

# **Grundsatzuntersuchung über die Blindleistungskompensation im österreichischen Übertragungsnetz**

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen  
Technische Universität Graz

Vorgelegt von  
Florian Javernik

Betreuer/BetreuerIn  
Prof. DI. Dr. Herwig Renner  
DI Herbert Popelka

Co-Betreuer/Co-Betreuerin  
DI. Stefan Führer  
Dr. DI. Katrin Friedl  
Dr. DI. Michael Weixelbraun  
DI. Klaus Köck

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I  
Telefon: (+43 316) 873 – 7551  
Telefax: (+43 316) 873 – 7553  
<http://www.ifea.tugraz.at>  
<http://www.tugraz.at>  
Graz /November – 2013



## EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtliche und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz , am 13.11.2013

Florian Javernik

## Kurzfassung

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird eine Grundsatzuntersuchung der Blindleistungskompensation im österreichischen Übertragungsnetz durchgeführt. In erster Linie werden die technischen Möglichkeiten der Kompensation, sowie deren Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit gegenübergestellt. Ein internationaler Vergleich im europäischen Übertragungsnetz soll Aufschluss, über das „Best-Practise“ der Blindleistungskompensations-Strategien ergeben.

In weiterer Folge sollen die Auswirkungen der Blindleistungskompensation, durch Drosseln die an die Transformatortertiärseite von Netzkuppel-Transformatoren geschaltet werden, sowohl für die Primärseite, als auch für die Sekundärseite des Transformators, dargestellt werden. Im Hinblick auf die Bauform von Leistungstransformatoren, insbesondere auf das Gesamt- bzw. Transportgewicht, wurde eine grobe Abschätzung mit Variation der Nennleistung der Tertiärwicklung durchgeführt.

Die Analyse von Spannungsniveaus und Blindleistungsbilanzen einiger ausgewählter Umspannwerke soll Aufschluss über den Bedarf an zusätzlichen Kompensationselementen geben. Auf das UW Hessenberg wird, aufgrund der Netztopologie des inner-österreichischen 220-kV-Netzes, genauer eingegangen.

Im Falle des Netzwiederaufbaus nach einem Spannungszusammenbruch (Black-out) müssen Kompensationsdrosseln berücksichtigt und für den Netzwiederaufbau eingeplant werden. So wurden zwei Leitungszüge, Malta – Bisamberg und Kaprun – Wien Südost, hinsichtlich deren Verhalten während eines Netzwiederaufbaus analysiert.

## Abstract

The aim of this thesis is a basic analysis of reactive power compensation in the Austrian transmission system. The focus is on the possibilities and necessities of compensation-techniques and their economic implications

In order to get an overlook of existing state of the art compensation techniques, an international comparison of transmission system operators, with focus on their strategies for reactive power compensation was made.

Furthermore, the impact of the reactive power compensation by a shunt- reactor mounted at the tertiary side of a transformer on the primary side as well as on the secondary side of the transformer should be investigated. By varying the nominal power of this tertiary winding, differences in construction characteristics, especially weight differences, applied on power-transformers shall be compared and evaluated.

In order to find out an eventual lack of shunt reactors, the voltage levels and reactive power balance of chosen substations are analysed. For this, a closer look at the substation Hessenberg was made, because of the specific 220 kV transmission system in central Austria.

In case of breakdown system collapse, one has to consider the shunt reactors when restoring the grid. For this, two long transmission lines, Malta to Bisamberg and Kaprun to Vienna- Southeast were analysed, in order to find out their behaving during a system restoration.

# Inhalt

<b>1. Einleitung .....</b>	<b>8</b>
<b>2. Vergleich und Gegenüberstellung der Möglichkeiten zur Blindleistungskompensation.....</b>	<b>9</b>
2.1. Allgemein .....	9
2.2. Passive und aktive Blindleistungskompensation.....	12
2.2.2. Induktive Blindleistungskompensation mit Kompensationsdrossel .....	12
2.2.2.1. Wirtschaftlicher Vergleich von Öl- und Luftdrossel.....	17
2.2.3. Kapazitive Blindleistungskompensation mit Parallelkondensatoren.....	19
2.3. Aktive Blindleistungskompensation.....	21
2.3.1. Static Var Compensation - SVC .....	21
2.3.2. STATCOM.....	25
2.3.3. Geregelte Serienkompensation – TCSC .....	27
2.3.4. Static Synchronous Series Compensation (SSSC).....	28
2.3.5. Synchronous Condenser .....	29
2.4. Zusammenfassung aktive Blindleistungskompensation:.....	30
2.5. Regeltransformatoren .....	30
<b>3. Strategien zur Blindleistungskompensation in Übertragungsnetzen.....</b>	<b>32</b>
3.1. Beschreibung des Fragebogens .....	32
3.2. Allgemeine Netzinformationen .....	34
3.3. Passive Kompensation im Übertragungsnetz .....	35
3.3.1. Induktive Kompensation bezogen auf die gesamte Systemlänge .....	37
3.4. Vergleich von Öl- und Luftdrossel .....	37
3.5. Aktive Kompensation im Übertragungsnetz.....	38
3.6. Weitere Möglichkeiten zur Kompensation.....	38
3.7. Strategie bei vermehrter Einspeisung durch RES.....	38

<b>4. Analyse der Wirkung von Drosseln bei Anschluss an der Tertiärseite eines Transformators.....</b>	<b>39</b>
4.1. Aufbau und Funktion eines Dreiwicklungstransformators .....	39
4.2. Ersatzschaltbild des Dreiwicklungstransformators.....	40
4.3. Berechnung von Spannungsänderungen bei Laständerungen.....	41
4.3.2. Spannungsänderungen bei unterschiedlicher Zuschaltung von Kompensationsdrosseln .....	43
4.4. Abschätzung auf die Auswirkung von Bauformen für Leistungstransformatoren.....	45
4.4.1. Berechnung des Gewichtes der Unterspannungswicklung .....	45
<b>5. Analyse von Spannungsniveaus und Blindleistungsbilanzen ....</b>	<b>48</b>
5.1. Spannungsanalyse von bestimmten Netzknoten .....	48
5.1.1. UW Dürnrrohr .....	49
5.1.2. UW Tauern .....	50
5.2. Spannungsniveau und Blindleistungsbilanz im UW Hessenberg.....	51
5.2.1. Verteilung von Wirk- und Blindleistung.....	54
5.2.2. Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung.....	55
5.2.3. Analyse der 220 kV - Freileitungen bezüglich deren Betriebsart.....	56
5.2.4. Analyse der Stufensteller.....	61
5.2.5. Blindleistungsflussanalyse.....	63
5.2.5.1. UW Kainachtal.....	64
5.2.5.2. UW Ternitz.....	65
5.2.5.3. Analyse des Blindleistungszeitverlauf .....	66
5.3. Kompensationseffekt im UW Hessenberg .....	67
<b>6. Berücksichtigung der Kompensationselemente beim Netzwiederaufbau .....</b>	<b>71</b>
6.1. Sicherheit in der Energieversorgung.....	71
6.2. Netzzusammenbruch .....	73
6.3. Netzwiederaufbau .....	75
6.3.1. Topologie und Kompensationseinrichtungen .....	75
6.3.2. Theorie zu Spannungsanhebungen durch Zuschaltung leerlaufender Leitungen	77

6.4. Simulationen .....	78
6.4.1. Leitungszug Kaprun – Bisamberg .....	79
6.4.2. Leitungszug Malta – Wien Südost .....	80
<b>7. Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>81</b>
<b>8. Quellenverzeichnis .....</b>	<b>83</b>

# 1. Einleitung

Der Betrieb des zusammengeschalteten europäischen Übertragungsnetzes zeigt eine steigende Dynamik und zunehmende Schwankungen der Leistungsflüsse, abhängig von der Tageszeit, der Jahreszeit und dem Wetter. Es ist jedoch nicht nur auf die Auswirkung der Wirkleistung zu achten, sondern auch auf die Blindleistungsbilanzen und die zugehörige Spannungshaltung. Besonders während „Off-Peak“ Zeiten, in welchen das Netz weniger belastet ist sowie durch die Zusammenschaltung mit benachbarten Netzen kommt es zu einer Erhöhung der Betriebsspannungen, die zeitweise durch den Einsatz von Blindleistungs-Kompensationselementen reduziert werden müssen.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Recherche der derzeitigen Möglichkeiten der Blindleistungskompensation. Die Recherche erfolgt in Form einer Literaturrecherche und über einen Fragebogen der innerhalb der Europäischen Netzbetreiber verschickt wird.

In weiterer Folge soll die Wirkung von Kompensationsdrosseln auf die Primär- und Sekundärseite des Transformators, sofern die Drosseln an die Tertiärseite zugeschaltet werden, untersucht werden. Die Untersuchung wird mit dem Simulationsprogramm NEPLAN durchgeführt.

Es ist auch die Aufgabe, ausgewählte Umspannwerke auf deren Spannungsniveaus und Blindleistungsbilanzen, zu untersuchen. Insbesondere wird auf das Umspannwerk in Hesselberg eingegangen, wo eine detailliertere Analyse erfolgt und bei Bedarf von Kompensationseinrichtungen, sollen Kompensationselemente auch vom wirtschaftlichen Aspekt betrachtet werden.

Im Falle eines Netzwiederaufbaus sollen die zwei Leitungszüge Malta – Wien Südost und Kaprun – Bisamberg hinsichtlich deren Spannungsniveaus entlang der Leitungen beim Zuschalten langer leerlaufender Leitungen untersucht werden. Die vorhandenen Kompensationselemente entlang dieser Leitungszüge sollen in das Konzept mit eingebunden werden. Es soll untersucht werden, ob genügend Kompensationselemente vorhanden sind, sodass die Spannungsniveaus entlang dieser Leitungszüge, innerhalb akzeptabler Limits gehalten werden können. Eine Simulation erfolgt mit NEPLAN und beinhaltet keine dynamischen Untersuchungen.

## 2. Vergleich und Gegenüberstellung der Möglichkeiten zur Blindleistungskompensation

### 2.1. Allgemein

Die Blindleistungskompensation erfolgt in der Regel immer in der Nähe von Verbrauchern, da dadurch die Übertragung von Blindleistung vermieden wird. Die Spannung sollte im gesamten System innerhalb akzeptabler Limits sein, da bei dauerhaft überhöhter Spannung die Lebensdauer von Betriebsmitteln sinkt. Laut IEC 60038 sind in den Netzebenen folgende maximalen Spannungswerte dauernd einzuhalten:

- 380kV Netzebene: 420kV
- 220kV Netzebene: 245kV
- 110kV Netzebene: 123kV [9]

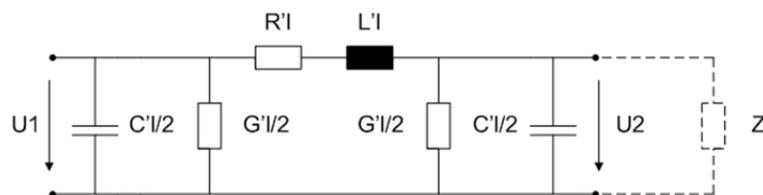


Abbildung 1 PI-Ersatzschaltbild einer Freileitung

$Z_E$ ...Eingangsimpedanz

$Z_W$ ...natürlicher Wellenwiderstand

$Z$ ...Abschlusswiderstand

Mit der Ermittlung des natürlichen Wellenwiderstandes stellt sich eine natürliche Leistung ein:

$$P_{nat} = 3 * \left(\frac{U_N}{\sqrt{3}}\right)^2 * \frac{1}{Z_W} \quad \text{Formel 1}$$

**Übernatürlicher Betrieb:** Wenn für den Abschlusswiderstand  $Z < Z_w$  gilt, so weist die Eingangsimpedanz und somit die Freileitung induktives Verhalten auf. So wird sich bei einem relativ niederohmigen Abschlusswiderstand ein sehr großer Laststrom einstellen. Im Vergleich zum Eingangswert der Spannung verringert sich die Ausgangsspannung mit steigender Leitungslänge. Da im Fall  $Z < Z_w$  eine größere Wirkleistung als im natürlichen Betrieb übertragen wird, nennt man diesen Zustand einen übernatürlichen Betrieb.

**Unternatürlicher Betrieb:** Dieser Fall liegt dann vor, wenn der Abschlusswiderstand die Bedingung  $Z > Z_w$  erfüllt. Es überwiegt das kapazitive Verhalten der Freileitung. Der Laststrom ist verhältnismäßig klein. Die Spannung am Leitungsende ist somit höher als die Eingangsspannung. Eine unbelastete Leitung sollte unbedingt vermieden werden, da es zur höchsten Spannungserhöhung kommt.

### **Spannungsstabilität:**

Die Voraussetzung für die Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität ist eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz und eine entsprechende Blindleistungsreserve der Kraftwerke.

### **Statische Spannungsstabilität:**

*Ein Energieübertragungsnetz mit einer vorgegebenen Belastung (Arbeitspunkt) ist stabil im Sinne der statischen Blindleistungsstabilität, wenn die Spannungen nach einer kleinen Belastungsänderung gleich oder annähernd gleich groß sind, wie vor der Belastungsänderung.[6]*

Folgendes Stabilitätskriterium ist für einen stabilen Arbeitspunkt gültig:

$$\frac{\partial U_2}{\partial Q_2} < 0 \quad \text{Formel 2}$$

$U_2$ ...Spannung am Verbraucher

$Q_2$ ...Blindleistung am Verbraucher

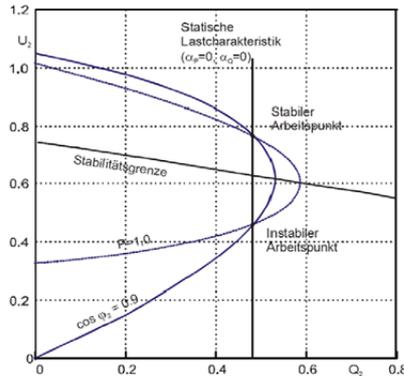


Abbildung 2 U/Q Kennlinie [6]

### Dynamische Spannungs/Blindleistungs-Stabilität:

*Ein Versorgungsnetz mit einem vorgegebenen Belastungszustand, in dem eine größere Störung auftritt, ist stabil hinsichtlich der dynamischen Blindleistungsstabilität, sofern das Netz hinsichtlich der Spannungen in den Lastknoten nach der Störung wieder eine stabile Gleichgewichtslage erreicht. [6]*

Eine solche dynamische Analyse und Beurteilung erfolgt mit Hilfe von Simulationen im Zeitbereich, d.h. es wird der zeitliche Verlauf der Effektivwerte berechnet.

## 2.2. Passive und aktive Blindleistungskompensation

Die Auswahl und Koordination von Kompensationseinrichtungen ist die größte Herausforderung in Übertragungssystemen. Die Spannungshaltung in Abhängigkeit von Blindleistungsverbrauch, Erzeugung und die Regelung des Blindleistungsflusses erfolgt auf jeder Spannungsebene im System.

Die Einrichtungen der Spannungsregelung sind wie folgt klassifiziert:

- Bereitstellung von Blindleistung über rotierende Maschinen
- Statische Blindleistungsbereitstellung über Parallelkondensator/Spule und Static Var Compensator (SVC)
- Serienkompensation der Leitungsreaktanz
- Regeltransformatoren

Ein idealer Blindleistungskompensator sollte folgende Punkte erfüllen:

- Dieser stellt eine annähernde konstante Spannung in jedem Punkt des Übertragungssystems sicher.
- Er garantiert die Spannungsqualität und Versorgungssicherheit.
- Die Bereitstellung an Blindleistung erfolgt möglichst ökonomisch.

### 2.2.2. Induktive Blindleistungskompensation mit Kompensationsdrossel

Kompensationsdrosseln sind für die Kompensation des Ferranti-Effekts bei schwach belasteten Leitungen bzw. zur Kompensation von Kabeln, die ein kapazitives Verhalten aufweisen, geeignet. Sie arbeiten als Blindleistungsverbraucher. Normalerweise verwendet man Kompensationsdrosseln ab einer Freileitungslänge von ca. 100km. Die Kompensationsdrosseln werden entweder an die Primärseite, Sekundärseite oder Tertiärseite von Übertragungstransformatoren geschaltet.

Es gibt grundsätzlich zwei Hauptanwendungsgebiete von Drosseln:

- Kompensation von kapazitiv wirkenden Kabeln: In diesem Fall sind die Drosseln permanent zugeschaltet.
- Regelung des Spannungsniveaus: In diesem Fall werden die Drosseln zu Schwachlastzeiten zugeschaltet um dem Spannungsanstieg entgegen zu wirken.

Im Normalfall sind die Drosseln an beiden Enden einer Leitung angebracht, um eine gleichmäßige Kompensation zu erreichen.

Es gibt zwei Ausführungsformen von Drosseln:

- Trockentyp
  - Drossel mit Luftspaltbehafteten Kern
  - Kernlose Drossel
- Öldrossel

Ausschlaggebend für eine Drossel ist aber nicht nur die Bauweise, sondern auch die Verwendung bzw. ob die Induktivität auch veränderbar ist.

#### **Konstante Kompensationsdrossel – Fixed Shunt Reactor:**

Konstante Kompensationsdrosseln sind bereits über Jahrzehnte im Einsatz. Man spricht von konstanten Drosseln, weil deren Induktivität konstant ist. Die induktive Blindleistung, die konsumiert wird, berechnet man wie folgt:

$$Q_R = \frac{U^2}{X_R} = X_R I_R^2 = \sqrt{3} U I_R \quad \text{Formel 3}$$

$$X_R = L_R \omega \quad \text{Formel 4}$$

$Q_R$ ...Blindleistung in Var, die in der Drossel umgesetzt wird

$U$ ...verkettete Spannung in V am Punkt wo die Drossel zugeschaltet wird

$X_R$ ...Reaktanz in Ohm

$L_R$ ...Induktivität in Henry

$I_R$ ...Strom durch die Induktivität in Ampere

Die Kompensationsdrossel wird charakterisiert durch folgende Punkte:

- Nennleistung in Var (bei Nennspannung)
- Nennspannung in Volt
- Frequenz
- Anzahl der Phasen
- Isolation
- Erwärmung
- Geräuschpegel
- Linearitätseigenschaft

Der Trockentyp wird hauptsächlich an die Tertiärwicklung von Transformatoren zugeschaltet, da hier die Spannungsfestigkeit bis ca. 34,5 kV ausreicht.

Auf der anderen Seite erreichen die ölisierten Drosseln höhere Spannungsniveaus ( $U > 40 \text{ kV}$ ). Hinsichtlich des Kernaufbaus unterscheidet man bei Öldrosseln zwei Typen:

- Gestuftes Kerndesign
- Manteltyp

Das gestufte Kerndesign hat unterteilte Schenkel in Stahlkernbauweise, die dem Fünfschenkelkern-Aufbau eines Transformators ähneln.

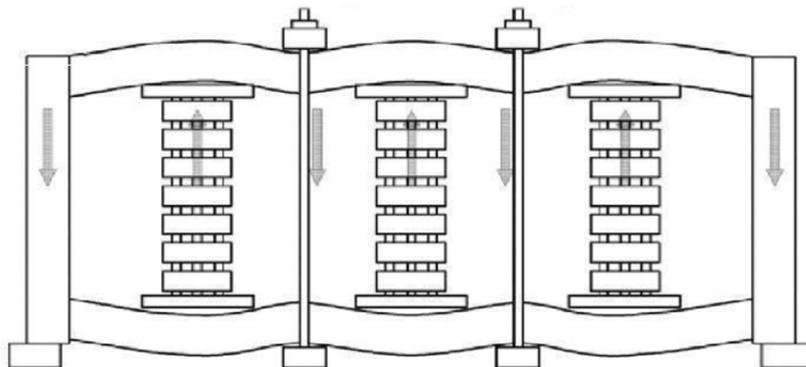


Abbildung 3 Aufbau einer 3-phasigen Drossel [8]

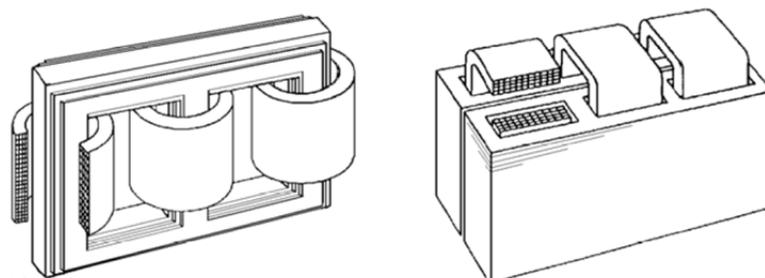


Abbildung 4 Links: gestuftes Kerndesign Rechts: Manteltyp [8]

Das Ziel ist, eine definierte Induktivität mit einer gewissen Luftspatllänge zu erreichen, um bei Nennspannung, die geforderte Blindleistung zu verbrauchen. Es gibt zwei Möglichkeiten: Entweder wird ein großer Luftspalt mit einer erheblichen Länge eingebaut, oder es werden mehrere kleine hintereinander angebracht. Im Normalfall werden viele kleine Luftspalte implementiert, um Streuflüsse zu minimieren. Die Wirkverluste einer Drossel sind im Allgemeinen in der Größenordnung von ca. 0,2% der Nennleistung.

Ein Problem entsteht durch die unterschiedlichen Magnetfelder im Kern. Es entstehen pulsierende Kräfte, die zum Stromquadrat proportional sind. Diese Kräfte pulsieren mit der doppelten Netzfrequenz. Daher muss das Schenkelsystem, inklusive Kern, sehr kompakt und fest ausgeführt sein, um diesen Kräften entgegen zu wirken. Der Geräuschpegel wird dadurch auch minimiert.

### **Variable Kompensationsdrosseln – Variable Shunt Reactor (VSR)**

In manchen Anforderungen ist es erforderlich, dass der Blindleistungsverbrauch stufenweise geregelt wird. In diesem Fall müssten mehrere Drosseln zu- und weggeschaltet werden, um auf ein bestimmtes Verhältnis zu kommen. Es werden mehrere Leistungsschalter benötigt und es wird auch mehr Platz im Umspannwerk erforderlich sein. Bei einer variablen Drossel kann die Induktivität stufenweise durch unterschiedliche Windungsanzapfung verändert werden. Die Regelungsgeschwindigkeit ist abhängig vom Prinzip der Stufenschaltung, bewegt sich aber im Sekundenbereich.

Generell, wenn eine langsame Variation der Belastung im Netz vorherrscht, arbeitet eine variable Drossel als effektivste Blindleistung - Kompensationseinheit. ABB verkaufte in den letzten Jahren ca. 16 variable Drosseln in Richtung USA, Schweden, Norwegen und Dänemark. Die größte variable Drossel weist eine Nennspannung von 400 kV auf und kann sich im Bereich von 120 – 200 MVar bewegen. Die Regelung erfolgt innerhalb von 300 Sekunden, um vom Minimalwert durchgehend auf den Maximalwert zu erhöhen.

Die Vorteile gegenüber einer konstanten Einheit:

- Schalthandlungen und Spannungssprünge können durch Zu- und Wegschalten von konstanten Drosseln reduziert werden.
- Variable Drosseln kommen auch in Windparks zum Einsatz, um die Blindleistungsschwankungen zu kompensieren.
- Es besteht auch die Möglichkeit für eine Verwendung zur Kompensation von saisonalen Lastschwankungen. Durch die Variabilität kann das Spannungsniveau fein angepasst werden.
- Die Anzahl der Leistungsschalter lässt sich reduzieren indem man zwei fixe Drosseln mit einer variablen Drossel ersetzt.

Der Blindleistungsverbrauch ist proportional zum Quadrat der Spannung. Geht man von einem konstanten Spannungsniveau aus, so ist die Blindleistung indirekt proportional zur Induktivität. Wenn die Induktivität größer wird, so sinkt der Strom durch die Drossel und es wird automatisch weniger Blindleistung verbraucht. . In Formel 6 ist die Proportionalität von Induktivität und Quadrat der Windungszahl zu erkennen. Wenn die minimale Anzahl an Windungen angeschlossen ist, so wird die maximale Blindleistung verbraucht, bei maximaler Windungsanzapfung wird minimale Blindleistung verbraucht

$$L_R = \frac{\mu N^2 A}{l} \quad \text{Formel 5}$$

$\mu$ ...magnetische Permeabilität des Kernmaterials

$l$ ...ist die physikalische Länge der Spule

$A$ ...Querschnitt, der durch den Hauptfluss erreicht wird

$N$ ...Anzahl der Windungen

### 2.2.2.1. Wirtschaftlicher Vergleich von Öl- und Luftdrossel

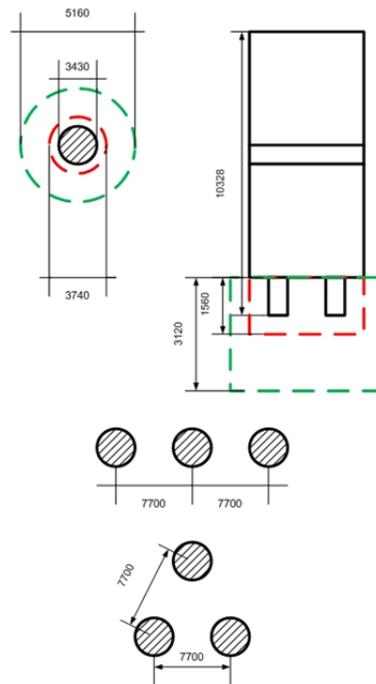
Um einen wirtschaftlichen Vergleich von Öl- und Luftdrossel durchzuführen, wurden bei unterschiedlichen Herstellern bezüglich deren Investitionskosten (Richtpreise) nachgefragt.

Die Abmessungen der unterschiedlichen Typen sind von Bedeutung und stehen gemeinsam mit den technischen Daten und Investitionskosten in der folgenden Tabelle:

-	Drosseltyp	
	Öl	Luft
Technische Daten	Öl	Luft
Nennspannung in kV	220	220
Nennleistung in MVA	100	100
Schalleistungspegel in dB	85	85
Verlustleistung in kW	270	270
Länge in m	7,5	siehe Abb. 5
Breite in m	6	siehe Abb. 5
Höhe in m	9	10,3
Grundfläche in m <sup>2</sup>	45	90 bzw. 160
Investitionskosten in €	<b>940.000</b>	<b>750.000 - 885.000</b>

**Tabelle 1 Wirtschaftlicher Vergleich von Öl- und Luftdrossel**

Die Abmessungen und Aufstellungsvarianten der Luftdrossel sind in Abbildung 5 dargestellt:



**Abbildung 5 Abmessungen und Aufstellungsvarianten**

Der grüne Bereich in Abbildung 5 gibt den einzuhaltenden Abstand zu leitfähigen Teilen an. Die Aufstellungsvarianten benötigen eine Grundfläche  $90 \text{ m}^2$  (in Reihe) bzw.  $160 \text{ m}^2$  (in Dreieck) und somit mindestens die doppelte Grundfläche der Öldrossel.

Hinsichtlich der Investition von Öldrosseln, müssen weitere Kosten für ein entsprechendes Fundament und einer Löschanlage berücksichtigt werden.

### 2.2.3. Kapazitive Blindleistungskompensation mit Parallelkondensatoren

In Übertragungssystemen ist es erforderlich, die Spannung aufrecht zu erhalten, um den Wirkleistungstransport sicherzustellen. Ein Mangel an Blindleistung vor Ort führt zum Blindleistungstransport innerhalb des Übertragungssystems über weite Strecken, zu einer stärkeren Auslastung von Betriebsmitteln und zu Spannungsabfällen. Wenn enormer Blindleistungsbedarf besteht und dieser nicht gedeckt wird, kommt es in Extremfällen zum Spannungszusammenbruch und zu Netzausfällen. In der Industrie benötigen Elektromotoren und andere Einrichtungen Blindleistung um Magnetfelder aufzubauen, deshalb ist es notwendig den Blindleistungsbedarf nahe dem Verbraucher bereitzustellen, um den Transport im Übertragungsnetz zu vermeiden.

Parallelkondensatoren arbeiten als Blindleistungserzeuger. Die ersten Kondensatoren wurden bereits Anfang des 20. Jahrhunderts verwendet. Heutzutage liegen die Vorteile in den geringen Kosten und deren Flexibilität in der Montage. Es werden eine oder mehrere Kondensator-Einheiten mit Hilfe von Leistungsschaltern zugeschaltet. In der Regel wird eine Drossel in Serie zu den Kondensatoren geschaltet, um transiente Vorgänge zu dämpfen und um Oberschwingungen zu reduzieren.

#### **Kondensatorbatterien auf offenem Metallgestell – Open Rack Capacitor banks**

Open-Rack-Banks sind flexible Konzepte, die eine sehr kompakte Lösung bezüglich des Platzbedarfs darstellen. Die Konfiguration und Leistung lässt sich in einem umfassenden Bereich variieren. Die Kondensator-Einheiten sind auf einem Metallgestell in Serie und parallel geschaltet. Man unterscheidet zwischen intern und extern abgesicherten sowie sicherungslosen Kondensatorbatterien.

#### **Intern abgesicherte Kondensatoren:**

Diese Kondensatoren haben Sicherungen zur Strombegrenzung. Eine Sicherung ist in Serie mit jedem Kondensator-Element geschaltet. Die Sicherungen sind so konzipiert, dass interne Fehler auf Komponentenebene isoliert werden, um den Betrieb der fehlerfreien Komponenten zu gewährleisten.

Vorteile:

- kosteneffektiv
- große kVar-Einheiten
- wenige aktive Teile ungeschützt
- verminderte Zeit und Kosten für Installation und Wartung
- ca. 50 Jahre Erfahrung

**Extern abgesicherte Kondensatoren:**

Hier wird ein externer Schutz verwendet. Generell enthält diese Konstruktion unter anderem ein Gestell, Kondensatoren, Isolatoren, Sicherungen, Schalter, Schiefastschutz-Schema und eine strombegrenzende Drossel.

Vorteile:

- Schaltanzeige für durchgebrannte Sicherungen
- Es werden kleine kVAr-Einheiten verwendet
- Ca. 70 Jahre Erfahrung

**Sicherungslose Kondensatoren:**

Diese Schaltanlageneinheit verwendet ein Schiefast-Schutz-Schema als Hauptschutz. Bei dieser Konstruktion gibt es keine interne oder externe Sicherung. Die Kettenanordnung bietet ein sehr zuverlässiges und kostengünstiges Design für Kondensatoren von 35kV und darüber.

## 2.3. Aktive Blindleistungskompensation

Basierend auf dem Einsatz zuverlässiger Hochgeschwindigkeits-Leistungselektronik entstanden unterschiedliche FACTS (Flexible AC Transmission System) Elemente. Die Grundlage der aktiven Blindleistungskompensation ist die schnelle Erfassung der Istwerte von Strom und Spannung und das schnelle Ansprechverhalten der Halbleiterelemente.

### 2.3.1. Static Var Compensation - SVC

Eine alternative Entwicklung des Phasenschiebers ist die Entwicklung der SVC, jedoch mit dem Vorteil der schnelleren Ansprechzeit. Eine SVC Anlage besteht aus Standard-Kompensationselementen, wie Drosseln und Kondensatoren, die jedoch mit Thyristoren gesteuert sind, um variable Blindleistung zu liefern. Man unterscheidet zwischen:

- Thyristor Controlled Reactor
- Thyristor Controlled Reactor & Fixed Capacitor
- Thyristor Switched Capacitor

#### Thyristor gesteuerte Drossel:

Die TCR Einheit besteht aus zwei antiparallel geschalteten Thyristoren, die eine Spule ansteuern. Wenn der Steuerwinkel  $\alpha=90^\circ$  beträgt, so erreicht der Strom durch die Spule ein Maximum und es wird maximale Blindleistung verbraucht. Je höher der Steuerwinkel ( $\alpha>90^\circ$ ), desto geringer ist der Blindstrom in der Spule und damit auch die Blindleistung, die verbraucht wird.

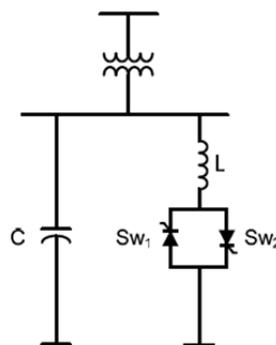


Abbildung 6 TCR mit konstantem Kondensator [3]

$$I_1 = \frac{U_{rms}}{\pi\omega L} (2\pi - 2\alpha + \sin(2\alpha))$$

Formel 6

$I_1$ ...Strom durch die Drossel

Um niederfrequente harmonische Schwingungen zu filtern, werden die TCR Elemente in Dreieckschaltung ausgeführt und passive Filter werden zugeschaltet.

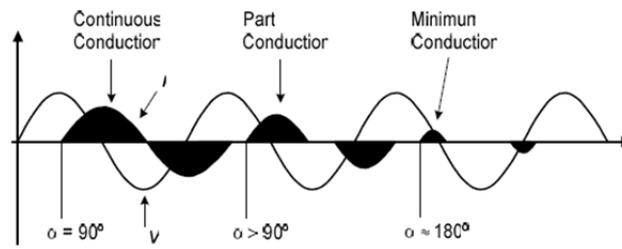
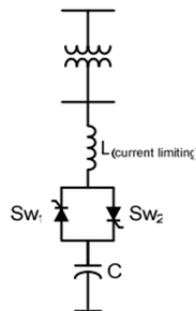


Abbildung 7 Strom durch die Drossel [3]

### Thyristor gesteuerter Kondensator:

Thyristor Switched Capacitor sind Parallelkondensatoren, die in kleine angemessene Teilkapazitäten aufgeteilt sind und über antiparallele Thyristoren angesteuert werden. Eine kleine Induktivität dient zur Begrenzung des Stromes durch die Thyristoren. Beim Einschalten von Kondensatoren gibt der Regler einen Zündimpuls an die Thyristoren weiter. Dieser Zündimpuls erfolgt immer im Spannungsnulldurchgang, um einen Einschwingvorgang zu verhindern. Im darauffolgenden Nulldurchgang sperrt der Thyristor wieder und der antiparallele Thyristor wird gezündet.



**Abbildung 8 Thyristor gesteuerter Kondensator mit strombegrenzende Drossel [3]**

Der Strom durch die Thyristoren ist gegeben durch:

$$i(t) = \frac{U_m}{X_C - X_L} \cos(\omega t) - \frac{U_m}{X_C - X_L} \cos(\omega t) - \frac{U_{C0}}{\omega_r L} \sin(\omega_r t) \quad \text{Formel 7}$$

$U_m$ ...momentanes Spannungsmaximum

$U_{C0}$ ...Kondensatorspannung zum Zeitpunkt 0

Die Vorteile einer TSC Anlage:

- Stufenweise Steuerung
- Durchschnittliche Reaktionszeit eine halbe bis eine ganze Periode
- Keine Erzeugung von Oberschwingungen

Nachteile:

- Doppelte Sperrspannung durch den Thyristor, der nicht beschaltet ist.
- Thyristor muss gegen transiente Leitungsspannung und Erdschlussstrom geschützt werden.

Eine attraktive Lösung zur Beseitigung von Nachteilen bietet das Ersetzen eines Thyristors durch eine Diode. So kann der hohe Einschaltstrom vermieden werden, wenn der Thyristor zur richtigen Zeit gezündet wird. Der Thyristor sollte dann gezündet werden, wenn die anliegende Spannung ein negatives Maximum aufweist.

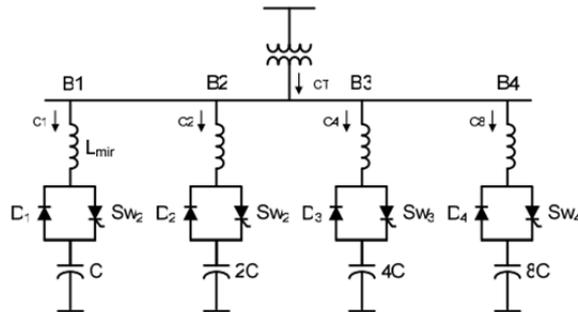


Abbildung 9 Anordnung mehrerer TSC-Einheiten [3]

Somit können die Stromspitzen vermieden werden, da der Einschaltstrom von Null beginnend sich einem Sinusstrom annähert. Erreicht die Kondensatorspannung die negative Versorgungsspannung, wird der Thyristor blockieren. Somit muss nur ein Thyristor gesteuert werden. Die Leistungsregelung wird durch eine binäre Staffelung der Kondensatorbatterien wie in Abbildung 9 erreicht. Ein Nachteil dieser Anordnung ist die Ansprechzeit von mindestens einer ganzen Periode. [3] Wenn TCR zusätzlich zu TSC verwendet wird, lässt sich die Blindleistung in angemessene Schritte unterteilen. Durch diese Kombination wird eine kontinuierliche Blindleistungskompensation erreicht. Wenn Blindleistung durch das TCR/TSC Element absorbiert werden soll, wird die TSC Einheit unterbrochen und die Spule (TCR) voll angesteuert ( $\alpha=90^\circ$ ). Wenn TCR und TSC gleichzeitig koordiniert werden, kann die Blindleistung stufenlos gesteuert werden. Die Vorteile liegen in der flexiblen Steuerung, jedoch für die Investition beider Einheiten fallen höhere Kosten an.

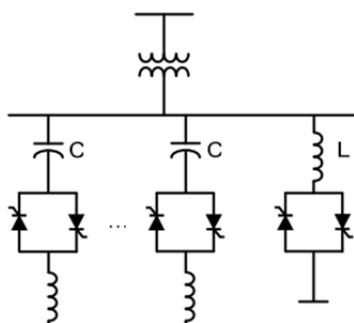


Abbildung 10 Kombination aus TSC und TCR [3]

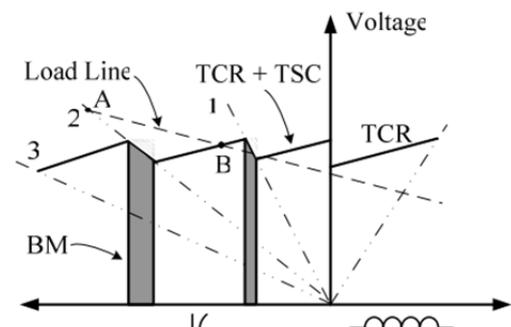


Abbildung 11 Regelungsbereich bei TSC und TCR [3]

### 2.3.2. STATCOM

Hauptelemente von selbst-kommutierenden VAR Kompensatoren sind Gate gesteuerte Halbleiter. Es handelt sich hierbei um Umrichter, die im Ausmaß der Nennleistung des Umrichters, Blindleistung mit dem Netz austauschen können. Um die hohe Belastbarkeit der Halbleiter sicherzustellen, werden mehrere in Serie geschaltet.

$$-S_N < Q < S_N \quad \text{Formel 8}$$

Der größte Vorteil solcher Anlagen liegt darin, dass keine großen passiven Bauteile angeschafft werden müssen. So wird der Platzbedarf erheblich reduziert. Die Blindleistungskompensation geschieht über die Veränderung der Amplitude der Ausgangsspannung, welche über die Pulsweitenmodulation kontrolliert wird.

$$I_B = \frac{U_1 - U_{mod}}{X}$$

$$Q = U_1 I_B = \frac{U_1^2 - U_1 U_{mod}}{X} \quad \text{Formel 9}$$

Q... Blindleistung

$U_1$ ...Spannung, die am Umrichter anliegt

$U_{mod}$ ...modulierte Spannung am Umrichter

$I_B$ ...Betriebsstrom des Umrichters

Wenn  $U_{mod} > U_1$  ist, erzeugt der Umrichter Blindleistung und wirkt kapazitiv, bei  $U_{mod} < U_1$  wird Blindleistung verbraucht.

Die derzeit größte installierte STATCOM von ABB befindet sich in Cerro Navia in Chile und hat ein Blindleistungsregelvermögen von 65 MVar induktiv bis 140 MVar kapazitiv. [20]

Im Vergleich zu SVC hat STATCOM folgende Vorteile:

- Kann Blindleistung erzeugen ohne passive Bauelemente, sinngemäß wird die Möglichkeit an Resonanz in kritischen Punkten reduziert.
- Seit dem das Ansprechverhalten von IGBT und IGCT schneller geworden ist, ist die Ansprechzeit unter der Netzperiodendauer. Dies hat Vorteile in der Präzision und Kontinuität, die Schnelligkeit ist im Grunde nur durch die Schaltfrequenz begrenzt.
- Die dynamische Eigenschaft bei geringerer Spannung ist besser.
- Da keine passiven Elemente vorhanden sind, wird auch beim Platz eingespart.

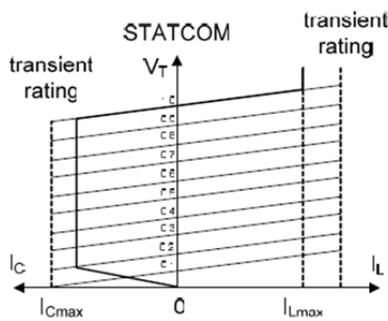


Abbildung 12 Induktiver und kapazitiver Regelungsbereich [3]

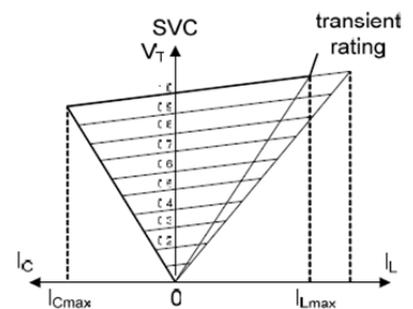


Abbildung 13 Regelungsbereich Static Var Compensation [3]

### 2.3.3. Geregelte Serienkompensation – TCSC

Geregelte Serienkompensation – Thyristor Controlled Series Compensation ist eine geregelte Serienimpedanz, die die effektive Leitungslänge reduzieren kann. Realisiert wird diese Serienkompensation durch die Parallelschaltung eines Thyristor Controlled Reactor und einem Kondensator.

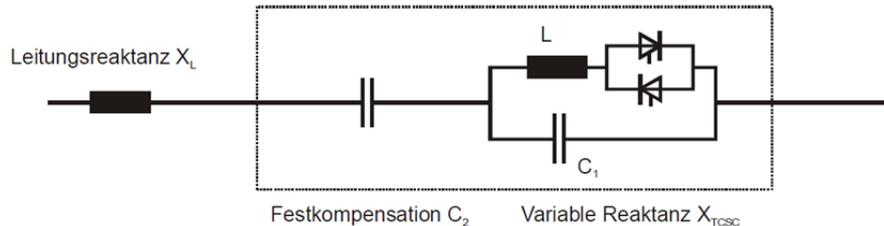


Abbildung 14 Thyristor Controlled Series Compensation mit Festkompensation [6]

Die Gesamtimpedanz ergibt sich zu:

$$X_{TCSC} = \frac{1}{-\omega C_1 + \frac{2\pi - 2\alpha + \sin(2\alpha)}{\omega L \pi}} \quad \text{Formel 10}$$

Die Serienkompensation verringert die Übertragungsreaktanz, erhöht zugleich die maximal übertragbare Leistung und reduziert die effektiven Blindverluste ( $I^2X$ ). Somit leistet TCSC einen Beitrag zur Spannungskontrolle und Blindleistungsbalance.

Die Blindleistung, die durch die Serienkapazität produziert wird, steigt mit steigender Leistungsübertragung.

#### Gliederung der Arbeitsbereiche:

**Sperrbetrieb:**  $\alpha=180^\circ$ , hierbei befinden sich die Thyristoren im Sperrbetrieb und die wirksame Reaktanz entspricht der Reaktanz des Serienkondensators  $C_1$ . ( $L=\infty$ )

#### Umgebungsbetrieb:

Wenn die Thyristorventile dauernd bei  $90^\circ$  gezündet werden, bleibt der Stromfluss über die gesamte Periode aufrecht. In dieser Betriebsart ( $X_L \ll X_C$ ) ist die Kondensatorspannung wesentlich geringer. Diese Betriebsart wird Umgebungsbetrieb genannt, da bei auftretenden Kurzschlüssen die hohe Beanspruchung des Kondensators vermieden wird.

#### Kapazitiver und induktiver Verstärkungsbetrieb:

Durch die Variation des Zündwinkels zw.  $90$  und  $180^\circ$  kann TCSC sowohl kapazitives als auch induktives Verhalten aufweisen.

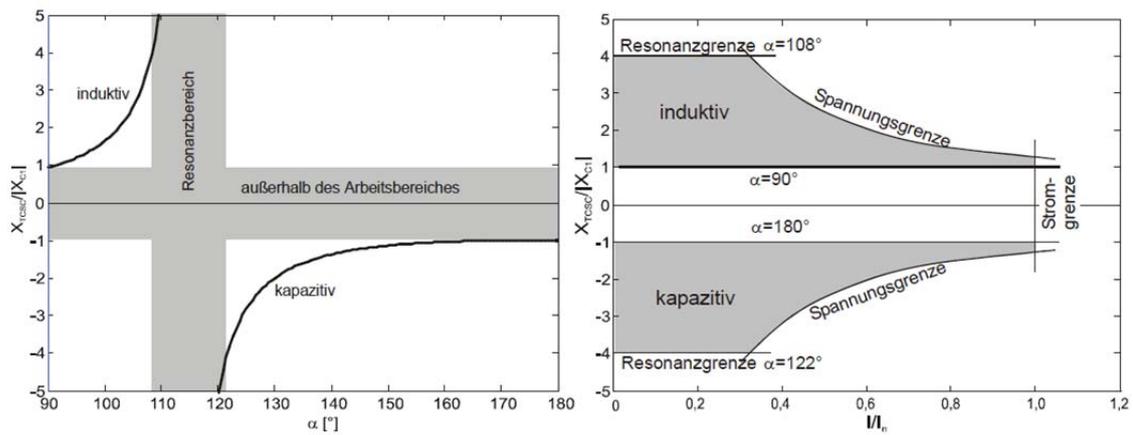


Abbildung 15 Arbeitsbereich TCSC [6]

Jener Arbeitsbereich, der nicht zur Verfügung steht, ist grau hinterlegt. Im Bereich zwischen  $110 - 120^\circ$  liegt parallele Resonanz vor. Dieser Betrieb muss vermieden werden.

### 2.3.4. Static Synchronous Series Compensation (SSSC)

Die Arbeitsweise einer SSSC Anlage ist ähnlich der Arbeitsweise einer STATCOM-Einrichtung. Während letztere parallel angeschlossen wird, erfolgt der Anschluss eines SSSC über einen Serientransformator. Es wird über einen selbstgeführten Umrichter mit diesem Serientransformator eine Zusatzspannung ins Netz eingespeist. Diese Zusatzspannung weist eine um  $\pm 90^\circ$  phasenverschobene Spannung zum Leitungsstrom auf und ist daher vor- oder nachteilig gegenüber dem Strom. Wenn im Gleichspannungskreis des Umrichters nur ein Glättungskondensator vorhanden ist, so kann mit dem Netz nur Blindleistung ausgetauscht werden. Der wesentliche Unterschied zur Thyristorgesteuerten Serienkompensation ist jener, dass die eingespeiste Zusatzspannung nicht abhängig von der Größe des Leitungsstromes und somit unabhängig davon kontrollierbar ist.

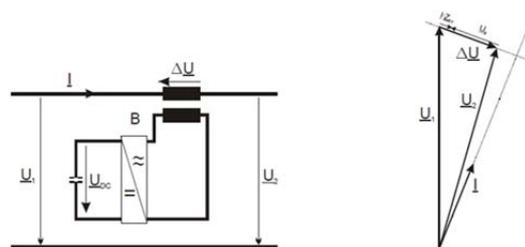


Abbildung 16 Schaltbild und Zeigerdiagramm SSSC [6]

### 2.3.5. Synchronous Condenser

Beim Synchronous Condenser handelt es sich um einen Synchrongenerator, der zur Erzeugung/zum Verbrauch von Blindleistung im Phasenschieberbetrieb verwendet wird. Dieser Synchrongenerator wird im Unterschied zu einem herkömmlichen Synchrongenerator nicht mechanisch angetrieben. Die Regelung der Blindleistungsbilanz wird durch die Variation des Erregerstromes erreicht. Synchronous Condenser sind auch für den Betrieb während Starklast-Zeiten, für kurze oder längere Perioden, geeignet.

Die dynamischen Eigenschaften einer Synchronmaschine sind hauptsächlich definiert durch die Reaktanzen der Synchronmaschine. Geringe transiente Reaktanzen und vergleichbar hohes Rotorträgheitsmoment gewährleisten gute transiente Stabilität und exzellente Fault Ride-Through Potential.

Vorteile des Synchronous Condenser:

- zusätzliche Kurzschlussleistung: Synchrongeneratoren erhöhen die Netzbeanspruchbarkeit im Anschlusspunkt.
- Fähigkeit des Ride-Through bei Netzstörungen: Es stellt die Spannungsversorgung während der Spannungseinbrüche im Netz sicher.
- Das komplette System kann innerhalb von 12 Monaten ab Bestellung des Synchronous Condenser in Betrieb gehen.
- Kompaktes Design: Im Vergleich zu anderen Kompensationseinrichtungen wird die geringste Fläche in Umspannwerken eingenommen, dies erlaubt eine schnelle Aufstellung.
- Lebensdauer: Es werden mehr als 40 Jahre vom Hersteller garantiert.
- Innovative Technologie: durch das sorgfältige Design wird ein Minimum an Verlusten, Geräuschpegel, Vibrationen und Gewicht erreicht.

Der stillgelegte Synchrongenerator von Biblis A (Reaktorblock eines deutschen Atomkraftwerks) wurde zu einem Synchronous Condenser umgebaut. Der Synchronous Condenser erreicht ein Blindleistungsregelvermögen von -400 MVar bis 900 MVar. Er dient zur Spannungsstabilisierung aufgrund vermehrter Einspeisung von Erneuerbaren Energien und der Abschaltung einiger Reaktorblöcke in Deutschland. [19]

### 2.4. Zusammenfassung aktive Blindleistungskompensation:

Eigenschaft	Static Var Compensation		Statcom	Synchronous condenser
	TCR	TSC (mit TCR wenn benötigt)		
Exaktheit	sehr gut	gut - sehr gut mit TCR	hervorragend	gut
Regelung	kontinuierlich	kontinuierlich mit TCR	kontinuierlich	kontinuierlich
Ansprechzeit	schnell, 0,5 – 2 Zyklen	schnell, 0,5 - 2 Zyklen	sehr schnell, abhängig von Schaltfrequenz	langsam
Oberschwingungen	sehr hoch (Filter werden benötigt)	gut (Filter werden erst wenn TCR vorhanden benötigt)	gut, abhängig von Schaltmuster	sehr gut
Verluste	gut - abhängig von Ansteuerung	gut - abhängig von Ansteuerung	sehr gut, steigt aber mit Schaltfrequenz	mittel

Tabelle 2 Vergleich zwischen SVC, STATCOM und Synchronous condenser

### 2.5. Regeltransformatoren

Es besteht die Möglichkeit die Lastflüsse im Übertragungsnetz mit sogenannten Regeltransformatoren zu steuern. Man unterscheidet zwischen Längs-, Quer-, und Schrägregelung. Der Unterschied besteht in der Phasenlage in der zusätzlichen Spannung eingespeist wird.

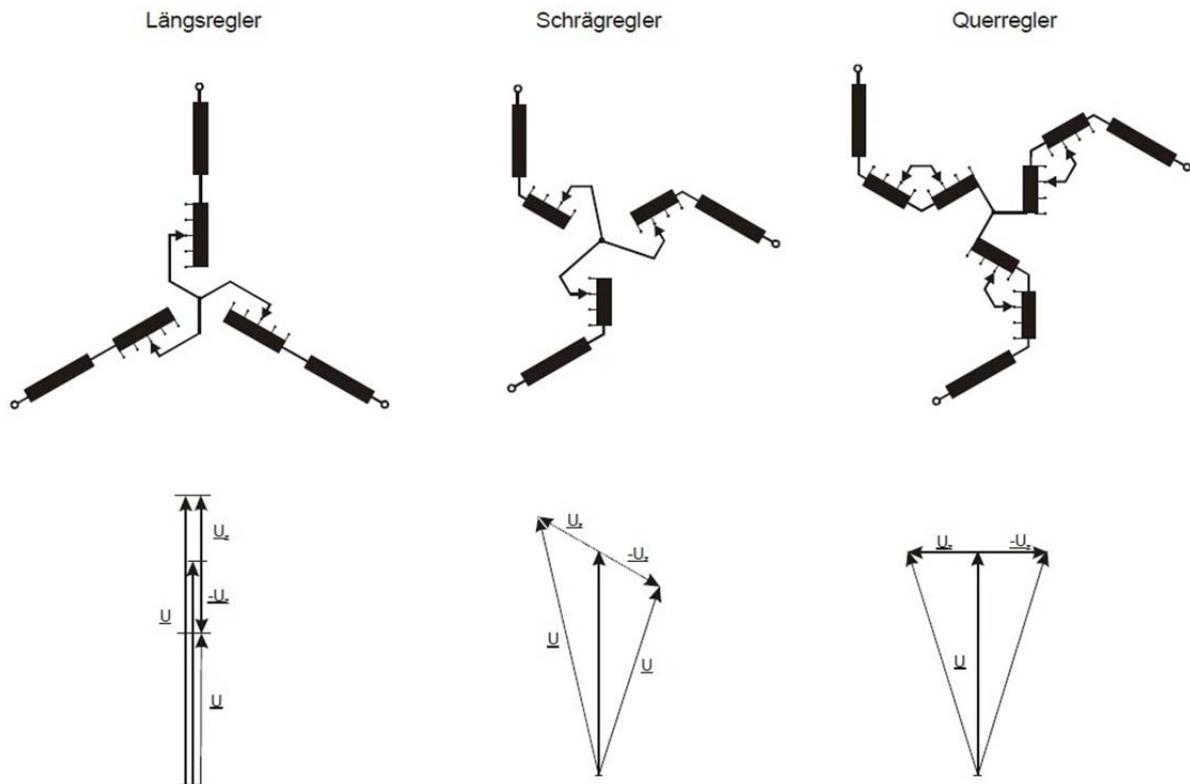


Abbildung 17 Arten der Regelung (Längs-, Quer-, Schrägregelung) [6]

In Abbildung 17 sind die unterschiedlichen Arten der Regelung dargestellt. Längsregelung bedeutet, dass eine Zusatzspannung die in Phase mit der Netzspannung ist, ins Netz eingespeist wird. Dadurch wird die Spannung geregelt und somit auch der Blindleistungsfluss.

Die Querregelung ermöglicht die Einspeisung einer Zusatzspannung, die eine Phasenverschiebung von  $90^\circ$  gegenüber der Netzspannung aufweist. Durch die Querregelung kann der Wirklastfluss gesteuert werden.

Die Schrägregelung kombiniert Quer- und Längsregelung. Die Zusatzspannung weist in der Regel eine Phasenverschiebung von  $\pm 60^\circ$  oder  $\pm 120^\circ$  auf.

Bei Netzuntersuchungen müssen Regeltransformatoren gesondert behandelt werden. Normale Transformatoren werden in der Regel durch folgende Daten gekennzeichnet:

$S_N$ ...Nennleistung des Transformators

$U_{N1}, U_{N2}$ ...Primäre- und Sekundäre Nennspannung

$U_k$ ...relative Kurzschlussspannung

$P_k$ ...Kupferverluste, Kurzschlussverluste

$P_0$ ...Leerlaufverluste, Eisenverluste

Für Regeltransformatoren werden zusätzliche Kenndaten eingeführt:

$t_{\min}, t_{\max}, t$ ...minimale, maximale und aktuelle Schalterstufe

$\Delta U$ ...Spannungsänderung pro Schaltstufe in Volt

$\beta$ ... Winkel der Spannungsänderung

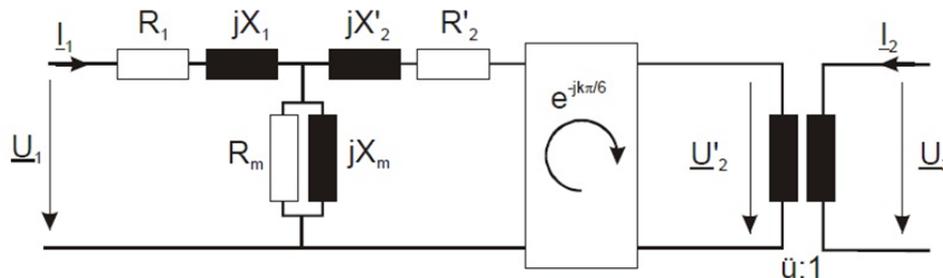


Abbildung 18 Schaltbild Regeltransformator mit Phasenverschiebung [6]

## 3. Strategien zur Blindleistungskompensation in Übertragungsnetzen

Innerhalb der ENTSO-E, dem European Network of Transmission System Operators for Electricity, wurden die Mitglieder hinsichtlich deren Strategie zur Blindleistungskompensation befragt, um Rückschlüsse für die Anwendung bei APG zu ziehen („Best-Practise“-Ansatz). In der ENTSO-E sind 42 Transmission System Operators (TSO) vertreten. Insgesamt haben 17 TSOs eine Rückmeldung erbracht, damit ergibt sich eine Rücklaufquote von ca. 40%. Zwar liegen den folgenden Auswertungen weitere Detaildaten zu Grunde, aus Gründen des Datenschutzes werden hier jedoch nur sehr überblicksweise Darstellungen gezeigt.

### 3.1. Beschreibung des Fragebogens

Im **Punkt A** wurden die Netzbetreiber über allgemeine Informationen befragt. Um eine Aussage über die Netzgröße treffen zu können wurden folgende Informationen erfragt:

- Anzahl der Umspannwerke mit Spannungsniveaus >220 kV
- Summe der Systemlängen von Freileitung und Kabel (>10 km)
- Kuppeltransformatoren, Art der Regelung
- Bevorzugte Betriebsspannung in den unterschiedlichen Netzebenen

Im **Punkt B** wurde über die installierte passive Kompensation gefragt. Hinsichtlich induktiver Kompensation wurde nach dem Drosseltyp gefragt:

- Luftdrossel
- Öldrossel
- Variable Öldrossel

Aktive Blindleistungskompensation wird in **Punkt C** behandelt. Es wurde überprüft ob die Netzbetreiber folgende Elemente verwenden:

- SVC-TCR & FC
- SVC-TCR & TSC
- STATCOM, SVC Light
- Synchronous Condenser

In **Punkt D** werden andere Möglichkeiten diskutiert, wie hohe Spannungen, die in Schwachlastzeiten entstehen, verhindert werden können. Bekannte Möglichkeiten sind:

- Zeitweise Abschaltung von einzelnen Leitungssystemen, wenn dadurch keine Einschränkung bei der (n-1)-Sicherheit vorliegt
- Power Plant Power Factor Regulation

Abschließend wird im **Punkt E** die generelle Richtung der zukünftigen Anforderungen an die Blindleistungskompensation erörtert. Es wird überprüft ob die TSO zukünftig tendenziell mehr Bedarf in Richtung aktiver oder passiver bzw. induktiver oder kapazitiver Kompensation sehen.

### 3.2. Allgemeine Netzinformationen

Die Auswertung erfolgt anonym, d.h. die Netzbetreiber wurden zufällig mit der Bezeichnung TSO1-17 durchnummeriert. Folgende Arten der Regelung bei den Leistungstransformatoren werden von den Netzbetreibern bevorzugt:

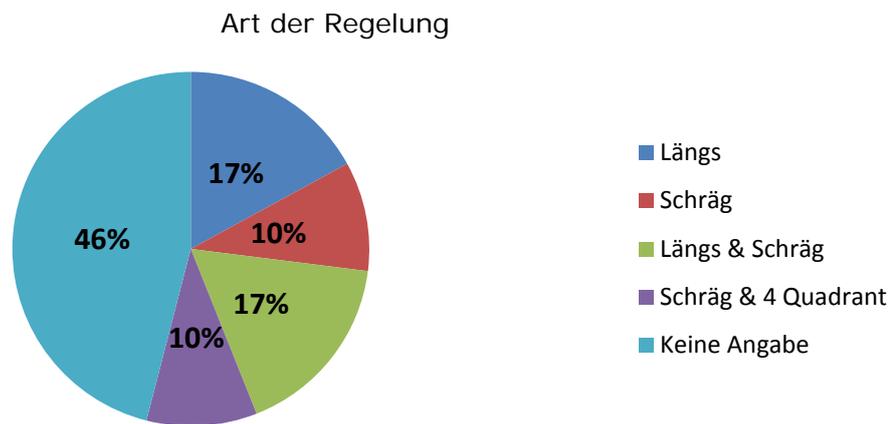


Abbildung 19 Regelungstyp der Kuppeltransformatoren

Mit jeweils 17 % werden die Längsregelung und die Kombination aus Längs- und Schrägregelung verwendet. Keine Information haben 46 % der Netzbetreiber angegeben. Die Art der Traforegelung steht jedoch in engem Zusammenhang mit dem Spannungsverhalten bzw. auch in Zusammenhang mit der Blindleistung im Netz.

### 3.3. Passive Kompensation im Übertragungsnetz

Im folgenden Diagramm ist die Verteilung des Drosseltyps auf die gesamte Kompensationsleistung ersichtlich:

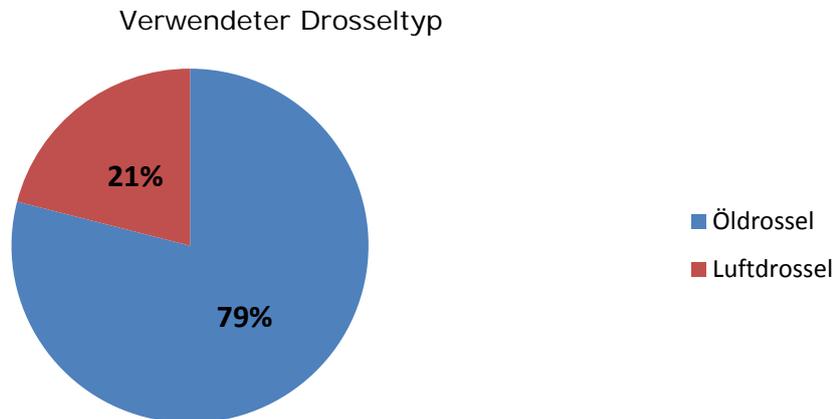


Abbildung 20 Verteilung des verwendeten Drosseltyp

Um eine Aussage über die Verteilung der gesamten installierten Kompensationsleistung auf den verschiedenen Netzebenen treffen zu können, wurden die Kompensationsleistungen der Netzebenen auf die Gesamtkompensationsleistung bezogen. Auf den Spannungsebenen >35 kV wird nur mit Öldrosseln kompensiert.

Verteilung der gesamten induktiven Kompensationsleistung

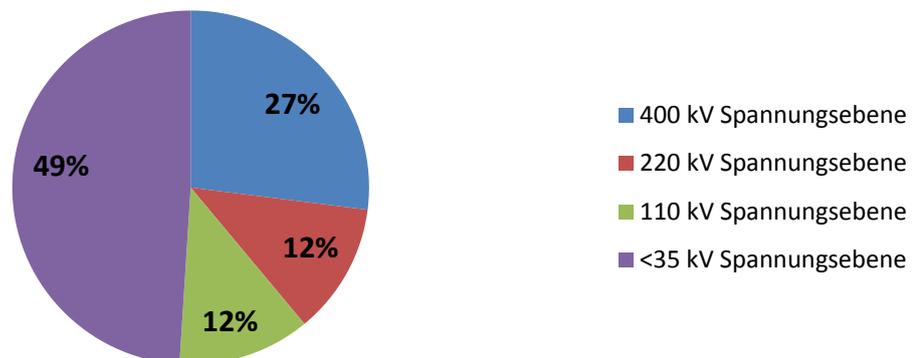


Abbildung 21 Verteilung der Kompensationsleistung auf die Spannungsebenen

Mit 49 % wird annähernd die Hälfte der gesamten installierten induktiven Kompensationsleistung an der Tertiärwicklung der Leistungstransformatoren zugeschaltet.

Diese Variante wird auch sehr häufig bei APG angewandt. In Abbildung 22 wird die Verteilung von Öl- und Luftdrossel, die an Spannungsebenen unter 35 kV zugeschaltet werden, dargestellt. Mit 57 % überwiegt auch bei Spannungsebenen < 35 kV die Öldrossel.

Verteilung der Kompensationsleistung unter 35 kV

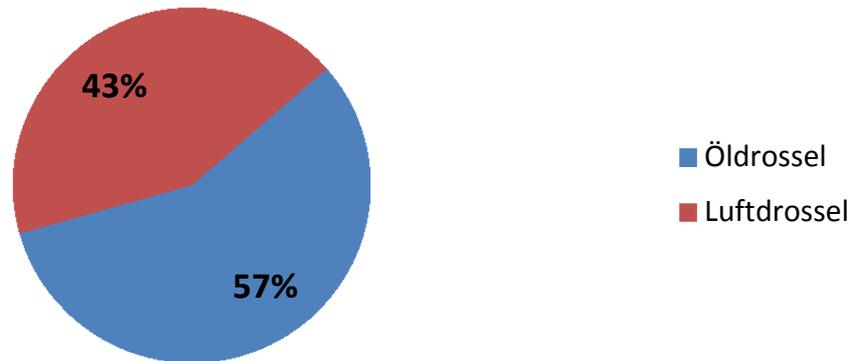
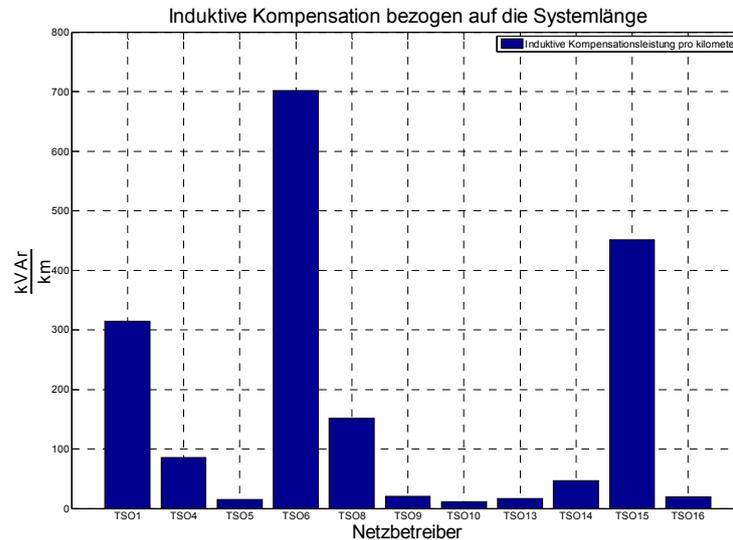


Abbildung 22 Aufteilung von Öl- und Luftdrossel auf der Spannungsebene <35 kV

### 3.3.1. Induktive Kompensation bezogen auf die gesamte Systemlänge

Die hier definierte Kennzahl installierte „induktive Kompensationsleistung pro Systemkilometer“ soll einen Überblick, der erhaltenen Antworten der TSO's, verschaffen.



**Abbildung 23 Induktive Kompensationsleistung bezogen auf Systemkilometer**

In Abbildung 23 sind Kabel- und Freileitungssystemkilometer zusammengefasst. Der Netzbetreiber 6 weist die höchste Kennzahl auf, diese ist auf einen hohen Anteil an Verkabelung im Netz zurückzuführen. Jene Netzbetreiber, die nicht in Abbildung 23 aufscheinen, gaben entweder keine Systemlängen oder keine Kompensationsleistungen im Fragebogen an. Es zeigt sich aber aufgrund der großen Streuung der Werte, dass offensichtlich sehr unterschiedliche Strategien zur Blindleistungskompensation vorliegen.

### 3.4. Vergleich von Öl- und Luftdrossel

Über die Vor- und Nachteile von Luftdrosseln sind sich alle Netzbetreiber einig. Die geringen Kosten gegenüber Öldrosseln, der Bedarf an weniger Isolationsmaterial, weil die Drosseln im Allgemeinen an die Tertiärseite des Transformators geschaltet werden (Spannungsniveau <35 kV), sprechen für sich. Vorzüge bieten Luftdrosseln auch in deren Lieferzeiten, da diese, im Gegensatz zu Öldrosseln schneller geliefert werden können.

Der Platzbedarf und das sich ausbreitende Magnetfeld sind nachteilig und erfordern dementsprechende Maßnahmen, um induzierte Spannungen durch Luftdrosseln bestmöglich zu vermeiden. Die Lautstärke von sich im Betrieb befindlichen Luftdrosseln ist um einiges höher, als jene von Öldrosseln. Viele Netzbetreiber empfinden die Belastung der Transformatortertiärseite als Problem und die fehlende Kompensationsmöglichkeit, wenn der Transformator aus Wartungsgründen außer Betrieb ist. Die TSO's geben auch die geringere Lebenserwartung von Luftdrosseln gegenüber Öldrosseln als Nachteil an, jedoch ist die geringere Wartung wiederum vorteilhaft.

Die größten verbauten Öldrosseln haben eine Leistung von 200 MVar. Diese bereiteten aber aufgrund der hohen Spannungssprünge während Schaltvorgängen Probleme, weshalb man auf 150 MVar Einheiten umstieg. Bei Wechselspannungen  $>220$  kV wird es vom Platzbedarf schwierig für Luftdrosseln, sich gegenüber Öldrosseln zu behaupten.

### **3.5. Aktive Kompensation im Übertragungsnetz**

Gemäß den erhaltenen ausgefüllten Fragebögen der TSO haben einige der größeren Netzbetreiber Einrichtungen zur aktiven Blindleistungskompensation, es sind dabei ca. 10 Elemente die der Gruppe SVC TCR & FC/TSC zugerechnet werden können bzw. 3 der Gruppe Synchronous Condenser. Die typischen max. Blindleistungen der aktiven Elemente sind im Bereich von bis zu 200 MVar (kapazitiv/induktiv).

### **3.6. Weitere Möglichkeiten zur Kompensation**

Leitungssysteme im „unternatürlichen“ Betrieb schalten derzeit 65 % der Netzbetreiber zeitweise ab, wenn dabei keine Einschränkungen in der (n-1)-Sicherheit entstehen. In Zukunft wird diese Gegenmaßnahme in etwa gleich von den Netzbetreibern forciert. Die Leistungsfaktorregelung (cos-phi) wie z.B. bei Windenergieeinspeisung oder anderen Einspeisepunkten (Generatoren), wo Leistungsfaktorregelung möglich ist, verwenden 65 % der Netzbetreiber.

### **3.7. Strategie bei vermehrter Einspeisung durch RES**

Es wird vermehrt auf aktive Blindleistungskompensation gesetzt, jedoch bleibt die Planung von passiven Elementen erhalten. Ein Teil der Netzbetreiber setzt schon bei der Erzeugung erneuerbarer Energien auf Power Factor Regulation, d.h. es wird der Leistungsfaktor schon bei der Erzeugung geregelt, somit werden Windparks in Zukunft zeitweise induktiv betrieben um Spannungserhöhungen bei geringer Auslastung (geringes Winddargebot) zu vermeiden.

Weitere Möglichkeiten bieten Hochspannungs-Gleichspannungskonverter Stationen. Eine weitreichende Möglichkeit zur Regelung der Spannung ist mit diesen Anlagen möglich.

## 4. Analyse der Wirkung von Drosseln bei Anschluss an der Tertiärseite eines Transformators

### 4.1. Aufbau und Funktion eines Dreiwicklungstransformators

Dreiwicklungstransformatoren unterscheiden sich von Zweiwicklungstransformatoren lediglich durch eine dritte Zusatzwicklung. Im Allgemeinen sind die Wicklungen für unterschiedliche Bemessungsleistungen ausgelegt. In der Regel werden die Wicklungen ihrer Bemessungsspannung als Ober-, Mittel- und Unterspannung bezeichnet. Die dritte Wicklung, auch Ausgleichs- bzw. Tertiärwicklung genannt, dient entweder zum Ausgleichen unsymmetrischer Belastungen oder als Spannungsversorgung für den Eigenbedarf eines Umspannwerkes oder Kraftwerkes. Um ein besseres Verständnis für die Wechselwirkung der drei Wicklungen zu erreichen, wird ein einphasiger Dreiwicklungstransformator schematisch dargestellt.

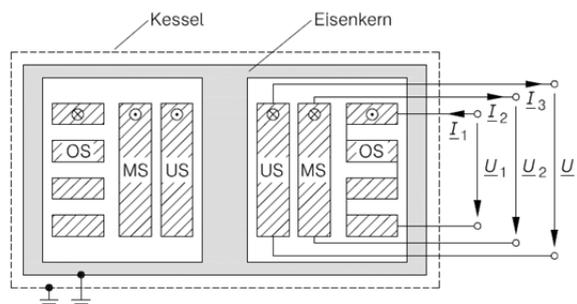


Abbildung 24 Schematischer Aufbau eines einphasigen Dreiwicklungstransformators [4]

Die weiteren Rechenwege beschränken sich auf stationäre, sinusförmige Vorgänge, sodass auf eine komplexe Schreibweise übergegangen wird.

## 4.2. Ersatzschaltbild des Dreiwicklungstransformators

In weiterer Folge kommt für einen Dreiwicklungstransformator folgendes Ersatzschaltbild zustande:

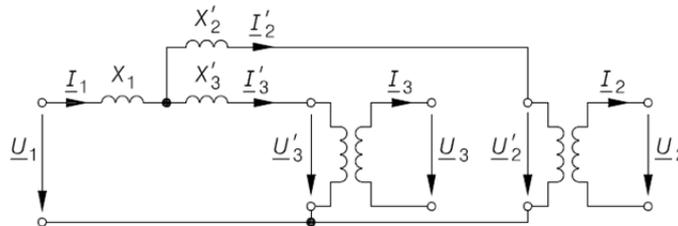


Abbildung 25 Ersatzschaltbild eines  
Dreiwicklungstransformators

Dieses Ersatzschaltbild (Abbildung 25) ist nur dann gültig, wenn der Magnetisierungsstrom vernachlässigbar ist. Eine Erweiterung auf verlustbehaftete Dreiwicklungstransformatoren ist möglich, wenn zu den Längsreaktanzen die zugehörigen ohmschen Widerstände in Serie geschaltet werden. Eine messtechnische Erfassung dieser Kurzschlussreaktanzen ist möglich. Anstelle eines Kurzschlussversuches müssen drei Versuche durchgeführt werden. Schlussendlich sind die Reaktanzen des Ersatzschaltbildes wie folgt von den Kurzschlussreaktanzen abhängig [4]:

$$X_1 = \frac{1}{2}(X'_{k12} + X'_{k13} - X'_{k23}) \quad \text{Formel 11}$$

$$X_2' = \frac{1}{2}(X'_{k12} - X'_{k13} + X'_{k23}) \quad \text{Formel 12}$$

$$X_3' = \frac{1}{2}(-X'_{k12} + X'_{k13} + X'_{k23}) \quad \text{Formel 13}$$

$X_{k12}$ ...gemessene Kurzschlussreaktanz zwischen Primär- und Sekundärwicklung

$X_{k13}$ ...gemessene Kurzschlussreaktanz zwischen Primär- und Tertiärwicklung

$X_{k23}$ ...gemessene Kurzschlussreaktanz zwischen Sekundär- und Tertiärwicklung

### 4.3. Berechnung von Spannungsänderungen bei Laständerungen

In der Energietechnik wird die Kurzschlussleistung im Sinne einer maximalen Beanspruchung der Betriebsmittel verwendet sowie zur thermischen und mechanischen Dimensionierung. Die Kurzschlussleistung ist über den Anfangskurzschlusswechselstrom und die Nennspannung definiert. Der Anfangskurzschlusswechselstrom  $I_K''$  hängt wiederum von der Netzimpedanz ab.

$$I_K'' = \frac{cU_N}{\sqrt{3}Z_K} \quad \text{Formel 14}$$

$$S_K'' = \sqrt{3}U_N I_K'' = \sqrt{3}U_N \frac{cU_N}{\sqrt{3}Z_K} = \frac{U_N^2}{Z_K} \quad \text{Formel 15}$$

$I_K''$  ...Anfangskurzschlusswechselstrom

$S_K''$  ...Kurzschlussleistung

Die Netzimpedanz am Verknüpfungspunkt setzt sich aus der Impedanz des übergeordneten Netzes sowie den Impedanzen von Transformatoren und Leitungen zusammen.

Die Spannungsänderung  $\Delta U$ , hervorgerufen durch eine Netzurückwirkung, bedeutet die Änderung des Spannungseffektivwertes. Darunter ist die Differenz der komplexen Zeiger vor (Zeitpunkt  $t_1$ ) und nach (Zeitpunkt  $t_2$ ) einem Lastsprung zu verstehen. Diese Differenz kann im Wesentlichen der Längskomponente des komplexen Spannungszeigers  $\Delta U$  zugeordnet werden, da die Querkomponente für die Berechnung der Spannungsänderung zu vernachlässigen ist [16].

### Symmetrische Laständerung [16]:

Zur Berechnung der Spannungsänderung, die durch eine symmetrische Laständerung hervorgerufen wird, ist die Kurzschlussleistung im Verknüpfungspunkt von Bedeutung.

Laständerung:  $\Delta S_A = \Delta P_A + j\Delta Q_A$  Formel 16

Stromänderung:  $\Delta I = \Delta I_W + \Delta I_B$  Formel 17

Spannungsänderung betragsmäßig:

$$\Delta U = \Delta I R_{KV} \cos(\varphi) + \Delta I X_{KV} \sin(\varphi) = \Delta I_W R_{KV} + \Delta I_B X_{KV} = \frac{\Delta P_A}{3U} R_{KV} + \frac{\Delta Q_A}{3U} X_{KV}$$
 Formel 18

Relative Spannungsänderung [16]:

$$d = \frac{\Delta U}{U} \approx \frac{\Delta P_A}{3U^2} R_{KV} + \frac{\Delta Q_A}{3U^2} X_{KV} = \frac{\Delta P_A}{U_N^2} R_{KV} + \frac{\Delta Q_A}{U_N^2} X_{KV}$$
 Formel 19

$$d = \frac{\Delta P_A}{S_{KV}} \cos(\psi) + \frac{\Delta Q_A}{S_{KV}} \sin(\psi) = \frac{\Delta S_A}{S_{KV}} \cos(\psi - \varphi)$$
 Formel 20

$S_{KV}$ ...Kurzschlussleistung im Verknüpfungspunkt

$R_{KV}$ ... Resistanz im Verknüpfungspunkt

$X_{KV}$ ... Reaktanz im Verknüpfungspunkt

$\psi$ ...Winkel der Netzimpedanz

$\varphi$ ...Winkel der Laständerung

$d$ ...relative Spannungsänderung

### Sonderfälle:

$\psi = \varphi$  führt zu maximalen Spannungsabfall:

$$d = \frac{\Delta S_A}{S_{KV}} = d_{max}$$
 Formel 21

$\psi \approx 90^\circ$  d.h.  $R_{KV} \ll X_{KV}$  (Hochspannungsnetz)

$$d \approx \frac{\Delta Q_A}{S_{KV}}$$
 Formel 22

$\psi = 0$  d.h.  $R_{KV} \gg X_{KV}$  (schwache NS-Leitung)

$$d \approx \frac{\Delta P_A}{S_{KV}}$$
 Formel 23

### 4.3.2. Spannungsänderungen bei unterschiedlicher Zuschaltung von Kompensationsdrosseln

In weiterer Folge wird nun untersucht inwiefern sich die Spannungsniveaus primär-, sekundär- und tertiärseitig am Dreiwicklungstransformator einstellen, wenn die Kompensationsdrossel primär-, sekundär- bzw. tertiärseitig angeschlossen wird.

3-Phasen - Öl - Regeltransformator YNyn0/d5			
Wicklung	Oberspannung	Mittelspannung	Unterspannung
Nennleistung in MVA	300	300	100
Nennspannung in kV	400	115	30
Nennstrom in A	433	1506	1925
Lastverluste und Kurzschlussspannung			
Wicklung	OS/MS	OS/US	MS/US
Lastverluste in kW	614	203	177
Kurzschlussspannung in %	18	14	7

Tabelle 3 Transformatordaten für die Untersuchung [18]

Im Rahmen der folgenden Analyse werden die Spannungsänderungen für folgendes Beispielnetz mit Hilfe der Lastflussberechnung ermittelt:

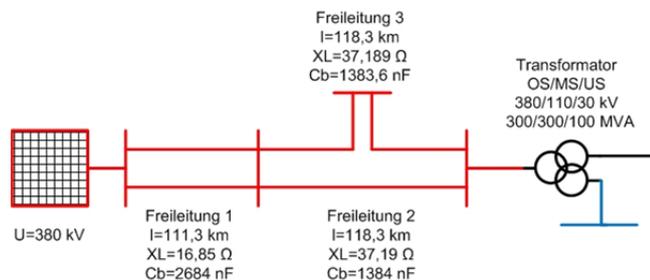


Abbildung 26 Beispiel für die Analyse der Wirkung von Kompensationsdrosseln

In Abbildung 26 handelt es sich um eine starre Netzeinspeisung mit  $U_N=380$  kV (Slack Knoten). Es werden 380 kV Freileitungen mit einer Systemlänge von 459 km zugeschaltet. In dieser Annahme werden die Freileitungen nicht belastet, somit wirken diese kapazitiv und besitzen eine Ladeleistung von 255 MVar. Es kommt zu einer Spannungserhöhung am Leitungsende.

Folgende Varianten der Kompensation stehen zur Verfügung:

- Variante 1: Keine Kompensation.
- Variante 2: Kompensation an der Tertiärseite des Transformators (100 MVar Drossel, U=30 kV)
- Variante 3: Kompensation an der Primärseite des Transformators (100 MVar Drossel, U=400 kV)
- Variante 4: Kompensation an der Sekundärseite des Transformators (100 MVar Drossel, U=110 kV)

Die unterschiedlichen Varianten werden mit NEPLAN simuliert. Folgende Ergebnisse werden erzielt:

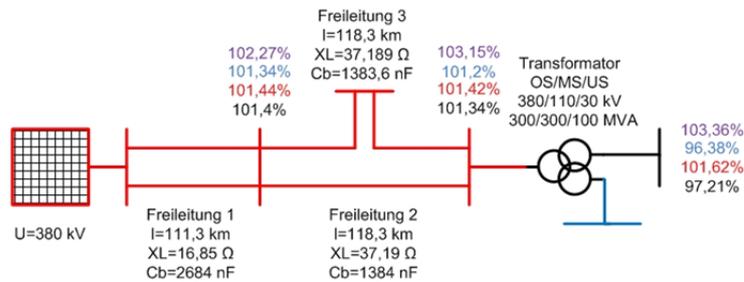


Abbildung 27 Spannungsprofile bei unterschiedlichen Kompensationsvarianten (Variante 1: violett, Variante 2: blau, Variante 3: rot, Variante 4: schwarz)

Die Spannungsänderung ist abhängig von der Kurzschlussleistung im Verknüpfungspunkt und der jeweiligen Laständerung. Die Kurzschlussleistung an der Primärseite ist nur durch die Leitungsimpedanz begrenzt und daher sehr hoch.

Kompensationsvariante	Spannungsniveaus in % bezogen auf Nennspannung		ΔU in kV wenn Drossel zugeschaltet wird	
	Primärseitig	Sekundärseitig	Primärseitig	Sekundärseitig
ohne Kompensation	103,15	103,36	-	-
Tertiärwicklung (30 kV, 100 MVar)	101,2	96,38	7,4	7,9
Primärwicklung (380 kV, 100 MVar)	101,42	101,62	6,6	2,2
Sekundärwicklung (110 kV, 100 MVar)	101,34	97,21	6,9	7,03

Tabelle 4 Spannungsniveaus bei unterschiedlicher Kompensationsvariante

Die relative Spannungsänderung primärseitig unterscheidet sich hinsichtlich der Kompensationsvarianten kaum, wobei es große Unterschiede auf der Sekundärseite gibt. Wird entweder an der Tertiär- oder Sekundärseite kompensiert, erreicht man eine relative Spannungsänderung um 7 % an der Sekundärseite.

#### 4.4. Abschätzung auf die Auswirkung von Bauformen für Leistungstransformatoren

In den letzten Jahren gab es bei APG aufgrund des hohen Transportgewichtes vermehrt Probleme mit dem Transport großer Leistungstransformatoren (Nennleistung >200 MVA). Es steht die Überlegung im Raum die Tertiärwicklung der Transformatoren, an der Kompensationsdrosseln zugeschaltet werden um Blindleistung zu kompensieren, geringer zu dimensionieren um Gesamtgewicht einzusparen.

Für eine Abschätzung soll eine grobe Berechnung des Tertiärwicklungsgewichtes eines vorhandenen Transformators durchgeführt werden.

##### 4.4.1. Berechnung des Gewichtes der Unterspannungswicklung

Überprüft wird ein Transformator, der 2012 in Betrieb genommen wurde und folgende Daten aufweist:

3 - Phasen - Öl - Regeltransformator YNyn0/d5			
Wicklung	Oberspannung	Mittelspannung	Unterspannung
Nennleistung in MVA	300	300	100
Nennspannung in kV	400	115	30
Nennstrom in A	433	1506	1925
Lastverluste und Kurzschlussspannung			
Wicklung	OS/MS	OS/US	MS/US
Lastverluste in kW	614	203	177
Kurzschlussspannung in %	18	14	7

**Tabelle 5 Daten des Transformators in Zurndorf [18]**

Die Tertiärwicklung ist für eine Nennleistung von 100 MVA ausgelegt, sodass die Belastung der Tertiärseite mit einer entsprechenden Drossel möglich ist. Aus den Lastverlusten kann der ohmsche Widerstand der einzelnen Wicklungen bestimmt werden. Die Stromdichte für den Kupferleiter wird mit  $2 \text{ A/mm}^2$  angenommen.

### Bestimmung der Kurzschlussreaktanzen:

Die Berechnung der Reaktanzen erfolgt mit der jeweiligen betroffenen Wicklungsleistung und deren Kurzschlussspannung. Weisen zwei Wicklungen unterschiedliche Wicklungsnennleistung auf, so muss für die Berechnung der Kurzschlussreaktanz die geringere der beiden herangezogen werden.

$$Z_{12} = \frac{u_{k12}}{S_1} U_1^2 = 96 \Omega$$

$$Z_{13} = \frac{u_{k13}}{S_3} U_1^2 = 224 \Omega$$

$$Z_{23} = \frac{u_{k23}}{S_3} U_1^2 = 112 \Omega$$

$u_{kij}$ ...Kurzschlussspannung für Wicklungskombination i j in p.u.

$S_i$ ...Nennleistung der einzelnen Wicklungen

### Bestimmung des ohmschen Widerstandes der Unterspannungswicklung:

$$U_{13k} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} u_{13k} = 32,3 \text{ kV}$$

$$I_{13k} = \frac{U_{13k}}{Z_{13}} = 144,3 \text{ A}$$

$$\cos\varphi = \frac{P_{13k}}{(3U_{13k}I_{13k})} = 0,0435$$

$$R_{OS} + R'_{US} = Z_{13} \cos\varphi = 9,7 \Omega$$

wobei  $R_{OS} = R'_{US}$  angenommen wird.

$$R_{US} = \frac{R_{OS} + R'_{US}}{2\left(\frac{U_1}{U_3}\right)^2} = 0,0091 \Omega$$

$U_{13k}$ ...Kurzschlussspannung bei kurzgeschlossener Tertiärwicklung

$R_{US}$ ...ohmsche Widerstand der Tertiärwicklung

$U_i$ ...Nennspannung der Wicklung i

Der ohmsche Widerstand wird über das Übersetzungsverhältnis von Primär- auf Tertiärwicklung umgerechnet und beträgt für die Tertiärwicklung 9,1 mΩ. Über den Querschnitt und den spezifischen Leitwert von Kupfer lässt sich die Länge der Unterspannungswicklung bestimmen, wobei der spezifische Widerstand auf eine Wicklungstemperatur von 75 °C korrigiert werden muss.

### Berechnung des Gewichtes und Kostenabschätzung:

Die Bestimmung des Querschnittes der Tertiärwicklung erfolgt über die Stromdichte  $J$  und den Nennstrom  $I_{US}=1925$  A der Wicklung. Die Stromdichte wird mit  $J=3,2$  A/mm<sup>2</sup> aus dem Datenblatt [21] berechnet.

Das Volumen wird über die Länge und Querschnitt des Kupferleiters bestimmt. Das Gewicht ergibt sich über die Kupferdichte und das Volumen des Leiters.

$$A_{US} = \frac{I_{US}}{J} = 602 \text{ mm}^2$$

$$l_{US} = \frac{A_{US} R_{US}}{\rho_{75^\circ C}} = 273 \text{ m}$$

$$\text{mit } \rho_{75^\circ C} = 0,0201 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$V_{US} = A_{US} l_{US} = 164 \text{ dm}^3$$

$$m_{US} = V_{US} \rho_{CU} = 1465 \text{ kg}$$

$$\text{mit } \rho_{CU} = 8,93 \frac{\text{kg}}{\text{dm}^3}$$

$$m_{USges} = 4395 \text{ kg}$$

$m_{US}$ ...Kupfergewicht für eine Phase

$m_{USges}$ ...Gesamtes Kupfergewicht der Tertiärwicklung

Das Nettokupfergewicht für alle drei Phasen der Unterspannungswicklung beträgt 4,395 t und entspricht ca. 1,5 % des Transformator-Transportgewichtes. Das Transportgewicht des Transformators entspricht dem Gewicht des gesamten Transformators ohne Ölfüllung. Der derzeitige Kupferpreis beträgt 5,4 €/kg, dies entspricht für die Unterspannungswicklung einem Gesamtkupferpreis von rd. 20 T€ (berechnet mit Kupferbörsenpreis vom 22.8.2013). Sollte die Nennleistung der Unterspannungswicklung halbiert werden, könnte das Gewicht halbiert werden und es wird beim Gesamtgewicht ca. 0,75 % eingespart. Somit hat die Auslegung der Unterspannungswicklung wenig mit dem Transformatorgesamtgewicht zu tun.

Zudem ergibt sich bei Beibehaltung der 100 MVar-Tertiärwicklung und Parallelbetrieb von zwei 380/110-kV-Leistungstransformatoren mit je einer 50 MVar-Drossel der Vorteil, dass bei Nicht-Verfügbarkeit eines Transformators beide Drosseln über eine „H“-Schaltung am verbleibenden Transformator weiter betrieben werden können. Weitere Vorteile sind kleinere Spannungssprünge bei Schaltungen mit 50 MVar-Drosseln und auch beim Netzwiederaufbau.

## 5. Analyse von Spannungsniveaus und Blindleistungsbilanzen

### 5.1. Spannungsanalyse von bestimmten Netzknoten

Die Analyse wird für das Jahr 2012 durchgeführt und beinhaltet die Spannungswerte der Sammelschienen in den Umspannwerken. Laut APG sind folgende Bandbreiten hinsichtlich der Betriebsspannungen bevorzugt (ca.  $1,06 \dots 1,08 \times U_{\text{nenn}}$ ):

Spannungsebene in kV	Untere Grenze in kV	Obere Grenze in kV
380	410	414
220	233	238
110	114	117

Tabelle 6 Bevorzugte Bandbreite der Betriebsspannungen

Generell werden die europäischen Übertragungsnetze im +/-10 %-Spannungsband (vgl. 1.1.) über der Nenn- oder Nominalspannung (in Österreich z.B. 380 kV bzw. 220 kV) betrieben, um die Übertragungsverluste zu reduzieren. Die Netzbetreiber der ehemaligen CENTREL-Gruppe (PL, CZ, SK, HU) bezeichnen ihre Nennspannung mit 400 kV. Hier wird ersichtlich dass unterschiedliche Philosophien zur Betriebsführung vorliegen.

Die Spannung wird in den folgenden Auswertungen als Dauerlinie dargestellt. In den Diagrammen sind zusätzlich die bevorzugten Bandbreiten der Betriebsspannung als horizontale Linie dargestellt. Jene Spannungsmesswerte mit dem Wert Null (Abschaltungen) wurden aus der Datenreihe zur Weiterverarbeitung entfernt.

Diese Analyse soll das Ost-West Gefälle des Spannungsniveaus in Österreich aufzeigen.

### 5.1.1. UW Dürnrohr

Die Spannungen im UW Dürnrohr bzw. in Ost-Österreich sind tendenziell höher, weil die benachbarten Netzbetreiber deren betriebliche Spannungsobergrenzen höher ansetzen. Aufgrund des vermaschten Betriebes der Netze werden die Spannungsniveaus im Osten Österreichs angehoben.

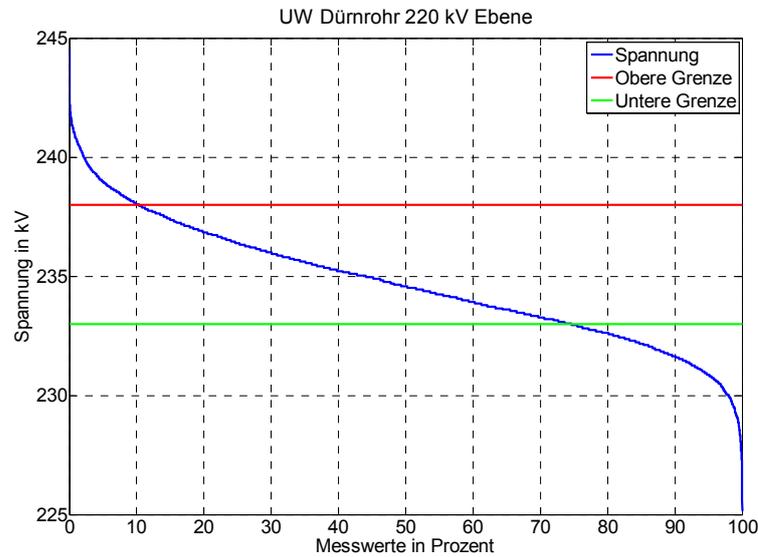


Abbildung 28 Dauerlinie der Spannung UW Dürnrohr 220 kV Ebene

Die 220 kV Ebene in Dürnrohr weist zufriedenstellende Spannungsniveaus auf, hingegen sind 50 % der Messwerte der 380 kV Ebene über der oberen Grenze. Weitere Kompensationselemente sind deshalb bei APG in Überlegung (z.B. im benachbarten UW Bisamberg).

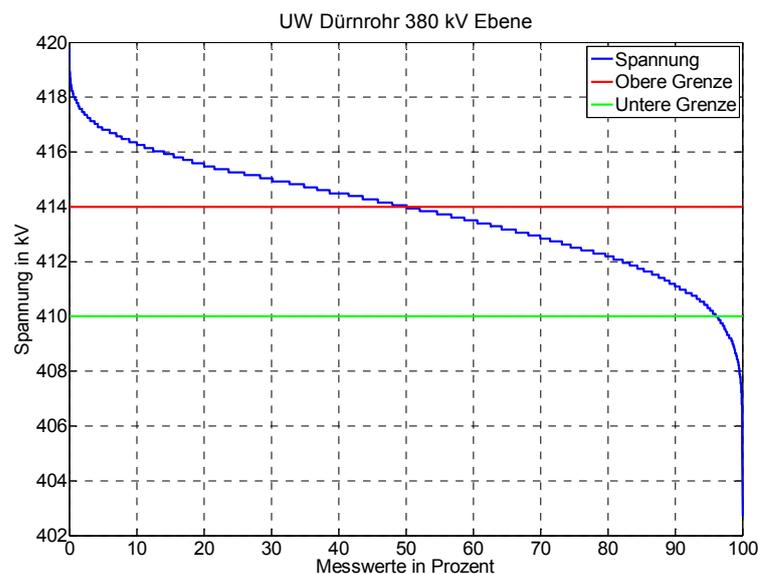


Abbildung 29 Dauerlinie der Spannung UW Dürnrohr 380 kV Ebene

### 5.1.2. UW Tauern

Im UW Tauern wurden die 380 kV und die 220 kV Ebene untersucht, 20 % der Messwerte befinden sich oberhalb der oberen Spannungsgrenze. Dies gilt sowohl für die 220 kV Ebene als auch für die 380 kV Ebene. Höhere Spannungen werden hier auch durch die einspeisenden Generatoren der Pumpspeicherkraftwerke verursacht, während es v.a. im Pumpbetrieb zu den kleineren Spannungswerten kommt (da die Pumpen schlechter bzw. nicht cos-phi regelbar sind).

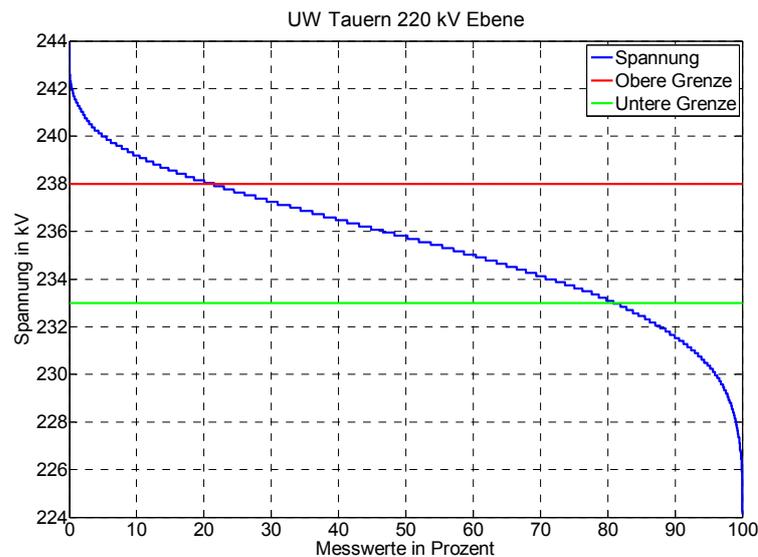


Abbildung 30 Dauerlinie der Spannung UW Tauern 220 kV Ebene

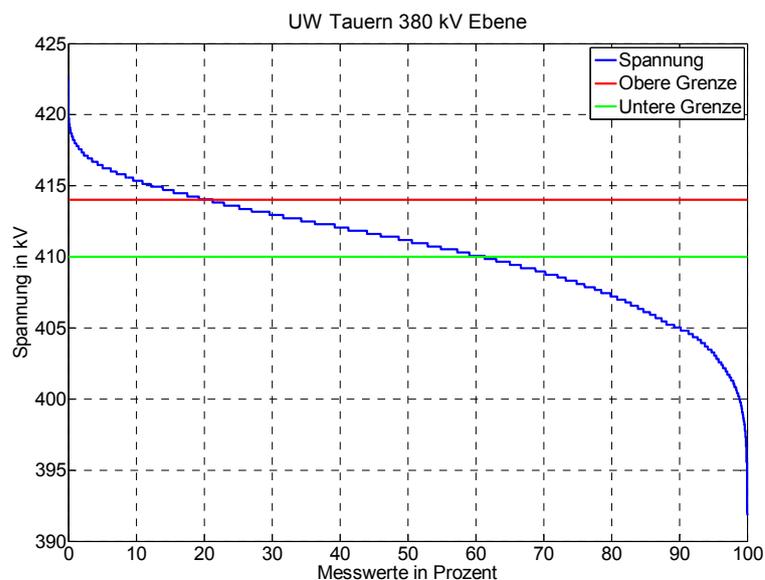


Abbildung 31 Dauerlinie der Spannung UW Tauern 380 kV Ebene

## 5.2. Spannungsniveau und Blindleistungsbilanz im UW Hessenberg

Es soll eine Analyse der Lastflüsse und Spannungswerte im Bereich des inner-österreichischen 220-kV-Übertragungsnetzes (Hessenberg und benachbarte UWs) durchgeführt werden. Aus der Netztopologie ist ersichtlich, dass mit Hessenberg ein Bereich im Übertragungsnetz untersucht wird, wo in der unmittelbaren Umgebung keine Kompensationseinrichtungen vorhanden sind (insbesondere keine 380/220- bzw. 380/110-kV-Transformatoren mit Möglichkeit zur Kompensation an der Tertiärwicklung). Mit dieser Analyse wird auf die Notwendigkeit von Kompensationseinrichtungen regional geschlossen werden. Die Analyse erfolgt für Daten des Jahres 2012.

Im UW Hessenberg befinden sich auf der Spannungsebenen 220 kV zwei Sammelschienen mit Längskupplung und eine Hilfsschiene. (Abbildung 32) Drei der installierten Transformatoren besitzen eine Nennleistung von 220 MVA. Der vierte Transformator mit 120 MVA dient als Reserve und war 2012 nicht in Betrieb.

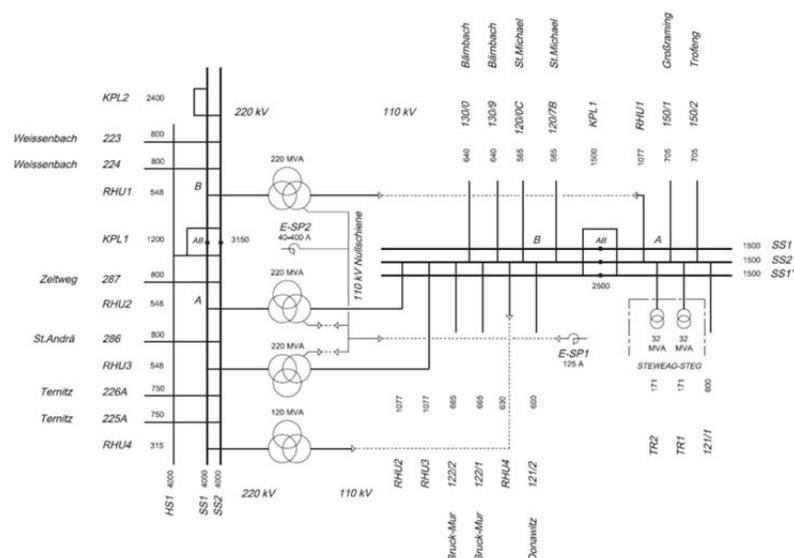


Abbildung 32 Umspannwerk Hessenberg

Die 220 kV Freileitungen sind von Hessenberg zu den folgenden Umspannwerken verbunden:

- Leitung 223,224 nach UW Weißenbach
- Leitung 225A,226A nach UW Ternitz
- Leitung 286, 287 nach UW Obersielach

Es werden Messwerte aller Regelhauptspanner mit Wirk- und Blindleistung sowie deren zugehörigen Sammelschienenanspannungen überprüft. Die Werte wurden alle 15 Minuten aufgenommen.

Eine Analyse der Spannungswerte, ergibt, dass 75% aller gemessenen Werte, Spannungen aufweisen, die größer als 238 kV sind. Lediglich 23% aller Werte weisen Spannungen auf, die sich zwischen 233 kV und 238 kV befinden, 2% aller Werte sind unter 233 kV. Messwerte mit 0 kV wurden bei der Analyse ausgeschlossen.

Die Spannungen der RHU's wurden gemittelt und in Abbildung 33 über das gesamte Jahr 2012 aufgetragen. Die rote und grüne horizontale Line stellen obere bzw. untere Grenze des bevorzugten Spannungsbereiches für das 220 kV Netz der APG dar. Im inner-österreichischen 220-kV-Netz gibt es auf der Übertragungsnetzebene kaum Möglichkeiten zur Blindleistungskompensation.

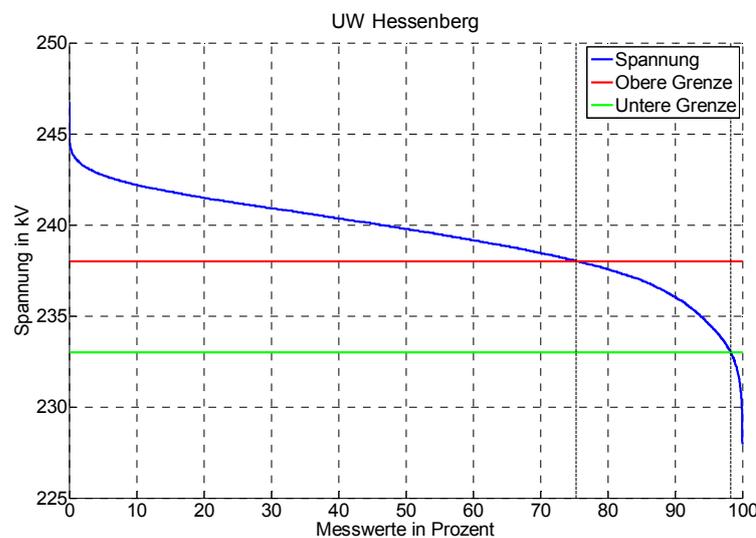
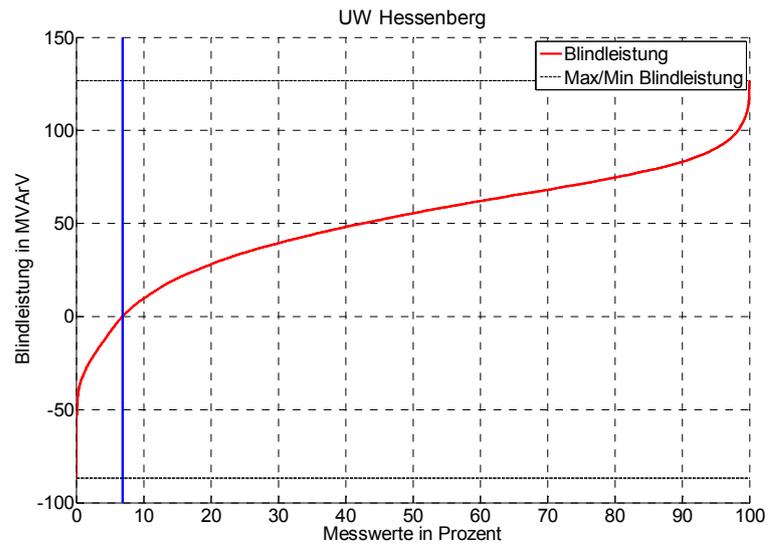


Abbildung 33 Spannungsdauerlinie über alle Messwerte von 2012

In Abbildung 34 ist die Dauerlinie der Summenblindleistung über alle Transformatoren für das Jahr 2012 ersichtlich. Positive Blindleistungswerte entsprechen einer Lieferung zu den 220-kV-Sammelschienen im UW Hessenberg, hingegen bedeuten negative Blindleistungswerte eine Blindleistungsabgabe von der Sammelschiene weg. Es wird eine maximale Blindleistungslieferung Richtung 220-kV-Sammelschiene von 126 MVAR und eine maximale Blindleistungsabgabe von 86 MVAR erreicht, wobei es sich hier um einzelne Messwerte handelt. Es kommt fast jahresdurchgängig zu einer Blindleistungseinspeisung vom 110-kV-Verteilernetz in das 220-kV-Netz, wobei mehr als die Hälfte des Jahres über 50 MVAR rückgespeist wurden. Dies ist auch eine Ursache für hohe Spannungswerte an den 220-kV-Sammelschienen im UW Hessenberg.



**Abbildung 34 Blindleistungsdauerlinie, Summe Transformatoren**

Die vertikale blaue Linie stellt die Richtungsumkehr des Blindleistungsflusses dar. Es ist ersichtlich, dass über 90 % der Messwerte eine Zulieferung zur Sammelschiene hin bedeuten.

### 5.2.1. Verteilung von Wirk- und Blindleistung

Um eine Aussage über die Häufigkeitsverteilung von Wirk- und Blindleistung treffen zu können, wurden die Leistungsmesswerte der Transformatoren auf Per-Unit-Werte umgerechnet. Als Bezugsleistung wurde die Nennleistung der Transformatoren herangezogen ( $S_N=220$  MVA). Die Summe der Leistungswerte ist im Diagramm mit Einheitskreis dargestellt, dadurch erhält man eine Unterteilung in vier Quadranten.

Blindleistungswerte die sich im ersten und vierten Quadranten befinden, bedeuten eine Lieferung zur 220 kV Sammelschiene. Jene Werte die sich im zweiten und dritten Quadranten befinden, entsprechen einem Blindleistungsbezug in das untergelagerte 110 kV Netz. Es dominiert die Blindleistungslieferung aus dem unterlagerten Netz zur 220 kV Sammelschiene während die Wirkleistung vermehrt in das untergelagerte Netz geliefert wird.

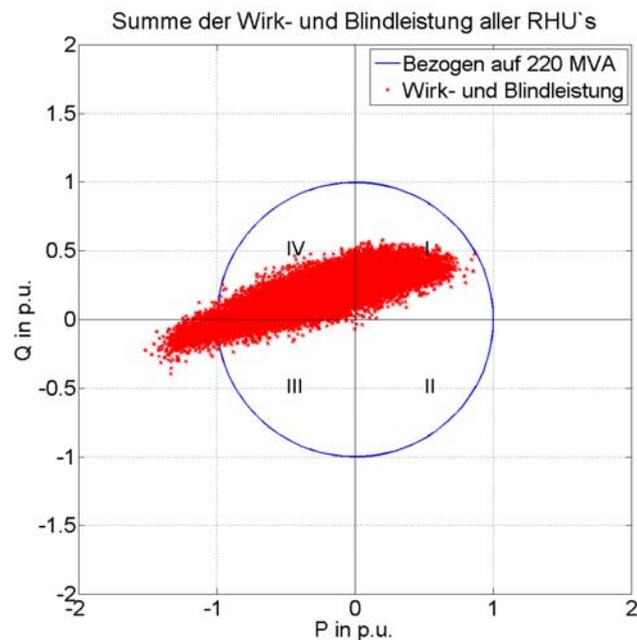


Abbildung 35 UW Hessenberg Wirk- und Blindleistungsmesswerte

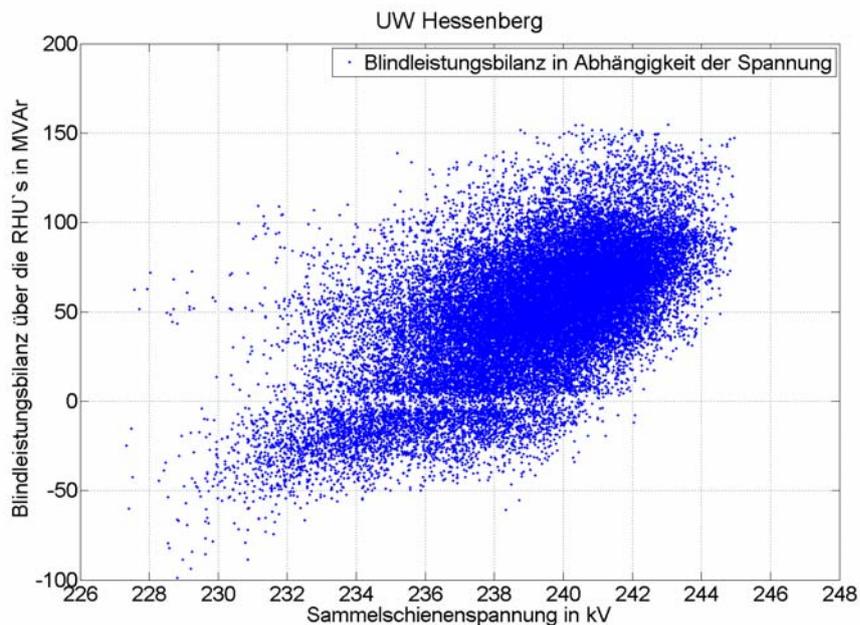
### 5.2.2. Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung

In den nächsten Abbildungen wird die Blindleistung über die Spannung aufgetragen, um einen Zusammenhang zwischen dem Blindlastfluss über die Kuppeltransformatoren und der Sammelschienenspannung darstellen zu können.

Die Spannungen wurden aufsteigend mit den zugehörigen Blindleistungswerten sortiert. Spannungs- und Leistungswerte die Null aufweisen wurden aus der Datenreihe entfernt und als Fehlmessung interpretiert.

Es wurde die Summe der Blindleistungen über alle Transformatoren gebildet und die Spannungen der gekuppelten Sammelschienen wurden gemittelt. In Abbildung 36 ist ersichtlich, dass die Spannung einen Maximalwert von 245 kV erreicht.

Für hohe Spannungen im UW Hessenberg gibt es mehrere Gründe. Einerseits können die 220-kV-Leitungen zum UW Hessenberg unternatürlich betrieben werden, dadurch kapazitiv wirken und zum Spannungshub beitragen, andererseits kann der Spannungshub durch Speisung von Blindleistung aus den unterlagerten 110 kV Netzen der Stromnetz Steiermark herrühren.



**Abbildung 36** Summe der Blindleistung über die RHU's in Abhängigkeit der 220 kV Sammelschienenspannung

Wie aus der Abbildung 36 ersichtlich, hängt das Spannungsniveau in Hessenberg vom Blindleistungsaustausch zwischen dem 220 kV Übertragungsnetz und dem untergelagerten 110 kV Netz ab. Der lineare Zusammenhang von Spannung und Blindleistung ist näherungsweise gegeben.

### 5.2.3. Analyse der 220 kV - Freileitungen bezüglich deren Betriebsart

In weiterer Folge werden folgende Freileitungen auf deren Betrieb untersucht:

- UW Hessenberg – UW Weißenbach (Leistungsnummer: 223,224)
- UW Hessenberg – UW Ternitz (Leistungsnummer: 225A, 226A)
- UW Hessenberg – UW Obersielach (Leistungsnummer: 286,285 & 287)

Die natürliche Leistung wird über den Kapazitäts- und Induktivitätsbelag bestimmt. Der ohm'sche Widerstand wird dabei vernachlässigt. Der Leitungszug Hessenberg – Obersielach wird wegen den Einschleifungen als Einfachleitung betrachtet, alle anderen Leitungszüge als Doppelleitung.

Leitung	Natürliche Leistung in MW
Hessenberg-Weißenbach	260
Hessenberg-Ternitz	260
Hessenberg-St. Andrä-Obersielach	144
Hessenberg-Zeltweg-Obersielach	144

Tabelle 8 Natürliche Leistung

Um die Auslastung dieser Leitungen analysieren zu können, wurden sämtliche Wirk- und Blindleistungswerte vom Jahr 2012 für jede Leitung in einem Einheitskreis dargestellt. Der Kreis soll die natürliche Leistung einer Leitung darstellen. Befindet sich der Leistungswert innerhalb des Kreises, so wird die Leitung unternatürlich betrieben und es kommt aufgrund des unternatürlichen Betriebes zu Spannungserhöhungen. Befinden sich die Leistungswerte außerhalb des Kreises, so geht man vom übernatürlichen Betrieb aus und es kommt zu einer Spannungsabsenkung. In den folgenden Diagrammen werden alle Leitungen, insgesamt sind es 6 Freileitungssysteme mit einer Nennspannung von 220 kV, analysiert. Zusätzlich wird die Blindleistung als Dauerlinie dargestellt, um die Richtung und Größe darstellen zu können.

#### Hessenberg-Weißenbach Leistungsnummer 223,224:

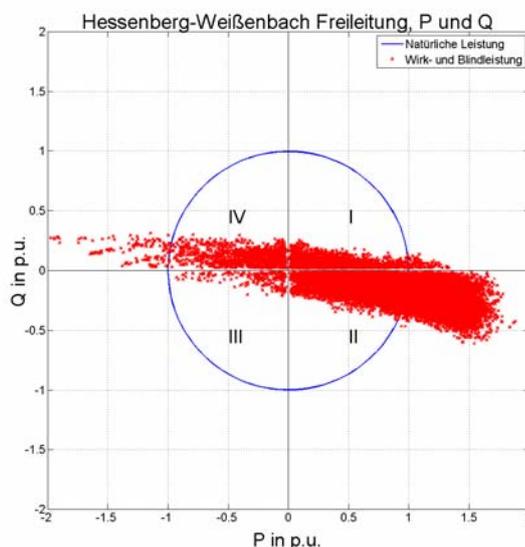


Abbildung 37 Auslastung der Doppelleitung Hessenberg - Weißenbach

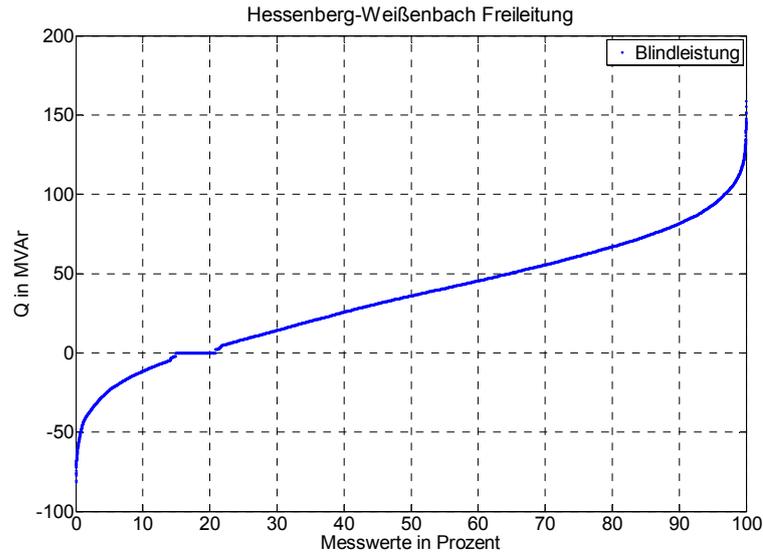


Abbildung 38 Dauerlinie der Blindleistung Hessenberg - Weißenbach

Die Sprünge in den Dauerlinien um den Nullpunkt herum ergeben sich dadurch, dass Messwerte, die unter 2 MVAR liegen, als Null registriert werden (Messgenauigkeit/Digitalisierung). Somit kann sich kein stetiger Verlauf um Null ergeben und erklärt den Sprung in Abbildung 38. Die Doppelleitung Hessenberg – Weißenbach wird zu 58 % unternatürlich betrieben, d.h. es befinden sich 58 % der Leistungsmesswerte im Einheitskreis. Es wird Blindleistung im Bereich von -80 bis 160 MVAR in Richtung der Sammelschiene im UW Hessenberg abgegeben.

**Hessenberg-Ternitz Leitungsnummer 225,226:**

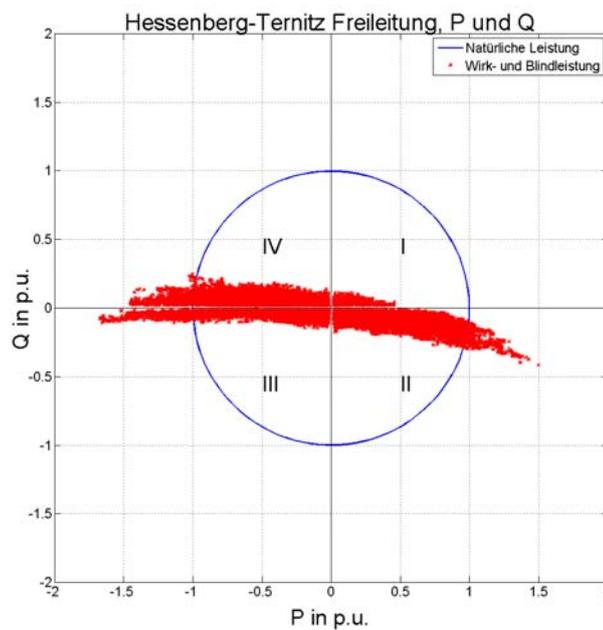


Abbildung 39 Auslastung der Doppelleitung Hessenberg - Ternitz

Die Doppelleitung Hessenberg – Ternitz ist im Jahr 2012 mit ca. 94 % annähernd durchgehend im unternatürlichen Betrieb.

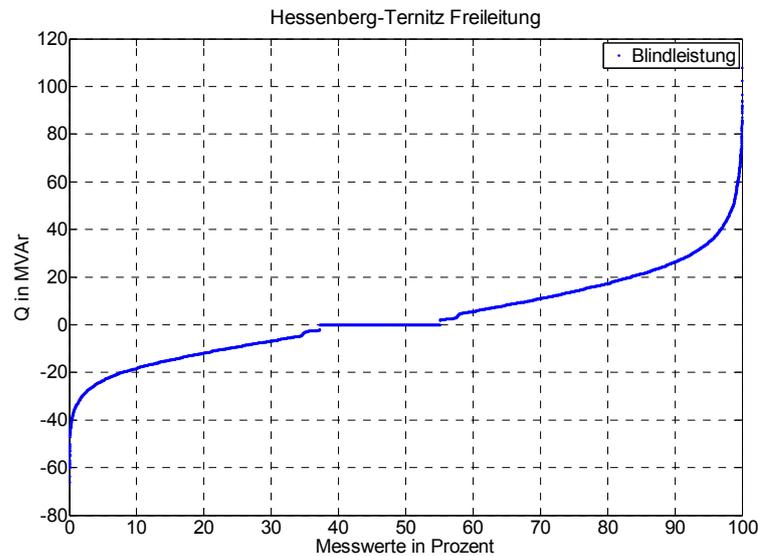


Abbildung 40 Dauerlinie der Blindleistung Hessenberg - Ternitz

Aus Abbildung 40 ist ersichtlich, dass es zu einer gleichmäßigen Verteilung bezüglich der Flussrichtung von Blindleistung kommt. Es kommt zu einer maximalen Blindleistungsübertragung von 100 MVar.

**Hessenberg-Obersielach Leitungsnummer 286, 285 & 287:**

Wie schon erwähnt wird der Leitungszug Hessenberg – Obersielach in zwei Einfachleitungen unterteilt und jede für sich betrachtet.

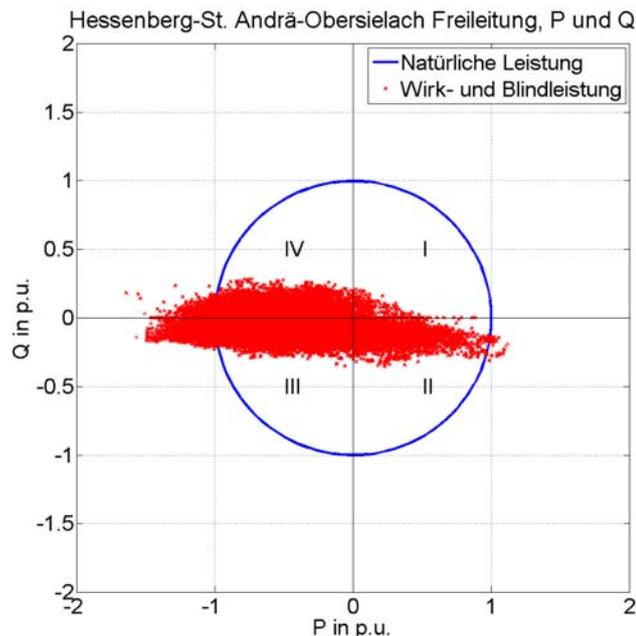


Abbildung 41 Auslastung der Einfachleitung Hessenberg - St. Andrä - Obersielach

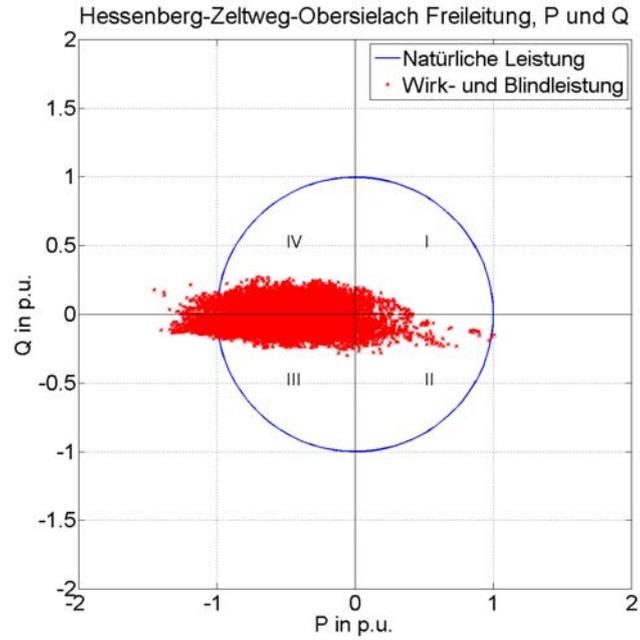


Abbildung 42 Auslastung der Einfachleitung Hessenberg – Zeltweg - Obersielach

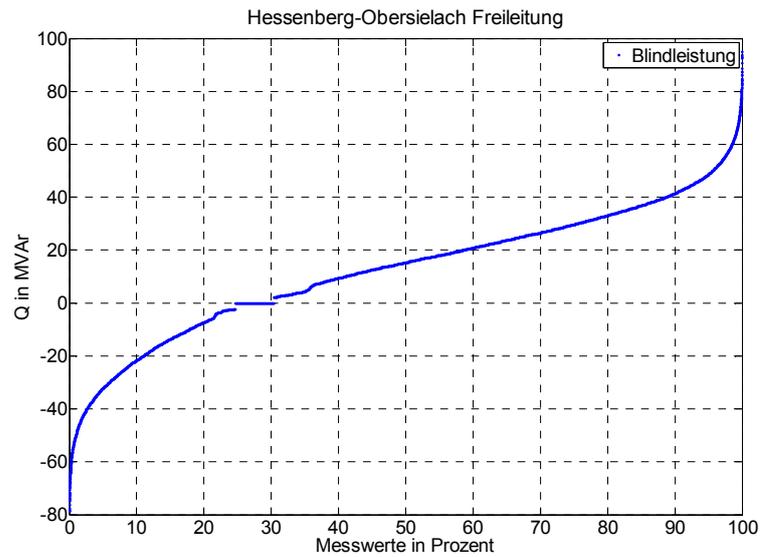


Abbildung 43 Dauerlinie Blindleistung Hessenberg - Obersielach

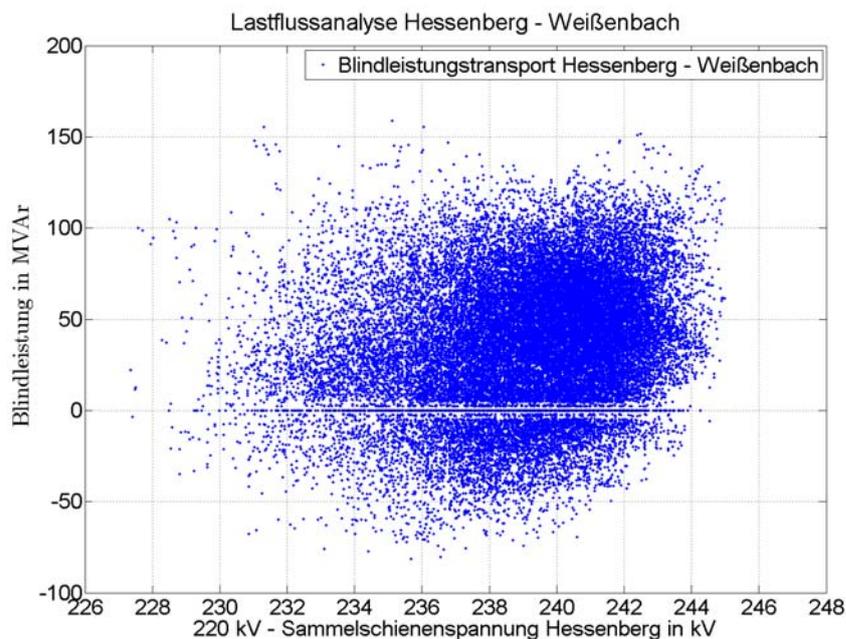
Der Leitungszug Hessenberg – Obersielach wird zu 97 % unternatürlich betrieben.

**Zusammenfassung aller Systeme:**

System	Unternatürlicher Betrieb im Jahr 2012 in %
Hessenberg – Weißenbach	58%
Hessenberg – Ternitz	94 %
Hessenberg – Obersielach	97 %

**Tabelle 9 Unternatürlicher Betrieb 2012**

Um eine weitere Aussage über den Zusammenhang von Blindleistung und Spannung treffen zu können, wurden die Blindleistungsflüsse in Funktion der Sammelschienenspannung aufgetragen. In Abbildung 44 wird der Blindleistungstransport von Hessenberg nach Weißenbach gezeigt. Es ist ersichtlich, dass kein eindeutiger Zusammenhang zwischen dem Blindleistungstransport der 220 kV – Freileitung Hessenberg – Weißenbach und der Sammelschienenspannung in Hessenberg besteht. Die Freileitungssysteme Hessenberg – Ternitz und Hessenberg – Obersielach verhalten sich ähnlich und werden daher nicht graphisch dargestellt.



**Abbildung 44 Blindleistung in Funktion der Spannung**

### 5.2.4. Analyse der Stufensteller

Es befinden sich vier Regelhauptumspanner im UW Hessenberg, drei davon haben eine Nennleistung von 220 MVA, der vierte dient als Reserve und besitzt eine Nennleistung von 120 MVA.

OBERSpannung							
Schrägregelung -60°							
Schaltung Anschluss	Stellung ARS1	Stellung ARS2	Stufenschalter Stellung	Spannung V	Strom A	Wähler Stellung	Wender Verbindet
	J	III	27	211190	601,5	1	-12° 03'
	J	III	26	212640	597,7	2	-10° 58'
	J	III	25	213960	593,7	3	-9° 53'
	J	II	24	215460	589,6	4	-8° 50'
	J	II	23	217030	585,3	5	-7° 47'
	J	II	22	218670	580,9	6	-6° 46'
	J	II	21	220370	576,4	7	-5° 44'
	J	II	20	222150	571,8	8	-4° 45'
	J	II	19	224000	567,1	9	-3° 45'
	J	II	18	225900	562,3	10	-2° 48'
	J	II	17	227870	557,4	11	-1° 51'
	J	III	16	229910	552,5	12	-0° 55'
	J	II	15	232000	547,5	13	0° 00'
	J	II	14M	232000	547,5	K	0° 00'
	J	II	13	232000	547,5	1	0° 00'
	J	II	12	234150	542,5	2	0° 54'
	J	II	11	236360	537,4	3	1° 47'
	J	II	10	238620	532,3	4	2° 39'
	J	II	9	241940	527,1	5	3° 30'
	J	II	8	243300	522	6	4° 20'
	J	II	7	245720	516,9	7	5° 09'
	J	II	6	248190	511,7	8	5° 57'
	J	III	5	250710	506,6	9	6° 44'
	J	II	4	253270	501,4	10	7° 30'
	J	II	3	255870	496,3	11	8° 16'
	J	II	2	258520	491,2	12	9° 00'
	J	II	1	261210	486,1	13	9° 43'

Abbildung 45 Stufenschalterstellung bei -60° Schrägregelung

In Abbildung 45 sind Stufenschalter Stellung und zugehörige Oberspannung ersichtlich. Dieses Datenblatt ist für die drei in Betrieb befindlichen Transformatoren gültig.

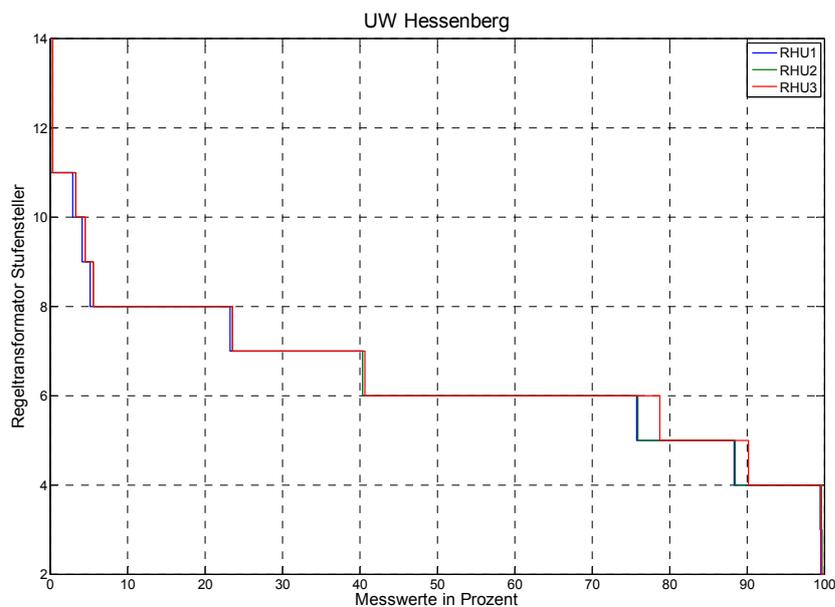


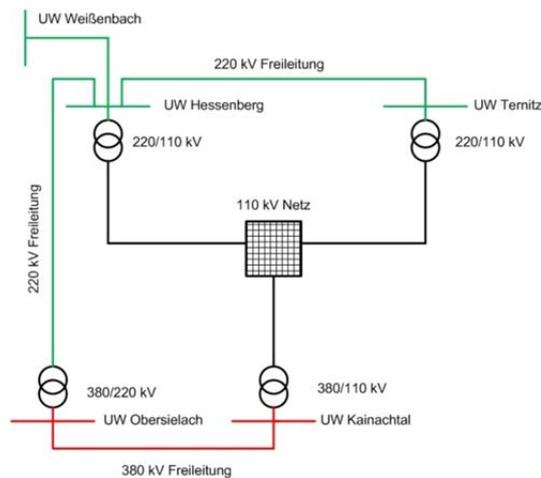
Abbildung 46 Stufenschalterstellung für das Jahr 2012 in Hessenberg

Die Verschiebung der Dauerlinie der Stufenschalterstellung in Abbildung 46 ergibt sich durch die Wartungen der einzelnen Transformatoren. Durchgehend werden die Regelhauptumspanner synchron umgeschaltet.

Die Schalterstellung 6 ist mit ca. 40% die häufigste Stufenwahl. Es zeigt sich, dass die Oberspannung des Transformators im höheren Bereich angesiedelt ist, um die generell höhere 220 kV - Sammelschienenspannung im UW Hessenberg an die untergelagerten Netze nicht weiterzugeben. Eine höhere Oberspannungsstufe bedeutet, dass primärseitig mehr Windungen angezapft werden, dadurch ergibt sich ein kleineres Übersetzungsverhältnis, somit sinkt die Sekundärspannung. Es handelt sich um eine -60° Schrägregelung.

### 5.2.5. Blindleistungsflussanalyse

Um analysieren zu können ob die Blindleistung durch unternatürlichen Betrieb der untergelagerten 110 kV Netze in Hessenberg auftritt oder durch überregionale Blindleistungstransporte, werden zusätzlich die Umspannwerke Ternitz und Kainachtal genauer untersucht. Die Blindleistungsbilanzen der RHU's in den einzelnen UW's werden über das Jahr aufgetragen. Über die Richtung der Blindleistung kann auf eine Verschiebung der Blindleistung geschlossen werden.



**Abbildung 47 Schematische Darstellung über die Verknüpfungen der einzelnen Umspannwerke**

In Abbildung 47 sind die Verbindungen und deren Spannungsebenen der einzelnen Umspannwerke ersichtlich. Es wurden die Leistungsbilanzen der einzelnen UW's und Leistungsbilanzen der 220 kV Freileitungen Hessenberg – Ternitz und Hessenberg – Obersielach untersucht.

Über mögliche Blindleistungstransporte können Korrelationen der Blindleistungszeitverläufe Auskunft geben. Um genauere Aussagen treffen zu können, müsste das UW Oststeiermark, welches ebenfalls mit dem untergelagerten 110 kV Netz verbunden ist, bei der Analyse berücksichtigt werden, wird aber vernachlässigt.

### 5.2.5.1. UW Kainachtal

Im UW Kainachtal befinden sich drei Transformatoren mit Nennspannungen von 380/110/30 kV und einer Nennleistung von 300 MVA. Da seitens der APG nur Leistungsdaten für alle RHU's für die 380 kV Ebene verfügbar sind aber nur teilweise für die 110 kV Ebene soll über die Verknüpfung der beiden Ebenen auf die restlichen Leistungsdaten geschlossen werden. Die Wirk- und Blindleistungsmesswerte der RHU's werden auf 300 MVA bezogen und im Einheitskreis dargestellt, um auf tendenzielle Leistungsflussrichtungen schließen zu können.

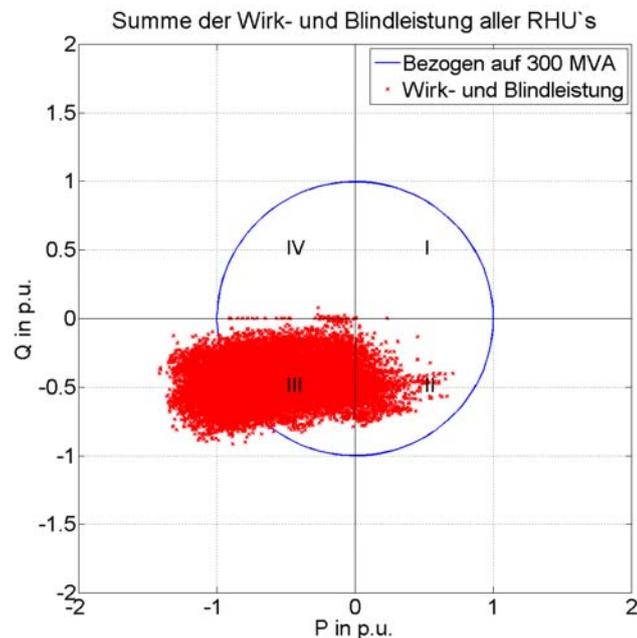
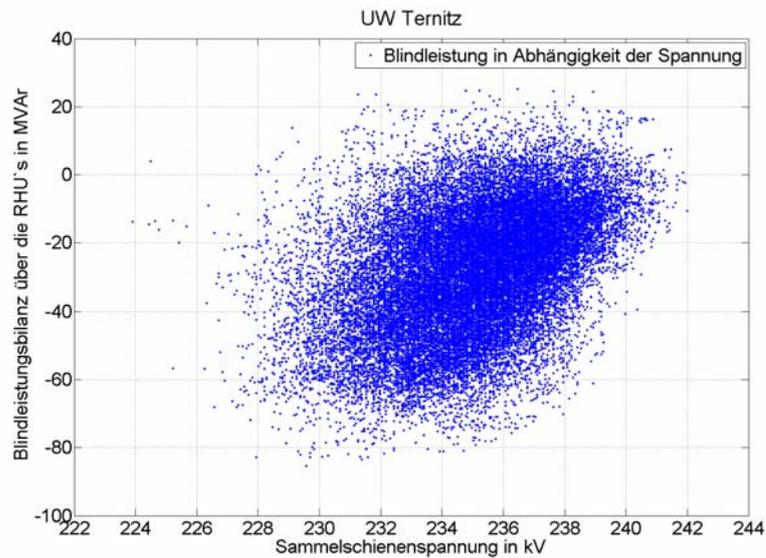


Abbildung 48 UW Kainachtal Wirk- und Blindleistungsmesswerte

In Abbildung 48 ist ersichtlich, dass die Blindleistung größtenteils von der Sammelschiene weg transportiert wird, d.h. es wird Blindleistung in das untergelagerte 110 kV Netz geliefert. Es ist auch ersichtlich, dass vermehrt Wirkleistung ins untergelagerte Netz bezogen wird.

### 5.2.5.2. UW Ternitz

Die Blindleistung bewegt sich - wie in Abbildung 49 ersichtlich - zwischen minimal -85 MVar und maximal 26 MVar Lieferung zur Sammelschiene hin.

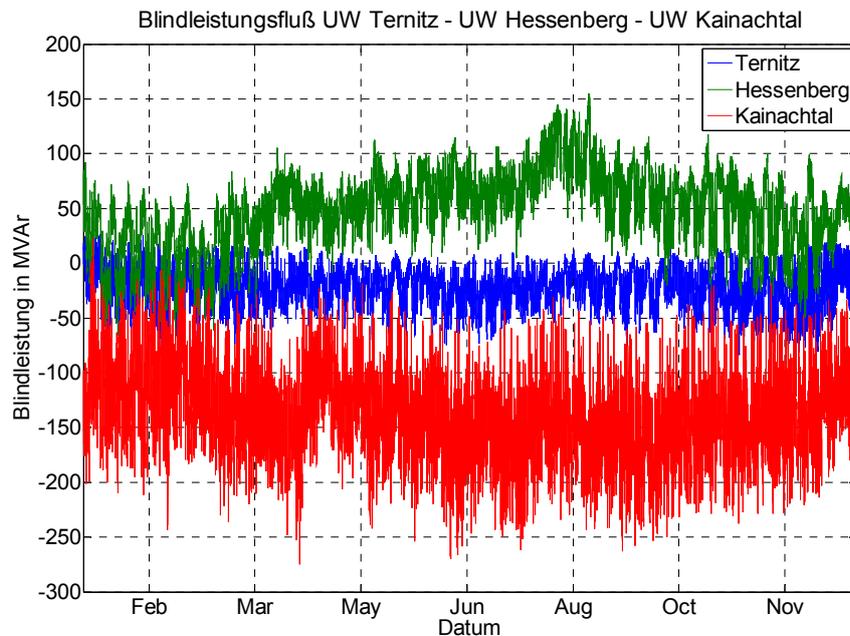


**Abbildung 49 Wirk- und Blindleistung in Funktion der Spannung**

In Ternitz verhält sich der Blindleistungsfluss ähnlich wie im UW Kainachtal. Der Großteil der Blindleistung fließt von der Sammelschiene weg, d.h. in Richtung der untergelagerten 110 kV Netze.

### 5.2.5.3. Analyse des Blindleistungszeitverlauf

Zunächst wird der Blindlastfluss (erfasst auf der 220-kV-Schiene) über die Transformatoren der in der Analyse beteiligten Umspannwerke in Abbildung 50 dargestellt. Negative Blindleistung bedeutet Blindleistungstransport von der Sammelschiene weg.



**Abbildung 50 UW Blindleistungsverlauf von 2012**

Konkret bedeutet die Blindleistungsflussrichtung im UW Kainachtal und UW Ternitz, Blindleistungslieferung in die untergelagerten 110 kV Netze. Im UW Hessenberg findet, vor allem im August vermehrte Blindleistungslieferung zur Sammelschiene hin, statt. Die Sammelschienenspannung in Hessenberg erreicht auch in diesem Zeitraum Maximalwerte. Der Blindleistungsfluss über die Regelhauptumspanner UW Ternitz und UW Hessenberg korreliert mit 50 %.

Der Grund für die hohe Sammelschienenspannung in Hessenberg kann auf folgende Punkte zurückgeführt werden:

- Blindleistungstransport innerhalb einer Masche im Übertragungsnetz
- Rückspeisung aus dem 110 kV Netz

Um genauere Aussagen treffen zu können, müsste das untergelagerte 110 kV Netz im Detail analysiert werden.

### 5.3. Kompensationseffekt im UW Hessenberg

Um hohe Spannungen an das untergelagerte Netz nicht weiterzugeben, erfolgt die Längsregelung der Regeltransformatoren. Jedoch kann damit die Spannung an der Primärwicklung nicht verringert werden.

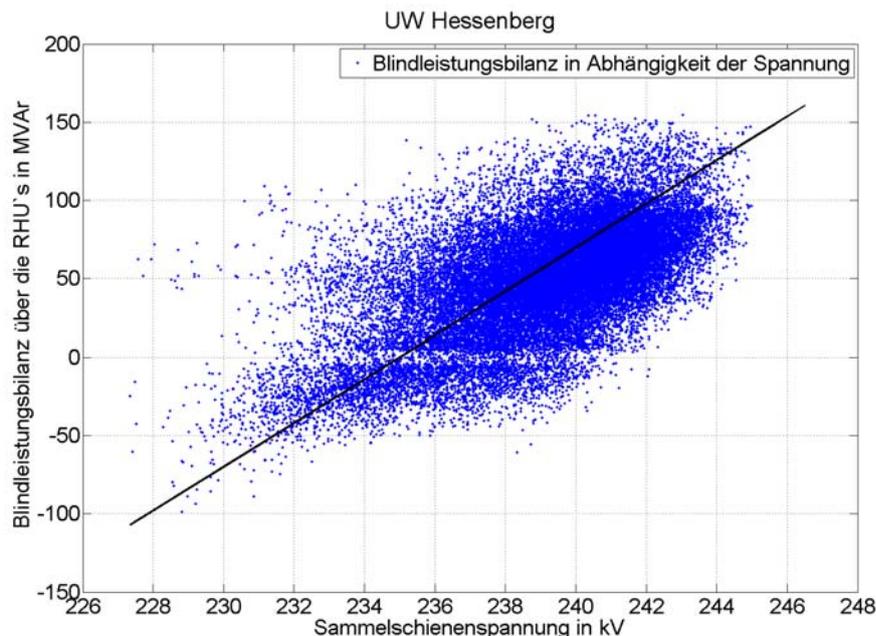
Die überschüssige Blindleistung, die den Spannungshub verursacht soll demnach verbraucht werden. Da die Transformatoren Tertiärwicklungen mit einer Nennspannung von 11 kV und einer Nennleistung von lediglich 33 MVar besitzen, gibt es Grund zur Überlegung die Blindleistung auf der 220 kV - Primärseite zu kompensieren.

Die notwendige Kompensationsdrossel, um die Spannungen auf ein akzeptables Niveau zu senken, wird einerseits grafisch aus der Beziehung  $Q=f(U)$  aus Abbildung 51, andererseits über die Näherungsformel aus Kapitel 4 (Formel 22) berechnet.

Es werden beide Lösungswege für Drosseln der Größenordnung 50 MVar und 100 MVar begangen und damit die Spannungsänderung ermittelt.

#### Grafische Ermittlung der Spannungsänderung:

Für die grafische Ermittlung ist es von Bedeutung den linearen Zusammenhang zwischen Spannung und Blindleistung in der Punktwolke herauszufinden. Um den linearen Zusammenhang zu ermitteln und damit die Steigung der Punktwolke in Abbildung 51, werden die Verhältnisse  $\Delta Q$  zu  $\Delta U$  überprüft.



**Abbildung 51 Annäherung der Punktwolke (Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung) an eine Gerade**

Es ergibt sich folgende Steigung der schwarzen gerade in Abbildung 51:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta U} = \frac{14 \text{ MVar}}{\text{kV}}$$

Es ergeben sich folgende Spannungsänderungen bei Zuschaltung der unterschiedlichen Drosselgrößen:

Drosselgröße in MVar	Spannungsänderung in kV
50	3,6
100	7,1

**Tabelle 10 Spannungsänderung bei unterschiedlichen symmetrischen Laständerungen im UW Hessenberg**

### Berechnung der Spannungsänderung:

In dieser Analyse werden Hochspannungssysteme betrachtet, wo der ohmsche Anteil vernachlässigt werden kann. Die Netzimpedanz hat daher einen Winkel von  $\psi=90^\circ$ . Folgende Näherung wird für die Berechnung der Spannungsänderung verwendet:

$$d \approx \frac{\Delta Q_A}{S_{KV}}$$

Formel 22

$\Delta Q_A$ ...symmetrische Laständerung in MVAR

$S_{KV}$ ...Kurzschlussleistung im Verknüpfungspunkt in MVA

d...relative Spannungsänderung

Die relevante Kurzschlussleistung im Verknüpfungspunkt ergibt sich aus den Kurzschlussbeiträgen über die einzelnen 220-kV-Leitungen. In der Regel werden Kompensationsdrosseln im Schwachlastzustand des Netzes zugeschaltet, da dort die meiste Blindleistung kompensiert werden muss, aufgrund von zusätzlich kapazitiv wirkenden Leitungen. Daher wird die Kurzschlussleistung für den Schwachlast-Zustand des Netzes für weitere Berechnungen verwendet.

#### Zuschaltung einer 100 MVAR Drossel:

$$U = 243 \text{ kV}$$

$$\Delta Q_A = -100 \text{ MVAR}$$

$$S_{KV} = 3684 \text{ MVA}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\Delta Q_A}{S_{KV}} \quad d = -\frac{100 \text{ MVAR}}{3684 \text{ MVA}} \quad d = -2,7 \%$$

Es kommt zu einer relativen Spannungsänderung von  $d=-2,7 \%$  und somit zu einer absoluten Spannungsänderung von  $\Delta U=-6,6 \text{ kV}$ .

#### Zuschaltung einer 50 MVAR Drossel:

$$U = 243 \text{ kV}$$

$$\Delta Q_A = -50 \text{ MVAR}$$

$$S_{KV} = 3684 \text{ MVA}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\Delta Q_A}{S_{KV}} \quad d = -\frac{50 \text{ MVAR}}{3684 \text{ MVA}} \quad d = -1,36 \%$$

Wird eine 50 MVAR Drossel zugeschaltet, ergibt die relative Spannungsänderung  $d=1,36 \%$ . Die absolute Spannungsänderung beträgt  $\Delta U=-3,3 \text{ kV}$ .

### Vergleich grafische und rechnerische Ermittlung:

	Grafische Ermittlung	Rechnerische Ermittlung	Abweichung
Drossel in MVar	$\Delta U$ in kV	$\Delta U$ in kV	$\Delta U$ in kV
50	-3,6	-3,3	0,3
100	-7,1	-6,6	0,5

Tabelle 11 Vergleich der Drosselzuschaltung

Der Vergleich der mit Hilfe der Messwerte und der rechnerisch aus Kurzschlussleistung und Blindleistungsänderung ermittelten Spannungsänderungen liefert zufriedenstellende Übereinstimmung. Der Spannungssprung mit ca. 6 kV, bei Zuschaltung einer 100 MVar Drossel, ist erheblich. Es wird sinnvoller sein die Blindleistung schrittweise zu kompensieren, entweder mit zwei 50 MVar Einheiten, oder mit einer variablen Drossel. Die Variante mit zwei Drosseleinheiten erfordert zwei Leistungsschalter, jedoch mit einer variablen Drossel lässt sich die Spannung stufenweise verändern. Die Investitionskosten müssen in diesem Fall genau betrachtet werden.

## 6. Berücksichtigung der Kompensationselemente beim Netzwiederaufbau

Untersucht werden soll der Netzwiederaufbau im Übertragungsnetz entlang zweier unterschiedlicher Leitungszüge. Ziel dieser Untersuchung ist die Überprüfung, ob genügend Blindleistungskompensationseinrichtungen zur Kompensation der leerlaufenden Leitungen entlang der beiden Netzwiederaufbaupfade, die in Kapitel 6.3.1. noch genauer beschrieben werden, vorhanden sind. Dynamische bzw. transiente Vorgänge werden bei dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

### 6.1. Sicherheit in der Energieversorgung

Oberstes Ziel der Netz- und Kraftwerksbetreiber ist die Aufrechterhaltung einer sicheren und zuverlässigen Energieversorgung. Die Anforderungen an die Versorgungssicherheit haben sich in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich erhöht, wohingegen speziell in den letzten 5 Jahren ein gravierender Umbau des elektrischen Energiesystems in Europa zu verzeichnen war. Der hohe Automatisierungsgrad industrieller Prozesse, der Übergang zu In-Time Produktionsprozessen und der zunehmende Einsatz elektrischer Energie haben die Abhängigkeit von einer ausfallsicheren elektrischen Infrastruktur erhöht. Sicherheit kann vielseitig betrachtet werden:

- Ressourcensicherheit: bedeutet, dass langfristig fossile Brennstoffe und regenerative Energie im ausreichenden Umfang zur Verfügung stehen.
- Erzeugungssicherheit: bedeutet, dass Kraftwerke und dezentrale Einheiten mit genügend Leistung zur Verfügung sind und dadurch keine Engpässe entstehen können.
- Übertragungs- und Verteilungssicherheit: bedeutet, dass die Netzinfrastruktur entsprechend dem Lastwachstum angepasst wird und laufend erneuert wird, sodass Ausfallrisiken klein und die Versorgungsqualität hoch bleiben.
- Operative Betriebssicherheit von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie Kraftwerksbetreibern

Das Übertragungsnetz wird, zur Erhöhung der Ausfallsicherheit vermascht betrieben. Ausfälle im sind aufgrund der räumlichen Netzausdehnung meist mit überregionalen Auswirkungen gekoppelt. Der „Worst Case“, das Blackout, ist der vollständige Ausfall oder der Ausfall großer Teile der Übertragungsnetzebene, einhergehend mit dem Ausfall aller unterlagerten Netze (ausgenommen regional begrenzter Inseln).

Zur Erfüllung der Sicherheitsanforderung, müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Struktursicherheit: Übertragungssysteme müssen nach dem (n-1)-Prinzip aufgebaut werden, um bei Ausfall einer Komponente, eine Versorgungsunterbrechung zu vermeiden.
- Überlastungssicherheit: Die Netze dürfen nur soweit ausgelastet werden, dass bei Ausfall einzelner Netzkomponenten, dass das verbleibende Rest-Netz ohne Überlastung betrieben werden kann.[15][16]

## 6.2. Netzzusammenbruch

Die Wahrscheinlichkeit für einen totalen Netzausfall im Übertragungsnetz in Europa oder auch in Österreich ist sehr gering. Grundsätzlich ist ein solches Ereignis aber nicht ausgeschlossen und hat im Falle eines Eintrittes gravierende Folgen für unser Gesellschaftssystem. Des Weiteren ist die Anzahl an möglichen Einflussfaktoren sehr groß, die Anzahl und der Verlauf der möglichen Störungsausbreitung nahezu unüberschaubar. Einige Beispiele für Ursachen, die zu einem Netzausfall führen können, sind im Folgenden aufgezählt:

- Witterungsverhältnisse, Naturkatastrophen:
  - Sturm
  - Eis-Last
  - Extreme Temperaturen
  - Muren
  - Lawinen
- Außergewöhnliche Lastflussverhältnisse
- Nicht harmonisierte Parametrierung in Schutz- und Leittechnik unter benachbarten Übertragungsnetzbetreibern
- Menschliches Versagen
- Mangel an Reservekapazitäten
- Kraftwerksausfälle
- Terroristische Aktivitäten

Jeder Übertragungsnetzbetreiber ist gesetzlich dazu verpflichtet, bei Großstörungen, die zum Ausfall des gesamten Übertragungsnetzes führen, das Übertragungsnetz wiederherstellen zu können. Ein Auszug aus dem Elektrizitätswirtschafts- und –Organisationsgesetz §40 Abs.15 EIWOG 2010:

„...ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten,...

...und Maßnahmen für den Wiederaufbau nach Großstörungen des Übertragungsnetzes zu planen und zu koordinieren, indem er vertragliche Vereinbarungen im technisch notwendigen Ausmaß sowohl mit direkt als auch indirekt angeschlossenen Kraftwerksbetreibern abschließt, um die notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen...“<sup>[13]</sup>

Die APG nimmt als einer der Übertragungsnetzbetreiber in Europa und als Mitglied der ENTSO-E auch übergeordnete Aufgaben im europäischen Übertragungsnetz wahr. Aus der Abwicklung und Koordination des internationalen elektrischen Energietransportes resultieren zusätzliche Aufgabenstellungen für die APG, deren Bewältigung einen sicheren überregionalen Betrieb des ENTSO-E Übertragungsnetz gewährleisten soll. Während die Anforderungen hinsichtlich Struktursicherheit häufig erfüllt werden, hat die Überlastungssicherheit häufig abgenommen. Die Überlastungssicherheit wird vor allem durch lange Genehmigungsverfahren bei Um- und Neubau von Leitungen beeinflusst, aber auch die Zurückhaltung bei Investitionen und Erneuerungen aufgrund fehlender Marktanreize im Kraftwerkspark gefährden die Überlastungssicherheit.

Ort	Datum	Störungsentwicklung / Dauer	Störungsurache	Störungsart	Betroffene Kunden	Kosten
USA/CAN	14.08.2003	4h / 16h	A+	Spannungszusammenbruch	55 Mio.	4,8 Mrd. €
Italien	28.09.2003	25min/8h	A+	Spannungszusammenbruch	57 Mio.	0,5-1 Mrd. €
Indonesien	18.08.2005	Sofort/8h	Instabiles Kraftwerk	Spannungszusammenbruch	100 Mio.	-
Indien	30.07.2012	Sofort/ca. 24h	Zusammenbruch Nord-Versorgung	Spannungszusammenbruch	370 Mio.	-
Indien	31.07.2012	Sofort/mehrere Stunden	A+	Spannungszusammenbruch	620 Mio.	-

**Tabelle 12 Großstörungen der letzten Jahre [14] (A+ bedeutet hohe Netzauslastung)**

In Tabelle 12 sind Großstörungen von 2003 bis 2012 aufgezeigt. Die Kosten für ein großflächiges Blackout in Österreich ziehen Kosten in der Höhe von 60 Mio. € pro Stunde ohne Stromversorgung nach sich. Deshalb muss sich der Netzbetreiber im Falle eines Blackouts, Szenarien überlegen, die einen schnellen Netzaufbau sicherstellen. [14][15]

### 6.3. Netzwiederaufbau

Oberstes Ziel beim Netzwiederaufbau nach einem großräumigen Netzzusammenbruch im Übertragungsnetz ist die ehestmögliche und sichere Wiederherstellung der Kundenversorgung. Dieser Prozess ist, speziell beim Aufbau von Netzinseln, höchst komplex und sensibel. Ziel der Untersuchungen zur Blindleistungskompensation soll die Zeitersparnis durch gleichzeitiges Hochfahren mehrerer unbelasteter Leitungen sein und somit eine Verringerung der Schalthandlungen zu erreichen.

#### 6.3.1. Topologie und Kompensationseinrichtungen

Der Netzwiederaufbau geschieht vom Westen Österreichs aus und soll den größten Ballungsraum (Wien) schnellstmöglich wieder versorgen.

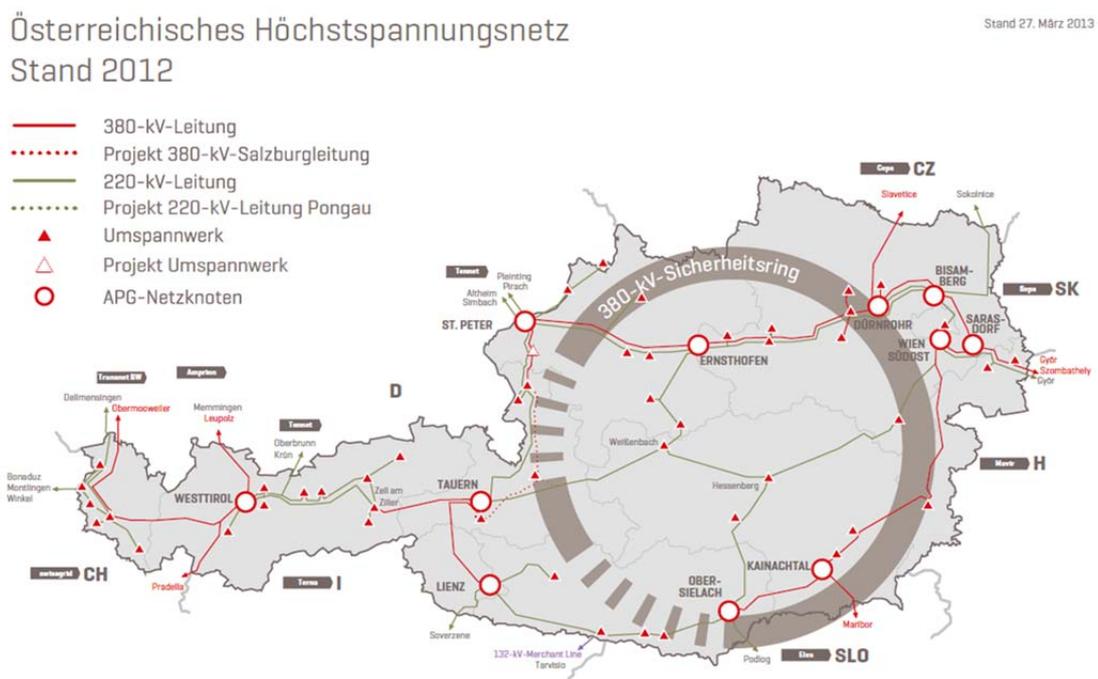


Abbildung 52 Österreichisches Übertragungsnetz (Stand 27. März 2013)

Ausgangspunkt sind zwei Inselnetze mit schwarzstartfähigen Kraftwerken. Ein Leitungszug wird von dem Speicherkraftwerk Kaprun aus gebildet und nimmt folgenden Verlauf (Tabelle 13):

Von	Bis	Ebene	Leistungsnummer	Systemlänge	Ladeleistung
-	-	kV	-	km	MVar
Kaprun	Tauern	220	289;290	6,4	1,381
Tauern	Salzburg	220	231;232	197	31,23
Salzburg	St. Peter	220	455,456	91	22,34
St. Peter	Ernsthofen	380	431,432	222,6	134,9
Ernsthofen	Dürnrohr	380	433,434A,434B	120	139,44
Dürnrohr	Bisamberg	380	435A,436A	102	62,65

**Tabelle 13 Leitungssysteme von Kaprun bis Bisamberg inklusive Systemkilometer und zugehörige Ladeleistung**

Der zweite Leitungszug wird von dem Kraftwerk Malta aus gebildet. Dort befindet sich ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer Gesamtleistung von 730 MW. Der Leitungszug endet im Umspannwerk Wien Südost (Tabelle 14).

Von	Bis	Ebene	Leistungsnummer	Systemlänge	Ladeleistung
-	-	kV	-	km	MVar
Malta	Lienz	220	269/270	97,4	19,01
Lienz	Obersielach	220	267A,266,267B,268	337,1	75,25
Obersielach	Kainachtal	380	471,472	144	78,64
Kainachtal	Südburgenland	380	475,476,477	411,1	293,18
Südburgenland	Wien Südost	380	477,478		

**Tabelle 14 Leitungssysteme von Malta bis Wien Südost inklusive Systemkilometer und zugehörige Ladeleistung**

Es sind sowohl die Spannungsebenen, als auch die Systemkilometer in Tabelle 13 und 14 für die einzelnen Leitungszüge dargestellt. Die Ladeleistung bezieht sich auf die jeweiligen Leitungszüge und entspricht der Blindleistung bei Nennspannung.

### 6.3.2. Theorie zu Spannungsanhebungen durch Zuschaltung leerlaufender Leitungen

Um den Spannungshub durch den Ferranti-Effekte veranschaulichen zu können, wird ein Teil des Leitungsstückes in Form eines Beispiels behandelt.

#### Beispiel Ferranti-Effekt:

Betrachtet wird die 220 kV – Doppelleitungen Tauern-Salzburg-St. Peter. Insgesamt handelt es sich um 288 Systemkilometer Freileitung mit einer Nennspannung von 220 kV.

Der Leitungszug Salzburg – St. Peter ist bereits für ein 380 kV ausgelegt, wird derzeit jedoch mit 220 kV bespannt. Die Daten der einzelnen Leitungszüge sind in Tabelle 15 dargestellt:

Von	Bis	Länge	$X_l$	$C_b$	Ladeleistung
-	-	km	$\Omega$	nF	MVar
Tauern	Salzburg	98,5	19,72	1800	31,23
Salzburg	St. Peter	45,5	5,905	1288	22,34
-	Gesamt	144	25,625	3088	53,57

Tabelle 15 Daten der 144 km - Freileitung

Beispiel:

$$U_1 = 220 \text{ kV}$$

$$X_l = 25,625 \Omega$$

$$C_b = 3088 \text{ nF}$$

Berechnung der relativen Spannungsänderung über die Kurzschlussleistung im UW St. Peter (Verknüpfungspunkt) bei Spannungsvorgabe im UW Tauern:

$$S_{kV} = \frac{U_1^2}{X_l} = 1888,8 \text{ MVA}$$

$$\Delta Q = U_1^2 \omega \frac{C_b}{2} = 23,5 \text{ MVar}$$

$$\frac{\Delta U}{U_1} = \frac{\Delta Q}{S_{kV}} = 1,2 \%$$

$$\Delta U = 2,7 \text{ kV}$$

Am Leitungsende dieses Leitungszuges kommt es zu einer Spannungserhöhung um 1,2 %.

## 6.4. Simulationen

In weiterer Folge sollen die Spannungsniveaus in den betreffenden Umspannwerken laut Tabelle 13 und 14 überprüft werden, wenn zwei Inselnetze gebildet werden. Die Simulation erfolgt mit NEPLAN auf Basis von Lastfluss-Berechnungen. Das vorhandene österreichische Übertragungsnetz wurde von der TU Graz in Absprache mit APG zur Verfügung gestellt. Für die Ermittlung der Grafiken wurden die Leitungszüge im Simulationsprogramm simultan durchgeschaltet. Die Spannungsniveaus der einzelnen UW's wurden ermittelt. Für die Netzsimulation werden fünf Varianten betrachtet:

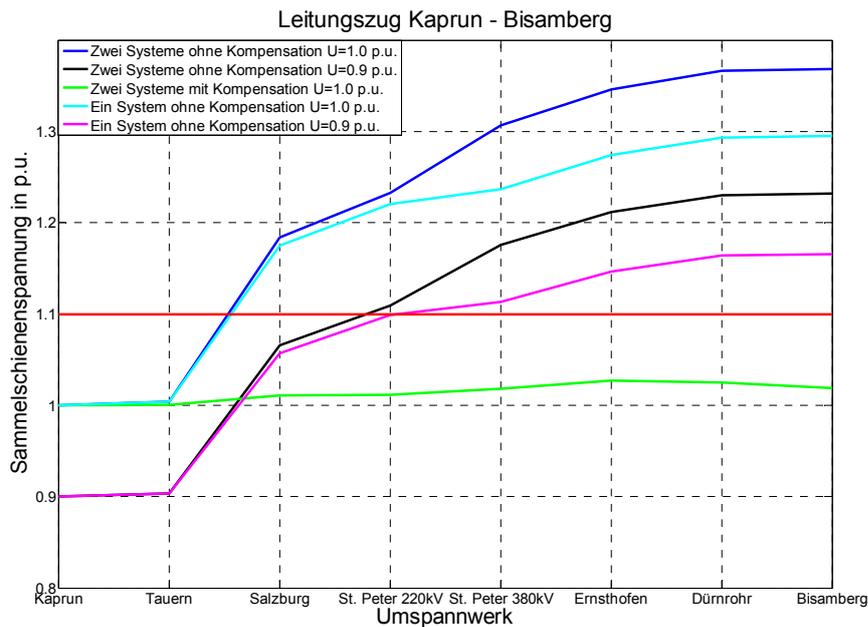
- Variante 1: Zuschaltung von zwei Systemen ohne Kompensationseinrichtungen, Spannung am Leitungsanfang  $U=1,0$  p.u.
- Variante 2: Zuschaltung von zwei Systemen ohne Kompensationseinrichtungen, Spannung am Leitungsanfang  $U=0,9$  p.u.
- Variante 3: Zuschaltung von zwei Systemen mit Kompensationseinrichtungen, Spannung am Leitungsanfang  $U=1,0$  p.u.
- Variante 4: Zuschaltung von einem System ohne Kompensationseinrichtungen, Spannung am Leitungsanfang  $U=1,0$  p.u.
- Variante 5: Zuschaltung von einem System ohne Kompensationseinrichtungen, Spannung am Leitungsanfang  $U=0,9$  p.u.

Bei einer Anfangsspannung von  $0,9$  p.u. ergibt sich aus der Beziehung  $Q = U^2\omega C$ , eine um rund 20% verringerte Ladeleistung. Die Spannungsgrenze  $1,1$  p.u. ergibt sich laut IEC 60038.

Die Spannungen in den betroffenen Umspannwerken, die sich durch die unterschiedlichen Varianten ergeben, sind in den nächsten Abbildungen dargestellt.

### 6.4.1. Leitungszug Kaprun – Bisamberg

In Abbildung 53 ist der Spannungsverlauf entlang des Leitungszuges dargestellt. Die rote horizontale entspricht der Grenze 1,1 p.u... Die Werte sind auf die jeweilige Nennspannung der Leitung von 220 kV bzw. 380 kV bezogen. Über den gesamten Leitungszug verteilt kommt eine maximale Ladeleistung von 444 MVar zustande (Variante 1). Die Variante 2 liefert eine Blindleistung von 359 MVar, also tatsächlich ca. 20% weniger im Vergleich zu Variante 1.



**Abbildung 53 Darstellung der Sammelschienenspannung in den betroffenen Umspannwerken bei unterschiedlichen Simulationsvarianten (Kaprun – Bisamberg)**

Über den Leitungszug verteilt befinden sich passive Kompensationseinrichtungen in der Höhe von insgesamt 950 MVar, d.h. es sind genügend Kompensationselemente vorhanden. Der grüne Spannungsverlauf ergibt sich durch das Zuschalten von Ladedrosseln an den Tertiärseiten der Transformatoren. Es wird mit zwei 100 MVar Drosseln in St.Peter, einer 100 MVar Drossel in Ernsthofen und zwei 100 MVar Drosseln in Dürnrrohr kompensiert.

Sofern nur ein System durchgeschaltet wird und die Eingangsspannung 0,9 p.u. beträgt, erreicht die Spannung am Leitungsende in Bisamberg 1,16 p.u (Variante 5). In diesem Fall würde eine Kompensationsdrossel in Bisamberg genügen, um die Spannung unter 1,1 p.u. zu senken.

### 6.4.2. Leitungszug Malta – Wien Südost

Im Vergleich zum Leitungszug Kaprun – Bisamberg, weist Malta – Wien Südost höhere Spannungen auf, aufgrund der längeren 380 kV Leitungen. Am Leitungsende wird ohne Kompensation maximal 1,55 p.u. erreicht.

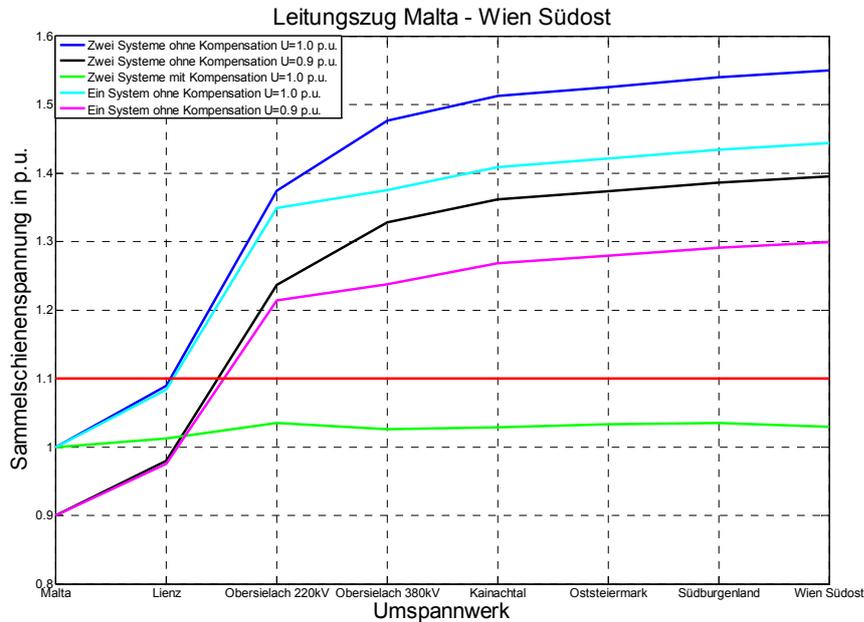


Abbildung 54 Darstellung der Sammelschienenspannung in den betroffenen Umspannwerken bei unterschiedlichen Simulationsvarianten (Malta – Wien Südost)

Auf der gesamten Länge sind Kompensationseinrichtungen in der Höhe von 950 MVAR verteilt, wobei der maximale Ladeleistungsbedarf 602 MVAR beträgt.

Wiederum sind genügend Kompensationseinrichtungen vorhanden, um die Spannung auf akzeptablen Niveaus zu halten. Insgesamt wird mit 500 MVAR kompensiert um den grünen Spannungsverlauf (Variante 3) in Abbildung 54 zu erreichen. Die Kompensation erfolgt mit 100 MVAR in Obersielach, 200 MVAR in Kainachtal und 200 MVAR in Wien Südost.

Sofern nur ein System durchgeschaltet wird, erreicht die Spannung am Leitungsende in Wien Südost 1,4 p.u.. Die Ladeleistung wird halbiert und im Gegensatz zur Zwei-Systeme Variante ist dementsprechend weniger Kompensation erforderlich.

## 7. Zusammenfassung und Ausblick

Derzeit erfolgt in Österreich die induktive Blindleistungskompensation im Allgemeinen an der Tertiärwicklung von Kuppeltransformatoren. Die Umfrage innerhalb der ENTSO-E hat auf Basis der erhaltenen Antworten ergeben, dass 49 % der gesamten induktiven Kompensationsleistung an der Tertiärwicklung zugeschaltet wird (Spannungsebenen < 35 kV). Die Öldrossel wird mit 79 % gegenüber der Luftdrossel mit 21 %, bezogen auf die Kompensationsleistung, bevorzugt. Die Weiterentwicklung der Spannungsfestigkeit von Luftdrosseln und die Reduzierung des Geräuschpegels, ermöglichen den Einsatz von Luftdrosseln auf Spannungsebenen > 35 kV. Der wirtschaftliche Vergleich zwischen Öl- und Luftdrossel ist für jeden Fall im Detail zu untersuchen. Grundsätzlich sind die Investitionskosten von Luftdrosseln gegenüber Öldrosseln geringer, da bei Öldrosseln zusätzliche Einrichtungen benötigt werden, jedoch liegt der große Nachteil im Platzbedarf von Luftdrosseln.

Die technische Untersuchung der Wirkung von Drosseln auf die Primär- und Sekundärseite des Transformators, sofern auf der Tertiärseite zugeschaltet wird, hat ergeben, dass es sinnvoller wäre, an der Primärseite zu kompensieren, da die großen Spannungssprünge die sich beim Zu- und Wegschalten sekundärseitig ergeben, vermieden werden können. Eine Verringerung der Nennleistung der Tertiärseite von Netzkuppeltransformatoren ergab keine relevante Gewichts- und Kostenersparnis und ist somit für die Kosten und das Gesamtgewicht eines Kuppeltransformators nicht von Bedeutung.

Die Spannungsanalysen der Umspannwerke Dürnröhr und Tauern zeigen die tendenziell höheren Spannungen im Osten auf, die aufgrund benachbarter Netze, die generell höhere Betriebsspannungsobergrenzen anwenden, zustande kommen. In Hessenberg sind die erhöhten Betriebsspannungen auf die Blindleistungsrückspeisung des untergelagerten 110 kV Netzes zurückzuführen. Die Betriebsarten der 220 kV Freileitungen, ausgehend von Hessenberg, haben einen geringen Einfluss auf die 220 kV - Sammelschienenspannungen in Hessenberg. Um genauere Aussagen treffen zu können, müsste das untergelagerte 110 kV Netz im Detail analysiert werden. Die Installation von Kompensationseinrichtungen im UW Hessenberg scheint zweckmäßig und könnte durch unterschiedliche Drosseltypen realisiert werden. Ein wirtschaftlicher Vergleich von Öl-, Luft- und variabler Öldrossel muss auch hier im Detail erfolgen. Die eleganteste Lösung könnte eine variable Öldrossel darstellen. Dadurch könnte das Spannungsniveau in Hessenberg fein angepasst werden. Die hohen Spannungssprünge, die durch das Zu- und Wegschalten von Drosseln entstehen, könnten mit einer variablen Öldrossel vermieden werden. Jedenfalls muss auch eine Reduktion der Blindleistungsrückspeisung aus dem 110-kV-Verteilernetz mit Stromnetz Steiermark diskutiert werden.

Das Szenario eines großflächigen Blackouts und der damit verbundene Netzwiederaufbau unter der Berücksichtigung von Kompensationsdrosseln, um Spannungsobergrenzen nicht zu verletzen, ergab für die stationäre Untersuchung, dass für die beiden Leitungszüge, die für den Netzwiederaufbau von den Pumpspeichern Richtung Wien benötigt werden, genügend Kompensationsleistung installiert ist. Sollten Varianten in Betracht gezogen werden, bei denen Leitungszüge mit geringeren Spannungen als die 0,9-fache Nennspannung bespannt werden, müssen die Unterspannungswächter in das Konzept mit einbezogen werden. Für weitere Untersuchungen sind das dynamische Verhalten der Generatoren und das Zuschalten langer leerlaufender Freileitungen zu berücksichtigen.

## 8. Quellenverzeichnis

- [1] FLOSDORF, Rene; HILGARTH, Günther; „Elektrische Energieversorgung“; Stuttgart; Teubner; 2003
- [2] KUNDUR, Prabha; “Power Systems Stability and Control”; New York; McGraw-Hill; 1994; ISBN-13: 978-0-07-035958-1
- [3] DIXON, Juan; MORAN, Luis; RODRIGUEZ, Jose; DOMKE, Ricardo: “Reactive Power Compensation Technologies: State of the Art Review”, IEEE Vol. 93 No. 12; Universidade do Porto; 2005
- [4] HEUCK, Klaus; DETTMANN, Klaus-Dieter; SCHULZ, Detlef; „Elektrische Energieversorgung“, Hamburg; Springer; 2010; ISBN 978-38348-0736-6
- [5] WERNEGGER, Hans-Jürgen; „Diplomarbeit Modelluntersuchungen betreffend die Stabilität der Energieübertragung“; Technische Universität Graz; 2002
- [6] RENNER, Herwig; Skriptum zur Vorlesung 434.160 „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme“; Technische Universität Graz; 2010
- [7] YONG-HUA, Song, A.T., Johns; “Flexible AC Transmission (Facts)”; Institution of Engineering and Technology; 1999; 978-0852967713
- [8] KHORAMI, Mohammad; “Application Fields and Control Principles of Shunt Reactors with Tap-Changer”, Chalmers University of Technology Göteborg; 2011
- [9] IEC 60038, „IEC standard voltages“, Edition 6.2, 2002-07
- [10] ABB; “Capacitors and Filters – Improving power quality for efficiency and reliability”; November 2011; Publication 1HSM 954331-01 Edition 1
- [11] ABB; “Synchronous condensers for voltage support in AC systems”; März 2013, Publication 9AKK105859
- [12] RENNER, Herwig, SAKULIN, Manfred; Skriptum zur Vorlesung 434.164 „Spannungsstabilität und Versorgungszuverlässigkeit“; Technische Universität Graz; 2008
- [13] Bundesgesetzblatt; „Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz und Energiecontrol-Gesetz“; Fassung vom 23.10.2010
- [14] BRAUNER, G.; „Simulationsverfahren für das Engpassmanagement zur Abwehr von Großstörungen“; OVE, November 2004
- [15] BRAUNER, G; „Zuverlässigkeit und Sicherheit in der Energieversorgung“, OVE, Mai 2003
- [16] RENNER, Herwig, TRAJANOSKA, Beti, RAUNIG, Christian; „Netzstudie zur Windenergieanbindung im 110 kV Netz der BEWAG“, Projekt Nr.: 2010-37; August 2010

- [17] WOLTER, Martin, RENDEL, Torsten, „Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich“, Studie im Auftrag der Energie-Control Austria, Universität Hannover, November 2011
- [18] Siemens Transformator Datenblatt, „3 Phasen – Öl – Regeltransformator“, Siemens Weiz, 2012
- [19] Siemens AG – Energy Sector, „Der Generator von Biblis A stabilisiert als Phasenschieber das Netz“, E307\_FR\_BiblisA\_d\_V1-0, Bestell-Nr. E50001-G230-A334
- [20] ABB, „FACTS for grid voltage stabilization and increased power transmission capability in Chile“, August 2008, Publication 1JNS012661
- [21] Siemens Transformator Datenblatt, „3 Phasen – Öl – Regeltransformator Zurndorf – 300/300/100 MVA, Wicklungen und Leiter“, Siemens Weiz, 2012