

ZUORDNUNG UND TOPOLOGIEERKENNUNG VON SENSOR UND SMART METER AUF NETZ- UND STRANGEBENE

Matthias STIFTER¹, Konrad DIWOLD²

Motivation

Der klassische Netzbetrieb ist durch die zunehmende Durchdringung mit dezentralen, meist erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (DEA) vor große Herausforderungen gestellt. Wenn ein Netzausbau verhindert werden soll bedarf es daher meist eines aktiven Netzmanagementsystems um die vormalig passiven Verteilernetze aktiv in den Netzbetrieb zu integrieren. Grundlage für die Integration von Verteilernetzen in Netzmanagementsysteme sind Messwerte (beispielsweise von Smart Metern oder Sensoren) aus dem Netz. Der dafür benötigte Meter und Sensor Rollout stellt Verteilernetzbetreiber vor eine Herausforderung, da er mit einem erheblichen Engineering-Aufwand verbunden ist. So erfolgt bisher, nach der Installation eines Smart Meters oder eines Sensors in einem Niederspannungsnetz, eine knotenscharfe Zuordnung des Smart Meters im Netz. Diese Zuordnung steht Middleware (z.B. Aggregatoren, dezentralen Netzreglern in Ortsnetzstationen) zur Verfügung und ermöglicht es den Systemen eingehende Smart Meter Daten hinsichtlich ihrer Position im Netz zu klassifizieren und weiterzuverarbeiten.

In diesem Artikel wird untersucht inwiefern Smart Meter auf Basis ihres Sendeverhaltens und der von ihnen gesendeten Werte unterschiedlichen Netzen und weiterführend unterschiedlichen Netzsträngen zuzuordnen werden können. Die automatisierte, topologische Zuordnung von Sensoren und Zählern wirkt könnte folgenden Einfluss auf das zukünftige Smart Grid haben:

- Einfachere Integration von Erneuerbaren, durch Verbesserung von Monitoring und Regelung
- Verringerung Engineering-Aufwand (plug'n'automate)
- Erkennung von Topologie-Umschaltungen
- Verbesserung der State Estimation und Prognose

Methode

Basierend auf Zähler Messdaten und Kommunikationsaktivitäten werden Zuordnungen auf Basis der Netzebene, Strangebene und Intra-Strangebene auf Basis von Korrelationen durchgeführt (Power SnapShot, EGDA) [1].

Zuordnung auf Netzebene

Die Sensorzuordnung auf Netzebene erfolgt auf Basis von Sensoraktivitäten. Sensoraktivität ist hier als die Häufigkeit der im Datenkonzentrator eingegangen und abgespeicherten Meter Daten definiert. Da ein Messwert nur bei einer Wert-Änderungen größer gleich eines definierter Schwellwert vom Datenkonzentrator erfasst wird (e.g., $\text{Wert}_{t+1} - \text{Wert}_t \geq 0.001$), können schwellwert-ausgelöste Methoden (z.B.: EGDA) dazu verwendet werden Smart Meter zu einzelnen Niederspannungsnetzen zuzuordnen. Die Zuordnung verbessert sich, wenn die Aktivität der Meter um kritische Zeitpunkte im Netzbetrieb herangezogen werden (z.B. Stufenschaltung des Transformers), da Meter zu diesen Zeitpunkten (je nach Netzzugehörigkeit) unterschiedliche Aktivitätsmuster aufweisen [2].

Zuordnung auf Strangebene

Auf Basis von zeit-synchronen Spannungswerten aller Sensoren und Zähler (Smart Meter) in einem Niederspannungsnetz, bzw. deren Unsymmetrie kann eine Zuordnung erfolgen, indem die Korrelationsmatrix der Werte der einzelnen Sensoren berechnet wird. Abbildung 1 zeigt die resultierende Korrelationsmatrix am Beispiel von synchronen Spannungs-Messdaten von ca. 30 Smart Metern aus zwei realen Niederspannungsnetzen mit vier und drei Strängen.

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 50550-6673, Fax: +43 50550-6390, matthias.stifter@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² SIEMENS Österreich AG NEC INN AT, Siemensstraße 90, 1210 Wien, konrad.diwold@siemens.com, www.siemens.com

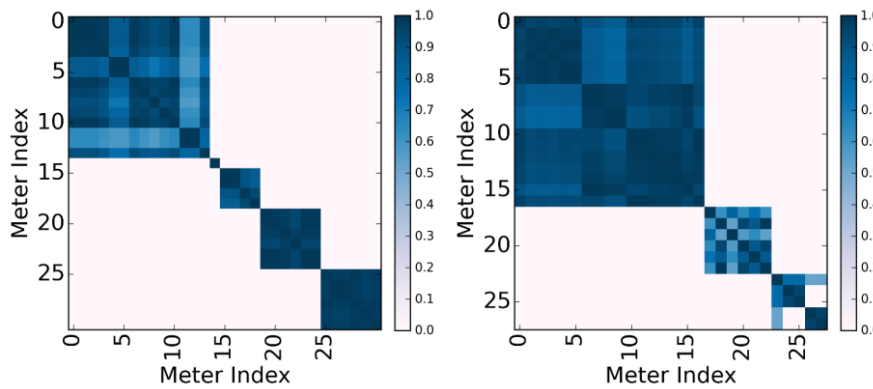


Abbildung 1: Korrelationskoeffizientenmatrizen der Unsymmetrie der Zähler zweier Niederspannungsnetze mit vier und drei Strängen.

Zuordnung innerhalb eines Stranges

Durch das hierarchische Clustering der Ergebnisse der Unsymmetrien aus der Strangzuordnung kann eine Sensoren Zuordnung innerhalb des Stranges durchgeführt werden. Um noch genauere topologische Information zu erhalten können die Unsymmetrie-Zeitverläufe hierarchisch geclustert werden. In Abbildung 2 ist das Ergebnis eines solchen Clusterings, im Kontext der oben verwendeten Power SnapShot Daten, dargestellt, wobei die resultierende Hierarchie der relativ genauen Platzierung der Meter im Niederspannungsnetz entspricht (i.e., Blätter stellen am Strangende installierte Meter dar). Somit ist auch eine genauere Einordnung der Meter auf dem Strang möglich. Mit Hilfe von Referenz Metern (deren Position im Netz bekannt ist), lässt sich anhand des oben beschriebenen Verfahrens sowohl die Topologie des Netzes zu 85-95% bestimmen (auf Basis der installierten Smart Meter) als auch eine Veränderungen der Netztopologie feststellen.

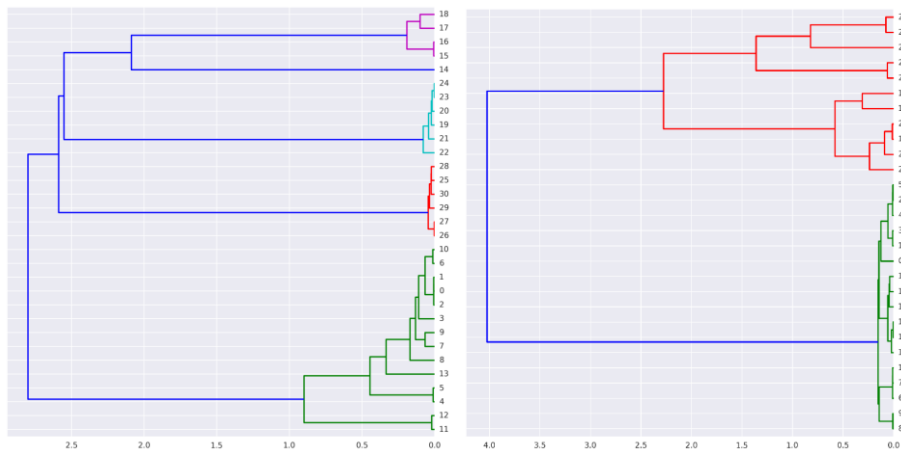


Abbildung 2: Ergebnis einer initialen Untersuchung auf Basis realer Messdaten über einen Tag eines Niederspannungsnetzes: Hierarchisches Clustering der Spannungsunsymmetrien der Smart Meter Aktivität von a) 31 Smart Metern und 4 Strängen über 437 Power SnapShots und b) 25 Smart Metern und 3 Strängen über 401 SnapShots.

Ergebnisse

Mehrere Niederspannungsnetze werden untersucht und die Ergebnisse in Abhängigkeit der notwendigen Messungen (Zeitraum, Auflösung, etc.) diskutiert.

Literatur

- [1] Matthias Stifter, Ingo W. Nader, and Konrad Diwold, "Daten-getriebene Analyse und Auffinden von Ereignissen basierend auf Sensor- und Zählermessdaten," presented at the 6. Symposium Communications for Energy Systems, Vienna, Austria, 2015.
- [2] Konrad Diwold, Matthias Stifter, and Paul Zehetbauer, "Meter Communication and Measurement based Topology Identification for Low Voltage Networks," presented at the 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Austria, 2015.