

 Menü

ZFK

[Startseite](#)[Digitalisierung](#)**ZFK+** Künstliche Intelligenz

Innovation beginnt bei den Netzdaten

Netzdaten werden für Verteilnetzbetreiber zur Schlüsselaufgabe. §14d EnWG macht Lücken sichtbar, Start-ups versprechen Hilfe. Doch der Weg in den Betrieb bleibt komplex.



Artikel von **Stephanie Gust**

veröffentlicht am 17.06.2026, 13:49 Uhr



Der §14d EnWG macht ersichtlich, wo Netzdaten fehlen. Bild: © Urbans78/Adobe Stock

Verteilnetzbetreiber müssen ihre Niederspannungsnetze genauer kennen als bisher. Mit den nächsten Netzausbauplänen nach §14d EnWG rücken Netzkarten, Engpassregionen, Betriebsmitteldaten und Flexibilitätsbedarf stärker in den Fokus. Damit wird sichtbar, was viele Unternehmen aus dem Alltag kennen: Daten sind vorhanden, aber nicht immer aktuell, vollständig oder miteinander verknüpft.

Die Horizonte-Group sieht darin eine zentrale Innovationsaufgabe. Die Beratungsgesellschaft hat für ihren Innovationsreport Q1/2026 mehr als 100 europäische Technologieanbieter betrachtet, von denen neun mit Scorecard und Steckbrief näher eingeordnet, darunter eine Detailanalyse zu Gizil sowie acht Scouting-Steckbriefe. Weitere zehn Unternehmen befinden sich auf der Beobachtungsliste. Im Mittelpunkt stehen Lösungen für Asset-Digitalisierung, Netzplanung, vorausschauende Instandhaltung, Flexibilität und Wärmeplanung (*siehe Infokasten unten*).

Anzeige

Wo Handlungsbedarf besteht

Der Engpass liege aber nicht in einzelnen Technologien. "In der Praxis ist gar nicht so sehr die Verfügbarkeit von einzelnen Technologien die Schwierigkeit; die ist gegeben", erläutert Dennis Niederhagen, Geschäftsführer bei der Horizonte-Group. Entscheidend sei hingegen die Durchgängigkeit der Daten- und Prozesslandschaft.

Viele Netzbetreiber hätten relevante Informationen bereits im Haus. Sie liegen im GIS-System, im Asset-Management, im Netzmodell oder in Excel-Listen. "Excel regiert die Welt", formuliert Niederhagen. Das sei zunächst kein Vorwurf. Excel sei "barrierefrei und direkt nutzbar", weil jeder das Werkzeug kenne. Schwierig werde es, wenn Daten lokal gepflegt würden und nicht in durchgängige Prozesse einfließen könnten.

Anzeige

Damit entsteht eine operative Lücke. Ein Netzmodell kann nur so gut sein wie das zugrundeliegende Betriebsmodell und die vorhandenen Topologiedaten. Für automatisierte Anschlussprüfungen, Lastflussberechnungen oder belastbare Ausbauplanung reicht es nicht, wenn Informationen nur irgendwo im Unternehmen vorhanden sind. "Die Verfügbarkeit ist zwar da, aber die Verknüpfung und die Durchgängigkeit der Daten in den vorhandenen Prozessen ist noch nicht Ende zu Ende gewährleistet", ordnet Niederhagen ein.

§14d macht die Lücke sichtbar

Ein wichtiger Treiber ist §14d EnWG. Die Regelung verpflichtet Verteilnetzbetreiber, Netzausbaupläne zu erstellen und zu veröffentlichen. Bis Oktober 2026 steht die nächste Stufe an.

"§14d EnWG macht erst einmal sichtbar, wo Daten fehlen, und erhöht die Transparenzanforderungen über die Verteilnetzebenen hinweg; die operative Datenlücke ist jedoch besonders in der Niederspannung relevant", erklärt Mathias Ihrig, Senior Consultant bei der Horizonte-Group mit Fokus auf Innovationsthemen. Denn die Netzausbaupläne verlan-

gen mehr Transparenz darüber, wo Engpässe entstehen, welche Maßnahmen geplant sind und welche Flexibilität künftig im Verteilnetz gebraucht wird.

Besonders relevant werde dies eben auf der Niederspannungsebene. Dort entstehen Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und Speicher. Gleichzeitig wurde diese Netzebene bekanntlich historisch nicht immer mit derselben planerischen Tiefe betrachtet wie höhere Spannungsebenen.

"Die Datenlücke ist aus unserer Sicht schon erwähnenswert", betont Ihrig. Viele Netze seien über Jahrzehnte gewachsen. Dokumentationen seien fortgeschrieben, aber nicht immer vollständig digitalisiert worden. Hinzu komme ein Aktualitätsproblem. "Die Dokumentation von vor drei Jahren muss nicht der Realität heute entsprechen", macht Ihrig deutlich. Häufig seien Ortsnetzstationen, Transformatoren oder Anschlussleistungen zudem nicht in der Qualität dokumentiert, die für automatisierte Prozesse notwendig wäre.

Lidar als Baustein

Der Innovationsreport des Beratungshauses hebt unter anderem eine Lidar-basierte Bestandserfassung hervor. Lidar steht für Light Detection and Ranging. Gemeint ist eine lichtbasierte Abstands- und Vermessungstechnologie. Sie kann physische Infrastruktur per Laserscan erfassen und daraus digitale Abbilder erstellen.

Für Netzbetreiber kann das bei Ortsnetzstationen, Umspannwerken oder anderen Betriebsmitteln interessant sein. Statt Anlagen manuell aufzunehmen oder nachträglich in 3D zu modellieren, können sie schneller digital erfasst werden. Je nach Fläche kommen Drohnen oder stationäre Kamerasysteme infrage.

"Der Vorteil liegt darin, dass die physische Realität per sogenanntem Laserscan sehr genau erfasst werden kann", beschreibt Niederhagen. Daraus entstünden Punktwolken und digitale Abbilder. Diese könnten als Grundlage für Assetplanung, Engineering und Dokumentation dienen. Auch spätere KI-Anwendungen würden dadurch erst möglich, weil der Bestand digital erfasst werde.

Gleichzeitig setzt die Horizonte-Group hier eine Grenze. "Lidar allein erzeugt noch kein vollständiges Netzmodell", stellt Niederhagen klar. Der Scan zeige zunächst nur: "So sieht deine Anlage aus, aber in der digital verfügbaren Variante." Für die regulatorische Netzplanung brauche es zusätzlich Topologie, elektrische Parameter und Zustandsinformationen. Lidar kann also eine Voraussetzung schaffen. Es ersetzt aber nicht die Integration in GIS, Asset-Management, Netzberechnung und operative Prozesse.

Pilotfelder statt Innovationsrhetorik

Die Horizonte-Group empfiehlt Verteilnetzbetreibern, nicht mit großen Zielbildern zu starten. Sinnvoller seien klar abgegrenzte Pilotfelder. Geeignet seien etwa ausgewählte Ortsnetzstationen oder Umspannwerke, die digital erfasst werden.

"Was relativ leicht zu testen wäre, ist, dass Netzbetreiber zum Beispiel ausgewählte Ortsnetzstationen mal darüber abschannen können oder Umspannwerke digital erfassen können", erklärt Ihrig. Dann lasse sich prüfen, ob sich der Begehungsaufwand verringere und wie sich die Dokumentationsqualität verbessere.

Weitere mögliche Felder sind automatisierte Anschlussprüfung, vorausschauende Instandhaltung oder digitale Leitungsinspektion. Wichtig ist, dass der Nutzen messbar wird. Dafür braucht es Kennzahlen wie Prüfzeit, Datenqualität, Prozesskosten, Begehungsreduktion oder Integrationsaufwand.

Technologische Reife allein reicht nicht aus. Eine Lösung müsse drei Dinge beweisen, erläutert Ihrig. "Erstens: Sie muss ein echtes Problem adressieren." Zweitens müsse sie in bestehende Strukturen integrierbar oder geeignet sein, überholte Prozesse gezielt abzulösen."Drittens: Sie muss regulatorisch und IT-seitig belastbar sein." Gerade in der regulierten Energiewirtschaft entscheiden Beschaffung, IT-Sicherheit, Datenschutz, Schnittstellen und Lieferantenbewertung darüber, ob ein Pilot in den Betrieb überführt werden kann.

KI ist nicht die eine Lösung

Kritisch sieht das Beratungsunternehmen überzogene Erwartungen an abstrakte KI-Anwendungen oder digitale Zwillinge. Niederhagen warnt vor der Annahme, eine einzelne Plattform könne das gesamte Netzproblem lösen. "Man sagt derzeit: KI kann alles lösen", erklärt er. Das werde so nicht funktionieren. "Dafür sind es zu viele Variablen."

Unterschätzt würden dagegen vermeintlich unspektakuläre Themen. Niederhagen nennt "Asset-Digitalisierung, Datenbereinigung, die Qualität von Daten, Netzmodellpflege, Anschlussdatenmanagement oder eine standardisierte Sicherheitsprüfung auf der IT-Seite". Genau diese Grundlagen entscheiden darüber, ob neue Anwendungen im Netzbetrieb Wirkung entfalten. "Innovation scheitert meistens an der Umsetzung, nicht dass sie nicht vorhanden ist", betont Niederhagen.

Hintergrund

Anbieterüberblick im Innovationsreport

Der Innovationsreport Q1/2026 der Horizonte-Group basiert auf einem Scouting von mehr als 100 europäischen Technologieanbietern. 19 Start-ups und Scale-ups wurden für eine nähere Betrachtung ausgewählt. Bewertet wurden sie unter anderem nach Umsetzungsstärke, Marktnachweis, Nutzerakzeptanz, Marktpotenzial und Risikoprofil. Im Fokus stehen Lösungen, die für Verteilnetzbetreiber, Stadtwerke und Messstellenbetreiber relevant sein können. Dazu gehören Anwendungen für Asset-Digitalisierung, automatisierte Netzplanung, vorausschauende Instandhaltung, Speicherdiagnostik, Flexibilität, Wärmeplanung und digitale Infrastrukturmodelle.

Das Beratungsunternehmen unterscheidet dabei zwischen kurzfristig pilotierbaren Lösungen und Themen, die zunächst organisatorische oder prozessuale Vorarbeiten erfordern. Kurzfristig einsetzbare Ansätze sieht der Report vor allem bei Asset-Digitalisierung, Netzplanung, Anschlussprüfung und zustandsorientierter Instandhaltung.

Im Report wird Gizil als Beispiel für einen kurzfristig pilotierbaren Ansatz im Bereich Asset-Digitalisierung vertieft betrachtet. Das Unternehmen setzt auf Lidar-basierte Bestandserfassung und erstellt digitale Abbilder physischer Anlagen. Für Netzbetreiber kann das bei Ortsnetzstationen, Umspannwerken und anderen Betriebsmitteln relevant sein. Ein vollständiges Netzmodell entsteht dadurch aber noch nicht. Dafür müssen die erfassten Daten mit GIS, Asset-Management, Netzberechnung und Zustandsinformationen verknüpft werden.

Haben Sie Fehler entdeckt? Wollen Sie uns Ihre Meinung mitteilen? Dann kontaktieren Sie unsere Redaktion gerne unter redaktion@zfk.de.

Anzeige

Anzeige

Startseite

Digitalisierung



Teilen



Link kopieren

MEHR ZU DIGITALISIERUNG



Digitalisierungs-Ticker

Steuerungsrollout kommt voran

Beim Steuerungsrollout melden mehrere Anbieter Fortschritte: Es geht um CLS-Management, Steuerung aus dem Gateway und skalierbare Lösungen für §14a-Anwendungen.

Autor Stephanie Gust



ZFK+ Verbraucherverträge

Widerrufs-Button: Was Stadtwerke jetzt konkret tun sollten

Der neue Widerrufs-Button betrifft nicht nur die Website. Stadtwerke müssen Zugang, Formularstrecke, Bestätigung und interne Bearbeitung sauber miteinander verbinden.

Autor Michael Graf



ZFK+ Modul 3

§ 14a EnWG in der Praxis: Warum TAF 7 der konsequentere Weg ist

Max Hülser von Metiundo erklärt, warum TAF 7 bei § 14a EnWG der konsequentere Weg sein könnte – und weshalb TAF 2 in der Praxis neue Komplexität schafft.

Autor Max Hülser

ZFK

Nach oben

[Kontakt](#) [Abo](#) [E-Paper](#) [Briefings](#) [Podcast](#) [Verlag](#) [Presse](#) [Mediadaten](#)

[Impressum](#) [AGB](#) [Datenschutz](#) [Widerrufsbelehrung](#) [Barrierefreiheit](#) [Hilfe/FAQ](#)