



Horst Paar, BSc.

**Spannungsstützung  
mit  
Wasserkraftwerken**

**Masterarbeit**

zur Erlangung des akademischen Grades  
Diplom-Ingenieur

Masterstudium  
Elektrotechnik - Wirtschaft

eingereicht an der  
**Technischen Universität Graz**

Betreuer  
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner  
Dipl.-Ing. Stefan Christian Polster

Graz, Juli 2020



# 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 wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

# Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....

Ort, Datum

.....

Horst Paar



# Kurzfassung

Der stetig steigende Verbrauch elektrischer Energie und die wachsende Installation dargebotsabhängiger, dezentraler Energiequellen führt dazu, dass das Thema Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb immer mehr an Bedeutung gewinnt.

Im Zuge dieser Masterarbeit werden wesentliche Einflussfaktoren der Blindleistungseinspeisung von Wasserkraftwerken zur Netzspannungsstabilisierung ganzheitlich untersucht. Die theoretischen Annahmen sind durch Simulation gestützt und durch einen realen Blindleistungseinspeiseversuch mit zwei Laufwasserkraftwerken abgesichert.

Daraus resultieren Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Netzspannungsanhebung bei Blindleistungseinspeisung und zur Abschätzung, sowie zur Optimierung des Kraftwerkverhaltens bei Blindleistungsautomatisierung als Ergebnis.

## Abstract

The steadily increasing consumption of electrical energy and the growing installation of supply-dependent, decentralized powerplants leads, that reactive power is becoming increasingly important for network operation.

In the course of this master thesis, significant influencing factors of reactive power for grid voltage stabilization are worked out. The theoretical assumptions are supported by simulation and verified by an on-field reactive power feed-in test with two run-of-river power plants.

This results in calculation basis to determine the grid voltage increase for reactive power feed-in and for estimation, as well as for optimizing the power plant behavior during reactive power automation.



# Abkürzungsverzeichnis

<b>AVR</b>	Spannungsregler	<b>LV</b>	Unterspannungsseite
<b>BB</b>	Sammelschiene	<b>Mes</b>	Gemessener Verlauf
<b>BMNUT</b>	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus	<b>Sim</b>	Simulierter Verlauf
<b>EB</b>	Eigenbedarf	<b>SM</b>	Synchronmaschine
<b>EL</b>	Erregungsbegrenzung	<b>T</b>	Transformator
<b>FCR</b>	Feldstromregler	<b>ÜEL</b>	Übertragungselement
<b>G</b>	Generator	<b>VNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>HV</b>	Oberspannungsseite	<b>UW</b>	Umspannwerk
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers	<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber
		<b>KW</b>	Kraftwerk

# Variablenverzeichnis

$\alpha_N$	Winkel der Netzkennlinie		Kurzschlussimpedanz im Knoten Q
$\alpha_{KW}$	Winkel der Blindleistungsstatik	$S_N$	Nennscheinleistung Transformator
$\varphi$	Phasenwinkel	$S_{KG}$	Kurzschlussleistung an Generatorklemme
$\vartheta$	Übertragungswinkel	$S''_{Kmin}$	Minimale Netzkurzschlussleistung
<b>I</b>	Knotenstrommatrix	$S_{kQ}$	Netzseitige Kurzschlussleistung
<b>I<sub>L</sub></b>	Laststrommatrix	$S_{KW}$	Kurzschlussleistungsbeitrag Kraftwerk
<b>I<sub>G</sub></b>	Generatorstrommatrix	$U$	Leiter- Leiterspannung
<b>U</b>	Knotenspannungsmatrix	$U_0$	Referenzspannung
<b>Y</b>	Admittanzmatrix	$U_1$	Eingangsspannung ÜEL
<b>Z</b>	Impedanzmatrix	$U_2$	Ausgangsspannung ÜEL
$\Delta U$	Komplexer Spannungsabfall	$u_k$	Kurzschlussspannung Transformator
$d$	Relative Spannungsänderung	$U_E$	Erregerspannung
$I_{12}$	Leitungsstrom	$U_G$	Generatorklemmenspannung
$I_E$	Erregerstrom	$\Delta U_l$	Längsspannungsabfall
$I_{Im}$	Imaginärteil Leitungsstrom	$U_{LN}$	Leiter- Neutralleiterspannung
$I_N$	Nennstrom Transformator	$U_{lQ}$	Längsspannungsänderung im Knoten Q
$I_{Re}$	Realteil Leitungsstrom	$U_{max}$	Maximale Netzspannung
$P$	Wirkleistung	$U_{min}$	Minimale Netzspannung
$Q$	Blindleistung	$\Delta U_Q$	Spannungsänderung im Knoten Q
$\Delta Q$	Blindleistungsänderung im Knoten Q	$\Delta U_q$	Querspannungsabfall
$Q_T$	Blindleistungsbedarf Transformator	$U_{ref}$	Referenzspannung AVR
$R$	Leitungswiderstand	$U_{Rl}$	Längsspannungsabfall
$R_{kQ}$	Wirkwiderstand der		

---

	Leitungswiderstand	$U_{X_{Ll}}$	Längsspannungsabfall
$U_{R_q}$	Querspannungsabfall		Induktivitätsbelag
	Leitungswiderstand	$X_{kQ}$	Blindwiderstand der
$U_{to}$	Obere Grenze Spannungstotband		Kurzschlussimpedanz im Knoten Q
$U_{tu}$	Untere Grenze Spannungstotband	$X_L$	Induktivitätsbelag
$\Delta u$	Spannungsänderung ohne Regelung	$X_T$	Transformatorimpedanz
$U_{X_{Lq}}$	Querspannungsabfall	$Z_{12}$	Koppelimpedanz
	Induktivitätsbelag		



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Theorie und Methodik</b>	<b>3</b>
2.1	Zusammenhang von Spannung und Blindleistung . . . . .	3
2.2	Blindleistungsfluss im Netz . . . . .	6
2.3	Spannungsänderung durch Blindleistungseinspeisung . . . . .	8
2.3.1	Admittanzmatrix zur Berechnung der Spannungsänderung . . . . .	8
2.3.2	Spannungsänderung im Verknüpfungspunkt . . . . .	9
2.3.3	Spannungsänderungen in benachbarten Netzknoten . . . . .	10
2.4	Netzspannungsregelung . . . . .	12
2.5	Synchronmaschinen in Wasserkraftwerken . . . . .	15
2.5.1	Erregereinrichtung . . . . .	15
2.5.2	Betriebsgrenzen . . . . .	17
2.5.3	Eigenbedarfstransformator . . . . .	18
2.6	Spannungsregelung im Verbundnetz . . . . .	20
2.7	Blindleistungsbereitstellungsverfahren . . . . .	21
2.7.1	Spannungsregelung . . . . .	21
2.7.2	Blindleistungsregler . . . . .	22
2.7.3	$\cos(\varphi)$ -Regler . . . . .	23
2.7.4	Q(U)-Kennlinie . . . . .	23
<b>3</b>	<b>Modellbildung</b>	<b>27</b>
3.1	Netzmodellierung . . . . .	27
3.1.1	Betrachteter Netzbereich . . . . .	28
3.2	Kraftwerksmodellierung . . . . .	29
3.3	Kraftwerksregelung . . . . .	29
3.3.1	Spannungsregler . . . . .	30
3.3.2	Kraftwerks-Blindleistungsregler . . . . .	31
<b>4</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>33</b>
4.1	Blindleistungseinspeiseversuch . . . . .	33
4.1.1	Versuchsdurchführung . . . . .	33
4.1.2	Netzspannungsbeeinflussung . . . . .	35

4.1.3	Generatorspannungsänderung . . . . .	43
4.2	Automatisierte Blindleistungsbereitstellung . . . . .	49
4.2.1	Arbeitspunktermittlung Tagesgang . . . . .	50
4.3	Dynamisches Kraftwerksverhalten bei Blindleistungsautomatisierung . . . . .	54
4.3.1	Kraftwerksblindleistungsregler . . . . .	54
4.3.2	Q(U)-Regler . . . . .	57
4.3.3	Analyse . . . . .	59
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b>	<b>61</b>
<b>6</b>	<b>Ausblick</b>	<b>63</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>i</b>
	<b>Anhang</b>	<b>i</b>
A.1	TOR - Richtlinien . . . . .	iii

# 1 Einführung

Der Wandel des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems in Richtung einer dezentralen Versorgung in Kombination mit dem stetig steigenden Energieverbrauch, führt zu erhöhtem Druck auf den konventionellen Netzausbau, da die Grenzen des verfügbaren Spannungsbandes durch dynamisch wechselnde Betriebssituationen zunehmend ausgenutzt werden. [1] Bedingt durch die ambitionierten energiepolitischen Ziele, die den steigenden Anteil regenerativer Energiequellen fordern, ist es notwendig, die Aufgaben der statischen und dynamischen Netzstützung auch auf Erzeugungsanlagen auszudehnen, um in Zukunft elektrische Energie in gewohnter Qualität mit höchster Versorgungssicherheit bereitstellen zu können.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden und den Wandel des Elektrizitätsversorgungssystems zu forcieren, hat die E-Control ein neues zwingend anzuwendendes Regelwerk für die Betreiber und Benutzer von Netzen [2] (Teil E: Systemschutzplan Österreich - Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen) veröffentlicht. Dieses Regelwerk, welches alle Erzeugungsanlagen und somit auch Bestandsanlagen in den Netzebenen  $\geq 100$  kV miteinbezieht, lieferte die Grundintention zur Ausarbeitung dieser Thematik. Die Entscheidung der E-Control, bestehende Anlagen mit vorhandener Blindleistungskapazität in den aktiven Netzbetrieb zu integrieren und die Spannung auch im Fehlerfall zu stützen, reduziert kostenintensive Netzausbauten und die Implementierung zusätzlicher neuer Betriebsmittel. Die Nutzung der großen vorhandenen Blindleistungsreserven die Kraftwerksbetreiber aufbringen können, ist ein weiterer Schritt zum kollektiven Netzbetrieb. Der Zugewinn an Bedeutung dieser Thematik, zeigt sich durch zunehmende Intensität der Diskussionen in der Branche und durch die steigende Anzahl der Veröffentlichungen zu diesem Thema. Trotz des ansteigenden Stellenwerts steht die Blindleistung im Verhältnis zu anderen Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung und Redispatch noch immer in geringem Fokus der Aufmerksamkeit.

Diese Arbeit beschäftigt sich mit den theoretischen Grundlagen der Spannungsstützung durch Blindleistungseinspeisung und arbeitet aus der elektrotechnischen Beschreibung mathematische Lösungen zur Berechnung der Auswirkungen auf das Versorgungsnetz und das Kraftwerk bei Blindleistungseinspeisung aus. Die theoretischen Annahmen werden durch einen realen Blindleistungseinspeiserversuch mit zwei Laufwasserkraftwerken abgesichert, dessen Koordination und Betreuung auch Bestandteil dieser Diplomarbeit ist.



## 2 Theorie und Methodik

### 2.1 Zusammenhang von Spannung und Blindleistung

Die Ursache der unterschiedlichen Spannungen in den Netzknoten sind Spannungsabfälle längs der Übertragungselemente in einem Netz. Daher werden die Grundlagen des komplexen Spannungsabfalls genauer betrachtet und aus deren elektrotechnischer Beschreibung die mögliche Beeinflussung der Netzspannung abgeleitet. Grundsätzlich kann ein komplexer Widerstand durch Serien- und/oder Parallelschaltung von Widerstand, Kapazität und Induktivität beschrieben werden. Nachfolgend wird das vereinfachte PI - Ersatzschaltbild für das Mitsystem einer Freileitung, bestehend aus der Reihenschaltung eines Widerstands  $R$  und einer Induktivität  $X_L$  herangezogen. In dem vereinfachten Ersatzschaltbild ist der Leitwertbelag vernachlässigt, da die Isolation im fehlerfreien Zustand als ideal angenommen wird. Ebenso werden die Leitungskapazitäten aufgrund des geringen Betrags außer Acht gelassen. Bei Bespannung des Übertragungselements ruft der Strom  $\underline{I}_{12}$  über den komplexen Widerstand einen Spannungsabfall, der Gleichung 2.2 folgt, hervor. Die nachfolgende Beschreibung folgt [3, S. 504 ff].

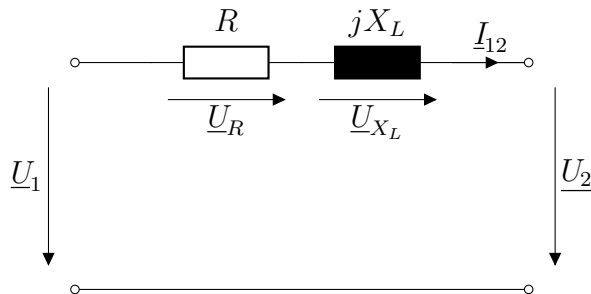


Bild 2.1: Vereinfachtes PI-Ersatzschaltbild einer Freileitung

Die Summe der Spannungsabfälle  $\underline{U}_R$  und  $\underline{U}_{X_L}$  wird als der komplexe Spannungsabfall  $\Delta\underline{U}$  definiert:

$$\Delta\underline{U} = \underline{U}_R + \underline{U}_{X_L} = \underline{I}_{12} \cdot (R + jX_L) \quad (2.1)$$

Unter Anwendung des 2. Kirchhoffschen Gesetzes, wird dieser mit der Ein- bzw. der Ausgangsspannung in Verbindung gebracht:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta\underline{U} = \underline{U}_2 + \underline{I}_{12} \cdot (R + jX_L) \quad (2.2)$$

Abhängig von Höhe und Richtung des Stromes stellen sich verschiedene Zustände am En-

de des Übertragungselements ein. Um die Spannungsabfälle an den einzelnen Elementen und deren Auswirkungen besser darstellen zu können, werden die Verhältnisse für kapazitive und induktive Stromübertragung in Zeigerdiagrammen dargestellt.

Bild 2.2 zeigt die Spannungsverhältnisse bei ohmsch-induktiver Stromübertragung. Deutlich zu erkennen ist eine Spannungsabsenkung am Ende des Übertragungselements ( $|\underline{U}_2| < |\underline{U}_1|$ ).

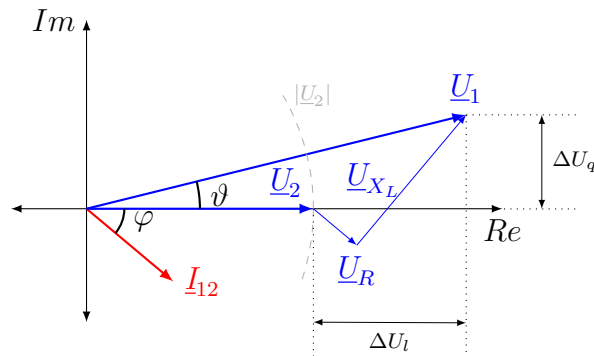


Bild 2.2: Spannungsabfall an einem Übertragungselement bei ohmsch-induktiver Last am Ende der Leitung, eigene Darstellung nach [3, S. 364f]

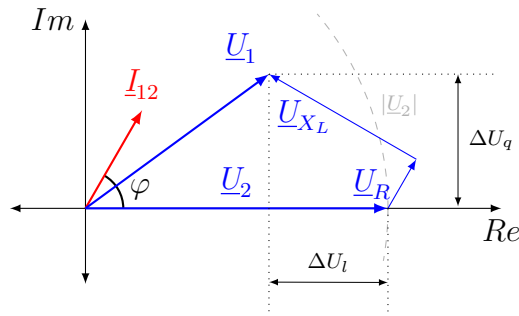


Bild 2.3: Spannungsabfall an einem Übertragungselement bei ohmsch-kapazitiver Last am Ende der Leitung, eigene Darstellung nach [3, S. 364f]

Der Spannungsabfall in Bild 2.3, hervorgerufen durch den ohmsch-kapazitiven Strom am komplexen Widerstand, führt zu einer Spannungsanhebung am Ende des Übertragungselements. Es zeigt sich, dass kapazitive Blindleistungseinspeisung an einem Netzknoten in einer Spannungsanhebung und induktive Blindleistungseinspeisung in einer Spannungsabsenkung im Netz resultiert. Aus den Zeigerdiagrammen sind nachfolgende Beziehungen ableitbar:

$$\begin{aligned} \Delta U_l &= U_{X_{R_l}} + U_{X_l} \\ &= |I_{12}| \cdot (R \cdot \cos(\varphi) + X_L \cdot \sin(\varphi)) \end{aligned} \tag{2.3}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_q &= U_{X_{Lq}} - U_{Rq} \\ &= |\underline{I}_{12}| \cdot (X_L \cdot \cos(\varphi) - R \cdot \sin(\varphi))\end{aligned}\tag{2.4}$$

Zu berücksichtigen ist, dass der Winkel  $\varphi$  zwischen Spannung und Strom bei kapazitiver Einspeisung negativ und bei induktiver Einspeisung positiv ist. Daraus resultieren unterschiedliche Vorzeichen in den sin-Anteilen obiger Gleichungen, welche die Unterschiede in der Addition von  $\Delta U_q$  und  $\Delta U_l$  bei Vergleich obiger Zeigerdiagramme erklären. Die in Hochspannungsnetzen üblichen Übertragungselemente, wie Transformatoren oder Freileitungen, sind vorwiegend induktiv (R/X-Verhältnis  $\approx 0.1$  [4, S. 10]) und der Wirkwiderstand kann für theoretische Betrachtungen vernachlässigt werden. Das führt dazu, dass der Anteil des Wirkwiderstandes in Gleichung 2.3 und 2.4 verschwindet und der Spannungsabfall nur mehr von den induktiven Anteilen hervorgerufen wird. Bei reiner Blindleistungseinspeisung am Knoten 1, d.h.  $\varphi = \pm 90^\circ$ , wird auch in Gleichung 2.4 der induktive Anteil des Querspannungsabfalls durch die cos-Beziehung zu Null. Es folgt, dass die Spannungserhöhung bei starker Blindleistungseinspeisung vom Längsspannungsabfall (Gleichung 2.3) und dessen induktivem Anteil abhängt. Diese Überlegung wird durch ohmsch-kapazitive Stromübertragung an einer Induktivität veranschaulicht:

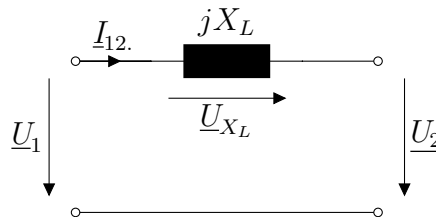


Bild 2.4: Ohmsch-kapazitive Stromübertragung über eine Induktivität

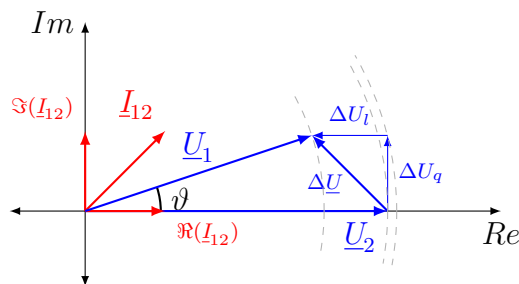


Bild 2.5: Spannungserhöhung an induktivem Übertragungselement durch ohmsch-kapazitiven Blindstrom

Bild 2.5 verdeutlicht die geringe Auswirkung des durch Wirkleistungsübertragung hervorgerufenen Wirkanteil des Stroms, auf den Betrag der Ausgangsspannung  $\underline{U}_2$ . Die Betragänderung der Spannung wird hauptsächlich durch den Blindanteil des Stroms, resultierend aus Blindleistungsübertragungen erzeugt. Es zeigt sich der Zusammenhang von

Blindleistung  $Q$  mit der Betragsänderung der Spannung, sowie der Zusammenhang von Wirkleistung  $P$  mit der Änderung des Übertragungswinkels  $\vartheta$ .

## 2.2 Blindleistungsfluss im Netz

Der Umkehrschluss aus vorigen Betrachtungen zeigt, dass Blindleistungsflüsse erst durch Spannungsdifferenzen gebildet werden. Um abzuschätzen, wie sich die durch Generatoren erzeugte Blindleistung im Netz verteilt, wird die Blind- und Wirkleistungsübertragung über ein induktives Übertragungselement (ÜEL) analysiert. Dabei liefert der an der Sammelschiene  $BB\ 1$  angeschlossene Generator  $G1$ , einen komplexen Strom, der einen Spannungsabfall an der Koppelimpedanz  $\underline{Z}_{12}$  hervorruft und die Last mit der Spannung  $U_2 \angle \delta$  versorgt.

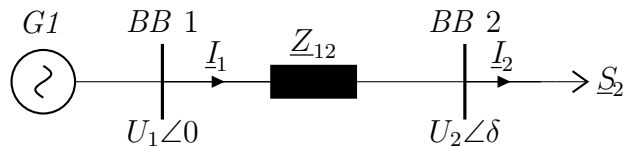


Bild 2.6: Blindleistungsübertragung über Induktivität

Die übertragene Leistung am Ausgang einer Phase:

$$\begin{aligned}
 \underline{S}_2 &= \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2^* \\
 &= \underline{U}_2 \cdot \frac{\underline{U}_1^* - \underline{U}_2^*}{(jZ_{12})^*} = \frac{j}{Z_{12}} \cdot (\underline{U}_1^* \underline{U}_2 - U_2^2) \\
 &= j \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \cdot e^{-j\delta} - j \frac{U_2^2}{Z_{12}} \\
 &= \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \cdot [j \cos(\delta) + \sin(\delta)] - j \frac{U_2^2}{Z_{12}}
 \end{aligned} \tag{2.5}$$

Dabei ist der Realteil die Wirkleistung  $P_2$  und der Imaginärteil die Blindleistung  $Q_2$ :

$$P_2 = \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \cdot \sin(\delta) \tag{2.6}$$

$$Q_2 = \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \cdot \cos(\delta) - \frac{U_2^2}{Z_{12}} \tag{2.7}$$

Die in [5, S. 44] gezeigte Analyse der Abhängigkeiten der Formeln 2.6 und 2.7 vom Übertragungswinkel  $\vartheta$  und der Spannung  $U_2$ , bestätigen die in Kapitel 2.1 gezeigten Zusammenhänge von Blindleistung und Spannung bzw. Wirkleistung und Übertragungswinkel.



Mit der Beziehung  $\cos^2(\vartheta) + \sin^2(\vartheta) = 1$  resultiert für die maximal übertragbare Blindleistung nach [6, S. 8]:

$$\underline{Q}_2 = \sqrt{\left(\frac{U_1 U_2}{Z_{12}}\right)^2 - P_2^2} - \frac{U_2^2}{Z_{12}} \quad (2.8)$$

Formel 2.8 ist, für die gewählten Vereinfachungen, unabhängig vom Übertragungswinkel  $\vartheta$ . Bei Betrachtung der Größenverhältnisse unter der Wurzel, wird bei typischen Netzgrößen der geringe Einfluss der Wirkleistung  $P_2$  erkennbar. Die Parabel schneidet die Abszisse bei  $U_2 \approx U_1$  für kleine Werte von  $P_2$ .

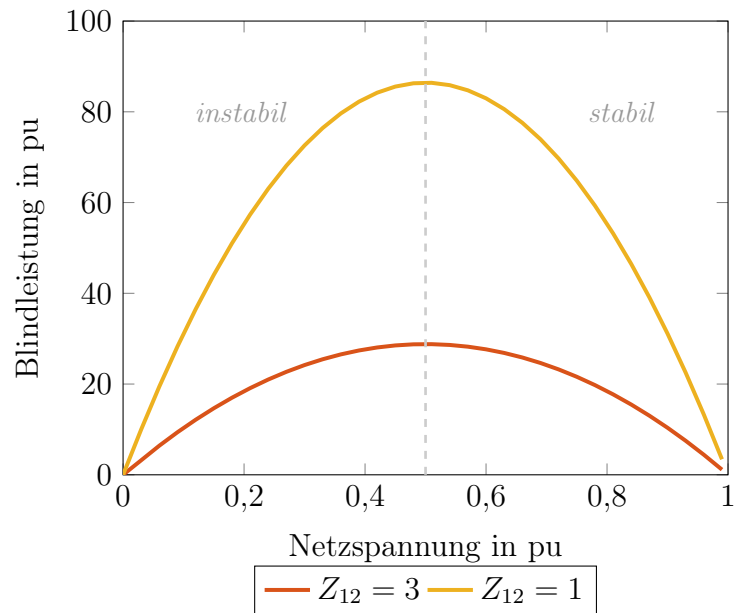


Bild 2.7: Blindleistungsübertragung in Abhängigkeit der Spannung am Verbraucherknotten für verschiedene Koppelimpedanzen<sup>1</sup>

Die Steigung der Parabel ergibt sich durch die erste Ableitung von 2.8:

$$Q(U_2)' = \frac{U_1^2 U_2}{Z_{12}^2 \sqrt{\left(\frac{U_1 U_2}{Z_{12}}\right)^2 - P_2^2}} - \frac{2U_2}{Z_{12}^2} \quad (2.9)$$

Bei Zunahme von  $Z_{12}$  flacht die Steigung der Parabel ab. Selbst bei großen Spannungsunterschieden zwischen  $U_1$  und  $U_2$  bleibt die maximal übertragbare Blindleistung sehr gering. Umgekehrt gilt, dass bei kleinen Impedanzen die Blindleistungsübertragung gut möglich ist. Die Spannungsregelung in elektrischen Netzen stellt somit vorwiegend ein lokales Problem durch die schnell anwachsenden Impedanzen dar.

<sup>1</sup>In der Literatur werden diese Kurven oft um 90° gedreht dargestellt ("nose curves").

## 2.3 Spannungsänderung durch Blindleistungseinspeisung

Um abzuschätzen, wie die Blindleistungseinspeisung durch ein Kraftwerk mit Synchrongeneratoren die Knotenspannungen in den Übertragungs- und Verteilnetzen beeinflusst und welche Auswirkungen auf das Kraftwerk zu erwarten sind, wird als Grundlage die Theorie der Netzurückwirkungen herangezogen [4].

### 2.3.1 Admittanzmatrix zur Berechnung der Spannungsänderung

Das am Netzknoten  $Q$  angeschlossene Kraftwerk ist mit der Kurzschlussimpedanz  $Z_{KQ}$  am Verknüpfungspunkt abgeschlossen. Wie in Punkt 2.1 beschrieben, stellen sich unterschiedliche Spannungen in den Netzknoten ein. Aufgrund des hohen Vermaschungsgrads eines Hochspannungsnetzes, erfolgt dessen mathematische Beschreibung über die Admittanzmatrix [8, S. 14].

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1i} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2i} \\ \vdots & & \ddots & \\ \underline{Y}_{i1} & -\underline{Y}_{i2} & \cdots & \underline{Y}_{ii} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Die Matrix beschreibt über den linearen Zusammenhang des Ohmschen Gesetzes in jedem Netzknoten die Knotenspannung  $\underline{U}$  mit dem Knotenstrom  $\underline{I}$ .

$$\underline{\mathbf{I}} = \underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} \quad (2.11)$$

In dieser Matrix sind die Elemente der Hauptdiagonale, genannt Eigenadmittanzen, die Summe der Leitwerte.

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=0}^n \frac{1}{\underline{Z}_{ij}} \quad (2.12)$$

Die übrigen Elemente, die Koppeladmittanzen, sind die negativen Leitwerte der Übertragungselemente. Diese stellen die Verbindung zu den benachbarten Netzknoten dar.

$$\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji} = -\frac{1}{\underline{Z}_{ij}} \quad (2.13)$$

Die Auswirkung der Einspeisung eines Kraftwerks mit der Stromänderung  $\underline{\Delta I}$  auf die

---

Spannung, errechnet sich durch Umformung von Formel 2.11:

$$\underline{\Delta U} = \underline{Z} \cdot \underline{\Delta I} \quad (2.14)$$

Dabei ist  $\underline{Z}$  die Inverse der  $\underline{Y}$ -Matrix:

$$\underline{Z} = \underline{Y}^{-1} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \cdots & \underline{Z}_{1i} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \cdots & \underline{Z}_{2i} \\ \vdots & & \ddots & \\ \underline{Z}_{i1} & \underline{Z}_{i2} & \cdots & \underline{Z}_{ii} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Bei einer selbst generierten Admittanzmatrix, muss auf die Regularität der  $\underline{Y}$  Matrix geachtet werden. Bei Vernachlässigung der Queradmittanzen (Leitungs-/Kabelkapazitäten und Lasten) zu den Bezugsknoten, wird die Matrix singulär und somit die Determinante der Matrix  $\underline{Y}$  gleich Null [4, S. 12]. Die Einträge im Vektor  $\underline{\Delta I}$  sind die Knotenströme, die Summe der in das Netzwerk zufließenden und abfließenden Ströme. Dabei sind zufließende Ströme positiv und abfließende negativ.

### 2.3.2 Spannungsänderung im Verknüpfungspunkt

Wird der Vektor  $\underline{\Delta I}$  in die konstanten Lastströme  $\underline{I_L}$  und in die veränderlichen Generatorströme  $\underline{\Delta I_G}$  zerlegt:

$$\underline{\Delta I} = \underline{I_L} + \underline{\Delta I_G} \quad (2.16)$$

folgt für Gleichung 2.14:

$$\begin{aligned} \underline{\Delta U} &= \underline{Z} \cdot \underline{I_L} + \underline{Z} \cdot \underline{\Delta I_G} \\ \underline{\Delta U} &= \underline{Z} \cdot \underline{I_L} + \underline{Z} \cdot \underline{\Delta I_G} \\ \underline{\Delta U} - \underline{Z} \cdot \underline{I_L} &= \underline{Z} \cdot \underline{\Delta I_G} \end{aligned} \quad (2.17)$$

Bei konstantem, spannungsunabhängigen Laststrom senkt dieser die Knotenspannungen um einen festen Betrag. Die Änderung der Knotenspannung resultiert aus der Änderung der Generatorströme. Die Spannungsstützung ist bei konstantem Laststrom unabhängig von diesem. Da nur die Änderung der Knotenspannung von Interesse ist, kann der konstante Teil weggelassen werden.

$$\underline{\Delta U} = \underline{Z} \cdot \underline{\Delta I_G} \quad (2.18)$$

Die durch den Generatorstrom hervorgerufene Änderung im Netzanschlusspunkt des Kraftwerks errechnet sich nach:

$$\Delta U_{ii} = Z_{ii} \cdot \Delta I_G \quad (2.19)$$

Dabei ist  $Z_{ii}$  gleich der Kurzschlussimpedanz  $Z_{KQ}$  im Verknüpfungspunkt. Unter der Anwendung der in Kapitel 2.1 angeführten Vernachlässigung des Querspannungsabfalls und Einbezug der Drehstromleistungen, resultiert für die Spannungsänderung in einem Netzknotenpunkt  $Q$ , vgl. [4, S. 19]:

$$\begin{aligned} \Delta U_Q \approx \Delta U_{lQ} &= \Delta |\underline{I}_G| \cdot (R_{kQ} \cdot \cos(\varphi) + X_{kQ} \cdot \sin(\varphi)) \\ &= \Delta \Re(\underline{I}_G) \cdot R_{kQ} + \Delta \Im(\underline{I}_G) \cdot X_{kQ} = \frac{\Delta P_Q}{3 \cdot U_{LN}} \cdot R_{kQ} + \frac{\Delta Q_Q}{3 \cdot U_{LN}} \cdot X_{kQ} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Für Hoch- und Mittelspannungsnetze mit  $R \ll X$  gilt:

$$\Delta U_Q \approx \Delta U_{lQ} = \frac{\Delta Q_Q}{3 \cdot U_{LN}} \cdot X_{kQ} \quad (2.21)$$

Daraus wird für die relative Spannungsänderung  $d$ :

$$d = \frac{\Delta U_Q}{U_{LN}} \approx \frac{\Delta U_{lQ}}{U_{LN}} = \frac{\Delta Q_Q}{3 \cdot U_{LN}^2} \cdot X_{kQ} = \frac{\Delta Q_Q}{U^2} \cdot X_{kQ} \approx \frac{\Delta Q_Q}{S_{kQ}} \quad (2.22)$$

Mit Formel 2.22 lässt sich mit ausreichender Genauigkeit die Spannungsänderung bei Blindleistungseinspeisung in einem Netzknoten abschätzen. Die Netzkurzschlussleistung  $S_{kQ}$  ist ungleich der zu erwartenden minimalen Kurzschlussleistung, sondern die um den Beitrag der Erzeugungsanlagen reduzierte Kurzschlussleistung. Formel 2.20 zeigt den Einfluss der Wirkleistungseinspeisung auf die Netzspannung. Bei Netzen mit ausgeprägterem Wirkwiderstand, wie Mittel- oder Niederspannungsnetzen, bewirkt die Wirkleistungseinspeisung einen nicht vernachlässigbaren Beitrag zur Spannungsanhebung.

## 2.3.3 Spannungsänderungen in benachbarten Netzknoten

### 2.3.3.1 Vermaschtes Netz

Eine Stromänderung in einem Netzknoten  $i$  verursacht eine Spannungsänderung in dem beliebigen Knoten  $j$ . Die Abhängigkeit wird über die Impedanzmatrix durch die Kopplimpedanzen beschrieben:

$$\Delta U_{ji} = Z_{ji} \cdot \Delta I_G \quad (2.23)$$

Daraus wird, bei gleicher Methodik wie in Kapitel 2.3, für die relative Spannungsänderung

---

$d_{ji}$  bei Änderung der eingespeisten Blindleistung im Verknüpfungspunkt Q:

$$d_{ji} = \frac{\Delta U_{ji}}{U_{LN}} = \frac{\Im(Z_{ji}) \cdot \Delta I_Q}{U_{LN}} = \frac{X_{ji} \cdot \Delta Q}{U^2} \quad (2.24)$$

Da die Koppelimpedanz  $Z_{ji}$  eine mathematische Größe ist, die aus Inversen der Admittanzmatrix resultiert, ist dessen Größenordnung im vermaschten Netzen nicht abzuschätzen. Die Berechnung erfolgt durch die Zuhilfenahme von Lastflussprogrammen.

### 2.3.3.2 Strahlennetz

In Verteilnetzen betriebene Wasserkraftanlagen, die in der Mittelspannungsebene einspeisen, finden häufig Netze mit Strahlennetztopologie vor. Diese Netze bilden, obwohl sie meist Vermaschten- oder Richnetzcharakter aufweisen, durch geöffnete Trennstellen, mehrere Netzstrahlen aus, vgl. [9]. Dabei ist der Wirkwiderstand nicht vernachlässigbar groß, sodass die Wirkleistungseinspeisung einen nennenswerten Einfluss auf die Spannungsänderung hat. Die Spannungsänderung zwischen zwei benachbarten Knoten eines Netzstrahls folgt Gleichung 2.25. Dabei sind  $\Delta P$  und  $\Delta Q$  die eingespeisten Drehstromleistungen.

$$d_{12} = \frac{R_{12} \cdot \Delta P + X_{12} \cdot \Delta Q}{U^2} \quad (2.25)$$

## 2.4 Netzspannungsregelung

Die Umformung von Gleichung 2.8, als Funktion der Spannung, in Abhängigkeit der Blindleistung, liefert die Form, vgl [5, S. 46]:

$$U_2^2 = \frac{U_1^2}{2} - Z_{12} \cdot Q_2 \pm \sqrt{\frac{U_1^4}{4} - Z_{12}^2 \cdot P_2^2 - Z_{12} \cdot Q_2 \cdot U_1^2} \quad (2.26)$$

Bild 2.8 zeigt die Darstellung der Spannung im Verbraucherknoten *BB 2* (Bild 2.6) in Abhängigkeit der Blindleistung unter Variation der Verbraucherleistung  $P_2$ . Die Versorgungsspannung  $U_1$  ist mit 1 pu konstant, die Koppelimpedanz  $Z_{12}$  ist für Darstellungszwecke unrealistisch groß gewählt.

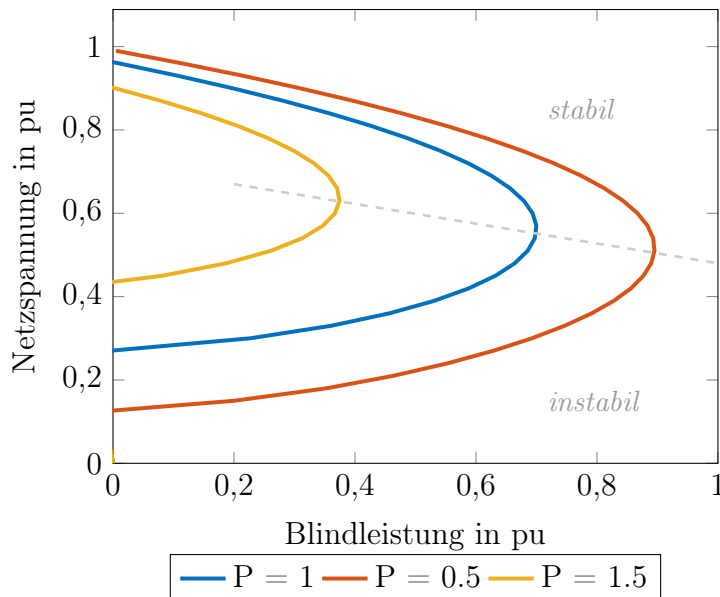


Bild 2.8: Netzkenlinien für verschiedene Wirkleistungen im Verbraucherknoten

Näherungsweise entspricht die Netzkenlinie im Regelbereich des Netzes einer linearen Funktion. Nachfolgende Überlegungen sind durch diese Linearisierung auf prozentuell geringe Spannungsänderungen beschränkt und nicht für Stabilitätsuntersuchungen anwendbar. Die erste Ableitung der Netzkenlinie im Punkt  $U_1 = 1$ ,  $P_2 = 0$ ,  $Q_2 = 0$  ergibt, unter Einbezug der relativen Spannungsänderung in einem Knotenpunkt von Formel 2.22 aus Kapitel 2.3, die Steigung der Kennlinie:

$$\frac{\partial U}{\partial Q} = -\frac{\Delta Q_{kQ}/S_{kQ} \cdot U}{\Delta Q_{kQ}} = -\frac{U}{S_{kQ}} = -\frac{X_{kQ}}{U} \quad (2.27)$$

Der Gradient der Netzkenlinie ist somit abhängig von der Kurzschlussleistung bzw. der

Netzimpedanz in dem betrachteten Netzknoten. Dies bestätigt die theoretische Betrachtung aus dem Abschnitt 2.3, zur Berechnung der Spannungsänderung in einem Netzknoten. Besitzt das Netz eine hohe Kurzschlussleistung, ist die Steigung der Netzkennlinie sehr flach und Blindleistungsänderungen wirken sich gering auf die Netzspannung aus. Im Umkehrschluss ist bei niedriger Netz Kurzschlussleistung, die unregelte Netzspannung stark von Blindleistungsänderungen abhängig.

Bild 2.9 zeigt eine Spannungsabsenkung  $\Delta u$  durch eine beliebige Änderung im Netz. Ohne Eingriff durch Blindleistungseinspeisung des Kraftwerks, sinkt die Netzspannung um  $\Delta u$  von Punkt  $A$  auf  $A'$ . Die Regelkennlinie des Kraftwerks, dessen Steigung als Blindleistungsstatik bezeichnet wird, repräsentiert das Kraftwerksverhalten bei Netzspannungsänderungen. Der resultierende Arbeitspunkt  $B$  des Kraftwerks, ergibt sich durch den Schnittpunkt der Netzkennlinie mit der Regelkennlinie. Ist die Statik, hier in Netzspannung/Blindleistung dargestellt, sehr flach gewählt, sodass kleine Netzspannungsänderungen große Blindleistungsänderungen ermöglichen, wird dem Absinken der Netzspannung deutlich entgegengewirkt. Umgekehrt gilt, dass eine steil gewählte Regelkennlinie, die Netzspannungsänderung kaum beeinflusst.

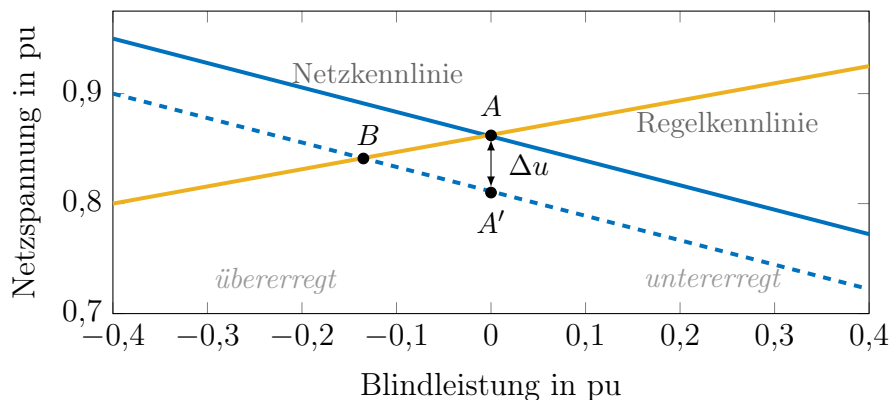


Bild 2.9: Blindleistungsarbeitspunkte bei Änderung im Netz

Dies erlaubt Rückschlüsse über das Kraftwerksverhalten bei automatisierter Blindleistungsbereitstellung. Zur Berechnung des resultierenden Arbeitspunktes wird angenommen, dass eine kleine Netzspannungsänderung einer Parallelverschiebung der Netzkennlinie entspricht.

Vorraussetzung zur Abschätzung ist lediglich die Kenntnis über die Kurzschlussleistung und die Netzspannungsänderung  $\Delta u$  vor automatisierter Blindleistungsbereitstellung. Nachfolgend wird der Gradient der Netzkennlinie als  $k_N$  mit dem Winkel  $\alpha_N$  und die Steigung der Blindleistungsstatik als  $k_{KW}$  mit dem Winkel  $\alpha_{KW}$  bezeichnet. Aus den geometrischen Beziehungen ergibt sich, unter Berücksichtigung der gewünschten Blindleistungsstatik, die

resultierende Änderung der Netzspannung  $\Delta U_Q$  und die abgegebene Blindleistung  $Q_{KW}$  des Kraftwerks.

Der Betrag der Strecke  $\overline{AB}$  in Bild 2.9 ist:

$$\overline{AB} = \frac{\Delta u \cdot \sin(\alpha_N)}{k_N \cdot \sin(\alpha_{KW} + |\alpha_N|)} \quad (2.28)$$

Dabei ist der X-Wert die Blindleistungsänderung  $\Delta Q_{KW}$  des Kraftwerks und der Y-Wert die resultierende Spannungsänderung  $\Delta U_Q$ :

$$\Delta Q_{KW} = \overline{AB} \cdot \cos(\alpha_{KW}) \quad (2.29)$$

$$\Delta U_Q = \overline{AB} \cdot \sin(\alpha_{KW}) \quad (2.30)$$

So kann bei bekanntem Tagesgang der ortsüblichen Spannung, das Kraftwerksverhalten bei automatisierter Blindleistungsbereitstellung, in Abhängigkeit der gewählten Blindleistungsstatik, vorab berechnet werden.



---

## 2.5 Synchronmaschinen in Wasserkraftwerken

Die Synchronmaschine ist das elektrische Kernstück eines Wasserkraftwerks. Mit Synchrondrehzahl rotierend wandelt sie die von der Turbine zur Verfügung gestellte kinetische Energie in elektrische Energie um. Abhängig von der Erregung kann sie, neben der aus der Turbine resultierenden Wirkleistung, Blindleistung in das Netz einspeisen (übererregter Betrieb) oder entnehmen (untererregter Betrieb). Wie in Kapitel 2.1 gezeigt, ist die Blindleistung relevant für die Spannungsstützung. Folglich wird der Fokus auf die zur Blindleistungserzeugung notwendigen Elemente gelegt.

### 2.5.1 Erregereinrichtung

Das Gleichstrom liefernde Erregersystem erzeugt ein elektromagnetisches Feld im Rotor der Synchronmaschine, das für die Induktion der Phasenspannungen im Stator verantwortlich ist. Die Höhe des Gleichfelds wird durch die Höhe der Erregerspannung gesteuert. Dabei kommt die notwendige Energie meist vom Generator selbst, bzw. durch mitrotierende Gleich- oder Drehstromerregemaschinen. Abhängig von der Größe der SM fallen ungefähr 0,5 % bis 3 % der Maschinenbemessungsleistung der Erregereinrichtung zu [7, S. 576]. Die zum Erreichen der Nennspannung notwendige Energie zur Erregung der Maschine, wird je nach Situation entweder vom Netz, von Hilfsgeneratoren oder durch Initialerregung bereitgestellt. Moderne Erregereinrichtungen basieren fast ausschließlich auf Leistungselektronik bestehend aus stationären Halbleiterthyristoren oder mitrotierenden Halbleiterdioden. Historisch bedingt existieren noch einige Vorläufer dieser Technologien, auf diese aber nicht weiter eingegangen wird. Es sei jedoch angemerkt, dass bei dynamischer Spannungs- oder Blindleistungsregelung aufgrund der hohen Zeitkonstanten bei älteren Systemen besondere Rücksicht genommen werden muss.

#### 2.5.1.1 Statische Erregung

Statische Erregereinrichtungen enthalten nur ortsfeste, ruhende Komponenten und besitzen das beste dynamische Verhalten. Die Energie für das an den Generatorklemmen angeschlossene Erregersystem, liefert während des Betriebs der Generator selbst. Sie wird dem Erregersystem über den Erregertransformator  $T_E$  zugeführt. Dabei wird die Dreiphasenwechselspannung über eine gesteuerte Gleichrichter-Brücke in eine Gleichspannung veränderlicher Höhe gleichgerichtet. Der Spannungsregler gleicht dabei die Generatorklemmenspannung  $U$  mit einem festen Referenzwert  $U_{ref}$ , durch Variation des Zündwinkels  $\alpha$  der Thyristorbrücken ab. Bedingt durch die Leistungselektronik herrschen in dem Sys-

tem praktisch vernachlässigbare Zeitkonstanten vor. Dadurch wird es möglich, die durch Schleifringe über Kohlebürsten zugeführte Erregerspannung, in beide Richtungen mit hoher Dynamik um große Beträge zu verändern. Dies erlaubt schnelles Ausregeln zur Wahrung der transienten Stabilität und der Polradwinkelpendelungen. Um ein Hochlaufen der SM bei nicht bespanntem Blocktransformator zu ermöglichen, kann über das Eigenbedarfsnetz die Erregereinrichtung mit der nötigen Energie versorgt werden. Die Möglichkeiten dabei sind vielfältig. Beispielsweise kann auf ein örtlich vorhandenes Mittelspannungsnetz, auf andere selbstanlaufende Generatoren oder auf eine Initialerregung durch Batterien zurückgegriffen werden [5].

### 2.5.1.2 Bürstenlose Erregereinrichtung

Anders als bei der statischen Erregung rotiert der Gleichrichter an der Welle des Generators mit. Er wird von einem Außenpolgenerator gespeist, der die Erregerenergie mechanisch direkt der Welle entnimmt. Die Erregung des Drehstromhaupterregergenerators erfolgt dabei durch eine mitrotierende, permanent erregte Drehstromhilfserregermaschine. Der Spannungsregler wirkt über den stationären Stromrichter, direkt auf die Erregung der Haupterregermaschine. Die Zeitkonstanten summieren sich durch die Induktivitäten des Generators und der Erregermaschine auf und resultieren in geringerer Regeldynamik. Ferner ist keine Schnellentregung möglich, da der Entregungswiderstand nicht in den rotierenden Teil eingeschaltet werden kann. Der große Vorteil liegt in der Wartungsfreiheit durch den Entfall der Kohlebürsten [3, S. 250f].

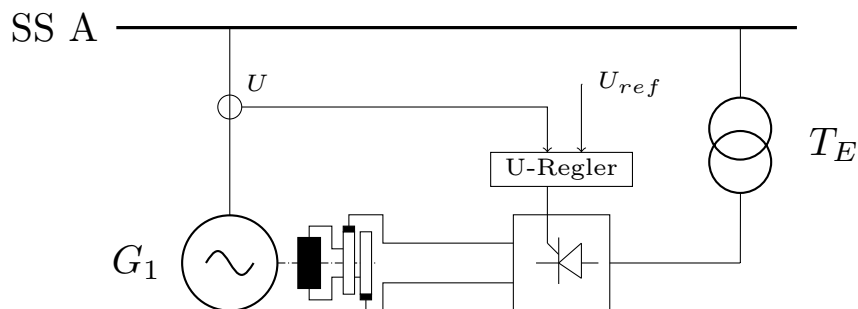


Bild 2.10: Blockschaltbild statische Erregung, eigene Darstellung nach [5, S. 51]

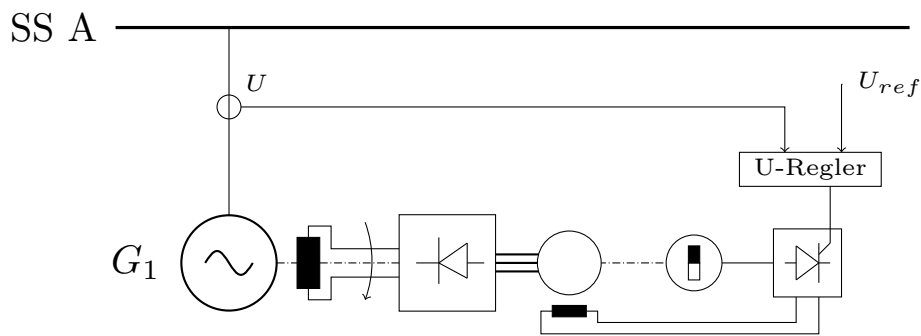


Bild 2.11: Blockschaltbild bürstenlose Erregung, eigene Darstellung nach [5, S. 51]

## 2.5.2 Betriebsgrenzen

Vorgegeben durch äußere Bedingungen und Fahrpläne besitzen Wasserkraftwerke einen festen Arbeitspunkt. Mit dem Ziel, vergütbare Wirkleistung zu erzeugen, fallen den Grenzen der Blindleistungserzeugung meist geringe Aufmerksamkeit zu. Abhängig von der Erregung sind Synchrongeneratoren in der Lage Blindleistung an das Netz abzugeben oder aufzunehmen. Blindleistungsabgabe bedeutet einen Arbeitspunkt kapazitiver Blindleistung, durch Übererregung des Rotors einzustellen. Induktive Blindleistung wird bei Untererregung von Synchronmaschinen aufgenommen.

Die maximale Belastbarkeit der SM ist durch die Baugröße und Konstruktion vorgegeben. Somit ergibt sich die Forderung die Maschine nicht höher als die maximale Scheinleistung zu betreiben. In nachfolgenden Generatordiagramm ist diese Grenze durch einen Kreis mit dem Radius entsprechend der maximalen Scheinleistung, der thermischen Grenze des Stators (Bild 2.12 Grenze a), dargestellt. Für übererregte Betriebszustände, also positive Blindleistungsbilanzen im Erzeugerzählpeilsystem, bildet der maximale Erregerstrom (Bild 2.12 Grenze b) die Grenze der Blindleistungserzeugung.

Bei verbesserter Läuferkühlung wäre eine Ausweitung der Grenzen möglich, dies ist durch den vorrangigen Wirkleistungsbetrieb nicht wirtschaftlich. Die theoretische Stabilitätsgrenze von Synchrongeneratoren bildet der Polradwinkel  $\vartheta < 90^\circ$ . Um dynamische Stabilität gewährleisten zu können und Stoßbelastungen standzuhalten, wird eine Stabilitätsgrenze mit  $\vartheta < 70^\circ$  angenommen (Bild 2.12 Grenze c). Laut [3, S. 246] handelt es sich hierbei um eine angenommene Grenze, die verhandlungsfähig ist und durch geeignete Regeleinrichtungen, ohne den Synchronismus zu verlieren ausgedehnt werden kann.

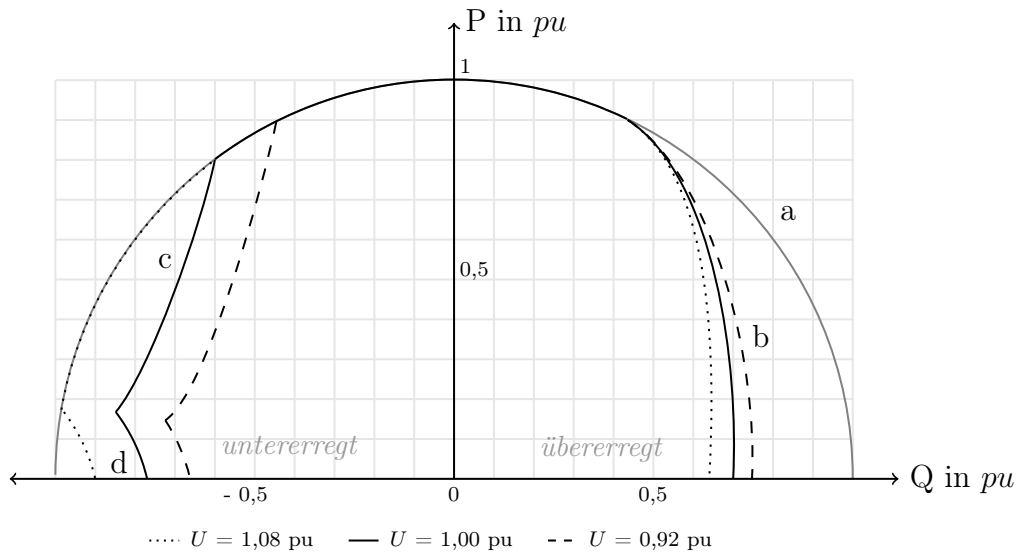


Bild 2.12: Erzeugungsgrenzen der Synchronmaschine, eigene Darstellung nach [5, S.14]

### 2.5.3 Eigenbedarfstransformator

Die Synchronmaschine, welche in Wasserkraftwerken häufig mit typengleichen Synchronmaschinen zu einem Block parallel geschaltet wird, speist über einen Blocktransformator elektrische Energie in das überlagerte Netz ein. Die Abbildung zeigt ein typisches Blockschaltbild von Synchrongeneratoren in einem Wasserkraftwerk mit stellbaren Eigenbedarfstransformatoren.

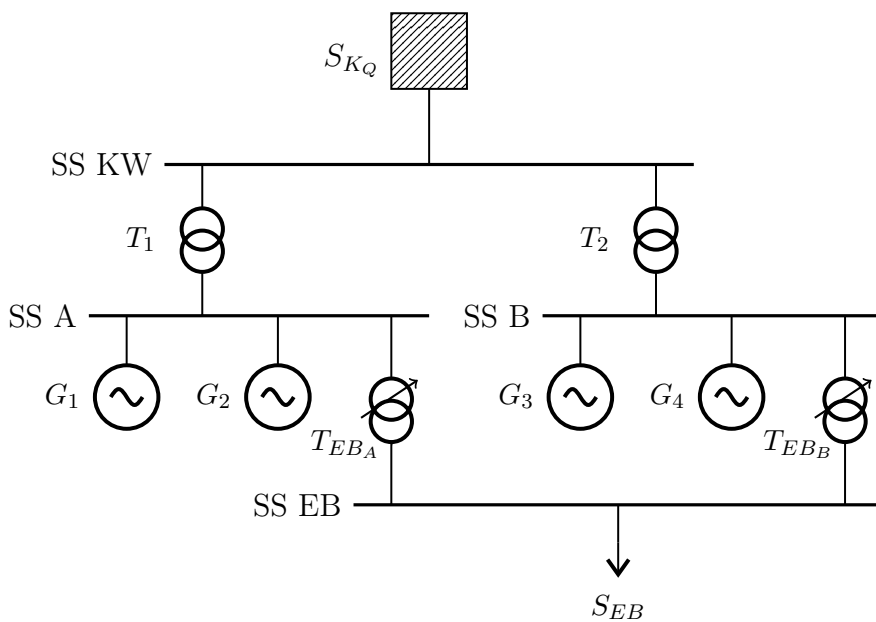


Bild 2.13: Blockschaltbild der Eigenbedarfsversorgung einer Synchronmaschine

---

stransformatoren für Hilfsbetriebe, welche Schutzsysteme, Leittechnik, Hydraulikantriebe, Lagerölpumpen o.Ä. sein können. Besondere Aufgabe fällt der Eigenbedarfssammelschiene bei gewünschter Schwarzstartfähigkeit des Kraftwerks zu. Dabei wird die Energie für die fremderregte Synchronmaschine extern über den Eigenbedarfstransformator via der Eigenbedarfsschiene an die Erregung geführt. Die Drehzahlregelung der starr mit der Turbine verbundenen Generatorwelle, welche die Frequenz der erzeugten Spannung regelt, erfolgt durch den Turbinenregler. Die Spannungshöhe des Generators und somit die Blindleistungsabgabe, ist über die Erregerleinrichtung durch den Spannungsregler geregelt. Eigenbedarfstransformatoren versorgen in Wasserkraftwerken, die für den Betrieb notwendigen Hilfsbetriebe. Um dem gleichzeitigen Ändern der Eigenbedarfsspannung mit der Generatorklemmenspannung entgegenzuwirken, besitzen EB-Transformatoren oft spannungsgeregelte Stufensteller. Die Veränderung des Übersetzungsverhältnisses ermöglicht eine konstante Spannung an der Eigenbedarfssammelschiene.

Der mechanische Stufenschalter bei regelbaren Transformatoren wird meistens aufgrund des geringeren Stromes meistens überspannungsseitig ausgeführt. Vergrößert sich die Primärspannung des Eigenbedarfstransformators, wird eine Stufe mit niedrigerer primärer Windungszahl eingestellt, um die sekundärseitige Spannung konstant zu halten. Verkleinert sich die Primärspannung, muss für eine konstante Sekundärspannung die primärseitige Windungszahl vergrößert werden. Der reziproke Zusammenhang ist in Gleichung 2.31 angeführt.

$$\frac{U_{HV}}{N_{HV}} = \frac{U_{LV}}{N_{LV}} \quad (2.31)$$

Da in Kraftwerken häufig mehrere Spannungsebenen vorherrschen, sind Eigenbedarfstransformatoren häufig als Mehrwickeltransformatoren ausgeführt. Bei Regelung der Netzspannung mit Synchrongeneratoren dürfen Eigenbedarfstransformatoren nicht außer acht gelassen werden, da durch zu hohe oder zu niedrige Spannung an den Generatorklemmen, bedingt durch Blindleistungseinspeisung der EB-Trafo, an die Grenzen seines Regelbereichs kommen kann und unzulässige Eigenbedarfsspannung auftreten können. Vor allem bei Blocktransformatoren zur EB-Versorgung mit festem Übersetzungsverhältnis, können bei Blindleistungseinspeisung betragsmäßig große Änderungen der EB-Spannung auftreten. Bei dynamischer Blindleistungsregelung der Kraftwerke, kann die Regeldynamik des Generators die Regeldynamik des Eigenbedarfstransformators überschreiten. Dadurch können kurzzeitig unzulässig tiefe oder unzulässig hohe EB-Spannungen auftreten.

## 2.6 Spannungsregelung im Verbundnetz

Die primäre Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung erfolgt durch die Spannungsregler, der unter Last schaltbaren Transformatoren und spannungsregelnden Synchrongeneratoren. Der vermehrte Einsatz von Synchrongeneratoren in der primären Spannungsregelung vermindert mechanische Regelungseingriffe der Stufenschalter der Netztransformatoren. Bedenkt man die Häufigkeit des Auftretens von Fehlern durch Stufenschalter, wird dadurch deren Zuverlässigkeit und Lebensdauer erhöht bzw. verlängert. Die Regelung erfolgt durch lokale Spannungsmessungen automatisch im Zeitbereich innerhalb weniger Sekunden.

Die übergeordnete, sekundäre Regelung erfolgt ausschließlich von der Netzleitstelle aus und dient dazu, den Einsatz der Mittel zur Spannungsregelung zu koordinieren und die primäre Regelung zu entlasten. So werden die Betriebsmittel der primären Regelung wieder in die Ausgangslage zurückgebracht. Dabei werden geeignete Sollwerte bzw. Schaltbefehle an Kompensationsanlagen ausgegeben. Es existiert jedoch kein zentraler Spannungsregler. Die Optimierungsrechnung (Tertiäre Regelung), die der Minimierung der Blindleistungsverluste und der Wahrung des nötigen Abstands zu den Spannungsgrenzen dient, ist als übergeordnetes Regelprogramm vorgesehen, vgl. [3, S. 544 ff]

---

## 2.7 Blindleistungsbereitstellungsverfahren

Die Realisierungsmöglichkeiten der Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung durch Wasserkraftanlagen mit Synchrongeneratoren sind vielseitig und bieten unterschiedliche Vor- und Nachteile.

### 2.7.1 Spannungsregelung

Jede elektrisch geregelte Erregereinrichtung besitzt eine Spannungsregelung zur Regelung der Generatorklemmenspannung, die im Betrieb am Netz zur Blindleistungsregelung mutiert. Vor der Synchronisation ans Netz bzw. beim Anfahren der Maschine, kommt der Spannungsregler ebenfalls zum Einsatz. Bild 2.14 zeigt das Blockschaltbild eines typischen Spannungsreglers für Synchrongeneratoren. Das Gesamtregelsystem der Erregereinrichtung besteht aus einem PI-Feldstromregler (FCR) und einem kaskadierten PID-Spannungsregler (AVR). Zusammen mit dem Generator besitzt das Regelsystem Zeitkonstanten im Bereich von drei Sekunden. Beide Regler haben Grenzwerte, um ein Wind-Up der Integratoren zu verhindern. Bei zu hoher Generatorklemmenspannung verhindert die Untererregungsbegrenzung, dass der Spannungsregler den Betriebspunkt durch Erregerstromverringerung über die Stabilitätsgrenze treibt. Die für die Spannungsschaltung erforderliche Erhöhung des Erregerstroms, bei Blindleistungsbedarf des Netzes, wird entsprechend der maximalen Läufertemperatur begrenzt. Dabei gleicht der Spannungsregler eine vorgegebene Referenzspannung mit der Generatorklemmenspannung ab und gibt seinen Ausgang an den Stromregler weiter. Der Abgleich der Klemmenspannung wird entweder durch einen Lastwinkelbegrenzer oder einen P/Q-Kurvenbegrenzer nach unten hin begrenzt. Die obere Grenze bildet ein zeitinverser Feldstrombegrenzer oder ein Übererregungsbegrenzer (AVR EL). Der Feldstromregler gleicht seine Führungsgröße, unter Berücksichtigung der Über- und Untererregungsbegrenzung (FCR EL), durch Variation des Zündwinkels  $\alpha$  der Thyristorbrücke (Powerpart), mit dem gemessenen Erregerstrom ab [5, S.51].

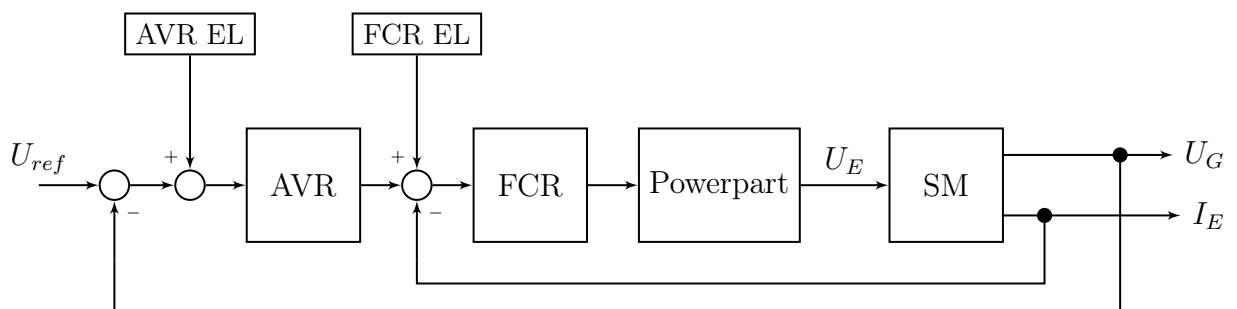


Bild 2.14: Blockschaltbild Spannungsregler, eigene Darstellung nach [5, S. 51]

## 2.7.2 Blindleistungsregler

Um einen festen Blindleistungsarbeitspunkt der Synchronmaschine einstellen zu können, besitzen Erregereinrichtungen einen im Vergleich zum Spannungsregler langsamen, überlagerten Blindleistungsregler.

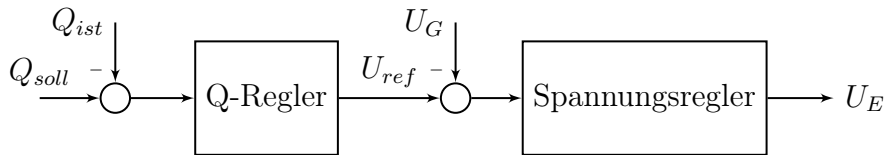


Bild 2.15: Blockschaltbild Blindleistungsregler

Dieser setzt an der Referenzspannung an und stellt über den unterlagerten Spannungsregler den gewünschten Betriebszustand ein. Durch den physikalischen Unterschied, zwischen der Stell- und Führungsgröße ist ein weiterer Regler erforderlich. Diese Kaskadierung hat den Nachteil, dass eine schnelle Generatorklemmenspannungsänderung eine, Änderung der Generatorblindleistung hervorruft, welche anschließend langsam durch den überlagerten Blindleistungsregler ausgeglet wird.

Häufige Realisierungsvarianten sind PI-Regler oder Stufensteller, deren Sollwerte meist aus dem Kraftwerks-Gesamtsollwert ermittelt werden. Dieser Sollwert wird auf die Maschinensätze aufgeteilt und an die Blindleistungsregler der einzelnen Generatoren weitergegeben.

### 2.7.2.1 Stetiger Regler

Die regelungstechnische Realisierung erfolgt durch einen PI-Regler mit Anti-Wind-Up Maßnahmen. Dieser besitzt typischerweise Zeitkonstanten im Bereich größer einer Sekunde [5, S. 51]. Die Ausgangsgrößenbeschränkung verhindert unzulässige Referenzspannungen, welche im Bereich von 1,1 pu und 0,9 pu liegen.

### 2.7.2.2 Spannungssteller

Der angestrebte Blindleistungswert kann auch über einen Stufensteller, der ähnlich wie ein Zweipunktregler arbeitet, eingestellt werden. Dabei wird die Referenzspannung auf den gewünschten Sollwert stufenweise gerampet. Konkret wird das Vorzeichen der Regelabweichung abgefragt und daraus Höher-/ Tieferbefehle erzeugt. Diese werden anschließend mit einem Rechtecksignal bestimmter Frequenz multipliziert und über einen Integrator der Erregereinrichtung als Referenzspannung zugeführt. Die Induktivität der Synchronmaschine



glättet die Stufenform des Erregerstroms. Der Vorteil der Methodik der Diskretisierung ist das Wegfallen eines zusätzlichen, kontinuierlichen Blindleistungsreglers und auch damit verbundene, mögliche Regelkreisinstabilität. Die Häufigkeit der Stellbefehle durch den Schwellwert des Stufenstellers, sowie die geringere Dynamik bilden jedoch die Nachteile aus.

### 2.7.3 $\cos(\varphi)$ -Regler

Der  $\cos(\varphi)$ -Regler berechnet den Sollwert aus der aktuellen Wirkleistung und dem gewünschten Leistungsfaktor der Erzeugungsanlage. Der gewünschte Blindleistungssollwert wird durch den unterlagerten Spannungsregler über den Blindleistungsregler ausgeregelt.

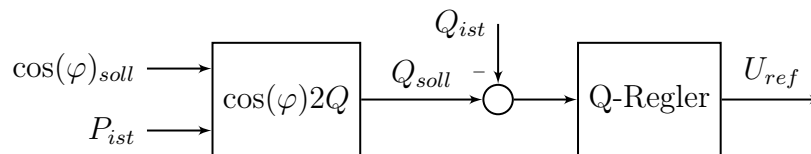


Bild 2.16: Blockschaltbild  $\cos(\varphi)$ -Regler

$$Q_{soll} = \frac{P_{ist}}{\cos(\varphi)} \cdot \sin(\varphi) \quad (2.32)$$

### 2.7.4 Q(U)-Kennlinie

Die spannungsabhängige Blindleistungserzeugung folgt der linearen Q(U)-Kennlinie mit positiver und negativer Beschränkung. Dabei arbeiten die Generatoren innerhalb der freigegebenen Blindleistungsgrenzen je nach Spannungssituation automatisch. Bei sinkender Spannung speist das Kraftwerk kapazitive Blindleistung ein. Die Erhöhung der kapazitiven Blindleistung erfolgt solange, bis sich ein stationärer Betriebszustand einstellt. Selbiges gilt bei Spannungsüberhöhung für induktive Blindleistung.

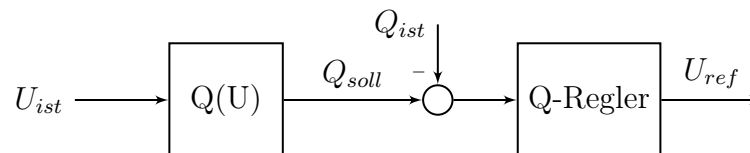


Bild 2.17: Blockschaltbild Q(U)-Regler

Die Kennlinie ist mit dem Wissen über die maximale, zur Verfügung stehende Blindleistung und den zulässigen Grenzen der Betriebsspannung definiert. Der Messpunkt der

abgegebenen Blindleistung liegt netzseitig hinter den Blocktransformatoren. Dabei ist zu beachten, dass der Blindleistungsbedarf der Transformatoren mitgemessen wird. Der Nullpunkt der Kennlinie wird durch die Referenzspannung, der ortsüblichen Netzspannung des Kraftwerks, festgelegt. Dabei können unterschiedliche Blindleistungsstatiken der kapazitiven und induktiven Zweige der Kennlinie entstehen.

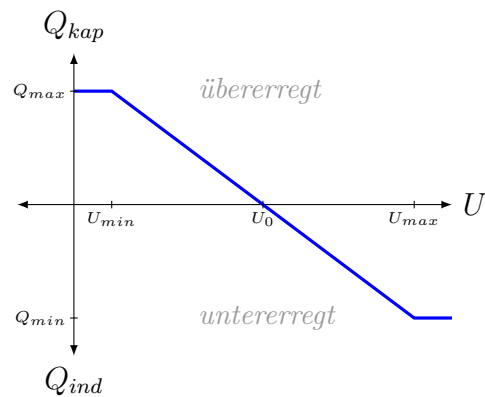


Bild 2.18: Spannungsabhängige Blindleistungskennlinie  $Q(U)$

Um dem Netzbetreiber, der die Netze häufig in Stark- oder Schwachlastsituationen mit anderen Referenzspannungen  $U_0$  betreibt, nicht entgegenzuwirken, kann die  $Q(U)$ -Kennlinie mit einem Totband erweitert werden. Unabhängig vom Netzbetrieb bietet das Totband den weiteren Vorteil, dass  $Q(U)$ -regelnde Kraftwerke sich erst bei Abweichung außerhalb des ortsüblichen Spannungsbandes, an der primären Blindleistungsregelung beteiligen und somit eine Reduzierung der Netzeingriffe und eine damit verbundene Schonung der Anlagen eintritt.

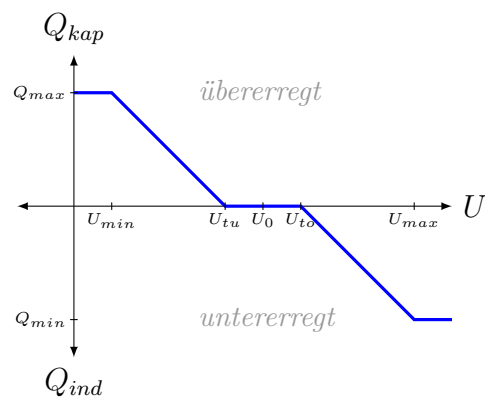


Bild 2.19: Spannungsabhängige Blindleistungskennlinie  $Q(U)$  mit Totband

---

#### 2.7.4.1 Kennwerte der Kennlinie

Die Steilheit in MVAR/kV der Kennlinie resultiert aus den maximalen Blindleistungsgrenzen der Anlage und den vorgegeben Spannungsgrenzen des Netzbetreibers. Die maximale Blindleistung ist abhängig von der Anzahl der im Betrieb befindlichen Generatoren, bzw. der an der automatisierten Blindleistungsbereitstellung beteiligten Generatoren. Die maximalen Spannungsgrenzen betragen meist 95% und 105% der Referenzspannung, wobei die innerhalb dieser Grenzen liegenden Totbandspannungen diskutabile Werte darstellen.

#### 2.7.4.2 Dynamik

Die Gesamtdynamik der Erregereinrichtungen, bei automatisierter Blindleistungsregelung, ist durch den langsameren Blindleistungsregler beschränkt.

#### 2.7.4.3 Blindleistungsbedarf von Transformatoren

Das lineare Verhalten der Q(U)-Kennlinie wird häufig für den Netzübergabepunkt und somit für das ganze Kraftwerk mit dem Netzbetreiber abgestimmt. Daher gilt Kennlinie nicht nur für die Generatorblindleistung, sondern auch für die Blindleistungsaufnahme der Blocktransformatoren. Dieser muss, um der Kennlinie zu folgen, berücksichtigt werden. Blocktransformatoren beziehen zur Magnetisierung induktive Blindleistung aus dem Netz, die wie folgt, unter Vernachlässigung der Leerlaufverluste, berechnet werden kann:

$$Q_T = I^2 \cdot X_T = I^2 \cdot U_N^2 / S_N \cdot u_k \quad (2.33)$$

Die Kompensation dieser Blindleistung resultiert bei Referenzspannung in einer konstanten Blindleistungsbereitstellung durch die Generatoren(s. A.1). Das bedeutet, die Kraftwerke kompensieren den Blindleistungsbedarf der eigenen Blocktransformatoren selbst. Bei äquivalenter, maximaler Blindleistungskapazität im übererregten und untererregten Betriebszustand des Kraftwerks, resultiert dies in einer Q(U)- Kennlinie mit Offset aus Sicht des Netzes.



## 3 Modellbildung

Die digitale Repräsentation des betrachteten Netzbereichs wird mit dem Lastflussberechnungsprogramm DIG Silent von Powerfactory realisiert. Aufgrund sensibler Unternehmensdaten erfolgen keine detaillierten Angaben oder Veröffentlichungen zu Kraftwerken, Leitungsnummern o.Ä. . Die Bezeichnungen für Kraftwerke, Netzknoten, Umspannwerke oder andere Elemente, werden mit beliebig gewählten Buchstaben, wie z.B. „Kraftwerk A“ bzw. KW A“ bezeichnet.

### 3.1 Netzmodellierung

Das Simulationsmodell des Netzes greift auf vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellte Leitungswerte und Transformator肯ndate zurück. Dabei wird das in DIG Silent vorhandene Standardmodell für Freileitungen und Kabel verwendet. Die Übertragungselemente werden mit den exakten Leitungsparametern und in der richtigen Länge implementiert. Die Leistungstransformatoren greifen ebenfalls auf das Standardmodell von DIG Silent zurück. Die bekannten Erzeugungsanlagen und der Lastzustand in dem betrachteten Netzbereich werden, sofern keine exakten Daten vorliegen, abgeschätzt. Grundlage dazu liefern die Veröffentlichungen der Statistik Austria und die Veröffentlichungen der Kraftwerksbetreiber. Die allgemein zugängigen Informationen der Jahreserzeugung ist auf eine realistische durchschnittliche Tageserzeugung, unter Einbezug der Jahreswasserführung, bei Gaskraftwerken unter Einbezug des Fernwärmebedarfs heruntergerechnet.

Die Lasten sind in Haushalts- und Industrielasten aufgeteilt. Der Stromverbrauch im Detail ist durch die E-Control und das BMNUT (Stand 2019) in sehr hoher Qualität, inklusive der Verteilung auf die Sektoren Haushalt, produzierender Bereich, Verkehr, Landwirtschaft und Dienstleistungen, aufgeschlüsselt. Diese Sektoren stellen den Gesamtstromverbrauch der Region dar.

Die Haushaltslasten sind durch die Einwohnerzahl und dem Energieverbrauch pro Haushalt berechnet und deren Summe ist mit dem erwarteten maximalen Stromverbrauch des Haushaltssektors verglichen. Durch den hohen Kabelanteil im unterlagerten 30-kV-Netz, wird den Haushaltslasten aus Sicht des Hochspannungsnetzes ein  $\cos(\varphi) = 0,98$  ind. zugrunde gelegt.

Der Hauptindustrieverbraucher der Region legt im Zuge der Umwelterklärung seinen Fremdbezug elektrischer Energie pro Jahr dar. Für die Simulation wird diese auf einen durchschnittlichen Momentanverbrauch, mit Unterteilung in Stark- und Schwachlast auf-

geteilt. Die Annahme eines Leistungsfaktors von  $\cos(\varphi) = 0,95$  ist durch die Vielzahl an induktiven Großverbrauchern am Industriestandort begründet. Restliche industrielle Verbraucher sind durch das vom BMNUT angegebene Verhältnis der Sektoren mit Einbezug regionaler Kenntnisse ermittelt und mit selbigem  $\cos(\varphi)$  angenommen.

Für die Simulation zum Blindleistungseinspeiseversuch, sind die in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Netzeingriffe und die im Betrieb befindlichen Kraftwerke im Detail nachgebildet.

### 3.1.1 Betrachteter Netzbereich

Das betrachtete 110-kV-Netz umfasst die Versorgung einer Stadt mit hohem Industrieanteil inklusive dessen Randbezirken. Das Verteilnetz ist direkt an das 380-kV-Netz angeschlossen und an den Netzausläufern mit dem 220-kV-Netz verbunden. Nachfolgend ist der Übersichtsplan des betrachteten Netzbereichs dargestellt, dabei stellen die Verbindungen zwischen den Netzknoten jeweils ein Doppelleitungssystem dar.

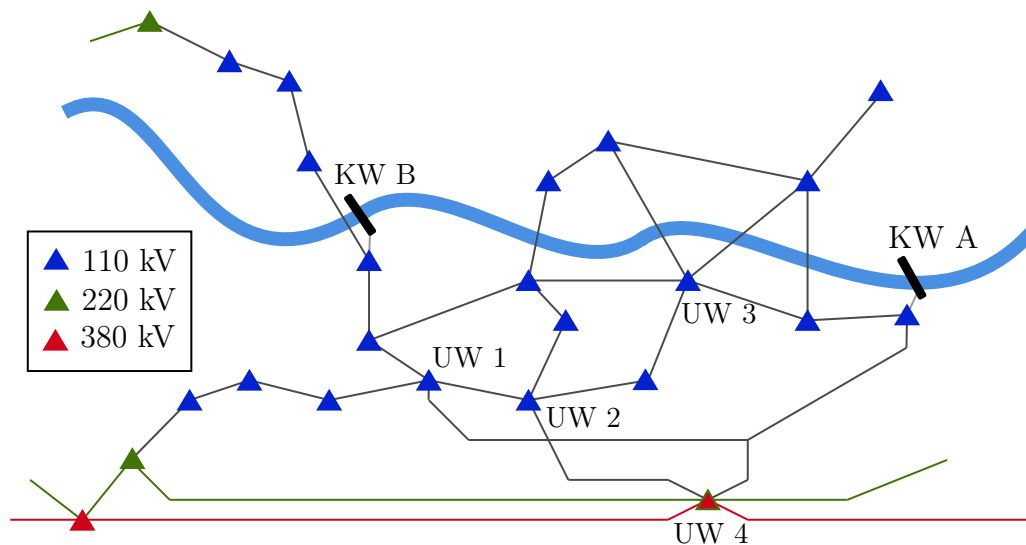


Bild 3.1: Übersichtsplan des betrachteten Netzbereichs

Der Industriestandort in der geografischen Mitte des Netzes, im Netzknoten UW 2, weist einen hohen induktiven Blindleistungsverbrauch auf, der zu häufigen Unterspannungssituationen führt. Die Laufwasserkraftwerke KW A und KW B sind östlich bzw. westlich direkt an das 110-kV-Netz angeschlossen, wobei das Kraftwerk A stark an das überlagerte Übertragungsnetz angebunden ist.

## 3.2 Kraftwerksmodellierung

Die für den Testbetrieb zur Verfügung stehenden Laufwasserkraftwerke (KW A, KW B) haben die gleiche Bauweise, bestehend aus neun Synchrongeneratoren und drei Blocktransformatoren. Es speisen je drei Generatoren, die zu einem Generatorblock zusammengefasst sind über einen Blocktransformator, mit festem Übersetzungsverhältnis, in das 110-kV-Netz ein. Die notwendigen Kenndaten sind durch den Kraftwerksbetreiber zur Verfügung gestellt worden. Die Blocktransformatoren und die Synchrongeneratoren werden in DIG Silent mit dem jeweiligen Standardmodell nachgebildet und wie in Abbildung 3.2 in das Netzmodell integriert.

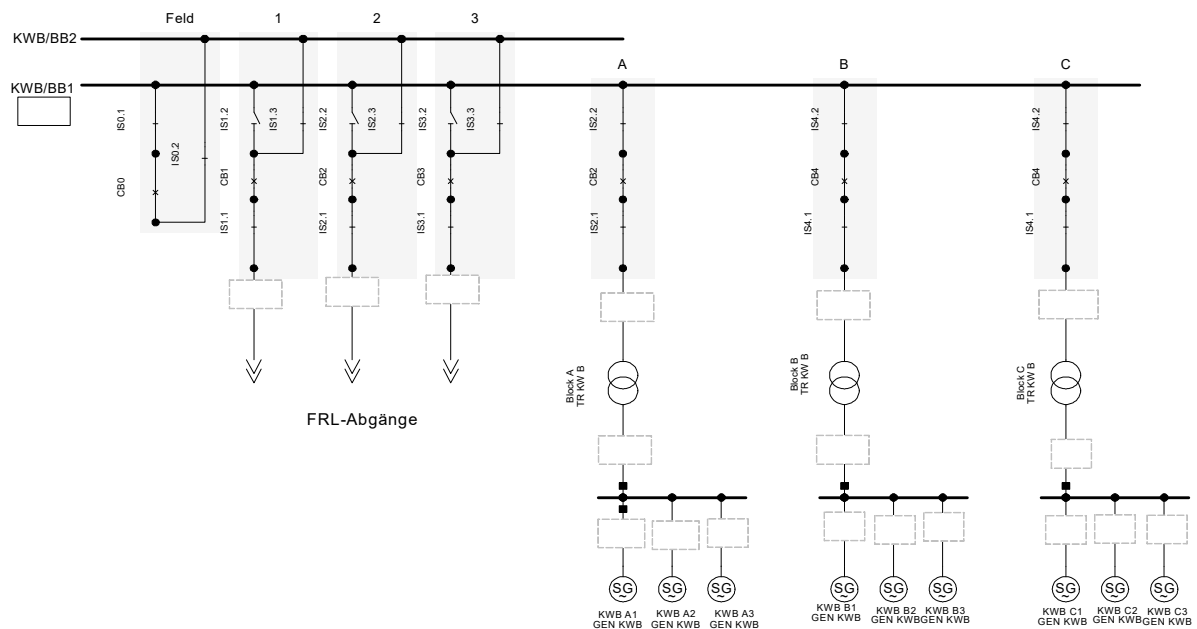


Bild 3.2: Kraftwerksnachbildung in DIG Silent

## 3.3 Kraftwerksregelung

Zur dynamischen Analyse ist die Regelung der Kraftwerke A und B in DIG-Silent nachgebildet. Die Berechnung erfolgt über die symmetrische RMS-Methode (Root Mean Square), bei der das dynamische Verhalten von elektromechanischen Betriebsmitteln, Regel- sowie thermischen Einheiten berücksichtigt und durch numerische Integrationsverfahren gelöst wird. Dabei werden die fundamentalen Komponenten von Strom und Spannung durch zeitveränderliche, komplexe Effektivwerte beschrieben, vgl. [10, S. 617]

### 3.3.1 Spannungsregler

Als Simulationsmodell des Spannungsreglers dient das bereits vorinstallierte IEEE-Modell Typ ST4B mit adaptierten Parametern, um den realen Kraftwerken zu entsprechen. Die zur Simulation notwendigen Parameter wurden durch den Kraftwerksbetreiber zur Verfügung gestellt und liegen in Parallelstruktur für den AVR mit  $V_{PU} = 6$ ,  $T_{UN} = 0,7$  und  $K_{DU} = 0$  und für den FCR mit  $K_{PI} = 4$  vor.

$$G(s) = V_{pu} \cdot \left(1 + \frac{1}{sT_{NU}} + \frac{sK_{DU}}{1 + sT_{DU}}\right) \quad (3.1)$$

Für die Implementierung in DIG-Silent bedarf es einer Umrechnung in Serienstruktur. Dabei gilt für den AVR-Block:

$$G_{AVR}(s) = K_{pr} + \frac{K_{ir}}{s} \quad (3.2)$$

Es ergeben sich daraus folgende Umrechnungen:

$$K_{pr} = V_{pu} = 6 \quad (3.3)$$

$$K_{ir} = \frac{K_{pm}}{T_{nu}} = 8,57 \quad (3.4)$$

Für den FCR-Block:

$$G_{FCR}(s) = K_{pm} + \frac{K_{im}}{s} \quad (3.5)$$

Mit folgender Umrechnungen:

$$K_{pm} = V_{pi} = 4 \quad (3.6)$$

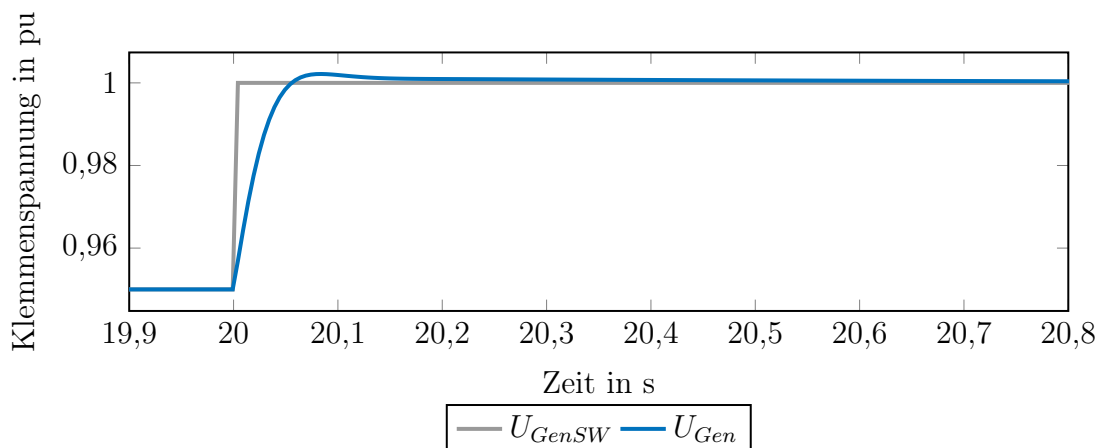


Bild 3.3: Sollwertsprung von 0,95 pu auf 1 pu des leerlaufenden Generators



---

Die Sprungantwort der Generatorklemmenspannung stimmt gut mit dem durch den Kraftwerksbetreiber zur Verfügung gestellten Daten aus dem Inbetriebnahmeversuch des Generators 1 (KW A) überein.

### 3.3.2 Kraftwerks-Blindleistungsregler

Die Generatoren der Kraftwerke A und B besitzen einen als Stufensteller ausgeführten übergeordneten Blindleistungsregler. Die Blindleistungsregelung der Kraftwerke erfolgt durch einen Kraftwerks-Gesamtblindleistungsregler. Dieser teilt die Blindleistung symmetrisch auf die dem KW-Q-Regler zugeteilten Maschinen auf. Zur Nachbildung werden in DIG-Silent Rahmen, sogenannte "Frames", die Einschübe für die einzelnen Bestandteile der Regelung beinhalten, verwendet. Um den Kraftwerksblindleistungsregler nachzubilden, wurde ein Frame erstellt der alle drei Generatorblöcke, mit den jeweils drei Generatorframes, beinhaltet. Der Frame ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Jeder einzelne Generatorframe besteht aus einer Spannungsmessung, einem Blindleistungsregler ausgeführt als Stufensteller, Über- und Untererregungsbegrenzern und einem Spannungswandler Block, der die Ausgangsgröße des Stufenstellers in die Referenzspannung für den Spannungsregler der Erregung umwandelt. Zur Nachbildung werden die in DIG Silent vorhandenen IEEE Modelle verwendet. Zur Anpassung der Dynamik des Stufenstellers werden die Slewrate des Spannungsstellers (IEE Voltage Adjuster) adaptiert. Der Schwellwert des Generatorblindleistungsreglers ist über das Reglertotband der Realität nachempfunden. Die Dynamik des Kraftwerks-Blindleistungsreglers ist in den Ergebnissen in Bild 4.25 abgebildet.

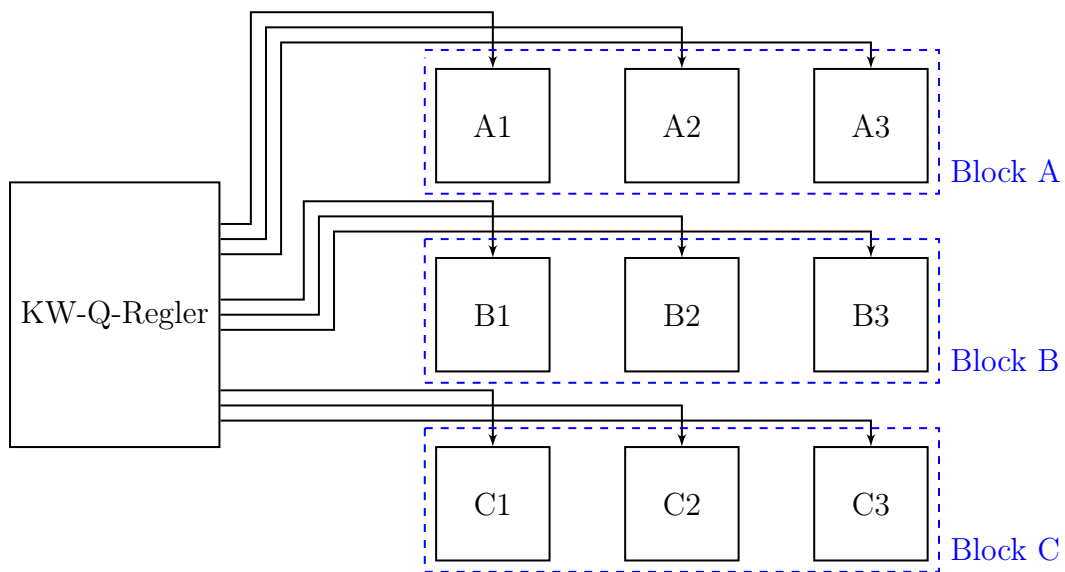


Bild 3.4: Schematische Darstellung der Nachbildung des Kraftwerksblindleistungsreglers in DIG Silent

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Blindleistungseinspeiseversuch

Die Abschätzung der Netzspannungsbeeinflussung durch Blindleistungsbereitstellung mit Wasserkraftwerken erfolgt durch die gezeigten theoretischen Annahmen und mittels Simulation. Die Qualität dieser Annahmen wird durch einen realen Versuch mit zwei Laufwasserkraftwerken überprüft. Die beiden für Testzwecke zur Verfügung stehenden Laufwasserkraftwerke sind an ein 110-kV-Netz mit hohem Industrieanteil angeschlossen und besitzen eine Engpassleistung von circa 180 MW je Kraftwerk.

#### 4.1.1 Versuchsdurchführung

Der Versuch wurde am Mittwoch dem 25. März 2020, während der Covid-19 Pandemie, zwischen 10 und 11 Uhr durchgeführt. Die Lastsituation ist laut Verteilnetzbetreiber (VNB) annähernd konstant, eine Zuschaltung großer industrieller Verbraucher ist nicht zu erwarten. Für die Versuchsdurchführung werden konstante Netzverhältnisse mit dem VNB vereinbart. Die Regelung der nicht an dem Versuch beteiligten, spannungsregelnden Kraftwerke wird auf konstante Blindleistungseinspeisung umgestellt. In Vorbereitung auf den Versuch wurde eine blindleistungsregelnde Kraftwerkskette, durch Freischaltung (Teilnetztrennung) des in Grafik 4.1 nach Westen führenden Hochspannungsdoppelleitungssystems, abgekoppelt.

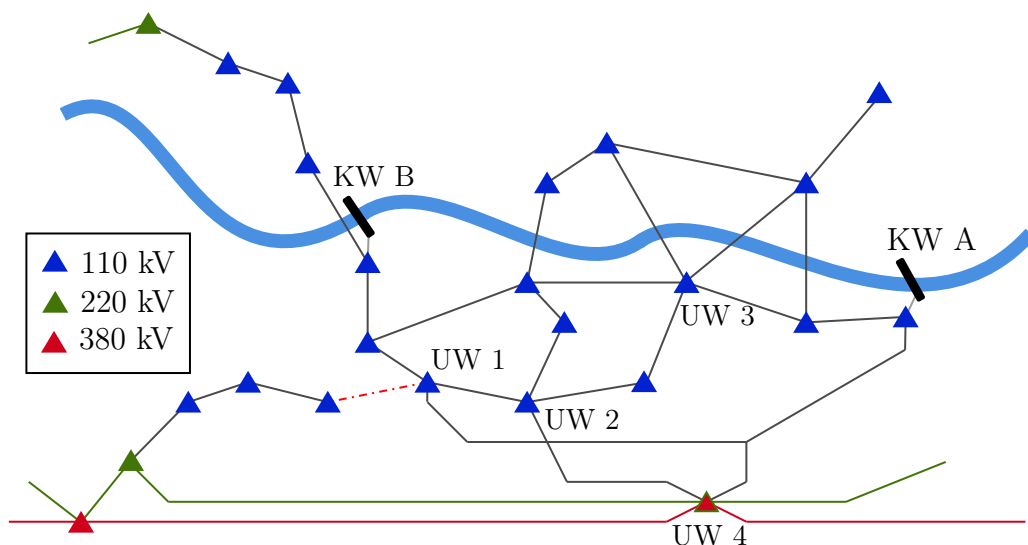


Bild 4.1: Übersichtsplan des betrachteten Netzbereichs mit freigeschaltetem Hochspannungssystem (strichpunktierte Linie)

Zusätzlich wurde die Blindleistungsregelung der Kraftwerkskette auf  $\cos(\varphi) = 1$ , sowie die Spannungsregelung der Gasturbine im UW 2 auf  $\cos(\varphi) = 0,9$  umgestellt. Bei den Spannungsreglern der Schnittstellen zwischen dem Übertragungs- und dem Verteilnetz wurde die Spannungsregelautomatik deaktiviert.

Durch die verschachtelte Anordnung des Spannungsreglers der Generatoren mit dem Blindleistungsregler wird erwartet, dass im ersten Augenblick die konstant blindleistungsregelnden Kraftwerke, Blindleistung durch das Ansprechen des Spannungsreglers einspeisen. Dieses unerwünschte Verhalten wird nach kurzer Zeitdauer durch den Blindleistungsregler wieder ausgeregelt werden. Um diesen Effekt abzuwarten und einen stationären Netzzustand zu erlangen, werden die Punkte der maximalen und minimalen Einspeisung pro Kraftwerk für je 15 Minuten gehalten.

Die am Versuchstag vorherrschende Wasserführung erlaubte einen Betrieb von acht Generatoren am Netz. Das Blindleistungspotential der Kraftwerke beträgt, durch die Beschränkung von  $\pm 10$  MVar pro Generator  $\pm 80$  MVar. Ziel ist es, mit den Generatoren der Kraftwerke die Betriebszustände von  $\pm 40$  MVar bei maximaler Wirkleistungseinspeisung anzufahren.

Um zur besseren Sichtbarkeit der Auswirkungen der Blindleistungseinspeisung große Spannungshübe zu ermöglichen, werden die Betriebspunkte nach maximaler Differenz gewählt. Zur Beobachtung der Spannungen im gesamten Netz und dadurch zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs, werden die Arbeitspunkte der Kraftwerke um fünf Minuten zeitversetzt angefahren.

Die Netzleitstellen der Kraftwerke und des Netzbetreibers sind dabei in telefonischem Kontakt und können jederzeit bei unerwartetem Netzverhalten den Versuch abbrechen. Nachfolgende Abbildung zeigt den gewünschten Ablauf des Versuchs.

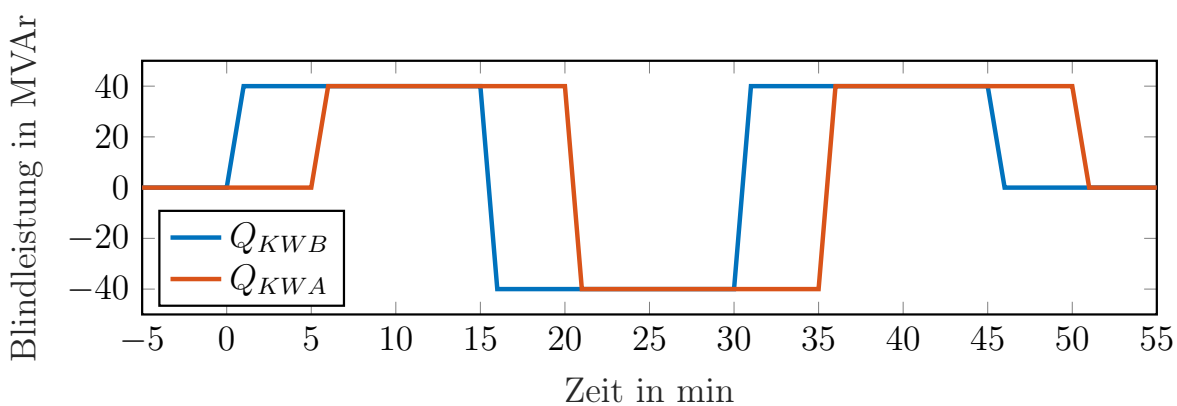


Bild 4.2: Gewünschte Blindleistungseinspeisung während des Versuchs

---

## 4.1.2 Netzspannungsbeeinflussung

Die Ergebnisse zur Netzspannungsbeeinflussung sind in die theoretische Berechnung, in Simulationsergebnisse (Lastflussberechnung, Kurzschlussberechnung) und in die Ergebnisse aus dem Blindleistungseinspeiserversuchs gegliedert.

### 4.1.2.1 Theoretische Berechnung

Über die aus der Kraftwerksdimensionierung bekannte, minimale Kurzschlussleistung  $S''_{K_{min}}$  für den Schwachlastfall in den Kraftwerken A und B, ergibt sich die in Tabelle 4.1 festgehaltene, lokale Netzspannungsanhebung, bei kapazitiver Blindleistungseinspeisung von  $\Delta Q = 40$  MVar kap.

	<i>KW B</i>	<i>KW A</i>
$S''_{K_{min}}$	2710 MVA	3237MVA
$S_{K_{KW}}$	208 MVA	184 MVA
$S_{K_Q}$	2502 MVA	3053 MVA
$\Delta Q$	40 MVar kap.	40 MVar kap.
$d$	1,6 %	1,3 %

Tabelle 4.1: Erwartete Spannungsstützung ermittelt aus bekannter Kurzschlussleistung

Dabei ist  $S_{K_{KW}}$  der Beitrag des jeweiligen Kraftwerks zur Kurzschlussleistung im Schwachlastfall.  $S_{K_Q}$  stellt die um den Beitrag der an der Sammelschiene angeschlossenen Generatoren reduzierte Kurzschlussleistung dar. Die erwartete Spannungsanhebung  $d$  in Prozent ist nach Formel 2.22 berechnet. Durch die Symmetrie der Netzkennlinie im Normalarbeitsbereich wird angenommen, dass der Betrag der Spannungsabsenkung bei induktiver Blindleistungseinspeisung gleich dem Betrag der Spannungsänderung bei kapazitiver Blindleistungseinspeisung ist.

### 4.1.2.2 Simulation

#### Kurzschlussberechnung

Die simulierte minimale Kurzschlussleistung für den Schwachlastfall, ohne thermische Kraftwerke und mit je einem Generatorblock am Netz, unter Berücksichtigung der Teilnetztrennung im UW1, liefert für Kraftwerk B 2144 MVA und für Kraftwerk A 2522 MVA. Jede Kurzschlussleistung wurde um den Betrag der an der kurzschlussbehafteten Sammel-

schiene angeschlossenen Generatoren reduziert. Daraus wird der erwartete Spannungshub nach Formel 2.22 berechnet.

	<i>KW B</i>	<i>KW A</i>
$S_{KQ}$	2144 MVA	2522 MVA
$\Delta Q$	40 MVA <sub>r</sub> kap.	40 MVA <sub>r</sub> kap.
$d$	1,86 %	1,58 %

Tabelle 4.2: Erwartete Spannungsstützung ermittelt aus simulierter Kurzschlussleistung

### Lastflussberechnung

Nachfolgende Tabelle zeigt die durch Lastflussberechnung ermittelten Knotenspannungen in Prozent, ausgehend von 100 % (1 pu), der Spannung vor Versuchsbeginn. Dabei wurden die Differenzen aufsummiert, um kontinuierliche Spannungsänderungen zu erlangen. Die erwarteten Änderungen für die Netzknotenpunkte UW1, UW2, UW3, UW4, KWA und KWB sind tabellarisch festgehalten. Das Einspeiseverhalten der Kraftwerke entspricht dem der Versuchsdurchführung aus Abschnitt 4.1.1, inklusive der Berücksichtigung des Blindleistungsbezugs durch die Blocktransformatoren.

$Q_{KWB}$	$Q_{KWA}$	$u_{KWB}$	$u_{UW1}$	$u_{UW2}$	$u_{UW3}$	$u_{KWA}$	$u_{UW4}$
0	0	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
40	0	101,83 %	101,37 %	101,32 %	101,33 %	101,28 %	100,38 %
40	40	103,08 %	102,69 %	102,64 %	102,69 %	102,80 %	100,77 %
-40	40	99,42 %	99,98 %	100,08 %	100,02 %	100,26 %	100,01 %
-40	-40	96,71 %	97,13 %	97,18 %	97,10 %	97,01 %	99,18 %
40	-40	100,55 %	100,00 %	99,95 %	99,92 %	99,72 %	99,98 %
40	40	103,08 %	102,69 %	102,64 %	102,69 %	102,80 %	100,77 %
0	40	101,29 %	101,36 %	101,36 %	101,38 %	101,54 %	100,40 %
0	0	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %

Tabelle 4.3: Erwartete Spannungsänderung resultierend aus Lastflussberechnung

In Bild 4.3 sind die erwarteten Knotenspannungsänderungen an den 110kV-Sammelschienen Kraftwerke A und B dargestellt.

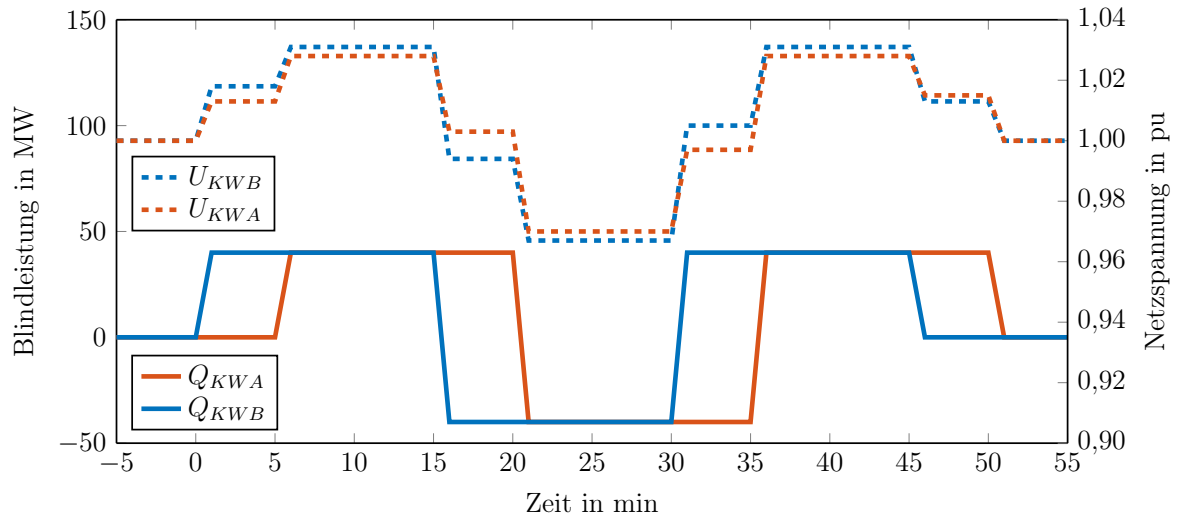


Bild 4.3: Erwartete Spannungen bei Blindleistungseinspeisung

Der berechnete Spannungshub aus der simulierten Kurzschlussleistung aus Tabelle 4.1 stimmt sehr gut mit der Spannungsdifferenz der Lastflussberechnung aus Tabelle 4.3 überein. Dies bestätigt ebenso den reziproken, proportionalen Zusammenhang von Blindleistung und Kurzschlussleistung zum Spannungshub.

Der Vergleich der Tabelle 4.1 zur theoretischen Berechnung der Netzspannungsbeeinflussung, mit den tabellarisch dargestellten Ergebnissen aus dem Simulationsprogramm, zeigt gute Übereinstimmung im Größenbereich der Spannungsänderung. Die theoretische Berechnung zur Netzspannungsänderung durch Blindleistungseinspeisung über Formel 2.22 ist dadurch bestätigt und zulässig.

Die Unterschiede im Zehntel-Prozentbereich, resultieren aus der geringeren Kurzschlussleistung durch die Netztrennung in Umspannwerk 1.

### 4.1.2.3 Versuchsergebnisse

Zur Auswertung des Versuchs und zum Vergleich der vorab ermittelten Spannungsänderungen, werden die Spannungen der Netzknoten UW1, UW2, UW3, UW4 rund um den Versuchszeitraum durch die Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Die nachfolgend abgebildeten Diagramme sind die Ergebnisse des Blindleistungseinspeiseversuchs vom 25. März 2020. In Bild 4.4 ist die durch die Kraftwerke A und B eingespeiste Blindleistung ersichtlich.

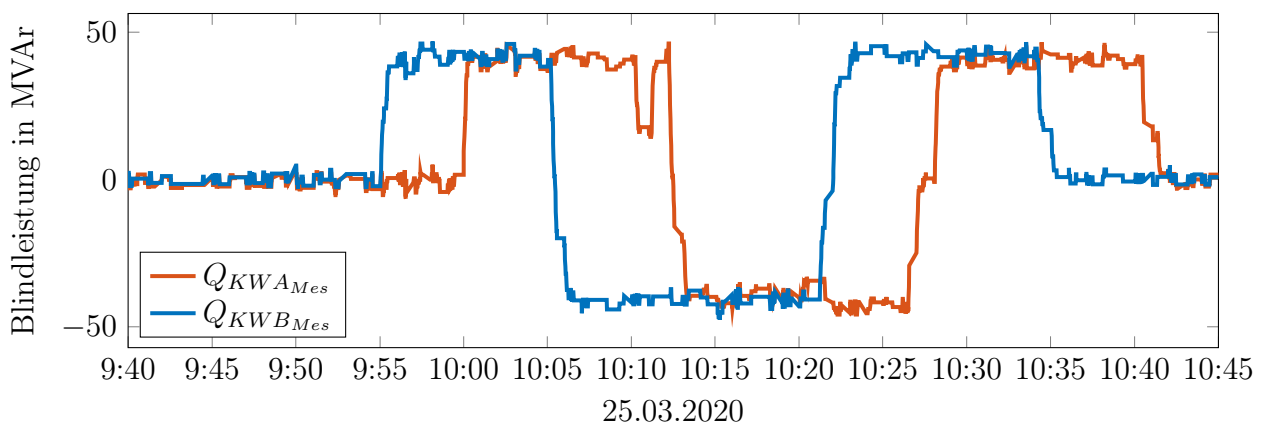


Bild 4.4: Gemessene Blindleistung während des Versuchs

Der Blindleistungseinbruch in KW A um 10:10 ist auf eine kurzfristige Sollwertänderung vorgegeben durch den Operator zurückzuführen.

Die nachfolgenden Abbildungen vergleichen die simulierte Spannungsänderung (strichlierte Linie) mit den gemessenen Spannungsänderungen aus dem Blindleistungseinspeiseversuch.

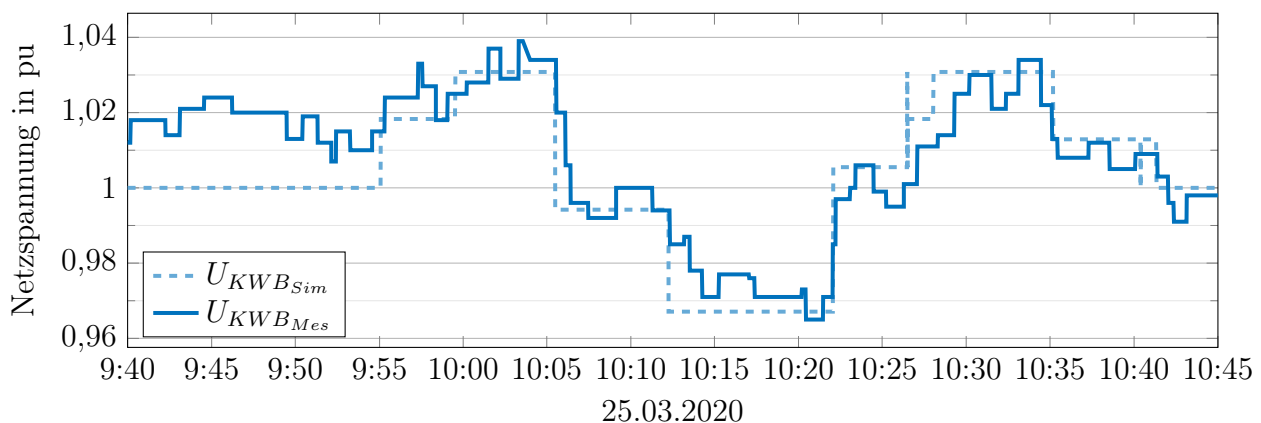


Bild 4.5: Vergleich simulierte und gemessene Spannung an der 110-kV-Sammelschiene im Kraftwerk B



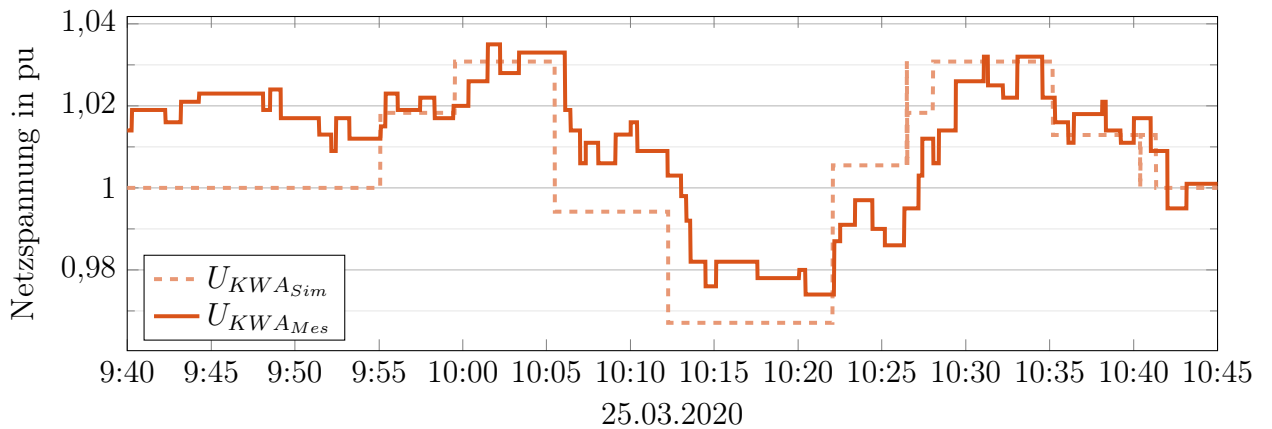


Bild 4.6: Vergleich simulierte und gemessene Spannung an der 110-kV-Sammelschiene im Kraftwerk A

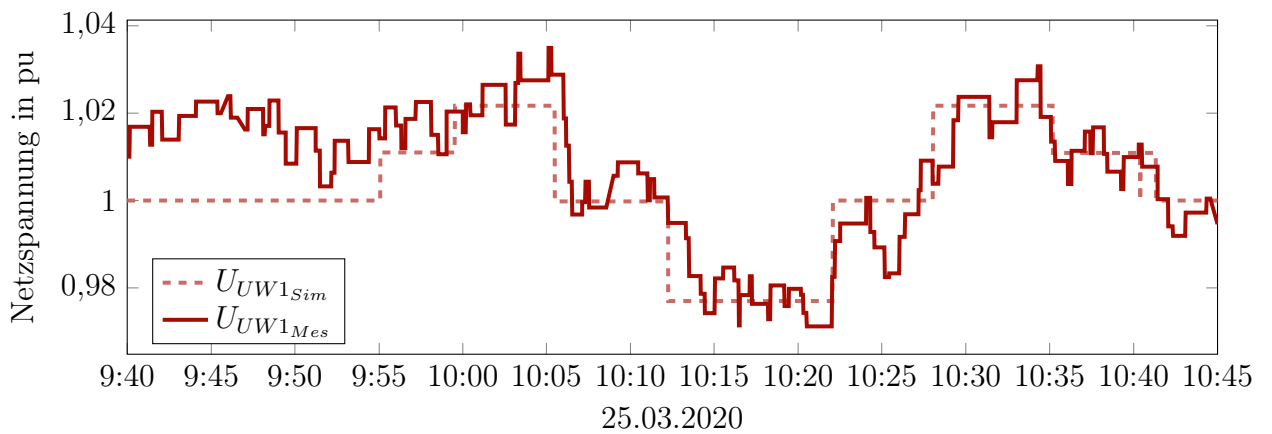


Bild 4.7: Vergleich simulierte und gemessene Spannung an der 110-kV-Sammelschiene im Umspannwerk 1

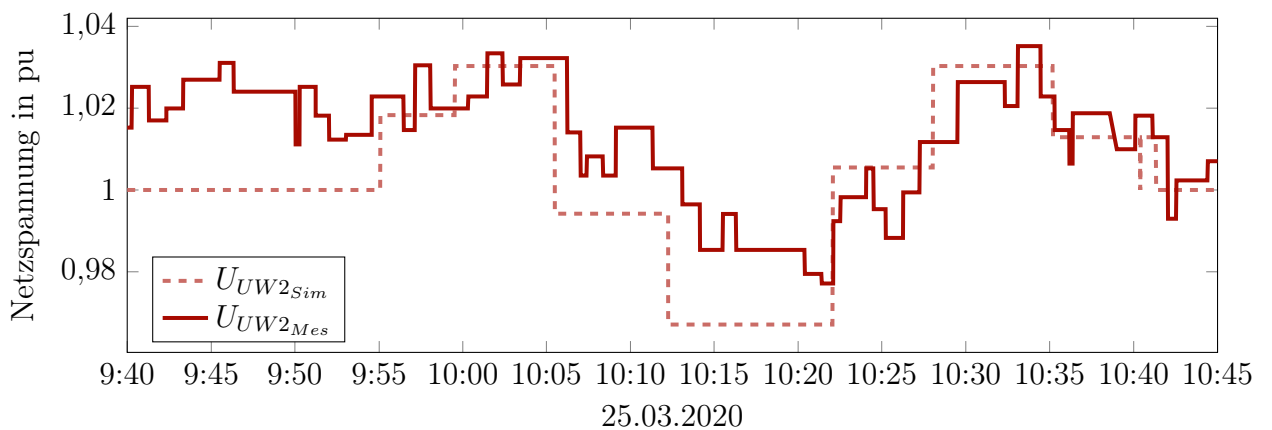


Bild 4.8: Vergleich simulierte und gemessene Spannung an der 110-kV-Sammelschiene im Umspannwerk 2

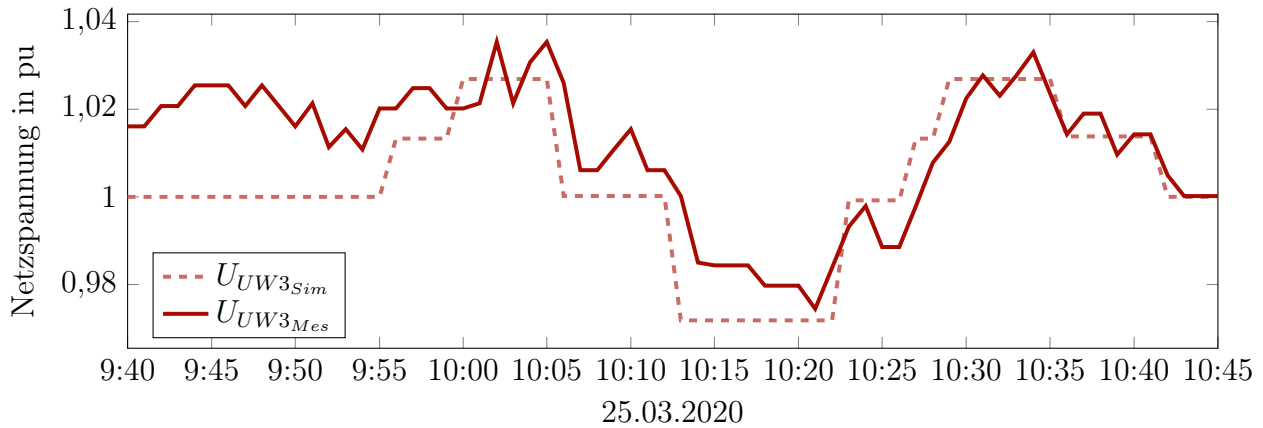


Bild 4.9: Vergleich simulierte und gemessene Spannung an der 110-kV-Sammelschiene im Umspannwerk 3

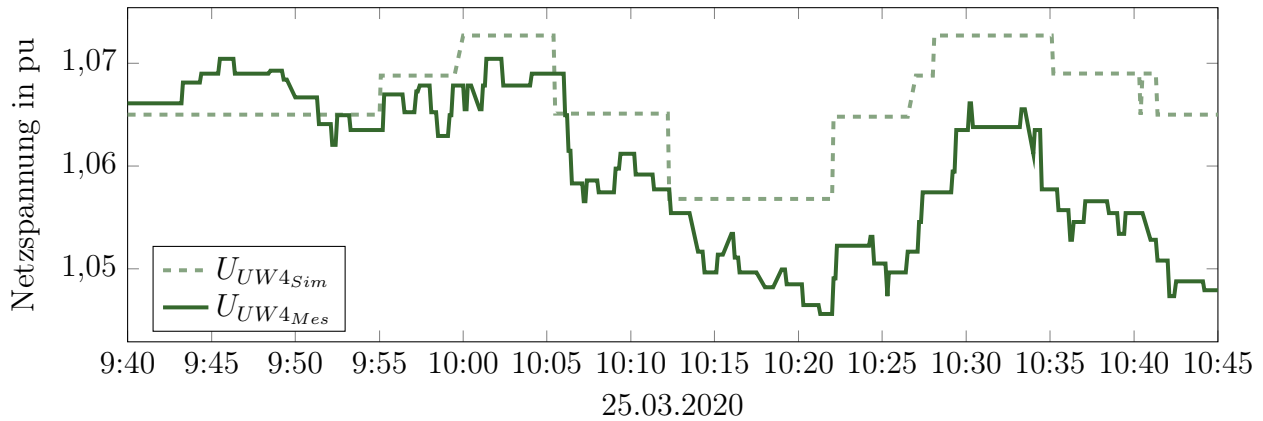


Bild 4.10: Vergleich simulierte und gemessene Spannung an der 220-kV-Sammelschiene im Umspannwerk 4

Die abgebildeten Versuchsergebnisse zeigen die erfolgreiche Durchführung des Blindleistungseinspeiseversuchs. Die markanteste Auffälligkeit, die sich in allen Messungen widerspiegelt, ist die Spannungsdifferenz zwischen Beginn und Ende des Versuchs. Laut Simulation wäre ein gleiches Spannungsniveau vor und nach der Blindleistungsvariation zu erwarten. Eine mögliche Ursache könnte ein Absinken der Spannung im gesamten Netzbereich sein. Die öffentlich zugänglichen Daten zur Lastflusssituation im Übertragungsnetz in Bild 4.11, weisen eine Änderung der Übertragungsleistung von ca. 600 MW, aus Deutschland kommend, während des Versuchszeitraums auf. In den Stunden vor dem Versuch meldet der ÜNB einen noch deutlicheren Anstieg der Übertragungsleistung aus Westen.

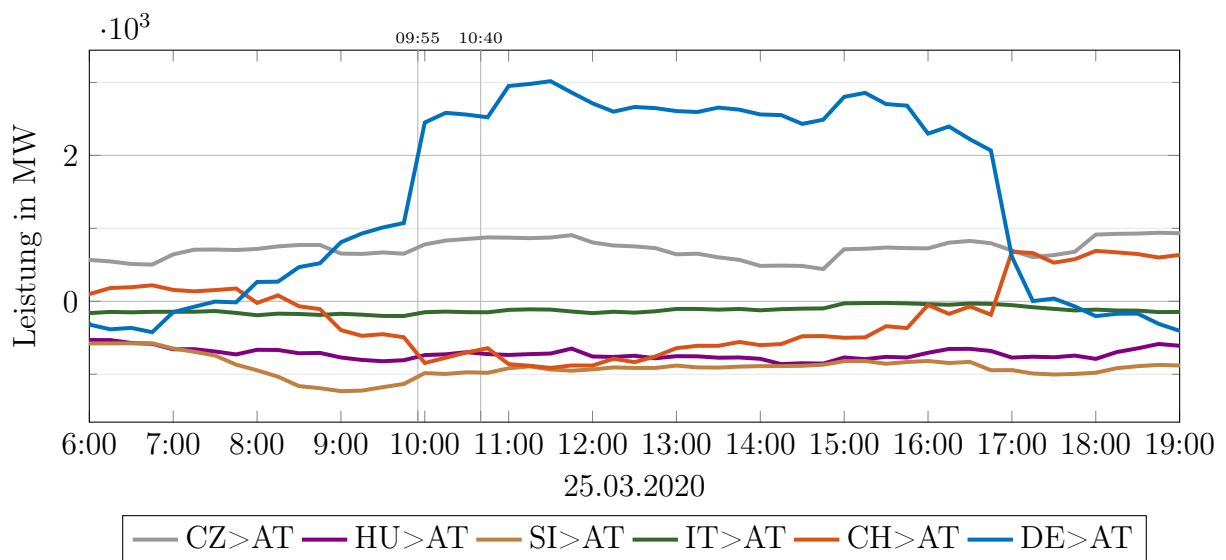


Bild 4.11: Lastflüsse im Übertragungsnetz rund um den Versuchszeitraum

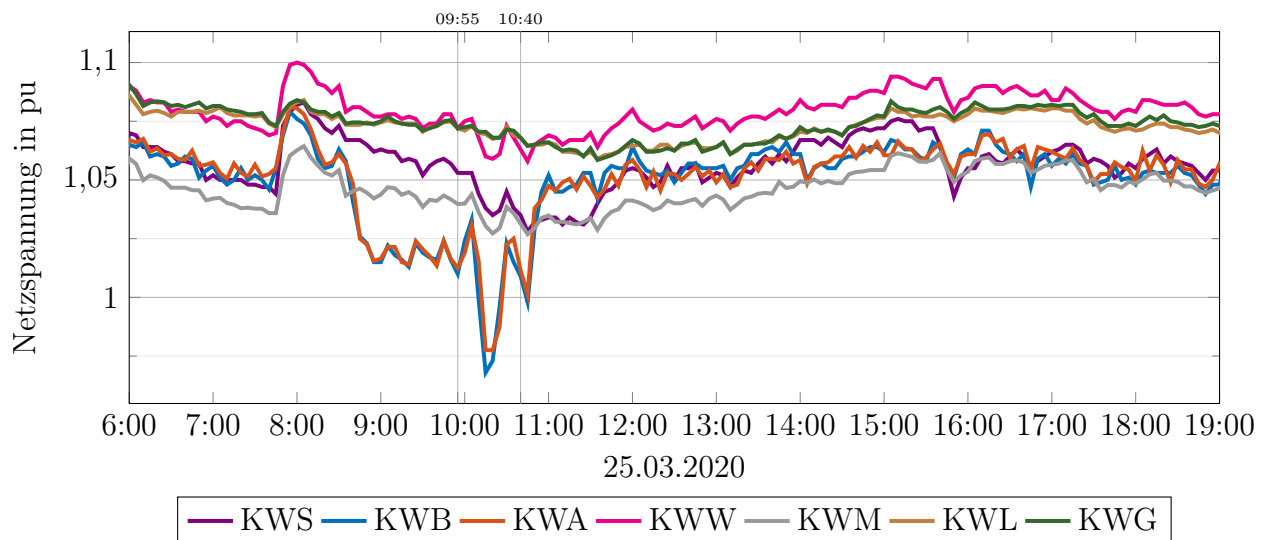


Bild 4.12: Gemessene Spannungen benachbarter Kraftwerke rund um den Versuchszeitraum

Dies könnte eine mögliche Begründung für das starke Absinken der 220-kV-Sammelschienspannung im UW4 (Bild 4.10) sein. Da die Spannung in UW4, wie auch die Spannungen der Kraftwerke rund um diesen Netzknoten (Bild 4.12), Abhängigkeiten von der Lastflusssituation aufweisen. Dem entgegen steht die entkoppelt wirkende, konstante Spannung an den Kraftwerken KW A und KW B vor dem Versuchsbeginn. Transparenz der genauen Netzeingriffe des Verteilnetzbetreibers zwischen 09:00 und 10:00 Uhr, sowie während des Versuchs könnte Klärung bringen. Im Gespräch zum Blindleistungseinspeiseversuch mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber, bestätigte sich die Zulässigkeit der Annahmen zum

Spannungsdrift. Auffälligkeiten in der Analyse der Blindleistungsflüsse wurden nicht gefunden. Eine Inbetriebnahme großer Blindleistungsverbraucher im lokalen Netz, während des Versuchs, ist somit auszuschließen. Die Adaption der Ergebnisse, unter Annahme eines linearen Spannungsdrifts über den Versuchszeitraum, liefert folgende Veranschaulichung:

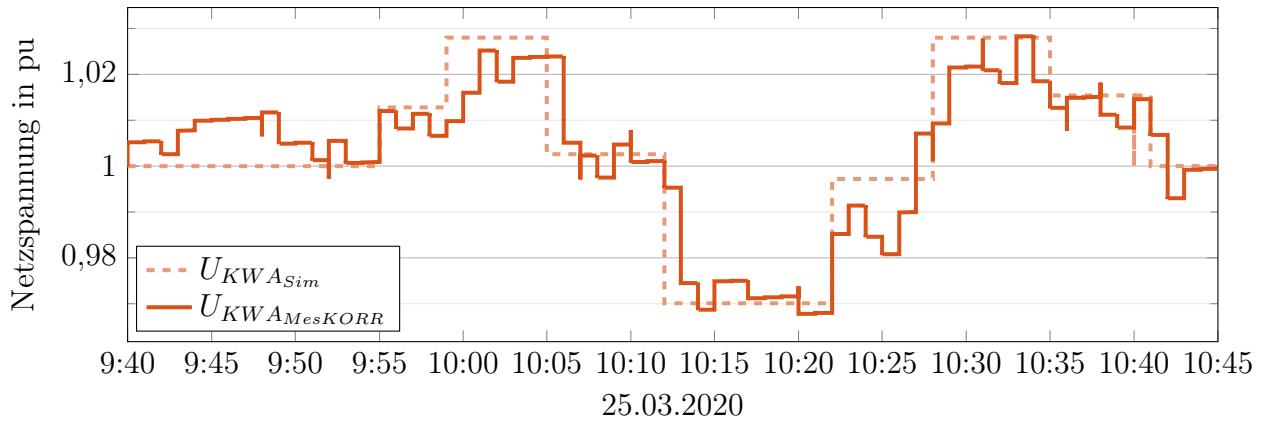


Bild 4.13: Vergleich simulierte und gemessene Spannungen an der 110-kV-Sammelschiene im Kraftwerk A unter Berücksichtigung eines Spannungsdrifts

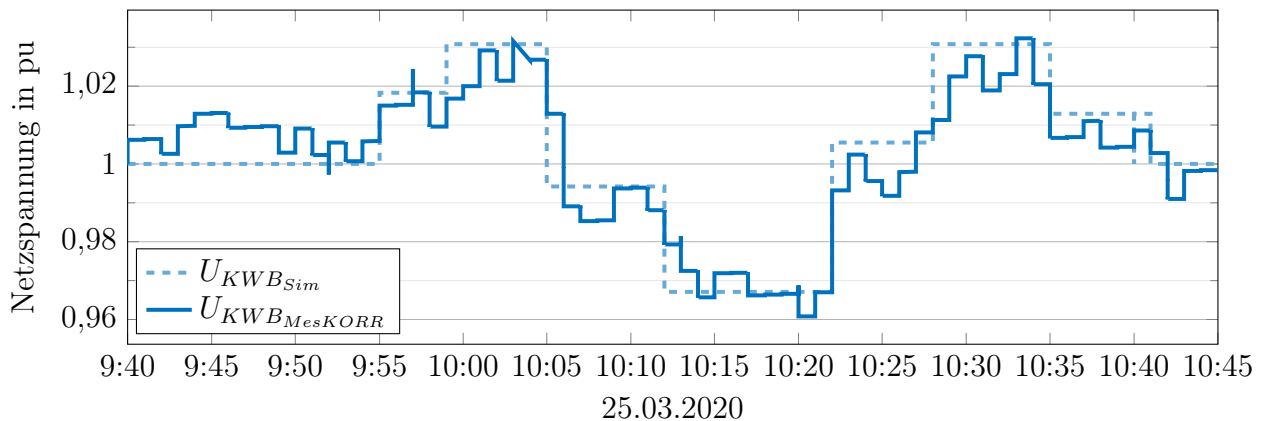


Bild 4.14: Vergleich simulierte und gemessene Spannungen an der 110-kV-Sammelschiene im Kraftwerk B unter Berücksichtigung eines Spannungsdrifts

Unabhängig von der Ursache des Spannungsdrifts, variierte die Netzspannung während des Versuchs in dem erwarteten Spannungsbereich. Die gemessene Netzspannungsanhebung in den Kraftwerksknoten stimmt, unter Berücksichtigung des linearen Spannungsdrifts während des Versuchszeitraums, sehr gut mit den vorab theoretisch berechneten und den simulierten Ergebnissen überein.

---

### 4.1.3 Generatorspannungsänderung

Die Methodik zur Ermittlung der Generatorspannungsänderung ist analog zu den Berechnungen der Auswirkungen auf die Netzspannung in Kapitel 4.1.2. Jeweils drei Generatoren der Kraftwerke arbeiten an einer gemeinsamen Generatorsammelschiene, dessen Spannungsänderung nachfolgend betrachtet wird. An dieser Sammelschiene greift der Eigenbedarfstransformator die Spannung zur Versorgung der Hilfsbetriebe ab. Die Verschaltung der Komponenten des Kraftwerks entspricht dem Einlinienschaltbild 2.13 aus der Theorie.

#### 4.1.3.1 Theoretische Berechnungen

Mit der Kenntnis über die aus der Kraftwerksdimensionierung bekannten, minimalen Kurzschlussleistungen  $S''_{K_{min}}$  für den Schwachlastfall in den Kraftwerken A und B und den Transformatordaten, lässt sich die Auswirkung auf die Generatorklemmenspannung bei Blindleistungsbereitstellung abschätzen. Dabei wird die Transformatorimpedanz gedrittelt, da durch die Betrachtung aller Generatoren als eine Quelle die wirksame Transformatorimpedanz vermindert wird. Die Kurzschlussleistung an der Generatorsammelschiene  $S_{KG}$  errechnet sich aus der Transformatorimpedanz und der kurzschlussleistungsrepräsentativen Netzimpedanz  $Z_{KQ}$ . Daraus wird der erwartete Spannungshub nach Formel 2.22 berechnet.

	<i>KWB</i>	<i>KWA</i>
$S_{KQ}$	2502 MVA	3053 MVA
$\Delta Q$	40 MVA <sub>r</sub> kap.	40 MVA <sub>r</sub> kap.
$\frac{1}{3} \cdot Z_T$	5,76 $\Omega$	8,06 $\Omega$
$Z_{KQ}$	4,8 $\Omega$	3,9 $\Omega$
$S_{KG}$	1145 MVA	1090 MVA
$d$	3,49 %	3,67 %

Tabelle 4.4: Erwartete Änderung der Generatorspannung ermittelt aus bekannter Kurzschlussleistung

#### 4.1.3.2 Simulation

##### Kurzschlussberechnung

Über die aus der Simulation gewonnene Kurzschlussleistung, kann analog zu der theoretischen Berechnung die Generatorspannungsänderung berechnet werden.

	<i>KWB</i>	<i>KWA</i>
$S_{KQ}$	2144 MVA	2522 MVA
$\Delta Q$	40 MVA <sub>r</sub> kap.	40 MVA <sub>r</sub> kap.
$\frac{1}{3} \cdot Z_T$	5,76 $\Omega$	8,06 $\Omega$
$Z_{KQ}$	5,64 $\Omega$	4,78 $\Omega$
$S_{KG}$	1061 MVA	942 MVA
$d$	3,77 %	4,24 %

Tabelle 4.5: Erwartete Änderung der Generatorspannung ermittelt aus simulierter Kurzschlussleistung

### Lastflussberechnung

Nachfolgende Tabelle stellt die Ergebnisse zur Generatorklemmenspannung aus der Lastflussberechnung, ausgehend von 100 %, der Spannung vor Versuchsbeginn, dar.

$Q_{KWB}$	$Q_{KWA}$	$u_{KWB}$	$u_{KWA}$
0	0	100,0 %	100,0 %
40	0	103,6 %	101,3 %
40	40	104,8 %	105,2 %
-40	40	97,5 %	102,7 %
-40	-40	94,7 %	94,2 %
40	-40	102,3 %	97,0 %
40	40	104,8 %	105,2 %
0	40	101,3 %	104,0 %
0	0	100,0 %	100,0 %

Tabelle 4.6: Erwartete Generatorspannungsänderung resultierend aus Lastflussberechnung

Der Vergleich der theoretischen Berechnung zur Generatorspannungsänderung mit den Ergebnissen aus der Lastflussberechnung, zeigt hohe Übereinstimmung.

Der berechnete Spannungshub aus der simulierten Generatorklemmenkurzschlussleistung stimmt, unter Berücksichtigung der steigenden Ungenauigkeit durch die zusätzlichen Impedanzen, gut mit dem Spannungshub aus der Lastflussberechnung überein.

### 4.1.3.3 Versuchsergebnisse

Nachfolgende Abbildungen zeigen die Änderungen der Generatorklemmenspannung und der Eigenbedarfsspannung der Generatoren der Kraftwerke A und B.

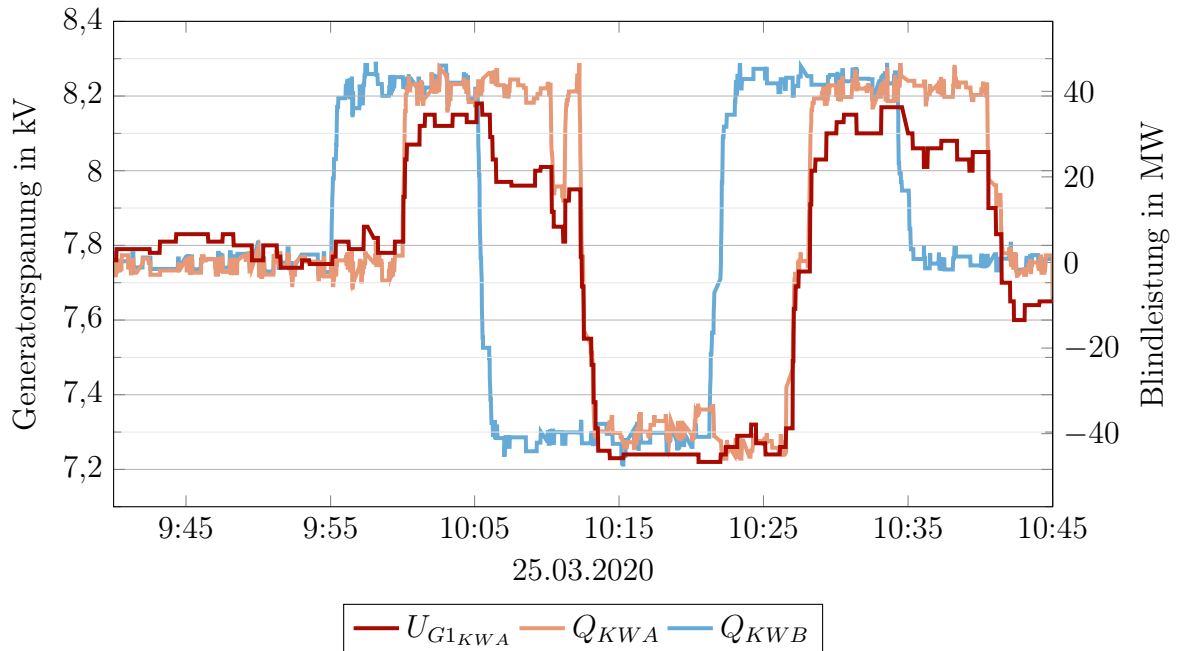


Bild 4.15: Gemessene Generatorspannung im Kraftwerk A

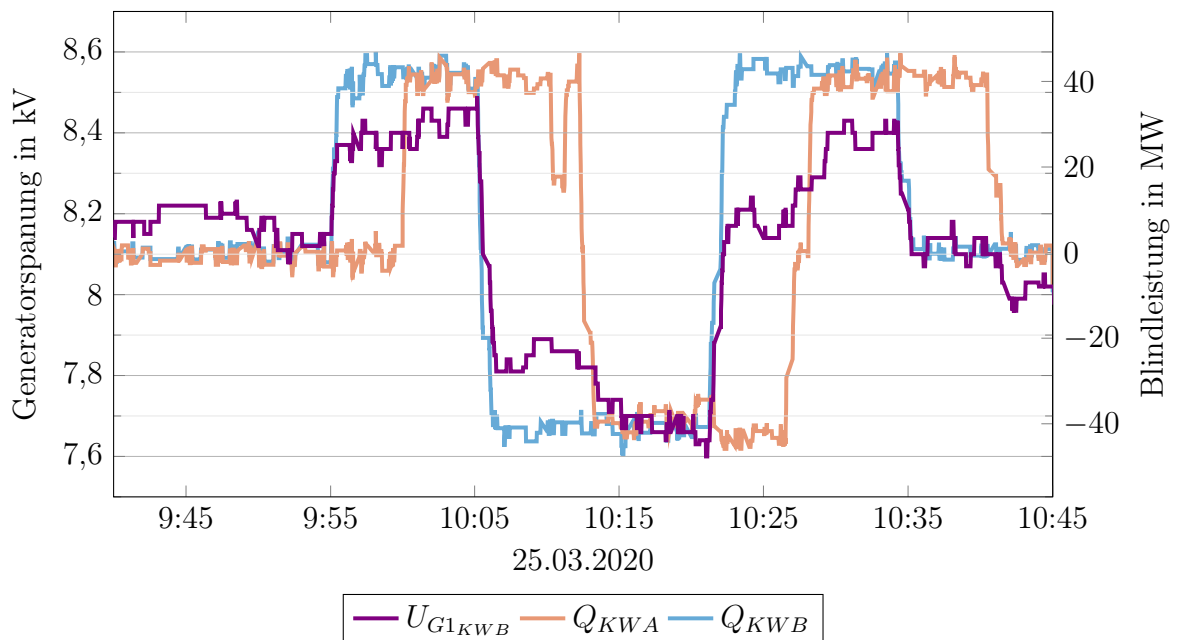


Bild 4.16: Gemessene Generatorspannung im Kraftwerk B

Die prozentuellen Änderungen der gemessenen Generatorklemmenspannungen bezogen auf die Generatornennspannung, ergeben für Kraftwerk A 3,67 % und Kraftwerk B 3,5 %. Diese korrelieren mit den vorab berechneten Ergebnissen. Die Generatoren der Kraftwerke weisen unterschiedliche Betriebsspannungen während des Versuchs auf. Konkret arbeiten die Generatoren in KW B bei 8,2 kV und in KW A bei 7,8 kV. Auffällig bei Betrachtung der Generatorspannungen, ähnlich wie bei den Netzspannungen, ist die Differenz zwischen Beginn und Ende des Versuchs, welche auf die Lastflusssituation zurückzuführen ist.

Die schnelle Generatorspannungsänderung durch den Wechsel des Betriebszustands von +40 MVAR übererregt auf -40 MVAR untererregt, erreichen die Generatoren in Kraftwerk A, die untere Generatorspannungsgrenze von 7,2 kV. Bedingt durch die höhere Betriebsspannung bleiben die Generatoren des Kraftwerks B im Normspannungsbereich.

Dabei sinkt die 400-V-Eigenbedarfsspannung (Bild 4.17) auf 375 V und zeitgleich informiert das Kraftwerk A über eine Störungsmeldung. Die EB-Spannung wird anschließend binnen Minuten auf den Sollwert durch die Regelung des EB-Transformators ausgeregelt. Bei dem erneuten Wechsel von -40 auf 40 MVAR, steigt die EB-Spannung mit wiederkehrender Fehlermeldung, auf 428 V. Anzunehmen ist, dass die Spannungsschwankungen der Eigenbedarfsspannung zu diesen Fehlermeldungen führen.

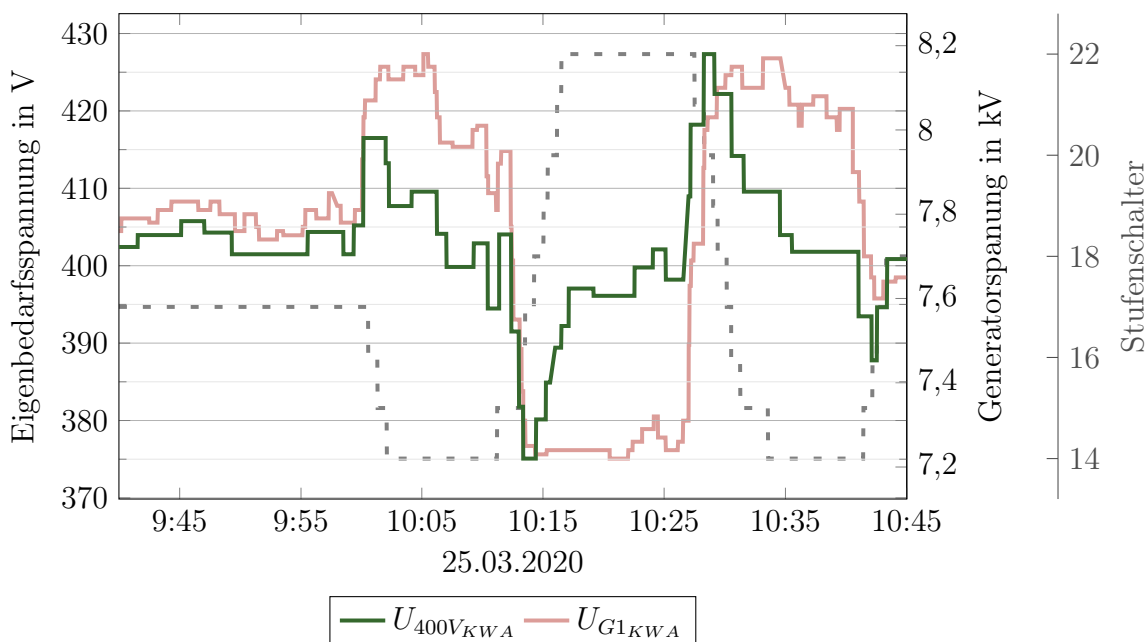


Bild 4.17: Vergleich der Generatorspannung mit der 400-V-Eigenbedarfsspannung im Kraftwerk A inkl. hinterlegter Stufenschalterstellung

Im Vergleich der Eigenbedarfsspannungen sind die Extremwerte und deren Dauer im Kraftwerk KWB deutlich geringer als in KWA. Ein Analyse der internen Regelmethode



könnte weitere Erkenntnisse liefern.

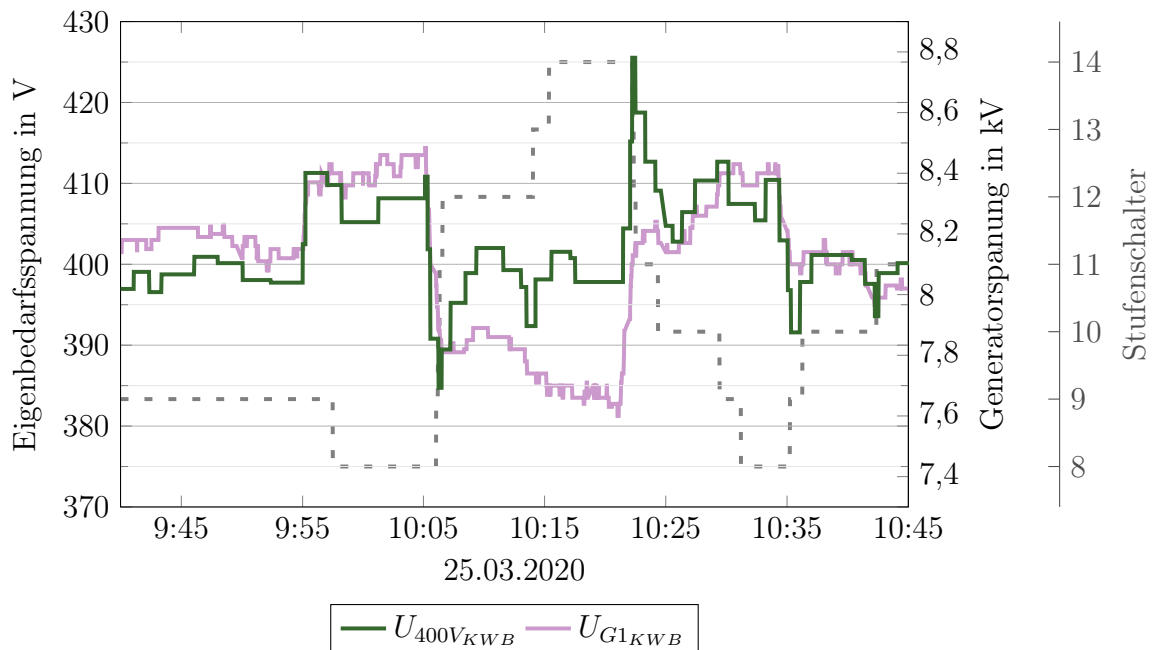


Bild 4.18: Vergleich der Generatorspannung mit der 400-V-Eigenbedarfsspannung im Kraftwerk B inkl. hinterlegter Stufenschalterstellung

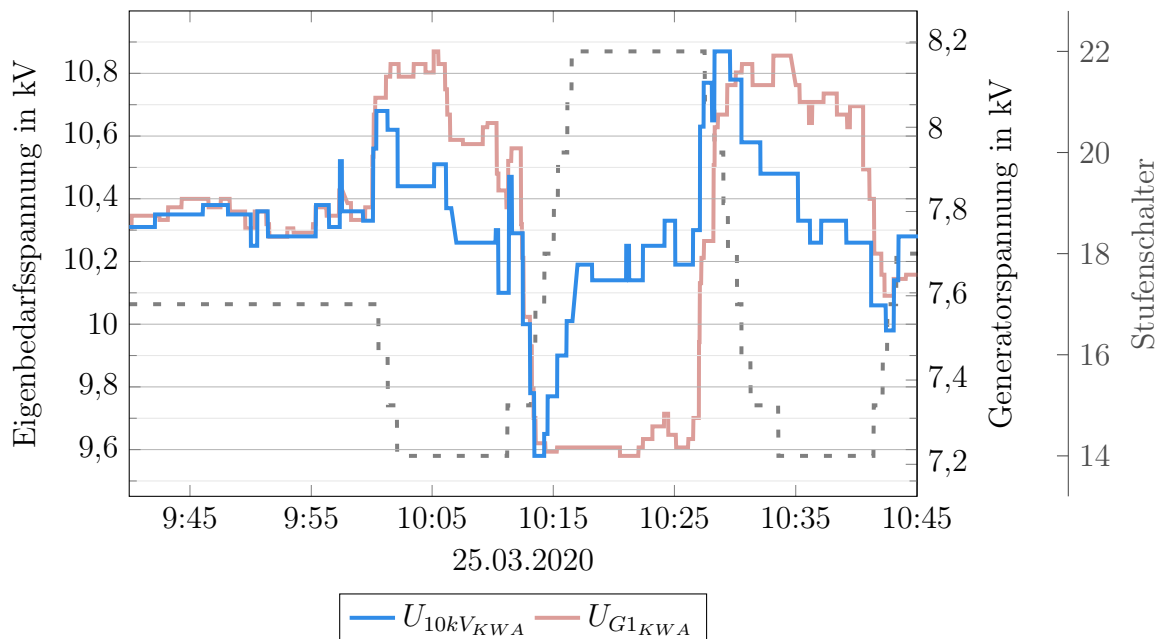


Bild 4.19: Vergleich der Generatorspannung mit der 400-V-Eigenbedarfsspannung im Kraftwerk A inkl. hinterlegter Stufenschalterstellung

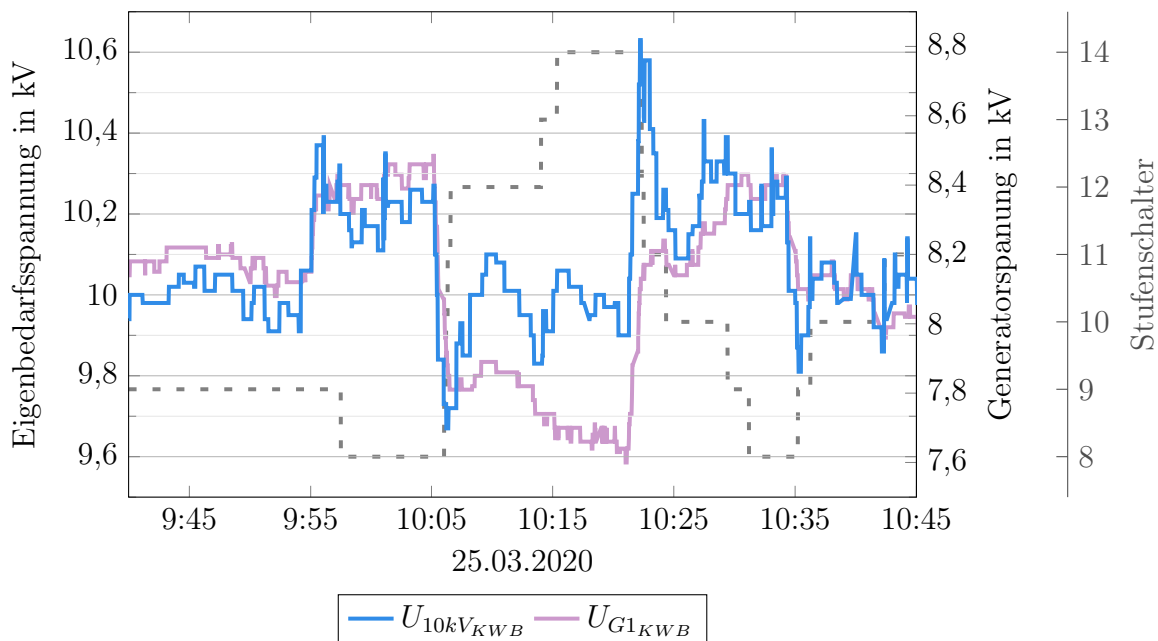


Bild 4.20: Vergleich der Generatorspannung mit der 400-V-Eigenbedarfsspannung im Kraftwerk B inkl. hinterlegter Stufenschalterstellung

Die ebenso sekundärseitig am Dreiwickel-Eigenbedarfstransformators angeschlossene 10-kV-Eigenbedarfsspannungen der Kraftwerke zeigt ähnliches Verhalten, Störungsmeldungen blieben aus. Zeitgleich zum Blindleistungseinspeiserversuch wurden in Kraftwerk B die Revisionsarbeiten am Generator 3 abgeschlossen und dieser im spannungsregelden Modus getestet. Dabei speiste um 10:13 der Generator 3 kurzfristig kapazitive Blindleistung ein, um seine Generatorklemmenspannung auszuregeln, während das gesamte Kraftwerk Blindleistung aus dem Netz bezog. Die Spannungsregelung von G3 wirkte dem Blindleistungseinspeiserversuch kurzfristig entgegen ohne jedoch das Versuchsergebnis negativ zu beeinflussen.

---

## 4.2 Automatisierte Blindleistungsbereitstellung

### Theoretische Berechnungen

Die Überprüfung der theoretischen Annahmen zur automatischen Blindleistungsbereitstellung mit Wasserkraftwerken, nach Kapitel 2.4, erfolgt durch Simulation. Die Netzkennlinie für den Normalbetrieb ist durch die minimale, netzseitige Kurzschlussleistung an der Sammelschiene des Kraftwerks B fixiert. Bei bekannter Spannungsänderung vor Regelung, kann daraus die Spannungsänderung nach Regelung und die resultierende Blindleistungsbereitstellung durch das Kraftwerk berechnet werden. Die Parameter der Blindleistungsstatik sind dabei, mit einer maximalen Blindleistungskapazität von  $\pm 20$  MVar und einer Spannungsänderung von 10 % der Netzspannung, für diese Berechnung freige wählt. Die Steigungen der beiden Kennlinien sind:

$$k_N = -\frac{U_N}{S_{kQ}} = -\frac{110 \text{ kV}}{2144 \text{ MVA}} = -51,3 \cdot 10^{-6} \text{ kV/MVA} \quad (4.1)$$

$$k_{KW} = \frac{U_{max} - U_{min}}{Q_{max} + Q_{min}} = \frac{0,1 \text{ pu} \cdot 110 \text{ kV}}{40 \text{ MVar}} = 275 \cdot 10^{-6} \text{ kV/MVA} \quad (4.2)$$

Daraus ergibt sich über Formel 2.28 die Blindleistungseinspeisung  $\Delta Q_{KW}$  und der reduzierte Spannungsabfall  $\Delta U_{Q1}$ :

$\Delta U$ v.R.	$\Delta Q_{KW}$	$\Delta U_Q$
kV	MVar	V
-2231,9	8,31	1520
1950,3	-9,51	1740

Tabelle 4.7: Berechnete Arbeitspunkte bei Blindleistungsautomatisierung

Die Spannungsänderungen vor Regelung wurden gleich, wie die in der Simulation durch Laständerung hervorgerufene Änderung der Netzspannung, gewählt.

### Simulation

Die Simulation wird durch eine Anlagenregelung mit DIG Silent realisiert. Das Netzverhalten berechnet das Programm selbst, die gewünschte Blindleistungsstatik wird im Format MVar/pu eingegeben. In der Simulation befinden sich alle Generatoren am Netz und die

Blindleistung wird auf diese symmetrisch aufgeteilt. Der Messpunkt der Netzspannung und der Blindleistung befindet sich an der 110-kV-Sammelschiene des Kraftwerks, sodass bei einer willkürlich angenommenen Referenzspannung von 115,5 kV, keine Blindleistung in das Netz eingespeist oder bezogen wird. Die Simulation liefert folgende Ergebnisse: Der Vergleich der berechneten Ergebnisse aus Tabelle 4.7 und der simulierten Ergebnisse

$\Delta u$ v.R.	$\Delta Q_{KW}$	$\Delta U_Q$
V	MVar	V
-2231,9	8,57	1570
1950,3	-9,7	1736

Tabelle 4.8: Simulierte Arbeitspunkte bei Blindleistungsautomatisierung

aus Tabelle 4.8 zur Arbeitspunktberechnung, zeigt hohe Übereinstimmung in den Werten. Diese Übereinstimmung bestätigt die theoretischen Überlegungen zu diesem Thema. Die geringen Abweichungen resultieren aus den getroffenen Vereinfachungen der Theorie und der genaueren Berechnungsmethode des Simulationsprogramms.

### 4.2.1 Arbeitspunktermittlung Tagesgang

Die Abschätzung der resultierenden Arbeitspunkte bei unterschiedlichen Kennlinien für das Kraftwerk B, erfolgt nach Kapitel 2.4. Diese Berechnungsmethode ist analog zu obigen Betrachtungen und ermöglicht ein Q(U)-Kennliniendesign ohne detaillierte Simulationsprogramme, inklusive Berechnung der gesamt zu erwartenden, abgegebenen Blindleistungsenergie. Die Referenzspannung, wurde mit 115,5 kV angenommen. Die Punkte der maximalen Blindleistungseinspeisung werden bei  $\pm 5$  % Abweichung von der Referenzspannung gewählt. Im Sinne des Systemschutzplans der TOR-Richtlinien in Anhang A.1, stellt dies eine zulässige Übererfüllung, mit zusätzlicher Blindleistungsbereitstellung als Systemdienstleistung im normalen Netzbetrieb dar. Nachfolgend sind die Verteilungen der Arbeitspunkte des Kraftwerks B für  $\pm 30$  MVar und  $\pm 60$  MVar mit und ohne Totband dargestellt. Der Messpunkt der zur Berechnung gewählten Spannung, liegt an der 110-kV-Sammelschiene des Kraftwerks B. Der betrachtete Zeitbereich für diese exemplarische Ermittlung, fällt auf zufällige ausgewählte Tage im April 2019. Jeder Arbeitspunkt resultiert aus einem Spannungswert, der im fünf Minuten Intervall aufgenommen wurde. Für die Darstellung wird das Erzeugerzählpeilsystem, das mit der Regelkennlinie in Bild 2.19 übereinstimmt, gewählt.

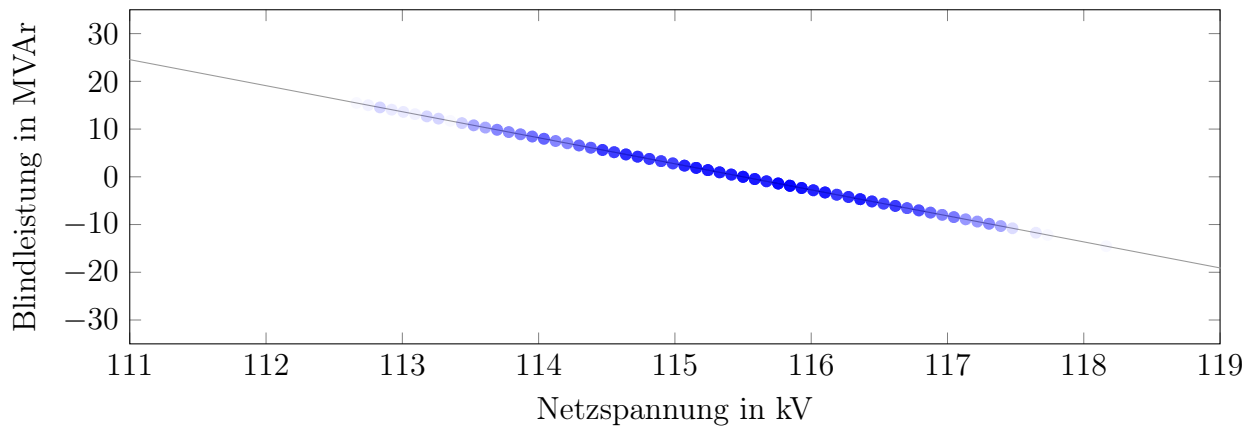


Bild 4.21: Verteilung der Arbeitspunkte bei Q(U)-Regelung und  $\pm 30$  MVar max. Blindleistungskapazität

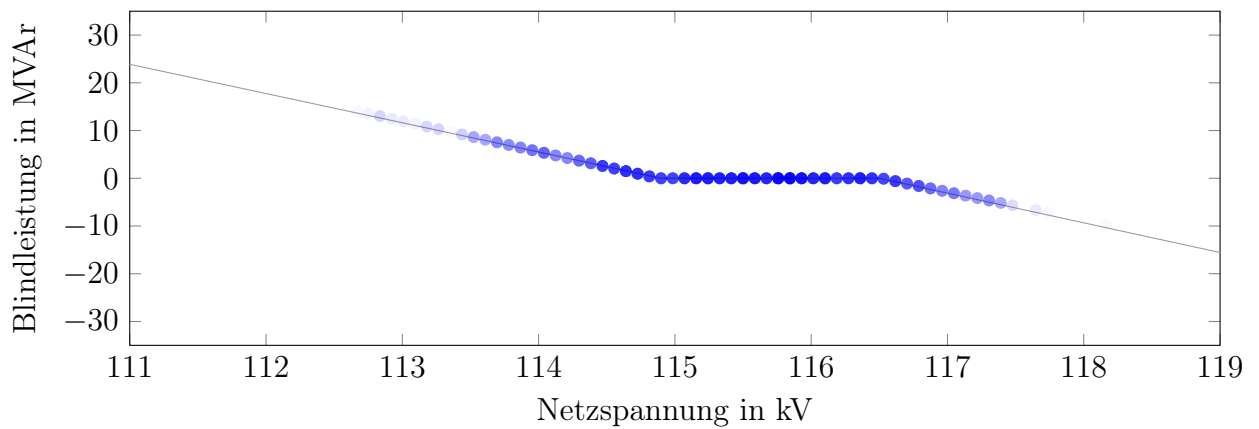


Bild 4.22: Verteilung der Arbeitspunkte bei Q(U)-Regelung mit Totband und  $\pm 30$  MVar max. Blindleistungskapazität

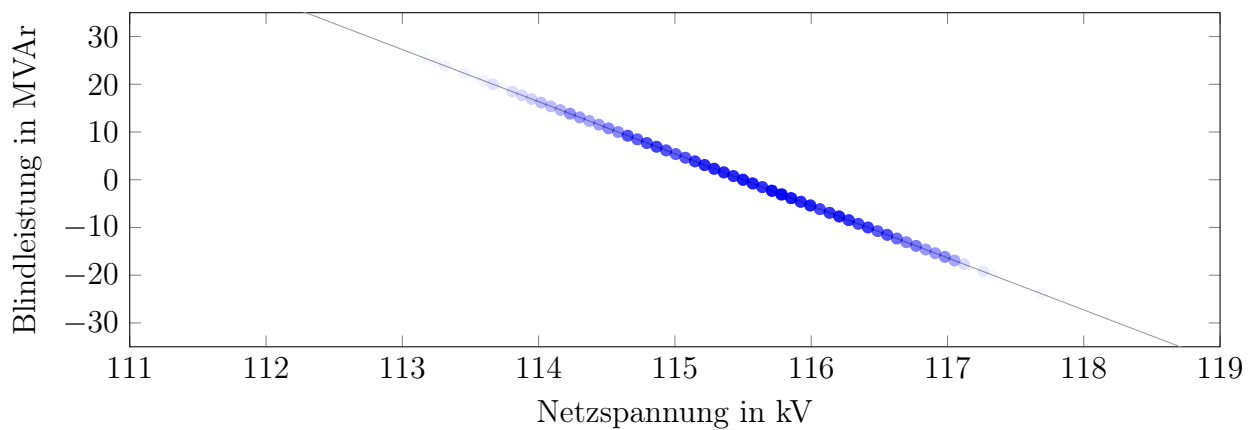


Bild 4.23: Verteilung der Arbeitspunkte bei Q(U)-Regelung und  $\pm 60$  MVar max. Blindleistungskapazität

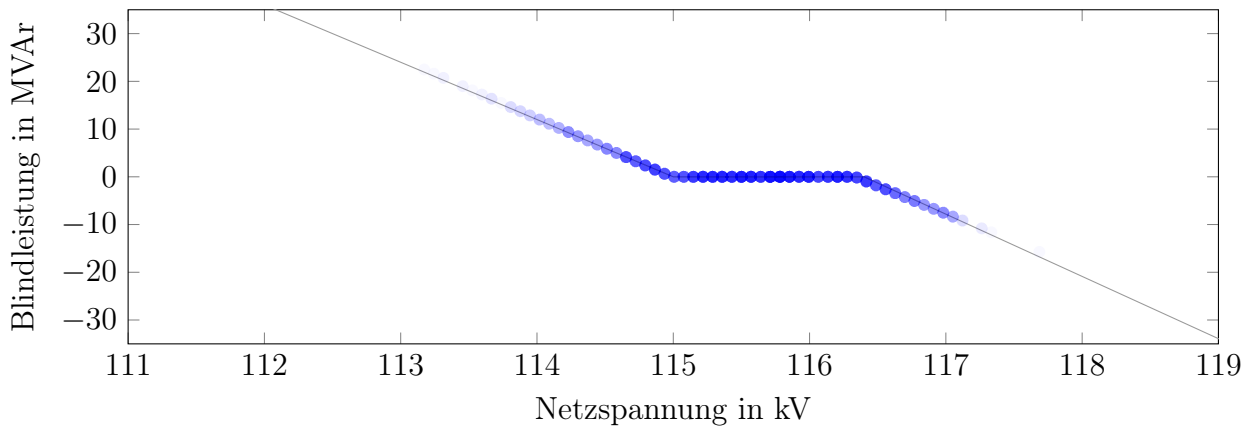


Bild 4.24: Verteilung der Arbeitspunkte bei Q(U)-Regelung mit Totband und  $\pm 60$  MVar max. Blindleistungskapazität

Nachfolgende Tabelle stellt die Berechnungsergebnisse tabellarisch dar. Dabei ist die Kennlinie in Bereiche nach MVar unterteilt. Pro Bereich ist die Anzahl der Arbeitspunkte und dessen reaktiver Wert in % bezogen auf die Gesamtzahl der Arbeitspunkte festgehalten.

Bereich	$Q_{max} = \pm 30$ MVar				$Q_{max} = \pm 60$ MVar			
	Std.		Totband		Std.		Totband	
	Anzahl	%	Anzahl	%	Anzahl	%	Anzahl	%
> 10 MVar	24	1	0	0	268	16	5	0
> 5 MVar	360	18	24	1	571	33	102	6
> 0 MVar	1014	50	309	15	965	56	309	18
0 MVar	76	4	1178	58	67	4	1061	61
< 0 MVar	926	46	528	26	696	40	357	21
< -5 MVar	377	19	184	9	389	23	171	10
< -10 MVar	65	3	29	1	171	10	64	4
< -20 MVar	0	0	0	0	13	1	4	0
MVarh	712		236		956		263	

Tabelle 4.9: Verteilung der Arbeitspunkte bei unterschiedlichen Kennlinien

---

Bei näherer Betrachtung obiger Grafiken unter Einbezug der Tabelle zur Verteilung der Arbeitspunkte 4.9, werden die verminderten Kraftwerkseingriffe durch das Totband in der  $Q(U)$ -Kennlinie verdeutlicht. Diese spiegeln sich auch in der abgegebenen Blindleistungsenergie in  $MVARh$  wieder.

Die Extrema der Blindleistungseinspeisungen treten bei doppelt freigegebener, maximaler Blindleistungskapazität des Kraftwerks nicht in doppelter Höhe auf. Die maximale, freigegebene Blindleistung bewirkt eine höhere Steigung (Statik) der  $Q(U)$ -Kennlinie und ein stärkeres Eingreifen des Kraftwerks bei Spannungsänderungen. In keinem der untersuchten Fälle stellen sich Arbeitspunkte im Nahbereich der Grenzwerte der maximalen Blindleistung ein.

## 4.3 Dynamisches Kraftwerksverhalten bei Blindleistungsautomatisierung

Um das dynamische Verhalten vor dem Beginn weiterer eventueller Testversuche zur Blindleistungsautomatisierung mit den Kraftwerken A und B zu analysieren, sind diese dynamisch in DIG Silent nachgebildet.

### 4.3.1 Kraftwerksblindleistungsregler

Die Blindleistungsanforderung aus dem Einspeiseversuch, wurde zur Analyse der Dynamik des simulierten Kraftwerksblindleistungsreglers, durch RMS-Simulation berechnet und mit der gemessenen Blindleistung aus dem Blindleistungseinspeiseversuch verglichen.

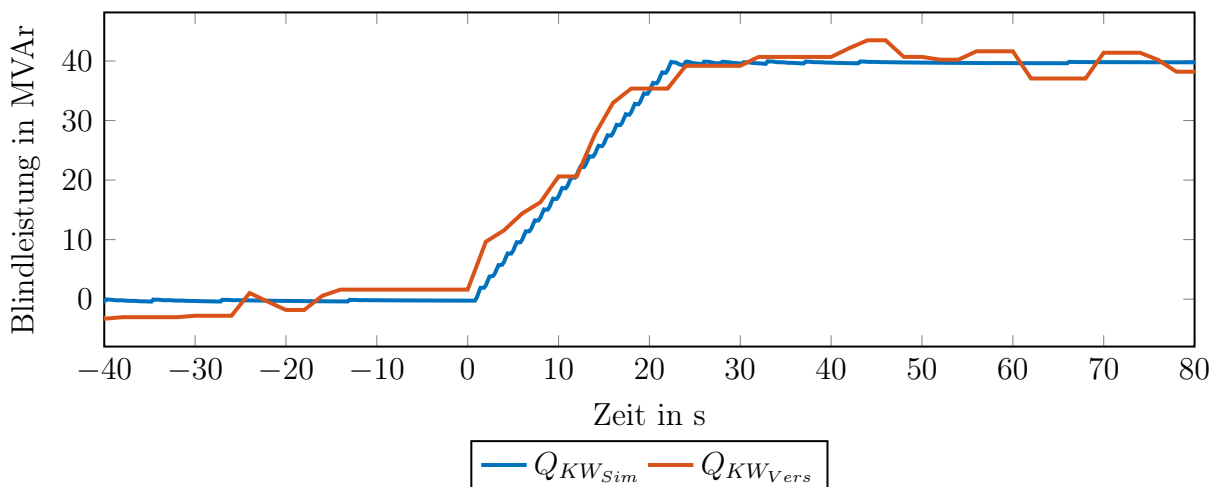


Bild 4.25: Vergleich gemessener und simulierter Verlauf der Blindleistung bei 40 MVar kap. Blindleistungsanforderung

Die Dynamik des simulierten Reglers deckt sich mit dem realen KW-Q Regler ( $U_{KW_{Vers}}$ ) überein. Die gezackte Steigung der Rampe resultiert aus dem Zweipunktregelverhalten des Stufenstellers.

Um das Verhalten des Blindleistungsreglers näher zu durchleuchten ist die Reaktion bei Laständerung im Netz unter konstanter Blindleistungseinspeisung von Interesse:



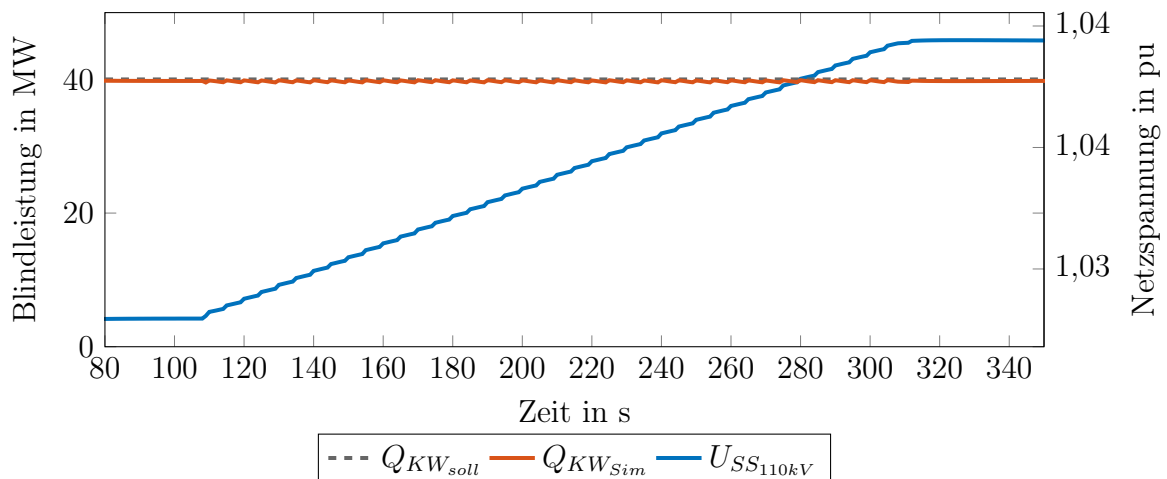


Bild 4.26: Konstante Blindleistungsregelung bei Änderung im Netz durch Lastminderung

Die Blindleistungsänderung während der Last- bzw. Netzspannungsänderung im Detail:

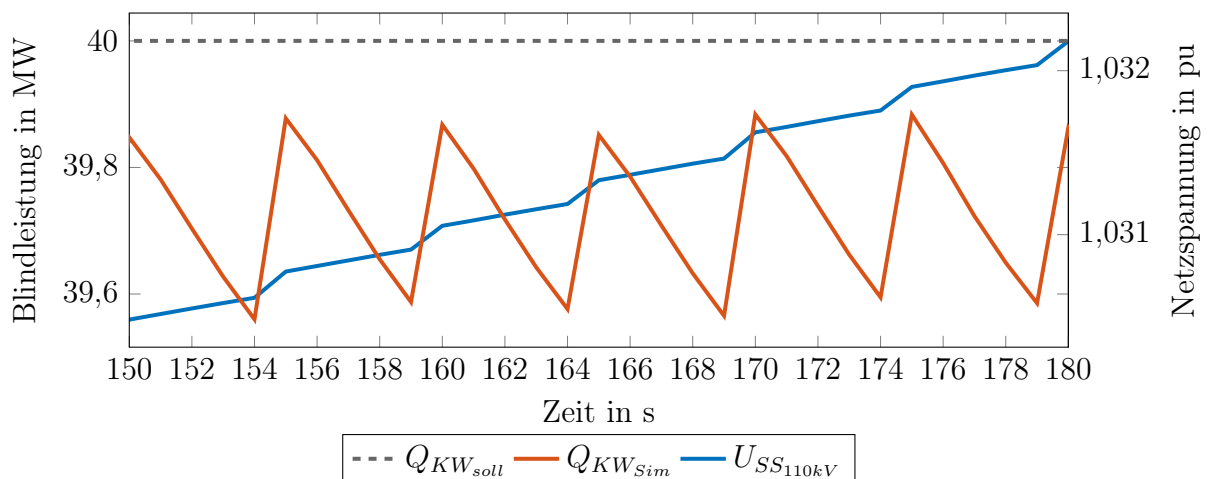


Bild 4.27: Blindleistungsprünge durch Stufensteller bei konstanter Blindleistungsregelung und Änderung im Netz durch Lastminderung

Bild 4.27 veranschaulicht die Schwelle des Blindleistungsreglers. Dieser wirkt der Änderung der Kraftwerksblindleistung durch die Netzspannungsänderung entgegen.

Wird die Netzspannung sprunghaft geändert, greift durch die geringere Zeitkonstante der unterlagerte Spannungsregler durch die Soll-Ist Abweichung zuerst ein. Die Abweichung des Ist-Werts der Blindleistung wird anschließend durch den Blindleistungsregler langsam ausgeregelt. Bild 4.28 zeigt den in Kapitel 4.1.1 erwähnten Eingriff des unterlagerten Spannungsreglers bei schneller Netzspannungsänderung, im Vergleich mit der gemessenen Blindleistung, während der konstanten Phase der Überregung der Kraftwerke A und B aus dem Blindleistungseinspeiseversuch.

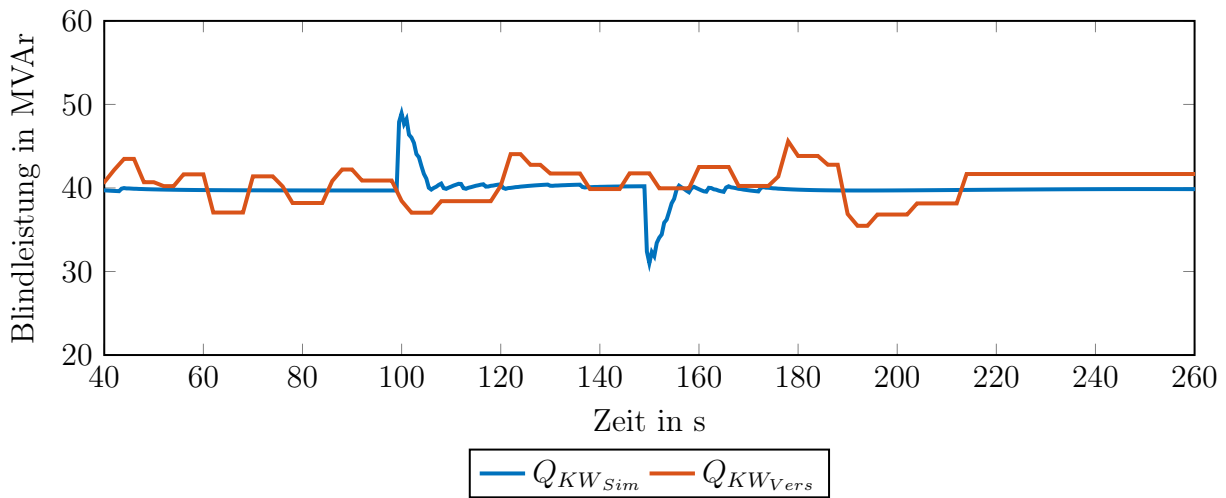


Bild 4.28: Spannungsreglereingriff bei konstanter Blindleistungsregelung im Vergleich mit der gemessenen Blindleistung aus dem Blindleistungseinspeiseversuch

Die Blindleistungsänderungen resultierend aus der langsamen und sprungartigen Netzspannungsänderung erklären die Blindleistungsänderungen während konstanter Blindleistungseinspeisung.

---

### 4.3.2 Q(U)-Regler

Der übergeordnete Regler, der zur Q(U)-Regelung dient, setzt an dem Kraftwerksblindleistungsregler an und gibt einen aus der Spannung erzeugten Blindleistungswert als Ausgangsgröße an den KW-Q-Regler weiter. Da die Blindleistung der Q(U)-Kennlinie für den Netzanschlusspunkt definiert wird, muss, um der Kennlinie zu entsprechen, der Blindleistungsbedarf der Transformatoren berücksichtigt werden. Bild 4.29 zeigt den Unterschied der Summe der Generatorblindleistung im Vergleich mit der Blindleistung am Netzübergabepunkt. Durch den Blindleistungsbedarf der Transformatoren ist die Generatorblindleistung größer, als am Netzübergabepunkt. Der Blindleistungsbedarf kann nach Formel 2.31, aus Kapitel 2.7.4.3 berechnet werden.

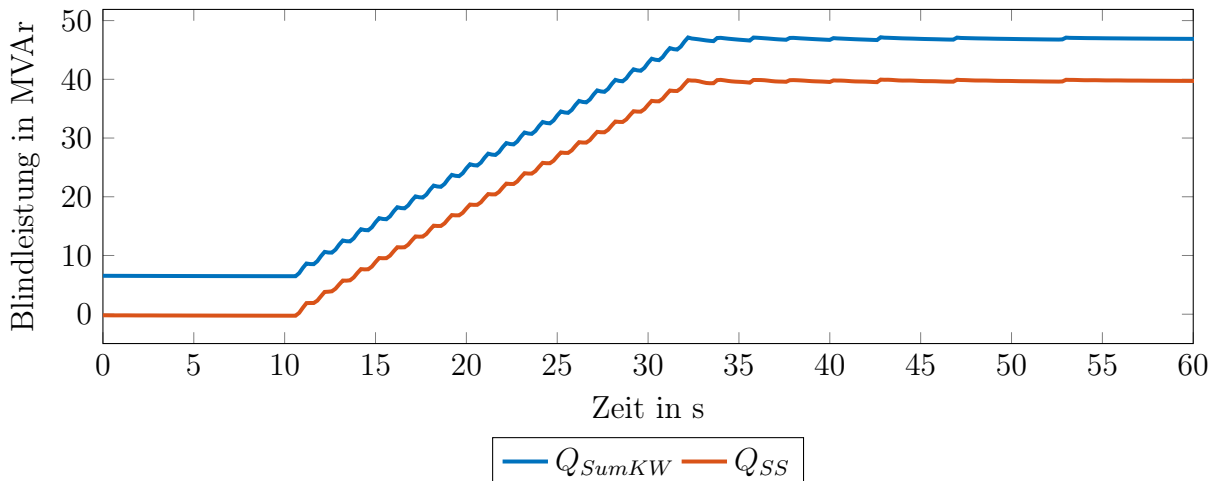


Bild 4.29: Vergleich Blindleistung am Netzanschlusspunkt mit der Generatorblindleistung

Der Q(U)-Regler misst die Netzspannung und berechnet daraus einen Blindleistungswert nach der gewünschten Blindleistungsstatik des Kraftwerks. Die folgenden Abbildungen zeigen verschiedene Blindleistungskennlinien in Abhängigkeit der 110-kV Sammelschienenspannung für kontinuierlich, konstante Laständerungen im Netz mit  $\pm 18$  MVar max. Blindleistungskapazität. Für die Dargestellung wurde das Erzeugerzählpeilsystem, um mit der Q(U)-Kennlinie aus Bild 2.19 übereinzustimmen, verwendet. Dabei entspricht positive Blindleistungseinspeisung kapazitiver Blindleistung (übererregt). Nachfolgend sind die simulierten Blindleistungswerte als Funktion der Spannung, unterschiedlichen Kennlinien folgend, dargestellt.

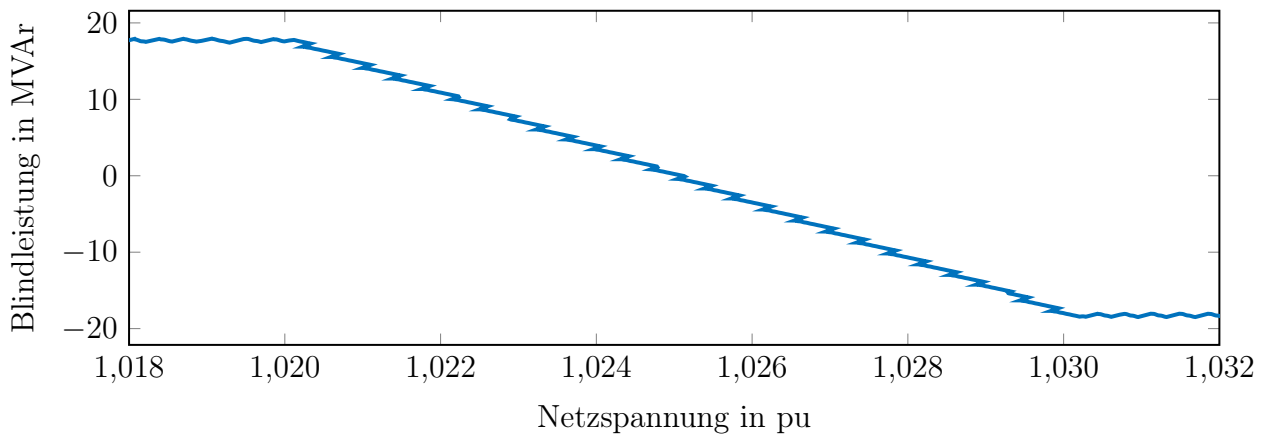


Bild 4.30: Regelung mit  $Q(U)$ -Kennlinie bei konstanter Laständerung über gesamten Spannungsbereich

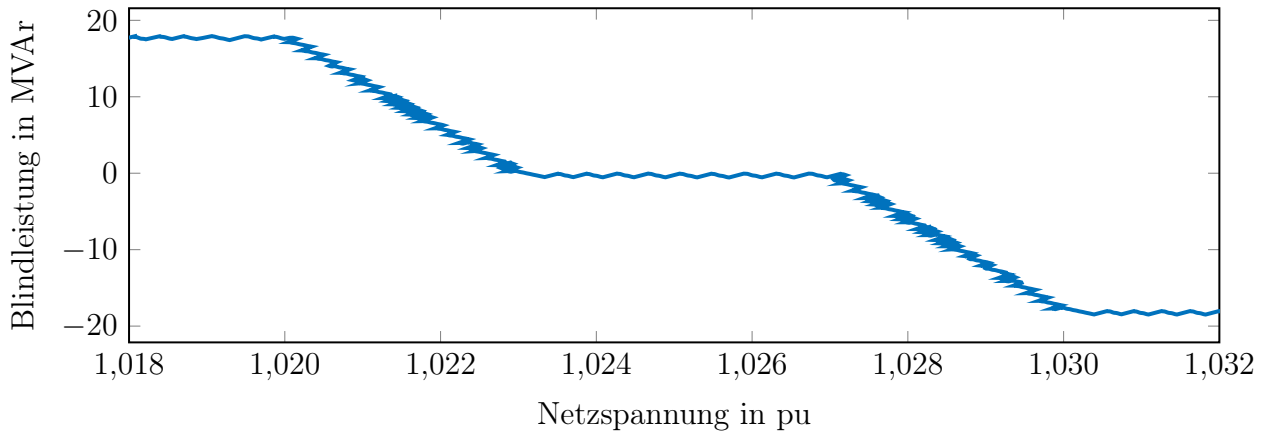


Bild 4.31: Regelung mit  $Q(U)$ -Kennlinie mit Totband bei konstanter Laständerung über gesamten Spannungsbereich

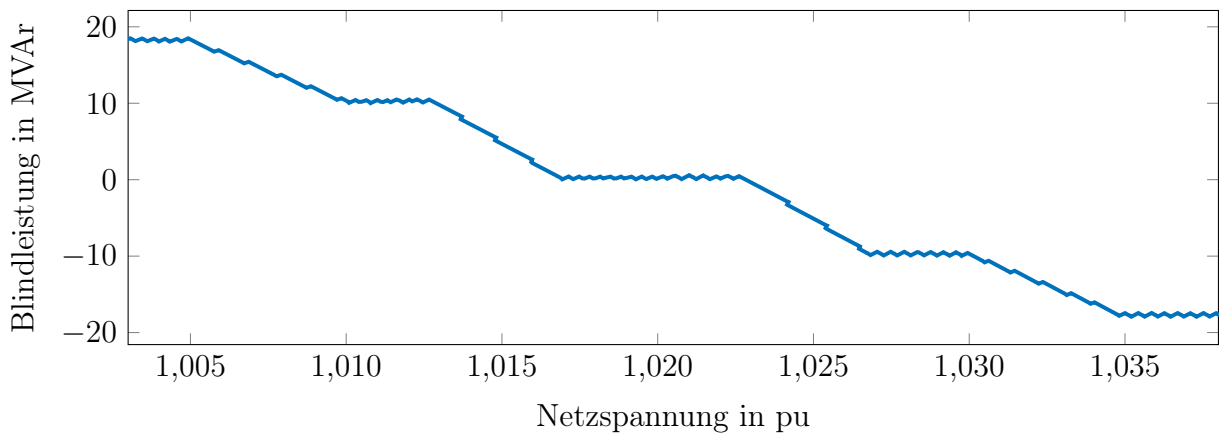


Bild 4.32: Regelung mit  $Q(U)$ -Kennlinie mit mehreren Totbändern bei konstanter Laständerung über gesamten Spannungsbereich

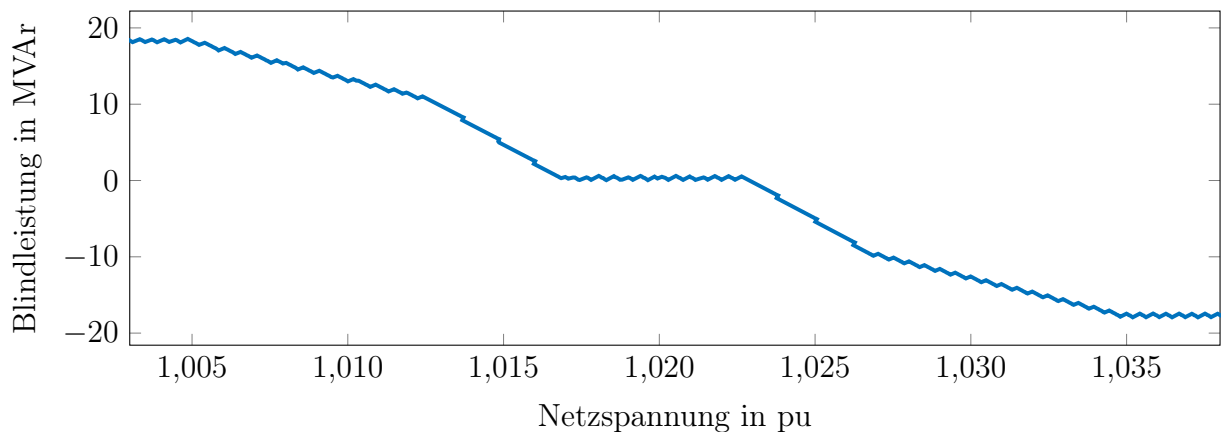


Bild 4.33: Regelung mit  $Q(U)$ -Kennlinie mit Totband und Knick in der Statik bei konstanter Laständerung über gesamten Spannungsbereich

### 4.3.3 Analyse

Die abgebildeten Ergebnisse stellen eine Grundlage für weitere Untersuchungen im Zuge des realen Dauertestbetriebs dar. Die Kraftwerke folgen den verschiedenen  $Q(U)$ -Kennlinien, in einem geringen Spannungsband, rund um die Soll-Kennlinie. Das gezackte Verhalten des Blindleistungsreglers resultiert aus der bleibenden Regelabweichung des Spannungsreglers und des Zweipunktregelverhaltens des Blindleistungsreglers. Mit der gezeigten Regleranordnung und den angeführten Parametereinstellungen treten an den Knickpunkten der  $Q(U)$ -Kennlinie keine Auffälligkeiten auf. Die mathematische Nachbildung des Blindleistungsbedarfs der Transformatoren ist bei Kenntnis der Transformatorimpedanz ausreichend genau. Die exemplarisch dargestellten, unterschiedlichen Kennlinien dienen zur Anpassung an die spezifischen Anforderungen, die Wasserkraftwerke im Netzbetrieb aufgrund ihrer Positionierung im Netz erfahren (Blindleistungsregelung im Übertragungsnetz, - Verteilnetz, - nahe an industriellen Verbrauchern, etc.).



## 5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

- Eine Vernachlässigung des Querspannungsabfalls zur Berechnung der Spannungsänderung bei Blindleistungseinspeisung ist zulässig. Die Änderung der Netzspannung kann mit ausreichender Genauigkeit über den Längsspannungsabfall berechnet werden.
- Die theoretische Analyse des komplexen Spannungsabfalls zeigt den Zusammenhang von Spannung und Blindleistung, sowie die Abhängigkeit von Wirkleistung zu Übertragungswinkel. Eine Netzspannungsbeeinflussung ist in Hochspannungsnetzen durch den hohen Reaktanzanteil über die Blindleistung möglich. Bei Netzen mit hohem Wirkwiderstand ist die Netzspannung durch Wirkleistungseinspeisung beeinflussbar.
- Blindleistungsflüsse bilden sich durch Spannungsdifferenzen aus. Große Reaktanzen bewirken eine Abnahme der maximal übertragenen Blindleistung. Aus diesem Grund und durch zusätzliche Übertragungsverluste, sollte die Blindleistungserzeugung nahe dem Verbraucher erfolgen.
- Die Spannungsänderung durch Blindleistungseinspeisung in einem betrachteten Netzknoten  $Q$  ist über die Formel  $d = \Delta Q/S_{kQ}$  berechenbar. Dabei ist  $S_{kQ}$  die minimale Kurzschlussleistung, unter Abzug des Kurzschlussbeitrags, der an dem Netzknoten  $Q$ , angeschlossenen Erzeugungsanlage.
- Die Spannungsänderung in den benachbarten Netzknoten ist über die Koppelimpedanz der Admittanzmatrix berechenbar. Durch den hohen Vermaschungsgrad bedarf es in Hochspannungsnetzen einer Lastflussberechnung. Bei Strahlennetztopologie, folgt die Spannungsänderung Gleichung 2.25.
- Das Q/U-Verhalten elektrischer Netze, wird mathematisch über Netzkennlinien beschrieben. Unter der Annahme, eines linearen Q/U-Verlaufes im Normalarbeitsbereich des Netzes, kann bei gewünschter Blindleistungsstatik und bekanntem Tagesgang der Spannung, der resultierende Arbeitspunkt des Kraftwerks, nach Kapitel 2.4, berechnet werden.
- Bei Untersuchung der Netzknotenspannungsänderung mit einem Lastflussprogramm, verfälscht der Slackknoten, bei zu geringer Entfernung zum untersuchten Knoten, das Berechnungsergebnis. Die Begründung liegt in der konstant vorgegebenen Knotenspannung des Slackknotens. Um dem entgegenzuwirken, muss der Slackknoten

zumindest mit einer entsprechenden Netzimpedanz abgeschlossen oder in ausreichender Entfernung platziert werden.

- Der reale Blindleistungseinspeiseversuch bestätigt die Formel zur Netzspannungsanhebung am Netzanschlusspunkt des Kraftwerks. Ferner bewahrheitet sich der Zusammenhang auch für die Änderung der Generatorklemmenspannung, woraus das Verhalten unterlagerter, zum Betrieb des Kraftwerks notwendiger Spannungen, bei Blindleistungseinspeisung abgeleitet werden kann.
- Die an dem Blindleistungsmanagement teilnehmenden Generatoren des Kraftwerks, müssen sich alle in dem selben Betriebsmodus befinden. Selbst ein Generator in Spannungsregelung, wirkt um seine Generatorklemmenspannung auszuregeln, dem gewünschten Gesamtblindleistungswert entgegen. Es droht ein Aufschaukeln der Regler, bis hin zum Ausfall des spannungsregelnden Generators vom Kraftwerksblindleistungsregler.
- Um unzulässig tiefe bzw. hohe Generatorklemmenspannungen zu verhindern, sollte die Blindleistung symmetrisch auf die dem Kraftwerksblindleistungsregler zugeteilten Generatoren, aufgeteilt werden.
- Im Testversuch erreichte die Eigenbedarfsspannung eines Kraftwerks, bei dynamischer Generatorklemmenspannungsänderung unzulässige Werte. Bei Blindleistungsautomatisierung ist die Einhaltung EB-Spannungsgrenzen zu berücksichtigen.
- Aufgrund geringerer Blindleistungsschwankungen und der Vermeidung dynamischer Blindleistungsänderungen, ist eine Blindleistungsautomatisierung mittels  $Q(U)$ -Kennlinie einer Spannungsregelung vorzuziehen.
- Berechnungen zeigen, dass ein Totband in der  $Q(U)$ -Kennlinie rund um den Normalarbeitsbereich des Kraftwerks, die Anzahl der Blindleistungseinspeisungen deutlich reduziert. Dadurch wirkt sich ein Totband positiv auf die Lebensdauer unterlagerter, mechanischer Stufensteller der Eigenbedarfstransformatoren aus. Die Regelkennlinie kann dabei unterschiedliche Formen annehmen, die beispielsweise auf den Normal- und den Extremspannungsbereich angepasst sind.



## 6 Ausblick

Um in zukünftigen Studien zur automatisierten Spannungsstützung mit Wasserkraftwerken weitere Forschungen anlegen und zugleich Erfahrung im Betrieb automatisierter Erzeugungsanlagen sammeln zu können, ist ein längerfristiger, automatisierter Testbetrieb denkbar. Dies geschieht unter Berücksichtigung verschiedener  $Q(U)$ -Kennlinien, sowie unter Einbezug unterschiedlicher, maximal freigegebener Blindleistungskapazitäten. Eine Messung der Eigenbedarfsspannung und der abgegebenen Blindleistung in hoher Auflösung ist sinnvoll, um eventuelle Blindleistungsschwankungen oder ähnlich unerwünschtes Verhalten des Kraftwerks erkennen und im Bedarfsfall genauer durchleuchten zu können.

Weitere zu untersuchende Teilbereiche stellen die Verluste bei Einspeisung von Blindleistung und die Reduzierung der Lebensdauer, der zur Blindleistungserzeugung notwendigen, mechanischen Elemente, wie Erregertransformatoren und die Stufensteller der Eigenbedarfstransformatoren, dar.

Die adäquate Vergütung der Blindleistung als Systemdienstleistung, ist zur Kompensation der eventuellen Einbusen der Kraftwerksbetreiber notwendig. Im Vergleich mit den äquivalenten Kosten des konventionellen Netzausbaus zur Generierung von Blindleistungskapazitäten, ist der kollektive Netzbetrieb ein günstiges Mittel zur Erhöhung der Spannungsqualität in den Versorgungsnetzen.

Ein daraus resultierender, zukünftiger, modernisierter Kraftwerksbetrieb, könnte eine bewusste Reduktion des Wirkungsgrads der Erzeugungsanlage, zur Generierung von Blindleistungskapazitäten, bis hin zum Start von stillstehenden Turbinensätzen zur Blindleistungserzeugung, mit sich bringen.

# Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Diskussionspapier, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Bundesnetzagentur, 2018
- [2] E-Control, Teil E: Systemschutzplan, <https://www.apg.at/-/media/1589E11E6DDC47C8A8CE99E12C0ABECD.pdf>, abgerufen am 18. Juli 2020
- [3] SCHWAB: Elektroenergiesysteme, Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Springer Verlag, 5. Auflage, 2017.
- [4] HERWIG RENNER, MANFRED SAKULIN: Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2008.
- [5] HERWIG RENNER: Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2013.
- [6] JAN MACHOWSKI, JANUSZ W. BIALEK, JAMES R. BUMBY: Power System Dynamics, Stability and Control, 2008 John Wiley & Sons, Ltd., 2. Auflage, 2008.
- [7] BINDER: Elektrische Maschinen und Antriebe, Springer Verlag, 2. Auflage, 2016.
- [8] STEFAN POLSTER, HERWIG RENNER: Berechnung elektrischer Energienetze, Institut für elektrische Anlagen, TU Graz, 2017
- [9] MANFRED SAKULIN, WALTER HIPPE: Netzaspekte von dezentralen Erzeugungsanlagen, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2004.
- [10] DIG SILENT, POWERFACTORY: Benutzerhandbuch, Online-Edition, 2019



# Anhang

## A.1 TOR - Richtlinien

Die **T**echnischen und **o**rganisatorischen **R**ichtlinien für Betreiber und benutzervon Netzen regeln die Zusammenarbeit zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer. Für diese ist sie ein in Österreich zwingend anwendbares Regelwerk, mit den Hauptzielen: Versorgungssicherheit, störungsfreier Verbundbetrieb, technische Bewältigung von Transportdienstleistungen (TDL), unter Betrachtung der Netzregeln anderer europäischer Netzbetreiber. Die TOR gliedern sich in mehrere Teile und werden dem Stand der Technik angepasst und erweitert:

- Teil A (Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis)
- Teil B (Technische Regeln für Netze mit Nennspannung  $\geq 110$  kV)
  - Anhang C (VEÖ Empfehlungen für die Datenweitergabe zwischen Netzbetreibern)
- Teil C (Technische Regeln für Netze mit Nennspannung  $< 110$  kV)
- Teil D (Besondere technische Regeln)
  - Hauptabschnitt D1 (Netzurückwirkungsrelevante elektrische Betriebsmittel)
  - Hauptabschnitt D2 (Richtlinie für die Beurteilung von Netzurückwirkungen)
  - Hauptabschnitt D3 (Tonfrequenz-Rundsteuerung)
  - Hauptabschnitt D4 (Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen)
- Teil E (Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen) **ALT**
- Teil E Systemschutzplan Österreich (Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen) **NEU**
- Teil F (Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung)

### TOR Erzeuger Typ D

Das nachfolgende Kapitel stellt die für den Betrieb von Wasserkraftwerken des Typs D (Maximalkapazität  $\geq 50$  MW oder Nennspannung  $\geq 110$  kV) notwendigen Ausschnitte, hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellungsverfahren, der Technischen Organisatorischen Richtlinien **TD** dar.

### 5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Innerhalb ihrer Blindleistungsbereiche gem. Kapitel 5.3.3 muss sich die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage automatisch auf den im Rahmen des vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung bestimmten fixen Wert oder auf die bestimmte Kennlinie einstellen. Für Stromerzeugungsanlagen wird eines der nachstehenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung vom Netzbetreiber vorgegeben:

- fester Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  fix
- Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie  $\cos \varphi (P)$
- Blindleistungs-/Spannungskennlinie  $Q(U)$
- feste Blindleistung  $Q$  fix

Der Netzbetreiber kann feste Werte im Rahmen einer zeitlichen Staffelung vorschreiben, wobei deren Parametrierung zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber vereinbart wird. Der Netzbetreiber kann auch feste Werte als OnlineSollwertvorgabe sowie eine Umschaltung zwischen den vorgesehenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung über eine fernwirktechnische Schnittstelle vorschreiben. Die Sollwerte sind spätestens nach einer Minute an der Messstelle zu realisieren. Der Standardeinstellwert ohne Vorgabe des Netzbetreibers ist ein fester Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi) = 1$  und eine feste Blindleistung  $Q \text{ fix} = 0$ . Um bei schwankender Wirkleistungsabgabe Spannungssprünge zu vermeiden, sollte eine Kennlinie mit kontinuierlichem Verlauf und begrenzter Steilheit gewählt werden.

## Systemschutzplan Österreich

Das nachfolgende Kapitel stellt die für Wasserkraftwerke notwendigen Ausschnitte aus dem aus dem Systemschutzplan der Technischen Organisatorischen Richtlinien **SP** dar:

### 7.1.1 Stufenplan bei Unterspannungen

Beeinträchtigung von nicht gestörten Nachbarnetzen kommen. Stufenplan bei Unterspannungen Zur Beherrschung von Störungen, die durch einen Spannungsverfall in einem Netzteil entstehen, sind Maßnahmen gemäß nachfolgendem Stufenplan notwendig. Alle Spannungswerte, die zur Aktivierung der Maßnahmen zur Spannungsstützung führen, werden als %-Werte der Referenzspannung definiert. Die Referenzspannung wird abhängig von dem Netzanschlusspunkt folgendermaßen festgelegt:

- HÖS: örtlich übliche Betriebsspannung  $U$

- HS: die Nennspannung  $U_n$  (bzw. die örtlich übliche Betriebsspannung, falls vereinbart)
- MS: vereinbarte Versorgungsspannung  $U_c$
- NS: Nennspannung  $U_n$

Die in den Punkten 7.1.1.1 bis 7.1.1.4 genannten Spannungsgrenzen stellen die untere Grenze dar, bei welcher die Maßnahmen spätestens zu ergreifen sind. Technische Organisatorische Richtlinien Langsame Spannungsänderungen Schnelle nicht erkannt.

#### **7.1.1.1 Maßnahmen bei sinkender Spannung zur Spannungshaltung im Normalbetrieb**

Bei Absinken des Spannungsniveaus im 110-kV-, 220-kV- und 380-kV-Netz sind nach Maßgabe der vorhandenen Möglichkeiten manuelle Maßnahmen im Rahmen des Normalbetriebs zu ergreifen, z. B.:

- ...
- Einsatz von Generatoren zur Blindleistungserzeugung

#### **Maßnahmen bei Unterschreiten von 95 % der Referenzspannung**

Folgende Maßnahmen sind zu setzen: Automatische Umschaltung der Generatorenregelung von Blindleistungsregelung oder  $\cos(\varphi)$ -Regelung der Erzeugungsanlagen in Netzebenen  $\geq 110$  kV (Typ D) auf einen spannungsstützenden Modus oder Regelung mittels Q(U)-Kennlinie, die mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen ist. Die Umschaltung kann auf Anforderung des Netzbetreibers mit einer Sollwerterhöhung bis zu 5% verbunden sein, ansonsten erfolgt die Umschaltung seitens der Erregungseinrichtung stoßfrei. Eine nachfolgende Schutzauslösung (z.B. durch Überstrom- oder Überlastschutz) ist dabei durch eine Begrenzungsregelung sicher zu verhindern. Die Umschaltung ist um einige Sekunden zu verzögern, damit sie bei transienten Spannungseinbrüchen (z.B. durch Netzkurzschlüsse) nicht zur Wirkung kommt. Eine Rückschaltung auf einen nicht spannungsstützenden Modus darf nur manuell und nach Rücksprache mit dem zuständigen Netzbetreiber erfolgen. Eine Umschaltung vor Erreichen von 95% der Referenzspannung wird im Bedarfsfall mit dem Netzbetreiber abgestimmt. Sollte diese Funktion bei bestehenden Anlagen noch nicht implementiert sein, so soll dies sofern technisch möglich, durch eine Umparametrierung erfolgen.

### 7.1.2 Stufenplan bei andauernd hoher Überspannung – Erreichen der höchst zulässigen Betriebsspannung

Als Beobachtungsbereich sind Netzknoten heranzuziehen, die repräsentativ zur Auswertung eines Spannungsanstieges ausgewählt worden sind. Maßnahmen:

- ...
- Automatische Umschaltung der Generatorenregelung von Blindleistungsregelung oder  $\cos(\varphi)$ -Regelung der Erzeugungsanlagen in Netzebenen  $\geq 110$  kV (Typ D) auf einen spannungsstützenden Modus oder Regelung mittels Q(U)-Kennlinie, die mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen ist. Die Umschaltung kann auf Anforderung des Netzbetreibers mit einer Sollwertabsenkung bis zu 5% verbunden sein, ansonsten erfolgt die Umschaltung seitens der Erregungseinrichtung stoßfrei. Ein von der höchstzulässigen Betriebsspannung abweichender Umschaltwert wird im Bedarfsfall mit dem Netzbetreiber abgestimmt. Sollte diese Funktion bei bestehenden Anlagen noch nicht implementiert sein, so soll dies sofern technisch möglich, durch eine Umparametrierung erfolgen.