

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

Matthias STIFTER^{1a}, Rainer STÜTZ^{1b}, Konrad DIWOLD²

¹AIT Austrian Institute of Technology GmbH –
Energy Department^a, Mobility Department^b
1210 Wien, Giefinggasse 2, matthias.stifter@ait.ac.at, www.ait.ac.at

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

Kurzfassung: Basierend auf Zähler Spannungs-Messdaten und Kommunikationsaktivitäten werden Zuordnungen von Zählern auf Basis Netzebene, Strangebene und Intra-Strangebene durch Korrelationsanalysen durchgeführt. Unter Ausnutzung des Wissens über definierte Aktivitäten (z.B.: Trafostufung) können höhere Korrelationen und damit Verbesserungen bei der Zuordnung erzielt werden. Bei der Zuordnung zu Strängen auf Basis von Spannungswerten lassen sich sehr gute Ergebnisse erzielen, die jedoch Abhängig von der Anzahl der Beobachtung und dem Beobachtungszeitraum sind. Zuordnungen innerhalb der Stränge zur Topologie des Netzgraphen lassen sich nicht vollständig abbilden, da hier nur Nähe der einzelnen Messungen zueinander analysiert werden können. Diese Zuordnung kann aber als Grundlage für weitere Methoden der Beobachtbarkeit und Auswahl von Messungen dienen (z.B.: Netzzustandsschätzung).

Keywords: Smart Meter, Topologie, Verteilnetz, Statistische Analysen

1 Einleitung

1.1 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 Netzzustandsschätzung und Prognose

1.2 Verwandte Arbeiten

Identifikation der Netztopologie basierend auf Korrelation von Spannungswerten wurde in [1] mittels Kovarianzen unter Rekonstruktion des Netzwerk Graphen untersucht. Weiters wurden die Auswirkungen verschiedener Genauigkeitsklassen der Messungen auf die Fehlerwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit der Anzahl der Messungen analysiert. Die Untersuchungen konzentrieren sich auf das symmetrische Mittelspannungsnetz.

In [2] werden Korrelationen von Spannung auf Basis von Smart Meter Daten für die Analyse der Zuordnungen zu Transformatoren und der entsprechenden Phasen untersucht (Nordamerikanisches Netz). Dabei werden Clustering Algorithmen in Kombination mit geographischen Daten eingesetzt. Aufgrund der Netzstruktur (1 phasige Anschlüsse) wird aber keine Unsymmetrie betrachtet. Die Autoren stellen in [3] eine Methode vor um basierend auf Zeitreihen der Leistungsprofile die unterliegende Topologie abzuleiten, basierend auf dem Prinzip der Energieerhaltung.

2 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) [4].

2.1 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., $Wert_{t+1} - Wert_t \geq 0.001$), 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 [5].

2.2 Zuordnung auf Strangebene

Ausgehend von zeit-synchronen 1 Sekunden Spannungswerten von Sensoren oder Zähler (Smart Meter) in einem Niederspannungsnetz, werden die Korrelationen der Spannungen der einzelnen Zähler untereinander bestimmt. Diese werden in der diagonalsymmetrischen Korrelationsmatrix (ähnlich einer Kovarianzmatrix) visuell dargestellt.

Da bei der Betrachtung der Korrelationen die absoluten Werte nicht maßgeblich sind, sondern nur die Ordnung die sich durch die Folge der steigenden oder fallenden Spannungswerte entlang der Leitungen ergibt, wird der Rang-Ordnungs-Korrelationskoeffizient nach Spearman angewendet:

$$r_s = \frac{Cov(rg(x)rg(y))}{Srg_x Srg_y}$$

Mit $rg(x), rg(y)$ dem jeweiligen Rang und Cov der Kovarianz der Ränge der Beobachtungen. Die Korrelationsmatrix ergibt sich aus den einzelnen Korrelationskoeffizienten für die Anzahl der n Beobachtungen (Power Snapshots) und den Spannungsmesswerten der Beobachtung der Zähler i, j :

$$K = \begin{pmatrix} r_{s11} & \cdots & r_{s1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{sn1} & \cdots & r_{snn} \end{pmatrix}$$

Nachdem die Korrelationen der einzelnen Zähler berechnet sind, müssen sie nach diesen geordnet werden um die Strang-Zusammengehörigkeit darzustellen. Dazu wird ein Algorithmus angewendet der ein beidseitiges In-Produkt einer Pivotmatrix mit der Korrelationsmatrix durchführt um die Zeilen und Spalten entsprechend ihrer Korrelationen zu ordnen. Sei K die Korrelationsmatrix so lässt sich eine Pivotmatrix P angeben welche die Koeffizienten der Korrelationsmatrix überführt, sodass diese umgeordnet wird:

$$K' = P_{ij} \cdot K \cdot P_{ij}$$

Eine Verbesserung der Korrelationskoeffizienten von Zählern innerhalb eines Stranges kann erzielt werden, wenn anstatt der Spannungswerte einer Phase die Differenzen zwischen zwei Phasen zur Berechnung verwendet werden. Das beste Ergebnis lässt sich erzielen wenn der Koeffizient der Unsymmetrie für den Korrelationskoeffizienten berechnet wird.

$$k_U = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4)^2}$$

Da die Phasen-Phasen Spannungen nur durch Berechnungen ermittelt werden wird der Unsymmetriefaktor k_U für die folgende Berechnungen modifiziert um mit der Phasen-Neutralleiter β zu berechnen.

$$\beta = \frac{U_{1N}^4 + U_{2N}^4 + U_{3N}^4}{(U_{1N}^4 + U_{2N}^4 + U_{3N}^4)^2}$$

Eine Darstellung der Unsymmetrie zwischen den Phasen entlang der einzelnen Stränge lässt sich durch das Spannungsfalldiagramm veranschaulichen. In Abbildung 1 ist ersichtlich, dass

die Unsymmetrie entlang eines gesamten Stranges kontinuierlich ausgeprägt ist und diesen eindeutig zu dem Messzeitpunkt identifiziert.

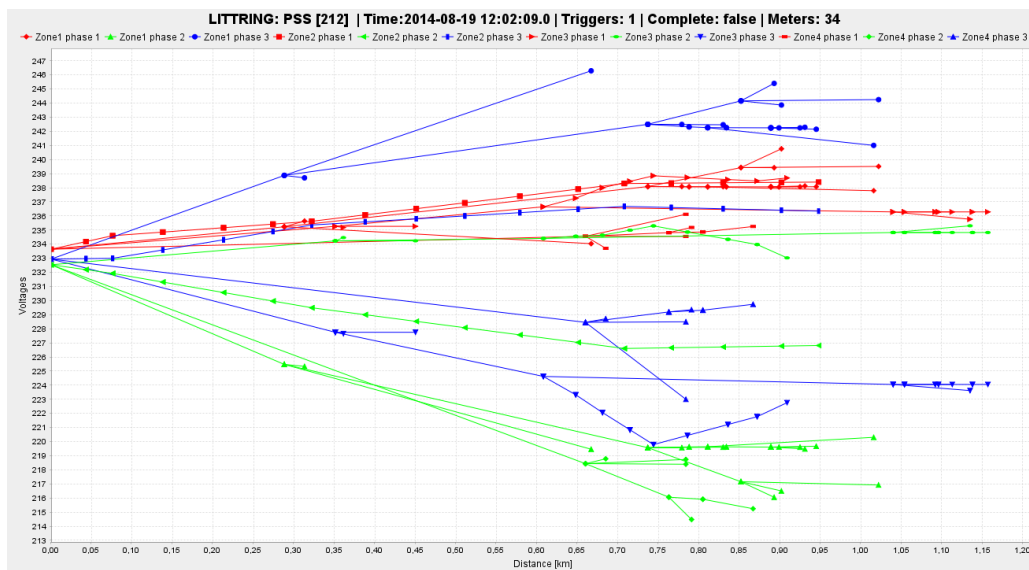


Abbildung 1: Spannungsfalldiagramm der drei Phasen (rot, grün, blau) für vier Stränge eines Niederspannungsnetzes. Die Unsymmetrie ist jeweils entlang eines gesamten Strang ausgeprägt und korreliert daher stark für alle Zähler innerhalb diesem.

Abbildung 2 a) zeigt die Korrelationsmatrix für Spannungen b) für die Korrelationen der Spannungsdifferenzen zwischen Phase 1 und Phase 2 und c) für die Korrelationen für die Unsymmetrie.

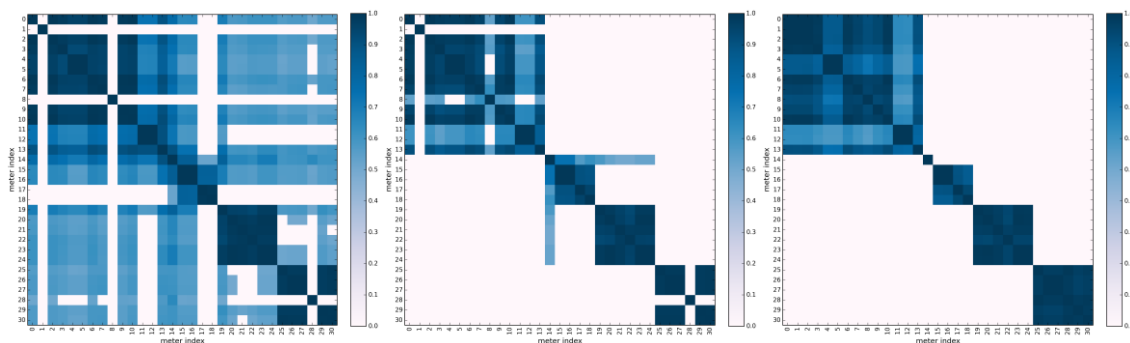


Abbildung 2 Ergebnisse der Korrelationskoeffizienten-Matrix für Korrelationen a) der Spannungen der Phase 1 b) für die Differenzen der Spannungen der Phase 1 und Phase 2 und c) für den Unsymmetriekoeffizienten k_i .

2.3 Zuordnung innerhalb eines Stranges

Ziel weiterer Untersuchungen ist eine Zuordnung der Zähler innerhalb des Stranges. Um noch genauere Topologische Information zu erhalten können die Unsymmetrie-Zeitverläufe hierarchisch geclustert werden.

2.3.1 Hierarchisches Clustering

Wie eingangs beschrieben wird ausgehend von der Rangkorrelation nach Pearson die Distanz der jeweiligen Cluster bestimmt. Die Korrelationsmatrix wird zunächst normalisiert (vergleiche z-Transformation zur Vergleich der unterschiedlich verteilter Zufallsvariablen).

$$K_{norm} = \frac{K - \bar{K}}{var(K)}$$

Als Distanzmaß der einzelnen Cluster dient z.B.: der euklidische Abstand und führt zur Berechnung der Distanzmatrix.

$$d(i, j) = \sqrt{\sum_{k=1}^p (x_{ik} - x_{jk})^2}$$

Zuletzt werden die Daten noch in die Longitudinalform gebracht um sie als Zeitreihe darstellen zu können. In Abbildung 3 a) sind die einzelnen Messereignisse (Power SnapShots) als Zeitreihe in der jeweiligen Farbe des zugeordneten Clusters dargestellt und b) zeigt das Ergebnis des hierarchischen Clustering Prozesses als Dendrogramm (Maß der Ähnlichkeit des Clusters).

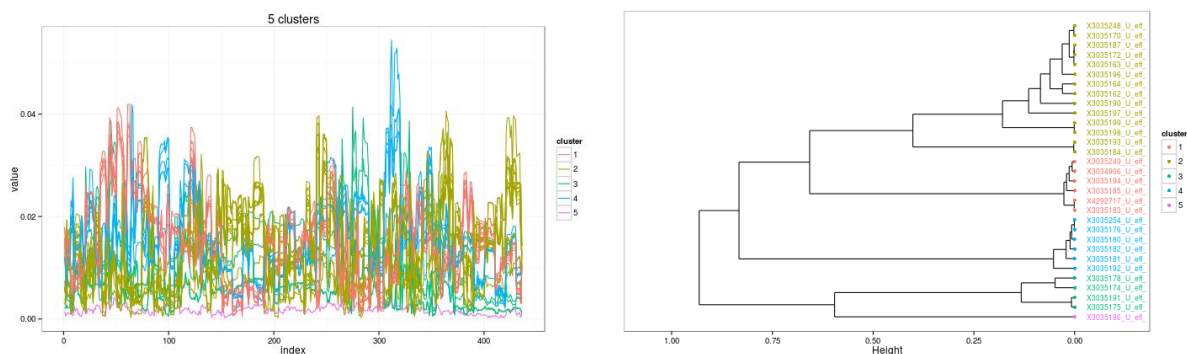


Abbildung 3: a) Distanzen der Spannungs-korrelationen zu jedem Messzeitpunkt als Pseudo-Zeitreihe dargestellt. Clustering der Korrelationen in 5 Cluster b) Hierarchie der Cluster als Dendrogramm dargestellt

In Abbildung 4 ist das Ergebnis eines 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.

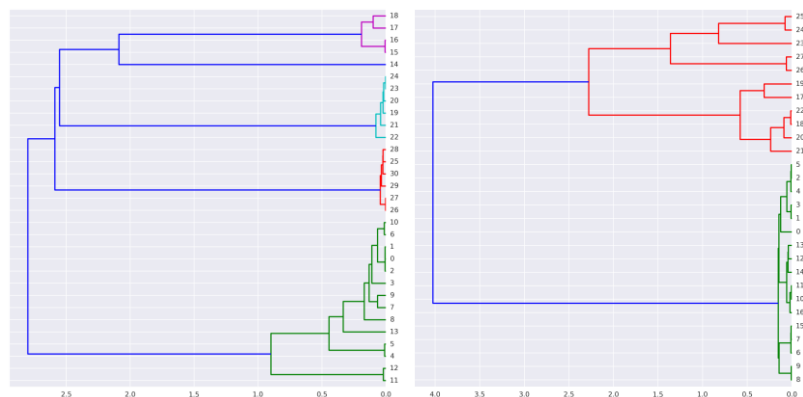


Abbildung 4: Ergebnis einer initialen Untersuchung auf Basis realer Messdaten über einen Tag eines Niederspannungsnetzes: Hierarchisches Clustering der Spannungsunsymmetrien der Smart Meter Aktivität von a) 31 Smart Metern und 4 Strängen über 437 Power SnapShots und b) 25 Smart Metern und 3 Strängen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

3 Ergebnisse

Mehrere Niederspannungsnetze wurden untersucht. Es zeigt sich, dass die Ergebnisse der Korrelationen vom Zeitraum und Umfang der Beobachtungen stark abhängen.

3.1 Ortsnetz A

Abbildung 5 zeigt die resultierende Korrelationsmatrix in einem Netz mit 4 Strängen und ca. 30 Smart Metern. Die Zuordnung der Zähler zu den jeweiligen Strängen lassen sich sehr gut daraus ableiten.

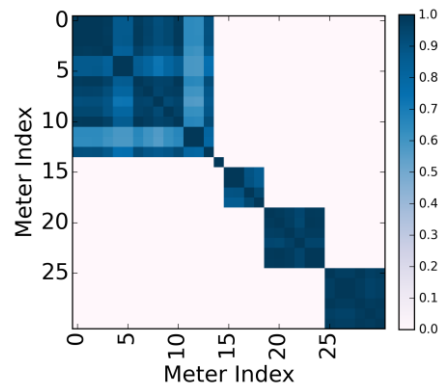


Abbildung 5: Korrelationskoeffizientenmatrizen der Unsymmetrie der Zähler zweier Niederspannungsnetze mit vier und drei Strängen

Die Gegenüberstellung der Netztopologie in Abbildung 6 a) mit den Ergebnisse des hierarchischen Clusterings in Abbildung 6 b) zeigt ähnliche Strukturen.

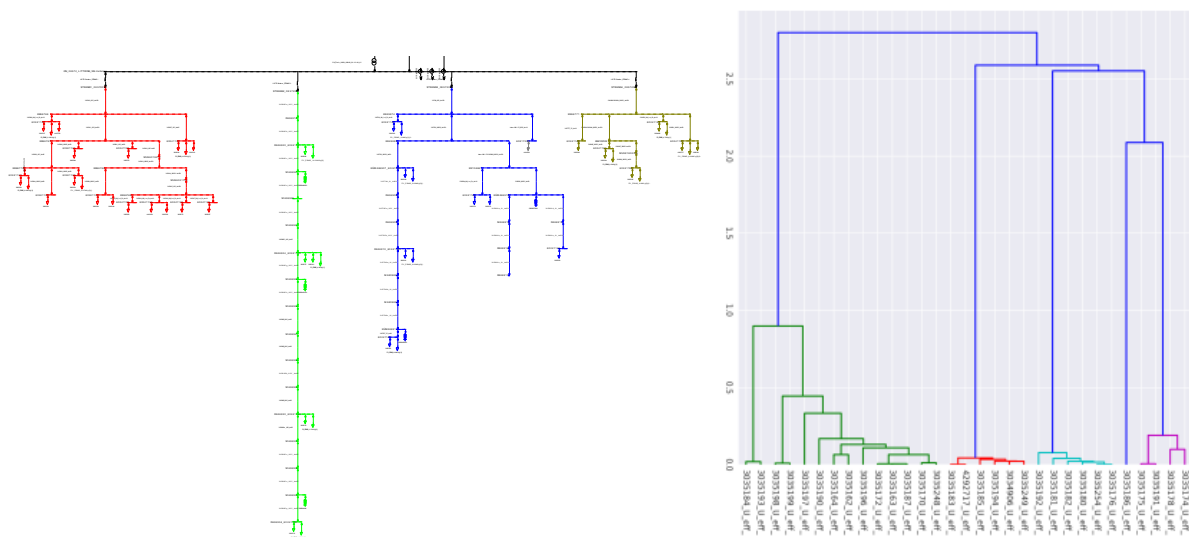


Abbildung 6: a) Netztopologie und b) hierarchisches Clustering

Abbildung 7 zeigt den Vergleich für einen Strang. Man kann erkennen, dass die Topologie nicht direkt ableitbar von den Ergebnissen des hierarchischen Clusterings ist. Es sind zwar die Hierarchien teilweise in den Verzweigungen abgebildet aber nicht immer ident mit dem Netzgraphen.

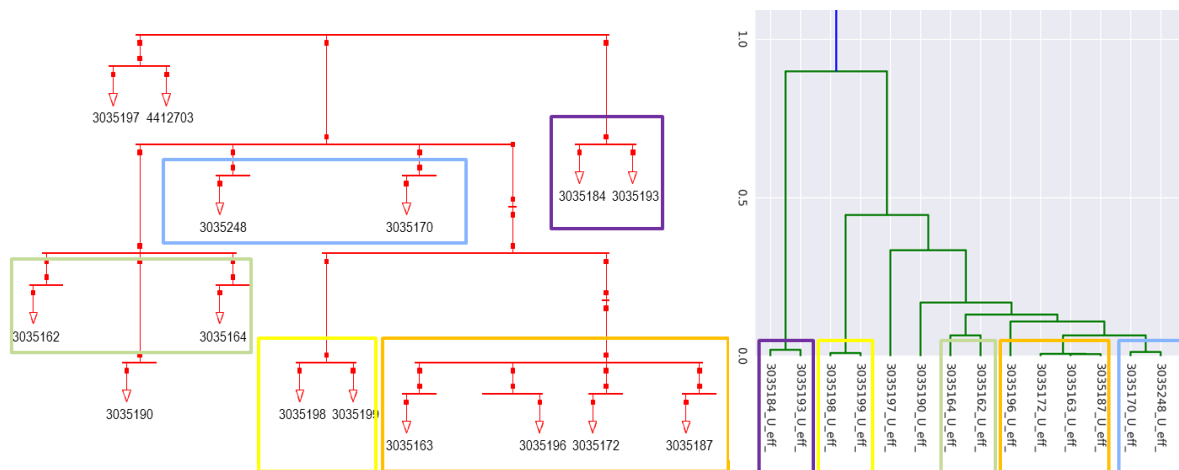


Abbildung 7: Vergleich a) Netztopologie und b) Ergebnisse des hierarchischen Clusterings

3.2 Ortsnetz B

Dieses Netz hat 3 Stränge. Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse des gleichen Ortsnetzes bei gleichem Umfang aber zu unterschiedlichen Zeitpunkten.

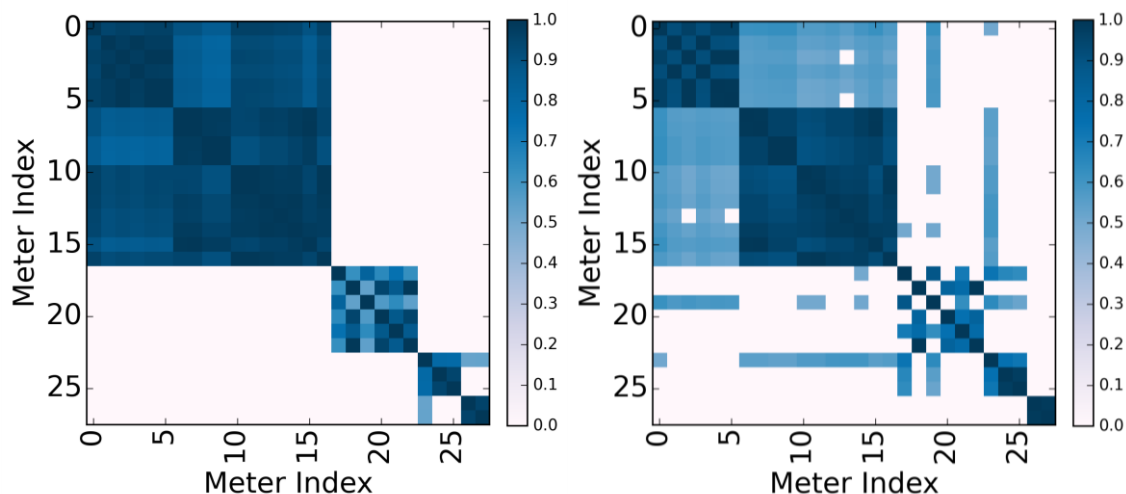


Abbildung 8: Korrelationen bei gleichem Umfang an Beobachtungen (ca. 400) zu unterschiedlichen Zeiten. Die Ergebnisse der linken Auswertungen zeigen eine eindeutigere Zuordnung als das rechte Bild, jedoch sind einzelne Stränge nicht unterscheidbar.

3.3 Ortsnetz C

Dieses Ortsnetz besteht aus 5 ausgeprägt großen und 2 sehr kurzen Strängen. Abbildung 9 zeigt die Gegenüberstellung bei unterschiedlicher Anzahl von Beobachtungen: a) 110 Beobachtungen und b) 40 Beobachtungen.

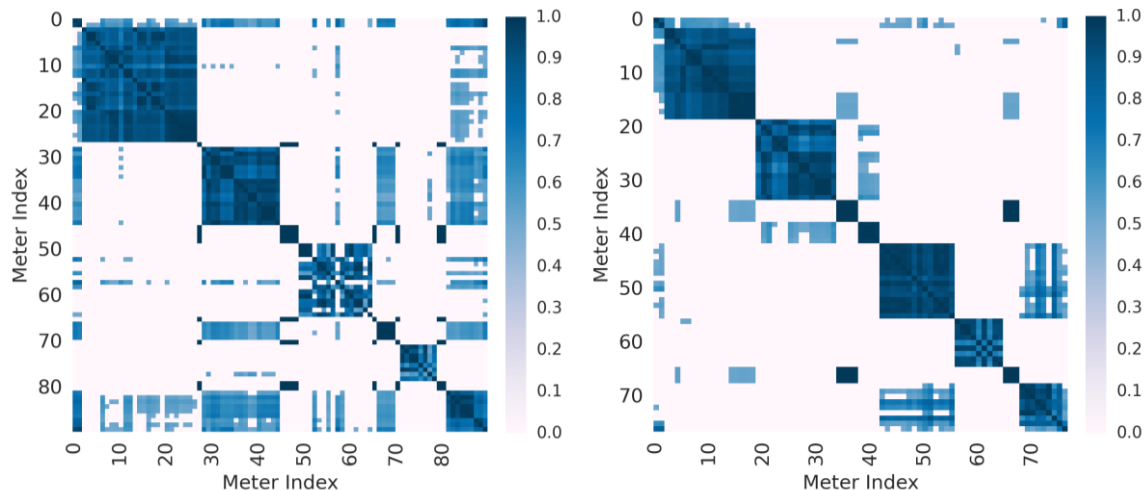


Abbildung 9: Korrelationen bei unterschiedlichem Umfang an Beobachtungen a) 110 Beobachtungen und b) 40 Beobachtungen. Die Ergebnisse im rechten Bild zeigen eine eindeutigere Zuordnung, obwohl es nur ca. 1/3 der Beobachtungen der linken Ergebnisse sind.

3.4 Ortsnetz D

Dieses ist das größte der untersuchten Netze mit 8 Strängen und circa 180 Zähler (inklusive einphasiger) bzw. 150 dreiphasigen Zählern. Die Ergebnisse in Abbildung 10 a) zeigen die fälschlichen Korrelationen aufgrund einphasiger Schaltgeräte welche in b) entfernt wurden.

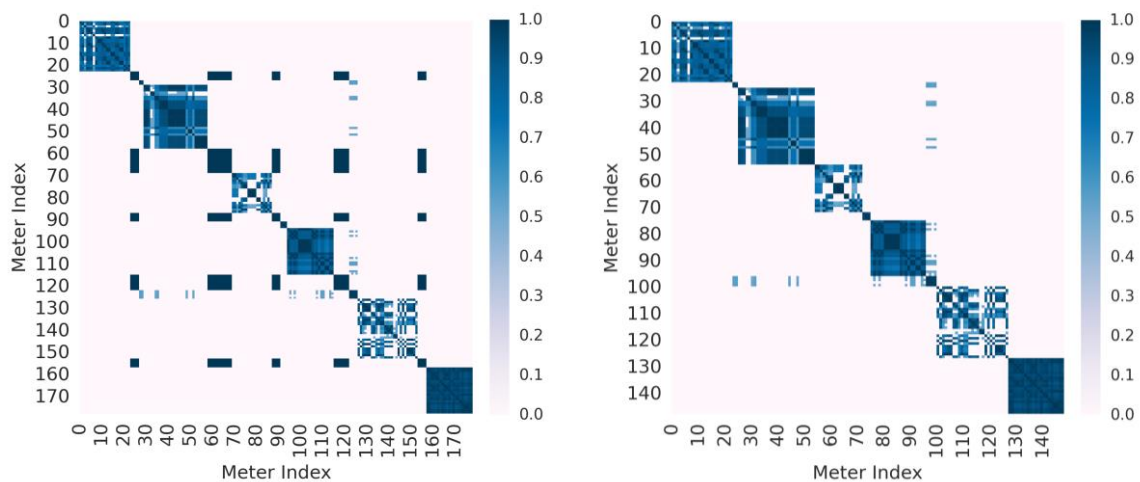


Abbildung 10: Korrelationen a) inklusive einphasigen Zählern (Schaltgeräte) und b) nur mit dreiphasigen Zählern. Beachte: Aufgrund der Berechnung des Unsymmetrie Faktors haben einphasige Zähler eine fälschliche aber starke Korrelation untereinander.

Abbildung 11 zeigt das Ergebnisse des hierarchischen Clusterings. Die Schnitthöhe bestimmt die Anzahl der Cluster (Beachte, dass hier nur 3 farblich gekennzeichnet wurden). Man erkennt, dass sich eine Nähe durch Clusterzugehörigkeit ableiten lässt, was als Information für Beobachtung und Zustandsschätzung ausnützen lässt.

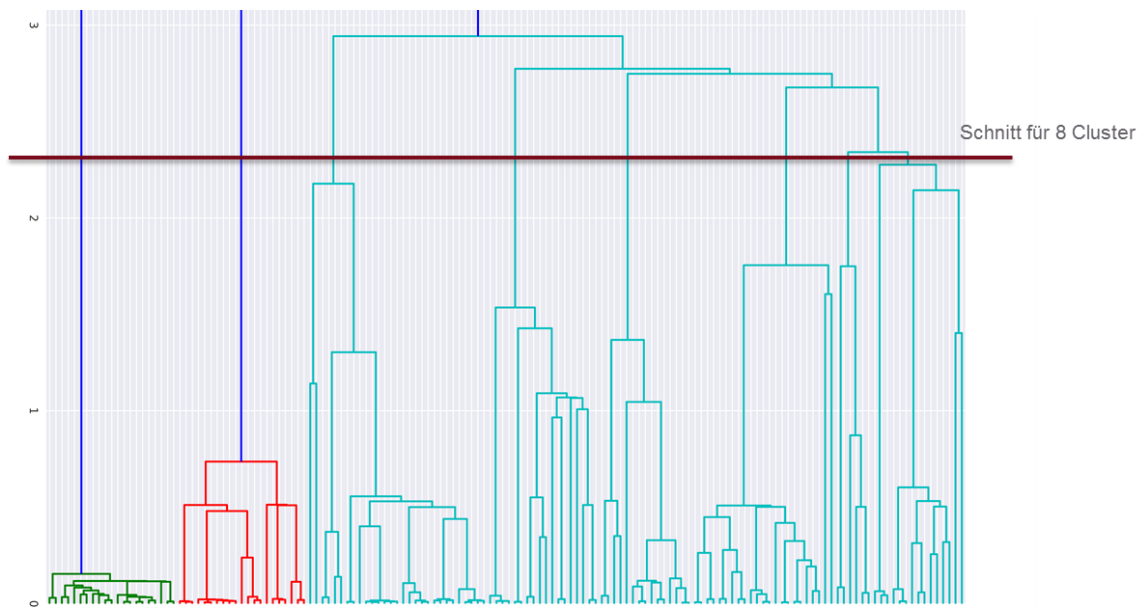


Abbildung 11: Ergebnisse des hierarchischen Clusterings der Unsymmetrie Korrelationen für ein Netz mit 8 Strängen. Es wurden nur 3 Cluster unterschiedlich eingefärbt. Die Schnitthöhe der Distanz bestimmt die Anzahl der Cluster.

4 Zusammenfassung

Es wurde gezeigt, dass eine *Zuordnung auf Netzebene auf Basis von Kommunikationsaktivitäten* möglich ist. Gemeinsame Ereignisse wie Stufung durch einen regelbaren Transformator (Mittelspannung als auch Niederspannung) verbessern die Identifikation. Weiterführende Analysen mittels anderer Verfahren (z.B.: Support Vektor Machines) sind geplant.

Bei der *Zuordnung auf Strangebene auf Basis von unsymmetrischen Spannungswerten* können sehr gute Ergebnisse erzielt werden. Gegenstand weiterer Untersuchungen sind die temporäre Abhängigkeiten und auch der Einfluss des Umfanges der Beobachtungen auf die die Korrelation (z.B.: Einfluss von Ausreisern). Erste Untersuchungen zeigen, dass strukturelle Änderungen der Umschaltungen erkannt werden können (z.B.: Umschaltungen der Netztopologie).

Bei der *Zuordnung innerhalb des Stranges mittels hierarchischem Clustering* kann die Topologie nicht direkt abgeleitet werden. Jedoch wird durch die Distanz zum Nachbarn die physikalische Nähe (Impedanz) benachbarter Knoten dargestellt. Die Information der Zuordnung zu benachbarter Cluster bzw. ähnliches Verhalten als Grundlage ist Gegenstand für weitere Untersuchungen (z.B.: Zustandsschätzung)

5 Danksagung

Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Österreichischen Klima- und Energiefonds gefördert und vor der Österreichischen Forschungs- und Fördergesellschaft FFG abgewickelt (Forschungsprojekt iNIS – integrated Network Information System | FFG Projektnummer 849902).

6 Referenzen

- [1] S. Bolognani, N. Bof, D. Michelotti, R. Muraro, and L. Schenato, "Identification of power distribution network topology via voltage correlation analysis," in *2013 IEEE 52nd Annual Conference on Decision and Control (CDC)*, 2013, pp. 1659–1664.
- [2] R. Mitra, R. Kota, S. Bandyopadhyay, V. Arya, B. Sullivan, R. Mueller, H. Storey, and G. Labut, "Voltage Correlations in Smart Meter Data," in *Proceedings of the 21th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, New York, NY, USA, 2015, pp. 1999–2008.
- [3] V. Arya, T. S. Jayram, S. Pal, and S. Kalyanaraman, "Inferring Connectivity Model from Meter Measurements in Distribution Networks," in *Proceedings of the Fourth International Conference on Future Energy Systems*, New York, NY, USA, 2013, pp. 173–182.
- [4] 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.
- [5] 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.