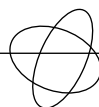
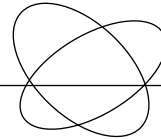


Technologieroadmap Smart Grids Austria



Die Umsetzungsschritte zum Wandel
des Stromsystems bis 2020





Technologieroadmap Smart Grids Austria

Koordination und Redaktion:

Technologieplattform Smart Grids Austria, Dr. Angela Berger (Geschäftsführerin)

Mit Beiträgen von:

Helfried Brunner (Austrian Institute of Technology),
Michael Hübner (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie),
Friederich Kupzog (Austrian Institute of Technology),
Andreas Lugmaier (Siemens AG Österreich),
Natalie Prügler (MOOSMOAR Energies OG),
Wolfgang Prügler (Technische Universität Wien),
Karl Scheida (Oesterreichs Energie),
Alexander Schenk (Siemens AG Österreich),
Ursula Tauschek (Oesterreichs Energie).

Die Erarbeitung der Technologieroadmap erfolgte im Rahmen des Strategieprozesses Smart Grids 2.0 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit).

Die Umsetzungsschritte zum Wandel des Stromsystems bis 2020

Impressum

Medieninhaber Technologieplattform Smart Grids Austria
Mariahilfer Straße 37–39, 1060 Wien
Tel.: +43 1 588 39-58 | office@smartgrids.at | www.smartgrids.at

Grafik: Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, Brahmplatz 3, 1040 Wien
Tel.: +43 1 501 98-304 | akademie@oesterreichsenergie.at | www.akademie.oesterreichsenergie.at

Druck: Grasl Druck & Neue Medien GmbH, 2540 Bad Vöslau, Druckhausstraße 1

Stand April 2015

Copyright

Die Technologieroadmap Smart Grids Austria ist urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte, insbesondere die Rechte der Verbreitung, der Vervielfältigung, der Übersetzung, des Nachdrucks und der Wiedergabe sowie der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, liegen, auch bei nur auszugsweiser Verwertung bei der Technologieplattform Smart Grids Austria und dem Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Sowohl Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie und die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH als Auftraggeber als auch Österreichs Energie und der FEEI – Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie haben ein uneingeschränktes Werknutzungsrecht.

Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung ausgeschlossen ist.

Inhalt



Vorworte	8
Management Summary	12
1. Einführung in die Technologieroadmap Smart Grids	16
1.1. Motivation.....	16
1.2. Ziele der Roadmap.....	18
1.3. Smart Grids: Treiber und Grundbegriffe.....	19
1.4. Anforderungen an Smart Grids.....	21
1.5. Der Entwicklungsprozess der Technologieroadmap.....	21
1.6. Struktur und Aufbau der Technologieroadmap Smart Grids.....	22
2. Die Technologieroadmap: Der Weg zur Umsetzung	23
2.1. Smart Grids in Entwicklungsachsen, Anwendungsfällen und Technologien aufbereitet.....	23
2.2. Entwicklungsschritte in der Technologieroadmap.....	25
2.3. Die IKT-Gesamtarchitektur als gemeinsame Basis der Entwicklungsachsen.....	25
2.3.1. Ist-Stand der IKT-Architektur.....	26
2.3.2. Entwicklung der IKT-Gesamtarchitektur.....	27
2.3.3. Handlungsbedarf für eine IKT-Gesamtarchitektur.....	30
2.4. Entwicklungsachse Netz: Optimierter Verteilernetzbetrieb.....	31
2.4.1. Ist-Stand der Entwicklungsachse Netz.....	32
2.4.2. Anwendungsfall Verteilernetzmonitoring.....	32
2.4.3. Anwendungsfall F&E-Infrastruktur.....	34
2.4.4. Anwendungsfall Betrieb effizienter Verteilernetze.....	35
2.4.5. Anwendungsfall Planung effizienter Verteilernetze.....	39
2.4.6. Handlungsbedarf für die Entwicklungsachse Netz.....	40
2.5. Entwicklungsachse System: Flexibilität für Markt und Netz nutzbar machen.....	42
2.5.1. Ist-Stand der Entwicklungsachse System.....	43
2.5.2. Anwendungsfall Abstimmung Markt und Netz.....	43
2.5.3. Anwendungsfall Flexibilität für den Markt nutzbar machen.....	44
2.5.4. Handlungsbedarf für die Entwicklungsachse System.....	46
2.6. Entwicklungsachse Endkunden: Smarte Lösungen für den Markteintritt der Konsumenten.....	47
2.6.1. Ist-Stand der Entwicklungsachse Endkunden.....	48
2.6.2. Anwendungsfall Prosumer.....	50
2.6.3. Anwendungsfall energieferne Dienstleistungen.....	50
2.6.4. Anwendungsfall Endkunden in Marktprozesse integrieren.....	51
2.6.5. Handlungsbedarf für die Entwicklungsachse Endkunden.....	53
3. Österreichs Initiativen und Akteure im Bereich der Smart-Grid-Entwicklung	55
3.1. bmvit als strategischer Treiber und KLIEN als Fördergeber.....	55
3.1.1. Strategieprozess Smart Grids 2.0.....	55
3.1.2. Strategic Research Agenda.....	56
3.1.3. Smart Grids Security Round Table.....	56
3.2. Österreichische Modellregionen und Demonstrationsprojekte.....	56
3.3. Technologieplattform Smart Grids Austria.....	57
3.4. Österreichische Industrieunternehmen.....	57
3.5. Österreichische Energiewirtschaft.....	57
3.6. Österreichische Forschungslandschaft.....	57

3.7. Die Position österreichischer Initiativen im internationalen Smart-Grid-Umfeld	58
3.8. Themenverwandte Innovationsfelder in Österreich	59
4. Nutzen der Smart Grids	60
4.1. Nutzen von Smart Grids aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive	60
4.2. Nutzen von Smart Grids aus Sicht der österreichischen Energiewirtschaft	62
4.2.1. Nutzen für Netzbetreiber	62
4.2.2. Nutzen für Stromlieferanten und Energiehändler	63
4.2.3. Nutzen für dezentrale Erzeuger	64
4.3. Nutzen von Smart Grids aus Sicht der Industrie	65
4.4. Nutzen von Smart Grids aus Sicht der Haushalte	66
4.5. Nutzen von Smart Grids aus Sicht der Forschung	67
5. Die Ausbildung als Schlüssel für die Zukunft	68
5.1. Erfassung der Anforderungen an die Ausbildung	68
5.1.1. Allgemeine Anforderungen an Smart-Grid-Technikerinnen und -Techniker	68
5.1.2. Fachliche Anforderungen an Smart-Grids-Technikerinnen und -Techniker	68
5.2. Aus- und Weiterbildungsangebote	69
5.2.1. Ausbildung in der Berufslehre	69
5.2.2. Ausbildung in der Sekundarstufe HTL	69
5.2.3. Ausbildungsangebote an Fachhochschulen	69
5.2.4. Ausbildungsangebote an technischen Universitäten	69
5.2.5. Ausbildungsangebote für die berufliche Weiterbildung	70
5.2.6. Ausbildungsangebote für Lehrende	70
5.3. Handlungsempfehlungen für die zukünftige Ausbildung	70
5.3.1. Anforderungen an die Pädagogik	70
5.3.2. Angebote zur Nutzung innerhalb des Bildungssystems	71
5.3.3. Anforderungen an die Unternehmen	71
6. Handlungsbedarf und Ergebnisse	72
6.1. Handlungsbedarf für alle beteiligten Akteure in der Smart-Grid-Entwicklung	72
6.2. Handlungsbedarf für öffentliche Stellen	72
6.2.1. Handlungsbedarf in den Ministerien	72
6.2.2. Handlungsbedarf für die Regulierung	73
6.2.3. Handlungsbedarf bei Innovationsstrukturen und Fördermechanismen	74
6.3. Handlungsbedarf für Netzbetreiber	74
6.3.1. Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen	74
6.3.2. Technologischer und wirtschaftlicher Handlungsbedarf	75
6.4. Handlungsbedarf für Stromlieferanten und Energiehändler	76
6.4.1. Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen	76
6.4.2. Technologischer und wirtschaftlicher Handlungsbedarf	76
6.5. Handlungsbedarf für Technologieanbieter	76
6.5.1. Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen	76
6.5.2. Technologischer und wirtschaftlicher Handlungsbedarf	77
6.6. Handlungsbedarf für Forschung und Ausbildung	78
6.6.1. Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen	78
6.6.2. Technologischer und wirtschaftlicher Handlungsbedarf	78
6.7. Handlungsbedarf für die Technologieplattform Smart Grids Austria	79

7. Anhang	80
7.1. Bezug zur Forschungsroadmap Smart Grids Austria 2010	80
7.2. IKT-Architektur für Smart Grids im internationalen Kontext	81
7.3. Das Ampelmodell international und in Österreich	82
7.4. Österreichische Modellregionen und Demonstrationsprojekte	84
7.4.1. Überblick über die Modellregionen in Österreich	84
7.5. Überblick über die internationalen Plattformen	94
7.6. Die Standardisierung im Smart Grid	97
7.6.1. Übersicht über die aktuelle internationale Standardisierungsarbeit	97
7.6.2. Übersicht über die österreichische Standardisierungsarbeit	97
7.6.3. Möglichkeit der Mitarbeit bei der Standardisierung und Kontaktdaten	97
8. Quellenverzeichnis	98
8.1. Abkürzungen	103
8.2. Glossar	104
8.3. Danksagung	104



Vorworte





Eine der spannendsten Innovationsaufgaben

Der Umbau und die Modernisierung unserer Elektrizitätsversorgung ist eine der wichtigsten und spannendsten Innovationsaufgaben am Beginn des 21. Jahrhunderts. Denn neue Technologien ermöglichen zunehmend die dezentrale Produktion elektrischer Energie, vornehmlich aus erneuerbaren Quellen. Gleichzeitig ermöglicht die immer stärkere informationstechnische Vernetzung eine bessere Steuerung unserer Energiesysteme. Damit aber das Zusammenspiel der Akteure dynamisch und flexibel genug wird, ist es erforderlich, mit der Technik auch den institutionellen und organisatorischen Rahmen weiterzuentwickeln. In ihren Bestrebungen um eine gemeinsame langfristige Absicherung der europäischen Energieversorgung betont ja auch die Europäische Kommission immer wieder nachdrücklich die bedeutende Rolle der Forschung und Technologieentwicklung und den zentralen Stellenwert leistungsfähiger Energienetze.

Durch die aktive Mitgestaltung dieser Entwicklung können wir den Wirtschaftsstandort Österreich zweifach stärken:

Einerseits durch den Aufbau einer hoch leistungsfähigen und effizienten Infrastruktur, die bei der Energieversorgung langfristig Ressourcen optimiert und Umweltverträglichkeit sicherstellt. Darüber hinaus soll sie eine Fülle von spezifischen Dienstleistungen für den Bürger ermöglichen – von der individuellen Steuerung der eigenen Energieversorgung bis hin zur Nutzung von Elektromobilität. Zweitens können wir dadurch Chancen für österreichische Betriebe vergrößern. Der Markt für Energietechnologien, Planungs- und Forschungs-

dienstleistungen, aber auch für energiebezogene Services ist zunehmend vom globalen Wettbewerb geprägt. Hier gilt es, sich zu behaupten.

Durch den Aufbau von Pilotprojekten und Modellregionen und durch das darauf aufbauende Engagement im europäischen „Strategic Energy Technology Plan“ (SET-Plan) ist es bereits gelungen, die in Österreich vorhandene Wissensbasis und die langjährige Erfahrung im Umgang mit erneuerbaren Energien zu nutzen und international als kompetenter Partner sichtbar zu werden. Für den langfristigen Erfolg ist aber eine umfassende und breit getragene Strategie für Österreich entscheidend, um die Planungssicherheit für Entscheidungsträger zu gewährleisten.

Mit dem Strategieprozess Smart Grids 2.0 bietet das bmvit eine Plattform zur Gestaltung konsensfähiger Entscheidungsgrundlagen und Umsetzungs-elemente auf Basis der bisher im Rahmen der FTI-Initiativen gewonnenen Erkenntnisse und unter breiter Einbeziehung der relevanten Akteure. Die vorliegende Technologieroadmap sowie der konsequent und kontinuierlich geführte Dialog in der Technologieplattform Smart Grids Austria leisten hierzu einen zentralen Beitrag.

Alois Stöger

Bundesminister für
Verkehr, Innovation und Technologie



Erneuerbare Energien brauchen Smart Grids

Die Strominfrastruktur wird sich in den kommenden Jahrzehnten von einer zentral gesteuerten zu einer dezentralen Stromversorgung entwickeln. Treiber für diese Entwicklung ist die verstärkte Integration der erneuerbaren Energien. Die stark steigende und zu meist dezentrale Einspeisung, zum Beispiel von Solar- und Windenergie, erfordert vor allem im Mittel- und Niederspannungsbereich eine aktive und dynamische Steuerung. Die technologisch effizienteste Lösung für den grundlegenden Umbau der Energieversorgung ist das Smart Grid, das intelligente Stromnetz.

In Österreich befinden wir uns bei der Entwicklung der Smart-Grid-Technologien in einer Vorreiterrolle. Aktuelle Erhebungen der Europäischen Kommission und von EURELECTRIC¹, dem Branchenverband der europäischen Elektrizitätswirtschaft, bestätigen, dass Österreich bei Smart-Grid-bezogener Forschung, Entwicklung und Demonstratoren im internationalen Vergleich führend ist. Aber bis intelligente Stromnetze zum etablierten Standard werden, gibt es noch viel zu tun. In der Technologieroadmap Smart Grids Austria ist es gelungen, die dafür erforderlichen Meilensteine zu erfassen. Besonders die bereits über Jahre etablierte Zusammenarbeit der Smart-Grids-Experten aus der Industrie, Elektrizitätswirtschaft und der Forschungscommunity in der Technologieplattform Smart Grids Austria bildete einen exzellenten Ausgangspunkt für die Erstellung der Technologieroadmap.

Die Realisierung einer intelligenten Energieinfrastruktur wird einen hohen Investitionsbedarf, aber auch ein großes Wachstumspotenzial für den Wirtschaftsstandort mit sich bringen. Die Investitionen müssen so gestaltet werden, dass die Wertschöpfung im Inland steigt, Arbeitsplätze gesichert und heimische Unternehmen im internationalen Wettbewerb gestärkt werden. Nur wenn es Österreich schafft, durchgängige integrierte Smart-Grid-Lösungen zu implementieren, kann diese Positionierung als Leitmarkt gelingen. Das dient den österreichischen Unternehmen als international sichtbare Referenz für ihre erworbene Systemkompetenz, woraus sich ein deutlicher Vorteil gegenüber internationalen Mitbewerbern entwickeln kann. Österreichische Netzbetreiber profitieren wiederum von smarten Technologien aus Unternehmen ihres Umfeldes, die einen nachhaltigen und effizienten Netzbetrieb ermöglichen und günstiger als der konventionelle Ausbau zu realisieren sind.

Die Unternehmen der Elektro- und Elektronikindustrie sind bereit, mit ihren Innovationen die Schlüsseltechnologien für eine nachhaltige und moderne Energieinfrastruktur in Österreich und in der Welt weiterzuentwickeln. Am besten, wir starten heute, sodass sie bis 2020 Realität werden können.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Brigitte Ederer'.

Mag. Brigitte Ederer

Präsidentin des FEEI – Fachverband
der Elektro- und Elektronikindustrie

¹ <https://portal.smartgridprojects.eu/Pages/Map.aspx>



Von der Planung zur Umsetzung

Technologische Basisinnovationen und Basisinfrastrukturen gehören zu den entscheidenden Faktoren für den Wohlstand und die Zukunftsfähigkeit von Nationen. Von Smart Grids erwarten wir uns nicht nur eine Umwälzung der Systeme zur Stromversorgung, sondern eine grundsätzliche technologische Revolution, die große Bereiche des modernen Lebens umfassen wird.

Als Zusammenschluss von Stakeholdern im Bereich der elektrischen Energieversorgung hat es sich die Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria zum Ziel gesetzt, gemeinsam Kräfte für zukünftige intelligente Stromnetze zu bündeln und Österreichs Kompetenz in diesem wichtigen Zukunftsfeld zu stärken. Österreich verfügt im Bereich Smart Grids über eine Industrie mit hohem technischen Know-How, anerkannten Produkten und enormer Innovationskraft. Zum Thema Smart Grids ist eine Reihe von F&E-Institutionen seit Jahren aktiv und hat wichtige Entwicklungsarbeit geleistet. Stromnetzbetreiber und Energieversorger aus Österreichs E-Wirtschaft haben diese Innovationen aufgegriffen und schaffen mit einer Vielzahl von Projekten die Grundlagen für den flächendeckenden Einsatz von Smart Grids in den kommenden Jahren.

Die 2010 von der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria veröffentlichte Roadmap „Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze“ zeigte einen koordinierten, strukturierten und kontinuierlich abgestimmten Weg zu Smart Grids auf – von der Beschreibung der Ausgangssituation, notwendigen technologischen Entwicklungen bis zur Verwirklichung einer

nachhaltigen und sicheren elektrischen Energieversorgung in Österreich.

Mit der nun vorliegenden Technologieroadmap Smart Grids beschreiten wir den Weg von Forschung und Konzeption in Richtung Implementierung und Umsetzung. Technische Ansätze, die in Modellregionen erprobt wurden, bilden die Basis für die Technologieroadmap Smart Grids, die Sie in Händen halten. Sie zeigt nicht nur den Stand der Entwicklung auf, sondern enthält in weiterer Folge konkrete Maßnahmen für die Einführung von Systemen und weitere Maßnahmen im Bereich der Forschung. Die nun vorliegende Roadmap gibt auch Hinweise auf die Bedeutung des gesamten Vorhabens und die Chancen, die sich daraus für unser Land ergeben.

Allen Mitwirkenden an diesem umfassenden, vielfältigen und bei weitem noch nicht abgeschlossenen Projekt gelten unser Dank und unsere Wertschätzung. Interessenten, die sich unserem Vorhaben anschließen wollen, soll diese Broschüre Information und Anstoß bieten, sich ebenfalls mit dem großen Zukunftsprojekt auseinanderzusetzen. Strom ist die Energie der Zukunft und smarte Energie ist gleichzeitig die Lösung für viele Herausforderungen, die wir zu bewältigen haben.

Dipl.-Ing. Wolfgang Anzengruber
Präsident Oesterreichs Energie

Management Summary



Zielsetzung der Smart-Grid-Technologieroadmap

Die vorliegende Technologieroadmap ist ein zentraler Beitrag zum – vom bmvit initiierten – Strategieprozess Smart Grids 2.0. Sie behandelt die kurz- und mittelfristigen Entwicklungsschritte zur Umsetzung von Smart Grids bis hin zur industriellen Entwicklung und Implementierung marktfähiger Produkte und Dienstleistungen. Der Fokus liegt auf dem Zeitraum von 2015 bis 2020. Die österreichische Industrie, Energiewirtschaft und Forschung erwarten sich durch die Umsetzung dieser nationalen Technologieroadmap durchgängige Smart-Grid-Lösungen sowie große Chancen auf internationale Technologieführerschaft und eine Stärkung des Wirtschaftsstandorts Österreich.

Herausforderung im Energiesystem

Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtenergieaufbringung werden in weiterer Folge die Planung und der Betrieb des Stromnetzes, insbesondere der notwendige Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, herausfordernder. Ein konventioneller Ausbau der bestehenden Netze ist in vielen Fällen unumgänglich. Der Smart-Grid-Ansatz zielt auf einen zunehmend dezentralen, regionalen Lastausgleich ab. Dies erfolgt mittels kommunikativer Vernetzung einzelner Komponenten wie dezentraler Erzeugungsanlagen, dezentraler Speicher, flexibler Verbraucher und intelligenter Gebäude.

Einzelne Technologien für Smart-Grid-Lösungsansätze sind heute schon verfügbar. Diese müssen nun in größerem Ausmaß in die Verteilernetze gebracht, systemisch zusammengeführt und optimiert werden.

Nutzen der Smart-Grid-Technologien und -Lösungen

In der Roadmap wird die Entwicklung hin zu Smart Grids aus volkswirtschaftlicher Sicht betrachtet. Smart Grids liefern durch Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch einen Beitrag zur Erhöhung der nationalen Energieunabhängigkeit. Die Reduktion fossiler Energieimporte führt zu einer Verringerung der CO₂-Emissionen. Smart Grids liefern darüber hinaus einen Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz und der Versorgungssicherheit im Stromnetz.

Die Entwicklungssachsen der Technologieroadmap

Der Weg zur breitflächigen Umsetzung von Smart-Grid-Lösungen bis 2020 fokussiert in der Technologieroadmap auf folgende Schritte: Arbeit an Rahmenbedingungen, großflächige Systemvalidierung bereits

erarbeiteter Technologien, angewandte Forschung & Weiterentwicklung und Implementierungsphase. Die Umsetzung und die Migrationsprozesse müssen daher entsprechend strategisch aufeinander abgestimmt werden. Diese Abstimmung erfolgt entlang von drei Entwicklungsachsen (Netz, System und Endkunde) und einer IKT-Gesamtarchitektur.

Die **Entwicklungsachse Netz** hat die kosteneffiziente Steigerung der Aufnahmekapazität von Verteilernetzen für dezentrale Energieerzeugungsanlagen, flexible Verbraucher, Speicherung und Elektromobilität zum Ziel. Hier stehen Lösungen und Technologien für Verteilernetzmonitoring, F&E-Testinfrastruktur sowie Betrieb und Planung elektrischer Verteilernetze im Vordergrund.

Die **Entwicklungsachse System** verfolgt die Nutzbarmachung von Flexibilität für alle Marktteilnehmer. Dabei sind die unterschiedlichen Anforderungen an das Smart Grid sowie die Sicherstellung der Vereinbarkeit von markt- und netzseitigen Flexibilitätsbedürfnissen zu berücksichtigen.

Die **Entwicklungsachse Endkunden** behandelt die Einbindung des Endkunden als Prosumer (d. h. Produzent und Konsument von Strom) in den Markt und Systembetrieb.

Die **IKT-Gesamtarchitektur** bildet für die Technologien und Lösungen aller drei Entwicklungsachsen das zentrale technische Fundament. Sie beschreibt, abgeleitet von den Verteilernetzbetreiber-spezifischen Betriebsprozessen, die Architektur der zentralen IT-Landschaft und der Kommunikationsinfrastruktur.

Die zentralen Schritte für eine Umsetzung von Smart Grids

Die folgenden Themen wurden als die wichtigsten Ergebnisse identifiziert, die die Akteure gemeinsam erreichen müssen:

Klärung der Rahmenbedingungen, Rollen und Verantwortlichkeiten

In einem ersten Schritt müssen, basierend auf den bisherigen Einzelprojekterfahrungen und den Diskussionen im internationalen Umfeld, die Anforderungen an technische und organisatorische Rahmenbedingungen und die unterschiedlichen möglichen Rollen und Verantwortlichkeiten im Smart Grid geklärt werden

(z. B. Zugriffsrechte auf Flexibilität im Kontext freier Markt und reguliertes Netz). Um dies zu unterstützen, muss ein Prozess zum Dialog zwischen den beteiligten Akteuren eingeleitet werden.

Entwicklung einer IKT-Gesamtarchitektur und eines Smart-Grid-Migrationspfades

Ausgehend vom Ist-Stand der IKT-Infrastruktur und der dargestellten Entwicklung einer zukünftig erforderlichen IKT-Gesamtarchitektur sind zusammenfassend folgende nächste Schritte erforderlich:

- Ergänzung bzw. Adaptierung der bestehenden Betriebsprozesse der Verteilernetzbetreiber, um die neuen Markt- und Systemanforderungen erfüllen zu können
- Beschreibung der Systemschnittstellen zu den anderen Marktteilnehmern und der internen Systemschnittstellen unter Berücksichtigung der bestehenden Infrastruktur
- Ableitung der Anforderungen an eine optimale IKT-Gesamtarchitektur einschließlich möglicher Synergien zu bestehenden Systemen

Daraus erfolgt die Erarbeitung eines Migrationspfades, um eine schrittweise Konvergenz der unterschiedlichen Technologiegenerationen zur gemeinsamen Zielarchitektur zu führen. Bei diesem Prozess spielt die Berücksichtigung der internationalen Standardisierung eine wesentliche Rolle. Der Weg hin zu einer einheitlichen, skalierbaren und effizienten Lösung macht eine Klärung

und Optimierung von Prozessfragen durch die oben dargestellte großflächige Systemvalidierung notwendig.

Demonstration von neuen Geschäftsmodellen und Dienstleistungen

Neue Geschäftsmodelle im Smart Grid legen die Rahmenbedingungen für die Prozesse der technologischen Lösungen fest. Daher muss die Entwicklung neuer Services im Kontext der technologischen Anforderungen erfolgen und deren Umsetzung in der Praxis demonstriert werden.

Großflächige Validierungsprojekte in Österreich

Um die bisher entwickelten Smart-Grid-Lösungsansätze in einer realen Umgebung zu testen, zu optimieren und wirtschaftlich noch effizienter einsetzen zu können, sind umfassende Systemtests notwendig. Für die Validierung und Praxiserprobung von Systemansätzen müssen in groß angelegten Implementierungsprojekten ganze Verteilernetzbereiche mit der entsprechenden Technik durchgängig ausgerüstet werden. Die Validierung sollte zumindest für ein städtisches, ein ländliches und ein gemischtes Netz erfolgen und die Bereiche Infrastruktur zur Erfassung der Betriebszustände, Systeme für aktives Netzmanagement und einen IKT-Migrationspfad (inklusive neuer Funktionen für einzelne IT-Komponenten) umfassen. Die zahlreichen neuen Prozessabläufe, Komponenten und Funktionen, die für Smart Grids benötigt werden, können in ihrem Zusammenspiel nur

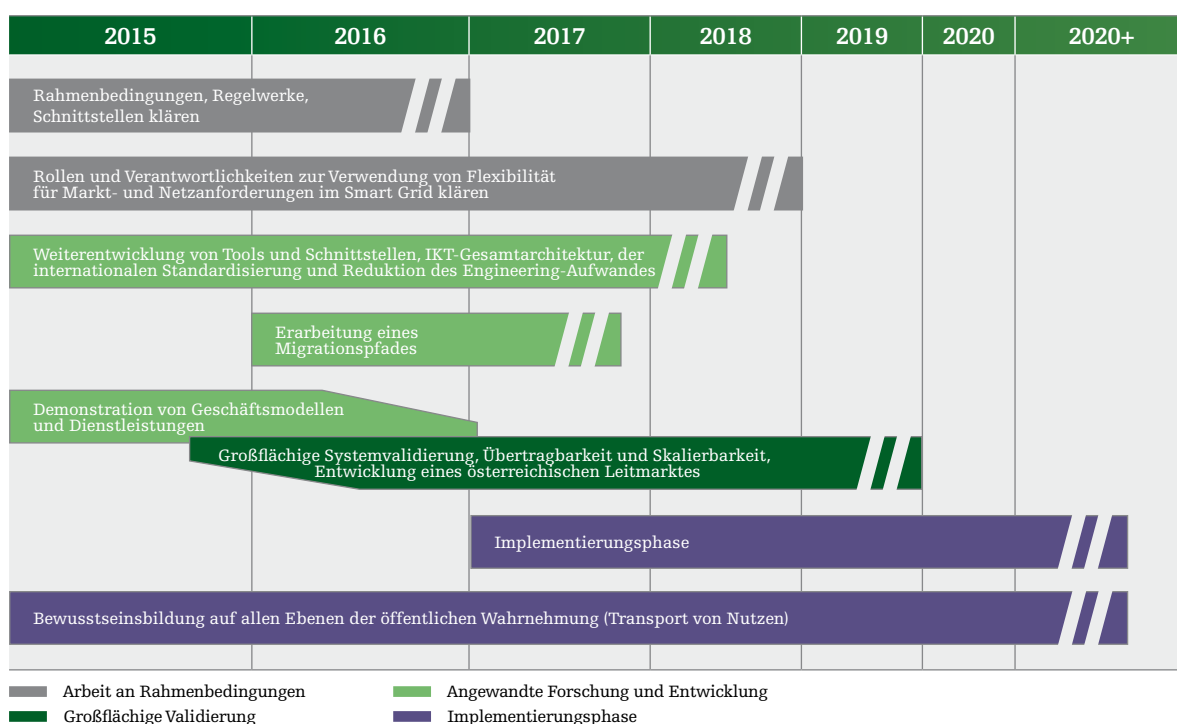


Abbildung 1
Zentrale Schritte für eine Umsetzung von Smart Grids

unter realen Bedingungen getestet und sowohl in ihrer Funktionalität als auch in ihrer Wirtschaftlichkeit in großflächigen Validierungsprojekten optimiert werden. Die Umsetzung derartiger Validierungsprojekte sollte durch die österreichische Förderlandschaft gestützt werden.

Entwicklung eines Leitmarktes für Österreich

Wenn Österreich es schafft, durchgängige integrierte Smart-Grid-Lösungen zu implementieren, kann sich Österreich als Leitmarkt für Smart Grids positionieren. Dieser dient den österreichischen Unternehmen als international sichtbare Referenz für ihre erworbene Systemkompetenz. Anwendungsnahe F&E-Förderung ist für die Kompetenzstärkung österreichischer Technologieanbieter eine wichtige Unterstützung, um sich im internationalen Wettbewerb gut positionieren zu können.

Bewusstseinsbildung

Parallel zur Migration zu Smart Grids auf Basis der technischen, wirtschaftlichen und juristischen Rahmenbedingungen ist eine Bewusstseinsbildung für Smart Grids in Richtung der allgemeinen Öffentlichkeit notwendig. Dazu müssen Experten und Entscheidungsträger ein abgestimmtes Bild des Nutzens von Smart Grids zeichnen und öffentlich diskutieren. Eine aktive Kommunikation über Risiken und deren Minimierung, aber auch über die Vorteile bzw. Chancen ist dringend notwendig.

Identifizierter Handlungsbedarf für die einzelnen Smart-Grid-Akteure

In der Roadmap wird der Handlungsbedarf für die Schlüsselakteure, wie öffentliche Stellen, Netzbetreiber, Technologieanbieter und Forschungseinrichtungen, im Detail aufbereitet. Im Sinne einer gemeinsamen erfolgreichen Umsetzung von Smart Grids sollten sich alle Akteure an Unterstützungsmaßnahmen beteiligen. Ein nachhaltiger Dialogprozess zwischen den beteiligten Akteuren muss eingerichtet werden, um Aufgaben und Handlungsfelder und damit das Verständnis für die jeweils anderen Akteure zu verbessern.

Im Folgenden ist der zentrale Handlungsbedarf für jeden einzelnen Akteur zusammengefasst:

Handlungsbedarf für öffentliche Stellen

In Österreich sind die Zuständigkeiten für die im Bereich Smart Grids angesiedelten Themen wie Energie, Forschung, Sicherheit und Wirtschaft auf mehrere

Ministerien und Behörden aufgeteilt. Es gilt, die Abstimmung zwischen den befassen Stellen zu intensivieren, um mit einer gemeinsamen Strategie die notwendigen Rahmenbedingungen für Innovationen bei Industrie, Energiewirtschaft und Forschung zu schaffen.

Handlungsbedarf im regulatorischen Umfeld

Smart-Grid-Lösungen führen in vielen Fällen zu einer Reduktion oder zeitlichen Verzögerung der Investitionskosten, aber teils zu einem erhöhten Personalaufwand im Betrieb. Die Anerkennung dieser Kosten der Netzbetreiber unter Beachtung eines Gesamtoptimums muss langfristig gesichert werden. Zur langfristigen Sicherung von Innovationen ist die Anerkennung der Kosten für Validierungsprojekte zu berücksichtigen.

Die Nutzung der Flexibilität bis hin zu Prosumern und Verbrauchern im Haushaltsbereich bietet eine Vielzahl an Möglichkeiten für deren Vermarktung. Die Klärung der Rahmenbedingungen der Zugriffsrechte auf Flexibilität ist notwendig, um die divergierenden Anforderungen der beteiligten Akteure zu regeln (z. B. über das Ampelmodell).

Aus den unterschiedlichen in der Roadmap dargestellten Anwendungsfällen resultieren zahlreiche Anforderungen an das Marktdesign. So muss die Klärung erfolgen, ob neue Rollen notwendig sind und welcher bestehende bzw. neue Akteur diese übernehmen könnte.

Eine Festlegung von ausgewogenen Anforderungen für Security und Privacy entsprechend den jeweiligen Bedrohungspotenzialen ist ebenfalls notwendig.

Handlungsbedarf für Technologieanbieter

Der technologische Handlungsbedarf ist seitens der Technologieanbieter gemeinsam mit den zukünftigen Nutzern der jeweiligen Technologie, vor allem Netzbetreibern und Energie-Endkunden, zu klären. Schwerpunkte sind die technische und wirtschaftliche Optimierung der Lösungen für Netzbetreiber unter Berücksichtigung von CAPEX und OPEX vor dem Hintergrund der Anforderungen des gesamten Energiesystems bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungsqualität. Dabei müssen auch alle Anforderungen an Security, Privacy und Safety Berücksichtigung finden sowie „Plug and Automate“-Lösungen für die Reduktion des Engineering-Aufwands und der -Kosten von Smart-Grid-Lösungen entwickelt werden.

Handlungsbedarf für Netzbetreiber

Smart-Grid-Technologien bieten dem Netzbetreiber neue Möglichkeiten für den Netzbetrieb, innovative Methoden für die Netzplanung und zusätzliche Funktionalitäten, um die entstehenden neuen Anforderungen des Marktes abdecken zu können. Eingespielte Prozesse müssen oft neu definiert und in den Unternehmen implementiert werden.

Damit wird für jeden Netzbetreiber ein bedarfsgetriebenes Migrationsszenario zu diesen neuen Technologien und Prozessen erforderlich, das individuell erstellt werden muss. Dafür sind entsprechende Erfahrungen aus den großflächigen Validierungsprojekten wesentlich.

Für den Netzbetrieb sind unter anderen für folgende Themen die Anforderungen zu klären und Lösungen zu entwickeln:

- die Definition funktionaler Anforderungen für Verteilernetzmonitoring
- die Einbindung von Bestandsanlagen in Smart-Grid-Lösungen
- die technische Einbindung von Endkunden für netzgeführte Flexibilitätsabrufe
- die Validierung von Möglichkeiten nicht zentral gesteuerter Regeltechnik

Handlungsbedarf bei Forschung und Ausbildung

Forschungs- und Ausbildungseinrichtungen haben die Bereitstellung der notwendigen Kompetenzen und den Wissenstransfer sicherzustellen. Dafür müssen sie sich laufend an die aktuellen Entwicklungen anpassen, um die hohe Forschungsqualität im Bereich Smart Grids

zu sichern und die Ausbildung permanent weiterzuentwickeln.

Im Sinne der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der in Österreich entwickelten Lösungen sollen kooperative europäische und internationale Projekte durchgeführt werden.

Handlungsbedarf für die Technologieplattform Smart Grids Austria

Die Technologieplattform vernetzt Vertreter der Energiewirtschaft, der Industrie und der Forschung innerhalb der Plattform und konnte mit Ministerien, Behörden und internationalen Experten in den letzten Jahren eine gute Gesprächsbasis aufbauen. Ihre zukünftige Aufgabe ist die Herstellung und Vertiefung von Kontakten zu Stakeholdern, die noch nicht in die aktuelle Smart-Grid-Entwicklung eingebunden sind. Weiters kann sie durch laufendes Monitoring der thematischen Schwerpunkte eine entsprechende Weiterentwicklung der Förderschwerpunkte unterstützen.

Österreichische Modellregionen und Demonstrationsprojekte

Im Zuge der Forschungsaktivitäten in Österreich haben sich einige Modellregionen in Österreich etabliert. In diesen wurden die entwickelten Smart Grids Technologien im Feldversuch getestet. Die Abbildung 27 (siehe Seite 56) zeigt die Österreichischen Modellregionen und Smart Cities Projekte. Die Beschreibung der Projekte finden sich in der Technologieroadmap und der Webseite der Technologieplattform Smart Grids Austria (www.smartgrids.at).

1. Einführung in die Technologieroadmap Smart Grids

1.1. Motivation

Die politisch eingeleitete Energiewende und der damit forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien, vornehmlich aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik, stellt die Netzbetreiber vor die Herausforderung, geeignete Maßnahmen zu setzen, um die hohe Qualität der Stromversorgung in Österreich weiterhin gewährleisten zu können. Durch die Energiewende wird sich die Stromversorgung in den kommenden Jahrzehnten von einer zentral gesteuerten zu einer Strominfrastruktur mit zusätzlicher verteilter Intelligenz weiterentwickeln. Eine technologische Lösung stellt dabei die Entwicklung hin zu einem Smart Grid, einem intelligenten Stromnetz, dar. Die österreichische Industrie, Forschung und Energiewirtschaft erwartet sich durch die Umsetzung der nationalen Technologieroadmap hin zu Smart-Grid-Lösungen große Chancen auf internationale Technologieführerschaft und Stärkung des Wirtschaftsstandorts Österreich.

Neue Anforderungen an das Stromnetz

Ein Stromnetzbetrieb mit hohem Anteil erneuerbarer Energien erfordert wesentlich mehr Informationen, da elektrische Energie nun auch im Mittelspannungs- und Niederspannungsbereich bidirektional übertragen und die Netzauslastung dynamischer wird. Damit ist ein Monitoring der Netzauslastung und in Folge eine dynamische Steuerung notwendig, um erneuerbare Energien in hohem Maße in die vorhandene Infrastruktur integrieren zu können. Dies setzt einen Ausbau der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) im Verteilernetzbereich voraus, welche die Möglichkeiten für ein zeitnahes Monitoring und Steuern schafft.

IKT-Komponenten waren bisher schon Bestandteil der Stromnetze, jedoch wurden diese meist isoliert und nur in den höheren Spannungsebenen (Hochspannungs- und Höchstspannungsnetz und teilweise im Mittelspannungsnetz) betrieben. Im zukünftigen Smart Grid wird die informationstechnische Vernetzung des Energiesystems auf breiter Ebene stattfinden, da eine Vielzahl mittlerer und kleiner Erzeuger auf Verteilernetzebene eingebunden wird. Die Entwicklung der erforderlichen Komponenten und der IKT muss unter Beachtung der besonderen Anforderungen an das Stromnetz, vor allem in Bezug auf die Versorgungssicherheit, erfolgen.

Neue Anforderungen an das Gesamtsystem

Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtenergieaufbringung wird in weiterer Folge auch der Systembetrieb, insbesondere der notwendige Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, herausfordernder. Der Smart-Grid-Ansatz zielt auf einen zunehmend dezentralen, regionalen Lastausgleich (erzeugungsorientierter Verbrauch) mittels kommunikativer Vernetzung einzelner Komponenten, wie dezentrale Erzeugungsanlagen, dezentrale Speicher, flexible Verbraucher, ab und beinhaltet innovative Anwendungen wie Elektromobilität, Lastflexibilität oder intelligente Gebäudesteuerung und Home Automation.

Die neue Rolle des Endverbrauchers

Durch den Wandel des Energiesystems ändert sich auch das Rollenbild des Kunden. Auf Seiten der Endverbraucher werden kleinere Photovoltaik(PV)-Erzeugungsanlagen und neuerdings auch Batteriespeicher installiert. Der Kunde ist damit nicht mehr nur Verbraucher,

sondern wird zeitweise auch Erzeuger. Aus Produzenten und Konsumenten werden so genannte Prosumer. Prosumer können Teil des Smart Grids werden, indem sie ihre Flexibilität in Energieverbrauch und -erzeugung als Dienstleistung für das lokale Netz wie auch für das Gesamtsystem zur Verfügung stellen – z. B. in Form von Speicher- oder Blindleistungsmanagement.

Nutzen der Umsetzung von Smart Grids

Die oben beschriebenen Umwälzungen finden heute und zukünftig statt, um ein nachhaltiges elektrisches Energiesystem zu schaffen. Die Umsetzung von Smart-Grid-Lösungen werden für unsere Gesellschaft und alle beteiligten Akteure langfristig sicherstellen, dass die Kostensteigerungen des Energiesystems durch die Energiewende reduziert und die Funktionen des Gesamtsystems erweitert werden können.

■ Smart Grids als Enabler der Energiewende

Die primäre Zielsetzung für Smart Grids ist das politische Bekenntnis zur Energiewende in Österreich und Europa. Durch die

- Definition der 20-20-20-Ziele,
- die Energieeffizienzrichtlinie und
- den Klimaschutz

wurde der Ausbau von erneuerbaren Energiequellen massiv vorangetrieben und der Rollout von Smart Metern beschlossen.

■ Optimierung des gesamten Energiesystems

Der zentrale Grundsatz lautet, dass im österreichischen Energieversorgungssystem letztendlich ein nachhaltiges volkswirtschaftliches Gesamtoptimum erzielt werden soll. Durch die Nutzung von regionalen Flexibilitätspotenzialen und von Skaleneffekten (inklusive der Einbeziehung von Speichern) auf Last- und Erzeugungseite kann die Effizienz im Netzbetrieb durch Netzentlastung gesteigert und der Netzausbau reduziert oder zumindest verzögert werden. Damit kann eine deutliche Erhöhung der Netzkosten vermieden oder minimiert werden. Die Versorgungssicherheit sowie Qualität sind abzugelten und in der Regulierung zu berücksichtigen.

■ Etablierung neuer Märkte und Dienstleistungen

Die bestmögliche Integration neuer Akteure und Technologien (Erzeugung, Speicherung, Systembetrieb, Verbrauch, neue Energie- und Informationsdienstleistungen, Elektromobilität etc.) ermöglicht neue smarte Dienstleistungen durch sichere

IKT-Kommunikation und durch die Verfügbarkeit zusätzlicher Daten. Damit ist auch ein Impuls für neue Märkte, Rollen und Unternehmen möglich.

■ Stärkung des österreichischen Wirtschaftsstandortes

Aus wirtschaftspolitischer Sicht müssen die Smart-Grid-Implementierungen zur Steigerung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit genutzt werden. Zentraler Vorteil eines Heimmarktes ist, dass der Aufbau von Know-how gebündelt und auch international eingesetzt werden kann. So können österreichische Unternehmen von der Smart-Grid-Entwicklung enorm profitieren. Neben der Entwicklung eines Heimmarktes für österreichische Industrieunternehmen sind eine nachhaltig erneuerbare Energieversorgung und die Bereitstellung von effizienten Netzen mit hoher Versorgungssicherheit sowie hoher Qualität für ganz Österreich ein wichtiges Standortargument.

Das Leitbild für die Smart-Grid-Entwicklung in Österreich

Im Zuge des Strategieprozesses „Smart Grid 2.0“ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) definierten die beteiligten Akteure ein gemeinsames Smart-Grid-Leitbild für Österreich, das durch folgende Punkte beschrieben wird (siehe auch Abschnitt 3.1.1.):

- In der Entwicklung von dezentralen und regionalen smarten Energiesystemen und hochvernetzten Infrastrukturen ist Österreich beispielgebend in Europa für erfolgreiche Innovationspolitik und kann auf erfolgreiche internationale Kooperationen (z. B. DACH) und eine breite Erfahrungsbasis bei der Einbindung erneuerbarer Energien zurückgreifen.
- Smart Grids als Enabler für österreichische Technologie- und Systemlösungen exponiert österreichische Technologieanbieter auf europäischen und Weltmärkten (Poleposition).
- Österreichische Wissenschaft nimmt eine Führungsrolle (Frontrunner) in der Forschung (bereits im Spitzenfeld der europäischen SET-Plan-Initiative Netze) und Ausbildung ein.
- Die Entwicklung zukunftsfähiger Energiesysteme, die hocheffizient, ressourcenoptimiert, erneuerbar, dezentral, synergetisch, resilient, partizipativ, markt-basiert sein sollen, sichert die nachhaltige Energieversorgung.

Smart Grid als Herausforderung

Für die Migration der bestehenden Netze zu Smart Grids existieren noch große technische, organisatorische und nicht zuletzt rechtliche Herausforderungen, um entsprechende Lösungen zu realisieren. Einzelne Technologien sind heute schon verfügbar. Dazu zählen unter anderem Smart Metering, Kommunikationslösungen (Glasfasernetze, Funk- und Power-Line-Kommunikation) oder aktives Verteilernetzmanagement (Automatisierungs- und Leittechnik) für die Mittelspannungsebene. Diese müssten nun in größerem Ausmaß in die Verteilernetze gebracht und um die entsprechenden Lösungen für die Niederspannung ergänzt werden. Nur so lassen sich die Herausforderungen, erfassen und lösen, die sich durch die Erweiterung der Energieinfrastruktur durch den breiten Einsatz von IKT ergeben, um letztlich das Smart Grid zu kommerzialisieren. Dazu gehört auch die Frage, in welchem Ausmaß, in welcher Ausprägung und an welchen Stellen im System Smart-Grid-Lösungen notwendig sind.

Eine zentrale Herausforderung für Smart Grids ist die Interoperabilität. Da das künftige Energieversorgungsnetz aus einer Vielfalt an Technologien bestehen wird, muss sichergestellt werden, dass einzelne Komponenten aus verschiedenen Bereichen sowie verschiedener Hersteller problemlos und sicher miteinander kommunizieren können. Für den gesteigerten Bedarf an Interoperabilität sind eine entsprechende Harmonisierung und teilweise auch eine Erweiterung von bestehenden Standards erforderlich. Diese Standardisierungsarbeiten müssen entsprechend den Ergebnissen aus der Forschungsarbeit, den Feldtesten und Demonstrationsprojekten vorbereitet und in die europäischen (ETSI, CENELEC, CEN) und internationalen (IEC) Gremien eingebracht werden.

Vor diesem Hintergrund ist die vorliegende, unter den Akteuren aus Energiewirtschaft, Industrie und Forschung abgestimmte Technologieroadmap ein wesentliches Mittel für die strategische Entwicklung von Smart Grids in Österreich.

1.2. Ziele der Roadmap

Zentrales Ziel der Technologieroadmap ist die Definition der kurz- und mittelfristigen Entwicklungsschritte zur Umsetzung von Smart Grids durch die wesentlichen Akteure Energiewirtschaft, Technologieanbieter und Forschung.

Umsetzung der Visionen zur Strominfrastruktur bis 2020

Die Forschungsroadmap Smart Grids Austria [1], welche 2010 von der Technologieplattform Smart Grids Austria veröffentlicht wurde, hat sich mit der Entwicklung einer Vision für die Strominfrastruktur 2050 befasst. Von dieser Vision ausgehend wurden Forschungsfragen formuliert, von denen inzwischen einige beantwortet werden konnten, während andere noch offen geblieben sind. Seither ist eine Reihe von F&E-Projekten zur Entwicklung von Konzepten, intelligenten Smart-Grid-Komponenten und zur Demonstration von Systemansätzen durchgeführt worden (siehe dazu ergänzende Erläuterungen in Kapitel 7.1.). Die vorliegende Technologieroadmap Smart Grids Austria analysiert die heute bestehende Situation vor diesem Hintergrund und arbeitet den weiteren Handlungsbedarf für eine Umsetzung der wesentlichen Elemente der definierten Vision von Smart Grids bis 2020 aus.

Zentraler Bestandteil der Einführungsstrategie für Smart Grids

Die Technologieroadmap ist ein zentraler Beitrag zum – vom bmvit initiierten – Strategieprozess Smart Grids 2.0. Mit dem Strategieprozess Smart Grids 2.0 bietet das bmvit eine Plattform zur Gestaltung konsensfähiger Entscheidungsgrundlagen und Umsetzungselemente – auf Basis der bisher im Rahmen der FTI-Initiativen gewonnenen Erkenntnisse und unter breiter Einbeziehung der relevanten Akteure. Die vorliegende Technologieroadmap behandelt die kurz- und mittelfristigen Entwicklungsschritte zur Umsetzung von Smart Grids bis hin zur industriellen Entwicklung marktfähiger Produkte und Dienstleistungen. Der Fokus liegt auf den umsetzungsorientierten Anforderungen hinsichtlich der Technologien für den Zeitraum von 2015 bis 2020.

Wie oben dargestellt, wurden in den letzten Jahren wichtige Technologien von Smart-Grid-Lösungen bereits erfolgreich in Forschungsprojekten umgesetzt und in Demonstrationsprojekten getestet und reale Erfahrungen gesammelt. Damit wurde eine führende Position Österreichs im internationalen Smart-Grid-Umfeld erreicht. Dies soll ausgebaut werden, um die Schaffung von Wettbewerbsvorteilen und die Technologieführerschaft für österreichische Unternehmen zu sichern und die erfolgreiche Umsetzung und Weiterentwicklung der FTI-Strategie aktiv zu unterstützen.

Der nächste Schritt hin zu einer großflächigen Implementierung von Smart-Grid-Technologien und -Lösungen sind sogenannte „Demonstrations and Comparative Validations“. Dabei werden Smart Grids und deren Systemimplementierungen auf Ebene ganzer Regionen getestet und Betriebsprozesse optimiert. Somit können die betrieblichen Anforderungen an Smart-Grid-Komponenten, z. B. für Smart Metering oder aktives Verteilernetzmanagement (Leittechnik), erfasst und Kenntnisse für eine Kommerzialisierung solcher Komponenten gewonnen und optimiert werden.

1.3. Smart Grids: Treiber und Grundbegriffe

Im Zuge der internationalen Diskussion um Smart Grids zeichnen sich Übereinstimmungen in der Identifikation der Treiber für Smart Grids ab:

■ **Veränderte Anforderungen im Netz**

Europaweit wird die Umsetzung von Smart Grids

vor allem durch die umzusetzende Energiewende vorangetrieben. Mit der Einbindung von erneuerbaren Energiequellen stehen die bestehenden Verteilernetze neuen Anforderungen, wie z. B. dezentraler, fluktuierender Einspeisung, gegenüber. Darüber hinaus sind die Verteilernetze sukzessive für weitere Themen wie zum Beispiel Elektromobilität zu erüchtigen.

■ **Energiemarkt im Wandel**

Ebenfalls getrieben durch die Energiewende haben sich die Energiemärkte dramatisch geändert. Durch die steigende Verbreitung von dezentralen Wind- und Solaranlagen steigt der Anteil der fluktuierend und unabhängig vom jeweiligen Marktbedarf erzeugten Energie massiv an. Durch die höhere Durchdringung mit IKT können die im Smart Grid verteilten steuerbaren Lasten und Energiequellen aggregiert als Flexibilität dem Markt angeboten werden. Damit entstehen neue Marktchancen zur Unterstützung des Ausgleichs der Differenz zwischen fluktuierend erzeugter Energie und dem aktuellen Bedarf, aber auch zur Schaffung neuer Energieprodukte und Dienstleistungen.

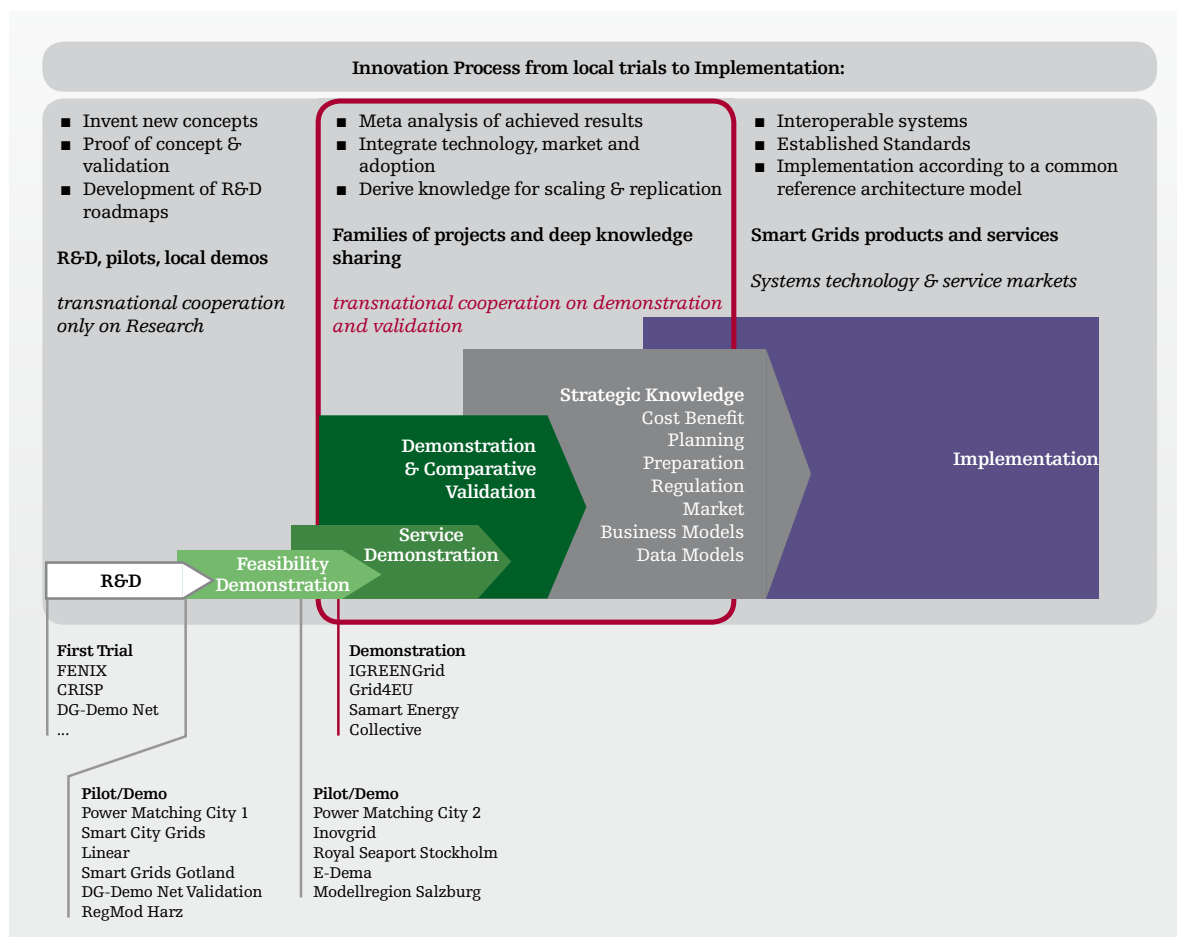


Abbildung 2
Smart-Grids-
Innovationsstrategie

Quelle: ERA-Net
Smart Grids Plus,
adaptiert von ISGAN
case-book on Active
Demand/Nether-
landands Power
Matching City

■ Einbeziehung des Endkunden

Aus den veränderten Anforderungen an die Netze und den Energiehandel ergeben sich auch Änderungen des Umfelds für die Endkunden. Diese können in Zukunft am Energiemarkt teilnehmen und die Systemstabilität durch Aufbringung von Flexibilität unterstützen. Dies kann aber realistischerweise nur dann erreicht werden, wenn die Erbringung von Systemdienstleistungen und die Bereitstellung von Flexibilität automatisch und ohne manuelles Eingreifen der Endkunden erfolgt.

In diesem Kontext haben sich in der (internationalen) Diskussion einige Grundbegriffe gebildet, die hier erläutert werden, da sie im weiteren Verlauf der Roadmap verwendet werden. Allen voran die Definition des Begriffs Smart Grid.

Die Definition von Smart Grids der Technologieplattform Smart Grids Austria

Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen

- Netzkomponenten,
- Erzeugern,
- Speichern und
- Verbrauchern

einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.

(www.smartgrids.at)

Smart Grid Architecture Model (SGAM) als Referenzmodell für die Smart-Grid-IKT-Architektur

Neben der Entwicklung von Standards für die in der Definition genannte Interaktion der Netzteilnehmer wurde in den letzten Jahren in Europa ein Architekturmodell namens „SGAM“ (Smart Grid Architecture Model) definiert (siehe auch Beschreibung in Kapitel 7.2. und [87]). Das SGAM-Modell ist inzwischen eine anerkannte Referenz für die Einordnung und Diskussion von Informationssystemen im Smart Grid. Dieses Modell fließt auch in die Arbeit der Technologieplattform Smart Grids Austria ein und erweist sich auch als geeignetes Werkzeug für die Strukturierung der Arbeit an der Roadmap.

Das Ampelmodell als Regelwerk für Akteure

Im Zuge des e-energy-Programms wurde in Deutschland das Ampelmodell zur Bewertung des Netzzustandes entwickelt [58] (siehe auch Beschreibung in Kapitel 7.3.). Der Leitgedanke des Ampelmodells besteht darin, die Verteilernetzinfrastruktur nicht mehr für 100% des theoretisch möglichen bidirektionalen Volllastfalles auszubauen. Dieser Fall tritt einerseits selten ein, andererseits verursacht er sehr hohe Kosten. Möchte man diesen Leitgedanken praktisch umsetzen, muss man die Netzauslastung laufend überwachen und bei Erreichen der Netzgrenzen seitens des Netzes in die marktorientierten Energieprozesse eingreifen, um Schaden zu vermeiden. Die Einbindung der marktwirtschaftlichen Prozesse in ein solches System erfolgt über eine Ampel: Die Ampelphase „grün“ bedeutet, alle marktbasier-

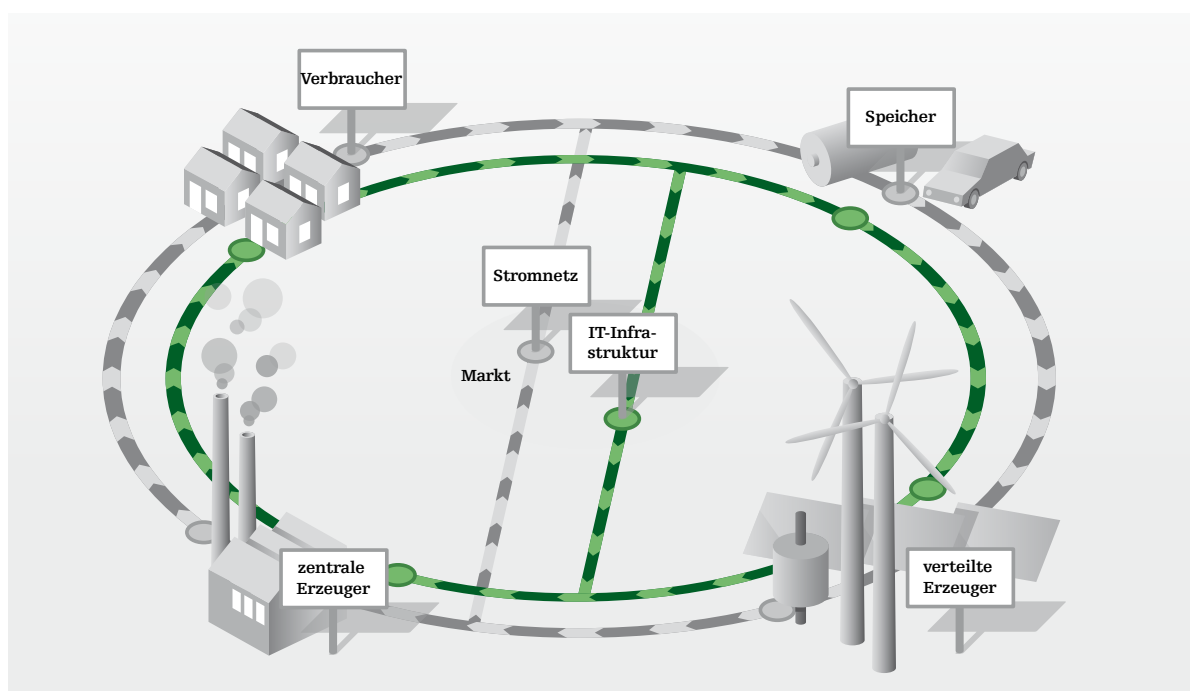


Abbildung 3
Definitionsbild
Smart Grids

Quelle:
www.smartgrids.at

Energieprozesse können uneingeschränkt umgesetzt werden. „Gelb“ signalisiert eine mögliche kommende Netzüberlastung. Dieses Signal bedeutet für die Verbraucher, dass sie das Lastverhalten an die Bedürfnisse des Netzes anpassen sollen. Die Ampelphase „rot“ bedeutet, dass die Netzgrenzen erreicht sind und der Netzbetreiber steuernd auf Energieprozesse zugreift, um eine Netzüberlastung zu vermeiden. Eine genauere Beschreibung des Ampelmodells erfolgt in Kapitel 7.3.

Der Begriff der Flexibilität

Damit in einem Smart Grid gezielte Eingriffe in den Netz- und Systembetrieb durchgeführt werden können, reichen die im Stromnetz selbst vorhandenen Steuermöglichkeiten (im Wesentlichen Schaltzustand, Trafostufung) allein oft nicht mehr aus. An dieser Stelle kommt die Flexibilität der Netzteilnehmer ins Spiel, deren Integration in den Systembetrieb eine wesentliche Herausforderung ist (siehe Kapitel 2 dieser Roadmap). Nach der Definition im EU-Mandat 490 [111] bezieht sich Flexibilität allgemein auf die Elastizität des Ressourceneinsatzes (Verbrauch, Speicherung, Erzeugung), insbesondere zur Bereitstellung von Hilfsdiensten für die Netzstabilität und/oder Marktoptimierung (Änderung des Stromverbrauchs, Reduktion der Stromeinspeisung, Blindleistungsbereitstellung etc).

1.4. Anforderungen an Smart Grids

Um den im Kapitel zur Motivation dargestellten strategischen Zielen entsprechen zu können, muss die Ausgestaltung von Smart Grids in einer Form geschehen, in der wesentlichen Basisanforderungen umgesetzt werden.

1. Die Realisierung eines nachhaltigen und umweltverträglichen elektrischen Energieversorgungssystems

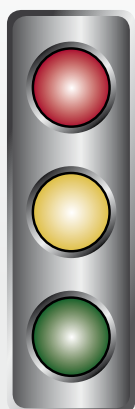
durch eine schrittweise Integration von erneuerbaren Energieträgern muss sichergestellt werden.

2. Bestehende und neue Energieversorgungsprozesse müssen transparent und den geltenden Regularien und Marktanforderungen entsprechend ausgeführt sein.
3. Smart-Grid-Betriebsparadigmen müssen einen kosteneffizienten System- und Netzbetrieb bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungsqualität ermöglichen.
4. Eine einfache und rasche Systemanpassung an neue Marktanforderungen in einem volatilen Umfeld muss möglich sein.
5. Im Sinne einer bestmöglichen Nutzung bestehender Netzinfrastruktur muss eine bedarfsgetriebene und schrittweise Migration zu neuen Technologien und Betriebsführungskonzepten unterstützt werden.

1.5. Der Entwicklungsprozess der Technologieroadmap

Die Technologieroadmap Smart Grids wurde im Auftrag des bmvit unter der Leitung der Technologieplattform Smart Grids Austria von deren Mitgliedern in Form von Workshops, Expertenbefragungen und Feedbackschleifen erarbeitet. Die Mitglieder aus Forschung, Industrie und Energiewirtschaft brachten ihren individuellen fachlichen Hintergrund, ihre Erfahrung und ihr Know-how im Bereich Smart Grids ein.

In der ersten Phase wurde eine Literatur- und Projekt-recherche vorgenommen, um den Ist-Stand zu Smart-Grid-Technologien zu ermitteln. In der zweiten Phase des Entwicklungsprozesses erfolgte die Arbeit in Work-



Die Grenzen der Netzinfrastruktur sind erreicht, Kundenanlagen müssen durch den Netzbetreiber gesteuert/geregelt werden, um eine Überschreitung der Netzgrenzen und damit Schaden zu verhindern.

Vorwarnstufe – Es besteht die Gefahr, dass die Grenzen der Netzinfrastruktur erreicht werden. Um einen roten Zustand noch zu verhindern, sollten bei Kundenanlagen netzzeitige Steuer- und Regelanforderungen berücksichtigt werden.

Die Netzinfrastruktur kann alle Anforderungen des Marktes/der Prosumer uneingeschränkt abdecken.

Abbildung 4
Das Ampelmodell
und die Bedeutung
der „Ampelphasen“

shops und Feedbackrunden. Damit sollte eine möglichst breite Beteiligung sichergestellt werden. In einer dritten Phase wurden die so erarbeiteten und bewerteten Inhalte zwischen den Akteuren abgestimmt zu einer Roadmap aufbereitet.

Weitere Stakeholder wurden im Erstellungsprozess über einen Projektbeirat eingebunden. Dieser setzte sich aus öffentlichen Stellen (Ministerien, Behörden, Interessenvertreter, Verbände) und Unternehmen, die noch nicht direkt im Smart-Grid-Umfeld tätig sind, zusammen.

Abbildung 5 zeigt einen Überblick der Stakeholder, die in den Entwicklungsprozess der Technologieroadmap entweder direkt eingebunden oder mit ihren Anforderungen für Smart Grids, z. B. bei der Ausbildung, berücksichtigt wurden.

1.6. Struktur und Aufbau der Technologieroadmap Smart Grids

Entsprechend dem oben skizzierten Prozess und den Zielen gliedert sich die Technologieroadmap wie folgt: In Kapitel 2 wird entlang von drei Entwicklungsachsen und über verschiedene Anwendungsfälle der

Ist-Stand der einzelnen Technologien analysiert sowie der konkrete Handlungsbedarf und die Anforderungen an die Marktentwicklung für eine Kommerzialisierung und breite Implementierung aufgezeigt. Im Sinne einer Roadmap erfolgt eine Darstellung der notwendigen Schritte entlang der Zeitachse bis 2020. Die Anforderungen an eine IKT-Gesamtarchitektur werden als gemeinsames Fundament der drei Entwicklungsachsen beschrieben. Die österreichischen Aktivitäten, Initiativen und Akteure im Bereich von Smart Grids werden in Kapitel 3 näher analysiert und dargestellt. Zusätzlich erfolgt eine Analyse der Einbettung Österreichs im internationalen Umfeld. Aufbauend auf der Analyse des österreichischen Projektumfelds und des Handlungsbedarfs sowie einer Literaturanalyse, wird in Kapitel 4 der Nutzen von Smart Grids aus volkswirtschaftlicher Sicht, für die Industrie, die Energiewirtschaft und den Endkunden in Österreich aufgezeigt. Der für die Implementierung von Smart Grids notwendige Know-how-Aufbau wird in Kapitel 5 in Form von Anforderungen an die Ausbildung in verschiedenen Bereichen skizziert. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für die relevanten Akteure werden in Kapitel 6 diskutiert. Vertiefende und weiterführende Hintergrundinformationen zur Roadmap sind im Anhang (Kapitel 7) zu finden.

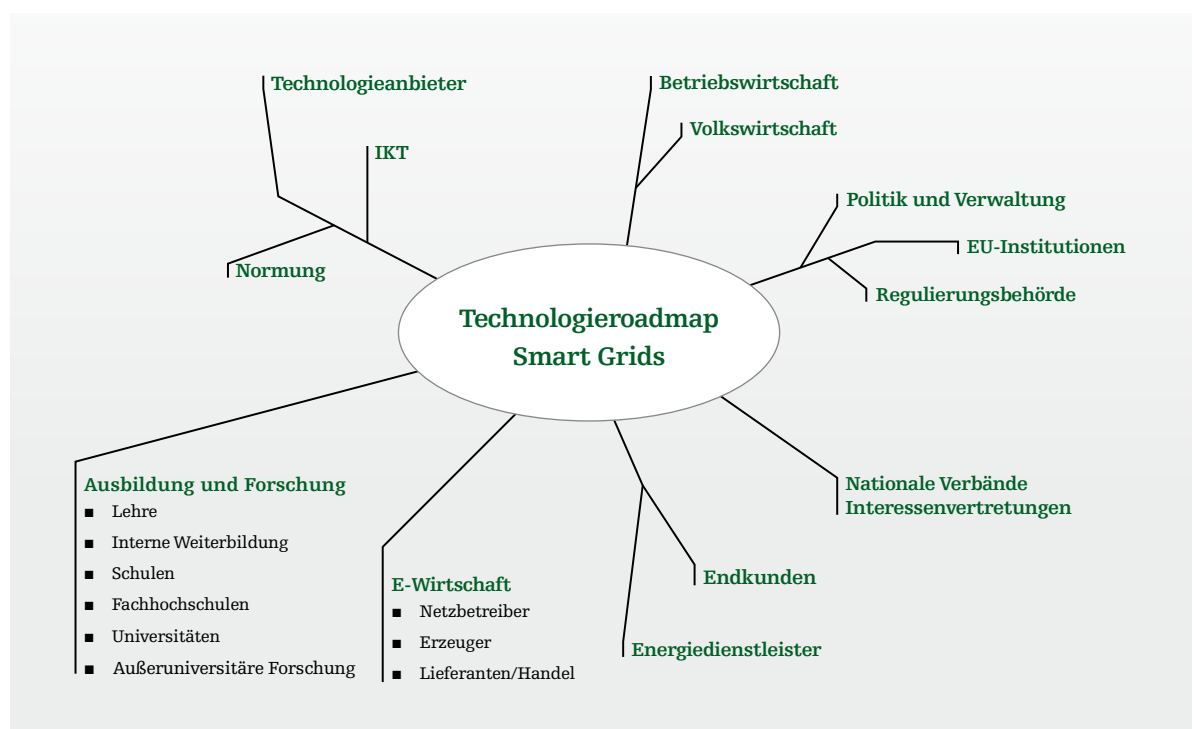


Abbildung 5
Überblick der Stakeholder, die in die Technologieroadmap eingebunden bzw. berücksichtigt wurden

2. Die Technologieroadmap: Der Weg zur Umsetzung

Die in diesem Kapitel auf Basis einzelner Smart-Grid-Technologien erarbeitete Roadmap zeigt den Weg von heute verfügbaren prototypischen Smart-Grid-Lösungen hin zu marktreifen Produkten auf.

2.1. Smart Grids in Entwicklungsachsen, Anwendungsfällen und Technologien aufbereitet

Für die Aufbereitung der Ergebnisse aus bisherigen Smart-Grid-F&E- und Demonstrationsprojekten wurde eine Gliederung gewählt, die das weit gestreute Feld von technologischen Lösungen in drei zentrale Entwicklungsachsen und eine gemeinsame IKT-Gesamtarchitektur einteilt. Die identifizierten Entwicklungsachsen stellen die Säulen für die zukünftige Gestaltung des Elektrizitätssystems und die dahinterliegenden Märkte und Dienstleistungen dar.

Aus den Erfahrungen der bisherigen Smart-Grid-Projekte in Österreich bzw. im internationalen Kontext konnten folgende drei wesentlichen Entwicklungsachsen abgeleitet werden:

1. **Netz: Optimierter Verteilernetzbetrieb** – Lösungen für die technische Systemintegration eines hohen Anteils an dezentralen Energieerzeugern, flexiblen Lasten, Speichern und Elektromobilität in das elektrische Verteilernetz unter Beibehaltung der hohen Versorgungsqualität

2. **System: Flexibilität für Markt und Netz nutzbar machen** – Nutzbarmachung von Flexibilität für alle Marktteilnehmer mit unterschiedlichen Anforderungen im Smart Grid sowie die Sicherstellung der Vereinbarkeit von markt- und netzseitigen Flexibilitätsbedürfnissen

3. **Endkunden: Smarte Lösungen für den Markteintritt der Konsumenten** – Die Einbindung des Endkunden als Prosumer (d. h. Produzent und Konsument von Strom) in den Markt und Systembetrieb

Im Zuge des weiteren Entwicklungsprozesses der Roadmap entlang dieser Achsen hat sich die Bedeutung einer gemeinsamen **IKT-Gesamtarchitektur** für die Technologien und Lösungen aller drei Entwicklungsachsen als zentrales technisches Fundament herauskristallisiert. Sie beschreibt, abgeleitet von den Verteilernetzbetreiber-spezifischen Betriebsprozessen, die Architektur der zentralen IT-Landschaft und der Kommunikationsinfrastruktur. Viele der Anforderungen an die IKT-Gesamtarchitektur sind für alle Entwicklungsachsen gleich. Deshalb ist es sinnvoll, diese in weiterer Folge als verbindendes Element und Basis für die Entwicklungsachsen zu betrachten.

Innerhalb der Entwicklungsachsen werden basierend auf den bisherigen Erfahrungen aus Feldtests und Forschungsprojekten konkrete Anwendungsfälle unterschieden (eingezeichnet in den Entwicklungsachsen),

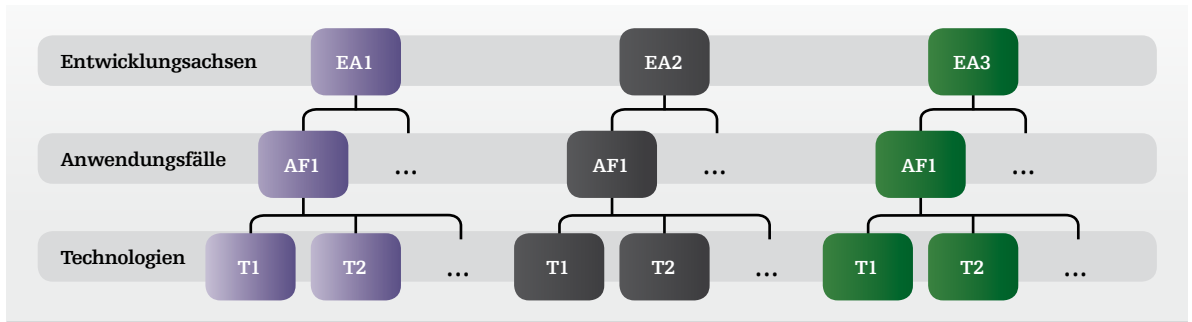


Abbildung 6
Betrachtungsebenen
in der Roadmap

wobei einige Anwendungsfälle logische Voraussetzung für andere sind.

Innerhalb der Anwendungsfälle werden schließlich die konkreten Technologien beschrieben, welche die Implementierung eines Anwendungsfalles ermöglichen (z. B. Technologie „Integration koordinierter Regelungsansätze in Leitsysteme“ für den Anwendungsfall „Betrieb effizienter Netze“). Der Beitrag dieser Roadmap ist die Analyse der offenen Fragen, Barrieren und die Ableitung des Handlungsbedarfs für eine Kommerzialisierung der relevanten Technologien bis 2020.

Die definierten Entwicklungsachsen geben den inhaltlichen Rahmen für die Betrachtung der technologischen

Lösungen in der Roadmap vor. Die Hierarchie von Entwicklungsachsen, Anwendungsfällen und Technologien ist in Abbildung 6 dargestellt.

Die drei Entwicklungsachsen und die Rolle der IKT-Gesamtarchitektur sind in Abbildung 7 dargestellt. Grundsätzlich sind die Entwicklungsachsen so gewählt, dass gegenseitige Abhängigkeiten minimiert werden und eine parallele Bearbeitung möglich ist.

In der Abstimmung mit dem – vom bmvit initiierten – Strategieprozess Smart Grids 2.0 (siehe Kapitel 3.1.1.) konnte damit auch eine weitgehende Übereinstimmung mit den dort identifizierten Treibern (Netz, Markt und Endkunde) erzielt werden.

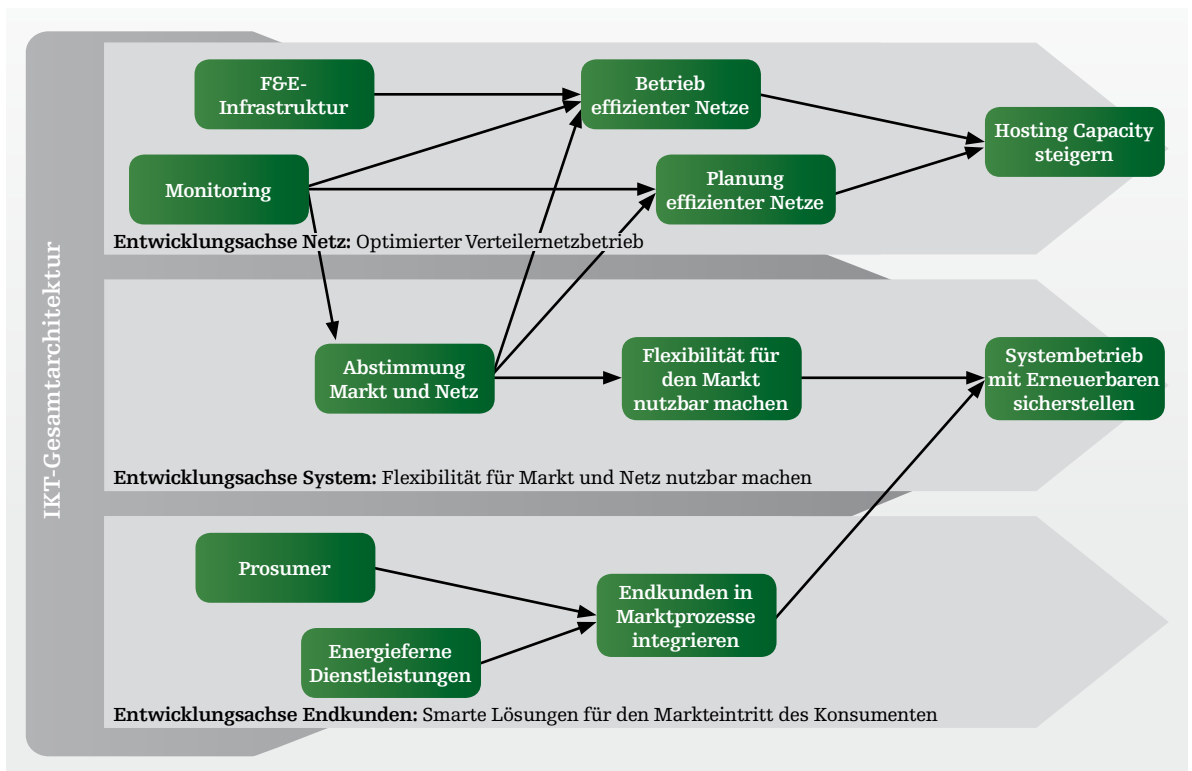


Abbildung 7
Überblick über IKT-
Gesamtarchitektur
und Entwicklungs-
achsen mit Anwen-
dungsfällen

2.2. Entwicklungsschritte in der Technologieroadmap

Um die teilweise notwendigen Weiterentwicklungen von Einzeltechnologien bis hin zu Entwicklungsachsen in dieser Roadmap systematisch darstellen zu können, werden vier farblich codierte Entwicklungsphasen eingeführt, an denen sich die folgenden Darstellungen orientieren. Da in dieser Roadmap eine Gesamtstrategie über ein Bündel von Einzeltechnologien entwickelt wird, ist die etablierte Darstellung in Form von Technology Readiness Levels [112] nur bedingt anwendbar. Daher wurde hier eine eigenständige Einteilung entwickelt.

Arbeit an Rahmenbedingungen

In diesem Entwicklungsschritt sind Rahmenbedingungen (auf Ebene der Politik, Legislative, Behörden oder der Marktmodelle) zu klären oder zu definieren, welche Voraussetzung für die Umsetzung der betreffenden Technologie sind.

Angewandte Forschung & Entwicklung

Dieser Entwicklungsschritt bezieht sich auf die Klärung von Forschungsfragen, der Entwicklung neuer Technologien oder Dienstleistungen einschließlich der damit zusammenhängenden Normenarbeit und Demonstrationsprojekte in kleinem Rahmen (z. B. in einem Netzabschnitt)

Großflächige Systemvalidierung

Für eine wirtschaftliche Umsetzung von Smart Grids spielen Prozessfragen (z. B. effiziente Betriebsprozesse) eine große Rolle. Diese Effekte entstehen erst ab einer kritischen Systemgröße. Daher ist eine großflächige Systemvalidierung ein notwendiger Entwicklungsschritt vor der Implementierung einer Technologie.

Implementierungsphase

In diesem Entwicklungsschritt wird eine ausgereifte Technologie bedarfsgetrieben ins Feld gebracht. Diese Phase ist, wenn nicht anders beschrieben, nach jeder großflächigen Systemvalidierung angesetzt.

2.3. Die IKT-Gesamtarchitektur als gemeinsame Basis der Entwicklungsachsen

Der Ausbau der für Netz- und Systembetrieb verwendeten IKT ist eine zentrale Herausforderung für die Umsetzung von Smart Grids. Diese erweiterte Infrastruktur ermöglicht neue Technologien und Lösungen, gleichzeitig ist ihr Ausbau und Betrieb mit hohen Investitionen verbunden.

Informations- und Kommunikationstechnologien sind essentiell, um die Energieversorgung und alle damit verbundenen Prozesse effizient koordinieren zu können. Die IKT-Gesamtarchitektur für Smart Grids unterliegt den in Kapitel 1.4. dargestellten Anforderungen an Smart Grids, insbesondere der Möglichkeit einer bedarfsgetriebenen, schrittweisen Umstellung auf neue Technologien und Betriebsführungskonzepte.

Wachsende Anzahl der Akteure

Ein wesentlicher Aspekt der in der Roadmap definierten Anwendungsfälle ist die steigende Anzahl der Akteure im System. Aus Sicht der IKT ergibt sich damit eine große Anzahl an neuen Schnittstellen zu unterschiedlichen Systemen, was insbesondere in den Bereichen Interoperabilität und Sicherheit neue Herausforderungen mit sich bringt. Darüber hinaus bedingen die zunehmend komplexer werdenden Marktmechanismen und Betriebsprozesse der Verteilernetze einen verstärkten Reporting- und Nachweisaufwand, der die Erfüllung der Pflichten der einzelnen Marktpartner dokumentiert. Bei einem geeigneten Design einer IKT-Gesamtarchitektur kann diese Aufgabe weitestgehend automatisiert werden. Die Vernetzung der damit einhergehenden neuen Komponenten mit deren Schnittstellen erfordert ein robustes Kommunikationsnetz, an das je nach Netzebene unterschiedliche Anforderungen gestellt werden. Die Datenerfassung und -verarbeitung soll mittels einer gut aufeinander abgestimmten Kombination von dezentraler Intelligenz in Smart-Grid-Komponenten und einer entsprechenden zentralen IT-Landschaft erfolgen. Eine Abstimmung der relevanten Akteure ist für die technische Ausarbeitung der IKT-Gesamtarchitektur von zentraler Bedeutung.

Standardisierung berücksichtigen

Um die Kosten für eine Smart-Grid-Gesamtlösung zu minimieren, sind durchgehend Standards für Schnittstellen, Datenmodelle und Basisfunktionen erforderlich. Diese müssen die Interoperabilität von Komponenten unterschiedlicher Hersteller sicherstellen. Hier kann insbesondere auf den bereits existierenden internationalen und europäischen Standards aufgebaut werden. Im Rahmen der Erstellung der optimierten Prozess- und Infrastrukturarchitektur sind die vorhandenen Standardisierungslücken sowie der erforderliche Harmonisierungsbedarf für existierende Normen aufzuzeigen, entsprechende Lösungsvorschläge auszuarbeiten und in die entsprechenden Standardisierungsgremien (ETSI, GENELEC, CEN, IEC) einzubringen.

2.3.1. Ist-Stand der IKT-Architektur

Der Ist-Stand der gegenwärtigen Entwicklung in der IKT-Architektur ist in Abbildung 8 dargestellt.

Über ein historisch gewachsenes Kommunikationsnetz, das auf unterschiedlichsten Technologien basiert, werden alle Komponenten in den Umspannwerken (Hoch-/Mittelspannung) und teilweise bereits auch Komponen-

ten in den Trafostationen (Mittel-/Niederspannung) mit einer zentralen IT vernetzt. Teil der zentralen IT ist das Netzleitsystem, von wo aus das Netz überwacht und gesteuert wird. Diese bestehende Infrastruktur hat folgende drei Charakteristika:

1. Das Kommunikationsnetz deckt derzeit die Hochspannungs- und Teile der Mittelspannungsebene ab. Die zur Verfügung stehenden Bandbreiten für die Datenübertragung sind für den bisherigen Bedarf ausgelegt und lassen sich in vielen Fällen aufgrund von technologischen Grenzen nicht entsprechend erweitern. Die Betriebsführung gestaltet sich in der Regel komplex, weil kein technologieübergreifendes Managementsystem für die Kommunikationskomponenten zur Verfügung steht.
2. Die zentrale IT besteht in der Regel aus mehreren Teilsystemen (z. B. Netzleitsystem, GIS, Workforce Management, Billing, Asset Management ...), die über mehrere logische Schnittstellen anwendungsorientiert miteinander vernetzt sind. Im Extremfall ist hier jedes Teilsystem mit jedem anderen Teilsystem über eigene Schnittstellen vernetzt.

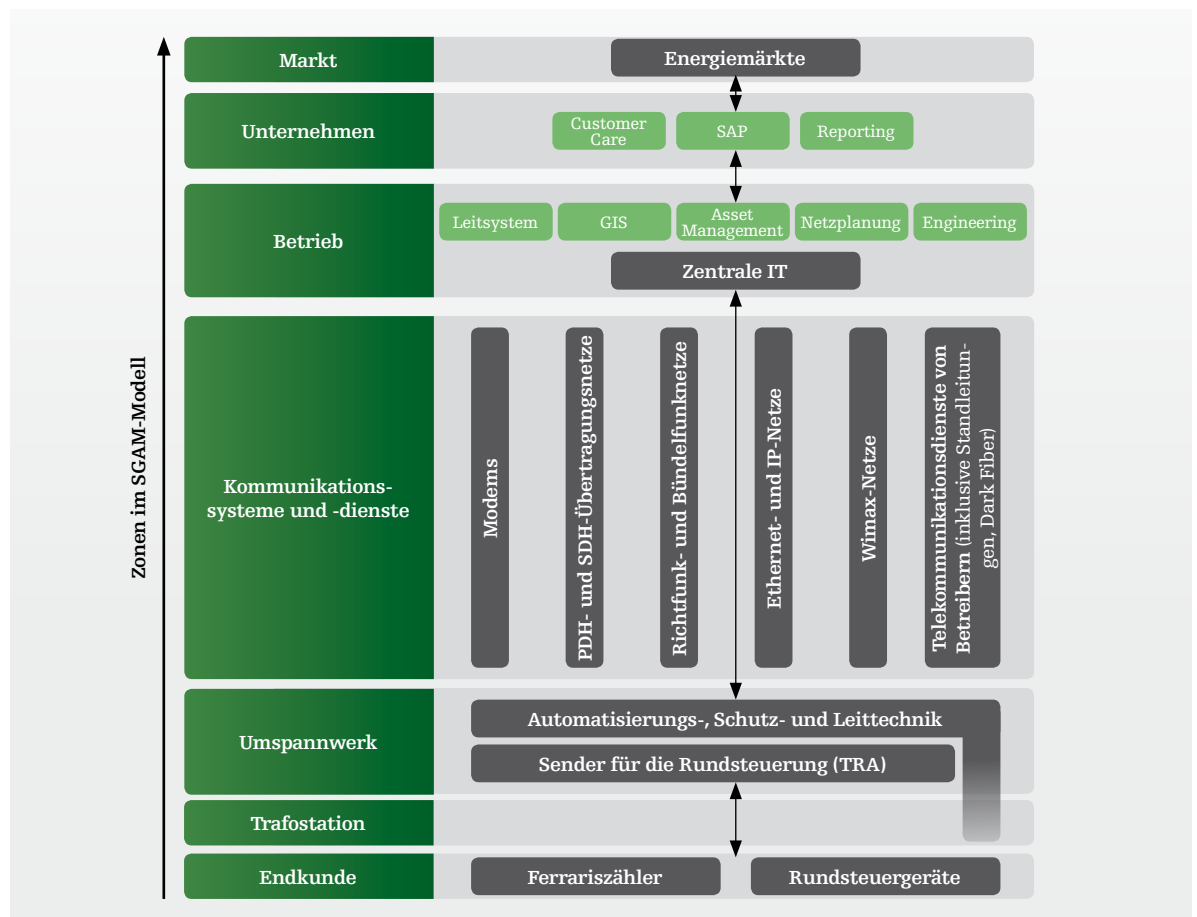


Abbildung 8
Gegenwärtiger Stand
der IKT-Architektur
(exemplarisch)

3. Darüber hinaus verfügt in der Regel jedes Teilsystem über eine eigene Datenbank, in der alle für die jeweilige Aufgabe des Teilsystems notwendigen Daten verwaltet werden. Dadurch müssen mitunter große Datenmengen parallel in mehreren Systemen geführt werden, wodurch sich zumindest zeitlich begrenzte Inkonsistenzen der Datenbestände ergeben können.

Der Wartungsaufwand solcher Lösungen steigt mit der Anzahl der vernetzten Teilsysteme überproportional an, weil zum Beispiel bei jeder Softwareänderung (z. B. bei jedem Release-Wechsel) ein Nachführen von mehreren Schnittstellen notwendig werden kann. Darüber hinaus sind solche Lösungen gegenüber raschen Änderungen der Systemanforderungen sehr unflexibel. Wird bei-

spielsweise ein neues IT-Teilsystem für neue Marktprozesse oder neue Geschäftsmodelle erforderlich, dann muss dieses über eine Vielzahl von Schnittstellen mit den Bestandssystemen vernetzt werden. Nachdem die Bestandssysteme aber in der Regel netzspezifisch implementiert wurden, ergibt sich hier eine erhebliche Hürde für die Einführung neuer Smart-Grid-Technologien.

2.3.2. Entwicklung der IKT-Gesamtarchitektur

Die strategische Entwicklung einer IKT-Gesamtarchitektur soll in Abstimmung mit internationalen Entwicklungen in den vier Bereichen laut Tabelle 1 stattfinden. Abbildung 9 (s. 30) zeigt einen Überblick über die zeitliche Abfolge der Entwicklungsschritte in diesen Bereichen.

Definition eines Zielbildes von Prozessen und Betriebsabläufen	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Für die bestehende Infrastruktur und Aufgabenstellung sind optimierte Prozesse und Betriebsabläufe definiert und implementiert.	<p>2015–2016 Identifikation der Lücken zur Umsetzung von neuen Lösungen mit hohem technologischen Reifegrad: Zu klären ist, welche funktionale Ergänzung die einzelnen Anwendungsfälle aus den Entwicklungsachsen durch die IKT-Infrastruktur (zentrale IT und Kommunikationsnetze) benötigen. Dazu zählen folgende Beispiele:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Bereitstellung von Topologieinformation für Anwendungsfälle ■ Übergeordnete Koordination von dezentralen Komponenten zur Sicherstellung eines optimierten und sicheren Netzbetriebs ■ Zusammenfassung von Daten für das interne und externe Reporting ■ Sicherstellung der notwendigen Verfügbarkeit von Daten und Kommunikationsverbindungen
	<p>2015–2016 Identifikation notwendiger funktionaler Ergänzung zu Anwendungsfällen mit geringem technologischen Reifegrad: Abschätzung der zukünftig erforderlichen funktionalen Ergänzung dieser Anwendungsfälle und Berücksichtigung der entsprechenden Anforderungen in der IKT-Gesamtarchitektur und den betroffenen Komponenten</p>
	<p>2015–2016 Definition des Zielbildes für Betriebsabläufe: Ausgehend von den bestehenden Betriebsabläufen ist festzulegen, wie diese zu ergänzen bzw. zu modifizieren sind, um die Anwendungsfälle in den Entwicklungsachsen zu realisieren. Dazu zählen neben dem Normalbetrieb des Systems auch die Bereiche Komponenten-Rollout, Störungsmanagement und Maintenance. Aus den angepassten Betriebsabläufen kann abgeleitet werden, welches Personal von welchem Unternehmen an welchen Orten (im Feld, in Betriebsgebäuden, in der Leitstelle ...) welche Informationen benötigt und wie diese verteilt werden müssen.</p>

Tabelle 1
Identifizierte Entwicklungsbereiche der IKT-Gesamtarchitektur

Festlegung der Anforderungen an Datenmanagement und Kommunikationsnetz
Ist-Stand

Gemäß der aktuellen Aufgabenstellung werden die benötigten Daten bereitgestellt und entsprechend verarbeitet. Die bestehenden Kommunikationsnetze sind entsprechend den gegenwärtigen Anforderungen ausgelegt, können aber in einigen Teilbereichen hinsichtlich zusätzlicher Bandbreite aus technologischen Gründen nicht erweitert werden.

Notwendige Schritte zur Marktüberleitung

2015–2016 **Klassifizierung notwendiger Daten und Datenströme:** Welche Daten/Funktionen sind für die Aufrechterhaltung der Versorgung notwendig und welche dienen der Planung, der Optimierung und dem Reporting? Für welche Daten (Datenströme) ist welche Verfügbarkeit erforderlich und welche Datenvolumina treten in den beiden Bereichen auf? Die Ergebnisse dieser Fragestellungen liefern einen wesentlichen Beitrag für die Festlegung der Anforderungen an die operative IT = Netzleitsystem + erforderliche Assistenzsysteme und die „Backoffice-IT“.

2015–2017 **Festlegung der Anforderungen an das Kommunikationsnetz:** Basierend auf der Klassifizierung der Daten und Datenströme können die Anforderungen an das Kommunikationsnetz formuliert werden. Diese umfassen neben der Bereitstellung der erforderlichen Bandbreiten mit der notwendigen Verfügbarkeit auch die Definition von internen und externen Schnittstellen und liefern damit zusammen mit den Betriebsabläufen (welches Personal benötigt welche Daten?) die Basis für Security-Konzepte. Darüber hinaus müssen für das Kommunikationsnetz noch folgende wesentliche Punkte berücksichtigt werden:

- Integrationsmöglichkeiten für bestehende Systeme
- Weitestgehende Unterstützung vorhandener Kommunikationsmedien unter Berücksichtigung der Anforderungen der E-Control-Risikoanalyse für Informationssysteme der Energiewirtschaft
- Skalierbarkeit auf allen Netzebenen
- Unterstützung der erforderlichen Verfügbarkeit (Redundanzkonzepte)
- Unterstützung von Security- und Datenschutzkonzepten in Verbindung mit den zentralen IT-Komponenten und den im Netz verteilten Systemkomponenten
- Durchgängiges Management

Entwurf einer IT-Zielarchitektur für Verteilernetzbetreiber
Ist-Stand

Zentrale IT-Systeme sind historisch gewachsen und weisen unterschiedlichen Integrationsgrad der einzelnen Komponenten auf. Die Vernetzung der Komponenten erfolgt in der Regel über eigene logische Schnittstellen, die nach den jeweiligen Betriebsanforderungen ausgelegt wurden. Es besteht keine Zielarchitektur zur Erfüllung der neuen Aufgaben aus den Anwendungsfällen der

Notwendige Schritte zur Marktüberleitung

Durch die in den Entwicklungsachsen beschriebenen Anwendungsfälle ist im Bereich der Netzleitstelle/Zentrale mit einem erheblich ansteigenden Datenvolumen für die Koordination dezentraler Intelligenz, Fehlermanagement, Optimierung, Planung und Reporting zu rechnen. Es soll eine möglichst offene und skalierbare IT-Architektur erreicht werden, die den Betriebsaufwand minimiert.

2015–2016 **Schrittweise Erweiterung/Anpassung der operativen IT** (Netzleitsystem und Assistenzsysteme) gemäß den im Punkt „Klassifizierung notwendiger Daten und Datenströme“ abgeleiteten Anforderungen.

2016–2017 **Festlegung einer Architektur für den Backoffice-Bereich:** Diese kann zweckmäßigerweise auf einer Kombination aus Data Warehouse (= Datenbank mit einer darüberliegenden Schicht, die die unterschiedlichen Import-Export-Schnittstellen anpasst) und Business-Analytic-Anwendungen (= Software, die aus der Datenbank Analysen generiert) basieren. Um den Backoffice-Bereich möglichst offen zu gestalten, ist die Entwicklung eines umfassenden Datenmodells erforderlich.

einzelnen Technologieachsen	<p>2016–2017 Festlegung einer serviceorientierten Architektur zur Vernetzung der IT-Systeme. Damit wird zusammen mit dem oben erwähnten Datenmodell die größtmögliche Interoperabilität bei geringstem Betriebs- und Wartungsaufwand erreicht.</p>
Migrationspfad für IKT-Systeme zur Zielarchitektur	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Es besteht kein Migrationspfad	<p>2016–2017 Migrationsschritt 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Skalierte Umsetzung des Konzepts für das Kommunikationsnetz gemäß den im Vorhergehenden beschriebenen Anforderungen ■ Funktionale Erweiterung der operativen IT gemäß den Anforderungen aus den Anwendungsfällen mit hohem technischen Reifegrad ■ Aufbau eines Systems zur Erfassung der zusätzlichen Daten aus den untersten Netzebenen ■ Entwicklung von ersten Busienss-Analytic-Anwendungen gemäß den Anforderungen der einzelnen Anwendungsfälle aus den Technologieachsen <p>2016–2017 Klärung und Optimierung von Prozessfragen durch eine großflächige Systemvalidierung:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Optimierung der Koordination von dezentralen intelligenten Komponenten unter Auswertung gesammelter Betriebsdaten ■ Minimierung des Daten-, Kommunikations- und zentralen Steuer- und Regelungsaufwandes im Rahmen der Optimierung des Netzbetriebs ■ Validierung und Optimierung der Betriebsprozesse und Betriebsabläufe ■ Ableitung von ggf. zusätzlichen Anforderungen aus den Betriebsprozessen/Betriebsabläufen an die im Feld verteilten intelligenten Komponenten <p>2018–2020 Migrationsschritt 2:</p> <p>Einführung einer serviceorientierten Architektur zur Vernetzung der IT-Systeme mit dem Ziel der Reduktion der Anzahl der erforderlichen Schnittstellen zwischen den Einzelsystemen in der zentralen IT. Bereitstellung der relevanten Daten in der zentralen Datenbank des Data Warehouse, damit Netzbetreiber ihre zukünftige Aufgabe als zentrale Datendrehscheibe in einem komplexen Energiesystem optimal erfüllen können.</p>

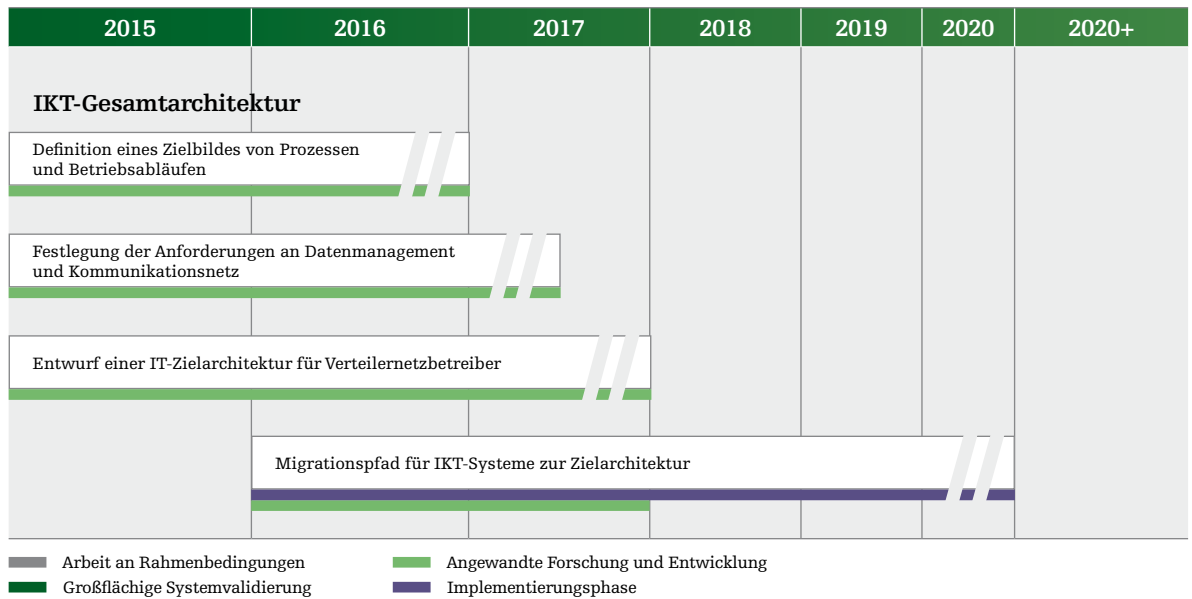


Abbildung 9
Überblick über
die Entwicklungs-
schritte der IKT-
Gesamtarchitektur

2.3.3. Handlungsbedarf für eine IKT-Gesamtarchitektur

Für die Umsetzung der Anforderungen an ein Smart Grid (vgl. in Kapitel 1.4.) bedarf es aus Sicht eines Netzbetreibers sowohl zusätzlicher Informationen aus allen Netzebenen, Möglichkeiten zum Abruf der Flexibilität auf Kundenseite als auch mehrerer „externer“ Kommunikationsschnittstellen für den Austausch von Informationen mit allen Marktpartnern. Dazu kommen die systeminternen Schnittstellen, deren Ausprägung für eine möglichst hohe Interoperabilität von Komponenten eine wesentliche Rolle spielt. Eine Reihe von neuen Akteuren wird zur Erfüllung ihrer Aufgaben umfangreiche Informationsmengen mit den bestehenden Marktpartnern austauschen müssen. Wesentlich ist daher eine strategische Entwicklung der IKT-Infrastruktur in Abstimmung mit allen relevanten Akteuren. Ausgehend vom Ist-Stand und von der oben dargestellten Entwicklung der IKT-Gesamtarchitektur sind zusammenfassend folgende nächste Schritte erforderlich:

2015–2016 Eine harmonisierte Spezifikation der IKT-Schnittstellen zu Kundenanlagen ist wesentlicher Teil der Definition der Gesamtarchitektur, da diese Schnittstellen von vielen Anwendungsfällen vorausgesetzt werden (siehe nachfolgende Beschreibung der Entwicklungsachsen). Vordringlich sind die Schnittstellen zu den Komponenten Wechselrichter, Heimspeicher, intelligente Gebäude und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität auf breit akzeptierter Basis zu harmonisieren.

2015–2016 Definieren der Anforderungen an die IKT-Gesamtarchitektur einschließlich Sicherheit und Synergien zu Smart Metering: Der oben beschriebene Prozess zur Erstellung einer IKT-Gesamtarchitektur wird vom parallel geplanten Rollout von Smart Metering überlagert. Daher sollten in den Smart-Metering-Konzepten Anforderungen aus den einzelnen Anwendungsfällen der Technologieachsen und die Anforderungen der IKT-Gesamtarchitektur so weit wie möglich Berücksichtigung finden. In diesem Zusammenhang ist auch die Entwicklung eines übergreifenden und anpassbaren Konzepts für Security (Angriffssicherheit), Safety (Betriebssicherheit) und Privacy (Schutz der Privatsphäre) zu sehen.

2015–2017 Erarbeitung eines Migrationspfades: Die oben beschriebene grundsätzliche Vorgangsweise zur Erstellung eines Migrationspfades muss angepasst an die jeweils vorhandenen Bestandssysteme und Betriebsprozesse individuell für jeden Netzbetreiber erfolgen. Ziel ist eine schrittweise Konvergenz der unterschiedlichen Startpunkte des Migrationspfades zur gemeinsamen Zielarchitektur.

2016–2018 Großflächige Systemvalidierung: Die im vorhergehenden Kapitel genannten Schwerpunkte der großflächigen Systemvalidierung hängen stark von der jeweiligen

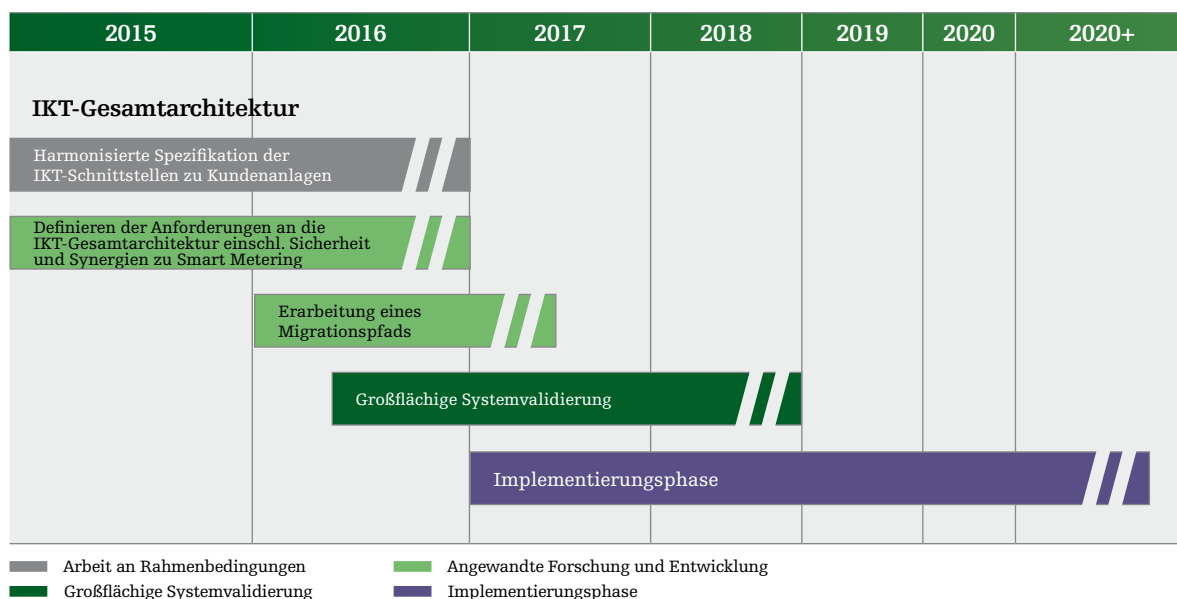


Abbildung 10
Zusammenfassung
des Handlungs-
bedarfs IKT-Gesamt-
architektur

Netzinfrastruktur und den daraus resultierenden unterschiedlichen Anforderungen ab. Sie sollte zumindest für ein städtisches, ein ländliches und ein gemischtes Netz erfolgen.

2.4. Entwicklungsachse Netz: Optimierter Verteilernetzbetrieb

Die Entwicklungsachse „Optimierter Verteilernetzbetrieb“ legt den Schwerpunkt auf die Anwendungen und Technologien für den Betrieb und die Planung elektrischer Verteilernetze mit einer steigenden Anzahl und Dichte von dezentralen Energieerzeugungsanlagen, flexiblen Verbrauchern, Speicherung und Elektromobilität. Entsprechend der Definition von Smart Grids in Österreich geht es primär um das Management und Zusammenwirken von Netzkomponenten, Erzeugern, Verbrauchern und Speichern (vgl. [1]). Auf Basis der bisherigen Erfahrungen aus österreichischen Forschungsprojekten wurde das Thema „optimierter Verteilernetzbetrieb“ in vier verschiedene Anwendungsfälle gegliedert:

- Anwendungsfall Verteilernetzmonitoring** – Laufende Erfassung von Auslastungsparametern der Infrastruktur, Erfassung kritischer Netzzustände und Analyse der Auswirkungen auf das Netz stellen die Basis für Netzbetrieb und Netzplanung dar.
- Anwendungsfall F&E-Testinfrastruktur** – für kürzere Time-to-Market österreichischer Smart-Grid-Produkte
- Anwendungsfall Betrieb effizienter Netze** – bedarfsgetriebener Einsatz von Smart-Grid-Komponenten, Instandhaltung, Betrieb von neuen Regelsystemen und dezentralen intelligenten Komponenten sowie laufende Prozessoptimierung
- Anwendungsfall Planung effizienter Netze** – Bessere Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur, netzplanerische Maßnahmen wie selektiver Netzausbau nach lokalen Erfordernissen, Berücksichtigung von Flexibilität, Speichern, Blindleistungsmanagement etc. in der Planung

Ziel dieser Anwendungsfälle ist die **Steigerung der Aufnahmekapazität (Hosting Capacity)** der

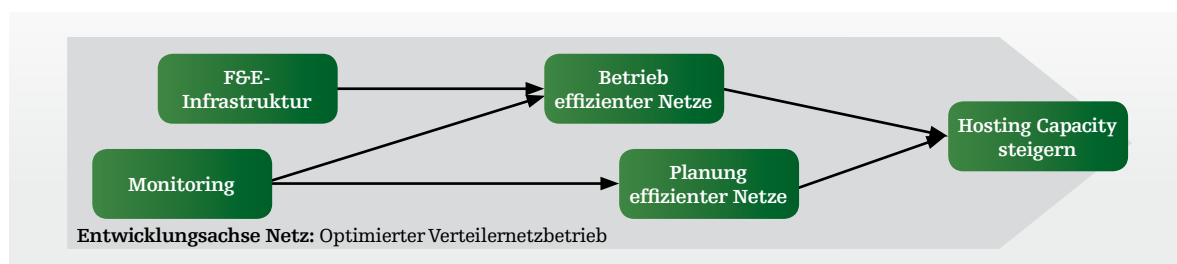


Abbildung 11
Entwicklungsachse
Netz

bestehenden Netze für dezentrale Erzeugung und damit die Reduktion des Bedarfes an Netzausbau in Zukunft (vgl. Abbildung 11).

2.4.1. Ist-Stand der Entwicklungssachse Netz

Zur Analyse dieses Ist-Standes der Smart-Grid-Entwicklung in Österreich wurden relevante Forschungs- und Entwicklungsprojekte analysiert: DG DemoNetz Konzept, BAVIS, DG Demonetz Validierung, CoOpt, ADRES-Concept, ISOLVES:PSSA-M, morePV2grid, DG Demo-net Smart LV Grid, EmporA, DG-EV-HIL, HIT, morePV2grid, iGREENGrid, PlanGridEV, INTEGRA, Smart Grid Modellregion Salzburg Erkenntnisbericht, V2G Strategies.

Innovative Technologien zur Erhöhung der Hosting Capacity stehen heute an der Schwelle zur Marktreife. Dort, wo kurzfristig ein direkter Nutzen identifiziert werden konnte (z. B. Spannungsbandmanagement in Niederspannungsnetzen mit hoher PV-Dichte) sind prototypische Lösungen sowie erste Produkte bereits verfügbar. Eine Vielzahl unterschiedlicher technischer Ansätze unter Ausnutzung ähnlicher Grundprinzipien wird derzeit in der Praxis validiert. Details zum Ist-Stand der einzelnen Technologien sind in den nachfolgenden Kapiteln zu finden.

2.4.2. Anwendungsfall Verteilernetzmonitoring

Smart-Grid-Technologien und -Lösungsansätze können Netzausbau bedingt durch die Integration von dezentralen Energieerzeugungsressourcen verzögern oder unter Umständen sogar obsolet machen. Zur Nutzung der erweiterten Reserven ist eine zeitnahe Messung der entsprechenden Netzparameter wie Spannungen und Ströme notwendig. Vor allem im Niederspannungsnetz war dies bisher aufgrund der auf Maximalbelastung basierenden Netzplanung nicht oder nur in geringem Umfang erforderlich. Es ist notwendig, rechtzeitig vor der Überschreitung von Grenzwerten entsprechende Gegenmaßnahmen zu treffen und somit die Versorgungsqualität sowie die Netzverfügbarkeit sicherzustellen. Darüber hinaus liefert das Netzmonitoring wesentliche Daten für die Unterstützung optimierter Netzplanungsprozesse und Eingangsdaten für dezentral verteilte intelligente Komponenten (z. B. Spannungsregler in Trafostationen).

In Tabelle 2 ist ein Überblick über die einzelnen identifizierten Technologien für Verteilernetzmonitoringsysteme aufgelistet. Die zeitliche Abfolge der Entwicklungsschritte ist in Abbildung 12 dargestellt.

Tabelle 2
Identifizierte Technologien und Quellen zum Anwendungsfall Verteilernetzmonitoring

Technologien zum Monitoring von Niederspannungsnetzen	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
In den letzten Jahren wurden in Projekten (z. B. Projekt ISOLVES: PSSA-M [53]) Smart Meter mit integrierter Netzsensorfunktionalität zum Monitoring von Niederspannungsnetzen entwickelt. Es konnte gezeigt werden, dass durch die Verwendung von Smart Metern mit integrierter Netzmonitoringfunktion die Aufwände für zusätzliche Messsensoren stark reduziert werden.	2015–2016 Rahmen zur Nutzung von Daten für Netzmonitoring klären
	2015–2016 Kopplung zwischen Messdaten und Netztopologie herstellen: Für die Auswertung von Messwerten (z. B. für Netzplanung, Analyse von Störfällen) ist die genaue Kenntnis der Netztopologie zum Zeitpunkt der Messwernerfassung erforderlich. Hierzu müssen einfache Lösungen (von der Feststellung des Schaltzustandes bis zur Archivierung mit Messdaten) entwickelt werden, die sich in bestehende Systeme integrieren lassen.
	2016–2018 Klärung und Optimierung von Prozessfragen durch eine großflächige Systemvalidierung (vgl. auch IKT-Gesamtarchitektur, Kapitel 2.3.3.).
	2017–2019 Implementierung

Statistische Analyse von Monitoringdaten	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Die statistische Analyse von Monitoringdaten (vor allem Spannungsqualität) zur Analyse von Veränderungen über längere Zeiträume ist von einzelnen Netzbetreibern erfolgreich implementiert.	2015–2016 Eine genaue Identifikation der durch ein Monitoring zu erfassenden Daten und die Klärung der Anforderungen an die Datenspeicherung müssen erfolgen, um kongruente Datensätze für Analysen mit vergleichbaren Ergebnissen zu erhalten.
	2015–2016 Identifizieren geeigneter Algorithmen für die statistische Analyse von Monitoringdaten und geeigneter Indikatoren
	2015–2018 Vereinheitlichung der Daten aufgrund unterschiedlicher Zeitauflösung ; Festlegung kongruenter Datensätze für Analysen, um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten
	2017–2019 Implementierung
Leitsystembasiertes Monitoring mit State Estimation für die Mittelspannung	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Ansätze wurden erfolgreich getestet (vgl. Projekt ZUQDE [49][50]), Das Leitsystem wird um die Mittelspannungsebene erweitert und mit entsprechenden Funktionsmodulen für eine State Estimation und das Monitoring ergänzt. Die notwendigen Basistechnologien sind am Markt verfügbar, für die Mittelspannungsebene jedoch selten im Einsatz.	2015–2016 Erstellung eines Monitoring-Gesamtkonzepts : State Estimation und Lastflussberechnung durch ein Leitsystem können sowohl zu einer wesentlichen Verringerung der erforderlichen Sensorik im Feld beitragen als auch zur Verifikation von Messwerten gegen Topologieinformationen dienen (vgl. auch IKT-Gesamtarchitektur, Kapitel 2.3.3.).
	2016–2017 Validierung effizienter Prozessabläufe : Die Mittelspannungsebene muss in ein Leitsystem integriert werden, um Smart-Grid-Applikationen (z. B. zur Spannungshaltung) koordiniert einsetzen und das Netz überwachen zu können. Der Aufwand für die Prozesse der Aktualisierung von Netz-, Last- und Erzeugungsmodellierung und für die Einbindung in die Betriebsführung muss verringert werden.
	2017–2019 Implementierung
Monitoring Spannungsband durch Messung kritischer Mittelspannungsknoten	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Das Konzept wurde entwickelt und erfolgreich getestet (vgl. Projekte ZUQDE [49][50] und DG DemoNetz [51][52]). Es ist möglich, ein nahezu vollständiges Abbild der Spannungssituation im Netz zu erhalten. Die Lösung ist als Testplattform verfügbar.	2015–2016 Entwicklung von effizienten Prozessen zur Erfassung von Systemzuständen : Für einen breiteren Einsatz dieser Technologie sind historische, dynamische Erzeugungs-, Last- und Netztopologiedaten erforderlich, die eine Bestimmung der kritischen Knoten erlauben. Diese wurden bisher nicht erfasst.
	2016–2017 Validierung der Prozesse und Engineering-Tools
	2017–2019 Implementierung

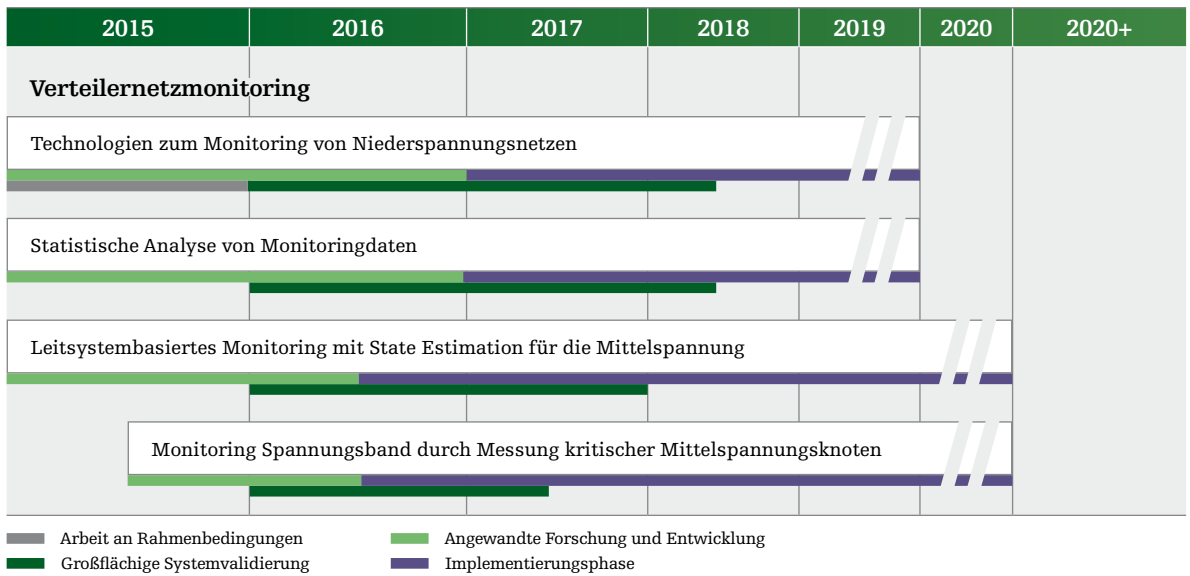


Abbildung 12
Überblick über die Entwicklungsschritte des Anwendungs-falls Verteilernetz-monitoring

Bei einer Vielzahl der Technologien besteht also für eine breite Umsetzung noch konkreter Handlungsbedarf.

2.4.3. Anwendungsfall F&E-Infrastruktur

Die Validierung der korrekten Funktionsweise von vernetzten Smart-Grid-Systemen ist aufgrund der steigenden Komplexität und der hohen Anforderungen an die Versorgungsqualität von zentraler Bedeutung. Es ist

nicht immer möglich, im laufenden Betrieb alle entwicklungsrelevanten Tests durchzuführen. Um das Risiko des ersten Einsatzes neuer Systeme zu minimieren, ist es wichtig, schon in der Entwicklungsphase realitätsnahe Forschungs- und Testinfrastruktur zur Verfügung zu haben.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über den Ist-Stand und

Tabelle 3
Identifizierte Technologien und Quellen zum Anwendungsfall F&E-Infrastruktur

Labor für Untersuchungen der Interaktion von Netzkomponenten und -reglern mit dem Verteilernetz	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
<p>In Österreich konnte mit Unterstützung des Klima- und Energiefonds eine Forschungsinfrastruktur im Leistungsbereich bis 1 MVA aufgebaut werden [108]. Dabei waren die Offenheit der Systeme, eine möglichst hohe Reproduzierbarkeit der Versuchsergebnisse und die Möglichkeit, heutige und zukünftige Systeme untersuchen zu können, entscheidende Kriterien.</p>	<p>2015–2016 ■ Möglichkeit von Systemintegrationsuntersuchungen schaffen: Für die Gewährleistung von „realen“ Bedingungen in einer Laborinfrastruktur ist die Bereitstellung von geeigneten Modellen von Netzen und Komponenten notwendig. Zusätzlich müssen Möglichkeiten zur Untersuchung der Systemstabilität geschaffen werden. Dazu gehören Methoden zur Co-Simulation unterschiedlicher Systemdomänen (z. B. Stromnetz und Kommunikationsnetz).</p> <p>2015–2019 ■ Bereitstellung von Methoden zur Reduktion der Entwicklungszeit von vernetzten Smart-Grid-Systemen: Kurze Time-to-Market ist ein Schlüssel zum Erfolg österreichischer Smart-Grid-Produkte. Test und Validierung nehmen einen wesentlichen Teil der Entwicklungszeit ein. Eine Reduktion des manuellen Aufwands für die Planung, den Aufbau und die Durchführung von Experimenten im Labor, aber auch in Feldtests ist notwendig. Dazu gehören auch Co-Simulation und Co-Emulation von realen und simulierten Systemen (vgl. DG-EV-HIL [56], DG DemoNet Smart LV Grid [12][52])</p> <p>2016–2019 ■ Skalierbarkeit verbessern: Auf methodischer Ebene ist es notwendig, die Skalierbarkeit von Labortests mit geringem Umfang auf reale Einsatzszenarien zu verbessern. Ein Schlüssel dazu ist die Methode „Power Hardware in the Loop“.</p>

Herstellerübergreifende Testumgebung für Smart-Metering-Komponenten	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
<p>Test und Implementierungslabors für Smart-Metering-Komponenten im Zuge des Smart-Meter-Rollouts sind vorhanden. Tests erfolgten sowohl auf Seiten der Netzbetreiber wie auch auf Seite der Hersteller.</p>	<p>2015–2019 Das Schaffen einer herstellerübergreifenden Testumgebung wird empfohlen. Im Sinne der Integration von Komponenten unterschiedlicher Hersteller ist eine herstellerübergreifende Test- und Entwicklungsinfrastruktur von Vorteil. Damit kann im Zuge des Smart-Meter-Rollouts eine herstellerübergreifende Systemintegration (Stichwort Interoperabilität) getestet werden. Dabei ist eine Abstimmung der Anforderungen mit der IKT-Gesamtarchitektur (siehe Kapitel 2.3.) zu berücksichtigen.</p>

notwendige Maßnahmen für die Marktüberleitung von Smart Grids. Abbildung 13 zeigt die zeitliche Abfolge der Entwicklungsschritte.

Zusätzlich zu den oben dargestellten Infrastrukturen gibt es ein IKT-Labor an der FH Salzburg mit dem Josef Ressel Zentrum für Anwenderorientierte Smart Grid Privacy, Sicherheit und Steuerung.

2.4.4. Anwendungsfall Betrieb effizienter Verteilernetze

Lösungen für die Netzbetriebsführung mit einer hohen Dichte an erneuerbaren Energien haben sich als einer der Entwicklungsschwerpunkte in Österreich herauskristallisiert. Wichtig ist dabei die Einbindung von neuen aktiven Komponenten in die Netzbetriebsführung (z. B. regelbarer Ortsnetztrafo, Erzeugungsanlagen, Speicher), aber auch das Verfügbarmachen größerer Teile des Mittelspannungsnetzes in Leitsystemen

(vgl. z. B. Projekt ZUQDE [50]) bzw. in weiterer Folge auch geeignete Lösungen für Niederspannungsnetze. Im Projekt ZUQDE wurden für die Mittelspannung marktfähige Erweiterungen von Prozessleitsystemen (Volt/Var Control und State Estimation) entwickelt. In anderen Projekten hat sich aber herausgestellt, dass neben der aktiven Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen auch die Berücksichtigung von neuen Netzkomponenten (z. B. Speicher) in der Netzbetriebsführung immer wichtiger wird (vgl. dazu Projekt EMPORA2 [106], ProAktivNetz [107]).

In Tabelle 4 sind die einzelnen identifizierten Technologien für den Betrieb effizienter Verteilernetze aufgelistet. Für eine Vielzahl der Technologien besteht für eine breite Umsetzung noch konkreter Handlungsbedarf. Die zeitliche Abfolge der Entwicklungsschritte ist in Abbildung 14 dargestellt.

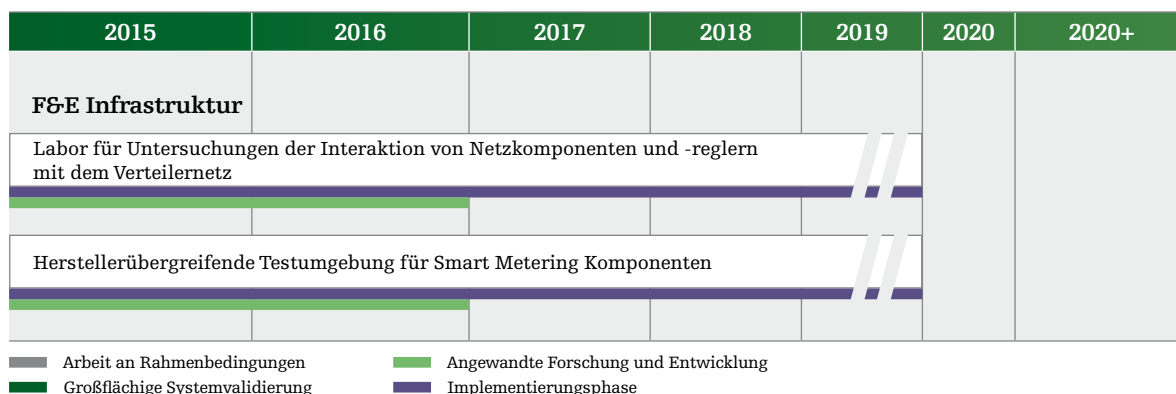


Abbildung 13
Überblick über die Entwicklungsschritte des Anwendungsfalls F&E-Infrastruktur

Tabelle 4
Identifizierte Techno-
logien und Quellen
zum Anwendungsfall
Betrieb effizienter
Verteilernetze

Wirk- und Blindleistungssteuerung in Wechselrichtern (mit/ohne Kommunikationsanbindung)	
<p>Ist-Stand</p> <p>Die Blindleistungssteuerung von Erzeugungsanlagen (z. B. bei PV-Wechselrichtern) ist bereits erfolgreich getestet und auch normativ verlangt (vgl. Technische Organisationsregeln – TOR). Eine lokale Regelung ist teilweise schon üblich. Die kommunikationstechnische Anbindung der Erzeugungsanlagen an Leitsysteme und die Steuerung des im Standard geforderten Freiheitsgrads der Blindleistung aus der Netzbetriebsführung sind jedoch noch offen. Darüber hinaus sind die Auswirkungen einer blindleistungsbasierten Spannungsregelung in den jeweils übergeordneten Netzebenen in Bezug auf die notwendige Bereitstellung von Blindleistung noch näher zu untersuchen und zu evaluieren.</p>	<p>Notwendige Schritte zur Marktüberleitung</p> <p>2015–2016 Rahmenbedingungen für Leistungssteuerung schaffen: Die Einbindung von Erzeugungsanlagen in ein Spannungsbandmanagement kann zu möglichen (geringfügigen) Ertragseinbußen von Erzeugern führen. Dafür ist eine gesetzliche Regelung erforderlich.</p> <p>2015–2016 Erweitern von Kommunikationsprotokollen für die Einbindung von Wirk- und Blindleistungssteuerung durch Fernwirktechnik</p> <p>2016–2017 Praktische Erfahrungen sammeln, die zur Klärung beitragen, ob die Einbindung kleiner Anlagen sinnvoll ist, um die Netzbetriebsführung zu unterstützen. Basierend auf den Erfahrungen können die tatsächlich erforderlichen Daten und deren zeitliche Auflösung definiert werden.</p> <p>2016–2019 Implementierung</p>
Aktive Netzkomponenten: Regelbare Transformatoren und Strangregler	
<p>Ist-Stand</p> <p>Regelbare Ortsnetztransformatoren und ähnliche Technologien sind seit kurzem am Markt verfügbar. Vorwiegend werden sie eingesetzt, um die Aufnahmekapazität von Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz zu erhöhen. Erste Lösungen für den Ausgleich unterschiedlicher Phasenspannungen zur Netzsymmetrierung sind bereits verfügbar. Dabei handelt es sich primär um Längsregler, die es erlauben, die drei Phasen unabhängig voneinander zu regeln.</p>	<p>Notwendige Schritte zur Marktüberleitung</p> <p>2015–2016 Verbesserung der IKT-Integration in intelligenten Ortsnetzstationen, d. h. zu Leitsystemen und abgesetzten Sensoren im Feld, in Abstimmung mit der IKT-Gesamtarchitektur (siehe Kapitel 2.3.)</p> <p>2015–2017 Bestimmung des Mehrwertes: Auf Basis von Erfahrungen aus Feldtests sind der Mehrwert und gegebenenfalls die Reduktion der Kosten durch Einsatz dieser Technologie aufzuzeigen.</p> <p>2016–2019 Implementierung</p>
Einsatz dezentraler Speicher, Lastflexibilität und Elektromobilität im Netzmanagement	
<p>Ist-Stand</p> <p>Speicherlösungen vor allem für den Einsatz im Niederspannungsnetz kommen vermehrt auf den Markt. Betriebserfahrungen und Erfahrungen bei der Integration in ein Verteilernetz sind jedoch noch nicht verfügbar. In den nächsten Jahren ist aber eine deutliche Steigerung von Speichersystemen im Netz vor allem in Verbindung mit Photovoltaik (PV-Heim Speicher) zu erwarten. Es konnte gezeigt werden, dass aus Netzsicht bei unregelmäßigem Laden teilweise</p>	<p>Notwendige Schritte zur Marktüberleitung</p> <p>2015 Klärung, in welcher Form der Betrieb eines Speichers durch den Verteilernetzbetreiber möglich ist</p> <p>2015–2016 Modus des Zugriffs auf Kundenanlagen klären: Im Sinne einer Rechtssicherheit ist es notwendig, zu definieren, ob und wie auf einen Speicher beim Kunden zugegriffen werden kann und ob ein Speicher in eine Bilanzgruppe integriert werden kann.</p>

mehr E-Mobilität im Niederspannungsnetz integrierbar ist, als ursprünglich erwartet wurde (vgl. Vehicle2Grid-Strategies [16]).

Bei Überschreitung der Aufnahmekapazität der Netze wurde als nächster Schritt ein gesteuertes, netzgeführtes Laden von Elektrofahrzeugen untersucht. (z. B. Modellregion Salzburg – Köstendorf [14][19]).

Für netzseitige Nutzung von Lastflexibilität siehe Kapitel 2.5.2.

2015–2016

Einschätzung des Potenzials der Elektromobilität:

Die Klärung bzw. zumindest eine realistische Abschätzung der tatsächlich zu erwartenden Entwicklung der Elektromobilität (erwartete Penetration, erwartete Anforderungen an die Netzinfrastruktur) ist für die Weiterentwicklung der Technologien notwendig.

2015–2016

Anschlussbedingungen für gesteuerte Ladestationen ausarbeiten:

Die Definition von Regeln für erlaubte und mögliche Netzzrückwirkungen, wie die Anforderungen für netzdienliches (z. B. frequenzabhängiges) Verhalten durch Elektromobilität, ist notwendig.

2015–2017

Erweiterte Anwendungen von Speichern betrachten:

Da die Wirtschaftlichkeit reiner Speicherlösungen noch auf längere Sicht schwierig darstellbar sein wird, sind auch kombinierte Anwendungen mit z. B. USV-Funktionalität zu betrachten.

2016–2019

Integration von Ladestationen in Netzinfrastruktur:

Eine großflächige Validierung von technischen Lösungen für die Abstimmung von Mobilitätsbedürfnissen, für die Integration von Ladestationen (Heimbereich, Campusbereich, öffentlicher Bereich, Schnellladung...) in die Netzinfrastruktur und den gegebenen Einschränkungen aus dem Netz sind notwendig.

2017–2020+

Implementierung

Integration koordinierter Regelungsansätze in Leitsysteme

Ist-Stand

Im Mittelspannungsnetz wurden bereits Ansätze für die Steigerung der Integrationsdichte von dezentralen Energieerzeugern erfolgreich in Leitsysteme integriert (vgl. Projekte ZUODE [49]). Noch nicht bei allen Netzbetreibern in Österreich ist die Mittelspannungsebene in Leitsystemen erfasst. Die Einbindung von Bestandsanlagen in ein Blindleistungsmanagement hat sich teilweise aus technologischen Gründen als sehr schwierig herausgestellt.

Notwendige Schritte zur Marktüberleitung

2015–2016

Effiziente Lösungen für die Einbindung von Bestandsanlagen erarbeiten:

Zentraler Handlungsbedarf für die Implementierung dieser Technologie ist die wirtschaftliche Einbindung von Bestandsanlagen, die derzeit sehr aufwändig ist.

2015–2016

Wirtschaftlichkeitsprüfung durchführen:

Es ist zu klären, ob und wie Wirkleistungsmanagement zur Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen technisch und vor allem wirtschaftlich sinnvoll ist.

2016–2017

Rückwirkungen auf höhere Netzebenen koordinieren:

Im Kontext des Systembetriebs müssen mögliche Rückwirkungen aller Methoden zur Steigerung der Hosting Capacity auf das Mittel- und Hochspannungsnetz praktisch analysiert und diskutiert werden.

2017–2019

Implementierung

Koordinierte Spannungsregelung auf Stationsebene

Ist-Stand

Niederspannung: Lokale Lösungen aufbauend auf Spannungsregelung mittels PV-Wechselrichter konnten validiert werden (vgl. [55], [52]). Lösungen zur koordinierten Regelung von Ortsnetztrafo, Wechselrichtern und E-Mobilitäts-Ladestationen befinden sich zum Zeitpunkt der Erstellung der Roadmap in der Testphase. Die tatsächliche Wirksamkeit der Lösungen in der Praxis ist noch nicht quantifiziert. Wesentlich sind auch regionale Unterschiede zwischen Niederspannungsnetzen ([54]).

Mittelspannung: Die Koordination eines Umspanners und des Blindleistungsmanagements von Erzeugungsanlagen zur Spannungsregelung konnte bereits mehrfach erfolgreich demonstriert werden (vgl. [12], [51], [52], [19], [105]). Die Lösung ist jedoch noch nicht als Produkt verfügbar. Das Engineering für die Implementierung von Lösungen zur Spannungsbandbewirtschaftung ist derzeit noch mit erhöhtem Aufwand verbunden.

Notwendige Schritte zur Marktüberleitung

2015–2016 **Anpassung der Netznutzungsgebühren:** Die aktuelle Berechnungsmethode beruht auf der transportierten Energiemenge. Die Netze müssen jedoch auf die Spitzenleistung dimensioniert und finanziert werden. Die steigende Anzahl von Prosumern mit einem hohen Eigenversorgungsgrad erfordert dringend eine Anpassung des Netzentgeltmodells, da diese Netznutzer immer weniger finanziellen Beitrag zu den Netzen leisten, aber den Ausbau der Netze forcieren. Die dadurch entstandenen Mehrkosten müssen auch von den anderen Netznutzern getragen werden.

2015–2016 **Klären, ob koordinierte Regelung kleiner Anlagen sinnvoll ist:** Aufgrund der Unterschiedlichkeit einzelner Netze wird dieser Ansatz nicht überall gleich anwendbar sein.

2015–2017 **Rückwirkungen auf höhere Netzebenen koordinieren:** Im Kontext des Systembetriebs müssen mögliche Rückwirkungen auf das Mittelspannungsnetz und auch das Hochspannungsnetz analysiert und diskutiert werden.

2015–2017 **Reduktion des Engineering-Aufwands durch geeignete Planungs- und Supporttools:** Im Zuge der Einführung von Smart Grids muss die bestehende Sekundärtechnik mit zusätzlichen Komponenten vorwiegend in den Trafostationen und im Niederspannungsnetz erweitert werden. Um die Aufwände für die Implementierung, den Betrieb und die Wartung dieser Komponenten so gering wie möglich zu halten, müssen diese so weit wie möglich Plug-and-play-Funktionalität unterstützen.

2016–2018 **Praktische Erfahrungen sammeln,** die zur Ableitung von allgemein gültigen Empfehlungen bzw. standardisierten Ansätzen zur Steigerung der Hosting Capacity benötigt werden. Diese sind für eine fundierte Wirtschaftlichkeitsprüfung von koordinierten Ansätzen zur Spannungshaltung notwendig.

2017–2020+ **Implementierung**

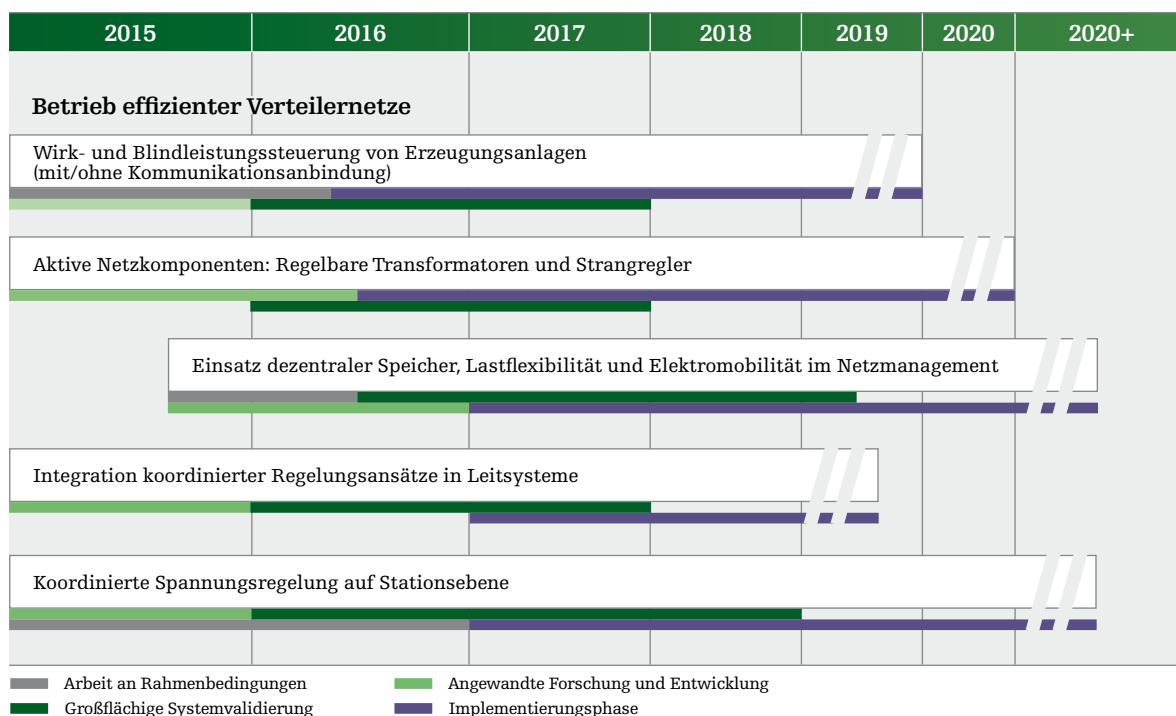


Abbildung 14
Überblick über die Entwicklungsschritte des Anwendungsfalls Betrieb effizienter Verteilernetze

2.4.5. Anwendungsfall Planung effizienter Verteilernetze

Generell lag in den letzten Jahren der Schwerpunkt in den Forschungs- und Technologieentwicklungsprojekten in Österreich in der Integration erneuerbarer Energieerzeugungsressourcen in die elektrischen Verteilernetze (vergleiche dazu [1] und Strategie des KLIEN sowie des bmvit). Dies spiegelt sich auch in der österreichischen Projektlandschaft wider, die zu diesem Thema auch international anerkannte Feldtest- und Demonstrationsprojekte hervorgebracht hat (siehe [11], [18] und [48] bis

[51]). Ziel ist und war es, mit neuen Lösungen in die bestehenden Verteilernetze eine möglichst hohe Dichte an dezentralen Energieerzeugungsressourcen zu integrieren. Man spricht in diesem Kontext von einer Erhöhung der Aufnahmekapazität (Hosting Capacity) der Netze.

In Tabelle 5 sind die einzelnen identifizierten Technologien für die Planung effizienter Verteilernetze angeführt. Einen Überblick über die zeitliche Abfolge der Entwicklungsschritte gibt Abbildung 15.

Rückkopplung von umfassenden Betriebsdaten in der Netzplanung	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Eine Rückkopplung von Daten aus dem Netzbetrieb in die Netzplanung ist derzeit nur punktuell möglich, da wenig Monitoringdaten zur Verfügung stehen. In der effizienten Auslegung von Netzen, basierend auf detaillierten Erfahrungsdaten, besteht ein hohes Potenzial für Kostenersparnis.	<p>2015–2016 Methoden zur Berücksichtigung von Betriebsdaten aus Netz und Markt entwickeln: Die Schaffung der Infrastruktur für die Datensammlung wird in Kapitel 2.3. behandelt. Die Validierung von neuen Planungsansätzen kann nur anhand von Szenarienrechnungen oder langjähriger Erfahrung erfolgen.</p> <p>2016–2019 Implementierung</p>

Tabelle 5
Identifizierte Technologien und Quellen zum Anwendungsfall Planung effizienter Verteilernetze

Berücksichtigung von Smart Grid Regelungsansätzen in der Netzplanung

<p>Ist-Stand</p> <p>Heutige Verteilernetze werden ohne Berücksichtigung von Smart-Grid-Regelungsansätzen ausgelegt. Die Aufteilung von Spannungsbändern ist aufgrund zunehmender Einspeisung verändert worden. Strategien zur Berücksichtigung von Smart-Grid-Lösungen befinden sich im Forschungsstadium (z. B. [109]).</p>	<p>Notwendige Schritte zur Marktüberleitung</p> <p>2016–2017 Tools für Netzplanung entwickeln: Die Berücksichtigung von aktiven Komponenten in der Netzplanung ist essentiell für deren effektiven Einsatz.</p> <p>2017–2020+ Implementierung</p>
---	--

Berücksichtigung von Lastflexibilität in der Netzplanung

<p>Ist-Stand</p> <p>Theoretische Untersuchungen und Konzepte für Lastflexibilität sind verfügbar, aber in Österreich sind noch keine Erfahrungen aus größeren Feldtests vorhanden. Im Laufe des Jahres 2014 werden Erfahrungen sowohl aus der Modellregion Salzburg (vgl. Projekt HiT [40]) als auch aus ersten kommerziell verfügbaren Lösungen von österreichischen Herstellern erwartet.</p>	<p>Notwendige Schritte zur Marktüberleitung</p> <p>2016–2019 Feldtests auswerten: Um Lastflexibilität effektiv und korrekt in der Netzplanung berücksichtigen zu können, müssen Erfahrungen mit den in den Entwicklungsachsen System und Endkunde (Kapitel 2.4. und 2.6.) entstehenden Technologien gesammelt und ausgewertet werden.</p> <p>2016–2020+ Implementierung</p>
--	--

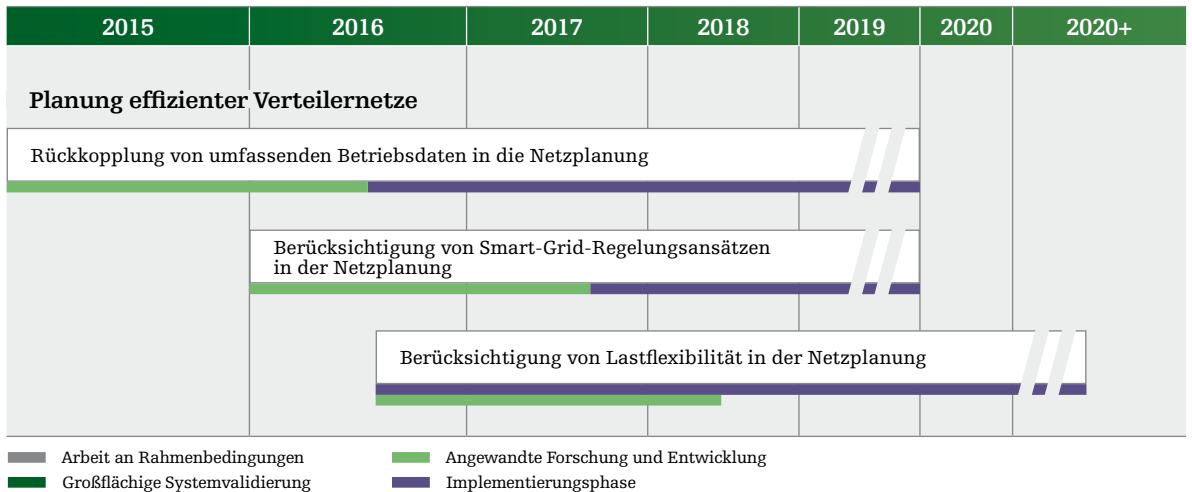


Abbildung 15
Überblick über die Entwicklungsschritte des Anwendungsfalls Planung effizienter Verteilernetze

2.4.6. Handlungsbedarf für die Entwicklungssachse Netz

Der Verteilernetzbetrieb wird sich dort, wo es wirtschaftlich sinnvoll ist, durch neue Möglichkeiten der Digitalisierung, Datenverfügbarkeit und die Anforderungen durch die Steigerung der dezentralen Erzeugung und Elektromobilität hin zu einem aktiven Netzmanagement in der Mittelspannungsebene und in weiterer

Folge bis in die Niederspannungsebene verändern. Die dafür notwendigen Technologien werden in den einzelnen Anwendungsfällen dieser Entwicklungssachse beschrieben. An dieser Stelle erfolgt eine Zusammenfassung des identifizierten Handlungsbedarfes, der mehrere Anwendungsfälle adressiert. Einen zeitlichen Überblick gibt Abbildung 16.

- 2015–2016 Harmonisierte Anforderungen an Monitoringsysteme ausarbeiten:** Für die Implementierung und das Aufsetzen des Verteilernetz-Monitorings ist zu klären, welche Daten zur Erfassung kritischer Netzzustände in den untersten Spannungsebenen erforderlich sind und wie diese in einem entsprechend erweiterten Netzleitsystem dargestellt und weiterbearbeitet werden sollen. Darüber hinaus muss festgelegt werden, welche Daten für Offline-Prozesse etwa zur Unterstützung der Netzplanung und der Unterstützung/Optimierung von Betriebsabläufen (technisch, logistisch und kaufmännisch) erforderlich sind. Eine Gap- bzw. Anforderungsanalyse zwischen den, entsprechend der Mindestanforderung aus der IMA-Verordnung [86], heute verwendeten Smart Meter und den künftigen Anforderungen für Smart-Grid-Anwendungen ist dann erforderlich. Im nächsten Schritt können dann die notwendigen Applikationen für die jeweilige Umsetzung der einzelnen Aufgaben spezifiziert und entwickelt werden.
- 2015–2016 Rahmenbedingungen der Kostenanerkennung für Monitoring ausarbeiten:** Zur Implementierung und zum Betrieb von Monitoringsystemen sind Vorschläge für eine Kostenanerkennung einschließlich des zusätzlichen Personalbedarfs auszuarbeiten. Innovative Ansätze sollten kostengünstiger sein als ein herkömmlicher Netzausbau mit vergleichbarer Steigerung der Aufnahmekapazität. Sowohl die operativen Kosten als auch die Nachhaltigkeit der Lösungen sind dabei zu berücksichtigen.
- 2015–2017 Möglichkeiten der Erbringung netzdienlicher Dienstleistungen und deren Vergütung klären:** Eine Klärung, welche Funktionen/Leistungen der Verteilernetzbetreiber für andere Marktpartner erbringen kann und in angemessener Form vergütet bekommt, ist notwendig. Zugleich muss auch geklärt werden, welche verteilernetzdienlichen Funktionen/Leistungen von Kundenseite in Zukunft gefordert und vergütet werden. Dazu gehören auch Rahmenbedin-
- gungen für nicht eingespeiste Energie infolge von notwendiger Wirkleistungsreduktion (z. B. für ein Spannungsbandmanagement) von Erzeugungsanlagen.
- 2015–2016 Rahmenbedingungen für Eingriff der Netzbetreiber in Kundenanlagen anpassen:** Es ist notwendig, rechtlich zu klären, in welcher Form die Steuerung von Erzeugungsanlagen bzw. Speichern (z. B. E-Autos) und Lasten (DSM) durch den Verteilernetzbetreiber unter Normalbetriebsbedingungen möglich ist. Im Sinne einer Rechtssicherheit ist es notwendig, zu definieren, wie auf Erzeugungsanlagen, Speicher und flexible Lasten beim Kunden zugegriffen werden kann und darf bzw. wie ein Speicher in eine Bilanzgruppe integriert werden kann.
- 2015–2017 Weiterentwicklung lokaler Lösungen im Prosumerbereich,** die keine Kommunikation erfordern. Ein Beispiel für die notwendige Weiterentwicklung ist die Identifikation einheitlicher Konfigurationswerte für Wechselrichter-Regelungen (Blindleistung, ggf. Wirkleistung).
- 2015–2018 Reduktion des Engineering-Aufwandes beim Einsatz von Smart-Grid-Technologien:** Nachdem die Ausrüstung der untersten Spannungsebenen mit der erforderlichen Smart-Grid-Infrastruktur immer mit dem Ausrollen einer relativ hohen Anzahl von Komponenten verbunden ist, spielen hier neben den Komponentenkosten auch die Aufwände für das Engineering und die Wartung eine wesentliche Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Hier sind vorhandene Konzepte für „Plug and Automate“ weiterzuentwickeln und in großflächigen Validierungen zu optimieren. Darüber hinaus ist die vorhandene Automatisierungsinfrastruktur in eine nahtlose Gesamtlösung zu integrieren.
- 2015–2019 Reduktion der Entwicklungszeit von Smart-Grid-Systemen durch F&E-Testinfrastruktur:** Die steigende Systemkomplexität, die durch vernetzte Smart-Grid-Systeme entsteht, macht Tests der

neu entwickelten Lösungen notwendig. Erweiterte Methoden und Werkzeuge für den Test und die Validierung vernetzter Smart-Grid-Systeme werden benötigt. Auf Komponentenebene wird die Schaffung einer herstellerübergreifenden Testumgebung für Smart Meter zur Sicherstellung der Interoperabilität zwischen den Netz- und Systemkomponenten sowie Drittanbietern (User Domain) empfohlen.

2016–2018 Übertragbarkeit und Skalierbarkeit validieren: Die Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der getesteten und entwickelten Lösungen muss quantifiziert werden. Die Entwicklung eines Konzepts für die Einbindung von Bestandsanlagen in Smart-Grid-Lösungen ist ebenfalls erforderlich und muss sich in diesem Rahmen bewähren.

2017–2020+ Implementierungsphase

2.5. Entwicklungsachse System: Flexibilität für Markt und Netz nutzbar machen

Im Rahmen dieser Entwicklungsachse wird die Flexibilisierung größerer Lasten, wie Gewerbe- und Industrie sowie Gebäudekomplexe, betrachtet. Das Flexibilitätsbedürfnis im Strommarkt (z. B. Spot-, Intraday- oder Regelleistungsmarkt) steigt. Dies ist vor allem bedingt durch den stetig wachsenden Anteil an volatiler Erzeugung im System. Netzbetreiber, Erzeuger, Lieferanten, Verbraucher oder auch virtuelle Kraftwerke müssen zunehmend flexibler auf sich ändernde Marktsituationen reagieren können.

Neue Akteure treten auf, neue Rollen für bestehende Akteure werden diskutiert (z. B. Flexibilitätsoperator) und neue Verantwortlichkeiten am Markt müssen zuge-

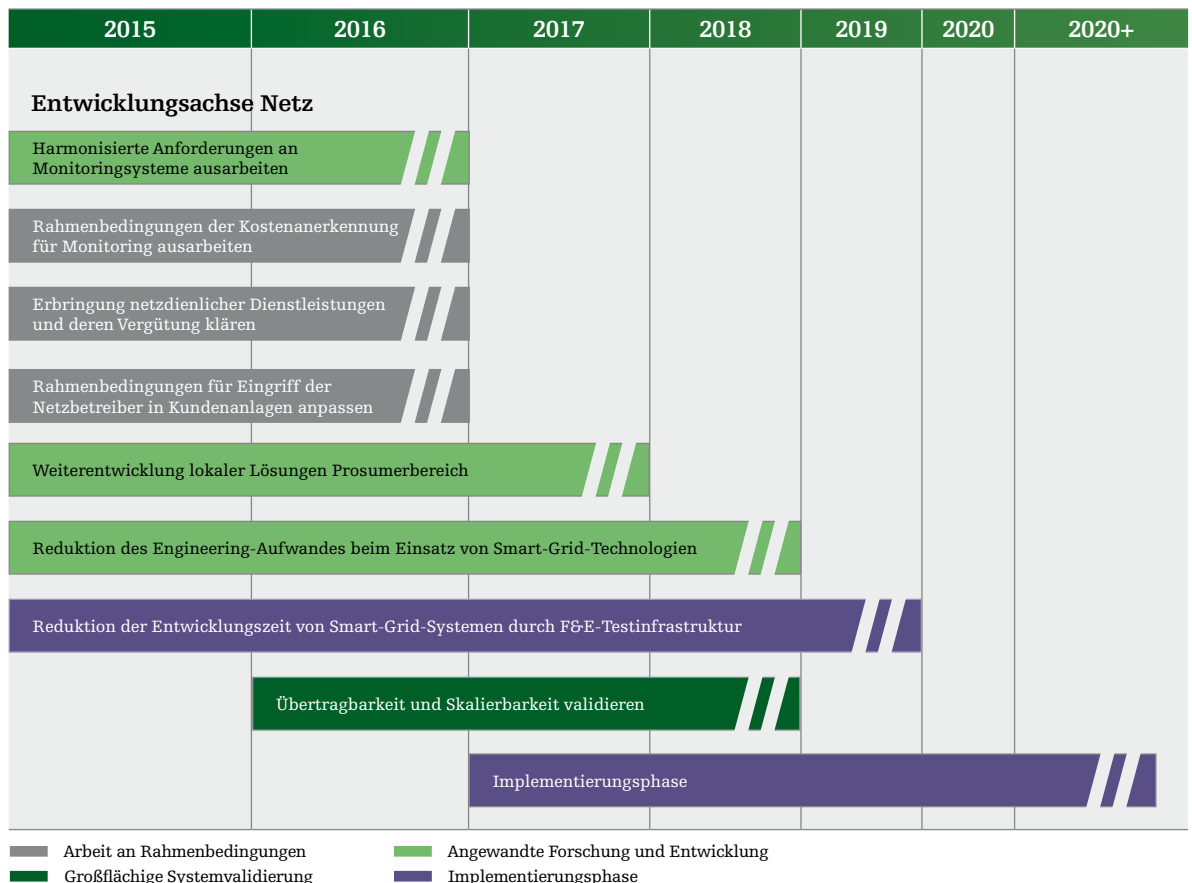


Abbildung 16
Zusammenfassung des Handlungsbedarfs in der Entwicklungsachse Netz

teilt werden. Die veränderten Marktanforderungen führen zu einem wachsenden Bedarf an neuen Dienstleistungen. Welche Werkzeuge die bestehenden und neuen Akteure benötigen und wie sie diese einsetzen können und dürfen, muss im Detail organisiert und im gesetzlichen Rahmen abgebildet werden. Dieser ermöglicht schließlich die Definition neuer oder eine Anpassung bestehender Marktregeln.

Aufgrund der Schwerpunktthemen der untersuchten laufenden Aktivitäten (Literaturauswertung) wurde für die Diskussion der Entwicklungsachse eine Unterteilung in folgende Anwendungsfälle vorgenommen:

1. **Anwendungsfall Abstimmung Markt und Netz** – Technologien zur Bereitstellung von markt- und netzseitiger Flexibilität
2. **Anwendungsfall Flexibilität für den Markt nutzbar machen** – Technologien zum kostengünstigen Abgleich von Erzeugung und Verbrauch

Beide Anwendungsfälle sind Voraussetzung für die Sicherstellung eines Systembetriebs mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Erzeugung (vgl. Abbildung 17).

Unter dem Begriff „Markt“ sind in diesem Zusammenhang vorwiegend strombezogene Märkte zu verstehen (vgl. [25]). Je nach Anwendungsfall und Technologie kann es sich dabei um Spot-, Intraday- oder Regelmärkte handeln.

2.5.1. Ist-Stand der Entwicklungsachse System

Zur Analyse des Ist-Standes der Entwicklungsachse System wurden relevante Forschungs- und Entwicklungsprojekte analysiert:

Technologie-Entwicklungsprojekte: E-Energy, Flexpower, FENIX, Speicherstudie DK, B2G, SGMS Erkenntnisse, Smart Heat Net, HIT, V2G-Strategien, EMPORA,

EDISON, BHKW Netz, MBS, NightWind, Oreanis, GROWDERS, Wind und Last, Virtuelles Ökostromkraftwerk, SOL-ION, KONDEA, INTECOOP, IncentiveNet, Smaragd, INTEGRA, IN2VPP

Analysen zum Nutzen von Smart Grids: DENA Netzstudie 2, Demand Side Integration VDE, FENIX, SG Backup, ECONGRID

Für die beiden Anwendungsfälle der Entwicklungsachse existiert bereits eine Vielzahl von technischen Einzellösungen, die teilweise bereits als Produkte verfügbar sind bzw. eingesetzt werden (z. B. Nutzung der Lastflexibilität im gewerblichen und industriellen Bereich).

Bei einigen Lösungen besteht jedoch noch weiterer Entwicklungsbedarf, vor allem bei einer einheitlichen und marktseitigen Einsatzoptimierung von Flexibilität. Auch die Automatisierung der nötigen Komponenten zur Reaktion auf flexible Preise und Tarife bedarf weiterer Entwicklung.

2.5.2. Anwendungsfall Abstimmung Markt und Netz

Inhalt dieses Anwendungsfalles ist die Klärung von abgestimmten Verantwortlichkeiten bei der Deckung von markt- als auch netzseitigen Flexibilitätsbedürfnissen. Diese Verantwortlichkeiten sollen regeln, wann und ob netzseitige Interventionen in freie Marktprozesse ermöglicht werden sollen bzw. können.

In Tabelle 6 sind die im Rahmen des Roadmapprozesses identifizierte Schwerpunkttechnologie „Flexibilitätsoperator“ für die Sicherstellung markt- und netzseitiger Flexibilitätsbedürfnisse und die zugehörigen Projekt- bzw. Literaturquellen dargestellt. Einen Überblick über die zeitliche Abfolge der Entwicklungsschritte gibt Abbildung 18.

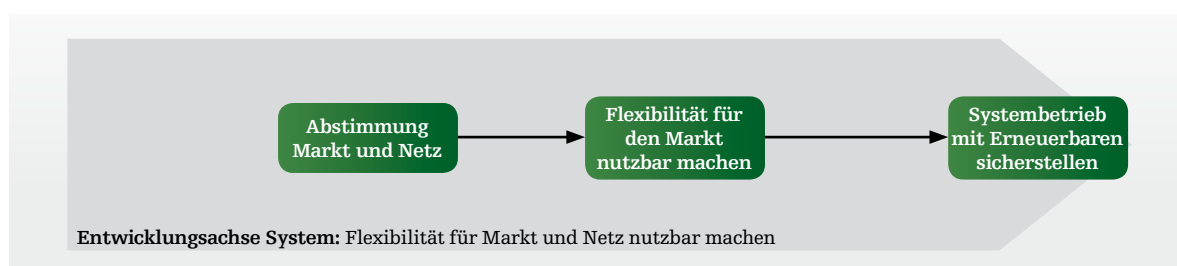
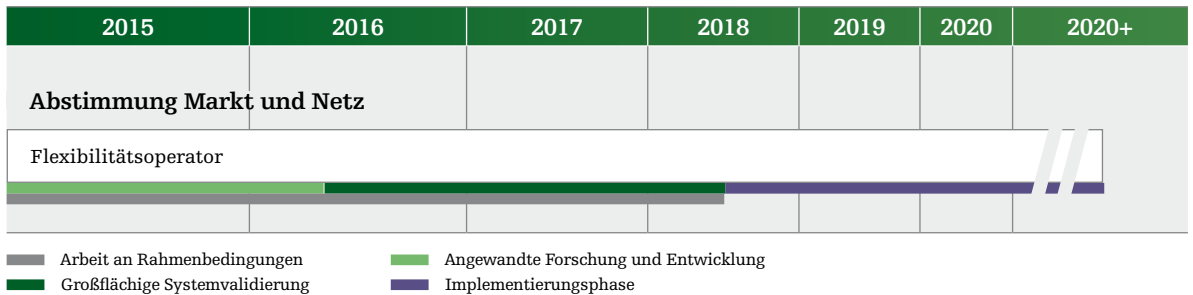


Abbildung 17
Entwicklungsachse System

Tabelle 6
Identifizierte Techno-
logien und Quellen
zum Anwendungsfall
Abstimmung Markt
und Netz

Flexibilitätsoperator	
Ist-Stand Die Definition der Rollen sowie die technische Umsetzung eines Flexibilitätsoperators werden zurzeit in unterschiedlichen F&E-Projekten (z. B. Projekt Integra [25], [99], [101]) untersucht und entwickelt. Die dazu benötigten Anforderungen und Komponenten einer Smart-Grids-Referenzarchitektur sind ebenfalls Gegenstand aktueller Untersuchungen und befinden sich in Entwicklung bzw. Konzeption.	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung 2015–2016 Festlegung der Rollen und logischen Schnittstellen im Kontext Flexibilitätsoperator im Dreieck Netzbetreiber, virtuelles Kraftwerk und flexible Last 2015–2018 Definition von Geschäftsmodellen und Marktregeln des Flexibilitätsoperators für die gelbe Phase 2015–2016 Konkretisierung des Gesamtoptimums des Energiesystems: Prämisse für den Einsatz des Flexibilitätsoperators ist dessen wirtschaftlicher Vorteil gegenüber einer konventionellen Lösung. Dieser Vorteil muss für die konkrete Implementierung nachgewiesen werden. 2015–2016 Reduktion der Komplexität der technischen Komponenten: Die Lösung für die gelbe Phase darf nicht aufwändiger sein als das Netz für die Fälle zu ertüchtigen, in denen die gelbe Phase auftritt. 2016–2018 Systemvalidierung Flexibilitätsoperator einschließlich der Regeln für die gelbe Phase und reduzierter technischer Komplexität 2018–2020+ Implementierung

Abbildung 18
Überblick über die
Entwicklungsschritte
des Anwendungs-
falls Abstimmung
Markt und Netz



2.5.3. Anwendungsfall Flexibilität für den Markt nutzbar machen

Wenn zukünftig der Anteil erneuerbarer Energien im Gesamtsystem weiter steigt, sind neue Ansätze notwendig, um in den damit verknüpften Strommärkten weitere und gegebenenfalls effizientere Mechanismen zum Abgleich von Erzeugung und Verbrauch zu bieten. Dieser Anwendungsfall behandelt jene Technologien, die langfristig notwendig sind, um auf nicht erwartete bzw. prognostizierte Schwankungen in Erzeugung oder Verbrauch besser reagieren zu können, so dass der Einsatz von Regelenergie minimiert wird.

Wie in allen Anwendungsfällen ist dazu eine geeignete IKT-Lösung nötig, um die einzelnen Funktionalitäten umsetzen zu können. Entsprechend wichtige Techno-

logiefelder sind somit auf Seiten der Automatisierung und Einsatzplanung (Lasten, Erzeugung, Hybridnetzlösungen, Speicher inkl. E-Mobilität, Gebäude inkl. Building Energy Agent, Prognose), der Datenerfassung und -übertragung vor allem von Verbrauchsdaten (Smart Metering) sowie der Flexibilitätsaktivierung z. B. durch unterbrechbare Tarife gegeben.

Für den Großteil der Technologien sind Produkte am Markt einsetzbar bzw. verfügbar, bei einigen besteht noch Entwicklungsbedarf. Zuverlässige und sichere IKT-Lösungen für die Datenerfassung und -übertragung (z. B. Verbrauchsdaten und Steuerung von Lasten) sind prinzipiell am Markt verfügbar. Handlungsbedarf besteht jedoch bei der Definition von Schnittstellen und dem strategischen Ausbau der entsprechenden Infrastruktur (siehe Kapitel 2.3.).

In Tabelle 7 sind die identifizierten Technologien für die zugehörigen Projekt- bzw. Literaturquellen aufgelistet (vgl. Abbildung 19).

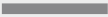
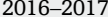
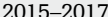
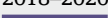
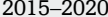

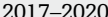
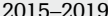
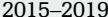
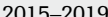

Flexibilität, virtuelle Kraftwerke und Pooling	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Flexibilitätsabruf für Gewerbe- und Industriekunden ist bereits heute Stand der Technik. Für die Einsatzoptimierung von virtuellen Kraftwerken bzw. Verbraucher-pools (im Sinne von Aggregation) sind Softwarelösungen verfügbar. Die Teilnahmebereitschaft ist jedoch oft durch Produktionsprozesse oder zu geringe Erlösmöglichkeiten limitiert. Lastverschiebungsprozesse erscheinen am ehesten geeignet, wie z. B. auch die Studie Smart Grid Backup [60] zeigt. Siehe auch [11] bis [22], [29] bis [48].	2016–2017  Technische Regeln für Nutzung von Lastflexibilität festlegen (marktgeführte Ansätze vs. lokale Einschränkungen bzw. Anforderungen aus dem Netz)
	2016–2017  Rahmenbedingungen für Akteure klären: Es gilt, die fehlenden Rahmenbedingungen für die Marktentwicklung zu klären und Lösungen gemeinsam mit den betroffenen Akteuren zu suchen.
	2015–2016  Branchenlösungen und Schnittstellen definieren: Die Komplexität der Anbindung flexibler Lasten muss durch einheitliche Branchenlösungen und Schnittstellen verringert werden (vgl. IKT-Gesamtarchitektur, Kapitel 2.3.).
	2015–2017  Systemvalidierung Large Scale Flexibilität als Vorbereitung für den Systembetrieb mit signifikant hohem Anteil Erneuerbarer
	2018–2020+  Implementierung
Hybridnetzlösungen: Power2Gas, Power2Heat	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Die Komponenten zur Kopplung von Energieinfrastrukturen existieren teilweise als Versuchsanlagen, nicht jedoch eine einheitliche marktseitige Einsatzoptimierung. Siehe auch [23].	2015–2020+  Klärung der Eignung für die Unterstützung des Netzbetriebes
	2015–2020+  Technologieentwicklung und Marktanalysen
	2017–2020+  Wirtschaftlichkeitsanalysen
Variable Tarife und Preise	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Zurzeit sind nur geringe monetäre Einsparungen zu erwirtschaften. Netzdienstleistungen werden in Form unterbrechbarer Tarife durch flexible Endkunden erbracht (Rundsteuerung). Siehe auch [40], [35], [34], [33], [25].	2015–2019  Schaffung von Rahmenbedingungen zur Koordination der unterschiedlichen Anforderungen von Markt und Netzbetrieb (z. B. Ampelmodell)
	2015–2019  Erarbeitung von flexiblen Tarif- und Preismodellen: Klärungsbedarf hinsichtlich der Einführung von variablen Tarifen und Preisen aufgrund von Smart Metern besteht vor allem zu notwendigen rechtlichen, regulatorischen und organisatorischen Vorgaben.
	2015–2019  Erarbeiten der Anforderungen an die Infrastruktur (für das Metering, Billing etc.) Zu Beginn sollten bereits vorhandene und möglichst einfache Systeme verwendet werden (z. B. Rundsteuerungen, Boilerschaltungen etc).
	2016–2019  Implementierung

Tabelle 7

Identifizierte Technologien und Quellen zum Anwendungsfall Flexibilität für den Markt nutzbar machen

Schnittstellen zu Energiemanagementsystemen	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Energiemanagementsysteme auf Kundenseite sind historisch gewachsen und weisen keine einheitlichen Daten- und Prozessschnittstellen für Flexibilitätsmanagement auf. Siehe auch [14], [25], [12], [14], [29], [30], [34], [43], [48].	2015–2016 Prozessdefinition der Marktabläufe klären
	2015–2016 Standardisierung der Schnittstellen und Protokolle (vgl. IKT-Gesamtarchitektur)
	2016–2018 Validierung und Automatisierung der Prozesse z. B. Kostenreduktion durch automatisierte Provisionierung
	2017–2019 Implementierung

2.5.4. Handlungsbedarf für die Entwicklungsachse System

Im Kontext der beiden Anwendungsfälle dieser Entwicklungsachse wurde der wichtigste Handlungsbedarf für die erfolgreiche Aktivierung von Flexibilität im Marktumfeld identifiziert, welcher im Folgenden für die einzelnen Entwicklungsschritte zusammengefasst wird. Abbildung 20 zeigt einen Überblick über den Handlungsbedarf.

2015–2016 Ermittlung der möglichen volkswirtschaftlichen Vorteile: Der wichtigste Handlungsbedarf der Entwicklungsachse System kann in der Ermittlung der möglichen volkswirtschaftlichen Vorteile (z. B. Mindestpoolgröße und Anforderungen zur Teilnahme an Märkten) durch die Aktivierung von Flexibilität in Strommärkten

ten bzw. im Energiesystem gesehen werden. Dies ist vor allem für die Schaffung von Investitionssicherheit für die Industrie unumgänglich.

2015–2016 Vorschläge für Marktdesigns: In Bezug auf Vorschläge konkreter neuer Marktdesigns müssen vor allem folgende Aspekte bzw. Fragen geklärt werden:

- Müssen neue Märkte, z. B. (überregionaler/lokaler) Flexibilitätsmarkt, geschaffen oder bestehende ergänzt werden?
- Marktprozesse neuer Märkte müssen festgelegt werden.
- Wie kann der Preis/Wert der Flexibilität für Marktakteure eruiert werden und wird dies vom vorhandenen Marktsystem unterstützt?

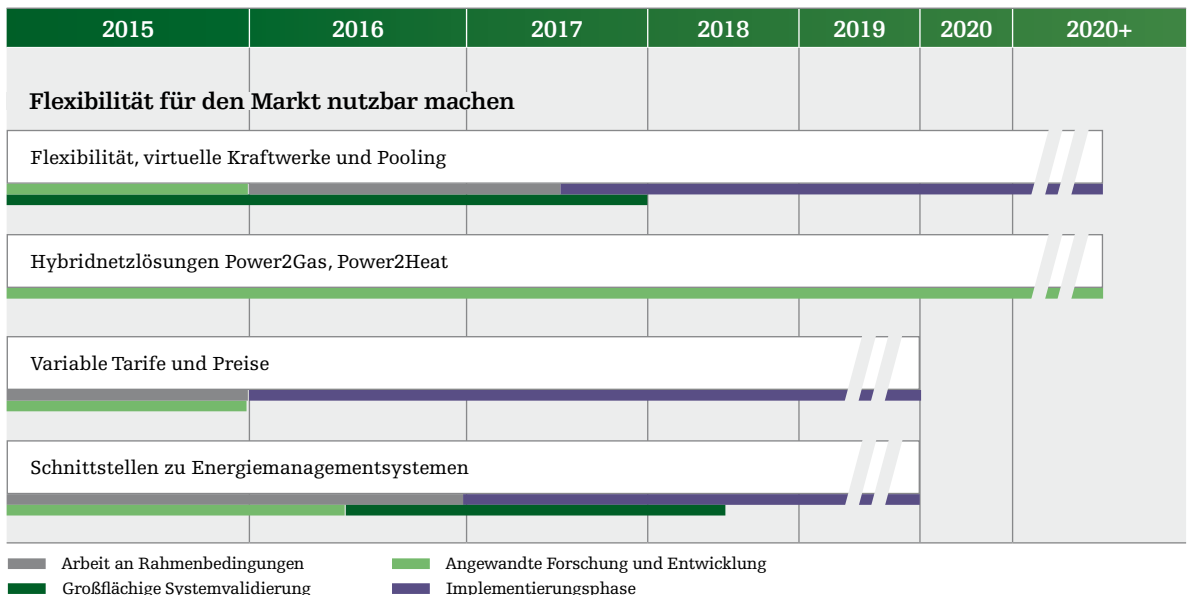


Abbildung 19
Überblick über die Entwicklungsschritte des Anwendungsfalls Flexibilität für den Markt nutzbar machen

Weiters muss die Identifikation der Kunden(-segmente) sowie deren Einspar- und Mehrwertpotenziale in den neuen Märkten erfolgen.

2015–2016 **Definition einheitlicher Schnittstellen, Rollen und Verantwortlichkeiten:** Sind entsprechende Vorteile durch die Nutzung von Flexibilität realisierbar, muss vor allem die Definition einheitlicher Schnittstellen, Rollen (wie z. B. Flexibilitätsoperator, Market Facilitator) und Verantwortlichkeiten erfolgen, welche die Umsetzung neuer Marktdesigns – basierend auf adaptierten Marktregeln und Rahmenbedingungen – erlauben.

2015–2018 **Definition des Ampelmodells:** Dazu gehört auch die Erstellung bzw. detaillierte Definition nötiger Regeln für die gelbe und rote Phase im Ampelmodell (Beschränkungen aufgrund vor auszusehender oder bestehender lokaler Netzbeschränkungen).

2015–2018 **Schrittweise Entwicklung und Validierung von Branchenlösungen:** Aufbauend auf einfachen und bereits vorhandenen technischen Lösungen sollen schrittweise replizierbare Lösungen für einzelne Branchen entsprechend Anforderung der Akteure und Strommärkte entwickelt und großflächig validiert werden.

2016–2020+ **Implementierungsphase**

In Kapitel 2.3. wird der Handlungsbedarf in Bezug auf eine IKT-Gesamtarchitektur angeführt, die für die Marktüberleitung der technologischen Lösungen eine zentrale Rolle spielt.

2.6. Entwicklungsachse Endkunden: Smarte Lösungen für den Markteintritt der Konsumenten

Im Rahmen dieser Entwicklungsachse wird die Flexibilisierung kleiner Lasten und lokaler Einspeisung betrachtet. Die Nutzung großer Flexibilitätspotenziale wurde bereits im Rahmen von Entwicklungsachse System (vgl. Kapitel 2.5.) erörtert.

Die Aktivierung der Endverbraucher am Markt ist zuerst dort sinnvoll, wo signifikante Flexibilitätspotenziale gegeben sind. Dort sind die spezifischen Investitionskosten für die Nutzbarmachung der Flexibilität am niedrigsten. Aber auch die typischen Anschlussleistungen und Energieverbräuche kleiner Endkunden können neben dem Einsatz an Strommärkten zur Überwindung von lokalen Netzproblemen von Vorteil sein. Für die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen bei

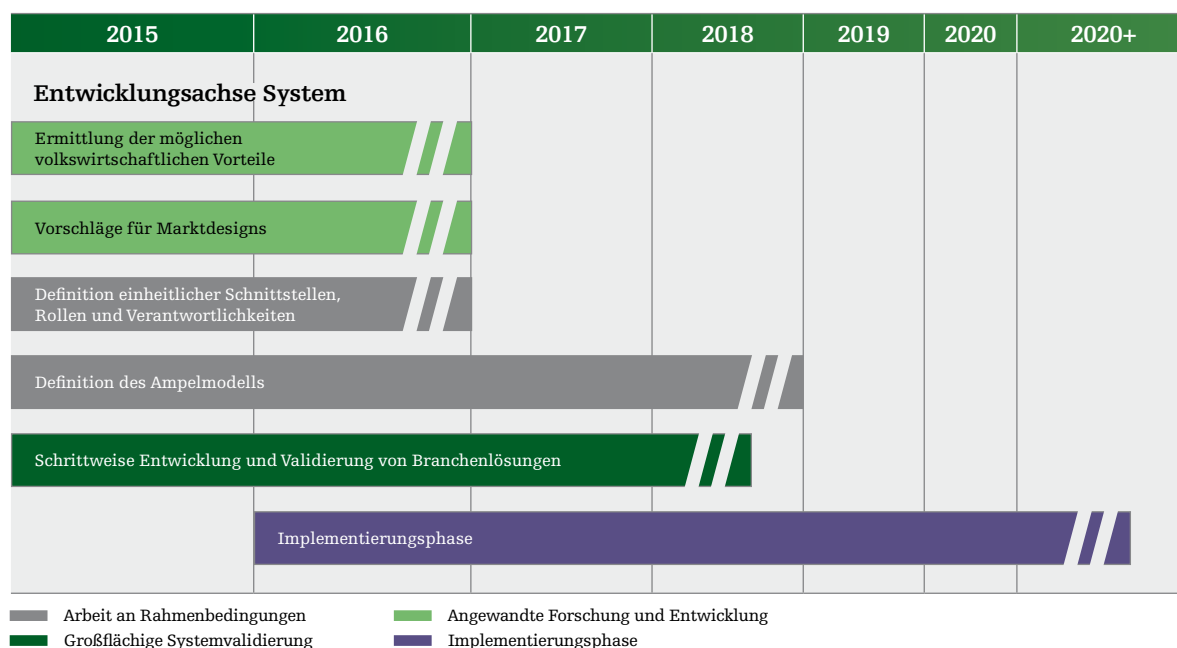


Abbildung 20
Zusammenfassung
des Handlungsbedarfs
in der Entwicklungsachse
System

kleinen Endkunden (Haushalten, kleinen Gewerbetunden, Prosumern) müssen jedoch signifikante Barrieren überwunden werden. Wie in den folgenden Abschnitten dargestellt, sind aus technischer Sicht Lösungen hierfür bereits verfügbar. Jedoch fehlt in vielen Fällen die Teilnahmebereitschaft dieser kleinen Endkunden, da kaum ausreichende Anreize existieren, vereinzelt Sicherheitsbedenken vorherrschen, die am Markt dafür angebotenen Produkte vorwiegend im Hochpreissegment angesiedelt sind oder die Anwendung der Technologien für Endverbraucher schlichtweg zu aufwändig ist bzw. auch der Nutzen nicht unmittelbar erkennbar ist.

Zur Erarbeitung von Lösungen für die Überwindung dieser Hemmnisse und um damit einen erfolgreichen Markteintritt der kleinen Endkunden zu ermöglichen, erfolgte im Rahmen des Entwicklungsprozesses der Roadmap für diese Entwicklungsachse eine thematische Unterteilung der untersuchten Projekteinhalte (Literatursauswertung) in folgende Anwendungsfälle:

1. **Anwendungsfall Prosumer** – Technologien, um die Flexibilität des Prosumers für den Markt zu aktivieren
2. **Anwendungsfall energieferne Dienstleistungen** – Zusatzlösungen für den Endkundensektor, in denen Energiedienstleistungen mit energiefernen Dienstleistungen kombiniert werden
3. **Anwendungsfall Endkunden in Marktprozesse integrieren** – Technologien, um den kleinen Endverbraucher in die Marktprozesse zu integrieren

Ein Überblick zur Entwicklungsachse Endkunden ist in Abbildung 21 dargestellt.

2.6.1. Ist-Stand der Entwicklungsachse Endkunden

Zur Analyse des Ist-Standes der Entwicklungsachse Endkunden wurden relevante Forschungs- und Entwicklungsprojekte analysiert:

Technologieprojekte: Allplan Projekt DSM, VDE Studie DSI, DENA 2, DISS Klobasa; FFE Studien, Studie DSM in Supermärkten, NightWind, GAVE, €CO₂-Management, Smart Response, Power Saver, SM Pilot EVN, Inspired Regions, Smart Web Grid, Metering and Privacy, Beware, DEHEMS, V2G Interfaces, PEEM, ZENVIS, IRON, E-DEMA, EU-DEEP, OPEN Meter, INTEGRIS, INTEGRA, ENCOURAGE, IN2VPP, INRAPLAN, EIGENLAST Cluster, GEBEN, MBS, IMPROSUME, SmartHeatNet

Studie zum Nutzen der Endkundenflexibilisierung: DENA Netzstudie 2, Demand Side Integration VDE, ECONGRID

Im Entwicklungsprozess der Roadmap wurden relevante Technologien in den Technologiefeldern Datenerfassung, intelligente Anwendungen beim Endkunden, Energiemanagementsysteme sowie Schnittstellen, Steuerungen und Monitoring identifiziert.

Es sind Produkte und Anwendungen am Markt verfügbar. Jedoch trifft bei vielen zu, dass diese Technologien auf Grund derzeitiger Marktbedingungen oder fehlender Interoperabilität (was in einer Fragmentierung der Technologien und Märkte resultiert) in Österreich nur vereinzelt implementiert sind oder deren Anschaffungspreise im Vergleich zum Nutzen dieser Technologien aus Sicht der Endkunden zu hoch sind. Es handelt sich zumeist um technologische oder systemspezifische Insellösungen, die zueinander nicht kompatibel sind.

Durch die fehlende Interoperabilität zwischen verschiedenen technischen Domänen bleiben Synergieeffekte und ein möglicher Mehrwert für die Endkunden ungenutzt. Auch im Bereich der Installation, Konfiguration und Bedienung der Systeme besteht in Hinblick auf die Benutzerfreundlichkeit noch Verbesserungsbedarf. Aus Sicht der Netzbetreiber fehlen in diesem Bereich regulatorische Anreize zur Erhöhung der Investitionsbereitschaft.

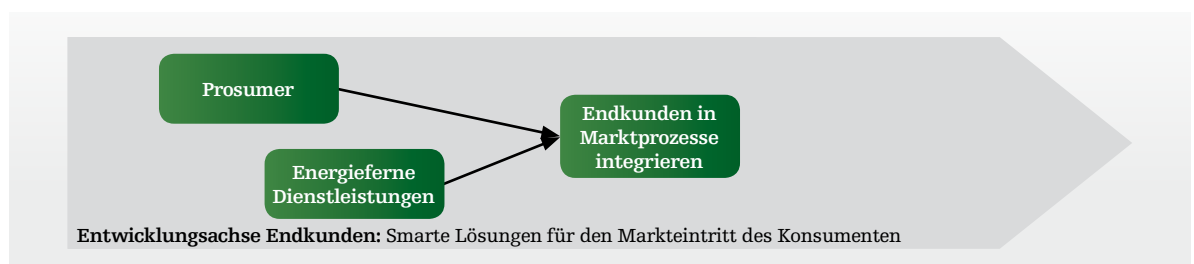


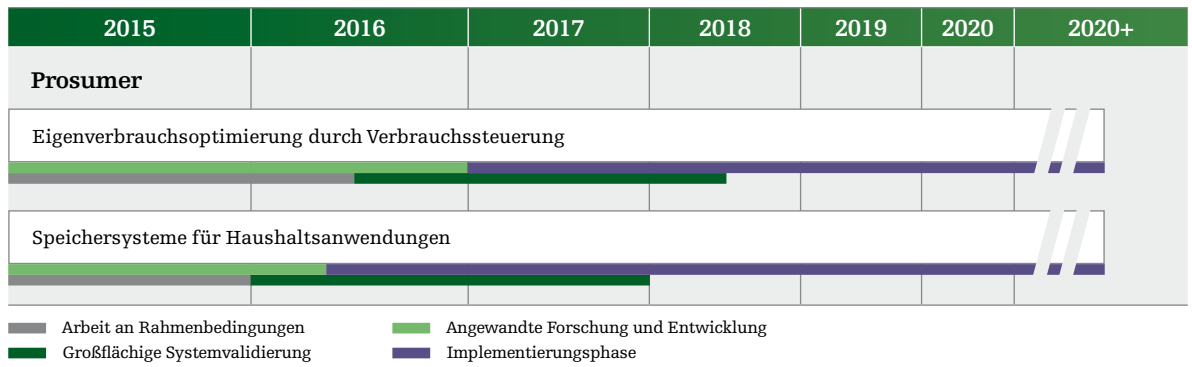
Abbildung 21
Entwicklungsachse
Endkunden

Eigenverbrauchsoptimierung durch Verbrauchssteuerung	
<p>Ist-Stand</p> <p>Es existieren Stand-alone-Systeme zur Eigenoptimierung im Gebäude (Stromheizungen, Wärmepumpen plus Pufferspeicher, Heizregister, Klimageräte). Verbesserungspotenzial besteht hier vor allem bei vorausschauender Optimierung. Energiemanagementsysteme, welche mit Markt und Netz gekoppelt sind (siehe Rolle des Flexibilitätsoperators in Kapitel 2.5.2.) existieren noch nicht. Siehe auch [25], [16], [23], [33], [40], [42], [34].</p>	<p>Notwendige Schritte zur Marktüberleitung</p> <p>2015–2016 Darstellung des Mehrwertes: Es ist notwendig, detaillierter zu definieren, welche Services dem Kunden angeboten werden können.</p> <p>2015–2016 Zielbild für die Auswirkung auf das Gesamtsystem entwickeln: Langfristige Auswirkungen der Eigenverbrauchsoptimierung von Prosumern auf Markt, Netz und andere Akteure, Interaktion mit Smart Metering</p> <p>2015–2016 Klärung der Rollen der beteiligten Marktteilnehmer: Bei der Festlegung des rechtlichen und organisatorischen Regelwerks ist Flexibilitätsvermarktung zu beachten: Es muss geklärt werden, wer wem die gewonnene Flexibilität wann verkaufen darf.</p> <p>2015–2016 Klärung, ob eine Eigenverbrauchsverbesserung über die Gebäudegrenzen hinweg durch das Bilden von Gebäudeclustern technisch und rechtlich umsetzbar ist sowie Rahmen für neue Stromvermarktungsmöglichkeiten für Prosumer (z. B. Vereinfachung des lokalen Energiehandels) bietet.</p> <p>2016–2018 Effiziente Umsetzung von Energiemanagementsystemen für Prosumer: Funktionalität Energiemanagement mit effizienten Prozessen in Energie-Management-Gateways bzw. Home-Management-Systeme integrieren</p> <p>2017–2020+ Implementierung</p>
Speichersysteme für Haushaltsanwendungen	
<p>Ist-Stand</p> <p>Speichersysteme für Haushaltsanwendungen sind am Markt verfügbar. Der Einsatz von kleinen alternativen Stromspeichern wurde erprobt, jedoch gibt es noch keine Erfahrungen zu den Auswirkungen einer großen Anzahl von dezentralen Speichern in einem Verteilernetz. Siehe auch [18], [46].</p>	<p>Notwendige Schritte zur Marktüberleitung</p> <p>2015 Festlegung von Netzanschlussbedingungen unter Beachtung von gewollten und ungewollten Netzzurückwirkungen sowie ggf. baulichen Restriktionen (Anwendung der Richtlinie für den Parallelbetrieb von Batterieanlagen [110])</p> <p>2015–2016 Definition von Regelungen und Schnittstellen für die (marktorientierte) Steuerung der Betriebsweise der Speicher</p> <p>2017–2018 Unterstützung von Skalen- bzw. Mengeneffekten, um Kosten für Speichersysteme zu reduzieren</p> <p>2016–2020+ Implementierung</p>

Tabelle 8

Identifizierte Technologien und Quellen zum Anwendungsfall Prosumer

Abbildung 22
Überblick über die Entwicklungsschritte des Anwendungsfalls Prosumer



2.6.2. Anwendungsfall Prosumer

In diesem Anwendungsfall werden jene Technologien abgeleitet, die durch die Rolle eines Prosumers in der Smart-Grid-Entwicklung zu berücksichtigen sind. Die Teilnahme des Prosumers am Markt birgt Flexibilitätspotenzial (Einspeisung vs. Eigenverbrauch), welches es zu aktivieren gilt. Neben einer geeigneten IKT-Architektur werden in den untersuchten Projekten Lösungen zur Optimierung des Eigenenergieverbrauchs (Regler und Software) und Stromspeichertechnologien als integrale Bestandteile der Smart-Grid-Entwicklung für Prosumer genannt.

In Tabelle 8 sind die einzelnen Technologien für den Anwendungsfall Prosumer überblicksartig dargestellt. Einen Überblick über die zeitliche Abfolge der Entwicklungsschritte gibt Abbildung 22.

2.6.3. Anwendungsfall energieferne Dienstleistungen

Energieferne Dienstleistungen sollen es ermöglichen, alternative Dienstleistungen unter Nutzung der Smart-

Grid-Infrastruktur anzubieten. Energieferne Dienstleistungen verfolgen keinen energiebezogenen Zweck, lassen sich aber gut mit diesen kombinieren und erhöhen damit die Erfolgchancen. Beispiele dafür sind Dienstleistungen, welche auf die Steuerung allgemeiner Gebäudelfunktionen oder die Unterstützung älterer Menschen abzielen.

Wer diese Dienstleistungen unter Nutzung der Smart-Grid-Infrastruktur anbieten darf, ist zu klären (vgl. Handlungsbedarf und Entwicklungspfad unten). Vor allem Zusatzlösungen in den Bereichen Feedback, Home Automation und Smart Home werden als attraktiv erachtet.

In Tabelle 9 sind die identifizierten Technologien für die Entwicklung energieferner Dienstleistungen und die zugehörigen Projekt- bzw. Literaturquellen aufgelistet. Abbildung 23 gibt einen Überblick über die zeitlichen Entwicklungsschritte.

Tabelle 9
Identifizierte Technologien und Quellen zum Anwendungsfall energieferne Dienstleistungen

Schnittstellen zu energiefernen Dienstleistungen	
Ist-Stand	Notwendige Schritte zur Marktüberleitung
Die identifizierten Technologien bzw. Anwendungen sind teilweise bereits als Produkte verfügbar, jedoch besteht Weiterentwicklungsbedarf vor allem hinsichtlich einer vereinfachten Anwendung für Endkonsumenten. Home Automation Lösungen sind mittlerweile relativ preiswert, allerdings ist der Kundennutzen eingeschränkt und deshalb das Marktvolumen gering. Die Schaffung von Interoperabilität und die Reduktion des Inbetriebnahme- und Konfigurationsaufwands können eine breitere Marktdurchdringung ermöglichen. Siehe auch [29], [30], [35], [37], [38], [41], [42], [43], [44], [45], [47], [48].	2015–2016 Weiterentwicklung der Schnittstellen zur Verbesserung der Interoperabilität der Endgeräte (z. B. Smart-Home-Gateway/Aktuatoren/Sensoren): Es ist zu klären, welche Ansätze geeignet sind, um Interoperabilität zu ermöglichen
	2016–2017 Marktdurchdringung von Smart-Home-Lösungen erhöhen: durch Klärung der Schnittstellen zu Drittanbietern, Weiterentwicklung von Home-Automation Gateways mit Smart-Grid-Funktionalität als Add-on anderer Produkte und Dienstleistungen und das Setzen gezielter Anreize, energieferne Dienstleistungen mit Smart-Grid-Lösungen zu koppeln
	2015–2018 Implementierung

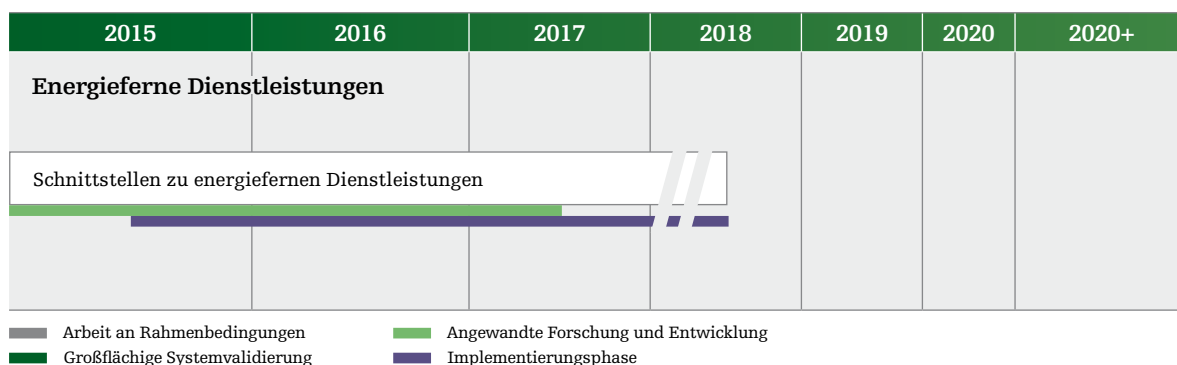


Abbildung 23
Überblick über die Entwicklungsschritte des Anwendungsfalls energieferne Dienstleistungen

2.6.4. Anwendungsfall Endkunden in Marktprozesse integrieren

In diesem Anwendungsfall werden Optionen betrachtet, Endverbraucher stärker in Marktprozesse integrieren zu können. Zu den dazu nötigen Technologien gehören wiederum IKT-Lösungen, aber auch Automatisierungslösungen (Home + Building Automation, Customer

Energy Management, Haustechnik und weiße Ware) mit jeweils entsprechenden Schnittstellen bzw. Gateways. Zählerdaten- und Zugriffsrechtmanagementsysteme und -richtlinien sind zudem notwendig, um ausreichende Datenaufbereitung, Datenschutz und Datensicherheit zu gewährleisten.

Smart Meter und Zählerdatenmanagement

Ist-Stand

Zählerdaten-Managementsysteme für die Kundenaktivierung bzw. Lastflexibilisierung sind verfügbar. Smart-Meter-Infrastruktur wird gemäß der gültigen Einführungsverordnung ausgerollt, Produkte mit unterschiedlichen Funktionen und Datenschnittstellen (z. B. für die Visualisierung der Messdaten) sind am Markt verfügbar. Der Kunde allein entscheidet, wer seine Daten verwenden kann. Die Bereitstellung der Daten (z. B. Abrechnung an Dritte) ist klar im Gesetz und in der IMA-VO [97] geregelt. Siehe auch [19], [24], [35], [40], [41], [42], [43], [44], [45], [47], [48].

Notwendige Schritte zur Marktüberleitung

2015–2016

Harmonisierung der Schnittstellen für die Bereitstellung von Messdaten für Dritte:
Eine Standardisierung fördert Skaleneffekte.

2016–2018

Die Entwicklung von Geschäftsmodellen (Tarif und Preis) wird dafür als hilfreich erachtet. Erfahrungen aus existierenden Flexibilitätsmärkten (z. B. dem Regelenergiemarkt) sind zu sammeln und in eine durchgängige technische Lösung (Vernetzung der Marktpartner, entsprechende Komponente im Prosumer- und Netzbereich) überzuleiten, um auf die zunehmende Volatilität des Stromversorgungssystems reagieren zu können.

2017–2019

Implementierung

Tabelle 10
Identifizierte Technologien und Quellen zum Anwendungsfall Endkunden in Marktprozesse integrieren

Energiemanagementsysteme für Gebäude und Haushaltsanwendungen, inklusive Schnittstellen

Ist-Stand

Customer-Energy-Management-Systeme – zur Integration intelligenter Gebäude in Smart-Grid-Lösungen – sind teilweise bereits als Produkte verfügbar, jedoch besteht Weiterentwicklungsbedarf vor allem hinsichtlich einer vereinfachten Anwendung für Endkonsumenten. Die Schaffung von Interoperabilität und die Reduktion des Inbetriebnahme- und Konfigurationsaufwands können eine Weiterentwicklung und damit breitere Marktdurchdringung ermöglichen. Siehe auch [29], [30], [35], [37], [38], [41], [42], [43], [44], [45], [47], [48].

Notwendige Schritte zur Marktüberleitung

2015–2016

Weiterentwicklung der Schnittstellen zur Verbesserung der Interoperabilität der Endgeräte.

2015–2016

Neue Entgeltmodelle identifizieren, basierend auf Anforderungen und Interessen der Akteure, wie z. B. die Nutzung von Gebäude oder Home Automation zur Energieoptimierung, für Aggregation/Pooling oder zur Netzunterstützung

	<p>2015–2017 Weiterentwicklung von Customer-Energy-Management-Systemen: Gebäudemanagementsysteme sollen als zentrale Kommunikationsschnittstelle zwischen Verbraucher/Prosumer und Netzbetrieb bzw. Energielieferant zur Energieoptimierung weiterentwickelt werden. In Deutschland erfolgt z. B. die Entwicklung von Gebäudeschnittstellen auch im Sinne von Zugriffsmöglichkeiten auf Erzeugeranlagen. Parallele Infrastrukturen sind zu vermeiden.</p> <p>2016–2017 Marktdurchdringung von Smart-Building- bzw. Smart-Home-Lösungen erhöhen: durch Klärung der Schnittstellen zu Drittanbietern, Weiterentwicklung von Customer-Energy-Management-Lösungen mit Smart-Grid-Funktionalität als Add-on anderer Produkte und Dienstleistungen und das Setzen gezielter Anreize, energieferne Dienstleistungen mit Smart-Grid-Lösungen zu koppeln</p> <p>2016–2018 Etablierung eines Standards für künftigen Home-Automation-Gateways (vgl. IEC/TR 62746, PC118): Derzeit besteht Heterogenität zwischen unterschiedlichen Home-Area-Network-Technologien. Künftig sollen Sensoren und Aktuatoren verschiedener Hersteller in ein Smart Grid eingebettet werden können. Die für eine Interoperabilität der Systeme notwendigen Anforderungen an (fehlende) Schnittstellen und Standards sind zu definieren, sodass der Fragmentierung der Technologien und Märkte entgegengewirkt werden kann.</p> <p>2018–2020+ Implementierung</p>
Automatisierung weißer Ware	
<p>Ist-Stand</p> <p>Erste Produkte sind seit längerer Zeit am Markt, können sich jedoch nicht breit durchsetzen, weil das Nutzenpotenzial gering ist. Die Herausforderung besteht in der Einbindung in ein Konzept und der Erreichung von Akzeptanz beim Kunden durch mittel- und langfristige Kosteneinsparungen. Siehe auch [43], [29], [30].</p>	<p>Notwendige Schritte zur Marktüberleitung</p> <p>2015 Klärung des Nutzenpotenzials: Eine Klärung weiterer Nutzenmöglichkeiten für Kunden und Netzbetreiber und der damit verbundenen positiven Einflüsse auf die Energieeffizienz ist notwendig. Ggf. soll eine Schaffung monetärer Anreize folgen, um eine breite Akzeptanz und Umsetzung zu ermöglichen. Voraussetzung ist ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis für die Einbindung von Kleingeräten in ein Smart Grid.</p> <p>2016–2018 Harmonisierung der Schnittstellen und Protokolle, insbesondere im Bereich der Kommunikation im Gebäude (beispielsweise zwischen Gateway und steuer- bzw. regelbaren Geräten) und zwischen lokalen/dezentralen und externen/zentralen Systemen (z. B. Energiemanagementsysteme)</p> <p>2018–2020+ Implementierung</p>

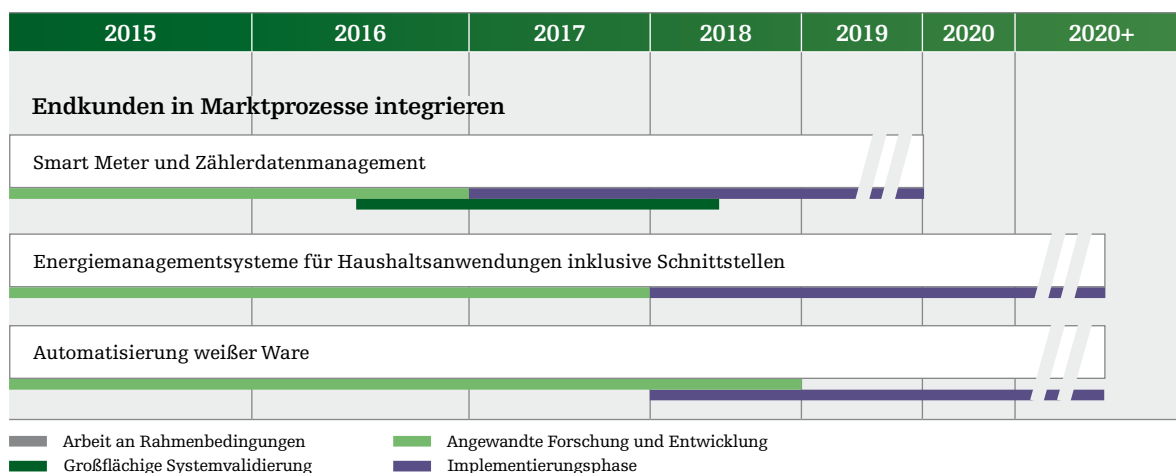


Abbildung 24
Überblick über die Entwicklungsschritte des Anwendungsfalls Endkunden in Marktprozesse integrieren

In Tabelle 10 sind die einzelnen identifizierten Technologien für die Integration von Endkunden in Marktprozesse und die zugehörigen Projekt- bzw. Literaturquellen aufgelistet. Abbildung 24 zeigt den zeitlichen Verlauf der Entwicklungsschritte.

2.6.5. Handlungsbedarf für die Entwicklungsschritte Endkunden

Als Handlungsbedarf dieser Entwicklungsschritte können die Generierung eines ausreichenden (Zusatz-)Nutzens sowie die Entwicklung neuer Nutzungsmöglichkeiten für Endkonsumenten identifiziert werden, um eine erhöhte Akzeptanz der in der Roadmap beschriebenen Technologien und intelligenten Anwendungen zu erreichen. Abbildung 25 zeigt den zeitlichen Verlauf der zusammengefassten Entwicklungsschritte.

2015–2016 Identifikation von Nutzen und genauen Anforderungen für Flexibilitätseinsatz: Identifikation von und Vorschläge für eine Regelung der (möglicherweise divergierenden) Anforderungen der beteiligten Akteure (z. B. Markt, Netzbetrieb) sind eine Grundvoraussetzung für die Umsetzung dieser Entwicklungsschritte.

2015–2016 Reduktion der Komplexität für den Benutzer: Grundvoraussetzung für die Akzeptanz endkundenseitiger Maßnahmen ist die Verbesserung der Technologien in Bezug auf Installation, Konfiguration und Bedienbarkeit.

2015–2016 Anpassung von Regelwerken: Die Anpassung des bestehenden und gegebenenfalls die Festlegung eines neuen Regelwerks für den Einsatz der Technologien und Anwen-

dungen am Markt und für den Netzbetrieb (auf rechtlicher und organisatorischer Ebene) sind in einem zweiten Schritt durchzuführen.

2015–2017 Breit akzeptierte Datenschutzlösungen entwickeln: Die genaue Definition des vertretbaren Sicherheitsniveaus ist notwendig. Damit können Datenschutzbedenken fundiert entschärft werden und die Entwicklung von Lösungen mit entsprechenden Sicherheitsstandards in Bezug auf Security und Privacy wird unterstützt.

2015–2017 Etablierung von breit akzeptierten Schnittstellenstandards ist in allen Anwendungsfällen notwendig, um Skaleneffekte zur Unterstützung der dringend notwendigen Kostenreduktion zu erzeugen.

2015–2020+ Bewusstseinsbildung: Die Sensibilisierung der Bevölkerung für die zusätzlichen Möglichkeiten und den wirtschaftlichen Nutzen der neuen Technologien in Form von Begleitmaßnahmen ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung der Entwicklungsschritte.

2017–2020+ Implementierungsphase

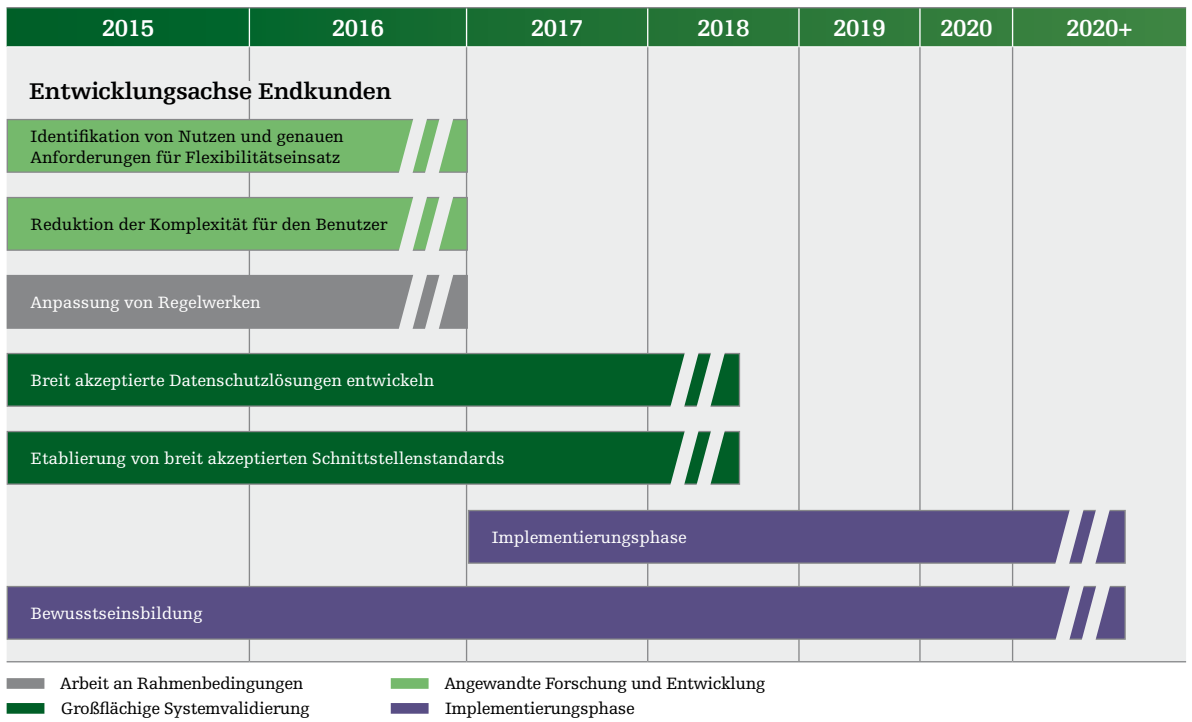


Abbildung 25
Zusammenfassung
des Handlungs-
bedarfs in der
Entwicklungssachse
Endkunden

3. Österreichs Initiativen und Akteure im Bereich der Smart-Grid-Entwicklung

Im vorliegenden Kapitel werden die Akteurslandschaft und die wesentlichen Initiativen im österreichischen Smart-Grid-Umfeld vorgestellt. Mit einer großen Anzahl an Projekten unter Beteiligung der Industrie, Energiewirtschaft und Forschung, mit Unterstützung des Klima- und Energiefonds sowie des bmvit, hat Österreich in den letzten Jahren sehr viele Ressourcen in Smart-Grid-Forschung und -Entwicklung investiert. Es ist eine Vielzahl von Aktivitäten entstanden, die auch international Beachtung gefunden hat. In der Folge werden die wesentlichen Aktivitäten, die Akteure und die Positionierung im internationalen Umfeld dargestellt.

3.1. bmvit als strategischer Treiber und Klima- und Energiefonds als Fördergeber

Unterstützende Faktoren in der Entwicklung von Smart Grids in Österreich sind die kontinuierlichen strategischen Aktivitäten des bmvit sowie die Technologieprogramme des bmvit (Energiesysteme der Zukunft, Stadt der Zukunft, IKT der Zukunft und Sicherheitsforschung) bzw. des Klima- und Energiefonds (Neue Energien 2020, e!MISSION, Smart Cities Demo). Die Ergebnisse der Projekte waren zentraler Bestandteil für den Entwicklungsprozess der Technologieroadmap. Die Referenzen zu den Projekten sind bei der Darstellung des Standes der technologischen Lösungen angeführt.

3.1.1. Strategieprozess Smart Grids 2.0

Mit dem Strategieprozess Smart Grids 2.0 bietet das bmvit eine Plattform zur Gestaltung konsensfähiger Entscheidungsgrundlagen und Umsetzungselemente. Der Prozess basiert auf den bisher im Rahmen der FTI-

Initiativen gewonnenen Erkenntnisse und unter breiter Einbeziehung der relevanten Akteure. Als Säulen dieser Strategie wurden drei Initiativen aufgelegt, die von weiteren nationalen Arbeitsgruppen und internationalen Forschungsprogrammen flankiert werden.

Die Ergebnisse werden in die FTI-Strategie des Bundes einfließen.

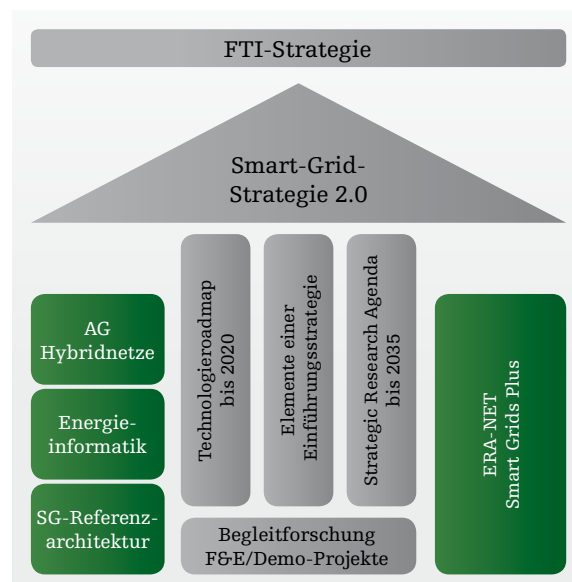


Abbildung 26
Strategieprozess
Smart Grids 2.0

Quelle: bmvit

3.1.2. Strategic Research Agenda

Die Strategic Research Agenda ermittelt den Forschungsbedarf für Smart-Grid-Technologien im Hinblick auf die Optimierung der gesamten Energieinfrastruktur mit dem Zeithorizont 2035. Die Ziele sind die spartenübergreifende Betrachtung von allen relevanten Themen und das Aufzeigen von Synergien vor dem Hintergrund der Transition zu integrierten Energie- und IKT-Infrastrukturen. Die einzelnen Themenbereiche werden zu einer gesamtheitlichen Research Agenda konsolidiert.

Hauptakteure sind die Forschungsplayer in Österreich, bestehend aus Universitäten, Fachhochschulen und außeruniversitären Forschungsinstituten. Diese konsolidieren die erarbeiteten Inhalte mit den Stakeholdern aus Industrie, Energiewirtschaft, Interessenvertretungen, Ministerien und Behörden.

3.1.3. Smart Grids Security Round Table

Mit dem „Smart Grids Security Round Table“ legte das bmvit gemeinsam mit der Technologieplattform Smart Grids Austria den Grundstein für eine Diskussion der Entwicklung der zukünftigen Energienetze auf höchster Ebene. Diese Diskussion wird im Stakeholderkreis, bestehend aus Ministerien und Entscheidungsträgern in der Wirtschaft, in geeignetem Rahmen geführt, damit die Entwicklung zukünftiger Technologien nicht abgeschottet und „an der Gesellschaft vorbei“ stattfindet. Ziel ist ein frühzeitiger Dialog aller relevanten Stakeholder, um die Rahmenbedingungen auf gesetzlicher, regulatorischer, gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Ebene festzulegen und entsprechende Priorisierungen vorzunehmen.

3.2. Österreichische Modellregionen und Demonstrationsprojekte

Im Zuge der Forschungsprojekte haben sich einige Modellregionen in Österreich etabliert. In diesen wurden die entwickelten Smart-Grid-Technologien im Feldversuch getestet. Die Beschreibungen zu den Regionen finden Sie im Anhang (Kapitel 7.4.).

Derzeit gibt es folgende Modellregionen und Demonstrationsprojekte in Österreich:

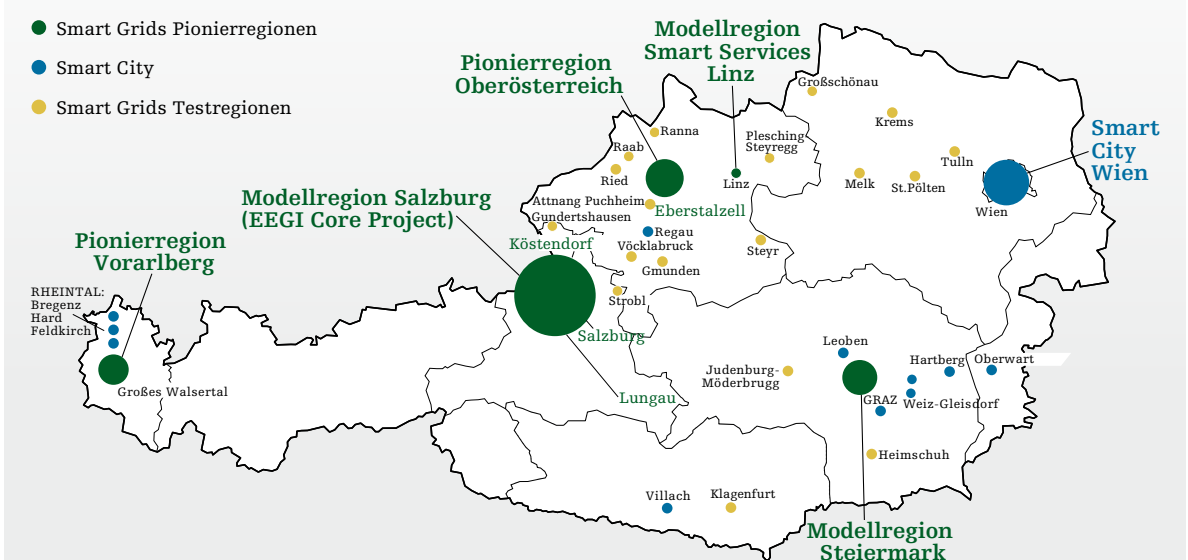
Modellregionen:

Smart Grids Pioniere

- Smart Grids Modellregion Salzburg (EEGI Core Project)
- Smart Grids Pionierregion Oberösterreich
- Smart Grids Pionierregion Vorarlberg
- Smart Services für den Großraum Linz
- Smart Grids Pionierregion Steiermark

Smart Cities/Smart (Urban) Regions:

- Smart City Salzburg – Smart District Gnigl
- Smart City Regau
- Smart City Demo Wien Aspern
- Smart City Rheintal
- Smart City Villach
- Smart City Smart Future Graz
- Smart Urban Region Weiz-Gleisdorf
- Smart City Hartberg
- Smart City Leoben



- Smart City Oberwart
- Smart Community Großschönau

3.3. Technologieplattform Smart Grids Austria

Die Technologieplattform Smart Grids Austria¹ ist innerhalb Österreichs eine etablierte Plattform, die die relevanten Stakeholder für die Entwicklung von Smart Grids als Mitglieder bündelt. So sind Vertreter der Energiewirtschaft, der Industrie und der Forschung in der Plattform aktiv. Als essentiell wird die erfolgte thematische Mitgestaltung bei den Arbeiten der Plattform auch mit Stakeholdern außerhalb der Plattform, wie Ministerien, Behörden und internationalen Experten, gesehen. Darüber hinaus hat die Plattform auch internationale Aufmerksamkeit bei Konferenzen und durch die Aktivitäten ihrer Mitglieder erlangt.

In ihrer Netzwerkfunktion verfolgt die Technologieplattform das langfristige Ziel, Österreich als Smart-Grid-Leitmarkt zu positionieren. Mittelfristig steht die Definition und Umsetzung einer koordinierten und zielorientierten Forschungs- und Entwicklungsstrategie im Fokus.

3.4. Österreichische Industrieunternehmen

Innovatives Know-how österreichischer Unternehmen mit globalem Potenzial findet sich im Bereich IKT, in der E-Mobilität sowie in der Energie- und der Verkehrsinfrastruktur. Der Technologiestandort Österreich kann sich in zahlreichen Technologiefeldern international an der Spitze behaupten.

Dies zeigt, dass die österreichische Industrie gerade für die Entwicklung von Smart Grids stark aufgestellt

ist. Österreichische Technologieanbieter haben hohes Wissen für Planung, Errichtung und Steuerung von Energienetzen aufgebaut und technologisch hervorragende Geräte (Schalttransformatoren, Schutztechnik, Netzautomatisierungs- und Leittechnik, IT-Lösungen, Wechselrichter usw.) entwickelt. Vor allem deren Beteiligung an Forschungsprojekten ist eine Maßnahme, die im Bereich des Aufbaus von System Know-how die langfristige Sicherung von Innovationsarbeitsplätzen am Standort Österreich forciert.

3.5. Österreichische Energiewirtschaft

Die österreichische Energiewirtschaft gehört zu den weltweit innovativsten Umsetzern der Vision der Smart Grids. In zahlreichen Projekten bis hin zu ganzen Modellregionen werden alle Aspekte der Energiezukunft in technischer und operativer Hinsicht erforscht und im Echtbetrieb erprobt. Dabei ist das oberste Ziel die Aufrechterhaltung der hohen Versorgungssicherheit. Moderne Technologien werden dazu beitragen, die Netzinfrastruktur für zukünftige Herausforderungen zu rüsten und den dringend erforderlichen Netzausbau mit größter Zielgenauigkeit zu planen. Damit wird die Vision einer nachhaltigen Energieversorgung leistbar umsetzbar sein.

3.6. Österreichische Forschungslandschaft

Die österreichische Forschungslandschaft zeichnet sich im Bereich Smart Grids durch eine nahtlose Kooperation von universitärer und außeruniversitärer Forschung einerseits und eine intensive Kooperation von Forschung mit der Industrie und Infrastrukturbetreibern andererseits aus. Die Forschungsakteure im Bereich Smart Grids sind in Österreich und mit internationalen Partnern gut vernetzt. Österreichische Forschungsinstitutionen gehören mit zu den Pionieren

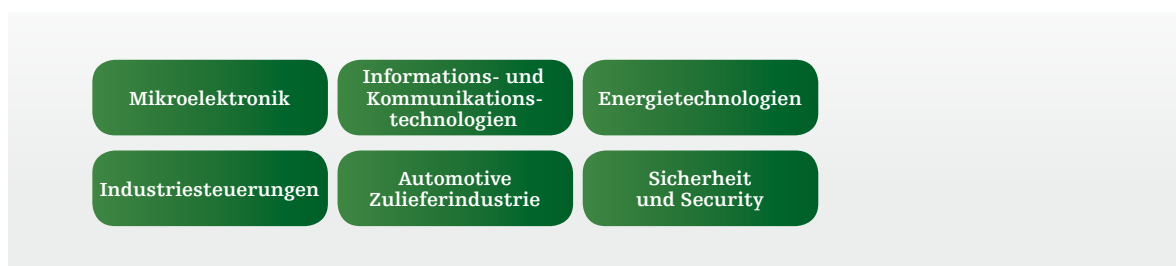


Abbildung 28
Technologische Stärkefelder der österreichischen Elektro- und Elektronikindustrie

Quelle: FEEI

¹ www.smartgrids.at

des Themas und haben dieses von Anfang an gemeinsam mit Vertretern aus der Praxis erfolgreich entwickelt. Diese Praxisnähe bezüglich der Entwicklung des Themas auch zu halten, ist der gemeinsame Anspruch aller Partner der Technologieplattform.

3.7. Die Position österreichischer Initiativen im internationalen Smart-Grid-Umfeld

Ein Ausgangspunkt für die Technologieroadmap sind die Entwicklungen basierend auf gemeinsamen nationalen, aber auch internationalen Forschungsprojekten. Mit Unterstützung des bmvit und des KLIEN erfolgte in den letzten Jahren eine strategische Bündelung von österreichischen Einzelvorhaben und der damit verbundenen Generierung einer kritischen Masse. Dadurch konnte die europäische und internationale Sichtbarkeit der Vorhaben und die österreichische Positionierung bei der Umsetzung des Strategic-Energy-Technology-Plans (SET-Plan) der europäischen Kommission gestärkt werden. Der Fokus liegt dabei klar bei einem integrierten Ansatz für die Planung und den Betrieb von elektrischen Verteilernetzen mit den beiden Teilaspekten:

- Verteilernetzplanung, -konzeption und -betrieb zur optimierten Integration von dezentraler Stromerzeugung,
- Integration der Kunden in ein Smart Grid.

Auf Ebene der D-A-CH-Kooperation haben sich einzelne österreichische Akteure mit ihren Projekten im Rahmen der Zusammenarbeit der verantwortlichen Ministerien in Deutschland, Österreich und der Schweiz in den verschiedenen Arbeitsgruppen eingebracht. Die inhaltliche Arbeit der D-A-CH-Kooperation umfasst dabei die Entwicklung und Erprobung von Einführungsstrategien für Smart Grids.

Eine wesentliche Säule für die Umsetzung europäischer Ziele im Bereich Smart Grids stellt die European Electricity Grid Initiative (EEGI) dar, welche als Industrieinitiative der europäischen Elektrizitätswirtschaft im Zuge des SET-Plans ins Leben gerufen wurde. Die EEGI veröffentlichte eine Research and Innovation Roadmap

mit dem Zeithorizont bis 2022 und einen Smart-Grid-Implementierungsplan für den Zeithorizont bis 2016. Ziel der EEGI und der Europäischen Kommission war und ist es, nationale Projekte mit gesamteuropäischer Relevanz zusammenzubringen und die Übertragbarkeit sowie Skalierbarkeit der einzelnen Lösungsansätze zu evaluieren. Die EEGI zeichnet dafür nationale und internationale Projekte aus, die von europäischer Relevanz und von Bedeutung für die Umsetzung der EEGI-Roadmaps sind. Unter den derzeit ausgezeichneten 26 Projekten² (Stand Mai 2014) sind drei nationale Projekte aus Österreich sowie sechs europäische Projekte mit österreichischer Beteiligung.

Die hervorragende Positionierung österreichischer Forschungsprojekte zeigt sich in einer Vielzahl von international wahrgenommenen Projekten:

Innerhalb der Internationalen Energieagentur (IEA) hat sich auf Initiative des bmvit Österreich bereits im Implementing Agreement ENARD (Electricity Networks Analysis, Research and Development) durch die Leitung des Annex 2³ federführend und erfolgreich positioniert. Auch in der Nachfolgeinitiative IEA ISGAN (International Smart Grid Action Network), dessen Ziele der technologische Know-how-Austausch zwischen internationalen Experten und die Definition von Best-Practice-Beispielen und Empfehlungen für politische Entscheidungsträger sind, wurden die österreichischen Vorhaben als Musterbeispiele positioniert und etabliert.

Internationale Smart-Grid-Plattformen

Einen Überblick über die internationalen Plattformen und eine Beschreibung der internationalen Aktivitäten erfolgt detailliert in Kapitel 7.5.

Standardisierung im Bereich Smart Grids

Aktivitäten im Bereich der Standardisierung aus internationaler Sicht sowie die österreichischen Gremien werden in Kapitel 7.6. zusammengefasst.

² <http://www.gridplus.eu/eegi/eegi-project-labelling-started>

³ Das Thema war hierbei die Integration dezentraler Energieerzeugung ins Verteilernetz.

Nationale Normungsstrategie/Normungsroadmap

Im Regierungsprogramm wurde die „Schaffung einer österreichischen Normungsstrategie (durch das BM WFW)“ festgeschrieben. Das Wirtschaftsministerium startete im Herbst 2014 eine Arbeitsgruppe zur Schaffung dieser nationalen Normungsstrategie.

3.8. Themenverwandte Innovationsfelder in Österreich

Arbeitskreis Energieinformatik

Der Arbeitskreis Energieinformatik der Österreichischen Computergesellschaft OCG hat sich zum Anspruch gesetzt, Forschungsbereiche zu identifizieren, welche für die Umsetzung von Smart Grids relevant sind und gleichzeitig Innovationspotenzial im Bereich der Informatik aufweisen. Hier geht es also nicht um reine Anwendung von bekannten Methoden im Energiebereich, sondern umgekehrt um den Innovationsmotor Smart Grid und seine Wirkung auf den Bereich der Informatik.

Technologieplattform Smart Cities Austria

Die Smart-Cities-Initiative ist eine Stakeholder-Plattform, die in ihrer Zusammensetzung der größeren Bandbreite zu involvierender Gruppen Rechnung tragen soll. Um die österreichische Wirtschaft zu sensibilisieren und eine strukturierte Einbindung in die zukünftigen Aktivitäten auf EU-Ebene sowie die daraus resultierenden Demonstrationsprojekte zu ermöglichen, beauftragte das Ministerium im März 2011 das Energieinstitut der Wirtschaft mit der Vorbereitung und Begleitung des Gründungsprozesses der nationalen Technologieplattform Smart Cities. Informationen zur Technologieplattform Smart Cities Austria sind unter www.tp-smartcities.at zu finden.

Die Webseite www.smartcities.at ist eine Serviceseite des Klima- und Energiefonds speziell zu Themen der Smart-Cities-Förderungen.

4. Nutzen der Smart Grids

Ziel dieses Kapitels ist, den Nutzen darzustellen, den die Umsetzung von Smart Grids in Österreich mit sich bringt. Der Wandel, der in den internationalen und nationalen Energiesystemen vorstättengeht, ist motiviert durch die energie- und umweltpolitischen Ziele der Europäischen Union. Smart Grids sind eine Schlüsselkomponente zur Erreichung dieser Ziele.⁴

Die österreichische Industrie, Forschung und Energiewirtschaft erwarten sich durch die Umsetzung der Technologieroadmap hin zu Smart-Grid-Lösungen große Chancen auf internationale Technologieführerschaft und Stärkung des Wirtschaftsstandorts Österreichs.

Eine breitflächige systematische Bewertung der volkswirtschaftlichen Nutzeneffekte von Investitionen in Smart Grids wurde bislang weder auf europäischer noch auf nationaler Ebene durchgeführt.⁵ Jedoch lassen die bereits vorliegenden Analysen, Bewertungen und Ergebnisse kaum Zweifel daran, dass die Entwicklung hin zu Smart Grids ein wesentlicher Faktor ist, um langfristig sicherzustellen, dass die Kostensteigerungen des Energiesystems durch die Energiewende reduziert und die Funktionen des Gesamtsystems erweitert werden können und somit einen zukunftsorientierten und CO₂-armen Energiemarkt schaffen. In diesem Kontext wird in Kapitel 4.1. die Entwicklung hin zu Smart Grids aus volkswirtschaftlicher Sicht in die wirtschafts- und energiepolitischen Ziele Österreichs eingeordnet. In den Kapiteln 4.2. bis 4.5. wird in Form einer Metaanalyse der bereits vorhandenen Forschungsergebnisse für Österreich dargestellt, welchen Nutzen Smart Grids für die österreichische Energiewirtschaft, Unternehmen, Haushalte und Forschung bringen.

4.1. Nutzen von Smart Grids aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive

In den vorangegangenen Kapiteln der Technologieroadmap wurden die Möglichkeiten, die die einzelnen Smart-Grid-Technologien und -Lösungen bieten, beschrieben. Dies dient als Ausgangspunkt der folgenden Darstellung, in der die aus der Nutzung der Technologien und Lösungen entstehenden Nutzeneffekte und gesamtwirtschaftlichen Potenziale beschrieben und in die übergeordneten nationalen Energiepoli-

tikziele (soweit dies angesichts der vorhandenen Erkenntnisse möglich ist) eingeordnet werden.

Erhöhung der nationalen Energieunabhängigkeit und Reduktion fossiler Energieimporte

Smart Grids tragen zur Reduktion der Energieabhängigkeit und des damit einhergehenden signifikanten Wertschöpfungsabflusses ins Ausland dadurch bei, dass sie eine Steigerung der Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen ermöglichen [12], [85] und dabei die Notwendigkeit des weiteren Netzausbaus reduzieren. Die vorhandenen Studien zeigen deutlich das Ausmaß der durch Smart-Grid-Technologien möglichen zusätzlichen Integration: So wurde im Projekt DG DemoNetz [12] errechnet, dass durch

⁴ Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050

⁵ Das Projekt Econgrid [71] ist hiervon auszunehmen, in dem neben einer Analyse der Investitionskosten einzelner Technologien auch eine Abschätzung von Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten durchgeführt wurde.

intelligente Regelkonzepte die Kosten für die Netzintegration von dezentralen Stromerzeugungstechnologien bis zu 80% unter einer konventionellen Netzverstärkung liegen. SG Essences [81] kam zum Ergebnis, dass im Vergleich zum Referenzszenario (Netzabschnitt mit maximaler PV) durch Blind- und Wirkleistungsregelkonzepte (ohne regelbaren Ortsnetztransformator) durchschnittlich 40 bis 52% mehr elektrische Energie aus Photovoltaikanlagen integriert werden könnte. Auch die Steigerung der Elektromobilität und die damit mögliche Reduktion des Imports von Erdöl tragen zur Senkung der gesamten österreichischen Energieabhängigkeit bei [84].

Erhöhung der Energieeffizienz

Die europäischen Energieeffizienzziele wurden unter anderem in der Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) festgeschrieben, die bis Juni 2014 in allen Mitgliedstaaten in nationales Recht umzusetzen war. In Österreich erfolgte diese Umsetzung mit dem Bundesenergieeffizienzgesetz, das für ganz Österreich ein kumuliertes Energieeffizienzziel in Höhe von 310 PJ im Jahr 2020 vorsieht. Eine Reihe von Aspekten, die die dem Bundesenergieeffizienzgesetz zugrundeliegende Energieeffizienzrichtlinie fordert, ist nur mit intelligenten Technologien erzielbar. So fordert die Richtlinie beispielsweise, dass Verbrauchern Zugang zu Echtzeit- und historischen Energieverbrauchsdaten zu geben ist. Intelligente Netze können dabei aus vielen Perspektiven zu effizienterer Energienutzung beitragen. Durch Einsatz intelligenter Regelkonzepte kann ein effizienterer Einsatz von Primärenergieträgern und eine effizientere Ausnutzung des bestehenden Netzes geschaffen werden [12], die Nutzung von Lastflexibilität kann ebenfalls zu höherer Energieeffizienz (und auch zu Energieeinsparungen) führen [64].

Erhaltung der hohen Versorgungssicherheit

Das österreichische Versorgungssicherheitsniveau ist hoch.⁶ Für das Jahr 2013 weist die E-Control ungeplante Versorgungsunterbrechungen im Ausmaß von nur 33,36 Minuten aus. Als wesentliche die Wahrscheinlichkeit von Versorgungsunterbrechungen beeinflussende Faktoren wurden in BlackÖ.I [65] der Ausbau und die Netzintegration von Windenergie und PV, europäische Transite, Lastentwicklung sowie die

räumliche Verteilung großer Speicherpotenziale identifiziert. Die Kosten von Stromausfällen variieren stark in Abhängigkeit davon, wo, wie lange und in welcher Form sie erfolgen: Gemäß Berechnungen im Projekt BlackÖ.I [65] liegen sie etwa zwischen 90 Mio. € und 140 Mio. € pro Stunde.⁷

Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch schafft neue Arbeitsplätze

Aktuell (2012) liegt der Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch bei 65,3% bei der Stromerzeugung und bei 32,2% im Gesamtmix.⁸ Gemäß Richtlinie 2009/28/EG für erneuerbare Energien soll dieser Anteil in Österreich bis zum Jahr 2020 auf 34% erhöht werden. Durch intelligente Regelkonzepte kann der Anteil dezentraler Erzeugung auf Basis Erneuerbarer gesteigert werden (vgl. [12], [64], [81], [49]). Gleichzeitig kann durch die Substitution von konventionellem Treibstoff das Ziel einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie erreicht werden [84]. Im Projekt EconRES [72] wurde im Zuge einer makroökonomischen Simulationsanalyse errechnet, dass eine Erhöhung des Bruttoinlandsproduktes um 1.647 Mio. € im Jahr 2011 gegenüber einer Situation ohne den Ausbau von erneuerbaren Energieträgern im österreichischen Energiesystem seit dem Jahr 2000 erzielt werden konnte. Darüber hinaus wurden durch die Forcierung erneuerbarer Energieträger durchschnittlich zusätzliche 3.300 Beschäftigungsverhältnisse geschaffen. In Summe waren in Österreich im Jahr 2012 bereits über 42.000 Menschen im Bereich „erneuerbare Energieformen“ beschäftigt; der Umsatz der Unternehmen in diesem Sektor belief sich auf etwa 14 Mrd. €.⁹

Verringerung der CO₂-Emissionen

Die österreichischen CO₂-Emissionen betragen aktuell 80,2 Mio. t CO_{2eq} und liegen damit deutlich über dem Kyoto-Zielwert von 68,8 Mio. t. CO_{2eq}.¹⁰ Intelligente Stromnetze können zur Verringerung der CO₂-Emissionen durch die mögliche Erhöhung der Dichte der dezentralen Erzeugung beitragen (vgl. [12], [64], [81], [49]).

6 Siehe 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011. <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1522177.PDF> [dl: 28.06.2014].

7 Werte beziehen sich auf Werkstage zu Werkzeiten.

8 Quelle: Statistik Austria, Gesamtenergiebilanz Österreich.

9 Siehe Bundesrats-Enquete: Erneuerbare Energien und lokale Wertschöpfung. Parlamentskorrespondenz Nr. 548 vom 11.06.2014.

10 Quelle: Umweltbundesamt: Treibhausgasbilanz 2012 unter <http://tinyurl.com/lflqezv> [dl: 28.06.2014]

Auch die erzielbaren Energieeffizienzsteigerungen unterstützen die Zielerreichung [84]. In E-Motivation [37] wurde gezeigt, dass Haushalte durch verstärkte Informationen über ihren Stromverbrauch signifikante Energieeinsparungen umsetzen, die zu 150.000 t CO₂ Einsparungen pro Jahr führen können. Die Möglichkeit, durch intelligente Technologien Lasten zu verschieben, kann ebenfalls durch eine dadurch ermöglichte verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger zur Emissionsreduktion beitragen. In zwei internationalen Studien wurde errechnet, dass durch Smart-Grid-Technologien und -Lösungen die CO₂-Emissionen um bis zu 15% gesenkt werden könnten.¹¹

Im Folgenden werden die oben beschriebenen Nutzeneffekte aus der Sicht der einzelnen Akteure im Smart Grid – der Energiewirtschaft, der Unternehmen, Haushalte sowie der Forschung – beschrieben.

4.2. Nutzen von Smart Grids aus Sicht der österreichischen Energiewirtschaft

Beim Nutzen aus Sicht der Energiewirtschaft ergeben sich unterschiedliche Aspekte für Netzbetreiber, Stromlieferanten, Händler und Erzeuger.

4.2.1. Nutzen für Netzbetreiber

Netzbetreiber agieren im regulierten Bereich der Energieversorgung. Die regulatorische Vorgabe an die Netzbetreiber besteht darin, die Kosten für die Netzinfrastruktur bei gleichzeitiger Wahrung einer hohen Versorgungssicherheit möglichst niedrig zu halten. Können durch den Einsatz neuer Technologien geringere Kostensteigerungen im Netzbetrieb erzielt werden, dann sind diese an den Verbraucher weiterzugeben. Daher ist der Nutzen der Smart-Grid-Technologien beim Netzbetreiber nicht direkt monetär darzustellen. Erzielbare Effizienzgewinne stellen sich als volkswirtschaftlicher Nutzen in Form eines kostenoptimierten Energienetzes dar. Damit ist der Netzbetreiber der

Umsetzer der regulatorischen Vorgaben auf nationaler und internationaler Ebene (z. B. europäische Rahmenrichtlinie).

Aufgrund der steigenden Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Netze ist ein konventioneller Ausbau der bestehenden Infrastruktur in vielen Fällen unumgänglich. Smart-Grid-Technologien stellen jedoch zusätzliche Funktionalitäten für Netzbetreiber zur Verfügung, die eine Unterstützung im Systembetrieb bieten, um auf die neuen Anforderungen im Netzbetrieb zu reagieren und dadurch auch Nutzen für den Netzbetreiber generieren.

Monitoring im Verteilernetz erhöht Infrastrukturnutzung

Ein vermehrter Einsatz von Sensoren und Monitoringssystemen ermöglicht einen detaillierten Überblick der Betriebsparameter im Verteilernetz und die effektive Nutzung von Reserven. Um feststellen zu können, ob die Aufnahmefähigkeit bestehender Netzstrukturen ausgeschöpft ist und netzseitige Maßnahmen notwendig sind, ist eine genaue Analyse der Ist-Situation notwendig. In der zukünftigen Struktur der Stromverteilung kann IKT großflächig neben der Netzregelung und -steuerung als Messsystem eingesetzt werden [71]. Damit kann beispielsweise durch spezielle Messverfahren das Verständnis über das Mittel- und Niederspannungsnetz vertieft und daraus eine wesentliche Verbesserung der Netzplanung und des Netzbetriebes erzielt werden. Noch fehlen exakte und allgemein gültige Erkenntnisse darüber, wie viel an Monitoring notwendig ist, um alle relevanten Informationen über den Netzzustand mit ausreichender zeitlicher Auflösung zu erhalten.

Steigerung der Aufnahmekapazität der erneuerbaren Erzeugung

Wie Ergebnisse österreichischer Projekte zeigen, ermöglicht es der Einsatz von Smart-Grid-Lösungen nicht nur, den Netzausbaubedarf in manchen Fällen zu reduzieren, sondern auch, bei geringeren zusätzlichen Kosten gleich hohe bzw. teilweise höhere Mengen erneuerbarer Energie in die bereits bestehenden Netze zu integrieren.

Unterschiedliche Smart-Grid-Teiltechnologien, wie z. B. die Informations- und Kommunikationstechnologien (vgl. [53], [65], [66], [71], [83]), intelligente Regelkonzepte (vgl. [12], [49], [81]) oder regelbare Ortsnetztransformatoren (vgl. [71] und [81]) stehen zur Verfügung, um abhängig vom jeweiligen Netzzustand die Aufnah-

¹¹ GeSI: SMART 2020, <http://gesi.org/portfolio/project/5> und EPRI2008: The green grid: Energy savings and carbon emissions reductions enabled by a smart grid, Palo Alto, Kalifornien, USA http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/SGNR_2009_EPRI_Green_Grid_June_2008.pdf

mekapazität an volatilen Erzeugungsanlagen lokal zu steigern.

Der wesentliche Nutzen von intelligenten Regelkonzepten besteht neben der Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs darin, die Dichte an dezentralen Strombereitstellungstechnologien zu erhöhen und den Netzausbau auf der Mittel- und Niederspannungsebene zu geringeren zusätzlichen Kosten durchzuführen (vgl. [12], [53], [81]).

Im Zuge der Erstellung der Technologieroadmap wurde seitens der Netzbetreiber besonders der Nutzen der Smart-Grid-Technologien zur Steigerung der Hosting Capacity (siehe Kapitel 2.4.) identifiziert.

Kosteneffiziente Netzausbaumaßnahmen

Ohne Smart Grids kann den Anforderungen, die zunehmende Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen mit sich bringt (vgl. [12], [64], [49]), zumeist nur durch einen konventionellen Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze begegnet werden. Die vorhandenen Studien (vgl. [12] und [81]), die Netzausbaumaßnahmen mit Smart-Grid-Anwendungen verglichen, zeigen, dass durch Smart-Grid-Technologien die Mehrkosten für die Modernisierung der Netzinfrastruktur verringert werden können. Dadurch entsteht in diesem Zusammenhang aus volkswirtschaftlicher Sicht Nutzen durch Smart Grids.

Flexibilität wird für den Netzbetrieb zugänglich

Auf Basis von Informationen zu Netzzuständen ist der Netzbetreiber mittels Kommunikations- und Informationsinfrastruktur in der Lage, lastflusssteuernde Maßnahmen durchzuführen [66]. Dezentrale Einspeiser und viele kleine verteilte Verbraucher können effizient aufeinander abgestimmt werden und durch bedarfsgerechten Einsatz den Netzbetrieb unterstützen.

Muss der Netzausbau nicht auf 100% der Volllast und Volleinspeisung ausgelegt werden, können zusätzliche Mehrkosten für den Netzausbau reduziert werden. In diesem Fall bringt die Einbindung von Flexibilität einen Zusatznutzen: Die Fernsteuerung beispielsweise von dafür geeigneten Lasten, also die kurzfristige Steuerung der Energienachfrage durch den Netzbetreiber, stellt ein geeignetes Mittel zur Sicherung der Power Quality dar (vgl. [12] und [64]). Gemäß [71] sollen durch den vermehrten Einsatz von Speichertechnologien beim Endkunden ein höherer Nutzungsgrad erneuerbarer

Stromtechnologien und ein Beitrag zur Vermeidung von Lastspitzen möglich sein.

Die neuen Technologien zur Unterstützung des Netzbetriebes, welche in Kapitel 2.4.4. beschrieben sind, haben aus Sicht der Netzbetreiber hohes Potenzial, um Nutzen zu stiften. Smart-Grid-Technologien können aber nicht nur Flexibilität für den Netzbetrieb nutzbar machen, sondern auch eine verbesserte Abstimmung der Flexibilitätsbedürfnisse des Energiemarktes und des Netzbetriebs ermöglichen (siehe Kapitel 2.5.2.). Dadurch wird ein großer Nutzeneffekt erwartet.

4.2.2. Nutzen für Stromlieferanten und Energiehändler

Stromlieferanten und Energiehändler profitieren von Smart Grids vor allem durch die erhöhte Verfügbarkeit von Verbrauchsdaten und die IKT-Anbindung der Endkunden. Dadurch ergeben sich Möglichkeiten für neue oder verbesserte Geschäftsmodelle und Dienstleistungen.

Smart Grids ermöglichen die Einbindung der Nachfrageseite in den Energiemarkt

Sowohl private als auch gewerbliche/industrielle Stromkunden sehen sich heute vorrangig mit zeit- und mengenunabhängigen Strompreisen und Netzentgelten konfrontiert. Die Nachfrage reagiert in nur sehr geringem Maß auf die Erzeugungssituation. So trifft hohe Stromnachfrage oftmals auf teure Kraftwerkskapazitäten. Dies ist volkswirtschaftlich ineffizient.

Die Einbindung der Nachfrageseite bietet die Möglichkeit, Strom wirtschaftlich effizienter zu verbrauchen, resultierend in monetären Einsparungen beim Endkunden und positiven Effekten auf die volkswirtschaftliche Wohlfahrt (vgl. [71] und [80]). Die Einspeisung insbesondere der volatilen Energiequellen Wind und Sonne bedingt eine verstärkte Vernetzung und Einbindung der Nachfrageseite in Steuerungsmaßnahmen im Stromnetz.

Das Smart Grid erlaubt durch die IKT-basierte Vernetzung die Einbindung der Nachfrageseite auch in den Energiemarkt. Diese spielt für den Energiemarkt vorrangig bei der Übertragung der Signale in Richtung des Kunden (z. B. Preisinformation, Steuersignal etc.) eine Rolle. Dort kommen IKT-basierte Anwendungen wie hochfrequente Messung und Automatisierung hinzu.

Entstehung neuer Geschäftsmodelle und Dienstleistungen zur Kundenbindung

Flexible Energiepreise

Unter der Voraussetzung des zukünftigen flächendeckenden Einbaus von Smart Meter werden auch vermehrt Grundlagen für das Anbieten von flexiblen Energiepreisen möglich. Durch die Bereitstellung detaillierter Daten können dem Kunden zeit- bzw. lastvariabel Energiepreise angeboten werden.

Im Sinne der effizienten Nutzung der Energie wird es damit möglich, dem Kunden eine höhere Frequenz der Verbrauchsinformation zu ermöglichen. Damit kann sich der Endkunde mehr Information über seinen Strombedarf einholen, z. B. über ein Webportal.

Intelligente Gebäude und Haushalte

Aufbauend auf einer flächendeckenden Smart-Meter-Infrastruktur kann auch das Thema „intelligente Gebäude und Haushalte“ unter dem Aspekt der Energieeffizienz umgesetzt werden. In einem ersten Schritt kann dem Kunden durch Aufbereitung der Verbrauchsdaten zeitnah Feedback zu seinem Verhalten gegeben werden. In einem zweiten Schritt können Gebäude- und Home-Automation-Systeme (Customer-Energy-Management-Systeme) über die automatische Berücksichtigung von entsprechenden Preissignalen in die Steuerung der Geräte und Anlagen in den Haushalten die Energiekosten für die Konsumenten optimieren. Dadurch kann die zukünftig notwendige Flexibilität zum Ausgleich der Volatilität durch die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energie im Energiesystem weiter erhöht werden.

Nutzung von Lastflexibilität

Derzeit existiert in Österreich hauptsächlich das System der unterbrechbaren Versorgung (z. B. „Nachtstrom“). Zukünftig könnten durch die Bündelung von Lasten bei Kleinkunden (z. B. Wärmepumpen) auch komplexere Netzdienstleistungen erbracht werden. Generell gilt für die mit dem Netzbetreiber akkordierte Lastverschiebung, dass diese die Entscheidung des Kunden bleiben wird [74].

Unterschiedliche Feldtests zeigen eine Effektivität der Signalgebung an den Endkunden. Mit Preisampeln konnten persistent 12% aus Höchstlast- in Niederlastzeiten und 4% von Hochlast- in Niederlastzeiten verlagert werden (vgl. [68] und [78]). Mit Eventtarifen, die

z. B. Zeiten kritischer Netzkapazitäten oder günstiger Verfügbarkeit von Strom signalisieren, können in den Eventzeiten je nach Tarif Mehrverbräuche von 30% bzw. Einsparungen von 20% nachgewiesen werden (vgl. [68] und [30]). Auch klassische Tag-Nacht-Tarife erreichen eine Kombination aus Verschiebungen und Einsparungen von 5 bis 8% (vgl. [68], [70], [79]).¹²

Optimierung der Bilanzgruppe wird möglich

Smart-Grid-Technologien ermöglichen genauere Informationen über den Verbrauch und die Erzeugung. Durch die zeitscharfe Kenntnis der Nachfrage und den Einsatz verbesserter Prognose für die erneuerbare Erzeugung können die Fahrpläne der Bilanzgruppe verbessert werden. Die Möglichkeit, Flexibilität zu nutzen, bringt weiteres Optimierungspotenzial bei fluktuierender Erzeugung in der Bilanzgruppe.

4.2.3. Nutzen für dezentrale Erzeuger

Erneuerbare Erzeugungstechnologien wie Photovoltaik und Windkraft gelten als Treiber für die Umsetzung von Smart-Grid-Lösungen (vgl. [12], [64], [49]) im Bereich der Verteilernetze. Ein wesentlicher Nutzen der Smart Grids ist die Möglichkeit der vermehrten bzw. effizienteren und schnelleren Einbindung von dezentraler Erzeugung in bestehende Netze gegenüber dem konventionellen Ausbau der Netze. Dadurch haben die dezentralen Erzeuger den Nutzen, zu optimaleren Bedingungen an das Netz angeschlossen werden zu können.

In DG DemoNetz [12] wird für mehrere Demonetze der Bestand sowie der Zubau dezentraler Einspeisung durch Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse/Biogas untersucht, während in SG Essences [81] unterschiedliche Maßnahmen (intelligente Regelkonzepte) zur maximalen PV-Integration in ländliche Niederspannungsnetze analysiert werden. Weitere Studien betrachten dezentrale Erzeuger als Treiber, um sich mit U- und Q-Regelung auseinanderzusetzen [49]. Die Potenziale an dezentraler Einspeisung werden in den Studien für den jeweiligen Netzabschnitt ermittelt, darüber hinaus existieren für jede Erzeugungstechnologie Potenzialstudien, wie z. B. für Photovoltaik und Windkraft.

Hierbei zeigen sich im Vergleich zum Referenzszenario eine Reduktion der CO₂-Emissionen sowie moderate Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz.

¹² Die Studien [MeRegio, moma, etelligence und ECOFYS] stammen aus Deutschland.

Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen z. B. BHKWs nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

4.3. Nutzen von Smart Grids aus Sicht der Industrie

Smart Grids ermöglichen durch die Verfügbarkeit von mehr Daten aus dem Netz, den zeitnahen Verbrauchsdaten der Endverbraucher bis hin zur Möglichkeit der Nutzung von Flexibilität das Entstehen neuer Marktchancen für innovative Produkte, Technologien und Dienstleistungen. Zudem zeichnet sich bereits heute ab, dass sich neue Akteure im Markt etablieren werden.

Arbeitsplätze sichern und neu schaffen

Die Implementierung von Smart-Grid-Technologien bringt für die nächsten Jahre einen hohen Bedarf an Investitionen mit sich. Die Bestrebungen sowohl der österreichischen innovativen Industrie als auch der Politik müssen daher darauf gerichtet sein, durch diese Investitionen die Wertschöpfung im Inland zu steigern, Arbeitsplätze zu sichern und heimische Unternehmen im internationalen Wettbewerb zu stärken.

Die Europäische Kommission schätzt, dass bislang in Europa 1,4 Mio. Arbeitsplätze in der CO₂-armen Energiewirtschaft geschaffen wurden, wobei (insbesondere mit Blick auf die USA, wo Investitionen in intelligente Netze rund 280.000 neue direkte Arbeitsplätze geschaffen haben) von einer signifikanten Anzahl zusätzlicher Arbeitsplätze bei der Realisierung von Smart Grids in Europa ausgegangen wird.¹³

In österreichischen Unternehmen sind derzeit, abgesehen von reinen Smart-Grid-Komponenten- und -Systemherstellern, wie z. B. Wechselrichter, Leit- und Automatisierungs- und Kommunikationstechnik, noch vergleichsweise wenige Mitarbeiter dem Smart-Grid-Sektor zugeordnet. Aber in all diesen Unternehmen wird erwartet, dass die Anzahl der Mitarbeiter steigen wird. Damit entwickeln sich Smart Grids auch zu einem Jobmotor in Österreich.

¹³ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Intelligente Stromnetze - von der Innovation zur Realisierung, KOM(2011) 202 endg.

Neue Exportmärkte erschließen

Neue Arbeitsplätze werden vor allem dann entstehen, wenn sich Österreich als Smart-Grid-Leitmarkt positionieren kann, wodurch die Exportchancen der heimischen Unternehmen gestärkt werden könnten. Bereits heute haben die Unternehmen in den in der Technologieroadmap beschriebenen Anwendungsfällen einen relativ hohen Exportanteil ihrer Umsätze. Bis 2020 erwarten die österreichischen Unternehmen eine weitere Steigerung der Exportquote.

Aktuelle Erhebungen der Europäischen Kommission und von eurelectric¹⁴ zeigen deutlich, dass Österreich bei Smart-Grid-relevanter Forschung, Entwicklung und Demonstration im internationalen Vergleich führend ist, woraus sich ein deutlicher Vorteil gegenüber internationalen Mitbewerbern entwickeln kann.

Eine Abschätzung der Exportchancen für innovative heimische Unternehmen im Smart-Grid-Bereich wurde jedoch noch nicht durchgeführt. Unter den zwölf wichtigsten Exportländern Österreichs befinden sich die drei in der Smart-Grid-Forschung & -Demonstration in absoluten Zahlen aktivsten Länder: Frankreich, Großbritannien und Deutschland. Aber auch mit – bei diesem Thema aktuell weniger aktiven – Ländern, wie Polen, Ungarn und der Slowakei, bestehen intensive Handelsbeziehungen. Österreichische Hersteller von Smart-Grid-relevanten Technologien und Komponenten sehen sich damit potenziellen Exportmärkten gegenüber, die nicht neu erschlossen werden müssen, sondern mit denen bereits langjährige und stabile Beziehungen bestehen. Gleichzeitig sind dies Märkte, die sich an unterschiedlichsten Entwicklungspunkten befinden und damit ein breites Spektrum an Produkten und Dienstleistungen benötigen.

Innovative Dienstleistungen etablieren

Dass der Markt für neue Dienstleistungen erst im Entstehen ist, spiegelt sich auch in der Unternehmenslandschaft in Österreich wider. Heute existieren bereits einige Lösungen, die sich auf den Bereich Endkunden konzentrieren (siehe auch die Beschreibung der Entwicklungsachse Endkunden). Bis 2020 wird jedoch ein wachsender Markt für Dienstleistungen in allen Bereichen der Smart-Grid-Anwendungsfälle erwartet. Der Markt für Dienstleistungen und insbesondere für IKT ist ein hochdynamischer; so zeigen aktuelle Erhebungen

¹⁴ <https://portal.smartgridprojects.eu/Pages/Map.aspx>

der Statistik Austria¹⁵, dass mehr als 20% der schnell wachsenden Unternehmen in Österreich in diesen beiden Bereichen tätig sind.

Da Dienstleistungen im Energiebereich, wie Erzeugungs- und Verbrauchspooling oder Eigenverbrauchsoptimierungen meist lokale Lösungen benötigen, werden Unternehmen in diesem Sektor vermutlich eher im KMU-Bereich angesiedelt sein. Dies ist für die österreichische Unternehmenslandschaft positiv zu sehen, da KMUs in Österreich einen hohen Anteil an der Gesamtwirtschaftsleistung aufweisen. Aber auch große Unternehmen, die bisher im Bereich der Herstellung tätig sind, sehen bis ins Jahr 2020 das Potenzial im Dienstleistungsbereich neue Geschäftszweige zu entwickeln. Dies erfolgt dann oft auch in Kooperation mit kleineren Dienstleistungsunternehmen.

Kooperationen zwischen Industrie und KMUs stärken

Aus den bisherigen Erfahrungen zeigt sich, dass aus Kooperationen zwischen etablierten Unternehmen und innovativen KMUs effiziente Lösungsstrategien entwickelt werden können. Das Beispiel der Zusammenarbeit zwischen der Verbund und entelios zeigt, dass das operative Know-how des KMU (Aggregation und Energiehandel) durchaus von Interesse für ein Energieunternehmen sein kann, um neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Das Beispiel Cybergrid zeigt, dass neu gegründete Unternehmen nach Entwicklung einer erfolgversprechend Geschäftsidee offensichtlich Vorteile aus der Verbindung mit großen Konzernen ziehen können.

4.4. Nutzen von Smart Grids aus Sicht der Haushalte

In Österreichs Haushalten steigt die Durchdringungsrate jener, die mit Anlagen zur dezentralen Energieerzeugung, z. B. PV-Anlagen, ausgerüstet sind, kontinuierlich. Der durch die Einführung von Smart-Grid-Technologien entstehende Nutzen liegt insbesondere darin, dass – wie die bisherigen Forschungsergebnisse deutlich zeigen – die Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen und steuerbaren Lasten durch Smart-Grid-Lösungen kostengünstiger und in höherem Ausmaß realisiert werden kann.

Smart Grids bringen aber auch für Haushalte, die reine Energiekonsumenten sind, darstellbare Nutzen.

Neue Tarif- und Preismodelle

Neue Tarif- und Preismodelle bringen Vorteile für den Kunden. Generell wird in den Studien zur Lastverschiebung, die durch innovative Tarifmodelle initiiert werden können, ein hohes Potenzial festgestellt. Vor allem für die Vermeidung von Lasten in Spitzenzeiten (Peak Clipping) besteht ein hohes Potenzial, wobei ein Teil des erzielbaren Effekts insbesondere bei Haushalten nicht nachgeholt wird, d. h. eine Einsparung darstellt. Kunden mit höherem Verbrauch können relativen und absolut höheren Nutzen aus der Lastverschiebung generieren [73]. Generell ist, ähnlich den Ergebnissen zur Lastverschiebung, eine Fokussierung auf bestimmte Gruppen zielführend. Unterschiedliche Feldtests zeigen eine Effektivität der Signalgebung an den Endkunden. Mit Preisampeln konnten dauerhaft 12% aus Höchstlast- in Niederlastzeiten und 4% von Hochlast- in Niederlastzeiten verlagert werden (vgl. [68] und [78]).

Detailliertere Verbrauchsinformation

Aus Haushaltskundensicht entsteht darüber hinaus auch Nutzen durch hochaufgelöste Verbrauchsinformationen, die durch Smart-Grid-Technologien ermöglicht werden (vgl. [71], [80], [67], [74]). Dadurch werden Rückschlüsse auf das eigene Verbrauchsverhalten möglich und können Zusammenhänge zwischen Nutzung und Verbrauch aufgezeigt werden.

Bisher in Österreich durchgeführte Feldtests, in denen die Wirkung vermehrter Verbrauchsinformationen getestet wurden, zeigen durchschnittliche Einsparungen zwischen 3% bzw. 5% des Haushaltsstromverbrauchs (vgl. [37], [63], [73], [69]). Diese österreichischen Werte werden durch deutsche Feldtests im Rahmen des E-Energy-Programms bestätigt. Neben den positiven Effekten, die direkte Verbrauchsinformationen bringen können, kann es im Zuge des Angebots dynamischer und/oder tageszeitabhängiger Entgelte auch zu einer Bewusstseinsbildung beim Kunden kommen, die zu ähnlichen Einspareffekten führt [68].

Im Sinne der effizienten Nutzung der Energie wird es damit möglich, dem Kunden eine höhere Frequenz der Verbrauchsinformation zu bieten. Damit kann sich der Endkunde mehr Information über seinen Strombedarf einholen, z. B. über ein Webportal.

¹⁵ Exportanteil 2013 von Statistik Austria, Außenhandel

Weitere indirekte Vorteile für Haushalte

Daneben ergeben sich Vorteile, die indirekt (z. B. über neue Produkte) dem Kunden zugutekommen. Hierzu zählen die Statuserhebung des Verteilernetzes oder – aktuell noch weniger greifbare – Produkte, wie die Nutzung durch Flexibilitätsoperatoren oder andere Energiedienstleister und Technologieanbieter (vgl. [65], [74], [77], [37]) und nicht zuletzt der Wandel des Energiesystems und der relativ kostgünstiger Betrieb.

Kooperationen mit Industrie und Energiewirtschaft

Durch Kooperationen zwischen Forschung, Industrie und Energiewirtschaft ist es möglich, Forschungs- dienstleistungen anzubieten, welche zum Teil zu Spin-offs führen werden und damit die Wirtschaft unterstützen können.

4.5. Nutzen von Smart Grids aus Sicht der Forschung

Die Forschung hat bisher einen wesentlichen Beitrag und Grundlagenarbeit für die Entwicklungen rund um Smart-Grid-Technologien geleistet. Sowohl außeruniversitäre Forschungsinstitute wie auch Universitäten und Fachhochschulen konnten und können folgenden Nutzen daraus ziehen:

Neue Forschungsfelder und Kompetenzen

Rund um das Themenfeld Smart Grid wurden und werden neue Forschungsfelder und Kompetenzen aufgebaut und etabliert. Dies spiegelt sich in der Kooperation und integrativen Betrachtung von bisher getrennten Disziplinen, wie beispielsweise Energietechnik und Kommunikationstechnik, wider. Durch die neuen Forschungsfelder werden zusätzliche Jobs in F&E geschaffen, verbunden mit einem Know-how-Gewinn und entsprechendem Kompetenzaufbau.

Kontinuität im F&E Umfeld

Die Entwicklung von Smart Grids ist ein langfristiges Projekt und unterliegt keiner kurzfristigen Strömung, womit die notwendige Kontinuität im F&E-Umfeld für einen nachhaltigen Kompetenzaufbau gegeben ist. Zusätzlich zu den neuen Forschungsfeldern und den dahinterliegenden österreichischen Projekten erlaubt dies den Aufbau einer nachhaltigen Forschungsexzellenz, die bereits zu einer führenden europäischen und internationalen Positionierung der österreichischen Forschungsunternehmen im Bereich Smart Grid geführt hat. Aus den Forschungs- und Entwicklungsprojekten entsteht eine Vielzahl von ausgezeichneten wissenschaftlichen Publikationen. Dies alles resultiert letztlich in einer Attraktivierung des Forschungsstandortes Österreich.

5. Die Ausbildung als Schlüssel für die Zukunft

Der Erfolg von Weiterentwicklung, Umsetzung und Integration von Smart Grids in die existenten Strukturen der elektrischen Energiesysteme und -versorgung hängt nicht zuletzt von der Verfügbarkeit qualifizierter Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ab. Mit einer breiten Implementierung von Smart Grids sind somit auch Personalplanung und -entwicklung eng verbunden, vor allem aber Aus- und Weiterbildung.

5.1. Erfassung der Anforderungen an die Ausbildung

Zur Einschätzung der Anforderungen wurde der Ausbildungsbedarf für qualifizierte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in den verschiedenen Technologiefeldern von Smart Grids anhand von Interviews mit Vertretern repräsentativer Unternehmen und Institutionen erhoben (Technologieanbieter, Netzbetreiber sowie Forschungs- und Lehrinrichtungen).

5.1.1. Allgemeine Anforderungen an Smart-Grid-Technikerinnen und -Techniker

Der Umgang mit Smart Grids verlangt für Entwicklungen in den unterschiedlichen Bereichen wie Smart Metering, Komponenten des Netzbetriebes, Softwareentwicklung und IKT-Anbindung ausgebildete Technikerinnen und Techniker, die über

- fundiertes Grundlagenwissen in Elektrotechnik,
- fundiertes Wissen aus der klassischen Energietechnik (inkl. Netzbetrieb),
- für die Tätigkeit zugeschnittenes fachspezifisches Know-how und
- wirtschaftliches Basiswissen (inkl. Energiewirtschaft) verfügen.

Um Lösungsansätze kreieren und auf ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit und Umsetzbarkeit überprüfen zu können, werden auch die zukünftigen Technikerinnen und Techniker ein großes spartenübergreifendes Know-how einsetzen müssen. Darüber hinaus ist aufgrund der internationalen Ausrichtung der Unternehmen die Kenntnis von Sprachen, insbesondere Englisch, nach wie vor unerlässlich.

5.1.2. Fachliche Anforderungen an Smart-Grids-Technikerinnen und -Techniker

Im Verständnis von Smart Grids ist es evident, dass die eigentlichen Technologierichtungen von Smart Grids nicht so sehr in der Primärtechnik, sondern vielmehr in der Sekundär- und Tertiärtechnik gelegen sind. Damit liegt es auf der Hand, dass in allen Befragungen die fachlichen Anforderungen, beginnend mit

- praxisbezogenem Kennen und Können der Grundlagen der Elektrotechnik und
- praxisnahem Kennen und Verstehen von Struktur und Funktionalität der elektrischen Energieversorgung, insbesondere der Energieverteilungssysteme, als essentiell genannt wurde.

Dazu folgen die Anforderungen zu den ergänzenden Fachbereichen von Smart Grids, die spartenspezifisch notwendig sind, wie praxisbezogenes Kennen und Können von

- Leistungselektronik, Automatisierungstechnik, Mess- und Regeltechnik,

- Energie- und Netzwirtschaft,
- Softwareentwicklung, Software Engineering, Energieinformatik,
- Telekommunikation in Verbindung mit Energietechnik,
- Innovationsmanagement-Technologien.

Österreichische Unternehmen sehen für die Zukunft den höchsten Bedarf an Absolventen auf Hochschul-/FH-Niveau in folgenden Sparten:

- Netzregelung, Leistungselektronik
- IT und Energieinformatik
- Telekommunikation in Verbindung mit Energietechnik
- Softwareentwicklung, Software Engineering
- Netzwerktechnik
- Energie- und Netzwirtschaft
- Innovationsmanagement
- Informatik und Elektrotechnik

Auf Sekundarniveau (HTL, Lehre) in folgenden Sparten:

- Telekommunikation in Verbindung mit Energietechnik
- Energie/Automatisierung und IT-Kombination
- Softwareentwicklung, Software Engineering
- Informatik und Elektrotechnik

5.2. Aus- und Weiterbildungsangebote

Die Bildungsangebote wurden mittels Interviews mit Vertretern von Technischen Universitäten (TUs), Fachhochschulen (FHs) und Höheren Technischen Lehranstalten (HTLs) der Studienrichtungen Elektrische Energie- und Informationstechnik sowie anhand der Curricula der einschlägigen Ausbildungsinstitutionen (Lehrausbildung, HTLs) und Studienzweige an FHs und TUs erhoben. Weiters wurde der Bericht des ibw an das Arbeitsmarktservice (AMS) Standig Committees on New Skills für den Cluster Elektrotechnik, Elektronik, Telekommunikation einbezogen.

5.2.1. Ausbildung in der Berufslehre

Die bei EVUs und Netzbetreibern angesiedelten Lehrlingsausbildungen integrieren kontinuierlich die neuesten Ausbildungsanforderungen und Handlungskompetenzen. Im Vordergrund stehen die Kenntnis neuer Komponenten und deren fachgerechter Einsatz. Die Lehrlingsausbildungen in der Energiewirtschaft bilden

das Rückgrat für die Lehrlingsausbildung Energietechnik. Eine ergänzende Ausbildungsschiene ist die etablierte Lehrlings-Spezialausbildung Erneuerbare Energien.

5.2.2. Ausbildung in der Sekundarstufe HTL

Die höheren Abteilungen für Elektrotechnik der HTLs bieten teils die Ausbildungsinhalte für Generalisten der Elektrotechnik mit Ausblick auf Smart Grids (z. B. HTL Mödling) und teils Ausbildungsinhalte mit dem schulautonomen Schwerpunkt Erneuerbare Energien (z. B. TGM Wien) an. In Einschätzung der inhaltlich sehr umfangreichen Bildungs- und Lehraufgaben und der in den beiden Lehrplanvarianten vorgesehenen Stundenkontingente für Energiesystem bzw. erneuerbare Energie inklusive Vertiefung in den 5. Jahrgängen kann die Thematik Smart Grids nur eingeschränkt vermittelt werden, selbst bei einschlägiger Erfahrung der Lehrenden. Die verpflichtenden Diplomarbeiten der Studierenden im 5. Jahrgang bieten Möglichkeiten zur Vertiefung auch in Richtung von Smart Grids, vorzugsweise in Kooperation mit Industriepartnern oder der Energiewirtschaft.

5.2.3. Ausbildungsangebote an Fachhochschulen

Der Campus Wien bietet keine dezidierte Ausbildung mit Spezialgebiet Smart Grids, wickelt jedoch Smart-Grid-bezogene kooperative Projekte mit Industriepartnern etwa zur dezentralen Spannungsstabilisierung und Energiespeicherung in intelligenten Stromnetzen ab. Die Fachhochschulen Technikum Wien, Salzburg Ressel Zentrum und Kufstein bieten spezielle Lehrveranstaltungen für den Schwerpunkt Smart Grids an.

Allen Curricula ist gemeinsam, dass die Lehrinhalte äußerst umfangreich sind. Daher ist nicht auszuschließen, dass das Thema Smart Grid und dessen Zusammenhänge nur oberflächlich behandelt werden können. Eine Chance zur Vertiefung bieten die verpflichtenden Praxissemester für Bachelor- und Masterstudien sowie die für diese Abschlüsse notwendigen Thesepapiere, die in Zusammenarbeit mit Technologieanbietern sowie Betreibern von Mittel- und Niederspannungsnetzen erarbeitet werden.

5.2.4. Ausbildungsangebote an technischen Universitäten

An den technischen Universitäten Wien und Graz werden spezielle Lehrveranstaltungen für den Schwerpunkt Smart Grids angeboten.

Auch für Studierende an TUs sind Thesenpapiere im Bachelor- und Masterstudium die Möglichkeit, sich dem Thema Smart Grid intensiver zu widmen.

5.2.5. Ausbildungsangebote für die berufliche Weiterbildung

Sowohl in berufsbezogenen Weiterbildungskursen von WIFI, BFI, ÖVE etc. als auch in Fachkursen des New Skills Programms des AMS werden verschiedene Teilbereiche von Smart-Grid-Technologien behandelt, um Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die bereits im Berufsleben stehen, die notwendigen Fähigkeiten und Fertigkeiten zu vermitteln.

5.2.6. Ausbildungsangebote für Lehrende

Lehrende benötigen für die Vermittlung der komplexen Anforderungen von Smart Grids ein profundes Wissen und viel Erfahrung über traditionelle elektrische Energiesysteme und gleichzeitig die Offenheit für die IKT-Technologie. Hier muss die Frage beantwortet werden, wie der Lehrende, gleichgültig auf welcher Ausbildungsebene, den Wissensstand kontinuierlich aktualisieren kann. Hier bräuchte es organisierte Unterstützungsangebote. Pädagogische Hochschulen etwa haben dazu keine Angebote.

Im Zuge der neuen Lehrkräfteaus- und -weiterbildung werden für Lehrende an den HTLs mit dem Schwerpunkt Elektrotechnik/Elektronik von Vertretern der Energiewirtschaft sowie dem ÖVE mehrtägige Workshops an der PH Niederösterreich abgehalten. In diesen werden die Energiesysteme der Zukunft beschrieben, wobei Schwerpunkte alternative Energieerzeugungssysteme und Übertragungsnetze sind.

5.3. Handlungsempfehlungen für die zukünftige Ausbildung

Grundsätzlich ist eine Sensibilisierung für das Thema Energiewende, Effizienz und Technologie in der gesamten Bevölkerung wünschenswert. Eine Bildungsinitiative, als integraler Bestandteil der Energiewende in Österreich, könnte den Wissenstransfer rund um das Thema Energie unterstützen und beschleunigen. In allgemeinbildenden Zweigen der Mittelschule bis hin in die Volksschule sollten die Kinder bereits mit diesen Themen konfrontiert werden.

5.3.1. Anforderungen an die Pädagogik

Die Befragung in den Unternehmen hat einerseits die Notwendigkeit einer besseren Vermittlung der technologischen Grundlagen für die zukünftigen Techniker ergeben. In den letzten Jahren ist gerade die Spezialisierung auf neue Technologien auf Kosten der Grundlagenvermittlung vorgenommen worden. Andererseits muss die zukünftige Ausbildung trotzdem praxisnah gestaltet und teilweise in neuen Kombinationen angeboten werden.

Daraus ergeben sich folgende Anforderungen für die Gestaltung zukünftiger Aus- und Weiterbildungen:

- fundierte Vermittlung von
 - Grundlagenwissen:
 - Elektrotechnik: Energietechnik
 - Elektrotechnik + IKT allgemein
 - IKT: Übertragungstechnologien, Sicherheitsaspekte
 - aktuellen Themen, Technologietrends
 - technisch-wissenschaftlichen Arbeitsmethoden
- Die Erneuerung von Bildungsunterlagen auf aktuellem Stand der Innovationen
- Vertiefungsphase zur multidisziplinären Vernetzung von Elektrotechnik und IKT:
 - Vertiefung anhand ausgewählter praxisnaher typischer Beispiele
 - Learning by Doing, erlebter Mix aus Fachtheorie und Fachpraxis
- Praxisnaher Teil der Ausbildung durch Kooperationen mit Unternehmen:
 - Herantragen von Praxis aus den Unternehmen an die HTL
 - „Industry goes Students“
 - Praxissemester/Mitarbeit Studierender in den Unternehmen zur Interessenförderung und Motivation
 - Recruiting via Firmenpraktikum, Diplomarbeit etc.
- Softskills: Präsentation, Kommunikation, Teamarbeit, Sprachen
- Spezialisierung durch Kurzlehrgänge oder Vertiefung und Spezialisierung erst während des Berufslebens, „Training on the Job“, interdisziplinäres Denken (Netzbetreiber, Industrie, Forschung)

5.3.2. Angebote zur Nutzung innerhalb des Bildungssystems

Auch bereits in den niedrigeren Ausbildungsstufen sollte im Unterricht auf die vielfältigen Informationsangebote zum Thema Energie zurückgegriffen werden.

Mit einer Ausbildungsinitiative Technologiekompetenz könnte das Ziel erreicht werden, bereits in einem frühen Ausbildungsstadium die Qualität der Aus- und Weiterbildung praxisorientiert in ausgewählten Technologiebereichen zu heben. Zielführend dafür wären interdisziplinäre Konsortien aus Forschungseinrichtungen und Bildungsinstitutionen, die zur Förderung von Innovation, Kreativität und größerer Offenheit für technologische Themen auf allen Ebenen der Ausbildung dienen.

Eine Möglichkeit dazu würden Schülerlabore darstellen, die eine Auseinandersetzung mit moderner Wissenschaft erlauben. Dafür müssten modern ausgestattete Labore zur Verfügung stehen, wo Jugendliche selbstständig experimentieren können. Damit könnten junge Menschen bereits frühzeitig für eine spätere wissenschaftlich-technische Berufstätigkeit gewonnen werden.

In Deutschland gibt es aktuell 189 Schülerlabore im engeren Sinn, die alle MINT-Disziplinen¹⁶, Schuljahrgänge und -formen mit einem breiten Spektrum von Angeboten abdecken.

5.3.3. Anforderungen an die Unternehmen

Der Auftrag für Aus- und Weiterbildung liegt aber auch bei Netzbetreibern und Technologieanbietern selbst, da sie den konkreten Bedarf am besten kennen:

- Netzbetreiber sind aufgefordert, Mitarbeiter zu informieren bzw. im Bedarfsfall entsprechend zu schulen.
- Technologieanbieter und Netzbetreiber sollen über die WIFIs und BFIs Angebote an Gewerbebetriebe zur Wissensvermittlung machen.
- Der ÖVE soll die Kurse für die HTL-Lehrkräfte im Bereich Elektrotechnik/Elektronik weiter ausbauen.

- An den FHs und TUs sollen Industrie und Netzbetreiber auf entsprechende Lehrinhalte drängen und ausreichend Plätze für die Praxissemester sowie Themen für Thesenpapiere zur Verfügung stellen.
- Die Unternehmen müssen sich für eine hochwertige Aus- und Weiterbildung der Bevölkerung einsetzen. Dies können sie auch aktiv unterstützen durch:
 - Exkursionen von Schulklassen zu Unternehmen
 - Zurverfügungstellung von Praktikumsplätzen für Pflichtpraktika
 - Durch Unternehmen begleitete Projektarbeiten (z. B. für die Reifeprüfung)

¹⁶ Der Ausdruck „MINT“ ist ein Initialwort, das aus den betreffenden Fachbereichen Mathematik, Informatik, Naturwissenschaft und Technik gebildet wurde.

6. Handlungsbedarf und Ergebnisse

In Kapitel 2 wurden die technologischen Lösungen und der spezifische Handlungsbedarf für die Umsetzung von Smart Grids in Österreich nach Entwicklungsachsen gegliedert beschrieben. In diesem Kapitel wird nun der Handlungsbedarf für die Schlüsselakteure aufbereitet, welche eine wesentliche Rolle bei der Umsetzung von Smart Grids spielen.

Schlüsselakteure sind:

- Öffentliche Stellen (Ministerien, Regulator,...)
- Energiewirtschaft (Netzbetreiber, Stromlieferanten)
- Technologieanbieter
- Forschungseinrichtungen

6.1. Handlungsbedarf für alle beteiligten Akteure in der Smart-Grid-Entwicklung

Im Sinne einer gemeinsamen erfolgreichen Umsetzung von Smart Grids sollten sich alle beteiligten Akteure an Unterstützungsmaßnahmen beteiligen. Als Maßnahme nach innen sollte ein kontinuierlicher Dialogprozess **zwischen den beteiligten Akteuren** eingerichtet werden, um Aufgaben und Handlungsfelder und damit das Verständnis für andere Akteure zu verbessern. Als gemeinsame Maßnahme ist es relevant, die **Inhalte und den Nutzen von Smart Grids zu vermitteln**.

Durch die zunehmende dezentrale Erzeugung entsteht die Möglichkeit, mehr Verständnis für die Bedeutung der Energieversorgung bei Endkunden hervorzurufen. Die Rolle von Smart Grids wird in der öffentlichen Diskussion zunehmen. Dies muss genutzt werden, damit Experten und Entscheidungsträger ein abgestimmtes Bild des Nutzens und der Vorteile und Chancen von Smart Grids zeichnen. Insbesondere das Thema Schutz persönlicher Daten muss gelöst und klar kommuniziert

werden, ohne dabei den hohen Nutzen und die Möglichkeit zur Verwendung von notwendigen Messdaten für die Sicherheit und Effizienz des Energiesystems zu verhindern. Aktive Kommunikation über Risiken und deren Lösungen, aber auch über die Vorteile bzw. Chancen ist dringend notwendig. Smart Grids haben einen positiven volkswirtschaftlichen Effekt (vgl. Kapitel 4.1.). Durch die Kommunikation des Mehrwertes der Technologien kann das Thema nach außen positiv vertreten werden.

6.2. Handlungsbedarf für öffentliche Stellen

Ein klares Bekenntnis der Politik zur Energiewende und zu sicherer Energieversorgung ist notwendig, um langfristig volkswirtschaftlich optimale Ergebnisse zu erzielen.

6.2.1. Handlungsbedarf in den Ministerien

- **Abstimmung der zuständigen Stellen stärken:**
In Österreich sind die Zuständigkeiten für die im Bereich Smart Grids angesiedelten Themen wie Energie, Forschung, Sicherheit und Wirtschaft auf mehrere Ministerien und Behörden aufgeteilt. Daher ist eine durchgängige Strategieentwicklung schwierig. Gerade in Bereichen kritischer Infrastrukturi-

ren und Sicherheit ist ein abgestimmtes Vorgehen unerlässlich.

Die FTI-Strategie der Bundesregierung [89] trifft dazu konkrete Aussagen:

- *„Wir wollen die Kompetenzen der verantwortlichen Ministerien klar aufeinander abstimmen. Dazu sollen effiziente Koordinationsmechanismen unter den verantwortlichen Ressorts eingerichtet werden.“*
- *Die Aufgabenverteilung zwischen Ressorts und Förderungsagenturen soll durch höhere operative Unabhängigkeit der Agenturen bei gleichzeitig verstärkter strategischer Steuerung durch die Ressorts optimiert werden.“*

Nun gilt es, diese Abstimmung innerhalb der betroffenen Stellen durchzuführen, um mit einer gemeinsamen Strategie die Rahmenbedingungen für Industrie und Energiewirtschaft zu schaffen.

■ Klare Rahmenbedingungen für Innovationen schaffen

Durch ein klares Bekenntnis der Politik zur Energiewende und zu den dafür anfallenden notwendigen Kosten kann die Energiewirtschaft mit der dadurch entstehenden Sicherheit für Investitionen in Technologien, welche zu Effizienzsteigerung führen, den Betrieb und die Umsetzung von Smart Grids weiterführen. Nur durch einen klaren politischen Auftrag und Zielsetzungen unter Einbeziehung der Kunden sowie Anreize für diese, sich aktiv einzubringen, kann eine Umsetzung mit positiven volkswirtschaftlichen Effekten erfolgen.

Netzbetreiber könnten und sollten in Kooperation mit Industrie und Forschung die Rolle von Innovationsstreibern einnehmen. Ein innovationsförderndes Klima und regulatorische Rahmenbedingungen dafür sind zu gewährleisten.

6.2.2. Handlungsbedarf für die Regulierung

- **Weiterhin Anerkennung von angemessenen operativen Kosten:** Die Evolution des Energiesystems bietet unter anderem durch die Nutzung von Synergie- und Skaleneffekten viele Vorteile gegenüber der herkömmlichen Versorgung. Diesen Nutzenfunktionen stehen Kosten gegenüber. Smart-Grid-Lösungen führen in vielen Fällen zu einer Reduktion

oder zeitlichen Verzögerung der Investitionskosten, aber teils zu einem erhöhten Personalaufwand im Betrieb, etwa für die Wartung von Systemen oder das Datenmanagement. Auch die Anerkennung dieser Kosten der Netzbetreiber unter Beachtung eines Gesamtoptimums muss langfristig gesichert werden.

- **Anerkennung von Validierungsprojekten:** Ein Regulierungsrahmen muss geschaffen werden, um die Umsetzung der Validierungsregionen und weiteren Forschungsprojekte zu ermöglichen. Zur langfristigen Sicherung von Innovationen ist die Anerkennung der Kosten für geeignete Validierungsprojekte zu berücksichtigen.
- **Anforderungen an das Marktdesign klären:** Es sind Rollen und Verantwortlichkeiten zu definieren, welche die Umsetzung neuer Marktchancen erlauben. Die Entwicklungen auf europäischer Ebene dazu sind dabei zu berücksichtigen. Aus den unterschiedlichen Anwendungsfällen resultieren zahlreiche Anforderungen an das Marktdesign, wie in Kapitel 2 beschrieben wurde. So muss die Klärung erfolgen, ob neue Rollen notwendig sind und welcher bestehende bzw. neue Akteur diese übernehmen könnte. Diese Klärungen müssen unter transparenten und nachvollziehbaren Rahmenbedingungen und unter Einbeziehung von Kunden (Haushalte – Industrie), Ministerien, Netzbetreibern und Vertretern des Energiemarktes erfolgen.
- **Einsatz von Speichern und Nutzung von Flexibilität zur Unterstützung des Netzbetriebs:** Zur Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen, Integration der Erneuerbaren oder Erhöhung der Netzsicherheit kann es vorteilhaft sein, dass vom Netzbetreiber Speicher betrieben werden. Abgestimmte Rahmenbedingungen für die Bewirtschaftung dieser Speicher durch Netzbetreiber sind notwendig. Darüber hinaus werden Regeln erforderlich, wie Netzbetreiber neben den Marktakteuren auf Kundenanlagen und intelligente Gebäude zugreifen können. Dies kann durch entsprechende Netzanschlussbedingungen und/oder Mechanismen des freien Marktes erfolgen. Dazu gehört auch die Klärung der Frage, ob ein Speicher in eine Bilanzgruppe integriert werden kann bzw. sollte. Die Klärung erfordert Gespräche zwischen allen beteiligten Akteuren aus Behörden, Netzbetrieb, Energiemarkt und Technologieanbietern.

- **Festlegen der Verwertungsmöglichkeiten von Flexibilität:** Eine Regelung der teilweise divergierenden Anforderungen der beteiligten Akteure ist notwendig. Die Klärung erfordert intensive Gespräche zwischen allen beteiligten Akteuren aus Behörden, Netzbetrieb und Energiemarkt.
- **Minimalanforderungen für Security und Privacy festlegen:** Zur Schaffung von Investitionssicherheit sind Minimalanforderungen zu beschreiben, wobei höhere Schutzniveaus im Sinne der Versorgungs- bzw. Betriebssicherheit unterstützt werden können. Der wirtschaftlich-technische Aufwand für Security- und Privacy-Maßnahmen muss in einem ausgewogenen Verhältnis zum jeweiligen Bedrohungspotenzial stehen. Um die Balance zwischen Investition und Bedrohungspotenzial zu finden, ist ein Abstimmungsprozess zwischen Regulierung, Forschung, Technologieanbieter und den Netzbetreibern erforderlich. Ein geeignetes Mittel kann der von der Technologieplattform gestartete Entwicklungsprozess einer Smart-Grid-Referenzarchitektur in der RASSA-Initiative sein.

6.2.3. Handlungsbedarf bei Innovationsstrukturen und Fördermechanismen

Österreichische Akteure bringen weltweit herausragende Forschungsergebnisse hervor. Die Umsetzung der F&E-Ergebnisse in Innovation und Wertschöpfung gelingt in Österreich nur bedingt. Daher sind verbesserte Möglichkeiten, Innovationen zu erproben und umzusetzen, dringend zu schaffen:

- **Förderprogramme für den nächsten Umsetzungsschritt ausrichten:**
Treibende Faktoren bei Innovationsthemen sind kontinuierliche strategische Aktivitäten wie die Energieforschungsprogramme in der österreichischen Förderlandschaft. Handlungsbedarf besteht in Form eines laufenden Monitorings der thematischen Schwerpunkte und einer entsprechenden Weiterentwicklung der Förderschwerpunkte. Für Smart Grids sind folgende Schwerpunkte erforderlich:
 - Großflächige Validierungsprojekte in Österreich: Um die bisher bekannten und erarbeiteten technischen Lösungsansätze im Bereich Smart Grids wirtschaftlich sinnvoll umsetzbar zu machen, ist es notwendig größere Verteilernetzbereiche mit der entsprechenden Technik durchgängig auszurüsten. Diese Validierungsgebiete sollen

die Möglichkeit bieten, alle im Zusammenhang mit dem Rollout und dem laufenden Betrieb stehenden Prozesse zu definieren und zu optimieren. Dies sind z. B. Infrastruktur-Schnittstellen für aktives Netzmanagement, neue Funktionalitäten für IT-Komponenten und des Migrationspfads für IKT-Systeme inklusive Störungsdiagnose, Fehlerbehebung, Netzplanung und Customer Care. Die Demonstrationsregionen müssen im Rahmen des Regulierungsrahmens ermöglicht werden.

- Gemäß den neuen EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 ist in Regionalfördergebieten [104] eine Förderung von Smart-Grid-Investitionen unter gewissen Umständen möglich. Es wäre abzuklären, inwieweit mögliche Demonstrationsregionen in diesen Fördergebieten möglich sind, um auch von Seiten der EU Unterstützungen nutzen zu können. Dabei ist eine Abstimmung der Fördergeber mit den Akteuren der Energiewirtschaft und der Technologieanbieter vonnöten.
- Förderprogramme für längerfristige Entwicklungen: Langjährige Entwicklungen, wie die einer Smart-Grid-Referenzarchitektur, benötigen einen Forschungsrahmen, der dessen Entwicklung von der Genehmigung von Teilprojekten unabhängig macht.

Dafür müssen entsprechende programmübergreifende Förderstrategien und Förderprogramme von bmvit, FFG und KLIEN gemeinsam mit den Vertretern der Forschung, Energiewirtschaft und den Technologieanbietern abgestimmt werden.

6.3. Handlungsbedarf für Netzbetreiber

Smart Grids bieten den Netzbetreibern die Möglichkeit, weiterhin einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu optimalen Kosten zu gewährleisten. Dafür besteht noch der folgende Handlungsbedarf.

6.3.1. Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen

- **Kriterien für Kostenanerkennung definieren:** Zur Risikominimierung hinsichtlich der Anerkennung der Kosten für die Implementierung und den Betrieb neuer Smart-Grid-Lösungen sind Vorschläge für eine Kostenanerkennung gemeinsam mit dem Regulator auszuarbeiten. Dieser Handlungsbedarf wird als

hohe Priorität gesehen und sollte bis zur nächsten Regulierungsperiode (ab 2019) geklärt werden.

- **Großflächige Validierungsprojekte:** Der Umfang von und die Anforderungen an Validierungsregionen sind festzulegen, um geeignete Förderinstrumente und Rahmenbedingungen seitens der öffentlichen Stellen zur Verfügung stellen zu können. Die Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der entwickelten Lösungen müssen überprüfbar und gesichert sein. Für die Entwicklung einer Systemlösung für Österreich besteht dringender Bedarf an großflächigen Validierungsprojekten, daher sollte die Klärung bis Ende 2015 erfolgen, um geeignete Rahmen- und Förderbedingungen für die Validierung zu schaffen.
- **Sicherheitsanforderungen für die IKT-Infrastruktur festlegen:** Mit dieser Aufgabenstellung befassen sich bereits heute zahlreiche Fachleute bei Oesterreichs Energie in enger Kooperation mit Experten der Sicherheitsbranche. Die Fragen der IKT-System-sicherheit haben sowohl für Netzbetreiber als auch für Erzeuger hohe Priorität. Diese können im Zuge der Entwicklung einer Referenzarchitektur beantwortet werden. Das ist ein laufender Prozess, der bereits mit der RASSA-Initiative [103] der Technologieplattform Smart Grids Austria begonnen hat. Bei der Entwicklung einer Referenzarchitektur stehen die Netzbetreiber an zentraler Stelle.
- **Festlegen der Verwertungsmöglichkeiten von Flexibilität:** Es müssen Regeln definiert werden, wie Netzbetreiber auf Steuermöglichkeiten/Flexibilitätsangebote von Kundenanlagen und intelligenten Gebäuden zugreifen können. Dies kann durch regulatorische Vorgaben und entsprechende Netzanschlussbedingungen und/oder Mechanismen des freien Marktes erfolgen. Wenn die Klärung über die Nutzung von Flexibilität erfolgt ist, sind gemeinsam mit dem Energiemarkt abgestimmte Rahmenbedingungen für die Bewirtschaftung dieser Flexibilität notwendig.
- **Anforderungen an das Marktdesign klären:** Durch Smart Grids ergeben sich neue Marktchancen für bestehende und neue Akteure. Dadurch kommen auch für Netzbetreiber neue Aufgaben und Verantwortlichkeiten zu, die noch einer Klärung bedürfen.
 - Netzbetreiber müssen zur Aufrechterhaltung der

Netz-sicherheit ausreichend Handlungswerkzeuge zur Verfügung haben.

- Durch das Auftreten neuer Akteure entstehen neue Schnittstellen zwischen bestehenden und neuen Marktpartnern, dafür müssen die Rahmenbedingungen (Referenzmodell, Protokolle, logische Kommunikationswege, Datenmodelle) festgelegt werden.

6.3.2. Technologischer und wirtschaftlicher Handlungsbedarf

- **Neue Planungsansätze entwickeln und validieren:** Innovative Planungsansätze von Netzen (z. B. probabilistische Beurteilungsgrundsätze von Erzeugungsanlagen) können bei hoher Durchdringungs-dichte mit dezentraler Erzeugung den Ausbaubedarf verzögern. Diese sollten in Zukunft zur Anwendung kommen.
- **Neue Betriebsprozesse entwickeln und validieren:** Smart-Grid-Technologien bieten den Netzbetreibern neue Funktionalitäten für den Netzbetrieb und verändern umfassend auch bereits bestehende Prozesse. Die Verfügbarkeit von mehr Daten aus dem Netzbetrieb lösen bei den Netzbetreibern Veränderungen in ihren täglichen Betriebsprozessen aus. Daher müssen oft eingespielte Abläufe neu definiert und in den Unternehmen implementiert werden. Der Handlungsbedarf ergibt sich bereits mit der Implementierung der Smart Meter. Die Klärung muss gemeinsam mit den Technologieanbietern erfolgen.
- **Funktionale Anforderungen für Verteilernetz-monitoring definieren:** Eine Klärung der detaillierten funktionalen Anforderungen für die Implementierung eines Verteilernetzmonitorings (vgl. Kapitel 2.4.2.) mit den Technologieanbietern ist notwendig. Eine Gap- bzw. Anforderungsanalyse zwischen der IMA-Verordnung [86] und den künftigen Anforderungen für Smart-Grid-Anwendungen ist erforderlich.
- **Einbindung der Bestandsanlagen:** Die Entwicklung von Konzepten für die Einbindung von Bestandsanlagen in Smart-Grid-Lösungen ist gemeinsam mit den Technologieanbietern erforderlich.
- **Technische Einbindung von Kunden:** Es muss die technische Erreichbarkeit von Endkunden für netzgeführten Flexibilitätsabrufe geklärt werden.

- **Lokale Lösungen:** Ausgehend von einer Identifikation von lokal verwendbaren Reglerfunktionen und Einstellungen für bestimmte Netztypen sind Empfehlungen für allgemein gültige bzw. standardmäßig einzusetzende (lokale) Lösungen abzuleiten.

6.4. Handlungsbedarf für Stromlieferanten und Energiehändler

Smart Grids bieten für Stromlieferanten und Händler neue Marktchancen. Dafür besteht jedoch noch folgender Handlungsbedarf.

6.4.1. Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen

- **Anforderungen an das Marktdesign festlegen:** Durch Smart Grids ergeben sich neue Marktchancen für Lieferanten und Händler, die noch einer Klärung bedürfen.
 - Es wird vor allem die Rolle des Flexibilitätsoperators diskutiert. Es werden insbesondere die Abstimmung und Schnittstellen zwischen Markt und Netz zu klären sein. Zur Klärung, inwieweit das bestehende Marktmodell dafür geeignet ist, muss das Bilanzgruppensystem untersucht werden und gegebenenfalls Anpassungsbedarf aufgezeigt werden.
 - Klassifizierung der Kundensegmente: Eine Identifikation von Kundensegmenten mit deren Einspar- und Mehrwertpotenzialen ist zu erstellen. Sind entsprechende Vorteile durch die Nutzung von Flexibilität realisierbar, so ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen möglich.
 - Die Klärung der Anforderungen an das Marktdesign hat für die Energielieferanten und Händler hohe Priorität, da dies die Grundlage für neue Geschäftsmodelle ist.
- **Festlegen der Verwertungsmöglichkeiten von Flexibilität:** Die Nutzung der Flexibilität von Prosumern und Verbrauchern im Haushaltsbereich bietet eine Vielzahl von Möglichkeiten für deren Vermarktung. Dafür müssen jedoch noch Rahmenbedingungen, wie die Zugriffsrechte auf Flexibilität für den Fall von divergierenden Anforderungen der beteiligten Akteure, geklärt werden (Etablierung eines

Regelwerkes z. B. zur Umsetzung des Ampelmodells). Dies hat für die Energielieferanten und Händler hohe Priorität, da dies die Grundlage für neue Geschäftsmodelle ist.

6.4.2. Technologischer und wirtschaftlicher Handlungsbedarf

- **Neue Geschäftsmodelle ermöglichen:** Die entwickelten Smart-Grid-Technologien und die Verfügbarkeit von genaueren Verbrauchsdaten ermöglichen neue Geschäftsmodelle und Dienstleistungen. Die neuen Marktchancen eröffnen den Unternehmen die Möglichkeit, neue Vertriebskanäle zu erproben sowie strategische Partnerschaften einzugehen. Im Bereich Lastflexibilität ist es notwendig, Erfahrungen aus ersten Feldtests bezüglich des Potenzials der Kundenflexibilität zu sammeln. Early Adopter (Gewerbe und Endkunden) können durch ansteigende Nachfrage Skaleneffekte bei Produktpreisen auslösen. Für eine erfolgreiche Initiierung dieses Effekts ist eine Kundensegmentierung hilfreich: Wirkliche Kundenbedürfnisse müssen identifiziert und angesprochen werden.
- **Neue Geschäftsprozesse erarbeiten und validieren:** Die Verfügbarkeit von mehr Daten löst bei den Händlern und Lieferanten Veränderungen in ihren täglichen Geschäftsprozessen aus. Daher müssen oft eingespielte Abläufe neu definiert und in den Unternehmen implementiert werden. Die Klärung muss gemeinsam mit den Technologieanbietern erfolgen.

6.5. Handlungsbedarf für Technologieanbieter

Der Handlungsbedarf der Technologieanbieter besteht natürlich hauptsächlich in der Weiterentwicklung ihrer Smart-Grid-Lösungen. Jedoch können sie durch ihr Know-how auch selbst maßgeblich an der Entwicklung der Rahmenbedingungen für einen Leitmarkt für Smart-Grid-Lösungen in Österreich einen Beitrag für den Technologiestandort leisten.

6.5.1. Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen

- **Kooperation und branchenübergreifender Technologietransfer:** Die zunehmende Vernetzung der

Technologien der Energietechnik und der Informatik sowie die gegenseitige Beeinflussung von Smart-Grid-Lösungen im Energiesystem benötigen einen Know-how-Austausch und Kooperation von Industrieunternehmen, Energieunternehmen und Forschungsinstitutionen, wie in der nationalen Technologieplattform sichergestellt ist.

Herausforderung ist hier die Bereitschaft zur Kooperation der Industrie in der vorwettbewerblichen Phase, um international Positionen als Technologievorreiter sicherstellen zu können.

- **Großflächige Validierungsprojekte:** Um die bisher bekannten und erarbeiteten technischen Lösungsansätze systemtechnologisch weiterzuentwickeln, die Lösungsansätze in einer realen Umgebung testen zu können und wirtschaftlich noch effizienter einsetzen zu können, sind größere Validierungsgebiete (z. B.: ca. 50.000 bis 100.000 Zählpunkte) für Systemtests notwendig. Diese Systemtests ermöglichen es, im laufenden Betrieb weitere Prozessenerfahrungen mit mehreren parallelen Smart-Grid-Technologien und Geschäftsmodellen zu sammeln und die Produkte und Lösungen zu optimieren. Die aus der Optimierung gewonnenen Erkenntnisse führen zu entsprechenden konkreten ergänzenden Produktanforderungen, die dann von der Industrie umgesetzt werden. Für großflächige Validierungsprojekte wird mit einem Aufwand von 100 bis 150 Mio. € gerechnet, eine entsprechende Beteiligung der Industrie an diesen Kosten ist erforderlich.
- **Sicherung nationaler Smart-Grid-Forschung:** Um zusätzliche Chancen der nationalen Technologieentwicklung in Österreich heben zu können, benötigt die Industrie neben einem stabilen Förderumfeld (bmvit, KLIEN etc.) ein Finanzierungskonzept unter Beteiligung der Industrie in Kooperation mit der Energiewirtschaft. Dieses muss ausgearbeitet und umgesetzt werden. Industrieunternehmen müssen Entwicklungskompetenzzentren in Österreich sichern bzw. ausbauen können.

6.5.2. Technologischer und wirtschaftlicher Handlungsbedarf

Der technologische Handlungsbedarf ist seitens der Technologieanbieter gemeinsam mit den zukünftigen Nutzern der jeweiligen Technologie, vor allem Energie-Endkunden und Netzbetreiber, zu klären. Die Aufstel-

lung beschreibt den weitgehend technologie- und anbieterneutralen Handlungsbedarf. Technologiespezifische Anforderungen der jeweiligen Anwendungsfälle sind in Kapitel 2 detailliert beschrieben.

- **Reduktion des Engineering-Aufwands bei der Provisionierung von Smart-Grid-Lösungen (z. B. Automatisierungselemente, Wechselrichter, Customer-Energy-Management-Systeme etc.):** Smart-Grid-Feldelemente werden in einer stark steigenden Anzahl (> 100.000 Stück) eingesetzt werden. Dies erfordert die (Weiter-)Entwicklung von Tools und „Plug and Automate“-Lösungen, um den Engineering- und Konfigurationsaufwand stark zu verringern und damit die Kosten und Komplexität zu reduzieren.
 - **Standardisierung, Schnittstellen, Interoperabilität:** Für Smart Grids existieren aus technolo-
- gischer Sicht bereits viele Standards aus den Bereichen Grid Automation, Smart Metering, IT-Architektur, Kommunikation und Internettechnologien, die eingesetzt werden können. Im Zuge der Weiterentwicklung von Smart-Grid-Lösungen ist ein ggf. notwendiger Harmonisierungsbedarf zwischen Standards und Standardisierungslücken auf Grundlage des EU-Mandates M490 aufzuzeigen, weiters sind Lösungsansätze zu erarbeiten und in die entsprechenden Standardisierungsgremien einzubringen. Das dabei zu verfolgende Ziel ist die Sicherstellung eines möglichst hohen Interoperabilitätslevels auf der funktionalen und der Kommunikationsebene.
- **Weiterentwicklung effizienter Security-, Safety- und Privacy-Lösungen:** Große Bedeutung kommt den Sicherheitsanforderungen zu, die sowohl die Sicherheit vor Angriffen („Security“) als auch die Betriebssicherheit („Safety“), aber auch die Datenschutzaspekte („Privacy“) umfassen. Bereits beim Design und der Entwicklung von Produkten müssen anhand von entsprechenden Risikoanalysen und existierenden Sicherheitsstandards entsprechende Maßnahmen und Funktionen berücksichtigt werden. Bei dem Design von Anlagen und Systemen ist ebenfalls wieder eine Risikoanalyse durchzuführen und eine entsprechende Security- und Safety-Policy abzuleiten und umzusetzen.
 - Basierend auf sich verändernden technologischen, juristischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen die Produkte

der Technologieunternehmen eine rasche Anpassung der Schutzmechanismen gestatten.

- Der wirtschaftlich-technologische Aufwand für Security/Privacy muss in einem ausgewogenen Verhältnis zum jeweiligen Bedrohungspotenzial stehen.
- **Adaption von Schutztechnologien für dezentralisierte Stromnetze:** Die fortlaufende Dezentralisierung der Netze führt zu neuen Anforderungen an Schutztechnologien. Durch örtlich verteilte (erneuerbare) Einspeiser ergeben sich Auswirkungen wie bidirektionale Stromflüsse, konstantere Netzspannungen aufgrund vermehrter Einspeisepunkte oder auch geringere Unterschiede zwischen Last- und Fehlerstrom. Derartige Situationen können von aktuellen Schutzkonzepten/Technologien nicht/nur ungenügend behandelt werden, wodurch grundlegend neue Entwicklungen notwendig werden.
- **Ergänzende technologische Lösungen zur Einbindung von bestehenden mittelgroßen (0,1 bis 10 MW) Erzeugungsanlagen in Smart-Grid-Lösungen (z. B. Spannungsregelung in der Mittelspannung):** Bestehende und oftmals ältere Erzeugungsanlagen (z. B. Wasserkraftwerke oder Biomassekraftwerke, die in die Mittelspannung einspeisen) benötigen technische Lösungen, wie diese Anlagen kommunikationstechnisch und regelungstechnisch kosteneffizient eingebunden werden können.
- **Weiterentwicklung lokaler Lösungen:** Netzbetriebsmittel und Erzeugungsanlagen, die auch ohne Kommunikation im Verteilernetz betrieben werden können und sich netzdienlich verhalten, finden zunehmende Verbreitung – z. B. Q(U) am PV-Wechselrichter. Die Nutzerfreundlichkeit solcher autonomen Lösungen soll durch eine kooperative Weiterentwicklung mit den Anwendern (Netzplanung/Netzbetrieb) weiter gesteigert werden. Die Identifikation von möglichst allgemein gültigen Regelungsparametern reduziert den Konfigurationsaufwand bei verteilten Erzeugungsanlagen. Darüber hinaus sind lokale Lösungen für die Einbindung von lokalen (Batterie-) Speichern (z. B. in Wechselrichtersysteme) weiterzuentwickeln.

6.6. Handlungsbedarf für Forschung und Ausbildung

Forschungseinrichtungen und besonders die Ausbildungseinrichtungen haben den Wissenstransfer sicherzustellen. Dafür müssen sie sich laufend an die aktuellen Entwicklungen anpassen.

6.6.1. Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen

- **Know-how und Kompetenzen weitergeben:** Forschung und Ausbildung stellen die Verfügbarkeit von Humanressourcen mit entsprechendem Know-how und Kompetenzen sicher – auch der Transfer von Köpfen aus Forschung in Richtung Industrie und Energiewirtschaft ist auf mehreren Ebenen möglich:
 - Die Forschung stellt für die Industrie und die Energiewirtschaft geeignete und nachgefragte Dienstleistungen zur Verfügung. Dies inkludiert zum Beispiel Schulung und Training.
 - Gemeinsam mit Industrie und Energiewirtschaft muss eine kooperative Betreuung von Master- und Doktoratsstudierenden etabliert werden.
 - Die Ausbildung muss entsprechend den Anforderungen aus Smart Grid angepasst und weiterentwickelt werden. Dies umfasst die Ausbildung von Facharbeitern, in HTLs, Masterstudien und Doktoratsstudien.
 - Geeignete Initiativen zur Sensibilisierung der Schüler für das Thema Smart Grids müssen initiiert und etabliert werden, zum Beispiel durch Schülerlabors.
- **Kooperative europäische und internationale Projekte:** Im Sinne der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der in Österreich entwickelten Lösungen sollen kooperative europäische und internationale Projekte durchgeführt werden.

6.6.2. Technologischer und wirtschaftlicher Handlungsbedarf

- **Methoden und Tools für die Implementierung von Smart-Grid-Systemen:** Die Entwicklung von Methoden und Tools für die Planung und Begleitung der Implementierung von Smart-Grid-Technologien und -Systemen in das Netz umfasst:
 - Entwicklungsumgebungen für Technologien
 - Umgebungen für Systemanalysen inklusive der

Evaluierung der Skalierbarkeit und Übertragbarkeit der getesteten und entwickelten Lösungen

- Methoden für die Validierung und Analyse bereits ausgerollter Lösungen und Rückkopplung der Ergebnisse in die Entwicklung neuer Produktgenerationen

Ergebnissen und Ereignissen rund um Smart Grid in Fachkreisen und der breiten Öffentlichkeit

Die Entwicklung derartiger Tools muss gemeinsam mit Technologieanbietern und den Netzbetreibern auf Basis verfügbarer und notwendiger Daten erfolgen.

- **Forschungs- und Testinfrastruktur:** Die Bereitstellung und Weiterentwicklung von Forschungs- und Testinfrastruktur für die Begleitung von Entwicklungen und deren Qualitätssicherung (Zertifizierung und akkreditierte Prüfung) von Smart-Grid-Technologien und -Systemlösungen sind von Forschungseinrichtungen zu leisten.

6.7. Handlungsbedarf für die Technologieplattform Smart Grids Austria

Die Energieversorgungssysteme und die rechtlichen Rahmenbedingungen sind landesspezifisch ausgeprägt. Daher ist für die Schwerpunkte der unmittelbar zu lösenden technischen Herausforderungen eine individuelle Betrachtung von Österreich notwendig. Aus diesem Grund wurde die Technologieplattform Smart Grids gegründet. Sie vernetzt Vertreter der Energiewirtschaft, der Industrie und der Forschung innerhalb der Plattform und konnte mit Stakeholdern außerhalb der Plattform, wie Ministerien, Behörden und internationalen Experten, in den letzten Jahren eine gute Gesprächsbasis aufbauen.

- **Folgende Aufgaben soll die Plattform zukünftig durchführen:**
 - Kontakte zu Stakeholdern herstellen, die noch nicht beim Thema Smart-Grid-Entwicklung eingebunden sind, bestehende Kontakte pflegen und weiter vertiefen
 - Laufendes Monitoring der thematischen Schwerpunkte und entsprechende Weiterentwicklung der Förderschwerpunkte unterstützen
 - Kommunikation und Verbreitung von aktuellen

7. Anhang

Im Anhang befindet sich eine Zusammenstellung von Detailinformationen zu den Themen, die in der Roadmap angeführt sind.

7.1. Bezug zur Forschungsroadmap Smart Grids Austria 2010

Die Forschungsroadmap Smart Grids Austria [1], welche 2010 von der Technologieplattform Smart Grids Austria veröffentlicht wurde, hat sich mit der Entwicklung einer Vision für die Strominfrastruktur 2050 befasst. Von dieser Vision ausgehend wurden Forschungsfragen formuliert.

Die Aufbereitung des Forschungsbedarfes wurde in vier Themenschwerpunkte aufgegliedert:

- Kunde und Markt/Regulierung
- Systembetrieb und Management
- Kommunikations- und Informationsinfrastruktur
- Intelligente Komponenten

Die vorgelegte F&E-Implementierungsstrategie zeigte auf, wie die Smart-Grid-Vision durch detaillierte F&E- und Demonstrationsaktivitäten inhaltlich und zeitlich bis nach 2020 in Österreich umgesetzt werden kann. Seit damals sind viele F&E-Projekte zur Entwicklung von Konzepten, intelligenten Smart-Grid-Komponenten und Demonstration von Systemansätzen durchgeführt worden.

Ergebnisse im Themenschwerpunkt Kunde und Markt

Im Hinblick auf die Marktgestaltung im Smart Grid sind noch viele Fragen offengeblieben. Die Rolle eines Flexibilitätsoperators wurde zwar diskutiert, derzeit ist noch nicht klar, wer diese Verantwortlichkeit übernehmen sollte. Weiters zeigen Projekterkenntnisse, dass die Kunden keine aktive Rollen im Smart Grid einnehmen werden und kaum Zahlungsbereitschaft für

neue Dienstleistungen besteht. Für die Aktivierung der Endkunden werden automatisierte Lösungen benötigt. Meist scheitern die entwickelten Geschäftsmodelle noch an der fehlenden Wirtschaftlichkeit: IKT-Komponenten sind oft teurer als mögliche Erlöse am Markt. Die Automatisierung ergibt noch ein geringes Kosten-Nutzen-Verhältnis bei Anlagen mit kleinem Leistungsverbrauch.

Bei den meisten F&E-Projekten waren (Energie-) Marktvertreter wenig in Projekte einbezogen, was bei zukünftigen Aktivitäten stärker erfolgen sollte.

Ergebnisse im Themenschwerpunkt Systembetrieb und Management

Die neuen Smart-Grid-Anforderungen müssen in einem koordinierten Systembetrieb der Verteilernetze berücksichtigt werden. Dazu müssen die gesammelten Daten eine entsprechende Datenqualität und sichere Datenübertragung aufweisen, um den intelligenten Systembetrieb und das Datenmanagement effizient in massiv verteilten Systemen (z. B. intelligente Ortsnetzstationen) sowie in die Leittechnik der Netze integrieren werden zu können. Der Aspekt des Datenschutzes hat eine eigene Dynamik entwickelt, wie das Beispiel der Privacy- und Security-Debatten rund um die Einführung von Smart Metern zeigte.

Die Erkenntnisse aus den Forschungsprojekten haben den dringenden Bedarf an Planungs- und Simulationstools gezeigt, die Unterstützung hinsichtlich Investitionsentscheidungen sowie Einsatzplanung und -optimierung liefern.

Ergebnisse im Themenschwerpunkt Kommunikations- und Informationsinfrastruktur

In diesem Bereich ist vor allem die Weiterentwicklung, Harmonisierung und Ergänzung von Standards und von Lösungen, die einen sicheren, einfachen und kosteneffizienten (Stichwort „Plug and Automate“) Informations-

austausch zwischen den beteiligten Systemkomponenten ermöglichen, von Bedeutung. Standards existieren großteils, teilweise existieren aber für Lösungen auch mehrere Standards, sodass die Frage besteht, welcher sich als zukünftiger Standard herausstellt und wie die Interoperabilität zwischen den Standards unterstützt werden kann.

Bei SCADA-Systemen müssen die Daten der Smart Meter und Elektromobilität integriert werden und es muss eine Ausweitung der Leitsysteme auf niedrigere Spannungsebenen erfolgen. Für aktive Verteilernetze ist ein Proof-of-Concept in der Mittelspannung gelungen, der Rollout der Technik muss weiter vorangehen und dabei müssen Synergien mit anderen Anwendungen berücksichtigt werden. Im Bereich Smart Home und Smart Buildings sind bei der Anbindung mittels IKT-Gateway vor allem die Fragen der Cyber Security und Privacy noch zu beantworten.

Ergebnisse im Themenschwerpunkt „intelligente Komponenten“

In den letzten Jahren wurden gerade im Bereich der intelligenten Komponenten sehr viele Lösungen entwickelt. Die Auswirkungen der Komponenten und ihr Beitrag für die Spannungsqualität wurden geklärt.

Weiterführende Untersuchungen der Wirksamkeit der Konzepte sind notwendig.

Im Bereich der Primärtechnik ergaben sich im Wesentlichen neue Anforderungen an Systemkomponenten und deren Integration in einen intelligenten Systembetrieb. Bestehende Anlagen zu adaptieren hat sich als sehr aufwendig und schwierig erwiesen. Im Bereich der PV-Wechselrichter wurden in den letzten Jahren große Fortschritte hinsichtlich Blindleistungsregelung erzielt. Bei der Entwicklung und der Analyse von Lösungen zur Speicherbewirtschaftung (z. B. kleine Pumpspeicherkraftwerke, PV-Hybridsysteme) stellen vor allem die hohen Kosten eine Barriere dar; hier ist weiterhin Forschungsbedarf notwendig.

7.2. IKT-Architektur für Smart Grids im internationalen Kontext

Neben der Entwicklung von Standards für einzelne technische Bereiche wie z. B. Kommunikationsprotokolle wurde in den letzten Jahren in Europa ein High-Level-Architekturmodell namens „SGAM“ (Smart Grid

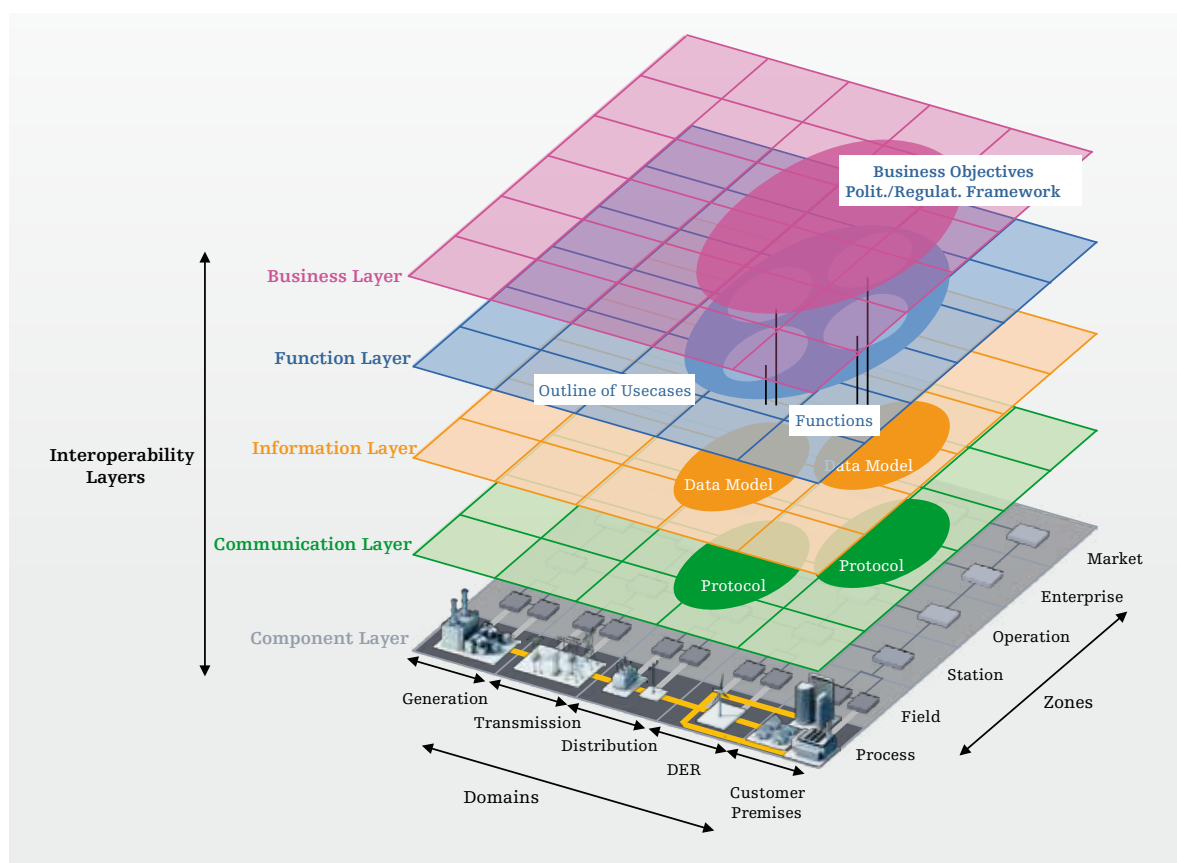


Abbildung 29
SGAM-Referenzmodell (aus CEN-CENELEC-ETSI „Smart Grid Reference Architecture“)

Architecture Model) definiert.¹⁷ Diese Entwicklung wurde durch das sogenannte „Mandat 490“ der Europäischen Union¹⁸ angestoßen und von den Standardisierungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI im Rahmen der „Smart Grid Coordination Group“ (SG-CG) durchgeführt (siehe Abbildung 28). Die konzeptuelle Basis stellt dabei das „Smart Grid Interoperability Model“ der NIST dar¹⁹, welches derzeit gerade überarbeitet wird.

Das SGAM-Modell stellt die unterschiedlichen Aspekte der Smart-Grid-Entwicklung in einem dreidimensionalen Modell dar [87]. Basis sind die Interoperabilitätslayer, welche auf fünf Schichten verdichtet wurden – auf diesen Ebenen muss der Informationsaustausch im Smart Grid organisiert werden. Die anderen beiden Achsen stellen die „Domains“, von der Erzeugung bis zum Verbrauch, und die „Zones“, von der Prozessebene der Leittechnik bis zu den Marktmechanismen, dar. Das SGAM-Modell ist inzwischen eine anerkannte Referenz für die Einordnung und Diskussion von Informationssystemen im Smart Grid und sollte daher auch eine Basis für künftige tiefere Architekturentwicklungen darstellen.

Unterstützendes Tool zur Entwicklung einer Architektur

Die Entwicklung von architektonischen Lösungen für intelligente Energiesysteme beinhaltet die Involvement einer Vielzahl unterschiedlicher Stakeholder mit unterschiedlichen Perspektiven. Im Zuge der bisher umgesetzten Pilotprojekte wurde sichtbar, dass die Zusammenarbeit der Beteiligten aus verschiedenen Disziplinen und Domänen auf Grund der unterschiedlichen Zugänge sowie Terminologien eine Herausforderung darstellt.

Um sämtliche beteiligten Akteure und deren Anforderungen adäquat berücksichtigen zu können, ist das Schaffen einer gemeinsamen Basis bzw. einer gemeinsamen Sprache für die Architekturentwicklung erforderlich. Neben der klaren Trennung funktionaler (Anforderung) und architektonischer (Lösung) Aspekte ist es elementar, eine ganzheitliche Darstellung mit Mög-

lichkeit zur individuellen Vertiefung zu realisieren. Konzepte für mögliche Lösungen hierfür können in anderen Anwendungsdomänen mit ähnlichen Herausforderungen gefunden werden. Beispielsweise beinhaltet die Entwicklung verteilter Steuergeräte in der Automotive Industrie ebenfalls sicherheitskritische Aspekte sowie die Involvement verschiedener Stakeholder aus unterschiedlichen Disziplinen.

Ein etablierter Lösungsansatz zur Handhabung der technischen Komplexität ist die modellbasierte Entwicklung (Model Driven Engineering, MDE), welche die Paradigmen „Separation of Concerns“ und „Divide and Conquer“ implementiert. Die Konzepte der MDE in Verbindung mit einer domänenspezifischen Sprache (Domain Specific Language, DSL) könnten eine gemeinsame Basis für die Architekturentwicklung im Smart Grid liefern. Als Basis für die Entwicklung einer entsprechenden DSL könnte beispielsweise das europäische Smart Grid Architecture Model dienen, wie bereits in der öffentlich verfügbaren SGAM-Toolbox demonstriert wurde.

7.3. Das Ampelmodell international und in Österreich

Im Zuge des e-energy-Programms wurde in Deutschland das Ampelmodell zur Bewertung des Netzzustandes entwickelt [58]. Dieses wurde in der DACH-Kooperation gemeinsam mit Österreich weiterentwickelt. Zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Roadmap gibt es jedoch keine abschließende, endgültige Definition der Kriterien der Ampelstellungen.

Die Integration von Markt und Netz hat sich in Richtung einer gesamtheitlichen Systembetrachtung als das Schlüsselement herausgestellt, welches die Vielzahl von Lösungsansätzen darstellt, die mit dem Begriff „Smart Grid“ in Verbindung gebracht werden [90]. Darauf sollte das gemeinsame Ziel einer volkswirtschaftlich optimalen Auslegung bzw. späteren Nutzung der Energieversorgungsinfrastruktur hin ausgerichtet sein. Für Verteilernetzbetreiber geht es darum, Investitionen zu optimieren und keinesfalls die Versorgungssicherheit zu gefährden. Für die zunehmende Zahl an Klein- und Kleinstteilnehmern an Energiemärkten ist es notwendig, effiziente Prozesse zu definieren, welche die notwendige

17 http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_reference_architecture.pdf

18 http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2011_03_01_mandate_m490_en.pdf

19 http://www.nist.gov/manuscript-publication-search.cfm?pub_id=910824

Abstimmung zwischen Markt- und Netzinteressen leisten. Um dieses Zusammenspiel besser einordnen zu können, wurde sowohl in Deutschland als auch in Österreich eine Art Ampelmodell definiert, um notwendige zukünftige Marktregeln ableiten zu können.

Abbildung 30 zeigt das von der Technologieplattform Smart Grids Austria (TP SGA) ausgearbeitete und auch z. B. mit dem Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) abgestimmte Ampelmodell. Für die Interpretation des „roten“ und „grünen“ Bereichs gibt es eine weitgehende Übereinstimmung. Das gemeinsame Verständnis ist, dass im roten Bereich eine Gefahr für das Netz besteht und dadurch der Verteilernetzbetreiber ohne Berücksichtigung von Marktmechanismen eingreifen kann. Im grünen Bereich stehen ausreichend Netzkapazitäten zur Verfügung, um allen „Prosumern“ eine uneingeschränkte Teilnahme an Energiemärkten zu ermöglichen.

Der Kern der Untersuchungen fokussiert nun auf die Ausgestaltung bzw. Interpretation der gelben Ampelphase. In [91] werden konkrete Vorschläge für die Ausgestaltung der gelben Ampelphase in einem ersten Schritt unter weitestgehender Berücksichtigung der geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen beschrieben, aber es wird auch ein Ausblick gegeben, was in Zukunft notwendig sein wird. In Deutschland werden nun eine Reihe von Forschungsprojekten ausgeschrieben und

gestartet, in denen unterschiedliche Interpretationen dieser gelben Ampelphase untersucht werden. Auf wissenschaftlicher Ebene ist die Integration von netz- und marktgeführtem Betrieb bisher vor allem theoretisch betrachtet worden.

Es gibt unterschiedliche Ansätze für die Interpretation der gelben Phase, wie zum Beispiel von Biegel et al. [93] oder Sundstrom und Binding [94].

In Österreich laufen bereits erste Projekte, wie z. B. INTEGRA [25], in denen die wissenschaftlichen Grundlagen gemeinsam mit technischen Voraussetzungen des Flexibility Operators untersucht werden. Aus technologischer Sicht besteht sicher noch eine gewisse Unsicherheit betreffend die vollständigen Anforderungen an die Funktionalität des Flexibility Operators. Obwohl es länger schon einen nationalen und auch internationalen Diskussionsprozess dazu gibt, existieren noch viele Unbekannte in diesem Themenbereich. Neben der ausgeprägten Komplexität der Funktion als IKT-Datendrehscheibe (Makeln von Netz- und Marktdaten) stecken insbesondere in der großen Vielfalt an zusätzlichen vertragsrechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die auf eine Optimierung der Systemanforderungen einwirken, noch große Herausforderungen.

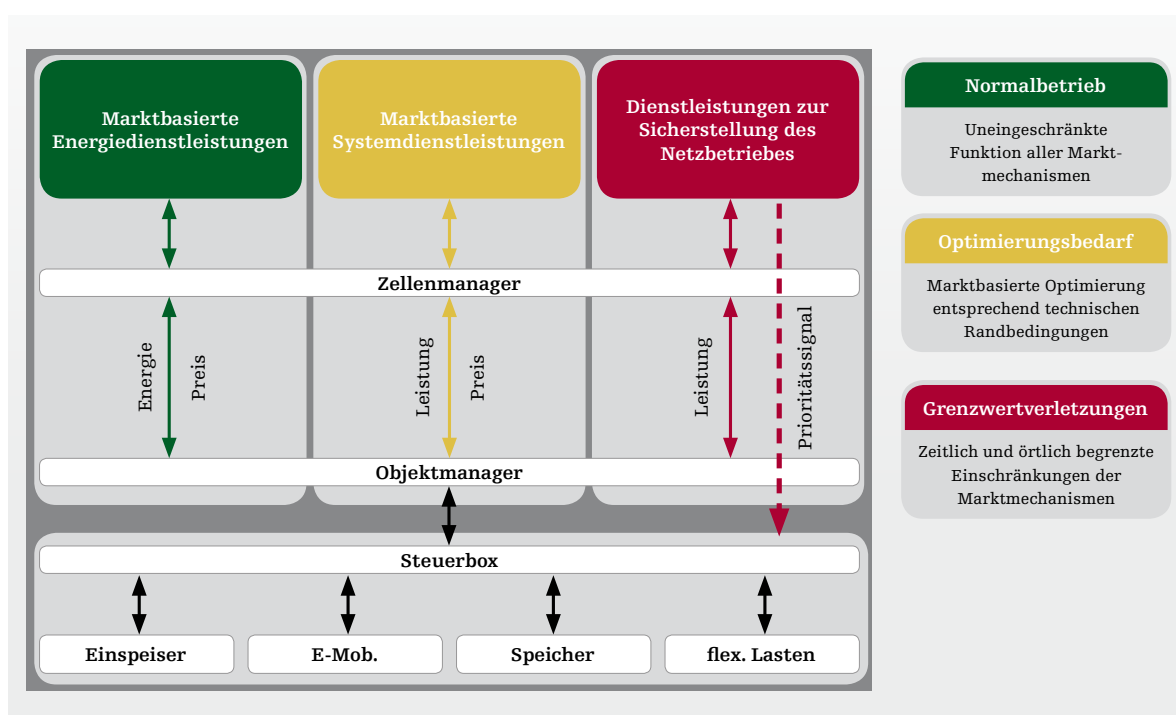


Abbildung 30
Das Ampelmodell in
Österreich

Quelle:
www.en-trust.at/
SGAM-Toolbox

7.4. Österreichische Modellregionen und Demonstrationsprojekte

In diesem Kapitel sind Kurzbeschreibungen und Verweise auf die österreichischen Modellregionen und Demonstrationsprojekte zusammengestellt.

7.4.1. Überblick über die Modellregionen in Österreich

Smart Grids Modellregion Salzburg – Demoregion Lungau	
Projekt:	ZUQDE – Smart Grids Modellregion Salzburg – Zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung dezentraler Einspeiser (FFG-Nr. 825468)
Modellregion:	Lungau (S)
Konsortialführer:	Salzburg Netz GmbH
Projektpartner:	Siemens Österreich AG
Dauer:	07/2010 – 04/2012
Endbericht:	http://www.smartgridssalzburg.at/fileadmin/user_upload/downloads/Endbericht_ZUQDE_publicierbar_final.pdf

Kurzfassung: In das 30-kV-Mittelspannungsnetz im Lungau sollen künftig zusätzlich zu den bestehenden Kleinwasserkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen weitere Kleinwasserkraftwerke ans Netz kommen. Das Netz könnte auf konventionelle Art und Weise verstärkt werden. Sinnvoller und kostengünstiger ist es, durch eine koordinierte und weitgehend automatisierte Spannungsregelung die Aufnahmekapazität des Netzes für dezentrale, erneuerbare Erzeugung wesentlich zu erhöhen und gleichzeitig die Qualität der Versorgung zu erhöhen, ohne die Leitungen zu verstärken. Ein zentraler Spannungs- und Blindleistungsregler regelt über einen zentralen Rechner im Lastverteiler die Blindleistungen und sorgt dafür, dass die Minimal- und Maximalwerte der Spannung nicht über- oder unterschritten werden. Gleichzeitig soll der Energieverlust im Netz dadurch minimiert werden.

Für das Demonetz Lungau wurde eine automatisch, zentral gesteuerte Spannungs- und Blindleistungsregelung von Transformatoren, Erzeugern und Lasten entwickelt, im Testbetrieb erprobt und mit dem DG DemoNetz-Ansatz verglichen.

Smart Grids Modellregion Salzburg – Modellgemeinde Köstendorf	
Projekt:	DG DemoNet – Smart LV Grid – Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources (FFG-Nr. 829867)
Modellregion:	Köstendorf (S)
Konsortialführer:	AIT Austrian Institute of Technology
Projektpartner:	Bewag Netz GmbH, Energie AG OÖ Netz GmbH, Fronius International GmbH, Linz Strom Netz GmbH, Salzburg Netz GmbH, Siemens AG Österreich, Technische Universität (TU) Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien – Institut für Computertechnik
Dauer:	03/2011 – 09/2014

Kurzfassung: In der Smart Grids Modellregion Köstendorf im Salzburger Flachgau wird in einem realen Niederspannungsnetz die gemeinsame Optimierung und Steuerung von PV-Anlagen, E-Autos und Haushaltsverbrauch einmal für sich und dann in Abstimmung mit dem Netzzustand realisiert. Im Modellgebiet gibt es auf jedem zweiten Haus eine Photovoltaikanlage (43 Anlagen mit in Summe 192 kWp) sowie in jeder zweiten Garage ein E-Auto [36].

Ein „Building Energy Agent“ stellt sicher, dass die durch die PV-Anlage produzierte Energie möglichst im Gebäude verbraucht wird. Dazu wird die Wettervorhersage des aktuellen Tages in die Optimierung mit einbezogen und verschiedene Verbraucher wie elektrische Heizsysteme oder die Ladestation des Elektroautos werden dann eingeschaltet, wenn die PV-Anlage gerade Strom liefert. Bei Problemen im Stromnetz bekommt der BEA im Gebäude Signale von der regelbaren Fünf-Stufen-Trafostation und kann so einen sicheren und effizienten Netzbetrieb unterstützen. Diese Trafostation, ein weltweit erster Prototyp, wurde im Oktober 2012 in Betrieb genommen. Gemeinsam mit der IKT-Infrastruktur, regelbaren Wechselrichtern und Ladestationen, Smart Metern etc. werden Angebot und Nachfrage so ausbalanciert, dass ein Betrieb des Niederspannungsnetzes ohne Komfortverlust für die Kunden sichergestellt ist.

Seit April 2013 werden entwickelte und aufgebaute Steuerungsalgorithmen, Geräte und Kommunikationseinrichtungen im Betrieb getestet und evaluiert.

Smart Grids Modellregion Salzburg – Rosa Zukunft	
Projekt:	SGMS – HiT Planung+Bau – Smart Grids Modellregion Salzburg – Häuser als interaktive Smart Grid Teilnehmer – Planung und Bau (FFG-Nr. 829996)
Modellregion:	Wohnanlage „Rosa Zukunft“ in der Rosa-Hofmann-Straße, Salzburg Taxham (S)
Konsortialführer:	Salzburg AG
Projektpartner:	Salzburg Wohnbau AG, Siemens AG Österreich, AIT Austrian Institute of Technology, Technische Universität Wien, CURE, Fichtner IT Consulting
Dauer:	01/2011 – 05/2015

Kurzfassung: In der Rosa-Hofmann-Straße steht die erste für Smart-Grids-Anwendungen optimierte Wohnhausanlage Österreichs. Alle auf der Niederspannungsebene relevanten Smart-Grid-Elemente sind in einem integrierten Gebäudekonzept zusammengeführt. Das Projekt umfasst Planung, Bau, Betrieb und Monitoring einer Wohnanlage mit 130 Miet- und Eigentumswohnungen für unterschiedliche Nutzergruppen (Junges Wohnen, Wohnen für SeniorInnen, betreutes, altersgerechtes Wohnen mit technischer Unterstützung).

Zentrale Fragen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen, zu Gebäudetechnologien, Speichern sowie zur Elektromobilität werden im Realbetrieb untersucht. Die Wohnanlage verfügt über ein intelligentes Energiemanagementsystem, das Energieerzeugung und -verbrauch (z. B. mit Hilfe automatisierter Lastverschiebung) steuert und vorhandene Speicher (wie Batterien von Elektrofahrzeugen) nutzen kann. Die umweltfreundliche Energieerzeugung mittels Photovoltaik und Blockheizkraftwerk gehört ebenso zum Gesamtkonzept wie nachhaltige Mobilitätskonzepte für die BewohnerInnen. Ein Teil der Wohnungen erhält als „Monitoringwohnungen“ zusätzliche smarte Elemente: beginnend mit einer Anzeige des aktuellen Strom-, Wärme- und Wasserverbrauchs über einen Eco-Button, mit dem man definierte Geräte beim Verlassen der Wohnung per Knopfdruck ausschalten kann, eine intelligente Steuerung der Heizanlage, die innerhalb gewisser Grenzen eine Vorregulierung über Internet und Smartphone erlaubt, bis hin zum kompletten Monitoring von Temperatur, Feuchtigkeit und CO₂-Gehalt der Luft, das Hinweise zur Verbesserung des Lüftungsverhaltens zulässt. Im Gemeinschaftsraum werden Energiegewinnung und -verbräuche der Anlage visualisiert und BesucherInnen und BewohnerInnen über die „Smart Grid“-Siedlung informiert.

Smart Grid Testregion Oberösterreich	
Projekt:	AMIS – Systementwicklung Automatisches Metering- und Informations-System im Netz der Energie (FFG-Nr. 818895)
Modellregion:	Steyr, Attnang Puchheim, Gmunden, Vöcklabruck, Ried-Raab-Ranna, Gundertshausen und Strobl (OÖ)
Konsortialführer:	Energie AG Oberösterreich Data GmbH
Projektpartner:	Keine
Dauer:	06/2008 – 12/2009
Endbericht:	https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Blue-Globe-Reports/Smart-Energies/2009-2012/BGR12009KB08NE0F40494SE-AMIS.pdf

Kurzfassung: Ein Kernelement intelligenter Energiesysteme ist das Informations- und Messsystem, d. h. die Schnittstelle zwischen Kunden und Anbieter. Von Siemens Energy wurde gemeinsam mit der Energie AG das automatische Mess- und Informationssystem AMIS (Automatic Metering- and Information System) entwickelt und in der Smart Grid Testregion Oberösterreich im Produktivbetrieb bei 10.000 Kundenanlagen getestet.

Zentraler Bestandteil ist eine neue Rollout-fähige Zählerfamilie, mit der in Oberösterreich europaweit neue Maßstäbe gesetzt wird. Diese Stromzähler sind softwaregesteuert und damit offen für zukünftige Entwicklungen und neue Anwendungsfälle, wie z. B. Home Automation. AMIS schafft die Basis für völlig neue Geschäftsmodelle und eine neue Qualität der Kundenbeziehung.

Nach erfolgreichem Abschluss des Testbetriebs wurden bereits mehr als 90.000 Smart Meter bei den Kunden der Energie AG in Oberösterreich installiert.

Smart Services für den Großraum Linz	
Projekt:	Energiepark – Neue europäische Energieeffizienz mit aktivem Klimaschutz (FFG-Nr. 818938)
Modellregion:	Plesching-Steysregg (OÖ)
Konsortialführer:	LINZ STROM GmbH für Energieerzeugung, -handel, -dienstleistungen und Telekommunikation
Projektpartner:	Keine
Dauer:	06/2008 – 01/2010

Kurzfassung: Im „Energiepark Plesching“ wurden die Energiesparten-übergreifenden Anwendungsmöglichkeiten für Smart Metering erprobt. In 121 Wohneinheiten wurde ein Gesamtsystem für die Fernabfrage, -steuerung, -auswertung und Verrechnung von Strom-, Wärme-, Gas- und Wasserverbrauchsdaten installiert. Diese Daten werden miteinander kombiniert mittels modernster Breitband-Powerline-Technik übertragen.

Basis für die Mess- und Steuerungsprozesse bildet die Energiemanagement-Lösung Unified IEM von ubitronix. Über ein Home-Automation-Display oder das Unified-IEM-Online-Portal können die Haushaltskunden ihre Verbrauchswerte verfolgen oder die Heizung, Beleuchtung und Bewässerung via Internet regeln. Angepasste Tarife und Online-Monitoring tragen zu einer Gesamtenergieerzeugung von bis zu 7% bei.

Unified IEM bietet auch spezielle Steuerungsmöglichkeiten für die öffentliche Straßen- und Wegebeleuchtung. Mit Lichtsensoren, Dimmern, Vorschaltgeräten und zusätzlichen Zählern kombiniert ist eine differenzierte Steuerung sowohl von ganzen Straßenzügen als auch von einzelnen Lampen möglich.

Smart Grid Pionierregion Eberstallzell	
Projekt:	DG DemoNet – Smart LV Grid – Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources (FFG-Nr. 829867)
Modellregion:	Eberstallzell (OÖ)
Konsortialführer:	AIT Austrian Institute of Technology
Projektpartner:	Bewag Netz GmbH, Energie AG OÖ Netz GmbH, Fronius International GmbH, Linz Strom Netz GmbH, Salzburg Netz GmbH, Siemens AG Österreich, Technische Universität (TU) Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien – Institut für Computertechnik
Dauer:	03/2011 – 09/2014

Kurzfassung: In der 2.300 Einwohner großen oberösterreichischen Gemeinde Eberstallzell wird der zunehmende Einsatz von erneuerbarem Strom aus Photovoltaikanlagen im aktiven Niederspannungsnetz untersucht. Der zweijährige Forschungsbetrieb läuft bis Ende 2015. In zwei Ortsnetzen, einem Siedlungsgebiet mit Gewerbe im Ortskern und einem landwirtschaftlichen Gebiet, wurden rund 70 Photovoltaikanlagen ins Netz integriert. Smart Meter erfassen Last- und Spannungszustände und übertragen diese an eine Steuerung im österreichweit ersten regelbaren Ortsnetz-Transformator. Seit Mai 2012 muss der neue Trafo im Vollbetrieb den Ausgleich zwischen Energieeinspeisung der 70 dezentralen Photovoltaikanlagen und der Stromabgabe an die Verbraucher herstellen. Zugleich muss er höchste Spannungsqualität für alle Kundenanlagen garantieren.

Eine weitere Komponente ist der Fronius IG Plus V Wechselrichter. Durch die Blindleistungsregelung, welche dieser Wechselrichter bereitstellen kann, bleibt die Netzspannung innerhalb der gewünschten Grenzen. Die direkte Kommunikation mit dem Smart Grid ermöglicht, dass die technisch ausgeklügelten Regelalgorithmen im Fronius Wechselrichter ferngesteuert beeinflusst werden können. Der Smart Grid Controller steuert mithilfe der Daten der Smart Meter den regelbaren Transformator sowie die Wechselrichter. Das Ergebnis ist ein aktiver Verteilernetzbetrieb, der Steuerbefehle und -parameter an sämtliche Komponenten übertragen kann.

Smart Grids Modellregion Vorarlberg – Demoregion Biosphärenpark Großes Walsertal	
Projekt:	DG DemoNetz-Validierung – Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung (FFG. Nr. 825514)
Modellregion:	Großes Walsertal (V)
Konsortialführer:	AIT Austrian Institute of Technology
Projektpartner:	Energie AG OÖ Netz GmbH, Salzburg Netz GmbH, Siemens AG Österreich, Technische Universität (TU) Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Vorarlberger Energienetze GmbH
Dauer:	03/2010 – 06/2013

Kurzfassung: Der Biosphärenpark Großes Walsertal ist eine typische alpine Region. Im Winter ist der Energieverbrauch, bedingt durch den Wintertourismus, hoch, während im Sommer ein Energieüberschuss produziert wird. Dezentrale Energieerzeugungsanlagen führen im Sommer zu Problemen mit der Stabilisierung der Netzspannung. Trotz eines ausbaufähigen Potenzials für Kleinwasserkraftwerke von ca. 10 MW konnten keine neuen Kraftwerke ins Netz integriert werden.

Im Mittelpunkt dieses Feldversuchs stand die wirtschaftliche Integration dezentraler Kleinwasserkraftwerke in das 30-kV-Mittelspannungsnetz. Dazu wurden die in den Projekten DG DemoNetz-Konzept und BAVIS entwickelten Spannungsregelungskonzepte in Form von Testplattformen real implementiert und in einem Feldtest validiert.

Verteilt über das Netz wurden 16 Messstellen an kritischen Knoten installiert, die ihre Daten laufend an die Zentrale liefern. Im Umspannwerk Nenzing wird anhand eines optimierten Spannungssollwertes auf Abweichungen an den Messstellen reagiert (Fernregelung). Zusätzlich werden die Erzeuger durch Blindleistungsverstellung zur Spannungsregelung aktiv in den Verteilernetzbetrieb eingebunden (koordinierte Spannungsregelung) und es werden wirtschaftliche Rahmenbedingungen aller Akteure berücksichtigt.

Smart Grid Modellregion Kärnten	
Projekt:	ProAktivNetz – Vorausplanende automatisierte aktive Verteilnetz-Betriebsführung mit Integration dezentraler Erzeuger (FFG-Nr. 838639)
Modellregion:	Kärnten
Konsortialführer:	KELAG-Kärnten Netz GmbH
Projektpartner:	AIT Austrian Institute of Technology, Siemens AG Österreich, UBIMET GmbH, Technische Universität Wien
Dauer:	01/2013 – 12/2014

Kurzfassung: ProAktivNetz untersucht, wie erneuerbare Energieträger unter allen im realen Netzbetrieb eintretenden Bedingungen (z. B. Instandhaltungsarbeiten oder fallweise auftretenden Störungen) optimal integriert werden können.

Die Einspeiseleistungen erneuerbarer, dezentraler Erzeuger hängen unmittelbar von den lokalen Wetterbedingungen (Windverhältnisse, Sonneneinstrahlung, verfügbare Wassermenge) ab. Der Verteilernetzbetreiber muss die zu erwartenden Einspeiseleistungen kennen und das Netz zeitgerecht schalten, um die NetzkundInnen zu jedem Zeitpunkt mit einer garantierten Spannungsqualität versorgen und das Verteilernetz stets innerhalb seiner Grenzen betreiben zu können. Ein Algorithmus für die optimierte aktive Verteilernetz-Betriebsführung, unter Berücksichtigung des aktuellen und prognostizierten Verhaltens von dezentralen, vorwiegend auf erneuerbarer Energie basierenden Erzeugungsanlagen, wird im Projekt entwickelt und getestet. Es werden erstmals die Zusammenhänge und Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Einflussparametern detailliert analysiert und Lösungsansätze erarbeitet, um die automatisierte Planung für einen Zeithorizont von bis zu 48 Stunden zu ermöglichen. Dafür werden Fahrpläne von dezentralen Erzeugungsanlagen, Pläne zu Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungsarbeiten sowie auftretende Störungen im Verteilernetz zur Berechnung des optimalen betrieblichen Vorgehens herangezogen.

ProAktivNetz legt die Basis, um zukünftige aktive Verteilernetze mit einem optimalen Fahrplan betreiben zu können, der Schaltzustände des Netzes unter Beachtung der zu erwartenden Last- und Erzeugungssituation umkonfiguriert.

Smart Grids Modellregion Steiermark	
Projekt:	hybrid-VPP4DSO – Aktive Steuerung von Verbrauchern und erneuerbarer Erzeugung im Verteilnetz (FFG-Nr. 843923)
Modellregion:	Südsteiermark und Bela Krajina (Slowenien)
Konsortialführer:	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Projektpartner:	cyberGRID GmbH, Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energetic Solutions, Grazer Energieagentur GmbH, Elektro Ljubljana, Stromnetz Steiermark, Steweag Steg GmbH, Elektro energija d.o.o.
Dauer:	04/2014 – 09/2016

Kurzfassung: Ein grenzüberschreitendes virtuelles Kraftwerk (VPP), das netzgetriebene und marktgetriebene Ansätze kombiniert, entsteht aktuell in der Steiermark und in Slowenien. Ziel ist es, einerseits den sicheren Betrieb des Verteilernetzes bei intensiven Demand-Response-Aktivitäten zu gewährleisten und andererseits die Wirtschaftlichkeit von technischen Demand-Response-Lösungen für den Verteilernetzbetrieb zu verbessern.

Das Projekt umfasst die simulationsbasierte Validierung des Betriebs eines virtuellen Kraftwerks hinsichtlich der Netzauswirkungen, die technisch-wirtschaftliche Simulation von Demand-Response-Aggregation und die Simulation von passenden Geschäftsmodellen.

Jeder Netzabschnitt wird in Echtzeit in Kategorien von „unkritisch“ bis „hochkritisch“ eingeteilt, zusätzlich kann der Netzbetreiber von „hybridVPP“ Schaltmaßnahmen anfordern. Aus diesen Informationen errechnet das „hybridVPP“ basierend auf den kurzfristig vorgegebenen Anforderungen aus Netzbetrieb und Stromhandel mögliche Schaltvarianten und ermittelt die kostengünstigste Option.

Nach dem technischen Proof-of-Concept auf Laborebene soll das Konzept in realen Netzabschnitten in Slowenien und der Steiermark verifiziert werden.

Smart District Gnigl Salzburg	
Projekt:	Smart District Gnigl – from the vision Smart City Salzburg to a showcase (FFG-Nr. 836092)
Modellregion:	Gnigl, Stadt Salzburg (S)
Konsortialführer:	Stadtgemeinde Salzburg 6/01 Hochbau – Energiemanagement
Projektpartner:	Salzburg AG, Salzburger Institut für Raumordnung und Wohnen (SIR), AIT Austrian Institute of Technology, Schleicher Architekten, Komobile Gmunden GmbH, pro 21 GmbH
Dauer:	06/2012 – 12/2014

Kurzfassung: Basierend auf dem „Smart City Masterplan“ der Stadt Salzburg wurde das Projekt „Smart District Gnigl“ mit den Schwerpunkten Energie, Architektur und Mobilität ins Leben gerufen. Kern des smarten Stadtteils bildet der neue Bildungscampus mit Kindergarten, Volksschule, Vereinsheim und städtischem Wohnhaus. Rund 100 Kindergartenkinder und 450 Volksschüler werden dort eine gemeinsame Heimstätte finden.

Im Mittelpunkt steht der Neubau des Bildungscampus Gnigl als CO₂-neutrales Gebäude. Für den umliegenden Gebäudebestand werden Sanierungskonzepte erarbeitet. Die Definition der angestrebten Gebäudestandards steht in enger Verbindung mit der Entwicklung eines intelligenten Energieversorgungskonzepts mit Nutzung möglicher Abwärmepotenziale. Aus den praktischen Erfahrungen bei der Realisierung des Smart District Gnigl sollen Erkenntnisse zur Entwicklung CO₂-neutraler Stadtteile gewonnen werden.

Smart Village Regau	
Projekt:	Smart Village Regau (FFG-Nr. 846138)
Modellregion:	Regau, Bezirk Vöcklabruck (OÖ)
Konsortialführer:	Riedenhof GmbH
Projektpartner:	Energie AG Oberösterreich, Energieinstitut der Johannes Kepler Universität Linz, Doma Elektro Engineering GmbH, s_arquitex Schreder & Partner ZT GmbH, Loxone Electronics GmbH, Planungsbüro Heinz Koberger.
Dauer:	08/2014 – 07/2017

Kurzfassung: „Smart Village Regau“ steht für eine intelligente Siedlungsstruktur, in der vor Ort produzierte Energie für die geplanten mehrgeschossigen Wohngebäude und Reihenhäuser gespeichert und verwendet werden kann. Dieses Projekt ist repräsentativ für neue Wohnsiedlungen im suburbanen Lebens- und Ballungsraum.

In einem erweiterbaren Living Lab einer Wohnsiedlung mit rund 170 BewohnerInnen werden innovative Energieversorgungssysteme sowie Home-Automation-Dienstleistungen im Realbetrieb getestet und umfassend technologisch, energetisch und soziotechnisch evaluiert sowie adaptiert werden.

Das Demonstrationsprojekt fokussiert auf die reale Erprobung und Demonstration verschiedener Energieversorgungseinheiten, wie Brennstoffzelle und Stirling-Motor. Ziel ist der Vergleich innovativer Lösungen mit konventionellen Versorgungslösungen wie Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpe und Gasbrennwertkessel mit optionalem Biogasbezug innerhalb des Testbeds. Das Living Lab inkludiert als visuelle Komponente begehbare und sichtbare Energietechnikzentralen. Um die NutzerInnenzufriedenheit positiv zu beeinflussen, wird ein auf die BenutzerInnenbedürfnisse abgestimmtes Home-Automation-Konzept in den Wohneinheiten installiert und evaluiert. Zentrale Entwicklungen wie Energie-Cloud und Smart-Meter-Interface sollen dabei realisiert werden.

Das Demoprojekt beinhaltet darüber hinaus auch die Erprobung smarter Tarifsysteme im Strombezug.

Smart Cities Demo Aspern	
Projekt:	Smart Cities Demo Aspern – ICT-integration for smart buildings and smart grids involving social and municipality aspects in Aspern (FFG-Nr. 846141)
Modellregion:	Aspern (W)
Konsortialführer:	Forschungsgesellschaft Aspern Smart City Research GmbH & Co KG (ASCR)
Projektpartner:	Siemens AG Österreich, Wien Energie GmbH, Wiener Netze GmbH, Magistratsdirektion/Stadtbauverwaltung, AIT Austrian Institute of Technology, Moosmar Energies OG, Technisches Büro Käferhaus GmbH, SERA energy & resources e.U.
Dauer:	04/2014 – 03/2017

Kurzfassung: Die Seestadt Aspern ist eines der größten Stadtentwicklungsprojekte Europas und beherbergt mit dem Smart City Demo Aspern eines der größten Smart-City-Projekte Österreichs.

Auf drei Baufeldern entsteht ein Testgebiet für energieeffiziente Urbanität. Teilnehmende Gebäude sind der Bildungscampus der Bundesimmobiliengesellschaft (BIG), das Studierendenheim der Gewerkschaft für Privatangestellte (GPA) und ein Wohngebäudekomplex des öffentlichen Bauträgers EBG (Gemeinnützige Ein- und Mehrfamilienwohnhäuser Baugenossenschaft). Gezeigt werden soll, wie Gebäude selbst produzierten Strom, den sie nicht benötigen, dem Niederspannungsnetz zur Stabilisierung zur Verfügung stellen können oder am Strommarkt gewinnbringend verkaufen können („Gebäude als Anbieter von Flexibilität“).

Ein „Building Energy Management System“ (BEMS) ist die Schnittstelle zwischen den Gebäuden und der Strombörse. Das BEMS erstellt in regelmäßigen Intervallen sogenannte „Fahrpläne“ als Prognosen des Stromverbrauchs vom Gebäude und errechnet mögliche Flexibilität, die am Strommarkt angeboten werden kann. Ein Energiepool-Manager fragt dieses Angebot ab und vermarktet es beispielsweise an der Strombörse. Mit Hilfe von Smart Metern wird der Stromverbrauch aufgezeichnet. Zusätzliche Daten wie Zimmertemperatur und Raumluftqualität werden von Sensoren erfasst. Daraus werden unterschiedliche Lebensstiltypen in Bezug auf die Energienutzung („Energietypen“) ermittelt. Mit maßgeschneiderten Informationen und mittels Anreizsystemen soll das Verbrauchsverhalten nachhaltig verbessert werden. Ein Instrument dafür könnten z. B. dynamische Tarifmodelle sein.

Smart City Rheintal	
Projekt:	Smart City Rheintal (FFG-Nr. 836088)
Modellregion:	Rheintal (V)
Konsortialführer:	Vorarlberger Kraftwerke AG
Projektpartner:	AIT Austrian Institute of Technology, Bosch Software Innovations, IBM Austria GmbH, Stadt Feldkirch, Seequartiererrichtungs GmbH, Prisma Zentrum für Standort und Regionalentwicklung, I-R Schertler Alge GmbH, Betrieb Kultur Kongress Freizeit GmbH,
Dauer:	07/2012 – 06/2015

Kurzfassung: Smart City Rheintal steht für die Realisierung von vier emissionsfreien Stadtteilen entlang der Rheintal-Bahnachse für die Bereiche Bregenz, Hard und Feldkirch.

In Bregenz entsteht rund um den Hauptbahnhof ein neuer Stadtteil mit vielschichtigen Funktionalitäten. Highlight ist die Realisierung eines neu entwickelten mehrstöckigen Holzpassivhauses, des Life Cycle Tower, der das Bodenseewasser mittels spezieller Wärmepumpen als Energielieferant zum Heizen und Kühlen nutzt. Angestrebt wird dabei eine Leistung von mindestens 2 MW.

In Hard wird mit der Projektumsetzung ein ehemaliges Industriegebiet revitalisiert, in der Stadt Feldkirch ein hocheffizientes, emissionsfreies Kongresszentrum errichtet, mit dem ein Green-Meeting-Konzept umgesetzt wird.

Unter der Federführung des Projektpartners Bosch Software Innovations wird ein virtuelles Kraftwerk für das Monitoring und Management dezentraler Energieerzeugung und -nachfrage entwickelt.

Im Mittelpunkt des virtuellen Kraftwerks stehen das Monitoring der Stromerzeugung von PV-Anlagen, das Lastmanagement der Ladeinfrastruktur für Elektromobile sowie die Steuerung von In-House-Verbrauchern in den vier emissionsfreien Bereichen der Smart-City-Rheintal-Regionen.

Smart City Villach	
Projekt:	Realising Villach's Smart City Vision – Step I (FFG-Nr. 836083)
Modellregion:	Villach (K): Technologiepark Villach und Stadtteil Auen
Konsortialführer:	Stadtgemeinde Villach
Projektpartner:	AIT Austrian Institute of Technology, ALPINE-ENERGIE Österreich GmbH, CTR Carinthian Tech Research AG, FH Kärnten, Ressourcen Management Agentur, Infineon Technologies Austria AG, KELAG Netz GmbH, PwC Corporate Finance Beratung GmbH, Siemens AG Österreich, Symvaro GmbH
Dauer:	09/2012 – 08/2015

Kurzfassung: Die Smart City Villach fungiert als Testbed für innovative und erneuerbare Technologien, entwickelt am Technologiestandort Villach.

An zwei Standorten werden aufeinander abgestimmte Maßnahmen umgesetzt: Im „Experimental Testbed“ im Technologiepark Villach werden innovative Energiespeicherkonzepte entwickelt und getestet. Im Testgebiet „DEMO site“, das im Villacher Stadtteil Auen liegt und rund 1.300 Haushalte umfasst, wird das Stromnetz zu einem Smart Grid aufgerüstet.

Die Installation von Smart Metern und von intelligenten Transformatoren im Niederspannungsnetz ist die Basis zur Steigerung der Selbstversorgung mit dezentraler erneuerbarer Energie und zur Senkung der Netzbelastung. Mit der Online-Plattform „Das Energie Genie“ erhalten die BewohnerInnen von DEMO site via Web und Smartphone verständlich aufbereitete, individuelle Energieinformation sowie Energiespartipps. Im Living Lab „SMART Mieter Villach“ ist es möglich, gemeinsam mit ExpertInnen das eigene Energieverhaltensverhalten zu evaluieren.

Darüber hinaus geben innovative Geschäftsmodelle den BürgerInnen die Möglichkeit, sich an erneuerbaren Energieprojekten in der Stadt zu beteiligen und die Umsetzung der Smart-City-Vision zu unterstützen.

Smart City Future Graz	
Projekt:	Smart City Project Graz Mitte (FFG-Nr. 836094)
Modellregion:	Waagner Biro Gründe zwischen Waagner-Biro-Straße und Peter-Tunner-Straße, Graz (ST)
Konsortialführer:	Stadtbaudirektion Stadt Graz
Projektpartner:	Energie Steiermark AG, Holding Graz – Kommunale Dienstleistungen GmbH, DI Markus Pernthaler Architekt ZT GmbH, Forschungszentrum für integrales Bauwesen AG (FIBAG), SFL technologies, AVL List GmbH, Alfen Consult GmbH, Energie Graz, SOT Süd-Ost-Teurhand GmbH, The City of Zagreb, Wissenschaftsstadt Darmstadt, Labor Stadt Graz, Technische Universität Graz
Dauer:	07/2012 – 06/2016

Kurzfassung: In der steirischen Landeshauptstadt wird ein ehemaliges Industriegelände in der Waagner-Biro-Straße westlich des Grazer Hauptbahnhofs smart weiterentwickelt. Das Projekt „Smart City Project – Graz“ bündelt vier Schwerpunkte: eine innovative Photovoltaiktechnologie („Grätzelzelle“), ein intelligentes lokales Energienetz für Wärme und Kälte, ein Mobilitätskonzept zur Reduktion des motorisierten Individualverkehrs sowie Beteiligungen und Informationen der Bevölkerung. Die Umsetzung wird durch PPP-Verträge sichergestellt, die von der Stadt Graz mit den Eigentümern und Investoren abgeschlossen werden.

Technologisches Herzstück ist der Forschungsturm „Science Tower“, realisiert durch die Firmen FIBAG und SFL Technologies. Dieser 60 Meter hohe Turm wird nördlich der Helmut-List-Halle errichtet und soll nicht nur Wissenschaft beherbergen, sondern selbst ein Forschungsobjekt für neue, smarte Gebäudetechnologien werden. Nach der erfolgreichen Erprobung soll die gebäudebezogene Technologie bei weiteren Gebäuden des neuen Stadtteils eingesetzt werden. Im lokalen Energienetz des Stadtteils sollen Wärme und Kälte für die Gebäude zu 100% CO₂-neutral erzeugt werden.

Projekt:	ECR Energy City Graz Reininghaus (FFG-Nr. 832742)
Modellregion:	Reininghaus Gründe in der Peter-Rossegger-Straße
Konsortialführer:	Technische Universität Graz, Institut für Städtebau
Projektpartner:	Stadtbaudirektion Stadt Graz, Land Steiermark, Technische Universität Graz (Institut für Wärmetechnik, Institut für Elektrische Anlagen, Institut für Materialprüfung und Baustofftechnologie), Aktiv Klimahaus GmbH, WEGRAZ GmbH, AEE Intec, Nussmüller Architekten ZT GmbH,
Dauer:	10/2009 – 12/2014
Endbericht:	http://www.hausderzukunft.at/results.html/id5854

Kurzfassung: Der Hauptfokus liegt auf der Vernetzung von Plus-Energie-Gebäuden, die mehr Energie erzeugen als sie verbrauchen und ihre Energieüberschüsse ins kommunale Netz einspeisen. Im Rahmenplan Energie wurden Energieverbrauch, -bereitstellung und -verteilung, Gebäudetechnik sowie städtebauliche Aspekte (z. B. Geothermie, optimale Baukörperausrichtung, solare Aktivierung von Dächern und Fassaden, Prozesswärmenutzung, Blockheizkraftwerke etc.) untersucht.

Zwölf Einzelwohngebäude mit in Summe 143 Wohneinheiten und einer Nettonutzfläche von 9.955 m² wurden in einem multifunktionalen Gebäudeverband zusammengefasst. Der Plusenergieansatz basiert auf verschiedenen Maßnahmen. Einerseits wurden die einzelnen Gebäude energetisch optimiert (Nutzung von Erdwärme mittels „Energiepfählen“ und Photovoltaik), andererseits konnten Synergien zwischen den Wohnhäusern und dem Bürokomplex geschaffen werden. Um Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen ausgleichen zu können, wurden die Energiezentralen der einzelnen Wohnblöcke vernetzt und ein Energieverbund mit den Büro- und Geschäftsgebäuden realisiert.

Smart Urban Region Weiz-Gleisdorf	
Projekt:	iENERGY Weiz-Gleisdorf 2.0 (FFG-Nr. 836099)
Modellregion:	Weiz, Gleisdorf (ST)
Konsortialführer:	Energie Steiermark AG
Projektpartner:	EU LEADER Energieregion Weiz-Gleisdorf GmbH, Technische Universität Graz, Weizer Energie Innovations Zentrum GmbH, Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH, BM Leitner, Planung & Bauaufsicht GmbH, LIM Projektentwicklungs GmbH
Dauer:	06/2012 – 05/2015

Kurzfassung: Die Region Weiz-Gleisdorf mit den Städten Weiz und Gleisdorf liegt 20 km östlich von Graz und kämpft mit den typischen Herausforderungen von wachsenden suburbanen Regionen: steigender Energiekonsum, Zersiedelung, hohe Kosten für Infrastruktur und öffentliche Dienstleistungen, hoher Anteil an PendlerInnen.

Basierend auf der Energievision „Weiz-Gleisdorf 2050“ werden für vier unterschiedliche Zielgruppen (Gewerbe und Dienstleistung, Industrie, Private, Öffentliche) smarte, anwenderorientierte Gesamtlösungen gemeinsam mit den relevanten Stakeholdern entwickelt und bei entsprechender Akzeptanz umgesetzt.

Auf Projektebene wird dieser integrative Planungsansatz bei vier Demovorhaben jeweils mit dem Ziel einer Versorgung mit 100% erneuerbaren Energien umgesetzt: Innovationszentrum W.E.I.Z. IV, ELIN Motorenwerk, Siedlung „smart-x“ und Renovierungsvorhaben des Altenheims Gleisdorf.

Darüber hinaus werden Teilprojekte mit regionalem Charakter konzipiert (öffentliche Visionsmonitore, regionaler Energiefonds, Applikationen zur Visualisierung der Energiezukunft) und vernetzende E-Mobilitätsaktivitäten realisiert.

Smart City Hartberg	
Projekt:	Città Slow Hartberg demonstrates Smart City(FFG-Nr. 836093)
Modellregion:	Hartberg (ST)
Konsortialführer:	Stadt Hartberg
Projektpartner:	4ward Energy Research GmbH, Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur (IFZ), Stadtwerke Hartberg Verwaltungs GmbH, Ökopark Errichtungsgesellschaft mbH, KELAM Wärme GmbH, HSI Hartberg Standortentwicklung und Immobilien GmbH, B.I.M – Beratung und Informationsverarbeitung im Mobilitätsbereich, DICUBE Media GmbH, Projekt Alleegasse GmbH & Co KG, Eaton Industries (Austria) GmbH
Dauer:	09/2012 – 08/2015

Kurzfassung: Rund 11.000 EinwohnerInnen, kompakte Fläche, historische Innenstadt, Gewerbeflächen am Stadtrand: Das steirische Hartberg ist repräsentativ für viele österreichische Kleinstädte. Das Hauptziel ist die Demonstration eines smarten Stadtteils im Hartberger Innenstadtbereich (historische Kernzone).

Im Rahmen eines PPP-Modells wird ein Vorzeigebäudekomplex revitalisiert. Die Gemeinde stellt der Bevölkerung E-Car-Sharing und eine Echtzeit-Verkehrsinformation zur Verfügung. Für den Ausbau eines intelligenten Biomasse-basierenden Fernwärmesystems wurde ein neues Geschäftsmodell entwickelt. Die Stadtwerke Hartwerke errichten eine Carport-Lösung mit integrierter Photovoltaik-Station für die Betankung der Elektrofahrzeuge.

Projekt:	Hybrid Grids Demo Hartberg – Demonstration einer smarten Verknüpfung der urbanen Strom-, Erdgas- & Fernwärmenetze zu funktionalen Stromspeichern (FFG-Nr.846142)
Konsortialführer:	Forschung Burgenland GmbH
Projektpartner:	Stadtwerke Hartberg VerwaltungsgesmbH, General Electric Austria GmbH, Technisches Büro Ing. Bernhard Hammer GmbH, 4ward Energy Research GmbH.
Dauer:	12/2014 – 11/2017

Kurzfassung: Das städtische Energiesystem wird in einen funktionalen Energiespeicher umgewandelt. Prioritäre Ziele sind die Entwicklung und der Testbetrieb eines innovativen, flächendeckenden und integrierten Energieschwamm-Systems für Strom, Wärme und Kälte bzw. deren Netze. Die Energieflüsse sollen netz- und energieträgerübergreifend sowie in Echtzeit optimiert werden.

Im Mittelpunkt steht ein neuer technischer Ansatz über einen zentralen Optimierer, der parallel zur vorhandenen Regelinfrastruktur implementiert wird und der die dezentralen Akteure (Erzeuger und Verbraucher) mit Empfehlungen versorgt sowie Informationen von dieser Infrastruktur bezieht. Somit erfolgt kein aktiver, sondern ein passiver Eingriff in die sensible Netzregelung. Die dezentralen Akteure bekommen auch ein wirtschaftliches Anreizsignal und können manuell oder automatisiert entscheiden, ob sie Empfehlung bzw. Anreiz annehmen oder nicht.

Smart City Leoben	
Projekt:	STELA: Smart Tower Enhancement Leoben Austria (FFG-Nr. 841239)
Modellregion:	Leoben-Judendorf (ST)
Konsortialführer:	Stadtgemeinde Leoben
Projektpartner:	Energie Steiermark, Gangoly & Kristiner Architekten ZT-GmbH, IBO Österreichisches Institut für Baubiologie u. -ökologie, Technische Universität Graz (Institut für Gebäudelehre, Institut für Tragwerksentwurf), Montanuniversität Leoben, neukühn OG, Norbert Rabl ZT-GmbH, Sammer & Partner ZT-GmbH, VATTER & Partner ZT-GmbH, Energie Steiermark Mobilitäts GmbH
Dauer:	03/2014 – 03/2017

Kurzfassung: Das Projekt „Sonneninsel Leoben“ zeigt, wie gemeindeeigene, mehrgeschossige Wohnobjekte im Stadtteil Leoben-Judendorf, die aus den 1980er Jahren stammen, umfassend thermisch saniert werden und gleichzeitig mehr Lebensqualität bringen können. Die Entscheidung zur Sanierung erfolgt freiwillig: Die BewohnerInnen der Salzlände und der Pebalstraße entscheiden selbst, ob und welches Wohnhaus modernisiert werden soll. Sie werden von Anfang an in den geplanten Sanierungsprozess eingebunden.

Den sanierten Gebäuden wird eine thermische Pufferzone vorgesetzt. Diese dient als erweiterter Lebensbereich. Die neue Fassade fungiert als Träger für Hybridmodule, welche mittels Photovoltaik Strom erzeugen. Die integrierten Solarthermieelemente kühlen die Photovoltaik im Bedarfsfall, um deren Wirkungsgrad zu erhöhen, und schützen den Pufferraum vor Überhitzung. Die überschüssige Wärme wird durch Erdsonden abgeführt. Im Winter dient die Erdwärme zur Temperierung der neuen Hülle.

Die Erdgeschosszone wird als Teil des Mobilitätskonzeptes zu einer E-LOBBY-Car-Sharing-Mobilitätszentrale umgebaut bzw. werden öffentliche und gewerbliche Nutzungen ermöglicht. Im Zusammenhang mit den PV-Elementen der Fassade und den Energiespeichermöglichkeiten der im Gebäude geparkten E-Mobile wird ein aufeinander abgestimmtes Konzept zur Energieversorgung und Energiebereitstellung erstellt.

Smart Community Großschönau	
Projekt:	GAVE – Gemeinde Großschönau als virtueller Energiespeicher (FFG-Nr. 825396)
Modellregion:	Großschönau (NÖ)
Konsortialführer:	Sonnenplatz Großschönau GmbH
Projektpartner:	AIT Austrian Institute of Technology, TU Wien
Dauer:	06/2010 – 05/2012

Kurzfassung: In Großschönau wurde untersucht, ob und wie eine Gemeinde durch die Kombination von gewerblichen, privaten und öffentlichen Verbrauchern sowie einem intelligenten Lastmanagement als flexible Verbraucher einen Beitrag zur Reduktion von Spitzenstrombedarf leisten könnte.

In einem Feldversuch wurden reale Lastverschiebungspotenziale von einem automatisierten Lastmanagement ermittelt und Erfahrungen zu Benutzerkomfort und -akzeptanz gewonnen. Dazu wurden 15 relevante Objekte mit verbraucherseitigem Lastverschiebungspotenzial identifiziert. Als verschiebbare Lasten im Haushaltsbereich dienten Wärmepumpen. Im öffentlichen Bereich wurden die Pumpenanlagen der örtlichen Nahwärmeversorgung, Trinkwasserpumpen sowie Klimatisierungs- und Lüftungsanlagen von öffentlichen Gebäuden identifiziert. Darüber hinaus bot die örtliche Kläranlage mit Klärschlammpumpe, Gebläseanlage und Klärschlamm-trocknungsanlage ein Verschiebepotenzial ebenso wie ausgewählte Energieverbrauchsprozesse der in Großschönau ansässigen Industriebetriebe.

7.5. Überblick über die internationalen Plattformen

EU Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan):

http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/set_plan_en.htm

Der SET-Plan steht für die energietechnologische Politik Europas. Mit diesem Strategieplan sollen die Entwicklung und Einführung kostenwirksamer Technologien mit geringem CO₂-Ausstoß beschleunigt werden. Er sieht Maßnahmen in den Bereichen Planung, Durchführung, Ressourcen und internationale Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Energietechnologien vor.

ERA NET Smart Grids plus:

www.eranet-smartgridsplus.eu

ERA-Net Smart Grids Plus ist eine Initiative von 21 europäischen Ländern. Ziel ist Technologien, Marktentwürfe und Kundenakzeptanz zu fördern, um einen Beitrag zur Gestaltung eines Stromnetzes mit hoher Versorgungssicherheit und niedrigen Treibhausgasemissionen zu erreichen.

- Förderung transnationaler Kooperationsprojekte mit Partnerländern aus der EU
- Entwicklung einer internationalen Knowledge Community aus Projekten und externen Stakeholdern
- integraler Bestandteil der SET-Plan-Initiative

European Electricity Grid Initiative – EEGI Label:

www.gridplus.eu/eegi/eegi-project-labelling-started

Die Industrieinitiative veröffentlichte eine Research and Innovation Roadmap mit dem Zeithorizont bis 2022 und einen Smart-Grid-Implementierungsplan für den Zeithorizont bis 2016. Ziel der EEGI und der Europäischen Kommission war und ist es, nationale Projekte mit gesamteuropäischer Relevanz zusammenzubringen und die Übertragbarkeit sowie Skalierbarkeit der einzelnen Lösungsansätze zu evaluieren.

- Mittlerweile wurden 26 Projekte mit EEGI-Label ausgezeichnet (Stand Ende 2013)
- Smart Grid Modellregion Salzburg hat Core Label erhalten
- DG DemoNet Smart LV Grid und DG DemoNet Validierung haben Support Level erhalten
- Weitere ausgezeichnete Projekte mit AT-Beteiligung: EcoGrid4EU, iGREENGrid, PlanGridEV und Cotevos

IEA Technology Roadmaps:

www.iea.org/roadmaps/

IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN)

www.iea-isan.org/

Ziele sind der technologische Know-how-Austausch zwischen internationalen Experten und die Definition von Best-Practice-Beispielen und Empfehlungen für politische Entscheidungsträger. Im Herbst 2014 wurde im Rahmen von Annex 6 (Power Transmission and Distribution) zum Beispiel ein Diskussionspapier zum Thema Transmission and Distribution Interaction veröffentlicht.

7. EU-Forschungsrahmenprogramm:

<http://cordis.europa.eu/fp7/>

Horizon 2020:

<http://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en>

- Das Thema Smart Grid ist von DG Research zu DG Energy gewandert (mit Horizon 2020)
- 2014 Ausschreibungsschwerpunkt Verteilernetz und 2015 wird der Schwerpunkt im Übertragungsnetz liegen

EU Smart Grids Task Force:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm

Die Europäische Kommission hat die Taskforce „Intelligente Netze“ Ende 2009 eingesetzt. Die Taskforce hat in den letzten beiden Jahren politische und regulatorische Leitlinien für die Einführung intelligenter Netze erarbeitet. Ferner hat sie Empfehlungen zur Normung und zu Schutz und Sicherheit von Verbraucherdaten abgegeben.

Auf dieser Grundlage hat die Kommission 2011 eine Mitteilung zum Thema intelligente Netze verabschiedet, die die europäischen Normungsorganisationen mit der Ausarbeitung von Normen für intelligente Netze beauftragt und ein Verzeichnis einschlägiger Projekte sowie der in der EU gewonnenen Erkenntnisse erstellt. Ferner hat Kommission eine Mitteilung zur Einführung intelligenter Verbrauchszähler verabschiedet und 2012 Leitlinien für die Durchführung von Kosten-Nutzen-Analysen für Smart-Grid-Projekte herausgegeben.

Expert Groups:

- EG1. Reference Group for Smart Grid Standards
- EG2. Expert Group for Regulatory Recommendations for Privacy, Data Protection and cyber-security in the Smart Grid Environment
- EG3. Expert Group for Regulatory Recommendations for Smart Grids Deployment
- EG4. Expert Group for Smart Grid Infrastructure Deployment

European Energy Research Alliance:

www.eera-set.eu/

ETP Smart Grids:

www.smartgrids.eu/

ENTSO-E Research & Development Roadmap 2013–2022

Die R&D Roadmap beinhaltet als einen der ersten Milestones „Active Distribution Grid“ als gemeinsame

TSO/DSO-R&D-Aktivitäten; auf diesem bauen andere Milestones auf. In diesem Zusammenhang scheint es Widersprüche in den Vorstellungen über den realistischen zeitlichen Horizont der Milestones zu geben. Hier besteht daher auch ein Abklärungsbedarf mit dem Smart-Grid-2.0-Prozess.

CEER

<http://www.ceer.eu/>

Das Council of European Energy Regulators (CEER) ist die Stimme der europäischen nationalen Regulierungsbehörden im Bereich des elektrischen Stromes und Gas. Ein Hauptziel der Organisation ist die Schaffung eines einzelnen, wettbewerbsorientierten, effizienten und nachhaltigen EU-internen Energiemarktes der im öffentlichen Interesse handelt.

EURELECTRIC

www.eurelectric.org/

Die Vereinigung der Elektrizitätsindustrie (EURELECTRIC) ist die Branchenvereinigung, welche die gemeinsamen Interessen der Elektrizitätsindustrie auf gesamteuropäischem Niveau vertritt. Derzeit hat EURELECTRIC 30 ordentliche Mitgliedsunternehmen, welche 32 europäische Länder vertreten.

Die drei Hauptziele sind:

- eine CO₂-neutrale Elektrizitätsversorgung bis 2050 in Europa zu etablieren
- eine kosteneffiziente und sichere Versorgung durch einen integrierten Markt zu erzielen
- das Abmildern der Auswirkungen des Klimawandels durch höhere Energieeffizienz

BMWi-Förderprogramm E-Energy:

www.e-energy.de/

„E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ ist ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) initiiertes neuer Förderschwerpunkt im Rahmen der Technologiepolitik der Deutschen Bundesregierung. Aus einem E-Energy-Technologie-wettbewerb gingen sechs Modellprojekte hervor. Sie alle verfolgen einen integralen Systemansatz, der alle energierelevanten Wirtschaftsaktivitäten sowohl auf der Markt- als auch auf der technischen Betriebsebene einschließt. Die ausgewählten Modellregionen sollen bis 2012 ihre erfolversprechenden Vorschläge bis zur Marktreife entwickeln und ihre Marktfähigkeit im Alltag testen.

7.6. Die Standardisierung im Smart Grid

7.6.1. Übersicht über die aktuelle internationale Standardisierungsarbeit

7.6.1.1. Interaktives IEC Smart Grid Standards Mapping Tool

Das Zusammenwirken der unterschiedlichen und komplexen Elemente und Funktionalitäten in Smart Grids setzt die Definition und Implementierung von aktuellen Standards voraus.

Um zu Informationen über konkret anzuwendende einzelne Standards bzw. zu deren Ausarbeitungsstand zu gelangen, hat die IEC (International Electrotechnical Commission, www.iec.ch) eine nach einzelnen Fachgebieten graphisch gegliederte Übersicht zusammengestellt und auf der Website interaktiv ausgestattet.

Die einzelnen Fachgebiete sind beispielsweise:

- Energieerzeugung
- Spannungs- und Frequenzsteuerung
- Energieverteilung, Energieverbrauch
- Energiemessung, Kommunikationstechnik

- Gebäudeautomatisierung
- Querschnittsmaterien (Telekommunikation, Security, EMC und Power Quality)

7.6.1.2. Smart Grid Standardization Documentation Map

Eine detaillierte Dokumentation der für Smart Grids relevanten internationalen Standardisierungsarbeit liefert die umfangreiche Smart Grid Standardization Documentation Map von STARGRID.

Darin finden sich Informationen zu Einzelaktivitäten aller bedeutenden europäischen, US-amerikanischen und weltweit tätigen Standardisierungsorganisationen. Dieses erstmals am 28.06.2013 herausgegebene Dokument wird nach Bedarf aktualisiert und in der jeweiligen Letztversion auf der STARGRID-Website publiziert (siehe Standards Hub for Smart Grids Industries <http://stargrid.eu/>).

Eine Publikation „Standardisation Document Analysis“ wurde bei STARGRID für das Frühjahr 2014 angekündigt, ist zum Zeitpunkt der Erstellung der Roadmap jedoch noch nicht verfügbar (siehe <http://stargrid.eu/> > Bereich Publications).

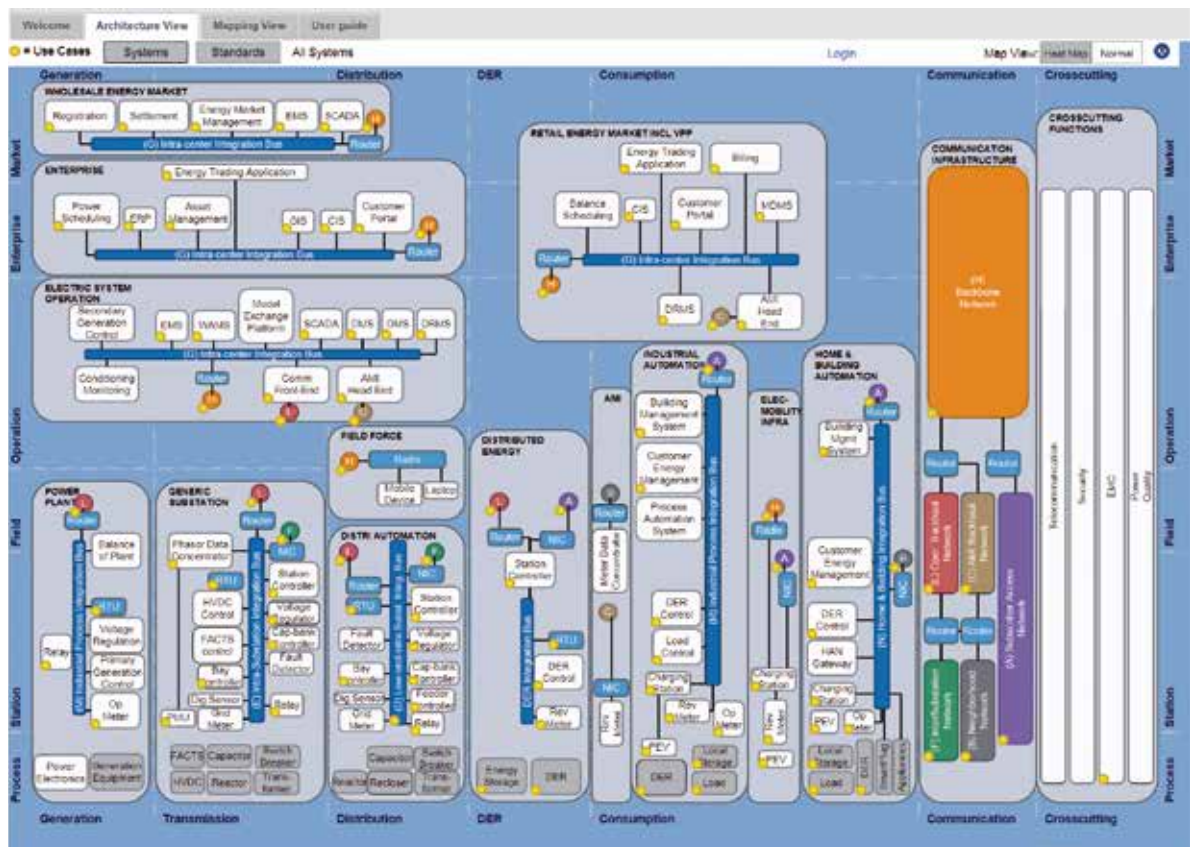


Abbildung 31
IEC Smart Grid Standards Mapping Tool, Architecture View

(interaktive Funktionalität unter <http://smartgridstandards-map.com/> > Bereich Architecture View abrufbar)

7.6.2. Übersicht über die österreichische Standardisierungsarbeit

Das Ergebnis der Recherchen ist in Tabelle 11 dargestellt, die die österreichischen Gremien und ihre internationale Anknüpfung dokumentiert.

7.6.3. Möglichkeit der Mitarbeit bei der Standardisierung und Kontaktdaten

Das aktive Mitwirken an Standardisierungsprozessen in den elektro-, informations- und kommunikationstechnischen Bereichen des Smart Grid ist über den Österreichischen Verband für Elektrotechnik (OVE) in den Gremien des Österreichischen Elektrotechnischen Komitee (OEK) organisiert.

Schwerpunktmäßig sind folgende Technische Komitees (TKs) und zugehörige Subkomitees betroffen:

- E – Elektrische Niederspannungsanlagen
- EMV – Elektromagnetische Verträglichkeit
- IS – Installationsmaterial und Schaltgeräte

- IT-EG – Informationstechnik, Telekommunikation und Elektronik
- MR – Mess- und Regelungstechnik
- TM – Traktion und Motorik

Ein Einstieg in die Gremienarbeit (keine Mitglieds- oder Sitzungsgebühren) ist für betroffene und interessierte neue Normungsexperten nach Absolvierung eines kostenpflichtigen Tagesseminars möglich.

Kontakt zum Österreichischen Verband für Elektrotechnik und zum Österreichischen Elektrotechnischen Komitee: www.ove.at

Kontakt zum Austrian Standards Institute (ASI, vormals Österreichisches Normungsinstitut): www.austrian-standards.at

Gremium	Titel	AT Spiegelkomitee
IEC SMB/SG3	Standardization Management Board/Sector Group 3 – Smart Grid	OEK-AK AG Smart Grid
IEC TC 8	Systems aspects for electrical energy supply	TSK EMV01
CLC TC 8X/WG 5	Systems aspects for electrical energy supply/Smart grid requirements	TSK EMV01
IEC/CLC TC 13	Electrical energy measurement, tariff- and load control	TSK MR13
IEC/CLC TC 57	Power systems management and associated information exchange	TSK MR57
IEC PC 118	Smart grid user interface	TK MR
ISO / IEC JTC 1	Information Technology	ASI K-001
CLC TC 205	Home and Building Electronic Systems (HBES)	TSK IT-EG 2x5
CLC SC 205A	Mains communicating systems	TSK EMV01
CLC TC 210	Electromagnetic Compatibility (EMC)	TK EMV
CISPR S	International special committee on radio interference/Steering Committee	
ITU-T	ITU Telecommunication Standardization Sector	
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	IEEE EMC Austria Chapter
ETSI	European Telecommunications Standards Institute	TSK IT-EG ETS
CEN-CENELEC-ETSI SGCG	Smart Grid Coordination Group	OEK-AK AG Smart Grid

Tabelle 11
Gremien der Standardisierung und deren Abbildung in Österreich

8. Quellenverzeichnis

- [1] Andreas Lugmaier et al.: Roadmap Smart Grids Austria – Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze!, FEEI – Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie, Österreichs E-Wirtschaft, www.smartgrids.at, Wien 2010
- [2] EU Commission Task Force for Smart Grids: „Expert Group 1: „Functionalities of smart grids and smart meters“, Final Deliverable, Dezember 2010
- [3] K. Schauer, K. Hollaus, M. Hübner: „Smart Grids Projects in Austrian R&D Programmes 2003-2010; Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 16/2010
- [4] BMVIT: „Project Synopsis Decentralised Generation and Smart Grids, Projects of the Austrian R&D Programmes 2003-2007, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 15/2008
- [5] H. Greisberger, H. Bieser: „Geförderte Projekte – Smart Grids Zusammenstellung ausgewählter Projekte Aktualisierte Fassung – 2011, Klima- und Energiefonds, Wien, 2011
- [6] Hübner, M. (2010): Intelligente Energiesysteme der Zukunft – Smart Grids Pioniere in Österreich. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 89/2010. Hrsg.: bmvit, Wien, 2010.
- [7] V. Giordano et al.: „Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments, Update 2010“; JRC Scientific and Policy Reports, Report EUR 25815 EN, Luxembourg, 2013
- [8] G. Brauner et al.: „Verbraucher als virtuelles Kraftwerk – Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie“ Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 44/2006
- [9] H. Auer et al.: „Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 45/2006
- [10] H. Auer et al.: „Systemmodell zur Optimierung der Integration von Windenergieanlagen in Österreich und Deutschland“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 46/2006
- [11] P. Späth et al.: „Integration durch Kooperation: Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 47/2006
- [12] H. Brunner et al.: „DG DemoNetz – Konzept: Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilernetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 12/2010
- [13] C. Obersteiner et al.: „BHKW-Netz, Analyse der technischen und ökonomischen Auswirkungen von Klein-BHKW auf Niederspannungsnetze“, Energie der Zukunft Endbericht, Wien 2010
- [14] S. Raudaschl et al.: „Smart Grids Modellregion Salzburg – Building to Grid“, Neue Energien 2020 Endbericht, Salzburg 2013
- [15] G. Kienesberger et al.: „Synergiepotentiale in der IKT-Infrastruktur bei verschiedenen Smart-Grid-Anwendungen“, Neue Energien 2020, Endbericht, Wien 2013
- [16] Rezanian et al.: „V2G-Strategien - Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger“, Neue Energien 2020, Endbericht, Wien 2013
- [17] Projekt EMPORA: „E-Mobile Power Austria“, Erkenntnisse Smart Grids Week 2013, www.empora.eu
- [18] Sterrer et al.: „Multifunktionales Batteriespeichersystem (MBS)“, Neue Energien 2020, Endbericht, Wien 2013
- [19] SGMS Salzburg: „Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Smart Grids Modellregion Salzburg“, Erkenntnisbericht, Salzburg 2013
- [20] Schmidt et al.: „SmartHeatNetworks – Intelligente Fernwärmenetze“, Endbericht Neue Energien 2020, Salzburg 2013
- [21] Auer et al.: „Vorbereitung der Implementierung eines österreichischen virtuellen Ökostrom Kraftwerks –

- Technisch-wirtschaftliche Konzeption eines modernen Energieversorgungsunternehmens“, Energiesysteme der Zukunft Endbericht, Wien 2008
- [22] Prüggl et al.: „KONDEA – Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration dezentraler Verbraucher- und Erzeugeranlagen“, Energie der Zukunft Endbericht, Wien 2010
- [23] Gawlik et al.: „SYMBIOSE – Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher“, Projekt im Rahmen der Programmlinie Neue Energien 2020, Laufzeit bis 03/2014
- [24] Projekt Smaragd: „Smart Grids – Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich“ Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 829891
- [25] Projekt INTEGRA: „Integrierte Smart Grid Referenzarchitektur lokaler intelligenter Verteilnetze und überregionaler virtueller Kraftwerke“, Projekt im Rahmen der Programmlinie e!MISSION, www.smartgridssalzburg.at
- [26] S. Repo: „ADINE – EU DEMONSTRATION PROJECT OF ACTIVE DISTRIBUTION NETWORK“, Tampere University of Technology, Projekt presentation; Finland 2010
- [27] C. Bang et al.: „Design of a real time market for regulating power“, Project FlexPower WP1 – Report 3, VERSION 2.0, 2011
- [28] A. Tonessen et al.: „Electricity Storage Technologies for Short Term Power System Services at Transmission Level“, Report for ForskEl Project 10426
- [29] M. Laskowski: „Zwischenergebnisse und Botschaften aus E-DeMa E-Energy“ Präsentation zum Vernetzungstreffen am 24. September 2012, Essen
- [30] M. Agsten et al.: „Abschlussbericht e-telligence“, Programm E-Energy, www.eTelligence.de; Oldenburg 2013
- [31] S.M. van der Sluis: „Cold Storage of Wind Energy“, Project report of the Nightwind Project
- [32] GROWDERS Project: „Grid Reliability and Operability with Distributed Generation using Transportable Storage“, D 9.4 – Report on European regulatory aspects for electricity storage, 6th Framework Programme, 2011
- [33] G.Becker et al.: „Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten – Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 63/2009
- [34] P. Palensky et al.: „Integral Resource Optimization Network Concept“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 13/2010
- [35] K. Nadeje et al.: „Consumer to Grid“, Neue Energien 2020 Endbericht, Salzburg 2013
- [36] H. Aliefendic et al.: „INSPIRED Regions - Beitrag von intelligenten Stromnetzen zur Stärkung der wirtschaftlichen Entwicklung ländlicher Regionen“ Neue Energien 2020 Endbericht, Wien 2012
- [37] Kollmann, A. und Moser, S. (2014): Smart Metering im Kontext von Smart Grids - Smart Grids Begleitforschung. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 06/2014. Hrsg.: bmvit, Wien, 2014.
- [38] Schrammel et al.: „Persuasive End-User Energy Management“, Neue Energien 2020 Endbericht, Wien 2013
- [39] Meisel et al.: „Demand Response for Austrian Smart Grids“, Neue Energien 2020 Endbericht, Wien 2013
- [40] Smart Grids Modellregion Salzburg: „HIT – HÄUSER ALS INTERAKTIVE TEILNEHMER IM SMART GRID“, www.rosazukunft.at
- [41] Smart Grids Modellregion Salzburg: „Projekt Smart Web Grid“, Projekt im Rahmen der Programmlinie Neue Energien 2020
- [42] ZENVIS: „Entwicklung eines zentralen Visualisierungsgeräts für den Energie- und Ressourcenverbrauch in Haushalten, Energie der Zukunft Endbericht
- [43] M. Rey Porto et al.: „3e – Houses“, Final report, www.3E-Houses.eu, 2013
- [44] T. Bolkesjø: „ASSESSMENTS OF ELECTRICITY DEMAND FLEXIBILITY IN THE FUTURE ENERGY SYSTEM – POTENTIALS AND MARKET IMPACTS“, IMPROSUME Publication Series #5; NCE Smart Energy Markets, June 2013
- [45] INTEGRIS: „INTEGRIS third periodic publishable summar“, FP7 project, <http://www.fp7-integris.eu>, 2013
- [46] Saft: „The solution defined, designed, Delivered – Sol-Ion Project“, project presentation
- [47] Timpe et al.: „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems“, Final dact sheet, EIE/06/185/SI2.447477; 2009
- [48] D. Carter: „Digital Environment Home Energy Management Systems – DEHEMS“, Final Project Report, Manchester 2011
- [49] Projekt ZUQDE, Zentrale Spannungs- (U) und Blindleistungsregelung (O) mit dezentralen Einspeisungen in

- der Demoregion Salzburg; Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 825468
- [50] Projekt ZUODE – Kosten / Nutzen Analyse, Ergebnisse & Erkenntnisse aus der Smart Modellregion Salzburg, Mai 2013, Seite 64ff, www.smartgridssalzburg.at
- [51] Projekt DG Demonetz Validierung, Projektbericht noch in Bearbeitung
- [52] Projekt DG DemoNet Smart LV Grid, noch kein publizierter Endbericht
- [53] Projekt ISOLVES – PSSA-M Innovative Solutions to Potimise Low Voltage Electricity Systems: Power Snap-Short Analysis by Meters (PSSA-M); Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 821862
- [54] Projekt iGreenGrid: <http://www.igreengrid-fp7.eu/deliverables>
- [55] Projekt morePV2grid (2010-2013), Endbericht: „More functionalities for increased integration of PV into grid“, Programm: Neue Energien 2020, FFG-Nr. 825441
- [56] Projekt DG-EV-HIL TODO: (Referenz fehlt)
- [57] IEA Guide for Energy Technology Roadmaps, OECD/IEA, France 2010
- [58] Smart Energy made in Germany – Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende, BMWI, Mai 2014, S. 4f.
- [59] Flexibility and Aggregation Requirements for their interaction in the market, Eurelectric, January 2014, S. 5.
- [60] Prügler et al.: „Smart Grids Backup - Anforderung an Smart Grids zur Reduktion von Backup-kapazitäten im Stromversorgungssektor“; Studie im Auftrag des Klima und Energiefonds; Projektlaufzeit 10.2013 – 07.2014;
- [61] Pressemeldung: E-Control: Zahlungen für Bereithalten von Kraftwerken in Österreich nicht nötig, Wien (OTS), OTS0128, 4. Juni 2014, 11:42, verfügbar unter: http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20140604_OT0128/e-control-zahlungen-fuer-bereithalten-von-kraftwerken-in-oesterreich-nicht-noetig-bild, zuletzt aufgerufen: 23.06.2014, 12:49.
- [62] ACCEPT – Analysis of Customer Conception for Energy Provision and Transmission; Laufzeit: 2012-2014; Antragsteller: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz; Programm: Regio 13
- [63] Renner, S., Jamek, A., Baumann, M. und M. Urban (2012) Smart Metering. Die Auswirkungen von Feedback auf das Energieverbrauchsverhalten. Endbericht. Hrsg.: AEA.
- [64] BAVIS – Beitrag zum aktiven Verteilernetzbetrieb durch Innovative Spannungsregelung; Antragsteller: Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal; FFG-Nr.: 815719
- [65] BlackÖ.I – Blackouts in Österreich Teil I – Analyse der Schadenskosten, Betroffenenstruktur und Wahrscheinlichkeiten großflächiger Stromausfälle; Laufzeit: 2009-2011; Antragsteller: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz; Programm: KIRAS – Sicherheitsforschung; FFG-Nr.: 821746
- [66] BlackÖ.II – Blackouts in Österreich Teil II - Blackoutprävention und -intervention im österreichischen Stromnetz; Laufzeit: 2013-2014; Antragsteller: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz; Programm: KIRAS – Sicherheitsforschung; FFG-Nr.: 836307
- [67] Capgemini (2010). Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung; Jänner 2010; Capgemini im Auftrag des Verbands der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ).
- [68] Smart Metering im Kontext von Smart Grids (aka „DACH“). Studie im Auftrag des BMVIT. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Dezember 2013.
- [69] Bitzan, G. und S. Seebauer (2012) Smart Metering in Privathaushalten: Umsetzungserfahrungen aus dem Pilotversuch €CO₂-Management. Beitrag zum 12. Symposium Energieinnovation, 15.–17.2.2012, Graz/Austria.
- [70] Nabe et al. (2009) Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen [ECOFYS]. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- [71] Econgrid – Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart Grids-Lösungen; Laufzeit: 2011-2013; Antragsteller: Institut für Höhere Studien (IHS); Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 829847
- [72] EconRES – Wirtschaftskraft Erneuerbarer Energie in Österreich und Erneuerbare Energie in Zahlen; Laufzeit: 2012-2013; Antragsteller: Energy Economics Group, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, TU Wien; Programm: Neue Energien 2020
- [73] Ernst & Young (2013) Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. <http://tinyurl.com/qcbqugf>. [dl: 28.06.2014]

- [74] Flex-Tarif – Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lasten im Stromnetz; Laufzeit: 2013-2014; Antragsteller: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz; Programm: e!MISSION.at – Energy Mission Austria; FFG-Nr.: 841213
- [75] INSPIRED – Beitrag von intelligenten Stromnetzen zur Stärkung der wirtschaftlichen Entwicklung ländlicher Regionen; Laufzeit: 2011-2012; Antragsteller: Pöyry Energy GmbH; Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 825595
- [76] IRON – Integral Resource Optimization Network Concept; Laufzeit: 2006–2008; Antragsteller: ICT – Institut für Computertechnik, TU Wien; Programm: Energiesysteme der Zukunft; Projekt-Nr.: 810676/7837
- [77] LoadShift – Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids; Laufzeit: 2012-2014; Antragsteller: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz; Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 834620
- [78] Frey, H. (2013) MeRegio: Erkennen und Beseitigen von Netzengpässen Präsentation bei der E-Energy Abschlusskongress, Berlin 17./18. Januar 2013.
- [79] Kießling, A. (2013) Modellstadt Mannheim (moma): Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit. Abschlussbericht. <http://tinyurl.com/olltqyo> [dl: 28.06.2014].
- [80] Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering; Juni 2010; PriceWaterhouseCoopers PWC Österreich im Auftrag der E-Control Austria.
- [81] SG Essences – Elaborated Assessment of Competing Smart Grid Solutions; Laufzeit: 2011–2013; Antragsteller: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz; Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 830001
- [82] SmartHeatNet – Smart Grids Modellregion Salzburg – SmartHeatNetworks - Intelligente Fernwärmenetze; Laufzeit: 2011-2013; Antragsteller: Salzburg AG; Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 825549
- [83] SmartSynergies – Synergiepotentiale in der IKT-Infrastruktur bei verschiedenen Smart-Grid-Anwendungen; Laufzeit: 2010-2012; Antragsteller: Salzburg AG; Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 825455
- [84] V2G-Interfaces – Smart Grids Modellregion Salzburg – Erstellung eines Umsetzungsplans zur Vehicle-to-Grid Interfaceentwicklung; Laufzeit: 2010-2011; Antragsteller: Salzburg AG; Programm: Neue Energien 2020; FFG-Nr.: 825421
- [85] Volkswirtschaftliche Effekte von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils Erneuerbarer Energien in den und österreichischen Klima- Energiemodellregionen. Veröffentlicht: September 2012; Projektleitung: Wirtschaftsforschungsinstitut (WIFO). Im Auftrag des KLIEN.
- [86] Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011, 339. Verordnung der E-Control
- [87] Beschreibung des SGAM Modells: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_reference_architecture.pdf
- [88] Risikoanalyse für die Informationssysteme der Elektrizitätswirtschaft, http://www.e-control.at/de/publikationen/publikationen-strom/studien/IKT_Risikoanalyse
- [89] Strategie der Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation, 2013
- [90] Integration von Energiemarkt und Verteilnetzbetrieb durch einen Flexibility Operator, T. Gawron-Deutsch, IEEE, F. Kupzog, OVE, IEEE, A. Einfalt, IEEE ; Elektrotechnik & Informationstechnik (2014) 131/3: 91–98. DOI 10.1007/s00502-014-0200-6
- [91] BDEW (2013): BDEW-Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“. Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, 11. Februar 2013
- [92] *entfallen*
- [93] Biegel, B., Andersen, P., Stoustrup, J., Bendtsen, J. D. (2012): Congestion management in a smart grid via shadow prices. In 8th IFAC symposium on power plant and power system control (S. 518–523).
- [94] Sundstrom, O., Binding, C. (2012): Flexible charging optimization for electric vehicles considering distribution grid constraints. IEEE Transactions on Smart Grid, 26–37.
- [95] LEITSTUDIE STROMMARKT, BMWi Deutschland, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt>
- [96] Endbericht Q(U) der Vorarlberger Energienetze GmbH [http://www.vorarlbergnetz.at/downloads/at/Q\(U\)_](http://www.vorarlbergnetz.at/downloads/at/Q(U)_)

- Feldversuch_Vorarlberg_Netz_mit_TU_Muenchen_Endbericht_07_08_2014.pdf*
- [97] E-Control (2011): Intelligente Messgeräte Anforderungs-Verordnung (IMA-VO), Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden; kundgemacht am 25.10.2011, BGBl. II Nr. 339/2011. <http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen#2354>.
- [98] VDE (2014): FNN-Projekt „MessSystem 2020“. <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/messwesen/ms2020/Seiten/ms2020.aspx>
- [99] RegModHarz (2014): Regenerative Modellregion Harz, Landkreis Harz. <http://www.e-energy.de/de/regmod-harz.php>
- [100] Gawron-Deutsch, T., Kupzog, F., Einfalt, A. (2014): Integration von Energiemarkt und Verteilnetzbetrieb durch einen Flexibility Operator; e & i Elektrotechnik und Informationstechnik (2014) 131:91-98; Springer.
- [101] Entso-e (2014): Network Code Overview; <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/Pages/default.aspx>
- [102] Deutsch, T., Kupzog, F., Einfalt, A., Ghaemi, S. (2014): Avoiding grid congestion with traffic light approach and the flexibility operator; CIRED Workshop – Rome, 11–12 June 2014; Paper 0331.
- [103] Rassa Prozess, Projekt „Stakeholderprozess“ der Initiative „Referenzarchitektur für sichere Smart Grids in Österreich“, Laufzeit: 2014–2015; Antragsteller: Technologieplattform Smart Grids Austria; Programm: Stadt der Zukunft; FFG-Nr.: 845183
- [104] EU-Regionalförderung, Österreichische Förderlandkarte http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251715/251715_1548703_110_3.pdf
- [105] Biosphärenpark Großes Walsertal [104]Energierregion Großes Walsertal; Programm: „Klima- und Energie-modellregionen“ des Klima- und Energiefonds, Projekt-Nr.: A974925
- [106] Projekt EmporA2, noch kein publizierter Endbericht
- [107] Projekt ProAktivNetz. Projekt läuft noch
- [108] AIT SmartEST Labor, <http://www.ait.ac.at/departments/energy/research-areas/energy-infrastructure/smart-grids/smartest-labor>
- [109] Projekt PlanGridEV <http://www.plangriddev.eu>
- [110] Richtlinie für den Parallelbetrieb von Batterieanlagen
- [111] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group – Sustainable Processes http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_sustainable_processes.pdf
- [112] DOE G 413.3-4A, Technology Readiness Assessment Guide, <https://www.directives.doe.gov/directives-documents/400-series/0413.3-EGuide-04a/view>, zuletzt besucht 11/2014

8.1. Abkürzungen

AIT	Austrian Institute of Technology
BFI	Berufsförderungsinstitut
BIP	Bruttoinlandsprodukt
bmvit	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
CEM	Customer Energy Management
DER	Dezentrale Energie Ressource (distributed energy resource)
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
DW, DWH	Data-Warehouse
EE	Erneuerbare Energien
GIS	Geographisches Informationssystem
HR	Human Resources
HS, HÖS	Hochspannung, Höchstspannung
IKT	Informations- und Kommunikations- technologien
IP/MPLS	Internet Protocol Multiprotocol Label Switching
KLIEN	Klima und Energiefonds
MS, MV	Mittelspannung
MVA	Megavoltampere, Scheinleistung
NS, LV	Niederspannung
ÖVE	Österreichischer Verband der Elektro- technik
P2G	Power to Gas
P2H	Power to Heat
P-HIL	Power Hardware in the Loop
PLC	Datenübertragung über Stromleitungen (Power Line Communication)
PQ-Monitoring	Power Quality Monitoring (Spannungs- qualität)
PROSUMER	Konsument, der selbst auch Strom erzeugt (-> Produzent)
PV	Photovoltaik
SG	Smart Grids
SGAM	Smart Grids Architecture Model
SM	Smart Meter, intelligenter Stromzähler im Haushalt
TSO	Transportation System Operator, Transportnetzbetreiber
VKW, VPP	Virtuelles Kraftwerk, Virtuelles Power Plant
WIFI	Wirtschaftsförderungsinstitut

8.2. Glossar

Data-Warehouse	Datenbank, in der Daten aus unterschiedlichen Quellen in einem einheitlichen Format dargestellt werden
IP/MPLS	Verbindungsorientierte Übertragung von Datenpaketen in einem verbindungslosen Netz entlang eines zuvor signalisierten Pfades
Prosumer	Aus Producer und Consumer werden Prosumer
State Estimation	Schätzung des echten, aktuellen Netzzustandes
Power Hardware in the Loop	Methode zum Testen von komplexen, eingebetteten Echtzeit-Systemen
Volt/Var-Control	Spannungsregelung durch Blindleistungsmanagement

8.3. Danksagung

Wir danken allen Personen, die an der Technologieroadmap Smart Grids Austria mitgewirkt haben.

Mit Beteiligung von

Andreas Abart (Energie AG Oberösterreich)

Ferdinand Aicher (AICO EDV Beratung GmbH)

Heinz Bachinger (Energienetze Steiermark GmbH)

Georg Baumgartner (Salzburg Netz GmbH)

Angela Berger (Technologieplattform Smart Grids Austria)

Klaus Bernhardt (FEEI – Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie)

Thomas Bleier (AIT (Austrian Institute of Technology))

Christiane Brauner (Verbund AG)

Helfried Brunner (AIT (Austrian Institute of Technology))

Gudrun Buschbacher (Schrack Technik Energie GmbH)

Peter Caldera (Lantiq A GmbH)

Andreas Dluhy (ABB)

Alfred Einfalt (Siemens AG Österreich)

Dominik Engel (FH Salzburg)

Joachim Fabini (Technische Universität Wien)

Gerhard Fuchs (ALCATEL-LUCENT AUSTRIA AG)

Wolfgang Gawlik (Technische Universität Wien)

Tobias Gawron-Deutsch (Siemens AG Österreich)

Andreas Gößler (Energienetze Steiermark GmbH)

Heinz Gutsch (cyberGRID GmbH)

Margit Haiden (FEEI Kommunikation)

Martin Heidl (Fronius International GmbH)

Frank Herb (Vorarlberger Energienetze GmbH)

Michael Hübner (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie)

Annemarie Jung (Wiener Netze GmbH)

Wolfgang Kastner (Technische Universität Wien)

Georg Kienesberger (Technische Universität Wien)

Andrea Kollmann (Johannes Kepler Universität Linz)

Rainhard Korsitzke (cyberGRID GmbH)

Klaus Kubeczko (AIT (Austrian Institute of Technology))

Friederich Kupzog (AIT (Austrian Institute of Technology))

Lucie Langer (AIT (Austrian Institute of Technology))

Kurt Leonhartsberger (FH Technikum Wien)

Günther Lerch (Sprecher Automation GmbH)

Natalie Löblich (Telekom Austria M2M GmbH)

Andreas Lugmaier (Siemens AG Österreich)

Alexander Lurf (cyberGRID GmbH)

Johann Meindl (Sprecher Automation GmbH)

Marcus Meisel (Technische Universität Wien)

Simon Moser (Johannes Kepler Universität Linz)

Reinhard Nenning (Vorarlberger Energienetze GmbH)

Christian Neureiter (FH Salzburg)

Peter Oehler (Schrack Technik Energie GmbH)

Rudolf Pailer (IBM)

Herbert Pairitsch (INFINEON Technologies Austria AG)

Natalie Prügler (MOOSMOAR Energies OG)

Wolfgang Prügler (Technische Universität Wien)


Karl Rossegger (Linz Strom Netz GmbH)
Mathias Schaffer (Energienetze Steiermark GmbH)
Kurt Schauer (Wallner & Schauer GmbH)
Karl Scheida (Oesterreichs Energie)
Alexander Schenk (Siemens AG Österreich)
Gernot Schröck (Energienetze Steiermark GmbH)
Markus Manuel Schwarz (Johannes Kepler Universität Linz)
Heinz Sitter (KNG-Kärnten Netz GmbH)
Martin Stachelberger (Verbund AG)
Herbert Strobl (TINETZ-Stromnetz Tirol AG)
Herwig Struber (Salzburg Netz GmbH)
Momir Tabakovic (FH Technikum Wien)
Gregor Taljan (Energienetze Steiermark GmbH)
Hans Taus (Wiener Netze GmbH)
Ursula Tauschek (Oesterreichs Energie)
Matthias Tischlinger (Energie AG Oberösterreich)
Maximilian Urban (Netz Niederösterreich GmbH)
Richard Valenta (ÖVE)
Wolfgang Wais (Wiener Netze GmbH)
Lukas Wallentin (Telekom Austria M2M GmbH)
Bertram Weiss (Verbund AG)
Heinz Weißkirchner (ALCATEL-LUCENT AUSTRIA AG)
Werner Wiedermann (Telekom Austria M2M GmbH)
Peter Winkelmayr (FEET – Fachverband der Elektro- und
Elektronikindustrie)
Christoph Winter (Fronius International GmbH)
Roland Zoll (Wiener Netze GmbH)

Beirat zur Technologieroadmap Smart Grids Austria

Wir danken dem Beirat für die wertvolle Unterstützung zur Technologieroadmap Smart Grids Austria.

Bettina Bergauer (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft)
Hubert Fechner (Technologieplattform Photovoltaik)
Werner Friedl (Energie-Control Austria)
Michael Fuchs (Industriellenvereinigung)
Michael Hübner (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie)
Elvira Lutter (Klima- und Energiefonds)
Thomas Mördinger (ÖKOBÜRO - Allianz der Umweltbewegung)
Jörg Nachbau (ASI - Austrian Standards Institute)
Werner Neyer (Vorarlberger Energienetze GmbH)
Urban Peyker (Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG)
Dominik Pezenka (Arbeiterkammer)
Walter Schaffer (Salzburg Netz GmbH)

Stefan Vögel (Energie-Control Austria)
Jurrien Westernhof (Erneuerbare Energie Österreich)

bm  Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) im Rahmen des Strategieprozess Smart Grids 2.0.

smartgrids.at

