

Monitoring der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0

INITIALBERICHT



Inhaltsverzeichnis

1 Einführung	3
2 Übergreifende Herausforderungen	4
3 Netz und Markt verbünden	5
4 Sektorkopplung konsequent denken	6
5 Forschungsförderung und Reallabore	8
6 Partizipation auf allen Ebenen ermöglichen	9
7 Fazit und Ausblick	10

Impressum

HERAUSGEBER

Smart Grids-Plattform

Baden-Württemberg e. V. (SmartGridsBW)
Christophstr. 6, 70178 Stuttgart
V.i.S.d.P.: Dr. Daniel Stetter

Tel: +49 711 9757 499-0

Mail: info@smartgrids-bw.net

Web: www.smartgrids-bw.net

GESTALTUNG

www.cigarsauerkraut.com

ERSCHEINUNGSDATUM

Dezember 2024

WEITERE INFORMATIONEN

www.smartgrids-bw.net/roadmap

REDAKTION

Christian Schneider (SmartGridsBW)

ISBN

978-3-9822583-8-6

COPYRIGHT

Alle im vorliegenden Bericht veröffentlichten Inhalte sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. Nachdruck, Aufnahme in Datenbanken, Onlinedienste und Internetseiten sowie Vervielfältigung auf Datenträgern und Verarbeitung sind – auch in Auszügen – nur nach vorheriger schriftlicher Genehmigung durch die Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. gestattet.

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Die Inhalte der vorliegenden Roadmap wurden nach bestem Wissen und Kenntnisstand zusammengestellt. Trotz sorgfältiger Prüfung aller Inhalte können diese nach kurzer Zeit z. B. nach Änderungen von Gesetzen oder anderen Rahmenbedingungen sowie aufgrund der hohen Dynamik des Themenfeldes im Allgemeinen nicht mehr aktuell sein. Daher wird für die Inhalte, die Richtigkeit und Vollständigkeit des vorliegenden Berichts keine Haftung oder Gewähr übernommen. Soweit die Inhalte ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen gemacht werden, übernehmen die Autorinnen und Autoren sowie der Herausgeber keine Verantwortung oder Haftung.



1 Einführung

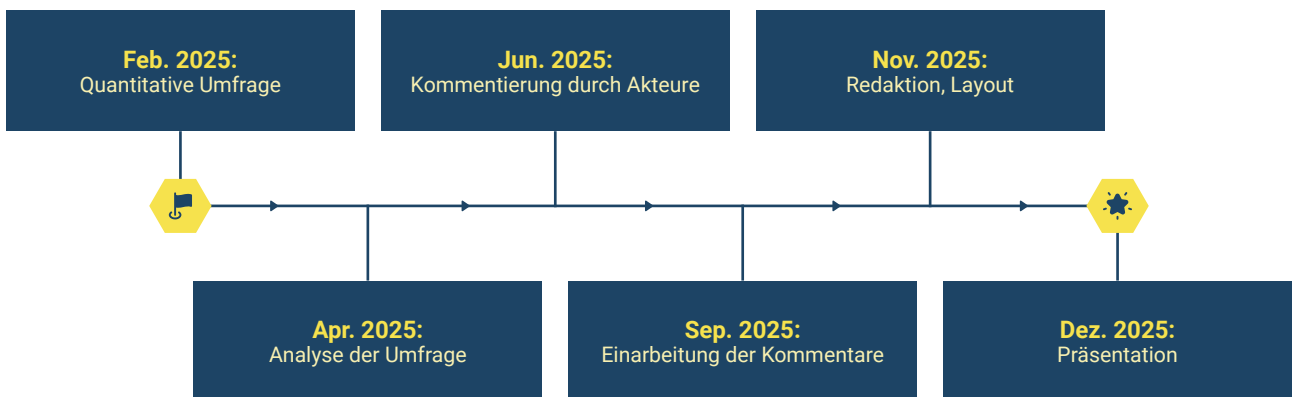
Ein Monitoring für die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0

Mit der Veröffentlichung der im Jahr 2022 neugestalteten Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 wurden die strategischen Leitplanken mit Zielen und Maßnahmen für die Umsetzung von Smart Grids bis 2030 aufgezeigt.¹ Smart Grids sind ein wesentliches Element, um die Energiewende effizienter zu gestalten, indem sie Netzausbaubedarfe – den „Flaschenhals“ der Energiewende - verringern. Da die technischen Entwicklungen sowie die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen für die Implementierung von Smart Grids einer extrem hohen Dynamik unterliegen, gilt es nun, ein Monitoring zur Bestandsaufnahme und ggf. Nachjustierung aufzusetzen. Ziele dieses Monitorings sind die Erfassung des Umsetzungsstands und in besonderem Maße die Analyse, wie sich die Herausforderungen für die Akteure seit der Veröffentlichung

entwickelt haben. Daraus wird wiederum abgeleitet, welche Unterstützungsmaßnahmen seitens der Landes- und Bundespolitik benötigt werden.

Dieser Initialbericht

Der hier vorliegende Initialbericht stellt die momentan von den Akteuren als zentral eingestuften Herausforderungen dar. Dazu hat SmartGridsBW eine Reihe von Energiewendeakteuren um ihre Einschätzung gebeten. Zwar variieren die Antworten je nach Fachbereich bzw. Rolle, unisono ist jedoch die Aussage: Es gibt viel zu tun. Trotz kleiner Fortschritte in einigen Bereichen ist für die intelligente Gestaltung der Netze noch ein langer Weg zu beschreiten. Im Folgenden werden die Äußerungen der Akteure in Kürze zusammengefasst, um die wesentlichen Herausforderungen aufzuzeigen. Dabei liegt der Schwerpunkt des Berichts auf einer überblicksartigen Darstellung.



Der Ablauf des Roadmap-Monitorings im Jahr 2025

Im Q1 2025 werden die Teilnehmenden des Roadmap-Prozesses zu einer gemeinsamen Fortführung im Rahmen des Monitorings eingeladen. Eine quantitative Umfrage unter den Beteiligten bildet die Grundlage für die Bestandsaufnahme im Kreise der Energiewendeakteure. Basis der Umfrage sind die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 sowie der vorliegende Initialbericht. Den Teilnehmenden wird die Möglichkeit gegeben, alle Ziele, Maßnahmen und Herausforderungen bezüglich des Grades der

Zielerreichung zu bewerten und die Gründe hierfür zu kommentieren. Ziel des Monitorings ist es, neben der Erfassung des Status quo die zentralen Hemmnisse zu benennen und Lösungsvorschläge zu erarbeiten. SmartGridsBW führt die Ergebnisse in einem Bericht zusammen und präsentiert sie dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg sowie der Öffentlichkeit. Für die Folgejahre werden die Zielsetzungen sowie die Methodik jeweils anhand der vorgelagerten Erkenntnisse angepasst.



2 Übergreifende Herausforderungen

Das Kapitel 2 der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 diskutiert die übergreifenden Herausforderungen aller Themenfelder. Im Wesentlichen sind die darin skizzierten Herausforderungen gleichgeblieben, die Intensität hat sich jedoch teilweise verschärft. So bleibt die knappe Zeit weiterhin jene Ressource, die nicht substituierbar ist, Engpässe bei Personal und Finanzmitteln schließen sich an. Im Folgenden werden exemplarisch einige der übergreifenden Herausforderungen aufgegriffen.

Kritische Ressource: Personal

Unzureichende Personalressourcen verschärfen sich kontinuierlich und werden zu einer immer größeren Hürde. Das beginnende Ausscheiden der Kohorte der Babyboomer aus dem Arbeitsmarkt wird dies verschärfen: Nicht nur die Arbeitskraft muss ersetzt werden, sondern auch über Jahrzehnte aufgebautes Praxis-Know-how, das nicht durch einfache Anlernprozesse vermittelt werden kann. Die Gewinnung von (Fach-)Kräften bleibt indes schwierig; selbst wenn adäquate Kenntnisse bei Bewerberinnen aus dem Ausland vorhanden sind, hängen Arbeitsgenehmigungen bei den Behörden teilweise stark im Rückstand. Gleichzeitig gehen die Studierendenzahlen und Ausbildungszahlen zurück.

Kritische Ressource: Finanzielle Mittel

Dass die finanziellen Ressourcen knapp sind, ist keine Neuigkeit. Dass sich die Situation jedoch deutlich zuspitzt, zeigt sich derzeit: Netzausbaubedarfe im oberen dreistelligen Milliardenbereich, verteilt auf die Akteure der Netzwirtschaft, sind weder in Deutschland insgesamt noch in Baden-Württemberg im Speziellen leicht zu stemmen. Weiterhin gilt es, die Verschiebungen zwischen CapEx- und OpEx-Kosten angemessen zu berücksichtigen. Unsicherheiten in der Finanzierung führen zu Verzögerungen: Die Diskussion um Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb steht dabei exemplarisch für die Problematik bei ungeklärten Finanzierungen; Verzögerungen beim Smart Meter Rollout entstehen aufgrund des Abwartens der Akteure, die nicht ins Risiko gehen können. Finanzielle Planungssicherheit durch stabile politische Rahmenbedingungen ist für die Akteure elementar.

Kritischer Faktor: Mangelhafte Digitalisierung

Während die technische Digitalisierung von Anlagen voranschreitet, werden die erworbenen Daten vielfach nicht konsequent weiter genutzt. Dadurch werden Potenziale zur Rationalisierung von Arbeits- und Geschäftsprozessen nicht ausgeschöpft. So kann beispielsweise die Nutzung eines digitalen Zwillings eines Energienetzes Prüfungen für Genehmigungsprozesse durch automatisierte Abwicklung deutlich beschleunigen. Dies erfordert jedoch die konsequente Umsetzung von Geschäftsvorgängen, die bislang papier- und arbeitskraftbasiert waren, als digitale Prozesse. Weiterhin müssen Datenschutzfragen seriös behandelt werden, während Datenschutz nicht per se als Argument genutzt werden darf, um Digitalisierungsprozesse vorschnell und ohne weitere Prüfung abzulehnen.

Kritischer Faktor: Systemresilienz und Cybersecurity

Bei der Gestaltung der Energienetze muss die Resilienz noch stärker in den Fokus gerückt werden. Cyberangriffe auf die Energieinfrastruktur, insbesondere durch feindlich gesinnte staatliche Akteure, nehmen stark zu; auch physische Ausspähungen werden berichtet. Die Betrachtung der Sicherheit sowohl der Einzelkomponenten als auch der Gesamtsysteme muss zukünftig noch stärker fokussiert werden.² Durch die Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen im Rahmen der Energiewende wird das System insgesamt resilienter gegen zentrale Angriffe. Weiterhin unterliegen kritische Infrastrukturen (KRITIS) strengen Sicherheitsvorschriften und müssen infolgedessen stark gesichert sein.³ Jedoch werden auch andere IT-Systeme, wie etwa die Verwaltung und Abrechnung nachgelagerter Akteure und Partner, kompromittiert und stellen somit in der wirtschaftlichen Gesamtbetrachtung einen relevanten Faktor dar.



3 Netz und Markt verbünden

Das Kapitel „Netz und Markt verbünden“ der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 behandelt wesentliche Grundlagen für die Gestaltung von Smart Grids. Seit der Veröffentlichung der Roadmap im Dezember 2022 haben sich in diesem Handlungsfeld einige Dinge bewegt. Nicht zuletzt mit dem GNDEW, der Festlegung des § 14a EnWG und der Zertifizierung der ersten CLS-Steuerbox wurden einige regulatorische Herausforderungen angegangen. Doch bis Smart Grids und darauf basierende Geschäftsmodelle in der Fläche verfügbar sind, bleibt noch sehr viel zu tun.

Der Rollout intelligenter Messsysteme („Smart Meter“), der als zentrale Grundlage für Netztransparenz in der Niederspannung und die Steuerung zahlreicher Anlagen (z. B. gemäß § 14a EnWG) dient, schreitet nicht im erforderlichen Maße voran. Zwar wurden mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) 2023 wichtige Weichen gestellt und der ursprünglich praktisch eingefrorene Rollout wieder in Bewegung gebracht, jedoch ist das Tempo der Installationen weiterhin zu gering.⁴ Die Komplexität des gesamten Vorgangs – von der technischen Gestaltung, der Zertifizierung, der Installation mit einer (nunmehr in Vereinfachung befindlichen) sicheren Lieferkette („SiLKe“) bis hin zur technischen und prozessualen Einbindung – ist weiterhin sehr hoch und stellt die grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) vor eine Reihe von Herausforderungen.

Die Preisobergrenzen, welche die Messstellenbetreiber für die Smart Meter in Rechnung stellen können, werden als keineswegs kostendeckend kritisiert. Während einige Netzbetreiber dies aus eigener Substanz vorfinanzieren konnten, führt eine solch ungeklärte wirtschaftliche Situation gerade bei einigen kleineren Netzbetreibern zu einer abwartenden Haltung. Auch wenn Legislationsprozesse angestoßen wurden, um dies anzupassen, hat dies zu nächst zu weiteren Rolloutverzögerungen geführt.

Mit der Festlegung von § 14a EnWG für Anlagen, deren Leistung über 4,2 kW hinausgeht (z. B. Wallboxen und einige Wärmepumpen), wurde Erwartungssicherheit für die Letztverbraucher und die Netzbetreiber geschaffen. Im Fall von Netzengpässen dürfen durch die Netzbetreiber Leistungsreduzierungen erfolgen, jedoch nur in sehr begrenzten Ausnahmefällen bei Notwendigkeit für die Netzführung. Gleichzeitig erfolgt eine Vergütung und die zur Verfügung gestellte Mindestleistung, die auch bei

Leistungsreduzierungen gewährleistet sein muss, wurde pro Anlage auf 4,2 kW festgelegt. Der Haushaltsstrom ist nicht betroffen.⁵ Somit ist eine der größten Ängste der Kritiker des Smart Meter Rollouts – die Abschaltung des Hausstroms – gesetzlich ausgeräumt worden.

Die Implementierung der verschiedenen Module der Entgeltreduzierung nach § 14a EnWG ist abhängig vom Digitalisierungsgrad der Netzbetreiber in der Niederspannung. Einige Netzbetreiber können in der Folge nicht den 1. April 2025 als Startdatum für das besonders interessante Modul 3 (zeitvariables Netzentgelt) anbieten. Zusätzlich kann die mit dem Hochlauf von dynamischen Energietarifen verbundene, wirtschaftlich angereizte Gleichzeitigkeit des Verbrauchs einen weiteren Ausbau in den Niederspannungsnetzen erforderlich machen.

Eine der wichtigsten Anwendungen der Smart Grids-Infrastruktur, die für Bürgerinnen und Bürger unmittelbar nachvollziehbar ist, ist die Nutzung variabler Energietarife, um so von den Schwankungen der Strompreise, insbesondere bei der Verfügbarkeit günstigen Solar- oder Windstroms zu profitieren. Die Verpflichtung der EVU, ab dem 01.01.2025 dynamische Stromtarife anzubieten, wird nicht von allen EVU realisiert werden können. So kann beispielsweise die Erfassung der Lieferkennzahlen über Smart Meter derzeit noch nicht von allen realisiert werden. Dies beinhaltet sowohl technische Fragen (Implementierung der Datenabnahme durch EVU beim MSB) als auch prozessuale Aspekte (Verarbeitung der Daten für Abrechnung) und rechtliche Belange (z. B. Vertragsgestaltung).

Der Einsatz künstlicher Intelligenz (KI) bei Netzgestaltung, -führung und präventiver Wartung kommt zunehmend in die Diskussion. Das Schlagwort KI bietet jedoch

kein Allheilmittel; zwar sind Anwendungsbereiche bereits absehbar, jedoch ist dieses Werkzeug ohne solide Datenbasis und die Implementierung der Outputs in Geschäftsprozesse nicht nutzbar. So müssen Netzkomponenten und Netzzustände z. B. mit einer geeigneten Anzahl an Datenpunkten erfasst werden. Die sich anschließenden KI-Analysen können Entscheidungsprozesse unterstützen oder bei teilautomatisierter Netzführung eingesetzt werden, dabei muss die Ergebnisverwertung in bestehende Geschäftsprozesse eingebunden werden. Nicht zuletzt besteht auch hier ein Bedarf an Fachkräften in einem besonders stark umkämpften Bereich.

Die Redispatch-Kosten sind in den vergangenen Jahren weiter gestiegen. Dies soll perspektivisch mit mehreren Maßnahmen kompensiert werden. Dazu zählen der Netzausbau der großen „Stromautobahnen“ wie SuedLink, der Einsatz zentraler Netzbatteriespeicher und die Hebung und Nutzung dezentraler Flexibilitäten vor Ort.⁶ Die umfassende Hebung von Flexibilitäten aus aggregierten Kleinanlagen – auch für Regelenergie- oder Regelleistungsprodukte – ist derzeit noch nicht im massenweisen Regelbetrieb. Die Nutzung von Traktionsbatterien aus Elektrofahrzeugen hierfür wird durch die stockende Umsetzung des bidirektionalen Ladens (siehe Folgekapitel) verzögert.



Monitoring Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 | **Initialbericht**

4 Sektorenkopplung konsequent denken

Das Kapitel „Sektorenkopplung konsequent denken“ der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 adressiert die besonderen Anforderungen an intelligente Netze, die mit der Integration der verschiedenen Energieträger in einem stromzentrierten und in den jeweiligen Anwendungsbereichen mit Wasserstoff und Biogas betriebenen Energiesystem entstehen.

Im Kapitel „Netz und Markt verbünden“ wurde bereits auf den schleichenden Smart Meter Rollout verwiesen. Da die Steuerung über Smart Meter eine wichtige Grundlage für system-, netz- oder marktdienliche Nutzung vieler Verbrauchsanlagen darstellt, wirken sich diese Verzögerungen unmittelbar auf die Integration der Verbrauchseinrichtungen (z. B. Wärmepumpen und Wallboxen) aus. Neben den Verzögerungen bei den Smart Metern selbst zeigt sich insbesondere die langsame Zertifizierung der passenden CLS-Steuerboxen als Hemmschuh für die Integration dieser Anlagen. Die erste BSI-Zertifizierung einer CLS-Steuerbox fand im Q3 2023 statt – nun gilt es auch hier, eine wirtschaftliche Verfügbarkeit für die Realisierung in der Fläche sicherzustellen.⁷ Einige Netzbetreiber statteten die Netzanschlusspunkte, in denen Anlagen, die gemäß § 14a EnWG steuerbar sind, zwar mit Smart Metern aus, um die Steuerboxen später zu ergänzen. Andere Messstellenbetreiber haben mit der Installation bis zur Verfügbarkeit der Steuerboxen abgewartet, um nicht zwei Anfahrten für die Installation an einem Netzanschlusspunkt in Kauf nehmen zu müssen – um so das sowieso schon knappe

Installationspersonal effizienter einzusetzen. Die digitale Schnittstelle der Steuerboxen zu den Anlagen und Heim-Energiemanagementsystemen erfuhr erst kürzlich mit den Empfehlungen des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE im Q4 2023 einen wesentlichen Schritt für die Integration der Verbrauchseinrichtungen.⁸ Auch hier verzögerte die lange Ungewissheit über die Standards die Umsetzung sowohl bei den Anlagenherstellern als auch bei den Messstellenbetreibern.

Netzbetreiberseitig müssen die Backendsysteme bereitgestellt, installiert und deren Nutzung implementiert werden. Neben der technischen Kopplung der Anlagen ist auch die prozessuale Einbindung (in Abrechnungsprozesse) erforderlich, gerade in Anbetracht eingeschränkter Personal- und Finanzressourcen war dies bislang nicht flächendeckend zu realisieren. Bis die gesamte Steuerungskette flächendeckend sowohl technisch, prozessual als auch wirtschaftlich optimiert implementiert ist, wird also noch einige Zeit vergehen.

Die Fähigkeit, die Verbrauchseinrichtungen einzubinden, ist ein wesentliches Element. Auf der anderen Seite muss die Installation der Anlagen auch kundenseitig erfolgen. Die Erneuerung von Heizungsanlagen oder die Anschaffung eines Elektroautos für Verbraucherinnen und Verbraucher sind Aspekte, die primär individuellen wirtschaftlichen Möglichkeiten unterworfen sind, auf der Makro-Ebene jedoch auch stark durch (mitunter aufgeheizte) politische Diskussionen beeinflusst werden.

Der Bereich Wärme stellt aufgrund seiner Dezentralität und der physischen Bindung vor Ort eine große Herausforderung dar. Neben den Wärmepumpen gilt es, vornehmlich Wärmenetze mit den anderen Energienetzen intelligent zu koppeln, um den Wirkungsgrad der Energienutzung zu verbessern (z. B. durch thermische Nutzung von Stromüberproduktion). Mittlerweile sind die Wärmepläne der Kommunen verfügbar, um die Gestaltung der Wärmenetze anzugehen. Aufgrund der erheblichen Investitionsvolumina ist dies allerdings ein sehr langsamer Prozess, der von den Kommunen auch unter der Prämisse des allseitigen Mangels an Personal- und Finanzressourcen gestemmt werden muss.

Die Diskussion um die Energieträger Strom, Gas, Biogas und Wasserstoff wird weitergeführt, sichtbar ist jedoch, dass eine politische Instrumentalisierung nicht zweckdienlich ist, sondern eine Abwägung nach der Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Energieträger getroffen werden muss. Mit dem Wasserstoffkernnetz wurde ein wesentliches Element der zukünftigen Energieinfrastruktur

geschaffen, gleichzeitig werden die Perspektiven für „Wasserstoffinseln“ und Elektrolyseure kontinuierlich weiterentwickelt.⁹ Der Einsatz der Gasnetze, sowohl für die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger als auch als Energiespeicher, wird derzeit von den zuständigen Akteuren in Kooperation entwickelt.

Im Bereich der E-Mobilität zeichnet sich ein Hochlauf ab, der stark von politischen Gegebenheiten und nicht zuletzt der Verfügbarkeit von Förderungen beeinflusst wird. Während die Implementierung von leistungsgesteuertem Laden (u. a. über Wallboxen/Ladesäulen als § 14a-Anlagen) nunmehr möglich ist, fehlen für das netzdienliche bidirektionale Laden (Vehicle-to-grid „V2G“) noch die passenden rechtlichen Rahmenbedingungen. Momentan finden sowohl bei den Produzenten der Fahrzeuge als auch bei jenen der Wallboxen viele proprietäre Formate Verwendung. Mit der Verabschiedung des Teils 20 der ISO-Norm 15118 sind die technischen Standards für bidirektionales Laden definiert worden.¹⁰ Die Implementierung dieser Standards wurde mittlerweile bei einigen verfügbaren Fahrzeugen vorgenommen, nach wie vor sind jedoch weder alle Fahrzeuge noch alle Wallboxen bidirektional ladefähig. Bis zur finalen Implementierung der Standards sind diese nicht zwingend kompatibel. Die erforderlichen rechtlichen Rahmenbedingungen für V2G, die sich derzeit noch in der Gestaltung befinden, sollen ab 2025 schrittweise umgesetzt werden.¹¹ Es dauert somit noch, bis die gesamte Prozesskette für bidirektionales Laden umgesetzt ist und eine entsprechende Anzahl der dazu fähigen Wallboxen und Fahrzeuge „im Netz“ ist.





5 Forschungsförderung und Reallabore

Der Innovationsdruck im Bereich Smart Grids bleibt sehr hoch. Von der Grundlagenforschung bis zur Erprobung in Reallaboren gilt es, parallel zur Umsetzung die Technik und besonders auch rechtssichere, wirtschaftliche und effiziente Markt- und Nutzungsmodelle weiterzuentwickeln. Reallabore, die bereits nah am wirtschaftlichen Dauerbetrieb sind, haben eine besondere Relevanz für die flächendeckende Skalierung, da unter Laborbedingungen mit hohem Aufwand betriebene Versuche kein realistisches Bild des späteren sicheren und wirtschaftlichen Dauereinsatzes liefern. Die Herausforderung der Reallabore liegt somit nicht mehr primär in der Technik, sondern bei der Überführung in den wirtschaftlichen Dauerbetrieb, um die organisatorischen und regulatorischen Hürden aufzuzeigen.

Das Förderklima ist generell stark von externen politischen Einflüssen geprägt, insbesondere in Bezug auf die Verfügbarkeit von Fördermitteln. Die Haushaltslücke auf Bundesebene hat die Möglichkeiten der Projektförderung

neuer Smart Grids-Projekte deutlich erschwert. Zwar ist die Förderlandschaft auf Landesebene in Baden-Württemberg stabil, jedoch ist bei Abhängigkeiten von Bundesförderungen derzeit eine deutliche Zurückhaltung wahrnehmbar.

Trotz Bemühungen der Fördergeber zur Vereinfachung von Zugänglichkeit und Antragsverfahren bleibt der Aufwand für viele Akteure, insbesondere für kleinere Unternehmen und Kommunen, zu hoch. Das führt dazu, dass sogar vorhandene Beratungsangebote teilweise nicht wahrgenommen werden können.





6 Partizipation auf allen Ebenen ermöglichen

Die Transformation des Energiesystems kann nur mit geringstmöglichen Reibungsverlusten gelingen, wenn sich alle relevanten Akteure einer Gesellschaft beteiligen. Denn nur die aktive Fürsprache der Akteure, auf Basis von Fakten und dem Wissen über ihre Vorteile, verankert die Energiewende so in der Gesellschaft, dass sie gegen die politische Instrumentalisierung durch erklärte Gegner geschützt ist. In der SG-Roadmap BW 2.0 wurden verschiedene Akteursgruppen hinsichtlich ihrer Partizipationsmöglichkeiten bei der Gestaltung intelligenter Energienetze betrachtet: Kommunen, Intermediäre (z. B. Vereine und Verbände) und die Bürgerschaft. Gemeinsam ist all diesen Gruppen, dass sie die verschiedenen Technologien zukünftig einsetzen und dass ihre Akzeptanz für die politische Unterstützung notwendig ist.

Eine der wichtigsten Neuerungen, die intelligente Energienetze den Endverbraucherinnen und -verbrauchern ermöglichen, sind dynamische Energietarife. Diese sind eines der Schlüsselemente, um besonders von den Smart Metern und der genauen Messung durch Preisvorteile zu

profitieren. Ab 2025 sollen dynamische Stromtarife flächendeckend verfügbar sein. Dem stehen zwei Hürden entgegen: Der Smart Meter Rollout umfasst zum jetzigen Stand erst rund 750.000 Netzanschlusspunkte, und einige EVU werden zum Start 2025 absehbar nicht in der Lage sein, dies auf Basis der technischen Möglichkeiten des Smart Meters umzusetzen.

Die Kommunen gehören zu den wichtigsten Multiplikatoren der Energiewende. Insbesondere das Energiethema Wärme fällt durch die lokale Verortung auch in ihren Zuständigkeitsbereich. Als Instrument dienen die derzeit in Entwicklung befindlichen kommunalen Wärmepläne. Bei der Gestaltung kommunaler Energiewendemaßnahmen kommen neben der Knappheit an Finanzmitteln auch immer knappere Personalressourcen für die Genehmigungs- oder Planungsprozesse zum Tragen. Aufgrund der Vielzahl der gleichzeitig durchzuführenden Maßnahmen stellt dies ein deutliches Nadelöhr bei der Gestaltung intelligenter Energienutzung dar.





7 Fazit und Ausblick

Wie bereits in der Einführung dieses Kurzberichts dargestellt, spielt sich die Gestaltung der Energiewende und eben auch der Energienetze in einem hochdynamischen Umfeld ab. Auf den vorigen Seiten wurden zu jedem der in der Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 veröffentlichten Handlungsfelder exemplarisch einige der Herausforderungen skizziert, die sich seit der Veröffentlichung des Dokuments verändert oder neu ergeben haben. Dies stellt nur einen kleinen Ausschnitt aller Herausforderungen dar, die sich im Kontext der Smart Grids ergeben, macht jedoch deutlich: Die intelligente Gestaltung der Energienetze hat noch viele Hürden zu nehmen.

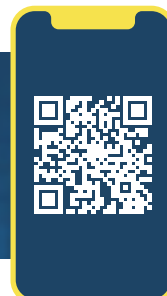
Der Bericht reißt viele der Probleme an, die sich seit 2022 verschärft oder neu gezeigt haben. Solange die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen den Smart Meter Rollout ausbremsen, ist die Basis für viele weitere Maßnahmen nicht gegeben. Dies bedingt wiederum Verzögerungen aller Folgemaßnahmen. Zwar ist der Smart Meter nur eine Komponente, steht jedoch exemplarisch für viele der Herausforderungen, die die intelligente Netzgestaltung derzeit ausmachen. So führen unsichere rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen zu Abwarten bei vielen Akteuren. Praxisprobleme wie z. B. zu kleine Verteilerkästen, schlechter Funkempfang und mangelndes Installationspersonal verzögern den Einbau weiter.

Und schließlich blockiert der schleppende Smart Meter Rollout viele Anwendungen, die sowohl Vorteile für die Netze als auch für die Kundschaft bereitstellen würden (beispielsweise die Hebung dezentraler Flexibilitäten und den Einsatz variabler Energietarife). Eben solche Verzögerungen ergeben sich bei der Sektorenkopplung – mit erschwerten Bedingungen, da hier eine noch größere Dezentralität der Anlagen, komplexere Besitzverhältnisse (etwa von Hauswärmeanlagen) und die starke Politisierung von Technologien (wie z. B. E-Fahrzeugen) vorliegen.

SmartGridsBW lädt Sie ein, sich an einem partizipativen Prozess zu beteiligen, der ein umfängliches Monitoring des Umsetzungsstands von Smart Grids in Baden-Württemberg vornimmt. Ziel ist neben der Herausarbeitung des Status quo und der Identifizierung von Hindernissen bei der Gestaltung von Smart Grids insbesondere die Erarbeitung von Lösungsvorschlägen. Diese werden anschließend an die Politik weitergegeben.

Sofern Sie bereits 2022 am Roadmap-Prozess teilgenommen haben, werden Sie zum Start der Umfrage im Q1 2025 von SmartGridsBW angeschrieben. Sofern Sie noch nicht angemeldet sind, können Sie dies auf der Website nachholen.

Alle weiteren Informationen und die Anmeldung finden Sie unter:
www.smartgrids-bw.net/roadmap



Quellennachweise

- Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. (2022):** Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0. Online: <https://smartgrids-bw.net/roadmap>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz [BMWK] (2024):** Analysen und Berichte gemäß § 48 MsbG im Jahr 2024. Online: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende.html>
- Bundesinstitut für Sicherheit in der Informationstechnik [BSI] (2024):** Allgemeine Informationen zu KRITIS. Online: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Regulierte-Wirtschaft/Kritische-Infrastrukturen/Allgemeine-Infos-zu-KRITIS/allgemeine-infos-zu-kritis_node.html
- Bundesgesetzblatt (2023):** GNDEW. Online: <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html>
- Bundesnetzagentur [BNetzA] (2024):** Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG. Online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/14a/start.html
- Bundesnetzagentur [BNetzA] (2024):** Netzengpassmanagement 2023. Online: <https://www.smarc.de/page/home/topic-article/444/213590>
- Bundesinstitut für Sicherheit in der Informationstechnik [BSI] (2024):** BSI zertifiziert erste Steuerbox für iMSys. Online: https://www.bsi.bund.de/DE/Service-Navi/Presse/Pressemitteilungen/Presse2024/240917_SMGW-Steuerbox.html
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik [VDE] (2024):** VDE FNN Empfehlungen zur netzorientierten Steuerung. Online: <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/puenktlich-geliefert--vde-fnn-uebergibt-wichtige-empfehlungen-fuer-die-umsetzung-der-netzorientierten-steuerung-an-die-bundesnetzagentur>
- Bundesnetzagentur [BNetzA] (2024):** Wasserstoff-Kernnetz. Online: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>
- International Organization for Standardization [ISO] (2022):** ISO 15118-20. Online: <https://www.vde-verlag.de/iec-normen/250868/iso-15118-20-2022.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz [BMWK] (2024):** Europäischer Gipfel zum bidirektionalen Laden. Online: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/10/20241023-habeck-europaeischer-gipfel-bidirektionales-laden.html>

Abkürzungen

BSI	Bundesinstitut für Sicherheit in der Informationstechnik	ISO	International Organization for Standardization
CapEx	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)	KI	Künstliche Intelligenz
CLS	Controllable Local Systems (Steuerbox)	KRITIS	Kritische Infrastrukturen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	MSB	Messstellenbetreiber
EVU	Energieversorgungsunternehmen	OpEx	Operational Expenditure (Betriebsausgaben)
gMSB	grundzuständige Messstellenbetreiber	SiLKe	Sichere Lieferkette
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende	V2G	Vehicle-to-grid
		VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik

Bildnachweise

- (oben links) TransnetBW GmbH
- (oben rechts) Flughafen Stuttgart GmbH
- (unten) terranets bw GmbH
- TransnetBW GmbH
- iStock/ArtistGNDphotography (iStock-1407383854)
- iStock/MadamLead (iStock-1306221824)
- iStock/ArtistGNDphotography (iStock-1405880267)
- iStock/NiseriN (iStock-1336682736)
- Flughafen Stuttgart GmbH/ E-Bus beim Laden
- iStock/alphaspirit (iStock-1183735895)
- TransnetBW GmbH

Über die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0

Die Smart Grids-Roadmap Baden-Württemberg 2.0 entstand als Resultat eines 13-monatigen Stakeholder-Dialogprozesses, in welchem sich die 143 teilnehmenden Personen und Institutionen in insgesamt sechs Workshops und jeweils vor- und nachgeschalteten E-Mail-Konsultationsrunden zu jedem der Handlungsfelder ausführlich austauschten.

Zur SG-Roadmap BW 2.0 gelangen Sie hier: www.smartgrids-bw.net/roadmap

