

Fühler im Netz

[19.12.2019] Mit dem Projekt „Fühler im Netz“ wurden Möglichkeiten zur einfachen und kostengünstigen Zustandsanalyse von Verteilnetzen und dort angeschlossenen Anlagen entwickelt. Das Folgeprojekt erweitert die Erkenntnisse durch den Einsatz von Big Data und KI.

Der Strukturwandel der Energiewirtschaft stellt Netzbetreiber vor besondere Herausforderungen. So müssen massive Investitionen getätigt werden, um auch im Zuge der Energiewende eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten und Flexibilitäten zu managen. Um in der Vergangenheit für einen sicheren Netzbetrieb zu sorgen, genügte die Messung der Spannungen und Ströme an zentralen Punkten im Hochspannungsnetz. Mit dem Einzug von dezentralen Energieerzeugungsanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz ist diese Vorgehensweise jedoch nicht mehr praktikabel, da die eingesetzten Kabel an sonnen- und windreichen Tagen deutlich stärker belastet werden. Dabei ist der aktuelle technische Kabelzustand meist unbekannt, da konventionelle diagnostische Verfahren mit hohem Aufwand verbunden sind und vergleichsweise selten eingesetzt werden. Zudem wird das Störungsgeschehen maßgeblich durch Kabelfehler in diesen Spannungsebenen bestimmt. Im Gegensatz zu Freileitungen, für die es mittlerweile vielfältige Methoden der optischen Zustandsbestimmungen gibt, insbesondere durch den Einsatz von Drohnen und einer anschließenden KI-basierten (künstliche Intelligenz) Bildauswertung, existierten für Erdkabel bislang keine einfachen Methoden zur Zustandsbestimmung, die sich kostengünstig und flächendeckend anwenden ließen.

Effiziente Netzüberwachung

Eine Lösung für die effiziente Netzüberwachung und Zustandserfassung von Netzbetriebsmitteln wurde im Forschungsprojekt „Fühler im Netz“ (FiN) entwickelt, das im Rahmen der Initiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ vom Bund gefördert wurde. Den Projektpartnern ist es gelungen, die zentralen Herausforderungen der Netzüberwachung zu adressieren und erste praxistaugliche Lösungen zu demonstrieren. Mit dem FiN-Ansatz wurden kostengünstige Methoden zur Netzüberwachung bereitgestellt, die ein Echtzeit-Monitoring ermöglichen. Hierdurch wird insbesondere die Voraussetzung für die netzverträgliche Integration flexibler Lasten geschaffen. Außerdem wird die Zustandserfassung von Kabeln und Anlagen in der Niederspannung realisierbar. Die FiN-Methodik basiert auf dem Einsatz der Technologie Breitband-Powerline (BPL). Diese nutzt im Frequenzbereich von 2 bis 30 MHz (BPL-Spektrum) die Stromkabel zur Datenübertragung. Im Stromnetz beeinflusst eine ganze Reihe von externen Faktoren die Qualität dieser Datenübertragung. Neben Anlagen und Muffen haben die Kabellänge, der Kabeltyp sowie das Kabelalter Auswirkungen auf die Art, wie Daten über das Stromkabel übertragen werden können. Im BPL-Spektrum wirken sich diese Effekte bei der Datenübertragung unter anderem durch Signaldämpfung unterschiedlich aus. Die Sensor BPL-Modems des Unternehmens Power Plus Communications verfügen über eine integrierte Messsensorik und ermöglichen dadurch neben der Erfassung des BPL-Spektrums eine kontinuierliche Messung der drei Strangspannungen, der Total Harmonic Distortions dieser Spannungen und der Winkel zwischen den Spannungen.

Einsatz von Big Data und KI

Das Mitte 2019 gestartete, vom Bund geförderte Nachfolgeprojekt „Fühler im Netz 2.0“ baut auf den Erkenntnissen auf und erweitert diese durch den Einsatz von Big Data und KI-Methoden. Im Rahmen eines großen Feldtests werden mehr als 3.500 Sensor BPL-Modems von Netze BW, Mainzer Netze und Energieversorgung Leverkusen verbaut. Die erfassten Messwerte werden mithilfe des IoT-Protokolls (Internet of Things) MQTT über BPL-Kommunikation an einen so genannten Broker im Back End, zum Beispiel im Rechenzentrum des Netzbetreibers, übertragen. Bei dem Broker können verschiedene Systeme diese Daten – oder nur einen Teil davon – abonnieren. Damit ist die Grundlage für eine Online-Analyse der erhobenen Messdaten geschaffen. Im Sensor BPL-Modem werden die Messdaten einmal pro Sekunde erfasst und je nach gewähltem Zeitintervall versendet. Die Daten werden anschließend mit Methoden der künstlichen Intelligenz vom Deutschen Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz (DFKI) untersucht. Eine Hauptaufgabe der eingesetzten Zeitreihenanalyse ist das Erkennen von Mustern, sowohl in kurzen Zeitintervallen, um etwa Sicherheitsausfälle zu erkennen, als auch in langen Zeitintervallen, um etwa schleichende Veränderungen im BPL-Spektrum aufgrund zunehmender Kabelalterung aufzuspüren.

Volle Funktionalität entfalten

Die erhobenen Messdaten sind das Eine. Ebenso relevant für die Entwicklung von KI-Algorithmen sind Metadaten wie zum Beispiel Informationen über den Einbauort, das dort verwendete Kabel und eventuell vorhandene dezentrale Erzeugungsanlagen. Nur so kann das automatisierte Clustering seine volle Funktionalität entfalten. Geplant ist daher, im Rahmen des Projekts die verschiedenen Datensysteme der Netzbetreiber für diese Art der Tiefenanalyse nutzbar zu machen. Als Referenzwerte für die Muster, die im Netz gefunden werden, dienen außerdem Labormessungen, die am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal durchgeführt werden. Bereits im FiN-Grundlagenprojekt konnte gezeigt werden, dass nicht-EMV-konforme (Elektromagnetische Verträglichkeit) Anlagen sowie Kabel, deren Zustand sich verschlechtert hat, Spuren im BPL-Spektrum hinterlassen – und zwar in Form von so genannten Fingerprints. Allerdings war die damals eingesetzte Anzahl an BPL-Modems nicht groß genug, um statistisch signifikante Ergebnisse zu erzielen. Durch die massive Vergrößerung des Feldtests und die Einbeziehung der Netzdaten der jeweiligen Einbauorte wird eine breite empirische Datengrundlage für das Erkennen von Fingerprints für den Netz- und Anlagenzustand geschaffen. Diese Big Data bilden dann den Input für ein KI-Modell, das in Zukunft im Asset Management der Netzbetreiber zum Einsatz kommen kann.

Forschungsziel Echtzeiterkennung

Aber nicht nur langfristige Phänomene wie die Kabelalterung lassen sich im BPL-Spektrum nachweisen. Auch kurzfristige Änderungen, etwa der Netztopologie, wie sie beispielsweise durch den Ausfall von NH-Sicherungen ausgelöst werden, sind dort detektierbar. Die Identifizierung solcher Veränderungen im Netz ist wiederum für die Netzbetriebsführung relevant. Daher ist ein weiteres Ziel des Forschungsprojekts, eine Echtzeiterkennung mittels Complex Event Processing zu entwickeln. Die Expertise hierzu liefert die Software AG, die bei der Anomaliedetektion in Datenströmen über viel Erfahrung verfügt. Aus der Analyse der Daten soll ein Modell entwickelt werden, welches sich für die Echtzeitanalyse eignet. Für den Verteilnetzbetreiber ergeben sich damit perspektivisch eine auf realen Spannungswerten basierende Verteilnetzautomatisierung und eine zustandsbasierte Instandhaltungsstrategie, welche das Asset Management effizienter macht – und damit letztlich das Verteilnetz fit für die Aufnahme weiterer erneuerbarer Energieerzeuger und die Elektromobilität. Insbesondere auch im Hinblick auf die Novelle §14a EnWG ergeben sich netzdienliche Synergien durch den Einsatz der Sensor BPL-Modems und der FiN-Methodik. Um Flexibilitäten netzverträglich und -dienlich in das Gesamtsystem zu integrieren, ist die Erhebung und Analyse von Netzzustandsdaten essenziell.

()

Dieser Beitrag ist in der Ausgabe November/Dezember 2019 von stadt+werk erschienen. Hier können Sie ein Exemplar bestellen oder die Zeitschrift abonnieren.

Stichwörter: Netze | Smart Grid, Big Data, Fühler im Netz, KI, Power Plus Communications