

Markus Prevedel, BSc

Netzwiederaufbau im steirischen 110kV Verteilnetz

Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

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

Institut für elektrische Anlagen

Mitbetreuer: Dipl.-Ing. Roland Bergmayer

Graz im August 2016

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, _____
Date

Signature

Eidesstattliche Erklärung¹

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 _____
Datum

Unterschrift

¹Beschluss der Curricula-Kommission für Bachelor-, Master- und Diplomstudien vom 10.11.2008; Genehmigung des Senates am 1.12.2008

Kurzfassung

Die Versorgungssicherheit wird ein immer relevanteres Thema. Die Ursachen sind in der Zunahme der erneuerbaren Energie, dem steigenden Verbrauch und in der Überlastung des Energienetzes zu suchen. Aus diesem Grund ist die Energie Steiermark GmbH an einem Netzwiederaufbaukonzept für die Steiermark interessiert. Dabei soll die Steiermark mit ihren eigenen Kraftwerken ein Inselnetz aufbauen und sich in weiterer Folge mit dem österreichischen Netz synchronisieren.

Es wurden zwei Netzwiederaufbaukonzepte erarbeitet. Das erste startet im Kraftwerk Arnstein und das zweite, welches aber nach Stand der Technik (August 2016) noch nicht realisierbar ist, beginnt im Kraftwerk Sölk. Beide Konzepte werden bis zum Umspannwerk Kainachtal geschaltet, um so einen Leitungsast quer durch die gesamte Steiermark zu erhalten. Es konnte gezeigt werden, dass grundsätzlich beide Konzepte durchführbar sind. Das Netzmodell mit den Kraftwerken, Lasten, Transformatoren usw. wurde mittels DigSILENT Powerfactory in der Version 15.2 erstellt, welches auch in weiterer Folge die Simulationsergebnisse lieferte.

Schlüsselwörter: Netzwiederaufbau, Blackout, Inselnetz,
Turbinenregler, Spannungsregler, Regelleistung,
rotierende Energie, dynamische Simulation

Abstract

The security of supply is getting more and more important. The reasons for that are the increase of the renewable energy sources, the rise in energy consumption and overloading of the energy grid. Therefore, Energie Steiermark GmbH is interested in a network rebuilding concept for Styria. Thereby Styria shall reconstruct an island grid with its own power stations and shall synchronise to the entire Austrian power grid in further consequence. Two network rebuilding concepts have been developed. The first one leads over Arnstein and the second one, which cannot be realized from the latest status of technology (August 2016) leads over Sölk. Both concepts connect to Kainachtal to achieve an electric line across whole Styria. It was proved that both of the network rebuilding concepts are practicable. The network model with the power plants, loads, transformers and so on were created with DigSILENT Powerfactory version 15.2, which also delivered the results for the simulations.

Keywords: network rebuilding concept, blackout, island grid,
governor, voltage regulator, control power,
rotating energy, dynamic simulation

Danksagung

Eine Abschlussarbeit und in weiterer Folge die Fertigstellung eines Studiums ist auch immer ein Zeitpunkt um seinen Unterstützern Dank zu sagen. So denk ich, ist es nicht möglich ein schweres Studium wie es das Elektrotechnische ist, so rasch und erfolgreich ohne Hilfe abzuschließen. Daher danke ich in erster Linie meinen Eltern Elisabeth und Ewald die mir alle erdenklichen Rahmenbedingungen bereit stellten. Auch einen herzlichen Dank meiner Schwester Christina und meiner Großmutter Gertraud, die ebenfalls Unterstützung in verschiedenster Form leisteten. Ebenso war meine liebe Freundin Romina ein wesentlicher Bestandteil während meiner Studienzeit und sorgte auch dafür, dass ich mich gerne an diese Zeit zurückerinnern werde.

An mein Vorbild, meinen viel zu früh verstorbenen Großvater Thomas und an den Freund der Familie Helmut sei an dieser Stelle ebenso gedacht. Sie haben von der ersten Minute an, auch in schwierigen Zeiten, an mich geglaubt und sind mir zur Seite gestanden.

Weiters denke ich, dass man im Team deutlich erfolgreicher ist, was ich auch selbst miterleben durfte. So hatte ich das große Glück in einer sehr erfolgreichen und fleißigen Studiengruppe vom ersten Tag an eingebunden zu sein. Ich wünsche meinen Kommilitonen und Freunden Friedrich, Stefan und Felix alles Gute und viel Erfolg für ihre Zukunft.

Zum Abschluss möchte ich noch der technischen Universität Graz und meinen Professoren danken, die zwar oft einiges verlangten, sich jedoch immer fair und hilfsbereit verhielten. Einen besonderen Dank möchte ich meinem Diplomarbeitsbetreuer Herrn Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner aussprechen, dessen Unterstützung wirklich hervorragend war. Es war für mich eine Freude und Ehre mit Ihnen diese Arbeit zu entwickeln und hoffe auch noch in Zukunft Kontakt halten zu können.

Abschließen möchte ich diese persönlichen Zeilen mit Lucius Annaeus Seneca

"per aspera ad astra"



Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	6
2 Netzwiederaufbau des steirischen 110 kV-Systems	9
3 Erläuterung der Simulation	12
3.1 Synchronmaschine	13
3.1.1 Elektrisches Modell	13
3.1.2 Mechanisches Modell	19
3.1.3 Turbine	21
3.1.3.1 Technische Grundlagen	21
3.1.3.2 Leistungsregelung in Wasserkraftwerken	22
3.1.3.3 Turbinenregler, Drehzahlregler	24
3.1.3.4 Implementierung im Simulationsmodell	27
3.1.4 Spannungsregler	30
3.1.5 Synchronisation von Synchronmaschinen	34
3.2 Transformator	39
3.2.1 Einschalten leerlaufender Transformatoren	41
3.3 Leitung	44
3.4 Last	47
3.5 Schalter	48
3.6 Kompensationsdrossel	50
4 Evaluierung der Ergebnisse	53
4.1 Auswahl relevanter Kraftwerke	53
4.2 Erhebung und Auswahl geeigneter Lasten	56
4.3 Netzwiederaufbaukonzept über Arnstein	59
4.3.1 Szenario1 - Starklast	62
4.3.1.1 Schlussfolgerung	73
4.3.2 Szenario2 - Schwachlast	74
4.3.2.1 Schlussfolgerung	84
4.4 Netzwiederaufbaukonzept über Sölk	85
4.4.1 Schlussfolgerung	97
5 Zusammenfassung	98
6 Abkürzungs-/Symbolverzeichnis	100
7 Literaturverzeichnis	105
8 Anhang	106

1 Einleitung

In den letzten Jahren ist der Betrieb von Übertragungs- und Verteilnetzen zusehends schwieriger geworden. Dies hat durchaus mehrere Gründe. Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes begann im Jahre 1999 für Großabnehmer und ab 2001 konnten auch Kleinkunden ihren Stromanbieter frei wählen. Durch den zunehmenden Stromhandel und vermehrten Einsatz von verbraucherferner Einspeisung, besonders von erneuerbar erzeugtem Strom, ist die Länge des Energietransportes stark angestiegen. Des Weiteren ist laut Statistik Austria der Stromverbrauch in Österreich in den letzten 10 Jahren um rund 2,3% pro Jahr angestiegen.

Diese Situation bringt mit sich, dass die Leitungen bis an die Grenzen ihrer Belastbarkeit betrieben werden und Leitungsentgüsse entstehen können. Dadurch tritt die Gefahr des Stabilitätsverlustes auf. Erschwerend kommt hinzu, dass Lastflüsse welche aus regenerativen Erzeugungsanlagen (vor allem Windkraftanlagen und Photovoltaik) stammen, zum Teil nur ungenau vorhergesagt werden können. Um solche Schwankungen ausgleichen zu können, braucht man Regelkraftwerke, welche bei Bedarf Ausgleichsenergie liefern können. Eine Möglichkeit den Lastfluss besser aufzuteilen, wäre, neue Leitungen zu bauen. Dies ist allerdings aufgrund von hohem wirtschaftlichen Druck sowie äußerst langwierigen gesetzlichen Rahmenbedingungen nur schwer zu realisieren.

All diese genannten Faktoren wirken ungünstig zusammen und bewirken somit dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer Störung und in weiterer Folge für eine Großstörung zugenommen hat. Zur Verdeutlichung der Relevanz dieser Thematik sind die Großstörungen der letzten 10 Jahre angeführt.

- 31.März 2015 - Türkei - 76 Millionen Menschen, 9 Stunden ohne Strom
- 27.März 2015 - Niederlande - große Teile Amsterdams, 1,5 Stunden ohne Strom
- 31.Juli 2012 Indien - 600 Millionen Menschen, mehrere Stunden ohne Strom
- 8.September 2011 Kalifornien, Arizona und Mexiko - 5,7 Millionen Menschen, mehrere Stunden ohne Strom
- 26.Februar 2008 Florida - 3 Millionen Menschen, mehrere Stunden ohne Strom
- 4.November 2006 Europa - Deutschland, Frankreich, Belgien, Italien, Österreich, Spanien, bis zu 2 Stunden ohne Strom

Dies sind natürlich weltweite Großstörungen, aber auch für die Steiermark, mit der sich diese Arbeit beschäftigt, sind Ausfälle nicht ausgeschlossen. Es sei hier die Großstörung "Sturm Paula" am 28.01.2009 genannt, bei welcher ca. 80.000 Haushalte rund 1 Stunde ohne Strom waren. Der dadurch entstandene Schaden war enorm für Privathaushalte, aber auch industrielle Unternehmen und nicht zuletzt für die Energieversorgungsunternehmen. Wie dramatisch die Folgen eines Blackouts in Österreich wären, führt Dr. Barbara Schmidt, Generalsekretärin von Österreichs Energie, vor Augen: *„Zehn Stunden ohne Strom verursachen über 536 Millionen Euro Schaden für unsere Volkswirtschaft. Und das trifft die Konsumentinnen und Konsumenten ebenso wie die Infrastruktur“*.

Dies sei nur angemerkt, um ungefähr eine Ahnung zu bekommen in welcher Größenordnung sich solche Ausfallkosten bewegen.

Strategien zum Netzwiederaufbau

Im Prinzip wird zwischen zwei Varianten unterschieden. Eines gemeinsam haben jedoch beide: den allgemeinen Ausgangszustand. Darunter versteht man die horizontale Öffnung (Öffnen der Verbindung zu den benachbarten Netzen bzw. innerhalb der Spannungsebene) und die vertikale Trennung (Trennung der verschiedenen Spannungsebenen), sowie Außerbetriebnahme aller Betriebsmittel. Bei der ersten Variante ist eine Spannungsvorgabe von außen, von einem benachbarten Netz (Knoten) möglich. Das heißt, man hat am Rand des betroffenen, zusammengebrochenen Netzes einen stabilen Knoten vom benachbarten Netz. Man geht dann wie folgend vor:

- Ausgehend vom stabilen Knoten werden Leitungen schrittweise in Richtung Kraftwerke zugeschaltet
- Zuschalten von Lasten und wenn vorhanden von Kompensationseinrichtungen unter der Berücksichtigung von Wirk- und Blindleistungsgrenzen, also Einhaltung der Frequenz- und Spannungstoleranzen
- Inbetriebnahmen von allen Kraftwerken und Lasten um das Netzgebiet wieder vollständig zu versorgen

Im zweiten Fall, welcher auch dieser Arbeit zu Grunde liegt, gibt es keine Spannungsvorgabe an den Kuppelknoten zu benachbarten stabilen Netzen. Der gravierendste Unterschied liegt darin, dass man schwarzstartfähige Kraftwerke, meist Speicherkraftwerke, benötigt, die von selbst ihren Eigenbedarf decken und in weiterer Folge ein Inselnetz aufbauen können. Diese werden ohne Energieversorgung von Außen in Betrieb genommen und sind in der Lage eigene Inselnetze aufzubauen. Vorab erwähnt sei, dass von den zur Verfügung stehenden Kraftwerken momentan nur das Speicherkraftwerk Arnstein (30 MW) einen echten Schwarzstart durchführen kann. Die Speicherkraftwerke Sölk (61 MW) und Hieflau (63 MW) sind nur in der Lage hochzufahren und können ihren Eigenbedarf decken. Das Problem liegt in der Leit- bzw. Messtechnik. Der Leistungsschalter, welcher den Kraftwerksblock von der 110 kV Sammelschiene trennt, kann nicht auf eine spannungslose Sammelschiene schalten. Jedoch wird im Rahmen dieser Arbeit auch ein Netzwiederaufbauplan über Sölk und Hieflau behandelt, da die Nachrüstung, um einen echten Schwarzstart durchführen zu können, kein unlösbares Problem darstellen sollte. Für einen Netzwiederaufbau ohne stabilen Spannungsknoten geht man folgend vor:

- Hochfahren der schwarzstartfähigen Kraftwerke wie Speicherkraftwerke oder auch Gaskraftwerke. Es empfiehlt sich das Inselnetz mit einer Frequenz von 51,5 Hz aufzubauen um nicht in die Gefahr der Unterfrequenzschutzauslösung bei Lastzuschaltungen zu kommen
- Schrittweises Zuschalten von Leitungen in Richtung weiterer Kraftwerke
- Zuschalten von Lasten und Kompensationsvorrichtungen, letzteres wenn vorhanden. Hier gilt die Faustregel, die zuzuschaltende Last darf nicht größer als 10% der gesamten Kraftwerksleistung (Regelkraftwerke) im Inselnetz sein um unzulässige, Frequenzeinbrüche zu vermeiden
- Wenn ein stabiler Leitungszug durch das aufzubauende Netz besteht, Inbetriebnahme aller Kraftwerke und Lasten, um das Netzgebiet wieder wie üblich zu betreiben
- Alle Vorgänge müssen sich immer innerhalb der vorgesehenen Spannungs- (0,9 p.u. - 1,1 p.u.) und Frequenztoleranzen (48,5 Hz - 51,5 Hz) bewegen

Mögliche technische Probleme

Problemquelle Blindleistung

Lange leer laufende Leitungen benötigen relativ viel kapazitive Ladeleistung. Diese Blindleistung muss von den Generatoren aufgebracht werden. Abhilfe kann durch Kompensationseinrichtungen oder durch eine abgesenkte Spannung (auch durch Regeltransformatoren steuerbar) erbracht werden. Der Betrieb von Leitungen mit einer niedrigeren Spannung benötigt eine geringere Ladeleistung (der Blindleistungsbedarf einer Leitung steigt quadratisch mit der Spannung). Nicht verwendete Leitungen sollten abgeschaltet werden.

Problemquelle Wirkleistung

Wie schon zuvor erwähnt, darf die zugeschaltete Last nicht all zu groß sein, um unzulässige Frequenzeinbrüche zu vermeiden (Faustformel: 10% der installierten Regelkraftwerksleistung). Beim Aufbau eines Netzes müssen die Turbinenregler der Generatoren eine sogenannte Kraftwerkstatik ($\sigma = 0,02 - 0,06$) besitzen, damit sich die Belastung definiert auf die beteiligten Generatoren aufteilen kann. Hierbei reagieren Kraftwerke mit kleiner Statik stark auf Laststöße und jene mit großem σ weniger. Die Bereitstellung von definierten, geeigneten Lasten nach einem Blackout ist besonders schwierig. Je nachdem wie lange das Netzgebiet ohne Versorgung war, kann sich auch die Größe der Lasten signifikant ändern. Es sei hier die Problematik von „Cold Load Pickup“- die Leistungsüberhöhung bei Zuschaltung nach einer Versorgungsunterbrechung erwähnt. Dies besagt, dass je nach Unterbrechungsdauer der Leistungsbedarf der Lasten deutlich ansteigen kann (1,5 - 4 mal so viel). Des Weiteren kann es bei einem begrenzten oder zu kleinen Wasserreservoir von Pumpspeicherkraftwerken oder Laufwasserkraftwerken zu Problemen kommen. Daher sollte der Netzwiederaufbau möglichst rasch nach dem Zusammenbruch erfolgen und dann zügig abgearbeitet werden, bis das Netz seinen ursprünglichen, erwünschten Zustand erreicht hat.

Problemquelle transiente Vorgänge

Schaltvorgänge können zu transienten Vorgängen führen, welche zu Schutzauslösungen führen und in weiterer Folge den Netzwiederaufbau erschweren. Besonders problematisch erweist sich immer wieder das Einschalten von leerlaufenden Transformatoren. Beim Einschalten kann der Transformator in Sättigung getrieben werden, dadurch sinkt die Hauptinduktivität deutlich ab, sodass Ströme fließen, die ein vielfaches des Nennstroms betragen können. Um den Einschaltstoßstrom zu reduzieren, kann der Transformator mit einem Vorkontakt an das Netz gelegt werden. Das heißt, es wird zuerst ein Widerstand in Serie zum Netz geschaltet und danach mit dem Hauptkontakt wird dieser überbrückt und der Transformator direkt eingeschaltet.

2 Netzwiederaufbau des steirischen 110 kV-Systems

Bis dato ist es üblich gewesen, dass die APG (Austrian Power Grid) das Österreichische Energienetz nach einem Blackout wieder aufgebaut. Hierfür gibt es eine Fülle an Aufbaukonzepten. Eines davon ist, dass man das Pumpspeicherkraftwerk Malta oder Kaprun hochfährt und in weiterer Folge wird ein Leitungszug bis nach Wien durchgeschaltet. Wenn diese Energieverbindung (Malta/Kaprun-Wien) stabil ist, werden weitere Kraftwerke und Lasten zugeschaltet und so das Netz weiter ausgebaut.

Es kann jedoch der Fall eintreten, dass der Netzaufbau für gesamt Österreich zu lange dauert und die Steiermark lange ohne elektrische Energieversorgung ist. Aus diesem Grund ist die Energienetze Steiermark GmbH daran interessiert, ob sie innerhalb der Steiermark mit ihren eigenen Kraftwerken in der Lage sei das steirische 110 kV-Netz im Inselbetrieb hochzufahren. Wenn dann das Netz innerhalb der Steiermark stabil ist, soll es mit dem restlichen österreichischen Netz synchronisiert werden. Ziel dieser Arbeit ist es, nun genau diese Frage zu klären. Ist es möglich die Steiermark im Inselbetrieb hochzufahren?

Wie schon oben ersichtlich, soll das Netz auf der 110 kV-Ebene wiederaufgebaut werden. Drei Kraftwerke sind für diesen Aufbau von essentieller Bedeutung. Zum einem das Speicherkraftwerk Arnstein (schwarzstartfähig) und zum anderen die Speicherkraftwerke Sölk und Hieflau (Regelkraftwerke mit relativ hoher Engpassleistung). Momentan ergibt die Situation innerhalb der Steiermark, dass der Netzwiederaufbau mit dem Kraftwerk Arnstein gestartet wird, daher ist dieses auch das Referenzkraftwerk. Innerhalb der Diplomarbeit wird jedoch auch eine Variante über Sölk präsentiert, da nach entsprechender leittechnischer Nachrüstung, dies durchaus realisierbar sein sollte. Anbei die Kenndaten dieser Kraftwerke:

	Inbetriebnahme	Gewässer	Typ	Turbinen	Leistung	schwarzstartfähig
Arnstein	1925	Teigitsch	Speicherkraft	3 x Francis	39 MVA	ja
Sölk	1978	Großsölkbach	Speicherkraft	1 x Francis	70 MVA	momentan nicht
Hieflau	1956/2009	Enns	Speicherkraft	3 x Francis	75 MVA	momentan nicht

Tabelle 1: Kenndaten Speicherkraftwerke

In Tabelle 1 ist ersichtlich, dass die Kraftwerke Sölk und Hieflau nicht schwarzstartfähig sind. Beim Kraftwerk Sölk ist der Grund hierfür im Leistungsschalter der den Generatorabgang von der Sammelschiene trennt zu finden. Dieser Leistungsschalter kann auf keine spannungslose Sammelschiene zuschalten. Da das Kraftwerk Hieflau nicht zwingend schwarzstartfähig sein muss, wurden hier keine genaueren Recherchen angestellt.

Im Falle eines Blackouts innerhalb der Steiermark soll nun wie schon oben erwähnt das Kraftwerk Arnstein, welches schwarzstartfähig ist, hochgefahren werden. Anschließend wird ein Leitungszug über Voitsberg - Bärnbach - Hessenberg - Trofeng - Eßlingen - Hall - Ardning - Liezen bis nach Sölk geschaltet um so die Sammelschiene Sölk auf 110 kV zu bespannen. Sobald dieser Vorgang abgeschlossen ist, kann sich das Speicherkraftwerk Sölk zum bestehenden Inselnetz dazu synchronisieren. In weiterer Folge werden auch die öffnungsgeregelten Kraftwerke Altenmarkt und Krippau ins Inselnetz aufgenommen. Nachdem dies erfolgreich abgeschlossen ist, werden auch die drei Maschinensätze des Kraftwerks Hieflau und der Generator des Kraftwerks Landl auf die Sammelschiene Hessenberg in das Netz dazu geschaltet. Ist die Synchronisation abgeschlossen, geht der Netzaufbau weiter Richtung Dionysen - Bruck an der Mur - Pernegg. Hier wird das Kraftwerk Pernegg, welches das stärkste Wasserkraftwerk an der Mur ist, synchronisiert. Dieses ist auch eines der wenigen Murkraftwerke, welches eine besetzte Warte hat, daher sollte sich dieses für den Netzwiederaufbau gut einbinden lassen.

	Inbetriebnahme	Gewässer	Typ	Turbinen	Leistung
Altenmarkt	1960	Enns	Laufkraftwerk	1 x Kaplan	31,25 MVA
Krippau	1965	Enns	Laufkraftwerk	1 x Kaplan	27 MVA
Landl	1927/2013	Enns	Laufkraftwerk	1 x Kaplan	28 MVA
Pernegg	1927/2013	Mur	Laufkraftwerk	3 x Kaplan	27,9 MVA

Tabelle 2: Kenndaten Laufkraftwerk

Sobald alle drei Maschinensätze des Laufkraftwerks Pernegg am Netz sind, wird nach Laufnitzdorf - Friesach - Sammelschiene Graz Nord und schließlich Kainachtal durchgeschaltet. Entlang dieser erläuterten Streckenführung wurden laufend entsprechende Lasten aufgenommen. Somit würde man einen stabilen 110 kV Ast quer durch die Steiermark erhalten, von dem es problemlos möglich sein sollte das gesamte steierische 110 kV Versorgungsnetz in Betrieb zu nehmen. Es wurde der Netzwiederaufbau bewusst nur mit diesen sieben Kraftwerken simuliert, auch wenn noch mehrere Murkraftwerke genau auf diesem beschriebenen Leitungszug liegen. Ist der Aufbau mit diesen 7 Kraftwerken möglich, so wird es sogar noch leichter mit mehreren. Anbei ist der Netzplan bzw. der beschriebene Leitungszug, wie er in der Simulationssoftware PowerFactory Digsilent 15.2 implementiert ist, zu erkennen.

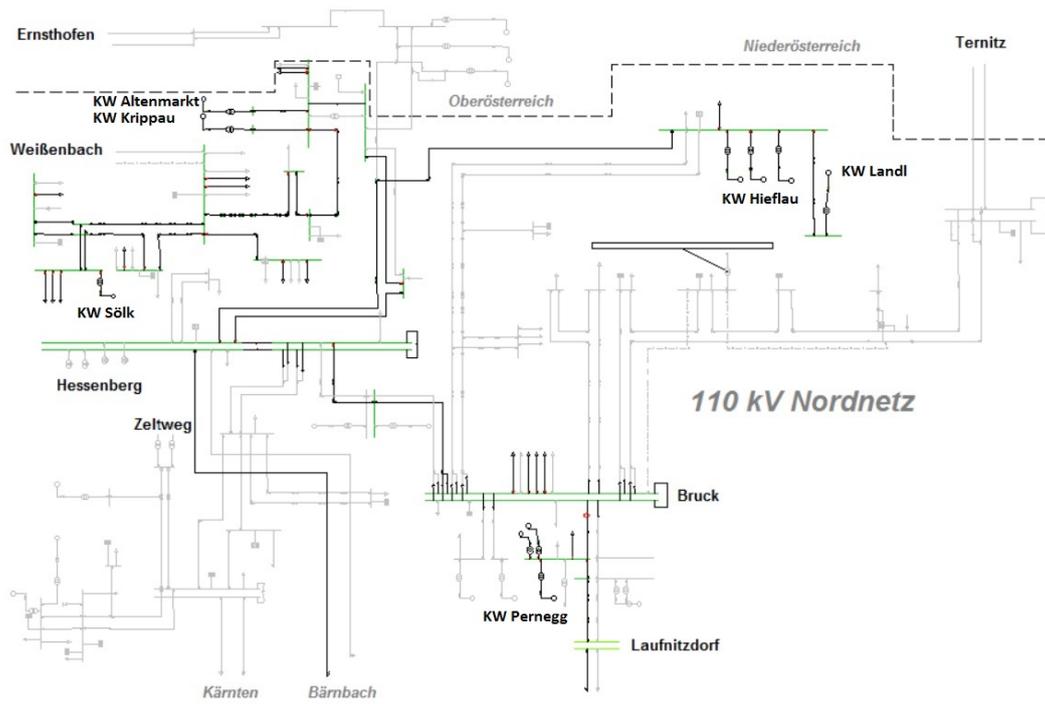


Abbildung 1: 110 kV Nordnetz

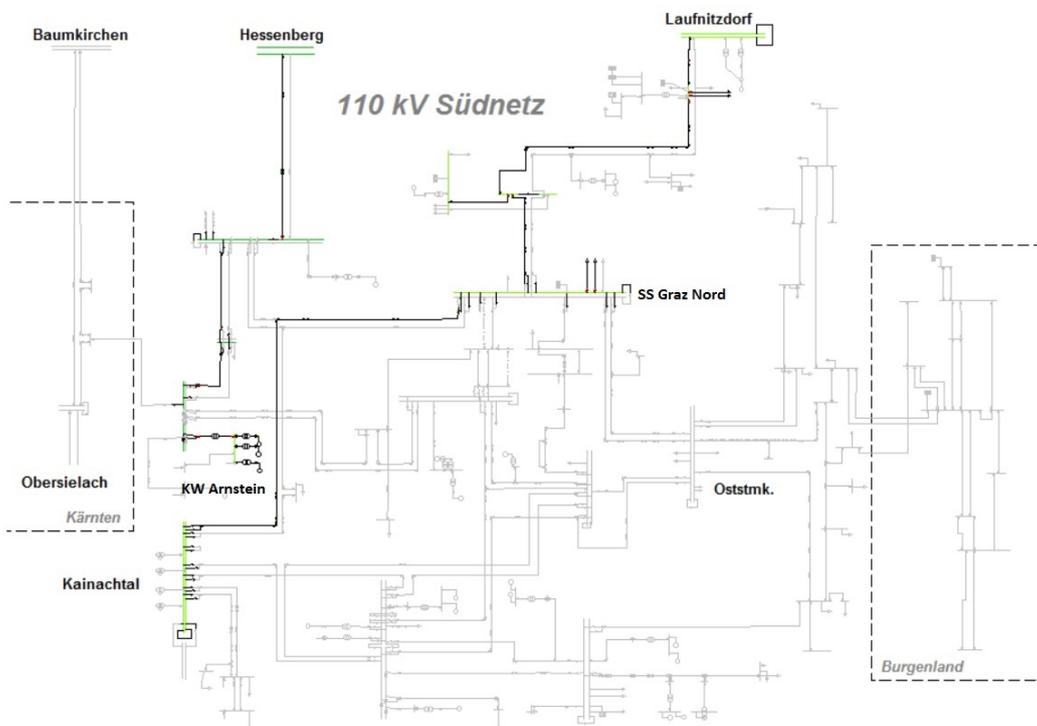


Abbildung 2: 110 kV Südnetz

3 Erläuterung der Simulation

Es wurde das Programm DIgSILENT PowerFactory in der Version 15.2 verwendet. Dieses Programm ist für solche Simulationen in Erzeugungs-, Übertragungs-, Verteil- und Industrienetze sowie für Analysemöglichkeiten in Bezug auf deren Interaktionen ideal. Besonders die genaue Modellierung von Turbinenreglern, Spannungsreglern und die Synchronisation von mehreren Generatoren war für diese Arbeit von besonderer Wichtigkeit.

Für die Auswertung des Netzes wurde die Lastflussrechnung und die RMS-Simulation durchgeführt, wobei die Lastflussrechnung auch als Ausgangspunkt für die RMS-Simulation dient. PowerFactory löst die Knotengleichungen, die zur Darstellung der analysierten Netze dienen, mit Hilfe der Newton-Raphson Methode. Dieses ist ein Standardverfahren zur numerischen Lösung von nichtlinearen Gleichungen. Das Grundprinzip dieses Verfahrens ist es, die zu lösenden Funktionen in einem Ausgangspunkt zu linearisieren, das heißt die Tangente zu bestimmen. Die Nullstelle der Tangente wird dann wiederum als verbesserte Näherung der Nullstelle der Funktion verwendet. Diese erhaltene Näherung dient dann erneut als Ausgangspunkt für einen weiteren Verbesserungsschritt. Diese Iteration wird solange fortgeführt, bis die Unterschiede der verbesserten Lösungen nur mehr um einen tolerierbaren kleinen Betrag voneinander abweichen. Die Lastflussberechnung ist von Interesse, da sie die Ergebnisse (Ströme, Spannungen, Leistungen, Frequenzen) des Systems im eingeschwungenen, statischen Zustand ausgibt. Diese Berechnung trifft auch eine Aussage darüber, ob ein gültiger Lastfluss vorliegt oder nicht. Genau auf diesem gültigen Lastfluss basiert dann in weiterer Folge die symmetrische RMS-Simulation, welche den Kern dieser Arbeit bildet.

Die Durchführung der symmetrischen RMS-Simulation berücksichtigt das dynamische Verhalten von elektromechanischen Betriebsmitteln, Regel- sowie thermischen Einheiten. Es werden zeitveränderliche, komplexe 50 Hz-Effektivwerte für das Mitsystem berechnet. Es gibt noch eine zweite Variante, die EMT-Methode, bei welcher Momentanwerte berechnet werden. Hier besteht allerdings der Nachteil in der deutlich höheren Berechnungsdauer. Mithilfe der verwendeten RMS-Simulation können dynamische Vorgänge simuliert werden wie zum Beispiel Motorhochlauf, Schaltereignisse, Lastzu- und abschaltungen, Synchronisation von Generatoren u.v.m. Diese Simulationsmöglichkeiten wurden auch für diese Arbeit benötigt. Ein weiterer Vorteil dieser Simulation ist es, dass die Schrittweite der elektromechanischen Vorgänge beliebig eingestellt werden kann. Dies ist besonders für das Netzaufbaukonzept wichtig, da hier die Simulationszeit bis zu 50 min betragen kann. Dazwischen kommt es aber immer wieder zu transienten und subtransienten Vorgängen, die eine höhere Genauigkeit, also eine geringere Schrittweite benötigen.

In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen verwendeten Betriebsmittel genauer erläutert und mathematisch beschrieben.

3.1 Synchronmaschine

Wie man anhand der Abbildung 3 erkennen kann, setzt sich das Simulationsmodell aus 4 Blöcken zusammen, nämlich aus der mechanischen und elektrischen Definition, dem Primärregler oder auch Turbinenregler und dem Spannungsregler. Diese Blöcke werden in den folgenden Unterkapiteln genauer erläutert. Weiters sei noch erwähnt, dass sich bei einer mathematischen Beschreibung von Betriebsmitteln das per-unit-System durchgesetzt hat. Dieses erleichtert die Berechnung und man erhält sogleich eine Information über den Belastungszustand der Maschine bzw. des Systems.

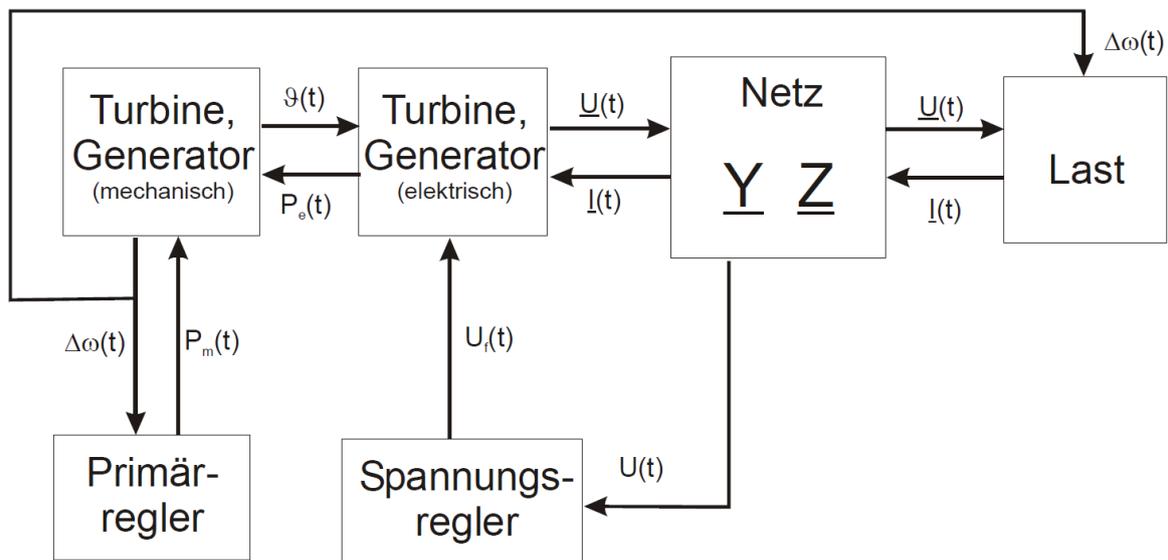


Abbildung 3: Zusammenwirken der Simulationsblöcke [2]

3.1.1 Elektrisches Modell

Die mathematische Beschreibung von Synchronmaschinen, aber auch Asynchronmaschinen erfolgt meist nicht in Phasengrößen, sondern in d-q-0-Komponenten, welche auf Park zurückgeht. Diese kann auch als Transformation von drei Strangwerten (z.B. drei Strangströmen) auf einen Zeiger mit den zwei Zeigerparametern Betrag und Winkel (auch α - β -Koordinatensystem) verstanden werden. Der Vorteil liegt darin, dass man eine Impedanzunterscheidung in Längs- und Querrichtung innerhalb der Maschine machen kann. Die Raumzeiger werden auf ein Koordinatensystem bezogen, welches mit der Winkelgeschwindigkeit ω_r des Läufers umläuft [1][2].

Man unterscheidet grundsätzlich zwischen zwei Typen von Synchrongeneratoren:

- Vollpol-Synchronmaschine oder Turbogenerator
- Schenkelpolmaschine

Die Vollpolmaschine wird für hohe Drehzahlen eingesetzt (1500 min^{-1} bis 3000 min^{-1}) und findet daher in Dampf- bzw. Gaskraftwerken Verwendung. Wasserkraftwerke hingegen benötigen langsam rotierende Generatoren mit Drehzahlen bis maximal 750 min^{-1} und verwenden daher Schenkelpolgeneratoren. Diese Art der Synchronmaschine wurde auch in der Simulation implementiert. Nachfolgend ist in der Abbildung 4 der schematische Aufbau einer Schenkelpolmaschine dargestellt.

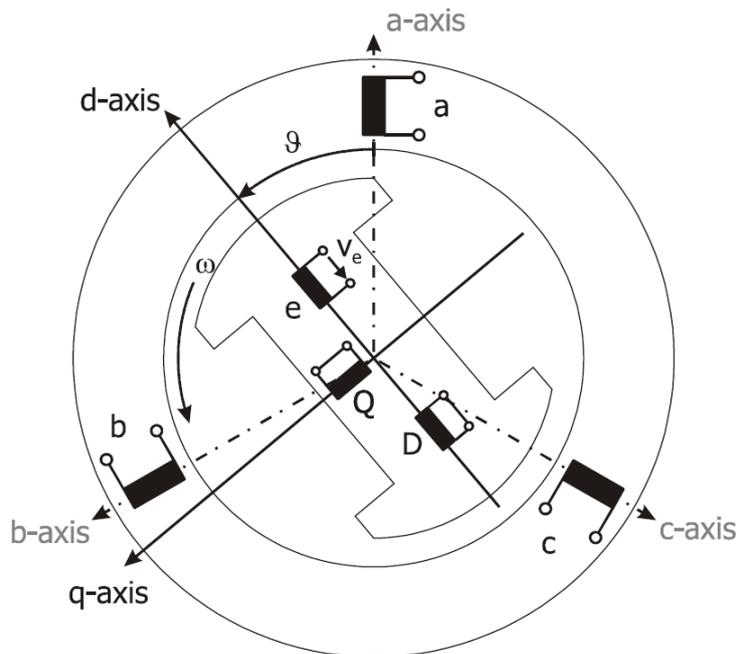


Abbildung 4: schematischer Aufbau - Schenkelpolmaschine [3]

In Abbildung 4 sind die drei Statorwicklungen ('a', 'b' und 'c') sowie die Rotorwicklung dargestellt. Die Wicklung 'e' stellt die Erregerwicklung dar, versorgt von der Erregerspannung V_e . 'Q' bzw. 'D' stellt die Dämpferwicklung dar, welche in ihrer Wirkung entsprechend der dq-Transformation aufgeteilt ist. Der Rotor rotiert mit der Winkelgeschwindigkeit ω . Der Polradwinkel ϑ liegt zwischen der d-Achse und dem Statorfeld.

Wie schon beschrieben, liefert die dq-Transformation aus einem Dreiphasensystem ein rotierendes Zweiphasensystem. Es kann noch zusätzlich eine dritte Komponente hinzugenommen werden, diese stammt vom Nullsystem der symmetrischen Komponenten.

$$i_0 = \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) \quad (1)$$

Wenn symmetrische Bedingungen vorliegen, ist die Summe der Phasenströme null und es verschwindet damit auch die Nullkomponente ($i_0 = 0$).

Als nächstes wird die Park-Transformation auf die Phasenströme angewandt. Die Transformation lautet [4]:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\vartheta_r) & -\sin(\vartheta_r) & 1 \\ \cos(\vartheta_r - 120^\circ) & -\sin(\vartheta_r - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\vartheta_r - 240^\circ) & -\sin(\vartheta_r - 240^\circ) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Für die Rücktransformation lautet die inverse Park-Transformation:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\vartheta_r) & \cos(\vartheta_r - 120^\circ) & \cos(\vartheta_r - 240^\circ) \\ -\sin(\vartheta_r) & -\sin(\vartheta_r - 120^\circ) & -\sin(\vartheta_r - 240^\circ) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3)$$

Diese Transformation kann auch auf die Statorflussverkettungen und die Spannungen angewandt werden. So geht auch die Simulation in DIGSILENT vor. Für diese Transformation erhält man folgende Beziehungen [3]:

$$u_d = r_s i_d + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_d}{dt} - n\psi_q \quad (4)$$

$$u_q = r_s i_q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_q}{dt} + n\psi_d \quad (5)$$

$$u_0 = r_s i_0 + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_0}{dt} \quad (6)$$

Die Rotorspannungsgleichungen für die d- und q-Achse und jene für die Erregerspannung ergeben sich zu [3]:

$$0 = r_D i_D + \frac{d\psi_D}{\omega_n dt} \quad (7)$$

$$0 = r_Q i_Q + \frac{d\psi_Q}{\omega_n dt} \quad (8)$$

$$u_e = r_e i_e + \frac{d\psi_e}{\omega_n dt} \quad (9)$$

Die Flussverkettung errechnet sich für die Längsrichtung wie folgt [3][2]:

$$\psi_d = (X_\sigma + X_{hd})I_d + X_{hd}I_e + X_{hd}I_{kD} \quad (10)$$

$$\psi_e = X_{hd}I_d + (X_{hd} + X_{\sigma r} + X_{\sigma e})I_e + (X_{hd} + X_{\sigma r})I_{kD} \quad (11)$$

$$\psi_{kD} = X_{hd}I_d + (X_{hd} + X_{\sigma r})I_e + (X_{hd} + X_{\sigma r} + X_{\sigma D})I_{kD} \quad (12)$$

Für die Querrichtung ergibt sich die Flussverkettung zu:

$$\psi_q = (X_\sigma + X_{hd})I_q + X_{hq}I_{kQ} \quad (13)$$

$$\psi_{kQ} = X_{hq}I_q + (X_{hq} + X_{\sigma r} + X_{\sigma Q})I_{kQ} \quad (14)$$

Schließlich ergibt sich das Moment in Formel 15 zu:

$$M_e = \psi_d I_q - \psi_q I_d \quad (15)$$

Wenn man aus den Gleichungen für die Flussverkettung und den Spannungsgleichungen die Rotorgrößen (Erregerstrom und Dämpferwicklungsstrom) eliminiert, erhält man die charakteristischen Zeitkonstanten, vorausgesetzt man verwendet p.u. Größen für Widerstände und Induktivitäten. Nachfolgend werden die diversen Zeitkonstanten angeführt [2][5]:

Transiente Leerlaufzeitkonstante

$$T'_{d0} = \frac{1}{\omega_n R_{fd}} (L_{\sigma fd} + L_{hd}) \quad (16)$$

Transiente Kurzschlusszeitkonstante

$$T'_d = \frac{1}{\omega_n R_{fd}} \left(L_{\sigma fd} + \frac{L_{hd} L_\sigma}{L_{hd} + L_\sigma} \right) \quad (17)$$

Als transienten Zustand bezeichnet man in der Theorie der SM ohne Dämpferwicklung jenen Zustand, der sich unmittelbar nach einer Störung des Gleichgewichts einstellt. Des Weiteren ist der transiente Zustand durch eine konstante Flussverkettung der Erregerwicklung charakterisiert [4]. T'_{d0} ist die Leerlaufzeitkonstante des Läufers. Diese spielt dann eine Rolle, wenn die Läufererregerspannung im Leerlaufzustand der Maschine plötzlich geändert wird.

Die transiente Kurzschlusszeitkonstante trifft über die Dauer der Vorgänge eine Aussage, sobald die Ströme im Dämpferkäfig abgeklungen sind [6]. Es gilt weiters:

$$T'_d = T'_{d0} \cdot \frac{X'_d}{X_d} = T'_{d0} \cdot \sigma \quad (18)$$

Subtransiente Leerlaufzeitkonstanten

$$T''_{d0} = \frac{1}{\omega_n R_{kd}} \left(L_{\sigma kd} + \frac{L_{hd} L_{\sigma fd}}{L_{hd} + L_{\sigma fd}} \right) \quad (19)$$

$$T''_{q0} = \frac{1}{\omega_n R_{kd}} (L_{\sigma kd} + L_{hq}) \quad (20)$$

Subtransiente Kurzschlusszeitkonstanten

$$T''_d = \frac{1}{\omega_n R_{kd}} \left(L_{\sigma kd} + \frac{L_{hd} L_{\sigma} L_{\sigma fd}}{L_{hd} L_{\sigma} + L_{hd} L_{\sigma fd} + L_{\sigma} L_{\sigma fd}} \right) \quad (21)$$

$$T''_q = \frac{1}{\omega_n R_{kq}} \left(L_{\sigma kq} + \frac{L_{hq} L_{\sigma}}{L_{hq} + L_{\sigma}} \right) \quad (22)$$

Mit diesen Zeitkonstanten lässt sich die Maschine zeitlich beschreiben. Für eine Vollpol-synchronmaschine entfallen die Zeitkonstanten T''_q und T''_{q0} , da der Rotor symmetrisch aufgebaut ist und es keinen Unterschied in d- und q-Achse gibt. Selbiges gilt natürlich für die Induktivitäten.

Die Leerlaufzeitkonstanten lassen sich mit offenen Stator клемmen für den transienten und subtransienten Zustand bestimmen. Für die Kurzschlusszeitkonstanten werden die Stator клемmen jedoch kurzgeschlossen. Die Leerlaufzeitkonstante einer Wicklung berücksichtigt nur den Widerstand und die Induktivität der Wicklung selbst. Die Kurzschlusszeitkonstante einer Wicklung berücksichtigt den flussabdämpfenden Einfluss einer mit ihr magnetisch gekoppelten, kurzgeschlossenen zweiten Wicklung (Dämpferwicklung). Aus diesem Grund ist die Kurzschlusszeitkonstante stets kleiner als die Leerlaufzeitkonstante [1].

Um eine genaue Aussage über die Parameter der SM zu treffen, müssen noch die Reaktanzen beschrieben werden. Die allgemeine Formel für die Längsinduktivität ergibt sich aus den Gleichungen für die Flussverkettung und den Spannungsgleichungen. Sie ist von der Frequenz abhängig.

$$L_d(s) = L_d \cdot \frac{(1 + sT'_d)(1 + sT''_d)}{(1 + sT'_{d0})1 + sT''_{d0}} \quad (23)$$

Als nächstes soll diskutiert werden, wie sich der Wert von $L_d(s)$ im stationären, transienten und subtransienten Zustand verhält.

Der stationäre Zustand zeichnet sich durch konstante Ströme in der Ständerwicklung und Erregerwicklung, keinen Strom in der Dämpferwicklung und damit durch einen konstanten Hauptfluss aus. Es gilt für $s=0$ [5]:

$$L_d(0) = L_d \quad (24)$$

$$L_d = L_{hd} + L_\sigma \quad (25)$$

Im transienten Zustand ergibt sich bei Vernachlässigung der Dämpferwicklung die transiente Induktivität in d-Richtung zu:

$$L'_d = L_d(\infty) = L_d \left(\frac{T'_d}{T'_{d0}} \right) \quad (26)$$

Für sehr schnelle (subtransiente) Vorgänge sei noch in Formel 27 das Verhalten der Induktivität $L_d(s)$ mathematisch beschrieben:

$$L''_d = L_d(\infty) = L_d \left(\frac{T'_d T''_d}{T'_{d0} T''_{d0}} \right) \quad (27)$$

Der Elektrotechniker bzw. Maschinenbauer gibt nun genau diese Größen ($X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, T'_{d0}, T'_{q0}, T''_{d0}, T''_{q0}, X_\sigma, R_s$) an, um das Verhalten der Maschine zu beschreiben. Für die Simulation wurde versucht, soviel wie möglich dieser Parameter wahrheitsgetreu einzubinden, um möglichst realitätsnahe Ergebnisse zu erreichen. Jedoch waren die Allermeisten dieser Werte nicht vorhanden und so mussten angenäherte Erfahrungswerte eingesetzt werden. Dadurch sollte es jedoch zu keinen groben Fehlern bzw. Abweichungen kommen. In welchem Bereich diese Erfahrungswerte liegen ist in Tabelle 3 angeführt.

Parameter		Wert
Synchrone Reaktanz	X_d	0,6 - 1,5
	X_q	0,4 - 1,0
Transiente Reaktanz	X'_d	0,2 - 0,5
	X'_q	-
Subtransiente Reaktanz	X''_d	0,15 - 0,35
	X''_q	0,2 - 0,45
Transiente Zeitkonstante	T'_{d0}	1,5 - 9s
	T'_{q0}	-
Subtransiente Zeitkonstante	T''_{d0}	0,01 - 0,05s
	T''_{q0}	0,01 - 0,09s
Stator Streuinduktivität	X_σ	0,1 - 0,2
Statorwiderstand	R_s	0,002 - 0,02

Tabelle 3: Standardparameter für Synchronmaschinen [5]

3.1.2 Mechanisches Modell

Wie man in Abbildung 3 erkennen kann, braucht die Simulation einer SM auch ein mechanisches Modell um funktionieren zu können. Der mechanische Block liefert als Ausgang den aktuellen Winkel. Turbine und Generator bilden über eine mehr oder weniger starre Welle ein mechanisch gekoppeltes System. Das beschleunigende bzw. bremsende Drehmoment ist die Differenz zwischen mechanischem Antriebsmoment und dem elektrischen Moment. Die Drehmomentenbilanz ist in Formel 28 angeführt.

$$J \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} = M_T(t) - M_E(t) - D \cdot (\omega_m(t) - \omega_{m,n}) \quad (28)$$

Werden anschließend die mechanischen Größen aus Formel 28 durch elektrische ersetzt und die Bewegungsgleichung als Übertragungsfunktion dargestellt, ergibt sich daraus folgende Form des mechanischen Modells der SM.

$$\frac{\vartheta(s)}{\omega_n} = \frac{1}{s} \cdot \frac{\Delta\omega(s)}{\omega_n} = \frac{1}{s} \cdot \frac{1}{T_j s + K_D} \cdot \Delta P(s) \quad (29)$$

Synchronmaschinen sind in ihren stabilen Betriebspunkten schwingungsfähig bei Betrieb am starren Netz. Daher benötigen für den Netzbetrieb geeignete SM eine Dämpferwicklung, die als unterbrochener Kurzschlusskäfig in eigens dafür vorgesehenen Nuten mit Rundstäben in den Polschuhen der Schenkelpolmaschine als sogenanntes Polgitter oder als weitgehend kompletter Käfig bei Vollpolläufern angeordnet ist [1]. Diese Wirkung beschreibt der Faktor K_D welcher in Formel 30 angeführt ist.

$$K_D = \frac{D \cdot \omega_n^2}{S_n \cdot p^2} \quad (30)$$

Wird jedoch die dämpfende Wirkung der Dämpferwicklung durch Verwendung des elektrischen subtransienten Modells in der elektrischen Leistung bzw. im elektrischen Antriebsmoment des Generators M_E berücksichtigt, so kann die Dämpfungskonstante D bzw. K_D weggelassen werden. Somit ergibt sich Formel 29 zu Formel 31 ($K_D = 0$):

$$\frac{\vartheta(s)}{\omega_n} = \frac{1}{s} \cdot \frac{1}{T_j s} \cdot \Delta P(s) \quad (31)$$

Eine weitere sehr wichtige Größe zur Beschreibung des mechanischen Modells einer SM ist die sogenannte mechanische Anlaufzeitkonstante T_J . In der Literatur wird anstatt dieser auch oft die normierte Trägheitskonstante H verwendet. Allgemein ist die mechanische Anlaufzeitkonstante T_J jene Zeit, die vergeht, damit eine Turbinen-Generatoreinheit vom Stillstand bei konstantem Nenn-Antriebsmoment $M_{T,n}$ ohne Belastung auf Nenndrehzahl

$\omega_{m,n}$ beschleunigt. Unter Vernachlässigung der Dämpfung ergibt sich T_J bzw. H zu:

$$T_J = \frac{J \cdot \omega_n^2}{S_n \cdot p^2} \quad (32)$$

$$H = \frac{1}{2} T_J \quad (33)$$

Es sei noch erwähnt, dass das Trägheitsmoment oft auch als Schwungmoment GD^2 angegeben wird, wobei letzteres den 4-fachen Wert des Trägheitsmoments aufweist [2]. Neben den oben beschriebenen Größen ist auch die rotierende Energie im System von entscheidender Bedeutung. Im ersten Moment eines Laststoßes wird die Differenzenergie aus der rotierenden Masse bezogen.

$$W_{rot} = H \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_N} \right)^2 \cdot S_N = \frac{J \cdot \omega^2}{2} = \frac{GD^2 \cdot \omega^2}{8} \quad (34)$$

Kommt es zu einer Lastzuschaltung, so rührt die Absenkung der Inselnetzfrequenz im transienten Zeitbereich durch Abgabe von rotierender Energie an das Netz (die Drehzahl der SM wird dadurch verringert). Es liegt also nahe, dass umso höher die gespeicherte rotierende Energie im System ist, desto flacher und kleiner ist der Frequenzeinbruch bei gleicher Zuschaltleistung. In Abbildung 5 wird noch das mechanische Modell grafisch dargestellt.

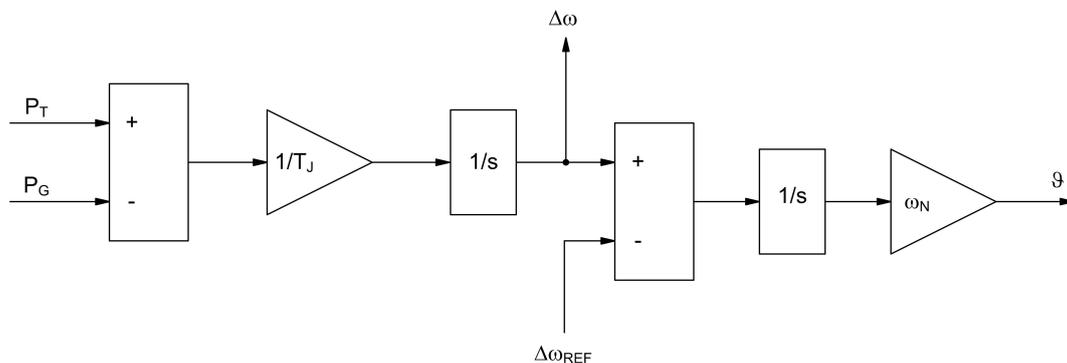


Abbildung 5: mechanisches Modell einer Synchronmaschine

3.1.3 Turbine

Bevor hier der Turbinenregler (Kapitel 3.1.3.4) genauer erleutert wird, welcher den Kern der Simulation bildet, wird noch vorab generell auf die Eigenschaften, Arten und Grundzüge einer Turbine eingegangen und die Leistungsregelung von Wasserkraftwerken diskutiert.

3.1.3.1 Technische Grundlagen

Die Turbine ist eine der wesentlichsten Bestandteile einer Wasserkraftanlage. Erst diese macht die Wasserkraft nutzbar. Dabei wird die kinetische Energie und/oder die potentielle Energie des Wassers mittels der Turbine in Rotationsenergie umgewandelt. Dadurch wird dann auch die Turbinenwelle in Rotation gebracht, was dann wiederum dem Generator ermöglicht eine Spannung zu induzieren.

Die Leistung einer Wasserturbine wird mit der Turbinengleichung beschrieben.

$$P_{Turbine} = \eta_T \cdot \rho_{H_2O} \cdot g \cdot h \cdot \dot{V} \quad (35)$$

Dabei beschreibt η_T den Wirkungsgrad der Turbine, ρ_{H_2O} die Dichte des Wassers in kg/m^3 , g die Erdbeschleunigung in m/s^2 , h die Fallhöhe in m und \dot{V} den Volumenstrom in m^3/s . Der Wirkungsgrad variiert ja nach Art, Typ und Alter der Turbine. Neue Francis-Turbinen erreichen derzeit einen Wirkungsgrad von Rund $\eta_T = 0,94$. Man muss jedoch bedenken, dass sich dieser Wirkungsgrad für die gesamte Anlage verschlechtert, wenn zum Beispiel der Generator mitberücksichtigt wird. Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, muss die Turbine auf die entsprechende Fallhöhe und Wasserdurchflussmenge abgestimmt werden. Es ist naheliegend, dass ein Speicherkraftwerk mit einer hohen Fallhöhe (hoher Druck) und geringer Wasserdurchflussmenge eine andere Turbine benötigt als ein Laufwasserkraftwerk mit geringen Fallhöhen und einer hohen Wasserdurchflussmenge. Zur Verdeutlichung dient Tabelle 4.

	Pelton-Turbine	Durchströmturbine	Francis-Turbine	Kaplan-Turbine
Volumenstrom	relativ gering	gering	mittelgroß	groß
Fallhöhe	groß	niedrig	mittelgroß	niedrig
Einsatzgebiet	Speicherkraftwerke	Flusskraftwerke	universell einsetzbar	Flusskraftwerke
Wirkungsgrad	bis zu 90%	ca. 80%	ca. 90%	bis zu 96%
Anfällig für Kavitation	nein	nein	ja	ja

Tabelle 4: Übersicht über die verschiedenen Turbinen-Typen [8]

Zusätzlich sind noch in Abbildung 6 die drei wichtigsten Turbinenarten mit ungefähren Größenordnungen dargestellt.

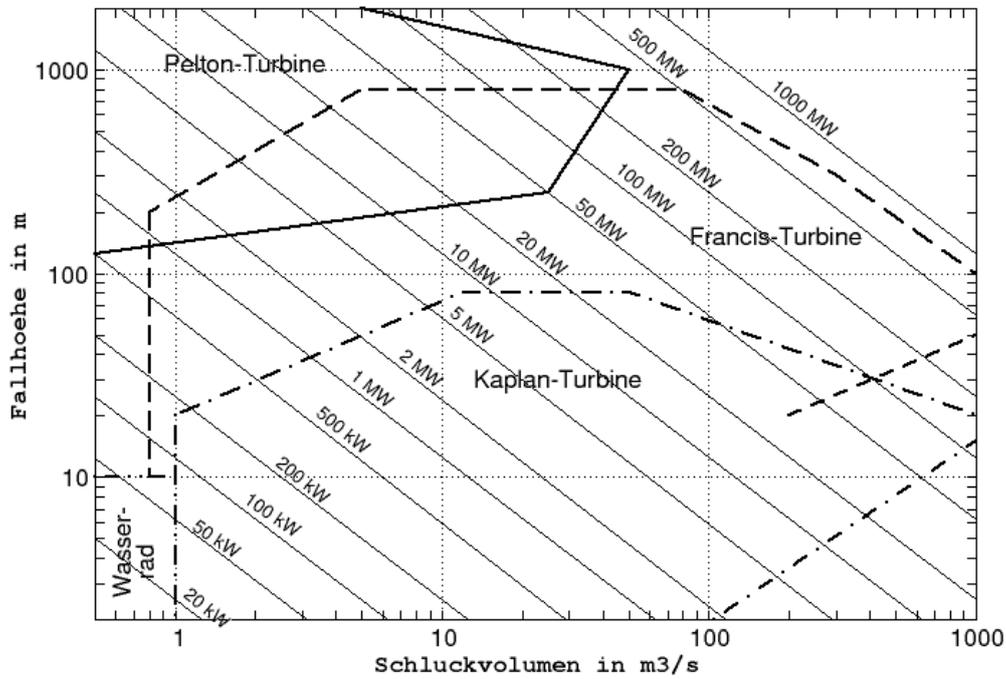


Abbildung 6: Wasserkraftturbinen [8]

Wie schon in Tabelle 1 und 2 erwähnt, besitzen die drei Speicherkraftwerke Arnstein, Sölk und Hieflau Francis-Turbinen, wohingegen die Flusskraftwerke Altenmarkt, Krippau, Landl und Pernegg Kaplan-Turbinen installiert haben.

3.1.3.2 Leistungsregelung in Wasserkraftwerken

So wie die Spannungsregelung eng mit der Blindleistung verbunden ist, ist auch die Frequenz von der Wirkleistungsregelung abhängig. Das Übertragungsverhalten einer hydraulischen Turbine kann mit nachstehender Formel 36 beschrieben werden [2]:

$$\frac{\Delta P}{P_n} = \frac{1 - T_h \cdot s}{1 + 0,5 \cdot T_h \cdot s} \Delta G \quad (36)$$

Dabei entspricht das Eingangssignal der Turbinenöffnung und das Ausgangssignal der abgegebenen elektrischen Leistung. Das paradoxe bei der Regelung von Wasserkraftwerken ist, dass das System mit einem Sprung am Eingang mit einem Sprung in Gegenrichtung und anschließendem Abklingen reagiert. Dieses Verhalten ist auf die Trägheit des Wassers zurückzuführen. Das heißt, wenn der Absperrschieber vor der Turbine zurückregelt, erhöht

sich schlagartig der Druck und die Leistung. Bei Hochdruckanlagen, ist es üblich, sogenannte Wasserschlösser einzubauen. Bei einem zu schnellen Schließen der Ventile würden sonst, in Folge der hohen kinetischen Energie des fließenden Wassers, große Drucksteigerungen in den Rohren auftreten. Die Wasserschlösser, hingegen, sorgen für den erforderlichen Druckausgleich [9]. Zum besseren Verständnis soll Abbildung 7 dienen, welche eine Änderung der Ventilstellung in Schließrichtung darstellt.

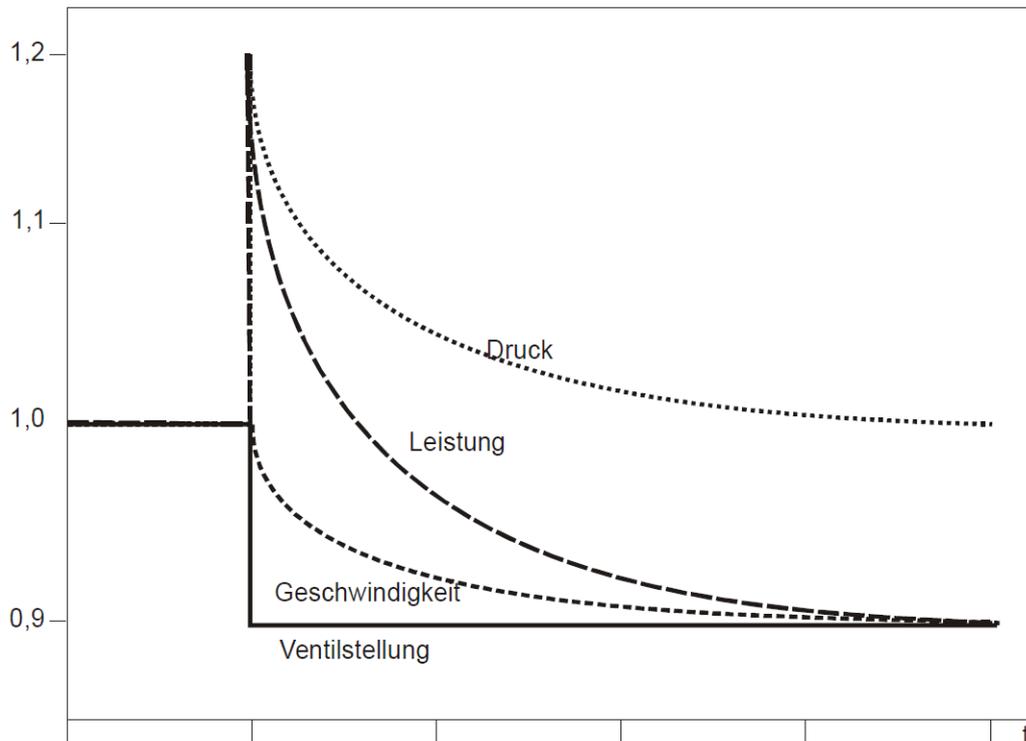


Abbildung 7: Verhalten der Parameter einer Turbine bei sprunghafter Änderung der Ventilstellung in Schließrichtung [2]

Wie sich die Vorgänge zeitlich verhalten, kann mit der hydraulischen Zeitkonstante T_h beschrieben werden. Die hydraulische Zeitkonstante ändert sich im Betrieb mit der aktuellen Durchflussmenge und der Fallhöhe.

$$T_h = \frac{L \cdot Q}{A \cdot g \cdot H} \quad (37)$$

Dabei beschreibt g die Erdbeschleunigung in m/s^2 , H die Fallhöhe in m , L die Länge der Druckrohrleitung in m , A den Querschnitt der Druckrohrleitung in m^2 , Q die Durchflussmenge in m^3/s und G den Reglerausgang.

3.1.3.3 Turbinenregler, Drehzahlregler

Nach stand der Technik ist elektrische Energie in großen, ausreichenden Mengen nicht speicherbar. Es stehen zwar, besonders in Österreich, große Speicherkraftwerke zur Verfügung, diese gleichen jedoch nur Lastschwankungen aus bzw. sind für Spitzenlastzeiten gedacht. Somit wird an ein elektrisches Übertragungsnetzwerk die Anforderung gestellt, dass die Summe der Erzeugerleistung und die der Verbraucherleistung immer im Gleichgewicht stehen. Das heißt mit anderen Worten, dass die Erzeugerleistung der schwankenden Verbraucherleistung nachgeführt werden muss. Im ersten Moment wird bei einer Lastzuschaltung die fehlende Energie aus der Rotationsenergie der rotierenden Massen des Energieversorgungssystems entnommen und die Drehzahl und Frequenz sinken. Bei Lastabschaltung werden die rotierenden Massen beschleunigt und die Drehzahl und Frequenz steigen. Auf diese Frequenzänderung reagieren die Turbinenregler der an der Regelung beteiligten Kraftwerke und erhöhen oder verringern die elektrische Abgabeleistung.

Im Verbundnetz mit einer hohen Netzleistungszahl λ_N (ENTSO-E: $\lambda_{Nmin} \approx 1500 \text{ MW/Hz}$ [2]), viel rotierenden Massen und einer großen Leistung von Regelkraftwerken, welche sich an der Wirkleistungs-Frequenzregelung beteiligen, ist die Frequenz nur geringen Schwankungen unterworfen. So wurde in den letzten Jahren die Frequenz innerhalb der ENTSO-E Continental Europe fast immer innerhalb von $50 \pm 0,1 \text{ Hz}$ gehalten.

Im Inselbetrieb bzw. beim Netzwiederaufbau innerhalb der Steiermark ist die Situation eine völlig andere. Hier stehen nur wenige Regelkraftwerke zur Verfügung (Kraftwerk Arnstein, Sölk und Hieflau). Die restlichen Kraftwerke (in Simulation Kraftwerk Altenmarkt, Krippau, Landl und Pernegg) sind im Betriebsmodus Öffnungsbegrenzt. Dadurch ergibt sich nur eine relativ geringe Netzleistungszahl, wenig rotierende Massen und wenig Regelleistung. Somit ist die Frequenzschwankung bei Lastzu-/abschaltungen deutlich größer und das Netz muss mit Vorsicht aufgebaut werden. Näheres hierzu ist in Kapitel 3.1.3.4 nachzulesen.

Prinzipiell wird bei den Turbinenreglern zwischen zwei verschiedenen Konzepten unterschieden:

- a) Astatischer Regler
- b) Statischer Regler

ad a)

Beim astatischen Reglertyp wird die mechanische Leistung so geregelt, dass die Drehzahl der Turbine konstant gehalten wird. Es wird die Abweichung ($\Delta\omega = \omega_{ist} - \omega_{ref}$) gemessen und diese verstärkt und integriert. Dieses Signal ist das Ausgangssignal an die Regelventile. Es handelt sich dabei um einen reinen Integralregler. Im stationären Zustand verschwindet die Regelabweichung $\Delta\omega$ und die Ventilstellungen verharren in ihrer Position. Dieser Reglertyp ist ausschließlich für Inselnetze, bei welchen nur ein Generator eine Last versorgt, geeignet. Daher ist dieser Reglertyp für unsere Simulation nicht geeignet.

Für Netze mit mehreren Generatoren und Lasten werden Regler mit Statik benötigt, welche eine definierte Aufteilung der Lasten auf die Erzeugungseinheiten erlauben (statische Regler). Abbildung 8 zeigt das Blockschaltbild eines astatischen Reglers.

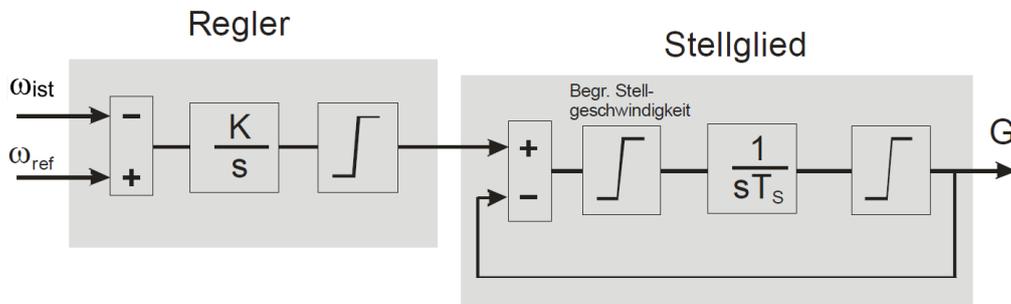


Abbildung 8: Blockschaltbild, astatischer Regler [2]

ad b)

Eine deutliche Verbesserung weist der statische Regler auf. Dieser besitzt im einfachen Fall eine Statik σ (Rückkopplung). Ansonsten kann noch zusätzlich zur einfachen Statik eine optionale transiente Statik hinzukommen. Diese Statik erlaubt eine stabile Lastaufteilung auf mehrere Generatoren entsprechend ihrer Leistungs-Drehzahl-Kennlinie. Der Regler verhält sich wie ein Proportionalregler mit einer Verstärkung von $1/\sigma$. In Formel 38 wird die Statik beschrieben.

$$\sigma = -\frac{\Delta f/f_n}{\Delta P/P_n} = -\frac{\text{relative Frequenzänderung}}{\text{relative Leistungsänderung}} \quad (38)$$

Man kann folgende Aussage treffen. Die Statik beschreibt, wie stark sich ein Kraftwerk an der Frequenzregelung beteiligt. Dabei reagieren Kraftwerke mit kleiner Statik deutlich stärker auf Frequenzschwankungen als jene mit großer. Kraftwerke teilen aufgrund ihrer unterschiedlichen Statik die zusätzliche Last verschieden auf. Zur Verdeutlichung soll Abbildung 9 dienen.

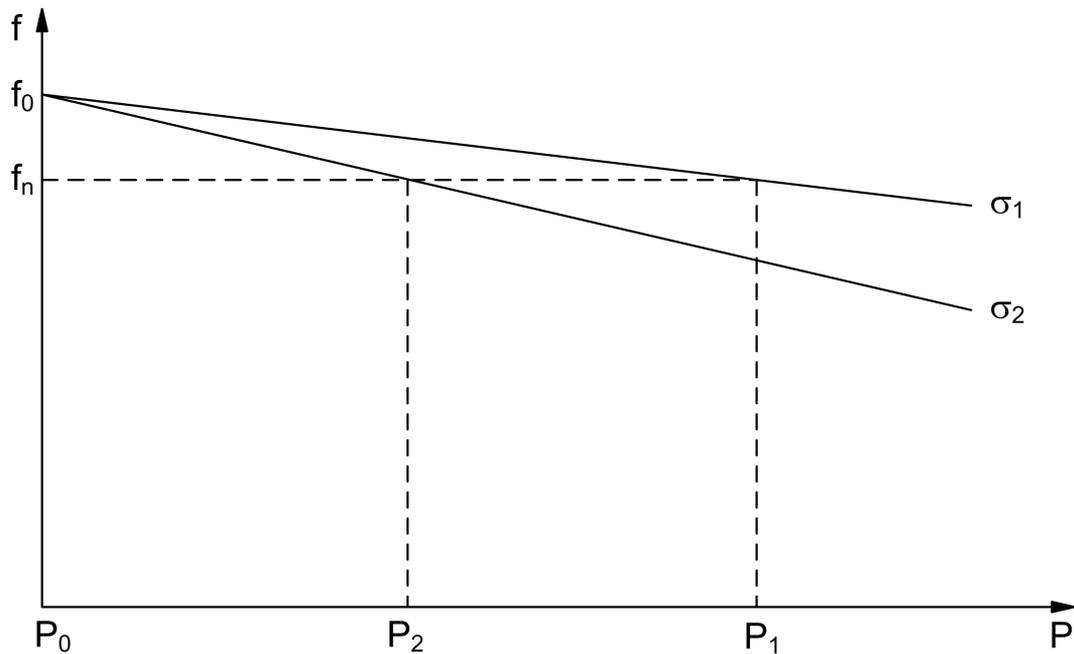


Abbildung 9: Diagramm unterschiedlicher Reglerstatiken

In Abbildung 9 übernimmt Kraftwerk 1 (σ_1) den größeren Teil der Last, aufgrund der kleineren Statik. Eine andere Lastaufteilung lässt sich auch über die Eingabe unterschiedlicher Frequenz- bzw. Leistungssollwerte (f_0 bzw. P_0) erreichen. Hierdurch kommt es zu einer Parallelverschiebung der Reglerkennlinie im Leistungs-Frequenz-Diagramm. Abbildung 10 zeigt das Blockschaltbild eines statischen Reglers.

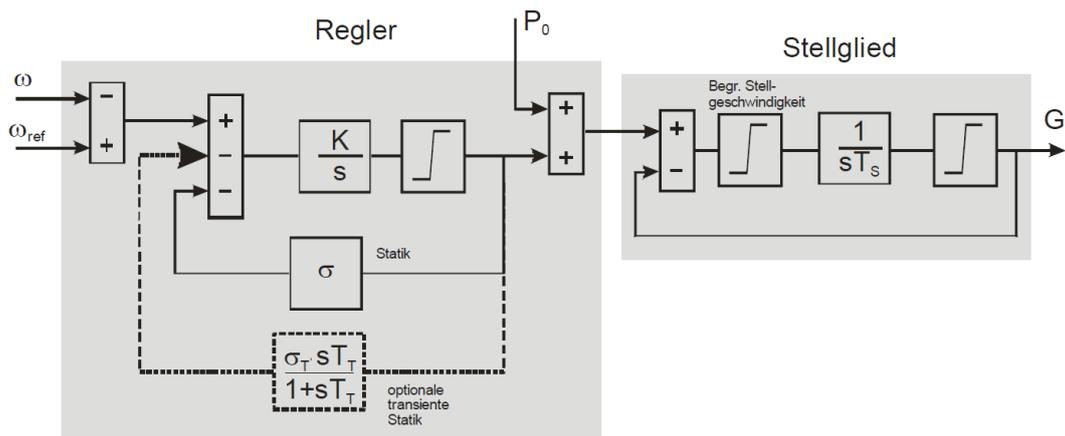


Abbildung 10: Blockschaltbild, statischer Regler [2]

3.1.3.4 Implementierung im Simulationsmodell

Für eine möglichst detailgetreue Nachbildung der Turbinenregler wurden für alle Turbinen statische Regler innerhalb der Simulation implementiert. Der Unterschied ist in der jeweiligen Betriebsart zu finden. Die Regelkraftwerke wie Arnstein, Sölk und Hieflau verwenden eine Frequenz-/Leistungsregelung. Dies bedeutet, dass diese Kraftwerke auf Frequenz- bzw. Lastschwankungen reagieren können und diese entsprechend regeln und ausgleichen. Der Regler wirkt der Änderung solange entgegen, bis ein stationärer Frequenzwert erreicht worden ist.

Im Gegensatz dazu, werden die Laufkraftwerke im Betriebsmodus Öffnungsregelung oder auch Leistungsregelung genannt betrieben. Der größte Unterschied besteht darin, dass diese Regelvariante des Turbinenreglers keine Frequenzabhängigkeit aufweist und deshalb auch nicht auf Frequenz- bzw. Lastschwankungen reagieren kann. Diesem Regler wird ein Leistungssollwert vorgegeben, auf welchen geregelt wird. Ist die Differenz zwischen Sollwert der Turbinenleistung und Istwert der Turbinenleistung 0, so ist der gewünschte stationäre Zustand erreicht und die Maschine gibt diese konstant eingestellte Leistung ab. In Tabelle 5 sind die angewandten Turbinenregler der Kraftwerke aufgelistet.

Typ/Bezeichnung	statisch	
	Frequenz/Leistungsregelung	Öffnungsregelung
KW_Sölk	x	
KW_Hieflau	x	
KW_Arnstein	x	
KW_Altenmarkt		x
KW_Krippau		x
KW_Landl		x
KW_Pernegg		x

Tabelle 5: verwendete Turbinenregler in den KW

Wie bereits erwähnt, wird ein Laststoß im Inselnetz bei Betrieb mit mehreren Generatoren entsprechend der Statik aufgeteilt. Es ergibt sich aber auch für alle Generatoren eine sogenannte mittlere Anlaufzeitkonstante T_{jm} , welche in Formel 39 angeführt wird [20]:

$$T_{jm} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ni} T_{ji}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (39)$$

Das Netz verhält sich also wie ein Netz mit einem einzigen Generator mit der mittleren Anlaufzeitkonstante T_{jm} . In weiterer Folge kann man dann auch den Drehzahl- oder Frequenzverlauf bei einer Störungen des Gleichgewichts berechnen.

Diese Änderung des Gleichgewichts kann durch Formel 40 beschrieben werden, worin ΔP_L die effektive Änderung der Verbraucherlast und ΔP_v die Änderung der Netzverluste darstellt.

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i = \Delta P_L + \Delta P_v \quad (40)$$

Die Frequenz für einen Generator i stellt sich anhand seiner Statik σ_i bei einer Laständerung ein. Wenn man nach der Leistung auflöst und $\Delta n_{soll} = 0$ setzt, folgt aus Formel 41 für die stationäre Aufteilung der Last Formel 42:

$$\frac{\Delta f}{f_n} = \frac{\Delta n_{soll}}{n_n} - \sigma_i \frac{\Delta P_{ti}}{P_{ni}} \quad (41)$$

$$\frac{\Delta P_{ti}}{P_{ni}} = -\frac{1}{\sigma_i} \frac{\Delta f}{f_n} \quad (42)$$

Wenn $\Delta P_{ti} = \Delta P_i$ wird, was auch gelten muss, weil die Summe der Generatorbelastungen der Gesamtbelastung entsprechen muss, ergibt sich die Frequenzabweichung entsprechend der Gesamtstatik zu:

$$\frac{\Delta f}{f_n} = -\sigma_i \frac{\Delta P_{ti}}{P_{ni}} = -\sigma_i \frac{\Delta P_L + \Delta P_v}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (43)$$

mit der Gesamtstatik σ

$$\sigma = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ni}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i} P_{ni}} \quad (44)$$

Jeder Generator bzw. Regelgruppe übernimmt demzufolge die Leistung laut Formel 45:

$$\frac{\Delta P_{ti}}{P_{ni}} = \frac{\sigma}{\sigma_i} \frac{\Delta P_L + \Delta P_v}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} \quad (45)$$

Anstatt der Statik, kann auch die reziproke Leistungszahl der Gruppe K_i bzw. des Netzes K (Netzkennzahl, Netzleistungszahl) verwendet werden [20].

$$K_i = \frac{P_{ni}}{\sigma_i f_n} \quad (46)$$

$$K = \sum_{i=1}^n K_i = \sum_{i=1}^n \frac{P_{ni}}{\sigma_i f_n} = \frac{1}{\sigma} \frac{\sum_{i=1}^n P_{ni}}{f_n} \quad (47)$$

Die Turbinenregler mit den eingestellten Parametern, wie sie auch in der Simulation eingesetzt werden, kann man aus der nachfolgenden Tabelle 6 entnehmen. Aufgrund der unterschiedlichen Parameter der diversen individuellen Regler ist teilweise ein Bereich (eingestellter Werte) zu erkennen. Wie sich die Sprungantworten durch diese eingestellten Parameter verhalten, ist in Abbildung 11 (Frequenzregelung) und in Abbildung 12 (Öffnungsregelung) dargestellt. Die Blockschaltbilder der Regler sind im Anhang zu finden.

Parameter	Beschreibung	eingestellter Wert	Einheit
r	Temporary Droop	0,07 - 0,15	pu
Tr	Governor Time Constant	10 - 20	s
Tf	Filter Time Constant	0,05	s
Tg	Servo Time Constant	1 - 3	s
Tw	Water Starting Time	1 - 1,1	s
At	Turbine Gain	1,1 - 1,25	pu
Pturb	Turbine Rated Power ($0=pturb=p_{gen}$)	0	MW
Dturb	frictional losses factor	0,01	pu
qnl	No Load Flow	0,08	pu
R	Permanent Droop	0,04	pu
Gmin	Minimum Gate Limit	0	pu
Velm	Gate Velocity Limit	0,010 - 0,015	pu
Gmax	Maximum Gate Limit	1	pu

Tabelle 6: Parameter des Turbinenreglers gov_HYGOV

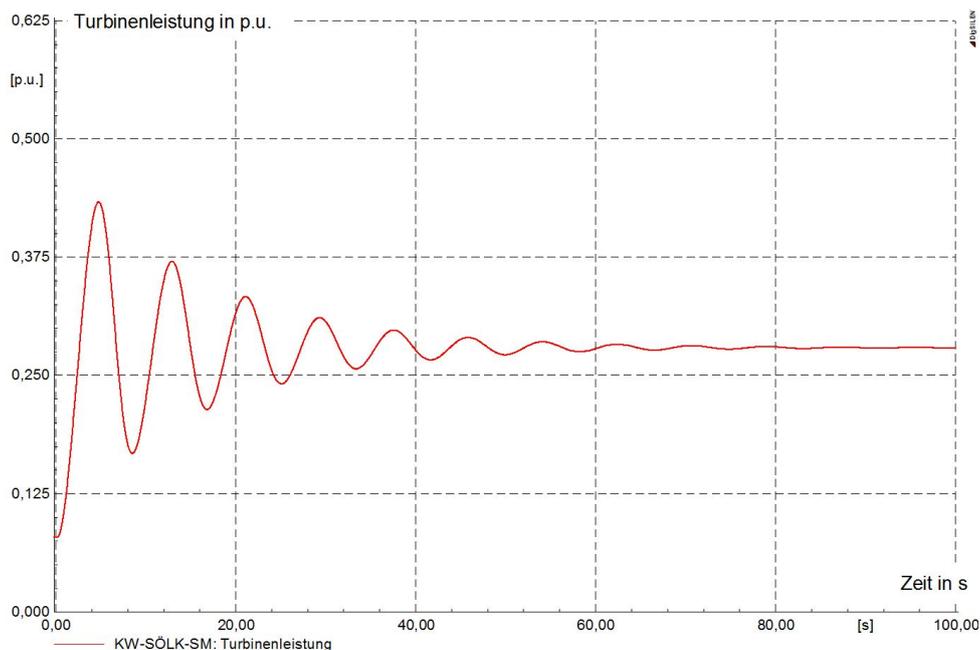


Abbildung 11: Sprungantwort des KW_Sölk (Frequenzregelung)

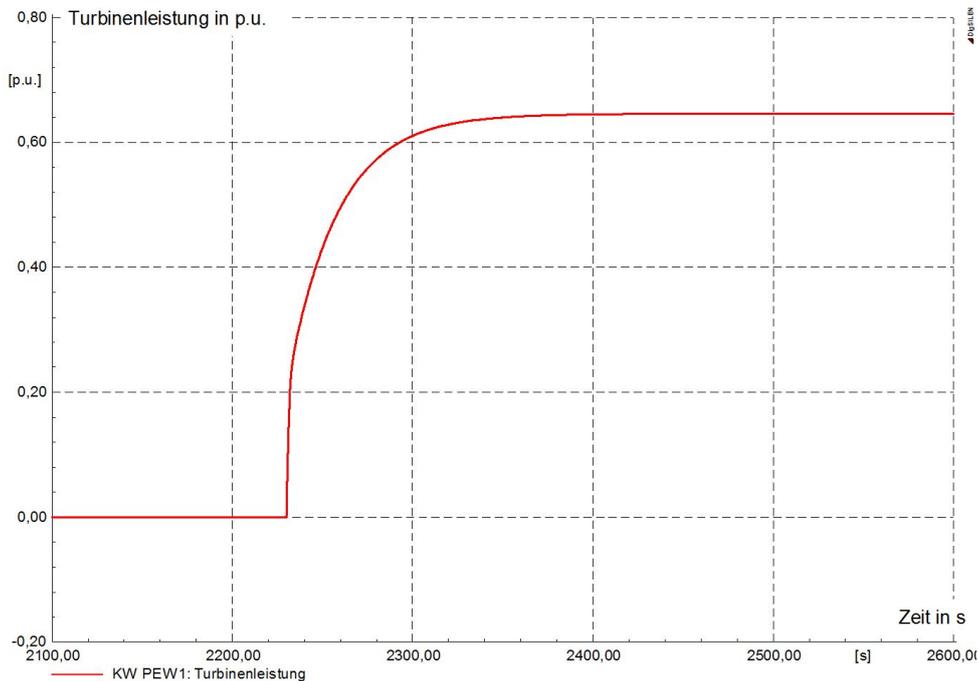


Abbildung 12: Sprungantwort des KW_Pernegg (Öffnungsregelung)

Die Regler wurden als sehr träge modelliert mit relativ hoher Schwingungsamplitude und Schwingungsdauer. Dadurch wird gewährleistet, dass ein worst case scenario simuliert wird und das Verhalten in der Realität deutlich besser ausfallen sollte. Genaueres bezüglich der Turbinenregler und deren Auswirkungen ist später im Kapitel 4 (Evaluierung der Ergebnisse) zu finden.

3.1.4 Spannungsregler

Über den Spannungsregler wird die Erregung der Maschine eingestellt. Um eine elektrisch erregte Synchronmaschine betreiben zu können und speziell im Einsatz als Drehstromgenerator, wird eine Läuferwicklung mit einstellbarem Gleichstrom benötigt. Dieser Gleichstrom wird durch das Erregersystem geliefert, dass die Aufgabe hat, die Spannungshaltung und die Blindlaststeuerung im stationären und dynamischen Betrieb (Laststöße) zu übernehmen. Die Zeitkonstante der gesamten Erregereinrichtung setzt sich aus der des Reglers und des Generators zusammen und liegt im Bereich von bis zu 3 Sekunden. Um ein Gefühl für die Größenordnung der Erregerleistung zu bekommen, sei nachfolgende Tabelle angeführt.

Generatornennleistung	100 kVA	-	Erregerleistung	3 kW
Generatornennleistung	1000 MVA	-	Erregerleistung	4000 kW

Tabelle 7: Größenordnung, Erregerleistung

Je nach Leistung der Synchronmaschine und den Eigenschaften der Anlage, haben sich diverse Erregersysteme verschiedener Techniken entwickelt [7]. Prinzipiell wird zwischen rotierenden und statischen Erregereinrichtungen unterschieden. Nachfolgend wird die rotierende und die statische Erregung schematisch dargestellt.

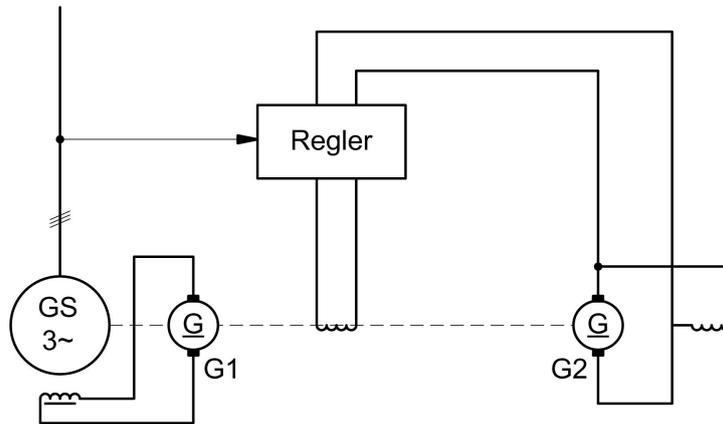


Abbildung 13: SM mit rotierender Erregung

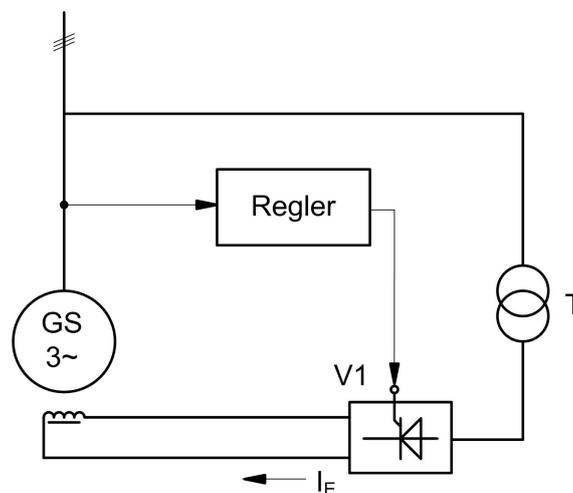


Abbildung 14: SM mit statischer Erregung

Früher war es allgemein üblich, eine direkt angekuppelte Gleichstromhauptmaschine mit einer Hilferregermaschine, wie in Abbildung 13 dargestellt, zu verwenden. Dieses System lässt sich mit Rücksicht auf die mechanische und elektrische Belastung des Ankers allerdings nur bis zu einer Einheitsleistung der Synchronmaschine von rund 150 MVA realisieren. Dem Spannungsregler steht die konstante Ankerspannung des Hilfsgenerators, welcher selbsterregt ist, zur Verfügung. Der wohl größte Nachteil dieser Methode besteht darin, dass dieses System recht träge ist und daraus große Zeitkonstanten resultieren. Damit sind schnelle Änderungen der Erregerspannung an der Synchronmaschine kaum möglich [7].

Moderne Erregersysteme sind für deutlich höhere Leistungen ausgelegt und weisen bessere Wirkungsgrade auf, welche auf Schaltungen der Leistungselektronik basieren. Man unterscheidet zwischen 3 modernen Stromrichtererregungen:

- a) Statische Erregung mit einem Thyristorstromrichter (Abbildung 14)
- b) Innenpol-Drehstromerregergenerator mit Dioden- oder Thyristorstromrichter
- c) Außenpol-Drehstromerregergenerator mit rotierendem Diodengleichrichter

ad a)

Die statische Erregereinrichtung wie sie in Abbildung 14 abgebildet ist, kommt ohne rotierende Erregermaschinen aus. Diese entnimmt die Leistung vom Synchrongenerator selbst. Der Erregertransformator T, der auch aus dem Eigenbedarfsnetz gespeist werden kann, versorgt den Stromrichter V1. Dank der Phasenanschnittsteuerung die der Stromrichter erlaubt, ist eine schnelle Einstellung der Erregergleichspannung möglich. Nachteilig ist jedoch zu erwähnen, dass bei Kurzschlüssen im Netz die Klemmenspannung des Generators und damit die Versorgungsspannung der Erregung beeinträchtigt wird. Abhilfe kann eine Erregereinrichtung mit Kompoundierung schaffen.

ad b)

Bei der Innenpol-Drehstromerregemaschine wird direkt an den Synchrongenerator angekoppelt. Die Drehspannung der Ständerwicklung wird entweder in einem Thyristorstromrichter in die Erregergleichspannung umgeformt oder aber in einer Diodenschaltung nur gleichgerichtet.

ad c)

Die beschriebenen Methoden zur Erregung haben den Nachteil, dass sie zur Übernahme des Gleichstroms in die Läuferwicklung zwei Schleifringe benötigen. Bei großen Turboeinheiten müssen Ströme bis über 10 kA übertragen werden, was nur mit sehr breiten Schleifringen und vielen parallel geschalteten Kohlebürsten möglich ist. Eines ist jedoch gewiss, solche Systeme unterliegen höheren Verlusten und leiden unter Verschleiß. Abhilfe kann eine Außenpol-Drehstromerregemaschine mit einem mitrotierenden Diodengleichrichter leisten. Der unmittelbar mit der Synchronmaschine gekuppelte Haupterregergenerator ist wie eine Gleichstrommaschine mit Außenpolen aufgebaut und trägt damit die Drehstromwicklung auf dem Läufer. Aus diesem Grund sind keine Schleifringe nötig [7].

Die Spannungsregler der Kraftwerke, welche im Netzwiederaufbau integriert sind, sind auf relativ modernem Stand. Es handelt sich dabei ausschließlich um statische Erregereinrichtungen welche aus Tabelle 8 entnommen werden können.

Typ/Bezeichnung	statisch	
	avr_EXST1	avr_ESST1A
KW_Sölk		x
KW_Hieflau	x	
KW_Arnstein		x
KW_Altenmarkt		x
KW_Krippau		x
KW_Landl		x
KW_Pernegg	x	

Tabelle 8: verwendete Erregersysteme in den KW

Die Spannungsregler mit den eingestellten Parametern wie sie auch in der Simulation eingesetzt wurden, kann man aus den nachfolgenden Tabellen 9 und 10 entnehmen. Auch hier ist wieder aufgrund der individuell eingestellten Regler teilweise ein Wertebereich zu erkennen. Die Blockschaltbilder sind im Anhang angeführt.

Parameter	Beschreibung	eingestellter Wert	Einheit
Tr	Measurement Delay	0,015	s
Tb	Filter 1th Delay Time Constant	1	s
Tc	Filter 1th Derivative Time Constant	0,1	s
Tb1	Filter 2th Delay Time Constant	1	s
Tc1	Filter 2th Derivative Time Constant	1	s
Ka	Controller Gain	35	pu
Ta	Controller Time Constant	0,05	s
Kc	Current Limiter Factor	0,01	pu
Kf	Stabilization Path Gain	0,01	pu
Tf	Stabilization Path Time Constant	1,2	s
Klr	Current Input Factor	1	pu
Ilr	Current Input Reference	1	pu
Vos	Alternate PSS Inputs	1	-
Vel	Alternate Uel Inputs	2	-
Vimin	Controller Input Minimum	-0,25	pu
Vamin	Controller Minimum Output	-5	pu
Vrmin	Exciter Minimum Output	-4	pu
Vimax	Controller Input Maximum	0,15	pu
Vamax	Controller Maximum Output	5	pu
Vrmax	Exciter Maximum Output	4	pu

Tabelle 9: Parameter des Spannungsreglers avr_ESST1A

Parameter	Beschreibung	eingestellter Wert	Einheit
Tr	Measurement Delay	0,015 - 0,02	s
Tb	Filter Delay Time	1	s
Tc	Filter Derivative Time Constant	0,1 - 1	s
Ka	Controller Gain	35 - 50	pu
Ta	Controller Time Constant	0,02 - 0,05	s
Kc	Exciter Current Compensation Factor	0,01 - 0,04	pu
Kf	Stabilization Path Gain	0,01	pu
Tf	Stabilization Path Delay Time	0,3 - 1,2	s
Vimin	Controller Minimum Input	-3 - (-0,25)	pu
Vrmin	Controller Minimum Output	-7 - (-4)	pu
Vimax	Controller Maximum Input	0,15 - 3	pu
Vrmax	Controller Maximum Output	4 - 7	pu

Tabelle 10: Parameter des Spannungsreglers avr_EXST1

3.1.5 Synchronisation von Synchronmaschinen

Das Synchronisieren spielt in der Praxis eine wesentliche Rolle, so wie auch in dieser Arbeit. Eine Synchronmaschine darf keinesfalls in einem beliebigen Zustand direkt an das Netz geschaltet werden. Das Hochfahren im Leerlauf und das anschließende Zuschalten einer SM an das Netz ist ein dynamischer Vorgang. Generatoren bei Wasserkraftwerken (auch in Dampfkraftwerken) werden in der Regel durch die Turbine auf Bemessungsdrehzahl gebracht und damit auch auf Bemessungsfrequenz (in Simulation: „SM rotiert bei geöffnetem Schalter“) und anschließend synchronisiert. Der Vorgang der Synchronisation erfolgt in mehreren Schritten:

- Über den Erregerstrom wird die Spannungsamplitude der induzierten Leerlaufspannung genau so groß wie die Netzspannungsamplitude eingestellt. Dies geschieht naturgemäß vor dem Zuschalten an das Netz
- Die Phasenlagen und vor allem die Phasenfolge U, V, W der maschinenseitigen Leerlauf- Strangspannungen müssen mit jenen des Netz-Drehspannungssystems übereinstimmen

Erst dann kann ohne Ausgleichsstromstoß zugeschaltet werden. Die 4 wichtigsten Punkte der Synchronisation auf einen Blick:

- Gleiche Beträge der Spannungen von SM und Netz
- Beinahe Übereinstimmung der Frequenz von SM und Netz
- Richtige Phasenfolge (Drehsinn) von SM und Netz
- Gleiche Phasenlage von SM und Netz

Werden diese oben genannten Bedingungen verletzt, so tritt eine Fehlsynchronisation auf. Dabei kann es zu Ausgleichsvorgängen in der Ständer- und Läuferwicklung mit höheren Stoßströmen und Stoßmomenten als beim plötzlichen Klemmenkurzschluss kommen [1].

In der Realität, sowie auch in der Simulation, erfolgt die Synchronisation über ein sogenanntes Synchronoskop. Dabei wird einmal der Spannungszeiger des zuzuschaltenden Generators und einmal jener der nächstgelegenen bespannten Sammelschiene gemessen. Wenn nun beide Zeiger genau übereinander liegen, die Winkeldifferenz also null ist, wird zugeschaltet. Deshalb ist es wichtig und vor allem notwendig, dass die Frequenzen (Netzfrequenz - Frequenz der zu synchronisierenden SM) eine gewisse Differenz Δf aufweisen. Wäre dies nicht der Fall ($\Delta f = 0 \text{ Hz}$), würde sich die Spannungsdifferenz ΔU zwischen beiden Spannungszeigern nicht verändern und es würde kein günstiger Synchronisierungsmoment eintreten. Wird die Frequenzdifferenz zu hoch gewählt, wird die zuzuschaltende Maschine zu sehr beschleunigt bzw. abgebremst. Das würde wiederum zu großen Ausgleichsvorgängen führen, wodurch Betriebsmittel Schaden nehmen könnten. In der Simulation wurde ein Δf von rund $\Delta f = 0,15 - 0,2 \text{ Hz}$ gewählt. Was dies konkret bedeutet ist in Tabelle 11 erleutert.

Δf [Hz]	Wiederholung günstige Synchronisation [-]	Ausgleichsvorgänge aufgrund von Δf [-]
0,15	alle 6,66 s	vernachlässigbar
0,175	alle 5,714 s	vernachlässigbar
0,2	alle 5 s	vernachlässigbar

Tabelle 11: Synchronisation

In Abbildung 15 sind die Verhältnisse von U_{SS} - Spannung der Sammelschiene, U_{MA} - Maschinenspannung (zu synchronisierende SM) und der Differenzspannung ΔU dargestellt.

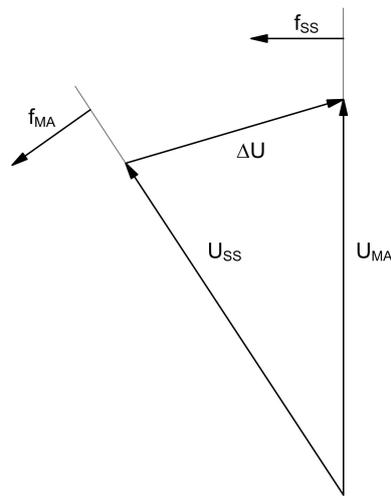


Abbildung 15: Spannungszeiger der Sammelschiene (SS) und des Synchrongenerators (MA)

Folgend wird die Synchronisation von SM anhand von konkreten Ergebnissen aus der Simulation mit DIgSILENT erläutert. In der Abbildung 16 und 17 wird eine erfolgreiche „sanfte“ Synchronisation im Kraftwerk Pernegg, Generator 1 dargestellt. Es ist in Abbildung 17 dennoch eine kleine Leistungsspitze von rund 1,5 MW während der Synchronisation zu erkennen. Diese rührt daher, dass vor der Synchronisation die leerlaufende Maschine und das Inselnetz eine Differenzfrequenz hatten, damit sich wie bereits erklärt, ein synchroner Moment einstellen kann. Wird nun der Generator an das Netz geschaltet, muss die Maschine in diesem Fall auf die Inselfrequenz beschleunigt werden. Daher ergibt sich eine kleine positive Leistungsspitze, welche aber als unkritisch zu bewerten ist. 18 und 19 zeigen hingegen eine unsynchrone Zuschaltung und die damit verbundenen Ausgleichsvorgänge. Die Ergebnisse der unsynchronen Zuschaltung stammen aus der Simulation für das Kraftwerk Hieflau, Generator 1.

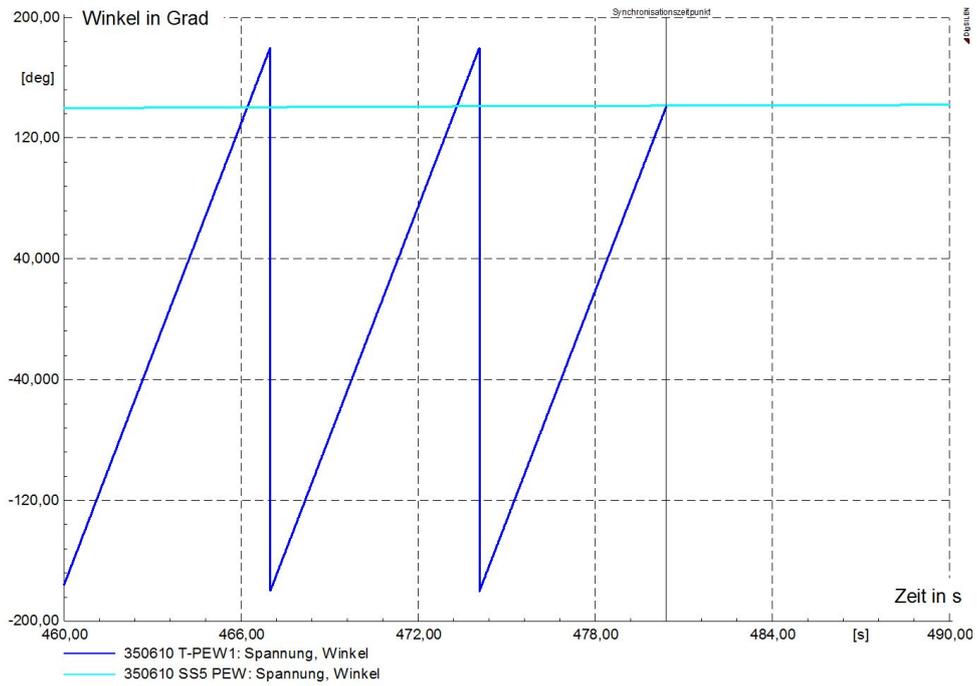


Abbildung 16: Spannungswinkelverlauf bei synchroner Zuschaltung am Beispiel KW Pernegg

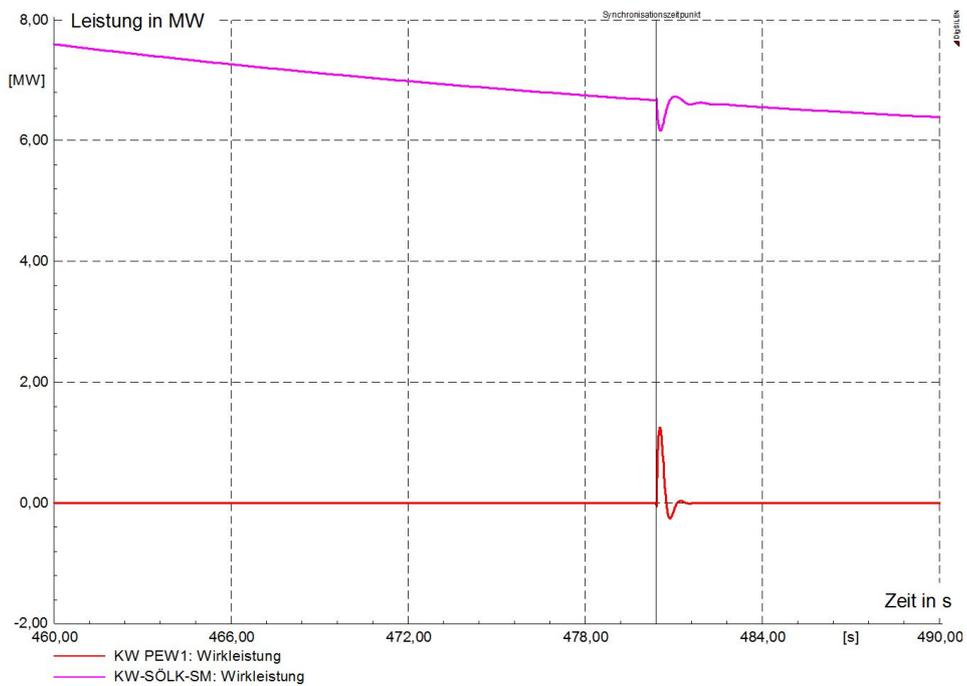


Abbildung 17: Wirkleistungsverlauf bei synchroner Zuschaltung am Beispiel KW Pernegg

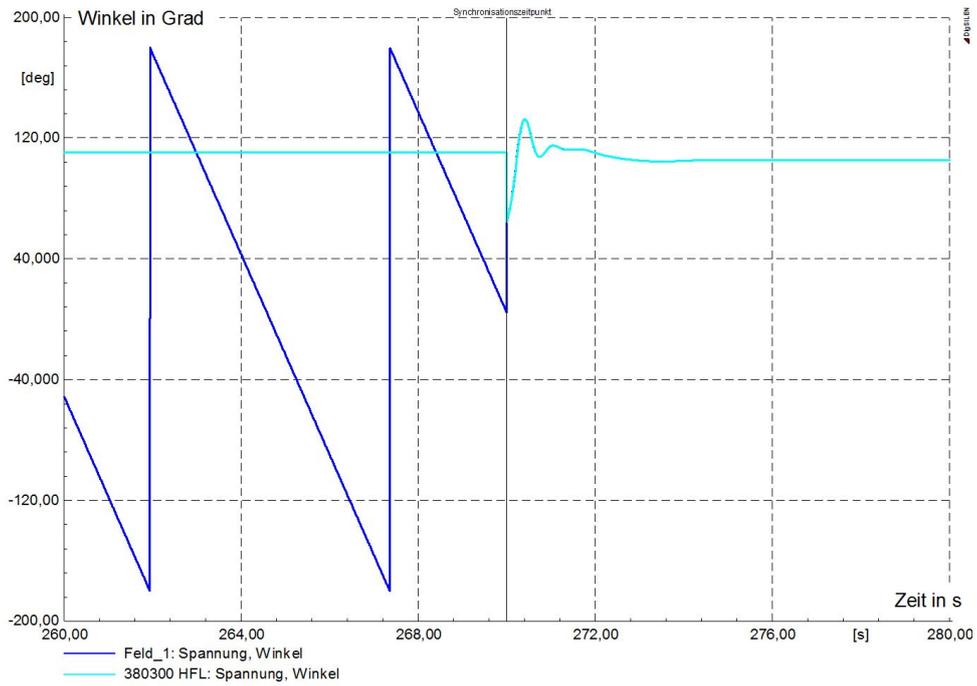


Abbildung 18: Spannungswinkelverlauf bei unsynchroner Zuschaltung am Beispiel KW Hieflau

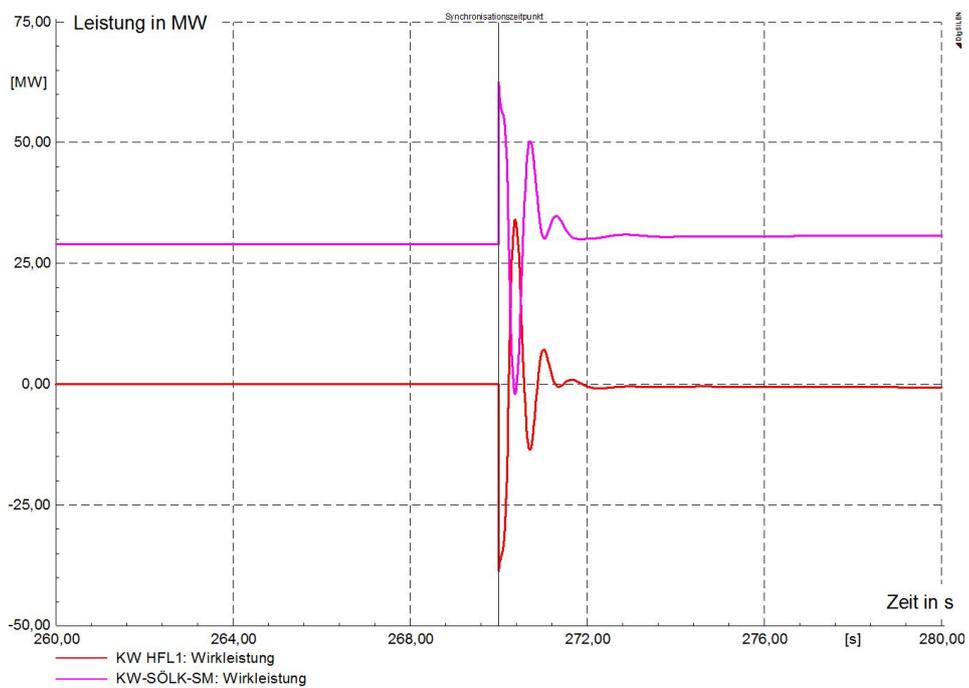


Abbildung 19: Wirkleistungsverlauf bei unsynchroner Zuschaltung am Beispiel KW Hieflau

3.2 Transformator

DISSILENT verwendet das klassische Einphasenersatzschaltbild (Abbildung 20) mit den üblichen Parametern. Dabei beschreiben R_1 und R_2 die ohmschen Widerstände (Kupferverluste), $X_{1\sigma}$ und $X_{2\sigma}$ die Streuverluste und X_h stellt die Hauptinduktivität dar. Um auch die Eisenverluste des Hauptflusses zu berücksichtigen, kommt parallel zu der Hauptreaktanz X_h ein so genannter Eisenverlustwiderstand R_{fe} hinzu. Die meisten Transformatoren die in der Simulation verwendet wurden, sind Maschinentransformatoren, die die Generatorspannung von rund 10 kV auf 110 kV hochtransformieren.

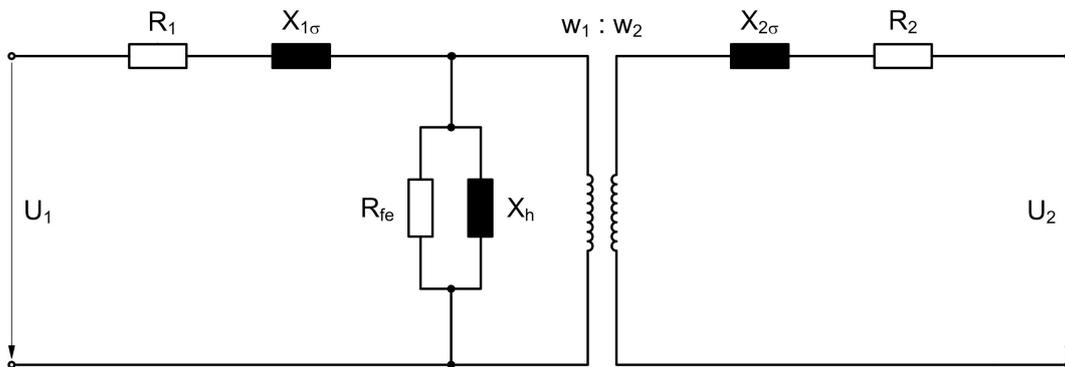


Abbildung 20: Ersatzschaltbild Transformator (Mitsystem)

Mathematische Beschreibung

Unter Vernachlässigung des Eisenverlustwiderstandes können die Spannungsgleichungen eines Zweiwicklungstransformators angeschrieben werden [7]:

$$\underline{U}_1 = R_1 \cdot \underline{I}_1 + jX_{1\sigma} \cdot \underline{I}_1 + jX_h(\underline{I}_1 + \underline{I}'_2) \quad (48)$$

$$\underline{U}'_2 = R'_2 \cdot \underline{I}'_2 + jX'_{2\sigma} \cdot \underline{I}'_2 + jX_h(\underline{I}_1 + \underline{I}'_2) \quad (49)$$

Dabei bedeuten Strichgrößen (\underline{I}'_2 , \underline{U}'_2), Größen die auf die Primärseite umgerechnet worden sind, was in Formel 50 vorgezeigt wird [7].

$$\underline{I}'_2 = \underline{I}_2 \cdot \frac{N_2}{N_1} \quad \text{bzw.} \quad \underline{U}'_2 = \underline{U}_2 \cdot \frac{N_1}{N_2} \quad (50)$$

Eine wichtige Kenngröße ist die Kurzschlussspannung U_k , welche primärseitig angelegt werden muss, um bei kurzgeschlossener Sekundärwicklung den Bemessungsstrom zu erreichen. In der Simulation wird diese als relative Kurzschlussspannung u_k angegeben.

$$u_k = \frac{U_k}{U_1} \cdot 100\% \quad (51)$$

Ihr Wert beträgt für Transformatoren nach DIN 42 500-508 zwischen 4 – 12% und steigt mit zunehmender Leistung [7]. Weitere wichtige Kenngrößen zur Beschreibung von Transformatoren sind u_r und u_x , welche die Katheten des Kapp'schen Dreiecks darstellen.

$$u_r = \frac{R_k \cdot I_{1N}}{U_1} = \frac{P_k}{S_N} \quad (52)$$

$$R_k = R_1 + R'_2 \quad (53)$$

$$u_x = \frac{X_k \cdot I_{1N}}{U_1} = \frac{Q_k}{S_N} \quad (54)$$

$$X_k = X_{1\sigma} + X'_{2\sigma} \quad (55)$$

Schaltgruppen

Die drei Wicklungen einer Seite eines Drehstromtransformators können in Stern, Dreieck oder Zickzack zusammengeschaltet werden. Für hohe Spannungen wird eher eine Sternschaltung, für hohe Ströme hingegen die Dreieckschaltung verwendet. Eine Eigenschaft der Dreieckschaltung ist es, bei unsymmetrischer Belastung der in Stern geschalteten Wicklung, die Sternpunktbelastung dieser Wicklung zu erhöhen. Bei der Zickzackschaltung besteht die Wicklung eines Stranges je zur Hälfte aus zwei Teilen. Je nach Ausführung der Schaltgruppe ergeben sich dann unterschiedliche Phasendrehungen von 0° bis 360° in jeweils 30° -Schritten. Die Phasendrehung wird durch eine Kennzahl beschrieben (z.B.: Yd11 = Primärseite: Stern, Sekundärseite: Dreieck, Phasendrehung: $11 \cdot -30^\circ = -330^\circ$, Sternpunkt nicht ausgeführt).

Implementierte Transformatoren

In Tabelle 12 sind die verwendeten Transformatoren, für das Netzwiederaufbaukonzept Steiermark zu erkennen.

Bezeichnung	Nennleistung	OS-Seite	US-Seite	u_k	Kupferverluste	Schaltgruppe
	[MVA]	[kV]	[kV]	[-]	[kW]	[-]
KW-Sölk-BKT	70	120	10,5	12%	175	Yd5
ESL-REGLER	120	110	110	1,3%	99,6	Yy0
380300 T-HFL1	27	117	10,5	11,1%	75	Yd5
380300 T-HFL2	27	117	10,5	11,1%	75	Yd5
380300 T-HFL3	25	117	10,5	11,7%	75	Yd5
350610 T-PEW1	20	115	6,3	11%	24	Yd5
KW_PEW2-BKT	20	115	6,3	11%	24	Yd5
KW_PEW3-BKT	20	115	6,3	11%	24	YdN5
440300 KW-UM6	25	110	62,4	11,35%	25	Yy0
440300 T-ARN1_t	12,8	63	5	9%	12,8	Yd5
440300 T-ARN2_t	12,8	63	5	8,8%	12,8	Yd5
KW-ARN3-BKT	12,8	63	5	9%	12,8	Yd5

Tabelle 12: Auszug einiger Transformatoren während dem Netzaufbau

3.2.1 Einschalten leerlaufender Transformatoren

Wenn man einen sekundär unbelasteten Transformator mit seiner Primärwicklung an das Netz schaltet, so wird sich der stationäre Leerlaufstrom erst nach Abklingen der elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge einstellen. Diese Vorgänge sind darauf zurückzuführen, dass der Transformator beim Einschalten in Sättigung getrieben werden kann. Dadurch verringert sich die Hauptinduktivität wesentlich und es können Ströme fließen, die ein Vielfaches des Nennstromes betragen. Wenn man alle netzseitigen Spannungsabfälle durch den Einschaltstrom vernachlässigt, entspricht der Schaltvorgang einer Zuschaltung der starren Netzspannung u_1 auf eine Spule L_1 mit dem Wicklungswiderstand R_1 . Es ergibt sich die Ersatzschaltung nach Abbildung 21

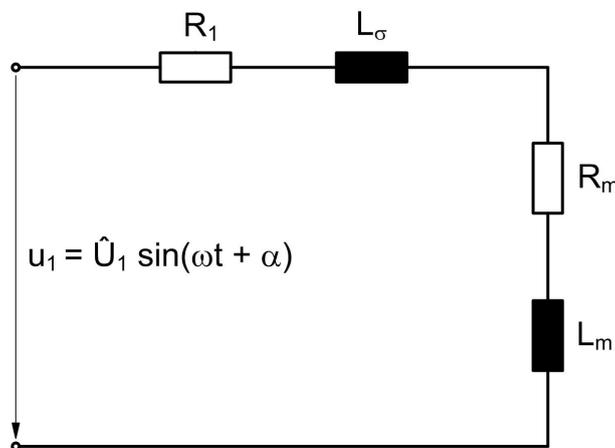


Abbildung 21: Ersatzschaltbild Inrushberechnung

Aus Abbildung 21 kann in weiterer Folge die Spannungsgleichung angeschrieben werden.

$$u_1 = R_1 \cdot i_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} = R_1 \cdot i_1 + N_1 \frac{d\phi_{1t}}{dt} \quad (56)$$

$$L_1 = L_\sigma + L_m \quad (57)$$

$$R_1 = R_l + R_m \quad (58)$$

Die Netzspannung u_1 kann nach Formel 59 folgendermaßen umgeschrieben werden.

$$u_1 = \sqrt{2} U_1 \cdot \sin(\omega t + \alpha) = \omega \cdot N_1 \cdot \phi_1 \cdot \sin(\omega t + \alpha) \quad (59)$$

Durch Kombination von Formel 56 und 59 lässt sich nun der zeitliche Verlauf des mit der Primärwicklung verketteten Flusses ϕ_{1t} in Formel 60 berechnen.

$$\phi_{1t} = -\phi_1 \cdot \cos(\omega t + \alpha) + C - \frac{R_1}{N_1} \cdot \int i_1 dt \quad (60)$$

Wenn man in Formel 60 die Anfangsbedingungen $i_1 = 0$ und $\phi_{1t} = \phi_{rem}$ für den Zeitpunkt $t = 0$ einsetzt, erhält man für die Integrationskonstante C folgenden Ausdruck:

$$C = \phi_1 \cdot \cos(\alpha) + \phi_{rem} \quad (61)$$

Somit erhält man mit dieser Konstante folgenden Ausdruck für die Funktion $\phi_{1t} = f(t)$

$$\phi_{1t} = -\phi_1 \cdot \cos(\omega t + \alpha) + \phi_1 \cdot \cos(\alpha) + \phi_{rem} - \frac{R_1}{N_1} \cdot \int i_1 dt \quad (62)$$

Formel 62 beschreibt den Verlauf des Flusses nach dem Einschalten des Transformators zum Zeitpunkt $t = 0$. Durch den Integralterm wird das Abklingen der Schaltspitze durch die dämpfende Wirkung des ohmschen Wicklungswiderstandes R_1 berücksichtigt. Aus dieser Gleichung lässt sich auch der ungünstigste Zeitpunkt für das Zuschalten eines leerlaufenden Transformators bestimmen. Dieser wäre bei $\alpha = 0$, was den Nulldurchgang der Netzspannung bedeuten würde. In diesem Falle muss bei $\omega t = \pi$ eine halbe Periode nach dem Einschalten die Primärwicklung den maximalen Fluss ($\phi_{max} = 2\phi_1 + \phi_{rem}$) erzeugen. Beim Fluss ϕ_1 liegen bereits Kernflussdichten von rund $1,5T$ vor, daher entstehen bei ϕ_{max} extreme Sättigungen. Dies wird weiters verstärkt, wenn aus dem früheren Betrieb ein positiver Remanenzfluss ϕ_{rem} zurückgeblieben ist. Daher werden zur Erzeugung von ϕ_{max} beträchtliche Stromspitzen benötigt, die je nach Aufbau und Leistung des Transformators Werte bis zum 15-fachen Scheitelwert des Bemessungsstromes betragen können. Durch den Inrushstrom treten in weiterer Folge Spannungseinbrüche auf. Diese Spannungseinbrüche sind naturgemäß in einem starken Netz (hohe Kurzschlussleistung) geringer ausgeprägt als in einem schwächeren. Bei kleinen Transformatoren (geringe Leistung) klingt dieser Einschaltstoßstrom (Rusheffekt) innerhalb eines Sekundenbruchteils ab. Große Transformatoren haben einen geringen Wicklungswiderstand R_1 und daher liegt das Abklingen dieses Vorgangs für Transformatoren großer Leistungen im Sekundenbereich [7][6].

Implementierung in DIgSILENT

Die RMS-Simulation in DIgSILENT sieht keine Modellierung des Inrushvorganges vor. In der EMT-Simulation könnte man zumindest eine Sättigungscharakteristik eingeben. Der Nachteil der EMT-Simulation ist jedoch die sehr lange Simulationszeit. Daher wurde das Modell, welches den Inrushvorgang nachstellt, außerhalb des Transformators mit Hilfe eines SVC (static var compensator) nachgestellt. Dieser wird auf die gleiche Sammelschiene wie die Oberseite des Transformators geschaltet und nimmt genau zum Zeitpunkt wenn der leerlaufende Transformator zugeschaltet wird, die Menge an Blindleistung auf, die der Transformator aufgrund des Rusheffekts aufnehmen würde. Vereinfachend kann der zeitliche Verlauf des Effektivwertes des Inrushstroms mit folgender exponentieller Funktion beschrieben werden [15][16][17].

$$I(t)_{o,pu} = \hat{I}_{o,pu} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (63)$$

$$\hat{I}_{o,pu} = \frac{\hat{I}_o}{I_n} \tag{64}$$

Daraus lässt sich dann in weiterer Folge die aufgenommene Blindleistung berechnen.

$$Q(t) = \sqrt{3} \cdot U \cdot I(t)_{o,pu} \cdot I_n = S_n \cdot \hat{I}_{o,pu} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \tag{65}$$

Dieses Modell wurde lediglich für einen Transformator in der Simulation benötigt. Er ist in der Tabelle 12 als ESL-REGLER zu erkennen. Dieser dient normalerweise als Längs-Regeltransformator zur Steuerung des Blindleistungsflusses. Nach Absprache mit Verbund AG und Energienetze Steiermark GmbH stellte sich heraus, dass zur Überbrückung dieses ESL-Reglers eine Bypassverbindung in Form eines Leistungsschalters vorhanden ist. Für den Netzwiederaufbau ist es natürlich deutlich günstiger über diesen Leistungsschalter zu schalten, um so den Inrush-Vorgang des Transformators zu vermeiden. Jedoch ist es bei Interesse möglich, sich die relevanten Größen des Inrush-Vorgangs in der Simulation ausgeben zu lassen. In Abbildung 22 wird die Blindleistungsaufnahme des Simulationsmodells bei $I_{peak} = 2,5 p.u.$, $\tau = 1,5 s$ und einer Transformatornennleistung von 120 MVA dargestellt.

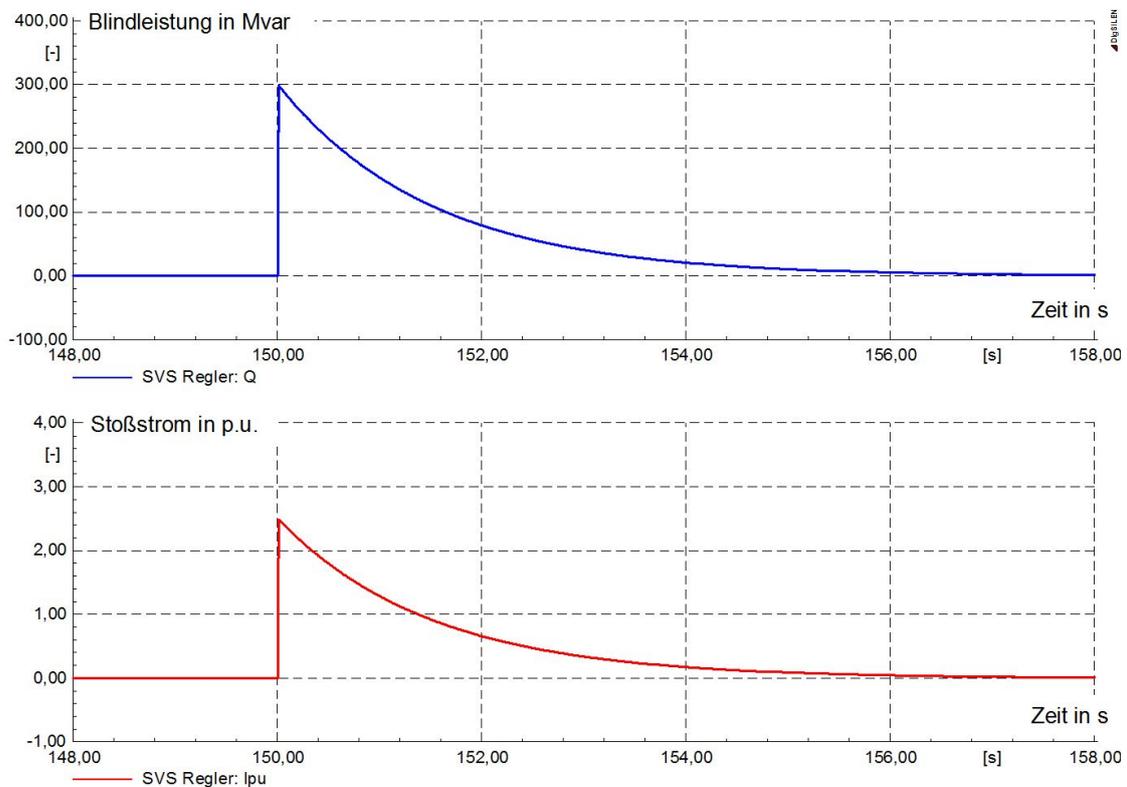


Abbildung 22: Blindleistungs- und Stoßstromverlauf während eines Inrushvorgangs

3.3 Leitung

Die Modellierung einer elektrischen Energieleitung erfolgt in DigSILENT, wie auch üblich, mit dem π -Ersatzschaltbild. Aus der Geometrie einer Leiteranordnung und den verwendeten Materialien ergeben sich für jede Leitung charakteristische Größen. Diese werden dann auf eine Längeneinheit bezogen und werden auch Leitungsparameter genannt. Es werden folgende Leitungsparameter definiert:

- Widerstandsbelag R' in Ω/km
- Induktivitätsbelag L' in H/km
- Ableitbelag G' in S/km
- Kapazitätsbelag C' in F/km

Wie diese Beläge dann wirken und implementiert werden, ist in nachfolgender Abbildung 23 zu erkennen.

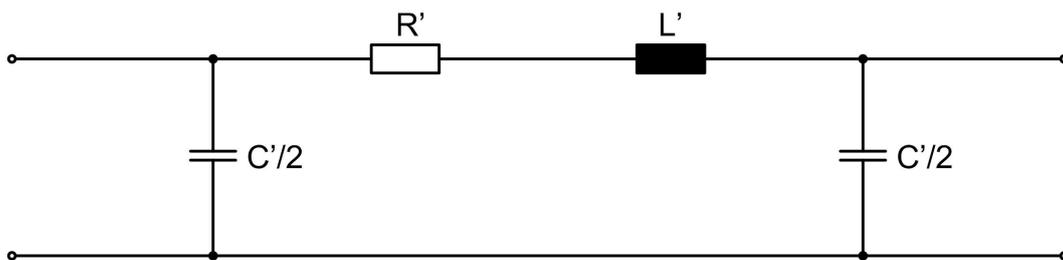


Abbildung 23: π -Ersatzschaltbild einer Leitung (Mitsystem)

Dabei resultiert der Längswiderstand der Leitung aus dem ohmschen Widerstand des Leitermaterials (Alu oder CU). Die Längsinduktivitäten und Querkapazitäten resultieren aus den Effekten des magnetischen und elektrischen Feldes eines unter Spannung stehenden und stromführend Leiters. Der Ableitbelag entwickelt sich aus den Leckströmen an den Isolatoren und im Isoliermedium (z.B.: Luft, SF6). Dieser Querleitwert kann oft vernachlässigt werden, da die Ableitströme in der Regel sehr klein sind [11].

Bei der Belastung einer Leitung bei Nennspannung wird zwischen drei Fällen unterschieden:

- mit natürlicher Leistung ($P = S_{nat}$) ist die Blindleistungsbilanz ausgeglichen,
- mit unternatürlicher Leistung ($P < S_{nat}$) wirkt die Leitung als Blindleistungserzeuger und
- mit übernatürlicher Leistung ($P > S_{nat}$) wirkt die Leitung als Blindleistungsverbraucher.

Dabei ist anzumerken, dass es bei einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz zu keinem Spannungsabfall entlang der Leitung kommt. Bei Hochspannungskabeln liegt die natürliche Leistung über der thermischen Grenzleistung. Daher wirken Hochspannungskabel immer als Blindleistungserzeuger. In Tabelle 13 werden noch einige typische, eingestellte und berechnete Werte für Hochspannungsleitungen angezeigt, wie sie auch in der Simulation verwendet werden.

Bezeichnung/Typ	U_N	I_N	R'	X'	C'	Z_W	S_{nat}	S_{therm}	Art
	[kV]	[kA]	[Ω/km]	[Ω/km]	[nF/km]	[Ω]	[MVA]	[MVA]	[-]
E-AlMgSi/St 150/25	110	0,44	0,225	0,4	7,926	400,8	30,2	83,83	Freileitung
E-Al/St 310/100	110	0,74	0,09	0,4	7,926	400,8	30,2	140,99	Freileitung
E-Al/St III 210/35	110	0,59	0,138	0,4	7,926	400,8	30,2	112,41	Freileitung
E-ÖAK 800	110	0,712	0,021	0,12	564,268	26,02	465,03	135,65	Kabel
E-2XHCJA2Y 800-110	110	0,72	0,03	0,17	200	52,02	232,6	137,18	Kabel

Tabelle 13: einige verwendete Leitungen/Kabel in der Simulation

Es können folgende Aussagen getroffen werden, welche sich auch mit Tabelle 13 bestätigen lassen:

- Der Längsinduktivitätsbelag von Freileitungen ist in der Regel höher als jener von Kabeln
- Der Querkapazitätsbelag ist normalerweise bei Kabeln wesentlich höher als bei Freileitungen
- Bei der Freileitung können die Stromwärmeverluste deutlich einfacher an die Luft abgeführt werden. Bei Kabeln jedoch, muss die anfallende Wärme über das anliegende Dielektrikum abgegeben werden. Daher muss die Erwärmung bzw. die ohmschen Verluste bei Kabeln, klein gehalten werden um keine Schäden zu verursachen. Aus diesem Grund haben Kabel bei gleicher Nennleistung meist niedrigere Längswiderstandsbeläge als Freileitungen

Mathematische Beschreibung

Hier sollen die Kabeln bzw. Freileitungen noch mathematisch beschrieben werden. Ausgegangen wird von den Differentialgleichungen für Strom und Spannungen die sich aus dem π -Ersatzschaltbild, Abbildung 23 ableiten lassen.

$$\frac{dU}{dx} = -(R' + j\omega L')I \quad (66)$$

$$\frac{dI}{dx} = -(G' + j\omega C')U \quad (67)$$

Durch gegenseitiges Einsetzen erhält man je eine gewöhnliche lineare Differentialgleichung zweiter Ordnung mit konstanten Koeffizienten für Spannung und Strom.

$$\frac{d^2 \underline{U}}{dx^2} = (R' + j\omega L')(G' + j\omega C') \underline{U} = \underline{\gamma}^2 \underline{U} \quad (68)$$

$$\frac{d^2 \underline{I}}{dx^2} = (R' + j\omega L')(G' + j\omega C') \underline{I} = \underline{\gamma}^2 \underline{I} \quad (69)$$

Dabei beschreibt γ die komplexe Wellenausbreitungskonstante bzw. die Übertragungskonstante mit der Dimension 1/Länge.

$$\gamma = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} = \alpha + j\beta \quad (70)$$

Wie schon erwähnt, kann der Querleitwert vernachlässigt werden, da dieser in der Regel sehr klein ist. In weitere Folge, kann auch der Widerstandsbelag vernachlässigt werden. Es ergeben sich somit folgende Ergebnisse mit guter Näherung:

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(R' + j\omega L')j\omega C'} \approx j\omega \sqrt{L' \cdot C'} \quad (71)$$

Durch gegenseitiges Einsetzen und Koeffizientenvergleich erhält man als Quotient von Spannung und Strom die Wellimpedanz Z_W , welche in Formel 72 berechnet wird.

$$Z_W = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{j\omega C'}} \approx \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (72)$$

Die Blindleistungsbilanz einer Leitung bei Wirkleistungsübertragung P lässt sich aus dem Laststrom, der Spannung und der Leitungsinduktivität bzw. -kapazität berechnen. Für eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz muss gelten [2]:

$$Q = I^2 \omega L - U^2 \omega C = 0 \quad (73)$$

Daraus folgt für den Belastungsstrom:

$$I = U \sqrt{\frac{C}{L}} = \frac{U}{Z_W} \quad (74)$$

und für die übertragene Leistung:

$$P = U \cdot I = \frac{U^2}{Z_W} = S_{nat} \quad (75)$$

3.4 Last

Für einfache quasistationäre Lastflussberechnungen reicht es, wenn Lasten als konstante Scheinleistungen, die von der Knotenspannung und Frequenz unabhängig sind, dargestellt werden. Jedoch können sich die Knotenspannungen in kritischen Situationen des Netzes, sowie auch beim dynamischen Netzwiederaufbau stark ändern und somit auch die Wirk- und Blindleistungsaufnahme der Lasten. Aus diesem Grund muss die Spannungsabhängigkeit der Leistungsaufnahme bei der Bestimmung der Stabilitätsgrenzen berücksichtigt werden. Dabei können grundsätzlich drei Bereiche unterschieden werden:

- konstant Leistung
- konstant Strom
- konstant Impedanz

Das Schaltbild einer allgemeinen Last mit dem DIGSILENT arbeitet, ist in Abbildung 24 gezeigt.

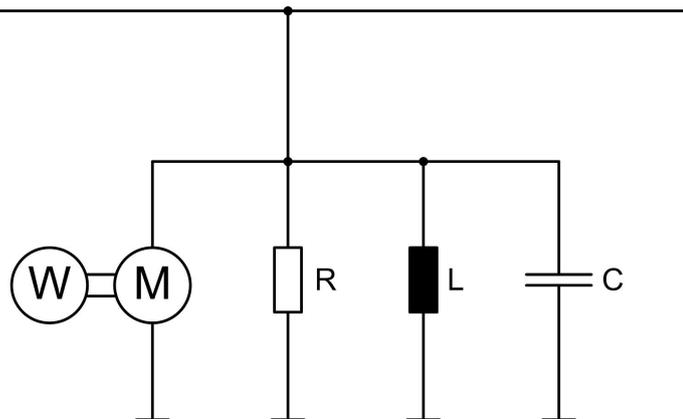


Abbildung 24: Ersatzschaltbild einer allgemeinen Last

Es wurde eine symmetrische Last gewählt, bei welcher die Blindleistungs- und Wirkleistungsaufnahme angegeben wurden. Die Spannungsabhängigkeit der Last wird mit folgendem Modell beschrieben:

$$P = P_0 \left(a_P \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{aP}} + b_P \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{bP}} + c_P \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{cP}} \right) \quad (76)$$

$$Q = Q_0 \left(a_Q \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{aQ}} + b_Q \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{bQ}} + c_Q \left(\frac{u}{u_n} \right)^{e_{cQ}} \right) \quad (77)$$

Dabei gilt für c_P und c_Q folgendes:

$$c_P = 1 - a_P - b_P \quad (78)$$

$$c_Q = 1 - a_Q - b_Q \quad (79)$$

In Tabelle 14 wird festgehalten, was die Veränderungen der einzelnen Exponenten bewirkt.

Exponent	betroffene Größe
0	konstante Leistungsaufnahme
1	konstante Stromaufnahme
2	konstante Impedanz der Last

Tabelle 14: Lastverhalten bei verschiedenen Exponenten [13]

Innerhalb der Simulation wurden die Lasten als konstante Leistungsverbraucher eingebunden. Das bedeutet für die Faktoren $a_P = b_P = a_Q = b_Q = 0$. Aus dieser Festlegung folgt, dass nach Formel 78 und 79 $c_P = c_Q = 1$ zu setzen ist. Die Exponentialparameter müssen laut Tabelle 14 alle auf Null gesetzt werden, um das gewünschte Verhalten der Last zu erreichen.

3.5 Schalter

Schalter sind von essentieller Bedeutung für die Simulation. Ausgangspunkt nach einem Blackout ist eine horizontale und vertikale Öffnung im gesamten Netz. Das heißt, es sind alle Verbindungen zu benachbarten Netzen und zu anderen Spannungsebenen aufgehoben. Im Rahmen des Netzaufbaus werden dann Schaltereignisse definiert, die Leitungszüge in eine gewünschte Richtung/Gegend schalten. Auch für die synchrone Zuschaltung von zusätzlichen Generatoren spielen Schaltereignisse eine tragende Rolle. Diese sollen nur dann auslösen, wenn der Spannungszeiger des zuzuschaltenden Generators in die selbe Richtung wie die nächstliegende bespannte Sammelschiene zeigt. Nur dann ist eine „weiche“ Synchronisation möglich, ohne dass diverse Betriebsmittel aufgrund von hohen Ausgleichsströmen Schaden nehmen. Näheres hierzu ist in Kapitel 3.1.5 zu finden. DIGSILENT unterscheidet, wie in der Elektrotechnik üblich, zwischen folgenden verschiedenen Schaltertypen:

- a) Leistungsschalter
- b) Trennschalter
- c) Lastschalter
- d) Lasttrennschalter

ad a)

Die Aufgabe von Leistungsschaltern besteht in der sicheren Unterbrechung von Betriebs- und Kurzschlussströmen, sowie in der Isolation der über den getrennten Schaltkontakten wiederkehrenden Spannung. Für die Auswahl eines Leistungsschalters sind vor allem folgende Kennwerte von Bedeutung: Bemessungsstrom, Stoßkurzschlussstrom, thermisch gleichwertiger Kurzzeitstrom, sowie der Ausschaltwechselstrom. Bei aperiodischen Kurzschlussströmen mit einer Gleichstromkomponente ist die Beanspruchung der Schaltstrecke größer und es müssen u.U. leistungsfähigere Schalter verwendet werden [14]. Bis Mitte der siebziger Jahre wurden in Europa vornehmlich für den Mittelspannungsbereich ölarme Schalter verwendet. Im Hoch- und Höchstspannungsbereich bevorzugte man hingegen Druckluftschalter. Diese Schalter wurden jedoch von modernen SF_6 -Schaltanlagen weitgehend abgelöst. Auf eine genauere Darstellung wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet und auf [9] verwiesen.

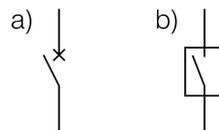


Abbildung 25: Schaltzeichen eines Leistungsschalters (a) - gemäß DIN EN 60617 Teil 7, b) - alt) [9]

ad b)

Häufig werden diese Schaltertypen auch nur als Trenner bezeichnet. die Hauptaufgabe dieser Schalter ist es, nach dem Öffnen eine Trennstrecke im Leitungsverlauf zu erzeugen. Ihr Isoliervermögen soll deutlich über dem der Leiter-Erde-Isolation liegen, damit nachfolgende Betriebsmittel sicher freigeschaltet werden. Damit ist die Sicherstellung der Längsisolation eine Hauptaufgabe der Trennschalter. Wenn ein Strom gegen die volle Betriebsspannung unterbrochen werden soll, muss zunächst der Leistungsschalter betätigt werden, bevor man den Trennschalter öffnen darf. Dieser muss dann nur noch den kleinen kapazitiven Strom beherrschen, der sich über die Steuerkondensatoren und Teilkapazitäten der Anlage schließt. Bei einer Nennspannung von 110 kV wird nur ein Strom von 0,1 A als zulässig angesehen [9]. Somit kann vereinfachend zusammengefasst werden, dass der Trennschalter nur im stromlosen Zustand geschaltet werden darf.



Abbildung 26: Schaltzeichen eines Trennschalters [9]

ad c)

Im Prinzip sind Lastschalter und Leistungsschalter recht ähnlich. Die beiden Schaltertypen unterscheiden sich nur in ihrem Ausschaltvermögen wesentlich. Lastschalter können nur Betriebsströme, also Ströme im ungestörtem Zustand, mit einem induktiven Leistungsfaktor von ca. $\cos \varphi \geq 0,7$ ausschalten; nur geringe Überströme sind erlaubt. Kurzschlussströme können sie nicht unterbrechen. Aus diesem Grund sind häufig Lastschaltern Leistungsschalter vorgeschaltet [9].

ad d)

Um Kosten aufgrund von Trennschaltern zu sparen, sind sogenannte Lasttrennschalter entwickelt worden. Sie weisen die Eigenschaften eines Lastschalters auf, stellen jedoch zusätzlich eine sichtbare Trennstrecke her, deren Isoliervermögen den erforderlichen Bedingungen genügt [9]. Somit kombiniert der Lasttrennschalter, wie der Name schon zu erkennen gibt, die Eigenschaften des Lastschalters mit denen des Trennschalters. Dadurch können der Schaltfehlerschutz und die bei Lastschaltern zusätzlich erforderlichen Trennschalter entfallen. Abbildung 27 zeigt das Schaltzeichen dieses Schalters.



Abbildung 27: Schaltzeichen eines Lasttrennschalters [9]

3.6 Kompensationsdrossel

Bei nicht oder nur schwach belasteten Hochspannungsleitungen hat die Freileitung aufgrund der relativ hohen kapazitiven Ladeströme einen hohen kapazitiven Blindleistungsbedarf. Durch eine entsprechende Kompensationsdrossel kann dem entgegengewirkt werden und so gewährleistet werden, dass die Spannung in ihrem Spannungstoleranzband ($0,9 - 1,1 p.u.$) gehalten werden kann. Drosselspulen werden immer mit Luftspalt ausgeführt, um die Kennlinie zu linearisieren und so eine konstante Kompensationsinduktivität zu erhalten. Aus diesem Grund ist die Drosselspule einem Transformator recht ähnlich und auch die Dimensionierung erfolgt bei beiden in der gleichen Art und Weise [4].

Nachfolgend ist das Ersatzschaltbild einer 3-phasigen Kompensationsdrossel, wie es auch DIgSILENT verwendet in Abbildung 28 angeführt.

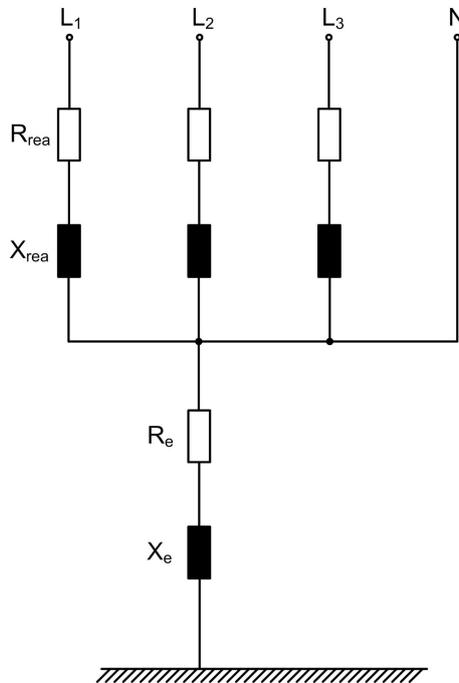


Abbildung 28: Ersatzschaltbild einer Kompensationsdrossel

Zur Kompensation innerhalb des steirischen 110kV-Netzes steht eine 3-Phasen Öl-Kompensations Drosselpule der Firma Siemens mit einer Nennleistung von 23000 – 57000 *kvar* zur Verfügung. Diese ist an der SS Teufenbach (420004 TEU) angebunden und kann ihre aufgenommene Blindleistung mittels 15 Stufen einstellen. Aus der folgenden Tabelle 15 können die Werte der Drossel bei entsprechender Stufenschalterstellung entnommen werden.

Stufenschalterstellung	Leistung	Strom	Impedanz
[-]	[MVar]	[A]	[Ω]
0	57,00	267,55	265,4
1	54,57	256,15	277,2
2	52,14	244,75	290,2
3	49,71	233,35	304,3
4	47,29	221,95	320,0
5	44,86	210,56	337,3
6	42,43	199,16	356,6
7	40,00	187,76	378,2
8	37,57	176,36	402,7
9	35,14	164,96	430,5
10	32,71	153,56	462,5
11	30,29	142,16	499,5
12	27,86	130,76	543,1
13	25,43	119,36	595,0
14	23,00	107,96	657,8

Tabelle 15: Kompensationsdrossel

Die Drossel wurde entsprechend des Datenblattes in das Simulationsprogramm eingebunden. Jedoch wurde sie für den Netzwiederaufbau nicht benötigt, da die Blindleistungsflüsse keine nennenswerten Probleme verursachen und so eine Kompensation nicht zwingend notwendig ist. Des Weiteren liegt Teufenbach nicht unmittelbar auf der Strecke des Netzwiederaufbaukonzeptes. Jedoch steht die Drossel bei Bedarf für eine Simulation bereit und kann jederzeit in Verwendung genommen werden. Das Leistungsschild der 3-Phasen Öl-Kompensations Drosselspule ist bei Interesse aus dem Anhang zu entnehmen.

Mathematische Beschreibung

Es folgt eine kurze mathematische Beschreibung der wichtigsten Größen nach [18]. Formel 80 liefert den Zusammenhang zwischen der aufgenommenen Blindleistung und der eingestellten Reaktanz in Bezug auf die angegebene Nennspannung.

$$Q_{rea} = \frac{3 \cdot U_n^2}{X_{rea}} \quad (80)$$

Aus dieser Formel lässt sich gut erkennen, dass die aufgenommene induktive Blindleistung quadratisch von der Spannung abhängig ist. In der Simulation ist es auch möglich, über die sogenannte Güte der Drossel qf_{rea} eine verlustbehaftete Spule nachzustellen. Der dabei entstehende Widerstand wird in Formel 81 berechnet, wobei qf_{rea} die Güte bei Nennfrequenz darstellt.

$$R_{rea} = \frac{X_{rea}}{qf_{rea}} \quad (81)$$

Dabei wird bei einer Güte von $qf_{rea} = 0$ der Widerstand R_{rea} ebenfalls zu 0.

4 Evaluierung der Ergebnisse

4.1 Auswahl relevanter Kraftwerke

Ein Netzwiederaufbau wird, wenn möglich, mit wenigen, dafür leistungsstarken Kraftwerken (große Speicherkraftwerke als Regelkraftwerke) durchgeführt. Dadurch erleichtert sich die Regelung im Inselnetz, da sich die Anzahl der kritischen Parameter auf welche man achten muss deutlich verringert.

Wie bereits erwähnt, spielt auch die rotierende Masse im Inselnetz eine bedeutende Rolle. Diese gleicht die Energiebilanz im ersten Moment der Lastzu- bzw. Abschaltung aus, indem die rotierenden Massen des Systems abgebremst bzw. beschleunigt werden. Desto mehr rotierende Massen im System vorhanden sind, umso geringer ist bei Lastzuschaltung der Frequenzeinbruch und umso flacher ist der Frequenzgradient. Weiters bedeutet das, dass die Turbinenregler und das Stellglied mehr Zeit benötigen dürfen, um durch Erhöhung oder Verringerung der Maschinenleistung die Änderung abzufangen. Dies ist auch ein weiterer Punkt, warum das Netz mit leistungsstarken Kraftwerken aufgebaut werden soll, da diese in der Regel viel rotierende Energie in Betrieb haben.

Der erste Schritt bei der Erstellung eines Netzwiederaufbaukonzeptes ist es, sich nun eine geeignete Streckenführung durch das zu betrachtende Gebiet zu überlegen. Entlang dieses Verlaufes sollten sich geeignete Kraftwerke, aber auch Netzgebiete mit hoher Priorität (jene Gebiete die wieder rasch versorgt werden müssen, z.B.: wichtige Industriegebiete, große Städte, Krankenhäuser etc.) befinden. Des Weiteren sollte nach einem erfolgreichen Netzwiederaufbaukonzept das gesamte restliche Netzgebiet leicht in Betrieb genommen werden können. Zur Auswahl von geeigneten Kraftwerken für den Netzwiederaufbau ergeben sich nun folgende wichtige Punkte welche erfüllt werden müssen.

1. Das Kraftwerk muss sich auf der Streckenführung des Netzwiederaufbauplans befinden
2. Das Kraftwerk sollte sich von einer zentralen Warte aus regeln lassen (Fernregelung)
3. Innerhalb des entstandenen Inselnetzes müssen genug Regelkraftwerke (Regelleistung) vorhanden sein, die bei Lastschwankungen nachregeln können
4. Die Regelleistung muss rasch abrufbar sein (schnelle Turbinenregler)
5. Es muss genügend rotierende Energie im Inselnetz vorhanden sein, um die Stabilität (Frequenz) besonders bei Lastzuschaltungen zu gewährleisten
6. Die Engpassleistung eines Kraftwerkes muss eine Mindestgröße besitzen, um für den Netzwiederaufbau in Frage zu kommen. Klein- und Kleinstkraftwerke werden üblicherweise nicht in ein Wiederaufbaukonzept integriert

Wenn man nun diese Punkte berücksichtigt und auf den Kraftwerkspark der Steiermark anwendet, ergibt sich die nachfolgende Tabelle 16. Daraus ist ersichtlich, dass die Kraftwerke Altenmarkt, Hieflau, Krippau, Landl, Sölk, Pernegg und Arnstein sich für geeignet erweisen. Alle anderen Kraftwerke können mindestens eines der genannten Kriterien nicht erfüllen.

Kraftwerk/Generator	S_N	J	ω	W_{rot}	T_J	Relevanz
	[MVA]	[tm^2]	[1/s]	[MWs]	[s]	
Altenmarkt	31,25	415	19,63	80	5,12	im NA integriert
Hieflau1	25	300	26,18	102,81	8,22	im NA integriert
Hieflau2	25	300	26,18	102,81	8,22	im NA integriert
Hieflau3	25	300	26,18	102,81	8,22	im NA integriert
Krippau	27	450	16,55	61,60	4,56	im NA integriert
Landl	28	400	17,49	61,17	4,37	im NA integriert
Sölk	70	190	39,27	146,50	4,19	im NA integriert
Bodendorf Paal	31,5	22,5	78,54	69,40	4,48	1 verletzt
Bodendorf Mur	8,5	41,5	22,41	10,42	2,45	5, 6 verletzt
Dionysen1	9,6	91,2	22,41	22,90	4,77	6 verletzt
Dionysen2	9,6	91,2	22,41	22,90	4,77	6 verletzt
Fisching	22	200	19,63	38,55	3,50	1 verletzt
Friesach1	8,5	100	13,09	8,57	2,02	5, 6 verletzt
Friesach2	8,5	100	13,09	8,57	2,02	5, 6 verletzt
Laufnitzdorf1	8	118	22,41	29,63	7,41	6 verletzt
Laufnitzdorf2	8	118	22,41	29,63	7,41	6 verletzt
Pernegg1	9,3	76	20,94	16,67	3,58	im NA integriert
Pernegg2	9,3	76	20,94	16,67	3,58	im NA integriert
Pernegg3	9,3	76	20,94	16,67	3,58	im NA integriert
Weinzödl1	9,5	66	15,71	8,14	1,71	5, 6 verletzt
Weinzödl2	9,5	66	15,71	8,14	1,71	5, 6 verletzt
Arnstein1	13	10,5	78,54	32,38	4,98	im NA integriert
Arnstein2	13	10,5	78,54	32,38	4,98	im NA integriert
Arnstein3	13	10,5	78,54	32,38	4,98	im NA integriert
Gabersdorf1	10	100	11,21	6,28	1,26	1, 5 verletzt
Gabersdorf2	10	100	11,21	6,28	1,26	1, 5 verletzt
Gralla1	10	237,5	10,47	13,02	2,60	1, 5 verletzt
Gralla2	10	237,5	10,47	13,02	2,60	1, 5 verletzt
Lebring1	11,4	89	15,71	10,98	1,93	5 verletzt
Lebring2	11,4	89	15,71	10,98	1,93	5 verletzt
Mellach1	12,5	126	13,09	10,79	1,73	1, 5 verletzt
Mellach2	12,5	126	13,09	10,79	1,73	1, 5 verletzt
Obervogau1	10	100	11,21	6,28	1,26	1, 5 verletzt
Obervogau2	10	100	11,21	6,28	1,26	1, 5 verletzt
Spielfeld1	10	100	11,21	6,28	1,26	5 verletzt
Spielfeld2	10	100	11,21	6,28	1,26	5 verletzt
Gesamt	298,15	2614,5	-	804,85	-	relevante KW in Betrieb (Gelb)

Tabelle 16: zur Verfügung stehende Kraftwerke

Aus Tabelle 16 wurde in weiterer Folge eine Grafik erstellt, in welcher das Trägheitsmoment J und die rotierende Energie W der relevanten Kraftwerke dargestellt sind. Dies kann aus Abbildung 29 entnommen werden.

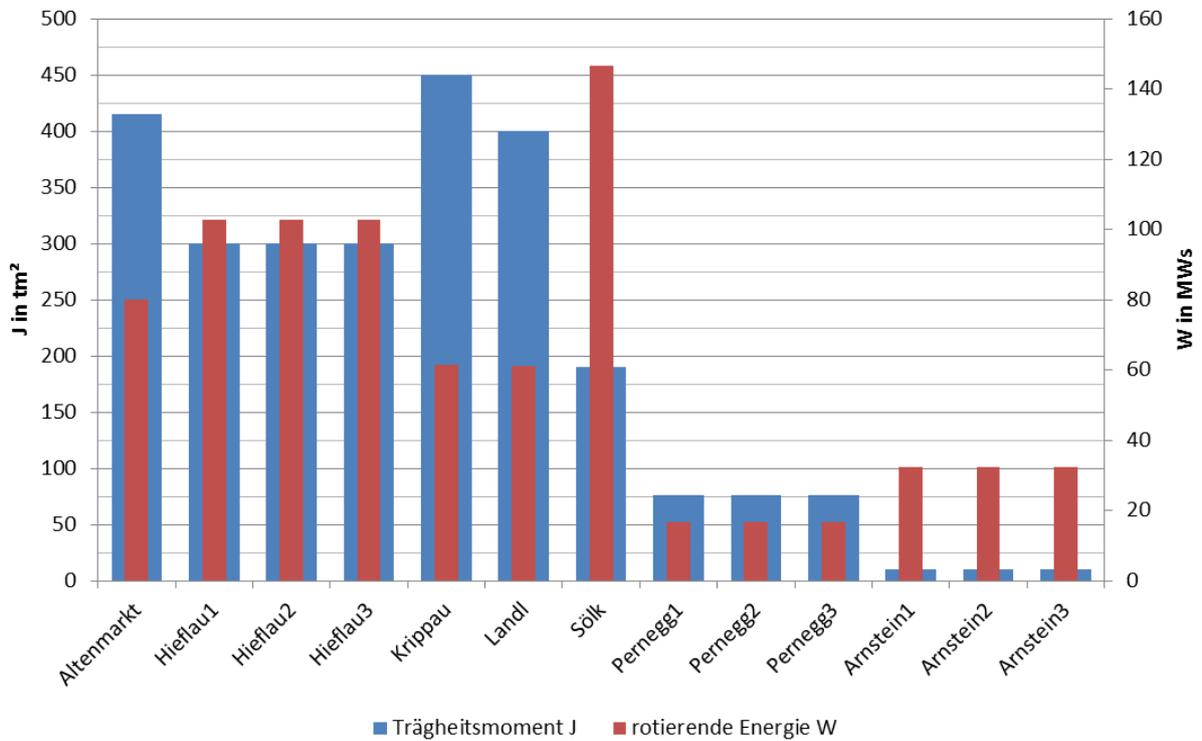


Abbildung 29: grafische Darstellung des Trägheitsmoment und der rotierenden Energie

Um die Nachvollziehbarkeit zu erleichtern, aber auch als Hilfe für Interessierte, wird die Anlaufzeitkonstante und die rotierende Energie anhand des Kraftwerkes Altenmarkt vorgerechnet. Die dafür notwendigen Größen sind aus Tabelle 16 zu entnehmen.

$$\omega = \frac{n_n \cdot 2\pi}{60} = \frac{187,5 \text{ min}^{-1} \cdot 2\pi}{60} = 19,63 \text{ s}^{-1} \quad (82)$$

$$T_J = \frac{\omega^2 \cdot J}{S_N} = \frac{(19,63 \text{ s}^{-1})^2 \cdot 415 \text{ tm}^2}{31250 \text{ MVA}} = 5,12 \text{ s} \quad (83)$$

$$W_{rot} = \frac{1}{2} \cdot T_J \cdot S_N = 0,5 \cdot 5,12 \text{ s} \cdot 31,25 \text{ MVA} = 80 \text{ MWs} \quad (84)$$

Die Formeln 82, 83 und 84 sind aus dem Kapitel 3.1.2 entnommen.

Abbildung 29 zeigt das Trägheitsmoment und die rotierende Energie bei Nenn Drehzahl n_N bzw. bei Nennfrequenz, also 50 Hz. Innerhalb des Netzwiederaufbaus variiert jedoch die Frequenz zwischen 49 Hz - 51,5 Hz und somit auch die Drehzahl der Generatoren. Damit wird sich auch die rotierende Energie verändern. Diese Änderungen halten sich jedoch sehr in Grenzen, da das tolerierte Frequenzband ohnehin nur 2,5 Hz beträgt.

Die Anlaufzeitkonstante der betrachteten Generatoren liegt laut den Berechnungen zwischen 3,58 s - 8,22 s. Dies ist auch jener Zeitbereich, der in den facheinschlägigen Literaturen angegeben wird. Deutlich größer ist der Leistungsbereich. Dieser reicht von 9,3 MVA - 70 MVA. Somit ist die Generatornennleistung ausschlaggebender für die rotierende Energie als die Anlaufzeitkonstante.

Wenn man Formel 83 betrachtet, erkennt man dass die Drehzahl quadratisch in die Berechnung der Anlaufzeitkonstante eingeht (kinetische Energie $0,5 \cdot m \cdot v^2$). Das Massenträgheitsmoment (Masse) geht hingegen nur proportional ein. Somit kann der Schluss getroffen werden, dass für die rotierende Energie eines Generators vorrangig die jeweilige Drehzahl der Maschine verantwortlich ist. Diese Überlegung deckt sich auch mit Abbildung 29. Die Maschinen der Kraftwerke Krippau und Landl besitzen ein relativ hohes Massenträgheitsmoment (große Masse), rotieren aber nur relativ langsam (Krippau $n_n = 158 \text{ min}^{-1}$, Landl $n_n = 167 \text{ min}^{-1}$). Die Generatoren des Speicherkraftwerks Arnstein besitzen hingegen ein sehr kleines Trägheitsmoment, rotieren aber zum Unterschied deutlich schneller ($n_n = 750 \text{ min}^{-1}$) und weisen daher im Verhältnis ein sehr hohes W_{rot} auf.

Somit ergibt sich nach einem erfolgreich erfolgten Netzwiederaufbaukonzept eine gesamte Inselnetzleistung von 298,15 MVA, wovon 184 MVA als Regelleistung zur Verfügung stehen. Die restlichen 114,15 MVA stammen aus Laufkraftwerken (Altenmarkt, Krippau, Landl und Pernegg) und fahren in der Betriebsart Öffnungsreglung. Die rotierende Energie ergibt sich zu 804,85 MWs und diese sorgen somit für ein recht stabiles Netz.

4.2 Erhebung und Auswahl geeigneter Lasten

Neben der Ermittlung der Generatorkennwerte, Anpassung der Parameter für Turbinen- und Spannungsregler, Parametrierung von Transformatoren und Leitungen, spielte auch die Ermittlung möglichst realitätsnaher Lastabgänge (Wirk- und Blindleistungsbedarf) eine bedeutende Rolle. Wenn das Netz zusammengebrochen bzw. nicht in Betrieb ist, kann man vorher nicht beurteilen welchen Leistungsbedarf ein Abzweig (Netzgebiet) aufweist. Eine genaue Information erhält man erst, wenn ein Stromfluss vorliegt, der Leistungsschalter zum Netzgebiet also bereits geschlossen ist.

Es gibt jedoch eine Möglichkeit, wie man Abschätzungen über die Lasten im Netzgebiet treffen kann. Diese Option wurde auch in dieser Diplomarbeit verwendet und wird anschließend präsentiert. Zu Beginn wurden die relevanten Lastabgänge, welche auf der Streckenführung des Netzwiederaufbaukonzeptes liegen, ermittelt. Auf jeder Sammelschiene eines Abzweigs sind Leistungsmessgeräte installiert, die die Wirk- und Blindleistung und diverse andere Größen messen. Diese messen das ganze Jahr über im viertel Stunden Takt. Für die Ermittlung der Lasten, betreffend dieser Arbeit, wurden die Messwerte (P und Q) vom 01.01.2015 00:15 Uhr bis 01.01.2016 00:00 Uhr alle 15 min für die relevanten Abzweige

von der Energie Steiermark GmbH bereit gestellt. Nun wurde diese Fülle an Daten (70080 Messwerte pro Abgang) auf zwei konkrete Messwerte zusammengefasst. Einer für den Betriebsfall Starklast und einer für Schwachlast. Es wurde jeweils für die Wirkleistung und Blindleistung das 0,05-Quantil (Schwachlast) und das 0,95-Quantil (Starklast) gebildet. Mit Hilfe der Funktion Quantil (Excel) wird ein Akzeptanzschwellenwert festgelegt. Das 0,05-Quantil ist beispielsweise der Wert, für den gilt, dass 0,05 aller Werte kleiner sind als dieser Wert. Quantile erlauben ganz praktische Aussagen im Stile von „25% aller Frauen sind kleiner als 1,62 m“ – wobei 1,62 m hier das 25%-Quantil ist.

Bezüglich der Wirkleistung ergaben sich jedoch für einige Abgänge betreffend des 0,05-Quantils oftmals 0 MW als Leistungsbedarf (Grund: In der Messreihe war zu oft 0 MW als Wirkleistungsbedarf). Hier wurde das 0,95-Quantil auf 30% herunter gebrochen, um einen realistischen Wert für Schwachlast zu erhalten. Jedoch gibt es einige Werte bei denen das 0,05-Quantil größer als $0,3 * 0,95$ -Quantil ist. Liegt dieser Fall vor, wurde das 0,05-Quantil genommen. Für ein besseres Verständnis sei Tabelle 17 angeführt.

Die Zellen, welche in gelb markiert sind, stellen die verwendeten Größen (Wirk- und Blindleistungsbedarf) der einzelnen Lastabgänge dar. Die Bezeichnungen der Abgänge und Sammelschienen sind auch so in der Simulation zu finden, um eine gute Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten.

Wie in Kapitel 4.1 bereits ermittelt wurde, steht mit den drei Regelkraftwerken Arnstein, Sölk und Hieflau insgesamt 184 MVA an Regelleistung zur Verfügung. Wendet man die 10%-Formel für zulässige Lastzuschaltungen an, ergibt sich somit rund 19 MW für zulässige Lasten. Ein Blick auf Tabelle 17 lässt erkennen, dass alle Abzweige, bis auf Bruck 110 kV Kunde - Norske Skog sowohl im Schwach- als auch im Starklastbetrieb diese Bedingung erfüllen. Somit kann die wichtige und sehr wertvolle Aussage getroffen werden, wenn die drei Regelkraftwerke Arnstein, Sölk und Hieflau in Betrieb sind, dass es auf jeden Fall zu keinem kritischen Frequenzeinbruch (außer Abgang Noske Skog) kommt. Die Geschwindigkeit der Turbinenregler, über welche wir keine genauen Informationen hatten, spielt hier allerdings auch eine bedeutende Rolle. Allerdings wurden die Turbinenregler in der Simulation als sehr träge und langsam modelliert, um einen besonders ungünstigen Fall zu beurteilen. In Realität sollten diese deutlich schneller reagieren.

Weiters fällt auf, dass der Blindleistungsbedarf der Lasten bei Schwachlast stark kapazitiv ist (-105,786 Mvar). Dies ist wahrscheinlich auf das große Mittelspannungs-Kabelnetz, welches einen großen kapazitiven Blindleistungsbedarf hat, zurückzuführen. Bei Starklast, wenn der Verbrauch höher wird, wechselt der gesamte Blindleistungsbedarf ins Induktive (42,645 Mvar).

Wie sehr sich die Lasten aufgrund des bereits erwähnten Cold-Load-Pickup verändern, kann nicht genau gesagt werden und würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Dennoch kann mit dem Betriebsfall Starklast davon ausgegangen werden, dass der Leistungsbedarf nicht gravierend größer sein wird. In der Praxis wird der Leistungsbedarf der diversen Abgänge zwischen den beiden Betriebsfällen Schwach- und Starklast liegen.

Ort/Bezeichnung		hängt auf SS			P			Q			
		hängt auf SS			MW		Mvar		0,05-Quantil		
					0,3*0,95-Quantil	Schwachlast	0,95-Quantil	Starklast			
		0,05-Quantil	Schwachlast	0,3*0,95-Quantil	Schwachlast	0,95-Quantil	Starklast	0,05-Quantil	Schwachlast	0,95-Quantil	Starklast
Bruck Trafo 1 und 2	gesamt Trafo 1+2	350001	350001	350001	5,914	19,712	-4,958	2,053			
	Abzweig Austria Draht	350001	350001	350001	0,000	4,251	-0,888	2,600			
	Abzweig Brückengasse 1	350001	350001	350001	1,481	4,798	-0,870	-0,133			
	Abzweig Brückengasse 2	350001	350001	350001	0,976	4,478	-0,875	-0,185			
Bruck 110kV Kunde	Rest Bruck	350001	350001	350001	0,000	9,000	-3,066	0,726			
	Norske Skog	350001	350001	350001	0,000	32,723	-2,266	16,728			
	gesamt Trafo 1	350200	350200	350200	1,717	5,891	-2,864	-1,617			
	Büchse Trafo 1	350200	350200	350200	0,000	1,778	-0,411	0,522			
Deutschfeistritz Trafo 1	Rest Büchse Trafo 1	350200	350200	350200	1,611	4,855	-2,724	-1,881			
	gesamt Trafo 1	310013	310013	310013	1,994	6,645	-4,156	-0,685			
	gesamt Trafo 1+2	380004	380004	380004	3,569	11,898	-3,759	1,474			
	Abzweig Druckgusswerk	380004	380004	380004	2,984	9,947	0,335	4,057			
Frohnleiten Trafo 1+2	Rest Esslingen	380004	380004	380004	0,000	2,716	-4,358	-2,323			
	Last Trafo 1+2 inkl KW Rabenstein	350006	350006	350006	0,000	0,121	-3,878	0,437			
	MM Karton	350006	350006	350006	4,736	13,818	2,473	8,316			
	gesamt inkl. Sappi	310170	310170	310170	5,037	16,789	-7,421	16,472			
Graz Nord Trafo 1	Energie Stmk + EW Gösting	310004	310004	310004	8,282	17,947	x	x			
	Energie Stmk	310004	310004	310004	0,000	8,572	x	x			
	Energie Graz	310004	310004	310004	x	x	x	x			
	Trafo 1	380020	380020	380020	0,000	11,027	-8,536	0,000			
Haus Trafo 2	Trafo 2	380020	380020	380020	5,069	16,895	-5,308	0,000			
	Hiefbau Trafo 11	380300	380300	380300	2,446	8,154	1,340	2,909			
	Trafo 1 und 2 gesamt	380016	380016	380016	3,017	10,058	-8,274	-4,762			
	Abzweig Öblarn	380016	380016	380016	0,330	1,099	-0,912	-0,279			
Irdning Trafo 1 und 2	Rest Irdning	380016	380016	380016	0,000	10,474	-7,612	-4,408			
	Trafo 1 und 2 gesamt	380001	380001	380001	0,196	16,054	-5,690	1,200			
	Abzweig Admont	380001	380001	380001	0,343	0,786	-1,274	-1,174			
	Abzweig Maschinenfabrik	380001	380001	380001	0,298	5,126	0,000	3,268			
Liezen Trafo 1 und 2	Rest Liezen	380001	380001	380001	0,000	11,405	-4,527	1,196			
	Trafo 11 und 12 Hauptlast RHI	350610	350610	350610	3,332	6,146	-0,774	0,592			
	Trafo 1 und 2 gesamt	380003	380003	380003	0,000	12,102	-6,341	0,791			
	Abzweig Rottenmann	380003	380003	380003	0,678	2,260	-1,992	-1,016			
Pernegg Trafo 11 und 12	Abzweig KW Triebenbach	380003	380003	380003	0,000	0,000	-1,647	0,000			
	Rest Schwarzenbach	380003	380003	380003	0,000	11,791	-3,857	2,735			
	Trafo 2 gesamt	380025	380025	380025	0,000	3,743	-5,320	-2,583			
	Abzweig Öblarn	380025	380025	380025	0,000	2,283	-1,806	-1,343			
Sölk Trafo 2	Rest Sölk	380025	380025	380025	0,000	1,621	-3,570	-1,042			
	Gesamt				28,442	92,089	-105,786	42,645			
					94,795	306,963	-105,786	42,645			

Tabelle 17: Wirk- und Blindleistungsbedarf der verschiedenen Abzweige

4.3 Netzwiederaufbaukonzept über Arnstein

Hierbei handelt es sich um die favorisierte Variante, da schon wie Eingangs in der Einleitung erläutert, das Speicherkraftwerk Arnstein momentan das Einzige ist, welches in der Lage ist einen echten Schwarzstart durchzuführen. Innerhalb dieses Netzaufbaukonzeptes wird das Kraftwerk Arnstein hochgefahren und anschließend ein Leitungszug über Voitsberg - Bärnbach - Hessenberg - Trofeng - Eßlingen - Hall - Arding - Liezen bis nach Sölk geschaltet, um so die Sammelschiene Sölk auf 110 kV zu bespannen. In weiterer Folge, werden die Kraftwerke Altenmarkt, Krippau, Landl und Hieflau in Kombination mit geeigneten verteilten Lasten in Betrieb genommen. Sobald die Synchronisation der drei Maschinensätze von Hieflau abgeschlossen ist, geht der Netzaufbau weiter Richtung Dionysen - Bruck an der Mur - Pernegg. In Pernegg wird dann auch das Laufkraftwerk Pernegg dazu synchronisiert. Nachdem auch diese Synchronisation abgeschlossen ist, wird nach Laufnitzdorf - Friesach - SS Graz Nord und schließlich bis nach Kainachtal durchgeschaltet. Über die gesamte Streckenführung wurde versucht, eine ausgewogene verteilte Lastaufnahme zu realisieren, auf welche noch genauer eingegangen wird.

Zuerst wird überprüft, ob ein gültiger Lastfluss vorhanden ist. Besonderes Augenmerk wird auf die Anfangsphase des Netzwiederaufbaus (Arnstein auf Sölk) gelegt und mittels Lastflussrechnung der Blindleistungs- und Wirkleistungsbedarf der rund 175 km langen leerlaufenden 110 kV Freileitung ermittelt. Dieser Leitungszug wird aufgrund der nur geringen Regelleistung (Kraftwerk Arnstein = 39 MVA) im Leerlauf geschaltet. Wiederum werden zwei Varianten behandelt, erstens der aus regelungstechnischen Gründen einfachere Fall, das Beschalten des Leitungsstücks mit nur einem Generator des Kraftwerkes Arnstein und zweitens, der aus Sicht der höheren Regelleistung bessere, mit allen drei Generatoren. Die Ergebnisse der Blind- und Wirkleistungsaufnahme der leerlaufenden Freileitung und in weiterer Folge die daraus resultierende Belastung der Generatoren sind aus Tabelle 18 zu entnehmen.

	1 Generator in Betrieb	3 Generatoren in Betrieb		
	Generator1	Generator1	Generator2	Generator3
P	197 kW	174 kW	0 kW	0 kW
Q	-5,20 Mvar	-1,69 Mvar	-1,69 Mvar	-1,69 Mvar
Belastung	39,67%	13,00%	13,00%	13,00%

Tabelle 18: Belastungszustände KW Arnstein

Wie man erkennen kann, benötigt die leerlaufende Freileitung von Arnstein bis nach Sölk rund 5,2 Mvar kapazitive Blindleistung; der Wirkleistungsanteil kann vernachlässigt werden. Für die Generatoren bedeutet dies, dass sie sich im Phasenschieberbetrieb befinden und durch induktive Stromaufnahme wie eine Drosselspule wirken müssen. Leider standen keine genaueren Informationen bezüglich der Blindleistungsgrenzen der Generatoren bzw. der Leistungsfaktoren zu Verfügung. Jedoch nach Erfahrungswerten und einschlägigen Fachliteraturen könnte die Blindleistungsgrenze im Betrieb mit nur einem Generator des Generators 1 (Belastung = 39,67%) überschritten werden. Um dies zu vermeiden, wird empfohlen, die Strecke Arnstein - Sölk mit allen drei Maschinensätzen (Belastung = 13%)

zu bespannen.

In Tabelle 19 sind die Messwerte für die Spannung an den jeweiligen Sammelschienen und die aus der Sammelschiene fließenden Wirk- und Blindleistungen beim Betrieb mit drei Generatoren zu erkennen. Des Weiteren ist die Entfernung der diversen Sammelschienen von Sammelschiene Arnstein angegeben, um ein Gefühl für die Distanzen zu bekommen. Abbildung 30 zeigt das entsprechende Diagramm dazu. Auffällig ist die Spannungsüberhöhung (Ferranti-Effekt), die infolge des kapazitiven Ladestroms auftritt, die von dem Blindwiderstand (Reaktanz) der Freileitung abhängig ist. Damit wird die Spannung am unbelasteten Ende (U_E) größer als die Netzspannung am Einspeisepunkt (U_S). Dies kann mit folgender Formel beschrieben bzw. berechnet werden:

$$\frac{U_E}{U_S} = \left(1 + \frac{1}{2} \frac{R + X_L}{X_C}\right)^{-1} \quad (85)$$

Wenn man eine verlustfreie Leitung annimmt ($R=0$), was durchaus zulässig ist bei Betrachtung der Tabelle 19, und mit den bekannten Formeln für X_L und X_C ergibt sich Formel 85 zu:

$$\frac{U_E}{U_S} = \left(1 - \frac{L \cdot C \cdot \omega^2}{2}\right)^{-1} \quad (86)$$

Jedoch hält sich die Spannungsüberhöhung durchaus in Grenzen, sodass die Spannungsgrenzen von 0,95 - 1,05 p.u. leicht eingehalten werden können. Jedoch musste die Generatorspannung auf 0,95 p.u. (alle Generatoren) gesetzt werden, da dieser Wert für den Leerlauf zu hoch war und ansonsten das Toleranzband nicht eingehalten werden konnte. Wie erwartet, nimmt die abfließende Scheinleistung (Wirk- und Blindanteil) von Sammelschiene zu Sammelschiene ab. Dies ist nur logisch, da der zu speisende Leitungsabschnitt immer kürzer wird.

Sammelschiene		U	$P_{out} \cdot 100$	Q_{out}	Distanz von SS_Arnstein
Ort	Bezeichnung in Simulation	p.u.	[MW]	[Mvar]	[km]
Arnstein	440300	0,9945	1,55	-5,26	0
Voitsberg	440007	0,9953	1,41	-5,13	4,50
Bärnbach	440001	0,9954	1,39	-5,10	5,30
Hessenberg	350002	1,0021	0,47	-3,77	50,70
Trofeng	Trofeng	1,0045	0,28	-3,12	72,40
Eßlingen	380004	1,0071	0,13	-2,24	101,40
Hall	380021	1,0085	0,05	-1,54	124,52
Ardning	380014	1,009	0,03	-1,24	134,42
Liezen	380001	1,0093	0,02	-0,96	143,42
Sölk	380025	1,0098	0,00	0,00	174,65

Tabelle 19: Messwerte Arnstein-Sölk; 3 Generatoren in Betrieb

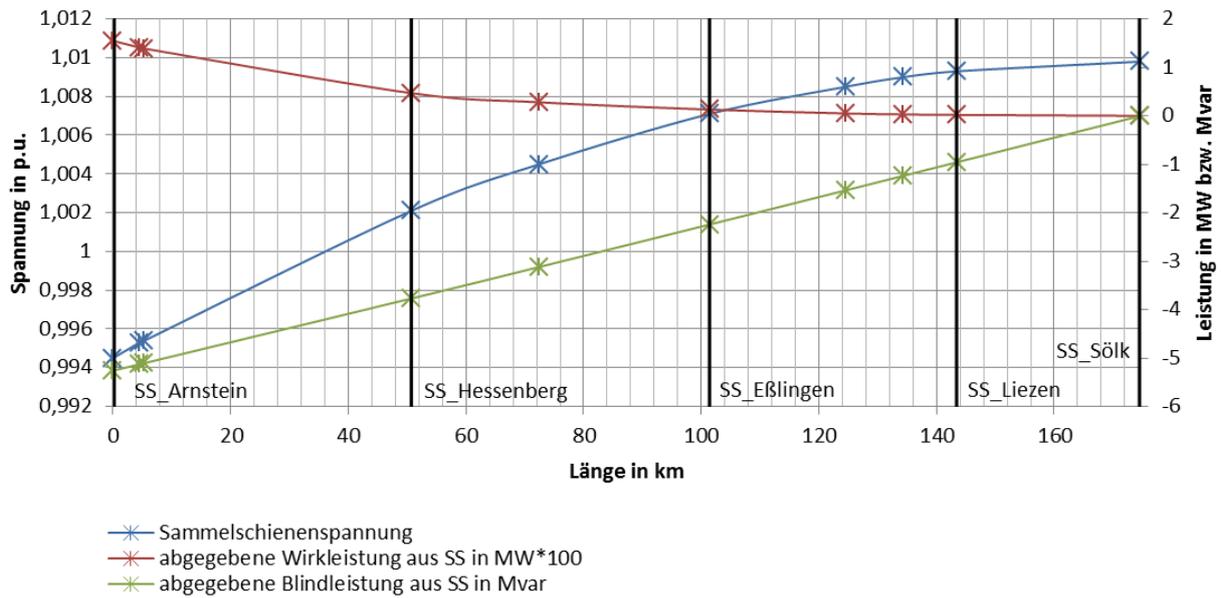


Abbildung 30: Verläufe Arnstein-Sölk; 3 Generatoren in Betrieb

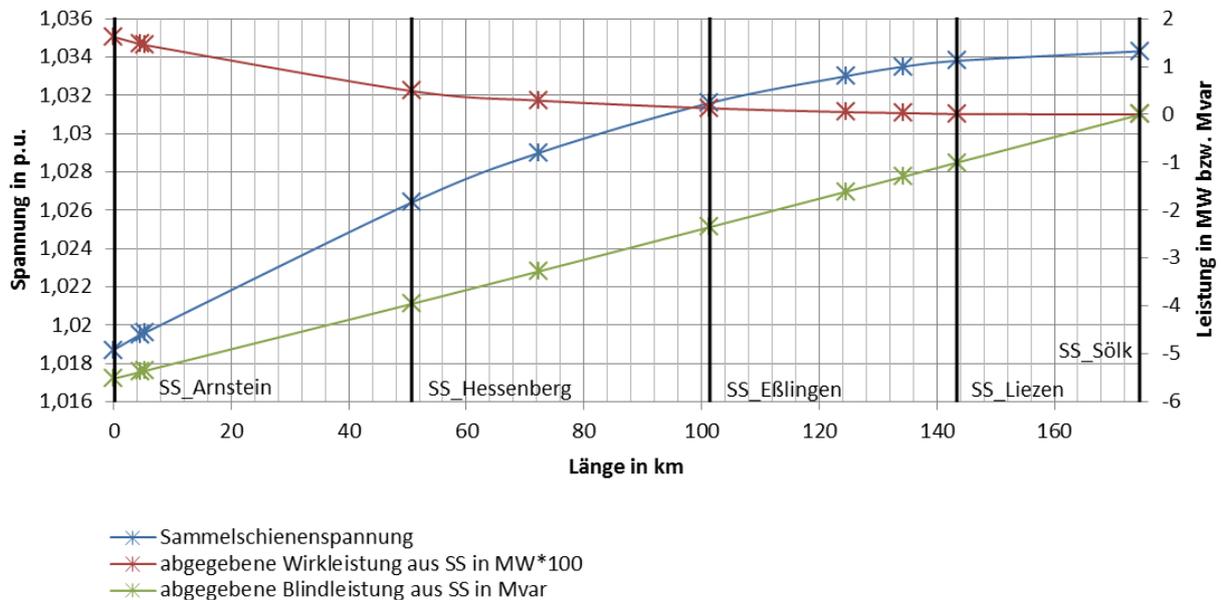


Abbildung 31: Verläufe Arnstein-Sölk; 1 Generator in Betrieb

Abbildung 31 zeigt im Prinzip dasselbe, wie Abbildung 30 und verhält sich auch gleich. Der Unterschied liegt darin, dass hier nur Generator 1 (Kraftwerk Arnstein) in Betrieb ist und es daher zu den oben genannten Problemen kommen kann (Blindleistungsgrenze). Auf eine tabellarische Darstellung der Messwerte wird verzichtet.

Abschließend kann folgende Beurteilung getroffen werden, dass eine Versorgung der Sammelschiene Sölk auf 110 kV im Leerlauf vom Speicherkraftwerk Arnstein aus möglich sein sollte. Dies sollte mit allen drei Generatoren sowohl als auch nur mit einem Generator möglich sein. Aufgrund möglicher Blindleistungsgrenzen wird jedoch der Betrieb mit allen drei Generatoren (gesamtes Kraftwerk Arnstein) empfohlen.

4.3.1 Szenario1 - Starklast

Nachdem die Sammelschiene Sölk eine Spannung von 110 kV aufweist, kann nun auch das Speicherkraftwerk Sölk, welches das stärkste Regelkraftwerk im Netzwiederaufbaukonzept ist, hochfahren und in Betrieb genommen werden. Somit kann der eigentliche Netzwiederaufbau in Angriff genommen werden.

Szenario1 beschreibt den Betriebsfall Starklast und es gelten für Lastabgänge die Werte für diesen Fall aus Tabelle 17. Dieser Betriebsfall stellt die kritische Belastung dar. Ergeben sich hier positive Ergebnisse für den Netzwiederaufbau, sollten auch alle anderen Belastungsfälle kein Problem darstellen. Nachfolgend wird eine Liste der verwendeten Lastabgänge dargestellt. Angezeigt wird deren Leistungsbedarf und auch die Auswirkung auf die Frequenz bei Zuschaltung.

Nr. [-]	Lastabgang [-]	Lastabgang Zuschaltleistung		Maschinenleistung im Netz		davon Regelleistung		rotierende Energie [MWS]	Zuschaltleistung (P) in % der Regelleistung	k _f [Hz/s]	f _{Start} [Hz]	f _{min} [Hz]	Δf [Hz]	f _∞ [Hz]
		[MW; Mvar]		[MW]		[MW]								
1	Abzweig Öblarn	1,099; -0,279		109		109		243,64	1,008	-0,110	51,323	51,120	0,203	51,300
2	Abzweig Admont	0,786; -1,174		109		109		243,64	0,721	-0,079	51,300	51,155	0,145	51,288
3	Abzweig Maschinenfabrik	5,126; 3,268		109		109		243,64	4,703	-0,588	51,288	50,376	0,912	51,205
4	Haus Trafo	11,027; 0,000		109		109		243,64	10,117	-1,146	51,205	49,125	2,08	51,020
5	Trafo 2 gesamt	3,743; -2,583		109		109		243,64	3,434	-0,435	51,020	50,244	0,776	50,949
6	Abzweig Öblarn	2,283; -1,343		109		109		243,64	2,094	-0,294	50,949	50,472	0,477	50,929
7	Rest Sölk	1,621; -1,042		109		109		243,64	1,487	-0,206	50,929	50,559	0,370	50,896
8	Abzweig Druckgusswerk	9,947; 4,057		109		109		385,24	9,126	-0,763	50,896	49,216	1,680	50,697
9	Rest Esslingen	2,716; -2,323		109		109		385,24	2,492	-0,217	50,697	50,199	0,498	50,601
10	Trafo II Ort	8,154; 2,909		184		184		754,84	4,432	-0,302	50,925	50,159	0,766	50,836
11	Abzweig Brückengasse 1	4,798; -0,133		184		184		754,84	2,608	-0,161	50,836	50,381	0,455	50,788
12	Abzweig Brückengasse 2	4,478; -0,185		184		184		754,84	2,434	-0,158	50,788	50,363	0,425	50,733
13	Rest Bruck	9,000; 0,726		184		184		754,84	4,891	-0,282	50,733	49,904	1,017	50,652
14	Trafo II und 12. Hauptlast RHI	6,146; 0,592		184		184		804,85	3,340	-0,167	50,942	50,424	0,500	50,874
15	Last Trafo 1+2 inkl KW Rabenstein	0,121; 0,437		184		184		804,85	0,0658	0,000	50,874	50,874	0,000	50,874
16	MM Karton	13,818; 8,316		184		184		804,85	7,510	-0,472	50,874	49,801	1,073	50,760
17	Energie Strmk+EW Gösting	17,947; 0,000		184		184		804,85	9,754	-0,591	50,760	49,288	1,472	50,600
18	Energie Strmk	8,572; 0,000		184		184		804,85	4,659	-0,2023	50,600	49,906	0,694	50,530
19	Trafo 1+2 gesamt	12,102; 0,791		184		184		804,85	6,577	-0,314	50,813	49,812	1,001	50,690
20	Rest Schwarzenbach	11,791; 2,735		184		184		804,85	6,408	-0,271	50,690	49,783	0,907	50,593
21	gesamt Trafo 1+2	19,712; 2,053		184		184		804,85	10,713	-0,527	50,593	49,034	1,559	50,432

Tabelle 20: Lastzuschaltungen während des NA; Starklast

Tabelle 20 zeigt alle aktiven Lastabgänge während des Netzwiederaufbaus. Es ergibt sich eine Gesamtbelastung von rund 155 MW und 17 Mvar. Somit folgt daraus für die Generatoren eine mittlere Belastung nach erfolgtem Netzwiederaufbaukonzept (0,5-0,6 p.u. Turbinenleistung). Der Netzwiederaufbau benötigt rund 3000 s sprich 50 Minuten. Die restlichen Lasten, welche in Tabelle 17 angeführt und nicht im Netzwiederaufbau integriert sind, können anschließend in Betrieb genommen werden, sowie auch das restliche Netz. Ab Nummer 1 (Abzweig Öblarn) sind die Kraftwerke Arnstein und Sölk aktiv mit einer Maschinenleistung von 109 MW, welche auch der Regelleistung entspricht. Ab Nummer 8 (Abzweig Druckgusswerk) sind bereits die Laufkraftwerke Altenmarkt und Krippau dazu synchronisiert und rotieren ohne Belastung mit. Diese beiden Kraftwerke erhöhen die Maschinenleistung im Netz auf 167,25 MW, die Regelleistung bleibt jedoch mit 109 MW die gleiche. Positiv wirkt sich das Zuschalten der beiden Kraftwerke jedoch auf die rotierende Energie aus. Diese erhöht sich von 243,64 MWs auf 385,24 MWs. Somit wird der Frequenzgradient im ersten Augenblick der Lastzuschaltung bei gleicher Last flacher. Zwischen Nummer 9 (Rest Esslingen) und Nummer 10 (Trafo 11 Ort) erhöht sich die Maschinenleistung von 167,25 MW auf 270,25 MW und die Regelleistung von 109 MW auf 184 MW. Grund hierfür ist, dass ans Netz gehen des Regelkraftwerks Hieflau und des Laufkraftwerks Landl. Die rotierende Energie wird nahezu verdoppelt und erreicht den Wert 754,84 MWs. Die letzte Synchronisation eines Kraftwerks wird vor Nummer 14 (Last Trafo 1+2 inkl KW Rabenstein) abgeschlossen und betrifft das Kraftwerk Pernegg mit einer Gesamtleistung von 27,9 MW. Somit ist ab Nummer 14 eine Gesamte Maschinenleistung von 298,15 MW im Netz vorhanden, wovon 184 MW als Regelleistung dienen. Die rotierende Energie erreicht den Wert 804,85 MWs.

In der dritten Spalte der Tabelle 20 (Lastabgang Zuschaltleistung) ist sowohl der Wirk- als auch der Blindleistungsbedarf der einzelnen Lastabgänge dargestellt. Bekanntlich hängt die Wirkleistung mit der Frequenz zusammen und da es sich hier um eine Beurteilung der Frequenz handelt, ist auch nur die Wirkleistung der Abgänge von Interesse. Aus diesem Grund bezieht sich die siebte Spalte (Zuschaltleistung (P) in % der Regelleistung) nur auf die Wirkleistung. Diese Spalte bezieht sich auf die 10%-Faustformel für Lastzuschaltungen, ohne das unzulässige Frequenzeinbrüche zustande kommen. Somit kann die Aussage getroffen werden, dass wenn in dieser Spalte die Prozentsätze nicht größer als 10% sind, sollte es zu keinen zu starken Frequenzeinbrüchen kommen. Wie man erkennen kann, wird diese Bedingung nur zwei Mal leicht verletzt. Einmal bei Nummer 4 (Haus Trafo) mit 10,12% und einmal bei Nummer 20 (gesamt Trafo 1+2) mit 10,71%. Hier treten auch die höchsten Frequenzeinbrüche auf (Nr. 4: $\Delta f = 2,08 \text{ Hz}$ und Nr. 20: $\Delta f = 1,56 \text{ Hz}$), wenn man sich Spalte 11 vor Augen führt. In der Spalte für die Minimalfrequenzen f_{min} wird, allerdings, die Frequenzuntergrenze von 49 Hz in keinen der 20 Lastzuschaltungen verletzt. Zwei Mal wird allerdings die Frequenzobergrenze von 51,5 Hz leicht überschritten, bedingt durch zwei unterschiedliche Ursachen. Einmal aufgrund des Überschwingens bei Lastzuschaltung Nummer 4 (Haus Trafo) und einmal wenn die beiden Kraftwerke Altenmarkt und Krippau auf rund 0,6 p.u. Turbinenleistung hochfahren. Näheres ist hierzu später in Abbildung 32 zu finden.

Ebenfalls von hoher Wichtigkeit und Interesse ist Spalte 7 der Tabelle 20, welche die Frequenzgradienten der einzelnen Zuschaltungen enthält. Der Frequenzgradient k_f sagt aus, wie steil die Frequenz im ersten Moment der Lastzuschaltung, also noch ohne eingreifen

des Turbinenreglers, abfällt. Somit wirken mehrere Größen auf den Frequenzgradienten ein, wie zum Beispiel die Höhe der Zuschaltleistung und der Regelleistung, aber besonders auch die rotierende Energie. Im ersten Moment der Lastzuschaltung ist der Turbinenregler zu langsam, um reagieren zu können. Daher muss die Differenzenergie aus der Schwungmasse bzw. der rotierenden Energie genommen werden. Daher kann die allgemeine Aussage getroffen werden, dass umso höher die rotierende Energie in einem Netzwerk ist, desto flacher ist der Frequenzgradient bei Lastzuschaltung. Dies lässt sich auch mit der oben angeführten Tabelle bestätigen.

Wie ebenfalls bekannt, hängt die Blindleistung mit der Spannung zusammen. Ein zu hoher Blindleistungsbedarf einer Last würde die Spannung also einbrechen lassen und das Spannungstoleranzkriterium könnte verletzt werden. So würde es bei der Zuschaltung des Abgangs (gesamt inkl. Sappi) in Gratkorn ($P=16,8$ MW und $Q=16,5$ Mvar) zu einem Abfallen der Spannung an der hiesigen Sammelschiene unter $0,95$ p.u. kommen. Grund hierfür ist zum einen der hohe Blindleistungsbedarf des Abgangs und zum anderen die relativ weite Distanz zur nächsten Erzeugungsanlage (Kraftwerk). Erschwerend kommt hinzu, dass nicht nur die Spannung der Sammelschiene in Gratkorn unter $0,95$ p.u. bei Zuschaltung fällt, sondern auch der gesamte Leitungszug danach (Sammelschiene Graz Nord bis Sammelschiene Kainachtal). Daher wird abgeraten, diese Last in Betrieb zu nehmen und es sollte bei den anderen Lasten immer ein Augenmerk auch auf den Blindleistungsbedarf und die Spannung gelegt werden.

Als nächstes wird der konkrete Netzwiederaufbauplan für den Betriebsfall Starklast mit den in Tabelle 16 verwendeten Generatoren und den in Tabelle 20 verwendeten Lastabgängen präsentiert. Eines muss jedoch vorausgeschickt werden. Der beschriebene Netzwiederaufbau über Arnstein-Sölk usw. lässt nicht viel Spielraum über, da das Kraftwerk Arnstein das einzige wirklich schwarzstartfähige Kraftwerk ist und man die großen Regelkraftwerke, welche auf dieser Streckenführung liegen, für einen sicheren Netzwiederaufbau unbedingt benötigt. Bei der Wahl der Lastabgänge können allerdings, unter der Beachtung der beschriebenen Grenzen und Bedingungen, Veränderungen bzw. Anpassungen vorgenommen werden. Es wurde allerdings, in dieser vorgestellten Variante, auf eine ausgewogene und technisch gute Lastaufteilung großer Wert gelegt.

Nachfolgende Tabelle 21 zeigt die tabellarische Darstellung für das Netzwiederaufbaukonzept über Arnstein für den Betriebsfall Starklast. In gelb markiert sind jeweils die Endwerte der diversen Größen nach erfolgtem Netzwiederaufbau. Wie ersichtlich, entsteht durch diesen Netzwiederaufbau eine Gesamtbelastung von 155 MW; 17 Mvar bei einer gesamten Kraftwerksleistung von $298,15$ MW. Somit sind die Maschinensätze jeweils rund zur Hälfte ausgelastet, was sich auch später anhand des Diagramms für die Turbinenleistungen bestätigen lässt. Nachfolgend werden noch die Ergebnisse (in Form von Diagrammen) aus der Simulation dargestellt und diskutiert.

	Kraftwerksleistung				Primärregelleistung				Zuschaltbare Abgangsleistung		Verbraucherleistung	
	[MW]		[MW]		[MW]		[MW]		[MW; Mvar]		[MW; Mvar]	
	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz
KW_Arnstein	39	39	39	39								
KW_Sölk	70	109	70	109			~ 4					
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
KW_Allenmarkt	31,25	140,25										
KW_Krippau	27	167,25										
8												
9												
KW_Hieflau	75	242,25	75	184								
KW_Landl	28	270,25										
10												
11												
12												
13												
KW_Pernegg	27,9	298,15										
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
21												

Tabelle 21: Netzwiederaufbauplan über Arnstein; Starklast

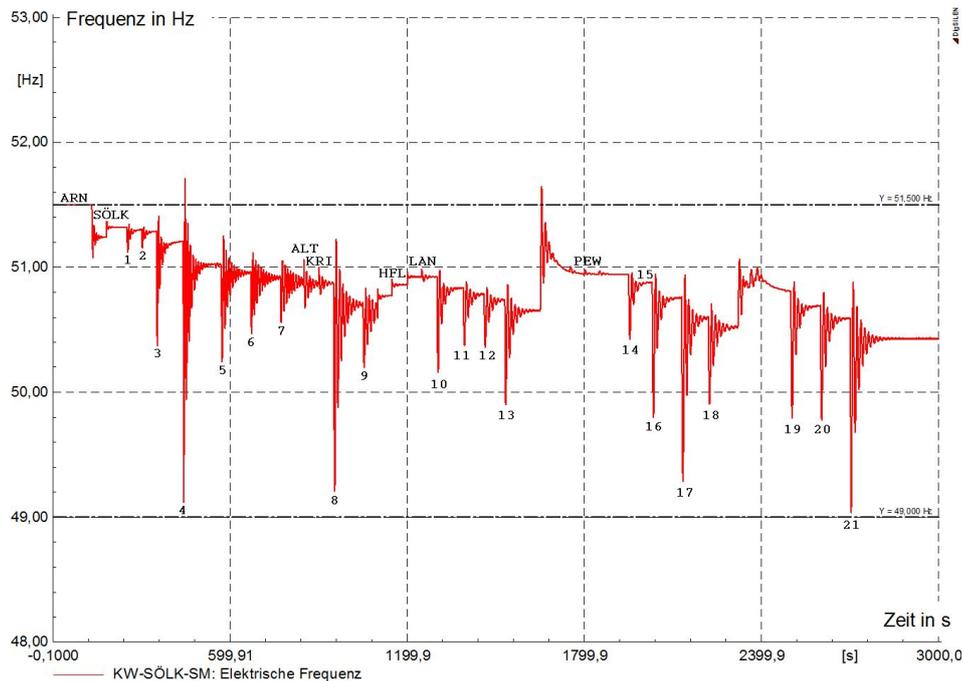


Abbildung 32: Frequenzverlauf (gemessen KW_Sölk) während des NA; Starklast

Abbildung 32 zeigt den Frequenzverlauf während des Netzwiederaufbaus für den Betriebsfall Starklast, vom Kraftwerk Sölk aus gemessen. Man erkennt, dass der Netzwiederaufbau innerhalb der Simulation 3000 s also 50 min dauert. Man hätte zwischen den Schalthandlungen mehr Zeit vergehen lassen können. Um aber die Simulationszeit nicht all zu lang werden zu lassen, wurden diese Schaltzeiten gewählt. Man kann 21 Frequenzeinbrüche erkennen, welche auf die 21 Zuschaltungen der Abzweige zurückzuführen sind (durchnummeriert). Wie schon bereits erwähnt, kommt es bei Schalthandlung Nummer 4 zu einem Überschwingen (51,71 Hz), was die Frequenzobergrenze von 51,5 Hz verletzt. Weiters sind Schalthandlungen 4,8,16 und 21 sehr knapp an der Frequenzuntergrenze von 49 Hz. Jedoch wurde der Turbinenregler in der Simulation als sehr träge implementiert, was bedeutet, dass in Realität, der Turbinenregler den Frequenzabfall früher abfangen sollte. Des Weiteren ist mit den Abkürzungen der Kraftwerke angedeutet, wann sie synchronisiert werden bzw. ans Netz gehen. Wenn Regelkraftwerke zugeschaltet werden, erhöht sich auch die Inselfrequenz, bei Kraftwerken im Regelmodus Öffnungsregelung bleibt diese konstant. Bei Sekunde 1650, 2320, 2340, 2360, 2380 bekommen die öffnungsgeregelten Kraftwerke Leistungssollwerte um ihre Maschinenleistung zu erhöhen. Bei Sekunde 1650 fahren die Kraftwerke Altenmarkt und Krippau hoch. Der Leistungssollwert war zu hoch, so dass die damit verbundene Frequenz über 51,5 Hz schießt (51,65 Hz). Daher Vorsicht bei der Vorgabe von neuen Sollwerten, sowohl bei Frequenzsollwerten als auch Leistungssollwerten.

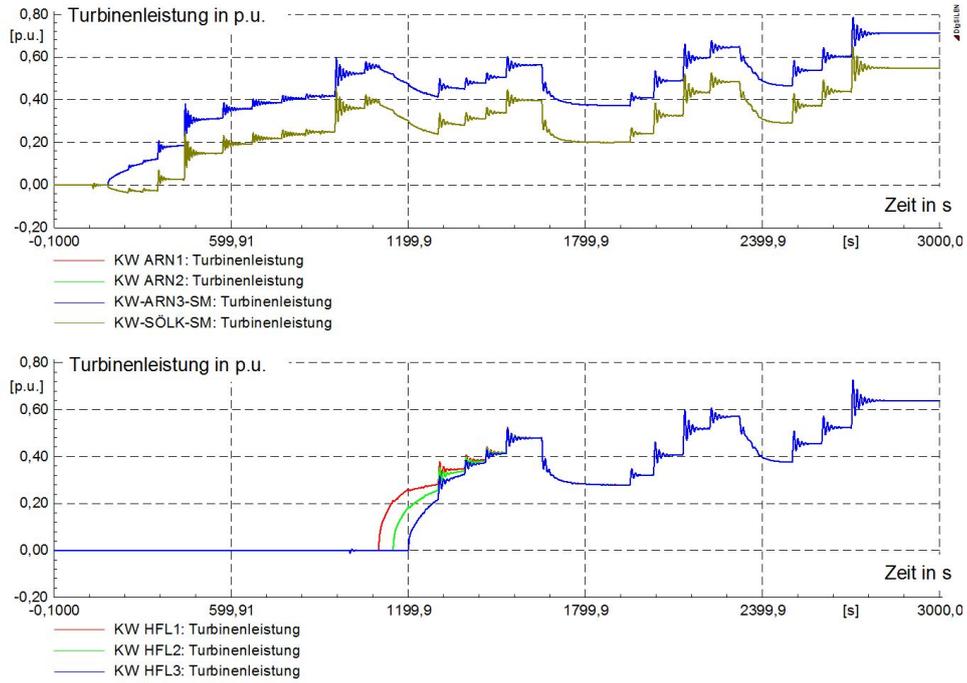


Abbildung 33: Turbinenleistung während des NA; Starklast

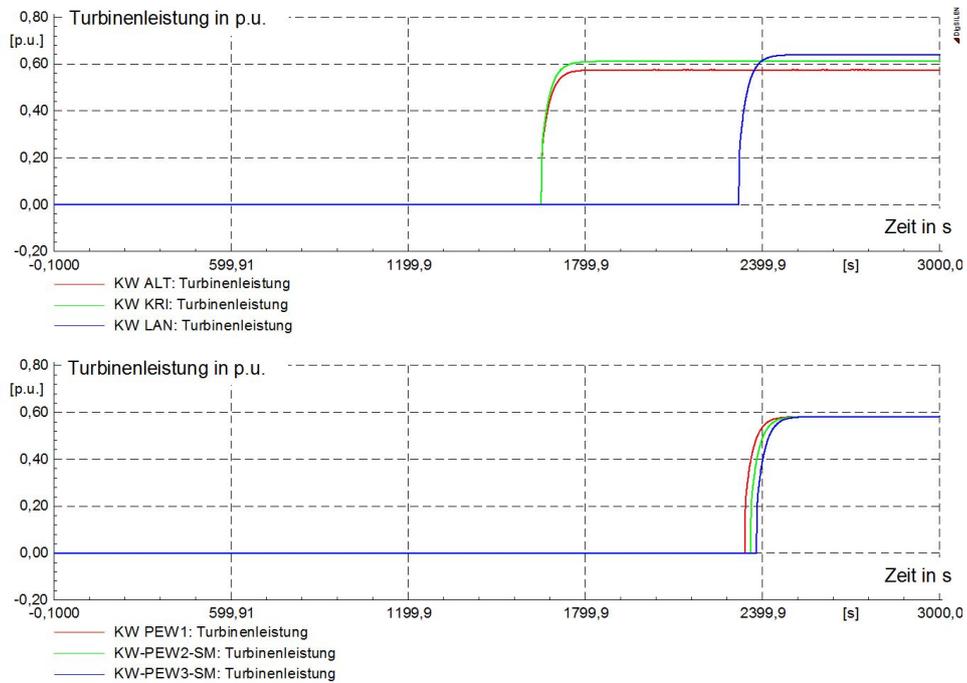


Abbildung 34: Turbinenleistung während des NA; Starklast

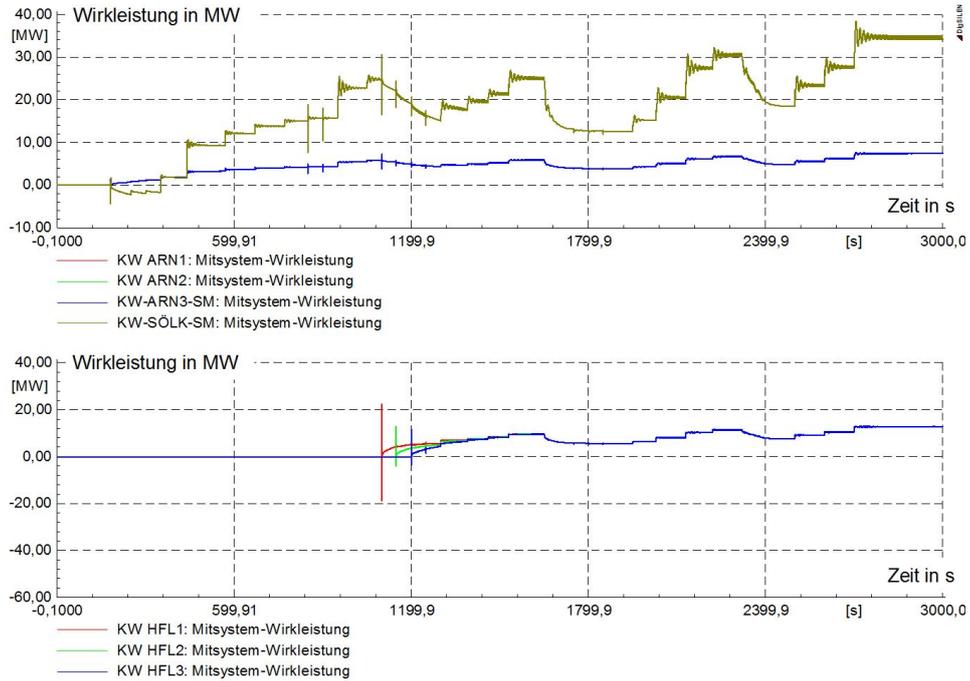


Abbildung 35: Wirkleistung während des NA; Starklast

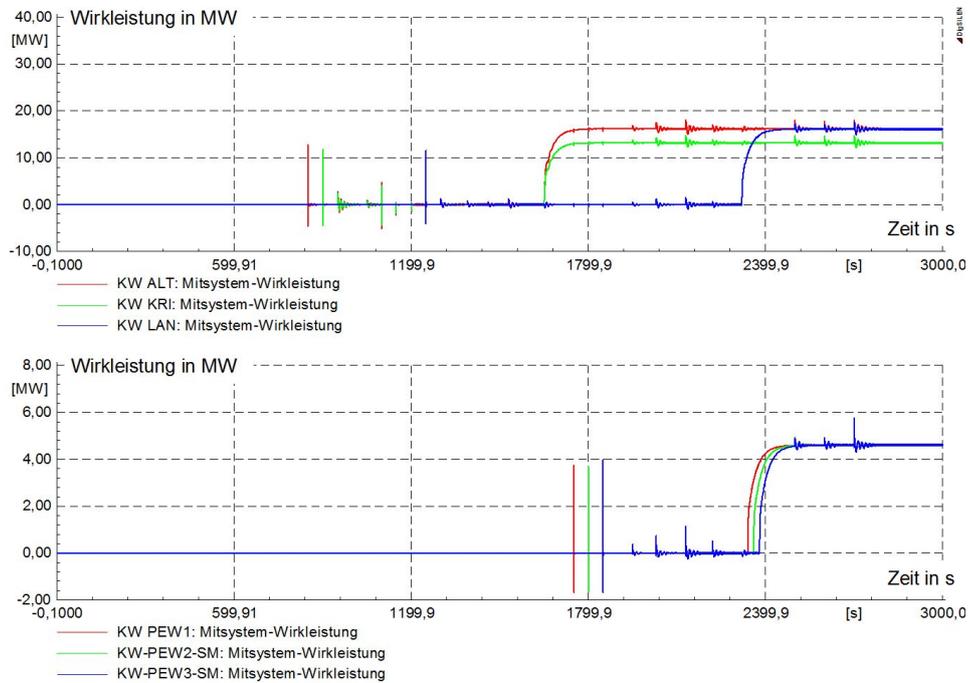


Abbildung 36: Wirkleistung während des NA; Starklast

In Abbildung 33 und 34 sind die Turbinenleistungen der verschiedenen Generatoren abgebildet. Sehr schön ist der Unterschied zwischen der Frequenzregelung (Regelkraftwerke) und der Öffnungsregelung (Flusskraftwerke) zu erkennen. Während die Regelkraftwerke auf Lastzuschaltungen und den damit verbundenen Frequenzänderungen reagieren, bleiben die Generatoren in Öffnungsregelung konstant, auch ihr Leistungssollwert. Im Zeitraum von Sekunde 1099 - 1199 geht das Regelkraftwerk Hieflau ans Netz und übernimmt somit gleich einen Teil der Last. Im gleichen Maß fallen die Turbinenleistungen von Kraftwerk Sölk und Kraftwerk Arnstein ab. Die Frequenz erhöht sich von 50,68 Hz auf 50,92 Hz. Die Kraftwerke Altenmarkt und Krippau sind zwar bereits ab 850 s (Altenmarkt) und 900 s (Krippau) am Netz, rotieren aber vorerst nur im Leerlauf mit und erhöhen so die rotierende Energie. Zum Zeitpunkt 1650 s bekommen diese neue Leistungssollwerte und fahren ihre Turbinenleistung hoch (ALT: 0,58 p.u. und KRI: 0,61 p.u. Turbinenleistung). Die Leistung der Regelkraftwerke nimmt entsprechend ab. Kraftwerk Landl wird in Sekunde 1250 zum Inselnetz synchronisiert, rotiert aber ebenfalls vorerst nur im Leerlauf mit. Das Flusskraftwerk Pernegg geht innerhalb 1750 s - 1850 s in Betrieb. Kraftwerk Landl fährt bei Sekunde 2320 auf 0,64 p.u., Generator Pernegg1 bei 2340 s auf 0,58 p.u., Generator Pernegg2 bei 2360 s auf 0,58 p.u. und schließlich Generator Pernegg3 bei 2340 s auf 0,58 p.u. Turbinenleistung. Jene Kraftwerke im Regelmodus Öffnungsgeregelt, sollten wann immer möglich, die Belastung den Regelkraftwerken abnehmen. Im schlimmsten Fall, wenn Regelkraftwerke maximal belastet sind, können diese auf Frequenzschwankungen nicht mehr reagieren und es würde zu Schutzauslösungen kommen. Daher sollte der Belastungsgrad von Regelkraftwerken klein gehalten werden und die restlichen Kraftwerke sollten soviel abnehmen, wie sie können. Daher würde man, was in der Simulation nicht verwirklicht ist, die Kraftwerke Altenmarkt, Krippau, Landl und Pernegg ab Sekunde 3000 auf rund 0,8 - 0,95 p.u. Turbinenleistung hochfahren.

Abbildungen 35 und 36 zeigen die abgegebenen Wirkleistungen der Generatoren. Diese zeigen, was sie auch sollen, das annähernd gleiche Verhalten, wie die Abbildungen bezüglich der Turbinenleistungen. Die größeren Wirkleistungsspitzen bei Sekunde 180, 850, 900, 1100, 1150, 1200, 1250, 1750, 1800, 1850 sind auf die Synchronisation von Generatoren an das bestehende Inselnetz zurückzuführen. Aufgrund der begrenzten Rechengenauigkeit (lange Simulationszeit), ist die Synchronisation nicht immer ganz perfekt, dennoch für die Simulation ausreichend genau. In Wirklichkeit werden höchstwahrscheinlich diese Leistungsspitzen nicht vorhanden sein. Alle anderen Leistungsspitzen sind auf Lastzuschaltungen oder Sollwertvorgaben zurückzuführen.

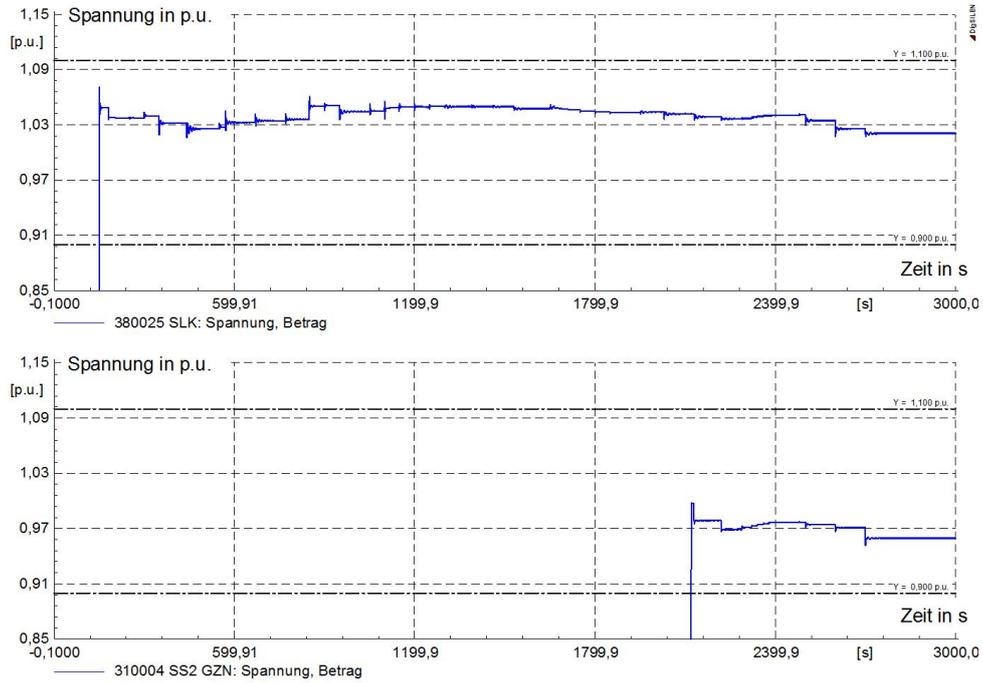


Abbildung 37: Sammelschienenspannung (Sölk und Graz Nord) während des NA; Starklast

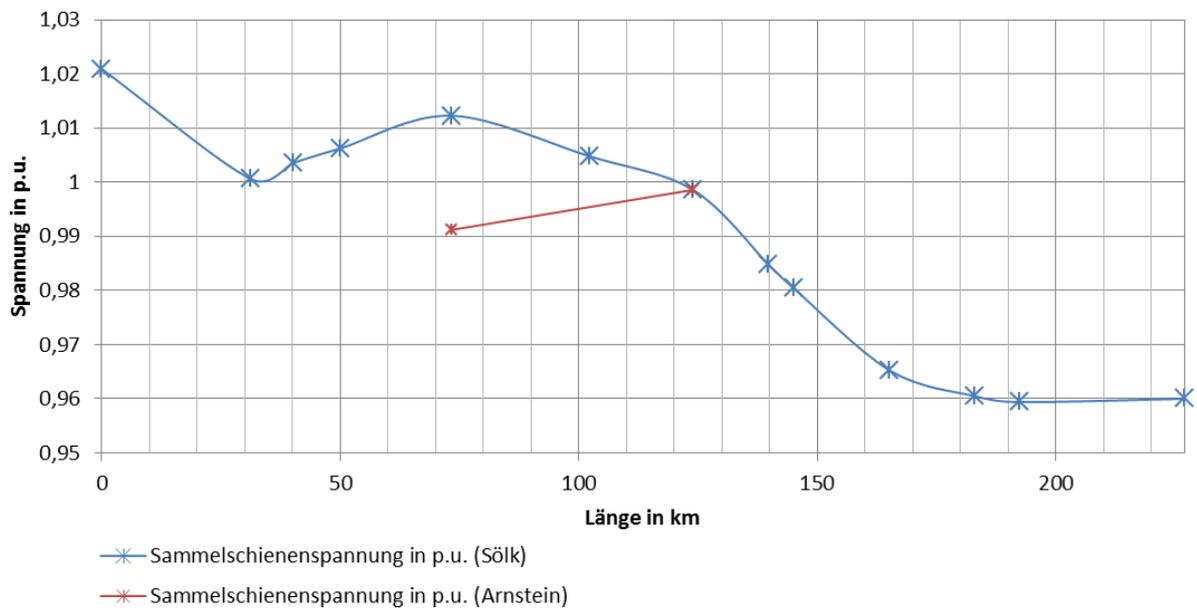


Abbildung 38: Spannungsverlauf; Starklast

Sammelschiene		U	Distanz von SS_Sölk
Ort	Bezeichnung in Simulation	p.u.	[km]
Sölk	380025	1,0209	0
Liezen	380001	1,0006	31,24
Ardning	380014	1,0036	40,24
Hall	380021	1,0063	50,31
Eßlingen	380004	1,0123	73,25
Trofeng	Trofeng	1,0048	102,25
Hessenberg	350002	0,9986	123,95
Dionysen	350101	0,9848	139,78
Bruck	350001	0,9804	145,08
Laufnitzdorf	350010	0,9652	165,24
Friesach	310160	0,9605	183,02
Graz Nord	310004	0,9594	192,37
Zwaring	310110	0,9600	227,11
Arnstein	440300	0,9912	73,254 von Hessenberg (rot)

Tabelle 22: Spannungswerte; Starklast

Abbildung 37 zeigt den dynamischen Verlauf der Spannung während des Netzwiederaufbaus, einmal gemessen an der Sammelschiene Sölk und einmal annähernd am Ende der Streckenführung an der Sammelschiene Graz Nord. Wie man erkennen kann, wird die Sammelschiene Sölk bei Sekunde 150 und Sammelschiene Graz Nord bei Sekunde 2120 unter Spannung gesetzt. Die zwei Messpunkte wurden gewählt, um einen am Anfang der Streckenführung und einen am Ende der Streckenführung zu haben. Die Spannungen der Sammelschienen dazwischen bewegen sich in diesem Bereich. Abbildung 37 führt vor Augen, dass sich die Spannungen im Spannungsband 0,9 - 1,1 p.u. bewegen und somit das Spannungskriterium erfüllen. Das engere Spannungsband von 0,95 - 1,05 p.u. wird bei diversen transienten Vorgängen mehrmals verletzt und kann daher nicht einwandfrei erfüllt werden.

Abbildung 44 bildet die Spannungen der Sammelschienen nach Abarbeitung (Sekunde 3000) des Netzwiederaufbaukonzepts ab. Tabelle 22 liefert die dazugehörigen Messwerte mit den entsprechenden Distanzangaben. Wie man gut erkennen kann, liegen die Spannungen der Sammelschienen nach erfolgtem Netzwiederaufbau im Spannungstoleranzband von 0,9 - 1,1 p.u. Es wird sogar das engere Spannungsband von 0,95 - 1,05 p.u. erfüllt.

4.3.1.1 Schlussfolgerung

Der Netzwiederaufbau über Arnstein, im Betriebsfall Starklast, ist als realisierbar anzusehen. Das Kraftwerk Arnstein ist in der Lage die rund 175 km weit entfernte Sammelschiene Sölk auf $U_N = 110 \text{ kV}$ zu bespannen. Es wird jedoch aus Gründen der Blindleistungsgrenzen der Betrieb mit allen 3 Generatoren empfohlen.

Die Inbetriebnahme aller drei Regelkraftwerke (Arnstein, Sölk und Hieflau) ist unbedingt notwendig, um genügend Regelleistung zur Verfügung zu haben. Öffnungsgeregelte Kraftwerke können beliebig viele hinzugefügt werden, man sollte jedoch mit den vier Kraftwerken Altenmarkt, Krippau, Landl und Pernegg auskommen. Mit der daraus resultierenden Regelleistung von 184 MW können alle Lasten aus Tabelle 17, außer Bruck 110 kV Kunde - Norske Skog, im Betriebsfall Starklast zugeschaltet werden. Vorsicht ist allerdings bei Lasten, die sich weit von einer Erzeugungsanlage befinden und einen großen Blindleistungsbedarf aufweisen, geboten. Diese können dazu führen, dass das Spannungstoleranzband 0,9 - 1,1 p.u. verletzt wird (z.B.: Gratkorn - gesamt inkl. Sappi). Teilweise weisen einige Lastzuschaltungen große Frequenzeinbrüche auf (liegen allerdings noch im Frequenzband). Diese rühren von den sehr langsam implementierten Turbinenreglern her und stellen somit einen worst case dar. In der Realität sollten die Turbinenregler diese Einbrüche deutlich früher abfangen. Bei Sollwertvorgaben (Frequenz und Leistung) ist darauf zu achten, dass nicht zu große Sprünge vorgegeben werden, da ansonsten eine Verletzung der Kriterien auftreten kann (z.B.: Leistungssollwertvorgabe von Kraftwerk Altenmarkt und Krippau - 51,65 Hz). Daher wird empfohlen, Sollwerte in kleinen Stufen zu erhöhen und den eingeschwungenen Zustand abzuwarten.

4.3.2 Szenario2 - Schwachlast

Das zweite Szenario - Schwachlast läuft in der Simulation bis zur Sekunde 2700 sehr ähnlich ab, wie der Betriebsfall Starklast. Die Sammelschiene Sölk muss als erstes auf 110 kV bespannt werden, damit dann das Regelkraftwerk Sölk in Betrieb gehen kann. Danach startet der eigentliche Netzwiederaufbau, mit dem Zuschalten von diversen Lastabgängen und dem Synchronisieren weiterer Kraftwerke.

Grund für die ähnliche Vorgangsweise bis Sekunde 2700 ist, dass eine gute Vergleichbarkeit zwischen den zwei unterschiedlichen Szenarien gewährleistet werden kann.

Szenario2 beschreibt, wie schon bekannt, den Fall Schwachlast und es gelten für Lastabgänge die Werte für den Betriebsfall Schwachlast aus Tabelle 17. Dieser Betriebsfall zeichnet sich durch die schwächste Belastung im Netz auf. Man könnte daher auch sagen, dieser Fall wäre der optimale und sollte absolut keine Probleme darstellen. Mit dem zuvor beschriebenen Szenario1 grenzt nun dieser Belastungsfall einen Bereich ein, in welchem sich der tatsächliche Realfall (zu einem beliebigen Zeitpunkt, das ganze Jahr über) befinden sollte.

Nachfolgend werden nun in der Tabelle 23 die verwendeten Lastabgänge dargestellt. Wie man schon hier erkennen kann, ist die Anzahl der zugeschalteten Lastabgänge von 21 auf 27 gestiegen. Grund hierfür ist der geringere Leistungsbedarf der einzelnen Lasten. In Tabelle 23 wird der Leistungsbedarf der einzelnen Lasten sowie deren Auswirkung auf die Frequenz bei Zuschaltung angezeigt.

Nr.	Lastabgang [-]	Lastabgang Zuschaltleistung [MW; Mvar]	Maschinenleistung im Netz [MW]	davon Regelleistung [MW]	rotierende Energie [MWs]	Zuschaltleistung (P) in % der Regelleistung [%]	k_f [Hz/s]	f_{Start} [Hz]	f_{min} [Hz]	Δf [Hz]	f_{∞} [Hz]
1	Abzweig Öblarn	0,330; -0,912	109	109	243,64	0,303	-0,034	51,322	51,269	0,053	51,318
2	Abzweig Admont	0,343; -1,274	109	109	243,64	0,315	-0,038	51,318	51,261	0,057	51,312
3	Abzweig Maschinenfabrik	1,538; 0,000	109	109	243,64	1,411	-0,135	51,312	51,060	0,252	51,291
4	Haus Trafo 1	3,308; -8,536	109	109	243,64	3,035	-0,324	51,291	50,696	0,595	51,235
5	Trafo 2 gesamt	1,123; -5,320	109	109	243,64	1,030	-0,163	51,235	51,001	0,234	51,213
6	Abzweig Öblarn	0,685; -1,806	109	109	243,64	0,628	-0,113	51,213	51,075	0,138	51,201
7	Rest. Sölk	0,486; -3,570	109	109	243,64	0,446	-0,122	51,201	51,075	0,126	51,189
8	Abzweig Druckgusswerk	2,984; 0,335	167,25	109	385,24	2,738	-0,273	51,190	50,738	0,452	51,139
9	Rest Esslingen	0,815; -4,358	167,25	109	385,24	0,748	-0,099	51,139	50,989	0,150	51,119
10	Trafo 11 Ort	2,446; 1,340	270,25	184	754,84	1,330	-0,127	51,210	51,000	0,210	51,183
11	Abzweig Brückengasse 1	1,481; -0,870	270,25	184	754,84	0,805	-0,082	51,183	51,054	0,129	51,168
12	Abzweig Brückengasse 2	1,343; -0,875	270,25	184	754,84	0,530	-0,073	51,168	51,050	0,118	51,154
13	Rest Bruck	2,700; -3,066	270,25	184	754,84	1,467	-0,022	51,154	50,903	0,251	51,126
14	Trafo 11 und 12. Hauptlast RHI	3,332; -0,774	298,15	184	804,85	1,811	-0,111	51,216	50,950	0,266	51,178
15	Last. Trafo 1+2 inkl KW Rabenstein	0,036; -3,878	298,15	184	804,85	0,020	0,000	51,178	51,178	0,000	51,178
16	MM Karton	4,734; 2,472	298,15	184	804,85	2,573	-0,176	51,178	50,792	0,386	51,131
17	Energie Stmk+EW Gösting	8,282; 0,000	298,15	184	804,85	4,501	-0,291	51,131	50,438	0,693	51,047
18	Energie Stmk	2,572; 0,000	298,15	184	804,85	1,398	-0,141	51,047	50,833	0,215	51,027
19	Trafo 1+2 gesamt	3,631; -6,341	298,15	184	804,85	1,973	-0,117	51,027	50,648	0,379	50,981
20	Rest. Schwarzenbach	3,537; -3,857	298,15	184	804,85	1,922	-0,154	50,981	50,623	0,358	50,938
21	gesamt Trafo 1+2	5,914; -4,958	298,15	184	804,85	3,214	-0,265	50,938	50,385	0,553	50,861
22	Trafo 2	5,069; -5,308	298,15	184	804,85	2,755	-0,134	51,036	50,507	0,529	50,959
23	gesamt Trafo 1+2	3,569; -3,759	298,15	184	804,85	1,940	-0,167	50,959	50,613	0,346	50,918
24	Trafo 1 und 2 gesamt	4,816; -5,690	298,15	184	804,85	2,617	-0,245	50,918	50,401	0,517	50,855
25	Rest Liezen	3,422; -4,527	298,15	184	804,85	1,860	-0,194	50,855	50,489	0,366	50,819
26	Norske Skog	9,817; -2,266	298,15	184	804,85	5,335	-0,330	50,819	49,935	0,884	50,704
27	gesamt inkl. Sappi	5,037; -7,421	298,15	184	804,85	2,738	-0,263	50,704	50,152	0,552	50,647

Tabelle 23: Lastzuschaltungen während des NA; Schwachlast

Wie schon bereits erwähnt, ist die Reihenfolge der Lastzuschaltungen bis Nr. 21 dieselbe wie in Szenario1, um eine gute Vergleichbarkeit zu ermöglichen. Lastzuschaltung 22 - 27 kommen im Betriebsfall Schwachlast noch zusätzlich hinzu, weil der Leistungsbedarf der einzelnen Abgänge von Haus aus deutlich geringer ist und die Kraftwerke ansonsten nur sehr gering belastet sind.

Tabelle 23 zeigt also alle aktiven Lastabgänge während des Netzwiederaufbaus. Es ergibt sich somit eine Gesamtbelastung von rund 83 MW und -75 Mvar. Der Netzwiederaufbau benötigt nun jedoch 3500s (rund 58 min), aufgrund der zusätzlichen Lastzuschaltungen und dem Hochfahren des Kraftwerks Pernegg. Somit sind eigentlich alle bekannten Lasten aus Tabelle 17 am Netz, außer jene, welche nicht auf der Streckenführung des Netzwiederaufbaukonzeptes liegen (z.B.: Sammelschiene Büchsengut), oder einen zu hohen Blindleistungsbedarf aufweisen. Auf eine genaue Beschreibung der Synchronisationen der Kraftwerke (Reihenfolge: Arnstein, Sölk, Altenmarkt, Krippau, Hieflau, Landl und Pernegg) und die daraus resultierende Erhöhung von Maschinenleistung, Regelleistung und der rotierenden Energie, wird aufgrund der Analogie zu Szenario1 verzichtet. Bei Interesse wird auf Szenario1 verwiesen.

In der dritten Spalte der Tabelle 23 (Lastabgang Zuschaltleistung) ist der Bedarf an Wirk- und Blindleistung der einzelnen Abgänge angeführt. Es liegt nahe, dass dieser nun deutlich kleiner als der im Starklastfall ist. Daraus resultiert auch, aufgrund der gleichbleibenden Regelleistung, dass die Zuschaltleistung (bezogen auf P) in % der Regelleistung deutlich geringer ausfällt. Die höchsten Prozentsätze treten bei Lastzuschaltung Nummer 26: 5,34% (Norske Skog), Nummer 17: 4,50% (Energie Stmk + EW Gösting) und Nummer 21: 3,21% (gesamt Trafo 1+2) auf. Damit kann sichergestellt werden, dass die 10%-Faustformel für Lastzuschaltungen, ohne dass unzulässige Frequenzeinbrüche auftreten, mit Leichtigkeit erfüllt werden kann. Wenn man sich Spalte 8 (Frequenzgradient k_f) vor Augen führt, kann man weiters erkennen, dass der Frequenzgradient im Allgemeinen gegenüber der Starklast deutlich abgenommen hat und nicht größer als $-330 \frac{mHz}{s}$ (Maximalwert Starklast: $-1,15 \frac{Hz}{s}$) wird. Bei diesem Frequenzgradienten tritt in weiterer Folge auch der größte Frequenzeinbruch von $\Delta f = 0,88 Hz$ auf (Maximalwert Starklast: $2,08 Hz$). Somit wird, innerhalb des Netzwiederaufbaus im Betriebsfall Schwachlast, bei keiner Lastzuschaltung, weder die Frequenzobergrenze, noch die Frequenzuntergrenze verletzt. Damit kann die Aussage getroffen werden, dass das Frequenzkriterium im Schwachlastfall unter den bekannten Lastabgängen aus Tabelle 17 einwandfrei erfüllt werden kann.

In der folgenden Tabelle 24 wird das Netzwiederaufbaukonzept für den Betriebsfall Schwachlast, mit den in Tabelle 16 verwendeten Generatoren und den in Tabelle 23 verwendeten Lastabgängen präsentiert. Es gilt wiederum der gleiche Spielraum wie der, der im Starklastfall beschrieben wurde. Eine andere Kombination von Kraftwerken/Generatoren wird nicht empfohlen. Bei der Wahl der Lastabgänge können allerdings, unter der Beachtung der beschriebenen Grenzen und Bedingungen, Veränderungen bzw. Anpassungen vorgenommen werden. Es wurde aber, in dieser vorgestellten Variante, auf einen ausgewogene und technisch gute Lastaufteilung großer Wert gelegt.

	Kraftwerksleistung [MW]		Primärregelleistung [MW]		Zuschaltbare Abgangsleistung [MW]		Verbraucherleistung [MW; Mvar]	
	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz
KW_Arnstein	39	39	39	39				
KW_Sölk	70	109	70	109	~ 4			
1							0,330; -0,912	0,330; -0,912
2							0,343; -1,274	0,673; -2,186
3							1,538; 0,000	2,211; -2,186
4							3,308; -8,536	5,519; -10,722
5							1,123; -5,320	6,642; -16,042
6							0,685; -1,806	7,327; 17,848
7							0,486; -3,570	7,813; -21,418
KW_Alienmarkt	31,25	140,25						
KW_Krippau	27	167,25						
8							2,984; 0,335	10,797; -21,083
9							0,815; -4,358	11,612; -25,441
KW_Hieflau	75	242,25	75	184	~ 19			
KW_Landl	28	270,25						
10							2,446; 1,340	14,058; -24,101
11							1,481; -0,870	15,539; -24,971
12							1,343; -0,875	16,882; -25,846
13							2,700; -3,066	19,582; -28,912
KW_Pernegg	27,9	298,15						
14							3,332; -0,774	22,914; -29,686
15							0,036; -3,878	22,951; -33,564
16							4,734; 2,472	27,685; -31,091
17							8,828; 0,000	35,967; -31,091
18							2,572; 0,000	38,538; -31,091
19							3,631; -6,341	42,169; -37,432
20							3,537; -3,857	45,706; -41,289
21							5,914; -4,958	51,620; -46,247
22							5,069; -5,308	56,688; -51,555
23							3,569; -3,759	60,258; -55,314
24							4,816; -5,690	65,074; -61,0045
25							3,422; -4,527	68,495; -65,531
26							9,817; -2,266	78,312; -67,797
27							5,037; -7,421	83,349; -75,218

Tabelle 24: Netzwiederaufbauplan über Arnstein; Schwachlast

In Tabelle 24 ist der Netzwiederaufbauplan über Arnstein für den Betriebsfall Schwachlast in tabellarischer Form abgebildet. Wiederum sind in gelb die Endwerte der diversen Größen nach erfolgtem Netzwiederaufbau hervorgehoben worden. Die Kraftwerksleistung, die Primärregelleistung und die zuschaltbare Abgangsleistung verändern sich zum Starklastfall nicht. Die Verbraucherleistung verringert sich jedoch von 155 MW; 17M var auf 83 MW; -75 Mvar, obwohl die Anzahl der Lastabgänge gestiegen ist. Somit sind die Maschinensätze ebenfalls geringer ausgelastet, was sich auch später anhand der Diagramme für Turbinenleistungen bestätigen lässt. Im Anschluss werden die Ergebnisse aus der Simulation in Form von Diagrammen gezeigt und erläutert.

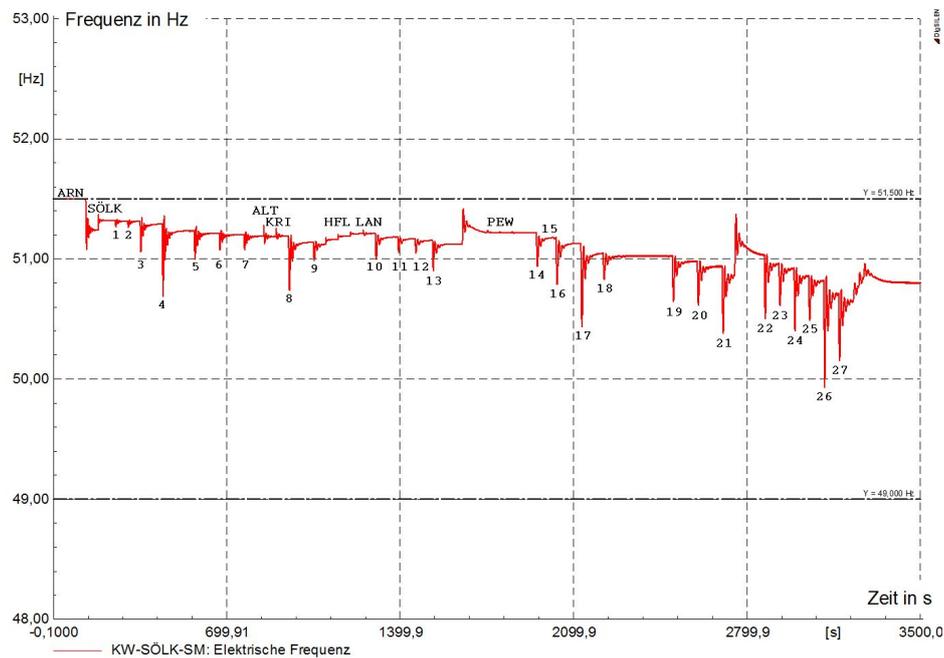


Abbildung 39: Frequenzverlauf (gemessen KW_Sölk) während des NA; Schwachlast

Abbildung 39 zeigt den Frequenzverlauf während des Netzwiederaufbaus für den Betriebsfall Schwachlast, gemessen vom Kraftwerk Sölk aus. Wie im Diagramm ersichtlich, dauert der Netzwiederaufbau 3500 Sekunden. Es wurden die gleichen Zeiten für Lastzuschaltungen und für Sollwertvorgaben (wo möglich) wie im Szenario1 gewählt, um einen Vergleich zu ermöglichen. Ab Sekunde 2700 unterscheiden sich jedoch die Netzwiederaufbaukonzepte deutlich, aufgrund von weiteren Lastzuschaltungen. Auch das hochfahren von Flusskraftwerken (Öffnungsregelung) wurde teilweise zum Starklastfall verändert, da ansonsten das Frequenzkriterium verletzt werden würde. Näheres hierzu später bei den Abbildungen bezüglich der Turbinenleistungen.

Der deutlichste Unterschied in Abbildung 39 zum Starklastfall ist wohl bei der Schwingungsamplitude und auch Schwingungsdauer bei Lastzuschaltungen zu finden. Diese fallen deutlich geringer aus. Man kann 27 Frequenzeinbrüche erkennen, welche wiederum auf die 27 Lastzuschaltungen zurückzuführen sind (durchnummeriert). Es kommt jedoch bei keiner Zuschaltung zu einer Verletzung des Frequenzkriteriums. Wie schon zuvor im Szenario1, wird mit den Abkürzungen der Kraftwerke, die Synchronisation dieser angedeutet.

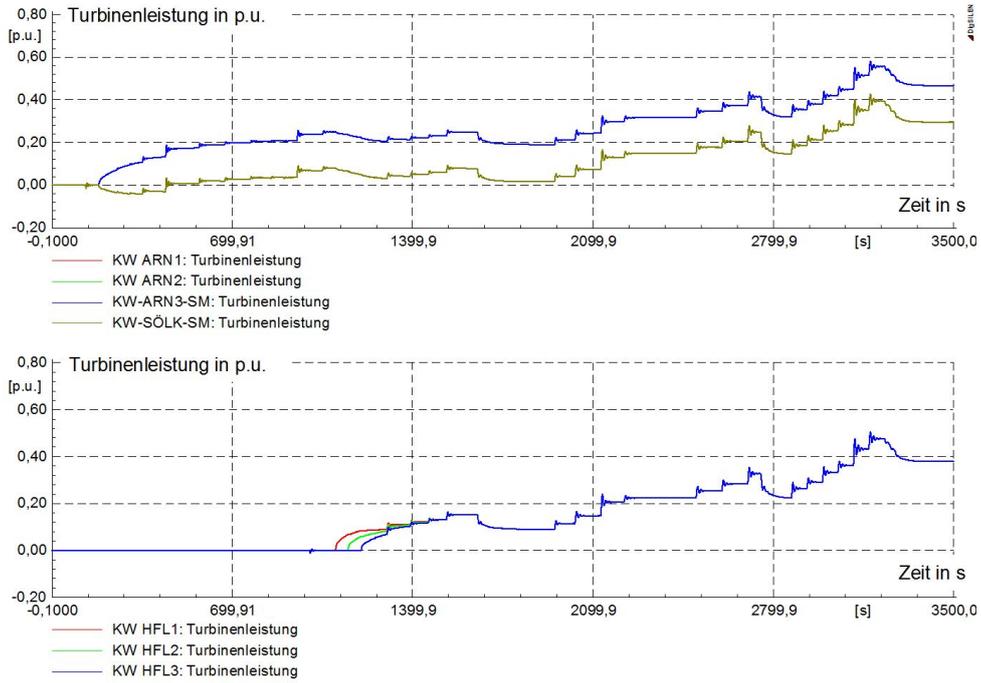


Abbildung 40: Turbinenleistung während des NA; Schwachlast

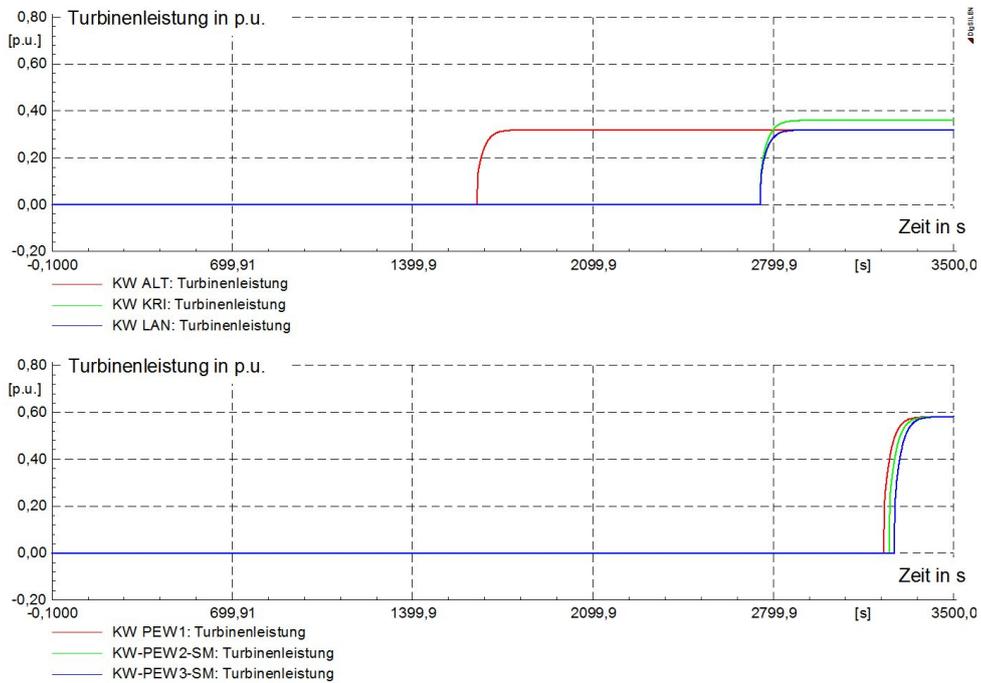


Abbildung 41: Turbinenleistung während des NA; Schwachlast

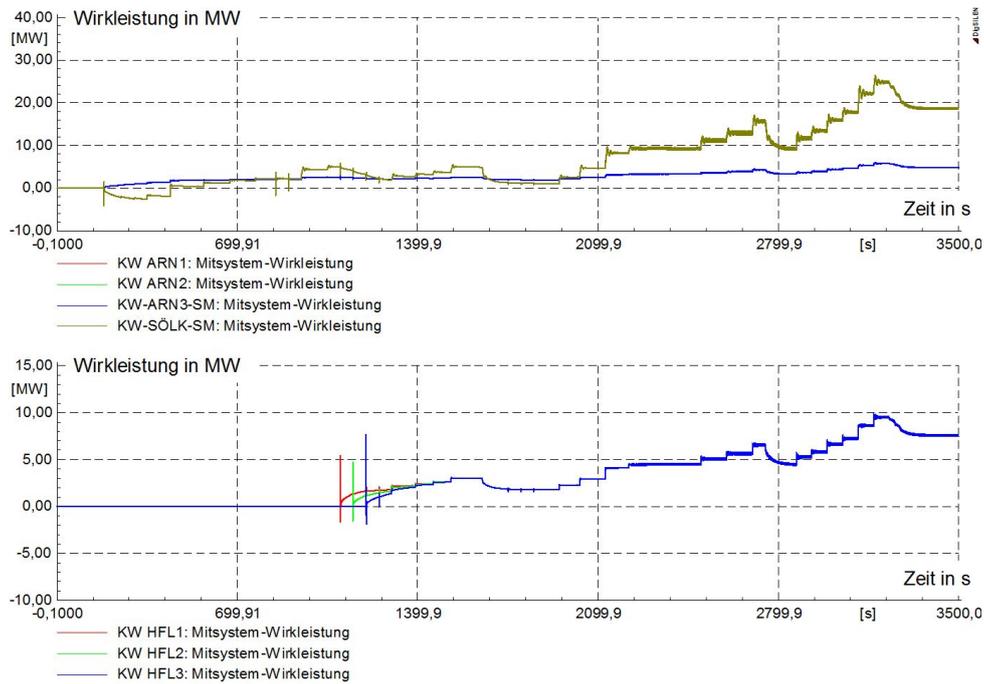


Abbildung 42: Wirkleistung während des NA; Schwachlast

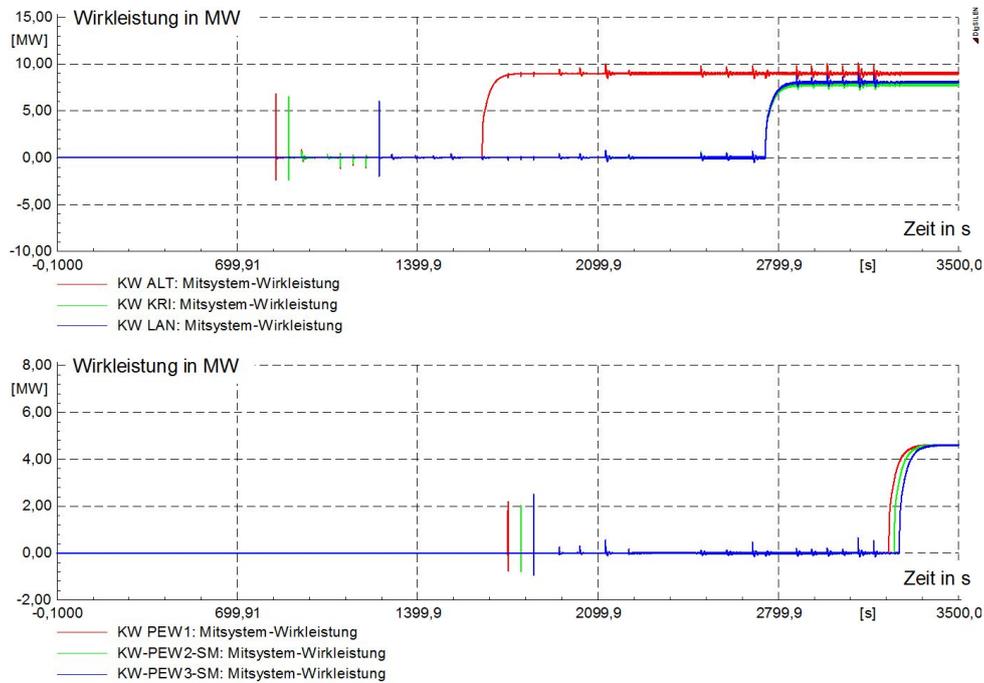


Abbildung 43: Wirkleistung während des NA; Schwachlast

In Abbildung 40 und 41 sind die Turbinenleistungen der diversen Generatoren für das Szenario2 dargestellt. Auch hier ist wieder sehr schön der Unterschied zwischen Frequenzregelung (Regelkraftwerke) und Öffnungsregelung (Flusskraftwerke) zu erkennen. Gestartet wird mit dem Regelkraftwerk Arnstein, welches die Sammelschiene Sölk bespannt. Zum Zeitpunkt 180s kommt dann das Kraftwerk Sölk hinzu und der eigentliche Netzaufbau kann starten. Es werden einige Lasten aufgenommen, was im Ansteigen der Turbinenleistungen (Arnstein und Sölk) zu erkennen ist. Bei Sekunde 850 und 900 werden die öffnungsgeregelten Kraftwerke, zuerst Altenmarkt und dann Krippau ans Inselnetz geschaltet, rotieren jedoch vorerst nur im Leerlauf mit und erhöhen so die rotierende Energie im Netz. Das letzte Regelkraftwerk im Netzwiederaufbau, nämlich Hieflau, wird im Zeitraum 1100 - 1200s dazu synchronisiert. Dieses übernimmt, als Regelkraftwerk, sogleich einen Teil der Last und im selben Maß sinkt die Turbinenleistung von Arnstein und Sölk. Bei Sekunde 1650 bekommt, dieses Mal nur das Flusskraftwerk Altenmarkt, einen Leistungssollwert und erhöht seine Turbinenleistung somit auf 0,32 p.u. Würde man auch Krippau einen neuen Leistungssollwert vorgeben, würde die Frequenz zu stark ansteigen und die Frequenzobergrenze übertreten. Selbiges würde passieren, wenn der Leistungssollwert vom Kraftwerk Altenmarkt zu hoch gewählt wird. Daher wird die Empfehlung ausgesprochen, die Leistung eines Kraftwerkes in kleinen Stufen zu erhöhen und die Frequenz einschwingen zu lassen. Das Kraftwerk Landl kommt zum Zeitpunkt 1250s ans Inselnetz. Das Kraftwerk Pernegg wird zwischen 1750 - 1850s dazu synchronisiert. Beide Kraftwerke rotieren jedoch erstmal nur im Leerlauf mit und dienen somit nur der Erhöhung der rotierenden Energie. Bei Sekunde 2750 bekommen schließlich die Kraftwerke Krippau und Landl einen Leistungssollwert und erhöhen somit ihre Turbinenleistung (KRI: 0,36 p.u. und LAN: 0,32 p.u. Turbinenleistung). Zum Schluss werden noch die drei Maschinensätze von Pernegg auf jeweils 0,58 p.u. im Zeitraum zwischen 3230 - 3270s Turbinenleistung hochgefahren. Es gilt auch schon wie zuvor im Szenario1, dass Regelkraftwerke, wann immer es geht, von anderen Kraftwerken entlastet werden. Grund hierfür ist, damit Regelkraftwerke bei großen Lastzuschaltungen auf diese entsprechend reagieren können. Die Abbildungen 42 und 43 bilden die abgegebene Wirkleistung ab. Erneut zeigen diese ein ähnliches Verhalten, wie schon bei der Turbinenleistung. Die größeren Wirkleistungsspitzen sind wiederum auf Synchronisationsvorgänge und die kleineren auf Lastzuschaltungen zurückzuführen.

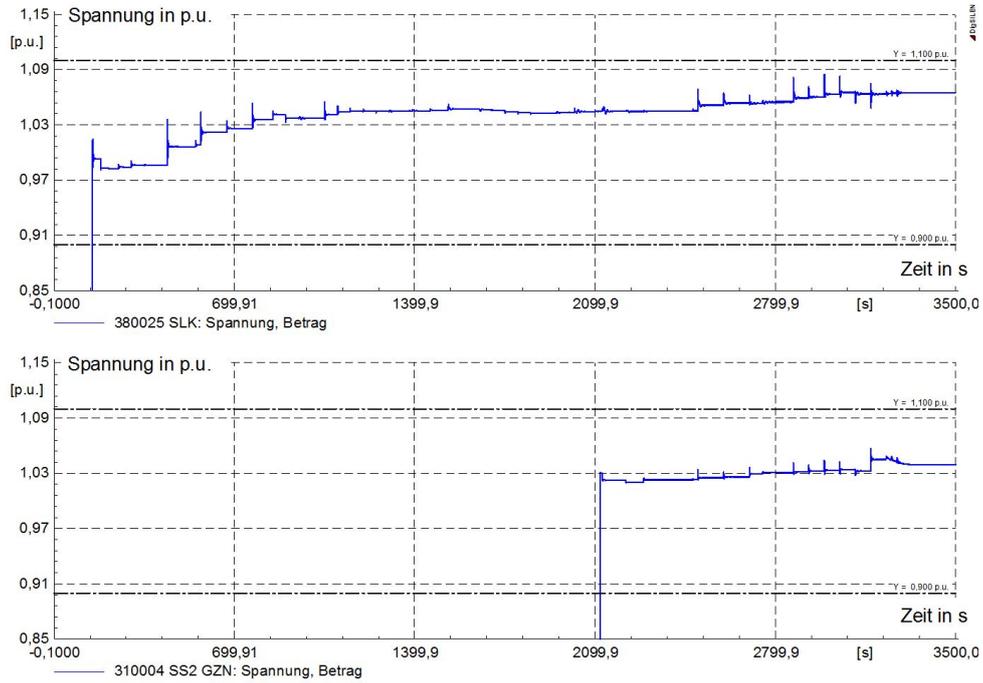


Abbildung 44: Sammelschienenspannung (Sölk und Graz Nord) während des NA; Schwachlast

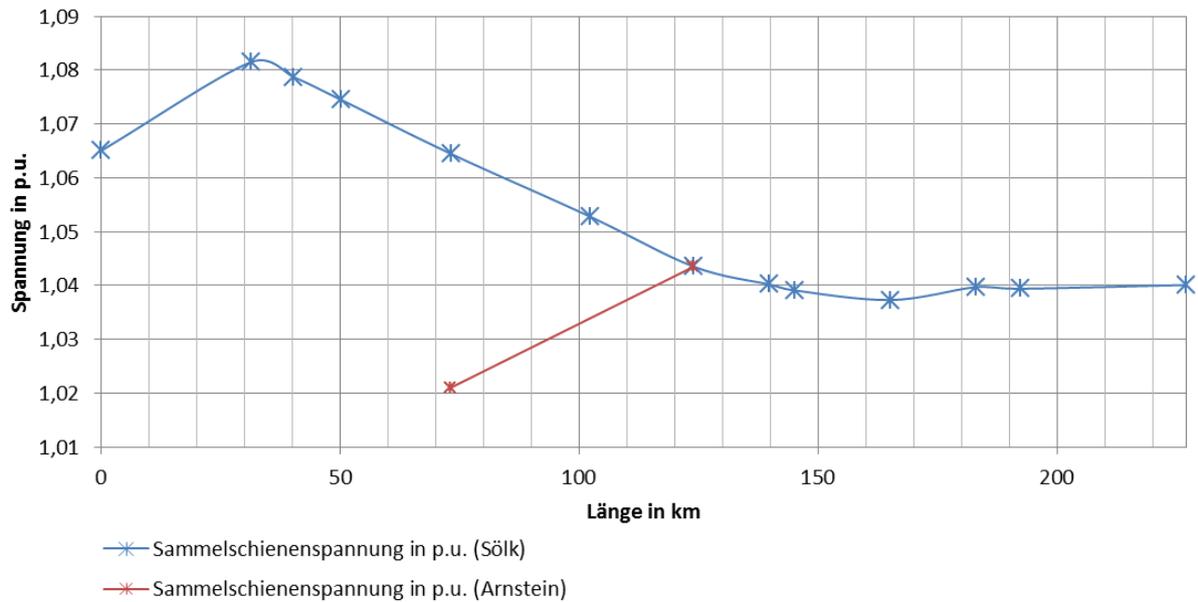


Abbildung 45: Spannungsverlauf; Schwachlast

Sammelschiene		U	Distanz von SS_Sölk
Ort	Bezeichnung in Simulation	p.u.	[km]
Sölk	380025	1,0651	0
Liezen	380001	1,0815	31,24
Ardning	380014	1,0787	40,24
Hall	380021	1,0745	50,31
Eßlingen	380004	1,0644	73,25
Trofeng	Trofeng	1,0528	102,25
Hessenberg	350002	1,0435	123,95
Dionysen	350101	1,0402	139,78
Bruck	350001	1,0391	145,08
Laufnitzdorf	350010	1,0373	165,24
Friesach	310160	1,0397	183,02
Graz Nord	310004	1,0394	192,37
Zwaring	310110	1,0401	227,11
Arnstein	440300	1,0211	73,254 von Hessenberg (rot)

Tabelle 25: Spannungswerte; Schwachlast

In Abbildung 44 ist der dynamische Verlauf der Sammelschienenspannung (Sölk und Graz Nord) im Lauf des Netzwiederaufbaus abgebildet. Auch hier wird die Sammelschiene Sölk zum Zeitpunkt 150s und die Sammelschiene Graz Nord nach 2120 Sekunden unter Spannung gesetzt. Eines ist jedoch auffällig, dass die Spannung höheren Schwankungen, als im Starklastfall, ausgesetzt ist. Dies ist auf die geringere Belastung (Wirkleistung) im Netz und den doch höheren Blindleistungsbedarf zurückzuführen. Erschwerend kommt hinzu, dass der Blindleistungsbedarf im Schwachlastfall kapazitiv ist (-75 Mvar) und sich so mit dem kapazitiven Freileitungsblindleistungsbedarf verstärkt und nicht teilweise kompensiert, wie im Starklastfall (17 Mvar). Dennoch kann die Spannungsobergrenze von 1,1 p.u. und die Spannungsuntergrenze von 0,9 p.u. eingehalten werden. Aus dieser Erfahrung kann die Aussage getroffen werden, dass bei einem schwach belasteten Netz (konkret Netzwiederaufbau für die Steiermark) auch die Spannung genau beobachtet werden muss und es unter Umständen zu Problemen kommen kann.

Abbildung 45 zeigt die Spannungen der diversen Sammelschienen nach abgeschlossenem Netzwiederaufbaukonzept, also zum Zeitpunkt 3500s. Wie man erkennen kann, erfüllt jede Sammelschiene für sich das Spannungstoleranzband von 0,9 - 1,1 p.u. Auch hier, aber, ist wieder die höhere Schwankung als im Starklastfall zu erkennen. Tabelle 25 zeigt die zugehörigen Messwerte mit den entsprechenden Distanzangaben.

4.3.2.1 Schlussfolgerung

Wie schon im Starklastfall, kann die Aussage getroffen werden, dass der Netzwiederaufbau über Arnstein, im Betriebsfall Schwachlast, realisierbar ist. Das Kraftwerk Arnstein ist in der Lage die rund 175 km weit entfernte Sammelschiene Sölk auf $U_N = 110 \text{ kV}$ zu bespannen. Es wird jedoch aus Gründen der Blindleistungsgrenzen der Betrieb mit allen 3 Generatoren empfohlen.

Trotz des deutlich geringeren Leistungsbedarfs der Abgänge, wird unbedingt empfohlen alle drei Regelkraftwerke Arnstein, Sölk und Hieflau in Betrieb zu nehmen, um genügend Regelleistung vorhanden zu haben. Öffnungsgeregelte Kraftwerke, welche auf der Streckenführung des Netzwiederaufbaukonzeptes liegen, können neben den vier Kraftwerken Krippau, Altenmarkt, Landl und Pernegg beliebig hinzugenommen werden. Mit der daraus resultierenden Regelleistung von 184 MW, können alle bekannten Lastabgänge aus Tabelle 17 problemlos in Betrieb genommen werden. Innerhalb des Netzwiederaufbauplans für Schwachlast kam es zu keinen kritischen Frequenzeinbrüchen aufgrund von zu hoher Wirkleistung. Daher kann die Frequenzbedingung (51,5 Hz - 49 Hz) in diesem Fall als unkritisch betrachtet werden. Anders schaut es hingegen für das Spannungskriterium (0,9 p.u. - 1,1 p.u.) aus. Der gesamte Blindleistungsbedarf der Lasten, nach erfolgtem Netzwiederaufbau erreicht den Wert -75 Mvar (kapazitiv). Hinzu kommt noch der kapazitive Blindleistungsbedarf der 110 kV Freileitungen. Dies führt zu einem relativ schwach belasteten Netz (83 MW - Wirkleistung) mit einem relativ hohen Blindleistungsbedarf. Daher treten im Betriebsfall Schwachlast höhere Spannungsschwankungen auf, als im Betriebsfall Starklast. Dennoch kann die Spannungsobergrenze von 1,1 p.u. und die Untergrenze von 0,9 p.u. erfüllt werden. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass im schwach belasteten Netz stets der Blindleistungshaushalt bzw. die Spannung im Auge behalten werden muss. Im Zweifelsfall ist eine Kompensationsdrossel zu verwenden. Innerhalb der Simulation, wie auch in der Realität, steht in Teufenbach (420004 TEU) eine bis zu 57000 kvar starke, 3-Phasen Öl-Kompensations Drosselspule zur Verfügung, siehe Kapitel 3.6. Bei Sollwertvorgaben (Frequenz und Leistung). Dabei ist darauf zu achten, dass nicht zu große Sprünge vorgegeben werden, da ansonsten eine Verletzung der Kriterien auftreten kann (z.B.: Leistungssollwertvorgabe von Kraftwerk Altenmarkt und Krippau). Daher wird empfohlen, Sollwerte in kleinen Stufen zu erhöhen und den eingeschwungenen Zustand abzuwarten.

4.4 Netzwiederaufbaukonzept über Sölk

Bezüglich dieser Variante muss voraus geschickt werden, dass dieses Netzwiederaufbaukonzept über Sölk eine zukünftige Option (nach Stand der Technik, August 2016 nicht realisierbar) darstellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass das Kraftwerk Sölk einen echten Schwarzstart von alleine durchführen kann und daher in der Lage ist den Beginn eines Netzwiederaufbaus einzuleiten. Die Realität ist momentan eine Andere. Das Kraftwerk Sölk, bzw. der Leistungsschalter, welcher den Kraftwerksblock vom Netz trennt, kann nicht auf eine spannungslose Sammelschiene zuschalten. Da dies jedoch nur ein mess- bzw. leittechnisches Problem darstellt, sollte sich der Aufwand für eine entsprechende Adaptierung in Grenzen halten. Daher wird die folgende Empfehlung ausgesprochen, dass es sinnvoll wäre, aus Sicht des Netzwiederaufbaus innerhalb der Steiermark, das Kraftwerk Sölk schwarzstartfähig nachzurüsten. Das Kraftwerk Sölk stellt, mit einer Nennleistung von 70 MVA, einer rotierenden Energie von 146,50 MWs (bei Nenndrehzahl) und dem schnellsten Leistungsgradienten, das leistungsstärkste Speicherkraftwerk (Regelkraftwerk) aus den zur Verfügung stehenden Kraftwerken dar. Weiters ist dieses Kraftwerk netzplantechnisch sehr günstig gelegen. Es befindet sich im oberen Ennstal und somit am Beginn der Streckenführung des Netzwiederaufbauplans. Aufgrund dieser genannten Tatsachen, ist diese Variante äußerst attraktiv und wird daher auch behandelt.

Innerhalb des Netzwiederaufbaukonzeptes über Sölk, wird dieses hochgefahren und es werden aufgrund der Nennleistung von 70 MVA bereits erste Lastabgänge auf dem Weg nach Esslingen aufgenommen. In Esslingen werden dann die Kraftwerke Altenmarkt und Krippau zum Inselnetz synchronisiert. Danach geht der Leitungszug nach Hessenberg, wo dann in weiterer Folge das Regelkraftwerk Hieflau und das Flusskraftwerk Landl hinzukommen. Nachfolgend wird auch das Kraftwerk Arnstein in Betrieb genommen. Wiederum werden auf dem Weg befindliche und von der Leistungsaufnahme passende Lasten zugeschaltet. Danach geht es weiter nach Dionysen - Bruck an der Mur - Pernegg. In Pernegg werden dann die letzten drei Maschinensätze des Kraftwerkes Pernegg hochgefahren und ins Netz aufgenommen. Wenn diese Synchronisation abgeschlossen ist, wird nach Laufnitzdorf - Friesach - Sammelschiene Graz Nord und schließlich bis nach Kainachtal durchgeschaltet. Innerhalb der gesamten Streckenführung wurde eine möglichst ausgewogene und günstige Lastaufnahme realisiert. Es wird jedoch, im Unterschied zu dem Netzwiederaufbau über Arnstein (Kapitel 4.3), nur der Betriebsfall Starklast bearbeitet. Grund hierfür ist, dass der Betriebsfall Starklast den kritischen Zustand darstellt. Wenn dieser im Bereich des Möglichen liegt, sollten es auch die anderen sein. Außerdem soll die Diplomarbeit nicht ausufern und auch eine gewisse Kompaktheit aufweisen.

Zu Beginn wurde mittels Lastflussrechnung überprüft, ob ein gültiger Lastfluss vorliegt. Hierbei wurde die etwa 227 km lange Leitungsstrecke (Sölk - Zwaring) im Leerlauf durchgeschaltet. Diese Simulation ist nicht zwingend notwendig, da diese Strecke im Gegensatz zu Arnstein - Sölk nicht im Leerlauf beschaltet wird. Allerdings, aus Gründen der Vollständigkeit und zur schlüssigen Beschreibung des Verhaltens der Strecke, wird dies kurz angeführt.

Sammelschiene		U	$P_{out} \cdot 100$	Q_{out}	Distanz von SS_Arnstein
Ort	Bezeichnung in Simulation	p.u.	[MW]	[Mvar]	[km]
Sölk	380025	0,9954	4,75	-6,89	0
Liezen	380001	1,0020	2,33	-6,00	31,24
Ardning	380014	1,0036	1,87	-5,74	40,24
Hall	380021	1,0054	1,57	-5,45	50,31
Esslingen	380004	1,0093	0,98	-4,76	73,25
Trofeng	Trofeng	1,0139	0,57	-3,89	102,25
Hessenberg	350002	1,0164	0,37	-3,22	123,95
Dionysen	350101	1,0180	0,25	-2,73	139,78
Bruck	350001	1,0184	0,21	-2,57	145,08
Laufnitzdorf	350010	1,0199	0,07	-1,94	165,24
Friesach	310160	1,0208	0,02	-1,39	183,02
Graz Nord	310004	1,0212	0,01	-1,09	192,37
Zwaring	310110	1,0218	0,00	0,00	227,11

Tabelle 26: Messwerte Sölk - Zwaring; Generator Sölk in Betrieb

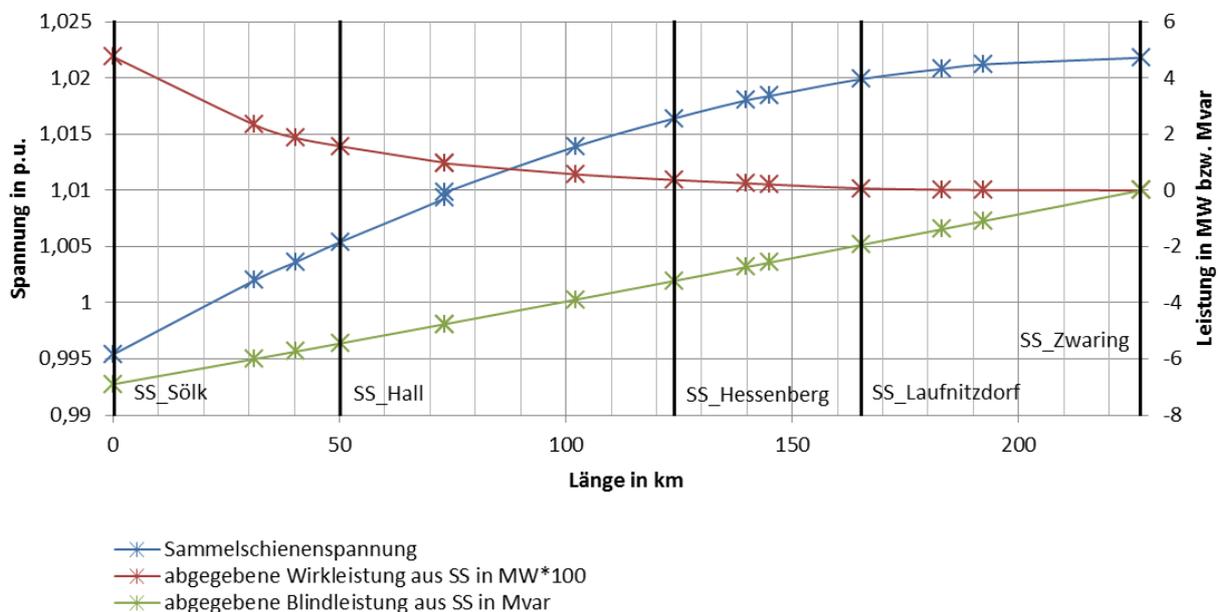


Abbildung 46: Verläufe Sölk - Zwaring; Generator Sölk in Betrieb

Abbildung 46 zeigt den Wirk- und Blindleistungsbedarf und die daraus resultierende Spannung für das Leitungsstück Sölk - Zwaring im Leerlauf. Tabelle 26 liefert die entsprechenden Messwerte. Wie auch schon in den Abbildungen 30 und 31, ist der Ferranti-Effekt zu erkennen. Dabei kommt es zu einer Spannungserhöhung, die infolge des kapazitiven Ladestroms auftritt, welche von dem Blindwiderstand der Freileitung abhängig ist. Für eine genauere Beschreibung dieses Effekts sei auf Kapitel 4.3 verwiesen. Man kann jedoch eine sehr nützliche Aussage aus dieser Simulation gewinnen. Das Kraftwerk Sölk ist in der Lage, den Streckenabschnitt Sölk - Zwaring im Leerlauf durchzuschalten. Dabei gibt der 70 MVA starke Generator eine Wirkleistung von 49,60 kW und eine Blindleistung von 6,81 Mvar an das Leitungsstück ab. Daraus ergibt sich eine Belastung der Maschine von 9,72% und daher sollte es zu keinen Problemen mit etwaigen Grenzen, wie z.B.: der Blindleistungsgrenze kommen.

Nun wird der eigentliche Netzwiederaufbau über Sölk behandelt. Wie schon zuvor erwähnt, wird ausschließlich der Betriebsfall Starklast diskutiert und es gelten für Lastabgänge die Werte für diesen Fall aus Tabelle 17. Dieses Szenario stellt die kritische Belastung dar. Ergeben sich hier positive Ergebnisse, sollten auch alle anderen Belastungsfälle keine Probleme darstellen. Folgend wird eine Tabelle (Tabelle 27) dargestellt, in welcher eine Liste der verwendeten Lastabgänge angeführt ist. Angezeigt wird deren Leistungsbedarf und auch die Auswirkung auf die Frequenz bei Zuschaltung.

Nr. [-]	Lastabgang [-]	Lastabgang Zuschaltleistung		Maschinenleistung im Netz		davon Regelleistung		rotierende Energie [MWS]	Zuschaltleistung (P) in % der Regelleistung	k _f [Hz/s]	f _{Start} [Hz]	f _{min} [Hz]	Δf [Hz]	f _∞ [Hz]
		[MW]	[Mvar]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]							
1	Trafo 2 gesamt	3,743;	-2,583	70		70		146,50	5,347	-0,364	51,238	50,180	1,058	51,136
2	Abzweig Oblarn	2,283;	-1,343	70		70		146,50	3,261	-0,253	51,136	50,462	0,674	51,080
3	Rest Sölk	1,621;	-1,042	70		70		146,50	2,316	-0,217	51,080	50,594	0,486	51,031
4	Abzweig Oblarn	1,099;	-0,279	70		70		146,50	1,570	-0,138	51,031	50,694	0,337	51,001
5	Abzweig Admont	0,786;	-1,174	70		70		146,50	1,123	-0,133	51,001	50,742	0,259	50,983
6	Abzweig Maschinenfabrik	5,126;	3,268	70		70		146,50	7,323	-0,750	50,983	49,452	1,531	50,860
7	Trafo 11 Ort	8,154;	2,909	231,25		145		657,70	5,623	-0,346	51,169	50,278	0,891	51,014
8	Haus Trafo	11,027;	0,000	270,25		184		754,84	5,993	-0,329	51,147	50,128	1,019	51,000
9	Trafo 1+2 gesamt	12,102;	0,791	270,25		184		754,84	6,577	-0,329	51,000	49,889	1,111	50,869
10	Rest Schwarzenbach	11,791;	2,735	270,25		184		754,84	6,408	-0,336	50,869	49,854	1,015	50,777
11	Abzweig Druckgusswerk	9,947;	4,057	270,25		184		754,84	5,406	-0,288	50,777	49,899	0,878	50,694
12	Rest Esslingen	2,716;	-2,923	270,25		184		754,84	1,476	-0,125	50,694	50,407	0,287	50,665
13	Abzweig Brückengasse 1	4,798;	-0,133	270,25		184		754,84	2,608	-0,227	50,915	50,473	0,442	50,846
14	Abzweig Brückengasse 2	4,478;	-0,185	270,25		184		754,84	2,434	-0,186	50,846	50,435	0,411	50,807
15	Rest Bruck	9,000;	0,726	270,25		184		754,84	4,891	-0,345	50,807	50,003	0,804	50,716
16	gesamt Trafo 1+2	19,712;	2,053	270,25		184		754,84	10,713	-0,524	50,716	48,995	1,721	50,545
17	Trafo 11 und 12, Hauptlast RHI	6,146;	0,592	298,15		184		804,85	3,340	-0,185	50,555	50,015	0,540	50,497
18	Last Trafo 1+2 inkl KW Rabenstein	0,121;	0,437	298,15		184		804,85	0,066	0,000	50,838	50,838	0,000	50,838
19	MM Karton	13,818;	8,316	298,15		184		804,85	7,510	-0,353	50,838	49,840	0,998	50,708
20	Energie Stmk	8,572;	0,000	298,15		184		804,85	4,659	-0,294	50,708	50,041	0,667	50,637
21	Energie Stmk+EW Gösting	17,947;	0,000	298,15		184		804,85	9,754	-0,448	50,637	49,264	1,373	50,490

Tabelle 27: Lastzuschaltungen während des NA; Starklast

Ebenso wie bereits in Tabelle 20 (Arnstein - Szenario1) ergibt sich eine Gesamtbelastung von rund 155 MW und 17 Mvar. Somit sind die Generatoren rund zur Hälfte ausgelastet nach erfolgtem Netzwiederaufbaukonzept. Der Netzwiederaufbau über Sölk (Starklast) ist geringfügig schneller, als jener über Arnstein (Starklast). Die Simulationszeit beträgt dennoch 3000 s also sprich 50 Minuten (siehe später). Wiederum können alle bekannten Lasten, welche noch nicht innerhalb des Netzwiederaufbaus zugeschaltet worden sind, anschließend in Betrieb genommen werden.

Von Nummer 1 (Trafo 2 gesamt) bis Nummer 6 (Abzweig Maschinenfabrik) ist nur das Regelkraftwerk Sölk mit einer Leistung von 70 MVA im Betrieb. Vor Nummer 7 (Haus 11 Ort) kommen die Kraftwerke Altenmarkt, Krippau, Hieflau und Landl hinzu und erhöhen die Kraftwerksleistung, sowie die rotierende Energie im Inselnetz deutlich. Zwischen Nummer 7 und 8 (Haus Trafo) wird das Speicherkraftwerk Arnstein zum Netz synchronisiert und die Regelleistung erreicht ihren Endwert von 184 MVA. Die letzte Zuschaltung eines Kraftwerks erfolgt vor Nummer 17 (Trafo 11 und 12, Hauptlast RHI) und betrifft das Murkraftwerk Pernegg. Somit erreicht die Maschinenleistung im Netz einen Wert von 298,15 MVA, wovon 184 MVA als Regelleistung zur Verfügung stehen. Die rotierende Energie beläuft sich auf 804,85 MWs.

In Spalte 7 (Zuschaltleistung (P) in % der Regelleistung) wird die 10%-Faustformel (Frequenzkriterium) für zulässige Lastzuschaltungen behandelt. Hierbei sinkt der Durchschnittswert zur Tabelle 20 von 4,694% auf 4,686% geringfügig ab. Auch wird eine bessere Aufteilung in Tabelle 27 erreicht, da die 10%-Faustformel nur einmal bei Nummer 16 (gesamt Trafo 1+2) leicht verletzt wird (10,71%). Dies spiegelt sich auch in Spalte 8 (k_f) wieder, wo die Frequenzgradienten flacher ausfallen. Der größte Frequenzeinbruch tritt bei Lastzuschaltung Nr. 16 (gesamt Trafo 1+2) auf und beläuft sich auf 1,72 Hz (größtes Δf Tabelle 20: 2,08 Hz). Die Frequenzuntergrenze wird beinahe nicht unterschritten, außer in geringem Ausmaß bei Nummer 16 (48,99 Hz). Einmal kommt es zu einer Überschreitung der Frequenzobergrenze, aufgrund des Überschwingens bei Lastzuschaltung 6 (Abzweig Maschinenfabrik) und die Frequenz erreicht ihren Maximalwert von 51,59 Hz. Weitere Informationen hierzu später bei Abbildung 47. Allgemein gültige Bedingungen bzw. Kriterien, welche auch hier Bedeutung haben, finden Sie im Kapitel 4.3.1 (Szenario1 - Starklast) und werden hier nicht explizit wiederholt.

Als nächstes wird der konkrete Netzwiederaufbauplan über Sölk für den Betriebsfall Starklast, mit den in Tabelle 16 verwendeten Generatoren und den in Tabelle 27 verwendeten Lastabgängen, vorgestellt. Eines muss jedoch vorausgeschickt werden. Bei der Wahl der Kraftwerke ist nicht viel Spielraum vorhanden. Die Speicherkraftwerke Sölk, Arnstein, und Hieflau wird man unbedingt brauchen, um genügend Regelleistung zur Verfügung zu haben. Ebenso wird man die verwendeten öffnungsgeregelten Flusskraftwerke (Altenmarkt, Krippau, Landl und Pernegg) benötigen, um genügend rotierende Energie zu erhalten. Die restlichen Kraftwerke aus Tabelle 16 können mindestens eines der genannten Kriterien in Kapitel 4.1 (Auswahl relevanter Kraftwerke) nicht erfüllen und fallen somit aus. Bei der Wahl der Lastabgänge können allerdings, unter der Beachtung der beschriebenen Grenzen und Bedingungen, Veränderungen bzw. Anpassungen vorgenommen werden. Es wurde allerdings, in dieser vorgestellten Variante, auf eine ausgewogene und technisch gute Lastaufteilung großer Wert gelegt. Nachfolgende Tabelle 28 zeigt das Netzwiederaufbaukonzept über Sölk in tabellarischer Darstellung.

	Kraftwerksleistung				Primärregelleistung				Zuschaltbare Abgangsleistung		Verbraucherleistung			
	[MW]		[MW]		[MW]		[MW]		[MW; Mvar]		[MW; Mvar]		[MW; Mvar]	
	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz	Zugang	Am Netz
KW_Sölk	70	70	70	70	70	70	70	70	~ 7					
1														
2														
3														
4														
5														
6														
KW_Altenmarkt														
KW_Krippau														
KW_Hieftau														
KW_Landl														
7														
KW_Arnstein														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
KW_Pernegg														
17														
18														
19														
20														
21														

Tabelle 28: Netzwiederaufbauplan über Sölk; Starklast

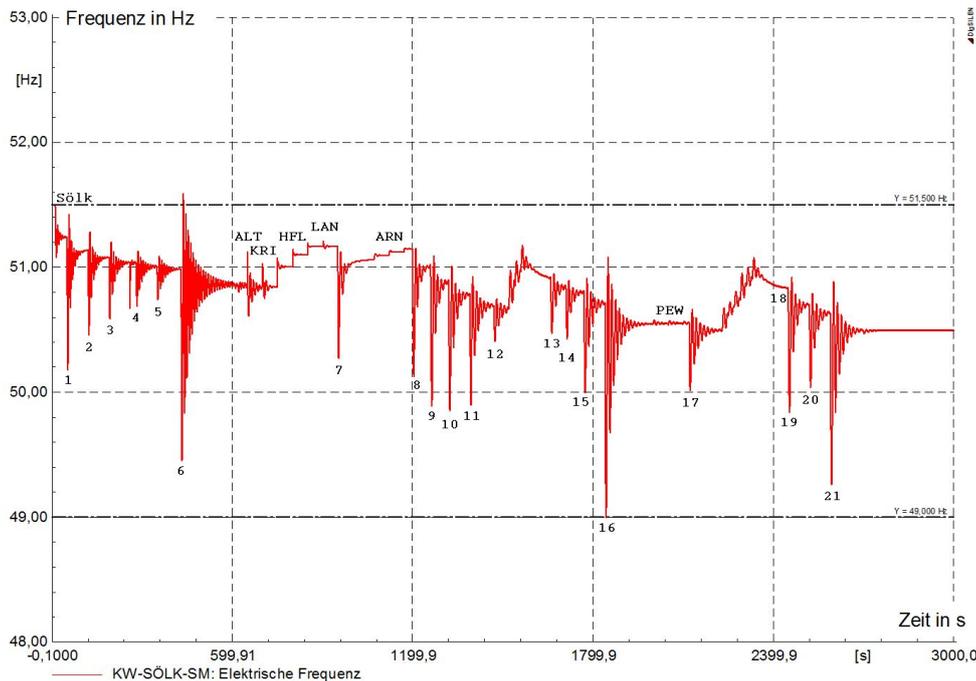


Abbildung 47: Frequenzverlauf (gemessen KW_Sölk) während des NA; Starklast

Abbildung 47 zeigt den Frequenzverlauf mit dem entsprechenden Frequenzband während des Netzwiederaufbaus für den Betriebsfall Starklast, über Sölk. Wiederum beträgt die Simulationszeit 3000s. Der Netzwiederaufbau ist jedoch geringfügig früher abgeschlossen als in Abbildung 32. Es sind 21 Frequenzeinbrüche zu erkennen, welche auf die 21 Lastzuschaltungen zurückzuführen sind (durchnummeriert). Wie bereits erwähnt, wird bei Lastzuschaltung Nummer 6 die Frequenzobergrenze leicht verletzt (51,59 Hz) und bei Lastzuschaltung Nummer 16 die Frequenzuntergrenze (48,99 Hz). Wenn man Abbildungen 32 und 47 vergleicht, kann man erkennen, dass in Abbildung 47 die Frequenzuntergrenze nur zwei Mal gefährdet ist, nämlich bei Nummer 16 und 21. In Abbildungen 32 kam es während den Schalthandlungen 4, 8, 16 und 21 zu kritischen Zuständen. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass das Netzwiederaufbaukonzept über Sölk ein stabileres Konzept darstellt. Bei Lastzuschaltung Nr. 6 kommt es zu einem deutlichen Ausgleichsvorgang. Grund hierfür ist der doch recht hohe Wirk- und Blindleistungsbedarf des Abgangs und die noch relativ geringe Regelleistung von 70 MWA (nur Kraftwerk Sölk). Wie man aber gut erkennen kann, nehmen nach der Synchronisation der Kraftwerke Altenmarkt, Krippau, Hieflau, Landl und Arnstein die Schwingungsamplituden, sowie auch die Schwingungsdauern deutlich ab. Grund hierfür ist die deutliche Erhöhung der Regelleistung, der rotierenden Energie und der gemeinsame Regeleffekt mehrerer Kraftwerke (Statik σ). Mit den Abkürzungen der Kraftwerke soll angedeutet werden, zu welchem Zeitpunkt diese synchronisiert werden. Wenn Regelkraftwerke zugeschaltet werden, erhöht sich auch die Inselfrequenz; bei Kraftwerken im Regelmodus Öffnungsregelung bleibt diese konstant. Bei Sekunde 1520, 1540, 1560, 2230, 2250, 2270, 2290, 2310, 2330 bekommen die öffnungsgeregelten Kraftwerke Leistungswerte, um ihre Maschinenleistung zu erhöhen.

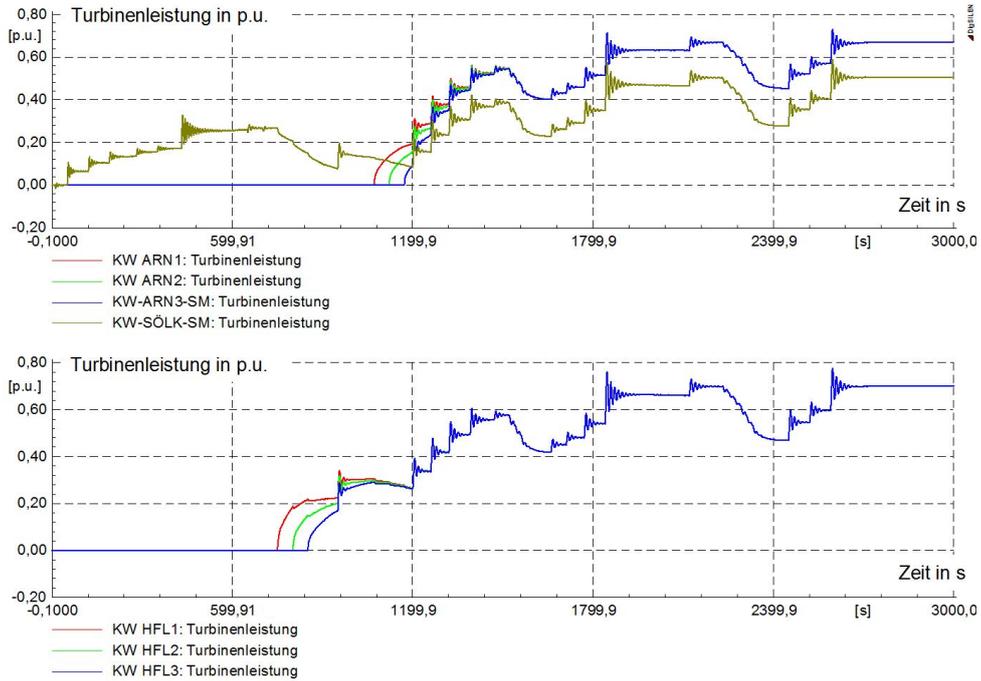


Abbildung 48: Turbinenleistung während des NA; Starklast

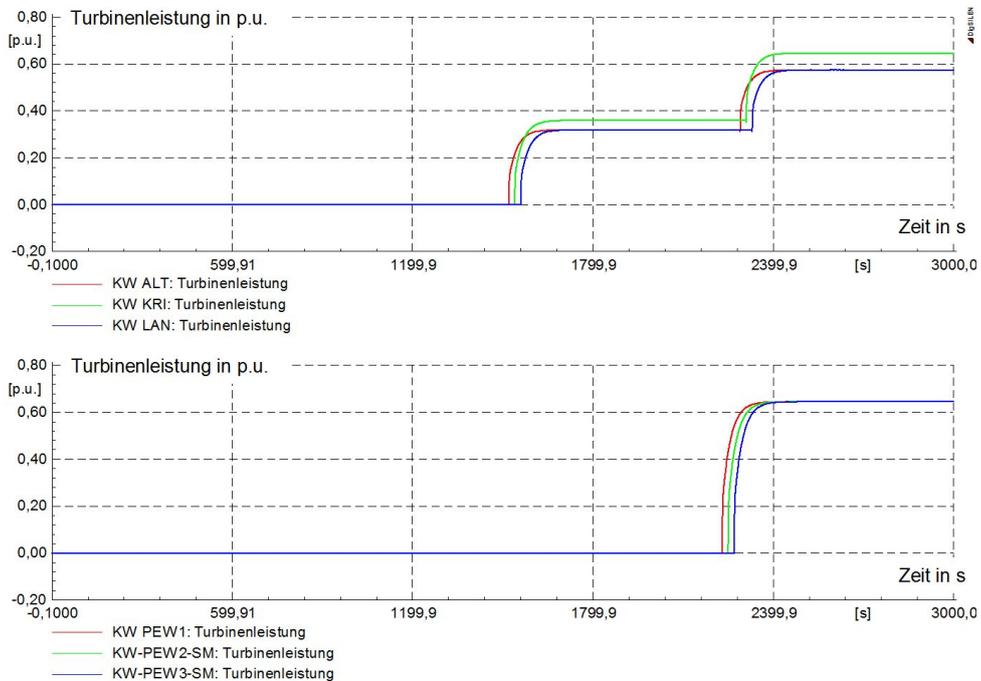


Abbildung 49: Turbinenleistung während des NA; Starklast

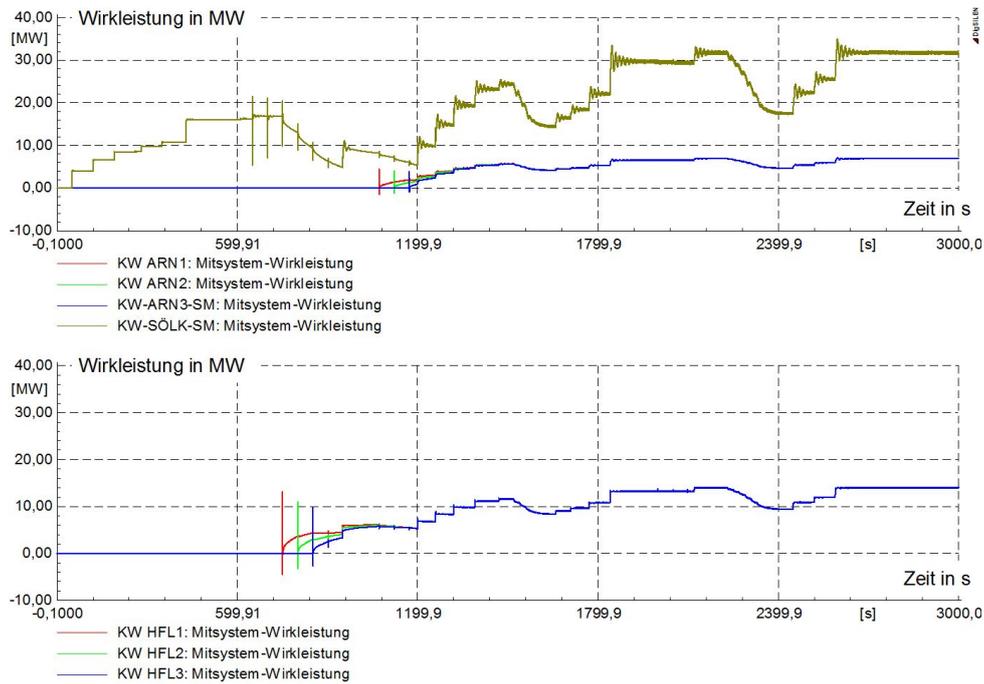


Abbildung 50: Wirkleistung während des NA; Starklast

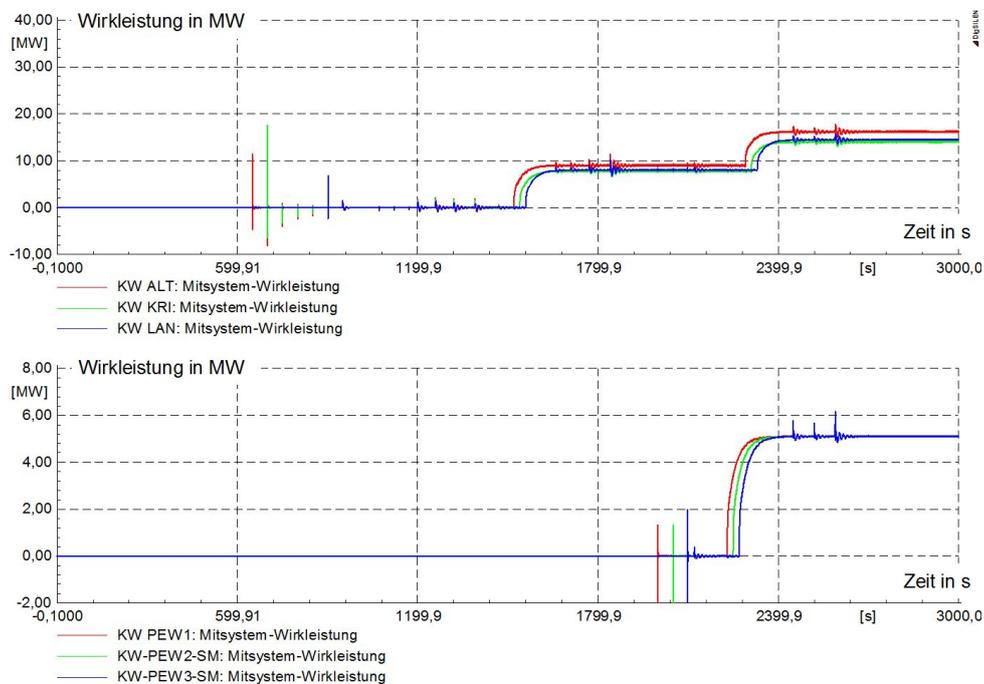


Abbildung 51: Wirkleistung während des NA; Starklast

Die Turbinenleistungen sind in Abbildung 48 und 49 dargestellt. Wiederum, wie schon zuvor, kann der Unterschied zwischen den zwei Reglermodi erkannt werden. In Abbildung 49 fällt sofort der Unterschied auf, dass die Kraftwerke Altenmarkt, Krippau und Landl zwei Mal einen neuen Leistungssollwert bekommen. Beim ersten wird die Turbinenleistung auf etwa 0,35 p.u. und beim zweiten auf rund 0,60 p.u. gesteigert. Dies ist jedoch ein rein regelungstechnischer Vorgang, welcher beliebig oft vorgenommen bzw. angepasst werden kann.

Der Vorteil des Netzwiederaufbaus über Sölk liegt darin, dass das Kraftwerk Sölk den Beginn des Netzwiederaufbaus bildet und aufgrund der Stärke des Generators (70 MVA) in der Lage ist, erste Lasten, welche sich auf der Streckenführung befinden aufzunehmen. So nimmt dieses Kraftwerk bereits sechs Lastabgänge in Betrieb, ehe der Netzwiederaufbau die Sammelschiene Hessenberg erreicht, wo anschließend Hieflau, Landl und Arnstein synchronisiert werden.

Die Kraftwerke Altenmarkt und Krippau werden innerhalb der Simulation zum Zeitpunkt 650 s und 700 s ans Inselnetz geschaltet, rotieren aber vorerst, wie bekannt, nur im Leerlauf mit. Dadurch erhöht sich die rotierende Energie. Zum Zeitpunkt 1520 s und 1540 s bekommen diese ihren ersten Leistungssollwert und erhöhen ihre Turbinenleistung auf 0,32 p.u. bzw. 0,36 p.u. Der zweite Leistungssollwert kommt zum Zeitpunkt 2290 s bzw. 2310 s und die Turbinenleistung erreicht den Wert 0,58 p.u. bzw. 0,65 p.u. Dadurch werden die Regelkraftwerke im gleichen Maße entlastet. Die Regelkraftwerke Hieflau und Arnstein werden zwischen Sekunde 750 - 1170 ans bestehende Inselnetz synchronisiert und übernehmen sogleich, aufgrund der Kraftwerksstatik, einen Teil der Last. Ab jetzt fallen auch die Schwingungsamplituden und die Schwingungsperioden, aufgrund der deutlich höheren Regelleistung, der höheren rotierenden Energie und des Regeleffekts der Kraftwerke, deutlich geringer aus. Das öffnungsgeregelte Kraftwerk Landl wird anschließend, nach dem Kraftwerk Hieflau, ins Inselnetz aufgenommen (Sekunde 900). Das Kraftwerk Landl bekommt zu ähnlichen Zeitpunkten wie die Kraftwerke Altenmarkt und Krippau seine Leistungssollwerte und die Turbinenleistung erreicht den Endwert 0,58 p.u., was sich auch aus Abbildung 49 bestätigen lässt. Den Abschluss bildet erneut das Kraftwerk Pernegg welches im Zeitraum 2000 - 2100 s synchronisiert wird. Zu den Zeitpunkten 2230 s, 2250 s und 2270 s bekommen die drei Maschinensätze ihren Leistungssollwert und erhöhen somit ihre Turbinenleistungen auf jeweils 0,65 p.u. Damit wird erreicht, dass die Regelkraftwerke weitgehend entlastet sind. Wann immer möglich wurden die Lasten, welche auf einem neu beschalteten Leitungsstück lagen, gleich dazugeschaltet und erst nachdem der Ausgleichsvorgang abgeklungen war, wurde weiter geschaltet. Somit ergibt sich ein logischer Netzwiederaufbau.

Abbildung 50 und 51 zeigen die abgegebene Wirkleistung der diversen Generatoren an. Dabei ergibt sich, wie bereits bekannt, ein sehr ähnliches Bild zu den Turbinenleistungen. Wiederum sind die großen Wirkleistungsspitzen auf eine nicht perfekte Synchronisation (begrenzte Rechengenauigkeit) innerhalb der Simulation zurückzuführen. Diese sollten in der Realität größtenteils verschwinden. Eine kleine Leistungsspitze wird jedoch mit Sicherheit bestehen bleiben, aufgrund der unterschiedlichen Frequenzen zwischen dem Inselnetz und der zu synchronisierenden Maschine. Die kleineren Wirkleistungsspitzen sind auf Lastzuschaltungen zurückzuführen.

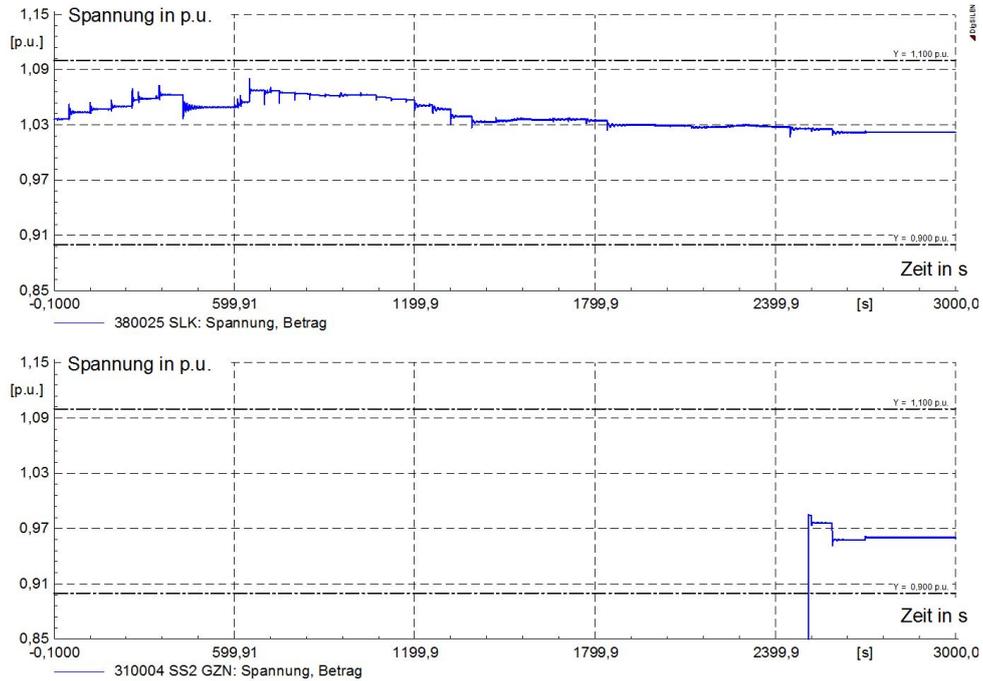


Abbildung 52: Sammelschienenspannung (Sölk und Graz Nord) während des NA; Starklast

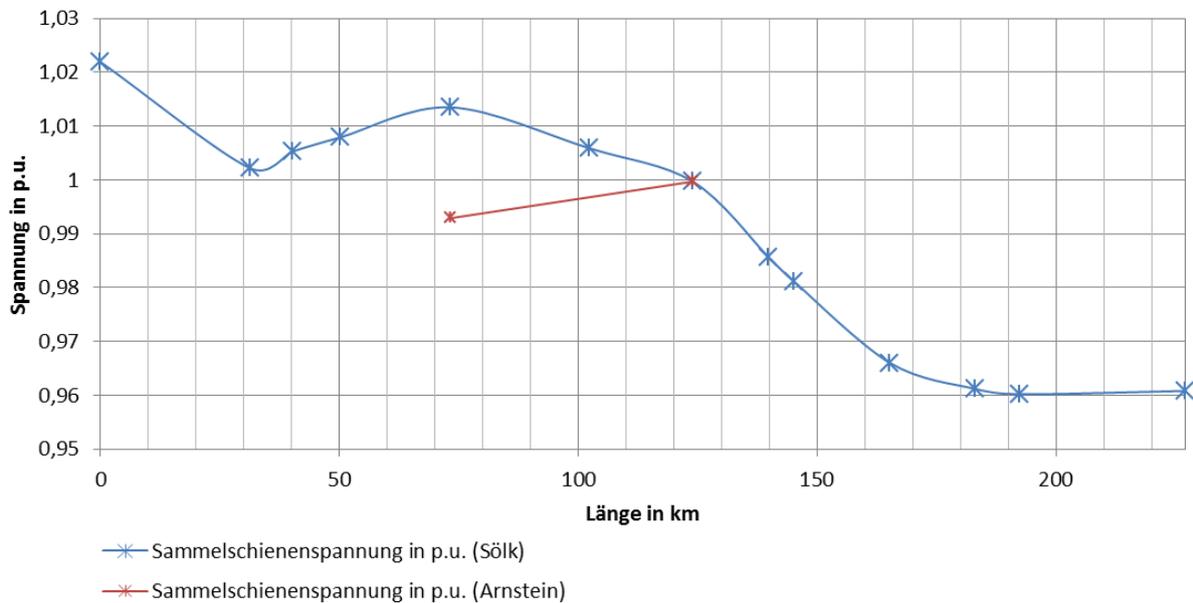


Abbildung 53: Spannungsverlauf; Starklast

Sammelschiene		U	Distanz von SS_Sölk
Ort	Bezeichnung in Simulation	p.u.	[km]
Sölk	380025	1,0219	0
Liezen	380001	1,0022	31,24
Ardning	380014	1,0053	40,24
Hall	380021	1,0079	50,31
Eßlingen	380004	1,0135	73,25
Trofeng	Trofeng	1,0059	102,25
Hessenberg	350002	0,9997	123,95
Dionysen	350101	0,9857	139,78
Bruck	350001	0,9812	145,08
Laufnitzdorf	350010	0,9660	165,24
Friesach	310160	0,9612	183,02
Graz Nord	310004	0,9602	192,37
Zwaring	310110	0,9608	227,11
Arnstein	440300	0,9929	73,254 von Hessenberg (rot)

Tabelle 29: Spannungswerte; Starklast

In Abbildung 52 ist der dynamische Verlauf der Spannung an der Sammelschiene Sölk und der Sammelschiene Graz Nord während des Netzwiederaufbaus angezeigt. Da nun der Netzwiederaufbau in Sölk startet, ist auch die Sammelschiene Sölk von Anfang an bespannt. Die Sammelschiene Graz Nord wird bei Sekunde 2510 bespannt. Es ergeben sich sehr ähnliche Verläufe wie in Abbildung 37. Das Spannungstoleranzband von 0,9 - 1,1 p.u. kann mit Leichtigkeit eingehalten werden. Das engere Spannungsband von 0,95 - 1,05 p.u. wird bei diversen transienten Vorgängen mehrmals verletzt und kann daher nicht einwandfrei erfüllt werden. Es wurden bewusst diese zwei Sammelschienen (Sölk und Graz Nord) gewählt, um einen Messpunkt am Anfang der Streckenführung und einen ziemlich am Ende analysieren zu können.

Abbildung 53 liefert mit der Tabelle 29 die Ergebnisse nach erfolgtem Netzwiederaufbau (Sekunde 3000). Dabei wurde bei diversen Sammelschienen zwischen Sölk und Zwaring die Sammelschienenenspannung gemessen und in ein Diagramm mit der entsprechenden Distanz (von Sölk aus gemessen) eingetragen. Wie man erkennen kann wird sowohl das Spannungsband von 0,9 - 1,1 p.u., als auch das engere Band von 0,95 - 1,05 p.u. eingehalten.

4.4.1 Schlussfolgerung

Wie bereits bekannt, stellt das Netzwiederaufbaukonzept über Sölk eine zukünftige Möglichkeit dar, wenn das Kraftwerk Sölk entsprechend nachgerüstet wird. Nach Stand der Technik (August 2016) ist diese Variante nicht realisierbar. Der Simulation nach würde der Netzwiederaufbau über Sölk im Betriebsfall Starklast, aber, als technisch möglich gelten. Das in Betrieb nehmen aller drei Regelkraftwerke (Sölk, Arnstein und Hieflau) ist unbedingt notwendig, um genügend Regelleistung zu erhalten und wird daher auch sehr empfohlen. Als günstige öffnungsgeregelte Kraftwerke haben sich die Kraftwerke Altenmarkt, Krippau, Landl und Pernegg erwiesen. Es können natürlich nach Belieben weitere Kraftwerke, die sich auf der Streckenführung des Netzwiederaufbaukonzeptes befinden, hinzugenommen werden. Die relevanten Größen (z.B.: gesamte Kraftwerksleistung, rotierende Energie) werden sich jedoch nicht wesentlich erhöhen (siehe Tabelle 16). Mit der Regelleistung von 184 MW können im wesentlichen alle Lastabgänge aus Tabelle 17 in Betrieb genommen werden, außer bei dem Abgang Bruck 110 kV Kunde - Norske Skog kann es zu unzulässigen Zuständen kommen. Vorsicht ist allerdings bei Lasten, die sich weit von einer Erzeugungsanlage befinden und einen großen Blindleistungsbedarf aufweisen, geboten. Diese können dazu führen, dass das Spannungstoleranzband 0,9 - 1,1 p.u. verletzt wird (z.B.: Gratkorn - gesamt inkl. Sappi). Wie schon in Kapitel 4.3.1 (Szenario1 - Starklast) kommt es auch hier zu teilweise starken Frequenzeinbrüchen. Diese rühren von den sehr langsam implementierten Turbinenreglern her und stellen somit ein worst case scenario dar. In der Realität sollten die Turbinenregler diese Einbrüche deutlich früher abfangen. Weiters ist auch hier wieder auf die Vorgabe von Sollwerten (Leistungs- und Frequenzsollwerte) aufzupassen. Es wird eine stufenweise Erhöhung empfohlen und es sollte der eingeschwungene Zustand abgewartet werden, um kein Kriterium zu verletzen.

Generell wird empfohlen, das Kraftwerk Sölk so nachzurüsten, dass es in der Lage ist einen echten Schwarzstart durchführen zu können. Dabei würde der aus regelungstechnischen Gründen komplizierte Vorgang, die Bespannung der Sammelschiene Sölk (110 kV) durch das Kraftwerk Arnstein entfallen (Problematik Blindleistung). Zusätzlich würde sich ein logischer Netzwiederaufbau (im Sinne der Geographie und Topologie) ergeben. Weiters ist das Kraftwerk Sölk leistungsmäßig stark genug, um Lasten welche auf der Streckenführung liegen, gleich aufzunehmen. Ist das Kraftwerk Sölk jedoch das einzige im Inselnetz, ist mit erhöhten Schwingungsamplituden und Schwingungsdauern zu rechnen.

5 Zusammenfassung

Es wurden zwei Netzwiederaufbaukonzepte präsentiert, eines mit dem Kraftwerk Arnstein und das zweite mittels Kraftwerk Sölk als Startpunkt. Dabei entspricht jenes über Arnstein dem momentan relevanten Konzept; das Konzept über Sölk ist zum jetzigen Stand der Leittechnik im Kraftwerk (August 2016) nicht realisierbar und stellt somit eine zukünftige Möglichkeit dar.

Beim Netzwiederaufbau über Arnstein stellt die Anfangsphase eine erhöhte Schwierigkeit dar. Dabei muss die Sammelschiene Sölk mittels dem Kraftwerk Arnstein auf 110 kV bespannt werden, damit dann das Kraftwerk Sölk in Betrieb genommen werden kann. Hierzu muss die ca. 175 km lange Strecke (Arnstein - Sölk) im Leerlauf bespannt werden, da für eine Lastaufnahme die Regelleistung des Kraftwerk Arnstein (39 MVA) nicht ausreicht. Es wird der regelungstechnisch schwierigere Betrieb, mit allen drei Generatoren des Kraftwerkes Arnstein empfohlen, da ansonsten die Gefahr besteht, dass die Blindleistungsgrenze der Generatoren überschritten wird (siehe Tabelle 18). Diese Problematik würde beim zweiten Netzwiederaufbaukonzept über Sölk entfallen. Dazu müsste aber erst das Kraftwerk Sölk entsprechend nachgerüstet werden, um einen echten Schwarzstart von alleine durchführen zu können. Die Nachrüstung betrifft die Steuerung des Leistungsschalters, die den Kraftwerksblock von der Sammelschiene trennt. Diese ist momentan nicht in der Lage auf eine spannungslose Sammelschiene zu schalten. Da die Nachrüstung nur eine mess- bzw. leittechnische Aufgabe darstellt, wird empfohlen, diese in Angriff zu nehmen. Mit dem Start in Sölk könnten bereits erste Lasten aufgenommen werden, da das Kraftwerk über genügend Regelleistung verfügt (70 MVA), siehe Kapitel 4.4. Des Weiteren würde sich ein logischer Netzwiederaufbau ergeben (im Sinne der Geographie), da das Speicherkraftwerk Sölk das westlichste zur Verfügung stehende Regelkraftwerk der Steiermark ist.

Bezüglich der Regelkraftwerke sind die drei Kraftwerke Sölk, Arnstein und Hieflau unverzichtbar, um auf genügend Regelleistung (184 MW) zurückgreifen zu können. Wie bereits bekannt, hängt die Frequenz mit der Wirkleistung zusammen. Daher ist im Sinne der Frequenzstabilität bei Lastzuschaltungen nur der Wirkleistungsbedarf einer Last von Interesse. Somit darf bei Betrieb mit allen drei Regelkraftwerken der Wirkleistungsbedarf eines Lastabgangs rund 20 MW betragen, ohne das unzulässige Frequenzeinbrüche auftreten. Bei Betrachtung der Tabelle 17 wird ersichtlich, dass keine der bekannten Lasten diesen Wert erreicht. Somit ist es sehr wahrscheinlich, dass mit dieser Regelleistung jede Last innerhalb der Steiermark bedient werden kann.

Was die öffnungsgeregelten Kraftwerke betrifft, so mussten sie einige Kriterien erfüllen, um in das Netzwiederaufbaukonzept aufgenommen zu werden, siehe Kapitel 4.1. Dabei konnten sich die Kraftwerke Altenmarkt, Krippau, Landl und Pernegg qualifizieren. In Tabelle 16 sind die relevanten Kraftwerke für die gesamte Steiermark angeführt. Natürlich können weitere Kraftwerke dem Netzwiederaufbau hinzugefügt werden, allerdings werden sich die relevanten Größen, so wie die gesamte Kraftwerksleistung, die rotierende Energie usw. nicht entscheidend verändern. Allgemein sollten öffnungsgeregelte Kraftwerke so gesteuert werden, dass sie die Regelkraftwerke so gut es geht entlasten. Völlig entlastet dürfen Regelkraftwerke nicht werden, da sie eine Mindestlast (Belastung: 10 - 20%) für einen problemlosen Betrieb benötigen (Kavitation).

Der Leistungsbedarf der diversen Lastabgänge konnte recht genau beurteilt werden (siehe Tabelle 17). Dabei wurde der Leistungsbedarf der Abgänge ein ganzes Jahr (2015) lang im Viertelstundentakt gemessen und in weiterer Folge wurden daraus zwei Quantile gebildet, eines für Schwachlast und eines für Starklast. Der Starklastfall stellt die kritische Belastung dar. Sollten sich hier positive Ergebnisse entwickeln, sollten auch alle anderen Belastungsfälle keine Probleme darstellen. Bei Lasten, welche weit von der nächsten Erzeugungseinheit entfernt sind und die einen hohen Blindleistungsbedarf haben (z.B.: Gratkorn - gesamt inkl. Sappi), ist auch auf die Spannung Acht zu geben. Es kann zu Verletzungen des Spannungstoleranzbandes (0,9 - 1,1 p.u.) kommen. Ebenso im Schwachlastfall, wo das Inselnetz einen geringen Wirkleistungsbedarf, aber einen im Verhältnis hohen Blindleistungsbedarf (kapazitiv) aufweist, ist auf das Spannungskriterium aufzupassen (siehe Kapitel 4.3.2). Die gesamte Belastung durch Lastabgänge beträgt für den Schwachlastfall rund 83 MW; -75 Mvar und für den Starklastfall 155 MW; 17 Mvar. Im Schwachlastfall kommt es zu höheren Spannungsschwankungen, als im Starklastfall. In der Realität sollte der Leistungsbedarf zwischen den beiden Betriebsfällen Schwachlast und Starklast liegen. Wie sich die Lasten aufgrund des erwähnten Cold-load-pickup verändern, wird innerhalb dieser Diplomarbeit nicht genau behandelt. Man kann jedoch von einem Faktor 1,5 - 2 ausgehen. Wenn man dann noch mittlere Belastung (zwischen Schwach- und Starklast) annimmt, erreicht man wieder genau den Starklastfall. Somit sollte der Starklastfall den worst case darstellen, jedoch werden hier genauere Untersuchungen empfohlen.

Leider lagen nicht sehr genaue Informationen bezüglich der Turbinenregler vor (Empfehlung: genauere Analyse der Turbinenregler). So wurden diese als sehr träge und langsam in der Simulation modelliert (siehe Abbildung 11 und 12). Dies hat wiederum den Sinn, um einen kritischen Fall zu beurteilen. Aus diesem Grund kommt es teilweise zu sehr starken Frequenzeinbrüchen, die in der Realität deutlich geringer ausfallen sollten.

Bei Sollwertvorgaben (Frequenz und Leistung) ist darauf zu achten, diese in kleinen Stufen zu erhöhen. Bei zu großen Sprüngen können diverse Kriterien verletzt werden (Spannung und Frequenz).

Aufgabe dieser Diplomarbeit war es, festzustellen, ob ein Netzwiederaufbau innerhalb der Steiermark mit den eigenen Kraftwerken überhaupt möglich ist. Dies kann sowohl für das Netzwiederaufbaukonzept über Arnstein, als auch für das zukünftig vielleicht mögliche Netzwiederaufbaukonzept über Sölk mit hoher Wahrscheinlichkeit mit JA beantwortet werden. Warum nur mit hoher Wahrscheinlichkeit? Die vorliegenden Ergebnisse kommen aus Simulationen, bei welcher teilweise Annahmen getroffen wurden (z.B.: Turbinenregler). Völlige Sicherheit kann immer nur ein realer Versuch bringen. Dennoch liefert diese Arbeit genügend Sicherheit, um mit gutem Gewissen einen Realversuch wagen zu können.

6 Abkürzungs-/Symbolverzeichnis

Abkürzung/ Symbol	Einheit	vollständige Bezeichnung
Synchronmaschine		
D	$\frac{Nm}{s}$	Dämpfungskonstante
GD^2	$kg \cdot m^2$	Schwungmoment
H	s	normierte Trägheitskonstante
i_0	A	Strom (Nullkomponente), dq-Transformation
i_a	A	Statorstrom, Phase a
i_b	A	Statorstrom, Phase b
i_c	A	Statorstrom, Phase c
I_d, i_d	A	Statorstrom in d-Richtung
I_q, i_q	A	Statorstrom in q-Richtung
I_E	A	Erregerstrom
I_{kD}	A	Strom in Dämpferwicklung, d-Richtung
I_{kQ}	A	Strom in Dämpferwicklung, q-Richtung
J	$kg \cdot m^2$	Trägheitsmoment
K_D	$p.u.$	Dämpfungskonstante
$L_{\sigma kd}$	Ωs	Streuinduktivität, Dämpferwicklung in d-Richtung
$L_{\sigma fd}$	Ωs	Streuinduktivität der Erregerwicklung
L_{hd}	Ωs	Hauptinduktivität in d-Richtung
L_{hq}	Ωs	Hauptinduktivität in q-Richtung
L_σ	Ωs	Streuinduktivität der Ständerwicklung
L_d	Ωs	Längsinduktivität
L'_d	Ωs	transiente Längsinduktivität
L''_d	Ωs	subtransiente Längsinduktivität
M_E, M_e	Nm	elektrisches Drehmoment
M_T	Nm	mechanisches Antriebsmoment der Turbine
r_s	Ω	Statorwiderstand
r_D	Ω	ohmscher Widerstand, Dämpferwicklung in d-Richtung
r_Q	Ω	ohmscher Widerstand, Dämpferwicklung in q-Richtung
R_{fd}	Ω	ohmscher Widerstand, Erregerwicklung
R_{kd}	Ω	ohmscher Widerstand, Dämpferwicklung in d-Richtung
R_{kq}	Ω	ohmscher Widerstand, Dämpferwicklung in q-Richtung
S_n	VA	Generatornennscheinleistung
T_j	s	mechanische Anlaufzeitkonstante
T'_{d0}	s	transiente Leerlaufzeitkonstante, d-Achse
T'_d	s	transiente Kurzschlusszeitkonstante, d-Achse
T''_{d0}	s	subtransiente Leerlaufzeitkonstante, d-Achse
T''_{q0}	s	subtransiente Leerlaufzeitkonstante, q-Achse
T''_d	s	subtransiente Kurzschlusszeitkonstante, d-Achse
T''_q	s	subtransiente Kurzschlusszeitkonstante, q-Achse

u_d	V	Statorspannung in d-Richtung
u_q	V	Statorspannung in q-Richtung
u_e	V	Erregerspannung
W_{rot}	W_s	rotierende Energie
X_σ	Ω	Streureaktanz (Stator)
X_{hd}	Ω	Hauptreaktanz in d-Richtung
X_{hq}	Ω	Hauptreaktanz in q-Richtung
$X_{\sigma r}$	Ω	Streuung zwischen Erregerwicklung und Dämpferkreis
$X_{\sigma e}$	Ω	Streureaktanz (Erregerwicklung)
$X_{\sigma D}$	Ω	Streureaktanz, Dämpferwicklung in d-Richtung
$X_{\sigma Q}$	Ω	Streureaktanz, Dämpferwicklung in q-Richtung
ω_n	s^{-1}	Nennkreisfrequenz
$\omega_m(t)$	s^{-1}	mechanische Kreisfrequenz (Momentanwert)
$\omega_{m,n}$	s^{-1}	mechanische Nennkreisfrequenz
ψ_d	Vs	Flussverkettung, Statorwicklung in d-Richtung
ψ_q	Vs	Flussverkettung, Statorwicklung in q-Richtung
ψ_e	Vs	Flussverkettung, Erregerwicklung
ψ_{kD}	Vs	Flussverkettung, Dämpferwicklung in d-Richtung
ψ_{kQ}	Vs	Flussverkettung, Dämpferwicklung in q-Richtung
ϑ_r	rad	Polradwinkel
σ	-	Streuziffer
Turbine		
A	m^2	Querschnitt der Druckrohrleitung
g	$\frac{m}{s^2}$	Erdbeschleunigung
G	-	Reglerausgang (Ventilstellung)
H, h	m	Fallhöhe
L_h	m	Länge der Druckrohrleitung
P_n	W	Nennleistung
Q	$\frac{m^3}{s}$	Durchflussmenge
T_h	s	hydraulische Zeitkonstante
\dot{V}	$\frac{m^3}{s}$	Volumenstrom
η_T	%	Wirkungsgrad (Turbine)
ρ_{H_2O}	$\frac{kg}{m^3}$	Dichte von Wasser
Turbinenregler, Netzspezifische Größen		
f	Hz	Frequenz
f_n	Hz	Nennfrequenz
T_{jm}	s	mittlere Anlaufzeitkonstante
T_{ji}	s	Anlaufzeitkonstante (Generator i)
n_{soll}	s^{-1}	Sollwert der Drehzahl

P_{ni}	W	Generatornennleistung (Generator i)
P_{ti}	W	Belastung (Generator i)
P_i	W	Gesamtbelastung
P_L	W	Verbraucherleistung
P_v	W	Verlustleistung
K_i	$\frac{MW}{Hz}$	Leistungszahl der Gruppe K_i
λ_N, K	$\frac{MW}{Hz}$	Netzleistungszahl
σ	-	Statik
σ_i	-	Statik (Generator i)
Spannungsregler		
$G1$	-	Haupterregemaschine
$G2$	-	Hilferregemaschine
I_E	A	Erregerstrom
T	-	Erregertransformator
$V1$	-	Thyristorstromumrichter
Synchronisation von SM		
f_{SS}	Hz	Frequenz Sammelschiene
f_{MA}	Hz	Frequenz Maschine (SM)
U_{SS}	V	Spannung Sammelschiene
U_{MA}	V	Spannung Maschine (SM)
ΔU	V	Differenzspannung (MA-SS)
Transformator		
C	-	Integrationskonstante
I_1	A	Primärstrom
I_2	A	Sekundärstrom
I_2'	A	Sekundärstrom (umgerechnet auf Primärseite)
$I(t)_{o,pu}$	$p.u.$	Inrushstrom (Momentanwert, Simulationsmodell)
$\hat{I}_{o,pu}$	$p.u.$	Inrushstrom (Scheitelwert, Simulationsmodell)
\hat{I}_o	A	Inrushstrom (Scheitelwert, Simulationsmodell)
I_n	A	Nennstrom
L_m	Ωs	Magnetisierungsinduktivität
L_σ	Ωs	Streuinduktivität
L_1	Ωs	Summe der Induktivitäten $L_\sigma + L_m$
N_1	-	Wicklungsanzahl (primärseitig)
N_2	-	Wicklungsanzahl (sekundärseitig)
Q	var	Blindleistung
R_1	Ω	ohmscher Widerstand (primärseitig)
R_2'	Ω	ohmscher Widerstand (sekundärseitig, umgerechnet auf Primärseite)
R_m	Ω	Eisenverlustwiderstand
U_1	V	Primärspannung

u_1	V	angelegte Primärspannung
\hat{U}_1	V	Primärspannung (Scheitelwert)
U'_2	V	Sekundärspannung (umgerechnet auf Primärseite)
U_k	V	Kurzschlussspannung
u_k	%	relative Kurzschlussspannung
u_r	%	relative Kurzschlussspannung (ohmscher Anteil)
u_x	%	relative Kurzschlussspannung (induktiver Anteil)
$X_{1\sigma}$	Ω	Streureaktanz (primärseitig)
$X'_{2\sigma}$	Ω	Streureaktanz (sekundärseitig, umgerechnet auf Primärseite)
X_h	Ω	Hauptreaktanz
α	rad	Spannungswinkel zum Einschaltzeitpunkt
ω	s^{-1}	Kreisfrequenz der angelegten Primärspannung
ϕ_{1t}	Vs	Hauptfluss (Momentanwert)
ϕ_1	Vs	Hauptfluss
ϕ_{rem}	Vs	Remanenzfluss
ϕ_{max}	Vs	maximaler Fluss
τ	s	Zeitkonstante (Inrushmodell)
Leitung		
C'	$\frac{F}{km}$	Kapazitätsbelag
G'	$\frac{S}{km}$	Ableitbelag
\underline{I}	A	komplexer Strom
L'	$\frac{H}{km}$	Induktivitätsbelag
P	W	Wirkleistung
Q	var	Blindleistung
R'	$\frac{\Omega}{km}$	Widerstandsbelag
S_{nat}	VA	natürliche Scheinleistung
S_{therm}	VA	thermische Scheinleistung
\underline{U}	V	komplexe Spannung
Z_W	Ω	Wellenimpedanz
γ	$\frac{1}{m}$	komplexe Wellenausbreitungskonstante
Last		
a_P	-	Wirkleistungsproportionalfaktor
a_Q	-	Blindleistungsproportionalfaktor
b_P	-	Wirkleistungsproportionalfaktor
b_Q	-	Blindleistungsproportionalfaktor
c_P	-	Wirkleistungsproportionalfaktor
c_Q	-	Blindleistungsproportionalfaktor

e_{aP}	-	Exponentialfaktor Wirkleistung
e_{aQ}	-	Exponentialfaktor Blindleistung
e_{bP}	-	Exponentialfaktor Wirkleistung
e_{bQ}	-	Exponentialfaktor Blindleistung
e_{cP}	-	Exponentialfaktor Wirkleistung
e_{cQ}	-	Exponentialfaktor Blindleistung
P	W	spannungsabhängige aufgenommene Wirkleistung
P_0	W	Nennwirkleistung
Q	var	spannungsabhängige aufgenommene Blindleistung
Q_0	var	Nennblindleistung
u	V	Spannung (Momentanwert)
u_n	V	Nennspannung
Kompensationsdrossel		
L_1, L_2, L_3	-	Phasenbezeichnungen
N	-	Neutralleiter
Q_{rea}	var	aufgenommene Blindleistung der Drossel
qf_{rea}	-	Güte der Drossel bei Nennfrequenz
R_{rea}	Ω	ohmscher Widerstand der Drossel
R_e	Ω	Erdungswiderstand der Drossel
U_n	V	Nennspannung
X_{rea}	Ω	Reaktanz der Drossel
X_e	Ω	Erdungsreaktanz der Drossel
Allgemeine Abkürzungen		
ALT	-	Kraftwerk Altenmarkt
ARN	-	Kraftwerk Arnstein
APG	-	Austrian Power Grid
DA	-	Diplomarbeit
HFL	-	Kraftwerk Hieflau
KRI	-	Kraftwerk Krippau
KW	-	Kraftwerk/Kraftwerke
LAN	-	Kraftwerk Landl
NA	-	Netzwiederaufbau/Netzwiederaufbaukonzepte
PEW	-	Kraftwerk Pernegg
$p.u.$	-	per unit
SS	-	Sammelschiene
SM	-	Synchronmaschine

7 Literaturverzeichnis

- [1] Andreas Binder, Elektrische Maschinen und Antriebe, TU Darmstadt, 2012
- [2] Herwig Renner, Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme (VO Skriptum), TU Graz, 2014
- [3] DIgSILENT GmbH, TechRef ElmSym V6, Deutschland, 2012
- [4] Valentin Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, Schweiz/Biel, 2006
- [5] Prabha Kundur, Power System Stability and Control, California/Palo Alto, 1993
- [6] Hans Bacher, Elektrische Maschinen für die Energietechnik (VO Skriptum), TU Graz, 2014
- [7] Rolf Fischer, Elektrische Maschinen (16. Auflage), Hochschule Esslingen, 2013
- [8] Wikipedia, <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserturbine>, Zugriff: 31.05.2016
- [9] Klaus Heuck, Elektrische Energieversorgung (9. Auflage), Helmut-Schmidt-Universität, 2013
- [10] DIgSILENT GmbH, Two-Winding Transformer (Edition 3), Deutschland, 2015
- [11] Göran Andersson, Elektrische Energiesysteme (VO Skriptum), ETH Zürich, 2008
- [12] DIgSILENT GmbH, Overhead Line Models (Edition 2), Deutschland, 2015
- [13] DIgSILENT GmbH, General Load (Edition 2), Deutschland, 2015
- [14] Andreas Küchler, Hochspannungstechnik (3. Auflage), Hochschule Würzburg-Schweinfurt, 2009
- [15] Alexander Rainer, Netzwiederaufbau in einem städtischen Verteilnetz mit thermischen Kraftwerken, TU Graz, 2014
- [16] Graeme Bathurst, A simplified method for estimating voltage dips due to transformer inrush, Prague, 2009
- [17] A. Abou-Safe and G. Kettleborough, Modeling and calculating the In-Rush currents in power transformers, Damascus Univ. Journal, 2005
- [18] DIgSILENT GmbH, Filter/Shunt (Edition 1), Deutschland, 2014
- [19] M. Krüger, W.Franke und R. Kirsch, Wiederaufbau von Übertragungsnetzen nach Großstörungen, Universität Rostock, 2007
- [20] Valentin Crastan, Elektrische Energieversorgung 2 (2. Auflage), Schweiz/Biel, 2008

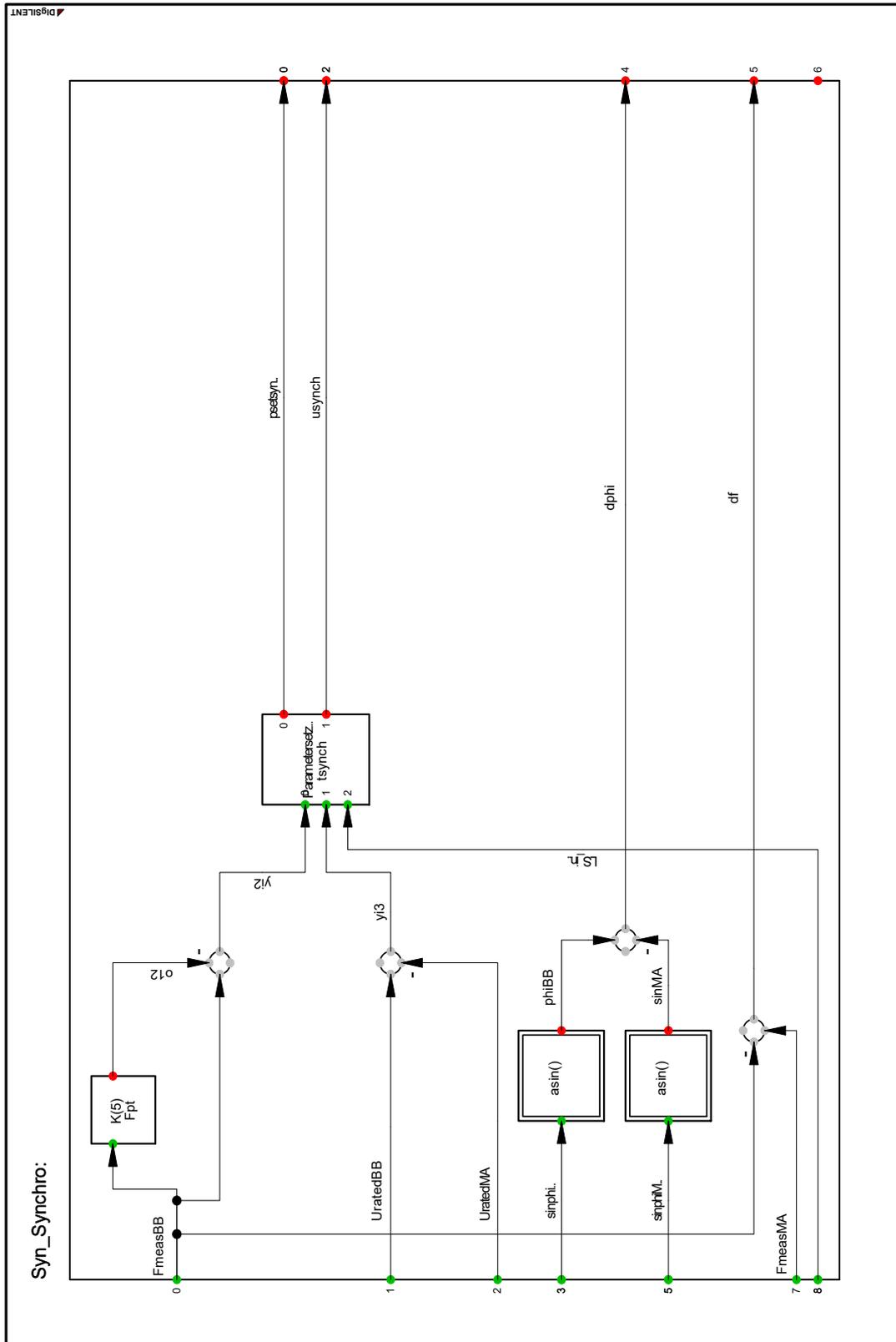


Abbildung 56: Synchronisationsmodell

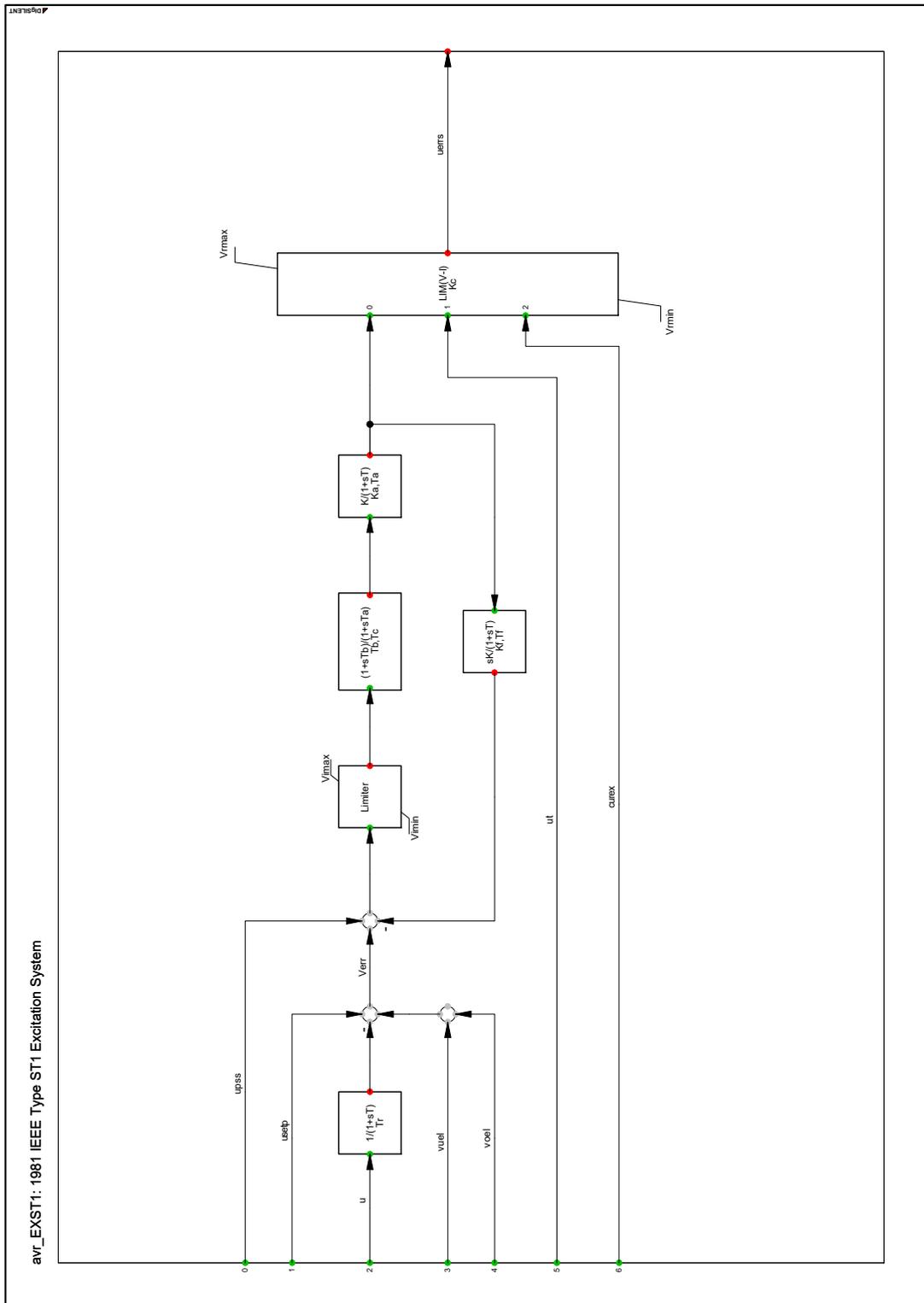


Abbildung 58: Spannungsregler avr_EXST1

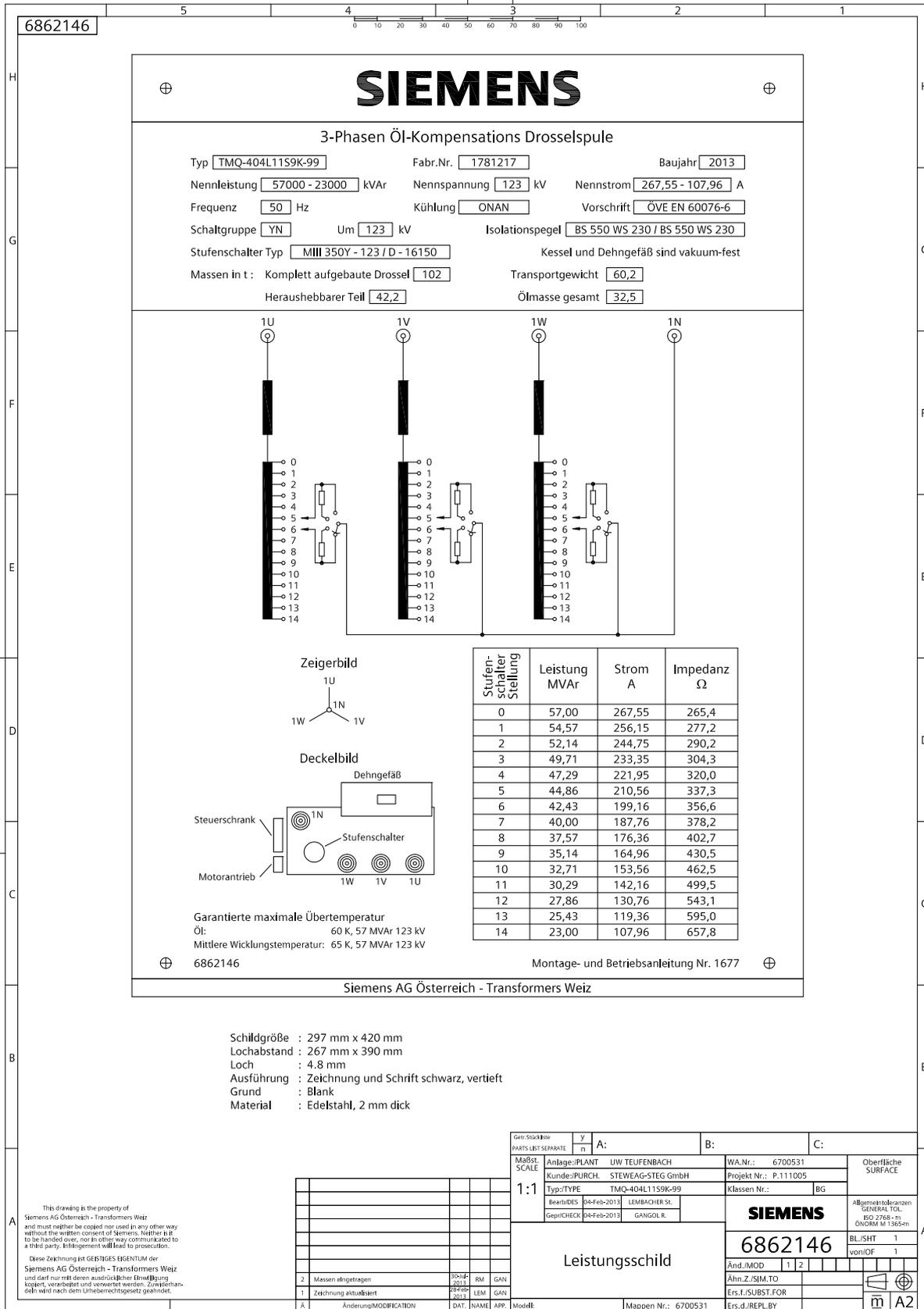


Abbildung 59: Leistungsschild Kompensationsdrossel

