

# NEUE ENERGIEN 2020

## Deliverable D7

### Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

### Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

## Projektdaten

<b>Kurztitel</b>	DG DemoNetz-Validierung	
<b>Langtitel</b>	Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung –Validierung von Spannungsregelungskonzepten	
<b>Projektnummer</b>	825514	
<b>Programm/Programmlinie</b>	<b>Neue Energien 2020</b> <b>3. Ausschreibung</b>	
<b>Antragsteller</b>	Austrian Institute of Technology DI Helfried Brunner, MSc	
<b>Projektpartner</b>	Vorarlberger Kraftwerke AG Salzburg Netz GmbH Netz OÖ GmbH Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft - Energy Economics Group Siemens AG Österreich	
<b>Projektstart u. -dauer</b>	Projektstart: 01.03.2010	Dauer: 36 Monate
<b>Synopsis:</b> Die in den Projekten DG DemoNetz-Konzept und BAVIS entwickelten Spannungsregelungskonzepte werden im vorliegenden Projekt DG DemoNetz Konzept - Validierung in den untersuchten Netzabschnitten in Vorarlberg und Salzburg in Form von Testplattformen real implementiert, um die Ergebnisse aus DG DemoNetz-Konzept und BAVIS in einem Feldtest zu validieren.		

# Validierung des Einsatzes von Spannungsregelungskonzepten in zwei österreichischen 30 kV Mittelspannungsnetzen

## Arbeitspaketleitung:

Roman Schwalbe, MSc

**Austrian Institute of Technology**

Dipl.-Ing. Matthias Stifter, MSc

**Austrian Institute of Technology**

Werner Tremmel

**Austrian Institute of Technology**

## Projektkoordination:

Dipl.-Ing. Helfried Brunner, MSc

**Austrian Institute of Technology**

Dipl.-Ing. Benoit Bletterie

**Austrian Institute of Technology**

Dipl.-Ing. Dr. Alexander Viehweider

**Austrian Institute of Technology**

Dipl.-Ing. Daniel Burnier de Castro

**Austrian Institute of Technology**

Wien, November 2013

# Inhalt

Projektdaten .....	1
1 Einleitung.....	8
1.1 Projektabriss .....	8
1.1.1 Motivation.....	8
1.1.2 Zielsetzung.....	8
1.2 Inhalt und Ergebnisse dieses Dokuments .....	9
1.3 Begriffserklärungen und weiterführende Informationen .....	9
1.3.1 Kritische Knoten .....	9
1.3.2 Spannungsgrenzen .....	10
1.3.3 Kraftwerks-PQ-Diagramm .....	10
1.3.4 Beitragsmatrix .....	10
1.3.5 AVC – Automated Voltage Controller .....	11
1.3.6 Spannungsbandgewinn.....	11
1.3.7 Spannungsregelungskonzepte .....	12
1.3.8 CVCU – Central Control Voltage Unit.....	13
1.3.9 ZUQDE – Zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung .....	13
2 Beschreibung des Regelungskonzepts.....	14
2.1 Finale Version des Spannungsregelungskonzepts.....	14
2.1.1 Trennung der Regelungsaufgaben .....	14
2.1.2 LevelController .....	15
2.1.3 RangeController .....	16
2.2 Modifikationen des Spannungsregelungskonzepts für die Validierung des Spannungsbandgewinns .....	18
2.3 Topologie-Erkennung.....	19
2.3.1 Implementierte Topologie-Erkennung in Lungau .....	20
2.3.2 Implementierte Topologie-Erkennung im Großen Walsertal .....	22
2.4 Zeitverhalten und Dynamik der Regelung .....	23
2.4.1 Dynamik der eintreffenden Messwerte .....	23
2.4.2 Dynamik der Regelung des LevelControllers.....	26
2.4.3 Dynamik der Regelung des RangeControllers.....	26
2.5 Erweiterte Funktionen und Schutzmechanismen.....	27

2.5.1	Messwertaufbereitung und Sollwert-Nachbearbeitung.....	27
2.5.2	Aussetzen des Regler-Zyklus in speziellen Netzsituationen .....	28
2.5.3	Absetzen von Warnmeldungen .....	28
2.5.4	Erweiterte Funktionen für das Große Walsertal .....	28
3	Implementierung der Spannungsregelungskonzepte in beiden Netzabschnitten.....	29
3.1	Installation des Reglers.....	29
3.2	Erstellen der Regler-Konfiguration .....	29
3.3	Steuerung des Reglers .....	30
3.4	Fernwirkschema beider Netze.....	31
3.4.1	Kommunikationsschnittstelle CVCU-SICAM.....	31
3.5	Betriebsführungskonzept für Leitpersonal .....	33
3.5.1	Regler-Konfiguration über Wartenleitsystem .....	34
3.5.2	Umschaltung der Betriebsmodi während der Validierungsphase .....	34
3.6	Erfahrungen des Leitpersonals .....	35
4	Technische und funktionale Validierung.....	36
4.1	Analyse der Spannungsverhältnisse im Netz .....	36
4.1.1	Lungau.....	36
4.1.2	Großes Walsertal .....	40
4.2	Performance abhängig von den eingestellten Spannungsgrenzwerten .....	42
4.3	Analyse der Funktion der Kommunikationsschnittstellen.....	44
4.3.1	Partielle und vollständige Kommunikationsausfälle .....	44
4.3.2	Zeitverhalten der Kommunikation .....	46
4.4	Analyse der Funktion der Stufenregelung beim Umspanner .....	47
4.4.1	Dynamik .....	47
4.4.2	Einfluss der koordinierten Regelungsstrategien auf die Anzahl der Stufenstellungen.....	47
4.4.3	Einfluss der Regelstrategien auf Lebensdauer und Verschleiß.....	48
4.5	Analyse der Zeitkonstanten im Netz.....	48
4.5.1	Dynamik der Wirkleistungseinspeisung im Netz .....	49
4.6	Analyse der Signallaufzeiten .....	49
4.7	Reaktion der Spannungsregelung auf nicht normale Netzzustände .....	50
4.7.1	Fehlerfälle im Netzbetrieb .....	50
4.7.2	Bekannte und unbekannte Umschaltungen.....	50
4.7.3	Die Schutzfunktionen des Reglers.....	51

4.7.4	Fehlerfälle in Topologie-Auskopplung und Kommunikations-System.....	51
4.7.5	Praktische Erfahrung mit den Schutzmechanismen des Reglers.....	52
4.7.6	Besondere Netzsituationen aus der Praxis.....	52
4.7.7	Zusammenfassung.....	55
4.8	Validierung der Möglichkeit der Schaltzustandsüberwachung .....	55
4.8.1	Grenzen der Topologie-Auskopplungssysteme .....	57
4.8.2	Erfahrungen aus den Netzen.....	58
4.8.3	Tests der korrekten Funktionsfähigkeit der Topologie-Auskopplung.....	58
4.9	Ermittlung des tatsächlichen Beitrags der dezentralen Erzeugungsanlagen zum Spannungsbandmanagement.....	59
4.9.1	Vergleich theoretische und reale Kraftwerks-PQ-Diagramme.....	59
4.9.2	Ertüchtigung der Kraftwerke für die koordinierte Regelung.....	59
4.9.3	Vergleich der realen Beiträge der Kraftwerksblindleistung auf die Netzspannung mit den berechneten .....	61
4.10	Bestimmung der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der Spannungsregelungskonzepte .....	65
4.11	Zusammenfassung technische und funktionale Validierung .....	66
5	Validierung des Spannungsbandgewinns .....	67
5.1	Allgemeiner Ablauf der Validierung .....	67
5.1.1	Problemstellung .....	67
5.1.2	Validierungsablauf.....	68
5.2	Zeitablauf der Feldtestphase.....	69
5.3	Validierung Lungau .....	71
5.3.1	Netz-Informationen.....	71
5.3.2	Validierungszeitraum.....	71
5.3.3	Zeitliche Zuordnung der Betriebsmodi.....	72
5.3.4	Vergleich der Spannungs-Dauerlinien der unterschiedlichen Betriebsmodi .....	72
5.3.5	Spannungshöhe und Spreizung der Spannungen .....	73
5.3.6	Analyse der Ergebnisse .....	75
5.3.7	Interpretation der ZUQDE-Ergebnisse.....	76
5.4	Validierung Großes Walsertal .....	77
5.4.1	Netz-Information.....	77
5.4.2	Validierungszeitraum.....	77
5.4.3	Zeitliche Zuordnung der Betriebsmodi.....	77

5.4.4	Vergleich der Spannungs-Dauerlinien der unterschiedlichen Betriebsmodi .....	78
5.4.5	Spannungshöhe und Spreizung der Spannungen .....	80
5.4.6	Analyse der Ergebnisse .....	81
5.4.7	Gewinn der koordinierten Spannungsregelung im Vergleich zur Fernregelung	84
5.5	Interpretation der <i>Ergebnisse</i> .....	85
5.5.1	Das benutzte Spannungsband in Relation zur maximalen Spreizung.....	85
5.5.2	Untersuchung der konventionellen Regelung .....	87
5.6	Technische Validierung der Ergebnisse aus den Projekten DG DemoNetz Konzept und BAVIS.....	89
5.6.1	Lungau.....	89
5.6.2	Großes Walsertal .....	92
5.7	Zusammenfassung Validierung des Spannungsbandgewinns.....	95
6	Schlussfolgerungen .....	96
	Literaturverzeichnis .....	98
7	Anhang.....	99
7.1	Topologieerkennung Testszenerarien Lungau .....	100
7.2	PQ-Diagramme Großes Walsertal.....	103
7.2.1	KW So903:.....	103
7.2.2	KW So902:.....	104
7.2.3	KW Fo001 .....	105
7.3	Lungau.....	106
7.3.1	KW 0820 Maschine 1 .....	106
7.3.2	KW 0820 Maschine 2 .....	106
7.3.3	KW 0840 .....	106
7.3.4	KW 0850 .....	107
7.4	Betriebsführungskonzept für Großes Walsertal.....	108
7.5	Beispiel-XML-Konfigurationsdatei für die CVCU.....	109

## Kurzfassung

Dieser Bericht beschreibt die im Rahmen des Projektes DG DemoNetz Validierung entwickelten Regelungskonzepte und deren Einführung und Inbetriebnahme in zwei österreichischen Verteilnetzen (Demo-Regionen Lungau / Salzburg und Großes Walsertal / Vorarlberg) und deren Betrieb in den Jahren 2012 und 2013.

Es werden die technischen Lösungen beschrieben, welche zur Anbindung der Spannungsregelung an die Netzinfrastruktur entwickelt wurden, sowie das Umfeld dargestellt, in dem der Regler agierte und das zeitliche Verhalten der Regelungskomponenten und der Messwerte im Netz analysiert.

Die entwickelten Regelungsstrategien wurden in einer einjährigen Testphase betrieben, und in einer mehrmonatigen Validierungsphase miteinander verglichen. Die Auswirkungen dieser Regelungsmethoden auf das vom Netz belegte Spannungsband werden einander gegenübergestellt und die Validierungsergebnisse analysiert.

Die Resultate, dass die im Rahmen des Projekts entwickelten Lösungen praxistauglich eingesetzt werden können, und dass die entwickelten Regelungskonzepte sowie die Kommunikationslösungen stabil und zuverlässig arbeiten.

Weiters zeigen die in beiden Feldtestgebieten gemachten Erfahrungen, dass konventionelle Alternativen zum Leitungsbau wie eine Schaltzustandsoptimierung oder eine optimal eingestellte lokale Sammelschienenregelung bzw. Sammelschienenregelung mit Stromkompoundierung in Kombination mit einer lokalen Q(U)-Regelung der Kraftwerke ebenfalls sehr kosteneffizient sein können.

Mit den im Projekt entwickelten und getesteten Spannungsregelungskonzepten stehen nun alternative Lösungen bereit, die Einspeiserzunahme vor allem bei starken Inhomogenitäten im Netz kostengünstiger als bisher zu beherrschen.

# 1 Einleitung

## 1.1 Projektabriss

### 1.1.1 Motivation

Durch vorgegebene EU-Rahmenbedingungen kommt es bereits heute zu einer dezentral ausgerichteten Stromerzeugung. Diese Entwicklung wird in naher Zukunft verstärkt werden.

In den in Österreich vielfach gegebenen ländlichen Verteilnetzstrukturen hat sich die Spannungsanhebung in Folge der Einspeisung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEAs) als bedeutendste Systemgrenze bei der Integration der Anlagen herausgestellt<sup>1</sup>. Dies hat besondere Bedeutung, da der Netzbetreiber dafür verantwortlich ist, die Spannung innerhalb definierter Grenzen zu halten, ohne dabei im Netzbetrieb direkten Zugriff auf Erzeugungsanlagen zu haben (bedingt durch die organisatorische Trennung von Stromerzeugung, -handel und -verteilung). Resultierende Netzausbauanforderungen, die nicht auch durch den Verbrauch ausgelöst werden verursachen zusätzlich Systemkosten, die auf alle Benutzer aufgeteilt mittel- und langfristig zu höheren Tarifen führen.

In den Vorgängerprojekten DG DemoNetz-Konzept und BAVIS wurden, aufbauend auf realen Netzdaten, in numerischen Simulationsumgebungen Spannungsregelungskonzepte entwickelt und verbessert, sowie deren Wirksamkeit im Vergleich mit einem Referenzszenario bewertet.

### 1.1.2 Zielsetzung

Zentrales Ziel des Projektes DG DemoNetz-Validierung ist es die in den Projekten DG DemoNetz-Konzept und BAVIS entwickelten Spannungsregelungskonzepte in den untersuchten Netzabschnitten in Vorarlberg und Salzburg in Form von Testplattformen real zu implementieren und die Ergebnisse technisch und wirtschaftlich zu validieren.

Mit den eingesetzten Spannungsregelungskonzepten können kostenintensive und langfristige Netzausbauprojekte zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich werden. Im Zuge der Netzentwicklung können sich bis dahin auch andere Lösungen ergeben. Die dadurch insgesamt erreichbare Verzögerung der Investitionen und die erwartete Steigerung der Flexibilität wären wirtschaftlich vorteilhaft. Die folgenden Aspekte werden durch den Einsatz der entwickelten Spannungsregelungskonzepte als wesentliche Ergebnisse erarbeitet:

- Direkte Einsparung von Investitionskosten
- Bessere Nutzung bestehender Betriebsmitteln
- Verminderung des Risikos durch langfristige Bindung von Investitionsmitteln

Im Detail sollen im Projekt DG DemoNetz-Validierung folgende Projektziele erreicht werden:

---

<sup>1</sup> vgl. Ergebnisse des Projekts „EE+PQ“, 1.Ausschreibung Energiesysteme der Zukunft, Nr. 807719

- Entwicklung einer technischen Lösung (Informations- und Kommunikationstechnik - IKT & Energietechnik - ET), die den Anforderungen der entwickelten Regelungskonzepte genügt
- Validierung der Spannungsregelungskonzepte „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ im realen Netzbetrieb (zu den Konzepten siehe Kapitel 2.1.5)
- Untersuchung der allgemeinen Anwendbarkeit der Erkenntnisse
- Erstellung eines Betriebsführungskonzepts
- Prüfung der langfristigen Kostenersparnis gegenüber konventionellen Netzplanungskonzepten

Durch die bessere Nutzung der Infrastruktur wird der Anschluss einer höheren Dichte an dezentralen Energieerzeugern auf Basis erneuerbarer Energieträger an die bestehende Netzinfrastruktur ermöglicht werden. Wie die Simulationen im Rahmen des Projekts DG DemoNetz-Konzept gezeigt haben, ist es zu erwarten, dass eine wesentliche Erhöhung der anschließbaren Dichte an dezentralen Erzeugern im Vergleich zu einer Leitungsverstärkung zu günstigeren Kosten erreicht werden kann. Es gilt nun die tatsächlichen Kosten festzustellen.

## **1.2 Inhalt und Ergebnisse dieses Dokuments**

Das im Zuge der Projekte DG-DemoNetz Konzept [4] und BAVIS [2] schrittweise entwickelte Regelungskonzept wurde in diesem Projekt zu einer bei zwei verschiedenen Netzbetreibern integrierbaren Lösung weiterentwickelt. Es wird in Kapitel 2 beschrieben.

Die Entwicklung der Regler-Softwarekomponente und deren Schnittstellen zum Prozessleitsystem, die Konfiguration und Inbetriebnahme des Reglers in den Demonstrationsnetzgebieten sowie der Umgang des Leitpersonals mit dem Regler ist in Kapitel 3 beschrieben.

In Kapitel 4 ist das Verhalten des Reglers, der Kommunikationsumgebung und der Demonstrationsnetze dargestellt, und die auftretenden Dynamiken (Zeitkonstanten, Signallaufzeiten), die Funktionalität (Stufenregelung, Blindleistungsregelung, Schaltzustandsüberwachung) sowie die Regler-Performance analysiert (Einhaltung der Spannungsgrenzen, Stabilität).

Der Beitrag des Regelungskonzepts zum Spannungsbandmanagement der Mittelspannungsnetze ist in Kapitel 5 ermittelt, indem verschiedene Netzbetriebsarten miteinander verglichen werden. Weiters werden die Ergebnisse der Simulationen aus den Vorgängerprojekte mit den real erzielten Ergebnissen verglichen.

## **1.3 Begriffserklärungen und weiterführende Informationen**

### **1.3.1 Kritische Knoten**

Für das Regelungskonzept sind vorrangig jene Netzknoten interessant, an welchen die niedrigste bzw. die höchste Spannung im Netz zu erwarten ist. Durch geschickte Auswahl der Standorte der Messstellen kann die Anzahl der Messstellen von mehreren Hundert (bei jedem Netzknoten eine) auf 5 bis 20 Stück an strategisch günstigen Orten reduziert werden.

Die Installation von Spannungs-Messstellen an jedem Netzknoten, an dem ein Kunde sitzt, ist unwirtschaftlich und unnötig, da benachbarte (adjazente) Netzknoten im allgemeinen sehr ähnliche Spannungsverhältnisse haben werden.

Zur Auswahl der Position der Messstellen wird eine Jahres-Leistungsflussrechnung durchgeführt, und alle Knoten, an denen während des Berechnungszeitraums die höchste oder die niedrigste Spannung im Netzabschnitt aufgetreten sind, werden vorselektiert. In dieser Vorselektion werden adjazente Knoten zusammengefasst, sodass unter Berücksichtigung eines geringen Toleranzbandes die Spannungsverhältnisse im Netz durch diese am Ende wenigen *kritischen Knoten* jederzeit dargestellt werden können. Diese kritischen Knoten sind zumeist starke Lastknoten mit tendenziell niedrigeren Spannungswerten („Tiefzieher“), und starke Einspeiseknoten mit tendenziell höheren Spannungswerten („Hochzieher“).

Eine genauere Beschreibung ist in [2] zu finden.

### **1.3.2 Spannungsgrenzen**

Seitens des Netzbetreibers sind am Verknüpfungspunkt die Spannungsgrenzen von  $\pm 10\%$  an der Übergabestelle zum Kunden entsprechend EN 50160 einzuhalten. Üblicherweise werden die Planungspegel in öffentlichen Mittelspannungsnetzen definiert durch eine Nennspannung und eine Abweichung nach unten (z.B.  $-5\%$ ) und eine Abweichung nach oben (z.B.  $+2\%$ ) mit Berücksichtigung des Deadband des Stufenstellers (z.B.  $2\%$ ) [5] [6], um aus dem gesamten Spannungsband ( $\pm 10\%$ ) noch genügend Reserven für die Niederspannungsnetze zu haben.

### **1.3.3 Kraftwerks-PQ-Diagramm**

Synchrongeneratoren können zusätzlich zur Einspeisung von Wirkleistung in gewissen Grenzen (abhängig vom Design der jeweiligen Maschine) Blindleistung einspeisen bzw. konsumieren. Obwohl man allgemeine Aussagen über die Fähigkeit eines Synchrongenerators machen kann, wie viel Blindleistung sie erzeugen bzw. verbrauchen können, sind diese Grenzen für jeden Synchrongenerator unterschiedlich.

Neue Kraftwerke, welche über Synchrongeneratoren einspeisen, müssen einen Betrieb mit  $\cos\varphi = 0,9$  (d.h.  $Q = \pm 0,48P$ ) unterstützen, bei älteren Generatoren kann die Fähigkeit, Blindleistung beizutragen, signifikant schlechter sein.

Im Allgemeinen muss davon ausgegangen werden, dass die Grenzwerte für die maximal und minimal mögliche Blindleistung von der aktuellen Wirkleistungseinspeisung abhängt.

Eine genaue Beschreibung von Synchron-Generatoren und deren PQ-Diagramm ist in [1] zu finden. Das Regelungsverhalten und dessen Stabilität wurde in [3] analysiert.

### **1.3.4 Beitragsmatrix**

Die Beitragsmatrix beschreibt den Einfluss, den eine Wirkleistungs- bzw. Blindleistungsänderung der regelbaren Kraftwerke auf die Spannung der kritischen Knoten hat. Jede Spalte der Beitragsmatrix entspricht einem Kraftwerk, und jede Zeile entspricht einem kritischen Knoten, jede Zelle beinhaltet dementsprechend Information darüber, um wie

viel sich die Spannung an dem jeweiligen kritischen Knoten ändern wird, wenn das jeweilige Kraftwerk eine Wirk- bzw. Blindleistungsänderung ausführt.

Die Beitragsmatrix ist von der Netztopologie abhängig - das bedeutet, dass in unterschiedlichen Schaltzuständen die Beiträge der Kraftwerke auf die Spannungen verschieden sein können.

Das Konzept der Beitragsmatrix wird in [3] vorgestellt und beschrieben, und in [1] analysiert.

### 1.3.5 AVC – Automated Voltage Controller

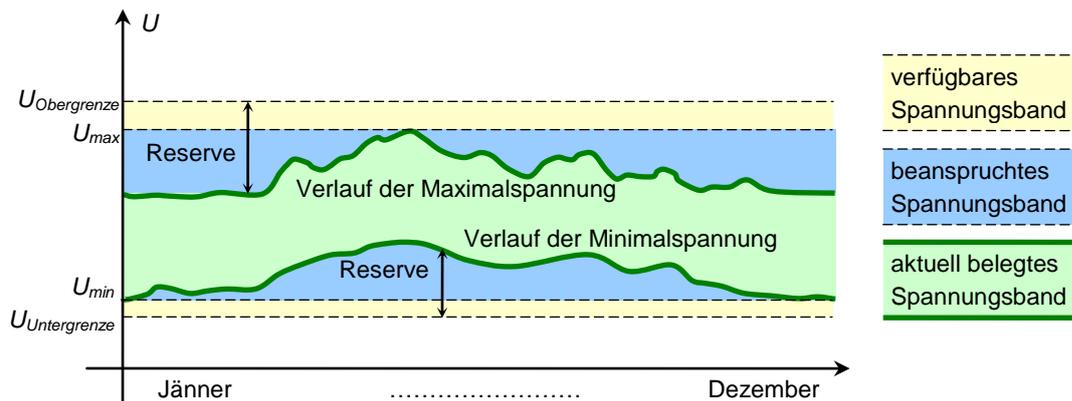
Der automatische Spannungsregler (AVC – Automated Voltage Controller) regelt die Spannung auf der Sekundärseite (Mittelspannungsseite) des Hochspannungs-Mittelspannungs-Transformators (allgemein als Umspanner bezeichnet), in dem er die Stufenposition des unter Last schaltbaren Stufenstellers (im Englischen OLTC – On Load Tap Changer) verändert. Umspanner haben zwar ein fixes Übersetzungsverhältnis, aber es sind mehrere Anzapfungen der Primär-Wicklungen herausgeführt, welche eine Variation des Übersetzungsverhältnisses in einem bestimmten Bereich zulässt. Diese Variation ist individuell designbar, typischerweise werden  $\pm 11$  bis 15 Anzapfungen herausgeführt, welche je Stufe eine Spannungsdifferenz von 0,8 - 1,7% bewirken.

Typischerweise regelt der automatische Stufensteller die Sammelschienenspannung  $U_{TF}$  mit einer inversen Zeitcharakteristik. D.h. es gibt ein Spannungsdeadband  $U_{DB}$  um jenen Spannungswert  $U_{TF}^{set}$ , auf welchen der Spannungsregler die Sammelschienenspannung halten soll. Verlässt die Sammelschienenspannung diesen gültigen Bereich, so beginnt der Regler die Differenz zwischen Sammelschienenspannung und gültigem Bereich zeitlich zu integrieren. Wird dieses Zeitintegral größer als ein einstellbarer Grenzwert, so wird eine Stufung durchgeführt, welche die Sammelschienenspannung wieder in den gültigen Bereich bringt.

Nähere Informationen sind in [1] zu finden.

### 1.3.6 Spannungsbandgewinn

Das **verfügbare Spannungsband** ist definiert durch die Differenz zwischen der höchsten und der niedrigsten erlaubten Spannung in dem jeweiligen Netz (siehe auch 1.3.2). Die im Netz auftretenden Spannungsanhebungen durch Einspeisung und die Spannungsabfälle durch Verbraucher erzeugen eine natürliche Variation der Netzspannungen, wie sie in Abbildung 1 dargestellt sind. Die Differenz zwischen der höchsten und der niedrigsten im Netz auftretenden Spannung definiert das **beanspruchte Spannungsband**. Ziel von Spannungsregelungsstrategien ist es den Netzspannungsverlauf so zu beeinflussen, dass sich ein **Spannungsbandgewinn** einstellt. Dieser ergibt sich als Differenz zwischen dem durch die konventionelle Spannungsregelung beanspruchten Spannungsband und dem beanspruchten Spannungsband der zu untersuchenden Regelungsstrategie. Wichtig ist dabei, dass die Vergleichszeiträume jeweils repräsentative Erzeugungs- und Lastsituationen beinhalten.



**Abbildung 1 verfügbares und beanspruchtes Spannungsband am Beispiel einer „fixen“ Sollwerteneinstellung am Umspanner**

Ist das beanspruchte Spannungsband klein gegenüber dem verfügbaren Spannungsband, bedeutet dies, dass das Netz gut ausgebaut ist, bzw. Potential für neue Kunden (Verbraucher und Erzeuger) besteht. Ist die Reserve zwischen verfügbarem Spannungsband und beanspruchtem Spannungsband klein, so bedeutet dies, dass die Kapazitätsgrenze des Netzes erreicht wurde, und neue Erzeugungsanlagen oder Verbraucher möglicherweise nur mehr durch einen Netzausbau integriert werden können.

Ein Spannungsbandgewinn durch neue Regelungskonzepte bringt für den Netzbetreiber den Vorteil, dass dieser mehr Erzeugungs- aber auch Verbrauchsanlagen in das Netz integrieren kann, ohne das Netz verstärken zu müssen.

Weitere Informationen hierzu sind in [2] und [4] zu finden.

### 1.3.7 Spannungsregelungskonzepte

Im Vorgängerprojekt DGDemoNetz Konzept [4] wurden Spannungsregelungskonzepte beschrieben, welche einen höheren Anteil an dezentralen Einspeisern ermöglichen. Die in diesem Kontext relevanten Konzepte und Begriffe werden hier nochmals aufgelistet - weitere Details sind in [4] zu finden:

- **Derzeitige Praxis:** In der **konventionellen Spannungsregelung** regelt der Umspanner anhand der lokalen Sammelschienenspannung und die Kraftwerke tragen durch  $\cos\phi$  Vorgabewerte des Netzbetreibers (zumeist  $\cos\phi=1$ ) zur Spannungshaltung bei (d.h. Einspeisevertrag gemässes Blindleistungsmanagement). Eine verbreitete Erweiterung ist die Stromkompoundierung für die Umspanner-Spannungsregelung. Auch werden zunehmend Kraftwerke mit in einer Q(U)-Regelung an der Spannungsregelung beteiligt. In diesen Fällen spricht man von **lokaler Spannungsregelung**.
- **Fernregelung:** Das Berücksichtigen von aktuellen Spannungen aus dem Netz setzt eine Kommunikationsinfrastruktur voraus. Während bei der Parametrierung der Stromkompoundierung die Spannungen im Netz abgeschätzt bzw. durch Lastflusssimulationen erhoben werden, stehen diese Informationen bei der Fernregelung in Form von aktuellen Messwerten zur Verfügung. Damit können alle Netzspannungen über die Regelung des Stufenstellers sehr zuverlässig innerhalb des gewünschten Spannungsbandes gehalten werden. Wesentlich ist hier, dass es

einen zentralen Regler gibt, wo alle Informationen (Spannungsmessungen und Topologie-Informationen) zusammenlaufen und der Netzzustand zentral erfasst wird.

- **Koordinierte Spannungsregelung:** Werden zusätzlich zu den aktuellen Spannungen aus dem Netz noch aktuelle Informationen über regelbare Kraftwerke bereit gestellt, und die Möglichkeit gegeben, diesen Kraftwerken Blind- und eventuell Wirkleistungs-Sollwerte vorzugeben, so spricht man von der koordinierten Spannungsregelung von Stufenstellertransformator und Kraftwerken. Wesentlich ist hier, dass es einen zentralen Regler gibt, wo alle Informationen zum aktuellen Schaltzustand, die Verfügbarkeit der Kraftwerke und aktuelle Spannungsmesswerte sowie Lastdaten erfasst werden.

### **1.3.8 CVCU – Central Control Voltage Unit**

CVCU (Zentrale Spannungsregelungseinheit) ist der Name für den Regler, welcher im Rahmen des Projektes DG DemoNet Validierung entwickelt wurde. Der Regler wurde in Microsoft Visual C++ 2010 programmiert, und ist daher als eigenständiges Programm unter Windows lauffähig. Der Regler kann über verschiedene Interfaces mit dem Netz kommunizieren. Im Projekt DG DemoNet Validierung wurde die SCADA-Anbindung über die Prozesssteuerungssoftware Siemens SICAM230 mittels COM-Schnittstelle realisiert. Details sind in [10] zu finden.

### **1.3.9 ZUQDE – Zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung**

ZUQDE – Zentrale UQ (Spannungs- und Blindleistungsregelung) Dezentraler Einspeiser – ist der Name des Spannungs- und Blindleistungs-Reglers für Mittelspannungsnetze, welcher von Siemens entwickelt wurde. Die Funktionsweise des ZUQDE-Reglers unterscheidet sich grundlegend von der CVCU (siehe 1.3.8), da ZUQDE auf einer State-Estimation basiert und nicht auf aktuellen Messwerten, wobei aktuelle Messwerte zur Erhöhung der Genauigkeit der State-Estimation berücksichtigt werden können. Weiters ist ZUQDE im Leitsystem integriert, während die CVCU eigenständig auf den Spannungsregler des Umspanners im Umspannwerk wirkt. Details sind in [12] zu finden.

## 2 Beschreibung des Regelungskonzepts

In den Vorgängerprojekten BAVIS [2] und DG-DemoNetz Konzept [4] wurden Spannungsregelungskonzepte speziell für ländliche Verteilnetze entwickelt, welche einen hohen Anteil an dezentraler Einspeisung ermöglichen. Diese Spannungsregelungskonzepte wurden in den letzten sechs Jahren kontinuierlich weiterentwickelt und für den praktischen Einsatz in den Feldtestgebieten verbessert. Im vorliegenden Kapitel wird die finale Version des Spannungsregelungskonzepts vorgestellt, welche in den beiden Mittelspannungsnetzen Großes Walsertal und Lungau Ostnetz eingesetzt wurden. Diese Regelungsstrategien wurden mit dem Fokus auf einen schonenden und sparsamen Einsatz der Regelungskomponenten entwickelt, um einerseits die Betriebsmittel zu schonen, und andererseits auch einen stabilen und robusten Netzbetrieb weiterhin sicherzustellen.

### 2.1 Finale Version des Spannungsregelungskonzepts

Primäres Ziel des Spannungsregelungskonzept ist es, die unterschiedlichen Spannungsniveaus im gesamten Netz (verursacht durch den Spannungshub, welcher durch Einspeisung auftritt, und / oder durch den Spannungsabfall, welcher durch Lasten (Verbraucher) hervorgerufen wird) innerhalb der vorgegebenen Spannungsgrenzen (siehe 1.3.2) zu halten.

Durch die Steuerung des automatischen Spannungsreglers (AVC – siehe 1.3.5) des unter Last schaltbaren Stufenstellers (OLTC – siehe 1.3.5) und der Blindleistung der regelbaren Kraftwerke kann auf Basis aktueller Spannungsmesswerte aus dem Netz dieses Ziel erreicht werden.

#### 2.1.1 Trennung der Regelungsaufgaben

Eine einfache, robuste und effiziente Form der Spannungsregelung kann durch das Trennen der Regelungsaufgaben für den Umspanner und die Kraftwerke erreicht werden:

- Der **LevelController** regelt den Umspanner indem er auf Basis aktueller Spannungsmesswerte aus dem Netz den Sollwert für den –Spannungsregler des Umspanners berechnet. Damit kann direkt das Spannungsniveau (das Spannungslevel) im gesamten Netz beeinflusst werden – und zwar diskret in „Stufen“ abhängig von der Spannungsänderung einer Stufenstellung.
- Der **RangeController** regelt die Blind- und Wirkleistung der regelbaren Kraftwerke, in dem er Blindleistungssollwerte und eventuell auch Wirkleistungssollwerte für jedes regelbare Kraftwerk berechnet und an diese sendet. Damit können die Netzspannungen an den Abzweigen, wo die Kraftwerke angeschlossen sind, individuell beeinflusst werden – und zwar stufenlos, da die Kraftwerke im Allgemeinen stufenlos gleitende Sollwerte umsetzen können.

Der alleinige Betrieb des LevelControllers entspricht der Fernregelung (siehe 1.3.7), der gemeinsame und unabhängige Betrieb von LevelController und RangeController entspricht der koordinierten Spannungsregelung (siehe 1.3.7).

### 2.1.2 LevelController

Nachdem der LevelController ein genaues Bild über die Spannungsverhältnisse im Netz über die aktuellen Spannungsmesswerte der kritischen Knoten hat, kann dieser die Spannungen im Netz nach verschiedenen Strategien im verfügbaren Spannungsband platzieren:

- UpperLimit: Die Netzspannungen werden so nah wie möglich an der Obergrenze des verfügbaren Spannungsbandes ausgerichtet.
- LowerLimit: Die Netzspannungen werden so nah wie möglich an der Untergrenze des verfügbaren Spannungsbandes ausgerichtet
- Centered: Die Netzspannungen werden so gut wie möglich im Mittelfeld des verfügbaren Spannungsbandes ausgerichtet.
- MinimumTapping: Eine Trafo-Stufung wird erst dann ausgeführt, wenn eine Netzspannung das Spannungsband verlässt. Ansonsten können die Spannungen innerhalb des verfügbaren Spannungsbandes frei variieren.

Es muss bei diesen Strategien berücksichtigt werden, dass der LevelController niemals genau zu einer gewünschten Spannung hinregeln kann, da der unterlagerte Spannungsregler des Umspanners ein Toleranzband um den vom LevelController vorgegeben Sollwert hat, und der Umspanner an sich nur diskrete ( z.B. 300 V ) Änderungen der Sammelschienenspannung durchführen kann.

In kritischen Netzsituationen, d.h. bei Störungen im Netz und daraus resultierenden ungünstigen Schaltzuständen, kann es vorkommen, dass das aktuell belegte Spannungsband (siehe Abbildung 1) so groß wird, dass es keine Stufenstellerposition gibt, in der alle Netzspannungen innerhalb der Grenzen gehalten werden können. Ein Beispiel wäre eine leichte Unterspannung, welche durch ein hochtappen vermieden werden könnte, allerdings würde dies zu einer leichten Überspannung führen. In diesem Fall darf der Umspanner nicht hochtappen, da Überspannung kritischer als Unterspannung angesehen wird (Überspannung führt zu einer schnelleren Alterung der Betriebsmittel und ist daher zu vermeiden – außerdem spricht ab einer Schwelle der Netzschutz an und trennt Kraftwerke vom Netz).

Somit ist die erste Priorität des LevelControllers, Überspannung zu vermeiden, die zweite Priorität Unterspannung zu vermeiden, und an dritter Stelle wird die gewünschte Strategie ausgeführt.

Eine detaillierte Beschreibung des LevelControllers inklusive der mathematischen Herleitungen der Regelstrategien und deren Sonderfälle ist in [1] zu finden.

### 2.1.3 RangeController

Die notwendigen Eingangsgrößen und Informationen sowie die Ausgangsgrößen des Regelungsalgorithmus sind nachfolgend dargestellt und beschrieben:

Eingangsgrößen		
Symbol	Name	Beschreibung
$U_{CN}$	aktuelle Spannung der kritischen Knoten	siehe Kapitel 1.3.1
$Q_{DG}$	aktuelle Blindleistung der regelbaren Kraftwerke	siehe Kapitel 1.3.3
$P_{DG}$	aktuelle Wirkleistungseinspeisung der Kraftwerke	siehe Kapitel 1.3.3
$U_{TF}$	aktuelle Transformator-Sammelschienen-Spannung	siehe Kapitel 1.3.5
Für den Regler notwendige Information		
$A_{CN,DG}$	Beitragsmatrix des aktuellen Schaltzustandes	Siehe Kapitel 1.3.4
$VB$	Verfügbares Spannungsband („Voltage Band“)	Siehe Kapitel 1.3.6
$U_{DB}$	Deadband des Transformator-Spannungsreglers	Siehe Kapitel 1.3.5
Ausgangsgrößen		
$Q_{DG}^{set}$	neuer Sollwert für die Kraftwerksblindleistung	siehe Kapitel 1.3.3
$P_{DG}^{set}$	neuer Sollwert für die Kraftwerksblindleistung	siehe Kapitel 1.3.3
$U_{TF}^{set}$	neuer Sollwert für den Spannungsregler des Transformators	siehe Kapitel 1.3.5

Aufgabe des RangeControllers ist es, die Spreizung, d.h. die Spannungsdifferenz zwischen aktuell höchstem und niedrigsten Knoten so klein zu halten, sodass der LevelController immer eine Stufenstellerposition findet, wo alle Spannungen im gültigen Bereich liegen. Nachdem der LevelController die Stufenstellung nicht direkt beeinflussen kann, sondern nur dem Spannungsregler des Umspanners einen Spannungssollwert vorgibt, muss der RangeController bei der Limitierung der Spreizung das Toleranzband des Spannungsreglers des Umspanners berücksichtigen: Mit der Definition des Spannungsbandes als *VoltageBand*  $VB = U_{Obergrenze} - U_{untergrenze}$  und dem Toleranzband des Spannungsreglers des Umspanners  $U_{DB}$  ergibt sich das effektive Spannungsband zu  $EVB = VB - U_{DB}$ .

Der RangeController hat also die Aufgabe, die Spreizung  $S = \max(U_{CN}) - \min(U_{CN})$  kleiner als das effektive Spannungsband zu halten, also  $\max(U_{CN}) - \min(U_{CN}) < EVB$ .

Durch die Linearisierung des Lastflusses, wie sie in [3] beschrieben ist, kann der Einfluss einer Wirk- und Blindleistungsänderung aller regelbaren Kraftwerke auf die Spannungen der kritischen Knoten mithilfe der Beitragsmatrix beschrieben werden (siehe 1.3.4). Demnach können Änderungen des Betriebspunktes der Kraftwerke (siehe 1.3.3) die Netzspannungen wie folgt beeinflussen:  $U_{CN}^{neu} = U_{CN}^{gemessen} + A_{CN,DG}^Q \cdot \Delta Q_{DG} + A_{CN,DG}^P \cdot \Delta P_{DG}$ .

Bei den Blind- und Wirkleistungsänderungen hervorgerufenen Änderungen der Betriebspunkte der Kraftwerke  $Q_{DG}^{set} = Q_{DG} + \Delta Q_{DG}$  und  $P_{DG}^{set} = P_{DG} + \Delta P_{DG}$  muss das PQ-Diagramm des jeweiligen Kraftwerks berücksichtigt werden, sodass die neuen Betriebspunkte im gültigen Bereich liegen. Nachdem die Blindleistungsgrenzen im

Allgemeinen von der aktuellen Wirkleistungseinspeisung abhängen, ergeben sich folgende zusätzliche Randbedingungen:

$$Q_{DG}^{min}(P_{DG} + \Delta P_{DG}) < Q_{DG} + \Delta Q_{DG} < Q_{DG}^{max}(P_{DG} + \Delta P_{DG}) \text{ sowie } P_{DG}^{min} < P_{DG} + \Delta P_{DG} < P_{DG}^{max}$$

Zusammen mit der Bedingung, dass die Spreizung kleiner als das effektive Spannungsband sein muss, ergibt sich ein Optimierungsproblem mit folgenden Randbedingungen:

- $\max(U_{CN}^{neu}) - \min(U_{CN}^{neu}) < EVB$  (wobei  $U_{CN}^{neu} = U_{CN}^{gemessen} + A_{CN,DG}^Q \cdot \Delta Q_{DG} + A_{CN,DG}^P \cdot \Delta P_{DG}$ )
- $Q_{DG}^{min}(P_{DG} + \Delta P_{DG}) < Q_{DG} + \Delta Q_{DG} < Q_{DG}^{max}(P_{DG} + \Delta P_{DG})$
- $P_{DG}^{min} < P_{DG} + \Delta P_{DG} < P_{DG}^{max}$

**Mathematische Klassifizierung des Problems:** Nimmt man an, dass die Parameter des Optimierungsproblems ( $\Delta Q_{DG}$  und  $\Delta P_{DG}$ ) einen euklidischen Raum aufspannen, dann definieren diese Randbedingungen ein konvexes Polytop (siehe [1] für Details), innerhalb dessen gültige Netzzustände liegen – d.h. dieses Polytop grenzt den Bereich ab, in dem sowohl die Netzspannungen innerhalb der gewünschten Grenzen sind als auch alle Kraftwerke gültige Betriebspunkte haben.

Im Normalfall wird es nun viele Kombinationen geben, die Netzsituation zu beherrschen (d.h. viele Kombinationen von  $\Delta Q_{DG}$  und  $\Delta P_{DG}$ , welche innerhalb des Polytops liegen), und durch die Zielfunktion kann die Kombination herausgefunden werden, welche das Optimum für das Netz darstellen soll. Der Regler kann prinzipiell beliebige lineare, quadratische oder absolute Zielfunktionen optimieren – die folgende Zielfunktion erscheint allerdings Zweckmäßig:  $\min\{ \sum_{DG} (Q_{DG} + \Delta Q_{DG})^2 - c \cdot \Delta P_{DG} \}$ . Jede Wirkleistungsreduktion  $\Delta P_{DG}$  wirkt sich negativ auf die Zielfunktion aus, deshalb wird bei geeignetem gewähltem Parameter  $c$  (z.B. 10 bis 100) eine Wirkleistungsreduktion in jedem Fall vermieden – es wird also die Wirkleistungseinspeisung maximiert. Durch das quadratische Auftreten der Blindleistungen in der Zielfunktion wird jede Abweichung der Blindleistung von 0 (d.h. keine Blindleistungseinspeisung) vermieden. Die quadratische Funktion könnte auch durch eine Betragsfunktion ersetzt werden, allerdings ist die quadratische Funktion für die Praxis besser geeignet, weil sie von allen relevanten Kraftwerken anteilmäßig Blindleistung abverlangt, und nicht nur ein Kraftwerk mit der Blindleistungsregelung beauftragt. Das erhöht zwar möglicherweise die benötigte Blindleistung, allerdings ist durch die Aufteilung der Blindleistung auf alle Kraftwerke ein gleichmäßigeres und fehlertoleranteres Betriebsverhalten zu erwarten.

Mathematisch ergibt sich dadurch ein quadratisches Optimierungsproblem unter linearen Randbedingungen. Das ist ein konvexes Problem welches sehr einfach, schnell, und robust lösbar ist, weil da – sofern es eine Lösung gibt – es immer ein Minimum gibt, diese Minimum immer eindeutig ist, und jedes gefundene Minimum immer das globale Minimum darstellt. Dieses Verfahren kann daher effizient und zuverlässig mit einem Gradientenabstiegsverfahren gelöst werden. Dabei wird in einem ersten Schritt der gültige Bereich der Lösungsmenge gesucht, und im zweiten Schritt innerhalb dieser Lösungsmenge das Minimum.

In Worten kann die endgültig implementierte Regelungsstrategie des RangeControllers folgendermaßen zu Prioritätsstufen zusammengefasst werden:

1. Halte alle Kraftwerke innerhalb ihres PQ-Diagramms
2. Halte die Spreizung der Netzspannungen kleiner als das effektive Spannungsband
3. Reduziere die Wirkleistung der Kraftwerke so wenig wie möglich
4. Verwende so wenig Blindleistung wie möglich

Nachdem die Wirkleistungsreduktion mit finanziellen Einbußen der Kraftwerksbetreiber verbunden ist, müsste die Wirkleistungsregelung vertraglich speziell ausverhandelt werden. Da dieses Thema sehr komplex ist, weil hier in der Praxis viele Fragestellungen noch offen sind (siehe [1] und [9]), kann der RangeController auch nur im Blindleistungs-Regelmodus („Q-Regelung“) betrieben ohne Wirkleistungsregelung („PQ-Regelung“) werden. Diese Regelungsstufe wird im Normalfall ausreichen, um alle Netzspannungen innerhalb der Grenzen zu halten (Abhängig von zukünftig geplanten Ausbauszenarien).

Das Optimierungsproblem bleibt dadurch quadratisch unter linearen Randbedingungen – es vereinfacht sich aber wesentlich:

Minimiere die Funktion  $\sum_{DG} (Q_{DG} + \Delta Q_{DG})^2$  unter Berücksichtigung von den Randbedingungen  $Q_{DG}^{min}(P_{DG}) < Q_{DG} + \Delta Q_{DG} < Q_{DG}^{max}(P_{DG})$  und  $max(U_{CN}^{neu}) - min(U_{CN}^{neu}) < EVB$ , wobei  $U_{CN}^{neu} = U_{CN}^{gemessen} + A_{CN,DG}^Q \cdot \Delta Q_{DG}$ .

Oder in Worten ausgedrückt:

1. Halte alle Kraftwerke innerhalb ihres PQ-Diagramms
2. Halte die Spreizung der Netzspannungen kleiner als das effektive Spannungsband
3. Verwende so wenig Blindleistung wie möglich

## **2.2 Modifikationen des Spannungsregelungskonzepts für die Validierung des Spannungsbandgewinns**

Das im vorherigen Kapitel vorgestellte Spannungsregelungskonzept wird sinnvollerweise im Minimum-Tapping-Modus betrieben, sodass der Umspanner so wenig wie möglich stuft, und die Kraftwerke immer nur dann, wenn es notwendig ist, Blindleistung bereitstellen, um damit die Spreizung kleiner als das effektive Spannungsband zu halten. Damit wird das gesamte verfügbare Spannungsband ausgenutzt, weil der RangeController erstens nur dann die Spreizung limitiert, wenn es wirklich notwendig ist, und zweitens der LevelController nur dann tappt, wenn eine Spannungsbandverletzung bevorsteht. Dadurch wird unabhängig von dem Anteil an dezentraler Einspeisung in dem Netz immer dasselbe Spannungsband beansprucht – nämlich das gesamte verfügbare.

Um *den Vorteil* der koordinierten Spannungsregelung gegenüber dem konventionell geregelten Betrieb zu demonstrieren wurde das bestehende Regelungskonzept erweitert. Der Gewinn der koordinierten Spannungsregelung ist die Möglichkeit in Netze, welche unter konventioneller Regelung ausgelastet sind, zusätzliche dezentrale Einspeiser integrieren zu können ohne das Netz ausbauen zu müssen. Ziel war es, diesen Gewinn der koordinierten

Spannungsregelung möglichst ohne Umrechnung oder Nachbearbeitung der Ergebnisse darstellen zu können. Dazu muss gezeigt werden, dass die koordinierte Spannungsregelung weniger Spannungsband beansprucht als der Betrieb mit konventioneller Regelung.

Zu diesem Zweck wird der LevelController auf LowerLimit gestellt, sodass alle Netzspannungen so tief wie möglich gehalten werden. Das Optimierungsziel des RangeControllers wird geändert, indem dieser nicht mehr versuchen soll, so wenig Blindleistung wie möglich zu verwenden, sondern die Spreizung permanent so gering wie möglich zu halten. In Situationen, wo sowohl die niedrigste als auch die höchste Netzspannung nicht durch Kraftwerke beeinflussbar sind (erkennbar durch einen „0-Beitrag“ in der Beitragsmatrix bei den jeweiligen Knoten) wird von den Kraftwerken keine Blindleistung abverlangt, weil diese keinen Einfluss auf die Spreizung haben. Ist jedoch ein beeinflussbarer Knoten der höchste Knoten (typischerweise ein Kraftwerk selbst), so wird so viel Blindleistung wie möglich (von allen Kraftwerken mit Einfluss auf diesen Knoten) dazu verwendet, den Spannungshub dieses Knotens zu verringern.

Mathematisch kann dies folgendermaßen ausgedrückt werden: Minimiere die Funktion  $\max(U_{CN}^{neu}) - \min(U_{CN}^{neu})$  mit  $U_{CN}^{neu} = U_{CN}^{gemessen} + A_{CN,DG}^Q \cdot \Delta Q_{DG}$  unter Berücksichtigung der Randbedingungen  $Q_{DG}^{min}(P_{DG}) < Q_{DG} + \Delta Q_{DG} < Q_{DG}^{max}(P_{DG})$ .

Dieses Regelungskonzept kann sinnvollerweise nur in der „Q-Regelung“ angewendet werden und nicht in der „PQ-Regelung“, weil durch das alleinige Optimierungsziel, die Spreizung im Netz so gering wie möglich zu halten es nicht möglich ist, die Wirkleistungseinspeisung zu maximieren – der Regler würde zur Minimierung der Spreizung die Wirkleistung der regelbaren Kraftwerke beliebig reduzieren.

In dieser Einstellung sorgt erstens der RangeController dafür, dass die Spreizung so gering wie möglich ist, und der LevelController bringt alle Spannungen so nah wie sinnvoll möglich an die untere Grenze des Spannungsbandes. Dadurch wird der obere Bereich des Spannungsbandes frei – und damit kann der Spannungsbandgewinn der koordinierten Spannungsregelung ohne Umrechnung direkt aus den mitgeloggten Netzspannungen abgelesen werden.

## 2.3 Topologie-Erkennung

Ein wichtiger Bestandteil des Reglers ist die Topologie-Erkennung, welche entsprechend dem aktuellen Netzzustand die richtige Beitragsmatrix auswählt, sodass der Regelungsalgorithmus arbeiten kann.

Ursprünglich war geplant, den aktuellen Netzzustand über eine PLC-Lösung zu erkennen („Weg der Daten ist gleich Weg des Stromes“), allerdings konnte dies wegen einer fehlenden Funktionalität im Schmalband-Protokoll nicht realisiert werden [7]. Deshalb wurde als Kompromisslösung die Topologie aus den in den Netzen vorhandenen Prozessleitsystemen ausgekoppelt. Diese Lösung macht den Regler von den Prozessleitsystemen abhängig, zu welchen er eigentlich eine Alternative hätte darstellen sollen, allerdings war dieser Schritt notwendig, um die für den Regler notwendige Topologie-Information kurzfristig bereitstellen zu können.

### 2.3.1 Implementierte Topologie-Erkennung in Lungau

Hier wurde aus dem Prozessleitsystem durch ein Topologie-Auskopplungstool („ToEv“ – Topologie Evaluierung) die für den Regler notwendige Information in Form einer XML-Datei zu Verfügung gestellt. Diese Datei enthält folgende Informationen über alle kritischen Knoten und alle Kraftwerke im Netz:

- Ob sie prinzipiell verbunden (aktiv) sind
- Zu welchem Umspanner sie verbunden sind
- Auf welchem Abzweig dieses Umspanners sie hängen

Damit ist nicht die vollständige Topologie-Information gegeben, allerdings steht ausreichend viel Information zu Verfügung, um eine geeignete Beitragsmatrix auswählen zu können.

Das folgende Beispiel zeigt eine ausgekoppelte Topologie-XML-Datei des Normalzustandes mit allen für die Regelung relevanten Informationen:

```
<xml version="1.0" encoding="utf-8" />
<CVCUexport version="1.0" zeit="2012-03-22 11:37:52" >
  <Topologie id="Lungau" >
    <KKNoten id="/CN1/Ort/SS/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED1/" />
    </KKNoten>
    <KKNoten id="/CN2/X/SS/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED2/" />
    </KKNoten>
    <KKNoten id="/CN3/X/SS/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED3/" />
    </KKNoten>
    <KKNoten id="/CN4/Ort/SS/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED4/" />
    </KKNoten>
    <KKNoten id="/CN5/ORT/SS-B/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED5/" />
    </KKNoten>
    <KKNoten id="/CN6/30 KV/SS/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM1/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/183/4/" />
    </KKNoten>
    <KKNoten id="/CN7/30 KV/UST NORD/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/TAURACH/" />
    </KKNoten>
    <KKNoten id="/CN8/30 KV/XORT/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED2/" />
    </KKNoten>
    <Generator id="/DG1/KW X04/BM GEN/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/ FED1/" />
    </Generator>
    <Generator id="/DG2/KW X04/BM GEN1/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED1/" />
    </Generator>
    <Generator id="/DG2/KW X04/BM GEN2/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED1/" />
    </Generator>
    <Generator id="/DG3/KW 6/BM GEN/" verbunden="true" >
      <Umspanner id="/UW LUN/110 KV/BM UM2/" />
      <Abzweig id="/UW LUN/30 KV/FED4/" />
    </Generator>
  </Topologie>
</CVCUexport>
```

Diese Topologie-XML-Dateien werden bei Änderung der Topologie automatisch erzeugt und dem Regler zu Verfügung gestellt. Dieser liest diese Datei dann ein, und erstellt daraus intern die Netz-Topologie. Diese wird anschließend mit allen vordefinierten Netz-Topologien verglichen, und die Topologie mit der besten Übereinstimmung ausgewählt. Für eine Übereinstimmung ist es notwendig, dass die Informationen aller verbundenen Betriebsmittel übereinstimmen.

Findet der Regler keine Übereinstimmung, wird eine Fallback-Topologie ausgewählt, welche nur die Informationen beinhaltet, die in jedem Fall zutreffen – nämlich, dass alle Kraftwerke einen Einfluss auf ihren eigenen Netzanschlusspunkt haben. Mit dieser Fallback-Topologie ist im Allgemeinen ein Netzbetrieb möglich, der Regler arbeitet aber nicht optimal, und es könnte eventuell in seltenen Fällen zu leichten Spannungsverletzungen oder zu nicht nötigen Wirkleistungsreduktionen kommen. Sobald der Regler eine unbekannte Topologie erhält, setzt er ein Signal für die Leitwarte ab, sodass diese darüber informiert ist.

Damit der Regler eine Topologie erkennt, muss diese im Vorhinein definiert werden. Dazu muss die Topologie im Netzmodell nachgebildet werden – d.h. die von dem Normal-schaltzustand abweichenden Schalterstellungen müssen bekannt sein. Danach kann mit einem vorbereiteten Skript automatisch die Blind- und Wirkleistungs-Beitragsmatrizen für diesen Schaltzustand berechnet werden. Diese Beitragsmatrizen müssen dann gemeinsam mit der Topologie-Information des Schaltzustandes der Konfiguration des Reglers hinzugefügt werden.

Beispielhaft ist für den Normalschaltzustand ein Auszug aus der Konfigurationsdatei des Reglers angeführt:

```
<matrix id="normal" default="yes">
  <row cn>
    cn_208,
    cn_213,
    cn_313,
    cn_406,
    cn_310,
    cn_0820_dg,
    cn_0840_dg,
    cn_0850_dg,
    TF2
  </row_cn>
  <col_dg>dg_0820_1,dg_0820_2,dg_0840,dg_0850</col_dg>
  <data q>
    0,          0,          0,          0,
    0.006885055,0.006885055,0,          0.004971844,
    0,          0,          0,          0,
    0,          0,          0.006120205,0,
    0,          0,          0,          0,
    0.006906172,0.006906172,0,          0.00497123,
    0,          0,          0.008761061,0,
    0.004963436,0.004963436,0,          0.005833249,
    0,          0,          0,          0
  </data q>
  <data p>
    0,          0,          0,          0,
    0.00915929, 0.00915929, 0,          0.00657085,
    0,          0,          0,          0,
    0,          0,          0.00824819, 0,
    0,          0,          0,          0,
    0.00919337, 0.00919337, 0,          0.00657004,
    0,          0,          0.01180308, 0,
    0.00657238, 0.00657238, 0,          0.00773685,
    0,          0,          0,          0
  </data p>
</matrix>
```

```

</matrix>
<operation_case id="normal">
  <tf name="/UW LUN/110 KV/BM UM2/">
    <branch name="/UW LUN/30 KV/FED2/">
      <dg name="/DG3/KW 6/BM GEN/">
        <cn name="/CN3/KW 6/BM GEN/">
          <cn name="/CN1/ORT/SS-B/">
        </cn>
      </dg>
    </branch>
    <branch name="/UW LUN/30 KV/FED1/">
      <cn name="/CN2/X/SS/">
    </branch>
    <branch name="/UW LUN/30 KV/FED3/">
      <dg name="/DG2/KW X04/BM GEN/">
        <dg name="/DG1/KW Y04/BM GEN1/">
          <dg name="/DG1/KW Y04/BM GEN2/">
            <cn name="/CN2/KW X04/BM GEN/">
              <cn name="/CN1/KW Y04/BM GEN1/">
                <cn name="/CN1/KW Y04/BM GEN2/">
              </cn>
            </cn>
          </cn>
        </dg>
      </branch>
    <branch name="/UW LUN/30 KV/FED4/">
      <cn name="/CN6/X/SS/">
    </branch>
    <branch name="/UW LUN/30 KV/FED5/">
      <cn name="/CN7/30 KV/ORT/">
        <cn name="/CN8/30 KV/UST NORD/">
          <cn name="/CN9/ORT/SS/">
        </cn>
      </branch>
    </tf>
  </operation_case>

```

### 2.3.2 Implementierte Topologie-Erkennung im Großen Walsertal

Hier wurde die Topologie-Information in Form von Prozessvariablen dem Regler zu Verfügung gestellt. Das bedeutet, dass die Topologie-Information dem Regler auf demselben Weg zu Verfügung gestellt wird wie die aktuellen Messwerte aus dem Netz (Spannungen, Leistungen, ...). Es wurde für jeden kritischen Knoten eine Prozessvariable definiert, und der Wert der Prozessvariablen gibt Information darüber, welcher Umspanner in welchem Umspannwerk diesen Knoten gerade versorgt. Damit steht die Information, an welchem Abzweig der Knoten gerade hängt, nicht zu Verfügung. Eine Analyse der gängigen Umschaltungen im Walsertaler Netz ergab allerdings, dass diese Information nicht unbedingt notwendig ist, da praktisch keine internen Umschaltungen auftreten, in denen ein kritischer Knoten oder ein Kraftwerk von einem anderen Abzweig versorgt wird.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen dem Netz im Großen Walsertal und dem Lungau-Netz ist die Art des Einsatzes der Umspanner im Umspannwerk: Während im Lungau-Netz beide Umspanner immer in Betrieb sind, und jeder eine Hälfte des Netzes versorgt, versorgen im Großen Walsertal die Umspanner abwechselnd im Monatsrhythmus das Netz. Die Information, welchen Umspanner die Leitwarte aktuell in Betrieb genommen hat, ist auch in den Prozessvariablen enthalten.

Weiters ist es bei diesem System nicht erforderlich, für jede Umschaltung eine eigene Beitragsmatrix zu berechnen, weil es durch das Fehlen der Information des Abzweiges nicht zu unterschiedlichen Beitragsmatrixeinträgen kommen kann. Das System dient Vorrangig dazu, dem Regler mitzuteilen, welcher Knoten in der Regelung berücksichtigt werden muss, und welcher nicht. Es existiert somit nur eine einzige Beitragsmatrix für alle Umschaltungen.

Der folgende Auszug aus der Konfigurationsdatei des Reglers zeigt die Konfiguration des Normalschaltzustandes und der Fallback-Topologie

```

<topology mode="$(TopologyMode)" delay="1s" gate_time="$(topologyChangeWaitTime)" parameter="TopologySelector"
  used_tf="NE1,NE2">
  <value_def name="ERROR" value="0"/> <!-- undefined error -->
  <value_def name="MULTI" value="1"/> <!-- node is supplied by more than one uw -->
  <value_def name="FAILURE" value="2"/><!-- failure in the process control system -->
  <value_def name="NONE" value="3"/> <!-- node is not supplied -->
  <value_def name="NE1" value="101"/> <!-- transformer 1 -->
  <value_def name="NE2" value="102"/> <!-- transformer 2 -->
  <value_def name="FR1" value="111"/> <!-- transformer 1 -->
  <value_def name="FR2" value="112"/> <!-- transformer 2 -->
  <value_def name="BU1" value="122"/> <!-- transformer 1 -->
  <value_def name="BU2" value="124"/> <!-- transformer 2 -->
  <value_def name="AN1" value="131"/> <!-- transformer 1 -->
  <value_def name="AN2" value="132"/> <!-- transformer 2 -->
  <value_def name="RZ1" value="141"/> <!-- transformer 1 -->
  <value_def name="RZ2" value="142"/> <!-- transformer 1 -->
  <value_def name="INC" value="999"/> <!-- inconsistency -->

  <node_def name="tf_nen_1" process_element="TF1"/>
  <node_def name="tf_nen_2" process_element="TF2"/>

  <node_def name="cn_so902" process_element="cn_so_902" variable="map_kw_so902" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_so903" process_element="cn_so_903" variable="map_kw_so903" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_da003" process_element="cn_da_3" variable="map_on_da003" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_fo001" process_element="cn_fo_1" variable="map_on_fo001" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_goesw" process_element="cn_go_sw" variable="map_on_goesw" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_la009" process_element="cn_la_9" variable="map_on_la009" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_lu904" process_element="cn_lu_904" variable="map_on_lu904" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_lu905" process_element="cn_lu_905" variable="map_on_lu905" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_me005" process_element="cn_me_5" variable="map_on_me005" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_ne906" process_element="cn_ne_906" variable="map_on_ne906" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_nu016" process_element="cn_nu_16" variable="map_on_nu016" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_ra009" process_element="cn_ra_9" variable="map_on_ra009" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_so008" process_element="cn_so_8" variable="map_on_so008" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_th008" process_element="cn_th_8" variable="map_on_th008" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_ue003" process_element="cn_ue_3" variable="map_on_ue003" enable_on="NE1,NE2" />
  <node_def name="cn_walga" process_element="cn_wa" variable="map_on_walga" enable_on="NE1,NE2" />

  <node_def name="dg_fo902" process_element="dg_fo" variable="map_on_fo001" enable_on="NE1,NE2"/>
  <node_def name="dg_so902" process_element="dg_so_902" variable="map_kw_so902" enable_on="NE1,NE2"/>
  <node_def name="dg_so903" process_element="dg_so_903" variable="map_kw_so903" enable_on="NE1,NE2"/>

  <operation_case id="normal_UM1">
    <node name="tf_nen_1" enable="yes"/>
    <node name="cn_so902" value="NE1"/>
    <node name="cn_so903" value="NE1"/>
    <node name="cn_da003" value="AN1,AN2"/>
    <node name="cn_fo001" value="NE1"/>
    <node name="cn_goesw" value="FR1,FR2"/>
    <node name="cn_la009" value="NE1"/>
    <node name="cn_lu904" value="NE1"/>
    <node name="cn_lu905" value="NE1"/>
    <node name="cn_me005" value="AN1,AN2"/>
    <node name="cn_ne906" value="NE1"/>
    <node name="cn_nu016" value="NE1"/>
    <node name="cn_ra009" value="NE1"/>
    <node name="cn_so008" value="NE1"/>
    <node name="cn_th008" value="NE1"/>
    <node name="cn_ue003" value="FR1,FR2"/>
    <node name="cn_walga" value="BU1,BU2"/>
    <node name="dg_fo902" value="NE1"/>
  </operation_case>
  <operation Case id="fallback">
    <node name="tf_nen_2" enable="yes"/>
    <node name="tf_nen_1" enable="yes"/>
  </operation_case>
</topology>

```

## 2.4 Zeitverhalten und Dynamik der Regelung

### 2.4.1 Dynamik der eintreffenden Messwerte

In der Fernwirktechnik wird, um unnötige Datenübertragungen zu vermeiden, statt dem periodischen Aussenden von Messwerten und Statuswerten nur dann ein Wert ausgesendet, wenn dieser sich von dem zuletzt ausgesandten Wert unterscheidet. Der Toleranzbereich um den ausgesendeten Messwert, welcher den Bereich angibt, innerhalb welchem kein neuer Messwert ausgesandt wird, kann individuell konfiguriert werden. Bei einem großen Toleranzbereich werden seltener Aktualisierungen versendet, bei einem kleinen Toleranzbereich werden öfters Werte versendet. Auch das Mittelungsintervall für den Messwert kann individuell eingestellt werden. Nachdem in beiden Netzen schon ein Prozessleitsystem installiert war, und deshalb die Einstellungen von schon existierenden Messstellen nicht beliebig geändert werden konnten, muss die Regelung mit heterogenen

Messwerten (d.h. großes Mittelungsintervall und niedrige Update-Rate bzw. niedriges Mittelungsintervall und hohe Update-Rate) umgehen können.

Als Beispiel hierfür wird der Verlauf einer Stufenstellung in Lungau näher beschrieben:

In Abbildung 2 ist der Spannungsverlauf im Lungau innerhalb einer halben Stunde gezeigt.

Die Umspanner-Sammelschiene ist in Rot dick dargestellt, die Spannungen der drei Kraftwerke sind in Dunkelblau, dunkelgrün und in einem dunklen gelb dicker als alle anderen Spannungen dargestellt. Die strichlierten Linien sind der Umspanner-Sollwert und der Umspanner-Sollwert-Retour.

Man kann hier gut erkennen, dass alle Spannungen annähernd dieselbe Dynamik besitzen, bis auf die Umspannerspannung, die KW0840-Spannung und die CN0310-Spannung, welche wesentlich grober aufgelöst, und weniger oft aktualisiert werden. Außerdem fällt auf, dass der CN0406-Messwert regelmäßig kurze Spannungssprünge konstanter Höhe zeigt.

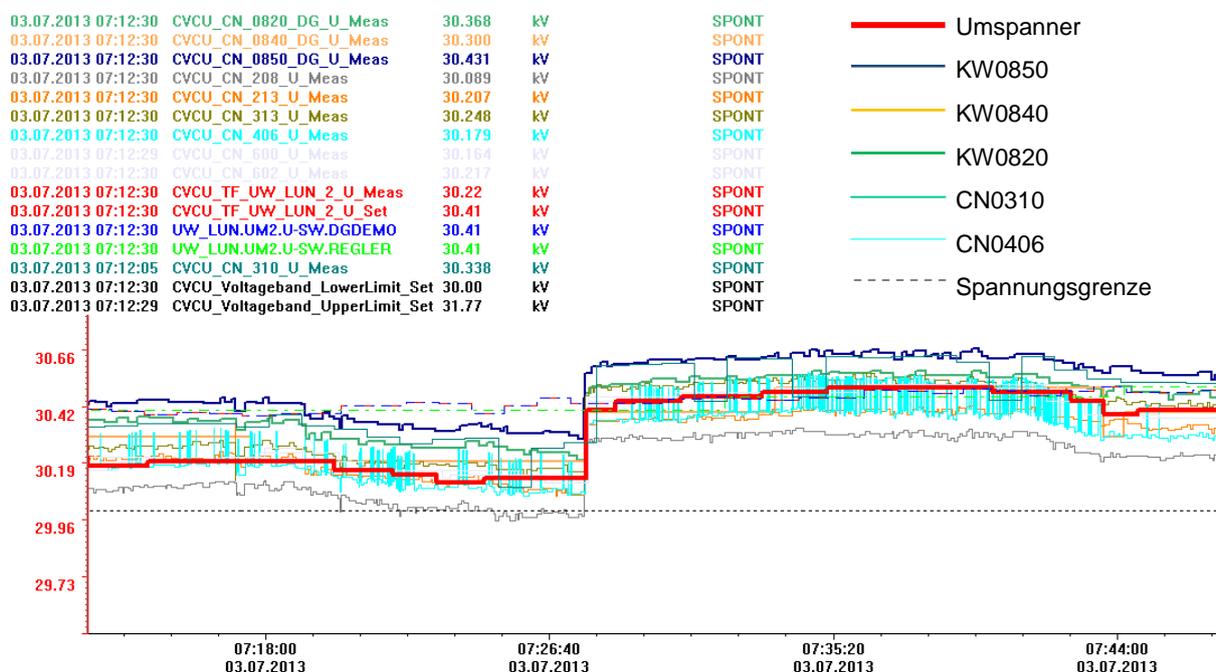


Abbildung 2 Spannungs-Messwert-Dynamik in Lungau

In der Mitte von Abbildung 2 ist eine Stufenstellung zu sehen, wodurch alle Messwerte gleichzeitig höhere Werte annehmen. Dieser Zeitbereich ist in Abbildung 3 nochmals zeitlich höher aufgelöst dargestellt: Hier kann man die Kommunikationsverzögerung und die unterschiedlichen Messwert-Mittelungsintervalle gut erkennen: Die Spannungen der beiden KW0850 und KW0840, sowie einige andere Spannungen treffen bis zu 3 Sekunden vor dem Update der Umspanner-Spannung ein, und die Spannung von KW0840 trifft ca. 2 Sekunden nach der UW-Sammelschienenspannung ein. Auffallend ist auch, dass die letzte Spannung – die Spannung von CN0310 ca. 22 Sekunden nach der ersten Spannung eintrifft. Das Zeitfenster, in dem die neun Spannungsmesswerte nach einer signifikanten Spannungsänderung im Netz (meist Stufenstellung) nach und nach eintreffen, ist unterschiedlich lang, was in der Regelung berücksichtigt werden muss. Das im Leitsystem

abgebildete Zeitverhalten entspricht nicht exakt den realen physikalischen Gegebenheiten sondern ist durch die Verzögerungen in der Messwertbildung und Übertragung beeinflusst.

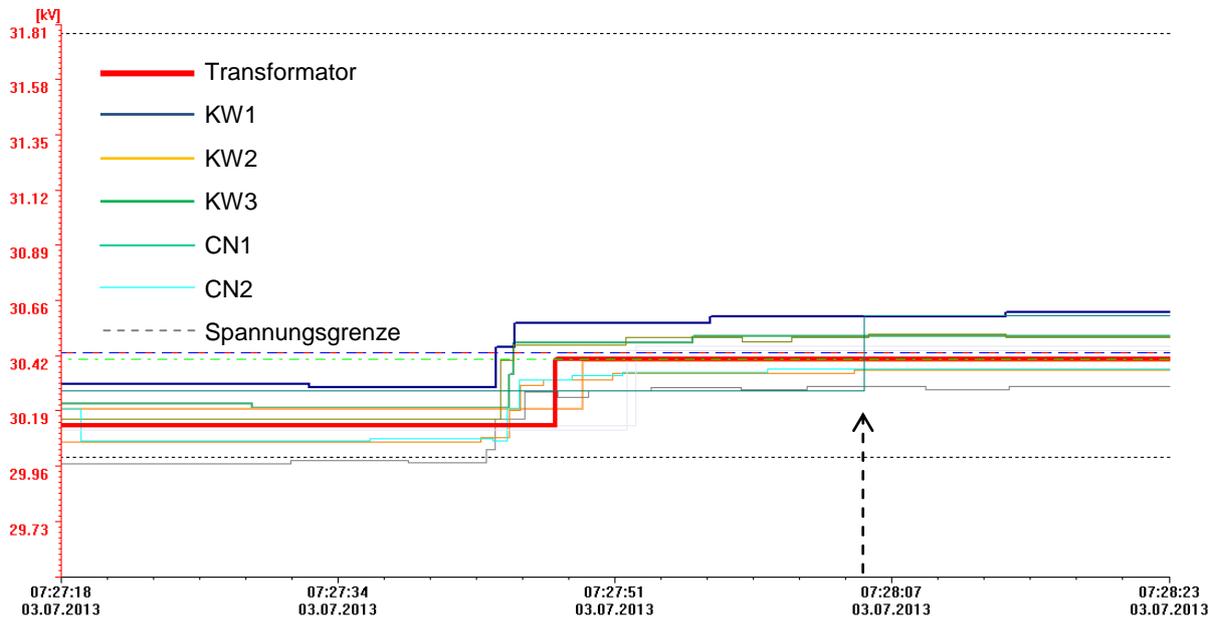


Abbildung 3 Spannungs-Messwert-Dynamik in Lungau – Stufenstellung Detail

Abbildung 4 zeigt die Dynamik der Messwerte im Großen Walsertal. Die graublau Kurve im Unteren Teil zeigt die Position des Stufenstellers. Man sieht, dass in der dargestellten Stunde der Stufensteller 5 mal gestuft hat. Allerdings sind im Großen Walsertal die Messwerte homogener als im Lungau-Netz, dementsprechend korreliert der Verlauf der Spannungswerte auch mehr. Allerdings kann es auch im Walsertaler-Netz bis zu einer Minute dauern, bis alle Spannungswerte nach der Stufenstellung eingetroffen sind.

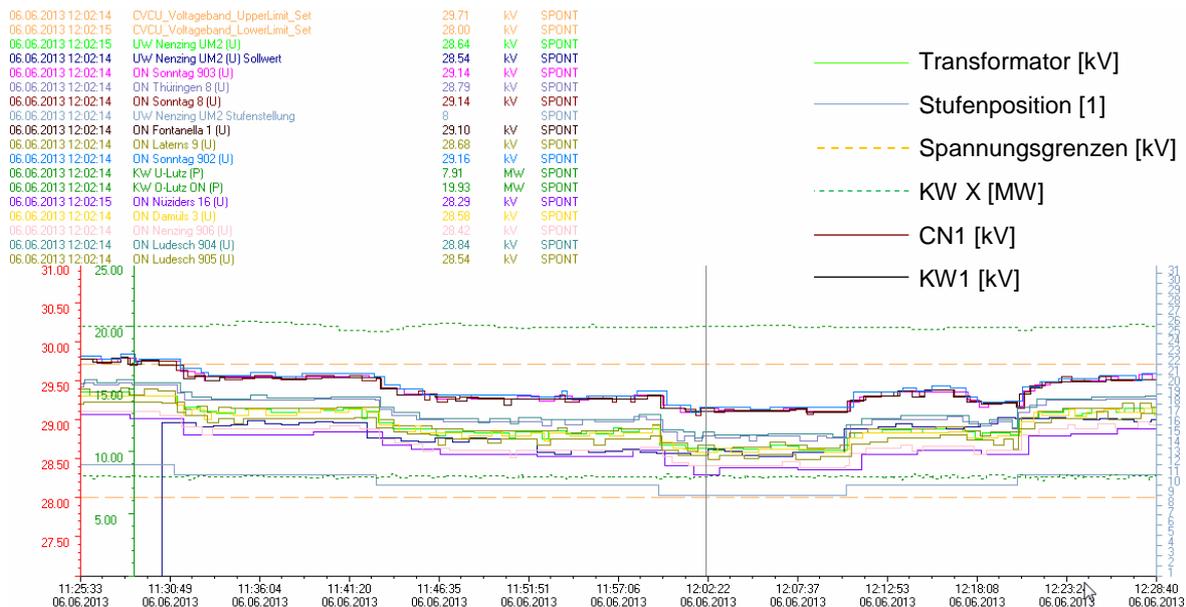


Abbildung 4 Spannungs-Messwert-Dynamik im Großen Walsertal

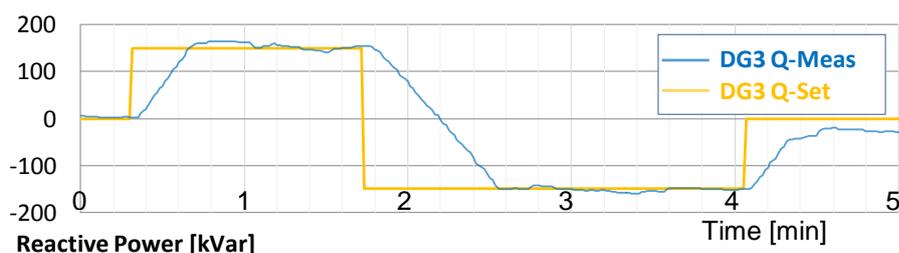
## 2.4.2 Dynamik der Regelung des LevelControllers

Schnelle Spannungsschwankungen im Netz werden durch den automatischen Spannungsregler direkt am Umspanner ausgeglichen. D.h. sollte eine plötzliche Variation der Hochspannung auftreten, ist es nicht die Aufgabe des zentralen Reglers (CVCU), hier einzugreifen, da der zentrale Regler (CVCU) nicht im Umspannwerk läuft, sondern in der Leitwarte, dementsprechend hat der Regler mit mehr oder weniger langen Verzögerungen zu rechnen. Der direkt im Umspannwerk betriebene Umspanner-Spannungsregler arbeitet mit zuverlässigen, lokalen Messwerten ohne Kommunikationsverzögerung, daher kann dieser zuverlässig den Stufensteller auf Basis des letzten Sollwertes des LevelControllers regeln. Die Aufgabe des LevelControllers ist es nun, dem Spannungsregler des Umspanners einen Sollwert zu senden, welcher die aktuell höchsten und niedrigsten Spannungen der kritischen Knoten berücksichtigt, und dafür sorgt, dass unter Beachtung des Toleranzbandes des Umspanner-Spannungsreglers keine Netzspannung das verfügbare Spannungsband verlässt. Dafür reicht es, dem Umspanner-Spannungsregler einmal pro Minute oder seltener einen Sollwert zu schicken. In den LevelControl-Modus UpperLimit, Centered oder LowerLimit ist eine Sollwert-Vorgabe alle 15min sicher ausreichend, allerdings kann der Modus MinimumTapping nur dann Stufenstellungen einsparen, wenn auch kurzfristig auf geänderte Netzspannungen reagiert wird. Deshalb erscheint ein generelles Reglungsintervall von einer Minute sinnvoll, wobei die Basis jedes Regler-Zyklus intern berechnete Minuten-Mittelwerte darstellen. Damit ist ein ruhiger und robuster Netzbetrieb gewährleistet.

## 2.4.3 Dynamik der Regelung des RangeControllers

Die Aufgabe des RangeControllers ist es, Spannungsdifferenzen zwischen den einzelnen Knoten zu begrenzen. Daher ist diese Aufgabe von Spannungsschwankungen im Netz unabhängig. Plötzliche Änderungen der Spannungsdifferenzen können daher nur durch interne Umschaltungen oder plötzliche Last- oder Erzeugungsschwankungen verursacht werden. Im Allgemeinen ist auch hier kein schnelles Eingreifen erforderlich – und auch nicht möglich, nachdem die Kraftwerke zum Erreichen eines Sollwertes auch bis zu fünf Minuten Zeit benötigen.

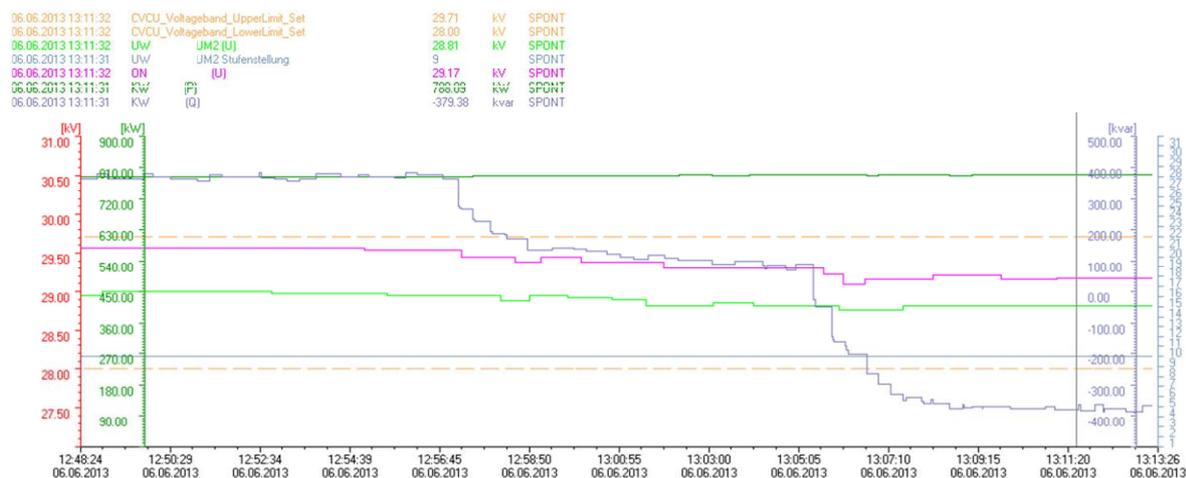
Abbildung 5 zeigt den Verlauf der Blindleistung-Messwerte von KW 0850 in Lungau bei manuell vorgegebenen Blindleistungs-Sollwerten. Man sieht, dass nach jedem ausgesendeten Sollwert ca. 4 Sekunden später die Blindleistungsregelung des Kraftwerks beginnt mit ca. 8 kvar/s an den neuen Sollwert heranzufahren. Ist der Sollwert erreicht, kann dieser sehr gut gehalten werden. Bei der Sollwertvorgabe von 0 kvar ist die Blindleistungstoleranz des Cos-Phi-Reglers größer, daher kann der Sollwert 0 kvar nicht so zuverlässig gehalten werden.



**Abbildung 5 Blindleistungs-Soll- und -Messwerte von KW 0850 (Lungau)**

Projekt DG DemoNetz - Validierung

Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Kraftwerksblindleistung und die dazugehörigen Netzspannungen von KW Fo001 im Großen Walsertal (dunkelblau). Das Kraftwerk lief zuerst auf +400kvar, bekam dann den Sollwert 0kvar und anschließend den Sollwert -400kvar. Auch hier kann man erkennen, dass eine Sollwertdifferenz von ca. 400kvar mehr als eine Minute benötigt, bis diese umgesetzt wurde. Bei diesem Kraftwerk, nähert sich der Blindleistungsmesswert nur langsam an den Sollwert an im Vergleich zu KW 0850.



**Abbildung 6 Blindleistungs- Messwerte und Spannungen von KW Fo001 (Gr. Walsertal)**

Diese Untersuchungen zeigen, dass ein Regelungsintervall des RangeControllers von einigen Minuten auch ausreichend erscheint. Zwecks Nachvollziehbarkeit des Regelungsvorgangs wurde dennoch das Intervall des RangeControllers an das Intervall des LevelControllers von einer Minute angepasst. Damit jedoch die dadurch entstandene Dynamik des RangeControllers abgeschwächt wird, wurde ein Ausgangsfilter mit einem 4-minütigen gleitenden Mittelwert an die Blindleistungssollwert-Ausgänge gehängt, sodass starke Änderungen in den Sollwerten prinzipiell erst nach 4 Minuten vollständig umgesetzt werden.

## 2.5 Erweiterte Funktionen und Schutzmechanismen

### 2.5.1 Messwertaufbereitung und Sollwert-Nachbearbeitung

Alle eintreffenden Messwerte werden im Regler auf Plausibilität geprüft durch vorherige Konfiguration von sinnvollen Grenzwerten. Beispielsweise ist bei einem Spannungsband von 100% bis 106% eine gemessene Spannung von 115% oder 90% höchst unrealistisch. Würden solche Werte empfangen werden, würde der Regler diesen Messwert als ungültig betrachten und die Messstelle intern außer Betrieb setzen. Weiters werden alle Messwerte mit einem gleitenden Mittelwert mit konfigurierbarem Zeitfenster gefiltert, wobei auch andere Filter verwendet werden könnten.

Genauso werden Sollwerte nur dann ausgeschickt, wenn sie sich innerhalb vorher definierter, sinnvoller Grenzen befinden. Bei den Kraftwerksblindleistungen wurden auch Schwellwerte definiert, welche zu einer Unterdrückung des neuen Sollwerts führen, wenn dieser zu nah am alten Sollwert liegt. Außerdem wurde an der CVCU ein Ausgangsfilter konfiguriert, welcher die Ausgabe der Blindleistungssollwerte glättet.

### **2.5.2 Aussetzen des Regler-Zyklus in speziellen Netzsituationen**

Wie in Abbildung 2 und Abbildung 3 gezeigt wird, kann es bis zu einer Minute dauern, bis nach einer Stufenstellung alle Messwerte mit neuem Spannungswert zu Verfügung stehen. Um zu verhindern, dass in diesem Zeitfenster ein Regelzyklus mit teilweise „alten“ und teilweise „neuen“ Spannungswerten aufgerufen wird, wird nach Erkennen einer Stufenstellung der darauffolgende Regelzyklus ausgesetzt. Bis zum übernächsten Regelzyklus sind die internen gleitenden Mittelwerte wieder mit aktuellen Werten gefüllt.

Weiters wird ein Regelzyklus ausgesetzt wenn sich die Topologie geändert hat, sodass sichergestellt wird, dass der Regler keine veralteten Informationen verarbeitet, wenn der Regelzyklus direkt nach einer Umschaltung aufgerufen wird.

### **2.5.3 Absetzen von Warnmeldungen**

Sollte der Regler eine ungültige Topologie-Information oder ungültige Messwerte bekommen, führt dies nicht unmittelbar zu einem Fehler. Allerdings wird die Ausgabe des Spannungssollwertes überwacht, und wenn für 10min kein Sollwert ausgesandt wurde, dann setzt der Regler eine Warnmeldung bei der Leitwarte ab und schaltet sich selbst automatisch aus. Dazu sendet der Regler an alle Kraftwerke den 0kvar Sollwert, und im Umspannwerk im Großen Walsertal wird an den Umspanner zusätzlich der 0kV Sollwert gesendet, womit dieser in die lokale Sammelschienenregelung geht. In Lungau kann der ferngeregelte Betrieb des Umspanners nicht durch den Regler in den lokalen Betrieb (Sammelschienenregelung mit Stromkompoundierung) zurückgeschaltet werden (das kann nur das Leitpersonal), deshalb bleibt in Lungau der letzte gültige Sollwert stehen, und eine Warnmeldung wird ausgegeben.

### **2.5.4 Erweiterte Funktionen für das Große Walsertal**

Nachdem im Großen Walsertal monatlich der Umspanner-Betrieb gewechselt wird, müssen hier erweiterte Vorkehrungen getroffen werden, um einen reibungslosen Übergang während des Wechsels zu gewährleisten: Der inaktive Umspanner bekommt den 0kV Sollwert geschickt und befindet sich damit in einem definierten „Aus“-Zustand. Nachdem der Regler über die Topologie-Information den Umspanner-Wechsel mitbekommt, ist der neue Umspanner, der vorher inaktiv war, in der lokalen Sammelschienenregelung. Den ersten gültigen Sollwert wird der Regler erst nach wenigen Minuten an den neuen Umspanner schicken, wodurch der Umspanner dann in den ferngeregelten Betriebsmodus geht. Um in diesem Zeitfenster nicht in die lokalen Sammelschienenregelung in Betrieb zu haben, welche das Netz außerhalb der Spannungsgrenzwerte betreiben könnte, wird der letzte Sollwert des alten Umspanners beim Wechsel der Umspanner automatisch an den neuen Umspanner geschickt. Damit kann der neue Umspanner beim Zuschalten sofort den Betrieb in dem bisherigen Spannungslevel fortsetzen.

Nachdem im Großen Walsertal kurzzeitige Kommunikationsausfälle zu den entlegenen Kraftwerken hin und wieder vorkommen, kann es sein, dass die Kraftwerke sich selbstständig aus der Fernregelung in den lokalen Regelmodus begeben, weil sie keine Verbindung mit dem Regler mehr haben. In solchen Fällen erkennt der Regler, dass das

Kraftwerk nicht im ferngeregelten Betriebsmodus ist, und sendet automatisch dem Kraftwerk den Befehl, dass es wieder in den ferngeregelten Modus gehen soll.

Es wurden noch weitere Funktionen in den Regler integriert, welche die Leitwarte im Großen Walsertal unterstützen, welche wegen ihrer Spezifität hier nicht im Detail erläutert werden. Die hier gebrachten Beispiele sollen zeigen, dass der Regler individuell konfigurierbar ist, und zusätzlich zu dem primären Ziel der Kraftwerks- Wirk- und Blindleistungsregelung noch weitere Funktionen erfüllen kann.

### **3 Implementierung der Spannungsregelungskonzepte in beiden Netzabschnitten**

Ursprünglich wurde in der Projektplanung vorgesehen, die Fernregelung und die koordinierte Spannungsregelung getrennt in jeweils einem Netz zu implementieren und individuell zu testen. Anschließend war vorgesehen die jeweils in einem Netz implementierten Konzepte und gewonnenen Erkenntnisse auf das jeweils andere Netz zu übertragen.

Im Zuge der Ausdefinition des Regler-Designs wurde dieses Vorhaben insofern überarbeitet, als dass beide Konzepte der Fernregelung und der koordinierten Spannungsregelung gemeinsam in einen Regler (CVCU) integriert wurden, und die jeweilige Funktionalität durch Konfiguration dieses einen Reglers ausgewählt wird. Somit wurden schon bei der Erstimplementierung automatisch in beiden Netzen beide Regelungskonzepte verfügbar.

Die Architektur des Reglers, die Anbindung an das Leitsystem und die Testumgebung des Reglers sind in [10] beschrieben. Im vorliegenden Kapitel wird der Schwerpunkt auf die Installation und Konfiguration des Reglers gelegt.

#### **3.1 Installation des Reglers**

Der Regler (CVCU – siehe 1.3.8) an sich ist ein Kommandozeilenprogramm, welches unter Microsoft Windows betrieben wird. Die Konfiguration der Regler erfolgt über externe Tools. In beiden Netzen wurde als Schnittstelle zwischen Prozessleitsystem und Regler die vor Ort verfügbare Prozesssteuerungssoftware (Siemens SICAM230) verwendet, welche komfortable und umfangreiche Bedienungsmöglichkeiten bietet. Diese Bedienungsmöglichkeiten müssen allerdings im Vorfeld designed, implementiert und konfiguriert werden. Nachdem die SICAM230-Steuerungs- und Kontrollfunktionalitäten eingerichtet sind, kann der Regler nach erfolgter Regler-Konfiguration ohne zusätzliche Abhängigkeiten gestartet werden, und ist nach wenigen Minuten einsatzbereit. Es hat sich als vorteilhaft erwiesen in die Bedienoberfläche eine Funktionalität zum Starten und Stoppen der CVCU einzubauen.

#### **3.2 Erstellen der Regler-Konfiguration**

Die Ausführungsdatei der CVCU (CVCU.exe) benötigt zur Ausführung eine XML-Konfigurationsdatei, über welche alle über das Netz notwendigen Informationen bereitgestellt werden. Eine kurze Beispielkonfiguration ist im Anhang in Kapitel 7.5 zu finden. Die wesentlichsten Informationen für den Regler sind an dieser Stelle kurz zusammengefasst:

- Spannungsgrenzen (Prozessvariablen)

Projekt DG DemoNetz - Validierung

- Regelungsmodus LevelController (Prozessvariable)
- Regelungsmodus RangeController (Prozessvariable)
- Umspanner-Kenngrößen und Prozessvariablen
- Kritische Knoten (Prozessvariablen)
- Kraftwerke (Prozessvariablen) mit PQ-Diagramm
- Topologie-Informationen (Prozessvariablen)
- Beitragsmatrix in Abhängigkeit der Topologie
- Status-Variablen (Prozessvariablen)
- Spezial-Funktionalität (Berücksichtigung Netz-Spezifika)

### 3.3 Steuerung des Reglers

Nach erfolgter Konfiguration kann der Regler über die Bedienoberfläche der Prozesssteuerungssoftware gesteuert werden und meldet interne Statusinformationen sowie Netzzustandsinformationen an die Prozesssteuerungssoftware zurück.

Folgende Steuerungsmöglichkeiten wurden im Lungau und dem Großen Walsertal implementiert:

- Spannungsgrenzen
  - Spannungsobergrenze Oberes Spannungslimit für die Spannungsregelung
  - Spannungsuntergrenze Unteres Spannungslimit für die Spannungsregelung
- LevelController:
  - Off Keine Regelung des Umspanner-Stufenstellers
  - UpperLimit Netzspannungen werden nah an der Spannungsobergrenze gehalten
  - Centered Netzspannungen zentriert innerhalb der Spannungsgrenzen gehalten
  - LowerLimit Netzspannungen werden nah an der Spannungsuntergrenze gehalten
  - MinimumTapping Stufensteller wird nur zur Vermeidung von Spannungsverletzungen verwendet
- RangeController
  - Off Keine Regelung der Kraftwerke (entspricht Fernregelung)
  - Q-Control Kraftwerken werden Blindleistungssollwerte vorgegeben
  - PQ-Control Kraftwerken werden Blind- und Wirkleistungssollwerte vorgegeben

Die Benutzeroberfläche wurde auf Wunsch der Netzbetreiber an ihre individuellen Bedürfnisse angepasst:

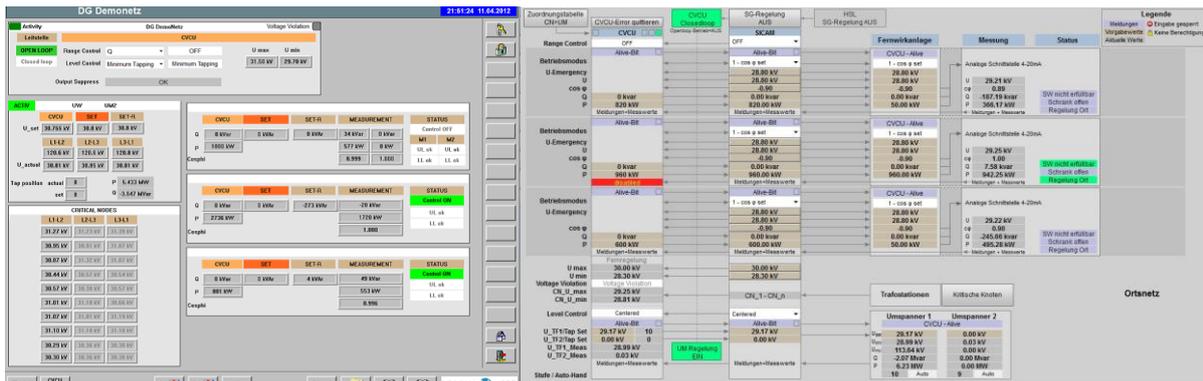


Abbildung 7 SICAM-Oberfläche zur Steuerung des Reglers im Lungau (links) und im Großen Walsertal (rechts)

### 3.4 Fernwirkschema beider Netze

In beiden Netzen wurden alle für den Regler notwendigen Datenpunkte in das existierende Prozessleitsystem eingebunden. Damit in den Regler nicht eine Benutzerschnittstelle mit Steuerungs-, Visualisierungs-, Logging- und Auswertungs-Komponenten integriert werden musste, wurde der Regler an die existierende Prozesssteuerungssoftware SICAM 230 von Siemens angebunden, welche diese Features zur Verfügung stellt. Dies hat sich auch insofern angeboten, da diese Software in der Fernwirktechnik beider Netzen zuvor bereits im Einsatz gewesen ist.

Abbildung 8 zeigt das Fernwirkschema des Netzes im Großen Walsertal: Die CVCU ganz links ist über die COM-Schnittstelle mit der SICAM verbunden. Die SICAM ist mit dem Netzleitsystem verbunden und steuert darüber die Kraftwerke und die Umspanner. Die Hauptleitstelle (HSL) in Bregenz kann über die SICAM die Regelung ein- und ausschalten, und bekommt ein Signal, wenn die CVCU eine Störung meldet.

Abbildung 9 zeigt das Fernwirkschema des Lungau-Netzes in einer vereinfachten Darstellung. In Lungau muss zwischen dem Normalbetrieb, dem CVCU-Betrieb und dem ZUQDE-Betrieb umgeschaltet werden. Die Umschaltung zwischen CVCU- und ZUQDE-Betrieb wird in der AK1703 in St. Michael durchgeführt, da hier die Sollwerte beider Regelungen zusammenlaufen. Von dort werden die ausgewählten Sollwerte in das Lungau-Netz gesendet. Auch in diesem ist eine Steuerung über die Leitstelle in Salzburg möglich. Im Allgemeinen ist Abbildung 8 auch für Lungau gültig – Abbildung 9 ist eine vereinfachte Darstellung, welche die Umschaltmöglichkeit zwischen beiden Systemen hervorheben soll.

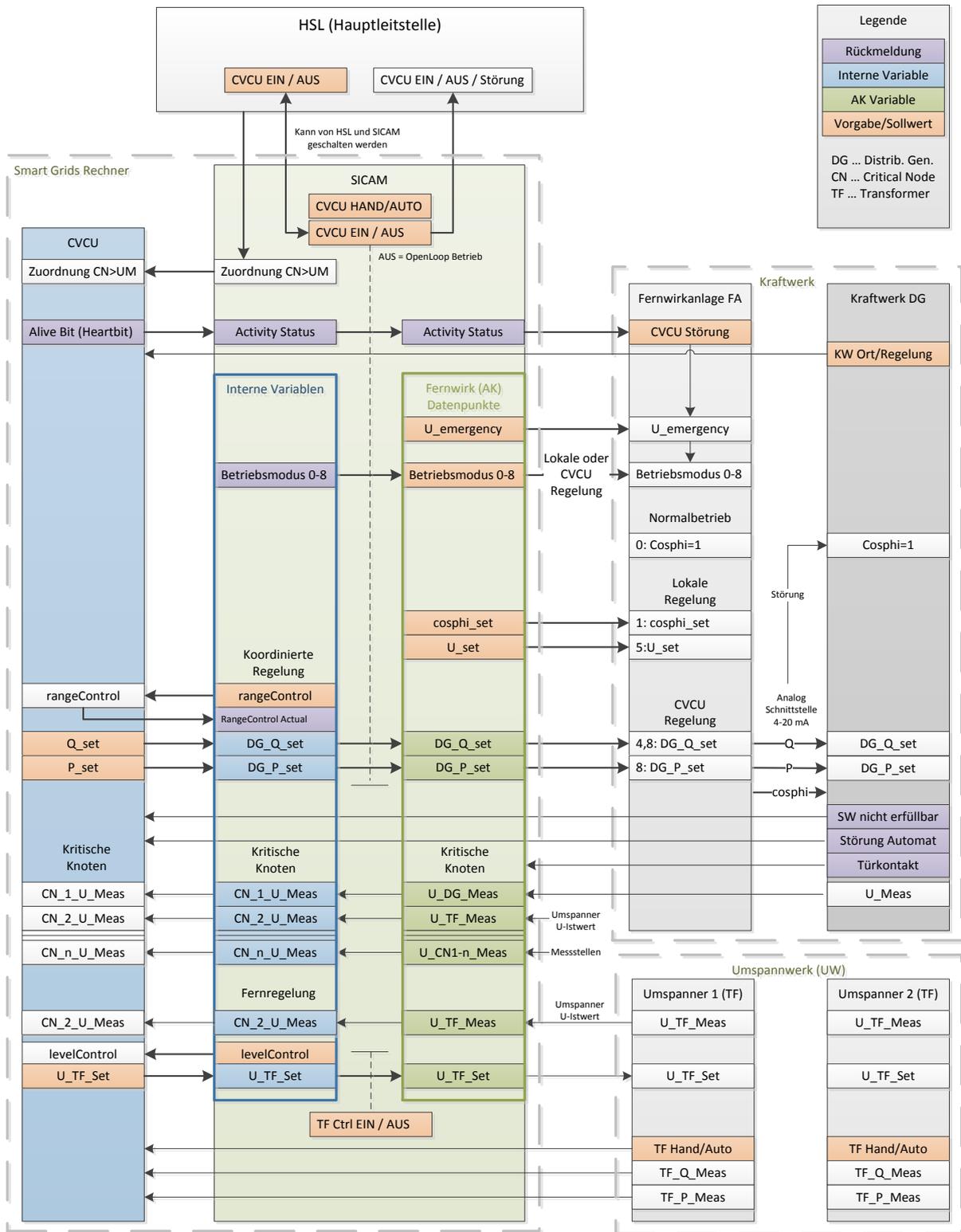
#### 3.4.1 Kommunikationsschnittstelle CVCU-SICAM

Die CVCU kann bei der Kommunikation mit der SICAM folgende Informationen austauschen:

- Werte: Datentypen Int8, Int4, Int2, Int1 signed/unsigned; real8, real4; bool
- Zeitstempel
- Status-Bits: Invalid, Spontan, usw.

Hauptsächlich sind real-Werte und bool-Werte relevant (integer-Werte nur für die Tap-Position), und das Status-Bit Invalid wird ausgewertet. Beim Senden von Werten setzt die CVCU immer das spontan-Bit.

DG DemoNetz – Fernwirkschema CVCU SICAM HSL FA KW  
Version: 2011-12-19 (MS)



**Abbildung 8 Fernwirkschema des Walsertaler-Netzes**  
Projekt DG DemoNetz - Validierung

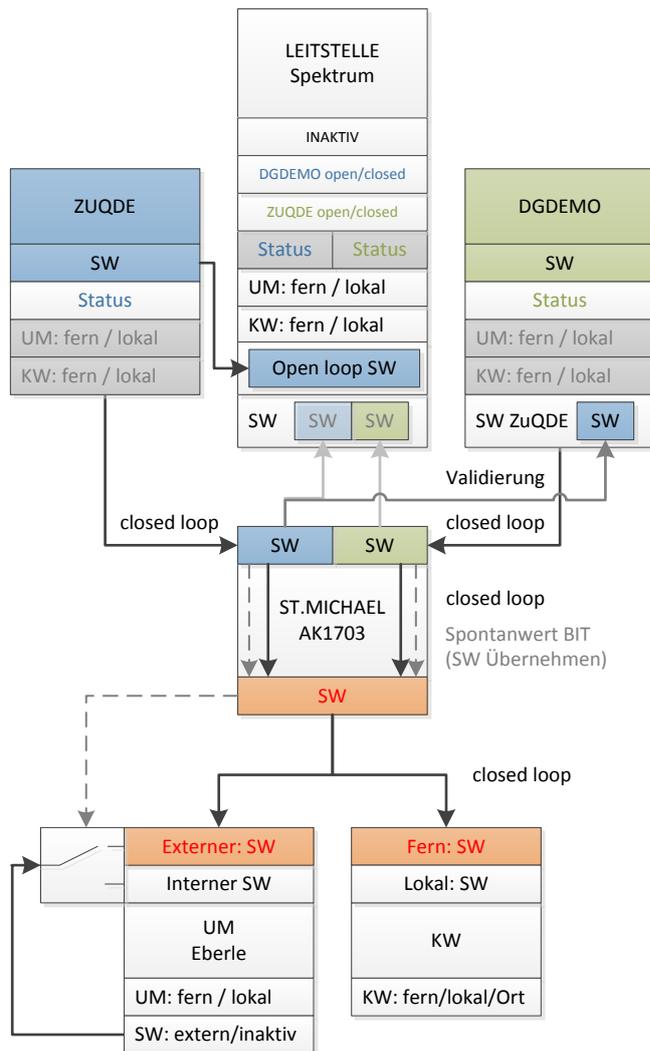


Abbildung 9 Fernwirkschema des Lungau-Netzes

### 3.5 Betriebsführungskonzept für Leitpersonal

Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, ist eine Schulung des betriebsführenden Personals unumgänglich. Einerseits muss das Leitpersonal die koordinierte Spannungsregelung ein- und ausschalten können, sowie auf Fehlermeldungen des Systems reagieren können, andererseits muss das Leitpersonal auch von der prinzipiellen Funktion und dem Aufbau der koordinierten Spannungsregelung in Kenntnis gesetzt werden und wissen, wie die koordinierte Spannungsregelung im Netz agiert.

Im Rahmen des Demonstrationsprojektes wurde darauf verzichtet, das Leitpersonal über alle Details des Regelungskonzeptes zu informieren und auf die Steuerung und Bedienung des Reglers einzuschulen. Stattdessen wurden Ansprechpartner definiert, welche bei Fragen oder Problemen betreffend der koordinierten Spannungsregelung kontaktiert werden sollen. Somit war der erste Schritt bei einer Fehlermeldung des Reglers oder einer Spannungsgrenzwertmeldung aus dem Leitsystem bzw. bei einem nicht nachvollziehbaren Verhalten des Reglers, diesen außer Betrieb zu setzen, und in den konventionell geregelten Projekt DG DemoNetz - Validierung

Betrieb umzuschalten. Anschließend wurden die Ansprechpartner bei den jeweiligen Netzbetreibern informiert, welche entweder direkt oder in Zusammenarbeit mit den Regler-Entwicklern des AIT das Problem lösen, um den koordinierten Betrieb wiederaufzunehmen. Ein entsprechender Vermerk der Netzbetreiber ist in Anhang 7.4 dargestellt.

Eine sehr gute Darstellung der Herausforderungen und Lösungsansätze der Integration von Smart-Grids-Lösungen in den Leitstellenbetrieb ist in [12] dargestellt.

### 3.5.1 Regler-Konfiguration über Wartenleitsystem

Die in Screenshots Abbildung 10 zeigen die in SICAM230 erstellte Oberfläche des Regler-Konfigurations-Interfaces für das Große Walsertal (Bild 1-3) und Lungau (Bild 4), welche im Rahmen des Demonstrationsprojekts nicht vom Leitpersonal, sondern von den Projektsprechpartnern der Netzbetreiber bedient wurden.

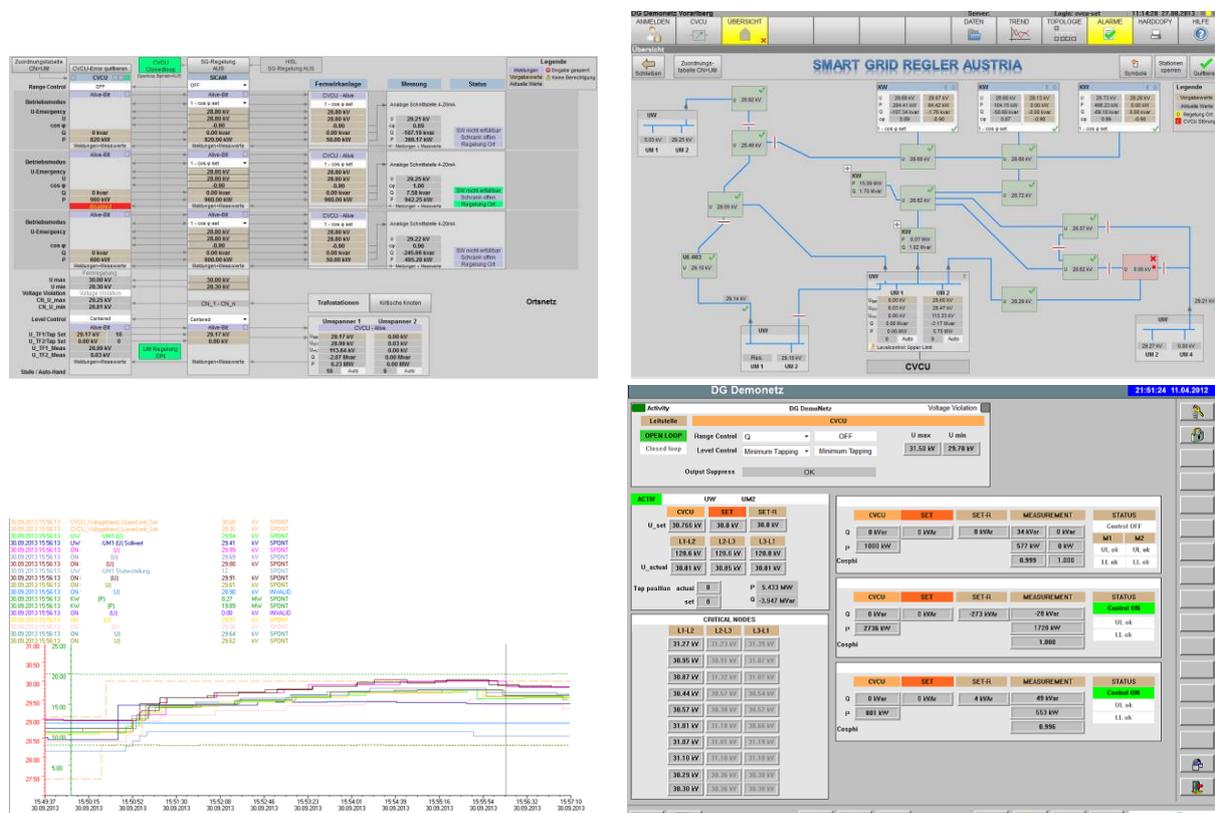


Abbildung 10 Screenshots der Regler-Interfaces im Großen Walsertal (Bild 1-3) und Lungau (Bild 4)

### 3.5.2 Umschaltung der Betriebsmodi während der Validierungsphase

Um den Einfluss der koordinierten Spannungsregelung auf das Netz mit der konventionellen Regelung vergleichen zu können, war eine regelmäßige Umschaltung zwischen den Regelungskonzepten notwendig (siehe Kapitel 5.1). Während im Großen Walsertal diese Umschaltung der Regler selbst durchgeführt hat (der Regler war in der Lage den Umspanner in den lokalen Regelbetrieb zu setzen, und diesen wieder in den ferngeregelten Betrieb zu schalten), wurde diese Umschaltung in Lungau durch die Leitwarte manuell durchgeführt (Abbildung 11, Abbildung 12 und [12]). Beide Möglichkeiten haben reibungslos funktioniert.

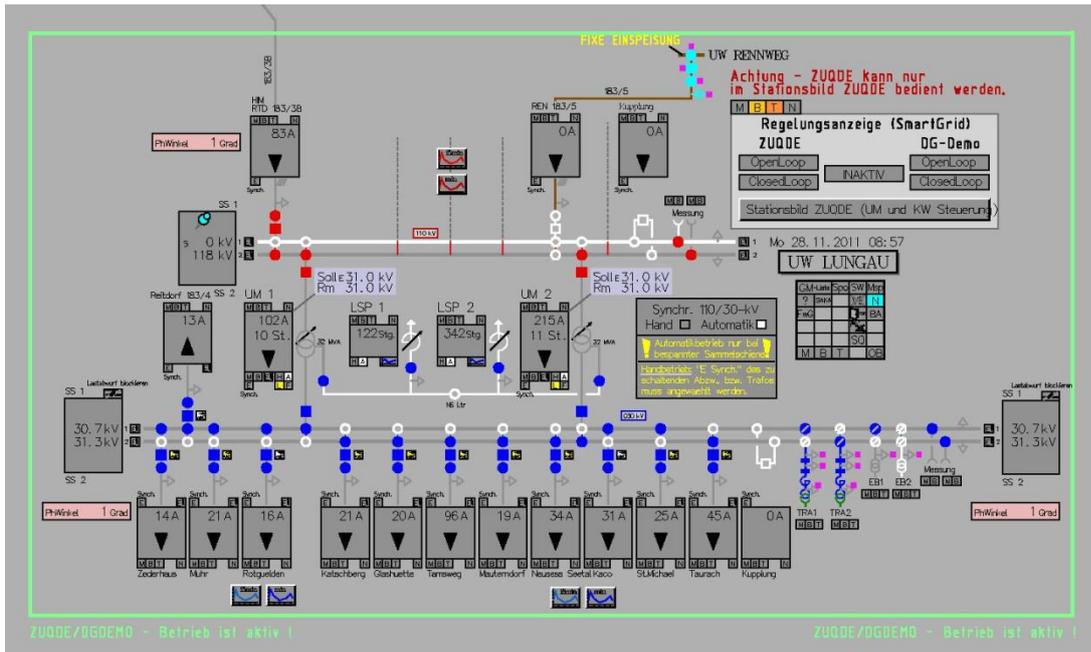


Abbildung 11 Regelungsanzeige (SmartGrid) am Lastverteiler Lungau: ZUQDE und DG-Demo können alternativ zur konventionellen Regelung betrieben werden. [12]

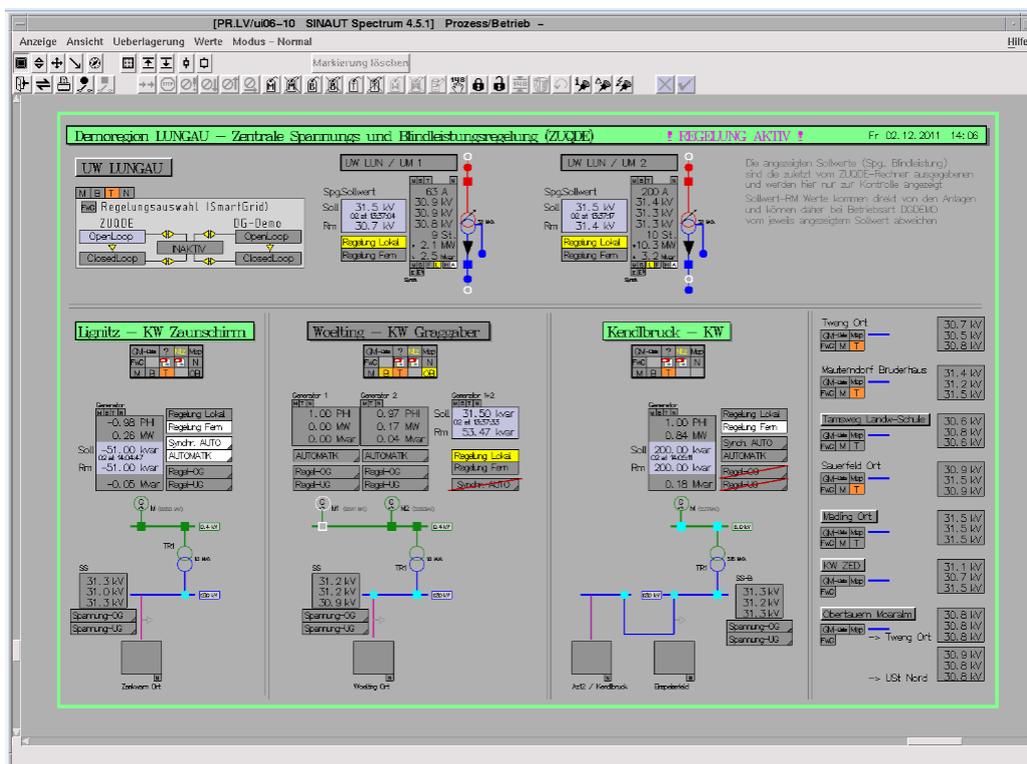


Abbildung 12 Regelungsauswahl (SmartGrid) der Demoregion Lungau: Kraftwerke und Umspanner können unabhängig voneinander zu einer SmartGrid-Regelung zugeschaltet werden [12]

### 3.6 Erfahrungen des Leitpersonals

Die Rückmeldung des Leitpersonals über die Funktionsfähigkeit und das Handling des Reglers war durchwegs positiv. In beiden Netzen hat das Leitpersonal kaum etwas vom Projekt DG DemoNetz - Validierung

Regler mitbekommen, da dieser (bis auf die zwei in Kapitel 4.7.6 beschriebenen Situationen) störungsfrei funktioniert hat. Das Leitpersonal konnte sich auf die Zuverlässigkeit des Reglers verlassen, da dieser den alt-bewährten Eberle-Regler Sollwerte vorgibt, weshalb die im Eberle-Regler implementierten Netz-Schutzfunktionen weiterhin zur Verfügung stehen.

In Zusammenarbeit mit dem Vorarlberger Leitpersonal konnte in den Regler eine Funktionalität konfiguriert werden, sodass dieser während der monatlichen Umspanner-Umschaltung absolut transparent arbeitet und keine zusätzlichen Schritte während der Umspanner-Umschaltung für das Leitpersonal notwendig waren.

Bei der Entwicklung des Regelungskonzepts und des Reglers wurde als Ziel ein flexibler, unabhängiger und selbstständiger Regler angestrebt, der keine (oder praktisch keine) zusätzlichen Aufwände für das Betriebspersonal bewirkt. Nach den im Validierungs-Projekt gemachten Praxis-Erfahrungen und den Rückmeldungen des Leitpersonals kann dieses Ziel als erfüllt betrachtet werden.

## **4 Technische und funktionale Validierung**

In diesem Kapitel wird die Untersuchung des tatsächlichen Potentials des entwickelten Systems beschrieben.

### **4.1 Analyse der Spannungsverhältnisse im Netz**

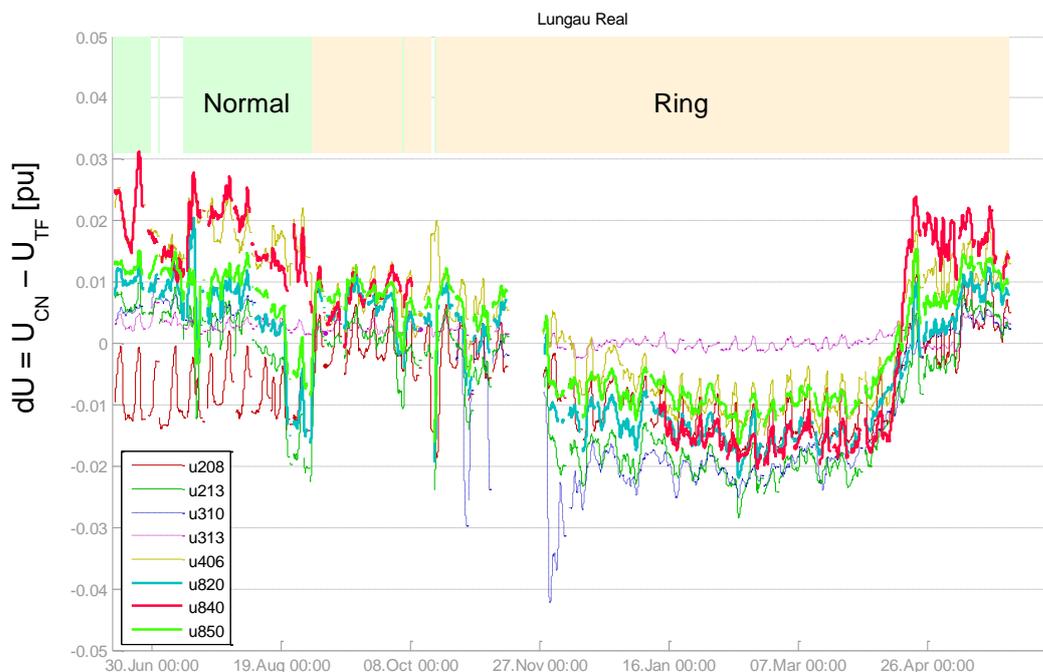
Um die Spannungsverhältnisse in Verteilnetzen zu analysieren, müssen diese über einen repräsentativen Zeitraum, der die gesamte Erzeugungs- und Lastcharakteristik enthält betrachtet werden (z.B. ein Jahr). Damit sind alle zeitlichen Schwankungen, nämlich tägliche, wöchentliche und saisonale enthalten. Beide untersuchten Netze enthalten Schigebiete, welche in den Wintermonaten zusätzliche Lasten darstellen und Wasserkraftwerke mit der größten Einspeisung in der Periode der Schneeschmelze.

Die Messstellen, welche für den Betrieb der Regelungskonzepte notwendig sind, konnten in beiden Netzen nur relativ kurz vor der Inbetriebnahme der Spannungsregelungskonzepte installiert werden. Deshalb existieren vom konventionellen Betrieb vor Inbetriebnahme der Regelungskonzepte keine Messwerte über ein ganzes Jahr. Um die Spannungen in beiden Netzen über ein ganzes Jahr darstellen zu können, muss daher in Kauf genommen werden, dass weniger Daten zu Grunde liegen. Durch das tageweise Umschalten jedoch erhält man so für jedes Regelungskonzept saisonal verteilte Daten. In diesem Kapitel werden nicht die Absolut-Werte der Netzspannungen dargestellt, da diese stark von dem betriebenen Regelungskonzept abhängen, sondern die Abweichungen der Netzspannungen von der UW-Sammelschienenspannung.

#### **4.1.1 Lungau**

Abbildung 13 zeigt den Verlauf der Spannungsdifferenzen zwischen den kritischen-Knoten-Spannungen und der UW-Sammelschienenspannung (basierend auf SCADA-Messwerten). In dieser Darstellung wurde ein gleitender Tagesmittelwert auf die Messwerte angewandt, weil andernfalls die hohen Lastschwankungen das Diagramm unleserlich gemacht hätten. Durch diesen Tagesmittelwert werden die wöchentlichen Schwankungen (Werktag und Projekt DG DemoNetz - Validierung

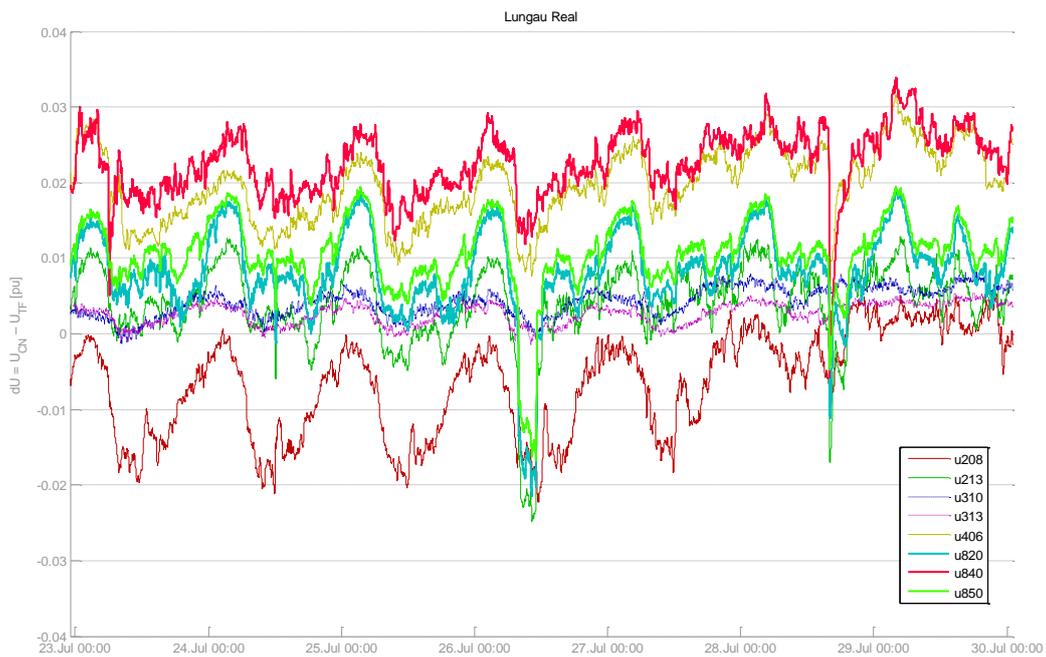
Wochenende) und die saisonalen Schwankungen gut sichtbar. Im oberen Teil sind jene Zeiträume farblich hervorgehoben, welche sich eindeutig dem Normalschaltzustand oder dem Schaltzustand „geschlossener Ring“ zuordnen lassen. Man kann gut erkennen, dass der Schaltzustand „geschlossener Ring“ signifikant weniger Spannungsabfall bzw. Spannungshub produziert als der Normalschaltzustand. Dieser Sachverhalt ist auch in [8] detailliert dargestellt und analysiert.



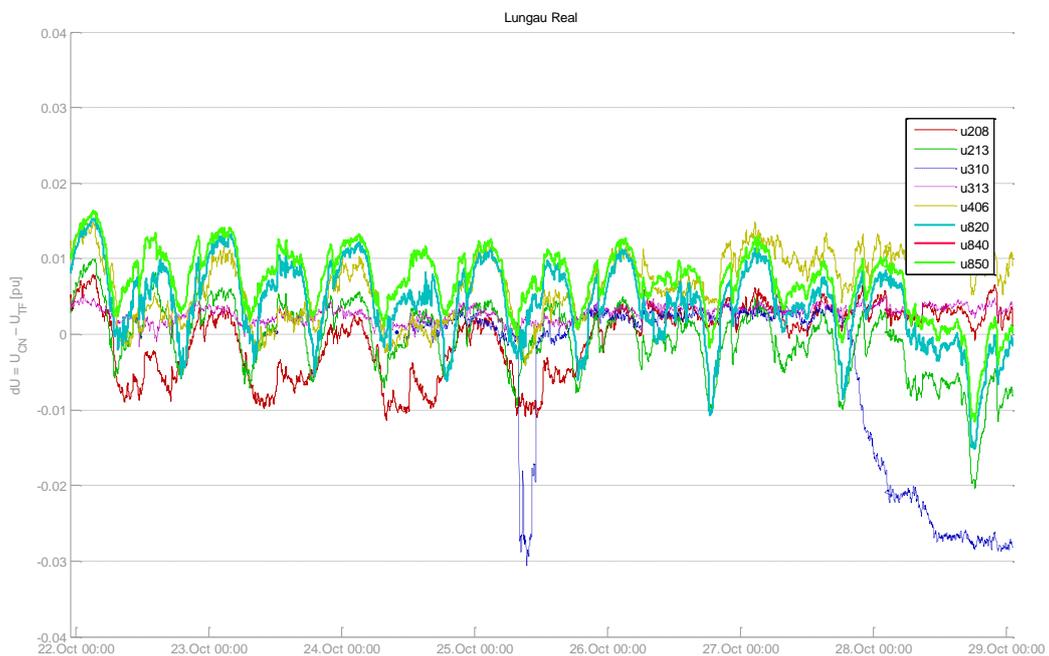
**Abbildung 13 Gleitende Tagesmittelwerte der Spannungsdifferenz zwischen kritischen-Knoten-Spannungen und UW-Sammelschienenspannung eines Jahres (Sommer 2012 bis Sommer 2013) in Lungau basierend auf SCADA-Messwerten**

Das Fehlen eines großen Teils der Werte im November liegt nicht an einem Kommunikationsausfall, sondern an einer mehrwöchigen Außerbetriebnahme des Computers, auf dem der Regler und die SICAM230 gelaufen ist. Dementsprechend konnten während dieses Zeitraums weder die SICAM230 noch die CVCU die Netzspannungen aufzeichnen. Der starke Spannungsabfall des kritischen Knotens 310 Ende November hängt mit dem Beginn der Schisaison und der Inbetriebnahme der Beschneiungsanlagen zusammen. Der plötzliche Spannungsanstieg aller Spannungen im April wurde durch das Einsetzen der Schneeschmelze verursacht, wodurch alle Kraftwerke auf Volleinspeisung laufen konnten.

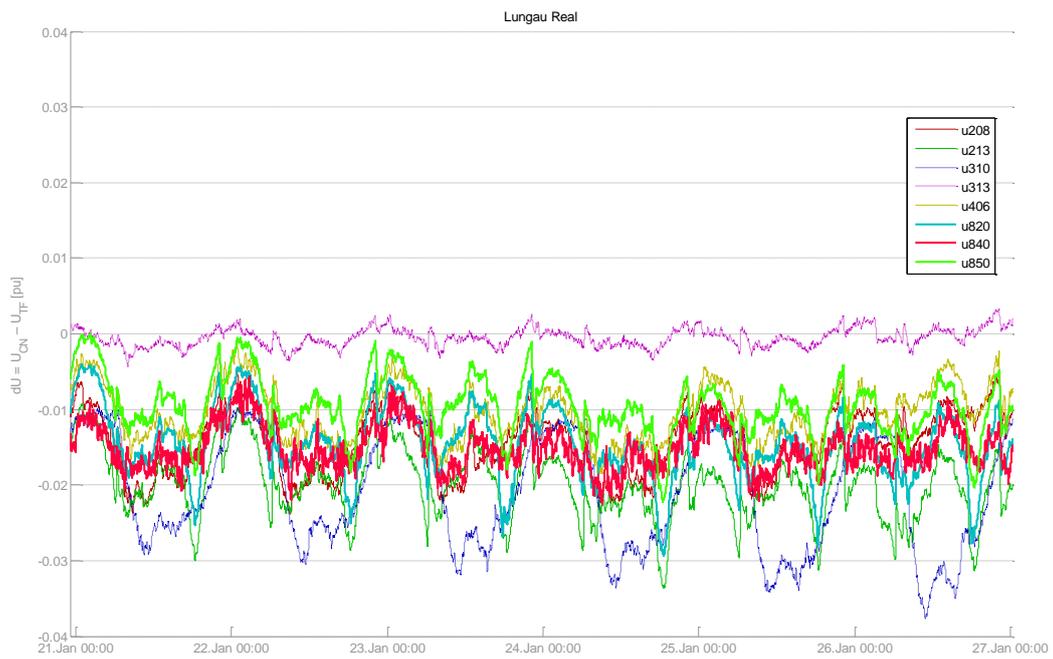
Die tägliche Variation der Spannungen ist in den nachfolgenden Diagrammen dargestellt, welche einen Wochen-Ausschnitt aus Juli 2012, Oktober 2012, Jänner 2013 und April 2013 zeigen. Diese geben einen Eindruck über Höhe und Dynamik der von Last- und Einspeiseschwankungen verursachten Spannungsänderungen zu verschiedenen Jahreszeiten:



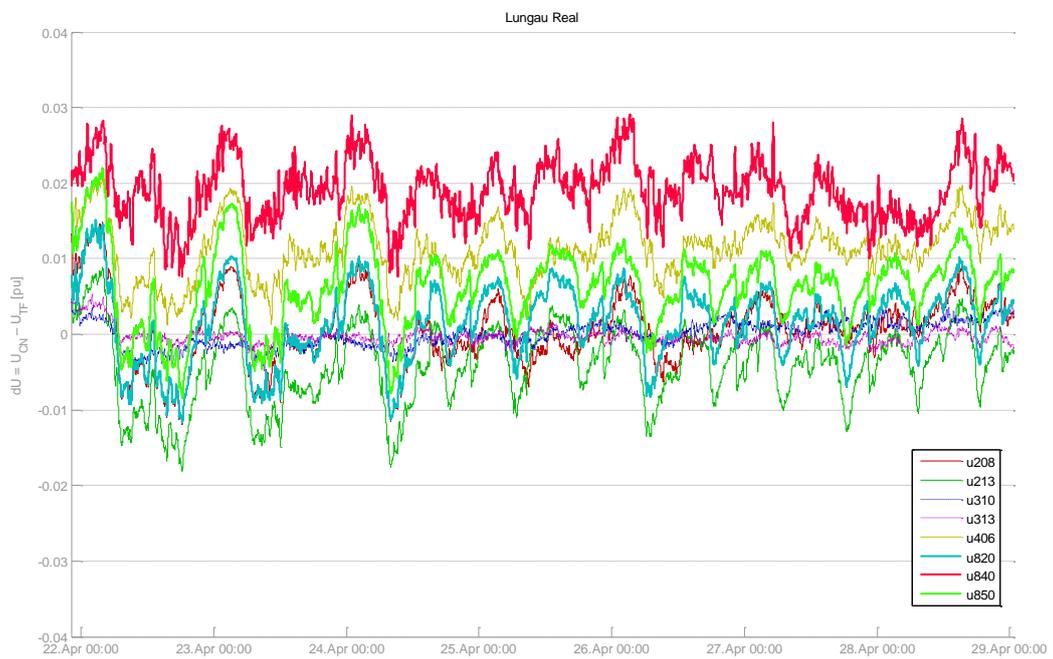
**Abbildung 14 Auszug aus Abbildung 13: Gleitende 10min-Mittelwerte einer Juliwoche 2012**



**Abbildung 15 Auszug aus Abbildung 13: Gleitende 10min-Mittelwerte einer Oktoberwoche 2012: Die starke Abweichung der Spannung des kritischen Knotens 310 am 25.10.2012 ist durch eine netzinterne Umschaltung verursacht.**



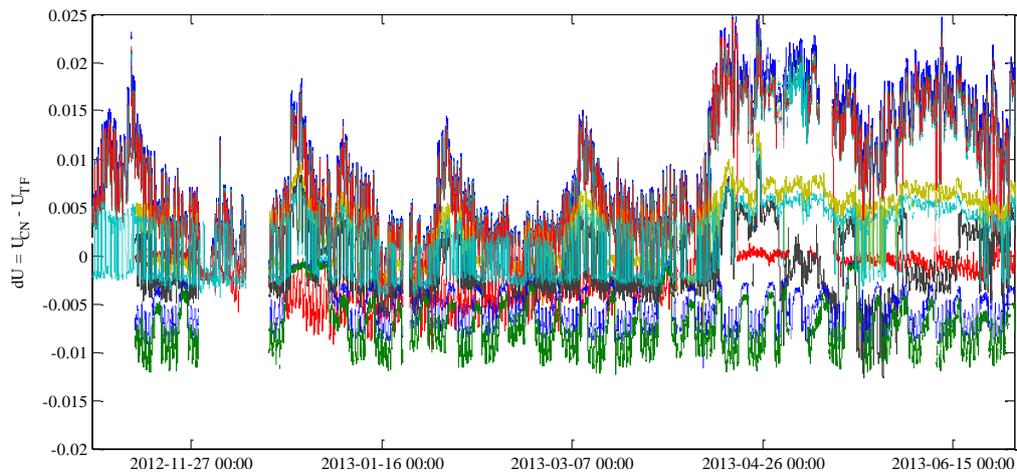
**Abbildung 16 Auszug aus Abbildung 13: Gleitende 10min-Mittelwerte einer Jännerwoche 2013**



**Abbildung 17 Auszug aus Abbildung 13: Gleitende 10min-Mittelwerte einer Aprilwoche 2013**

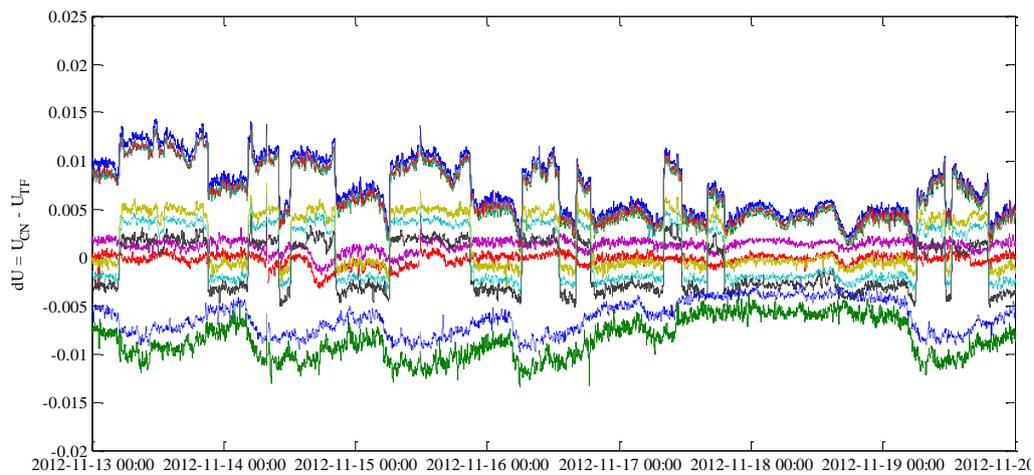
#### 4.1.2 Großes Walsertal

Abbildung 18 zeigt den Verlauf der Spannungsdifferenzen zwischen den kritischen-Knoten-Spannungen und der UW-Sammelschienenspannung (basierend auf SCADA-Messwerten). In dieser Darstellung wurde ein gleitender 60min-Mittelwert auf die Messwerte angewandt, weil andernfalls die hohen Schwankungen das Diagramm unleserlich gemacht hätten. Tägliche und wöchentliche Schwankungen (Werktag und Wochenende) und die saisonalen Schwankungen sind gut sichtbar. Verstärkter Verbrauch im Winter sowie die Schneeschmelze im April sind gut erkennbar. Unterbrechungen der Kurven zeigen Kommunikationsausfälle, in denen keine Messwerte aufgezeichnet wurden.

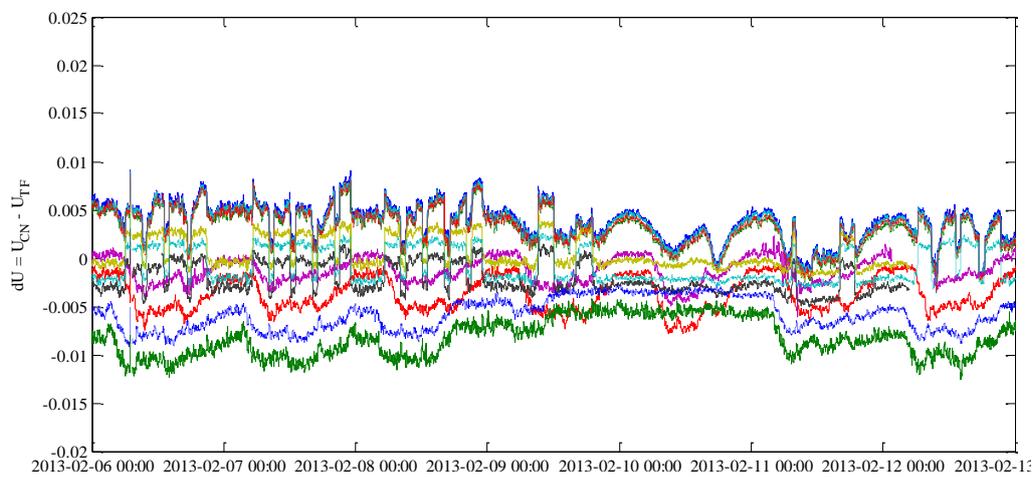


**Abbildung 18 Gleitende 60min-Mittelwerte der Spannungsdifferenz zwischen Kritischen-Knoten-Spannungen und Umspanner-Spannungen eines dreiviertel Jahres basierend auf SCADA-Messwerten**

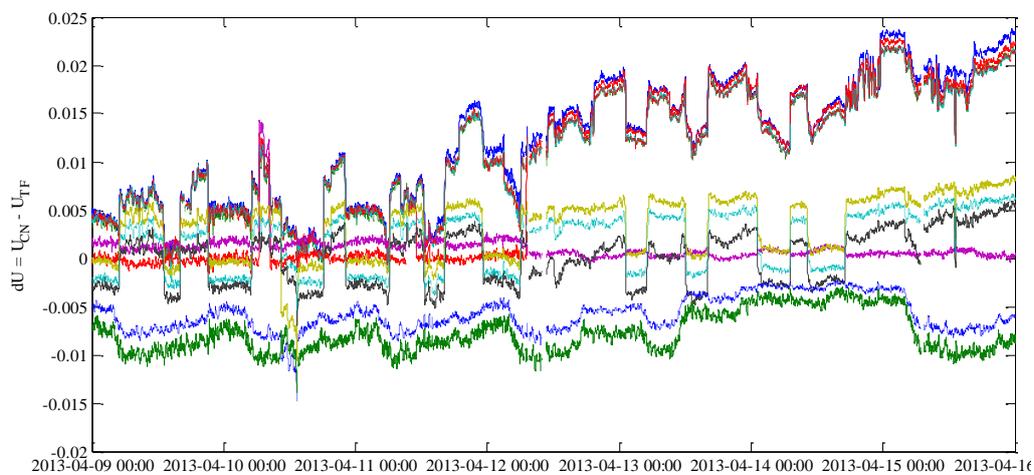
Die tägliche Variation der Spannungen ist in den nachfolgenden Diagrammen dargestellt, welche einen Wochen-Ausschnitt aus November 2012, Februar 2013, April 2013 und Juni 2013 zeigen. In diesen Darstellungen kann eine unregelmäßige, plötzlich starke Spannungsanhebung bei den Einspeise-Abzweigen festgestellt werden. Diese sind in dem marktpreisgeführten Hoch- und Niederfahren des 28MW-Kraftwerks „LU“ begründet. Dieses Kraftwerk wurde nicht in die Regelung eingebunden, hat aber einen massiven Einfluss auf die Spannungen an den Knoten So902/903, Fo1, Lu904/905 und Th8.



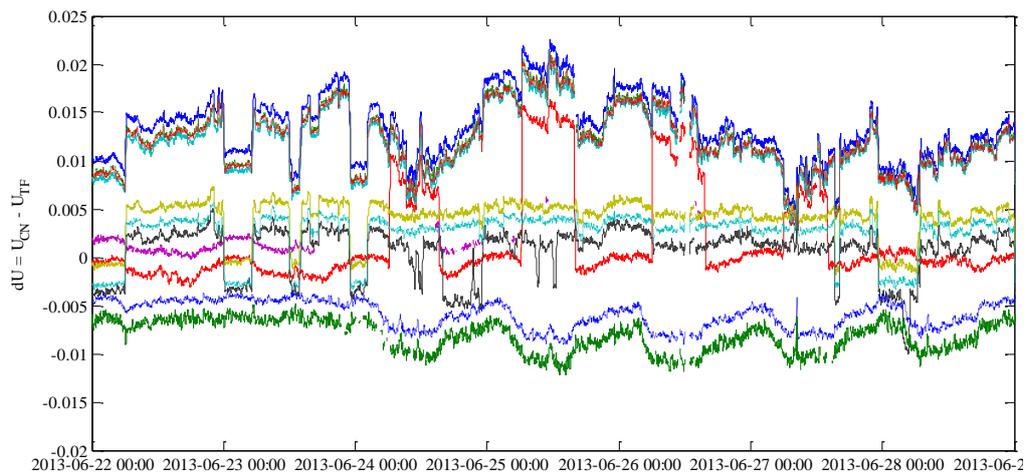
**Abbildung 19 Auszug aus Abbildung 18: Gleitende 10min-Mittelwerte einer Novemberwoche '12**



**Abbildung 20 Auszug aus Abbildung 21: Gleitende 10min-Mittelwerte einer Februarwoche 2013**



**Abbildung 21 Auszug aus Abbildung 21: Gleitende 10min-Mittelwerte einer Aprilwoche 2013**



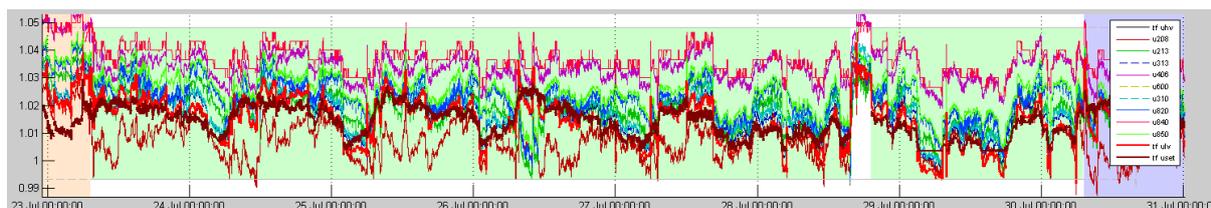
**Abbildung 22 Auszug aus Abbildung 21: Gleitende 10min-Mittelwerte einer Juniwoche 2013**

In Abbildung 21 ist eine und in Abbildung 22 sind viele extreme Spannungsschwankungen bei Knoten Da003 zu erkennen, welche durch interne Netzumschaltungen verursacht wurden. Diese Umschaltungen waren wegen Wartungsarbeiten im Netz notwendig, sie beeinflussen die Spannungssituation im Netz aber nicht, da sie kaum Einfluss auf den höchsten bzw. niedrigsten Knoten im Netz haben.

## **4.2 Performance abhängig von den eingestellten Spannungsgrenzwerten**

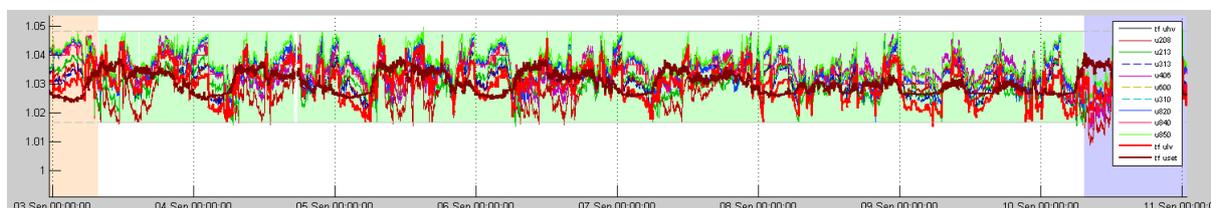
Die Spannungsgrenzen des Reglers können vom Netzbetreiber individuell parametrisiert werden. Sollte das Spannungsband zu eng eingestellt werden, wird in Zeiten großer Spreizung Unterspannung akzeptiert, um Überspannung zu vermeiden.

Abbildung 23 zeigt den Verlauf der Netzspannungen über mehr als achte Tage. Das verfügbare Spannungsband ist in Grün hinterlegt, gleichzeitig bedeutet der grün hinterlegte Zeitraum jene Phase, in der der Regler in Betrieb war (der orange hinterlegte Zeitraum zeigt das Referenzszenario, der hellblau hinterlegte den ZUQDE-Betrieb). Demnach zeigt der Ausschnitt aus den Spannungswerten im Lungau die Umstellung vom Referenzszenario auf CVCU am 23 Juli 2012; eine kurze Außerbetriebnahme der Regelung durch die Leitstelle am 28 Juli 2012 (externe Gründe); und die Umstellung von CVCU auf ZUQDE am 30. Juli 2012. Die UW Sammelschienenspannung ist in Rot, und der Umspanner-Sollwert in Dunkelrot dargestellt. Die Spannungsgrenzen sind auf 99% bis 1,05% eingestellt. Der Schaltzustand war der Normalschaltzustand. Der LevelController war auf MinimumTapping eingestellt. Man kann sehr gut erkennen, dass die Regelung die Spannungen gut innerhalb der vorgegebenen Grenzen halten konnte. Kurzzeitige Verletzungen der Spannungsgrenzen dauern meist nur ca. 1 Minute und sind in der gewünschten und notwendigen Trägheit der Regelvorgänge begründet.



**Abbildung 23 Verlauf der Netzspannungen in Lungau während einer Juli-Woche 2012**

In Abbildung 24 ist analog zu Abbildung 23 der Zeitraum vom 3. September 2012 bis zum 11. September 2012 dargestellt. Es fällt sofort auf, dass die Spreizung der Netzspannungen geringer sind als in Abbildung 23. Das liegt einerseits daran, dass im Lungau-Netz im Spätsommer und Herbst prinzipiell die „ruhigste Zeit“ im Netz ist, da einerseits keine Schilffte in Betrieb sind und der Heizbedarf gering ist, und andererseits die Schneeschmelze vorbei ist und die Kraftwerke nicht mehr auf Nennleistung einspeisen. Der Hauptgrund für die geringere Spreizung ist allerdings ein veränderter Schaltzustand: Es wurde ein Abzweig mit einem hohen Anteil an Einspeisung und wenig Verbrauchern mit einem Abzweig mit sehr wenig Einspeisern und viel Verbrauchern zusammengeschaltet, sodass ein Ring entstanden ist. Dieser wirkt sich sehr positiv auf das Spannungsprofil des Netzes aus. Deshalb war es möglich, das untere Spannungslimit des Reglers von 99% auf 101,67% zu stellen, sodass das verfügbare Spannungsband von 6% auf 3,33% reduziert werden konnte. Kurzzeitige Verletzungen der unteren Spannungsgrenze dauern meist nur ca. 1 Minute und sind in der gewünschten und notwendigen Trägheit der Regelvorgänge begründet.



**Abbildung 24 Verlauf der Netzspannungen in Lungau während einer September-Woche 2012**

Eine Änderung der Spannungsgrenzen kann innerhalb weniger Minuten umgesetzt werden, wie eine Aufzeichnung aus dem Walsertaler Netz in Abbildung 25 zeigt: Um 13:15:50 wurde die Unterspannungsgrenze verstellt, 6 Sekunden danach die Oberspannungsgrenze. 34 Sekunden später wurde ein neuer Umspanner-Sollwert ausgegeben (in blau dargestellt), und 6 Sekunden später beginnt der Umspanner zwei Stufen hinunterzuschalten (Tap-Position in blaugrau dargestellt), was nach weiteren 5 Sekunden abgeschlossen ist. Sofort treffen die ersten aktualisierten Spannungsmesswerte ein, die letzten Spannungsmesswerte treffen allerdings erst 46 Sekunden später ein. Nach insgesamt ca. eineinhalb Minuten ist der Regelvorgang auf die neuen Spannungsgrenzen eingestellt.

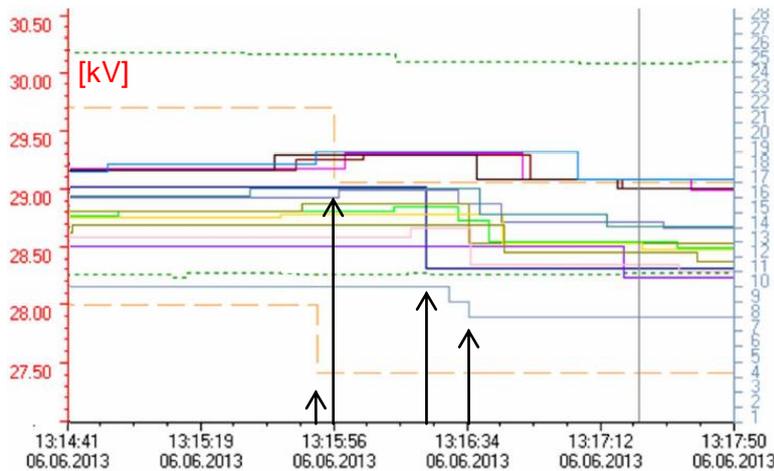


Abbildung 25 Dynamik während der Änderung der Regler-Spannungsgrenzen im Gr. Walsertal

### 4.3 Analyse der Funktion der Kommunikationsschnittstellen

Zur Anbindung der kritischen Knoten und der Kraftwerke an den Regler wurden in beiden Netzen unterschiedliche Kommunikationslösungen eingesetzt. In Lungau wurde eine WiMax-Lösung gewählt, und im Großen Walsertal war eine flächendeckende PLC-Lösung angedacht, welche durch eine Funk- bzw. LWL-Lösung ergänzt werden musste, weil die PLC-Lösung nicht großflächig eingesetzt werden konnte [7].

#### 4.3.1 Partielle und vollständige Kommunikationsausfälle

Fällt eine Komponente (kritische Knoten, Kraftwerke, bzw. Umspanner) aus, bekommt die CVCU ein Packet mit gesetztem Invalid-Bit und kann dementsprechend auf den Ausfall reagieren.

Im Großen Walsertal kam es in der anfänglichen Testphase vor, dass eine Messstelle ausgefallen ist, ohne dass ein Invalid-Bit empfangen wurde. Dieses Verhalten konnte aber mit zunehmender Verbesserung der Kommunikationsqualität nicht mehr beobachtet werden (parallel zur Inbetriebnahme des Reglers wurden zahlreiche Verbesserungen an den unterschiedlichsten Stellen im Kommunikationssystem durchgeführt [7]). Im Großen Walsertal treten zwar wegen den schwer erreichbaren Orten immer wieder kurzfristige Kommunikationsausfälle auf (3-5min), diese beeinträchtigen aber die Regelung nicht. Ein Beispiel hierfür ist in Abbildung 26 dargestellt, wo die rot hinterlegten Bereiche Zeiträume mit Messstellenausfällen markieren.

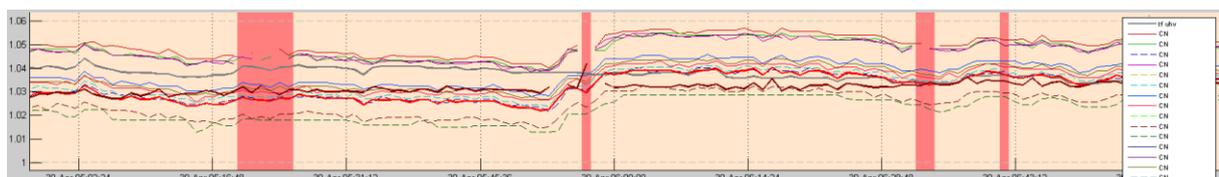
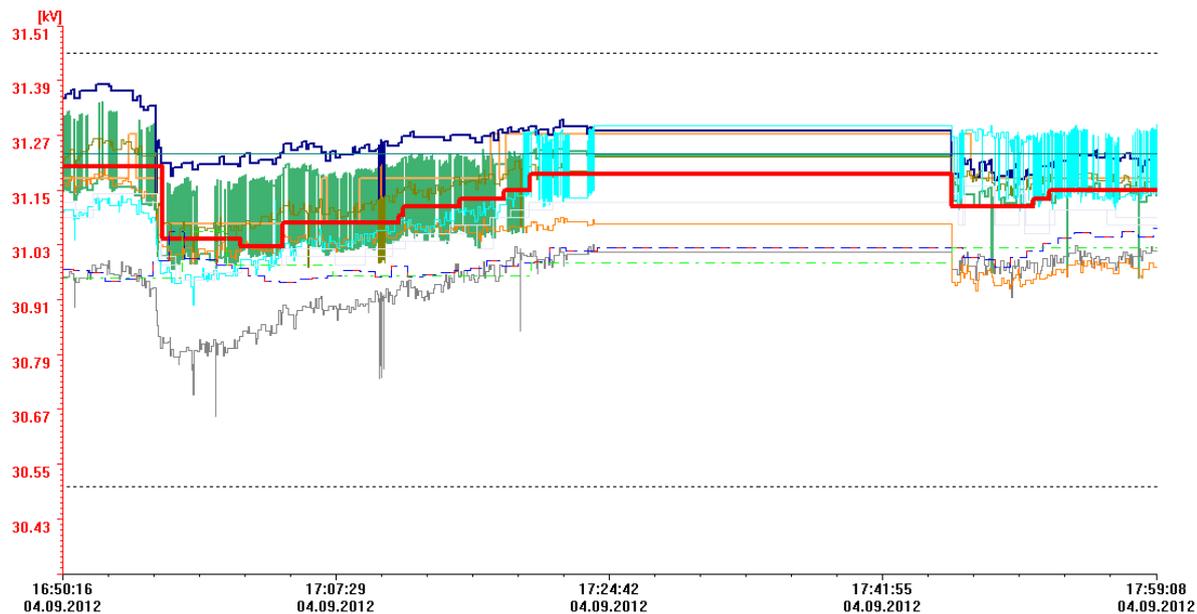


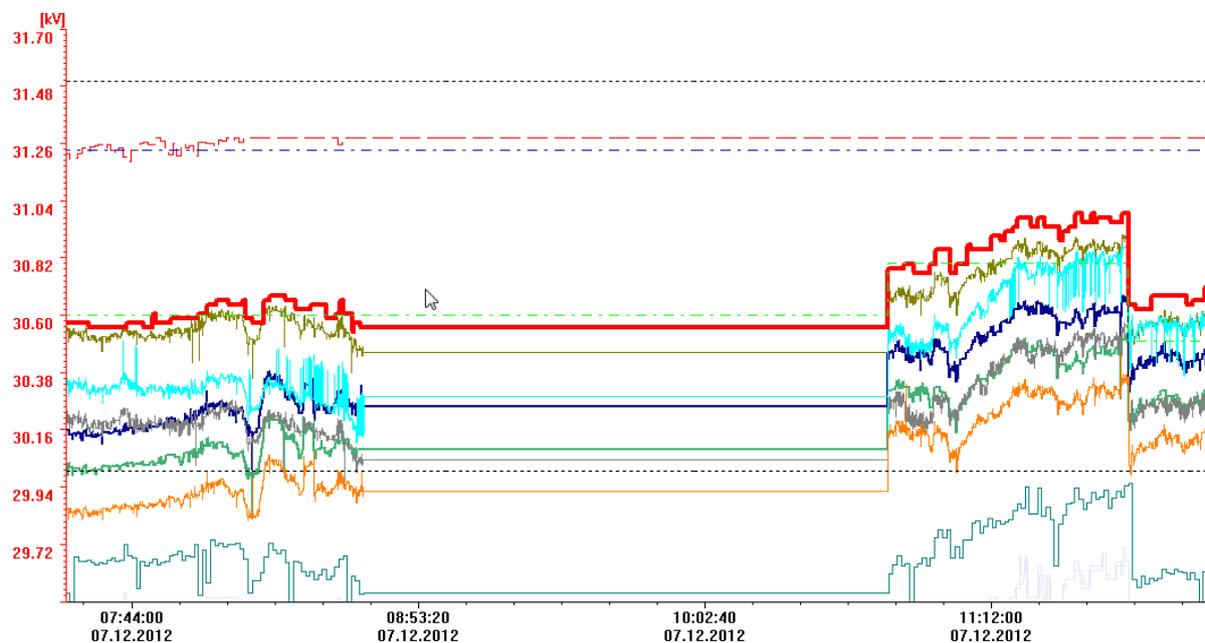
Abbildung 26 Kurzfristige Kommunikationsausfälle von entfernten Messstellen im Gr. Walsertal

In Lungau lief die Kommunikation im Normalfall unterbrechungsfrei, wobei zweimal ein kurzfristiger totaler Kommunikationsausfall vorgefallen ist:

Abbildung 27 zeigt einen 20 minütigen Kommunikationsausfall während die CVCU das Netz geregelt hat. In dieser Zeit sind alle Variablen invalid geworden. Der Netzbetrieb wurde dadurch nicht gestört, da der Ausfall nur sehr kurz war und in der Zwischenzeit keine relevanten Änderungen im Netz stattgefunden haben. Abbildung 28 zeigt einen 125 minütigen Kommunikationsausfall, während ZUGDE im ClosedLoop-Betrieb war.



**Abbildung 27 Kommunikationsausfall für 20min in Lungau**

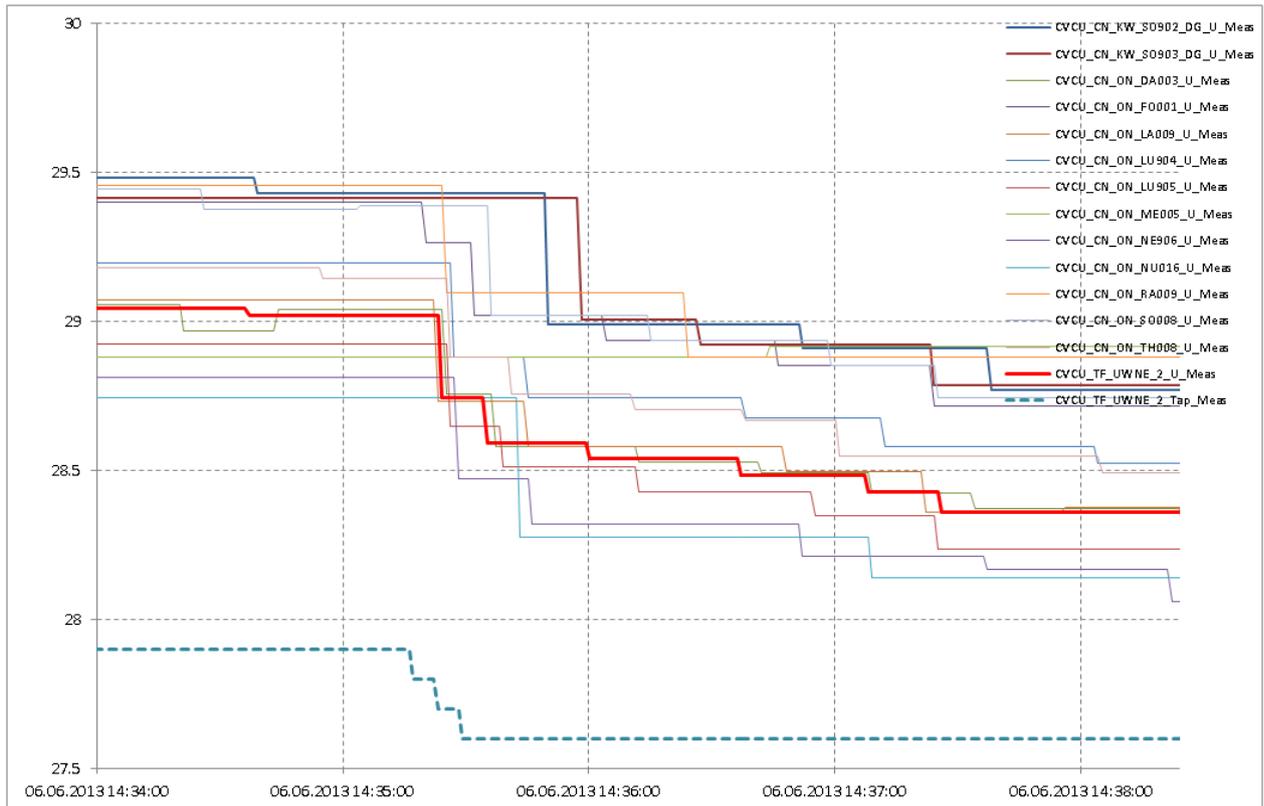


**Abbildung 28 Kommunikationsausfall für 125min in Lungau**

### 4.3.2 Zeitverhalten der Kommunikation

Das Zeitverhalten der Kommunikation wurde schon in Kapitel 2.4 dargestellt, wo die Zeitkonstanten für die Regelungsdynamik angesprochen wurden. Deshalb erfolgt an dieser Stelle nur mehr eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte:

- Die Messwerte treffen mit einer Zeitverzögerung von bis zu 10s beim Regler ein, im Normalfall aber innerhalb weniger Sekunden.
- In Lungau haben die Messstellen der Spannungen der kritischen Knoten unterschiedliche Mittelungsintervalle und Toleranzen für das Aussenden neuer Messwerte, deshalb kann es selbst bei starken Spannungsänderungen bis zu 40 Sekunden dauern, bis von diesen Messstellen aktualisierte Messwerte eintreffen.
- In Lungau treffen im Normalfall alle paar Sekunden Messwert-Updates ein, von manchen Knoten kommen sogar mehrere Messwerte in einer Sekunde.
- Im Großen Walsertal treffen im Normalfall pro Messstelle ein- bis zweimal pro Minute Messwert-Updates ein, wobei bei starken Spannungsänderungen auch öfters Aktualisierungen eintreffen. In Abbildung 29 ist dies anhand drei Stufenstellungen verdeutlicht.
- Die Leistungsmesswerte der Kraftwerke kommen in beiden Netzen mit einem ähnlichen Verhalten wie die Spannungswerte.
- Nach dem Aussenden eines Spannungssollwertes an den automatischen Umspanner-Spannungsregler wird entsprechend der inversen Zeitcharakteristik des Spannungsreglers darauf reagiert. Bei einem Spannungssollwert, welcher sich signifikant von dem aktuellen Messwert unterscheidet, wird innerhalb weniger Sekunden gestuft.
- Nach dem Aussenden von Blindleistungs-Sollwerten reagieren die Kraftwerke innerhalb weniger Sekunden mit der Blindleistungsregelung.



**Abbildung 29** Spannungsverlauf während drei Stufenstellungen im Großen Walsertal (Die Stufenposition ist in blau strichliert in den unteren Teil des Diagramms dazu gezeichnet)

## 4.4 Analyse der Funktion der Stufenregelung beim Umspanner

### 4.4.1 Dynamik

Die Funktionsweise des automatischen Spannungsreglers des Umspanners ist in Kapitel 1.3.5 erklärt. Das zeitliche Verhalten des automatischen Spannungsreglers hängt von dem eingestellten Toleranzband und der eingestellten Zeitkonstante der inversen Zeitcharakteristik ab. Abbildung 3 und Abbildung 29 zeigen die Messwert-Dynamik während Stufenstellungen im Detail für Lungau und für das Große Walsertal.

### 4.4.2 Einfluss der koordinierten Regelungsstrategien auf die Anzahl der Stufenstellungen

Zur Untersuchung, welche Regelungsstrategie wie viele Schalthandlungen beim Stufensteller auslöst, muss der eingestellte Modus des Level-Controllers berücksichtigt werden: In Lungau konnte während eines Zeitraumes von 9 Wochen CVCU-Betrieb und 10 Wochen konventionell geregelter Netz beobachtet werden, dass der Minimum-Tapping-Betrieb 26% weniger Stufenstellungen benötigt hat als das Referenzszenario (Stromkompoundierung mit Q(U) Regelung der Kraftwerke). Nachdem sich der MinimumTapping-Modus nicht zur Validierung des Spannungsbandgewinns eignet, wurde dieser Betriebsmodus nicht weiter eingesetzt. Im Gegensatz dazu benötigten im Großen Walsertal die LevelController-Modi UpperLimit bis zu 37% mehr Stufenstellungen, und Centered bis zu 59% mehr Stufenstellungen als der konventionell geregelte Netzbetrieb. Im

Lungau wurden im konventionellen Regelbetrieb ca. 15 Stufenstellungen täglich beobachtet, wobei dieser Wert stark von den Spannungsschwankungen im Hochspannungsnetz abhängig ist. Im Großen Walsertal wurden im konventionellen Regelbetrieb ca. 5 Taps pro Tag beobachtet. Dieser Wert hängt stark von der Aktivität der „LU“ (Kraftwerke mit insgesamt mehr als 28MW Nennleistung) ab, weil diese Speicherkraftwerke marktpreisgesteuert betrieben werden, und beim Hoch- und Niederfahren die Spannungsverhältnisse im Netz leicht beeinflussen.

#### **4.4.3 Einfluss der Regelstrategien auf Lebensdauer und Verschleiß**

Die im Großen Walsertal eingesetzten Stufensteller werden alle 50.000 Schaltspiele oder alle 7 Jahre gewartet, wobei ab 20 Jahren ein erhöhter Wartungsbedarf entstehen kann.

In dem Fall wird der Stufensteller mit Sicherheit wegen dem Ablauf der 7-Jahresfrist gewartet, und nicht, weil 50.000 Stufenstellungen erreicht wurden, anderenfalls müsste der Umspanner öfter als 19 mal pro Tag stufen. Im Großen Walsertal wäre demnach auch eine Verdoppelung der notwendigen Stufenstellungen unkritisch.

In Lungau kann von ähnlichen Bedingungen bezüglich Trafo-Wartungsintervalls ausgegangen werden, hier kann allerdings eine signifikante Erhöhung der 15 Stufenstellungen/Tag eine Verkürzung der Stufensteller-Wartungsintervalle bedeuten.

Nachdem jedoch in beiden Netzen im konventionellen Regelbetrieb die 7-Jahresfrist der Stufensteller-Wartung eher eintritt als die 50.000 Schaltspiele, kann aus einer Einsparung von Stufenstellungen, wie es der MinimumTapping-Modus ermöglicht, kein unmittelbarer Vorteil gewonnen werden.

### **4.5 Analyse der Zeitkonstanten im Netz**

Die Zeitkonstanten im Netz wurden in Kapitel 2.4 dargestellt (Abbildung 2 bis Abbildung 6) und wird hier nur mehr zusammengefasst:

Neben dem Zeitverhalten der Messwertübertragung ist vor allem die lokal stattfindende Messwertaufbereitung ausschlaggebend für das Zeitverhalten der beim Regler eintreffenden Messwerte: Ist bei einer Messstelle ein hohes Toleranzband bzw. eine lange Mittelwert-Bildungszeit eingestellt, so treffen nur selten Messwert-Updates beim Regler ein (z.B. UW Lungau Sammelschienenspannung und CN0840-Spannung – siehe Abbildung 2). Solche Randbedingungen müssen in der Regelung berücksichtigt werden, um eine robuste Regelung zu gewährleisten.

Je öfter Messwert-Aktualisierungen eintreffen, umso schneller kann die Regelung prinzipiell auf geänderte Netzsituationen reagieren – obwohl die Regelung so konzipiert wurde, dass ein schnelles Eingreifen unter normalen Bedingungen nicht notwendig ist. Mithilfe von Messwert-Mittelwertbildung und -Filterung im Regler und Ausgangsfilter wurde der Regler so konzipiert, dass die Regelung einen ruhigen Netzbetrieb gewährleistet, wenn im Minuten-Takt geregelt wird. Eine Verlängerung der Zeit zwischen zwei Regelzyklen kann in Abhängigkeit der Aktualisierungsrate der Messwerte aus dem Netz sinnvoll sein, während eine Verkürzung dieser Zeit unter normalen Umständen als nicht zielführend erachtet wird.

### 4.5.1 Dynamik der Wirkleistungseinspeisung im Netz

Die Dynamik der Spannungen kann in Abbildung 13 bis Abbildung 17 nachvollzogen werden. Diese Spannungen sind das Resultat der Last- und Einspeiseschwankungen. Die Einspeisedynamik der regelbaren Wasser-Laufkraftwerke in Lungau ist in Abbildung 30 dargestellt. Man sieht, dass die Kraftwerke über die Wintermonate zwischen 20 und 30% ihrer Nennleistung eingespeist haben, und innerhalb weniger Tage nach einsetzen der Schneeschmelze auf Nennleistung gehen konnten. Der „wellenartige“ Anstieg der eingespeisten Leistung ist auf die Tag-Nacht-Temperaturdifferenzen und die damit einhergehende Variation der Schneeschmelze zurückzuführen.

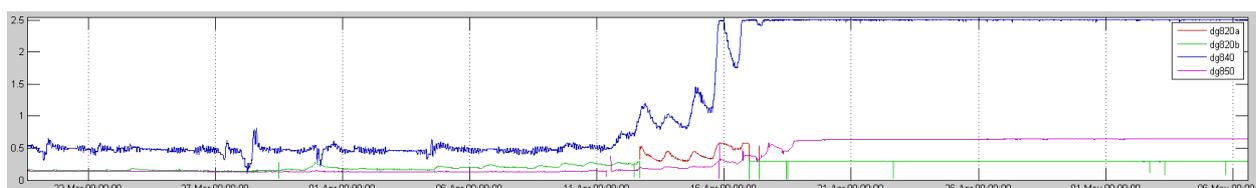


Abbildung 30 Wirkleistungsdynamik [MW] der regelbaren Kraftwerke während dem Einsetzen der Schneeschmelze

### 4.6 Analyse der Signallaufzeiten

Das entwickelte Regelungskonzept mit dem in Kapitel 2 dargestellten Zeitverhalten erfordert Signallaufzeiten unterhalb 20 bis 30 Sekunden. Höhere Signallaufzeiten könnten durch eine entsprechende Umkonfiguration des Reglers unterstützt werden, wenn eine höhere Trägheit in Kauf genommen werden kann.

Im Lungau sind für die Regelung ca. 25 Prozessvariablen notwendig, im Großen Walsertal ca. 50, weil hier mehr Messstellen an kritischen Knoten installiert wurden und die Topologieerkennung auch über Mapping-Variablen laufen. Im Lungau liefern nur ca. 20 Prozessvariablen permanent Messwert-Updates (Spannungs- und Leistungswerte), im Großen Walsertal sind es ca. 30.

Nachdem in beiden Netzen Signallaufzeiten in jedem Fall unter 5 bis 10 Sekunden realisiert wurden, und es bezüglich Signallaufzeiten nie Probleme gegeben hat, wurde auf eine eingehende Analyse der Signallaufzeiten verzichtet.

## 4.7 Reaktion der Spannungsregelung auf nicht normale Netzzustände

### 4.7.1 Fehlerfälle im Netzbetrieb

Die nachfolgende Tabelle beschreibt Fehlerfälle im Netzbetrieb, die durch Eingriffe seitens der Leitstelle gelöst werden müssen. Der Regler muss in den vorliegenden Fällen robust weiterlaufen und darf keine zusätzlichen Probleme erzeugen. Der Praxisbetrieb hat gezeigt, dass diese Anforderung an den Regler erfüllt werden konnten.

Fehlerfall	Reaktion des Netzbetreibers	Reaktion des Reglers	in Praxis eingetreten
Ausfall Umspanner (UM)	Umschaltung auf anderen UM	keine Einflussnahme möglich, Regelung des aktiven Umspanners bzw. Ausschalten der Regelung	nein
Ausfall einer Leitung	Umschaltung	Regelung nach neuer Topologie-Information	ja
Ausfall einer Messstelle	Reparaturmaßnahmen einleiten	Kritischen Knoten aus Regelung ausschließen	ja, in beiden Netzen
Ausfall eines Kraftwerkes	keine	Kraftwerk aus Regelung ausschließen	ja

### 4.7.2 Bekannte und unbekannte Umschaltungen

Die Topologie-Auskopplung über XML-Dateien stellt Informationen über die aktuelle Netztopologie zur Verfügung, welche der Regler interpretieren muss. Im Lungau kann der Regler nur im Vorhinein bekannte Topologien und dementsprechend vorkonfigurierte Topologien erkennen, daher kann es in dem vorliegenden System immer vorkommen, dass der Netzbetreiber einen Schaltzustand betreibt, der dem Regler unbekannt ist. In diesem Fall kann der Regler durch eine Meldung an die Leitwarte darauf aufmerksam machen, dass dieser aktuell nur in einem eingeschränkten Modus fährt, weil er die Topologie nicht erkannt hat (siehe Kapitel 2.3). In den Demonstrationsnetzen führte eine unbekannte Topologie zu keinerlei Problemen, da in beiden Netzen der Anteil an dezentralen Einspeisern noch nicht so hoch war, dass Verletzungen der Grenzen des Spannungsbands auftreten. In Netzen mit noch mehr dezentralen Einspeisern könnte der eingeschränkte Betriebsmodus, welcher durch eine unbekannte Topologie hervorgerufen wird, zu Spannungsbandverletzungen führen, da im Fall einer unbekannten Topologie das Potenzial der koordinierten Spannungsregelung nicht voll ausgeschöpft werden kann.

Mit dem im Großen Walsertal realisierten Topologieerkennungskonzept kann prinzipiell keine Information über die internen Umschaltungen im Netz zu Verfügung gestellt werden, sondern lediglich die Information, welcher Knoten und welches Kraftwerk im geregelten Versorgungsbereich (Umspanner) liegen. Deshalb kann es hier vorkommen, dass der Regler aufgrund der Tatsache, dass hier nur eine einzige Beitragsmatrix zur Verfügung steht, bei manchen Umschaltungen nicht ganz optimal arbeitet. Das bedeutet, der Regler könnte Kraftwerken Blindleistungsvorgaben machen, welche keinen direkten Einfluss auf die aktuell

höchsten bzw. niedrigsten Knoten haben – umgekehrt könnten Situationen auftreten, in denen der Regler nicht erkennt, dass ein Kraftwerk Einfluss auf die aktuell höchsten bzw. niedrigsten Knoten hat und dementsprechend nicht optimal arbeiten.

#### 4.7.3 Die Schutzfunktionen des Reglers

Der Regler wird bei einer unbekanntem Topologie oder einer ungültigen Topologieinformation die Leitwarte sofort darüber informieren. Sollten falsche Messwerte oder fehlerhafte Topologieinformationen dazu führen, dass der Regler einen Spannungswert für den Umspanner berechnet, welche außerhalb des zu Verfügung stehenden Spannungsbandes liegt, erkennt der Regler seine Fehlfunktion und setzt an die Leitwarte sofort eine Meldung ab.

Des Weiteren wurde in den Regler eine Schutzfunktion implementiert, welche unabhängig von der Betriebsweise und des Zustandes des Reglers den Spannungswert-Ausgang des Reglers überwacht. Wird für 10min kein neuer Sollwert ausgegeben, ist aller Wahrscheinlichkeit nach eine Störung am Regler eingetreten, oder eine dem Regler zur Verfügung gestellte Information fehlerhaft. Daher sendet der Regler auch in diesem Fall eine Meldung an die Leitwarte, und schaltet sich selbst ab (bzw. bringt das Netz wieder in den konventionellen Regelbetrieb).

#### 4.7.4 Fehlerfälle in Topologie-Auskopplung und Kommunikations-System

Die nachfolgende Tabelle beschreibt Sonderfälle in der Topologie-Auskopplung und des Kommunikations-Systems sowie den Umgang mit diesen Störungen. Nachdem das Regler-System ein Prototyp ist, wurde im Rahmen des Projektes ein eingeschränktes Spannungsband definiert, um zu vermeiden, dass einer der unten aufgelisteten Fehlern zu einer kritischen Verletzung des Spannungsbandes führt.

Fehlerfall	Beispiel	Reaktion des Reglers	in Praxis eingetreten
Empfang falscher Messwerte	Spannung 60kV statt 30kV	Messstelle wird ausgeschlossen	nie
	Falsche Stufenposition	unkritisch	nie
	Falsche Kraftwerkswirk- oder Blindleistung: Z.B. 2kW statt 2000kW	Kraftwerk wird ausgeschlossen	nie
Ausfall einer Messstelle	Invalid-Bit wird gesetzt	Messstelle wird ausgeschlossen, unkritisch	im Großen Walsertal kurzfristig mehrmals täglich, in Lungau längerfristig wenige Male während der Feldtestphase
	Invalid-Bit nicht gesetzt	Ausfall kann nach Ablauf einer Zeitspanne erkannt werden, und Messstelle kann ausgeschlossen werden. Wird der Ausfall nicht erkannt, spricht im Fehlerfall	nie

		die Schutzfunktion des Reglers an, und an die Leitstelle wird eine Meldung abgesetzt.	
Falsche Topologie-Information	Ungültige Topologie-XML-Datei	Schutzfunktion spricht an, Leitstelle wird informiert	in Lungau öfters
	Unvollständige Topologie-Information in XML-Datei	je nach Vollständigkeitsgrad der Topologie-Information wird ein eingeschränkter Betrieb gefahren, notfalls spricht die Schutzfunktion an	in Lungau öfters
	Falsche Zuordnung von kritischen Knoten	Schutzfunktion spricht an, Leitstelle wird informiert	in Lungau nie, im Großen Walsertal einmal (während Umbauarbeiten im Netz)

#### 4.7.5 Praktische Erfahrung mit den Schutzmechanismen des Reglers

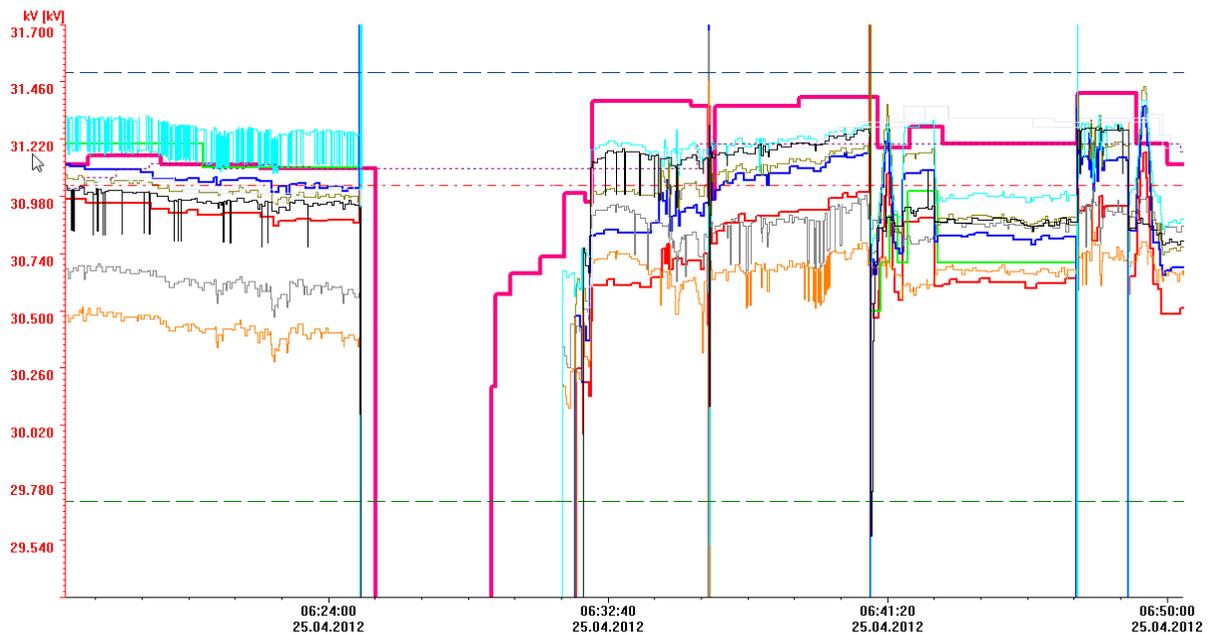
Nachdem der Regler anfänglich zu fehlertolerant betrieben wurde, sodass dieser mit fehlerhaften Informationen weitergeregelt hat, wurden die Schutzmechanismen verstärkt, sodass der Regler in weiterer Folge zu empfindlich reagiert hat, und wegen geringfügiger Abweichungen in den Fehlerzustand gegangen ist. Erst nach detaillierter Abklärung mit den Netzbetreibern konnte eine geeignete Einstellung zur Unterscheidung zwischen „normaler Abweichung“ von Fehlersituationen gefunden werden.

Das Fehlermanagement des Reglers wurde im ursprünglichen Regler-Design nicht berücksichtigt, sodass im Rahmen dieses Testprojektes ergänzende Module erstellt werden mussten. Das nun vorliegende System erfordert ein Redesign um eine höhere Flexibilität und Robustheit zu erreichen.

#### 4.7.6 Besondere Netzsituationen aus der Praxis

##### **Kritische Phase im Lungau-Netz mit vielen Umschaltungen und Kommunikationsausfällen:**

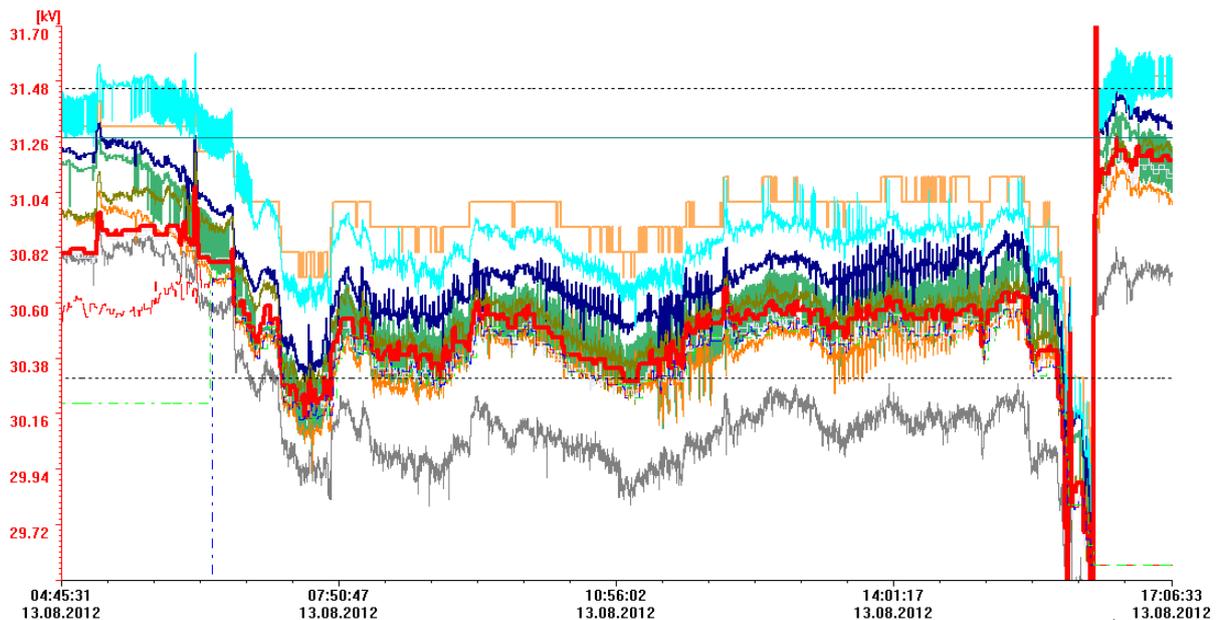
Abbildung 31 zeigt die Spannungsverläufe aller Messstellen in Lungau während einer kritischen Phase im Netz mit vielen Umschaltungen und kurzfristigen Kommunikationsausfällen. In dieser Phase war der Regler nicht im Closed-Loop-Betrieb, allerdings hat er im Open-Loop-Betrieb „mitgeregelt“, und eine Auswertung der Logdateien hat ergeben, dass in dieser Situation der Regler immer richtig reagiert hat, und das aussenden der anstehenden Regler-Sollwerte zu keinen Problemen geführt hätte.



**Abbildung 31 Besondere Netzsituation in Lungau mit vielen Umschaltungen und kurzfristigen Datenausfällen**

#### **Erster und einziger Fehlerfall in Lungau:**

Abbildung 32 zeigt den Spannungsverlauf eines halben Tages in Lungau. Die Türkise Linie bei 31,25kV, welche konstant parallel zur eingestellten Spannungsobergrenze verläuft (strichlierte graue Linie) zeigt den letzten Messwert einer schon länger ausgefallenen Messstelle, welche nicht mehr aktualisiert wird. Diese Spannung ist vor dem Ausfall relativ nah an der Spannungsobergrenze gelegen. Die installierte Version SICAM230 v6.51 SP0 Built0 leitete den Messwert weiter, aber nicht das invalid-Bit des eingetroffenen Messwerts. Damals war noch keine Knotenausfallserkennung im Regler implementiert, sondern nur eine Auswertung des Invalid-Bits. Nachdem beim Regler durch die nicht upgedatete SICAM-Version das Invalid-Bit nicht beim Regler angekommen ist, hat dieser den Messwert als gültig betrachtet, und diesen Knoten als höchsten Knoten angesehen. Schwankungen auf der Hochspannungsseite haben zu einem hinuntertappen geführt, wobei ein hochtappen durch den falschen Messwert nicht möglich schien. Daher sind kurz vor 16:00 die Spannungen immer weiter gefallen, sogar bis in die Unterspannung. Der Regler hat ein Hochtappen vermieden, weil er dachte, er würde damit die falsch angenommene Messstelle in die Überspannung bringen. Die Leitwarte hat den Regler außer Betrieb gesetzt, und der Netzbetrieb konnte ohne Zwischenfälle fortgesetzt werden. Anschließend konnte durch ein Update auf SICAM230 v6.51 SP0 Build9 dieses Problem behoben werden, und in weiterer Folge wurde eine Knotenausfallstrategie entwickelt, welche künftig solche Situationen erkennt.



**Abbildung 32 Erstes und insgesamt einziges fehlerhaftes Regelverhalten der koordinierten Spannungsregelung verursacht durch eine veraltete SICAM230-Version**

#### **Erster und einziger Fehlerfall im Großen Walsertal:**

Abbildung 33 zeigt die Netz-Sicht des Reglers und dessen Regelverhalten im Großen Walsertal während 10 Stunden: In rot ist die Sammelschienenenspannung dargestellt, in Dunkelrot der Umspanner-Sollwert. Im Hintergrund ist die 110-kV-Spannung als graue Linie dargestellt, welche die gesamte Zeitdauer nur sehr kleinen Schwankungen ausgesetzt war. Die hellblau strichlierte Spannung ist die Spannung einer vom Nachbar-Umspannwerk versorgten Messstelle, welche aber laut der Topologie-Informationen vom Walsertaler Netz versorgt wurde. Diese Spannung bewegt sich um die eingestellte Regler-Obergrenze, weshalb analog zu der Situation in Lungau der Regler hinuntergestuft hat, was aber die Situation nicht gelöst hat, weil der Knoten ja gar nicht vom Walsertaler Netz versorgt war. Nachdem der Sollwert für die Umspanner-Sammelschienenenspannung unter die Regler-Untergrenze gesetzt wurde, aktivierte sich die Schutzfunktion und setzte den Umspanner in die lokale Regelung (Referenzszenario) zurück. Dadurch stufte der Umspanner wieder auf den normalen Sollwert und in Folge berechnete der Regler neue Sollwerte für den Umspanner der nach Abfallen der Schutzfunktion dadurch in den Betriebsmodus Fernregelung ging. Das führte wiederum zu einem permanenten hinunterstufen, bis der Sammelschienen-Spannungssollwert wieder ungültig wurde, und der Regler den Umspanner wieder in die Referenz-Regelung stellte. Dieser Vorgang wiederholte sich einige male über mehrere Stunden. Da trotzdem alle Spannungen innerhalb der zulässigen Grenzen lagen wurde dieses Betriebsverhalten und die damit verbundenen Spannungsschwankungen um etwa 3,5% in der Leitstelle erst nach ein paar Stunden erkannt. Danach wurde der Regler vom Wartenpersonal abgestellt. Bei der Analyse des Problems konnte nicht exakt festgestellt werden, warum die Topologie-Auskopplung diese fehlerhaften Informationen generierte, es hatte aber in jedem Fall etwas mit Umbauarbeiten im Netz zu tun. Die Schutzfunktion des Reglers wurde anschließend erweitert, sodass künftig nach einem ungültigen Sollwert nicht nur der Umspanner in den Referenzbetrieb gesetzt

wird, sondern der Regler sich selbst auch ausschaltet (Meldung an das Wartepersonal), sodass vor einem Weiterregeln das Problem analysiert werden muss.

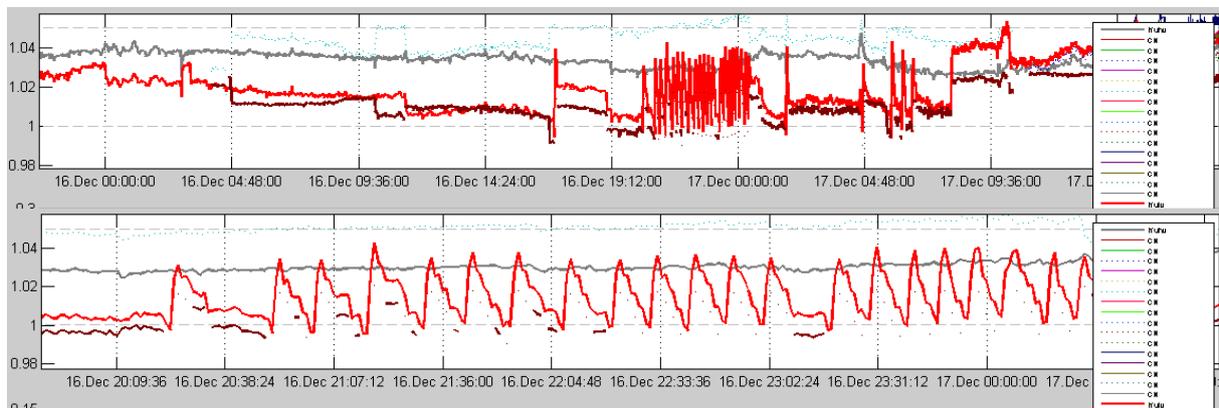


Abbildung 33 Hunting im 10min-Interval im Großen Walsertal wegen einer fehlerhaften Topologie-Information (oben: 1.5 Tage, unten: 5 Stunden-Ausschnitt): Transformator-Spannung in Rot, berechneter Sollwert in Dunkelrot, vom Nachbar-UW versorgter kritischer Knoten in grau

#### 4.7.7 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass atypische Netzzustände gut handhabbar sind, das größere Problem sind allerdings falsche Informationen aus dem Netz: Erstens müssen ungültige bzw. fehlende Messwerte erkannt werden, zweitens müssen falsche bzw. fehlende Topologie-Informationen erkannt werden. Während ersteres relativ leicht realisierbar ist, ist zweiteres nur mit erhöhtem Aufwand realisierbar. Für einen stabilen Netzbetrieb ist eine robuste Lösung beider Punkte unabdingbar,

### 4.8 Validierung der Möglichkeit der Schaltzustandsüberwachung

Wie in [7] ausführlich dargestellt wurde, war im Rahmen des Projektes die geplante Realisierung der Kommunikationslösung über Power Line Carrier nicht möglich, da das PLC-Protokoll nur eine Peer-to-Peer-Kommunikation unterstützt. Deshalb wurde in den beiden Netzen zwei unterschiedliche Topologie-Auskopplungen auf Basis der vorhandenen Prozessleitsystemen eingerichtet, mit welchen der Schaltzustand des Netzes unterschiedlich genau nachbildet werden kann. Diese sind in Kapitel 2.3 genauer beschrieben.

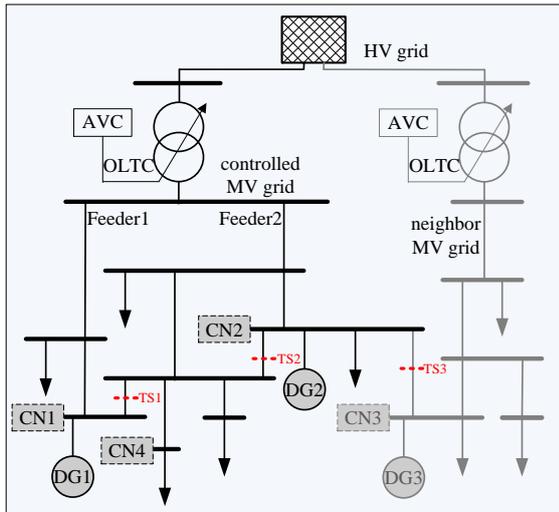


Abbildung 34 Normalschaltzustand

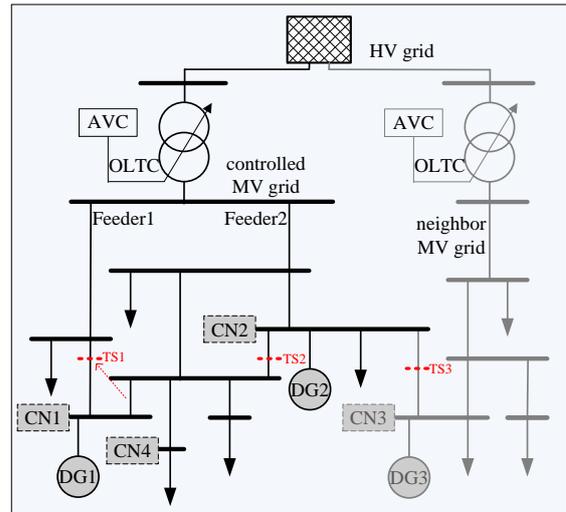


Abbildung 37 Wechsel auf untersch. Abzw.

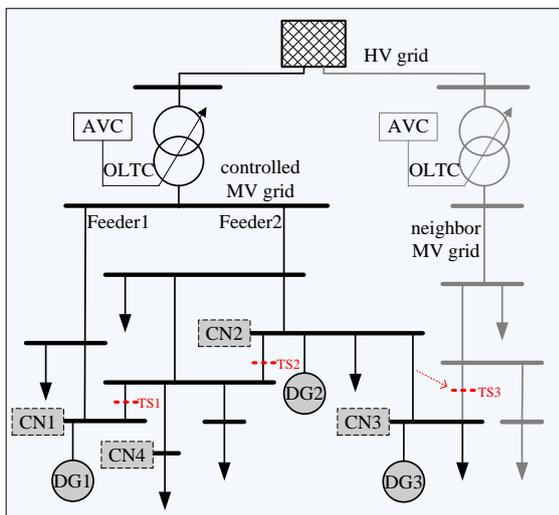


Abbildung 35 Zuschaltung

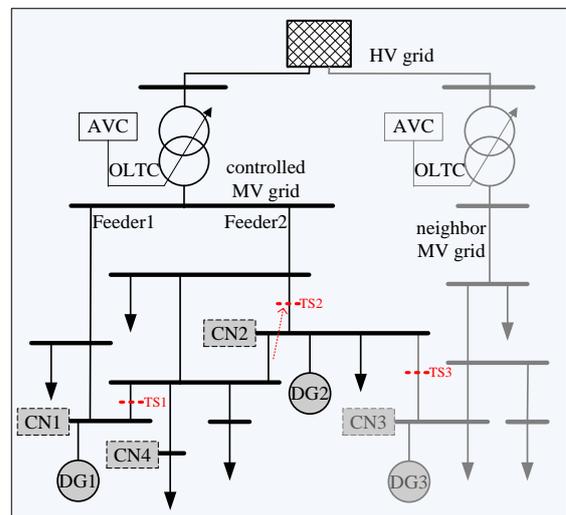


Abbildung 38 Wechsel innerh. eines Abzw.

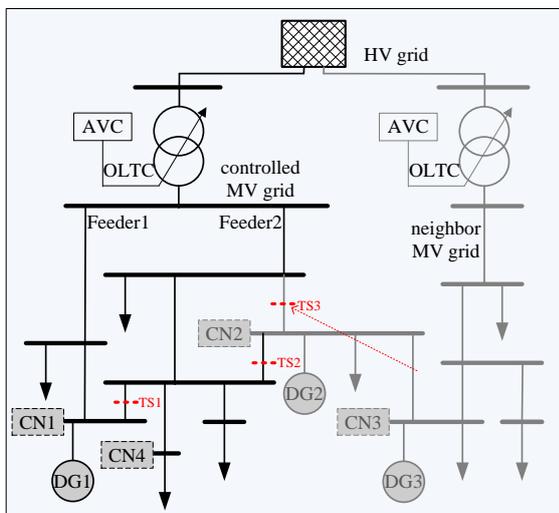


Abbildung 36 Wegschaltung

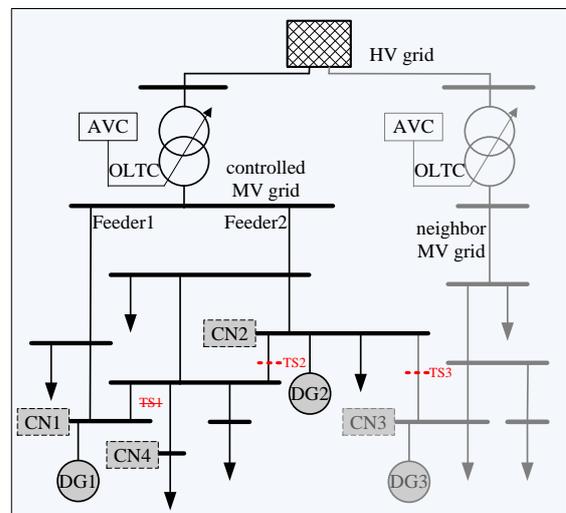


Abbildung 39 Ringschaltzustand

#### 4.8.1 Grenzen der Topologie-Auskopplungssysteme

Die Grenzen der beiden Topologie-Erkennungs-Systeme werden anhand des Beispielnetzes in Abbildung 34 dargestellt: Im Normalschaltzustand des Beispielnetzes sind DG1 und CN1 von Feeder1 (Leitungsabgang) versorgt, und DG2, CN2 und CN4 von Feeder2. CN3 und DG3 sind vom Nachbar-Umspannwerk versorgt.

Bezeichnung der Umschaltung	Betroffene Trennstelle	Abbildung	Erkennung mittels XML-Topologie-Datei (Lungau)	Erkennung mittels Prozessvariablen (Großes Walsertal)
Zuschaltung (von CN3 und DG3)	TS3	Abbildung 35	ja	ja
Wegschaltung (von CN2 und DG2)	TS3	Abbildung 36	ja	ja
Umschaltungen von einem Abzweig auf einen anderen (CN1 und DG1 von Feeder1 auf Feeder2)	TS1	Abbildung 37	ja	nein
Umschaltungen innerhalb eines Abzweigs (Feeder2)	TS2	Abbildung 38	nein	nein
Zusammenschaltung von Abzweigen zu einem Ring (Feeder 2 und Feeder3)	TS1	Abbildung 39	ja	nein

Wie in Kapitel 2.3 schon erklärt wurde, ist die im Rahmen des Projektes entwickelte Form der Topologie-Erkennung für die im Projekt untersuchten Netze ausreichend.

Die Erkennung von Umschaltungen innerhalb eines Abzweiges (Abbildung 38) ist insofern nicht notwendig, als sich dadurch nur die von 0 verschiedenen Werte der Beitragsmatrix leicht ändern können. Die Regelung auf Basis leicht von der Realität abweichender Beitragsmatrixwerte führt in der Praxis zu einem ungenauem Reglerverhalten, was sich dadurch äußert, dass der RangeController möglicherweise nicht nach einem einzigen Durchlauf den gewünschten Effekt erzielt (die Spreizung soll kleiner als das effektive Spannungsband sein), sondern mehrere Regelzyklen dafür braucht weil der differentielle Regler sich „schrittweise zur Lösung hinregelt“.

Die Erkennung von Umschaltungen von einem Abzweig zu einem anderen (Abbildung 37) ist für die Regelung jedoch von größerer Bedeutung, da sich hier Beitragsmatrixwerte nicht nur leicht verändern können, sondern Werte größer 0 können 0 werden, und 0-Werte können größer 0 werden, was für den RangeController einen signifikanter Unterschied ergibt. Liegen hier falsche Informationen vor, kann es sein, dass der Regler Kraftwerke mit einer Blindleistungsregelung beauftragt, welche gar keinen Einfluss auf den gewünschten Effekt haben. Andererseits kann es passieren, dass der RangeController Regelbedarf hat,

allerdings das relevante Kraftwerk nicht (oder nicht alle relevanten Kraftwerke) mit einer Blindleistungsregelung beauftragt. In stark ausgebauten Netzen mit vielen dezentralen Einspeisern würde der Regler für den Sonderschaltzustand nicht die erwartete Performancesteigerung des Netzes erfüllen. Im Demonstrationsprojekt ist aber der Einfluss der Kraftwerke auf die Spreizung so gering, dass solche Effekte vernachlässigbar sind. Für die Frage der Topologieanbindung ist entscheidend welche Schaltzustände mit welcher Wahrscheinlichkeit und Dauer auftreten. Kann vorübergehend eine durch lokale  $Q(U)$  und  $P(U)$ , verbunden mit geringen Ertragseinbußen toleriert werden, so genügt es im Fall einer Abweichung vom Normalzustand die Kraftwerksanlagen auf lokale Regelung umzustellen.

#### **4.8.2 Erfahrungen aus den Netzen**

Die Topologie-Erkennung ist ein wichtiger Bestandteil einer stabilen, robusten und flexiblen Regelung. Die im Projekt erarbeiteten Lösungen funktionieren entsprechend ihres Entwicklungsstadiums zwar einigermaßen zuverlässig, allerdings konnte im Rahmen des Projektes die in den Regler eingebaute Topologie-Erkennung noch nicht so robust und flexibel wie gewünscht entwickelt werden (Entwicklungsstadium). Das betrifft sowohl die im Großen Walsertal eingesetzte Lösung auf Basis von Prozessvariablen als auch die im Lungau eingesetzte Lösung auf Basis von XML-Dateien. Der Regler ist demnach abhängig von fehlerfrei zu Verfügung gestellten Topologie-Informationen, um ordnungsgemäß zu arbeiten. Die Praxis hat gezeigt, dass davon nicht immer ausgegangen werden kann. Die Topologie-Auskopplung per XML-Datei im Lungau produzierte teilweise fehlerhafte oder unvollständige Daten, oder produzierte teilweise überhaupt keine Daten. Die Topologie-Auskopplung im Großen Walsertal war zu Beginn durch Kommunikationsausfälle beeinträchtigt. Vor allem aber ergeben sich während Umbauarbeiten und damit einhergehenden Umschaltungen fehlerhafte Daten, da das Abbild im Leitsystem in solchen Situationen meistens unvollständig ist. In beiden Netzen ist die Regelung wegen Unstimmigkeiten bzw. Problemen die Topologieerkennung betreffend im Durchschnitt einmal pro Monat außer Betrieb gegangen (bzw. hat in einen eingeschränkten Regelmodus gewechselt). Die Probleme mussten durch manuelle Eingriffe behoben werden. Zu beachten ist dabei, dass in einer Leitstelle meist relativ viele Umspannwerke betreut werden und es je nach Automatisierungsgrad zu einer Überlastung des Personals führen könnte. Die Herausforderungen in der Topologie-Erkennung haben die Validierung zusätzlich leicht verzögert, weil zu Beginn einiges an Entwicklungsarbeit sowohl seitens der Netzbetreiber und AIT in eine einigermaßen reibungslose Topologieerkennung bzw. die Schnittstelle vom Leitsystem in die CVCU investiert werden musste.

#### **4.8.3 Tests der korrekten Funktionsfähigkeit der Topologie-Auskopplung**

In beiden Netzen wurden die entwickelten Tools zur Topologie-Auskopplung vorab getestet.

In Lungau wurde dafür der redundant auf Standby laufende Prozessleitsystem-Rechner verwendet, welcher bei einem Ausfall des aktiven Rechners den Betrieb übernehmen soll. Diesem Ausfalls-System konnten Umschaltungen im Netz manuell vorgegeben werden, ohne diese im Netz tatsächlich durchführen zu müssen. Dazu wurden alle vom Normalschaltzustand abweichenden Schalterstellungen eingetragen, und damit das Topologie-Auskopplungstool gestartet. Die erzeugte XML-Datei wurde vom Regler

eingelassen und entsprechend der dem Regler zu Verfügung stehenden Topologie-Information interpretiert. Eine Auflistung der in Lungau durchgeführten Tests wurde in Anhang 7.1 zusammengefasst.

## **4.9 Ermittlung des tatsächlichen Beitrags der dezentralen Erzeugungsanlagen zum Spannungsbandmanagement**

### **4.9.1 Vergleich theoretische und reale Kraftwerks-PQ-Diagramme**

In den Projekten DG-DemoNetz Konzept [4] und BAVIS [2] wurde davon ausgegangen, dass die für die koordinierte Spannungsregelung ausgewählten Kraftwerke mit einem Leistungsfaktor von  $\cos\varphi = 0.9$  betrieben werden können, d.h. zu jeder Wirkleistungseinspeisung kann ca. halb so viel Blindleistung induktiv oder kapazitiv bereitgestellt werden. Die Praxis hat jedoch gezeigt, dass vor allem bestehende Kraftwerke teilweise nur mit Einschränkungen Blindleistung bereitstellen können. Die Gründe dafür sind nachfolgend zusammengefasst

- Ungeeignete Dimensionierung: Die ohmsche Erwärmung des Stromflusses durch die Betriebsmittel definiert die Nennscheinleistung des Generators. Wenn der Generator knapp dimensioniert ist, so ist bei Nennleistung  $P_N$  der Betrag der eingespeisten Wirkleistung  $P$  annähernd gleich dem Betrag der Nennscheinleistung  $S_N$ . Daher kann wegen  $S^2 = P^2 + Q^2 < S_N^2$  bei  $P^2 = P_N^2 = S_N^2$  keine Blindleistung  $Q$  mehr bereitgestellt werden, ohne den Generator zu überlasten. Damit bei Nennleistung ein Leistungsfaktor  $\cos\varphi = P / S = 0.9$  eingestellt werden, und demnach der Generator Blindleistung von  $Q = \pm 0,48P$  bereitstellen kann, muss der Bemessungsstrom des Generators um 11% über jenem Strom liegen der bei Nennwirkleistung auftritt. Das Problem des zu geringen Bemessungsstroms trifft auf alle Kraftwerke im Lungau zu.
- Veraltete und schwer adaptierbare Blindleistungsregler: Die Erfahrungen, welche während der Einbindung von existierenden Kraftwerken in die Regelung gemacht wurden, haben gezeigt, dass die Adaptierung von existierenden Kraftwerken zeit- und kostenintensiv ist, während der erzielbare Effekt eher gering ausfällt. Diese Erfahrung wurde in beiden Netzen gemacht.
- Unbekannte PQ-Diagramme für alte Kraftwerke: Für jene Kraftwerke, bei denen keine Aufzeichnungen über PQ-Diagramme existieren, mussten diese empirisch ermittelt werden. Dazu musste ein größerer Sicherheitsabstand zur Stabilitätsgrenze des Generators eingehalten werden, da ein Stabilitätsverlust des Generators unbedingt vermieden werden musste. Dies reduzierte im Endeffekt die zur Verfügung stehende Blindleistung.

### **4.9.2 Ertüchtigung der Kraftwerke für die koordinierte Regelung**

Nachfolgend werden die Resultate der Integration der Kraftwerke in die koordinierte Spannungsregelung und die Besonderheiten der Kraftwerke zusammengefasst:

- Lungau KW 0820: Hierbei handelt es sich um ein Kraftwerk mit zwei Generatoren (540kW und 285kW), welche beide immer denselben  $\cos\varphi$  fahren müssen, wenn

beide Generatoren im Betrieb sind, da sonst instabiles Betriebsverhalten auftreten kann. Die Anpassung der existierenden Regelung hat zwar funktioniert, allerdings ist die Blindleistungsregelung dieses Kraftwerks nicht sehr genau und sehr träge. Dadurch können die Sollwerte teilweise nicht erreicht werden bzw. nicht sehr gut gehalten werden. Dies ist besonders bei einem Sollwert von 0kvar der Fall. (PQ-Diagramm siehe Anhang 7.3.1 und 7.3.2)

- Lungau KW 0840: Dieses Kraftwerk (2500kW) hat im Normalbetrieb eine Q(U)-Regelung integriert, welche nicht deaktiviert werden konnte (Eingriff in die bestehende Software der KW Regelung wurde vom Anlagenerrichter nicht gestattet). Der Versuch, dem Kraftwerk über die Q(U)-Regelung hinweg Blindleistungssollwerte vorzugeben, scheiterte teilweise, da die Q(U)-Regelung die Sollwerte nur dann passieren ließ, wenn diese ihrer eigenen Regelstrategie nicht zuwider lief. Weiters ist die Blindleistungsregelung dieses Kraftwerks auch ungenau, vor allem bei einem Sollwert von 0kvar, weil ein  $\cos\phi$ - Regler und kein Q-Regler eingebaut ist. Das Kraftwerk hat das größte Potenzial bei der Teilnahme an der koordinierten Spannungsregelung. Spannungsänderungen bis zu 300 V an der UW Sammelschiene waren möglich, was einer halben Umspannerstufe entspricht. (PQ-Diagramm siehe Anhang 7.3.3)
- Lungau KW 0850: Dieses Kraftwerk (630kW) folgt sehr gut und stabil den Blindleistungssollwerten, und kann diese auch langfristig gut halten, wobei auch hier die Ungenauigkeit der Regelung bei einem Sollwert von 0kvar festgestellt werden konnte. Leider wurde wegen eines befürchteten hohen Verschleißes des Sollwertpotentiometers und eines erhöhten Lebensdauerverbrauches des Generators aufgrund hoher Wicklungstemperatur dieses Kraftwerk zwar für die koordinierte Spannungsregelung ertüchtigt, aber anschließend war der Kraftwerksbetreiber nicht bereit das Kraftwerk in der Regelung betreiben zu lassen. Somit musste im Zeitraum Dezember 2012 bis Juni 2013 die koordinierte Spannungsregelung in Lungau ohne dieses Kraftwerk betrieben werden. (PQ-Diagramm siehe Anhang 7.3.4)
- Großes Walsertal KW So903: Dieses Kraftwerk (600kW) kommt zwar fast an  $\cos\phi = 0.9$  heran, allerdings wurde die Blindleistung aus Sicherheitsgründen auf  $\pm 250$ kvar limitiert ( $\cos\phi = 0.92$ ), damit keine Stabilitätsprobleme auftreten. Damit ist die Fähigkeit des Kraftwerks Blindleistung beizutragen gerade dann etwas eingeschränkt, wenn die Einspeisung hoch ist und ein Blindleistungsbeitrag zu erwarten ist. (PQ-Diagramm siehe Anhang 7.2.1)
- Großes Walsertal KW So902: Dieses Kraftwerk (960kW) konnte leider nicht annähernd auf den gewünschten Blindleistungsbeitrag adaptiert werden. Von dem maximalen Beitrag von  $\pm 460$ kvar bei Nennleistung mit  $\cos\phi = 0.9$  ist dieses Kraftwerk mit der Limitierung auf -100kvar und +140kvar (EVS) sehr weit entfernt. Der Grund liegt darin, dass das Kraftwerk mit einem 1 MVA Generator und einer Spitzenleistung von bis zu 960 kW nahezu vollständig an seine thermischen Grenzen kommt und von daher nur bescheidenen Blindarbeit verrichten kann. Was noch dazu kommt ist, dass

der  $\cos\varphi$  Regler und andere Komponenten nie für eine solche Anforderung ausgelegt wurden. (PQ-Diagramm siehe Anhang 7.2.2)

- Großes Walsertal KW Fo001: Dieses Kraftwerk (820kW) wurde in den 60 / 70 er Jahren gebaut und unterstützt mit zwei Generatorsätzen den geforderten  $\cos\varphi = 0.9$  Bereich recht gut wenn auch langsamer als die beiden anderen. Dieses Kraftwerk folgt auch sehr gut den Sollwerten und kann diese auch langfristig genau halten. (PQ-Diagramm siehe Anhang 7.2.3)

#### 4.9.3 Vergleich der realen Beiträge der Kraftwerksblindleistung auf die Netzspannung mit den berechneten

**Verfahren:** Wie in Kapitel 5.1.2 beschrieben, wurde der Einfluss von Blindleistungsänderungen der Kraftwerke auf die Netzspannungen gemessen, indem die Kraftwerke manuell von maximal untererregtem Betrieb in maximal übererregten Betrieb gefahren wurde, und wieder zurück. Dieses Vorgehen wurde dreimal hintereinander ausgeführt, und aus den Veränderungen des Kraftwerksblindleistungsmesswerts und der Netzspannungen können die Beitragsmatrixwerte überprüft werden.

Die Beitragsmatrix-Werte entsprechen wegen  $U_{CN}^{new} = U_{CN}^{Meas} + A_{CN,DG}^Q * \Delta Q_{DG}$  der Korrelation der Blindleistungsmesswerte mit den Netzspannungsmesswerten. Diese Korrelation wurde anhand eines Best-Fit-Verfahrens berechnet, in dem die Blindleistungskurve an die Netzspannung angepasst wurde nach  $U^{gemessen}(t) = a + b * Q^{gemessen}(t)$ . Der Koeffizient  $a$  ist nur eine Konstante und der Koeffizient  $b$  entspricht genau dem Beitragsmatrixwert  $A_{CN,DG}^Q$ .

**Interpretation der Beitragsmatrixwerte:** Die Beitragsmatrixwerte werden in einer Lastfluss-Sensitivitätsanalyse mithilfe des Netzmodells berechnet (siehe 1.3.4), wobei die Werte nur den Einfluss der Blindleistung in Relation zur Umspanner-Sammelschienenspannung beschreiben. Der reale Einfluss ist höher, da die Blindleistung auch an der Umspanner-Impedanz und der Netzimpedanz am Hochspannungs-Anschlusspunkt eine Spannungsänderung verursacht. Dieser Einfluss ist allerdings für die Regelung unbedeutend, da sich diese Spannungsänderungen auf alle Spannungen im Netz auswirken (Spannungsänderungen an der Umspanner-Sammelschienenspannung wirken sich direkt auf alle Netzspannungen aus). Für die koordinierte Spannungsregelung ist lediglich der Einfluss der Kraftwerke auf die Knotenspannungen in Relation zur Umspanner-Sammelschienenspannung relevant, da dadurch die Spreizung im Netz bestimmt ist.

**Durchgeführte Analysen:** Im Prinzip könnte mit diesem Verfahren alle Beitragsmatrixeinträge überprüft werden. Nachdem aber nicht alle Netzspannungen in ausreichender Genauigkeit und Dynamik zu Verfügung stehen (siehe Abbildung 2 bzw. Abbildung 3), und eine vollständige Analyse der Beitragsmatrixwerte keinen signifikanten Erkenntnisgewinn bringt, wurden nicht alle Beitragsmatrix-Elemente überprüft. Im Lungau wurde die Analyse darauf beschränkt, welchen Einfluss die Kraftwerke auf ihren eigenen Netzanschlusspunkt haben. Dementsprechend wurde von der Beitragsmatrix in jeder Spalte nur eine Zelle überprüft, wobei man aber generell davon ausgehen kann, dass der Wert dieser Zelle für die Spannungsregelung sehr wichtig ist. Im Großen Walsertal wurde der

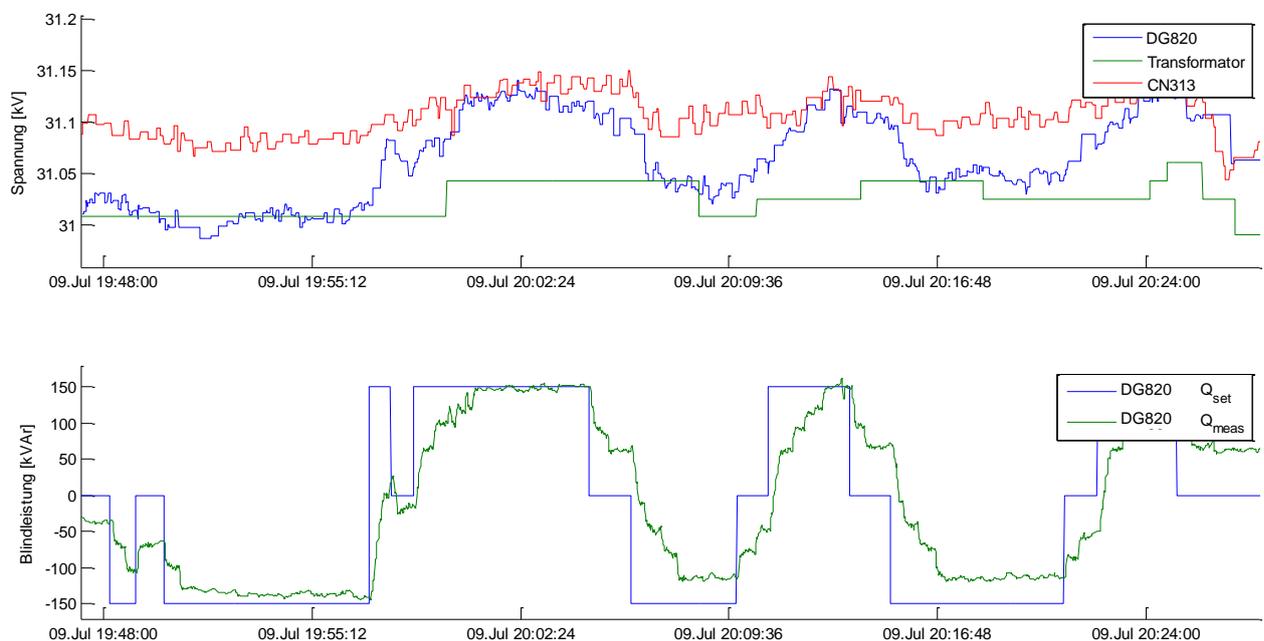
Einfluss einer gemeinsamen Blindleistungsregelung aller regelbaren Kraftwerke auf die beeinflussbaren kritischen Knoten untersucht.

**Ergebnis für Lungau:** Nachdem im Lungau sowohl die UW-Sammelschienenspannung als auch die KW0840-Spannung Messwerte mit niedriger Dynamik sind (siehe Abbildung 2 bzw. Abbildung 3), wurde für die Referenzspannung die Spannung von CN0313 statt der Umspannerspannung verwendet (auf CN0313 haben die Kraftwerke exakt den selben Einfluss wie auf die Umspanner-Sammelschienenspannung). Weiters wurde statt dem Einfluss des Kraftwerks 0840 auf den kritischen Knoten 0840 der Einfluss auf den kritischen Knoten CN406 überprüft – siehe nachfolgende Tabelle. Die Messwerte der entsprechenden Zeiträume sind in Abbildung 40, Abbildung 41 und Abbildung 42 dargestellt.

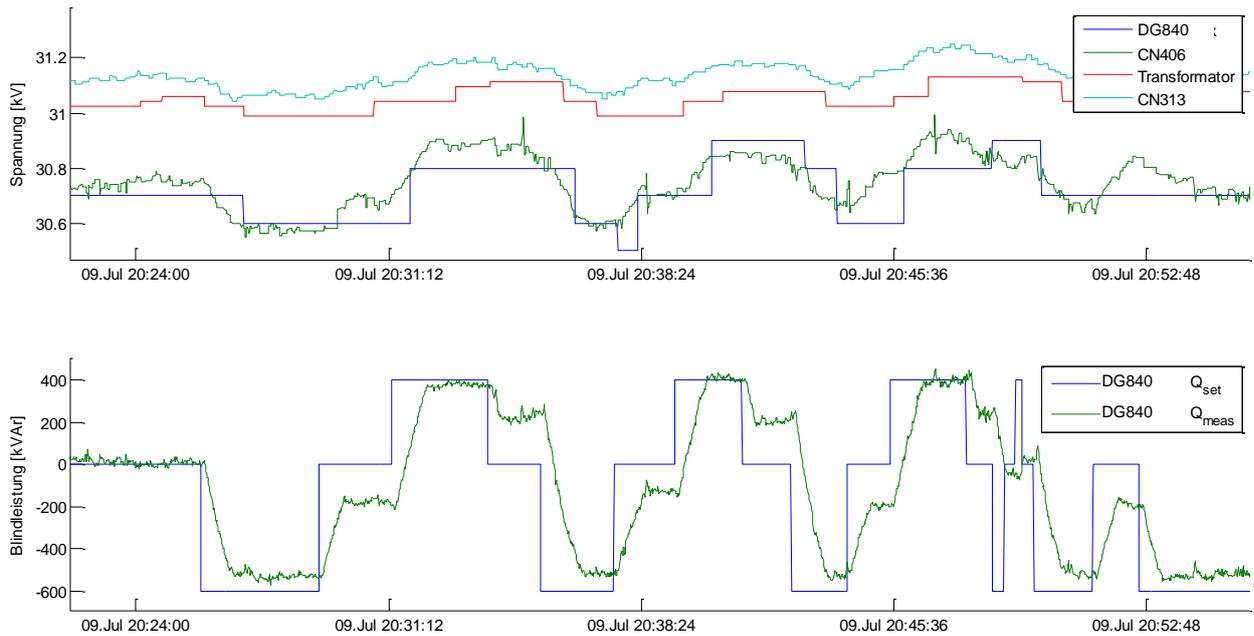
manuelle Validierung Lungau:			Blindleistungs-Sensitivität							
Kraftwerk	Krit. Knoten	Schalt	PowerFactory	Messung 1	Messung 2	Messung 3	Mittelwert	Std-Abw.	rel. Std-Abw.	rel. Abw.
840	406 8b		<b>0.0066</b>	0.0072	0.0052	0.0037	<b>0.0054</b>	0.0018	33%	-18%
820	820 8b		<b>0.0075</b>	0.0076	0.0078	0.0062	<b>0.0072</b>	0.0009	12%	-4%
850	850 8		<b>0.0077</b>	0.0073	0.0055	0.0086	<b>0.0071</b>	0.0016	22%	-8%

**Tabelle 1 Manuelle Validierung Lungau: Messergebnisse des Einflusses der Kraftwerksblindleistungen auf die Netzspannungen: Werte in pu./Mvar**

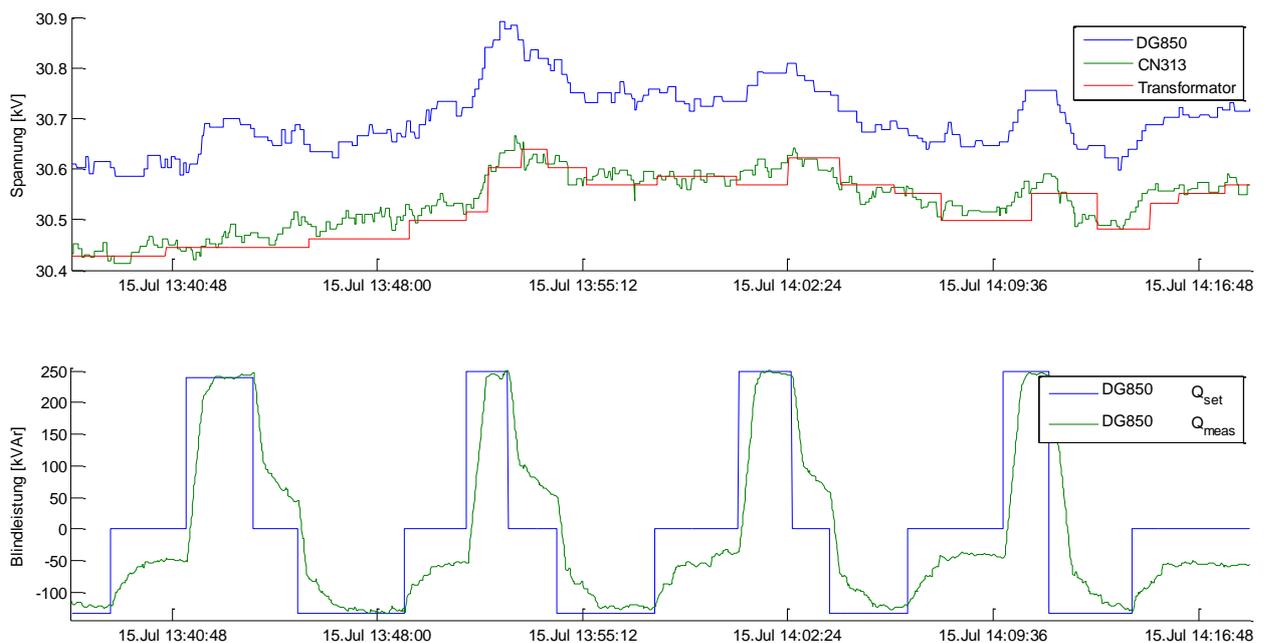
Die Tabelle zeigt, dass die aus den Messungen rekonstruierten Beitragsmatrixwerte mit den in PowerFactory berechneten sehr gut übereinstimmen (KW0840 -18%, KW0820 -4% und KW0850 -8%).



**Abbildung 40 Manuelle Validierung KW 0820**



**Abbildung 41 Manuelle Validierung KW 0840**



**Abbildung 42 Manuelle Validierung KW 0850**

**Ergebnis für das Große Walsertal:** Im Großen Walsertal sind alle drei Kraftwerke am selben Abzweig und werden vom Umspanner aus gesehen die ersten 10,3 km über dieselbe Leitung bis zum Netzknoten Fo001 versorgt, von wo sich die Zweige dann aufteilen. Weil dadurch die Beiträge der Kraftwerke auf die Netzknoten sehr ähnlich sind, und weil die drei Kraftwerke einzeln relativ wenig Blindleistungsbeitrag liefern können (einerseits wegen der thermischen Grenzen, andererseits weil die Netzimpedanz am Netzanschlusspunkt nicht sehr groß ist), wurde im Großen Walsertal die manuelle Validierung gemeinsam für alle drei Kraftwerke auf einmal durchgeführt, und der Einfluss der drei Kraftwerke auf alle Knoten

überprüft. Das Ergebnis dieser manuellen Validierung ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

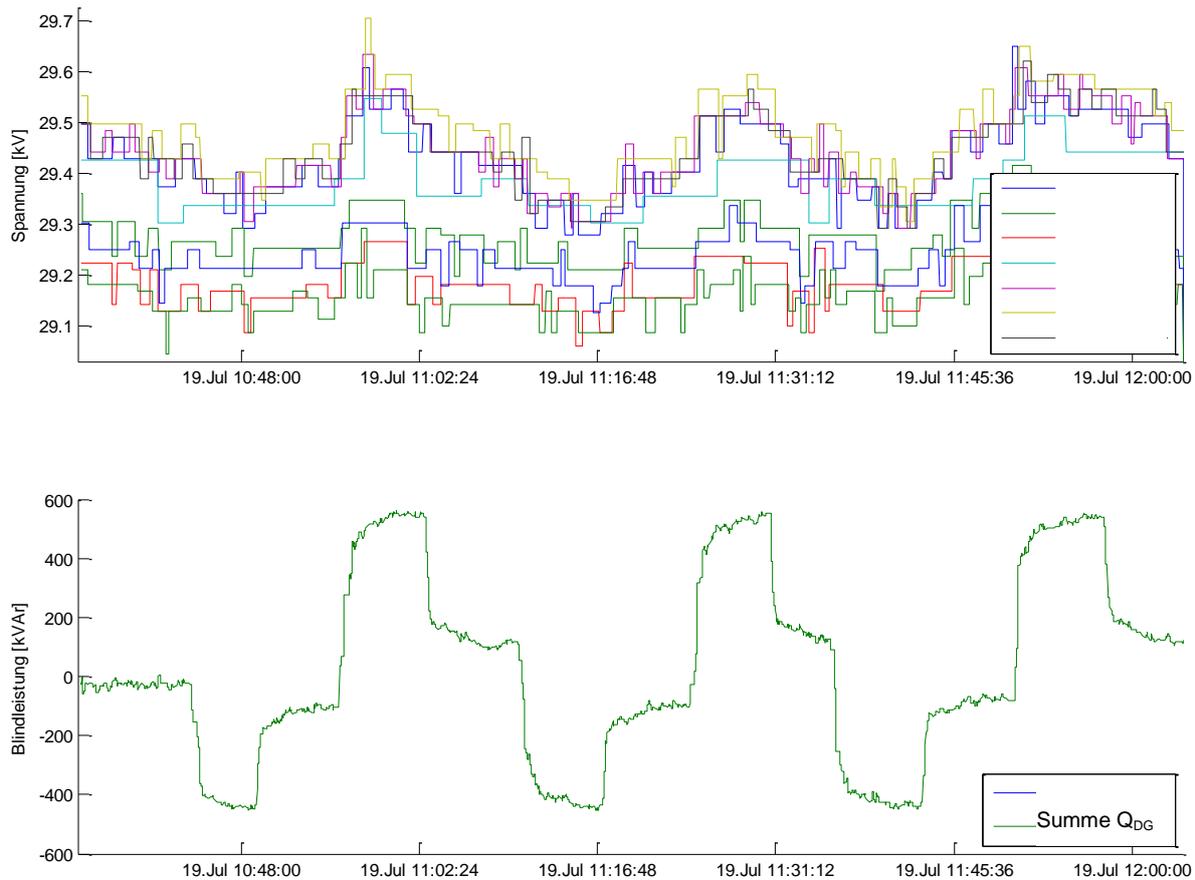
Knoten	PowerFactor	Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Mittelwert	Std.Abw.	rel. Std.Abw.	rel. Abw.	abs. Abw
Fo001	<b>0.0053</b>	0.0049	0.0039	0.0039	0.0051	0.0053	<b>0.0046</b>	0.0007	0.1455	-12%	<b>-0.0007</b>
Lu904	<b>0.0005</b>	0.0007	0.0007	0.0007	0.0009	0.0009	<b>0.0008</b>	0.0001	0.1404	71%	<b>0.0003</b>
Lu905	<b>0.0005</b>	0.0011	0.0003	0.0004	0.0014	0.0011	<b>0.0009</b>	0.0005	0.5613	89%	<b>0.0004</b>
Ra009	<b>0.0026</b>	0.0031	0.0011	0.0014	0.0018	0.0024	<b>0.0020</b>	0.0008	0.4091	-25%	<b>-0.0006</b>
So008	<b>0.0054</b>	0.0053	0.0041	0.004	0.0051	0.0054	<b>0.0048</b>	0.0007	0.1414	-11%	<b>-0.0006</b>
Th008	<b>0.0003</b>	0.0005	0.0003	0.0004	0.001	0.0006	<b>0.0006</b>	0.0003	0.4825	116%	<b>0.0003</b>

**Tabelle 2: Manuelle Validierung Großes Walsertal: Messergebnisse des Einflusses der Kraftwerksblindleistungen auf die Netzspannungen: Werte in pu./Mvar**

Die zweite Spalte der Tabelle zeigt die von PowerFactory auf Basis des Netzmodells berechneten Blindleistungs-Sensitivitäten. Die darauffolgenden fünf Spalten zeigen die aus den Messungen berechneten Blindleistungssensitivitäten: Dazu wurde über einen Zeitraum wenige Minuten vor bis wenige Minuten nach einer starken Kraftwerks-Blindleistungsänderung eine Korrelationsanalyse der Netzspannungen von den Kraftwerks-Blindleistungen durchgeführt (siehe erster Absatz des Kapitels)

Die Tabelle zeigt, dass die aus den Messungen rekonstruierten Beitragsmatrixwerte mit den in PowerFactory berechneten sehr gut übereinstimmen (Die absolute Abweichung beträgt durchgängig weniger als 0.0007pu./Mvar).

Die Summe der Kraftwerksblindleistungen und deren Auswirkungen auf die Netzspannungen sind in Abbildung 43 dargestellt. In Summe war zum Zeitpunkt der manuellen Validierung eine gesamte Blindleistung der drei regelbaren Kraftwerke von knapp unter -400kvar bis hin zu knapp unter +600kvar verfügbar. In Abbildung 43 ist die Funktionsweise der  $\cos(\varphi)$ -Regelung sehr gut zu erkennen: Sollwerte weit entfernt von 0 kvar werden sehr schnell angefahren, und können anschließend auch gut gehalten werden. Sollwerte von 0kvar werden zwar schnell angefahren, werden dann aber nur innerhalb einer gewissen Toleranz erreicht und gehalten.



**Abbildung 43 Manuelle Validierung Großes Walsertal: KW Fo001 und KW So902 und KW So903 wurden zeitgleich gesteuert, dargestellt ist nur die Summe der gemessenen Kraftwerksblindleistung und deren Auswirkung auf die Netzspannungen**

**Schlussfolgerung:** Die Messergebnisse stimmen mit den in PowerFactory berechneten Werten sehr gut überein.

Die Abweichungen können folgende Ursachen haben:

- Die Ergebnisse beziehen sich nur auf drei Messungen und Störeinflüsse in den Spannungen können im Realbetrieb durch die Lasten niemals ausgeschlossen werden.
- Das Netzmodell in PowerFactory kann das reale Netze und die gegebene Lastverteilung nicht in allen Details modellieren
- Die Beitragsmatrixwerte variieren abhängig von der aktuellen Lastsituation in der Größenordnung von 10% [1].

#### **4.10 Bestimmung der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der Spannungsregelungskonzepte**

Die Übertragbarkeit der Regelungskonzepte innerhalb der beiden Demonstrations-Netzgebiete ist durch das universelle Regler-Design gegeben, welches sowohl die Fernregelung als auch die koordinierte Spannungsregelung in einem einzigen individuell konfigurierbaren Regler zur Verfügung stellt.

Projekt DG DemoNetz - Validierung

Deshalb entfallen die in Task 9.4 definierten Aufgaben. Details dazu sind in Kapitel 3 zu finden.

#### **4.11 Zusammenfassung technische und funktionale Validierung**

Die technische Funktion der in den Demonstrationsnetzen implementierten Kommunikationssysteme, der Kraftwerksblindleistungsregelung und der Transformator-Fernregelung konnten nachgewiesen werden. Vor allem im Lungau zeichnete sich die Kommunikationslösung WiMax durch eine ausgezeichnete technische Verfügbarkeit aus.

Die Anbindung des Reglers an das Leitsystem über die Siemens SICAM230 konnte alle notwendigen Anforderungen bezüglich Konfigurierbarkeit, Usability und Betriebssicherheit erfüllen.

Die sehr flexibel konfigurierbare Regelungseinheit CVCU konnte mit wenig Aufwand an die in den Feldtests aufgetretenen Bedingungen angepasst werden. Im Testbetrieb konnte bis auf ganz wenige Ausnahmen (siehe Kapitel 4.7) das Netz sicher und stabil geregelt werden. Es kam während der gesamten Validierungsphase und dessen praktischen Betrieb nie zu einem Zustand der als kritisch mit potentieller Schadensfolge eingestuft werden hätte müssen.

Weiters konnte gezeigt werden, dass die von den Netzmodellen prognostizierten Beitragsmatrixwerte in der Realität anwendbar sind, da die vorhergesagte Abhängigkeit der Netzspannungen von Kraftwerks-Blindleistungsänderungen bestätigt wurde.

Die in beiden Feldtestgebieten implementierten Lösungen der Topologie-Erkennung haben zwar prinzipiell gut funktioniert, allerdings hatten – vor allem in der Anfangsphase - beide Anordnungen mit Topologieausfällen oder Fehlanzeigen zurecht zu kommen. Die CVCU konnte im Rahmen des Projektes nicht soweit erweitert werden, dass unzuverlässige Topologie-Informationen und deren daraus resultierende Ungenauigkeit vom System rechnerisch ausgeglichen werden können. Deshalb ist eine wesentliche Erkenntnis des Validierung-Projektes, dass in Bezug auf die Topologie-Erkennung noch Verbesserungen möglich sind – und zwar nicht nur in den in beiden Netzen implementierten Topologie-Erkennungssystemen, sondern auch was die prinzipielle Abhängigkeit des Regelungskonzeptes von Topologie-Informationen betrifft.

Eine weitere wichtige im Zuge des Projekts gewonnene Erkenntnis war, dass die Adaption und Ertüchtigung der Blindleistungsregelung von existierenden älteren Kraftwerksanlagen für die koordinierte Spannungsregelung aufwendiger und kostenintensiver ist als erwartet. Zusätzlich wurden bei den Adaptionen aus mehreren Gründen auch nicht die erwarteten Ergebnisse erzielt. Dieses Problem wird im folgenden Kapitel auch noch ausführlicher behandelt.

## 5 Validierung des Spannungsbandgewinns

Das vorliegende Kapitel behandelt zuerst die Rahmenbedingungen, und die schrittweisen Adaptionen, welche notwendig waren, um die Validierung starten zu können. Anschließend wird der Validierungszeitraum beschrieben, analysiert und ausgewertet. Abschließend wird der Spannungsbandgewinn der koordinierten Spannungsregelung in beiden Netzen berechnet.

### 5.1 Allgemeiner Ablauf der Validierung

#### 5.1.1 Problemstellung

Die Lasten im Netz variieren nach einem täglichen, einem wöchentlichen und einem jährlichen (saisonalen) Rhythmus und sind wetter- und temperaturabhängig. Die Einspeisung im Netz ist wetter-, temperatur- und jahreszeitabhängig. Trotz der Tatsache, dass in einem Mittelspannungsnetz die Last- und Einspeiseströme vieler Kunden akkumulieren, können nur sehr schwer zwei Tage gefunden werden, deren Leistungsflüsse und dementsprechend Spannungen vergleichbar sind. Vor allem kann auf Basis der vorhandenen Messdaten kaum die Implikation hergestellt werden, dass aus gegebenen Leistungsflüssen eindeutig Spannungsanhebungen und -absenkungen für die kritischen Knoten zuordenbar sind. Im Projekt stehen nur die Leistungsflüsse (Wirk- und Blindleistung) über den Umspanner und die Betriebspunkte aller regelbaren Kraftwerke als Leistungsmesswerte zur Verfügung. Dies macht es schwierig, den Einfluss verschiedener Regelungsstrategien anhand eines tageweisen Vergleichs zu untersuchen und daraus einen Spannungsbandgewinn zu folgern, weil kein hinreichendes Kriterium für die Vergleichbarkeit der Netzspannungen der ausgewählten Tage gegeben ist. In der Simulation ist es einfach, ein und dieselbe Situation zu reproduzieren, und den Einfluss unterschiedlicher Regelungsstrategien auf diese Situation zu untersuchen. Im Realbetrieb können weder beide Regelungsstrategien gleichzeitig im Einsatz sein, noch kann durch ein sequentielles Einsetzen der unterschiedlichen Regelungsstrategien die Vergleichbarkeit der Netzsituationen sichergestellt werden. Während der Umschaltung von einer Regelstrategie auf die nächste kann für diesen Zeitpunkt (kurz vor der Umschaltung auf die neue Regelstrategie und nach Erreichen des stationären Betriebs der neuen Regelstrategie) prinzipiell der Einfluss der unterschiedlichen Regelungsstrategien aussagekräftig untersucht werden. Diese Aussage ist aber immer nur auf Momentaufnahmen bezogen und sagt nichts über die dauerhaften Auswirkungen der Regelungsstrategien auf das Netz aus. Dementsprechend müsste der Betrieb permanent (im 10- bis 20-Minutenbereich) umgeschaltet werden, um aussagekräftige Ergebnisse zu erlangen, worauf aus Stabilitäts- und Regelkomponentenverschleiß-Gründen verzichtet wurde.

Im Projektteam wurde es als eine zufriedenstellende Lösung angesehen, die aktive Regelung täglich zu wechseln, und diesen Wechselbetrieb so lange wie im Projektzeitraum möglich durchzuführen, sodass am Ende des Validierungszeitraumes etwaige Schwankungen sich herausmitteln konnten, und alle untersuchten Regelungskonzepte so gleichverteilt wie möglich alle im Laufe der Zeit auftretenden Netzsituationen regeln konnten.

### 5.1.2 Validierungsablauf

Die folgenden zwei Validierungszyklen wurden für die beiden Netzabschnitte festgelegt:

- Wechselbetrieb der Netze zwischen konventioneller Regelung und CVCU-Regelung („**Validierung Lang**“):
  - Die periodische Umschaltung zwischen den Regelungen bewirkt eine aussagekräftige Vergleichbarkeit zwischen aufeinanderfolgenden Zeiträumen mit unterschiedlichen Regelungsbetrieben.
  - Die Regelbetriebs-Umschaltung erfolgt im Tagesrhythmus.
    - In Lungau wird zwischen den Regelungsmodi „Konventionell“, „CVCU“ (siehe 1.3.8), und „ZUQDE“ (siehe 1.3.9) periodisch umgeschaltet. Damit wird zusätzlich ein Vergleich mit der Alternativ-Lösung ZUQDE möglich.
    - Im Großen Walsertal wird zwischen den Regelungsmodi „Konventionell“, „CVCU Fernregelung“, und „CVCU Koordinierte Regelung“ periodisch umgeschaltet. Damit wird zusätzlich ein Vergleich der Fernregelung und der koordinierten Regelung möglich.
  - Je länger dieser Wechselbetrieb durchgeführt wird, umso aussagekräftiger werden die Resultate. Deshalb soll ein längerer Zeitraum starker Last und geringer Einspeisung (Winter, Schigebiet in Betrieb) und starker Einspeisung mit geringer Last (Schneesmelze) in diesem Modus durchfahren werden.
- Manuelles und kontrolliertes Durchlaufen der Betriebspunkte aller Kraftwerke („**Validierung Kurz**“):
  - Alle regelbaren Kraftwerke werden nacheinander in kontrollierten Bedingungen manuell von dem maximal untererregten Betrieb in den maximal übererregten Betrieb gefahren (und umgekehrt), um die Auswirkungen der Kraftwerksblindleistung auf die Netzspannung und die Netzdynamik direkt untersuchen zu können.
  - Dies wird einmalig während einer relativ ruhigen Netzsituation durchgeführt, wobei das Durchfahren der PQ-Diagramme dreimal hintereinander durchgeführt wird, um kleine Schwankungen in den Spannungen leichter herausmitteln zu können.

Mit diesen beiden Validierungszyklen können folgende Punkte überprüft werden:

- Kann der Regler alle Netzspannungen dauerhaft und zuverlässig innerhalb des vorgegebenen Spannungsbandes halten?
- Wie viel Spannungsband kann durch den CVCU-geregeltem Netzbetrieb freigegeben werden (eingespart werden) im Vergleich zum konventionell geregelten Netzbetrieb?
- Wie weit entspricht der auf Modellen und Simulationen basierende *berechnete* Einfluss des Reglers auf die Netzspannung dem *tatsächlichen*? (Validierung des Konzepts der Beitragsmatrix)

Alle Berechnungen des Spannungsbandes betreffend werden auf Basis der Messwerte von geeichten Power-Quality-Messgeräten durchgeführt, welche während der Validierung in den Netzen installiert wurden. Für die Untersuchungen der Regelvorgänge und der Dynamiken wurden die SCADA-Messwerte verwendet, da diese eine höhere zeitliche Auflösung haben als die 10min Mittelwerte der PQ-Messgeräte, und daher die Netzsituation und die Regelerfordernisse besser wiedergeben.

## **5.2 Zeitablauf der Feldtestphase**

In nachfolgender Tabelle ist eine Übersicht über die wichtigsten Aktivitäten, Erkenntnisse und Vorkommnisse in beiden Netzen dargestellt. Während der Feldtestphase sind in beiden Mittelspannungsnetzen immer wieder Veränderungen in den Netzen aufgetreten (neue Schaltzustände, Betriebsspannungsanpassung), welche die Vergleichbarkeit von längeren Zeiträumen erschweren. Diese Tatsache in Kombination mit der kontinuierlichen Weiterentwicklung und Anpassung der CVCU bewirken, dass eine Validierung anhand der aufgenommenen Log-Daten bis Jänner 2013 nur sehr umständlich mit viel Umrechnungen hätte durchgeführt werden können. Deshalb wurde im Jänner 2013 die Entscheidung getroffen, von einem wöchentlichen Wechsel der Regelungen auf einen täglichen Wechsel umzustellen, sodass sich mehr aneinandergrenzende Tage mit ähnlichen Netzsituationen ergeben. Somit werden für die Validierung des Spannungsbandgewinns nur Daten ab Februar 2013 bis zum Projektende im Juni 2013 verwendet. Dementsprechend konnten zwar die interessantesten Zeiträume Winter und Schneeschmelze / Frühling abgedeckt werden, nicht aber ein ganzes Jahr. Die Messergebnisse aus den Netzen bestätigen allerdings die aus den Simulationen gewonnene Erkenntnis, dass die Extremsituationen in den Netzen im Winter und im Frühjahr auftreten. Deshalb kann die Auswertung des Spannungsbandgewinns anhand der Daten von wenigen Monaten trotzdem als aussagekräftig und repräsentativ betrachtet werden.

Lungau	Zeit	Großes Walsertal
	Dez. '11	Erste Feldtestversuche: Datenpunkte einrichten, SICAM & CVCU konfigurieren
Erste Feldtestversuche: Datenpunkte einrichten, SICAM & CVCU konfigurieren	Jan. '12	
Anpassen und Weiterentwicklung des Regler-Codes	Feb. '12	Closed-Loop-Test bei Kraftwerk Brunnenfeld (neben Demogebiet)
Parameter anpassen, erste Tests mit Kraftwerksblindleistung, Topologie-Erkennung	Mär. '12	
<b>Open-Loop</b> -Betrieb und Erfahrungen sammeln, erster <b>Closed-Loop</b> -Betrieb	Apr. '12	Mit den Lungau-Erfahrungen Fernregelung gleich in <b>Open- &amp; Closed-Loop</b> -Betrieb
Erfahrungen sammeln und Fehlerbehebung	Mai '12	Erste <b>Dauerinbetriebnahme</b> am 09. Mai, Smart-Grids-Week in Bregenz
Erste <b>Dauerinbetriebnahme</b> am 14. Juni, danach wöchentlicher Wechselbetrieb	Juni '12	Durchfahren der unterschiedlichen LevelControlModes, Erfahrung sammeln
Verbesserung der Benutzeroberfläche für die Leitwarte, Meldung von Fehlern	Juli '12	zweites Kraftwerk geht ans Netz, PQ-Diagramm-Anpassungen
Erster Ausfall der Regelung (ohne Versorgungsbeeinträchtigung) → Update	Aug. '12	Verbessertes CVCU-Verhalten beim monatlichen Umspanner-Wechsel
Neuer Schaltzustand Ringbetrieb → signifikante Auswirkungen auf Spannungsband	Sep. '12	
Umstellung des Reglerziels, sodass Range immer so klein wie möglich gehalten wird.	Okt. '12	Umstellung des Reglerziels, sodass Range immer so klein wie möglich gehalten wird.
Ausgangsfiler für Kraftwerksblindleistung glättet Regler-Dynamik	Nov. '12	Erstmalige Aktivierung der <b>koordinierten</b> Spannungsregelung mit zwei Kraftwerken
CVCU regelt über Weihnachtsfeiertage	Dez. '12	Erster Ausfall der Regelung (ohne Versorgungsbeeinträchtigung) → Update
Anpassungen der Kraftwerksblindleistungsdiagramme entsprechend Auswertungen	Jan. '13	Nach fast 8 Monaten Dauerbetrieb CVCU Umstellung auf konventionelle Regelung
Umstellung auf Tageweisen Wechselbetrieb zwischen Referenz, CVCU & ZUQDE	Feb. '13	Beginn Umstellung der Nennspannung im Walsertaler-Netz (ON-Trafo-Umstufungen)
	Mär. '13	Entwicklung der Validierung im 3-Tagesrhythmus bei angehobenem Spannungband
Neuer Schaltzustand → Analyse, Konfiguration und Update einspielen	Apr. '13	Start der 3-Tages-Validierung Referenz, Fernregelung + Koordinierte
Ausfall der Topologie-Erkennung, daher Unterbrechung des 3Tages-Rhythmus	Mai '13	Drittes und letztes Kraftwerk wird in koordinierte Spannungsregelung aufgenommen
Wiederherstellung der Topologie-Erkennung, fortsetzen des 3Tages-Rhythmus	Juni '13	Tägliche Umschaltungen im Netz wegen Wartungsarbeiten im Netz
Neuer Schaltzustand; Abschließen der Validierungsphase; Finale Analyse	Juli '13	Umstellung Spannungslevel, Abschließen der Validierungsphase; Finale Analyse

## 5.3 Validierung Lungau

### 5.3.1 Netz-Informationen

Im Referenz-Betrieb wird das Lungau-Netz sowohl am Umspanner mit einer Stromkompoundierung geregelt, als auch durch das Kraftwerk 0840 mit einer Q(U)-Regelung. Dadurch ist in diesem Netz schon eine sehr effiziente Nutzung des verfügbaren Spannungsbandes gegeben, und nur durch diese Regelungen ist im Referenzbetrieb eine Einhaltung des Spannungsbandes sichergestellt.

Allerdings ist dieses Netz durch die notwendige Einhaltung der Spannungsgrenzen nahe am Kapazitätslimit was die dezentrale Integration erneuerbarer Energieträger betrifft. D.h. durch die konventionelle Regelung mit Stromkompoundierung und Q(U)-Kennlinie können kaum mehr dezentrale Einspeiser integriert werden, obwohl die Leitungskapazitäten dies zulassen würden.

Wie schon in 4.1 und 4.1.1 beschrieben wurde, kann durch eine Verbindung zweier Abzweige zu einem Ring die Spannungssituation in diesem Netz stark verbessert werden. Während der Validierungsphase wurde das Netz hauptsächlich in diesem Schaltzustand „geschlossener Ring“ betrieben, wobei immer wieder kurz- oder längerfristige Umschaltungen vorkamen.

### 5.3.2 Validierungszeitraum

Eine nachträgliche Analyse zeigte, dass von den gesamten 12 Monaten Validierung, in welchen größtenteils sinnvolle und verwertbare Messdaten zu Verfügung standen, nur wenige Zeiträume wirklich vergleichbar waren. Das wichtigste Kriterium für die Vergleichbarkeit der Zeiträume ist der Schaltzustand: Wie in [8] beschrieben, kann der Einfluss der Topologie auf die Spannungssituation viel größer sein als der Einfluss der Blindleistungsregelung der Kraftwerke, deshalb dürfen nur gleiche Schaltzustände miteinander verglichen werden. Unter anderem wurde deshalb entschieden, für die Validierung nur den Zeitraum vom 26. Februar 2013 bis zum 25. Mai 2013 auszuwerten.

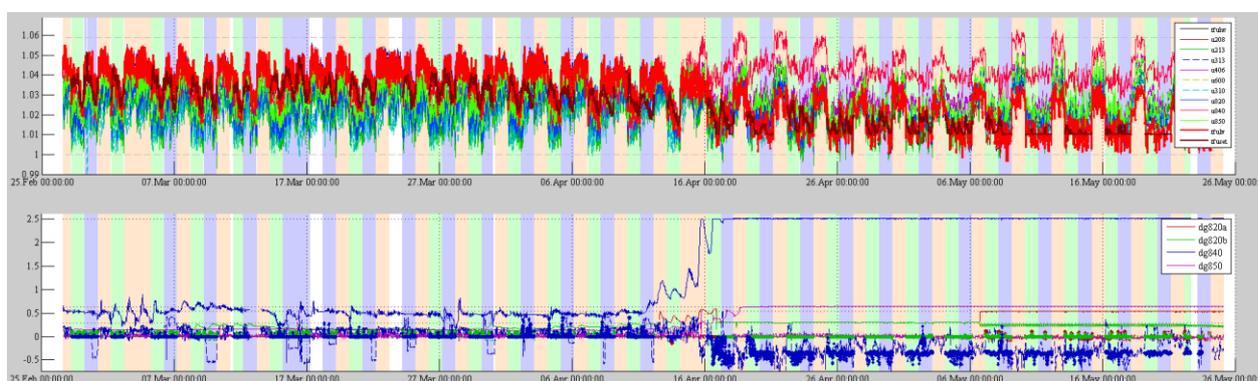
Der Startzeitpunkt ergibt sich aus dem Umstand, dass ab diesem Zeitpunkt die Umschaltungsperiode zwischen den Regelungen von einer Woche auf einen Tag umgestellt wurde. Das war notwendig, um vergleichbarere Ergebnisse zu erhalten, da dadurch die Ähnlichkeit der Last- und Einspeisesituationen von einem Tag auf den anderen besser gegeben ist. Der Endzeitpunkt ergibt sich aus dem Umstand, dass ab diesem Zeitpunkt ein anderer Schaltzustand für einen längeren Zeitraum betrieben wurde. Innerhalb dieses Zeitraums ist die Topologieerkennung über mehrere Wochen ausgefallen, deshalb wurde in diesem Zeitraum nur Referenzbetrieb gefahren. Nachdem die Topologieerkennung wieder funktionierte, war noch immer ein anderer Schaltzustand – und das bis zum Ende der Validierungsphase.

Dieser Zeitraum vergleichbarer Netzzustände vom 26. Februar bis zum 25. Mai 2013 eignet sich allerdings hervorragend für eine Auswertung, da dieser Zeitraum beide Extremzustände, wie sie im Lungau-Netz typischerweise auftreten, beinhaltet: Zu Beginn war Winter, daher hohe Last (Heizbedarf, Schigebiet-Betrieb) und niedrige Einspeisung (wenig Wasser), und in

der zweiten Hälfte des Zeitraumes war hohe Einspeisung (Schneesmelze) und weniger Last (wegen zunehmenden Temperaturen).

### 5.3.3 Zeitliche Zuordnung der Betriebsmodi

In Abbildung 44 ist der für die Validierung herangezogene Zeitraum dargestellt in Form von Netzspannungen und Kraftwerks-Blind- und Wirkleistungen. Weiße Hinterlegungen kennzeichnen einen anderen Schaltzustand, welche nicht in der Validierung berücksichtigt wurden. Weiters kann man erkennen, dass immer wieder kurzfristig Zeiträume ausgeschlossen wurden, und dass die Umschaltung zwischen den Betriebsmodi nicht 100% regelmäßig war (was aber die Auswertung nicht beeinträchtigt.)



**Abbildung 44 Validierungszeitraum Lungau: Netzspannungen oben, Kraftwerkswirk- und Blindleistungen unten. Referenz-Betrieb (konventionell geregelt) rot hinterlegt, CVCU-Betrieb grün hinterlegt, ZUQDE-Betrieb blau hinterlegt, ausgeschlossene Zeiträume sind weiß hinterlegt.**

Der Übergang zwischen zwei Betriebsmodi kann je nach dem wie schnell das Betriebspersonal die Umschaltung durchführt, ein bis drei Minuten dauern. Weiters dauert es ein bis drei Minuten, bis die neu aktivierte Regelstrategie in einem stationären Zustand ist. Um transiente Vorgänge während einer Umschaltung zu vermeiden, wurde zum Zeitpunkt des Umschaltens ein Zeitraum von 10min aus der Validierung ausgeschlossen.

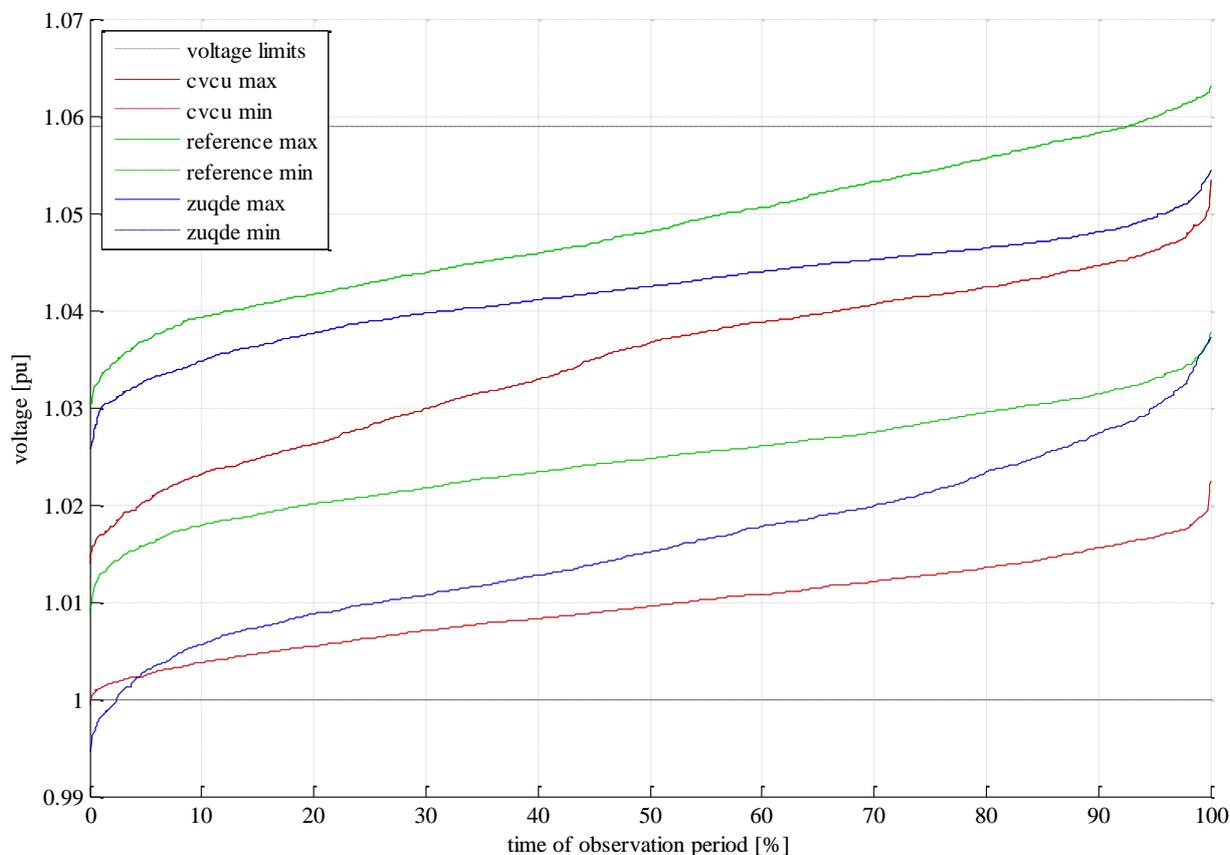
In Abbildung 44 sind demnach nur jene Zeiten farblich Regelmodis zugeordnet, in denen

- der Schaltzustand „Ring“ aktiv war
- keine Kommunikationsausfälle waren
- keine Übergänge zwischen Betriebsmodi stattgefunden haben
- keine sonstigen atypischen Netzsituationen aufgetreten sind

### 5.3.4 Vergleich der Spannungs-Dauerlinien der unterschiedlichen Betriebsmodi

Abbildung 45 zeigt die Dauerlinien der höchsten und niedrigsten Spannungen der drei Betriebsmodi Referenz, CVCU und ZUQDE. Die eingestellten Spannungsgrenzen sind dunkelgrau strichliert dargestellt.

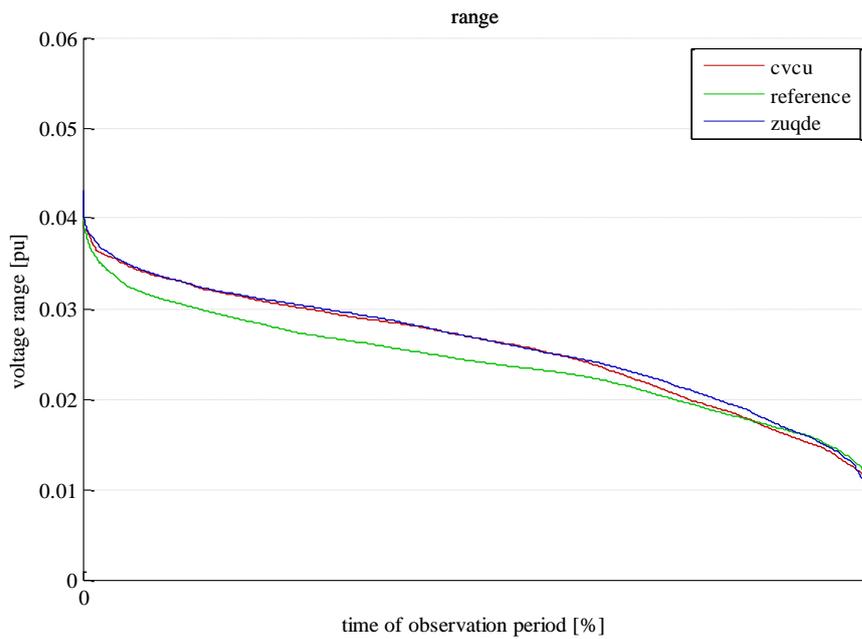
Die CVCU-Regelung eingestellt auf LowerLimit-Betrieb konnte das Netz präzise an der unteren Spannungsgrenze halten, ohne die Unterspannungsgrenze zu verletzen (10min-Mittelwert).



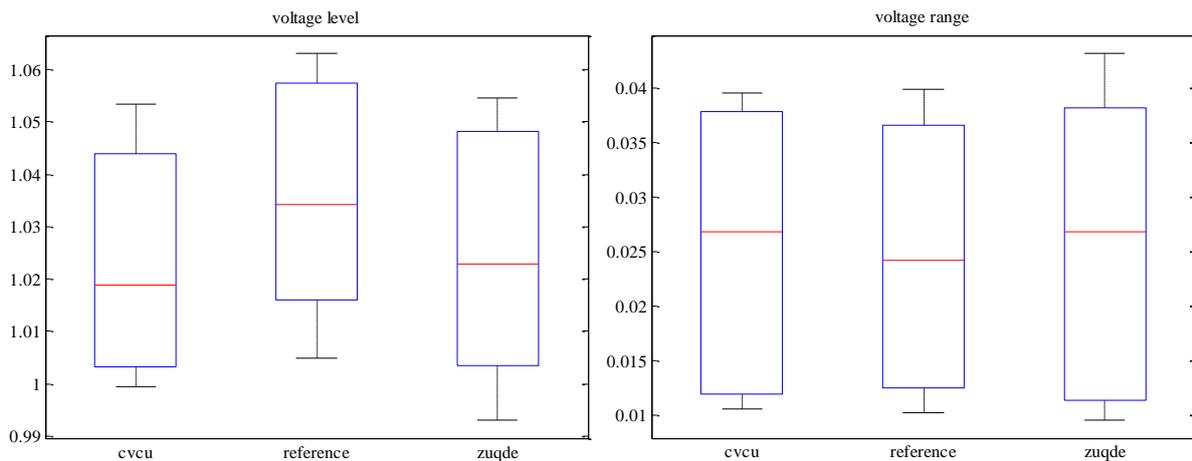
**Abbildung 45 Vergleich der jeweils höchsten (durchgezogen) und niedrigsten (strichliert) Spannungen im Netz für die Betriebsmodi CVCU (rot), Referenz (grün), ZUQDE (blau) und eingestellte Spannungsgrenzen (grau strichliert)**

### 5.3.5 Spannungshöhe und Spreizung der Spannungen

Abbildung 46 zeigt den „Range“ (die Spreizung zwischen höchster und niedrigster Netzspannung) als Dauerlinie für jeden Betriebsmodus. Der Grund, warum der Referenzbetrieb eine niedrigere Spreizung als der ZUQDE- und der CVCU-Betrieb hat, liegt in der Spannungsabhängigkeit der Last begründet: Im Referenz-Betrieb liegen die Netzspannungen im Mittel mehr als 1% höher als im CVCU- bzw. ZUQDE-Betrieb (Abbildung 47 links und Abbildung), und das bewirkt einen niedrigeren Stromfluss durch die Leitungen und dementsprechend eine niedrigere Spreizung bzw. Spannungsfall.



**Abbildung 46** Dauerlinie des Abstandes zwischen höchster und niedrigster Netzspannung



**Abbildung 47** Boxplots der Höhe der Netzspannungen (links) und des Abstandes zwischen höchster und niedrigster Netzspannung (rechts): Die Boxplots zeigen die 1% und die 99%-Perzentile.

### 5.3.6 Analyse der Ergebnisse

Wie in Abbildung 45 bis Abbildung 47 und nachfolgender Tabelle dargestellt ist, konnte im Mittelspannungsnetz Lungau nur ein insignifikanter Spannungsbandgewinn durch die koordinierten Spannungsregelungskonzepte erreicht werden:

Werte in Prozent der Nennspannung	niedrigste Netzspannung <sup>*1)</sup>	höchste Netzspannung <sup>*2)</sup>	Belegtes Spannungsband <sup>*3)</sup>
Referenz-Regelung	100,93 %	106,27 %	5,34 %
CVCU	99,97 %	105,15 %	5,18 %
ZUQDE	99,56 %	105,41 %	5,85 %

\*1) niedrigste im Netz jemals aufgetretene Netzspannung (0,1%-Perzentil)

\*2) höchste im Netz jemals aufgetretene Netzspannung (99,9%-Perzentil)

\*3) belegtes Spannungsband = Differenz zwischen höchster und niedrigster jemals aufgetretenen Spannung im jeweiligen Betriebsmodus (0,1% bzw. 99,9%-Perzentil)

**Tabelle 3 Spannungsbandbelegung der unterschiedlichen Regelungskonzepte in Lungau**

Der Gewinn der koordinierten Spannungsregelung mit der CVCU beträgt lediglich 0,16% im Vergleich zum Referenz-Szenario. Gründe hierfür sind nachfolgend aufgelistet:

- Der Referenz-Betrieb mit Strom-Kompoundierung in Kombination mit der Q(U)-Regelung des Kraftwerks 0840 stellt eine sehr optimale Netzbetriebsführung für das Lungau-Netz dar.
- Bei der Nachrüstung der Q-Regelung des Kraftwerks 0840 gab es technische Probleme, welche bewirkten, dass dieses Kraftwerk nicht zuverlässig die Sollwerte der CVCU ausführen konnte, da die unterlagerte Q(U)-Regelung nicht vollständig überbrückt werden konnte.
- Der Abzweig, an welchem die Kraftwerke 0820 und 0850 hängen, ist im Normalfall (Normalschaltzustand bzw. Schaltzustand „geschlossener Ring“) selten für die höchste bzw. niedrigste Spannung im Netz verantwortlich. Deshalb wurde die Blindleistungsregelung dieser beiden Kraftwerke nur minimalst in Anspruch genommen. Deshalb haben diese beiden Kraftwerke die Situation kaum beeinflussen können.
- Die Kraftwerke im Lungau sind alle nicht bzw. zu wenig für eine Blindleistungsregelung dimensioniert, was bedeutet, dass bei Nennleistung wegen der Gefahr einer thermischen Überlastung von den Kraftwerken kaum Blindleistung abverlangt werden kann. Dementsprechend war genau zu der Zeit, in der die hohe Wirkleistungseinspeisung einen hohen Spannungsanstieg bewirkt hat, nur sehr wenig Blindleistung für die Spannungsregelung verfügbar.
- Der Umspanner-Stufensteller ist mit einer nominellen Stufenhöhe von mehr als 1,5% sehr grobstufig ausgeführt. Um Hunting (andauerndes hin- und her-tappen zwischen zwei Stufenpositionen) zu vermeiden, muss das Deadband bei diesem Umspanner 2% betragen. Dieses Deadband von 2% (1% jeweils nach oben und unten vom

Sollwert gerechnet) bewirkt, dass der Umspanner die Sammelschienenspannung nur ungenau bei dem vorgegebenen Sollwert halten kann – d.h. die Toleranzgrenzen sind sehr hoch.

- Die dem Regler zu Verfügung gestellte Spannungsmessung der UW-Sammelschienenspannung und der CN0840-Spannung haben eine hohe Toleranzgrenze eingestellt, bevor ein neues Spannungsupdate ausgeschickt wird. Diese Ungenauigkeit in den Messwerten bewirkt auch zum Teil eine Ungenauigkeit in der Regelung.
- Die Tatsache, dass bei der koordinierten Spannungsregelung das Netz auf einem im Mittel mehr als 1% tieferen Spannungsniveau betrieben wurde, hat sich wegen der Spannungsabhängigkeiten der Leistung nachteilig auf die Ergebnisse der koordinierten Regelung ausgewirkt, da der Stromfluss im Netz bei höheren Spannungen niedriger ist, und demnach die Spannungspreizung auch niedriger ist als bei niedrigeren Netzspannungen.
- Der untersuchte Zeitraum von 87 Tagen ist zwar prinzipiell für einen Vergleich geeignet, allerdings beinhaltet er nicht alle Last- und Einspeisesituationen, wie sie im Verlauf eines Jahres auftreten. Es ist zu erwarten, dass es Last- bzw. Einspeisesituationen geben kann, in denen die Stromkompoundierung nicht optimal arbeitet und deshalb mehr Spannungsband beansprucht als die koordinierte Spannungsregelung.

### **5.3.7 Interpretation der ZUQDE-Ergebnisse**

Das vermeintlich schlechtere Abschneiden von ZUQDE in diesem Vergleich bedeutet nicht, dass die ZUQDE-Lösung hier schlechter gearbeitet hätte als die CVCU oder das Referenz-Szenario. ZUQDE baut im Unterschied zur CVCU auf eine völlig andere Regelstrategie auf. Das ZUQDE-System optimiert das Mittelspannungsnetz einer gesamtheitlichen Betrachtungsweise folgend und war in dem betreffenden Zeitraum nicht darauf konfiguriert, das benutzte Spannungsband zu minimieren. Es ist in der während der Validierungsphase betriebenen ZUQDE-Version auch nicht einfach möglich, die Netzspannungen im Spannungsband auszurichten, so wie dies der LevelController der CVCU durchführt. Deshalb kann durch eine Beobachtung des ZUQDE-Betriebs und einem Vergleich mit der Referenz-Regelung nur sehr schwer und indirekt auf einen Spannungsbandgewinn bzw. eine Erhöhung des Potentials für dezentrale Einspeiser geschlossen werden.

Eine detailliertere Analyse der Unterschiede zwischen der DG-DemoNetz-Lösung CVCU und der Siemens-Lösung ZUQDE ist in [11] durchgeführt.

## 5.4 Validierung Großes Walsertal

### 5.4.1 Netz-Information

Im Referenz-Betrieb wird das Walsertaler Netz auf konstante Sammelschienenspannung geregelt, und die Kraftwerke speisen ohne Blindleistungsbeitrag ein.

Das Walsertaler Netz ist für den aktuellen Anteil an dezentralen Einspeisern gut ausgebaut und es bestehen keine Spannungsband-Probleme. Eine Integration aller zukünftig projektierten Anlagen ist allerdings nicht möglich – siehe [4].

Eine Besonderheit im Walsertaler Netz sind die strompreisgeführten Kraftwerke „LU“, welche zwar relativ nah am Umspannwerk angebunden sind, allerdings insgesamt mit 28 MW einspeisen. Beim Hoch- und Niederfahren des Kraftwerks ergeben sich Spannungsschwankungen auf dem Abzweig der Kraftwerke.

### 5.4.2 Validierungszeitraum

Der Validierungszeitraum im Großen Walsertal ist aus zwei Gründen kürzer ausgefallen als ursprünglich geplant:

Zum Ersten wurde im Großen Walsertal eine unvermeidbare Betriebsspannungsanhebung von 27,4kV auf 28,6kV (Anhebung um 2%) durchgeführt. Deshalb musste nach dieser Spannungsanhebung das Netz mit höherer Spannung betrieben werden, und damit war ein direkter Vergleich der Spannungen vor und nach der Umstellung nicht möglich.

Zum Zweiten wurde das dritte und letzte Kraftwerk erst Mitte April 2013 für die koordinierte Spannungsregelung verfügbar. Dieses Kraftwerk leistet einen signifikanten Beitrag zur koordinierten Spannungsregelung, deshalb kann der Zeitraum nur schwer direkt verglichen werden.

Auch im Großen Walsertal wurde zur Validierung eine tägliche Umschaltung zwischen Referenz-Regelung, Fernregelung und koordinierter Spannungsregelung durchgeführt, welche mit 1. April 2013 begann. Dies definiert den Startzeitpunkt des Vergleichszeitraums. Der Endzeitpunkt des Validierungszeitraums ergibt sich aus dem Ende des Projekts.

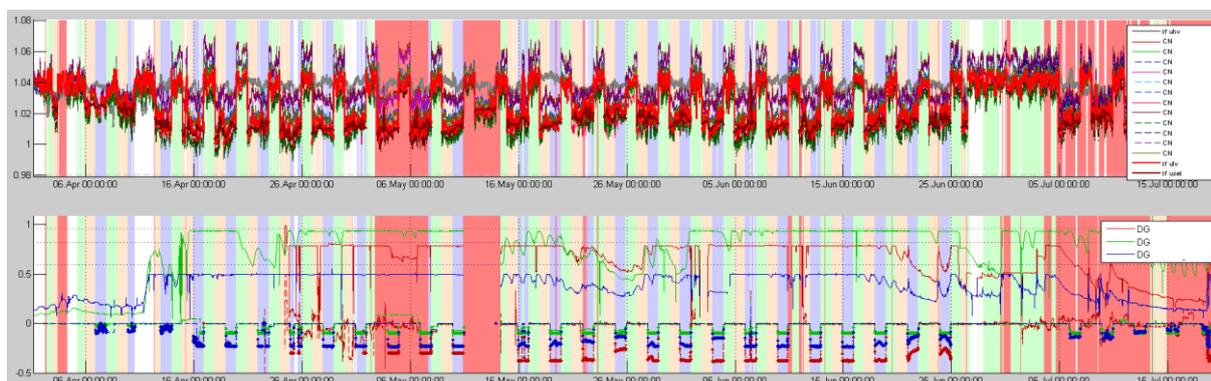
Durch die Nennspannungsanhebung und die Inbetriebnahme des letzten Kraftwerks verzögerte sich die Inbetriebnahme der täglichen Betriebsmodus-Umschaltung so lange, dass kaum Zeiträume mit winterlichen Netzsituationen (hoher Verbrauch und wenig Einspeisung) im Vergleichszeitraum enthalten sind.

### 5.4.3 Zeitliche Zuordnung der Betriebsmodi

Abbildung 48 zeigt eine Übersicht über den Validierungszeitraum im Großen Walsertal, wobei die Zeiträume je nach ihrer Zuordnung andersfärbig hinterlegt sind.

**Kommunikationsausfälle:** Die rote Hinterlegung in Abbildung 48 deutet auf einen partiellen Kommunikationsausfall zu einer Messstelle hin. Die häufigen Kommunikationsausfälle sind in der schlechten Erreichbarkeit der Messstellen an entlegenen Netzausläufern im großen Walsertal begründet. Trotz der Kombination mehrerer Technologien (LWL, PLC und Richtfunk) konnten hier keine zuverlässigeren Anbindungen realisiert werden. Während

dieser partiellen Kommunikationsausfälle war ein sicherer Regelbetrieb gewährleistet, da das Regelungskonzept robust genug ist, um den Ausfall einzelner Messstellen zu tolerieren. Wenn mehrere Messstellen ausfallen, welche aktuell die höchsten bzw. niedrigsten Spannungen im Netz gemessen haben, dann kann es passieren, dass der Regler das Netz leicht außerhalb der eingestellten Grenzen betreibt, was aber wegen den vorhandenen Toleranzen (Sicherheitspuffer) kein Problem darstellt.



**Abbildung 48 Validierungszeitraum Großes Walsertal: Netzspannungen oben (p.u. nach Nennspannungsanpassung), Kraftwerkswirk- und Blindleistungen unten (MW/Mvar). Referenzbetrieb (konventionell geregelt) grün hinterlegt, Fernregelung rot hinterlegt, koordinierte Spannungsregelung blau hinterlegt, partielle Kommunikationsausfälle rot hinterlegt, ausgeschlossene Zeiträume weiß hinterlegt**

Der Übergang zwischen zwei Betriebsmodi kann - je nachdem wie schnell das Betriebspersonal die Umschaltung durchführt - ein bis drei Minuten dauern. Weiters dauert es ein bis drei Minuten, bis die neu aktivierte Regelstrategie in einem stationären Zustand ist. Um transiente Vorgänge während einer Umschaltung zu vermeiden, wurde zum Zeitpunkt des Umschaltens ein Zeitraum von 10min aus der Validierung ausgeschlossen.

In Abbildung 48 sind demnach nur jene Zeiten farblich Regelmodi zugeordnet, in denen

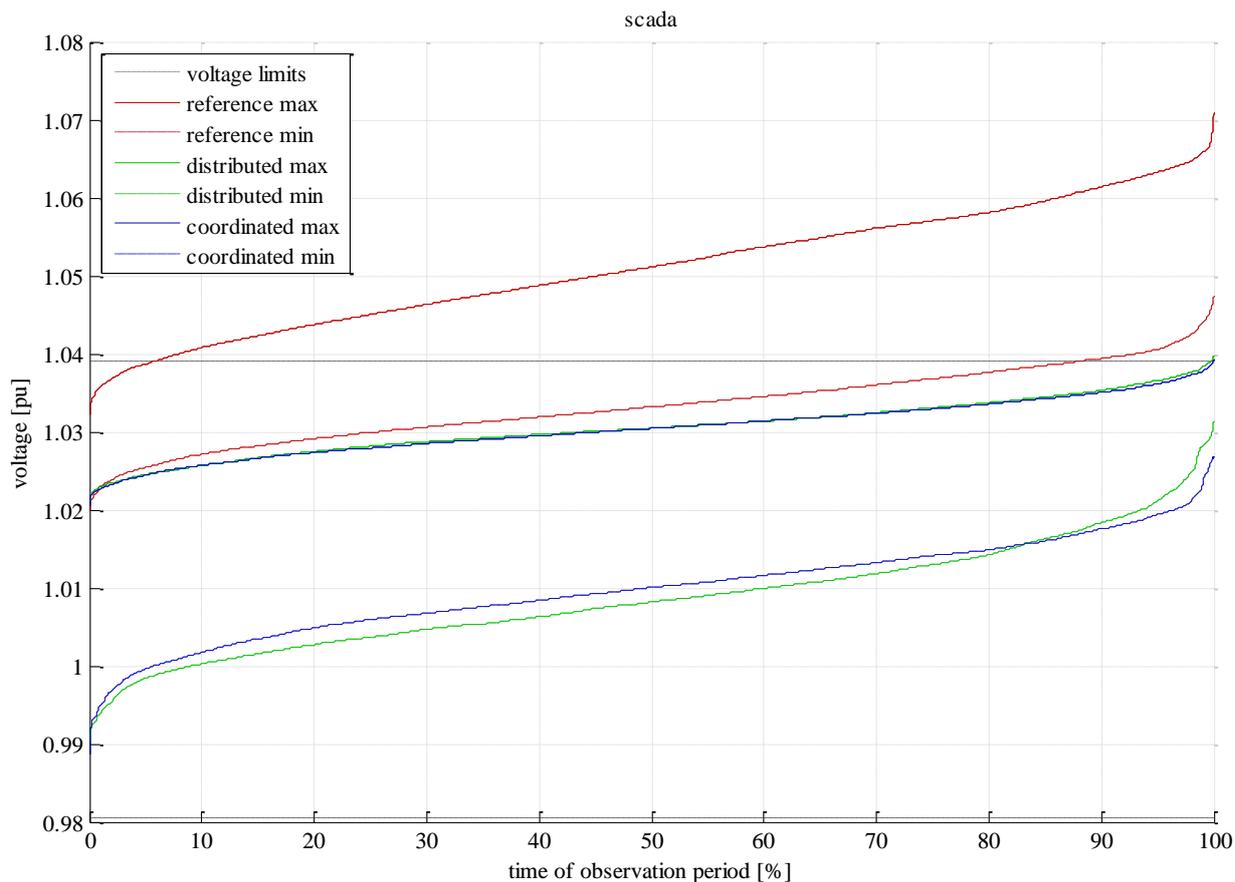
- der Normalschaltzustand aktiv war
- keine Kommunikationsausfälle waren
- keine Übergänge zwischen Betriebsmodi stattgefunden haben
- keine sonstigen atypischen Netzsituationen aufgetreten sind

#### **5.4.4 Vergleich der Spannungs-Dauerlinien der unterschiedlichen Betriebsmodi**

Wie in Abbildung 48 ersichtlich ist, wurde der Referenzbetrieb im Mittel um 2% höher betrieben als die koordinierte Spannungsregelung. Hintergrund war die Umstellung der 30kV-Nennspannung im Großen Walsertal und den angrenzenden Mittelspannungsnetzen: Aus Sicherheitsgründen durfte der von der koordinierten Regelung vorgegebene Sollwert nicht zu hoch werden, deshalb durfte die Validierung der Fern- und koordinierten Regelung nur leicht über dem Spannungsniveau vor der Nennspannungsanpassung betrieben.

Die Dauerlinien der jeweils höchsten bzw. niedrigsten gemessenen Spannungen im Netz sind in Abbildung 49 verglichen. Wie in dem Diagramm ersichtlich ist, wurde der LevelController im Großen Walsertal auf Upperlimit betrieben, sodass die gemessenen

Spannungen möglichst nahe am oberen Spannungslimit gehalten wurden. Weiters ist zu erkennen, dass die koordinierte Spannungsregelung durchgängig weniger Spreizung verursacht hat als die reine Fernregelung (ersichtlich durch meist höhere Niveau der strichlierten blauen Linie im Vergleich zur strichlierten grünen Linie). Damit ist die Wirkung der Blindleistungsregelung sogar optisch in der Dauerlinie erkennbar. Die Dauerlinie der höchsten Spannungen der Fernregelung und der koordinierten Regelung sind nahezu deckungsgleich, weil bei beiden Regelungen der LevelController die Spannungshöhe regelt. Die Spannungsobergrenze konnte von beiden Regelungen gut eingehalten werden.



**Abbildung 49 Vergleich der jeweils höchsten (durchgezogen) und niedrigsten (strichliert) Spannungen im Netz für die Betriebsmodi Referenzbetrieb (rot), verteilte Spannungsregelung (grün) und koordinierte Spannungsregelung (blau) (Werte in pu nach Nennspannungsanpassung)**

### 5.4.5 Spannungshöhe und Spreizung der Spannungen

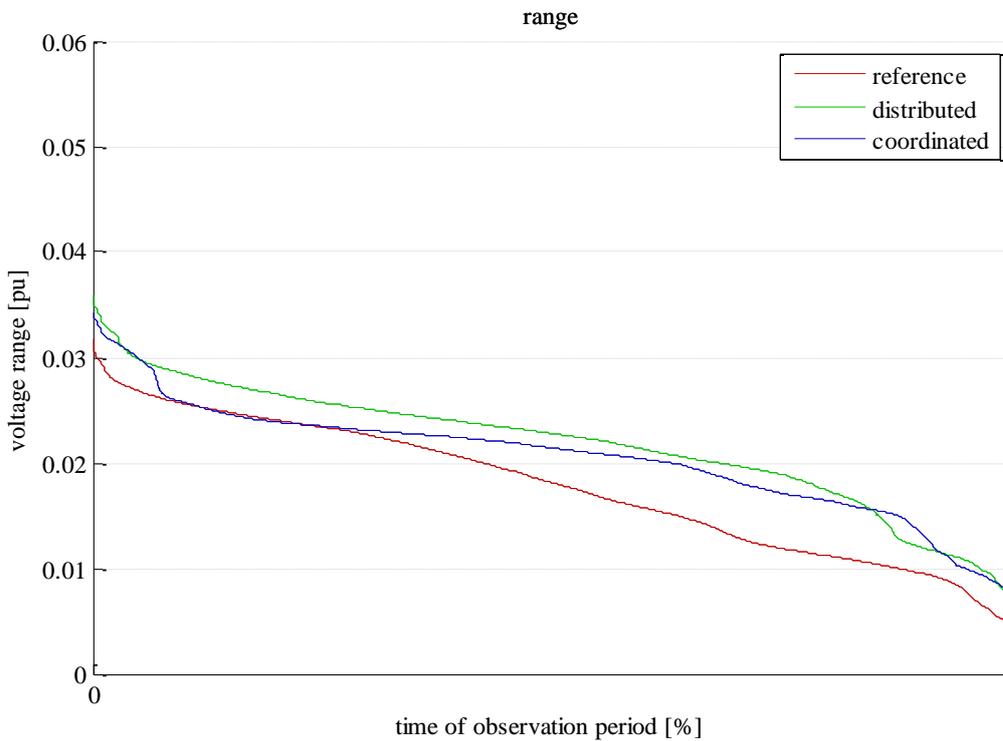


Abbildung 50 Dauerlinie des Abstandes zwischen höchster und niedrigster Netzspannung (Werte in pu nach Nennspannungsanpassung)

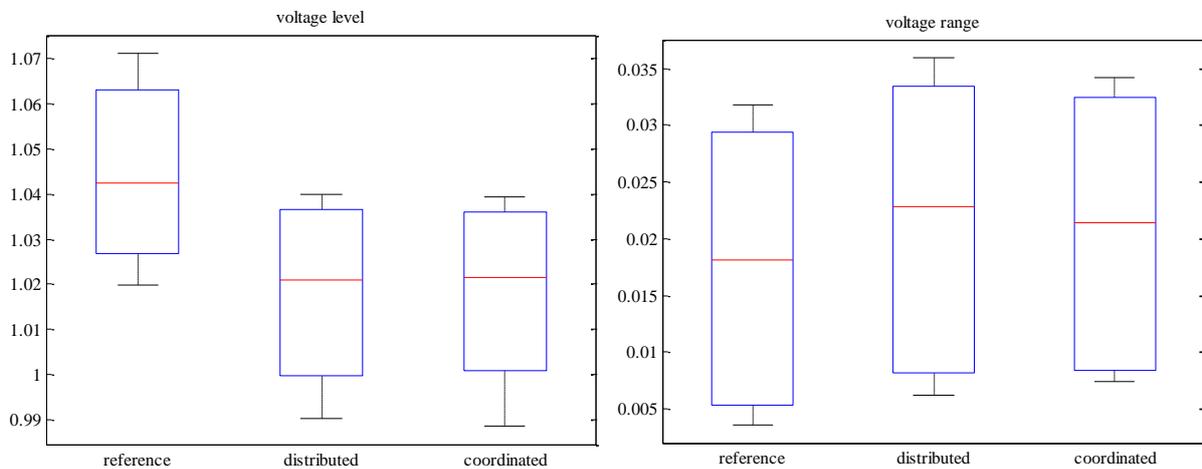


Abbildung 51 Boxplots der Höhe der Netzspannungen (links) und des Abstandes zwischen höchster und niedrigster Netzspannung (rechts): Die Boxplots zeigen die 1% und die 99%-Perzentile (Werte in pu nach Nennspannungsanpassung)

Abbildung 50 und Abbildung 51 lassen auf eine durch die Spannungsabhängigkeit der Lasten begründete Reduktion der Spreizung bei höheren Netzspannungen schließen. Dieser Sachverhalt wird im nächsten Kapitel genau analysiert.

### 5.4.6 Analyse der Ergebnisse

Wie in Abbildung 49 bis Abbildung 51 und Tabelle 4 dargestellt ist, konnte im Mittelspannungsnetz Großes Walsertal im Betrachtungszeitraum kein Spannungsbandgewinn durch die koordinierten Spannungsregelungskonzepte nachgewiesen werden – die Ergebnisse liegen sehr nahe beisammen:

Werte in Prozent der Nennspannung (nach Nennspannungsanpassung)	niedrigste Netzspannung *1)	höchste Netzspannung *2)	Belegtes Spannungsband *3)
Referenz-Regelung	102,1 %	106,9 %	4,79 %
Fernregelung	99,1 %	104,0 %	4,82 %
koordinierte Regelung	99,1 %	103,9 %	4,77 %

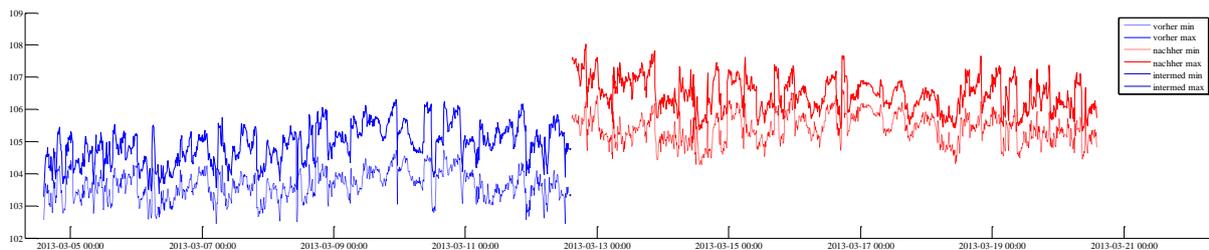
\*1) niedrigste im Netz jemals aufgetretene Netzspannung (0,1%-Perzentil) für den jeweiligen Betriebsmodus

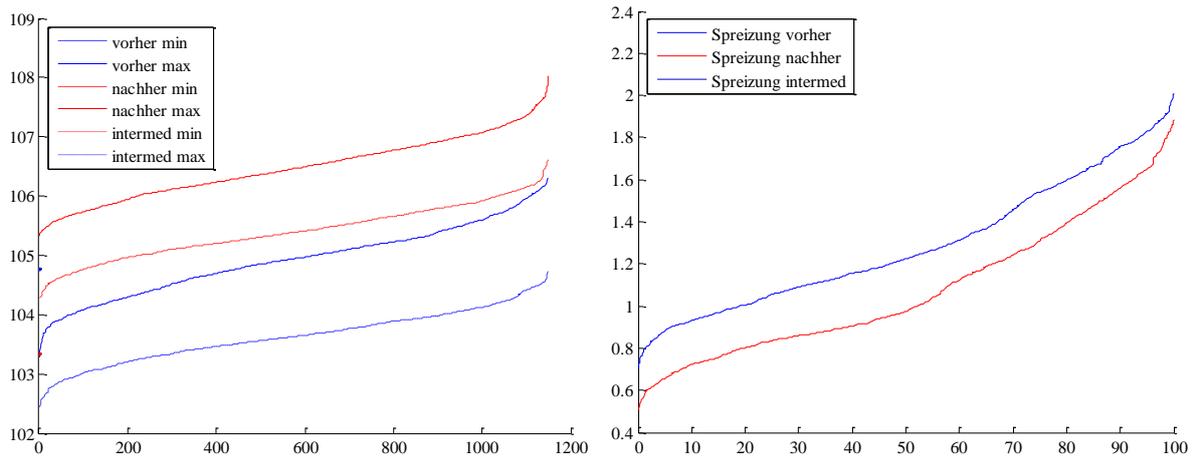
\*2) höchste im Netz jemals aufgetretene Netzspannung (99,9%-Perzentil) für den jeweiligen Betriebsmodus

\*3) belegtes Spannungsband = Differenz zwischen höchster und niedrigster jemals aufgetretenen Spannung im jeweiligen Betriebsmodus (99,9%-Perzentil – 0,1%-Perzentil)

**Tabelle 4 Spannungsbandbelegung der unterschiedlichen Regelungskonzepte im Großen Walsertal ohne Berücksichtigung des Spannungsniveaus**

Der wichtigste Grund für dieses Ergebnis ist der starke Unterschied zwischen den Netzspannungs-Betriebsniveaus im Referenz- und im Regler-Betrieb von ca. 2%. Wird das Netz bei einer höheren Spannung betrieben, fließt durch die Spannungsabhängigkeit der Lasten im Normalfall weniger Strom durch die Leitungen (meist sind die Lasten ein Gemisch aus I-konstanten und P-konstanten Lasten), was zu einem niedrigeren Spannungsabfall über die Leitungen führt und damit zu einer niedrigeren Spreizung der Netzspannungen.





**Abbildung 52 Vergleich der Spannungen und Spreizungen während der Nennspannungsumstellung im Großen Walsertal (alle Werte in % der Nennspannung VOR der Nennspannungsumstellung): Oben: Verlauf der höchsten und niedrigsten Netzspannung 8 Tage vor bis 8 Tage nach der Nennspannungsumstellung. Links: Dauerlinien der höchsten und der niedrigsten Spannung jeweils für 8 Tage vor und 8 Tage nach der Nennspannungsumstellung. Rechts: Vergleich der Spreizungen im Netz 8 Tage vor bis 8 Tage nach der Umstellung.**

Werte in Prozent der Nennspannung (vor Nennspannungsanpassung)	niedrigste Netzspannung * <sup>1)</sup>	höchste Netzspannung * <sup>2)</sup>	Belegtes Spannungsband * <sup>3)</sup>
Referenz Vorher	102,4 %	106,3 %	3,9 %
Referenz Nachher	104,3 %	108,0 %	3,7 %

\*<sup>1)</sup> niedrigste im Netz jemals aufgetretene Netzspannung für den jeweiligen Zeitraum

\*<sup>2)</sup> höchste im Netz jemals aufgetretene Netzspannung für den jeweiligen Zeitraum

\*<sup>3)</sup> belegtes Spannungsband = Differenz zwischen höchster und niedrigster Spannung

**Tabelle 5 Spannungsbandbelegung des Referenzbetriebes vor und nach der Nennspannungsanpassung im Großen Walsertal**

Aus obiger Tabelle und Abbildung 52 kann man gut erkennen, dass nach der Nennspannungsanpassung die Spreizung im Netz um mehr als 0,2% geringer war. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die Spannungssituationen im Walsertaler Netz bei einer Anhebung der Spannungen von mehreren Prozent eine zusätzliche Unschärfe ergibt. Um ein vergleichbares Ergebnis zu erhalten, kann die in Abbildung 52 und Tabelle 5 dargestellte Spreizungsdifferenz von mehr als 0,2% auf die Ergebnisse des Referenzbetriebes in Tabelle 4 dazu addiert werden, da davon ausgegangen werden kann, dass der Referenz-Betrieb, wenn dieser niedriger im Netz betrieben worden wäre, mehr Spannungsband benötigt hätte.

Das führt zu den folgenden Endergebnissen für die Spannungsbandbelegung im Walsertal:

Werte in Prozent der Nennspannung (nach Nennspannungsanpassung)	Belegtes Spannungsband <sup>*1)</sup>		
	absolut: 100% / 0% Perzentile	99,9% / 0.1% Perzentile	99,8% / 0.2% Perzentile
Referenz-Regelung	5,34 % <sup>*2)</sup>	5,02 % <sup>*2)</sup>	4,86 % <sup>*2)</sup>
Fernregelung	4,95 %	4,82 %	4,72 %
koordinierte Regelung	5,05 %	4,77 %	4,64 %

\*1) belegtes Spannungsband = Differenz zwischen höchster und niedrigster jemals aufgetretenen Spannung im jeweiligen Betriebsmodus

\*2) Berechneter Wert: Ergibt sich aus dem belegten Spannungsband des Referenz-Szenarios und dem gemittelten Mehrverbrauch der Referenzregelung bei niedrigerer Nennspannung (mit 0,23% angesetzt)

**Tabelle 6 Spannungsbandbelegung der unterschiedlichen Regelungskonzepte im Großen Walsertal mit Berücksichtigung des Spannungsniveaus.**

Tabelle 6 zeigt, dass eine 100%ige Betrachtung aller Zeiträume keine aussagekräftigen Ergebnisse liefert (erste Spalte), denn es ist aus technischer Sicht unvorstellbar, dass die koordinierte Spannungsregelung schlechtere Ergebnisse erzielt als die Fernregelung – viel eher wahrscheinlich ist, dass im koordinierten Betrieb eine ungünstigere Netzsituation aufgetreten ist, welche das Ergebnis stark beeinflusst. Lässt man bei allen Regelungsarten die 10 höchsten Maximal- die 10 niedrigsten Minimalspannungen weg (Auswertungszeitraum sind 131 Tage), so gelangt man zu den 99,9%/0,1%-Perzentilen (zweite Spalte), welche ein komplett anderes und realistischeres Bild der Situation zeichnet. Auch die 99,8%/0,2%-Perzentile sind aussagekräftig (dritte Spalte), wobei eine Streichung von zu vielen Randwerten eventuell auch Schwachstellen der Regelungen verschwinden lassen könnte.

Der Gewinn der Fernregelung bzw. der koordinierten Regelung beträgt lediglich zwischen 0,1% und 0,3% (0,03-0,09kV im Großen Walsertal) im Vergleich zur konventionellen Regelung (lokale Sammelschienenregelung). Der beschränkte Einfluss der koordinierten Regelung auf die Spreizung liegt etwa in derselben Größenordnung wie die durch die Nennspannungsanpassung verursachte Spreizungsverringerung und ist daher unter diesen Bedingungen nicht unmittelbar nachweisbar. Gründe hierfür sind nachfolgend aufgelistet

- Vorab ist festzuhalten, dass die Smart Grid Regelung im Großen Walsertal verlässlich funktioniert und alle sich bietenden Freiheitsgrade im System zum Spannungsbandgewinn mit hoher Verlässlichkeit nutzt. Aus diesem Grund ist sie auch zur Zufriedenheit aller Beteiligten seit Beginn und weiterhin die Normalbetriebsweise.
- Starker Leistungszubau in der Industriezone Walgau führte dazu, dass während der gesamten Messperiode die Industriemessstellen den unteren Randwert des Regelbereiches belegten. Während der Simulationsphase 2007 hatten sich das Talende des Großen Walsertales und der Industriezone Walgau als Tiefpunkte saisonal abgelöst, wodurch der Einsparerfolg leichter gezeigt werden konnte.

- Leider währte die auswertbare Messperiode von 131 Tagen nicht über einen ausreichend langen Zeitraum mit den vollen jahreszeitlichen Schwankungen, in denen die CVCU ihre funktionale Überlegenheit nachweisbar zeigen kann. Der Auswertungszeitraum beinhaltet nur relativ wenige auswertbare Daten aus dem Winter (Starklast, wenig Einspeisung), sondern deckt hauptsächlich den Zeitraum der Schneeschmelze ab (hohe Einspeisung und niedriger Verbrauch).
- Die auswertbare Messperiode wurde auch dadurch begrenzt, dass das letzte Kraftwerk Fo001 später als geplant in die Blindleistungsregelung eingebunden werden konnte (Projektverzögerung beim KW-Umbau).
- Die auswertbare Messperiode wurde schließlich durch eine langfristig geplante 30kV-Betriebsspannungserhöhung um 400 Volt belastet, welche die Vergleichbarkeit der Ergebnisse dadurch zusätzlich zeitlich beschränkt.
- Das Kraftwerk So902 leistet in der Realität nur einen Teil der Blindleistung, die es bei  $\cos\varphi=0.9$  haben sollte (thermischer Schutz des Generators).
- Das Kraftwerk So903 wurde in der Blindleistungsregelung ebenfalls leicht „beschnitten“ (thermischer Schutz des Generators).
- Nur das Kraftwerk Fo001 kann (nach der spät durchgeführten Ertüchtigung) Blindleistung in der geplanten Menge bereitstellen.
- Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Smart Grid Regelung im Großen Walsertal die in sie gesetzten Erwartungen insgesamt zufriedenstellend erfüllt, für den messtechnischen Nachweis des lukrierten Spannungsbandgewinnes aber in der Messperiode unglückliche Rahmenbedingungen herrschten. Vor Einführung der Smart Grid Regelung war kein Anschluss von neuen Wasserkraftwerken im Großen Walsertal mehr möglich, nun wurden bzw. werden aktuell 3 neue Anlagen mit 240kW, 350kW und 500kW bereits angeschlossen und es stehen noch nennenswerte Reserven zur Verfügung.

#### **5.4.7 Gewinn der koordinierten Spannungsregelung im Vergleich zur Fernregelung**

Die Gültigkeit der Beitragsmatrixwerte wurde in Kapitel 4.9 validiert, wo auch die realen PQ-Diagramme der Kraftwerke diskutiert wurden. Nachdem in Lungau nur die koordinierte Spannungsregelung betrieben wurde, kann der Gewinn der koordinierten Spannungsregelung in Bezug zur Fernregelung nur im Großen Walsertal gezeigt werden. Aus den PQ-Diagrammen aus Abschnitt 7.2 ergeben sich mit den Beitragsmatrixwerten der Kraftwerke die nachfolgend dargestellten maximal möglichen Beiträge zum Spannungsbandmanagement:

Kraftwerk	Maximal möglicher Blindleistungsbeitrag	Beitragsmatrixwert [% pro Mvar]	Maximal möglicher Spannungshub
KW So903	-250kvar	0,5449	-0,14%
KW So902	-100kvar	0,6511	-0,07%
KW Fo001	-484kvar	0,5175	-0,25%
<b>Summe</b>	<b>-834kvar</b>	<b>-</b>	<b>-0,46%</b>

**Tabelle 7 Maximal möglicher Beitrag der Kraftwerke Großes Walsertal zum Spannungsbandmanagement**

Tabelle 7 zeigt den maximal möglichen Beitrag, den die Walsertaler Kraftwerke zum Spannungsbandmanagement haben, welche sich aus der maximal möglichen Blindleistungseinspeisung im optimalen Betriebspunkt und aus den in PowerFactory berechneten Beitragsmatrixwerten ergeben. Der maximal mögliche Beitrag auf die Spannungsspreizung beträgt demnach -0,47%. Demnach könnte mit Hilfe der Kraftwerksblindleistung die Spannungsspreizung – bei optimalem Betriebspunkt der Kraftwerke – von ca. 3,3% im Großen Walsertal auf unter 3% gebracht werden.

Der Median der Spreizungen konnte von 2,28% in der Fernregelung auf 2,14% in der koordinierten Spannungsregelung um 0,14% reduziert werden, und das 85%-Perzentil der Spreizungen konnte um 0,27% reduziert werden, d.h. das theoretische Maximum von -0,46% konnte nur zu 60% erreicht werden – siehe Abbildung 50.

Das liegt auf der einen Seite darin begründet, dass die Kraftwerke die in Tabelle 7 angeführte Blindleistung nicht im kompletten Betriebsbereich zu Verfügung stellen können, und andererseits daran, dass das letzte und beitragsmäßig stärkste Kraftwerk Fo001 erst Mitte April 2013 der Regelung zu Verfügung stand.

Die koordinierte Spannungsregelung stellt eine wirkungsvolle Möglichkeit dar, in ein existierendes Netz einen hohen Anteil an dezentralen Einspeisern zu integrieren. Die koordinierte Spannungsregelung wird umso effektiver, je mehr Blindleistung zu Verfügung steht. Die in den Netzen zur Verfügung gestellten umgebauten Kraftwerke konnten teilweise die zu Projektbeginn geschätzten Blindleistungsmengen nicht liefern, weshalb die Ergebnisse der koordinierten Spannungsregelung nicht die Erwartungen technisch üblicher Beiträge erfüllten. Es ist daher von Bedeutung, dass bestehende Anlagen im Zuge technischer Erneuerungen (Sekundärtechnik - Steuerschranke) hinsichtlich der Blindleistungsregelung nachgerüstet werden.

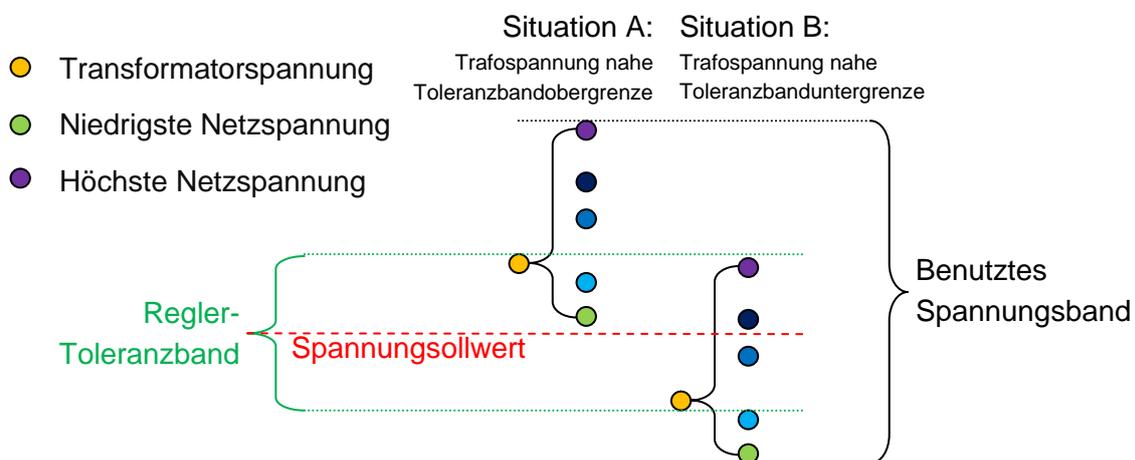
## **5.5 Interpretation der Ergebnisse**

### **5.5.1 Das benutzte Spannungsband in Relation zur maximalen Spreizung**

In Abbildung 46 und Abbildung 50 sind die Dauerlinien der Spannungsspreizung im Lungau und Großen Walsertal dargestellt. Demnach konnte mit den in den Netzen installierten

Messgeräten eine maximal aufgetretene Spreizung von ca. 4,0% im Lungau und ca. 3,3% im Großen Walsertal gemessen werden.

Da in beiden Netzen im Spannungsregler des Stufenstellers ein 2% Toleranzband eingestellt ist, wird ein von einer externen Regelung vorgegebener Sollwert nur innerhalb eines Bereiches von +/- 1% eingehalten, d.h. alle Netzspannungen haben von der Regelung nicht beeinflussbaren „Spielraum“ von 2% bei einem gegebenen Spannungssollwert für den Umspanner. Die damit einhergehende und nicht beeinflussbare Aufweitung des benutzten Spannungsbandes ist in Abbildung 53 dargestellt: Situation A und B zeigen dieselbe Last- und Einspeisesituation im Netz, welche zu denselben Spannungsanhebungen in Relation zur Umspannerspannung führen. Ein Wechsel von Situation A zu B bzw. umgekehrt kann durch eine Spannungsschwankung auf der Hochspannungsseite 110kV ausgelöst werden und wird im dargestellten Fall durch den Spannungsregler am Stufenstellertransformator nicht ausgeglichen, da beide Situationen innerhalb des Toleranzbandes liegen (zulässige Regelabweichung).



**Abbildung 53** Der Spannungsregler kann die Transformator-Spannung nur in einem Toleranzband um den Spannungssollwert halten. Dementsprechend können Transformator- und Netzspannungen variieren.

Als ein gutes Ergebnis kann daher ein von einer Regelungsart benutztes Spannungsband betrachtet werden, welches kleiner ist als Summe aus der maximal aufgetretenen Spreizung im Netz und des Spannungsreglertoleranzbandes, also  $VB_{used} \leq \max(S) + U_{DB}^{Regler}$ .

Dementsprechend können sämtliche Resultate sowohl der konventionellen Regelung als auch der Fern- und koordinierten Regelung in beiden Netzen als gute Ergebnisse betrachtet werden.

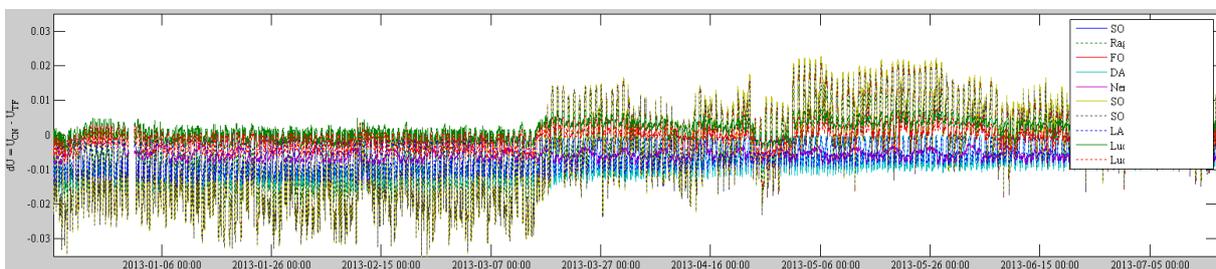
Es wird damit gezeigt, dass der Gewinn der Fernregelung und der koordinierten Regelung in beiden Netzen nicht deshalb so gering ausgefallen ist, weil diese Regelungskonzepte ineffizient sind, sondern weil die konventionelle Regelung bei der vorherrschenden Last-Einspeiserrelation in beiden Netzen gute Ergebnisse erzielt hat. Andere Gewichtungen der Last- oder Einspeiserhältnisse können rasch zur Demonstration der Vorzüge der intelligenten Spannungsregelung führen.

## 5.5.2 Untersuchung der konventionellen Regelung

Es ist einleuchtend, dass im Lungau die Kombination von Stromkompoundierung und Q(U)-Regelung der Kraftwerke eine einfache und gleichzeitig effiziente Form der Spannungsregelung darstellt, welche sehr gute Ergebnisse bei der Spannungsbandbewirtschaftung erzielt. Deshalb wird auf eine Analyse dieses Konzeptes verzichtet.

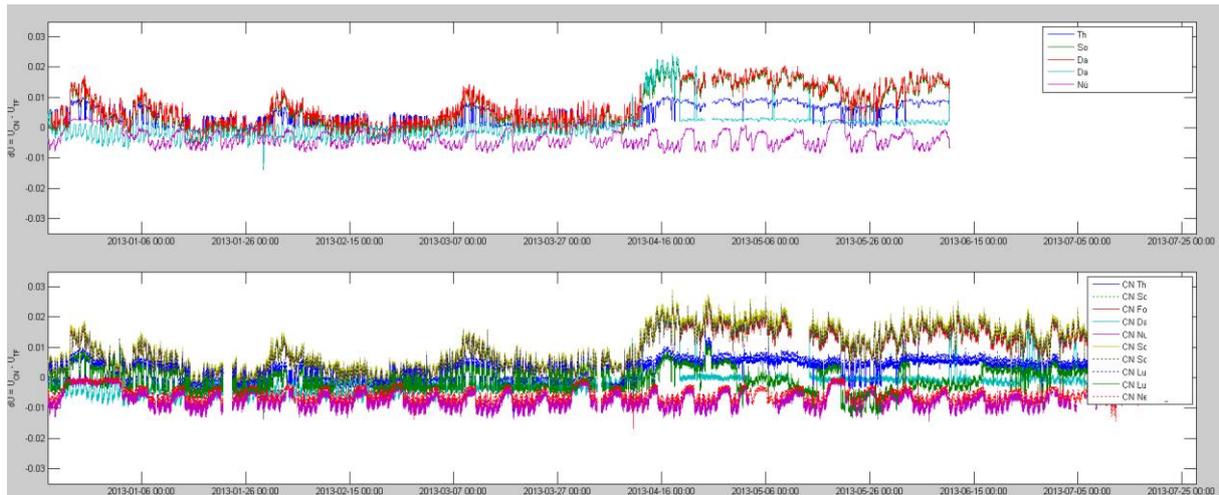
Es war allerdings überraschend, warum die konventionelle Sammelschienenregelung im Großen Walsertal so gute Ergebnisse gebracht hat – Ergebnisse, welche den vorangegangenen Untersuchungen und Simulationen widersprechen.

Der Grund ist eine offensichtliche Abweichung der realen Last gegenüber jenen Lastmodellen die für die Simulationen angesetzt wurden. Die Spannungsanhebung bzw. –absenkung der kritischen Knoten zur Umspannerspannung von der Jahressimulation des Walsertaler Netzes ist in Abbildung 54 dargestellt: Die Wintermonate sind eindeutig durch starke Last und kaum Einspeisung erkennbar genauso wie der Frühling mit dem Rückgang der Last und dem Anstieg der Einspeisung. Hier würde eine einfache lokale Sammelschienen Spannungsregelung sehr viel Spannungsband beanspruchen, weil im Winter die Lasten das Spannungsband nach unten verbrauchen, während im Frühling und Sommer das Spannungsband nach oben verbraucht wird. Durch einen angepassten Sollwert kann hier die Spannungsanhebung kompensiert werden, indem die Umspannerspannung niedriger gehalten wird, um Spannungsband einzusparen.



**Abbildung 54 Walsertaler Netz Simulation aus 2007 auf Basis von historischen und synthetischen Lastprofilen: Spannungsanhebung bzw. -absenkung der kritischen Knoten zur Umspannerspannung**

Im Gegensatz dazu verlaufen im Jahr 2013 die gemessenen Spannungsanhebungen bzw. –absenkungen der kritischen Knoten zur Umspannerspannung sehr abweichend zur Simulation aus 2007, wie Abbildung 55 zeigt: Man erkennt über den gesamten Auswertungszeitraum eine gleichbleibende Spannungsabsenkung von ca. 1%, welche im Winter genauso stark wie im Frühling und Sommer ist. Der Hauptgrund dafür ist die Lastzunahme in der Industriezone Walgau in den letzten 5 Jahren, die mittlerweile das Talende des Großen Walsertales dauerhaft als Tiefpunkt abgelöst hat. Verstärkt wurde die Verschiebung auch durch zwischenzeitlich durchgeführte Leitungsverstärkungen im Großen Walsertal. Dadurch wurden zeitgleiche Spreizung und saisonale Schwankung des Spannungsbandbedarfes verringert (Homogenisierung der Verhältnisse).



**Abbildung 55 Reale Spannungsmessungen im Walsertaler Netz während der Validierungsphase: Spannungserhöhung bzw. -absenkung der kritischen Knoten zur Umspannerspannung. Oben: Daten der PQ-Messstationen, Unten: Daten der SCADA-Messstationen. Daten sind wegen Kommunikationsausfällen bzw. unvollständigen PQ-Daten lückenhaft.**

Erkenntnis: In einem Netz, das während des ganzen Jahres eine einigermaßen konstante Last mit gleichbleibenden Tiefpunkten (theoretisch auch Höchstpunkten) als kritische Knoten hat, arbeitet eine konventionelle lokale Sammelschienenregelung sehr effizient, wenn sie auf einen optimierten Sollwert eingestellt ist (kritische Tiefzieherknoten stehen unten am Spannungsrandwert an). Der optimierte Sollwert nutzt den maximalen Spielraum für dezentrale Einspeisung, da bei Erhöhung der dezentralen Einspeisung die Möglichkeit fehlt, die Sammelschienen-Spannung weiter abzusenken.

Deshalb liefert die konventionelle lokale Sammelschienen-Spannungsregelung im Großen Walsertal in Netznormalschaltung vergleichbar gute Ergebnisse wie die der Fern- und koordinierte Regelung. In Netznormalschaltung können deshalb die Fernregelung bzw. koordinierte Regelung ihre technische Überlegenheit nicht ausspielen.

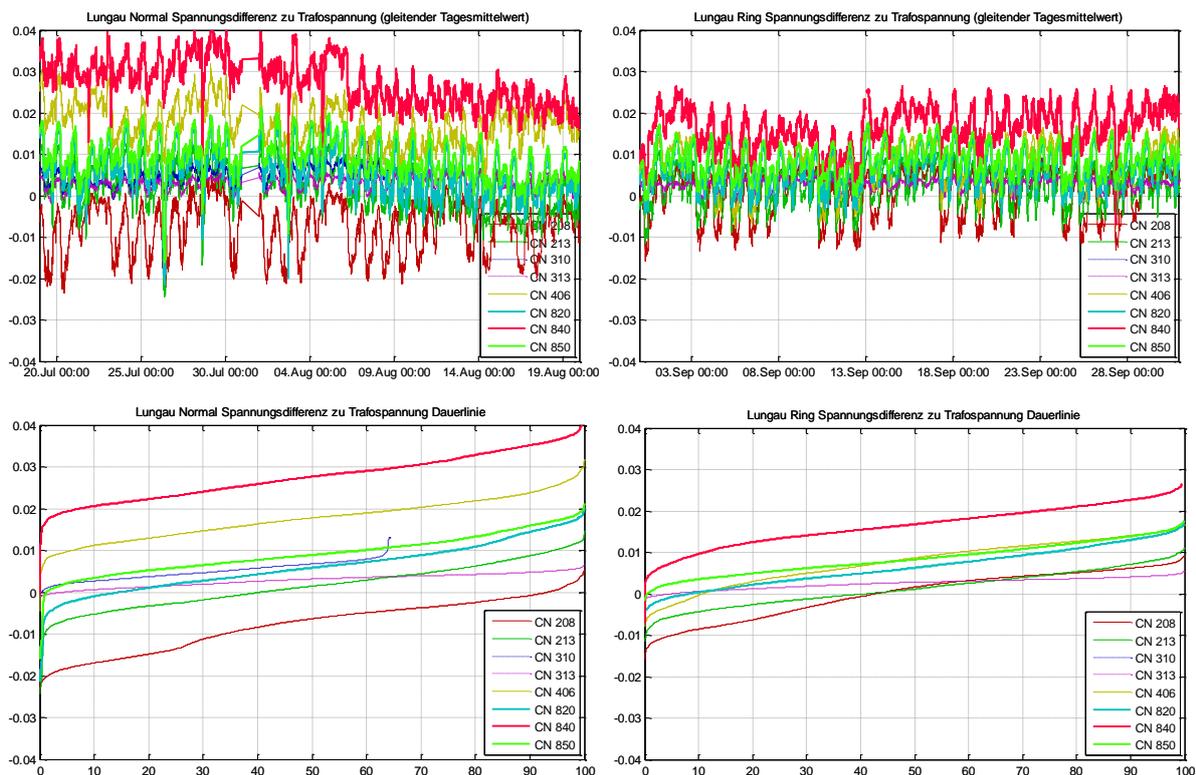
Im abnormalen Schaltzustand (Wartung, Störung), für den die Verteilernetze ebenfalls auszulegen sind, werden allerdings die erschließbaren Netzreserven besser bewirtschaftet, vor allem aber unzulässige Spannungspegel an den Netzrändern verlässlicher verhindert, da insbesondere die Fernregelung ihr Mehrwissen über die Systemzustände gewinnbringend verwerten kann, wenn die Messstellendichte ausreicht. Insbesondere in Netzen mit ausgeprägten Inhomogenitäten (z.B. Berg/Tal, Last/Einspeisung, Netzlänge stark verschieden) und unterschiedlichen Schwankungen der Spannungsverläufe ist daher die Fernregelung eine interessante Lösung, vor allem wenn Messwerte aus kritischen Knoten günstig zur Verfügung stehen.

## 5.6 Technische Validierung der Ergebnisse aus den Projekten DG DemoNetz Konzept und BAVIS

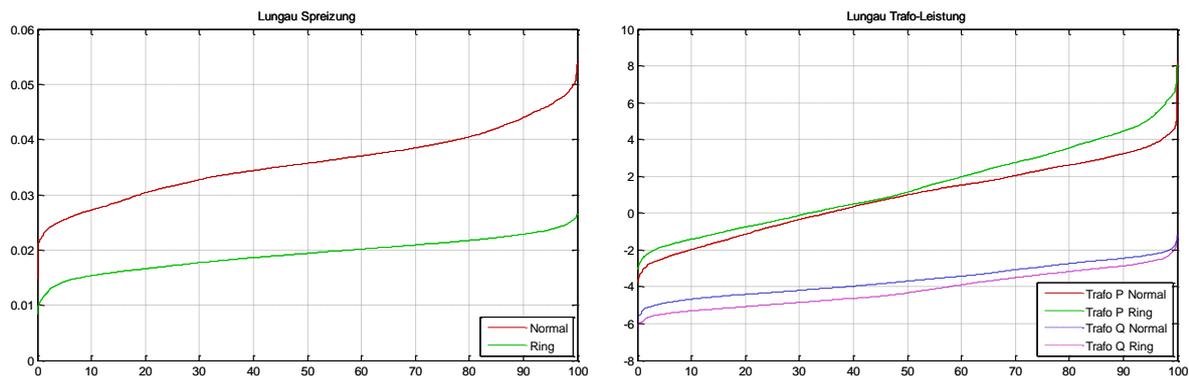
### 5.6.1 Lungau

Die Ergebnisse des Feldtests im Lungau sind nur sehr eingeschränkt mit den Ergebnissen aus DG DemoNetz Konzept und BAVIS vergleichbar, weil in diesen Projekten die Regelungskonzepte im Normalschaltzustand und nicht im Schaltzustand „geschlossener Ring“ analysiert und verglichen wurden. Während zu Beginn der Feldtestphase der Normalschaltzustand im Lungau aktiv war, wurde während der gesamten Validierungsphase der Schaltzustand „geschlossener Ring“ betrieben. Dieser verbessert die Spannungsverhältnisse im Netz signifikant, da der Abzweig mit dem höchsten Anteil an dezentraler Einspeisung mit einem lastdominierten Abzweig zusammengeschaltet wurde. Die signifikante Veränderung der Spannungssituation im Netz ist nachfolgend nochmals anhand eines Vergleiches von simulierten und realen Daten dargestellt:

**Vergleich Normalschaltzustand und Schaltzustand „geschlossener Ring“ Lungau Real** zum Zeitpunkt der Umstellung am 30. August 2012 (d.h. 31 Tage Normalschaltzustand vor der Umstellung und 31 Tage Schaltzustand „geschlossener Ring“ unmittelbar nach der Umstellung):



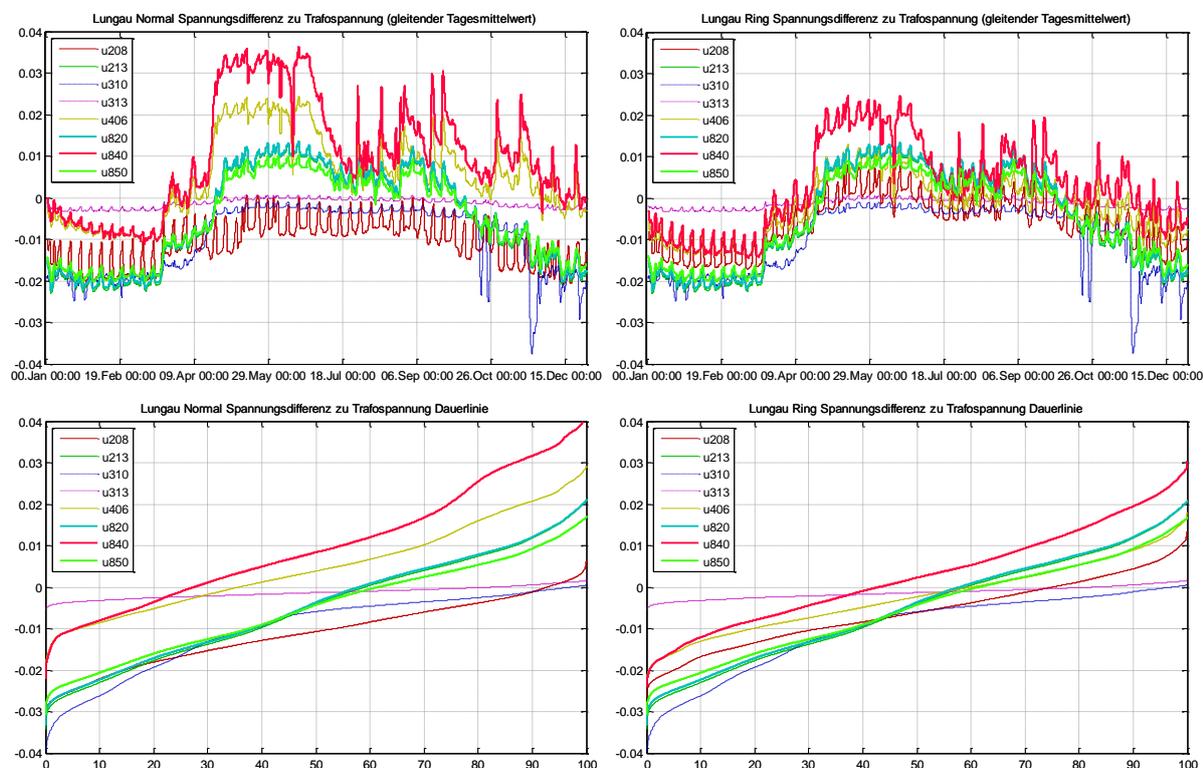
**Abbildung 56 Vergleich der Spannungsverhältnisse in Lungau im Normalschaltzustand (rechts) und im Ringschaltzustand (links) in Form der Spannungsdifferenz aller Kritischen-Knoten-Spannungen zur Transformatorsammelschienenspannung. Zeitlinie oben, Dauerlinie unten. Die ausgewerteten Zeiträume stellen jeweils 31 Tage dar, wobei in dem Zeitraum die Einspeisesituation vergleichbar war.**



**Abbildung 57 Vergleich der Dauerlinien der Spreizung der kritischen Knoten (links) sowie der Wirk- und Blindleistungsflüsse über den Umspanner (rechts) im Normalschaltzustand und im Ringschaltzustand berechnet aus gemessenen 10min-Mittelwerten**

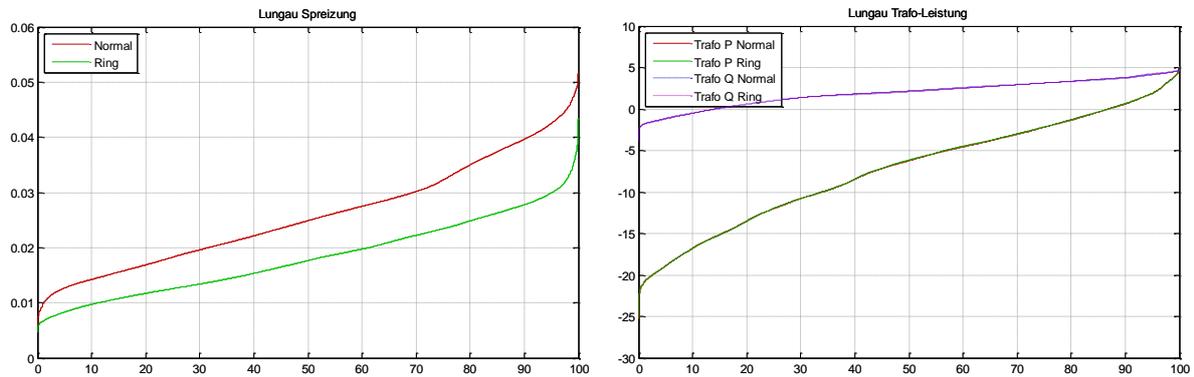
Dieser Vergleich der Messwerte zeigt eindeutig eine signifikante Verbesserung der Spreizung von über 5% im Normalschaltzustand auf unter 3% im Schaltzustand „geschlossener Ring“.

**Vergleich Normalschaltzustand und Schaltzustand „geschlossener Ring“ Lungau Simulation:** Die meisten vorhergehenden Simulationen wurden im Normalschaltzustand durchgeführt und aus diesen Daten wurden die Vorhersagen und Prognosen erstellt. Der Vergleich zwischen Normalschaltzustand und Schaltzustand „geschlossener Ring“ ergibt in der Jahressimulation ähnliche Ergebnisse wie im Realbetrieb beobachtet, wobei der Vorteil an der Simulation ist, dass hier die Daten über ein gesamtes simuliertes Jahr aussagekräftig miteinander verglichen werden können:



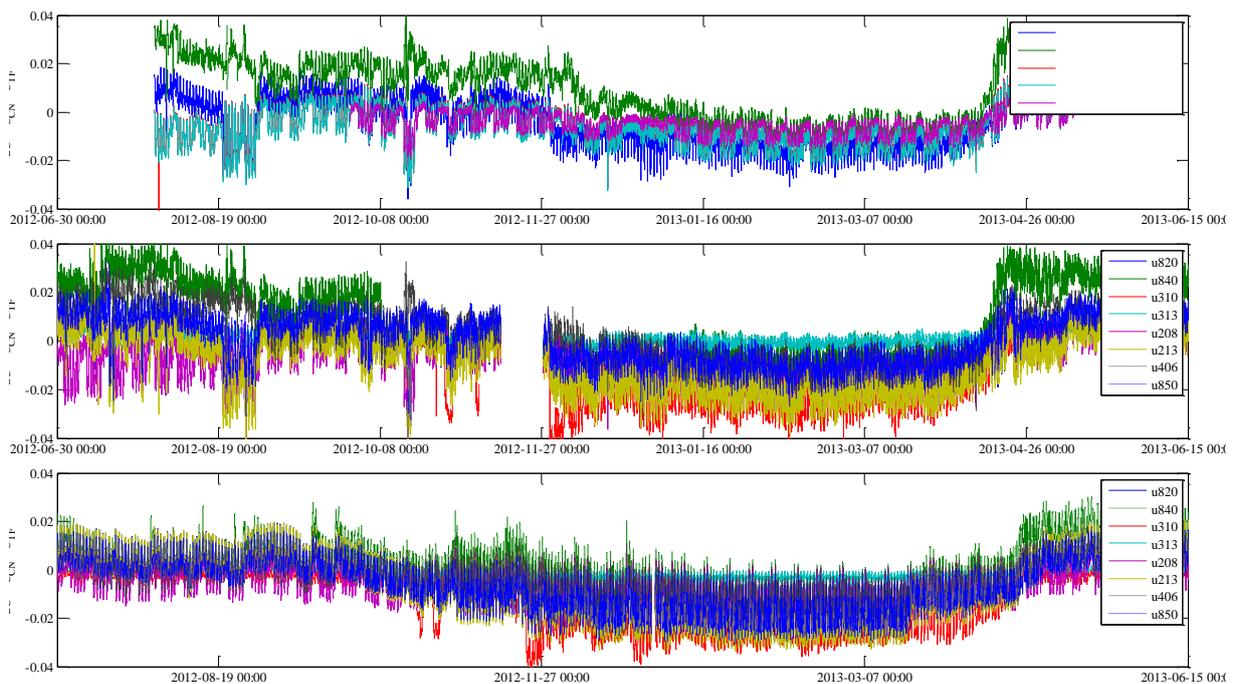
**Abbildung 58 Simulation der Spannungsverhältnisse in Lungau im Normalschaltzustand (rechts) und im Ringschaltzustand (links) in Form der Spannungs-differenz aller Kritischen-**

**Knoten-Spannungen zur Transformatorsammelschienenspannung. Zeitlinie oben, Dauerlinie unten. Die ausgewerteten Zeiträume stellen jeweils ein simuliertes Jahr dar.**



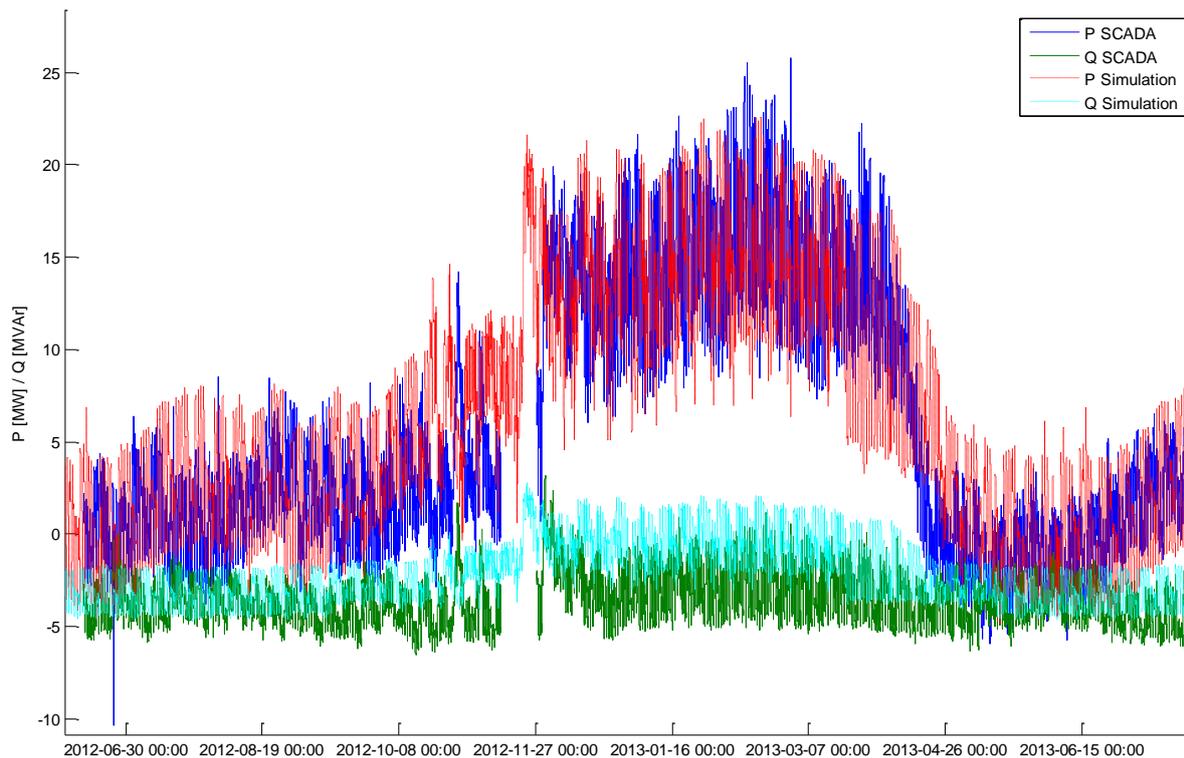
**Abbildung 59 Vergleich der Dauerlinien der Spreizung der kritischen Knoten (links) sowie der Wirk- und Blindleistungsflüsse über den Umspanner (rechts) im Normalschaltzustand und im Ringschaltzustand in der Simulation ermittelt**

Dieser Vergleich der Simulationen zeigt auch eine wesentliche Verbesserung der Spreizung von 5% im Normalschaltzustand auf unter 4% im Schaltzustand „geschlossener Ring“.



**Abbildung 60 Realer (oben PQ-Daten und mittig SCADA-Daten) und simulierter (unten) Spannungsanstieg und -abfall in Lungau über ein dreiviertel Jahr von Oktober 2012 bis Juli 2013**

Abbildung 60 zeigt den direkten Vergleich der Spannungsanhebungen bzw. -absenkungen der real gemessenen Netzspannungen (oben PQ-Daten, mittig SCADA-Daten) mit den simulierten Netzspannungen. Es können hier sehr gute Übereinstimmungen in der Größenordnung und dem Verhalten der Spannungsdifferenzen festgestellt werden, was ein Hinweis darauf ist, dass die für die Simulation verwendeten Lastprofile und das zugrunde liegende Netzmodell sehr gut der Realität entsprechen.



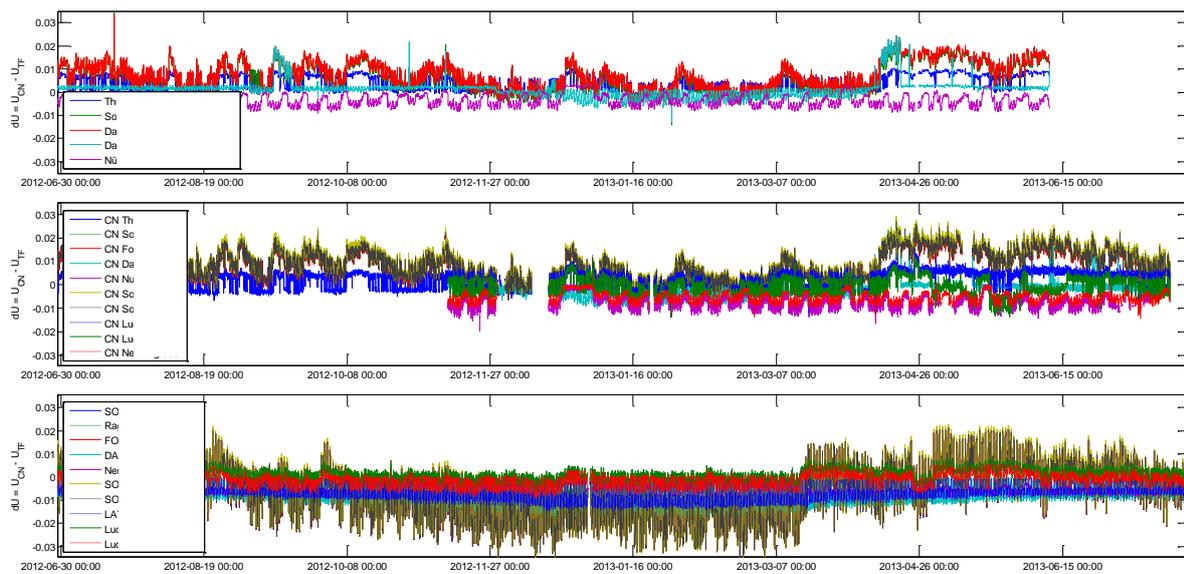
**Abbildung 61 Vergleich der Wirk- und Blindleistungsströme über den Transformator in Lungau im realen Netz und in der Simulation**

Abbildung 61 zeigt den Vergleich der Umspanner-Wirk- und –Blindleistung, wie er in der Realität gemessen wurde, und wie er in der Simulation zustande gekommen ist. Der reale Wirkleistungsverlauf stimmt sehr gut mit der Simulation überein, der Blindleistungsfluss in der Simulation ist vor allem im Winter eine Spur zu niedrig, insgesamt passen die Daten aber sehr gut.

### 5.6.2 Großes Walsertal

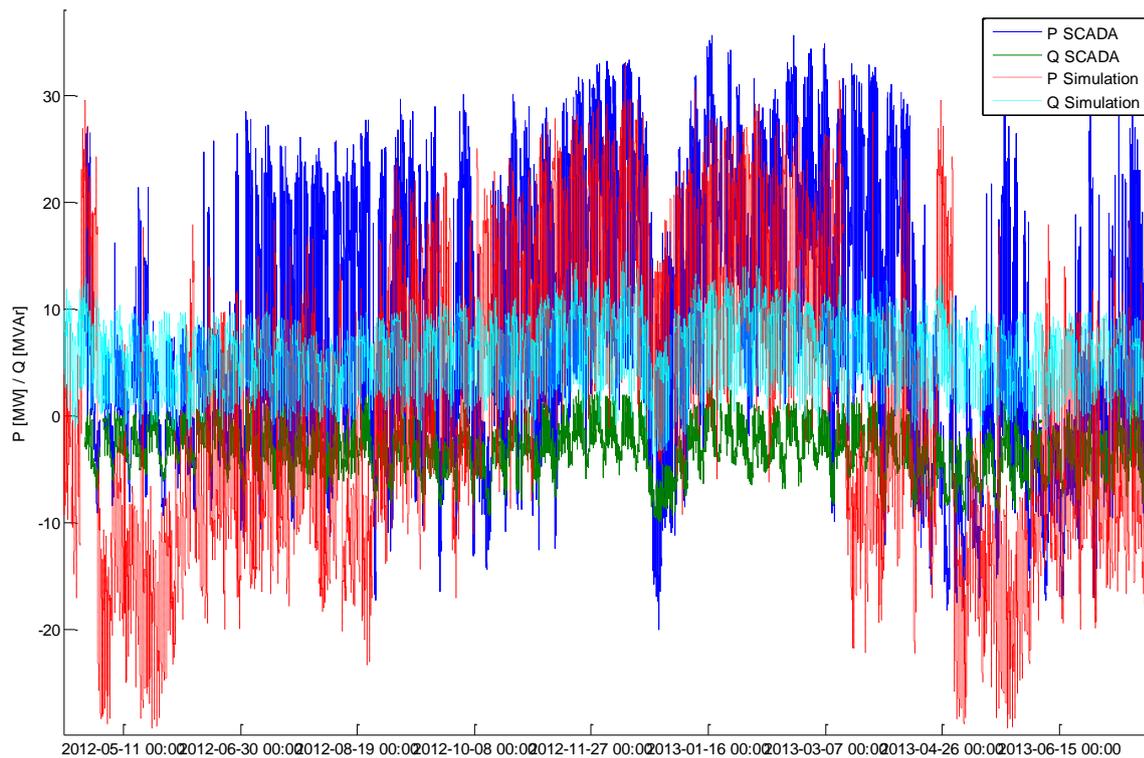
Wie in Abbildung 54 und Abbildung 55 ersichtlich ist, passen die Spannungsabfälle in der Simulation von -3% größenordnungsmäßig nicht zu den real gemessenen Spannungsabfällen von -1%. Die Spannungsanhebungen sind aber größenordnungsmäßig durchaus vergleichbar, sie liegen bei bis zu 2%. In jedem Fall decken sich die Aussagen der SCADA- und der PQ-Messwerte sehr gut, wenn auch beide Datenquellen lückenhaft sind.

Abbildung 62 zeigt nochmals den Vergleich zwischen simulierten (2007) und realen (2013) Spannungsverhältnissen im Großen Walsertal über ein ganzes Jahr.



**Abbildung 62 Realer (oben PQ-Daten und mittig SCADA-Daten) und simulierter (unten) Spannungsanstieg und -abfall im Walsertal über ein ganzes Jahr von Juni 2012 bis Juli 2013**

Abbildung 62 zeigt deutlich, dass der Spannungsabfall 2013 im Großen Walsertal über das ganze Jahr real relativ konstant ist, während die Simulation 2007 einen starken Spannungsabfall im Winter sowie kaum Spannungsabfall im Sommer ergeben hat. Gründe dafür sind eine schlechte Datenabdeckung im Jahr 2007, Lastzunahmen in der Industriezone Walgau, sowie Netzverstärkungen infolge Verkabelungstätigkeiten sanierungsanfälliger 30kV Freileitungen. In Summe bewirkt dies eine Homogenisierung der Verhältnisse.



**Abbildung 63 Vergleich der Wirk- und Blindleistungsströme über den Transformator im Großen Walsertal im realen Netz und in der Simulation**

Abbildung 63 zeigt entsprechend auch bei den Umspanner-Wirkleistungsflüssen signifikante Unterschiede: Die Wirkleistungsrückspeisung ist in der Simulation stärker als im realen Netz, und tendenziell ist der Verbrauch im realen Netz höher als in der Simulation.

Demnach ist klar ersichtlich, dass das Verhalten und die Eigenschaften des simulierten Netzes 2007 nur bedingt mit der Realität 2013 vergleichbar sind. Insbesondere kann wegen gleichbleibender Tiefpunkte (Industriesenke) im realen Netz kein Spannungsbandgewinn erzielt werden, indem im Winter der Umspanner-Sollwert höher gesetzt wird, um die Lasten im Spannungsband zu halten, und im Frühling/Sommer der Umspanner-Sollwert niedriger gesetzt wird, um die Einspeiser im Spannungsband zu halten – denn dadurch würden im realen Netz die Lasten unter die Spannungsbanduntergrenze kommen.

Damit ist ein genauerer Vergleich der Aussagen der Simulationen bezüglich Spannungsbandgewinns für das Große Walsertal nicht möglich, da sich die Situation in der Realität stark verändert dargestellt hat. Eine hohe Integration von dezentralen Einspeisern im Großen Walsertal ist diesen Daten nach durchaus möglich, allerdings z.B. auch mit einer lokalen Stromkompoundierung und einer lokalen Q(U)-Regelung der Kraftwerke möglich – die Vorzüge einer koordinierten Spannungsregelung sind in diesem Netz mittlerweile nicht mehr so gewinnbringend nutzbar wie bei den Verhältnissen 2007. Diese Aussagen beruhen rein auf den während der Feldtestphase vom zweiten Halbjahr 2012 bis zum ersten Halbjahr 2013 im Großen Walsertal gemessenen Spannungswerten aus dem realen Netz. Um eine fundierte Aussage über die Spannungsverhältnisse von den verschiedensten Last- und

Einspeisesituation im Großen Walsertal treffen zu können, ist ein Beobachtungszeitraum von zwei oder drei Jahren erforderlich.

## **5.7 Zusammenfassung Validierung des Spannungsbandgewinns**

In den Vorgängerprojekten DG DemoNetz Konzept und BAVIS gegenüber der konventionellen Konstantspannungsregelung prognostizierten Spannungsbandgewinne durch Fernregelung bzw. koordinierte Spannungsregelung für die beiden untersuchten Netze konnten während der Messperioden nicht im erwarteten Umfang nachgewiesen werden. Das liegt daran, dass die in den Netzen installierten konventionellen Regelungskonzepte bereits optimal eingestellt sind. Das Verhalten der konventionellen Regelung lag in beiden Netzen im Beobachtungszeitraum sehr nah am optimalen Verhalten einer Fernregelung oder einer koordinierten Spannungsregelung, obwohl in der konventionellen Regelung keine aktuellen Spannungsmesswerte von kritischen Knoten verwendet werden.

Im Großen Walsertal ist dies nach Zunahme der Industrielast bis 2013 erklärbar, weil in dem Netz die niedrigste Spannung das ganze Jahr in ein und demselben Lastzweig aufgetreten ist (Industriesenke NU) und die Spannungsdifferenz zum Umspanner das ganze Jahr über relativ konstant war. Deshalb konnte durch eine konventionelle lokale Sammelschienenregelung im Umspannwerk die Netzspannung vergleichbar dem „LowerLimit“-Betrieb der Fernregelung betrieben werden. Der in dem Netz 2007 angenommene starke Spannungsabfall der Knoten im hinteren Großen Walsertal konnte in der Praxis im betrachteten Zeitraum nicht mehr beobachtet werden (Netzverstärkung).

Im Lungau lag der Grund für die guten Resultate der Referenzregelung an der verbesserten Spannungssituation durch den Betrieb des Schaltzustandes „geschlossener Ring“ und an der Tatsache, dass die lokale Sammelschienenregelung mit Stromkompoundierung in Kombination mit der lokalen Q(U)-Regelung der Kraftwerke eine optimale Betriebsweise des Netzes darstellen.

## 6 Schlussfolgerungen

Die im Projekt erzielte technische Umsetzung hat die Machbarkeit und den Erfolg des Konzepts grundsätzlich bestätigt, jedoch auch gezeigt, dass das Potenzial konventioneller Alternativen zum Leitungsbau, wie die Ringschaltung im Lungau bzw. die optimal eingestellte Stromkompoundierung ebenfalls sehr kosteneffizient sein kann.

Die drei wesentlichsten Herausforderungen in der Umsetzung der intelligenten Spannungsregelung waren in den untersuchten Netzen:

- Installation fernwirktechnisch angebundener Spannungsmessstellen (kritischer Knoten an Kraftwerken oder Lastsenken)
- Integration bestehender Kraftwerksanlagen bei meist stark eingeschränktem Potenzial in den Regelkreis (CVCU)
- Topologieerkennung (Schaltzustände der Messstellen) bzw. Integration des Reglers in das bestehende Leitsystem

Im Vorarlberger Demonstrationsnetz hat sich zudem gezeigt, dass die 2007 zu Grunde gelegten Lastmodelle (damals nur sehr wenige Messstellen verfügbar) zu stark von den realen Verhältnissen 2013 abwichen. Moderne Leitsysteme und integrierte Optimierungen, wie z.B. ZUQDE, die auf eine State Estimation aufbauen benötigen ebenfalls geeignete Lastmodelle.

Die Erfahrungen aus diesem Projekt zeigen, dass die optimierte Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur erweiterte Planungswerkzeugen und verbesserte Lastmodelle erfordert.

Die jahresdurchgängige Betrachtung der realen Spannungsverhältnisse an relevanten Netzknoten gewinnt zunehmend an Bedeutung, insbesondere angesichts der anhaltenden Einspeiserzunahme. Dabei muss die Identifikation dieser kritischen Knoten wiederum aus Netzberechnungen kommen. Einzelne Messstellen eignen sich dabei als Referenzknoten zur Validierung von Berechnungsergebnisse.

Die in den Projekten DG DemoNetz Validierung umgesetzten Regelungsstrategien Fernregelung und koordinierte Fernregelung haben gezeigt, dass diese weitere Lösungsansätze sind (Verfügbarkeit neuer Werkzeuge) um die günstige Integrationen von dezentralen Erzeugungsanlagen voran zu treiben.

Ziel war und bleibt die Beherrschung sogenannter „U-Probleme“ wegen Einspeiserzunahme ohne teure Netzverstärkungsmaßnahmen.

Hierbei zeigt sich, dass neben den klassischen Lösungsansätzen saisonal angepasster Sollwert, Wirkstrom-Kompoundierung im Umspannwerk, Längsregler-Einsatz im Netz, Anpassungen von Schaltzuständen nun auch der Einsatz neuer intelligenter Spannungsregelungsstrategien erforscht und zur Praxistauglichkeit entwickelt wurde. Mit der Fernregelung und der koordinierten Spannungsregelung (Einbeziehung der Blindleistung in

Kraftwerken) stehen nun alternative Lösungen bereit, die Einspeiserzunahme vor allem bei starken Inhomogenitäten im Netz kostengünstiger als bisher zu beherrschen.

In den untersuchten Netzen blieben die Gewinne der intelligenten Spannungsregelungsstrategien in Netznormalschaltung wegen Modellunschärfen und weil auch nicht alle in den Netzen befindlichen Kraftwerke eingebunden werden konnten teilweise hinter den Erwartungen zurück. Bei abnormalem Schaltzustand (Wartung, Netzstörung), für den MS-Netze ebenfalls auszulegen sind, ist aber davon auszugehen, dass die intelligente Spannungsregelung ihre Überlegenheit bei ausreichender Messstellenabdeckung ausspielen kann. Solche gravierenden Netzumschaltungen mit Messstellenumschaltungen fielen aber während der Validierungsphase zumindest im Vorarlberger Netz nicht in die Messperiode.

Insgesamt wird die Systemüberwachung (Gewährleistung der Spannungsqualität an der Übergabestelle zum Kunden) angesichts anhaltender Einspeiserzunahme immer dringlicher. Die dafür notwendigen Messstellen an kritischen Knoten können mit Vorteil für eine Fernregelung genutzt werden. Damit kann die zunehmende Spreizung des Spannungsbandes teilweise ausgeglichen werden. Dies spart Kosten.

Vor der Wahl einer geeigneten (teuren) Abhilfemaßnahme hat es sich bewährt, das Problemnetz messtechnisch ausreichend genau zu erfassen und die Wirksamkeit der Lösungsansätze mittels Simulationen abzuschätzen. Das dafür notwendige Know-How steht der Fachwelt mit den Entwicklungen und den Ergebnissen der Projektfolgekette DG-Demonetz nun ebenfalls zur Verfügung.

In Summe wurden im Projekt kosteneffiziente Netzmaßnahmen für die Energiewende erforscht und zur Praxistauglichkeit geführt.

## Literaturverzeichnis

- [1] R. Schwalbe, "A comparative study of strategies for voltage control in medium voltage power distribution networks with distributed generation", Diplomarbeit, Technische Universität Wien, <http://aleph.tuwien.ac.at>, Wien, 2013
- [2] Endbericht aus dem Projekt "BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilernetzbetrieb durch Innovative Spannungsregelung"; Projektnummer FFG 815719, Wien, 2011
- [3] Deliverable D2 „Toolbox von ausgereiften Maßnahmen zur aktiven Spannungsregelung“ aus dem Projekt "BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilernetzbetrieb durch Innovative Spannungsregelung"; Projektnummer FFG 815719; Wien, 2011
- [4] Endbericht aus dem Projekt "DG DemoNetz – Konzept: Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen"; Projektnummer 811252; Wien, 2010
- [5] B. Bletterie, A. Gorsek, A. Abart, M. Heidl; „Understanding the effects of unsymmetrical infeed on the voltage rise for the design of suitable voltage control algorithms with PV inverters“; 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (26th EU PVSEC); Hamburg, 2011
- [6] A. Becker, B. Werther, J. Schmiesing, E. A. Wehrmann, „Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen durch den Einsatz geregelter Ortsnetztransformatoren“, EnInnov 2012, Graz, 2012
- [7] Deliverable D6 „Funktionale Beschreibung einer Kommunikationsplattform für Spannungsregelungskonzepte“ Daten aus dem Projekt „DG DemoNetz-Validierung – Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung –Validierung von Spannungsregelungskonzepten“; Projektnummer FFG 810699; Wien, 2013
- [8] R. Schwalbe, M. Stifter, B. Bletterie, A. Abart, R. Pointner, F. Herb, "DGDemoNet: impact of Volt/Var control on Increasing the Voltage Band Reserve - Results from Field Trial Validations", CIRED 2013, Wien, 2013
- [9] W. Prügler, "Business models for active distribution grid management - development and economic impact analysis". Dissertation, Technische Universität Wien, 2010
- [10] Deliverable D5 „Funktionale Beschreibung der Reglertestplattform“ Daten aus dem Projekt „DG DemoNetz-Validierung – Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung –Validierung von Spannungsregelungskonzepten“; Projektnummer FFG 810699; Wien, 2013
- [11] Deliverable D9 „Vergleich und Evaluierung der Ergebnisse aus DG DemoNetz Validierung mit anderen Ansätzen – Ergebnisumlegung auf weitere Netzgebiete“ Daten aus dem Projekt „DG DemoNetz-Validierung – Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung –Validierung von Spannungsregelungskonzepten“; Projektnummer FFG 810699; Wien, 2013
- [12] Endbericht aus dem Projekt "ZUQDE: Smart Grids Modellregion Salzburg - Zentrale Spannungs- (U) und Blindleistungsregelung (Q) mit dezentralen Einspeisungen in der Demoregion Salzburg"; Projektnummer FFG 825468, Salzburg, 2012

## 7 Anhang

## 7.1 Topologieerkennung Testszenarien Lungau

DGDemoNetz Betriebsfälle (Siehe Dokument: Testszenarien Zentrale Spannungsregelung im Echtbetrieb – Kapitel 3.2.1 Schalthandlungen)

Farben-Legende:

Nicht notwendig – keine Änderung

Notwendig – CN ändern sich

Notwendig – BM ändert sich

Westnetz - egal

Schaltzustandsbezeichnung	Änderung in Bezug auf Normalschaltzustand	Auswirkung auf den Regler	Matrix unterschiedlich zu „normal“	In config_UW_Lungau.xml /Erkennbar
0_Normalschaltzustand	Referenz	Referenz		
0a_NurUW-LUN-NETZ30-Waktiv	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter UW-LUN-30-SSKU-LS geschlossen</li> <li>- Schalter UW-LUN-30-SSKU geschlossen</li> <li>- Schalter UW-LUN-KU-UM2 offen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CVCU muss wissen welcher Umspanner/Stufenregler aktiv ist</li> <li>- Betriebsfall nicht beherrschbar, da kritische Knoten im West-Netz fehlen.</li> <li>- Diese Umschaltung ist nicht immer zulässig</li> </ul>	?	Auskommentiert / ?
0a_NurUW-LUN-NETZ30-Oaktiv	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter UW-LUN-30-SSKU-LS geschlossen</li> <li>- Schalter UW-LUN-30-SSKU geschlossen</li> <li>- Schalter UW-LUN-KU-UM1 offen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CVCU muss wissen welcher Umspanner/Stufenregler aktiv ist</li> <li>- Betriebsfall nicht beherrschbar, da kritische Knoten im West-Netz fehlen.</li> <li>- Diese Umschaltung ist nicht immer zulässig</li> </ul>	?	Auskommentiert / ?
0c_Parallelbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter UW-LUN-30-SSKU-LS geschlossen</li> <li>- Schalter UW-LUN-30-SSKU geschlossen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CVCU muss wissen welcher Umspanner/Stufenregler aktiv ist</li> <li>- Betriebsfall nicht beherrschbar, da kritische Knoten im West-Netz fehlen.</li> <li>- Diese Umschaltung ist nicht immer zulässig</li> </ul>	?	Auskommentiert / ?
1a_PredlitzausPRE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter in 0406 Richtung 04002-M170 offen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Der kritische Knoten 0840 und Anlage 0840 ist nicht mehr von UM2 versorgt</li> <li>- Kritische Knoten-Liste muss geändert werden</li> <li>- Beitragsmatrix ändert sich</li> <li>- Diese Umschaltung geht nur für eine Austauschleistung von maximal 3 MVA</li> </ul>	Ja	Ja / Ja
1b_PredlitzausLUN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter in 0411 Richtung 04002-M4 geschlossen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zustand kann anhand des Toplogiefiles nicht erkannt werden</li> <li>- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert (nur zusätzliche Last)</li> </ul>	Nein	Ja / Nein

		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Beitragsmatrix bleibt unverändert</li> <li>- Keine Auswirkung auf CVCU</li> <li>- Diese Umschaltung geht nur für eine Austauschleistung von maximal 3 MVA</li> </ul>		
2b_ObertauernausLUN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter in 0600 Richtung 02102-M272 geschlossen</li> <li>- Schalter in 5532 Richtung 54302-M215 offen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert (600 würde hinzukommen, ist aber auch regelbarer Trafo -&gt; nicht berücksichtigen)</li> <li>- Beitragsmatrix bleibt unverändert</li> <li>- Keine Auswirkung auf CVCU</li> <li>- Diese Umschaltung ist nicht immer zulässig</li> </ul>	Ja, Nachprüfen!	Ja / kein Topologiefile vorh.
5a_TauerntunnelausREIT (West Netz)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter 0812-SS-KUPPLRichtung in 0812-SSA geschlossen</li> <li>- Schalter in 0121 Richtung 0810 offen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Der kritische Knoten 0812-SSB ist nicht mehr von UM2 versorgt</li> <li>- Zustand kann anhand der Topologiefile erkannt werden</li> <li>- Kritische Knoten-Liste muss geändert werden</li> <li>- Beitragsmatrix bleibt abgesehen von dieser Änderung unverändert</li> </ul>	Nein, nachprüfen!	Ja / kein Topologiefile vorh.
5b_TauerntunnelausLUN (West Netz)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter 0812-SS-KUPPLRichtung in 0812-SSA geschlossen</li> <li>- Schalter 5478-SS1 in 5478 offen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert (Knoten 0812-SSB ausreichend)</li> <li>- Beitragsmatrix bleibt unverändert</li> <li>- Keine Auswirkung auf CVCU</li> </ul>	Nein	Ja / kein Topologiefile vorh.
6a_KatschbergtunnelausKAT (West Netz)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter in KATSCHBG TU S geschlossen</li> <li>- Schalter in 0108 Richtung 0813 offen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert</li> <li>- Beitragsmatrix bleibt unverändert</li> <li>- Keine Auswirkung auf CVCU</li> </ul>	Nein	Ja / kein Topologiefile vorh.
6b_KatschbergtunnelausLUN (West Netz)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter in KATSCHBG TU S geschlossen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert (nur zusätzliche Last)</li> <li>- Beitragsmatrix bleibt unverändert</li> <li>- Keine Auswirkung auf CVCU</li> </ul>	Nein	Ja / kein Topologiefile vorh.
7a_InterneUmschaltung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter in 03301-BM152 Richtung 0276 geschlossen</li> <li>- Schalter in 03301-BM152 Richtung 03301-M131 offen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert</li> <li>- Beitragsmatrix muss geändert werden (KW 0820)</li> </ul>	Ja	Ja / Ja
7b_InterneUmschaltung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Schalter in 03301-BM152 Richtung 0276 geschlossen</li> <li>- Schalter in 04110-M477 Richtung 04110-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kritische Knoten-Liste ändert sich</li> <li>- Beitragsmatrix ändert sich</li> <li>- (Kritischer Knoten 0204 ist nicht realisiert)</li> </ul>	Ja	Ja / Ja

	M466A offen	-		
7c_InterneUmschaltung	- Schalter in 0222 Richtung 04200-M73 geschlossen - Schalter in 0406 0421 offen	- Zustand kann anhand des Toplogiefiles nicht erkannt werden - Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert - Beitragsmatrix bleibt unverändert	Kaum, nachprü fen!	Ja / Nein
7d_InterneUmschaltung: CN213, KW 0850 und KW 0820 über CN313	- Schalter in F0327 Richtung 03346-M5 geschlossen - Schalter in 0314 Richtung 03301-M19 offen - Schalter in 03301-M25 Richtung 03301-M19 offen	- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert - Beitragsmatrix muss geändert werden (KW 0820, KW 0850)	Ja	Ja / Ja
7d1_InterneUmschaltung: KW 0850 und KW 0820 über CN313, CN213 über CN208	Wie 7d: Schalter in 0227 Richtung 03302-M54 geschlossen - Schalter in 03302-M54 Richtung 03302-M46 offen - Schalter in 03302-M32 Richtung 03302-M46 offen	- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert - Beitragsmatrix muss geändert werden (Knoten 0213)	Ja	Ja / Ja
8_Ringbetrieb	- Schalter in 03301-BM152 Richtung 0276 geschlossen - Schalter in 0222 Richtung 04200-M73 geschlossen	- Kritische Knoten-Liste bleibt unverändert - Beitragsmatrix muss geändert werden (KW 0820)	Ja	Ja / Ja
9_KW-ZED_Umschaltung (West Netz)	- Schalter in KW- ZED Richtung 06002-M204 geschlossen - Schalter in KW- ZED Richtung M96 offen	- Beitragsmatrix muss geändert werden (zusätzlich Anlage ZED)	Nein, nachprü fen!	Ja / kein Topo- file vorh.

## 7.2 PQ-Diagramme Großes Walsertal

### 7.2.1 KW So903:

In CVCU konfigurierte Parameter:

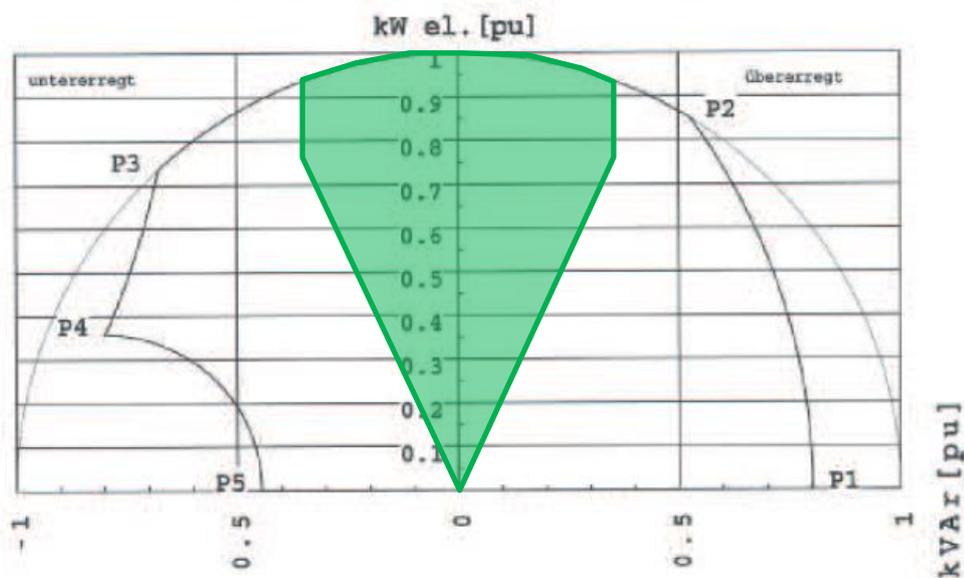
- Nennleistung: 600kW
- Scheinleistung: 700kVA
- cos-Phi untererregt: 0.905
- cos-Phi übererregt: 0.905
- absolute Blindleistungsgrenze untererregt: -250kvar
- absolute Blindleistungsgrenze übererregt: +250kvar

Grenzleistungsdiagramm:

Charakteristische Punkte:

P1:	cos(phi)=0.000	0.802pu	0.0kW	561.1kVAR
P2:	cos(phi)=0.850	1.000pu	595.0kW	368.7kVAR
P3:	cos(phi)=0.732	0.998pu	512.5kW	-474.7kVAR
P4:	cos(phi)=0.357	0.876pu	250.0kW	-560.0kVAR
P5:	cos(phi)=0.000	0.445pu	0.0kW	-311.5kVAR

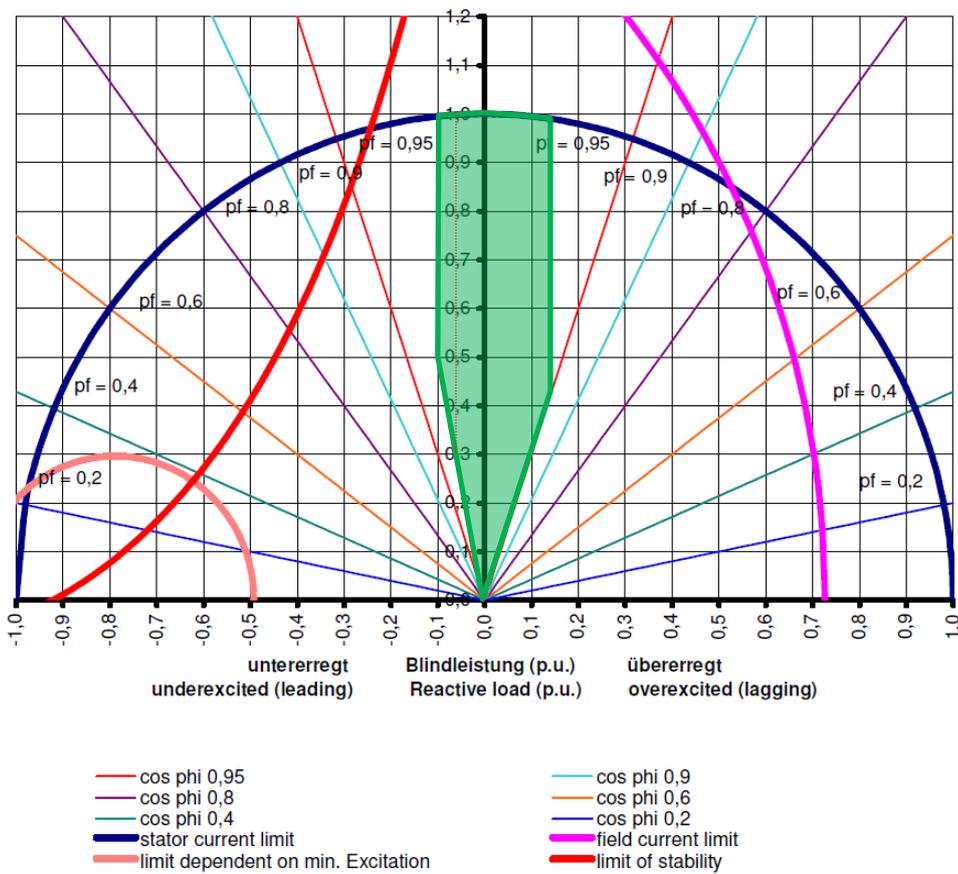
Grenzleistungsdiagramm  
Sn=700.0kVA cos(phi)=0.85



## 7.2.2 KW So902:

In CVCU konfigurierte Parameter:

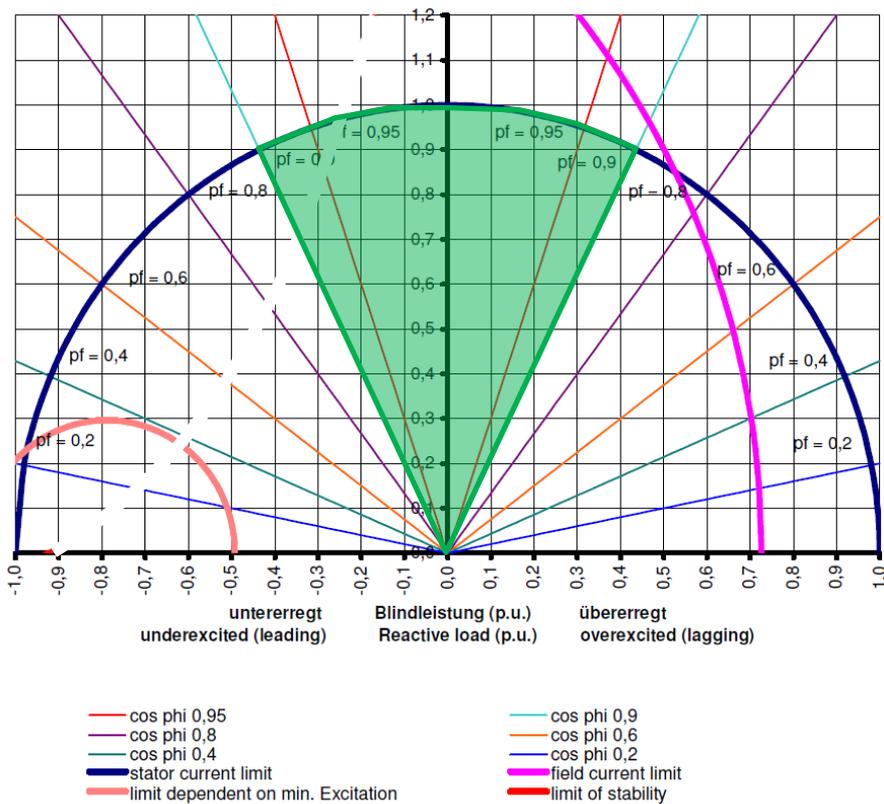
- Nennleistung: 960kW
- Scheinleistung: 1000kVA
- cos-Phi untererregt: 0.98
- cos-Phi übererregt: 0.95
- absolute Blindleistungsgrenze untererregt: -100kvar
- absolute Blindleistungsgrenze übererregt: 140kvar



### 7.2.3 KW Fo001

In CVCU konfigurierte Parameter:

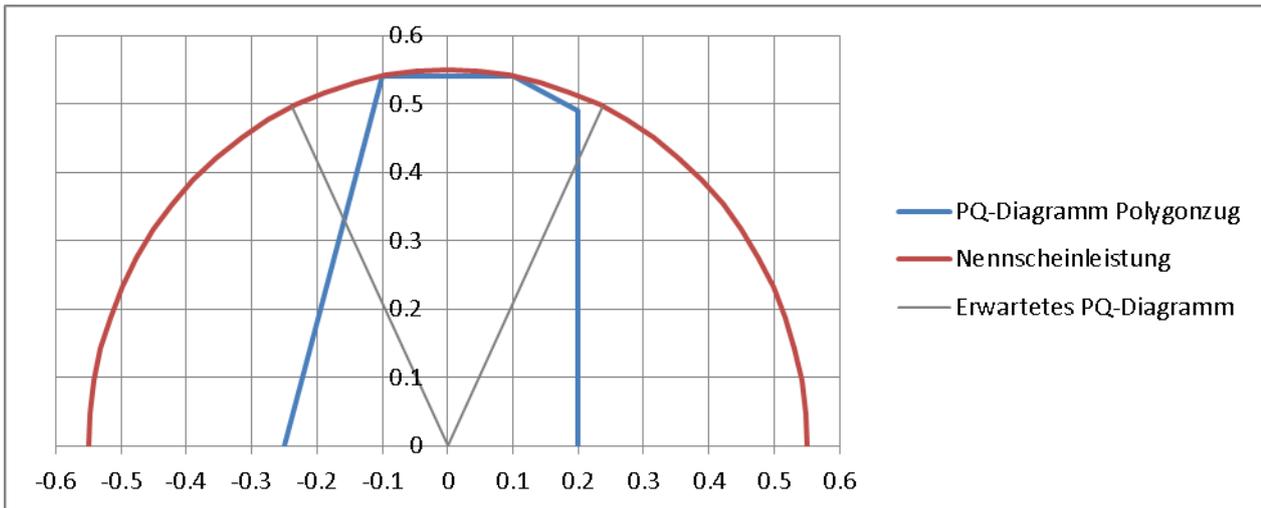
- Nennleistung: 820kW
- Scheinleistung: 1000kVA
- cos-Phi untererregt: 0.9
- cos-Phi übererregt: 0.9
- absolute Blindleistungsgrenze untererregt: -484kvar bei Nennleistung
- absolute Blindleistungsgrenze übererregt: 484kvar bei Nennleistung



## 7.3 Lungau

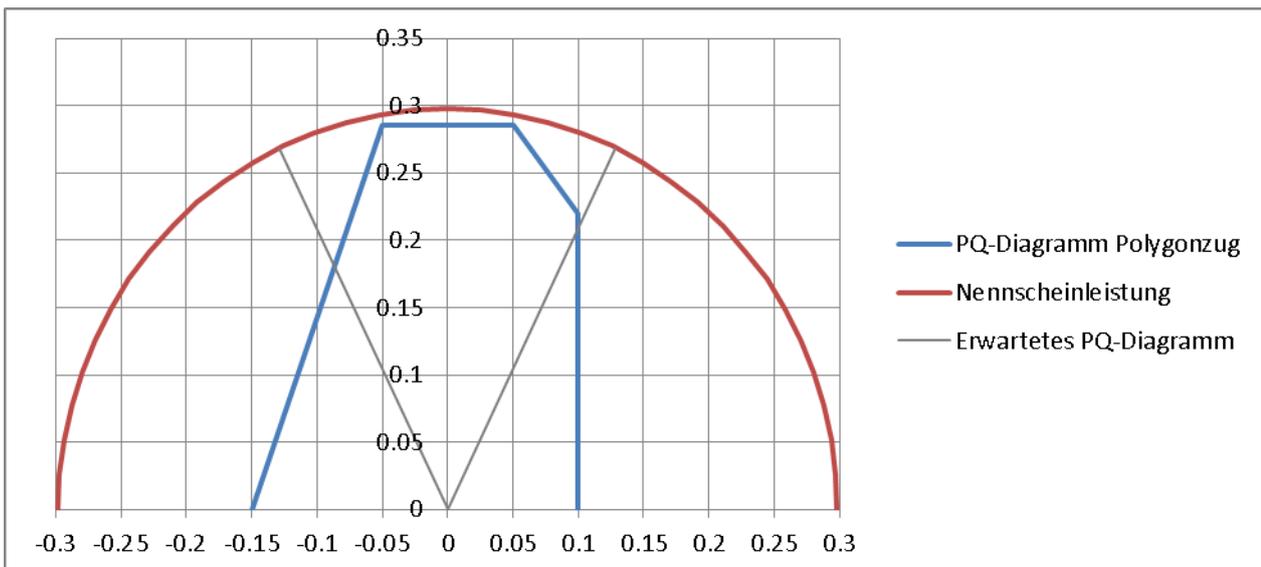
### 7.3.1 KW 0820 Maschine 1

- Nennleistung: 540kW
- Scheinleistung: 550kVA
- absolute Blindleistungsgrenze untererregt: -250kvar bei 0kW Einspeisung
- absolute Blindleistungsgrenze übererregt: 200kvar



### 7.3.2 KW 0820 Maschine 2

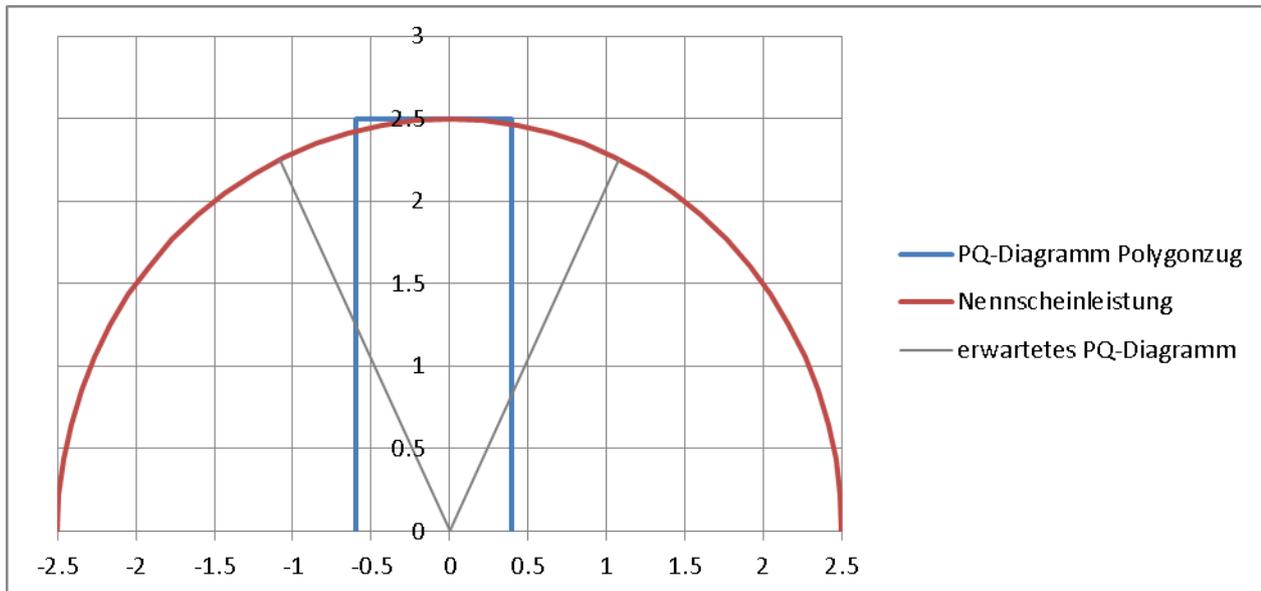
- Nennleistung: 285kW
- Scheinleistung: 298kVA
- absolute Blindleistungsgrenze untererregt: -150kvar bei 0kW Einspeisung
- absolute Blindleistungsgrenze übererregt: 100kvar



### 7.3.3 KW 0840

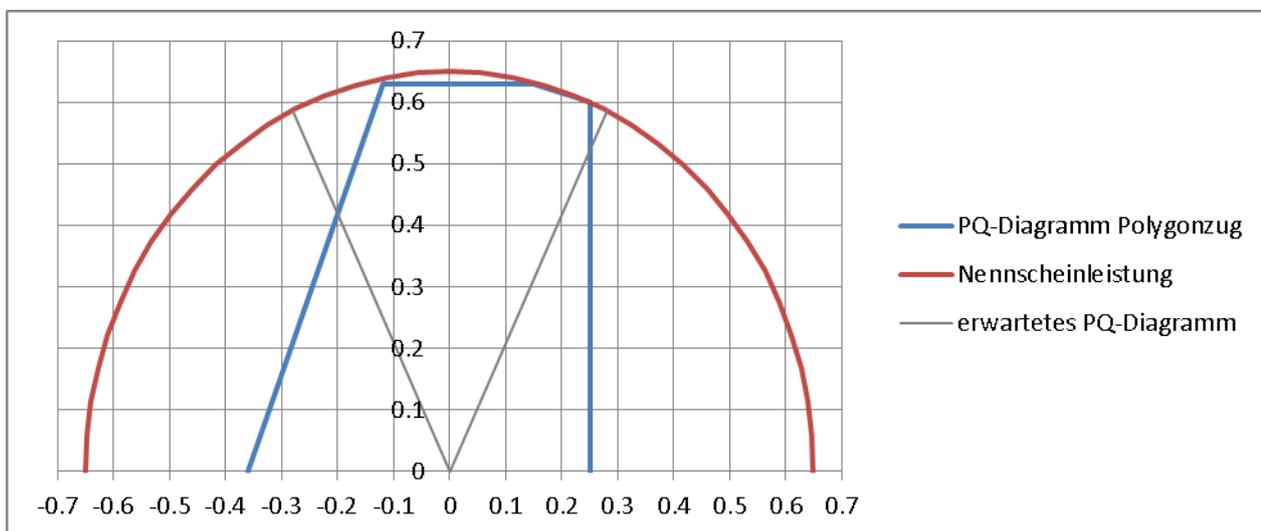
- Nennleistung: 2500kW

- Scheinleistung: 2500kVA
- absolute Blindleistungsgrenze untererregt: -600kvar
- absolute Blindleistungsgrenze übererregt: 400kvar



### 7.3.4 KW 0850

- Nennleistung: 630kW
- Scheinleistung: 650kVA
- absolute Blindleistungsgrenze untererregt: -360kvar bei 0kW Einspeisung
- absolute Blindleistungsgrenze übererregt: 250kvar



## 7.4 Betriebsführungskonzept für Großes Walsertal

am 14. Mai 2012

### Vermerk:

#### **In- und Außerbetriebnahme der Smart Grid Regelung (SGR) im UW Nenzing Bekanntgabe von Ansprechpartnern für die SGR**

##### **1. Geplante Inbetriebnahme / Außerbetriebnahme:**

- a. Durch Arbeitsplatz SKT
  - i. Jegliches Ein- und Ausschalten des SG-Reglers oder eine Veränderung bei den Kraftwerkparametern (Q, P, cos phi etc.), müssen zuvor der HSL gemeldet werden, in diesem Zeitraum obliegt die Verantwortung dem Meldenden – nach Abschluss oder Unterbrechung (halber Tag) der Tests ist dies ebenso der HSL mitzuteilen
- b. Durch HSL (geplant)
  - i. Jegliches Ausschalten des SG Reglers, muss zuvor dem Ansprechpartner der SKT (primär [redacted] bzw. dessen Abwesenheitsvertreter) mitgeteilt werden. Damit soll die Abwicklung von terminierten Arbeiten am Regler sichergestellt werden (teilweise Anreise Schlüsselpersonen von weit her).

##### **2. Ungeplante Inbetriebnahme / Außerbetriebnahme:**

- a. durch Arbeitsplatz SKT
  - i. Vorgehen wie geplant (Meldung an HSL)
- b. durch HSL (ungeplant)
  - i. ausschließlich Außerbetriebnahme, Verhalten wie Not Aus Taster, eine anschließende Wiederinbetriebnahme ist nur durch SKT möglich
    1. Vor Wiederinbetriebnahme soll eine Analyse des Verhaltens des SG-Reglers und bei Verbesserungsbedarf eine Anpassung erfolgen (laufende Produktverbesserung)
    2. Die Betätigung des „Not Aus Tasters“ bewirkt einen **Defaultzustand** von derzeit:
      - a. **Usoll = 104 % Un** im UW (**Eberle Regler auf SS** – wie bisher)
      - b. sowie das Aussenden eines definierten **cos phi = 1** an alle in der Regelung befindlichen Kraftwerke.

##### **3. Ansprechpartner bei:**

- a. **vermutetem Störverhalten** ([redacted])
- b. **allgemeinen Fragen zum Regler** ([redacted])

[redacted] oder [redacted]  
[redacted] oder [redacted]

##### **4. Kurzpräsentation über Smart Grid Projekt von [redacted]**

Eine Kurzpräsentation (Dauer ca. 1 Std.) mit den bereits gewonnen Erkenntnissen des SG – Probetriebs und anschließender Diskussion ist im Zuge einer der HSL Sitzungen für Herbst 2012 eingeplant.

[redacted] [redacted]

## 7.5 Beispiel-XML-Konfigurationsdatei für die CVCU

```
<?xml version="1.0" standalone="no" ?>
<config>

  <name>UW_Lungau</name>

  <parameters>
    <!-- controller -->
    <parameter key="cycletime" value="100ms" /><!-- controller cycle time in seconds -->
    <!--<parameter key="controlMode" value="effectiveVoltageBand"/><!-- controller operation mode: "effectiveVoltageBand",
"voltageBand" -->
    <parameter key="controlStrategy" value="independent"/><!-- controller operation mode: "independent", "cooperative" -->
    <parameter key="voltageBandMargin_independent" value="0.00"/>
    <parameter key="voltageBandMargin_cooperative" value="0.0022"/>
    <parameter key="voltageBandMargin" value="$(voltageBandMargin_$(controlStrategy))"/><!-- voltage band safety-margin for
RangeController to have other Limits than LevelController [p.u.] (0.0022 for CooperativeMode, 0.00 - 0.01 for IndependentMode)-->
    <parameter key="levelControlMode" value="off"/><!-- level controller operation mode: "off", "centered", "upperLimit", "lowerLimit",
"minimumTapping" -->
    <parameter key="optimizer" value="OptLinearConstraint"/><!-- Optimization Library: "OptLinearConstraint", "Matlab" (=fmincon from
Optimization Toolbox) -->
    <parameter key="rangeControlMode" value="off"/><!-- range controller operation mode: "off", "Q", "PQ" -->
    <parameter key="powerTolerance" value="1e-4"/><!-- power-tolerance for the decision Pset < Pnominal or Pactual < Pset [MW] (1e-5) --
>
    <parameter key="nominalPowerIncreaseFactor" value="0.05"/><!-- factor for increasing Pset if Pactual < Pset. [p.u.] (0.05) -->
    <parameter key="optimizationMode" value="quadratic"/><!-- minimization function type: "quadratic", "absolute" -->

    <!-- default transformer -->
    <parameter key="DefaultTransformer" value="TF2"/>
    <!-- default transformer name -->

    <!-- process parameters -->
    <parameter key="U_ref" value="30"/><!-- voltage reference value for per unit (p.u.) scaling [Volt] -->
    <parameter key="U_UL" value="1.04"/><!-- uppler limit of voltage band [p.u.] (1.020) -->
    <parameter key="U_LL" value="0.99"/><!-- lower limit of voltage band [p.u.] (0.940) -->
    <!-- Replaced by the attributes of the TF-Object -->
    <!--<parameter key="dU_TAP" value="0.01667"/><!-- delta voltage of a tap changer step [p.u.] (0.01062) -->
    <!--<parameter key="dU_DB" value="0.020004"/><!-- delta voltage of the tap changer step deadband [p.u.] (0.016)-->

    <!-- simulator communication -->
    <parameter key="SimulationMode" value="no" />
    <parameter key="SimulationNotifier" value="SIMULATOR_NOTIFICATION_VAR" /><!-- id of the communication variable, must be declared
with an var statement in the powergrid -->
    <parameter key="SimulationNotifierSet" value="SIMULATOR_NOTIFICATION_SET" /><!-- id of the communication variable, must be declared
with an var statement in the powergrid -->
    <!--<parameter key="SimulationNotifierActivateValue" value="True" /> --> <!-- if the simulation is in boolean mode this is the
value which will be set, when the controller is finished -->
    <parameter key="SimulationNotifierStartValue" value="trigger" /><!-- start value if the simulation mode is integer, first triggered
when the value is not equal this value -->

    <!-- status messages -->
    <parameter key="StatusMessage_ControllerActive" value="Status_ControllerActive" />
    <parameter key="StatusMessage_RangeControlSet" value="Status_RangeControlSet" />
    <parameter key="StatusMessage_RangeControlActual" value="Status_RangeControlActual" />
    <parameter key="StatusMessage_LevelControlSet" value="Status_LevelControlSet" />
    <parameter key="StatusMessage_VoltageViolation" value="Status_VoltageViolation" />
    <parameter key="StatusMessage_StatusBits" value="Status_StatusBits" />

    <!-- topology parameter -->
    <parameter key="TopologySelector" value="normal"/>

    <!-- interface selection-->
    <parameter key="VarInterface" value="csv_test"/>

    <!-- opc interface settings -->
    <parameter key="opc_power_gain" value="1000" />
    <parameter key="opc_voltage_gain" value="$(U_ref)" />
    <parameter key="opc_varhdr" value="PF." />

    <!-- sicam interface settings -->
    <parameter key="sicam_power_gain" value="1000" />
    <parameter key="sicam_voltage_gain" value="$(U_ref)" />
    <parameter key="sicam_varhdr" value="CVCU_" />

    <!-- csv interface settings -->
    <parameter key="csv_test_power_gain" value="1" />
    <parameter key="csv_test_voltage_gain" value="1" />
    <parameter key="csv_test_varhdr" value="" />

    <!-- general inteface settings -->
    <parameter key="varhdr" value="$(VarInterface)_varhdr" />
    <parameter key="power_gain" value="$(VarInterface)_power_gain" />
    <parameter key="voltage_gain" value="$(VarInterface)_voltage_gain" />

  </parameters>
  <!-- Filter definition -->
  <filter sample_time="1">
    <moving_average id="average" buckets="60"/>
  </filter>

  <powergrid>

    <command id="csv_cmd" map=","quit">

      <var name="cmd_quit" type="bool" interface="csv_test" />
    </command>

    <!-- Interface definition -->
  </powergrid>
</config>
```

```

<opc id="opc" server="Matrikon.OPC.Simulation" group="PF" updatarate="1" deadband="0.0" />
<sicam id="sicam" project="DG_DEMO" onlinevar="CVCU" />

<!-- DG distributed generation -->
<var id="dg_0820_p_set" name="$(varhdr)DG_0820_P_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="0.010" max="0.601"/>
</var>
<var id="dg_0820_p_meas" name="$(varhdr)DG_0820_P_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="0.010" max="0.660"/>
</var>
<var id="dg_0820_q_set" name="$(varhdr)DG_0820_Q_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="-0.251" max="0.201"/>
</var>
<var id="dg_0820_q_meas" name="$(varhdr)DG_0820_Q_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="-0.300" max="0.300"/>
</var>

<var id="dg_0840_p_set" name="$(varhdr)DG_0840_P_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="0.010" max="2.401"/>
</var>
<var id="dg_0840_p_meas" name="$(varhdr)DG_0840_P_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="0.010" max="2.640"/>
</var>
<var id="dg_0840_q_set" name="$(varhdr)DG_0840_Q_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="-0.701" max="0.401"/>
</var>
<var id="dg_0840_q_meas" name="$(varhdr)DG_0840_Q_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="-0.900" max="0.600"/>
</var>

<var id="dg_0850_p_set" name="$(varhdr)DG_0850_P_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="0.010" max="0.801"/>
</var>
<var id="dg_0850_p_meas" name="$(varhdr)DG_0850_P_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="0.010" max="0.880"/>
</var>
<var id="dg_0850_q_set" name="$(varhdr)DG_0850_Q_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="-0.361" max="0.251"/>
</var>
<var id="dg_0850_q_meas" name="$(varhdr)DG_0850_Q_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)">
  <constraint min="-0.500" max="0.400"/>
</var>

<!-- CN critical nodes -->
<var id="cn_208_u_meas" name="$(varhdr)CN_208_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="cn_213_u_meas" name="$(varhdr)CN_213_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="cn_313_u_meas" name="$(varhdr)CN_313_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="cn_406_u_meas" name="$(varhdr)CN_406_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="cn_600_u_meas" name="$(varhdr)CN_600_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="cn_602_u_meas" name="$(varhdr)CN_602_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="cn_0820_dg_u_meas" name="$(varhdr)CN_0820_DG_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="cn_0840_dg_u_meas" name="$(varhdr)CN_0840_DG_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="cn_0850_dg_u_meas" name="$(varhdr)CN_0850_DG_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>

<!-- status -->
<var id="Status_ControllerActive" name="$(varhdr)Status_ControllerActive" interface="$(VarInterface)" type="double" />
<log parameter title="levelControlMode" parameter="levelControlMode" />
<log mode="read" title="Status_LevelControl_Set">
  <var id="Status_LevelControlSet" name="$(varhdr)Status_LevelControl_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" />
</log>
<log parameter title="rangeControlMode" parameter="rangeControlMode" />
<log mode="read" title="Status_RangeControl_Set">
  <var id="Status_RangeControlSet" name="$(varhdr)Status_RangeControl_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" />
</log>
<log mode="read" title="Status_RangeControl_Actual">
  <var id="Status_RangeControlActual" name="$(varhdr)Status_RangeControl_Actual" interface="$(VarInterface)" type="double" />
</log>
<var id="Status_VoltageViolation" name="$(varhdr)Status_VoltageViolation" interface="$(VarInterface)" type="double" />
<var id="Status_StatusBits" name="$(varhdr)Status_StatusBits" interface="$(VarInterface)" type="double" />
<log parameter title="voltageUL" parameter="U_UL" />
<log parameter title="voltageLL" parameter="U_LL" />

<!-- enable -->
<!-- there are multiple enables with multiple vars or references to vars allowed -->
<!-- multiple enables are ANDed, every single enable must be true to enable the element -->
<!-- and to enable a single enable, every variable of it must meet the condition-->
<var id="en_dg_0820" name="$(varhdr)DG_0820_Enabled" interface="$(VarInterface)" type="bool" />
<var id="en_dg_0840" name="$(varhdr)DG_0840_Enabled" interface="$(VarInterface)" type="bool" />
<var id="en_dg_0850" name="$(varhdr)DG_0850_Enabled" interface="$(VarInterface)" type="bool" />
<var id="en_tf_2" name="$(varhdr)TF_UW_LUN_2_Enabled" interface="$(VarInterface)" type="bool" />

<!-- topology selection -->
<var id="Topology" name="$(varhdr)Topology_Set" interface="$(VarInterface)" type="int" />

```

```

<setparameter id="topology_selector_manual" parameter="TopologySelector" map="normal, 7a">
  <ref id="Topology"/>
</setparameter>

<!-- OpCase 7a -->
<var id="SW_3301_BM152_Feld1" name="$(varhdr)SW_3301_BM152_Feld1" interface="$(VarInterface)" type="bool" />
<var id="SW_3301_BM152_180" name="$(varhdr)SW_3301_BM152_180" interface="$(VarInterface)" type="bool" />
<setparameter id="topology_selector_automatically" parameter="TopologySelector" map="normal, 7a">
  <ref id="Topology"/>
</setparameter>

<!-- transformer -->
<var id="TF_UM2_U_Meas" name="$(varhdr)TF_UW_LUN_2_U_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
  <constraint min="0.9" max="1.1"/>
</var>
<var id="TF_UM2_U_Set" name="$(varhdr)TF_UW_LUN_2_U_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)" >
  <constraint min="0.9" max="1.04"/>
</var>
<var id="TF_UM2_Tap_Meas" name="$(varhdr)TF_UW_LUN_2_Tap_Meas" interface="$(VarInterface)" type="int"/>
<var id="TF_UM2_Tap_Set" name="$(varhdr)TF_UW_LUN_2_Tap_Set" interface="$(VarInterface)" type="int">
  <!-- <constraint min="1" max="27"/> Check if integer constraints are implemented -->
</var>
<var id="TF_UM2_P_Meas" name="$(varhdr)TF_UW_LUN_2_P_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)" />
<var id="TF_UM2_Q_Meas" name="$(varhdr)TF_UW_LUN_2_Q_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(power_gain)" />
<var id="TF_UM2_Uhv_Meas" name="$(varhdr)TF_UW_LUN_2_Uhv_Meas" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="110">
  <constraint min="0.8" max="1.2"/>
</var>
<!-- offline simulation notifier -->
<var id="SIMULATOR_NOTIFICATION_VAR" name="$(varhdr)SIMULATOR_NOTIFICATION_OUT" interface="$(VarInterface)" type="int" />
<var id="SIMULATOR_NOTIFICATION_SET" name="$(varhdr)SIMULATOR_NOTIFICATION_IN" interface="$(VarInterface)" type="int" />
<setparameter id="LevelControllerMode" parameter="levelControlMode" map="off,centered,upperLimit,lowerLimit,minimumTapping">
  <ref id="Status_LevelControlSet" />
</setparameter>
<setparameter id="RangeControllerMode" parameter="rangeControlMode" map="off,Q,PQ">
  <ref id="Status_RangeControlSet" />
</setparameter>

<!-- set the voltage limits with process variables-->
<setparameter id="U_UL" parameter="U_UL" >
  <var name="$(varhdr)Voltageband UpperLimit_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
    <constraint min="0.9" max="1.1"/>
  </var>
</setparameter>
<setparameter id="U_LL" parameter="U_LL" >
  <var name="$(varhdr)Voltageband LowerLimit_Set" interface="$(VarInterface)" type="double" gain="$(voltage_gain)">
    <constraint min="0.9" max="1.1"/>
  </var>
</setparameter>

<!-- DG distributed generation -->
<!-- KW 0820 -->
<dg id="dg_0820" pq_control="yes">
  <p_set><ref id="dg_0820_p_set" /></p_set>
  <p_meas><ref id="dg_0820_p_meas" /></p_meas>
  <q_set>
    <threshold id="dg_0820_q_set_threshold_in" min="0.01" max="0.01">
      <log mode="write" title="dg_0820_q_set_threshold">
        <ref id="dg_0820_q_set" />
      </log>
    </threshold>
  </q_set>
  <q_meas><ref id="dg_0820_q_meas" /></q_meas>
  <!-- Maschine 1-->
  <pqconstraint mode="diagram" nominal_active_power="0.6">
    (-0.25 0) (-0.09 0.601) (0.2 0.601) (0.2 0)
  </pqconstraint>
  <!-- Maschine 2-->
  <!--<pqconstraint mode="diagram" nominal_active_power="0.35">
    (-0.15 0) (-0.05 0.351) (0.1 0.351) (0.1 0)
  </pqconstraint-->
  <enable mode="bool" value="true"><ref id="en_dg_0820" /></enable>
</dg>
<log mode="read" title="dg_0820_enable" ><ref id="en_dg_0820"/></log>

<!-- Critical nodes definition -->
<cn id="cn_208"><ref id="cn_208_u_meas" /></cn>
<cn id="cn_213"><ref id="cn_213_u_meas" /></cn>
<cn id="cn_313"><ref id="cn_313_u_meas" /></cn>
<cn id="cn_406"><ref id="cn_406_u_meas" /></cn>
<cn id="cn_600"><ref id="cn_600_u_meas" /></cn>
<cn id="cn_602"><ref id="cn_602_u_meas" /></cn>
<cn id="cn_0820_dg"><ref id="cn_0820_dg_u_meas" /></cn>
<cn id="cn_0840_dg"><ref id="cn_0840_dg_u_meas" /></cn>
<cn id="cn_0850_dg"><ref id="cn_0850_dg_u_meas" /></cn>

<tf id="TF2" du_tap_nom="0.01667" eberle_u_deadband="0.020004" neutral_tappos_min="12" neutral_tappos_max="14">
  <meas><ref id="TF_UM2_U_Meas" /></meas>
  <set><ref id="TF_UM2_U_Set" /></set>
  <tap_set><ref id="TF_UM2_Tap_Set" /></tap_set>
  <tap_meas><ref id="TF_UM2_Tap_Meas" /></tap_meas>
  <uhv_meas><ref id="TF_UM2_Uhv_Meas" /></uhv_meas>
  <enable mode="bool" value="true" ><ref id="en_tf_2"/></enable>
</tf>

</powergrid>

<!-- log -->
<!--<log mode="read" title=""><ref id="TF_UM2_Tap_Meas" /></log-->

```

```

<!-- Contribution matrix definition -->
<matrix id="normal" default="yes">
  <row_cn>
    cn_208,
    cn_213,
    cn_313,
    cn_406,
    cn_600,
    <!--cn_602,-->
    cn_0820_dg,
    cn_0840_dg,
    cn_0850_dg,
    TF2
  </row_cn>
  <col_dg>dg_0820,dg_0840,dg_0850</col_dg>
  <data_q>
    0, 0, 0,
    0.006885055, 0, 0.004971844,
    0, 0, 0,
    0, 0.006120205, 0,
    0, 0, 0,
    <!--0, 0, 0,-->
    0.006906172, 0, 0.00497123,
    0, 0.008761061, 0,
    0.004963436, 0, 0.005833249,
    0, 0, 0
  </data_q>
  <data_p>
    0, 0, 0,
    0.00915929, 0, 0.00657085,
    0, 0, 0,
    0, 0.00824819, 0,
    0, 0, 0,
    <!-- 0, 0, 0,-->
    0.00919337, 0, 0.00657004,
    0, 0.01180308, 0,
    0.00657238, 0, 0.00773685,
    0, 0, 0
  </data_p>
</matrix>

<matrix id="1a" default="no">
  <row_cn>
    cn_208,
    cn_213,
    cn_313,
    cn_406,
    cn_600,
    cn_602,
    cn_0820_dg,
    cn_0840_dg,
    cn_0850_dg,
    TF2
  </row_cn>
  <col_dg>dg_0820,dg_0840,dg_0850</col_dg>
  <data_q>
    0, 0, 0,
    0, 0, 0,
    0.00688506, 0, 0.00497184,
    0, 0, 0,
    0, 0, 0,
    0, 0, 0,
    0.00690617, 0, 0.00497123,
    0, 0, 0,
    0.00496344, 0, 0.00583325,
    0, 0, 0
  </data_q>
  <data_p>
    0, 0, 0,
    0, 0, 0,
    0.00915929, 0, 0.00657085,
    0, 0, 0,
    0, 0, 0,
    0, 0, 0,
    0.00919337, 0, 0.00657004,
    0, 0, 0,
    0.00657238, 0, 0.00773685,
    0, 0, 0
  </data_p>
</matrix>

<controller id="normal" default="yes">
  <strategy mode="$(controlStrategy)">
    <level mode="$(levelControlMode)" tf="TF2" voltage_upper_limit="$(U_UL)" voltage_lower_limit="$(U_LL)"
voltage_band_margin="$(voltageBandMargin)"/>
    <range mode="$(rangeControlMode)" matrix="normal"/>
  </strategy>
</controller>
<controller id="7a">
  <strategy mode="$(controlStrategy)">
    <level mode="$(levelControlMode)" tf="TF2" voltage_upper_limit="$(U_UL)" voltage_lower_limit="$(U_LL)"
voltage_band_margin="$(voltageBandMargin)"/>
    <range mode="$(rangeControlMode)" matrix="7a"/>
  </strategy>
</controller>
<topology mode="parameter" parameter="TopologySelector" />
</config>

```