

Dominik Manuel Grall, BSc

Detektion und Bewertung von ungewollten Inselnetzbildungen

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades
Diplom-Ingenieur
Masterstudium Elektrotechnik – Energietechnik

eingereicht an der
Technischen Universität Graz

Betreuer

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

Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Graz, April 2023



Detektion und Bewertung von ungewollten Inselnetzbildungen

Eine Masterarbeit von
Dominik Manuel Grall, BSc

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

April 2023

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

Institutsleiter

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Betreuer

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

Eine Masterarbeit von
Dominik Manuel Grall, BSc

April 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, _____

Dominik Manuel Grall, BSc

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 _____

Dominik Manuel Grall, BSc

Danksagung

Nach schönen Studienjahren ist es nun an der Zeit, sich umfassend zu bedanken.

Beginnen möchte ich mit Herrn Prof. Renner für die fachlich und menschlich überaus kompetente Betreuung. Selbst unter Zeitknappheit und wenig Vorlaufzeit brachte mich jedes Gespräch mit ihm stets einen Schritt weiter. Ein weiteres Dankeschön gilt der Salzburg AG für die interessante, praxisnahe Aufgabenstellung inklusive realer Versuche. Stellvertretend möchte ich mich bei meinen Betreuern Herrn Payreder-Stein und Herrn Forsthofer bedanken. In den vielen Besprechungen hatte ich nicht nur das Gefühl, technisch umfassend beraten zu sein, sondern sich auch menschlich auf Augenhöhe zu begegnen.

Ein technisches Studium stellt einen oftmals vor Herausforderungen. Ein großes Dankeschön gilt meinen Freunden der Lerngruppe, welche mich durch so manches Motivationstief getragen haben.

Abschließend will ich meiner Familie danken. Wenn man selbst hohe Ziele und Erwartungen hat, ist es wahnsinnig beruhigend zu wissen, dass die Familie immer hinter einem steht. Heutzutage gibt es beruflich unendlich viele Richtungen, die man beschreiten kann. Hier war es für mich ein Privileg zu wissen, dass egal welche Richtung ich einschlagen werde, die moralische, aber auch finanzielle Unterstützung meiner Familie zu jedem Zeitpunkt gegeben sein wird.

Abstract

This thesis describes the development of an island detection method of a specific hydroelectric power station with Pelton turbine. This method is developed considering the technical and organisational guidelines and the findings from other published island detection methods. The focus is on designing a robust and fast detection method. In addition to the detection, it will be assessed whether a smooth transition from grid operation to island operation is possible. If this is not the case, the power plant should automatically trip and continue operation in islanded mode, covering the power plant's house load.

With the help of the DlgSILENT PowerFactory software, a replica of the real situation is created, including the grid structure and the power plant parameters. This serves as the basis for extensive simulations in which the island detection method and in particular its parameters and threshold values are observed in several tests. After extensive simulations, the detection method is implemented in a real power plant by third parties. Finally, the function, robustness and accuracy of the detection method is evaluated by real tests.

Keywords:

Unintentional islanding, pelton turbine, hydroelectric power station, technical guidelines

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung einer Inselerkennungsmethode für ein reales Speicherkraftwerk mit Pelton-Turbine. Diese Methode wird unter Berücksichtigung der technischen und organisatorischen Richtlinien und auf Basis von Erkenntnissen anderer Inselerkennungsmethoden entwickelt. Die nachvollziehbare und schnelle Erkennung unterschiedlicher Inselnetzbildungen steht im Vordergrund. Zusätzlich zur Detektion soll abgeschätzt werden, ob ein fließender Übergang vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb möglich ist. Falls nicht, soll das Kraftwerk automatisch in einen auf den Kraftwerkseigenbedarf beschränkten Insel übergehen.

Unter Zuhilfenahme der Software DlgSILENT PowerFactory wird unter Berücksichtigung der Netzstruktur und der Kraftwerksparameter eine Nachbildung der realen Situation erstellt. Diese dient als Grundlage für weitreichende Simulationen, in denen die Inselerkennungsmethode und insbesondere deren Parameter und Ansprechwerte Tests unterzogen werden. Nach umfangreichen Simulationen erfolgt die Implementierung der Erkennungsmethode im realen Kraftwerk durch Dritte. Abschließend wird mittels realer Versuche die Funktion, Robustheit und Treffsicherheit der Erkennungsmethode evaluiert.

Schlagwörter:

Inselnetzzerkennung, Pelton-Turbine, Wasserkraftwerk, Inselnetz, technische und organisatorische Richtlinien

Symbolverzeichnis

$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
$\frac{df}{dt}$	Frequenzgradient in $\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$
Δf	Frequenzabweichung in Hz
Δf_1	LFSM-O Betrieb, Frequenzabweichung im Netz zum Zeitpunkt t in Hz
f	Frequenz in Hz
$f_{\text{Messung},t}$	Gemessene Frequenz LFSM-O Betrieb zum Zeitpunkt t in Hz
$f_{\text{Messung},t+1}$	Gemessene Frequenz LFSM-O Betrieb zum Zeitpunkt $t + 1$ in Hz
f_{max}	Maximalwert des Frequenzüberschwingens bei Inselbildung in Hz
f_{min}	Minimalwert des Frequenzüberschwingens bei Inselbildung in Hz
f_n	Nennfrequenz in Hz
G	Generator/Synchrongenerator
I_1	Strom des Mitsystems in A erzeugt durch Synchrongenerator
I_2	Strom des Mitsystems in A in Richtung des Netzes
j	Komplexer Operator
J	Gesamtträgheitsmoment der Anordnung in $\frac{\text{kg} \cdot \text{m}}{\text{s}^2}$
M_{el}	Inneres elektrisches Moment in Nm
M_{mech}	Mechanisches Antriebsmoment in Nm
Δn	Drehzahlabweichung am Ausgang des Primärregelkreises in $\frac{\text{U}}{\text{min}}$
Δn_{Soll}	Drehzahlabweichung Sollvorgabe am Eingang des Primärregelkreises in $\frac{\text{U}}{\text{min}}$
ΔP	Wirkleistungsdifferenz in kW
$\frac{dP}{dt}$	Leistungsgradient in $\frac{\text{kW}}{\text{s}}$
P	Wirkleistung in kW
$P_{\text{Düse}}$	Berechnete Wirkleistung in kW auf Basis der Düsenöffnung
$P_{\text{Str,Düse}}$	Berechnete Wirkleistung in kW auf Basis der Düsen- und Strahlableiterherstellung

P_E	Eingespeiste Wirkleistung in kW
P_L	Wirkleistungsbezug in kW
P_{insel}	Wirkleistungsbezug der gebildeten Insel in kW
P_{ref}	Referenzwirkleistung LFSM-O Betrieb in kW
P_{rG}	Bemessungswirkleistung Generator in kW
P_v	Verlustleistung in kW
s_2	Kraftwerksstatik laut Berechnung TOR im Rahmen des LFSM-O Betriebs
σ	Kraftwerksstatik
T	Transformator
Δt	Zeitdifferenz in s
t_E	Erkennungszeit der Inselerkennung in ms
$\Delta\vartheta$	Änderung des Polradwinkels in °, auch als Bezeichnung für Vektorsprung verwendet
ϑ	Polradwinkel vor Inselbildung in °
ϑ'	Polradwinkel nach Inselbildung in °
$\Delta \underline{U}$	Spannungsabfall an der Synchronreaktanz X_d in kV
$\Delta \underline{U}_1$	Ständerspannung der Synchronmaschine vor Inselbildung in kV
$\Delta \underline{U}_1'$	Ständerspannung der Synchronmaschine nach Inselbildung in kV
U_{max}	Maximal auftretende Überspannung in %, bezogen auf U_n
U_{min}	Minimal auftretende Unterspannung in %, bezogen auf U_n
U_n	Nennspannung in kV
$u_1(t)$	Spannungsverlauf vor Inselbildung in kV
$u_1'(t)$	Spannungsverlauf nach Inselbildung in kV
$\underline{U}_p$	Polradspannung in kV
U_{rG}	Generatorbemessungsspannung in kV
$\Delta\omega$	Abweichung von der Nennwinkelgeschwindigkeit in $\frac{1}{s}$
ω_m	Mechanische Winkelgeschwindigkeit in $\frac{1}{s}$

$\frac{d\omega_m}{dt}$	Gradient der mechanischen Winkelgeschwindigkeit in $\frac{1}{s^2}$
X_d	Synchronreaktanzen Synchronmaschine in Ω
$\underline{Z}$	Netzimpedanz in Ω

Abkürzungsverzeichnis

EB	Eigenbedarf
Ep	Erkennungspunkte der Inselerkennungsmethode
FRT	Fault Ride Through
Hp	Haltepunkte der Inselerkennungsmethode
LFSM-O	Limited frequency sensitive mode - overfrequency
LSS	Leistungsschalter
NAP	Netzanschlusspunkt
PT1	Passiver Tiefpassfilter erster Ordnung
RfG	Requirements for Generators
SS	Sammelschiene
Q(U)	Spannungsabhängige Blindleistung
TOR	technische und organisatorische Richtlinien

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
1.1	Ausgangslage und Motivation	1
1.2	Ziele	1
2	Kraftwerksaufbau und Regelung.....	2
2.1	Pelton-Turbine	2
2.2	Strahlablenker.....	3
2.3	Drehzahlregelung	4
2.3.1	Primärregelung	5
2.3.2	Sekundärregelung	5
2.4	Regelmechanismen im Kraftwerk.....	6
2.4.1	Turbinenregler	6
2.4.2	Spannungsregler	7
3	Inselerkennungsmethoden und technische Richtlinien	8
3.1	Definition Inselnetz	8
3.2	Frequenzüberwachung	9
3.3	Spannungsüberwachung	10
3.4	Vektorsprungdetektion.....	10
3.5	Bestimmungen der TOR Erzeuger	13
3.5.1	Frequenz.....	13
3.5.2	Frequenzgradienten.....	14
3.5.3	Über-/Unterspannung, Fault ride through.....	14

4 Modellierung eines Speicherkraftwerks mit PowerFactory 15

4.1	Modellparameter	15
4.1.1	Kraftwerksdaten	16
4.1.2	Turbinenregler	16
4.1.2.1	Strahlableiterregelung	17
4.1.2.2	Düsenregelung	18
4.1.2.3	Hydraulisches System	18
4.1.2.4	Fallbeispiel und Gesamtdarstellung	19
4.1.3	Spannungsregler	23
4.1.4	Netztopologie	25
4.2	Simulationsdurchführung mit Python Schnittstelle	26
4.3	Vergleich zwischen Messung und Simulation	28
4.3.1	Überfrequenz	29
4.3.2	Frequenzgradient.....	30
4.3.3	Überspannung	31
4.3.4	Unterspannung	33
4.3.5	Vektorsprung	34

5 Funktionsweise und Implementierung der Inselnetzerkennungsmethode 36

5.1	Grundlegender Aufbau	36
5.2	Implementierung in PowerFactory Modell	40

6 Performativität der Erkennungsmethode in realen Versuchen .. 41

6.1	Vorversuche.....	41
6.1.1	Messung der Parameter	41
6.1.2	Lastplatzierung und Vorgangsweise.....	42
6.1.3	Düsenanzahl im Netzbetrieb und im Inselbetrieb	44
6.1.4	Lastsprünge im Inselbetrieb bei unterschiedlicher Düsenanzahl	45
6.1.5	Durchgeführte Vorversuche.....	46
6.1.5.1	Inselnetzbildung mit geringem Wirkleistungsüberschuss	47
6.1.5.2	Inselnetzbildung mit großem Wirkleistungsüberschuss	52

6.1.5.3	Inselnetzbildung mit großem kapazitiven Blindleistungsüberschuss	53
6.1.5.4	Inselnetzbildung mit großem induktiven Blindleistungsüberschuss	54
6.1.5.5	Inselnetzbildung mit Düsennachstellung	55
6.1.6	Ergebnisse aller Vorversuche.....	56
6.1.7	Erkennungszeiten aller Vorversuche.....	57
6.1.8	Erkenntnisse aus den Vorversuchen	58
6.2	Hauptversuche.....	59
6.2.1	Inselnetzbildung ohne Wirkleistungsdifferenz	61
6.2.2	Inselnetzbildung mit geringem Wirkleistungsüberschuss und hoher Insellast	65
6.2.3	Inselnetzbildung mit großem Wirkleistungsüberschuss und Referenzinsellast.....	68
6.2.4	Inselnetzbildung mit großem Wirkleistungsüberschuss und hoher Insellast.....	71
6.2.5	Inselnetzbildung mit großem Wirkleistungsüberschuss und hoher kapazitiver Blindleistungseinspeisung und Referenzinsellast.....	74
6.2.6	Inselnetzbildung mit weiteren Verbrauchern	74
6.2.7	Erkenntnisse aus den Hauptversuchen.....	75
7	Diskussion	76
7.1	Ergebnisse der Vor- und Hauptversuche	76
7.2	Diskussion über Einhaltung der TOR	77
7.3	Schlussfazit.....	78
8	Literaturverzeichnis.....	79
9	Appendix	80

1 Einführung

1.1 Ausgangslage und Motivation

Erneuerbare Energien durchdringen das elektrische Energieversorgungssystem schon heute und werden es aufgrund der angestrebten Energiewende immer mehr tun. Nicht nur die Volatilität, sondern auch die Dezentralität der Erzeugungsanlagen stellt die Energieversorger vor Herausforderungen. [1]

In Zeiten des mehrheitlich unidirektionalen Lastflusses war die Abkopplung von Teilbereichen des Netzes (z.B. aufgrund von Fehlern auf Leitungen) im Mittel- und Niederspannungsnetz oftmals gleichbedeutend mit einem Ausfall der Versorgung in diesem Gebiet. Mit dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen steigt jedenfalls die Wahrscheinlichkeit, dass sich in dem abgekoppelten Bereich eine Erzeugungsanlage befindet. In diesem Fall kann es zur ungewollten Inselbildung und gegebenenfalls zum ungewünschten Betrieb der entstandenen Insel kommen. Inselerkennungsmethoden haben somit zum Ziel, diese Inselbildungen zu detektieren und damit einhergehende Gefahren durch die Abschaltung der Inseln zu beseitigen. [2]

Im Rahmen dieser Masterarbeit steht nicht die Abschaltung ungewollter Inselbildungen im Vordergrund. Es wird versucht, für ein bestimmtes Kraftwerk der Salzburg AG eine Inselerkennungsmethode zu entwickeln, welche einen direkten, stabilen Weiterbetrieb der entstandenen, ungewollten Insel nach Inselbildung ermöglicht. Diese Herangehensweise hat zum Ziel, bei regional beschränkten Inselbildungen die Versorgungssicherheit der Netzkunden zu steigern. Im Rahmen umfangreicher Simulationen wird diese Inselerkennungsmethode entwickelt und erprobt, danach erfolgt die Implementierung im realen Kraftwerk durch Dritte. Anhand von Versuchen mit Inselbildungen in der realen Netzstruktur wird das Verhalten beim Übergang in regional beschränkte Netzinself untersucht und vorhandene Einschränkungen festgestellt.

1.2 Ziele

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird eine Inselerkennungsmethode für ein Speicherkraftwerk der Salzburg AG entwickelt. Die Herangehensweise lässt sich dabei in vier Punkte unterteilen.

1. Literaturrecherche zu Inselerkennungsmethoden

Betrachtung theoretischer Überlegungen sowie in die Praxis umgesetzte Methoden.
Ermittlung der Randbedingungen aus den TOR.

2. Bildung eines Simulationsmodells mit DIgSILENT PowerFactory

unter Berücksichtigung der Eigenschaften des Kraftwerks sowie Erkenntnissen aus realen Lastabwürfen.

3. Entwicklung der Inselerkennungsmethode und Implementierung in das Simulationsmodell

4. Überprüfung der Funktionalität der Erkennungsmethode in realen Versuchen

2 Kraftwerksaufbau und Regelung

Bei dem betrachteten Kraftwerk handelt es sich um ein Speicherkraftwerk mit einer Pelton-Turbine, in dem mit einem Synchrongenerator mechanische Energie in elektrische Energie umgewandelt wird.

2.1 Pelton-Turbine

Die Pelton-Turbine, auch Freistrahlturbine genannt, findet in vielen Speicherkraftwerken Verwendung. Der Einsatz dieses Turbinentyps ist bei hohem Druck und kleinem Volumenstrom zielführend. Über diese Turbine wird die potenzielle Energie des im Speichersee befindlichen Wasserreservoirs, welche in Form von kinetischer Energie auf die Turbine trifft, in eine Drehbewegung umgesetzt. [3]

Abbildung 1 zeigt eine sechsdüsige Pelton-Turbine.

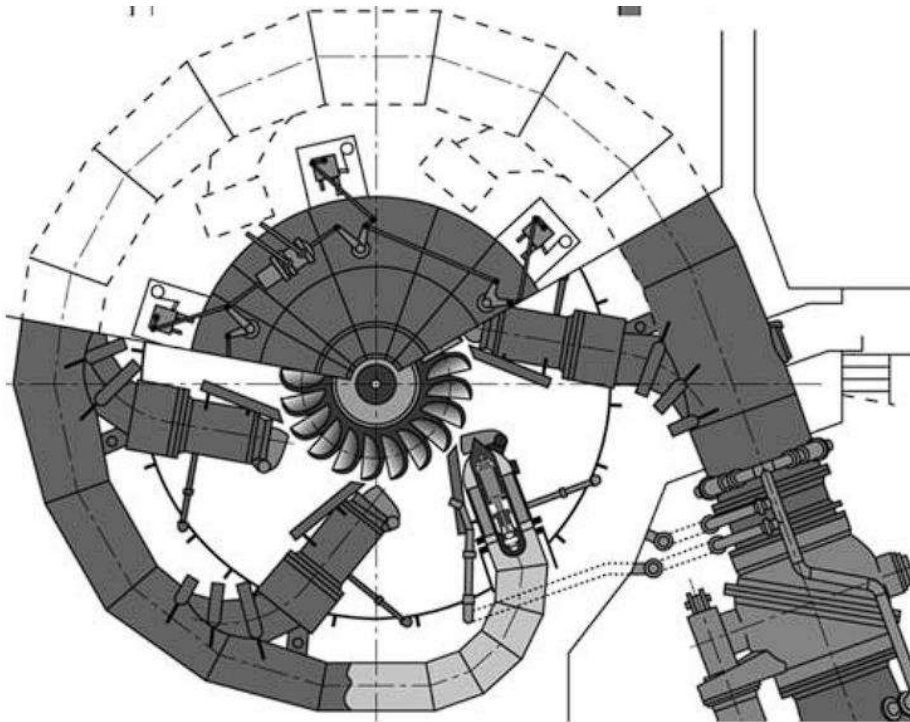


Abbildung 1: Sechsdüsige Pelton-Turbine [4, p. 595]

Am Umfang befinden sich, wie in Abbildung 1 ersichtlich, die Düsen. Der Durchfluss dieser Düsen wird mit der in Abbildung 2 dargestellten Düsennadel gesteuert. Der austretende Wasserstrahl wird durch die Becher der Turbine aufgefangen. Die Form des Bechers ist gekennzeichnet durch die Aufteilung in zwei Hälften durch die sogenannte Mittenschneide. Diese sorgt für die Vermeidung der Bildung eines Staupunkts, um den erosiven Verschleiß im Becherzentrum zu vermindern. Trotz dieser Maßnahme kommt es bei diesem Turbinentyp aufgrund der hohen Drehzahl und dem großen Druck zu hohem

Verschleiß, was neben der fehlenden Pumpmöglichkeit den zweiten großen Nachteil dieser Turbinenart darstellt. [3,4]

Das vorliegende Kraftwerk besitzt sechs Düsen. Je nach Betriebspunkt ist der Einsatz einer unterschiedlichen Düsenanzahl hinsichtlich des Wirkungsgrades optimal. Dieser wirkungsgradoptimierte Einsatz lässt sich durch das sogenannte Muscheldiagramm beschreiben. Dieses Diagramm stellt den Zusammenhang zwischen Düsenanzahl, Durchfluss und Wirkungsgrad für verschiedene Leistungsarbeitspunkte dar. [4]

2.2 Strahlablenker

Wie in Kapitel 2.1 dargelegt, sorgen die Düsen mit dem austretenden Freistrahл für das mechanische Moment der Turbine. Den Düsen vorgelagert befindet sich die Druckrohrleitung, die das im Speichersee befindliche Wasserreservoir zu den Düsen leitet. Kommt es nun zu einer Änderung der Düsenöffnung, beeinflusst das vorgelagerte System der Druckrohrleitung über resultierende Druckstöße die auf die Turbine gestrahlte Wassermenge. Um diese Stöße ohne eine Beschädigung der Anlage beherrschen zu können, ist die Stellgeschwindigkeit der Düsennadel begrenzt. Für die schnelle Änderung des mechanischen Antriebsmoments der Turbine wird der sogenannte Strahlablenker eingesetzt. Im Gegensatz zur Steuerung des Durchflusses mittels Düsennadel kommt es bei Einsatz des Strahlablenkers zu keinen Druckstößen, da die Beeinflussung des Wasserstrahls erst nach Austritt aus der Düse und somit entkoppelt vom Druckrohrleitungssystem erfolgt. [3,4]

Jede Düse besitzt einen Strahlablenker, alle sechs Strahlablenker der sechs Düsen werden durch eine mechanische Verbindung gleichzeitig angesteuert. Durch eine Drehbewegung erfolgt die Ablenkung des Wasserstrahls in Richtung Wand des Unterwasserbeckens. Abbildung 2 zeigt eine der sechs Düsen und den zugehörigen Strahlablenker im Regelvorgang.

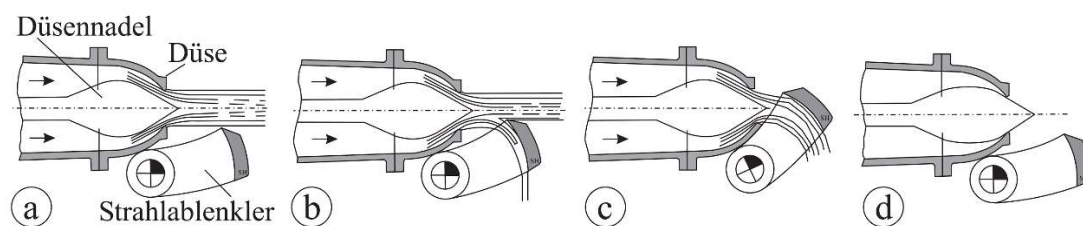


Abb. 14.23: Regelung einer Pelton-Turbine: a) voller Durchfluss; b) Strahlablenkung; c) Strahlumlenkung; d) geschlossene Düse

Abbildung 2: Zusammenspiel Strahlablenker und Düse bei Regelvorgang [4, p. 550]

Soll nun die auf die Turbine auftreffende mechanische Energie beispielsweise aufgrund eines Lastabwurfs schnell reduziert werden, so greift der Strahlablenker innerhalb von 1 s vollständig ein. Die Düse würde für die Positionsänderung von 100% offen (voller Durchfluss) bis ganz geschlossen mindestens 60 s benötigen. Diese beiden genannten Größenordnungen sind spezifisch für das untersuchte Kraftwerk und können nicht als allgemein gültig angesehen werden.

Aufgrund der schnellen Stellgeschwindigkeit und der Entkopplung vom Druckrohrleitungssystem dient der Strahlablenker als zusätzliches Hilfsmittel zur Frequenzstabilisierung im Inselbetrieb. Bei Inselbetrieb (Drehzahlregelung) wird der Strahlablenker im Modus Düsenvorhaltung betrieben. Das bedeutet, dass der Strahlablenker sich durchgehend im Wasserstrahl befindet und diesen zum Teil ablenkt. Dadurch kann die auf die Turbine auftreffende Wassermenge in kurzer Zeit geregelt werden. Kommt es in der Insel zu Laständerungen, so können diese durch die Änderung der Strahlablenkerstellung somit schnell ausgeglichen werden. [5]

2.3 Drehzahlregelung

Betrachtet man elektrische Energie als Gut, so kann dieses Gut auch mit unterschiedlichen Qualitätsmerkmalen versehen werden. Diese Definition kann beispielsweise auf Basis der Spannungsmerkmale Frequenz, Amplitude, Form und Symmetrie erfolgen. Um die Frequenz möglichst exakt an der Netzfrequenz zu halten, werden Primär- und Sekundärregelung verwendet, welche in diesem Kapitel erläutert werden. [6]

Der Zusammenhang zwischen mechanischem Antriebsmoment, elektrischem Moment und resultierender Frequenz stellt sich bei Betrachtung einer einzelnen Synchronmaschine wie folgt dar.

Formel 1: Bewegungsgleichung Synchronmaschine, Momentengleichgewicht [7]

$$J \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = M_{\text{mech}} + M_{\text{el}}$$

Im mechanischen Antriebsmoment sind hier die Verluste inbegriffen. Im generatorischen Betrieb ist das mechanische Antriebsmoment M_{mech} positiv, das elektrische Moment M_{el} negativ und bei konstanter Winkelgeschwindigkeit ω_m beide Terme gleich groß. Fügt man in Formel 1 den Zusammenhang $P = M \cdot \omega$ ein, so erhält man folgende Gleichung.

Formel 2: Bewegungsgleichung Synchronmaschine, Leistungsgleichgewicht

$$J \cdot \omega_m \cdot 2 \cdot \pi \cdot \frac{df}{dt} = P_E - P_L - P_V$$

Formel 2 zeigt, dass ein Unterschied zwischen eingespeister Leistung P_E und abgenommener Leistung P_L zuzüglich der Verlustleistung P_V in einer Frequenzänderung $\frac{df}{dt}$ resultiert. Dieser Frequenzgradient hängt maßgeblich vom Trägheitsmoment J aller im Netz befindlichen Massen ab. Ein gängigerer Parameter zur Beschreibung der Trägheit eines Kraftwerks ist die Anlaufzeitkonstante T_A . Diese ist wie folgt definiert.

Formel 3: Anlaufzeitkonstante

$$T_A = J \cdot \frac{\omega_m^2}{P_{\text{rG}}}$$

Diese Konstante gibt die Zeitdauer an, die ein Kraftwerk benötigt, um bei konstantem Nennantriebsmoment ohne Last auf die Nenndrehzahl zu beschleunigen. [7]

2.3.1 Primärregelung

Die Primärregelung sorgt für die Korrektur des Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, das sich in Form einer Frequenzabweichung von der Nennfrequenz äußert. Vereinfacht kann diese mit Hilfe des in Abbildung 3 ersichtlichen Regelkreises beschrieben werden. [6]

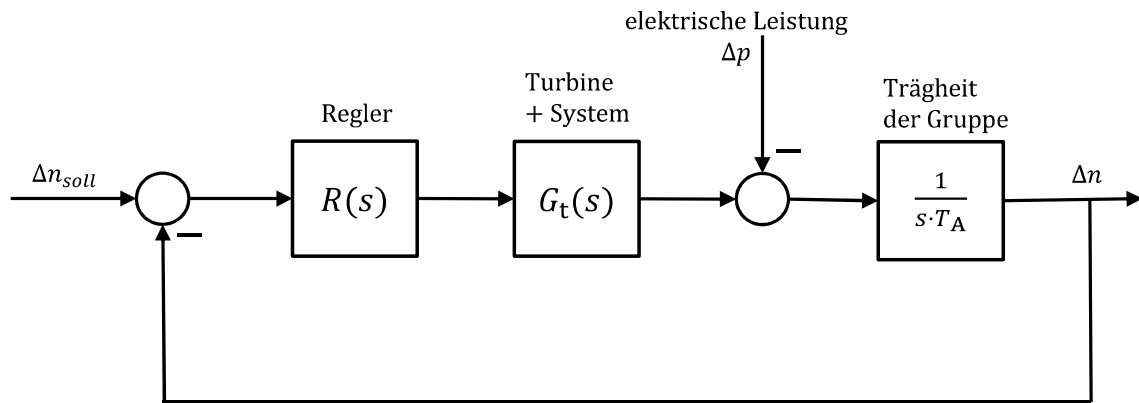


Abbildung 3: Primärregelung vereinfachter Regelkreis, basierend auf [6, p. 54]

Im stationären Fall kann folgender Zusammenhang festgehalten werden.

Formel 4: Primärregelung, Zusammenhang Drehzahl und Wirkleistung [6]

$$\Delta p = \Delta p_t = R(0)G_t(0)(\Delta n_{\text{soll}} - \Delta n) = \frac{1}{\sigma}(\Delta n_{\text{soll}} - \Delta n)$$

$$\Delta n = \Delta n_{\text{soll}} - \sigma \Delta p$$

Die Gleichung beschreibt die Abweichung der Drehzahl von der Nenndrehzahl in Abhängigkeit der Wirkleistung. Der verbindende Faktor zwischen Wirkleistung und Drehzahl nennt sich bleibende Statik, oder auch Statik, welche über folgende Gleichung beschrieben werden kann. [6]

Formel 5: Statik

$$\sigma = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_{\text{rG}}}}$$

2.3.2 Sekundärregelung

Unter Sekundärregelung versteht man im Verbundnetz einen einzelnen Akteur der Regelzone, welcher durch sein Handeln die wesentlich schnelleren Primärregler entlastet. Fällt beispielsweise ein Kraftwerk im Verbund aus, so ersetzt kurzzeitig die Primärregelung die Leistung dieses Kraftwerk. Um für den möglichen Ausfall eines weiteren Kraftwerks ausreichend Primärregelleistung zur Verfügung zu haben, kompensiert die Sekundärregelung den Ausfall des Kraftwerks. Die Sekundärregelung ist im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der astatischen Regelung der Primärregelung im Inselnetz nur von untergeordneter Bedeutung. [6]

2.4 Regelmechanismen im Kraftwerk

Im Rahmen dieses Unterkapitels werden zwei Regelmechanismen dargelegt, der Turbinenregler und der Spannungsregler. Diese haben unterschiedliche Aufgaben und unterscheiden sich maßgeblich in der Regelgeschwindigkeit.

2.4.1 Turbinenregler

Der Turbinenregler bestimmt, wie viel Wasser in welchem Zeitraum über wie viele Düsen auf die Turbine auftrifft und ist damit entscheidend verantwortlich für das Verhalten des Generators bzw. der gesamten Anlage. Da der Turbinenregler das mechanische System mit Druckrohrleitung, Düsennadel und Strahlablenker etc. regelt, ist er im Gegensatz zum Spannungsregler wesentlich träger. Grundsätzlich unterscheidet man drei Betriebsarten. [4]

1. Leistungsregelung
2. Drehzahlregelung
3. Wasserstandsregelung

ad 1) Leistungsregelung

Es handelt sich hierbei um eine Regelung der Leistung, respektive um eine Wirkleistungsregelung. Unter Zuhilfenahme der vorhandenen Düsen und nach wirkungsgradoptimiertem Einsatz einer gewissen Anzahl an Düsen, wird über eine bestimmte Stellung der Düsennadel das Antriebsmoment der Turbine eingestellt. Die Höhe der Wirkleistungseinspeisung richtet sich bei einem Speicherkraftwerk, wie bei dieser Arbeit betrachtet, nach dem Füllstand des Speichersees, der aktuellen Vergütung am Strommarkt und weiteren Faktoren. [4]

Die Höhe der eingespeisten Blindleistung wird maßgeblich durch den Spannungsregler bestimmt, der Turbinenregler ist davon nahezu unabhängig. Im Hinblick auf eine hohe Blindleistungseinspeisung durch die Synchronmaschine können die resistiven Verluste nicht vernachlässigt werden. In diesem Fall muss die durch die Turbine zugeführte mechanische Leistung in Abhängigkeit der Stromwärmeverluste angepasst werden. [6]

ad 2) Drehzahlregelung

Der Einsatz des Turbinenreglers unterscheidet drei grundlegende Arten der Drehzahlregelung. [6]

Verbundbetrieb

Im Verbundbetrieb sind die Primärregler auf das Verbundnetz aufgeteilt. Unterschiedliche Kraftwerke steuern einen gewissen Betrag an Primärregelenergie im Bedarfsfall bei. In jeder Regelzone befindet sich ein Sekundärregler, welcher für die Einhaltung des Leistungsaustauschs mit Nachbarnetzen sorgt. [6]

Inselbetrieb, Drehzahlregelung durch mehrere Generatoren bzw. Kraftwerke

Hier muss eine Abstimmung der einzelnen Kraftwerke bzw. deren Turbinenregler erfolgen. Die Primär- und Sekundärregelung erfolgt zumeist über mehrere Kraftwerke mit unterschiedlicher Statik. [6]

Inselbetrieb, Drehzahlregelung durch einen Generator

In diesem Fall muss astatisch geregelt werden. Das bedeutet, dass es zu keiner bleibenden Regelabweichung kommen darf. Der Turbinenregler des Generators hat alleine die Aufgabe, für eine stabile Frequenz im vorhandenen Inselnetz zu sorgen. [6]

ad 3) Wasserstands- oder Fallhöhenregelung

Diese Art der Turbinenregelung ist im Rahmen dieser Arbeit nur von untergeordneter Bedeutung, da sie lediglich bei kleinen Niederdruckanlagen vorkommt und das betrachtete Kraftwerk nicht in diese Kategorie fällt. [4]

2.4.2 Spannungsregler

Im Unterschied zur Frequenz, welche überregional gleich ist, besitzt die Spannung eine örtliche Abhängigkeit. Hier gilt stets die Analogie des Verhaltens zwischen Blindleistung und Spannung. So können große Blindleistungssprünge zu starken, örtlich begrenzten Spannungsänderungen führen. Der Spannungsregler sorgt sowohl im Insel- als auch im Verbundbetrieb bei stationären Betrachtungen für die Einhaltung des Spannungsniveaus in einem gewissen Bandbereich. Bei starken Laständerungen, oder beim Übergang in eine regional beschränkte Insel, kommt es zu Spannungsänderungen, deren Größe und zeitliches Verhalten maßgeblich von den Reglerparametern des Spannungsreglers bestimmt sind. [6]

3 Inselerkennungsmethoden und technische Richtlinien

3.1 Definition Inselnetz

Als Inselnetz werden Netzverbände ohne Kupplungen zu weiteren Netzgebieten bezeichnet. Analog zum Netzbetrieb muss in dieser regional beschränkten Insel für den Erhalt einer stabilen Netzfrequenz die Leistungsbilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sein. Entgegen einer Organisation mittels Regelzonen und Regelzonenführer im Verbundbetrieb wird im Inselbetrieb zumeist örtlich konzentriert primär geregelt. [8]

Abbildung 4 zeigt eine mögliche Einteilung von Inselnetzerkennungsmethoden nach [9].

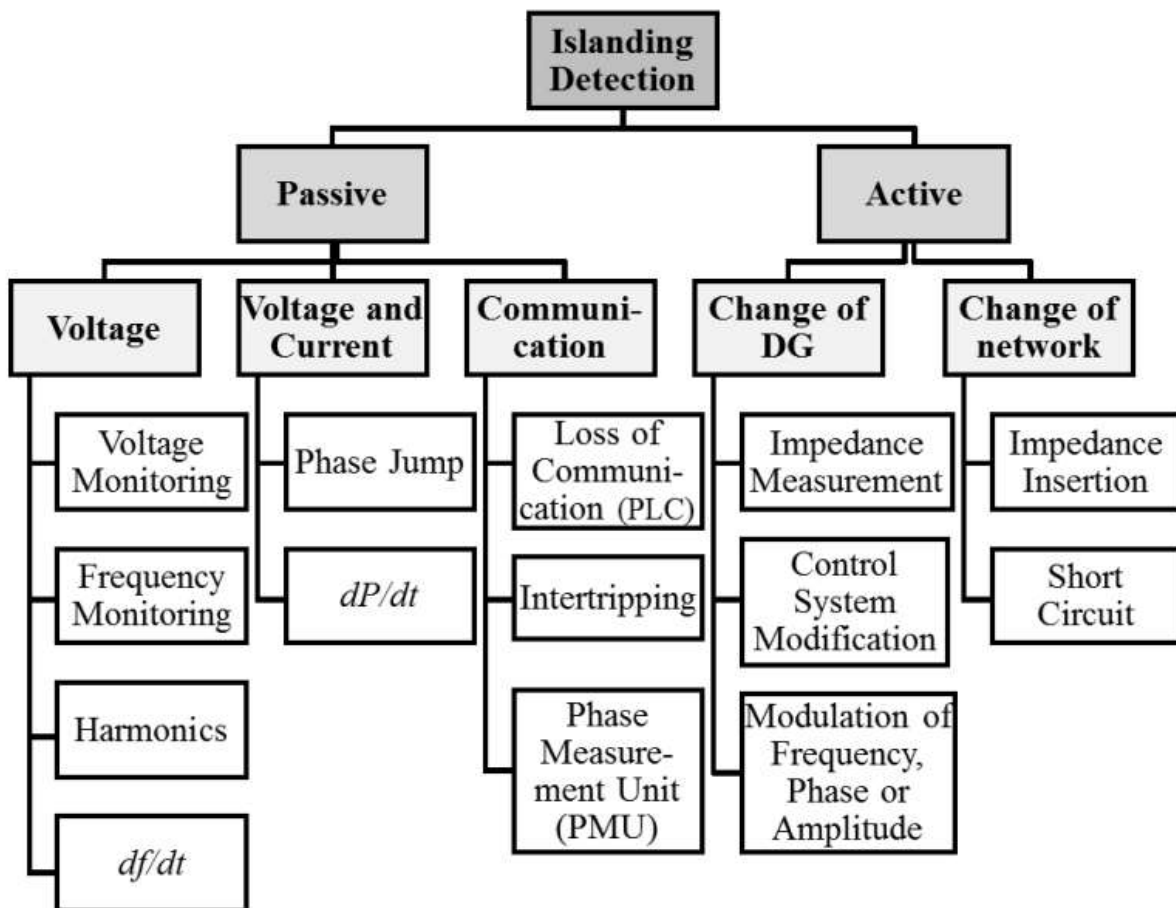


Abbildung 4: Überblick über verschiedene Inselerkennungsmethoden [9]

Wie in Abbildung 4 ersichtlich erfolgt eine Unterscheidung zwischen aktiven und passiven Methoden. Bei passiven Methoden liegt der Fokus auf der Beobachtung von Parametern, deren Änderung bzw. Verhalten auf eine mögliche Inselbildung hinweist und welche am Ort der Verfahrensanwendung abgegriffen werden können. Zur Detektion definiert man bei passiven Methoden Ansprechwerte. Bei Über-/ oder Unterschreitung dieser wird eine Inselbildung als so wahrscheinlich angesehen, dass die Erkennungsmethode dieses Szenarios als Inselbildung bewertet. Die Größe der Ansprechwerte ist abhängig von der betroffenen Netzstruktur, der Differenz zwischen der Erzeugung und der Last in der Insel sowie den Eigenschaften der Erzeugungseinheiten. Bei aktiven Methoden wird eine bewusste Aktion gesetzt, d.h. es werden vorsätzlich Größen verändert bzw. aktiv Elemente in das Netz implementiert, um Änderungen von Parametern beobachten zu können. Diese Änderungen können danach wie bei passiven Methoden in ihrer Größe beurteilt und so auf mögliche Inselbildungen rückgeschlossen werden. [10]

Bei aktiven und passiven Methoden ist die Festlegung der Ansprechwerte von maßgeblicher Bedeutung. Werden diese beispielsweise zu gering gewählt, so können Laständerungen oder andere Vorgänge im Rahmen eines stabilen Netzbetriebs fälschlicherweise als eine Inselbildung detektiert werden. Analog dazu kann bei falscher Wahl der Größenordnung der Schwellwerte eine real auftretende Insel erst spät bzw. gegebenenfalls nicht erkannt wird. Dieser Totbereich, in dem Inselbildungen nicht erkannt werden können, nennt sich *non-detection zone*. [9]

In den nächsten drei Unterkapiteln werden vier verschiedene Ansätze zur Inseldetektion kurz dargelegt, welche sich auch in der Erkennungsmethode wiederfinden. Die Beschreibung der Erkennungsmethode und die Einflüsse auf unterschiedliche Parameter beziehen sich auf das in Kapitel 4.1.1 dargelegte Kraftwerk.

3.2 Frequenzüberwachung

Diese Methode benötigt als Bewertungskriterium ausschließlich den Absolutwert der Frequenz. Befindet sich die Erzeugungsanlage im Normalbetrieb, so wird die Maschine leistungsgeregelt betrieben. Der Turbinenregler stellt die Position der Düsenadeln ein und bestimmt damit die auf die Turbine auftreffende mechanische Energie des Wasserstrahls bzw. die durch den Generator erzeugte Wirkleistung. Der Spannungsregler sorgt für die Einstellung der Blindleistung. Kommt es zur Inselbildung, so ist zumeist die in der Insel verbrauchte elektrische Leistung ungleich der durch das Kraftwerk eingespeisten Leistung. Die Frequenz richtet sich zum größten Teil nach der Wirkleistungsbilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch. Bei $P_E > P_L$ kommt es zu einer Beschleunigung, bei $P_E < P_L$ zu einer Reduktion der Umdrehungsgeschwindigkeit des Rotors nach Formel 2. Das gilt für den Verbundbetrieb und den Inselbetrieb, wobei P_E und P_L sich hierbei auf alle Netzteilnehmer des Verbunds bzw. der Insel beziehen.

Absolutwert

Hier wird der Absolutwert der Frequenz betrachtet und nach der Überschreitung des gewählten Ansprechwerts eine Inselbildung festgestellt. [10]

Frequenzgradienten

Hier wird das Beschleunigungs- und Verzögerungsverhalten der Maschine überwacht. Kommt es beispielsweise durch eine geringe Last in der entstandenen Insel bei gleichzeitig hoher Einspeisung zur starken Beschleunigung des Rotors, so kann die Inselbildung als solche detektiert werden. [10]

3.3 Spannungsüberwachung

Die Beobachtung des Spannungsverhaltens bei Inselbildung kann vielseitig erfolgen. So kann beispielsweise nach der Bildung der symmetrischen Komponenten und mit der Betrachtung der Größe des Gegensystems auf eine Inselbildung rückgeschlossen werden. Bei dem Übergang in den Inselbetrieb ist hier ein starkes Änderungsverhalten zu erwarten. Trotz unzähliger Möglichkeiten der Spannungsüberwachung wird im Rahmen dieser Masterarbeit ausschließlich der Absolutwert der Spannung zur Inseldetektion herangezogen. Hier wird durch die geänderte Netzstruktur in einigen Szenarien ein Unterschwingen des Effektivwerts der Spannung beobachtet und ab einem gewissen Ansprechwert eine Inselnetzbildung detektiert. [10]

3.4 Vektorsprungdetektion

Im Gegensatz zu den dargelegten Frequenz- und Spannungsüberwachungen ist die Vektorsprungdetektion komplexer und die zugehörigen Ansprechwerte für die Inselerkennung sind nur unter Kenntnis des Verhaltens der Anlage exakt festzulegen. Die theoretische Betrachtung ist für die Nachvollziehbarkeit weiterer Aussagen unabdingbar und wird wie folgt dargelegt. Abbildung 5 zeigt das Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators bei Netzbetrieb.

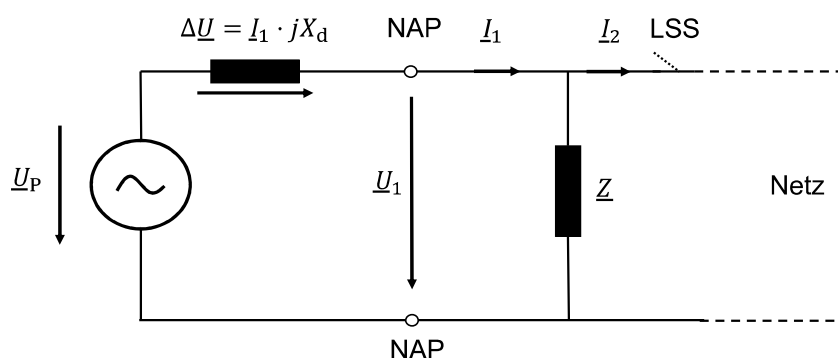


Abbildung 5: Ersatzschaltbild Synchrongenerator im Netzbetrieb, basierend auf [11]

Neben den Darstellungen richtet sich die Beschreibung der Zusammenhänge nach [11]. Der Synchrongenerator erzeugt einen Strom $\underline{I}_1$ im Mitsystem. Dieser Strom teilt sich bei geschlossenem Leistungsschalter LSS zwischen dem Netz und der Impedanz $\underline{Z}$ auf. Um Leistung in das Netz speisen zu können, muss der Zeiger der Polradspannung $\underline{U}_p$ der Ständerspannung $\underline{U}_1$ voreilen. Das zugehörige Zeigerdiagramm ist in Abbildung 6 dargestellt.

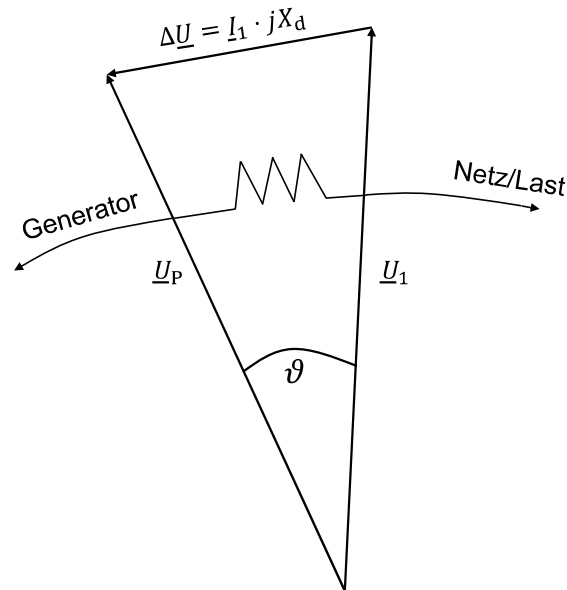


Abbildung 6: Spannungsvektoren im Netzbetrieb, basierend auf [11]

Abbildung 7 zeigt den Zustand nach Öffnung des Leistungsschalters, es erfolgt somit eine Inselnetzbildung.

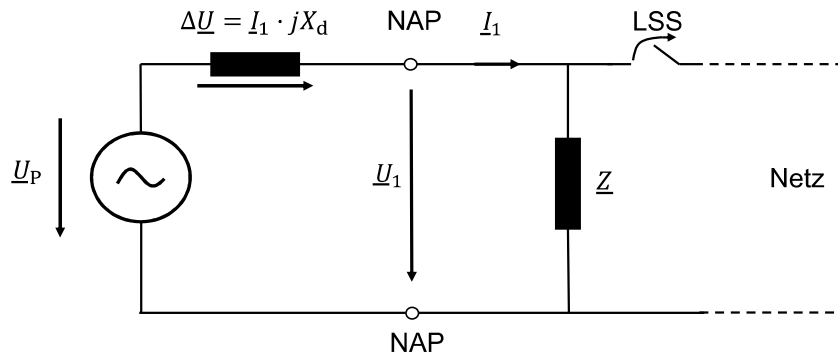


Abbildung 7: Ersatzschaltbild Synchrongenerator bei Inselbildung, basierend auf [11]

In diesem Fall ist es nicht mehr möglich, einen Strom I_2 in Richtung des Netzes zu speisen. Abbildung 8 stellt das Zeigerdiagramm dar, welches sich im Schalt Augenblick ergibt. Die in schwarz gekennzeichneten Vektoren symbolisieren den Ausgangszustand, alle blau dargestellten Vektoren den Zustand nach Inselbildung.

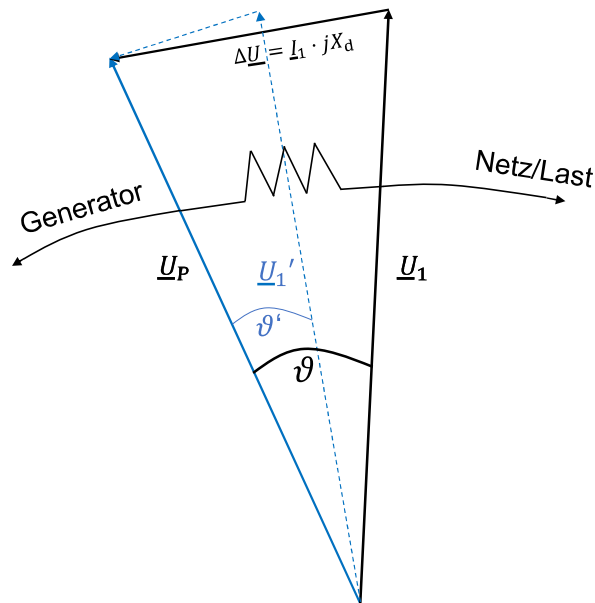


Abbildung 8: Spannungsvektoren bei Inselbildung, basierend auf [11]

Hier ist auf den Polradwinkel ϑ zu achten. Dieser verringert sich sprunghaft aufgrund der Laständerung auf den neuen Winkel ϑ' . Dieser Sprung kann nicht nur im Polradwinkel, sondern auch im zeitlichen Verlauf der Spannung beobachtet werden. Abbildung 9 stellt den zeitlichen Verlauf der Netzspannung vor und nach Inselbildung dar. $u_1(t)$ entspricht dem Spannungsverlauf der Mitsystemspannung vor Inselbildung, $u_1'(t)$ nach der Inselbildung. Die Öffnung des Leistungsschalters erfolgt zum Zeitpunkt $t = 0$ s.

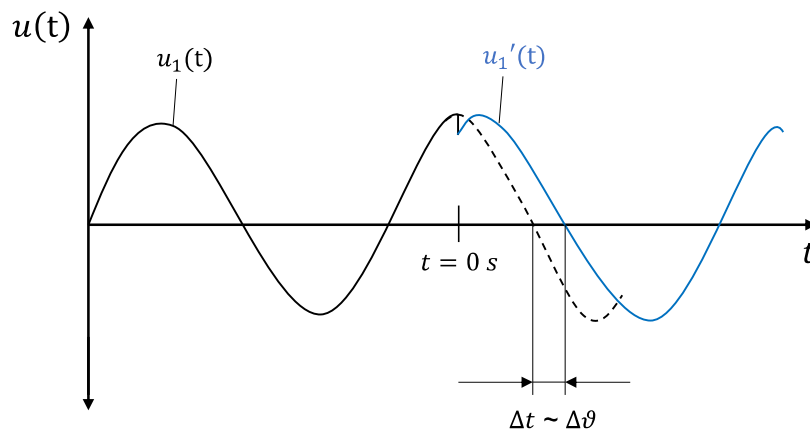


Abbildung 9: Spannungsvektorsprung bei Inselbildung, basierend auf [11]

Schutzgeräte überprüfen die oben dargestellte Zeitdifferenz Δt , welche proportional zur Änderung $\Delta \vartheta$ des Polradwinkels ϑ ist. Die Erkennung eines solchen Vektorsprungs kann durch Schutzgeräte in einer Zeit von 100 ms erfolgen. Für die Inselerkennung wird dieser Parameter mit einem eigenen Ansprechwert versehen, der unabhängig von der eigentlichen Vektorsprungschutzfunktion des

Schutzgerätes ausgegeben wird und damit einen wichtigen Baustein für eine schnelle Erkennung von Inselnetzbildungen darstellt. [10,11]

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Parameter Vektorsprung aufgrund der Proportionalität zum auftretenden Polradwinkelsprung stets als $\Delta\vartheta$ bezeichnet.

3.5 Bestimmungen der TOR Erzeuger

„Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen („TOR“) werden gemäß § 22 Abs 2 E-ControlG von E-Control in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen erarbeitet, von E-Control veröffentlicht und als technisches Regelwerk im Netzanschlussvertrag im Rahmen von Allgemeinen Vertragsbedingungen für die Betreiber von Verteiler- oder Übertragungsnetzen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart.“ [12, p. 6]

Für die Inselerkennung und damit verbundene Maßnahmen, wie die Umschaltung auf Drehzahlregelung zur Frequenzstabilisierung der entstandenen Netzinsel, müssen die Rahmenbedingen der TOR berücksichtigt werden. In diesem Unterkapitel werden Auszüge aus der vorliegenden Richtlinie für Erzeugungseinheiten, die eine Maximalkapazität ≥ 250 kW und < 35 MW aufweisen, dargelegt. Als weiteres Kriterium dient das Spannungsniveau des Netzanschlusspunkts mit Nennspannung < 110 kV. Das betrachtete Kraftwerk fällt somit in die Kategorie von Stromerzeugungsanlagen des Typs B. [12]

In den TOR [12] werden verschiedene Anforderungen an die Frequenzhaltung und Spannungshaltung, sowie weitere Maßnahmen dezidiert festgehalten. Um die Nachvollziehbarkeit dieser Arbeit zu gewährleisten, werden alle Bestimmungen, welche die Inselerkennung und im Speziellen darauf aufbauende Maßnahmen beschränken oder nicht beschränken, gesondert dargelegt.

3.5.1 Frequenz

Laut den TOR müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, bei unterschiedlichen Frequenzen über gewisse Zeiträume die Verbindung mit dem Netz aufrechtzuerhalten. [12]

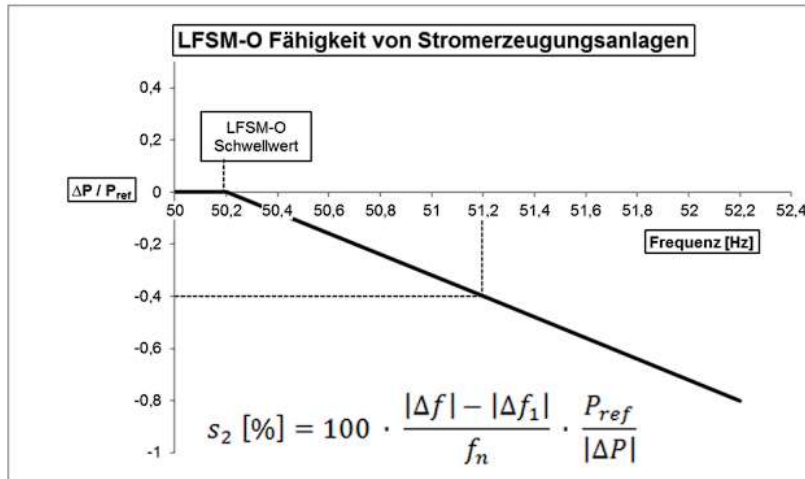
Tabelle 1: Frequenzbereiche und Zeiträume in Verbindung mit Netz [12, p. 17]

Frequenzbereich	Mindestzeitraum
47,5 Hz – 48,5 Hz	60 Minuten
48,5 Hz – 49,0 Hz	90 Minuten
49,0 Hz – 51,0 Hz	unbegrenzt
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten

Ausnahmen und die Frequenz, ab der sich eine Stromerzeugungsanlage vom Netz trennen sollte, sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. [12]

Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz

Die Anlage ist verpflichtet, eine Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz zu vollziehen. Dieser Betrieb wird als LFSM-O Betrieb bezeichnet. [12]



$$\Delta f = f_{Messung, t+1} - f_n$$

$$\Delta f_1 = f_{Messung, t} - f_n$$

Abbildung 10: LFSM-O Betrieb [12, p. 18]

3.5.2 Frequenzgradienten

In den TOR wird analog zu 3.5.1 bemerkt, dass die Erzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Frequenzgradienten bis zu 2 Hz/s die Verbindung mit dem Netz aufrechtzuerhalten. [12]

3.5.3 Über-/Unterspannung, Fault ride through

Laut den TOR muss die Erzeugungsanlage in der Lage sein, bestimmte Spannungsbereiche in Verbindung mit dem Netz durchfahren zu können.

Tabelle 2: Mindestzeiträume für Spannungsbereiche im Mittelspannungsnetz [12, p. 24]

Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0,85 p.u. – 0,9 p.u.	180 Sekunden
0,9 p.u. – 1,1 p.u.	Unbegrenzt

Die TOR präzisieren ebenfalls das Verhalten bei Spannungseinbrüchen aufgrund von Fehlern im Netz. Die in Abbildung 11 dargelegte Kurve gibt die untere Grenze des Spannungs-Zeit-Profiles an, bei welchem die Verbindung mit dem Netz aufrechterhalten werden muss. [12]

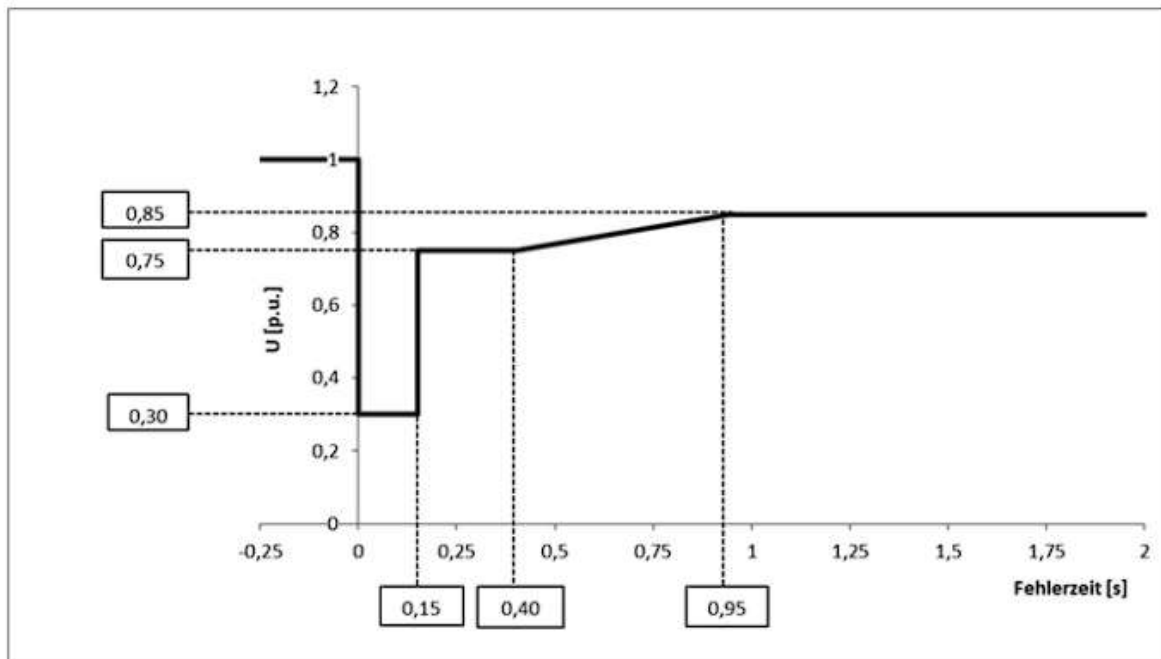


Abbildung 11: FRT-Profil synchroner Stromerzeugungsanlagen [12, p. 21]

4 Modellierung eines Speicherkraftwerks mit PowerFactory

4.1 Modellparameter

Um das Ziel einer spezifischen, treffsicheren, schnellen und robusten Inselnetzerkennungsmethode zu erreichen, benötigt man möglichst viele Informationen und Daten des Kraftwerks und der vorliegenden Netzstruktur. Für die Untersuchung des dynamischen Verhaltens empfiehlt sich der Aufbau einer dynamischen Simulation. Hierfür wird das Programm PowerFactory von DlgSILENT verwendet. Ziel dieser Simulation war es nicht, so exakt wie möglich mit realen Messergebnissen übereinzustimmen, das Hauptziel lag in der Abschätzung der Ansprechwerte der Inselerkennung. Nach der Implementierung der Erkennungsmethode in der Simulation erfolgt der grundsätzliche Funktionsnachweis.

4.1.1 Kraftwerksdaten

Bei dem vorliegenden Kraftwerk handelt es sich um ein Speicherkraftwerk mit Pelton-Turbine und Synchrongenerator mit rotierender Erregermaschine. Die Erzeugungsleistung der Anlage liegt nach Kategorisierung der TOR-Erzeuger im Bereich Typ B. [12]

Alle weiteren relevanten Daten zum Kraftwerk werden in Tabelle 3 gesammelt dargelegt.

Tabelle 3: Kraftwerksdaten

Bezeichnung	
Turbine	Pelton
Erregung	Rotierende Erregermaschine
Generator	Synchrongenerator (Schenkelpol)
Spannungsebene Netzanschlusspunkt	$U_n = 30 \text{ kV}$
Anlaufzeitkonstante	$T_A \cong 1,6 \text{ s}$
Generatorbemessungsspannung	$U_{rG} = 6,3 \text{ kV}$

4.1.2 Turbinenregler

Der im Kraftwerk installierte Turbinenregler kann im Rahmen der Nachbildung mittels PowerFactory nicht exakt übernommen werden. Hierfür wird als Ersatz ein Standardmodell aus der Bibliothek von PowerFactory verwendet. Dieses Standardmodell ist in PowerFactory als „gov_HYGOV“ zu finden. [13] Im Rahmen dieser Masterarbeit wurde dieses Modell inklusive in [14] vorgenommener Erweiterungen verwendet und für die Anforderungen weiter adaptiert. Grundsätzlich ist eine Umschaltung zwischen zwei unterschiedlichen Modi möglich, Leistungsregelung und Drehzahlregelung. In diesem Modell werden durch die Düsenregelung stets alle sechs Düsen als Ganzes bewegt. Somit erfolgt keine Unterscheidung nach dem genannten Muscheldiagramm, was eine Vereinfachung darstellt. Dasselbe gilt für die Strahlablenkerregelung, die Strahlablenker der sechs Düsen werden als Ganzes betrachtet und geregelt.

Abbildung 12 stellt die Übersicht der einzelnen Regelblöcke bei Drehzahlregelung dar.

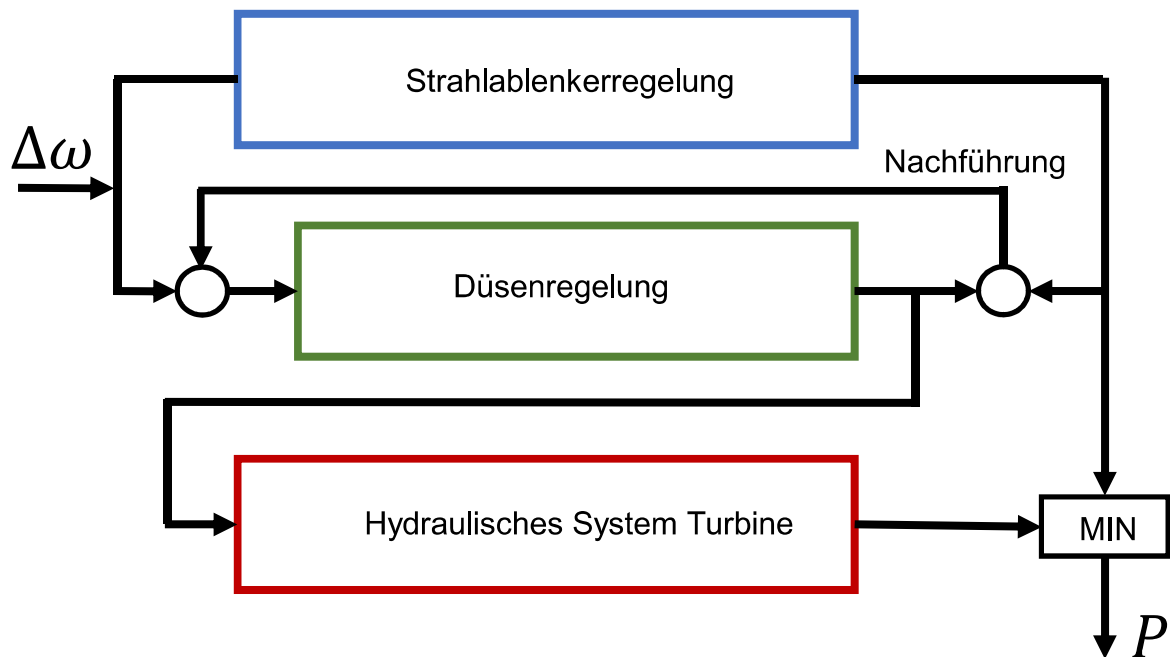


Abbildung 12: Drehzahlregelung mit adaptiertem Turbinenregler nach dem Modell „gov_HYGOV“ basierend auf [14], Standardmodell nach [13]

Analog zum realen Verhalten ist die Strahlablenkerregelung und deren Ausgang unabhängig vom hydraulischen System der Turbine.

4.1.2.1 Strahlablenkerregelung

Die in Abbildung 12 angedeutete Strahlablenkerregelung wird in Abbildung 13 dargestellt.

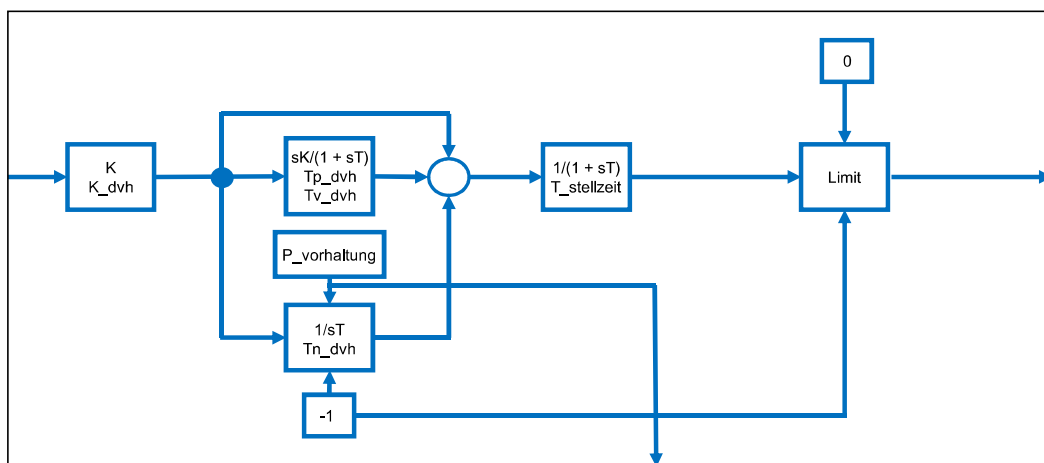


Abbildung 13: Block der Strahlablenkerregelung im simulierten Turbinenregler

Grenzwert/Limit $P_{\text{vorhaltung}}$ in p.u.

Dieser Parameter gibt die Höhe der vorgehaltenen Wirkleistung im Modus Düsenvorhalterege- lung an. Bezogen wird der Parameter auf die maximal einstellbare Wirkleistung. Der Ausschnitt in Abbildung 13 beinhaltet einen Signalweg des Parameters $P_{\text{vorhaltung}}$, welcher vom dargestellten Block nach Außen führt. Abbildung 19 zeigt den vollständigen Turbinenregler, wo dieser genannte Signalweg gänzlich nachvollzogen werden kann.

4.1.2.2 Düsenregelung

Abbildung 14 zeigt den Teil der Düsenregelung im implementierten Turbinenregler.

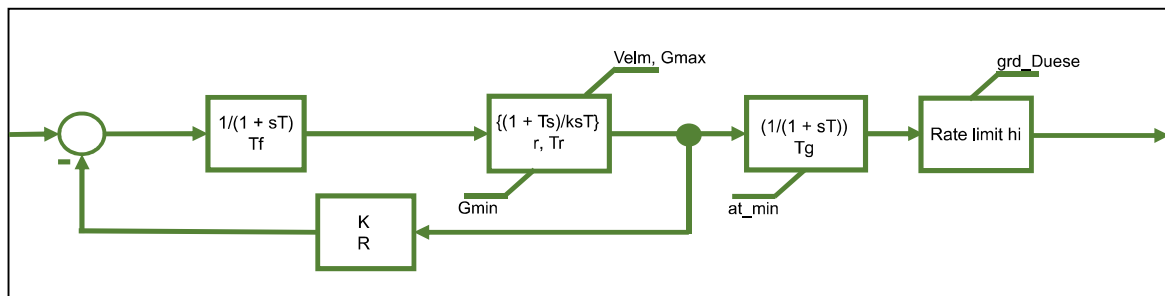


Abbildung 14: Block der Düsenregelung im simulierten Turbinenregler

Begrenzung Grd_Duese in p.u.

Dieser Parameter wurde implementiert, um in keinem Fall schnellere Stellgeschwindigkeiten der Düsennadel zu erhalten, als sie technisch (mechanisch) in der Realität umgesetzt werden können.

4.1.2.3 Hydraulisches System

Abbildung 15 zeigt den Teil des hydraulischen Systems der Düsenregelung im implementierten Turbinenregler.

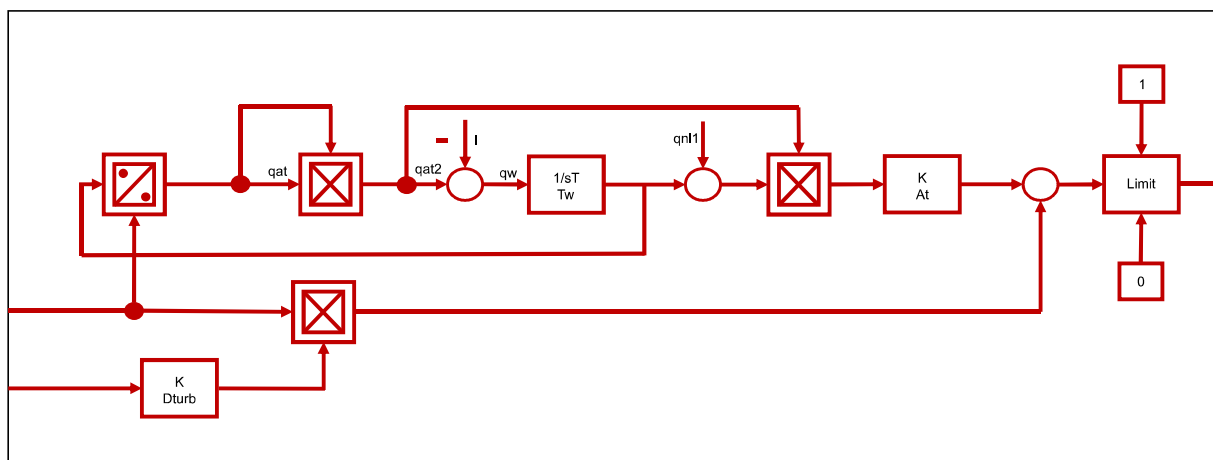


Abbildung 15: Block des hydraulischen Systems im simulierten Turbinenregler, basierend auf [7,13]

Für diesen Block wurden Standardwerte angenommen und auf eine exakte Abstimmung verzichtet.

4.1.2.4 Fallbeispiel und Gesamtdarstellung

Um das Zusammenspiel der vorherig dargestellten Blöcke anschaulich zu erläutern, folgt ein kurzes Fallbeispiel. Für die folgende Überlegung kommt es nicht auf exakte Werte oder Zusammenhänge an, es soll lediglich die Funktionsweise des Turbinenreglers und dessen Blöcke ersichtlich werden. Abbildung 16 beschreibt die Netzstruktur des Minimalbeispiels, der verwendete Synchrongenerator und Transformator entspricht dem des beschriebenen Kraftwerks.

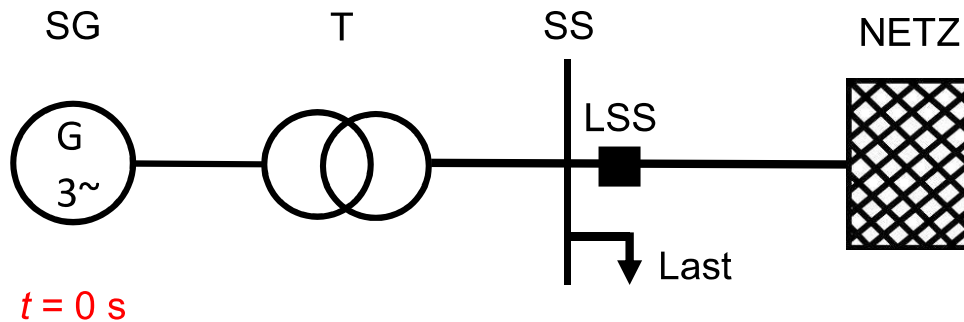


Abbildung 16: Minimalbeispiel Netzbetrieb

Zum Zeitpunkt $t = 0 \text{ s}$ speist der Synchrongenerator im Modus Leistungsregelung eine bestimmte Wirk- und Blindleistung in das Netz. Vereinfachend wird angenommen, dass alle sechs Düsen in Betrieb und zu ca. 20 % geöffnet sind. Die eingespeiste Wirkleistung im Netzbetrieb ist wesentlich größer als die Last. Zum Zeitpunkt $t = 1 \text{ s}$ kommt es zur Öffnung des Leistungsschalters LSS.

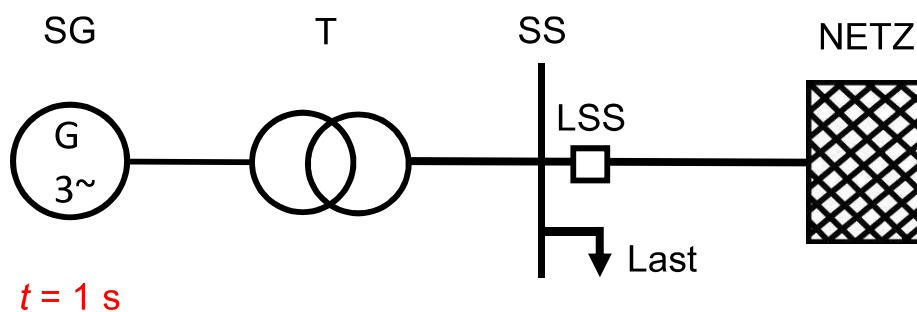


Abbildung 17: Minimalbeispiel nach Inselbildung

Es wird in diesem Beispiel angenommen, dass der Turbinenregler zum Zeitpunkt der Inselbildung bei $t = 1 \text{ s}$ in den Modus Drehzahlregelung wechselt, was einer unendlich schnellen Inselerkennung entsprechen würde. Die in Abbildung 12 dargelegte Struktur bekommt aufgrund des Unterschiedes zwischen Erzeugung und Verbrauch in der Insel (Erzeugung bleibt im ersten Moment konstant,

Verbrauch entspricht der Last) eine Drehzahldifferenz als Input und der Turbinenregler reagiert auf die geänderte Last.

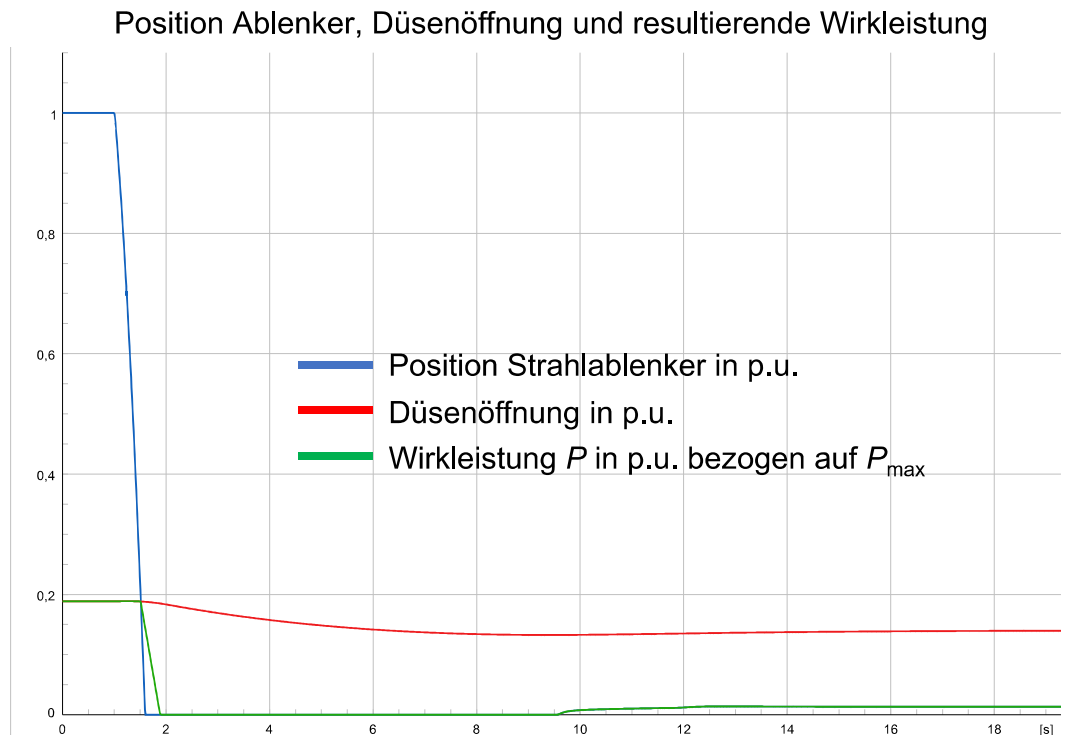


Abbildung 18: Minimalbeispiel Verlauf Düsenöffnung, Strahlablenkerstellung und daraus resultierende Wirkleistung

In Abbildung 18 sind drei wesentliche Bereiche zu unterscheiden.

1. Öffnung Leistungsschalter, Inselbildung
2. Eingriff Strahlablenker, folgende Reduktion der Wirkleistung
3. Nachführung der Düsenöffnung

ad 1) Zum Zeitpunkt der Inselbildung beginnt der Strahlablenker von Stellung 100% aus (ganz ausgefahren, kein Eingriff in den Strahl) zuzufahren. Damit wird versucht, das Frequenzüberschwingen, welches sich aufgrund der Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ergibt, zu begrenzen.

ad 2) Erreicht der Strahlablenker die Düsenöffnung, so erfolgt eine Reduktion der Wirkleistung. Wie in Abbildung 12 ersichtlich, wird der geringere Wert der Strahlablenkerposition und Düsenöffnung zur Bestimmung der resultierenden Wirkleistung verwendet. Die Reduktion der Wirkleistung läuft nach Eingriff des Strahlablenkers langsamer als dieser ab (ist mit Gradientenbegrenzung versehen). In Kapitel 2.2 wurde die Zeitdauer für die Bewegung des Strahlablenkers von ganz offen bis geschlossen in der Realität mit 1 s angegeben. In der Simulation ist der Strahlablenker nach ca. 0,8 s vollständig geschlossen. Der Grund für diesen Unterschied wird im nächsten Absatz erläutert.

Verhalten des Freistrahls bei Strahlablenkereingriff

Im Gegensatz zur Simulation erfolgt in der Realität auch bei geringem Eingriff des Strahlablenkers in den Strahl eine Wirkleistungsreduktion durch das Ablenken des Wasserstrahls in Richtung der Wand des Unterwasserbeckens. In der Simulation wurde durch die Verwendung des geringeren Werts der Strahlablenkerposition und Düsenöffnung zur Bestimmung der resultierenden Wirkleistung eine Vereinfachung vorgenommen. Somit erfolgt erst eine Leistungsreduktion durch den Strahlablenker, wenn dieser die Düsenöffnung erreicht. Um diese Vereinfachung auszugleichen, muss der simulierte Strahlablenker bis zum Erreichen der Düsenöffnung befähigt sein, schneller als in der Realität zuzufahren zu können. Befindet sich der Ablenker im Strahl, so folgt die Wirkleistungsreduktion wieder der Stellgeschwindigkeit, die in der Realität umgesetzt werden kann. Neben dem Strahlablenkereingriff erfolgt im Rahmen der Simulation bei der Modellierung der Düsen eine weitere Vereinfachung.

Anzahl in Betrieb befindlicher Düsen

Je nach Leistungsarbeitspunkt ist in der Realität eine unterschiedliche Anzahl an Düsen in Betrieb. Dieses Verhalten wurde in der Simulation nicht nachgebildet, hier gibt es nur eine Stellgröße, welche das Verhalten aller Düsen als Ganzes abbildet.

ad 3) Im Zeitraum $t = 2$ bis 10 s sieht man einerseits das Regelverhalten des Strahlablenkers zur Begrenzung des Frequenzüberschwingens und andererseits eine Nachführung der Düsenöffnung. Diese Nachführung bedeutet, dass die Position der Düse in einem bestimmten Abstand dem Strahlablenker folgt. In der Praxis entspricht dieser Unterschied dem dauerhaften Eingreifen des Strahlablenkers in den Strahl (Düsenvorhaltung), um kurzzeitig Lastschwankungen ausgleichen zu können. Im Bereich von $t = 10$ s bis 18 s wird die Drehzahl mittels Strahlablenker konstant gehalten, die Maschine befindet sich im Modus Düsenvorhalteregelung. Diese Eigenschaft wurde implementiert, um Lastsprünge in der stabilen Insel und deren Auswirkungen auf das Spannungs- und Frequenzverhalten abbilden zu können.

Zur genaueren Betrachtung des Turbinenreglers werden die in Abbildung 12 dargelegten Blöcke gesondert erläutert. Beschrieben werden im Rahmen dieser Arbeit nur jene Parameter, welche in [14] nicht gesondert angeführt sind. Die umfangreiche Erklärung zu den einzelnen Blöcken ist [14] zu entnehmen.

Zur Nachvollziehbarkeit wird nach den Einzeldarstellungen der vorherigen Unterkapitel der gesamte Turbinenregler und dessen Parameter in Abbildung 19 dargelegt.

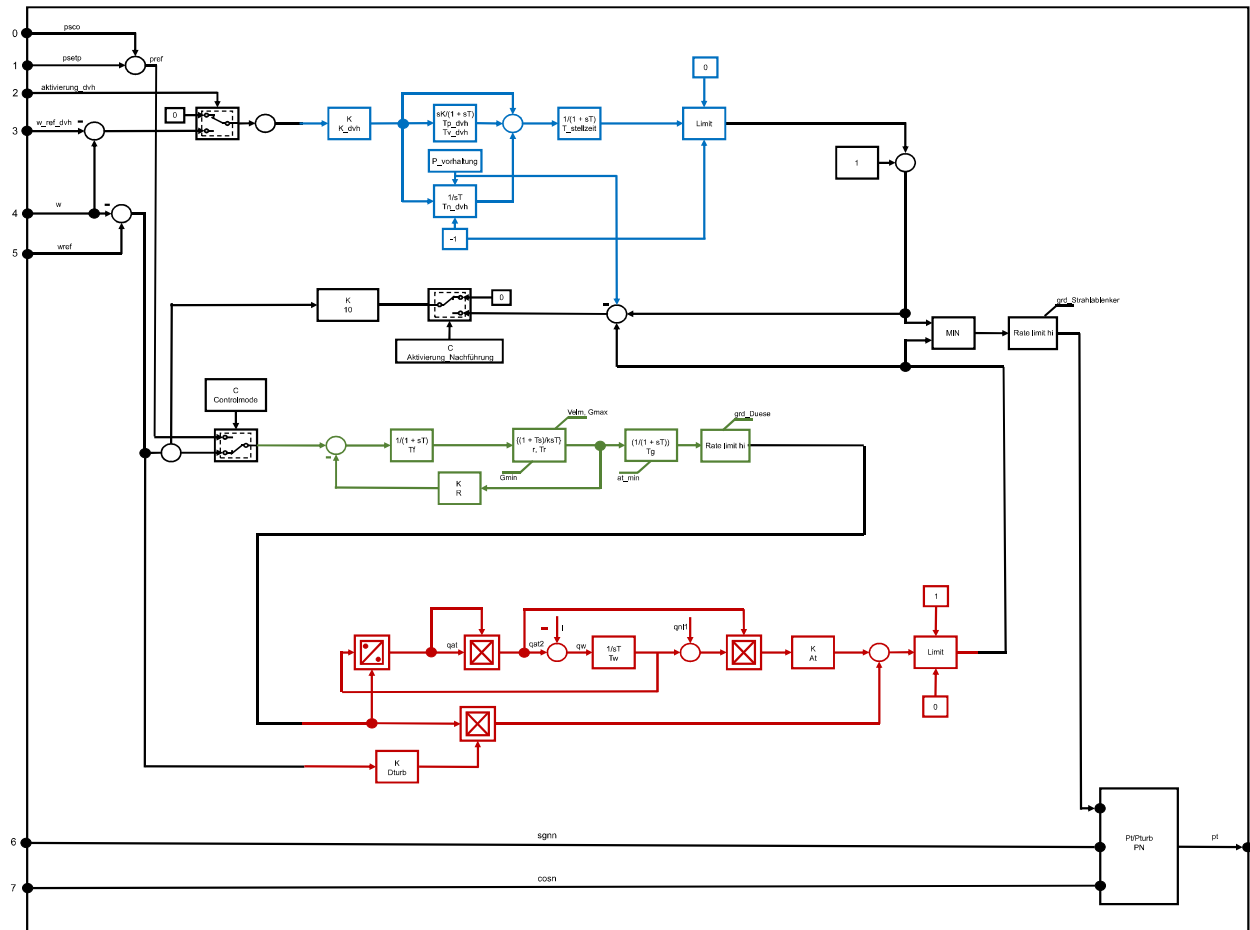


Abbildung 19: Gesamtdarstellung des in der Simulation implementierten Turbinenreglers

Tabelle 4 zeigt alle Parameter und deren eingestellte Werte.

Tabelle 4: Parameter des in der Simulation implementierten Turbinenreglers

Variable	Bezeichnung	Wert
R	Temporary Droop in p.u.	0,5
Tr	Governor Time Constant in s	10
Tf	Filter Time Constant in s	0,1
Tg	Servo Time Constant in s	10
Tw	Water Starting Time in s	1
At	Turbine Gain in p.u.	1
Dturb	Frictional losses factor in p.u.	0,01
qnl	No Load Flow in p.u.	0,004
R	Permanent Droop in p.u.	0,04
K_dvh	Verstärkungsfaktor PID-Regler Strahlableiter in p.u.	5
T_Stellzeit	Zeitkonstante Stellzeit Strahlableiter in s	0,01
Tn_dvh	Nachstellzeit, Zeitkonstante PID-Regler Strahlableiter in s	0,2
Tp_dvh	Parasitäre Zeitkonstante PID-Regler Strahlableiter in s	0,75
Tv_dvh	Differentielle Zeitkonstante PID-Regler Strahlableiter in s	1
P_vorhaltung	Vorgehaltene Leistung Düsenvorhaltung in p.u.	0,1
Gmin	Minimum Gate Limit in p.u.	0
At_min	Minimale Düsenöffnung in p.u.	0
Velm	Gate Velocity Limit in p.u.	0,003
Gmax	Maximum Gate Limit in p.u.	1
Grd_Duese	Maximale Änderungsrate Düsenöffnung in p.u.	0,016
Grd_Strahlableiter	Maximale Änderungsrate Strahlableiter in p.u.	0,5

4.1.3 Spannungsregler

Abbildung 20 zeigt den implementierten Spannungsregler. Dieser entspricht dem Spannungsregler „avr AC7B“ der PowerFactory Bibliothek. [13]

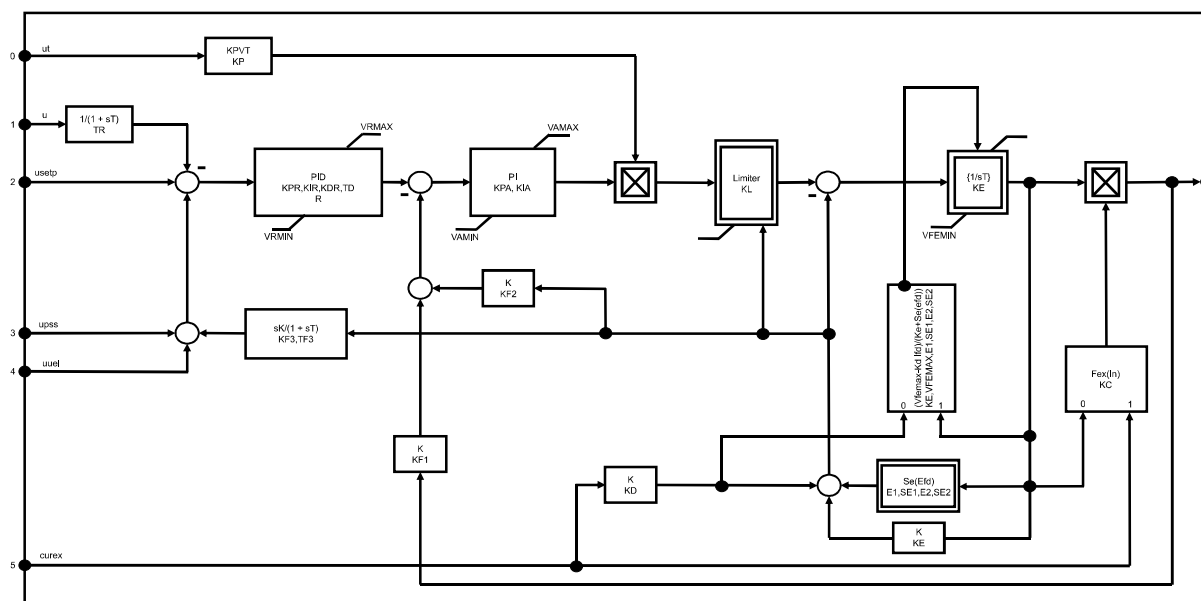


Abbildung 20: Darstellung des in der Simulation verwendeten Spannungsreglers

Der abgebildete Spannungsreglertyp wurde gewählt, da es sich bei dem vorliegenden Generator um einen Synchrongenerator mit rotierender Erregermaschine handelt und dieser Reglertyp für die Nachbildung der Eigenschaften rotierender Erregereinrichtungen optimiert ist. Tabelle 5 zeigt alle Parameter und deren eingestellte Werte.

Tabelle 5: Parameter des in der Simulation implementierten Spannungsreglers

Variable	Bezeichnung	Wert
TR	Voltage transducer time const in s	0,02
KPR	Voltage regulator proportional gain	10
KIR	Voltage regulator integral gain	0,1
KDR	Voltage regulator differential gain	3
TDR	Voltage regulator differential time constant in s	0,001
KPA	Field current loop proportional gain	1
KIA	Field current loop integral gain	1
KF3	Field current stabilising feedback gain	0
TF3	Field current stabilising feedback time constant in p.u.	0,01
E1	Field Voltage for SE1 in p.u.	1
SE1	Saturation at E1 in p.u.	1
E2	Field Voltage for SE2 in p.u.	2
SE2	Saturation at E2 in p.u.	2
KL	Current loop limitation factor in p.u.	0,1
KE	Exciter droop in p.u.	1
KF2	Exciter field current feedback gain	0
KD	Demagnetising factor in p.u.	0,02
KP	Potential circuit gain coefficient	1
KF1	Exciter stabilising feedback gain	0,2
KC	Rectifier loading factor in p.u.	0,17
TE	Exciter field time constant in s	2
VFEMAX	Exciter field current limit reference in p.u.	1
VRMIN	Voltage regulator minimum output in p.u.	-1
VAMIN	Field current loop minimum output in p.u.	-1
VFEMIN	Minimum exciter output voltage in p.u.	-1
VRMAX	Voltage regulator maximum output in p.u.	1
VAMAX	Field current loop maximum output in p.u.	1

4.1.4 Netztopologie

Abbildung 21 zeigt die Netztopologie, welche für die Berechnungen herangezogen wurde.

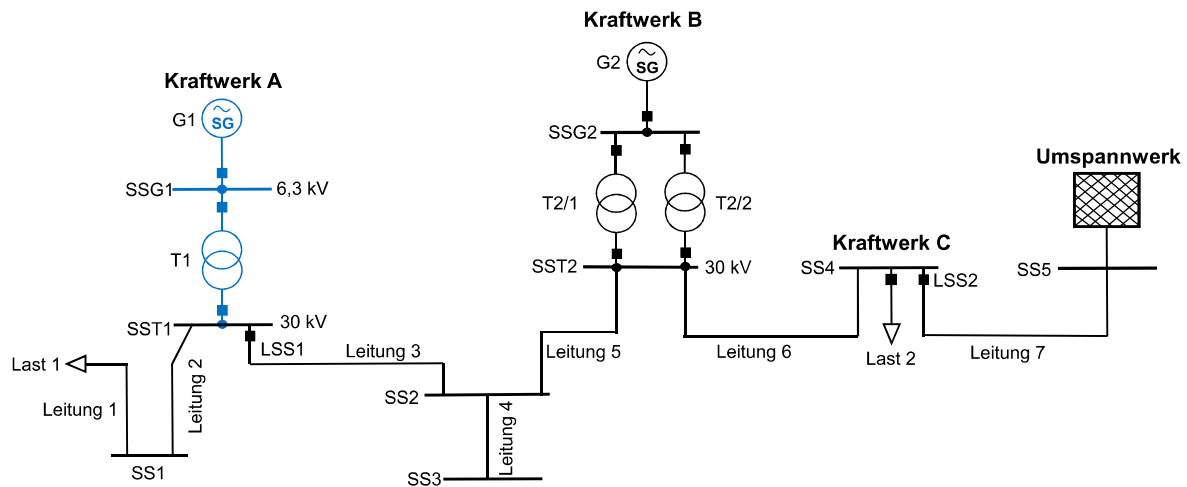


Abbildung 21: Netztopologie

Das Kraftwerk A, in welchem die Inselnetzerkennung implementiert wird, ist in der obigen Darstellung blau markiert. Die Spitzenleistung des Kraftwerks B ist im Verhältnis zu Kraftwerk A um den Faktor zehn kleiner. Kraftwerk C ist an SS4 nur angedeutet, da es sich um eine schematische Darstellung der Netztopologie handelt und dieses Kraftwerk in die 110 kV Ebene speist. Für die Betrachtungen im Rahmen dieser Masterarbeit ist nur die Last 2 dieses Kraftwerks von Relevanz, da durch diese Last der Eigenbedarf des Kraftwerks C abgebildet wird. Im Fehlerfall bzw. darauffolgenden Inselbetrieb soll das Kraftwerk A als Backup-Kraftwerk für Kraftwerk C dienen. Last 1 steht hier für einen sehr kleinen Verbraucher, zu dem eine längere Kabelstrecke führt. Der Wirkleistungsbezug dieser Last ist vernachlässigbar klein, der Blindleistungsbedarf der Leitung aber durchaus zu berücksichtigen.

Für allgemeine Betrachtungen zu Inselnetzbildungen wurden verschiedene Szenarien einzeln simuliert. Diese unterscheiden sich in der Ausdehnung der Insel (Auftrennung LSS1 oder LSS2), in dem Einsatz oder Nichteinsatz von Kraftwerk B und der Leistungsdiskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch bei Inselbildung. Im Rahmen dieser Szenarien, die nicht gesondert dargelegt werden, hat sich herausgestellt, dass hauptsächlich die Leistungsdiskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch bei Inselbildung über das weitere Verhalten der Anlage entscheidet. Diese Erkenntnisse wurden für die Bildung des Szenarios der in Kapitel 4.2 dargelegten Mehrfachsimulation herangezogen.

Alle Leitungen sind schematisch dargestellt, d.h. die eingezeichneten Leitungen bestehen in der Realität meist aus mehreren Leitungen unterschiedlicher Länge und Art (Freileitung, Kabel). Zur Nachvollziehbarkeit wird die Länge der schematisch dargestellten Leitungen angegeben.

Tabelle 6: Leitungslängen der in der Simulation abgebildeten Netztopologie

Leitung	Länge in km
1	6,2
2	2,6
3	2,8
4	0,2
5	0,6
6	1,2
7	12,0

4.2 Simulationsdurchführung mit Python Schnittstelle

DigSILENT PowerFactory bietet eine Möglichkeit zur Erstellung von Skripten, die zur Ausführung von Simulationen, Parameteränderungen im Netz und weiteren Anpassungen der Netzdarstellung herangezogen werden können. Um diese Arbeit und alle folgenden Aussagen umfangreicher Prüfungen zu unterziehen, wurde auf diese Möglichkeit zurückgegriffen und ein eigenes Python-Skript erstellt. In Kapitel 4.3 erfolgt eine ausführlichere Darstellung der Ergebnisse, davor wird die Herangehensweise bei der Durchführung der Mehrfachsimulationen erläutert. Um möglichst viele Informationen über das Verhalten der Anlage beim Übergang von Normalbetrieb (Leistungsregelung) zu Inselbetrieb (Drehzahlregelung) zu erhalten, war es notwendig, in mehreren Varianten Parameteränderungen bzw. Änderungen an den Anfangsbedingungen vorzunehmen. Um nicht zu viele Unterschiede zwischen den einzelnen Varianten zu erhalten, wurde ein Szenario mehrfach verwendet, in dem Änderungen der Anfangsbedingungen vorgenommen wurden. Da die Möglichkeit bestand, nach den ersten Erkenntnissen der Simulation Lastabwürfe (Abwurf auf Kraftwerkseigenbedarf) im Kraftwerk in der Realität mit definierten Wirk- und Blindleistungseinstellungen durchzuführen, wurde die Automatisierung der Mehrfachsimulation anhand dieser Vorgangsweise durchgeführt. Damit kann die Treffsicherheit der Simulation überprüft werden.

Im gewählten Szenario erfolgte zu einem bestimmten Zeitpunkt $t = 1$ s nach Abklingen aller Ausgleichsvorgänge die Öffnung des Leistungsschalters LSS1. Vor der Öffnung des Leistungsschalters LSS1 speiste der Generator G1 im Modus Leistungsregelung eine definierte Blind- und Wirkleistung in das Netz ein. Der Turbinen- und Spannungsregler des Kraftwerks sorgt im darauffolgenden Inselbetrieb im Modus Drehzahlregelung für das Gleichgewicht zwischen Last und Erzeugung. Die Ausgleichsvorgänge, wie beispielsweise das Spannungsunter- oder überschwingen oder das Frequenzverhalten, sind das Hauptaugenmerk dieser Betrachtung.

Um möglichst viele Varianten abzubilden, wurde die Wirkleistung des Kraftwerks im Normalbetrieb in zehn und die Blindleistung in 21 Schritten angepasst. Abbildung 22 zeigt die gewählte Vorgangsweise in Form eines Flussdiagramms.

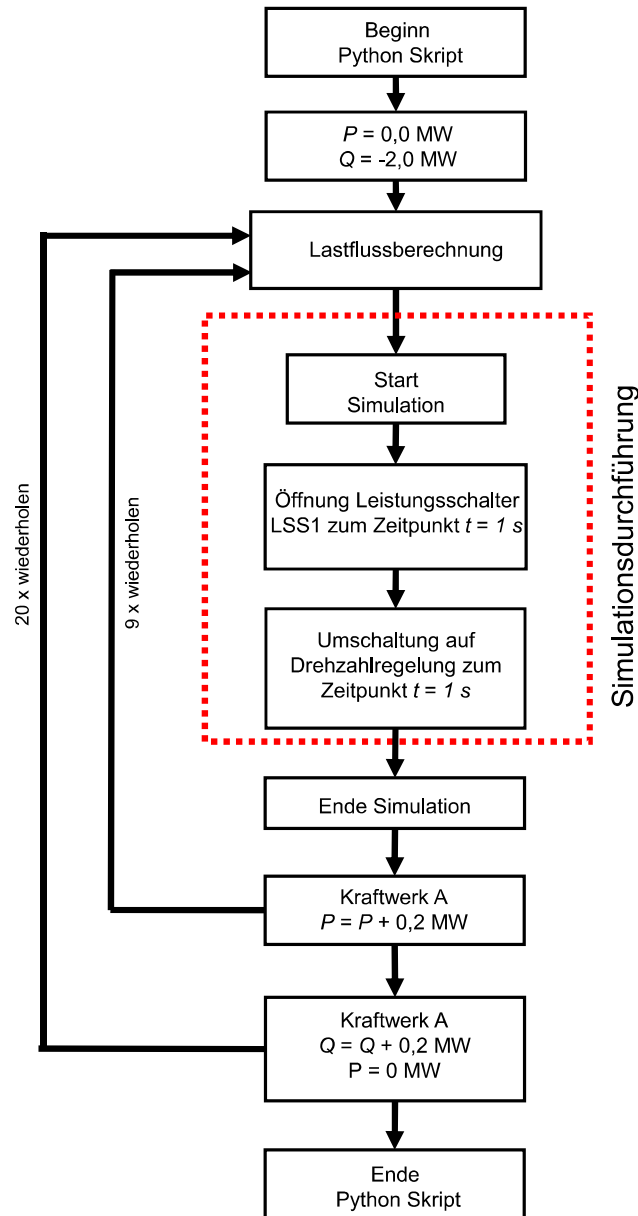


Abbildung 22: Flussdiagramm Python Skript

4.3 Vergleich zwischen Messung und Simulation

Abbildung 23 zeigt die durchgeführten Simulationen in Abhängigkeit der eingestellten Parameter (Wirk- und Blindleistung). Jeder rote Punkt symbolisiert eine Simulation. Der in Abbildung 23 dargestellte Variablenbereich ist auch in den folgenden Ergebnisdiagrammen dargestellt.

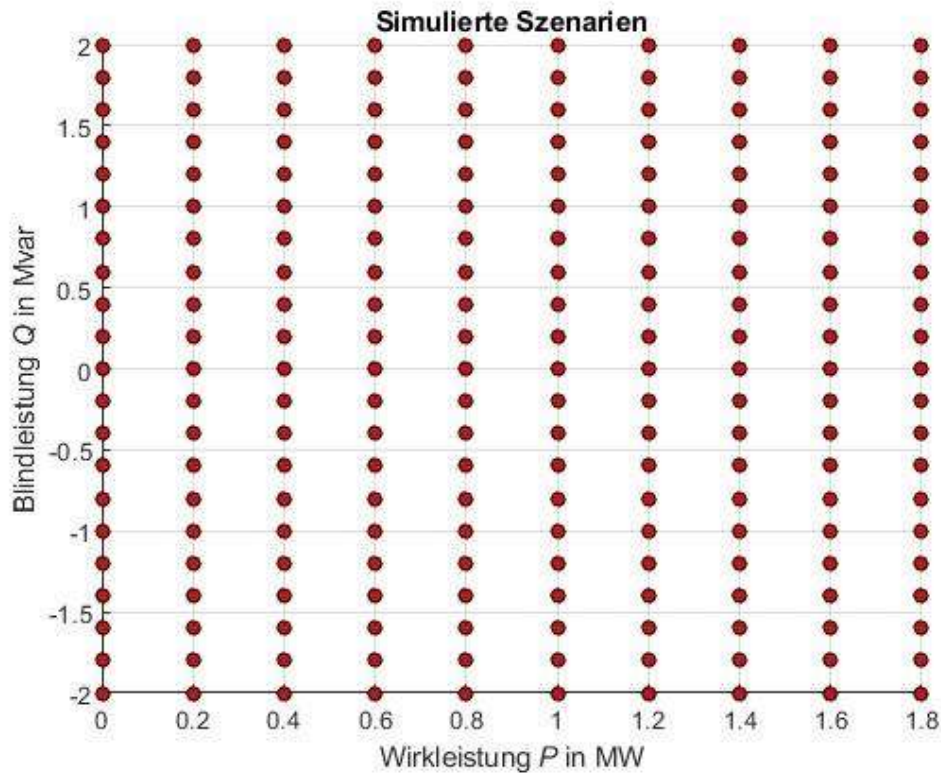


Abbildung 23: Automatisiert durchgeführte, simulierte Szenarien

Bei allen in diesem Kapitel dargestellten Falschfarbenbildern wird der Wert zwischen den einzelnen Punkten durch lineare Interpolation ermittelt. In diesem Kapitel werden die in der Simulation beobachteten Parameteränderungen (Maximal- und Minimalwerte unterschiedlicher Parameter) mit den gemessenen Werten der Lastabwürfe verglichen. Dieser Vergleich dient zur Abschätzung der Treffsicherheit der Simulation. Der Aufbau der Messung ist bei den Lastabwürfen ident zu den in Kapitel 6 dargelegten Vor- und Hauptversuchen.

4.3.1 Überfrequenz

Abbildung 24 zeigt die maximale Überfrequenz nach Inselbildung in Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistung vor Lastabwurf.

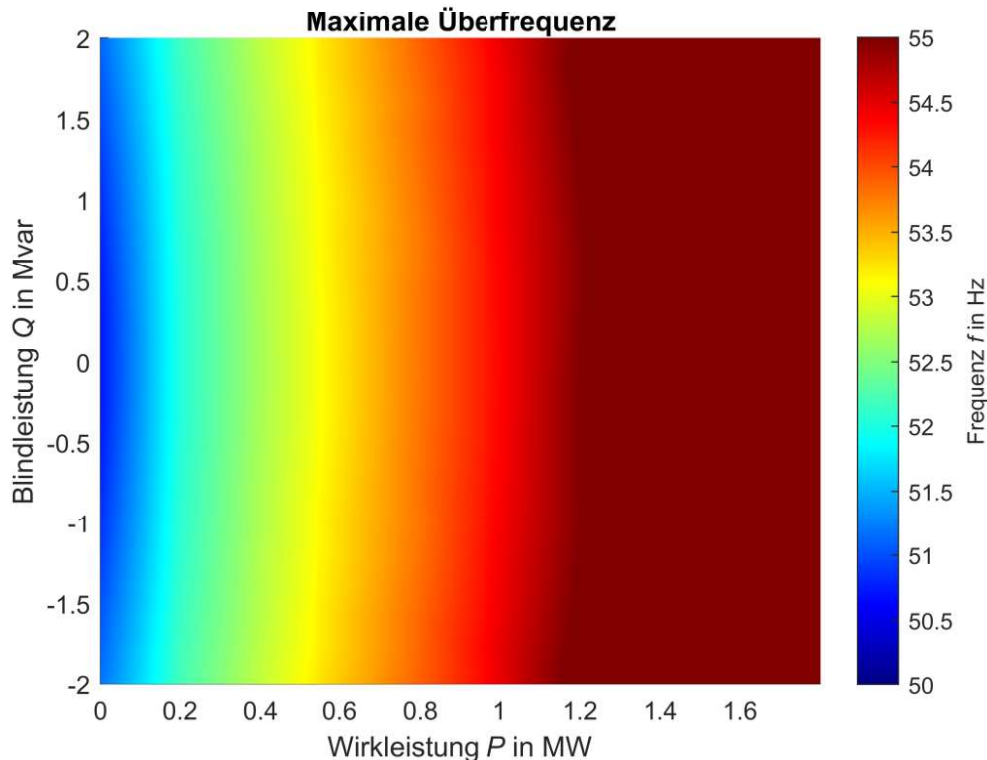


Abbildung 24: Maximale Überfrequenz Szenarien Simulation

Hier ist die Analogie zwischen der Wirkleistung und der Frequenz stark sichtbar. So resultiert aus einem Wirkleistungssprung ein Frequenzüberschwingen, das weitestgehend unabhängig von der Blindleistungsänderung ist. Die dunkelrote Einfärbung signalisiert, dass die maximale Überfrequenz über 55 Hz liegt. Diese Grenze entspricht der in der Realität eingestellten Frequenzobergrenze der Schutzeinrichtung, bei der unverzüglich ausgelöst wird. Würde somit ein Lastsprung in der Größenordnung von 1 MW erfolgen und die Inselerkennung bei Öffnung des Leistungsschalters die Anlage auf Modus Drehzahlregelung stellen, so käme es trotzdem zu einer Abkopplung der Anlage von der gebildeten Insel aufgrund der Überfrequenzschutzauslösung.

Tabelle 7 zeigt den Vergleich zwischen der Simulation und Messung für die maximal auftretende Überfrequenz bei Lastabwurf. Im Rahmen der Messungen erfolgte die Ermittlung der Frequenz mit einer Fensterbreite von 100 ms.

Tabelle 7: Maximale Überfrequenz Messung vs. Simulation

			Messung	Simulation
Messpunkt	P	Q	f	f
Nr.	MW	Mvar	Hz	Hz
1	0,3	0,0	51,39	52,40
2	0,4	0,0	51,86	52,69
3	0,6	0,0	52,40	53,23
4	0,8	0,0	53,82	53,79
5	1,1	0,0	54,48	54,64

Anhand dieses Vergleichs kann festgehalten werden, dass die Simulation im Bereich von 0,8 bis 1,1 MW gut mit den gemessenen Werten übereinstimmt. Die Simulation wurde bewusst so gestaltet, um im Bereich des maximal möglichen Wirkleistungsüberschusses ohne resultierende Schutzauslösung möglichst treffsicher zu sein. Damit konnten speziell die Szenarien mit inkludierter Inselerkennung betrachtet werden, in denen ein flüssiger Übergang in eine Inselformation knapp ohne Verletzung der Schutzgrenzen hinsichtlich Überfrequenzanregung und Auslösung möglich ist.

4.3.2 Frequenzgradient

Abbildung 25 zeigt den maximal auftretenden Frequenzgradienten.

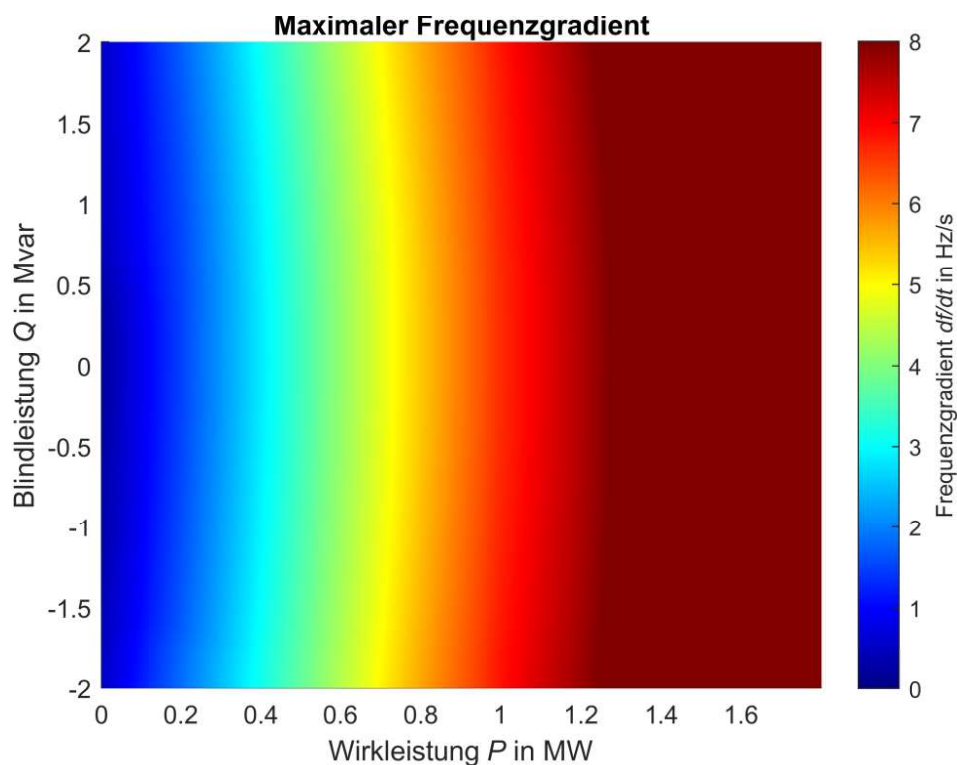


Abbildung 25: Maximaler Frequenzgradient Szenarien Simulation

Vergleicht man diese Abbildung mit Abbildung 24, so kann der maximale Frequenzgradient dem resultierenden maximalen Frequenzüberschwingen zugeordnet werden. Tabelle 8 zeigt den Vergleich zwischen der Messung und Simulation für den maximal auftretenden Frequenzgradienten bei Lastabwurf. Dieser wurde in der Simulation mit einem Tiefpassfilter erster Ordnung mit einer Zeitkonstante von 0,1 s versehen. Die Berechnung des Frequenzgradienten auf Basis der Absolutwerte der Frequenz erfolgte im Rahmen der Messung mit einer Punkt-zu-Punkt Interpolation.

Tabelle 8: Maximaler Frequenzgradient Messung vs. Simulation

			Messung	Simulation
Messpunkt	P	Q	df/dt	df/dt
Nr.	MW	Mvar	Hz/s	Hz/s
1	0,3	0,0	2,19	2,09
2	0,4	0,0	2,94	2,84
3	0,6	0,0	4,38	4,14
4	0,8	0,0	5,65	5,41
5	1,1	0,0	7,57	7,00

Es kann festgehalten werden, dass die gemessenen Frequenzgradienten mit den Ergebnissen der Simulation weitestgehend übereinstimmen.

4.3.3 Überspannung

Abbildung 26 zeigt die maximal auftretende Überspannung.

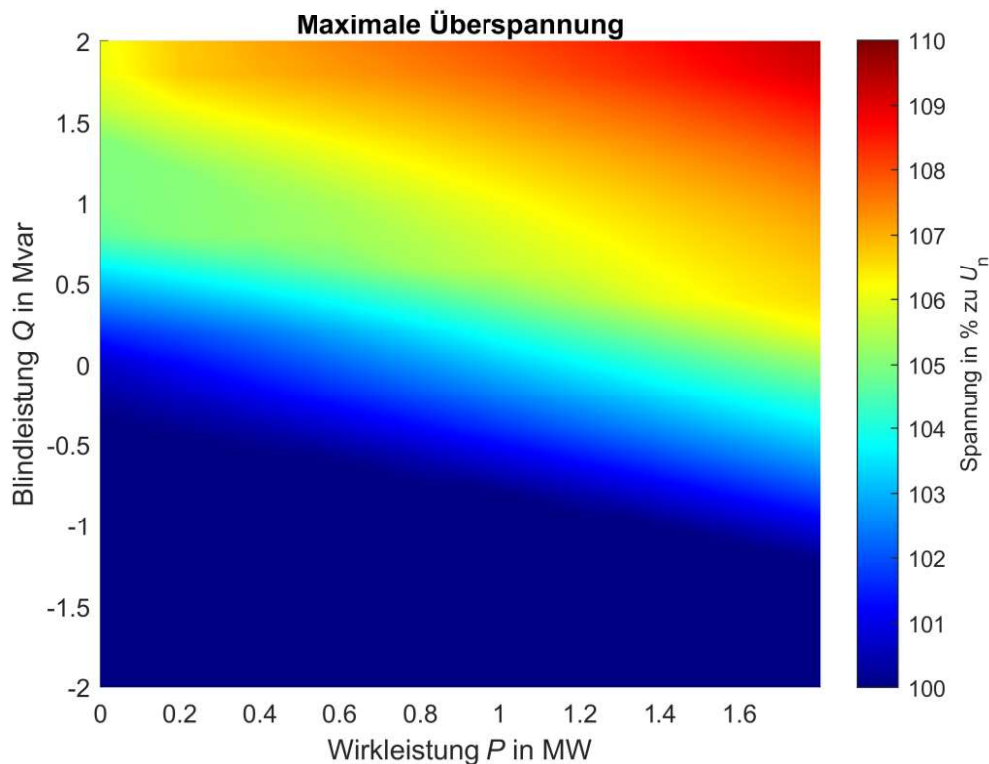


Abbildung 26: Maximale Überspannung Szenarien Simulation

Ähnlich der Analogie zwischen Wirkleistung und Frequenz ist in dieser Abbildung die Analogie zwischen Blindleistung und Spannung ersichtlich. Tabelle 9 zeigt den Vergleich zwischen der Messung und Simulation für die maximal auftretende Überspannung nach Lastabwurf.

Tabelle 9: Maximale Überspannung Messung vs. Simulation

			Messung	Simulation
Messpunkt	P	Q	$U_{\max}$	$U_{\max}$
Nr.	MW	Mvar	%	%
1	0,3	0,0	101,2	101,5
2	0,4	0,0	102,0	101,7
3	0,6	0,0	102,8	102,2
4	0,8	0,0	103,8	102,7
5	1,1	0,0	104,7	103,4
6	1,0	-2,0	97,2	98,0
7	1,0	-1,5	97,8	98,7
8	1,0	1,5	113,1	107,0
9	1,0	2,0	116,0	108,0

In Tabelle 9 ist eine geringe Abweichung zwischen der Messung und der Simulation bei den Messpunkten 1 bis 7 ersichtlich. Bei hohen induktiven Blindleistungssprüngen kommt es zu einer erheblichen Abweichung zwischen der Simulation und der Messung. Für die Dimensionierung der Ansprechwerte der Inselerkennung war dieser Unterschied zu vernachlässigen, da aufgrund der begrenzten Anzahl an verfügbaren Signalen auf ein Überspannungskriterium verzichtet werden musste.

4.3.4 Unterspannung

Abbildung 27 zeigt die minimal auftretende Unterspannung.

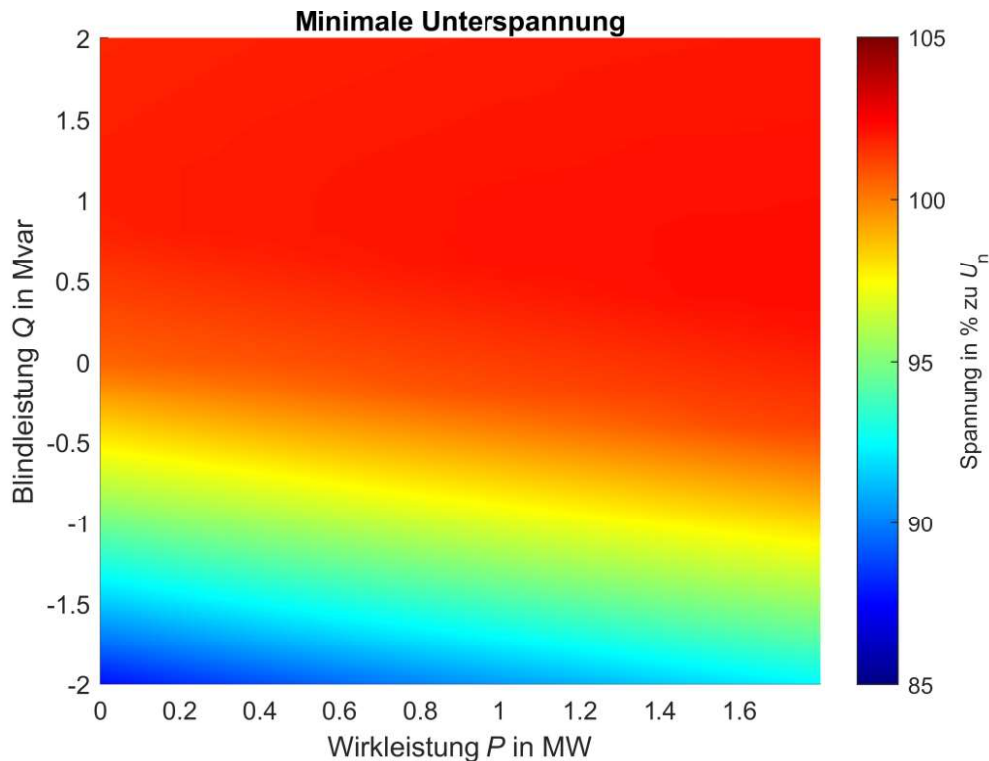


Abbildung 27: Minimale Unterspannung Szenarien Simulation

Tabelle 10 zeigt den Vergleich zwischen der Simulation und Messung für die minimal auftretende Unterspannung nach Lastabwurf.

Tabelle 10: Minimale Unterspannung Messung vs. Simulation

			Messung	Simulation
Messpunkt	P	Q	$U_{\min}$	$U_{\min}$
Nr.	MW	Mvar	%	%
1	0,3	0,0	99,2	100,6
2	0,4	0,0	99,9	100,8
3	0,6	0,0	99,9	101,0
4	0,8	0,0	100,4	101,1
5	1,1	0,0	100,6	101,4
6	1,0	-2,0	85,7	90,5
7	1,0	-1,5	90,4	93,8
8	1,0	1,5	99,3	102,0
9	1,0	2,0	99,0	102,0

Hier kann eine erhebliche Abweichung bei großen kapazitiven Blindleistungssprüngen festgestellt werden. Diese Abweichung wurde für die Festlegung der Ansprechwerte der Inselerkennung hinsichtlich Unterspannung berücksichtigt.

4.3.5 Vektorsprung

Abbildung 28 zeigt den maximal auftretenden Vektorsprung.

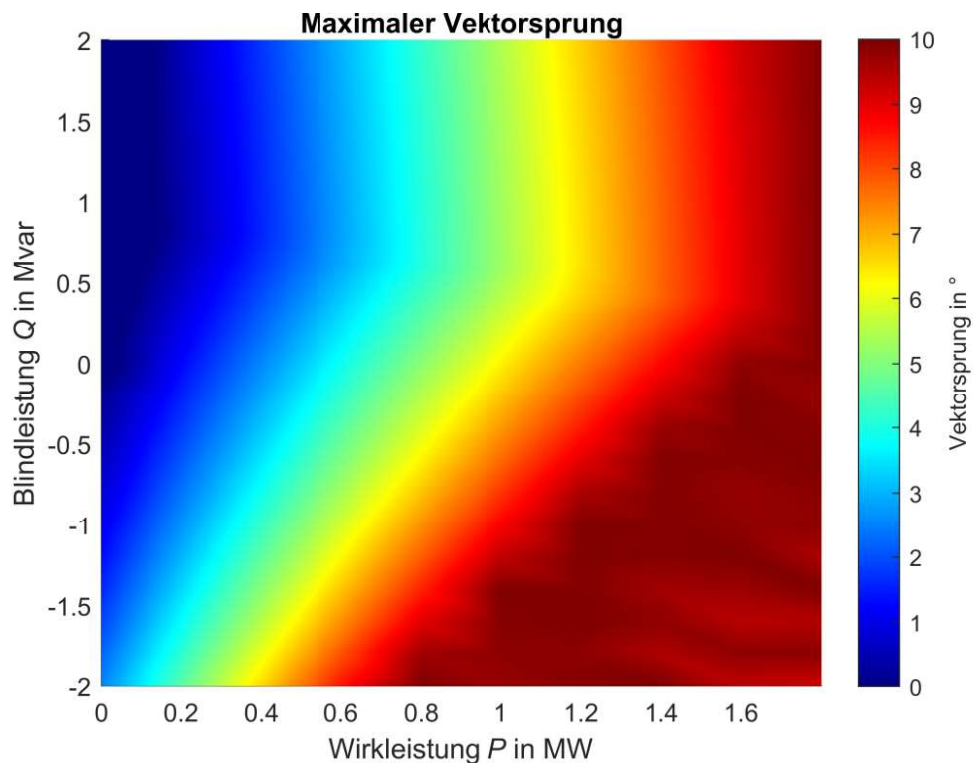


Abbildung 28: Maximaler Vektorsprung Szenarien Simulation

Bezüglich der Messergebnisse des Parameters Vektorsprung sei an dieser Stelle angemerkt, dass diese mit einer großen Unsicherheit behaftet sind. Die Ermittlung des Vektorsprungs erfolgte anhand des zeitlichen Verlaufs aller drei Strangspannungen durch eigene Berechnung und ohne Zuhilfenahme eines Schutzgerätes. Aufgrund dieser Unsicherheit ist es nicht zielführend, hier einen Vergleich zwischen Messung und Simulation vorzunehmen. Die Ansprechwerte der Inselerkennung wurden auf Basis der Erkenntnisse der Simulation festgelegt und im Rahmen der in Kapitel 6.1 dargelegten Vorversuche auf Richtigkeit überprüft.

Tabelle 11 zeigt den auftretenden Vektorsprung in der Simulation, errechnet aus dem relativen Spannungswinkel der Mitsystemspannung an der Generatorsammelschiene.

Tabelle 11: Vektorsprung Messung vs. Simulation

			Simulation
Messpunkt	P	Q	$\Delta\vartheta$
Nr.	MW	Mvar	°
1	0,3	0,0	1,9
2	0,4	0,0	2,6
3	0,6	0,0	3,9
4	0,8	0,0	5,1
5	1,1	0,0	6,9
6	1,0	-2,0	10,6
7	1,0	-1,5	9,9
8	1,0	1,5	5,4
9	1,0	2,0	5,6
10	0,4	-1,5	5,3
11	0,6	-1,0	5,8
12	0,8	-0,5	6,1
13	1,0	0,5	5,3

5 Funktionsweise und Implementierung der Inselnetzerkennungsmethode

5.1 Grundlegender Aufbau

Die Zielsetzung bei der Entwicklung der Inselerkennungsmethode war, eine möglichst einfach nachzuvollziehende und robuste Erkennungsmethode zu entwickeln, welche es ermöglicht, die TOR einzuhalten. Nach der Durchführung von umfangreichen Simulationen in Kapitel 4 lagen ausreichend Informationen vor, um eine Erkennungsmethode zu entwickeln. Die Entscheidung fiel auf eine Kombination von vier Parametern, welche entweder ab einem gewissen Wert alleine, oder in Kombination für die Erkennung sorgen. Die Backup-Funktion bei Ausfall eines Signals ist gegeben, da einzelne Parameter auch ggf. alleine entscheidend sein können. Abbildung 29 zeigt den Entwurf der Inselnetzerkennung basierend auf den vier Parametern Frequenzgradient, Frequenz, Vektorsprung und Spannung.

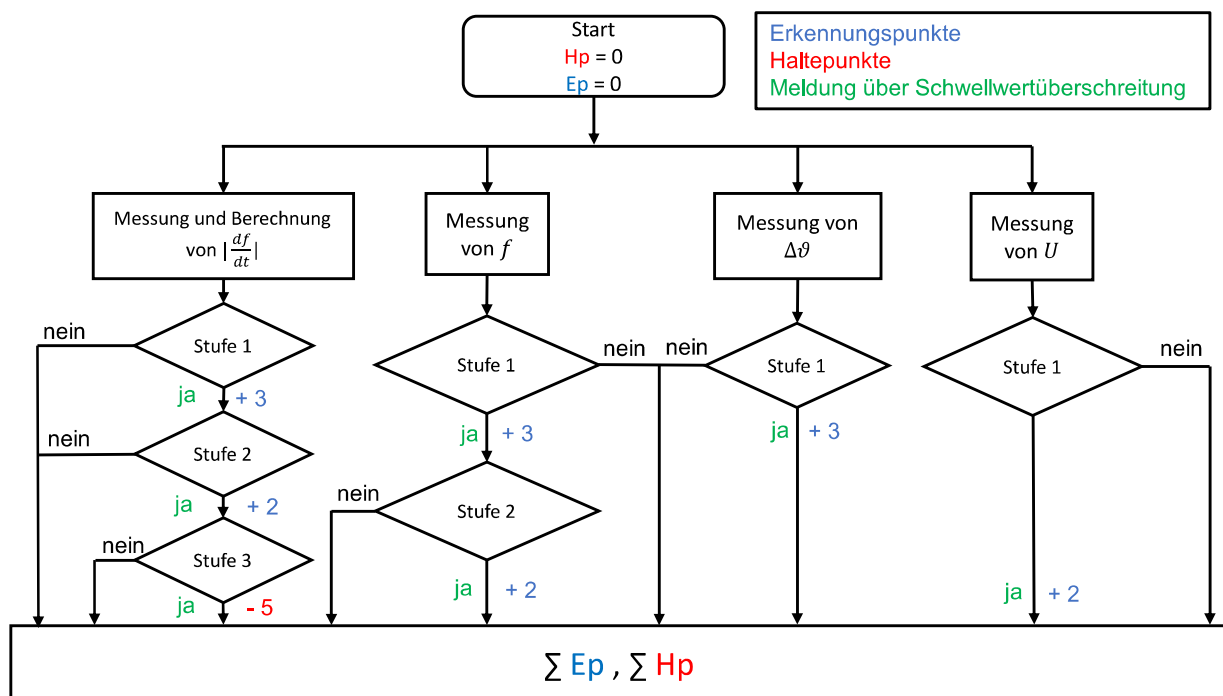


Abbildung 29: Grundlegender Entwurf Inselnetzerkennung

Die Ermittlung der genannten Größen erfolgt in einer Zeit von $\Delta t = 100 \text{ ms}$.

Das Design dieser Erkennungsmethode wurde mehrfach auf Basis unterschiedlicher Erkenntnisse adaptiert. Neben den Erkenntnissen der Literaturrecherche zu den TOR und diversen passiven Detektionsmethoden, waren es maßgeblich die Erkenntnisse der Simulation, welche zur Darstellung in Abbildung 29 führten. Als wichtiger Teilaspekt ist die Verfügbarkeit der unterschiedlichen Parameter in der praktischen Umsetzung durch Dritte im Kraftwerk zu nennen. Aufgrund der limitierten Anzahl an verfügbaren Signalquellen im Kraftwerk, wie z.B. der Ausgänge des Schutzgerätes, musste auf zusätzliche Stufen verzichtet werden. Das Ziel war es, ohne den zusätzlichen Einbau von Geräten möglichst viele Parameter in die Erkennungsmethodik einfließen lassen zu können.

Tabelle 12: Ansprechwerte der einzelnen Stufen der Inselnetzerkennung

Parameter	Stufe	Ansprechwert
Frequenzgradient	1	2 Hz/s
	2	5 Hz/s
	3	10 Hz/s
Frequenz	1	49,8 Hz, 50,2 Hz
	2	49,8 Hz, 51,5 Hz
Vektorsprung	1	5 °
Spannung	1	0,93 p.u.

Anhand der gewählten Ansprechwerte ist ersichtlich, dass die Erkennungsmethode weitestgehend auf regional beschränkte Inselnetzbildungen ausgelegt ist, in welchen das Verhalten von Frequenz und Spannung maßgeblich durch das betrachtete Kraftwerk bedingt ist. Überregionale Inselbildungen können gegebenenfalls erst nach Über- oder Unterschreitung der Frequenzstufe 2 detektiert werden.

Auf Basis der dargelegten Aufsummierung der Erkennungs- (Ep) und Haltepunkte (Hp) beschreibt Abbildung 30 schematisch den Ablauf der Erkennungsmethode.

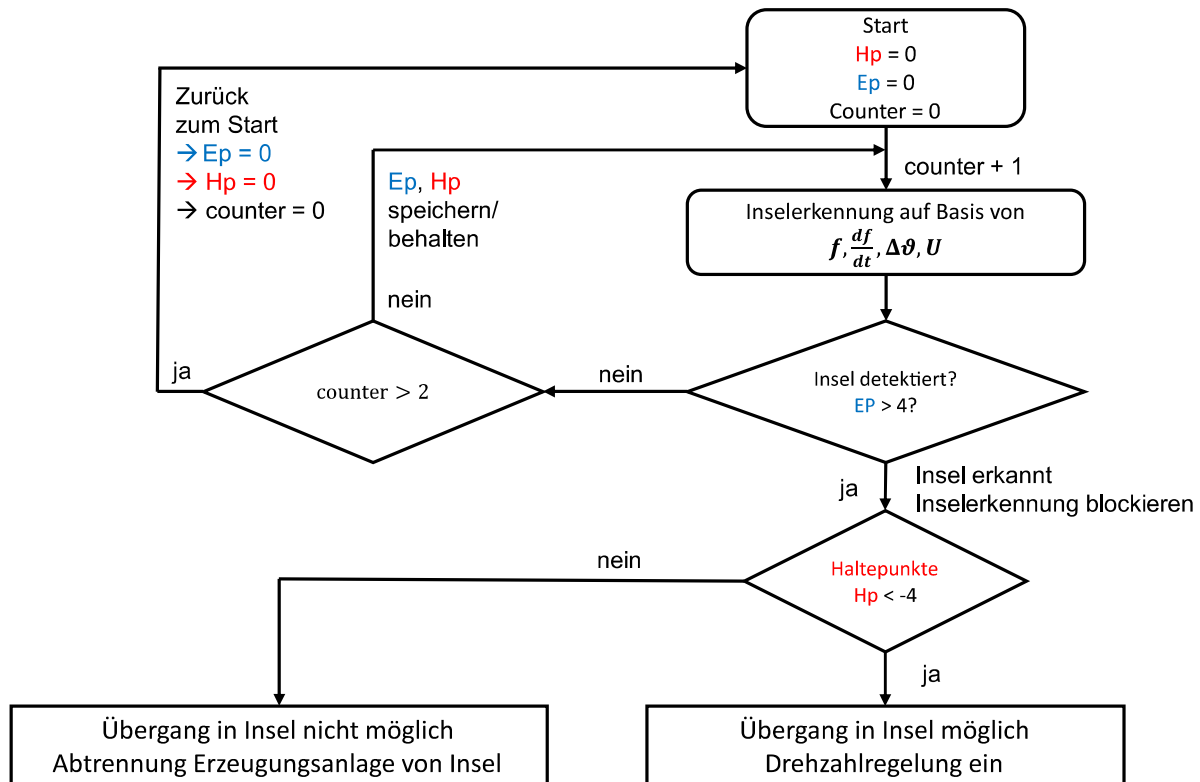


Abbildung 30: Übersichtsdarstellung der Inselerkennung inklusive Bewertungsmechanismus

Alle durch die Detektion gesetzten Erkennungs- und Haltepunkte werden aufsummiert und darauffolgend in der Größe überprüft.

Erkennungspunkte

Zur Bewertung der Parameter werden zwei Punkte eingeführt, Erkennungs- und Haltepunkte. Die Erkennungspunkte werden herangezogen, um Aufschluss über die Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung zu erlangen bzw. ggf. eine Inselnetzbildung zu erkennen. Ist die Anzahl der Erkennungspunkte > 4 , so wird eine Inselbildung angenommen.

Haltepunkte

Die Haltepunkte geben Aufschluss darüber, ob ein flüssiger Übergang zwischen Normalbetrieb und Inselbetrieb ohne Verletzung der Frequenz- und Spannungsgrenzen möglich ist, um bei Inselbildung eine stabile Energieversorgung im betroffenen Teilnetz sicherzustellen. Die Haltepunkte haben somit zum Ziel, eine Bewertung des gebildeten Inselnetzes vorzunehmen. Ist die Anzahl der Haltepunkte < -4 , was dem Ansprechen der dritten Stufe des Frequenzgradienten entspricht, so ist es aufgrund der starken Beschleunigung der Maschine sehr unwahrscheinlich, dass ein flüssiger Übergang zwischen Normal- und Inselbetrieb möglich ist. In diesem Fall soll sich die Anlage automatisch von der entstandenen Insel abkoppeln.

Abbildung 31 zeigt die gesamte Inselerkennung.

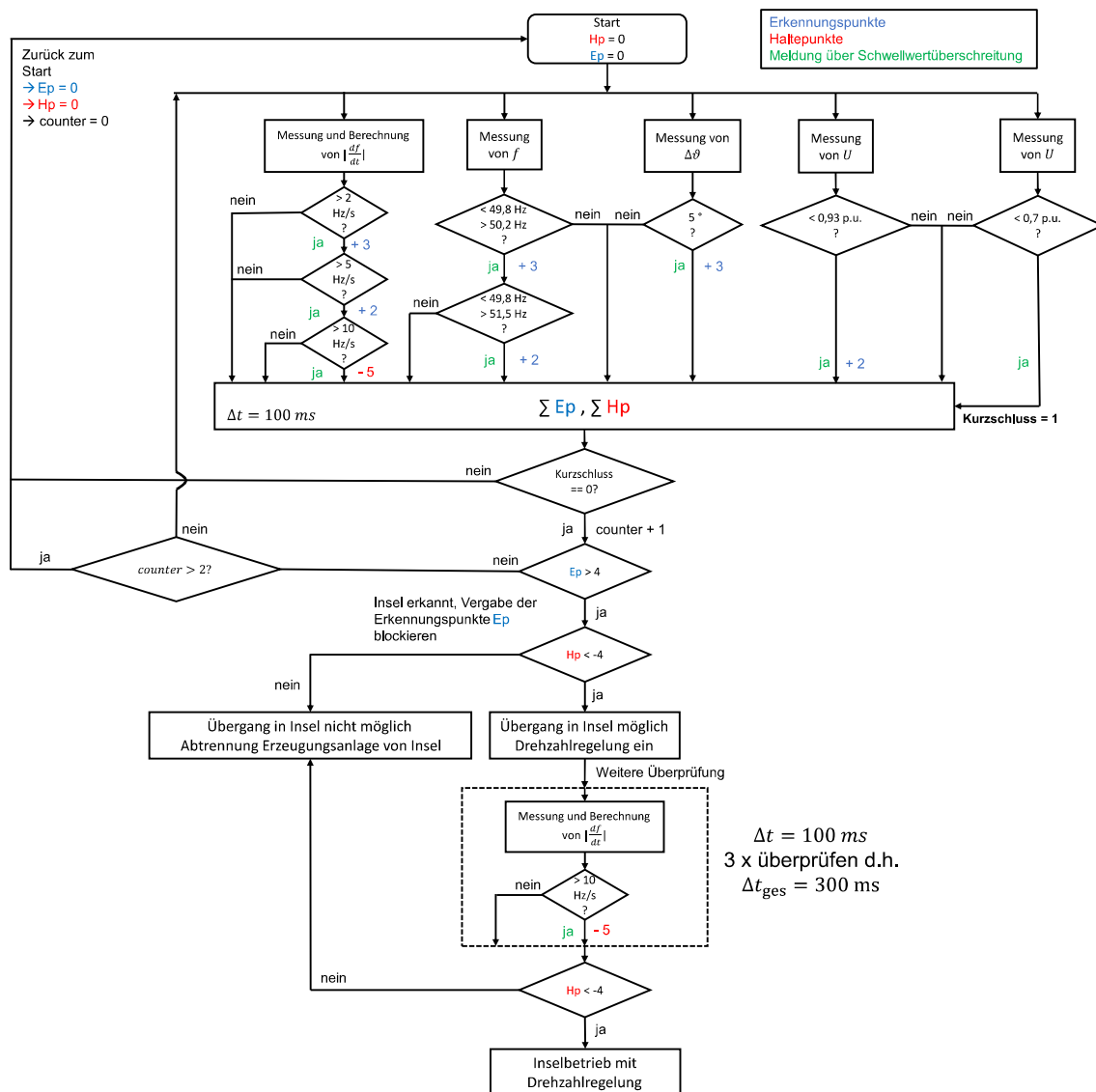


Abbildung 31: Inselerkennung gesamt

In den beiden vorherigen Abbildungen wurde auf die Darlegung der Kurzschlusserkennung verzichtet. In Abbildung 31 ist diese ersichtlich. Hier werden die drei Außenleiterspannungen durch das Schutzgerät gemessen und bei einer Unterschreitung von mindestens einer Spannung auf unter 70 % U_n die Aufsummierung der Erkennungs- und Haltepunkte für diesen Zyklus verhindert. Diese Herangehensweise wurde gewählt, um während Erd- und Kurzschlüssen die Inseldetektion zu deaktivieren. Bei diesen würde es durch die Struktur der Erkennungsmethode sehr wahrscheinlich zu einer Inseldetektion und ggf. zu einer Setzung der Haltepunkte kommen. Würde dieser Fehler sich selbstständig klären, so läge keine Inselbildung vor und eine Fehldetektion würde erfolgen. Diese mögliche Fehldetektion soll durch die Kurzschlusserkennung verhindert werden. Die Kurzschlusserkennung wird zudem dafür verwendet, die FRT-Fähigkeit des Kraftwerks nicht zu beeinträchtigen.

5.2 Implementierung in PowerFactory Modell

DigSILENT PowerFactory bietet die Möglichkeit, eigene Modelle zu implementieren. Im Zuge dieser Masterarbeit wurde die Inselerkennung in das Simulationsmodell inkludiert. Dabei wurden lediglich die Erkennungspunkte berücksichtigt. Die Haltepunkte und deren Größe wurden auf Basis der Erkenntnisse der Simulation festgelegt. In Abbildung 32 ist das Modell in schematischer Form dargestellt.

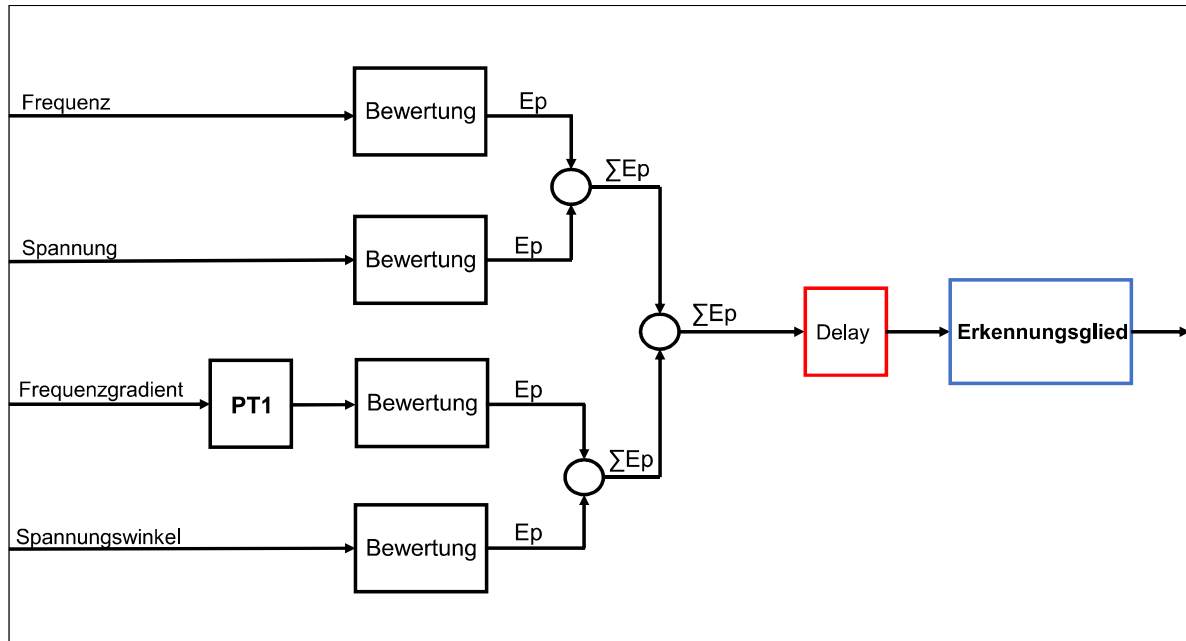


Abbildung 32: Implementierung Inselerkennung im PowerFactory Modell

Als Spannung wird in der obigen Darstellung der Effektivwert der Mitsystemspannung des Generators bezeichnet, als Spannungswinkel der dazugehörige Winkel. Aus diesem Spannungswinkel, bzw. dessen Änderung, wird der Parameter Vektorsprung abgeleitet. Dem Eingang des Frequenzgradienten ist ein Tiefpassfilter erster Ordnung (PT1) nachgeschaltet, um beim Übergang in den Inselbetrieb mögliche Ungenauigkeiten der Simulation bzw. Überschätzungen des Frequenzgradienten auszugleichen. Dieser Tiefpassfilter besitzt eine Zeitkonstante von 0,1 s. Der rot eingefärbte Block „Delay“ wurde dazu verwendet, in der Realität auftretende Verzögerungen aufgrund der Berechnungszeit der Inselerkennung in der Simulation nachzubilden. Der blau eingefärbte Block „Erkennungsglied“ sorgt für die Umsetzung der Inselerkennung. Hier wird das Inputsignal, die Summe der Erkennungspunkte, verarbeitet. Ist diese Summe groß genug, so wird im Turbinenreglermodell (siehe Abbildung 19) die Düsenregelung und Strahlableiterregelung im Modus Drehzahlregelung aktiviert. Es erfolgt eine Umschaltung von Leistungsregelung zu Drehzahlregelung im implementierten Turbinenregler.

Die Funktionalität der Erkennungsmethode wurde in der Simulation nachgewiesen. Erkennungszeiten und resultierende Erkennungspunkte werden für simulierte Szenarien nicht dargelegt, hier findet sich im folgenden Kapitel eine umfangreiche Darlegung im Rahmen realer Versuche.

6 Performativität der Erkennungsmethode in realen Versuchen

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Aspekte und die resultierenden Erkenntnisse der realen Versuche dargelegt. Die umfangreichen Untersuchungen erfolgten auf Basis von zwei unterschiedlichen Herangehensweisen, welche als Vor- und Hauptversuche bezeichnet werden.

6.1 Vorversuche

6.1.1 Messung der Parameter

Um nach und während der Versuche einen Überblick über das Verhalten von Frequenz und Spannung zu erhalten, wurden mit Hilfe des Messgeräts DEWETRON DEWE-A2 die drei Strangspannungen des Generators gemessen. Der Abgriff erfolgte an der Sekundärseite des Spannungswandlers. Abbildung 33 zeigt den Messaufbau in schematischer Darstellung.

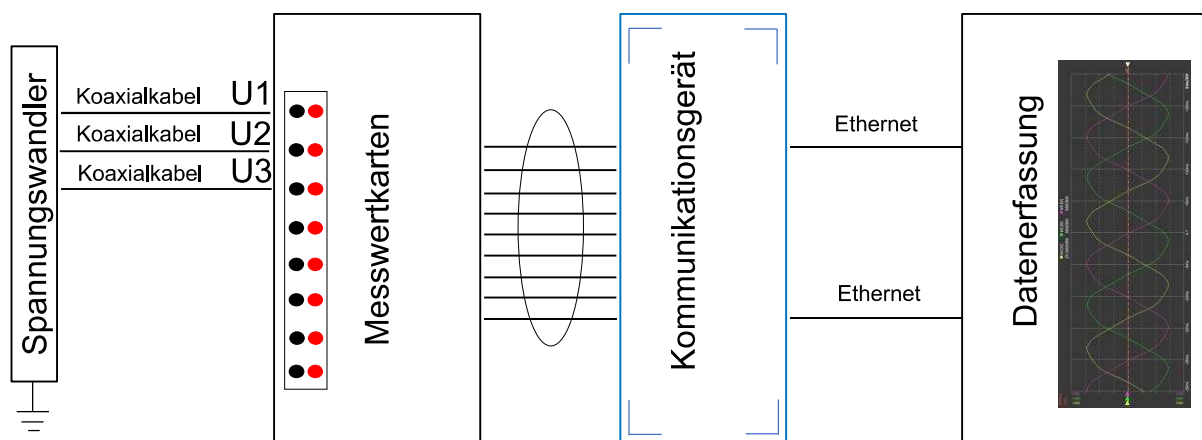


Abbildung 33: Schaltung zur Messung der Parameter

Mittels der drei Eingangssignale der Strangspannungen erfolgt die Ermittlung der Frequenz durch das Messgerät DEWE-A2, das in obiger Darstellung als „Datenerfassung“ gekennzeichnet wurde. Auf Basis der Frequenz, welche in einem Zeitfenster von 100 ms ermittelt wird, erfolgte später eine Punkt-zu-Punkt Interpolation zur Feststellung des Frequenzgradienten. Dieser Schaltungsaufbau wurde verwendet, um die Messung verteilt, d.h. weit entfernt vom eigentlichen Messpunkt durchführen zu können. Diese Vorgangsweise zur Ermittlung der relevanten Parameter war in den Vorversuchen und Hauptversuchen ident.

6.1.2 Lastplatzierung und Vorgangsweise

Im Rahmen der Vorversuche wurde die Erkennungsmethode in unterschiedlichen Szenarien getestet. Abbildung 34 zeigt das einpolige Ersatzschaltbild des Kraftwerks.

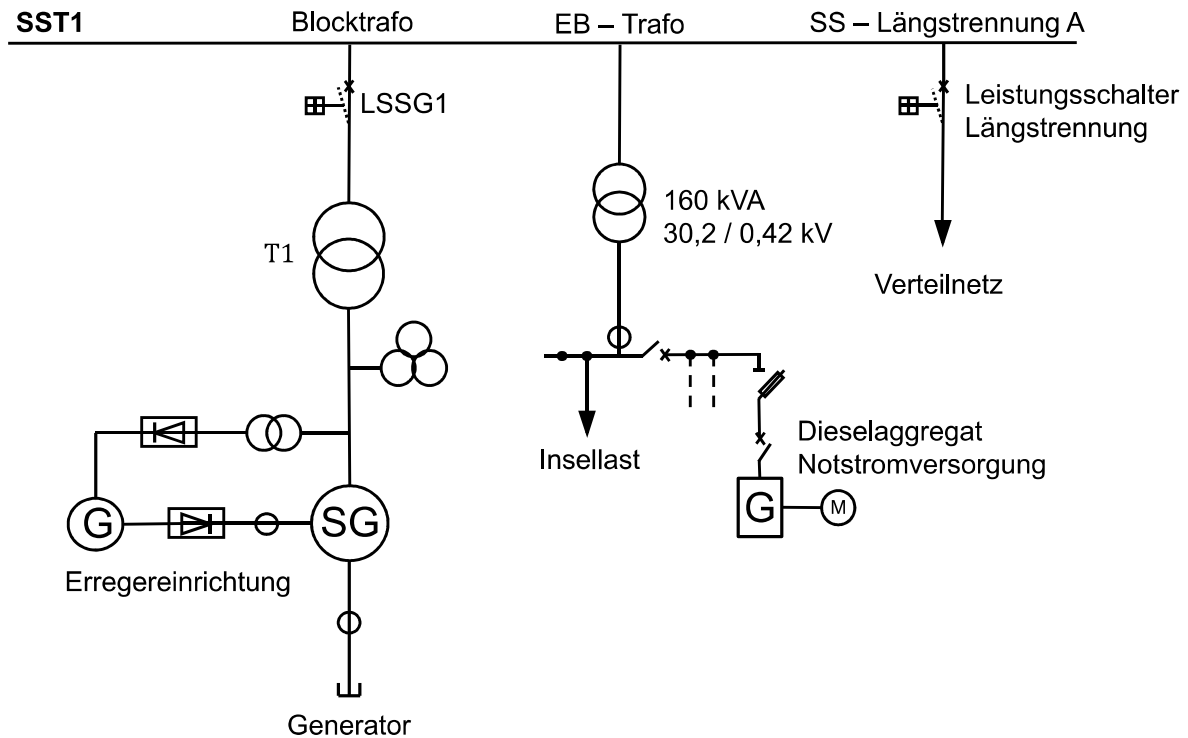


Abbildung 34: Einpoliges Ersatzschaltbild Kraftwerk inklusive Insellast

Im Bereich der Eigenversorgung des Kraftwerks wurde eine resistive Lastbank platziert. Diese konnte in 100 W-Schritten in ihrem Leistungsbezug eingestellt werden. Durch die Verwendung des Abzweigs des EB-Transformators war die maximal einstellbare resistive Last auf 160 kW begrenzt. Der EB-Transformator war dabei kurzfristig um bis zu 25 % überlastfähig (200 kW in gewissen Szenarien). Im Rahmen der Vorversuche erfolgte der Anschluss der Lastbank stets an dem dargestellten Punkt.

Im Netzbetrieb, d.h. bei Verbindung mit dem Verteilnetz, ergibt sich folgender in rot eingezeichneter Wirkleistungsfluss.

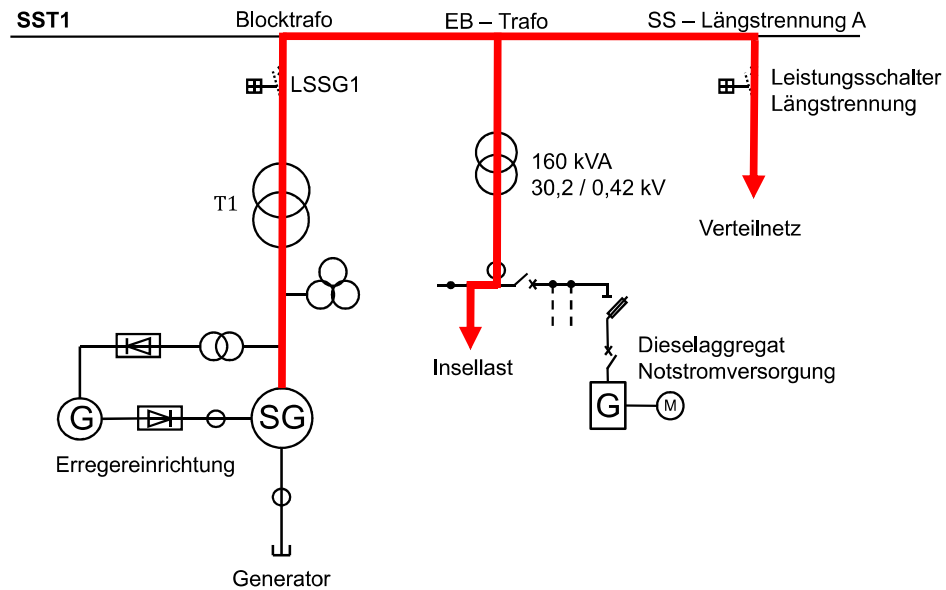


Abbildung 35: Einpoliges Ersatzschaltbild KW Netzbetrieb

Kommt es zur Öffnung des Leistungsschalters Längstrennung inklusive erfolgreicher Inselerkennung, so fällt die Anlage in einen auf den Eigenbedarf (Insellast) limitierten Inselbetrieb.

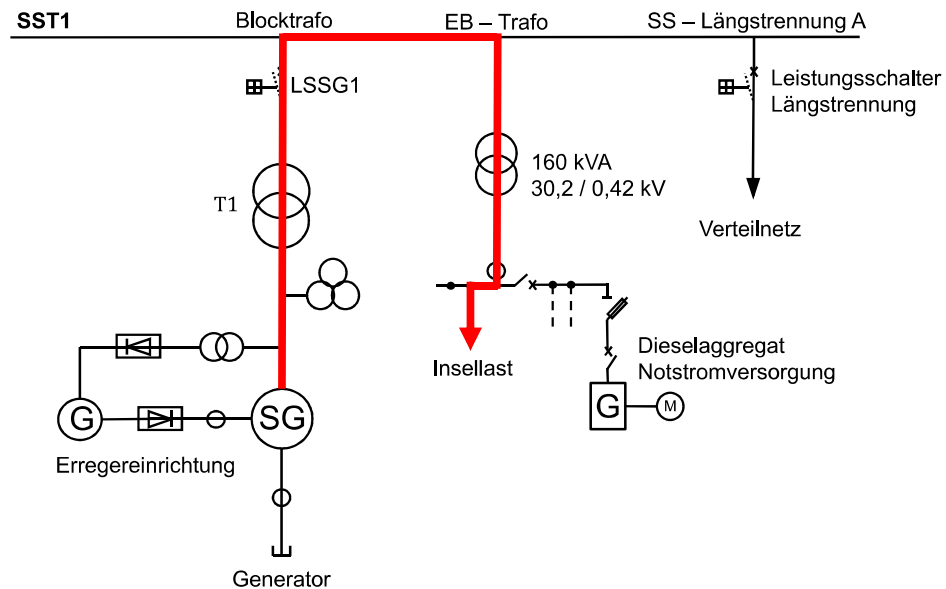


Abbildung 36: Einpoliges Ersatzschaltbild KW Inselbetrieb

Wichtig für die Einordnung der Funktionalität der Inselerkennung bzw. zur exakten Beschreibung der Vorgangsweise dieser Versuche sind die Anregewerte des Schutzgerätes.

Alle relevanten Grenzen sind in Tabelle 13 dargelegt.

Tabelle 13: Schutzgrenzen

Parameter	Anregewert	Auslösezeit
U >	110 %	Unverzögert
f <<	45,0 Hz	Unverzögert
f >	51,5 Hz	500 ms
f >>	55,0 Hz	Unverzögert

Wird eine Insel erkannt, so wird gleichzeitig die Überfrequenzauslösung bei 51,5 Hz blockiert. Der Bereich, in dem sich die Frequenz ohne Schutzauslösung bewegen kann, liegt im Inselbetrieb zwischen 45 und 55 Hz. Dieser Übergang funktioniert nur dann, wenn innerhalb der 500 ms bei Überschreitung der 51,5 Hz die Insel erkannt wird. Hier ist vorwegzunehmen, dass durch die Konzeption und erfolgreiche Implementierung der Erkennungsmethodik diese Blockierung stets zeitgerecht erfolgte und es somit zu keiner Auslösung kam. In der Mehrheit der durchgeführten Versuche ist die resistive Insellast kleiner oder wesentlich kleiner als die eingespeiste Wirkleistung im Netzbetrieb. Somit ist fast immer ein Frequenzüberschwingen zu erwarten. Diese Herangehensweise wurde gewählt, da einerseits technische Grenzen bei den Versuchen, wie beispielsweise die Nennscheinleistung des Eigenbedarfstransformators, vorhanden waren. Andererseits ist es in dem betrachteten Netzgebiet sehr wahrscheinlich, dass der Großteil aller erdenklichen Inselnetzbildungen nur kleine Verbraucher enthält. Wenn das Kraftwerk bei ausreichendem Wasserdargebot betrieben wird, ist daher davon auszugehen, dass die ins Netz eingespeiste Wirkleistung deutlich höher als der potenzielle Verbrauch des Inselnetzes ist.

6.1.3 Düsenanzahl im Netzbetrieb und im Inselbetrieb

Dieses Unterkapitel dient der Darlegung der Handhabung der im Netz- und Inselbetrieb in Betrieb befindlichen Düsen. Ist die Anlage im Normalbetrieb mit Leistungsregelung, so wird die Maschine, wie in Kapitel 2.4.1 beschrieben, hinsichtlich der Anzahl in Betrieb befindlichen Düsen wirkungsgradoptimiert betrieben. Kommt es zur Inselerkennung, so erfolgt eine automatische Umschaltung auf einen sechsdüsigen Betrieb. Diese Vorgangsweise wurde gewählt, um etwaige Lastschwankungen in der entstandenen Insel bestmöglich beherrschen zu können. Der Grund dafür liegt in der Mechanik des Strahlablenkers. Alle Strahlablenker der Düsen werden über eine mechanische Verbindung gesteuert, was bedeutet, dass der Eingriff zentral und für alle Düsen gleich erfolgt. Bei sechsdüsigem Betrieb ist somit die Freigabe oder Begrenzung von mechanischer Energie durch sechs Wasserstrahlen möglich, womit größere Lastschwankungen ohne Verletzung der Schutzgrenzen hinsichtlich Über- oder Unterfrequenz beherrschbar sind. Der Nachweis für den Vorteil des Einsatzes eines sechsdüsigen Betriebs im Inselbetrieb wird im folgenden Kapitel erbracht.

6.1.4 Lastsprünge im Inselbetrieb bei unterschiedlicher Düsenanzahl

Im Rahmen dieser beiden Versuche wurde im sechsdüsigen sowie dreidüsigen stationären Inselbetrieb eine Insellast von bis zu 200 kW zu- und abgeschaltet. Tabelle 14 zeigt die maximale und minimale Frequenz, die sich aufgrund der Lastschwankungen bei unterschiedlicher Düsenanzahl ergab. Vor der Laständerung wurde eine Leistung von ca. 460 kW durch den Strahlablenker vorgehalten.

Tabelle 14: Frequenzverhalten bei Laständerung im Inselbetrieb drei- vs. sechsdüsige

Versuch	$f_{\max}$	$f_{\min}$
Anzahl Düsen	Hz	Hz
6	52,7	46,3
3	53,2	45,6

Das geringere Frequenzüber- und unterschwingen bei sechsdüsigen Betrieb im Vergleich zu dreidüsigen Betrieb ist klar ersichtlich. Dieser Unterschied ergibt sich aufgrund der geringeren Stellgeschwindigkeit des Strahlablenkers bei negativer Leistungsdifferenz (Reglereinstellung). Im Rahmen der Hauptversuche wurde dieser Versuch mit größeren Lastsprüngen durchgeführt, da hier die Möglichkeit bestand, die gesamte vorgehaltene Leistung schlagartig zu- und abzuschalten. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Lastsprünge bis zu 350 kW ohne Verletzung der Schutzgrenzen erfolgreich ausgeregelt werden konnten.

6.1.5 Durchgeführte Vorversuche

Tabelle 15 zeigt die Rahmenbedingungen aller durchgeführten Vorversuche. Im folgenden Kapitel werden nur jene beschrieben, welche in Tabelle 15 mit einer separaten Kapitelkennzeichnung versehen sind. Die Beschreibung der Vor- als auch Hauptversuche erfolgt hauptsächlich auf Basis des Frequenzverlaufs, der Spannungsverlauf wird nicht gesondert dargelegt.

Tabelle 15: Durchgeführte Vorversuche

Nr.	Kapitel Nr.	Eingestellt		Insellast
		P	Q	P_{Insel}
		MW	Mvar	MW
1	6.1.5.1	0,3	0,0	0,20
2		0,4	0,0	0,16
3		0,6	0,0	0,16
4	6.1.5.2	0,8	0,0	0,16
5		1,0	0,0	0,16
6	6.1.5.3	0,5	-2,0	0,16
7		0,5	-1,5	0,16
8		0,5	-1,0	0,16
9		0,5	-0,5	0,16
10		0,5	0,5	0,16
11	6.1.5.4	0,5	1,0	0,16
12		0,5	1,5	0,16
13	6.1.5.5	0,1	0,0	0,20
14		0,2	0,0	0,20
15		0,1	0,0	0,20
16		0,3	0,0	0,16

Im Rahmen der Vor- und Hauptversuche werden die Position des Strahlablenkers und die Düsenöffnung in absoluten Zahlen sowie auch in zeitlichen Verläufen angegeben. Die Bedeutung dieser Angaben wird in Tabelle 16 dargelegt.

Tabelle 16: Bedeutung Position Strahlablenker und Düsenöffnung

Bezeichnung	100 %	0 %
Strahlablenker	kein Eingriff in den Freistrah	Der gesamte Freistrah wird abgelenkt
Düsenöffnung	Durchfluss maximal	Kein Wasser tritt aus

6.1.5.1 Inselnetzbildung mit geringem Wirkleistungsüberschuss

Tabelle 17 zeigt die gemessenen und resultierenden Werte des Vorversuchs 1 zur Feststellung des Verhaltens bei Inselbildung mit geringer Wirkleistungsdifferenz.

Tabelle 17: Gemessene und resultierende Werte Vorversuch 1

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	52,5	46,1	2,3	105,4	98,1	-	5	-	-
t_E in ms	Gesamt: 2418					-	518 (2418)	-	-

In diesem Fall wurde nach 2,4 s die Insel aufgrund des 2. Überfrequenzkriteriums erkannt. Die angegebene Erkennungszeit wurde bei allen Versuchen über die Bildung der Zeitdifferenz zwischen dem Signal „Schalterfall Leistungsschalter Längstrennung“ und „Insel detektiert“ mit Hilfe des Leitsystemrechners ermittelt. Betrachtet man den Frequenzverlauf in Abbildung 37, so ist ein starkes Schwingverhalten nach der Inselbildung ersichtlich. Alle in diesem Dokument befindlichen Frequenzverläufe entstammen den gemessenen Werten des Messgeräts DEWETRON DEWE-A2.

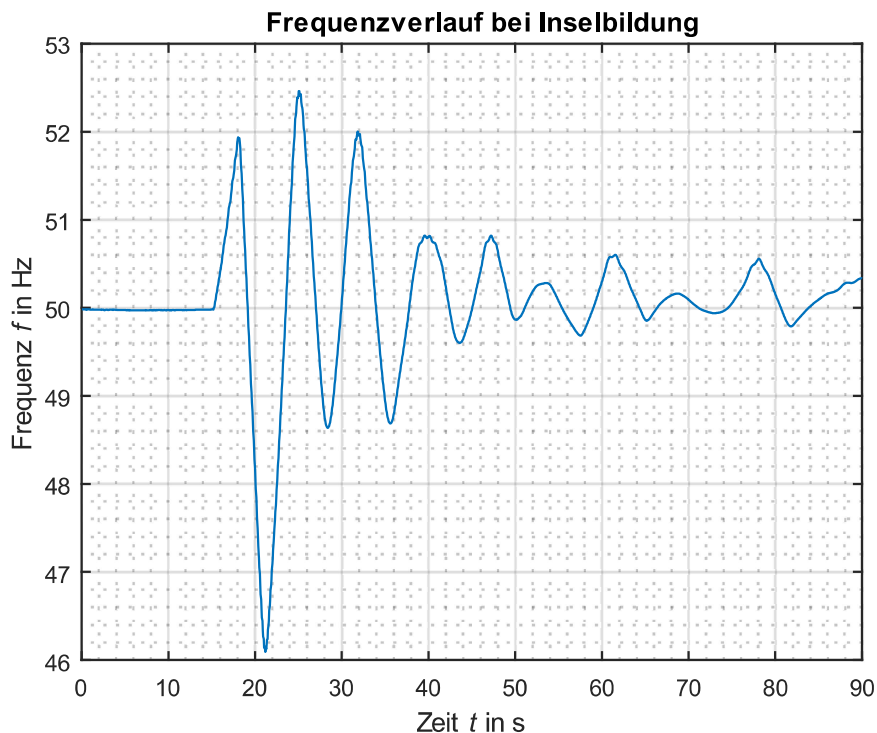


Abbildung 37: Frequenzverlauf bei Inselbildung, Vorversuch 1

Die Gründe für das Schwingverhalten nach Inselerkennung werden stellvertretend für alle weiteren Versuche auf Basis dieses Vorversuchs erläutert. Prinzipiell spielen hier vier wesentliche Gründe eine Rolle:

1. Düsenanzahl in Normalbetrieb vor Inselbildung
2. Wirkleistungssprung ΔP , welcher ausgeregelt werden muss
3. Eingriffsgeschwindigkeit des Strahlablenkers
4. Druckstöße der Druckrohrleitung

ad 1) Bei einer so geringen Leistung im Verhältnis zur Nennleistung des Generators befinden sich nur wenige Düsen in Betrieb (Muscheldiagramm). In diesem Fall war lediglich eine Düse (Düse 1) in Betrieb und zu 30 % offen. Bei Inselbildung erfolgt die automatisierte Zuschaltung der weiteren fünf Düsen. Die Strahlablenkerstellung richtet sich dann maßgeblich nach der Öffnung der neu zugeschalteten Düsen. Damit folgt insgesamt eine starke Leistungsreduktion, was zum ersichtlichen Unterschwingen der Frequenz bei $t = 21$ s führt.

ad 2) Der Wirkleistungssprung war in diesem Fall nur sehr gering, bei einer Einspeisung von $P = 0,3$ MW und Insellast von $P = 0,2$ MW ergibt sich ein Wirkleistungssprung von $\Delta P = 0,1$ MW. Bei größeren Wirkleistungssprüngen, wie in den Hauptversuchen in Diagrammform dargelegt, kommt es zu einer wesentlich stärkeren Ausprägung des ersten Frequenzüberschwingens. In Kombination mit der zu deckenden Insellast ist dieser Wirkleistungssprung entscheidend für die Fähigkeit, die entstandene Insel zu halten.

ad 3) Die Eingriffsgeschwindigkeit des Strahlablenkers wurde durch die Parametrisierung des Turbinenreglers so dimensioniert, dass große Wirkleistungssprünge und damit einhergehende Drehzahlüberhöhungen gut ausgeregelt werden konnten. Dementsprechend ist für kleine Wirkleistungssprünge der Eingriff des Strahlablenkers sehr aggressiv. Es musste ein Kompromiss zwischen der Fähigkeit, kleine und große Wirkleistungssprünge erfolgreich ausregeln zu können, gefunden werden.

Ad 4) Aufgrund der Änderung der Düsenöffnungen kommt es zu Druckstößen durch die vorgelagerte Druckrohrleitung. Somit muss der Turbinenregler unter Zuhilfenahme des Strahlablenkers die Zuschaltung der fünf weiteren Düsen, das Frequenzunterschwingen und die mit der Düsenöffnungsänderung einhergehenden Druckstöße der Druckrohrleitung gleichzeitig ausregeln, was ein umfangreiches und komplexes Unterfangen darstellt. Zur genaueren Betrachtung wird der erste Einschwingvorgang gesondert in Kombination mit der Position des Strahlablenkers und der Öffnung der in Betrieb befindlichen Düse vor Inselbildung dargelegt. Der Zeitpunkt der Inselbildung ist nur deswegen anders, da die Datenquellen unterschiedlich sind. Alle in Abbildung 38 dargestellten Verläufe basieren auf den Werten des Exports des Leitsystemrechners.

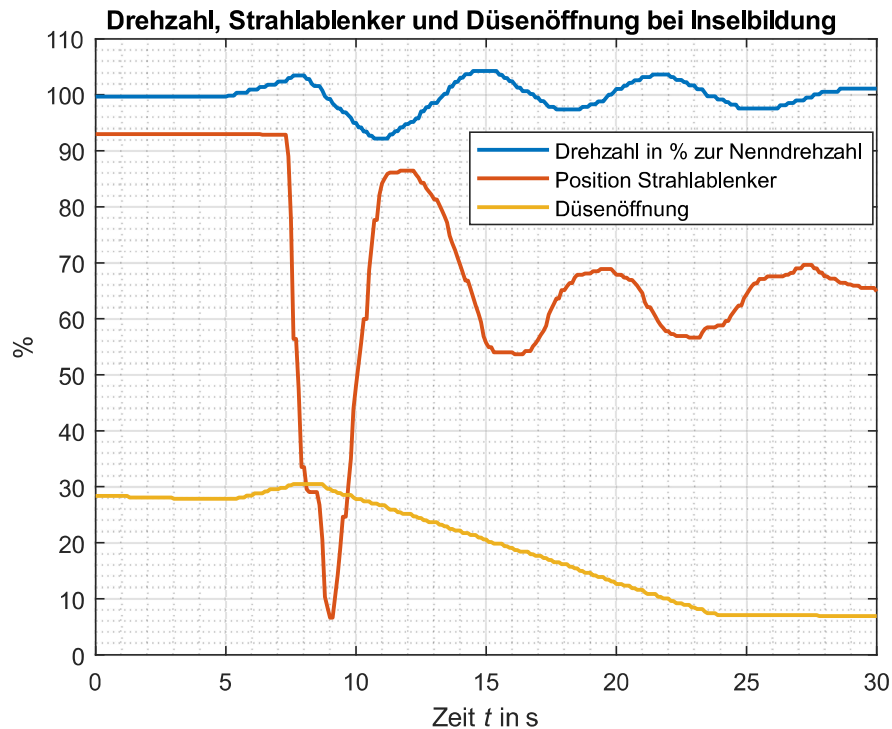


Abbildung 38: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 1

Wie in Abbildung 38 ersichtlich, erfolgt ein starkes Eingreifen des Strahlableiters nach Inselerkennung und ein nachfolgendes Ausregelverhalten.

Die vorher in Betrieb befindliche Düse wird durch die Zuschaltung der fünf weiteren Düsen geschlossen. Um den Grund für das Absinken der Frequenz auf ca. 46 Hz in diesem Fall besser zu beleuchten, folgt eine Ausführung zu dem Thema. Tabelle 18 zeigt verschiedene, markante Zeitpunkte in Referenz zu Abbildung 38.

Tabelle 18: Zeitliche Übersicht Vorversuch 1

Zeitpunkt 1	Inselbildung	$t = 5,0 \text{ s}$
Zeitpunkt 2	Inselerkennung	$t = 6,4 \text{ s}$
Zeitpunkt 3	Start Bewegung/Eingriff Strahlableiter	$t = 7,1 \text{ s}$
Zeitpunkt 4	Maximalwert erstes Überspringen	$t = 7,6 \text{ s}$
Zeitpunkt 5	Minimalwert erstes Unterschwingen	$t = 11,0 \text{ s}$

Hierfür wurde eine eigene Berechnung angestellt. Zunächst wird die maximal erreichbare Wirkleistung bei eindüsigem Betrieb berechnet.

Formel 6: Berechnung der Wirkleistung bei eindüsigem Betrieb

$$P_{\text{Düse}} = \frac{P_{\text{max}}}{6}$$

Darauf aufbauend wird mittels Düsenöffnung und des Eingriffs des Strahlablenkers die erwartbare Wirkleistung jeder einzelnen Düse berechnet. Dieser Schritt ist notwendig, da aus dem Leitsystem nur die gesamte erzeugte Wirkleistung exportiert werden kann und der Beitrag jeder einzelnen Düse für diese Betrachtung maßgeblich ist. Abbildung 39 zeigt die Düsenöffnungen der einzelnen Düsen während der Inselbildung.

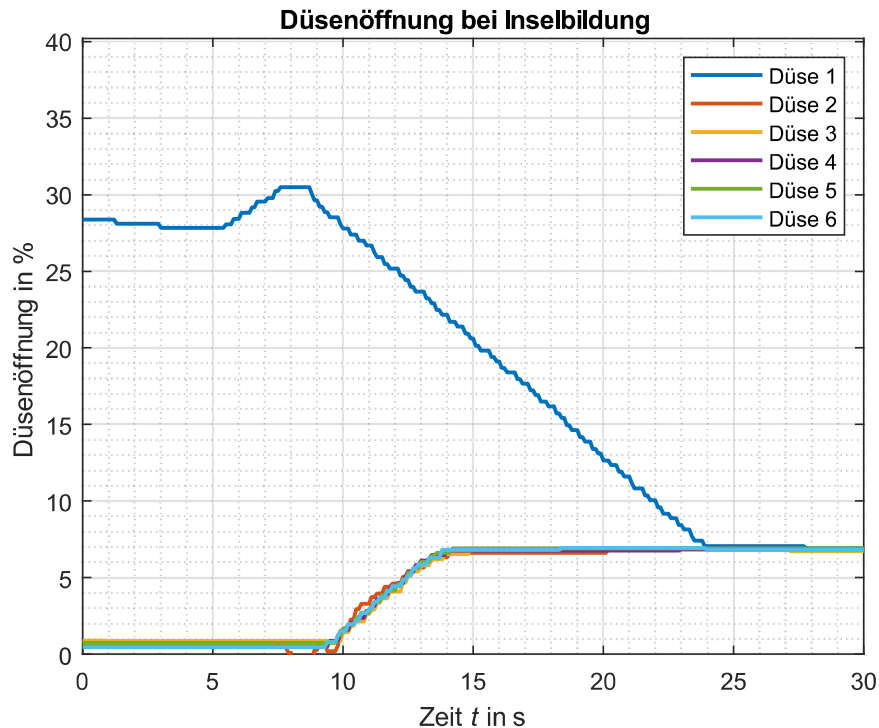


Abbildung 39: Düsenöffnungen bei Inselbildung, Vorversuch 1

In Abbildung 39 ist klar ersichtlich, dass sich die vor Inselbetrieb in Betrieb befindliche Düse nach der Erkennung schließt und alle weiteren Düsen sich nach und nach öffnen. Die kurzzeitige Erhöhung der Düsenöffnung der Düse 1 im Zeitraum 7,5 bis 10 s ist auf ein unzureichendes Regelverhalten des Turbinenreglers zurückzuführen. Die Größe der Düsenöffnung ist aufgrund des Einsatzes des Strahlablenkers nicht direkt proportional zur abgegebenen Wirkleistung. Der Eingriff des Strahlablenkers wurde zusätzlich in der Gleichung berücksichtigt.

Formel 7: Berechnung der resultierenden Wirkleistung aus Düsenöffnung und Strahlablenkereingriff für eine Düse

$$P_{\text{Str,Düse}} = P_{\text{Düse}} \cdot \text{Düsenöffnung} \frac{(\%)}{100} \cdot \text{Stellung Strahlablenker} \frac{(\%)}{100}$$

Damit wird angenommen, dass die Stellung des Strahlablenkers linear die Wirkleistung der Düse beeinflusst, was eine Vereinfachung darstellt. Der Durchfluss der Düse wird unter diesen Annahmen linear durch die Düsennadel gesteuert. Abbildung 40 stellt diesen Eingriff in den Wasserstrahl schematisch dar.

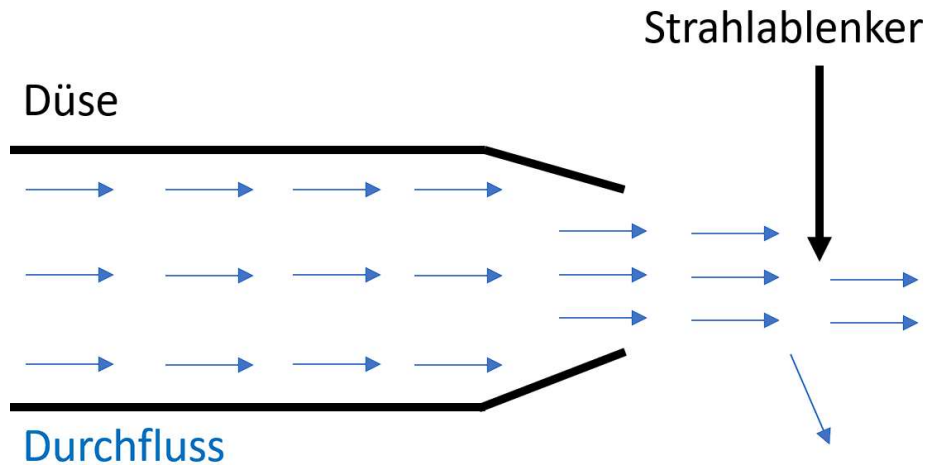


Abbildung 40: Angenommener, vereinfachter Eingriff des Strahlablenkers

Weiters ist hier die Annahme enthalten, dass der Wasserstrahl über den Durchmesser in der Intensität gleich verteilt ist und auch bei kleinem Durchfluss den gleichen Durchmesser wie bei hohem Durchfluss besitzt. Somit würde der Strahlablenker schon bei Stellung 99 % offen für eine geringe Wirkleistungsreduktion sorgen.

Unter diesen Annahmen wurde für den vorliegenden Fall die erwartbare Wirkleistung der Düsen einzeln und als Gesamtes errechnet. Abbildung 41 zeigt die Ergebnisse der Berechnung.

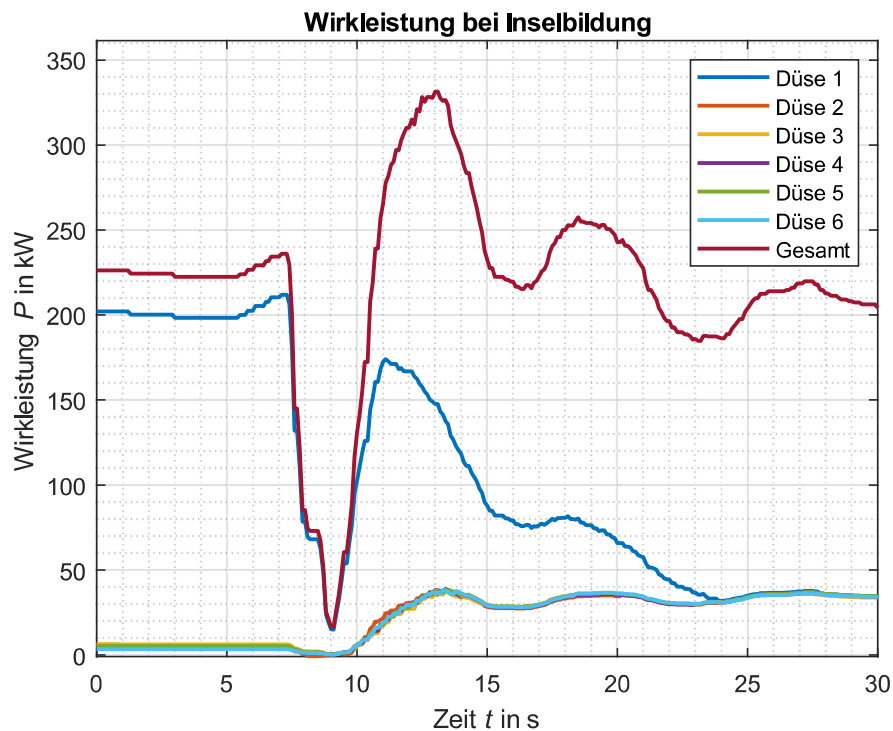


Abbildung 41: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 1

Dieser Vorversuch wurde mit einer Ausgangswirkleistung von 300 kW angegeben, wobei das Ergebnis der Berechnung eine Wirkleistung von ca. 225 kW zeigt. Im eingeschwungenen Zustand (in obiger Abbildung nicht mehr dargestellt) ist mit dieser Berechnung eine Leistung von ca. 200 kW erreicht, was mit der Insellast grundsätzlich gut übereinstimmt. Dieser Unterschied ist diskutabel, für die Grundaussage jedoch irrelevant. In Abbildung 41 ist kurz vor dem minimalen Unterschwingen der Frequenz bei $t = 7,8$ s das Erreichen der Leistung der Insellast von ca. 200 kW zu erkennen. Weiters ist die starke Reduktion der Gesamtleistung durch den Strahlablenker ersichtlich. Genau dieser Eingriff und das Herausbewegen des Strahlablenkers wurde in Laufe der Vorversuche optimiert. Die negative Düsenöffnung von Düse 2 (Minimalwert ca. -0,5) ist kein realer Wert, sondern eine Vorgabe des Reglers und wurde nach diversen Regleranpassungen durch Dritte bereinigt.

6.1.5.2 Inselnetzbildung mit großem Wirkleistungsüberschuss

Um das Verhalten bei unterschiedlichen Wirkleistungsdifferenzen zwischen Netzbetrieb und Inselbetrieb zu untersuchen, wurde in Vorversuch 1 bis 4 die Leistung sukzessive erhöht. Die Blindleistungsdifferenz war im Rahmen der genannten Vorversuche vernachlässigbar klein. Tabelle 19 zeigt alle relevanten Parameter dieses Versuchs.

Tabelle 19: Gemessene und resultierende Werte Vorversuch 4

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	53,4	48,7	5,1	106,0	100,1	3	3	3	-
t_E in ms	Gesamt: 318					318	318	160	-

Hier fällt auf den ersten Blick die erheblich niedrigere Erkennungszeit im Verhältnis zu Vorversuch 1 auf. Die Schutzgrenze für Schnellauslösung bei Überfrequenzanregung wurde mit 53,4 Hz nicht erreicht und ein Halten der gebildeten Insel war möglich. In Tabelle 23 sind die Daten des Vorversuchs 5 ersichtlich, wo die Leistung vor Inselbildung auf 1 MW erhöht wurde und es zur Schutzauslösung Überfrequenz kam. Dementsprechend kann festgehalten werden, dass die maximale Wirkleistungsdifferenz zwischen Netzbetrieb und Inselbetrieb zwischen diesen beiden Versuchen bei ca. $\Delta P = 800$ kW liegt.

6.1.5.3 Inselnetzbildung mit großem kapazitiven Blindleistungsüberschuss

Die Vorversuche 6 bis 12 wurden zur Betrachtung des Einflusses einer Blindleistungsdifferenz bei Inselbildung durchgeführt. Dieser Versuch wurde mit einer bestimmten Wirkleistung durchgeführt, bei der angenommen werden konnte, dass die entstandene Insel hinsichtlich des Frequenzverhaltens sehr wahrscheinlich gehalten werden kann. Tabelle 20 zeigt alle relevanten Parameter dieses Versuchs.

Tabelle 20: Gemessene und resultierende Werte Vorversuch 6

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	52,1	48,3	5,0	98,9	87,1	3	3	3	2
t_E in ms	Gesamt: 320					320	320	250	42

Hier kam es aufgrund der hohen kapazitiven Einspeisung im Netzbetrieb und der daraus resultierenden hohen Blindleistungsdifferenz zwischen Netz- und Inselbetrieb zu einem starken Spannungsunterschwingen. Dieses Spannungsunterschwingen wurde durch die Inselerkennung sehr schnell detektiert und könnte die Erkennungszeit merklich verringern. Mit den Erkennungspunkten des Parameters Vektorsprung wären die erforderlichen fünf Punkte für die Erkennung erreicht. Aufgrund von Fehlern in der Implementierung der Erkennungsmethode wurden diese Punkte jedoch nicht wie nach Vorgabe addiert. Unabhängig davon zeigt sich der Sinn der Spannung als weiteres Kriterium der Inselerkennung zur Steigerung der Sensibilität der Methode.

6.1.5.4 Inselnetzbildung mit großem induktiven Blindleistungsüberschuss

Analog zum vorherigen Versuch wurde eine hohe induktive Blindleistung im Netzbetrieb eingespeist und das Verhalten der Erkennungsmethode bei Inselbildung betrachtet. Tabelle 21 zeigt alle relevanten Parameter dieses Versuchs.

Tabelle 21: Gemessene und resultierende Werte Vorversuch 11

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	51,7	47,6	2,4	109,3	101,8	3	3	3	-
t_E in ms	Gesamt: 319					319	319	296	-

Hier kam es aufgrund der hohen induktiven Einspeisung im Netzbetrieb und der daraus resultierenden hohen Blindleistungsdifferenz zwischen Netz- und Inselbetrieb zu einem starken Spannungsüberschwingen. Anhand der Versuche 7 bis 13 ist ersichtlich, dass der Einfluss einer Blindleistungsdifferenz zwischen Netzbetrieb und Inselbetrieb auf das Spannungsverhalten wie erwartet erheblich ist. Es kann festgehalten werden, dass große kapazitive Blindleistungssprünge durch das folgende Spannungsunterschwingen bei dem Übergang in den Inselbetrieb zu einer schnelleren Erkennung dieser Inselbildung führen können. Gleichzeitig legt dieser Versuch nahe, bei verfügbaren Ausgangssignalen diverser Geräte zusätzlich eine Überspannungsgrenze in die Inselerkennungsmethode zu implementieren, um die Erkennungszeit auch bei induktiven Blindleistungssprüngen zu vermindern.

6.1.5.5 Inselnetzbildung mit Düsenachstellung

Dieser Versuch ist zwar für die Praxis aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit irrelevant, aber trotzdem von wissenschaftlichem Interesse. Hier liegt die Herausforderung darin, eine Insellast auszuregulieren, welche größer als die zuvor eingespeiste Wirkleistung ist. Dementsprechend ist hier die Adaption der Düsenposition für das Frequenzverhalten maßgeblich. Tabelle 22 zeigt alle relevanten Parameter dieses Versuchs.

Tabelle 22: Gemessene und resultierende Werte Vorversuch 15

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	53,5	45,2	2,2	104,6	98,6	-	5	-	-
t_E in ms	Gesamt: 818					-	518 (818)	-	-

Abbildung 42 zeigt den resultierenden Frequenzverlauf.

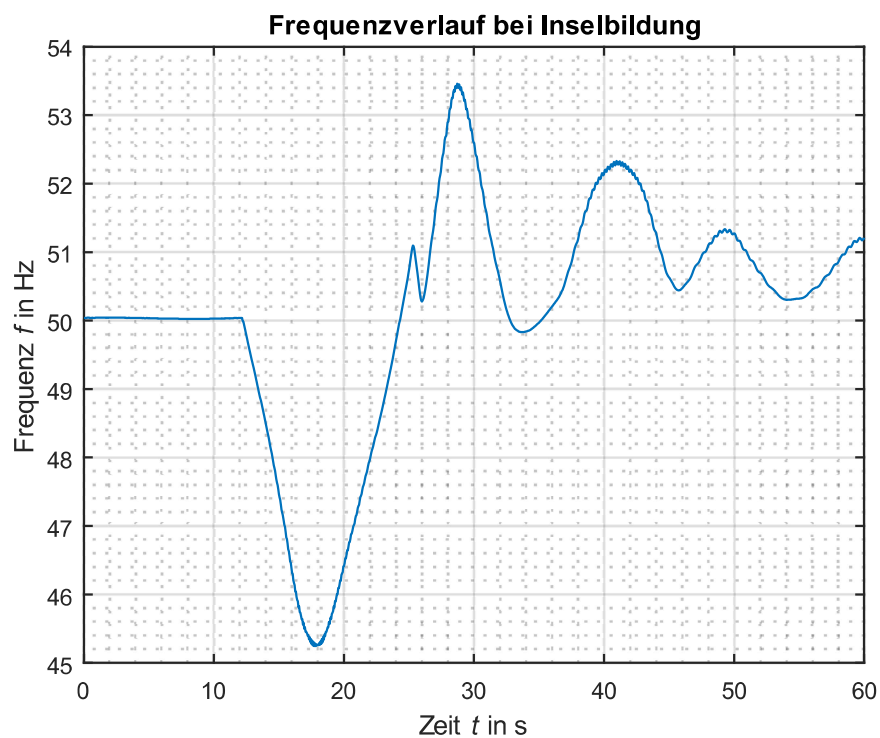


Abbildung 42: Frequenzverlauf bei Inselbildung, Vorversuch 15

Hier ist ersichtlich, dass die Anlage nach Inselbildung knapp vor der Unterfrequenzauslösung war. Die betrachteten 100 kW stellen damit die Obergrenze an negativer Leistungsdifferenz zwischen Netzbetrieb und Inselbetrieb bei einer Insellast von 100 kW dar. Bei $t \sim 25$ s ist ein kurzes Abnehmen der Frequenz zu sehen, was auf Reglereinstellungen zurückzuführen ist.

6.1.6 Ergebnisse aller Vorversuche

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Vorversuche in gesammelter Form, inklusive resultierender Erkennungspunkte.

Tabelle 23: Ergebnisse Absolutwerte Parameter Vorversuche gesammelt

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	U
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Vorversuch 1	52,5	46,1	2,3	105,4	98,1	-	5	-	-
Vorversuch 2	51,4	47,9	1,8	103,8	99,0	3	3	-	-
Vorversuch 3	52,9	48,5	3,7	105,3	99,7	3	3	3	-
Vorversuch 4	53,4	48,7	5,1	106,0	100,1	3	3	3	-
Vorversuch 5	55,2	48,3	7,0	106,4	100,4	5	3	3	-
Vorversuch 6	52,1	48,3	5,0	98,9	87,1	3	3	3	2
Vorversuch 7	52,5	48,1	3,2	99,6	90,8	-	3	3	2
Vorversuch 8	52,0	48,0	2,6	105,8	100,3	-	3	3	-
Vorversuch 9	52,0	47,7	2,6	105,0	99,7	-	3	3	-
Vorversuch 10	52,1	48,0	2,9	103,9	98,8	3	3	3	-
Vorversuch 11	51,7	47,6	2,4	109,3	101,8	3	3	3	-
Vorversuch 12	53,0	48,1	4,2	112,7	103,3	-	-	-	-
Vorversuch 13	50,1	44,6	2,3	103,3	98,0	-	5	-	-
Vorversuch 14	53,9	48,2	1,9	103,9	99,5	-	5	-	-
Vorversuch 15	53,5	45,2	2,2	104,6	98,6	-	5	-	-
Vorversuch 16	53,6	47,5	3,2	104,0	99,3	-	-	-	-

In Vorversuch 16 wurde die Kurzschlussdetektion und die damit verbundene Blockierung der Inselerkennung getestet. Hier wurde der Inselerkennung als Input eine Spannung < 0.7 p.u. vorgegeben. Im Rahmen dieses Versuchs kam es zur Anregung und Auslösung der Frequenzgrenze bei 51,5 Hz und zu keiner Inselerkennung, somit war die Blockierung der Erkennungs- und Haltepunkte erfolgreich.

6.1.7 Erkennungszeiten aller Vorversuche

Die nachfolgende Tabelle zeigt die gesammelten Ergebnisse der Vorversuche mit Fokus auf die Erkennungszeiten der einzelnen Parameter.

Tabelle: Ergebnisse Erkennungszeiten Parameter Vorversuche gesammelt

	Gemessen	Erkennungszeit			
Größe	t_E	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\theta$	U
Einheit	ms	ms	ms	ms	ms
Vorversuch 1	Gesamt: 2402	-	518 (2418)	-	-
Vorversuch 2	Gesamt: 217	217	217	-	-
Vorversuch 3	Gesamt: 318	318	318	236	-
Vorversuch 4	Gesamt: 318	318	318	160	-
Vorversuch 5	Gesamt: 220	220 (220)	220	163	-
Vorversuch 6	Gesamt: 320	320	320	250	42
Vorversuch 7	Gesamt: 319	-	319	237	47
Vorversuch 8	Gesamt: 320	-	320	296	-
Vorversuch 9	Gesamt: 319	-	319	290	-
Vorversuch 10	Gesamt: 317	317	317	255	-
Vorversuch 11	Gesamt: 319	319	319	296	-
Vorversuch 12	Schutzauslösung Überspannung	-	-	-	-
Vorversuch 13	Gesamt: 719	-	419 (719)	-	-
Vorversuch 14	Gesamt: 2117	-	917 (2117)	-	-
Vorversuch 15	Gesamt: 818	-	518 (818)	-	-
Vorversuch 16	Kurzschlusserkennung aktiv	-	-	-	-

6.1.8 Erkenntnisse aus den Vorversuchen

Allgemeines

Auf Basis der Vorversuche kann gesagt werden, dass die Inselerkennungsmethode bei allen Szenarien die Inselbildung erfolgreich detektiert hat. Je nach Wirkleistungsdifferenz zwischen Netz- und Inselbetrieb variierte die Erkennungszeit, was für das Übergangsverhalten in den Inselbetrieb hinsichtlich Frequenz- und Spannungshaltung aber keine große Auswirkung hatte. In den meisten Szenarien konnten Erkennungszeiten von ca. 300 ms (drei Schleifendurchgänge) erreicht werden.

Für die Detektion kommen alle vier Parameter zum Einsatz. Hier gilt stets die Analogie zwischen Blindleistung und Spannung bzw. Wirkleistung und Frequenz. Somit gehen große Wirkleistungssprünge mit der Frequenzerkennung der Inselerkennung einher, dasselbe gilt für Blindleistungssprünge und die Spannung. Die Wirkleistungssprünge der Vorversuche 3 bis 11 waren groß genug, um stets den Ansprechwert des Vektorsprung mit 5° zu überschreiten. Für die exakte Feststellung der Größenordnung des Vektorsprungs hätten separate Untersuchungen angestellt werden bzw. der Wert bei jedem Versuch durch das Schutzgerät ausgegeben werden müssen. Für die Detektion selbst ist die Information der Überschreitung des Ansprechwerts Vektorsprung jedenfalls ausreichend.

Auf Basis der Vorversuche kann festgehalten werden, dass positive Wirkleistungssprünge (Insellast < Wirkleistung im Normalbetrieb) bis 800 kW bei einer Insellast von 160 kW im flüssigen Übergang ausregelt werden können. Blindleistungssprünge von -2,0 Mvar bis + 1,0 Mvar konnten zudem ohne Erreichung der Schutzgrenzen Über- und Unterspannung ausgeregelt werden. Über 1,0 Mvar erfolgt eine Auslösung des Überspannungsschutzes der Anlage. Negative Wirkleistungssprünge konnten in den Szenarien nur bis 100 kW im flüssigen Übergang ausgeregelt werden.

Haltepunkte

Die Vergabe der Haltepunkte ist zwar in der Theorie ein gutes Konzept und wäre eine zusätzliche Schutzfunktion, kam in der Praxis aber nicht zur Anwendung. Im Gegensatz zur Simulation kam es bei Wirkleistungssprüngen, bei denen eine Vergabe der Haltepunkte aufgrund von ausreichend großen Frequenzgradienten erfolgen würde, zur Anregung der Vektorsprunggrenze des Schutzes und zur Auslösung. Ein Beispiel dafür wäre Vorversuch 5. Diese Erkenntnisse hatten zur Folge, dass die Haltepunkte in den Hauptversuchen nicht weiter berücksichtigt und das Konzept verworfen wurde.

Große Wirkleistungssprünge und Vektorsprungausslösung

Da die Anlage in der Lage ist, im Verhältnis zur erwartbaren Inselast viel mehr Wirkleistung bereitzustellen, ist es in den meisten Szenarien sehr unwahrscheinlich, nach Inseldetektion flüssig in den Inselbetrieb wechseln zu können. Der Grund dafür liegt in der geringen Schwungmasse der Anlage. So kommt es bei großen Wirkleistungssprüngen zu einer so starken Beschleunigung, dass die Schutzgrenze der Überfrequenz erreicht und überschritten wird. Als Abhilfe dafür wurde der Ansatz gewählt, nach Vektorsprungausslösung bei großen Wirkleistungssprüngen dem Turbinenregler den Befehl zu geben, die Maschine auf synchronisierbar zu stellen. Damit wäre zwar kein flüssiger Übergang in den Inselbetrieb möglich, die Maschine ist aber nach Inselbildung direkt wieder auf Nenndrehzahl und ein schneller Netzwiederaufbau wäre möglich. Diese Eigenschaft wurde vor den Hauptversuchen implementiert und im Rahmen dieser erfolgreich getestet.

6.2 Hauptversuche

Im Unterschied zu den Vorversuchen wurden im Rahmen der Hauptversuche künstliche Inselbildungen vorgenommen, welche die reale Netzstruktur betroffen haben. Abbildung 43 zeigt die Netzstruktur.

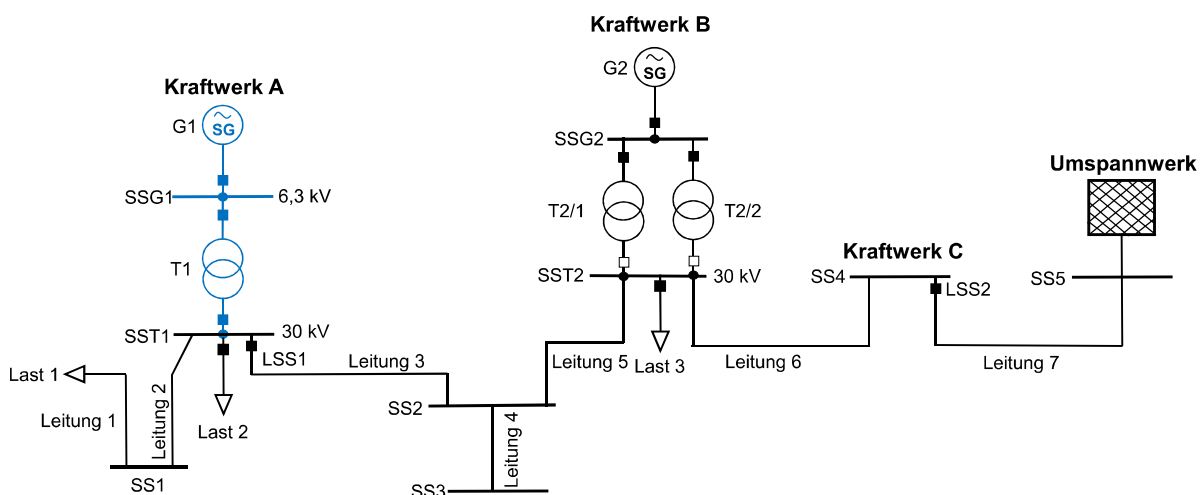


Abbildung 43: Netzstruktur der Hauptversuche

Last 2 stellt, hier symbolisch an SST1 angeschlossen, die Inselast am EB-Trafo dar. Last 3 wurde zusätzlich im Netz installiert, hier handelt es sich wie bei Last 2 um eine rein resistive, in 100 W-Schritten skalierbare, Lastbank. Last 1 kann für diese Betrachtungen vernachlässigt werden. Der Wirkleistungsbezug durch Last 2 wurde im Rahmen der Versuche nicht verändert und blieb mit 160 kW konstant. Die verbleibende Wirkleistung wurde durch Last 3 bei SST2 Kraftwerk B bezogen. Um die Rahmenbedingungen möglichst exakt einstellen zu können, wurde Kraftwerk B vom Netz genommen.

Alle im Netz befindlichen Verbraucher, welche in dieser Netzstruktur nicht explizit ersichtlich sind, wurden für diesen Versuch gänzlich vom Netz getrennt. Der Schalter, der zur Inselbildung führt, ist in den folgenden Szenarien stets der Leistungsschalter LSS2. Das Ziel der Hauptversuche war es

einerseits zu überprüfen, ob die weiteren Netzelemente Auswirkungen auf das zuverlässige und sichere Erkennen und Verhalten der Inselerkennungsmethode haben. Andererseits sollen die Grenzen ausgelotet werden, was bedeutet, dass auf Basis der Erkenntnisse der Vorversuche Szenarien im Fokus stehen, in denen der flüssige Übergang von Netz- zu Inselbetrieb nicht bzw. nur knapp möglich ist.

Tabelle 24 zeigt alle durchgeführten Hauptversuche.

Tabelle 24: Durchgeführte Hauptversuche

Nr.	Kapitel	Eingestellt		Insellast
		P	Q	P_{Insel}
		MW	Mvar	MW
1	6.2.1	0,3	0,0	0,30
2	6.2.2	0,6	0,0	0,50
3	6.2.3	0,9	0,0	0,30
4	6.2.4	1,3	0,0	0,70
5	6.2.5	0,9	-1,0	0,30

Die erwartbare resistive Insellast von wahrscheinlich auftretenden Inselbildungen in der untersuchten Netzstruktur liegt in einer Größenordnung von ca. 300 kW. In diesem Kapitel wird beispielsweise von „hoher Insellast“ gesprochen, diese Aussage ist stets auf die erwartbare Insellast bezogen. Diese erwartbare Insellast wird im Folgenden als Referenzinsellast bezeichnet. Ziel dieser Versuche war es, Lastszenarien in der potentiellen Inselfituation zu betrachten, welche als wahrscheinlich anzusehen sind. In Tabelle 24 findet sich in Versuch 1,3 und 5 diese Referenzinsellast wieder. In Versuch 2 und 4 wurde überprüft, ob lediglich die reine Wirkleistungsdifferenz für das Verhalten beim Übergang in den Inselbetrieb maßgeblich ist, oder ob durch den Zuschaltungsmechanismus der weiteren Düsen nach Inselerkennung der Absolutwert der Last in der Insel eine Rolle spielt.

Zwischen den Haupt- und Vorversuchen ist die unterschiedliche Darlegung der Ergebnisse zu nennen. Im Unterschied zu den Vorversuchen werden hier lediglich die Erkennungspunkte der einzelnen Parameter dargelegt, der exakte Zeitpunkt der Ansprechwertüberschreitung jedoch nicht. Der Grund dafür liegt in der zeitlichen Synchronisation zwischen dem Leitsystem in Kraftwerk A und dem Leistungsschalter LSS2, welche aus technischen Gründen unzureichend für akkurate Aussagen ist. Somit wird auf die Darlegung der Detektionszeit verzichtet und nur die Erkennungspunkte angegeben.

6.2.1 Inselnetzbildung ohne Wirkleistungsdifferenz

Der erste Hauptversuch dient der Untersuchung eines möglichst langen Frequenzdrifts mit anschließender Inselerkennung. Tabelle 25 zeigt die gemessenen Werte und die resultierenden Erkennungspunkte dieses Versuchs.

Tabelle 25: Gemessene und resultierende Werte Hauptversuch 1

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	56,0	47,7	3,2	107,9	100,5	-	5	-	-

Die Erkennung erfolgte durch die Unterfrequenzanregung der Inselerkennungsmethode. Anhand des maximalen Frequenzüberschwingens $f_{\max}$ mit 56,0 Hz ist ersichtlich, dass die Erkennung der Inselbildung zwar funktionierte, aber der flüssige Übergang in den Inselbetrieb mit Umstellung des Turbinenreglers auf Drehzahlregelung nicht unter Einhaltung der Schutzgrenzen hinsichtlich Überfrequenz möglich war.

Abbildung 44 zeigt den Frequenzverlauf bei Inselbildung.

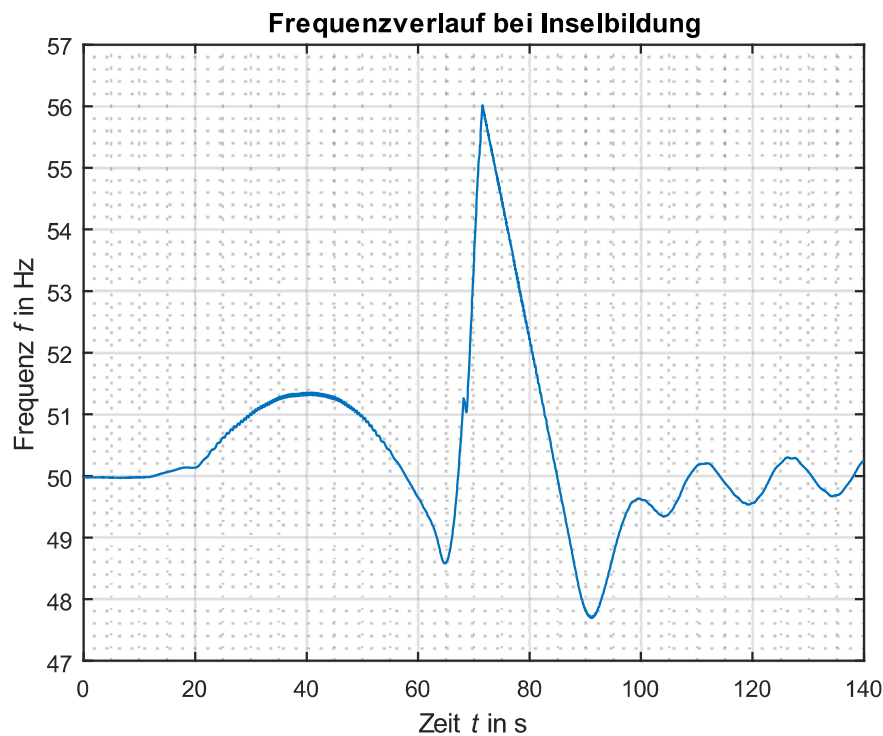


Abbildung 44: Frequenzverlauf bei Inselbildung, Hauptversuch 1

Zum Zeitpunkt $t = 10$ s erfolgte die Inselbildung, danach ist ein Zu- und Abnehmen der Frequenz ersichtlich. Bei $t = 59$ s mit Unterschreitung von 49,8 Hz erfolgte die Inselerkennung und daraufhin der Eingriff des Strahlablenkers. Durch die geringe Differenz zwischen Wirkleistungserzeugung im Netzbetrieb und Inselast kam es durch die Zuschaltung der fünf weiteren Düsen nach Inselerkennung zu einer rapiden Wirkleistungssteigerung und in der Folge zur Schutzauslösung bei 55 Hz. Um dieses Verhalten wissenschaftlich nachvollziehbar darzulegen, ist analog zu Kapitel 6.1.5.1 das Zusammenspiel zwischen Drehzahl, Position des Strahlablenkers und der Düsenöffnung aller Düsen in Abbildung 45 dargestellt.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Datenquellen zwischen dem vorher dargelegten Frequenzverlauf und der folgenden Darstellung unterschiedliche sind und damit die Zeitpunkte nicht exakt übereinstimmen.

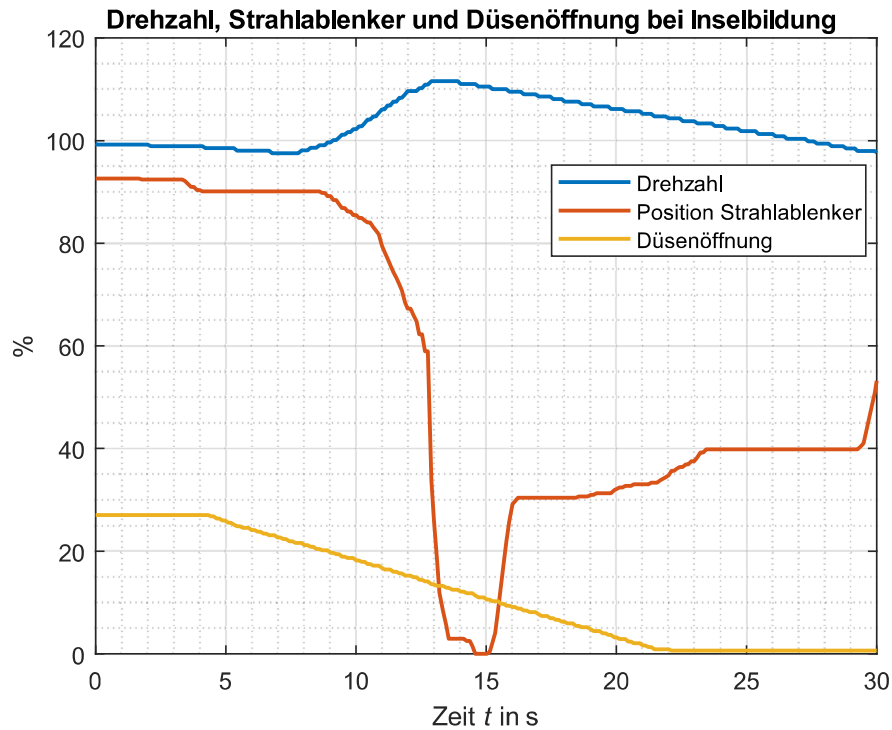


Abbildung 45: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Hauptversuch 1

Die Herausforderung bei der Parametrisierung des Turbinenreglers liegt in der Eingriffsgeschwindigkeit des Strahlableiters. In diesem konkreten Fall mit geringer Wirkleistungsdifferenz zwischen Normal- und Inselbetrieb ist das Eingreifen des Strahlableiters zu langsam, um die zusätzliche Wirkleistung, welche durch die Zuschaltung der fünf weiteren Düsen generiert wird, zu begrenzen. Nach den Erkenntnissen der Vorversuche wurde der Turbinenregler so parametrisiert, dass bei der Anregung des Ansprechwerts für Unterfrequenz der Inselerkennung der Strahlableiter sich im ersten Moment langsamer als bei Anregung Überfrequenz bewegt. Der Grund für diese Implementierung war, dass bei einer Inselbildung mit vorheriger Frequenzabnahme die erzeugte Wirkleistung des Kraftwerks kleiner als die Inselast ist. Dementsprechend ist hier ein starker Eingriff des Strahlableiters in den meisten Szenarien kontraproduktiv. Im betrachteten Fall ist eine so geringe Wirkleistungsdifferenz zwischen Netz- und Inselbetrieb gegeben, dass die Öffnung der weiteren Düsen im Verhältnis zum Strahlableitereingriff zu schnell erfolgt.

Für eine genauere Betrachtung wird zunächst die Düsenöffnung der sechs Düsen in Abbildung 46 dargelegt.

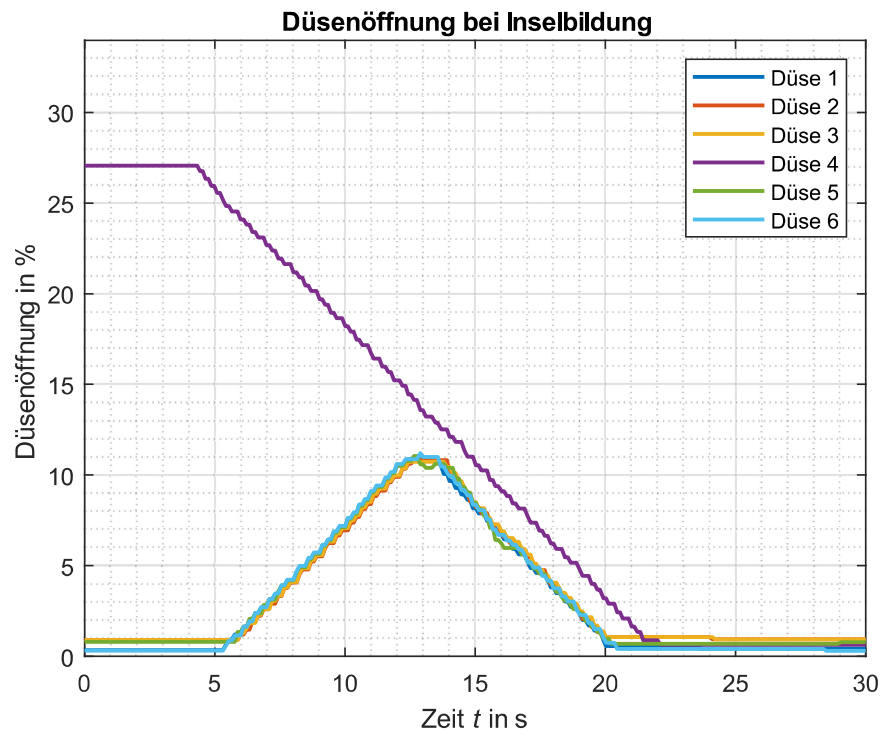


Abbildung 46: Düsenöffnungen bei Inselbildung, Hauptversuch 1

Analog zu Kapitel 6.1.5.1 ist in Abbildung 47 die berechnete Wirkleistung auf Basis der Strahlableiterposition und Düsenöffnung abgebildet.

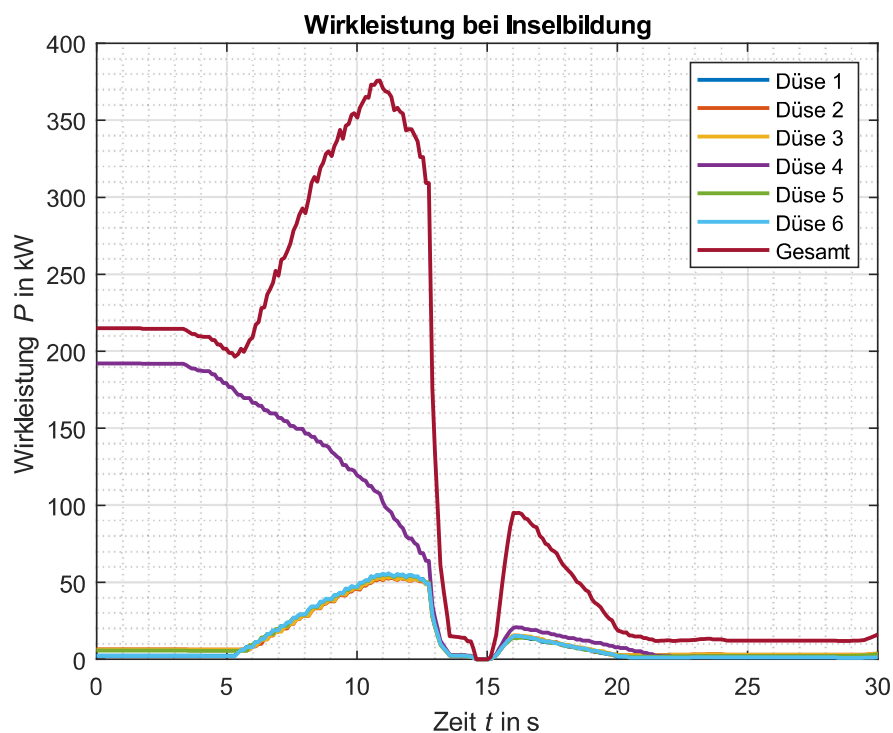


Abbildung 47: Berechnete Wirkleistung, Hauptversuch 1

Durch den langsamen Eingriff des Strahlablenkers zur Minimierung der Wirkleistung und die zusätzliche Wirkleistungserzeugung durch die Zuschaltung der fünf weiteren Düsen ergibt sich das in Abbildung 44 ersichtliche starke Frequenzüberschwingen.

Dieser Versuch ist für eine wissenschaftliche Betrachtung der Zusammenhänge zwischen Wirkleistung, Einsatz des Strahlablenkers und Düsenöffnung interessant, in der Praxis aber sehr unwahrscheinlich. Dieser worst-case Fall zeigt, dass eine gesamtheitliche Optimierung des Turbinenreglers kein simples Optimierungsproblem darstellt.

6.2.2 Inselnetzbildung mit geringem Wirkleistungsüberschuss und hoher Insellast

Der zweite Hauptversuch dient der Untersuchung des Verhaltens der Anlage bei geringem Wirkleistungsüberschuss und hoher Insellast. Tabelle 26 zeigt die gemessenen Werte und die resultierenden Erkennungspunkte dieses Versuchs.

Tabelle 26: Gemessene und resultierende Werte Hauptversuch 2

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	52,7	45,9	2,0	103,9	96,6	-	5	-	-

Aufgrund der hohen Insellast mit $P = 500 \text{ kW}$ kommt es zu einem starken Frequenzunterschwingen, wie in der folgenden Abbildung ersichtlich.

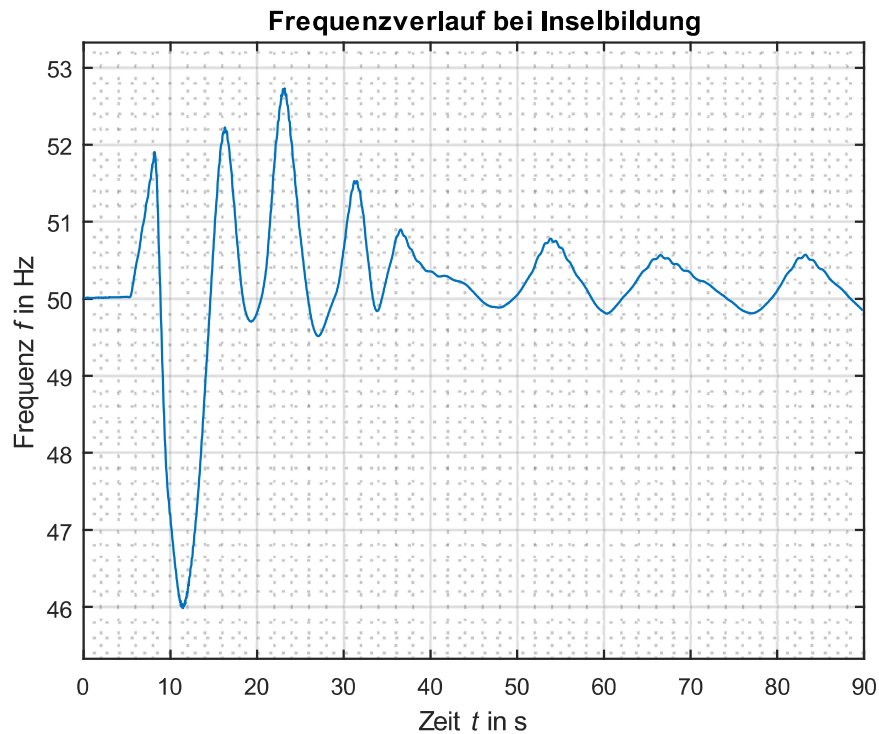


Abbildung 48: Frequenzverlauf bei Inselbildung, Hauptversuch 2

Analog zu Versuch 1 wird das Zusammenspiel zwischen Drehzahl, Position Strahlablenker und Düsenöffnung abgebildet. Bei den Sprüngen im Verlauf handelt es sich um fehlerhafte Exporte aus dem Leitsystem, diese sind zu vernachlässigen.

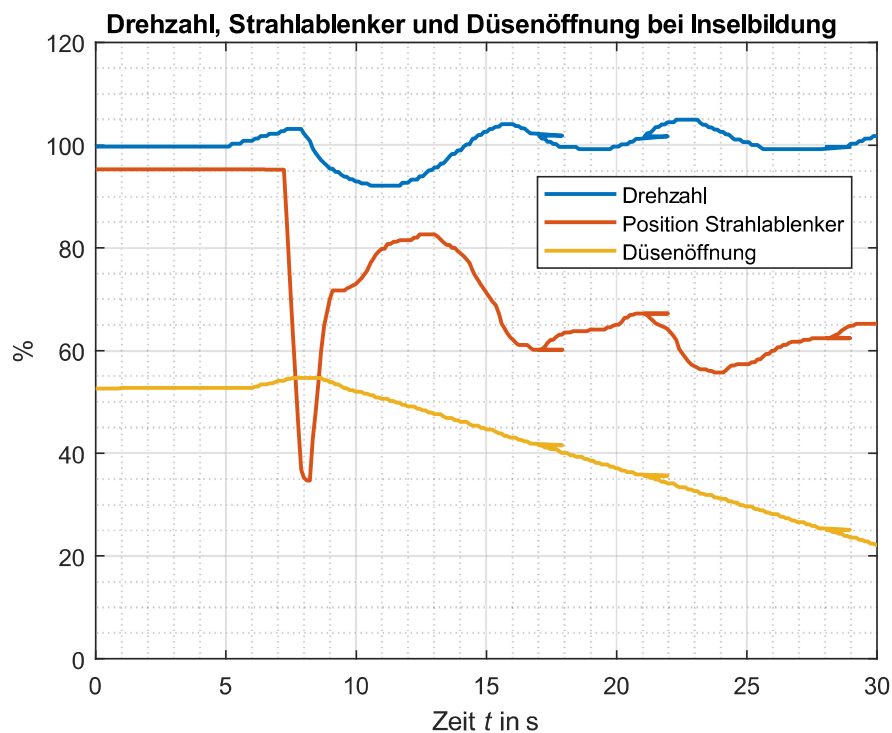


Abbildung 49: Drehzahl, Position Strahlablenker und Düsenöffnung bei Inselbildung, Hauptversuch 2

Es werden analog zu den vorherigen Darstellungen die Düsenöffnungen aller Düsen dargestellt.

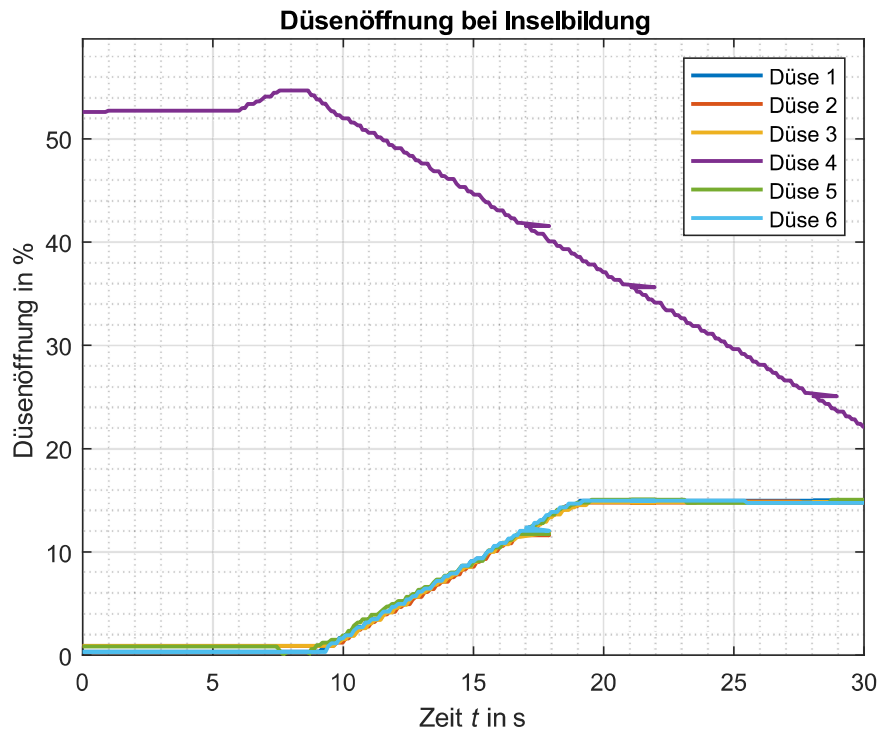


Abbildung 50: Düsenöffnungen bei Inselbildung, Hauptversuch 2

Abbildung 51 zeigt die errechnete Wirkleistung auf Basis der Position des Strahlablenkers und der Düsenöffnung.

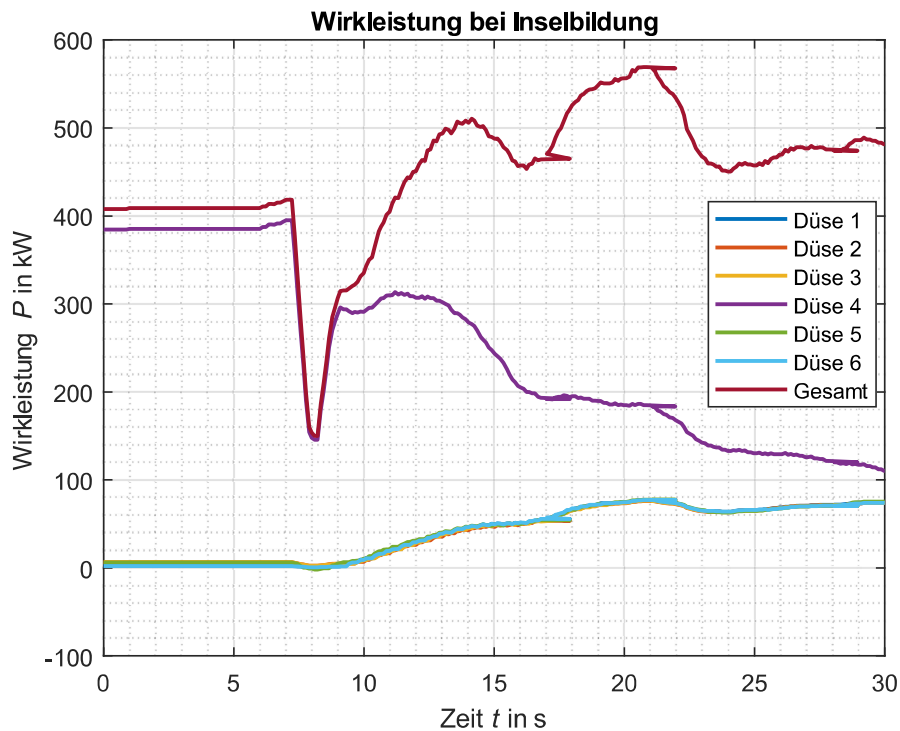


Abbildung 51: Berechnete Wirkleistung, Hauptversuch 2

Wie in den vorherigen Versuchen bemerkt, ist die Zuschaltung der weiteren Düsen verantwortlich für das Frequenzunterschwingen nach Inselbildung. Aufgrund dessen stellen kleine Wirkleistungssprünge auf große Insellasten oder generell große Insellasten das Gesamtsystem vor Herausforderungen. Ein flüssiger Übergang ist ohne Verletzung der Schutzgrenzen hinsichtlich Unterfrequenz dann nur schwer möglich.

6.2.3 Inselnetzbildung mit großem Wirkleistungsüberschuss und Referenzinsellast

Der dritte Hauptversuch dient der Untersuchung des Verhaltens der Anlage bei großem Wirkleistungsüberschuss und Referenzinsellast. Tabelle 27 zeigt die gemessenen Werte und die resultierenden Erkennungspunkte dieses Versuchs.

Tabelle 27: Gemessene und resultierende Werte Hauptversuch 3

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	52,8	46,1	4,9	105,3	97,3	3	3	-	-

Hier kam es im Unterschied zu den Vorversuchen bei einem ähnlichen Wirkleistungssprung zu einer verzögerten Anregung des Ansprechwerts des Vektorsprungs einen Zyklus nach Inseldetektion.

Trotz des großen Wirkleistungsüberschusses kommt es in diesem Szenario zu einem starken Frequenzunterschwingen, wie in Abbildung 52 dargestellt.

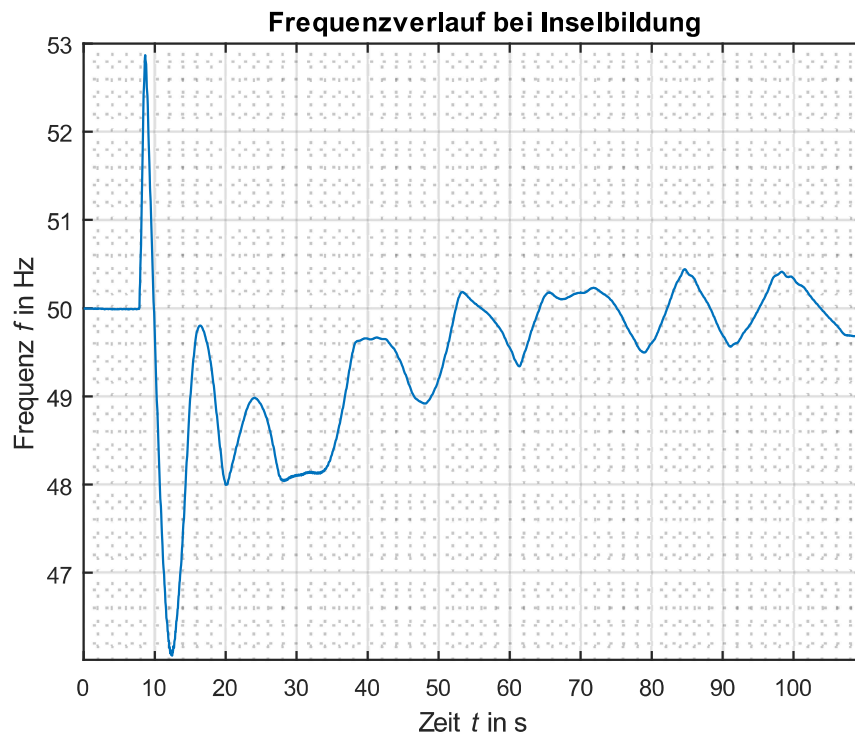


Abbildung 52: Frequenzverlauf bei Inselbildung, Hauptversuch 3

Das größere Frequenzüberschwingen im Verhältnis zu Hauptversuch 2 war aufgrund der größeren Wirklastdifferenz von 600 kW zu erwarten. Interessant ist, dass das Unterschwingen trotz geringerer Inselast als bei Hauptversuch 2 ähnlich ausgeprägt ist. Der Grund hierfür müsste an der Reglerstruktur des real implementierten Turbinenreglers und dessen Parameter dargelegt werden. Da die Implementierung wie erwähnt durch Dritte vorgenommen wurde, obliegt die exakte Reglerparametrisierung in diesem Fall der Geheimhaltung des betreffenden Unternehmens.

Zur Nachvollziehbarkeit folgt in den drei anschließend dargestellten Abbildungen in gewohnter Weise die Darlegung der Düsenöffnung, Position des Strahlablenkers in Kombination mit der resultierenden Drehzahl sowie die errechnete Wirkleistung für dieses Szenario.

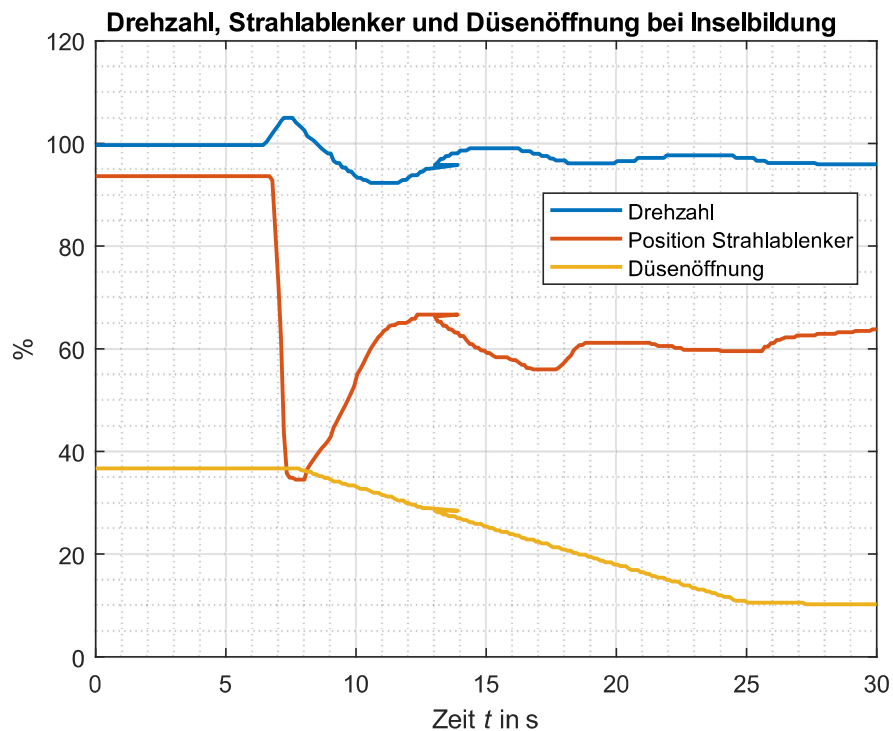


Abbildung 53: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Hauptversuch 3

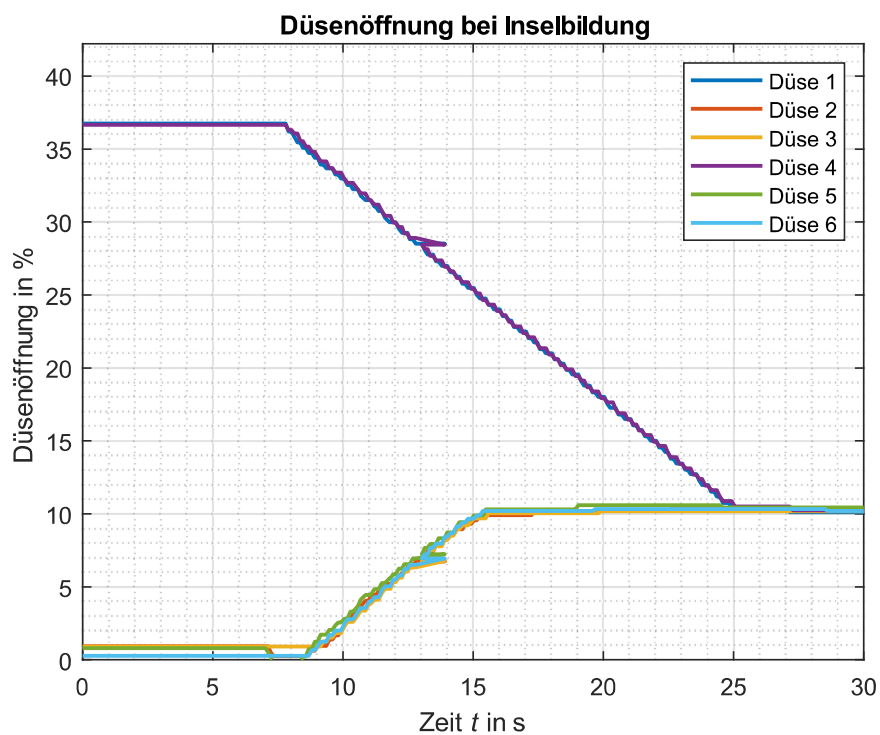


Abbildung 54: Düsenöffnungen bei Inselbildung, Hauptversuch 3

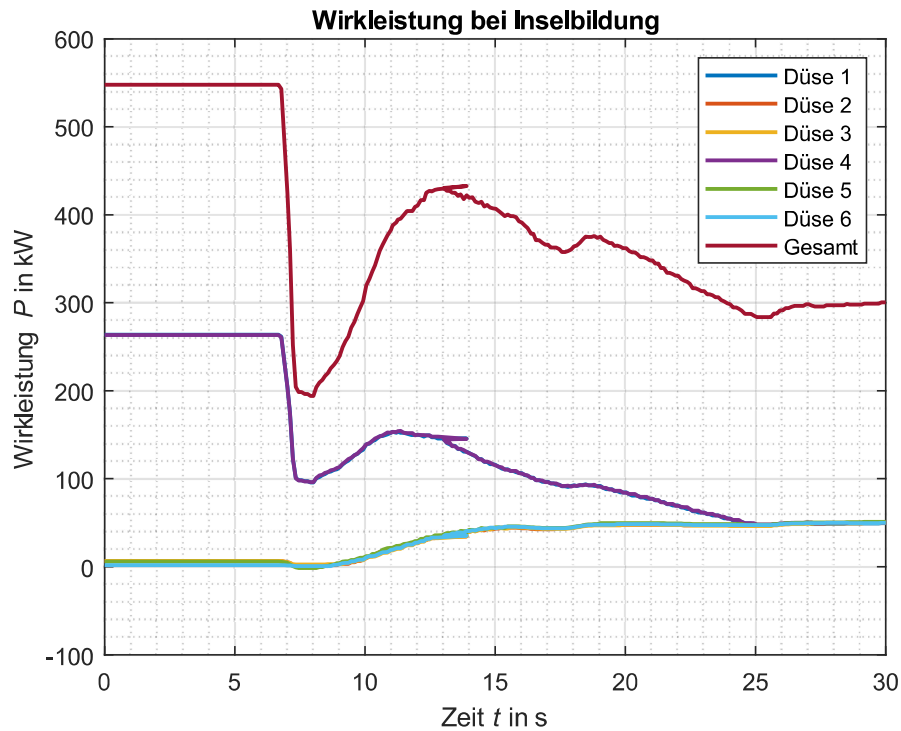


Abbildung 55: Berechnete Wirkleistung, Hauptversuch 3

6.2.4 Inselnetzbildung mit großem Wirkleistungsüberschuss und hoher Insellast

Der vierte Hauptversuch dient der Untersuchung des Verhaltens der Anlage bei großem Wirkleistungsüberschuss und hoher Insellast. Tabelle 28 zeigt die gemessenen Werte und die resultierenden Erkennungspunkte dieses Versuchs.

Tabelle 28: Gemessene und resultierende Werte Hauptversuch 4

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	54,5	44,1	8,2	106,7	95,7	3	3	-	-

Anhand des Parameters $f_{\min}$ ist sofort ersichtlich, dass kein Halten der Inselbildung möglich war, es kam zur Schutzauslösung Unterfrequenz.

Abbildung 56 zeigt die rapide Frequenzabnahme, welche aufgrund der hohen Insellast nach dem ersten Frequenzüberschwingen erfolgte.

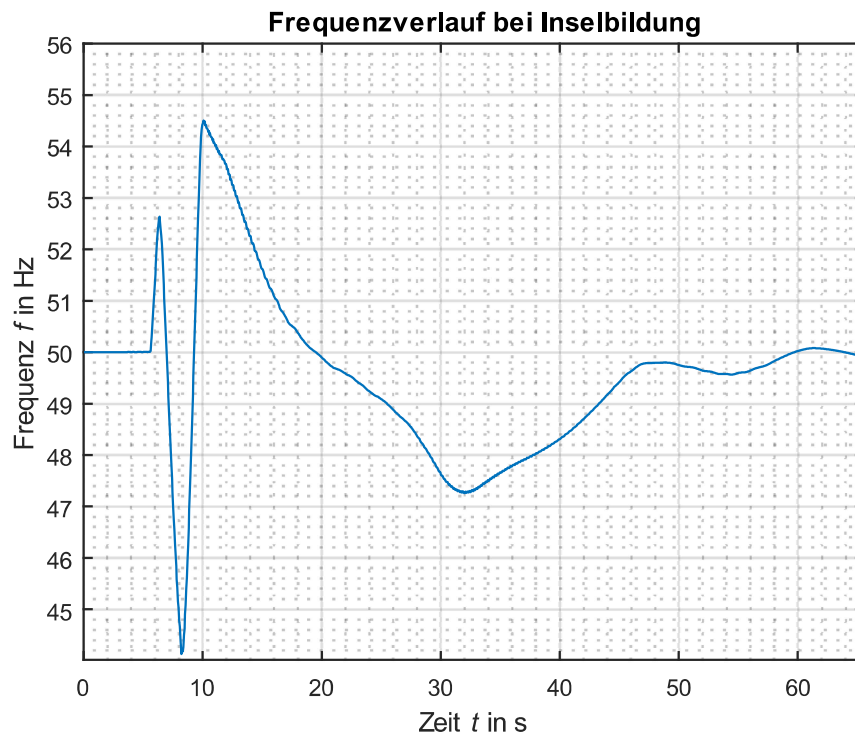


Abbildung 56: Frequenzverlauf bei Inselbildung, Hauptversuch 4

Abbildung 57 stellt das Verhalten der Drehzahl, der Position des Strahlablenkers und der Düsenöffnung dar. Bei $t = 4$ s in dieser Abbildung erfolgte die Schutzauslösung aufgrund von Unterfrequenz.

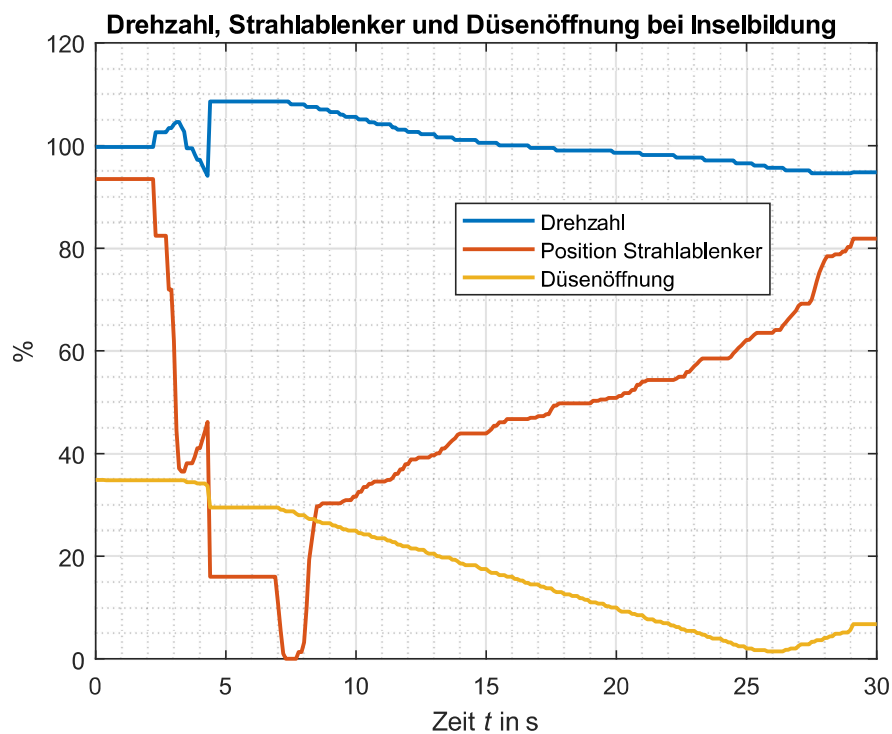


Abbildung 57: Drehzahl, Position Strahlablenker und Düsenöffnung bei Inselbildung, Hauptversuch 4

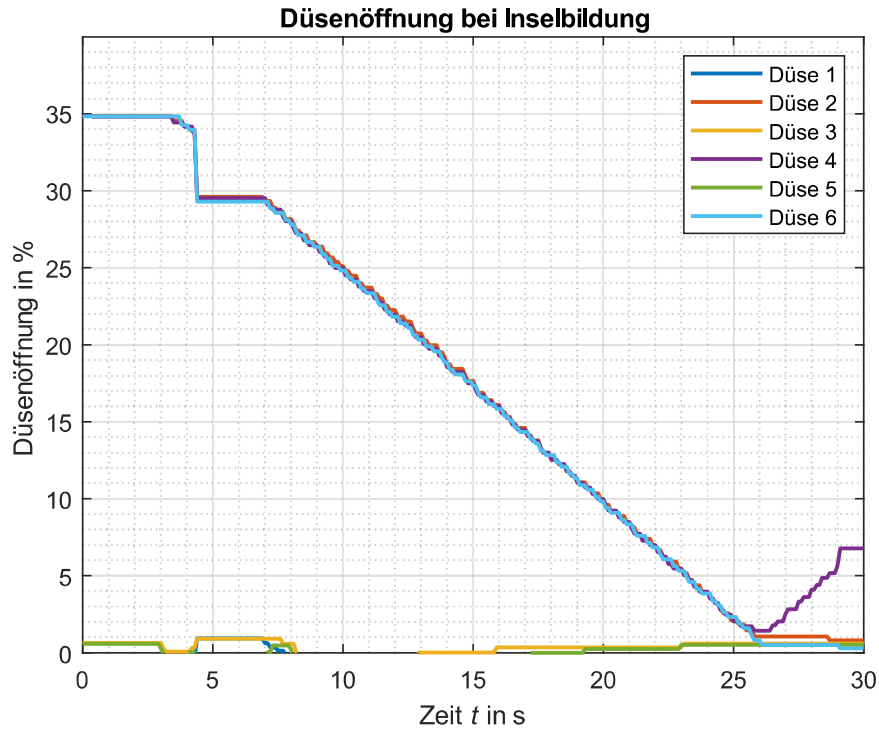


Abbildung 58: Düsenöffnungen bei Inselbildung, Hauptversuch 4

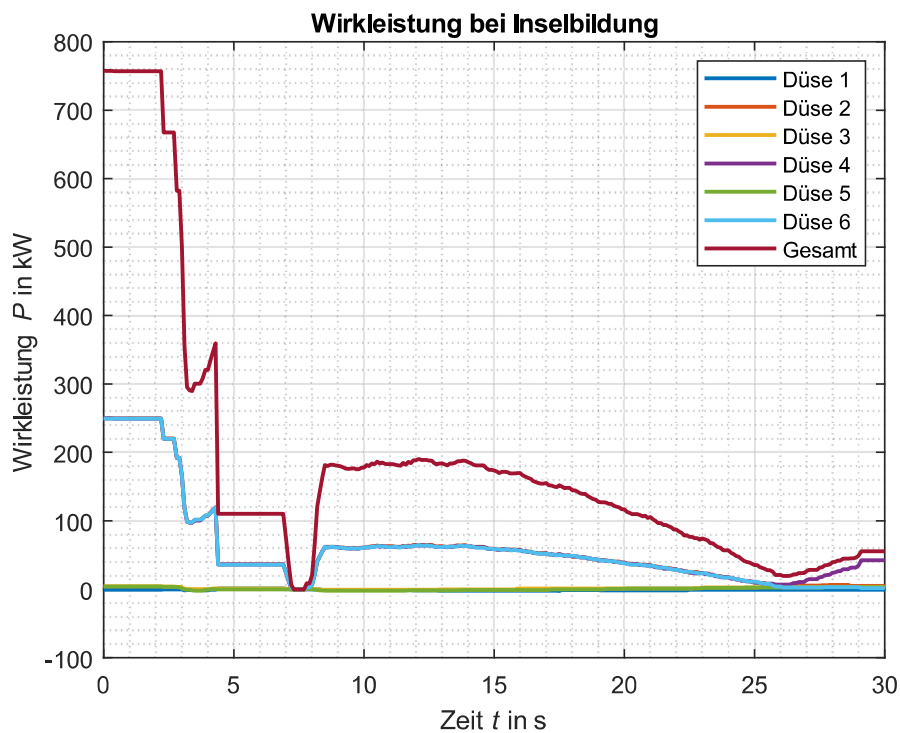


Abbildung 59: Berechnete Wirkleistung, Hauptversuch 4

Gesammelt kann hier im Vergleich zu jenem Szenario in Kapitel 6.2.2 festgehalten werden, dass diese Inselbildung nicht im flüssigen Übergang zwischen Netz- und Inselbetrieb ausgeregelt werden konnte. Große Insellasten können durch den Umschaltmechanismus auf sechsdüsigen Betrieb nur schwer, oder wie in diesem Versuch nicht beherrscht werden.

6.2.5 Inselnetzbildung mit großem Wirkleistungsüberschuss und hoher kapazitiver Blindleistungseinspeisung und Referenzinsellast

Der fünfte Hauptversuch dient der Untersuchung des Verhaltens der Anlage bei großem Wirkleistungsüberschuss mit hoher kapazitiver Blindleistungseinspeisung und Referenzinsellast. Tabelle 29 zeigt die gemessenen Werte und die resultierenden Erkennungspunkte dieses Versuchs.

Tabelle 29: Gemessene und resultierende Werte Hauptversuch 5

	Gemessen					Erkennungspunkte			
Größe	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	$U_{\max}$	$U_{\min}$	$\frac{df}{dt}$	f	$\Delta\vartheta$	$\hat{U}$
Einheit	Hz	Hz	$\frac{\text{Hz}}{\text{s}}$	%	%				
Absolutwert	53,5	46,9	5,1	106,1	98,4	3	3	3	-

Dieser Versuch hat gezeigt, dass die kapazitive Blindleistungseinspeisung im Netzbetrieb für das Verhalten der Frequenz nahezu keinen Einfluss hat. Durch die kapazitive Blindleistung wurde jedoch der Spannungseinbruch bei Inselbildung reduziert.

6.2.6 Inselnetzbildung mit weiteren Verbrauchern

Am Ende der Hauptversuche wurde ein zusätzlicher Versuch mit verteilt angeschlossenen Verbrauchern durchgeführt. Hierfür wurden die resistiven Lastbänke aus der Netzstruktur entfernt und unter Abschätzung des Wirkleistungsüberschusses eine Wirkleistung vor Inselbildung eingestellt, bei welcher es wahrscheinlich zu keiner Schutzauslösung hinsichtlich Unter- oder Überfrequenz kommt. Dieser Versuch war erfolgreich und die darauffolgende Netzsynchrisation funktionierte zudem ohne weitere Probleme.

6.2.7 Erkenntnisse aus den Hauptversuchen

Im Rahmen der Hauptversuche wurde die Inselerkennung und damit verbundene Maßnahmen in der realen Netzstruktur getestet. Im Fokus standen auch Szenarien, welche zwar mit einer geringen Wahrscheinlichkeit auftreten, aber den flüssigen Übergang in den Inselbetrieb nach Inselbildung schwierig gestalten.

Eine wichtige Erkenntnis war, dass bei identer Last zwischen Netz- und Inselbetrieb durch die Zuschaltung der weiteren Düsen der flüssige Übergang in den Inselbetrieb aufgrund von Überfrequenz nicht möglich ist. Zudem sind Inselbildungen dann als kritisch zu bewerten, wenn die Last in der gebildeten Insel hoch ist. In diesem Fall ist die Umschaltung auf sechsdüsigen Betrieb zu langsam, um die Inselbildung ohne Unterfrequenzauslösung beherrschen zu können.

Der Blindleistungsbedarf der Leitungen in der regionalen Insel führte zu keiner grundsätzlichen Einschränkung für die Inselerkennung und damit verbundene Maßnahmen. Analog zu den Hauptversuchen ist somit eine Auslösung der Schutzgrenzen hinsichtlich Über- und Unterspannung nach Inselbildung als unwahrscheinlich zu bezeichnen.

7 Diskussion

7.1 Ergebnisse der Vor- und Hauptversuche

Allgemeines

Die Inselerkennung funktioniert und detektiert Inselbildungen gegebenenfalls (ausreichend große Wirkleistungssprünge) innerhalb von zwei bis drei Schleifendurchgängen (~200-300 ms). In allen Versuchen konnte die Inselbildung erkannt werden, eine non-detection zone wurde somit nicht festgestellt. Da der direkte Fortbetrieb des Teilnetzes nach Inselbildung gewünscht wird, ist ein spätes Erkennen der Situation in diesem Fall unproblematisch.

Alle vier Parameter kommen je nach Ausgangslage zur Anwendung. Im Rahmen der Vorversuche war es zumeist eine Kombination aus dem Frequenzgradienten, der Frequenz und dem Vektorsprung, die zur Inselerkennung führte. Im Rahmen der Vorversuche kam es oftmals zur Überschreitung des Ansprechwerts des Vektorsprungs, in den Hauptversuchen geschah dies oft erst nach der Inselerkennung (andere Parameter schneller). Grundsätzlich kommt es in den meisten Fällen aufgrund einer Kombination zweier Parameter zur Inseldetektion. Die zweite Stufe des Frequenzgradienten dient hauptsächlich als Reservefunktion, falls andere Parameter nicht oder verzögert ansprechen.

Übergang in Inselbetrieb

Der Übergang in den Inselbetrieb funktioniert inklusive der Umschaltung auf sechsdüsigen Betrieb. Bei verhältnismäßig kleinen Wirkleistungssprüngen, wie in den Versuchen abgebildet, kann die Insel gehalten werden. 800 kW stellt hier den maximalen Wirkleistungssprung dar. Eine Insellast < 500 kW ist hierfür eine Grundvoraussetzung.

Diskutabel ist, ob ein verzögertes Umschalten auf den sechsdüsigen Betrieb von Vorteil gewesen wäre – Zuschaltung der weiteren Düsen erst in stabiler Insel. Durch den Eingriff des Strahlablenkers zur Minimierung des Frequenzüberschwingens wird die Leistung im ersten Moment stark reduziert. Um ein ausgeprägtes Unterschwingen zu vermeiden, soll der Strahlablenker sich wieder schnell aus dem Strahl bewegen. Durch die Zuschaltung der weiteren Düsen richtet sich die Position des Strahlablenkers aber maßgeblich nach den neu zugeschalteten Düsen. Diese Vorgangsweise führt in Szenarien wie beispielsweise in Kapitel 6.2.4 zu einer Unterfrequenzauslösung des Schutzgeräts. Ähnlich problematisch sind Konstellationen, bei welchen die resistive Insellast ziemlich genau der vorherig eingespeisten Wirkleistung entspricht. Hier kommt es aufgrund des Zusammenspiels zwischen Düsenöffnung und Position des Strahlablenkers zur Überfrequenzauslösung.

Lastschwankungen in Inselbetrieb

Es hat sich gezeigt, dass Lastschwankungen von ~350 kW im Inselbetrieb bei Düsenvorhaltung von 460 kW ohne Schutzauslösung ausgeregelt werden können. Das Problem dabei stellt die schlagartige Zuschaltung der Last dar, welche ein Herausfahren des Strahlablenkers aus dem Strahl erfordert. An dieser Stelle sei erwähnt, dass in potenziellen Inselbildungen Zuschaltungen von 350 kW nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit auftreten.

7.2 Diskussion über Einhaltung der TOR

Die Einhaltung der TOR wird für alle in Kapitel 3.5 dargelegten Unterpunkte separat erläutert. Der Einsatz der Haltepunkte wurde, wie in Kapitel 6.1.8 beschrieben, verworfen. Damit wird nur die reine Erkennung der Methode und deren TOR-Konformität diskutiert.

ad 3.5.1) Frequenz

Die Inselerkennung verhindert nicht strukturell die Fähigkeit des Kraftwerks, innerhalb der genannten stationären Frequenzbereiche die Verbindung mit dem Netz aufrechtzuerhalten. Wichtig für die Bewertung des Einsatzes der Erkennungsmethode und damit verbundener Maßnahmen sind drei Ausschnitte aus der Vorgabe der TOR hinsichtlich des LFSM-O Betriebs, die wie folgt dargelegt werden.

1. „Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, bei Erreichen der Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb weiterhin bei diesem Mindestregelwert zu arbeiten.“ [12, p. 18]
2. „Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, während des LFSM-O-Betriebs stabil zu arbeiten.“ [12, p. 18]
3. „Ist der LFSM-O-Betrieb aktiviert, hat der LFSM-O-Sollwert Vorrang vor allen anderen Sollwerten für die Wirkleistungsabgabe.“ [12, p. 18]

ad 1) Diese Eigenschaft wird durch die Inselerkennungsmethode nicht beeinflusst, die Maschine bleibt trotzdem in der Lage, mit dem Mindestregelwert zu arbeiten.

ad 2) Stabil zu arbeiten bedeutet in diesem Zusammenhang, die Wirkleistung nach der in [12, p. 18] dargelegten Kennlinie zu reduzieren. Mit der Inselerkennung wird auf Basis unterschiedlicher Ansprechwerte gegebenenfalls entschieden, dass die Anlage dieser Wirkleistungskennlinie nicht mehr folgt. Regt keine Stufe der Inselerkennung an, so wird die Maschine weiterhin im LFSM-O Betrieb betrieben. Dadurch wird mittels Inselerkennung nicht strukturell verhindert, dass die Anlage im Stande ist, während des LFSM-O Betriebs stabil zu arbeiten.

ad 3) In diesem Fall würde die Inselerkennung gegebenenfalls die Wirkleistungsabgabe aufgrund der Drehzahlregelung vorgeben und somit den LFSM-O Betrieb als vorrangigen Betrieb verdrängen. Hier kann ähnlich wie in ad 2) argumentiert werden. Die Wirkleistungsabgabe nach der Kennlinie des LFSM-O Betriebs hat im Bereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz bei Nichtanregung der Ansprechwerte der Inselerkennung den Vorrang. Tritt eine Inseldetektion in diesem Bereich auf, so war die Anlage prinzipiell in der Lage, der Kennlinie zu folgen und stabil zu arbeiten, verlässt jedoch aufgrund eines Sonderfalls diesen Betrieb.

ad 3.5.2) Frequenzgradienten

Die Inselerkennung verhindert nicht strukturell die Fähigkeit des Kraftwerks, innerhalb der genannten Frequenzgradienten die Verbindung mit dem Netz aufrechtzuerhalten.

ad 3.5.3) Über-/Unterspannung, FRT

Die Inselerkennung verhindert nicht strukturell die Fähigkeit des Kraftwerks, während den genannten stationär auftretenden Über-/Unterspannungen die Verbindung mit dem Netz aufrechtzuerhalten. Die FRT-Fähigkeit der Anlage wird durch das Verwerfen der Erkennungs- und Haltepunkte bei Unterspannungen $< 0,7$ p.u. nicht weiter beeinflusst.

Zusammenfassend kann der Einsatz der Inselerkennungsmethode als TOR-konform bezeichnet werden.

7.3 Schlussfazit

Es wurde im Rahmen dieser Masterarbeit auf Basis von Lastabschaltversuchen und umfangreichen Simulationen eine TOR-konforme Inselerkennungsmethode mit Fokussierung auf regional beschränkte Inselbildungen entwickelt. Nach der Implementierung durch Dritte konnte der Nachweis der Funktionalität in realen Versuchen erbracht werden. Die Schwierigkeit beim Übergang in stabile Netzeinseln lag hauptsächlich an dem geringen Massenträgheitsmoment der Anlage. Bei einem Unterschied zwischen Erzeugung und Verbrauch ohne Regelungsanpassung erfolgt ein starkes Beschleunigungs- oder Verzögerungsverhalten innerhalb weniger Sekunden bis hin zur Schutzauslösung.

Es kann gesagt werden, dass die Simulation hinsichtlich der Parameter Frequenz, Frequenzgradient, Spannung und Vektorsprung ausreichend genau war, um daraus weitere Ableitungen vornehmen zu können. Die Implementierung der Erkennungsmethode in das Simulationsmodell bot die Möglichkeit, etwaige Berechnungszeiten der Methode und damit verbundene Auswirkungen auf das Verhalten von Frequenz und Spannung beim Übergang in den Inselbetrieb zu überprüfen. Weiters konnten unterschiedlichste Szenarien berechnet werden, um vor den realen Versuchen umfangreiche Erkenntnisse zu sammeln. Auf Basis des Vergleichs zwischen Messung und Simulation kann gesagt werden, dass Lastabschaltversuche und deren Informationen für die Einstellung der Ansprechwerte ausreichend sind.

Anwendung der Erkennungsmethode auf andere Speicherkraftwerke mit Synchrongenerator

Die Struktur der Erkennungsmethode mit dem Stufenkonzept kann für weitere Einsätze auf diesem Gebiet herangezogen werden. Der Hauptunterschied nach Anpassung auf andere Speicherkraftwerke mit Pelton-Turbine wäre die Wahl der Ansprechwerte aufgrund der unterschiedlichen Massenträgheit der Anlage. In diesem Fall könnten vorliegende Lastabschaltversuche für die Anpassung der Ansprechwerte herangezogen werden. Die Erkennungsmethode mit dem Stufenkonzept kann somit als Vorlage dienen, wobei lediglich die Ansprechwerte in Abhängigkeit der Massenträgheit zu adaptieren wären.

8 Literaturverzeichnis

- [1] G. Brauner, *Energiesysteme: regenerativ und dezentral*, Wien: Springer Verlag, 2015.
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Ausgestaltung robuster und sicherer Regelungssysteme zur Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2017.
- [3] H. Watter, *Regenerative Energiesysteme*, Tarp: Springer Verlag, 2022.
- [4] S. Heimerl und J. Giesecke, *Wasserkraftanlagen, Planung, Bau und Betrieb*, Karlsruhe: Springer Verlag, 2009.
- [5] H. Renner, S. Polster und R. Schmaranz, „Regionaler Netzwiederaufbau - Voraussetzungen und Herausforderungen,“ in *Symposium Energieinnovation 2018*, Graz, 2018.
- [6] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3*, Evildard/Weimar: Springer Verlag, 2017.
- [7] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 1994.
- [8] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, Hamburg: Springer Verlag, 2013.
- [9] S. Palm und P. Schegner, *Fundamentals of Detectability and Detection Methods of Unintentional Electrical Islands*, Dresden: Institute of Electrical Power Systems and High Voltage Engineering, Technische Universität Dresden, 2022.
- [10] S. Bauschke, *Schutz- und betriebstechnische Aspekte bei der Netzentkopplung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen*, Graz: Technische Universität Graz, 2005.
- [11] Woodward, „Handbuch XG2 (Revision A),“ 2008. [Online]. Available: https://wss.woodward.com/manuals/library/Protection_Relays/professional_line/xg2/DO-K-TD-XG2-D.pdf. [Zugriff am 20 03 2023].
- [12] E-Control, „TOR-Erzeuger Typ B,“ 18 04 2022. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/TOR+Erzeuger+Typ+B+V1.2.pdf/6b9313cf-9df0-2ff0-7aa2-a675cfe39a8b?t=1649704169520>. [Zugriff am 18 01 2023].
- [13] DIgSILENT GmbH, *DIgSILENT PowerFactory Benutzerhandbuch*, Gomaringen, Deutschland, 2022.
- [14] A. Sommerhuber, *Vergleich von Frequenzregelungsstrategien in Inselnetzen*, Graz: Technische Universität Graz, 2019.

9 Appendix

Vorversuche

Vorversuch 2

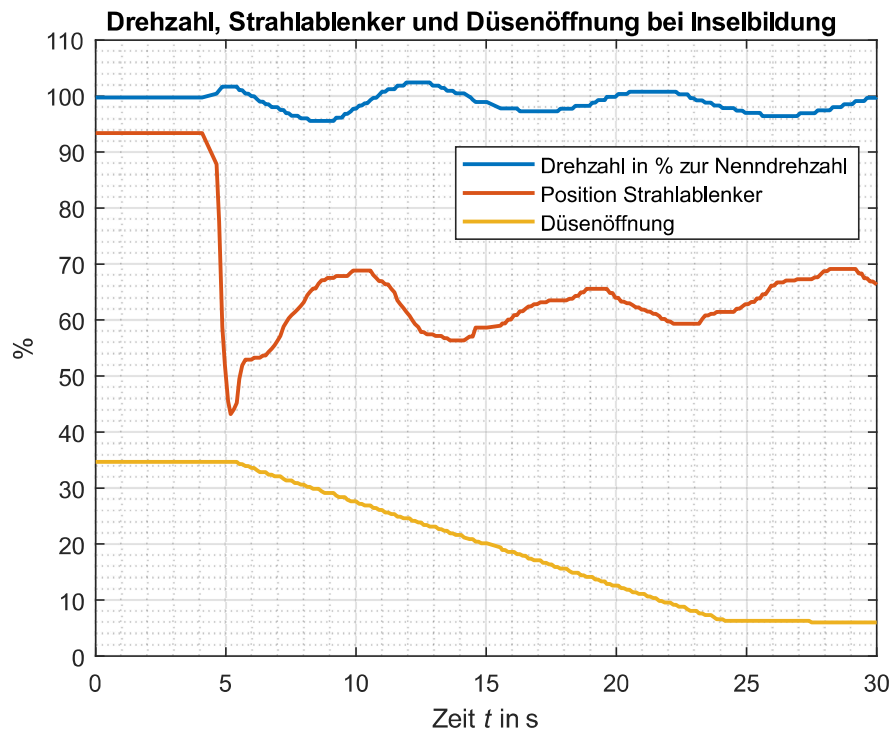


Abbildung 60: Drehzahl, Position Strahlablenker und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 2

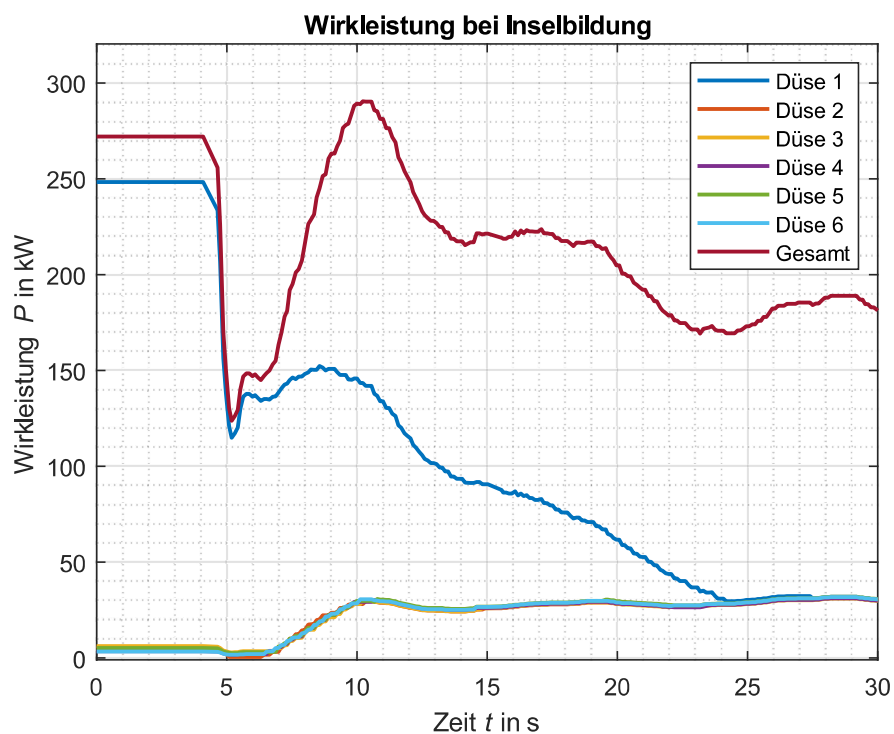


Abbildung 61: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 2

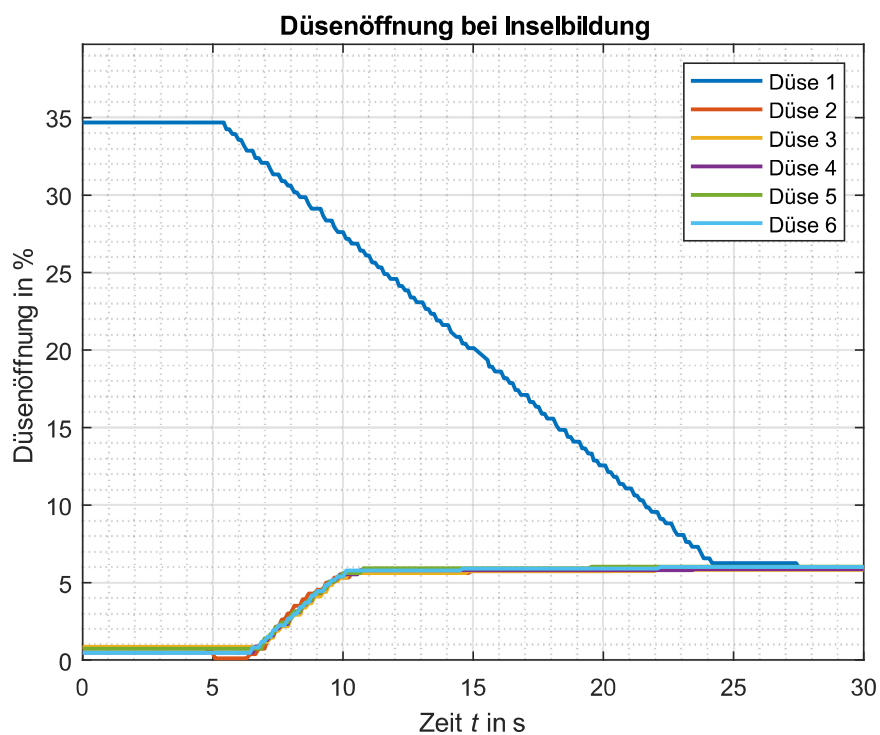


Abbildung 62: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 2

Vorversuch 3

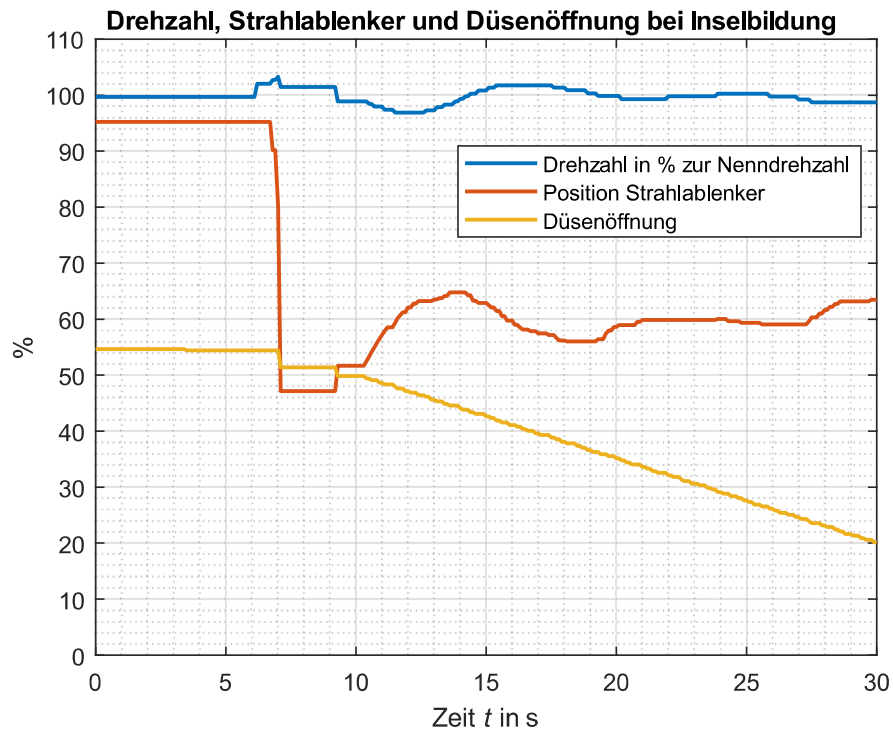


Abbildung 63: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 3

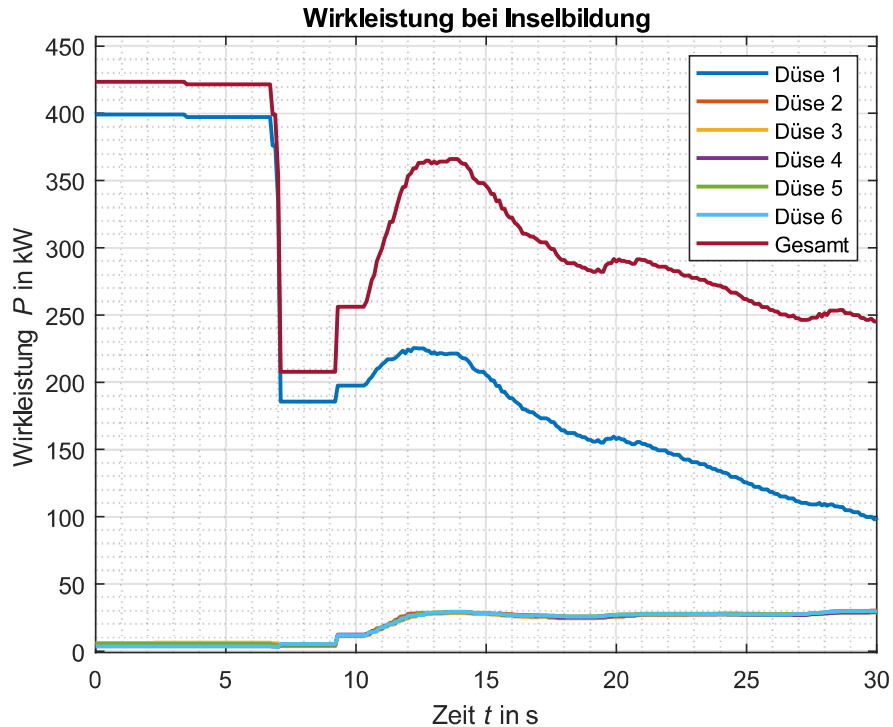


Abbildung 64: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 3

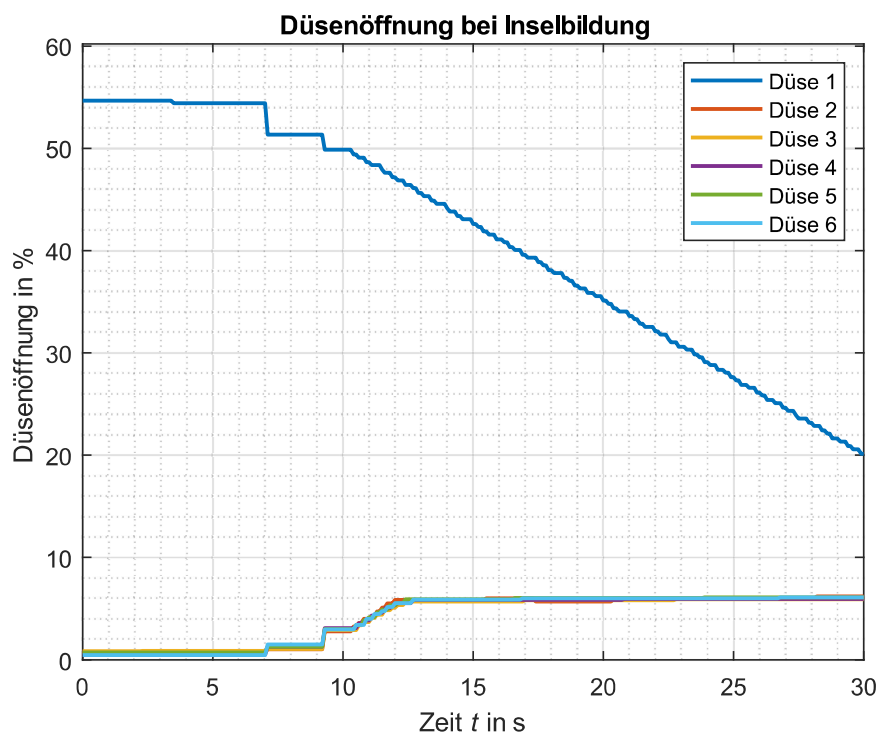


Abbildung 65: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 3

Vorversuch 4

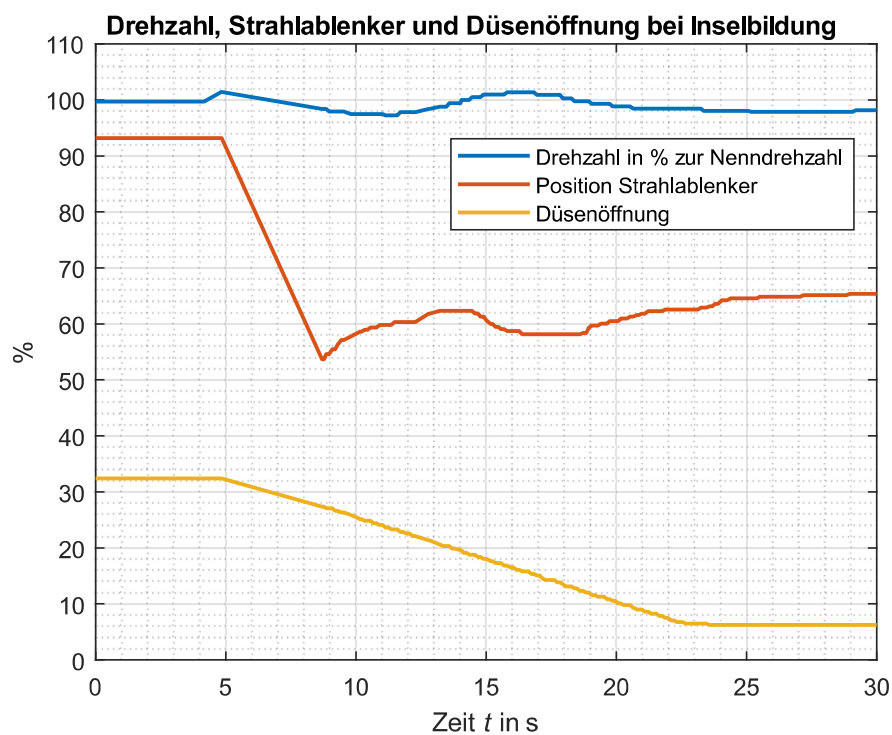


Abbildung 66: Drehzahl, Position Strahlblenker und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 4

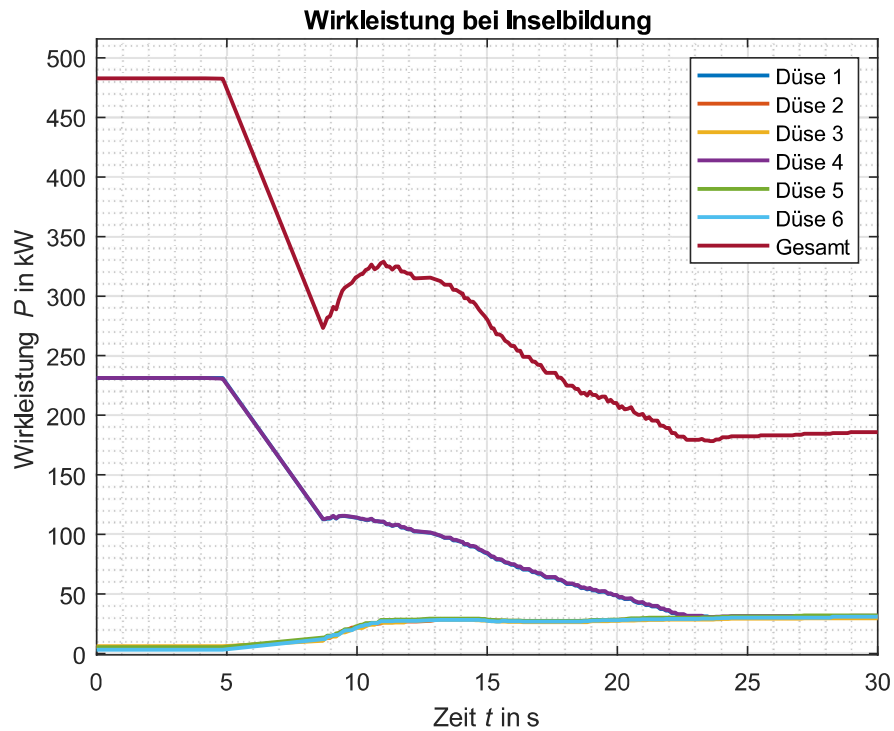


Abbildung 67: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 4

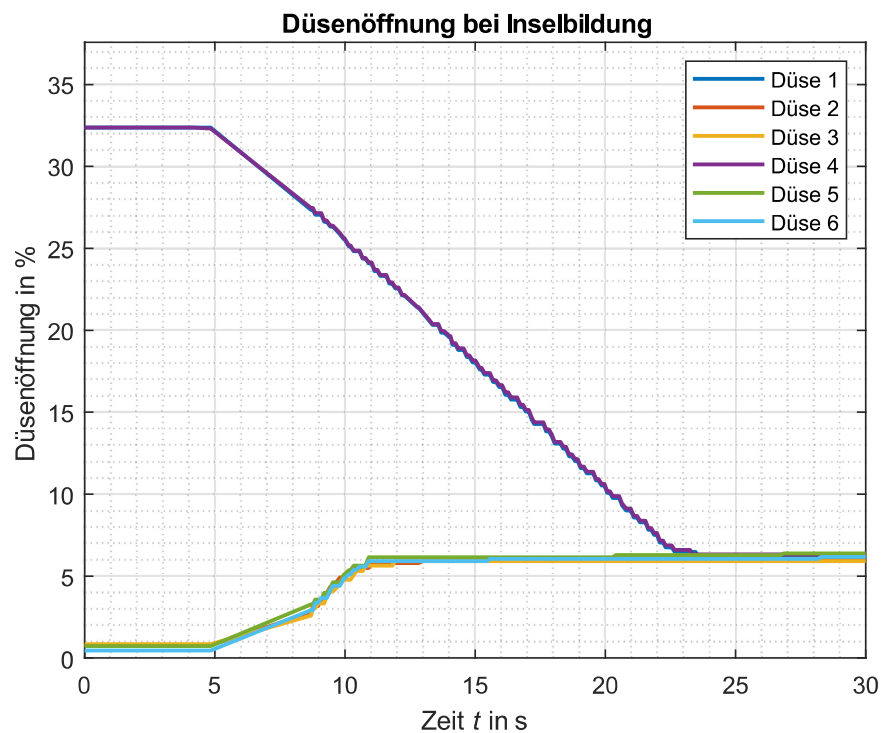


Abbildung 68: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 4

Vorversuch 5

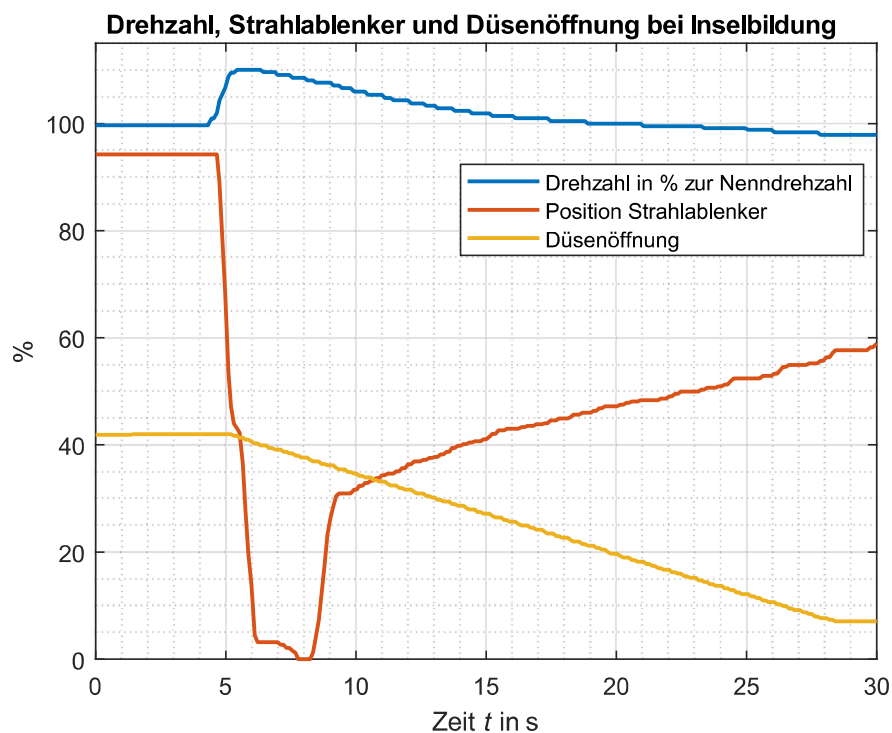


Abbildung 69: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 5

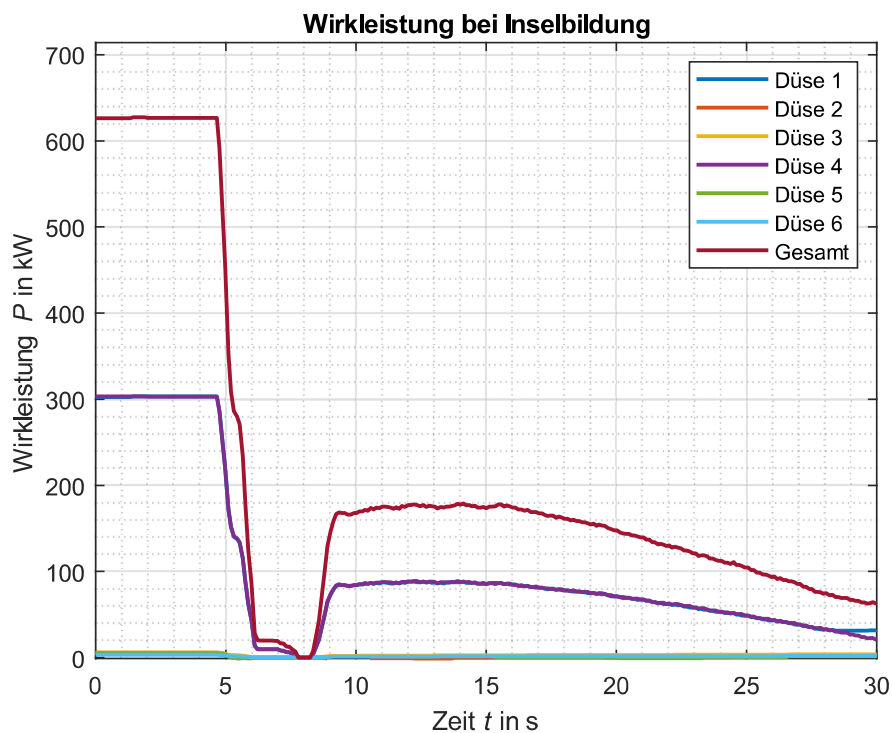


Abbildung 70: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 5

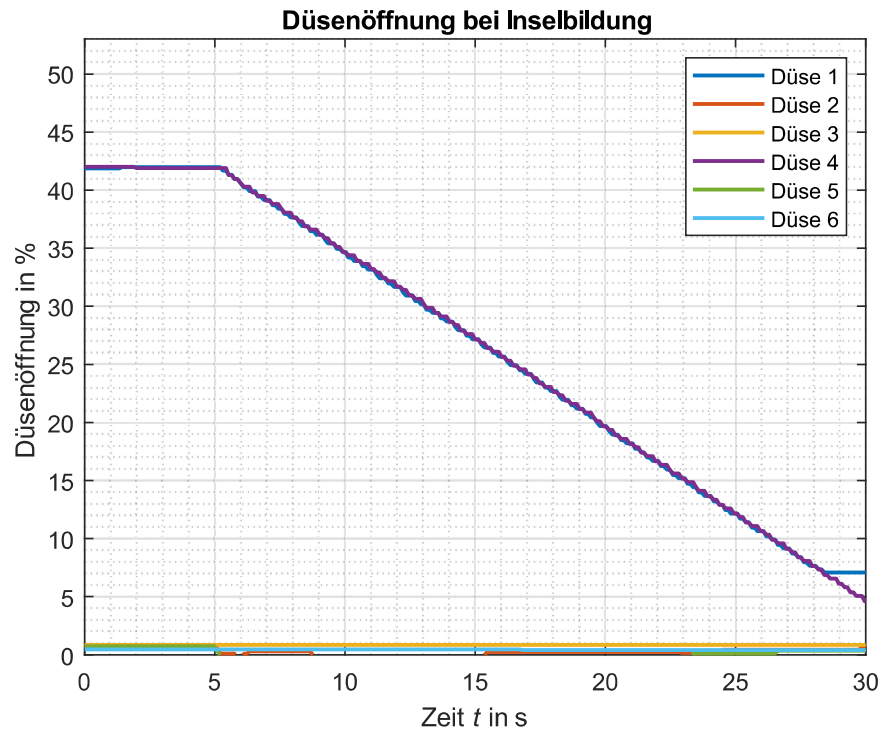


Abbildung 71: Düsenöffnung bei Inselbildung Vorversuch, 5

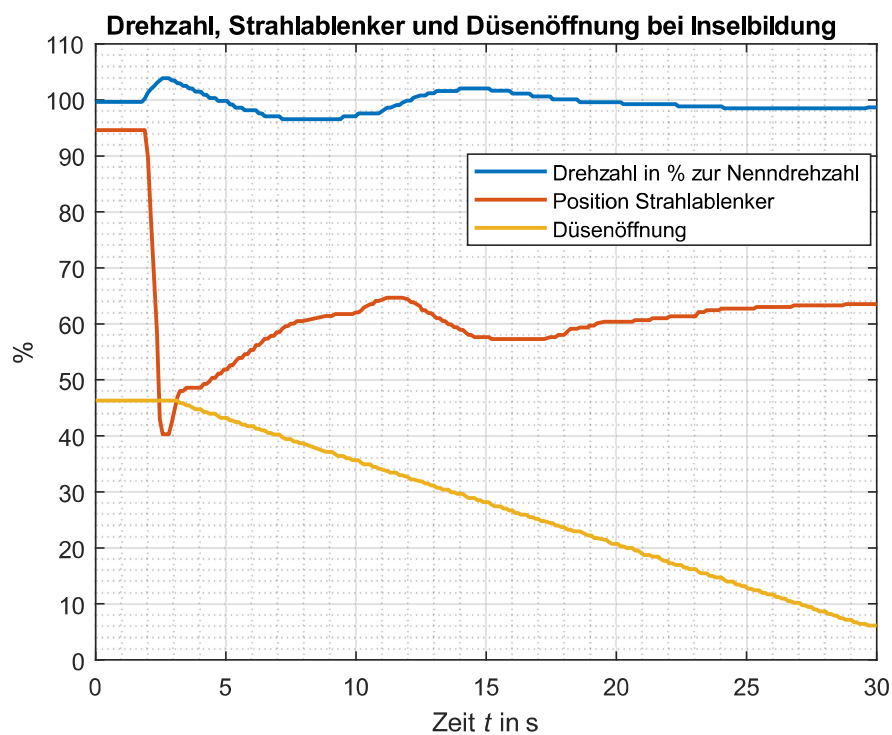
Vorversuch 6

Abbildung 72: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 6

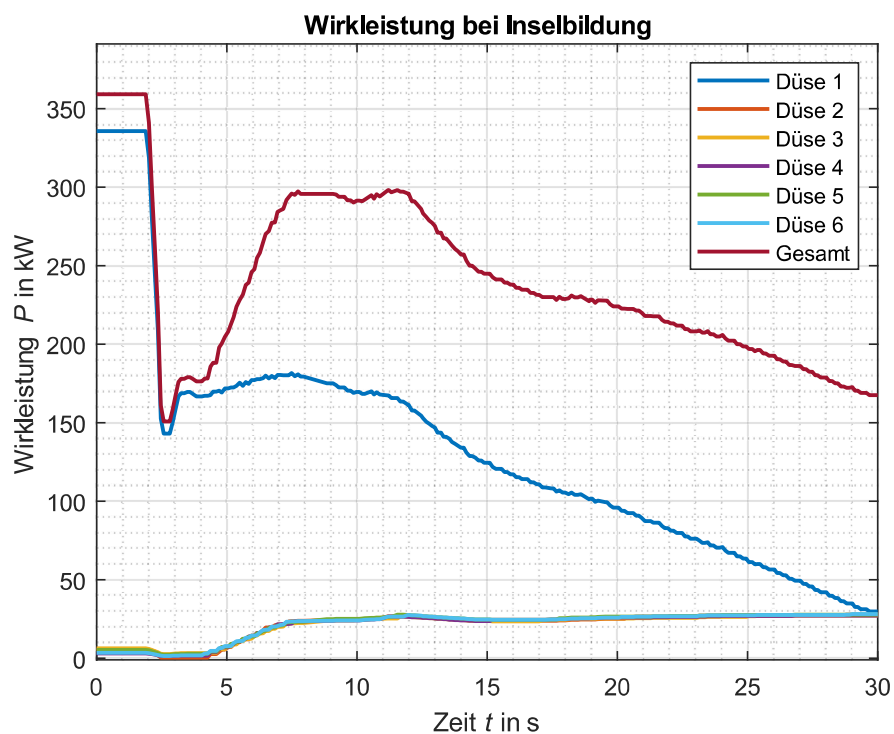


Abbildung 73: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 6

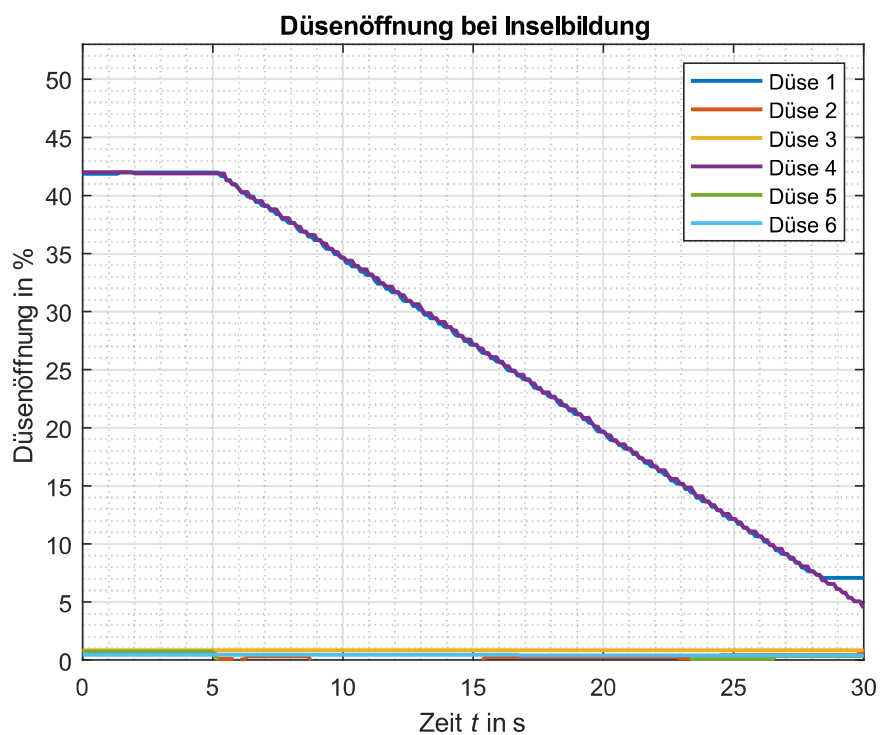


Abbildung 74: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 6

Vorversuch 7

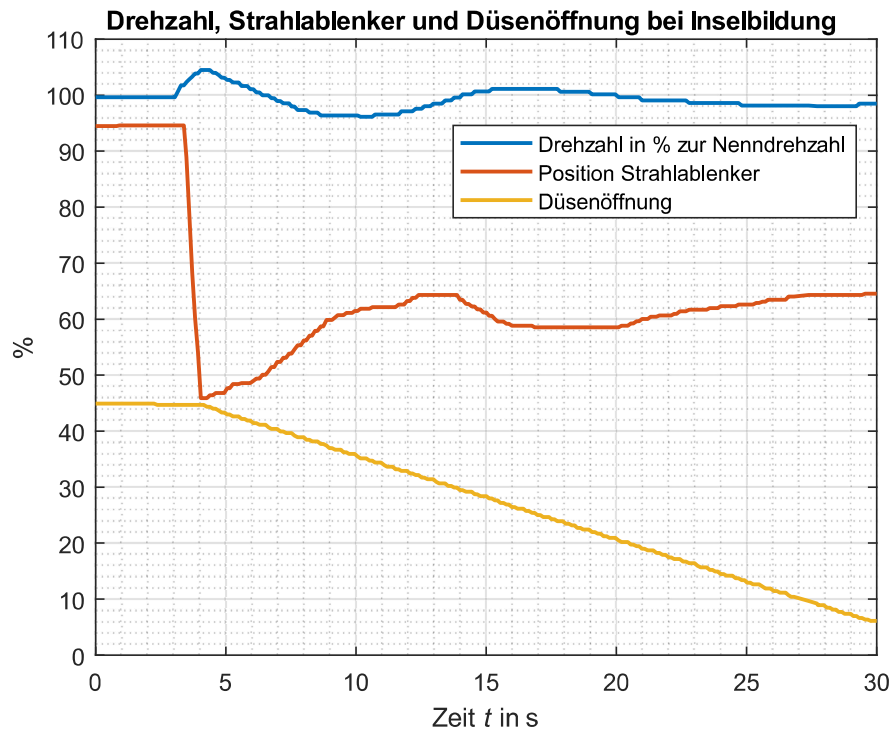


Abbildung 75: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 7

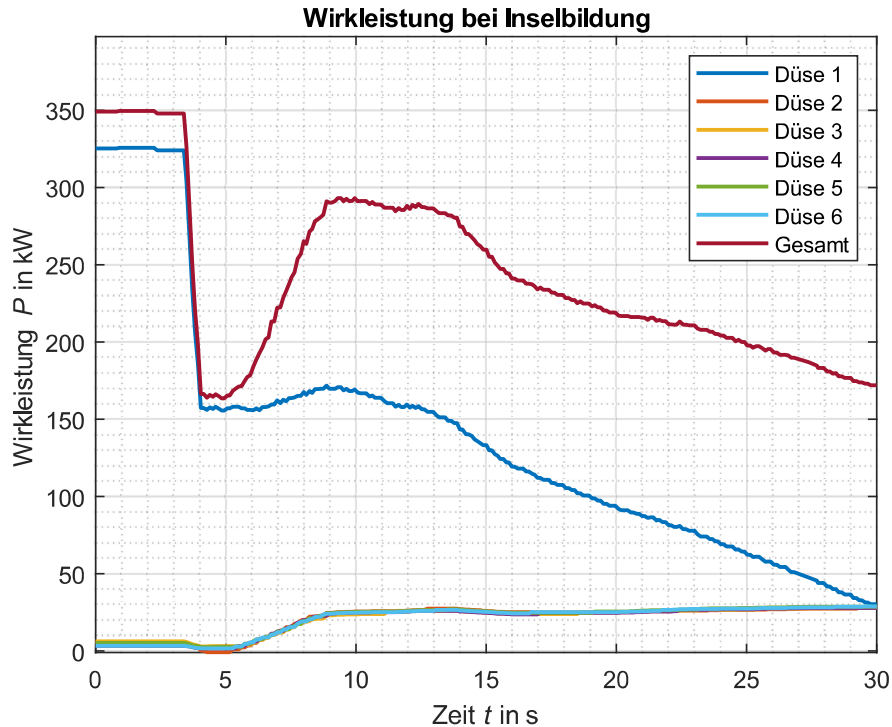


Abbildung 76: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 7

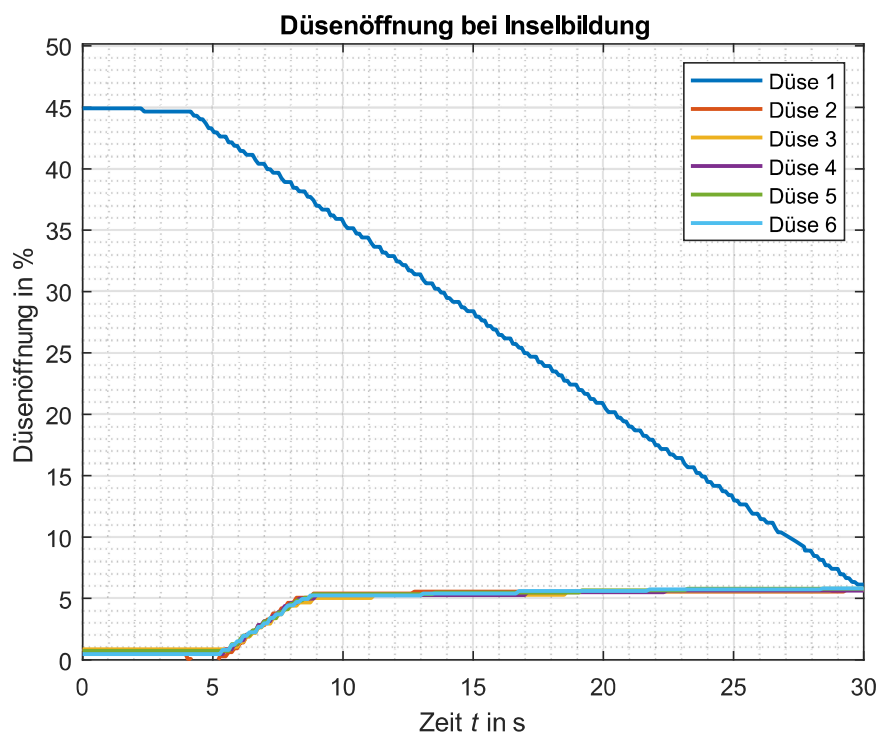


Abbildung 77: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 7

Vorversuch 8

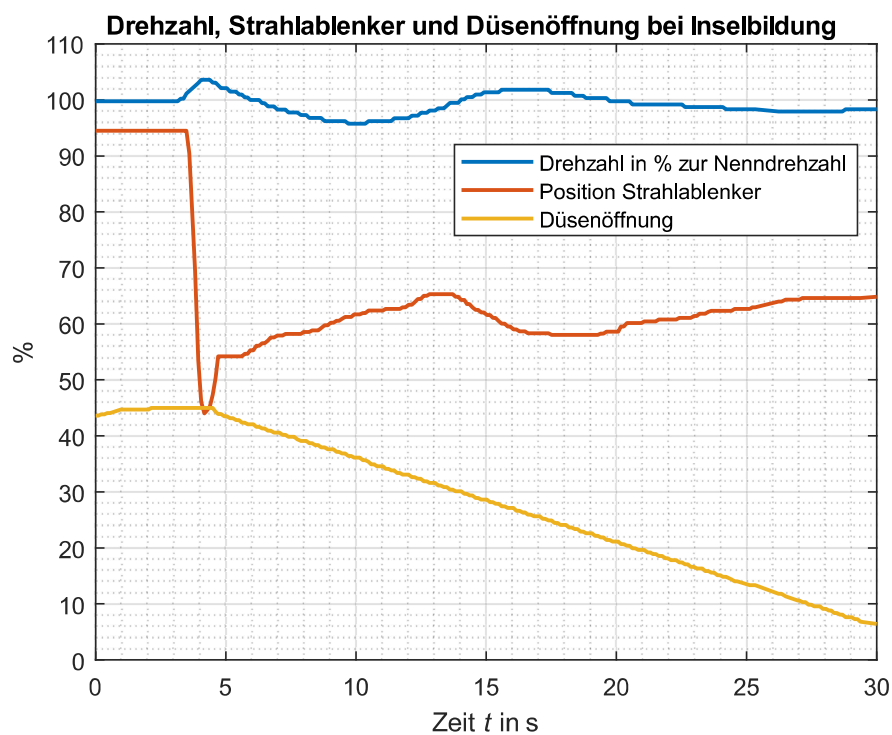


Abbildung 78: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 8

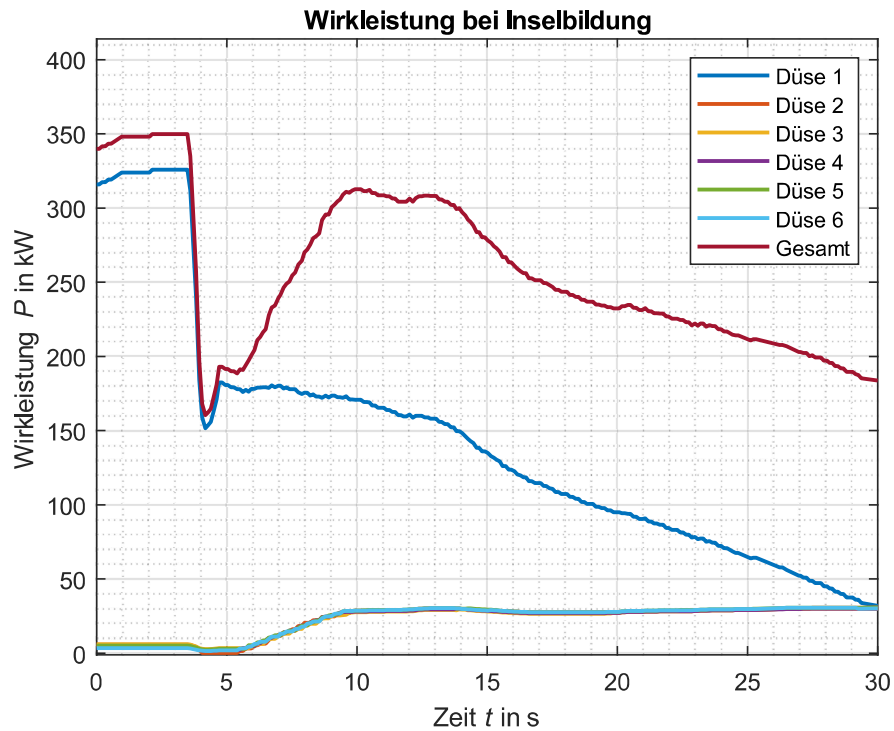


Abbildung 79: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 8

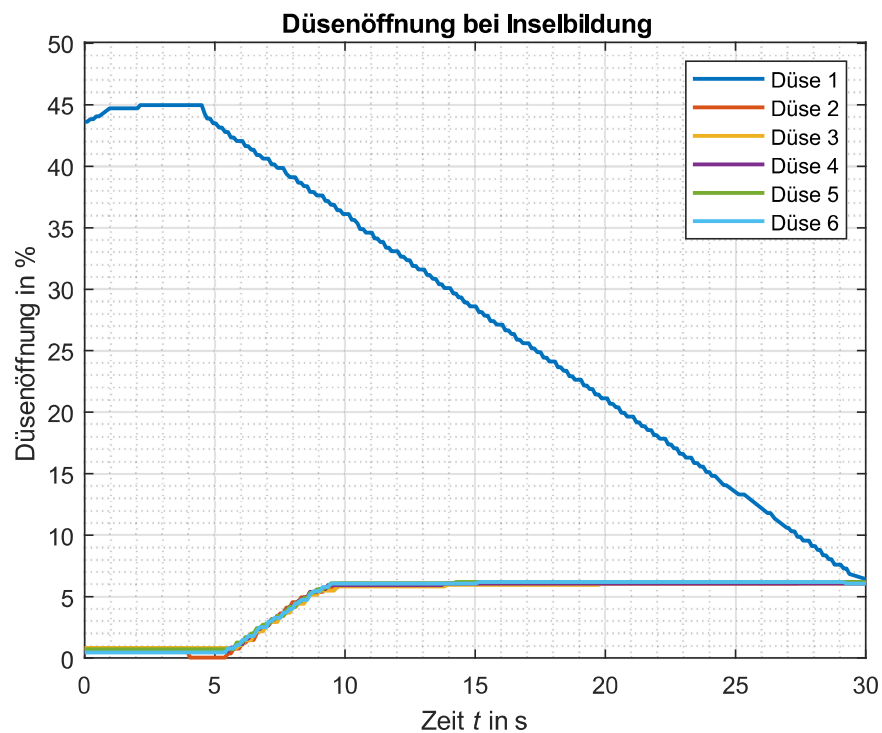


Abbildung 80: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 8

Vorversuch 9

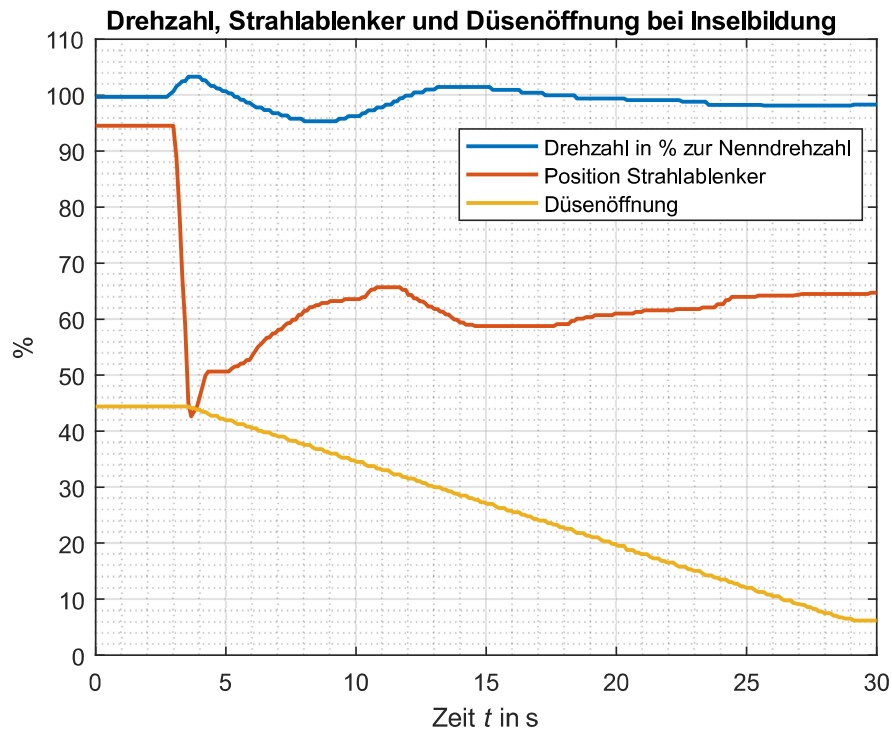


Abbildung 81: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 9

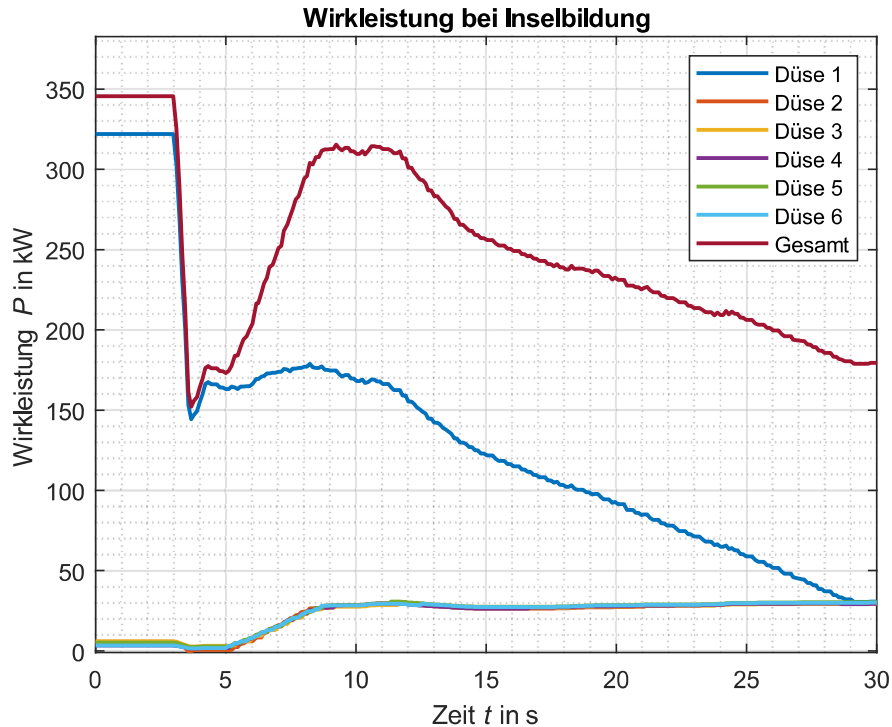


Abbildung 82: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 9

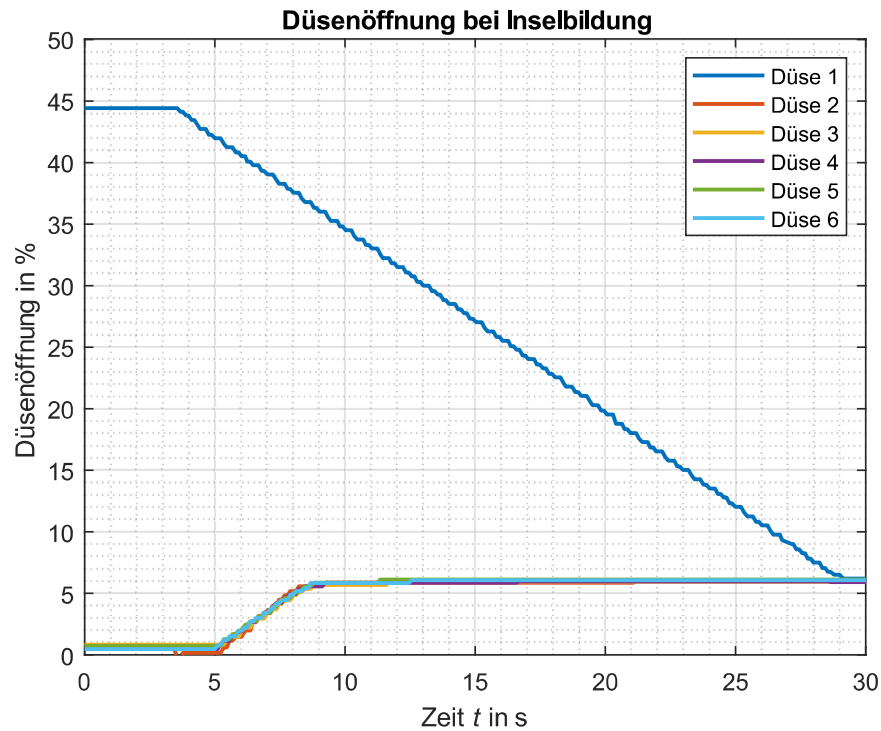


Abbildung 83: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 9

Vorversuch 10

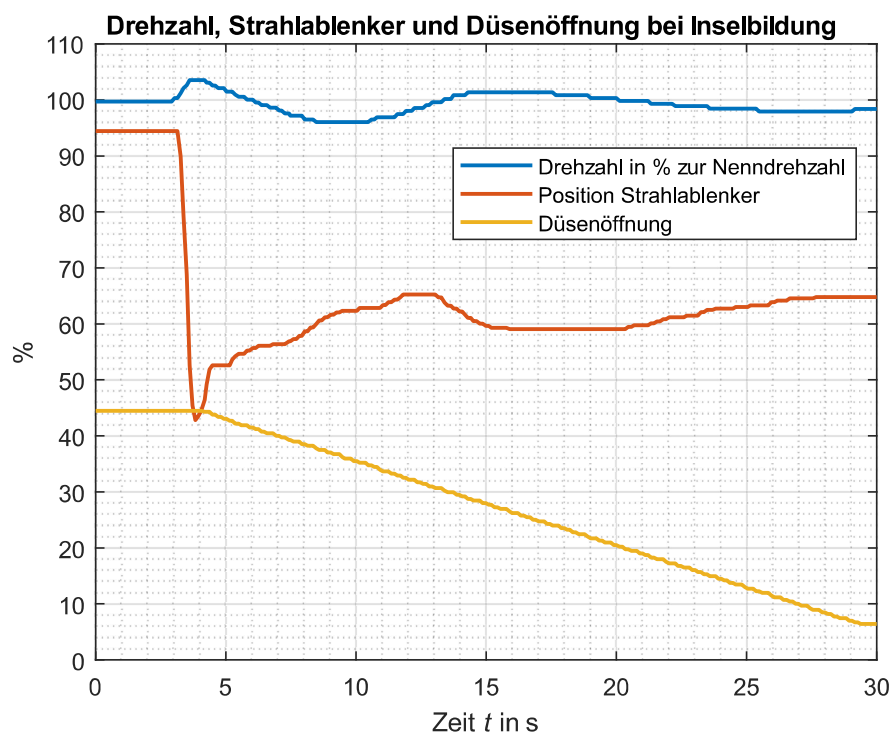


Abbildung 84: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 10

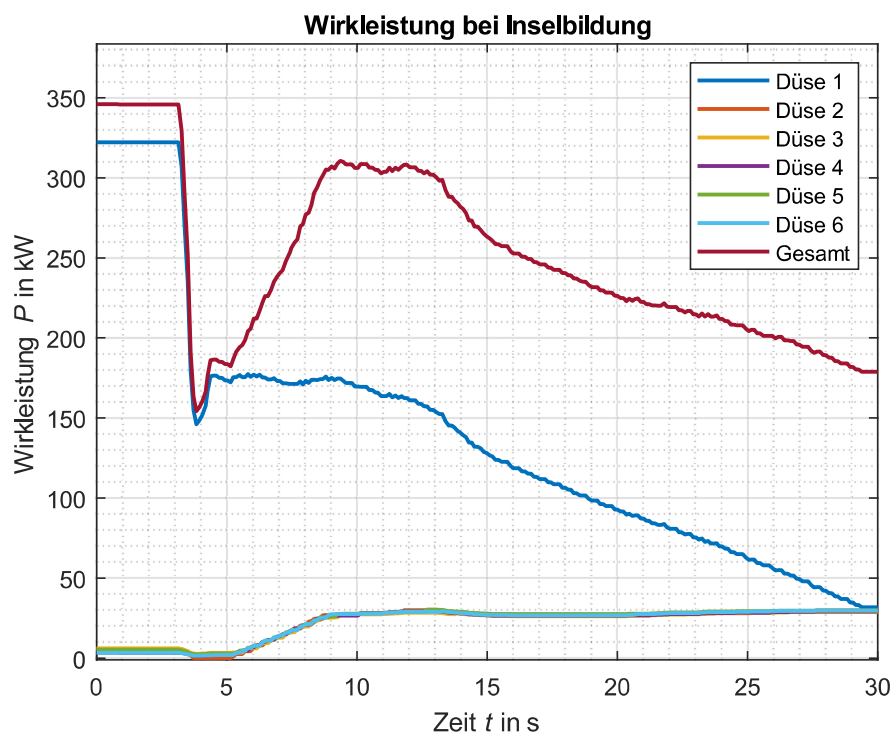


Abbildung 85: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 10

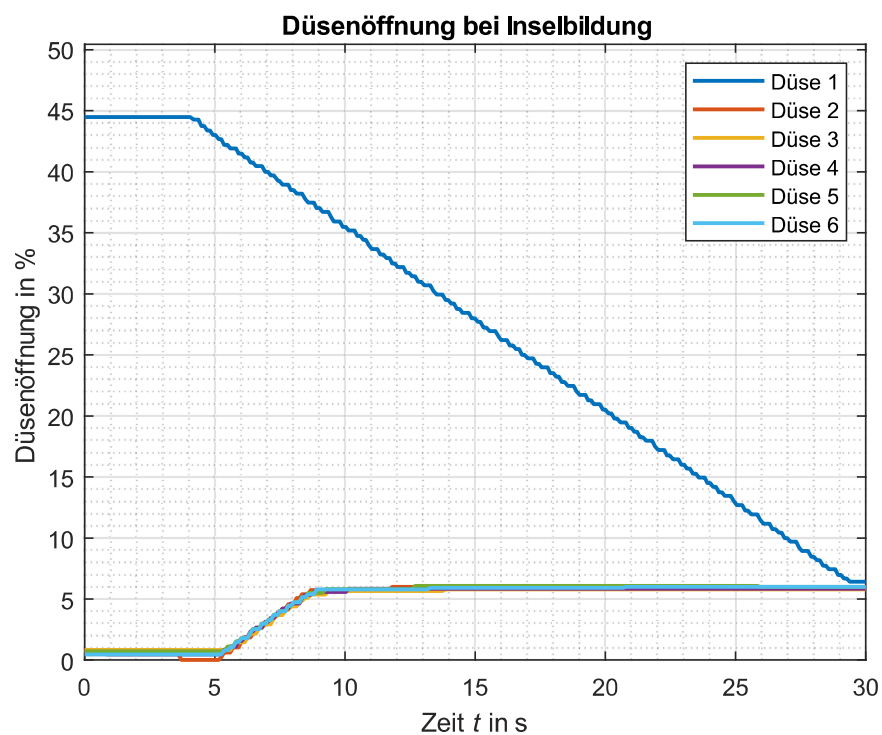


Abbildung 86: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 10

Vorversuch 11

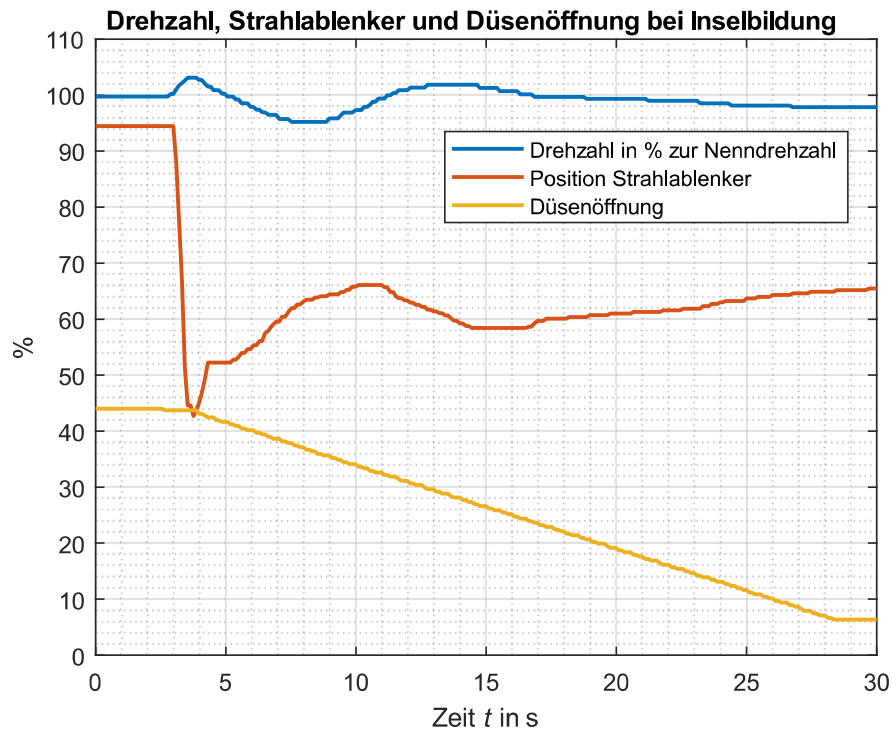


Abbildung 87: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 11

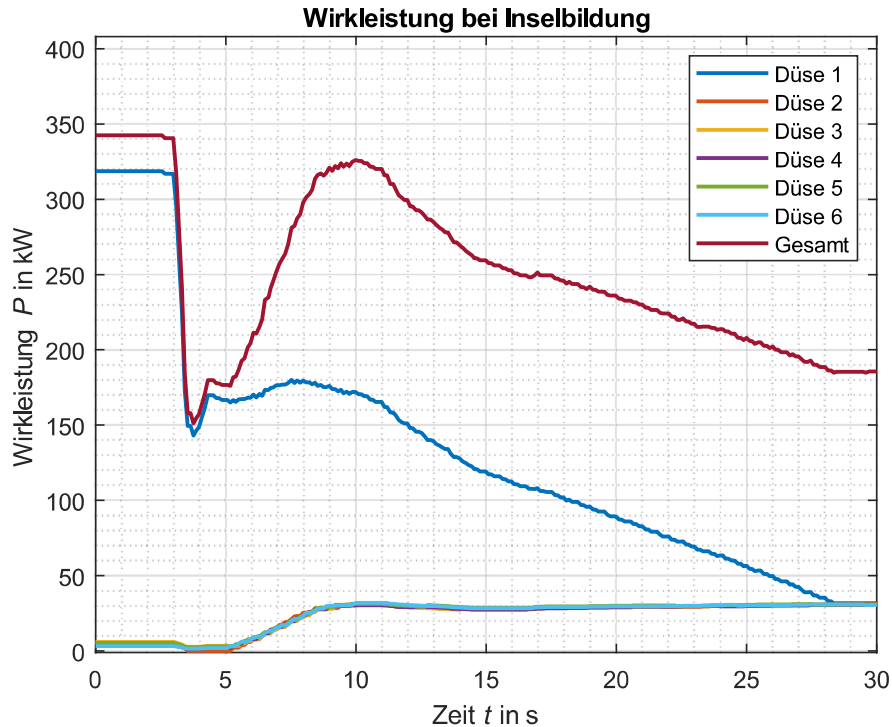


Abbildung 88: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 11

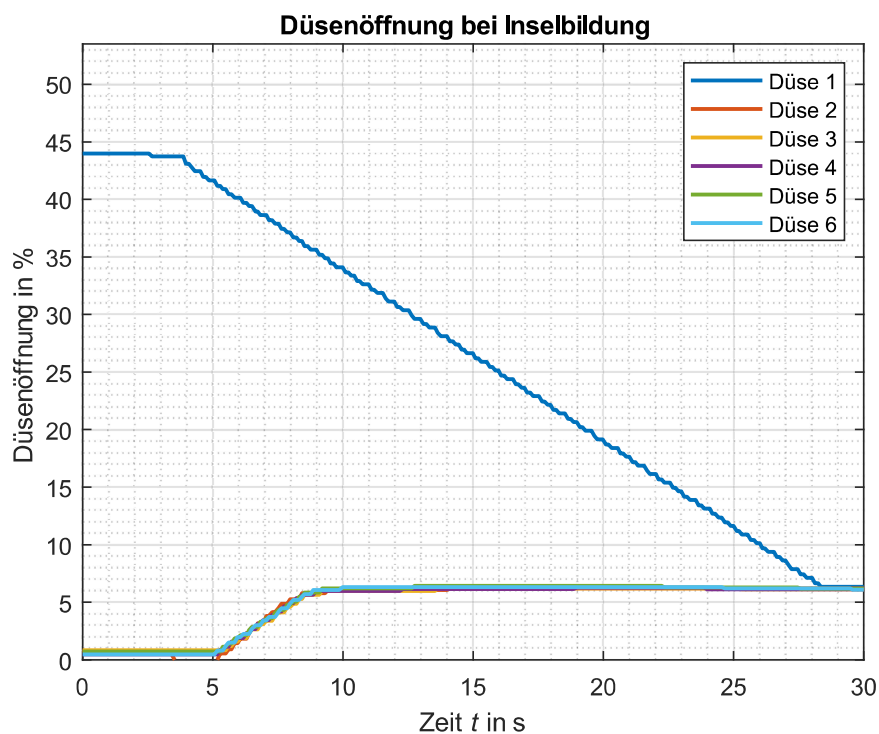


Abbildung 89: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 11

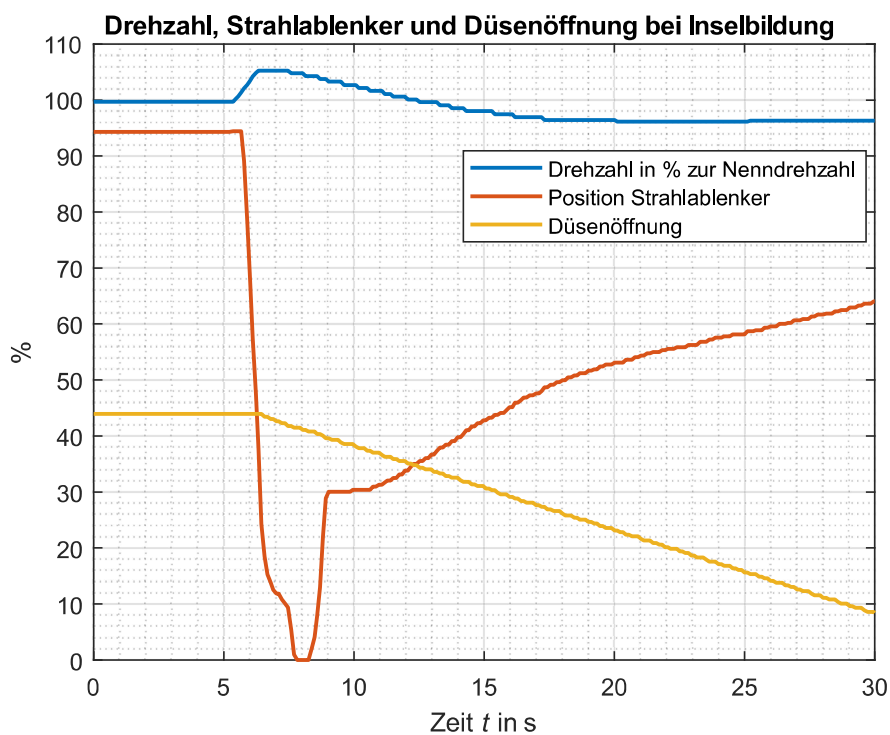
Vorversuch 12

Abbildung 90: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 12

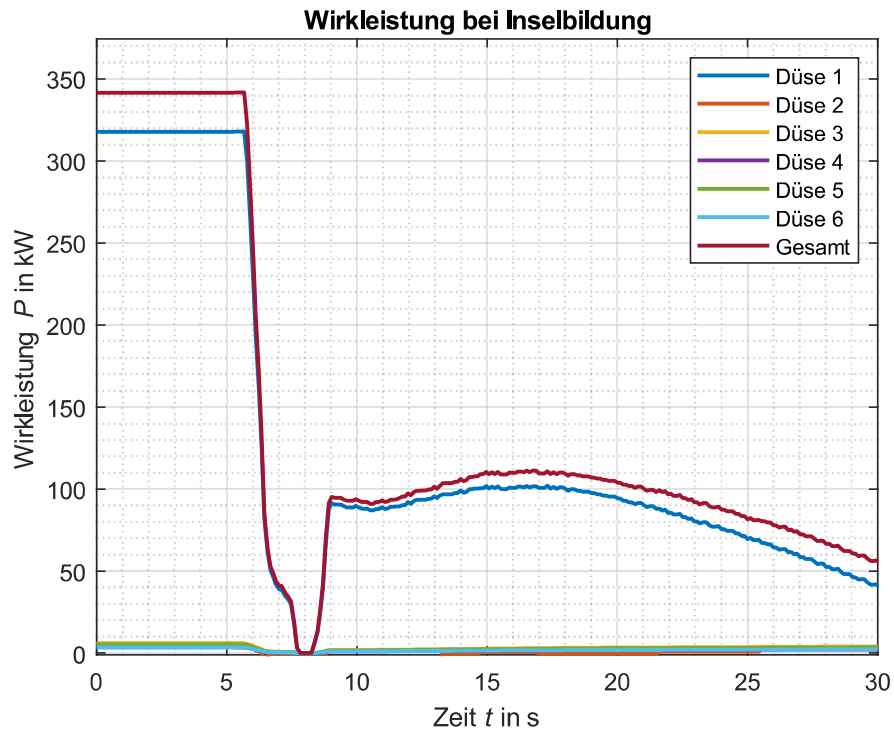


Abbildung 91: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 12

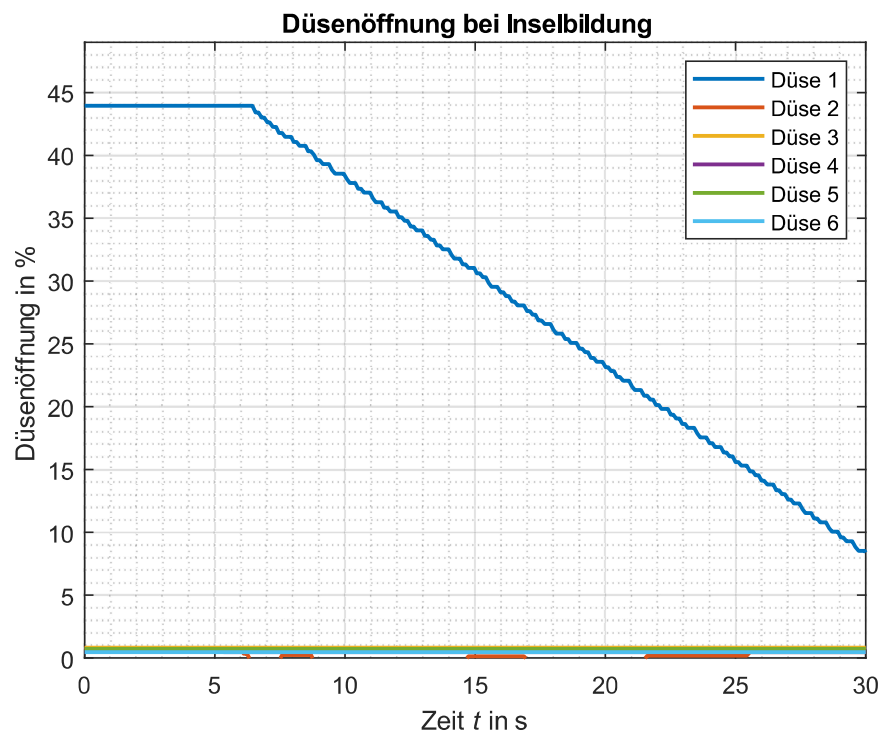


Abbildung 92: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 12

Vorversuch 13

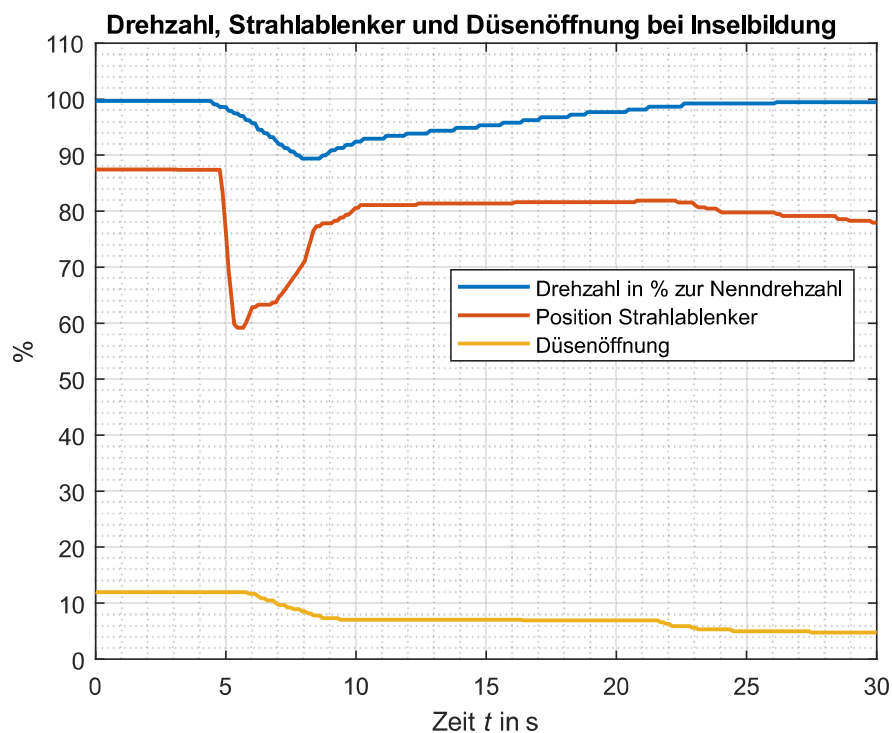


Abbildung 93: Drehzahl, Position Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 13

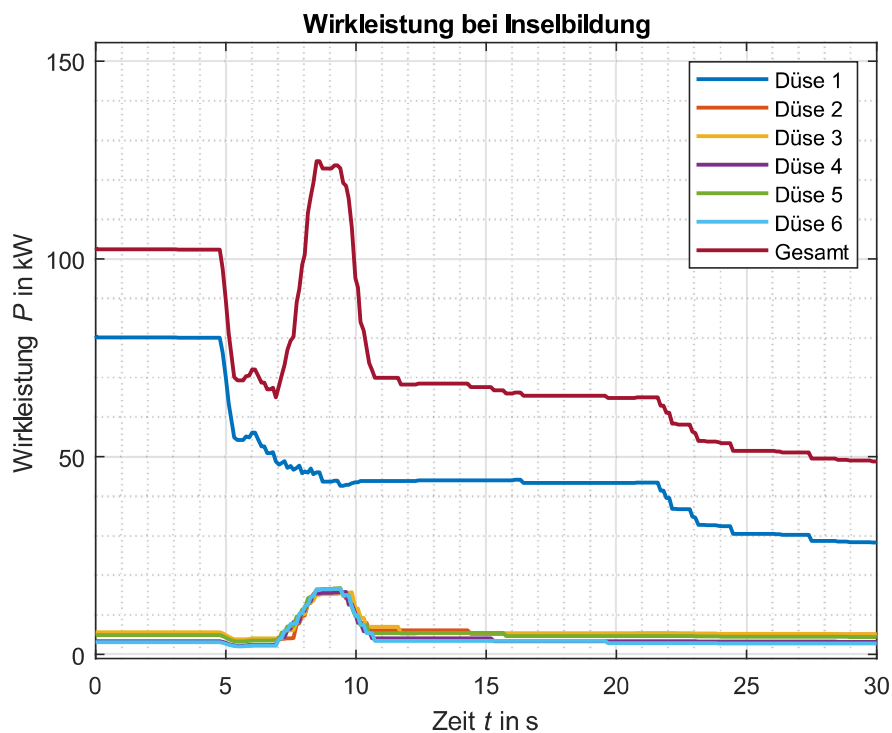


Abbildung 94: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 13

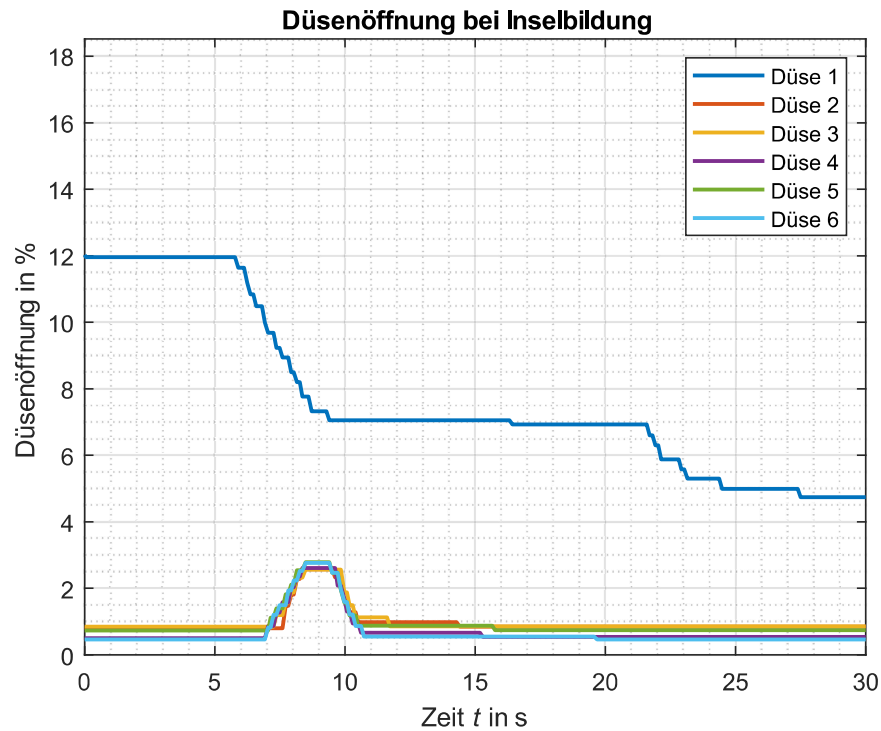


Abbildung 95: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 13

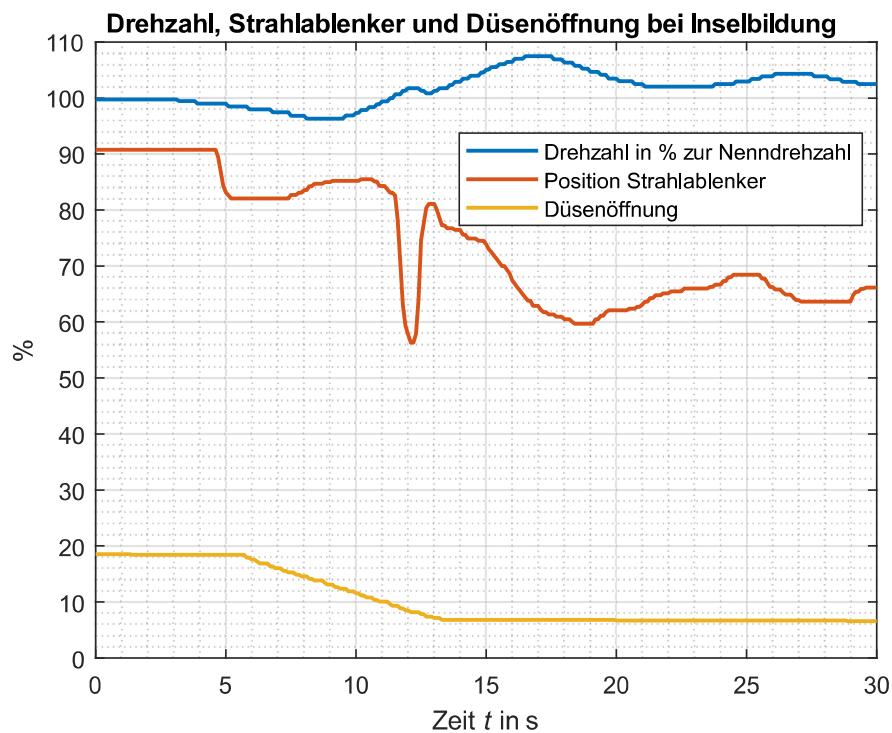
Vorversuch 14

Abbildung 96: Drehzahl, Position Strahlablenker und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 14

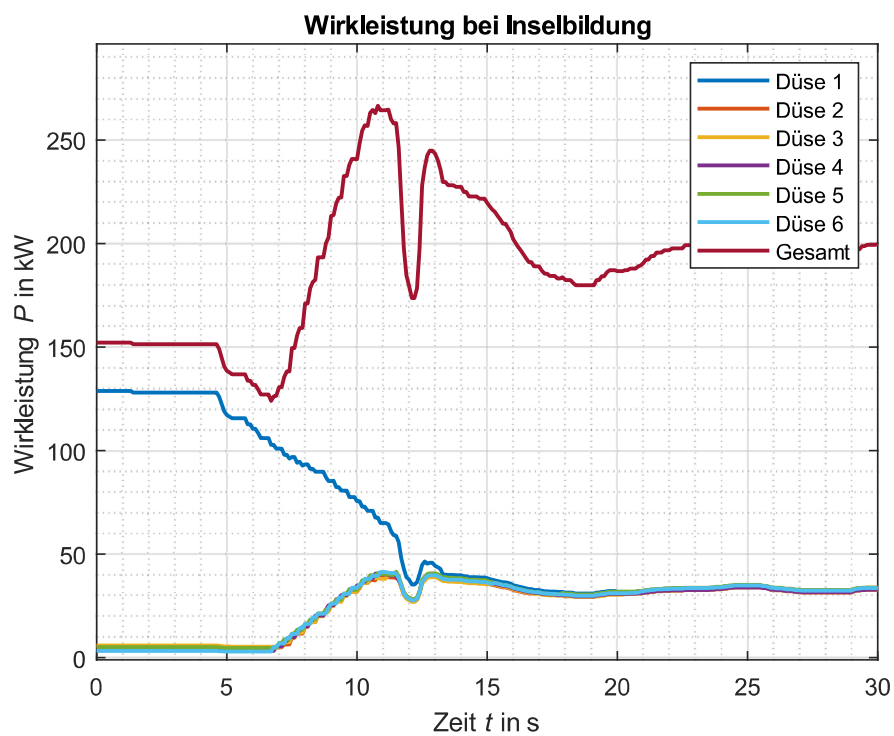


Abbildung 97: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 14

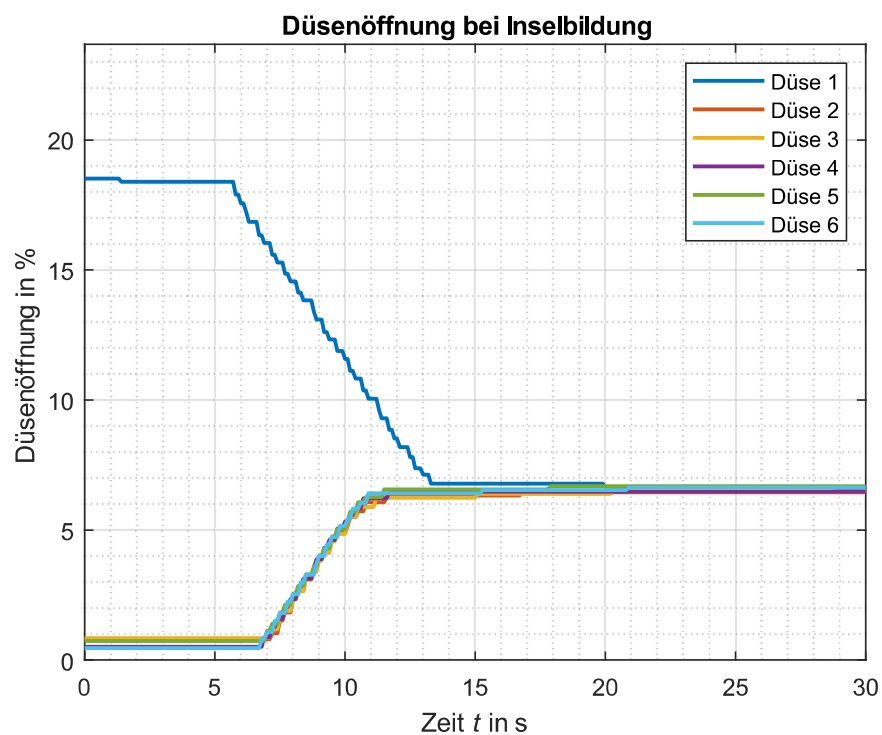


Abbildung 98: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 14

Vorversuch 15

Hier ist lediglich der gemessene Frequenzverlauf in Kapitel 6.1.5.5 in vorhanden, da es hier zu einer fehlerhaften Aufzeichnung des Leitsystems kam und somit im Nachhinein der Verlauf des Strahlablenkers und der Düsenöffnung nicht mehr nachvollzogen werden kann.

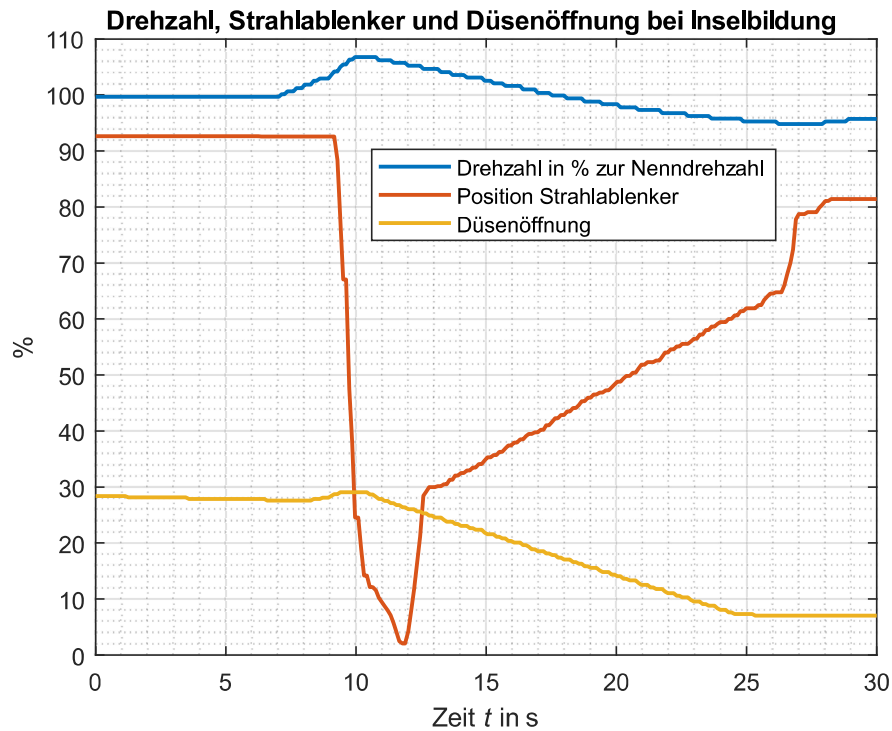
Vorversuch 16

Abbildung 99: Drehzahl, Position Strahlablenker und Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 16

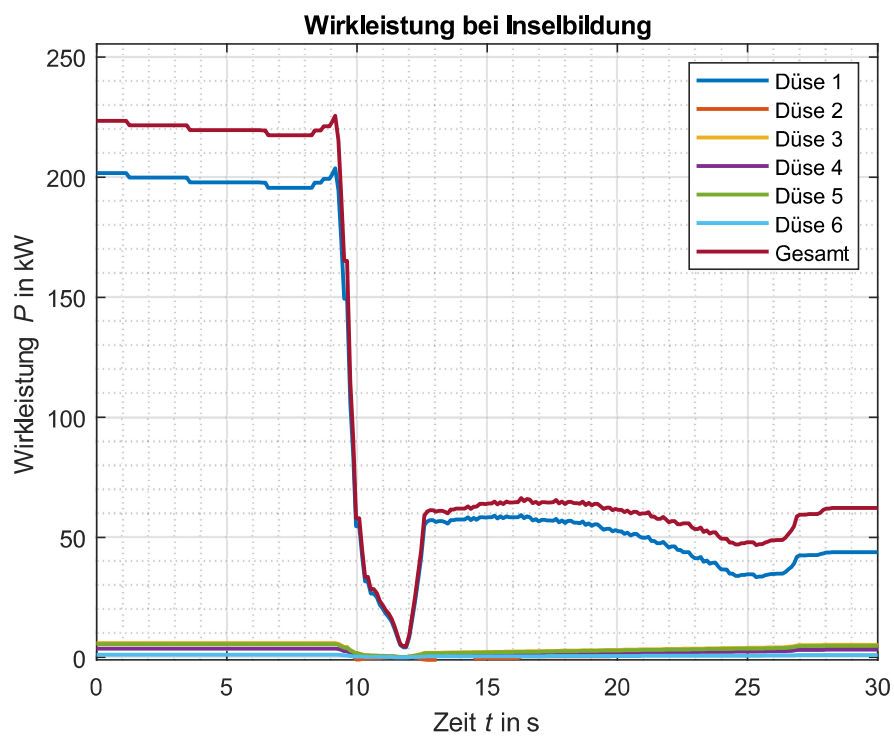


Abbildung 100: Berechnete Wirkleistung, Vorversuch 16

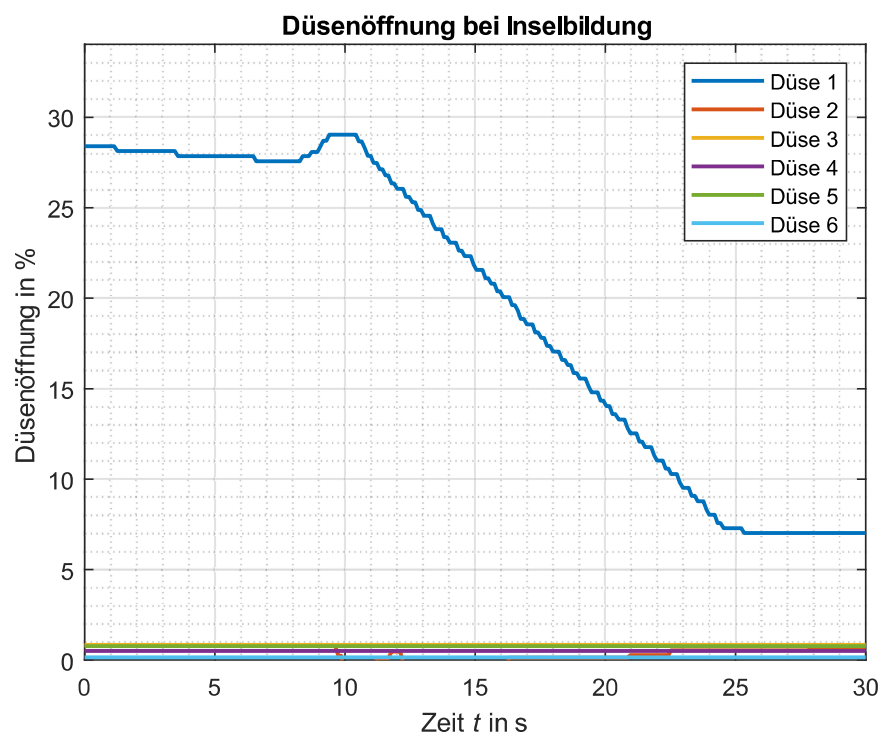


Abbildung 101: Düsenöffnung bei Inselbildung, Vorversuch 16

Hauptversuche

Hauptversuch 5

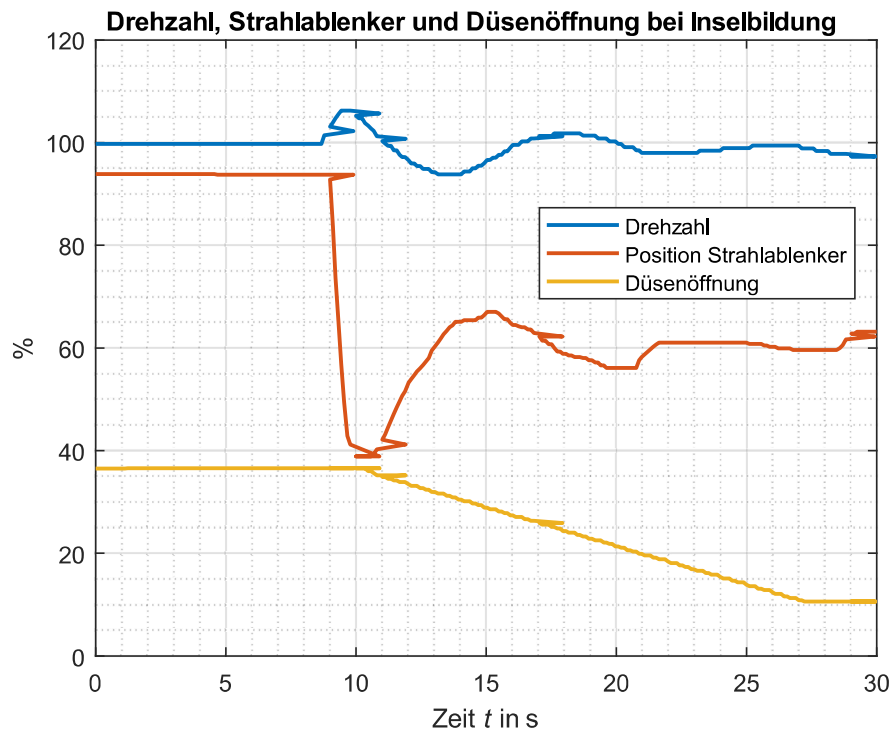


Abbildung 102: Drehzahl, Strahlableiter und Düsenöffnung bei Inselbildung, Hauptversuch 5

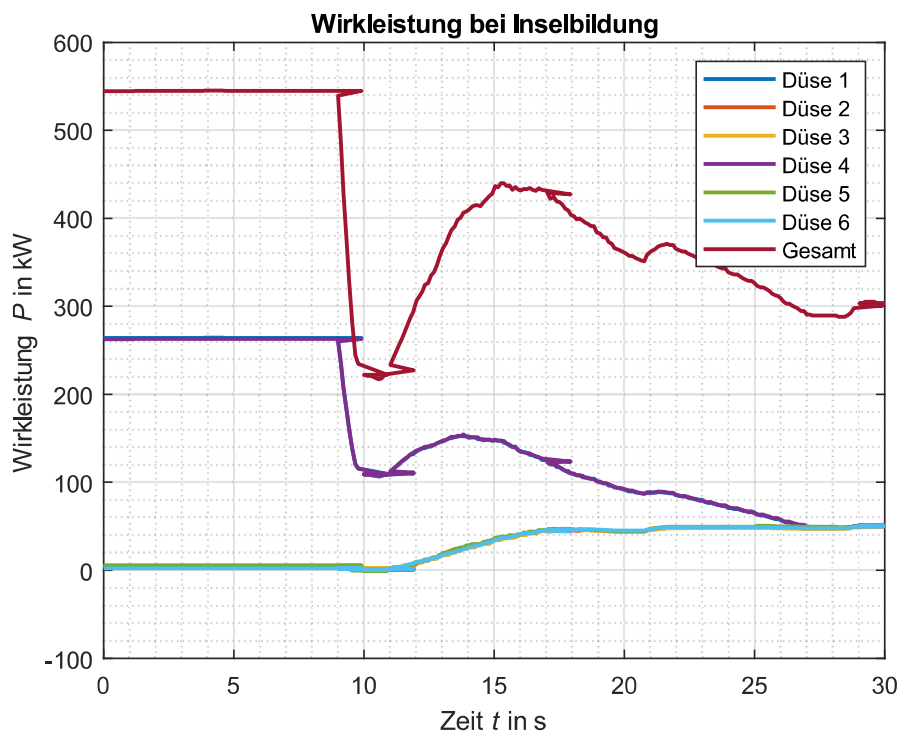


Abbildung 103: Berechnete Wirkleistung, Hauptversuch 5

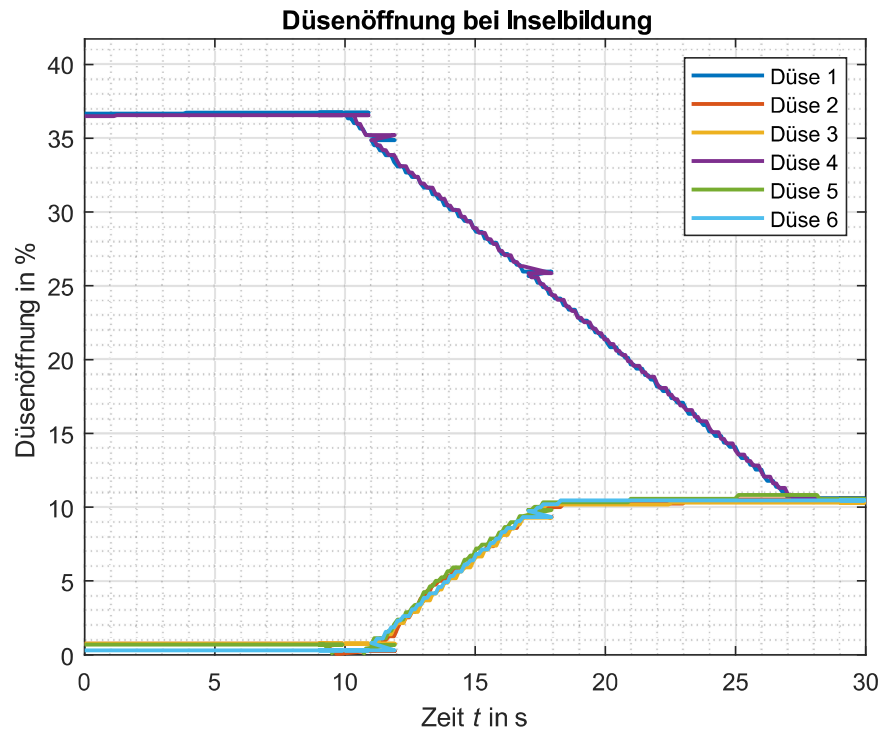


Abbildung 104: Düsenöffnung bei Inselbildung, Hauptversuch 5