



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Diplomarbeit

Markus Jaschinsky

Untersuchung des Zusammenhangs zwischen
gemessener Netzfrequenz und Regelenergieeinsatz
als Basis eines Reglerentwurfs zum Intraday
Lastmanagement

Markus Jaschinsky

Untersuchung des Zusammenhangs zwischen
gemessener Netzfrequenz und Regelenergieeinsatz
als Basis eines Reglerentwurfs zum Intraday
Lastmanagement

Diplomarbeit eingereicht im Rahmen der Diplomprüfung
im Studiengang Informations- und Elektrotechnik
Studienrichtung Informationstechnik
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer : Prof. Dr.-Ing. Franz Schubert
Zweitgutachter : Prof. Dr. rer. nat. Wolfgang Renz

Abgegeben am 20. Juli 2012

Markus Jaschinsky

Thema der Diplomarbeit

Untersuchung des Zusammenhangs zwischen gemessener Netzfrequenz und Regelenergieeinsatz als Basis eines Reglerentwurfs zum Intraday Lastmanagement

Stichworte

Netzfrequenz, Netzfrequenzmessung, Regelleistung, Ausgleichsenergie, Forschungsprojekt InSeL, Intraday Lastmanagement

Kurzzusammenfassung

Die Netzfrequenz ist ein wichtiger Indikator für die Stabilität des Stromnetzes. In dieser Arbeit wird ein Netzfrequenzmessgerät entwickelt, um anhand der Daten Zusammenhänge zwischen der Netzfrequenz und der tatsächlichen eingesetzten Regelenergie zu finden. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sollen zu einer Optimierung einer vorhandenen Lastmanagement-Anlage führen, wodurch eine Kostenersparnis erzielt werden kann.

Markus Jaschinsky

Title of the paper

Investigation of the relationship between the measured mains frequency and control energy use as the basis for a controller design for intraday load management

Keywords

mains frequency, measurement of the mains frequency, control energy, balancing energy, Research Project InSeL, intraday load management

Abstract

The mains frequency is an important indicator of the stability of the power grid. In this thesis a mains frequency measurement tool is developed to find the basis of the data links between mains frequency and the actual control energy used. The results of this study should lead to an optimization of an existing load management system, whereby cost savings can be achieved.

Inhaltsverzeichnis

Bildverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	10
1. Einleitung	11
2. Grundlagen / Stand der Technik	13
2.1. Energieversorgung	13
2.1.1. Verbundnetz	13
2.1.2. Übertragungsnetz / Übertragungsnetzbetreiber	14
2.1.3. Verteilnetzbetreiber	15
2.1.4. Bilanzkreise	15
2.2. Regelenergie	17
2.2.1. Primärregelleistung	17
2.2.2. Sekundärregelleistung	18
2.2.3. Minutenreserveleistung	19
2.2.4. Daten zur Regelleistung	19
2.3. Der Strommarkt	21
2.3.1. Day-Ahead und Terminmarkt	22
2.3.2. Intra-Day	22
2.3.3. Ausgleichsenergieabrechnung gegenüber der Bilanzkreise	22
2.4. Netzfrequenz	24
2.4.1. Warum 50Hz?	24
2.4.1.1. weitere genutzte Netzfrequenzen	24
2.4.2. Erlaubte Frequenzabweichungen	25
2.4.3. Netzzeit	27
2.4.4. Netzfrequenz als Qualitätsindikator	27
2.4.5. „50,2Hz-Problem“	27
2.4.6. Trompetenkurve	28
2.5. Korrelation	31
2.6. Künstliche neuronale Netze	35

2.6.1. Netztopologien	35
2.6.2. Lernmethoden	36
2.6.3. MemBrain	37
2.7. Das Projekt InSeL	38
2.8. Problemstellung & Ziel der Arbeit	40
3. Frequenzmessung	41
3.1. Aufbau des Messgerätes	42
3.1.1. Spannungswandlung	42
3.1.2. Filterung der Netzstörungen	43
3.1.3. Anpassen der Spannung	44
3.1.4. Anpassung der Kurvenform	45
3.1.5. Auswertung durch den Mikrocontroller	46
3.1.6. Aufbau der Hardware	47
3.1.7. Genauigkeit der Messung	48
3.2. Speicherung Frequenzdaten	49
3.2.1. Aufbereitung der Daten	49
3.2.1.1. Frequenzdaten aus der Datenbank	50
3.2.1.2. Weitere Bearbeitung der Daten durch ein Python-Skript	51
3.2.2. Berechnung der Trompetenkurve	52
3.2.3. Visualisierung der Daten mit Matlab	53
4. Auswertung und Analyse	54
4.1. Messgenauigkeit	54
4.2. Netzfrequenz	57
4.2.1. Darstellungs-/Messfehler	57
4.2.2. Abweichungen im Tagesverlauf	58
4.2.3. Abweichungen im Jahresverlauf	59
4.2.4. Besondere Ereignisse	60
4.3. Regelleistung	64
4.3.1. Eingesetzte Regelleistung	64
4.3.2. Vergleich 50Hertz/TenneT	67
4.4. Vergleich Netzfrequenz und Regelleistung	68
4.4.1. Zu erkennende Muster	68
4.5. Vergleich Trompetenkurve und Regelleistung	70
4.5.1. Auswertung durch künstliche neuronale Netze	72
4.5.2. Besonderheiten zum Sonnenauf- und Untergang	76
4.5.3. Tage mit ähnlichem Verlauf	78
4.6. Rahmenbedingungen für den InSeL-Regler	82

5. Zusammenfassung	83
6. Fazit und Ausblick	84
6.1. Frequenzmessung	84
6.2. Zusammenhang Netzfrequenz/Regelleistung	86
6.3. Nutzen der Netzfrequenz für den InSeL-Regler	87
Literaturverzeichnis	89
A. Anhang	93
A.1. Netzfrequenzmessgerät	93
A.1.1. Schaltplan	93
A.1.2. Bestückungsplan	94
A.1.3. Platinenlayout	95
A.2. Programmierung des Mikrocontrollers	96
A.2.1. main.c	96
A.2.2. timer	100
A.2.3. uart	103
A.3. Matlab-Skripte	104
A.3.1. Rasterdiagramm	104
A.3.2. Trompetenkurve	105
A.4. Python-Skript	107
A.5. Weiteres	111

Bildverzeichnis

2.1. In der ENTSO-E organisierte Länder	14
2.2. Regelzonen deutscher Übertragungsnetzbetreiber	15
2.3. Schema der Frequenzhaltung	18
2.4. Aktivierungszeit Primärregelleistung	19
2.5. Lastprofil eines durchschnittlichen Werktages	21
2.6. Histogramm Frequenzen März 2012	26
2.7. Netzfrequenz innerhalb der Trompetenkurve	29
2.8. Schar von Trompetenkurven	29
2.9. Beispiele zur Korrelation	31
2.10. FeedForward Netz mit einer versteckten Schicht	36
3.1. Blockschaltbild des Netzfrequenz-Messgerätes	42
3.2. Spannungsverlauf ohne Filter	43
3.3. Glättung durch den Tiefpaß	44
3.4. Entfernung der negativen Halbwelle	44
3.5. Begrenzung der Spannung	45
3.6. Spannungsverlauf nach Optokoppler	45
3.7. Steile Flanken durch den Operationsverstärker	46
3.8. Fertiges Frequenzmessgerät	48
4.1. von zwei Messgeräten gleichzeitig gemessene Frequenzkurve	56
4.2. Verlauf der Netzfrequenz von Juli 2011 bis Ende April 2012	57
4.3. Lastverlauf im Sommer (Juni/Juli) und im Winter (Dezember/Januar) am jeweils 3. Mittwoch des Monats	58
4.4. Verlauf der errechneten Trompetenkurve von Juli 2011 bis Ende April 2012	60
4.5. Frequenzverlauf während des Stromausfalls in Hannover	61
4.6. eingesetzte Sekundärregelleistung während des Stromausfalls in Hannover	61
4.7. Frequenzverlauf nach dem Erdbeben in Italien am 20. Mai 2012	62
4.8. Frequenzverlauf nach dem Erdbeben in Italien am 29. Mai 2012	63
4.9. Rasterdiagramm der eingesetzten Regelleistung von Juli 2011 bis Anfang Mai 2012	65
4.10. Punktwolke zum Vergleich der eingesetzten Regelleistung zum Folgetag	66

4.11. Vergleich des Regelleistungseinsatzes 50Hertz/TenneT	67
4.12. Punktwolke zum Vergleich der eingesetzten Regelleistung zur Netzfrequenz .	69
4.13. Punktwolke zum Vergleich der eingesetzten Regelleistung zur Netzfrequenz in den Morgenstunden	69
4.14. Verlauf der Trompetenkurve	70
4.15. tatsächlich eingesetzte Regelenergie	71
4.16. Einfaches künstliches neuronales Netz unter MemBrain	72
4.17. Neuronales Netz unter MemBrain zur MackeyGlass Zeitreihe	75
4.18. Frequenz 10.-14. Januar 2012	78
4.19. Regelleistung 10.-14. Januar 2012	79
4.20. Frequenz 10. & 12. Januar 2012	80
4.21. Sekundärregelleistung und Minutenreserve 10. & 12. Januar 2012	81
A.1. Schaltplan des Frequenzmessgerätes	93
A.2. Bestückungsplan des Frequenzmessgerätes	94
A.3. Platinenlayout des Frequenzmessgerätes	95

Tabellenverzeichnis

2.1. Stufenplan bei Frequenzänderungen im Verbundnetz	25
2.2. Werte für die Korrelationsbeispiele	32
3.1. Ausgabe der SQL-Abfrage (Auszug)	51
3.2. Ausgabe des Python-Skriptes (Auszug)	52
4.1. Durchschnittswert der einzelnen Messgeräte über ihren kompletten Messzeitraum (auf vier Nachkommastellen gerundet)	55
4.2. eingesetzte Regelleistung zum <i>Sonnenaufgang</i> in der Viertelstunde direkt nach dem Stundenwechsel (Minute 0 bis 15)	76
4.3. eingesetzte Regelleistung zum <i>Sonnenuntergang</i> in der Viertelstunde direkt nach dem Stundenwechsel (Minute 0 bis 15)	77

Abkürzungsverzeichnis

BK - Bilanzkreis
BKV - Bilanzkreisverantwortlicher
BNA - Bundesnetzagentur
EEG - Erneuerbare Energie Gesetz
EEX - European Energy Exchange AG
ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
HAW - Hochschule für angewandte Wissenschaften
Hz - Hertz
InSeL - **I**nternetbasiertes **S**ystem eines **e**rweiterbaren **L**astmanagements
KNN - künstlichen neuronales Netz
kW - Kilowatt
kWh - Kilowattstunde
MRL - Minutenreserveleistung (Tertiärregelleistung)
MW - Megawatt
MWh - Megawattstunde
ppm - parts per million
RL - Regelleistung
PRL - Primärregelleistung
SRL - Sekundärregelleistung
StromGVV - Stromgrundversorgungsverordnung
StromNEW - Stromnetzentgeltverordnung
UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber

1. Einleitung

„Der Grundversorger ist verpflichtet, den Elektrizitätsbedarf des Kunden [...] zu befriedigen und [...] jederzeit Elektrizität zur Verfügung zu stellen.“¹ [6] Das erscheint auf den ersten Blick logisch und auch sinnvoll. Allerdings erfordert dieses ein komplexes System, um jederzeit den Energiebedarf sicher zu stellen. Aufgrund der Tatsache, dass sich Energie gar nicht bzw. nur in einem sehr geringen Maß speichern lässt, müssen die Energieversorger immer genau die Energie bereit stellen, die gerade benötigt wird. Die aufgetretenen Änderungen des Energiemarktes in den letzten Jahren zwingen die Energieversorger zum Umdenken. Die Umstellung der Energieversorgung auf regenerative Energien erfordert wesentlich mehr Berücksichtigung von weiteren Faktoren für eine sichere Versorgung. Früher mussten „nur“ die Schwankungen ausgeglichen werden, die der Verbraucher erzeugt. Die Atomkraftwerke haben zusammen mit den Kohlekraftwerken eine „sichere“ Grundlastversorgung bereitgestellt, Gasturbinen konnten zu Spitzenlastzeiten jederzeit zugeschaltet werden und kurzzeitige Laständerungen wurden mit Pumpspeicherwerken ausgeglichen. Durch die Liberalisierung des Strommarktes, den Atomausstieg und der Einführung des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) im Jahre 2000, welches die Förderung von erneuerbaren Energien vorsieht, ist eine Änderung bei der Stromversorgung notwendig. Nur so ist weiterhin die Energieversorgung sicher gestellt und auch die vorhandenen Energieträger müssen möglichst Ressourcenschonend genutzt werden.

Bei dieser Aufgabe sind nicht nur die Energieversorger gefordert, sondern auch die Verbraucher können hier ihren Beitrag leisten. Wobei mit „Verbraucher“ zwar auch der Endverbraucher gemeint ist, der zum Beispiel durch Energie sparende Haushaltsgeräte Ressourcen schonen kann, aber noch mehr sollten sich hier die Großverbraucher angesprochen fühlen. Gerade Großverbraucher nutzen häufig eine Lastmanagementanlage, um die benötigte Strommenge günstig im Voraus einzukaufen und sich dann möglichst genau an diese Menge zu halten. Für eine sichere Stromversorgung kann es aber auch hilfreich sein, wenn dieser Fahrplan zu bestimmten Zeiten nicht eingehalten wird, weil es entweder gerade zu den betrieblichen Aufgaben passt oder weil es die betrieblichen Abläufe nicht stört. Als Anreiz für die Verbraucher gibt es hier die Möglichkeit des Einsparens von Kosten oder sogar Einnahmen, falls sie über einen großen Lastbereich den Stromverbrauch kurzfristig

¹§6 der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV)

beeinflussen können. Dabei muss natürlich beachtet werden, dass betriebliche Abläufe wie die Produktion nicht negativ beeinflusst werden.

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Möglichkeit, ob anhand der Netzfrequenz Rückschlüsse auf eventuell einzusetzende Regelenergie gezogen werden können und wie diese Ergebnisse in den Regler der InSeL-Lastmanagementanlage integriert werden können. Für die Aufzeichnung der Netzfrequenz wird dazu ein Messgerät entwickelt und die Daten werden mit Blick auf eine spätere Regelung ausgewertet. Dabei wird nicht nur der direkte, zeitnahe Zusammenhang der Netzfrequenz und der (Sekundär-)Regelleistung betrachtet, sondern es wird auch der Umstand mit einbezogen, dass der Regler eine gewisse Laufzeit braucht, um die Daten auszuwerten und in seine Regelung einfließen zu lassen.

Für diese Untersuchung werden zunächst die eingesetzte Regelenergie und die Netzfrequenz über bestimmte Zeiträume und zu bestimmten Ereignissen betrachtet und später versucht, ein Zusammenhang zwischen diesen Daten herzustellen. Dazu werden verschiedene Methoden genutzt, wie zum Beispiel künstliche neuronale Netze und der Korrelationsfaktor zwischen den Daten, wobei meistens schon ein einfacher Vergleich der Kurvenverläufe „per Augenmaß“ Aufschluss gibt.

2. Grundlagen / Stand der Technik

In diesem Kapitel wird auf für diese Ausarbeitung wichtige Grundlagen und technische Hintergründe eingegangen. Das sind unter anderem die historische Entwicklung der Energieversorgung, Grundlagen der Energiewirtschaft und der Mechanismen für die Aufrechterhaltung des Energienetzes und natürlich auch die Grundlagen der Netzfrequenz sowie ihre Bedeutung für die Regelung des Stromnetze. Des Weiteren wird auf die für diese Arbeit verwendeten Computer-Programme und deren Funktionsweise und die später genutzten Berechnungsmethoden eingegangen.

2.1. Energieversorgung

2.1.1. Verbundnetz

Die Energieversorgung in Europa erfolgt über ein großes Verbundnetz in der ENTSO-E¹ zusammengeschlossener Übertragungsnetzbetreiber. Es handelt sich hierbei nicht um einen direkten technischen Zusammenschluss, da einige der Verbundnetze aus technischen Gründen nicht direkt zusammengeschaltet werden können. So erfolgt zum Beispiel der Austausch zwischen den Verbundnetzen aus dem zentraleuropäischen Bereich² und der NORDEL³ durch Gleichstromübertragung. Die ENTSO-E hat derzeit 41 Mitglieder aus 34 Ländern[11] (Bild 2.1). Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird hauptsächlich auf den Bereich der früheren UCTE und nicht auf den gesamten ENTSO-E Verbund eingegangen, da sich die Aussagen größtenteils auf ein technisches Verbundnetz beziehen.

¹European Network of Transmission System Operators for Electricity - Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber

²früher UCTE - Union for the Coordination of Transmission of Electricity

³Verbundsystem skandinavischer Staaten

⁴Bild: https://www.entsoe.eu/fileadmin/template/other/images/map_2010.gif

Bild 2.1.: In der ENTSO-E organisierte Länder⁴

2.1.2. Übertragungsnetz / Übertragungsnetzbetreiber

Das europäische Verbundnetz ist in mehrere Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt. Ein Übertragungsnetz dient dem Transport elektrischer Energie über große Entfernungen durch Höchstspannungen. Diese Infrastruktur überregionaler Stromnetze wird operativ durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)⁵ betrieben. Die ÜNB sind dafür verantwortlich, dass Stromhändler und -lieferanten diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen haben und sie sind auch für die Dimensionierung und die Instandhaltung zuständig. Des Weiteren habe die ÜNB die Aufgabe, bei Bedarf Regelenergie zu beschaffen, um Netzschwankungen gering zu halten. In Deutschland gibt es vier ÜNB (Bild 2.2).

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind seit Mai 2010 zu einer intensiveren Zusammenarbeit bei der Ausregelung der Stromnetze verpflichtet. Bis dahin wurde die Ausregelung

⁵eng.: TSO - Transmission System Operator

der Regelzonen in Eigenverantwortung wahrgenommen, wodurch es zu einem Gegeneinanderregeln kommen konnte, wenn in einer Regelzone positive Regelenergie eingesetzt wurde und in einer anderen gleichzeitig negative. Durch die Zusammenarbeit werden die Leistungsungleichgewichte saldiert und der verbleibende Saldo gemeinschaftlich ausgeglichen[8].



Bild 2.2.: Regelzonen deutscher Übertragungsnetzbetreiber⁶

Die vier deutschen ÜNB werden durch die Bundesnetzagentur überwacht.

2.1.3. Verteilnetzbetreiber

Ein Verteilnetzbetreiber unterhält die Stomnetze im Nieder- und Mittelspannungsbereich in einem bestimmten Gebiet. Typischerweise werden die Verteilernetze von einem regionalen Energieversorgungsunternehmen oder den lokalen Kommunen betrieben⁷.

2.1.4. Bilanzkreise

Die Netzbetreiber sind durch die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) dazu verpflichtet, ihre Netzteilnehmer in Bilanzkreise aufzuteilen. Die Energieversorger erstellen ihre Kraftwerkspläne anhand der durch die Netzbetreiber für jeden Tag erstellte Lastprognose. Bei Abweichung zwischen dem eigentlichen Verbrauch und der Lastprognose muss der Bilanzkreisverantwortliche für einen Ausgleich sorgen. Diese Ausgleichsenergie kann bei der für den Handel verantwortlichen EEX (European Energy Exchange AG) eingekauft werden.

⁶Bild: http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Regelzonen_deutscher_Übertragungsnetzbetreiber_neu.png

⁷In Hamburg ist Vattenfall für den Netzbetrieb verantwortlich

Der Preis pro MWh bildet sich anhand der täglichen Lastprognose der Bilanzkreise und der stündlichen Nachfrage ihrer Nachfrage- und Angebotssituation. Aufgrund dieser Faktoren bildet sich ein stündlicher Preis, nachdem die Ausgleichsenergie gehandelt wird. Falls die Ausgleichsenergie nicht 45 Minuten früher beschafft werden konnte als sie tatsächlich benötigt wird, dann wird der Einsatz von Regelleistung notwendig, um die von der Lastprognose abweichenden Energiemengen zu kompensieren. Bei der Abweichung kann es sich sowohl um positive als auch um negative Energie handeln. Da der Einsatz von Regelleistung teurer ist als der vorzeitige Handel, sind die Bilanzkreisverantwortlichen auf präzise Lastprognosen angewiesen.

Im nächsten Abschnitt wird zuerst auf die Regelleistung und ihre Bedeutung für die Energieversorgung eingegangen und im Anschluss auf den Handel mit den verschiedenen Stromprodukten.

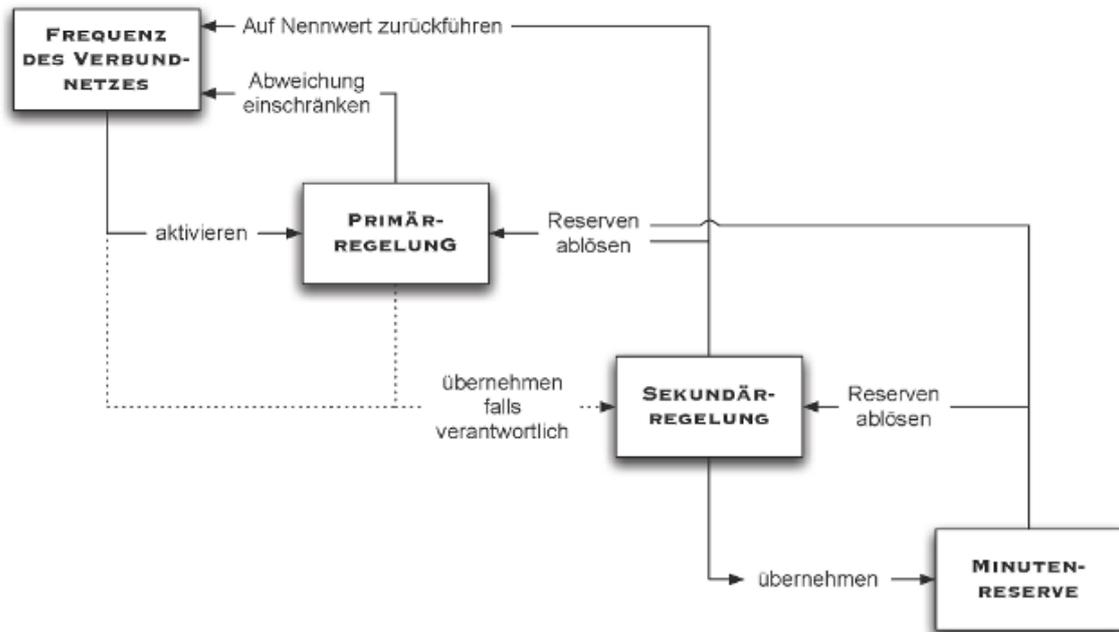
2.2. Regelenergie

Da elektrische Stromnetze keine Energie speichern können, muss zu jedem Zeitpunkt die Summe der eingespeisten Leistung mit der entnommenen Leistung übereinstimmen[5]. Dieses Gleichgewicht ist für einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb eine wichtige Voraussetzung. Deshalb wird mittels Kraftwerksmanagement schon im Voraus abgeschätzt, wie viel Energie bereit gestellt werden muss. Der Energiebedarf ist abhängig vom Wochentag, von der Uhrzeit, von der Jahreszeit und auch das Wetter und viele weitere Kriterien spielen eine Rolle. Diese Schwankungen sind relativ gut planbar und es lassen sich Prognosen erstellen. Allerdings gibt es auch unplanbare Schwankungen. So kann zum Beispiel ein unvorhergesehener Mehr- oder Minderbedarf durch nicht eingehaltene Bezugsprofile von Großverbrauchern eintreten oder eine Störung des Stromnetzes durch einen Kraftwerksausfall. Eine sehr große Rolle spielen hier die erneuerbaren Energien, die wie Photovoltaik oder die Windenergie vom Wetter abhängig sind. Differenzen zwischen der Einspeisung und der Entnahme machen sich durch eine Veränderung der Nennfrequenz von 50Hz im Netzregelverbund bemerkbar (siehe auch Kapitel 2.4). Wird weniger Energie in das Netz eingespeist als entnommen, dann sinkt die Netzfrequenz. Wird zu viel eingespeist, dann steigt sie. Um diese Abweichungen auszugleichen, wird Regelleistung eingesetzt. Bei dem Ausgleich von plötzlich erhöhter Nachfrage bei nicht ausreichendem Angebot spricht man von „positiver Regelleistung“, mehr Strom muss schnell in die Netze eingespeist werden. Bei plötzlich schwacher Nachfrage und erhöhtem Angebot muss Strom aus dem Netz genommen werden, dieses wird „negative Regelleistung“ genannt. In Bild 2.3 ist dargestellt, wie die unterschiedlichen Regelleistungsarten zusammenspielen, um eine gleichbleibende Frequenz von 50Hz zu gewährleisten. Nachfolgend werden die einzelnen Regelungsarten und ihre Aufgabe genauer beschrieben.

2.2.1. Primärregelleistung

Durch die Primärregelung wird ein Ungleichgewicht zwischen Leistungsangebot- und Nachfrage automatisch und innerhalb von Sekunden ausgeglichen. An der Primärregelung beteiligt sich jedes Kraftwerk im Netzregelverbund und die benötigte Energie wird von jedem nach dem Solidaritätsprinzip bereit gestellt. Durch eine stärkere Belastung des Netzes drehen sich die Generatoren langsamer. Die Frequenz im Netz wird von der Drehzahl der Generatoren bestimmt und somit verringert sich bei höherer Belastung die Netzfrequenz. Die Kraftwerke reagieren dann mit einer automatischen Leistungserhöhung. Bei verringerter Belastung drehen sich die Generatoren schneller. Auch dieses wird automatisch ausgeglichen und die

⁸Bild: http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Schema_Frequenzhaltung_UCTE.png

Bild 2.3.: Schema der Frequenzhaltung⁸

Kraftwerke drosseln ihre Leistung. Der Ausgleich ist vor allem durch die großen Schwungmassen möglich. Bei sinkender Leistung wird von dem Kraftwerk unmittelbar eine größere Leistung in das Netz abgegeben. Insgesamt werden innerhalb des Synchronnetzes der UCTE derzeit 3000MW an Primärregelleistung vorgehalten, um angemessen auf Störungen reagieren zu können[34, Seite 6]. Davon werden 760MW in Deutschland vorgehalten. Die Höhe der insgesamt vorzuhaltenden Primärregelleistung entspricht der Leistung, die beim zeitgleichen Ausfall von zwei der größten Kraftwerksblöcke innerhalb der UCTE auszugleichen wäre. Die Kraftwerke müssen die gesamte Primärregelleistung von 3000MW innerhalb von 30 Sekunden bereit stellen und für mindestens 15 Minuten halten können (siehe Bild 2.4) [31, Seite 258][34, Seite 8].

2.2.2. Sekundärregelleistung

Auch die Sekundärregelleistung ist zur Aufrechterhaltung der Frequenz nötig. Damit bei Bedarf schnell wieder Primärregelleistung verfügbar ist, wird diese durch die Sekundärregelung abgelöst. Diese Leistung wird aber nicht von allen Übertragungsnetzbetreibern automatisch aktiviert, sondern nur von dem betroffenen Regelzonenbetreiber. Für die Bereitstellung von

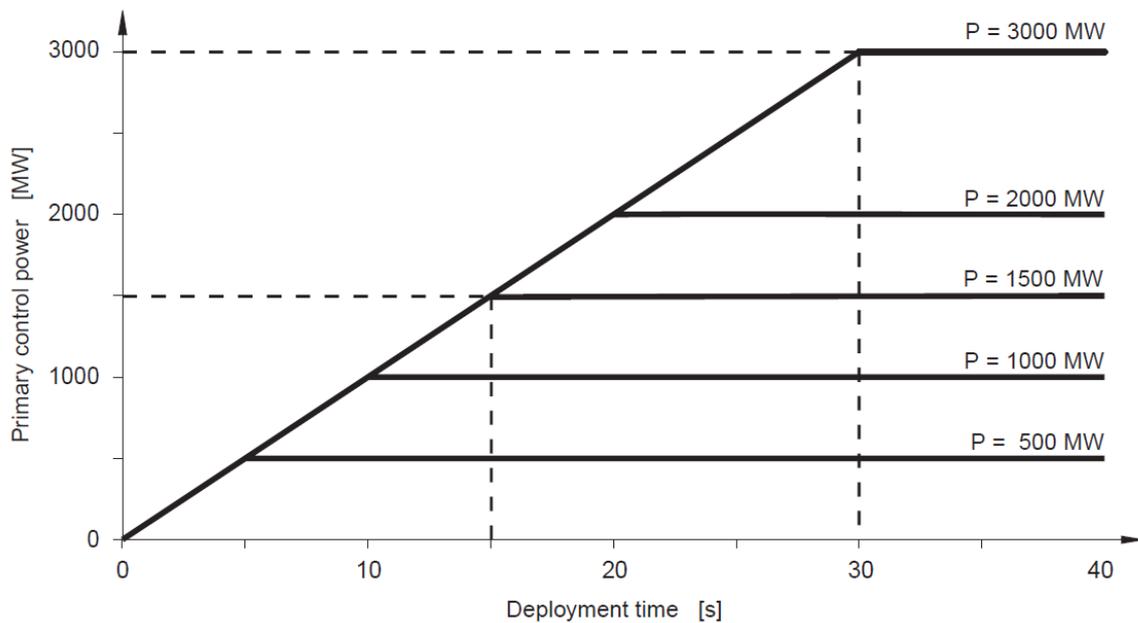


Bild 2.4.: Aktivierungszeit Primärregelleistung[34, Seite 9]

Sekundärregelleistung werden schnell anlaufende Kraftwerke verwendet, wie zum Beispiel Gasturbinen oder Pumpspeicherwerke [34, Seite 12].

2.2.3. Minutenreserveleistung

Die Minutenreserveleistung löst die Sekundärregelleistung nach 15 Minuten ab, falls weiterhin ein Ungleichgewicht im Netz besteht. Die Minutenreserve muss einen Zeitraum von 15 Minuten bis zu vier Viertelstunden und beim Auftreten mehrerer Störungen bis zu mehreren Stunden abdecken. Dabei wird die Minutenreserve allerdings nicht automatisch aktiviert, sondern diese wird telefonisch⁹ von den Übertragungsnetzbetreibern angefordert [34, Seite 22].

2.2.4. Daten zur Regelleistung

Die in dieser Arbeit genutzten Daten zur Regelleistung werden von der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (www.regelleistung.net) bezogen. Die Plattform dient zur Aus-

⁹ab dem 03. Juni 2012 soll der Abruf der Minutenreserve automatisch erfolgen[7]

schreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Hier werden auch die Daten veröffentlicht.

2.3. Der Strommarkt

Seit der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte bekommt der Stromhandel eine immer größere Bedeutung. Früher wurde die Energie bei wenigen Anbietern bezogen und direkt an die Endkunden weiter verkauft. Durch die Liberalisierung sollen möglichst viele Teile der Lieferkette dem Wettbewerb unterliegen, damit die Verbraucher zu günstigen Konditionen versorgt werden. Da nicht alle Teile, wie zum Beispiel der Betrieb der Versorgungsnetze, dem Wettbewerb ausgesetzt werden können, gibt es eine staatliche Regulierung durch die Bundesnetzagentur, damit die Netzbetreiber ihre Monopolstellung nicht zu ihren Gunsten ausnutzen können und ein freier Zugang zu den Netzen mit angemessenen Preisen möglich ist. Die Preise für die eigentliche Energielieferung unterliegen aber dem Wettbewerb und werden nicht reguliert [29, Seite 908].

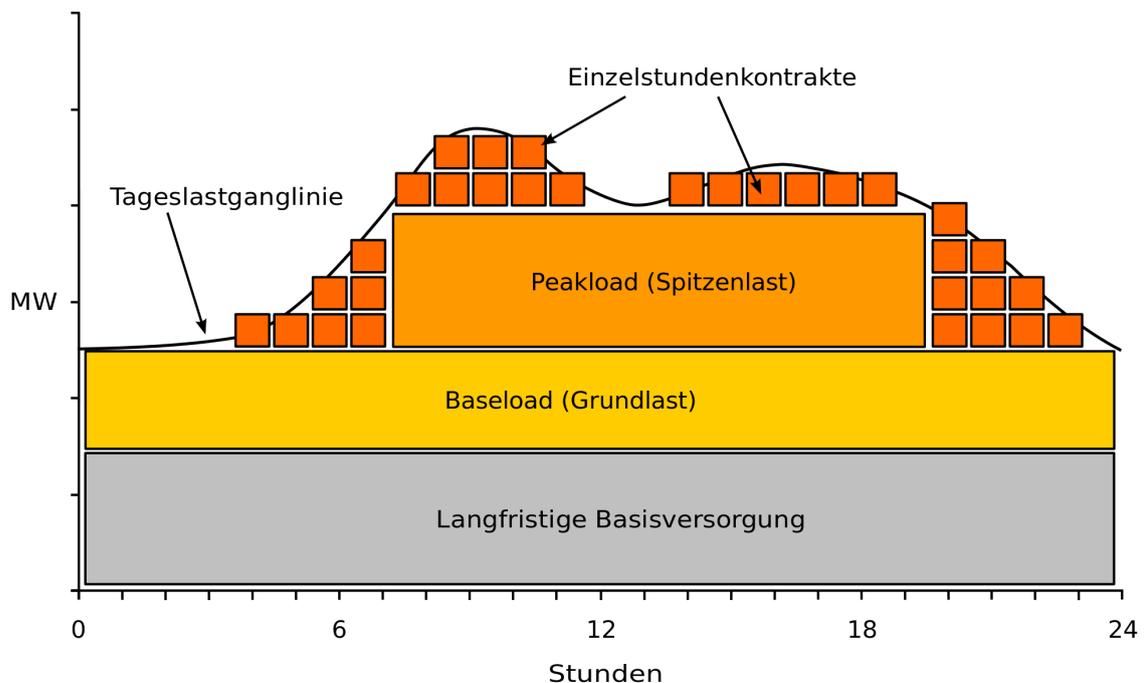


Bild 2.5.: Lastprofil eines durchschnittlichen Werktages¹⁰

Bild 2.5 zeigt das Lastprofil eines durchschnittlichen Werktages. Hier wird die Notwendigkeit für bestimmte Stromprodukte deutlich. Der Stromhandel für Deutschland und Frankreich

¹⁰http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/d/d3/Stromb%C3%B6rse_stromverbrauch_lastprofil.svg

erfolgt an der Leipziger Strombörse EEX (European Energy Exchange AG).

2.3.1. Day-Ahead und Terminmarkt

Eine Basisversorgung ist zu jeder Jahres- und Tageszeit nötig. Die dafür benötigten Kapazitäten können langfristig eingekauft werden und diese Verträge haben eine Laufzeit über einen langen Zeitraum hinweg. Am Terminmarkt der EEX werden Laufzeiten von einer Woche, einem Monat, einem Quartal und einem Jahr gehandelt. Am Spotmarkt findet der Handel mit Produkten mit kürzerer Laufzeit statt. Hier gibt es die Stundenkontrakte mit einer Laufzeit von 24 Stunden, um die tägliche Grundlast abzudecken (Day Base) sowie die Spitzenlastblöcke mit einer Laufzeit von 4 Stunden (Day Peak). Zusätzlich werden noch Stundenblöcke für die folgenden Tage gehandelt, um noch eine feinere Abstufung in der Tageslastlinie zu ermöglichen[12].

2.3.2. Intra-Day

Um sich auch kurzfristig noch mit Energie versorgen zu können, findet an der EPEX (European Power Exchange) der Intra-Day Handel statt, wo die Teilnehmer bis zu 45 Minuten vor Lieferbeginn mit Strom handeln können. Ab 15:00 Uhr des laufenden Tages können alle Stunden des folgenden Tages gehandelt werden [13]. Gehandelt werden können 15-Minuten-Perioden, Strom in Einzelstunden sowie die Baseload-Blöcke mit einer Laufzeit von 00:00-24:00 Uhr und die Peakload-Blöcke für die Stunden von 9:00 - 20:00 Uhr (an jedem Wochentag). Die Teilnehmer haben auch die Möglichkeit, eigene Blöcke mit einer selbst definierten Stundenanzahl einzureichen[12][10].

2.3.3. Ausgleichsenergieabrechnung gegenüber der Bilanzkreise

Konnte die benötigte Energie für einen Bilanzkreis nicht mindestens 45 Minuten vor der physikalischen Erfüllung beschafft werden, dann müssen die nötigen Fehl- oder Überschussmengen durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden. Dieses ist wesentlich kostenintensiver als der vorzeitige Handel an der EEX. Daher sind die Bilanzkreisverantwortlichen stets darauf bedacht, eine möglichst präzise Verbrauchsprognose zu erstellen. Sollte die Energie nicht rechtzeitig beschafft werden können, sorgt der betreffende Übertragungsnetzbetreiber für einen Ausgleich durch den Einsatz von Regelenergie[31, Seite 257]. Diese benötigte Regelenergie wird dem Bilanzkreis später in Rechnung gestellt. Der Bedarf an Ausgleichsenergie der Bilanzkreise ergibt sich aus der Summe der Abweichungen

des gemeldeten und des tatsächlichen Verbrauchs bzw. der tatsächlichen Einspeisung der Kraftwerke. Die Menge der Ausgleichsenergie wird zu jeder Viertelstunde als mittlerer Leistungswert durch den Regelzonensaldo erfasst, wodurch sich der Ausgleichsenergiepreis aus den Arbeitskosten für die Regelenergie ergibt [1].

2.4. Netzfrequenz

Mit der Netzfrequenz wird die Frequenz der elektrischen Energieversorgung mittels Wechselspannung in einem Stromnetz bezeichnet. Im europäischen Verbundnetz beträgt die Nennfrequenz 50Hz und ist bis auf kleine regelungsbedingte Abweichungen im gesamten Verbundnetz konstant. Die Netzfrequenz hängt mit der Rotationsgeschwindigkeit der synchronisierten Generatoren zusammen. Steigt der Energieverbrauch, rotieren die Generatoren langsamer, bei sinkendem Verbrauch steigt die Rotationsgeschwindigkeit. Die Netzfrequenz ist eine der wichtigsten Größen für das Funktionieren des Stromnetzes[32].

2.4.1. Warum 50Hz?

Die Festlegung der Netzfrequenz auf 50Hz geht auf die Anfangszeit der Elektrifizierung zurück und ist ein Kompromiss aus verschiedenen Gegebenheiten. Die Wahl fiel u.a. deswegen auf Wechselspannung, da sich diese im Gegensatz zur Gleichspannung relativ leicht transformieren lässt, was nicht nur für den Transport ein großer Vorteil ist. Hohe Spannungen lassen sich besser über lange Leitungen transportieren und diese können dann beim Endverbraucher auf vergleichsweise ungefährliche Spannungen heruntertransformiert werden. Für zum Beispiel industrielle Anwendungen ist es so auch möglich, die „geringe“ Spannung für das Betreiben von Kleinverbrauchern (zum Beispiel Lampen) zu nutzen und höhere Spannungen für Motoren oder ähnliches, ohne dass mehrere Leitungen für die verschiedenen Spannungen zum Verbraucher gelegt werden müssen. Wechselspannung hat den Vorteil, dass sie leicht transformiert werden kann. Gleichzeitig hat sie den Nachteil, dass dadurch die Kraftwerke in einem Verbundnetz synchron laufen müssen. Je höher die Frequenz, umso schwerer wird die Synchronisation der Kraftwerke, allerdings können dafür die Transformatoren kleiner und billiger gebaut werden. Ein weiterer Nachteil zu hoher Frequenzen ist, dass höhere Frequenzen dickere Leitungen benötigen, um die Verluste gering zu halten. In der Anfangszeit der Elektrifizierung wurde die Energie hauptsächlich für Glühlampen genutzt. In Amerika fiel die Wahl auf 60Hz, da hier das Flackern der Lampen gerade nicht mehr wahrnehmbar ist. Warum in Europa die Wahl auf 50Hz gefallen ist, ist nicht gut belegt. Es wird vermutet, dass 50Hz gewählt wurden, da dieses eine Vorzugszahl des metrischen System ist (1-2-5-10) [39].

2.4.1.1. weitere genutzte Netzfrequenzen

50Hz, bzw. 60Hz sind weltweit die am häufigsten verwendeten Frequenzen. In Europa sind 50Hz üblich, im amerikanischen Raum 60Hz. In Japan sind beide Frequenzen üblich, wobei

50Hz im östlichen Teil genutzt werden und 60Hz im Westen.

Es gibt Anwendungen, bei denen noch andere Frequenzen als 50/60Hz eingesetzt werden. Im Bahnverkehr in Deutschland sind zum Beispiel 16,7Hz üblich (ursprünglich $16 \frac{2}{3}$ Hz). Die $16 \frac{2}{3}$ Hz resultierten aus der Teilung der Netzfrequenz durch 3. Mit der geringen Netzfrequenz sollten Kommutierungsprobleme vermieden werden. Es wurde angenommen, dass das häufige Wechseln der Stromrichtung beim Wechselstrommotor das Bürstenfeuer begünstigte und es dadurch zu Ausfällen käme [39].

In Flugzeugen wird eine Frequenz von 400Hz genutzt. Durch die hohe Frequenz kann das Gewicht der Transformatoren klein gehalten werden [14, Seite 215].

2.4.2. Erlaubte Frequenzabweichungen

Geringe Abweichungen der Frequenz sind laut der UCTE Policy 1[33] erlaubt.

Regelenergie muss erst ab einer Abweichung von ± 20 mHz eingesetzt werden, da von einer Ungenauigkeit der Frequenzmessung ausgegangen wird und auch den Maschinen ein Unempfindlichkeitsbereich zugesprochen wird.

Im normalen, ungestörten Betrieb ist eine maximale Abweichung von ± 180 mHz erlaubt, kurzzeitig darf die Abweichung bis zu ± 200 mHz betragen, falls die Reserven für die bereitgestellte Primärregelleistung voll ausgeschöpft sind. Hält die Abweichung von ± 200 mHz länger als 60 Sekunden an, müssen die Übertragungsnetzbetreiber dafür sorgen, dass extra Primärreserve aktiviert wird. Bei zu niedriger Frequenz müssen Pumpspeicherkraftwerke Energie einspeisen und bei zu hoher Frequenz müssen die Pumpen angeschaltet werden, um Energie zu verbrauchen. (siehe auch Tabelle 2.1 [25])

Tabelle 2.1.: Stufenplan bei Frequenzänderungen im Verbundnetz

Stufe	Frequenz/Hz	vorgesehene Maßnahmen
1	49,8	Alarmierung des Personals, Einsatz der noch nicht mobilisierten Kraftwerksleistung (z.B. Pumpspeicherwerke, Gasturbinenanlagen)
2	49,0	Unverzögerter Lastabwurf von 10 - 15% der Netzlast
3	48,7	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 - 15% der Netzlast
4	48,4	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 15 - 20% der Netzlast
5	47,5	Abtrennen der Kraftwerke vom Netz

Bei einem unerwartetem Ausfall von Generatorkapazitäten oder einem plötzlichen großen Lastausfall darf die Abweichung der Frequenz bis zu $\pm 800\text{mHz}$ betragen. Ab einer Unterfrequenz von $49,2\text{Hz}$ dürfen die Übertragungsnetzbetreiber Last abwerfen, falls es ihnen nicht durch andere Maßnahmen möglich ist, die Stromversorgung sicher zu stellen[36]. Sinkt die Frequenz unter 49Hz , **muss** Last abgeworfen werden. „Abwerfen von Last“ bedeutet, dass ein Teil des Versorgungsgebietes von der Energieversorgung ausgeschlossen wird, bis sich die Frequenz wieder normalisiert hat. Steigt die Frequenz über $50,2\text{Hz}$, müssen die Übertragungsnetzbetreiber dafür sorgen, dass Generatoren abgeschaltet werden oder dass die Energie anderweitig verbraucht wird.

Extreme Abweichungen können es nötig machen, dass das Verbundnetz aufgeteilt und nach Behebung der Störung wieder neu synchronisiert wird. Zu der letzten großen Störung, die eine Aufteilung des Netzes nötig machte, kam es im November 2006 durch Verkettung mehrerer Umstände[20, Seite 59] [35].

Bild 2.6 zeigt anhand eines Histogramms, wie stark die Frequenzen im Normalbetrieb von der Sollfrequenz abweichen (eigene Messwerte vom März 2012).

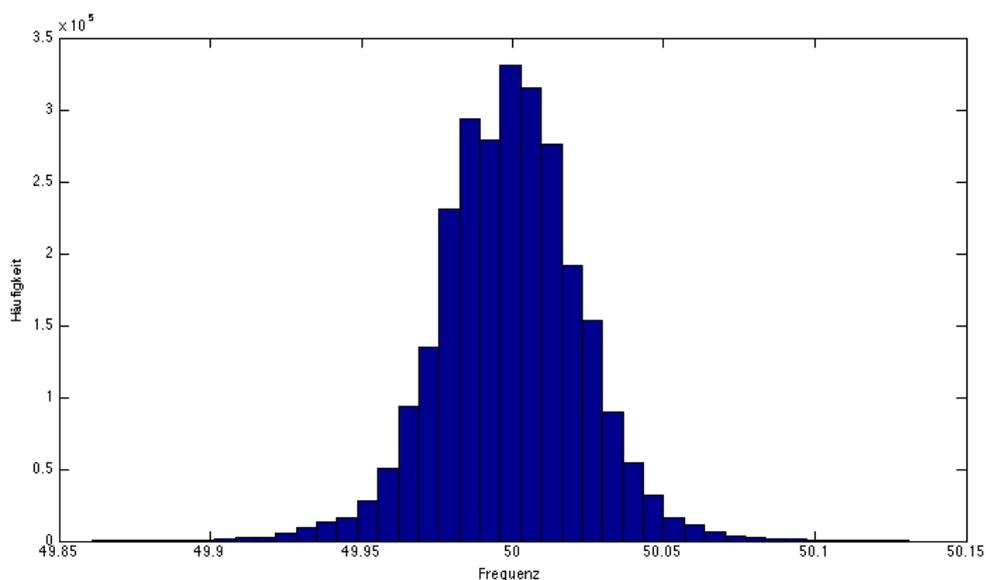


Bild 2.6.: Histogramm Frequenzen März 2012

2.4.3. Netzzeit

Trotz der erlaubten Frequenzabweichungen muss der langfristige Durchschnitt der Netzfrequenz genau 50Hz betragen, da die Netzfrequenz auch für die sogenannte Netzzeit genommen wird, um zum Beispiel Uhren zu betreiben, welche die Uhrzeit aus der Netzfrequenz bilden. Durch Frequenzschwankungen kommt es zu Abweichungen bei der Netzzeit. Um diese Zeitabweichungen wieder auszugleichen, wird die Frequenz im Netz korrigiert. Die Netzzeitabweichung errechnet sich aus dem Vergleich mit der Weltzeit, die anhand von hochpräzisen Atomuhren bestimmt wird. Bei einer Zeitabweichung der Netzfrequenz von mehr als 20 Sekunden zur Weltzeit wird die Nennfrequenz von 50Hz um 10mHz erhöht bzw. gesenkt[32]. Im weiteren Verlauf dieser Diplomarbeit wird mit einer Nennfrequenz von 50Hz gearbeitet und die Korrekturen der Netzzeit finden keine Berücksichtigung.

2.4.4. Netzfrequenz als Qualitätsindikator

Die Netzfrequenz ist ein Qualitätsindikator dafür, wie gut die Energieerzeugung der Kraftwerke auf den momentanen Verbrauch abgestimmt ist. Da Energie in den nötigen Größenordnungen nicht gespeichert werden kann, muss diese „on demand“ erzeugt werden. Bei starken Unterschieden zwischen Erzeugung und Verbrauch verändert sich die Netzfrequenz. Eine Steigerung der Netzfrequenz bedeutet dabei, dass mehr Energie erzeugt als verbraucht wird. Sinkt die Frequenz unter die Nennfrequenz von 50Hz, so deutet das auf erhöhten Verbrauch hin. Dabei sind kleinere Schwankungen bis 0,2Hz normal und notwendig für die Regelung. Bei der bisher größten Netzstörung in Europa sank die Frequenz um ungefähr 1Hz auf ca. 49Hz[40].

2.4.5. „50,2Hz-Problem“

Zu den Maßnahmen zur Frequenzhaltung gehört auch, dass Kleinerzeugungsanlagen, die in das Niederspannungsnetz einspeisen (zum Beispiel Photovoltaikanlagen auf privaten Hausdächern), bei einer Überfrequenz von 50,2Hz ihre Einspeisung einstellen. Diese Regelung stammt noch aus der Zeit, als nur geringe Leistungen über solche Anlagen erzeugt und eingespeist wurden [15] [4]. Mittlerweile hat aber besonders die Menge der installierten Photovoltaikleistung stark zugenommen, wodurch diese Regelung zu einem Problem wird. Alleine in Deutschland betrug im Jahr 2010 die installierte Nennleistung ca. 25GW, wovon ein nicht unerheblicher Anteil an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist [41] [37]. Ein gleichzeitiges Abschalten dieser Anlagen bei einer Überfrequenz von 50,2Hz könnte an Tagen mit hoher dezentraler Einspeisung einen Leistungsabfall von mehreren Gigawatt bedeuten, was auch einen starken Abfall der Netzfrequenz nach sich zöge. Dieser Leistungsabfall könnte

wesentlich höher als die Menge der vorgehaltenen Primärregelleistung sein, wodurch die Netzfrequenz nicht mehr stabilisiert werden könnte. Gleichzeitig bestünde die Gefahr eines „Jojo-Effektes“, wenn sich die Anlagen um den „harten“ Schalterpunkt ab- und darunter auch wieder zuschalteten.

Neuere Anlagen müssen daher in einem Frequenzbereich von 50,2Hz bis 51,5Hz ihre Einspeisung reduzieren und erst beim Überschreiten von 51,5Hz die Einspeisung komplett einstellen, um die Systemsicherheit nicht zu gefährden. Auch für ältere Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10kWp wird eine Umrüstung notwendig [37].

2.4.6. Trompetenkurve

Um die Wirksamkeit der eingesetzten Sekundärregelleistung zu überwachen, wird die sogenannte Trompetenkurve genutzt. Diese Kurve wurde von der UCTE aufgrund der Erfahrungen wie folgt definiert [34, Seite 21]:

$$H(t) = f_0 \pm A \cdot e^{-t/T} \quad (2.1)$$

Der Wert A ist aus langjähriger Messung der Frequenzwerte auf

$$A = 1,2 \cdot \Delta f_2 \quad (2.2)$$

festgelegt worden.

Die Frequenz soll spätestens nach einer Viertelstunde nach dem Auftreten einer Störung wieder auf die Sollfrequenz zurückgeführt werden. Dabei ist eine Abweichung von maximal 20mHz erlaubt. Somit ist die Zeitkonstante

$$T = \frac{900}{\ln\left(\frac{A}{d}\right)} \quad (2.3)$$

für $T \leq 900$ und $|d| = 20\text{mHz}$.

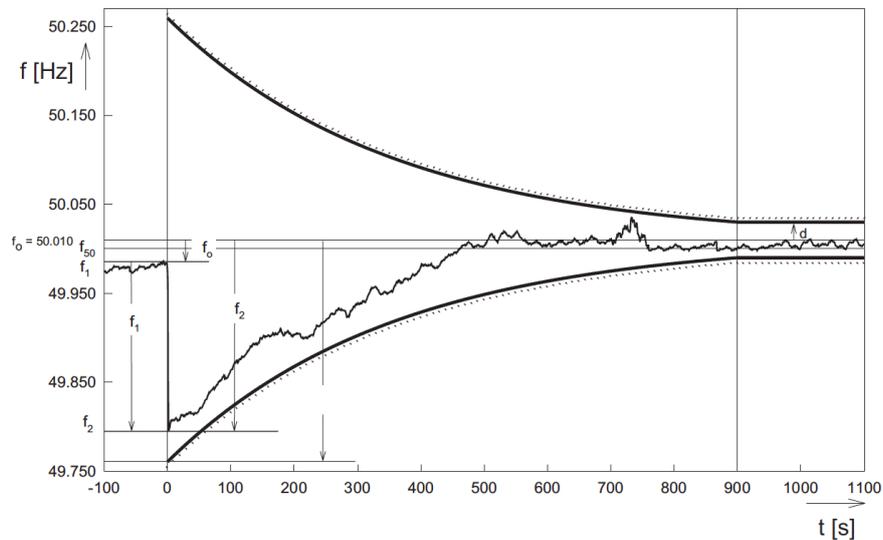


Bild 2.7.: Netzfrequenz innerhalb der Trompetenkurve[34, Seite 20]

In Bild 2.7 ist zu sehen, wie eine Störung innerhalb der Trompetenkurve wieder auf die Sollfrequenz zurückgeführt wird. In dem Beispiel liegt die Frequenz f_0 bei 50,01 Hz, da zu dem Zeitpunkt offensichtlich eine Korrektur der Netzzeit vorgenommen wurde (siehe auch Seite 24, Kapitel 2.4). f_1 ist die Frequenz vor der Störung, f_2 die maximale Frequenzabweichung nach der Störung und d die maximal erlaubte Abweichung von 20 mHz. Bild 2.8 zeigt eine Schar von Trompetenkurven für verschiedene Abweichungen.

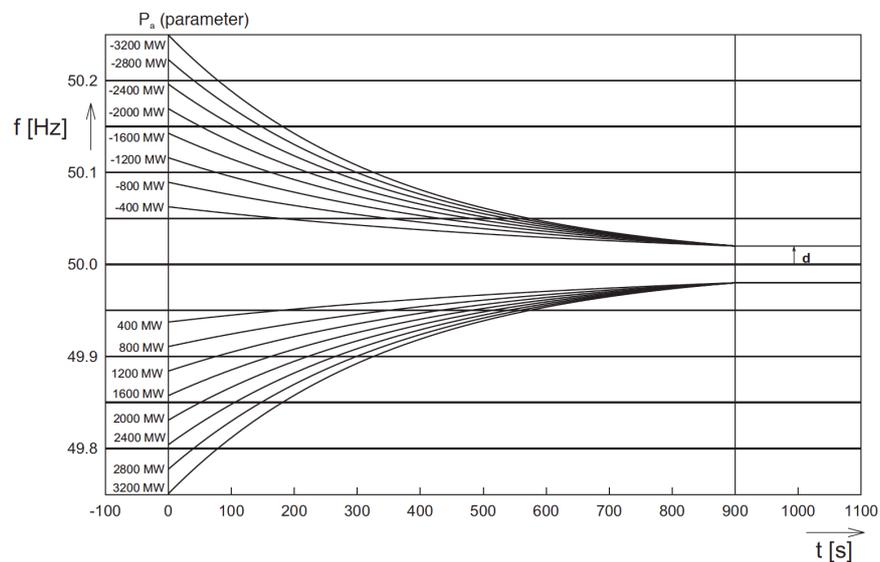


Bild 2.8.: Schar von Trompetenkurven[34, Seite 21]

Die Überwachung eines Ausfalles ist laut des UCTE-Handbuchs ab einer Lastabweichung von 1000MW (entweder durch Wegfall von Generatorleistung oder der Zuschaltung großer Verbraucher) in der auftretenden Zone notwendig. In der nächstgelegenen Zone liegt der Wert derzeit bei 250MW[34, Seite 20].

In der vorliegenden Arbeit wird die Trompetenkurve nicht ganz bestimmungsgemäß auch für kleinere Abweichungen genutzt. Außerdem wird nicht anhand der abweichenden Leistung die Trompetenkurve errechnet, sondern es wird versucht, durch das Berechnen der (laufenden) Trompetenkurve aus der Frequenz Rückschlüsse auf die eingesetzte Regelleistung zu ziehen.

Die Netzfrequenz hängt von vielen Faktoren ab, daher werden zur Steuerung der Energieversorgung noch weitere Maßnahmen getroffen, welche allerdings nicht alle im UCTE-Handbuch beschrieben werden[34, Seite 21].

2.5. Korrelation

In dieser Arbeit sollen die Zusammenhänge, beziehungsweise die Korrelation zwischen der gemessenen Netzfrequenz und der eingesetzten Sekundärregelleistung gefunden werden. Zusätzlich wird der Korrelationsfaktor genutzt, um eventuelle zeitliche Zusammenhänge bei der eingesetzten Regelleistung zu finden.

Von einer *Korrelation* zweier Variablen spricht man, wenn zwischen diesen eine lineare Abhängigkeit besteht. Über die Korrelationsanalyse wird untersucht, ob ein Zusammenhang zwischen diesen Variablen besteht. Über den Korrelationskoeffizienten r wird die Stärke und Richtung eines linearen Zusammenhangs angegeben. r kann Werte von -1 bis 1 annehmen. Bei Werten von -1 oder 1 besteht ein direkter funktionaler Zusammenhang. Ein Wert von 0 bedeutet dabei, dass kein Zusammenhang zwischen den Variablen besteht. Dieser Zusammenhang wird immer stärker/wahrscheinlicher, je näher r an -1 bzw. 1 liegt.

Um festzustellen, ob zwischen den Variablen eine Korrelation besteht, werden n geordnete Wertepaare entnommen, welche in einem rechtwinkligen x,y -Koordinatensystem bildlich dargestellt werden und so eine sogenannte Punktwolke bilden [26, Seite 614].

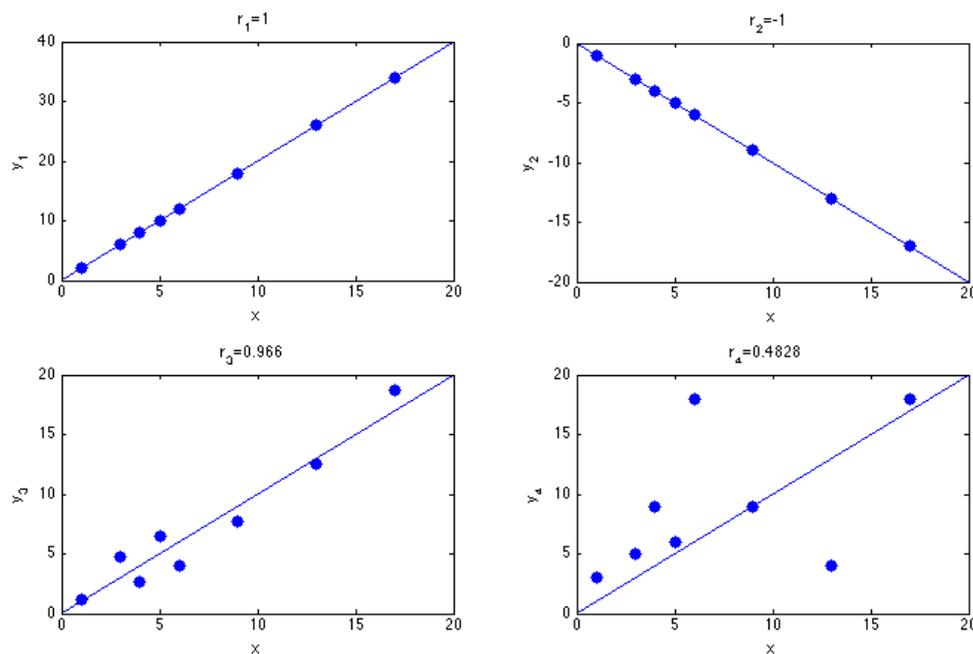


Bild 2.9.: Beispiele zur Korrelation

Bild 2.9 zeigt anhand von vier Beispielen, wie anhand des Korrelationskoeffizienten die lineare Abhängigkeit beschrieben wird. Tabelle 2.2 zeigt die für die Erstellung der Punktwolken genutzten Werte. Die Hilfsgerade durch die Punkte dient der Veranschaulichung.

Tabelle 2.2.: Werte für die Korrelationsbeispiele

i	1	2	3	4	5	6	7	8
x_i	1	3	4	5	6	9	13	17
$y_{1,i}$	2	6	8	10	12	18	26	34
$y_{2,i}$	-1	-3	-4	-5	-6	-9	-13	-17
$y_{3,i}$	1.19	4.79	2.68	6.45	4.04	7.73	12.48	18.74
$y_{4,i}$	3	5	9	6	18	9	4	18

Die Werte für x_i sind willkürlich gewählt und für jedes Bild beibehalten, $y_{1,i}$ wird durch $2 \cdot x_i$ errechnet. Hier ist die lineare Abhängigkeit gut zu erkennen, da alle Punkte auf der (Hilfs-)Geraden liegen. Der Korrelationskoeffizient liegt bei $r_1 = 1$. Bei einer negativen Steigung erhält man einen Korrelationskoeffizienten von $r_2 = -1$ (siehe Bild 2.9, oben rechts). Für das Bild unten links wurden die Werte für y_3 zufällig etwas nach oben und unten verschoben und liegen somit nicht mehr genau auf der Hilfsgeraden, sondern etwas darüber bzw. darunter. Dieses spiegelt sich auch in dem Korrelationskoeffizienten wieder, der jetzt nur noch bei $r_3 = 0.966$ liegt. Eine gewisse lineare Abhängigkeit ist trotzdem noch vorhanden. Für das letzte Bild (unten rechts) besteht y_4 aus Zufallszahlen von 0 bis 20. Der Korrelationskoeffizient beträgt hier lediglich noch $r_4 = 0.4828$.

Der Korrelationskoeffizient wird wie folgt berechnet:

Mit den arithmetischen Mittelwerten

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i \quad (2.4)$$

und

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n y_i \quad (2.5)$$

sowie den Varianzen

$$s_x^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (2.6)$$

$$s_y^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \quad (2.7)$$

lassen sich die empirische Kovarianz

$$s_{xy} = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \quad (2.8)$$

und schliesslich der empirische Korrelationskoeffizient

$$r = \frac{s_{xy}}{s_x \cdot s_y} \quad (2.9)$$

errechnen [26, Seite 615].

Folgendes Beispiel zeigt die Berechnung des Korrelationskoeffizienten r_3 für die Wertepaare x, y_3 :

$$\begin{aligned} \bar{x} &= \frac{1}{8} \cdot (1 + 3 + 4 + 5 + 6 + 9 + 13 + 17) \\ &= \frac{1}{8} \cdot 58 = 7.25 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{y}_3 &= \frac{1}{8} \cdot (1.19 + 4.79 + 2.68 + 6.45 + 4.04 + 7.73 + 12.48 + 18.74) \\ &= \frac{1}{8} \cdot 58.1 = 7.2625 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} s_x^2 &= \frac{1}{8-1} \cdot ((1-7.25)^2 + (3-7.25)^2 + (4-7.25)^2 + (5-7.25)^2 + \dots) \\ &= \frac{1}{7} \cdot ((-6.25)^2 + (-4.25)^2 + (-3.25)^2 + (-2.25)^2 + \dots) \\ &= \frac{1}{7} \cdot 205.5 = 29.3571 \\ \Rightarrow s_x &= \sqrt{29.3571} = 5.4182 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 s_{y_3}^2 &= \frac{1}{8-1} \cdot ((1.19 - 7.2625)^2 + (4.79 - 7.2625)^2 + (2.68 - 7.2625)^2 + \dots) \\
 &= \frac{1}{7} \cdot ((-6.0725)^2 + (-2.4725)^2 + (-4.5825)^2 + (-0.8125)^2 + \dots) \\
 &= \frac{1}{7} \cdot 234.2063 = 33.458 \\
 \Rightarrow s_x &= \sqrt{33.458} = 5.7843
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 s_{xy} &= \frac{1}{8-1} \cdot ((1 - 7.25)(1.19 - 7.2625) + (3 - 7.25)(4.79 - 7.2625) + \dots) \\
 s_{xy} &= \frac{1}{7} \cdot 211.9350 = 30.2764
 \end{aligned}$$

$$r_3 = \frac{30.2764}{5.7843 \cdot 5.4182} = 0.966$$

Für eine weitere (verkürzte) Beispielrechnung werden die Frequenz- und Regelleistungsdaten für November 2011 genommen, die auch in Kapitel 4.4 für die Erstellung von Abbildung 4.12 verantwortlich sind (siehe Seite 69).

Für die Frequenz ergibt sich nach Gl. (2.4) ein Mittelwert von $\bar{x} = 49.995$, für die Regelleistung beträgt das arithmetische Mittel $\bar{y} = -75.7757$. Eingesetzt in die Formeln 2.6 und 2.7 erhält man die Varianzen $s_x = 0.0176$ und $s_y = 424.0506$. Für die empirische Kovarianz ergibt sich $s_{xy} = -0.2907$. Eingesetzt in Gleichung 2.9 erhält man den Korrelationskoeffizienten $r = 0.039$. Der über Matlab durch die Funktion `corr()` errechnete Wert beträgt 0.0391. Die Differenz kommt durch Rundung zustande, da in der Beispielrechnung nur mit 4 Nachkommastellen gerechnet wurde.

Alle weiteren Korrelationskoeffizienten in dieser Arbeit werden mit Matlab errechnet.

2.6. Künstliche neuronale Netze

Eine Stärke von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) ist die Abbildung von Zusammenhängen zwischen Ein- und Ausgangsgrößen unbekannter oder nicht hinreichend bekannter Systeme. Daher bietet es sich an, ein KNN für die Untersuchung der (bisher unbekannt) Zusammenhänge zwischen der Netzfrequenz und der Regelleistung zu nutzen.

Ein künstliches neuronales Netz orientiert sich in seiner Struktur und Funktion an den Nervennetzen des menschlichen Gehirns (oder auch anderer lebender Organismen). Durch die Vernetzung vieler, einfacher Schaltungen, den sogenannten Neuronen, soll eine ähnliche Leistungsfähigkeit wie der des Gehirns erreicht werden. Neuronale Netze arbeiten die Information dabei parallel ab, die Informationsverarbeitung eines Computers geschieht dagegen seriell. Durch die Parallelisierung der Verarbeitung kann eine hohe Geschwindigkeit erreicht werden [22, Seite 4].

Ein neuronales Netz besteht aus vielen Neuronen (den Knoten), die untereinander verbunden sind (über die Kanten). Die Kanten erhalten dabei bestimmte Gewichtungen. Diese Gewichtungen werden während der Lernphase angepasst und so werden die einzelnen Informationen der Eingangsneuronen in ihrer Relevanz und Zusammengehörigkeit immer weiter verknüpft. Nach der Trainingsphase kann das Netz sein „erlerntes Wissen“ auch auf unbekannte Daten anwenden.

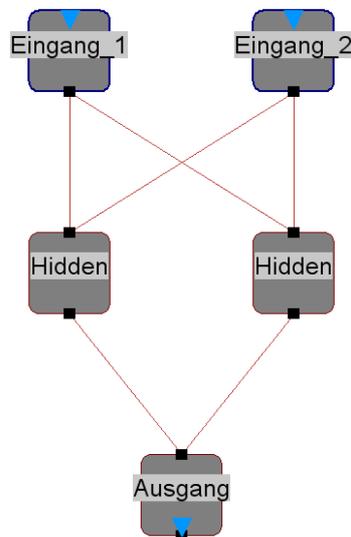
2.6.1. Netztopologien

FeedForward Netz

Bei einem FeedForward Netz werden einzelne Schichten, ausgehend von der Eingangsschicht, mit der jeweils folgenden Schicht bis zur Ausgangsschicht verbunden. Zwischen der Eingangs- und Ausgangsschicht können beliebig viele versteckte Schichten (Hidden) vorhanden sein. Die Verbindungen zwischen den Schichten dürfen bei einem reinen Feed Forward Netz nur von einer Schicht zur nächsten laufen. Bild 2.10 zeigt ein einfaches FeedForward Netz mit einer versteckten Schicht zwischen der Eingangs- und der Ausgangsschicht [22, Seite 42].

Bei Feed Forward Netzen mit Shortcut-Verbindungen können auch Schichten übersprungen werden. Besitzt jedes Neuron eine Verbindung zu allen Neuronen der folgenden Schichten, wird von einem vollverknüpften Netz gesprochen. In dem Netz aus Bild 2.10 würden hier noch jeweils Verbindungen zwischen den Eingangsneuronen und dem Ausgang bestehen.

¹¹eigene Darstellung, Netz mit Membrain erstellt

Bild 2.10.: FeedForward Netz mit einer versteckten Schicht¹¹

Rekurrentes Netz

Rekurrente Netze besitzen rückgerichtete Kanten¹² an den Neuronen, wodurch diese eine Rückkopplung erhalten. Diese Kanten können mit einer Zeitverzögerung versehen werden, wodurch das Netz ein Gedächtnis erhält und vergangene Ausgaben wieder als Eingabe angelegt werden können. Für die Rückkopplung gibt es mehrere Möglichkeiten, die direkte, die indirekte oder die laterale Rückkopplung [22, Seite 42ff].

2.6.2. Lernmethoden

überwachtes Lernen

Beim überwachten Lernen wird dem Netz ein Eingangsmuster und das dazu gehörende Ausgangsmuster gegeben. Anhand dieser Daten passt das Netz die Kantengewichtungen entsprechend an [22, Seite 73].

unüberwachtes Lernen

Im Gegensatz zum überwachten Lernen werden dem Netz beim unüberwachten Lernen keine Ausgangsdaten gegeben. Das Netz orientiert sich hier an den Ähnlichkeiten der Eingangswerte und passt die Gewichtungen der Kanten entsprechend an. Das unüberwachte Lernen kann genutzt werden, wenn ähnliche Muster zu Clustern zusammengefasst werden sollen [22, Seite 153].

¹²engl.: feedback loops

Es gibt noch weitere Lernmethode, wie zum Beispiel das bestärkende oder das stochastische Lernen [22, Seite 55]. Für die zu erstellenden Netze in dieser Diplomarbeit stehen zu den Eingangsdaten auch entsprechende Ausgangsdaten zur Verfügung, daher wird hier die Lernmethode des überwachten Lernens eingesetzt.

Backpropagation

Bei der Backpropagation handelt es sich um ein Lernverfahren, in dem linear geschichtete Feedforward-Netze mit vollständigen Verbindungen zur nächsten Schicht genutzt werden. Meistens wird hier neben der Ein- und Ausgabeschicht nur eine innere Schicht mit Hidden-Layern verwendet. Beim Lernvorgang wird der Fehler ermittelt und rückwärts durch das Netz propagiert¹³, damit die Gewichte geeignet abgeändert werden. Die Backpropagation wird hauptsächlich beim überwachten Lernen eingesetzt.

2.6.3. MemBrain

In dieser Arbeit wird für die Erstellung der Netze das Programm MemBrain genutzt, welches (für den privaten und nichtkommerziellen Einsatz) kostenlos unter <http://membrain-nn.de/> erhältlich ist. „MemBrain ist ein leistungsstarker graphischer Neuronale Netze Editor und Simulator für Microsoft Windows, der Neuronale Netze beliebiger Größe und Architektur unterstützt.“¹⁴

Die mit MemBrain erzeugten Netze können mittels DLL oder automatisch generierten C-Code in eigene Systeme eingebunden werden, was sehr hilfreich ist, falls ein erstelltes KNN später in einer Regelung eingesetzt werden sollte.

¹³propagieren: bekannt machen

¹⁴vgl. Produktbeschreibung unter http://membrain-nn.de/main_de.htm

2.7. Das Projekt InSeL

Die Abkürzung InSeL steht für **I**nternetbasiertes **S**ystem eines **e**rweiterbaren **L**astmanagements zur Integration in virtuelle Kraftwerke. Bei InSeL handelt es sich um ein Forschungsprojekt des Departments Informations- und Elektrotechnik an der Fakultät Technik und Informatik der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW) und wurde unter der Leitung von Professor Dr. Franz Schubert im Zeitraum 2006 bis Anfang 2010 durchgeführt. Unterstützt wurde das Projekt durch die Behörde für Wissenschaft und Arbeit der Freien und Hansestadt Hamburg, dem Ingenieurbüro SumBi, der ENVIDIATEC GmbH, der Forschungsinitiative REAP (Resource Efficiency in Architecture and Planning) der Hafen City Universität (HCU) Hamburg und der Evonik AG (früher Steag Saar Energie AG). Da es sich um ein Private Public Partnership Project handelt, wurde das Projekt von privaten Firmen und öffentlichen Institutionen gemeinsam durchgeführt.

Das Ziel des Projektes war herauszufinden [27, Seite 18],

1. ob und in welchem Maße ein Netzwerk aus 20 Lastmanagementanlagen genutzt werden kann, um Abweichungen von einem prognostizierten Fahrplan für alle 150 öffentlichen Liegenschaften im Mittelspannungsbereich auszugleichen und/oder

2. wie viel Regelenergie (Sekundär- oder Minutenreserve) solch ein System zu welchen Zeiten bereitstellen kann.

Hierfür wurde ein internetbasiertes Netzwerk aus 40 öffentlichen Liegenschaften aufgebaut, welche von der 10kV Mittelspannungsebene des Stromnetzes versorgt werden.[28]

Die Idee von InSeL ist, dass man dem Energieversorgungsunternehmen zu einem bestimmten Zeitpunkt eine fest definierte Energiemenge abnimmt, wobei die benötigte Energiemenge anhand des prognostizierten Bedarfs am Strommarkt eingekauft wird. Die Energieversorger planen ihren Kraftwerkeinsatz anhand der Prognose des Bedarfs sämtlicher Verbraucher (siehe auch 2.1.4). Prognoseabweichungen und dementsprechende Abweichungen vom Kraftwerksfahrplan machen den Einsatz von Regelenergie nötig. Diese Regelungen machen den Einsatz von fossilen Brennstoffen nötig und sind teurer als der planmäßige Einsatz von Kraftwerken. In dem durch InSeL geschaffenen Bilanzkreis wird dieses jedoch gemacht und es wird auch versucht, den Plan einzuhalten. Dazu wird das Energienetz der zusammengeschlossenen Liegenschaften durch einen internetbasierten übergeordneten Regler gesteuert. Der Regler passt die sowohl in negativer als auch in positiver Richtung auftretenden Lastspitzen im Summenlastgang an, damit die gesamte Last möglichst auf den prognostizierten Fahrplanwert gebracht wird. Diese Anpassung kann durch das Zu- oder Abschalten von nicht zwingend zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigter Lasten innerhalb

der Liegenschaften erfolgen. Da zum Beispiel ein Absinken oder Steigen der Raumtemperatur nicht schlagartig erfolgt, können Heizungen oder Klimaanlage ohne Komfortverlust für einen bestimmten Zeitraum ab- oder angeschaltet werden. Diese Schaltvorgänge werden in den Liegenschaften durch installierte Energie-Management-Anlagen (EMAX-Anlage) übernommen, die von einem übergeordneten Regler die verfügbare Energiemenge bekommt, die eingehalten werden sollte [23, Seite 12].

2.8. Problemstellung & Ziel der Arbeit

Ziel der vorliegenden Diplomarbeit ist es, anhand der Netzfrequenz mögliche Optimierungen des übergeordneten Reglers der InSeL - Lastmanagementanlage zu finden. Bisher versucht der Regler, möglichst genau den Fahrplan einzuhalten und er greift ein, falls dieser über- oder unterschritten wird. Eine Fahrplanabweichung kostet Geld, sie kann aber auch Einnahmen bedeuten, wenn zum Beispiel aufgrund einer Überdeckung des Stromnetzes negative Regelleistung benötigt wird und es somit wünschenswert wäre, wenn der Regler eine Fahrplanabweichung nach oben zulassen würde. Ebenso wäre bei einer Unterdeckung des Gesamtnetzes eine Fahrplanabweichung nach unten wünschenswert. Der Regler soll dadurch aber nicht dazu angehalten werden, den Fahrplan nach der eventuell benötigten Regelleistungsmenge anzupassen. Dieser Wert soll lediglich zur Unterstützung bei der Entscheidung dienen, damit die Fahrplanabweichung nicht mit aller Kraft wieder ausgeregelt werden muss.

Vorteile dieser durch zusätzliche Parameter unterstützten Regelung würden sich also für das Gesamtnetz ergeben, weil der Regler „mit dem Netz gehen“ würde. Ausserdem sollten sich durch den gezielten Einsatz die Kosten für den Bilanzkreis reduzieren lassen, wenn Abweichungen in günstige Zeiträume gelegt werden. Daher ist ein weiteres Ziel dieser Arbeit, diese „günstigen Zeiträume“ zu finden. Da die Netzfrequenz ein Indikator für das Verhältnis zwischen Stromerzeugung und -verbrauch ist und die Regelleistung dafür zuständig ist, Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch aufzufangen, wird in dieser Arbeit versucht, hier einen Zusammenhang herzustellen.

Dazu wird die Netzfrequenz mit einem im Rahmen dieser Arbeit selbst entwickelten Messgerät laufend aufgezeichnet. Anhand dieser Aufzeichnungen und den von den Übertragungsnetzbetreibern erhältlichen Daten zur Regelleistung wird die Abhängigkeit der Daten zueinander untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden dann auf eine mögliche Integration in den übergeordneten Regler der Lastmanagementanlage des InSeL-Projektes hin überprüft.

3. Frequenzmessung

Da auf dem Markt kein geeignetes Messgerät für die Erfassung der Frequenz zu bekommen ist, wird dieses im Rahmen der Diplomarbeit selber entwickelt. Marktübliche Geräte sind entweder zu ungenau, zu unflexibel oder für die gewünschte Anwendung zu überladen und somit auch sehr teuer. Günstige Stromkostenzähler, welche auch die Netzfrequenz anzeigen, sind extrem ungenau. Bessere Geräte, wie sie zum Beispiel für die Überwachung von Solaranlagen verwendet werden, sind häufig nicht zur Speicherung bzw. Weiterverarbeitung der Daten geeignet. Speicheroszilloskope sind im Grunde genommen sehr geeignet für die Frequenzmessung, aber auch hier wäre externe Beschaltung zur Filterung von Störungen nötig, eine Berechnung von Daten würde einen externen Computer erfordern und der Preis dieser Geräte steht in keinem Verhältnis zur gewünschten Anwendung. Deswegen wird das Messgerät auf Basis eines Atmel AVR Mega8 aufgebaut.

Mit den Mikrocontrollern der Atmel AVR-Serie ist eine sehr genaue Frequenzmessung möglich. Diese wird durch den eingebauten Timer und über einen Input-Pin ermöglicht. Der Timer ist ein einfacher fortlaufender Zähler. Da sich dieser Zähler nach dem externen Takt richtet, können dadurch Zeitperioden bestimmt werden. Über den Input-Pin wird ein sogenanntes input capture event [2, Seite 2] aufgefangen. Eine Signaländerung an diesem Pin sorgt dafür, dass der Zählerstand gelesen und in einem Register gespeichert wird. Auf diese Weise kann die Breite externer Pulse gemessen werden.

Eine Flankenänderung am Eingang des Mikrocontrollers sollte möglichst steil sein, um eine genaue Erkennung zu gewährleisten. Bei einem reinen Sinussignal sind die Flanken nicht steil genug, hier wäre keine genaue Frequenzmessung möglich. Zusätzlich kommt es noch zu Störungen im Stromnetz durch Oberschwingungen, die durch äussere Einflüsse anderer Verbraucher hervorgerufen werden[18]. Diese Störungen müssen herausgefiltert werden und auch das Sinussignal muss in eine für den Mikrocontroller auswertbare Form gebracht werden. Dafür ist externe Beschaltung nötig, diese wird im folgenden beschrieben.

3.1. Aufbau des Messgerätes

Das Gerät besteht aus mehreren schematischen Blöcken (Bild 3.1), einer Spannungswandlung, Filterung von Störungen, Anpassung des Sinussignals um die Flanken auszuwerten und einem Mikrocontroller.

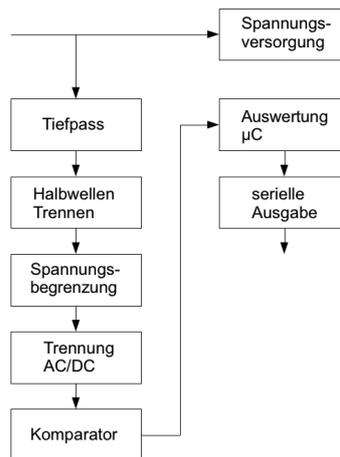


Bild 3.1.: Blockschaftbild des Netzfrequenz-Messgerätes

3.1.1. Spannungswandlung

Aus der heimischen Steckdose kommt eine Spannung von $230V^1$ [17, Seite 34]. Um diese Spannung auf ungefährlichere und besser auswertbare Werte zu transformieren, wird ein handelsübliches AC/AC Steckernetzteil verwendet. Die nachfolgende Schaltung ist so aufgebaut, dass sie Spannungen von ca. 8-20V annimmt². Die benötigte Spannung für die eigentliche Frequenzmessung wird zwar später auf ca. 5V reduziert, aber da auch die Versorgung der Schaltung über das Netzteil erfolgt, muss die Spannung für den Spannungswandler (7805) etwas höher liegen. Ist sie zu hoch, muss der Spannungswandler zu viel Wärme abführen. Das Netzteil transformiert die Spannung herunter, verändert aber nicht den zeitlichen Verlauf. Hierbei werden zum großen Teil auch die Störungen noch durch gelassen (Bild 3.2).

¹-10%/+6% Toleranz, das entspricht einem Spannungsbereich von 207V bis 244V

²9V ist der empfohlene Wert, bei höheren Spannungen muss besondere Sorgfalt auf die Kühlung des Spannungswandlers gelegt werden

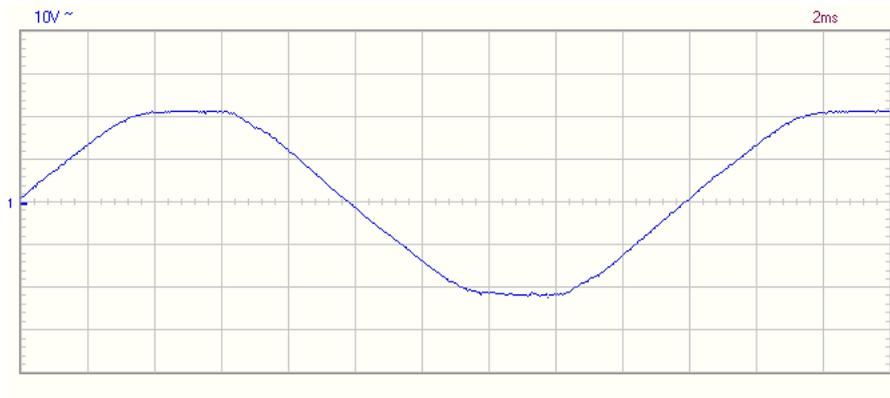


Bild 3.2.: Spannungsverlauf ohne Filter

3.1.2. Filterung der Netzstörungen

Die Sinuskurve der Wechselspannung wird unter anderem auch durch andere im Haushalt angeschlossene Geräte stark gestört. Deshalb wird die Spannung durch einen passiven Tiefpass gefiltert um die Sinuskurve zu glätten (Bild 3.3). Der Tiefpass wird als RC-Glied 1. Ordnung mit einer Grenzfrequenz von $f_g = 50\text{Hz}$ realisiert. Die Berechnung des Tiefpasses erfolgt durch die Formel

$$f_c = \frac{1}{2\pi R \cdot C} \quad (3.1)$$

Umgestellt nach C ergibt sich

$$C = \frac{1}{2\pi R \cdot f_c} \quad (3.2)$$

Der Widerstand wird mit $10\text{k}\Omega$ vorgegeben und so ergibt sich für den Wert des Kondensators

$$\frac{1}{2\pi \cdot 10\text{k}\Omega \cdot 50\text{Hz}} = 318\text{nF} \quad (3.3)$$

Der nächste Wert in der E6-Reihe³ ist 330nF , wodurch sich eine Grenzfrequenz von $48,2\text{Hz}$ ergibt, was hinreichend genau ist.

Durch diese Filterung können zum Beispiel Spikes⁴ herausgefiltert werden (s. Bild 3.3). Diese Filterung durch den Tiefpaß ist noch nicht ausreichend gegen alle Störungen, die im Energieversorgungsnetz auftreten können. Für eine erste Filterung reicht dieses aber aus, weitere eventuelle Störungen werden später durch die weitere Beschaltung und auch durch die Programmierung des Mikrocontrollers abgefangen.

³Die Reihen sind in der Norm DIN IEC 60063 - Vorzugsreihen für die Nennwerte von Widerständen und Kondensatoren festgelegt, vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/E-Reihe>

⁴sehr kurze Spannungsspitzen

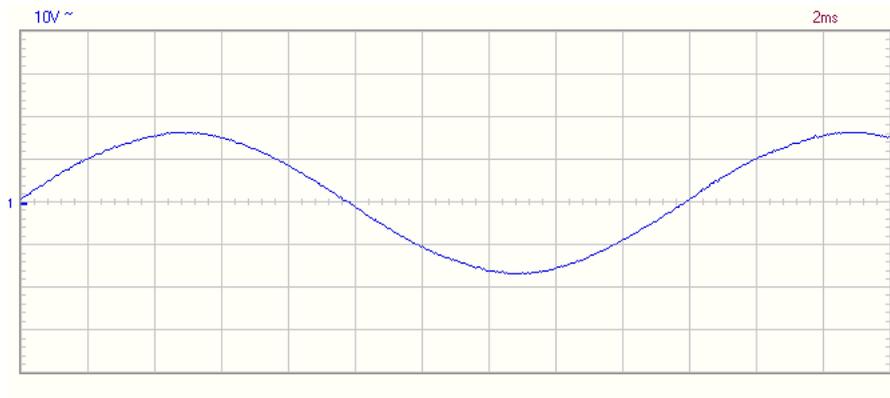


Bild 3.3.: Glättung durch den Tiefpaß

3.1.3. Anpassen der Spannung

Im weiteren Verlauf der Schaltung wird mit positiven Spannungen gearbeitet, daher wird die negative Halbwelle durch eine Diode entfernt (Bild 3.4). Ein „Hochbiegen“ der unteren Flanke, um doppelt so viele Flanken zur Auswertung zu haben, wäre auch möglich, wird aber aufgrund des höheren Bauteilbedarfs unterlassen⁵.

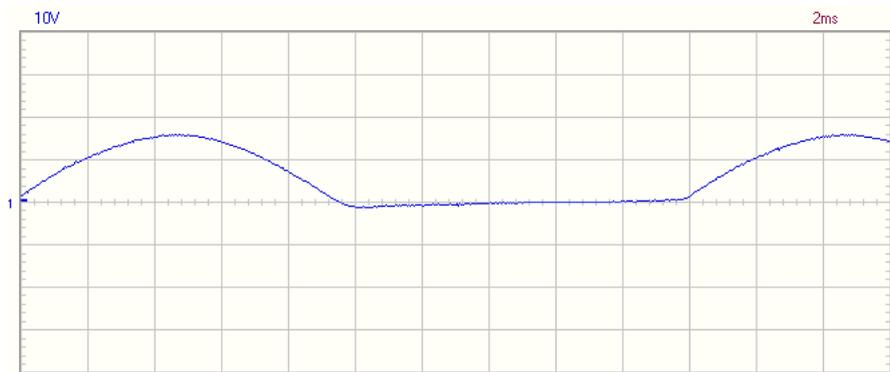


Bild 3.4.: Entfernung der negativen Halbwelle

Durch eine in Sperrrichtung nachgeschaltete Zener-Diode wird die Spannung begrenzt (Bild 3.5). Zener-Dioden verhalten sich in Durchlassrichtung wie normale Dioden, in Sperrrichtung werden sie ab einer bestimmten Sperrspannung niederohmig. Als Wert für diese sogenannte Durchbruchspannung wird für die Schaltung 4,7V gewählt.

⁵Trotzdem ist, wie sich später gezeigt hat, eine sehr genaue Messung möglich.

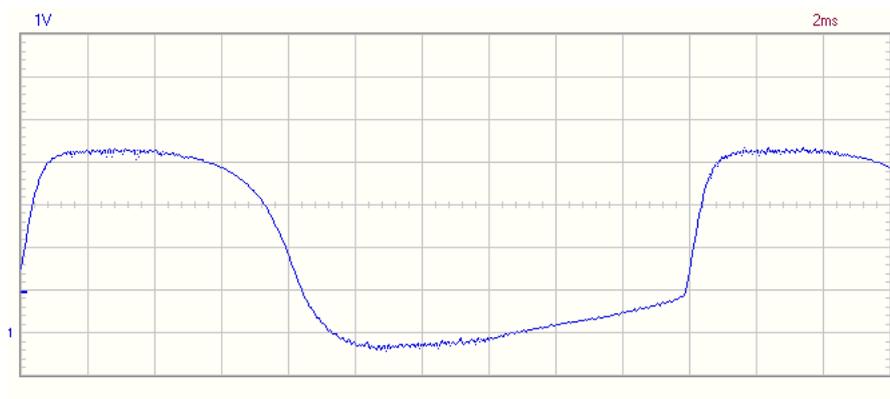


Bild 3.5.: Begrenzung der Spannung

3.1.4. Anpassung der Kurvenform

Durch das Begrenzen der Spannung auf ungefähr 5V wird der Kurvenverlauf schon „eckiger“. Um eine gute Erkennung der Flanken durch den Mikrocontroller zu gewährleisten, sollten die Flanken idealerweise sehr steil sein. Um dieses zu erreichen - und auch, um den Wechselspannungsteil der Schaltung von dem Gleichspannungsteil zu trennen - befindet sich noch ein Optokoppler in der Schaltung. Ein Optokoppler dient zur Übertragung eines elektrischen Signals zwischen zwei getrennten Stromkreisen. Er besteht aus einem Sender, wie zum Beispiel einer Leuchtdiode, und einem Fototransistor als optischen Empfänger. Diese sind beide in einem lichtundurchlässigen Gehäuse untergebracht. Der verwendete Optokoppler vom Typ 4N28 bietet eine Bandbreite von 300kHz und ist somit ausreichend schnell.



Bild 3.6.: Spannungsverlauf nach Optokoppler

Die Steilheit der Flanken reicht noch nicht aus, um eine sichere Erkennung durch den Mikrocontroller zu gewährleisten. Daher wird noch ein Operationsverstärker als Komparator genutzt, um steile Flanken zu erhalten (Bild 3.7).

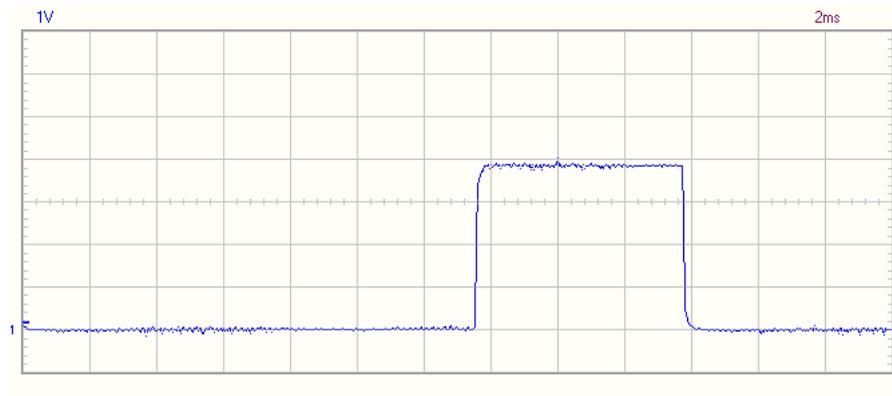


Bild 3.7.: Steile Flanken durch den Operationsverstärker

3.1.5. Auswertung durch den Mikrocontroller

Nachdem durch den Operationsverstärker sehr steile Flanken erzeugt werden, werden diese auf den Input Capture Pin des Mikrocontrollers gegeben. Dieser registriert jeden steigenden Flankenwechsel und erhöht einen Zähler, um die Anzahl der Perioden zu erhalten.

Eine Auswertung des Zählerstands und der Anzahl der aufgezeichneten Perioden erfolgt jede Sekunde. Hierfür wird ein zweiter Timer des Mikrocontrollers genutzt, welcher die Sekunden zählt. Nach Ablauf einer Sekunde wird auf den nächsten Flankenwechsel am Input-Pin reagiert und anhand der durchlaufenden Perioden die durchschnittliche Netzfrequenz der letzten Sekunde errechnet.

Die abgelaufenen Zeit seit der letzten Berechnung eine Sekunde zuvor wird wie folgt berechnet:

$$\text{Zeit} = (\text{Overflows} \cdot 65536) + \text{EndTime} - \text{StartTime} \quad (3.4)$$

Der Timer des Mikrocontrollers zählt bis 65536 und fängt danach wieder bei 0 an. Um trotzdem auch längere Zeiträume erfassen zu können, werden über ein Register die Anzahl der Überläufe erfasst. Bei EndTime und StartTime handelt es sich um unsigned-Variablen⁶. Daher muss nicht berücksichtigt werden, dass der Wert für die Startzeit auch größer als der Wert für die Endzeit sein kann und es kommt trotzdem das richtige Ergebnis heraus.

Nach der Ermittlung der abgelaufenen Zeit wird anhand der Anzahl der Flanken der durchschnittliche Netzfrequenzwert der letzten Sekunde errechnet:

⁶vorzeichenlose Variablen

$$\text{Frequenz} = (\text{Taktfrequenz}) / \text{Erg} \cdot \text{Anzahl Flanken} \quad (3.5)$$

Durch diese Durchschnittsbildung wird der Jitter⁷ ausgeglichen, der trotz der vorherigen Filterung noch in dem Kurvenverlauf der Netzfrequenz vorhanden ist. Da im europäischen Verbundnetz maximal kurzzeitige Frequenzabweichungen von 800mHz erlaubt sind (siehe Kapitel 2.4.2), werden Messwerte über 51Hz und unter 49Hz verworfen. Höhere Abweichungen wären nur bei einem extrem gestörten Netzbetrieb zu erwarten. Die Hauptanwendung dieses Frequenzmessgerätes ist aber für den Betrieb innerhalb normaler Netzparameter gedacht, deswegen dürfen Messwerte verworfen werden, die extrem stark abweichen.

Der errechnete Frequenzwert wird anschließend über die serielle Schnittstelle ausgegeben und kann über ein angeschlossenes Gerät ausgewertet und gespeichert werden. Da die Ausgabe direkt nach der sekundlichen Berechnung des Messwertes erfolgt, wird auch jede Sekunde ein Wert übertragen. Während der Übertragung erfolgt keine Zählung der Flanken. Dadurch wird der Messwert nicht über alle 50 Perioden ermittelt, sondern es sind ungefähr 46 bis 47⁸. Damit auch dann jede Sekunde ein Wert über die serielle Schnittstelle ausgegeben werden kann, wenn ein Messwert als unplausibel verworfen wird, wird hier der letzte Frequenzwert noch einmal übertragen. Die Frequenzen schwanken innerhalb so kurzer Zeit nicht so stark, als dass dieses Verhalten eine große Verfälschung hervorrufen kann.

3.1.6. Aufbau der Hardware

Für die Erstellung der Leiterplatte wird das Programm EAGLE⁹ der Firma Cadsoft¹⁰ genutzt. Über EAGLE wird zuerst der Schaltplan gezeichnet und anschliessend mit Hilfe des Autorouters das Layout festgelegt (Schaltplan, Bestückungsplan und das Platinenlayout befinden sich in Anhang A.1). Für die Übertragung des Layouts auf die Platine wird die Tonertransfermethode verwendet. Dabei wird das Layout auf ein spezielles Papier gedruckt und anschliessend der Toner durch ein Bügeleisen oder ein Laminiergerät auf die Platine übertragen. Nach dem Ätzen der Platine muss diese vor dem Bestücken noch von Tonerresten befreit und mit Lötstoplack versehen werden, um das Löten zu vereinfachen. Bild 3.8 zeigt das fertige Netzfrequenzmessgerät.

⁷zeitliches Taktzittern

⁸Dieser Wert wurde ermittelt, indem zusätzlich zu der Frequenz noch die Anzahl der Flanken über die serielle Schnittstelle an den angeschlossenen Computer übergeben wurden.

⁹Einfach Anzuwendender Grafischer Layout-Editor

¹⁰Download einer kostenlosen, eingeschränkten Version unter <http://www.cadsoft.de/>

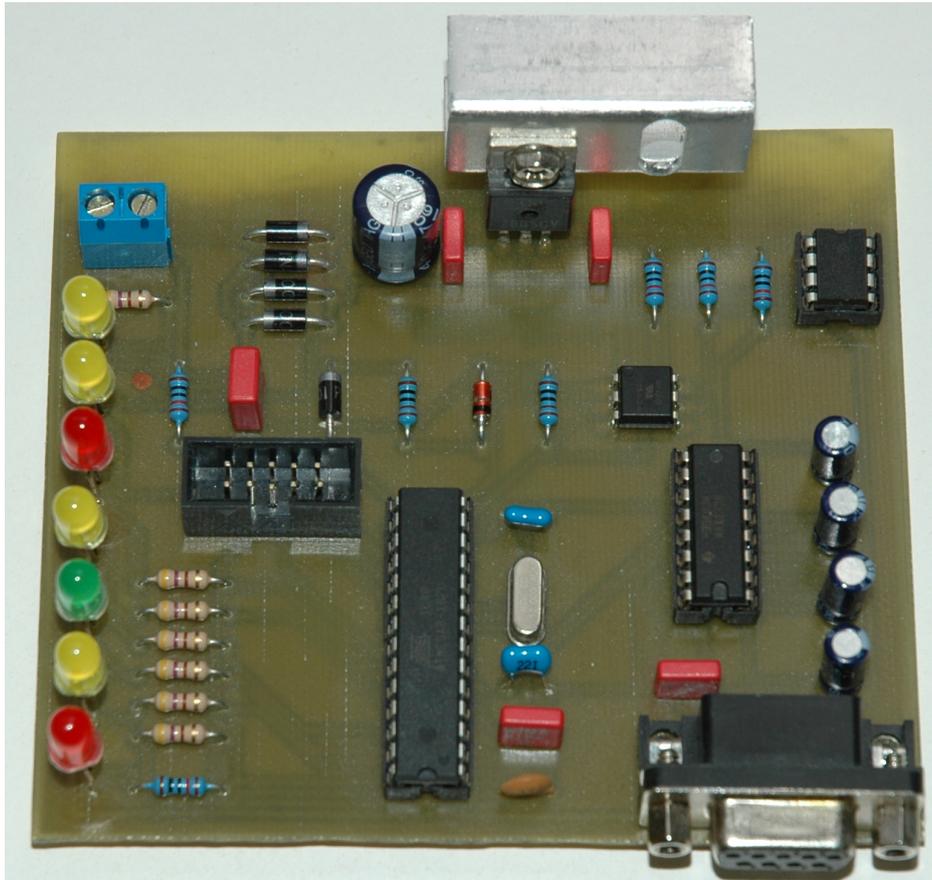


Bild 3.8.: Fertiges Frequenzmessgerät

3.1.7. Genauigkeit der Messung

Der für den Takt des Mikrocontrollers verwendete Quarz unterliegt natürlichen Frequenzschwankungen und kann eine Abweichung von bis zu 50ppm¹¹ haben, das entspricht 0,005% des eigentlichen Wertes. Da die Taktfrequenz für die Netzfrequenzmessung als Referenz genommen wird, ist die Messung der Netzfrequenz direkt betroffen.

¹¹ppm: parts per million

3.2. Speicherung Frequenzdaten

Das Netzfrequenzmessgerät besitzt keine eigene Speichermöglichkeit und gibt die Daten lediglich zeitgleich über die serielle Schnittstelle aus. Aus diesem Grund ist noch weitere Hardware zur Speicherung nötig. Für das Aufnehmen der Daten wird jeweils ein Linuxrechner genutzt. Hier werden keine großen Ansprüche an die Hardware gestellt, dieses kann jeder Computer übernehmen¹². Zur Speicherung der Daten wird eine MySQL-Datenbank genutzt, die auf einem über das Internet erreichbaren Server liegt. Die Daten werden, sobald sie vom Frequenzmessgerät an den angeschlossenen Computer geschickt werden, mit einem Zeitstempel versehen und sofort in die Datenbank eingetragen. Das Eintragen geschieht über ein einfaches Shell-Skript (Listing 3.2, Skript für das Messgerät mit der ID 3, die Benutzerdaten wurden unkenntlich gemacht). Das Shell-Skript empfängt in einer Endlosschleife die Daten der seriellen Schnittstelle und legt diese in der Datenbank ab.

```
while read -r frequenz anzahl overflows sek endtime starttime;
do mysql --execute="insert into mjay_freq values(NULL, 3, NULL,
    $(date +%s), $frequenz);" -u[user] -p[password] -Dfreq -h[IP];
done
```

An die Datenbank werden die Werte *NULL*, *3*, *NULL*, *\$(date +%s)* und *\$frequenz* übergeben. Für das erste *NULL* wird in der Datenbank die laufende ID des Wertes eingetragen, danach folgt die ID des Messgerätes, um die Daten der einzelnen Messstellen auseinander halten zu können (hier ist es die ID 3). Das zweite *NULL* in den übergebenen Daten wird in der Datenbank durch den aktuellen Zeitstempel des Eintragens ersetzt. Der Befehl *date +%s* überträgt die aktuelle Uhrzeit des Computers im Unix-Timestamp Format¹³. Abschließend wird in die letzte Spalte die aktuelle Frequenz eingetragen.

3.2.1. Aufbereitung der Daten

Aufgrund der Art und Weise der Verarbeitung der Daten kann es dazu kommen, dass für bestimmte Zeitstempel mehrere Werte vorhanden sind oder dass Werte fehlen. Fehlende Werte können zum Beispiel durch einen Ausfall der Messgeräte, der Internetverbindung oder des aufnehmenden Datenbankservers kommen. Auch die interne Zeitmessung des Frequenzmessgeräts ist nicht hinreichend genau, um über einen langen Zeitraum wirklich

¹²Einer der Computer zur Aufnahme der Daten ist zum Beispiel ein kleiner Minirechner auf Basis eines Mini-ITX-Mainboard von VIA mit einem 1GHz Prozessor und 256MB Hauptspeicher: <http://www.viaembedded.com/en/products/boards/productDetail.jsp?productLine=1&id=81&tabs=1>

¹³die vergangenen Sekunden seit dem 1. Januar 1970 00:00 Uhr UTC

jede Sekunde genau zu treffen. Daher ist teilweise etwas Aufwand nötig, um die Frequenzdaten für eine Weiterverarbeitung bzw. Darstellung aufzubereiten.

Beim Messen gab es zum Beispiel teilweise etwas Schwierigkeiten, die korrekte Zeit abzubilden. Dadurch kommt es zu Verschiebungen, was wiederum dazu führt, dass einige Zeiten doppelt vorhanden sind. Dann gibt es wieder Zeiten, wo ein oder mehrere Messwerte in der Zeitreihe fehlen. Bei einer Ausgabe, bei der von 86400 Messwerten pro Tag ausgegangen wird, kann dieses zu Verschiebungen führen und die Ausgabe unbrauchbar machen. Daher ist es notwendig, die Daten zuerst anzupassen.

3.2.1.1. Frequenzdaten aus der Datenbank

Die Daten zur Netzfrequenz werden alle von einer MySQL-Datenbank aufgenommen. Diese Datenbank besteht aus einer einzigen Tabelle, in der die einzelnen Messgeräte ihre Daten abgelegt haben. Um die Daten der Messgeräte auseinander halten zu können, hat jedes Messgerät eine ID ¹⁴. Um möglichst wenige Fehlzeiten und auf keinen Fall doppelte Werte zu bekommen und um Messfehler der einzelnen Messgeräte auszugleichen, werden die Mittelwerte der Zeiten aus der Datenbank genommen und diese gruppiert. Listing 3.2.1.1 zeigt die Abfrage (am Beispiel vom Juli 2011), mit der die Daten aus der Datenbank geholt werden. Fehler, die zum Beispiel durch die Umstellung auf Winter-/Sommerzeit entstehen, werden in Kauf genommen. So werden durch die Gruppierung der Daten und der Mittelwertbildung für die doppelte Stunde bei der Umstellung von Sommer- auf Winterzeit die Daten nicht stimmen. Weitere Fehler können auftreten, wenn durch Störungen der Verbindung vom Messgerät bis zum Server Laufzeiten oder gar Ausfälle zu verzeichnen sind. Gerade bei starken Laufzeiten, wenn der sendende Rechner die Frequenzdaten zu lange gepuffert hat und ihnen ein zu später Zeitstempel zugeordnet wurde, kann es zu fehlerhaften Daten kommen. Auch diese Fehler werden zunächst in Kauf genommen und gegebenenfalls später untersucht, falls Auffälligkeiten auftreten.

```
select
    timestamp,
    unix_timestamp(timestamp) as unixtimestamp,
    avg(frequenz) as freq
from
    mjay_freq
where
    id>5000000 and
```

¹⁴Leider lässt sich im Nachhinein nicht mehr jedes Messgerät eindeutig einer ID zuordnen, da die Messgeräte an den einzelnen Messstellen zwischendurch ausgetauscht wurden, ohne dass die ID angepasst wurde.

```

timestamp >= "2011-07-01 00:00:00" and
timestamp < "2011-07-02 00:00:00" and
frequenz >= 49.5 and
frequenz <= 50.5
group by timestamp
order by timestamp

```

Tabelle 3.1.: Ausgabe der SQL-Abfrage (Auszug)

<i>timestamp</i>	<i>unixtimestamp</i>	<i>freq</i>
2011-07-01 00:00:00	1309471200	50.026
2011-07-01 00:00:01	1309471201	50.025
2011-07-01 00:00:02	1309471202	50.025
2011-07-01 00:00:03	1309471203	50.027
2011-07-01 00:00:05	1309471205	50.027
2011-07-01 00:00:06	1309471206	50.025
2011-07-01 00:00:08	1309471208	50.0235
2011-07-01 00:00:09	1309471209	50.0195
2011-07-01 00:00:10	1309471210	50.02
2011-07-01 00:00:11	1309471211	50.018
2011-07-01 00:00:12	1309471212	50.017
2011-07-01 00:00:13	1309471213	50.015
2011-07-01 00:00:14	1309471214	50.011
2011-07-01 00:00:15	1309471215	50.012
2011-07-01 00:00:16	1309471216	50.01
2011-07-01 00:00:17	1309471217	50.007
2011-07-01 00:00:19	1309471219	50.004
2011-07-01 00:00:20	1309471220	50.005

Die Werte werden monatsweise aus der Datenbank gelesen, da ein sehr leistungsfähiger Rechner notwendig wäre, um die Datenmengen auf einmal zu bearbeiten ¹⁵.

3.2.1.2. Weitere Bearbeitung der Daten durch ein Python-Skript

Ein Auszug der Ausgabe der Frequenzdaten aus der Datenbank lässt erkennen, dass teilweise Sekundenwerte fehlen. Es wird zur Auswertung zwar keine sekundengenaue Auflösung

¹⁵Die Datenbanktabelle hat derzeit eine Größe von fast 3GB. Um diese zu verarbeiten, wäre ein Rechner mit sehr viel Hauptspeicher notwendig. Nur für diese Aufgabe einen derartig ausgerüsteten Computer zu beschaffen, wurde als unnötig angesehen.

benötigt, allerdings können sich die Grafiken verschieben, wenn zwischendurch Werte fehlen. Die fehlenden Werte werden nicht durch eine SQL-Abfrage eingefügt, da auch hier sehr große Ansprüche an die Hardware des Computers gestellt würden. Deswegen werden die Daten mit einem Python-Skript (Das Skript befindet sich im Anhang A.4) weiterverarbeitet.

Tabelle 3.2.: Ausgabe des Python-Skriptes (Auszug)

<i>timestamp</i>	<i>freq</i>	<i>trumpet</i>
1309471200	50.026	50.031
1309471201	50.025	50.031
1309471202	50.025	50.031
1309471203	50.027	50.032
1309471204	50.027	50.032
1309471205	50.027	50.032
1309471206	50.025	50.032
1309471207	50.025	50.032
1309471208	50.023	50.032
1309471209	50.020	50.032
1309471210	50.020	50.032
1309471211	50.018	50.032
1309471212	50.017	50.032
1309471213	50.015	50.032
1309471214	50.011	50.032
1309471215	50.012	50.032
1309471216	50.010	50.032
1309471217	50.007	50.032
1309471218	50.007	50.032
1309471219	50.004	50.032
1309471220	50.005	50.032

Fehlende Sekundenwerte werden einfach mit den vorherigen Werten aufgefüllt. Die Spalte *trumpet* ist eine Berechnung durch das Skript, auf die später noch eingegangen wird.

3.2.2. Berechnung der Trompetenkurve

Wie in Kapitel 2.4.6 beschrieben, ist die Trompetenkurve ein Maß für die Qualität der Ausregelung einer Störung. Die Netzfrequenz muss nach einer Störung innerhalb der Trompetenkurve verlaufen. Für die Auswertung der gemessenen Daten wird diese Trompetenkurve

etwas zweckentfremdet. Es wird auch schon bei kleineren Störungen (mit einem Toleranzband von 20mHz) die laufende Trompetenkurve errechnet. Sobald die Trompetenkurve von der Netzfrequenzkurve geschnitten wird, wird von einem erneut notwendigen Einsatz von Regelleistung ausgegangen. Die laufende Trompetenkurve wird mit von dem Python-Skript eingefügt, welches auch für die Aufbereitung der Daten zuständig ist.

3.2.3. Visualisierung der Daten mit Matlab

Für die Visualisierung der Daten wird Matlab verwendet. Um eine gute Übersicht über den Frequenzverlauf und die eingesetzte Sekundärregelleistung über einen großen Zeitraum zu bekommen, wird ein Rasterdiagramm¹⁶ [42] genutzt. Das Skript zur Darstellung befindet sich in Anhang A.3.1. Da sich die meisten Frequenz-Änderungen in einem Bereich von $\pm 100\text{mHz}$ befinden, werden größere Abweichungen als Ausnahmen angesehen und höhere Werte auf einen Maximalwert von 49,92Hz bzw. 50,08Hz gesetzt. So lässt sich die Darstellung im Rasterdiagramm besser auswerten, da der Kontrast bei kleineren Frequenzabweichungen größer ist. Die Grenzwerte wurden durch Ausprobieren herausgefunden¹⁷. Die Darstellung der eingesetzten Regelleistung besteht aus der Summe der negativen und der positiven Sekundärregelleistung¹⁸.

¹⁶engl.: carpetplot

¹⁷Ein Rasterdiagramm ohne diese Begrenzung befindet sich auf der zu dieser Arbeit gehörenden DVD

¹⁸Auch für diese Rasterdiagramme befinden sich auf der DVD weitere Bilder, in denen die negativen und die positiven Werte getrennt gezeigt werden

4. Auswertung und Analyse

Nach der Beschreibung der für dieser Arbeit notwendigen Grundlagen und dem Aufbau des Frequenzmessgerätes werden nachfolgend die Ergebnisse analysiert. Zuerst wird die Messgenauigkeit des Messgerätes betrachtet. Anschließend werden die Daten zur Netzfrequenz und zur Regelleistung zunächst einzeln betrachtet und dann die Zusammenhänge untersucht. Für die Untersuchung der Zusammenhänge werden besondere Ereignisse und Auffälligkeiten beispielhaft dargestellt. Außerdem wird versucht, über künstliche neuronale Netze einen Zusammenhang zwischen den Daten herzustellen. Abschließend wird kurz auf den InSeL-Regler eingegangen und wie die Erkenntnisse zur Netzfrequenz in diesen einfließen könnten.

4.1. Messgenauigkeit

Eine Aussage über die Messgenauigkeit ist nicht direkt möglich, da keine Referenzwerte zur Verfügung stehen. Daher wird über folgende Versuche eine Abschätzung getroffen:

Funktionsgenerator

Über einen Funktionsgenerator wird ein Rechtecksignal von 50,000Hz direkt auf den Eingang des Mikrocontrollers gegeben. Am Ausgang ergibt sich über einen Zeitraum von 1 Minute ein Durchschnittswert von 49,9998Hz¹. Hier ist ein Fehler von 0,2mHz vorhanden. Die Toleranz des genutzten Funktionsgenerators² ist vom Hersteller mit <1% angegeben, eine Vergleichsmessung mit einem Oszilloskop zeigt für die hier genutzten relativ geringen Frequenzen allerdings eine hohe Genauigkeit des Funktionsgenerators an.

Durchschnitt

Der Durchschnitt der Netzfrequenz beträgt über einen langen Zeitraum laut Vorgabe der UC-TE immer genau 50Hz und wird bei Abweichungen durch Anpassen der Sollfrequenz um \pm

¹Die gleiche Messung mit einer Sinuskurve von 50Hz am Eingang des Mikrocontrollers ergibt Abweichungen von über 10mHz. Hier zeigt sich die Wichtigkeit der vorherigen Filterung

²Velleman PCSGU250

10mHz laufend ausgeglichen. Daraus folgt, dass auch der Durchschnitt der Messung langfristig bei 50Hz liegen muss.

Tabelle 4.1 zeigt die Durchschnittswerte der einzelnen Messgeräte für ihren jeweiligen kompletten Messzeitraum³.

Tabelle 4.1.: Durchschnittswert der einzelnen Messgeräte über ihren kompletten Messzeitraum (auf vier Nachkommastellen gerundet)

Messgerät-ID	Durchschnitt
1	50.0002
2	50.0002
3	49.9994

Die Durchschnittswerte zeigen, dass die einzelnen Messgeräte keine große Abweichung von der durchschnittlichen Sollfrequenz von 50Hz aufweisen. Daher ist von einer großen Langzeitstabilität auszugehen.

Abweichung des Schwingquarzes

Die Genauigkeit der Frequenzmessung durch den Mikrocontroller ist sehr stark von der Güte des verwendeten Quarzes abhängig, da die Netzfrequenz durch einen Vergleich mit dem aus dem Quarz erzeugten Referenztakt ermittelt wird. Der verwendete Quarz hat eine Toleranz von 10ppm bis 50ppm, für diese Abschätzung wird zuerst der Maximalwert von 50ppm angenommen, was eine Abweichung von bis zu 600Hz bezogen auf die Schwingfrequenz von 12MHz des Quarzes bedeutet, womit die gemessene Frequenz um 2,5mHz abweichen würde. Eine derartige Abweichung würde sich auch um einen um 2,5mHz verschobenen Durchschnittswert bemerkbar machen, dieses ist hier nicht der Fall.

Online-Anzeigen der Übertragungsnetzbetreiber

Einige Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen teilweise die Netzfrequenz auf ihrer Webseite. Diese sind allerdings nur zur Veranschaulichung gedacht, werden nicht oft genug aktualisiert und sind zudem noch stark zeitverzögert. Deshalb eignen sich diese Werte nur bedingt für einen Vergleich. Hier zeigt sich aber, dass die Stärke der Schwankungen im gleichen Bereich wie die der hier genutzten ist.

Vergleich der verschiedenen Messgeräte

Ein laufender Vergleich von zwei baugleichen Messgeräten aus dieser Arbeit (ID 2 und 3)

³Da die Messungen anfänglich nur zum Testen der Messgeräte gedacht waren und nicht so viel Wert auf eine genaue Langzeitmessung gelegt wurde, wurde hier leider nicht so viel Wert auf die eindeutige Zuordnung der Messgeräte und Orte zur ID gelegt und diese wurden teilweise untereinander getauscht. Daher können die Messzeiträume und auch die IDs im Nachhinein nicht mehr sicher zugeordnet werden

zeigt eine laufende Differenz zwischen den beiden Geräten von ungefähr 1mHz. In Bild 4.1 ist eine Messung der Messgeräte über ungefähr 1 Minute dargestellt. Hier ist diese Differenz deutlich zu erkennen. Selten sind auch größere Abweichungen als 1mHz zu verzeichnen, wobei es sich hierbei sehr wahrscheinlich um Messfehler handelt.



50.026 Hz // 0.000 Hz

Bild 4.1.: von zwei Messgeräten gleichzeitig gemessene Frequenzkurve

Dieses entspricht den Werten aus Tabelle 4.1, wo das Messgerät mit der ID 3 einen um ca. 1mHz geringeren Durchschnitt als das Messgerät mit der ID 2 aufweist⁴. Kleinere Abweichungen, die während eines starken Anstiegs oder Abfalls der Kurve zu sehen sind, können dadurch erklärt werden, dass die Messgeräte nicht zeitsynchron laufen. Allerdings gibt es auch teilweise Abweichungen, die sich dadurch nicht erklären lassen. Hier sind die Ursachen eher Störungen im Stromnetz, die nicht ausreichend gefiltert werden.

Aufgrund dieser Faktoren wird ein Messfehler von 1mHz über einen längeren Zeitraum und ein Messfehler von 5mHz bei Einzelwerten angenommen, die durch Störungen im Stromnetz entstehen.

⁴Dass die beiden Messgeräte in den Netzen von verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern stehen ist hier nicht relevant, da der Durchschnitt über einen langen Zeitraum trotzdem gleich sein müsste

4.2. Netzfrequenz

Bild 4.2 zeigt den Verlauf der Netzfrequenz vom 01. Juli 2011 bis zum 30. April 2012. Wie unter Kapitel 3.2.3 beschrieben, werden die Daten begrenzt, um einen guten Kontrast zu erreichen und um auch die niedrigen Werte besser unterscheiden zu können. Da hohe Frequenzen den Einsatz von negativer Regelenergie und niedrige Frequenzen den Einsatz von positiver Regelenergie nötig machen, werden die Farben der Frequenzdaten negiert damit sie besser mit den Farben der Regelleistung vergleichbar sind.

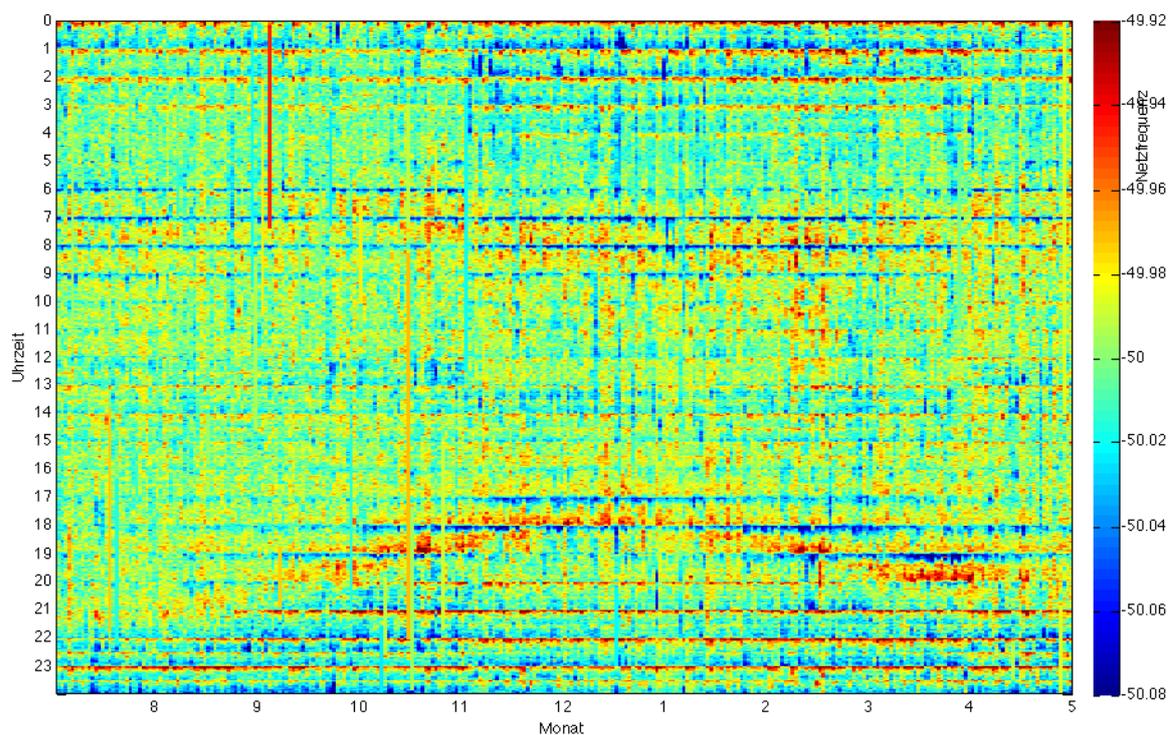


Bild 4.2.: Verlauf der Netzfrequenz von Juli 2011 bis Ende April 2012

4.2.1. Darstellungs-/Messfehler

Die sich durch mehrere Stunden durchziehenden einfarbigen Streifen von oben nach unten (zum Beispiel Anfang September und Mitte Oktober) sind Ausfälle in der Frequenzaufzeichnung. Da fehlende Werte durch den letzten vorhandenen aufgefüllt wurden (um die korrekte Anzahl von 86400 Werten pro Tag zu erhalten), äußert sich dieses bei längeren Ausfällen in

den Streifen.

Die leichte Verschiebung der Werte vor allem in den Morgenstunden ab Anfang November deckt sich mit dem Zeitpunkt einer Veränderung der Messung. Hier wurde ein neues Messgerät mit veränderter Firmware in Betrieb genommen und die Messorte wurden getauscht. Obwohl die Messgeräte zueinander lediglich eine Differenz von ca. 2mHz aufweisen, scheint diese Veränderung in den Daten daher zu kommen und ist nicht mit einer Veränderung der tatsächlichen Frequenz zu erklären.

4.2.2. Abweichungen im Tagesverlauf

Die Abweichungen in der Frequenz gegenüber 50Hz sind umso stärker, je stärker die Laständerung ist. Starke Laständerungen entstehen durch nicht prognostiziertes Verhalten der Verbraucher, Netzfehler und Kraftwerksausfälle. Seit der verstärkten Nutzung von regenerativen Energien wie Solar- oder Windkraft spielt auch hier die Genauigkeit der Wettervorhersage eine große Rolle, da das Wetter den Ertrag dieser Energieformen stark beeinträchtigt. Die Erzeugung konventioneller Energien kann gut gesteuert und somit auch gut vorhergesagt werden, bei den Regenerativen ist dieses nicht immer der Fall.

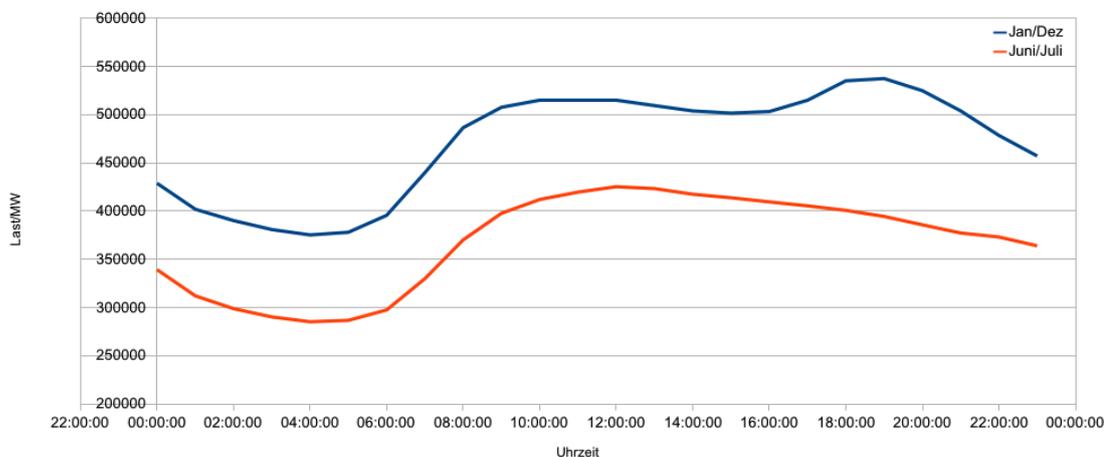


Bild 4.3.: Lastverlauf im Sommer (Juni/Juli) und im Winter (Dezember/Januar) am jeweils 3. Mittwoch des Monats

Auffällig ist, dass sich die Abweichungen von der Sollfrequenz nicht durch ein gleichmäßiges Rauschen bemerkbar machen, sondern dass die Frequenzänderungen besonders zum Stundenwechsel auftreten. Der Grund dafür ist, dass die Bilanzkreisverantwortlichen zwar

eine Prognose pro Viertelstunde abgeben, die Händler an der Strombörse aber stundenweise die Kapazitäten einkaufen und diese dann auch erst zum Stundenwechsel zugeschaltet werden. Dadurch kommt es besonders in den Morgenstunden und im Winter auch in den Abendstunden zu einer Überversorgung nach der Aktivierung der Leistung und die Netzfrequenz steigt kurzzeitig bis zum Einsetzen der (negativen) Regelleistung.

In den späten Abendstunden und am frühen Morgen zeigt sich ein umgekehrtes Bild. Hier wird stundenweise die Erzeugung heruntergefahren. Das hat zur Folge, dass zum Beginn einer vollen Stunde die Netzfrequenz sinkt und im Verlauf der Stunde wieder ansteigt.

Leichte Frequenzveränderungen nach oben sind noch in der Mittagszeit von 12:00 - 14:00 Uhr herum zu beobachten. Zu diesem Zeitpunkt hat die Lastkurve einen Wendepunkt und nach der morgendlichen Zuschaltung von Erzeugungskapazitäten müssen diese jetzt langsam wieder abgeschaltet werden.

4.2.3. Abweichungen im Jahresverlauf

Bild 4.3⁵ zeigt den Lastverlauf im Sommer am Beispiel der Monate Juni/Juli und Dezember/Januar jeweils am 3. Mittwoch des Monats. Im Winter ist der Energieverbrauch größer als im Sommer, die Höhe des Verbrauches verändert aber offensichtlich nicht den Verlauf der Netzfrequenz. Der Anstieg der Last in den Abendstunden, welcher nur in den Wintermonaten zu beobachten ist, lässt sich aber auch in dem Frequenzverlauf wieder erkennen. Hier sinkt nicht nur die Frequenz in den Morgenstunden beim Lastanstieg ab 5:00/6:00 Uhr, sondern auch ab dem Herbst bis zum Frühling, wenn die Sonne früher am Tag untergeht. In den Morgenstunden ist kaum eine Verschiebung des Frequenzverlaufes in Abhängigkeit vom Sonnenaufgang zu erkennen. Morgens ist auch in der Lastkurve lediglich eine Parallelverschiebung um ca. 100GW zu sehen. Der Verlauf der ansteigenden Last ist morgens im Winter und im Sommer relativ gleich.

Der Effekt, dass in den späten Abendstunden die Frequenz während eines Stundenwechsels sinkt und danach wieder steigt, ist in den Wintermonaten stärker zu beobachten. Dieses liegt daran, dass der Verbrauch abends im Winter stärker abfällt und die erzeugten Energiemengen zwischen den nachfolgenden Stunden eine größere Differenz aufweisen.

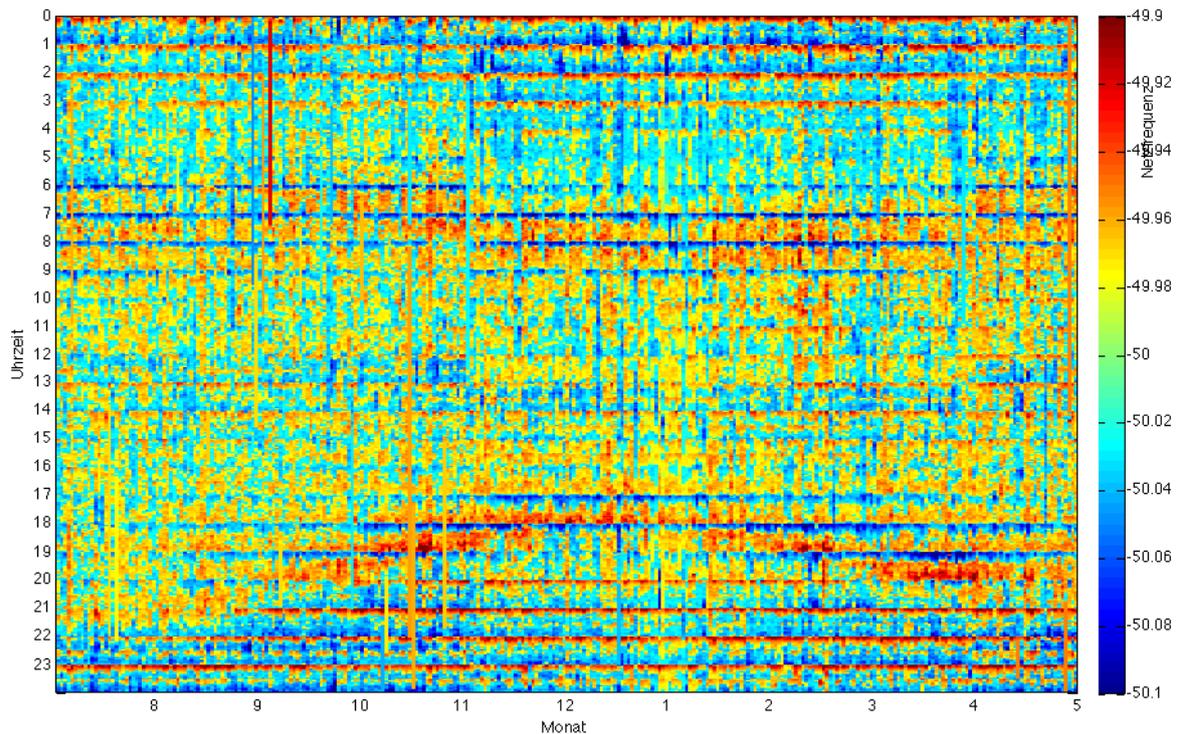


Bild 4.4.: Verlauf der errechneten Trompetenkurve von Juli 2011 bis Ende April 2012

4.2.4. Besondere Ereignisse

Stromausfall in Hannover

Im Zeitraum der Netzfrequenzmessung kam es zu einem größeren Stromausfall im Stadtgebiet Hannover am 13. Juli 2011 um 22:34 Uhr. Grund dafür war ein Ausfall eines Blocks in einem Steinkohlekraftwerk und in einem Umspannwerk [16]. Durch den Ausfall des Kraftwerks hätte eigentlich ein Transformator im Umspannwerk zugeschaltet werden sollen, was durch ein defektes Bauteil aber nicht funktionierte. Aufgrund dessen kam es zu einer Unterversorgung im Stadtgebiet und es wurde Last abgeworfen (siehe auch Kapitel 2.4.2). Anhand der Frequenzaufzeichnung (siehe Bild 4.5) lässt sich erkennen, dass dieser Ausfall (1.)⁶ kaum Auswirkungen auf die Netzfrequenz und die Gesamtstabilität des Netzes hatte, obwohl zwei unvorhergesehene Störungen gleichzeitig eingetreten sind. Ungefähr 20 Minuten nach dem Ausfall wurde der größte Teil des Versorgungsgebietes wieder zugeschaltet (2.). Auch hier gibt es keine Auffälligkeiten in der Netzfrequenz. Erst zum Stundenwechsel gibt es Auffälligkeiten (3.), diese haben aber nur einen sehr geringen Zusammenhang mit

⁵eigene Darstellung mit Daten der Entso-e

⁶siehe Markierungen im Bild 4.5

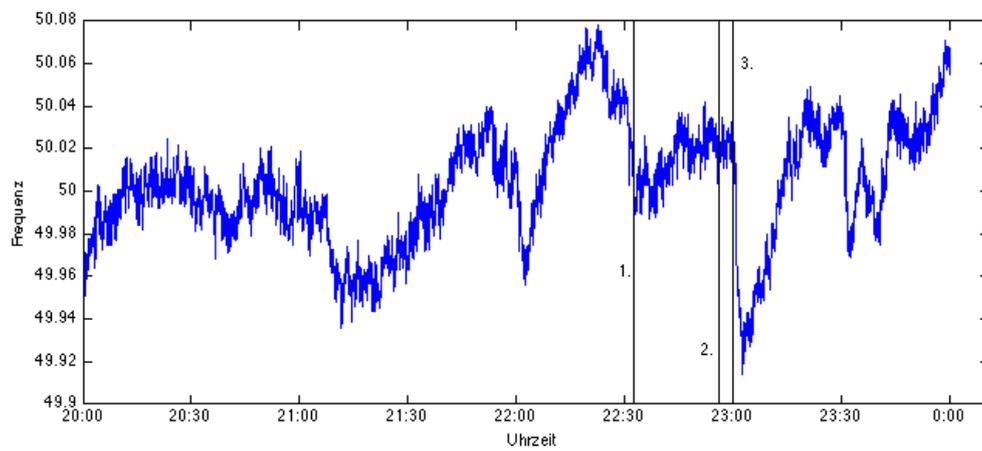


Bild 4.5.: Frequenzverlauf während des Stromausfalls in Hannover

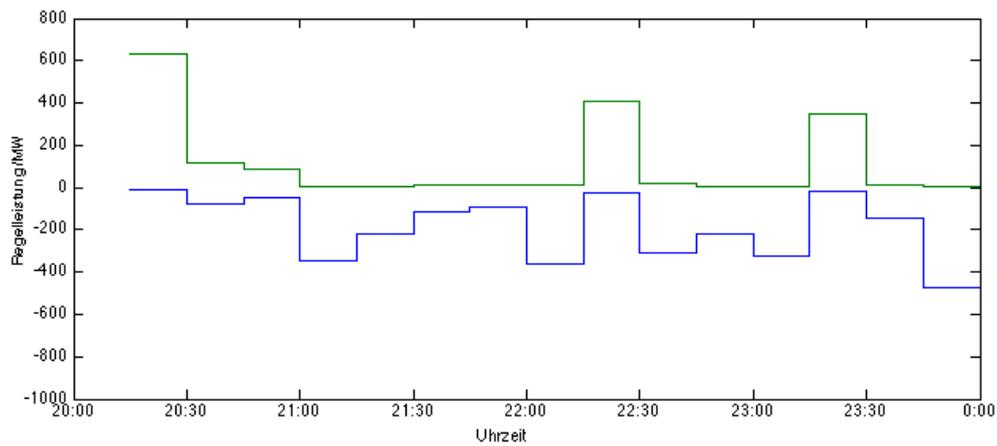


Bild 4.6.: eingesetzte Sekundärregelleistung während des Stromausfalls in Hannover

dem Ausfall. Da die Kraftwerke abends schon aufgrund der abfallenden Lastkurve (siehe auch Bild 4.3 auf Seite 58) ihre Leistung reduzieren, hat sich hier der Effekt der Verringerung der Netzfrequenz durch das kurz zuvor erfolgte Zuschalten der während der Störung abgeworfenen Last möglicherweise noch etwas verstärkt. Das starke Absinken der Netzfrequenz wäre aber zu diesem Zeitpunkt allerdings auch ohne den vorherigen Ausfall eingetreten - wenn auch möglicherweise etwas geringer. Durch das Einsetzen der Primärregelleistung wird die Netzfrequenz wieder auf ihren normalen Wert zurückgeführt.

Erdbeben in Italien

In Bild 4.7 ist der Verlauf der Netzfrequenz während und nach dem Erdbeben in Italien am

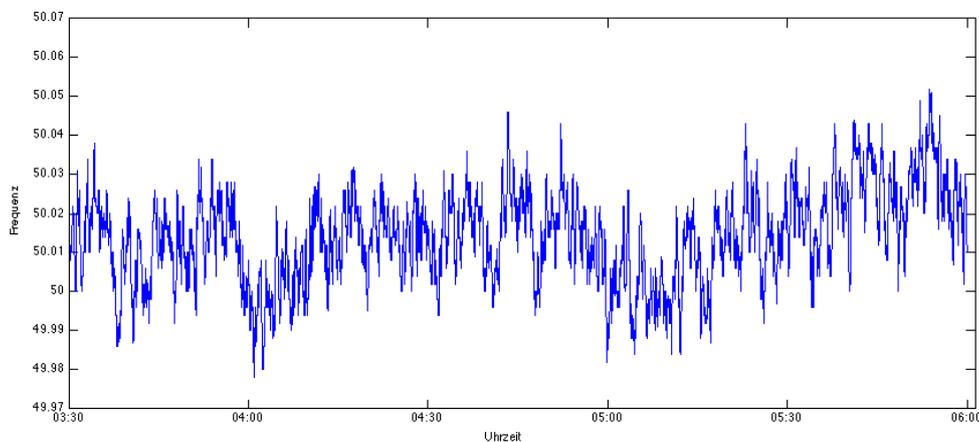


Bild 4.7.: Frequenzverlauf nach dem Erdbeben in Italien am 20. Mai 2012

20. Mai 2012 zu sehen. Aufgrund des Erdbebens und der damit einhergehenden Zerstörungen ist auch mit einer Störung des Stromnetzes zu rechnen. Das Erdbeben ereignete sich um 4:04 Uhr. Der Frequenzverlauf weist zu diesem Zeitpunkt keine Besonderheiten auf. Da die Frequenz vor 4:00 Uhr leicht erhöht war, ist der leichte Abfall zum Stundenwechsel normal und nicht zwingend dem Erdbeben zuzuordnen.

Am 29. Mai 2012 wurde Italien von einem schweren Nachbeben getroffen. Das Nachbeben ereignete sich gegen 9:00 Uhr. Im Gegensatz zum Beben am 20. Mai, welches in den sehr frühen Morgenstunden statt fand, war der Energieverbrauch zu diesem Zeitpunkt höher und die Industrie hatte bereits mit der Produktion begonnen. In Maranello musste zum Beispiel Ferrari aufgrund des Erdbebens die Produktion in seinem Formel1-Werk einstellen [9]. Doch auch zu diesem Zeitpunkt zeigen sich keine Auffälligkeiten in der Netzfrequenz. Auch hier gibt es lediglich kleinere Schwankungen aufgrund des Stundenwechsels.

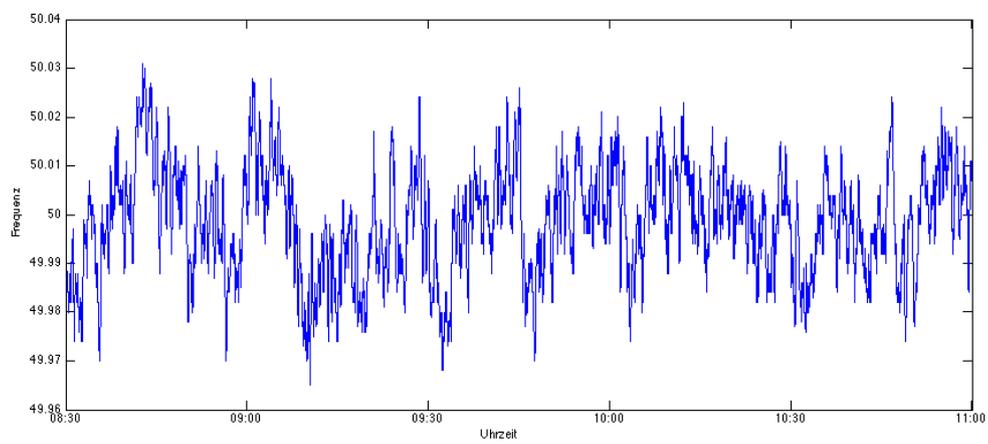


Bild 4.8.: Frequenzverlauf nach dem Erdbeben in Italien am 29. Mai 2012

4.3. Regelleistung

Die in dieser Arbeit genutzten Daten zur Regelleistung werden von der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (www.regelleistung.net) bezogen. Die Plattform dient zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Hier werden auch die Daten veröffentlicht. Die veröffentlichten Daten sind viertelstündlich ausgewiesen. Teilweise wird in einer Viertelstunde sowohl ein negativer als auch ein positiver Regelleistungswert angegeben. Es kann zwar in Ausnahmefällen vorkommen, dass gleichzeitig sowohl positive als auch negative Regelleistung eingesetzt wird, aber diese Werte kommen eher dadurch zustande, dass zum Beispiel am Anfang einer Viertelstunde positive und am Ende negative Regelleistung eingesetzt wird.

Für einen allgemeinen Vergleich der Regelleistung mit der Netzfrequenz werden hier zuerst die Regelleistungsdaten aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber betrachtet. Besser wäre es, wenn alle Daten sämtlicher Übertragungsnetzbetreiber betrachtet werden würden, da auch die Netzfrequenz innerhalb des Gebietes der UCTE überall gleich ist. Leider sind nicht sämtliche Werte zu bekommen und deswegen beschränkt sich die Betrachtung auf die vier Deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

Um besser mit den herunter geladenen Daten arbeiten zu können, werden diese in eine MySQL-Tabelle eingetragen. Dadurch ist es besser möglich, über SQL-Abfragen verschiedene Zeiträume auszuwählen oder auch Zeiträume zusammenzufassen (zum Beispiel „Regelleistung an jedem Montag um 07:00 Uhr“).

4.3.1. Eingesetzte Regelleistung

Bild 4.9 zeigt die eingesetzte Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ab dem 1. Juli 2011 bis zum 9. Mai 2012 in einem Rasterdiagramm ⁷ [42]. Die positiven und die negativen Werte der jeweiligen Viertelstunden wurden addiert.

Im Dezember 2011 wurde verhältnismässig viel negative Regelleistung benötigt. Gründe hierfür sind unter anderem der milde Winter und der hohe Ertrag von Windenergie [19]. Durch den verhältnismässig warmen Winter wurde weniger Energie benötigt.

Im Februar kam es durch die Art und Weise des Handelns der Stomhändler zu starken Unterdeckungen im Stomnetz, welche durch positive Regelleistung kompensiert werden mussten [43] [24] [21]. Ab dem 06. Februar kam es zu starken Schwankungen des Strompreises und der Strompreis stieg teilweise um das Siebenfache der üblichen Großhandelspreise. Es wird vermutet, dass die Bilanzkreisverantwortlichen ihre Prognosen gesenkt haben, um nicht so viel teuren Strom einkaufen zu müssen. Normalerweise ist der Strom, der aufgrund von

⁷engl.: carpetplot

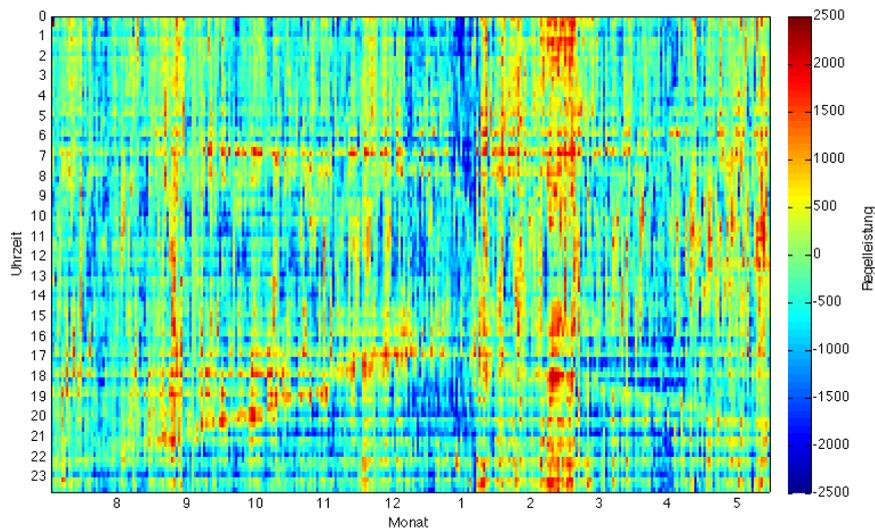


Bild 4.9.: Rasterdiagramm der eingesetzten Regelleistung von Juli 2011 bis Anfang Mai 2012

Lastprognosefehlern der Bilanzkreisverantwortlichen eingekauft werden muss, teurer. Da der Preis für Regelleistung aber relativ gleichbleibend ist, war er in dem betreffenden Zeitraum allerdings günstiger und der Einsatz von Regelleistung hat sich für die Stromhändler finanziell gelohnt. Die Bundesnetzagentur untersucht die Vorfälle.

Das Muster der eingesetzten Regelleistung scheint sich häufig jeden Tag zu wiederholen und nur geringfügig von dem Vortag abzuweichen. Dieser Umstand ist in Bild 4.10 in einer Punktwolke grafisch dargestellt.

Auf der X-Achse ist die eingesetzte Regelleistung aufgetragen, in Y-Richtung stehen die Werte des Folgetages. Der Korrelationskoeffizient liegt bei 0,495.

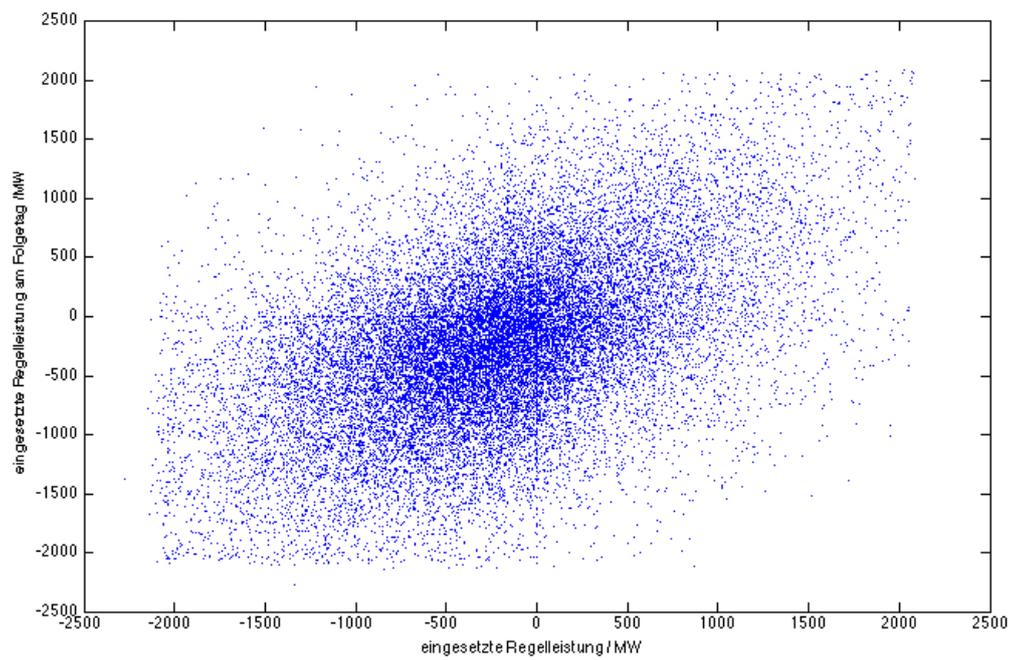


Bild 4.10.: Punktwolke zum Vergleich der eingesetzten Regelleistung zum Folgetag

4.3.2. Vergleich 50Hertz/TenneT

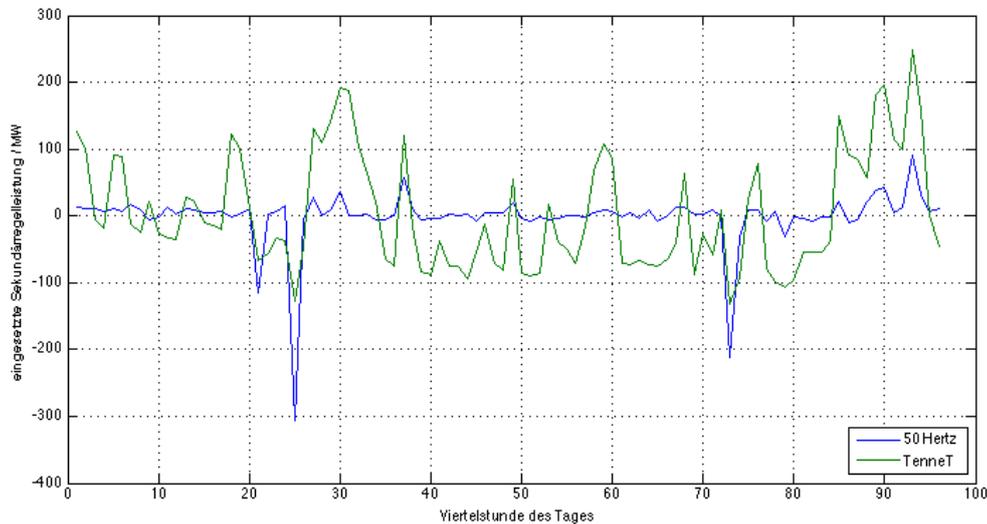


Bild 4.11.: Vergleich des Regelleistungseinsatzes 50Hertz/TenneT

Bild 4.11 zeigt im Vergleich den Einsatz von Sekundärregelleistung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz und TenneT. Hier wird deutlich, dass der Einsatz von Regelleistung nicht nur vom Gesamtnetz beeinflusst wird, sondern dass viel mehr regionale Besonderheiten von Bedeutung sind. Der Korrelationskoeffizient der eingesetzten Regelleistung zwischen den beiden Übertragungsnetzbetreibern ist mit 0,495 relativ niedrig.

Da die Netzfrequenz in allen Übertragungsnetzen gleich ist, sich die eingesetzte Regelleistung der Übertragungsnetzbetreiber aber unterscheidet, wird hier relativ deutlich, dass sich aus der Netzfrequenz ohne weiteres keine Rückschlüsse ziehen lassen, die sich für eine Regelung des Lastmanagements eignen.

4.4. Vergleich Netzfrequenz und Regelleistung

Für einen Vergleich der Netzfrequenz mit der eingesetzten Sekundär-Regelleistung werden folgenden Annahmen getroffen:

- Die Primärregelleistung wird grundsätzlich durch Sekundärregelleistung ersetzt
- Die Netzfrequenz wird auf 50Hz ausgeglichen und eine Abweichung bedeutet, dass Regelleistung für den Ausgleich eingesetzt werden muss

Dieser Ansatz ist notwendig, da es von den Übertragungsnetzbetreibern keine Angaben über den Einsatz von Primärregelleistung gibt und somit kein Vergleich zwischen primärer und sekundärer Regelleistung möglich ist. Die Annahme, dass jede Abweichung der Netzfrequenz Regelleistungsbedarf nach sich zieht und dass Regelleistung nur für den Ausgleich der Netzfrequenz genutzt wird, ist stark vereinfacht. Tatsächlich wird nicht jede geringe Abweichung ausgeglichen und auch der Einsatz von Regelleistung hängt noch von vielen weiteren Faktoren ab.

4.4.1. Zu erkennende Muster

In den Rasterdiagrammen für die Frequenz und der Regelleistung lassen sich einige Muster wieder erkennen. So gibt es eine Auffälligkeit in den Morgenstunden und auch am Abend sind Gemeinsamkeiten zu sehen. Allerdings überwiegen die Bereiche, in denen offensichtlich kein Zusammenhang zwischen der gemessenen Netzfrequenz und der eingesetzten Regelleistung besteht.

Die Punktwolke aus Abbildung 4.12 (Frequenz- und Regelleistungsdaten von November 2011) bestätigt diese Vermutung bereits. Hier liegt der Korrelationskoeffizient bei 0,0391, es besteht also keinerlei (direkter) Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz und der Regelleistung.

Abbildung 4.13 zeigt eine Punktwolke für die Morgenstunden für November 2011, 5:00 - 9:00 Uhr, wobei hier nur die Stundenwechsel Berücksichtigung finden, da die Frequenzschwankungen zu Beginn einer neuen Stunde immer am größten sind. Für die Frequenz wird der Mittelwert der ersten 3 Minuten des Stundenanfangs genommen. Obwohl beim Vergleich der Rasterdiagramme für die Netzfrequenz und die eingesetzte Regelleistung hier vermeintlich Gemeinsamkeiten zu finden waren, zeigt die Punktwolke, dass auch hier keine sichtbare Korrelation zwischen Netzfrequenz und Regelleistung vorhanden ist. Der Korrelationskoeffizient liegt bei 0,0466.

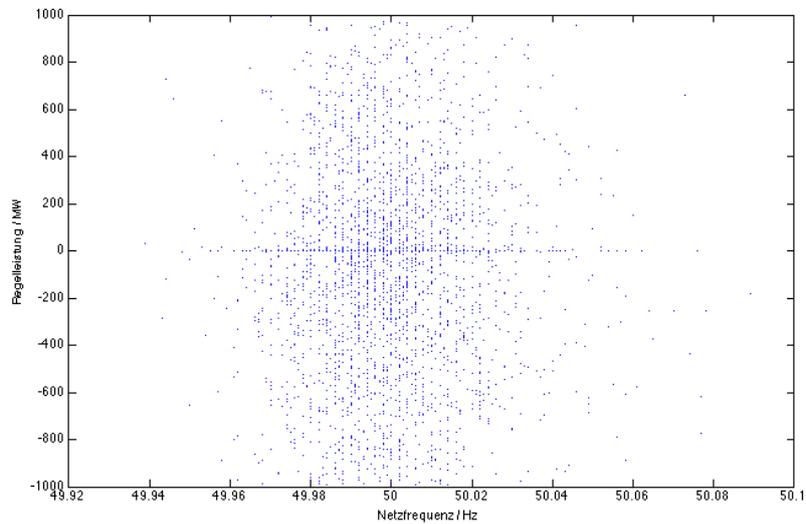


Bild 4.12.: Punktwolke zum Vergleich der eingesetzten Regelleistung zur Netzfrequenz

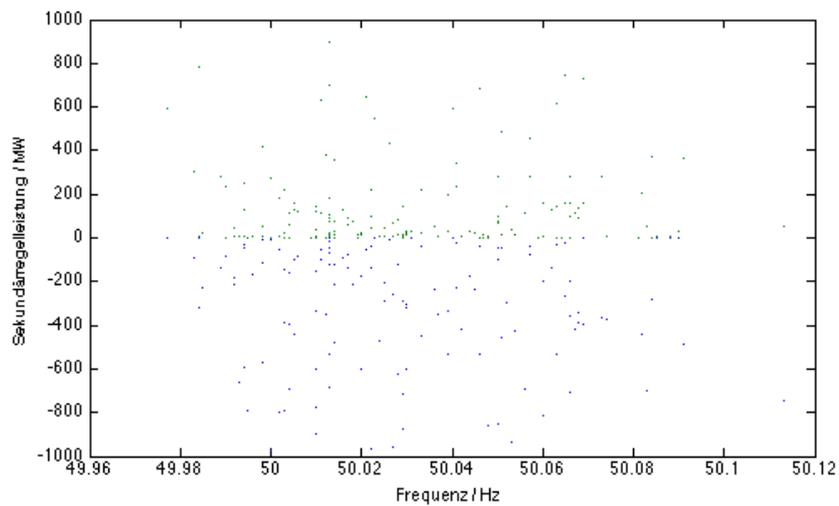


Bild 4.13.: Punktwolke zum Vergleich der eingesetzten Regelleistung zur Netzfrequenz in den Morgenstunden

4.5. Vergleich Trompetenkurve und Regelleistung

Die Trompetenkurve ist eigentlich ein Indikator für die Wirksamkeit der eingesetzten Sekundärregelleistung und wird von den Übertragungsnetzbetreibern erst bei größeren Störungen genutzt. Wie in Kapitel 2.4.6 bereits angedeutet, wird die Trompetenkurve in dieser Arbeit etwas zweckentfremdet und es wird versucht, darüber Aufschluss auf die eingesetzte Regelleistung zu erhalten.

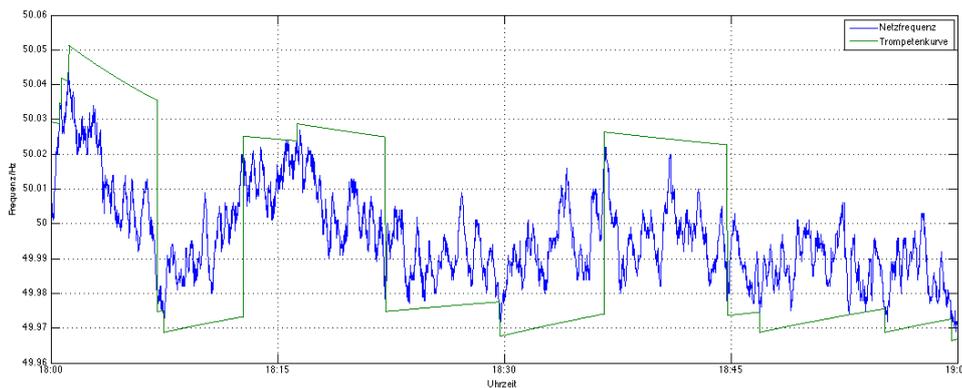


Bild 4.14.: Verlauf der Trompetenkurve

Bild 4.14 zeigt an einem Auszug⁸ der Frequenzdaten vom 01. November 2011 einen möglichen Verlauf der Trompetenkurve⁹. Jede Verletzung der errechneten Trompetenkurve durch die Netzfrequenz hat einen Sprung zur Folge. Solange keine Verletzung vorliegt, geht die Kurve langsam gegen 50Hz.

Eine Verletzung liegt vor, sobald der Betrag der Differenz zu 50Hz der Netzfrequenz größer als der der Trompetenkurve ist, wobei diese Differenz erst ab einer Abweichung von 20mHz von der Sollfrequenz von 50Hz berücksichtigt wird.

Anhand einer Integration der Trompetenkurve auf die eingesetzte Regelenergie zu schließen, ist (über einen längeren Zeitraum) kein geeignetes Mittel. Ein kurzer, großer Ausschlag mit anschließendem Richtungswechsel ergibt hier die gleichen Werte wie eine längere Abweichung, die aber nicht so groß ist.

Besser ist hier eine Betrachtung der Verletzungen der Trompetenkurve und der damit einhergehenden Sprünge. Betrachtet man zum Beispiel in Bild 4.14 die erste Viertelstunde, so dürfte hier am Anfang negative Regelenergie eingesetzt werden, da die Netzfrequenz

⁸Im Sinne der Übersichtlichkeit werden hier nur die Daten über eine Stunde dargestellt, für die Auswertung werden längere Zeiträume genommen

⁹Das Matlab-Skript zur Errechnung der Trompetenkurve befindet sich in Anhang A.3.2

zu hoch ist. Die Höhe der Regelenergie bleibt unverändert, solange die Frequenz unter der Trompetenkurve verläuft. Ungefähr ab Minute 7 ist die Frequenz dann zu niedrig und es gibt eine Verletzung der Trompetenkurve. Obwohl bei zu niedriger Netzfrequenz positive Regelenergie eingesetzt werden müsste, ist hier zu vermuten, dass weiterhin negative Regelenergie genutzt wird, diese jedoch langsam heruntergefahren wird. In der zweiten Viertelstunde ist die Summe der Sprünge der Trompetenkurve negativ. Hier ist also ein starker Abfall der Regelenergie zu erwarten, wobei nicht entschieden werden kann, ob sich die Regelenergie weiterhin im negativen Bereich befindet oder ob der Abfall zur Folge hat, dass jetzt positive Regelenergie eingesetzt wird. In der Viertelstunde ab 18:30 Uhr gleichen sich die Sprungdifferenzen ungefähr aus, hier ist keine größere Änderung der eingesetzten Regelenergie zu erwarten. In der letzten dargestellten Viertelstunde liegt die Netzfrequenz zu niedrig. Allerdings sind die Verletzungen der Trompetenkurve hier relativ gering, deshalb wird die zuvor eingesetzte Regelenergie hier lediglich weiter abgesenkt. Es kann weiterhin nicht entschieden werden, ob die Regelleistung mittlerweile positiv ist oder ob sie sich aufgrund des vorherigen Verlaufs noch im negativen Bereich befindet.

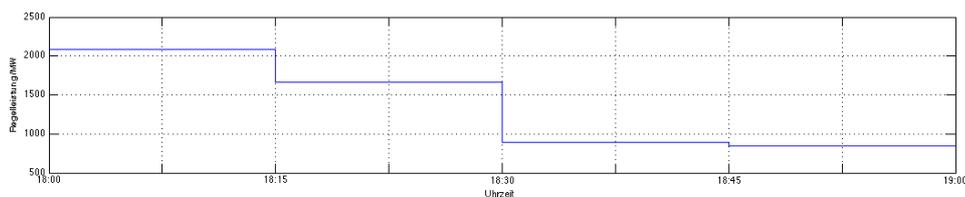


Bild 4.15.: tatsächlich eingesetzte Regelenergie

Bild 4.15 zeigt den Verlauf der eingesetzten Sekundär- und Minutenregelenergie der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber über den gleichen Zeitraum. Hier zeigt sich, dass die Vermutungen nicht zutreffend sind, wobei es allerdings auch zu leichten Verschiebungen kommen kann, da sich die verschiedenen Arten der Regelenergie erst nach einem bestimmten Zeitraum ablösen (siehe auch Kapitel 2.2).

Das Vorgehen, anhand der Verletzungen der Trompetenkurve auf die eingesetzte Regelenergie zu schließen, erscheint ab und zu erfolgreich. Bei anderen Testdaten zeigt sich ein völlig anderes Bild. Auch mit der Berücksichtigung eventueller Fahrplanänderungen, die ein Ablösen der vorher genutzten Regelenergie zur Folge haben könnten, lassen sich Abweichungen wie die obige nicht erklären.

Diese Abweichungen liegen wahrscheinlich an den Daten zur Regelenergie, die für diesen Vergleich genutzt werden. Solange die Abweichung in Deutschland auftritt, wird diese auch durch einen Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland ausgeglichen, wodurch die Daten zur Verfügung stehen. Tritt die Abweichung aber in einer Regelzone auf, die nicht in den hier genutzten Daten abgebildet wird, scheitert das zuvor beschriebene Vorgehen.

4.5.1. Auswertung durch künstliche neuronale Netze

In den Rasterdiagrammen sind Muster zu erkennen, die bei der Netzfrequenz und auch bei der Regelleistung besonders in den Morgen- und Abendstunden sehr hervorstechend sind, daher soll auch noch über ein künstliches neuronales Netzwerk versucht werden, hier die Gemeinsamkeiten zu finden. Die Daten für die Regelleistung werden viertelstündlich ausgewiesen, das Netzfrequenzmessgerät stellt die Frequenzdaten aber sekundlich zur Verfügung. 900 Netzfrequenzmesswerte stehen hier also einem für die Regelleistung gegenüber. Obwohl es später für den Regler nicht viel Sinn ergeben würde, wenn erst am Ende der Viertelstunde eine genaue Prognose über die Regelleistung abgegeben werden kann, werden in einer ersten Vorüberlegung die Frequenzwerte einer kompletten Viertelstunde mit der Regelleistung verglichen.

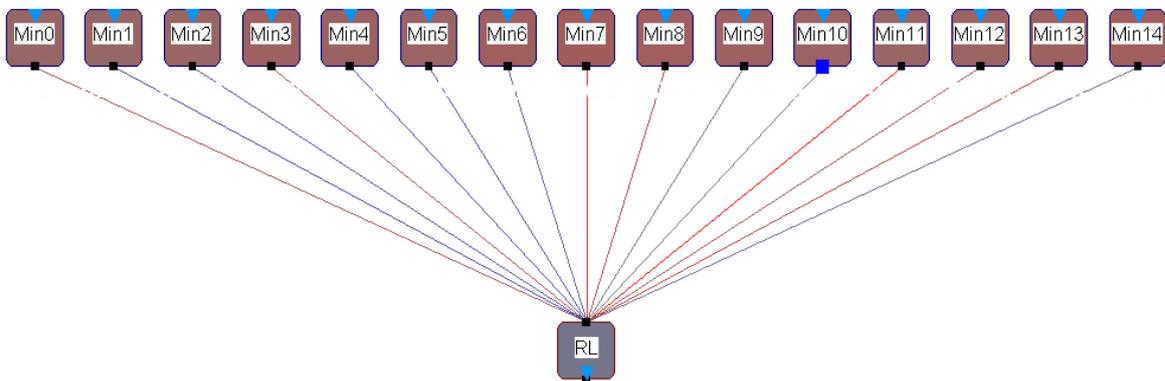


Bild 4.16.: Einfaches künstliches neuronales Netz unter MemBrain

Bild 4.16 zeigt ein einfaches künstliches neuronales Feed Forward Netz unter MemBrain. Hier ist der Durchschnitt der Netzfrequenz minutenweise zusammengefasst und die Frequenzen zu jeder der 15 Minuten einer Viertelstunde gehen direkt auf das Ausgangsneuron.

Zum Anlernen des Netzes werden die Frequenzen und die Sekundärregelleistung von November 2011 und als Anlernmethode wird die Backpropagation und überwachtes Lernen genutzt (siehe Kapitel 2.6).

Während des Lernvorganges lernt das Netz die Zusammenhänge zwischen der Netzfrequenz an den Eingängen und der Regelleistung am Ausgang. Um nach dem Anlernen das Netz zu vergleichen, wird die Netzfrequenz zeilenweise auf die Eingangsneuronen gegeben und MemBrain gibt die Ausgangswerte aus, welche mit der tatsächlich eingesetzten Regelleistung verglichen werden.

Für den folgenden Vergleich wird lediglich die Richtung der Regelleistung berücksichtigt, also ob diese in positiver oder in negativer Richtung eingesetzt wurde. Dabei zeigt sich eine Trefferquote des Netzes von 59,34% bei einem Test mit den angelernten Daten. Da schon mit der Annahme, dass immer negative Regelleistung eingesetzt wird, eine Trefferquote von 57,08% erreicht wird, ist der Wert dieses neuronalen Netzes als extrem unbrauchbar anzusehen.

Zusätzlich zu dem zuvor beschriebenen (sehr einfachen) künstlichen neuronalen Netz werden verschiedene weitere Netze genutzt. Diese sind mit einer größeren Anzahl an Eingängen und zusätzlichen Hidden-Layern (versteckte Ebenen, siehe Kapitel 2.6.1 auf Seite 35) versehen und teilweise rekurrent¹⁰. Allen gemeinsam ist, dass sie die Methode des „überwachten Lernens“ und der Backpropagation nutzen.

Bei den kleineren Netzen mit lediglich 15 Eingängen für die durchschnittliche Netzfrequenz pro Minute einer Viertelstunde haben die Netze nicht genügend Informationen gehabt, um eine signifikant erhöhte Trefferquote zu erreichen. Bei mehr Eingangsinformationen¹¹, Hidden-Schichten und auch mit Rückkopplungen haben die Netze beim überwachten Lernen die jeweiligen Ausgangswerte so gut „auswendig“ gelernt, dass die Trefferquote bei den Trainingsdaten bei bis zu 95% lag, das Netz sich aber nicht auf neue Daten verallgemeinern lässt.

Es gibt verbesserte Verfahren, um das Problem der Überanpassung zu vermeiden. In dieser Arbeit soll darauf aber nicht weiter eingegangen werden, da es den Rahmen der Arbeit sprengen würde und die anderen Untersuchungen auch bereits zeigen, dass kein direkter Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz und der eingesetzten Sekundärregelleistung besteht.

Eine weitere Untersuchung der Daten basiert auf der MackeyGlass Zeitreihe¹² [30, Seite 103] [3, Seite 37]. Auch hier wird für die Trainings- und Testdatensätze die eingesetzte Sekundärregelleistung aus November 2011 genutzt und ein weiterer Test mit den Daten aus Dezember 2011 durchgeführt. Die Ein- und Ausgangswerte sind bei einem Versuch um eine Stunde verschoben, ein weiterer Versuch wird mit um einen Tag verschobenen Werten durchgeführt.

Bild 4.17 zeigt eines der unter MemBrain für die Mackey Glass Zeitreihe aufgebautes künst-

¹⁰Aufgrund der teilweise extremen Größe der Netze wird hier auf eine bildliche Darstellung verzichtet, alle erstellten Netze befinden sich auf der zu dieser Arbeit gehörenden DVD.

¹¹Bis zu 90 Frequenzwerte pro Viertelstunde und/oder die zugehörigen Uhrzeiten, die Wochentage der jeweiligen Frequenzwerte.

¹²Hier wird das Beispiel aus dem Tutorial zu MemBrain genutzt.

liches neuronales Netz. Über Delay- und Decay-Neuronen fließen die vorherigen Werte mit den jeweiligen (erlernten) Gewichtungen in die Berechnung mit ein.

Auch bei diesem Netz¹³ zeigt sich, dass aus vorhergehenden Regelleistungsdaten keine Rückschlüsse auf die später eingesetzte Regelleistung gezogen werden können. Die Netze haben ihre jeweiligen Trainingsdaten zwar so gut gelernt, dass sie bei einem Test mit den zuvor für das Training eingesetzten Daten eine relativ hohe Trefferquote haben, mit neuen, unbekanntem Datensätzen liegt die Trefferquote allerdings so gering, dass hier die Annahme, dass hauptsächlich negative Regelleistung eingesetzt wird, eine bessere Quote erzielen würde.

Die Untersuchungen mit Hilfe der künstlichen neuronalen Netzwerke haben keine Aufschlüsse über den Zusammenhang der Netzfrequenz zur Regelleistung ergeben. In den Rasterdiagrammen gibt es jedoch auffällige Zeiten, wie die Zeiträume um den Sonnenauf- und Untergang, an denen ein direkter Zusammenhang auf den ersten Blick als wahrscheinlich anzusehen ist. Diese Zeiträume werden in den folgenden Kapitel genauer betrachtet.

¹³Und bei ähnlichen, vergrößerten Netzen mit mehr Delay-/Decay-Neuronen und mehr versteckten Schichten.

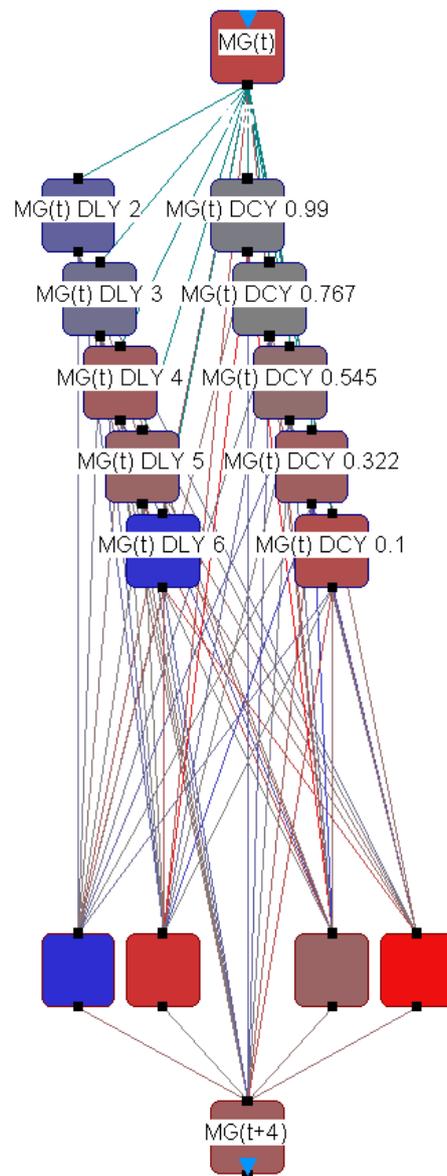


Bild 4.17.: Neuronales Netz unter MemBrain zur MackeyGlass Zeitreihe

4.5.2. Besonderheiten zum Sonnenauf- und Untergang

Tabelle 4.2.: eingesetzte Regelleistung zum *Sonnenaufgang* in der Viertelstunde direkt nach dem Stundenwechsel (Minute 0 bis 15)

<i>Differenz zum Sonnenaufgang/Stunden</i>	<i>Anzahl pos. RL</i>	<i>Anzahl neg. RL</i>	<i>Prozent neg. RL</i>	<i>45-0 neg. RL</i>	<i>45-0 pos. RL</i>
-3	108	207	66%	190	125
-2	75	240	76%	179	136
-1	62	253	80%	158	157
0	103	212	67%	109	206
+1	84	231	73%	175	140
+2	120	195	62%	201	114
+3	120	195	62%	210	105
+4	104	211	67%	236	79
+5	107	208	66%	238	77

Anhand der bisherigen Untersuchungen konnte kein Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz und der eingesetzten Regelleistung gefunden werden. Aufgrund der Auffälligkeiten zum Tagesbeginn/-ende und dem Muster in den Rasterdiagrammen, welches dem Sonnenverlauf zu entsprechen scheint, sollen diese Zeiträume im folgenden genauer betrachtet werden.

Die Tabelle 4.2 zeigt die eingesetzte Regelleistung in Abhängigkeit vom Sonnenaufgang¹⁴. Berücksichtigt werden die Daten zum Stundenwechsel der Stunde des Sonnenaufgangs und zusätzlich 3 Stunden vor dem Sonnenaufgang bis 5 Stunden danach¹⁵. Diese Zeiträume werden gewählt, da zum einen der Sonnenaufgang innerhalb Europas nicht immer zum gleichen Zeitpunkt stattfindet und weil zum anderen vor und nach dem Sonnenaufgang bestimmte Verhaltensweisen der Verbraucher zu erwarten sind. So ist vor dem Sonnenaufgang ein größerer Beleuchtungs- und evtl. auch Heizbedarf vorhanden. Da zu den Stundenwechseln - gerade in den Morgen- und Abendstunden - der Regelleistungsbedarf aufgrund der stärkeren Steigung der Lastkurve (sowohl positiv als auch negativ) besonders ausgeprägt ist, beschränkt sich die Übersicht in der Tabelle auf diese Daten.

Anhand der Tabelle lassen sich keine bemerkenswert besonderen Werte erkennen. Die Regelleistung bewegt sich zum Stundenwechsel eher im negativen Bereich. Dass dieses

¹⁴Uhrzeiten für Sonnenauf- und Untergang von Hamburg, die zugrunde liegenden Daten wurden mit einem PHP-Skript durch die Funktionen *date_sunset* und *date_sunrise* erzeugt.

¹⁵Beispiel: Bei Sonnenaufgang um 5:22 Uhr wird in der Zeile +3 die Regelleistung von 8:00-8:15 Uhr berücksichtigt

morgens bei steigender Gesamtlast der Fall ist, wird schon aufgrund der von den Händlern an der Strombörse gekauften Stundenprodukte vermutet. Zum Stundenwechsel werden Kraftwerke zugeschaltet, die den mittleren in der Stunde zu erwartenden Energiebedarf abdecken. Aufgrund der relativ starken Steigung der Gesamtlast am Morgen wird am Anfang der Stunde somit der Einsatz von negativer Regelleistung notwendig. Am Ende der Stunde kehrt sich dieses um und es wird häufiger positive Regelleistung eingesetzt.

Tabelle 4.3.: eingesetzte Regelleistung zum Sonnenuntergang in der Viertelstunde direkt nach dem Stundenwechsel (Minute 0 bis 15)

<i>Differenz zum Sonnenaufgang/Stunden</i>	<i>Anzahl positive Regelleistung</i>	<i>Anzahl negative Regelleistung</i>	<i>Anzahl negative Regelleistung</i>
-3	108	207	66%
-2	75	240	76%
-1	62	253	80%
0	103	212	67%
+1	84	231	73%
+2	120	195	62%
+3	120	195	62%
+4	104	211	67%
+5	107	208	66%

Zum Sonnenuntergang ist aufgrund der abfallenden Gesamtlastkurve ein umgekehrtes Bild zum morgendlichen Verlauf zu erwarten. Durch den Handel von Stundenprodukten wird hier am Anfang der Einsatz von positiver Regelleistung nötig und zum Ende der Stunde der Einsatz von positiver. Tabelle 4.3 bestätigt dieses. Hier ist zu erkennen, dass der Einsatz von positiver Regelleistung überwiegt.

Wie anhand der Tabelle zu sehen ist, wird 1 Stunde nach dem Sonnenuntergang im Normalfall negative Regelleistung eingesetzt und es gibt nur wenige Tage, an denen positive Regelleistung eingesetzt wurde. Einer dieser Tage ist der 12. Januar 2012, dieser soll nachfolgend näher untersucht werden.

4.5.3. Tage mit ähnlichem Verlauf

Aufgrund der Feststellung aus Kapitel 4.5.2, dass zum Sonnenuntergang meistens negative Regelleistung eingesetzt wird, werden im Folgenden die Tage betrachtet, an denen dieses nicht der Fall war und stattdessen positive Regelleistung eingesetzt wurde.

Bild 4.18 zeigt den Frequenzverlauf des 12. Januars mit jeweils 2 Tagen davor und danach. Der Verlauf der Frequenz ist an allen 5 Tagen ähnlich.

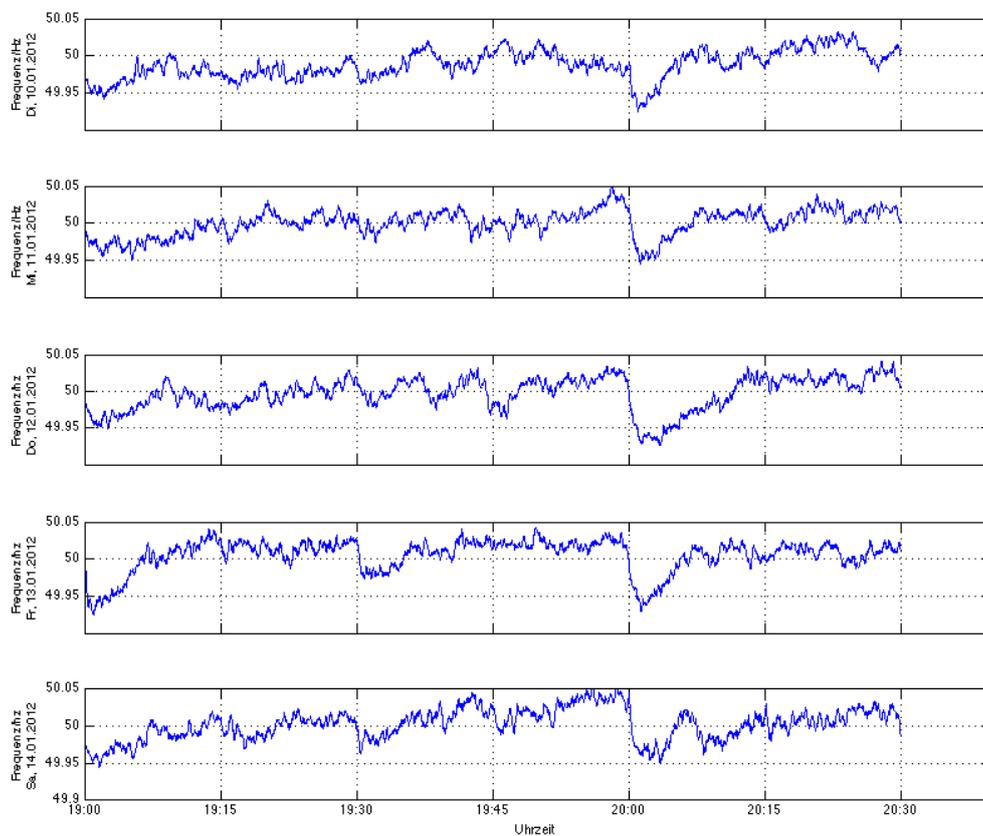


Bild 4.18.: Frequenz 10.-14 Januar 2012

Zum Stundenwechsel um 20:00 Uhr gibt es jeweils einen starken Abfall. Der Grund sind die von den Händlern an der Strombörse gekauften Stundenblöcke. Abends fällt die Menge der benötigten Energie stark ab, daher werden die Kraftwerke heruntergefahren, die Netzfrequenz

quenz sinkt und dieses wird von der Primärregelleistung abgefangen, welche kurz danach durch sekundäre Regelleistung ersetzt wird. Anhand des Frequenzverlaufs ist an jedem dieser Tage der Einsatz von positiver Regelleistung zu erwarten, um den starken Abfall zum Stundenwechsel auszugleichen.

Es ist aber anhand der Frequenz nicht ersichtlich, warum am 12. Januar auch schon vor 20:00 Uhr mehr positive und an den anderen Tagen mehr negative Regelleistung eingesetzt wurde.

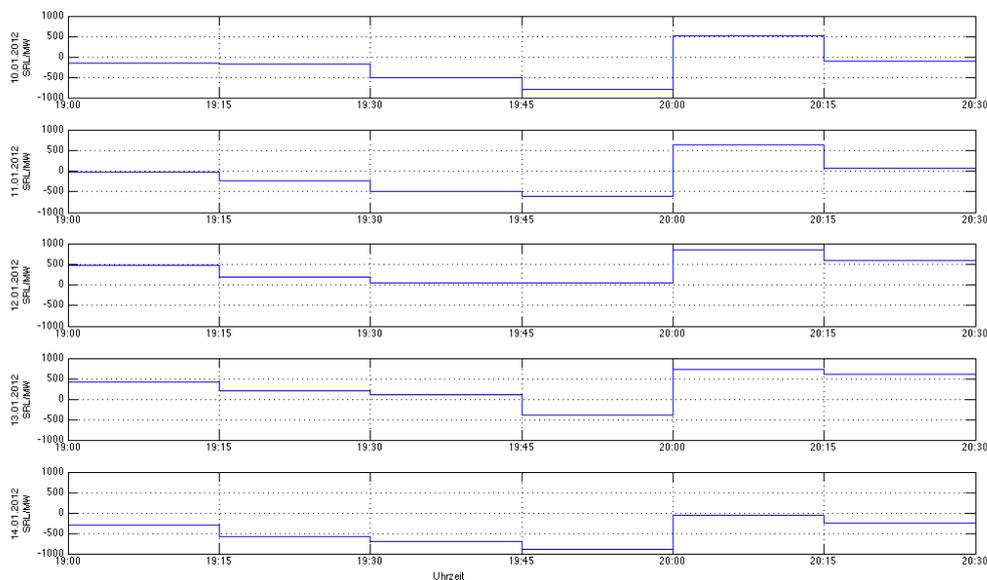


Bild 4.19.: Regelleistung 10.-14. Januar 2012

Bild 4.19 zeigt die eingesetzte Regelleistung an den einzelnen Tagen. Auch hier ist der Verlauf zwischen den einzelnen Tagen ähnlich. Wie zu erwarten, steigt der Bedarf an Regelleistung zum Stundenwechsel an. Allerdings wird in dem betrachteten Zeitraum dauerhaft positive sekundäre Regelleistung eingesetzt, das ist anhand der Frequenzkurve nicht zu erklären.

Anhand der Bilder 4.18 und 4.19 lässt sich kein Schluss aus der Frequenz zur Regelleistung ziehen. Daher zeigt Bild 4.20 den Verlauf der Netzfrequenz bereits ab 12:00 Uhr für die Tage des 10. und 12. Januar und in Bild 4.21 ist der Einsatz der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve zu sehen.

Auch anhand des längeren dargestellten Zeitraums lässt sich keine Ursache für den relativen hohen Regelleistungseinsatz am 12. Januar finden. Es ist im Gegenteil zu erkennen,

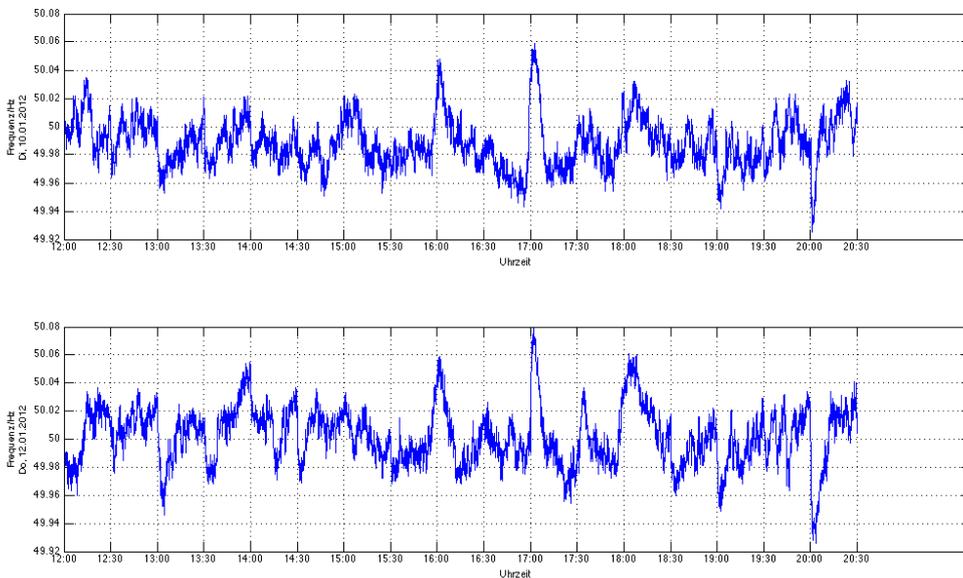


Bild 4.20.: Frequenz 10. & 12. Januar 2012

dass die Annahme, von der Frequenz könne auf die Regelleistung geschlossen werden, falsch ist. Am 10. Januar befindet sich die Frequenzkurve - bis auf einige Ausreißer - fast durchgängig unter der 50Hz-Linie und auch die Toleranzgrenze von 20mHz wird häufig überschritten. Der Mittelwert der Frequenz beträgt für den gezeigten Zeitraum 49,9883Hz, hier könnte man also hauptsächlich den Einsatz von positiver Regelleistung erwarten. Auch der 12. Januar verhält sich nicht wie erwartet. Hier liegt der Mittelwert der Netzfrequenz bei 50,0021Hz, es ist also auch hier nicht anhand der Netzfrequenz ersichtlich, warum die Regelleistung bereits kurz vor dem Stundenwechsel um 20:00 Uhr positive Werte aufweist. Zusätzlich zur sekundären Regelleistung wurde an den beiden Tagen auch Minutenreserve in jeweils gleicher Richtung genutzt.

Anhand dieser Tage zeigt sich sehr deutlich, dass die Netzfrequenz als Indikator für den Einsatz von Regelleistung nicht zu verwenden ist und dass die (vereinfachte) Annahme, dass die Primärregelleistung grundsätzlich nach kurzer Zeit durch sekundäre abgelöst wird (siehe Kapitel 4.4), nicht korrekt ist. Der Einsatz von Regelleistung ist noch von vielen weiteren Faktoren abhängig.

Die Grafiken zur Regelleistung lassen vermuten, dass der Einsatz von Regelleistung am 10. Januar durch eine im Gegensatz zur Prognose zu hohe Einspeisung bzw. einen zu

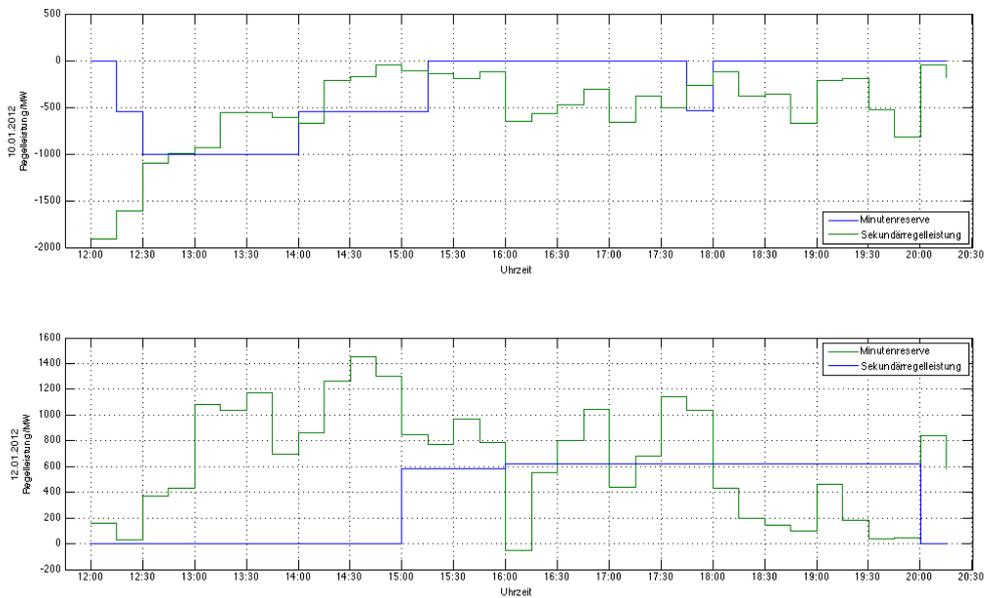


Bild 4.21.: Sekundärregelleistung und Minutenreserve 10. & 12. Januar 2012

geringen Verbrauch zustande kommt und am 12. Januar verhält sich dieses genau umgekehrt. Besonders am 12. Januar ist zu erkennen, dass ab 12:00 Uhr immer mehr sekundäre Regelleistung eingesetzt wird und diese um 15:00 Uhr durch die Minutenreserve abgelöst wird. Erst gegen Abend, nachdem die SRL langsam heruntergefahren wird, wird auch die MRL wieder reduziert.

Das ist ein normaler Vorgang, wenn der Verbrauch von der Prognose abweicht. Es zeigt sich hier aber, dass die Netzfrequenz nicht in dem Maße von diesen Prognoseabweichungen abhängig ist wie ursprünglich angenommen.

4.6. Rahmenbedingungen für den InSeL-Regler

Die vorherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass zwischen der Netzfrequenz und der eingesetzten Sekundär- und Minutenregelleistung kein direkter Zusammenhang gefunden werden kann. Um die Netzfrequenz für das InSeL-Projekt nutzen zu können, wäre auch nicht nur ein zeitlich direkter Zusammenhang notwendig, es müsste sich auch (mindestens kurzfristig) vorhersagen lassen können, wie sich der Einsatz von Regelleistung entwickelt.

Der übergeordnete Regler des InSeL-Lastmanagement-Systems befindet sich in der äußeren Regelschleife, daher kann dieser seine Steuerbefehle nicht dauernd und zu beliebigen Zeiten an die Liegenschaften senden [38, Seite 35]. Die Regler der Liegenschaften brauchen einen gewissen Zeitraum, um die neuen Führungsgrößen umzusetzen und weitere Zeit vergeht, bis der übergeordnete Regler die Daten zur Lastveränderung erhält. Deshalb gibt der übergeordnete Regler seine Steuerbefehle jeweils in den Minuten 3, 6, 9 und 12 einer Viertelstunde an die untergeordneten Anlagen weiter¹⁶. Das heißt, dass spätestens zu diesen Zeitpunkten schon ein aus der Netzfrequenz abgeleiteter Parameter für die Neuberechnung zur Verfügung stehen muss. Es reicht also nicht, wenn zeitnah aus der Netzfrequenz die Regelleistung berechnet werden könnte, diese Daten müsste schon früher für den Regler zur Verfügung stehen.

¹⁶In Minute 0 werden noch weitere Berechnungen durchgeführt, deswegen erfolgt hier keine Übertragung.

5. Zusammenfassung

In dieser Diplomarbeit wurde untersucht, ob es Zusammenhänge zwischen der Netzfrequenz und der tatsächlich eingesetzten Regelenergie gibt. Die Zusammenhänge könnten zur Steuerung des übergeordneten Reglers für einen Verbund lastintensiver Liegenschaften genutzt werden. Unter Berücksichtigung dieser Daten liessen sich die Kosten für den Bezug von Ausgleichsenergie verringern. Die Menge der eingesetzten Sekundärregelenergie wird von den Übertragungsnetzbetreibern nicht zeitnah veröffentlicht. Daher müssen die Daten zur Regelenergie anderweitig beschafft werden.

Es gab die Vermutung, dass die Höhe der eingesetzten Regelenergie anhand der Netzfrequenz erkannt werden kann. Die Netzfrequenz schwankt in einem schmalen Band von $\pm 20\text{MHz}$ um die Nennfrequenz von 50Hz . Wird mehr Energie verbraucht als eingespeist, so sinkt die Netzfrequenz. Bei zu hoher Einspeisung steigt die Frequenz über ihren Nennwert. Um das Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch herzustellen, wird Regelenergie eingesetzt. Um diesen Zusammenhang zwischen Netzfrequenz und Regelenergie untersuchen zu können, wurde in dieser Diplomarbeit zuerst ein geeignetes Messgerät zur Messung der Netzfrequenz entwickelt, um eine Datenbasis zu bekommen.

Anhand der Daten des Netzfrequenzmessgerätes und der Regelenergie, die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht wird, wurde über mehrere Methoden versucht, einen Zusammenhang herzustellen. Für die Untersuchung des Zusammenhangs wurden zuerst die Daten zur Netzfrequenz und auch zur Regelenergie einzeln betrachtet, um hier Auffälligkeiten zu finden. Weiterhin wurden die Daten gemeinsam betrachtet. Für sämtliche Betrachtungen wurden künstliche neuronale Netze, der Korrelationskoeffizient, die sogenannte Trompetenkurve (in einer von den Übertragungsnetzbetreibern abgewandelten Form) und weitere mathematische und grafische Verfahren genutzt.

Über einfache künstliche neuronale Netze wurde versucht, den direkten Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz und der Regelenergie zu finden. Des Weiteren sollte über künstliche neuronale Netze eine Prognose der Regelenergie anhand vorheriger Daten erstellt werden.

6. Fazit und Ausblick

6.1. Frequenzmessung

Obwohl die Art und Weise der Frequenzmessung gezeigt hat, dass das Messgerät für den vorliegenden Zweck hinreichend genau ist, gibt es hier noch Raum für Verbesserungen.

Die stärksten Verfälschungen kommen durch die Ungenauigkeit der Quarze zustande. Da die Genauigkeit der gemessenen Netzfrequenz direkt von der Güte des Quarzes abhängt, wird es hier natürlich zu Verfälschungen kommen. Ein Quarz mit einer höheren Güte oder ein Quarzoszillator könnten hier die Genauigkeit erhöhen. Noch besser wäre aber ein Vergleich mit der hochgenauen Atomzeit mit Hilfe eines DCF77-Empfängers, um die Schwingfrequenz des Quarzes über einen längeren Zeitraum mit der Uhrzeit zu vergleichen und die Abweichung als Korrekturfaktor mit einfließen zu lassen.

Weitere Verbesserungsmöglichkeiten gibt es bei der Auswertung der Flanken. Bisher werden nur die steigenden Flanken im positiven Bereich der Wechselspannung gemessen und die Negativen werden abgeschnitten, wodurch die Hälfte der (Frequenz-)Information verloren geht. Besser wäre es, auch die negativen Flanken mit zu nutzen und so die Auflösung zu erhöhen.

Der Operationsverstärker arbeitet ohne (positive) Rückkopplung. Durch den vorgeschalteten Optokoppler ist die Eingangsspannung zwar nicht mehr stark verrauscht und hat schon eine relativ gute Flankensteilheit, trotzdem wäre eine Hysterese an dieser Stelle sinnvoll.

Ein großes Problem bei der Auswertung der Daten hat darin bestanden, dass zwischendurch neue Messgeräte dazu gekommen sind, die Älteren umprogrammiert wurden und diese auch an ihren Standorten getauscht wurden, ohne die Unterschiede richtig zu dokumentieren bzw. die IDs korrekt festzuhalten. Am Anfang der Messung wurde nicht davon ausgegangen, dass Frequenzreihen über mehrere Monate so wichtig für die Auswertung sind. Es ging da eher um eine möglichst genaue und redundante Messung der Frequenzen, deren gleichzeitiger Darstellung im Internet und die Möglichkeit, diese Frequenzen später zeitgleich für die Errechnung der notwendigen Regelleistung zu nutzen.

Eine weitere Verbesserung ist noch bei dem Layout der Platine möglich. Die Anordnung der Bauteile macht den Einbau in ein Gehäuse etwas schwierig. Des Weiteren könnte die Schaltung noch mit einem eigenen Transformator ausgerüstet werden, damit kein externes Steckernetzteil nötig ist. Dieses wurde aus Gründen der Sicherheit unterlassen.

Das Layout der Platine und die Schaltung lassen noch weiteren Raum für Veränderungen. So sind die Abblockkondensatoren teilweise zu weit von den ICs entfernt und es fehlt eine Rücklaufdiode an dem Spannungsregler.

Um den Computer einzusparen, der die Daten über die serielle Schnittstelle aufnimmt, wäre eine Netzwerkschnittstelle direkt am Messgerät wünschenswert. So könnte dieses direkt an das Netzwerk angeschlossen werden. Für eine völlig autonome Datenaufnahme wäre auch ein Speicher denkbar, der später ausgelesen werden könnte.

Wie eingangs schon angemerkt, ist das Frequenzmessgerät für den vorliegenden Zweck ausreichend genau. Selbst in einer stark gestörten Umgebung wie an dem Stromnetz des IE-Hochhauses der HAW-Hamburg wird die Netzfrequenz sehr genau dargestellt ¹. Auch Tests mit Staubsaugern, Bohrmaschinen und Elektrogrills, welche zusammen mit dem Messgerät in einer Mehrfachsteckdose stecken und ein- und ausgeschaltet werden, können die Frequenzmessung nicht beeinflussen.

Deshalb sind die vorgenannten Verbesserungsvorschläge nicht zwingend notwendig, um eine genauere Messung zu erhalten. Hier sollten lediglich die Möglichkeiten für eine Erweiterung des Messgerätes aufgezeigt werden. Eine Erweiterung um zusätzliche Funktionen würde die Herstellungskosten erhöhen, ohne dass sich daraus Vorteile für die Vorhersagbarkeit von Regelenergie ergeben würden.

Die zuvor aufgeführten Änderungsmöglichkeiten bei der Hardware des Messgerätes würden zu keiner für den Einsatzzweck notwendigen Verbesserung führen.

Allerdings gibt es bei der Speicherung der Daten noch starke Verbesserungsmöglichkeiten. Da die Daten bisher nur über ein einfaches Shellskript von der seriellen Schnittstelle aufgenommen und direkt in die Datenbank geschrieben werden, kam es hier zu Problemen bei der Auswertung der Daten. Bei einem Ausfall der Verbindung zum Datenbankserver waren die Daten teilweise verloren oder sie wurden gepuffert und mit einem falschen Zeitstempel in die Datenbank eingetragen. Hier sollte etwas mehr Programmieraufwand betrieben werden, um Störungen abzufangen. Diese Notwendigkeit wurde zwar schon während der Auswertung der Daten erkannt, da es aber schon zu Verschiebungen und Ungenauigkeiten durch andere Änderungen an den Messgeräten kam, sollte nicht noch ein weiterer Ungenauigkeitsfaktor dazu kommen.

¹Wobei hier von einer genauen Messung ausgegangen wird, wenn das Gerät die gleichen Daten anzeigt wie baugleiche Geräte an einem anderen Standort.

Eine weitere Verbesserungsmöglichkeit ergibt sich bei der Datenbank. Hier handelt es sich bisher lediglich um eine Tabelle, in die fortlaufend die Daten eingetragen werden. Die Daten zur Regelleistung wurden in einer anderen Datenbank abgelegt, die auch nur aus einer Tabelle besteht.

6.2. Zusammenhang Netzfrequenz/Regelleistung

Die ursprüngliche Vermutung, dass ein Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz und der eingesetzten Regelleistung gefunden werden kann, der sich zur Regelung einer Lastmanagementanlage verwenden lässt, hat sich leider nicht bestätigt. Die in dieser Arbeit genutzten Methoden haben gezeigt, dass es keinen Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz und der eingesetzten Regelleistung gibt, der alleine anhand der Netzfrequenz bestimmt werden kann. Der Einsatz von Regelleistung hängt von zu vielen Faktoren ab und auch die gemessene Netzfrequenz zeigt lediglich an, wie gut die Regelung arbeitet und in welchem Ausmaß mehr oder weniger Regelleistung eingesetzt werden müsste. Wobei sich die Abweichungen in der Frequenz meistens in einem normalen Rahmen bewegen und für eine Regelung des Stromnetzes notwendig sind.

Die Netzfrequenz wird zwar über die Primärregelleistung stabil gehalten und von daher besteht hier ein direkter Zusammenhang², aber der Einsatz von Sekundärregelleistung hängt von vielen weiteren Faktoren ab und sie löst auch die PRL nur in der Regelzone/-dem Bereich ab, in der die Ursache für eine Frequenzabweichung ihren Ursprung hat. Es gibt aber keine Faktoren, anhand derer man erkennen kann, in welcher Regelzone die Abweichung auftritt. Hier wäre es nötig, zum Beispiel Daten von den Koppelstellen der Übertragungsnetzbetreiber zu bekommen, um anhand der Lastflüsse Aufschluss über die eingesetzte Regelleistung zu erhalten. Am besten wäre natürlich eine komplette Offenlegung der Regelleistungsdaten von den Übertragungsnetzbetreibern.

In dieser Arbeit wurde zwar nur die eingesetzte Regelleistung im deutschen Versorgungsgebiet für die Auswertung genutzt, da nicht sämtliche Übertragungsnetzbetreiber ihre Daten offen legen, aber aufgrund der bisherigen Untersuchungen ist zu vermuten, dass sich auch mit mehr Daten keine direkte Korrelation finden lassen kann.

Besonders der Vergleich der von verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern eingesetzten Regelleistung (siehe Bild 4.11 auf Seite 67) hat gezeigt, dass kein Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz und der Sekundärregelleistung bestehen kann (wie unter 4.4 vereinfacht angenommen wird). Würde ein Zusammenhang bestehen, müsste bei diesem Vergleich

²Die Übertragungsnetzbetreiber zeichnen diese Daten nicht auf, daher kann der Zusammenhang hier nicht dargestellt werden.

eine Korrelation zu finden sein, da die Netzfrequenz überall gleich ist und es lediglich zu leichten Phasenverschiebungen kommen kann.

Auch in den Kapiteln 4.5.2 und 4.5.3 ist sehr deutlich geworden, dass die Netzfrequenz nicht zur Bestimmung der eingesetzten Sekundärregelleistung genutzt werden kann. Bei fast identischen Verläufen der Kurven zur Netzfrequenz wurde mal mehr positive und mal mehr negative Regelleistung eingesetzt. Es gibt Tage, an denen die Netzfrequenz über mehrere Stunden einen positiven Durchschnitt aufweist und trotzdem über den gesamten Zeitraum positive Regelleistung eingesetzt wurde.

Um ohne Daten der Übertragungsnetzbetreiber den Einsatz von Regelleistung herauszufinden, ist wesentlich mehr notwendig, als lediglich die Netzfrequenz zu messen. Wie in Kapitel 4.3 gut an den Rasterdiagrammen zu erkennen ist, gibt es besondere Zeitpunkte, an denen sich die Richtung der Regelleistung relativ gut vorhersagen lässt. So kann zum Beispiel davon ausgegangen werden, dass im Winter abends zum 20:00 Uhr-Stundenwechsel der Regelenergiebedarf steigt. Alleine nützt diese Information nichts, da nicht bekannt ist, wie viel Regelleistung in der Zeit vor dem Stundenwechsel eingesetzt wurde. Hier kann also immer noch nicht sicher gesagt werden, ob positive oder negative Regelleistung notwendig ist. Hier gibt es weitere Faktoren, wie zum Beispiel das Wetter, das die Stromversorgung beeinflussen kann. Nicht nur auf der Versorgungsebene wird zum Beispiel die Einspeisung von Sonnen- oder Windenergie beeinflusst, auch die Verbraucher verhalten sich bei verschiedenen Wetterlagen unterschiedlich. Hier gibt es unendlich viele weitere Faktoren, die für eine möglichst genaue Prognose berücksichtigt werden können bzw. berücksichtigt werden müssen.

6.3. Nutzen der Netzfrequenz für den InSeL-Regler

Für die Implementierung des Reglers wären die Ergebnisse der Netzwerke aus Kapitel 4.5.1 auch dann ungeeignet, wenn diese zu einer zufrieden stellenden Aussage über die eingesetzte Regelleistung anhand der Netzfrequenz geführt hätten. Die Netze haben mit den kompletten Frequenzdaten einer Viertelstunde gearbeitet. Für einen Regler, der innerhalb dieser Viertelstunde die Werte als Eingangsparameter bekommen und darauf reagieren soll, wäre dieses natürlich zu spät.

Es ist also nicht nur notwendig, dass aus den Frequenzen der laufenden Viertelstunde die eingesetzte Regelleistung prognostiziert werden kann, sondern es müssen hier auch

Rückschlüsse auf die für die folgenden Viertelstunden zu erwartende Regelleistung abgeleitet werden können. Hier hat sich aber bei einer Zeitreihenanalyse gezeigt, dass selbst aus den vorherigen Regelleistungswerten keine nachfolgenden Daten abgeleitet werden können.

Ein weiteres Problem wurde bereits in einer früheren Diplomarbeit beschrieben. Hier hat sich gezeigt, dass der übergeordnete Regler nicht zu häufig zu starke Laständerungen an die Liegenschaften senden sollte, weil das System dann anfängt zu schwingen[23]. Eine „sanfte“ Anpassung ist hier besser.

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit haben gezeigt, dass es nicht möglich ist, alleine anhand der Netzfrequenz auf einen Regelleistungseinsatz zu schließen. Höchstens bei extremen Schwankungen der Netzfrequenz kann auf eine gleichzeitige Schwankung beim Einsatz von Regelleistung geschlossen werden. Auch anders herum ist dieses möglich. Allerdings können derartige Aussagen erst nach dem Ereignis getroffen werden, für die Nutzung in einer Regelung es dann zu spät.

Ansonsten lässt sich anhand der Daten höchstens ableiten, wie gut die Gesamtregelung im Verbundnetz arbeitet und wie stark die Regeldifferenz ist. Die Netzfrequenz ist zwar ein wichtiger Indikator für die Übertragungsnetzbetreiber, aber für die Nutzung im InSeL-Projekt ist sie auf diese Art und Weise nicht geeignet.

Um für das InSeL-Projekt eine Lösung zu finden, mit der die von den Übertragungsnetzbetreibern abgerechnete Regelleistung zur Kostenersparnis genutzt werden kann, müssten andere Prognoseverfahren eingesetzt werden, in denen die Netzfrequenz höchstens eine untergeordnete Rolle spielen würde.

Noch besser wäre ein Ausbau der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern von Lastmanagementanlagen, damit die Verbraucher durch Laständerungen zur Stabilität der Netze beitragen kann.

Literaturverzeichnis

- [1] AMPRION: *Ausgleichsenergieabrechnung gegenüber Bilanzkreisverantwortlichen*. <http://www.amprion.de/ausgleichsenergiepreis>. – [Online; Stand 21. Mai 2012]
- [2] ATMEL CORPORATION: *Atmel Application Note AVR130: Setup and Use the AVR Timers*. Atmel Corporation. – [Online; Stand 24. Juni 2012]
- [3] BOL, Georg ; NAKHAEIZADEH, Gholamreza ; VOLLMER, Karl-Heinz: *Finanzmarktanalyse und -prognose mit innovativen quantitativen Verfahren*. Springer, 1996 (Wirtschaftswissenschaftliche Beiträge)
- [4] BÖRNER, Jens ; BURGES, Karsten ; ZOLOTAREV, Pavel ; LEHNER, Joachim: *Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung (Kurzfassung)*. Ecofys, IFK, 2011
- [5] BÜHRKE, THOMAS AND WENGENMAYR, ROLAND: *Erneuerbare Energie*. John Wiley & Sons, 2012
- [6] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ: *§ 6 Umfang der Grundversorgung*. http://www.gesetze-im-internet.de/stromgvv/___6.html. – [Online; Stand 09. Januar 2012]
- [7] BUNDESNETZAGENTUR: *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve*. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.pdf. – [Online; Stand 21. Mai 2012]
- [8] BUNDESNETZAGENTUR: *Netzregelverbund für deutsche Stromnetze*. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Presse/Publikationen/aktuell/aktuell_201001/4Netzregelverbund/Netzregelverbund_node.html. – [Online; Stand 17. Juli 2012]

- [9] DIE PRESSE: *Starkes Erdbeben in Norditalien: Mehrere Tote.* http://diepresse.com/home/panorama/welt/761397/Starkes-Erdbeben-in-Norditalien_Mehrere-Tote. – [Online; Stand 18. Juni 2012]
- [10] EEX: *Internetauftritt EEX.* <http://www.eex.com/de/EEX/>. – [Online; Stand 27. Mai 2012]
- [11] ENTSO-E: *Internetauftritt ENTSO-E.* <https://www.entsoe.eu/home/>. – [Online; Stand 02. März 2012]
- [12] EPEX: *EPEX Unternehmens- und Produktbroschüre.* http://cdn.eex.com/document/103385/EEX_Unternehmen_Produkte_D.pdf. – [Online; Stand 27. Mai 2012]
- [13] EPEXSPOT: *Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen.* <http://www.epexspot.com/de/produkte/intraday-handel/deutschland>. – [Online; Stand 21. Mai 2012]
- [14] FLÜHR, Holger: *Avionik und Flugsicherungstechnik: Einführung in Kommunikationstechnik, Navigation, Surveillance.* Springer, 2009
- [15] FÜRST, Markus: *Das 50,2Hz-Problem.* http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tab/documents/fuerst_50-2-hz-problem.pdf. – [Online; Stand 24. Juni 2012]
- [16] HAASE, Bernd: *Stromausfall legt ganz Hannover lahm.* <http://www.haz.de/Hannover/Aus-der-Stadt/Uebersicht/Stromausfall-legt-ganz-Hannover-lahm>. – [Online; Stand 20. Mai 2012]
- [17] HERING, Ekbert ; VOGT, Alois ; BRESSLER, Klaus: *Handbuch Der Elektrischen Anlagen Und Maschinen.* Springer, 1999
- [18] HÖCK, Günther: *Dirty Power - Oberschwingungen durch nichtlineare Verbraucher.* www.gmc-instruments.ch/src/download/dDirty_Power.pdf. – [Online; Stand 24. Juni 2012]
- [19] IWR: *Sturm bringt im Dezember Rekord-Winderträge.* <http://www.iwr.de/news.php?id=20250>. – [Online; Stand 19. Mai 2012]
- [20] JÖRN BIRKMANN ET AL.: *State of the Art der Forschung zur Verwundbarkeit Kritischer Infrastrukturen am Beispiel Strom/Stromausfall.* Forschungsforum Öffentliche Sicherheit Berlin, 2010 (Schriftenreihe Forschungsforum Öffentliche Sicherheit)

- [21] KAISER, Stefan: *Stromhändler zocken fast bis zum Blackout*. www.spiegel.de/wirtschaft/service/a-815587.html. – [Online; Stand 14. Mai 2012]
- [22] KRIESEL, David: *Ein kleiner Überblick über Neuronale Netze*. 2007. – erhältlich auf <http://www.dkriesel.com>
- [23] LOCKAU, Bente: *Kosteneffizienzanalyse des InSeL Modells unter Berücksichtigung der eingesetzten Sekundärregelleistung*. Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Diplomarbeit, 2011
- [24] N-TV: *Stromhändler gefährden Netz*. <http://www.n-tv.de/wirtschaft/Stromhaendler-gefaehrden-Netz-article5516456.html>. – [Online; Stand 14. Mai 2012]
- [25] OEDING, Dietrich ; OSWALD, Bernd R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer, 2011
- [26] PAPULA, Lothar: *Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler, Band 3*. Viewegs Fachbücher für Technik, 2001
- [27] SCHÄFERS, Hans ; VUTHI, Petrit ; BORST, Detlef ; LÜDEMANN, Karin: *INSEL: Internetbasiertes System eines erweiterbaren Lastmanagement zur Integration in virtuelle Kraftwerke*. Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Abschlussbericht, 2011
- [28] SCHUBERT, Franz ; SCHÄFERS, Hans ; BORST, Detlef ; LÜDEMANN, Karin: *Internetbasiertes System eines erweiterbaren Lastmanagements zur Integration in virtuelle Kraftwerke - INSEL*. <http://ieweb.etech.haw-hamburg.de/yamlt3/INSEL.326.0.html>. – [Online; Stand 24. Juni 2012]
- [29] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer, 2012
- [30] SIEKMANN, Stefan: *Fusion von Expertenwissen und Daten mit Neuro-Fuzzy-Methoden zur Prognose von Finanzzeitreihen*. Herbert Utz Verlag, 1999
- [31] STRÖBELE, Wolfgang ; PFAFFENBERGER, Wolfgang ; HEUTERKES, Michael: *Energie-wirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*. Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2012
- [32] SWISSGRID: *Frequenz*. <https://www.swissgrid.ch/content/swissgrid/de/home/experts/topics/frequency.html>. – [Online; Stand 21. Mai 2012]
- [33] UCTE

- [34] UCTE: *A1 - Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance, V1.9.* – [Online; Stand 21. Mai 2012]
- [35] UCTE: *Final Report System Disturbance on 4 November 2006.* https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf. 2007. – [Online; Stand 16. April 2012]
- [36] UCTE: *P5 - Policy 5: Emergency Operations, V1.* 2009. – [Online; Stand 16. April 2012]
- [37] VDE: *Wirkleistungssteuerung bei Überfrequenz von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.* <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tab/Seiten/50-2-hz.aspx>". – [Online; Stand 07. Juli 2012]
- [38] VUTHI, Petrit: *Design und Implementierung eines übergeordneten Reglers für ein Modell eines Netzwerks von Lastmanagement-Anlagen in MATLAB/Simulink.* Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Diplomarbeit, 2011
- [39] WIKIPEDIA: *Elektrifizierung.* <http://de.wikipedia.org/wiki/Elektrifizierung>. – [Online; Stand 10. Juni 2012]
- [40] WIKIPEDIA: *Netzfrequenz.* <http://de.wikipedia.org/wiki/Netzfrequenz>. – [Online; Stand 15. Dezember 2011]
- [41] WIKIPEDIA: *Photovoltaik.* http://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik#Installierte_Leistung. – [Online; Stand 07. Juli 2012]
- [42] WIKIPEDIA: *Rasterdiagramm.* <http://de.wikipedia.org/wiki/Rasterdiagramm>. – [Online; Stand 13. Mai 2012]
- [43] ZEIT.DE: *Stromhändler sollen Blackout riskiert haben.* <http://www.zeit.de/wirtschaft/2012-02/stromnetz-netzagentur-haendler-ausfall>. – [Online; Stand 14. Mai 2012]

A. Anhang

A.1. Netzfrequenzmessgerät

A.1.1. Schaltplan

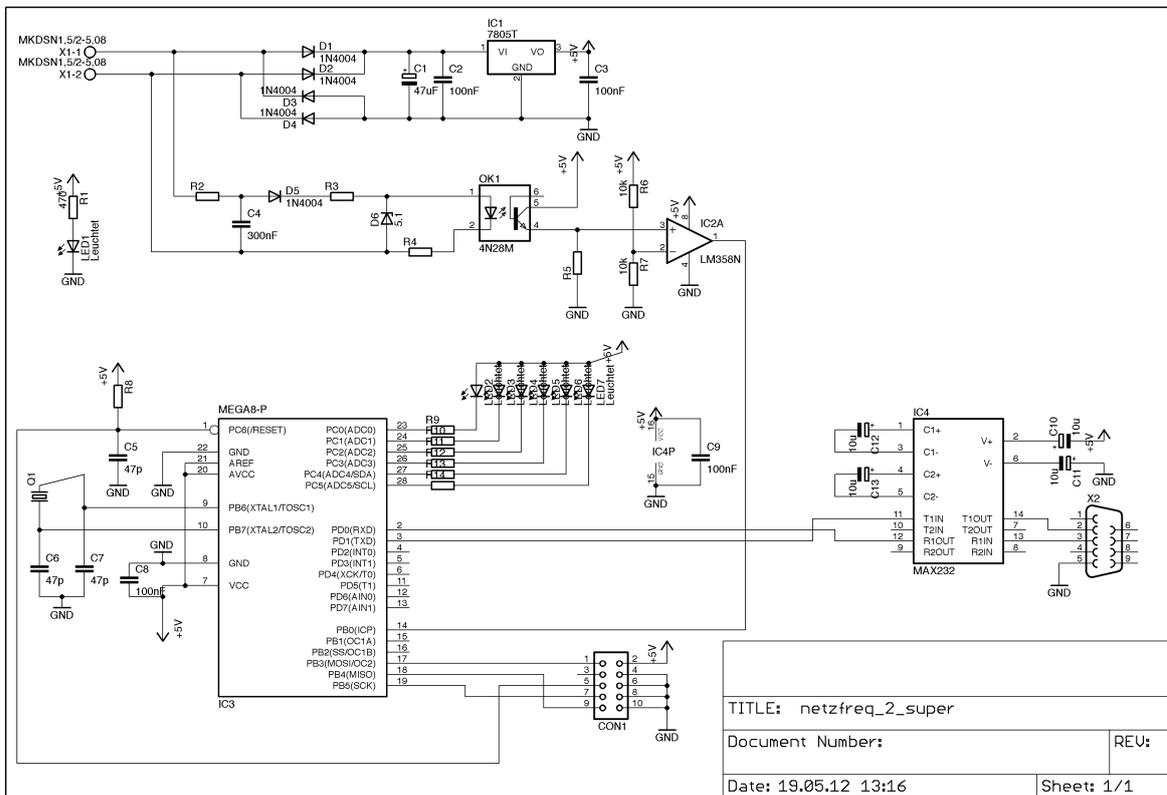


Bild A.1.: Schaltplan des Frequenzmessgerätes

A.1.2. Bestückungsplan

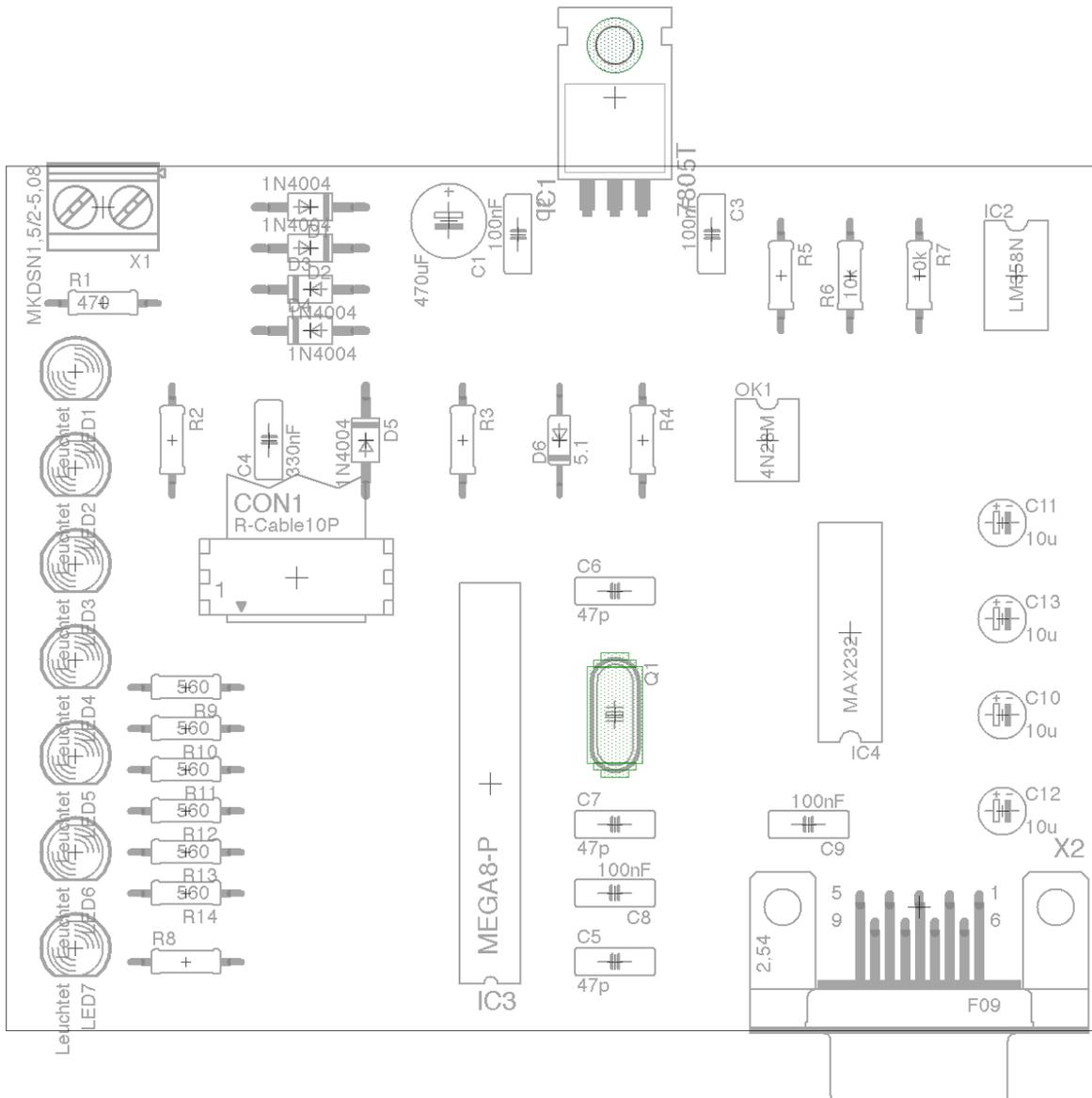


Bild A.2.: Bestückungsplan des Frequenzmessgerätes

A.1.3. Platinenlayout

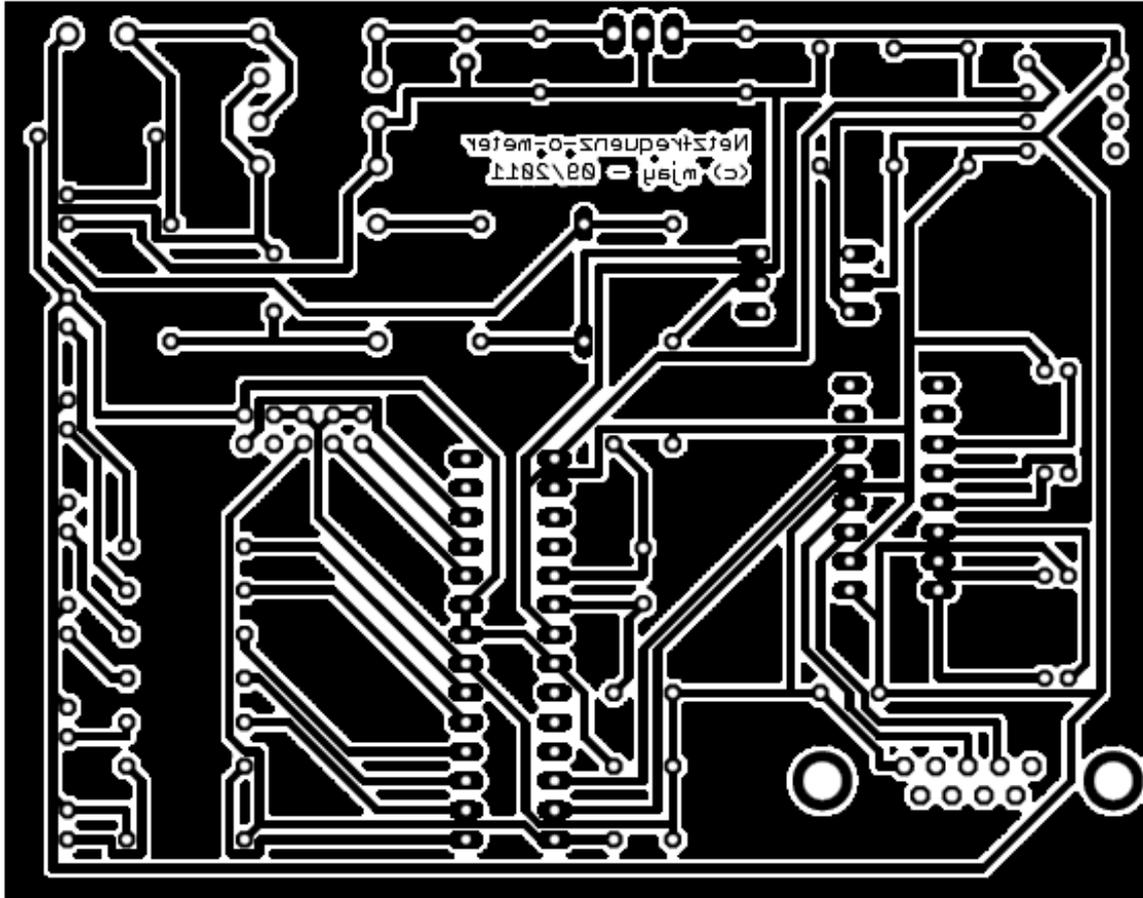


Bild A.3.: Platinenlayout des Frequenzmessgerätes (nicht masstabgerecht)

A.2. Programmierung des Mikrocontrollers

A.2.1. main.c

```
#include <avr/interrupt.h>
#include <inttypes.h>
#include <avr/io.h>
#include <avr/pgmspace.h>
#include <avr/sleep.h>
#include <util/delay.h>

#include "uart.h"
#include "timer.h"

#define F_CPU 12000000UL

#ifndef TRUE
#define TRUE 1
#define FALSE 0
#endif

int main(void)
{

    char SerCounterString[8];
    double Erg = 0.0;

    // serielle Schnittstelle initialisieren
    uart_init();

    // Timer initialisieren und starten
    timer_init();

    // Interrupts
    sei();

    // PC1 als Ausgang fuer die SekundenLED
    //DDRC = (1 << DDC1);
    DDRC = 0b00111111;

    //PORTC |= (1<<PC1);
    PORTC = 0b00101010;

    //50Hz-LED / PC3 daueran
```

```
PORTC &= ~(1<<PC3);

nf_UpdateSer = FALSE;

Erg = 50.0;

while(1)
{
    // liegt eine vollstaendige Messung vor?
    // Die Messung hat Vorrang vor allen anderen Aktivitaeten,
    // damit die Zahlen nicht verfaelscht werden.
    //
    if(nf_UpdateSer)
    {
        // Die Zeitdauer wird als Anzahl der Taktzyklen zwischen den
        // beiden gemessenen Flanken berechnet...
        // Aufgrund der unsigned-Variablen kommt auch das richtige Ergebnis
        // heraus, wenn die Startzeit groesser als die Endzeit ist.
        //Erg = (nf_NrOverflows * 65536) + nf_EndTime - nf_StartTime;

        // mit der bekannten Taktfrequenz ergibt sich dann die Signalfrequenz
        //Erg = (F_CPU) / Erg;          // f = 1 / t

        if (sekunde != oldsekunde) {

            // Den Wert nur berechnen, wenn die Zeiten nicht zu dicht
            // an 0 liegen. Durch irgendwelche Laufzeiten werden sonst
            // die Overflows hochgesetzt und ich finde die richtige
            // Stelle zum Sperren der Interrupts nicht... Also wird
            // gefuscht und in diesem Fall der letzte Frequenzwert genommen.
            if (nf_EndTime <= 65000 && nf_StartTime >= 500) {
                Erg = (nf_NrOverflows * 65536) + nf_EndTime - nf_StartTime;
                Erg = (F_CPU) / Erg * count_Flanken;
            }

            //erstmal LED toggeln
            PORTC ^= (1<<PC0);

            dtostrf( Erg, 5, 4, SerCounterString );
            uart_put_string(SerCounterString);

            // Testausgaben

            // gezaehlte Flanken
            /* uart_put_string("\t");
            dtostrf( count_Flanken, 5, 0, SerCounterString );
```

```
        uart_put_string(SerCounterString);
*/
// Ergebnis ohne Taktkorrektur
/*
uart_put_string("\t");
dtostrf( Erg * (F_CPU), 10, 0, SerCounterString );
uart_put_string(SerCounterString);
*/
// Anzahl der Ueberlaeufe
/*
uart_put_string("\t");
dtostrf( nf_NrOverflows, 5, 0, SerCounterString );
uart_put_string(SerCounterString);
*/
// Sekunde waehrend der Ausgabe
/*
uart_put_string("\t");
dtostrf( sekunde, 5, 0, SerCounterString );
uart_put_string(SerCounterString);

// fuer die Berechnung genutzte Endzeit
uart_put_string("\t");
dtostrf( nf_EndTime, 5, 0, SerCounterString );
uart_put_string(SerCounterString);

// fuer die Berechnung genutzte Startzeit
uart_put_string("\t");
dtostrf( nf_StartTime, 5, 0, SerCounterString );
uart_put_string(SerCounterString);
*/
uart_put_string("\n");

// Status-LEDs:

if ( (Erg < 50.00) && (Erg >= 49.98) ) {
    PORTC &= ~(1<<PC4);
    PORTC |= ( (1<<PC5) | (1<<PC1) | (1<<PC2) );
}
if ( (Erg > 50.00) && (Erg <= 50.02) ) {
    PORTC &= ~(1<<PC2);
    PORTC |= ( (1<<PC4) | (1<<PC5) | (1<<PC1) );
}
if ( (Erg < 49.98) ) {
    PORTC &= ~( (1<<PC4) | (1<<PC5) );
    PORTC |= ( (1<<PC1) | (1<<PC2) );
}
if ( (Erg > 50.02) ) {
    PORTC &= ~( (1<<PC1) | (1<<PC2) );
    PORTC |= ( (1<<PC4) | (1<<PC5) );
}
}
```

```
        oldsekunde = sekunde;
        new_second = TRUE;

    }
    // Serielle ist fertig, die naechste Messung kann starten
    //
    nf_UpdateSer = FALSE;
}
}
```

A.2.2. timer

timer.h

```
/*-----  
Basierend auf den Timer Routinen von U. Radig (UR)  
Modifiziert von M. Jaschinsky (MJ)  
-----*/  
#ifndef _TIMER_H  
#define _TIMER_H  
  
// Anzahl der Timer Overflows die waehrend  
// der Messung passiert sind (UR)  
volatile unsigned char nf_NrOverflows = 0;  
  
volatile unsigned char nf_NrOverflows_last = 0;  
  
// ICR-Wert bei erster High-Flanke in der neuen Sekunde speichern (UR)  
volatile unsigned long nf_StartTime = 0;  
  
// ICR-Wert bei letzter High-Flanke speichern (UR)  
volatile unsigned long nf_EndTime = 0;  
volatile unsigned long nf_EndTime_old = 0;  
volatile unsigned char nf_UpdateSer; // Job Flag (UR)  
volatile unsigned char nf_UpdateMess; // Job Flag (UR)  
  
//Variablen fuer die Zeit (UR)  
volatile unsigned int millisekunden;  
volatile unsigned int sekunde;  
volatile unsigned int minute;  
volatile unsigned int stunde;  
  
volatile unsigned int oldsekunde;  
  
//Test zur Verbesserung der Messung (MJ)  
volatile unsigned int count_Flanken = 0;  
volatile unsigned char new_second;  
volatile double Test_Erg = 0.0;  
  
// (UR)  
void timer_init (void);  
  
#include "timer.c"  
  
#endif // _TIMER_H
```

timer.c

```
/*-----  
   Basierend auf den Timer Routinen von U. Radig (UR)  
   Modifiziert von M. Jaschinsky (MJ)  
-----*/  
  
#include <stdio.h>  
#include <stdlib.h>  
#include <avr/io.h>  
#include <avr/interrupt.h>  
#include <inttypes.h>  
  
#include "timer.h"  
  
#ifndef TRUE  
#define TRUE 1  
#define FALSE 0  
#endif  
  
//-----  
//Diese Routine startet und initialisiert den Timer (UR)  
void timer_init(void)  
{  
    // Timer 1 fuer Frequenzmessung  
  
    // Input Capture Edge, kein PreScale (UR, MJ)  
    TCCR1B = (1<<ICES1) | (1<<CS10);  
  
    // Interrupts aktivieren, Capture + Overflow (UR, MJ)  
    TIMSK = (1<<TICIE1) | (1<<TOIE1);  
  
    // Timer 2 fuer die Uhrzeit (MJ)  
    TCCR2 = (1<<WGM21); // CTC Modus  
    TCCR2 |= (1<<CS21 | 1<<CS22); // Prescaler 256 - Datenblatt S.116  
  
    // (UR)  
    OCR2 = (F_CPU/256)/1000 - 1;  
  
    // Compare Interrupt erlauben (UR)  
    TIMSK |= (1<<OCIE2);  
  
    return;  
};  
  
//-----  
//Timer Interrupt (UR)
```

```
ISR (TIMER2_COMP_vect)
{
    millisekunden++;
    if(millisekunden == 1000)
    {
        sekunde++;
        millisekunden = 0;

        if(sekunde == 60)
        {
            minute++;
            sekunde = 0;
        }

        if(minute == 60)
        {
            stunde++;
            minute = 0;
        }

        if(stunde == 24)
        {
            stunde = 0;
        }
    }
}

ISR( TIMER1_CAPT_vect )
{
    //static unsigned char nf_ErsteFlanke = TRUE;

    // Das Display wurde mit den Ergebnissen der vorhergehenden
    // Messung noch nicht upgedated. Die naechste Messung
    // verzoegern, bis die Start und EndTime Variablen wieder
    // gefahrlos beschrieben werden koennen
    if( nf_UpdateSer)
        return;

    // Bei der ersten Flanke beginnt die Messung, es wird der momentane
    // Timer beim Input Capture als Startwert gesichert
    // (UR, Variablennamen teilweise von MJ angepasst)

    if (new_second) {
        nf_EndTime = nf_StartTime;
        nf_StartTime = ICR1;
        nf_NrOverflows = 0;
    }
}
```

```
        count_Flanken = 0;
        new_second = FALSE;
    } else {
        nf_EndTime_old = nf_EndTime;
        nf_EndTime = ICR1;
        count_Flanken++;
        nf_UpdateSer = TRUE;
    }
}

ISR( TIMER1_OVF_vect )
{
    nf_NrOverflows++;
}
```

A.2.3. uart

Für die serielle Kommunikation werden fertige Routinen genutzt, diese befinden sich auf der beiliegenden DVD.

A.3. Matlab-Skripte

A.3.1. Rasterdiagramm

```
function carpetplot(data, FigNr)

%basierend auf einem Blogeintrag von OTMEZGER:
%http://matlabber.blogspot.de/2007/11/carpetplot-with-matlab-part-2.html

max_zeilen = 96;
zeile=1;
spalte=1;
i=1;
begindat = '2012-07-01';
tage = 314; %365
while spalte <= tage,
    while zeile <= max_zeilen,
        DATA(zeile,spalte)=data(i);
        zeile=zeile+1;
        i=i+1;
    end
    spalte=spalte+1;
    zeile=1;
end

DATA(1,1)=-2500;
DATA(2,1)=2500;

x=[1:1:tage];
y=[0:1:max_zeilen-1];

figure(FigNr)
clf

axes1 = axes('FontSize',12, 'LineWidth',1, 'Box','on', 'Parent',
    figure(FigNr), 'YDir','reverse', 'YTick',0:4:95, 'YTickLabel',
    0:23, 'XTick', 0:30:tage, 'XTickLabel', [7 8 9 10 11 12 1 2 3 4 5],
    'PlotBoxAspectRatio',[1.5 1 1]);

xlabel(axes1, 'Monat');
ylabel(axes1, 'Uhrzeit');
grid(axes1, 'off');
hold(axes1, 'all');

set(gca, 'XLim', ([1 tage]), 'YLim', [0 max_zeilen-1], 'ZLim', [-5000 5000])
```

```
surf(x,y,DATA,'EdgeColor','none','LineWidth',1,'Parent',axes1);
view(0,90)

colorbar('FontSize',12)

annotation(gcf,'textarrow',[0.9 0.9],[0.7723 0.8215],'TextEdgeColor',
           'none','TextRotation',90,'FontSize',12,'String','Regelleistung',
           'HeadStyle','none','LineStyle','none');
```

A.3.2. Trompetenkurve

```
function retTromp = freq2tromp_new(freq)

%Anzahl der Werte
[laenge, blubb] = size(freq);
retTromp = zeros(laenge, 3);

freq_normal = 50.0;
tromp_d = 0.02;

tromp_time = 1.0;
tromp_last_freq1 = 50; % nfddata(1, 2);
tromp_last_freq2 = freq(2, 2);

retTromp(:, 1) = freq(:, 1);
retTromp(1, 2) = 0; % Initialwert
retTromp(1, 3) = 0;

for i=2:laenge

    tromp_last_value
        = tromp(tromp_time, tromp_last_freq1, tromp_last_freq2, tromp_d);
    %tromp_now_value = tromp(0, freq(i-1, 2), freq(i, 2));

    retTromp(i, 2) = tromp_last_value;

    tromp_time = tromp_time + 1;

    %fuer die Faelle, die unten nicht abgedeckt werden
    retTromp(i, 3) = retTromp(i-1, 3);

    %groesser als 50Hz
    if (freq(i, 2) > (50.0 + tromp_d))
        if (freq(i, 2) > tromp_last_value)
```

```
%alten Wert + Differenz vom alten zum neuen
retTromp(i, 3) = retTromp(i-1, 3) + (50-freq(i, 2)-retTromp(i, 2));

tromp_time = 1.0;
tromp_last_freq1 = 50; % nfddata(i-1, 2);
tromp_last_freq2 = freq(i, 2);
end

%kleiner als 50Hz
if (freq(i, 2) < (50.0 - tromp_d))
    if (freq(i, 2) < tromp_last_value)

        retTromp(i, 3) = retTromp(i-1, 3) - (50-freq(i, 2)+retTromp(i, 2));

        tromp_time = 0.0;
        tromp_last_freq1 = 50; %nfddata(i-1, 2);
        tromp_last_freq2 = freq(i, 2);
    end
end

retTromp(:, 3) = retTromp(:, 3) * 1;
freq(:, 2) = 50-freq(:, 2);
```

A.4. Python-Skript

```
#!/usr/bin/env python

#import serial      #pyserial
import math
import time
import datetime
import sys
import csv

filename = "2012_04.csv"

trump_d = 0.02      #maximum deviation
trump_time = 0      #time counter

#last frequency, before trumpet curve was "jumping"
trump_freq_last = 50.0

#value of the trumpet curve with the current frequency at time=0
trump_value_now = 50.0
#last value of the trumpet curve, before it was "jumping"
trump_value_last = 50.0

#how often the trumpet curve hurts below the current value
trump_hurt_low = 0
#how often the trumpet curve hurts above the current value
trump_hurt_high = 0

#convert input from serial to float (and "catch error", if it's not a float)
def toFloat(s):
    try:
        return float(s)
    except exceptions.ValueError:
        return float(50.0)

#calculate trumpet-curve
def trump(tr_time, tr_f1, tr_f2, tr_d):
    if (tr_f1 >= 50.0):
        vorz = 1.0
    else:
        vorz = -1.0

    if (tr_f1 == tr_f2):
        return tr_f1
```

```
tr_A = 1.2 * math.fabs(tr_f2-tr_f1)
tr_T = 900.0 / math.log(tr_A/tr_d)
tr_H = 50.0 + (tr_A * vorz * math.exp(-tr_time/tr_T))

return tr_H
```

```
def trump2(freq_now):
```

```
    global trump_d
    global trump_time
    global trump_freq_last
    global trump_value_now
    global trump_value_last
```

```
    global trump_hurt_low
    global trump_hurt_high
```

```
    trump_value_now = trump(0.0, freq_now, 50.0, trump_d)
    trump_value_last = trump(trump_time, trump_freq_last, 50.0, trump_d)
    trump_time = trump_time+1
```

```
    #if frequency > 50Hz,
    #then the trumpet curve has to be above the current frequency
    if(freq_now >= (50.0 + trump_d)):
```

```
        #if the new trumpet curve is higher than the old one,
        #take the new trumpet value.
```

```
        if(trump_value_now >= trump_value_last):
            trump_time = 0.0;
            trump_freq_last = freq_now
            trump_hurt_high = trump_hurt_high + 1
            return trump_value_now
```

```
        else:
            return trump_value_last
```

```
    #if frequency < 50Hz,
    #the trumpet curve has to be below the current frequency
    if(freq_now <= (50.0 - trump_d)):
```

```
        if(trump_value_now <= trump_value_last):
            trump_time = 0.0;
            trump_freq_last = freq_now
            trump_hurt_low = trump_hurt_low + 1
            return trump_value_now
```

```
        else:
            return trump_value_last
```

```
#if the current frequency is in the allowed deviation range,
#take the old trumpet curve and use it for further calculation, too
return trump_value_last

#reset the values for the trumpet curve and the calculation
def reset_trump():
    global trump_high
    global trump_low
    global trump_ok

    global trump_freq_last
    global trump_value_last
    global trump_value_now

    global trump_hurt_low
    global trump_hurt_high

    trump_high = 0
    trump_low = 0
    trump_ok = 0

    trump_freq_last = 50.0
    trump_value_last = 50.0
    trump_value_now = 50.0

    trump_hurt_low = 0
    trump_hurt_high = 0

#--- end functions ---

#set serial to 38400 with timeout = 1 second
#ser = serial.Serial('/dev/ttyUSB0', 38400, timeout=1)

counter = 0
reset_trump()

min = int(time.strftime("%M"))
sec = int(time.strftime("%S"))
hour= int(time.strftime("%H"))
qoah= int(math.floor(min / 15)) #_q_uarter _o_f _a_n _h_our ;)

#open csv-files
readfileobj = csv.reader(open(filename, "rb"), delimiter=";")
#writefileobj = csv.writer(open("2011_07_new.csv", "wb"))

#don't fill out missing timedata at the first loop
first_loop = True
```

```
#main loop
for line in readfileobj:

#   line = ser.readline()
time = datetime.datetime.fromtimestamp(float(line[1]))
freq = toFloat(line[2])

i=1
if not first_loop:
    while (int(last_time_out)+i < int(line[1])):
        print '{0};{1:3.3f};{2:3.3f}'\
            .format(int(last_time_out)+i, freq_out, trump_out)
        i=i+1

min = int(time.strftime("%M"))
sec = int(time.strftime("%S"))
hour= int(time.strftime("%H"))
qoah= int(math.floor(min / 15)) #_q_uarter _o_f _a_n _h_our ;

counter = counter + 1

freq_out = freq
trump_out = trump2(freq)

#count the highs and lows of the trumpet curve
#and how often it is within the deviation
if (trump_out > (50.0 + trump_d)):
    trump_high = trump_high + 1;
elif (trump_out < (50.0 - trump_d)):
    trump_low = trump_low + 1;
else:
    trump_ok = trump_ok + 1;

print '{0};{1:3.3f};{2:3.3f}'\
    .format(line[1], freq_out, trump_out)

first_loop = False

last_time_out = line[1]
last_freq_out = freq_out
last_trump_out = trump_out
```

A.5. Weiteres

Auf der beiliegenden DVD befinden sich weitere Quelltexte, Bilder und Daten zur Netzfrequenz.

Versicherung über die Selbstständigkeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit im Sinne der Prüfungsordnung nach §25(4) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen habe ich unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg, 20. Juli 2012

Ort, Datum

Unterschrift