

Messtechnik wird Teil der Netzführung

Messen, rechnen, steuern: § 14a EnWG in der Praxis

Mit Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen, Batteriespeichern und dezentralen Erzeugern werden die Leistungsflüsse in Niederspannungsnetzen dynamischer. Netzbetreiber müssen deshalb genauer wissen, was in ihren Netzen tatsächlich geschieht – und bei drohenden Engpässen gezielt reagieren können. PQ Plus und GridCal verbinden dafür Netzmesstechnik in den Ortsnetzstationen mit digitaler Netzzustandsermittlung und Engpassmanagement. Ziel ist eine skalierbare Systemlösung, die aus realen Messwerten Netztransparenz schafft und die Grundlage für zielgerichtete Steuerungsentscheidungen liefert.



Bild 1. Eingangs- und Ausgangsgrößen der Netzzustandsermittlung

Bildquelle (alle Bilder): PQ Plus

Die Wurzeln der PQ Plus GmbH reichen fast vier Jahrzehnte zurück. Aus langjähriger Ingenieur-, Markt- und Anwendungserfahrung in der elektrischen Mess-, Energie- und Netztechnik entwickelte die Familie Beyer das heutige Unternehmen PQ Plus mit eigener Marke und eigenem Produktportfolio. Heute entwickelt und produziert PQ Plus eigene Energie- und Netzmesstechnik und verbindet diese mit ganzheitlichen Systemlösungen für die Digitalisierung

elektrischer Verteilnetze. Insbesondere die Energiewirtschaft hat sich dabei zu einem wichtigen Wachstumsfeld entwickelt. „Wir haben sehr viele Stadtwerke als Kunden gewonnen“, berichtet Geschäftsführer Daniel Fierus-Beyer. Mit der zunehmenden Digitalisierung änderten sich jedoch auch deren Anforderungen. Gefragt sind längst nicht mehr nur einzelne Messgeräte, sondern durchgängige Lösungen von der Erfassung über die Datenübertragung und aus-

wertung bis zur Bewertung des Netzzustands.

„Bei den Versorgern stieg die Nachfrage nach Komplettlösungen“, erinnert sich Fierus-Beyer. PQ Plus baute deshalb seine Systemkompetenz konsequent aus. Die Zusammenarbeit mit GridCal ergänzt die eigene Energie- und Netzmesstechnik, Applikations- und Softwarekompetenz um Funktionen zur Netzzustandsermittlung und zum Engpassmanagement. So entsteht eine durchgängige Lösung von der Messwert-erfassung bis zur Vorbereitung von Steuerungsentscheidungen. Für Fierus-Beyer ist die Richtung eindeutig: „Die Digitalisierung der Verteilnetze wird zur unverzichtbaren Brückentechnologie.“

§ 14a bringt neue Anforderungen in die Niederspannung

Der Hintergrund ist bekannt: Elektromobilität, Wärmepumpen, Batteriespeicher und andere steuerbare Verbrauchseinrichtungen bringen zusätzliche Leistung in die Niederspannungsnetze. Gleichzeitig steigt durch Photovoltaikanlagen und andere dezentrale Erzeuger die Rückspeisung. Aus ehemals vergleichsweise gut prognostizierbaren Lastflüssen wird damit ein immer dynamischeres Zusammenspiel aus Bezug und Einspeisung.

Mit § 14a EnWG erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, bei drohenden Netzengpässen steuernd auf bestimmte Verbrauchseinrichtungen einzuwirken. Voraussetzung für eine möglichst zielgerichtete Steuerung ist allerdings, dass der Zustand des betroffenen Netzbereichs ausreichend genau bekannt ist.

Genau hier setzt die Netzzustandsermittlung an. Das Ziel besteht darin, den tatsächlichen Zustand des Niederspannungsnetzes möglichst kontinuierlich zu bewerten. Nach den im PQ-Plus-/GridCal-Konzept zugrunde gelegten Vorgaben sollen dazu minütliche Messwerte herangezogen werden.

Dabei geht es insbesondere um drei Arten von Engpässen: um Unter- oder Überspannungen außerhalb des zulässigen Spannungsbands, um die Leistungsüberlastung einer Ortsnetzstation sowie um die Überschreitung der Dauerstrombelastbarkeit von Leitungen. Die Netzqualität bleibt damit ebenso im Blick wie die thermische Belastung der Betriebsmittel.

Mehr Messung im Netz, weniger TAF 10

Eine zentrale Frage lautet, wie viele Messwerte aus intelligenten Messsystemen beim Endkunden für eine belastbare Netzzustandsermittlung tatsächlich erforderlich sind. Genau hier zeigt sich der Nutzen zusätzlicher Messtechnik direkt in den Ortsnetzstationen.

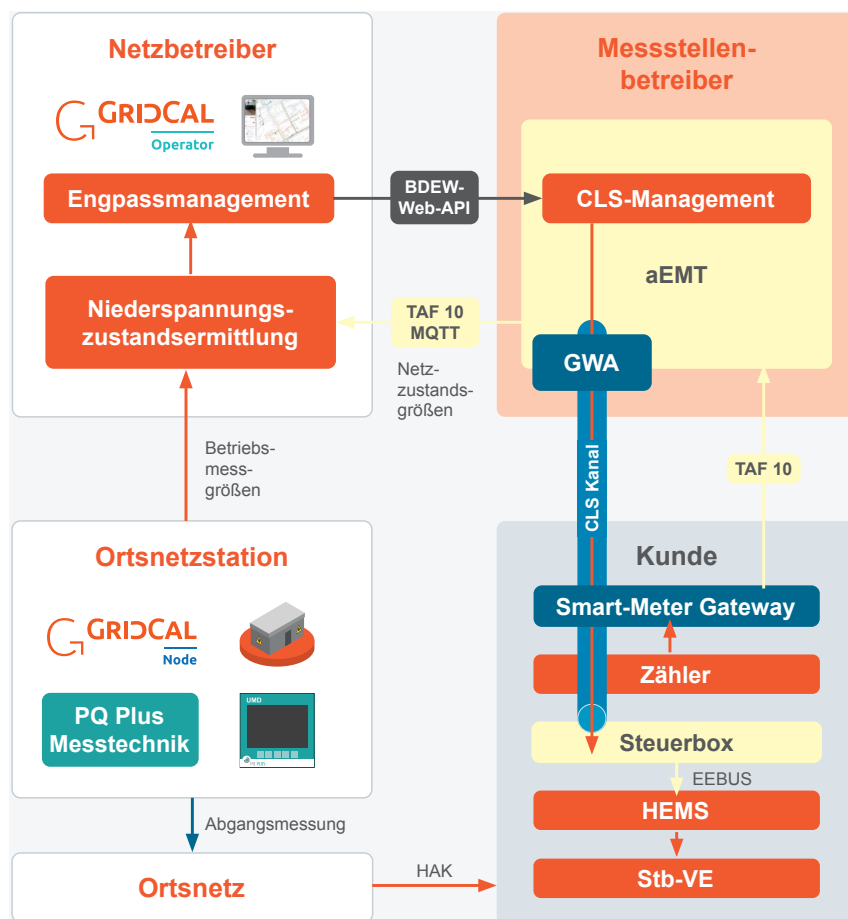


Bild 2. Netzzustandsermittlung und Steuerung im Detail

Über den Tarifierungsfall 10, kurz TAF 10, können netzzustandsbezogene Messwerte aus intelligenten Messsystemen bereitgestellt werden. Je mehr belastbare Informationen jedoch bereits direkt aus dem Netz vorliegen, desto geringer kann der zusätzliche Bedarf an solchen TAF-10-Daten ausfallen.

Die im PQ-Plus-/GridCal-Prospekt wiedergegebene VDE-FNN-Empfehlung macht die Größenordnung deutlich. In einem Strahlennetz wird ohne Messung in der Ortsnetzstation ein TAF-10-Ausstattungsgrad von 70 % angesetzt. Ist eine Trafosummenmessung vorhanden, reduziert sich dieser Wert auf 30 %. Werden zusätzlich die Niederspannungsabgänge gemessen, sinkt er auf 15 %.

Auch für Maschennetze zeigt sich der Effekt. Bei einem Maschennetz mit einem Transformator verringert sich der in der Tabelle ausgewiesene Bedarf von 40 % ohne Stationsmessung über 10 % bei Trafosummenmessung auf 5 % bei zusätzlicher Messung der Niederspannungsabgänge. Bei Maschennetzen mit zwei oder mehr Transformatoren werden 25 % ohne Messung in der Ortsnetzstation und 0 % bei Trafosummen- beziehungsweise Abgangsmessung ausgewiesen.

PQ Plus und GridCal beziffern die damit mögliche Reduktion kostenpflichtiger TAF-10-Datensatzübermittlungen auf bis zu 75 % in den betrachteten Netzkonstellationen. Der Ansatz besteht also gerade nicht

Bedarf an TAF 10 Daten zur Netztzustandsermittlung

Stationsmessung	Strahlennetze	Maschennetze (1 Trafo)	Maschennetze (2+ Trafos)
Ohne Messung in ONS	70 %	40 %	25 %
+ Trafosummenmessung	30 %	10 %	0 %
+ Messung NS-Abgänge	15 %	5 %	0 %

Bild 3. Je mehr belastbare Informationen bereits direkt aus dem Netz vorliegen, desto geringer kann der zusätzliche Bedarf an TAF-10-Daten ausfallen
Quelle: VDE FNN Empfehlung Tenorziffer 2e, Jan. 2025, S. 18

darin, möglichst viele Daten an möglichst vielen Endpunkten zu erfassen. Stattdessen soll die Messinfrastruktur im Netz so ausgelegt werden, dass mit einer wirtschaftlich sinnvollen Zahl hochwertiger Messpunkte genügend Transparenz für die Netzzustandsermittlung entsteht.

Fierus-Beyer fasst die Entwicklung so zusammen: „Dieses Beispiel zeigt deutlich, dass aus klassischer Messtechnik zunehmend eine Infrastruktur für Netztransparenz, Netztzustandsermittlung und Steuerungsentscheidungen wird.“

Statische und dynamische Daten zusammenführen

Messwerte allein reichen für eine Netztzustandsermittlung allerdings nicht aus. Erforderlich ist auch ein digitales Abbild des Netzes. Das gemeinsame Konzept von PQ Plus und GridCal verbindet deshalb statische und dynamische Netzparameter.

Zu den statischen Größen zählen die Netztopologie, Betriebsmitteldaten, thermische Grenzströme sowie Last- und Einspeisedaten. Dynamische Informationen liefern unter anderem die Messgeräte von PQ Plus in den Ortsnetzstationen. Ergänzend können TAF-10-Messwerte, Schalterzustände und beispielsweise PV-Referenzmessungen einfließen.

Aus diesen Informationen berechnet GridCal den Netztzustand. Dazu gehören unter anderem die Spannungswerte an den Netzknoten und die Leistungsflüsse über die Leitungen. Aus der Kombination von Netzmodell und realen Messwerten lässt sich damit erkennen, ob sich ein Netzengpass entwickelt und an welcher Stelle Handlungsbedarf besteht.

Die Systemarchitektur in Bild 1 beschreibt entsprechend eine klare Kette: Die PQ-Plus-Messtechnik liefert dynamische Netzparameter, statische Netzparameter ergänzen das Modell, die Netztzustandsermittlung bewertet daraus den aktuellen Netztzustand und das Engpassmanagement leitet den erforderlichen Steuerungsbedarf gemäß § 14a EnWG beziehungsweise § 9 EEG ab.

Damit unterscheidet sich der Ansatz grundlegend von einer rein punktuellen Fehlersuche. „Ein mobiler Messkoffer zeigt nur, was während eines kurzen Ein-

satzes passiert. Der Techniker fährt nach Hause – und genau dann tritt die Störung wieder auf“, beschreibt Lutz Beyer, General Manager bei PQ Plus, das Problem. Dauerhafte Messtechnik schafft dagegen eine kontinuierliche Datenbasis.

Vom Netzmodell bis zum Steuerbefehl

Die in Bild 2 dargestellte Architektur zeigt, wie Netztzustandsermittlung und Steuerung zusammenspielen können. In der Ortsnetzstation erfassen PQ-Plus-Geräte die relevanten Messgrößen. Der GridCal Node stellt die Verbindung zur Netztzustandsermittlung her. Im GridCal Operator werden die Betriebsdaten mit dem Netzmodell verknüpft und für Niederspannungszustandsermittlung und Engpassmanagement verarbeitet.

Sind zusätzliche Werte aus intelligenten Messsystemen erforderlich, können TAF-10-Daten in die Berechnung einbezogen werden. Auf der Steuerungsseite ist anschließend die Verbindung zum Messstellenbetrieb vorgesehen. Über CLS-Management, Smart-Meter-Gateway und Steuerbox lässt sich der Steuerbefehl bis zur steuerbaren Verbrauchseinrichtung übertragen. In die Kette kann außerdem ein Home Energy Management System, kurz HEMS, eingebunden werden.

Damit wird aus der Messtechnik eine durchgängige Informationskette: messen, Netztzustand berechnen, Engpass erkennen, Steuerungsbedarf bestimmen und den erforderlichen Steuerbefehl auslösen.

Für PQ Plus ist dabei wichtig, dass die eigene Rolle nicht an der Hardware endet. Das Unternehmen verantwortet Produktmanagement, Applikations- und Softwarekompetenz sowie die Integration seiner Messtechnik in solche Gesamtsysteme. GridCal bringt die spezialisierte Netzberechnung und das Engpassmanagement ein. Gerade das Zusammenspiel unterschiedlicher Kompetenzen soll die Skalierbarkeit für Stadtwerke und Regionalversorger ermöglichen.

Präventiv oder netzorientiert dimmen

Das Konzept unterscheidet zwei grundlegende Steuerungsansätze. Beim präventiven Dimmen wird

die Leistung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung vorsorglich reduziert. Nach der Darstellung von PQ Plus und GridCal ist dies auf maximal zwei Stunden pro steuerbarer Verbrauchseinrichtung und Tag begrenzt. Der Steuerbefehl wird in diesem Fall auf Grundlage einer zuvor angenommenen Engpasssituation übermittelt.

Das eigentliche Ziel ist dagegen das netzorientierte Dimmen. Hier soll ein Engpass in Echtzeit beziehungsweise auf Grundlage aktueller Netzzustandsdaten erkannt werden. Erst wenn die Netzzustandsermittlung eine entsprechende Situation feststellt, wird der erforderliche Steuerungsbedarf ermittelt und ein Steuerbefehl ausgelöst.

Der Vorteil liegt auf der Hand: Je präziser der tatsächliche Netzzustand bekannt ist, desto gezielter lässt sich steuern. Statt vorsorglich Leistung zu begrenzen, kann der Netzbetreiber auf die konkrete Situation im jeweiligen Netzabschnitt reagieren.

Damit bekommt die Qualität der zugrunde liegenden Messdaten unmittelbar betriebliche Bedeutung. Fehlerhafte oder fehlende Messwerte können zu unnötigen Eingriffen führen – oder dazu, dass Engpässe zu spät erkannt werden.

§ 14a EnWG und § 9 EEG zusammendenken

Während § 14a EnWG insbesondere steuerbare Verbrauchseinrichtungen adressiert, muss der Netzbetreiber gleichzeitig die Einspeiseseite im Blick behalten. Genau hier kommt § 9 EEG ins Spiel.

Photovoltaik, Batteriespeicher und andere dezentrale Erzeugungsanlagen verändern die Lastflüsse ebenso wie neue Verbraucher. Insbesondere in Netzgebieten mit hoher PV-Durchdringung kann deshalb nicht nur eine hohe Bezugslast, sondern auch eine starke Einspeisung zum Engpass werden.

Die Systemlösung von PQ Plus und GridCal betrachtet beide Richtungen. Die Netzzustandsermittlung bildet Leistungsflüsse und Spannungsverhältnisse im Netz ab; das Engpassmanagement ermittelt daraus den Steuerungsbedarf nach § 14a EnWG beziehungsweise § 9 EEG.

Damit wird die Ortsnetzstation zunehmend zu einem wichtigen Informationspunkt für die operative Netzführung. Die Messtechnik erfasst nicht mehr lediglich Energieverbräuche, sondern liefert Daten für die Bewertung des gesamten Netzbereichs.

Offene Systeme und Datenhoheit

Mit der zunehmenden Digitalisierung wächst zugleich die Bedeutung von Systemintegration und Datenhoheit. PQ Plus verfolgt dabei einen offenen Ansatz. „Die Anwender können die Lösung bei sich hosten. Es sind die Daten der Kunden, die sich damit strategische Unabhängigkeit sichern“, erklärt Daniel Fierus-Beyer. Bestehende Leit- und IT-Systeme sollen sich möglichst einfach anbinden lassen.

Das ist gerade für Stadtwerke von Bedeutung, die ihre vorhandenen Infrastrukturen nicht komplett ersetzen wollen. Modulare und mitwachsende Architekturen erlauben es, zunächst einzelne Ortsnetzstationen zu digitalisieren und die Infrastruktur später schrittweise zu erweitern.

Parallel gewinnt die automatisierte Auswertung an Bedeutung. Neben der Erfassung und Bereitstellung von Messwerten gewinnt für PQ Plus die automatisierte Ableitung relevanter Informationen und Entscheidungsgrundlagen aus großen Datenmengen zunehmend an Bedeutung. Netzqualitätsanalyse, Anomalieerkennung, Alarmierung und perspektivisch auch vorausschauende Wartung gehören zu dieser Strategie.

„Unser Anspruch ist nicht nur, Messwerte zu erzeugen, sondern Kunden dabei zu unterstützen, aus Daten konkrete Entscheidungen und Handlungen abzuleiten“, sagt Fierus-Beyer.

Fazit

Die Umsetzung von § 14a EnWG zeigt damit exemplarisch, wie sich die Rolle der elektrischen Messtechnik verändert. Für die Digitalisierung der Niederspannungsnetze reicht es nicht, an möglichst vielen Stellen Werte zu sammeln. Entscheidend ist, die richtigen Messgrößen an geeigneten Punkten zu erfassen, sie mit einem belastbaren Netzmodell zusammenzuführen und daraus automatisiert verwertbare Informationen abzuleiten.

Gerade die Messung in Ortsnetzstationen und an deren Niederspannungsabgängen kann dabei einen doppelten Nutzen entfalten: Sie verbessert die Transparenz über den realen Netzzustand und kann gleichzeitig den Bedarf an zusätzlichen TAF-10-Messwerten aus intelligenten Messsystemen reduzieren.

Aus klassischer Energie- und Netzmesstechnik entsteht damit zunehmend eine Infrastruktur für Netzzustandsermittlung und Steuerung. Für Daniel Fierus-Beyer und Lutz Beyer ist der Grundgedanke vergleichsweise einfach: „Überall, wo Strom fließt, sollte uns interessieren, was quantitativ und qualitativ passiert.“ Im digitalisierten Verteilnetz wird aus diesem Anspruch zunehmend eine Voraussetzung für den sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb.

www.pq-plus.de

Autor



Ronald Heinze,
Verlagsleiter, VDE Verlag, Offenbach