

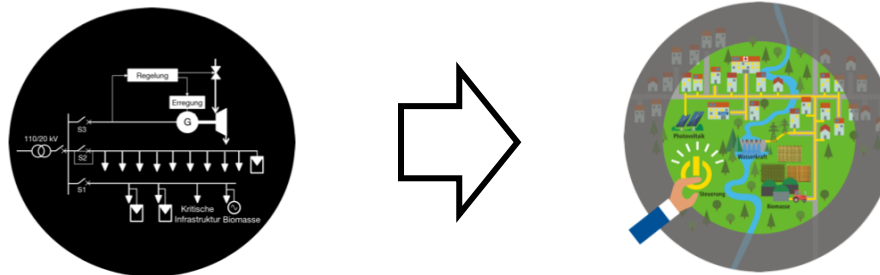
Methode zur einfachen Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung bei Lastsprüngen in Inselnetzen

Michael Gratza

Graz, 16. Februar 2018

Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen

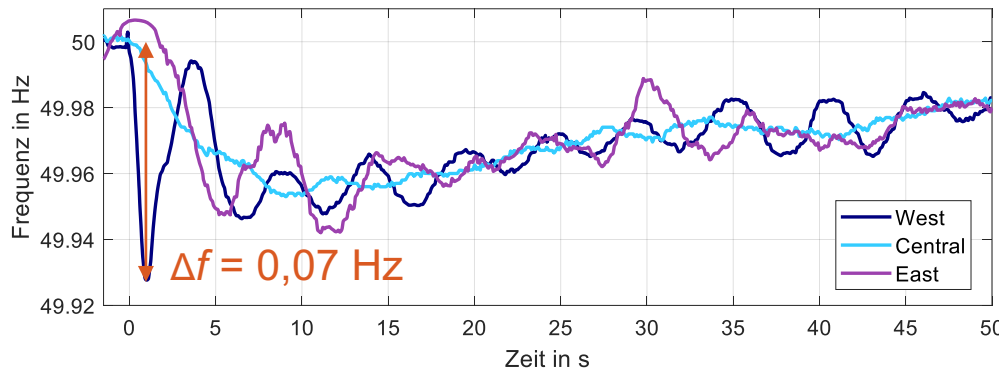
- Versorgung kritischer Infrastruktur im Krisenfall
- Aufbau eines Inselnetzes mit der lokal vorhandenen Erzeugerstruktur
- Netzführung der Insel mit Hilfe eines Führungskraftwerks



Herausforderung

- Erzeugereinheiten sind nicht auf den Inselbetrieb ausgelegt
- Nachrüstungen sollen vermieden werden
- Diskrete und relativ große Lastzuschaltungen

Transiente Frequenzstabilität in Inselnetzen

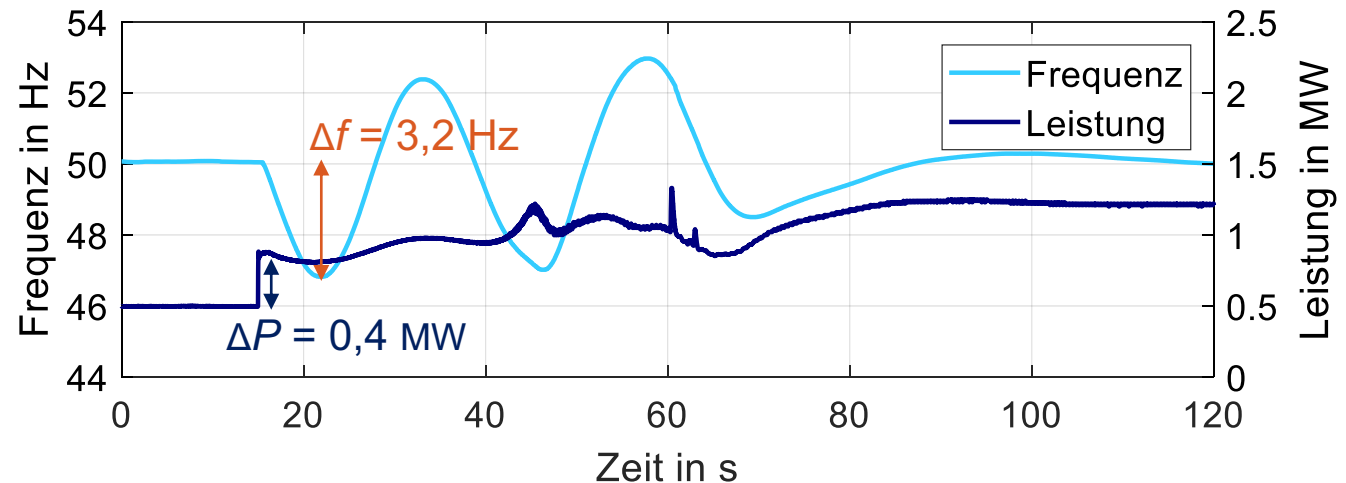


Frequenzverlauf im ENTSO-E Gebiet nach Ausfall eines 1-GW-Kraftwerks in Spanien (2011)

Quelle: D. Hewes, S. Altschaeffl, I. Boiarchuk and R. Witzmann, "Development of a dynamic model of the European transmission system using publicly available data," 2016 IEEE International Energy Conference

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7514144&isnumber=7513868>

Frequenzverlauf im Inselnetz mit ca. 6 MVA Erzeugungsleistung nach Zuschaltung einer 0,7-MW-Pumpe



Motivation

- Schon relativ kleine Lastschaltungen können die Frequenzstabilität in Inselnetzen gefährden
- Betriebspersonal hat meist geringe Erfahrung mit Inselnetzbetrieb
- Dynamische Modelle sehr aufwändig und teuer

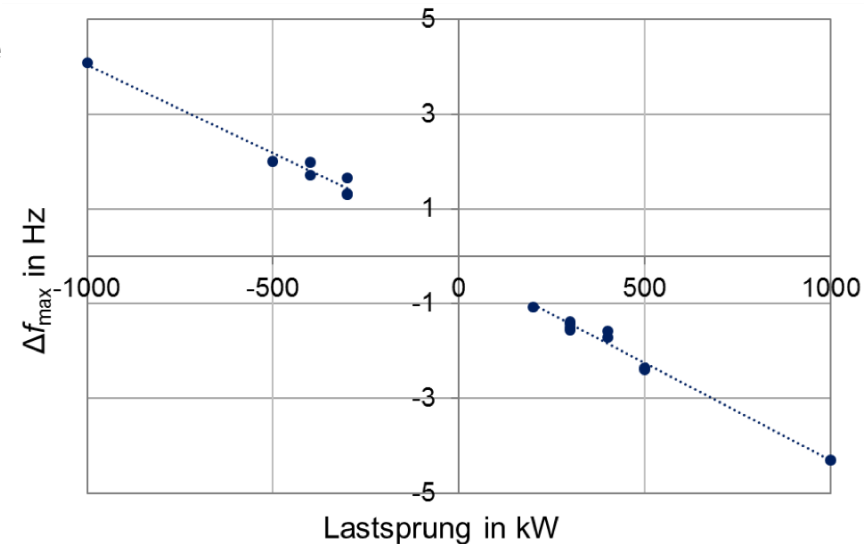


Abb.: Maximale Frequenzabweichung $\Delta f_{\max}$ nach Lastsprüngen ΔP_0 in einem Inselnetzversuch

Zielsetzung

- Einfache Methode zur Abschätzung von $\Delta f_{\max}$ mithilfe weniger bekannter Parameter
- Konservative Abschätzung von $\Delta f_{\max}$

Systemgrößen in einem rotierenden System

Trägheitsmoment

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

Kinetische Energie

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

Änderung der kinetischen Energie

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

Frequenzänderung (ROCOF)

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

Benötigte Parameter:

- Systemträgheit H
- Systemscheinleistung S
- Lastsprunghöhe ΔP

Systemverhalten nach einem Lastsprung

System

$S_n = 6 \text{ MVA}$

$H = 2 \text{ s}$

$\Delta P_0 = 0,3 \text{ MW}$

Annahme

Turbine beginnt mit dem Lastsprung die Leistung linear zu steigern

- Zeitpunkt $t_{\max\Delta f}$: $P_{\text{mech}} = P_{\text{el}}$
- Frequenzänderung unmittelbar nach dem Lastsprung absolut am größten
- Worst-Case-Abschätzung f_{nadir} mit

$$\dot{f}(t_0) = \frac{\Delta P f_n^2}{2 H S f(t_0)} = -0,63 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$$

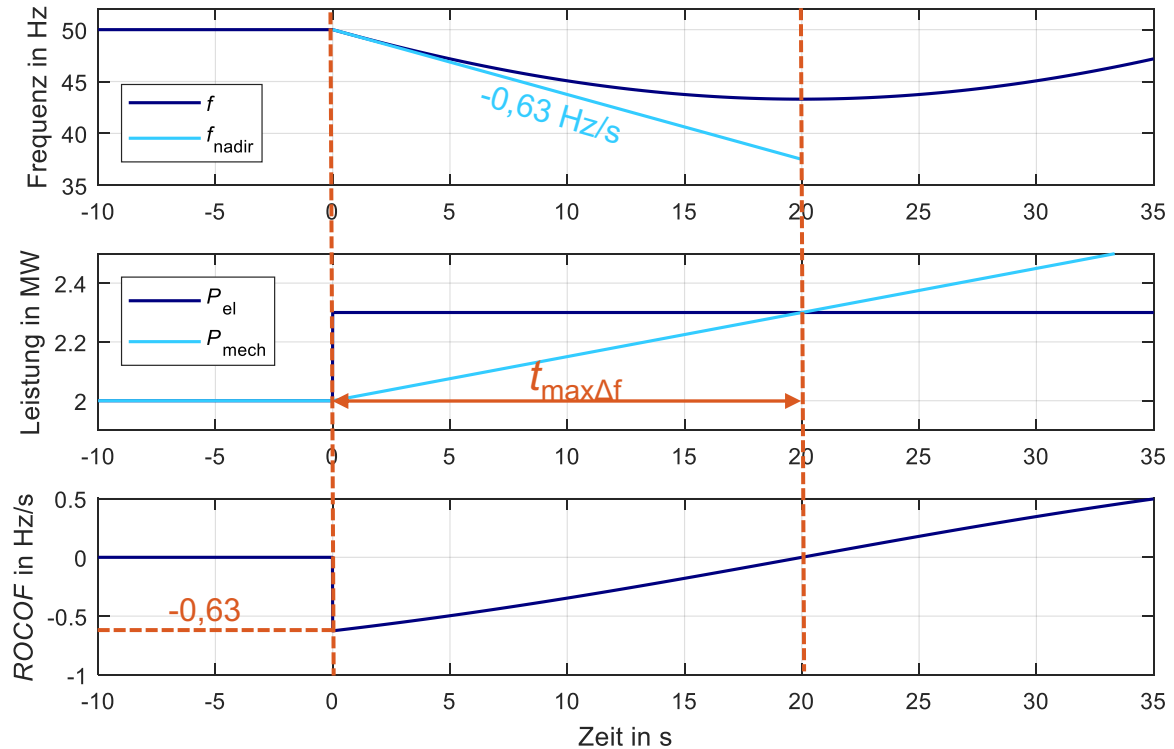


Abb.: Systemgrößen nach einem 0,3-MW-Lastsprung und linearer Leistungsanpassung

- ➔ Mithilfe der mechanischen Leistungssteigerung der Turbine (*ramping rate*) kann $\Delta f_{\max}$ bestimmt werden

Untersuchtes Kraftwerk

Generatorsätze	2
Nennscheinleistung S_n je	6 MVA
Trägheitskonstante H	2 s
Kaplan-Turbinen je	4,5 MW
Fallhöhe ca.	7,5 m



Abb.: Kraftwerk Feldheim

Transientes Simulationsmodell

Nichtlineare Nachbildung aller wesentlichen Komponenten wie:

- Leitapparat
- Laufrad
- Turbinenkennfeld
- Einfluss der Fallhöhe
- Frequenzregler- und Erregermodell entsprechen den Herstellervorgaben

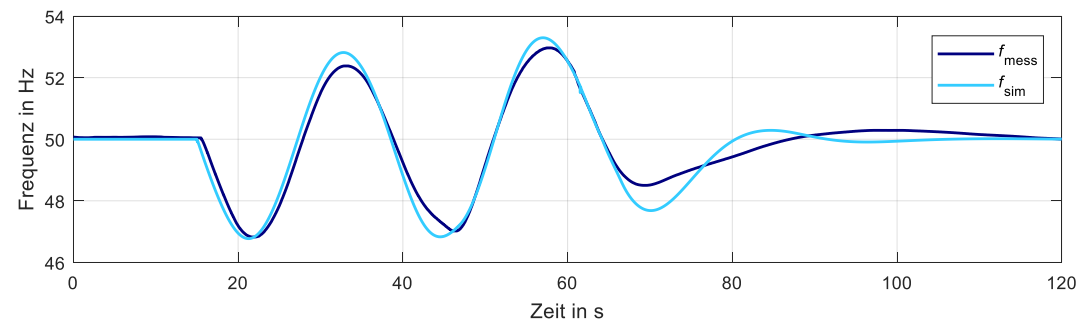


Abb.: Vergleich zwischen der gemessenen Frequenz f_{mess} und dem simulierten Frequenzverlauf f_{sim} bei der Zuschaltung einer 0,7-MW-Pumpenanlage

M. Gratza, R. Witzmann, C.J. Steinhart, M. Finkel, M. Becker, T. Nagel, T. Wopperer, H. Wackerl
 Frequency Stability in Island Networks: Development of Kaplan Turbine Model and Control of Dynamics
 unpublished, PSCC Dublin, June 2018

Simuliertes Frequenzverhalten nach Lastsprüngen

- Grundbelastung $P_0 = 1$ MW
- Verschiedene Lastsprünge ΔP_0
- Festes Laufrad $\phi = 0,6$ pu (entspricht Verhalten einer Francis-Turbine)

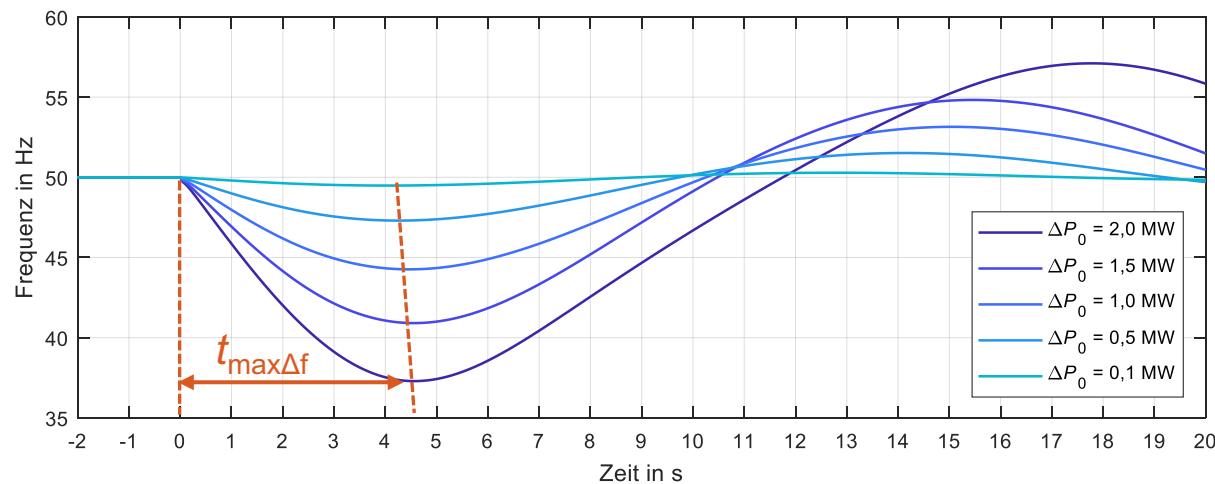


Abb.: Simulierte Frequenzantwort

➡ $t_{\max\Delta f}$ zeigt nur eine geringe Abhängigkeit von der Lastsprunghöhe ΔP_0

$t_{\max\Delta f}$ im gesamten Arbeitsraum

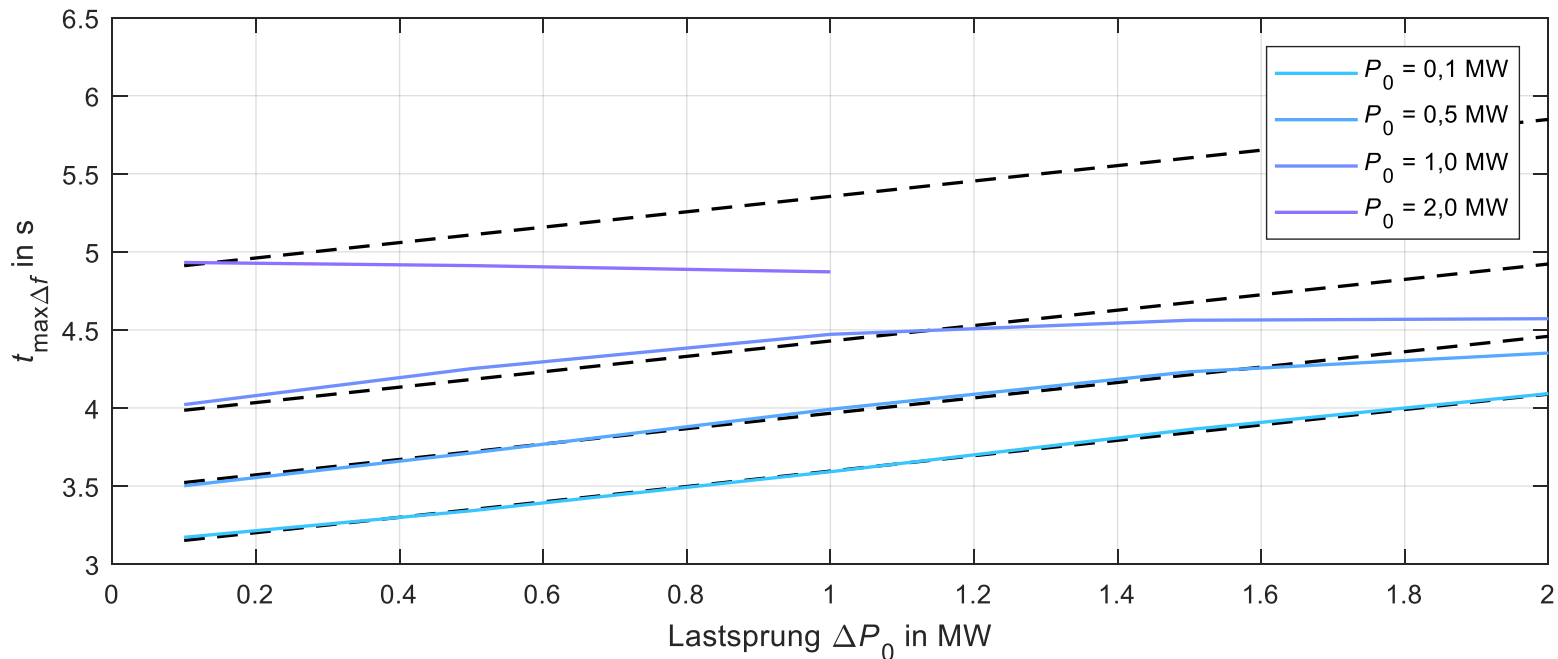


Abb.: Simulierte Zeit $t_{\max\Delta f}$ in Abhängigkeit der Turbinenvorbelastung P_0 und der Lastrsprunghöhe ΔP_0 bei einem konstantem Laufrad von 0,6 pu und approximierte Werte (gestrichelt)

$$\text{Approximation: } t_{\max\Delta f}(P_0, \Delta P_0) \approx 0,205 \frac{s}{pu} P_0 + 0,110 \frac{s}{pu} \Delta P_0 + 3,01 s$$

$t_{\max\Delta f}$ des realen Kraftwerks

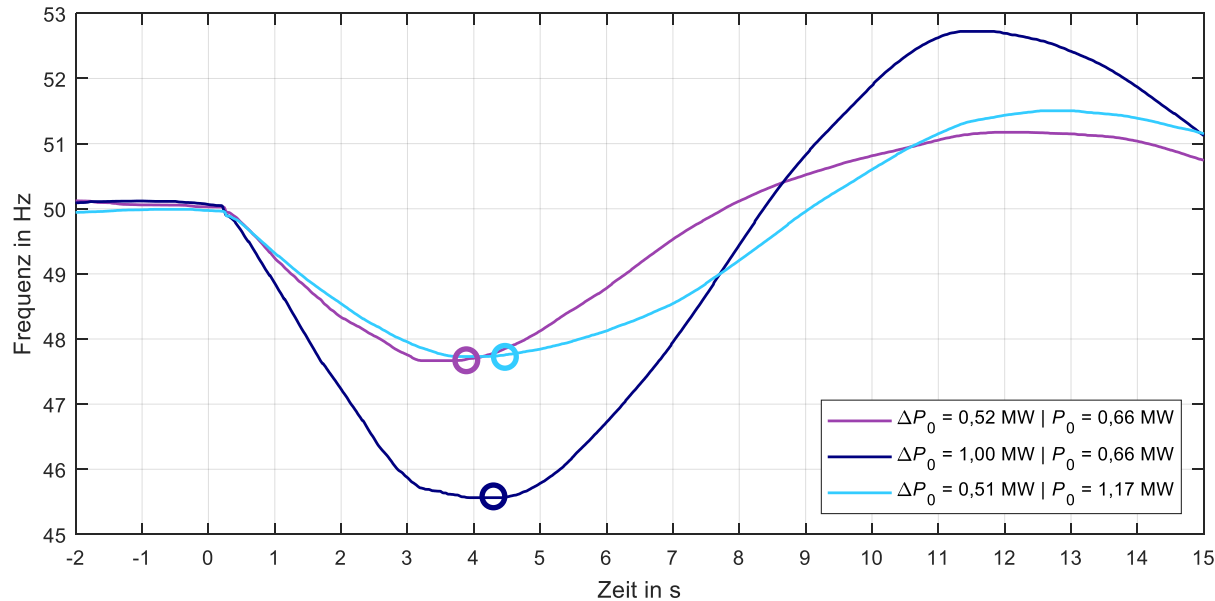


Abb.: Gemessene Frequenzantwort nach Lastsprüngen ΔP_0 bei verschiedenen Vorbelastungen P_0 – Kreise approximierte Werte

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

➡ Approximation von $t_{\max\Delta f}$ zeigt eine gute Übereinstimmung mit den Messwerten

Ramping rate des realen Kraftwerks

- Vereinfachtes System:

$$P_{mech} = \Delta E_{kin} + P_{el}$$
- Reales System: Leistung aus reaktiven Komponenten im transienten Bereich:

$$P' = P_{mech} + P_{trans} = \Delta E_{kin} + P_{el}$$
- Transiente Leistungseinspeisung des Generators nach dem Lastsprung
- Diese führt zu einer leichten Systemdämpfung
- ➔ *Ramping rate* kann näherungsweise als linear angenommen werden

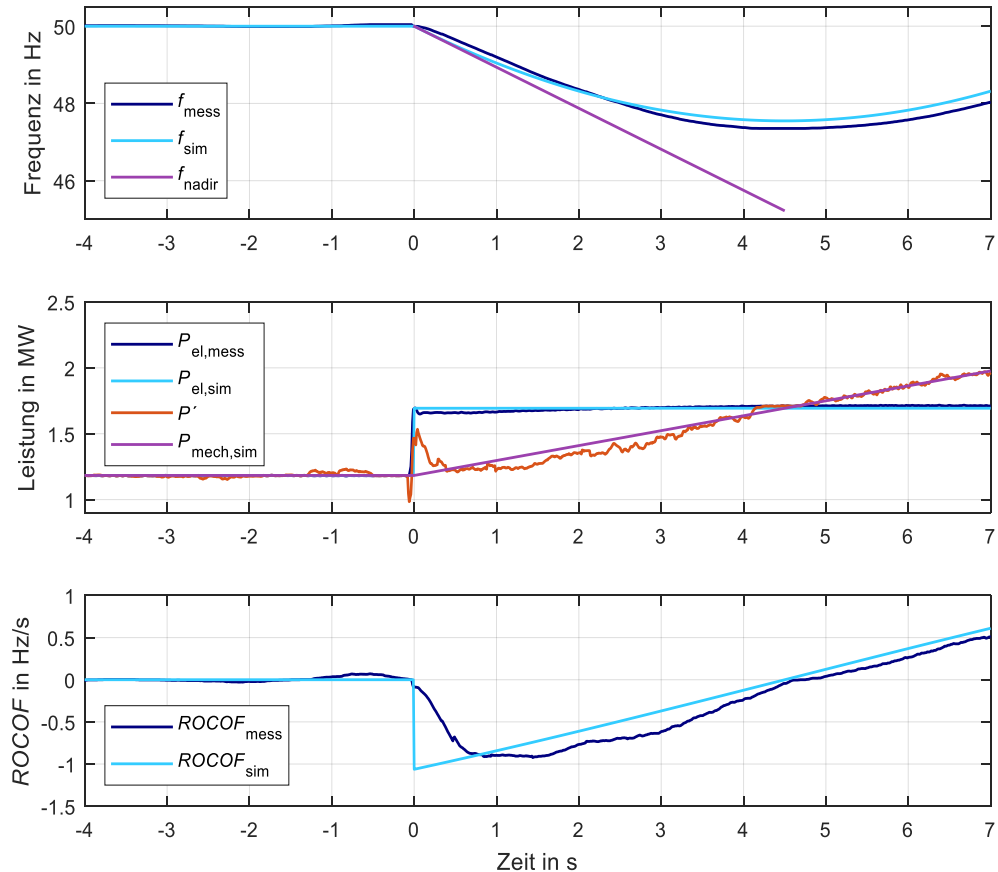


Abb.: Vergleich des gemessenen mit dem berechneten Systemverhalten nach einem 0,51-MW-Lastsprung

Berechnung von $\Delta f_{\max}$

Annahmen:

- Einfacher Lastsprung
- Lineare *ramping rate* der Turbine
($t_0 \leq t \leq t_{\max\Delta f}$)
- $t_{\max\Delta f}$ bekannt

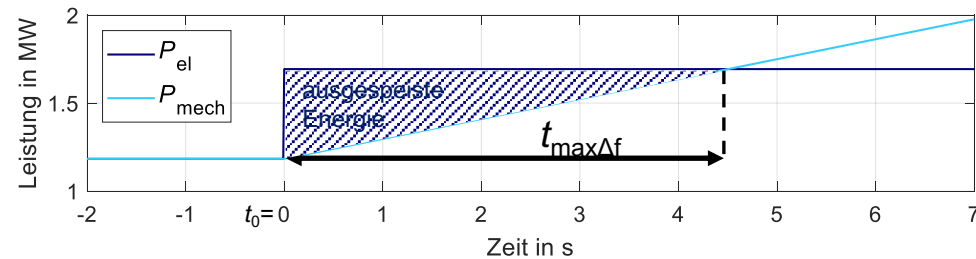


Abb.: Ausgespeiste Energie nach einem Lastsprung bei einer linearen *ramping rate* der Turbine

Kinetische Energie des Systems

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

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

Max. Frequenzabweichung

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

Anwendung der Methode auf andere Kraftwerke

- Systemträgheit $H \cdot S$ und kritische Lastsprunghöhe ΔP sind bekannt
- Zur Bestimmung des Frequenzextremums wird die Zeit $t_{\max \Delta f}$ benötigt
- Mit wenigen kleinen/unkritischen Lastsprüngen kann das Systemverhalten für den gesamten Arbeitsraum abgeschätzt werden

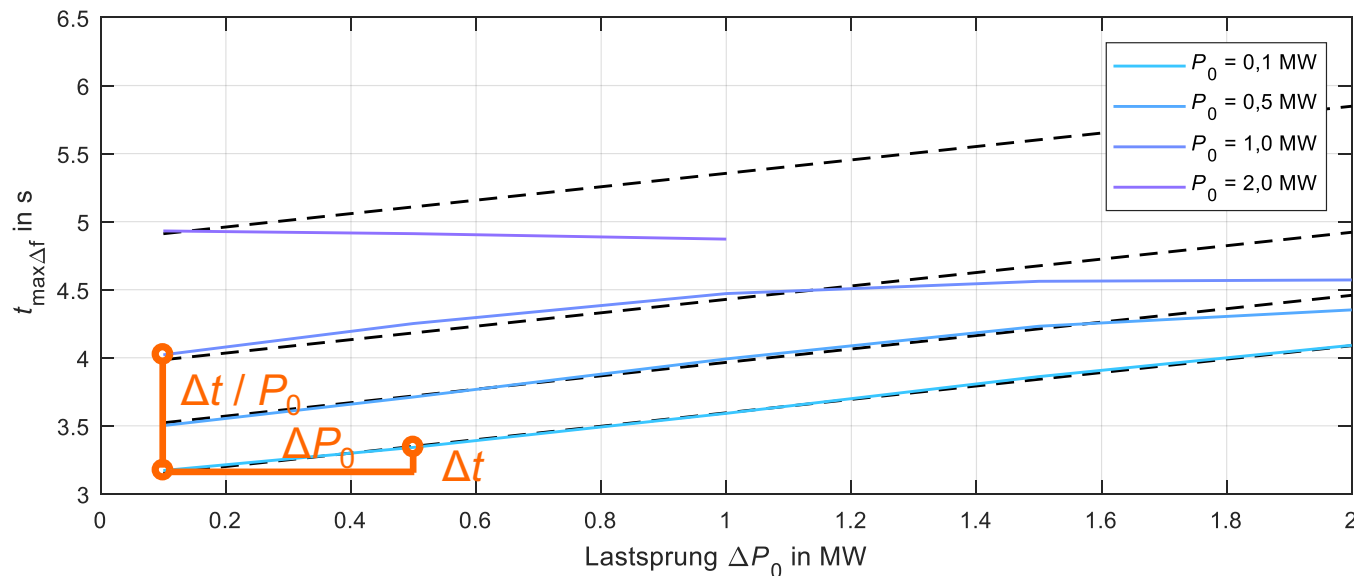


Abb.: Beispiel für drei Lastzuschaltungen zur Bestimmung der Zeitabhängigkeiten von der Vorbelastung P_0 und der Lastsprunghöhe ΔP_0

Zusammenfassung

Anhand eines dynamischen Kraftwerkmodells und Feldtestmessungen wurde gezeigt, dass...

- die *ramping rate* eines Laufwasserkraftwerks mit einer festgesetzten Kaplanturbine näherungsweise als linear angenommen werden kann
- mit Hilfe von 3 Probelastsprüngen sich die Zeit $t_{\max\Delta f}$ bis das Frequenzextremum auftritt für den gesamten Arbeitsraum approximieren lässt
- sich das zu erwartende Frequenzextremum bei sprungförmigen Laständerungen mit der Systemträgheit $H \cdot S$ der Lastsprunghöhe ΔP und $t_{\max\Delta f}$ abgeschätzt werden kann

Weiterer Forschungsbedarf

- Untersuchung des Turbinenverhaltens im gesamten Arbeitsraum
- Untersuchung weiterer Kraftwerke
- Untersuchung des Systemverhaltens bei dynamischen Lasten

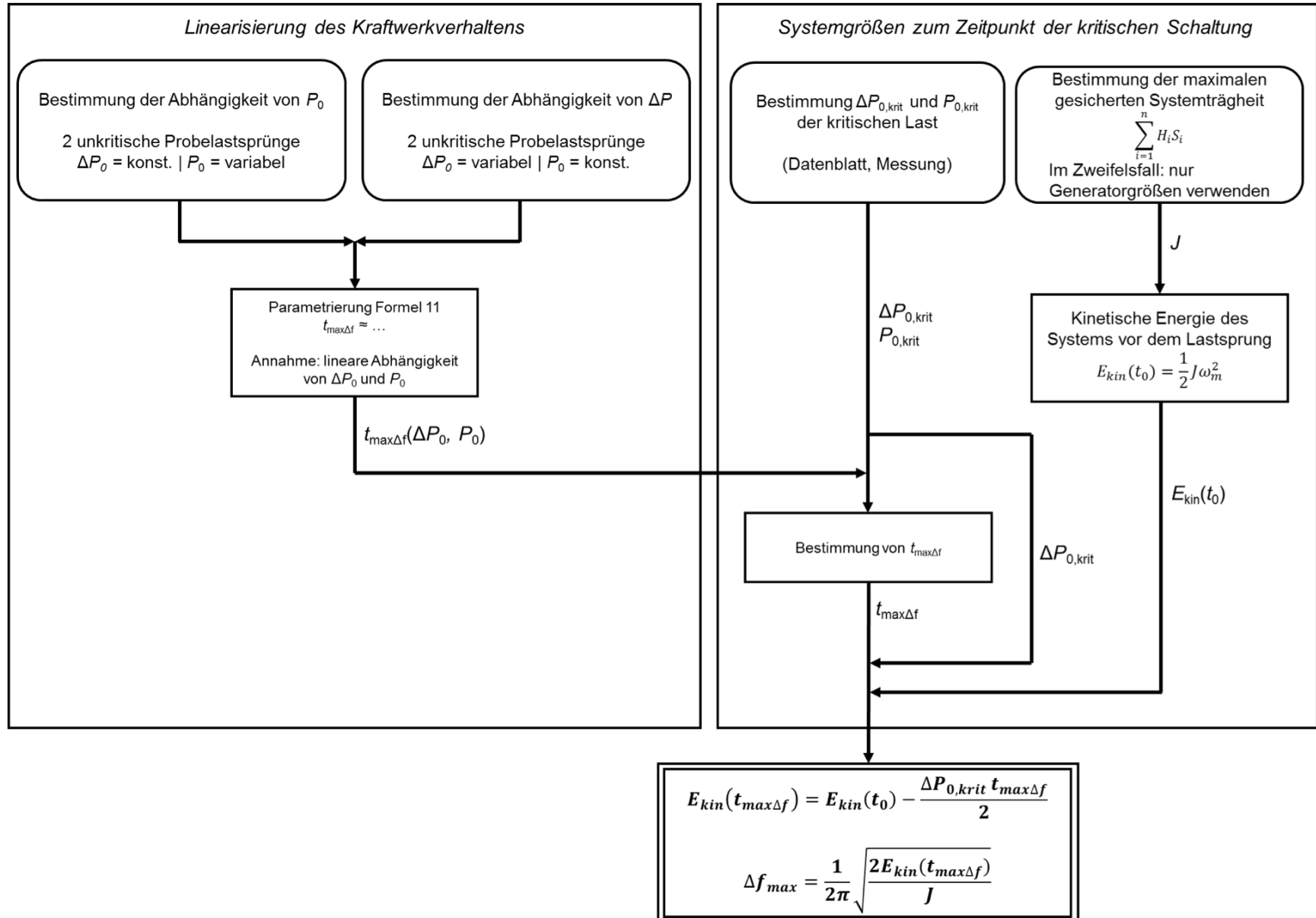
Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Michael Gratza

Technische Universität München

Tel: +49 89 289 22017

michael.gratza@tum.de



System ohne Frequenzregelung

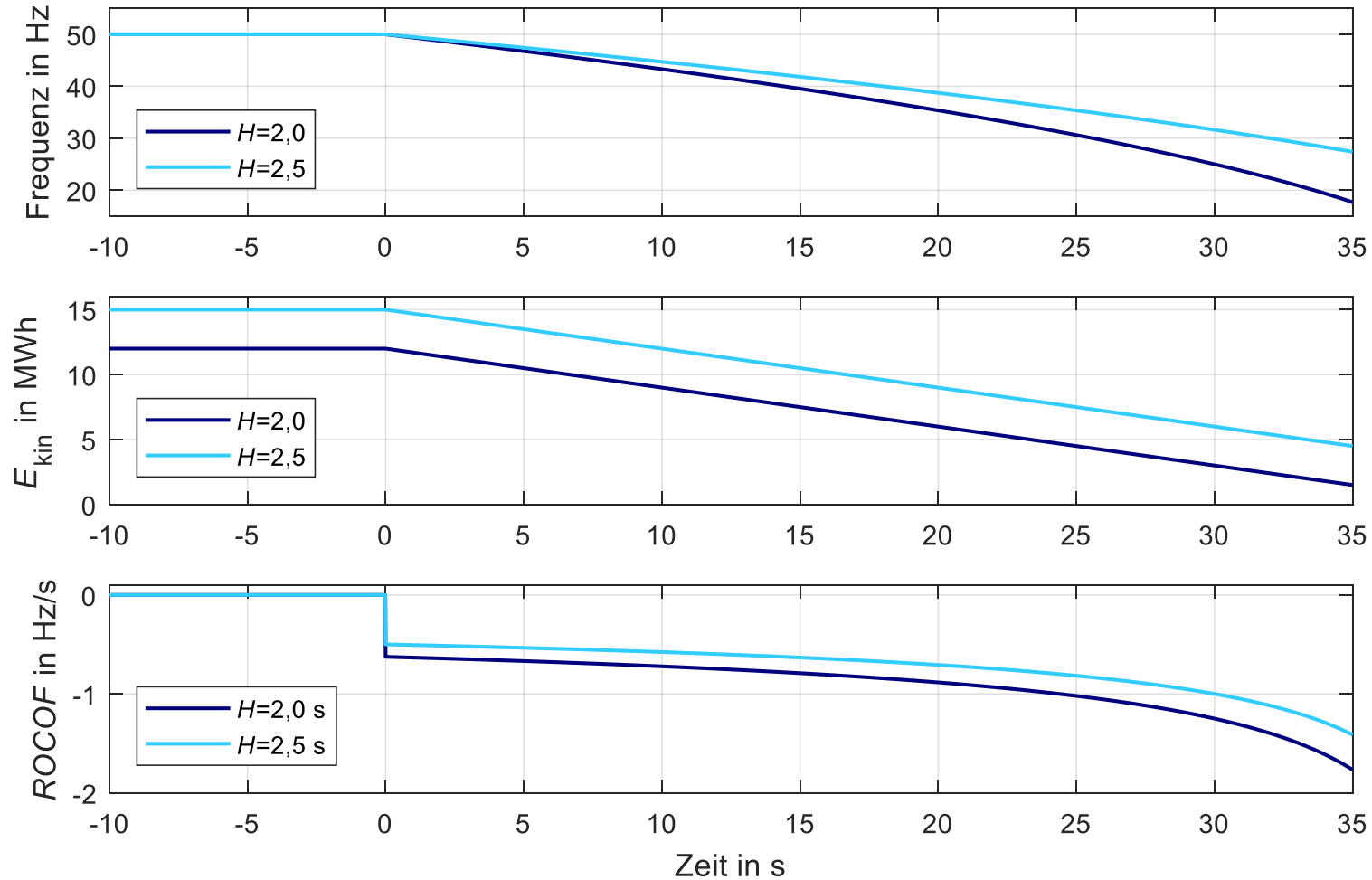
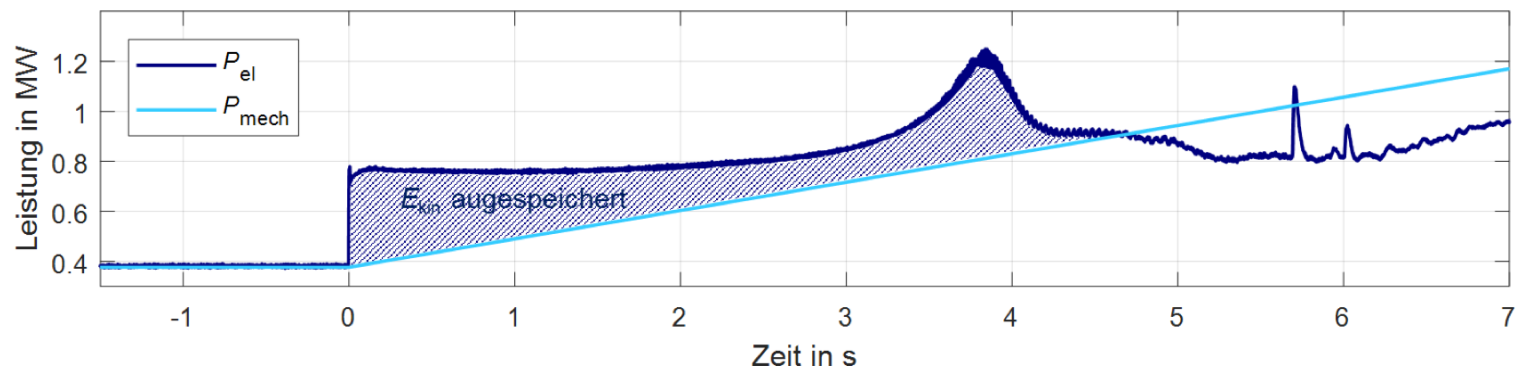
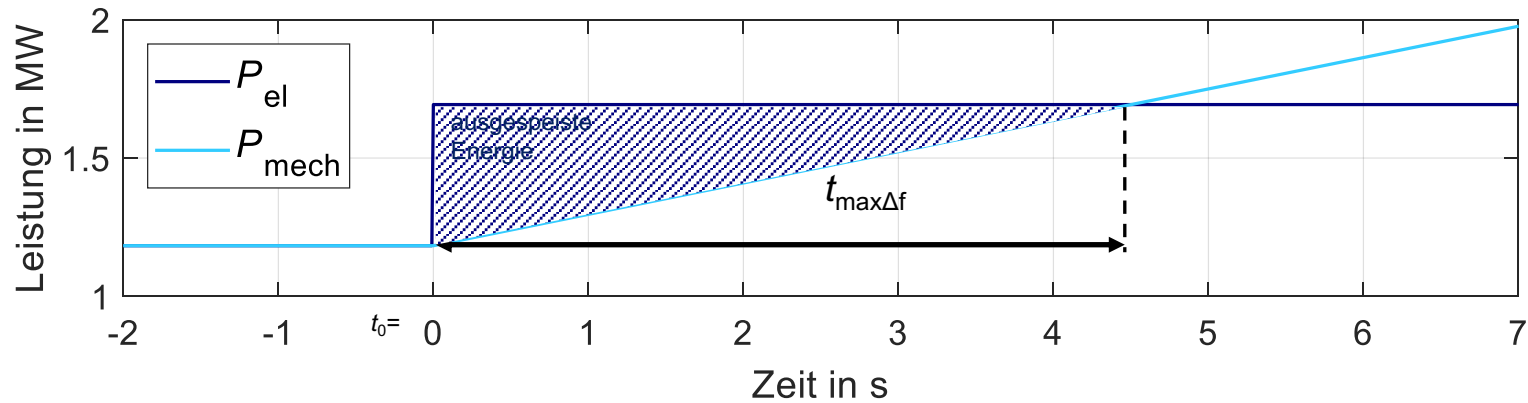


Abb.: Systemgrößen nach einem 0,3-MW-Lastsprung bei gleichbleibender Turbinenleistung

Dynamische Lasten



f_{nadir}

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

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

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

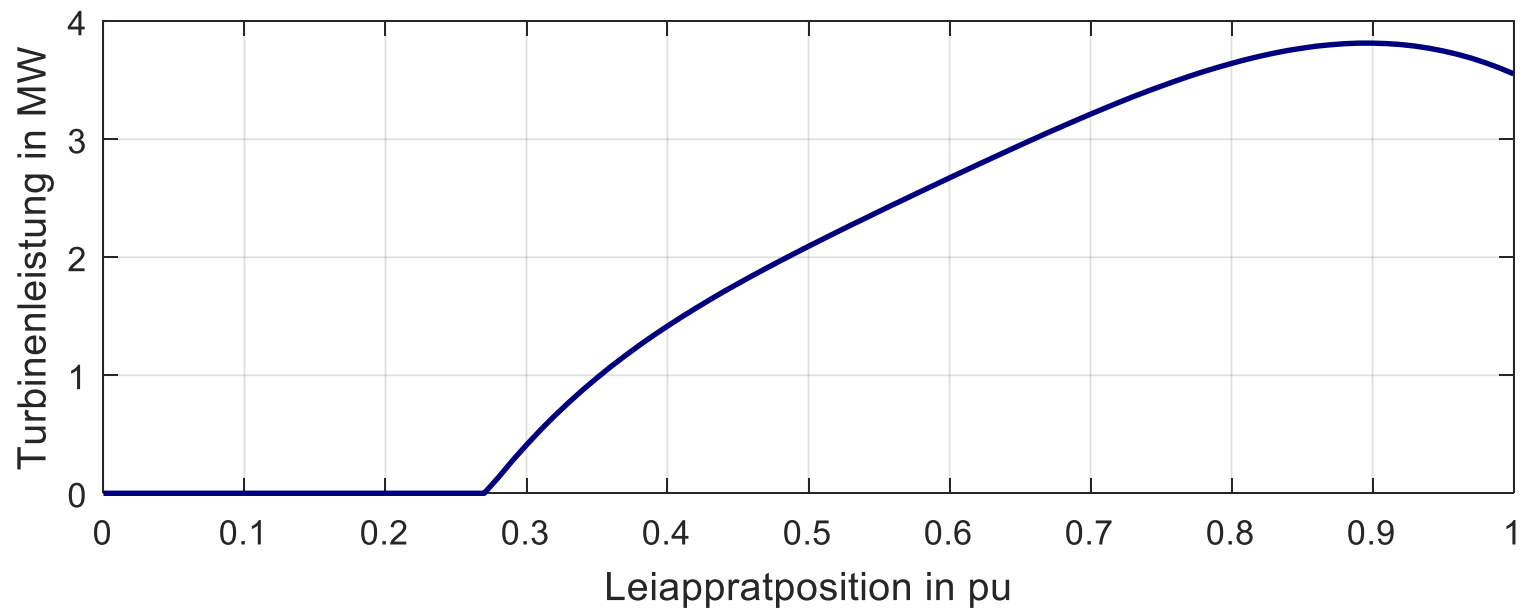


Abb.: Turbinenleistung in Abhängigkeit des Leiapprats bei einem konstanten Laufrad von 0,6 pu