Akteuren mit neuen Anforderungen

A1: Bereitstellung nötiger Informationen zum effektiven Betrieb derzeitiger und zukünftiger aktiver Netzelemente

Smart Grids umfassen neuartige, aktive Netzelemente (Stellglieder i.S.v. aktiven Betriebsmitteln) welche einen Eingriff in den Netzbetrieb erlauben, um unterschiedliche Herausforderungen einzeln oder im Zusammenspiel mit anderen Netzelementen zu lösen. Dazu werden die nötigen Informationen zu den aktiven Netzelementen erhoben. Das geschieht automatisiert, aus der Ferne, in einer ausreichenden Periodizität und anwendungsorientiert. Smart Grids verwenden dazu Informations- und Kommunikationstechnik verschiedenster Art und eine entsprechende Datenverarbeitung. Die bereitgestellten Informationen setzen sich u. a. aus Zustandsdaten (Arbeitspunkt, betriebstechnische Limitierungen, etc.) der aktiven Netzelemente zusammen. Die aktiven Netzelemente weisen zur Bereitstellung der nötigen Informationen entsprechend geartete, standardisierte Schnittstellen auf und können über eine Kommunikation angebunden werden.

Beispiele: Informationen zu Elementen für eine aktive Spannungsregelung (meist Leistungselektronik), Informationen zu Elementen zur Steuerung des Stromflusses (meist Leistungselektronik), regelbare Ortsnetztransformatoren.

²⁶ Die im Folgenden beschriebenen Funktionalitäten von Smart Grids decken sich weitgehend mit den sich bisher noch in Arbeit befindlichen Anforderungen an Smart Grids seitens IEC. Vgl. hierzu die Arbeiten an IEC Standards 62913 „Smart Grid Requirements“.



A2: Bereitstellung von Informationen zu passiven Netzelementen, der Versorgungs- sowie der Spannungsqualität auf allen Netzebenen

In Smart Grids wird der aktuelle Zustand des Netzes, also die Grössen Spannung und Strom, sowie die Auslastungen von passiven Netzelementen (passive Betriebsmittel), auf verschiedenen anwendungsorientierten Zeitskalen automatisiert fernausgelesen, analysiert und dargestellt. Dies erlaubt z. B. eine Detektion von Netzunterbrüchen oder gezielte Eingriffe in das Netz. Versorgungs- und Spannungsqualität werden so auf allen Netzebenen messbar. Hierzu können Messungen von Parametern zu Netzurückwirkungen, wie z. B. harmonischen Oberschwingungen, Spannungseinbrüchen oder –überhöhungen, sowie transienten Vorgängen in den elektrischen Netzen oder Zustands- sowie Qualitätsinformationen an ein System kommuniziert werden, das in der Lage ist, die Daten zu verwalten und zu Analyse- und Interventionszwecken aufzubereiten.

Beispiele: Informationen zu Freileitungen und Kabeln (z. B. Belastung, Temperatur) Überwachung von passiven Transformatoren (z. B. Belastung, Temperatur).

A3: Bereitstellung detaillierter Informationen von Produktion, Speicherung und Verbrauch für Netzbetreiber

In Smart Grids erfolgt die Bereitstellung von Informationen über die verschiedenen Produzenten und Verbraucher in einer für Anwendungen im Netzbereich genügenden Periodizität und Auflösung. Die Messungen erfolgen automatisiert und aus der Ferne. Es werden Verbrauchs- und Produktionsdaten sowie Informationen zu Stromspeicher (z. B. Batterien oder Elektromobile)n im Ein- bzw. Ausspeisestatus bedarfsgerecht über entsprechend ausgestaltete Messeinrichtungen aufgenommen, verarbeitet, gesichert und versendet. Zu den bereitgestellten Daten zählen auch Prognosen auf Basis einer hinreichenden Datengrundlage. Datensicherheit und Datenschutz werden, insbesondere wenn Dritte involviert sind, bei der Versendung sowie bei der Verwaltung der Daten jederzeit gewährleistet. Die Daten können z. B. für nötige Prognosen, Berechnungen, Eingriffe und weiterführenden Anwendungen im Netzbereich dienen.

Beispiele: Informationen zur Produktion (z. B. Arbeitspunkt, Flexibilität zur Regelung im Netz), Informationen zur Speicherung (z. B. Arbeitspunkt, Energieinhalt, Flexibilität zur Regelung im Netz) und zum Verbrauch (z. B. Arbeitspunkt, Energieinhalt, Flexibilität zur Regelung im Netz).

A4: Bereitstellung detaillierter Informationen von Produktion, Speicherung und Verbrauch sowie weiterer Metainformationen für Verbraucher und Produzenten

In Smart Grids werden Verbrauchs- und Produktionsdaten sowie Daten zu Stromspeichern, z. B. Füllstände für die jeweiligen Akteure oder Dritte (Dienstleister, Aggregatoren, etc.), bedarfsgerecht und automatisiert aufgenommen und bereitgestellt. Smart Grids unterstützen dadurch z. B. eine Visualisierung der Informationen über entsprechende Schnittstellen bei Verbrauchern und Produzenten. Diese Funktionalität kann auch Energieträger wie Gas, Wärme etc. umfassen²⁷. Die aufgenommenen Informationen werden durch Metainformationen, wie CO₂-Einsparungen, CO₂-Gehalt des konsumierten Stroms oder Preise, ergänzt. Die Datensicherheit und der Datenschutz werden dabei jederzeit gewährleistet, besonders bei der Übertragung von Daten an Dritte, welche weder Eigentümer der Daten noch Betreiber der Messeinheit sind.

²⁷ Diese Funktionalität bildet eine Schnittstelle zu einem Smart Energy System, in dem nicht Strom im Fokus steht, sondern ebenfalls andere Energieträger. Vorliegend beschriebene Funktionalität setzt jedoch klar den Strombereich in den Mittelpunkt.



Beispiele: Informationen zur Produktion (z. B. Arbeitspunkt, Preise, Flexibilität zur Verschiebung Arbeitspunktes), Information zur Speicherung beim Kunden (z. B. Arbeitspunkt, Energieinhalt, Preise, Flexibilität zur Verschiebung des Arbeitspunktes), Verbrauch (z. B. Arbeitspunkt, Preise, Flexibilität zur Verschiebung, CO₂ Stempel, Anreizsignale, Einsparpotential).

Funktionskategorie B: **Netzstabilität, Systemsteuerung, Versorgungsqualität und Effizienzsteigerung im täglichen Netzbetrieb**

B1: Steuerung des Stromflusses in elektrischen Netzen mit aktiven Netzelemente

Smart Grids umfassen eine aktive Steuerung der Ein- und Ausspeisung von Wirkleistung und Blindleistung²⁸ in das Netz. Damit wird der Fluss des Stromes (Lastfluss) im Netz beeinflusst. Die Parameter der Stromübertragung, also Strom, Spannung oder Widerstand werden gemäss eines Bedarfs im Netz gesteuert. Die Steuerung ist auf verschiedenen Zeitskalen, z. B. Stunden oder Minuten, möglich. Damit ergeben sich Möglichkeiten, die Belastung der Betriebsmittel, also Leitungen und Transformatoren zu beeinflussen.

Beispiel: Leistungselektronik zur Spannungs- und Stromflussregelung.

B2: Verwendung von Produktion, Speicherung und Verbrauch zur Unterstützung der Sicherheit des Netzbetriebes

In Smart Grids können dezentrale Einheiten wie Verbraucher, Stromspeicher oder Produzenten dazu verwendet werden, die technische Grenzwerte jederzeit und in wechselseitiger Ergänzung aufrecht zu erhalten. Durch eine Analyse der vorliegenden Informationen wird bei Bedarf in den Betrieb der Netze eingegriffen und Produktion, Verbrauch sowie Stromspeicher gesteuert. Die dezentralen Einheiten werden, insbesondere für lokale Herausforderungen in den Netzebenen, selektiv und zielorientiert eingesetzt ohne die Systemstabilität, also das systemweite Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch, zu gefährden. Die Steuerung von dezentralen Einheiten zu netzdienlichen Zwecken kann u.a. lokale Überlastungen oder kurzzeitige Spannungsüberhöhungen verhindern. Anzahl und Dauer lokal begrenzter Netzengpässe werden durch diese Steuerung reduziert.

Beispiele: Abregelung oder Anpassung des Arbeitspunktes von dezentraler Produktion, Speichern des Verbrauchs über unterschiedliche Zeitskalen zur Beseitigung von Netzengpässen²⁹ (Spannungserhöhungen oder Netzüberlastungen).

²⁸ Wirkleistung ist derjenige Anteil der elektrischen Leistung, der für die Umwandlung in andere Energieformen in einer gewissen Zeit, z. B. mechanische, thermische oder chemische Energie, genutzt und damit verbraucht werden kann. Energie und Leistung sind nicht das Gleiche – Energie ist eine Leistung über eine gewisse Zeit. Im Stromnetz fließt jedoch oft mehr Energie als von den Verbrauchern benötigt wird. Diese wird als Blindenergie bzw. Blindleistung bezeichnet und ist aufgrund der Netzbeschaffenheit sowie der physikalischen Gesetzen der Stromübertragung für einen stabilen Netzbetrieb nötig. Bisher können nur Grosskraftwerke und wenige aktive Steuerelemente die Ein- und Ausspeisung von Wirk- und Blindleistung in der grossen Masse regulieren.

²⁹ Verletzungen des erlaubten Spannungsbandes bzw. thermische Überlastung von Betriebsmitteln im Netz; vgl. hierzu insbesondere Kapitel 3.



B3: Identifizierung und Reduktion von technischen Verlusten

Trotz der hohen Effizienz der elektrischen Netze sind technische Verluste unvermeidlich. Smart Grids ermöglichen die Identifizierung der zeitlichen und örtlichen Verteilung der Netzverluste. Die Identifizierung kann z.B. durch eine Lastflussanalyse der unterschiedlichen Netzebenen erfolgen. Durch die Analysemöglichkeiten werden Handlungsoptionen, wie z.B. intelligente (auf Basis von computergestützten Optimierungen getroffene) Schalthandlungen und damit flexible bzw. dynamische Anpassungen der Netztopologie, aufgezeigt, um die Verluste weiter zu reduzieren.

Beispiele: Netzweitbereichsüberwachung, Analyse des Stromflusses³⁰, die zur Minimierung der Verluste verwendet wird. Dabei kann die Netztopologie angepasst oder aktive Netzelemente gesteuert werden.

B4: Bewertung und Gewährleistung der Anlagensicherheit durch adaptiven Netzschutz und optimale Netzrekonfiguration nach Fehlern (dynamischer Schutz und Automatisierung)

Smart Grids ermöglichen die Anpassung der Schutzkonzepte im Netz durch eine Analyse des Netzzustandes und einer darauf basierenden, dynamischen Anpassung der Schutzparameter. Ein solcher adaptiver Schutz von Netzeinrichtungen ermöglicht eine vermehrte Integration dezentraler Einheiten unter gleichbleibender Anlagensicherheit, da Fehler im Netz, z. B. Kurzschlüsse, trotz komplexerer Stromflüsse schneller erkannt werden. Smart Grids ermöglichen es, Massnahmen zeitnah einzuleiten, die die Auswirkungen eines Fehlers reduzieren und Fehler automatisch oder aus der Ferne beheben. Hierzu zählt z. B. eine optimale Netzrekonfiguration anhand fernsteuerbarer Stellglieder. Eine Netzrekonfiguration beachtet die technischen Randbedingungen der Netzelemente und des Netzbetriebs, d.h. Zustand der Netzelemente (der aktiven und der passiven), der aktuellen, dezentralen Einspeisungen sowie die Konfiguration des Schutzes für eine neue Topologie des Netzes. Damit erhöhen Smart Grids die Versorgungsqualität bzw. -zuverlässigkeit und die Resilienz der Netze.

Beispiele: Netzweitbereichsüberwachung, Analyse des Stromflusses, die in Algorithmen zur Optimierung der Netztopologie, zur Erhöhung der Widerstandsfähigkeit der Netze genutzt werden. Ergebnis können Schalthandlungen und Steuerungseingriffe sein.

B5: Systemdienstleistungen aller Art können von allen Verbrauchern und Produzenten sowie von Aggregatoren erbracht werden

In Smart Grids können Produktions- und Verbrauchsanlagen sowie dezentrale Stromspeicher, welche auf unterschiedlichen Netzebenen angeschlossen und verteilt sind, netz- und systemrelevante Dienstleistungen erbringen. Die Erbringung kann von beliebigen Akteuren, z.B. Aggregatoren welche eine Vielzahl verteilter Einheiten vereinen, durchgeführt werden. Dabei agieren die Akteure bzw. Aggregatoren über verschiedene Netzebenen und Netzgebiete hinweg. Die netzrelevanten Dienstleistungen umfassen zum einen verteilnetzorientierte Dienstleistungen wie Spannungshaltung oder den Gebrauch von Flexibilitäten zur Vermeidung von Überschreitungen technischer Grenzwerte in Verteilnetzen. Zum anderen können die Produktions- und Verbrauchsanlagen auch systemrelevante Dienstleistungen auf dem Übertragungsnetz wie Primär-, Sekundär-, oder Tertiärregelung³¹ erbringen. Smart Grids gewährleisten dabei, dass die Erbringung systemrelevanter Dienstleistungen und die Erbringung verteilnetzori-

³⁰ Auf Basis der Beobachtbarkeit des Netzes durch die Weitbereichsüberwachung (Wide Area Monitoring Systems - WAMS) wird eine Lastflussanalyse durchgeführt.

³¹ Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung sind Systemdienstleistungen (SDL). Siehe hierzu den Glossar.



entierter Dienstleistungen im Einklang mit den lokalen technischen Netzgegebenheiten bleiben und einander nicht hinderlich sind. Hierzu koordinieren sich Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber. Im Ergebnis bleibt im Verteilnetz die Versorgungsqualität hoch und die technischen Grenzwerte werden eingehalten, gleichzeitig bleibt die Systemstabilität gewährleistet.

Beispiele: Verbrauchs- / Produktionssteuerung für systemrelevante Dienstleistungen über Verteilnetzgebiete hinweg. Verbrauchs- / Produktionssteuerung für Dienstleistungen im Verteilnetz.

B6: Bewertung und Gewährleistung der Systemsicherheit durch Sicherheitslösungen im Bereich der Datensicherheit (Cyber-Angriffe) und Rückfalllösungen bei Verlust der IKT

Smart Grids erlauben, z. B. auf Basis einer Risikoanalyse, den derzeitigen Bedrohungsstatus des Systems, bzw. des Netzes gegen externe Angriffe über Kommunikationstechnologien sowie über physische Angriffe, wie z. B. Sabotage, einzuschätzen. Smart Grids unterstützen eine risikoorientierte Gewährleistung der Cyber- und der physischen Sicherheit. Aufgrund der Bewertung der aktuellen System- und Anlagensicherheit gegen Angriffe, können systemrelevante, physische und virtuelle Schwachstellen, also z. B. einzelne Netzelemente, identifiziert werden. Darauf basierend können netz- sowie kommunikationstechnische (Cyber-) Massnahmen identifiziert werden, welche das System stärken. Schutz-, Abwehr und Eindämmungsmechanismen auf Cyber-Ebene, z. B. im Bereich der Datensicherheit, können identifiziert werden. Das intelligente Netz erlaubt es, die Versorgungsqualität, jedoch in reduzierter Form auch bei einem Ausfall der IKT, über Rückfalllösungen aufrecht zu erhalten.

Beispiele: Risikoanalyse der IT-Architektur und der physischen Verletzbarkeit des Systems durch Cyber – Angriffe. Benachrichtigung über Angriffe, deren Analyse sowie Härtung der IT Architektur durch neueste Schutzsoftware.

Funktionskategorie C: Verbesserte Planung für Betrieb und Ausbau von Netzen

C1: Prognostizierung des Betriebs aktiver und passiver Netzelemente auf Basis verbesserter Informationsgrundlagen zu Produktion und Verbrauch

In Smart Grids werden Kenntnisse zum zeitlichen Verlauf und zur Höhe der Produktion und des Verbrauchs genutzt, um den Netzbetrieb in kurzer Frist, z.B. einen Tag zuvor, zu planen. Prognosen für Produktion und Verbrauch werden auf entsprechenden, unterschiedlichen Zeitskalen und auf Basis einer hinreichenden Datengrundlage in Netzauslastungsmodellen verwendet, um eine bestmögliche und sichere Nutzung, vorhandener infrastruktureller Ressourcen zu gewährleisten. Die Planung des Netzbetriebs berücksichtigt verschiedene technologische Optionen für einen flexiblen Betrieb. Diese Planung ermöglicht die Identifizierung von Netzengpässen aufgrund eines bekannten oder antizipierbaren Verhaltens der Akteure und deren Beseitigung durch einen selektiven Zugriff auf Flexibilitäten.

Beispiele: Planung und Berechnung von Belastungen passiver Netzelemente, Berechnung des optimalen Arbeitspunktes aktiver Netzelemente.



C2: Verbesserte Betriebsmitteleinsatz- und Instandhaltungsplanung gestützt durch Prognosemodelle und Flexibilisierungsmassnahmen im Netz

In Smart Grids wird durch die Bereitstellung von Daten zu Netzbetriebsmitteln und Analysewerkzeugen ein guter Kenntnisstand über den aktuellen Alterungszustand aufgrund der Auslastungshistorie, über die künftige Auslastung und damit die weitere Alterung der Betriebsmittel hergestellt. Darauf basierend wird der Betriebsmitteleinsatz optimiert sowie die Instandhaltungsmassnahmen vorausschauend, bedarfs- und zeitgerecht unter Einbezug von spezifischen Fehlerraten geplant. Dabei erlauben Analysen, Veränderungen der Betriebsmittelbelastung auf den Instandhaltungsbedarf zu analysieren und damit die Betriebsmittel bestmöglich auszulasten. Die zeitliche Planung der Instandhaltungsmassnahmen erfolgt automatisiert. Damit können ein Versagen von Netzkomponenten antizipiert und Gegenmassnahmen rechtzeitig ergriffen werden. Die Analysen verwenden z. B. historische Daten und Modelle bzgl. der Produktion, des Verbrauchs, der Netzauslastungen sowie Flexibilisierungsmöglichkeiten zur Veränderung der Auslastung. Letzteres können z. B. Lastflusssteuerungen oder Topologieänderungen des Netzes sein.

Beispiel: Computergestützte Analysen der Lebenszeit von aktiven und passiven Netzelementen unter Einbezug der Belastungen in der Vergangenheit.

C3: Optimierung des Netzaus- und -umbaus unter Einbezug zeitliche Flexibilisierung der Produktion und des Verbrauchs in die Netze

Die Betriebsmitteleinsatz- und Instandhaltungsplanung hat einen Einfluss auf die Investitions- und Netzausbauplanung. Durch die Optimierung der Instandhaltungsmassnahmen der Betriebsmittel kann eine Erneuerung vorhandener Netze wo sinnvoll zeitlich verzögert werden. Damit wird vorhandene Infrastruktur länger genutzt. Zudem kann eine zeitliche Flexibilisierung der Produktion und des Verbrauchs einen notwendigen Netzausbau verzögern oder reduzieren. Der Einbezug solcher Flexibilisierungsoptionen in eine Netzaus- und umbauplanung sowie in die dazugehörige Investitionsplanung erhöht in Smart Grids somit die Nutzungsdauer vorhandener Infrastrukturen. Techno-ökonomische Modelle zur Netzausbauplanung gewährleisten unter Einbezug von Versorgungssicherheits- und qualitätsinformativen eine Optimierung.

Beispiele: Computergestützte Analysen zur Wirtschaftlichkeit des Netzausbaus unter Einbezug von Belastungszuständen, Produktions- und Verbrauchsprognosen, unter Einbezug von Steuerungen aktiver Netzelemente.

Funktionskategorie D: Elektrizitätsmarkt und Konsumentendienstleistungen³²

D1: Unterstützung weitgehender Marktpartizipation von Verbraucher und Produzenten bei technisch-sicherem Netzbetrieb

Smart Grids ermöglichen die vollumfängliche und bedarfsorientierte Partizipation bestehender sowie neuer Akteure am Markt bei gleichzeitiger Gewährleistung der Anlagensicherheit und Einhaltung technischer Grenzwerte im Netz. Der technisch-sichere Betrieb wird durch selektive Eingriffe in den Markt ermöglicht. Smart Grids integrieren so Elektromobile, zentrale und dezentrale Produktion, Verbraucher,

³² Die Funktionalitäten dieser Kategorie können im Überschneidungsbereich von Smart Grids und Smart Markets angesiedelt werden. So basieren die Funktionalitäten dieser Kategorie vornehmlich netztechnische bzw. infrastrukturell notwendige Grundlagen, die Aspekten von Smart Markets dienlich sind bzw. diese erst ermöglichen.



Stromspeicher (z. B. Batterien oder Elektromobile) und virtuelle Kraftwerke derart in das Netz, dass Produkte und Dienstleistungen in unterschiedlichen Elektrizitätsmärkten von den Akteuren im Verbund oder unabhängig voneinander angeboten bzw. genutzt werden können. Transaktionskosten werden verringert und neue Geschäftsmodelle ermöglicht. Eine optimale Nutzung vorhandener, infrastruktureller Ressourcen bleibt gewährleistet.

Beispiel: Elektromobile laden preisabhängig ihre Batterien, wobei die Ladung selektiv gestoppt wird zur Vermeidung von Überlastungen; intelligente Häuser (Smart Home) reagieren auf Signale des Marktes.

D2: Bereitstellung von Lösungen zur Beeinflussung des Verbraucherverhaltens

Smart Grids erlauben es, aufgrund entsprechender, technischer Lösungen im Netz, Verbraucher / Prosumer in die Planung und den Betrieb des Stromversorgungssystems einzubinden und ihnen Anreize für Verhaltensänderungen zu setzen. Für die Verbraucher / Prosumer bestehen dann aufgrund von Planungsergebnissen Möglichkeiten, ihr Verhalten an eine für das Netz vorteilhafte Weise vorgängig oder im Betrieb anzupassen. Smart Grids unterstützen hierzu neben dynamischen Tarifen für die Netznutzung dynamische Energietarife und Anreize für ein nachhaltigeres Verbrauchsverhalten. Der System- und / oder Netzzustand wird den Verbrauchern automatisiert kommuniziert, so dass sie unter Berücksichtigung ihrer Präferenzen und zugunsten des Versorgungssystems reagieren.

Beispiel: Zeitnahe und dynamische Bereitstellung von marktbasierenden Anreizsignalen, z.B. Preisen, an die Kunden, sodass sie ihr Verbrauchsverhalten so anpassen, dass Netzengpässe vermieden werden; intelligente Häuser (Smart Home) reagieren auf Anreizsignale und steuern Verbrauch / Einspeisung in- oder aus dem Netz marktgerecht.

D3: Unterstützung verbesserter Systeme für ein Kundenmanagement im Markt

Smart Grids unterstützen ein Kundenmanagement im freien Markt, einen vereinfachten Stromlieferantenwechsel und damit den Wettbewerb. Aufgrund von Automatisierung und Weiterentwicklung im Netz unterstützen sie ein vereinfachtes Abrechnungssystem, einen vereinfachten Wechsel des Endkunden sowie das Kundenbeziehungsmanagement eines Netzbetreibers. Verbrauchs- und Produktionsdaten werden dazu in einer anwendungsorientierten Form verwaltet und bereitgestellt. Analysemodelle des Kundenverhaltens und Prognosen im Netz ermöglichen neue Dienstleistungen an Kunden. Die Persönlichkeitsrechte bleiben gewahrt. Der nötige Datenaustausch erfolgt automatisiert, standardisiert und bietet Flexibilität zur Handhabung neuer Anforderungen des Marktes. Die Datensicherheit bei der Bereitstellung und Übertragung der Daten wird eingehalten.

Beispiele: Aufnahme von Verbrauchsdaten zur Abrechnung von Kunden. Angebot von massgeschneiderten Dienstleistungen zur Erhöhung der Stromeffizienz und der Reduktion des Verbrauchs.

D4: Bereitstellung von Schnittstellen zwischen Netz und Hausanwendungen

Smart Grids stellen Schnittstellen zwischen dem elektrischen Netz, seinen Sensoren und Hausanwendungen bereit. Damit erlauben sie eine Interaktion zwischen Gebäuden und deren Strom- bzw. Energiebezug und dem elektrischen Netz. Die Schnittstellen bestehen zwischen Energiemessgeräten, Verbrauchsendgeräten, Steuerungen oder den Konsumenten selbst. Dabei gewährleistet die Ausgestaltung der Schnittstellen eine Interoperabilität verschiedener Systeme. Verbraucher und ihre Endverbrauchsgeräte werden in einen flexibilisierten Netzbetrieb sowie in Elektrizitäts- und Dienstleistungsmärkte eingebunden und aktiviert.



Beispiel: Intelligente Systeme im Bereich von automatisierten Gebäuden reagieren auf Signale aus dem elektrischen Netz und passen Produktion, Speicherung und Verbrauch ohne Komforteinbußen an.

D5: Ermöglichung lokaler Elektrizitätsmarktplätze

Elektrizitätsmarktplätze etablieren sich nicht nur auf nationaler sondern auch auf regionaler Ebene. So kann ein Ausgleich von Produktion und Verbrauch oder die Vorhaltung gewisser Dienstleistungen für das Netz in einzelnen Regionen stattfinden. Smart Grids sind in der Lage, sogenannte Mikronetze zu bilden, die zeitweise unabhängig von vorgelagerten Netzen und deren Aus-/Einspeisung in diese Subnetze funktionieren. Smart Grids ermöglichen eine Reintegration der Mikronetze in das nationale Energieversorgungssystem unter Gewährleistung einer guten Versorgungssicherheit und –qualität. Die Resilienz des Gesamtsystems und die Stromeffizienz werden erhöht.

Beispiel: Ausgleich von Verbrauch, Produktion und Speicherung in kleinen Netzgebieten für eine Unabhängigkeit gegenüber dem Gesamtsystems. Mikronetze bilden sich aus, die wieder in das nationale Stromversorgungssystem (Netz) integriert werden können.

In aller Kürze

- Eine Gliederung der Funktionalitäten von Smart Grids ermöglicht eine konkretere Beschreibung von Smart Grids und die Identifizierung von Abhängigkeiten zwischen Funktionalitäten. Sie lassen sich (losgelöst von konkreten Technologien) in folgende vier Kategorien einordnen:

A Bereitstellung von Informationen für Netz-, bzw. Marktzwecke, Verbraucher und Produzenten

B Netzstabilität, Systemsteuerung, Versorgungsqualität und Effizienzsteigerung im täglichen Netzbetrieb

C Verbesserte Planung für Betrieb und Ausbau von Netzen

D Elektrizitätsmarkt und Konsumentendienstleistungen



9 Basisfunktionalitäten von Smart Grids

Technologische Entwicklungen im Bereich Smart Grids sind international getrieben und können von der Schweiz kaum beeinflusst werden. Dazu ist der Schweizer Markt zu klein. Es ist daher davon auszugehen, dass Funktionalitäten abhängig von den technologischen Verfügbarkeiten am internationalen Markt und dem effektiven Bedarf in den Schweizer Netzen zunächst in einfacher Form realisiert und dann über die Zeit weiterentwickelt werden. Es stellt sich jedoch bei den identifizierten Funktionalitäten die Frage, welche als eher grundlegend für die Entwicklung von Smart Grids zu sehen sind, um dafür allenfalls vorhandene Hindernisse zu beseitigen. Funktionalitäten, die als erstes Eingang in die Netze finden sollten, können als Basisfunktionalitäten bezeichnet werden. Deren Realisierung lässt ein konventionelles Netz zu einem Smart Grid werden, wobei die Grenze des Übergangs „konventionell“ – „intelligent“ sicherlich dynamisch ist. Stark vereinfacht lässt sich sagen, dass je höher der Realisierungsgrad der Basisfunktionalitäten im Netz ist, desto höher ist die Intelligenz des Netzes. Der Grad der Realisierung bildet also einen qualitativen Massstab für die Intelligenz. Für diese Basisfunktionalitäten wären denn auch prioritär Technologien zu erproben, Standards zu erarbeiten oder Anwendungsrichtlinien subsidiär auszugestalten oder weiter zu entwickeln, um eine schnelle Realisierung voranzutreiben. Auch eine Unterstützung durch den Staat über geeignete Anpassungen ggf. hinderlicher regulatorischer Rahmenbedingungen, z.B. zur Beseitigung von Hemmnissen für Innovation, kann hilfreich sein, um solche Basisfunktionalitäten sich effizient entwickeln zu lassen. Erweiterte Funktionalitäten würden wohl erst in einem zweiten oder erst dritten Schritt in die Netze integriert werden.

Abbildung 12 zeigt eine mögliche Einordnung in Basisfunktionalitäten und in erweiterte Funktionalitäten. Sie weist dabei den Beitrag der Funktionalitäten zu den bereits identifizierten Nutzen von Smart Grids (Kapitel 4) aus. Eine Einstufung als Basisfunktionalität bedeutet im Rahmen der Roadmap jedoch weder eine grundsätzliche Anrechenbarkeit von technischen Lösungen, die diese Funktionalität realisieren, noch dass eine solche Funktionalität in einer „Maximalausprägung“ in den Netzen vorhanden sein soll. Eine geeignete Analyse sollte die Grundlage zur Ausgestaltung und effizienten Implementierung im Einzelfall bilden.

Die Basisfunktionalitäten sind anhand zweierlei Kriterien abgeleitet. Zum einen ist dies ihr direkter Beitrag zur Lösung der identifizierten Herausforderungen (siehe Kapitel 3). Solche Basisfunktionalitäten weisen tendenziell einen hohen, volkswirtschaftlichen Nutzen (Kapitel 4) auf. Zum Anderem kann eine grundlegende Notwendigkeit zur Realisierung der erweiterten Funktionalitäten eine Basisfunktionalität ausmachen. Dies soll als indirekter Nutzen im Folgenden verstanden werden. Der Nutzen ist in der Abbildung qualitativ dargestellt.



			Basis-funktionalität	Erweiterte Funktionalität	Beitrag an Nutzen				
Legende:					Ausgleich dargebots-abhängige Einspeisung	Reduktion/Substitution konventioneller Netzausbau	Effizienzgewinne Netzbetrieb	Anreize für optimiertes Verbraucherverhalten	Unterstützung Wettbewerb
		Beitrag hoch	↑						
		Beitrag mittel	↗						
		Beitrag tief	→						
Funktionskategorie "Informationen"	A1	Informationen über aktive Netzelemente	Red		↑	↑	↑	→	→
	A2	Informationen zum Netzzustand	Red		↑	↑	↑	↗	→
	A3	Informationen Produktion / Verbrauch für Netzbetreiber	Red		↑	↑	↑	→	→
	A4	Informationen für Produktion / Verbrauch für Ein- und Ausspeiser	Red		↑	→	↗	↑	↑
Funktionskategorie "Netzstabilität" "Systemsteuerung" "Versorgungs-Qualität"	B1	Steuerung des Stromflusses		Red	↗	↑	↗	→	→
	B2	Steuerung von Produktion, Speicherung und Verbrauch	Red		↑	↑	↑	→	→
	B3	Identifizierung und Reduktion von technischen Verlusten		Red	→	↑	↑	→	→
	B4	Adaptiver Schutz und optimale Netzre-konfiguration nach Fehlern		Red	→	↑	↑	→	→
	B5	Ermöglichung individueller Systemdienstleistungen	Red		↑	↑	↗	→	↗
	B6	Cybersicherheit und Rückfalllösungen bei Verlust der Funktionen IKT	Red		→	→	→	→	→
Funktionskategorie "Betriebsplanung" "Netzplanung"	C1	Bessere Informationsgrundlage zur Betriebsplanung von Netzelementen		Red	→	↑	↑	→	→
	C2	Prognosemodelle für den besseren Betriebsmitteleinsatz		Red	→	↑	↑	→	→
	C3	Einbezug zeitlicher Flexibilisierung zur optimierten Netzentwicklung		Red	→	↑	↗	→	→
Funktionskategorie "Markt" "Konsumenten"	D1	Weitgehende Marktpartizipation von Verbraucher und Produzenten	Red		↗	→	→	↑	↑
	D2	Lösungen zur Beeinflussung des Verbraucherverhaltens	Red		↑	↑	→	↑	↗
	D3	Einfacherer Kundenwechsel	Red		→	→	→	↗	↑
	D4	Schnittstellen zwischen Netz und Gebäudeautomation		Red	↗	→	→	↑	↗
	D5	Ermöglichung lokaler Elektrizitätsmarktplätze		Red	↑	→	→	→	→

Abbildung 12: Einordnung der Funktionalitäten von Smart Grids in Basisfunktionalitäten und erweiterte Funktionalitäten.

Die Einstufung sämtlicher Funktionalitäten aus Kategorie A als Basisfunktionalität begründet sich durch einen starken, jedoch indirekten Nutzen, da sie von grundlegender Bedeutung für die Entwicklungen weiterer Funktionalitäten sind. Jegliche Steuerungen im Netzbereich oder in einem Marktumfeld benötigen entsprechende Informationen. Die Bereitstellung dieser Informationen ermöglicht z. B. Detektion eines Handlungsbedarfs im Stromnetz und entsprechende selektive Steuereingriffe. Die Informationen legen auch den Grundstein für Lösungen zur Veränderung des Verbraucherverhaltens.

Drei Funktionalitäten aus Kategorie B können als Basisfunktionalitäten eingestuft werden, da sie einen direkten Beitrag zur Lösung der Herausforderungen durch die dezentrale, fluktuierende Einspeisung liefern (B2, B5) oder einen grossen Beitrag zu Sicherheit des Stromnetzes leisten (B6). Sie sind eng mit der Kategorie A verknüpft, welche die Selektivität der Eingriffe ermöglicht bzw. verbessert. Insbesondere Funktionalität B6 steht im Zusammenhang mit einer gleichbleibend guten Versorgungsqualität. Sie stellt zu einem gewissen Masse sicher, dass ein ggf. reduzierter Betrieb des Netzes auch bei Ausfall der



Funktionalitäten der Kategorie A, bzw. der IKT, gewährleistet bleibt. Die erweiterten Funktionalitäten der Kategorie B können als nachgelagert gesehen werden, da sie eher indirekt zur Lösung der Herausforderungen beitragen. Es ist anzunehmen, dass diese Funktionalitäten sich denn auch später entwickeln werden. Auch sie sind vielfach mit den Basisfunktionalitäten aus Kategorie A verknüpft. Die Funktionalitäten der Kategorie C weisen einen tendenziell eher geringeren Nutzen auf. Insbesondere Erwähnenswert ist Funktionalität C1, die mit hoher Wahrscheinlichkeit sich zusammen mit den Funktionalitäten aus Kategorien A und B entwickelt werden könnte.

Die Basisfunktionalitäten der Kategorie D sind vor dem Hintergrund eines vollständig geöffneten Marktes in der Schweiz, einer zunehmenden Integration von dezentralen Energiequellen in den Markt, und einer erhöhten Stromeffizienz zu sehen. Die Funktionalität D1 kann als Querschnittsfunktionalität verstanden werden, die eine Marktpartizipation der Akteure bei hoher Versorgungsqualität ermöglicht. Bei einem Strommarkt, der auch die Vermarktung von neuen erneuerbaren Energien vorsieht, ist dies ein grundlegender Beitrag des Netzes. Die Funktionalität ist eng verknüpft mit den Funktionalitäten der Kategorie A sowie mit B1. Die Funktionalitäten D2 und D3 zielen auf die Aktivierung der Verbraucher im Strommarkt und auf eine vermehrte Energieeffizienz ab. Es besteht ein Abstimmungsbedarf zwischen den Funktionalitäten der Kategorien B und D, da die Funktionalitäten der Kategorie D vornehmlich marktorientiert und weniger netzorientiert eingesetzt werden und so unter Umständen gegensätzliche Interessenlagen bestehen.

In aller Kürze

- Funktionalitäten von Smart Grids lassen sich in Basis- und erweiterte Funktionalitäten unterscheiden.
- Basisfunktionalitäten definieren sich durch ihren direkten Beitrag zur Lösung identifizierter Herausforderungen im Netz oder eine grundlegende Notwendigkeit für die Entwicklung erweiterter, darauf aufbauender Funktionalitäten. Die Realisierung der Basisfunktionalitäten lässt ein konventionelles Netz zu einem intelligenten Netz werden.
- Zu den Basisfunktionalitäten von Smart Grids zählen:
 - Die Informationsbereitstellung über aktive Netzelemente; über passive Netzelemente (Netzstatus); über Produktion und Verbrauch für Netzbetreiber; und für Produzenten und Verbraucher.
 - Die Steuerung von Produktion, Verbrauch und Speicherung für das Netz; die Ermöglichung individueller Systemdienstleistungen; und die Cybersicherheit und allfällige Rückfalllösungen.
 - Die weitgehende Marktpartizipation von Verbrauchern und Produzenten; Lösungen zur Beeinflussung des Verbraucherverhaltens; sowie ein einfacher Endkundenwechsel.
- Die Anwendung neuer Technologien, eine Erarbeitung bzw. Konkretisierung von Standards oder regulatorischen Anpassungen ist primär auf die Basisfunktionalitäten auszurichten.



10 Technologien in Smart Grids

Im Folgenden werden Technologien und ihre Wirkungsweisen beschrieben, die zur Realisierung der Funktionalitäten notwendig sind³³. Technologien, mit deren Hilfe die beschriebenen Funktionalitäten realisiert werden können, unterscheiden sich in ihren Eigenschaften stark. Es geht entweder um technische Weiterentwicklungen bestehender Lösungen, um Alternativen für einzelne Systemkomponenten, um teilweise systemweite Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen und teilweise um Konzepte für die Gestaltung und den Betrieb von bestehenden und künftigen Netzen. Dementsprechend wirken die Technologien jeweils anders und dienen teilweise oder auch gänzlich unterschiedlichen Zwecken.

Abgrenzung der Wirkungsweisen und Kurzbeschreibung Smart Grid Technologien

Zum besseren Verständnis der Wirkungsweisen der verschiedenen Technologien können diese geeignet gegeneinander abgegrenzt werden, um die Wirkungsweisen besser voneinander zu unterscheiden. Dies ist im Folgenden auch hilfreich, um Wechselwirkungen und Substitutionspotentiale aufzuzeigen. Abbildung 13 zeigt eine solche Abgrenzung der Smart Grid Technologien gegeneinander. Ausgangspunkt sind energiepolitische Massnahmen. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 fallen hierunter vor allem die *Umstrukturierung der Stromproduktion* und die *Reduktion des Energieverbrauchs*. Zu weiteren Massnahmen in diesem Bereich können der Zugang zu internationalen Strommärkten, ein ausreichender Anschluss an das internationale Stromnetz sowie eine Intensivierung der Forschung im Energiebereich gezählt werden. Aus den energiepolitischen Massnahmen ergeben sich gewisse Herausforderungen und dementsprechend Handlungsfelder (siehe Kapitel 3). Diese umfassen das *Stromnetz*, die Aufrechterhaltung der *Systembilanz* (also das Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Ausspeisung), *Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)* sowie *Anreize zur Reduktion des Stromverbrauchs*.

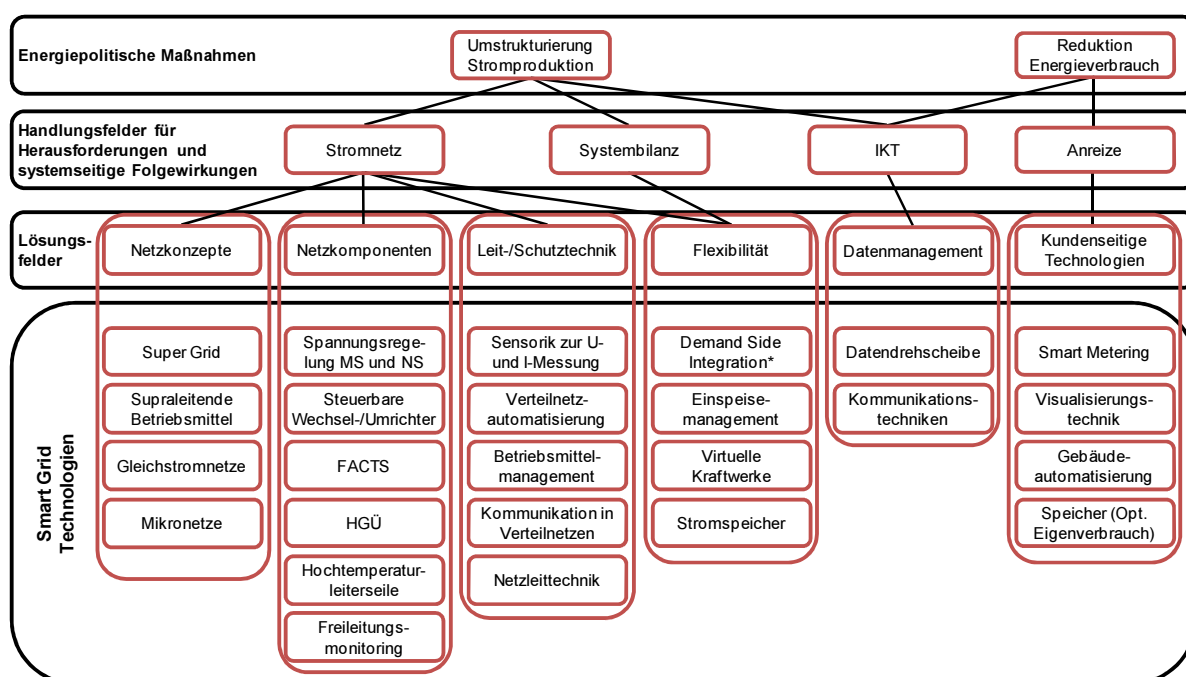


Abbildung 13: Portfolio Smart Grid Technologien für die Schweiz und ihre Abgrenzung hinsichtlich den von Herausforderungen betroffenen Feldern.

³³ Eine detailliertere Beschreibung der Funktionen und des Nutzens aller Technologien inklusive einer Vielzahl Referenzen findet sich in „Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ (Consentec GmbH, 2013).



Die IKT wird hier als ein neues Handlungsfeld eingeführt. Sie spielt eine wichtige Rolle in Smart Grids. Durch die Umstrukturierung der Stromproduktion nimmt die Zahl der Produktionsanlagen massiv zu. Daraus resultiert ein stark wachsender Bedarf zur Koordination dieser Anlagen und damit ein Bedarf an zur Sicherstellung eines optimalen Einsatzes aller Ressourcen. Zusätzlich ist eine weitergehende Ausstattung mit IKT eine Voraussetzung für bestimmte Konzepte zur Senkung des Stromverbrauchs.

Für die Handlungsfelder werden insgesamt sechs Lösungsfelder identifiziert, die eine Anzahl von Technologien umfassen. Diese können innovativer oder eher konventioneller Art sein. Unter *Netzkonzepten* sind im Bereich Smart Grids grundsätzlich neue oder ergänzende Ansätze der Netzgestaltung zu verstehen. Hierzu zählen ein über dem heutigen Übertragungsnetz überlagertes Netz höherer Spannung (*Super Grid*), das aus Wechsel- oder Gleichstromübertragungstechnologie bestehen und ebenfalls verschiedene Steuerungskonzepte beinhalten kann, sowie der Einsatz supraleitender Kabel und Transformatoren zur (fast) verlustfreien Stromübertragung und evtl. zur Einsparung von Netzebenen. Grundsätzlich denkbar ist auch ein umfassender Umstieg von der bestehenden Wechselstromtechnik zu einer Gleichstromversorgung. Ebenso fallen Mikronetze darunter, in denen verschiedenen Ressourcen so zusammenspielen, dass diese Teilnetze zumindest zeitweise unabhängig vom gesamten Stromversorgungssystem operieren können.

Technologien, die im Wesentlichen dem Ersatz bestehender Komponenten im elektrischen Netz durch neuartige Komponenten mit besseren Eigenschaften und/oder zusätzlichen Funktionsmöglichkeiten dienen, lassen sich in dem Lösungsfeld *Netzkomponenten* gruppieren. Hierzu gehören Technologien zur *Spannungsregelung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen* wie z. B. spannungsgeregelte Ortsnetztransformatoren oder die *Umrichter der Erzeugungsanlagen* selbst. Sie passen die Spannung dann selektiv in mehr oder weniger kleineren Gebieten derart an, dass sie wieder den technischen Normen entspricht, wenn die Spannung diese Grenzwerte aufgrund der dezentralen Einspeisung verletzt. Leistungselektronische Steuerelemente (*FACTS*) eröffnen eine bessere Steuerung des Stromflusses und/oder der Spannungssituation durch Steuerung des elektrischen Widerstandes³⁴. Im Bereich der Leitungstechnologien umfasst das Lösungsfeld die Nutzung der in engem Zusammenhang mit dem *Super-Grid*-Konzept diskutierten Hochspannungsgleichstromübertragung (*HGÜ*), mit der Strom mit geringen Verlusten über weite Distanzen transportiert wird. Technologien wie *Freileitungsmonitoring*, das eine Überwachung der thermischen Belastung von Leitungen ermöglicht oder der Einsatz von *Hochtemperatur-Leiterseilen*, die einen dauerhaft erhöhten Stromfluss auf Freileitungen erlauben, können zur Erhöhung der Transportfähigkeit von Leitungen genutzt werden.

Technologien, die im Rahmen der Netzbetriebsführung zu einer besseren Überwachung und Steuerung des Systemzustands beitragen und teilweise für die Nutzung der zuvor beschriebenen Netzkomponenten benötigt werden, sind im Lösungsfeld *Leittechnik* zusammengefasst. Hierzu gehören Komponenten der *Sensorik* (Spannungs- und Strommessung), der (Fern-) Steuerung von Schaltmöglichkeiten (*Verteilnetzautomatisierung*) und eines *Betriebsmittelmanagements*. *Kommunikationsmöglichkeiten* in Verteilnetzen dienen der Realisierung von Überwachungs- und Steuerungsfunktionen und der auf unterschiedlichen Ebenen (Schaltfeld, Stationen, Leitwarte) eingesetzten *Netzleittechnik*.

Neuartige Flexibilitätsoptionen können primär dem Handlungsfeld *Systembilanz* zugeordnet werden. Hierzu zählen Möglichkeiten zur besseren Anpassung von Verbrauch und Erzeugung wie die *Demand Side Integration*, welche die gezielte Fernsteuerung von Verbrauchseinrichtungen sowie die Setzung von Anreizen zu eigenständigen Anpassungen des Verbrauchs umfasst. Das *Einspeisemanagement* beinhaltet die Steuerung / Abregelung der Produktion erneuerbarer Energieanlagen. Weiter umfasst das Lösungsfeld *Virtuelle Kraftwerke*, die viele kleine, verteilte Erzeugungsanlagen aggregieren und sie

³⁴ Hiermit ist der komplexe Widerstand (Wirkwiderstand - auch Resistanz genannt - und Blindwiderstand - auch Reaktanz genannt) gemeint, der auch als Impedanz bezeichnet wird.



marktgetrieben steuern. Kombinationen von virtuellen Kraftwerken, Einspeisemanagement und Speichermanagement sind möglich. Der systembilanzdienliche Einsatz von dezentralen *Stromspeichern* kann auf unterschiedliche Weise, z. B. im Rahmen der Frequenzregelung oder bei der Einsatzoptimierung von Erzeugungsanlagen, zur optimalen Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch beitragen. Die beschriebenen Technologien dieses Lösungsfeldes können neben ihrer Nutzung für die Einhaltung der Systembilanz auch netzdienlich, d. h. zur Beseitigung thermischen Netzengpässen und/oder Spannungshaltung eingesetzt werden.

Innerhalb des Lösungsfeldes *Datenmanagements* sind technologische wie auch konzeptionelle Lösungen subsummiert. Technologien für die physische Umsetzung der Datenübertragung (*Kommunikationstechniken*) umfassen eine Vielzahl von Möglichkeiten deren auch kombinierbare Anwendung stark vom Einzelfall abhängig ist. Bei der Ausgestaltung der notwendigen Datenübertragung ist die langfristige Abdeckung der Schweiz mit hochbreitbandigen Kommunikationsnetzen zu beachten³⁵. Langfristig absehbar ist, dass viele derzeit verfügbare Technologien im Bereich der Kommunikation als Ergänzung zu der Abdeckung mit Hochbreitbandtechnologie gesehen werden können. Datenmanagement umfasst auch Technologien zur Verwaltung der erfassten und übertragenen Daten. Ein Datenmanagement kann grundsätzlich dezentral bzw. mehr oder weniger zentral organisiert sein. Diese Möglichkeiten werden unter dem Begriff *Datendrehscheibe* zusammengefasst.

Zur Reduktion des Energieverbrauchs sind neben IKT weitere Technologien notwendig, die sich im Lösungsfeld *kundenseitige Technologien* aufgeführt sind. Die differenzierte Messung des Stromverbrauchs durch *intelligente Messsysteme (Smart Metering Systeme)*, seine *Visualisierung* sowie eine zunehmende *Gebäudeautomatisierung* dienen u. a. der Umsetzung von Effizienzmassnahmen. Die Technologien können darüber hinaus Grundlage für die Nutzbarmachung kundenseitiger Flexibilitäten im Rahmen der *Demand Side Integration* (siehe oben) oder im Rahmen eines Dienstleistungsmarktes sein. Der Einsatz dezentraler Stromspeicher (z. B. Batterien oder Elektromobile) zur *Optimierung des Eigenverbrauchs* nimmt eine Sonderrolle ein. Er dient im Vergleich zu den anderen Technologien indirekt der Verbrauchsreduktion, indem Energie dort verbraucht werden kann, wo sie anfällt. Übertragungsverluste der dezentral produzierten Energie über längere Distanzen können reduziert werden und Kosten auf Verbraucherseite gesenkt werden. Diese Technologie dient direkt dem Kunden, der eine optimierte Nutzung des in eigenen Erzeugungsanlagen produzierten Stroms realisieren kann. Dieser Speichereinsatz stellt neben dem netzdienlichen und dem marktdienlichen Einsatz eine dritte mögliche Einsatzstrategie (kundenseitig) von Stromspeichern dar, die mit den anderen Einsatzstrategien kombiniert werden kann.

Wechselwirkungen und Substitutionspotentiale der Smart Grid Technologien

Es ist hilfreich die wechselseitigen Abhängigkeiten der Technologien zu betrachten, da gewünschte Wirkungsweisen bzw. Funktionalitäten oft erst durch Kombination von Technologien entstehen. Die Substitutionsmöglichkeiten und wesentliche Wechselwirkungen sind exemplarisch in Abbildung 14 veranschaulicht. Die Smart Grid Technologien stehen konventionellen Lösungen wie dem Netzausbau und konventionellen Flexibilitätsoptionen (z. B. Pumpspeicher- bzw. Speicherkraftwerken) gegenüber. Es gilt im Einzelfall zu entscheiden, ob eine konventionelle oder eine Smart Grid Technologie geeigneter ist. Insofern ist zu erwarten, dass sich eine Kombination von konventionellem Netzausbau und Smart Grid Technologien als geeigneter Weg zur Lösung bevorstehender Herausforderungen erweisen wird³⁶.

³⁵ Next Generation Access; <http://www.bakom.admin.ch/themen/technologie/01397/01542/index.html?lang=de>; Das Bundesamt für Kommunikation (BAKOM) und die Eidgenössische Kommunikationskommission (ComCom) arbeiten bereits seit 2008 an relevanten Fragestellungen in diesem Bereich.

³⁶ Vgl. hierzu auch Kapitel 13 der Roadmap, in dem Kosten und Nutzenaspekte ausgewählter Technologien analysiert werden.

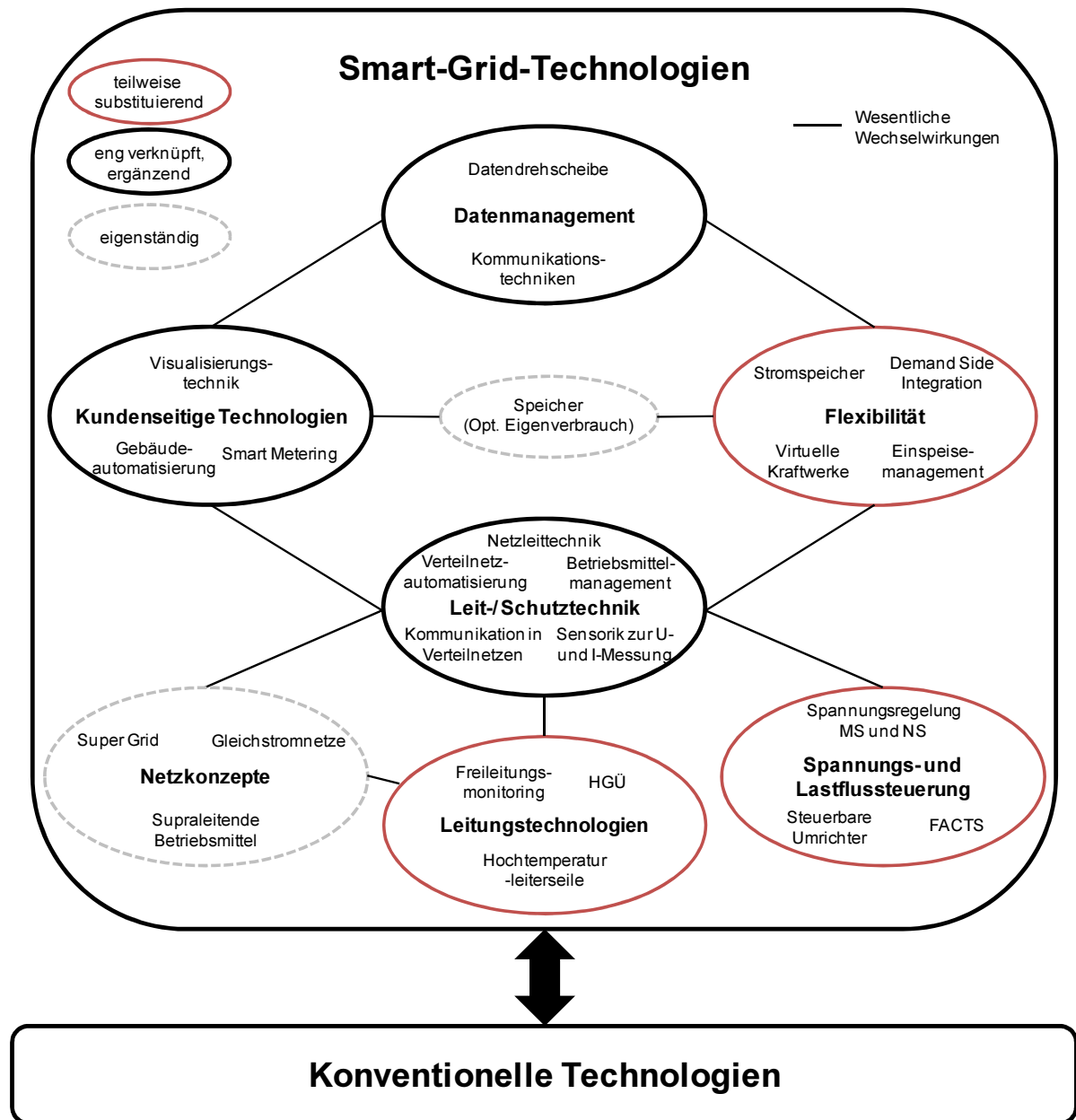


Abbildung 14: Wesentliche Wechselwirkungen und Substitutionseffekte von Technologien innerhalb eines Schweizer Smart Grids.

Die Lösungsfelder sind mit ihren jeweiligen Technologien dargestellt, wobei das Lösungsfeld *Netzkomponenten* aufgrund der Funktionsweise einiger Technologien in *Leitungstechnologien* und Technologien zur *Spannungs- und Lastflusssteuerung* unterteilt ist. Die Technologien der Unterkategorie *Leitungstechnologien* sind vornehmlich für einen effizienten Energietransport geeignet³⁷, während die anderen eher für Steuerungen geeignet sind.

³⁷ Dabei kann HGÜ auch einen Beitrag zur Spannungs- und Lastflusssteuerung liefern, der hier aber vernachlässigt wird.



Ergänzende und substituierende Effekte

Die *Leittechnik*, das *Datenmanagement* und *kundenseitige Technologien* enthalten Einzeltechnologien, die sich gegenseitig ergänzen (schwarze Umrandung). Bei der Leittechnik und dem Datenmanagement sind insbesondere die verschiedenen Kommunikationstechniken gemeint, die miteinander interagieren, um Daten aufzunehmen, sowie eine entsprechend ausgestaltete Datendrehscheibe, die Daten bedarfsgerecht aufarbeitet, bereit- und ggf. darstellt. Die Leittechnik dient als Oberbegriff für Technologien die vornehmlich für den Netzbetrieb vorgesehen sind. Sensoren und Stellglieder können über IKT vernetzt werden. Über deren Zusammenspiel werden selektive, gezielte Eingriffe auf Basis der nötigen Beobachtbarkeit der Stromnetze möglich. Dazu werden Algorithmen im Rahmen einer Verteilnetzautomatisierung verwendet. *Kundenseitige Technologien* sind nicht notwendigerweise ergänzend aber doch eng miteinander verknüpft. Bei einer Gebäudeautomatisierung sind verschiedene Visualisierungsmethoden vorstellbar, die z. B. den Energiekonsum anzeigen. Eine Gebäudeautomatisierung kann in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (Smart Metering Systemen) stehen.

Technologien innerhalb der rot markierten Bereiche können sich gegenseitig substituieren. So kann eine Spannungsregelung im Netz grundsätzlich durch steuerbare Wechselrichter erneuerbarer Energieanlagen, durch FACTS-Geräte oder durch regelbare Ortsnetztransformatoren erreicht werden. Auch im Lösungsfeld der *Flexibilität* ergeben sich diverse Substitutionseffekte. So kann das Aufrechterhalten der Systembilanz durch Steuerung von Stromspeichern, von Verbrauchern oder von verteilten Produktionseinheiten erfolgen. Aufgrund der physischen Kopplung durch das Netz haben diese Technologien jeweils einen Effekt auf das Netz, der z. B. ähnlich zu den spannungsregelnden Elementen gleichzeitig genutzt werden kann. So können Technologien aus dem Lösungsfeld Flexibilität nicht nur zu Systembilanzzwecken sondern auch gleichzeitig für netzdienliche Zwecke eingesetzt werden. Aufgrund der Substitutionseffekte müssen vor einem möglichen Einsatz die Technologien im Einzelfall gegeneinander abgewogen werden, um eine optimale Einsatzentscheidung zu treffen.

Die Sonderrolle der *Stromspeicher* (z. B. *Batterien* oder *Elektromobile*) zur *Optimierung des Eigenverbrauchs* wird in

Abbildung 14 nochmals verdeutlicht, indem die Technologie ausserhalb des Lösungsfeldes *kundenseitige Technologien* angesiedelt ist. Je nach Ausprägung kann der Stromspeicher entweder den kundenseitigen Technologien nahestehen oder aber auch eine Flexibilitätsoption bieten. Diese kann tendenziell wiederum entweder netz- oder systembilanzdienlich eingesetzt werden. Wird sie derart integriert, dass sie auch den Flexibilitätsoptionen nahe steht, ergeben sich Substitutionspotentiale zu den Technologien der *Stromspeicher* oder der *Demand Side Integration*. Die Netzkonzepte sind, ebenso wie die Speicher innerhalb der Eigenverbrauchsregelung, weder als ergänzend noch als substituierend eingestuft, da sie nebeneinander existieren können.

Wechselwirkungen der Smart Grid Technologien

Die Technologien der verschiedenen Lösungsfelder können oder müssen teilweise sogar zu einem gewissen Grad untereinander vernetzt werden. Tendenziell erhöht eine Vernetzung ihre Wirkung. Diese Wechselwirkungen sind grob durch die schwarzen Linien dargestellt. Im Zentrum stehen dabei die IKT bzw. stellvertretend dafür die *Leittechnik* und das *Datenmanagement*. Technologien für mehr *Flexibilität* im Stromversorgungssystem – insbesondere im Strommarkt - und im Netz sowie *kundenseitige Technologien* sind eng mit dem *Datenmanagement* aber auch mit der Leittechnik verknüpft. Sowohl kundenseitige Technologien als auch Technologien für mehr Flexibilität müssen datentechnisch derart verwaltet werden, dass sie für Dienstleistungen im Stromnetz und marktbasierete Einsätze nutzbar sind. So müssen z. B. von Smart Metern gemessene Energieverbrauchsdaten den Lieferanten zu Abrechnungs-



zwecken bereitgestellt werden. Die Leittechnik spielt bei der Einbindung dieser Technologien eine wichtige Rolle. Die betroffenen Technologien sind allesamt aufgrund ihrer guten Steuerbarkeit auch in gewisser Weise für das Netz nutzbar. Dafür müssen sie jedoch entsprechend zugänglich für netzseitige Steuerung gemacht werden, welches eine entsprechende Einbindung in die Leittechnik ermöglicht. Darüber hinaus bestehen enge Wechselwirkungen zwischen der *Leittechnik*, den *Netzkonzepten*, den *Leitungstechnologien*, sowie der *Spannungs- und Lastflusssteuerung*. Um die Technologien aus diesen Lösungsfeldern effektiv einzusetzen, ist eine kommunikationstechnische Anbindung und Automatisierung wichtig. Erst sie erlaubt es, selektiv und zielgerichtet Eingriffe vorzunehmen und die Potentiale dieser Technologien oft besser auszunutzen. So können auf Basis entsprechender Messwerte aus dem Netz steuerbare Umrichter oder spannungsgeregelte Ortsnetzstationen im Fall von Spannungswertnormenüberschreitungen zur schnellen Behebung dieser eingesetzt werden.

Auch hier nimmt die *Optimierung des Eigenverbrauchs* durch *Speicher* eine Sonderrolle ein. Damit sie für weitere Zwecke, wie z. B. der Bereitstellung von Flexibilität nutzbar werden, sind Verknüpfungen mit Technologien der Kategorien *Leittechnik* und/oder *Datenmanagement*, z. B. zur Übertragung von benötigten Zustandsinformationen, Steuersignalen und/oder Preissignalen, notwendig.

In aller Kürze

- Die zukünftigen Herausforderungen lassen sich vier Handlungsfelder für Lösungen unterscheiden: Das Stromnetz, die Systembilanz, IKT und Anreize für erhöhte Energieeffizienz.
- Die Lösungsfelder gliedern sich in sechs Kategorien: Netzkonzepte, Netzkomponenten, Leit-/Schutztechnik, Flexibilität, Datenmanagement und Anreize für erhöhte Energieeffizienz. Technologien können diesen Kategorien zugeordnet werden.
- Die Technologien, die zur Realisierung von Smart Grids beitragen, unterscheiden sich stark in ihren Einsatzformen und Wirkungsweisen. Es kann sich teilweise um Weiterentwicklungen von bestehenden Technologien, teilweise um Alternativen für einzelne Systemkomponenten, teilweise um systemweite Einrichtungen oder um neue Konzepte für den Betrieb bestehender oder neuer Netze handeln.
- Zwischen den Technologien bestehen Wechselwirkungen und Substitutionseffekte, die es bei der Realisierung von Lösungen zu beachten gilt.



11 Verhältnis Funktionalitäten - Technologien sowie Entwicklungsbedarf

Die Technologien können, basierend auf ihren ausgewiesenen Wirkungsweisen³⁸, den Funktionskategorien und Funktionalitäten³⁹ zugeordnet werden. Dabei leistet nicht jede Technologie einen gleich grossen Beitrag hinsichtlich der Realisierung einer Funktionalität in einem Smart Grid. Abbildung 15 stellt eine grobe Zuordnung der Technologien und ihres Beitrages zur Realisierung der Funktionalitäten der vier Kategorien dar. Die Höhe des Beitrags jedweder Technologie ist durch die Farbgebung indiziert. Abbildung 15 sollte jedoch nicht derart aufgefasst werden, als dass alle Technologien in maximaler Ausprägung nötig sind, um eine Funktionalität zu realisieren. Vielmehr sind Abwägungen durchzuführen und die Zusammensetzung einer technischen Lösung jeweils im Einzelfall zu evaluieren. Vielfach reichen Technologien in ihrer Grundvariante zur Realisierung der Funktionalität zunächst aus. Dabei müssen Wechselwirkungen und Substitutionseffekte beachtet werden.

Aus Abbildung 15 lassen sich mehrere Schlüsse ziehen. Der Beitrag neuartiger Netzkonzepte für die Funktionalitäten von Smart Grids ist, im Vergleich zu den anderen Technologien, eher als gering einzuschätzen. Dies liegt u. a. daran, dass Herausforderungen im elektrischen Netz vor allem auf den unteren Netzebenen zu finden sind. Das grenzüberschreitende Netzkonzept der Super Grids liefert jedoch einen nicht zu unterschätzenden Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie zur Integration von erneuerbaren Energiequellen, die sich in weiter Entfernung von den Verbrauchszentren befinden. Technologien im Lösungsfeld *Netzkomponenten* leisten einen grossen Beitrag zur Realisierung der Funktionskategorie *Netzstabilität, Systemsteuerung und Versorgungsqualität*. Sie unterstützen zudem einen Elektrizitätsmarkt, indem sie Eingriffe in Marktprozesse zur Gewährleistung der Versorgungsqualität und zur optimalen Nutzung der vorhandenen Infrastruktur ermöglichen. Hierzu zählen vor allem spannungsregelnde Elemente, steuerbare Wechselrichter und FACTS-Geräte.

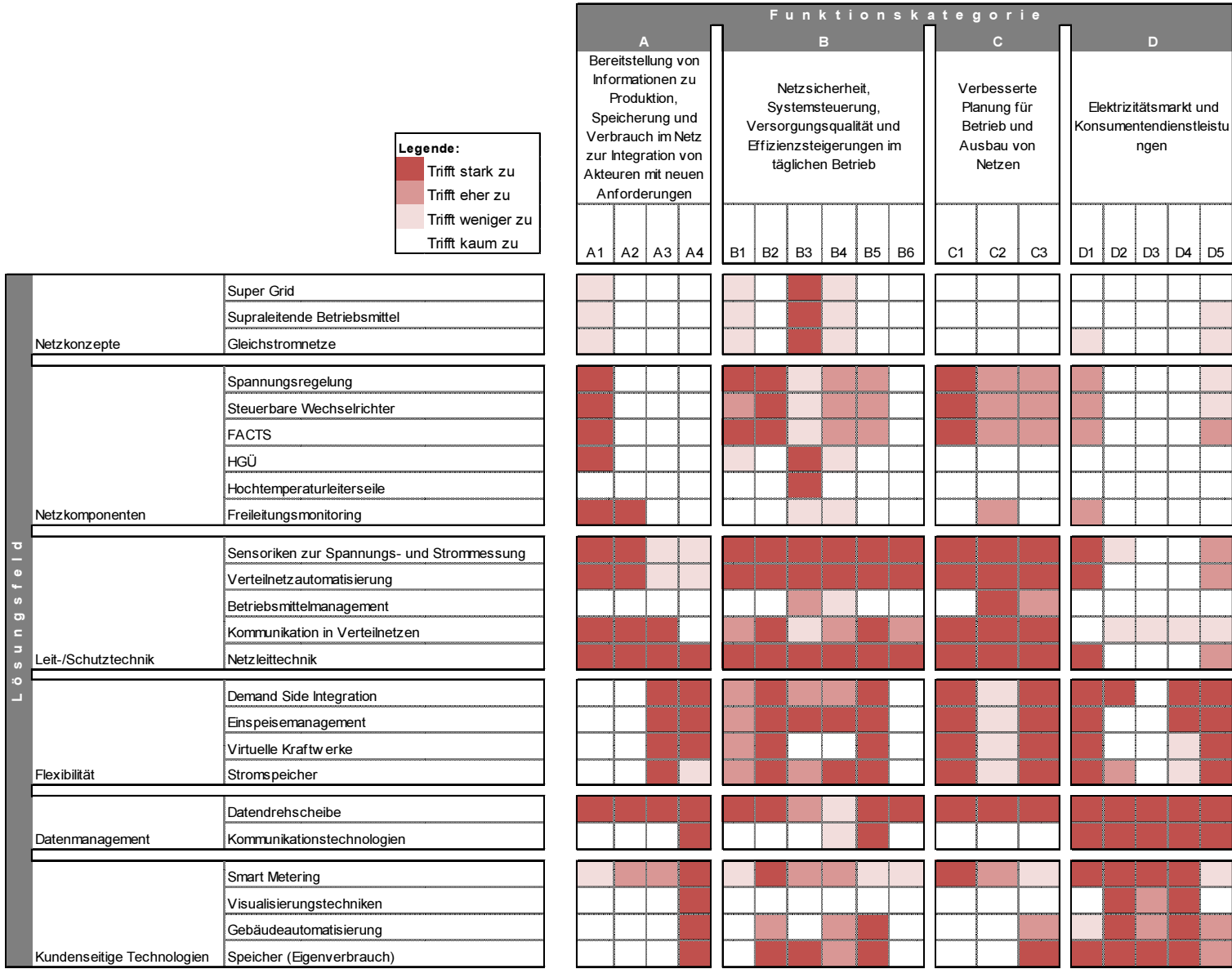
Die Abbildung veranschaulicht ein weiteres Mal, dass Sensoriken zur Spannungs- und Strommessung, Netzleittechnik eine wichtige Rolle zukommt. Auch Kommunikationstechnologien in unterschiedlichen Ausprägungen zusammen mit einer fortschreitenden Verteilnetzautomatisierung und einem Datenmanagement, leisten einen Beitrag zur Realisierung einer Vielzahl von Funktionalitäten. Zudem unterstützen Kommunikationstechnologien die Bereitstellung von Konsumentendienstleistungen. Ein entsprechend ausgestaltetes Datenmanagement gewährleistet die Verarbeitung von aufgenommenen Daten. Deren zeit- und bedarfsorientierte Bereitstellung ist ein Schlüssel zum Betrieb der vieler Technologien und damit zur Realisierung vieler Funktionalitäten. Intelligente Messsysteme beim Endverbraucher (Smart Metering Systeme) leisten bei der so wichtigen Datenbereitstellung einen grossen Beitrag und spielen eine wichtige Rollen für die Umsetzung vieler Funktionalitäten. Insbesondere im Bereich Elektrizitätsmärkte und Dienstleistungen können sie, z. B. über eine einfache Bereitstellung und nachfolgende Visualisierung, einen grossen Nutzen entfalten.

³⁸ Vgl. „Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ (Consentec GmbH, 2013).

³⁹ Vgl. hierzu Kapitel 9 der Roadmap.



Abbildung 15: Beitrag der Technologien zur Realisierung der Funktionalitäten von Smart Grids.



Legende:
 Trifft stark zu
 Trifft eher zu
 Trifft weniger zu
 Trifft kaum zu

P l e f s g r i d



Technologieeinsatz und Entwicklungsbedarf

Für die meisten Technologien sind die technischen Komponenten bereits heute verfügbar oder zumindest im Erprobungsstadium. Vielfach sind allerdings Nutzungs- und Steuerungskonzepte noch in Entwicklung oder erst proprietär verfügbar. Für einige Bereiche sind noch geeignete Normen zu erarbeiten, um die Technologien effizient und sicher betreiben zu können. So sind oft noch keine am Markt etablierten Standardlösungen erhältlich, die eine Interoperabilität mit anderen bestehenden Lösungen aufweisen. Eine Rentabilität solcher Technologien ist im Einzelfall gegenüber konventionellen Lösungen oft noch unsicher, tendenziell jedoch gegeben⁴⁰. Dementsprechend fehlen auch Erfahrungen hinsichtlich des Betriebs solcher neuer, innovativer Lösungen. Weitere Hemmnisse für die vermehrte Anwendung innovativer Lösungen können sich durch unklare oder fehlende regulatorische Rahmenbedingungen, wie z. B. im Bereich dezentraler Stromspeicher, ergeben⁴¹. Aufgrund derartiger Hindernisse ist daher ein unmittelbarer Einsatz vieler genannter Technologien noch nicht möglich. Es ist aber davon auszugehen, dass für grosse Teile der Technologien durch Forschungs- & Entwicklungs- und Pilotprojekte in den nächsten rund 5-10 Jahren ein technologischer Reife- und Erfahrungsstand erreicht wird, der einen praktischen Einsatz ermöglicht oder gewisse Technologien als Standardlösungen etablieren wird. So dürfte sich eine Rentabilität dieser Lösungen gegenüber konventionellen Lösungen ergeben.

Abbildung 16 stellt Überlegungen zu Verfügbarkeiten und Reifegraden der Technologien sowie deren Integration in die Stromnetze an. Die tatsächliche Entwicklung kann abhängig von den zwischenzeitlich noch zu gewinnenden Erkenntnissen auch deutlich hiervon abweichen. Die graue Färbung stellt eine Phase dar, in der die jeweilige Technologie zwar grundsätzlich am Markt verfügbar ist, sich aber noch in frühen Reifestadien befindet. Proprietäre Lösungen sind hier verfügbar, Standardisierungen sind noch nicht abgeschlossen. Eine Übergangsphase bildet die in hellrot dargestellte Zeitspanne. Hier findet die Anwendung der Technologien vereinzelt in den Netzen, typischerweise in Demonstrations- oder Leuchtturmprojekten statt⁴². Erste Erfahrungen werden mit neuen, technologisch grundsätzlich verfügbaren Lösungen gemacht. Die rote Einfärbung stellt eine vollumfängliche Verfügbarkeit am Markt, eine sichere Wirtschaftlichkeit im Einzelfall und eine verbreitetere Verwendung im Netz dar. Die Technologien sind als gängige Lösungsoptionen etabliert und werden verlässlich in das Stromnetz integriert und betrieben. Es besteht ein hinreichend grosser Erfahrungsschatz.

Es ist ersichtlich, dass nahezu alle Smart Grid Technologien derzeit technisch verfügbar sind. Technologien in den Lösungsfeldern *Netzkomponenten*, *Leittechnik* (soweit auf Mittelspannungsnetze bezogen), *Flexibilität*⁴³, *Datenmanagement* und den *kundenseitigen Technologien* könnten sich schon in kürzerer Frist als Standardlösungen etablieren. Intelligente Messsysteme (Smart Metering Systeme) sowie viele der damit verbundenen Technologien sind derzeit am Markt in unterschiedlichen Ausprägungen verfügbar. Untersuchungen zur flächendeckenden Einführung und Vorschläge zu regulatorischen Anpassungen sind vorhanden⁴⁴.

⁴⁰ Vgl. hierzu auch Kapitel 13 sowie die Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie „Kosten, Nutzen und weitere Effekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid“. (BET Dynamo Suisse, 2014).

⁴¹ Vgl. hierzu das Kapitel 14 der Roadmap, in dem regulatorische Handlungsfelder für Smart Grids näher erläutert werden.

⁴² Aramis, die Forschungsdatenbank des Bundes sowie das Cleantechprogramm des Bundesamtes für Energie geben einen Überblick über laufende Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte. Aramis. <https://www.aramis.admin.ch/Default.aspx?page=Projektsuche>, Cleantech : <http://www.bfe.admin.ch/cleantech/index.html?lang=de>

⁴³ Zwar sind die technologischen Voraussetzungen im Bereich Stromspeicher für einen Einsatz vorhanden, jedoch gerade leistungsfähige Akkumulatoren wie z. B. Lithium Ionen Batterien werden noch in den kommenden Jahren relativ kostenintensiv bleiben, obwohl starke Kostenreduktion für die nächsten 10 Jahren antizipiert werden. Vgl. hierzu „Energiespeicher in der Schweiz; Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050“ (Kema Consulting GmbH, 2013). Im Gegensatz dazu findet Demand Side Integration bereits heute in Leuchtturmprojekten in der Schweiz statt. Aggregatoren bündeln viele flexible Lasten und nutzen diese für netzrelevante Dienstleistungen.

⁴⁴ Vgl. hierzu „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“. (Bundesamt für Energie (BFE), 2014).

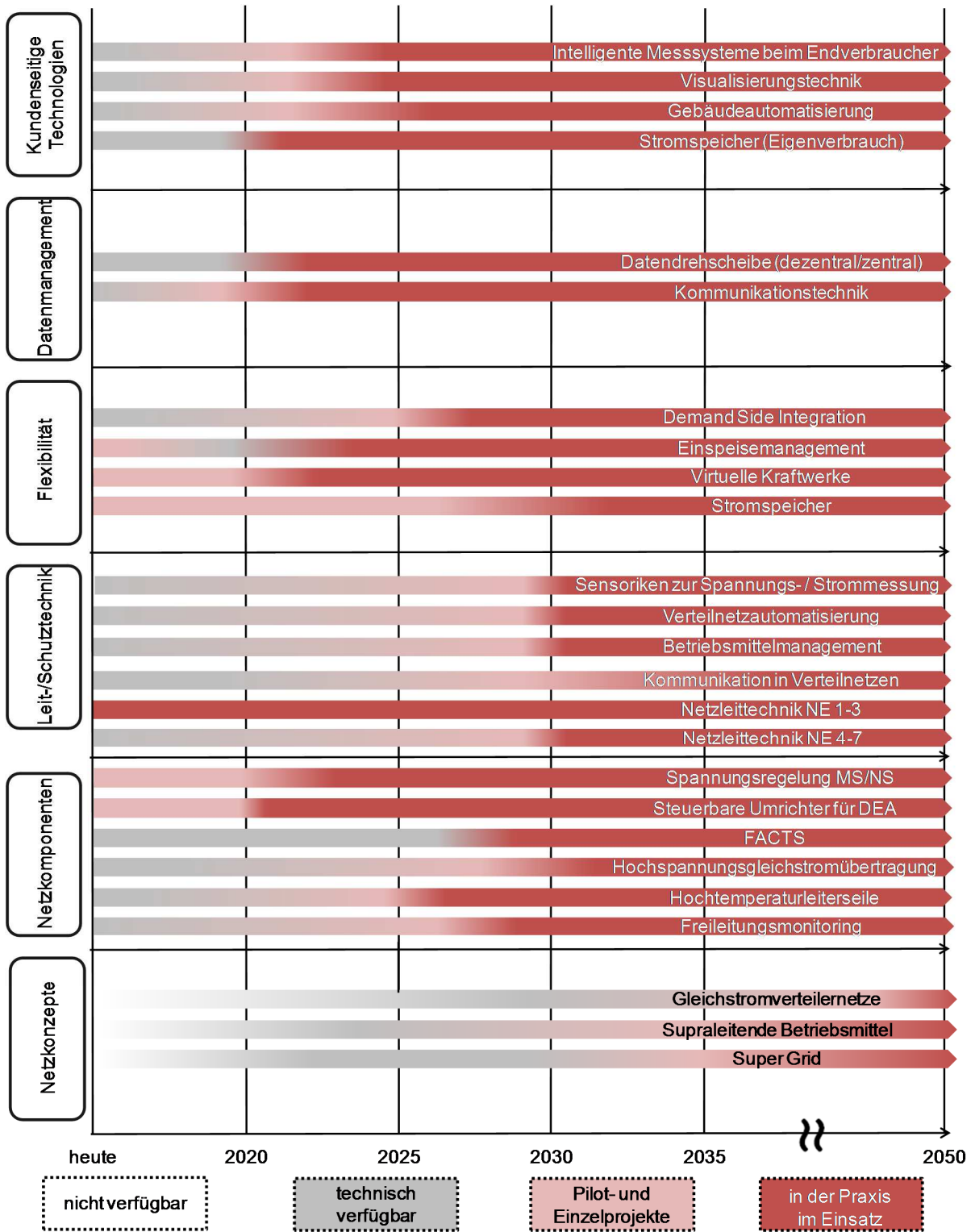


Abbildung 16: Verfügbarkeiten von Smart Grid Technologien und ihre Anwendung in den Netzen.



Im Bereich der Netzkomponenten sind ebenfalls viele Lösungen verfügbar, für die jedoch noch nicht genügend Erfahrungen im Betrieb gesammelt werden konnten. Oftmals fehlen nötige Standards oder ein entsprechender regulatorischer Rahmen. Für die auf das Niederspannungsnetz bezogenen leittechnischen Möglichkeiten sowie für eine *Datendrehscheibe* sind die benötigten technischen Grundlagen ebenfalls bereits heute verfügbar. Der Zeithorizont bis zu einer möglichen Einführung ist allerdings um einige Jahre länger als bei den oben genannten Technologien. Grund sind erforderliche Abwägungen bzgl. der konkreten Ausgestaltung der Prozesse und der grundsätzlichen Sinnhaftigkeit dieser Konzepte vor dem Hintergrund der Kosteneffizienz.

Weiterzufassen ist der Zeithorizont für die Umsetzung von Super Grids – insbesondere aufgrund der erforderlichen grenzüberschreitenden Planungs- und Genehmigungsprozesse. Die nötigen Technologien sind jedoch grundsätzlich technisch verfügbar. Super Grids ermöglichen eine effiziente Anbindung weit entfernter, erneuerbarer Energiequellen sowie eine zunehmende Integration der europäischen Energiemärkte, indem physische Engpässe beseitigt werden. Ein langer Zeithorizont ist auch für die breite Nutzung von Supraleitern und von neuartigen, sich zurzeit noch in einer frühen Entwicklungsphase befindlichen Speichertechnologien, wie z.B. Wasserstoffspeichern, voraussehbar. Die Umsetzung von Gleichstromnetzen ist nochmals zeitlich nachgelagert einzuschätzen. Aus einer Einschätzung, dass benötigte technische Komponenten für einige der Technologien bereits technisch verfügbar sind, folgt nicht, dass keine Weiterentwicklungspotenziale und kein Handlungsbedarf für Hersteller und Forschungseinrichtungen bestehen. Für die Netzleittechnik wäre es vorstellbar, mit anderen Technologien gekoppelt zu werden. Dafür sind denn auch Modelle, Algorithmen sowie rechnergestützte Analyse- und Optimierungsverfahren notwendig, die die Komplexität der gekoppelten System bewältigen und z. B. eine effizientere Planung und Betrieb der Netze ermöglichen. In Fällen vorhandener proprietärer Lösungen sind Konzepte und Komponenten für einen verbreiteteren Einsatz noch auf die Nutzung standardisierter Schnittstellen und Interoperabilität hin weiterzuentwickeln. Damit ergibt sich im Fazit noch ein grosses Feld technischer Lösungen und ihrer Vernetzung bzw. Interaktion, welche z. B. im Rahmen von Pilot- und Demonstrationsprojekten⁴⁵, realisiert, erprobt und analysiert werden können.

Realisierungspotential der Basisfunktionalitäten von Smart Grids

Ein Abgleich der identifizierten Basisfunktionalitäten⁴⁶ mit den Verfügbarkeiten der Technologien zeigt die Bedeutung von Sensoriken in den elektrischen Netzen, intelligenten Messsystemen (Smart Metering Systemen), Kommunikationstechnologien, einer sinnvoll ausgestalteten Datendrehscheibe sowie der Netzleittechnik für deren Realisierung. Diese Technologien sind derzeit schon in fortgeschrittenen Stadien prinzipiell verfügbar. Sie tragen zu einer verbesserten Beobachtbarkeit bei und können so eine weitergehende Verteilnetzautomatisierung, ein wirkungsvolles Einspeisemanagement sowie den effektive Betrieb neuer, aktiver Netzkomponenten wie z.B. Spannungsregler oder steuerbarer Wechselrichter, unterstützen. Dies ermöglicht wiederum gezielte Eingriffe in das Netz bzw. in den Netzbetrieb. Es gilt also in Zukunft vermehrt Erfahrungen mit diesen zentral/dezentrale geprägten Konzepten im Betrieb zu sammeln und sie dann entsprechend zunehmend und bedarfsgerecht, in die Netze zu integrieren. Für die Basisfunktionalitäten, welche auf die Unterstützung des Elektrizitätsmarktes und neue Konsumentendienstleistungen⁴⁷ ausgerichtet sind, sind Stromspeicher, virtuelle Kraftwerke und Demand Side Integration von Bedeutung und bereits verfügbar. Des Weiteren sind kundenseitige Technologien für diese Funktionalitäten von Belang. Hier besteht noch technologisches Entwicklungspotential insbesondere bei der Beanreizung von Konsumenten ihr Verhalten zu ändern. Smart Metering bietet jedoch eine sehr gute Basis zur fortschreitenden Erprobung und Integration dieser Technologien.

⁴⁵ Vgl. hierzu <http://www.bfe.admin.ch/cleantech/index.html?lang=de> sowie „Pilot- und Demonstrationsprogramm – Konzept“ (Bundesamt für Energie (BFE), 2013).

⁴⁶ Vgl. Kapitel 9 der Roadmap.

⁴⁷ Vgl. Funktionskategorie D von Smart Grids, Kapitel 9.



In aller Kürze

- Technologien tragen unterschiedlich stark zur Realisierung der neuen Funktionalitäten intelligenter Netze bei.
- Viele Technologien existieren bereits in einem Entwicklungsstadium oder werden in Pilot- und Demonstrationsprojekten zunächst erprobt. Andere sind bereits auf dem Markt erhältlich aber erst teilweise im Netz integriert.
- Sensoriken zur Spannungs- und Strommessung, Netzleittechnik, intelligente Messsysteme und Kommunikationstechnik unterstützen Basisfunktionalitäten von Smart Grids.
- Kommunikationstechnik ist aber keine Grundvoraussetzung für die Umsetzung der Basisfunktionalitäten. Dezentrale Konzepte reichen in vielen Fällen als Grundvariante aus. Die zunehmende Vernetzung der Betriebsmittel und Konzepte erlaubt jedoch zusätzliche Effizienzgewinne.
- Dezentral organisierte Lösungen und Technologien ohne viel Kommunikationstechnik ergänzen sich mit zentralen Konzepten.
- Vielfach ist die Rentabilität einiger Technologien bereits gegeben aber noch mit Unsicherheiten behaftet. Gerade solche Technologien werden in der Roadmap vertieft analysiert. Viele Technologien sind aber noch nicht rentabel.
- Unklare oder fehlende regulatorische Rahmenbedingungen können die Anwendung innovativer Lösungen hindern oder deren Rentabilität mindern. Innovationsanreize in elektrischen Netzen sowie klare Rahmenbedingungen, die neuen Lösungen zu lassen, sind wichtig und werden von der Roadmap beleuchtet.



12 Datensicherheit, Datenschutz und Standards in Smart Grids

Eine Vernetzung von Technologien durch IKT ermöglicht eine effektivere Ausprägung neuer Funktionalitäten. Die Ausprägung der IKT ist dabei abhängig von der Komplexität, in der die Funktionalitäten realisiert werden. Gewisse Funktionalitäten lassen sich auch mit wenig IKT in einfacher Weise realisieren, z. B. völlig dezentral auf Basis von lokal aufgenommenen Messwerten wie im Falle eines regelbaren Ortsnetztransformators. Das Austauschen von Informationen ermöglicht jedoch oft ein verbessertes Zusammenspiel der Technologien und eine erhöhte Wirkung, bedingt aber ein gewisses Risiko im Hinblick auf den Datenschutz und die Sicherheit der Systeme. Dies zum Einen da bei Endverbrauchern, deren Persönlichkeitsrechte gewahrt werden müssen, Daten aufgenommen werden, zum Anderen, da Informationen und Steuerungsbefehle zum Betrieb des Stromversorgungssystems ausgetauscht werden, die kritisch für die Systemstabilität sein können.

Datenschutz, (i.S.v. Schutz personenbezogener Daten vor Missbrauch) und Datensicherheit, (i.S.v. Schutz von Daten vor Verlust, Verfälschung, Beschädigung oder Löschung) sind im Betrieb durch organisatorische und technische Massnahmen zu gewährleisten. Datenschutz bedingt eine hinreichende Datensicherheit. Um Handlungsbedarf in den Bereichen Datensicherheit und Datenschutz sowie den Zeithorizont dafür zu identifizieren, muss zunächst ermittelt werden, welche Rollen zu welchen Zwecken Daten austauschen. Dazu werden auf Basis der gegeneinander abgegrenzten Funktionalitäten Anwendungsfälle modelliert⁴⁸. Innerhalb dieser interagieren Rollen, die durch verschiedene Akteure ausgefüllt werden⁴⁹. Eine Zuweisung von Rollen zu Akteuren ist eine Frage der Marktausgestaltung, daher wird innerhalb der Roadmap darauf verzichtet.

Ableitung und Konkretisierung des Handlungsbedarfs

Unter Berücksichtigung der Anwendungsfälle und der verschiedenen Rollen erfolgt gemäss Best-Practice Vorgehen und unter Anwendung des Smart Grid Architecture Models (SGAM) zunächst die Ableitung einer Smart Grid Referenzarchitektur⁵⁰. Die Rollen können auf Basis der derzeitigen Marktstruktur identifiziert werden. Weitere Rollen wurden unter Einbezug der derzeitigen Marktentwicklungen aufgenommen, so z. B. ein Datenmanager oder ein Dienstleister Gebäudeautomation. Hiervon zu differenzieren ist der Aggregator. Er ist ein neuer Akteur, der mehrere Rollen einnehmen kann. Abbildung 17 gibt einen Überblick über die betrachteten Rollen.

Die Smart Grid Referenzarchitektur verbindet die traditionelle, erweiterte Wertschöpfungskette von Produktion, Verteilung und Verbrauch mit den für die Funktionskategorien notwendigen Komponenten. So können die abstrakten Funktionskategorien in Anwendungsfällen, darin auszutauschenden Informationsobjekten und die dafür nötigen Kommunikations-⁵¹ sowie physischen Betriebsmitteln Schritt für Schritt konkretisiert werden.

⁴⁸ Vgl. hierzu die vom BFE in Auftrag gegebene Studie „Datensicherheit und Datenschutz in Smart Grids“ (AWK, Vischer - Anwälte, FIR - Hochschule St. Gallen, 2014). In ihr sind die einzelnen Anwendungsfälle detailliert beschrieben.

⁴⁹ Die Rolle des Messstellenbetreibers hat gewisse Rechte und Pflichten und wird derzeit in der Schweiz vom Verteilnetzbetreiber ausgefüllt. Vgl. hierzu insbesondere „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“. (Bundesamt für Energie (BFE), 2014) sowie die Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 3. Juni 2014) [SR 734.71]. Der Verteilnetzbetreiber als solcher ist gleichzeitig eine Rolle und ein Akteur.

⁵⁰ Vgl. hierzu „Datensicherheit und Datenschutz in Smart Grids“ (AWK, Vischer - Anwälte, FIR - Hochschule St. Gallen, 2014).

⁵¹ Unterschiedliche Kommunikationstechnologien werden je nach Zielsetzung und Umfeld eingesetzt. Dazu zählen die Unternehmenskommunikation (WAN, z.B. MPLS, SDH/PDH/IP), die Endkundenkommunikation (Access, z.B. WLAN, GSM/UMTS/LTE, DSL, FTTH, PLC) oder der Inhouse-Bereich (LAN, z.B. Ethernet/WLAN, Haus-LAN, serielle Kommunikation).



Rolle	Beschreibung
Prosumer / Endverbraucher	Der Endverbraucher kann ein Haushalt oder ein Industriekunde, etc. sein. Er verbraucht elektrische Energie und verfügt über statische und flexible Lasten. Die flexiblen Lasten können durch ihn oder durch Dritte, wie den VNB oder einen Energiedienstleister / Aggregator gesteuert werden.
Datenmanager (DM)	Der Endverbraucher wird zum Prosumer, falls er eine dezentrale Erzeugungsanlage besitzt, die am gleichen Netzanschlusspunkt angeschlossen ist und die Produktion zu gewissen Zeiten den Verbrauch überschreitet. Der Prosumer ist also gleichzeitig Einspeiser (kleine, dezentrale Anlagen) und Endverbraucher (Konsument). Er ist normalerweise in den Netzebenen 4 - 7 angeschlossen. Der Datenmanager stellt die Schnittstelle für Energie- und/oder Netzdaten des Prosumers zu anderen Rollen dar. Daten werden von ihm erhoben, verwaltet, verarbeitet und an die relevanten Datenempfänger übermittelt. Je nach Anwendungsfall werden die Daten aggregiert oder anonymisiert gespeichert und bearbeitet. Diese Rolle muss nicht losgelöst von anderen Rollen wahrgenommen werden ⁵² .
Verteilnetzbetreiber	Der Verteilnetzbetreiber ist für den Betrieb und Unterhalt des Verteilnetzes zuständig und verantwortet die Versorgungsqualität in seinem Netzgebiet.
Übertragungsnetzbetreiber	Der Übertragungsnetzbetreiber ist für den Betrieb und Unterhalt des Übertragungsnetzes zuständig und verantwortet dort die Versorgungsqualität.
Zentraler / Dezentraler Erzeuger	Der zentrale Erzeuger speist elektrische Energie in die Netzebenen 1-3 ein. Dies können Wasser-, Gas- und Dampf- sowie Kernkraftwerke, grössere Windparks oder Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) können hierzu zählen. Unter dem Begriff dezentraler Erzeuger werden v.a. erneuerbare Energieanlagen verstanden, deren Einspeiseleistung derart gross ist, dass sie auf den Netzebenen 4 – 7 einspeisen und keinen oder nur einen sehr geringen Verbrauch aufweisen. Sie speisen zu jeder Zeit in das elektrische Netz ein; ihre Produktion übersteigt also immer ihren Verbrauch. Falls nicht anders differenziert, ist mit dem Begriff Erzeuger ein zentraler sowie dezentraler gemeint.
Systemdienstleistungs-Verantwortlicher (SDV)	Der SDV ist verantwortlich für die kommerzielle und operative Planung und Ausführung von Systemdienstleistungen (SDL) oder von zukünftig möglichen individuellen, verteilnetzorientierten Dienstleistungen. Er verantwortet die entsprechende Verteilung der für die SDL abgerufenen Regenergie auf die beteiligten Anlagen. Typischerweise wird diese Rolle derzeit durch zentrale Erzeuger bzw. Energiehändler wahrgenommen. In absehbarer Zeit werden dies jedoch auch Aggregatoren von kleineren Produktionsanlagen oder Verbrauchern sein.
Energilieferant	Der Energilieferant ist zuständig für den Einkauf von Energie am Markt und deren Lieferung an seine Endkunden. Diese Endkunden können einfache Endverbraucher aber auch Prosumer sein.
Dienstleister Gebäude-automation	Der Dienstleister Gebäudeautomation ist eine mögliche zukünftige Rolle, welche Gebäudeautomatationen anbieten kann.
weitere Marktpartner	Diese können zukünftig beliebige weitere Dienstleistungen anbieten und werden entsprechend unter dem Sammelbegriff „Marktpartner“ subsumiert. Die Vielfalt der künftigen Dienstleistungen ist derzeit nicht abschätzbar. Ein heutiges Beispiel ist z. B. der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV).

Abbildung 17: Wichtige, antizipierte Rollen, die in auf Basis von Smart Grids, miteinander in Anwendungsfällen interagieren.

⁵² Heute wird die Rolle des Datenmanagers normalerweise vom Verteilnetzbetreiber wahrgenommen. Es gibt jedoch Ausnahmen, falls der Verteilnetzbetreiber einen Dienstleister beauftragt und die Netzsicherheit (Versorgungsqualität) dadurch nicht gefährdet wird. Das muss in Zukunft nicht zwangsläufig so bleiben. Zentral ist, dass Daten, die benötigt werden, diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen.

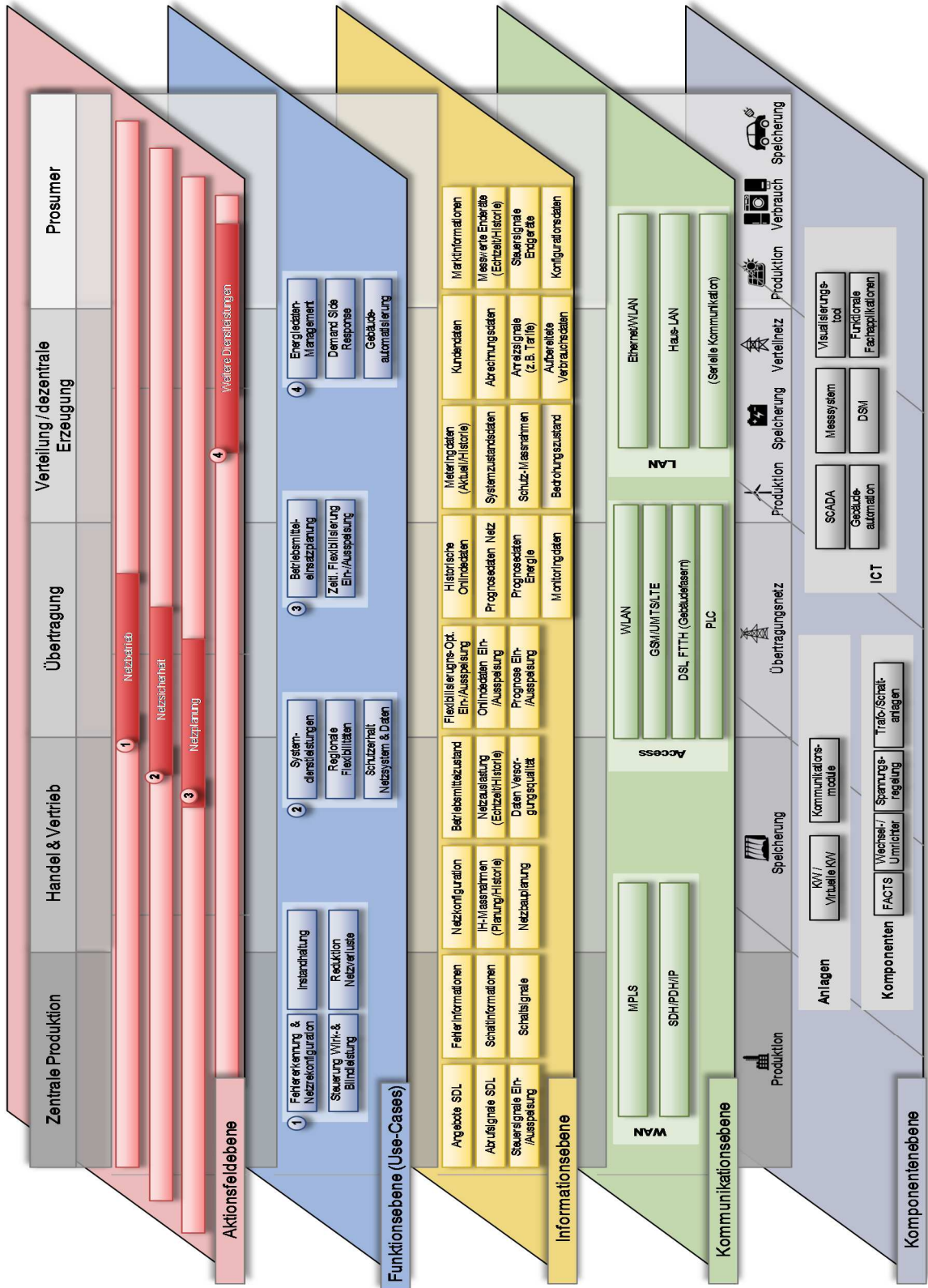


Abbildung 18: Anwendung des Smart Grid Architecture Models (SGAM) zur Identifizierung der notwendigen Datenobjekte welche Technologien und Rollen verbinden und damit Funktionalitäten realisieren.



Abbildung 18 veranschaulicht exemplarisch die Smart Grid Referenzarchitektur, die Eine Basis für weitere Schritte zur Ableitung des Bedarfs zum Datenschutz und für Datensicherheit bildet. Sie verbindet Smart Grid Funktionskategorien mit Anwendungsfällen, den nötigen Informationsobjekten und den physischen Komponenten, die im Netz benötigt werden⁵³. Aus der Referenzarchitektur können über einen Zwischenschritt⁵⁴, die übertragenen Informationsobjekte nach Rollen geordnet werden. Diese Informationsobjekte können dann einer Analyse hinsichtlich Vertraulichkeit (C), Integrität (I) und Verfügbarkeit (A) sowie Nachvollziehbarkeit (N) unterzogen werden⁵⁵. Sie ermöglicht eine qualitative Bewertung von Daten hinsichtlich Datenschutz und Datensicherheit bei gleichzeitiger Annahme des schlechtesten Falles, also einer Maximalausprägung der Funktionalitäten und der dafür nötigen IKT. Daraus ergibt sich Bedarf zur Sicherung der Daten, zum einen aus Sicht der Versorgungsqualität, oder zum anderen aus Sicht des Schutzes personenbezogener Daten. Für die Versorgungsqualität kann es notwendig sein, dass Informationsobjekte kontinuierlich und korrekt der entsprechenden Rolle zur Verfügung stehen. Solche Informationsobjekte umfassen z. B. den Schaltzustand des Netzes, die aktuelle Topologie oder die Auslastung des Netzes. Hinsichtlich Datenschutz können die Informationsobjekte schützenswerte Personen- oder Firmendaten betreffen, welche z. B. Gebote für Systemdienstleistungen auf Basis der Kraftwerksverfügbarkeit oder Persönlichkeitsprofile einzelner Personen umfassen.

Die Analyse zeigt, dass vor allem der Datenschutz und nur zu kleineren Teilen die Datensicherheit im Bereich der Endverbraucherdaten relevant sind. Dies da die hier aufgenommenen Daten keinen grossen Einfluss auf die Versorgungsqualität haben. Im Netzbereich muss die Datensicherheit v. a. aus versorgungstechnischen Gründen gewährleistet werden. Der Handlungsbedarf ist jeweils abhängig von der konkreten Ausgestaltung der einzelnen Anwendungsfälle. Diese Ausgestaltung ist noch schwer antizipierbar und eine abschliessende Identifizierung bzw. Konkretisierung des Handlungsbedarfs ist daher kaum möglich. Hier sind zunächst vertiefende Arbeiten zu den Anwendungsfällen und den dort benötigten Daten nötig. In einer ersten Einschätzung lassen sich relevante Informationsobjekte in verschiedene Arten von Standardisierungskategorien zusammenfassen. Hierzu zählen Messsysteme, Gebäudedaten, Prosumerdaten, und Daten zur Netzführung. Abbildung 19 zeigt für diese Standardisierungskategorien betroffene Rollen sowie derzeit verfügbare Standards. Eine Basis an internationalen und nationalen Standards im Bereich Datensicherheit und Datenschutz ist bereits vorhanden. Es besteht jedoch weiterer Ausgestaltungsbedarf der Standards, die einen gewissen Spielraum zulassen. Auch eine Harmonisierung der Standards ist hilfreich. Derzeit werden Arbeiten im Bereich der Standardisierung für Smart Grids und deren Anforderungen bereits auf europäischer Ebene vorangetrieben⁵⁶.

Es handelt sich innerhalb der Standardisierungskategorie Messsysteme um den sicheren Betrieb der Messsysteme und den Umgang mit den dort aufgenommenen Informationsobjekten. Die CIA Analyse zeigt, dass Daten innerhalb dieser Kategorie als kritisch bezüglich der Vertraulichkeit und Integrität bewertet werden können. Es handelt sich hierbei meist um personenbezogene Daten. Die Verfügbarkeit für alle Informationsobjekte kann als unkritisch eingestuft werden, da sie aus Gründen der Versorgungsqualität wenig relevant sind. Ein Handlungsbedarf wird hier, trotz der Verfügbarkeit von Standards, vor allem im Bereich Datensicherheit geortet. Zudem besteht ein Abstimmungsbedarf mit den Arbeiten innerhalb der Standardisierungskategorie der Prosumerdaten.

⁵³ Details zu dieser Verknüpfung sind ebenfalls im Bericht „Datensicherheit und Datenschutz in Smart Grids“ (AWK, Vischer - Anwälte, FIR - Hochschule St. Gallen, 2014) zu finden.

⁵⁴ Den Zwischenschritt bildet eine Smart Grid IKT Architektur; vgl. „Datenschutz und Datensicherheit in Smart Grids“ (AWK, Vischer - Anwälte, FIR - Hochschule St. Gallen, 2014).

⁵⁵ Dies ist ein Best-Practice Vorgehen zur Feststellung des Datensicherheitsbedarfs. Die Analyse wird auch CIAN Analyse genannt. Das Kürzel steht für C-Vertraulichkeit (Confidentiality), I-Integrität (Integrity), A-Verfügbarkeit (Availability) und N-Nachvollziehbarkeit (Non-Repudiation) steht. Erwähnenswert ist, dass eine kritische Einstufung der Nachvollziehbarkeit direkt aus einer Kritikalität der ersten drei Kriterien folgt.

⁵⁶ Vgl hierzu z. B. die Standardisierungsarbeiten zu den Standards IEC 62055-1-0 (Electricity metering systems – Part 1-0: Interoperability framework for payment systems) oder gar IEC 62913 (Generic Smart Grid Requirements).



Standardisierungskategorie	Betroffene Rollen	Vorhandene techn. Standards / Gesetze
Messsysteme	Prosumer	<ul style="list-style-type: none"> ISO/IEC 27002:Internationaler Standard „IT-Sicherheitsverfahren – Leitfaden für das Informationssicherheits-Management“ NISTIR 7628: US Richtlinien für die Datensicherheit im Smart Grid “Guidelines for Smart Grid Cyber Security” ISO/IEC TR 27019: „Leitlinien zum Informationssicherheitsmanagement auf Basis ISO/IEC 27002 für die Telekommunikation in der Energiewirtschaft“
Prosumer Daten	Datenmanager Energielieferant Dienstleister GA Weitere Marktpartner	<ul style="list-style-type: none"> Bundesgesetz über den Datenschutz (DSG) Fernmeldegesetz (FMG) Verschiedene kantonale Regelungen
Anbindung von Gebäuden	Prosumer	<ul style="list-style-type: none"> ISO/IEC 27002:Internationaler Standard „IT-Sicherheitsverfahren – Leitfaden für das Informationssicherheits-Management“ ISO/IEC 60870: Internationaler Standard für die Netztechnik „Fernwirkrichtungen und -systeme“ ISO/IEC 14908 (Gebäudeautomation): Internationaler Standard mit den Teilen: Kommunikationsprotokoll, Power Line Übertragungstechnologie, Übertragung über Zweidrahtleitung in freier Topologie, etc. DIN EN 50438 – Deutschland: Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz IEEE 1547: Internationaler Standard für die Einbindung verteilter Erzeuger in Stromnetzen NISTIR 7628: US Richtlinien für die Datensicherheit im Smart Grid “Guidelines for Smart Grid Cyber Security”
Netzmanagement Daten	Übertragungs- netzbetreiber Verteilnetz-betreiber Erzeuger SD-Verantwortlicher	<ul style="list-style-type: none"> ISO/IEC 27002:Internationaler Standard „IT-Sicherheitsverfahren – Leitfaden für das Informationssicherheits-Management“ IEC 60870 Kommunikationsstandard für Infrastrukturanlagenautomation (Schaltanlagen-, Fernwirk- und Netzleittechnik) IEC 62351 Informationssicherheit für den Netzbetrieb und die Erzeugung; wird zur Zeit im EU Mandat M490 weiter ausgearbeitet, für die neuen Herausforderungen im Smart Grid Umfeld IEC 61850: Allgemeines Übertragungsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannungstechnik (Stationsautomatisierung)

Abbildung 19: Standardisierungskategorien, die von den Standards hauptsächlich betroffenen Rollen und wichtige, derzeit verfügbare, technische Standards.



Standards und Richtlinien der Kategorie Prosumerdaten regeln den Umgang mit solchen Daten bei den Netzbetreibern und Marktpartnern. Der Umgang und die Sicherung sind abhängig vom Detailgrad der aufgenommenen Informationen, die von anderen Rollen benötigt, bearbeitet und gespeichert werden. Die Regelungen zum Umgang mit den Daten sind weitgehend unabhängig von der Quelle dieser Datenobjekte (Messsystem, Gebäudeautomation etc.) zu etablieren. Es können unter anderem Vorgaben zu Speicherung, Verwendung und Weitergabe dazu gehören. Analysen weisen für diese Informationsobjekte eine Kritikalität hinsichtlich Vertraulichkeit und Integrität aus. Die Verfügbarkeit kann als unkritisch beurteilt werden. Handlungsbedarf ist hier vor allem hinsichtlich dem Datenschutz und einer Harmonisierung gegeben.

Die Standardisierungskategorie zur Anbindung von Gebäudegeräten umfasst Standards und Richtlinien, welche die Schnittstellen zwischen der Gebäudeautomation, die die Geräte im Haus steuert, und den anderen Rollen, die die Daten oder einen Zugriff auf die Gebäudeautomation benötigen, regeln. Vor allem Informationsobjekte in Zusammenhang mit der Bereitstellung von Daten für zukünftige Dienstleistungen sind datenschutzrelevant. So können die Informationsobjekte bezüglich Vertraulichkeit und Integrität als kritisch eingestuft werden, wohingegen die Verfügbarkeit als unkritisch beurteilt werden kann. Auch hier sind erste Standards bereits vorhanden müssen aber noch weiterentwickelt werden.

Standards und Richtlinien, die den Umgang mit Informationsobjekten zur Netzführung regeln, betreffen z. B. die Automatisierungen und Optimierungen des Netzbetriebs, die Netzregelung, oder das Asset Management. Informationsobjekte, die bei den Rollen Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Erzeuger und SDV zur Netzführung anfallen, sind betroffen. Innerhalb dieser Standardisierungskategorie bestehen bereits etablierte und bewährte Standards. Die Informationsobjekte sind mindestens teilweise bezüglich der Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit kritisch, so z. B. SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) Informationsobjekte oder Schalt- und Steuersignale. Zukünftig sind die Arbeiten zu Standardisierungen in dieser Kategorie verstärkt mit den Arbeiten in den anderen Kategorien abzustimmen, da die bisher identifizierten Anwendungsfälle auf eine zunehmende Vernetzung und einen entsprechenden Datenaustausch hinweisen.

Schlussfolgerungen für Standardisierung im Bereich Datenschutz und Datensicherheit

Es besteht durchaus ein weitergehender Standardisierungsbedarf in den Feldern Datenschutz und Datensicherheit, der vor allem in Abhängigkeit noch zu konkretisierender Anwendungsfälle in den identifizierten Kategorien voranzutreiben ist. Um die Datensicherheit und den Datenschutz in Bezug auf Vertraulichkeit (C), Integrität (I) und Verfügbarkeit (A) mittel- bis langfristig zu gewährleisten, lassen sich gewisse Anforderungen gemäss Abbildung 20 gegeneinander abgrenzen, die von den IKT Systemen erfüllt werden müssen. Für die Festlegung der konkreten und angemessenen Massnahmen pro Bereich und Standardisierungskategorie ist eine anwendungsfallbezogene Risikoanalyse (Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkungsgrad) zielführend. Die Ergebnisse können dann dazu dienen teilweise bereits vorhandene Standards für die Anwendung in der Schweiz zu konkretisieren und pragmatische, wirkungsvolle und flexible Lösungen für die Anwendungsfälle und die betroffene IKT zu implementieren. Dies ist vor allem durch die Hersteller und die Betreiber voranzutreiben. Zusätzlich zu den in der Tabelle aufgeführten Anforderungen sollten gewisse übergeordnete, betriebliche Anforderungen sowie weitere Anforderungen zur Nachvollziehbarkeit berücksichtigt werden, die derzeit auf europäischer Ebene empfohlen werden⁵⁷. Aufgrund der Heterogenität der Netzbetreiber in der Schweiz wird eine Umsetzung der Standards je nach Grösse des Netzbetreibers variieren.

⁵⁷ Vgl. hierzu „Appropriate security measures for smart grids“ (ENISA, 2012).



Bereich	Anforderungen and Datenschutz und Datensicherheit
Vertraulichkeit (C)	<ul style="list-style-type: none">• Entsorgung von Komponenten Systemen• Accountmanagement• Zugriffsschutz• Geschützter Fernzugriff• Netzwerktrennung• Sichere Kommunikation
Integrität (I)	<ul style="list-style-type: none">• Konfigurationsmanagement• Wartung der Komponenten und Systeme• Informationssicherheit (Schutz gegen Angriffe von aussen)
Verfügbarkeit (A)	<ul style="list-style-type: none">• Unterbrechungsfreier Betrieb• Kommunikationssysteme für Ereignisfälle

Abbildung 20: Anforderungen an die fortschreitende Standardisierung im Bereich Datensicherheit und Datenschutz in Smart Grids gemäss CIA-Analyse.

Zudem besteht in der Schweiz derzeit eine Parallelität von Bundesrecht und kantonalem Recht im Bereich des Datenschutzes. Namentlich enthält die bundesrechtliche Datenschutzgesetzgebung⁵⁸, welche auch für Datensicherheit Regelungen trifft, keine sektorspezifischen sondern allgemeine Regeln, deren Anwendung in einem konkreten Fall u.U. erhebliche Interpretationsspielräume offen lässt. Nebst dem bundesrechtlichen Datenschutzgesetz, welches unter Privaten und gegenüber Bundesbehörden gilt, haben Kantone auch eigene Datenschutzgesetze, die mit Bezug auf kantonale Behörden zur Anwendung kommen. Da die überwiegende Zahl der Netzbetreiber zur kantonalen Verwaltung im weiteren Sinne zählen (Kantonswerke), sind solche Netzbetreiber durch kantonale Gesetze betroffen. Diese Parallelität von Bundesrecht und kantonalem Recht führt insbesondere beim Betrieb von Smart Metering Systemen zu Rechtsunsicherheiten auf Seiten von Netzbetreibern, betroffenen Dritten, aber auch auf Seiten von Konsumenten⁵⁹. Diese Rechtszersplitterung, insbesondere hinsichtlich der Granularität und der Verwendung von Lastgangdaten, kann den Nutzen der Smart Metering Systeme beeinträchtigen. Auch für Smart Grids können sich längerfristig Unsicherheiten ergeben.

⁵⁸ Vgl. hierzu das Bundesgesetz über den Datenschutz (DSG) vom 19. Juni 1992 (Stand 1. Januar 2014) [SR 235.1].

⁵⁹ Die Analyse des Datenschutzgesetzes ist in dem Bericht „Datenschutz und Datensicherheit in Smart Grids“ (AWK, Vischer - Anwälte, FIR - Hochschule St. Gallen, 2014) zu finden. Schlussfolgerung ist die Empfehlung einer einheitlichen, sektorspezifischen und bundesweiten Regelung.

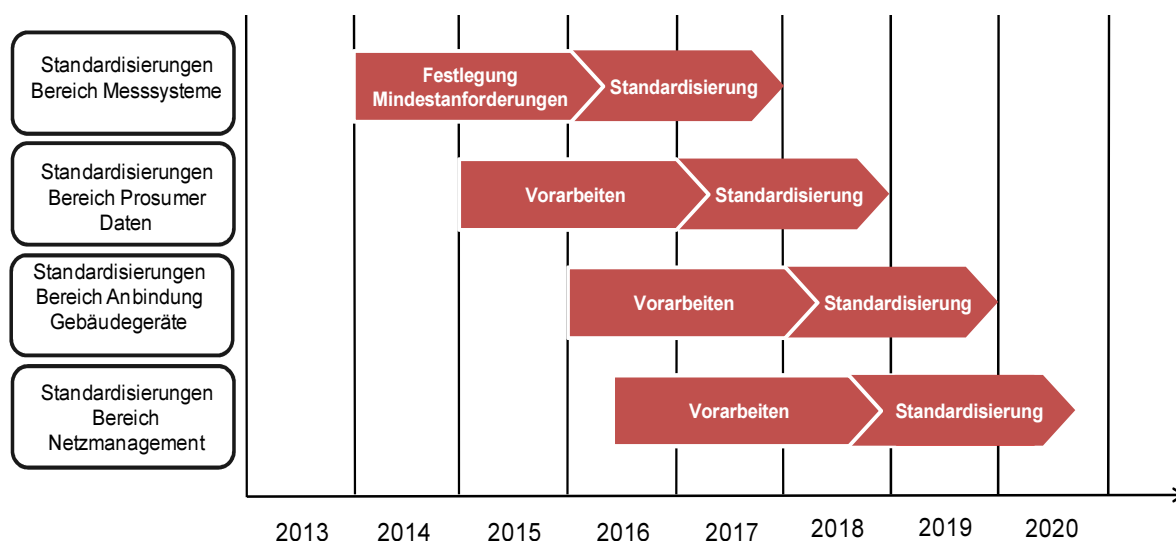


Abbildung 21: Zeitliche Einschätzung weiterer Arbeiten in Standardisierungskategorien von Smart Grids.

Aus diesen Überlegungen lässt sich grob eine zeitliche Einschätzung für weitere Standardisierungsarbeiten in der Schweiz im Rahmen von Smart Grids ableiten, der in Abbildung 21 dargestellt ist. Hierbei stehen jedoch die Arbeiten im Bereich der intelligenten Messsysteme beim Endverbraucher (Smart Metering Systeme) sowie im Umgang mit den dort erhobenen Prosumerdaten im Vordergrund. Gerade hinsichtlich des Umgangs mit ihnen besteht aufgrund der festgestellten Rechtszersplitterung im Bereich Datenschutz ein Handlungsbedarf. Eine Einführung von intelligenten Messsystemen⁶⁰ würde durch die ungeklärten Fragen behindert und der Nutzen dieser Systeme könnte ggf. nicht mehr vollständig abgeschöpft werden. Harmonisierte, nationale Regelungen in diesen beiden Standardisierungskategorien sind als prioritär zu betrachten, da dies Vorteile im Strommarkt mit sich bringt, insbesondere im Falle einer vollständigen Öffnung. Die Klärung von Fragen hinsichtlich der Aufnahme, der Granularität und der Verwendung von Lastgangdaten ist wichtig. Sie sollte eine sinnvolle Verfügbarkeit der Daten in Anwendungsfällen sicherstellen, um Nutzen entsprechend abzuschöpfen. Nachgelagert sind in den anderen Kategorien entsprechende Arbeiten in der Schweiz durchzuführen. Hierbei sollten Anwendungsfälle identifiziert werden, für die ggf. vorhandene Standards v. a. im Bereich Datensicherheit konkretisiert bzw. neue erarbeitet werden, die die Anforderungen aus Abbildung 20 umsetzen. Einheitliche Standards bzw. Vorgehensweisen sind schweizweit wichtig. Der dazu Prozess ist subsidiär durch Betreiber und Hersteller voranzutreiben. Zu Fragestellungen von öffentlichem Interesse und bei absehbaren Marktversagen könnte der Bund helfend eingreifen.

Die Standardisierungsarbeiten in der Schweiz sind vor dem Hintergrund der internationalen Arbeiten zu sehen, welche auf europäischer Ebene in allen ausgewiesenen Kategorien laufen. So werden derzeit von Europäischen Standardisierungsorganisationen⁶¹ das Mandat M441⁶² und das Mandat M490⁶³ der Europäischen Kommission bearbeitet. M441 fordert eine Standardisierung für eine offene Architektur

⁶⁰ Vgl. hierzu die Botschaft und den Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013 (Bundesamt für Energie (BFE), 2013) sowie den Bericht „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“ (Bundesamt für Energie (BFE), 2014).

⁶¹ Diese Organisationen umfassen CEN, CENELEC und ETSI.

⁶² Vgl. hierzu „Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability“ (Europäische Kommission (EC), 2009).

⁶³ Vgl. hierzu „Standardisation mandate to european standardisation organisations (ESO) to support european smart grid deployment“ (Europäische Kommission (EC), 2011).



im Bereich von Messgeräten im Energieversorgungsbereich und zur Gewährleistung der Interoperabilität. M490 fordert eine Unterstützung durch die europäischen Standardisierungsorganisationen für eine europaweite Entwicklung von Smart Grids. Zudem wurde ein fortlaufender Normungsprozess aufgesetzt und grundlegende Empfehlungen für Informationssicherheit im Bereich Smart Grids gegeben. Die Arbeiten in der Schweiz sollten sich an diesen Lösungsansätzen anlehnen. Völlig schweizspezifische Standards erscheinen nicht zielführend.

In aller Kürze

- Ein Handlungsbedarf besteht hinsichtlich noch zu definierenden Anforderungen im Bereich Datensicherheit und weitergehender Standardisierungen für Smart Grids. Hierzu müssen erst subsidiär relevante Anwendungsfälle der Smart Grid Funktionalitäten konkretisiert werden.
- International verfügbare Standards für die konkreten Anwendungsfälle sollen möglichst übernommen und auf die Schweizer Verhältnisse angepasst werden.
- Es bestehen Rechtsunsicherheiten im Datenschutz- und Datensicherheitsbereich für Smart Metering Systeme. Kantonale und bundesweitere Regelungen existieren, einheitliche Anforderungen, insbesondere hinsichtlich den für den Nutzen wichtiger Lastgangdaten, fehlen noch.
- Eine Harmonisierung der Datenschutzregeln für den Umgang mit den Daten der Smart Metering Systeme (Standardisierungskategorie Messsysteme) und Prosumerdaten ist auf nationaler Ebene anzustreben.
- Die Datensicherheit für Smart Metering Systeme (Standardisierungskategorie Messsysteme) und Prosumerdaten ist einheitlich und pragmatisch auszugestalten. Nötige Anforderungen, Prozesse und Standards sind subsidiär sowie seitens Bund zu erarbeiten.
- Auf internationaler Ebene werden Standardisierungsarbeiten stark vorangetrieben. In der Schweiz sollten zunächst Standards für die Bereiche intelligenter Messsysteme und Prosumerdaten (Datenschutz) übernommen und angepasst werden.



13 Kosten und Nutzenaspekte ausgewählter Smart Grid Technologien

Im Rahmen von Smart Grids ergeben sich für Netzbetreiber viele technologische Lösungsmöglichkeiten zu den identifizierten Herausforderungen. Es drängt sich die Frage auf, ob neben dem konventionellen Netzausbau, derzeit schon intelligente Technologien⁶⁴ im Kontext der identifizierten Basisfunktionalitäten (Kapitel 9) wirtschaftlich sinnvoll sein können, um die Integration neuer, erneuerbarer Energien in die Elektrizitätsnetze zu unterstützen. In einer Analyse wurden ausgewählte Technologien auf ihre Kosten und die insgesamt zu erwartenden Nutzen hin untersucht⁶⁵. Die Untersuchung vergleicht verschiedene Optionen zur Integration dezentraler Erzeugung in die Mittel- und Niederspannungsnetze in exemplarischen Situationen. Die Gegenüberstellung quantifizierbarer Kosten wird ergänzt um weitere volkswirtschaftliche Nutzen- bzw. Bewertungsaspekte. Der wesentliche Nutzen wird durch die Integration einer Menge dezentraler Erzeugungsanlagen in die Verteilnetze generiert, wobei kritische Betriebszustände hinsichtlich Spannungshaltung oder thermischer Belastung vermieden und Opportunitätskosten reduziert werden. Der Nutzen kann entweder durch intelligente Lösungen oder durch konventionellen Netzausbau erreicht werden. Die exemplarischen Situationen spiegeln für Fälle konkreter Herausforderungen auf der Mittelspannungs- und der Niederspannungsebene und mögliche Lösungen wieder. Die angenommene Menge der dezentralen Einspeisung in den einzelnen Situationen leitet sich dabei aus den energiepolitischen Zielen ab⁶⁶. Angenommen wird, dass der Zubau der Produktion aus erneuerbaren Energiequellen schlagartig stattfindet. Ein Zeitverzug des Ausbaus wurde vernachlässigt. Das Kosten-Nutzen Verhältnis der Technologien zeigt schliesslich auf, inwiefern innovative oder konventionelle Technologien kosteneffizient zur Lösung der netztechnischen Herausforderungen sein können. So ergibt sich ein wirtschaftliches Einsatzkalkül für smarte Lösungen.

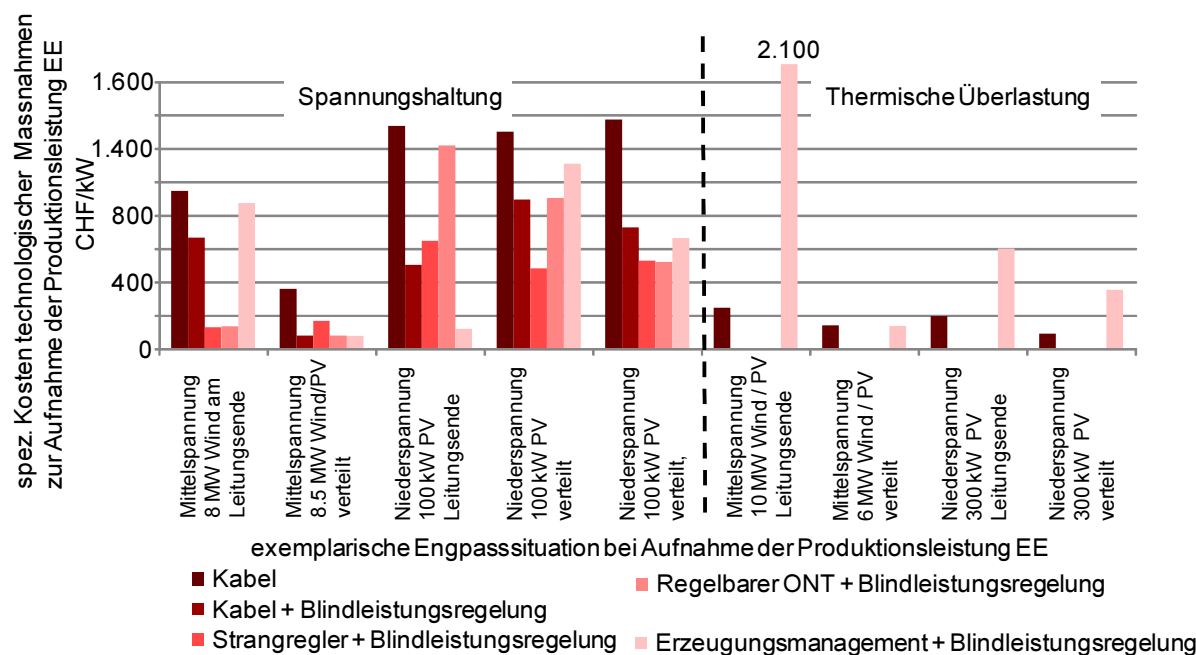


Abbildung 22: Kostenvergleich von Technologien zur Lösung von 9 exemplarischen Engpasssituationen, die bei der Integration von Produktion aus erneuerbaren Energiequellen im Netz auftreten können.

⁶⁴ Vgl. hierzu Kapitel 10 der Roadmap sowie „Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ (Consentec GmbH, 2013).

⁶⁵ Vgl. hierzu den Bericht „Kosten, Nutzen und weitere Effekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ (BET Dynamo Suisse, 2014) im Auftrag des BFE.

⁶⁶ Vgl. hierzu Kapitel 3 der Roadmap oder aber die Botschaft und den Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013 (Bundesamt für Energie (BFE), 2013).



Die betrachteten, innovativen Technologien umfassen regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), Strangregler, Blindleistungsbereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen, dezentraler Stromspeicher d.h. Batterien, Einspeisemanagement und Lastmanagement. Diese Technologien stellen je nach Einzelfall eine Alternative bzw. Ergänzung zur Bewältigung von konkreten Engpasssituationen durch den konventionellen Netzausbau in Form von Leitungsverstärkungen, in Abbildung 22 dargestellt durch Kabel, dar. Der rONT, der Strangregler sowie die Blindleistungsbereitstellung dezentraler Anlagen entfalten ihre Wirkung allerdings nur bei einer Verletzung der zulässigen Spannungsgrenzwerte, während die weiteren Technologien auch bei thermischen Überlastungen wirksam sind. Abbildung 22 unterscheidet also spannungsgetriebene sowie thermisch getriebene Engpasssituationen und stellt die Kosten der Technologieoptionen zur Bewältigung der Probleme dar. Der Vergleich setzt die Kosten der jeweiligen Massnahme ins Verhältnis zur zusätzlich integrierbaren Leistung der Produktion aus erneuerbare Energien in der betrachteten Engpasssituation. Technologien, welche zu geringeren Kosten eine gewisse Menge an Produktion aus erneuerbaren Energiequellen in das Netz aufnehmen, sind vorteilhaft. Die exemplarischen Engpasssituationen umfassen Situationen auf der Mittelspannungs- und auf der der Niederspannungsebene. In den Situationen variieren jeweils das Spannungsniveau, die absolute Einspeiseleistung der Produktion aus erneuerbaren Energiequellen, ihre Verteilung über den jeweiligen Strang (Strangende bzw. verteilt über den Strang), sowie der Leitungstyp (Länge und Querschnitt). Bei den Untersuchungen wurde ein tendenziell günstiges Kostenszenario für den konventionellen Netzausbau mittels Kabel und ein ungünstiges für das Einspeisemanagement angenommen⁶⁷.

In dem Vergleich wird deutlich, dass sowohl die kostengünstigste Technologie als auch die Rangfolge der zu wählenden Technologien zwischen den verschiedenen Engpasssituationen (spannungsgetrieben / thermisch getrieben) variiert. In der Tendenz gibt es zum konventionellen Netzausbau oft eine alternative Technologie bzw. intelligentere Variante mit geringeren oder zumindest vergleichbaren Kosten. Hieraus lassen sich folgende Aussagen ableiten: Ein Ausbau des Netzes, so dass jede Kilowattstunde jederzeit ins Stromnetz eingespeist werden kann (vollständigen Aufnahme der Einspeiseleistung), kann nicht als kosteneffizient eingestuft werden. Ein Einspeisemanagement - in Form einer Kappung der Einspeisespitzen - ist eine sinnvolle Massnahme für den Netzbetreiber, da die maximale Einspeisung nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt und durch die Kappung nur geringe Energiemengen nicht genutzt werden können. Ein Einsatz von IKT ist für ein Einspeisemanagement in seiner einfachsten Form kaum nötig kann aber die Effektivität der Lösungen erhöhen. Die Steuerung kann dezentral über die Vorgabe von Kennwerten und somit vergleichbar kostengünstig erfolgen. Die Vorteilhaftigkeit des Einspeisemanagements hängt wesentlich vom angenommenen Kostenansatz der abgeregelten Energie ab, also ob und wie diese vergütet wird und wie viel eine Bereitstellung durch konventionelle Kraftwerk kostet. Auch bei einem hohen Kostenansatz erscheint das Einspeisemanagement jedoch weiterhin als sinnvolle Option.

Bei Bedarf von Spannungshaltung erscheint die Blindleistungsbereitstellung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen zunächst als einfachste und durchweg kostengünstige Lösung. Diese Massnahme sollte daher grundsätzlich beim Anschluss der Produktion und insbesondere in jeder Engpasssituation durch den Netzbetreiber geprüft werden⁶⁸. Das Gleiche gilt für den Einsatz von rONT und Strangreglern, wobei sich hier bei einem flächigen Bedarf in Niederspannungsnetzen die Vorteilhaftigkeit des rONT durch seine Wirkung im gesamten Netzbereich bzw. Netzabgang noch erhöht. Bei einer unsymmetrischen

⁶⁷ Details zu den Annahmen dieses Kostenvergleichs finden sich in der Studie „Kosten, Nutzen und weitere Effekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ (BET Dynamo Suisse, 2014).

⁶⁸ Technisch kann sie je nach Ausprägung jedoch zu vermehrten Blindleistungsflüssen in überlagerten Netzebenen führen. Trotzdem ist die Bereitstellung bis zu einem gewissen Grad, den der Netzbetreiber festlegen sollte, hilfreich und sehr einfach realisierbar. Solche Regelungen finden sich teilweise schon in den Anschlussbedingungen einiger Schweizer Netzbetreiber bzw. in den Werkvorschriften, siehe hierzu u. a. „Distribution Code Schweiz - Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes“ (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2011) sowie „Empfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)“ (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2013).



Verteilung der Einspeisung im Netz ist die Wirkung zwar reduziert, die Sinnhaftigkeit eines Einsatzes jedoch oft weiterhin gegeben. Grundsätzlich liefert der rONT bei vergleichbaren Kosten eine erhöhte Flexibilität auch für die höheren Netzebenen durch die Entkopplung der unterlagerten Netzebenen hinsichtlich der Spannungsregulierung.

Die Aufwendungen für IKT sind beim rONT in einer Grundvariante relativ gering. In der Grundvariante kann auch er, wie das Einspeisemanagement, in einer dezentralen Variante betrieben werden, da er für die Regelung lediglich lokale Messwerte des Netzzustandes (Spannung, Strom) aufnehmen muss. Unter Umständen kann eine derartige Spannungsregulierung auch in einer komplexeren, zentraleren Variante stattfinden, die die Effektivität noch erhöht. Die dezentrale Variante einer Regelung im Netz über die rONT ist insgesamt die kostengünstigste Lösung über die bereits eine Vielzahl an Herausforderungen gelöst werden können. Es sollte angemerkt werden, dass die Kombination der verschiedenen innovativen Lösungen nicht untersucht wurde. Ergebnisse aus anderen Untersuchungen zeigen jedoch, dass eine Kombination von Einspeisemanagement und rONT sowie einer Blindleistungsregelung noch effektiver sein kann, als die Anwendung der einzelnen Lösungen⁶⁹.

Der Einsatz von dezentralen Stromspeichern (Batterien) aus rein netzdienlichen Gesichtspunkten kann - vor den derzeitigen Kostenstrukturen - in der Tendenz kaum als volkswirtschaftlich sinnvoll gesehen werden. Für den Bedarf der Systemstabilität und einem daraus resultierenden Einsatz aus system- und marktdienlichen Gesichtspunkten, kann allerdings die lokale Engpassvermeidung einen zusätzlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit des Stromspeichers leisten. Die IKT spielt bei der Steuerung des Stromspeichers eine wichtige Rolle, da über sie der Stromspeicher am Markt eingesetzt wird. Mit relativ einfachen IKT-Lösungen können bei einem marktdienlichen Einsatz dann die zwingend notwendigen netztechnische Rahmenbedingungen des Netzes eingehalten werden.

Das Lastmanagement wirft aus Netzplanungssicht für die Mittel- und Niederspannungsebene ein Problem der (langfristigen) Verfügbarkeit auf. In vielen Engpasssituationen übersteigt die integrierbare Einspeiseleistung die flexible Last um ein Vielfaches, sodass bei dem tendenziell geringen Laststeuerungspotential von Haushaltskunden⁷⁰ der Einsatz von Lastmanagement zur Reduktion des lokalen Netzausbaus kaum wirksam ist. Gleichzeitig sind derzeit die Kosten der IKT-Infrastruktur gegenüber diesem Potential relativ hoch⁷¹. Bei Industriekunden existiert vereinzelt ein deutlich höheres Potential, jedoch stellt sich hier, neben der Anforderung der örtlichen Nähe zum Engpass, die Frage nach der vom Kunden geforderten Vergütung für die Teilnahme am Lastmanagement.

Die Auswahl und der Einsatz der Technologien richten sich immer nach dem individuellen Bedarfsfall beim Netzbetreiber und weiteren Einflussfaktoren. Die Heterogenität der Netze und die zahlreichen Einflussfaktoren, die bei einer Investitionsentscheidung berücksichtigt werden müssen, können kaum verallgemeinernd und gleichzeitig realitätsnah wiedergegeben werden. Synergien des Netzausbaus im Zusammenhang mit einem etwaig vorhandenen Erneuerungsbedarf wurden nicht betrachtet. In solchen Fällen ist ein Netzausbau nahezu immer die kostengünstigste Variante. Im Gegensatz dazu können innovative Lösungen wesentlich günstiger sein, falls ein Kabel erst am Beginn seiner Lebensdauer ist. Die untersuchten Engpasssituationen ersetzen folglich keine umfassende Analyse im Einzelfall. Festzuhalten

⁶⁹Hinweise zu Wechselwirkungen und Synergien zwischen den einzelnen Lösungen finden sich in Kapitel 10 der Roadmap. Zudem werden einige Synergien in der Untersuchung „Moderne Verteilernetz für Deutschland“, welche im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) durchgeführt wurde, quantifiziert (E-Bridge, IAEW, Offis, 2014).

⁷⁰ Das Potential ist stark abhängig von der zeitlichen Komponente. Je länger der Bedarf einer Eingriffs in den Verbrauch besteht, desto geringer ist das verfügbare Potential. Im Gegensatz dazu gilt: je kürzer ein Eingriff in den Verbrauch nötig ist, desto höher ist die Anzahl der der dafür zur Verfügung stehenden Lasten.

⁷¹ Gerade hinsichtlich der Erhöhung des Eigenverbrauchs mit Hilfe einer entsprechenden Gebäudeautomation mag sich die Situation ändern bzw. kann das Kosten-Nutzen Verhältnis eines Einsatzes von IKT zum Lastmanagement in Zukunft in den positiven Bereich umschlagen, insbesondere bei einem Anstieg der Strompreise (Energietarif). Eine Laststeuerung zur Erhöhung des Eigenverbrauchs hat allerdings kaum etwas mit Bedarfsfällen im Netz und der Behebung von Netzengpässen zu tun.



sind neben wirtschaftlichen Vorteilen, eine bessere Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten sowie eine schnellere Umsetzbarkeit der Massnahmen.

Weitere Nutzenaspekte können lediglich qualitativ bewertet werden. Externe Effekte sowie potenzielle Konflikte, z. B. ein nicht geregeltes Zugriffsrecht, können bei einer Entscheidung zum Technologieeinsatz betrachtet werden. Auch in diesem Kontext erscheint der Einsatz intelligenter Lösungen und Betriebsmittel oft positiv. Die qualitativen Aspekte können aber durchaus auch für einen zunehmenden Einsatz konventioneller Technologien sprechen, insbesondere falls eine Einsatzbereitschaft der intelligenten Technologien, z.B. aufgrund fehlender Erfahrungswerte oder nötiger Rahmenbedingungen, noch nicht gegeben ist. Für den Einsatz von dezentralen Stromspeichern sowie des Einspeise- und Lastmanagements ergeben sich Synergien zwischen netzdienlichen und marktorientierten Betrieb, die Fragen der Koordination aufwerfen.

Bei der Bewertung der innovativen Technologien stellt sich letztlich auch die Frage nach der Verteilung der Kosten und der Nutzen. Hier sollte bei gesamthaft vorteilhaften Lösungen sichergestellt sein, dass die Nutzen nicht über wirtschaftliche Nachteile einzelner Interessengruppen in der Umsetzung blockiert werden. Dem Netzbetreiber obliegt letztlich die Entscheidung welche Technologie, vor dem Hintergrund der konkreten Situation und seiner Planungsgrundsätze⁷² zum Einsatz kommt. Bei den Netzkomponenten rONT, Strangregler oder der Blindleistungsregelung fallen die Kosten beim Netzbetreiber an, werden aber auf die Endverbraucher überwältzt. Schlussendlich liegen also Nutzen und Kosten bei ihm zusammen, indem erneuerbare Energien zu verminderten Kosten in das Netz integriert werden können. Die gleiche Argumentation gilt auch für die Kosten eines Einspeisemanagements. Anders zu beurteilen sind der Einsatz von Stromspeichern und das Lastmanagement. Hier werden erhebliche, marktseitige Nutzen für die Betreiber generiert.

Eine weitere Technologie von Smart Grids sind Smart Metering Systeme. Auch sie wurden in einer gesonderten, vertieften Kosten-Nutzen Analyse betrachtet⁷³. Die Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher (Smart Metering Systeme) in der Schweiz weist ebenso ein positives Kosten-Nutzen Verhältnis über einen Zeitraum von 20 Jahren auf. Smart Metering Systeme bestehen vor allem aus Mess- und Kommunikationstechnik bei Endverbrauchern bzw. Prosumern. Die Smart Metering Systeme unterstützen einige der zuvor betrachteten Smart Grid Funktionalitäten und tragen zu einem einfachen Endverbraucher- und Mieterwechsel, sowie einer stark vereinfachten Stromablesung, insbesondere auch bei Kunden im Eigenverbrauch, bei. Gerade im Umgang mit dem Eigenverbrauch und einer genauen Abrechnung sind sie äusserst hilfreich, da sie eigens dafür nötige, komplexe Prozesse vereinfachen. So sind langfristig Kostenreduktionen, insbesondere bei Prosumern welche sich in der Eigenverbrauchsregelung befinden, zu erwarten. Weitere Funktionalitäten wie die Visualisierung des Verbrauchs fördern Energieeffizienz und Energieeinsparungen. Interoperabilität und eine national harmonisierte technische Basis gewährleisten Investitionssicherheit und Innovation und unterstützen die Entwicklung von Energiedienstleistungsmärkten. Nicht zuletzt können Transaktionskosten auf einem offenen Strommarkt erheblich reduziert und Innovationen unterstützt werden. Smart Metering Systeme erschliessen zudem Effizienzpotenziale in der Produktions- und Netzplanung.

⁷² Einheitliche Netzplanungsgrundsätze können dabei hilfreich sein. Innovative Technologien sollten von Beginn an in die Netzplanung einbezogen werden, um die Infrastruktur optimal auszugestalten. Siehe hierzu auch die Diskussion in der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (E-Bridge, IAEW, Offis, 2014) sowie die Vorschläge in „Vertiefungsstudie zur Strategie Stromnetze im Hinblick auf die Erarbeitung einer Vernehmlassungsvorlage,“ (e-Netz AG, Fichtner Management Consulting AG, 2014) sowie die Vernehmlassungsvorlage zur Strategie Stromnetze.

⁷³ Vgl. hierzu „Folgeabschätzung einer Einführung von "Smart Metering" im Zusammenhang mit "Smart Grids" in der Schweiz“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).



Funktionalitäten im Bereich der Steuerung sind mit diesen Systemen möglich. Dies erfordert jedoch zusätzliche Module, erhöht Anforderungen an die Systeme bei den Netzbetreibern sowie an die Datensicherheit des Gesamtsystems. Damit verursachen solche Lösungen nicht zu verachtende Mehrkosten, insbesondere in einer flächigen Einführung. In Einzelfällen können diese jedoch gerechtfertigt und effizient sein, z. B. bei dem Ersatz einer in die Jahre gekommenen Rundsteuerung.

In aller Kürze

- Smart Grid Technologien ermöglichen die kosteneffiziente Anpassung des Netzes zur vermehrten Integration von erneuerbaren Energien. Die Technologien bieten Alternativen oder Ergänzungen zum konventionellen Netzausbau und sparen Kosten.
- Aufgrund der Heterogenität der Netze und einer Vielzahl von Einflussfaktoren ist die Entscheidung über den Technologieeinsatz immer aufgrund der konkreten Situation im Netz zu fällen.
- In den meisten Engpasssituationen sind eine Blindleistungsbereitstellung durch die Produzenten, regelbare Ortsnetztransformatoren und das Einspeisemanagement die vorteilhaftesten weil kosteneffizienten Lösungen. Eine Kombination verspricht noch mehr Effektivität.
- Rein netzdienliche Lösungen mit Stromspeichern (Batterien) sind auf absehbare Zeit wesentlich kostenintensiver als andere Smart Grid Technologien.
- Intelligente Messsysteme beim Endverbraucher (Smart Metering Systeme) weisen ein positives Kosten-Nutzen Verhältnis auf. Sie vereinfachen den Endkunden-(Mieter)wechsel, die Stromablesung, ermöglichen Stromeinsparungen und eine effiziente, kostengünstige Messung und den Umgang mit dem Eigenverbrauch. Sie schöpfen Effizienzpotentiale bei der Netzplanung ab.
- Die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen müssen sicherstellen, dass (technologieneutrale) Anreize bestehen, um die volkswirtschaftlich effizientesten Lösungen umzusetzen. Letztlich obliegt dem Netzbetreiber die Auswahl der Technologie in der konkreten Situation und unter Einbezug der gesetzten Anreize in der Regulierung.



14 Regulatorische Handlungsfelder zur Beseitigung von Hemmnissen von Smart Grids

Die Betrachtungen zukünftiger Funktionalitäten, der dafür nötigen technischen Lösungen und deren Kosten Nutzen Verhältnisses zeigt, dass viele nötigen Lösungen im Bereich des Stromnetzes bereits technisch verfügbar und in gewissen Anwendungsfällen auch wirtschaftlich rentabel zu sein scheinen⁷⁴. Grossflächige Anwendungen intelligenter Lösungen finden sich jedoch bislang nicht. Vielmehr wird derzeit noch auf konventionellen Netzausbau gesetzt. Dies kann daran liegen, dass bisher der Anteil an Produktion aus erneuerbaren Energiequellen noch relativ gering gemessen am Gesamtverbrauch ist oder weil Investitionshemmnisse in innovative Technologien bestehen. Zudem gab es bisher nur eine relativ geringe Anzahl von Engpasssituationen und somit auch eine geringe Anzahl von Fällen, in denen der Einsatz von Smart Grid Technologien wirtschaftliche Vorteile hätte bieten können⁷⁵. Lediglich im Bereich der Systembilanz sind erste Ansätze innovativer Lösungen, z. B. Aggregatoren im Bereich Demand Side Integration, virtuelle Kraftwerke oder dezentrale Stromspeicher beobachtbar.

Grundsätzlich ist bei der Anwendung innovativer Technologien festzustellen, dass mit neuen technischen Lösungen Unsicherheiten technischer Art verbunden sind. So steigt mit ihnen die Komplexität im Netz und im Netzbetrieb. Die Sicherheit des Netzbetriebs hat vor dem Hintergrund der Versorgungsqualität einen hohen Stellenwert und die zunehmende Komplexität stellt daher eine neue Herausforderung dar. Dies wirkt sich auf die Umsetzung von Innovationen aus. So können tendenziell technische Innovationen, auch wenn sie einen Kostenvorteil versprechen, z. B. aufgrund fehlender Erfahrungen und Risikoaversität hinsichtlich ihrer Verlässlichkeit, konservativ eingeschätzt werden.

Technische Unsicherheiten erlangen zudem eine höhere Bedeutung, so mit ihnen auch regulatorischen Unsicherheiten verbunden sind. Im Rahmen der Umsetzung von innovativen Lösungen ist, neben Markthemmnissen für Smart Grid Technologien und einer weitergehenden Standardisierung, also auch das regulatorische Umfeld zu berücksichtigen. Offene Fragen an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz bestehen. Hierbei scheint ein Zielkonflikt zwischen den erreichbaren Effizienzgewinnen eines Marktes und den Kosten der dafür nötigen Infrastrukturerweiterungen zu bestehen. Im Folgenden wird ein Überblick über mögliche Hemmnisse im regulatorischen Status Quo und daraufhin über etwaige relevante regulatorische Handlungsfelder gegeben.

Regulatorischer Status Quo

Bislang gibt es in der Schweiz eine kostenorientierte Regulierung (Cost-Plus-Regulierung) der Stromnetze in Form einer Ex-post Prüfung durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) – den Regulator. Die Prüfung soll sicherstellen, dass Kosten, sofern sie einem leistungsfähigen, effizienten und sicheren Netz dienen, in die Netzkosten angerechnet werden⁷⁶. Angesichts der bislang kaum vor-

⁷⁴ Vgl. Kapitel 13 der Roadmap sowie „Kosten, Nutzen und weitere Effekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ (BET Dynamo Suisse, 2014) und „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (E-Bridge, IAEW, Offis, 2014).

⁷⁵ Für solche Engpasssituationen werden Netzverstärkungen, zumeist durch konventionelle Lösungen nötig. Netzanschlüsse von Erzeugern nach Artikel 7, 7a und 7b des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0) können ab dem Einspeisepunkt Netzverstärkungen notwendig machen, welche dann gemäss Artikel 22 Absatz 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV; SR 734.71) Teil der Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft sind. Sie vergütet den Netzbetreibern gestützt auf eine Bewilligung der EiCom die Kosten (Art. 22 Abs. 4 und 5 StromVV). Insgesamt wurden bei der EiCom ab dem Jahr 2009 151 Gesuche zur Bewilligung von Netzverstärkungen eingereicht von denen bisher 91 im Umfang von 18.5 Million CHF bewilligt wurden (Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom), 2014).

⁷⁶ Hierbei ist die grundsätzliche Regulierungsherausforderung der asymmetrischen Information zwischen Netzbetreiber und einem Regulator zu beachten. Diese impliziert, dass speziell eine Sicherstellung von Effizienz nicht einfach ist, sofern es nicht umfassend Kostenprüfungen oder geeigneten Anreizsystemen kommt.



handenen Durchdringung von Smart Grids mag sich die Frage stellen, ob die derzeitige Praxis der Kostenanerkennung ausreichend⁷⁷ ist und bedarf wohl einer weiteren Erörterung, die den vorliegenden Rahmen sprengen würde. Grundsätzlich ist anzumerken, dass ein System der Kostenregulierung mangelnde Anreize zur Kostenoptimierung und Innovation setzen kann, wenn sich hieraus gegenüber der bisherigen Praxis nicht unmittelbare, wirtschaftliche Vorteile ergeben. So gelten die Kosten eines konventionellen Ausbaus im Bedarfsfall als sicher anrechenbar, was bei Smart Grid Technologien nicht a priori aufgrund von Unsicherheiten⁷⁸ der Fall ist und ein Investitionsrisiko darstellt. Zudem werden Kapitalinvestitionen mit ihren Opportunitätskosten über den WACC vergütet und Betriebskosten nur durchgereicht. Dies begünstigt kapitalintensive Lösungen und damit einen konventionellen Netzausbau. Anreize für eine zeitliche Optimierung zwischen Betriebs- und Kapitalkosten sind kaum vorhanden^{79,80}.

Ein Beispiel für den Einfluss regulatorischer Rahmenbedingungen ist der Bereich der Laststeuerung (neue Flexibilität im Netz). Bei der Laststeuerung ist es offen, inwiefern Dritte Verbraucher für Marktbelange, so z. B. für den Systemdienstleistungsmarkt, steuern dürfen und ab wann Netzbelange Vorrang haben. Unbestimmt ist auch inwiefern Synergien zwischen Markt und Netz, z. B. über die Verwendung dezentraler Stromspeicher, genutzt werden dürfen⁸¹. Zudem ist ein Zugriff auf die dezentrale Produktion aus erneuerbaren Energiequellen bisher nicht möglich, obgleich mit ihm ein erhebliches Potential für Reduktionen der durch dezentrale Einspeisung getriebenen Netzausbaukosten verbunden ist⁸².

Wichtige Handlungsfelder für Smart Grids

Das Kosten-Nutzenverhältnis vieler innovativer Lösungen zeigt sich in einer überwiegenden Anzahl von Anwendungsfällen⁸³ vorteilhaft⁸⁴. Es stellt sich insofern die Frage, inwiefern gewisse regulatorische Anpassungen die Diffusion der Technologien verbessern können.

Weitgehender Markt

Die Entwicklung des Marktes kann eine Rolle bei der Diffusion von Smart Grid-Lösungen spielen, sofern sie neue Geschäftsmodelle fördert und Anreize zu Innovationen mit sich bringt. Der Schweizer Strommarkt ist teilliberalisiert. Nur Grosskunden mit einem Endverbrauch von mindestens 100 MWh pro Jahr haben die Möglichkeit den Lieferanten frei zu wählen⁸⁵. Kleinere Endverbraucher sind an ihr lokales Energieversorgungsunternehmen und dessen Angebot gebunden. Eine Liberalisierung betrifft vornehmlich die Energielieferungen an Endkunden und ist derzeit mit Wirksamkeit hin zum Jahre 2018 vorgesehen – untersteht aber der Zustimmung des Parlamentes und einem möglichen Referendum.

⁷⁷ Insbesondere hinsichtlich der Handhabung der Netzverstärkungen (Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom), 2012).

⁷⁸ Hinsichtlich Verlässlichkeit, Lebensdauer, reale Kosten im Betrieb und Kosten für Instandhaltungsmassnahmen.

⁷⁹ Vgl. hierzu auch den Berichtsteil zur Regulierung und Innovation der Studie „Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“ (DENA, 2012) sowie „Moderne Verteilernetze für Deutschland - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)“ (E-Bridge, IAEW, Offis, 2014) und nicht zuletzt die „Stellungnahme zur Evaluierung der Anreizregulierung „ (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 2014) sowie Empfehlungen von eurelectric in „Regulation for Smart Grids“ (The Union of the Electricity Industry (EURELECTRIC), 2011) .

⁸⁰ Abweichende Haltung des VSE zu diesem Abschnitt: Es ist aus unternehmerischer Sicht üblich und sinnvoll, mit Unsicherheiten behaftete Varianten ceteris paribus zurückhaltend zu bewerten. Des Weiteren tritt ein übermässiger Kapitaleinsatz (Averch-Johnson-Effekt) nur ein, falls der regulatorische Zinssatz über dem markt- und risikogerechten Zinssatz liegt. Dies sei momentan nicht der Fall.

⁸¹ „Energiespeicher in der Schweiz; Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050 „ (Kema Consulting GmbH, 2013).

⁸² Vgl. hierzu Kapitel 13 sowie die Studien „Kosten, Nutzen und weitere Effekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ (BET Dynamo Suisse, 2014) und „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (E-Bridge, IAEW, Offis, 2014).

⁸³ Hier sind Engpasssituationen im Netz gemeint, die durch die Integration der Produktion aus erneuerbaren Energien verursacht werden.

⁸⁴ Vgl. (BET Dynamo Suisse, 2014) sowie derzeitige Erkenntnisse aus Deutschland (E-Bridge, IAEW, Offis, 2014),

⁸⁵ Sie bilden mengenmässig ca. 50% des in der Schweiz ab, von der Anzahl der Marktteilnehmer sind es gut 2%.



Die geplante volle Marktöffnung, welche alleinig den Energiebereich betrifft, bringt prinzipiell auch Anreize für Innovationen im Netzbereich mit sich. Neue Dienstleistungen auf dem Markt, z. B. Steuerungen des Verbrauchs oder von dezentralen Speichern, können auch neue Anforderungen an die Netze stellen, die es kosteneffizient zu bewältigen gilt. Die geplante Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher unterstützt einen liquiden Strommarkt, bietet jedoch auch weitere, vielfältige Nutzen und Möglichkeiten für Innovationen – auch im Netzbereich⁸⁶⁸⁷. Smart Metering unterstützt also einen offenen Markt.

Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher unter Gewährleistung des Datenschutzes und der Datensicherheit

Obgleich solche Smart Metering Systeme keine Grundvoraussetzung für ein intelligentes Netz ist, ergibt sich aus ihm ein Nutzen für das Netz und für den Strom- sowie Energiedienstleistungsmarkt⁸⁸. Eine bessere Netzplanung, die Reduzierung Transaktionskosten bei Wechselprozessen oder Massnahmen für vermehrte Energieeffizienz werden ermöglicht bzw. unterstützt. Um technische Barrieren zu vermeiden, ist ein Mindestmass einer schweizweiten Harmonisierung bei den intelligenten Messsystemen notwendig. Zur Festlegung von einheitlichen Mindestanforderungen wird eine Delegationsnorm an den Bundesrat im Stromversorgungsgesetz vorgeschlagen⁸⁹. Vorgaben auf diesem Niveau sollen allerdings nur soweit gehen, dass ein Zusammenspiel der nötigen Komponenten im Netz ermöglicht wird und später anfallende, versunkene Kosten bei Netzbetreibern vermieden werden. Eine schweizweite Harmonisierung ist bei den technischen Anforderungen und dem Datenschutz anzustreben und wurde bereits in Kapitel 12 diskutiert und sollten insbesondere regulatorisch angegangen werden⁹⁰. Weitere, technische Eigenschaften der Systeme oder Applikationen neben identifizierten technischen Mindestanforderungen⁹¹ sind dem Markt zu überlassen. Dieser kann IKT Dienstleistungen derart anbieten, dass Kosten für Datenübertragung und –verwaltung reduziert werden und Innovation stattfindet. Gerade über das Mehr an Informationen können Innovationen auch im Netzbereich, z. B. in der Netzplanung oder im Netzbetrieb zur besseren Ausnutzung vorhandener Kapazitäten, begünstigt werden.

⁸⁶ Vgl. hierzu insbesondere „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“, (Bundesamt für Energie (BFE), 2014).

⁸⁷ Abweichende Haltung des VSE: Eine vermehrte Steuerung des Verbrauches und dezentraler Speicher haben wenig mit einer Marktöffnung bzw. den Konsequenzen daraus zu tun. Auch ist die Unterstützung des Strommarktes durch Smart Meter Systeme eher gering einzuschätzen.

⁸⁸ „Folgeabschätzung einer Einführung von "Smart Metering" im Zusammenhang mit "Smart Grids" in der Schweiz“, (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012) sowie den Bericht „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“ (Bundesamt für Energie (BFE), 2014).

⁸⁹ Vgl. hierzu Art. 17a StromVG des Gesetzesentwurfes und der Botschaft zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013 (Bundesamt für Energie (BFE), 2013).

⁹⁰ Die Gewährleistung des Datenschutzes und der Datensicherheit kann ein Teil der technischen Mindestanforderungen oder sektorspezifischer Regelungen sein. Vorteilhaft ist eine Vereinheitlichung von Bundes- und kantonalen Regelungen unter der Massgabe eines sinnvollen Persönlichkeitsschutzniveaus, damit keine Markthemmnisse entstehen. Auch muss die Sicherheit dieser Systeme gewährleistet werden. Weitere Standardisierungsarbeiten, die entsprechende Schutzmechanismen und Prozesse zur Aufrechterhaltung des Schutzniveaus fordern, z. B. Konformitätsprüfungen, erscheinen notwendig.

⁹¹ Vgl. den Bericht „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“ (Bundesamt für Energie (BFE), 2014).



Entflechtung

Der Grad der Entflechtung zwischen Netz und Marktbereich hat einen wichtigen Einfluss auf Anreize. Derzeit ist mindestens eine buchhalterische und informatorische Entflechtung der integrierten Energieversorgungsunternehmen gefordert⁹². Regulatorisch gesehen ist dies nur eine mögliche Form der Entflechtung. Sie vermeidet einen Verlust an nicht unerheblichen Verbundvorteilen⁹³ zwischen Netz und Markt, speziell bei kleineren Netzbetreibern. Auf der anderen Seite kann sie die Entwicklung von Markt in netznahen Bereichen erschweren.

Die Frage nach einer weiteren Entflechtung der Schweizer Unternehmen stellt sich v.a. im Kontext des Abschlusses des Stromabkommens mit der EU, da in der EU eine stärkere Form der Entflechtung in Abhängigkeit der Grösse der Unternehmen gefordert wird. Aufgrund der Komplexität der Diskussion hinsichtlich einer angemessenen Entflechtung der Schweizer Unternehmen kann sie hier nicht vertieft geführt werden. Grundsätzlich ist jedoch festzustellen, dass die Interessenlage eines vollständig entflechteten Energieversorgungsunternehmens sich anders gestaltet als im Status quo. Sie wirkt sich insbesondere auf Dritte im Strommarkt, wie z. B. auf Energie- oder Messdienstleister, Aggregatoren, aus. Eine Entflechtung ist bei weiteren regulatorischen Entwicklungen mit dem Verlust an Verbundvorteilen geeignet abzuwägen.

Aktivierung und Zugang zu Flexibilitäten in Verteilnetzen

- Laststeuerung – Speicher – Einspeisemanagement -

Die Flexibilität, die im Netz aufgrund von steuerbaren Anlagen (Produktion, Verbraucher und dezentrale Stromspeicher) vorhanden ist, spielt eine wichtige Rolle bei der Entwicklung von Smart Markets. Diverse Interessengruppen, vereinfacht über Rollen⁹⁴ beschrieben, haben ein wirtschaftliches Interesse, auf diese Flexibilitäten zuzugreifen. Abbildung 23 veranschaulicht die Situation. Netzbetreiber haben eine hohe Versorgungsqualität sowie eine gute Versorgungssicherheit zum Ziel und so ein Interesse daran die Flexibilitäten netzorientiert zu verwenden. Andere Rollen haben vorwiegend marktgetriebene Interessen und Netzbelange sind zunächst nicht von Interesse. Lose entbündelte EVU weisen umfassendere Interessenlagen auf. Somit stellt sich die Frage, so die Interessen kollidieren, ob und wie ein Interessenkonflikt zwischen einem eher markt- oder eher netzseitigen Einsatz geeignet zu lösen ist.

Netzseitige Interessen

Netzseitig haben Verteilnetzbetreiber ein Interesse direkt auf Lasten zuzugreifen, um z. B. Spannungsprobleme oder Überlastungen von Leitungen oder Transformatoren zu vermeiden. Neben diesen technischen Aspekten im Kontext der Versorgungsqualität gibt es auch wirtschaftliche Gründe. Über eine Laststeuerung können Lastspitzen vermieden werden. Die Folge ist ein geringerer (mithin wirtschaftlich optimierter) Netzausbau. Unter bestimmten Bedingungen können auch Wälzungskosten aus der Nutzung überlagerter Netze verringert werden. Der Übertragungsnetzbetreiber hat ein Interesse, auf Lasten über Märkte zuzugreifen und indirekt zu steuern, um die Systemstabilität aufrecht zu erhalten oder mehr Redispatchmöglichkeiten zu erhalten. Weitgehend bestehen die gleichen Interessen auch für die Verwendung von Stromspeichern.

⁹² Vgl. hierzu Art. 10 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR734.7].

⁹³ Diese können sich z. B. durch reduzierten administrativen Aufwand und eine einfachere Buchhaltung ergeben.

⁹⁴ Vgl. hierzu insbesondere Kapitel 12 der Roadmap.

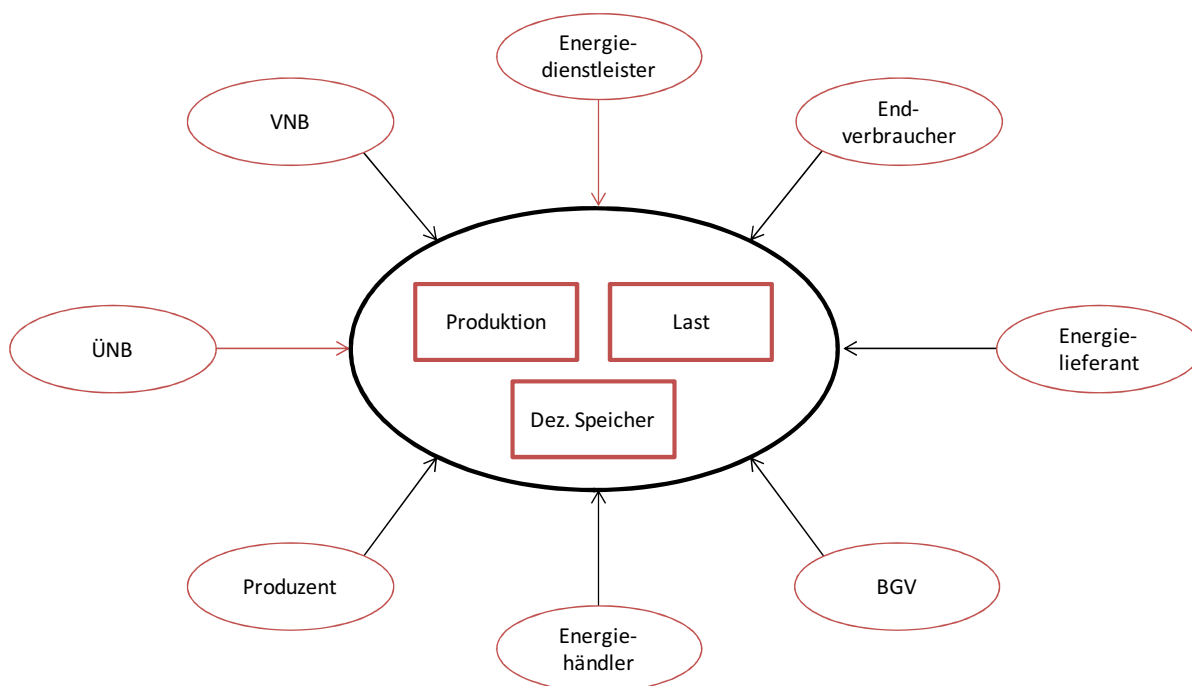


Abbildung 23: Ressourcen im Stromnetz und Rolle, die ein Interesse haben können, auf diese Ressourcen zuzugreifen.

Hinsichtlich dezentraler Produktion ist der Verteilnetzbetreiber möglichst an einer optimalen Auslastung des Netzes bzw. an der Nutzung der Netzkapazität und an der Einhaltung von technischen Grenzwerten interessiert. Ein Zugriff auf die Produktion über ein Einspeisemanagement ist in vielen Fällen nur in wenigen Stunden pro Jahr notwendig, um lokal im Netz Grenzwertverletzungen vorzubeugen bzw. zu vermeiden und die Infrastruktur besser zu nutzen. Die Kosten-Nutzen-Analysen zeigen, dass derartige Eingriffe Probleme im Netz kostengünstig beheben⁹⁵.

Marktseitige Interessen

Marktseitig ist eine Vielzahl an Rollen, z. B. Energiedienstleister bzw. Aggregatoren, Energielieferanten und Endverbraucher interessiert, Lasten zu steuern. Hinsichtlich der Endverbraucher können speziell Prosumer, also Endverbraucher mit eigener Produktion, ein Interesse an einer Laststeuerung haben. Sie kann, z. B. im Rahmen der Eigenverbrauchsregelung, von Vorteil für eine Erhöhung des Eigenverbrauchsgrades sein. Endverbraucher können ihre Flexibilität an Marktrollen übergeben, die diese z. B. auf Systemdienstleistungsmärkten anbieten oder zur Optimierung des Vertriebsportfolios bzw. des Einkaufes verwenden. Auch können auf Basis der Flexibilität neue Dienstleistungen angeboten werden. Vergleichbare Interessen gelten für den Einsatz von Stromspeichern durch unterschiedliche Marktakteure. Hinsichtlich der dezentralen Produktion können aus Marktsicht vor allem Produzenten, Endverbraucher und Energiedienstleister daran interessiert sein, dezentrale Produktion möglichst flexibel einzusetzen bzw. zugriff darauf zu erhalten. Sie könnten zunehmend von einer Direktvermarktung sowie von weiteren Opportunitäten profitieren. Energiedienstleister bzw. Aggregatoren könnten über den Betrieb von virtuellen Kraftwerken einen Mehrwert generieren, indem neben der Direktvermarktung weitere Märkte erschlossen werden.

⁹⁵ Vgl. hierzu „Kosten, Nutzen und weitere Effekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ (BET Dynamo Suisse, 2014) sowie „Moderne Verteilernetze für Deutschland - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, (E-Bridge, IAEW, Offis, 2014).



Fazit

Die Laststeuerung durch eine Rolle im Markt hat aufgrund der Vernetzung Auswirkungen auf andere Rollen und unvermeidlich auch auf das elektrische Netz. Eine Häufung marktgetriebener Eingriffe könnte v. a. im Verteilnetz zu technischen Problemen jedoch mit beschränkter flächenmässiger Ausdehnung führen. Ein umfassender marktdienlicher Einsatz durch Dritte bringt also mehr Komplexität im System und die Frage mit sich, ab wann das Netz einen Vorrang vor dem Markt genießt und wie der Wert der Flexibilitäten taxiert werden kann. Bei Stromspeichern gilt zu klären, inwiefern der Nutzen am Markt und im Netz gesamtheitlich gehoben und Synergien genutzt werden können. Bisher wird das Gros der Nutzen von dezentralen Stromspeichern marktseitig identifiziert, jedoch erst der Zusatznutzen im Netz sorgt für ein positives Kosten-Nutzen Verhältnis⁹⁶. Schliesslich kann ein umfassendes Einspeisemanagement erhebliches wirtschaftliches Kostenreduktionspotential hinsichtlich dem Netzausbau heben. Bislang muss die gesamte Produktion der neuen erneuerbaren Energien, solange sie in einer für das Netz geeigneten Form eingespeist wird, also die Sicherheit des Netzes nicht gefährdet, in das Netz aufgenommen werden. Dies verunmöglicht bisher eine Nutzung der Reduktionspotentiale.

Wirtschaftliche Interessenkonflikte in den Bereichen Laststeuerung, Stromspeicher und Einspeisemanagement brauchen klare Rahmenbedingungen, um intelligente Lösungen zu ermöglichen. Dahingehend gilt es, z. B. über eine schärfere Rollendefinition im Markt und Netz, einen diskriminierungsfreien Zugang zu Potentialen verfügbarer Flexibilitäten zu sichern und ihren Wert möglichst marktbasiert zu taxieren⁹⁷. Hierbei ist das gesamtwirtschaftliche Kalkül zu beachten, d.h. mehr Markt ist dann sinnvoll, wenn die Anbahnungs- und sonstigen Transaktionskosten nicht zu gross werden. Ein Lösungsansatz kann eine Ausgestaltung eines sogenannten Ampelkonzepts⁹⁸ sein. Es kann klare Kriterien für ein Zugriff seitens des Netzbetreibers auf Flexibilitäten im Markt setzen. In diesem Kontext spielt die Wertigkeit bzw. die Vergütung der Flexibilität eine besondere Rolle. Neben derartigen Rahmenbedingungen kann v. a. ein sinnvoll ausgestaltetes Einspeisemanagement erheblich zur Realisierung von Einsparpotentialen beitragen. Es bietet ein erhebliches, zukünftiges Flexibilisierungspotential hinsichtlich der Netzdimensionierung aber auch für die Direktvermarktung im Markt. Schliesslich gilt es hinsichtlich dezentraler Stromspeicher auch einen Lösungsraum zu schaffen, in dem der Nutzen am Markt aber auch für das Netz ausgeschöpft werden kann, ohne gegen Entflechtungsgrundsätze zu verstossen.

Effizienz- und Innovationsanreize

Eine kostenorientierte Regulierung schafft finanzielle Sicherheiten und somit auch Anreize, neue Lösungen zu erproben, wenn die Anerkennung dieser Kosten sichergestellt ist. Ist im Regulierungssystem ein kapitalintensiver Netzausbau wirtschaftlich gesehen interessanter als ein vermehrter Einsatz von betriebskostenintensiven Innovationen, so können konventionelle Lösungen begünstigt werden. Ein solch gegenläufiger Anreiz wird zudem verstärkt durch eine höhere technische Komplexität von Smart Grid-Lösungen, aufgrund derer ggf. das Risiko eines Einsatzes ggf. zu hoch taxiert wird und damit einem Einsatz entgegenwirken kann. Grundsätzlich kann deshalb eine geeignet dimensionierte Anreizregulierung, welche genügend Raum für effiziente Investitionen lässt, von Interesse sein, um Innovation implizit

⁹⁶ Vgl. „Energiespeicher in der Schweiz; Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050“ (Kema Consulting GmbH, 2013).

⁹⁷ Abweichende Haltung des VSE: Diskriminierungsfreier Zugang zu Speichern wird Investitionen in diese beeinträchtigen, da der Investor im Einsatz dieses Betriebsmittels eingeschränkt wird. Die Folge kann eine konservative Bewertung und eine ungenügende Bereitstellung von Speichern sein.

⁹⁸ Vgl. „BDEW Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“ (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 2012). Die „Ampel“ statuiert für den Betrieb der Flexibilitäten 3 Phasen: 1. Grün – keine Probleme im Netz, der Markt kann vollumfänglich spielen; 2. Gelb – Probleme zeichnen sich ab, der Netzbetreiber kann einen Zugriff auf Flexibilitäten einfordern und muss diesen entlohnen; 3 –Rot – Probleme im Netz stehen unmittelbar bevor, der Netzbetreiber kann alle nötigen Vorkehrungen treffen. Die Ausgestaltung eines solchen Konzeptes ist jedoch noch zu untersuchen.



zu beanreizen⁹⁹. Es wird zu prüfen sein, wie in einer Kosten- oder Anreizregulierung geeignete, technologie neutrale Anreize für eine volkswirtschaftliche wünschenswerte Durchdringung der elektrischen Netze mit intelligenten Lösungen gesetzt werden können.¹⁰⁰ Auch im Rahmen der derzeit angedachten Sunshine-Regulierung¹⁰¹ können Fortschritte und Anreize für Innovation erreicht werden, so sie mit vertieften Kostenprüfungen verbunden ist und hierüber die Effizienz im Netzausbau gefördert wird.

Weniger grundsätzlich jedoch mehr im Detail sollen Innovationen in einem kleineren Rahmen in der Gesetzesvorlage zur Strategie Stromnetze¹⁰² gefördert werden. Aufwendungen für innovative Massnahmen im Netz, so genannte Innovationsbudgets, sollen eingeführt werden. Ziel ist, dass neue Technologien, deren Kosten-Nutzen Verhältnis grundsätzlich attraktiv erscheint¹⁰³, in den Netzen erprobt werden können. Netzbetreiber können somit individuell und ohne grossen verwaltungstechnischen Aufwand innovative Massnahmen umzusetzen und hierbei wichtige Erfahrungen hinsichtlich Effizienz und Verlässlichkeit der Technologien sammeln. Auflage muss jedoch sein, die Ergebnisse hinsichtlich der Betriebs- und Planungskonzepte, der Realisierung und ihrer Wirkung im Ergebnis der Allgemeinheit und insbesondere anderen Anwendern zugänglich machen. Dies kann die schweizweite Diffusion von smarten Lösungen fördern¹⁰⁴. Grundsätzlich davon zu unterscheiden sind Programme für Pilot- und Demonstrationsprojekte (P&D), die einen Anspruch auf Alleinstellungsmerkmale haben. Sie sind wichtig für die Innovationsförderung aber in der Entwicklung innovativer zeitlich früher anzusiedeln. Innovationsbudgets dienen der Diffusion zuvor, ggf. in P&D Programmen erprobten Lösungen.

Datenschutz und Datensicherheit in Smart Grids

Elektrische Netze zählen zu den kritischen Infrastrukturen. Manipulationen, so z. B. das Einspeisen falscher Steuersignale, können zu Ausfällen oder zumindest zu Beschädigungen von Betriebsmitteln führen. Datenschutz und die Datensicherheit ist für die Diffusion von intelligenten Lösungen von hoher Bedeutung und daher ganzheitlich im Smart Grid auf einem angemessenen Niveau zu gewährleisten. Ein sinnvolles Sicherheitsniveau kann aus einer risikobasierten Analyse gewonnen werden, die die Vertraulichkeit, die Integrität, die Verfügbarkeit sowie die Nachvollziehbarkeit der Daten ermöglicht. Für viele Anwendungsfälle innerhalb der identifizierten Smart Grid Funktionalitäten ist die Aufnahme von Messwerten und die Übertragung von Informationen zur Analyse und Steuerung zentral. Falls Steuerungen von Produktion, Stromspeicher oder Lasten über IKT erfolgen, können sie ein Systemrisiko darstellen. Klare Vorgaben und Anforderungen können die Durchführung vertiefter Analysen unterstützen und die Gewährleistung des nötigen Sicherheitsniveaus beschleunigen indem Rechts und damit Investitionssicherheit geschaffen wird. Die Anforderungen sollten jedoch derart ausgelegt sein, dass sie flexibel bleiben, da IKT schnelllebig ist.

⁹⁹ Vgl. hierzu „Internationale Regulierungssysteme - Vergleich von Regulierungsansätzen und - erfahrungen. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) (E-Bridge, ETA Energy, AF Mercados EMI, THEMA Consulting Group, 2014).

¹⁰⁰ Abweichende Haltung des VSE: Er ist der Auffassung, dass die Beanreizung von Smart Grid Lösungen unabhängig vom Regulierungsmodell zu sehen ist.

¹⁰¹ In einer Sunshine Regulierungen werden Strukturdaten der Netzbetreiber erhoben und publiziert. Dies kann Anreize zu Verbesserungen setzen und zu vertieften Kostenprüfungen verwendet werden.

¹⁰² Vgl. hierzu die Vernehmlassungsvorlage der Strategie Stromnetze auf www.bfe.admin.ch.

¹⁰³ Richtlinien bzw. konkrete Vorgehensweisen zur Analyse solcher Projekte wurden bereits entwickelt und bilden eine mögliche, standardisierte Vorgehensweise dafür. Vgl. hierzu „Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects“ (Joint Research Center (JRC) - Institute for Energy and Transport, 2012).

¹⁰⁴ Auch auf europäischer Regulatorebene wird sich für geeignete gesetzliche Anreize für Netzbetreiber ausgesprochen, um innovative Technologien vermehrt in die Netze zu integrieren. Vgl. hierzu „Smart Grids Position Paper - Conclusion Paper“ (European Regulators Group for Electricity & Gas (ERGEG), 2010) sowie „CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions (“Smart Regulation”)“ (Council of European Energy Regulators (CEER), 2014) oder z. B. die Regulierung für Innovation im Stromnetzbereich einiger Staaten wie z. B. Grossbritannien in „Revenue = Incentives+ Innovation+ Outputs (RIIO) Model“ (Office of Gas and Electricity Markets (ofgem), 2013).



Höhere Verursachergerechtigkeit im Netznutzungsmodell

Der Netzausbau wird schliesslich auch durch die Allokation der Kosten beeinflusst. So gewährleistet eine hohe Verursachergerechtigkeit der Netznutzungsentgelte, dass der Auslöser von Netzkosten für diese auch aufkommt. Das erhöht das Kostenbewusstsein, setzt Anreize für ein effizientes Verhalten und erreicht eine wichtige Steuerungswirkung. Grundlegend diesbezüglich ist die Ausgestaltung zwischen Leistungs- und Energiepreisen, deren Gewichtung sowie zeitlicher und räumlicher Differenzierung.

Die Spitzenlast ist ein wesentlicher Treiber für den Netzausbau und somit für die Kosten. Ein Leistungspreis berücksichtigt vor allem das Verhältnis zwischen Spitzenlast und Netzkosten. Der Arbeitspreis berücksichtigt die energieabhängigen Kosten. Eine Differenzierung der Tarife nach zeitlicher Nutzung des Netzes veranschlagt in Zeiten hoher Nachfrage nach dem Netz zusätzliche Aufschläge, indem sie die Nachfrage nach Infrastruktur und schliesslich die Kosten dafür verursachergerecht internalisiert. Sie bieten einen Anreiz für eine zeitliche Entzerrung der Netzbeanspruchung und damit eine Vergleichsmässigung der Verbrauchs- sowie Produktionsprofile. Gleiches bewirkt eine räumliche Komponente. Sie setzt preisliche Anreize für die Standortwahl neuer Erzeugungsanlagen und könnte eine höhere Allokationseffizienz erzielen.

Ein angepasstes Netznutzungsmodell kann deshalb Anreize für intelligente, netzdienliche Steuerungen von Produktion, dezentraler Stromspeicherung und Verbrauch setzen. Es bedarf hierzu jedoch einer Koordination und Kommunikation zwischen den Netzbedürfnissen und den Flexibilitäten. Ziel ist eine bessere Auslastung der bestehenden Infrastruktur, geringere zusätzlich benötigte Netzkapazitäten und damit nur geringfügig steigende Netzkosten. Hier besteht eine Interdependenz zu der diskutierten Aktivierung von Flexibilitäten. Eine andere Ausgestaltung zwischen Energie- und Leistungspreis kann verbesserte Anreize durch eine direktere Weitergabe der Kostentreiber setzen.

Schlussfolgerungen hinsichtlich einem regulatorischen Handlungsbedarf

Abbildung 24 veranschaulicht Handlungsfelder im regulatorischen Kontext. Die Abbildung zeigt eine zeitliche Einschätzung der Arbeiten hinsichtlich einer Regulierung, die Smart Grid Entwicklungen unterstützt bzw. nicht hemmt. So sollte eine verbesserte Abgrenzung zwischen Netz und Markt mit den damit verbundenen Fragestellungen hinsichtlich des Zugriffs auf Produktion, auf Stromspeicher und auf Lasten vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 in absehbarer Zeit untersucht werden. Vorgelagert sind bereits Regelungen zu der Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 vorgeschlagen. Die Arbeiten an einer diesbezüglichen Verordnung müssen Überlegungen zu den Einführungsmodalitäten von intelligenten Messsystemen, zu technischen Mindestanforderungen sowie für einen geeigneten Datenschutz und eine Sicherheit der Systeme beinhalten¹⁰⁵. Datensicherheit für Smart Grids ist insbesondere aufgrund von Unsicherheiten bzgl. der Ausgestaltung von Anwendungsfällen und international noch weiter zu entwickelnder Standards vor einem längeren Zeithorizont zu sehen. Hierbei sind Anwendungsfälle für intelligente Messsysteme beim Endverbraucher (Smart Metering Systeme) klar zu differenzieren. Erste Anreize für mehr Innovation im Netz schlägt der Bundesrat in der Strategie Stromnetze vor.

¹⁰⁵ Hierzu werden derzeit Arbeiten durch das Bundesamt für Energie in Zusammenarbeit mit relevanten Interessengruppen vorangetrieben, um pragmatische Lösungsansätze zu identifizieren.

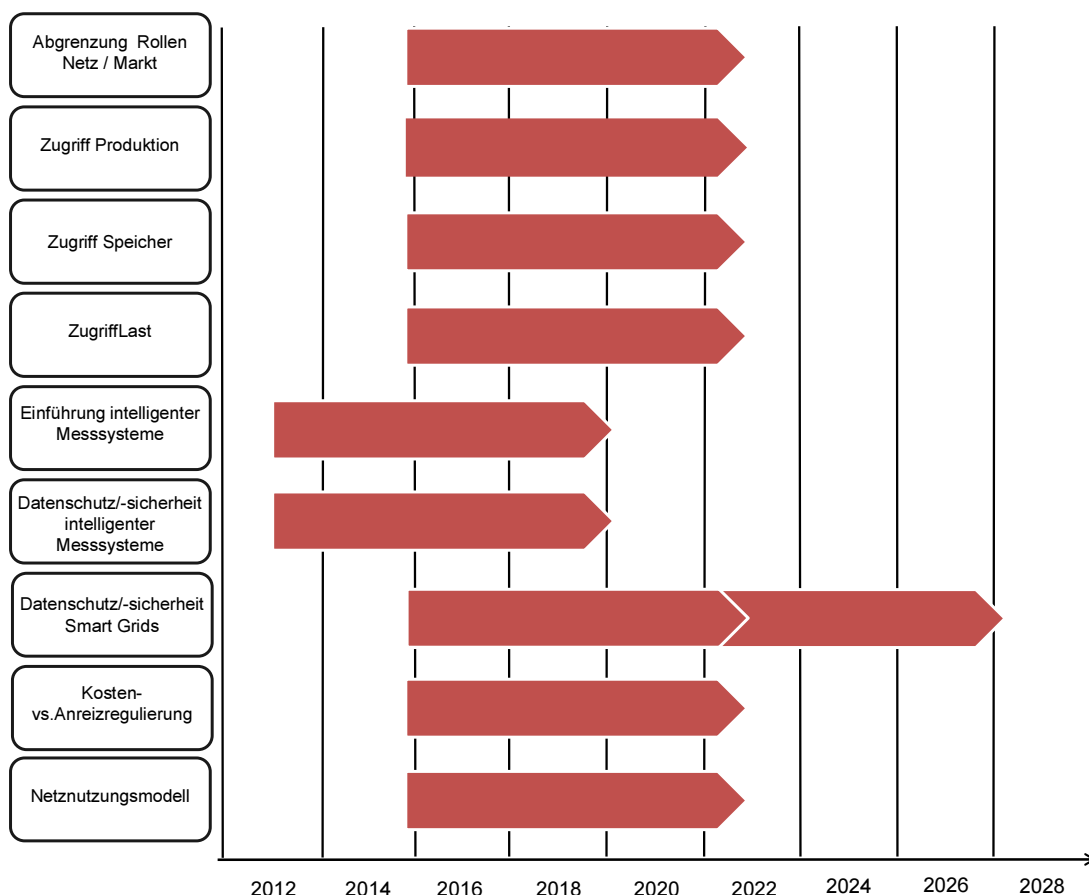


Abbildung 24: Arbeiten zur Beseitigung von Hemmnissen für Smart Grids auf regulatorischer Ebene.

In aller Kürze

- Ein Regelwerk für den Zugriff auf Flexibilitäten im Verteilnetz (Produktion, Stromspeicher, Verbrauch) ist wichtig und noch zu prüfen, um netzseitige und marktseitige Bedürfnisse effizient aufeinander abzustimmen. Eine schärfere Rollenabgrenzung kann hierzu beitragen.
- Klare Regelungen für dezentrale Stromspeicher können notwendig sein, um ihre Synergien zwischen Netz und Markt zu nutzen und sind zu untersuchen.
- Der tatsächliche Einsatz von innovativen Technologien im Netz fördert insgesamt die Entwicklung von Smart Grids. Sinnvoll gesetzte Anreize betreffen v.a. den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren oder anderen Reglern im Netz.
- Ein Einspeisemanagement (Kappung der Leistungen) ist derzeit nicht möglich. Im Hinblick auf die Kosteneinsparungen im Verteilnetz ist eine sinnvolle Ausgestaltung zu prüfen.
- Marktliberalisierung und steigender Wettbewerb im Strommarkt erhöhen das Nutzenpotenzial von Smart Meter Systemen und können zusammen Innovationen im Netzbereich beanreizen.
- Im Netznutzungsmodell sind geeignete Anreize für Verbrauch und/oder Produktion zu setzen, um Netzkosten verursachergerecht zu verteilen. Hierbei ist die Wirkung des Verhältnisses von Arbeits- und Leistungspreis zu berücksichtigen.



15 Umweltaspekte

Eines der wichtigen Ziele der neuen Energiepolitik ist es, die Energie- und Stromversorgung umweltverträglicher auszurichten. Insofern müssen Smart Grids und ihre intelligenten Lösungen auch vor dem Hintergrund umweltpolitischer Aspekte betrachtet werden. Smart Grids werden den Paradigmenwechsels, im Sinne der Energiestrategie 2050 des Bundesrates, unterstützen. Sie wirken sich jedoch genauso sowie konventionelle Lösungen auf die Umwelt aus. Die wichtigsten Auswirkungen werden folgend grob umrissen.

Auswirkungen auf Treibhausgasemissionen und das Klima

Smart Grids können Treibhausgasemissionen und Abfälle aus der Kerntechnik reduzieren, wenn sie dazu beitragen, (neue) erneuerbare Energien besser in das System zu integrieren und so den Bedarf an fossiler Stromproduktion vermindern können. Des Weiteren treten bei der Stromübertragung im Netz, physikalisch bedingt, Leitungsverluste auf. Smart Grids können zu einer Reduzierung der Übertragungsverluste beitragen, in dem vermehrt Strom dort produziert wird, wo er auch zeitgleich verbraucht wird. Dazu kann die Demand Side Integration, z. B. in Form von Laststeuerungen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs,¹⁰⁶ beitragen der auch eine ggf. nötige, verlustbehaftete Zwischenspeicherung vermindern kann.

Nicht-ionisierende Strahlung (NIS)

Smart Grids ermöglichen eine Reduktion der zu übertragenden Leistungsspitzen und damit gleichzeitig auch der Spitzenbelastungen durch Magnetfelder. Ausserdem können Smart Grids die Integrationsfähigkeit der dezentralen Stromproduktion verbessern. Bei kürzeren Übertragungswegen nehmen die Magnetfelder in der Umwelt global gesehen ab. Jedoch rückt die Stromproduktion (z.B. Photovoltaik-Anlagen) näher an die Daueraufenthaltssorte von Menschen, wodurch die NIS-Belastung lokal zunehmen kann.

Landschaftsschutz und Boden

Die Sichtbarkeit von Verteilnetzen ist deutlich weniger prägnant als diejenige von Übertragungsnetzen. Dies vor allem, da die Verteilnetze aus kleineren Stromleitungen bestehen und in Abhängigkeit der Spannung zunehmend unterirdisch geführt werden (je geringer die Spannung desto höher ist der Verkabelungsgrad)¹⁰⁷. Smart Grids ermöglichen einen Netzausbau jedoch vor allem im Verteilnetze zu reduzieren oder zu verzögern. Hier besteht Potential, landschaftliche Eingriffe zur Leitungsführung zu reduzieren sowie wertvolles Kulturland und Raum durch den einen geringeren Bedarf an Netzinfrastruktur zukünftig nicht zu vermehrt zu belasten. Insbesondere werden wertvolle Böden dadurch wesentlich weniger beansprucht werden, da weniger Kabel, die dafür nötigen Rohrblöcke aus Beton sowie Kompensationsanlagen nicht geringer Grösse ausgebaut werden müssen, die den Boden belasten.

¹⁰⁶ Vgl. hierzu das Kapitel 10 der Roadmap.

¹⁰⁷ Die überwiegende Anzahl an Leitungskilometern (ca. 80%) in den Verteilnetzen ist verkabelt (Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom), 2014).



Ressourcenverbrauch

Durch Smart Grids indirekt können Rohstoffe wie Gas, Kohle, Erdöl, aber auch Metalle eingespart werden. Übertragungsnetze wie Verteilnetze sind materialintensiv. Durch einen insgesamt reduzierten Ausbau der Netze können Metalle eingespart werden. Die IKT-Infrastruktur von Smart Grids benötigt jedoch mehr an seltenen Erden. Wobei der Vorteil der Einsparung von primären Energieträgern den IKT-bedingten Mehrverbrauch an seltenen Metallen überwiegen dürfte. *Die dezentrale Stromproduktion kombiniert mit Smart-Grid kann auch zu einer Erhöhung des Ressourcenverbrauchs führen (PV-Anlagen, Elektronik etc. mit kürzeren Produktlebenszyklen).* Smart Grids können indirekt dafür sorgen, dass in der Wasserkraftnutzung die Abflussregime nachhaltiger geregelt werden.

Naturgefahren und integrales Risikomanagement

Bei grossen Anlagen wie Übertragungsnetzen oder Grosskraftwerken ist es aufwändiger, den Schutz vor Naturgefahren sicherzustellen als bei dezentralen Einrichtungen. Allerdings kann die Wahrscheinlichkeit eines Brandes, mit Freisetzung von erheblichen umweltschädigenden Stoffen, bei dezentralen Energieerzeugungen und -speicherungen zunehmen.

In aller Kürze

- Smart Grids können indirekt über eine verbesserte Integration von Produktion aus dezentralen erneuerbaren Energiequellen zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Rohstoffe und damit zur Reduktion von Treibhausgasemissionen beitragen.
- Durch Smart Grids werden Raum und Böden geschont, da intelligente Netze den Netzausbau reduzieren können.



16 Literaturverzeichnis

AWK, Vischer - Anwälte, FIR - Hochschule St. Gallen. (2014). *Datensicherheit und Datenschutz in Smart Grids*. Bern, Schweiz.

BET Dynamo Suisse. (2014). *Kosten, Nutzen und weitere Effekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid*. Bern, Schweiz.

Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG. (2012). *Folgeabschätzung einer Einführung von "Smart Metering" im Zusammenhang mit "Smart Grids" in der Schweiz*. Bern, Schweiz: Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

Bundesamt für Energie (BFE). (2013). *Forschungsprogramm Netze*.

Bundesamt für Energie (BFE). (2010). *Positionspapier zu "Smart Grids"*. Bern, Schweiz: UVEK.

Bundesamt für Energie (BFE). (2012). *Energieforschungskonzept des Bundesamts für Energie 2013-2016*.

Bundesamt für Energie (BFE). (2012). *Grundlagen Energieversorgungssicherheit*. Bern.

Bundesamt für Energie (BFE). (2013). *Gesetzesentwurf und Botschaft zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013*. Bern, Schweiz.

Bundesamt für Energie (BFE). (2013). *Pilot- und Demonstrationsprogramm - Konzept*. Bern, Schweiz.

Bundesamt für Energie (BFE). (2014). *Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten*. Bern, Schweiz.

Bundesamt für Energie (BFE). (2011). *Überblicksbericht 2011 - Forschungsprogramm Netze*. Bern, Schweiz.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). (2012). *BDEW Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*. Berlin, Deutschland.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW). (2014). *Stellungnahme zur Evaluierung der Anreizregulierung*. Berlin, Deutschland.

CEN, CENELEC, ETSI Smart Grid Coordination Group. (2012). *Smart Grid Reference Architecture*. Brüssel, Belgien.

CENELEC. (1994). *EN 50160 "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems"*. Brüssel, Belgien.

Consentec GmbH. (2012). *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze*. Bern, Schweiz: Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

Consentec GmbH. (2013). *Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid*. Bern, Schweiz.



Council of European Energy Regulators (CEER). (2014). *CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ("Smart Regulation")*. Brüssel, Belgien.

DENA. (2012). *Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin, Deutschland.

E-Bridge, ETA Energy, AF Mercados EMI, THEMA Consulting Group. (2014). *Internationale Regulierungssysteme - Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA)*. Bonn, Deutschland.

E-Bridge, IAEW, Offis. (2014). *Moderne Verteilernetze für Deutschland - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Berlin, Deutschland.

Eidg. Energieforschungskommission (CORE). (2012). *Konzept der Energieforschung des Bundes 2013-2016*.

Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom). (2012). *Weisung 4/2012 der EiCom zu Netzverstärkungen*. Bern, Schweiz.

Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom). (2014). *Tätigkeitsbereich der EiCom 2013*. Bern, Schweiz.

e-Netz AG, Fichtner Management Consulting AG . (2014). *Vertiefungsstudie zur Strategie Stromnetze im Hinblick auf die Erarbeitung einer Vernehmlassungsvorlage*. Bern, Schweiz.

ENISA. (2012). *Appropriate security measures for smart grids*. Brüssel, Belgien.

eurelectric - Distribution Study Committee Group of Experts: Service Quality. (1997). *Availability of Supply Indices*. Brüssel, Belgien.

Europäische Kommission (EC). (2009). *Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability*. Brüssel, Belgien.

Europäische Kommission (EC). (2011). *Definition, expected Services, Functionalities and Benefits of Smart Grids*. Brüssel, Belgien.

Europäische Kommission (EC). (2011). *Standardisation mandate to european standardisation organisations (ESO) to support european smart grid deployment*. Brüssel, Belgien.

Europäische Kommission (EC). (2014). *Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27*. Brüssel, Belgien.

Europäische Kommission (EC) Task Force for Smart Grids . (2010). *Expert Group 1: Functionalities of Smart Grids and Smart Meters - Final Deliverable*. Brüssel, Belgien.

European Regulators Group for Electricity & Gas (ERGEG). (2010). *Smart Grids Position Paper - Conclusion Paper*. Brüssel, Belgien.



Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI). (2011). *Roadmap Smart Grids Austria*. Wien, Österreich.

FNN Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE. (2013). *Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland*. Berlin, Deutschland.

Internationale Energie Agentur (IEA). (2010). *Energy Technology Roadmaps - a guide to development and implementation*. Paris, France.

Joint Research Center (JRC) - Institute for Energy and Transport. (2012). *Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects*. Luxemburg, Luxemburg.

Kema Consulting GmbH. (2013). *Energiespeicher in der Schweiz; Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*. Bern, Schweiz.

Kostoff, R. S. (2001). *Science and Technology Roadmaps*. IEEE Transactions on Engineering Management, vol. 48, nr.2.

Office of Gas and Electricity Markets (ofgem). (2013). *Revenue = Incentives+ Innovation+ Outputs (RIIO) Model*. London, Grossbritannien.

Prognos AG. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050*. Bern, Schweiz: Studie im Auftrage des Bundesamtes für Energie.

R. Phaal, C. F. (2003). *Technology roadmapping—A planning framework for evolution and revolution*. Technology Science and Social Change, vol. 71, S. 5-26.

Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI). (2012). *Smart Grid Roadmap*. Dublin, Ireland.

The Union of the Electricity Industry (EURELECTRIC). (2011). *Regulation for Smart Grids*. Brüssel, Belgien.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). (2011). *Distribution Code Schweiz - Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes*. Aarau, Schweiz.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). (2012). *Wege in die Stromzukunft*. Aarau, Schweiz.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). (2013). *Empfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)*. Aarau, Schweiz.



17 Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
C	fossil-zentral_(Szenario für Stromproduktion in der Schweiz)
C&E	fossil-zentral und erneuerbar (Szenario für Stromproduktion in der Schweiz)
CIAN	Analyseart - Confidentiality(Vertraulichkeit) Integrity(Integrität), Availability (Verfügbarkeit) und Non-Repudiation(Nachvollziehbarkeit)
CORE	Eidgenössische Energieforschungskommission
DSG	Bundesgesetz über den Datenschutz
DSM	Demand Side Management (Laststeuerung)
DR	Demand Response
E	erneuerbar (Szenario für Stromproduktion in der Schweiz)
EC	Europäische Kommission
ES2050	Energiestrategie 2050
EU	Europäische Union
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System (Leistungselektronische Steuerelemente)
FMG	Fernmeldegesetz
GuD	(Kombikraftwerk) Gas und Dampf
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
KEV	kostendeckende Einspeisevergütung
KVA	Kehrichtverbrennungsanlagen
NEP	neue Energiepolitik (Nachfrageszenario für Energie in der Schweiz)
NIS	Nicht-ionisierende Strahlung
POM	politische Massnahmen (Nachfrageszenario für Energie in der Schweiz)
PV	Photovoltaik
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Überwachen und Steuern mit Computersystem)
SDL	Systemdienstleistungen
SDV	Systemdienstleistungsverantwortlicher
SGAM	Smart Grid Architecture Model
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VNB	Verteilnetzbetreiber
WKK	Wärme-Kraft Kopplung
WWB	Weiter wie bisher (Nachfrageszenario für Energie in der Schweiz)



18 Glossar

- Aggregator** Ein Aggregator ist eine neue Rolle in Energieversorgungssystem der Zukunft. Er bündelt eine Vielzahl unterschiedlicher Verbraucher um Produkte am Elektrizitätsmarkt anzubieten. Er verfügt über Informationen zu seinen Verbrauchern und kann sie aufgrund dessen in ihrem Energiebezugsverhalten beeinflussen, ihren Leistungsbezug in Höhe und / oder Zeit also anpassen. Bisher antizipierte Anwendungsfelder sind Systemdienstleistungen für den Übertragungsnetzbetreiber oder Angebote auf einem zentralen Energiemarktplatz.
- Aktive Netzelemente** Aktive Netzelemente sind in aller Regel Netzelemente, die selbständig oder aber per Fernsteuerung ihren Zustand ändern können. Solche aktiven Netzelemente können leistungselektronische Elemente wie Wechselrichter oder FACTS sein, die aus der Fern gemessene werden und auf die zugegriffen werden kann, um ihre Einstellungen zu verändern. Die Veränderung der Einstellung dieser Elemente hat einen direkten Einfluss auf das Netz bzw. den Stromfluss im Netz. Einfachste Beispiel sind aus der Fern betätigbare Schalter, die eine Leitung zu- oder abschalten. Aber auch regelbare Ortsnetztransformatoren, die die Spannung auf einem Netzweig einstellen (automatisch vor Ort auf Basis von lokalen Messwerten oder aus der Ferne auf Basis von Messwerten und einem Algorithmus).
- Backcasting** Die Methode des Backcastings, zu Deutsch der Rückwärtsinduktion, ist ein Werkzeug aus dem Technologie- und Innovationsmanagement und ist ein strategischer Ansatz für die Planung einer nachhaltigen Entwicklung und Innovation. Zunächst wird eine Vision der Zukunft, ein Ziel oder Erfolg festgelegt. Danach wird die Frage beantwortet, was getan werden muss, um dieses Ziel zu erreichen.
- Blindleistung** Die Blindleistung ist ein Begriff der Elektrotechnik. Im elektrischen Energieversorgungsnetz soll Energie vom Erzeuger zum Verbraucher übertragen werden. In mit Einphasen- bzw. Dreiphasenwechselstrom betriebenen Netzen fließt mehr Energie zwischen dem Erzeuger (Kraftwerk) und einem elektrischen Verbraucher, als in derselben Anzahl von Perioden beim Verbraucher umgesetzt wird. Diese zusätzliche Energie pro Zeit, die nichts zur Wirkleistung beiträgt, ist im Allgemeinen nötig für ein technisch stabiles Netz (Spannungsstabilität).
- dargebotsabhängige Energieerzeugung** Damit sind vor allem die neuen, erneuerbaren Energien wie Photovoltaik oder Wind gemeint. Die Erzeugungskapazitäten der dargebotsabhängigen Energieerzeugung hängen vom Dargebot der Sonne oder des Windes ab, das starken Fluktuationen und nicht beeinflussbaren Faktoren unterliegt, z.B. von der Windstärke oder der Wolkenbildung.
- Direktvermarktung** Die Direktvermarktung ist eine Weiterentwicklung des Fördersystems für erneuerbare Energien. Im Gegensatz zum heutigen fixen Einspeisetarif (KEV), werden mehr Marktsignale an die Produzenten von erneuerbarer Energien weitergegeben. Dabei wird der Wertigkeit des EE-Stroms zum Einspeisezeitpunkt in Abhängigkeit zur Nachfrage Rechnung getragen. Im Ergebnis reagieren die



Produzenten in einem derartigen System auf Marktpreisveränderungen, gestalten ihre Einspeisung darauf basierend zeitlich flexibler, verbessern ihre Prognose und bieten zudem mehr marktkonforme Produkte an.

Demand Side Integration

Unter Demand Side Integration wird die Einbindung der Verbraucher und ihrer Verbrauchsgeräte in Aufgaben der System- und Netzsteuerung verstanden. Dabei gibt es die Ausgestaltungsformen Demand Side Management (DSM) und Demand Side Response (DSR). DSM bezeichnet Massnahmen zur direkten Beeinflussung des Stromverbrauchs durch geeignete Steuerungsmöglichkeiten, wohingegen DSR die Reaktion von Verbrauchern auf (in der Regel monetäre) Anreize zur Verbrauchsbeeinflussung bezeichnet.

Dezentrale Einspeisung

Bei einer dezentralen Stromerzeugung wird elektrische Energie verbrauchernah erzeugt, z. B. innerhalb oder in der Nähe von Wohngebieten und Industrieanlagen mittels Kleinkraftwerken. Im Gegensatz zur zentralen Stromerzeugung wird die elektrische Energie bei der dezentralen Stromversorgung nicht ins Hochspannungsnetz eingespeist, sondern ins Mittel- und Niederspannungsnetz. Zur dezentralen Einspeisung zählen neue erneuerbare Energien wie Photovoltaik oder Wind, aber auch konventionelle Erzeugungstechnologien wie Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK), kleine Gasturbinen oder die Kleinwasserkraft.

Dreiphasensystem

Zur Energieübertragung werden fast ausschliesslich sogenannte *Dreiphasensysteme* verwendet. Ein Dreiphasensystem besteht aus drei stromführenden Leitern, den *Phasenleitern*. Zusätzlich gibt es im Niederspannungsnetz einen *Erd-* und einen *Neutralleiter*.

Einspeisemanagement

Der Begriff Einspeisemanagement wird üblicherweise für Konzepte zur netzdienlichen Nutzung von dezentraler Erzeugungen verwendet. Ein Einspeisemanagement ist ein auf den unteren Netzebenen stattfindender Redispatch. Einspeisung wird aufgrund der lokalen Netzsituation zu mehr oder minder grösseren Teilen heruntergefahren bzw. abgeregelt und steht nicht mehr zur Verfügung im System. Die Ausprägung des Einspeisemanagements ist abhängig von der Erzeugungstechnologie (z. B. Photovoltaik oder WKK), die angesteuert wird.

Endverbraucher

Der Endverbraucher kann ein Haushalt oder ein Industriekunde, etc. sein. Er verbraucht elektrische Energie und verfügt über statische und flexible Lasten. Die flexiblen Lasten können durch ihn oder durch Dritte, wie den VNB oder einen Energiedienstleister / Aggregator gesteuert werden.

Erdschluss

Dieser Netzfehler kann auch als Erdkurzschluss bezeichnet werden. *Erdschlüsse* sind Verbindungen eines Phasenleiters (isoliertes Netz) mit der Erde und entstehen meist über dritte Gegenstände, wie bspw. Bäume oder Bagger, die unbeabsichtigt die Leitung berühren. Die auftretenden Ströme in isolierten Netzen sind i.d.R. deutlich niedriger als jene von Kurzschlüssen. Erdschlüsse müssen je nach Netz geortet und automatisch abgeschaltet werden.

Flexibilität(soption)

Flexibilitätsoptionen oder allgemeiner Flexibilität umfasst einer Dynamisierung bisher statischer Elemente oder Akteure im Netz bzw. im Markt. Dazu gehören



insbesondere, Verbraucher, die bisher nicht oder nur in geringem Masse steuerbar waren, dezentrale Stromspeicher (Batterien), Elektromobile, ganze Häuser oder Hausanlagen (Smart Home) sowie nicht zuletzt dezentrale Produzenten wie kleine Photovoltaikanlagen. Es gilt bei Flexibilitäten zu beachten, dass sie entweder netzdienlich oder marktdienlich eingesetzt werden können. Nicht alle haben aber ein gleichverteiltes Einsatzpotential für entweder Markt oder Netz. Die Potentiale unterscheiden sich stark abhängig vom Einzelfall oder bzw. von der Flexibilitätsoption selbst. Einige weisen eher ein Potential für den Markt auf und sind kaum für das Netz von Belang.

Flicker

Flicker beschreibt die sichtbare Wahrnehmung schwankender Leuchtdichte oder Spektralverteilung mit der Zeit. Umgangssprachlich kann dies als Flimmern oder Flackern von Leuchtmitteln verstanden werden. Flicker entsteht durch Spannungsveränderungen im Stromnetz, solche können von u.a. durch rasche Spannungsabfälle beim Start von Stahlöfen oder Aufzugsanlagen verursacht werden. Bei Leuchtmittel mit elektronischen Vorschaltgeräten (z.B. LED), welche die Spannungsschwankungen ausgleichen, entsteht kein Flicker.

Intelligente Messsysteme

Ein intelligentes Messsystem ist eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung des Verbrauchs elektrischer Energie beim Endkunden, wobei der tatsächliche Energiefluss elektrischer Energie und die tatsächliche Nutzungszeit und weitere Größen erfasst, und über ein bidirektionales Kommunikationsnetz zur Verfügung gestellt werden. Zum intelligenten Messsystem gehört ein intelligenter Zähler, eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle, die innerhalb oder ausserhalb des intelligenten Zählers angesiedelt sein kann, ein Kommunikationssystem sowie ein Zählerdatenverwaltungssystem. Letzteres gibt es in unterschiedlichen Ausprägungen, welche abhängig von den Funktionalitäten des Gesamtsystems sowie der Anzahl intelligenter Zähler ist.

Intelligente Zähler

Intelligente Zähler erfassen den tatsächlichen Energiefluss elektrischer Energie und die tatsächliche Nutzungszeit und zeigen diese an, speichern diese, oder verbreiten diese bidirektional über das Kommunikationsnetz, dem sie angeschlossen sind. Sie sind ein Teil des intelligenten Messsystems.

Interoperabilität

Interoperabilität bedeutet hier, dass Geräte verschiedener Hersteller und Typen sich innerhalb eines Smart Grids intelligenten Messsystems bei Installation und im Betrieb in das Gesamtsystem einfügen können (Kompatibilität) und Funktionen gemäss den festgelegten Mindestanforderungen ausführen können (Interoperabilität). In Anlehnung an das Europäische Komitee für Normung (CEN/CLC/ESTI/TR 50572) definiert sich Interoperabilität als die Fähigkeit eines Systems, Daten mit Systemen anderen Typs oder anderer Hersteller auszutauschen. Die Interoperabilität ist nicht zu verwechseln mit der Austauschbarkeit (Interchangeability), welche die Austauschbarkeit spezifischer Komponenten beschreibt, ohne dass Funktionalitäten verloren oder beschränkt werden.

Kommunikationsmodelle

Es bestehen verschiedene Technologien zur Informationsübertragung in Smart Grids. Netzkomponenten, bspw. Intelligente Messgeräte können für die Kommunikation über das GPRS-Netz, mit Trägerfrequenztechnik über die



Stromleitung (Powerline Communication) oder über ein Glasfasernetz ausgerüstet werden. Die Kommunikationstechnologien und somit auch deren Anwendungsmöglichkeiten für Smart Grids entwickeln sich laufend weiter. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass Smart Grids nicht zwingend eigene Kommunikationsinfrastrukturen benötigen, sondern im Idealfall bereits bestehende Kommunikationsnetze mitnutzen können.

Kurzschluss	Kurzschlüsse sind Verbindungen von zwei oder allen drei Phasenleitern und müssen innerhalb weniger Millisekunden automatisch abgeschaltet werden.
Messgranularität	Die Messgranularität bestimmt den Grad an Detaillierung von gemessenen Daten, z.B. Die Frequenz oder Auflösung. Die Daten können in Abhängigkeit der Granularität in Sekunden, Minuten oder Stundenwerten vorliegen.
Netzfehler	Als Fehler bezeichnet man in der Elektrizitätstechnik die ungewollte und potenziell gefährliche Verbindung von einzelnen dieser stromführenden Phasenleiter miteinander oder mit der Erde. Bei Fehlern können sehr hohe Ströme entstehen, deren Höhe ein Vielfaches des normalen Betriebsstroms erreichen kann. Damit können sie das Leben von Personen in räumlicher Nähe des Fehlerorts gefährden. Ausserdem belasten sie die Betriebsmittel für Stromerzeugung und -übertragung wie Generatoren, Transformatoren, Leitungen, Sammelschienen und Schalter und können sie zerstören. Fehler müssen von allen speisenden Energiequellen getrennt werden.
Netzzrückwirkungen	Netzzrückwirkungen entstehen, wenn ins Netz integrierte Komponenten Einfluss auf die Stromqualität nehmen (z.B. Spannungsschwankungen, Flickereffekte oder Oberschwingungen verursachen). Eine zunehmende Anzahl von dezentralen Einspeisungen verstärkt tendenziell die Netzzrückwirkungen.
Netzsicherheit/ Anlagensicherheit	Die Netzsicherheit betrifft nicht direkt das Funktionieren des Netzes oder die Versorgungssicherheit. Die Netz- oder Anlagensicherheit bestimmt, inwiefern das Stromnetz und die entsprechenden Anlagen für Personen, weitere Einrichtungen oder die Netzelemente selbst sicher sind.
Netzstabilität/ Systemstabilität	Die Netzstabilität beschreibt die Frequenzhaltung. Es ist die Fähigkeit, durch den dauernden Ausgleich von Produktion und Verbrauch die Frequenz in einem definierten Sollbereich zu halten. In Europa beträgt die Sollfrequenz bspw. 50 Hertz. Die Frequenz wird typischerweise auf der Ebene des Übertragungsnetzes system- bzw. landesweit reguliert.
Netztopologie	Als Netztopologie wird die physikalische Ausgestaltung der unterschiedlichen Stromnetzebenen und der aktuelle Schaltzustand des Stromnetzes bezeichnet, z.B. abgeschalteten Leitungen. Die Netztopologie bestimmt, welche Ströme über die einzelnen Leitungen fließen. Typische Topologien sind radial ausgestaltet Netze auf Verteilnetzebene oder eng vermascht (verschaltete) Netze, welches typischerweise auf Übertragungsnetzebene anzutreffen ist.
Oberschwingungen	Oberschwingungen beschreiben eine Verzerrung der Sinusform der üblichen Stromspannung. Oberschwingungen verschlechtern die von den Erzeugern



produzierte Spannungsqualität mit fast perfekter Sinusform und konstanter Frequenz. Verursacht werden Oberschwingungen hauptsächlich verbraucherseitig, z.B. durch den vermehrten Einsatz von Netzteilen oder schnelles Ein- und Ausschalten von Geräten.

Photovoltaik	Die direkte Umwandlung von Lichtenergie, meist aus Sonnenlicht, in elektrische Energie mittels Solarzellen.
Pilot- und Demonstrationsprojekte	Die Pilot- und Demonstrationsprojekte und -anlagen sind ein wichtiges Element eines Programms, das Forschungsergebnisse in die Praxis umsetzt. Dies ist besonders relevant für die Erstanwendung neuer Systeme und Komponenten. Solche Projekte sind ein unabdingbares Bindeglied zwischen Labor und Markt und ermöglichen die Prüfung und Demonstration innovativer Energietechnologien in einem Massstab, der Aufschluss über Wirtschaftlichkeit, Anwendbarkeit, Effizienz und technische Machbarkeit gibt.
Prosumer	Der Endverbraucher wird zum Prosumer, falls er eine dezentrale Erzeugungsanlage besitzt, die am gleichen Netzanschlusspunkt angeschlossen ist und die Produktion zu gewissen Zeiten den Verbrauch überschreitet. Der Prosumer ist also gleichzeitig Einspeiser (kleine, dezentraler Anlagen) und Endverbraucher (Konsument). Er ist normalerweise in den Netzebenen 4 - 7 angeschlossen.
Redispatch	In einem Redispatchfall greift der Netzbetreiber in den Kraftwerkseinsatz ein und weist einzelne Erzeugungseinheiten an, die Produktion hoch- bzw. zurückzufahren.
Resilienz	Die Resilienz beschreibt die Widerstandsfähigkeit eines Systems gegenüber internen oder externen Störungen oder die Fähigkeit eines Systems, sich nach einer Störung wieder in den Ausgangszustand zu versetzen. Als Resilienz des Stromnetzes ist zu verstehen, inwiefern sich das Netz kurzfristigen (z.B. Ausfälle) oder langfristigen (z.B. Netztopologie) Veränderungen anpassen kann und die Funktionsfähigkeit des Netzes aufrechterhalten werden kann.
Selektivität	Die Zielgenauigkeit der nötigen Abschaltung nur des betroffenen Netzabschnitts bei einem Fehler im Netz wird als Selektivität bezeichnet.
Servicequalität	Die Qualität der Dienstleistungen des Versorgungsunternehmens, die über die Stromlieferung hinausgehen, z. B. Erreichbarkeit, Qualität des Beschwerdemanagements und Beratungsqualität.
Smart Home	Das sind Gebäude unterschiedlicher Art, die Einheiten besitzen, welche intelligent gesteuert werden können. So können z. B. Fensterläden automatisch bei Bedarf auf- und abgefahren werden, Wärmepumpen, Boiler, Licht und andere Verbraucher oder gar Produktion gesteuert werden. Eine Funktion von Smart Home könnte daher auch sein, die eigens produzierte Energie möglichst zu verbrauchen und nicht in das Netz zu speisen (Maximierung des Eigenverbrauchs). Die Steuerung dieser intelligenten Gebäuden kann ganz unterschiedliche Ziele haben, kann aber durchaus auch in Verbindung zum Smart Grid, z. B. über das Smart Meter stehen.



Spannungsqualität	Die Spannungsqualität bestimmt sich aus der Übereinstimmung der Spannung an einem Messpunkt mit gewissen normativ vorgegebenen oder vertraglich vereinbarten Eigenschaften der Spannung (z.B. Spannungshöhe, Flicker).
Stromqualität	Der Begriff wird tendenziell noch immer uneinheitlich verwendet. Man kann unter ihm verschieden, technische Dingen verstehen. Für dieses Dokument soll der IEEE Standard 1100-1099 zugrunde gelegt sein, der unter Beeinträchtigungen der Stromqualität u. a. Spannungsstöße, Spannungseinbrüche (Unterspannungen), Spannungsspitzen (Überspannungen), Verzerrungen der Wellenform oder Spannungsschwankungen aufzählt.
Stromspeicher	Ein Stromspeicher bezeichnet ein technisches Element, das Strom bzw. elektrische Energie aufnehmen und wieder abgeben kann. Dezentrale Stromspeicher bezeichnen daher Schwungräder, Kondensatoren, Batterien aber auch Elektromobile u.a. Lösungen. In gängigster Bezeichnung sind unter dezentralen Stromspeichern eben Batterien und in weiterer Zukunft eventuell Elektromobile gemeint.
Stromversorgungssicherheit	Stromversorgungssicherheit bedeutet, dass eine stets ausreichende und ununterbrochene Bereitstellung der nachgefragten Elektrizität – unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit – gewährleistet ist.
Systemdienstleistungen	Unter anderem sind Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung Systemdienstleistungen (SDL), die auf nationaler Ebene aufgebracht werden. Sie werden heutzutage schon erbracht und marktbasierend durch den Übertragungsnetzbetreiber besorgt. Flexible Kraftwerke, z. B. Wasserkraftwerke aber auch Verbraucher können diese erbringen. Diese Systemdienstleistungen sorgen dafür, dass Verbrauch und Produktion jederzeit im Gleichgewicht bleiben und sich dadurch die Frequenz im Elektrizitätsversorgungssystem auf 50 Hz stabilisiert. Ein zu grosses Ungleichgewicht kann schlussendlich zu einem Blackout führen. Der Unterschied zwischen den drei Regelungen sind im Wesentlichen die Zeit- und die Leistungsbereiche, in denen die flexiblen Kraftwerke ihre Produktion anpassen. Während die Primärregelung bis zum Sekundenbereich agiert ist die Sekundärregelung im Sekunden- bis kurzen Minutenbereich angesiedelt. Die Tertiärregelung ist im Minuten- bis Stundenbereich aktiv.
Systemstabilität	siehe Netzstabilität
Versorgungsqualität	Die Versorgungsqualität bestimmt sich aus den Komponenten Versorgungszuverlässigkeit, Servicequalität und Spannungsqualität (siehe auch Stromqualität). Folglich wird die Versorgungsqualität hauptsächlich durch die Netzbetreiber beeinflusst.
Versorgungssicherheit	Versorgungssicherheit beschreibt die langfristige Sicherung ausreichender Erzeugungskapazität und Transportkapazität in den Netzen. Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität im gesamten Stromnetz zu angemessenen Preisen erhältlich ist. Die Definition schliesst ein, dass innerhalb der bestehenden Netze alle Kunden zu nichtdiskriminierenden Bedingungen ans Netz ange-



geschlossen und beliefert werden. Der zeitliche Aspekt ist im Sinne einer möglichst unterbrechungsfreien Versorgung zu verstehen und bezüglich der Qualität sollen festgelegte Standards eingehalten werden. Nicht zur Versorgungssicherheit gehören die Faktoren Versorgungszuverlässigkeit, die Systemsicherheit bzw. Netzstabilität, die Personensicherheit und die Sicherheit von Anlagen.

Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit bestimmt sich aus der Verfügbarkeit des Netzes. Bestimmende Faktoren sind hauptsächlich die Unterbrechungshäufigkeit, die jeweilige Unterbrechungsdauer, die Nichtverfügbarkeit, die Wiederversorgungsdauer sowie die zeitgerechte Lieferung der Energie¹⁰⁸.

Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK)

WKK-Anlagen nutzen gleichzeitig mechanische Energie, die in der Regel unmittelbar in elektrischen Strom umgewandelt wird, und Wärmeenergie für Heizzwecke (Fernwärme oder Nahwärme) oder für Produktionsprozesse (Prozesswärme). Die Abgabe von ungenutzter Abwärme an die Umgebung wird dabei weitestgehend vermieden. Gas, konventionelles oder Biogas, wird dabei als Primärenergieträger verwendet.

Wirkleistung

Die Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umwandlung in andere Leistungen verfügbar ist. Sie treibt Wärmepumpen an, erzeugt Licht und wird für viele andere Anwendungen benötigt.

¹⁰⁸ Vgl. hierzu "eurelectric - Distribution Study Committee Group of Experts: Service Quality". (eurelectric - Distribution Study Committee Group of Experts: Service Quality, 1997), sowie "Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland". (FNN Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE, 2013).