

stadt+werk

Wege zur Resilienz

Zwischen gesetzlicher Pflicht und gelebter Resilienz klaffen bei den Schutzkonzepten für Kritische Infrastrukturen Lücken.



Politik + Strategie

Hybridlösungen aus KWK, Wärmepumpen, PV und Speichern sind besser als zentrale Großprojekte.



Energie + Effizienz

Windkraft: Interkommunale Kooperation spielt eine wichtige Rolle beim Ausbau erneuerbarer Energien.



IT + Technik

Durchgängige Prozessketten verbinden verteilte Anwendungen zuverlässig miteinander.



Praxis + Projekte

Die Stadt Dresden und SachsenEnergie haben ein digital gesteuertes Fernwärmenetz realisiert.



Spezial

Smart Grid: Stationsmesstechnik ist meist der wirtschaftlichste Weg zur Netzzustandsermittlung.

**Politik
Praxis
Perspektiven**

Der **stadt+werk Newsletter**
– weil Ihre Entscheidungen
die Zukunft formen.



**Kostenlos
abonnieren
und direkt
starten!**



Energie. Wasser. Leben.

BDEW-FACHTAGUNG

Messwesen 2026

29. bis 30. September 2026 in Köln

Rollout und
Steuerung im
Praxischeck

Freuen Sie sich auf diese Programm-Highlights:

- › Regulatorischer Rahmen: Rollout-Quoten, Datenqualität, BSI-Standards
- › Praxisberichte zum Messen und Steuern in städtischen und ländlichen Regionen
- › Steuerungsrollout: Wie funktioniert es in der Praxis? Bei welchen Anlagen macht es Sinn?
- › Umsetzung im Feld: Steuerungstechnik, RLM, Kommunikationsanbindung
- › Vom Rollout zum Mehrwert: Submetering, Mieter- und Gebäudestrom, Energy Sharing
- › Workshops: Umsetzungsfragen zum Mess- und Steuerungsrollout

Diskutieren Sie mit u.a. diesen Referentinnen und Referenten:



Geertje Stolzenburg
BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft



Jens Lück
Bundesnetzagentur



Dennis Laupichler
Bundesamt für Sicherheit in
der Informationstechnik



Michael Schneider
Stadtwerke Bayreuth



Oliver Pfeifer
Netze BW



Ingo Schönberg
PPC Power Plus
Communications



Laura Woryna
Forum Netztechnik/
Netzbetrieb im VDE



Dr. Peter Heuell
EMH metering



www.essociation.de/event/messwesen-2026


essociation
Gemeinsam. Mehr Wissen.



Jürgen Altmann

Liebe Leserinnen und Leser,

Kritische Infrastrukturen funktionieren in der Regel unbemerkt. Strom fließt, Wasser kommt aus dem Hahn und digitale Netze arbeiten zuverlässig. Gerade weil diese Systeme so selbstverständlich erscheinen, wird leicht übersehen, wie verletzlich sie inzwischen sind. Denn die Bedrohungslage hat sich in den vergangenen Jahren grundlegend verändert.

Cyber-Kriminelle agieren hochprofessionell und arbeitsteilig. Schadsoftware, Phishing-Kampagnen und Angriffswerkzeuge werden heute als Dienstleistung angeboten. Gleichzeitig richten auch staatlich gesteuerte Akteure ihren Blick zunehmend auf die Energieversorgung, Kommunikationsnetze und Lieferketten. Hinzu kommen Sabotageakte, terroristische Gefahren und die zunehmenden Folgen extremer Wetterereignisse. All diese Risiken machen deutlich, dass die Sicherheit Kritischer Infrastrukturen längst zu einer zentralen Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit unseres Gemeinwesens geworden ist.

Dabei nimmt die Energieversorgung eine Schlüsselrolle ein. Sie bildet die Grundlage für nahezu alle anderen kritischen Bereiche. Fällt sie aus, geraten auch die Wasserwirtschaft, das Gesundheitswesen, der Verkehr und die Telekommunikation schnell unter Druck. Resilienz bedeutet deshalb weit mehr als nur IT-Sicherheit. Sie umfasst robuste technische Systeme, belastbare Orga-

nisationen, klare Verantwortlichkeiten und eingespielte Abläufe für den Krisenfall.

Mit dem KRITIS-Dachgesetz verfügt Deutschland erstmals über einen einheitlichen, sektorübergreifenden Rechtsrahmen. Bis Mai 2027 müssen Betreiber umfangreiche Maßnahmen umsetzen (*siehe Seite 16*). Wie diese Aufgabe zu bewältigen ist, beleuchtet diese Ausgabe aus unterschiedlichen Perspektiven. Wir zeigen, welche organisatorischen und technischen Maßnahmen erforderlich sind, welche Erkenntnisse der aktuelle Lagebericht des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik liefert und warum sich die Angriffslandschaft so rasant verändert.

Im Doppelinterview erläutern Kerstin Andreae vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und Ingbert Liebing vom Verband kommunaler Unternehmen (VKU), welche politischen Rahmenbedingungen jetzt notwendig sind, um den Schutz Kritischer Infrastrukturen nachhaltig zu stärken (*Seite 18*). Resilienz entsteht nicht erst in der Krise. Sie beginnt lange vorher – mit klugen Investitionen, klaren Prozessen und der Bereitschaft, Sicherheit als dauerhafte Führungsaufgabe zu begreifen.

Alexander Schaeff, Chefredakteur
a.schaeff@k21media.de



8

Politik + Strategie



16

KRITIS-Schutz



26

Energie + Effizienz

Politik + Strategie

- 8 Hybridlösungen statt neuer Lock-ins**
Warum Hybridlösungen besser sind als zentrale Großprojekte

- 10 Grüne Projekte grün finanzieren**
Vorteile von Mischfinanzierungen

- 12 Green Finance fehlt die Datenbasis**
Aaron Neville, EY-Partner und Leiter Climate & Decarbonization, erklärt, warum belastbare ESG-Daten über Green Finance entscheiden

- 14 Wärme-Zukunft in Leverkusen**
Technologiemix und quartiersspezifisches Vorgehen sind gefragt

Titelthema: KRITIS-Schutz

- 16 Resilienz ist Pflicht**
Gefährliche Lücke zwischen gesetzlicher Pflicht und gelebter Resilienz

- 18 Schocks absorbieren**
Kerstin Andreae, BDEW, und Ingbert Liebing, VKU, sprechen über die Bedrohungslage von KRITIS und Wege zu höherer Sicherheit

- 22 KRITIS im Fadenkreuz**
Mit Schutzmaßnahmen die Cyber-Angriffsflächen nachhaltig reduzieren

- 24 Risiken messbar machen**
Mit Digitalem Zwilling technische und organisatorische Zusammenhänge von KRITIS modellieren

Energie + Effizienz

- 26 Akzeptanz schaffen**
Bedeutung von interkommunaler Zusammenarbeit, regionaler Verankerung und Bürgerbeteiligung für den Ausbau erneuerbarer Energien

- 28 Richtung tragfähiger Märkte**
JUWI gibt sich eine neue Organisationsstruktur und entwickelt die Geschäftsmodelle weiter

- 30 Weniger ist mehr**
Repowering-Windpark Elster zählt zu den größten Projekten seiner Art in Europa

IT + Technik

- 32 Vollumfassende Integration**
Für die IT-Landschaften der Stadtwerke sind durchgängige Prozessketten gefragt, die verteilte Anwendungen zuverlässig verbinden

- 34 Hochspannung im System**
Auf welche regulatorischen Neuerungen sich Energieversorger einstellen müssen



32

IT + Technik



36

Praxis + Projekte



40

Spezial

Praxis + Projekte

36 Intelligentes Fernwärmenetz

Stadt Dresden und Versorger SachsenEnergie haben ein digital gesteuertes Fernwärmenetz realisiert

38 Pfälzer Wärme

In Kaiserslautern wird das geothermische Potenzial der Region systematisch untersucht

42 Niederspannung digital steuern

Ansatz für einen aktiven, datengetriebenen Netzbetrieb in die Praxis überführt

45 Vollständige Steuerkette umgesetzt

Verteilnetzbetreibern steht eine End-to-End-Architektur zur Verfügung, die Netzengpässe automatisiert erkennt

Spezial: Smart Grid

40 Kostengünstigster Weg zum Netzzustand

Warum der Einsatz von Stationsmesstechnik meist der wirtschaftlichste Weg zur Netzzustandsermittlung ist

Rubriken

- 3 Editorial
- 6 Aktuelles
- 46 Termine
- 47 stadt+werk Branchenindex
- 50 Vorschau, Inserentenverzeichnis, Bildnachweise, Impressum

Die Energie der Zukunft? Schon heute machbar!

Wir gestalten nachhaltige Energiesysteme mit Wind- und Solarenergie sowie Batterie-Speichersystemen. Setzen Sie auf unsere 30-jährige Erfahrung in der Projektentwicklung und Betriebsführung.


juwi
www.juwi.de


Fraunhofer-Studie

Entlastung durch Batteriespeicher

Ein schnellerer Ausbau von Batteriespeichern und mehr Flexibilität im Stromsystem könnten nach einer Analyse des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE erhebliche volkswirtschaftliche Einsparungen ermöglichen. Wie der Bundesverband Erneuerbare Energie, der Bundesverband Solarwirtschaft und der Bundesverband WindEnergie mitteilen, wurde die Untersuchung im Auftrag der drei Verbände erstellt. Nach den Berechnungen hätte eine zusätzliche Speicherleistung von 20 Gigawatt mit einer Speicherdauer von vier Stunden im Zeitraum von

Januar 2025 bis Ende Mai 2026 Einsparungen von 5,6 Milliarden Euro ermöglicht. Hochgerechnet auf ein Jahr entspreche dies rund 3,9 Milliarden Euro. Die Entlastungen entstünden durch höhere Marktwerte erneuerbarer Energien, geringere Förderkosten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), niedrigere Spotmarktpreise und einen günstigeren Stromkosten-Saldo im europäischen Stromhandel. Nach Angaben der Verbände nehmen mit dem steigenden Anteil von Wind- und Solarstrom Phasen mit sehr hoher gleichzeitiger Einspeisung zu. In diesen sogenannten Hellbrisen



Bild vergrößern

Batteriespeicher: Verbände fordern, regulatorische Hemmnisse beim Speicherausbau abzubauen.

komme es häufiger zu sehr niedrigen oder negativen Strompreisen. Dies senke die Marktwerte erneuerbarer Energien, erhöhe den Förderbedarf aus dem Bundeshaushalt und verschärfe die Finanzierungsrisiken neuer Anlagen. Außerdem müsse erneuerbarer Strom zeitweise abgeregelt oder zu sehr niedrigen Preisen exportiert werden. ■

Thüga

Regler für mehr Solarstrom im Netz

In Hopfgarten bei Weimar ist nach Angaben der Stadtwerke-Kooperation Thüga erstmals weltweit ein Kompakt-Mittelspannungslängsregler (MSLR) in einem Verteilnetz installiert worden. Entwickelt wurde die Technologie gemeinsam mit TEN Thüringer Energienetze und Hitachi Energy. Das Gerät könne bereits kurzfristig bestellt werden. Der Regler steuert gezielt die Spannung im Mittelspannungsnetz und erhöht damit die Aufnahmefähigkeit bestehender Leitungen. Berechnungen in einem Beispielnetz haben laut Thüga ergeben, dass sich dadurch rund 260 Prozent mehr Photovoltaik-Leistung integrieren lassen. Hintergrund für die Entwicklung der Lösung ist der wachsende Ausbau von Photovoltaikanlagen, insbesondere auf Hausdächern im ländlichen Raum, wodurch Verteilnetze zunehmend an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen. So sind etwa nach Angaben von Thüga im Netzgebiet der TEN derzeit 17 Mittelspannungsbereiche vollständig ausgelastet und können keine weitere Einspeisung aus Photovoltaikanlagen aufnehmen. Auch andere Flächennetzbetreiber der Thüga-Gruppe stünden vor ähnlichen Herausforderungen. Der Mittelspannungslängsregler ist standardisiert und etwa so groß wie ein großer Ortsnetztransformator. Er kann ohne zusätzliche Bauarbeiten in bestehende Trafostationen eingebaut werden. ■

Berlin

Hauptstadt hat Wärmeplan

Berlin verfügt jetzt über einen gesamtstädtischen Wärmeplan, der den Umbau der Wärmeversorgung bis 2045 beschreibt. Wie die Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt mitteilt, hat der Senat den Plan Mitte Juni auf Vorlage von Senatorin Ute Bonde (CDU) beschlossen. Er soll den Weg zu einer klimaneutralen, bezahlbaren und verlässlichen Wärmeversorgung aufzeigen. Für den Wärmeplan hat die Verwaltung in den vergangenen Monaten Daten zusammengeführt, Potenziale für erneuerbare Wärme und Abwärme analysiert, verschiedene Szenarien entwickelt und das Stadtgebiet nach unterschiedlichen Versorgungsoptionen gegliedert. So wird sichtbar, in welchen Gebieten Wärmenetze wirtschaftlich und technisch sinnvoll ausgebaut werden können und wo individuelle Lösungen wie Wärmepumpen bessere Perspektiven bieten. Der Wärmeplan beschreibt erstmals, wie sich die Wärmeversorgung in den Berliner Kiezen bis 2045 entwickeln kann. Die Entwicklung wird in Fünfjahresschritten dargestellt und durch interaktive Karten ergänzt. Grundstücks- und Hauseigentümer, Unternehmen sowie die Bezirke erhalten damit eine Grundlage für langfristige Investitions- und Planungsentscheidungen. Der Senat betont zugleich, dass der Wärmeplan eine Orientierung bietet und keine verbindlichen Vorgaben macht. ■

Dynamisches Netzmanagement in der Niederspannung

Die Energiewende verändert das Stromnetz grundlegend. Was lange als passives Verteilnetz betrieben wurde, entwickelt sich zunehmend zu einem aktiven System. Genau hier setzt SMIGHT an: Mit der Weiterentwicklung seiner Lösung hin zu einem dynamischen Netzmanagement entsteht eine neue Generation eines Leitsystems für die Niederspannung – datengetrieben, adaptiv und zukunftssicher.



Vom Messen zum Verstehen

Die Grundlage ist die Transparenz im Netz. SMIGHT-Messtechnik erfasst kontinuierlich Ströme, Spannungen und Auslastungen. Die Messdaten aus Ortsnetzstationen und Kabelverteilern liefern ein reales Bild der Netzsituation – nicht modelliert, sondern messpunktgenau.

Im SMIGHT IQ Cockpit werden die Daten zusammengeführt und kontextualisiert. Netzbetreiber erhalten ein klares Verständnis über kritische Zustände, Engpässe und freie Kapazitäten. Aus Messwerten wird entscheidungsrelevantes Wissen.

Vom Verstehen zum Steuern

Auf Basis dieser Transparenz wird aktives Eingreifen möglich. Die Integration von Steuermechanismen gemäß §14a EnWG sowie perspektivisch §9 EEG ermöglicht es, Verbrauchseinrichtungen und Einspeiser gezielt zu steuern und Netzengpässe zu vermeiden.

Gleichzeitig müssen Netzbetreiber nach §12 EnWG die Funktionsfähigkeit ihrer Steuerkette regelmäßig nachweisen. SMIGHT NeMS automatisiert diese Prozesse und stellt

die erforderliche Dokumentation revisionssicher bereit.

Darüber hinaus schafft das System die Grundlage für die Koordination mit vorgelagerten Netzebenen nach §13a EnWG. Steuersignale aus Mittel- und Hochspannung können BSI-konform in der Niederspannung umgesetzt und perspektivisch verfügbare Flexibilitäten in die Netzführung eingebunden werden.

Aus reiner Beobachtung wird echte Handlungsfähigkeit – auf Basis von Messdaten.

Der nächste Schritt: der dynamische Zwilling

Mit dem Aufbau eines dynamischen Zwillings geht SMIGHT noch einen Schritt weiter. Hier fließen Messdaten, Netztopologie und weitere Kontextinformationen zu einem fortlaufend aktualisierten Netzabbild zusammen. Dieses ermöglicht Prognosen und schafft die Grundlage für automatisierte Entscheidungen.

Flexibilitäten können dadurch nicht nur identifiziert, sondern auch hinsichtlich ihrer Wirkung im Netz bewertet werden. Netzbetreiber können Eingriffe gezielter planen und Potenziale zuverlässiger nutzen.

Offene Schnittstellen ermöglichen die Integration weiterer Systeme und Datenquellen. So wächst das System kontinuierlich mit den Anforderungen.

Zukunftssichere Netze brauchen Dynamik

Dynamisches Netzmanagement ist die logische Antwort auf die Herausforderungen der Energiewende. Mit SMIGHT NeMS können Netzbetreiber bereits heute die Steuerkette aufbauen und regulatorische Anforderungen effizient umsetzen. So wächst das System mit den Anforderungen des Netzes – von der Transparenz über die Steuerung bis hin zum dynamischen Netzmanagement.

Für Netze, die nicht nur stabil bleiben, sondern aktiv gestaltet werden.



Kontakt: SMIGHT GmbH
Eva Erler

Marketing & Kommunikation

Mobil: +49 1715474871

E-Mail: e.erler@smight.com

www.smight.com



Graphi Fusion/stock.adobe.com

Hybridlösungen statt neuer Lock-ins

Die Kraftwerksstrategie des Bundes setzt auf zentrale Großprojekte – doch die kommen zu spät und schaffen neue Abhängigkeiten. Kommunale Hybridlösungen aus KWK, Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen und Speichern bieten einen schnelleren, resilienteren Weg.

Deutschland muss seine Abhängigkeit von Energie-Importen und volatilen Rohstoffmärkten verringern und gleichzeitig Versorgungssicherheit sowie Bezahlbarkeit sichern. Der politische Lösungsansatz, zehn Gigawatt neue Langfriskapazitäten vorwiegend über Gaskraftwerke aufzubauen, greift dafür jedoch zu kurz. Zum einen kommt dieser Pfad zu spät: Neue Gaskraftwerke dürften frühestens ab 2031 ans Netz gehen, während bis 2030 zentrale Fristen etwa in der kommunalen Wärmeplanung, bei der Umsetzung der Gebäuderichtlinie und beim Hochlauf der Elektrifizierung erreicht werden müssen. Zum anderen drohen fossile Lock-ins, wenn Infrastrukturentscheidungen

über Jahrzehnte getroffen werden, ohne die Dekarbonisierung konsequent mitzudenken – bei dauerhaft wirksamen Netzkosten und Netzentgelten für Haushalte und Unternehmen.

Statt neuer Großprojekte sind deshalb hybride, kommunale Lösungen gefragt, welche die Digitalisierung konsequent nutzen. Gerade im kritischen Zeitfenster bis 2030 lassen sich Netze besser auslasten, Kosten senken und neue Abhängigkeiten vermeiden, wenn die Dateninfrastruktur, die systematische Beschaffung und Nutzung von Flexibilitäten sowie eine lokale, steuerbare Erzeugung zum Einsatz kommen.

Mit dem Hochlauf von Elektromobilität, Wärmepumpen und Elektrifizierung steigt der Druck auf die Stromnetze, und der Ausbau wird teuer. Forschende der Universität Mannheim und des Instituts für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) veranschlagen die notwendigen Investitionen in die deutsche Stromnetzinfrastuktur bis 2045 auf rund 651 Milliarden Euro. Jeder Prozentpunkt, um den sich dieser Bedarf durch intelligentere Netznutzung reduzieren lässt, spart Milliarden.

Digitale Flexibilität

Der zentrale Hebel ist digitale Flexibilität: Verbrauch, Speicher und (lokale) Erzeugung werden so koordiniert, dass Lastspitzen sinken und die vorhandene Netzkapazität besser genutzt wird. Das entlastet Verteilnetze und hilft kommunal-

len Versorgern, die Wärme- und Stromwende bezahlbar zu halten. Wie stark dieser Hebel sein kann, zeigt eine Studie des Fraunhofer IEG von 2024: Kapazitätsbasierte Netzentgelte im Zusammenspiel mit dynamischen Tarifen könnten die Kosten für den Netzausbau im ländlichen Raum um 37 Prozent reduzieren. Wo Preissignale Flexibilität aktivieren und Spitzenlasten glätten, sinkt der Bedarf, Netze auf seltene Extremspitzen auszulegen.

Wie solche Flexibilität praktisch erschlossen werden kann, zeigt ein Beispiel aus Thüringen. Das Unternehmen TWS Thüringer Wärme Service – Teil der mehrheitlich kommunal getragenen TEAG-Gruppe – betreibt in Gera-Langenberg und Ohrdruf innovative KWK-Anlagen (iKWK), die klassische Kraft-Wärme-Kopplung mit erneuerbaren und elektrischen Wärmeerzeugern kombinieren. Dabei steuert eine kombinierte Langfrist- sowie Day-Ahead-/Intraday-Optimierung die Fahrweise: BHKW-Leistung wird gezielt bei hohen Strompreisen vermarktet, Wärmepumpen bevorzugt bei niedrigen Strompreisen betrieben, Wärmespeicher entkoppeln Erzeugung und Bedarf. Mindestens 35 Prozent der Wärme stammen aus erneuerbaren Quellen. Die kommunale Wirkung: Für Gera-Langenberg wird eine CO₂-Ersparnis von 80 bis 90 Prozent gegenüber den früheren Heizkraftwerken berichtet. Das System versorgt bereits rund 800 Wohnungen über Fernwärme und ist auf 1.200 bis 1.300 Haushalte ausgelegt. Die Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze wird gestärkt, weil Spotmarktchancen systematisch genutzt werden, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Das Beispiel zeigt, dass kommunale Hybridlösungen technisch erprobt und wirtschaftlich tragfähig sind, wenn ihre Komponenten digital geplant und optimiert betrieben werden. Sie sind zudem ein Gegenentwurf zu fossilen Langfristpfaden, weil sie schneller skalieren, Lastspitzen dämpfen und den Dekarbonisierungspfad offenhalten.

Die richtigen Weichen stellen

Mit fünf Ansatzpunkten können Stadtwerke und Kommunen heute die Weichen für eine resiliente und wirtschaftliche Energieversorgung stellen. Zum einen sollten hybride Versorgungskonzepte technologieoffen geplant werden. Die kommunale Wärmeplanung sollte nicht auf einzelne Technologiepfade verengt werden. Die Kombination aus KWK, Wärmepumpen, Photovoltaik, Speichern und Power to Heat schafft Flexibilität und vermeidet Lock-ins. Entscheidend ist die systemische Bewertung, nicht die Einzelkomponente.

Zum anderen gilt es, die digitale Betriebs- und Marktintegration von Beginn an mitzudenken. Hybridanlagen entfalten ihren wirtschaftlichen Mehrwert durch digitale Optimierung. Dynamische Tarife, intelligente Fahrplansteuerung und die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten sollten bereits in der Planungs-

phase als integrale Bestandteile konzipiert werden.

Drittens sollten Flexibilitäten im Verteilnetz aktiv erschlossen werden. Kommunale Versorger sitzen an der Schnittstelle zwischen Erzeugung, Netz und Verbrauch. Die gezielte Aktivierung dezentraler Flexibilitäten – ob in Quartieren, Gewerbe oder Industrie – reduziert Netzausbaukosten und schafft neue Erlösquellen. Der vierte Ansatzpunkt ist die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle: Die Transformation der Wärmeversorgung ist nicht nur eine technische, sondern auch eine unternehmerische Aufgabe. Ein letzter Punkt ist die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren – auch für Dezentrales. Schnellere Bau- und Genehmigungsverfahren sind eine notwendige Voraussetzung, damit kommunale Lösungen im kritischen Zeitfenster bis 2030 tatsächlich skalieren können.

Die Energiewende wird nicht allein durch zentrale Großprojekte gelingen. Kommunale Hybridlösungen bieten entscheidende Vorteile. Voraussetzung ist, dass Planung, Betrieb und Vermarktung konsequent digital gedacht werden. Das Fraunhofer IOSB-AST unterstützt Kommunen und Energieversorger bei der Bewertung, Planung und digitalen Betriebsoptimierung hybrider Lösungen – von der Machbarkeitsstudie bis zur Umsetzung. ■

THREIN



Der Autor: Prof. Dr.-Ing. Peter Bretschneider

Prof. Dr.-Ing. Peter Bretschneider ist Leiter des Institutsteils Angewandte Systemtechnik AST des Fraunhofer-Instituts für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung IOSB in Ilmenau sowie des Fachgebiets Energieeinsatzoptimierung an der Technischen Universität Ilmenau.

Grüne Projekte grün finanzieren

Green Finance ist für kommunale Versorger immer wichtiger. In der Praxis dominieren Mischfinanzierungen aus Fördermitteln, Krediten, Eigenkapital und marktbasierten Instrumenten. Strategisch verzahnt ermöglichen sie eine schnelle, wirtschaftliche Transformation vor Ort.

Bei der Finanzierung der Energiewende finden kommunale Versorger andere Bedingungen vor als private Energieunternehmen. Große private Versorger können routiniert auf Kapitalmärkte zugreifen, Green Bonds emittieren und internationale Investoren suchen. Stadtwerke und kommunale Netzbetreiber bewegen sich in einem deutlich engeren Korsett aus Regulierung, Haushaltsrecht, politischer Steuerung und begrenzter Eigenkapitalbasis. Welche alternativen Instrumente gibt es zur Finanzierung von Projekten wie dem Ausbau der Wärmenetze oder der Produktion von grünem Strom? Und wie können sie nutzbar gemacht werden?

Versorger in der Zwickmühle

Green Finance ist im Energiesektor eine Voraussetzung für Investitionen. Gerade auf kommunaler Ebene geht es um hochkapitalintensive Projekte wie Wärmenetze, Großwärmepumpen, Quartierslösungen oder den Ausbau von Verteilnetzen. Gleichzeitig müssen kommunale Unternehmen die Versorgungssicherheit und sozialverträgliche Preise sicherstellen und politische Zielsetzungen erfüllen – oft bei eingeschränkten Finanzierungsspielräumen und geringerer Risikotragfähigkeit als private Wettbewerber.

Der Unterschied liegt im Kapitalzugang: Private Energieunternehmen können vergleichsweise flexibel Eigen- und Fremdkapital strukturieren, Kapitalmarktinstrumente



Die Energiewende braucht Finanzierungsstrategien.

mente nutzen und internationale Investoren ansprechen. Kommunale Versorger sind häufig an kommunale Haushalte gebunden, die sie zu einem Teil mitfinanzieren müssen, sie unterliegen Beihilfe- und Vergaberecht, haben begrenzte Eigenkapitalquoten und können Risiken nur eingeschränkt auslagern.

Hinzu kommt, dass viele Stadtwerke nicht die Größe oder das Rating besitzen, um eigenständig Green Bonds, also Anleihen, am Kapitalmarkt zu platzieren. Daher dominieren auf kommunaler Ebene kombinierte Modelle. Klassisch ist die Verbindung aus Fördermitteln, zinsgünstigen Krediten, kommunalem Eigenkapital und ergänzenden marktbasierten Instrumenten. Solche Blended-Finance-Strukturen sind etwa bei Wärmenetzen oder

Netzverstärkungsprojekten weit verbreitet.

Die Nutzbarkeit von Green Finance hängt stark von den strukturellen Rahmenbedingungen ab. Kommunale Versorger müssen Fördermittel, Kredite, regulatorische Erlösmodelle und ESG-Anforderungen zu einem integrierten Finanzierungsansatz verbinden. Darin entscheidet sich, wie schnell und in welchem Umfang die Energiewende auf lokaler Ebene umgesetzt werden kann – und ob sie wirtschaftlich tragfähig sowie sozial akzeptabel bleibt.

Investoren gewinnen

Wie lassen sich Banken und Investoren für ein Wärmeprojekt gewinnen? Für die Berater CCF – Die Wärmefinanzierer spielen Themen wie Covenants, mögliche Nachschusspflichten auf Gesellschafterebene und die Einschätzung der Finanzierungsfähigkeit eine Rolle. Gefordert wird zudem eine Planung über mindestens zehn plus zehn Jahre mit Gewinn- und Verlustrechnung, Bilanz und Cashflow-Betrachtung. Dazu müssen Nebenkosten berücksichtigt werden, etwa Versicherungen, Anlagenbetreuung, Buchhaltung, Rechtsberatung, Instandhaltung oder Pachtkosten. Für die Bauphase wird eine detaillierte Liquiditätsplanung auf Monatsebene empfohlen.

Doch welche Green-Finance-Bausteine können kommunale Akteure nutzen? Besonders verbreitet sind

Green Bonds und Green Loans nach dem sogenannten Use-of-Proceeds-Prinzip. Sie kommen vor allem bei klar abgrenzbaren Investitionen wie dem Ausbau von Strom- und Wärmenetzen, erneuerbaren Energien, Speichern oder Lade-Infrastruktur zum Einsatz und dienen häufig der Refinanzierung hoher CapEx-Programme. Charakteristisch ist die zweckgebundene Mittelverwendung, die über etablierte Rahmenwerke wie die ICMA Green Bond Principles oder den europäischen Green Bond Standard (EuGBS) dokumentiert und kontrolliert wird. Investoren erwarten in der Regel ein transparentes Allocation- und Impact-Reporting sowie häufig eine externe Second-Party-Opinion. Praxisbeispiele reichen von Green-Bond-Programmen großer Netz- und Energieunternehmen wie Amprion, EnBW oder RWE bis hin zu Emissionen der European Investment Bank.

Transformation finanzieren

Daneben gewinnen Sustainability-Linked Loans (SLL, Kredite zwischen Unternehmen und Banken) und Sustainability-Linked Bonds (SLB, handelbare Anleihen für Kapitalmärkte) an Bedeutung. Sie koppeln die Finanzierung nicht an einzelne Projekte, sondern an unternehmensweite Nachhaltigkeitsziele und zentrale Leistungskennzahlen (Key Performance Indicators, KPI). Dadurch eignen sie sich besonders für breit angelegte Transformationsprogramme oder Holding-Finanzierungen, bei denen sich einzelne Investitionen nicht sauber voneinander trennen lassen. Grundlage bilden definierte Sustainability Performance Targets (SPTs), deren Erreichung regelmäßig berichtet und idealerweise extern verifiziert wird. Orientierung bieten hier die SLB-Principles der ICMA ►

 /zennernews

 /zenner_news

 /company/zennernews



DIE SMART CITY JETZT AKTIV GESTALTEN!

NEUE GESCHÄFTSMODELLE

Mit ZENNER werden Sie zum digitalen Infrastrukturbetreiber - sicher, souverän und kosteneffizient.

Mit der Erfahrung aus mehr als 450 IoT-Projekten ist ZENNER der richtige Partner an Ihrer Seite. Wir bieten Ihnen von der Messtechnik und Sensorik über die Telekommunikations-Infrastruktur und Datendienste bis zur Applikation durchgängige IoT-Komplettlösungen aus einer Hand. So realisieren Sie neue Geschäftsmodelle und echte Mehrwerte in den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und Smart City.

www.zenner.de

ZENNER

Green Finance fehlt die Datenbasis

Aaron Neuville, EY-Partner und Leiter Climate & Decarbonization, erklärt, warum belastbare ESG-Daten über Green Finance entscheiden und wie Blended Finance für Infrastrukturprojekte funktionieren kann.

Herr Neuville, welche Rolle spielen Unternehmensberatungen wie EY aktuell dabei, Green-Finance-Strategien in Energie- und Infrastrukturprojekten umsetzbar zu machen?

Beratungen übernehmen heute vor allem eine Vermittlerrolle zwischen Technik, Regulierung und Finanzwelt. Viele Energie- und Infrastrukturprojekte sind technisch sehr komplex. Banken und Investoren können diese Projekte aber nur bewerten, wenn die technischen Zusammenhänge in nachvollziehbare wirtschaftliche Modelle übersetzt werden. Genau dabei unterstützen wir Unternehmen. Gleichzeitig helfen wir dabei, regulatorische Anforderungen – etwa aus der EU-Taxonomie, dem European Green Bonds Standard (EuGBS) oder der Sustainable Finance Disclosure Regulation (SFDR) auf EU-Ebene sowie dem

Bundesklimaschutzgesetz, dem EnWG und EEG oder der CfD-Reform auf nationaler Ebene – in konkrete Prozesse und operative Maßnahmen zu übertragen.

Wie sieht das bei großen Infrastrukturprojekten aus?

Gerade bei Netzen, Offshore-Windparks oder Wasserinfrastruktur ist die Strukturierung der Finanzierung ein wichtiger Punkt. Finanzierungsmodelle müssen wirtschaftlich tragfähig, steuerlich sinnvoll und regulatorisch sauber aufgebaut sein. Hinzu kommt: Der Markt reagiert inzwischen sehr sensibel auf Greenwashing-Vorwürfe. Deshalb unterstützen wir Unternehmen dabei, Finanzierungsstrukturen transparent aufzusetzen und den tatsächlichen ökologischen Nutzen nachvollziehbar nachzuweisen.

Wie unterscheiden sich Use-of-Proceeds-Ansätze und KPI-basierte Finanzierungen in der Praxis?

In der Finanzierungssteuerung. Bei Use-of-Proceeds-Modellen – etwa den klassischen Green Bonds – ist genau festgelegt, wofür das aufgenommene Kapital verwendet werden darf. Unternehmen müssen detailliert dokumentieren, in welche Projekte die Mittel fließen, regelmäßig darüber berichten und die Angaben häufig extern prüfen lassen. Das sorgt für hohe Transparenz, bedeutet aber auch einen erheblichen administrativen Aufwand. KPI-basierte Finanzierungen funktionieren flexibler. Hier ist das Kapital nicht an bestimmte Projekte gebunden, sondern an das Erreichen definierter Nachhaltigkeitsziele, etwa bei der CO₂-Reduktion. Unternehmen haben somit mehr Spielraum bei der Mittelverwendung. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die interne Steuerung. Um Fortschritte nachvollziehbar zu messen, braucht es belastbare Kennzahlen, realistische Zielwerte und funktionierende Controlling-

sowie die SLB-Principles der Loan Market Association. Im Bankensektor werden solche Strukturen zunehmend etabliert.

Eine zentrale Rolle spielen weiterhin Förderkredite und öffentliche Finanzierungen, insbesondere beim Ausbau erneuerbarer Energien, von Wärmenetzen sowie Speicher- und Netzprojekten als Basis- oder Senior-Finanzierung. Sie ermöglichen häufig günstige Finanzierungskonditionen und lassen sich gut mit privaten Kapitalquellen kombinieren. In Deutschland ist vor

allem der Kredit 270 der KfW für Strom-, Wärme-, Netz- und Speicherprojekte relevant. Ergänzend agiert die European Investment Bank europaweit als bedeutender Klimafinanzierer und Investor in nachhaltige Infrastruktur.

Zuschüsse und Investitionsförderungen können zusätzlich helfen, Wirtschaftlichkeitslücken bei kapitalintensiven Infrastrukturvorhaben zu schließen. Besonders bei kommunalen Wärmenetzen, der Transformation von Erzeugungsanlagen oder der Integration von

Speichern erhöhen Förderprogramme die Bankability kommunaler Projekte erheblich. In Deutschland spielt hier insbesondere die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eine wichtige Rolle, die – abhängig vom jeweiligen Förderatbestand – Zuschüsse von bis zu 40 Prozent der förderfähigen Ausgaben ermöglicht.

Auch langfristige Stromabnahmeverträge, sogenannte Power Purchase Agreements (PPA), wer-

Systeme. Use-of-Proceeds-Modelle konzentrieren sich stärker darauf, wofür Geld eingesetzt wird. KPI-basierte Finanzierungen stellen die tatsächlichen Nachhaltigkeitsergebnisse in den Mittelpunkt.

Wo liegen aktuell die größten Defizite beim ESG-Reporting und Datenmanagement?

Eine der größten Herausforderungen ist nach wie vor die Datenbasis. In vielen Unternehmen liegen ESG-Daten verteilt über unterschiedliche Abteilungen und Systeme vor – von professionellen IT-Lösungen bis hin zu einfachen Excel-Tabellen. Dadurch wird es schwierig, eine einheitliche, belastbare und prüfbare Datengrundlage zu schaffen. Hinzu kommt, dass insbesondere indirekte Emissionen entlang der Lieferkette oft nur geschätzt oder gar nicht vollständig erfasst werden. Gerade bei Finanzierungen mit Taxonomie-Bezug wird das zunehmend zum Problem. Ein weiteres Defizit liegt in der Organisation. Nachhaltigkeitsteams, Finanzabteilungen und operative Bereiche arbeiten

vielerorts noch zu stark getrennt voneinander. Dadurch entstehen Brüche bei der Datenaufbereitung und in der Kommunikation. Für Finanzierungsprozesse hat das direkte Folgen. Ohne belastbare ESG-Daten wird es schwierig, Investoren zu überzeugen oder regulatorische Anforderungen zu erfüllen. Viele Unternehmen konzentrieren sich deshalb derzeit vor allem darauf, die Mindestanforderungen für Compliance zu erfüllen. Das eigentliche Ziel – ESG-Daten auch aktiv zur Unternehmenssteuerung und Wertschöpfung zu nutzen – wird häufig noch nicht erreicht.

Viele Projekte setzen auf Blended Finance. Was braucht es, damit solche Modelle funktionieren?

Zunächst braucht es ein klares Commitment des Managements. Blended-Finance-Modelle – also die Kombination aus öffentlichem und privatem Kapital – funktionieren nur, wenn alle Beteiligten bereit sind, unterschiedliche Renditeerwartungen und Risikoprofile zusammenzubringen. Genau daran



Aaron Neuville

scheitern viele Projekte noch in einer frühen Phase. Entscheidend ist außerdem, Green Finance nicht als Zusatzaufgabe zu betrachten. Nachhaltige Finanzierung muss als integraler Bestandteil des Geschäftsmodells verstanden werden. Nur dann lassen sich Projekte langfristig wirtschaftlich und gleichzeitig nachhaltig umsetzen.

Interview: Frank Urbansky

den zu einem immer wichtigeren Green-Finance-Instrument. Sie sichern erneuerbaren Energieprojekten stabile Cashflows und erleichtern so die Finanzierung neuer Wind- oder Solarparks. Gleichzeitig ermöglichen sie Industrieunternehmen eine planbare Dekarbonisierung ihres Strombezugs, insbesondere im Bereich der Scope-2-Emissionen. Ein prominentes Beispiel ist die langfristige Grünstromliefervereinbarung zwischen RWE und der Salzgitter AG zur Versorgung der Stahlproduktion mit Solarstrom.

Für die Glaubwürdigkeit nachhaltiger Finanzierungen sind externe Reviews und Second-Party-Opinions unverzichtbar geworden. Sie bewerten unabhängig, ob Green- oder Sustainability-Linked-Frameworks den Marktstandards entsprechen und ob die zugrunde liegende Wirkungslogik nachvollziehbar ist. Wichtige Marktakteure sind etwa Sustainalytics oder ISS ESG. Eine belastbare ESG-Datenbasis ist das Rückgrat moderner Green-Finance-Strukturen. Spezielle Reporting-Software unterstützt Unternehmen, Anforderungen aus der EU-Richt-

linie CSRD und EU-Taxonomie revisionssicher abzubilden, KPI-basierte Finanzierungsbedingungen zu erfüllen und Investoren Nachhaltigkeitsdaten bereitzustellen. Besonders gefragt sind Lösungen mit integrierten Workflow-, Audit- und ERP-Schnittstellen. Zu den etablierten Plattformen zählen unter anderem SAP mit dem Sustainability Control Tower, Microsoft mit der Cloud for Sustainability, Salesforce mit der Net Zero Cloud, Workiva sowie der deutsche Anbieter Envoria.

Frank Urbansky

Wärme-Zukunft in Leverkusen

Die Wärmeplanung der Stadt Leverkusen zeigt, dass es keine Einheitslösung für die Wärmewende vor Ort geben kann. Die wirtschaftlichste und effizienteste Versorgungsoption wird auf einem Technologiemark basieren und ein quartierspezifisches Vorgehen erfordern.

Wie kann unsere Stadt mit nachhaltiger Wärme zukunftssicher versorgt werden? Mit dieser Frage hat sich die Stadt Leverkusen in ihrer kommunalen Wärmeplanung auseinandergesetzt, die im Mai vom Rat der Stadt mit breiter Mehrheit beschlossen wurde. Dem politischen Beschluss ist ein intensiver Prozess vorangegangen, der nur durch einen kontinuierlichen Austausch mit allen wichtigen Wärmeakteuren und der Politik in Leverkusen gelungen ist. Das Fundament des Prozesses bildete die enge und gute Zusammenarbeit der Verwaltung mit der Energieversorgung Leverkusen (EVL) und dem kommunalen Abfallunternehmen AVEA.

Die Ergebnisse des Abschlussberichts zeigen eine herausfordernde Ausgangslage: Derzeit versorgt der Energieträger Erdgas rund 82 Prozent der beheizten Gebäude in Leverkusen. Der Endenergiebedarf für Wärme ist maßgeblich durch den Chempark direkt am Rhein geprägt, der zu den bedeutendsten Chemie- und Industrieparks in Europa zählt. Mit rund 69 Prozent

entfällt der überwiegende Anteil des Wärmebedarfs auf industrielle Anwendungen, welche maßgeblich durch den hohen Prozesswärmebedarf geprägt sind. Der Wohnsektor folgt mit etwa 24 Prozent und stellt damit den zweitgrößten Verbrauchsblock dar. Das zeigt, dass die Dekarbonisierung des Wärmesektors in Leverkusen vor allem von zwei Faktoren abhängt: zum einen vom Umgang mit industrieller Prozesswärme und zum anderen vom schrittweisen Ersatz erdgasbasierter Wärmeversorgung im (Wohn-)Gebäudebestand durch erneuerbare und Wärmenetz-Lösungen bis zum Zieljahr 2045.

Doch der Industriestandort Leverkusen benötigt nicht nur große Wärmemengen, sondern bietet auch potenzielle Abwärmequellen für die Nah- und Fernwärmeversorgung. Die Analyse zeigt, dass insgesamt ein theoretisches Potenzial an ungenutzter unvermeidbarer Abwärme von 952 Gigawattstunden (GWh) pro Jahr zur Verfügung steht. Auch die zwei Fließgewässer mit den größten

Abflussmengen, der Rhein und die Wupper, wurden betrachtet und sind grundsätzlich für die Nutzung von Flusswärme geeignet. Zunächst sind hier jedoch vertiefende Untersuchungen zum Beispiel von potenziellen Wärmenetzbetreibern erforderlich, die mögliche Standorte sowie technische, ökologische und wasserrechtliche Rahmenbedingungen für Flusswärmequellen im Leverkusener Stadtgebiet prüfen.

Gleichzeitig wird die energetische Sanierung zur Pflichtaufgabe, denn der Gesamtwärmebedarf kann jährlich, je nach Sanierungstiefe, um bis zu 380 Gigawattstunden reduziert werden. Zwei Drittel des Leverkusener Gebäudebestands wurden vor 1977, und damit vor Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung, errichtet. In den Stadtteilen Schlebusch, Opladen und Quettingen ist das Einsparpotenzial besonders hoch.

Das Herzstück des Leverkusener Zielszenarios ist der Ausbau der Fernwärme im Stadtgebiet. Die bestehende leitungsgebundene Wärmeversorgung bildet mit rund 140 GWh bereitgestellter Endenergie und einer Netzlänge von etwa 135 Kilometern bereits heute einen relevanten Baustein, ist jedoch auf ausgewählte Teilräume begrenzt. Heute sind sieben Prozent der Baublöcke fernwärmetechnisch erschlossen, allerdings zeigen die Analysen der Eignungsprüfung ein theoretisches Potenzial für Wärmenetze für 43 Prozent der Baublöcke im Stadtgebiet. Der kommunale Wärmeplan sieht vor, dass die leitungsgebundene Wär-

Privat



Die Autorin: Stefanie Bergmann

Stefanie Bergmann begleitete als eine der Projektverantwortlichen der Stadt Leverkusen die Erstellung der kommunalen Wärmeplanung. Seit 2022 ist sie als städtische Klimaschutzmanagerin tätig. Der Schwerpunkt ihrer Tätigkeit ist die kommunale Energiewende.

me bis 2045 rund 43 Prozent des Gesamtenergieverbrauchs abdeckt – das würde rund 13.800 Gebäudeanschlüssen entsprechen. Räumlich konzentriert sich das Zielbild für Leverkusen einerseits auf dicht besiedelte Quartiere, die als Wärmenetzeignungsgebiete definiert werden. Andererseits kommen in weniger dichten Bereichen zukünftig vor allem dezentrale elektrische Wärmepumpen zum Einsatz.

Für eine flächendeckend treibhausgasneutrale Wärmeversorgung in Leverkusen hat es daher hohe Priorität, insbesondere CO₂-neutrale Quellen wie unvermeidbare Abwärme, Flusswasser, Solarthermie und Geothermie zu erschließen, sofern die technische und wirtschaftliche Machbarkeit gegeben ist. Wasserstoff wird als Energieträger für die Wärmeversorgung lediglich als optionale Perspektive für industrielle Anwendungen und frühestens ab dem Jahr 2035 für die Fernwärme betrachtet.

Drei Fokusgebiete

Für eine zügige Umsetzung und Umstellung der Wärmeversorgung Leverkusens werden im Bericht drei Fokusgebiete priorisiert: Wiesdorf, Manfort und Schlebusch-West. Dabei handelt es sich um potenzielle Gebiete für den Ausbau von Wärmenetzen. Die Auswahl der Fokusgebiete erfolgte in enger Abstimmung mit den wichtigen Wärmeakteuren in Leverkusen wie der EVL, der AVEA, den Technischen Betrieben Leverkusens, der Currenta und dem Wupperverband. Die EVL plant, für die ausgewählten Gebiete im Rahmen von Machbarkeitsstudien eine vertiefte Netzplanung zu erstellen. Zunächst erfolgt jedoch eine Bewertung, ob eine Umsetzung tatsächlich sinnvoll und wirtschaftlich darstellbar ist.

Ein besonderes Augenmerk liegt auf dem Prüfgebiet Opladen, das mit rund 120 Gigawattstunden zwar einen sehr hohen Wärmebedarf aufweist, derzeit aber über 90 Prozent gasversorgt ist und über kein Wärmenetz verfügt. Die Ausweisung als Prüfgebiet ergibt sich insbesondere aus den Gegebenheiten vor Ort und daraus resultierenden Hemmnissen im Stadtgebiet. Grundsätzlich weist das Gebiet aufgrund seiner dichten Bebauungsstruktur auffällig hohe Wärmeliniendichten auf.

Für weniger dicht besiedelte Stadtteile oder Randlagen ist die Fernwärme oft wirtschaftlich nicht sinnvoll. Aufgrund der heterogenen Stadtstruktur Leverkusens mit außenliegenden Gebieten wie Bergisch Neukirchen, Lützenkirchen und Hildorf werden Wärmepumpen daher

im Zielbild mit einem Versorgungsanteil von 59 Prozent der Gebäude zur dominanten Heiztechnologie.

Die kommunale Wärmeplanung der Stadt Leverkusen zeigt vor allem, dass es keine Einheitslösung für die Wärmewende vor Ort geben kann. Die wirtschaftlichste und effizienteste Versorgungsoption wird auf einem Technologiemix basieren und innerhalb der 13 Stadtteile ein quartiersspezifisches Vorgehen erfordern. Doch die Botschaft ist klar: Die Zukunft Leverkusens ist netzgebunden, strombasiert und vor allem treibhausgasneutral. Mit dem Beschluss des Abschlussberichts macht sich die Stadt Leverkusen nun auf den Weg in die Umsetzungsphase des Maßnahmenkatalogs und legt den Grundstein für eine langfristige Transformation ihrer Wärme-Infrastruktur. ■

RAUER WIND? MACHEN WIR DOCH STROM DRAUS!

Mit regenerativer Energie beschäftigen wir uns seit über 30 Jahren – und sind noch kein bisschen müde.

Die saubere Versorgung mit Strom, Wärme und Mobilität treiben wir weiter ambitioniert voran. Mit Überzeugung, Know-How und Leidenschaft – und vielleicht auch mit Ihnen?

stawag.de

 **STAWAG**



Vlad Darii/stock.adobe.com

Resilienz ist Pflicht

Mit dem KRITIS-Dachgesetz sind Städte und Gemeinden unter Zugzwang: Bis Mai 2027 müssen Schutzkonzepte stehen. Doch zwischen gesetzlicher Pflicht und gelebter Resilienz klappt häufig noch eine gefährliche Lücke.

Wenn heute das Thema Sicherheit aufkommt, richtet sich der Blick fast reflexhaft auf militärische Fähigkeiten, Rüstungsausgaben, NATO-Verpflichtungen und die zahlreichen geopolitischen Konflikte. Dabei hängt die Resilienz moderner Gesellschaften auch maßgeblich vom zivilen Alltag ab, beispielsweise von der Funktionsfähigkeit zentraler Versorgungs- und Steuerungssysteme.

Kritische Infrastrukturen bilden das Rückgrat wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Prozesse. Sie sind das stille Versprechen des modernen Staates an seine Bürger: Wir kümmern uns darum, dass alles Nötige funktioniert. Angesichts gezielter Sabotageakte, Cyber-Angriffen, terroristischer Gefahren und extremer Wetterereignisse steht dieses

Versprechen unter Druck. Denn fällt eine kritische Schaltstelle in der Energieversorgung, in Pumpstationen, Leitwarten oder Rechenzentren aus, können Versorgungsengpässe, wirtschaftliche Schäden und erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit entstehen.

Neuer All-Gefahren-Ansatz

Mit dem KRITIS-Dachgesetz entsteht erstmals ein einheitlicher, sektorübergreifender Rechtsrahmen, der bis zum 17. Mai 2027 die Umsetzung konkreter Schutzmaßnahmen verlangt. Jede Führungskraft in der kommunalen Versorgungswirtschaft sollte sich mit den praktischen Auswirkungen, den größten Verwundbarkeiten und den Anforderungen an eine belastbare Risikoanalyse vertraut machen.

Mit dem KRITIS-Dachgesetz (KRITISDachG) wird die EU-CER-Richtlinie in deutsches Recht umgesetzt. Damit wird ein fundamentaler Paradigmenwechsel in Sicherheitsfragen eingeleitet. Im Gegensatz zu bisherigen Regelungen verfolgt das neue Regelwerk einen All-Gefahren-Ansatz. Dieser berücksichtigt und behandelt Naturkatastrophen, physische Sabotageakte, Terroranschläge und Cyber-Angriffe gleichrangig.

Für Betreiber Kritischer Infrastrukturen in Sektoren wie Energie, Wasser, Gesundheit, Transport und Telekommunikation ergeben sich daraus verbindliche Pflichten: Sie müssen Risiken strukturiert erfassen und analysieren, umfassende Schutzkonzepte erarbeiten, ein Meldesystem für Störungen etablieren, regelmäßige Audits durchführen und nachweisen, dass ihre getroffenen Resilienzmaßnahmen wirksam sind.

Betreiber Kritischer Infrastrukturen müssen die Sicherheit ihrer Anlagen und Prozesse systematisch überprüfen und stärken. In der Praxis beginnt dies stets mit einer Bestandsaufnahme: Welche kritischen Schutzgüter besitzt das Unternehmen? Welche Anlagen, Systeme und Prozesse sind für die Erbringung der Versorgungsleistung unverzichtbar? Dabei müssen physische Anlagen ebenso berücksichtigt werden wie IT-Systeme oder Betriebsmittel, deren Ausfall die Erbringung der kritischen Dienstleistung unmittelbar gefährden würde.

In der Energieversorgung zählen dazu beispielsweise Schalt- und Messanlagen, Speicher oder zentrale Netzknoten. Auch dezentral gelegene, unbesetzte Trafostationen und Netzübergabepunkte gelten als kritisch. Darüber hinaus sollten IT- und OT-Systeme, wie beispielsweise Netzleittechnik oder SCADA-Systeme, sowie personelle Schlüsselressourcen in Leitstellen und Bereitschaftsdiensten auf den Prüfstand gestellt werden. Gleiches gilt für externe Abhängigkeiten, etwa von der Telekommunikation, der Notstromversorgung, Treibstoffen oder spezialisierten Dienstleistern.

Risiken bewerten

Auf die erste Bestandsaufnahme folgt eine strukturierte Risikobeurteilung, beispielsweise nach ISO 31000. Dabei werden mögliche Bedrohungen systematisch identifiziert, analysiert und bewertet. Ferner müssen künftig sämtliche Risiken erfasst werden, die den Betrieb kritischer Anlagen beeinträchtigen können. Dazu zählen zum Beispiel Sabotage und Vandalismus an Umspannwerken, Trafostationen

oder Netzverteilstationen ebenso wie der Diebstahl von Kupfer oder Metallteilen, die Manipulation von Anlagen oder unbefugter Zutritt zum Betriebsgelände. Zudem gewinnen Cyber-Angriffe auf Netzleitstellen, SCADA-Systeme oder Fernwirktechnik, über die Strom- und Wärmenetze gesteuert werden, zunehmend an Relevanz.

Nur so ergibt sich ein realistisches Lagebild, das im nächsten Schritt die Prognose von Eintrittswahrscheinlichkeiten für jedes identifizierte und analysierte Risiko sowie die Bewertung des potenziellen Schadensausmaßes ermöglicht. Dabei darf nicht allein die Klassifizierung der Gefahren im Vordergrund stehen, sondern es muss vielmehr eine Priorisierung für die Handlungsstrategie erfolgen. Von entscheidender Bedeutung ist die Frage, welche Störungen zu Versorgungsunterbrechungen oder großflächigen Ausfällen führen.

Ein besonderer Fokus sollte auf die sogenannten Kaskadeneffekte zwischen den verschiedenen Infrastrukturen gelegt werden. Ein Beispiel: Wenn ein Umspannwerk oder eine Netzleitstelle manipuliert wird und ausfällt, kann dies nicht nur große Teile der lokalen und regionalen Stromversorgung betreffen. Nach dem Domino-Prinzip können auch weitere abhängige Systeme in Mitleidenschaft gezo-

gen werden, was eine Kette von Folgestörungen auslöst. So kann in einem Wasserwerk wegen eines Stromausfalls die Pumpentechnik stillstehen, was die Trinkwasserversorgung und den Druck im Netz beeinträchtigt.

Maßnahmen festlegen

Nachdem die Risikobeurteilung abgeschlossen ist, müssen geeignete und verhältnismäßige Schutzmaßnahmen definiert werden. Dabei ist das Zusammenspiel aus baulichen, technischen, organisatorischen und personellen Schritten entscheidend. Konkrete Maßnahmen können beispielsweise Zutrittskontrollen für Umspannwerke und Netzleitstellen sein. Im IT-Bereich sind die Segmentierung von IT- und OT-Systemen, sichere Fernzugänge sowie regelmäßige Sicherheitsupdates für Leittechnik und SCADA-Systeme empfehlenswert.

Auf organisatorischer Ebene sind belastbare Krisen- und Notfallpläne mit klaren Entscheidungs- und Eskalationswegen sowie personelle Maßnahmen, allen voran Sensibilisierungstrainings für die Mitarbeitenden, von Bedeutung. Es empfiehlt sich darüber hinaus, in wiederkehrenden Abständen Tests von Notfall- und Krisenplänen sowie Übungen für Beschäftigte in Leitstellen oder Netzbetriebszentralen durchzuführen. ■

SecCon Group GmbH



Der Autor: Markus Weidenauer

Markus Weidenauer ist geschäftsführender Gesellschafter der SecCon Group GmbH. Er ist Experte für das Erstellen von KRITIS-Sicherheitskonzepten und deren Umsetzung und arbeitet bundesweit. Er bietet auch Gefahrenabwehr sowie Notfall- und Krisenmanagement für Unternehmen an.

Schocks absorbieren

Die Energiebranche fordert klare Regeln für den Schutz Kritischer Infrastrukturen. stadt+werk sprach mit Kerstin Andreae, BDEW, und Ingbert Liebing, VKU, über die Bedrohungslage und mögliche Wege zu höherer Sicherheit.

Frau Andreae, wie bewerten Sie aktuell die Verwundbarkeit des deutschen Energiesystems angesichts der gestiegenen sicherheitspolitischen Risiken?

Andreae: Das deutsche Energiesystem ist leistungsfähig und robust, aber die Verwundbarkeit ist angesichts der sicherheitspolitischen Lage real. Energie-Infrastrukturen sind heute mögliche Ziele von Sabotage, Cyber-Angriffen, Ausspähung und hybriden Bedrohungen. Ein weit verzweigtes Netz lässt sich nie an jedem Punkt vollständig schützen. Deshalb müssen wir Resilienz breit denken – also nicht nur Angriffe verhindern, sondern auch Schäden begrenzen und Versorgung schnell wiederherstellen. Hinzu kommt: Die hybride Lage ist auch rechtlich eine Herausforderung. Wir bewegen uns in einem Graubereich, das heißt, wir haben weder eine klassische Friedenslage noch einen Verteidigungsfall. Für diese Situation sind viele Zuständigkeiten, Befugnisse und Haftungsregeln bislang nicht ausreichend ausgelegt, etwa beim Informationsaustausch, bei der

Drohnenabwehr oder dem Einsatz von Sicherheitsbehörden. Dafür braucht die Branche jetzt klare Regeln, eine wirksame Detektion und Abwehr von Drohnen, einen gesicherten Informationsaustausch mit den Sicherheitsbehörden und eine verlässliche Finanzierung zusätzlicher Schutzmaßnahmen.

Herr Liebing, teilen Sie diese Einschätzung – und wo sehen Sie aus kommunaler Perspektive die größten Risiken?

Liebing: Ja, grundsätzlich teile ich die Einschätzung. 100-prozentige Sicherheit gibt es nicht, gab es nie und wird es nie geben. Aber die Bedrohungslage hat sich deutlich verschärft. Es geht vor allem darum, sich bestmöglich auf die Szenarien vorzubereiten. Risiken bestehen vor allem bei der physischen Sicherung kritischer Punkte, bei Cyber-Angriffen auf operative Systeme sowie bei Engpässen bei Personal und Material im Störfall. Hinzu kommen Abhängigkeiten von externen Dienstleistern und Lieferketten. Die Abwehr von Terrorangriffen

und Anschlägen auf unsere Infrastruktur ist Aufgabe von Bund und Ländern, die das Gewaltmonopol innehaben. Stadtwerke sind weder die Polizei noch die Bundeswehr.

Sie betonen, dass ein vollständiger Schutz nicht möglich ist. Wie definieren Sie ein realistisches Zielniveau für Resilienz im Energiesystem?

Andreae: Resilienz im Energiesektor muss generell systemisch gedacht werden. Nur wenn alle einzelnen Bereiche ein hohes Maß an Resilienz erfüllen und wir auch

„100-prozentige Sicherheit gibt es nicht, gab es nie und wird es nie geben.“

die Wechselwirkungen zwischen Teilsystemen beachten, erreichen wir eine hohe Resilienz im Gesamtsystem. Wir brauchen daher einen Dreiklang aus Vorsorge, Vorbereitung auf effektive Krisenbewältigung sowie kontinuierlicher Analyse und Monitoring. Das sogenannte Business Continuity Management umfasst neben der Wiederherstellungsstrategie unter anderem eine vorausschauende Risikoanalyse und regelmäßige

BDEW / VKU / Felix Krumbholz Photography



Im Interview: Kerstin Andreae und Ingbert Liebing

Kerstin Andreae ist Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Zuvor war sie Mitglied der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen. Ingbert Liebing ist Hauptgeschäftsführer des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU). Der Jurist war zuvor ebenfalls Mitglied des Deutschen Bundestags.

Übungen. Ziel muss ein Energiesystem sein, das Schocks absorbiert, sich schnell erholt und lernend anpasst, ohne Wettbewerbsfähigkeit und Klimaziele aus dem Blick zu verlieren. Resilienz ist die zentrale Voraussetzung für Versorgungssicherheit und Souveränität.

Was muss getan werden, um den Schutz Kritischer Infrastrukturen zu verbessern?

Andreae: Um den KRITIS-Schutz zukunftssicher aufzustellen, sind klare Zuständigkeiten, vereinfachte Nachweise und Bürokratieabbau ebenso notwendig wie eine praxistaugliche Umsetzung der NIS2- und CER-Richtlinien. EU-Standards für die IT-Sicherheit digitaler Komponenten sind essenziell und sollten handelspolitisch flankiert werden. IT-Prozesse müssen mit betrieblichen Abläufen ganzheitlich gedacht werden.

Was bedeutet dieses Ziel konkret für kommunale Versorger – wo liegen deren Grenzen, aber auch ihre Stärken?

Liebing: Resilienz braucht meiner Meinung nach Dezentralisierung. Die dezentrale Organisation der Verteilnetzbetreiber stärkt beispielsweise die Resilienz des Stromsystems. Bildlich gesprochen: In den Verteilnetzen steuert nicht nur ein Server das System, sondern viele. Ein erfolgreicher Angriff auf einen Server, über den zentral die gesamte Stromversorgung gesteuert würde, würde immer mehr Schaden anrichten als ein gelungener Angriff auf einen Server, der nur eines von vielen hundert Netzen steuert. Deshalb baut die Ukraine gerade ihr bisher sehr zentralistisches Energiesystem hin zur Dezentralität um.

Wo sehen Sie Stärken und Schwächen der Stadtwerke beim Thema Schutz Kritischer Infrastrukturen?

Liebing: Eine Stärke der Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber ist die Nähe zu den kommunalen Entscheidern und ihre regionale Vernetzung. Kommunale Versorger können im Ernstfall schnell reagieren und kennen ihre Infrastruktur genau. Grenzen liegen bei Ressourcen, steigender Komplexität und teils widersprüchlichen Vorgaben. Resilienz gelingt daher vor allem im Zusammenspiel: mit Kooperationen, klaren Regeln und praktikablen Standards.

Welche Lehren zieht die Energiebranche aus dem Stromausfall Anfang des Jahres in Berlin, insbesondere für Prävention und schnelle Wiederherstellung?

Andreae: Die zentrale Lehre lautet: Die Umsetzung konkreter Resilienzmaßnahmen muss noch stärker priorisiert werden. Dazu gehören Schwachstellenanalysen, klar definierte Krisenprozesse, regional abgestimmte Unterstützungsstrukturen, ausreichende Reservematerialien, eine funktionierende Notfallkommunikation sowie rechtssichere Finanzierungswege. Denn am Ende zählt nicht nur der Grad unserer Vorbereitung, sondern vor allem, wie schnell wir nach einem Angriff die Versorgung wiederherstellen können.

Wie gut sind kommunale Unternehmen derzeit darauf vorbereitet, vergleichbare Krisen innerhalb kurzer Zeit zu bewältigen?

Liebing: Die Vorbereitung hat sich verbessert: Notfallpläne, Übungen und Krisenstrukturen sind vielerorts etabliert. Dennoch bleiben

Herausforderungen: bei parallelen Störungen, bei Materialverfügbarkeit und durchaus auch bei eigentlich abgestimmten Abläufen mit externen Stellen. Wir sind gut unterwegs, aber es ginge noch besser. Wir haben dazu Vorschläge gemacht: Mobile Netzersatzanlagen, Blockheizkraftwerke und Gasturbinen im Umfang von mehreren einhundert Megawatt Leistung müssen über Deutschland verteilt

„Resilienz im Energiesektor muss systemisch gedacht werden.“

in regionalen Versorgungssicherheitshubs vorgehalten werden. Ziel sollte sein, dass der Strom nach 24 Stunden zumindest provisorisch wieder fließt.

Der BDEW fordert eine Überprüfung der Transparenzpflichten. Wo sehen Sie aktuell sicherheitskritische Risiken durch zu weitgehende Offenlegung?

Andreae: Vorab möchte ich unterstreichen: Transparenz in einer Demokratie ist zu Recht ein sehr hohes Gut. Zugleich muss uns bewusst sein, dass öffentlich zugängliche Infrastrukturinformationen gezielt für Angriffe missbraucht werden können. Neue technologische Entwicklungen, zum Beispiel digitale Kartendienste und Anwendungen Künstlicher Intelligenz, machen zudem die systematische Auswertung solcher Daten immer einfacher. Wir sehen daher dringenden Handlungsbedarf, Transparenzanforderungen und Sicherheitsinteressen neu zu justieren. Dabei geht es nicht um generelle Abschaffung, sondern um eine Überprüfung und Abwägung. ►

Wie erleben kommunale Unternehmen diese Anforderungen im Alltag – und wo besteht aus Ihrer Sicht konkreter Anpassungsbedarf?

Liebing: Viele Unternehmen erleben einen Spagat zwischen Transparenz und Sicherheit. Teilweise werden sensible Informationen öffentlich, weil sie öffentlich bekannt gemacht werden müssen. Das erhöht das Risiko. Hier braucht es klarere und einheitliche Abwägungen: notwendige Transparenz ja, aber nur ohne zusätzliche Angriffsflächen.

Wie gut funktioniert aktuell die Zusammenarbeit zwischen Energieunternehmen, Staat und Sicherheitsbehörden?

Andreae: Die Zusammenarbeit zwischen Energieunternehmen, Staat und Sicherheitsbehörden ist in den vergangenen Jahren deutlich enger geworden und funktioniert bereits gut. Gerade etablierte

Strukturen wie UP KRITIS zeigen, wie wertvoll ein vertrauensvoller, strukturierter Austausch zwischen Betreibern, Behörden und Staat sein kann. Solche Formate schaffen gemeinsame Lagebilder, stärken persönliche Netzwerke und helfen, Anforderungen aus der Praxis frühzeitig in staatliche Planungen einzubringen. Gleichzeitig hat der Anschlag auf das Berliner Stromnetz gezeigt, dass wir diese Zusammenarbeit weiterentwickeln müssen. Physische Angriffe, Drohnenüberflüge, Sabotage, Cyber-Angriffe und Desinformation lassen sich nicht mehr sauber vonei-

Was muss also getan werden?

Andreae: Aus Sicht der Energiebranche ist besonders wichtig, dass Informationen schneller, zielgerichteter und rechtssicherer fließen. Unternehmen brauchen frühzeitige, verwertbare Lage-Informationen von Sicherheitsbehörden. Umgekehrt müssen Betreiber Hinweise, Beobachtungen und Bedarfe einbringen können, ohne dass unklare Zuständigkeiten, Haftungsfragen oder Geheimschutzanforderungen den Austausch erschweren. Gerade beim Schutz sensibler Infrastrukturdaten, bei Drohnenvorfällen, bei Sicherheitsüberprüfungen und bei Krisenlagen unterhalb des Verteidigungsfalls besteht noch Anpassungsbedarf. Resilienz ist eine gemeinsame Aufgabe.

Herr Liebing, Sie sprechen von einer gesamtstaatlichen Aufgabe: Wo hakt es konkret in der Abstimmung zwischen Bund, Ländern und Kommunen?

Liebing: Herausfordernd sind vor allem unklare Zuständigkeiten und wenig eingeübte Abläufe in sehr komplexen Lagen. Für die Praxis ist entscheidend, schnell zu wissen, wer führt und wer unterstützt. Hier braucht es noch klarere Strukturen, noch verbindlichere Prozesse und Übung, Übung, Übung.

Welche regulatorischen Anpassungen sind notwendig, damit Unternehmen schneller in Resilienzmaßnahmen investieren können?

Andreae: Unternehmen können nur dann schneller in Resilienz investieren, wenn der regulatorische Rahmen klare Anforderungen definiert, eine rechtssichere Umsetzung ermöglicht und die Refinanzierung sicherstellt. Das KRITIS-Dachgesetz ist ein wichtiger Schritt, muss aber zügig, praxistauglich und eng verzahnt mit bestehenden Regelwerken unterlegt werden.

Was schlagen Sie vor, wie sollte das KRITIS-Dachgesetz von der Politik ergänzt werden?

Andreae: Erstens braucht es verlässliche und branchenspezifische Anforderungen gemäß KRITIS-Dachgesetz. Resilienz sollte risikobasiert statt über starre Maßnahmenlisten definiert werden: Unternehmen müssen je nach Anlage, Netzfunktion und Bedrohungslage geeignete Maßnahmen wie Redundanz, Lagerhaltung, Business Continuity Management, Notfallkommunikation oder Wiederanlaufplanung wählen können. Zweitens müssen Kosten regulatorisch anerkannt und refinanzierbar sein. Schutz- und Resilienzmaßnahmen dienen der Versorgungssicherheit und der staatlichen Sicherheitsvorsorge. Dafür braucht es klare Kosten- und Entgeltanerkennung sowie ergänzende Finanzierungswege wie Mittel aus dem Verteidigungshaushalt und einen Resilienz-Fonds.

Wie sollte die Finanzierung solcher Maßnahmen langfristig abgesichert werden?

Liebing: Resilienz ist Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge. Die Umsetzung dieser Maßnahmen erfordert erhebliche Investitionen. Deshalb braucht es neben regulatorischer Anerkennung zusätzliche staatliche Instrumente. Wir fordern,

„Notfallpläne, Übungen und Krisenstrukturen sind vielerorts etabliert.“

Strukturen wie UP KRITIS zeigen, wie wertvoll ein vertrauensvoller, strukturierter Austausch zwischen Betreibern, Behörden und Staat sein kann. Solche Formate schaffen gemeinsame Lagebilder, stärken persönliche Netzwerke und helfen, Anforderungen aus der Praxis frühzeitig in staatliche Planungen einzubringen. Gleichzeitig hat der Anschlag auf das Berliner Stromnetz gezeigt, dass wir diese Zusammenarbeit weiterentwickeln müssen. Physische Angriffe, Drohnenüberflüge, Sabotage, Cyber-Angriffe und Desinformation lassen sich nicht mehr sauber vonei-

dass die Finanzierung über die nach Artikel 109 Grundgesetz geschaffene Ausnahme von der Schuldenbremse für Landesverteidigung und Bevölkerungsschutz sowie aus dem Sondervermögen Infrastruktur und Klimaneutralität (SVIK) sichergestellt wird. Entscheidend ist Planungssicherheit, damit Investitionen verlässlich getätigt werden können.

Welche drei Maßnahmen sollten kurzfristig priorisiert werden, um die Resilienz des Energiesystems spürbar zu erhöhen?

Andreae: Ich würde kurzfristig folgende drei Maßnahmen in den Vordergrund stellen. Die erste ist der Schutz sensibler Informationen. Wir müssen genauer hinschauen, welche Daten wirklich öffentlich verfügbar sein müssen – und

welche Details im Zweifel eher helfen, Kritische Infrastrukturen auszuspähen. Transparenz bleibt wichtig, aber bei Netztopologien, Standorten, Kapazitäten oder Schutzbereichen brauchen wir mehr Augenmaß. Der zweite Hebel ist die Fähigkeit, nach einem Vorfall schnell wieder handlungsfähig zu sein. Dafür müssen Unternehmen noch besser wissen, wo die besonders kritischen Punkte liegen, welches Material verfügbar ist und welche Provisorien kurzfristig eingesetzt werden können. Entscheidend ist nicht nur der Schutz vor einem Angriff, sondern auch die Geschwindigkeit der Wiederherstellung. Und drittens müssen wir die Zusammenarbeit mit Staat und Sicherheitsbehörden verbindlicher organisieren. In der Praxis braucht es feste Ansprechpartner, gemein-

same Übungen, regionale Netzwerke und klare Regeln für den Informationsaustausch. Gerade bei Drohnenvorfällen oder in hybriden Lagen darf nicht erst im Ernstfall geklärt werden, wer zuständig ist und was rechtlich möglich ist.

Und welche politische Entscheidung ist aus Ihrer Sicht jetzt ausschlaggebend, damit diese Maßnahmen auch umgesetzt werden?

Liebing: Entscheidend ist ein klarer politischer Rahmen mit gesicherter Finanzierung. Ohne verlässliche Refinanzierung und praktikable Vorgaben werden Investitionen zu langsam erfolgen. Jetzt braucht es Tempo und dafür mehr Investitionssicherheit und weniger Komplexität.

Interview: Alexander Schaeff

Risiko-Management beyond Compliance.

MODULARER ALL-HAZARDS-
ANSATZ

FÜR STARKE RESILIENZ IN
TURBULENTEN ZEITEN



KRITIS im Fadenkreuz

Kritische Infrastrukturen geraten zunehmend in den Fokus von Cyber-Kriminellen, wie der aktuelle Lagebericht des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zeigt. Mit geeigneten Schutzmaßnahmen lassen sich Angriffsflächen jedoch nachhaltig reduzieren.

Die Cyber-Sicherheitslage in Deutschland bleibt angespannt – auch und gerade für Kritische Infrastrukturen (KRITIS). Der Lagebericht 2025 des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zeigt, dass sich das Bedrohungsniveau zwar in einzelnen Bereichen stabilisiert hat, gleichzeitig aber neue Herausforderungen hinzukommen. Besorgniserregend ist das Tempo, mit dem Angriffsvektoren entstehen: Zwischen Juli 2024 und Juni 2025 wurden im Schnitt 119 neue Schwachstellen pro Tag gemeldet, was einem Anstieg von rund 24 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht.

Das Problem liegt nicht allein in der Qualität der Angreifer, sondern in der Geschwindigkeit, mit der Schutzmaßnahmen mit dem Wachstum der Angriffsflächen Schritt halten müssen. Die Digitalisierung schafft dabei ein strukturelles Paradox in den hochgradig vernetzten und untereinander abhängigen Kritischen Infrastrukturen. Je vernetzter kritische Systeme

werden, desto größer werden die Angriffsflächen und desto folgenreicher ein erfolgreicher Angriff.

Täter sind schwer greifbar

Die Bedrohungsakteure haben sich in den vergangenen Jahren fundamental gewandelt. Kriminelle spezialisieren sich längst auf Teilbereiche eines Angriffs und werden darin immer besser. Sie erlangen und handeln mit Zugängen zu Unternehmensnetzwerken (Access Broker), betreiben eine Angriffsinfrastruktur (Betreiber) und bieten diese Dienstleistung weiteren Tätern (Affiliates) an. Schadsoftware, Phishing-Kampagnen und Angriffstools sind als sogenannte Cybercrima as a Service über das Darknet als Dienstleistung erhältlich, was die Einstiegshürde für Cyber-Kriminelle drastisch senkt.

Parallel wächst die Bedrohung durch staatlich gelenkte Akteure, die zunehmend auf KRITIS, Kommunikationsnetze und Lieferketten abzielen. Hier fällt vor allem die Zunahme von Advanced Persis-

tent Threats (APT) ins Gewicht: Im Jahr 2024 haben APT-Angriffe zugenommen, die von professionellen Akteuren, oft staatlich unterstützt, durchgeführt werden. 25 Prozent der beobachteten APT-Gruppen richteten sich gegen die Bundesrepublik. Deutschland liegt somit auf Platz vier der Zielländer. Ransomware bleibt dabei das dominierende Angriffsmuster mit realer Schadwirkung: Mit 950 Ransomware-Angriffen im Jahr 2024 bleibt die Gefährdungslage für deutsche Unternehmen weitgehend unverändert. Hinzu kommt: DDoS-Angriffe nehmen in Umfang und Intensität stark zu, selbst große Infrastrukturbetreiber wurden bereits attackiert.

Trotz regulatorischer Fortschritte bestehen im KRITIS-Bereich weiterhin strukturelle Lücken. Die Resilienz Kritischer Infrastrukturen wächst langsam, aber stetig: Rund 80 Prozent der Betreiber führen bereits ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) mit einem Reifegrad von mindestens drei, was einem etabliertem ISMS entspricht. Der Anteil bei Business-Continuity-Management-Systemen (BCMS) liegt mit knapp zwei Dritteln deutlich darunter. Jedoch besteht noch Nachholbedarf bei Systemen zur Angriffserkennung: Nur 48 Prozent der Betreiber erreichen hier den Mindestreifegrad.

Die Konsequenz: Fast jeder zweite KRITIS-Betreiber würde einen laufenden Angriff nicht aktiv, sondern erst im Nachgang oder gegebenenfalls gar nicht erkennen. Insgesamt zeigt sich ein heterogenes Bild: Einige KRITIS-Betreiber

BSI



Die Autorin: Christine Hofer

Christine Hofer ist seit mehr als elf Jahren im Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) tätig. Aktuell leitet sie den Fachbereich „Cybersicherheit bei Kritischen Infrastrukturen“. Zuvor war Hofer 15 Jahre lang in der Wirtschaft bei und für KRITIS-Unternehmen beschäftigt.

haben zumindest ein Mindestmaß an IT-Sicherheit erreicht, manche sich sogar sehr gut aufgestellt. Jedoch weisen besonders kleine oder kommunale KRITIS-Betreiber Defizite im Patch-Management auf und verfügen somit über keine aktuellen und sicheren IT-Sicherheitsstandards. Es gibt aber auch Positives zu vermelden: Die Cyber-Sicherheits-Awareness bei deutschen Betreibern ist hoch. Letztlich haben aktuelle Vorfälle und Störungen die Verwundbarkeit sichtbar gemacht. Der nächste Schritt ist nun, Sicherheit dauerhaft umzusetzen. Awareness ohne operative Konsequenz bleibt folgenlos.

Neuer Rechtsrahmen

Mit dem im März 2026 in Kraft getretenen KRITIS-Dachgesetz und dem NIS2-Umsetzungsgesetz vom Dezember vergangenen Jahres hat Deutschland seinen regulatorischen Rahmen erheblich erweitert. Das KRITIS-Dachgesetz setzt die EU-CER-Richtlinie um und führt erstmals sektorenübergreifende Mindestvorgaben für den physischen Schutz kritischer Anlagen ein. Für Betreiber bedeutet das: Registrierung, Risikoanalysen, Resilienzpläne sowie Melde- und Nachweispflichten. Der neue Rechtsrahmen richtet den Blick über die Cyber-Sicherheit hinaus auf alle Gefahrenlagen und etabliert ein kohärentes System für physische Resilienz und Meldekettten. Damit wird die Sicherheit für KRITIS-Betreiber erstmals ganzheitlich als Zusammenspiel von Cyber- und physischer Sicherheit gesetzlich verankert.

Um Kritische Infrastrukturen nachhaltig cybersicher zu machen, empfiehlt das BSI KRITIS-Betreibern, Angriffsflächen sys-

tematisch zu reduzieren. Darüber hinaus zählen Asset- und consequentes Patch-Management sowie die Segmentierung von OT- und IT-Netzwerken zu den grundlegenden Daueraufgaben. Außerdem sind Perimeter-Geräte wie Firewalls und VPN-Konzentratoren besonders exponiert und sollten priorisiert behandelt werden.

Die 48-Prozent-Quote unzureichender Angriffserkennungssysteme ist das auffälligste Defizit. Angriffserkennung sollte daher als Pflicht gesehen werden, denn ohne sie ist jede Reaktionsfähigkeit im Ernstfall blind. Solche Systeme zur Angriffserkennung (SzA) sind gesetzlich vorgeschrieben und operativ unverzichtbar. Deswegen müssen SIEM-Lösungen (Security Information and Event Management), spezifisches Monitoring und definierte Eskalationspfade etabliert werden. Des Weiteren empfiehlt das BSI, Business Continuity und Notfallmanagement zu verzahnen. Betreiber sollten ein ISMS aufbauen, ein Notfallmanagement konzipieren und definieren, wie eine angemessene Incident Response aussieht. Regelmäßige Übungen und getestete Wiederanlaufpläne sind dabei für eine resiliente Betriebsführung unverzichtbar.

Sicherheit sollte zudem als Zusammenspiel aus Cyber- und physischer Sicherheit gedacht und geeignete Resilienzmaßnahmen umgesetzt werden. So schützen zum Beispiel moderne Zutrittskontrollsysteme nicht nur sensible Bereiche, sondern liefern wertvolle Daten für ein zentrales Lagebild. Integrierte Sicherheitsplattformen verknüpfen somit physische Me-



Kritische Infrastrukturen nachhaltig cybersicher machen, ist eine gesamtstaatliche Aufgabe.

chanismen mit digitalen Systemen und ermöglichen eine koordinierte Reaktion.

Die Bedrohungslage bei Kritischen Infrastrukturen ist strukturell und ergibt sich aus dem Zusammenreffen von wachsender Digitalisierung, geopolitischen Spannungen, professionalisierter Angreiferlandschaft und einer noch lückenhaften Umsetzung bei organisatorischen und technischen Maßnahmen. Das Bewusstsein für die Gefahr ist vorhanden. Jedoch mangelt es an einer konsequenten und nachhaltigen operativen Umsetzung der Maßnahmen. Die neuen Gesetzgebungen für KRITIS schaffen den Rahmen für die Lebensadern unserer Gesellschaft.

Cyber-Sicherheit ist eine gesamtstaatliche Aufgabe, die nur gemeinsam bewältigt werden kann. Das BSI nimmt seine Verantwortung als integraler Bestandteil der Cyber-Sicherheitsarchitektur wahr und arbeitet mit allen Beteiligten daran, die Ziele zu erreichen und die dazugehörigen Maßnahmen umzusetzen. Hierzu zählt auch die aktive Unterstützung von KRITIS-Betreibern auf dem Weg zu mehr Cyber-Sicherheit. Nur so gelingt es, der Vision, gemeinsam die Cyber-Nation Deutschland zu bauen, einen Schritt näherzukommen. ■

Risiken messbar machen

Mit einem Digitalen Informationszwilling lassen sich technische und organisatorische Zusammenhänge von Kritischen Infrastrukturen modellieren. So können sicherheitsrelevante Veränderungen nicht nur erkannt, sondern auch hinsichtlich ihrer Auswirkungen bewertet werden.

Mit dem NIS2-Regelwerk verfolgt Deutschland das Ziel, die Widerstandsfähigkeit Kritischer Infrastrukturen sektorübergreifend zu stärken. Betreiber essenzieller Dienste sollen Risiken frühzeitig erkennen, geeignete Schutzmaßnahmen etablieren und auch unter Störungsbedingungen handlungsfähig bleiben. Im Mittelpunkt steht die Fähigkeit, technische und organisatorische Resilienz kontinuierlich nachweisbar zu machen. Gerade in industriellen OT-Umgebungen (Operational Technology / Betriebstechnologie) stellt das viele Betreiber vor erhebliche Herausforderungen.

Transparenz herstellen

Energieversorger, Wasserwerke, Produktionsanlagen oder Verkehrssteuerungen basieren häufig auf heterogenen Infrastrukturen mit langen Lebenszyklen, proprietären Protokollen und komplexen Abhängigkeiten zwischen IT, OT und physischen Prozessen. Transparenz über diese Zusammenhänge fehlt in vielen Fällen oder existiert nur fragmentiert. Vor diesem Hintergrund gewinnen Digitale Informationszwillinge an Bedeutung. Sie entwickeln sich zu einer technologischen Grundlage, um Risiken, Abhängigkeiten und Resilienz technisch messbar und simulierbar zu machen.

Im Umfeld Kritischer Infrastrukturen beschreibt ein Digitaler Informationszwilling weit mehr als

die virtuelle Abbildung einzelner Anlagen oder Assets. Er modelliert technische, logische und organisatorische Zusammenhänge einer Infrastruktur in einem konsistenten digitalen Abbild und integriert typischerweise Netzwerktopologien, Prozessdaten, Asset-Informationen, Kommunikationsbeziehungen, Sicherheitszustände, Schwachstelleninformationen sowie Betriebs- und Umweltdaten. Entscheidend bleibt die Fähigkeit, diese Informationen kontextbezogen zu verknüpfen. Im Unterschied zu klassischen Monitoring-Systemen entsteht dadurch kein rein reaktives Lagebild, sondern ein dynamisches Modell der Infrastruktur. Sicherheitsrelevante Veränderungen lassen sich nicht nur erkennen, sondern hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Prozesse, Verfügbarkeiten und kritische Abhängigkeiten bewerten.

Sicherheitsvorfälle entfalten ihre tatsächlichen Auswirkungen häufig entlang komplexer Prozessketten. Ein kompromittiertes Gateway oder ein ausgefallenes Netzwerksegment kann Kaskadeneffekte verursachen, die in klassischen Sicherheitsarchitekturen oft unsichtbar bleiben.

Denn traditionelle Risikoanalysen in Kritischen Infrastrukturen basieren häufig auf statischen Dokumentationen und periodischen Audits. Dieses Vorgehen stößt jedoch an Grenzen, sobald sich Bedrohungslagen oder Infrastrukturen dynamisch verändern. Digitale

Informationszwillinge hingegen ermöglichen eine kontinuierlich aktualisierte Risikoanalyse. Als Grundlage dient ein konsolidiertes Datenmodell, das OT-Assets wie Speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS), Fernwirkstationen (Remote Terminal Units, RTUs), SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition) oder industrielle Gateways ebenso berücksichtigt wie Netzwerksegmente, Kommunikationspfade, Firmware-Stände, bekannte Schwachstellen und externe Abhängigkeiten. Durch die Korrelation dieser Informationen entsteht ein digitaler Sicherheitskontext. Risiken werden nicht mehr isoliert anhand einzelner Schwachstellen bewertet, sondern anhand ihrer potenziellen Auswirkungen auf kritische Prozesse.

Ein Beispiel aus der Energieversorgung verdeutlicht diesen Ansatz: Eine Schwachstelle auf einem industriellen Kommunikationsgateway besitzt isoliert betrachtet möglicherweise nur einen mittleren Risikowert. Innerhalb eines Digitalen Informationszwillings kann jedoch sichtbar werden, dass dieses Gateway mehrere Netzsegmente verbindet und Teil eines hochkritischen Steuerungsprozesses ist. Das tatsächliche Risiko verändert sich dadurch erheblich.

Szenarien simulieren

Ein zentraler Bestandteil moderner Resilienzstrategien ist die Fähigkeit zur Szenarienplanung. Betreiber Kritischer Infrastrukturen müssen bewerten können, welche Auswirkungen Cyber-Angriffe, tech-



Digitaler Informationszwilling zeichnet ein permanentes Lagebild der technischen Resilienz.

nische Störungen oder physische Ausfälle auf ihre Betriebsfähigkeit haben. Digitale Informationszwillinge schaffen hierfür eine sichere Simulationsumgebung. Sicherheitsrelevante Ereignisse, wie Ransomware-Angriffe auf Leit- und Steuerungssysteme, kompromittierte Fernwartungszugänge, manipulierte Sensordaten oder Ausfälle zentraler Kommunikationskomponenten, lassen sich modellieren, ohne produktive Prozesse zu gefährden. Ebenso lassen sich standortübergreifende Kaskadeneffekte analysieren.

KI-gestützte Verfahren unterstützen zusätzlich bei der Analyse möglicher Eskalationsketten. Besonders wertvoll ist die Fähigkeit zur Impact-Analyse: Sicherheitsverantwortliche können bewerten, welche Prozesse betroffen wären, welche Schutzmechanismen greifen und wie schnell Wiederherstellungsmaßnahmen wirken. Dadurch verändert sich die Qualität von Krisen- und Notfallübungen grundlegend. Statt theoretischer Planspiele entstehen datenbasierte Resilienztests mit realistischen technischen Auswirkungen.

Resilienz wandelt sich durch technische Änderungen, neue Bedrohungen oder organisatorische Anpassungen stetig. Digitale Informationszwillinge ermöglichen eine kontinuierliche Resilienzbewertung durch Kennzahlen wie die Wiederherstellungszeiten kritischer Prozesse, Single Points of Failure oder Härtegrad von OT-Systemen. Durch die Verbindung mit Echtzeitdaten entsteht ein permanentes Lagebild der technischen

Resilienz. Betreiber erhalten nicht nur Informationen über einzelne Sicherheitszustände, sondern erkennen systemische Risiken und Wechselwirkungen.

Risikobasierter Ansatz

Gerade im Kontext von NIS2 gewinnt dies an Bedeutung, da die Richtlinie den Wandel von einer rein regulatorischen Betrachtung hin zu einem risikobasierten Ansatz markiert, bei dem Betreiber Kritischer Infrastrukturen ihre Cyber-Resilienz kontinuierlich nachweisen und weiterentwickeln müssen. Digitale Informationszwillinge mausern sich dabei zu einer Schlüsseltechnologie moderner OT-Sicherheitsarchitekturen. Sie schaffen Transparenz über kom-

plexe Abhängigkeiten, ermöglichen simulationsgestützte Risikoanalysen und unterstützen datenbasierte Resilienzentscheidungen.

Für den Aufbau eines Digitalen Informationszwillings ist eine belastbare OT-Datenbasis erforderlich. Hier ergänzen sich die Software-Lösungen acron und IRMA des Unternehmens VIDE Data Engineering als Daten- und Sicherheitsebene. Beide Systeme liefern die relevanten OT-Daten, auf deren Grundlage ein Digitaler Informationszwilling aufgebaut werden kann. Während die historische Prozess- und Betriebsdatensicht bereitstellt, liefert IRMA die aktuelle Sicht auf Netzwerk- und Sicherheitszustände. Gemeinsam entsteht daraus eine konsistente Datenbasis, die Transparenz über Prozesse, Assets, Kommunikationsbeziehungen und Sicherheitsrisiken schafft. acron ermöglicht als Analysewerkzeug für Unternehmen, Produktionswerke und Anlagen die Auswertung historischer Prozessdaten, die Berechnung von Key-Performance-Indikatoren, die Erstellung gesetzlich vorgeschriebener Berichte sowie die Fehleranalyse und Leistungssteigerung. Gerade angesichts wachsender Cyber-Bedrohungen, geopolitischer Spannungen und zunehmender Vernetzung entwickelt sich diese Fähigkeit zu einem strategischen Stabilitätsfaktor. ■



Der Autor: Tim Brexendorf

Tim Brexendorf ist Geschäftsführer der VIDE Data Engineering GmbH. Aus der Praxis industrieller OT-Projekte heraus bewertet er, wie sich Prozessdaten und OT-Sicherheit zu einer belastbaren Datenbasis verbinden lassen, mit Blick auf reale Umsetzbarkeit, Wirtschaftlichkeit und langfristigen Betrieb.



Mainova AG

Akzeptanz schaffen

Mit dem Windprojekt Schäferköppel realisiert Mainova derzeit den ersten Windpark auf Frankfurter Gemarkung. Das Projekt zeigt, welche Rolle interkommunale Zusammenarbeit, regionale Verankerung und Bürgerbeteiligung für den Ausbau erneuerbarer Energien spielen.

Im Dreieck zwischen Frankfurt am Main, Bad Homburg vor der Höhe und Karben entsteht unter Mainova-Federführung der erste Windpark vor den Toren Frankfurts. Auf den Gemarkungen von Nieder-Erlenbach und Ober-Erlenbach errichtet das regionale Unternehmen vier Windenergieanlagen.

Sie werden künftig Strom für die Menschen und Unternehmen in Frankfurt am Main und der Region liefern. Bei dem Projekt handelt es sich um den ersten Windpark auf Frankfurter Gemarkung. Das Projekt wird gemeinsam mit einer Bürgerenergiegenossenschaft und unter direkter finanzieller Betei-

gung von Bürgerinnen und Bürgern realisiert.

Die vier geplanten Windenergieanlagen des Typs Nordex N175 haben jeweils eine Gesamthöhe von 266,5 Metern. Jede Anlage verfügt über eine Nennleistung von 6,8 Megawatt (MW). Nach Inbetriebnahme rechnet Mainova mit einem jährlichen Ertrag von etwa 54 Gigawattstunden (GWh) Strom – was dem Jahresverbrauch von 22.000 Zweipersonen-Haushalten entspricht.

Gute Voraussetzungen

Das Projekt ist seit März 2026 in der Umsetzung. Das etwa 37 Hektar große Windvorranggebiet bietet aufgrund seiner Standortbeschaffenheit gute Voraussetzungen für die Entwicklung eines Windparks. Es wird vorrangig landwirtschaftlich genutzt und ist nicht bewaldet.

Mainova AG



Der Autor: Markus Getto

Markus Getto ist Projektleiter im Windprojekt Schäferköppel bei der Mainova AG. Der studierte Wirtschaftsingenieur begleitet bei Mainova die Entwicklung neuer Windenergieprojekte mit Fokus auf Südhessen. Seit Juli 2023 verstärkt er das Team der Mainova.

Die Landschaft verfügt zudem über eine bereits vorhandene Infrastruktur. Das fördert die Akzeptanz für das Vorhaben, bringt planerisch aber auch Einschränkungen mit sich: In der Umgebung befinden sich bereits vier Bestandsanlagen, von denen zwei Mainova gehören. Da zum Zeitpunkt der Antragstellung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) der Rückbauzeitpunkt der Bestandsanlagen noch offen war, wurden mehrere Planungsszenarien mit einer unterschiedlichen Anzahl an neuen Windenergieanlagen entwickelt und in das Genehmigungsverfahren eingebracht.

Mainova hat die Flächen über sogenannte Pooling-Nutzungsverträge gesichert. Mit diesen bündeln mehrere Grundstückseigentümer ihre Flächen für ein Windparkprojekt und werden gemeinschaftlich an den Erträgen beteiligt. Eine Besonderheit ist, dass neben privaten Flächeneigentümern auch gemeinnützige Stiftungen sowie die Kommunen beteiligt sind und vom Projekt profitieren.

Interkommunale Zusammenarbeit

Für den bisherigen Projektverlauf entscheidend war von Anfang an die Zusammenarbeit mit den Städten Frankfurt am Main, Bad Homburg und Karben. Die beteiligten Kommunen haben das Vorhaben früh begleitet und unterstützt. Gerade bei einem Projekt, das mehrere Gemarkungen, Zuständigkeiten und Interessen berührt, ist ein verlässlicher Austausch mit den kommunalen Akteuren zentral. Mainova konnte auf bestehenden Kontakte in der Region aufbauen. Ergänzt durch ein strukturiertes Stakeholdermanagement half dies, Ansprechpartner einzubinden und

das Projekt in den kommunalen Gremien vorzustellen. Interkommunale Zusammenarbeit ist bei der Umsetzung von Windparkprojekten also kein bloß formaler Begleitaspekt, sondern Voraussetzung für Planungssicherheit und Akzeptanz.

Die geplante Kooperation mit der Frankfurter Bürgerenergie Genossenschaft (FraBeG) ist ein zentraler Baustein des Projekts. Voraussichtlich ab Ende des Jahres 2026 können Einzelpersonen Anteile über die FraBeG kaufen. Der Erwerb ist in drei Zeichnungsrunden organisiert. Zunächst erhalten die Menschen der direkt angrenzenden Ortsteile die Möglichkeit, sich einzubringen. Die erste Zeichnungsrunde richtet sich deshalb ausschließlich an Bürgerinnen und Bürger der Ortsteile Kloppenheim, Nieder-Erlenbach,

Ober-Erlenbach und Petterweil. In der zweiten Runde wird der Kreis auf Menschen erweitert, die in einem Abstand von bis zu fünf Kilometern zum Windpark wohnen. Abschließend steht der Verkauf der verbleibenden Anteile allen Bürgern aus Bad Homburg, Frankfurt und Karben offen.

Akzeptanz vor Inbetriebnahme

Der bisherige Projektverlauf zeigt, dass regionale Energieprojekte dann an Stärke gewinnen, wenn die Beteiligten vor Ort frühzeitig eingebunden werden. Akzeptanz entsteht nicht erst mit der Inbetriebnahme, sondern bereits in der Planungsphase, wenn Verantwortung zwischen Energieversorger, Kommunen, Bürgerenergiegenossenschaften und den Menschen in der Region geteilt wird. ■



Seit über 30 Jahren

Maßgeschneiderte Due Diligence für Wind-, PV-, und BESS-Projekte

Unser Angebot für Sie:

- ✓ Prüfung aller relevanten Projektrechte und -verträge
- ✓ Identifizierung und Einordnung von Risiken
- ✓ Handlungsempfehlungen zu den identifizierten Risiken
- ✓ Umsetzung der Empfehlungen in den Transaktionsverträgen

Nutzen Sie unsere Marktkenntnisse und Kompetenzen für den Erfolg Ihrer Projekte.



Ihre Ansprechpartnerin

FRANZISKA BENZ

franziska.benz@sterr-koelln.com

Richtung **tragfähiger** Märkte

In einem schwierigen Marktumfeld stellt sich das Unternehmen JUWI neu auf und setzt auf Effizienz und internationale Wachstumsprojekte. Dazu gehören eine neue Organisationsstruktur sowie die Weiterentwicklung der Geschäftsmodelle.

Der Projektentwickler JUWI richtet sich strategisch und organisatorisch neu aus. Damit reagiert das Unternehmen auf den zunehmenden wirtschaftlichen Druck in der Branche der erneuerbaren Energien. Verschärfter Wettbewerb, sinkende Zuschlagswerte bei Ausschreibungen, steigende Kosten, begrenzte Netzanschlusskapazitäten und rückläufige Margen haben laut JUWI die Rahmenbedingungen in den vergangenen Monaten deutlich erschwert. Mit der Restrukturierung will JUWI seine Wettbewerbsfähigkeit langfristig sichern und gleichzeitig die Zusammenarbeit mit der Muttergesellschaft MVV Energie ausbauen.

Neue Organisationsstruktur

Zur Neuausrichtung gehört auch ein Personalabbau. In Deutschland sollen standortübergreifend 280 Stellen wegfallen. Die neue Organisationsstruktur soll ab Oktober 2026 gelten. Laut Unternehmensangaben wurden die Maßnahmen gemeinsam mit den Arbeitnehmervertretungen sowie der MVV Energie entwickelt. Der Stellenabbau soll vorrangig über freiwillige Lösungen erfolgen. Betriebsbedingte Kündigungen sind nur vorgesehen, wenn sich diese nicht vermeiden lassen.

Auch die Geschäftsführung wird neu aufgestellt. Ab Oktober besteht sie aus dem Geschäftsführer Jost Backhaus und dem neuen Finanz-

geschäftsführer Thomas Hüsgen. Christian Arnold, der bislang für das operative Deutschlandgeschäft verantwortlich war, scheidet Ende September aus dem Unternehmen aus. Stephan Hansen legt sein Mandat als Geschäftsführer für das internationale Geschäft ebenfalls Ende September nieder, bleibt JUWI aber bis Ende Juni 2027 als Senior Advisor für internationale Projekte verbunden.

Laut dem Unternehmen liegt der Schwerpunkt der künftigen Strategie auf wirtschaftlich tragfähigen Märkten, höherer Produktivität und stärkerer Integration innerhalb des MVV-Konzerns. JUWI möchte seine Geschäftsmodelle weiterentwickeln und verstärkt auf hybride Projekte setzen, bei denen Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern kombiniert werden. Gleichzeitig soll die internationale Präsenz in wachstumsstarken Märkten ausgebaut werden. Ein weiterer Baustein der Strategie ist die engere Zusammenarbeit mit MVV, beispielsweise bei der Direktversorgung von Industrieunternehmen mit Strom aus erneuerbaren Energieanlagen.

Trotz der organisatorischen Veränderungen verweist JUWI auf eine umfangreiche Projektpipeline. Derzeit errichtet das Unternehmen in Deutschland sowie in Italien, Griechenland, Südafrika und den USA Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1.000 Megawatt. Dabei

werden nach Unternehmensangaben rund 1,3 Millionen Solarmodule installiert und 46 Windenergieanlagen an elf Standorten gebaut.

Seit seiner Gründung vor 30 Jahren hat JUWI eigenen Angaben zufolge weltweit Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 3.500 Megawatt sowie Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von über 4.000 Megawatt geplant und errichtet. Mit den laufenden Projekten erreicht das Unternehmen erstmals gleichzeitig ein Gigawatt installierter Leistung auf seinen Baustellen weltweit.

Erfolge bei Ausschreibungen

Auch auf dem deutschen Markt konnte JUWI zuletzt mehrere Erfolge bei Ausschreibungen der Bundesnetzagentur verzeichnen. In den beiden jüngsten Ausschreibungsrunden erhielt das Unternehmen Zuschläge für 64 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 390 Megawatt. Allein in der Ausschreibung vom Februar 2026 entfielen zehn Windparkprojekte mit 246 Megawatt auf JUWI. Damit sicherte sich der Projektentwickler rund sieben Prozent der ausgeschriebenen Leistung und gehörte zu den erfolgreichsten Teilnehmern der deutlich überzeichneten Ausschreibungsrunde.

Die 40 geplanten Windenergieanlagen verteilen sich auf die Bundesländer Bayern, Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Sachsen und Sachsen-Anhalt. Gleichzeitig weist JUWI darauf hin, dass die Zuschlagswerte weiter gesunken



Der Projektentwickler JUWI setzt verstärkt auf hybride Projekte.

sind. So fiel der durchschnittliche Zuschlagswert laut Bundesnetzagentur von 6,06 auf 5,54 Cent pro Kilowattstunde.

Ein wichtiger Bestandteil der Unternehmensstrategie ist und bleibt das Repowering bestehender Windparks. So gingen Ende März im Windpark Minfeld in Rheinland-Pfalz zwei moderne Windenergieanlagen mit einer Leistung von jeweils sechs Megawatt in Betrieb. Sie ersetzen vier ältere Anlagen aus dem Jahr 2004, wodurch sich der jährliche Stromertrag des Windparks laut Unternehmensangaben auf mehr als 30 Millionen Kilowattstunden erhöht – das 2,5-Fache der bisherigen Produktion. Gleichzeitig sollen jährlich rund 20.000 Tonnen Kohlendioxid eingespart werden. Betreiberin der neuen Anlagen ist die MVV Windenergie, eine Schwestergesellschaft von JUWI.

Laut Unternehmensangaben hat JUWI seit 2010 insgesamt 40 Repowering-Projekte umgesetzt. Dabei wurden 135 ältere Windenergieanlagen durch 121 moderne ersetzt. Die installierte Leistung stieg dadurch von 131 auf 443 Megawatt. Seit der Unternehmensgründung

hat JUWI allein in Rheinland-Pfalz mehr als 600 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1.500 Megawatt errichtet. Der Marktanteil des Unternehmens im Land liegt eigenen Angaben zufolge bei über 35 Prozent.

Parallel zur Neuaufstellung treibt JUWI zahlreiche internationale Projekte voran. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf Griechenland. Dort errichtet das Unternehmen derzeit an sieben Standorten Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von über 400 Megawatt. Auch in Afrika setzt JUWI auf den Ausbau erneuerbarer Energien. Im Senegal steht der Hybridpark „Grande Cote Operation“ kurz vor der Fertigstellung. Das Projekt kombiniert eine 20,3-Megawatt-Photovoltaikanlage mit einem 11,12-Megawatt-Bat-

teriespeichersystem. In Südafrika befinden sich derzeit vier weitere Photovoltaikprojekte mit einer Gesamtleistung von rund 350 Megawatt im Bau. In den USA und Italien laufen bereits die Vorbereitungen für weitere Bauvorhaben.

Kommunale Projekte

Neben Großprojekten im In- und Ausland setzt JUWI auch weiterhin auf die Zusammenarbeit mit kommunalen Unternehmen. So ging Ende Mai gemeinsam mit den Stadtwerken Heidenheim der Solarpark Lohnweiler im Landkreis Kusel in Betrieb. Die Anlage verfügt über eine Leistung von 20 Megawatt und soll jährlich rund 23 Millionen Kilowattstunden Strom erzeugen. Das entspricht dem Strombedarf von etwa 7.700 Haushalten, wie das Unternehmen angibt.

Mit einer organisatorischen Neuaufstellung, einer gut gefüllten Projektpipeline sowie dem Ausbau nationaler und internationaler Projekte will JUWI eigenen Angaben zufolge seine Position im Markt der erneuerbaren Energien langfristig sichern. Dabei setzt das Unternehmen sowohl auf den weiteren Ausbau der Wind- und Solarenergie als auch auf neue Geschäftsmodelle und eine engere Verzahnung mit dem MVV-Konzern.

Alexander Schaeff



Hybrid-Solarparks: Ein Gewinn für Ihre Kommune

- Lokale Energieversorgung sichern.
- Regionale Wertschöpfung stärken.
- Teilhabe der BürgerInnen vor Ort.
- Vorbildfunktion im Klimaschutz.

Wir sind Ihr Partner für zukunftsfähige Solarparks, kombiniert mit Batteriespeichern.

Wir beraten Sie gern!

0911/131374-900
solarpark@greenovative.de
www.greenovative.de

Mehr Infos:



greenovative

Weniger ist mehr

Der Repowering-Windpark Elster zählt zu den größten Projekten dieser Art in Europa. Er zeigt, wie Kommunen, Betreiber und regionale Energieakteure bestehende Windstandorte neu bewerten können.

Im Windpark Elster im Kreis Wittenberg in Sachsen-Anhalt ist eines der größten Repowering-Projekte Europas im vollen Gange. 16 von insgesamt 18 modernen Anlagen sind bereits seit Sommer 2025 in Betrieb; zwei weitere werden aktuell umgesetzt und sollen im ersten Halbjahr 2027 ans Netz gehen. Am Ende ersetzen 18 moderne Anlagen die 50 Altanlagen. Die installierte Leistung wächst auf nahezu das Vierfache, der prognostizierte Energieertrag auf mehr als das Siebenfache. Zugleich sinkt die Flächeninanspruchnahme um rund 30 Prozent.

Repowering ist Zukunftsaufgabe

Das Repowering von Windparks ist eine Aufgabe, vor der viele Kommunen, Betreiber und regionale Energieversorger in den kommenden Jahren stehen werden. Zahlreiche Windenergieanlagen kommen an das Ende ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer. Nach rund 20 Betriebsjahren läuft häufig die EEG-Förderung aus, Wartungs- und Reparaturkosten steigen, ältere Anlagen leisten deutlich weniger als heutige Turbinen. Damit stellt sich die strategische Frage: Weiterbetrieb, Rückbau oder Repowering?

Im Windpark Elster wurde das Wind- und Ertragspotenzial von Oktober 2017 bis September 2018 mit einem Lidar-Messverfahren bestimmt. Parallel wurden unterschiedliche Anlagentypen auf ihre standortspezifische Eignung

geprüft. Solche Voruntersuchungen sind zentral für Wirtschaftlichkeit, Anlagenkonfiguration und Genehmigungsfähigkeit.

Das Projekt zeigt zugleich, dass Repowering kein rein technischer Austausch ist. Gerade bei älteren Windparks sind Eigentumsverhältnisse, Pachtverträge und Betreiberstrukturen häufig komplex. Für das neue Gesamtkonzept mussten zunächst 50 von 57 Altanlagen zurückgekauft werden. Dafür waren mehr als 200 Verträge mit über 100 Eigentümern sowie ein mehrjähriger Verhandlungsprozess mit zahlreichen Altkommanditisten erforderlich. Kommunale Akteure sollten Repowering deshalb früh vorbereiten, indem sie vorab Eigentümerstrukturen, Vertragslaufzeiten, Netzanschlusspunkte und kommunale Planungsziele klären. Regulatorisch wird Repowering heute oft nicht mehr wie ein neues Vorhaben behandelt, sondern als Änderung eines bestehenden, genehmigten Anlagenstandorts. Behörden prüfen dabei vor allem zusätzliche oder veränderte Auswirkungen gegenüber dem

Bestand – etwa bei Schallimmissionen, Schattenwurf, Natur- und Artenschutz, Landschaftsbild oder Luftverkehr. Diese sogenannte Deltaprüfung kann Verfahren praxistauglicher machen, weil etablierte Standorte nicht in jeder Hinsicht wie neue Flächen behandelt werden. Prüfungen entfallen dadurch nicht. Auch im Änderungs-genehmigungsverfahren bleiben belastbare Gutachten erforderlich.

Im Windpark Elster war das Genehmigungsverfahren ein zentraler Projektschritt. Teil des Verfahrens war die öffentliche Auslegung der Unterlagen im Frühjahr 2022. Der Bau konnte erst beginnen, nachdem die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz vorlag.

Akzeptanz und Wertschöpfung

Auch beim Landschaftsbild und in der Wahrnehmung vor Ort kann Repowering sichtbare Veränderungen bringen. Im alten Windpark Elster standen mehrere Bestandsanlagen bis zu 600 Meter von den Ortschaften Gentha und Listerfehrda entfernt. Im Repowering-Windpark werden die neuen Anlagen in einem Abstand von mindestens 1.000 Metern zu Siedlungen errichtet.

VSB Gruppe



Der Autor: Thomas Winkler

Thomas Winkler ist Diplom-Volkswirt und seit 2020 Geschäftsführer von VSB Deutschland. Den Windpark Elster hat Winkler seit den frühen Projektphasen begleitet und kennt damit sowohl die Entwicklung des ursprünglichen Standorts als auch die aktuelle Repowering-Umsetzung.



VSB Gruppe

Baustelle des Repowering-Windparks Elster im Frühjahr 2025.

Repowering kann außerdem wirtschaftlich relevant für Standortkommunen und Regionen werden. Höhere Stromerträge können zu höheren Einnahmen führen, etwa durch Gewerbesteuer, Pachten oder kommunale Beteiligungsmodelle. Nach § 6 EEG können Betreiber betroffenen Gemeinden finanzielle Beteiligungen an der tatsächlich eingespeisten Strommenge anbieten. Hinzu kommt die regionale Wertschöpfung: Unternehmen vor Ort können während Rückbau, Wegebau, Fundamentarbeiten, Transport, Service und Wartung eingebunden werden.

Regionale Energieversorger können erneuerbaren Strom aus Bestandsstandorten in Direktvermarktung, Beschaffung oder Dekarbonisierungskonzepte einbinden. Zugleich stärkt Repowering die Versorgung aus heimischen erneuerbaren Quellen. Den Ausbau an neuen Standorten ersetzt das nicht; es ergänzt ihn durch mehr Ertrag auf bereits erschlossenen Flächen. Die Arbeiten am Windpark Elster zeigen, dass Repowering eine anspruchsvolle Aufgabe ist. Dieser Aufwand ist aber lohnenswert, weil er vorhandene Standorte neu nutzt und zusätzliche erneuerbare Strommengen auf bereits erschlossenen Flächen ermöglicht. ■



Sicherer Griff im Netzbetrieb

PSA für Profis in der Energieversorgung – entwickelt für maximale Sicherheit bei Arbeiten im Netz und an Schaltanlagen.

DEHNcare APG bietet normkonforme Schutzhandschuhe für jeden Einsatz.

- Störlichtbogengeprüft bei realistischem Arbeitsabstand
- Der richtige Handschuh für Ihren Anwendungszweck: APG Beige | APG Grau | APG XT
- Maximale Schutzwirkung bei höchstem Tragekomfort

Nutzen Sie unsere praktische Auswahlhilfe

Jetzt den richtigen Handschuh passend zu Gefährdungsbeurteilung und Risikobewertung finden:



Gut geschult. Besser geschützt.

Entdecken Sie unsere kostenlosen Online-Seminare:

- Normänderungen DIN VDE 0105-100
- Gefährdungsbeurteilung beim Störlichtbogen-schutz
- Persönliche Schutzausrüstung im TOP-Prinzip



Vollumfassende Integration

MOTION ARF/stock.adobe.com

Neue digitale Angebote und gesetzliche Anforderungen überfordern die IT-Landschaften der Stadtwerke zunehmend. Insbesondere bei systemübergreifenden Prozessen reichen punktuelle Integrationen nicht mehr aus. Gefragt sind vielmehr durchgängige Prozessketten, die verteilte Anwendungen zuverlässig verbinden.

Für Stadtwerke hat eine neue Phase der Digitalisierung begonnen. Immer mehr Kundinnen und Kunden erzeugen mit Photovoltaikanlagen selbst Strom, nutzen Batteriespeicher oder interessieren sich für dynamische Stromtarife. Gleichzeitig erwarten sie, dass sie ihre Anliegen einfach digital erledigen können.

Was aus Verbrauchersicht möglichst einfach funktionieren sollte, ist für Stadtwerke oft hochkomplex. Ihre Prozesslandschaft erstreckt sich über viele Bereiche: vom Kundenservice über Abrechnung, Messwesen, Marktkommunikation und Smart Metering bis hin zu neuen datenbasierten Geschäftsmodellen.

Dennoch müssen die jeweiligen Abläufe reibungslos ineinandergreifen. Hinzu kommen regulatorische Vorgaben sowie neue digitale Angebote. Gleichzeitig erschweren Fachkräftemangel und der Verlust von Erfahrungswissen den Betrieb und die Weiterentwicklung der IT.

Fachliche Fähigkeiten

Vor diesem Hintergrund gewinnen Lösungen an Bedeutung, die fachlich durchdachte, technisch integrierte und sicher betriebene Prozessketten bereitstellen. Anstelle der rein technischen Verbindung einzelner Tools durch punktuelle Schnittstellen steht nun die Frage im Vordergrund, wie

sich eine schlüsselfertige, durchgängige End-to-End-Integration mit klarer Verantwortung für Funktion und Stabilität über Systemgrenzen hinweg realisieren lässt.

Die Wilken Software Group verfolgt diesen Ansatz mit ihrer Lösungsplattform GY. Das Ziel besteht darin, fachliche Funktionen entlang aller beteiligten Geschäftsprozesse zu gewährleisten, anstatt die internen Systemstrukturen technisch großflächig nach außen zu öffnen. Technische Grundlage dafür ist der sogenannte Integration Layer. Dieser verbindet Anwendungen, Partnerlösungen und energiewirtschaftliche Kernsysteme über eine Integrationsschicht.

Ein Kundenportal oder eine KI-Anwendung erhält beispielsweise nur die Informationen, die für den jeweiligen Anwendungsfall

benötigt werden. Die Plattform koordiniert dabei die einzelnen Prozessschritte. Für Stadtwerke bedeutet das weniger Aufwand, da sie das Zusammenspiel zwischen Portal, Partnerlösung, Abrechnung, Messwesen und Marktkommunikation nicht als Integrationsprojekt herstellen, betreiben und bei veränderten Anforderungen aufwendig nachjustieren müssen. Die Prozessverantwortung liegt stattdessen bei der Lösungsplattform.

Für eine Kundin wirkt es wie ein einfacher Vorgang, wenn sie ihre Rechnungsadresse im Online-Portal ändert. Im Hintergrund müssen jedoch mehrere Systeme aktualisiert werden, beispielsweise die Vertragsverwaltung, die Abrechnung oder die Marktkommunikation. GY verbindet dafür fachliche Services mit einer ereignisbasierten Kommunikation. Anwendungen lösen Vorgänge aus und erhalten relevante Statusänderungen, Verarbeitungsergebnisse und fachliche Ereignisse zurück. Dadurch lassen sich Prozesse auch dann fortsetzen, wenn einzelne Systeme vorübergehend nicht erreichbar sind oder Arbeitsschritte zeitversetzt ausgeführt werden.

Domänenorientierter Ansatz

Wenn Portale und Partnerlösungen über die Lösungsplattform Vorgänge anstoßen und Prozessinformationen zurückerhalten, stellt sich unmittelbar die Frage, wie in diesem Zusammenspiel Sicherheit und eine hohe Verfügbarkeit gleichzeitig gewährleistet werden können. GY verfolgt bei der Bereitstellung von Funktionen und Informationen einen domänenorientierten Ansatz. Anwendungen arbeiten nicht mit den internen Datenmodellen der Kernsysteme, sondern über die Lösungsplattform mit fachlich de-

finierten Funktionen innerhalb klar abgegrenzter Nutzungskontexte. Dadurch wird bereits auf architektonischer Ebene festgelegt, welche Informationen und Funktionen für einen bestimmten Anwendungsfall verfügbar sind.

Zugleich erhöht dieser Ansatz die Ausfallsicherheit. Da Anwendungen nicht direkt von einzelnen Kernsystemen abhängig sind, können Verarbeitungsschritte zeitversetzt erfolgen, ohne dass Informationen verloren gehen oder manuelle Nacharbeiten erforderlich werden. Dadurch bleibt die digitale Kundenschnittstelle handlungsfähig, während die Plattform im Hintergrund unterschiedliche Systeme und Prozesszustände stabil zusammenführt.

Grundlage für KI-Einsatz

Die gleiche Architektur erleichtert auch den Einsatz von KI-Anwendungen. KI-Systeme benötigen klar beschriebene Geschäftsfunktionen, nachvollziehbare Prozesszustände und eindeutig definierte fachliche Kontexte. In der Energiewirtschaft ist das von besonderer Bedeutung, da fachliche Zusammenhänge häufig über mehrere Systeme verteilt sind. Eine KI muss beispielsweise nicht wissen, wie ein Abschlag intern im Abrechnungssystem abgebildet ist. Sie muss jedoch in

der Lage sein, ihn einer Person, einem Vertrag, einem Verbrauch und einem Tarif zuzuordnen und den Prozesszustand eines Vorgangs zu erkennen.

Diese Zusammenhänge stellt GY über den Integration Layer kontrolliert auf Plattformebene bereit. Damit wird KI nicht als zusätzliches Werkzeug neben einzelnen Fachsystemen eingesetzt, sondern in das Zusammenspiel der Anwendungen integriert. So kann KI Anfragen einordnen, Prozessschritte vorbereiten und Mitarbeitende entlasten, ohne dass neue Einzellösungen oder zusätzliche Schnittstellenkomplexität geschaffen werden.

Die schlüsselfertige End-to-End-Integration in GY konzentriert sich daher auf die kontrollierte Abbildung vollständiger Geschäftsprozesse über eine verteilte Systemlandschaft hinweg. Der Nutzen für Stadtwerke geht dabei weit über die Integration von Systemen hinaus. Er umfasst auch die Verantwortung des IT-Anbieters für das Zusammenspiel der gesamten Prozesskette – von der digitalen Kundenschnittstelle über Partnerlösungen bis hin zur Verarbeitung im energiewirtschaftlichen Kernsystem. Denn aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher zählt letztlich, dass ihr Anliegen einfach, zuverlässig und jederzeit bearbeitet wird. ■

Wilken GmbH



Der Autor: Jochen Zanker

Jochen Zanker ist Corporate Technology Lead und Enterprise Architect bei der Wilken Software Group. Sein Fokus liegt auf Endkundenportalen sowie der End-to-End-Integration von Partnerlösungen in digitale Plattformen und Geschäftsprozesse. Aktuell ist er mitverantwortlich für die Integrationsthemen rund um die GY-Lösungsplattform.

Hochspannung im System

Energieversorger müssen sich in den kommenden Jahren auf zahlreiche regulatorische Neuerungen einstellen. MaBiS-Hub, Lieferantenwechsel Gas in 24 Stunden, AgNeS, HEDWIG und MiSpeL bringen insbesondere für die IT-Infrastrukturen Herausforderungen mit sich.

Auf die Energieversorger kommen 2026 und in den Folgejahren wichtige regulatorische Vorgaben zu, die insbesondere für die IT herausfordernd werden. Das wird gerade für kleine und mittlere Stadtwerke, die in diesem Bereich nur geringe Ressourcen haben, spannend.

Ein Wendepunkt in der Energiewirtschaft könnte etwa die Einführung der MaBiS-Hubs (Marktprozesse zur Bilanzierung Strom) werden. Ziel ist es, die bisherigen, dezentralen Strukturen durch eine zentrale, transparente und effizientere Plattform als Knotenpunkt (eben den Hub) zu ersetzen. Das betrifft insbesondere die Verarbeitung und Qualitätssicherung von Viertelstundenwerten, die bislang zwischen Netzbetreibern, Lieferanten, Bilanzkreisverantwortlichen und Messstellenbetreibern über bilaterale Schnittstellen ausgetauscht wurden. Die Einführung soll nicht nur die Datenqualität steigern, sondern auch Effizienzgewinne und Marktentlastung ermöglichen. Bis 2030 soll es eine datenschutzkonforme Ausgestaltung der MaBiS-Hubs geben. Dazu werden die bislang geltenden Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom einer Revision unterzogen. Das Ziel: Prozesse sollen automatisiert, Fehlerquoten reduziert und die Marktkommunikation transparenter gemacht werden.

Unternehmen müssen sich frühzeitig auf die Anbindung an den

MaBiS-Hub und höhere Datenqualitätsstandards vorbereiten. Dazu sollten sie ihre IT-Systeme und Schnittstellen anpassen, Schulungen für ihre Fachabteilungen organisieren und aktive Tests mit dem MaBiS-Hub planen.

Energy Sharing trifft MiSpeL

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) § 42c wurde im November 2025 zudem die Regelung zu Energy Sharing in Deutschland eingeführt. Seit Juni dieses Jahres dürfen Bürger, Unternehmen und Kommunen gemeinsam erzeugten erneuerbaren Strom teilen, auch über Grundstücksgrenzen hinweg. Die Regelung zielt darauf ab, die Akzeptanz für erneuerbare Energien zu steigern und lokale Energiegemeinschaften zu fördern. Damit einher geht die Verpflichtung für Stromnetzbetreiber, eine gemeinsame bundesweite Internetplattform zu errichten und zu betreiben, die in benutzerfreundlicher Weise mindestens über die erstmalige Bestellung, Änderung oder Abbestellung von Zahlpuktanordnungen oder Verrechnungskosten hinter einem Netzanschluss informieren und zudem die Registrierung von Energy-Sharing-Vereinbarungen gewährleisten muss.

Für die „Marktintegration von Speichern und Ladepunkten“ steht die Abkürzung MiSpeL. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ersetzt

damit die bisherige Ausschließlichkeitsoption, die es Speichern nur erlaubte, erneuerbaren Strom zum Laden zu nutzen. Mit MiSpeL haben Prosumer nun die Wahl zwischen zwei Modellen – der Abgrenzungsoption, dem Pauschalmodell und der Ausschließlichkeitsoption. Ziel ist es, die marktaktive Nutzung von kleinen und großen Speichern wie etwa Solarparks zu ermöglichen; auch Ladepunkte für Elektromobile können wie Speicher im Markt genutzt werden. So werden Stromspitzen gekappt und Dunkelflauten überbrückt.

HEDWIG und AgNeS

Einen weiteren regulatorischen Schritt hat die BNetzA im Juli vergangenen Jahres mit dem Verfahren HEDWIG (Herausgabe von Energiemarktdaten zur Weitergabe und Information) eingeleitet. Ziel ist die Erhebung, Bündelung und Veröffentlichung relevanter Energiemarktdaten auf der nationalen Transparenzplattform nach § 111g EnWG. Damit sollen Marktakteure, Behörden und Öffentlichkeit künftig verlässlichere und detailliertere Informationen zur Energiewende erhalten. Nach Vorstellung der BNetzA sollen die Meldepflichten im Rahmen von HEDWIG vor allem jene Akteure erfassen, die maßgeblich zur Transparenz und Funktionsfähigkeit des Energiemarkts beitragen. Dazu zählen in erster Linie Energieversorgungsunternehmen, Marktgebietsverantwortliche sowie Betreiber größerer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als einem Megawatt. Die Errichtung der nationalen Transpa-



Energieversorger müssen sich auf neue Regularien einstellen – etwa durch das Verfahren HEDWIG zur Herausgabe von Energiemarktdaten.

renzplattform soll bis Ende dieses Jahres erfolgen.

Mit dem Diskussionspapier AgNes (Allgemeine Netzentgeltssystematik Strom) schließlich hat die BNetzA ein zentrales Reformvorhaben für das deutsche Stromnetzregime angestoßen. Es soll die bisherigen Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die Ende 2028 außer Kraft tritt, durch ein zukunftsfähiges, anreizkompatibles und verursachungsgerechtes System ablösen. Denn die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien – häufig dezentral, volatil und netzferner als klassische Kraftwerke – erfordert nicht nur den Netzausbau, sondern auch eine Neujustierung der Netzentgeltstruktur. Speichertechnologien, Prosumer-Modelle, sektorübergreifende Anwendungen wie zum Beispiel Power to Heat oder Elektromobilität und Digitalisierung machen ebenfalls ein zeitgemäßes regulatorisches Rahmensystem erforderlich.

Mit AgNes unternimmt die Bundesnetzagentur den ersten Schritt in Richtung einer neuen Netzentgeltssystematik, die mit dem künftigen Energiesystem kompatibel ist. Für Marktteilnehmer und Projektent-

wickler im Energiesektor ist es jetzt entscheidend, die Weichenstellungen dieses Prozesses rechtzeitig zu erkennen und in Vertragsgestaltung, Investitionsentscheidungen und Strategie zu integrieren.

Darüber hinaus fordert das Bundeswirtschaftsministerium, dass ab 2026 nicht nur der Stromlieferantenwechsel binnen 24 Stunden möglich sein muss, sondern auch der Wechsel von Gas- und Wasserstofflieferanten. Mit den neuen Versionen GeLi Gas 2.0 und 3.0 werden wichtige regulatorische Anpassungen eingeführt, die sowohl Netzbetreiber als auch Lieferanten betreffen. Ziel der Anpassung ist es, die bestehenden Prozesse im Gasmarkt zu modernisieren und an die Prozesse im Strom anzugleichen.

Ausblick 2026

Zu den regulatorischen Neuerungen zählt schließlich auch noch die Pseudonymisierung, ein Verfahren zum Schutz personenbezogener Daten, bei dem die Identifizierung betroffener Personen erschwert wird, ohne dass die Daten ihren Nutzen verlieren. So werden beispielsweise Namen durch Codes oder Identifikationsnummern ersetzt, wobei

der Personenbezug erhalten bleibt, da die Pseudonyme in einer Liste den Klarnamen zugeordnet werden können. Nach § 52 Abs. 3 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) ist eine Pseudonymisierung von Last- oder Zählerstandsgängen verpflichtend durchzuführen.

Ursprünglich fand der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit (BfDI) die Verwendung der Marktlaktions-ID (MaLo-ID) hierfür nicht ausreichend, zwischenzeitlich haben sich BNetzA und BfDI aber darauf geeinigt, dass bis längstens 2030 die Nutzung der MaLo-ID Übergangsweise zulässig ist. Allerdings müssen Datenempfänger dabei durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen sicherstellen, dass Zählerstandsgangdaten nicht mit personenidentifizierenden Informationen verknüpft werden können.

„Die Themen Lieferantenwechsel Gas in 24 Stunden, Pseudonymisierung und MaBiS-Hub bedeuten für Versorgungsunternehmen eine große Herausforderung und erzeugen verständlicherweise vielerorts Verunsicherung“, fasst cortility-Geschäftsführer Holger Geiger zusammen. „Wir von cortility sorgen dafür, dass die wichtigen Schnittstellen da sein werden.“ Sein Kollege Sascha Dörr ergänzt: „cortility ist vorbereitet und kann seinen Kunden aus der Energiewirtschaft bei diesen enormen Herausforderungen helfen. Wir bieten für alle Themen moderne Produkte und Add-ons, die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten helfen, die anstehenden Herausforderungen zu bewältigen.“

Thorsten Windus-Dörr ist Fachjournalist in Hannover.



Landeshauptstadt Dresden, Diana Petters

Intelligentes Fernwärmenetz

Im Rahmen des Förderprogramms Modellprojekte Smart Cities haben die Stadt Dresden und der Versorger SachsenEnergie ein digital gesteuertes Fernwärmenetz als Baustein der Dekarbonisierung realisiert. Die Konzepte und Technologien sind auf andere Kommunen übertragbar.

Die Transformation der Wärmeversorgung gilt als eine der zentralen Herausforderungen im Zuge der Energiewende. Ein aktuelles Beispiel liefert das Projekt der sächsischen Landeshauptstadt Dresden und des dort ansässigen Kommunalversorgers SachsenEnergie: Im Rahmen des Modellprojekts Smart City (MPSC) ist ein digital gesteuertes Fernwärmenetz im Stadtteil Dresden-Friedrichstadt entstanden. Im Zentrum des Projekts steht der Einsatz einer modular aufgebauten Großwärmepumpe, die Luftwärme erschließt und in das bestehende Fernwärmenetz einspeist. Solche Systeme ermöglichen es, bislang ungenutzte oder schwer zugäng-

liche Energiequellen für die Wärmeversorgung nutzbar zu machen.

Die in Dresden installierte Anlage erreicht eine jährliche Einspeisung von rund 2.100 Megawattstunden erneuerbarer Wärme und trägt damit signifikant zur Reduktion fossiler Energieträger bei. Die prognostizierte CO₂-Einsparung von etwa 273 Tonnen pro Jahr verdeutlicht die Relevanz solcher Maßnahmen im Kontext kommunaler Klimastrategien. Ein wesentlicher Vorteil der modularen Konzeption besteht in ihrer Skalierbarkeit und Flexibilität. Die Anlage von SachsenEnergie kann an unterschiedliche Lastprofile angepasst

und bei Bedarf erweitert werden. Dies schafft die Grundlage für eine schrittweise Transformation bestehender Wärmenetze, ohne dass umfassende strukturelle Eingriffe erforderlich sind.

Neben der Wärmeerzeugung spielt die Digitalisierung eine zentrale Rolle im Projekt. Durch die systematische Erfassung und Auswertung von Betriebs- und Verbrauchsdaten entsteht ein digitales Abbild des Fernwärmenetzes. Dieses ermöglicht eine präzise Analyse des Netzverhaltens und schafft die Basis für eine optimierte Steuerung der Wärme Flüsse. Die Digitalisierung des nachgelagerten Netzes erlaubt es, die Versorgung stärker am tatsächlichen Bedarf auszurichten. Das umfasst in letzter Konsequenz insbesondere die dynamische Anpassung von Vorlauftemperaturen

sowie die gezielte Steuerung einzelner Netzabschnitte. Durch die Absenkung der Netztemperaturen können Verteilverluste reduziert und die Effizienz des Gesamtsystems gesteigert werden. Gleichzeitig verbessert dies die Einbindung erneuerbarer Wärmequellen, die häufig bei niedrigeren Temperaturniveaus besonders effizient arbeiten. Darüber hinaus eröffnet die Datenbasis neue Möglichkeiten der Prognose. Mittels datengetriebener Modelle kann SachsenEnergie zukünftige Lastverläufe abschätzen und die Fahrweise der Erzeugungsanlagen entsprechend optimieren.

Ein weiterer zentraler Bestandteil des Projekts ist die Integration eines Wärmespeichers. Dieser ermöglicht es, die zeitliche Diskrepanz zwischen Wärmeerzeugung und -verbrauch zu überbrücken. Die erzeugte Wärme kann zwischengespeichert und bedarfsgerecht abgerufen werden, wodurch sich Lastspitzen glätten und die Auslastung der Erzeugungsanlagen verbessern lässt.

Die Entkopplung von Produktion und Verbrauch ist ein entscheidender Faktor für die Systemeffizienz. Sie erlaubt nicht nur eine optimierte Nutzung erneuerbarer Energiequellen, sondern trägt auch zur Stabilisierung des Netzes bei. In Kombination mit der digitalen Steuerung entsteht ein hochflexi-

bles System, das auf kurzfristige Veränderungen reagieren kann und gleichzeitig langfristige Optimierungspotenziale erschließt. Ein zusätzlicher Pluspunkt ist, dass SachsenEnergie durch diese Entkopplung den Wärmepreis optimieren kann. Hierfür ist neben dem Speicher eine weitere Komponente entscheidend: Bei hohen Strompreisen kann anstelle der Wärmepumpe die Wärme aus dem Fernwärmenetz genutzt werden.

Kontext Sektorkopplung

Das Dresdner Projekt ist im Kontext der Sektorkopplung zu betrachten, die als Schlüsselstrategie für die Energiewende gilt. Durch die Verknüpfung von Strom-, Wärme- und gegebenenfalls weiteren Energiesektoren können Synergien genutzt und Effizienzpotenziale gehoben werden. Die Großwärmepumpe fungiert hierbei als Bindeglied zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor, indem sie elektrische Energie in nutzbare Wärme umwandelt.

Insbesondere vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils erneuerbarer Stromerzeugung gewinnt diese Kopplung an Bedeutung. Überschüssiger Strom aus Wind- oder Solaranlagen kann genutzt werden, um Wärme zu erzeugen und im Netz zu speichern. Das trägt zur Entlastung der Stromnetze bei



Die Experten von SachsenEnergie, Sven Wegeleben (l.) und Vorstand Dr. Axel Cunow, werfen einen Blick in die Wärmepumpe in Friedrichstadt.

und erhöht die Gesamteffizienz des Energiesystems.

Das Dresdner Vorhaben wurde im Rahmen des Bundesprogramms Modellprojekte Smart Cities realisiert. Solche Programme sind essenziell, um Investitionsrisiken zu verringern und neue Technologien in die Praxis zu überführen. Gleichzeitig zeigt das Projekt, dass eine enge Zusammenarbeit zwischen kommunalen Akteuren und Energieversorgern erforderlich ist. Dabei spielt auch das Thema Datenmanagement eine zentrale Rolle: Nur durch die koordinierte ►



Die Autoren: Prof. Dr. Michael Breidung und Dr. Franziska Graube-Kühne

Prof. Dr. Michael Breidung ist seit 2004 Leiter des Eigenbetriebs IT-Dienstleistungen der Stadt Dresden. Er ist verantwortlich für die IT- und Telekommunikationsinfrastruktur der Verwaltung. Dr. Franziska Graube-Kühne leitet beim Versorger SachsenEnergie seit 2024 die Abteilung Technik, die sich dem Umbau des Erzeugerparks widmet.

Nutzung und Auswertung von Daten lassen sich die Potenziale der Digitalisierung voll ausschöpfen.

Ein wesentliches Merkmal des Projekts ist sein Modellcharakter. Die entwickelten Konzepte und Technologien sind grundsätzlich auf andere Quartiere und Städte übertragbar. Das betrifft sowohl die technische Umsetzung als auch die organisatorischen und digitalen Strukturen. Die Skalierbarkeit digitaler Lösungen ermöglicht es, Erfahrungen aus Pilotprojekten effizient zu nutzen und in größeren Netzen anzuwenden. Gleichzeitig können Anpassungen an lokale Gegebenheiten vorgenommen werden. Dies macht intelligente Fernwärmenetze zu einem flexiblen Instrument der Energiewende.

Das Projekt in Dresden-Friedrichstadt verdeutlicht, dass die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung nicht isoliert betrachtet werden kann. Vielmehr erfordert sie ein integriertes Zusammenspiel aus innovativer Technologie, intelligenter Steuerung und geeigneten Rahmenbedingungen. Die Digitalisierung fungiert dabei als Schlüsselfaktor, der Transparenz schafft, Optimierung ermöglicht und neue Geschäftsmodelle eröffnet.

Für Energieversorger und kommunale Entscheidungsträger ergibt sich daraus ein klarer Handlungsauftrag: Die konsequente Verbindung von Digitalisierung und erneuerbaren Energiequellen ist entscheidend, um zukunftsfähige Wärmesysteme zu entwickeln. Projekte wie das in Dresden liefern wertvolle Erkenntnisse und zeigen, dass der Übergang zu einer nachhaltigen Wärmeversorgung technisch machbar und wirtschaftlich realisierbar ist. ■

Pfälzer Wärme

In Kaiserslautern arbeiten die Stadtwerke und das Unternehmen Deutsche ErdWärme zusammen, um das geothermische Potenzial der Region systematisch zu untersuchen und die Grundlage für eine klimafreundliche Fernwärmeversorgung zu schaffen.

Die kommunale Wärmewende ist längst keine abstrakte Zukunftsaufgabe mehr. Städte und Gemeinden stehen heute unter wachsendem Druck, ihre Wärmeversorgung in den kommenden Jahren klimaneutral, wirtschaftlich tragfähig und zugleich resilient gegenüber fluktuierenden Brennstoffpreisen zu gestalten. Tiefe Geothermie bietet in diesem Zusammenhang eine große Chance. Sie kann gesamte Wärmenetze dekarbonisieren und auf Jahrzehnte stabile Preise garantieren. Wie sich dieses Potenzial erschließen lässt, zeigt das aktuelle Projekt Pfälzer Wärme in Kaiserslautern, an dem das Unternehmen Deutsche ErdWärme gemeinsam mit den SWK Stadtwerken Kaiserslautern arbeitet. Ziel ist es, das geothermische Potenzial der Region systematisch zu untersuchen und die Grundlage für eine klimafreundliche Fernwärmeversorgung zu schaffen.

Belastbare Daten über den Untergrund sind das Fundament eines jeden Geothermieprojekts. In Kaiserslautern wurden dafür bereits Ende 2025 umfangreiche seismische 3D-Messungen in einem 143 Quadratkilometer großen Aufsuchungsfeld durchgeführt. Rund 27.000 Geophone lieferten hochauflösende Informationen über die geologischen Strukturen in mittleren und tiefen Gesteinsschichten.

Solche Daten bilden die Grundlage, um potenzielle wasserführende

Horizonte zu identifizieren, geologische Störungszonen zu bewerten und letztlich die technische sowie wirtschaftliche Machbarkeit eines Geothermieprojekts realistisch einzuschätzen.

Die Erfahrung zeigt: Saubere Arbeit bei der geologischen Interpretation und Analyse ist die beste Versicherung für erfolgreiche Projekte. Denn je präziser der Untergrund verstanden wird, desto besser lassen sich Risiken minimieren und Investitionen absichern. Gerade in der frühen Projektphase entscheidet die Qualität der Daten darüber, ob aus einem geologischen Potenzial tatsächlich ein wirtschaftlich tragfähiges Projekt werden kann. Moderne seismische Verfahren und integrierte geologische Modellierungen, die komplexe Daten greifbar machen, schaffen deshalb nicht nur Planungssicherheit für Stadtwerke, sondern auch Vertrauen bei Bürgern und Genehmigungsbehörden.

Geothermieprojekte sind komplex und kapitalintensiv. Sie verbinden geologische Exploration mit energiewirtschaftlicher Planung, Genehmigungsmanagement, Finanzierung, Risikobewertung und dem Ausbau von Wärmenetzen. Gleichzeitig bewegen sich viele Stadtwerke und Kommunen erstmals in diesem technologischen Umfeld. Genau deshalb sind starke Partnerschaften zwischen öffentlichen Akteuren und erfahrenen Ex-

pertenteams entscheidend. Im Fall des Projekts Pfälzer Wärme bringen die Stadtwerke Kaiserslautern ihre regionale Verankerung, ihre Kenntnisse der lokalen Wärmebedarfe und ihre Infrastrukturkompetenz ein. Die Deutsche ErdWärme wiederum verfügt über Erfahrung in der Untergrunderkundung, der ganzheitlichen Projektentwicklung sowie im Umgang mit den spezifischen Risiken geothermischer Vorhaben. Diese Kombination ermöglicht es, Projekte effizient, wirtschaftlich und mit der nötigen Planungssicherheit voranzutreiben.

Zentrale Zukunftsoption

In den Worten von Uwe Baaske, Projektleiter Geothermie bei den Stadtwerken Kaiserslautern: „Mit dem Projekt Pfälzer Wärme schaffen wir die Grundlage, um das geothermische Potenzial unserer Region fundiert zu bewerten. Für uns ist Geothermie eine zentrale Zukunftsoption, um die Fernwärmeversorgung in Kaiserslautern langfristig nachhaltig, regional und unabhängig aufzustellen.“

Im Projekt Pfälzer Wärme übernimmt das Unternehmen Deutsche ErdWärme die integrierte seismische und geologische Interpretation der gewonnenen Daten. Ziel ist es, ein belastbares geologisches Modell zu erstellen und daraus konkrete geothermische Zielhori-

zonte abzuleiten. Dabei werden nicht nur potenzielle Reservoirstrukturen identifiziert, sondern auch geologische Störungszonen bewertet und verschiedene Entwicklungsszenarien verglichen. Das Vorgehen ist ganzheitlich: Geologische und wirtschaftliche Betrachtungen kommen in

Einklang. Für die Stadtwerke Kaiserslautern entsteht dadurch eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die nächsten Schritte – von möglichen Explorationsbohrungen bis hin zur Integration geothermischer Wärme in das bestehende Fernwärmenetz. Gleichzeitig zeigt das Projekt beispielhaft, wie sich Risiken reduzieren und Investitionsentscheidungen auf eine belastbare Datengrundlage stellen lassen.

Gerade in der frühen Projektphase ist Erfahrung ein entscheidender Erfolgsfaktor. Kleinste Fehler bei der Interpretation geologischer Daten oder bei der Projektplanung können später erhebliche Auswirkungen auf Kosten, Zeitpläne und technische Umsetzbarkeit haben. Umso wichtiger ist es, dass Kommunen auf Partner setzen, die nicht nur theoretisches Know-how



Stadtwerke Kaiserslautern

Im vergangenen Jahr waren Vibro-Trucks in Kaiserslautern und dem Umland unterwegs.

mitbringen, sondern auch über praktische Erfahrung aus eigenen Geothermieprojekten verfügen.

Geothermie skalieren

Die Wärmewende braucht Geothermie. Um eine notwendige Skalierung der Geothermie in Deutschland zu ermöglichen, müssen in erster Linie drei Aspekte in den Fokus gerückt werden. Erstens muss ein verlässlicher Förderrahmen geschaffen werden: Wir sollten uns nicht in der Debatte um einzelne Paragraphen verlieren, sondern den Fokus darauf richten, ein langfristig stabiles Förderregime zu schaffen, das an Investoren ein klares Zeichen sendet. Zweitens müssen Wärmenetze konsequent ausgebaut werden. Und drittens muss sich eine Geothermie-Industrie etablieren: Geothermie ist technisch anspruchsvoll und braucht die entsprechende Infrastruktur wie Spezialservices und Fachkräfte.

Die Geothermie steckt in Deutschland noch in ihren Kinderschuhen. Wenn die Wärmewende gelingen soll, muss sich das ändern. Vorstöße wie das Projekt Pfälzer Wärme spielen dafür eine entscheidende Rolle. ■



Der Autor: Dr. Herbert Pohl

Dr. Herbert Pohl gründete Deutsche ErdWärme im Jahr 2014 mit der Vision, Erdwärme als tragende Säule der Wärmewende in Deutschland zu etablieren. Zuvor war er über 15 Jahre als Senior Partner bei McKinsey & Company tätig.



Galerie betrachten

mayur/stock.adobe.com

Kostengünstigster Weg zum Netzzustand

Eine Studie von Smight und der Horizonte-Group zeigt: Der Einsatz von Stationsmesstechnik ist in den meisten Fällen der wirtschaftlichste Weg zur Netzzustandsermittlung. Die Kostenunterschiede zu anderen Ansätzen sind dabei teilweise erheblich.

Viele Verteilnetzbetreiber wissen mittlerweile, was §14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) von ihnen verlangt. Doch welcher technische Weg dorthin wirtschaftlich sinnvoll ist, war lange unklar. Eine gemeinsame Studie von Smight und der Horizonte-Group hat diese Frage nun mit konkreten Zahlen beantwortet. In nahezu allen Netztypen ist Stationsmesstechnik der kostengünstigste Ansatz zur Netzzustandsermittlung – teilweise mit erheblichem Abstand.

Seit Inkrafttreten des §14a EnWG steht fest, dass Verteilnetzbetreiber steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Wallboxen bei Netzengpässen dimmen

können. Der regulatorische Rahmen ist definiert, die technische Umsetzung ist allerdings für viele Verteilnetzbetreiber noch unklar. Im Januar 2025 veröffentlichte der VDE FNN Empfehlungen zur Netzzustandsermittlung, die zwei grundsätzliche Optionen beschreiben: Netzzustände berechnen oder messen. Welche Option sich für welchen Netztyp wirtschaftlich eignet, blieb bislang unbeantwortet. Das führte bei vielen Verteilnetzbetreibern zu Unsicherheiten in der strategischen Ausrichtung und bremste Investitions- sowie Umsetzungsentscheidungen.

Für Smight war das Anlass, gemeinsam mit dem unabhängigen

Beratungshaus Horizonte-Group eine umfassende Wirtschaftlichkeitsstudie zur Umsetzung des §14a EnWG durchzuführen. Ziel war es, Transparenz zu schaffen und Netzbetreibern eine objektive Entscheidungsgrundlage für die Auswahl geeigneter Messkonzepte bereitzustellen. Denn nur wer sein Netz wirklich versteht, kann es effizient steuern, Engpässe beherrschen und den Ausbau gezielt planen.

Drei Netztypen, drei Szenarien

Als Referenz diente ein mittlerer Verteilnetzbetreiber mit 1.000 Ortsnetzstationen, je sieben Abgängen pro Station und insgesamt 210.000 Messstellen. Der Betrachtungszeitraum umfasst acht Jahre – angelehnt an die Eichperiode intelligenter Messsysteme (iMSys). Eine Pflichteinbauquote von 30 Prozent für iMSys wurde als kostenneutral

vorausgesetzt (sogenannte Eh-da-Kosten) und aus der Vergleichsrechnung herausgenommen.

Untersucht wurden drei Netztypen: Strahlennetze, vermaschte Netze sowie eng vermaschte (urbane) Netze. Für jeden Netztyp wurden wiederum drei Szenarien geprüft:

- Abgangsmessung in der Ortsnetzstation,
- Trafosummenmessung,
- vollständiger Verzicht auf Stationsmessung mit entsprechend höherem iMSys-TAF-10-Anteil.

Erhebliche Kostenunterschiede

In die Betrachtung flossen sämtliche CapEx- (Investitionskosten) und OpEx-Kosten (Betriebskosten) ein: von Hardware und Montage über Kommunikationsinfrastruktur bis hin zu Betriebskosten für Plattform und iMSys. Die Kostenannahmen für die Stationsmesstechnik wurden bewusst konservativ gewählt und orientieren sich an hochwertigen Plug-and-Play-Lösungen im oberen Marktsegment.

Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind teils erheblich und entscheiden über Millionenbeträge. Im Strahlennetz, der in Deutschland am weitesten verbreiteten Netzform, ergibt sich etwa folgendes Bild: Die Abgangsmessung in der Ortsnetzstation verursacht über acht Jahre gesehen rund 13 Milli-

onen Euro an Gesamtkosten. Die Trafosummenmessung wäre mit circa 11 Millionen Euro zwar etwas günstiger, bietet aber eine geringere Datentiefe. Der vollständig iMSys-basierte Ansatz ohne Stationsmessung landet bei rund 49 Millionen Euro und verursacht somit etwa das Vierfache der Kosten.

Das liegt an der Systematik der VDE-FNN-Empfehlung: Wer im Strahlennetz keine Stationsmessung einsetzt, benötigt für die Engpassberechnung bei rund 70 Prozent der Gesamtheit aller Messstellen den TAF-10-Datentarif. Dadurch steigen sowohl die Investitionskosten für zusätzliche intelligente Messsysteme, welche ausschließlich zur Erfassung der Netzzustandsdaten installiert würden, als auch die laufenden Betriebskosten deutlich an. Stationsmessungen lassen sich hingegen vergleichsweise einfach implementieren und liefern den Netzzustand direkt an der relevanten Stelle: am Trafo oder an den Abgängen.

Auch in vermaschten Netzen zeigt sich laut der Untersuchung ein deutlicher wirtschaftlicher Vorteil der Stationsmesstechnik. So liegen die Gesamtkosten in Netzen mit einem Trafo bei etwa 8 Millionen Euro mit Trafosummenmessung sowie bei 16 Millionen Euro beim rein iMSys-basierten Ansatz ohne Stationsmessung. Die Stationsmess-

technik bleibt somit auch hier die wirtschaftlichere Lösung.

Lediglich in eng vermaschten Netzen mit einer Pflichteinbauquote von exakt 30 Prozent kann der iMSys-Ansatz mit circa fünf Millionen Euro leicht günstiger sein als die Stationsmessung, die bei rund 6 Millionen Euro liegt. Sinkt die Pflichteinbauquote allerdings auf 25 Prozent, steigen die Kosten des iMSys-Ansatzes auf etwa 7,4 Millionen Euro – und bei einer Pflichteinbauquote von nur 15 Prozent sogar auf etwa 14 Millionen Euro. Schon kleine Veränderungen der Rahmenbedingungen haben somit erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen. Für vermaschte Netze empfiehlt sich daher eine individuelle Analyse auf Basis der jeweiligen Netzstruktur und Roll-out-Situation.

Günstiger und schneller

Die Studienergebnisse zeigen jedoch nicht nur wirtschaftliche Vorteile der Stationsmesstechnik. Nach Einschätzung von Smight als führendem Anbieter für Messlösungen in der Niederspannung sprechen auch praktische Aspekte für diesen Ansatz.

Ein wesentlicher Vorteil liegt in der Geschwindigkeit der Umsetzung. Kundentermine oder Zutrittsabstimmungen entfallen weitgehend, ►



Die Autoren: Oliver Deuschle und Dr. Tobias Linnenberg

Oliver Deuschle ist Geschäftsführer der SMIGHT GmbH in Karlsruhe. Das Unternehmen entwickelt Lösungen zur Digitalisierung der Niederspannungsebene und arbeitet mit mehr als 150 Verteilnetzbetreibern zusammen. Dr. Tobias Linnenberg ist Manager der HORIZONTE-Group und berät Netz- und Messstellenbetreiber zu Strategie, Regulierung und Umsetzung der Energiewende.

ebenso viele organisatorische Abhängigkeiten. Dadurch lässt sich der Roll-out schneller und einfacher realisieren.

Darüber hinaus schafft Stationsmesstechnik die Grundlage für zahlreiche weitere Anwendungen im Netzbetrieb und in der Netzplanung: von der Zustandsüberwachung über das Engpassmanagement bis hin zum dynamischen Netzmanagement.

Empfehlungen für Netzbetreiber

Aus den Studienergebnissen leiten sich klare Handlungsempfehlungen ab: In Strahlennetzen und vermaschten Netzen ist Stationsmesstechnik in nahezu allen Fällen die wirtschaftlichste Wahl. In eng vermaschten Netzen empfiehlt sich eine individuelle Wirtschaftlichkeitsanalyse auf Basis eigener Netzdaten und tatsächlicher Pflichteinbauquoten. Der Kostenunterschied zwischen Abgangsmessung und Trafosummenmessung ist überschaubar – der Mehrwert in Form von mehr Netztransparenz jedoch erheblich. Der Roll-out von Stationsmesstechnik ist schnell und unabhängig von externen Terminen umsetzbar.

Die Resonanz auf die Studie fiel entsprechend groß aus. Viele Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber griffen die Ergebnisse unmittelbar auf und stellten eigene Netzdaten zur Verfügung, um individuelle Wirtschaftlichkeitsanalysen durchführen zu lassen. Damit wurde deutlich: Die Studie dient nicht nur der theoretischen Einordnung regulatorischer Anforderungen, sondern bildet für viele Netzbetreiber bereits eine konkrete Grundlage für Investitions- und Strategieentscheidungen. ■

Niederspannung digital steuern

Als Antwort auf die steigende Komplexität im Niederspannungsnetz wurde im Projekt DIGITECHNETZ der Ansatz für einen aktiven, datengetriebenen Netzbetrieb geschaffen. Mit seiner NetzIQ-Plattform hat Robotron Datenbank-Software diesen nun in die Praxis überführt.

Die Anforderungen an die Netzführung in der Niederspannung verändern sich grundlegend. Was vor wenigen Jahren noch als Zukunftsszenario galt, gehört heute zunehmend zum Alltag vieler Verteilnetzbetreiber. Steigende Einspeisungen aus Photovoltaikanlagen, wachsende Lasten durch Elektromobilität und Wärmepumpen sowie neue regulatorische Anforderungen verlangen nach einem deutlich aktiveren Netzbetrieb. Mit der NetzIQ-Plattform hat das Unternehmen Robotron Datenbank-Software auf der E-world 2026 einen Ansatz vorgestellt, der die Ergebnisse aus dem Forschungs- und Innovationsprojekt DIGITECHNETZ in eine praxistaugliche Lösung überführt.

Steigende Komplexität

Die Niederspannungsnetze stehen zunehmend im Fokus der Energiewende. Der starke Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen sowie neuer Verbraucher führt zu einer

steigenden Komplexität im Netzbetrieb. Engpässe entstehen heute sowohl durch Einspeisung als auch durch Last. Gleichzeitig verlangt der regulatorische Rahmen eine nachvollziehbare Umsetzung von Steuerungsmaßnahmen und eine stärkere Integration in marktliche Prozesse.

Für Verteilnetzbetreiber bedeutet dies, dass klassische Betriebsansätze an ihre Grenzen stoßen. Transparenz, Echtzeitfähigkeit und Automatisierung werden zu zentralen Anforderungen in der Netzführung. Gleichzeitig wächst der Bedarf, Netzbetrieb, Datenmanagement und Marktprozesse stärker zu verzahnen. Viele der neuen Anforderungen lassen sich nicht mehr isoliert in einzelnen Systemen oder Organisationseinheiten lösen.

Vor diesem Hintergrund entstand im Forschungsprojekt DIGITECHNETZ, das von der TU Dresden koordiniert wurde, die Frage, wie sich



Der Autor: Sven Reichardt

Sven Reichardt ist Abteilungsleiter im Fachbereich Netzprozesse der Robotron Datenbank-Software GmbH. Als Leiter des Forschungsprojekts DIGITECHNETZ begleitete er die Entwicklung der Robotron NetzIQ-Plattform für die intelligente Netzführung in der Niederspannung.

die notwendige Transparenz und Steuerungsfähigkeit technisch und organisatorisch realisieren lassen. Gemeinsam mit SachsenNetze und weiteren Partnern wurde dafür ein Ansatz entwickelt, der die Betriebsführung in der Niederspannung grundlegend weiterentwickelt. Ziel war es, die Voraussetzungen für einen aktiven, datengetriebenen Netzbetrieb zu schaffen.

Die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse blieben dabei nicht auf den Forschungsbetrieb beschränkt. Vielmehr wurden sie von Robotron konsequent in eine produktive Plattformarchitektur überführt, welche die im Projekt entwickelten Funktionen in einer skalierbaren Architektur bündelt und darauf abzielt, diese dauerhaft im Netzbetrieb nutzbar zu machen.

Gemeinsame Prozesslandschaft

Mit der NetzIQ-Plattform verfolgt Robotron einen integrativen Ansatz. Statt einzelne Aufgabenbereiche isoliert zu betrachten, führt die Plattform die für die Netzfürung relevanten Daten, Prozesse und Schnittstellen in einer gemeinsamen Architektur zusammen:

- Erfassung und Verarbeitung von Messdaten in Echtzeit,
- Integration von intelligenten

Messsystemen und Ortsnetzstationen,

- Visualisierung und Monitoring von Netzzuständen,
- Aggregation und Auswertung von Daten entlang der Netztopologie,
- Ableitung von Steuerungsmaßnahmen,
- Einbindung marktlicher Prozesse und Kommunikationsschnittstellen,
- langfristige Datenhaltung und Archivierung.

Die technische Grundlage bildet eine modulare Microservice-Architektur. Diese fungiert als zentrale Datendrehscheibe und verbindet unterschiedliche Datenquellen und Anwendungen zu einem durchgängigen Prozess. Robotron versteht die NetzIQ-Plattform dabei bewusst nicht als geschlossenes Inselsystem. Vielmehr verfolgt der Ansatz das Ziel, bestehende Lösungen und Spezialanwendungen in eine gemeinsame Prozesslandschaft einzubinden.

Während die NetzIQ-Plattform insbesondere die Datenintegration, das Netzzustandsdatenmanagement sowie die Prozess- und Schnittstellenebene abbildet, werden fachlich spezialisierte Funktionen wie Netzzustandsanalyse und Engpassmanagement durch integrierbare

Partnerlösungen realisiert. Hierfür bestehen abgestimmte Schnittstellen und interoperable Datenmodelle. Die Plattform stellt die notwendigen Daten in konsistenter Form und nahezu in Echtzeit bereit und ermöglicht auf diese Weise das Zusammenspiel unterschiedlicher Lösungen. Dieser Ansatz erlaubt es Verteilnetzbetreibern, bestehende Systeme einzubinden und gleichzeitig von spezialisierten Partnerlösungen zu profitieren.

Durchgängige Steuerkette

Gerade die Umsetzung regulatorischer Anforderungen zeigt, wie wichtig ein durchgängiger Plattformansatz geworden ist. Denn Steuerbarkeit entsteht nicht durch einzelne Komponenten, sondern erst durch das Zusammenspiel von Messdaten, Netzzustandsinformationen, Kommunikationsprozessen und Dokumentation. Auf dieser Grundlage können Maßnahmen abgeleitet und über standardisierte Schnittstellen umgesetzt werden.

Auch Anforderungen wie der Steuerbarkeitstest gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) lassen sich nur dann effizient abbilden, wenn die gesamte Steuerkette durchgängig unterstützt wird. Die Plattform ermöglicht es, ►

Politik
Praxis
Perspektiven

Der stadt+werk Newsletter
– weil Ihre Entscheidungen
die Zukunft formen.

**Kostenlos
abonnieren
und direkt
starten!**

www.stadt-und-werk.de/newsletter

Steuerbefehle gezielt auszulösen, die zugehörigen Messwerte vor, während und nach der Maßnahme zu erfassen und die Ergebnisse konsistent zu dokumentieren. Die Plattform integriert dabei regulatorische Anforderungen direkt in die Prozesskette und ermöglicht eine konsistente Dokumentation von Mess- und Steuerungsdaten. Das schafft die Grundlage sowohl für den operativen Betrieb als auch für Nachweis- und Planungsaufgaben.

Bemerkenswert ist dabei, dass die Fähigkeit zur Umsetzung solcher Tests bereits aus der Plattform heraus entsteht. Die grundlegende Steuerbarkeit – und damit auch die Durchführung von Steuerbarkeitstests – kann unabhängig von weiterführenden Funktionen wie Netzzustandsanalysen oder Engpassmanagement realisiert werden. Das erleichtert einen schrittweisen Einstieg in den aktiven Netzbetrieb.

Operativer Nutzen

Für Verteilnetzbetreiber bedeutet das zunächst einen deutlich besseren Überblick über den aktuellen Zustand ihrer Netze. Netzzustände werden transparent und zeitnah verfügbar, wodurch Betriebspersonal schneller auf kritische Situationen reagieren und Entscheidungen fundierter treffen kann. Gleichzeitig unterstützt die Plattform dabei, regulatorische Anforderungen direkt in die Betriebsprozesse zu integrieren. Steuerungsprozesse, Marktkommunikation und die erforderliche Nachweisführung greifen ineinander und reduzieren den Aufwand für manuelle Abstimmungen. Das umfasst auch die Durchführung und Auswertung von Steuerbarkeitstests, wie sie in §12 EnWG regulatorisch gefordert sind. Darüber hinaus ermöglicht



NetziQ-Plattform führt Daten, Prozesse und Schnittstellen, die für die Netzführung relevant sind, in einer gemeinsamen Architektur zusammen.

die verbesserte Transparenz eine effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten und schafft die Grundlage, Flexibilitäten gezielt einzusetzen. So unterstützt die Plattform nicht nur den sicheren Netzbetrieb, sondern auch die wirtschaftliche Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur.

Über die klassische Netzführung hinaus eröffnet der Plattformansatz ebenfalls Perspektiven für weitergehende Entwicklungen. Besonders interessant ist dabei, dass viele der aktuell diskutierten Zukunftsthemen bereits heute mitgedacht werden können. Dazu zählen vor allem die stärkere Einbindung dezentraler Anlagen, die Nutzung von Flexibilitäten sowie die Verbindung von Netzbetrieb und Marktmechanismen. Die Plattform stellt hierfür die notwendige technische Basis bereit.

Die Erfahrungen aus dem Forschungsprojekt DIGITECHNETZ haben deutlich gemacht, dass die Herausforderungen der Energiewende nicht allein durch zusätzliche Hardware oder einzelne

Softwarelösungen bewältigt werden können. Gefragt sind integrierte Ansätze, die Daten, Prozesse und Akteure verbinden. Gleichzeitig zeigt sich, dass neben der technischen Umsetzung auch organisatorische und prozessuale Aspekte entscheidend für den Erfolg sind. Die weitere Entwicklung wird maßgeblich davon abhängen, wie gut sich solche Lösungen in bestehende Strukturen integrieren und bedarfsgerecht skalieren lassen.

Zentraler Baustein

Schon heute wird deutlich, dass die Digitalisierung der Niederspannungsnetze keine Zukunftsaufgabe mehr ist, sondern zunehmend zum Alltag der Netzbetreiber gehört. Sie erfordert Lösungen, die Transparenz schaffen, Steuerbarkeit ermöglichen und operative sowie regulatorische Anforderungen gleichermaßen unterstützen. Die Robotron NetziQ-Plattform liefert hierfür die technologische Grundlage und kann damit zu einem zentralen Baustein einer zukunftsfähigen Netzführung in der Niederspannung werden. ■

Vollständige Steuerkette umgesetzt

Die Unternehmen Smight, Thüga SmartService und Robotron haben eine vollständige Steuerkette nach §14a EnWG erstmals im Realbetrieb durchgängig umgesetzt. Damit steht Verteilnetzbetreibern eine standardkonforme End-to-End-Architektur zur Verfügung, die Netzengpässe automatisiert erkennt.

Eine durchgängige §14a-Steuerung vom erkannten Netzengpass bis zur quittierten Schalthandlung im Feld ist jetzt im Realbetrieb umgesetzt worden. Wie die beteiligten Unternehmen Smight, Thüga SmartService und Robotron mitteilen, deckt die gemeinsame Architektur sämtliche Prozessschritte standardisiert und marktkonform ab.

Im Zentrum steht eine integrierte Kette aus Netzzustandserfassung, energiewirtschaftlicher Prozesslogik, sicherer Marktkommunikation und operativer Steuerung. Ziel ist es, Engpässe im Verteilnetz nicht nur messtechnisch zu identifizieren, sondern daraus automatisiert einen regulatorisch sauberen Steuerprozess bis zur angebundenen Steuerbox abzuleiten und revisionssicher zu dokumentieren.

Ausgangspunkt: Ortsnetzstation

Ausgangspunkt ist die Ortsnetzstation. Dort erfasst die Sensorik von Smight Ströme und Spannungen kontinuierlich abgangs- und phasenscharf. Überschreiten die Messwerte definierte Grenzwerte, erzeugt der SMIGHT-IQ-Copilot auf Basis der realen Netzauslastung automatisiert ein Engpasssignal. Dieses Signal dient als Trigger für die nachgelagerte Steuerkette und legt zugleich die Dimensionierung der erforderlichen Steuerbefehle fest.

Eine Schlüsselrolle übernimmt dabei das SMIGHT-MSB-Gateway. Es bindet die Netzseite an die Marktkommunikation innerhalb der Smart-Meter-PKI an, verschlüsselt die Steuerbefehle und stellt die standardkonforme Übertragung sicher. Zertifikatsmanagement, Schlüsselverwaltung und die Adressierung über den Verzeichnisdienst sind in das Gateway integriert. Damit schafft die Lösung die technische Voraussetzung, um §14a-Steuerbefehle operativ über die gesicherte Smart-Meter-Infrastruktur abzuwickeln.

Die energiewirtschaftliche Verarbeitung läuft über die Back-End-Systeme von Robotron. Dort werden die eingehenden Engpasssignale in die erforderlichen Marktprozesse übersetzt, prozesslogisch verarbeitet und in die standardisierte Kommunikation eingebettet. Robotron übernimmt damit die Datenverarbeitung und die Verbindung zur regulatorisch vorgegebenen Marktkommunikation.

Operative Umsetzung

Die operative Umsetzung der Steuerung liegt bei Thüga SmartService. Das Unternehmen verantwortet den Messstellenbetrieb, die Gateway-Administration, die Zertifikatsverwaltung sowie das CLS-Management auf Basis der Robotron-Systeme. Von dort aus wird die Steuerkette über das

Smart-Meter-Gateway bis zur Steuerbox im Feld fortgeführt. Der ausgelöste Steuerbefehl wird quittiert zurückgemeldet, sodass der gesamte Vorgang technisch nachvollziehbar und revisionsfest abgeschlossen ist.



Engpasssignal dient als Trigger für die nachgelagerte Steuerkette.

Nach Angaben der Projektpartner erfolgte die Umsetzung konsequent entlang der Vorgaben des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Die Architektur verbindet damit zertifikatsbasierte Marktkommunikation, sichere Schlüsselverwaltung, klar definierte Rollenmodelle und eine durchgängige technische Prozessführung in einer operativ nutzbaren Umgebung.

Im Projekt wurden alle Schritte vom ersten Engpasssignal über die Back-End-Verarbeitung bis hin zur tatsächlichen Steuerhandlung im Realbetrieb validiert. Damit liegt nach Einschätzung der Unternehmen eine skalierbare Blaupause vor, die sich auf weitere Verteilnetzbetreiber übertragen lässt und den breiten Roll-out der §14a-Steuerung im Netzbetrieb beschleunigen könnte. (th)

15. - 16. September 2026 | Berlin

BDEW Fachtagung Forderungsmanagement

Die Fachtagung behandelt aktuelle Herausforderungen im Forderungsmanagement von Energieversorgern unter Berücksichtigung energiepolitischer Rahmenbedingungen. Im Mittelpunkt stehen Themen wie Liefersperren, Insolvenzverfahren, Datenschutzanforderungen sowie der Einsatz digitaler Lösungen und Künstlicher Intelligenz im Inkasso. Praxisberichte beleuchten unter anderem Sperrprozesse, die Zusammenarbeit mit Behörden und den Umgang mit komplexen Kundensituationen.

► www.essociation.de/event/forderungsmanagement-2026

16. - 17. September 2026 | Berlin

VKU-Stadtwerkekongress

Im Fokus der Veranstaltung stehen aktuelle Herausforderungen der Branche sowie der Austausch zu Lösungsansätzen und Best Practices. Fachvorträge und Diskussionen bieten Einblicke in strategische und operative Fragestellungen. Die Veranstaltung dient zudem als Forum zur Vernetzung innerhalb der Kommunalwirtschaft.

► <https://stadtwerkekongress.kommunaldigital.de>

22. - 25. September 2026 | Hamburg

WindEnergy Hamburg

Auf der internationalen Leitmesse der Windenergiebranche werden aktuelle technologische Entwicklungen und Lösungen für die On- und Offshore-Windkraft vorgestellt. Unternehmen, Fachbesucherinnen und Fachbesucher sowie Investoren erhalten einen umfassenden Überblick über Markttrends und die gesamte Wertschöpfungskette der Branche.

► www.windenergyhamburg.de

**DVGW
KON26
GRESS**

➔ www.dvgw-kongress.de/2026

Der DVGW Kongress 2026
30. September – 1. Oktober 2026
in Bonn

Zukunft. Sicher. Machen.

**Programm
ist online**

Mit freundlicher Unterstützung von:



EMPIT



DVGW

#DVGWKON26

Zahlreiche Unternehmen bieten Produkte, Lösungen und Dienstleistungen für Städte und Stadtwerke an. Behalten Sie den Überblick und orientieren Sie sich bei Ihren Investitionsentscheidungen am stadt+werk-Branchenindex. Die Marktübersicht finden Sie auch im Internet unter www.stadt-und-werk.de/branchenindex.

**Buchen
Sie Ihren Eintrag
im stadt+werk-
Branchenindex
unter 0711-
93774010**

	Langmatz GmbH Am Gschwend 10 82467 Garmisch-Partenkirchen Telefon: 08821 / 920-0 Fax: 08821 / 920-159 E-Mail: info@langmatz.de Internet: www.langmatz.de	Langmatz zählt zu den führenden Anbietern für Telekommunikations- und Stadtinfrastruktur in Europa. Das Unternehmen fertigt innovative Komponenten und Systeme für den Ausbau von Breitband- und Energienetzen. Kernkompetenz: Die sichere Integration von Strom- und Datennetzen in ober- und unterirdische Verteilerlösungen.
	Lünecom Kommunikationslösungen GmbH Wulf-Werum-Straße 3 21337 Lüneburg Telefon: 04131 / 78964-0 Fax: 04131 / 78964-125 E-Mail: info@lunenecom.de Internet: www.lunenecom.de	Glasfaser für Norddeutschland und Niedersachsen: „Unser Netz ist das, was Du daraus machst!“ dafür steht die lünecom. Als starke regionale Marke, Netzbetreiber und Serviceprovider versorgt lünecom Kunden, Unternehmen, Wohnungswirtschaft und Kommunen mit individuellen Lösungen und Gigabitinternet aus einer Hand.
	Hager Vertriebsgesellschaft mbH & Co. KG Zum Gunterstal 66440 Blieskastel Telefon: 06842 / 9450 E-Mail: info@hager.de Internet: www.hager.de	Hager stellt Lösungen und Dienstleistungen für Elektroinstallationen im Wohn- und Zweckbau bereit. Dazu gehören Energieverteilungs- und Zählerplatzsysteme, Leitungsführungs- und Raumanschlusssysteme, Türkommunikation, Schalterprogramme, intelligente Gebäudesteuerung, E-Ladelösungen und die Speicherung von elektrischer Energie.
	A/V/E GmbH Magdeburger Straße 51 06112 Halle (Saale) Telefon: 0345 / 1324-0 E-Mail: info@ave-online.de Besuchen Sie uns www.ave-online.de oder finden Sie uns bei Xing und LinkedIn.	A/V/E bietet Unternehmen der Energiewirtschaft individuelle Prozess-, Service- und Supportdienstleistungen entlang der Customer Journey. Mit über 30 Jahren Erfahrung im Kundenmanagement begleiten wir Digitalisierungsstrategien und sichern Kundenzufriedenheit u.a. durch kompetenten, freundlichen Support für Online-Portale und IT-Services.
	WULFF & UMAG Energy Solutions GmbH Ansprechpartner: Herr Nils Hagge An der alten B5 18 25813 Husum Telefon: 04841 / 697-253 E-Mail: nils.hagge@wulff-umag.com Internet: wulff-umag.de	Wir sind ein erfahrenes Unternehmen im Kessel-, Apparate- und Anlagenbau und entwickeln individuelle Energieerzeugungsanlagen – insbesondere Wasserrohrkessel. Mit Sitz in Norddeutschland liegt unsere besondere Stärke in der Einzelfertigung. Im Bereich der Fernwärme haben wir erfolgreich Projekte mit einer kumulierten Wärmeleistung von über 700 MW realisiert.
	sewikom GmbH Unter der Schirmeke 3 37688 Beverungen Telefon: 05273 / 3676-400 Fax: 05273 / 3676-330 E-Mail: info@sewikom.de Internet: www.sewikom.de	Die sewikom mit Sitz in NRW ist seit 1995 verlässlicher Partner für die Kommunen und ländliche Regionen. sewikom sorgt für einen flächendeckenden Ausbau des Glasfaser-Netzes, den Betrieb der Glasfaser-Netze und liefert schnellste Datenraten für Privathaushalte, Wohnungswirtschaft und Wirtschaftsunternehmen. Vom Ausbau bis zum Anschluss aus einer Hand.
	Trianel GmbH Krefelder Straße 203 52070 Aachen Telefon: 0241 / 41320-320 Fax: 0241 / 413 20-300 E-Mail: vertrieb@trianel.com Internet: www.trianel.com	Die Stadtwerke-Kooperation Trianel bündelt die Interessen ihrer kommunalen Gesellschafter und Partner im Energiemarkt mit Fokus auf Handel und Beschaffung, Projektenwicklung der Erneuerbaren sowie Ausbau von Flexibilitätsoptionen. Trianel leistet damit einen großen Beitrag zur grünen Transformation.
	digitalSIGNAGE.de GmbH Ansprechpartner: Dipl.-Kfm. Björn Christiansen Ottenser Hauptstraße 2-6 22765 Hamburg Telefon: 0800 / 72400-98 Telefon: 040 / 180 2410 80 E-Mail: vertrieb@digitalsignage.de Internet: www.digitalsignage.de	Die digitalSIGNAGE.de GmbH bietet Digital Signage Komplettlösungen für Behörden, Institutionen & Unternehmen: Digitale Schwarze Bretter, Infostelen, Leitsysteme, Besucherauflaufsysteme, E-Paper-Türbeschilderung, Raumbuchungsdisplays – inkl. 3 Jahren Cloud CMS Software, persönlichem Support & Garantie, ISO-zertifiziert und DSGVO-konform.

Anzeige

Breitband

Elektromobilität

Prozessdienstleister

Fernwärme

IT-Infrastruktur

Kooperation

Digital Signage

	Uniper Ansprechpartnerin: Janine Kaschek Holzstraße 6 40221 Düsseldorf Telefon: 0160 / 97461082 E-Mail: ues-marketing@uniper.energy Internet: decarbolutions.uniper.energy	Uniper ist ein europäisches Energieunternehmen mit globaler Reichweite mit Sitz in Düsseldorf und Aktivitäten in mehr als 40 Ländern. Mit rund 7.500 Mitarbeitenden leistet das Unternehmen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Aktivitäten von Uniper umfassen die Stromerzeugung in Europa, den weltweiten Energiehandel sowie ein breites Gasportfolio.
	GISA GmbH Leipziger Chaussee 191a 06112 Halle (Saale) Telefon: 0345 / 585-0 Fax: 0345 / 585-2177 E-Mail: kontakt@gisa.de Internet: www.gisa.de	Als Plattformintegrator und zertifizierter Cloud Service Provider bietet GISA umfassende IT-Lösungen an: von Consulting über Application Management bis zu Managed Cloud Services. Das Unternehmen ist Branchenexperte für die Energie- und Versorgungswirtschaft, öffentliche Auftraggeber sowie Hochschulen und Forschungseinrichtungen.
	HWS Gruppe Robert-Bosch-Straße 1a 91413 Neustadt a. d. Aisch Telefon: 09161 / 6239-200 Fax: 09161 / 6239-222 E-Mail: info@hws-gruppe.de Internet: www.hws-gruppe.de	Als IT-Dienstleister der Energiewirtschaft versteht die HWS Gruppe die Anforderungen kritischer Infrastrukturen und NIS-2. Das Portfolio umfasst IT-Beratung, Managed Services und Software Entwicklung – von Modern Workplace Implementierung (M365) und IT-Betrieb, bis zur maßgeschneiderten Softwarelösung.
	IVU Informationssysteme GmbH Rathausallee 33 22846 Norderstedt Telefon: 040 / 52 50 64-00 Fax: 040 / 52 50 64-44 E-Mail: info@ivugmbh.de Internet: www.ivugmbh.de	Ob Energieabrechnung, ERP, Smart Metering, Online Services oder Rechenzentren – Die Experten der IVU entwickeln, beraten und betreuen passende Digitalösungen für alle Bereiche des kommunalen Versorgungsunternehmens. Unsere Lösungen arbeiten für Sie, damit Lebensqualität und Daseinsvorsorge der Mittelpunkt Ihres Handelns bleibt.
	rku.it GmbH Westring 301 44629 Herne Telefon: 02323 / 3688-0 Fax: 02323 / 3688-680 E-Mail: kontakt@rku-it.de Internet: www.rku-it.de	rku.it ist seit 1961 verlässlicher IT-Partner der Versorgungs- und Verkehrswirtschaft. Mit leistungsstarken IT- und Cloud-Services, SAP- und Anwendungsberatung sowie Business Process Outsourcing gestaltet rku.it zukunftsfähige IT-Lösungen. Die Leistungsfähigkeit von rku.it überzeugt heute über 130 Unternehmen.
	Robotron Datenbank-Software GmbH Stuttgarter Straße 29 01189 Dresden Telefon: 0351 / 25859-0 Fax: 0351 / 25859-3699 E-Mail: info@robotron.de Internet: www.robotron.de	Als langjähriger IT-Partner der Energiewirtschaft bietet Robotron marktführende Energiedatenmanagement-Systeme und gestaltet zukunftsfähige Markt- und Wertschöpfungsprozesse für alle Markrollen. Mit der Robotron-Energiemarkt-Plattform stellt Robotron modulare Software sowie Beratungs-, Projekt- und Betriebsleistungen bereit.
	VIVAVIS AG Nobelstraße 18 76275 Ettlingen Telefon: 07243 / 218-0 Fax: 07243 / 218-100 E-Mail: info@vivavis.com Internet: www.vivavis.com	Die VIVAVIS AG in Ettlingen ist seit 50 Jahren führend in der Digitalisierung kritischer Infrastrukturen. Rund 800 Mitarbeitende entwickeln IT- und Systemlösungen für eine intelligente, sichere und nachhaltige Versorgung. Mit Fokus auf KI, IT-Sicherheit und Cloud vereint VIVAVIS Software- und Hardwarekompetenz unter dem Leitgedanken: IT meets ENERGY.
	Sterr-Kölln & Partner Emmy-Noether-Str. 2 79110 Freiburg Telefon: 0761 / 49054-0 E-Mail: info@sterr-koelln.com Internet: www.sterr-koelln.com	Seit über 30 Jahren berät Sterr-Kölln & Partner ausschließlich im Bereich der erneuerbaren Energien und Wärmenetze. Das interdisziplinäre Unternehmen unterstützt Stadtwerke, Kommunen und Energieversorgungsunternehmen bei Entwicklungsprozessen, Projektumsetzungen, Finanzierungen und dem An- und Verkauf von Infrastruktur-Vorhaben.
	ITC AG Ostra-Allee 9 01067 Dresden Telefon: 0351 / 320176-00 E-Mail: info@itc-ag.com Internet: https://www.itc-ag.com/	Offene Software-Plattform für Apps, Energiemanagement und Online-Portale: • Lösungen für Customer-Care – Cloud / On-Premise • Apps für Vertrieb, E-Mobility, Smart-Energy • Visualisierung von Daten Smart Meter und iMSys. Mehr als 700 Energieversorger und Stadtwerke vertrauen dem führenden Anbieter von Internet-Portalen.
	VOLTARIS GmbH Voltastraße 3 67133 Maxdorf Telefon: 06237 / 935-414 E-Mail: info@volaris.de Internet: www.volaris.de	VOLTARIS ist der Partner für Stadtwerke und Netzbetreiber im klassischen und intelligenten Messwesen. Wir bieten ein umfassendes Leistungsportfolio für den grundzuständigen Messstellenbetrieb und den Smart Meter Rollout: Geräteservice, zertifizierte Gateway-Administration, Messdatenaufbereitung und CLS-Management nach §14a EnWG.

Energiehandel

Informationstechnik

Consulting

CMS / Portale

Smart Metering

	Acal BFI Germany GmbH Ansprechpartner: Andreas Schöneberg Oppelnerstraße 5 82194 Gröbenzell Telefon: 08142 / 6520 0 E-Mail: info-de@acalbfi.de Internet: www.acalbfi.com	Wir bei Acal BFI unterstützen Stadtwerke, Kommunen und Energieversorger mit Lösungen für Netzmonitoring, Netzüberwachung und Trafostationsmonitoring für das Lastmanagement nach §14a. Wir liefern Ihnen die passende Sensorik, IoT-Gateways und Kommunikation, integrieren in Leitsysteme und sorgen für robuste Datenflüsse im Betrieb.
	SMIGHT GmbH Zeppelinstraße 7d 76185 Karlsruhe Telefon: 0721 / 9579 380 E-Mail: info@smight.com Internet: www.smight.com	SMIGHT macht Verteilnetzbetreiber fit für die Energiewende. Die IoT-Lösung SMIGHT Grid2 misst direkt in der Ortsnetzstation phasen- und abgangsscharf den Strom mit Flussrichtung und Phasenwinkel. Die Daten werden im Web-Portal aufbereitet und visualisiert. Zusätzliche Features und Services erleichtern Netzbetrieb und Netzplanung.
	Greenovative GmbH Fürther Str. 252 90429 Nürnberg Telefon: 0911 / 131374-70 E-Mail: info@greenovative.de Internet: www.greenovative.de	Greenovative ist ein inhabergeführter, vollintegrierter Projektentwickler und unabhängiger Stromerzeuger für Solarparks und Speichersysteme mit Standorten in Nürnberg, Oldenburg und Stuttgart. Das Unternehmen hat seit 2013 bundesweit mehr als 100 Solarparks umgesetzt sowie aktuell über weitere 100 Projekte in der Genehmigung.
	Hager Vertriebsgesellschaft mbH & Co. KG Zum Gunterstal 66440 Blieskastel Telefon: 06842 / 9450 E-Mail: info@hager.de Internet: www.hager.de	Hager stellt Lösungen und Dienstleistungen für Elektroinstallationen im Wohn- und Zweckbau bereit. Dazu gehören Energieverteilungs- und Zählerplatzsysteme, Leitungsführungs- und Raumanschlusssysteme, Türkommunikation, Schalterprogramme, intelligente Gebäudesteuerung, E-Ladelösungen und die Speicherung von elektrischer Energie.



Jetzt
die Zusatz-
vorteile sichern:
Jede Ausgabe als
PDF in Ihrem
Intranet!

Vorschau

stadt+werk

Fachzeitschrift für Energiepolitik, Klimaschutz, Rekommunalisierung

Die nächste Ausgabe erscheint am 17. September 2026.
Geplant sind unter anderem folgende Themenschwerpunkte:

- **Politik + Strategie**
Die Eigenkapitallücke der kommunalen Energieversorger schließen
- **Titelthema**
Gas und Wasserstoff – Infrastruktur und Zukunftsmärkte
- **Energie + Effizienz**
Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung im künftigen Energiesystem
- **IT + Technik**
Gateway-Administration: Vom schnellen Roll-out in den Regelbetrieb
- **Praxis + Projekte**
Stadtwerke Straubing: PV-Überschussnutzung im Fernwärmewerk
- **Spezial**
NIS2-Umsetzung: Aktueller Stand und Handlungsempfehlungen

Inserentenverzeichnis dieser Ausgabe

BDEW	2	STAWAG	15
DEHN SE	31	Sterr-Kölln & Partner	27
DVGW Kongress	46	Verbund Energy4Business	52
Greenovative	29	VKU Service	51
JUWI	5	Zenner International	11
K21 media	43, 49	Zurich Resilience Solutions	21
SMIGHT	7		

Hinweise

Für unverlangt eingesandte Manuskripte, Grafiken und Bilder wird keine Haftung übernommen. Die Annahme zur Veröffentlichung muss schriftlich erfolgen. Mit der Annahme zur Veröffentlichung überträgt der Autor dem Verlag das ausschließliche Verlagsrecht für die Zeit bis zum Ablauf des Urheberrechts. Die Zustimmung zum Abdruck und zur Veröffentlichung wird vorausgesetzt. Eingeschlossen sind insbesondere auch das Recht zur Herstellung elektronischer Versionen und zur Einspeicherung in Datenbanken sowie das Recht zu deren Vervielfältigung und Verbreitung Online oder Offline sowie das Recht zur öffentlichen Zugänglichmachung im Internet ohne zusätzliche Vergütung. Honorare nach Vereinbarung.

Alle in dieser Zeitschrift veröffentlichten Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Die ausschließlichen urheberrechtlichen Nutzungsrechte für angenommene und veröffentlichte Beiträge liegen bei dem Verlag. Kein Teil dieser Zeitschrift darf außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ohne schriftliche Genehmigung des Verlages in irgendeiner Form – durch Fotokopie, Mikrofilm oder andere Verfahren – reproduziert oder in eine von Maschinen, insbesondere von Datenverarbeitungsanlagen verwendbare Sprache übertragen werden oder in eine andere Sprache übersetzt werden.

Artikel, die mit Namen oder Signet des Verfassers gekennzeichnet sind, geben nicht unbedingt die Meinung des Herausgebers und der Redaktion wieder.

© Copyright 2026 K21 media GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Impressum

Verlag und Herausgeber:
K21 media GmbH
Friedrichstraße 13
70174 Stuttgart

0711 / 937 740-10
info@k21media.de
www.k21media.de

Verantwortlicher Redakteur im Sinne des Presserechts und Chefredakteur:
Alexander Schaeff (al)
Friedrichstraße 13 | 70174 Stuttgart

Redaktion:
Bettina Weidemann (bw)
(stellv. Chefredakteurin)
Verena Barth (ve)
Alexandra Braun (ba)
Dr. Thomas Nolte (th)
Sibylle Mühlke (sib)

Verantwortlich für den Anzeigenteil:
Sara Ott
Friedrichstraße 13 | 70174 Stuttgart
0711 / 937 740-11
0160 / 6960381
marketing@k21media.de
Gültig ist die Preisliste Nr. 14 vom 1.1.2026

Bankverbindung:
Kreissparkasse Tübingen (BLZ 641 500 20)
Kontonummer 155 010

Layout:
tebitron gmbh, Gerlingen

Titelbild:
MuhammadFarooq/stock.adobe.com

Druck:
Druckerei Raisch GmbH & Co.KG
Auchtertstraße 14, 72770 Reutlingen

VKU-Stadtwerkekongress 2026

WIISWKIIR

Berlin 16./17.9.26

Verstehen. Verbinden. Vernetzen.

> Jetzt Ticket sichern!



**QR-Code
scannen**

**vku-stadtwerkekongress.de
#SWK2026**

**VKU
STADT
WERKE
KONGRESS**

Verbund

Aus eigener Kraft.

Aus der Natur. In die Vermarktung.

Energie, direkt aus der Natur.

Sie erzeugen mit Ihren Wind- und Photovoltaikanlagen erneuerbare Energie – wir vermarkten sie erfolgreich für Sie. VERBUND bringt Ihre grüne Energie direkt an den Markt und sichert Ihnen attraktive Erlöse bei minimalem Aufwand. Unsere Stärken: staatlicher Mehrheitsbesitz, hohe Finanzkraft und flexible Pumpspeicherkapazitäten. Das schafft Stabilität, eröffnet Vermarktungsspielräume – und steigert Ihre Erträge. Jetzt informieren: [verbund.de/direktvermarktung](https://www.verbund.de/direktvermarktung)