



Paul Stichaller, BSc

Frequenz-Stabilität im Netz der Zukunft

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium

Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. Dr.techn. Ziqian Zhang

Institut für elektrische Anlagen und Netze

Inffeldgasse 18/1

8010 Graz

Zweitbetreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Graz, Mai 2023

IEAN



© fotopro

Frequenz-Stabilität im Netz der Zukunft

Eine Masterarbeit von
Paul Stichaller, Bsc

Betreuer
Ziqian Zhang, Dipl.-Ing. Dr.techn.
Herwig Renner, Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

Mai 2023

Technische Universität Graz
Institut für elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/I
8010 Graz
Austria

Institutsleiter

Robert Schürhuber Univ.-Prof. DDI Dr.

Betreuer

Ziqian Zhang, Dipl.-Ing. Dr.techn.

Herwig Renner, Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

Eine Masterarbeit von

Paul Stichaller, BSc.

Mai 2023

Statutory 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.

Graz, am

Paul Stichaller

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.

Graz, am

Paul Stichaller

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei meinen Betuern Dr. Zhang und Prof. Renner für die gute Zusammenarbeit und die vielen hilfreichen Anregungen bedanken. Meine Betreuer hatten immer ein offenes Ohr für mich und nahmen sich stets Zeit für meine Anliegen.

Des Weiteren möchte ich mich bei allen bedanken, die mich während des Studiums unterstützt und gefördert haben.

Abstract

The security of supply of electrical energy is increasingly important for our modern society. However, on the way to an electricity grid with 100% renewable energy, many questions arise regarding grid stability. A decisive stability factor is the so-called frequency stability. This is based on the fact that energy generation and energy consumption must be identical at all times. If this is not the case, the grid frequency drops, which can become a threat to security of supply. The parameter that determines how quickly the frequency drops is the inertia allocated in the grid. Due to the expansion of renewable energies, inertia is continuously decreasing. Consequently, measures to operate the grid in a stable and secure way must be found. In this paper, the use of converters to stabilize the grid frequency is discussed in more detail. It is shown how converters can keep even a 100% renewable energy grid stable by selective power injection. It is also analysed how frequency supporting loads can be used to increase grid stability.

Kurzfassung

Die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie ist für unsere moderne Gesellschaft immer wichtiger. Im Zuge der Umstellung auf ein Stromnetz mit 100 % erneuerbarer Energie stellen sich jedoch viele Fragen hinsichtlich der Netzstabilität. Ein entscheidender Stabilitätsfaktor ist die sogenannte Frequenz-Stabilität. Diese hat zur Grundlage, dass Energieerzeugung und Energieverbrauch zu jedem Zeitpunkt identisch sein müssen. Falls dem nicht so ist sinkt die Netzfrequenz, was zu einer Gefahr für die Versorgungssicherheit werden kann. Die Schwungmasse im Netz bestimmt, wie schnell die Frequenz sinkt. Durch Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt diese Schwungmasse ab. Daher müssen Maßnahmen ergriffen werden, um das Netz stabil und sicher zu betreiben. In dieser Arbeit wird der Einsatz von Umrichtern zur Stabilisierung der Netzfrequenz näher behandelt. Es wird gezeigt, wie Umrichter durch gezielte Leistungseinspeisung auch ein 100 % erneuerbares Energienetz stabil halten können. Ebenso wird analysiert, wie frequenzstützende Lasten zur Erhöhung der Netzstabilität eingesetzt werden können.

List of Symbols

f_g	Netzfrequenz
G_{ccl}	Übertragungsfunktion Stromregelung Grid Following Converter (GFL)
$G_{\Delta f_g \rightarrow \Delta P_{GFL}}$	Übertragungsfunktion Frequenzänderung auf Leistungsänderung GFL
$G_{\Delta f_g \rightarrow \Delta P_{GFM}}$	Übertragungsfunktion Frequenzänderung auf Leistungsänderung Grid Forming Converter (GFM)
$G_{\Delta f_g \rightarrow \Delta P_{LaufKW}}$	Übertragungsfunktion Frequenzänderung auf Leistungsänderung Laufwasserkraftwerk (LaufKW)
$G_{\Delta f_g \rightarrow \Delta P_{SpeicherKW}}$	Übertragungsfunktion Frequenzänderung auf Leistungsänderung Speicherkraftwerk (SpeicherKW)
$G_{\Delta f_g \rightarrow \Delta P_{GaskKW}}$	Übertragungsfunktion Frequenzänderung auf Leistungsänderung Gaskraftwerk (GaskKW)
$G_{\Delta f_g \rightarrow \Delta P_{DampfKW}}$	Übertragungsfunktion Frequenzänderung auf Leistungsänderung Dampfkraftwerk (DampfKW)
$G_{\Delta f_g \rightarrow \Delta P_{Last}}$	Übertragungsfunktion Frequenzänderung auf Leistungsänderung Last
$G_{\Delta f_g \rightarrow \Delta P_{SL}}$	Übertragungsfunktion Frequenzänderung auf Leistungsänderung Smart Load (SL)
H	Trägheitskonstante
i_g	Einspeisestrom ins Netz
K_D	Dämpfungskonstante
K_{GFM}	Proportionalitätskonstante für virtuelle Schwungmasse des GFM
K_p	Proportionalitätskonstante für statische Last
$K_{p,SL}$	Proportionalitätskonstante für Smart Load
k_p	Proportional-Parameter- PI-Regler Phase Locked Loop (PLL)
k_i	Integral-Parameter- PI-Regler PLL
M	Faktor zur Umrechnung von p.u.-Frequenz in rad/s
ΔP_g	Wirkleistungsungleichgewicht im Netz
P_{GFM}	Wirkleistungseinspeisung GFM
P_{GFL}	Wirkleistungseinspeisung GFL
P_{SM}	Wirkleistungseinspeisung der Synchronmaschinen
P_{Last}	Wirkleistungsaufnahme der Last
P_{SL}	Wirkleistungsaufnahme der Smart Load
P_b	Bezugswirkleistung
ROCOF	Frequenzänderung (Rate Of Change Of Frequency)
S_b	Bezugsscheinleistung

S_k	Subtransiente Kurzschluss-Scheinleistung
t	Zeitvariable
T_A	Anlaufzeitkonstante
T	Samplingperiode der PLL
T_d	Messverzögerung der Frequenzmessung einer Smart Load
T_h	Hydraulische Zeitkonstante von Wasserkraftwerken
T_{ZU}	Zeitkonstante des Zwischenüberhitzers von Dampfkraftwerken
$u_a(t), u_b(t), u_c(t)$	Zeitliche Netz-Strangspannungen
$u_d(t), u_q(t)$	Zeitliche d-q-Komponenten der Netzspannung
U_b	Bezugsspannung
U_g	Netzspannung
U_{GFM}	Anschlusspunktspannung des GFM
U_{GFL}	Anschlusspunktspannung des GFL
θ_{GFM}	Spannungswinkel der Anschlusspunktspannung des GFM
θ_g	Netzspannungswinkel
θ_{g+}	Winkelverschiebung aufgrund der Anschlussimpedanz der Umrichter
θ_{PLL}	Mit PLL ermittelter Spannungswinkel
σ_{GFL}	Statik des GFL
σ_{GFM}	Statik des GFM
ω_g	Netz-Winkelgeschwindigkeit
$\Delta\omega_g$	Abweichung der Netz-Winkelgeschwindigkeit
$\Delta\omega_{PLL}$	Von PLL bestimmte Abweichung zur Netz-Winkelgeschwindigkeit
ω_{ccl}	Grenz-Winkelgeschwindigkeit Tiefpass GFL
ω_{c-GFM}	Grenz-Winkelgeschwindigkeit Tiefpass GFM
ω_{c-GFL}	Grenz-Winkelgeschwindigkeit des offenen Regelkreises der PLL
W_{rot}	Rotationsenergie der Synchronmaschinen im Netz
φ_g	Winkel zw. Netzspannung und Strom
X_g	Netzanschlussimpedanz
Z_b	Bezugsimpedanz

Notation:

- Kleinbuchstaben bedeuten, dass die Größe im Per Unit System (p.u.) dargestellt ist
- Δ bedeutet, dass es sich um eine Änderung der jeweiligen Größe handelt

Table of Contents

1	Einführung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Stand der Forschung	2
1.3	Aufgabenstellung	3
2	Theorie und Methodik.....	4
2.1	Leistungsbilanz im irischen Netz und Wahl der Bezugsgrößen	4
2.2	Allgemeines zur Frequenzregelung	5
2.3	Synchronmaschine	7
2.4	Grid-Forming-Converter	9
2.4.1	Das Simulationsmodell	9
2.4.1	Berücksichtigung der Netzimpedanz	11
2.5	Grid-Following-Converter	13
2.5.1	Phase Locked Loop (PLL)	13
2.5.2	Die Stromregelung	14
2.5.3	Berücksichtigung der Netzimpedanz	15
2.6	Primärregelung von konventionellen Kraftwerken	16
2.6.1	Wasserkraftwerke	16
2.6.2	Dampfkraftwerke	17
2.6.3	Gasturbinen-Kraftwerke	17
2.7	Wirkleistungsverhalten von Lasten	18
2.7.1	Statische Lasten	18
2.7.2	Smart Loads	19
3	Simulation und Ergebnisse.....	21
3.1	Verifikation des konventionellen Netzmodells	21
3.2	Abnahme der Schwungmasse.....	28
3.3	Verifikation der Umrichtermodelle	29
3.4	Variation der Anschlussimpedanz der Umrichter	30
3.5	GI 4 Ausfall mit GFM zur Primärregelung.....	32
3.5.1	Variation der Umrichterstatik	33

3.5.2	GFM mit virtueller Schwungmasse.....	37
3.6	Test des GFM in einem Zukunfts-Netz.....	40
3.6.1	Zukunftsnetz mit Pumpspeicher und GFM zur Primärregelung	40
3.6.2	Primärregelung nur durch GFM.....	45
3.7	GI 4 Ausfall mit GFL zur Primärregelung.....	48
3.8	Primärregelung mittels GFM und Variation der Last	50
4	Diskussion	54
5	Referenzen	55

1 Einführung

1.1 Motivation

Der Weg hin zu 100 % erneuerbarer Energie bringt viele Herausforderungen mit sich. Die Themen Blackout und Systemstabilität gewinnen immer mehr Bedeutung im modernen Netzmanagement. Ein essenzieller Parameter für diese Systemstabilität ist die im Netz vorhandene Schwungmasse. Die entscheidenden Parameter sind die Netzfrequenz und das Erzeugungs-Verbrauchs Gleichgewicht im Netz. Fällt ein Kraftwerk aus, so sinkt die Netzfrequenz und andere Kraftwerke müssen ihre Einspeisung erhöhen, um die Frequenz zu stabilisieren. Wie schnell die Frequenz nach einem Kraftwerksausfall sinkt, hängt in erster Linie von der im System vorhandenen Schwungmasse ab. Die großen Generatoren und Dampfturbinen haben eine entsprechende Trägheit und wirken stabilisierend auf das Energieversorgungssystem. Durch den Ausstieg aus fossiler Energie werden diese großen, trägen Kraftwerke durch erneuerbare Energien wie PV und Wind ersetzt. PV und Wind speisen ihre Leistung mittels Umrichter ins Netz ein. Das bedeutet sie besitzen keine Schwungmasse. Daraus folgt, dass die stabilisierende Trägheit im Netz durch Ausbau der Erneuerbaren kontinuierlich abnimmt. Folglich stellt sich die Frage, wie viel erneuerbare Energie verträgt das Netzsystem, ohne dass dessen Stabilität in Gefahr ist. Können Umrichter gezielt zur Stabilisierung der Frequenz eingesetzt werden?

Im Zuge der stetig sinkenden Schwungmasse im System durch Zubau von erneuerbarer Energie gilt es diese Frage zu behandeln. Als Vorreiter beim Ausbau erneuerbarer Energien gilt Irland. Die installierte Windkraft beträgt bereits 84% der Maximallast Irlands (siehe Tabelle 1 Stand 2021). Durch die geographische Lage als Insel ist Irland ein eigenes abgeschlossenes System, was die Schwungmasse betrifft. Die Netzanbindung an Großbritannien erfolgt, isoliert von der Schwungmasse des europäischen Netzes, ausschließlich über Umrichter und hat somit keinen Einfluss auf die Systemstabilität. Aus diesem Grund wurde Irland zur Untersuchung in dieser Masterarbeit ausgewählt.

1.2 Stand der Forschung

Der Ansatz Umrichter zur Stabilisierung der Netzfrequenz einzusetzen ist nicht neu. Beispielsweise wurde in [1] der Einsatz von Umrichtern zur Frequenzstützung im europäischen Netz untersucht. Es wurde festgestellt, dass es möglich ist durch gezielte Einspeisung von Wirkleistung, sogenannter virtueller Schwungmasse, das Netzverhalten zu verbessern. Allerdings ging es in dieser Arbeit nicht darum das Stabilitätsverhalten in einem 100 % erneuerbaren Energienetz zu analysieren, sondern darum das Verhalten des aktuellen Netzes zu verbessern. Für diese Zwecke wurden die Umrichtermodelle nicht exakt nachgebildet. Um jedoch schnelle Vorgänge in einem Netz mit sehr wenig Schwungmasse zu simulieren, ist es notwendig das zeitliche Verhalten von Umrichtern so genau wie möglich nachzubilden. Exakte Umrichtermodelle sind in der Literatur vielfach zu finden, wie beispielsweise in [2].

Im Hochspannungsnetz können Frequenz-Wirkleistungsverhalten und Spannungs-Blindleistungsverhalten voneinander entkoppelt werden. Daraus ergibt sich ein einfacheres Umrichtermodell wie es in [3] verwendet wurde. Quelle [3] befasst sich damit die Geschwindigkeit des Zwischenkreisspeichers zu analysieren. Auf Basis von [3] kann ein Modell für Grid-Forming-Umrichter in Bezug auf Frequenz-Wirkleistungsverhalten erstellt werden. In [4] wurde untersucht wie am Markt erhältliche Photovoltaik-Umrichter auf eine Frequenzvariation reagieren.

Die Frequenz kann nicht nur durch Kraftwerke, sondern auch durch Lasten beeinflusst werden. In [5] wurde das Verhalten von frequenzstützenden Lasten sogenannten Smart Loads im Netz von Großbritannien untersucht.

1.3 Aufgabenstellung

Das elektrische Energieversorgungsnetz von Irland soll zur Simulation von Stabilitätsuntersuchungen herangezogen werden. Die Betrachtung des Netzes erfolgt zur Vereinfachung als sogenannter „Einmassenschwinger“. Das heißt, alle erzeugenden Schwungmassen werden in einer einzelnen zusammengefasst. Die Erzeugereinheiten werden durch drei Arten dargestellt: Grid-Following-Converter mit Speicher (GFL), Grid-Forming-Converter mit Speicher (GFM) und Synchronmaschinen (SM). Der Anteil dieser drei Erzeugergruppen am Gesamtleistungsbedarf Irlands wird variiert. So können Frequenzstabilitätsbetrachtungen mit unterschiedlichen Umrichteranteilen im Netz durchgeführt werden. Alle im Irländischen Netz vorkommenden Lasten werden als eine Untergruppe zusammengefasst. Das so zusammengefasste stark reduzierte Netz zur Frequenzstabilitätsuntersuchung ist in Abbildung 1 dargestellt.

Die HGÜ, die Irland mit Großbritannien verbindet, kann bei der Frequenzstabilitätsbetrachtung außer Acht gelassen werden.

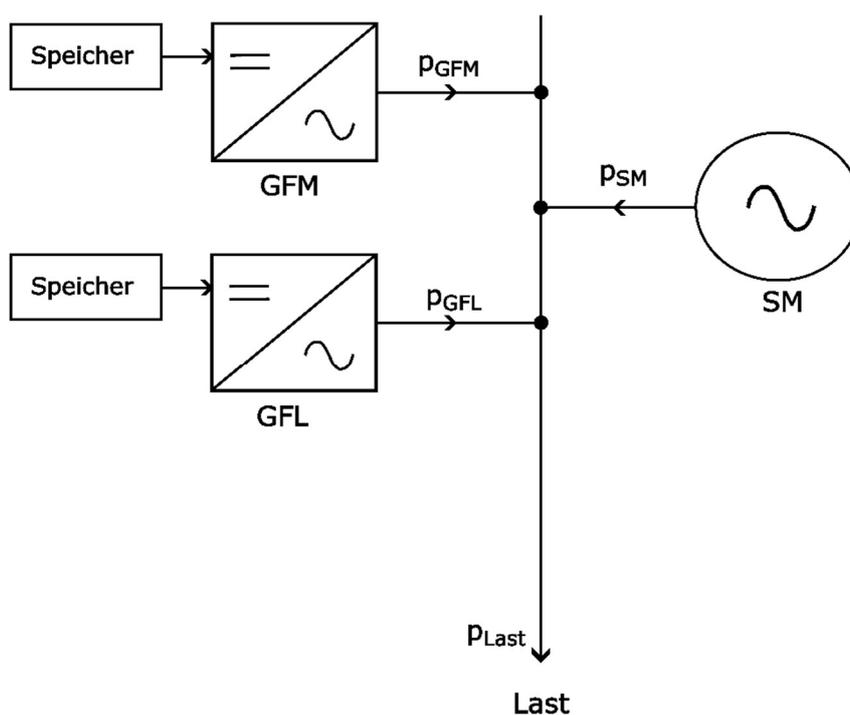


Abbildung 1: Reduktion des irländischen Netzes auf Untergruppen

2 Theorie und Methodik

Im Folgenden wird auf die Theorie der Simulation eingegangen.

2.1 Leistungsbilanz im irischen Netz und Wahl der Bezugsgrößen

Um zu wissen, mit welchen Parametern gearbeitet wird, ist es zunächst notwendig die maximal möglichen Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen in Irland zu ermitteln.

Tabelle 1 zeigt das Leistungsaufkommen in Irland. TSO steht für die Einspeisung / Verbrauch im Übertragungsnetz und DSO für selbiges im Verteilnetz.

Tabelle 1: Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen Irland Stand 2021

	TSO	DSO	Gesamt
Spitzenleistung (Verbrauch) 2021	-	-	6804 MW [6]
Installierte Windleistung 2021	-	-	5683 MW [6]
Installierte Wasserkraft	212,18 MW [7]	26,66 MW [8]	238,84 MW
Konventionelle Erzeugung	6028 MW [9]	252,5 MW [8] (Blockkraftwerke<10MW)	6280,5 MW
Gas-Turbinen KW	1527 MW [9]	-	1527 MW
Dampfkraftwerke	4501 MW [9]	-	4501 MW
HGÜ-Link	-	-	1000 MW [9] [10]
Pumpspeicher KW	292 MW [9]	-	292 MW
Batteriespeicher	388,6 MW [9]	49,3 MW [8]	437,9 MW

Für die Stabilitätsuntersuchungen in dieser Arbeit werden die Bezugsgrößen wie folgt gewählt:

$$\begin{aligned}
 U_b &= 220 \text{ kV} \triangleq 1 \text{ p.u.} \\
 S_b &= P_b = 6804 \text{ MW} \triangleq 1 \text{ p.u.} \\
 Z_b &= \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{(220 \text{ kV})^2}{6804 \text{ MW}} = 7,11 \Omega \triangleq 1 \text{ p.u.}
 \end{aligned} \tag{1}$$

2.2 Allgemeines zur Frequenzregelung

Ziel der Frequenzregelung ist es die im Netz vorherrschende Frequenz möglichst konstant und damit das Netz stabil zu halten. Im Übertragungsnetz (vorwiegend induktiv) geschieht die Frequenzregelung mit der Leistungsregelung der einzelnen Generatoren.

Ein Frequenzregler überwacht die Netzfrequenz und erhöht/verringert je nach Bedarf die Wirkleistungseinspeisung (durch Veränderung eines Stellgliedes) um die Netzfrequenz stabil zu halten. Als Stellglied kann beispielsweise das Wasserzufuhrventil in einem Wasserkraftwerk oder das Dampfventil in einem Dampfkraftwerk gesehen werden. Auf die Ventilstellungsänderung folgt eine Leistungsänderung (mechanisch an der Turbine). Schlussendlich folgt auf die mechanische Leistungsänderung eine elektrische Leistungsänderung.

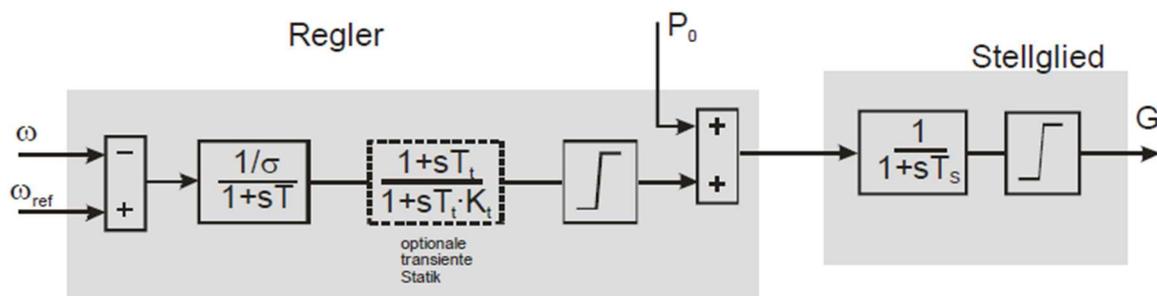


Abbildung 2: Statischer Frequenzregler und Stellglied [11]

Im Normalbetrieb befindet sich die Netzfrequenz in Europa im Bereich zwischen 49,8 und 50,2 Hz. In diesem Bereich arbeitet die Primärregelung, die die Frequenz stabilisiert. Kommt es jedoch zu größeren Abweichungen der Netzfrequenz wird in Europa wie folgt vorgegangen:

Steigt die Frequenz über 50,2 Hz, so sollen laut ENTSO-E [12] zwischen 50,2 und 50,5 Hz alle Generatoren im Netz ihre Leistung um 2-12 %/Hz zurückregeln. In diesem Fall spricht man vom sogenannten **LFSM-O** (limited frequency sensitive mode-overfrequency) Betrieb. Im Gegensatz dazu gibt es auch den **LFSM-U** (underfrequency) dieser besagt, dass Generatoren größer 5MW (für Irland) bei Frequenzen zwischen 49,8 und 49,5 Hz ihre Einspeiseleistung sofern möglich mit 2-12 %/Hz erhöhen sollen. Der automatische Lastabwurf, um das System zu stabilisieren beginnt ab 49 Hz. [12] [11]

Für Irland gibt es spezielle Grenzwerte. Der Normalbetrieb des Netzes findet zwischen 49,5 und 50,5 Hz statt. Der automatische Lastabwurf beginnt bei 48,85 Hz. [13]

Die ENTSO-E schlägt ein Simulationsmodell zur Untersuchung der Frequenzstabilität laut Abbildung 3 vor. Es ist zu erkennen, dass sich ein Wirkleistungsungleichgewicht im Netz auf die Frequenz auswirkt. Weiters sind auch die verschiedenen Gegenmaßnahmen zur Frequenzstabilisierung dargestellt.

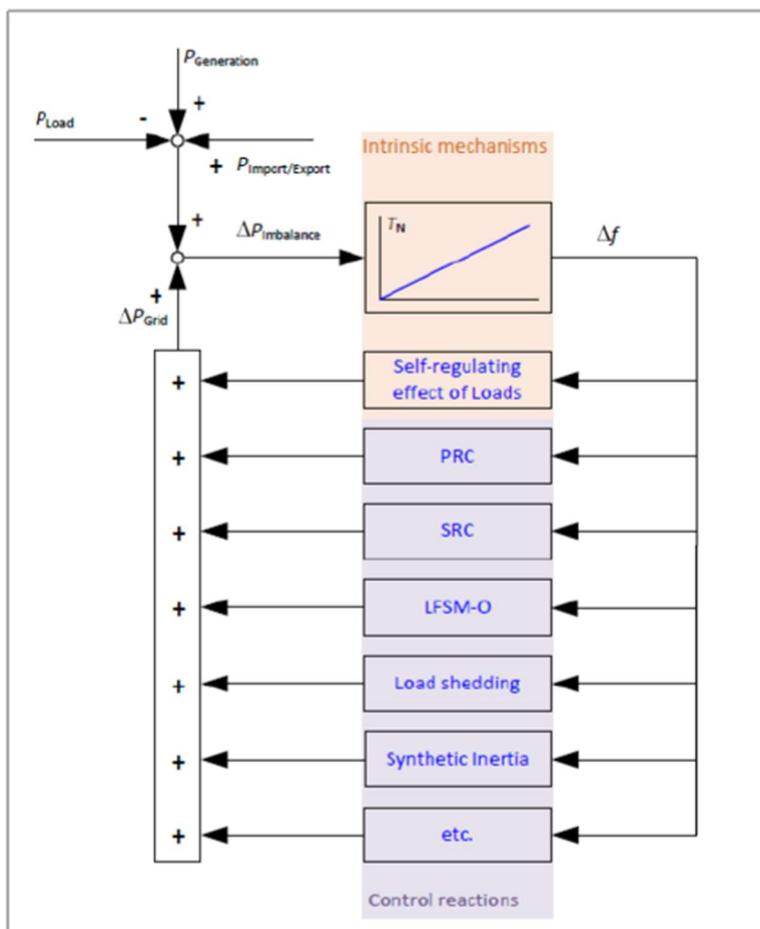


Abbildung 3: ENTSO-E Modell zur Frequenzstabilitätsuntersuchung [14]

In den nächsten Seiten wird darauf eingegangen wie die Übertragungsfunktionen von Wirkleistung auf Frequenz und umgekehrt mathematisch darstellbar sind.

Die im Netz installierten Erzeuger können hinsichtlich Stabilitätsbetrachtungen in folgende Untergruppen aufgeteilt werden: Synchronmaschinen, Grid-Following-Converter, Grid-Forming-Converter und Lasten.

Als erstes wird die Erzeugung durch konventionelle Synchronmaschinen in Bezug auf die Frequenzregelung näher betrachtet.

2.3 Synchronmaschine

Im Netz ist zur Frequenzhaltung ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt notwendig. Gibt es beispielsweise mehr Erzeugung als Verbrauch im Energienetz, so werden die erzeugenden Synchronmaschinen beschleunigt und die Frequenz steigt. Die Überschusseinspeisung ins Netz wird in Form von Rotationsenergie in allen vorhandenen Synchrongeneratoren gespeichert. Als logische Konsequenz folgt: je mehr Schwungmasse im Netz vorhanden ist, desto geringer der Gradient der Frequenzänderung bei Ungleichgewicht.

Die Funktion, wie sich eine unausgeglichene Leistungsbilanz in einem Netz auf die Frequenz auswirkt, ist in Formel (2) dargestellt [11].

$$\Delta f_g(s) = \frac{1}{T_A \cdot s + K_D} \cdot \Delta p_g(s) \quad (2)$$

In dieser Arbeit wird die Dämpfungskonstante K_D gleich Null gesetzt, da ein zusammenhängendes Netz von Synchronmaschinen gleicher Drehzahl betrachtet wird.

Um die Anlaufzeitkonstante T_A zu berechnen, muss zuerst auf die Trägheitskonstante H eingegangen werden. Die Trägheitskonstante des Netzes H_g beschreibt in dieser Arbeit den Zusammenhang zwischen im System gespeicherter Rotationsenergie und der Bezugsleistung.

$$H_g = \frac{W_{rot}}{S_B} \quad (3)$$

Eine andere Variante zur Definition von H besteht darin die Rotationsenergie auf die Nennleistung der Generatoren zu beziehen. Im Zuge dieser Arbeit wird jedoch die Definition laut (3) verwendet.

Der Zusammenhang zwischen Anlaufzeitkonstante des Netzes und Trägheitskonstante ist in Formel (4) dargestellt.

$$T_A = 2 \cdot H_g \quad (4)$$

Die in einem Netz gespeicherte Rotationsenergie kann mittels Formel (5) berechnet werden und bildet die Summe aus Trägheitskonstanten aller Synchrongeneratoren multipliziert mit deren Scheinleistungen.

$$W_{rot} = \sum_{i=1}^N H_{sg,i} \cdot S_{nenn,sg i} \quad (5)$$

Spezifische Werte für die Trägheitskonstanten sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Typische Trägheitskonstanten verschiedener Kraftwerke [15]

	H _{sg} in s
Dampfkraftwerke	2...5
Gasturbinenkraftwerke	4...7
Wasserkraftwerke (groß)	3...6
Wasserkraftwerke (klein)	1...4

Die Anlaufzeitkonstante eines Netzes kann entweder mit den Formeln (3) bis (5) und Tabelle 2 oder aus einem Frequenzgang bestimmt werden.

Abbildung 4 stellt Formel (2) grafisch dar. Es ist erkennbar, dass ein Leistungsungleichgewicht im Netz durch T_A dividiert und anschließend integriert wird. Die Steigung der Frequenz (ROCOF) entspricht folglich dem Quotienten aus Leistungsungleichgewicht und Anlaufzeitkonstante multipliziert mit der Netzfrequenz.

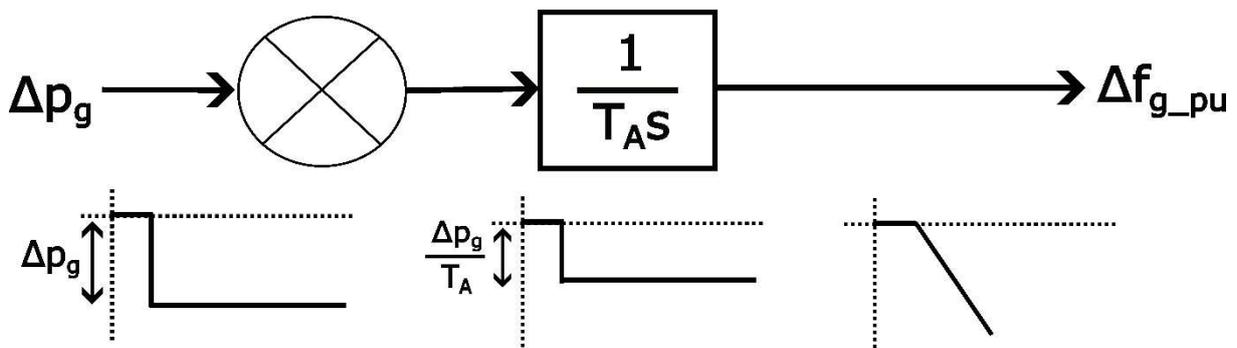


Abbildung 4: Bestimmung der Netzanlaufzeitkonstante aus einem Frequenzgang

Mit Formel (6) kann aus der Anfangssteigung eines bekannten Frequenzganges unmittelbar nach einem Kraftwerksausfall die Anlaufzeitkonstante des Netzes ermittelt werden.

$$ROCOF_{t=0} = \frac{\Delta p_g}{T_a} \cdot f_g \quad (6)$$

Die Auswirkung eines Wirkleistungsungleichgewichtes auf die Frequenz wurde somit mathematisch beschrieben. In den nächsten Punkten geht es um die Primärregelung, also wie sich die Netzteilnehmer auf eine geänderte Frequenz hinsichtlich ihrer Wirkleistungseinspeisung verhalten. Als erstes werden die Umrichter näher betrachtet.

2.4 Grid-Forming-Converter

2.4.1 Das Simulationsmodell

Zur Modellierung eines Grid-Forming-Converters, gibt es in der Literatur zwei prinzipielle Ansätze. Eine Möglichkeit besteht darin eine Synchronmaschine virtuell nachzubilden. Das heißt einen Umrichter mit fiktiver Trägheitskonstante und fiktivem Dämpfungsterm. Die andere Möglichkeit besteht darin den Umrichter als einen Tiefpass mit einem Verstärkungsfaktor (Statik) darzustellen. Beide Modelle sind in Abbildung 5 dargestellt und sind mathematisch äquivalent [16]. In dieser Masterarbeit wurde zur Modellierung das Tiefpass-Modell (Abbildung 5a) verwendet.

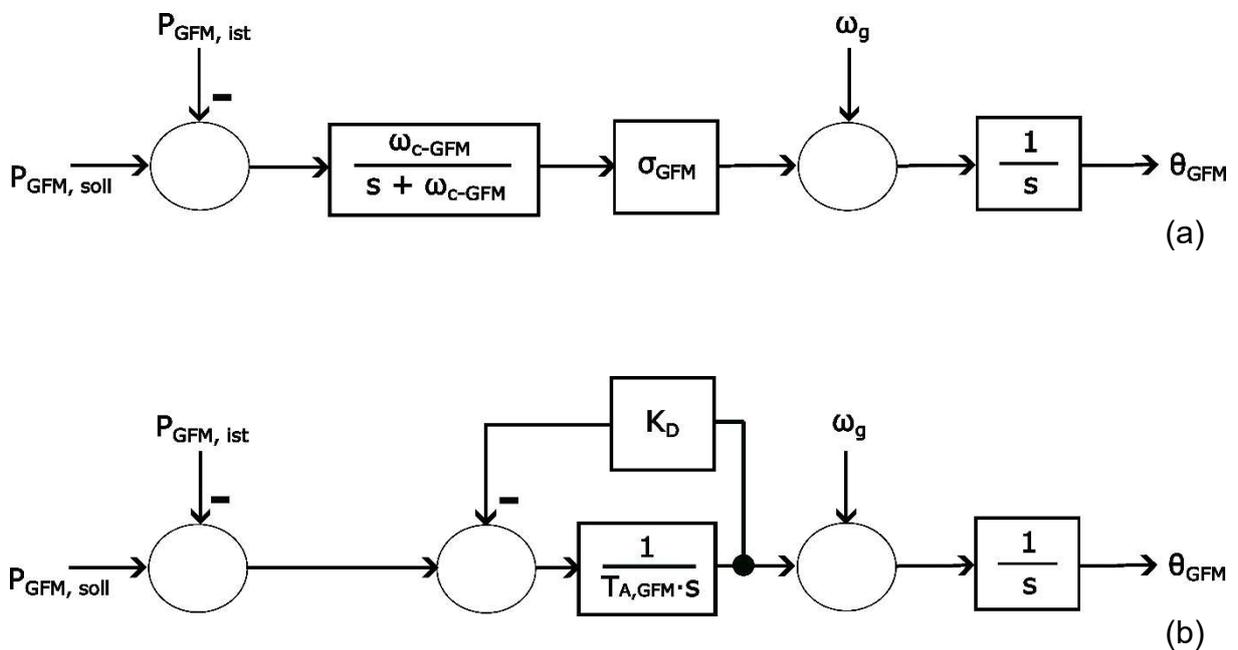


Abbildung 5: Zwei Modellierungsarten für Grid-Forming-Converter

Zwischen den beiden Modellierungsarten gilt laut [16] folgender Zusammenhang:

$$K_D = \frac{1}{\sigma_{GFM}} \quad \text{und} \quad T_{A,GFM} = \frac{1}{\omega_{c-GFM} \cdot \sigma_{GFM}} \quad (7)$$

Die Einspeisewirkleistung des Umrichters P_{GFM} ist in Formel (8) dargestellt. Die Leistung ergibt sich aus dem Winkelunterschied zwischen dem Winkel der Anschlusspunktspannung θ_{GFM} und dem der Netzspannung θ_g . Des Weiteren erkennt man auch eine Abhängigkeit von der Netzanschlussimpedanz X_g und den Spannungen an Umrichter U_{GFM} und Netz U_g .

$$P_{GFM} = \frac{U_{GFM} \cdot U_g}{X_g} \cdot \sin(\theta_{GFM} - \theta_g) \quad (8)$$

Für ein starkes Netz mit geringem X_g kann angenommen werden, dass der Winkelunterschied zwischen Anschlusspunktspannung und Netzspannung gering ist. Folglich kann die Sinus-Funktion linearisiert werden.

$$\Delta P_{GFM} = \frac{U_{GFM} \cdot U_g}{X_g} \cdot (\Delta \theta_{GFM} - \Delta \theta_g) \quad (9)$$

In Abbildung 6 ist das verwendete Simulationsmodell des Grid-Forming-Converters dargestellt. Die Frequenzabweichung in p.u. wird mit dem Faktor M multipliziert, um die Abweichung der Winkelgeschwindigkeit zu erhalten. Durch anschließende Integration wird die Netzwinkeländerung $\Delta \theta_g$ bestimmt. Die Einspeisewirkleistung ergibt sich aus (9), wobei die Spannungen u_{GFM} und u_g vorerst mit 1 p.u. als konstant angenommen wurden. Δp_{GFM} wird mit der Umrichterstatik σ_{GFM} multipliziert. Um $\Delta \theta_{GFM}$ zu erhalten, muss noch eine Umrechnung aus dem p.u. System und die Integration erfolgen.

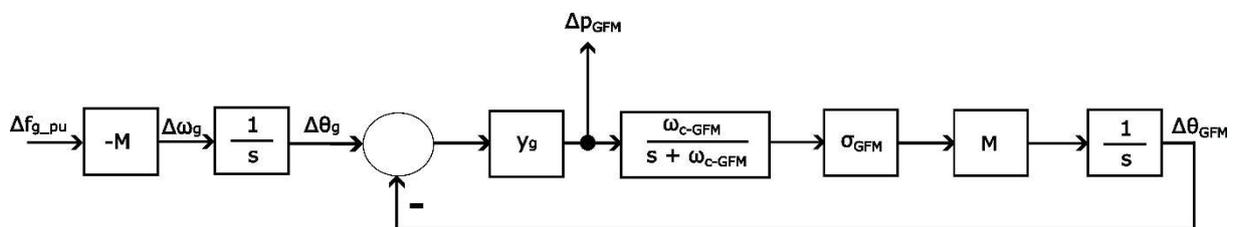


Abbildung 6: Modell des Grid-Forming-Converters

2.4.1 Berücksichtigung der Netzimpedanz

Da Umrichter wesentlich schneller reagieren als konventionelle Kraftwerke muss deren Anschlussimpedanz berücksichtigt werden. Die Spannung u_{GFM} kann nicht als konstant betrachtet werden. u_{GFM} ist vielmehr vom Einspeisestrom i_g abhängig wie Abbildung 7 zeigt. Zwischen Netzspannung und Anschlusspunktspannung bildet sich der Zusatzwinkel $\Delta\theta_{g+}$. Ebenso ändert sich die Amplitude der Anschlusspunktspannung u_{GFM} .

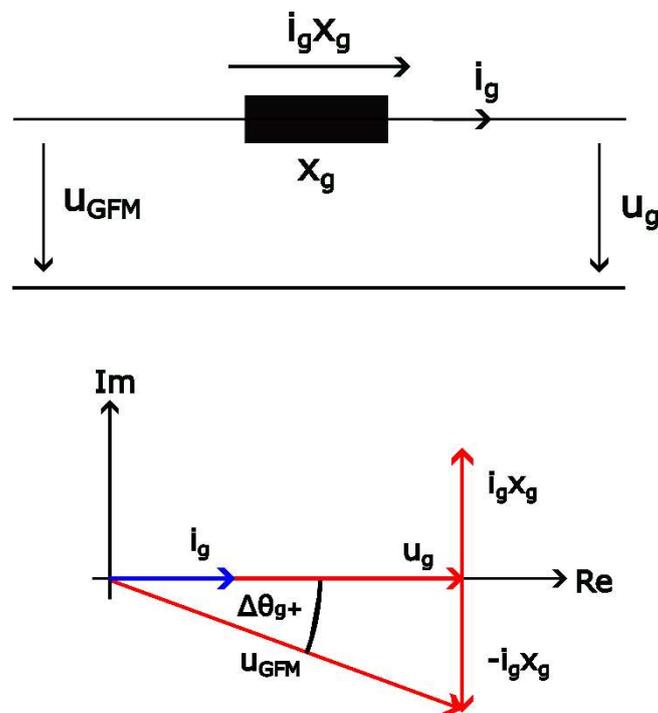


Abbildung 7: Zeigerdiagramm zur Berücksichtigung der Netzimpedanz

Mittels Formel (10) und (11) können Amplitude und Zusatzwinkel der Anschlusspunktspannung berechnet werden.

$$u_{GFM} = \sqrt{u_g^2 + (i_g x_g)^2} \quad (10)$$

$$\Delta\theta_{g+} = \tan^{-1} \left(-\frac{i_g x_g}{u_g} \right) \quad (11)$$

Unter der Voraussetzung, dass die Netzspannung u_g mit 1 p.u. konstant ist, kann das Umrichtermodell aus Abbildung 6 zur Impedanzberücksichtigung erweitert werden. Das vollständige Modell ist in Abbildung 8 dargestellt.

2.5 Grid-Following-Converter

Ein Grid-Following-Converter (GFL) variiert nicht den Spannungswinkel wie ein GFM, um Leistung ins Netz zu liefern. Stattdessen erfolgt der Leistungsfluss durch Steuerung der Stromamplitude. Bei der Regelung wird der Winkelunterschied zwischen Umrichter und Netz mithilfe einer Phase Locked Loop erfasst und auf null hin geregelt. Anschließend wird ein Strom eingeprägt und es erfolgt ein Leistungsfluss ins Netz. Der Grid-Following-Converter wird deshalb auch stromgeregelter Umrichter genannt.

Zur Modellierung wird der Umrichter in zwei Hauptkomponenten (die PLL und die Stromregelung) unterteilt.

2.5.1 Phase Locked Loop (PLL)

Als erstes wird auf die PLL eingegangen. Die Netzspannung wird mithilfe von Formel (12) in das d-q-System transformiert.

$$\begin{bmatrix} u_d(t) \\ u_q(t) \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_{PLL}) & \sin(\theta_{PLL}) \\ -\sin(\theta_{PLL}) & \cos(\theta_{PLL}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_a(t) \\ u_b(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} \quad (12)$$

Die Netzspannung beträgt hierbei:

$$\begin{bmatrix} u_a(t) \\ u_b(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} = U_g \cdot \begin{bmatrix} \cos(\omega_g t + \varphi_g) \\ \cos(\omega_g t + \varphi_g - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\omega_g t + \varphi_g + \frac{2}{3}\pi) \end{bmatrix} \quad (13)$$

Setzt man (13) in (12) ein und definiert $\theta_g = \omega_g t + \varphi_g$, so erhält man die Netzspannung in d-q-Komponenten.

$$\begin{bmatrix} u_d(t) \\ u_q(t) \end{bmatrix} = U_g \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_g - \theta_{PLL}) \\ \sin(\theta_g - \theta_{PLL}) \end{bmatrix} \quad (14)$$

Da die PLL den Winkelunterschied zwischen Netz und Umrichter auf null regelt, können die Winkelfunktionen linearisiert werden. Die zugehörige Laplace-Transformierte ist in Formel (15) dargestellt.

$$\begin{bmatrix} \Delta u_d(s) \\ \Delta u_q(s) \end{bmatrix} = U_g \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \Delta \theta_g(s) - \Delta \theta_{PLL}(s) \end{bmatrix} \quad (15)$$

Damit Anschlusspunktspannung gleich Netzspannung und der Winkelunterschied Null beträgt, muss $u_q(s)$ mithilfe eines PI-Reglers auf null geregelt werden. In dieser Arbeit wird die Spannung u_g konstant mit 1 p.u. angenommen.

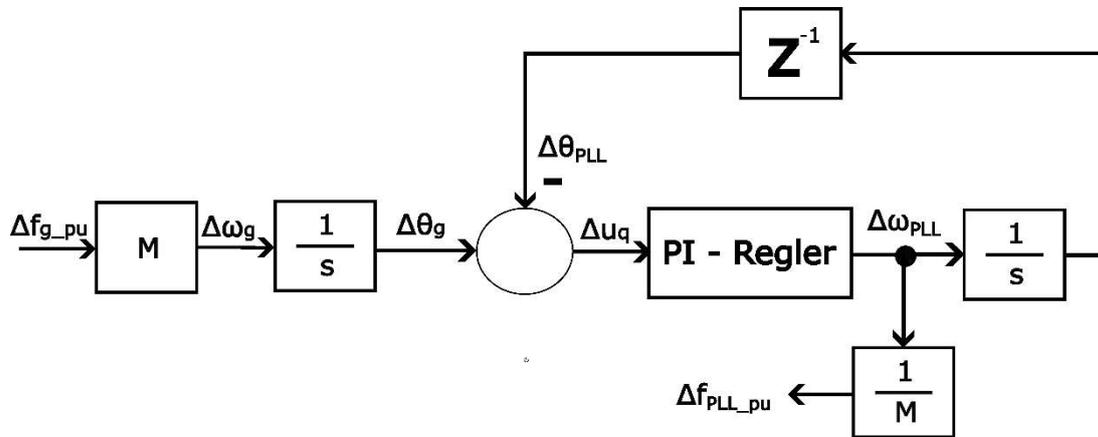


Abbildung 9: Regelkreis der PLL

Abbildung 9 zeigt den implementierten Regelkreis. Das Eingangssignal ist die Frequenzabweichung von der Netzfrequenz (50 Hz) in p.u.. Diese wird auf die zugehörige Winkelgeschwindigkeit umgerechnet und integriert, um den Netzwinkel zu erhalten. Mittels eines PI-Reglers wird die Winkeldifferenz zwischen Netzwinkel und Winkel der PLL auf null geregelt. Der Regler reagiert auf eine Eingangsgröße Δu_q mit einer Ausgangsgröße von $\Delta \omega_{PLL}$. Bei der Rückführung wird die reale Abtastzeit mit einer Samplingfrequenz $1/T$ mit einbezogen. Die Regelparameter des PI-Reglers werden mit der symmetrischen Optimum-Methode laut [17] eingestellt. ω_{c-GFL} ist die Grenzfrequenz des offenen Regelkreises in Abbildung 9.

$$k_p = \frac{\omega_{c-GFL}}{u_g} \quad (16)$$

$$k_i = \frac{T \cdot \omega_{c-GFL}^3}{u_g} \quad (17)$$

2.5.2 Die Stromregelung

Damit der Umrichter zur Primärregelung eingesetzt werden kann, muss dieser eine Zusatzleistung proportional zu Δf_{PLL_pu} einspeisen. Die PLL liefert die Winkelgeschwindigkeitsabweichung vom Netz. Die Proportionalitätskonstante zur Leistungseinspeisung wird $1/\sigma_{GFL}$ genannt, wobei der Buchstabe σ die Kraftwerkstatik bezeichnet.

Aus der erforderlichen Zusatzleistung muss ein Sollwert für die Stromregelung des Umrichters bestimmt werden. Die Stromregelung speist anschließend den Stromsollwert ein und die gewünschte Zusatzleistung fließt ins Netz. Im Zuge dieser Masterarbeit wird die Leistungseinspeisung durch die Stromregelung vereinfacht durch ein PT1-Glied dargestellt (Formel (18)).

$$G_{ccl} = \frac{\omega_{ccl}}{s + \omega_{ccl}} \quad (18)$$

Abbildung 10 zeigt das vollständige Simulationsmodell des GFL-Umrichters. Es ist hierbei zu beachten, dass dank der Verwendung des p.u.-Systems Ausgangsstrom und Leistung identisch sind.

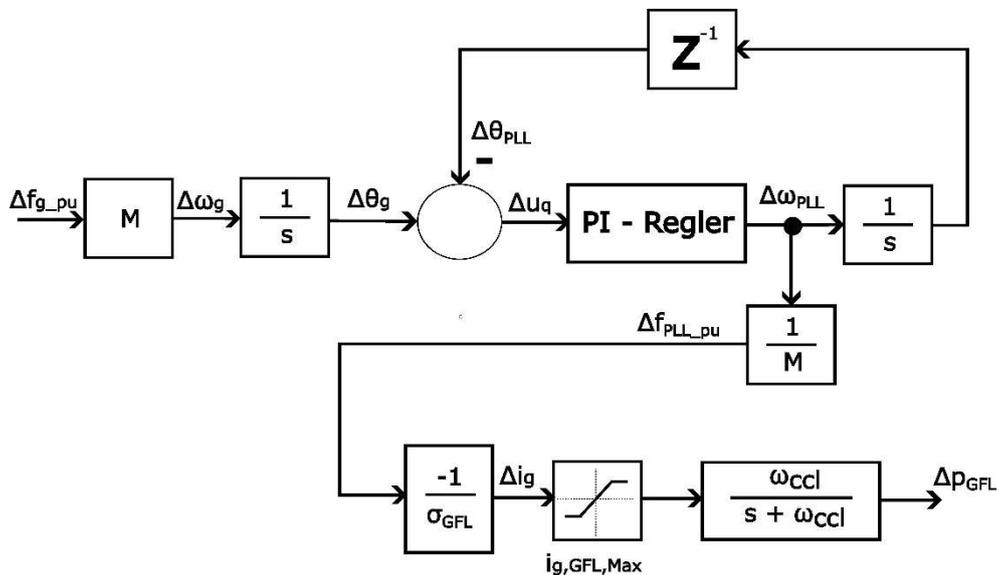


Abbildung 10: vollständiges Modell des GFL Umrichters

Wie auch bereits zuvor beim GFM muss auch beim GFL die Netzimpedanz berücksichtigt werden.

2.5.3 Berücksichtigung der Netzimpedanz

Die Berücksichtigung der Netzimpedanz erfolgt wie beim GFM auf Basis von Abbildung 7. Durch Einbeziehung von Formel (10) und (11) kann das Simulationsmodell erweitert werden. Das Modell des GFL mit Berücksichtigung der Netzimpedanz ist in Abbildung 11 dargestellt.

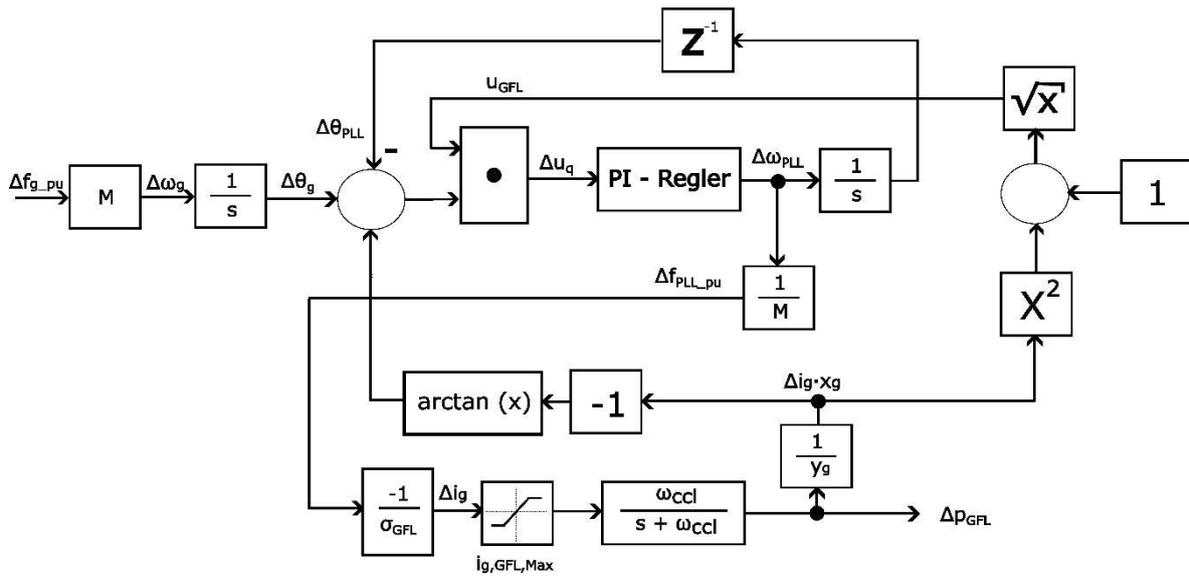


Abbildung 11: Modell des GFL mit Berücksichtigung der Netzimpedanz

2.6 Primärregelung von konventionellen Kraftwerken

Im vorherigen Kapitel wurde beschrieben, wie Umrichter zur Primärregelung auf eine Frequenzabweichung reagieren. Als nächstes werden konventionelle Kraftwerke in dieser Hinsicht betrachtet.

2.6.1 Wasserkraftwerke

Wie bereits im allgemeinen Kapitel zur Frequenzregelung erwähnt, wird die Primärregelung in Wasserkraftwerken durch Veränderung der Ventilstellung ΔG durchgeführt.

$$\Delta p_{\text{SpeicherKW}} = \frac{1 - T_h s}{1 + 0.5 T_h s} \cdot \Delta G \quad (19)$$

Die Hydraulische Zeitkonstante T_h beträgt circa für Laufkraftwerke 0,23 s und für Speicherkraftwerke 1,44 s. [11]

Im nächsten Schritt wird auf die Gesamtübertragungsfunktion von Wasserkraftwerken eingegangen.

Ihr Primärregelverhalten zeigt Abbildung 12. Bei Wasserkraftwerken wird aufgrund der Trägheit der Wassersäule über der Turbine eine sogenannte transiente Statik verwendet, um ein besseres Regelverhalten zu ermöglichen.

In dieser Arbeit werden die Parameter $\sigma_{\text{SpeicherKW}}$, T_h und $p_{\text{SpeicherKW,max}}$ variiert. Alle anderen Parameter wurden anhand von Erfahrungswerten laut [11] eingestellt.

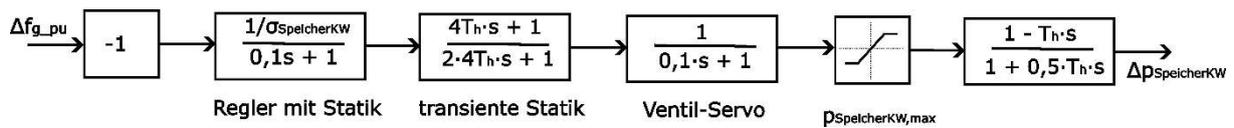


Abbildung 12: Primärregelverhalten von Speicherkraftwerken

Die Übertragungsfunktion von Wasserkraftwerken ist somit vollständig beschrieben. Als nächstes werden Dampfkraftwerke betrachtet.

2.6.2 Dampfkraftwerke

Die Übertragungsfunktion einer Dampfturbine lässt sich vereinfacht über Formel (20) beschreiben. Hierbei wird die Tatsache ausgenutzt, dass der Dampf-Zwischenüberhitzer die größte Zeitkonstante T_{ZU} des Systems besitzt.

$$\Delta p_{DampfKW} = \frac{1 + 0,3 \cdot T_{ZU} \cdot s}{1 + T_{ZU} \cdot s} \cdot \Delta G \quad (20)$$

Die Zeitkonstante des Zwischenüberhitzers liegt laut [11] zwischen 4 s und 8 s.

Abbildung 13 zeigt das Primärregelverhalten von Dampfkraftwerken. Auch hier muss angemerkt werden, dass die konstanten Parameter aus Erfahrungswerten laut [11] entstammen.

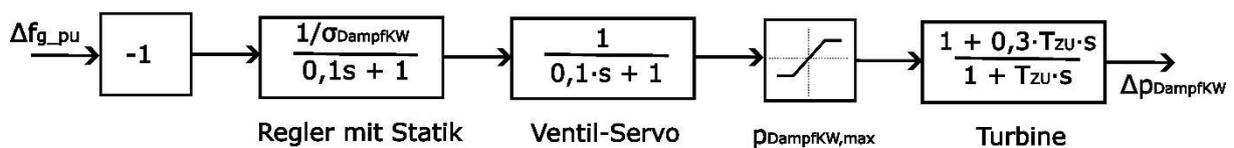


Abbildung 13: Primärregelverhalten Dampfkraftwerk

Als letzter konventioneller Kraftwerkstyp werden im nächsten Unterpunkt Gasturbinen-Kraftwerke beschrieben.

2.6.3 Gasturbinen-Kraftwerke

Die Leistungsabgabe von Gasturbinen-Kraftwerken erfolgt durch die Regelung der Brennstoffzufuhr. Um ein Simulationsmodell erstellen zu können, müssen das Brennstoffzufuhrsystem, die Brennkammer und der Verdichter mathematisch nachgebildet werden. Abbildung 14 zeigt das vollständige Modell mittels Erfahrungswerten aus [11].

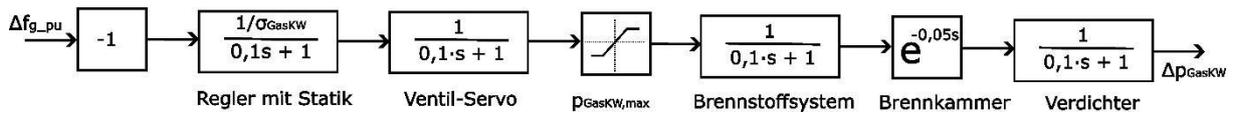


Abbildung 14: Primärregelung des Gasturbinen-Kraftwerkes

Die Kraftwerke wurden hinsichtlich ihres Frequenz-Leistungs-Verhalten alle mathematisch beschrieben. Als letztes müssen noch die Lasten hinsichtlich ihres Frequenzverhaltens genauer betrachtet werden.

2.7 Wirkleistungsverhalten von Lasten

Das frequenzabhängige Verhalten von Lasten spielt eine wichtige Rolle bei Stabilitätsbetrachtungen. Lasten können sich positiv auf Frequenzschwankungen im Netz auswirken. Um diese Auswirkung besser abschätzen zu können, wird im Folgenden das unterschiedliche frequenzabhängige Verhalten verschiedener Lasten erörtert. Als erstes wird auf das Modell der statischen Last eingegangen.

2.7.1 Statische Lasten

Die Frequenzabhängigkeit von Lasten basiert auf einem einfachen Modell mittels eines Proportionalitätsfaktors K_p .

$$\Delta p_{Last} = K_p \cdot \Delta f_{g_pu} \quad (21)$$

Der Faktor K_p kann je nach Lastart aus Tabelle 3 entnommen werden.

Tabelle 3: Frequenzabhängigkeit von Lasten [11]

	K_p
Haushalt	0,8...1,0
Gewerbe	1,2...1,5
Industrie	2,5

Da der Faktor K_p positiv ist, senkt die jeweilige Last ihre Wirkleistungsaufnahme bei sinkender Frequenz. Dieses Verhalten hat einen stabilisierenden Effekt, welcher auch Selbstregelungseffekt von Lasten genannt wird.

Um Lasten ins Netzmodell zu integrieren, werden diese so betrachtet, als würden sie Leistung einspeisen. Damit erfolgt eine Reduktion der Ausfallleistung Δp_g . Folglich muss für das Netzmodell Formel (21) mit negativem Vorzeichen versehen werden.

$$\Delta p_{Last} = -K_p \cdot \Delta f_{g_pu} \quad (22)$$

Dank Formel (22) scheint es so, als würde die Last bei Unterfrequenz Leistung einspeisen, um das Netz zu stabilisieren. In Realität konsumiert die Last weniger Leistung und stabilisiert so das Netz.

Durch sinkende Kosten der Leistungselektronik, wäre es zukünftig durchaus denkbar noch einen Schritt weiterzugehen. Lasten könnten intelligent auf eine Frequenzänderung reagieren. Das bedeutet, dass Lasten die Netzfrequenz messen und wenn diese sinkt, ihre Leistungsaufnahme anpassen. In dieser Arbeit soll der Einfluss sogenannter Smart-Loads (intelligente Lasten) bei der Primärregelung untersucht werden.

2.7.2 Smart Loads

Prinzipiell geht es bei Smart Loads darum, dass die Last eine Frequenzmessung durchführt und ihre Leistung anpasst. Das in dieser Arbeit verwendete Modell einer Smart Load ist in Abbildung 15 dargestellt.

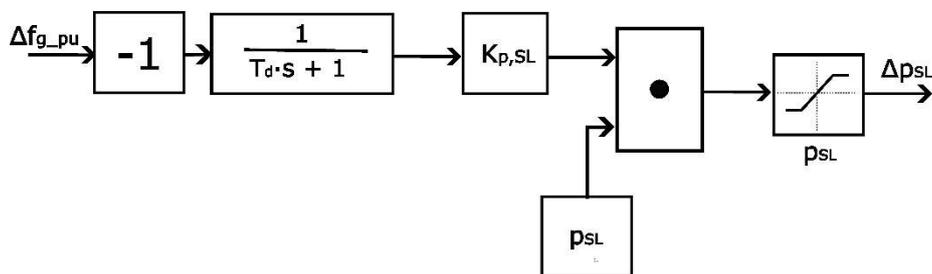


Abbildung 15: Simulationsmodell einer Smart-Load

Die Last reagiert auf eine stationäre Abweichung der Frequenz. Dazu muss die Netzfrequenz kontinuierlich gemessen werden. Die Geschwindigkeit des Frequenz-Sensors wird durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung mit einer Verzögerung T_d nachgebildet. Zur Frequenzmessung können beispielsweise kostengünstige Zählwerke, die mehrere Perioden zur Messung benötigen verwendet werden. Ebenso besteht die Möglichkeit teure und schnelle Messverfahren wie die PLL bei Umrichtern einzusetzen. Die Geschwindigkeit der Stromregelung, die die eigentliche Leistungsreduktion der Last durchführt, ist viel schneller als die Frequenzmessung. Aus diesem Grund kann die Stromregelung vernachlässigt werden. Welcher Anteil der im Netz befindlichen Last als Smart-Load arbeitet kann mit dem Faktor p_{SL} bestimmt werden.

Im Folgenden gilt es festzustellen welche Verbraucher als Smart-Load in Erwägung kommen. Hierzu zählen nicht kritische Lasten, welche mit einem Umrichter betrieben werden. Bringen diese Lasten kurzzeitig weniger Leistung, tritt kein negativer Effekt für den Anwender auf. Reduzieren beispielsweise

E-Ladestationen die Ladeleistung für 30 Sekunden, hat dies keinerlei praktische Relevanz für den Anwender. Ebenso sind Klimaanlage eine denkbare Anwendung für Smart-Loads.

Laut einem Bericht des irischen Transportministeriums [18] beträgt die installierte Ladeleistung für Elektroautos 67 MW. Bis 2025 werden Leistungen von 169 MW (0,025 p.u.) erwartet. Diese Leistungen hängen einerseits von der Anzahl der Ladestationen aber andererseits auch von deren Einzelleistungen ab. Derzeit sind etwa 80 % der Ladestationen leistungsschwache Lader für Haushaltssteckdosen.

Im Hinblick auf Klimaanlage wird laut [5] ein Anteil von 9 % (0,09 p.u.) an der Gesamtleistung in Großbritannien und Irland angeführt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Smart-Loads eine vielversprechende Möglichkeit darstellen, um das Frequenzverhalten von Netzen zu verbessern. Durch die Anpassung ihrer Leistungsaufnahme bei einer Frequenzabweichung können Smart-Loads zur Stabilisierung des Netzes beitragen. Als geeignete Anwendungen für Smart-Loads kommen unter anderem E-Ladestationen und Klimaanlage in Frage. In dieser Arbeit wird eine Smart-Load mit einer Gesamtleistung von 0,12 p.u. angenommen.

3 Simulation und Ergebnisse

3.1 Verifikation des konventionellen Netzmodells

Als erstes wird das konventionelle Netzmodell, das heißt ohne Berücksichtigung der Umrichter betrachtet.

Zur Verifikation des Netzmodells wird der 430 MW-Ausfall des Gaskraftwerkes Great Island 4 (GI 4) am 18.06.2020 um 19:07 herangezogen. Der resultierende reale Frequenzverlauf ist in Abbildung 16 ersichtlich und wurde als Referenzkurve in Matlab übernommen.

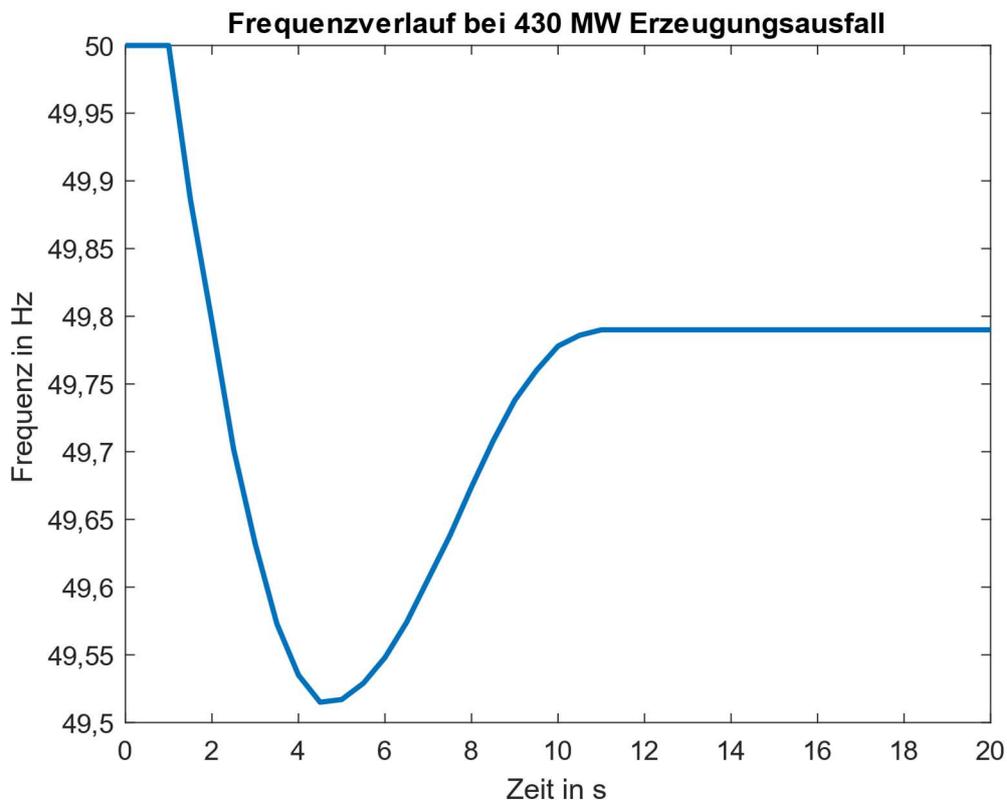


Abbildung 16: Netzfrequenzverlauf nach GI 4 Ausfall am 18.06.2020 [13]

Abbildung 17 zeigt die verwendete Modellstruktur zur Untersuchung des GI 4 Ausfalls im irischen Netz. Als Δp_g wird ein Sprung von -0,063 p.u. (Erzeugungsausfall von 430 MW) angelegt und die Änderung der Netzfrequenz analysiert.

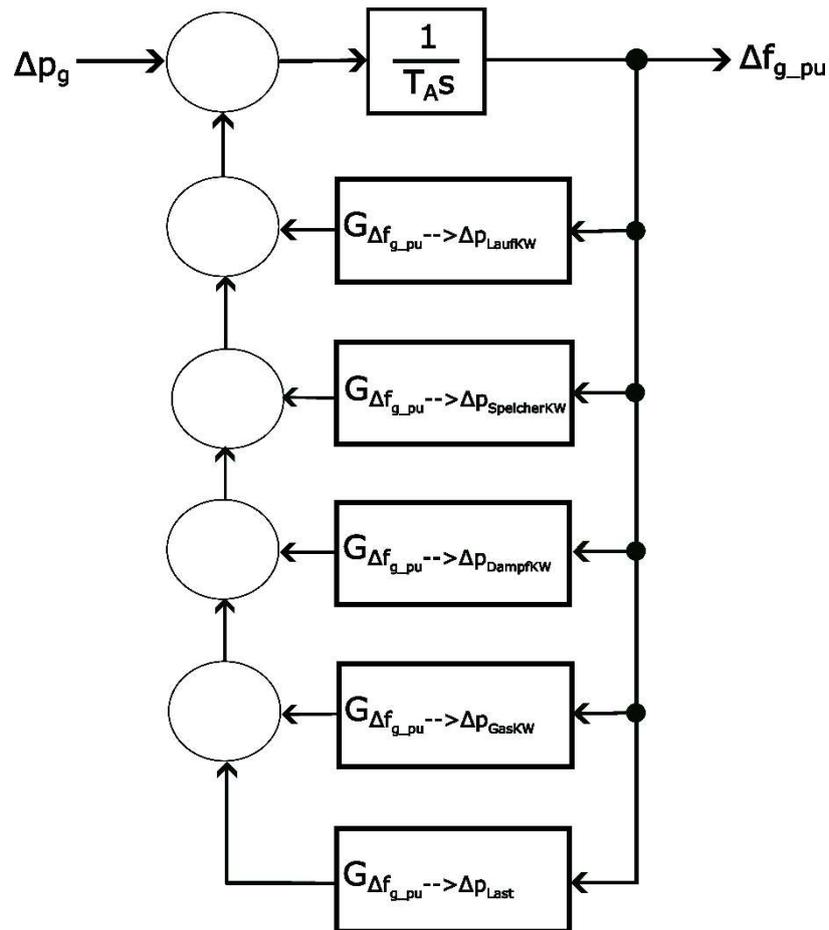


Abbildung 17: Regelungsstruktur des Netzes ohne Umrichter

Die Netzanlaufzeitkonstante T_A kann mittels Formel (6) aus dem ROCOF unmittelbar nach dem Ausfall aus Abbildung 16 bestimmt werden. Aus einem ROCOF mit 0,22 Hz/s und $\Delta p_g = 0,063$ p.u. folgt eine Anlaufzeitkonstante $T_A = 14$ s.

Zunächst wird die einfache Annahme getroffen, dass alle Kraftwerke zu gleichen Teilen an der Primärregelung teilnehmen (Kraftwerksstatik für alle Kraftwerke gleich 0,15). Der Selbstregelungseffekt der Last wird mit 0,85 angenommen. Die Zeitkonstante des Zwischenüberhitzers des Dampfkraftwerkes T_{ZU} wird mit 7,5 s und die hydraulische Zeitkonstante des Pumpspeicherkraftwerkes mit 1,8 s angenommen. Die hydraulische Zeitkonstante der Laufwasserkraftwerke beträgt 0,23 s.

Abbildung 18 zeigt die eingespeiste Zusatzleistung in Folge des Erzeugungsausfalls.

Zusatzleistung der Kraftwerke nach Erzeugungsausfall von 430 MW (0,063 p.u.)

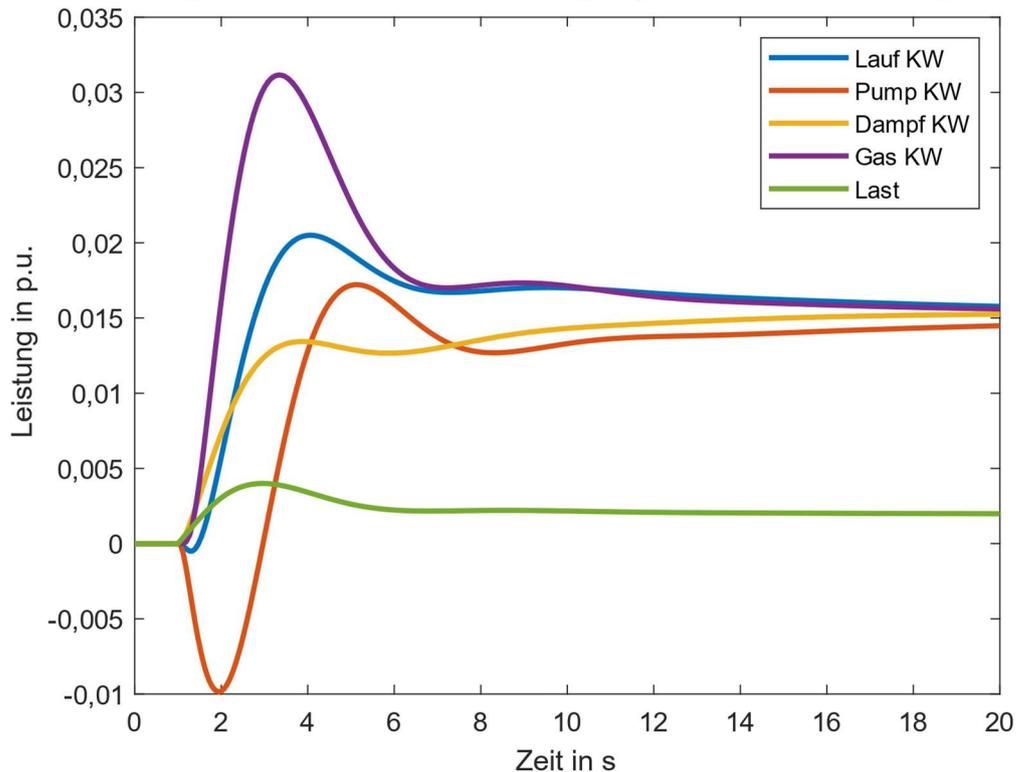


Abbildung 18: Zusatzleistung der einzelnen Kraftwerke nach Erzeugungsausfall

Betrachtet man Abbildung 16 und Abbildung 18, so erkennt man, dass Lauf- und Gaskraftwerke zu schnell reagieren und somit der reale Frequenzverlauf aus Abbildung 16 mit diesen Kraftwerkstypen nicht erreicht werden kann. Die Kombination aus Dampfkraftwerken und Pumpspeicher ergibt den realen Frequenzverlauf mit steilem Absinken und wiederum steilem Anstieg der Frequenz. Folglich wird die Annahme getroffen, dass die Primärregelleistung nur aus Pumpspeicherkraftwerken und Dampfkraftwerken stammt.

Da die realen Kraftwerksstatiken noch unbekannt sind, müssen hierzu Annahmen getroffen werden.

Es wird angenommen, dass die Statik von Dampf- und Pumpspeicher KW mit 0,15 gleich groß ist.

Die Anlaufzeitkonstante wurde bereits mit 14 s bestimmt.

Die entsprechenden Simulationsergebnisse für die angenommenen Parameter sind in Abbildung 19 dargestellt.

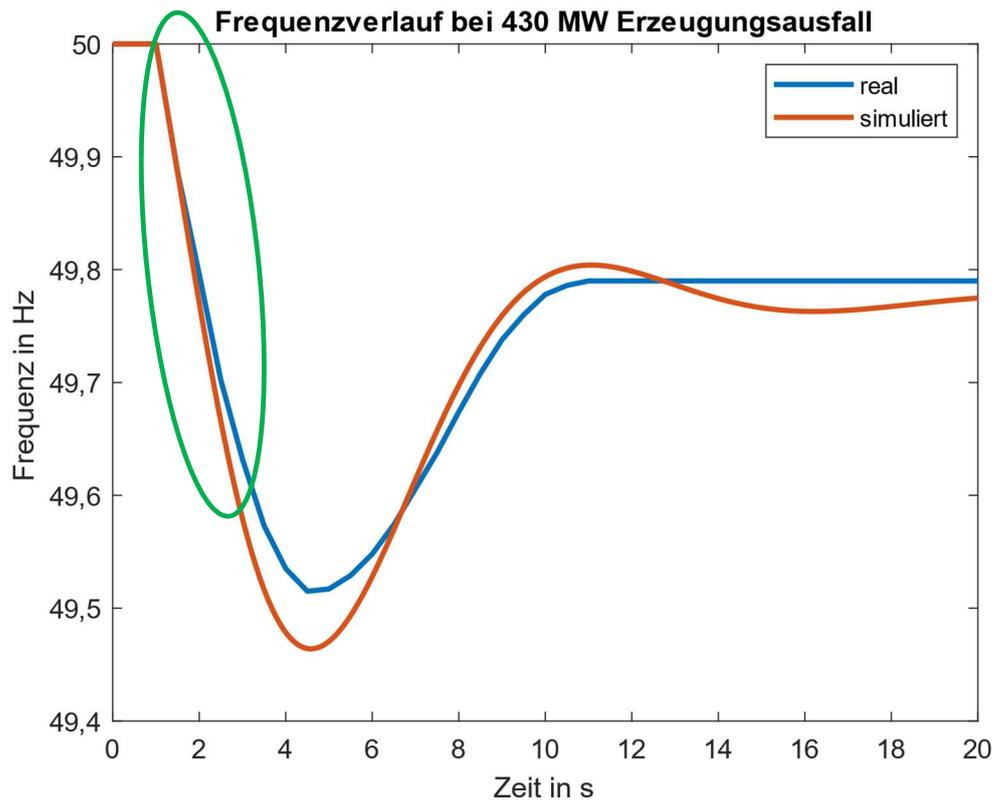


Abbildung 19: Realer und simulierter Frequenzverlauf nach Gl 4 Ausfall mit $T_A = 14$ s ; $\sigma_{DampfKW} = \sigma_{SpeicherKW} = 0,15$

Es ist in Abbildung 19 ersichtlich, dass die angenommene Netzanlaufzeitkonstante T_A zu niedrig ist. Der simulierte Frequenzverlauf fällt unmittelbar nach dem Kraftwerksausfall bei 1 s zu steil ab (grüner Kreis). Aus diesem Grund wird für die nächste Simulation die Annahme der Netzanlaufzeitkonstante von $T_A = 16$ s getroffen. Das neue Simulationsergebnis ist in Abbildung 20 veranschaulicht.

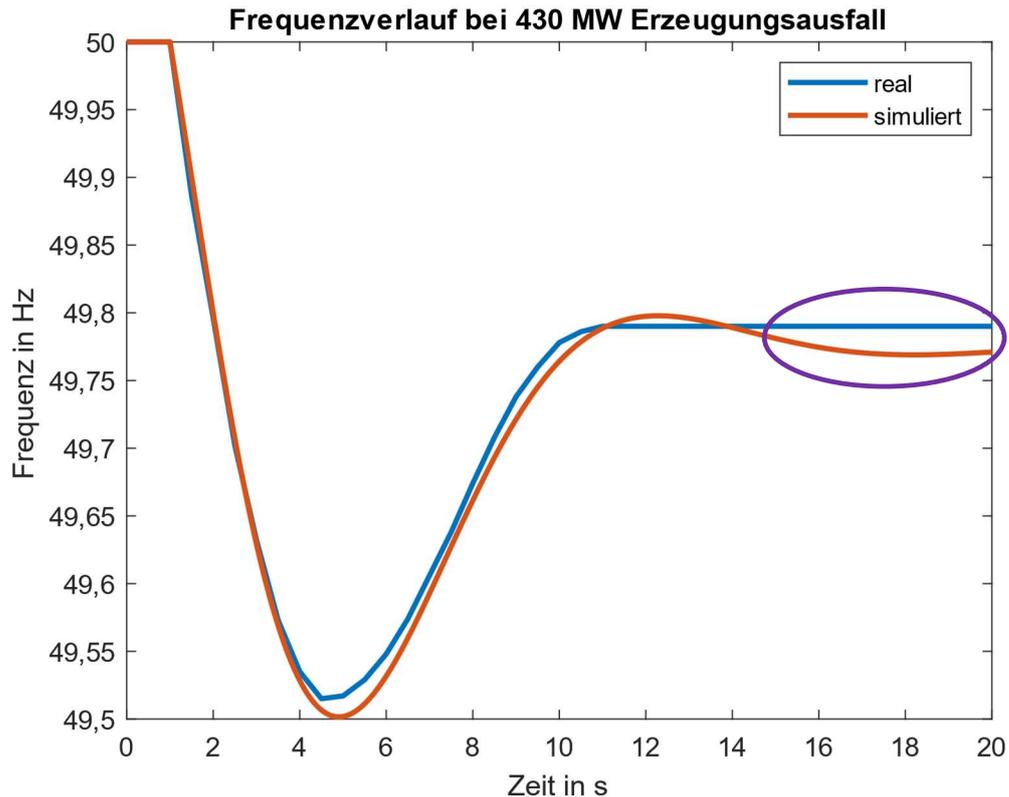


Abbildung 20: Realer und simulierter Frequenzverlauf nach Gl 4 Ausfall mit $T_A = 16 \text{ s}$; $\sigma_{\text{DampfKW}} = \sigma_{\text{SpeicherKW}} = 0,15$

Abbildung 20 zeigt, dass die Anlaufzeitkonstante von 16 s korrekt ist, da realer und simulierter Frequenzverlauf unmittelbar nach dem Kraftwerksausfall übereinstimmen. Offensichtlich war die zu Beginn berechnete Anlaufzeitkonstante von 14 s nicht korrekt und musste auf 16 s korrigiert werden. Die Ungenauigkeit bei der Berechnung liegt in der Ermittlung der Steigung der Frequenzlinie (ROCOF) welche händisch durchgeführt wurde.

Betrachtet man Abbildung 20 erkennt man, dass die Endwerte der beiden Frequenzverläufe nicht übereinstimmen (violetter Kreis). Aus diesem Grund wird die Statik des Dampf KW auf 0,13 verändert. Das Ergebnis ist in Abbildung 21 dargestellt. Damit realer und simulierter Verlauf perfekt zusammenpassen, muss das Dampfkraftwerk später reagieren (schwarzer Kreis). Eine spätere Reaktion kann mit der Zeitkonstante des Zwischenüberhitzers erreicht werden. Dieser Wert wird um 1 s erhöht und ergibt den in Abbildung 22 dargestellten Verlauf.

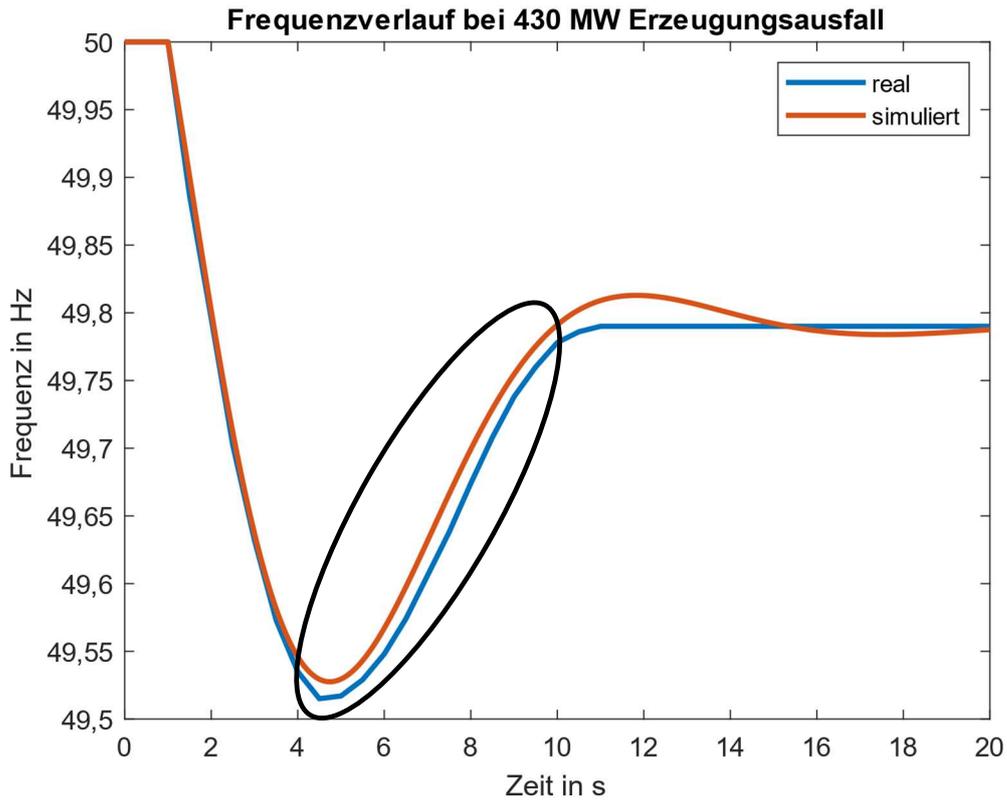


Abbildung 21: Realer und simulierter Frequenzverlauf nach GI 4 Ausfall mit $T_A = 16 \text{ s}$; $\sigma_{\text{DampfKW}} = 0,13$; $\sigma_{\text{SpeicherKW}} = 0,15$

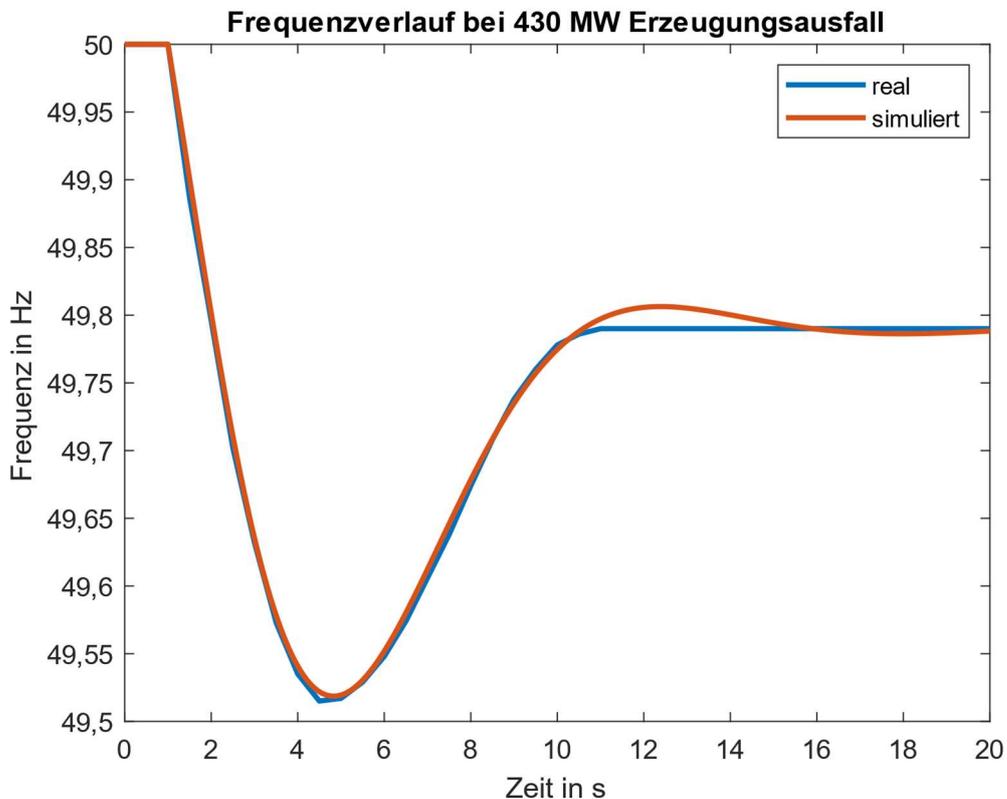


Abbildung 22: Realer und simulierter Frequenzverlauf nach GI 4 Ausfall mit $T_A = 16 \text{ s}$; $\sigma_{\text{DampfKW}} = 0,13$; $\sigma_{\text{SpeicherKW}} = 0,15$; $T_{ZÜ} = 8,5 \text{ s}$

Wie in Abbildung 22 ersichtlich stimmen realer und simulierter Frequenzverlauf gut überein.

Da Irland nur ein vierstufiges Speicherkraftwerk („Turlough Hill“) mit einer Maximalleistung von 292 MW (entspricht 0,043 p.u.) besitzt, wäre es interessant die Leistungsverläufe im Zuge der Primärregelung zu betrachten. Abbildung 23 zeigt, dass „Turlough Hill“ nahezu seine Maximalleistung als Primärregelleistung nach dem GI4 Ausfall einspeiste.

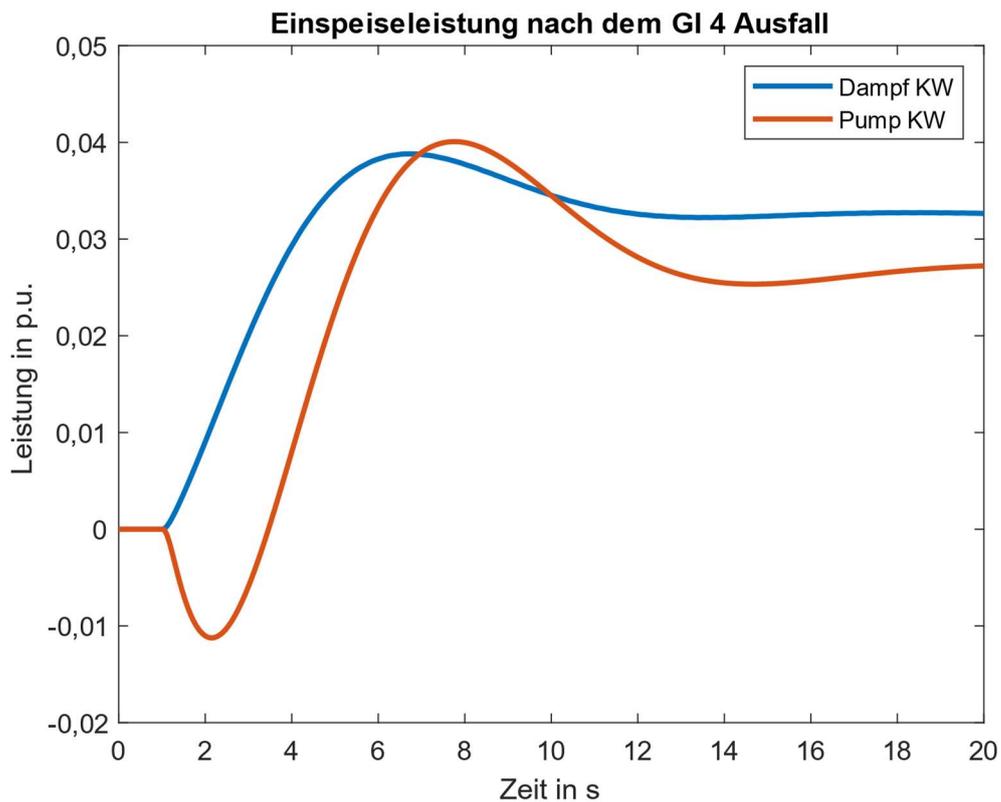


Abbildung 23: Einspeiseleistung des Turlough Hill Pumpspeicherkraftwerkes und der Dampfkraftwerke nach dem GI 4 Ausfall

3.2 Abnahme der Schwungmasse

In diesem Kapitel soll die Abnahme der Schwungmasse im Netz ausgehend vom GI4 Ausfall untersucht werden. Hierzu wird angenommen, dass die Dampfkraftwerke 10% ihrer Nennleistung (0,066 p.u. entspricht 450 MW) als Primärregelenergie zur Verfügung stellen. Ebenso wird das Pumpspeicherkraftwerk mit seiner Maximalleistung zur Primärregelung verwendet. Durch schrittweise Reduktion der Schwungmasse im System werden die Auswirkungen auf den Frequenzverlauf gezeigt. Abbildung 24 zeigt die Ergebnisse der Simulation. Je weniger Schwungmasse im System vorhanden ist, desto instabiler wird dieses. Mit einer Anlaufzeitkonstante von 8 s wäre der GI4 Ausfall noch beherrschbar gewesen. Zeitkonstanten kleiner 8 s führen zu Instabilität der Frequenzregelung und hätten in diesem Szenario möglicherweise zum Systemzusammenbruch geführt.

Es muss angemerkt werden, dass ein automatischer Lastabwurf bei 48,85 Hz bei der Simulation nicht berücksichtigt wurde. Deshalb ist der Frequenzverlauf bei $T_A = 2$ s nur theoretisch.

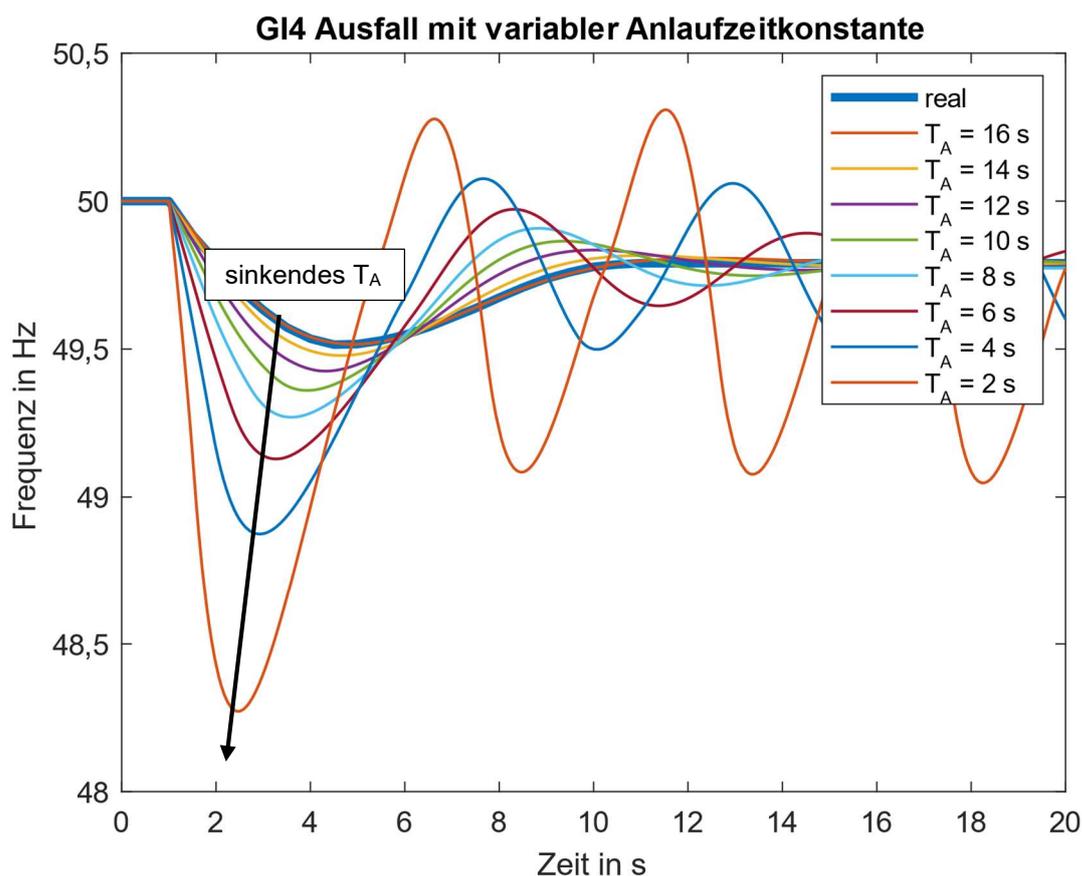


Abbildung 24: Szenario GI 4-Ausfall mit verschiedenen Anlaufzeitkonstanten

3.3 Verifikation der Umrichtermodelle

Für die beiden Umrichtermodelle wurde eine Linearisierung der Winkelfunktionen vorgenommen. Im Folgenden soll auf die Auswirkung dieser Linearisierung eingegangen und Sprungantworten mit und ohne Linearisierung verglichen werden. Der dazu verwendete Modellaufbau ist in Abbildung 25 veranschaulicht.

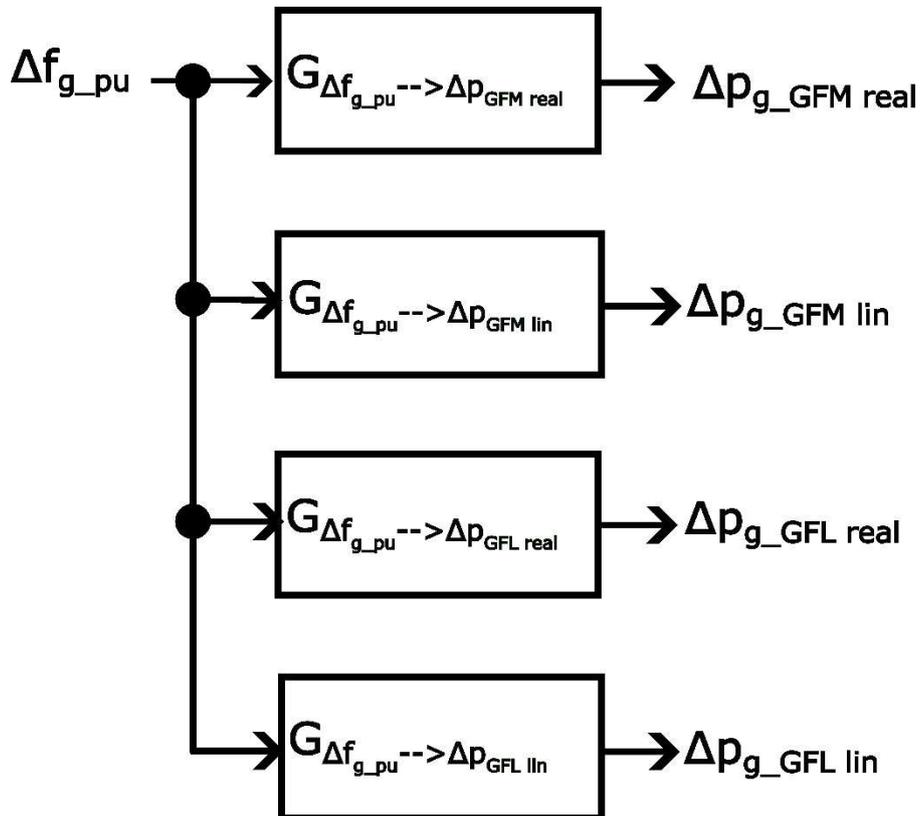


Abbildung 25: Aufbau zur Untersuchung der Linearisierung der Umrichtermodelle

Die Statik aller vier Umrichter wurde mit 0,15 angenommen. Des Weiteren wurde $\omega_{c-GFL} = \omega_{c-GFM} = 2\pi \cdot 20$ rad/s gewählt.

Abbildung 26 zeigt die Sprungantworten der Umrichter auf einen Frequenzsprung von -0,02 p.u. (- 1 Hz). Bei keinem der Umrichter ist eine Abweichung zwischen realem und genähertem Kurvenverlauf erkennbar. Folglich können die Modelle mit linearisierten Winkelfunktionen verwendet werden. Durch die Linearisierung ist im weiteren Verlauf der Untersuchungen darauf zu achten, dass die Umrichter aufgrund der Anschlussimpedanz nur eine begrenzte Leistung einspeisen können. Dies kann durch eine korrekte Wahl der Strombegrenzung erreicht werden.

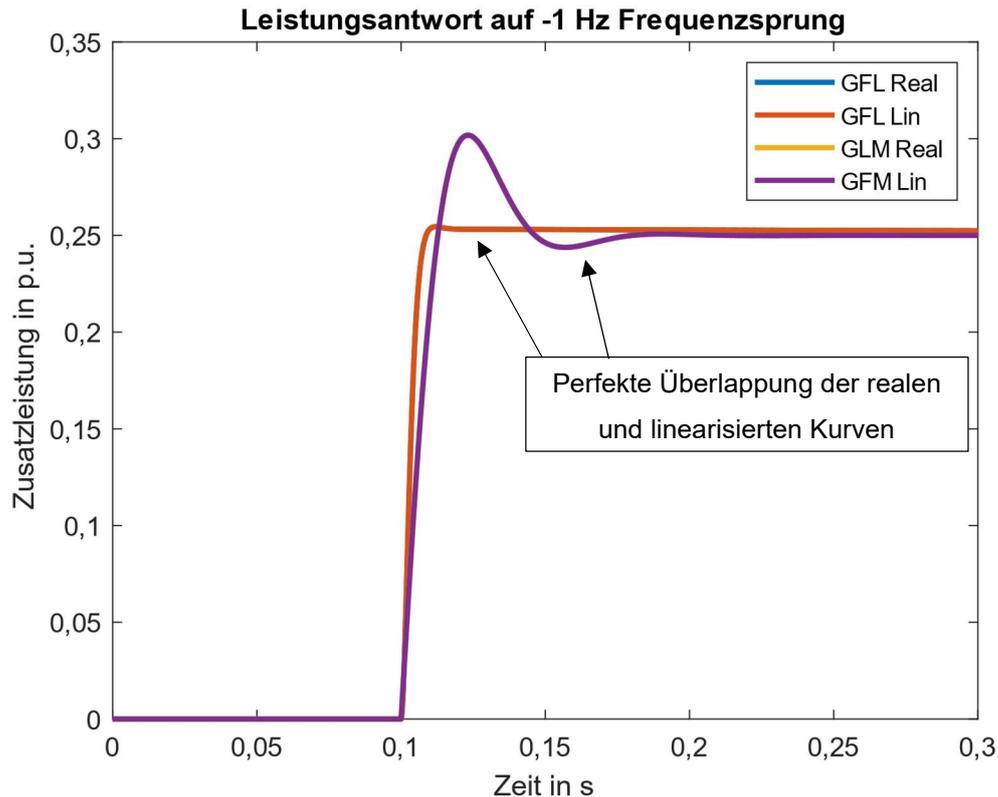


Abbildung 26: Vergleich von realer und linearisierter Sprungantwort

3.4 Variation der Anschlussimpedanz der Umrichter

Umrichter können ihre Leistungseinspeisung wesentlich schneller erhöhen als konventionelle Kraftwerke. Aus diesem Grund ist es notwendig die Anschlussimpedanzen in das Umrichtermodell miteinzubeziehen. Dieses Kapitel untersucht die Auswirkungen der Anschlussimpedanzen auf die Leistungseinspeisung der Umrichter.

Zur Untersuchung wurde wieder ein $-0,02$ p.u. Frequenzsprung angelegt und die Leistungsausgabe der linearisierten Umrichtermodelle betrachtet. Die Anschlussimpedanz wurde variiert.

Abbildung 27 zeigt die Abhängigkeit der Umrichter von deren Netzanschlussimpedanz. Die Netzadmittanz wurde hierbei zwischen 6 und 14 p.u. variiert. Es zeigt sich, dass der GFM bei schwächeren und der GFL bei stärkeren Netzanschlüssen besser geeignet ist.

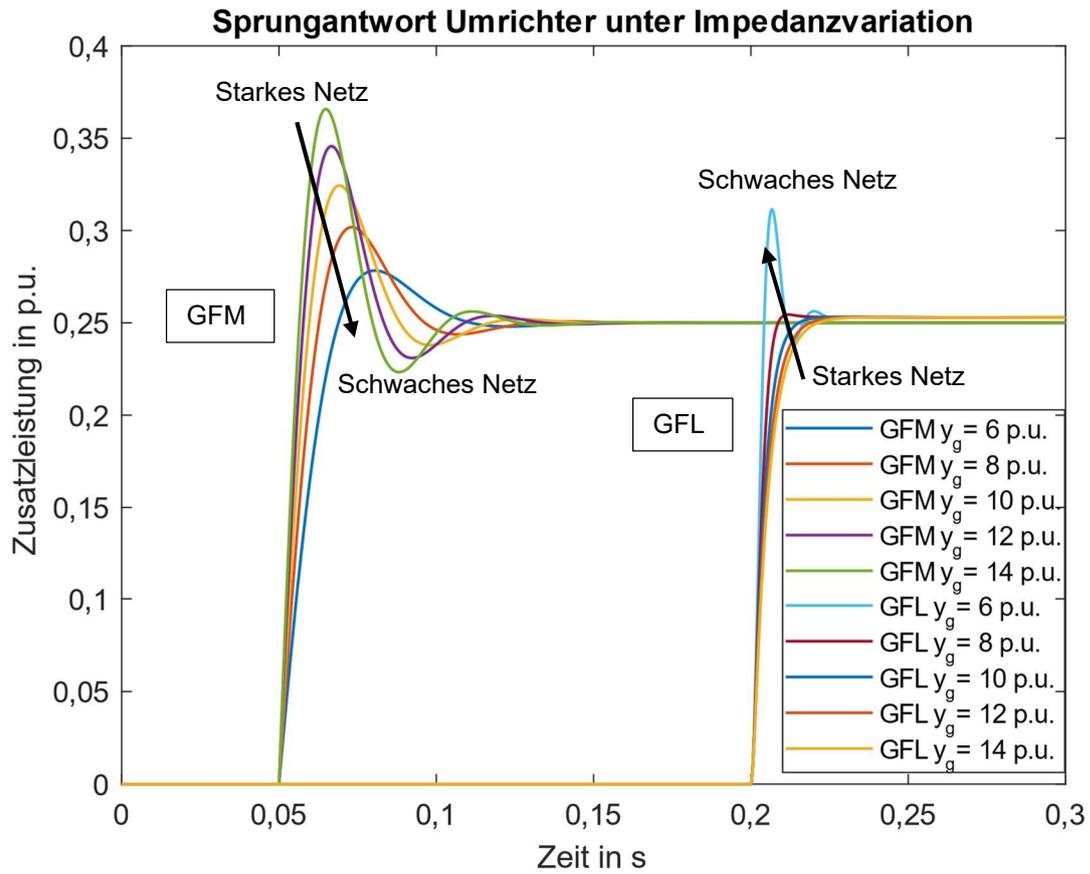


Abbildung 27: Variation der Anschlussimpedanz der Umrichter

3.5 GI 4 Ausfall mit GFM zur Primärregelung

Dieses Kapitel beinhaltet die Zusammenführung von Umrichter- und des Netzmodell. Es wird untersucht, wie der GI 4 Ausfall 2020 ausgesehen hätte, wenn bereits Umrichter zur Frequenzstabilisierung im Netz vorhanden gewesen wären. In diesem Kapitel wird vorerst von einem einzelnen GFM zur Stabilisierung ausgegangen. Der Regelkreis zur Primärregelung ist in Abbildung 28 dargestellt. Die Parameter von Pumpspeicher und Dampfkraftwerk sowie die Anlaufzeitkonstante des Netzes wurden wie beim GI 4 Ausfall in Kapitel 3.1 gewählt.

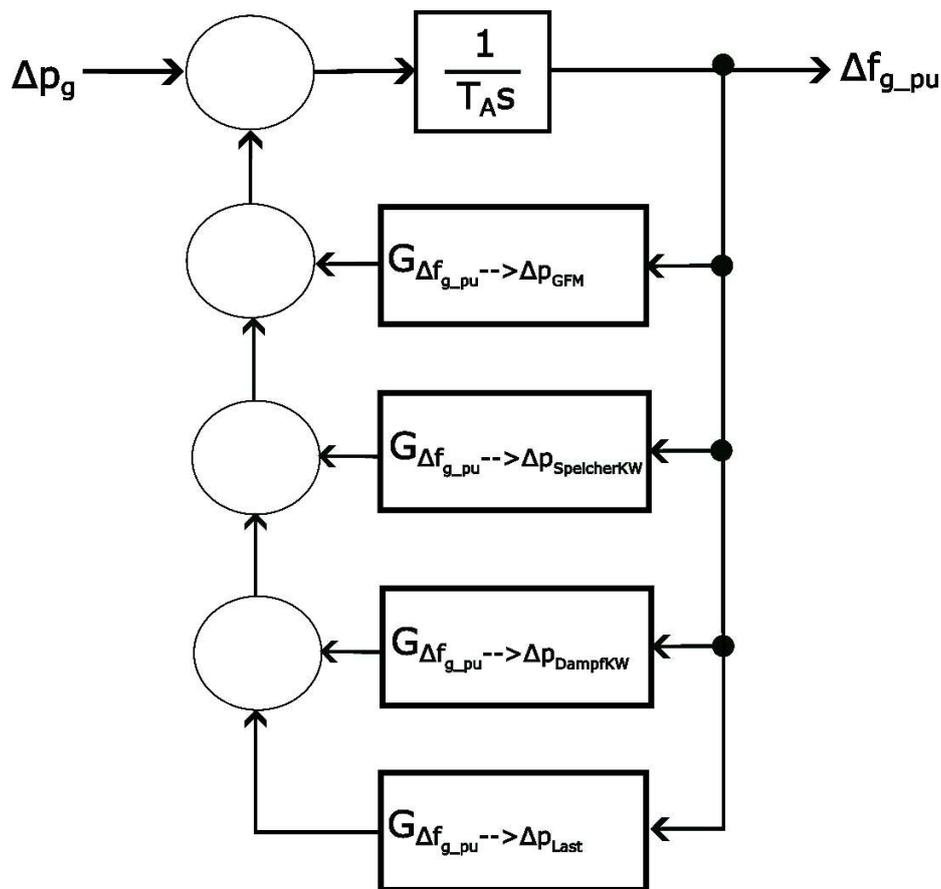


Abbildung 28: GI 4 Ausfall mit Umrichter

Es wurde bereits gezeigt, dass das Umrichterverhalten stark von dessen Anschlussimpedanz abhängig ist. Folglich muss eine passende Wahl dieser Impedanz getroffen werden. Es wird angenommen, dass ein GFM mit Anschluss im 220 kV Netz zur Stützung der Frequenz verwendet wird. Die Kurzschlussleistung in einem Hochspannungsnetz beträgt zwischen 2 und 15 GVA [15]. Das entspricht im p.u.-System einer Anschlussadmittanz von 0,3 bis 2,2 p.u.

$$X_{g1} = \frac{U_B^2}{S''_{k1}} = \frac{(220 \text{ kV})^2}{2000 \text{ MW}} = 24,2 \Omega \triangleq 3,4 \text{ p.u.} \rightarrow y_g = 0,3 \text{ p.u.} \quad (23)$$

$$X_{g2} = \frac{U_B^2}{S''_{k2}} = \frac{(220 \text{ kV})^2}{15000 \text{ MW}} = 3,2 \Omega \triangleq 0,5 \text{ p.u.} \rightarrow y_g = 2,2 \text{ p.u.}$$

Für die kommende Simulation wird $y_g = 1,5 \text{ p.u.}$ gewählt.

Es wird angenommen, dass die Speicherenergie des GFM unendlich ist. Die mögliche Einspeiseenergie des GFM ist jedoch durch dessen Anschlussadmittanz begrenzt.

3.5.1 Variation der Umrichterstatik

Um ihre Auswirkungen zu untersuchen, wird die Statik des GFM variiert.

Im ersten Schritt werden die Frequenzverläufe näher untersucht. Abbildung 29 zeigt den Verlauf der Netzfrequenz nach dem Ausfall des Gaskraftwerkes. Es ist erkennbar, dass sich das Frequenzverhalten durch Einsatz eines GFM deutlich verbessert. Der maximale Frequenzeinbruch verringert sich stark. Je geringer die Umrichterstatik, desto geringer der Frequenzeinbruch.

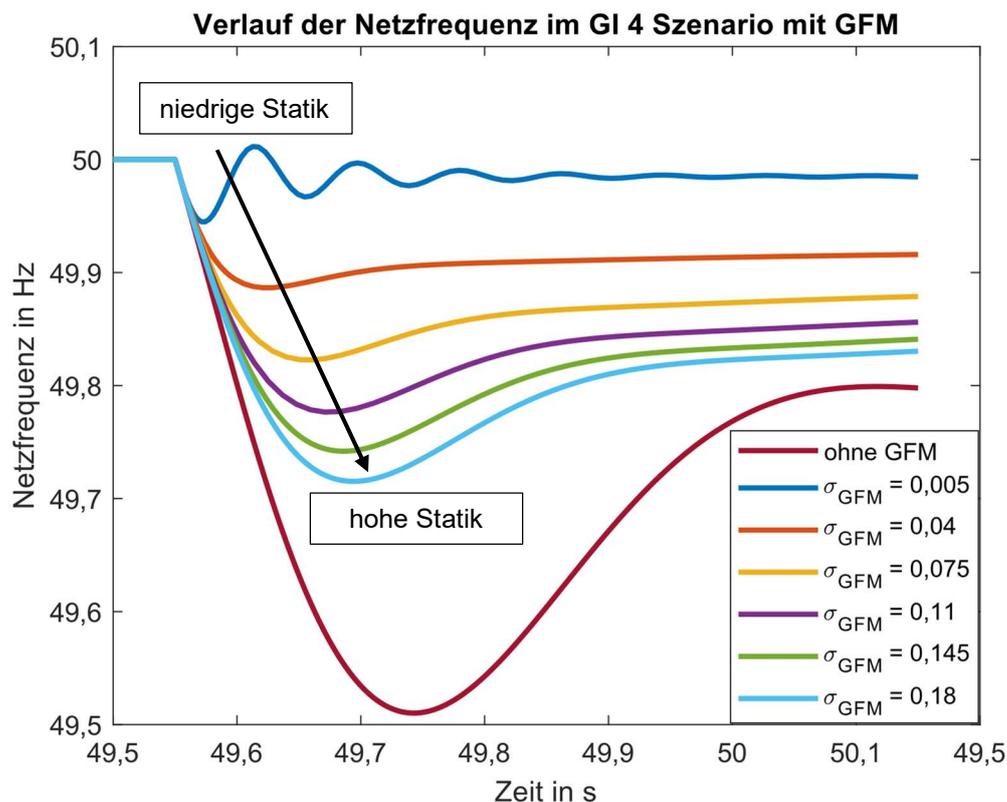


Abbildung 29: Zeitlicher Frequenzverlauf in Abhängigkeit der Umrichterstatik

Zusätzlich zum Frequenzverlauf wäre die jeweils erforderliche Umrichterleistung von Interesse. Der zeitliche Verlauf dieser ist in Abbildung 30 dargestellt. Es ist erkennbar, dass relativ große Leistungen erforderlich sind, um den Frequenzeinbruch gering zu halten. Zum Vergleich: die Ausfalleistung des Gaskraftwerkes liegt bei 0,063 p.u.. Um den Frequenzeinbruch über 49,8 Hz zu halten ist eine Umrichterstatik von 0,075 und somit eine Umrichterleistung von cirka 0,05 p.u. erforderlich. Daraus kann gefolgert werden, dass Dampf- und Speicherkraftwerk nicht mehr sonderlich viel zur Primärregelung beitragen müssen. Um dies näher zu erörtern, müssen auch die Einspeiseleistungen von Dampf- und Pumpspeicherkraftwerk betrachtet werden.

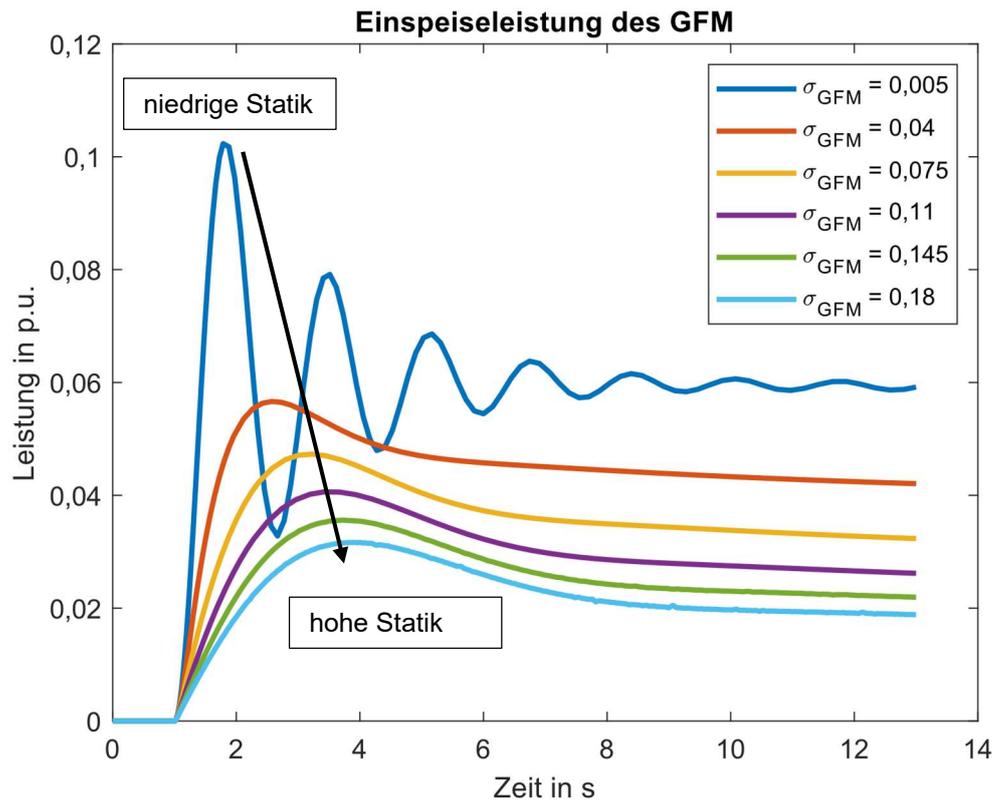


Abbildung 30: Zeitlicher Verlauf der Umrichterleistung in Abhängigkeit der Umrichterstatik

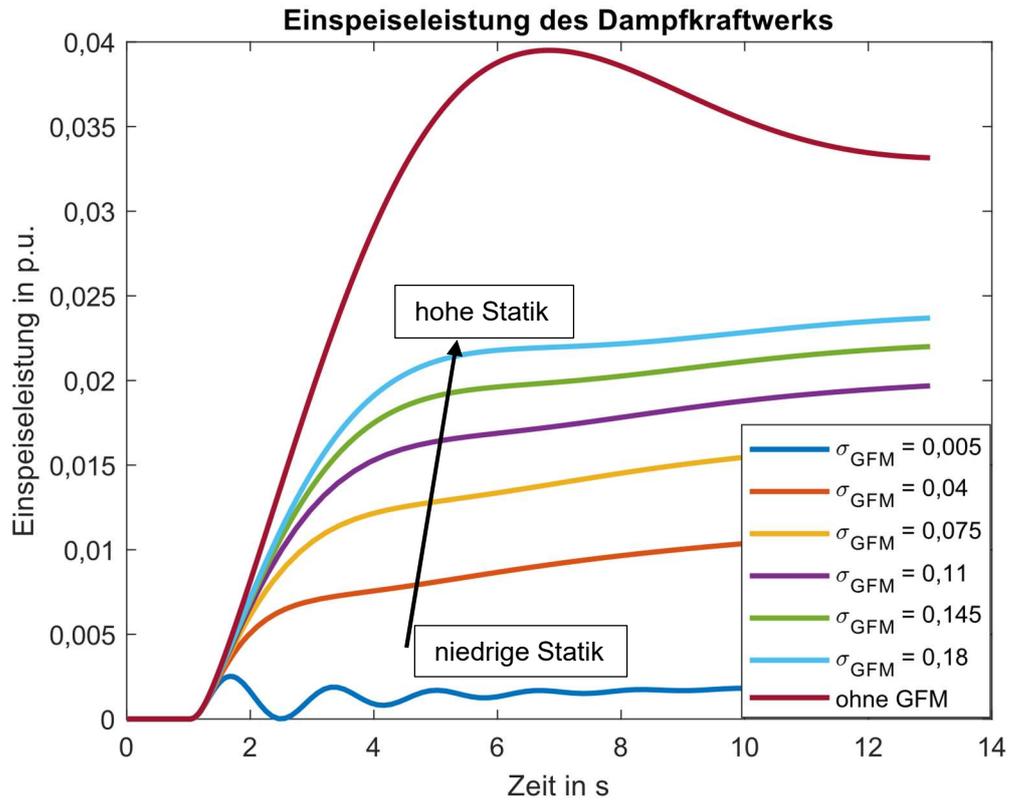


Abbildung 31: Zeitlicher Verlauf der Einspeiseleistung des Dampfkraftwerks

Abbildung 31 zeigt die Einspeiseleistung des Dampfkraftwerkes. Es ist erkennbar, dass durch Einsatz eines Umrichters sich die Maximalleistung des Dampfkraftwerkes nahezu halbiert. Mit steigender Statik nimmt das Dampfkraftwerk immer weniger an der Primärregelung teil. Eine Reduktion der Einspeiseleistung zeigt sich auch bei dem Pumpspeicher Kraftwerk in Abbildung 32.

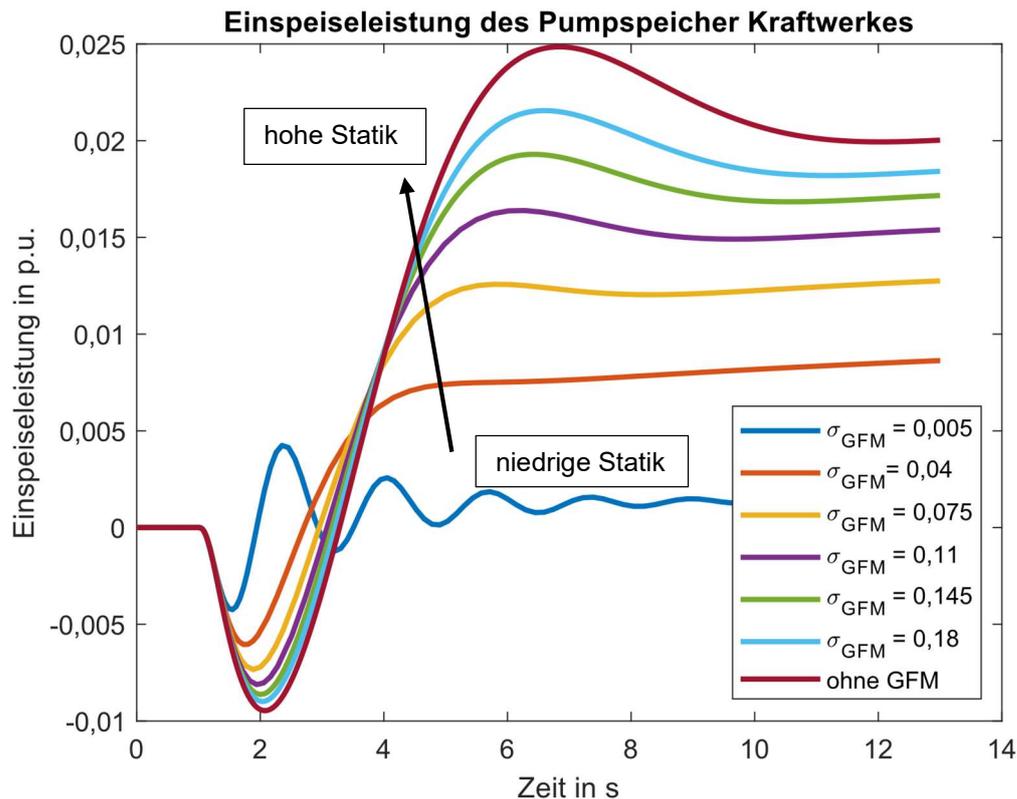


Abbildung 32: Einspeiseleistung des Pumpspeicher Kraftwerkes

Bis jetzt wurde eine Anschlussadmittanz des Umrichters von 1,5 p.u. angenommen. Im Folgenden werden Anschlussadmittanz sowie Statik variiert und das System der Primärregelung auf Stabilität untersucht. Abbildung 33 zeigt die maximale Frequenzabweichung unter Variation der Anschlussimpedanz sowie der Umrichterstatik. Im schwarzen Bereich ist das System instabil. Es ist ersichtlich, dass für geringe Frequenzeinbrüche geringe Umrichterstatiken erforderlich sind. Die Netzimpedanz spielt keine wesentliche Rolle. Das Problem: eine geringe Umrichterstatik bedeutet viel Leistungseinspeisung des Umrichters und wenig Einspeisung der anderen Kraftwerke. Das heißt die benötigte Umrichterenergie steigt stark an. Aus diesem Grund wäre es naheliegend eine variable Umrichterstatik in Abhängigkeit des Frequenzgradienten einzuführen. Das bedeutet fällt die Frequenz schnell ab speist der Umrichter mehr Leistung ein und reduziert seine Leistung wieder bei sich stabilisierender Frequenz. Im nächsten Unterkapitel wird ein solches Umrichterverhalten untersucht.

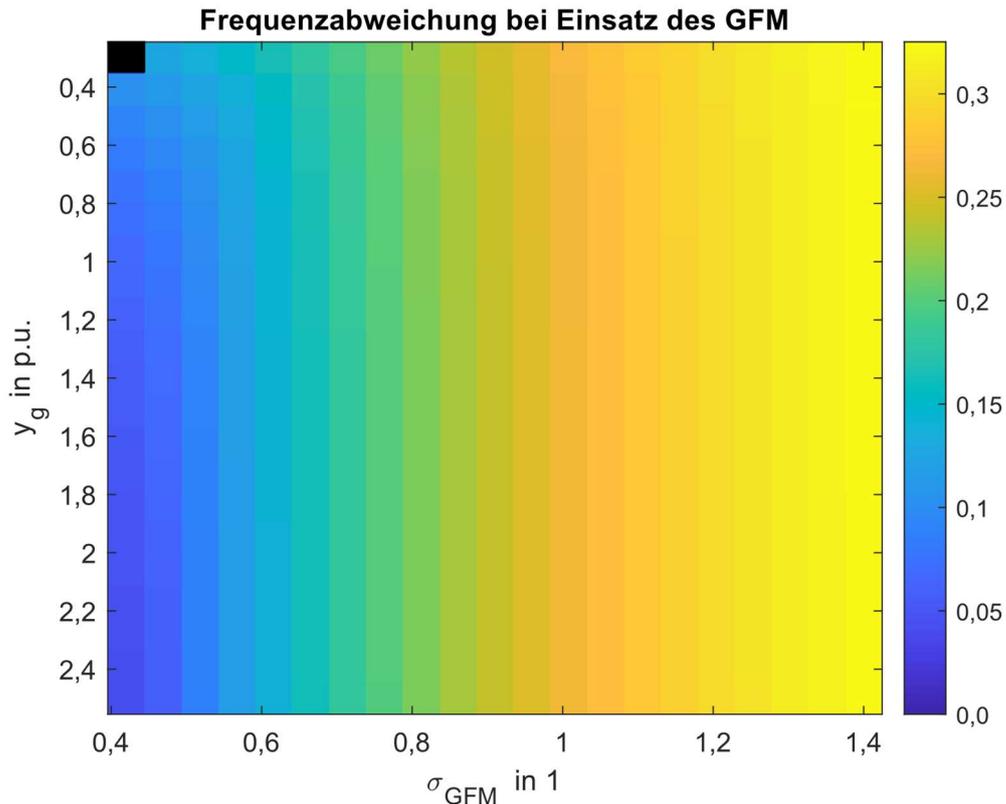


Abbildung 33: Maximale Abweichung der Netzfrequenz unter Einsatz eines GFM zur Primärregelung

3.5.2 GFM mit virtueller Schwungmasse

Dieses Kapitel befasst sich mit einer Umrichterstatik, die vom Frequenzgradienten abhängt. Für diese Zwecke wird das GFM-Modell aus Abbildung 8 um einen Proportionalitätsfaktor K_{GFM} und die Bestimmung des Frequenzgradienten erweitert. Die Erweiterung ist in Abbildung 34 in Rot dargestellt. Die Ableitung des Frequenzverlaufs muss gefiltert werden, da sich durch die Rundungsfehler in Matlab unrealistische Leistungssprünge des Umrichters ergeben. Es wurde ein Gleitender-Mittelwert-Filter über 3 Werte verwendet.

Das erweiterte Umrichtermodell wird mit dem G14 Ausfallszenario wie in Punkt 3.5.1 getestet. Die Anschlussadmittanz des Umrichters beträgt 1,5 p.u. und die Umrichterstatik wird mit 0,5 festgelegt. Der Proportionalitätsfaktor K_{GFM} wird variiert.

Der simulierte Verlauf der Netzfrequenz ist in Abbildung 35 dargestellt. Der Umrichter agiert so, dass der größte Frequenzeinbruch verringert wird. Dieses Verhalten wird in der Literatur auch als „virtuelle Schwungmasse“ bezeichnet. Stabilisiert sich die Frequenz, so reduziert der Umrichter auch wieder seine Einspeiseleistung wie in Abbildung 36 gezeigt. Ab diesem Zeitpunkt übernehmen dann die konventionellen Kraftwerke die Leistungseinspeisung. Der Vorteil der virtuellen Schwungmasse liegt darin, dass der Umrichter seine begrenzte Speicherenergie zum optimalen Zeitpunkt ins Netz speist und so den schlimmsten Frequenzeinbruch reduziert.

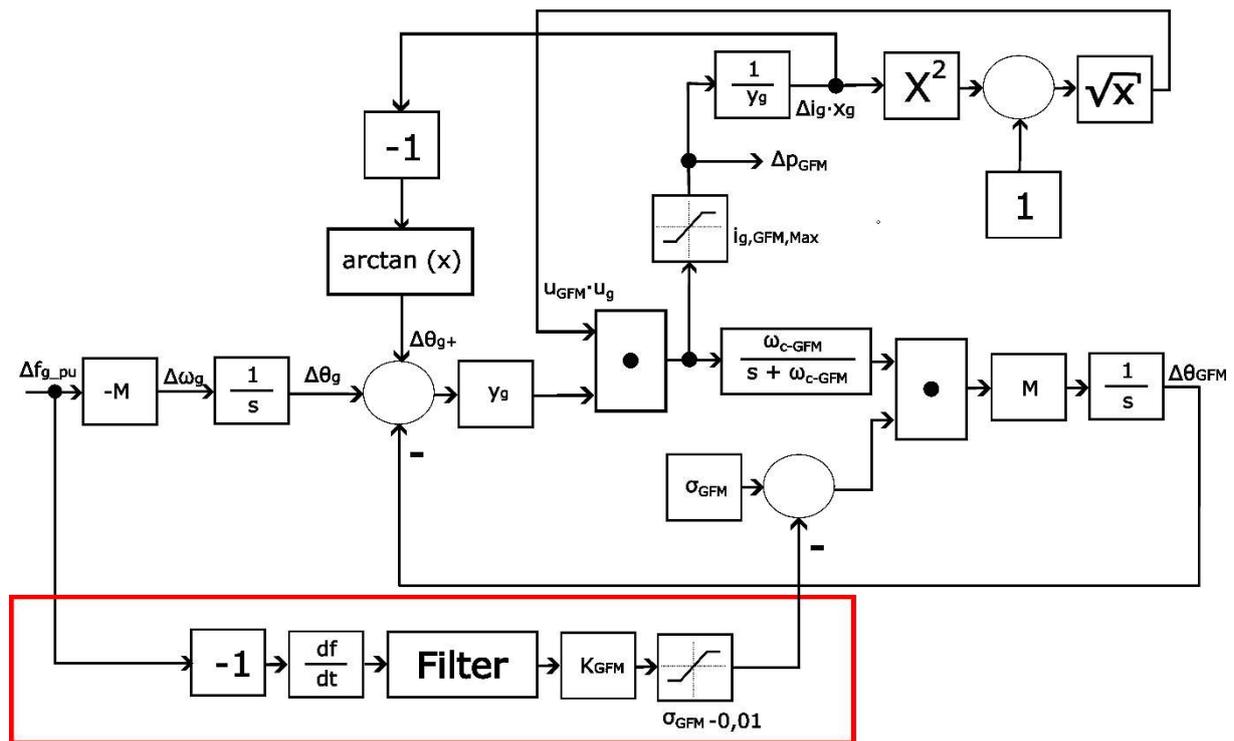


Abbildung 34: Erweitertes Modell des GFM mit Frequenzgradienten-abhängiger Umrichterstatik

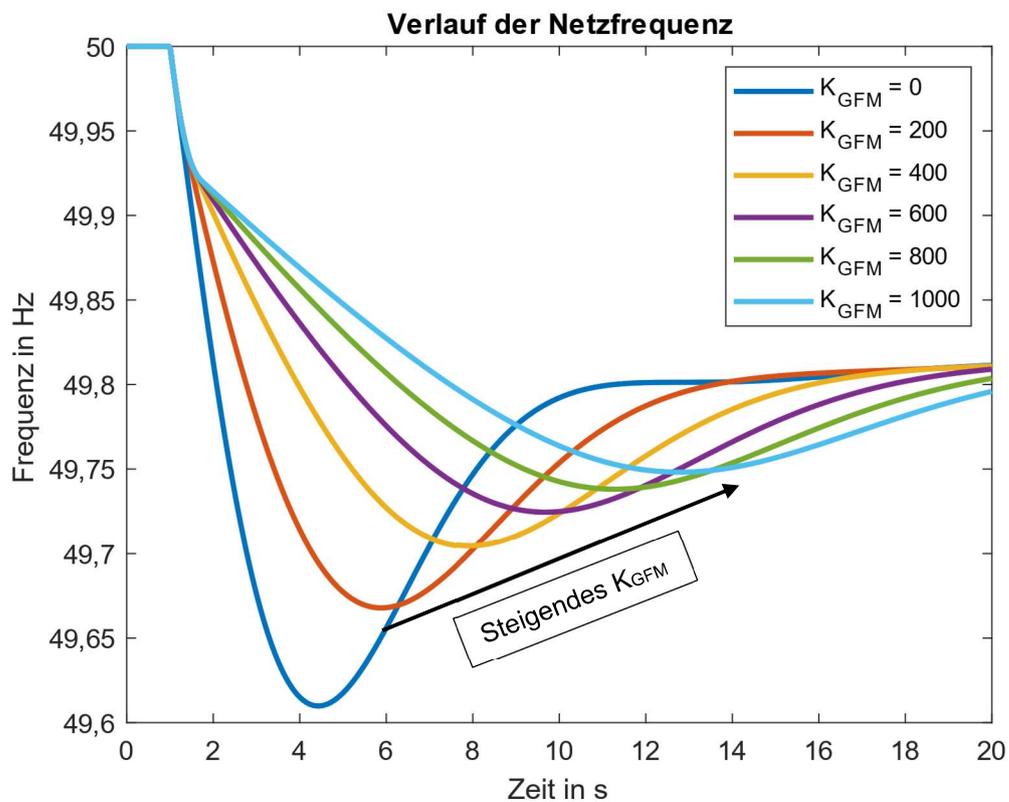


Abbildung 35: Verlauf der Netzfrequenz unter Variation von K_{GFM}

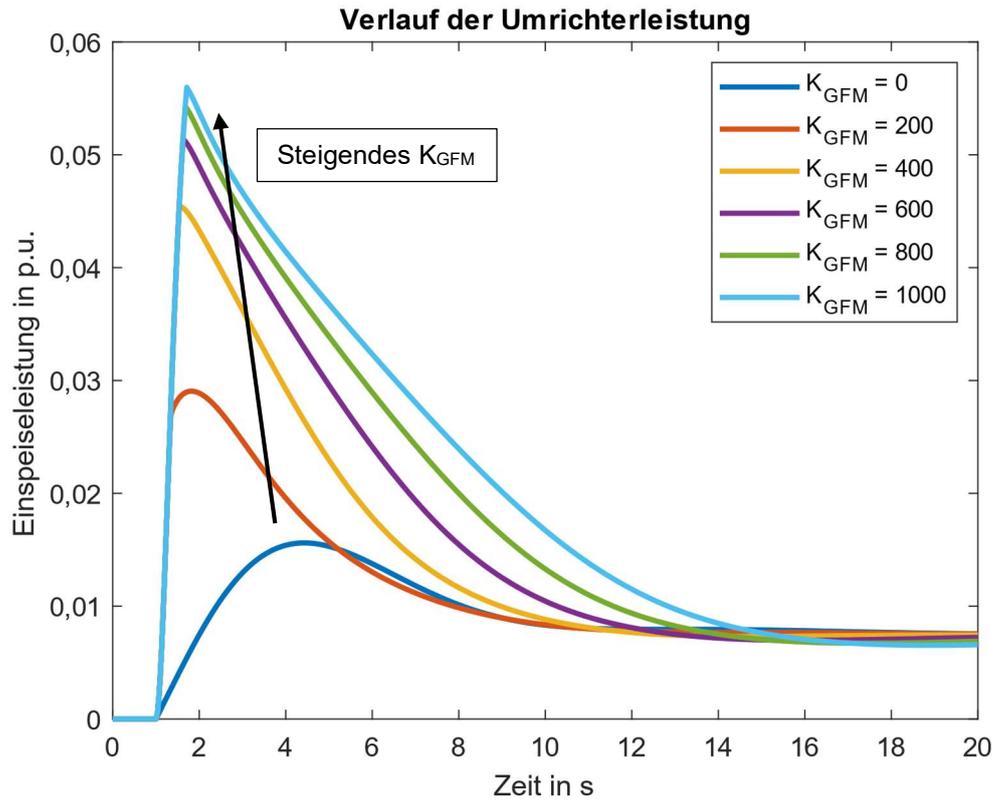


Abbildung 36: Verlauf der Umrichterleistung unter Variation von K_{GFM}

Zusammenfassend dann gesagt werden, dass mit der Umrichterstatik σ_{GFM} der Anteil des Umrichters an der ausgefallenen Leistung im eingeschwungenen Zustand eingestellt wird. Um die virtuelle Schwungmasse des Netzes zu erhöhen und den minimalen Frequenzwert zu beeinflussen, kann der Proportionalitätsfaktor K_{GFM} vergrößert werden.

3.6 Test des GFM in einem Zukunfts-Netz

In diesem Kapitel wird der GFM in einem Zukunftsnetz getestet, da durch die Energiewende im Elektrizitätssektor die konventionellen thermischen Kraftwerke wegfallen. Als erstes wird angenommen, dass sich das Pumpspeicherkraftwerk und der GFM die Primärregelung teilen.

3.6.1 Zukunftsnetz mit Pumpspeicher und GFM zur Primärregelung

Die Regelungsstruktur des angenommenen Netzes ist in Abbildung 37 dargestellt.

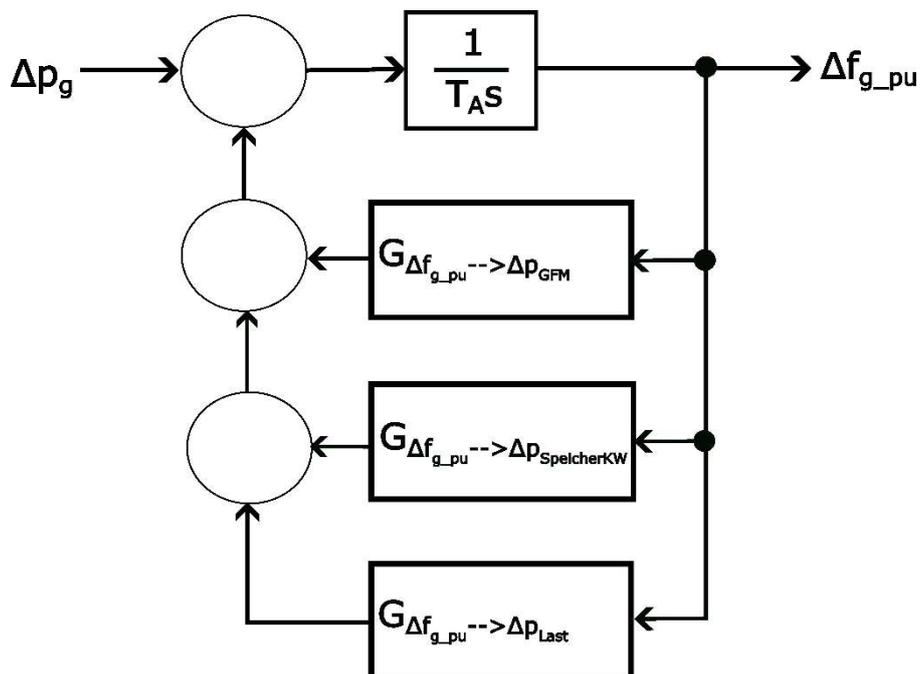


Abbildung 37: Zukunftsnetz mit GFM und Pumpspeicher

Im nächsten Schritt ist es nötig die erwartete Netzanlaufzeitkonstante zu berechnen, wenn in Irland alle thermischen Kraftwerke vom Netz genommen werden. Mit den Werten aus Tabelle 1 und den Formeln (3) bis (5) kann T_A für das Zukunftsnetz berechnet werden. Die verbleibenden Laufwasserkraftwerke haben eine Leistung von circa 284 MW mit einem angenommenen H von 4 s. Das Pumpspeicherkraftwerk von 292 MW hat ein H von 6 s. Die Anlaufzeitkonstante des Netzes kann wie folgt berechnet werden:

$$\begin{aligned}
 T_A &= 2 \cdot H_g = 2 \cdot \frac{W_{rot}}{S_B} = 2 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N H_{sg,i} \cdot S_{nenn,sg i}}{S_B} \\
 &= 2 \cdot \frac{284 \text{ MW} \cdot 4 \text{ s} + 292 \text{ MW} \cdot 6 \text{ s}}{6804 \text{ MW}} = 0,8 \text{ s}
 \end{aligned} \tag{24}$$

Werden in Irland alle thermischen Kraftwerke vom Netz genommen, ergibt sich eine Netzanlaufzeitkonstante von 0,8 s (nur durch Wasserkraftwerke). Die Schwungmasse der Last wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Für die Simulation wird als Worstcase eine Anlaufzeitkonstante von 0,5 s festgelegt. Es wird angenommen, dass ein GFM mit Anschluss im 220 kV Netz zur Stützung der Frequenz verwendet wird. Die Anschlussadmittanz des GFM beträgt 1,5 p.u.. Weiters wird angenommen: $\sigma_{\text{GFM}} = 0,12$ und $K_{\text{GFM}} = 400$.

Im nächsten Schritt muss noch die Wahl der Ausfalleistung Δp_g getroffen werden. Die Untersuchung der Frequenzstabilität sollte immer den Worstcase abbilden. Das bedeutet das größte im Netz vorhandene Kraftwerk fällt aus. Da erneuerbare Energien flächenmäßig über das Land verteilt sind, haben die einzelnen Windparks nur recht kleine Leistungen (um die 100 MW). In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass bei geringem Windaufkommen trotzdem ein Gaskraftwerk zur Versorgungssicherheit benötigt wird. Dieses könnte beispielsweise mit synthetischem Gas betrieben werden. Folglich stellt in diesem Szenario das Gaskraftwerk die größte mögliche Ausfalleistung dar. Der Worstcase-Fall: Ein einzelnes Gaskraftwerk und Wind speisen ins Netz. Dann fällt das Gaskraftwerk aus. Folglich wird Δp_g mit 0,063 p.u. gewählt. Abbildung 38 zeigt die Frequenzverläufe bei variabler Anlaufzeitkonstante des Netzes. Zusätzlich ist auch der Frequenzverlauf des GI 4 Ausfalls aus dem Jahr 2020 als Vergleichskurve dargestellt. Es ist klar erkennbar, dass trotz einer drastischen Reduktion der Anlaufzeitkonstante von 16 s auf 0,5 s der Frequenzverlauf stabil bleibt. Es ist sogar eine deutliche Verbesserung gegenüber dem Referenzausfall aufgetreten.

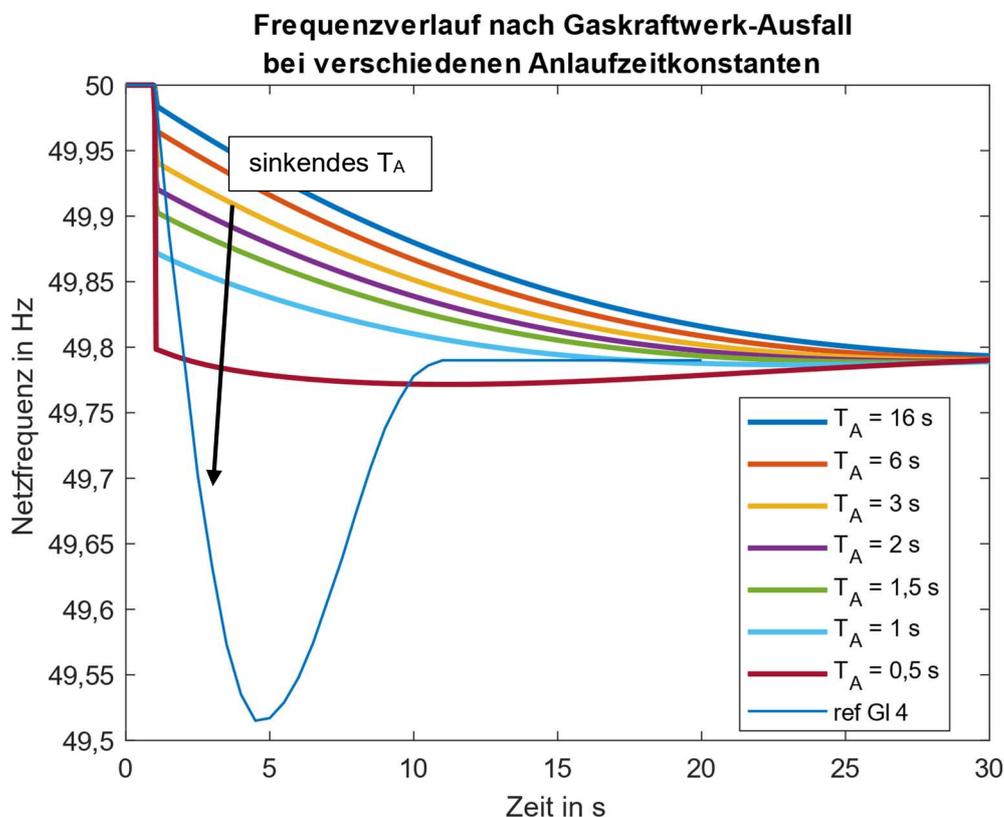


Abbildung 38: Frequenzverlauf bei Reduktion der Anlaufzeitkonstante

Im nächsten Schritt ist die Umrichterleistung von Interesse. Der Verlauf dieser ist in Abbildung 39 dargestellt. Abbildung 39 zeigt, dass die maximale Umrichterleistung je nach Anlaufzeitkonstante zwischen 0,06 p.u. und knapp 0,09 p.u. variiert. Durch die Verwendung des Faktors K_{GFM} übernimmt der Umrichter unmittelbar nach dem Kraftwerksausfall die gesamte Leistung. Sobald das Pumpspeicherkraftwerk seine Leistung hochgefahren hat, teilen sich GFM und Pumpspeicher die ausgefallenen 0,063 p.u..

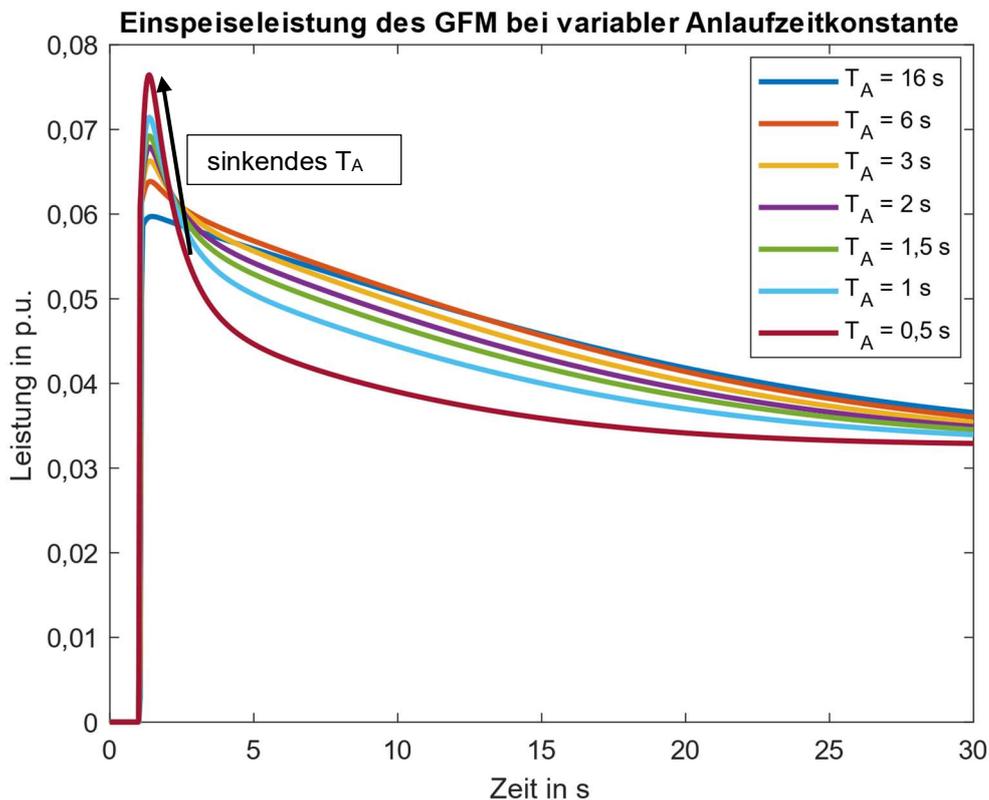


Abbildung 39: Einspeiseleistung des GFM bei variabler Anlaufzeitkonstante

Für das in diesem Unterkapitel beschriebene Szenario wäre laut Abbildung 39 eine Umrichterleistung von knapp 0,09 p.u., was in etwa 610 MW entspricht, nötig. Man sieht, dass die Umrichterleistung die ausgefallene Leistung von 430 MW übersteigt. Das liegt einerseits daran, dass der Umrichter als virtuelle Schwungmasse fungiert und unmittelbar nach dem Ausfall sehr viel Leistung einspeist. Andererseits muss der Umrichter auch den Leistungsrückgang des Pumpspeicherkraftwerkes kompensieren. Dieses weist nämlich aufgrund dessen Regelkennlinie einen Leistungsrückgang unmittelbar nach Öffnen des Wasserventils auf (siehe Abbildung 32). Die Ursache darin liegt in der Trägheit der Wassersäule in der Druckrohrleitung. Im nächsten Schritt soll der Einfluss der virtuellen Schwungmasse betrachtet werden. Hierzu wurde bei $T_A = 0,5$ s K_{GFM} variiert und das Ergebnis der Simulation in Abbildung 40 veranschaulicht. Es ist ersichtlich, dass durch den Faktor K_{GFM} das System stabiler ist. K_{GFM} beeinflusst die Dauer hin bis zum eingeschwungenen Zustand.

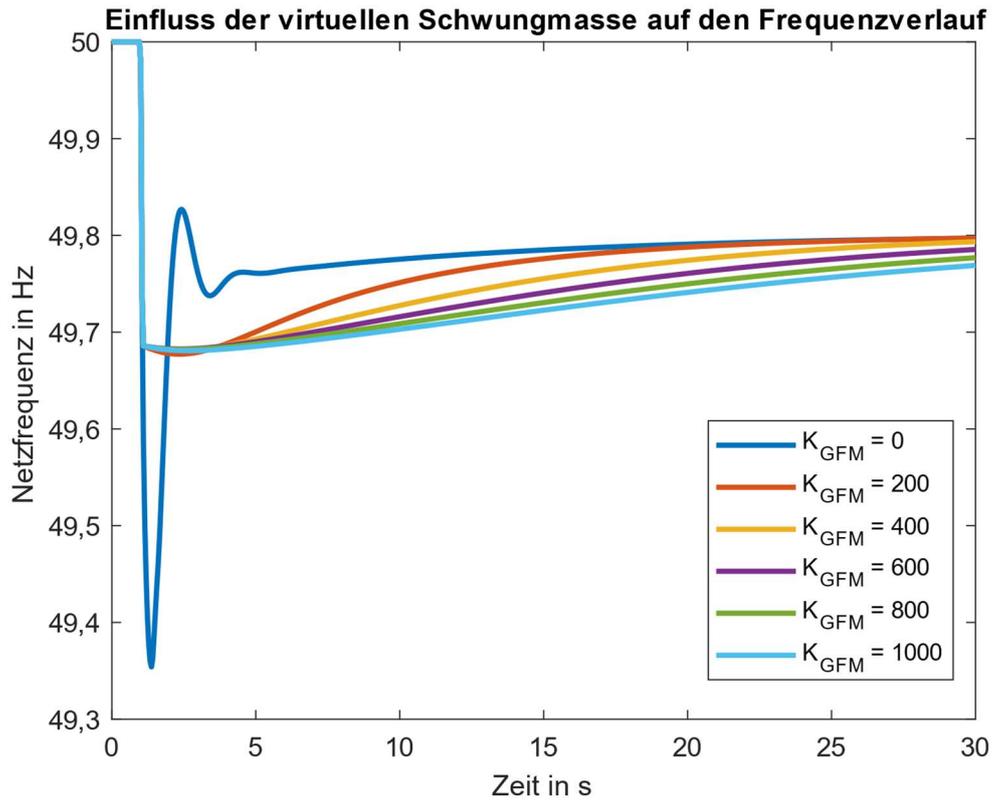


Abbildung 40: Einfluss der virtuellen Schwungmasse auf den Frequenzverlauf

Im nächsten Schritt wird untersucht, wie sich das Netzwerk hinsichtlich seiner Stabilität in Abhängigkeit der Umrichter-Anschlussimpedanz und der Umrichterstatik verhält. Aus diesem Grund wurden diese beiden Parameter variiert und die Frequenzabweichung von der Netzfrequenz analysiert. K_{GFM} wurde mit 400 gewählt. Das Ergebnis ist in Abbildung 41 dargestellt. In Abbildung 42 ist die Maximalleistung des GFM dargestellt.

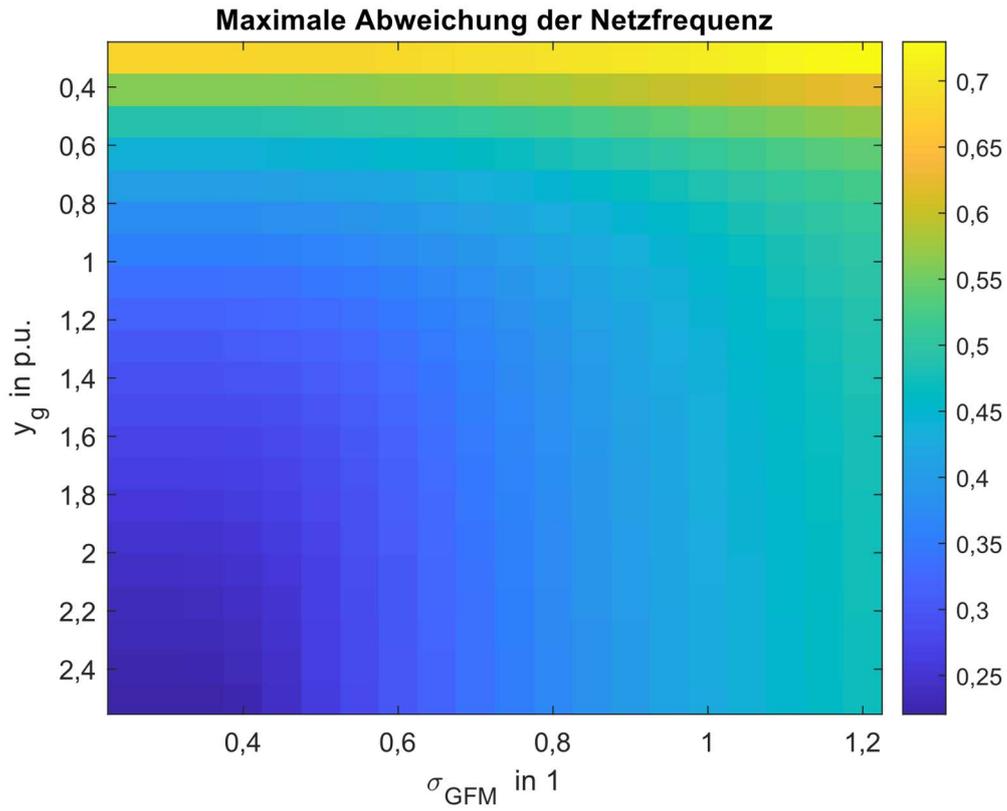


Abbildung 41: Maximaler Einbruch der Netzfrequenz unter Variation der Anschlussadmittanz und Umrichterstatik

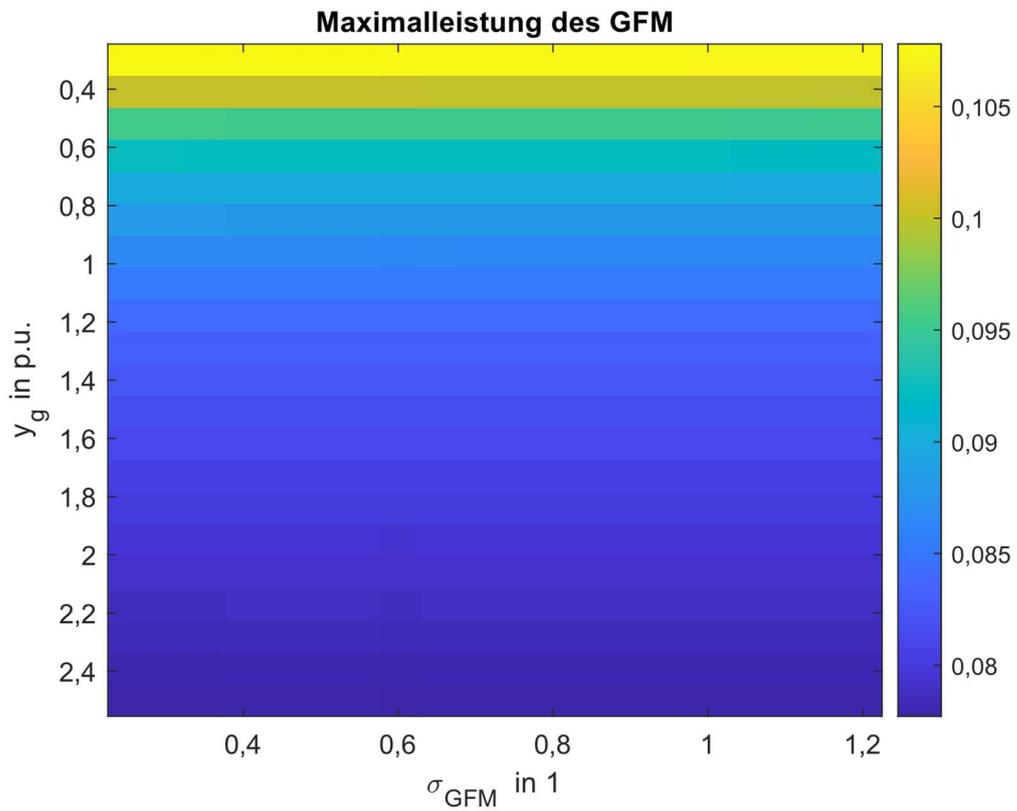


Abbildung 42: Maximale Leistung des GFM unter Variation der Anschlussadmittanz und Umrichterstatik

Abbildung 41 zeigt, dass bei geringen Anschlussimpedanzen und geringer Umrichterstatik die geringsten Frequenzeinbrüche auftreten. In Abbildung 42 hingegen ist ersichtlich, dass die Umrichtergröße lediglich von der Anschlussimpedanz abhängig ist. Das ist auf das Verhalten als virtuelle Schwungmasse zurückzuführen. Betrachtet man die Sättigung im roten Bereich in Abbildung 34 erkennt man, dass die Umrichterstatik minimal 0,01 betragen kann. Diese Sättigungserscheinung spiegelt sich in Abbildung 42 wider. Es traten keine Stabilitätsprobleme im simulierten Parameterbereich von y_g und σ_{GFM} auf.

Da das Pumpspeicherkraftwerk nicht immer zur Primärregelung zur Verfügung steht (z.B. im Pumpbetrieb) ist es notwendig auch die alleinige Primärregelung mittels eines GFM zu analysieren.

3.6.2 Primärregelung nur durch GFM

Es wird angenommen, dass das Pumpspeicherkraftwerk gerade nicht zur Primärregelung zur Verfügung steht. Folglich wird die gesamte Primärregelleistung durch den GFM bereitgestellt. Die hierzu nötige Regelungsstruktur ist in Abbildung 43 dargestellt.

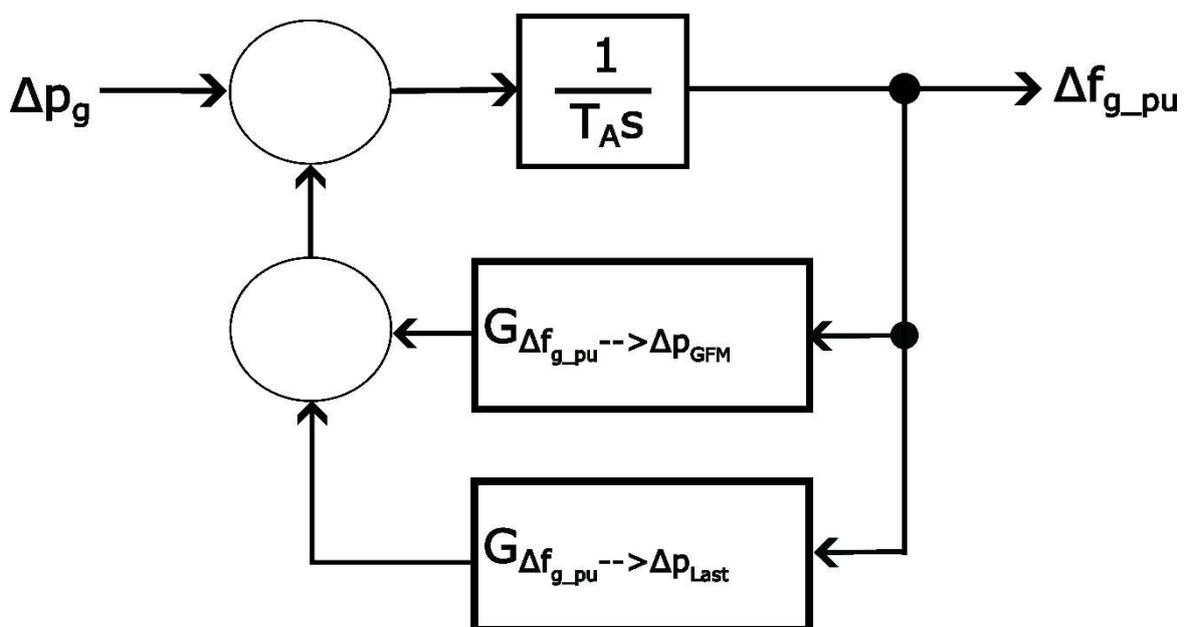


Abbildung 43: Primärregelung nur mittels GFM

Als Ausfallszenario wird abermals $\Delta p_g = 0,063$ p.u. gewählt. Die Statik des GFM wird mit 0,07 und K_{GFM} mit 400 festgelegt. Die Umrichter-Anschlussadmittanz y_g beträgt 1,5 p.u.. In Abbildung 44 ist der simulierte Frequenzverlauf dargestellt. Zum besseren Vergleich wurde auch der Frequenzverlauf des GI 4 Ausfalls 2020 eingeblendet. Man erkennt, dass der Frequenzverlauf aufgrund der geringen Anlaufzeitkonstante des Netzes und der Schnelligkeit des Umrichters nahezu rechteckförmig verläuft. Wie der Frequenzverlauf erfolgt auch der Leistungsverlauf des GFM nahezu rechteckig (Abbildung 45) mit konstanter Maximalleistung von knapp 0,06 p.u..

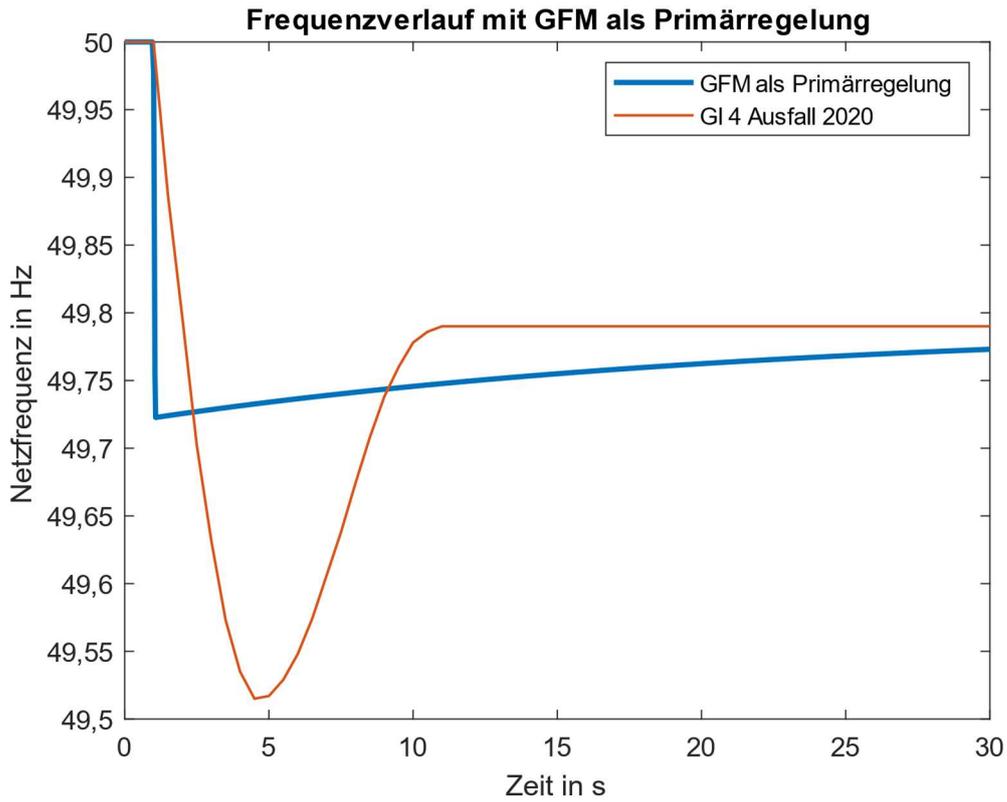


Abbildung 44: Frequenzverlauf mit GFM als Primärregelung

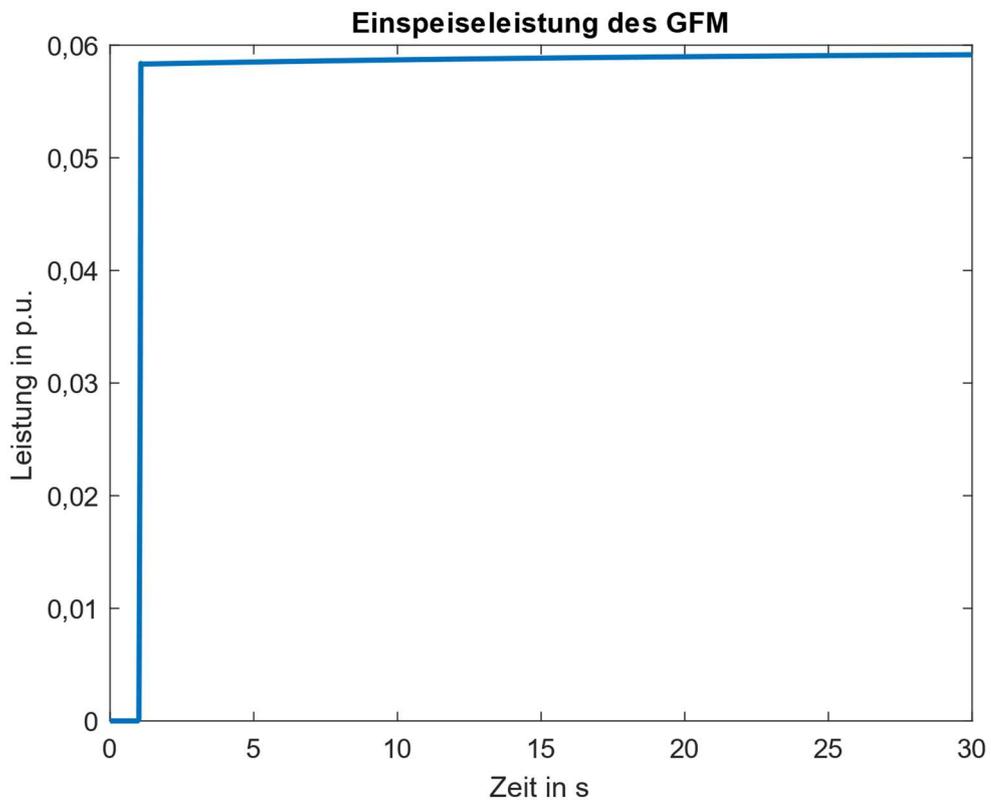


Abbildung 45: Verlauf der Einspeiseleistung des GFM

Wie bereits erwähnt, beeinflusst die Umrichterstatik σ_{GFM} die eingeschwungene Frequenzabweichung und die virtuelle Schwungmasse K_{GFM} den tiefsten Punkt der Frequenzlinie. Im Folgenden soll darauf eingegangen werden, wie sich eine Veränderung der virtuellen Schwungmasse auf den Frequenzverlauf bei alleiniger Primärregelung durch den Umrichter auswirkt. Betrachtet man Abbildung 46 erkennt man, dass das virtuelle Schwungmasse das System stabilisiert. Allerdings bringt eine weitere Erhöhung der virtuellen Schwungmasse durch K_{GFM} keine Verbesserungen.

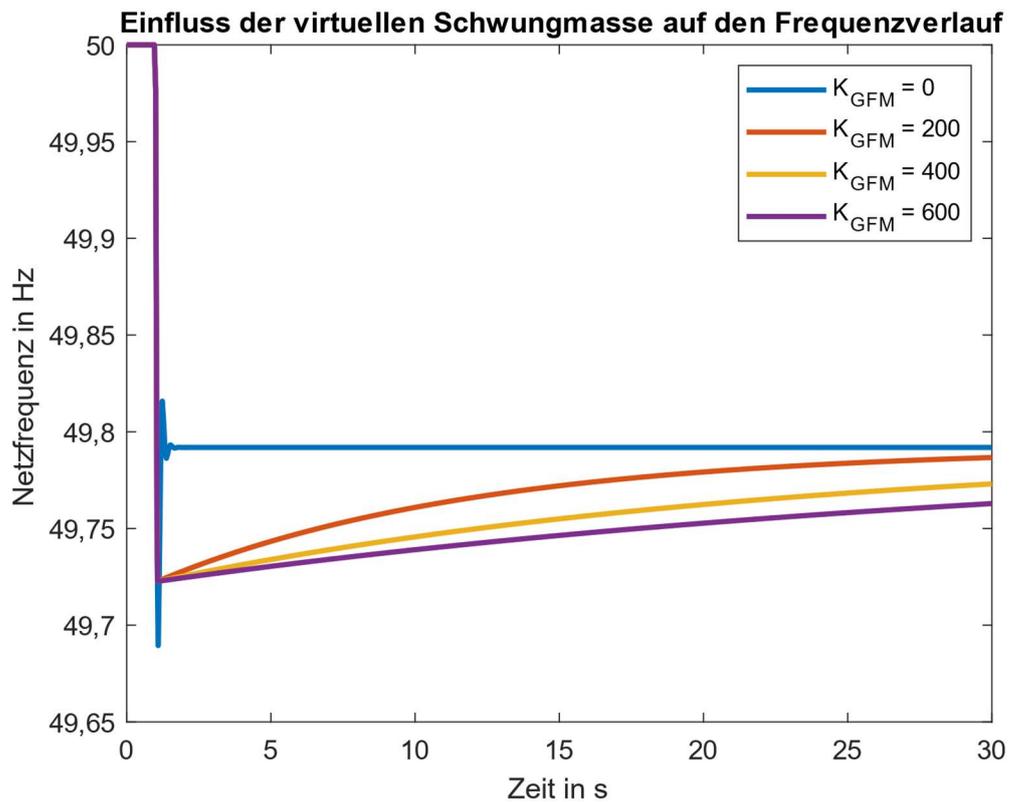


Abbildung 46: Einfluss virtueller Schwungmasse auf den Frequenzverlauf

3.7 GI 4 Ausfall mit GFL zur Primärregelung

Bis jetzt wurde ausschließlich der GFM zur Primärregelung untersucht. In diesem Kapitel soll sich dem GFL gewidmet werden. Als erstes wird das Verhalten eines GFL beim GI 4 Ausfall 2020 untersucht. Abbildung 47 zeigt das verwendete Regelmodell. Alle Parameter welche nicht den GFL betreffen wurden wie in Kapitel 3.5 eingestellt.

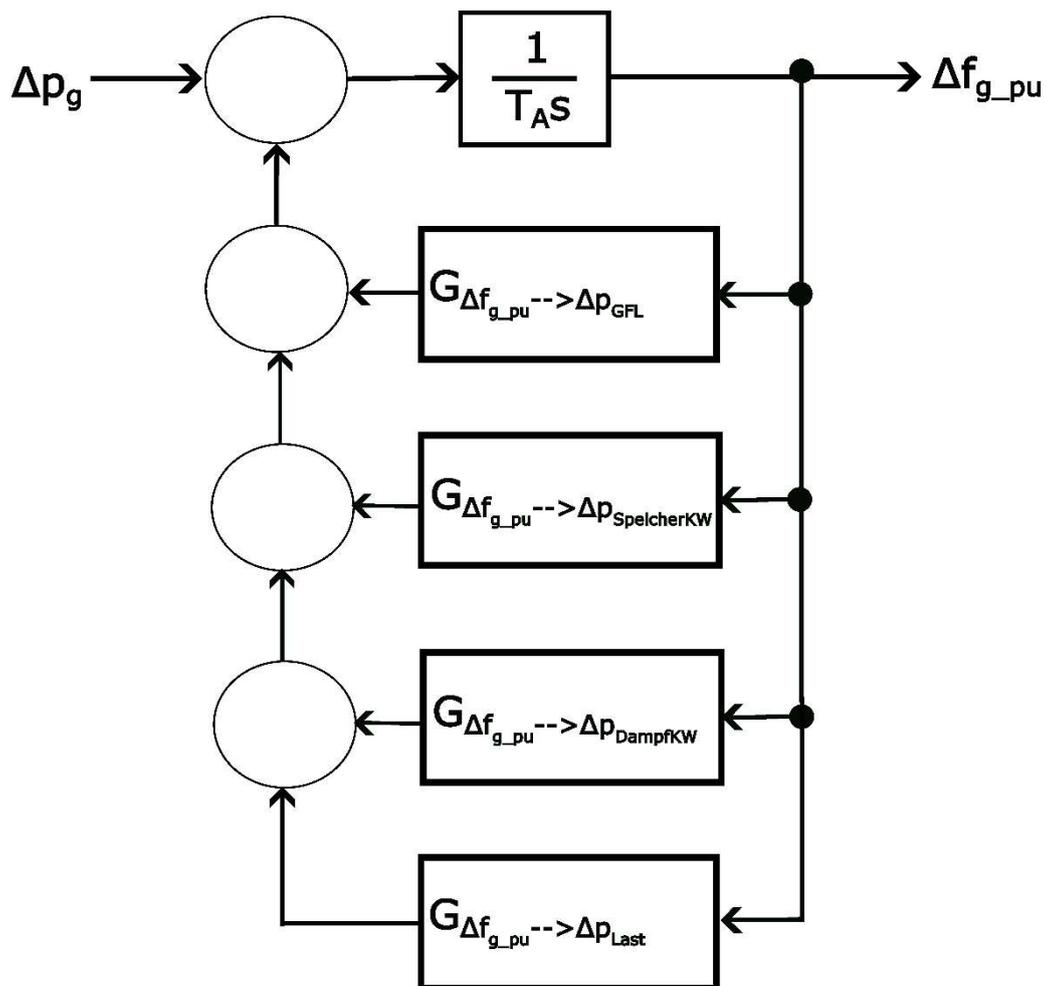


Abbildung 47: GI 4 Ausfall mit GFL zur Primärregelung

Zur Untersuchung der maximalen Frequenzabweichung wurden Umrichterstatik und Anschlussadmittanz variiert. Ebenso wurde das System auf Stabilität untersucht. Aus den Simulationsergebnissen in Abbildung 48 geht hervor, dass der Umrichter bei Anschlussadmittanzen zwischen 0,3 und 2,5 p.u. und geringer Statik nicht stabil arbeiten kann. Der GFL würde höhere Admittanzen (ein stärkeres Netz) benötigen, um stabil zu arbeiten. Da jedoch höhere Admittanzwerte

als 2,5 p.u. in einem 220 kV Netz nicht erreichbar sind, kann geschlussfolgert werden, dass der GFL nach Abbildung 11 zur Primärregelung nur bedingt brauchbar ist.

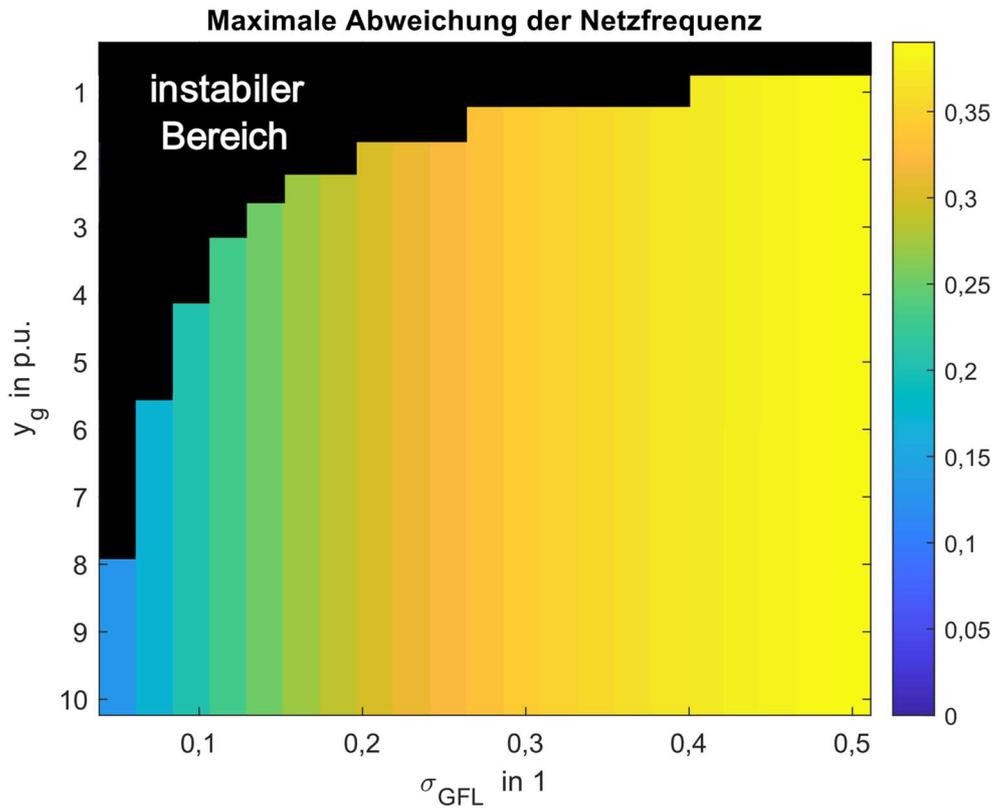


Abbildung 48: Maximale Abweichung der Netzfrequenz bei Einsatz eines GFL zur Primärregelung

Im nächsten Kapitel wird untersucht, wie sich der Frequenzverlauf durch den Einsatz einer Smart-Load beeinflussen lässt und wie diese zur Stabilisierung des Netzes beitragen kann.

3.8 Primärregelung mittels GFM und Variation der Last

Zur Untersuchung des Einflusses von Smart-Loads wird das in Abbildung 49 gezeigte Modell verwendet. σ_{GFM} wird so gewählt, dass die Frequenz ohne Einsatz von Smart Load noch über 49 Hz bleibt. Alle weiteren Parameter von GFM und Netz werden wie in 3.6.2 gewählt. Wie in 2.7.2 erwähnt kann eine Leistung der Smart Load von 0,12 p.u. angenommen werden. Da jedoch zum GI 4 Ausfall nicht 6804 MW, sondern 4500 MW als Last im Netz waren, muss die Leistung der Smart Load auf 0,08 p.u. angepasst werden. Der Proportionalitätsfaktor $K_{p,SL}$ wird variiert. Es wird angenommen, dass langsame Sensoren zur Frequenzmessung verwendet werden. Aus diesem Grund gilt: $T_d = 1$ s. Die Umrichterstatik wird mit 0,35 so gewählt, dass die Frequenz ohne den Einsatz der Smart Load die Grenze von 49 Hz nicht unterschreitet.

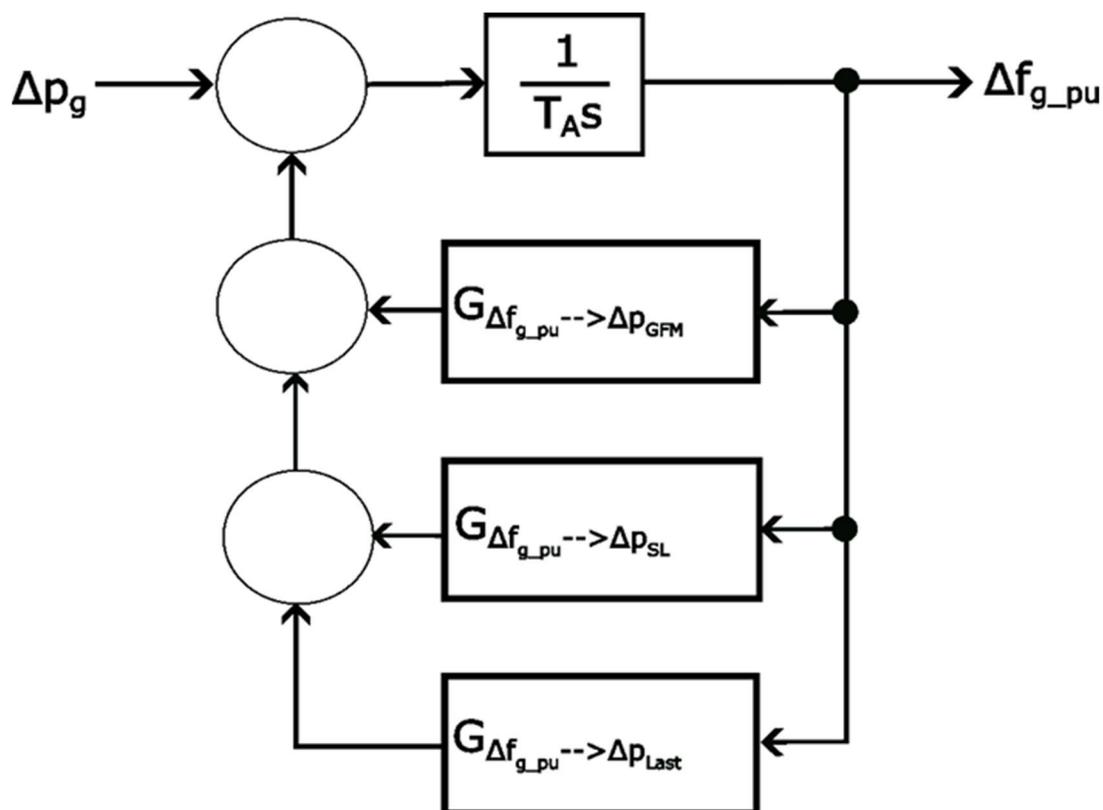


Abbildung 49: Simulationsmodell zur Untersuchung einer Smart Load

In den folgenden zwei Abbildungen wird das Simulationsergebnis mit der Smart Load veranschaulicht. Abbildung 50 zeigt den Frequenzverlauf, dessen Endwert sich durch die frequenzabhängige Last nach oben verschiebt. Der maximale Frequenzeinbruch bleibt jedoch aufgrund der langsamen Frequenzmessung der Last unverändert. Betrachtet man die Leistung des GFM in Abbildung 51 erkennt man, dass sich die Maximalleistung des GFM weitgehend unabhängig von der Smart Load ist. Dies tritt auf da der GFM als virtuelle Schwungmasse arbeitet und abhängig vom Frequenzgradienten Leistung einspeist. Vergleicht man jedoch Abbildung 51 mit Abbildung 45 (ohne Smart Load) erkennt man, dass die erforderliche Umrichterenergie durch eine Smart Load wesentlich verringert werden kann.

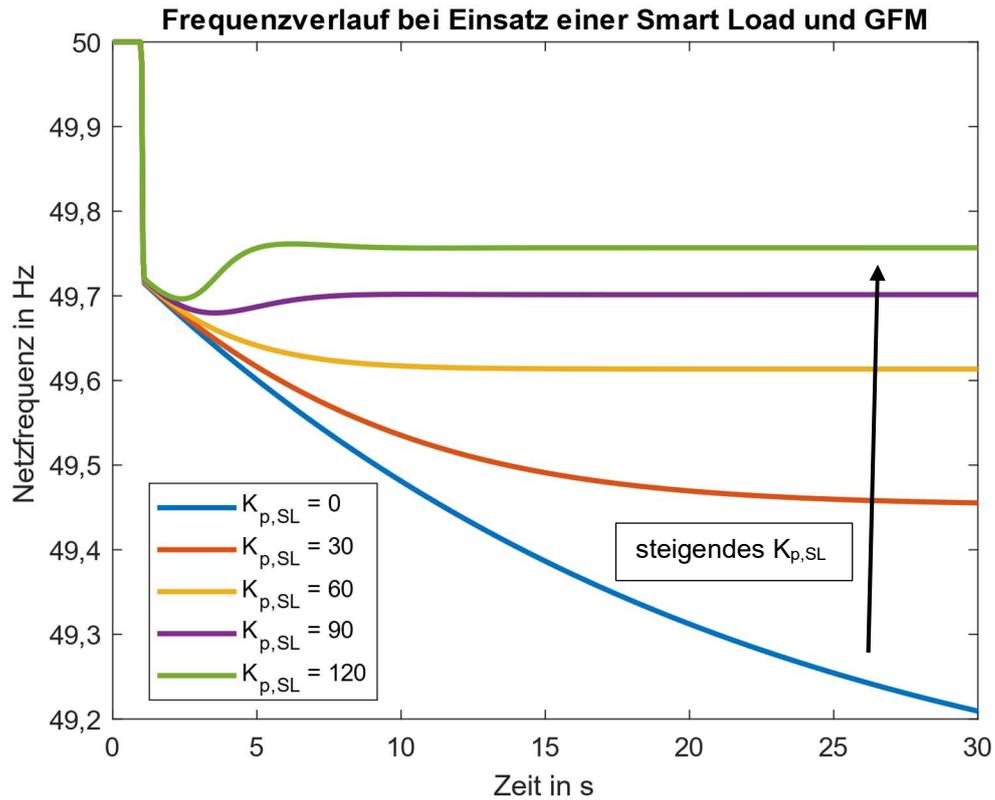


Abbildung 50: Frequenzverlauf bei Einsatz einer Smart Load

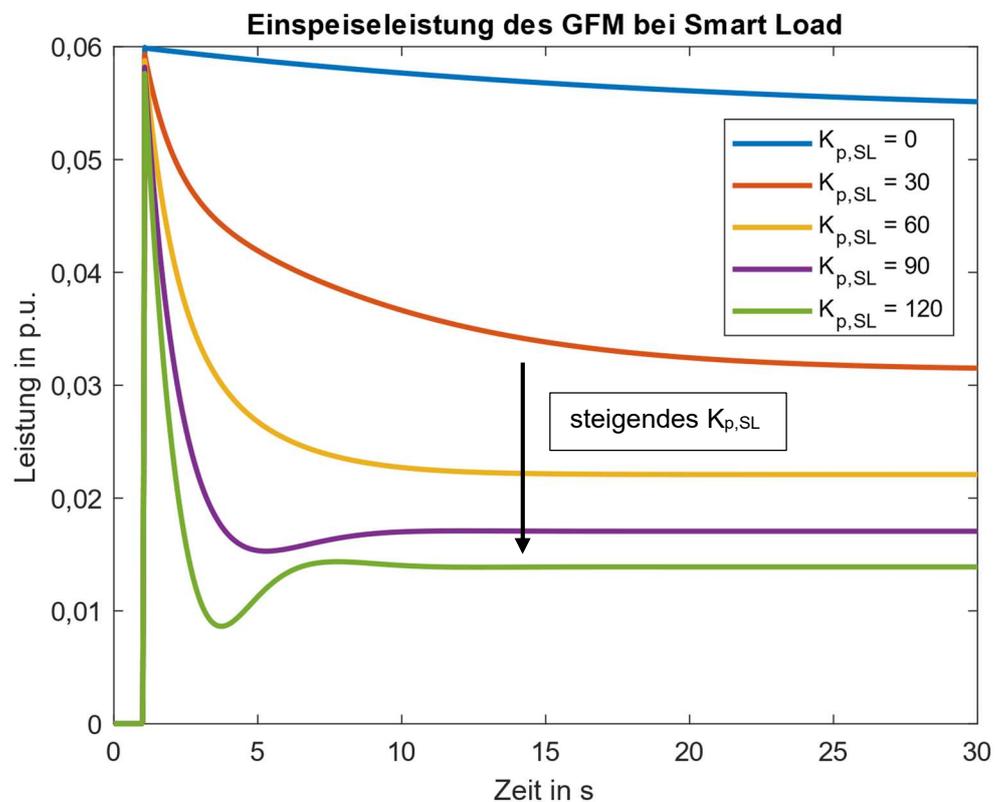


Abbildung 51: Einspeiseleistung des GFM bei Verwendung einer Smart Load

Im Falle der grünen Kurve nimmt die Last nur mehr 41 % ihrer Maximalleistung aus dem Netz auf. Da die Maximalleistung des GFM aufgrund der virtuellen Schwungmasse weitgehend konstant ist, soll darauf näher eingegangen werden. Optimales Verhalten wäre, wenn die erforderliche Umrichtergröße möglichst klein gewählt werden kann (Kostengründe). Aus diesem Grund wird die virtuelle Schwungmasse des GFM entfernt ($K_{GFM} = 0$). Den simulierten Frequenzverlauf zeigt Abbildung 52. Man erkennt, dass aufgrund der fehlenden virtuellen Schwungmasse der maximale Frequenzeinbruch ausgeprägter ist als in Abbildung 50. Dieser Nachteil bringt auch einen Vorteil mit sich, wenn man Abbildung 53 betrachtet. Es ist erkennbar, dass die erforderliche Umrichterleistung wesentlich geringer ausfällt.

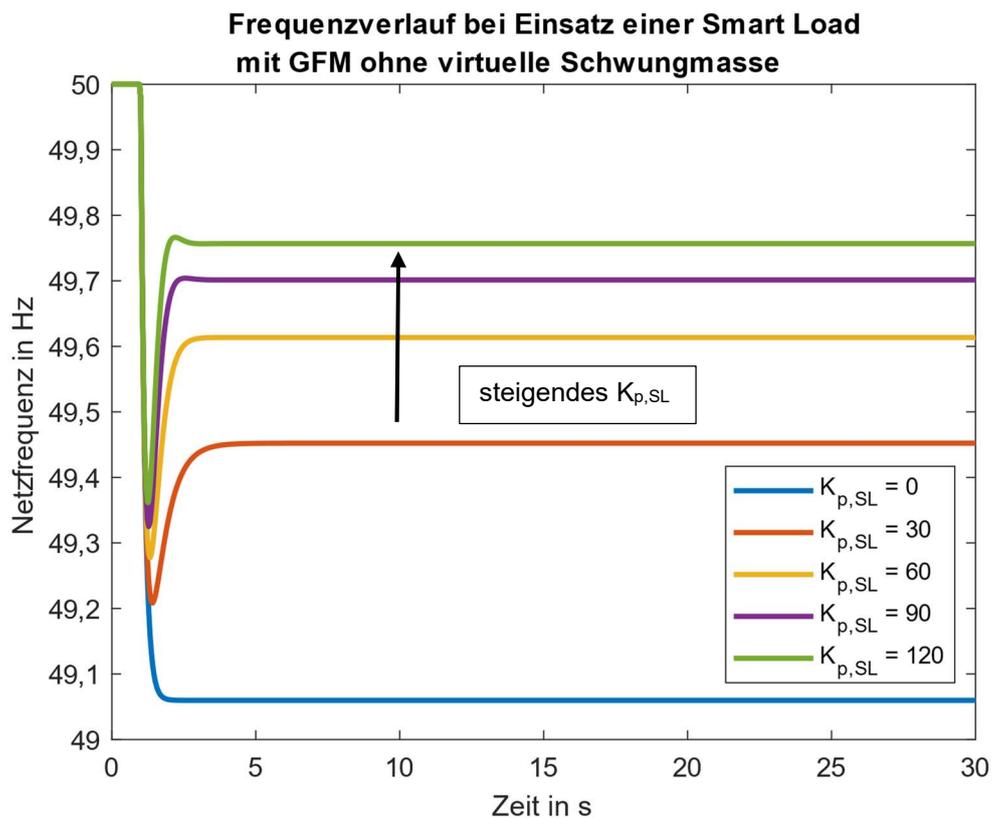


Abbildung 52: Frequenzverlauf bei Einsatz einer Smart Load mit GFM ohne virtuelle Schwungmasse

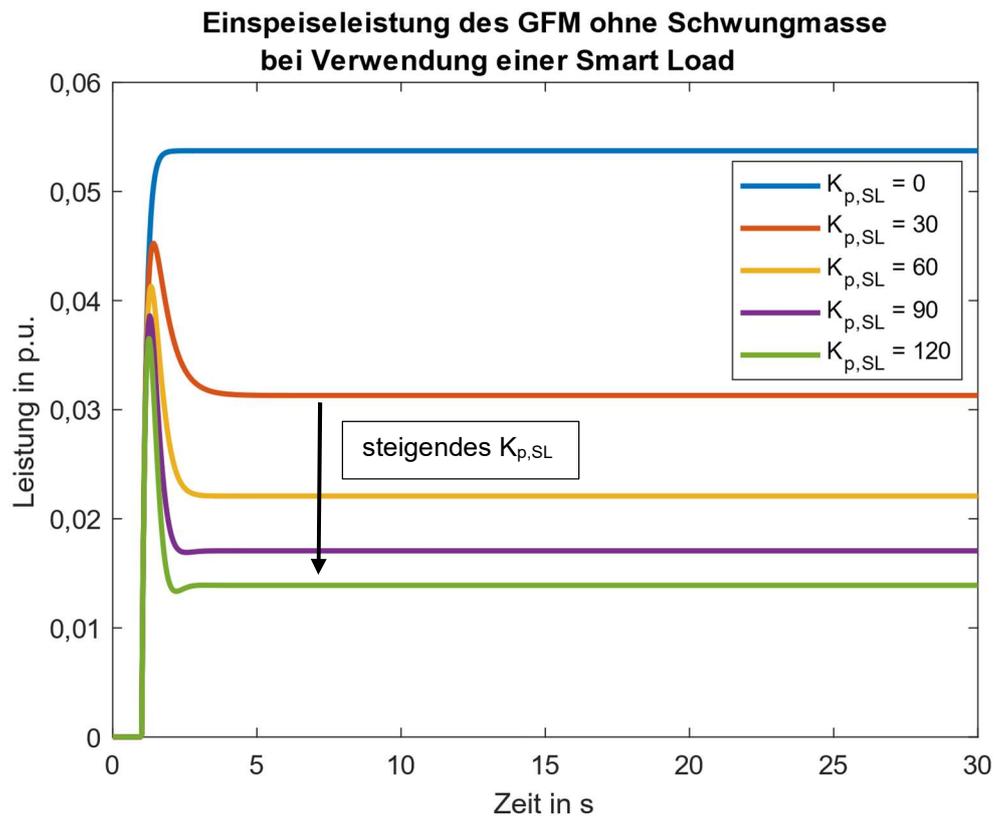


Abbildung 53: Einspeiseleistung des GFM ohne Schwungmasse bei Verwendung einer Smart Load

Aufgrund der Umrichterstatik von 0,35 und der Anschlussadmittanz von 1,5 p.u. könnte in diesem Fall auch ein GFL als Umrichter eingesetzt werden. Dieser wäre laut Abbildung 48 in diesem Bereich stabil betreibbar. Aus diesem Grund wurde der GFM durch einen GFL ersetzt und Frequenzverlauf und Umrichterleistung betrachtet. Es wurde festgestellt, dass bei Einsatz des GFL keine signifikanten Unterschiede in Leistungs- und Frequenzverlauf im Vergleich zum GFM auftraten. Folglich ist ebenfalls der GFL für diese Anwendung brauchbar.

4 Diskussion

In dieser Arbeit wurden Regelungsmodelle für Umrichter zur Primärregelung entwickelt und getestet, um zu ermitteln, inwiefern Umrichter die Primärregelung in einem Netz mit sehr geringer Schwungmasse übernehmen können. Als Fallstudie wurde der Ausfall eines Gaskraftwerkes in Irland im Jahr 2020 betrachtet. Umrichter zur Frequenzstabilisierung wurden sowohl im Netz von 2020 als auch in einem hypothetischen zukünftigen Netz mit ausschließlich erneuerbaren Energien integriert.

Es zeigte sich, dass Grid-Following-Umrichter zur Primärregelung nur eingeschränkt geeignet sind, da sie Stabilitätsprobleme verursachen und keine virtuelle Schwungmasse bereitstellen können.

Grid-Forming-Umrichter hingegen sind besser zur Primärregelung geeignet, da sie in Netzen mit sehr geringer Schwungmasse eingesetzt werden können und virtuelle Schwungmasse bereitstellen.

Die Ergebnisse zeigen, dass in einem Netz mit hoher Anlaufzeitkonstante der Einsatz von virtueller Schwungmasse dazu beiträgt, tiefe Frequenzeinbrüche zu vermeiden.

Werden Pumpspeicherkraftwerke als Teil der Primärregelung verwendet, sollte die Umrichterleistung größer als die Leistung des ausfallenden Erzeugers sein. Sind keine Pumpspeicherkraftwerke an der Primärregelung beteiligt, genügt es, wenn die Umrichterleistung der maximalen Leistung des Erzeugungsausfalls entspricht. Im Fall von Irland und dem 430 MW GI 4 Ausfall bedeutet dies, dass die Umrichterleistung ebenfalls 430 MW betragen müsste damit die Primärregelung auch in einem Netz der Zukunft mit ausschließlich erneuerbarer Energie funktioniert.

Die Speicherkapazität des Umrichters hängt von der Zeit ab, die benötigt wird, um den Erzeugungsausfall durch ein anderes Kraftwerk zu kompensieren. Wenn beispielsweise ein weiteres Gaskraftwerk mit synthetischem Gas zur Leistungskompensation eingesetzt wird, müsste der Umrichter eine Speicherkapazität für etwa 30 min haben, was einer gespeicherten Energiemenge von 215 MWh entspricht.

Bei Einsatz einer Smart Load ist die erforderliche Speicherkapazität des Umrichters geringer, etwa 51 MWh. Bei der Verwendung von Smart Load muss bei der Umrichterauswahl ein Kompromiss zwischen der Tiefe des Frequenzeinbruchs und der Umrichterleistung gefunden werden. Es besteht die Wahl zwischen einem kleineren Umrichter ohne Schwungmasse, der einen tiefen Frequenzeinbruch verursacht, oder einem größeren Umrichter, bei dem ein geringerer Frequenzeinbruch auftritt.

In Irland wurden bereits große Anstrengungen unternommen, um Umrichter mit Batteriespeicher in das 110 kV und ins 220 kV Netz zu integrieren. Bis 2022 wurden etwa 400 MW Batteriespeicher mit einer gespeicherten Energiemenge von 260 MWh neu errichtet. In Bezug auf Speicherkapazität und Leistung ist Irland somit gut aufgestellt, um die zukünftigen Anforderungen der Primärregelung zu bewältigen.

Diese Arbeit zeigt, dass Grid-Forming-Converter in Kombination mit Smart Load am besten für die Primärregelung in einem Netz mit geringer Schwungmasse geeignet sind, wie es bei einem zukünftigen Netz mit ausschließlich erneuerbaren Energien der Fall wäre.

5 Referenzen

- [1] M. Lazić, „Untersuchung des Einflusses von virtueller Schwungmasse auf die Frequenzstabilität eines elektrischen Netzes,“ TU Graz, 2017.
- [2] J. Chen, M. Liu und F. Milano, „Aggregated Model of Virtual Power Plants for Transient Frequency and Voltage Stability Analysis,“ IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2021.
- [3] Z. Zhang, C. Lehmal, P. Hackl, R. Schürhuber und J. Zuo, „Study of dynamic performance boundaries of a converter's energy storage device,“ Springer, TU Graz, 2022.
- [4] P. Mastný, M. Vojtek, J. Morávek, M. Vrána und J. Klusáček, „Validation of PV Inverters Frequency Response,“ Brno University of Technology, Brno, Czech republic.
- [5] D. Chakravorty, B. Chaudhuri und S. Y. Ron Hui, „Rapid Frequency Response From Smart Loads in Great Britain Power System,“ IEEE, 2017.
- [6] „System & Renewable Summary Report,“ [Online]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/renewables/>. [Zugriff am 11 10 2022].
- [7] „TSO-Connected-Renewable-Generation,“ [Online]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/general-customer-information/connected-and-contracted-generators/>. [Zugriff am 11 10 2022].
- [8] „DSO Connected-Energised Non-Wind Generators Q2, 2022,“ [Online]. Available: <https://www.esbnetworks.ie/new-connections/generator-connections-group/generator-statistics>. [Zugriff am 11 10 2022].
- [9] „TSO Connected Non-Renewable Generation,“ [Online]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/general-customer-information/connected-and-contracted-generators/>. [Zugriff am 11 10 2022].
- [10] „Mutual Energy,“ [Online]. Available: <https://www.mutual-energy.com/electricity/>. [Zugriff am 11 10 2022].
- [11] H. Renner, „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme,“ TU Graz.
- [12] ENTSO-E, „Network Code for Requirements for Grid Connection,“ 2016. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/. [Zugriff am 14 10 2022].
- [13] EirGrid, „All-Island-Transmission-System-Performance-Report-2020,“ 2020. [Online]. Available: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/All-Island-Transmission-System-Performance-Report-2020.pdf>. [Zugriff am 01 2023].
- [14] ENTSO-E, „Inertia and Rate of Change of Frequency,“ 2020.
- [15] R. Schürhuber, „Vorlesung Energiesysteme 1,“ TU Graz, 2019.
- [16] Z. Zhang, C. Lehmal, P. Hackl und R. Schürhuber, „Transient Stability Analysis and Post-Fault Restart Strategy for Current-Limited Grid-Forming Converter,“ Energies, TU Graz, 2022.
- [17] Z. Zhang, „Control parameter tuning method of grid-connected-inverter,“ TU-Graz, 2020.
- [18] ZEV, Department of transport, „Electric Vehicle Charging Infrastructure Strategy 2022-2025,“ Irland.