



**SERVICES**

**P2110 - NEMO IX, Los 1 - Stabilität  
Methoden-Entwicklung**

**Vorbereitet für:**

**Bundesnetzagentur**

**Canisiusstr. 21, 55122 Mainz**

**Herausgeber:**

**DIG SILENT GmbH, Januar 2025**

**POWER SYSTEM SOLUTIONS**  
MADE IN GERMANY



**DIGSILENT GmbH**

Heinrich-Hertz-Straße 9  
D-72810 Gomaringen  
Tel.: +49 7072 9168 - 0  
Fax: +49 7072 9168- 88  
<http://www.digsilent.de>

**Kontakt**

Jonas Schmitt  
T: +49 (0)7072 9168-285  
[j.schmitt@digsilent.de](mailto:j.schmitt@digsilent.de)

Alle Rechte vorbehalten, Copyright © DIGSILENT, 2025.

Wenn nicht anders angegeben, ist der Inhalt dieses Berichts Eigentum der DIGSILENT GmbH. Dies schließt den Inhalt in Form von Text, Grafiken, Logos, Bilder und angehängte Dokumente, sowie das Design und das Layout des Berichts ein. Jede unerlaubte Veröffentlichung, Vervielfältigung oder Wiedergabe ist streng verboten und stellt eine Verletzung des Urheberrechts dar.

# Revisionsverlauf des Dokuments

Version	Status	Datei	Ausgegeben	Erstellt von	Geprüft von
01	Entwurf für Revision	P2110_BNetza_ NEMOIX-Los1- STAB_R01_V01_ Methoden	04.12.2024	J. Schmitt	--
01	Endfassung des Berichts	P2110_BNetza_ NEMOIX-Los1- STAB_R05_V01_ Methoden	08.01.2025	J. Schmitt, T. Würfl	J. Schmitt, T. Würfl
02	Endfassung des Berichts mit Ergänzungen	P2110_BNetza_ NEMOIX-Los1- STAB_R02_V02_ Methoden	20.01.2025	J. Schmitt, T. Würfl	J. Schmitt, T. Würfl

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b> .....	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>VERFAHREN ZUR ERMITTLUNG VON BLINDLEISTUNGSBEDARFEN</b> .....	<b>6</b>
2.1	ALLGEMEINES KONZEPT ZUR ERMITTLUNG DER BLINDLEISTUNGSBEDARFE .....	6
2.1.1	<i>Ermittlung der statischen Blindleistungsbedarfe</i> .....	7
2.1.2	<i>Ermittlung der dynamischen Blindleistungsbedarfe</i> .....	8
2.2	ANWENDUNGSBEISPIEL ZUR ERMITTLUNG DER BLINDLEISTUNGSBEDARFE .....	9
2.2.1	<i>Statischen Blindleistungsbedarfe</i> .....	9
2.2.2	<i>Dynamischen Blindleistungsbedarfe</i> .....	15
<b>3</b>	<b>PRÜFKRITERIUM FÜR LOKALES ROCOF- UND FREQUENZVERHALTEN</b> .....	<b>17</b>
3.1	METHODIK .....	17
3.2	ANWENDUNGSBEISPIELE .....	19
3.2.1	<i>Transmission System Netzmodell</i> .....	20
3.2.2	<i>Texas Grid Netzmodell</i> .....	25
<b>4</b>	<b>REFERENZEN</b> .....	<b>30</b>

# Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EC	Exceptional Contingencies
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfälle
QDS	Quasi-dynamische Simulation
RoCoF	Rate of Change of Frequency
RPS	Rotierende Phasenschieber
STATCOM	Static Synchronous Compensator
UC	Unit Commitment (Kraftwerkseinsatzoptimierung)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

# 1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) prüft gemäß ihrer gesetzlichen Aufgaben den von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vorgelegten Netzentwicklungsplan (NEP). Teil dieser Prüfung sind seit dem Netzentwicklungsplan 2019-2030 auch Betriebsmittel im Übertragungsnetz, die zur Systemstabilität beitragen. Die Analysewerkzeuge für die zur Prüfung dieser Betriebsmittel erforderlichen statischen und dynamischen Berechnungen wurden in den vergangenen Prüfprozessen bei der Bundesnetzagentur aufgebaut. Zur Weiterentwicklung dieser Analysewerkzeuge und des dynamischen Netzmodells wird für den Netzentwicklungsplan 2023-2037 Unterstützung durch Institutionen angestrebt, die mit Stabilitätsberechnungen in elektrischen Energiesystemen vertraut sind.

Das folgende Dokument von DIgSILENT zur Methodenentwicklung zeigt Ansatzpunkte für potentielle Weiterentwicklungsmöglichkeiten zur Ermittlung der Blindleistungsbedarfe im Übertragungsnetz sowie zur Ermittlung der lokalen RoCoF als Ausgangspunkt für neue Methoden zur Bestimmung der benötigten Momentanreserve.

## 2 Verfahren zur Ermittlung von Blindleistungsbedarfen

Die Spannungen im gesamten Übertragungsnetz sind stets, d.h. auch während Last- und Erzeugungsänderungen sowie Störungen, in einem festgelegten Spannungsband zu halten. Hierfür muss die Blindleistungsbilanz ausgeglichen sein, was u.U. durch die vorhandenen Kompensationsanlagen nicht mehr erreicht werden kann, weshalb Blindleistungsbedarfe ermittelt werden müssen.

Im Folgenden wird das von DIgSILENT entwickelte Verfahren zur Ermittlung der statischen und dynamischen Blindleistungsbedarfe mit Hilfe des in *PowerFactory* integrierten Werkzeugs „Kraftwerkseinsatzoptimierung“ (Unit Commitment = UC) vorgestellt. Dieses wurde in *PowerFactory 2025* in Bezug auf die Blindleistungsoptimierung weiterentwickelt. Einige Neuerungen, wie z.B. die Möglichkeit zur Verwendung von Blindleistungsbetriebskosten in Generatoren, wurden zum Teil in dem nachfolgend beschriebenen Verfahren schon verwendet. Das Verfahren wurde außerdem bereits in einem Beispielnetz getestet. Die Ergebnisse sind ebenfalls Bestandteil dieses Kapitels.

### 2.1 Allgemeines Konzept zur Ermittlung der Blindleistungsbedarfe

Als Möglichkeit zur Ermittlung der Blindleistungsbedarfe schlägt DIgSILENT das in Abbildung 2.1 dargestellte Verfahren vor. Die einzelnen Schritte sind im Folgenden genauer beschrieben.

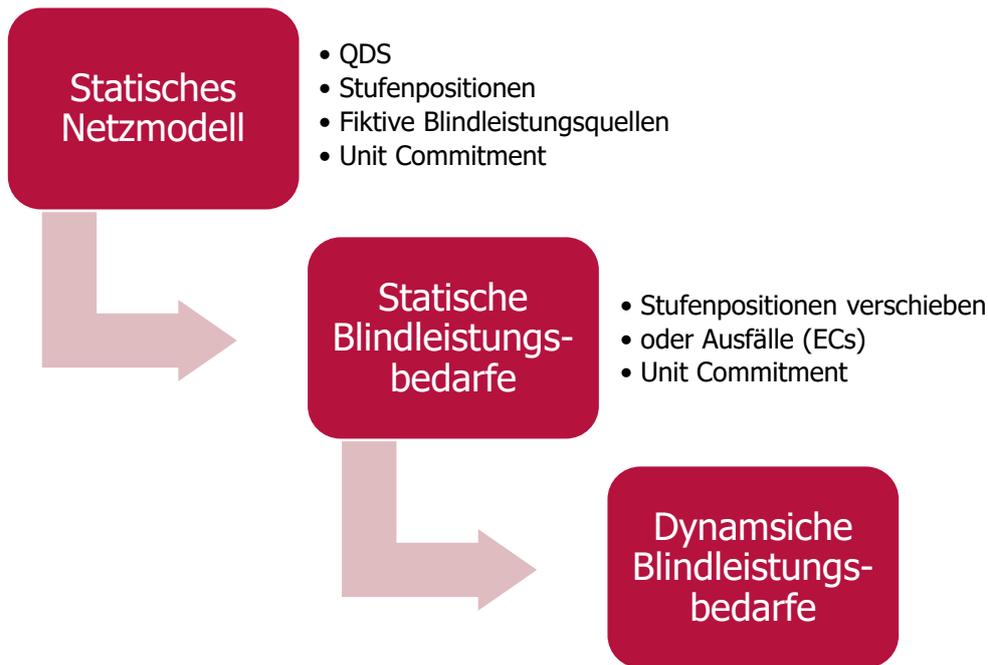


Abbildung 2.1: Prozess zur Ermittlung der Blindleistungsbedarfe

## 2.1.1 Ermittlung der statischen Blindleistungsbedarfe

1. Durchführung einer quasi-dynamischen Simulation (QDS) unter Berücksichtigung der automatischen Stufenschaltung von Transformatoren und statischen Kompensationsanlagen. Hierdurch wird erreicht, dass die vorhandenen Blindleistungskompensationsanlagen bereits sinnvoll eingesetzt werden, um die Spannungen in die entsprechenden Spannungsbänder zu regeln.
2. Zurückschreiben der Stufenpositionen für diese Elemente als Zeitcharakteristik.
3. Definition der Spannungslimits an den relevanten Netzknoten (z.B. 220 kV und 380 kV Sammelschienen in Deutschland).
4. Einfügen und Verbinden einer fiktiven Kompensationsanlage mittels eines statischen Generators pro Sammelschiene an allen relevanten Netzknoten<sup>1</sup> (z.B. 220 kV und 380 kV Sammelschienen in Deutschland). Initial liefern diese Anlagen weder Wirk- noch Blindleistung. Für die Kraftwerkseinsatzoptimierung (Unit Commitment = UC) werden diese so parametrisiert, dass sie als Kontrolle für die Blindleistung eingesetzt werden können. Über Hochlauf-<sup>2</sup> und Betriebskosten für

<sup>1</sup> Standorte, die nicht für den Zubau von Kompensationsanlagen in Betracht gezogen werden sollen, könnten hier ausgenommen werden.

<sup>2</sup> Hochlaufkosten können in der ersten Iteration ignoriert werden, um einen optimalen Einsatz (minimaler Blindleistungseinsatz) der Kompensationsanlagen zu gewährleisten. Bei nachfolgenden Iterationen (s. Schritt 5) sollten die Hochlaufkosten jedoch berücksichtigt werden, um die Anzahl an Standorten und damit dann auch die zu installierende Leistung an Kompensationsanlagen zu reduzieren.

die Blindleistung<sup>3</sup> sowie die Blindleistungslimits kann der Einsatz der Generatoren im UC beeinflusst werden. Andere Generatoren im Netz sollen vom UC nicht kontrolliert werden können. Allerdings können optional die Stufenstellerpositionen von statischen Kompensationsanlagen mit optimiert werden.

5. Durchführen eines UC mit der Zielgröße die Blindleistungsbetriebskosten (sowie die Hochlaufkosten) unter der Nebenbedingung zu minimieren, dass die Spannungsgrenzen an den Sammelschienen eingehalten werden.
  - a. Die Optimierung soll im ersten Schritt stundenweise, ohne die Berücksichtigung von Hochlaufkosten erfolgen, mit dem Ziel die Standorte zu identifizieren, an denen Blindleistung für die Einhaltung des Spannungsbandes benötigt wird.
  - b. In einem zweiten Schritt wird die Effizienz der Generatoren bewertet und ungenutzte oder nur selten und mit wenig Leistung eingesetzte Generatoren entfernt. Anschließend wird mit Hilfe einer zweiten Optimierung unter Berücksichtigung von Hochlaufkosten der statische Blindleistungsbedarf ermittelt.
  - c. Falls notwendig werden weitere Iterationen durchgeführt, um Spannungsgrenzwertverletzungen durch Linearisierungsfehler zu reduzieren.

## 2.1.2 Ermittlung der dynamischen Blindleistungsbedarfe

1. Schritt 1 kann auf zwei verschiedene Varianten erfolgen:
  - a. Zurückschreiben der optimierten Stufenstellerpositionen für Transformatoren und stationären Kompensationsanlagen als Zeitcharakteristik, wobei die gesamte Zeitreihe um eine Stunde nach hinten geschoben wird. Hierdurch wird angenommen, dass sich die Stufenstellerpositionen zwischen den Stundenwechseln nicht schnell genug ändern können, so dass der Bedarf an Blindleistung aus dynamischen Quellen gedeckt werden muss.
  - b. Zurückschreiben der optimierten Stufenstellerpositionen für Transformatoren und stationäre Kompensationsanlagen als Zeitcharakteristik und Definition von Ausfällen (Contingencies oder Exceptional Contingencies (ECs)).
2. Je nach verwendeter Variante in Schritt 1, kann Schritt 2 auf folgende Weisen durchgeführt werden:
  - a. Durchführen eines UC mit der Zielgröße die zusätzlichen Redispatchkosten sowie die Hochlaufkosten zu minimieren und der Nebenbedingung die Spannungsgrenzen an den Sammelschienen einzuhalten. Eine Optimierung der Stufenstellerpositionen soll hierbei

---

<sup>3</sup> Die Betriebskostenkurve für die Blindleistung sollte eine Art „V“ bilden. Wenn die Anlage keine Blindleistung liefert, sollten die Kosten Null betragen, während sowohl bei positiver als auch negativer Blindleistungsbereitstellung Kosten verursacht werden sollten.

nicht erfolgen, so dass die erforderliche Blindleistung als dynamische Blindleistung aus den vorhandenen Kraftwerken, rotierenden Phasenschiebern (RPS), STATCOMs und den fiktiven Blindleistungskompensationsanlagen (teuer und somit nachgelagert) bereitgestellt werden muss.

- b. Durchführen einer kurativen Redispatchberechnung unter Berücksichtigung von Ausfällen und der Nebenbedingung die Spannungsgrenzen an den Sammelschienen einzuhalten. Die Verwendung der fiktiven Blindleistungskompensationsanlagen im UC, sollte durch Nutzung hoher Kosten nachrangig erfolgen.
3. Mit Hilfe des ermittelten Einsatzes der fiktiven Blindleistungskompensationsanlagen und dem zuvor ermittelten statischen Blindleistungsbedarf kann der dynamische Blindleistungsbedarf abgeschätzt werden.

Eine weitere Herangehensweise den dynamischen Blindleistungsbedarf abzuschätzen kann über den Bilanzierungsansatz erfolgen, der z.B. in [1] beschrieben ist. Der dynamische Blindleistungsbedarf wird demnach aus der Differenz der statischen Blindleistungsbedarfe von zwei aufeinanderfolgenden NNF ermittelt (bilanzielle Methode).

Hinweis: Sollten die einzelnen Stunden (NNFs) des Jahres zeitlich nicht gekoppelt sein, wird von einer Ermittlung der dynamischen Blindleistungsbedarfe im Stundenwechsel sowohl über die bilanzielle Methode als auch über den hier vorgestellten Ansatz (Variante a) abgeraten.

## 2.2 Anwendungsbeispiel zur Ermittlung der Blindleistungsbedarfe

Die Anwendbarkeit der Kraftwerkseinsatzoptimierung (Unit Commitment = UC) für die statische und dynamische Blindleistungsbedarfsermittlung wurde in einem Beispielnetz getestet. Die Ergebnisse werden in den nachfolgenden Unterabschnitten vorgestellt.

### 2.2.1 Statischen Blindleistungsbedarfe

Abbildung 2.2 stellt den Spannungsverlauf an den Sammelschienen vor und nach der Optimierung über einen Monat in einem Testnetz („Transmission System“ Beispiel in *PowerFactory*) dar. Die Spannungsgrenzen an den überwachten Sammelschienen wurden auf 0,985 p.u. und 1,015 p.u. gesetzt. Durch den optimalen Einsatz der fiktiven Blindleistungskompensationsanlagen werden die Spannungen in das Spannungsband geregelt. Kleinere Verletzungen des Spannungsbandes sind auf die Verwendung von weichen Nebenbedingungen (Soft-Constraints) und Linearisierungsfehler zurückzuführen.

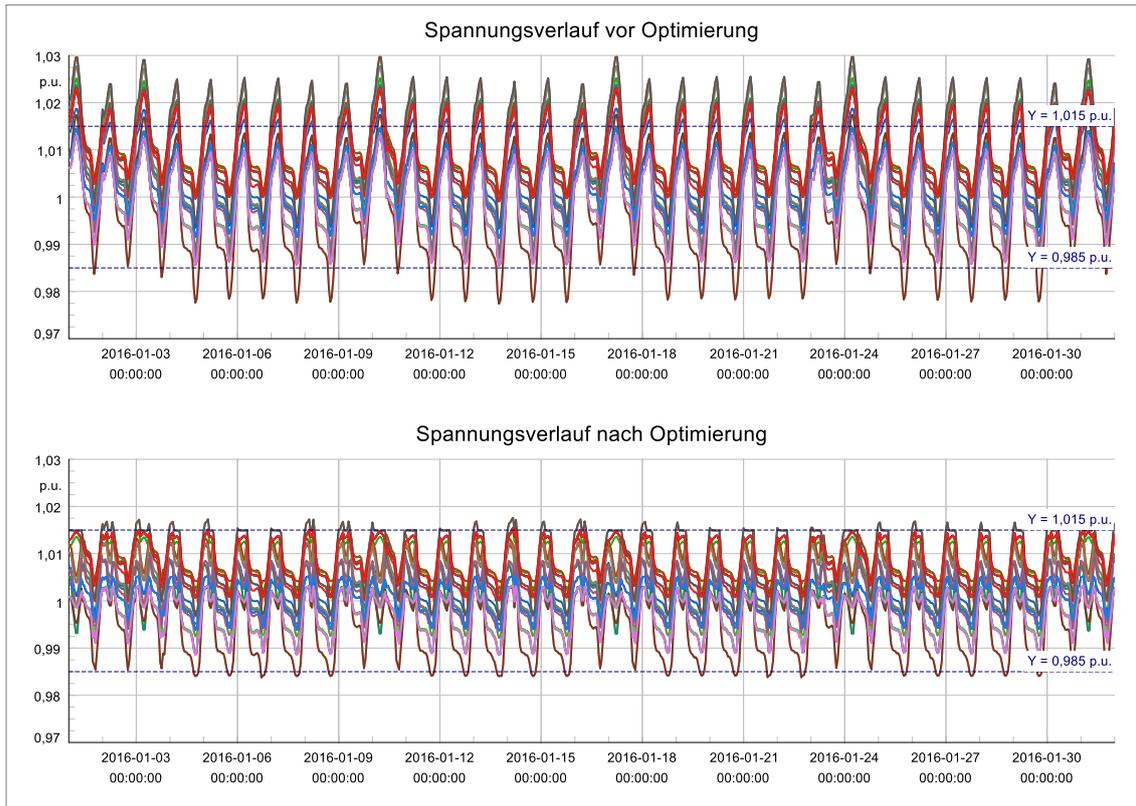


Abbildung 2.2: Spannungsverlauf an Sammelschienen vor und nach der Optimierung der statischen Blindleistungsbedarfe

In Abbildung 2.3 ist der Einsatz der fiktiven Blindleistungskompensationsanlagen ohne die Berücksichtigung von Hochfahrkosten dargestellt. Vier von insgesamt zehn potentiellen Anlagen werden zur Spannungshebung und -senkung eingesetzt.

Abbildung 2.4 zeigt den Einsatz unter Berücksichtigung der Hochlaufkosten. In diesem Fall werden zwei der zehn Kompensationsanlagen verwendet, was den Effekt der Hochlaufkosten gut darstellt.

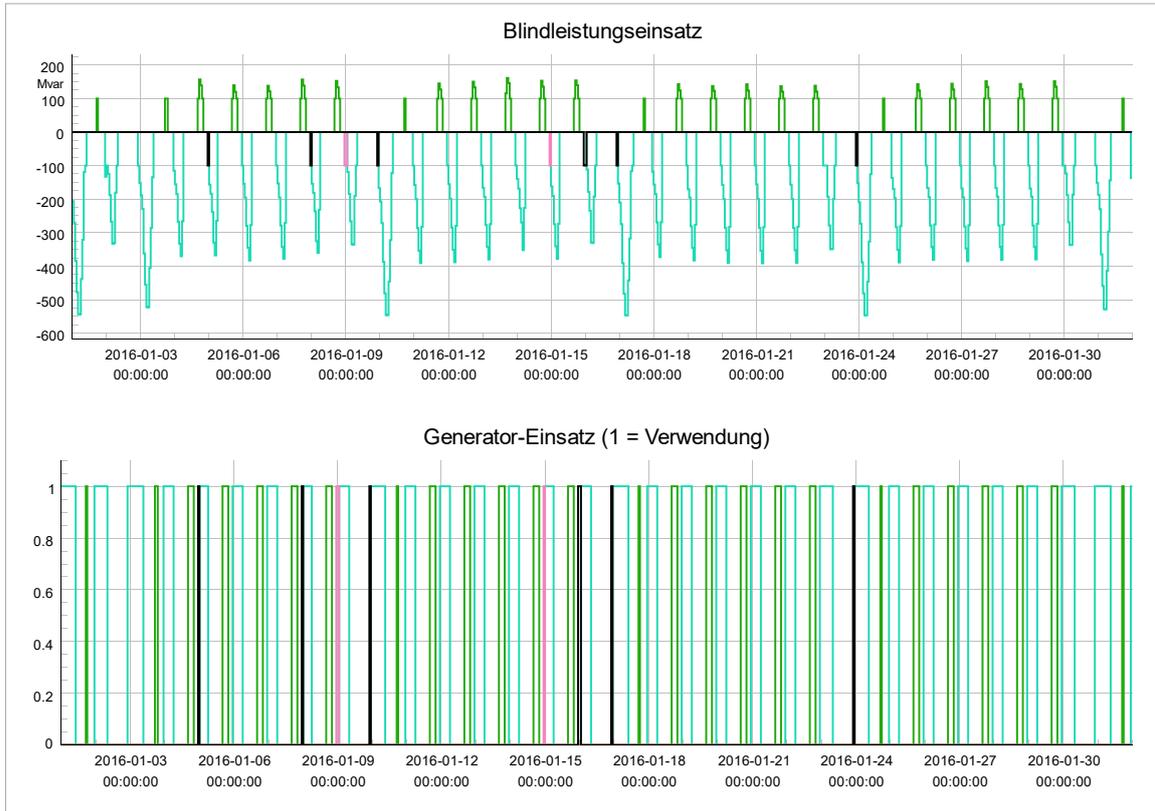


Abbildung 2.3: Einsatz der fiktiven Blindleistungskompensationsanlagen zur Deckung der statischen Blindleistungsbedarfe (ohne Hochlaufkosten)

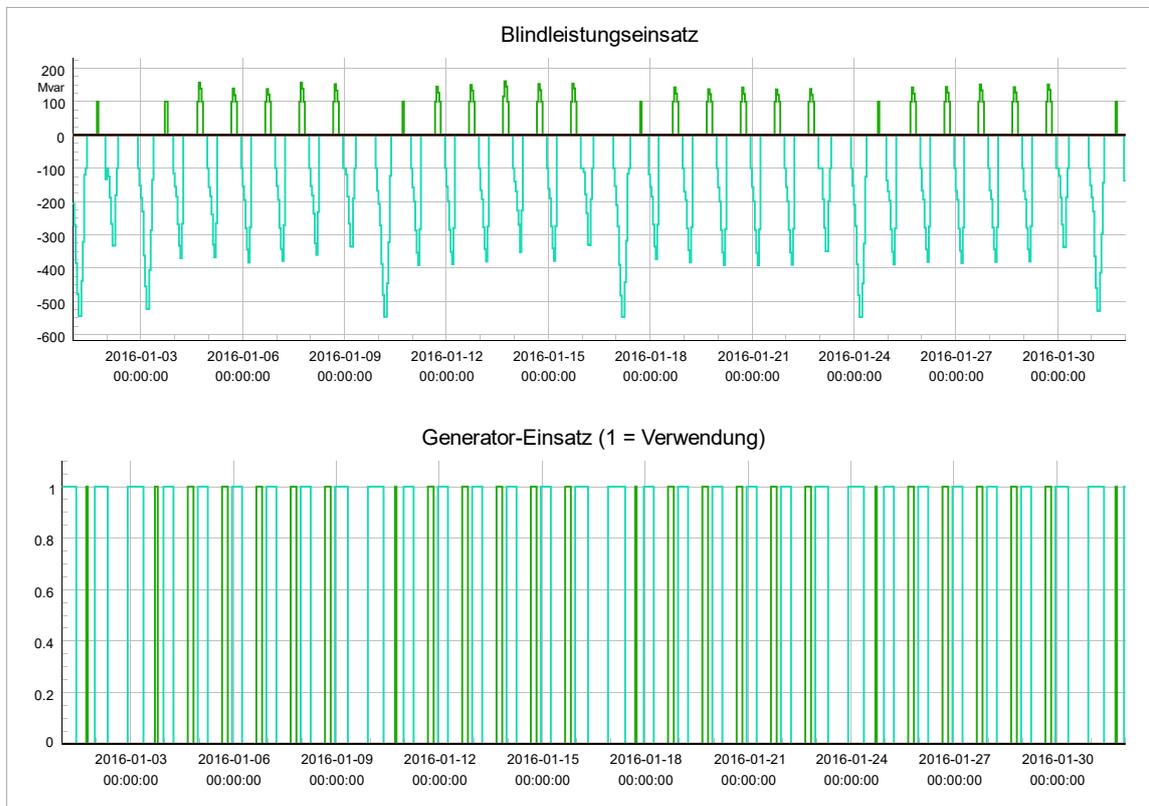


Abbildung 2.4: Einsatz der fiktiven Blindleistungskompensationsanlagen zur Deckung der statischen Blindleistungsbedarfe (mit Hochlaufkosten)

Wie in Abschnitt 2.1.1 unter Punkt 5.c beschrieben kann es erforderlich sein die Optimierung mehrfach zu wiederholen um Spannungsgrenzwertverletzungen aufgrund von Linearisierungsfehlern zu beseitigen. Das in Abbildung 2.5 dargestellte Vorgehen wird im Folgenden hierfür verwendet.

Im ersten Schritt wird eine quasi-dynamische Simulation unter Verwendung der automatischen Stufenanpassung von Transformatoren und Shunts durchgeführt. Die dabei aufgezeichneten Stufenpositionen werden im Anschluss als Zeitcharakteristiken in das Netzmodell zurückgeschrieben. Die automatische Stufenanpassung in der Lastflussberechnung ist damit nicht mehr erforderlich und sollte für die darauffolgenden Schritte ausgeschaltet werden.

Anschließend wird das Netzmodell für die Optimierung vorbereitet, indem die Spannungslimits an den Netzknoten definiert und die fiktiven Kompensationsanlagen erzeugt und angeschlossen werden (s. Schritte 3 und 4 in Abschnitt 2.1.1).

Anschließend wird das Unit Commitment mit der Zielgröße die Blindleistungsbetriebskosten der Kompensationsanlagen zu minimieren durchgeführt (s. Schritt 5 in Abschnitt 2.1.1). Wird das iterative Verfahren gewählt, wird geprüft, ob eins der nachfolgenden Abbruchbedingungen erfüllt ist:

1. Max. Anzahl an Iterationsschritten erreicht
2. Q-Redispatchmenge und Spannungsgrenzwertverletzungen liegen unter festgelegten Sollwerten.

Ist dies nicht der Fall werden die optimierten Q-Zeitverläufe als Zeitcharakteristiken in das Netzmodell zurückgeschrieben und entsprechend referenziert, sodass die Kompensationsanlagen diese Betriebspunkte in der nächsten Iteration initial nutzen. Durch Verwendung einer Betriebskostenkurve, bei der die Kosten bei  $Q=0$  Null betragen, wird die Optimierung versuchen, die Kosten und damit auch die Blindleistung auf null zu reduzieren. Optional können Kompensationsanlagen, die nicht eingesetzt wurden, außer Betrieb gesetzt werden. Dies hat den Vorteil, dass das Optimierungsproblem in der nächsten Iteration kleiner wird.

Die zuvor beschriebenen Schritte werden in den nächsten Iterationen solange wiederholt, bis dass die Abbruchbedingungen erfüllt sind.

Das beschriebene Verfahren wurde in einem Beispielnetz (ebenfalls „Transmission System“ Beispiel in *PowerFactory*) geprüft. Abbildung 2.6 zeigt den Spannungsverlauf vor der Optimierung und nach der 3. Iteration. Es ist gut zu erkennen, dass die Spannungen exakt in das Spannungsband geholt werden. Dies ist auch in Abbildung 2.7 zu erkennen, die einen Ausschnitt um den oberen Spannungsgrenzwert zeigt. Gut zu erkennen ist, dass die Spannungen bereits nach der 1. Iteration sehr nahe am oberen Grenzwert liegen. Nach der 3. Iteration sind sie dann exakt im Spannungsband. Der notwendige Redispatch (s. Abbildung 2.8, y-Achsenskalierung beachten), der die Abweichung zum Q-Betriebspunkt vor der Optimierung repräsentiert, reduziert sich mit jeder Iteration.

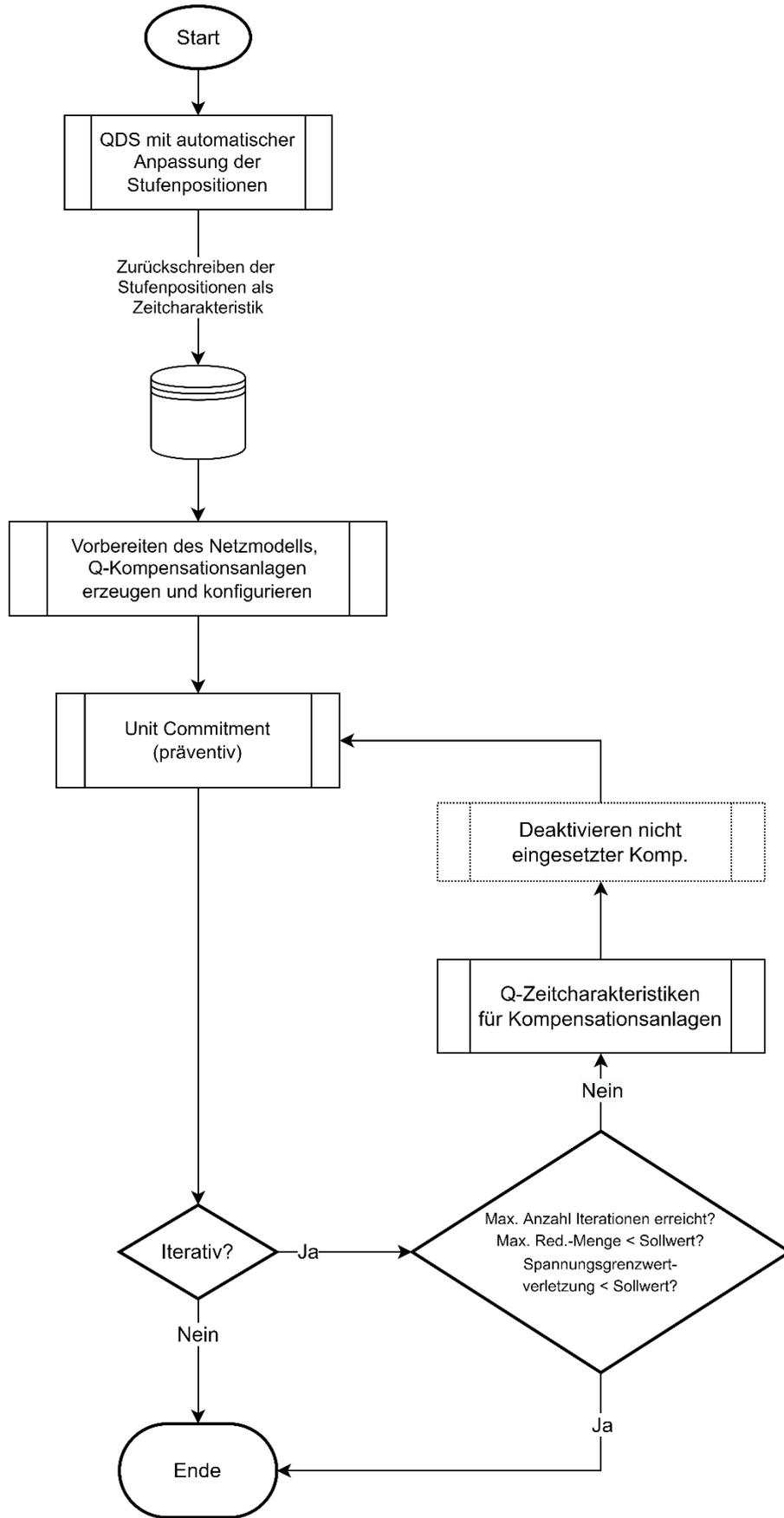


Abbildung 2.5: Ablaufdiagramm für iterative Optimierung

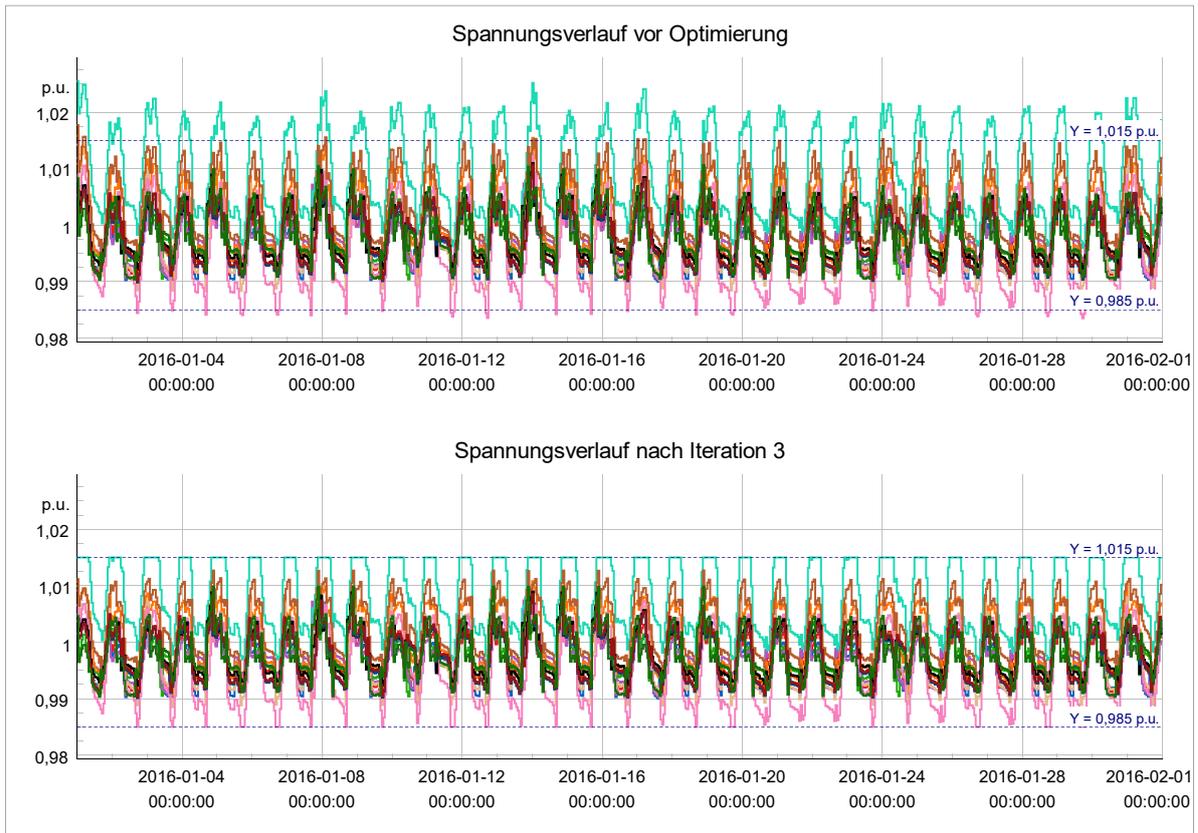


Abbildung 2.6: Vergleich der Spannungsverläufe vor der Optimierung der statischen Blindleistungsbedarfe und nach der 3. Iteration

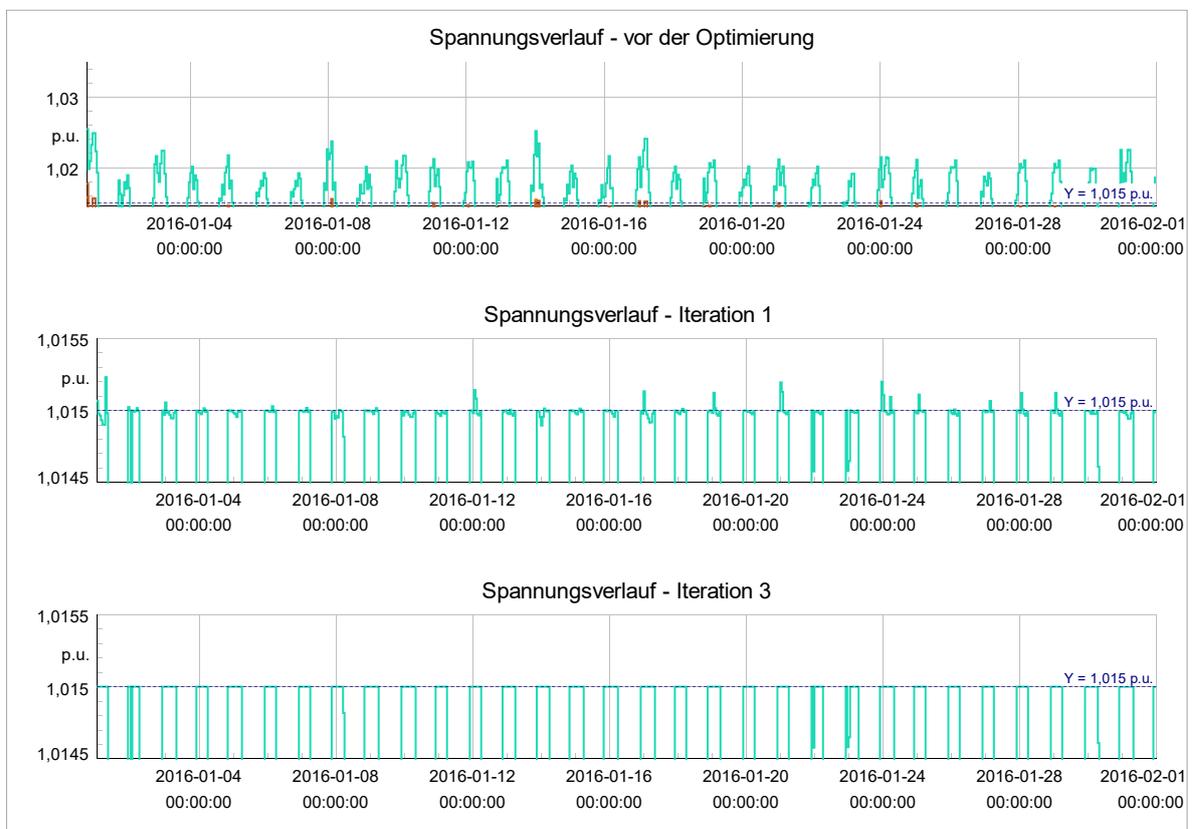


Abbildung 2.7: Vergleich der Spannungsverläufe vor der Optimierung der statischen Blindleistungsbedarfe und nach der 3. Iteration (Ausschnitt)

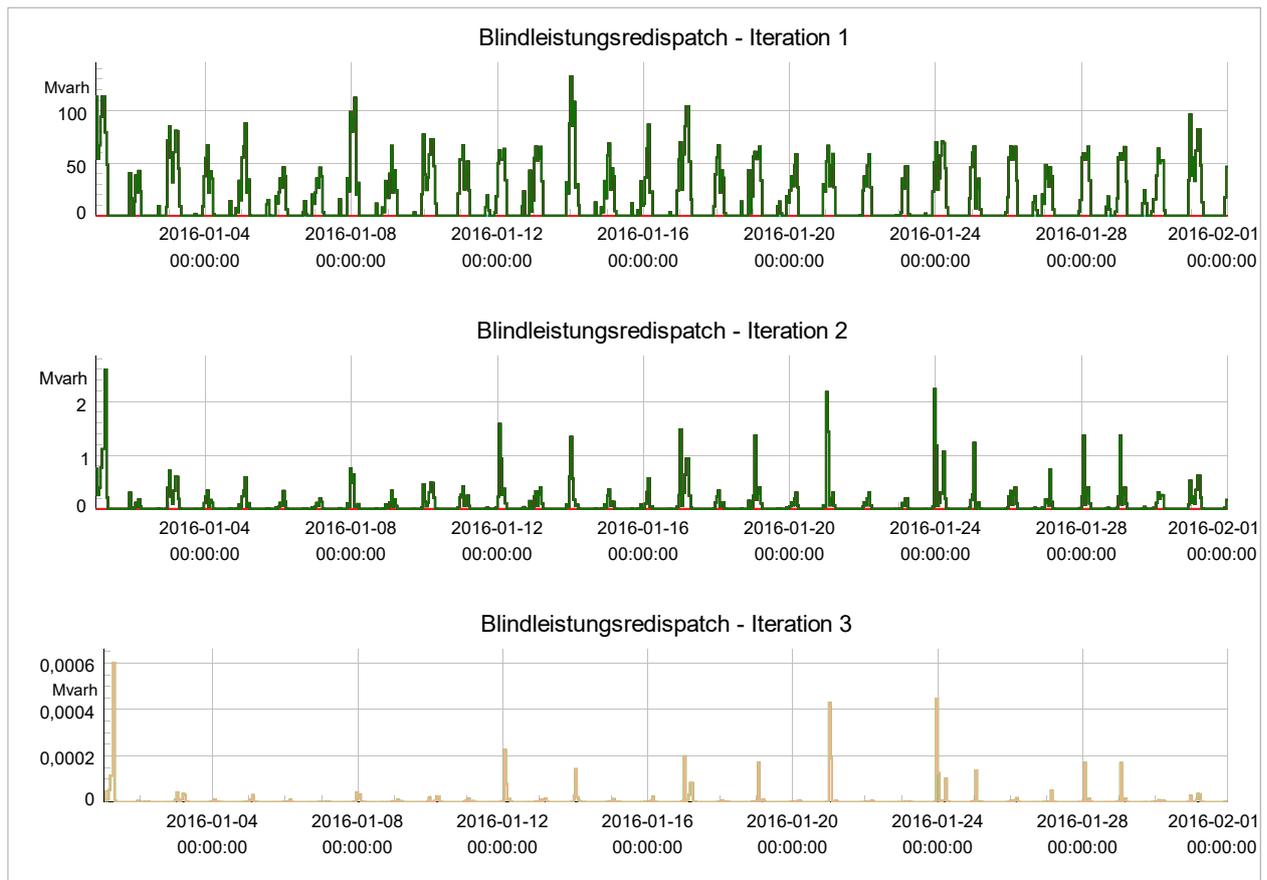


Abbildung 2.8: Blindleistungsredispatch pro Iteration

## 2.2.2 Dynamischen Blindleistungsbedarfe

In einem Beispielnetz wurde auch das in Abschnitt 2.1.2 beschriebene Verfahren getestet. Verwendet wurde hierbei die Variante b, in der die dynamischen Bedarfe anhand von Ausfallereignissen und einer kurativen Redispatchberechnung ermittelt wurden.

Die beiden oberen Diagramme von Abbildung 2.9 zeigen die Maximal- und Minimalspannungen während der Ausfälle vor der Optimierung. Es ist gut zu erkennen, dass besonders die minimalen Spannungen aus dem Spannungsband von 0,985 p.u. herausfallen. Durch den in Abbildung 2.10 dargestellten kurativen Blindleistungseinsatz können die Spannungen während der Ausfälle in das Spannungsband zurückgeholt werden. Kleinere Abweichungen sind auch hier wiederum auf Linearisierungsfehler zurückzuführen. Der kurative Einsatz entspricht den dynamischen Blindleistungsbedarfen.

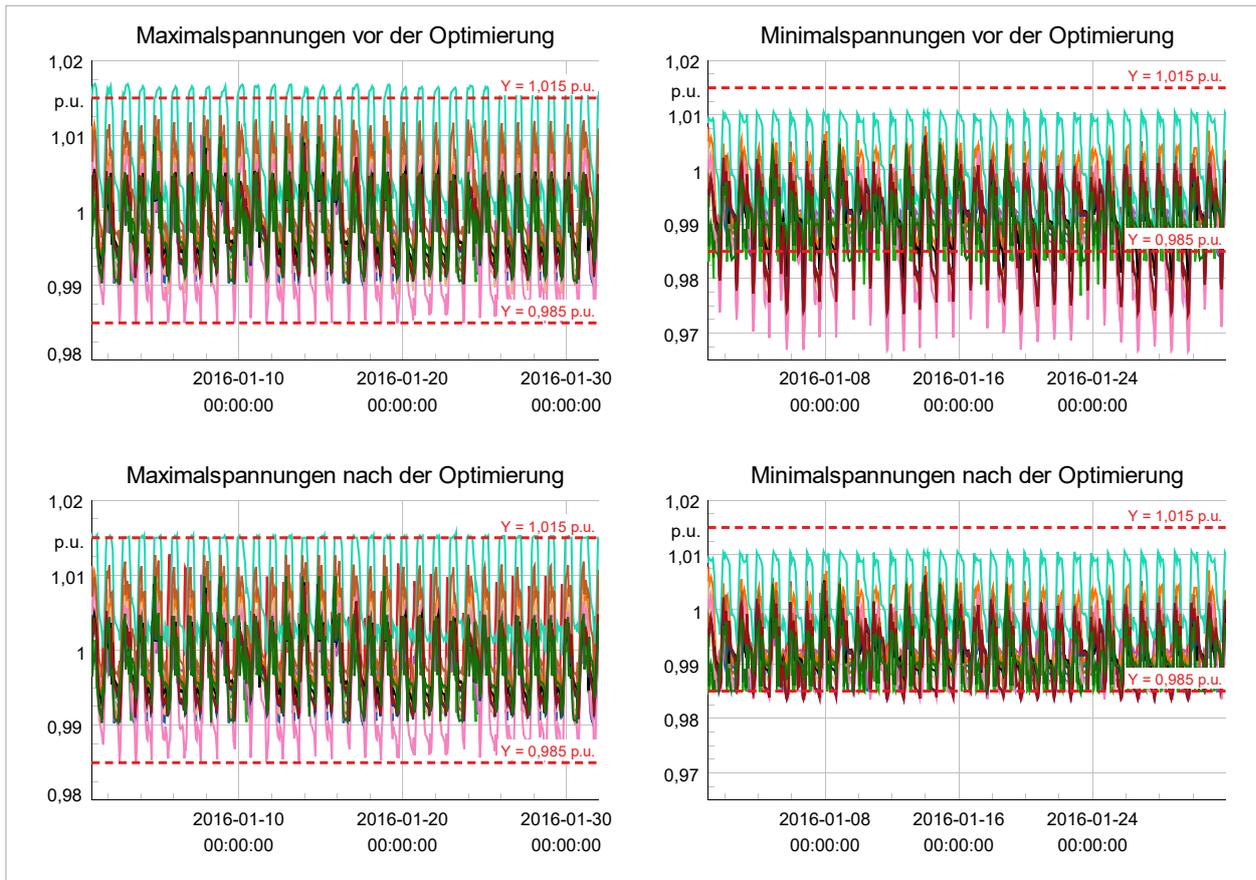


Abbildung 2.9: Maximal und Minimalspannungen vor und nach der Optimierung der dynamischen Blindleistungsbedarfe

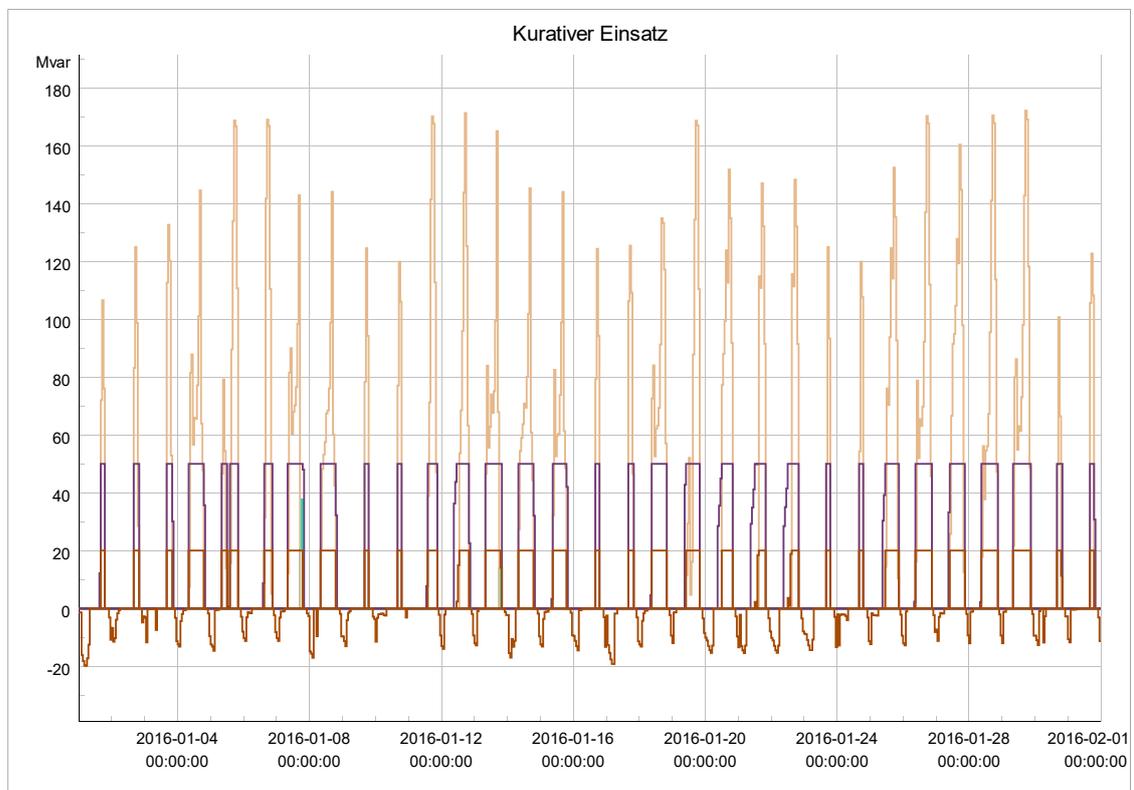


Abbildung 2.10: Kurativer Blindleistungseinsatz als dynamischer Blindleistungsbedarf

## 3 Prüfkriterium für lokales RoCoF- und Frequenzverhalten

Aufgrund der Abnahme von direkt gekoppelten Synchronmaschinen im Verbundnetz ergeben sich neue Herausforderungen hinsichtlich des Frequenzverhaltens. Die Annahme, dass sich die Frequenz im Übertragungsnetz an allen Knotenpunkten weitestgehend identisch verhält, ist aufgrund der Reduktion des Kraftwerkparks aus konventionellen Synchronmaschinen und deren Ablösung durch netzgeführte Wechselrichter nicht weiter ohne Einschränkungen gültig. [2] zeigt, dass der Frequenzverlauf als Antwort auf den Ausfall von Erzeugungsanlagen zu starken lokalen Frequenzschwankungen und damit erhöhten lokalen RoCoF-Verläufen führen kann. Insbesondere die Standorte der verbleibenden Synchronmaschinen haben dabei einen großen Einfluss auf lokale RoCoF- und Frequenzverläufe. Dies kann im schlimmsten Fall zu Problemen hinsichtlich der Frequenzstabilität führen.

### 3.1 Methodik

Die dynamische Simulation sämtlicher Systemzustände zur Identifikation kritischer NNF ist aufgrund des damit verbunden hohen Rechenaufwands sowie des Aufwands zur Dynamisierung der NNF nicht durchführbar. Es ist daher notwendig eine Methodik zu entwickeln, welche eine Abschätzung lokaler RoCoF-Werte ermöglicht und dadurch eine Vorauswahl potentiell kritischer Stunden zulässt. Ein Ansatz hierfür wurde in [3] veröffentlicht, welcher eine Abschätzung der initialen Beteiligung von Synchronmaschinen am Ausgleich des Wirkleistungsungleichgewichts nach dem Ausfall einer Erzeugungsanlage oder Last direkt nach dem Fehlerereignis ermöglicht.

Die Grundlage für die Abschätzung bildet der Zusammenhang, dass jegliches Ungleichgewicht von Wirk- oder Blindleistung durch das inhärente Verhalten der Synchronmaschinen im Netz initial ausgeglichen wird, bevor Regler auf ein Ereignis reagieren können. Die Beteiligung jedes Generators wird dabei als Current Impact bezeichnet. Dieser kann dazu verwendet werden, um die initiale Leistungsänderung und damit der initialen RoCoF jeder Maschine zu bestimmen. Die vollständige Beschreibung der Methodik ist in [3] verfügbar. Im Folgenden wird die Beispielumsetzung des Ansatzes in *PowerFactory* diskutiert.

Das Netzmodell lässt sich über das folgende Gleichungssystem mittels der Admittanzmatrix, sowie den Strömen und internen Spannungen der Generatoren definieren.

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_G \\ \bar{i}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{GG} & \bar{Y}_{GB} \\ \bar{Y}_{BG} & \bar{Y}_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{e}_G \\ \bar{u}_B \end{bmatrix} \quad (3-1)$$

$\bar{e}_G$ : Vektor der komplexen internen Spannungen der Synchronmaschinen

$\bar{u}_B$ : Vektor der komplexen Knotenspannungen

$\bar{i}_G$ : Vektor der komplexen Ströme der Synchronmaschinen aufgrund von  $\bar{e}_G$

$\bar{i}_B$ : Vektor der Stromeinspeisungen an den Netzknoten

$\bar{Y}_{GG}$ : Diagonalmatrix der internen Admittanzen der Synchronmaschinen

$\bar{Y}_{BB}$ : Admittanzmatrix der Netzknoten

$\bar{Y}_{GB}, \bar{Y}_{BG}$ : Kopplungsadmittanzmatrizen der Synchronmaschinen

Das Verhalten direkt nach dem Fehlerereignis kann als Gleichungssystem definiert werden. Je nach Fehler wird hierfür das Gleichungssystem angepasst, um die Änderung der Kopplungs- als auch Selbstadmittanzen darzustellen.:

- Ausfall eines Knotenelements (z.B. Last): Anpassung des Diagonalelements in  $\bar{Y}_{BB}$  durch  $\bar{F}_{BB}$  (Selbstadmittanz am Anschlussknoten)
- Ausfall einer Leitung: Anpassung aller Diagonal- und Nichtdiagonalelemente in  $\bar{Y}_{BB}$  durch  $\bar{F}_{BB}$  (Selbstadmittanz an den Anschlussknoten & Koppeladmittanzen)
- Ausfall einer konstanten Stromquelle (z.B. Konverter): Stromänderung als  $\bar{i}_{B,F}$
- Ausfall einer konstanten Spannungsquelle (z.B. Synchronmaschine und potentiell netzbildende Wechselrichter): Anpassung der Admittanzmatrizen mittels  $\bar{F}_{GG}$ ,  $\bar{F}_{GB}$ ,  $\bar{F}_{BG}$  und  $\bar{F}_{BB}$  (Selbstadmittanzen in  $\bar{Y}_{GG}$  und  $\bar{Y}_{BB}$ , Koppeladmittanzen in  $\bar{Y}_{BG}$  und  $\bar{Y}_{GB}$ ) sowie Spannungsänderung  $\bar{e}_{G,F}$

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_G \\ \bar{i}_B + \bar{i}_{B,F} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{GG} + \bar{F}_{GG} & \bar{Y}_{GB} + \bar{F}_{GB} \\ \bar{Y}_{BG} + \bar{F}_{BG} & \bar{Y}_{BB} + \bar{F}_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{e}_G + \bar{e}_{G,F} \\ \bar{u}_B \end{bmatrix} \quad (3-2)$$

$\bar{F}_{GG}$ : Änderung der Diagonalmatrix der internen Admittanzen der Synchronmaschinen aufgrund des Fehlerereignisses

$\bar{F}_{BB}$ : Änderung der Admittanzmatrix der Netzknoten aufgrund des Fehlerereignisses

$\bar{F}_{GB}, \bar{F}_{BG}$ : Änderung der Kopplungsadmittanzmatrizen der Synchronmaschinen aufgrund des Fehlerereignisses

$\bar{i}_{B,F}$ : Stromdifferenz bei Ausfall eines Converters

$\bar{e}_{G,F}$ : Änderung der internen Spannung z.B. aufgrund eines Generatorsausfalls

Direkt nach dem Ausfallereignis gilt, dass die internen Spannungen der Synchronmaschinen den internen Spannungen vor dem Ereignis entsprechen.

$$\bar{e}_G = \bar{e}_G(t_{0-}) = \bar{e}_G(t_{0+}) \quad (3-3)$$

$t_{0-}$ : Zeitpunkt unmittelbar vor dem Ausfallereignis

$t_{0+}$ : Zeitpunkt unmittelbar nach dem Ausfallereignis

Die Knotenspannungen vor und nach dem Ausfallereignis im Netz sind dadurch eine Linearkombination der internen Spannungen der Synchronmaschinen. Unter der Annahme, dass die Stromänderung vollständig

durch die Ströme der Synchrongeneratoren ausgeglichen wird, können die Spannungen unmittelbar vor und nach dem Ausfallereignis wie folgt definiert werden:

$$\begin{aligned}\bar{u}_B(t_{0-}) &= \bar{Y}_{BB}^{-1}(\bar{i}_B - \bar{Y}_{BG}\bar{e}_G) \\ \bar{u}_B(t_{0+}) &= (\bar{Y}_{BB} + \bar{F}_{BB})^{-1}((\bar{i}_B + \bar{i}_{B,F}) - (\bar{Y}_{BG} + \bar{F}_{BG})(\bar{e}_G + \bar{e}_{G,F}))\end{aligned}\quad (3-4)$$

$t_{0-}$ : Zeitpunkt unmittelbar vor dem Ausfallereignis

$t_{0+}$ : Zeitpunkt unmittelbar nach dem Ausfallereignis

Aufgrund der Kirchhoffschen Gesetze gilt für jeden Netzzustand, dass die Summe der Ströme Null ergeben muss.

$$\Delta\bar{i}_G = \bar{i}_G(t_{0+}) - \bar{i}_G(t_{0-})\quad (3-5)$$

mit:

$$\begin{aligned}\bar{i}_G(t_{0-}) &= \bar{Y}_{GG}\bar{e}_G + \bar{Y}_{GB}\bar{u}_B(t_{0-}) \\ \bar{i}_G(t_{0+}) &= (\bar{Y}_{GG} + \bar{F}_{GG})(\bar{e}_G + \bar{e}_{G,F}) + (\bar{Y}_{GB} + \bar{F}_{GB})\bar{u}_B(t_{0+})\end{aligned}\quad (3-6)$$

Basierend auf der Stromänderung der Generatoren kann die Wirkleistungsänderung abgeschätzt werden:

$$\Delta P_G = \text{Re}\{\Delta\bar{i}_G^* \odot \bar{e}_G\}\quad (3-7)$$

$\Delta P_G$ : Änderung der Wirkleistung der Synchronmaschinen nach dem Ausfallereignis

Mittels der Trägheitskonstanten der Synchronmaschinen und bei Vernachlässigung von Dämpfungseffekten kann darauf basierend die initiale RoCoF der jeweiligen Synchronmaschine  $k$  abgeschätzt werden.

$$\text{RoCoF}_k = \frac{\Delta P_{G,k}}{2 S_{\text{nom},k} H_k}\quad (3-8)$$

$S_{\text{nom}}$ : Vektor der Nennscheinleistung der Synchronmaschinen

$H$ : Vektor der Trägheitskonstanten der Synchronmaschinen (bezogen auf die Nennscheinleistung)

## 3.2 Anwendungsbeispiele

Die beschriebene Methodik wurde in *PowerFactory* als Python-Skript umgesetzt. Als Testfälle werden im Folgenden verschiedene Ergebnisse in den Beispielnetzen „Texas Grid“ und „Transmission System“ aus *PowerFactory* diskutiert. Dies dient dazu die Anwendbarkeit auf verschiedene Arten von Fehlerereignissen sowie hinsichtlich der Netzgröße zu verdeutlichen. In beiden Netzen wird ein konstantes Impedanzverhalten der Lasten angenommen. Konverteranlagen werden als konstante Stromquellen berücksichtigt.

### 3.2.1 Transmission System Netzmodell

Als erste Beispielanwendung wird die Abschätzungsmethode im Transmission System Netzmodell angewendet. Abbildung 3.1 zeigt die Orte der folgenden Fehlerereignisse:

- Lastausfall von 724 MW im Netzgebiet South West
- Konverterausfall von 120 MW im Netzgebiet South West
- Generatorausfall von 506 MW im Netzgebiet North East
- System Split mit Leistungsunterbrechung von 520 MW

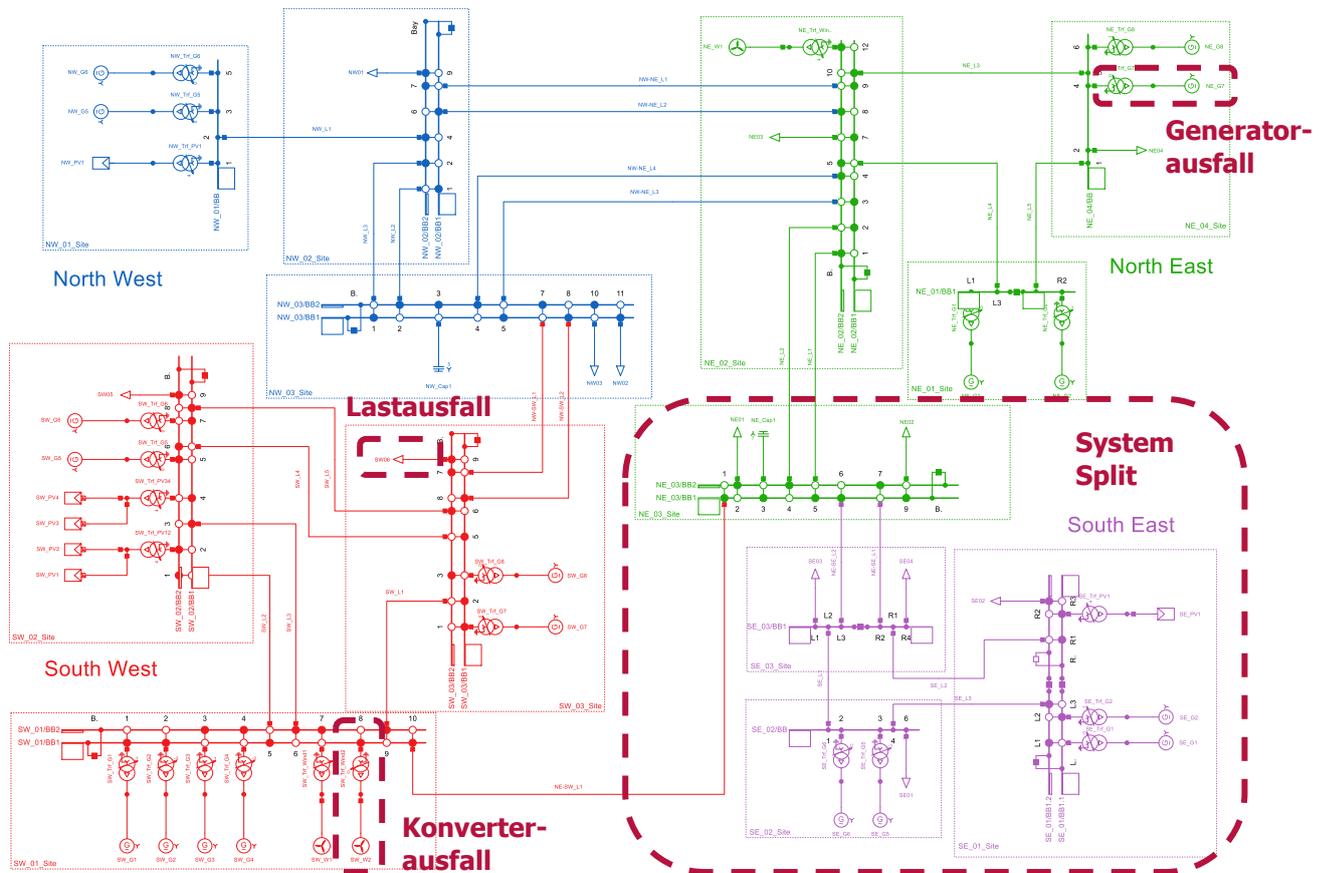
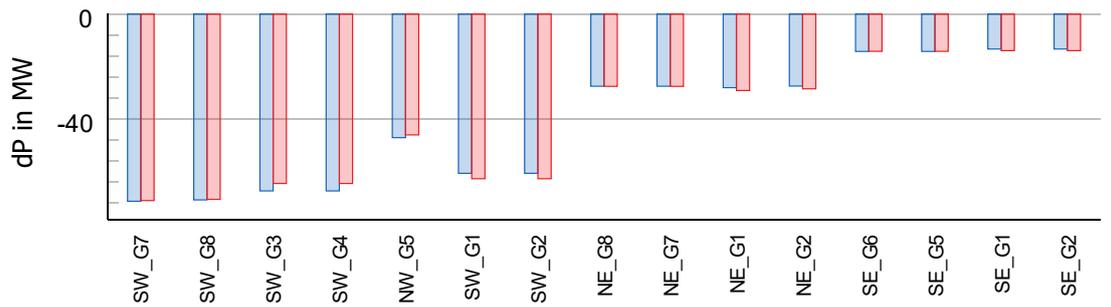
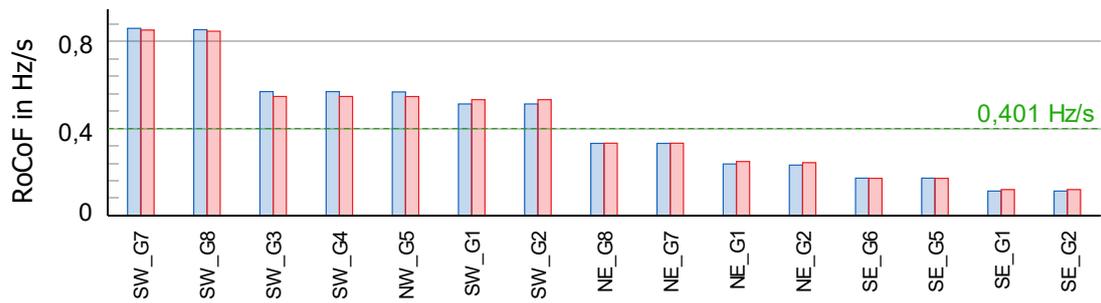


Abbildung 3.1: Fehlerereignisse im Transmission System Anwendungsbeispiel

Die Ergebnisse der Abschätzung und Vergleichsrechnung in Abbildung 3.2 bis Abbildung 3.5 zeigen die initiale Wirkleistungsänderung und die initiale RoCoF der einzelnen Synchronmaschinen (x-Achse). Für alle Ausfallereignisse sowie den System Split liegt eine hohe Übereinstimmung zwischen der Abschätzung (blau) und den Ergebnissen aus der RMS Simulation (rot) vor. Diese unterscheiden sich deutlich zur Abschätzung mittels der gemittelten RoCoF für das Gesamtsystem (grün).



■ Abschätzung der Wirkleistungsänderung    
 ■ Simulierte Wirkleistungsänderung



■ RoCoF-Abschätzung    
 ■ Simulierte RoCoF-Werte

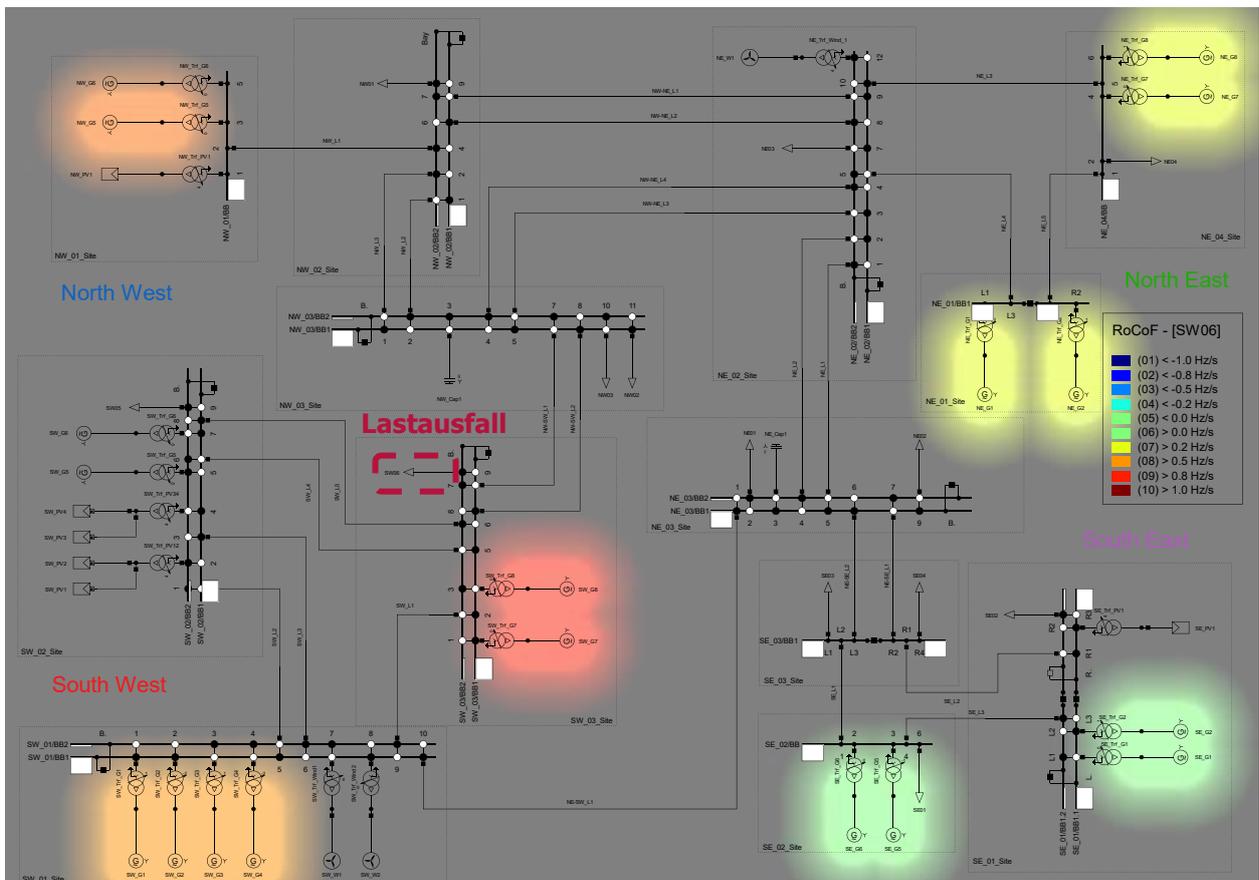


Abbildung 3.2: Abtrennung einer Last im Transmission System Anwendungsbeispiel; Balkendiagramm aller Synchronmaschinen und Netzdiagramm zur Darstellung der Verteilung

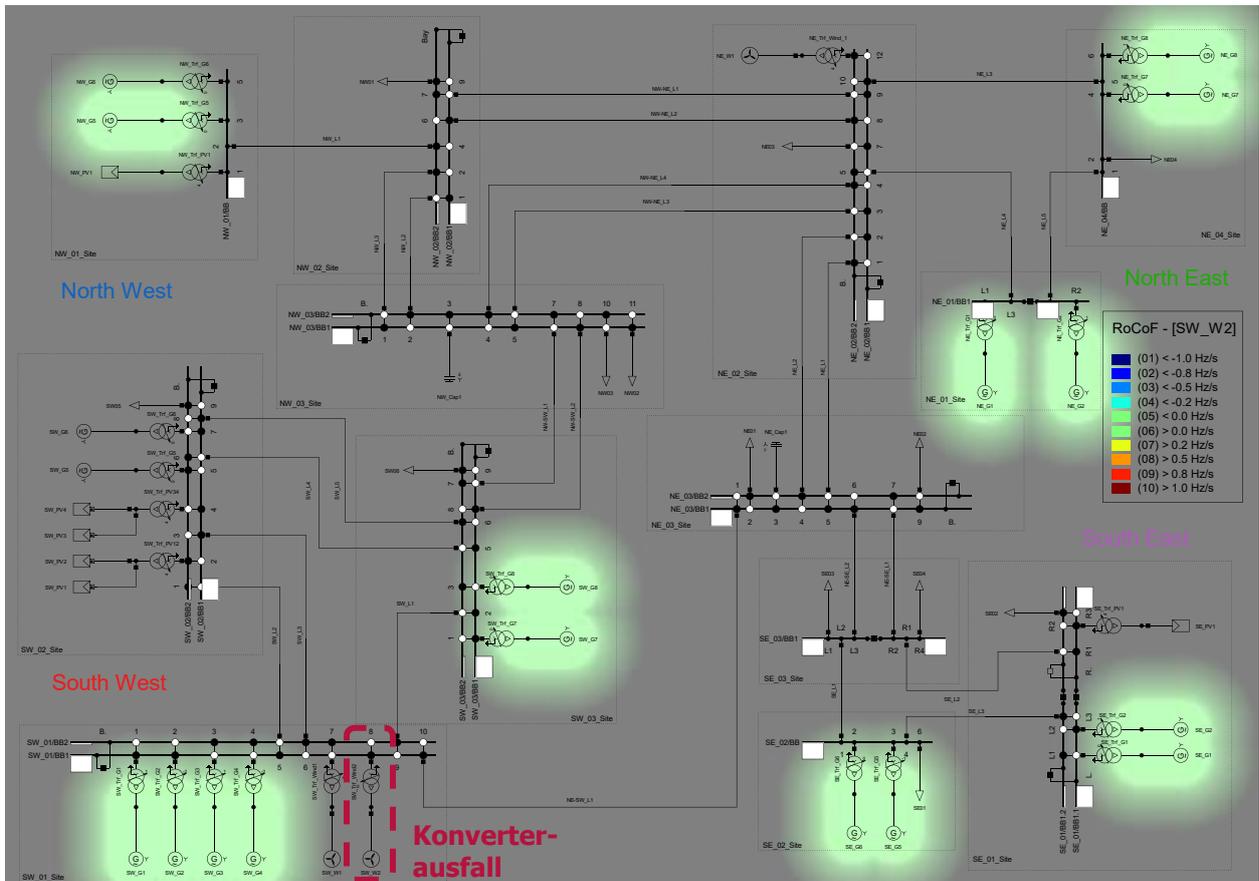
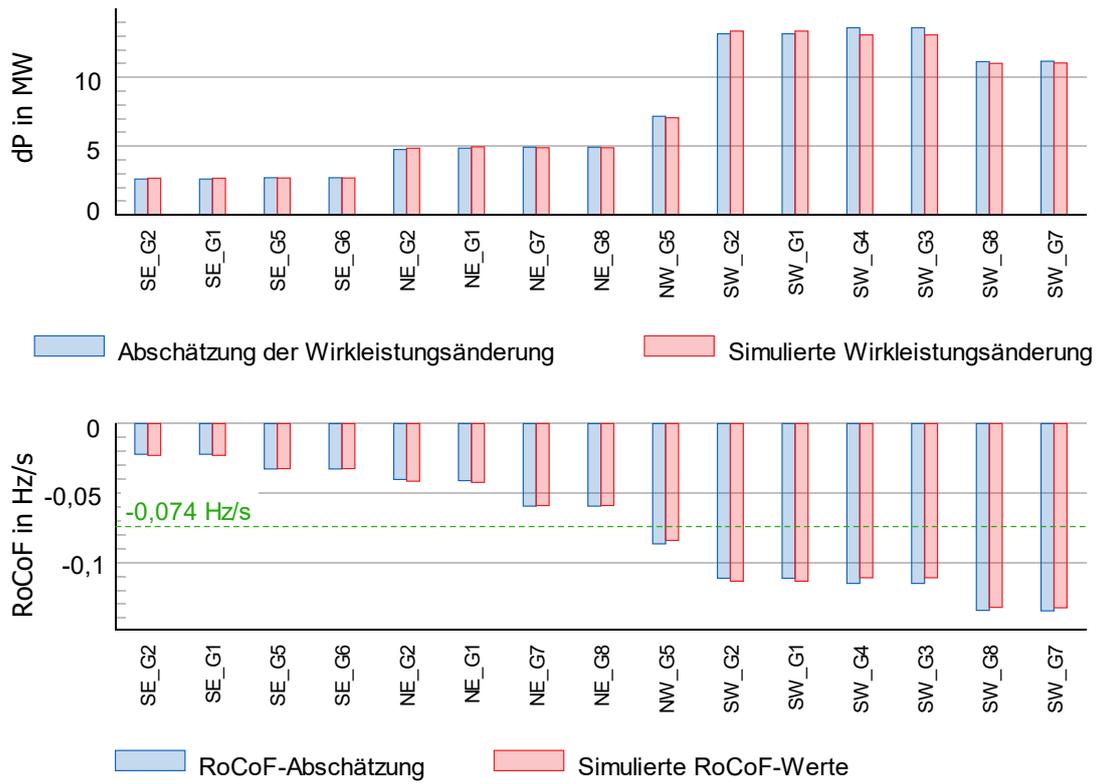


Abbildung 3.3: Abtrennung eines Konverters im Transmission System Anwendungsbeispiel; Balkendiagramm aller Synchronmaschinen und Netzdiagramm zur Darstellung der Verteilung

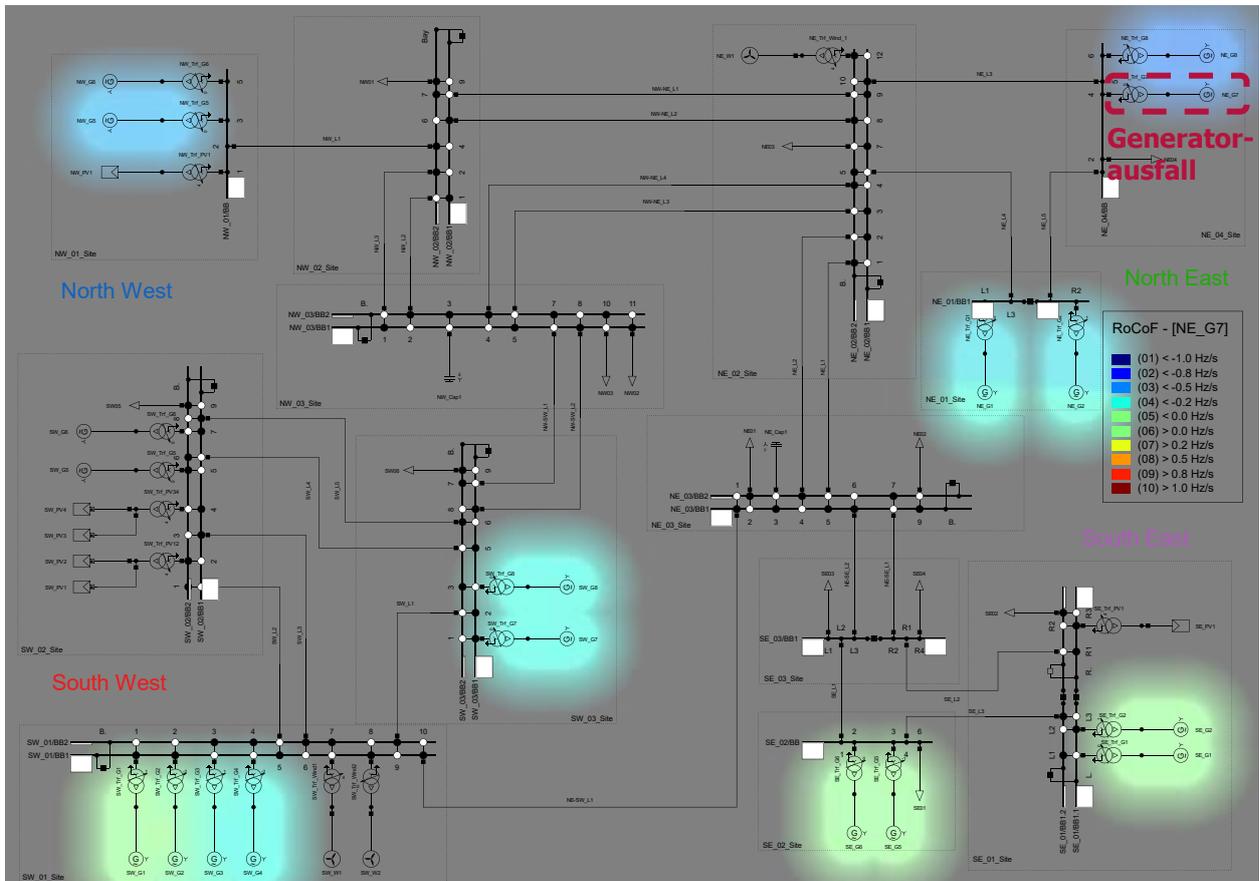
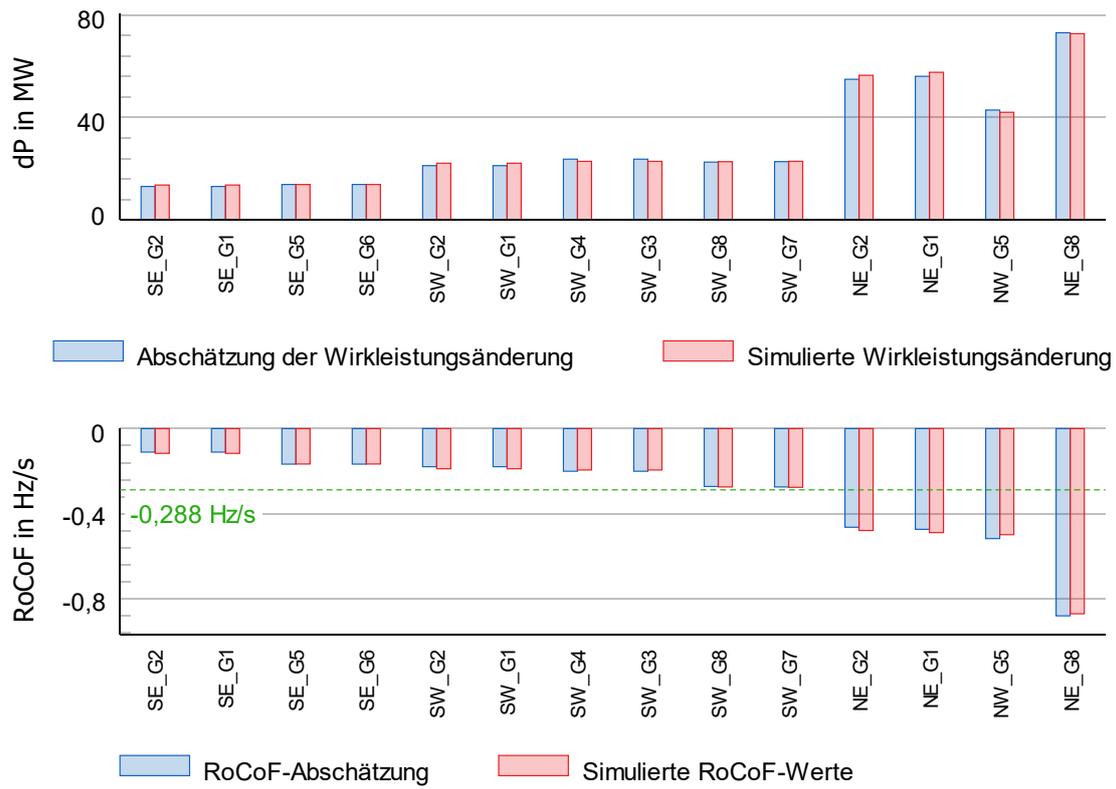


Abbildung 3.4: Abtrennung einer Synchronmaschine im Transmission System Anwendungsbeispiel; Balkendiagramm aller Synchronmaschinen und Netzdiagramm zur Darstellung der Verteilung

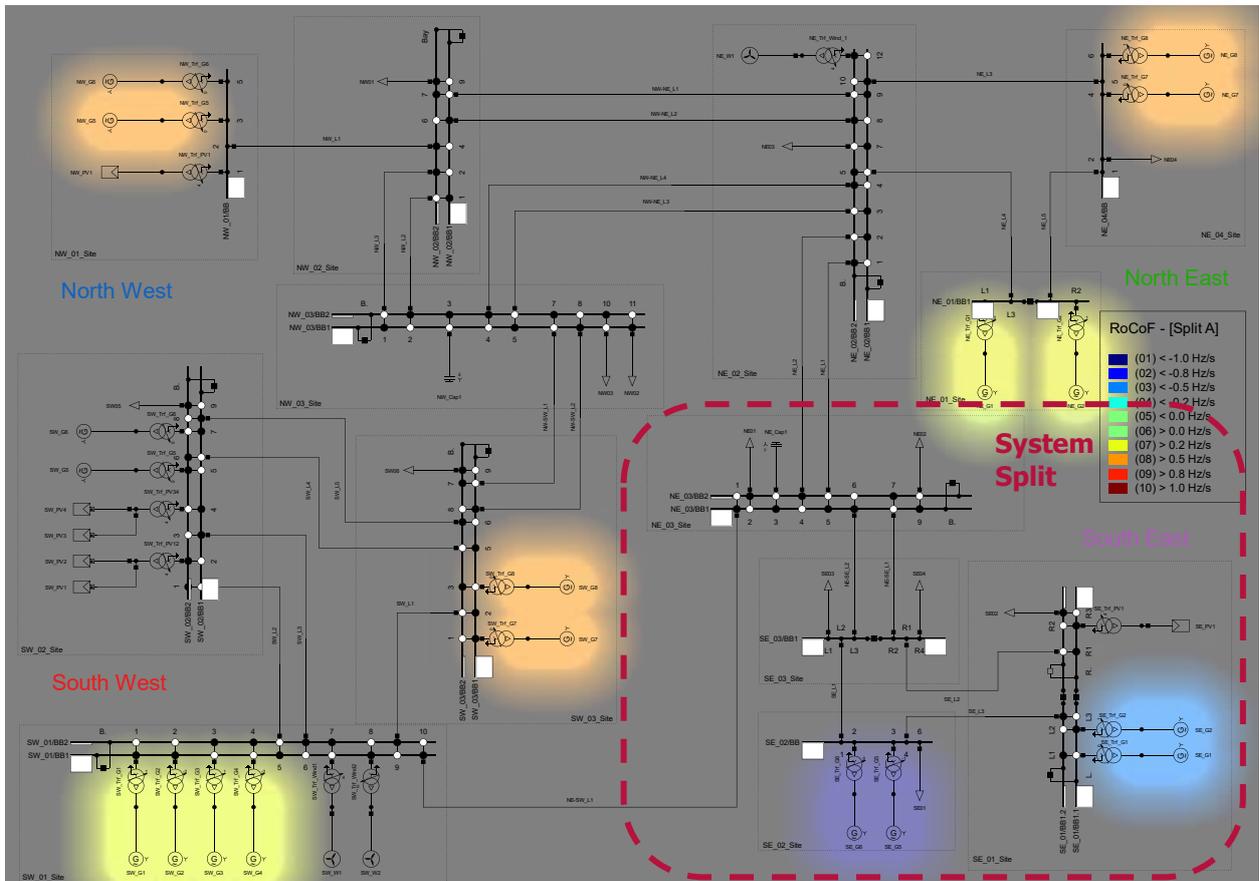
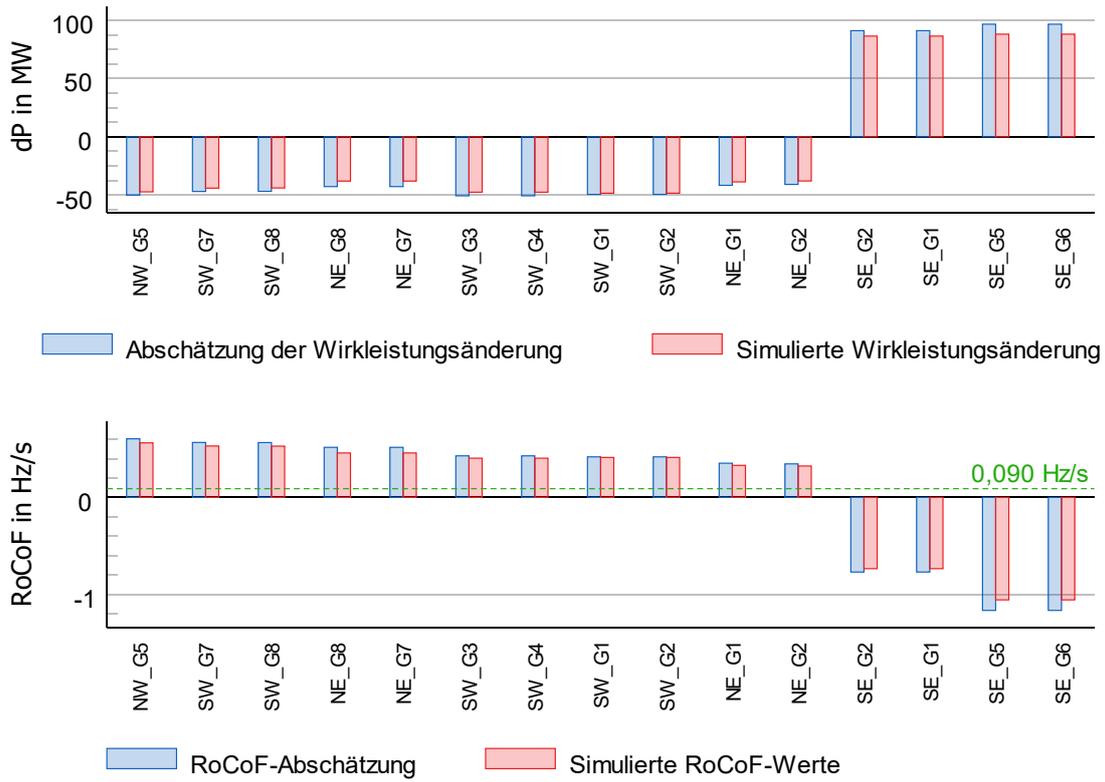


Abbildung 3.5: System Split im Transmission System Anwendungsbeispiel; Balkendiagramm aller Synchronmaschinen und Netzdiagramm zur Darstellung der Verteilung

## 3.2.2 Texas Grid Netzmodell

Das Testnetz „Texas Grid“ dient als Beispiel um zu zeigen, dass die Methode für große Netzmodelle anwendbar ist. Abbildung 3.6 zeigt die Orte der Fehlerereignisse für das Texas Grid:

- Lastausfall von 281 MW im Netzgebiet South
- Generatorausfall von 1.625 MW im Netzgebiet Coast
- System Split durch Auftrennung des Netzgebiets Far West (hellgrün) mit 3 GW unterbrochenem Leistungsfluss

Die Ergebnisse in den Abbildung 3.7 bis Abbildung 3.9 zeigen, eine sehr hohe Übereinstimmung der initialen Wirkleistungsänderung und der RoCoF für alle Synchronmaschinen im Testnetz. Es ist zudem deutlich erkennbar, dass die lokalen Werte stark variieren und eine nennenswerte Abweichung zur herkömmlichen Abschätzung der initialen RoCoF für das Gesamtsystem aufweisen. In starken Netzen mit einer hohen Durchdringung an Synchronmaschinen ist dies nicht weiter problematisch. Allerdings ist für schwächere Netze, wie in [2] beschrieben, ein größerer Einfluss zu erwarten.

Die Rechenzeit der Abschätzung beträgt in diesem Fall für ein einzelnes Ausfallereignis weniger als 1 ms. Die dynamische RMS-Simulation für die Vergleichsrechnung benötigt hingegen bereits mehrere Sekunden. Diese Rechenzeit für RMS-Simulationen steigt weiter an, je komplexer die dynamischen Modelle im Netz sind. Die Abschätzungsmethode bietet daher eine sehr effiziente Methode zur Identifikation von NNF und kritischen Ausfallereignissen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Methode zur Abschätzung der initialen Wirkleistungsänderung und der lokalen RoCoF von Synchronmaschinen entsprechend [3] ein potentieller Ansatz zur Identifikation kritischer NNF und Fehlerfälle mit geringem Rechen- und Modellierungsaufwand ist. Die Methode bietet Weiterentwicklungspotential zur Berücksichtigung spezieller Netzkomponenten wie z.B. netzbildende Konverter. Für die Abschätzung des Momentanreservebedarfs sind Weiterentwicklungen notwendig, welche die Ergebnisse der vorgestellten Methode aufgreifen und in lokalisierte Bedarfe übersetzen.

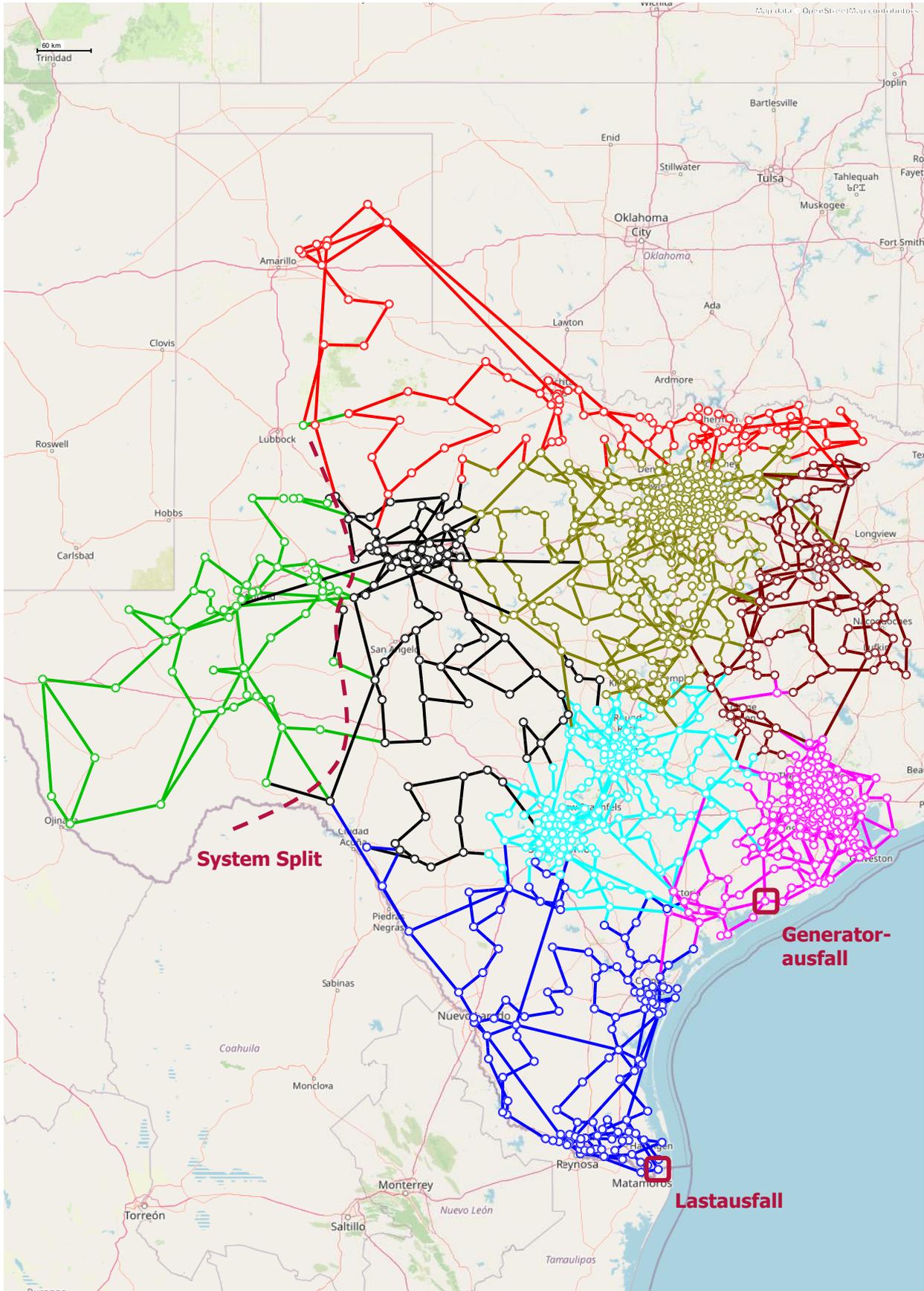


Abbildung 3.6: Fehlerereignisse im Texas Grid

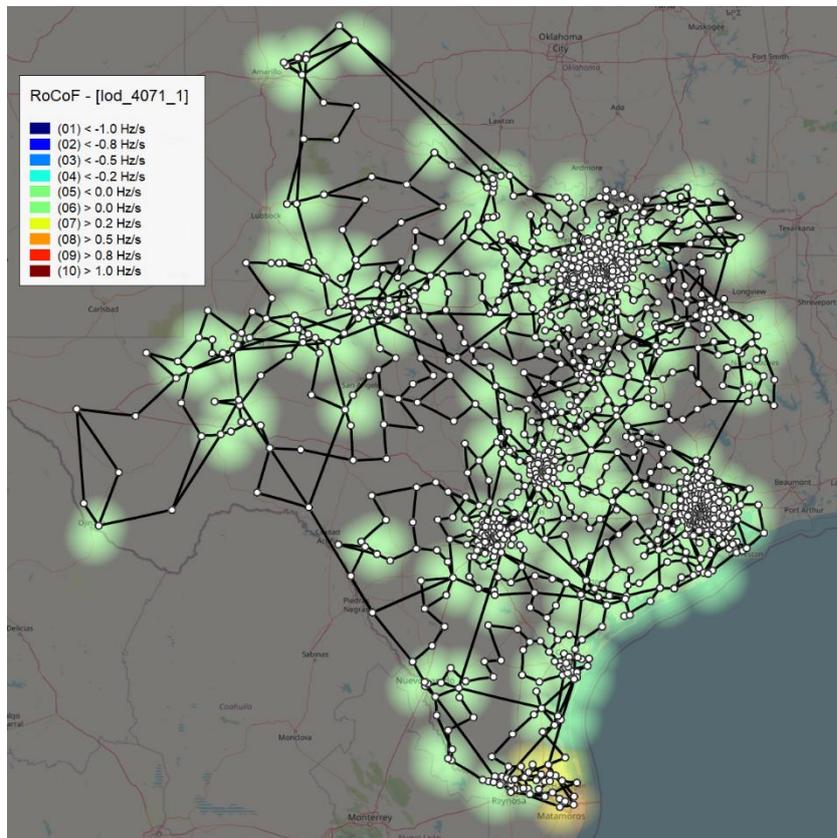
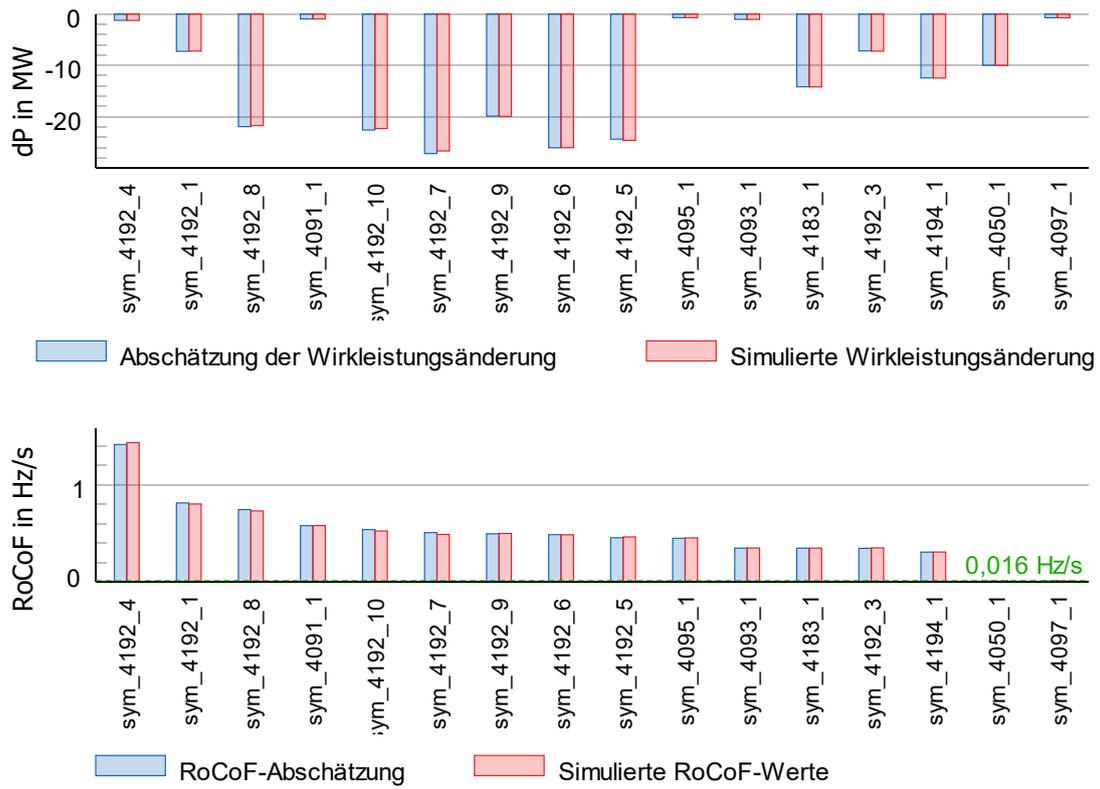


Abbildung 3.7: Lastausfall im Texas Grid Anwendungsbeispiel; Balkendiagramm der Synchronmaschinen mit  $RoCoF > 0,2$  Hz/s und geographische Darstellung

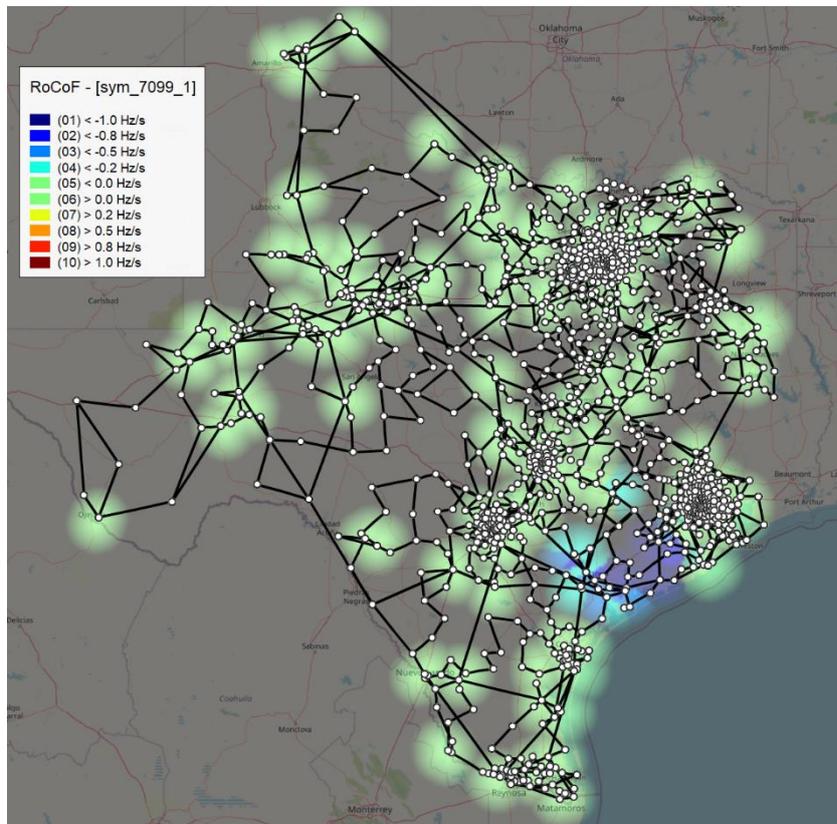
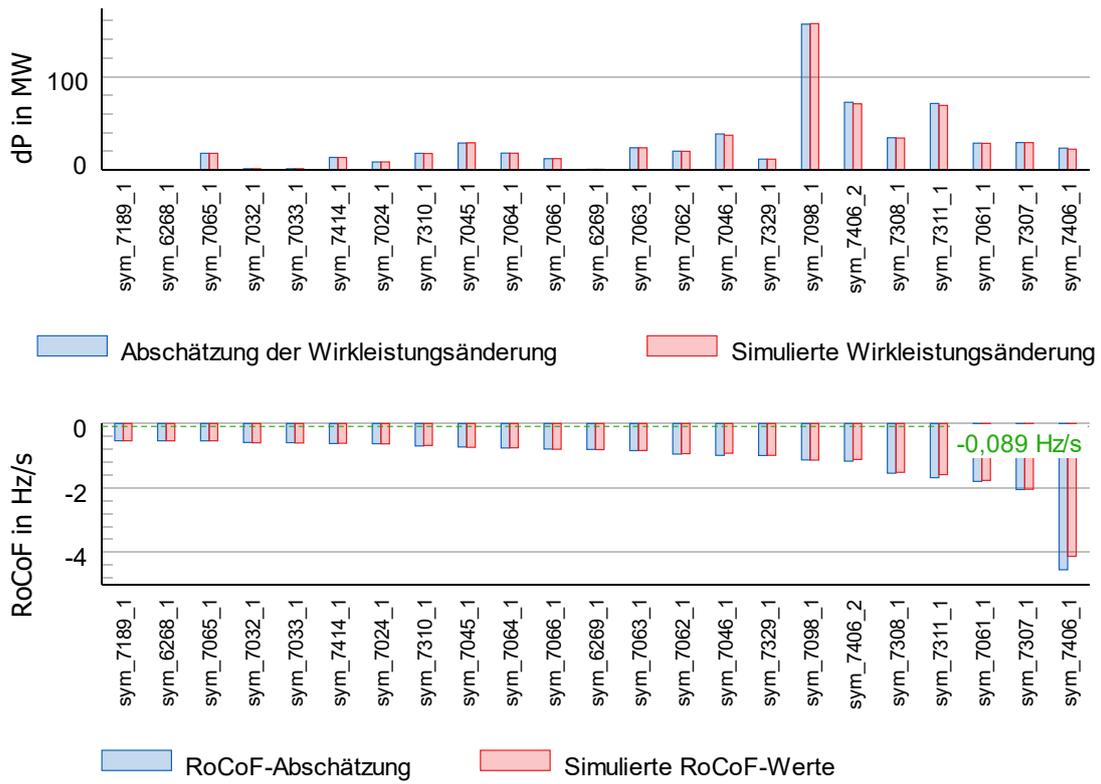
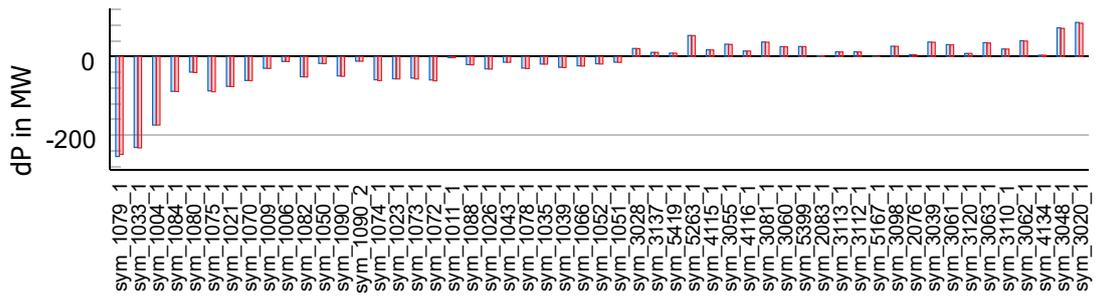
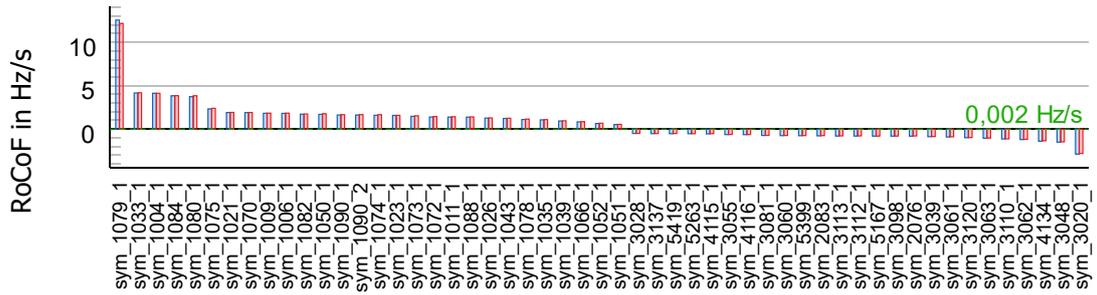


Abbildung 3.8: Generatorausfall im Texas Grid Anwendungsbeispiel; Balkendiagramm der Synchronmaschinen mit RoCoF > 0,5 Hz/s und geographische Darstellung



■ Abschätzung der Wirkleistungsänderung      ■ Simulierte Wirkleistungsänderung



■ RoCoF-Abschätzung      ■ Simulierte RoCoF-Werte

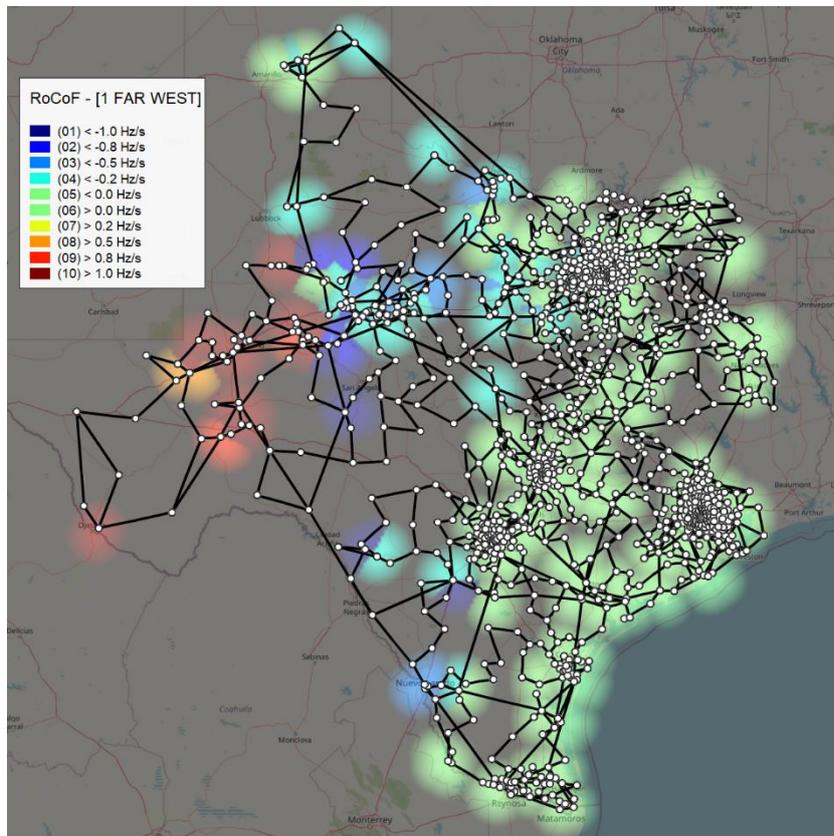


Abbildung 3.9: System Split im Texas Grid Anwendungsbeispiel; Balkendiagramm der Synchronmaschinen mit  $RoCoF > 0,5 \text{ Hz/s}$  und geographische Darstellung

## 4 Referenzen

- [1] Netzentwicklungsplan Strom, „Bewertung der Systemstabilität - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf,“ 2021.
- [2] M. Dominguez Librandi, T. Würfl, D. Stenzel, R. Witzmann, S. Bose, J. M. Schmidt, V. Milic und E. Tchagou, „Local Frequency Transients in the Future European Synchronous Transmission Grid,“ in *NEIS 2021; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2021.
- [3] M. Dominguez Librandi, S. Bose und R. Witzmann, „Current Impacts and Initial RoCoF Estimation after Contingencies in Power Systems,“ in *2022 IEEE PES 14th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Melbourne, Australia, 2022.