

METHODE ZUR EINFACHEN ABSCHÄTZUNG DER MAXIMALEN FREQUENZABWEICHUNG BEI LASTSPRÜNGEN IN INSELNETZEN

Michael GRATZA^{1*}, Christoph J. STEINHART^{2*}, Dominic HEWES^{1*},
Michael KREIBL³, Rolf WITZMANN¹, Michael FINKEL²

¹ TU München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 289 22017, michael.gratza@tum.de, www.tum.de

² Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, +49 821 5586 3362, christoph.steinhardt@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de/LINDA

³ MTU Onside Energy GmbH, Dasinger Str. 11, 86165 Augsburg, +49 821 7480 2188, www.mtuonsideenergy.com

Kurzfassung:

Bei Lastschaltungen in Inselnetzen kann es aufgrund des geringen Verhältnisses der installierten Erzeugungsleistung zur Laständerung zu kritischen Frequenzschwankungen kommen. Daher ist es wichtig bereits vor einer Schaltung abschätzen zu können, in welcher Größenordnung der resultierende Frequenzeinbruch liegen wird. In diesem Paper wird eine Methode vorgestellt, welche es erlaubt die maximale Frequenzabweichung anhand weniger Systemparameter zu bestimmen, ohne dass dafür komplexe dynamische Simulationsmodelle notwendig sind. Dazu werden zunächst die physikalischen Zusammenhänge in einem Inselnetz anhand einfacher Rechenbeispiele dargelegt. Anschließend wird mit Hilfe eines dynamischen Kraftwerkmodells und Messdaten aus Inselnetzversuchen die Methode erläutert.

Keywords: Inselnetz, transiente Stabilität, Blackout, Notversorgung, *ROCOF*, Bestimmung Frequenzextrema

1 Einleitung

Unsere moderne Gesellschaft ist in einem extremen Maße von der elektrischen Energieversorgung abhängig. Die Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls bedrohen damit nahezu alle Bereiche unseres Lebens. Eine Notversorgung der kritischen Infrastruktur durch Inselnetze, gespeist von den lokal vorhandenen Erzeugungsanlagen, kann in diesen Fällen den Schaden erheblich minimieren. [1] Das Forschungsprojekt LINDA entwickelt ein allgemeingültiges Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb im Notversorgungsfall [2].

In drei Inselnetzversuchen hat sich gezeigt, dass insbesondere die Frequenzschwankungen bei großen Lastsprüngen eine Herausforderung für die Systemstabilität darstellen. Bei Schaltungen von Netzsträngen oder kritischen Verbrauchern wie z.B. Pumpstationen einer Wasserversorgung während der Inselnetzversorgung sind Lastsprünge mit einem hohen

Verhältnis an Last zu verfügbarer Erzeugungsleistung nicht immer zu vermeiden. Abbildung 1 zeigt beispielhaft die maximal aufgetretenen Frequenzabweichungen bei verschiedenen Lastsprüngen in zwei Inselnetzen, welche von einem 6-MVA-Generator gespeist wurden. Bereits bei Laständerungen von 500 kW treten hier Schwankungen von ca. 2 Hz auf.

Auch in einer Notversorgungsinsel sind nicht beliebige Frequenzen zulässig, da diese zu Schutzauslösungen führen, die Systemstabilität gefährden oder die Betriebsmittelsicherheit gefährden können. Daher muss bereits im Vorfeld abgeschätzt werden, welche maximalen Frequenzschwankungen bei einer Lastschaltung zu erwarten sind. Üblicherweise werden dazu transiente Simulationsmodelle verwendet, die das dynamische Verhalten der Erzeugungseinheiten sowie der Lasten nachbilden. Insbesondere in kleinen Inselnetzen mit wenigen Erzeugungs- und Lasteinheiten muss deren Individualverhalten mitberücksichtigt werden, weswegen Standardmodelle nur eingeschränkt verwendet werden können. Die Erstellung und Parametrierung komplexer individueller Modelle ist jedoch sehr zeit- und kostenintensiv. [3]

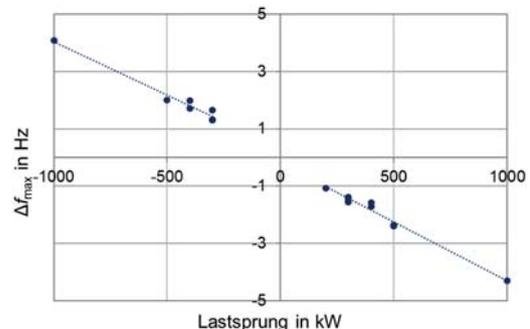


Abbildung 1: Maximale Frequenzabweichungen in einem Inselnetz nach Lastsprüngen

In diesem Paper wird daher am Beispiel eines Laufwasserkraftwerks gezeigt, dass die zu erwartende maximale Frequenzabweichung nach einer Laständerung bereits anhand weniger, einfach zu ermittelnder Parameter abgeschätzt werden kann. Dazu werden zunächst die theoretischen Zusammenhänge zwischen der Systemträgheit, der gespeicherten kinetischen Energie und der Frequenz erläutert. Mit Hilfe eines transienten Kraftwerkmodells und Messungen wird die Methode zur Bestimmung der maximalen Frequenzabweichung vorgestellt. Anschließend wird auf die Übertragbarkeit auf andere Kraftwerke der Methodik eingegangen und Handlungsempfehlungen daraus abgeleitet.

Ziel dieses Papers ist die konservative Abschätzung für die maximal auftretenden Frequenzabweichungen bei einer Lastschaltung mit Hilfe weniger Parameter. Diese soll als Entscheidungshilfe bei geplanten Schalthandlungen dienen um bei kritischen Lastschaltungen die Systemstabilität nicht zu gefährden. Im Fokus steht daher eine einfache Anwendbarkeit. Die Nachbildung der zeitlichen Frequenzverläufe mit einem möglichst geringen Fehler wird nicht angestrebt.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Herleitung *ROCOF*

Da die Frequenzänderung in den folgenden Untersuchungen eine entscheidende Größe ist, soll diese zunächst hergeleitet werden. Dazu wird ein einfaches Inselnetz betrachtet, welches lediglich aus einer ohmschen Last besteht, die von einer direkt netzgekoppelten Synchronmaschine versorgt wird. Das Trägheitsmoment J des Generators wird gemäß Formel 1 aus der Trägheitskonstante H in Sekunden und seiner Nennscheinleistung S_n in VA bestimmt.

$$J = \frac{2 H S_n}{(2\pi f_n)^2} = konst. \quad (1)$$

Die Nennfrequenz f_n der elektrischen Maschine beträgt üblicherweise 50 Hz. Die in der rotierenden Maschine gespeicherte Energie E_{kin} lässt sich über Formel 2 ermitteln.

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J \omega_m^2 \quad (2)$$

Wobei ω_m die Kreisfrequenz bei der momentanen Netzfrequenz f_m bezeichnet.

$$\omega_m = 2\pi f_m \quad (3)$$

In eingeschwungenem Zustand bleibt bei konstanter Frequenz ist die gespeicherte kinetische Energie ebenfalls konstant. Unter Vernachlässigung der Verluste, entspricht die zugeführte mechanische Turbinenleistung P_{mech} der elektrischen Verbraucherleistung P_{el} . Ändert sich die elektrische Leistung, muss die mechanische Leistung an diese angepasst werden. Hiermit sind, je nach Kraftwerkstyp mechanische oder teilweise auch chemische Prozesse verbunden (z. B. Vergrößerung der Turbinenventilöffnung). Daher wird eine gewisse Zeit benötigt, bis das Leistungsgleichgewicht wiederhergestellt ist. Die resultierende Leistungsdifferenz ΔP führt zu in einer Änderung der gespeicherten kinetischen Energie \dot{E}_{kin} , welche der Ableitung von Formel 2 entspricht.

$$P_{mech} - P_{el} = \Delta P = \dot{E}_{kin} = J (2\pi)^2 f(t) \dot{f}(t) \quad (4)$$

Die Frequenzänderung oder *ROCOF* (rate of change of frequency) ergibt sich damit aus Formel 1 und 4.

$$\dot{f}(t) = \frac{\Delta P f_n^2}{2 H S f(t)} \quad (5)$$

Wird der *ROCOF* nur nach einer Last- oder Erzeugungsänderung zum Zeitpunkt t_0 um die Nennfrequenz betrachtet, vereinfacht sich Formel 5 zu bekannter Form, wobei ΔP_0 die Leistungsdifferenz nach Formel 4 zum Zeitpunkt t_0 ist.

$$\dot{f}(t_0) = \frac{\Delta P_0 f_n}{2 H S} \quad (6)$$

2.2 System ohne Frequenzregelung

Mit Hilfe der Formeln 1-6 lässt sich nun die Frequenzantwort, der Verlauf der gespeicherten kinetischen Energie und die Frequenzänderung eines verlustlosen Systems nach einem Lastsprung berechnen. Als Generatorscheinleistung wird hierbei 6 MVA angenommen. Die Last besitzt eine Leistung von 2 MW. Zum Zeitpunkt $t_0 = 0$ s erhöht sich diese sprunghaft auf 2,3 MW. Die sich ergebenden zeitlichen Verläufe sind für zwei Trägheitskonstanten H (2,0 s und 2,5 s) des Generators in Abbildung 2 dargestellt. Die Frequenzregelung des Generators ist dabei zunächst deaktiviert, so dass die mechanische Leistung an der Generatorwelle konstant auf einem Wert von 2 MW bleibt. Aufgrund des größeren Trägheitsmoments ist in dem System mit $H = 2,5$ s initial eine größere Energie gespeichert. Aufgrund der höheren Trägheit ist die Frequenzänderung zum Zeitpunkt t_0 ist in diesem System ebenfalls geringer.

Durch den Lastsprung stellt sich bei deaktivierter Turbinenregelung ein konstantes Leistungsungleichgewicht zwischen bereitgestellter mechanischer Leistung und elektrischer Lastleistung ein. Dies führt nach Formel 4 zu einer konstanten Abnahme der gespeicherten kinetischen Energie. Da in dem System mit der kleineren Trägheit vor dem Lastsprung weniger kinetische Energie gespeichert ist, kommt dieses schneller zum Stillstand. Die Frequenz sinkt dabei mit der Wurzel aus der momentanen kinetischen Energie.

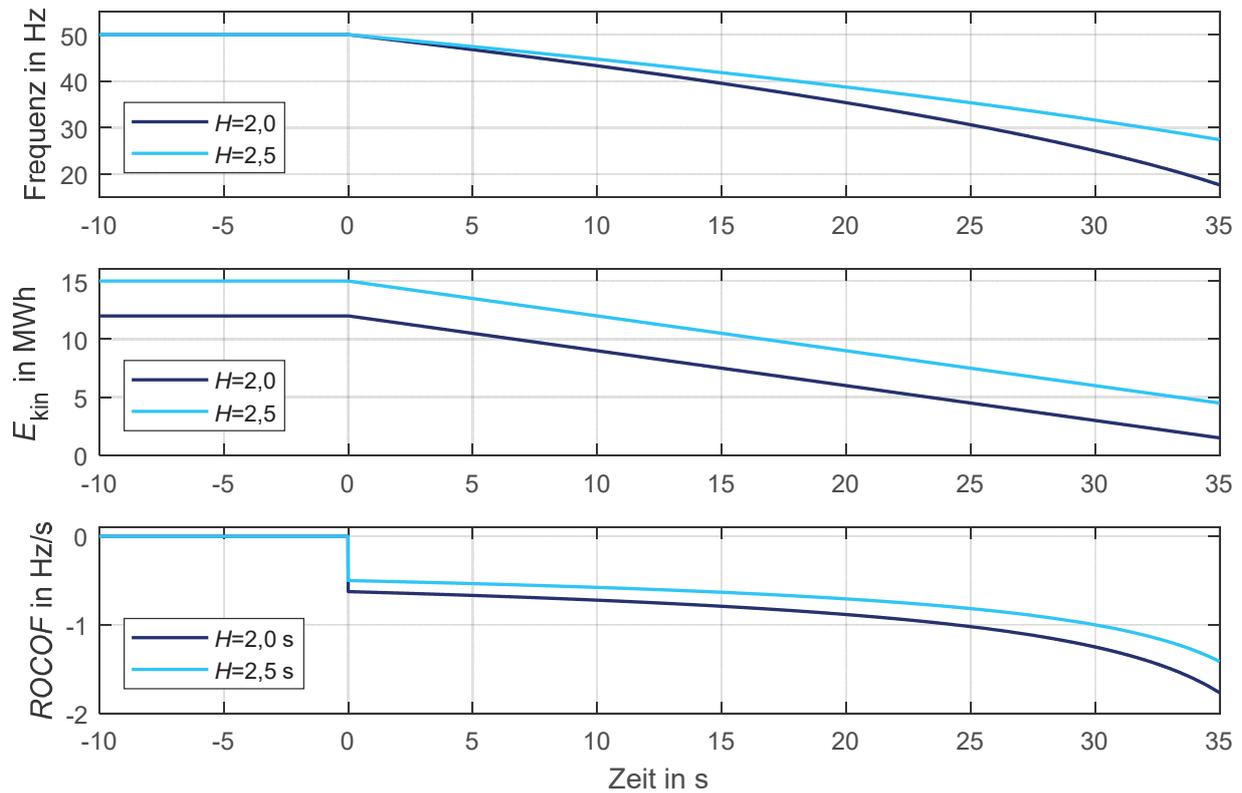


Abbildung 2: Systemgrößen nach einem Lastsprung mit verschiedenen Trägheiten ohne aktive Frequenzregelung

Dieses Beispiel zeigt deutlich, dass Systeme mit einer größeren Trägheit gedämpfter auf Störungen oder Laständerungen reagieren. Ist in einem Netz nicht nur eine Synchronmaschine, sondern mehrere rotierende Erzeugungseinheiten oder direktgekoppelte motorische Lasten angeschlossen, müssen diese daher für eine korrekte Berechnung der Systemzustände mit einbezogen werden. Die Scheinleistung S und die Trägheitskonstante H müssen dann durch ihre aggregierten Werte S_{ges} und H_{ges} ersetzt werden.

$$S_{ges} = \sum_{i=1}^n S_i \quad (7)$$

$$H_{ges} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{S_{ges}} \quad (8)$$

In dieser Summe entspricht n der Anzahl der Betriebsmittel, welche eine Trägheit besitzen. Aus Gründen der Übersicht wird im Folgenden die Systemträgheit jedoch nur mit H S bezeichnet.

2.3 System mit Frequenzregelung

Das zuvor betrachtete System mit einer Trägheitskonstante von $H = 2$ s wird nun um eine aktive Frequenzregelung des Kraftwerks erweitert. Diese steigert ab dem Zeitpunkt des Lastsprungs $t_0 = 0$ s die mechanische Leistung mit einem Gradienten (*ramping rate*) von 0,015 MW/s. Die Leistungsdifferenz ΔP aus elektrischer Lastleistung und mechanisch bereitgestellter Leistung ist daher zum Zeitpunkt des Lastsprungs am größten.

Bei $t = 20$ s deckt die Turbinenleistung den elektrischen Verbrauch vollständig. Deshalb ist zu diesem Zeitpunkt $\Delta P = 0$ und die Frequenz erreicht nach Formel 5 ihr Minimum. Ab $t = 20$ s übersteigt die Turbinenleistung den elektrischen Verbrauch, was zu einem Beschleunigungsmoment der Maschine und damit einer steigenden Frequenz führt. Die Zeit zwischen dem Lastsprung und der maximalen Frequenzabweichung Δf_{max} wird im Folgenden als $t_{max\Delta f}$ bezeichnet.

Da die Frequenzänderung proportional zu $\Delta P / f(t)$ ist und ΔP aufgrund des *ramping* abnimmt, ist diese zum Zeitpunkt t_0 absolut am größten. Eine sehr einfache konservative Abschätzung von Δf_{max} ist daher die Berechnung des *ROCOF* zum Zeitpunkt t_0 nach Formel 5 und der Annahme, dass die Frequenz mit diesem Wert linear bis zum Zeitpunkt $t_{max\Delta f}$ abfällt, dargestellt in Abbildung 3. Der Wert dieser Abschätzung wird im Folgenden als f_{nadir} bezeichnet und liegt mit 37,5 Hz deutlich unter Δf_{max} mit 43,3 Hz.

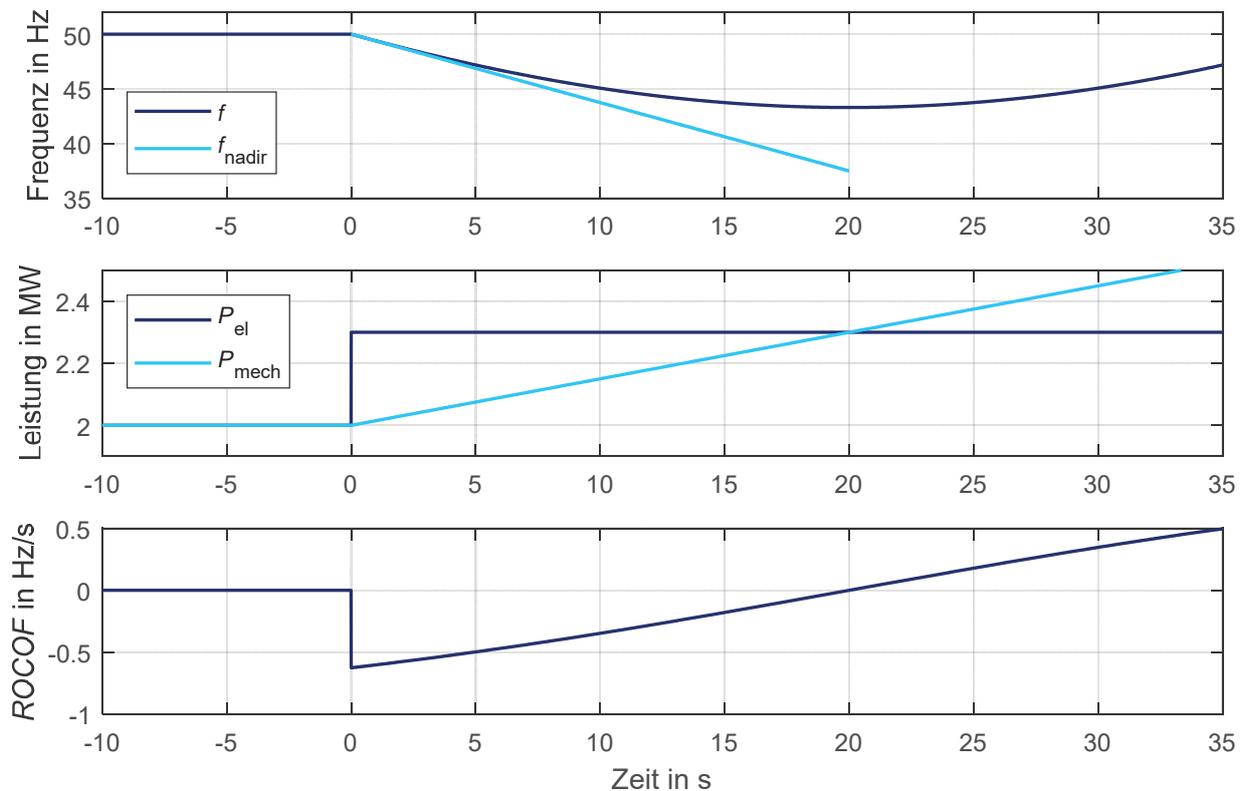


Abbildung 3: Systemgrößen nach einem Lastsprung mit aktiver Frequenzregelung

2.4 Benötigte Parameter für eine Abschätzung von Δf_{\max}

Die einfachen Rechenbeispiele des vorherigen Abschnitts zeigen, dass bereits mit wenigen Parametern das Frequenzverhalten nach einem Lastsprung abgeschätzt werden kann.

Die installierte Leistung und die Trägheitskonstante des Kraftwerks, sind Größen die meist dem Datenblatt des verbauten Generators entnommen werden können.

In einer Notversorgungsinsel werden die größten Lastsprünge häufig durch den kritischen Verbraucher verursacht, wie z. B. den Pumpen einer Trinkwasserversorgungsanlage. Da das Notversorgungskonzept auf diese Lasten ausgelegt werden muss, ist es wichtig, dass sie im Vorfeld untersucht werden. Anhand deren Datenblätter oder z. B. Messungen am Verbundnetz kann der Lastsprung ΔP_0 bei einer Zuschaltung ermittelt werden.

Neben diesen Größen zeigt das Beispiel aus Abbildung 3, dass die *ramping rate* des Kraftwerks und damit die Zeit $t_{\max\Delta f}$ einen entscheidenden Einfluss auf das Frequenzverhalten und somit auf die maximale Frequenzabweichung Δf_{\max} haben. In den folgenden Abschnitten wird daher gezeigt, dass sich diese Größen mit wenigen einfachen Messungen abschätzen lassen.

3 Bestimmung von $t_{\max\Delta f}$

3.1 Simulative Abschätzung von $t_{\max\Delta f}$

Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Leistungssteigerung in einem realen Kraftwerk verhält. Dazu wird das dynamische Verhalten eines Laufwasserkraftwerks im süddeutschen Raum mit einer Generatorscheinleistung von 6 MVA analysiert. Der Generator hat eine Trägheitskonstante von $H = 2$ s und wird durch eine Kaplan turbine mit einer maximalen Leistung von ca. 4,5 MW angetrieben.

Zunächst wird das dynamische Verhalten mit Hilfe eines transienten Rechenmodells des Kraftwerks untersucht. Das Modell bildet alle wesentlichen Komponenten der Turbine, wie den Leitapparat, das Laufrad, das Turbinenkennfeld für den gesamten Arbeitsbereich sowie den Einfluss der Fallhöhe nach. Die Nichtlinearitäten der Komponenten werden entsprechend berücksichtigt. Die Frequenzregelung und das Erregermodell wurden in Abstimmung mit den Herstellern implementiert. Zur Validierung des Modells wird auf die aufgezeichneten Messwerte aus mehreren Inselnetzversuchen zurückgegriffen. Abbildung 4 zeigt exemplarisch den gemessenen und den simulierten Frequenzverlauf bei der Zuschaltung einer 0,7-MW-Pumpenanlage. Eine genaue Beschreibung des Modells kann [3] entnommen werden.

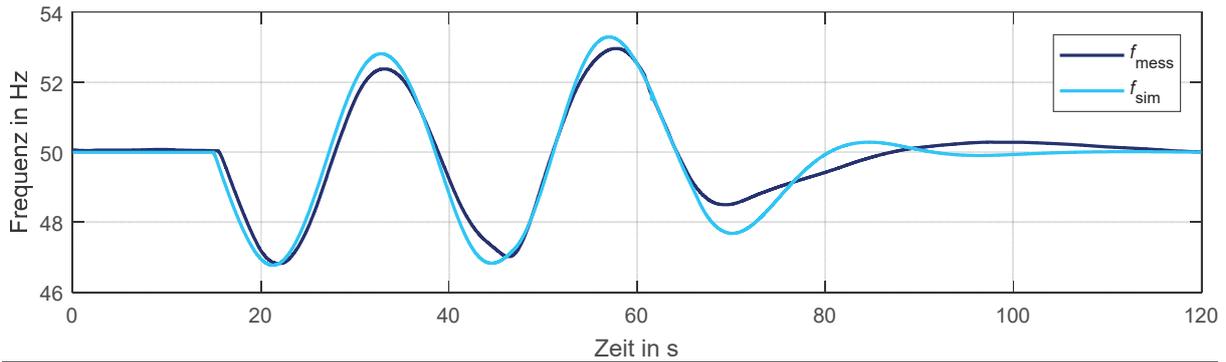


Abbildung 4: Vergleich zwischen der gemessenen Frequenz f_{mess} und dem simulierten Frequenzverlauf f_{sim} bei der Zuschaltung einer 0,7-MW-Pumpenanlage

Mit Hilfe des Simulationsmodells konnte gezeigt werden, dass durch die Fixierung des Laufrades auf einen großen Winkel, das dynamische Verhalten der Turbine wesentlich verbessert werden kann und damit die auftretenden Frequenzabweichungen reduziert werden. Dies wurde in mehreren Inselnetzversuchen bestätigt. [3] Das Turbinenverhalten entspricht hierbei näherungsweise dem einer Francisturbine. Da sich dieser Betriebsmodus kostengünstig implementieren lässt und für Inselnetzversorgungen bewährt hat, wird das Laufrad in den folgenden Untersuchungen auf 0,6 pu fixiert. Bei einer Fallhöhe von 7,5 m liegt die maximale Turbinenleistung in diesem Fall bei ca. 3,8 MW.

Das Kraftwerksmodell wird nun mit verschiedenen Lastsprüngen ΔP_0 ansteigender Höhe belastet. Die Vorbelastung des Kraftwerks liegt bei 1 MW. Die entsprechenden Frequenzantworten sind in Abbildung 5 zu sehen. Es wird deutlich, dass trotz der Nichtlinearitäten des Leitapparats und des Turbinenkennfelds die Zeit $t_{\text{max}\Delta f}$ bis zum ersten Frequenzminimum nur geringfügig anwächst. So liegt sie bei einem Lastsprung von 0,1 MW bei 4,0 s und bei einem Lastsprung von 2 MW bei 4,57 s.

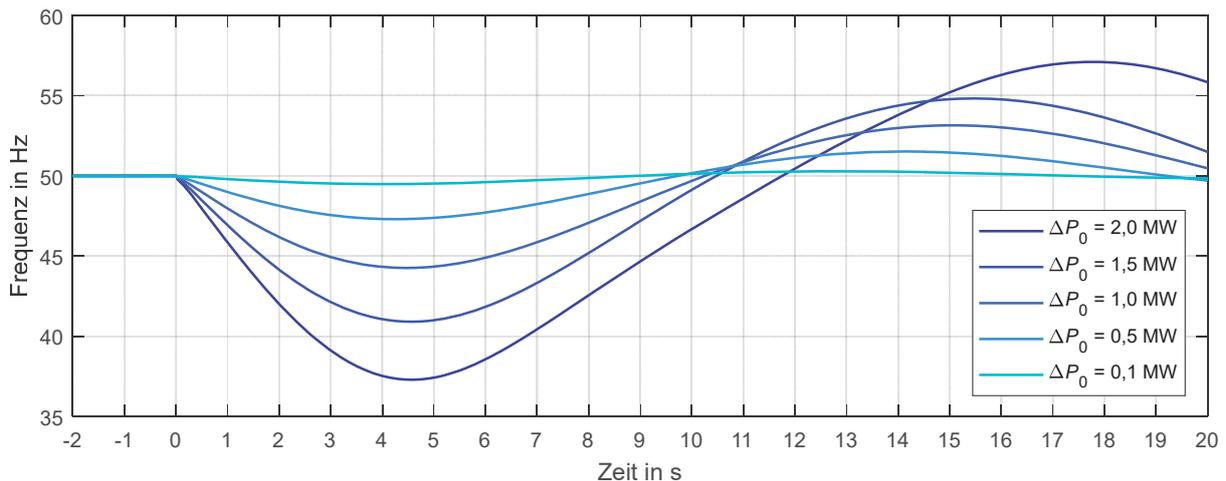


Abbildung 5: Frequenzantwort nach unterschiedlichen Lastsprüngen ΔP_0 , bei einer Vorbelastung $P_0 = 1$ MW und einem festen Laufrad = 0,60 pu

Während $t_{\text{max}\Delta f}$ nur eine geringe Abhängigkeit von ΔP_0 besitzt, hat die Vorbelastung P_0 des Kraftwerks vor dem Lastsprung einen deutlich größeren Einfluss. In Abbildung 6 ist dieser Zusammenhang dargestellt. Mit steigendem Auslastungsgrad der Turbine nimmt auch $t_{\text{max}\Delta f}$

zu. Diese Zunahme lässt sich für Lastsprünge kleiner 1 MW in guter Näherung mit der folgenden linearen Formel beschreiben.

$$t_{\max\Delta f} \approx 0,926 \frac{s}{MW} P_0 + 3,01 s \quad (9)$$

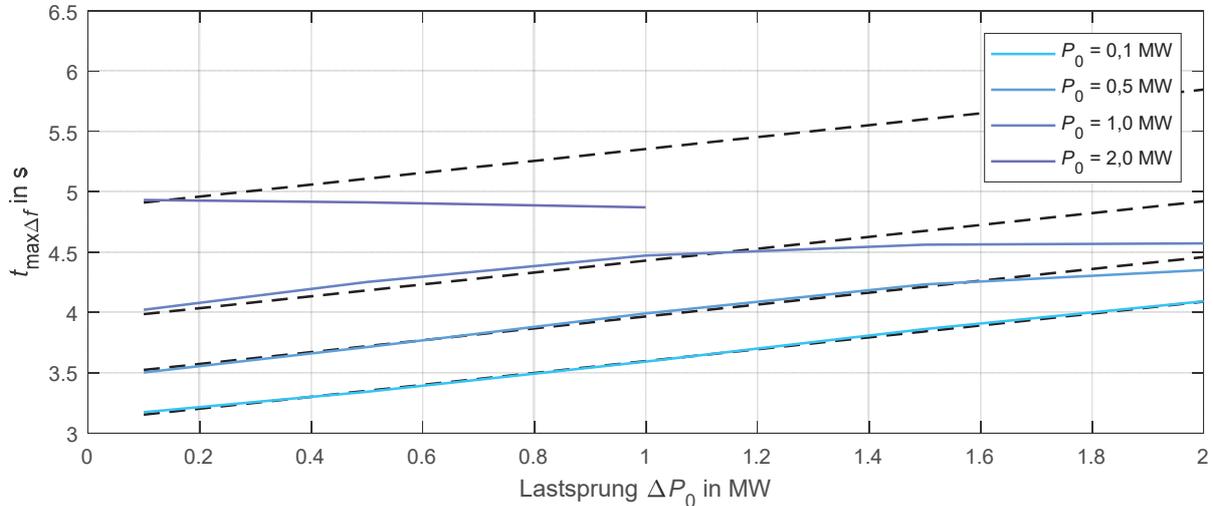


Abbildung 6: Simulierte Zeit $t_{\max\Delta f}$ in Abhängigkeit der Turbinenvorbelastung P_0 und der Lastsprunghöhe ΔP_0 bei einem konstantem Laufrad von 0,6 pu - Approximation nach Formel 10 (gestrichelt)

Da sich die Stellzeit des Leitapparats sowie die Parametrierung des Turbinenreglers mit steigender Auslastung nicht ändern, ist der in Formel 9 beschriebene Effekt auf die Form des Turbinenkennfelds zurückzuführen. Abbildung 7 zeigt die Leistungskurve der Turbine bei einem festen Laufrad von 0,6 pu in Abhängigkeit von der Leitapparattöffnung. Mit steigender Auslastung flacht die Kurve merklich ab, weshalb der sich Leitapparat bei einem Lastsprung ΔP_0 bei höherer Vorbelastung weiter öffnen muss. Da die Stellgeschwindigkeit des Leitapparats unabhängig von der Auslastung ist, benötigt sie für eine größere Öffnung proportional mehr Zeit, was in einem Anstieg der Zeit $t_{\max\Delta f}$ resultiert.

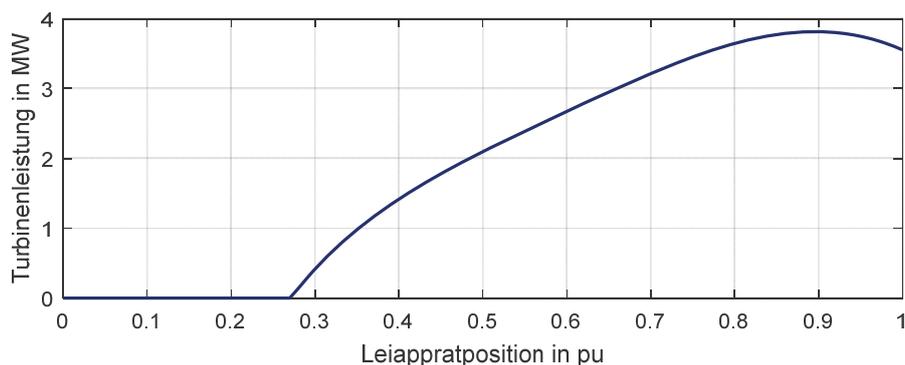


Abbildung 7: Turbinenleistung in Abhängigkeit des Leitapparats bei einem konstanten Laufrad von 0,6 pu

Abbildung 6 zeigt außerdem, dass mit einer Steigung von ca. $0,493 \frac{s}{MW} \Delta P_0$ die größte Abhängigkeit von der Lastsprunghöhe bei niedrigen Vorbelastungen auftritt. Für eine konservative Abschätzung kann daher unabhängig von der Vorbelastung P_0 von dieser Steigung in Abhängigkeit der Lastsprunghöhe ΔP_0 ausgegangen werden. Formel 9 wird daher um diese

Abhängigkeit erweitert und man erhält den folgenden Zusammenhang zur Abschätzung von $t_{\max\Delta f}$ für den gesamten Arbeitsraum.

$$t_{\max\Delta f} \approx 0,926 \frac{s}{MW} P_0 + 0,493 \frac{s}{MW} \Delta P + 3,01 s \quad (10)$$

Die Approximationswerte für $t_{\max\Delta f}$ aus Formel 9 sind zum Vergleich mit den Simulationen ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt. Die gemessenen Zeiten weichen bei Vorbelastungen P_0 ab ca. 2 MW sowie bei Lastzuschaltungen über 1,2 MW deutlich von den Näherungswerten ab. Da die Frequenzen nach diesen Schaltungen deutlich unter 45 Hz einbrechen, sollten große Zuschaltungen in diesen Betriebszuständen nach Möglichkeit vermieden werden. Bei Lastzuschaltungen unter 1,2 MW und Vorbelastungen kleiner 2 MW zeigt die Approximation nach Formel 10 jedoch eine gute Übereinstimmung mit den simulierten Zeiten.

Zur besseren Vergleichbarkeit mit anderen Kraftwerken kann Formel 10 auch auf die maximale Turbinenleistung von 4,5 MW bezogen werden (siehe Formel 11). Die Leistung der Vorbelastung P_0 sowie der Lastsprung ΔP_0 sind hier ebenfalls in pu bezogen auf die maximale Turbinenleistung anzugeben.

$$t_{\max\Delta f} \approx 0,205 \frac{s}{pu} P_0 + 0,110 \frac{s}{pu} \Delta P + 3,01 s \quad (11)$$

3.2 Vergleich der simulativen Abschätzung von $t_{\max\Delta f}$ mit Messung

Das simulierte Verhalten soll nun anhand von Messungen überprüft werden. Dazu versorgt das Kraftwerk wie zuvor in der Simulation eine rein ohmsche Lastbank, die mit zusätzlichen Lastsprüngen die Insel dynamisch anregt. Die Vorbelastung P_0 und Höhe der Lastsprünge ΔP_0 können der Tabelle 1 entnommen werden. Die gemessenen Frequenzverläufe sind in Abbildung 8 zu sehen. Tabelle 1 zeigt außerdem die gemessenen Zeiten für $t_{\max\Delta f}$ sowie die entsprechend approximierten Werte nach Formel 10. Die Messungen bestätigen den zuvor ermittelten linearen Zusammenhang zwischen der Zeit $t_{\max\Delta f}$ und P_0 sowie ΔP_0 .

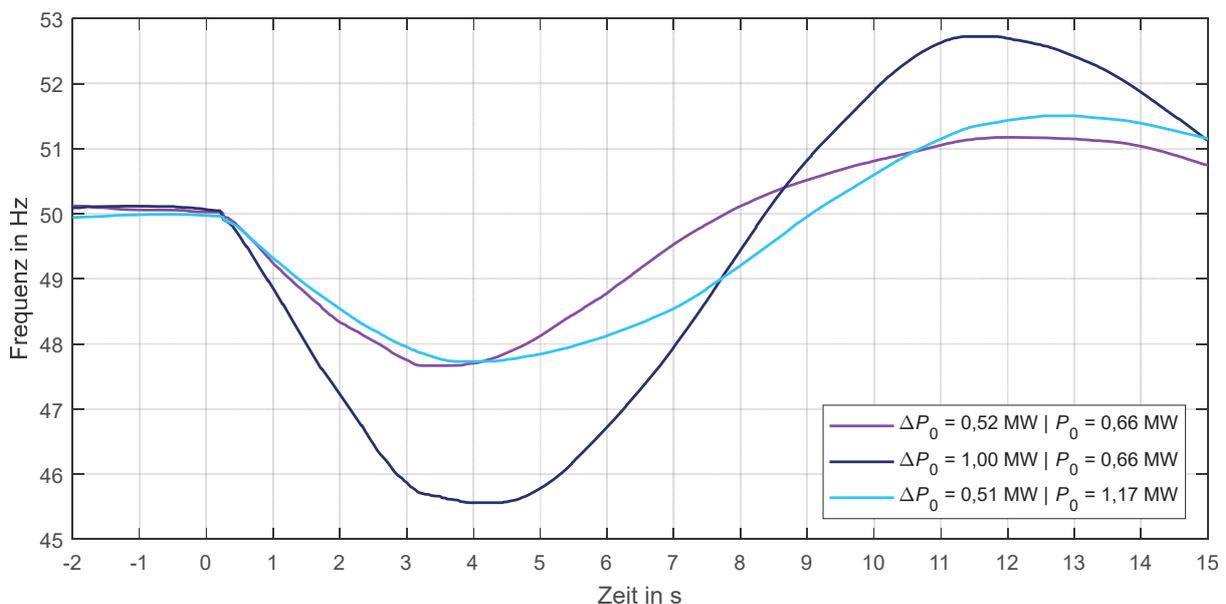


Abbildung 8: Gemessene Frequenzantwort nach Lastsprüngen ΔP_0 bei verschiedenen Vorbelastungen P_0

Tabelle 1: Parameter der gemessenen Lastsprünge

Vorbelastung P_0	Lastsprung ΔP_0	$t_{\max\Delta f}$ gemessen	$t_{\max\Delta f}$ nach Formel 10
0,66 MW	0,52 MW	3,6 s	3,9 s
0,66 MW	1,00 MW	4,2 s	4,2 s
1,17 MW	0,51 MW	4,3 s	4,4 s

4 Berechnung des Frequenzverlaufs

Nachdem gezeigt wurde, dass sich $t_{\max\Delta f}$ anhand von ΔP_0 und der Kraftwerksvorbelastung abschätzen lässt, wird nun das reale *ramping*-Verhalten des Laufwasserkraftwerks untersucht. Hierzu werden wieder die Messungen der Lastzuschaltungen aus den vorherigen Versuchen herangezogen. Da die tatsächliche Turbinenleistung nur mit sehr großem Aufwand direkt gemessen werden kann, wird diese mit Hilfe von Formel 12 bestimmt. P' entspricht dabei der Leistungsdifferenz aus der elektrisch gemessenen Leistung und der aus dem rotierenden System ausgespeicherten Leistung. P' beinhaltet damit die mechanische Turbinenleistung P_{mech} sowie Leistungsänderungen des Generators auf Grund von Ausgleichsvorgängen nach schnellen Zustandsänderungen [4].

$$P'(t_i) = P_{el}(t_i) + \frac{(0,5 J \omega^2(t_i)) - (0,5 J \omega^2(t_{i-1}))}{t_i - t_{i-1}} \quad (12)$$

Die Messdaten liegen in einer Auflösung von 10 ms vor. $P'(t_i)$ ist die ausgespeicherte Leistung zum Zeitpunkt t_i , wobei t_{i-1} den vorhergehenden Zeitschritt bezeichnet. Abbildung 9 zeigt die gemessenen und die berechneten Werte für die dritte Lastzuschaltung aus Tabelle 1 mit $\Delta P_0 = 0,51$ MW bei einer Vorbelastung von ca. 1,17 MW.

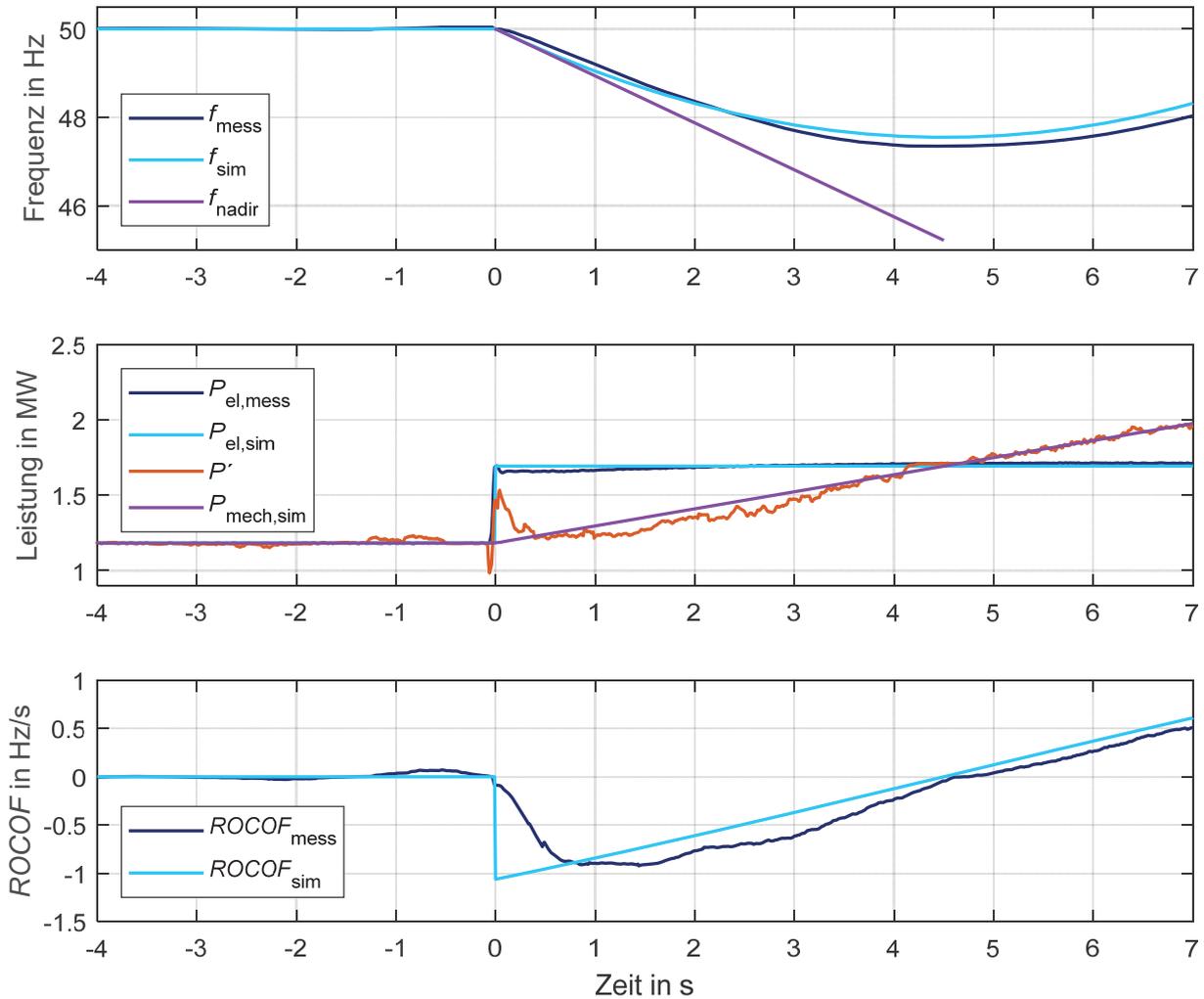


Abbildung 9: Vergleich des gemessenen mit dem berechneten Systemverhalten nach einer Lastzuschaltung

Infolge des Lastsprungs springt instantan auch P' an. Eine sprunghafte Änderung der mechanischen Leistung ist jedoch nicht möglich. Zum einen müssen für eine Leistungssteigerung der Turbine die Stellglieder angepasst werden, zum anderen reagiert der Turbinenregler nur auf die Abweichung der Frequenz vom Sollwert, welche zu diesem Zeitpunkt nahezu Null ist. Die Differenz von P' und der Ausgangsleistung von 1,17 MW stellt daher nicht den Anstieg der mechanischen Turbinenleistung dar, sondern ist auf die Ausgleichsvorgänge des Generators im (sub-)transienten Bereich nach schnellen Zustandsänderungen zurückzuführen [4]. Wird dieser Einfluss von P' abgezogen, ergibt dies den zeitlichen Verlauf der mechanischen Turbinenleistung. Dieser entspricht einem PT2-Verhalten. Wird dieses mit einer linearen *ramping rate* wie sie in den vorherigen Rechenbeispielen angenommen wurde verglichen (Abbildung 9 (Mitte)), so zeigen sich nur geringe Abweichungen im zeitlichen Verlauf.

Die Energiedifferenz E_{Diff} der zugeführten Leistungen (P' und $P_{\text{mech,sim}}$) bis zum Zeitpunkt $t_{\text{max}\Delta f}$ beträgt 124 kW_s (siehe Formel 13). Dies entspricht ca. 10 % der zusätzlich eingespeisten Energie E_{ramping} aufgrund des *rampings* in diesem Zeitraum (siehe Formel 14).

$$E_{Diff} = \int_{t_0}^{t_{max\Delta f}} (P_{mech,sim} - P') dt = 124 \text{ kW} \quad (13)$$

$$E_{ramping} = \int_{t_0}^{t_{max\Delta f}} (P_{mech,sim} - P_0) dt \quad (14)$$

Der gemessene Frequenzeinbruch ist daher etwas geringer als in der Berechnung. Das Frequenzminimum ist hier mit 47,55 Hz um 0,3 Hz größer als der gemessene Wert (47,35 Hz). Zur Berechnung des Frequenzgradienten aus der gemessenen Frequenz wurde ein gleitender Mittelwert von 500 ms gemäß [5] verwendet (siehe Formel 15). Hierbei entspricht n der Anzahl der Messzeitpunkte ist.

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{f_i - f_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad (15)$$

Aufgrund der transienten Leistungsreaktion der Maschine nach dem Lastsprung tritt das absolute Maximum des Frequenzgradienten erst nach Abklingen der Ausgleichsvorgänge, ca. 1,4 s nach dem Schaltereignis auf. Der absolute Extremwert beträgt hier 0,92 Hz/s und liegt leicht unterhalb des mit Formel 5 errechneten absoluten Gradienten von 1,06 Hz/s.

Mit Hilfe dieses Extremwerts lässt sich wieder f_{nadir} bestimmen, indem von einer linearen Frequenzänderung bis $t_{max\Delta f}$ ausgegangen wird. f_{nadir} beträgt in diesem Fall 45,22 Hz und liegt mit einer Differenz von 2,13 Hz deutlich unterhalb der tatsächlich gemessenen Minimalfrequenz.

Dieses Beispiel zeigt, dass die *ramping rate* der Turbine ab der Lastschaltung linear angenommen werden kann. Da auch die Zeit $t_{max\Delta f}$ aufgrund der linearen Abhängigkeit von ΔP_0 und P_0 approximiert werden kann lässt sich die maximale Frequenzabweichung einfach berechnen.

5 Annahmen zur einfachen Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung

Entspricht der Leistungsverlauf der zugeschalteten Last näherungsweise einem einfachen Lastsprung, kann die Energie des Systems zum Zeitpunkt $t_{max\Delta f}$, bei einer linearen *ramping rate* bestimmt werden:

$$E_{kin}(t_{max\Delta f}) = E_{kin}(t_0) - \frac{\Delta P_0 t_{max\Delta f}}{2} \quad (16)$$

Wobei $E_{kin}(t_0)$ die kinetische Energie des Systems zum Lastsprungzeitpunkt ist (siehe Abbildung 10).

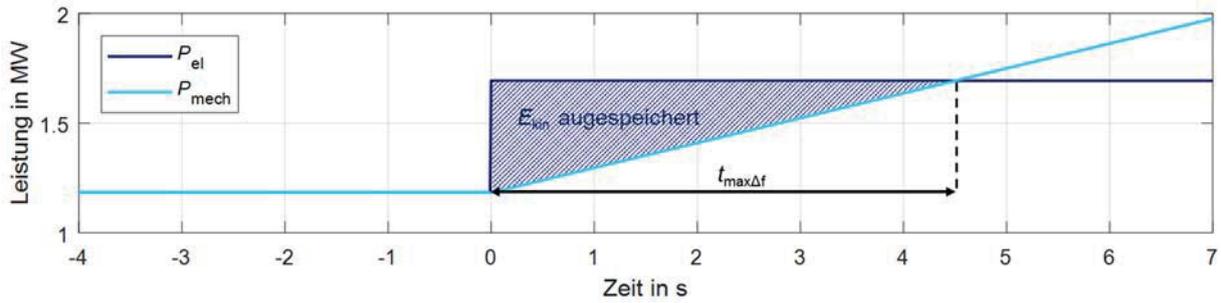


Abbildung 10: Ausgespeiste Energie nach einem Lastsprung und einer linearen *ramping rate*

Wird Formel 2 nach der Frequenz umgeformt, ergibt sich die minimale Frequenz Δf_{max} zum Zeitpunkt $t_{max\Delta f}$ zu:

$$\Delta f_{max} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{2 E_{kin}(t_{max\Delta f})}{J}} \quad (17)$$

Zur Berechnung von f_{nadir} muss zunächst mit Formel 5 der theoretisch maximale Frequenzgradient zum Lastsprungzeitpunkt t_0 bestimmt werden.

$$f_{nadir}(t_{max\Delta f}) = f(t_0) + \dot{f}(t_0) t_{max\Delta f} = f(t_0) + \frac{\Delta P_0 f_n^2}{2 H S f(t_0)} t_{max\Delta f} \quad (18)$$

Bei dynamischen Lasten, welche einen transienten Leistungsverlauf nach der Zuschaltung aufweisen, wie es beispielsweise bei Pumpenanlagen der Fall ist, gilt der Zusammenhang aus Formel 16 nicht mehr. Da die ausgespeicherte Energie dem Integral der Differenz aus der elektrischen Lastleistung und der mechanischen Turbinenleistung über der Zeit entspricht ist hier eine detailliertere Betrachtung nötig. Abbildung 11 zeigt ein Beispiel für einen nicht sprunghaften Leistungsverlauf der Last nach der Zuschaltung sowie die ausgespeicherte kinetische Energie bei einem angenommenen *ramping* der Turbine.

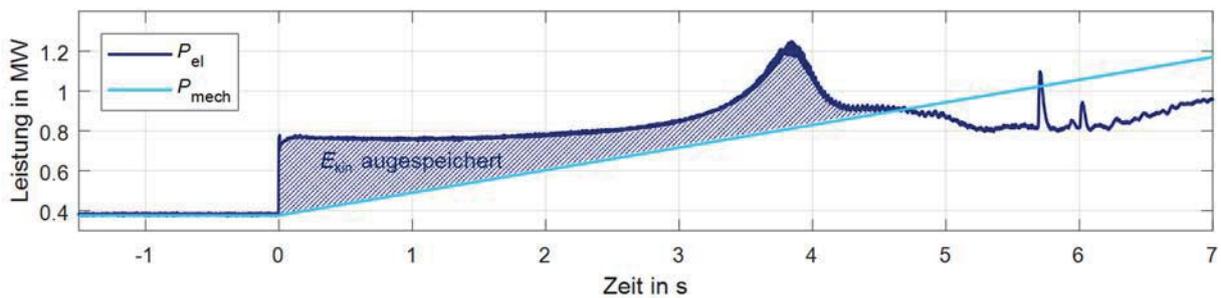


Abbildung 11: Beispiel für einen nicht sprunghaften Verlauf der Lastleistung nach der Zuschaltung und die ausgespeicherte kinetische Energie bei einem angenommenen Turbinen-*ramping*

Für eine einfache Abschätzung kann aber weiterhin von einer sprunghaftigen Belastung ausgegangen werden. Allerdings muss dafür die Lastsprunghöhe ΔP_0 entsprechend angepasst werden. Denkbar wäre hier z. B. diese auf den stationären Leistungswert der Last oder deren absolutes Maximum im transienten Anlaufvorgang zu beziehen. Für eine allgemeine Empfehlung müssen jedoch weitere Lasten und Kraftwerke untersucht werden.

Bei dynamischen Lasten kann es außerdem zu ungünstigen Anregungen des Systems kommen, wenn Leistungsspitzen der Last mit Zeitkonstanten der Kraftwerksregelung zusammenfallen. Diese können zu größeren Frequenzabweichungen oder schlimmstenfalls gar zu

ungedämpften Schwingungen führen. Dieses geringe Restrisiko kann durch die einfache Abschätzung mit der beschriebenen Methode erfasst werden. Um diese Wechselwirkung entsprechend nachzubilden ist eine aufwändige detaillierte Modellierung für transiente Simulationen aller beteiligten Komponenten notwendig.

6 Verallgemeinerung des Konzepts

In den vorherigen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass eine wesentliche Hauptgröße für eine Abschätzung des Frequenzextremums die Zeit $t_{\max\Delta f}$ ist. Im Abschnitt 3 wurde die Abhängigkeit dieser Zeit von der Turbinenauslastung und der Lastsprunghöhe ΔP betrachtet und eine Näherung hergeleitet (Formel 10). Da $t_{\max\Delta f}$ im Wesentlichen von der Parametrierung des Frequenzreglers, der Stellzeit des Leitapparats sowie der Form des Turbinenkennfelds abhängt, sind die vorgestellten Zusammenhänge nicht ohne Weiteres auf andere Kraftwerke oder Betriebszustände der Turbine (z. B. andere Laufradvoröffnung oder eine dynamikoptimierte Kennlinie [3]) übertragbar. Für eine allgemeingültige Aussage sind daher weitere Untersuchungen nötig, in welchen das Verhalten der Turbinen in ihrem gesamten Arbeitsbereich betrachtet wird. Ergänzend müssen zudem auch Kraftwerke und Lasten mit anderen Zeitkonstanten analysiert werden.

Aus den vorgestellten Untersuchungen lassen sich dennoch einige Aussagen ableiten, mit welchen sich das Konzept auf andere Kraftwerke oder Inselnetze übertragen lässt. So zeigt Abbildung 6, dass die Zeit $t_{\max\Delta f}$ mit steigender Auslastung und größerem Lastsprung ansteigt. Da die Zeit $t_{\max\Delta f}$ im Wesentlichen durch die Zeitkonstante des Leitapparates und die Form des Turbinenkennfelds definiert wird, ist Formel 10 numerisch nicht direkt auf andere Turbinen übertragbar. Von einer linearen Abhängigkeit der Zeit $t_{\max\Delta f}$ von der Vorbelastung sowie der Lastsprunghöhe ΔP_0 ist jedoch auch bei anderen Turbinen auszugehen. Zur Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung einer kritischen Schaltung $\Delta P_{0,\text{krit}}$ sollten deshalb in der Vorbereitung idealerweise mindestens drei Probelastssprünge durchgeführt werden, mit deren Hilfe sich die Abhängigkeit von ΔP_0 und der Vorbelastung P_0 ermitteln lässt. Dazu müssen zwei Lastsprünge unterschiedlicher Leistung bei gleichbleibender Vorbelastung durchgeführt werden. Der dritte Lastsprung hingegen bei einer abweichenden Vorbelastung. In Abbildung 12 sind für die bekannte Turbine drei mögliche Testlastsprünge eingezeichnet, mit deren Hilfe sich der in Formel 10 bzw. 11 für andere Turbinen parametrieren lässt.

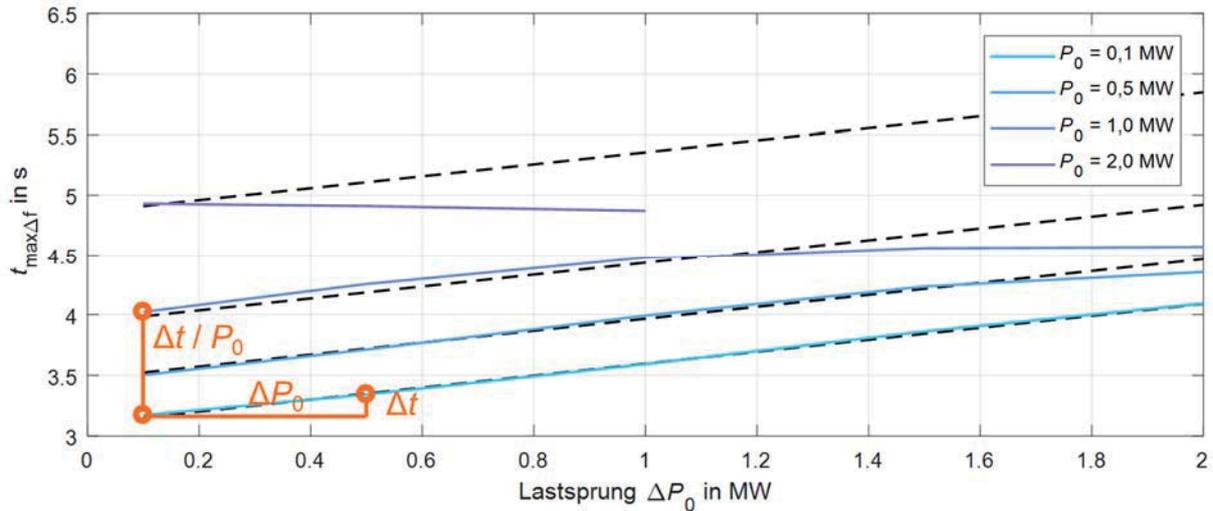


Abbildung 12: Beispiel für mögliche Probelastsprünge zur Ermittlung der Abhängigkeit der Zeit $t_{\max\Delta f}$ von der Vorbelastung P_0 und der Lastrsprunghöhe ΔP_0 - Approximation nach Formel 9 (gestrichelt)

Mit Hilfe der aus den Testlastsprüngen ermittelten Zeiten lässt sich nun der Zusammenhang $t_{\max\Delta f}(\Delta P_0, P_0)$ bestimmen. Mit Hilfe der Zeit $t_{\max\Delta f}(\Delta P_{0,\text{krit}}, P_{0,\text{krit}})$ können nun mit den Formeln aus Abschnitt 5 die erwartete Frequenzabweichung Δf_{\max} sowie f_{nadir} berechnet werden. Diese beiden Größen definieren somit einem Erwartungshorizont für die maximale Frequenzabweichung, welche als Entscheidungshilfe vor Lastschaltungen genutzt werden kann.

Formel 2 und Abbildung 2 zeigen, dass die kinetisch gespeicherte Energie direkt proportional von der Gesamtträgheit des Systems abhängt und damit eine größere Systemträgheit dämpfend auf Frequenzeinbrüche nach Lastrsprüngen wirkt. Für eine konservative Abschätzung sollte daher immer von dem niedrigsten gesicherten Wert ausgegangen werden. Ist z. B. die Trägheit der Lasten nicht bekannt, genügt es für die Abschätzungen ausschließlich von der Trägheit des Kraftwerks auszugehen.

7 Methode zur Ermittlung von Δf_{max}

In der folgenden Abbildung werden noch einmal die vorgestellten Schritte zur Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung nach einer Lastschaltung zusammengefasst.

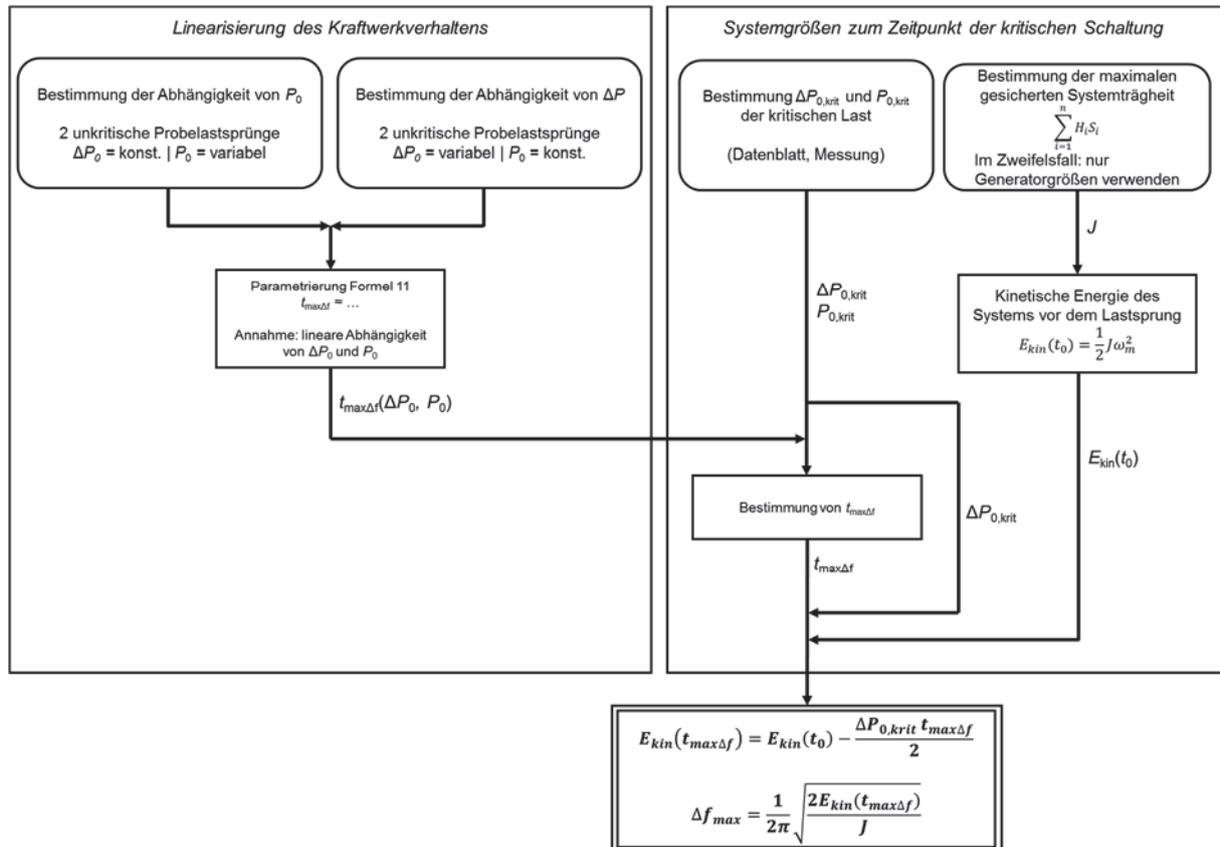


Abbildung 13: Methode zur Ermittlung der maximalen Frequenzabweichung nach einem Lastsprung

8 Zusammenfassung

Die Versorgung der kritischsten Verbraucher bei einem großflächigen Stromausfall in lokalen Notversorgungsinseln hilft die gesellschaftlichen Schäden erheblich zu minimieren. Da dem Betriebspersonal häufig die Erfahrung für Verhalten des Kraftwerks im Inselbetrieb fehlt, muss die Entscheidung, ob eine Lastzuschaltung zu einer unzulässigen Frequenzverletzung führt, aufgrund der technischen Zusammenhänge getroffen werden. Transiente Simulationsmodelle sind in der Lage die Frequenzverläufe sehr exakt zu berechnen. Diese sind jedoch in ihrer Erstellung und Parametrierung sehr aufwändig. In diesem Paper wird daher eine einfache Methode vorgestellt, die es ermöglicht die maximale Frequenzabweichung nach einer Lastschaltung anhand weniger Parameter abzuschätzen und so eine Entscheidungsgrundlage bietet.

Dazu wurde mit Hilfe einfacher Rechenbeispiele die Zusammenhänge zwischen diesen Parametern hergeleitet und anschließend das Verhalten eines realen Laufwasserkraftwerks

anhand eines transienten Simulationsmodells sowie Messdaten analysiert. Dabei hat sich gezeigt, dass die Zeit $t_{\max\Delta f}$ bis das Frequenzminimum nach einer Laständerung eintritt sowohl von der Lastsprunghöhe als auch von der Vorbelastung des Kraftwerks abhängt. Diese Abhängigkeiten weisen ein nahezu lineares Verhalten auf und können daher mit drei Probelastsprüngen abgeschätzt werden. Die Messdaten haben außerdem gezeigt, dass die Leistungssteigerung der Turbine nach einer Lastzuschaltung in guter Näherung als linear angenommen werden kann. Ist die Zeit $t_{\max\Delta f}$ sowie die *ramping rate* der Turbine bekannt, lässt sich die maximale Frequenzabweichung aus den Systemenergien berechnen.

Da in diesem Paper lediglich eine Kaplan turbine mit konstantem Laufradwinkel betrachtet wurde, müssen für eine Verallgemeinerung der Ergebnisse weitere Untersuchungen gemacht werden. So muss überprüft werden, ob sich die Ergebnisse auf andere Betriebszustände der Turbine übertragen lassen. Anschließend muss die Methode an weiteren Kraftwerke mit anderen Regelkonstanten getestet werden.

9 Literaturverzeichnis

- [1] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riemann, „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung“, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2010.
- [2] C. J. Steinhart, M. Finkel, M. Gratza, R. Witzmann, G. Kerber und K. Schaarschmidt, „Local Island Power Supply with Distributed Generation Systems in Case of Large-Scale Blackouts“, CIRED, Helsinki, 2016.
- [3] M. Gratza und J. Steinhart, „Frequency Stability in Island Networks: Development of Kaplan Turbine Model and Control of Dynamics“, PSCC, Dublin, Juni 2018.
- [4] P. M. Anderson und A. A. Fouad, Power System Control and Stability, New Delhi: Wiley, 2013.
- [5] J. C. M. Vieira, W. Freitas, Z. Huang, W. Xu und A. Morelato, „Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications“, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 153, no. 4, pp. 399- 406, Juli 2006.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages