

Studie zur Umsetzung der Spannungsqualitätsstatistik gemäß Elektrizitätsstatistikverordnung 2007

Studie im Auftrag der E-Control GmbH
November 2008



Institut für Elektrische Anlagen

Technische Universität Graz
A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Institutsleiter
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Wissenschaftliche Ausarbeitung
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner
Dipl.-Ing. Walter Hipp



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Motivation.....	4
1.2	Rahmenbedingungen für die Studie	5
2	Vergleich mit anderen Methoden (Literaturrecherche)	6
3	Beschreibung einer Methode zur Erstellung von vergleichbaren, Spannungsqualitäts-Statistiken auf Basis der Elektrizitätsstatistikverordnung [13]	7
3.1	Allgemeines	7
3.2	Erfassungsebenen	7
3.3	Zeitliche Datenverdichtung	9
3.4	Parameteraggregation	9
4	Evaluierung der Methode in der vorangegangenen Machbarkeitsstudie durch Auswertung von Messungen	11
4.1	Zusammenfassung der Machbarkeitsstudie [9]	11
4.2	Messungen	11
4.3	Vergleich zwischen Messung und Simulation.....	14
4.4	Optimierung der Clustermethoden.....	20
4.4.1	AP-Clustering.....	20
4.4.2	Meta-RaPS	22
4.4.3	Ideale Clustering Methode.....	24
4.5	Einfluss der Grenzen für Korrelations- und Regressionskoeffizienten.....	25
4.6	Auswirkung der Evaluierungserkenntnisse auf die Ergebnisse der vorangegangenen Machbarkeitsstudie.....	26

4.7	Analyse der Unterschiede zwischen Kabel- und Freileitungsnetzen	26
4.8	Analyse des Einflusses der Vorbelastung aus den übergeordneten oder parallelen Netzen	27
4.9	Analyse der saisonalen Änderungen von Spannungsqualitätswerten	29
4.10	Analyse der statistischen Kenngrößen	29
5	Umsetzungsschritte eines flächendeckenden Spannungsqualitäts-Monitorings basierend auf der Methode der vorangegangenen Machbarkeitsstudie	33
5.1	Auswahl des Messsystems	33
5.2	Erhebung der Netzdaten	34
5.3	Berechnung der Admittanzmatrix	35
5.4	Generieren von Störströmen	35
5.5	Berechnung der Knotenspannungen	36
5.6	Korrelations- und Regressionsanalyse der Knotenspannungen	36
5.7	Bestimmung der Grenzwerte	37
5.8	Clustering auf Basis der Korrelations- und Regressionsergebnisse	37
5.9	Eindeutige Zuordnung von Knoten zu einem Cluster	37
5.10	Berücksichtigung möglicher Netzumschaltungen in der Messstellenoptimierung	38
5.11	Abschätzung der Umsetzungsdauer	38
5.12	Abschätzung der Investitionskosten	38
5.13	Bisherige praktische Erfahrungen in der Umsetzung	39
6	Zusammenfassung	40
7	Literaturverzeichnis	41

1 Einleitung

1.1 Motivation

In der Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 [13], ausgegeben am 16.10.2007, wird im §13 erstmalig die Erhebung der Spannungsqualität in öffentlichen Netzen in den Netzebenen 4 und 5 (Mittelspannung) und 6 und 7 (Niederspannung) verpflichtend gefordert. Als Erhebungsperiode ist der Zeitraum von 1. Jänner, 0:00 bis 31. Dezember 24:00 vorgesehen. Bezüglich der relevanten Spannungsqualitätsparameter wird auf die vertraglich beschriebenen Merkmale und damit indirekt auf die Europeanorm ÖVE/ÖNORM EN 50160 [1] verwiesen. Daraus kann abgeleitet werden, dass als statistische Kenngrößen jeweils entsprechende Quantile, ermittelt für jede Kalenderwoche, heranzuziehen sind. Hinsichtlich des Umfangs wird in §13, Z1 angeführt, dass die Erhebung " *...für die Netzebenen gemäß § 25 Abs. 5 Z 4 und Z 5 EIWOG flächendeckend, das bedeutet, dass die Erfassung der Spannungsqualität durch technisch/wissenschaftliche oder mathematische Modelle mit dem dafür unbedingt notwendigen Messaufwand im Mittelspannungsbereich durchzuführen ist, wobei einzelne Messpunkte, entsprechend dem verwendeten Modell, nachvollziehbare Aussagen über die Spannungsqualität im betrachteten Netzbereich erlauben müssen, ...*"

Für die Netzebenen 6 und 7 wird aufgrund des andernfalls nicht vertretbaren Messaufwandes lediglich eine punktuelle Erhebung vorgeschrieben.

Die Ergebnisse dieser statistischen Erfassung dienen insbesondere

- den Netzbetreibern, um entsprechende Informationen über den aktuellen Stand und insbesondere über Trends der Veränderung der Spannungsqualität zu erhalten
- dem Nachweis der in den Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Netzbetreiber vereinbarten Spannungsqualität.

1.2 Rahmenbedingungen für die Studie

Die vorliegende Studie beschreibt eine Methode zur Bestimmung der notwendigen Anzahl von Messgeräten sowie der optimalen Einbauorte unter Berücksichtigung der oben angeführten Forderung nach einer flächendeckenden Erfassung in der Mittelspannungsebene. Dabei wird von folgenden Rahmenbedingungen basierend auf der Elektrizitätsstatistikverordnung [13], ausgegangen:

- **Permanente Erfassung**

Die Messgeräte werden fix installiert, mobile Messgeräte mit wechselnden Einbauorten werden nicht vorgesehen. Es wird davon ausgegangen, dass für jeden Messort und jede Woche die entsprechenden Quantile für die jeweiligen Spannungsqualitätsparameter ermittelt werden. Damit werden auch saisonale Veränderungen der Spannungsqualität erfasst

- **Flächendeckende Erfassung mit adäquater geographischer Auflösung**

Die Ergebnisse jedes Messgerätes repräsentieren eine individuell entsprechend der Netzkonfiguration festgelegte Gruppe von Netzknoten (Transformatorstationen). Somit lassen sich die gewonnenen Messergebnisse regional zuordnen.

Die vorliegende Studie ist als Fortsetzung der im Jahr 2005 im Auftrag der E-Control GmbH durchgeführte Studie "Machbarkeitsstudie für ein flächendeckendes PQ-Monitoring in Österreich" [9] zu sehen. Die damals erarbeiteten Grundlagen konnten aufgrund neuer theoretischer Erkenntnisse und erster praktischer Erfahrungen mit einem flächendeckenden Spannungsqualitäts-Monitoring-System verfeinert werden.

Die Ergebnisse sollen unter anderem auch als Information für Netzbetreiber dienen können, damit diese den Aufwand und Nutzen eines flächendeckenden Spannungsqualitäts-Monitorings abschätzen können.

2 Vergleich mit anderen Methoden (Literaturrecherche)

Eine Literaturrecherche zu dem Thema flächendeckendes Spannungsqualitätsmonitoring lieferte vor allem umfangreiche Information über Messwertverarbeitungsmethoden, Identifizierung und Klassifizierung von Ereignissen und Datenbanksysteme. Die Frage der Auswahl der optimalen Messstandorte wurde allerdings bis jetzt nur von wenigen Autoren behandelt. Im Folgenden wird eine Übersicht über wesentlichen Verfahren gebracht:

„Statistischer Ansatz“

Es handelt sich dabei um einen statistischen Selektionsprozess von Messorten, wobei die Verteilung der zu erwartenden Messwerte bekannt ist bzw. als bekannt angenommen wird. Eine statistische Unabhängigkeit der einzelnen Messwerte wird vorausgesetzt, die Netz- und Verbraucherstruktur wird nicht explizit berücksichtigt.

„Statistischer Ansatz unter Berücksichtigung der Netz- und Verbraucherstruktur“

Es handelt sich dabei um einen statistisch kontrollierten Selektionsprozess von Messorten, wobei eine Verteilung und Charakteristik der verursachenden Störgrößen (z.B. Oberschwingungsströme) bekannt ist bzw. angenommen wird. Die Netz- und Verbraucherstruktur wird explizit berücksichtigt. Eine unnötige Redundanz von Messwerten ("elektrisch nahe Messorte") kann vermieden und damit der Messaufwand reduziert werden [5], [10].

„Wareneingangs-Warenausgangs-Kontrolle“

Die Messung der Spannungsqualität erfolgt ausschließlich an den Übergabepunkten zu dem übergeordneten Netz und ausgewählten Kundenanlagen. Es besteht die Gefahr der Messung von Extremwerten, da sich die Übergabepunkte zu dem übergeordneten Netz im Allgemeinen durch eine überdurchschnittlich hohe Kurzschlussleistung und die Übergabepunkte zu ausgewählten Kundenanlagen oft tendenziell schlechtere Spannungsqualität (Messung and der Quelle für Spannungsqualitätsminderung) auszeichnen.

„Total observability“

Die Messung und Analyse von Spannung und Strom erfolgt an ausgewählten Knoten, wobei eine zeitlich hoch aufgelöste Speicherung der Strom- und Spannungsverläufe erfolgt. Für die

nicht direkt messtechnisch erfassten Knoten erfolgt eine Berechnung der entsprechenden Zeitverläufe durch Lösung des Differenzialgleichungssystems, welches das Netz elektrisch beschreibt [11]. Das Verfahren erfordert einen hohen Speicher- und Rechenaufwand und ist sinnvollerweise nur im Höchstspannungsnetz anzuwenden, da in dieser Spannungsebene die Netzknotenanzahl vergleichsweise gering ist.

3 Beschreibung einer Methode zur Erstellung von vergleichbaren, Spannungsqualitäts-Statistiken auf Basis der Elektrizitätsstatistikverordnung [13]

3.1 Allgemeines

Prinzipiell hat die Messwerterfassung entsprechend [2] zu erfolgen, weitere Anforderungen sind in [8] zusammengefasst. Aufgrund des Aufwandes ist es bei einer flächendeckenden Erhebung nicht möglich, in jedem Netzknoten kontinuierlich zu messen. Es wurde daher in der vorangegangenen Studie [9] eine Methode entwickelt, welche die Messstellen in den Mittelspannungsnetzen bestimmt, die ein Optimum bezüglich Messaufwand (Gerätezahl) und Aussagekraft aufweisen. Redundante Messergebnisse werden ebenso wie Informationsverluste bestmöglich vermieden. Die Ermittlung der Messstellen erfolgt mit den entsprechenden Informationen über die Netztopologie und Verbraucherstruktur (überwiegend Haushalt, Gewerbe oder Industrie – siehe auch Komponenten der Verwendung lt. [13]) und wurde nachvollziehbar und transparent dargestellt.

Im Folgenden wird beschrieben, wie sich aus den Rohdaten der Messungen entsprechende Kennwerte für Netze oder Netzbetreiber durch Datenverdichtung ermitteln lassen

3.2 Erfassungsebenen

Hinsichtlich des Umfanges wird in der Elektrizitätsstatistikverordnung [13] angeführt, dass die Erhebung flächendeckend zu erfolgen hat, wobei der unbedingt notwendige Messaufwand durch technisch/wissenschaftliche oder mathematische Modelle nachvollziehbare Aussagen über die Spannungsqualität im betrachteten Netzbereich erlauben muss. Basierend auf der Messmethode der Technischen Universität Graz lassen sich folgende Ebenen der Messwerterfassung definieren:

- Ebene A – Mittelspannungsnetzknoten (Transformatorstation)
- Ebene B – Messcluster

- Ebene C – Mittelspannungsnetz (galvanisch verbunden)
- Ebene D – Netzbetreiber
- Ebene E – Österreich

Ebene A – Mittelspannungsnetzknotten (Transformatorstation)

Hier handelt es sich um die „unterste Ebene“. Im Prinzip ist es das Ziel eines flächendeckenden Messkonzeptes, für jedes Element der Ebene A – also für jede Transformatorstation (MS/NS) – direkt oder indirekt eine Aussage über die Spannungsqualität zu erhalten. Praktisch ist der Aufwand für eine direkte Messung in jedem Mittelspannungsnetzknotten zu aufwändig und daher nicht durchführbar.

Ebene B – Messcluster

Ein Messcluster ist dadurch gekennzeichnet, dass er aus einer Gruppe von Netzknoten gebildet wird. Diese weisen aufgrund der Netzstruktur ein ähnliches Verhalten hinsichtlich der Spannungsqualität auf, wobei "ausreichend ähnliches Verhalten" über statistische Verfahren wie Korrelationsanalysen und Regressionsanalysen definiert werden können. Es genügt daher ein Messgerät je Messcluster, um mit einer vordefinierten Genauigkeit eine Aussage über die Spannungsqualität der zugeordneten Netzknoten treffen zu können.

Ebene C – Mittelspannungsnetz (galvanisch verbunden)

Unter dem Begriff der Ebene C ist ein Mittelspannungsnetz, bestehend aus galvanisch verbundenen Netzknoten, zu verstehen. Dieses Netz wird üblicherweise über einen Transformator aus dem überlagerten Hochspannungsnetz versorgt. Je nach Netzstruktur beinhaltet ein Mittelspannungsnetz einen oder mehrere Messcluster bzw. installierte Messgeräte.

Ein einzelner, repräsentativer Wert Spannungsqualität in einem Mittelspannungsnetz kann durch geeignete Datenverdichtung gewonnen werden. Als Methoden bietet sich in diesem Fall eine **gewichtete Mittelwertbildung** der Messwerte (z.B. 95% Quantile) der einzelnen Messgeräte des Netzes an. Die Gewichtung kann sich analog zu den Berechnungsverfahren für die Zuverlässigkeitskenngrößen auf

- die Anzahl der Transformatorstation je Messcluster,
- die Anzahl der Kunden je Messcluster oder
- die Leistung je Messcluster beziehen.

Ebene D – Netzbetreiber

Die übergeordnete Ebene bildet der Netzbetreiber, der wiederum mehrere Mittelspannungsnetze (Ebene D) betreibt. Eine Aussage über die mittlere Spannungsqualität eines Netzbetreibers, die beispielsweise im Rahmen der Qualitätsregulierung eine Rolle spielen könnte, kann wiederum durch geeignete Datenverdichtung analog zu Netzebene C gewonnen werden.

Ebene E – Österreich

Aus statistischen Gründen, unter anderem auch für internationale Vergleiche können durch weitere Verdichtung Kennwerte für Österreich ermittelt werden.

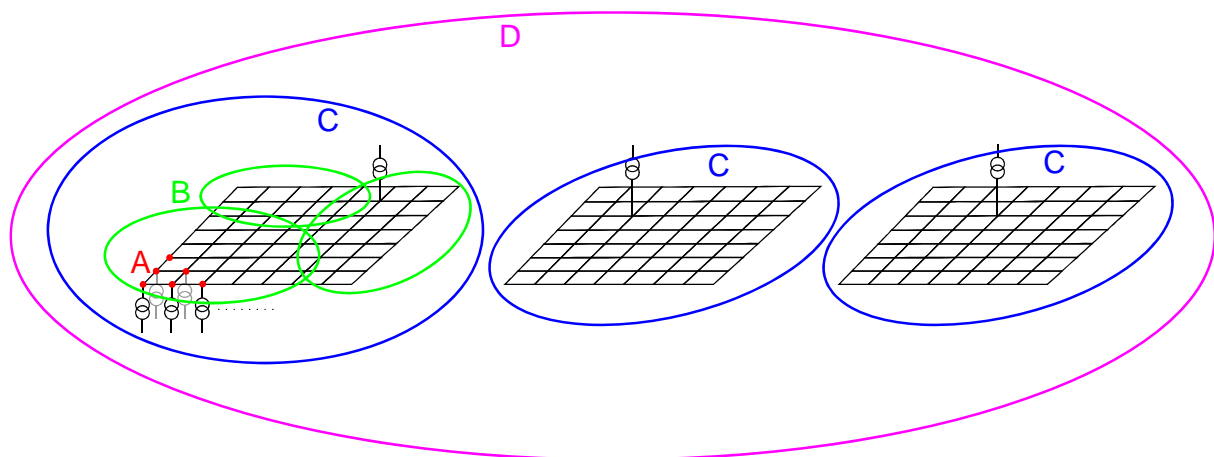


Abbildung 3-1 Graphische Darstellung der Ebenen A bis D

3.3 Zeitliche Datenverdichtung

In der Elektrizitätsstatistikverordnung [13] wird als Erhebungsperiode der Zeitraum von 1. Jänner, 0:00 bis 31. Dezember 24:00 vorgesehen. Bezüglich der relevanten Spannungsqualitätsparameter wird auf die vertraglich beschriebenen Merkmale und damit indirekt auf die Europannorm ÖVE/ÖNORM EN 50160 [1] verwiesen. Daraus kann abgeleitet werden, dass als statistische Kenngrößen jeweils die entsprechenden Quantile, ermittelt für jede Kalenderwoche, heranzuziehen sind.

3.4 Parameteraggregation

Neben der örtlichen und zeitlichen Datenverdichtung ist auch eine Zusammenfassung der Kennwerte der einzelnen Spannungsqualitätsparameter möglich. Das Ergebnis wäre ein

einzigster Spannungsqualitätsfaktor, der eine schnelle Aussage über den "Allgemeinzustand" des Netzes hinsichtlich Spannungsqualität zulässt. Dieser Faktor sollte eine einfache, qualitative Beurteilung über die

- Verletzung von Grenzwerten und
- den Abstand zu Grenzwerten

ermöglichen. Die Ermittlung erfolgt in mehreren Schritten:

Normierung

Um unterschiedliche Spannungsqualitätsparameter zu kombinieren ist eine Normierung dieser Werte notwendig. Zielführend ist beispielsweise die Normierung auf die entsprechenden Grenzwerte. Bei dem Parameter "Spannungsband" wird die Differenz zum Sollwert (Nennwert) auf die zulässige Abweichung bezogen.

Zusammenführung gleichartiger Spannungsqualitätsparameter

Die Zusammenführung von gleichartigen Spannungsqualitätsparametern (z.B. P_{st} -Wert in den drei Phasen, Oberschwingungen von 2...40 und THD) erfolgt durch Maximumermittlung der normierten Kennwerte der Einzelparameter.

Zusammenführung unterschiedlicher Spannungsqualitätsparameter

In [12] wird eine Methode vorgeschlagen, aus den einzelnen normierten Spannungsqualitätsparametern PQ_i einen universellen Spannungsqualitätsparameter UPQ zu ermitteln. Dabei gilt folgende Definition:

$$UPQ = \begin{cases} \max\{a_i \cdot PQ_i\} & \text{für } \max\{a_i \cdot PQ_i\} < 1 \\ 1 + \sum_i a_i \cdot (PQ_i - 1) & \text{für } \max\{a_i \cdot PQ_i\} \geq 1 \end{cases}$$

Wenn alle einzelnen Spannungsqualitätsparameter PQ_i kleiner als 1 sind, also kein Grenzwert verletzt wird, wird ein gewichteter Mittelwert gebildet, wobei über die Gewichtungsfaktoren a_i die einzelnen Spannungsqualitätsparameter unterschiedlich stark in das Gesamtergebnis eingehen. Wenn kein Grenzwert verletzt ist, liegt auch UPQ unter 1.

Sobald nur ein einzelner Spannungsqualitätsparameter seinen dazugehörigen Grenzwert verletzt, wird der universelle Spannungsqualitätsparameter größer als 1.

4 Evaluierung der Methode in der vorangegangenen Machbarkeitsstudie durch Auswertung von Messungen

4.1 Zusammenfassung der Machbarkeitsstudie [9]

Unter Berücksichtigung der Netztopologie (Leitungsimpedanzen) unterschiedlicher Mittelspannungsnetze wurden Netzmodelle generiert. Die Stationen dieser Netzmodelle wurden mit synthetischen Flicker- und lastkategorieabhängigen Oberschwingungsstörströmen beaufschlagt. Die sich daraus berechneten Spannungen an den einzelnen Transformatorstationen wurden einer Korrelations- und Regressionsanalyse unterzogen, wodurch Stationen mit ähnlichem Verhalten identifiziert wurden und zu einem Messcluster, welcher nur eine Messstelle benötigt zusammengefasst. Durch diese Simulation ergab sich in der vorangegangenen Studie für die Oberschwingungs- und Flickererfassung eine Messstellenabdeckung von 18...60 Stationen pro Messstelle oder, auf die Leitungslänge bezogen, etwa 14...40 km pro Messstelle.

4.2 Messungen

Um die Ansätze der vorangegangenen Studie evaluieren zu können, wurden Messdaten aus Hochspannungsnetzen (110 kV) und Mittelspannungsnetzen von unterschiedlichen Netzbetreibern ausgewertet, und mit den Ergebnissen der Simulation verglichen. In den nächsten Abbildungen werden typische Verläufe des Flickerpegels, einiger Oberschwingungsspannungen, und des THD (Total Harmonic Distortion) dargestellt. Die Messungen stammen von Messstellen aus einem galvanisch verbundenen 110-kV-Netz und sollen einen Überblick auf Höhe, Verlauf und Zusammenhang dieser Größen vermitteln. In den Legenden der folgenden Abbildungen sind zusätzlich die Korrelationskoeffizienten zwischen den einzelnen Messstellen angegeben, um den Zusammenhang der einzelnen Messreihen zu quantifizieren. Ein Korrelationskoeffizient von 1 bedeutet einen idealen Zusammenhang der Messreihen, ein Korrelationskoeffizient von 0 bedeutet vollständige Unabhängigkeit der beiden Messreihen.

Korrelations-
koeffizient
UW A - UW C

— UW A	1,00	0,82	0,77
— UW B	0,82	1,00	0,91
— UW C	0,77	0,91	1,00

Abbildung 4-1 Erläuterung der Legende mit Korrelationskoeffizientenmatrix

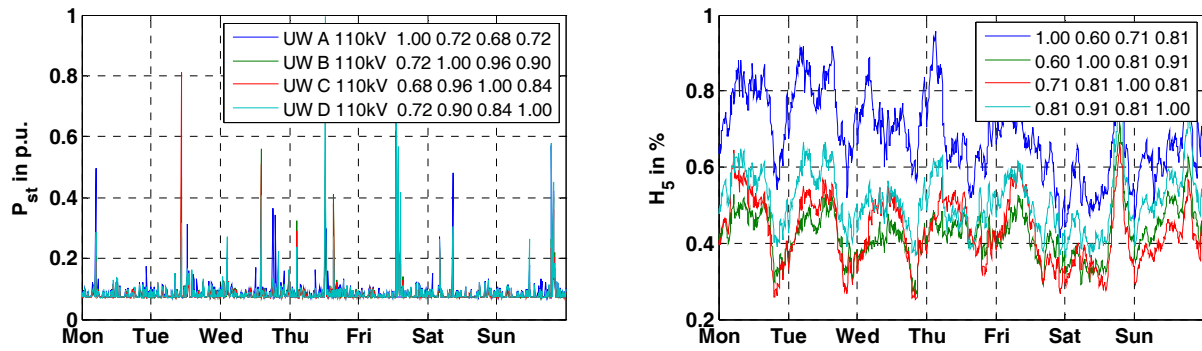


Abbildung 4-2: Flicker und 5. Harmonische in 5 110-kV-Messstellen eines 110-kV-Netzes

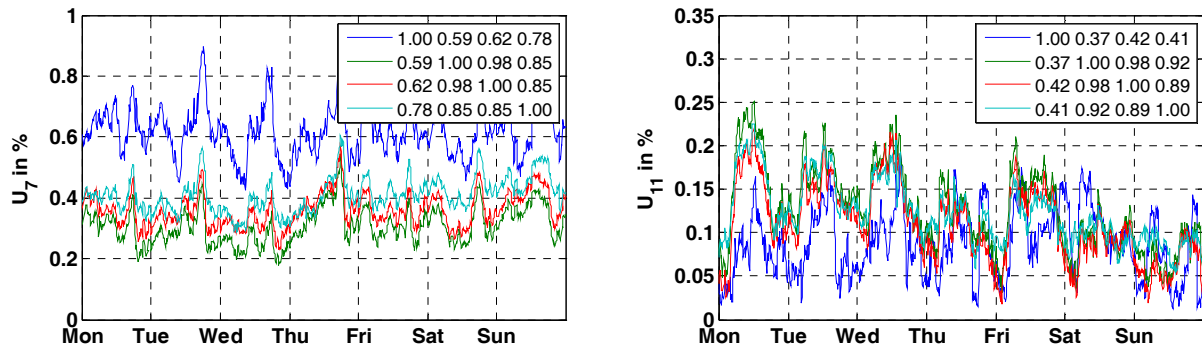


Abbildung 4-3: 7. und 11. Harmonische in 5 110-kV-Messstellen eines 110-kV-Netzes

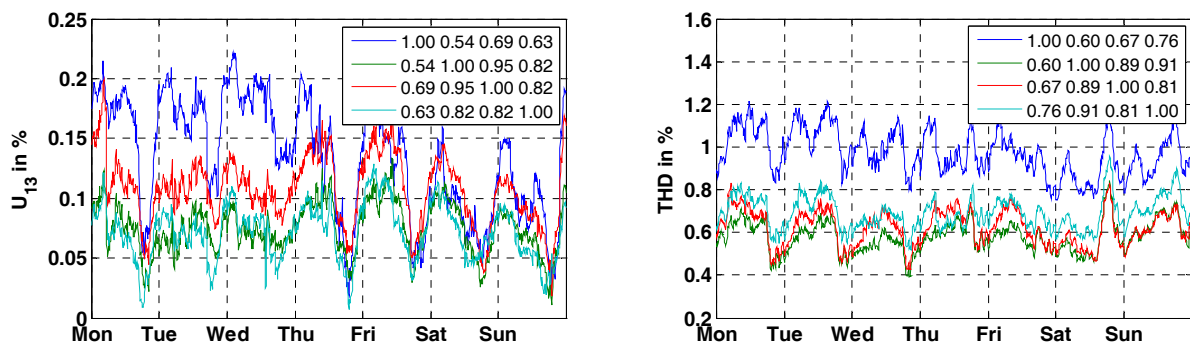


Abbildung 4-4: 13. Harmonische und THD in 5 110-kV-Messstellen eines 110-kV-Netzes

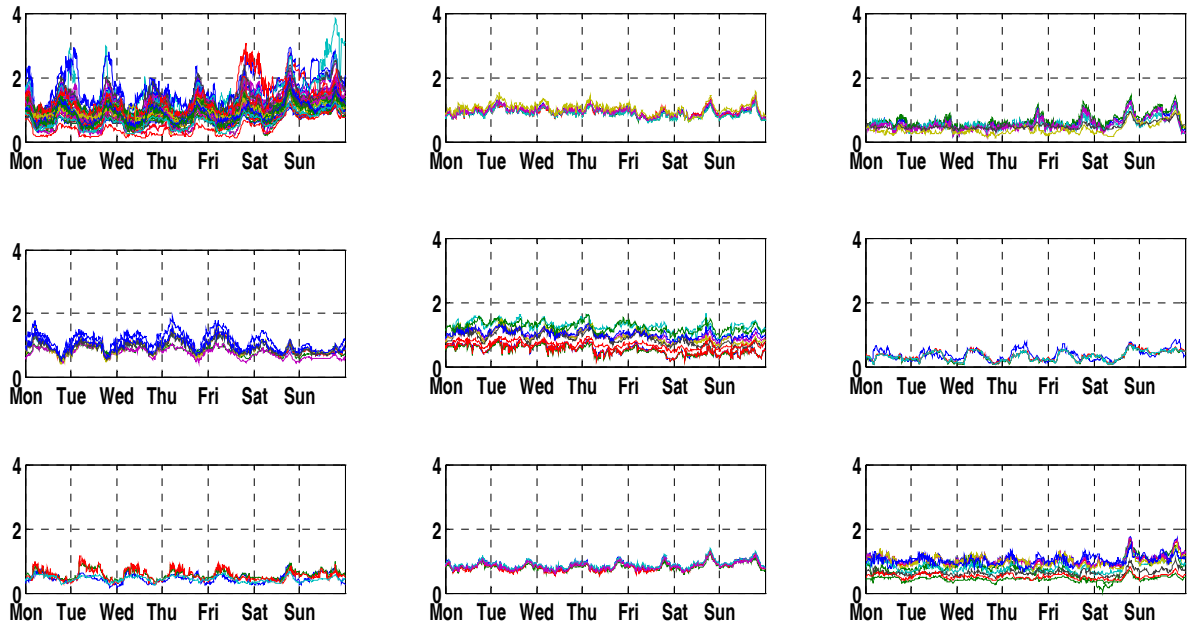


Abbildung 4-5: Verläufe der 5. Harmonischen in allen gemessenen Mittelspannungsstationen, Gruppierung nach ähnlichem Verhalten

In Abbildung 4-5 ist der gemessene Verlauf der 5. Harmonischen in Mittelspannungsstationen abgebildet, wobei ähnliche Verläufe mittels Korrelationsanalyse detektiert, und in einem Diagramm zusammengefasst wurden. Dabei ist zu erkennen, dass einige Verläufe die typische Abendspitze aufweisen, die am Wochenende noch ausgeprägter auftritt. Andere Verläufe hingegen zeigen am Abend eine deutliche Absenkung der 5. Harmonischen. Dies ist Phänomen, das auch für die weitere Studie von großer Bedeutung ist. Eine nicht vorhandene Abendspitze deutet vorerst auf nicht vorhandene Haushalte hin. Nach Analyse der Verbraucherstruktur in diesen Netzen war jedoch zu erkennen, dass auch hier etwa gleich viele Haushalte vorhanden sind wie in Netzen mit ausgeprägter Abendspitze. Die Erklärung liegt darin, dass Netze, die keine Abendspitze aufweisen einen hohen Anteil durchlaufender Industriebetriebe aufweisen, deren 5. Harmonische annähernd in Gegenphase zur 5. Harmonischen von Haushalten liegt. Aus diesem Grund kommt es abends zu einer Absenkung, da sich die Oberschwingung dieser Verbraucher gegenseitig kompensieren.

4.3 Vergleich zwischen Messung und Simulation

Im Folgenden soll manuell ermittelt werden, wie die Kohärenz der simulierten mit den gemessenen Werten übereinstimmt. Dies erfolgt durch Vergleich der Korrelations- und Regressionskoeffizienten. In Abbildung 4-6 ist der Verlauf der 5. Harmonischen in 6 Transformatorstationen – MS/NS – eines Mittelspannungsnetzes dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die im Vorhinein simulierten Werte deutlich besser korrelieren als die gemessenen. In beiden Fällen ist jedoch sehr gute Kohärenz gegeben.

In Abbildung 4-7 ist der Verlauf des Flickerpegels P_{St} in 6 Stationen eines Mittelspannungsnetzes dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass die im Vorhinein simulierten Werte etwas schlechter korrelieren als die gemessenen. Auch die Regressionskoeffizienten schwanken bei der Simulation stärker.

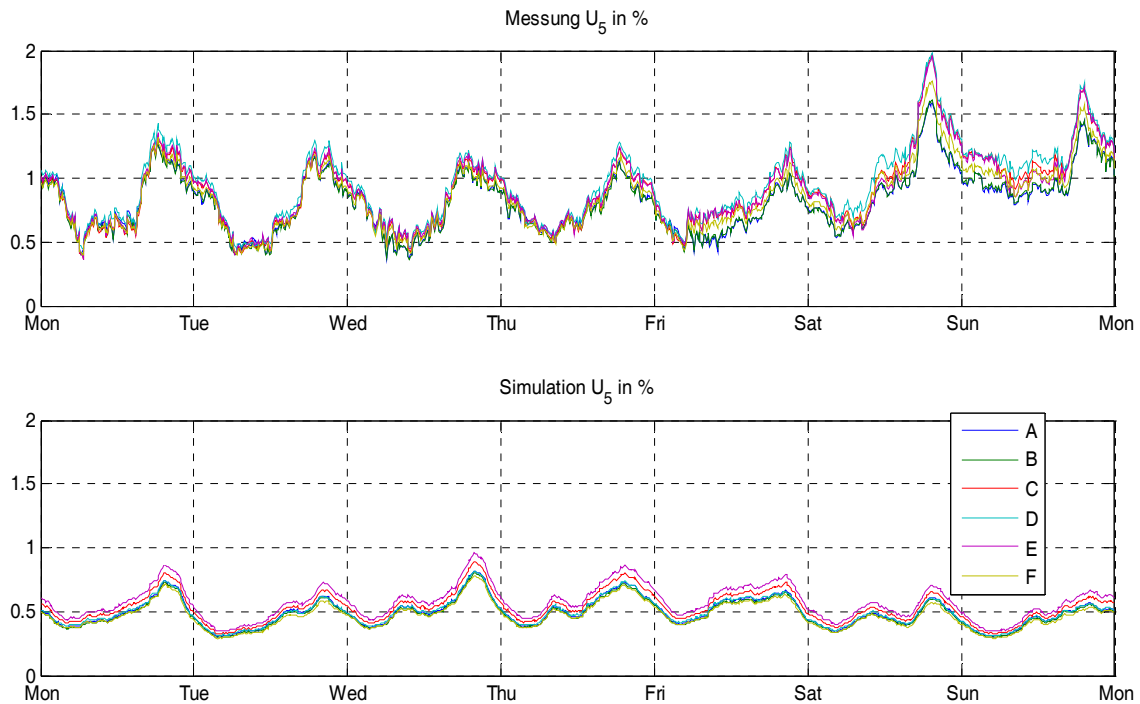


Abbildung 4-6: Gemessene und simulierte Verläufe der 5. Harmonischen in 6 Stationen eines Mittelspannungsnetzes

	Messung						Simulation					
	Korrelationskoeffizient						Korrelationskoeffizient					
	A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
A	1,00	1,00	0,96	0,97	0,97	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
B	1,00	1,00	0,97	0,98	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
C	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
D	0,97	0,98	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E	0,97	0,98	1,00	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
F	0,98	0,99	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Regressionskoeffizient						Regressionskoeffizient					
A	1,00	0,99	1,10	1,16	1,10	1,05	1,00	1,00	1,05	0,95	0,97	1,00
B	1,01	1,00	1,11	1,17	1,11	1,05	1,00	1,00	1,05	0,95	0,97	1,00
C	0,90	0,89	1,00	1,05	1,00	0,95	0,95	0,95	1,00	0,91	0,93	0,96
D	0,86	0,85	0,95	1,00	0,95	0,90	1,05	1,05	1,10	1,00	1,02	1,05
E	0,90	0,90	1,00	1,05	1,00	0,95	1,03	1,03	1,08	0,98	1,00	1,03
F	0,95	0,95	1,06	1,11	1,05	1,00	1,00	1,00	1,05	0,95	0,97	1,00

Tabelle 4-1: Korrelation und Regression von U_{H5} aus Messung und Simulation vor Störstromanpassung

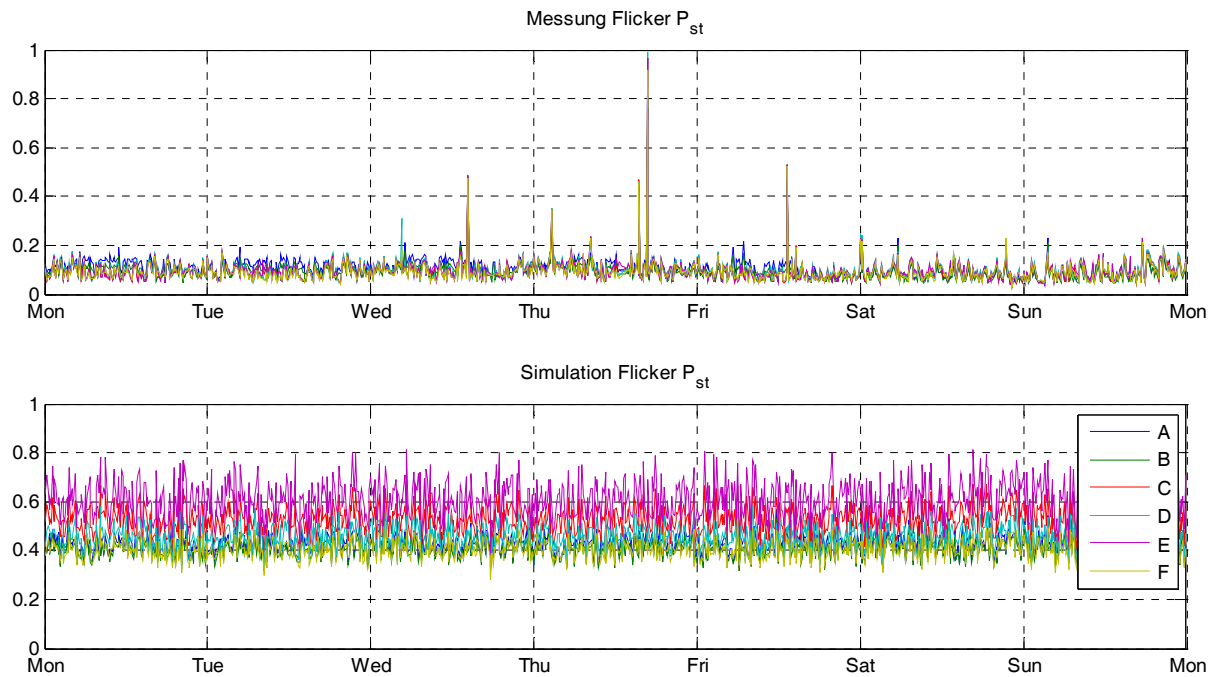


Abbildung 4-7: Gemessene und simulierte Verläufe des Flickerpegels P_{st} in 6 Transformatorstationen eines Mittelspannungsnetzes

	Messung						Simulation					
	Korrelationskoeffizient						Korrelationskoeffizient					
	A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
A	1,00	0,64	0,78	0,83	0,83	0,83	1,00	0,18	0,06	0,13	0,19	0,11
B	0,64	1,00	0,69	0,67	0,67	0,67	0,18	1,00	0,12	0,17	0,24	0,13
C	0,78	0,69	1,00	0,80	0,80	0,80	0,06	0,12	1,00	0,11	0,21	0,13
D	0,83	0,67	0,80	1,00	0,84	0,84	0,13	0,17	0,11	1,00	0,53	0,34
E	0,83	0,67	0,80	0,84	1,00	0,84	0,19	0,24	0,21	0,53	1,00	0,60
F	0,83	0,67	0,80	0,84	0,84	1,00	0,11	0,13	0,13	0,34	0,60	1,00
	Regressionskoeffizient						Regressionskoeffizient					
A	1,00	1,16	0,97	0,88	0,87	0,88	1,00	0,93	1,13	0,87	0,87	1,01
B	0,77	1,00	0,77	0,67	0,67	0,68	1,07	1,00	1,22	0,94	0,94	1,09
C	0,99	1,18	1,00	0,88	0,88	0,88	0,88	0,82	1,00	0,77	0,77	0,89
D	1,13	1,30	1,10	1,00	1,00	1,01	1,14	1,06	1,29	1,00	1,00	1,16
E	1,13	1,30	1,10	1,00	1,00	1,01	1,15	1,06	1,30	1,00	1,00	1,16
F	1,12	1,29	1,09	0,99	0,99	1,00	0,98	0,91	1,11	0,86	0,86	1,00

Tabelle 4-2: Korrelation und Regression von P_{st} aus Messung und Simulation vor Störstromanpassung

Diese Vergleiche wurden bei mehreren Messstellen in unterschiedlichen Mittelspannungsnetzen vollzogen und führten immer zu ähnlichen Ergebnissen. Auf Grund dieser Erkenntnis wurden die Störströme für das Simulationsmodell angepasst, damit die Messergebnisse mit den Simulationsergebnissen besser übereinstimmen.

- Um den Flicker besser an die Realität anzupassen, wurden die generierten Flickerströme zusätzlich mit dem Nennstrom an den jeweiligen Stationen gewichtet, was zu einer besseren Kohärenz führte. Wie in Tabelle 4-1 zu sehen ist, korrelieren die Harmonischen im Simulationsmodell deutlich besser als in den Messungen.
- Bei den Oberschwingungsstörströmen wurde verstärkt auf die Zusammensetzung der Verbraucherstruktur geachtet, da typischerweise sich die Phasenlage der 5. Oberschwingung zwischen leistungselektronischen Einphasenlasten und Dreiphasenlasten um 150° unterscheidet. Dies kann zu einer teilweisen gegenseitiger Aufhebung der Oberschwingungsströme führen

In den folgenden Tabellen sind die Ergebnisse dieser Anpassungen dargestellt.

	Messung						Simulation					
	Korrelationskoeffizient						Korrelationskoeffizient					
	A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
A	1,00	0,64	0,78	0,83	0,83	0,83	1,00	0,50	0,60	0,62	0,99	0,77
B	0,64	1,00	0,69	0,67	0,67	0,67	0,50	0,59	0,98	0,72	1,00	0,75
C	0,78	0,69	1,00	0,80	0,80	0,80	0,60	0,98	1,00	0,83	0,69	0,87
D	0,83	0,67	0,80	1,00	0,84	0,84	0,62	0,72	0,83	1,00	0,70	0,96
E	0,83	0,67	0,80	0,84	1,00	0,84	0,99	1,00	0,69	0,70	0,59	0,84
F	0,83	0,67	0,80	0,84	0,84	1,00	0,77	0,75	0,87	0,96	0,84	1,00
	Regressionskoeffizient						Regressionskoeffizient					
A	1,00	1,16	0,97	0,88	0,87	0,88	1,00	0,95	1,23	1,07	1,43	0,95
B	0,77	1,00	0,77	0,67	0,67	0,68	1,05	1,00	1,29	1,12	1,50	1,00
C	0,99	1,18	1,00	0,88	0,88	0,88	0,81	0,77	1,00	0,87	1,16	0,77
D	1,13	1,30	1,10	1,00	1,00	1,01	0,93	0,89	1,15	1,00	1,33	0,89
E	1,13	1,30	1,10	1,00	1,00	1,01	0,69	0,66	0,86	0,74	1,00	0,66
F	1,12	1,29	1,09	0,99	0,99	1,00	1,05	1,00	1,29	1,13	1,50	1,00

Tabelle 4-3: Korrelation und Regression von P_{St} aus Messung und Simulation nach Störstromanpassung

	Messung						Simulation					
	Korrelationskoeffizient						Korrelationskoeffizient					
	A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
A	1,00	1,00	0,96	0,97	0,97	0,98	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
B	1,00	1,00	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99
C	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
D	0,97	0,98	1,00	1,00	0,99	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
E	0,97	0,98	1,00	0,99	1,00	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
F	0,98	0,99	0,99	1,00	0,99	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
	Regressionskoeffizient						Regressionskoeffizient					
A	1,00	0,99	1,10	1,16	1,10	1,05	1,00	0,98	1,08	1,01	1,16	0,96
B	1,01	1,00	1,11	1,17	1,11	1,05	1,02	1,00	1,11	1,03	1,19	0,98
C	0,90	0,89	1,00	1,05	1,00	0,95	0,92	0,90	1,00	0,93	1,07	0,88
D	0,86	0,85	0,95	1,00	0,95	0,90	0,99	0,97	1,08	1,00	1,16	0,95
E	0,90	0,90	1,00	1,05	1,00	0,95	0,86	0,84	0,93	0,87	1,00	0,82
F	0,95	0,95	1,06	1,11	1,05	1,00	1,04	1,02	1,13	1,05	1,21	1,00

Tabelle 4-4: Korrelation und Regression von U_{H5} aus Messung und Simulation nach Störstromanpassung

Bei einigen der untersuchten Netze konnte dadurch die Anzahl der Knoten pro Cluster vergrößert werden bzw. die Anzahl der Cluster - und damit der nötigen Messstellen – reduziert werden. Diese Änderung der Clusterung ist in Abbildung 4-8 und Abbildung 4-9 anhand eines Beispielnetzes dargestellt.

Oberschwingungsmäßig wurden die Simulationen bis inklusive der 11. Harmonischen durchgeführt. Damit sind die Spektralanteile, welche die Gesamtverzerrung THD wesentlich beeinflussen, erfasst. Für Harmonische höherer Ordnung würden sich - wie schon in der vorangegangenen Machbarkeitsstudie erwähnt wurde – deutlich mehr Cluster ergeben.

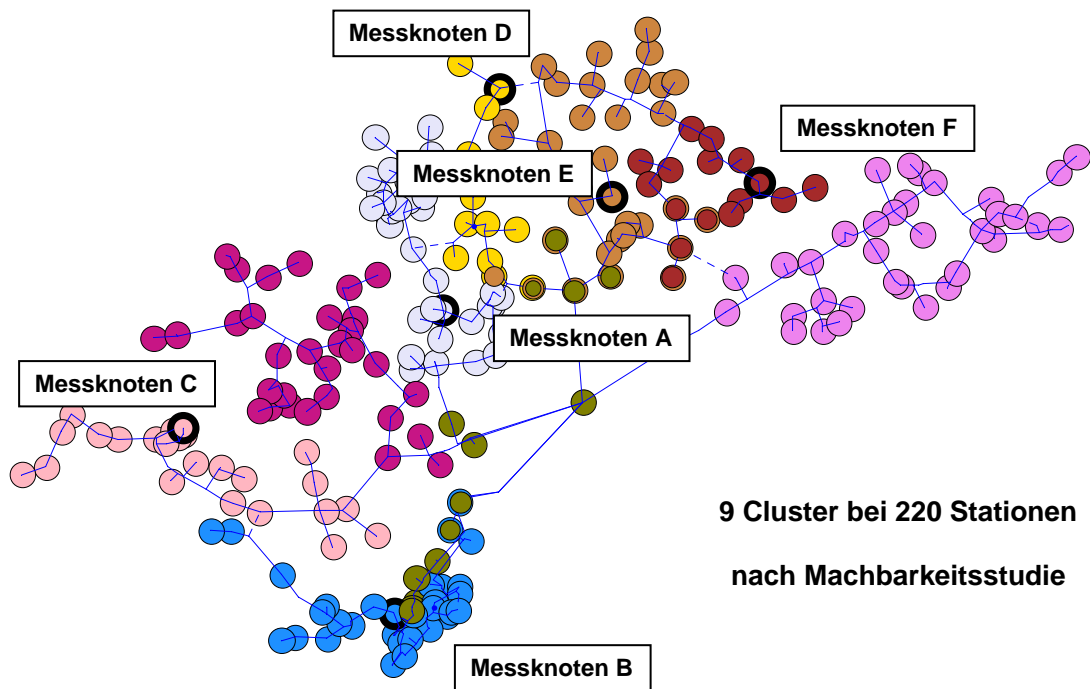


Abbildung 4-8: Clusterung vor Anpassung der Störströme

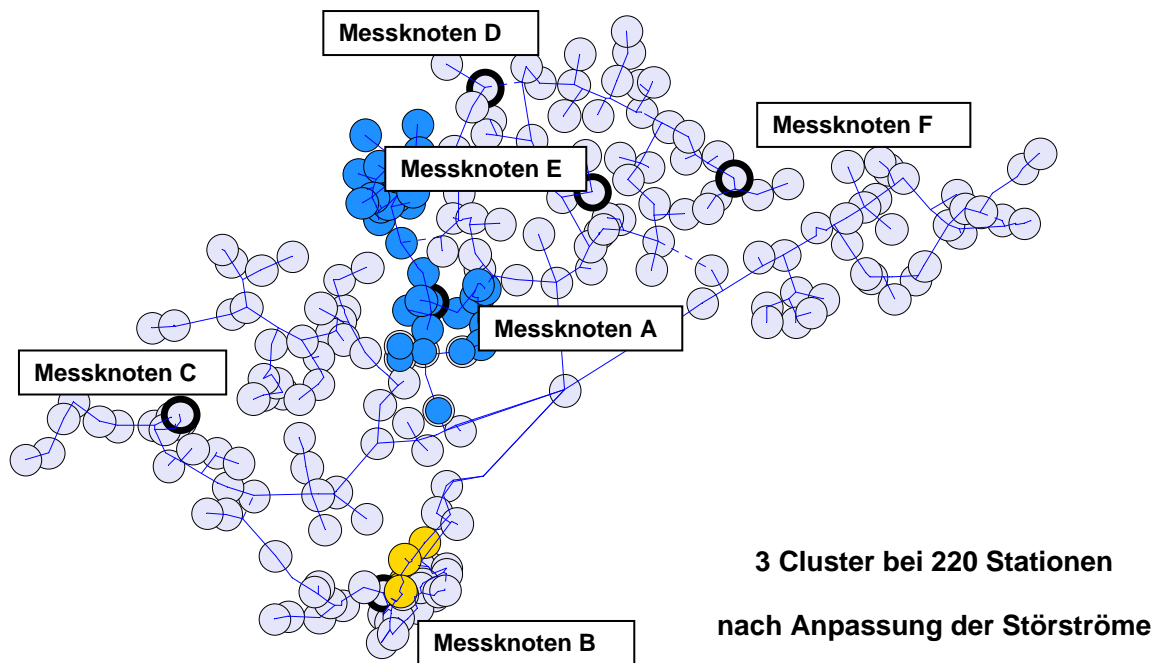


Abbildung 4-9: Clusterung nach Anpassung der Störströme

4.4 Optimierung der Clustermethoden

In der Machbarkeitsstudie [9] wurde bereits ein am Institut für Elektrische Anlagen entwickeltes Optimierungstool vorgestellt, mit dessen Hilfe es möglich ist, aus den Korrelations- und Regressionskoeffizienten eines Netzes die optimalen Messstellen automatisch zu finden (siehe Kapitel 3.3 der Machbarkeitsstudie).

In Kooperation mit dem Institut für Statistik und Operations Research der Karl-Franzens-Universität-Graz wurden zwei weitere Optimierungsalgorithmen ausgewählt und an die vorliegende Problemstellung angepasst. Dabei handelt es sich um zwei Methoden mit einem grundsätzlich unterschiedlichen Ansatz. Zum einen kommt die „Affinity Propagation“ (AP-Clustering)-Methode zur Anwendung und zum anderen eine „Meta-Heuristic for Randomized Priority Search (Meta-RaPS)“-Methode.

4.4.1 AP-Clustering

„Clustering by Passing Messages Between Data Points“ von Frey und Dueck [6].

Beim Clustern von Daten werden Teilmengen ermittelt, welche repräsentativ für die gesamten Daten sind. Mit diesen Teilmengen kann man Messreihen besser verarbeiten und Strukturen erkennen. In der hier verwendeten Methode, welche „Affinity Propagation“ (Verwandtschaftsbeziehung) genannt wird, werden zur Berechnung der Cluster Ähnlichkeiten zwischen Paaren der Datenpunkte verwendet.

Bei dieser Cluster Methode werden alle Datenpunkte simultan als mögliche Clustermittelpunkte („exemplars“) angenommen. Es werden Meldungen mit reellen Werten entlang der Kanten im Netzwerk (zwischen den Datenpunkten) geschickt bis ein gutes Ergebnis der Clustermittelpunkte und ihrer zugehörigen Cluster entsteht.

Die „Affinity Propagation“-Methode verwendet als Eingangsmaß Ähnlichkeiten zwischen den Datenpunkten mit reellen Werten. Die Ähnlichkeit $s_{i,k}$ besagt, wie gut der Datenpunkt k als Clustermittelpunkt von Datenpunkt i geeignet ist (siehe Kohärenzmatrix in Kapitel 5.6). Das Ziel ist es, den mittleren quadratischen Fehler zu minimieren. Jede Ähnlichkeit wird zu einem negativen quadratischen Fehler gesetzt (für Datenpunkte x_i und x_k , $s_{i,k} = - |x_i - x_k|^2$). Die Anzahl der Cluster muss bei dieser Methode nicht vorab gegeben werden, stattdessen wird für jeden Datenpunkt k eine reelle Zahl $s_{k,k}$ genutzt. Daraus ergibt sich, dass Punkte mit größerem $s_{k,k}$ eher als Clustermittelpunkt verwendet werden. Dieser Wert wird als Präferenz bezeichnet. Die Anzahl der Cluster wird von den Eingangspräferenzen sowie der Meldungsübermittlungsprozedur beeinflusst. Wenn zu Beginn alle Datenpunkte als Clusterzentren geeignet sind, sollte die Präferenz als allgemeiner Wert gesetzt werden.

Dieser kann dann verändert werden, um eine verschiedene Anzahl von Clustern zu erhalten. Dieser gemeinsame Wert kann der Mittelwert der Ähnlichkeiten sein (daraus resultiert eine mittelmäßige Anzahl von Clustern) oder ihr Minimum (dann bekommt man eine kleine Anzahl von Clustern).

Zur Berechnung der Cluster werden zwei Meldungen zwischen den Datenpunkten ausgetauscht. Zum einen die Zuständigkeit („responsibility“) $r_{i,k}$, welche vom Datenpunkt i zum Punkt k gesendet wird. Diese beinhaltet die kumulierte Aussage, wie gut Punkt k als Clustermittelpunkt für Punkt i geeignet ist. Es wird hier auch berücksichtigt, dass andere Punkte Clustermittelpunkte für i sein könnten. Die zweite Meldung ist die Verfügbarkeit („availability“) $a_{i,k}$, welche vom eventuellen Clustermittelpunkt k zum Punkt i gesendet wird. Diese zeigt die kumulierte Aussage, wie geeignet es für Punkt i wäre, Datenpunkt k als seinen Clustermittelpunkt zu wählen. Hier wird die Unterstützung für Punkt k als Clustermittelpunkt der anderen Datenpunkte berücksichtigt.

Diese Meldungen werden nun iterativ so lange berechnet, bis sich am Ergebnis nichts mehr ändert. Der Vorteil dieser Methode ist, dass die Anzahl der Cluster nicht im Vorhinein angegeben werden muss. Die Anzahl ergibt sich aus der Meldungsweitergabe.

Die „Affinity Propagation“-Methode wurde z.B. auch für das Clustern von Gesichtsbildern verwendet.

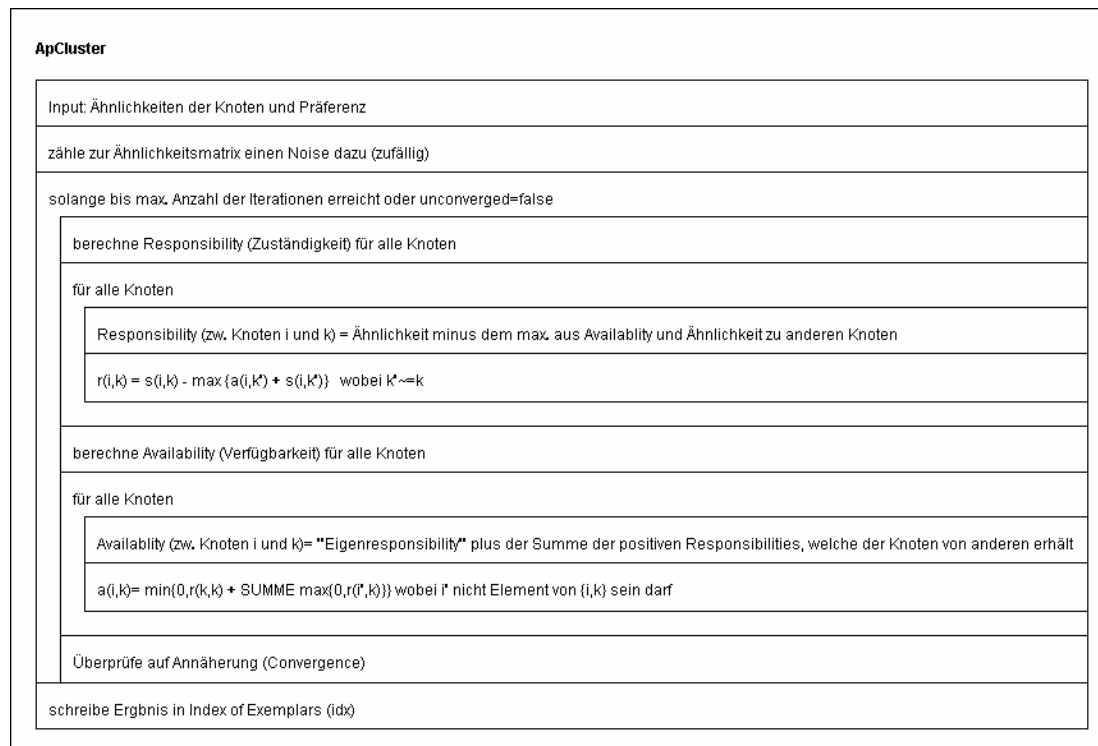


Abbildung 4-10 Übersicht für Affinity Propagation als Clustering-Methode

4.4.2 Meta-RaPS

„An effective and simple heuristic for the set covering problem“ von Lan, DePuy und Whitehouse [7].

Das Set Covering Problem (auch Mengenüberdeckungsproblem) ist ein kombinatorisches Problem. Als Eingangsgröße ist hier eine Menge von Daten (Knoten) gegeben, welche gemeinsame Eigenschaften (Korrelationen) besitzen. Nun soll eine minimale Menge von Knoten gewählt werden, welche mit Erfüllung der Bedingung der gemeinsamen Eigenschaften (siehe Kohärenzmatrix in Kapitel 5.6) die gesamte Datenmenge abdecken. Bei dieser Methode wird eine „Meta-Heuristic for Randomized Priority Search (Meta-RaPS)“ angewandt. Meta-RaPS besitzt eine iterative Suchprozedur. Eine zulässige Lösung wird bei jeder Iteration gefunden. Bei jedem Durchlauf werden zuerst die „relativen Kosten“ eines jeden möglichen Messknotens berechnet (Kosten/Anzahl zugehöriger Knoten). Der Knoten (die Spalte) mit den minimalen „relativen Kosten“ wird gespeichert.

Nun beginnt der „Randomized Priority Search“. Eine Zufallszahl wird mit einem Steuerparameter verglichen. Ist der Steuerparameter kleiner als die Zufallszahl, wird der zuerst gespeicherte Knoten verwendet (mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit).

Im nächsten Schritt wird eine Kandidatenliste generiert. Jene möglichen Knoten, die in einem bestimmten Bereich um den zuvor gespeicherten besten Knoten liegen, werden in diese Liste aufgenommen. Sobald die Liste fertig ist, wird per Zufall ein Knoten gewählt. Dieser ist nun der erste Messknoten und wird gespeichert. In der nächsten Iteration wird dieser Knoten nicht mehr betrachtet und alle Knoten (Zeilen), die von diesem gedeckt sind, ebenfalls nicht mehr. Gedeckt heißt, dass die Knoten dem M. zugeordnet sind. Nun werden erneut die „relativen Kosten“ eines jeden möglichen Messknotens berechnet und der „Randomized Priority Search“ beginnt von neuem.

Die Berechnung ist dann fertig, wenn alle Knoten (Zeilen) gedeckt sind. Jedoch wird diese Methode mehrmals durchlaufen, um das beste Ergebnis zu finden.

Da es vorkommt, dass einige Knoten durch mehrere Messknoten gedeckt sind, werden im Anschluss überflüssige Knoten aus den Clustern entfernt. Die Knoten werden dem Messknoten, zu dem sie am besten passen (minimale Abweichung) zugeordnet.

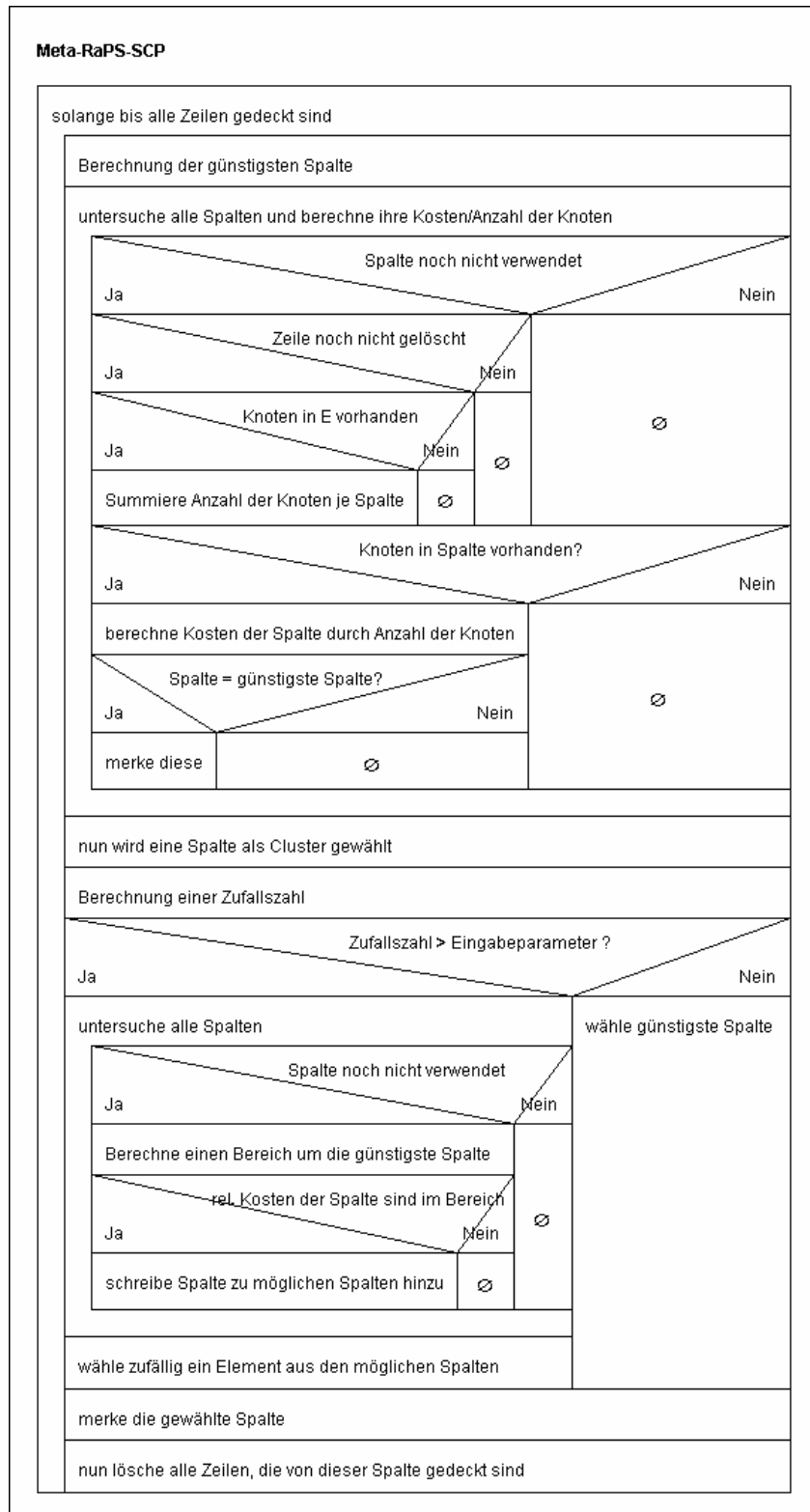


Abbildung 4-11 Ablauf für "Meta-Heuristic for Randomized Priority Search" als Clustering Methode

4.4.3 Ideale Clustering Methode

Die erläuterten Clustering Methoden wurden an der vorliegenden Problemstellung zur Messstellenoptimierung getestet. Um die ideale Methode ausfindig zu machen, wurden mehrere Netze mit beiden Methoden einer Clusteranalyse unterzogen. Die Ergebnisse sind beispielhaft für 4 Netze in Abbildung 4-12 dargestellt. Verglichen wird die Anzahl der Cluster, die sich bei unterschiedlichen Vorgaben hinsichtlich der minimal geforderten Korrelation innerhalb eines Clusters ergeben. Aus dieser Abbildung geht eindeutig hervor, dass die Meta-RaPS-Methode eine bessere Messstellenoptimierung darstellt als die AP-Cluster-Methode. Aus diesem Grund wurden alle weiteren Analysen zur Messstellenoptimierung mit dieser Methode durchgeführt.

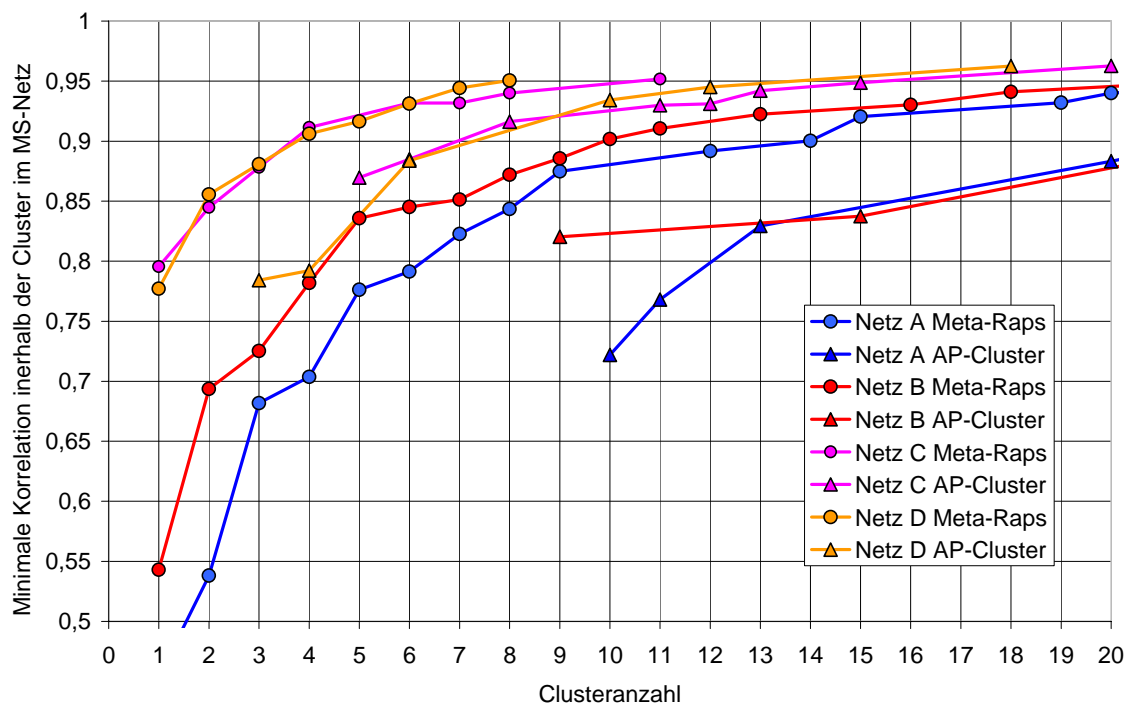


Abbildung 4-12: Vergleich der zwei Cluster-Algorithmen

4.5 Einfluss der Grenzen für Korrelations- und Regressionskoeffizienten

Durch Änderung des Grenzwertes für gute Korrelation bzw. Regression wird die Clusterung sehr stark beeinflusst. Bei weiter gesetzten Grenzen werden die Cluster naturgemäß deutlich größer, jedoch haben die im Cluster befindlichen Stationen ein weniger gleichmäßiges Verhalten. Abbildung 4-13 zeigt die Verteilung der resultierenden Clustergrößen sowie die mittlere Clustergröße, ausgedrückt über die Anzahl der Transformatorstationen je Cluster. Untersucht wurden dabei Mittelspannungsnetze mit insgesamt 6625 Transformatorstationen.

Da ein Korrelationskoeffizient von 0,8 in der Statistik üblicherweise als Wert für signifikante Korrelation verwendet wird, wird dieser in weiterer Folge zur Clusterung verwendet.

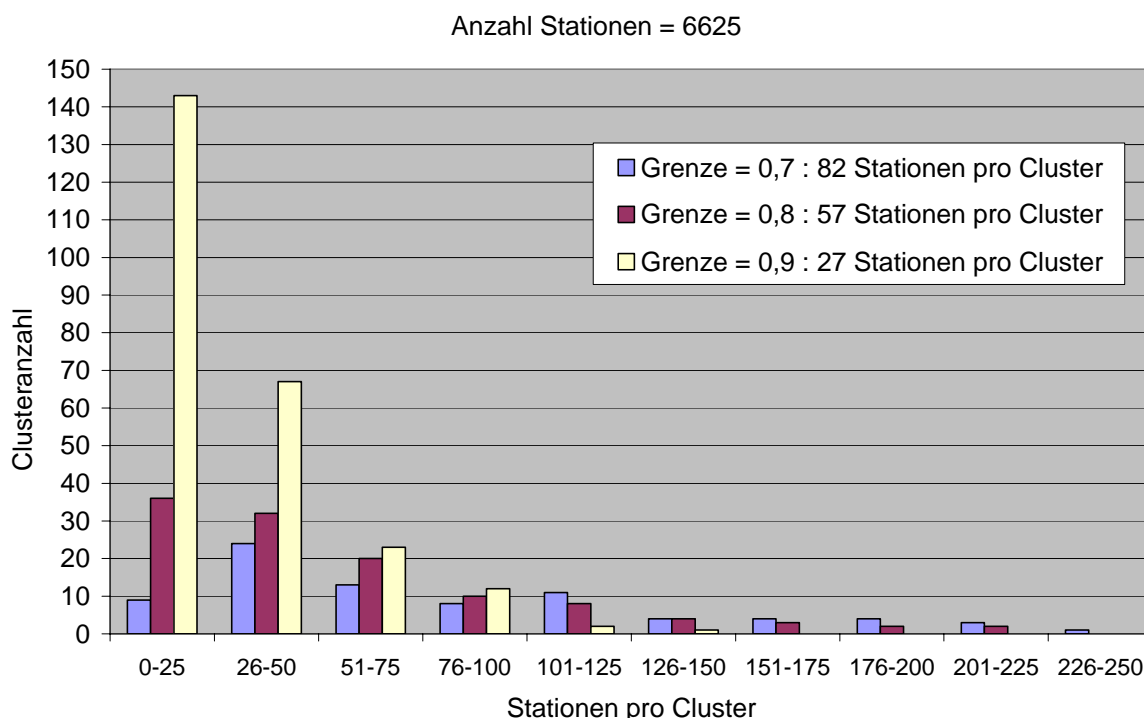


Abbildung 4-13: Variation des Grenzwertes für Korrelation und Regression

4.6 Auswirkung der Evaluierungserkenntnisse auf die Ergebnisse der vorangegangenen Machbarkeitsstudie

Ausgangsbasis waren die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie [9]. Nach Anpassung der Störströme sowie der Clustermethode und erneuter Simulation von etwa 40 Mittelspannungsnetzen mit insgesamt 7359 Transformatorstationen ergibt sich eine durchschnittliche Abdeckung von **50 Stationen pro Messstelle**, die einen Korrelationskoeffizienten größer 0,8 und einen Regressionskoeffizienten zwischen 0,8 und 1,25 aufweisen. Dieser Abdeckungsfaktor ist der Mittelwert über alle 40 Mittelspannungsnetze. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Verteilung der Clustergrößen geht aus Abbildung 4-14 hervor. Demnach ergeben sich für die auf Basis der gesammelten Messergebnisse adaptierte Methode eine durchschnittliche Clustergröße von 50 Stationen je Cluster gegenüber 35 Stationen Je Cluster in der vorangegangenen Machbarkeitsstudie.

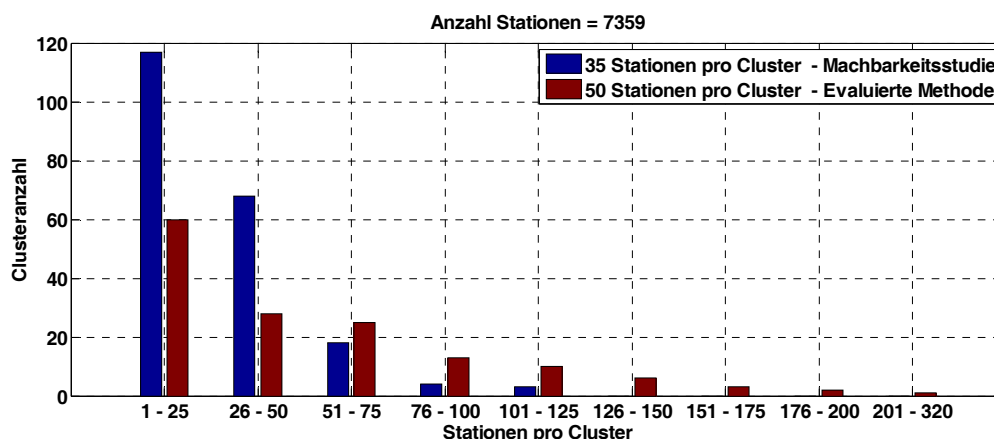


Abbildung 4-14: Gegenüberstellung Messstellenbedarf in Machbarkeitsstudie [9] mit der evaluierten Methode

4.7 Analyse der Unterschiede zwischen Kabel- und Freileitungsnetzen

Da die Leitungsimpedanzen von Kabeln deutlich geringer sind als bei Freileitungen ist es naheliegend, dass in Kabelnetzen eine bessere Homogenität besteht, wodurch auch weniger Messstellen benötigt werden. Um dies mit dem Simulationsmodell zu bestätigen, wurde für die bestehenden untersuchten Netze der Kabelanteil stufenweise von 0% bis 100 % variiert, wobei die Auswahl der sukzessive durch Kabel zu ersetzenden Freileitungsstücke zufällig erfolgte. Die bei vollständiger Verkabelung (100%) resultierende durchschnittliche Clustergröße verdoppelt sich etwa gegenüber reinen Freileitungsnetzen. In Abbildung 4-15 ist die Verteilung der Clustergröße für unterschiedlichen Verkabelungsgrad dargestellt.

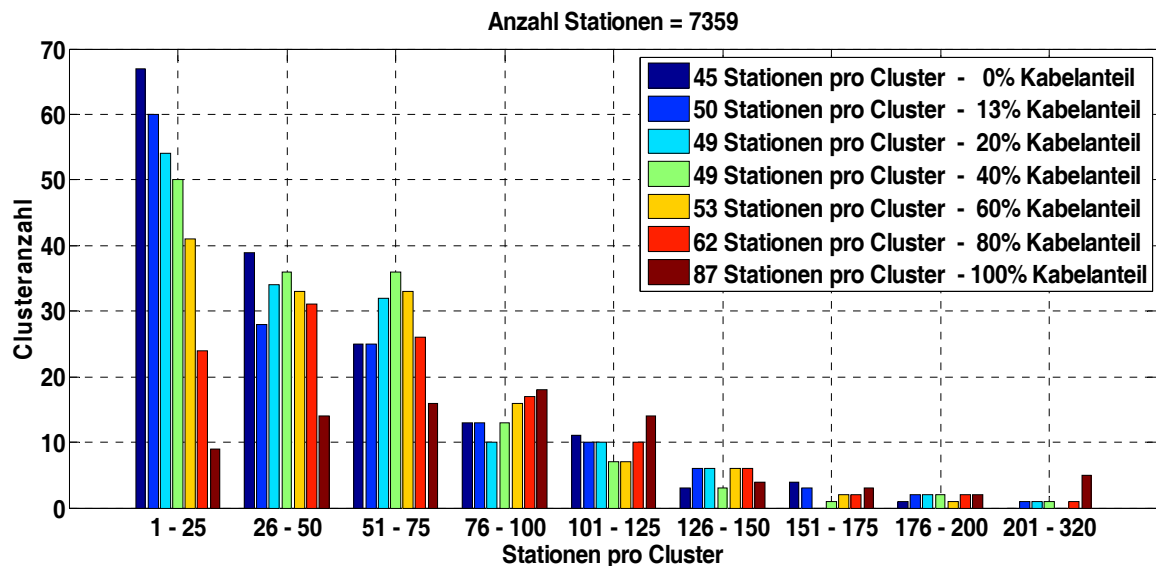


Abbildung 4-15: Analyse des Messstellenbedarfs in Abhängigkeit des Kabelanteils

4.8 Analyse des Einflusses der Vorbelastung aus den übergeordneten oder parallelen Netzen

Die Übertragung der Störspannungen von Flicker und Unsymmetrien vom Hochspannungsnetz in das Mittelspannungsnetz erfolgt üblicherweise mit einem Transferfaktor zwischen 0,9 und 1. Das heißt, der im übergeordneten Netz auftretende Störpegel wird nahezu ungedämpft in das unterlagerte Netz übertragen und überlagert sich mit dem lokal erzeugten Störpegel. Der annähernd gleiche Transferfaktor gilt für niederfrequente Oberschwingungen bis etwa zur 5. Ordnung. Für Oberschwingungen höherer Ordnung können aufgrund von Resonanzen auch Transferfaktoren deutlich über 1 auftreten. (siehe Abbildung 4-16)

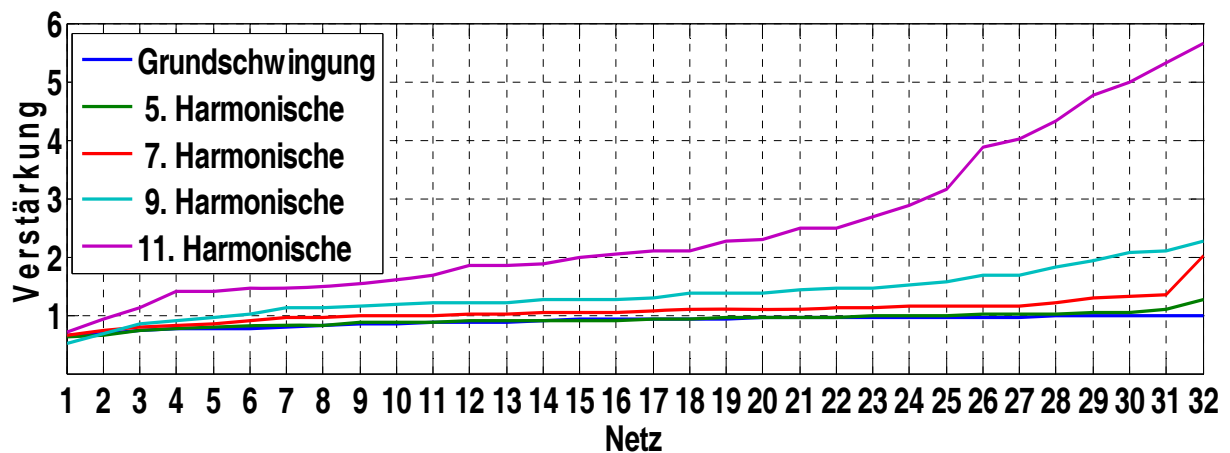


Abbildung 4-16: Transferfaktor (Verstärkung) von Oberschwingungen aus dem Hochspannungsnetz ins Mittelspannungsnetz

Der aus dem übergeordneten Netz eingepögrte Störpegel wirkt sich in allen Knoten des Mittelspannungsnetz – sofern keine leistungsstarken Einspeisungen bestehen - etwa gleich aus. Für die Bestimmung der Messcluster ist also dieser Anteil durchaus maßgeblich.

In der vorangegangenen Machbarkeitsstudie wurde in Ermangelung exakter Daten der Anteil aus dem übergeordneten Netz vernachlässigt. Dies stellt hinsichtlich der Bestimmung der Messgeräteeanzahl den worst case dar.

Um den Einfluss der 110-kV-Ebene auf die Clusterung im Mittelspannungsnetz zu ermitteln, wurde am Knoten des Umspannwerks eine zusätzliche Störspannung angelegt, und deren Auswirkung in Abhängigkeit des Anteils am Gesamtstörpegel an der Mittelspannungssammelschiene untersucht. In Abbildung 4-17 ist sehr gut zu erkennen, dass mit steigendem Störanteil aus dem übergeordneten Netz das Verhalten aller Stationen im Mittelspannungsnetz viel homogener wird. Dadurch verschiebt sich die Häufigkeitsverteilung der Clustergrößen hin zu größeren Clustern.

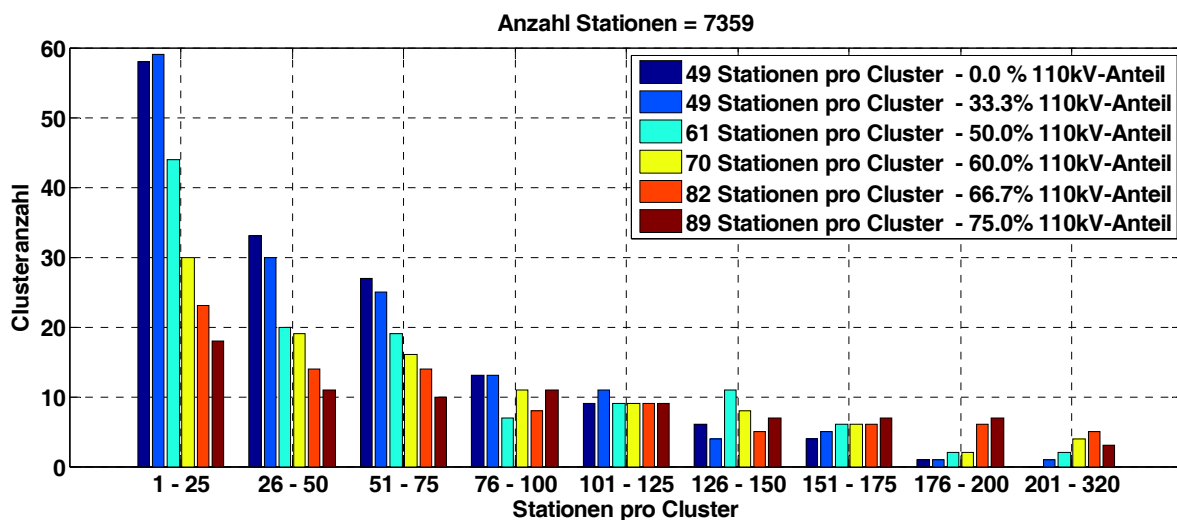


Abbildung 4-17: Häufigkeitsverteilung der Clustergröße in Abhängigkeit des Störanteils aus dem übergeordneten Netz

Die Übertragung der Störspannungen über den Umspanntransformator vom Mittelspannungsnetz in das Hochspannungsnetz wird in erster Linie durch die Kurzschlussspannung des Transformators bestimmt und liegt dadurch etwa bei 10 %. Dieser Übertragungsfaktor ist jedoch auch frequenzabhängig, und kann im Fall von Resonanzstellen auch deutlich andere Werte annehmen.

4.9 Analyse der saisonalen Änderungen von Spannungsqualitätswerten

Laut ÖVE/ÖNORM EN 50160 [1] wird für die meisten Qualitätsparameter angegeben, dass 95 % der 10-min-Mittelwerte einen gegebenen Grenzwert nicht überschreiten. Dies entspricht dem 95 % Quantil des Qualitätsparameters. Um zu klären, wieweit es zu saisonalen Schwankungen dieses Wertes kommen kann, wurde das 95 % Quantil der 5. Oberschwingung von realen Messwerten von 30 Messstellen über 15 Kalenderwochen ausgewertet, und in Abbildung 4-18 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass sogar innerhalb von 15 Wochen Schwankungen im Bereich von $\pm 50\%$ auftreten können.

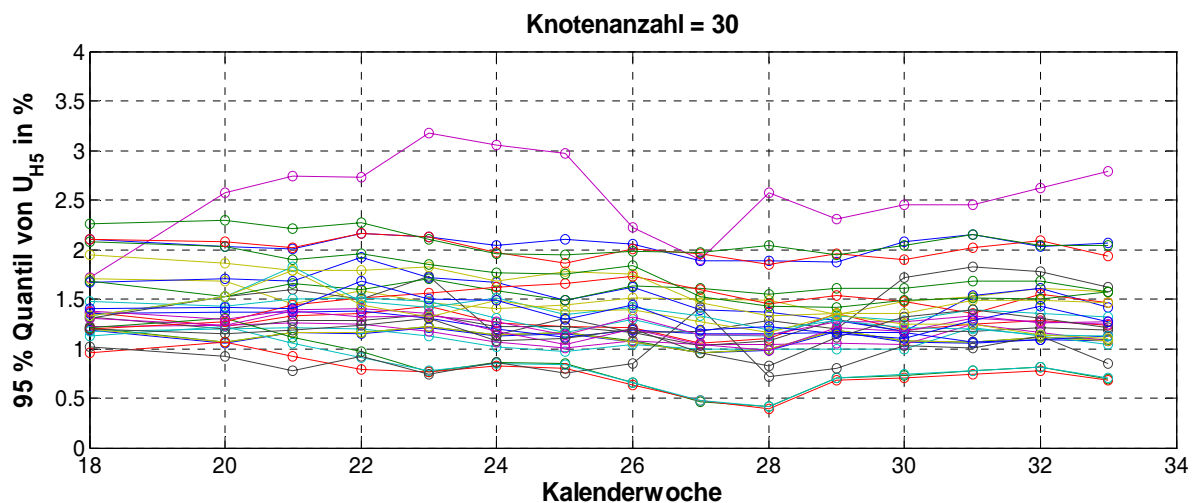


Abbildung 4-18: 95 % Quantile der 5. Harmonischen in 30 Stationen

4.10 Analyse der statistischen Kenngrößen

Prinzipiell gäbe es auch die Möglichkeit, Stichprobenmessungen durchzuführen, um mit einer bestimmten Irrtumswahrscheinlichkeit einen Rückschluss auf die Spannungsqualität des gesamten Netzes zu ermöglichen. Damit eine solche statistische Methode anwendbar ist, müssen die Verteilungen der jeweiligen Messgrößen bekannt sein und für die Grundgesamtheit, aus der die Stichprobe gezogen wird, gleichartig sein. Bei fehlenden Verteilungsvoraussetzungen könnte allenfalls ein asymptotisches Konfidenzintervall durch Approximation mit der Standardnormalverteilung verwendet werden. Dieses lässt aber keine Angabe von Irrtumswahrscheinlichkeiten zu und kann nur für sehr große Stichprobenumfänge Anhaltspunkte liefern.

In den folgenden Abbildungen ist die Verteilung der 10-min-Mittelwerte über eine Woche in fünf unterschiedlichen Messstellen dargestellt. Diese Verteilungen wurden mit dem Kolmogorov-Smirnov-Signifikanztest auf Normalverteilung getestet, und die Signifikanz p in

den Abbildungen in Prozent dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die Nullhypothese in fast allen Fällen auf Grund einer Signifikanz deutlich kleiner 2 % abgelehnt werden muss. Bei 450 Messreihen über eine Woche liegen 90 Prozent der Messreihen unter einer Signifikanz von 5 %, 80 Prozent unter 1 % und 60 Prozent unter 0,1 %.

Die Anwendung statistischer Methoden, deren Ergebnisse auf der Annahme von normal verteilten Messwerten beruhen, ist daher nur eingeschränkt anwendbar. Auch andere Verteilungen bieten sich auf Grund der sehr unterschiedlichen empirischen Werte beschränkt an.

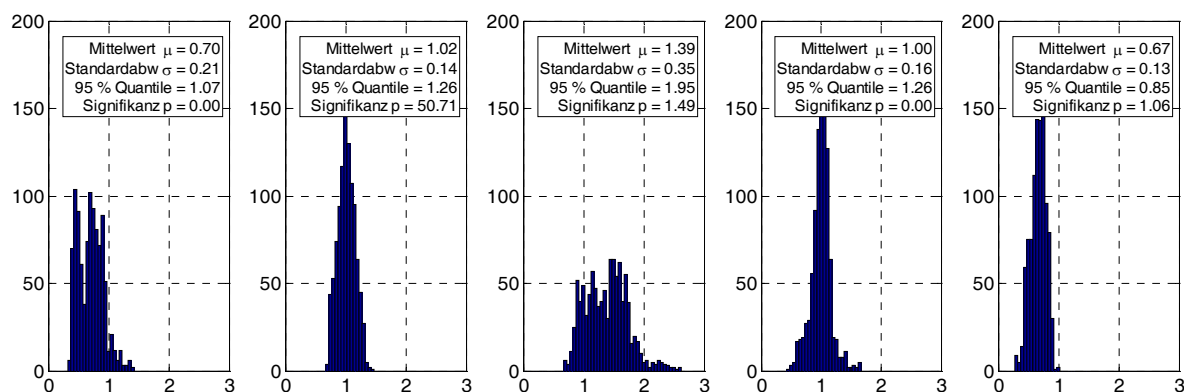


Abbildung 4-19: Verteilung der 5. Harmonischen in % bei 5 unterschiedlichen Messstellen

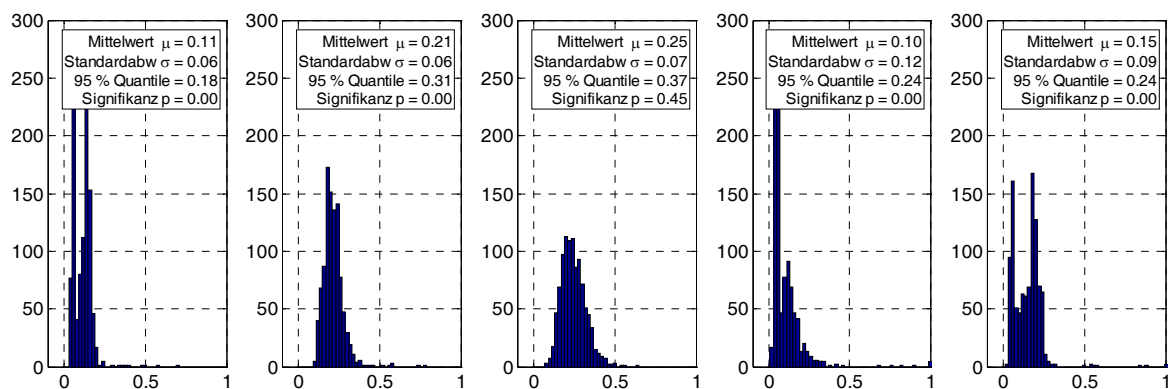


Abbildung 4-20: Verteilung des Flickerpegels P_{St} bei 5 unterschiedlichen Messstellen

In Abbildung 4-21 wurde eine andere Darstellung dieser 450 Werte gewählt, bei welcher alle 95 % Quantile sortiert wurden, und mit dem zugehörigen Maximal-, Minimal-, und Mittelwert aufgetragen wurden.

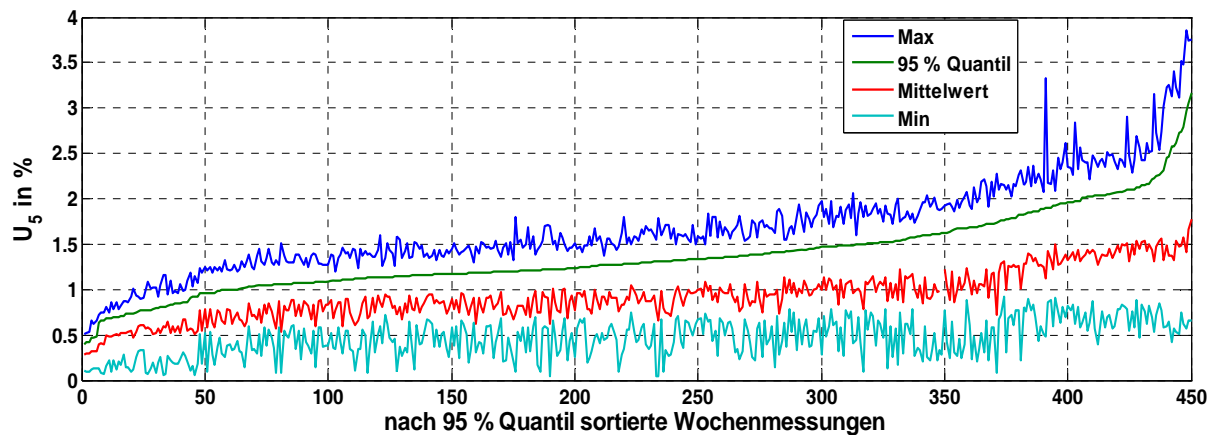


Abbildung 4-21: Werte der 5. Harmonischen aus 450 Stichproben sortiert nach dem 95 % Quantil

Wenn alle 95 % Quantile aus diesen 15 Wochen und 30 Messstationen ($N = 450$ Stichproben) sortiert werden, und anschließend der Mittelwert aus den k kleinsten Quantilen gebildet wird, wie auch der Mittelwert aus den k größten Quantilen, wobei k jeden Wert zwischen 2 und N annehmen kann, erhält man einen Raum, in dem sich der Mittelwert bei k zufälligen Stichproben befinden wird (siehe Abbildung 4-22). Das heißt, dass bei z.B. 100 Stichproben der Mittelwert der 95 % Quantile der 5. Harmonischen zwischen 1% und 2 % liegen wird.

Eine derartige Verteilung muss sich aber zwangsläufig für beliebige Messreihen ergeben. Wenn ein immer größerer Ausschnitt vom Anfang oder Ende einer zuvor sortierten Zahlenreihe entnommen wird und darüber Durchschnittswerte berechnet werden, müssen sich diese entsprechend siehe Abbildung 4-22 verhalten. Dies lässt aber keine statistische Aussage über Lage oder Schwankung des 95 % Quantils zu. Der vermeintliche Zielwert, dem sich die Kurven annähern, ist einfach der Mittelwert aus N unterschiedlichen Quantilwerten. Eine allgemein gültige Aussage über das Konfidenzintervall des 95 % Quantils eines Qualitätsparameters für das ganze Netz ist damit keinesfalls möglich.

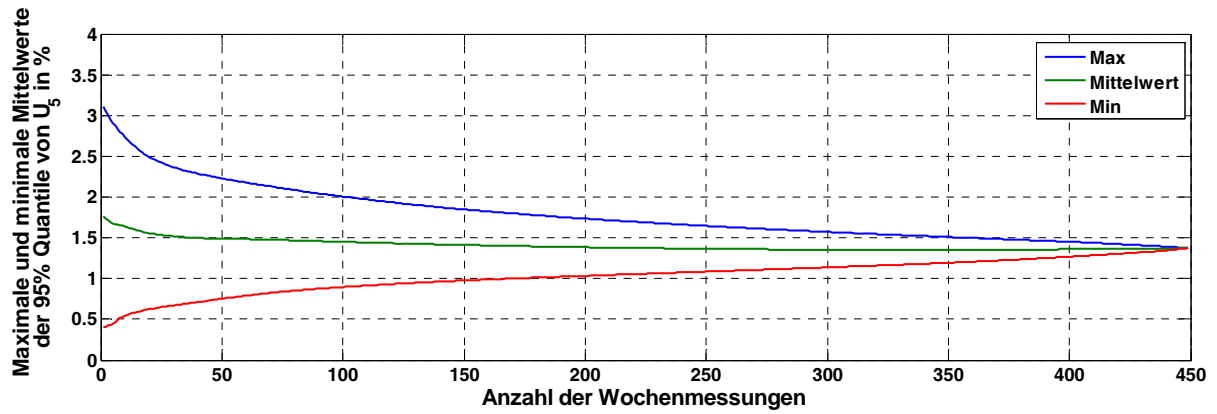


Abbildung 4-22: Maximale und minimale Mittelwerte des 95 % Quantils der 5. Harmonischen aus 450 Stichproben

5 Umsetzungsschritte eines flächendeckenden Spannungsqualitäts-Monitorings basierend auf der Methode der vorangegangenen Machbarkeitsstudie

5.1 Auswahl des Messsystems

Um für jeden Netzbetreiber eine flächendeckende kontinuierliche Erfassung der Spannungsqualität zu ermöglichen – im Sinne [13], ist es erforderlich, die Spannungsqualität mittels stationär eingebauter Messstellen permanent zu erfassen. Zur Ermittlung des Messstellenbedarfs, und der idealen Messpunkte innerhalb von Mittelspannungsnetzen kann die beschriebene technisch-wissenschaftliche Methode verwendet werden. Wie eine solche Umsetzung nach der beschriebenen Methode erfolgen sollte, wird in den folgenden Punkten 5.1 bis 5.11 erläutert:

Der Verband der Elektrizitätswerke Österreichs (VEÖ) hat im Juni 2007 einen Spezifikationsrahmen für Spannungsqualitäts-Messgeräte (PQ-Messgeräte) und Spannungsqualitäts-Monitoringsysteme [8] herausgegeben, in welchem sehr hilfreiche Informationen über die notwendigen Anforderungen an das Messsystem angeführt sind. Im Folgenden sind einige wesentliche Kriterien für ein flächendeckendes, permanentes Monitoring angeführt:

- **Erfüllung der Spezifikationen nach IEC-61000-4-30 [2]**

In dieser internationalen Norm sind die Anforderungen an Messeinrichtungen unterschiedlicher Klassen angegeben, wobei es sich empfiehlt, die Klasse A Kriterien zu erfüllen. Dies sind z.B. nötiger Messbereich, Erfassungs- und Mittelungsintervalle und Frequenzauflösung. Nach dieser Norm muss die Messung bis zur 40. Harmonischen erfolgen. Für ein flächendeckendes Monitoring mit optimal verteilten Messstellen ist die Messung nur etwa bis zur 13. Harmonischen zweckmäßig, da ein Rückschluss auf das Verhalten von höheren Harmonischen in entfernten Nachbarknoten meist nicht möglich ist. Für Informationen über höhere Harmonische in der Messstation muss der Frequenzgang der Wandler berücksichtigt werden können.

- **Datenübertragungstechnologie (LAN, WLAN, Funk, Speicherkarten,...)**

Es soll geprüft werden, ob bestehende Datennetzwerke (z.B. LAN) für die Übertragung der PQ-Messwerte herangezogen werden können. Da gute Messstandorte nicht zwangsläufig auch über eine gute Datenanbindung verfügen, sollte ein alternatives Verfahren zur Datenübertragung (Funk, Speicherkarten) in Erwägung gezogen werden.

- **Integration in ein eventuell vorhandenes Netzleitsystem**

Zur Messstellenidentifikation und Clusterzuordnung einzelner Stationen wäre es vorteilhaft, eine bestehende Datenbank (z.B. ein Netzleitsystem) heranzuziehen, und mit einer PQ-Datenbank zu verknüpfen. Dadurch könnten auch bei eventuellen Netzumschaltungen die betroffenen Stationen optimal einem neuen Cluster zugeordnet werden (Netzumschaltung siehe Kap. 5.10)

- **Flexible, kompatible Datenbankstruktur**

Die Datenstruktur des PQ-Messsystems sollte so flexibel gestaltet sein, dass diese in eine bestehende Datenbank integriert bzw. zumindest mit dieser verknüpft werden kann. Es sollte die Möglichkeit bestehen, standardisierte, automatisierte Protokolle zu erstellen, welche an die persönlichen Anforderungen angepasst werden können. Weiters sollte eine ODBC-Schnittstelle vorhanden sein.

- **Integrierte Datenkompression zur Datenweitergabe an Dritte**

Zur Datenweitergabe an Dritte sollte die Möglichkeit bestehen, die hohe Datenmenge mittels statistischer Methoden (siehe Kapitel 3) zu komprimieren und in ein für die Weitergabe klar definiertes Format exportieren zu können.

5.2 Erhebung der Netzdaten

Die Kenntnis über die Netzstruktur (Leitungsimpedanzen und Länge) ist Hauptvoraussetzung, um diese Methode anwenden zu können. Je exakter die Verbraucherstruktur (siehe auch Komponenten der Verwendung – §2 Abs. 3 Elektrizitätsstatistikverordnung [13]), an jeder Transformatorstation, sowie der Leistungsbedarf dieser einzelnen Lastkategorien bekannt sind, umso besser wird auch das Ergebnis der Messstellenoptimierung. Da viele Versorgungsnetzbetreiber ohnehin über entsprechende Programme zur Lastfluss-, und Kurzschlussberechnung verfügen, ist davon auszugehen, dass die Netzdaten, insbesondere für die Mittelspannungsnetze, im ausreichenden Maße bereits jetzt zur Verfügung stehen. Auch wenn keine Berechnungsprogramme vorhanden sind, sollten die Leitungs- und Kundendaten, welche meist in Form einer Datenbank vorhanden sind, ausreichend sein, um die folgenden Punkte 5.3 und 5.4 durchführen zu können.

5.3 Berechnung der Admittanzmatrix

Auf Basis der Netzdaten aus 5.2 kann unter Miteinbeziehung der Generator- und Lastimpedanzen ein mathematisches Modell des Netzes, die so genannte Systemadmittanzmatrix \underline{Y} , nach folgender Gleichung erstellt werden:

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_j \frac{1}{\underline{Z}_{ij}} \quad (5-1)$$

- \underline{Y}_{ii} Eigenadmittanz (Hauptdiagonalelement): Summe aller Zweigadmittanzen zu benachbarten Knoten und zu dem Bezugsknoten
- \underline{Z}_{ii} Impedanz zum Bezugsknoten (Last-, Generatorimpedanz)
- \underline{Z}_{ij} Koppelimpedanz zu benachbarten Knoten

$$\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji} = -\frac{1}{\underline{Z}_{ij}} \quad (5-2)$$

- \underline{Y}_{ij} Koppeladmittanz (Nebendiagonalelement): negative Zweigadmittanz

Wie die Impedanzen der einzelnen Netzelemente zu ermitteln sind, ist der Machbarkeitsstudie Kapitel 2.2 [9] zu entnehmen.

5.4 Generieren von Störströmen

Anhand der Verbraucherstruktur in jedem Knoten können für jede Station realitätsnahe Störströme generiert werden, welche den deterministischen Anteil der Störergößen repräsentieren. Da die Störgrößen auch einen stochastischen Charakter besitzen, sollen diese Störströme zusätzlich in Amplitude, Winkel und Zeit variiert werden. Da in Verteilnetzen der wöchentliche Lastgang den wesentlichen deterministischen Anteil besitzt und für die Erfassung der Spannungsqualität 10-min-Mittelwerte heranzuziehen sind, wird empfohlen, Störstromzeitreihen von 10-min-Werten über eine Woche zu erstellen. Dies sind somit 1008 Werte für jede Lastkategorie. Der Störstrom in jeder Station ist also die gewichtete Summe über alle in dieser Station angeschlossenen Lastkategorien (siehe Gleichung (5-3)).

$$\underline{I}_k(t) = \sum_{n=1}^{P_k} \underline{I}_{k,n}(t) \quad (5-3)$$

- \underline{I}_k Summenstörstromzeitreihe in Station k
- P_k Anzahl Lastkategorien in Station k
- $\underline{I}_{k,n}$ Zeitreihe mit 1008 Werten der Lastkategorie n in Station k

5.5 Berechnung der Knotenspannungen

Wird nun die invertierte Systemadmittanzmatrix für jeden Zeitpunkt t mit den Störströmen multipliziert, ergeben sich Knotenspannungen $\underline{U}(t)$, welche einer Korrelationsanalyse zugeführt werden können, um die Kohärenz zwischen den Stationen bestimmen zu können.

$$\underline{U}(t) = \underline{Y}^{-1} \cdot \underline{I}(t) \quad (5-4)$$

$\underline{U}(t)$ Zeitreihe der Störspannungen in den Stationen
 \underline{Y} Systemadmittanzmatrix
 $\underline{I}(t)$ Zeitreihe der Störströme in den Stationen

5.6 Korrelations- und Regressionsanalyse der Knotenspannungen

Auf Basis der berechneten Knotenspannungszeitreihen kann nach Gleichung (5-5) die Matrix K der **Korrelationskoeffizienten** berechnet werden:

$$K_{i,j} = \frac{\sum_{t=1}^T ((U_i(t) - \bar{U}_i) \cdot (U_j(t) - \bar{U}_j))}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (U_i(t) - \bar{U}_i)^2 \cdot \sum_{t=1}^T (U_j(t) - \bar{U}_j)^2}}; \quad \begin{matrix} i = 1 \dots N \\ j = 1 \dots N \end{matrix} \quad (5-5)$$

$K_{m,n}$ Korrelationskoeffizient zwischen Station m und n
 T Anzahl der 10-min-Mittelwerte einer Woche (1008)
 $U_i(t)$ Knotenspannung in Station i zum Zeitpunkt t
 $U_j(t)$ Knotenspannung in Station j zum Zeitpunkt t
 \bar{U}_i Mittelwert aller 10-min-Mittelwerte (1008 Werte) in Station i
 \bar{U}_j Mittelwert aller 10-min-Mittelwerte (1008 Werte) in Station j
 N Anzahl der Stationen

Dabei haben alle Korrelationskoeffizienten mit $i=j$ den Wert 1, da dies die Korrelation mit sich selbst bedeutet.

Analog kann auf Basis der berechneten Knotenspannungszeitreihen nach Gleichung (5-6) die Matrix R der **Regressionskoeffizienten** berechnet werden:

$$R_{i,j} = \text{median} \left(\frac{U_i(1)}{U_j(1)}, \dots, \frac{U_i(t)}{U_j(t)}, \dots, \frac{U_i(T)}{U_j(T)} \right); \quad \begin{matrix} i = 1 \dots N \\ j = 1 \dots N \end{matrix} \quad (5-6)$$

$K_{m,n}$ Korrelationskoeffizient zwischen Station m und n
 T Anzahl der 10-min-Mittelwerte einer Woche (1008)
 $U_i(t)$ Knotenspannung in Station i zum Zeitpunkt t
 $U_j(t)$ Knotenspannung in Station j zum Zeitpunkt t
 N Anzahl der Stationen

Kohärenzmatrix als Kombination aus Regression und Korrelation

Da die Regressionswerte zwischen Null und Unendlich liegen können, werden alle Werte größer 1 invertiert, um diese mit dem Korrelationskoeffizienten zu einer Kohärenzmatrix kombinieren zu können. Als Input für die Clusteranalyse wird jeweils der kleinste Wert von $K_{i,j}$ und $R_{i,j}$ verwendet. Diese Kombination wird hier als Kohärenzmatrix X bezeichnet.

$$X_{i,j} = \min(K_{i,j}, R_{i,j}); \quad \begin{array}{l} i = 1 \dots N \\ j = 1 \dots N \end{array} \quad (5-7)$$

$X_{i,j}$ Kohärenzkoeffizient zwischen Station i und j (Minimum aus Regression und Korrelation)

5.7 Bestimmung der Grenzwerte

Wie in Kapitel 4.5 beschrieben, hat sich ein Grenzwert von 0,8 für die Kohärenzmatrix als brauchbar erwiesen. Allfällig könnte zur Systemanpassung auch ein davon abweichender Wert verwendet werden. Dies bedeutet, dass Stationen einer Zeile bzw. Spalte der Kohärenzmatrix X , die einen Wert größer dem Grenzwert aufweisen, einen Cluster bilden und dadurch nur eine Messstelle benötigen.

5.8 Clusterung auf Basis der Korrelations- und Regressionsergebnisse

Um mit Hilfe dieser Kohärenzmatrix automatisch die besten Cluster und deren Clustermittelpunkte (Ort der Messstelle) finden zu können, stehen unterschiedliche Methoden zur Verfügung. In Kapitel 4.4.3 wurde die Meta-RaPS-Methode als optimale Methode identifiziert, weshalb diese hier auch empfohlen wird. Wenn die Eignung aller Stationen für den Einbau einer Messstelle bekannt ist (z.B. hinsichtlich der Kommunikationsanbindung, der Ausstattung mit Spannungswandlern, Platzbedarf,..), kann dies im Algorithmus berücksichtigt werden. Dadurch kann es jedoch vorkommen, dass z.B. eine zusätzliche Messstelle benötigt wird.

5.9 Eindeutige Zuordnung von Knoten zu einem Cluster

Da alle Clusteralgorithmen auch Messstellen bestimmen, deren Randgebiete meist auch von einer anderen Messstelle abgedeckt werden, ist es erforderlich, diese doppelt erfassten Stationen eindeutig einer Messstelle zuzuordnen. Diese Zuordnung kann auch im Clusteralgorithmus implementiert sein, wobei die Station der Messstelle zugeordnet wird, mit welcher sie die beste Kohärenz aufweist.

5.10 Berücksichtigung möglicher Netzumschaltungen in der Messstellenoptimierung

Da es bei den meisten Netzbetreibern ohnehin üblich ist, alle Netzumschaltungen zu protokollieren, sollte bei Umschaltung einer Station auf ein anderes Mittelspannungsnetz auch ein entsprechender Vermerk in der Spannungsqualitäts- bzw. Power Quality-Datenbank eingetragen werden, wodurch diese Messstelle für diesen Zeitraum optimal einem anderen Cluster zugeordnet wird. Dies sollte, um den Aufwand in Grenzen zu halten, nur bei längerfristigen und nicht bei störungsbedingten Umschaltungen oder aufgrund von Instandhaltungsmaßnahmen erfolgen.

5.11 Abschätzung der Umsetzungsdauer

Bei Anwendung der beschriebenen Methode und unter Berücksichtigung der Dauer für Bestellung und Installation des Messequipments, sowie nach Aufbau einer Datenbank mit den zugehörigen Datenleitungen, kann davon ausgegangen werden, dass die Umsetzung einer vollständigen flächendeckenden Erfassung der Spannungsqualität im Sinne der Elektrizitätsstatistikverordnung [13] etwa 3 Jahre in Anspruch nimmt, wobei erste Messergebnisse vermutlich auch früher bereits zur Verfügung stehen werden.

5.12 Abschätzung der Investitionskosten

Um den Messstellenbedarf, wie auch die Kosten für ein flächendeckendes PQ-Monitoring in Österreich abzuschätzen wird eine mittlere Clustergröße von 50 Transformatorstationen pro Cluster herangezogen. Bei Berücksichtigung von Kabelnetzen und des vergleichmäßigen Einflusses der Störpegel im übergeordneten Netz ist mit tendenziell größeren Clustern zu rechnen, womit die oben genannte Zahl eher eine untere Grenze für die Clustergröße darstellt.

Nach der Bestandsstatistik des Jahres 2003 [14] der E-Control gibt es in Österreich 70.019 MS/NS-Umspannstationen. Damit ergibt sich ein Messgerätebedarf von maximal 1400 Messgeräten. Der Installationsaufwand in HS/MS-Umspannwerken ist auf Grund der dort bereits vorhandenen Spannungswandler und sonstigen Infrastruktur kostengünstiger ist als in MS/NS-Stationen. Es wird im Rahmen dieser Studie angenommen, dass etwa bei der Hälfte der Stationen Spannungswandler nachgerüstet werden müssen.

Folgende Investitionskosten für Messgerät, Datenanbindung und Arbeitsaufwand wurden je Station angesetzt

- Station mit Spannungswandler 2300 €
- Station ohne Spannungswandler 6600 €

Für eine zentrale Datenerfassung entstehen für jeden der 27 größten Netzbetreiber Kosten für einen Datenserver mit zugehöriger Datenverwaltungssoftware in der Höhe von schätzungsweise 20.000 €

Damit ergibt sich ein Gesamtinvestitionsaufwand von ca. 6,77 Mio € für Österreich. Bei einer buchhalterischen Lebensdauer von 15 Jahren für Messwandler, 10 Jahren für Messgeräte und 5 Jahre für Software, ergibt sich unter Berücksichtigung der Verzinsung und unterschiedlicher Abschreibungsdauern eine mittlere jährliche Annuität von ca. 700.000 Euro.

5.13 Bisherige praktische Erfahrungen in der Umsetzung

Einige Netzbetreiber haben in den vergangenen Jahren damit begonnen die mechanischen Spannungsschreiber in Umspannwerken durch elektronische Geräte zu ersetzen. Häufig wurden dabei Spannungsqualitätsmessgerät gewählt und damit gleichzeitig die Möglichkeit geschaffen die Oberschwingungsanteile und Flickerpegel sowie Spannungseinbrüche zu messen. Dies hat sich bis jetzt gut bewährt, es liegen keine prinzipiell negativen Erfahrungen vor.

Im Zuge des flächendeckenden Ausbaus einer Spannungsqualitätsmessung ergeben sich natürlich auch infrastrukturelle Probleme. Auch wenn die Auswahl der Messorte einen gewissen Spielraum beinhalten, zeigt sich, dass an vielen Messorten Spannungswandler und Datenübertragungseinrichtungen nachgerüstet werden müssen. Aus praktischen Gründen (notwendige Abschaltung der Station) sollten diese Arbeiten z.B. mit den laufenden Revisionsplänen abgestimmt werden.

Im Rahmen der permanenten flächendeckenden Messung fällt ein enormes Datenvolumen an. Der erfolgreiche Einsatz des Spannungsqualitäts-Monitorings-Systems sowie der wirtschaftliche Nutzen wird daher auch von der Datenauswertung abhängig sein. Wichtig dabei sind ein hoher Automatisierungsgrad und eine gut interpretierbare grafische Darstellung, da Personalressourcen begrenzt verfügbar sind. Der Engpass liegt insbesondere in der Archivierung der Daten, die Datenbanken sehr umfangreich werden lassen, wodurch die Performance beeinträchtigt werden kann.

6 Zusammenfassung

In der Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 [13], ausgegeben am 16.10.2007, wird im §13 erstmalig die Erhebung der Spannungsqualität in öffentlichen Netzen in den Netzebenen 4 und 5 (Mittelspannung) und 6 und 7 (Niederspannung) verpflichtend gefordert. Als Erhebungsperiode ist der Zeitraum von 1. Jänner, 0:00 bis 31. Dezember 24:00 vorgesehen, wobei eine kontinuierliche Erfassung der Spannungsqualität erfolgt. Bezüglich der relevanten Spannungsqualitätsparameter wird auf die vertraglich beschriebenen Merkmale und damit indirekt auf die Europannorm ÖVE/ÖNORM EN 50160 [1] verwiesen. Daraus kann abgeleitet werden, dass als statistische Kenngrößen jeweils die in der aktuellen Fassung dieser Norm spezifizierten Quantile, ermittelt für jede Kalenderwoche, heranzuziehen sind. Für die Netzebenen 6 und 7 wird aufgrund des andernfalls nicht vertretbaren Messaufwandes lediglich eine punktuelle Erhebung vorgeschrieben.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde ein Verfahren, das in der vorangegangenen Machbarkeitsstudie [9] vorgestellt wurde, weiter entwickelt. Unter Berücksichtigung der Netztopologie, der Leitungsimpedanzen und der Verbraucherstruktur wird ein entsprechendes Netzmodell generiert. Die Stationen dieser Netzmodelle wurden mit synthetischen Störströmen beaufschlagt und die sich daraus berechneten Spannungen an den einzelnen Transformatorstationen berechnet. Diese werden einer Korrelations- und Regressionsanalyse unterzogen, wodurch Stationen mit ähnlichem Verhalten identifiziert und zu einem Messcluster, welcher nur eine Messstelle benötigt, zusammengefasst werden können.

Basierend auf den Ergebnissen von umfangreichen Spannungsqualitätsmessungen in Mittelspannungsstationen eines österreichischen Netzbetreibers wurden die Methoden zur Ermittlung der Ströme verfeinert. Es konnte damit eine Vergrößerung der Messcluster bzw. eine Verringerung der notwendigen Messgeräteanzahl erreicht werden. Wurde bei der vorangegangenen Studie von einer mittleren Messstellenabdeckung (Clustergröße) von 35 Stationen pro Messstelle ausgegangen, so konnte dieser Wert auf 50 Stationen pro Messstelle vergrößert werden. Der Wert gilt für Freileitungsnetze mit Kabelanteilen unter 40%. Bei reinen Kabelnetzen ist meist einer weiteren Erhöhung der Clustergröße bzw. Verringerung des Messstellenbedarfs zu rechnen. Bei 70.000 MS/NS-Stationen in Österreich kann daher mit einem Messgerätebedarf von 1400 Stück als obere Grenze gerechnet werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] ÖVE/ÖNORM EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2008
- [2] IEC 61000-4-30, Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods
- [3] A. Haber, Entwicklung und Analyse eines Qualitätsregulierungsmodells für die österreichischen Mittelspannungsnetze, Dissertation an der TU Graz, 2005
- [4] H. Renner, Netztechnische Analysen zur Beurteilung der Spannungsqualität, Habilitationsschrift an der TU Graz, 2002
- [5] C. Ammer, H. Renner, Determination of the Optimum Measuring Positions for Power Quality Monitoring, 11. International Conference on Harmonics and Quality of Power, 12.-15.9.2004, Lake Placid
- [6] Frey, Dueck: Clustering by Passing Messages Between Data Points, SCIENCE Vol. 315, Seite 972 ff, 16. Februar 2007
- [7] Lan, DePuy, Whitehouse: An effective and simple heuristic for the set covering problem, European Journal of Operational Research Vol. 176 (Number 3), Seite 1387-1403, Februar 2007
- [8] VEÖ, PQ-Messgeräte und PQ-Monitoringsysteme Spezifikationsrahmen, Juni 2007, ISBN 3-902222-15-8
- [9] W. Hipp, H. Renner, Machbarkeitsstudie für ein flächendeckendes PQ-Monitoring in Österreich, Studie im Auftrag der E-Control GmbH, Dezember 2005
- [10] L. C. Markel, C. J. Melhorn, S. R. Williams, H. Mehta, Design of a Measurement Program to Characterize Distribution System Power Quality, Proceedings of the XII CIRED Conference (CIRED'93). Birmingham, England, May 1993
- [11] M. A. El-Dery, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, Optimum Number and Location of Power Quality Monitors, 11. International Conference on Harmonics and Quality of Power, 12.-15.9.2004, Lake Placid
- [12] V.J. Gosbell, B.S.P. Perera, H.M.S.C. Herath, Unified power quality index (UPQI) for continuous disturbances, IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP) 2002, Rio de Janeiro, Brazil, Paper No.02ICHQP007.
- [13] Elektrizitätsstatistikverordnung 2007, 284. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft, Ausgegeben am 16. Oktober 2007
- [14] [E-Control-GmbH, Bestandsstatistik 2003](#)