

Auswirkungen von Blindleistungsmanagement durch dezentrale Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

Untersuchungen unterschiedlicher Inselnetzkonfigurationen

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von
Redžo Muratović

Betreuende
Dipl. Ing. Dr.techn. Ernst Schmutzer
Dipl.Ing. Maria Aigner

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / März – 2013



Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich beim Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz für die Möglichkeit diese Diplomarbeit zu erstellen, recht herzlich bedanken. Besonders hervorheben möchte ich hier die an der Entstehung dieser Diplomarbeit beteiligten Personen. Das sind meine Betreuer Herr Dipl.-Ing. Dr.techn. Ernst Schmautzer und Frau Dipl.-Ing. Maria Aigner sowie der Institutsleiter Herr Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert. Weiters bedanke ich mich bei Herrn Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner für die stets freundliche und rasche Beantwortung meiner Fragen. Darüber hinaus danke ich meinen Arbeitskollegen für die angenehme Arbeitsatmosphäre und für die angeregten Diskussionen.

Meinen Eltern danke ich besonders für die unterstützenden Worte und die Ermutigung bei der Entscheidung zu diesem Studium. Nicht zuletzt sei auch meinen Schwestern an dieser Stelle für ihre allzeit aufbauenden Worte gedankt.

Ganz besonders möchte ich mich hier bei meiner Frau Vildana und unseren Töchtern Medina und Alina für ihre Geduld während des gesamten Studiums bedanken. Für die geschaffenen Freiräume und ihr Arrangement mit dem oft geistig abwesenden Papa – insbesondere in den letzten Wochen – sei an dieser Stelle eigens gedankt.

Zum Abschluss möchte ich mich auch noch bei allen hier namentlich nicht erwähnten Personen, die zum erfolgreichen Abschluss meines Studiums beigetragen haben, bedanken.

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 12.03.2013

Redžo Muratović

Kurzfassung

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich zum einen mit Blindleistungsmanagement durch **dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA)** in Verteilernetzen. Das Ziel ist, die Untersuchung bzw. Darstellung der Auswirkungen der Blindleistung auf das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz (NS-Netz). Zum anderen werden Inselnetze mit verschiedenen Ausgangssituationen bzw. Konfigurationen im Labor messtechnisch untersucht. Für die Darstellung der Auswirkungen von Blindleistungsmanagement auf das Spannungsniveau sind Messungen in einem realen **Netzausläufer (NA)** und in einem Modell durchgeführt worden. Im Modell sind auch weitere Einflussfaktoren wie die eingespeiste Wirkleistung durch DEA, die Leitungslänge und unterschiedliche Lastsituationen auf das Spannungsniveau untersucht worden.

Schlüsselwörter:

Dezentrale Erzeugungsanlagen, Blindleistungsmanagement, Spannungsniveau, Netzausläufer, Inselnetzkonfigurationen, frequenzabhängige Leistungsregelung

Abstract

This diploma thesis deals on one hand with reactive power management by **distributed generation (DG)** in distribution networks. The aim is the investigation and presentation of the effects of reactive power on the voltage level in the low voltage network. On the other hand islanded networks are investigated by measurement with different starting situations and configurations in the laboratory. For the presentation of the effects of reactive power management on the voltage level measurements in a real network periphery and in a network model have been carried out. In the network model other factors such as the injected active power by DG, the line length and different load situations on the voltage level have been investigated.

Keywords:

Distributed generation, reactive power management, voltage level, network periphery, islanded network configurations, frequency shift power control

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----------|
| Inhaltsverzeichnis | 5 |
| Abkürzungsverzeichnis | 7 |
| 1 Kurzfassung | 9 |
| 1.1 Ziel..... | 9 |
| 1.2 Methode..... | 9 |
| 1.3 Ergebnisse..... | 9 |
| 1.4 Schlussfolgerungen und Ausblick..... | 10 |
| 2 Einleitung | 11 |
| 3 Aktuelle Regelwerke über Erzeugungsanlagen im öffentlichen Elektrizitätsversorgungssystem | 15 |
| 3.1 Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen im öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetz | 17 |
| 3.1.1 Zulässige Spannungsänderungen | 20 |
| 3.1.2 Spannungsunsymmetrien..... | 21 |
| 3.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz | 23 |
| 3.1.4 Blindleistungsmanagement durch DEA..... | 24 |
| 3.1.5 Netzstützung | 27 |
| 4 Methoden | 32 |
| 5 Netzausläufer-Modell | 34 |
| 5.1 Maßstabsbetrachtungen | 35 |
| 5.1.1 Hoch- bzw. Höchstspannungsnetze..... | 35 |
| 5.1.2 Mittelspannungsnetze..... | 37 |
| 5.1.3 Niederspannungsnetze..... | 38 |
| 5.1.4 Zusammenfassung Maßstabsbetrachtungen | 39 |
| 5.1.5 Bestimmung der Modell-Größen des untersuchten Netzausläufers..... | 40 |
| 6 Messergebnisse-Netzausläufer | 43 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 6.1 | Darstellung der Messergebnisse | 43 |
| 6.2 | Diskussion der Messergebnisse-Netzausläufer | 50 |
| 7 | Untersuchung verschiedener Inselnetzkonfigurationen..... | 52 |
| 7.1 | Inselnetzkonfiguration – Versorgung über den Inselnetz-WR | 56 |
| 7.2 | Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz-und PV-WR | 60 |
| 7.2.1 | Versorgung über Inselnetz- und PV-WR | 60 |
| 7.2.2 | Weiterführende Betrachtungen der zuvor beschriebenen Inselnetzkonfigurationen.... | 66 |
| 7.3 | Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator..... | 68 |
| 7.3.1 | Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator..... | 68 |
| 7.3.2 | Inselnetzkonfigurationen – Abschließende Betrachtungen | 74 |
| 7.4 | Leistungsregelung des untersuchten PV-WRs über die Frequenz | 76 |
| 7.5 | Frequenzhaltung in elektrischen Netzen | 79 |
| 7.6 | Inselnetzkonfigurationen – Einbindung von Notstromgeneratoren | 82 |
| 8 | Ausblick | 85 |
| 9 | Literatur..... | 88 |
| 10 | Anhang..... | 90 |
| 10.1 | Bestimmung der Modell-Größen des untersuchten Netzausläufers | 90 |
| 10.2 | Drehmoment- bzw. Wirkungsgradberechnung | 97 |
| 10.3 | Verschiebungsfaktor | 98 |
| 10.4 | Verwendete Komponenten..... | 99 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|------------------|---|
| <i>(D)SG</i> | (Drehstrom) Synchrongenerator |
| Δu_{max} | maximale Spannungsänderung |
| <i>Bat.Soc</i> | Batterie- bzw. Akkumulatorladezustand |
| <i>BDEW</i> | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft |
| <i>BHKW</i> | Blockheizkraftwerk |
| <i>C'</i> | Kapazitätsbelag |
| $\cos(\varphi)$ | Verschiebungsfaktor |
| <i>DEA</i> | Dezentrale Erzeugungsanlage |
| <i>DEWE</i> | Dewetron Messsystem |
| <i>EEA</i> | European Environment Agency |
| <i>ENTSO-E</i> | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| <i>EP</i> | Einspeisepunkt |
| <i>EPIA</i> | European Photovoltaic Industry Association |
| <i>EZA</i> | Erzeugungsanlage |
| f_0 | Grundschwingungsfrequenz |
| f_{max} | Maximalfrequenz |
| <i>FRT</i> | Fault Ride Through |
| <i>FSPC</i> | Frequency Shift Power Control |
| <i>G'</i> | Ableitungsbelag |
| <i>H</i> | normierte Trägheitskonstante |
| I_a | Anlaufstrom |
| I_{rE} | Bemessungsstrom der Erzeugungseinheit |
| <i>J</i> | Trägheitsmoment |
| <i>L'</i> | Induktivitätsbelag |
| <i>LVRT</i> | Low Voltage Ride Through |
| M_E | Abtriebsmoment Generator (elektrisch) |
| <i>MPP</i> | Maximum Power Point |
| <i>MS</i> | Mittelspannung |
| M_T | Antriebsmoment Turbine (mechanisch) |
| <i>n</i> | Drehzahl |
| <i>NA</i> | Netzausläufer |
| <i>NS</i> | Niederspannung |
| <i>p</i> | Polpaarzahl |
| P_{AV} | vereinbarte Anschlusswirkleistung |
| <i>PV</i> | Photovoltaik |

| | |
|--------------|---|
| R' | Widerstandsbelag |
| S_{Emax} | maximale Anschlussleistung der Erzeugungseinheit |
| S_{GNenn} | Generator Nennscheinleistung |
| S_{kV} | Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt |
| S_N | Nennscheinleistung |
| SOC | State of Capacity (State of Charge) |
| SS | Sammelschiene |
| S_T | Nennleistung des Transformators |
| S_{WRNenn} | Wechselrichter Nennscheinleistung |
| T_J | Anlaufzeitkonstante |
| TOR | Technische und Organisatorische Regeln |
| \ddot{u} | Übersetzungsverhältnis |
| U_C | vereinbarte Versorgungsspannung |
| u_k | relative Kurzschlussspannung |
| U_N | Nennspannung |
| u_r | Wirkkomponente von u_k |
| U_T | Nennspannung des Transformators auf der Unterspannungsseite |
| u_x | Blindkomponente von u_k |
| VDE | Verband der Elektrotechnik |
| VKM | Verbrennungskraftmaschine |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| VP | Verknüpfungspunkt |
| WR | Wechselrichter |
| Z_T | Transformatorimpedanz |
| λ | Leistungsfaktor |
| σ | Statik |
| φ | Phasenwinkel |
| ω_m | mechanische Kreisfrequenz $2\pi n$ |

1 Kurzfassung

1.1 Ziel

Ziel dieser Diplomarbeit ist die Darstellung der Auswirkungen von Blindleistungsmanagement durch dezentrale Erzeugungsanlagen auf das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz. Im anderen Teil werden unterschiedliche Inselnetzkonfigurationen mit dem Ziel der Darstellung des Verhaltens verschiedener Wechselrichtertypen und des Zusammenspiels mehrerer Quellen in einem Inselnetz bei verschiedenen Ausgangs- bzw. Lastsituationen behandelt.

1.2 Methode

Für die praktischen Untersuchungen des Blindleistungsmanagements durch dezentrale Erzeugungsanlagen wurde ein geeigneter Netzausläufer des NS-Netzes gewählt und in weiterer Folge an einem ausgewählten Verknüpfungspunkt (VP) bzw. Einspeisepunkt (EP) mittels Notstromgenerator Wirkleistung mit unterschiedlichen Verschiebungsfaktoren¹ $\cos(\varphi)$ in diesen NA eingespeist. Diese Messung wurde zum Vergleich in einem Netzmodell im Labor wiederholt. Da eine theoretische Analyse nicht Schwerpunkt dieser Diplomarbeit war, wurde sowohl im ersten als auch im zweiten Teil der vorliegenden Arbeit großer Wert auf praktische, messtechnische Untersuchungen gelegt, um das Thema nicht ausschließlich auf theoretische Untersuchungen zu beschränken. So wurde zum Beispiel eine Inselnetzkonstellation mit drei unterschiedlichen Erzeugungseinheiten aufgebaut und betrieben um die Lastaufteilung zwischen den Quellen darzustellen.

1.3 Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass Blindleistungsmanagement durch DEA im Niederspannungsnetz nur geringe Auswirkungen auf das Spannungsniveau hat. Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass im NS-Netz die eingespeiste Wirkleistung und die Leitungsauslegung einen größeren Einfluss als die Blindleistung auf die Spannungshaltung haben. Allgemein gültige Aussagen sind hier nicht sinnvoll, jedoch kann gesagt werden, dass im untersuchten Netzausläufer eine Verdoppelung der eingespeisten Wirkleistung eine Spannungsanhebung

¹ Für „Verschiebungsfaktor“ im gesamten Text: siehe Anhang!
Redžo Muratović

am VP von $\Delta u \approx 3\%$ zur Folge hat, wobei eine Verdoppelung der Blindleistung das Spannungsniveau nur um $\Delta u \approx 1\%$ im Verlauf des Niederspannungsnetzes verändert, möglicherweise aber im Verlauf des Mittelspannungsnetzes sehr wohl wirksam werden kann.

1.4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Unter Berücksichtigung der Hintergründe für die aktuellen Forderungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) und Regelwerke bezüglich dezentraler Erzeugungsanlagen, kann an dieser Stelle die Aussage getätigt werden, dass die derzeitigen Lösungsansätze nur kurzfristige sein können. Mit Blindleistungsmanagement im Niederspannungsnetz, kann der stellenweise notwendige Netzausbau nicht verhindert sondern in einem geringen Maße verzögert werden. Wenn es zu punktuellen Engpässen im elektrischen Netz kommt, können diese nur durch Investitionen in den Ausbau der Netzinfrastruktur behoben werden und nicht durch Blindleistungsbezug bzw. -erzeugung dezentraler Erzeugungsanlagen, um die Spannung am Verknüpfungspunkt abzusenken bzw. anzuheben. Es muss jedoch an dieser Stelle auch gesagt werden, dass es nicht möglich ist, eine generelle allgemein – für alle Niederspannungsnetzgebiete – gültige Aussage zu machen. Eine individuelle Untersuchung des betroffenen Netzabschnittes ist in jedem Fall notwendig.

2 Einleitung

Die vorliegende Diplomarbeit unterteilt sich in die folgenden zwei Kernthemen: Ein Kernthema ist die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch Blindleistungsmanagement dezentraler Erzeugungsanlagen. Es stellt sich die Frage wieso gerade die „Spannungshaltung im Niederspannungsnetz“ und wieso „durch Blindleistungsmanagement dezentraler Erzeugungsanlagen“ als Thema von Bedeutung sind? Die Spannungshaltung ist in allen Spannungsebenen des elektrischen Energieübertragungs- bzw. Verteilungsnetzes und auch für alle zentralen Erzeugungsanlagen ein essentielles Thema. Um diese Frage zu beantworten, muss an dieser Stelle ein Einblick in die aktuelle Problematik der dezentralen Erzeugungsanlagen gegeben werden.

Die derzeitige Situation sieht so aus, dass leistungsschwächere, dezentrale Erzeugungsanlagen zu einem sehr großen Anteil einen Anschlusspunkt im Niederspannungsnetz haben und dass es bis vor kurzem beispielsweise für Photovoltaik (PV)-Anlagen keine Forderungen bezüglich der Beteiligung an der Spannungshaltung durch Blindleistungsmanagement gab. Die Blindleistungsregelung war ausschließlich Sache der großen, „zentralen“ Energieerzeugungsanlagen, die in die höheren Spannungsebenen einspeisen. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass der Begriff Energieerzeugungsanlage falsch ist, denn Energie kann nicht erzeugt, sondern nur umgewandelt werden. In der Literatur wird dieser Begriff oft als Synonym für Strom- bzw. Wärmeerzeugungsanlagen verwendet. Die Spannungshaltung war und ist auch weiterhin eine Aufgabe des Verteilernetzbetreibers. Durch den immer noch stark steigenden und nicht mehr zu vernachlässigenden Anteil dezentraler, hauptsächlich erneuerbarer Erzeugungsanlagen, sind Maßnahmen erforderlich geworden, um das elektrische Energiesystem auch in Zukunft weiterhin stabil und zuverlässig betreiben zu können. Auf einige dieser Maßnahmen wird im Zuge dieser Diplomarbeit an gegebener Stelle näher eingegangen.

Dezentrale Erzeugungsanlagen sind für das elektrische Energieübertragungssystem an sich kein Problem. Zieht man beispielsweise die Kleinwasserkraft heran, so sieht man, dass DEA sich bereits über die Jahre bewährt haben. Die Herausforderung ist der starke Anstieg an installierter Leistung im Niederspannungsnetz in den letzten Jahren. Um nur ein Beispiel zu nennen, sei hier kurz auf die Lage in Deutschland verwiesen.

Mit Ende November 2012 waren in Deutschland laut [1] PV-Anlagen mit einer Nennleistung von insgesamt 32389 MWp installiert. Die Primärregelreserve des europäischen Verbundsystems liegt laut [18] bei 3000 MW!

Bis zur Überarbeitung der VDE-Anwendungsregel VDE - AR - N 4105:2011 - 08 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, in weiterer Folge auch als Niederspannungsrichtlinie bezeichnet, durften PV-Anlagen nur Wirkleistung einspeisen, um das Netz nicht unnötig mit Blindstrom zu belasten. Die Anlagen mussten sich vom Netz trennen, wenn es Probleme mit der Frequenz- oder Spannungshaltung gab. Hätte man an dieser Regelung keine Veränderungen vorgenommen, wie dies in der in Deutschland seit 01. Juli 2012 für alle **Erzeugungsanlagen (EZA)** am Niederspannungsnetz gültigen VDE - AR - N 4105:2011 - 08, wären Szenarien möglich geworden, in denen sich im Fehlerfall ein Großteil der PV-Anlagen vom deutschen Verteilernetz getrennt und dadurch das gesamte europäischen Verbundsystems gefährdet hätten, da die klassische Primärregelreserve für solch einen Fall nicht mehr ausreichen würde.

Die steigende Anzahl der dezentralen Erzeugungsanlagen im NS-Netz und die angesprochenen Veränderungen der aktuellen Richtlinien bzw. Anwendungsregeln sind zum Teil der Hintergrund bzw. die Motivation für diese Diplomarbeit. Hierbei soll es nicht darum gehen, die in der Fachliteratur hinlänglich bekannten Grundlagen zum wiederholten Male darzustellen. Vielmehr soll eine messtechnische Überprüfung der Wirksamkeit der neuen Forderungen in diversen wissenschaftlichen Publikationen und Vorschriften, normgebender Institutionen bzgl. Spannungsniveau, speziell im NS-Netz durchgeführt werden. Auf praktisch durchgeführte Messungen, sowohl im realen Netzausläufer als auch im Labor wurde großer Stellenwert gelegt.

Auch bereits vor der oben angesprochenen Überarbeitung dieser sogenannten Niederspannungsrichtlinie gab es die Beschränkung, dass die Spannung an den Netzanschlusspunkten neu anzuschließender dezentraler Erzeugungsanlagen nicht um mehr als $\pm 3\%$ im Niederspannungsnetz verändert werden darf. In Deutschland beispielsweise war jedoch der VNB dazu verpflichtet sein Netz auszubauen, wenn er im Zuge von Planungsarbeiten neuer DEA feststellte, dass es zu Verletzungen dieser 3% - Grenze kommen könnte. Die Verteilernetzbetreiber waren dazu verpflichtet den Strom, produziert durch erneuerbare Energien, abzunehmen. Die Verteilernetzbetreiber mussten die Investitionskosten für den Netzausbau tragen und die Betreiber der DEA profitierten davon.

Das Ziel der Gesetzgeber war bzw. ist es, das Aufnahmevermögen der elektrischen Verteilernetze für die seit Jahren und wohl auch in der Zukunft steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen zu erhöhen. Der Strom, der von den erneuerbaren Erzeugungsanlagen kam, sollte um jeden Preis ins Netz eingespeist werden. Mittlerweile ist man so weit, dass man nach kostengünstigeren Lösungen als den Netzausbau sucht, um die Aufnahmefähigkeit der Verteilernetze zu erhöhen. Ein Versuch die Kosten zu reduzieren, ist die Forderung nach Blindleistungsmanagement durch dezentrale Erzeugungsanlagen. Damit soll es möglich sein, ohne Netzausbau mehr Wirkleistung ins Netz einzuspeisen. Ob das die beste und längerfristig kostengünstigste Lösung ist, muss hinterfragt werden. Die wirtschaftlichen Aspekte dieser Fragestellung werden jedoch im Zuge dieser Diplomarbeit nicht näher betrachtet.

Die Idee dieser Forderung ist relativ einfach. Speist eine DEA, beispielsweise eine PV-Anlage über einen Wechselrichter Wirkleistung ins Niederspannungsnetz ein, so wird am Verknüpfungspunkt der Anlage die Spannung angehoben. Nimmt der Wechselrichter, jedoch gleichzeitig mit der Wirkleistungseinspeisung induktive Blindleistung aus dem Netz auf, so kann die Spannung gesenkt werden. Somit können die Netzbetreiber am selben Netzanschlusspunkt größere Anschlussleistung zulassen. Ein weiterer Aspekt blindleistungsfähiger DEA ist, dass die Kosten nun auf VNB und Betreiber der DEA aufgeteilt werden. In der überarbeiteten, derzeit aktuellen VDE-Anwendungsregel VDE - AR - N 4105:2011 08 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ wird gefordert, dass auch die leistungsschwachen Erzeugungsanlagen (unabhängig von der Anzahl der einspeisenden Phasen, d.h. auch einphasige Anlagen) mit einem Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ von bis zu $\pm 0,95$ bzw. $\pm 0,90$ betrieben werden können.

Mit folgenden Annahmen kann der Vorgang der Kostenaufteilung dargestellt werden: Es steht eine PV-Anlage zur Verfügung, die eine Wirkleistung von $P = 100 \text{ kW}$ einspeisen kann. Die DEA speist die Wirkleistung mit einem Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 1,00$.

Der Verschiebungsfaktor ist als das Verhältnis zwischen der Wirk- und der Scheinleistung definiert. Damit hat die DEA eine Scheinleistung von:

$$S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{100 \text{ kW}}{1} = 100 \text{ kVA} \quad (1)$$

Wird nun ein Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,90$ gefordert, so müssen die Wechselrichter der PV-Anlage auch Blindleistung zur Verfügung stellen und die Scheinleistung des Wechselrichters erhöht sich auf:

$$S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{100 \text{ kW}}{0,9} = 111,11 \text{ kVA} \quad (2)$$

Der Betreiber muss damit natürlich mehr Kapital in die Anlage investieren, um die gleiche Wirkleistung ins Netz einspeisen zu können. Trotz der größeren Scheinleistung bleibt der Ertrag der Anlage gleich, denn vergütet wird nur die eingespeiste Wirkleistung. Der Vollständigkeit halber muss auch gesagt werden, dass die Netzinfrastruktur auch auf die größere Scheinleistung ausgelegt werden muss. Somit hat der VNB auch einen Anteil an den Kosten zu tragen. Wie schon zuvor erwähnt, ist es nicht Aufgabe dieser Diplomarbeit, sich mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung auseinanderzusetzen, aber ein kritischer Blick von dieser Seite ist sinnvoll.

3 Aktuelle Regelwerke über Erzeugungsanlagen im öffentlichen Elektrizitätsversorgungssystem

In diesem Kapitel wird auf die aktuelle Normenlage zum Thema Erzeugungsanlagen im elektrischen Netz eingegangen. Von normgebenden Institutionen wird zwischen Erzeugungsanlagen am Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz unterschieden. Da in dieser Diplomarbeit der Fokus auf dem Niederspannungsnetz liegt, wird verstärkt darauf eingegangen. Wie im Kapitel 5.1 *Maßstabsbetrachtungen* ersichtlich, kann das bereits existierende Netzmodell des Instituts für Elektrische Anlagen jedoch für Aufgabenstellungen in allen Spannungsebenen verwendet werden. Je nachdem, in welcher Spannungsebene die Erzeugungsanlage mit dem öffentlichen Verbundnetz gekoppelt wird, gilt es unterschiedliche Regeln zu befolgen. Daher werden die unterschiedlichen Anforderungen der Mittel- bzw. Niederspannungsebene an die Erzeugungsanlagen im Folgenden aufgezeigt.

An dieser Stelle soll der Begriff „*dezentrale Erzeugungsanlage*“ definiert werden, da im Laufe der Recherchen aufgefallen ist, dass in der Literatur keine einheitliche Definition verwendet wird.

Im Sinne des 106. Bundesgesetzes: Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, bezeichnet der Ausdruck „dezentrale Erzeugungsanlage“ eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient. [2]

Als Ergänzung dazu wird hier die Definition der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Juni 2008 [3] angeführt:

Eine Erzeugungsanlage kann aus einem einzelnen Generator oder aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen (z.B. Windpark). Die elektrische Energie kann von Synchron- oder Asynchrongeneratoren mit oder ohne Umrichter oder von Gleichstromgeneratoren (z.B. Solarzellen von Photovoltaikanlagen) mit Wechselrichtern erzeugt werden. [3]

Hinsichtlich der Definition der Spannungsgrenzen ist auf die VDE-Vorschriften verwiesen, in der einheitlich Spannungen bis 1 kV als Niederspannung und über 1 kV als Hochspannung bezeichnet werden. In der elektrischen Energietechnik sind weitere begriffliche Unterteilungen der Hochspannungsebene in die Mittel-, Hoch- und die Höchstspannungsebene üblich, wobei die Grenzen nicht einheitlich geregelt sind.

In der folgenden Tabelle 1 sind gemäß [4] die zur elektrischen Energieübertragung üblicherweise verwendeten Nennspannungen zusammengestellt.

| | | | | |
|-----------------------------|------------------|---|----------------------------------|--|
| Nennspannung U_N in kV | 0,23/0,4 | 3, 6, <u>10</u> , 15, <u>20</u> , <u>30</u> | 60, <u>110</u> | 220, 380, 500, 700 |
| Spannungsbereich | Niederspannung | Mittelspannung | Hochspannung | Höchstspannung |
| Anwendung | Kleinverbraucher | Großabnehmer, Stadtversorgung | Stadt- und Überlandversorgung | Großraumversorgung, Verbundwirtschaft |

Tabelle 1 Üblicherweise verwendete Nennspannungen [4]

3.1 Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen im öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetz

Das folgende Kapitel stellt in vergleichender Art und Weise die Anforderungen der VDE - Anwendungsregel „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (VDE - AR - N 4105:2011 - 08) mit der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (BDEW, Ausgabe Juni 2008) dar. Der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen liegt auf dem NS-Netz. Das MS-Netz wird dahingehend berücksichtigt, da die im Kapitel 5.1 *Maßstabsbetrachtungen* angeführten Übersetzungsverhältnisse auch für die Mittelspannungsebene eingesetzt werden können.

Die nachfolgenden Aussagen betreffend den Anschluss von DEA in NS-Netzen besitzen auch für Österreich Gültigkeit, da sich die betreffende österreichische Regel TOR D4 (*„technische und organisatorische Regeln“ TOR Teil D, Hauptabschnitt D4*) nur unwesentlich von den hier angeführten VDE - AR - N 4105:2011 - 08 unterscheidet. Wenn Unterschiede vorhanden sind, werden diese explizit im betreffenden Unterkapitel angeführt.

Da es in diesem Kapitel um die Darstellung der aktuellen Regelwerke geht, muss an dieser Stelle gesagt werden, dass es sich nicht immer vermeiden lässt, Teile von Sätzen mehr oder weniger umformuliert in den Text aufzunehmen. Dies gilt insbesondere auch für die Benennung von Unterkapiteln. Wann immer ein längerer Teil eines Satzes bzw. Absatzes übernommen wurde, ist er *kursiv* und eingerückt mit Quellenangabe hervorgehoben bzw. zitiert.

Die Netzanschlussregel VDE - AR - N 4105:2011 - 08 behandelt insbesondere

netzstützende Funktionalitäten zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs für eine möglichst hohe Einbindung von Erzeugungsleistung in das Niederspannungsnetz. [5]

Bei einem sehr großen Teil der Forderungen der angesprochenen Richtlinie bzw. Anwendungsregel geht es unter Anderem um die Erfüllung der Forderungen der EN 50160 [6].

Diese Norm gibt die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Kunden in öffentlichen Nieder- und Mittelspannungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen an. [6]

Als Merkmale der Nieder- und Mittelspannung werden in der EN 50160 [6] folgende Punkte angeführt:

- *Netzfrequenz*
- *Höhe der Versorgungsspannung*
- *Langsame Spannungsänderungen*
- *Schnelle Spannungsänderungen*
- *Spannungseinbrüche*
- *Kurze Unterbrechungen der Versorgungsspannung*
- *Lange Unterbrechungen der Versorgungsspannung*
- *Zeitweilige netzfrequente Überspannungen zwischen Außenleiter und Erde*
- *Transiente Überspannungen zwischen Außenleiter und Erde*
- *Spannungsunsymmetrie*
- *Oberschwingungsspannung*
- *Spannung von Zwischenharmonischen*
- *Signalspannungen auf der Versorgungsspannung*

Zu erkennen ist, dass die Spannung sehr strikt reglementiert ist. Unter anderem gehört zu den technischen Systemdienstleistungen von Netzbetreibern auch ein Beitrag zur Sicherung der Spannungsqualität, orientiert an der EN 50160 [6]. Da die Spannungshaltung wesentlich durch die Blindleistungsbilanz in einem Netz beeinflusst wird, ist man mittlerweile durch die stetig steigende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen am Netz gezwungen, bestimmte Eigenschaften von diesen, wie zum Beispiel Blindleistungsfähigkeit, zu fordern.

Die VDE - Anwendungsregel VDE - AR - N 4105:2011 - 08 [7] enthält zusätzlich zu den grundsätzlichen Gesichtspunkten bezüglich Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz bestimmte und zum Teil unkonventionelle technische Anforderungen. Zum ersten Mal werden, im Zuge dieser VDE - Anwendungsregel, Auflagen an eine gezielte Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz konkretisiert. Diese Auflagen haben auch Auswirkungen auf die Anlagenauslegung zur Folge. Ein Ziel, das dabei verfolgt wird, ist die Beteiligung der Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz an der statischen Spannungshaltung. Unter statischer Spannungshaltung im elektrischen Netz versteht man die Einhaltung der langsamen Spannungsänderungen in geregelten Grenzen. Langsame Spannungsänderungen sind laut VDE - AR - N 4105:2011 - 08 [7] wie folgt definiert:

Erhöhung oder Abnahme der Spannung (10-Minuten-Mittel des Effektivwertes), üblicherweise aufgrund von Änderungen der Gesamlast/der Gesamteinspeisung in einem Netz oder in einem Teil des Netzes.

Desweiteren werden, ebenfalls mit demselben Ziel, die folgenden beiden neuartigen Anforderungen an Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz gestellt. Zum einen werden Forderungen insbesondere an Drehstrom-Umrichteranlagen bezüglich einer symmetrischen Einspeisung gestellt, und zum anderen beschreibt die Anwendungsregel Anforderungen an eine frequenzabhängige Wirkleistungsregelung. Sowohl das Thema der *frequenzabhängigen Wirkleistungsregelung* als auch der *symmetrischen Einspeisung* werden in einem eigenen Unterkapitel beschrieben. Die VDE - AR - N - 4105:2011 - 08, gültig seit dem 01. August 2011, umfasst neben den oben erwähnten, neuartigen technischen Anforderungen unter anderem auch noch die Folgenden:

- *zulässige Netzurückwirkungen*
- *Anschlusskriterien*
- *Kuppelschalter bzw. Schutzeinrichtungen für den Kuppelschalter*
Inselnetzerkennung
- *Abrechnungsmessung*
- *Nachweis der Einspeiseleistung*
Nachweis der Einspeise-Wirkleistung
Nachweis der Blindleistungswerte
Nachweis der Blindleistungs-Übergangsfunktion

Um den Herstellern dezentraler Erzeugungsanlagen den Umstieg zu erleichtern sind Übergangsfristen eingeführt worden. Seit dem 01. Jänner 2012 ist die Anwendungsregel für PV-Anlagen am Niederspannungsnetz verbindlich. Für alle anderen dezentralen Erzeugungsanlagen ist die VDE - Anwendungsregel seit dem 01. Juli 2012 verbindlich [5].

3.1.1 Zulässige Spannungsänderungen

Die zulässige Spannungsänderung, hervorgerufen durch alle Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz, darf laut Niederspannungsrichtlinie betragsmäßig an keinem Verknüpfungspunkt des Netzes den Wert von $\Delta u = \pm 3 \%$ übersteigen, verglichen zur Spannung ohne Erzeugungsanlagen. Für Erzeugungsanlagen, die ihren Anschlusspunkt in einem Mittelspannungsnetz haben gilt eine Grenze von $\Delta u = \pm 2 \%$.

Die zulässige maximale Spannungsänderung Δu_{max} lässt sich in Abhängigkeit von der Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt S_{kV} laut der VDE-Anwendungsregel folgendermaßen abschätzen:

$$\Delta u_{max} = k_{imax} \frac{S_{Emax}}{S_{kV}} = \frac{I_a}{I_{rE}} * \frac{S_{Emax}}{S_{kV}} \quad (3)$$

Es ist zu erkennen, dass die Spannungsänderung von der Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt S_{kV} und von der maximalen Anschlussleistung der geschalteten Erzeugungseinheit S_{Emax} abhängt. Der Faktor k_{imax} stellt das Verhältnis vom Anlaufstrom I_a zum Bemessungsstrom I_{rE} dar. Eine weitere Möglichkeit, die auftretende Spannungsänderung zu berechnen ist im Anhang angeführt.

3.1.2 Spannungsunsymmetrien

Bezüglich Spannungsunsymmetrien heißt es an gegebener Stelle der Niederspannungsrichtlinie wie folgt:

Werden mehrere einphasige Erzeugungsanlagen an einem Netzanschlusspunkt angeschlossen, ist eine gleichmäßige Verteilung der eingespeisten Leistung auf die drei Außenleiter anzustreben, wobei eine Leistungsdifferenz von maximal 4,6 kVA nicht überschritten werden darf.

Eine der Konsequenzen dieser Forderung ist zum Beispiel die, dass der Inselnetz-Wechselrichter (einphasige Ausführung), der für Untersuchungen dieser Diplomarbeit herangezogen wurde, mit seiner Dauerleistung von $P_{Nenn} = 5,0 \text{ kVA}$ nicht mehr ohne weitere Prüfung mit dem öffentlichen Netz gekoppelt werden darf. Im Kapitel *Anschlusskriterien* der VDE - AR - N 4105:2011 - 08 heißt es jedoch weiter:

Erzeugungsanlagen sind grundsätzlich als symmetrische dreiphasige Drehstromgeneratoren auszulegen und an das Netz anzuschließen. ... eine Schaltung aus einphasigen Umrichtern, die durch eine entsprechende kommunikative Kopplung dreiphasig symmetrisch in die drei Außenleiter einspeisen, sind als technisch gleichwertig anzusehen.

Mit dieser Aussage ist auch der verwendete Inselnetz-WR wieder netzfähig, jedoch nur im sogenannten Cluster. Als Cluster bezeichnet der Hersteller des verwendeten Wechselrichters ein 3-phasiges System, das aus drei einphasigen Wechselrichtern durch kommunikative Kopplung aufgebaut wird. Hierbei gilt es jedoch besonders das Augenmerk auf mögliche Parametereinstellungen zu legen, denn laut der technischen Beschreibung [13] des Inselnetz-WR im Kapitel *Verhalten im Fehlerfall* ist es möglich, mit einem Parameter dem Master der drei WR den Befehl zu erteilen, alle Fehler der Slave-Geräte zu ignorieren. Mit dieser Einstellung würde der Master-WR trotz Ausfall eines Slave-Gerätes weiter ins Netz einspeisen und damit die oben beschriebene Forderung der VDE - AR - N 4105:2011 - 08 verletzen.

Wie oben beschrieben, können seit dem 01. Jänner 2012 PV-Anlagen mit einphasigen Umrichtern nur noch ans öffentliche Netz angeschlossen werden, wenn die maximale Anschlussleistung der Erzeugungseinheit pro Außenleiter

$$\sum S_{Emax} \leq 4,6 \text{ kVA} \quad (4)$$

nicht überstiegen wird. Das heißt, dass an einem Netzanschlusspunkt drei einphasige Erzeugungsanlagen mit einer Anschlussleistung von maximal

$$3 * 4,6 \text{ kVA} = \sum S_{Emax} \leq 13,8 \text{ kVA} \quad (5)$$

angeschlossen werden dürfen. Diese Leistung ist gleichmäßig auf die drei Außenleiter aufzuteilen.

In der derzeit aktuellen österreichischen TOR D4 (Stand: Dezember 2008 - Version 2.0, gültig seit 01. Januar 2009) sind zwar noch die 4,6 kVA verbindlich, jedoch wird im aktuellen Entwurf der TOR D4 vom 31.05.2012 eine maximale Unsymmetrie von 3 kVA angeführt. Auch die bisherige Regelung für PV-Anlagen, dass 110 % der Umrichter-Nennleistung eingespeist werden dürfen, soll entfallen.

3.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz

An dieser Stelle wird ein kurzer Einblick in die Forderung der Vorschriften nach einer Reduktion der eingespeisten Wirkleistung bei einem Frequenzanstieg gegeben. Eine ausführliche Diskussion dieser Forderung und ihrer Auswirkungen findet im Laufe dieser Diplomarbeit an mehreren Stellen statt.

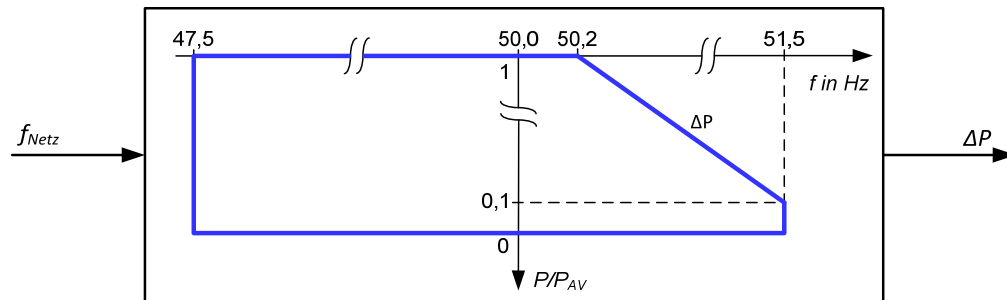


Abbildung 1 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz

(eigene Darstellung, nach [3] bzw. [7])

Die Grenzen der Abbildung 1 gelten sowohl für die Mittel- als auch für die Niederspannung. Ab einer Frequenzüberschreitung von 50,2 Hz müssen alle Erzeugungsanlagen einer Leistungsreduktion von $\Delta P = 40\%$ der, zum Zeitpunkt der Überschreitung, eingespeisten momentanen Leistung P_M pro Hertz folgen.

$$\Delta P = 20 * P_M * \frac{50,2\text{Hz} - f_{\text{Netz}}}{50\text{Hz}} \quad (6)$$

Unterhalb einer eingespeisten Leistung von 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung darf sich die Anlage vom Netz trennen. Das gilt auch für Frequenzen größer 51,5 Hz bzw. kleiner 47,5 Hz. Für den Bereich zwischen 47,5 Hz und 50,2 Hz sind keine Einschränkungen durch Netzbetreiber erlaubt. Da Einschränkungen der eingespeisten Leistung durch Netzbetreiber immer mit Kosten bzw. entfallenen Einnahmen für Betreiber von Erzeugungsanlagen verbunden sind, ist der Netzbetreiber nur bei gewissen, kritischen Situationen im Netz dazu berechtigt. Hier ein Auszug gemäß Mittelspannungsrichtlinie:

- *potenzielle Gefahr für den sicheren Systembetrieb*
- *Gefährdung der statischen oder der dynamischen Netzstabilität*
- *systemgefährdender Frequenzanstieg*
- *Instandsetzungen bzw. Durchführung von Baumaßnahmen*

3.1.4 Blindleistungsmanagement durch DEA

In der Vorgängerversion der hier diskutierten VDE - Anwendungsregel, d.h. in der *Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (4. Ausgabe 2001 mit VDN - Ergänzungen Stand September 2005)* im Kapitel 2.6 *Blindleistungskompensation* findet sich die folgende Textpassage:

Die von einer Kundenanlage bezogene (induktive) Blindleistung verursacht unnötige Netzverluste und verringert die Übertragungskapazität des Netzes. Daher muss sie auf ein zulässiges Maß begrenzt werden ... Bei Eigenerzeugungsanlagen kleiner Leistung ($\leq 4,6 \text{ kVA}$ pro Außenleiter) wird im Allgemeinen auf die Blindleistungskompensation verzichtet.

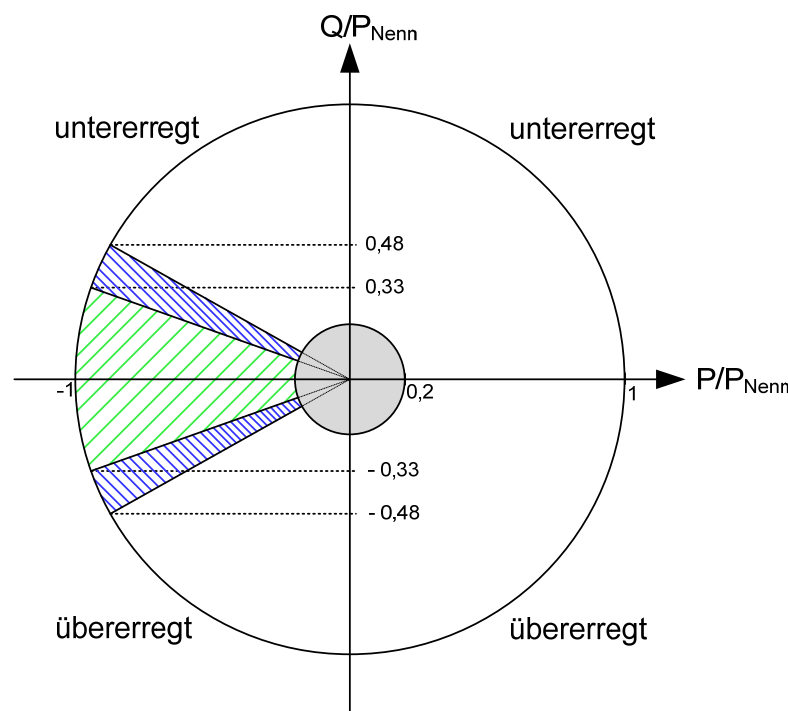


Abbildung 2 Grenzleistungsbereich für die Blindleistung einer Erzeugungsanlage
(eigene Darstellung, nach [7])

Die Forderungen der aktuellen VDE-Anwendungsregel bezüglich Blindleistung sind in der Abbildung 2 zu sehen. D.h. unter normalen stationären Betriebsbedingungen muss die Blindleistung von EZA mit einer maximalen Summenschcheinleistung von 13,8 kVA (*TOR D4 aktuell: keine verbindlichen Werte, nur Anlagenrichtwerte. TOR D4 Entwurf: 9 kVA*) ab einer Wirkleistungseinspeisung größer 20 % der Nennleistung (innerhalb der grün schraffierten Fläche) frei einstellbar sein.

Die Aussage: „Unter normalen stationären Betriebsbedingungen...“ ist gleichbedeutend damit, dass sich EZA, die in das NS-Netz einspeisen, an der statischen Spannungshaltung beteiligen müssen. Der grün schraffierte Bereich entspricht einem Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ bis $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{übererregt}}$. In Folge werden die Verschiebungsfaktoren mit dem Index *untererregt* als induktiv und die mit *übererregt* als kapazitiv bezeichnet. Für Anlagen mit einer minimalen Summenscheinleistung von 13,8 kVA (*TOR D4 Entwurf: 9 kVA*) muss der Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{ind.}}$ bis $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{kap.}}$ einstellbar sein (entspricht der grün plus blau schraffierten Fläche). Ändert sich die eingespeiste Wirkleistung, muss sich die Blindleistung selbsttätig an den vorgegebenen $\cos(\varphi)$ anpassen. Die Art und Weise der Vorgabe des Blindleistungsanteils ist von der aktuellen Version der Niederspannungsrichtlinie [7] relativ ungenau spezifiziert. Für kleine Anlagen mit einer maximalen Summenscheinleistung von $S_{E_{\max}} \leq 3,68 \text{ kVA}$ erfolgt sowohl in Deutschland als auch in Österreich (Entwurf) keine Vorgabe durch den Netzbetreiber. Das heißt, dass die Anlage mit einem Verschiebungsfaktor zwischen $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{ind.}}$ und $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{kap.}}$ betrieben werden kann. Für Anlagen mit einer größeren Summenscheinleistung als 3,68 kVA heißt es derzeit in der VDE - AR - N 4105:2011 - 08:

Art und Sollwerte der Blindleistungseinstellung sind abhängig von den Netzgegebenheiten und können deshalb vom Netzbetreiber innerhalb der Grenz-Blindleistungs-Dreiecke individuell vorgegeben werden.

Für dezentrale Erzeugungsanlagen, die ihre Leistung über Stromrichter oder über blindleistungsfähige Synchrongeneratoren einspeisen, können entweder eine Verschiebungsfaktor-Wirkleistungskennlinie gemäß Abbildung 3 oder ein fester Verschiebungsfaktor vorgegeben werden. Ein fester Verschiebungsfaktor wird für Anlagen vorgegeben, die prinzipiell keine Blindleistung regeln können und die überwiegend eine konstante Wirkleistung einspeisen. In den meisten Fällen handelt es sich hier um unregelte, passive Kompensationseinrichtungen (Kapazitäten). Das heißt jedoch, dass dem Netz induktive Blindleistung zur Verfügung gestellt wird und dass am Verknüpfungspunkt der Anlage und in weiterer Folge im Netz das Spannungsniveau angehoben wird. Das ist ein Widerspruch zu der ursprünglichen Intention der Forderung nach Blindleistungsfähigkeit der Anlagen. Wie schon beschrieben geht es dabei eigentlich um den Bezug induktiver Blindleistung aus dem Netz, um die Spannung am Verknüpfungspunkt abzusenken. Das zeigt auch die Standard- $\cos(\varphi) = f(P)$ -Kennlinie der Abbildung 3 (grün).

Die Möglichkeiten des Netzbetreibers für Anlagen, die in das MS-Netz einspeisen sind, betreffend der Vorgabe des Blindleistungswertes ebenfalls klar definiert. Der Netzbetreiber kann entweder:

- einen festen Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$
- einen von der eingespeisten Wirkleistung abhängigen $\cos(\varphi)$
- eine feste Blindleistung in Mvar oder
- eine Blindleistung-Spannungs-Kennlinie $Q = f(U)$

vorgeben.

Die nachfolgende Abbildung zeigt mit den beiden Kennlinien zwei Beispiele möglicher $\cos(\varphi) = f(P)$ Kennlinien, wie sie ein Netzbetreiber vom Betreiber einer EZA fordern kann. Der strichlierte Teil der blauen Kennlinie ist in der BDEW - Mittelspannungsrichtlinie (Ausgabe Juni 2008) als Beispiel angeführt. Die grüne Kennlinie stellt die Standard-Kennlinie in der Niederspannungsrichtlinie dar. Der durchgezogene Teil der blauen Kennlinie ist in der Ergänzung zur BDEW - Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (Stand: 15. Februar 2011) seit dem 01. April 2011 als gültig erklärt.

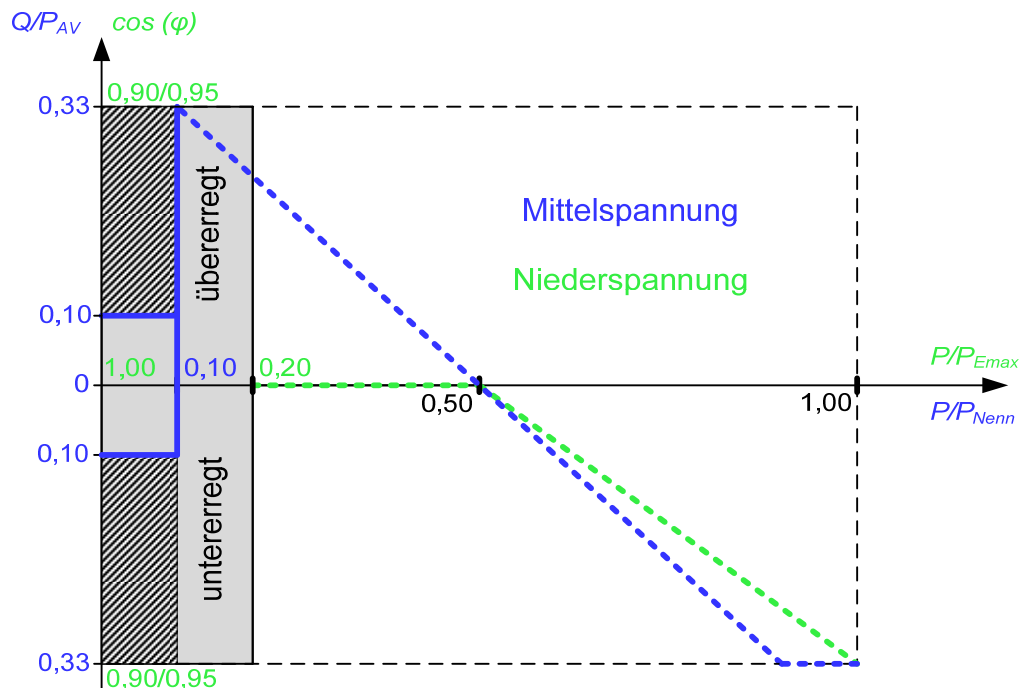


Abbildung 3 Mögliche $\cos(\varphi) = f(P)$ -Kennlinien im MS- und NS-Netz (eigene Darstellung, nach [3] bzw. [7])

Im Kapitel 2.1 der angesprochenen Ergänzung heißt es sinngemäß, dass eine Erzeugungsanlage im Teilleistungsbereich zwischen 0 und 10 % von P_{Nenn} maximal eine Blindleistung von 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung P_{AV} aufnehmen oder liefern darf. Damit stehen die beiden schraffierten Flächen für den MS-Netzbetreiber und die gesamte graue Fläche für den NS-Netzbetreiber nicht zur Verfügung. Ansonsten muss jeder Blindleistungs- bzw. $\cos(\varphi)$ -Sollwert innerhalb von 10 Sekunden im Mittel- und Niederspannungsnetz bzw. innerhalb einer Minute bei Vorgabe einer Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie im MS-Netz erreicht werden und bei Bedarf innerhalb weniger Minuten mehrmals durchfahren werden können.

3.1.5 Netzstützung

Zum Thema Netzstützung kann man folgende Aussage tätigen, ohne zu befürchten, dass damit Sonderregelungen nicht berücksichtigt werden:

„Alle Erzeugungsanlagen müssen sich während der Einspeisung an der Netzstützung beteiligen können.“

Wie man aus der Abbildung 4 erkennen kann, ist es mit der Netzstützung dann doch nicht so einfach. Die Schwierigkeit liegt wie so oft im Detail.

- Zum einen muss man, wie bei den allermeisten Vorschriften der Elektrotechnik, zwischen den einzelnen Spannungsebenen unterscheiden.
- Zum anderen unterteilt man die Netzstützung in die statische Spannungshaltung und in die dynamische Netzstützung.
- Letztendlich müssen auch zwischen den unterschiedlichen Typen von Erzeugungsanlagen Unterscheidungen getroffen werden.

Gerade beim letzten Punkt könnte man leicht auf die Idee kommen, dass bei der Ausarbeitung der Forderungen die Netzstützung wenig beachtet wurde. Der Grund dieser kritischen Worte ist im folgenden Kapitel 3.1.5.1 *Nachweis der Einhaltung von LVRT* beschrieben.

Abbildung 4 zeigt die unter den folgenden beiden Schlagworten **Low Voltage Ride Through (LVRT)** beziehungsweise **Fault Ride Through (FRT)** bekannten Kennlinien. Vereinfacht ausgedrückt geht es darum, dass sich Anlagen bei Spannungseinbrüchen nicht vom Netz trennen dürfen.

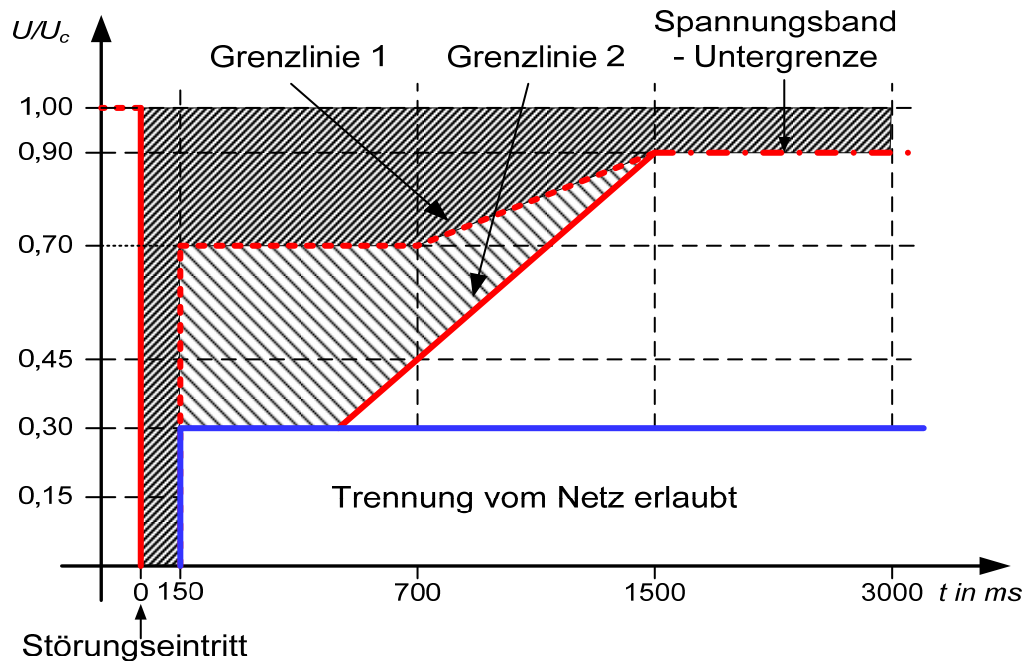


Abbildung 4 Grenzfunktionen für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage (eigene Darstellung, nach [3])

Die Bezugsspannung U_C der Ordinate stellt im Normalfall die Nennspannung U_N des Netzes dar. In [3] heißt es dazu:

Falls zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden eine Spannung an dem Übergabepunkt vereinbart wird, die von der Nennspannung abweicht, so ist dies die vereinbarte Versorgungsspannung U_c .

Wie oben beschrieben, unterscheidet man zwischen statischer Spannungshaltung und dynamischer Netzstützung. Erklärungen zur statischen Spannungshaltung sind im Kapitel 3.1 Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zu finden. Unter dynamischer Netzstützung ist gemäß der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“:

die Spannungshaltung bei Spannungseinbrüchen im Hoch- und Höchstspannungsnetz zu verstehen, um eine ungewollte Abschaltung großer Einspeiseleistungen und damit Netzzusammenbrüche zu verhindern.

Eine dynamische Netzstützung wird von EZA, die ins Mittel-, Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz, nicht jedoch ins Niederspannungsnetz einspeisen, gefordert.

Die Grenzlinie 1 der Abb. 4 ist für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 (SG direkt mit Netz gekoppelt) gültig. Das sind Anlagen, die den Strom mit einem direkt mit dem Netz gekoppelten Synchrongenerator erzeugen. Für alle anderen Anlagen (Typ 2), gilt die Grenzlinie 2. Das heißt, keine zum Zeitpunkt eines Spannungseinbruchs innerhalb der schraffierten Flächen bzw. oberhalb der Grenzlinie 2 am Netz befindliche Erzeugungsanlage darf sich vom Netz trennen. Weiters muss die Anlage das Netz während des Fehlers durch Einspeisung von Blindleistung stützen. Das Netz darf nach der Behebung des Fehlers nicht mit mehr induktiver Blindleistung durch die EZA als vor dem Fehler belastet werden. Die Anlage muss für mindestens 150 ms sogar bei einem Einbruch der Spannung U auf 0 % der vereinbarten Versorgungsspannung U_c am Netz bleiben. Mit der Spannung U ist die im Fehlerfall kleinste auftretende der drei verketteten Spannungen gemeint. Die Grenzlinie 1 stellt zwar für Anlagen vom Typ-1 eine Erleichterung dar (im Vergleich zur Grenzlinie 2), ist jedoch teilweise sehr schwierig einzuhalten. Das nachfolgende Unterkapitel beschreibt für Anlagen eines bestimmten Typs möglichen Probleme, in Zusammenhang mit der sogenannten LVRT-Forderung.

3.1.5.1 Nachweis der Einhaltung der LVRT

Die Erfüllung der in Abbildung 4 dargestellten Forderung nach dynamischer Netzstützung, ist für Anlagen bestimmten Typs nicht einfach nachzuweisen. Angenommen, es bricht die Spannung im Netz, zum Beispiel durch einen Kurzschluss in der Nähe einer DEA, zusammen, so kommt es prinzipiell bei allen Anlagen des Typ 1 zu, nachfolgend bewusst sehr vereinfacht dargestellten, Vorgängen. Hier wird von einem gasmotorbetriebenen Blockheizkraftwerk (BHKW) ausgegangen. Durch die weit eingebrochene Spannung an den Generatorklemmen kann nur eine stark verminderte elektrische Leistung P_E vom Generator ins Netz abtransportiert werden. Dadurch fehlt dem Maschinensatz (Antriebsmaschine und Generator) das belastende Moment. Die Folge davon ist eine Beschleunigung des Generators und dadurch eine Erhöhung des Polradwinkels und der Frequenz.

Die Forderung laut Abbildung 4 lautet, dass bis zu einer Dauer der Spannungsunterbrechung bis zu 150 Millisekunden keine Trennung vom Netz erlaubt ist. In diesen 150 ms kann es jedoch dazu kommen, dass durch die schneller drehende Maschine bei Wiederkehr der Spannung keine unmittelbare Synchronisation mit dem Netz möglich ist.

Damit hätte diese Anlage die Anforderungen der Richtlinie nicht erfüllt und dürfte somit seit dem 01. Januar 2013 nicht am Verteilernetz betrieben werden.

Je nachdem, in welcher Entfernung vom Generator der Kurzschluss stattfindet, ist es möglich, dass die, über die Leitungslänge und an der Fehlerstelle umgesetzte Verlustleistung ausreichend groß ist um die Maschine genügend zu belasten, um eine Beschleunigung zu verhindern.

Mit der folgenden Formel (7) kann nach [8] die Drehmomenten- bzw. die Leistungsbilanz einer Synchronmaschine, die über eine Welle mit einer Turbine bzw. Antriebsmaschine starr gekoppelt ist, gebildet werden. Die Dämpfungskonstante kann laut [8] für Stabilitätsuntersuchungen vernachlässigt werden, somit ergibt sich:

$$J * \dot{\omega}_m = M_T(t) - M_E(t) \quad (7)$$

| | |
|------------|---|
| J | Trägheitsmoment von Turbine und Generator in $kg * m^2$ |
| M_T | Antriebsmoment der Turbine (mechanische) in Nm |
| M_E | Abtriebsmoment des Generators (elektrisch) in Nm |
| ω_m | Mechanische Kreisfrequenz $2\pi n$ in s^{-1} |

Im stationären Zustand, das heißt bei ausgeglichener Wirkleistungsbilanz ergibt sich:

$$0 = M_T(t) - M_E(t) \quad (8)$$

Fehlt nun, durch einen Fehler im Netz das belastende Momentes M_E so ergibt sich:

$$J * \dot{\omega}_m = M_T(t) \quad (9)$$

Aus der Gleichung (9) folgt, dass das Antriebsmoment der Turbine M_T als beschleunigendes Moment wirkt und den Maschinensatz beschleunigt. Leistungsschwächere Maschinen (im einstelligen MW-Bereich) haben eine mechanische Anlaufzeitkonstante von $T_J = 0,5$ bis $5,0$ s.

Die Anlaufzeitkonstante T_J ist nach [8]

jene Zeit, in der die Turbinen - Generatoreinheit vom Stillstand bei konstantem Nenn - Antriebsmoment $M_{T,n}$ ohne Belastung auf Nenndrehzahl $\omega_{m,n}$ beschleunigt.

„Vom Stillstand auf Nenndrehzahl“ kann man auch folgend interpretieren: „von 0 auf 50,00 Hz“. Damit ergibt sich für eine Maschine mit einer Anlaufzeitkonstante von $T_J = 5,0 \text{ s}$ bzw. mit einer normierten Trägheitskonstante von $H = 0,5 * T_J = 2,5 \text{ s}$ ein Frequenzgradient von:

$$\frac{df}{dt} = 10 * \frac{\Delta P}{P_N} \quad (10)$$

Im schlimmsten Fall, das heißt bei einer plötzlichen Vollentlastung ($\Delta P = P_N$) würde der Generator mit:

$$\frac{df}{dt} = 10 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} \quad (11)$$

beschleunigt werden. Nach den geforderten 150 ms (Abb. 4), bei Wiederkehr der Netzspannung ($f = 50,00 \text{ Hz}$) hätte die Spannung des Generators eine Frequenz von $f = 51,50 \text{ Hz}$. Dieses bewusst stark vereinfacht dargestellte Szenario zeigt, wie kritisch für manche Anlagentypen gewisse Vorschriften ausfallen können. Natürlich wird in der Praxis keine Vollentlastung der Maschine stattfinden, eine Dämpfung ist vorhanden, der Drehzahlregler greift ein, usw. Obwohl die Möglichkeiten des Reglers bei Verbrennungskraftmaschinen (VKM) beschränkt sind, da der injizierte unter Druck stehende Brennstoff gezündet werden muss, um die Brennkammer nicht unverbrannt zu verlassen und den Katalysator zu beschädigen oder sogar im Abgassystem, durch die dort vorherrschenden hohen Temperaturen gezündet zu werden. Die Anlaufzeitkonstante T_J bzw. die normierte Trägheitskonstante H sind von der Nennscheinleistung S_N , der Polpaarzahl p , dem Trägheitsmoment J von Antriebsmaschine und Generator und von der elektrischen Nennkreisfrequenz ω_n abhängig. Daraus kann man schließen, dass trotz Berücksichtigung der oben beschrieben mildernden Faktoren (keine Vollentlastung, Dämpfung, Reglereingriff usw.) Maschinen mit kleinem Trägheitsmoment (wenig Masse \rightarrow wenig gespeicherte Rotationsenergie) bei tiefen Spannungseinbrüchen hochlaufen werden und bei Wiederkehr eine asynchrone Zuschaltung erfolgen wird.

4 Methoden

Zum einen wurde für die Darstellung der Auswirkungen von Blindleistungsmanagement durch dezentrale Erzeugungsanlagen auf das Spannungsniveau im Niederspannungsnetz in dieser Diplomarbeit folgender Ansatz gewählt: Als erstes sind Messungen im Netzmodell unter Nachbildung eines real existierenden Netzausläufers durchgeführt worden. Danach sind dieselben Messungen im realen Netzausläufer eines lokalen, österreichischen VNB durchgeführt worden, folgend mit Messung im Feld bezeichnet, um die Ergebnisse des Netzmodells zu verifizieren. Zum anderen sind die im Kapitel 7 *Untersuchung verschiedenerer Inselnetzkonfigurationen* beschriebenen Versuche im Labor gemäß den dazugehörigen Abbildungen aufgebaut und messtechnisch untersucht worden.

Auf den folgenden Seiten werden die durchgeführten, unterschiedlichen Messungen näher beschrieben, bevor im Kapitel 6.1 *Darstellung der Messergebnisse* die Ergebnisse zusammengefasst und interpretiert werden. Wie zu erwarten war, ergab sich bei den Netzausläufer-Messungen, dass die Blindleistung im Niederspannungsnetz, betreffend Spannunghaltung, unter den angenommenen Voraussetzungen (Netzausläufer, unvermascht, schwach dimensionierte Leitungen, große Längen), eine geringere Rolle als die Wirkleistung oder auch die Leitungslänge spielt. Die Steigerung der eingespeisten Wirkleistung um den Faktor zwei hat einen wesentlich höheren Spannungsanstieg ($\Delta u \approx 3\%$) am Verknüpfungspunkt als die Steigerung der Blindleistung ($\Delta u \approx 1\%$) um den selben Faktor zur Folge. Eine Steigerung der Blindleistung um den Faktor zwei entspricht bei einer eingespeisten Wirkleistung von $P = 40 \text{ kW}$ einer Änderung des Verschiebungsfaktors von $\cos(\varphi) = 0,95$ auf einen $\cos(\varphi) \approx 0,84$.

Die durchgeführten Messungen, sind in der folgenden Abbildung 5 dargestellt. Diese stellt das Übersichtsschaltbild, das im Prinzip für alle durchgeführten Messungen (Messungen im Feld bzw. im Netzmodell) des Netzausläufers anwendbar ist dar.

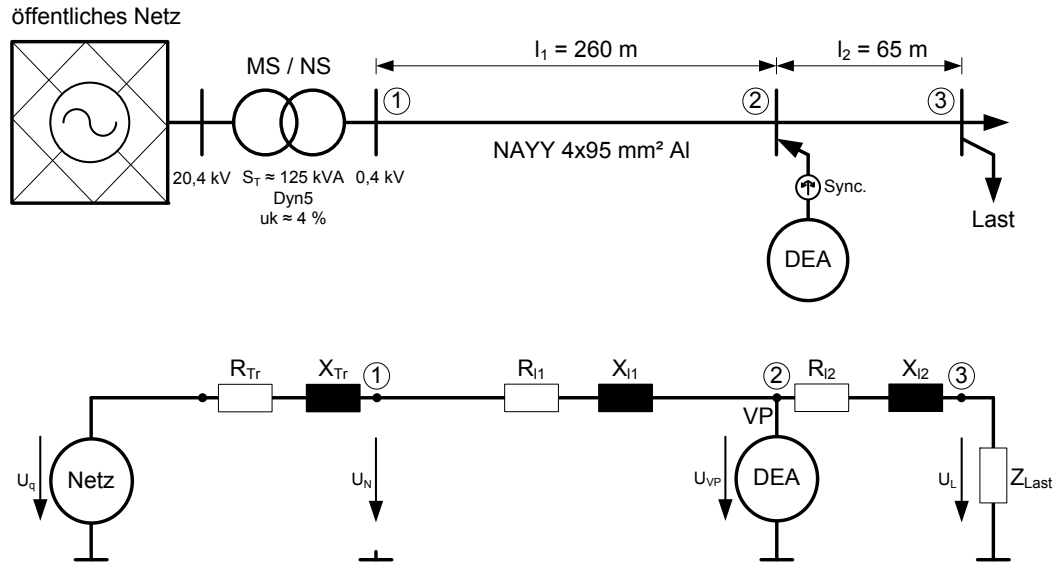


Abbildung 5 Übersichtsschaltbild und einphasiges Ersatzschaltbild des untersuchten Netzausläufers (Feld und Netzmodell)

Da in diesem Kapitel eine derart detaillierte Beschreibung erfolgen soll, dass eine eventuelle Reproduzierbarkeit für Dritte gegeben sein soll, wird an dieser Stelle versucht, den Messablauf inkl. verwendeter Komponenten vollständig darzustellen. Die benötigten Kenngrößen (Leitungstyp, -querschnitt, -länge, -material) des realen Netzausläufers sind aus der Abbildung 5 ersichtlich. Die Umrechnung dieser Kenngrößen auf Modell-Größen ist im Kapitel 5.1.5 *Bestimmung der Modell-Größen des untersuchten Netzausläufers* zu finden. Der untersuchte Netzausläufer wird, wie aus der Abbildung 5 ersichtlich, von einem Ortsnetztransformator aus dem übergeordneten 20-kV-Netz gespeist. Gemessen wurde an der Transformator-Sammelschiene (Messstation 1), das heißt am Anfang des Netzausläufers, am Verknüpfungs- bzw. Einspeisepunkt (Messstation 2) und am Ende des Netzausläufers (Messstation 3). Als dezentrale Erzeugungseinrichtung (DEA) wurde ein Notstrom-Generator mit einer Nenndauerleistung von 325 kVA verwendet. Die Messung wurde folgendermaßen durchgeführt: Am Steuermodul des Generators wurde ein gewünschter Betriebspunkt, das heißt die Wirkleistung und der Verschiebungsfaktor, eingestellt und der Generator ans Netz synchronisiert. Danach wurden die drei Messstationen 1, 2 und 3 getriggert und nach einigen Minuten wurde die Einspeisung bzw. die Messung wieder gestoppt.

Als dezentrale Erzeugungseinrichtung im Labor ist ein Maschinensatz, bestehend aus einer Drehstrommaschine als Synchron-Generator (SG), gekoppelt mit einem Servo-Maschinenprüfstand, zum Einsatz gekommen. Dieser Servo-Maschinenprüfstand besteht wiederum aus einem Steuergerät und einer Antriebs- bzw. Bremsmaschine. Die Synchronisationseinrichtung, in der Abbildung 5 mit Sync. angedeutet, wurde mit einem Doppel-Frequenzmesser, einem Doppel-Spannungsmesser und einem Synchronoskop realisiert. Als Last dienten je nach benötigter Leistung diverse Labor-Schiebewiderstände. Eine exakte Typen-Bezeichnung aller verwendeten Komponenten ist im Anhang zu finden.

5 Netzausläufer-Modell

Als Einleitung zu diesem Kapitel dient ein sinngemäßes Zitat von Ignacio Ramonet.

Wenn man versuchen würde in einem Modell alles und jedes nachzubilden, so liefe das auf eine Absurdität hinaus: man würde ein Modell im Maßstab eins zu eins erhalten. Die vermeintliche Verkleinerung hätte exakt die Maße der wirklichen Welt. Von der praktischen Realisierbarkeit einmal abgesehen, wäre sie eine bloße Reproduktion, ein Abklatsch ohne jeden Anspruch auf wissenschaftliche Erkenntnis. Das Wesentliche würde fehlen, nämlich die Interpretation der Wirklichkeit. [9]

In diesem Abschnitt der Diplomarbeit werden Übersetzungsverhältnisse hergeleitet, damit mit dem bestehenden Netzmodell sowohl Nieder-, Mittel-als auch Höchstspannungsnetze im Labor nachgebildet werden können. In den folgenden drei Unterkapiteln werden für die unterschiedlichen Spannungsebenen passende Übersetzungsverhältnisse bestimmt. Mit diesen Übersetzungsverhältnissen sollte es möglich sein, im Labor mit gut handhabbaren Werten, hinsichtlich Strömen, Spannungen und Impedanzen, zu arbeiten. Dabei bedeuten gut handhabbare Werte, dass man nicht mit zu kleinen Widerstandswerten bzw. mit zu hohen Spannungen und Strömen arbeiten muss. Würde man versuchen, alle Spannungsebenen mit demselben Übersetzungsverhältnis auf das Modell zu skalieren, müsste man fallweise mit zu hohen bzw. zu niedrigen Spannungen und mit zu niedrigen Widerstandswerten arbeiten. Bei zu niedrigen Widerstandswerten wären bereits allein die Klemmenübergangswiderstände verhältnismäßig hoch, so dass die Messergebnisse stark verfälscht wären, ganz abgesehen von den Leitungswiderständen der Verbindungsleitungen im Schaltungsaufbau.

5.1 Maßstabsbetrachtungen

5.1.1 Hoch- bzw. Höchstspannungsnetze

Grundsätzlich kann eine allgemeine Form von Übersetzungsverhältnissen folgendermaßen definiert werden:

$$\text{Übersetzungsverhältnis}_{\text{Allgemein}} = \frac{\text{Realität (Primär)}}{\text{Modell (Sekundär)}}$$

Für die Hoch bzw. Höchstspannungsnetze sind folgende Werte gewählt worden:

| | Realität (Primär) | Modell (Sekundär) |
|----------------------------|---|--|
| Spannung U | 1000 V | 1 V |
| Strom I | 1000 A | 1 A |
| Scheinleistung $S = U * I$ | $1 \text{ kV} * 1 \text{ kA} = 1 * 10^6 \text{ VA}$ | $1 \text{ V} * 1 \text{ A} = 1 \text{ VA}$ |
| Widerstand $R = U / I$ | $1000 \text{ V} / 1000 \text{ A} = 1 \Omega$ | $1 \text{ V} / 1 \text{ A} = 1 \Omega$ |

Tabelle 2 Übersetzungsverhältnisse für Hoch- bzw. Höchstspannungsnetze

Damit kann man zum Beispiel mit einer Spannung von $U_{\text{Modell}} = 400 \text{ V}$ ein 400 kV Netz nachbilden.

Aus den gewählten Werten der Tabelle 1 ergeben sich folgende Übersetzungsverhältnisse:

$$\ddot{u}_U = \frac{U_{Realität}}{U_{Modell}} = \frac{1000 \text{ V}}{1 \text{ V}} = 1000 \quad (12)$$

$$\ddot{u}_I = \frac{I_{Realität}}{I_{Modell}} = \frac{1000 \text{ A}}{1 \text{ A}} = 1000 \quad (13)$$

$$\ddot{u}_S = \frac{S_{Realität}}{S_{Modell}} = \frac{1 * 10^6 \text{ VA}}{1 \text{ VA}} = 1 * 10^6 \quad (14)$$

$$\ddot{u}_Z = \frac{Z_{Realität}}{Z_{Modell}} = \frac{1 \Omega}{1 \Omega} = 1 \quad (15)$$

Mit den Strom- (\ddot{u}_I) und Spannungsübersetzungsverhältnissen (\ddot{u}_U) ergeben sich für das Leistungs- (\ddot{u}_S) bzw. das Impedanzübersetzungsverhältnis (\ddot{u}_Z) auch mit den nachfolgenden beiden Gleichungen dieselben Werte:

$$\ddot{u}_S = \ddot{u}_U * \ddot{u}_I = 1000 * 1000 = 1 * 10^6 \quad (16)$$

$$\ddot{u}_Z = \frac{\ddot{u}_U}{\ddot{u}_I} = \frac{1000}{1000} = 1, \quad (17)$$

Aus oben angeführten Berechnungen geht hervor, dass 1 Ω in der Realität 1 Ω im Netz-Modell entsprechen.

Für das MS-bzw. NS-Netz sind die gewählten Werte in den folgenden Tabellen und Gleichungen zu finden.

5.1.2 Mittelspannungsnetze

$$\text{Übersetzungsverhältnis}_{\text{Allgemein}} = \frac{\text{Realität (Primär)}}{\text{Modell (Sekundär)}}$$

| | Realität | Modell |
|--------------------------|--------------------------------------|----------------------|
| Spannung U | 20000 V | 100 V |
| Strom I | 300 A | 1 A |
| Scheinleistung S = U * I | 20 kV * 300 A = 6*10 ⁶ VA | 100 V * 1 A = 100 VA |
| Widerstand R = U / I | 20 kV / 300 A = 66,67 Ω | 100 V / 1 A = 100 Ω |

Tabelle 3 Übersetzungsverhältnisse für Mittelspannungsnetze

$$\ddot{u}_U = \frac{20000 \text{ V}}{100 \text{ V}} = 200 \quad (18)$$

$$\ddot{u}_I = \frac{300 \text{ A}}{1 \text{ A}} = 300 \quad (19)$$

$$\ddot{u}_S = \frac{S_{\text{Realität}}}{S_{\text{Modell}}} = \frac{6 * 10^6 \text{ VA}}{100 \text{ VA}} = 6 * 10^4 \quad (20)$$

$$\ddot{u}_Z = \frac{Z_{\text{Realität}}}{Z_{\text{Modell}}} = \frac{66.667 \text{ Ω}}{100 \text{ Ω}} = 0,67 \quad (21)$$

$$\ddot{u}_S = \ddot{u}_U * \ddot{u}_I = 200 * 300 = 6 * 10^4 \quad (22)$$

$$\ddot{u}_Z = \frac{\ddot{u}_U}{\ddot{u}_I} = \frac{200}{300} = 0,67 \quad (23)$$

Aus oben angeführten Berechnungen geht hervor, dass 0,67 Ω in der Realität 1 Ω im Netz-Modell entsprechen.

5.1.3 Niederspannungsnetze

$$\text{Übersetzungsverhältnis}_{\text{Allgemein}} = \frac{\text{Realität (Primär)}}{\text{Modell (Sekundär)}}$$

| | Realität | Modell |
|--------------------------|--------------------------|----------------------|
| Spannung U | 230 V | 230 V |
| Strom I | 250 A | 1 A |
| Scheinleistung S = U * I | 230 V * 250 A = 57500 VA | 230 V * 1 A = 230 VA |
| Widerstand R = U / I | 230 V / 250 A = 0,92 Ω | 230 V / 1 A = 230 Ω |

Tabelle 4 Übersetzungsverhältnisse für Niederspannungsnetze

$$\ddot{u}_U = \frac{230 \text{ V}}{230 \text{ V}} = 1 \quad (24)$$

$$\ddot{u}_I = \frac{250 \text{ A}}{1 \text{ A}} = 250 \quad (25)$$

$$\ddot{u}_S = \frac{S_{\text{Realität}}}{S_{\text{Modell}}} = \frac{57500 \text{ VA}}{230 \text{ VA}} = 250 \quad (26)$$

$$\ddot{u}_Z = \frac{Z_{\text{Realität}}}{Z_{\text{Modell}}} = \frac{0,92 \text{ Ω}}{230 \text{ Ω}} = 0,004 \quad (27)$$

$$\ddot{u}_S = \ddot{u}_U * \ddot{u}_I = 1 * 250 = 250 \quad (28)$$

$$\ddot{u}_Z = \frac{\ddot{u}_U}{\ddot{u}_I} = \frac{1}{250} = 0,004, \quad (29)$$

Aus oben angeführten Berechnungen geht hervor, dass 4 mΩ in der Realität 1 Ω im Netz-Modell entsprechen.

5.1.4 Zusammenfassung Maßstabsbetrachtungen

Hier wird ein vereinfachtes Beispiel angeführt, um die Anwendbarkeit der gewählten Übersetzungsverhältnisse zu demonstrieren. Ein in der Niederspannung durchaus sehr oft verwendetes Kabel hat eine Querschnittsfläche von $A = 240 \text{ mm}^2$ und besteht zumeist aus Kupfer. Dieses Kabel besitzt laut [10] bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C einen Wirkwiderstand von $R = 75,4 \text{ m}\Omega$ pro Kilometer. In der Niederspannungsebene sind die Leitungslängen in der Regel nicht länger als 500 m. Nimmt man eine Leitungslänge von 200 m an, so ergibt sich für dieses Kabel ein Wirkwiderstand von $R_{\text{Realität}} = 15,08 \text{ m}\Omega$. Mit dem oben hergeleiteten Übersetzungsverhältnis für das NS-Netz von $\ddot{u}_Z = 0,004$ (Gleichung (27) bzw. (29)) ergibt sich ein Widerstandswert für das Modell von $R_{\text{Modell}} = 3,77 \Omega$. In der E192-Reihe findet man ein Bauelement mit einem Wirkwiderstand von $R = 3,79 \Omega$. Damit kann im Labor diese Leitung mit Widerstandswerten, die im einstelligen Ohm-Bereich liegen, mit handelsüblichen Komponenten nachgebildet werden. Nimmt man für dieses Kabel eine Stromdichte von $S = 2 \text{ A/mm}^2$ an, ergibt sich ein Strom von $I_{\text{Realität}} = 480 \text{ A}$. Mit dem Stromübersetzungsverhältnis von $\ddot{u}_I = 250$ (Tabelle 3 bzw. Gleichung (25)) kann im Labor mit einem Strom von $I_{\text{Modell}} = 1,92 \text{ A}$ gearbeitet werden. Die Spannung im Labor entspricht für das NS-Netz derselben Spannung wie in der Realität. Damit ergibt sich für die Realität ein Spannungsabfall entlang der Leitung von $\Delta U_{\text{Realität}} = Z * I = 15,08 \text{ m}\Omega * 480 \text{ A} = 7,24 \text{ V}$. Im Labor ergibt sich derselbe Spannungsabfall von $\Delta U_{\text{Modell}} = Z * I = 3,77 \Omega * 1,92 \text{ A} = 7,24 \text{ V}$. Mit diesen Werten kann man im Modell bzw. im Labor mit handelsüblichen Komponenten arbeiten. Die sich ergebenden Strom- bzw. Widerstandswerte stellen für gängige Laborleitungen bzw. Widerstände kein Problem dar.

5.1.5 Bestimmung der Modell-Größen des untersuchten Netzausläufers

An dieser Stelle wird die Skalierung des realen Netzausläufers auf Modell-Größen dargestellt und gleichzeitig die praktische Anwendbarkeit der gewählten Skalierungsfaktoren demonstriert. In der Abbildung 6 ist das Übersichtsschaltbild des Netzausläufers inkl. benötigter Kenngrößen, dargestellt.

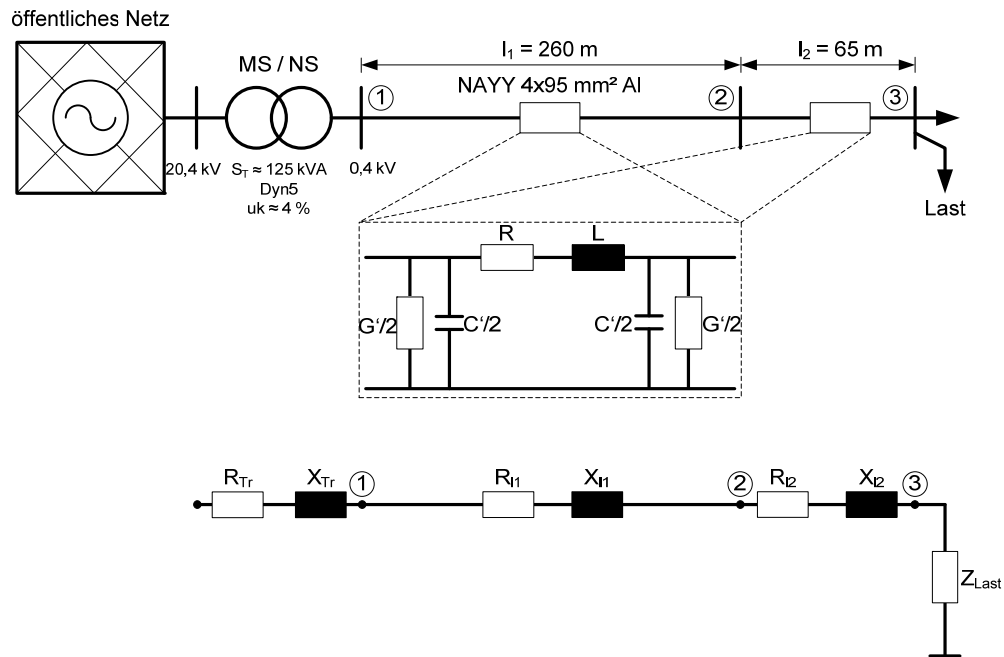


Abbildung 6 Übersichtsschaltbild, Π - und einphasiges Ersatzschaltbild

Aus der Abbildung 6 geht hervor, dass die Transformator-Daten nicht genau bekannt sind. Der Transformator des untersuchten Netzausläufers stammt aus den 60er Jahren und wurde in der Zwischenzeit neu gewickelt. Daher konnte der VNB keine genauen Daten zur Verfügung stellen. Es konnte nur ein ungefährender Bereich für die beiden – zur Bestimmung der Impedanz – ausschlaggebenden elektrischen Kenngrößen (Gleichung (30)), nämlich die Bemessungsscheinleistung S_T und die Kurzschlussspannung u_k des Transformators angegeben werden.

Die Transformatorimpedanz kann laut [11] mit der Gleichung 30 berechnet werden:

$$Z_T = \frac{U_T^2}{S_T} * \left(\frac{u_r}{100} + j \frac{u_x}{100} \right) \approx j \frac{U_T^2}{S_T} * \frac{u_x}{100} \quad (30)$$

| | |
|-------|--|
| Z_T | Transformatorimpedanz in Ω |
| U_T | Nennspannung des Transformators auf der Unterspannungsseite in V |
| S_T | Nennleistung des Transformators in VA |
| u_k | relative Kurzschlussspannung in % |
| u_r | Wirkkomponente von u_k in % |
| u_x | Blindkomponente von u_k in % |

Auf Grund der Unsicherheiten sind für die Transformator-Daten folgende Standardwerte gemäß Tabelle 2-1 aus [11] angenommen worden:

$$S_T = 125 \text{ kVA}, u_k = 4 \%, u_r = 1 \%$$

Damit ergibt sich eine Blindkomponente u_x der relativen Kurzschlussspannung u_k von:

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2} = \sqrt{4^2 - 1^2} = \sqrt{15} = 3,87\% \quad (31)$$

Letztendlich kann mit diesen Annahmen die Impedanz des Ortsnetz-Transformators berechnet werden.

$$\begin{aligned} Z_{T\text{Realität}} &= \frac{U_T^2}{S_T} * \left(\frac{u_r}{100} + j \frac{u_x}{100} \right) = \frac{(0,4 \text{ kV})^2}{125 \text{ kVA}} * (0,01 + j0,0387) \\ &= (0,0128 + j0,0496) \Omega \end{aligned} \quad (32)$$

Die Nachbildung für das Modell der Leitungsimpedanz des Netzausläufers ist in der Abb. 6 vergrößert dargestellt. Der untersuchte Netzausläufer hat laut [10] einen Widerstandsbelag von:

$$R' = 0,320 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (33)$$

einen induktiven Blindwiderstand von:

$$X_L' = 0,075 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (34)$$

und eine Betriebskapazität bzw. einen Kapazitätsbelag von:

$$C' = 0,380 \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \quad (35)$$

Die Berechnung der Größen des Π -ESB bzw. eine Skalierung auf Modell-Größen ist im Anhang zu finden. Darüber hinaus sind dort weitere Ausführungen bzgl. Netzausläufer-Modell-Messungen zu finden. Die berechneten Netzausläufer-Modell-Größen sind in folgender Abbildung dargestellt.

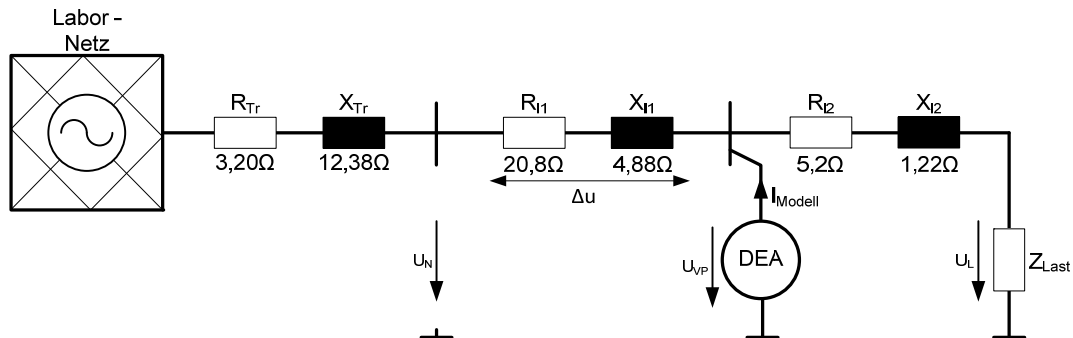


Abbildung 7 Übersichtsschaltbild Modell

Mit den in der Abb. 7 dargestellten Modell-Größen wurde der Netzausläufer im Labor physikalisch aufgebaut, um die am tatsächlichen Netzausläufer durchgeführten Messungen mit den Ergebnissen der Modell-Messungen miteinander vergleichen zu können. Weitere Einflussfaktoren auf das Spannungsniveau im NS-Netz, die man im realen Netz nicht oder nicht einfach verändern kann werden ebenfalls dargestellt. Damit kann man die Anwendbarkeit dieses Modells bzw. der daraus resultierenden Messergebnisse unter Beweis stellen. Wie schon an anderer Stelle dargestellt, geht es bei diesen Messungen konkret um die Einspeisung elektrischer Energie in das NS-Netz an einem Netzausläufer. Es geht darum zu zeigen, um wie viel die Spannung an einem Netzausläufer bei einer bestimmten Größe einer DEA angehoben wird. Dabei werden unter anderem die Auswirkungen von Blindleistungsmanagement auf das NS-Netz untersucht. Die Notwendigkeit dieser Untersuchungen ist durch die – in Fachkreisen immer lauter gewordene Forderung bezüglich Blindleistungsbereitstellung durch DEA auch im NS-Netz – zu Stande gekommen. In Deutschland ist diese Forderung mit der VDE - AR - N 4105:2011 - 08 zur Realität geworden und wird im aktuellen Entwurf der österreichischen TOR D4 vorgeschlagen. Auf die deutsche VDE - AR - N 4105:2011 - 08 bzw. auf die österreichische TOR D4 ist an anderer Stelle detailliert eingegangen worden.

6 Messergebnisse-Netzausläufer

6.1 Darstellung der Messergebnisse

Die Ergebnisse der Netzausläufer-Messungen werden hier grafisch präsentiert. Eine kritische Diskussion der Ergebnisse findet im Kapitel 6.2 *Diskussion der Messergebnisse-Netzausläufer* statt. Die Messergebnisse stellen den Einfluss von Blindleistungsbezug bzw. -einspeisung auf das Spannungsniveau in einem typischen, ländlichen Netzausläufer des Niederspannungsnetzes dar. Neben dem Einfluss von Blindleistung wird auch der Einfluss der eingespeisten bzw. bezogenen Wirkleistung und der Einfluss der Leitungslänge des Netzausläufers auf das Spannungsniveau dargestellt. Die Untersuchungen beschränken sich auf Netzausläufer (Abbildung 8), da diese bzgl. Einhaltung der Spannungsgrenzen besonders kritisch sind.

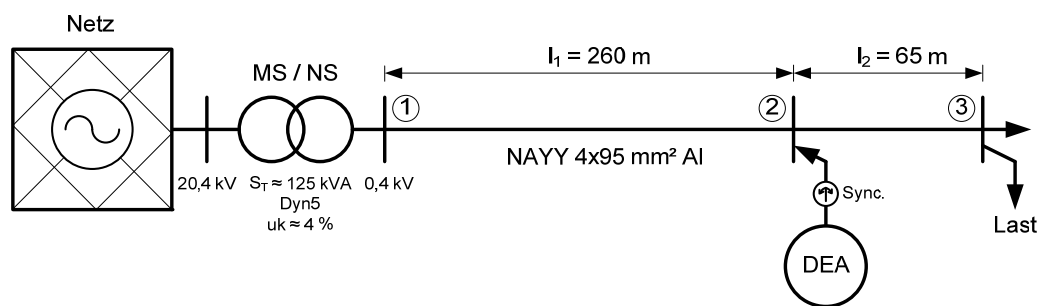


Abbildung 8 Übersichtsschaltbild Netzausläufer

In eng vermaschten Netzen und in Netzgebieten, in denen die Übertragungsleitungen nicht sehr lang im Vergleich zu ländlichen, schwach ausgebauten Netzgebieten sind, ist die Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsgrenzen kein unmittelbares Problem. Sowohl kurze Leitungslängen als auch eine enge Vermaschung des Netzes sind prinzipiell in städtischen Versorgungsnetzen vorzufinden.

Im Folgenden wird mit der Darstellung des Einflusses der Lastsituation im Netz auf die Spannungsanhebung durch dezentrale Einspeisung begonnen. Folgende drei Lastsituationen wurden angenommen: Eine Starklastsituation mit einer Last am Ende des Netzausläufers, die einer Wirkleistungsaufnahme von ca. 85 kW (ca. 2/3 der Nennübertragungsleistung der Leitung) im realen Netzausläufer entspricht. Bei der Schwachlastsituation sind es ca. 41 kW (ca. 1/3 der Nennübertragungsleistung der Leitung) und schlussendlich wurde eine Messung ohne Last durchgeführt.

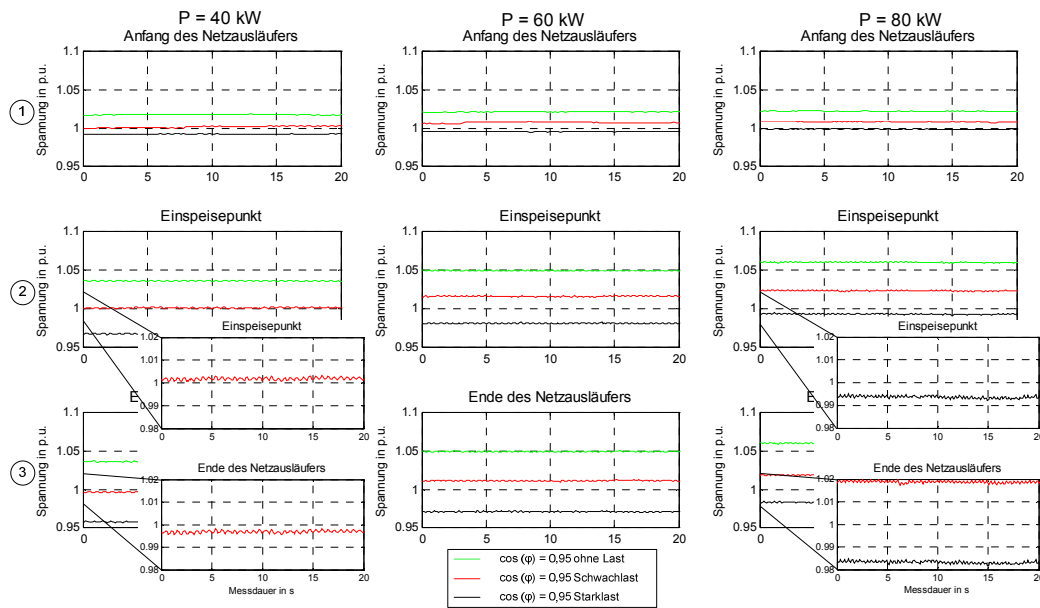


Abbildung 9 Messungen im Netzmodell, Einfluss der Lastsituation auf das Spannungsniveau

Aus der Abbildung 9 ist zu erkennen, dass die vorherrschende Last im Niederspannungsnetz erhebliche Auswirkungen auf die Spannungsanhebung zur Folge hat. Die linke Spalte entspricht einer eingespeisten Wirkleistung von $P = 40 \text{ kW}$. Die rote Kennlinie stellt die Schwachlastsituation dar, dementsprechend liegt die Spannung am Einspeisepunkt auf 1 per unit (p.u.). Dasselbe Ergebnis findet sich in der rechten Spalte der Abbildung 9 wieder. Bei 80 kW Einspeisung und vorliegender Starklast (ca. 85 kW) bleibt das Spannungsniveau am Einspeisepunkt auf ca. 1 per unit. Bei einer Einspeisung von 40 kW liegt ein Spannungsabfall von ca. 0,6 % vor, bei einer Einspeisung von 80 kW liegt ein Spannungsabfall von ca. 1,1 % zwischen dem Einspeisepunkt und Ende des Netzausläufers vor.

Die folgenden beiden Abbildungen stellen den Einfluss der Leitungs- bzw. Kabellänge bei selber Querschnittsfläche dar. Abbildung 10 zeigt den Einfluss der Länge bei konstantem Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,85 \text{ ind.}$ und variabler Wirkleistung P, Abbildung 11 zeigt den Verlauf bei konstanter Wirkleistung $P = 60 \text{ kW}$ und variablem Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$.

Eine Verkürzung der Leitungslänge zwischen Transformator-Sammelschiene und Einspeisepunkt von 466 m (ursprüngliche Leitungslänge) auf 260 m (ca. 55 %) hat bei einer eingespeisten Wirkleistung von 40 kW eine um ca. 1,3 % geringere Spannungsanhebung zur Folge, bezogen auf die Spannung an der Transformator-Sammelschiene. Bei einer eingespeisten Wirkleistung von 80 kW sind es ca. 3 % weniger Spannungsanhebung.

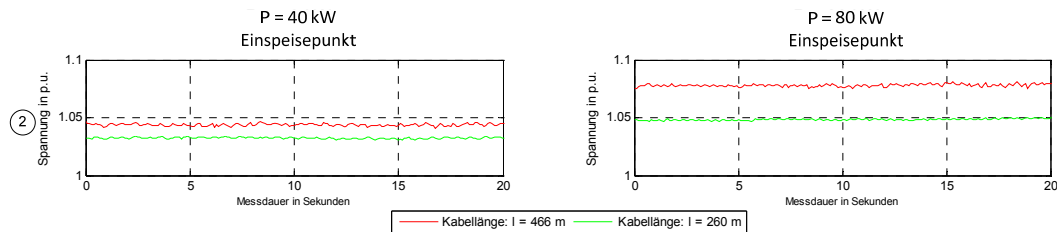


Abbildung 10 Messungen im Netzmodell, Einfluss der Leitungslänge bei konstantem Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ und variabler Wirkleistung P

Aus der Abbildung 11 ist ersichtlich, dass eine Verschiebung des Verknüpfungs- bzw. Einspeisepunktes der DEA um 200 m in Richtung Transformator bei einem laut Richtlinien geforderten Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,95 \text{ ind.}$ die ursprüngliche Spannungsanhebung durch Leistungseinspeisung ($\cos(\varphi)$) um ca. 1,7 % verringern kann. Eine weitere Absenkung des Verschiebungsfaktors auf $\cos(\varphi) = 0,85 \text{ ind.}$ (entspricht ca. einer Verdoppelung der vom Netz bezogenen induktiven Blindleistung) reduziert das Spannungsniveau von 1,069 per unit auf 1,046 per unit.

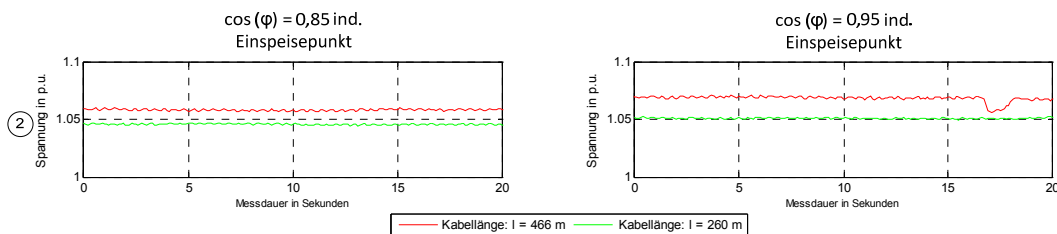


Abbildung 11 Messungen im Netzmodell, Einfluss der Leitungslänge bei konstanter Wirkleistung P und variablem Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$

Aus der Abbildung 12 kann man erkennen, dass die Spannung an der Transformator-Sammelschiene bei der Messung im Netzmodell um 2 % höher ist als bei der Messung im Feld. Desweiteren ist ersichtlich, dass der Einfluss der eingespeisten Wirkleistung im Netzmodell ($\Delta u \approx 1 \%$) schwächer ausfällt als bei der Messung im Feld ($\Delta u \approx 3 \%$).

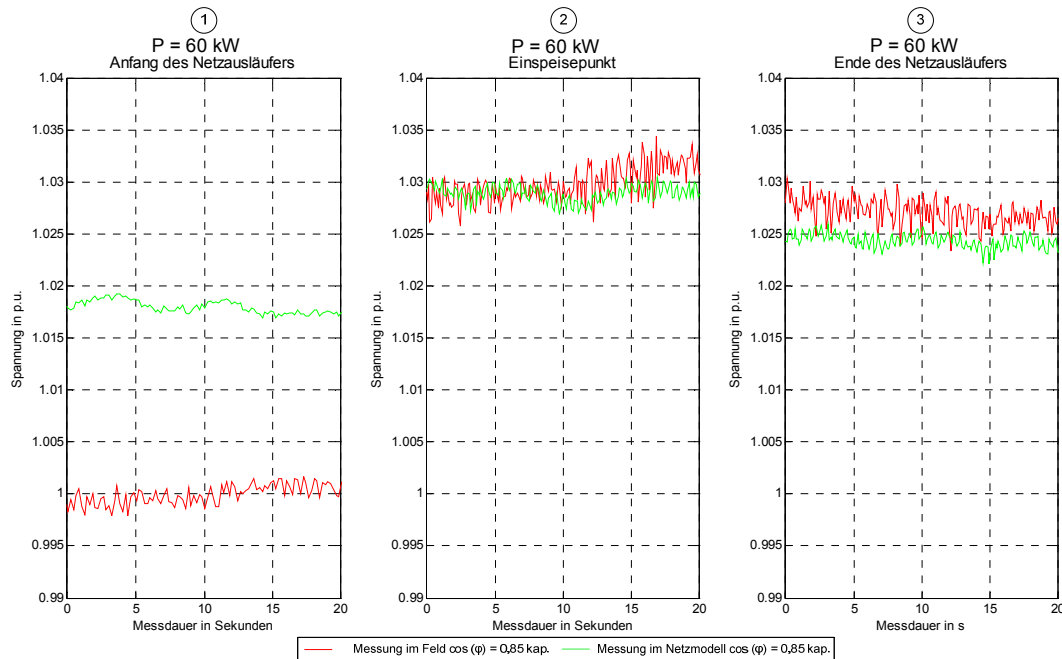


Abbildung 12 Vergleich der Messungen im Feld mit den Messungen im Netzmodell

Eine exakte Übereinstimmung der Messungen im Feld mit den Messungen im Netzmodell war aus Gründen, wie zum Beispiel die unterschiedliche Netz-Kurzschlussleistung oder wie beschrieben, die Unsicherheiten bei den zur Verfügung gestellten Transformator-Daten oder auch die vernachlässigte induktive bzw. kapazitive Kopplung der Phasenleiter untereinander, nicht zu erwarten. An dieser Stelle sei auf die kritische Diskussion der Ergebnisse im Kapitel *6.2 Diskussion der Messergebnisse-Netzausläufer* verwiesen.

Die Abbildung 14 stellt die Ergebnisse der im Feld durchgeführten Messungen dar. Die nachfolgende Abbildung 13 stellt die Ergebnisse der gleichen Messungen, die jedoch im Netzmodell durchgeführt wurden, dar.

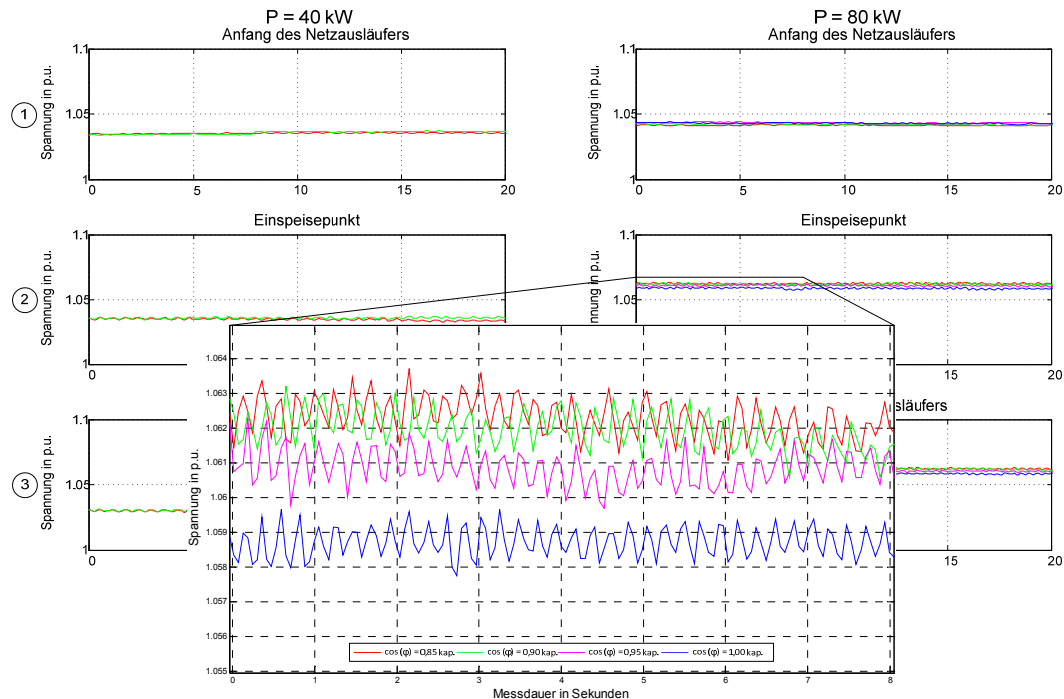


Abbildung 13 Messungen im Netzmodell, variable Wirkleistung P und variabler Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$

Aus der Abbildung 13 kann man die aufgetretenen Probleme der Messungen im Netzmodell erkennen. Zum einen war es im Labor mit dem verwendeten Generator bei einer eingespeisten Wirkleistung von 160 W (entspricht 40 kW im realen Netz, siehe Kapitel 5.1.5 *Bestimmung der Modell-Größen des untersuchten Netzausläufers*) nicht möglich einen Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) > 0,90$ einzustellen. Der Grund dafür konnte leider nicht eruiert werden. Daher sind im linken Teil der Abb. 13 nur zwei Kennlinien ($\cos(\varphi) = 0,85$ und $0,90$ übererregt) dargestellt. Zum anderen ist der Einfluss der Blindleistung, im Vergleich zur Messung im realen Netzausläufer (siehe Abbildung 13) sehr schwach ausgeprägt. Im stark vergrößerten Teil der Abbildung 13 kann man ablesen, dass die Spannungsanhebung zwischen $\cos(\varphi) = 1,00$ und $\cos(\varphi) = 0,85$ übererregt bei ca. $0,4 \%$ im Vergleich zu 3% im realen Netzausläufer liegt. Auch an dieser Stelle sei auf die kritische Diskussion bzw. Zusammenfassung der Ergebnisse im Kapitel 6.2 *Diskussion der Messergebnisse-Netzausläufer* verwiesen.

Wie schon oben geschrieben stellt die Abbildung 14 die Ergebnisse der im Feld durchgeführten Messungen, also die Ergebnisse der Messungen im realen Netzausläufer, dar. Die linke Spalte der Abbildung 14 zeigt das Spannungsniveau der drei Messstationen bei einer eingespeisten Wirkleistung von $P = 40 \text{ kW}$. In der rechten Spalte liegt eine eingespeiste Wirkleistung von $P = 80 \text{ kW}$ vor.

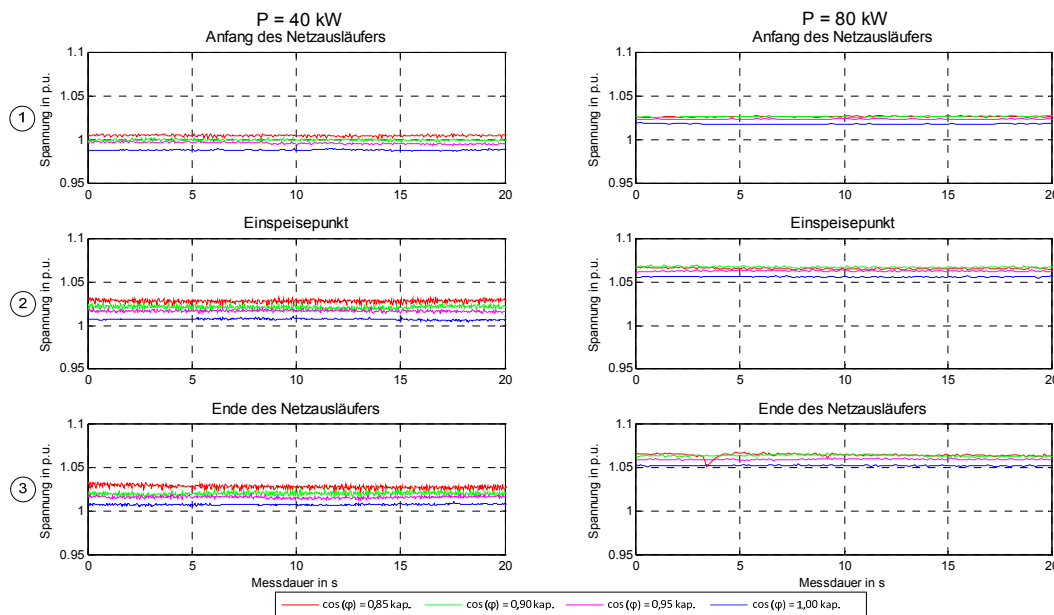


Abbildung 14 Messungen im Feld, variable Wirkleistung P und variabler Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$

Aus der Abbildung 14 ist ersichtlich, dass die Spannung am Einspeisepunkt bei konstanter Wirkleistung und einer Reduktion des Verschiebungsfaktors von $\cos(\varphi) = 1,00$ auf $\cos(\varphi) = 0,95 \text{ kap.}$ um 1 %, bei einem $\cos(\varphi) = 0,85 \text{ kap.}$ um 3% ansteigt. Im Vergleich dazu zeigt die rechte Spalte der Abbildung 14 die Ergebnisse der Messung mit einer Wirkleistung von 80 kW. Der Einfluss derselben $\cos(\varphi)$ -Variation fällt hier etwas schwächer aus. Ein Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,95 \text{ kap.}$ hat eine Spannungserhöhung von 0,65% verglichen zu reiner Wirkleistungseinspeisung zur Folge. Es konnte leider auf Grund technisch eingeschränkter Möglichkeiten des Generators kein untererregter Betriebspunkt eingestellt werden. Auffällig ist auch weiterhin, dass zwischen dem Einspeisepunkt und dem Ende des Netzausläufers nur eine Spannungsdifferenz von ca. 0,5% auftritt. Der Grund ist zum einen die kurze Leitungslänge zwischen dem Einspeisepunkt und dem Ende des Netzausläufers und zum anderen die sehr schwache Belastung ($S \approx 0,4 \text{ kVA}$) am Ende des Netzausläufers.

Die Spannungsanhebung durch eine Verdoppelung der eingespeisten Wirkleistung ist hier deutlich ($\Delta u \approx 5\%$) erkennbar. Eine Reduktion des Verschiebungsfaktors von $\cos(\varphi) = 0,95$ übererregt auf $\cos(\varphi) = 0,85$ übererregt entspricht nahezu einer Verdoppelung der eingespeisten Blindleistung (um 88,5 % mehr). Die Auswirkung auf das Spannungsniveau liegt bei 2,00%. Daraus sieht man, dass der Einfluss der Blindleistung auf das Spannungsniveau im NS-Netz bei weitem nicht so stark ausfällt wie derjenige der Wirkleistung. Weiters fällt in der Abbildung 14 auf, dass die Spannungsschwankungen bei 40 kW stärker sind als bei 80 kW.

6.2 Diskussion der Messergebnisse-Netzausläufer

Vergleicht man die Messergebnisse der beiden Messungen (Netzmodell und realer Netzausläufer) erkennt man, dass die Ergebnisse der Messungen im Netzmodell leider nicht den Ergebnissen der Messungen im realen Netzausläufer entsprechen. Mögliche Gründe dafür sind schon im Zuge der Beschreibung der Abbildung 12 erwähnt worden. Einer der erwähnten Gründe ist die Netz-Kurzschlussleistung S_k'' . Sie ist über den Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' und die Nennspannung des Netzes definiert und kann mit folgender Gleichung berechnet werden [11]:

$$S_k'' = \sqrt{3} * U_n * I_k'' = \sqrt{3} * U_n * \frac{c * U_n}{\sqrt{3} * Z_k} = \frac{c * U_n^2}{Z_k} \quad (36)$$

Der Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' hängt von der Impedanz des Übergeordneten Netzes Z_k sowie von den Impedanzen der Transformatoren Z_T und Leitungen Z_L ab. Für Netzurückwirkungen ist die minimale Kurzschlussleistung ($c = 1,0$) relevant. Aus der Gleichung 36 erkennt man, dass die unterschiedlichen Netzimpedanzen Z_k zwischen Netzmodell und realem Netzausläufer unterschiedliche Kurzschlussleistungen zur Folge haben und damit direkten Einfluss auf die Spannungsanhebung bzw. -absenkung. Die Kurzschlussleistung sowohl im Netz als auch im Labor konnte auf Grund eingeschränkter Möglichkeiten hinsichtlich der Nachbildung des übergeordneten bzw. auch des Niederspannungsnetzes nicht beeinflusst werden. Zusätzliche Auswirkungen auf die Übereinstimmung der beiden Messungen rühren durch ungenaue Angaben der Transformator-Daten her. Ein weiterer Einfluss auf die Übereinstimmung der Ergebnisse ist mit der Tatsache zu begründen, dass ein Modell die Realität nur eingeschränkt nachbilden kann. Falls ja, ist es kein Modell mehr sondern eine exakte 1 zu 1 Kopie. In diesem Fall wurden die charakteristischen Kenngrößen der Leitung zwar sehr genau nachgebildet, jedoch wurde die kapazitive bzw. die induktive Kopplung und auch der Ableitungsbelag G' vernachlässigt. Die Begründung dafür ist im Anhang zu finden.

Mit der Kombination aus all diesen Unzulänglichkeiten bei der Modellbildung lassen sich die Abweichungen der Messergebnisse erklären. Im Zuge der Auswertungen der Messdaten ist aufgefallen, dass die Spannung im realen Netz größere Schwankungen aufweist als die Spannung im Netzmodell. Das kann damit begründet werden, dass im realen Netzausläufer eine große Zahl an Lasten existiert, die ständig ein- bzw. ausgeschaltet werden, dies ist im Netzmodell nicht der Fall.

Die Spannungsniveau-Schwankungen im realen Netz variieren je nach Messort, Messzeit, eingespeister Wirkleistung und auch eingespeister induktiver Blindleistung unterschiedlich stark.

Auf Grund der exakten Auslegung der Netzmodell-Größen und auf Grund von Berechnungen wurde zu Beginn der Arbeit davon ausgegangen, dass die Ergebnisse der Messungen im Feld und die Ergebnisse der Messungen im Netzmodell übereinstimmen werden. Daher ist die folgende Erkenntnis sehr wichtig. Trotz einer guten Auslegung der Modell-Größen kann eine Messung im Netzmodell keinesfalls eine Messung im realen Netz ersetzen. Es ist zwar der gleiche Trend (steigende Blindleistungseinspeisung führt zu einem Anstieg der Spannung) zu erkennen, jedoch weichen die Ergebnisse stark voneinander ab. Alle hier genannten Werte bzw. Ergebnisse der Messungen im Netzmodell sind damit kritisch zu diskutieren. Ein Vergleich der Ergebnisse zwischen den Messungen im Netzmodell und im realen Netzausläufer ist nicht uneingeschränkt – aufgrund zuvor beschriebener Thematik – zulässig.

7 Untersuchung verschiedener Inselnetzkonfigurationen

Die Abbildung 15 zeigt den Messaufbau für den zweiten großen Block dieser Diplomarbeit. Im folgenden Kapitel geht es um die Untersuchungen verschiedener Inselnetzkonfigurationen. Die Untersuchungen sind im Labor durchgeführt worden auf den folgenden Seiten detailliert beschrieben. Eine genaue Beschreibung der verwendeten Komponenten ist im Anhang zu finden.

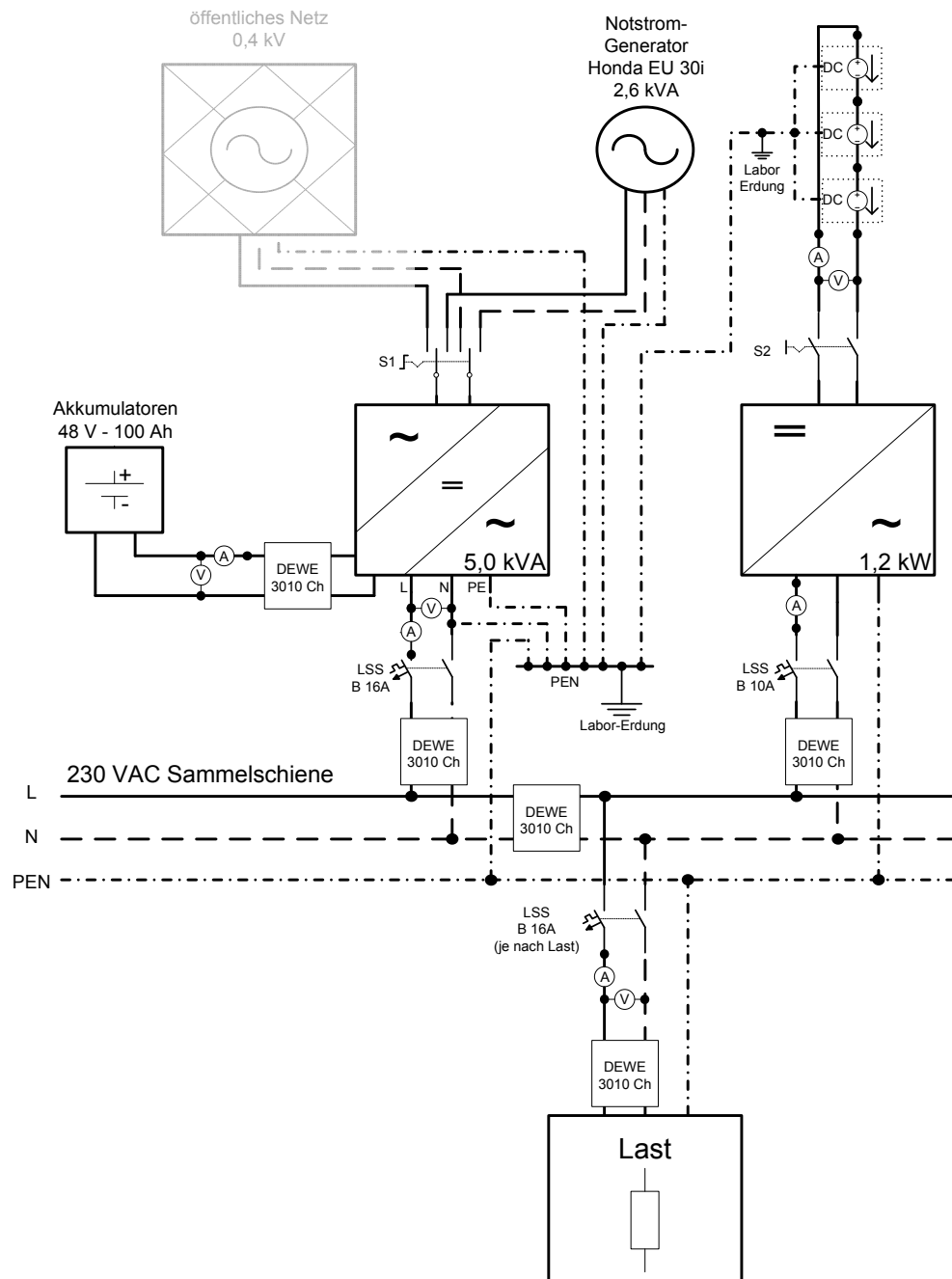


Abbildung 15 Messaufbau der untersuchten Inselnetzkonfigurationen im Labor

Eines muss an dieser Stelle vorweggenommen werden und zwar, dass hier nicht die – durchaus immer noch (nach Jahren der Forschung) vorhandene Problematik der – ungewollten Inselnetzbildung untersucht wird. Die Notwendigkeit dieser messtechnischen Untersuchungen ist damit zu begründen, dass es sich hierbei bislang noch im Wesentlichen um ein wenig erforschtes Themengebiet mit vielen offenen Fragestellungen handelt. Gemeint sind damit nicht die Versorgungsinseln per se, die zum Beispiel nach einem großflächigen Blackout um die großen, zentralen Kraftwerke herum – die über ihre Maschinen bzw. Blocktransformatoren direkt in die Hoch- bzw. Höchstspannungsebene einspeisen – bis jetzt auch schon gebildet werden und dann nach und nach zum Verbundsystem gekoppelt werden. Wenig erforschtes Themengebiet in diesem Sinn hier ist die Tatsache, dass bis jetzt noch keine Forderungen vom Gesetzgeber gestellt werden, dass im Fehlerfall auch dezentrale Erzeugungsanlagen zu öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsinseln gekoppelt werden und die Kundenversorgung sozusagen von der Niederspannungsseite her aufbauen. Dass diese Möglichkeit bislang noch nicht in Betracht gezogen wurde, mag daran liegen, dass dieses Konzept nur dann funktionsfähig ist, wenn in diesen Niederspannungs-Versorgungsinseln Energiespeicher vorhanden sind, was bis jetzt noch nicht der Fall ist. Dieser Ansatz mag zum jetzigen Augenblick wie Zukunftsmusik klingen, da derzeit zum einen der Anteil von DEA mit Energiespeicher noch sehr gering ist und zum anderen die derzeit gültigen Gesetze eine derartige Verwendung der DEA nicht zulassen. Es sei darauf hingewiesen, dass mit der sinkenden Ausdehnung von Inselnetzen, die Schiefast zum Regelfall wird. Der Einfluss von Schiefast ist jedoch nicht Untersuchungsgegenstand dieser Diplomarbeit.

Wie man auf den folgenden Seiten nachlesen kann, sind Inselnetze trotz der zum Teil sehr starken Schwankungen von Frequenz und Spannung stabil betreibbar. Wobei erwähnt werden muss, dass die Frequenzschwankungen der im Zuge dieser Diplomarbeit untersuchten Inselnetzkonfigurationen nicht durch eine unausgeglichene Wirkleistungsbilanz, sondern konzeptionsbedingt zustande kommen. Der Grund ist das verwendete Verfahren der Leistungsregelung über die Frequenz, dies wird im Kapitel *7.4 Leistungsregelung des verwendeten PV-Wechselrichters über die Frequenz* beschrieben. Die technischen Herausforderungen werden im Laufe der Zeit bewältigt werden, jedoch müssen in diesem Sinne auch die Regelwerke hinsichtlich dezentraler Erzeugung in der Verteilernetzebene angepasst werden.

Dass Energiespeicher in der Zukunft eine wichtige Rolle im sogenannten „Smart Grid“ einnehmen werden, wird allgemein erwartet, denn aktuell wird die Thematik der Energiespeicher sehr stark diskutiert, jedoch mit einem anderen Hintergrund.

Es werden hauptsächlich die Vorteile der Speicherung volatiler Energien wie zum Beispiel die Vergleichmäßigung der Verfügbarkeit, dezentrale Netzstützung bei Lastschwankungen und dadurch die Minimierung von Übertragungs- / Transportverlusten, usw. als Argumente für Energiespeicher genannt. Neben diesen angesprochenen NS-Versorgungsinselfn wäre eine mögliche Verwendung der Energiespeicher der dezentralen Erzeugungsanlagen als unterbrechungsfreie Stromversorgung in einigen Jahren durchaus denkbar. Dies müsste jedoch schon jetzt in den strategischen Planungen mitberücksichtigt werden, denn hierzu müsste u. a. eine kontrollierte Inselnetzbildung im Niederspannungsnetz erlaubt sein. Eine Garantie der Netzbetreiber gegenüber den Kunden, dass eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (durch NS-Versorgungsinselfn) geboten wird, wird es nicht geben, aber eine Steigerung der Versorgungssicherheit ist im allgemeinen Interesse. Dass ein Netzgebiet mit ausreichender Erzeugungskapazität im Fehlerfall weiter betrieben werden kann, stellt heutzutage keine technische Herausforderung mehr dar.

Untersuchungsgegenstand der im Labor durchgeführten Versuche war es unter anderem, das Zusammenspiel verschiedener Energiequellen (insbesondere PV-WR und Inverter-Notstromgenerator), ohne IT-Infrastruktur, das heißt, ohne Kommunikation der Quellen untereinander zu untersuchen. Einflussfaktoren wie die Lastaufteilung im Inselnetz, das Verhalten des zur Verfügung stehenden PV-Wechselrichters, des Inverter-Notstromgenerators und des Inselnetzbildners, bei definierten Ausgangs- und Belastungszuständen wurden berücksichtigt. Für die Messungen standen folgende, dem Stand der Technik entsprechende Spannungs- bzw. Stromquellen zur Verfügung:

- Ein Inselnetz-WR (Inselnetzbildner) mit einer Nennscheinleistung von $S = 5,0 \text{ kVA}$
- Ein Photovoltaik-Wechselrichter mit einer Nennwirkleistung von $P = 1,2 \text{ kW}$ und
- Ein Inverter-Notstromgenerator mit einer Nennscheinleistung von $S = 2,6 \text{ kVA}$.

Die PV-Kollektoren wurden bei diesen Messungen durch drei in Serie geschaltete DC-Quellen simuliert. Der Block, der die Last in der Abbildung 15 darstellt, wurde je nach Fragestellung aus verschiedenen ohmschen, induktiven bzw. kapazitiven Elementen zusammengestellt. Als ohmsche Verbraucher standen verschiedene Labor-Schiebewiderstände zur Verfügung.

Die kapazitive Last wurde mit Hilfe von zwei, dreiphasigen (einphasiges Inselnetz) Kompensationskondensatoren realisiert. Da eine stark induktive Last nicht zur Verfügung stand, wurde eine Ringkernspule mit vier Anzapfungen vom Verfasser der Arbeit selbst gewickelt. Die Spulen wurden so dimensioniert, dass an jede der Anzapfung eine Spannung von $U = 230 V_{AC}$ angelegt werden kann. Bei dieser Spannung stellen sich, je nach Anzapfung Ströme von 5, 10, 15 und 20 A ein.

7.1 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über den Inselnetz-WR

Die Ausgangssituation der folgenden Messung, deren Aufbau in der Abbildung 16 ersichtlich ist, stellt sich folgendermaßen dar: Die Belastung des Inselnetzes wird in drei Schritten zu je ca. 0,9 kW erhöht. Der Inselnetz-Wechselrichter (5,0 kVA) versorgt demnach eine ohmsche Last mit einer Wirkleistung von $P \approx 2,7 \text{ kW}$. Der aktuelle Batterieladezustand (BatSoc) zu Beginn der Messung liegt bei 89 %. Am Anfang ist auch der PV-WR (1,2 kW) an der Inselnetz-Sammelschiene angeschlossen und wird nach einigen Minuten vom Inselnetz getrennt, um das Verhalten der am Inselnetz verbleibenden Komponenten beim Abschalten des PV-WR darzustellen. Die, für die nachfolgend beschriebene Messung relevanten Komponenten sind dunkel gezeichnet.

Dies gilt auch für die restlichen Abbildungen.

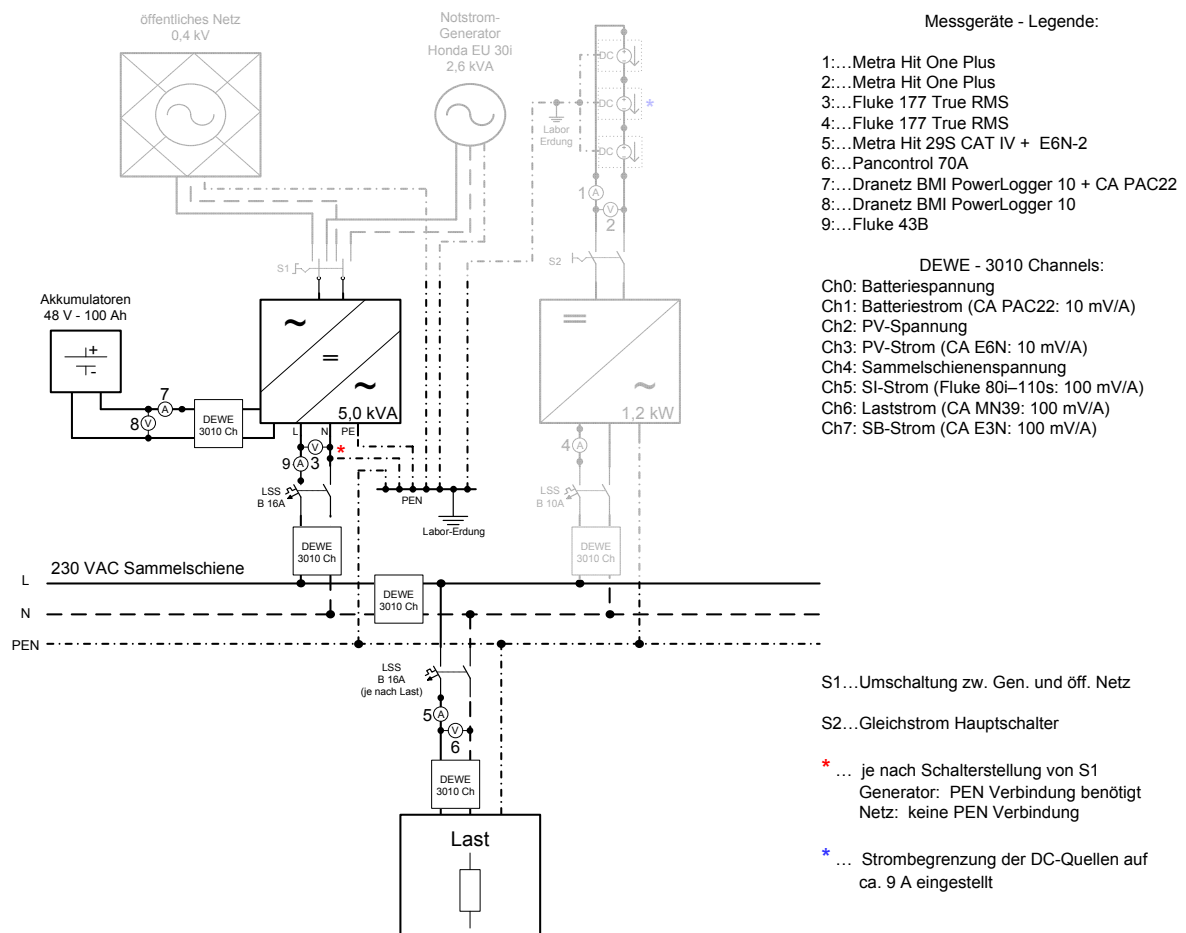


Abbildung 16 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über den Inselnetz-WR

Durch diese Messung sollen folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie sieht die Leistungsregelung der Wechselrichter über die Frequenz aus?
- Wie verhält sich der Tiefentladeschutz der Akkus, wenn keine zusätzliche Quelle im Netz vorhanden ist?
- Bei welchem Batterieladezustand schaltet der Inselnetz-WR die Verbraucher ab?
- Wie verhält sich der Inselnetz-WR, nachdem die Verbraucher getrennt wurden?

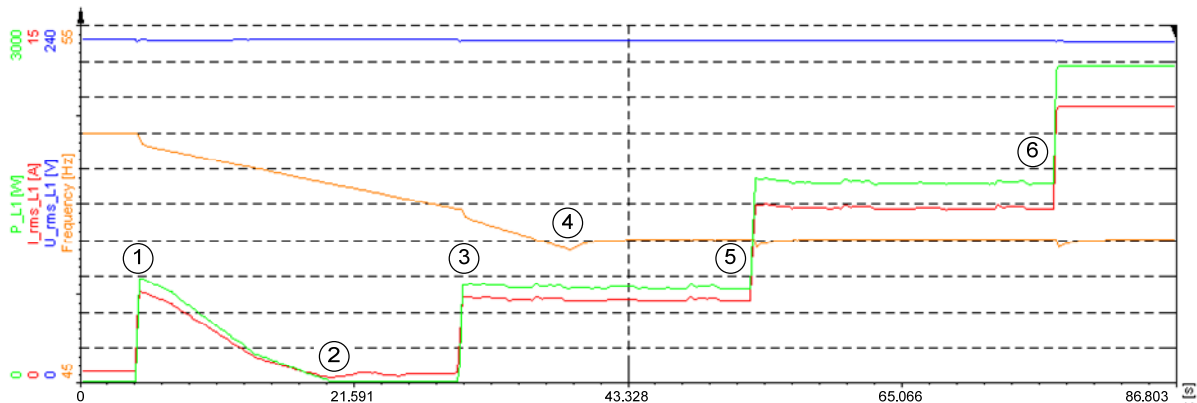


Abbildung 17 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über den Inselnetz-WR: Strom-, Spannungs-, Leistungs- und Frequenzverlauf

Der erste Sprung der Kennlinien (1) entspricht der Zuschaltung einer ohmschen Last mit einer Wirkleistung von $P \approx 0,90 \text{ kW}$ an die Sammelschiene (SS). Zu dieser Zeit speist zusätzlich zum Inselnetz-WR auch ein PV-WR auf dieselbe SS. Die grüne Kennlinie entspricht dem Verlauf der Leistung, die vom Inselnetz-WR bereit gestellt wird. Es ist ersichtlich, dass die Versorgung der zugeschalteten Last ($P = 0,88 \text{ kW}$) im ersten Augenblick (1

) zur Gänze der Inselnetz-WR übernimmt, obwohl der PV-WR noch immer parallel an der SS angeschlossen ist. Gleichzeitig beginnt der Inselnetz-WR mit der Frequenzregelung. Nach der ersten steilen Flanke ($\frac{\Delta f}{\Delta t} = -771,48 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$) liegt der Frequenzgradient bei:

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{1,693 \text{ Hz}}{-23,552 \text{ s}} = -0,072 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} \approx -72 \frac{\text{mHz}}{\text{s}} \quad (37)$$

Nach ca. 15 Sekunden hat der PV-WR die Versorgung der Last übernommen (2), was man daran erkennen kann, dass die vom Inselnetz-Wechselrichter gelieferte Leistung (grüne Kennlinie) ins Inselnetz auf null gesunken ist. Der zweite Sprung (3) entspricht einer Zuschaltung von weiteren 0,9 kW an die Sammelschiene des Inselnetzes.

Auffällig hier ist, dass der Inselnetz-Wechselrichter die Frequenz nun noch schneller absenkt um dem PV-Wechselrichter zu signalisieren, dass er mehr Leistung einspeisen soll.

Da dieser von der PV-Quelle (DC-Spannungsquellen) nur einen bestimmten Wert zur Verfügung hat, muss der Inselnetz-WR alleine die Versorgung der zusätzlichen Last übernehmen. Ab diesem Moment (3) ist an der Sammelschiene eine Last mit einer Wirkleistung von ca. $P \approx 1,8 \text{ kW}$ angeschlossen. Die beiden Wechselrichter teilen sich die Versorgung der ohmschen Last. Jeder der beiden WR stellt ca. $P \approx 0,9 \text{ kW}$ zur Verfügung. Zum Zeitpunkt $t \approx 40 \text{ Sek.}$ (4) hat die Frequenz $f = 48,72 \text{ Hz}$ ihr Minimum erreicht und wird kurz darauf auf $f = 49,00 \text{ Hz}$ geregelt. Das heißt, die minimale Frequenz liegt bei 49,00 Hz. Bei den nächsten beiden (5) und (6) Leistungssprüngen kann man sehen, dass der WR im ersten Augenblick versucht, die Frequenz weiter abzusenken um sie sofort darauf wieder auf $f = 49,00 \text{ Hz}$ zu erhöhen. Daraus könnte man schließen, dass der WR-Parameter „Minimale Netzfrequenz“ auf $f = 49,00 \text{ Hz}$ eingestellt ist. Dies entspricht aber nicht der Tatsache, da dieser Parameter auf $f = 47,50 \text{ Hz}$ eingestellt ist. Es stellt sich hier die Frage, wieso der Inselnetz-Wechselrichter bei $f = 49,00 \text{ Hz}$ mit der Leistungsregelung des PV-Wechselrichters über die Frequenz aufhört? Der dritte Sprung (5) im Leistungsverlauf (grün) entspricht einer weiteren Leistungserhöhung um ca. 0,9 kW und der letzte Leistungssprung (6) ist dadurch zustande gekommen, dass der PV-Wechselrichter vom Inselnetz getrennt wurde.

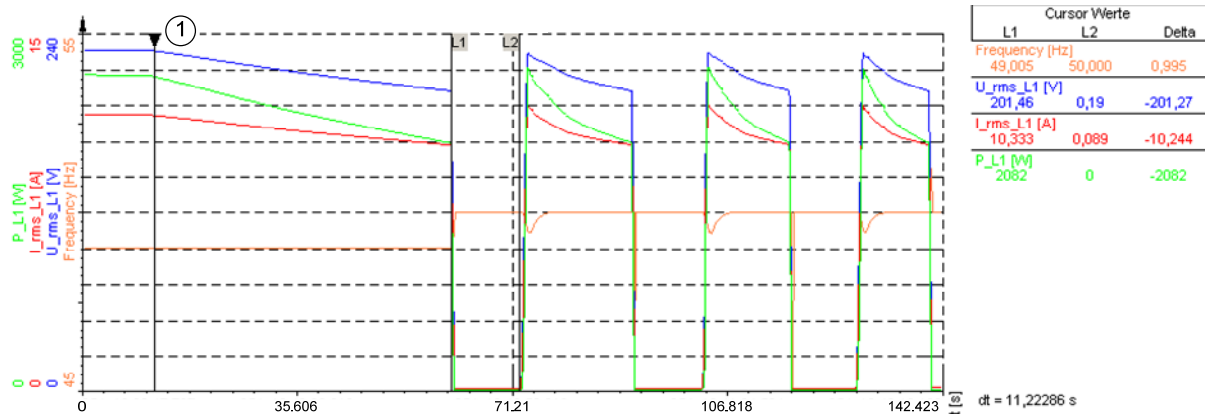


Abbildung 18 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über den Inselnetz-WR: Strom-, Spannungs-, Leistungs- und Frequenzverlauf

Die Abbildung 18 zeigt das Ende der oben beschriebenen Messung. Zum Zeitpunkt als die Spannung zu sinken begann (1) lag der aktuelle Batterieladezustand bei 48%. Durch die Spannungsabnahme sank quadratisch mit der Spannung auch die aufgenommene Leistung des Verbrauchers bzw. die abgegebene Leistung des Wechselrichters.

Als die Spannung unter den eingestellten Wert für die minimale Inverterspannung von $U = 202 \text{ V}$ sank, schaltete sich der Wechselrichter ab. Zum Zeitpunkt des Abschaltens betrug die Spannung $U = 201,46 \text{ V}$, der Verlauf war jedoch nicht mehr sinusförmig, siehe Abbildung 19.

Der aktuelle Batterieladezustand vor dem Abschalten lag bei 47 %. Damit konnte die Frage nach der Höhe des Batterieladezustandes zum Zeitpunkt der Abschaltung nicht beantwortet werden, da die eingebrochene Spannung der Grund für die Abschaltung war. Nach dem erstmaligen Abschalten des Wechselrichters (Cursor L1) zum Zeitpunkt $t \approx 18:54$ hat dieser dreimal versucht sich wieder zuzuschalten. Auffällig dabei ist, dass die Versorgungsdauer mit jedem wiederholten Zuschalten abnahm (*ca. 18 Sek. \rightarrow 15 Sek. \rightarrow 10 Sek.*) und die Nichtversorgungsdauer gleich blieb. Die folgende Abbildung 19 zeigt die Strom- bzw. Spannungsverläufe des Inselnetzes inkl. der Spektralverteilung der Sammelschienenspannung kurz vor (ca. 200 ms) dem Spannungseinbruch.

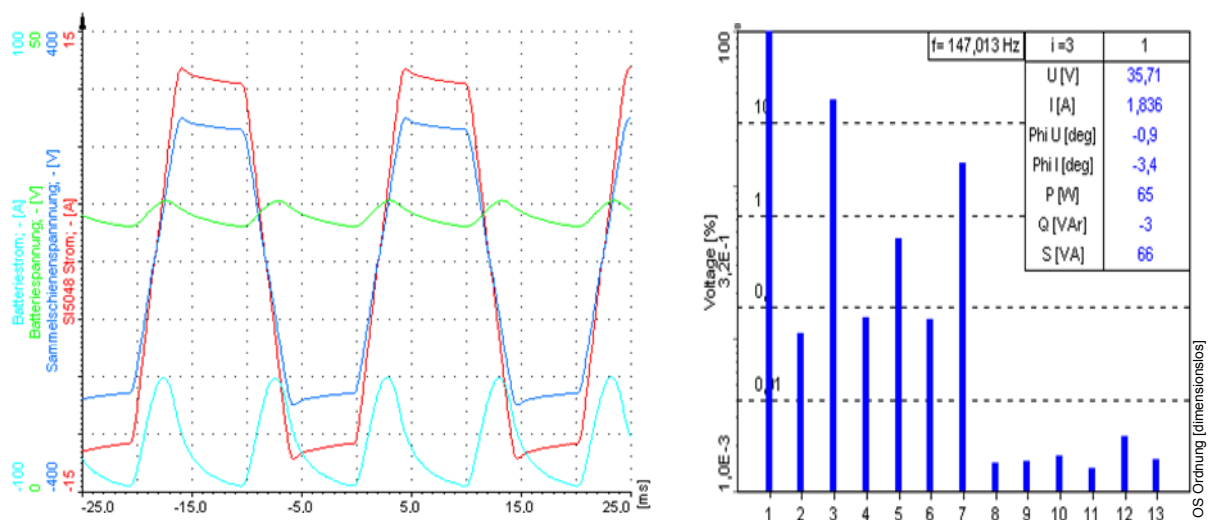


Abbildung 19 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über den Inselnetz-WR: Batteriestrom-, Batteriespannungs-, Laststrom- und Sammelschienenspannungsverlauf (links) und Frequenzspektrum der Sammelschienenspannung (rechts)

Es ist ersichtlich, dass die Sammelschienenspannung stark oberwellenbehaftet ist. Die 3. Harmonische mit einer Frequenz von $f = 147,01 \text{ Hz}$ (Grundschwingungsfrequenz zu diesem Zeitpunkt $f_0 = 49 \text{ Hz}$) liegt bei 35,71 V. Das entspricht einem Oberwellenanteil von 17,68 % (bezogen auf die aktuelle Amplitude der Grundschwingung der Spannung und nicht auf die Nennspannung von $U = 230 \text{ V}$). Die 7. Harmonische liegt bei 3,57 % der Grundschwingungsamplitude. Die Batterie-Nennspannung dieses Inselnetzes beträgt 48 V. Aus dem linken Teil der Abbildung 19 ist ersichtlich, dass die Batterie-Nennspannung durch den hohen Batteriestrom von $I_{Batt} = -82 \text{ A}$ auf ca. 30 V eingebrochen ist.

7.2 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz- und PV-WR

7.2.1 Versorgung über Inselnetz- und PV-WR

Die folgende Abbildung 20 stellt die Inselnetzkonfiguration mit zwei Wechselrichtern (Inselnetz- und PV-WR) dar. Die Parallelschaltung der beiden Wechselrichter ist vom Hersteller nach dem Master-Slave-Prinzip realisiert worden. D.h. der Inselnetz-Wechselrichter (5,0 kVA) stellt den Inselnetzbildner, den Master, dar und besitzt somit eine Spannungsquellencharakteristik. Dieser ist im Inselnetz für die Vorgabe der Netzspannung und der Netzfrequenz zuständig. Durch die Akkumulatoren als Energiespeicher ist es dem Inselnetz-Wechselrichter möglich die Energiebilanz im Inselnetz auszugleichen. Der Photovoltaik-Wechselrichter (1,2 kW) arbeitet als Slave und damit als Stromquelle. Die Folgen des Master-Slave-Prinzips für diese Messung sind weiter unten dargestellt.

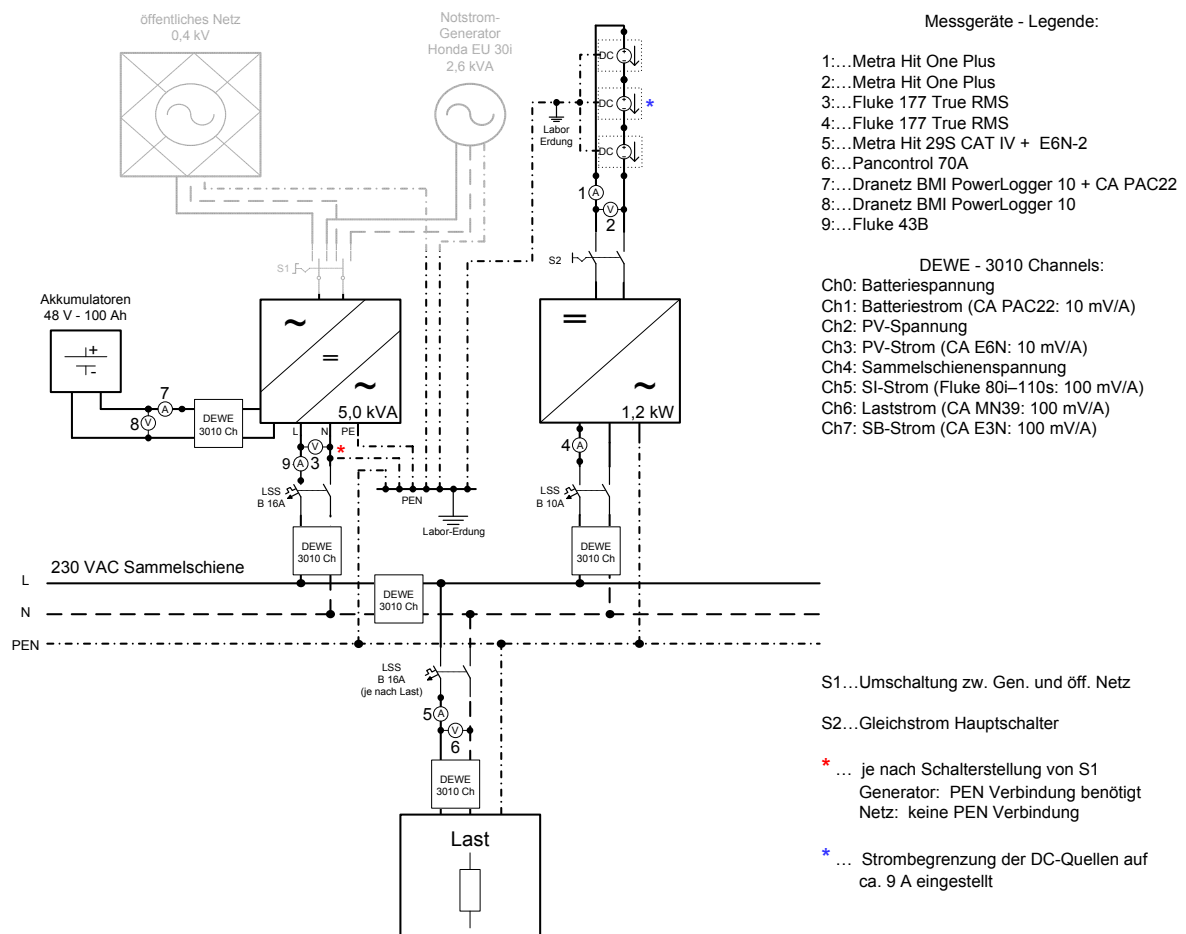


Abbildung 20 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz- und PV-WR

Im Gegensatz zur oben beschriebenen Messung, bei der der PV-WR nach kurzer Zeit vom Netz getrennt wurde, bleibt dieser bei der im Folgenden beschriebenen Messung für die gesamte Messdauer am Netz. Bei dieser Inselnetzkonfiguration wurde eine Situation mit negativer Wirkleistungsbilanz untersucht. Das heißt, dass dem Netz insgesamt mehr Energie durch die Last entnommen als durch den PV-WR bereitgestellt wurde. Infolge wird das Inselnetz zusammenbrechen. Durch diese Messung sollen folgende Fragen beantwortet werden: Was ist der kritische Parameter für den Zusammenbruch des Netzes? Ist es der Tiefentladeschutz des Lademanagements, die Erreichung der minimal zulässigen AC-Spannungsamplitude, der Batteriespannungseinbruch etc.?

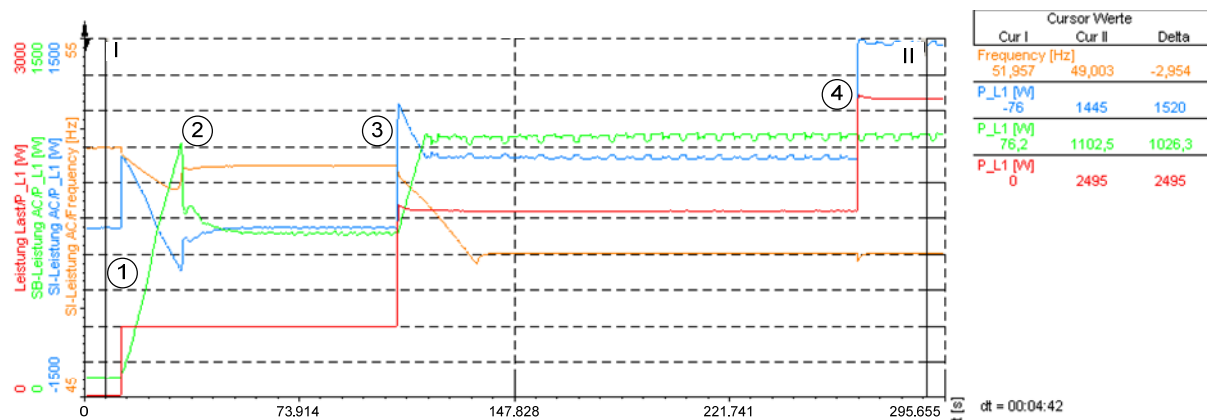


Abbildung 21 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz- und PV-WR: Strom-, Spannungs-, Leistungs- und Frequenzverlauf

Die Ausgangssituation bei dieser Messung stellt sich folgendermaßen dar. Ein Inselnetz- und ein PV-Wechselrichter versorgen eine ohmsche Last mit einer Wirkleistung von $P \approx 2,4 \text{ kW}$, die in drei Stufen zugeschaltet wird. Der aktuelle Batterieladezustand zu Beginn der Messung liegt bei 91 %. Der PV-Wechselrichter hat an seinem DC-Anschluss eine Leistung von 1,3 kW zur Verfügung. Durch den hohen Batterieladezustand der Akkumulatoren des Inselnetz-Wechselrichters liegt die Frequenz zu Beginn der Messung bei $f = 51,96 \text{ Hz}$ (siehe Cursor Werte in der Abbildung 21). Aus diesem Grund speist der PV-WR nur 76 W ins Inselnetz ein, obwohl er volle Nennleistung auf der DC-Seite zur Verfügung hätte. Wieso die Frequenz nicht bei $f = 50,00 \text{ Hz}$ liegt, wie im europäischen Verbundsystem und wieso der PV-WR bei dieser Frequenz keine Leistung ins Inselnetz einspeist wird im Kapitel 7.4 *Leistungsregelung des verwendeten PV-Wechselrichters über die Frequenz* näher erläutert. Da zu diesem Augenblick (Cursor I) keine Verbraucher an der Sammelschiene des Inselnetzes zugeschaltet sind, wird die eingespeiste Leistung des PV-WR vom Inselnetz-Wechselrichter zum Laden der Akkumulatoren verwendet.

Der erste Sprung (1) der roten Kennlinie in der Abbildung 21 entspricht der Zuschaltung einer ohmschen Last mit einer Wirkleistung von $P \approx 0,6 \text{ kW}$ an die Sammelschiene.

Im ersten Augenblick übernimmt der Inselnetz-Wechselrichter mit der Energie der Akkumulatoren die Versorgung der Last und gleichzeitig fordert er vom PV-Wechselrichter, durch das Absenken der Frequenz, eine Leistungseinspeisung. Mit dem ersten Sprung (1) in der Frequenz-Kennlinie (wie in Abb. 24 vergrößert dargestellt), mit einem Frequenzgradienten von:

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{0,171 \text{ Hz}}{-204,80 \text{ ms}} = -0,835 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} = -835 \frac{\text{mHz}}{\text{s}} \quad (38)$$

beginnt der PV-Wechselrichter sofort Leistung ins Inselnetz einzuspeisen. Die maximale Änderungsgeschwindigkeit, die der PV-Wechselrichter im Inselnetzbetrieb auswerten kann liegt laut [13] bei $\frac{\Delta f}{\Delta t} = 4 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$. Sofort danach, wird der Frequenzgradient stark vermindert und zwar auf:

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{0,97 \text{ Hz}}{-16,788 \text{ s}} = -0,058 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} = -58 \frac{\text{mHz}}{\text{s}} \quad (39)$$

Kurzzeitig speist der PV-WR annähernd seine volle Nennleistung ($P_{\text{Nenn}} = 1,2 \text{ kW}$) ins Inselnetz ein, obwohl zu diesem Zeitpunkt (2) der Leistungsbedarf der Last bei $P \approx 0,6 \text{ kW}$ liegt. Da die Akkumulatoren relativ ($\text{BatSoc} > 90 \%$) vollgeladen sind, begrenzt der Inselnetz-Wechselrichter, durch einen Frequenzanstieg, die eingespeiste Leistung des PV-Wechselrichters, um die Akkus vor einer Überladung und damit vor einer Lebensdauerverkürzung zu schützen. Den kurzzeitigen Überschuss der vom PV - Wechselrichter eingespeisten Leistung übernimmt der Inselnetz-WR (siehe negative Spitze der blauen Leistungskennlinie (2)). Die zweite Erhöhung des Leistungsbedarfs (3) der Verbraucher um ca. $P \approx 0,9 \text{ kW}$ hat dieselben Vorgänge zur Folge wie oben beschrieben.

An dieser Stelle wird eine Zusammenfassung der Vorgänge, hervorgerufen durch eine Erhöhung des Leistungsbedarfs der Verbraucher im Inselnetz, dargestellt:

- 1) Erhöhung des Leistungsbedarfs der Verbraucher (3)
- 2) Inselnetz-WR übernimmt im ersten Moment die Versorgung der Last und senkt die Frequenz auf 49 Hz ab
- 3) PV-WR wertet die Frequenzabsenkung aus und speist seine volle Nennleistung ins Inselnetz ein
- 4) Leistungsbedarf der Verbraucher übersteigt das Leistungsangebot des PV-WRs
- 5) Der Inselnetz-WR stellt die Differenzleistung zur Verfügung
- 6) Die Frequenz bleibt auf $f = 49 \text{ Hz}$.

Es stellt sich die Frage, wieso die Frequenz soweit abgesenkt wird, denn laut Abbildung 28 sollte der PV-Wechselrichter schon bei einer Frequenz von $f < 51 \text{ Hz}$, also auch schon bei $f = 50 \text{ Hz}$ seine volle Nennleistung einspeisen. In dieser Situation wäre ein Inselnetzbetrieb mit $f = 50 \text{ Hz}$ möglich, was bei Bedarf eine schnellere Synchronisation ans öffentliche Netz ermöglichen würde.

Die Schwankungen der eingespeisten Leistung des PV-Wechselrichters (grüne Kennlinie in der Abbildung 21) nach der zweiten Lasterhöhung (3), werden im Gegensatz zur ersten Annahme nicht vom MPP-Tracker verursacht, sondern durch die Strombegrenzung der als PV-Solarmodul-Simulator verwendeten DC-Quellen. Der dritte Sprung (4) in den Kennlinien der Abbildung 21 entspricht einer weiteren Leistungserhöhung der Last um $P \approx 0,9 \text{ kW}$. Die Leistung des PV-WRs bleibt konstant bei $P \approx 1,1 \text{ kW}$, trotz der Erhöhung der Last. Die fehlende Differenz stellt der Inselnetz-WR zur Verfügung. Das heißt, dass in dieser Situation der Inselnetz-Wechselrichter mit seinen gespeicherten Energiereserven aus den Akkumulatoren das Netz stützt und dass diese infolgedessen entladen werden. Da sich an dieser Situation bis zum Ende dieser Messung nichts verändert hat, hat sich der Inselnetz-WR nach ca. 40 Minuten abgeschaltet (siehe Abbildung 22). Kommt es in einem Inselnetz, bei dem die Wechselrichter nach dem Master-Slave-Prinzip zusammenarbeiten zu einer Tiefentladung der Akkumulatoren und infolgedessen zu einer Abschaltung des Inselnetz-Wechselrichters, so können die entladenen Akkumulatoren, trotz vorhandener PV-WR und vorhandener Sonneneinstrahlung nicht wieder aufgeladen werden, weil ab dem Moment der Abschaltung dem Inselnetz das netzbildende Element, d.h. der Master fehlt.

Die Vermutung liegt nahe, dass die Wechselrichter bei tiefentladenen Akkumulatoren AC-seitig keine Spannung mit voller Amplitude erzeugen können, auf die sich die PV-Wechselrichter synchronisieren können. Somit blieben alle Verbraucher unversorgt und die Akkus des Inselnetz-Wechselrichters werden nicht aufgeladen. In einem solchen Fall können die tiefentladenen Akkus nur im sogenannten Notladebetrieb mit einem Generator aufgeladen werden. Das ist ein Nachteil des Master-Slave-Prinzips.

Abhilfe würde hier Lastabwurftechnik schaffen.

Mit dieser Technik werden in Industrienetzen, die nicht mit dem öffentlichen Netz verbunden sind, wie zum Beispiel in der Öl-, Gas- und der Chemieindustrie, Verbraucher mit einer niedrigen Priorität abgeschaltet, wenn es zu Engpässen in der Leistungsbereitstellung kommt. Damit kann für die Kernprozesse höherer Priorität ein unterbrechungsfreier Betrieb garantiert werden und das Inselnetz wird durch das Herstellen des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch stabil gehalten. [sinngemäß nach 12]

In einem einfachen Inselnetz, wie es in Abbildung 15 dargestellt ist, genügen einige Schütze, um solch eine Lastabwurftechnik zu realisieren. Die Ansteuerung der Schütze (ggf. ersetzt durch Smart Meter mit Schaltfunktion) muss von einem Netzmanager wie in diesem Fall zum Beispiel vom Inselnetz-WR, dem Master erfolgen. Mit solchen Lastabwurfschützen könnte man entweder alle Verbraucher abschalten (um die Akkus schneller wieder aufzuladen) oder in Verbraucher höherer und niedrigerer Priorität unterteilen um dann, in einem Fall wie oben beschrieben, die Lasten sukzessive nach Priorität vom Inselnetz zu trennen. Damit kann man die Akkus aufladen und danach die Lasten wieder zuschalten.

Eine weitere Lösung wäre eine Kopplung der PV-Solarmodule direkt über DC/DC-Wandler mit den Akkus. Mit dieser Variante könnten die Akkumulatoren des Inselnetz-Wechselrichters auch dann aufgeladen werden, wenn der WR sich AC-seitig selbst abgeschaltet hat. Damit kann der oben beschriebene Nachteil des Master-Slave-Prinzips eliminiert werden. Kommt es zur Abschaltung des Wechselrichters, führen heute am Markt erhältliche inselnetzfähige (selbstgeführte)-Wechselrichter automatisch einen Neustart, d.h. eine Zuschaltung durch (siehe Abbildung 18).

Die Abbildung 22 zeigt die Verläufe der gemessenen elektrischen Größen gegen Ende der durchgeführten Messung. Zum Zeitpunkt (1), als die Spannung zu sinken begann, lag der aktuelle Batterieladezustand bei 53%. Im Gegensatz zur oben beschriebenen Messung, schaltete sich der Inselnetz-Wechselrichter bei dieser Messung ab, obwohl die Sammelschienenenspannung das eingestellte Minimum noch nicht erreicht hatte.

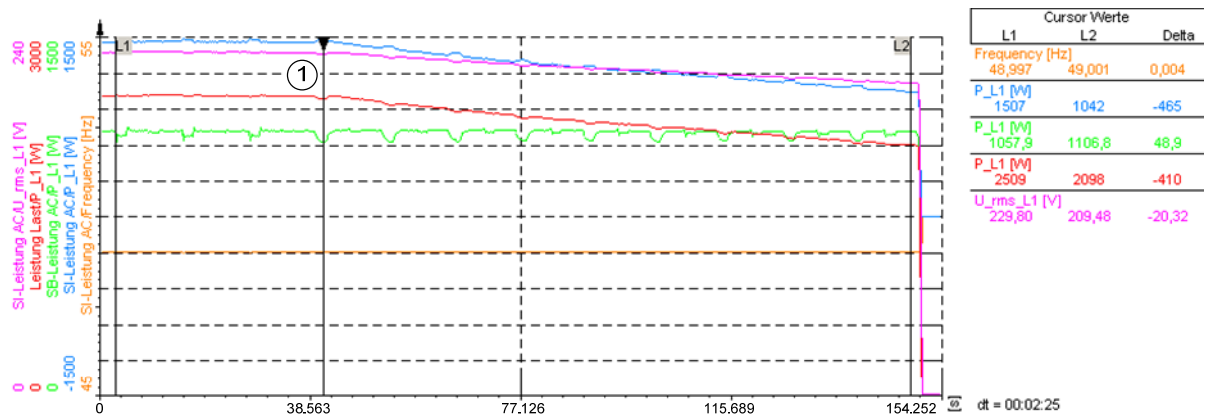


Abbildung 22 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz- und PV-WR: Strom-, Spannungs-, Leistungs- und Frequenzverlauf am Ende der Messung

Der Effektivwert der Sammelschienenenspannung kurz vor der Selbstabschaltung des Wechselrichters (Cursor L2) lag bei $U = 209 \text{ V}$, die Batteriespannung bei $U_{\text{Batt}} = 30 \text{ V}$. Daraus kann man schließen, dass der Wechselrichter zwei Abschaltbedingungen, hinsichtlich der Spannungshöhe, implementiert hat. Je nachdem ob die Batterie- oder die AC-Spannung das Minimum früher erreicht, schaltet sich der WR ab. Was die Spannungsform zum Zeitpunkt des Abschaltens angeht, so ist die Sammelschienenenspannung stark verzerrt. Die 3. Oberschwingung liegt im Bereich zwischen 13 und 15 %, bezogen auf die aktuelle Sammelschienenenspannung.

7.2.2 Weiterführende Betrachtungen der zuvor beschriebenen Inselnetzkonfigurationen

Anhand der durchgeführten Messungen wurde festgestellt, dass der Inselnetz-Wechselrichter eine Selbstabschaltung durchführt, obwohl der aktuelle Ladezustand der Akkumulatoren im Bereich um die 50 % liegt. Die Verbraucher nahmen eine Leistung auf, die zwischen 40 und 50 Prozent der Wechselrichter-Nennleistung liegt. Eigentlich müsste die untersuchte Inselnetzkonfiguration mit der noch verbleibenden Energiemenge der Akkumulatoren diese Lasten noch eine Zeit lang problemlos weiterversorgen können. Es stellt sich hierbei die Frage, woran es liegt, dass der WR trotzdem abgeschaltet wird? Zum einen liegt es daran, dass die Kapazität der hier verwendeten Bleiakkumulatoren unter anderem auch von der Entladestromstärke abhängt. Die Kapazität wird in Amperestunden (Ah) angegeben. Ein Akkumulator mit einer Kapazität von $C = 100 \text{ Ah}$ kann eine Last, die einen Strom von $I = 1 \text{ A}$ aufnimmt, 100 Stunden lang versorgen. Rein theoretisch müsste derselbe Akkumulator auch eine Last mit einer Stromaufnahme von $I = 100 \text{ A}$ eine Stunde lang versorgen können. Praktisch ist der zweite Fall nicht erreichbar, da die Spannung bei einem Strom von 100 A sehr viel rascher einbricht. Die nutzbare Kapazität des Akkumulators nimmt mit steigender Stromentnahme sehr stark ab. Dieser Effekt wird bei Bleiakkumulatoren durch niedrige Temperaturen zusätzlich verstärkt. Dies ist auch der Grund dafür, dass oft für einen und denselben Akkumulator unterschiedliche Kapazitätswerte ($C_1, C_5, C_{10}, C_{20}, C_{100}$) angegeben werden. Es sind Umrechnungen zwischen den einzelnen Kapazitätswerten möglich, jedoch variieren diese Umrechnungsfaktoren je nach Bauart der Akkumulatoren. Die für die durchgeführten Messungen, verwendeten Akkumulatoren haben laut Typenschild eine Kapazität von $C_1 = 60 \text{ Ah}$. Für den verwendeten Inselnetz-Wechselrichter ist laut der technischen Beschreibung [13] die Nennkapazität der verwendeten Akkumulatoren für eine zehnstündige Entladung einzugeben. Es ist ein Umrechnungsfaktor von

$$\frac{C_1}{C_{10}} = 0,61 \quad (40)$$

angeben.

Das heißt, dass dem Inselnetz-WR mit dem Parameter für die zehnstündige Entladung, eine Batterienennkapazität von

$$C_{10} = \frac{C_1}{0,61} = \frac{60 \text{ Ah}}{0,61} = 98,36 \text{ Ah} \approx 100 \text{ Ah} \quad (41)$$

angegeben wurde. Mit der, durch einen Parameter angegebenen Nennkapazität von $C_{10} = 100 \text{ Ah}$ und der Batterie-Nennspannung von $U_{Batt} = 48 \text{ V}$ rechnet der Inselnetz-Wechselrichter mit einer maximalen zur Verfügung stehenden Energiemenge der angeschlossenen Batterien von:

$$Q_{10} = C_{10} * U = 100 \text{ Ah} * 48 \text{ V} = 4800 \text{ Wh} = 4,8 \text{ kWh} \quad (42)$$

Die Nennleistung des verwendeten Inselnetz-Wechselrichters liegt bei $P_{Nenn} = 5 \text{ kW}$. Laut den Messergebnissen schaltete sich der Inselnetz-Wechselrichter bei einem Batterieladezustand von ca. 50 % ab. Dies entspricht einer verbrauchten bzw. noch verfügbaren Energiemenge von 2,4 kWh. Die Verbraucher haben eine Leistung von 2,0 kW beziehungsweise 2,5 kW aufgenommen. Theoretisch müssten diese Lasten noch für $(2,4 \text{ kWh} / 2,0 \text{ kW} = 1,2 \text{ h})$ ca. 1 h und 12 min bzw. $(2,4 \text{ kWh} / 2,5 \text{ kW} = 0,96 \text{ h})$ ca. 58 min weiterversorgt werden können.

Mit den oben skizzierten Ausführungen wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass eine dezentrale Erzeugungsanlage, die im Notfall elektrische Verbraucher als Niederspannungs-Versorgungsinsel weiter versorgen soll, trotz theoretisch korrekter Auslegung in der Praxis ohne ausreichende Energiespeicher-Überkapazitäten nicht zufriedenstellend arbeiten wird. Es wäre mit großen finanziellen Aufwendungen verbunden, würde man eine autarke Elektrizitätsversorgung realisieren wollen, da sehr große Energiespeicher nötig wären. Ein Grund dafür ist die Nichtberücksichtigung des sogenannten „Gleichzeitigkeitsfaktors“.

*Der **Gleichzeitigkeitsfaktor** (oft auch Bedarfsfaktor genannt) berücksichtigt, dass in einer Anlage in den überwiegenden Fällen nicht alle Verbrauchsmittel gleichzeitig betrieben und auch nicht gleichzeitig mit Volllast betrieben werden. [14]*

Ein weiterer ausschlaggebender Grund für die benötigte Überdimensionierung der Energiespeicher sind die auftretenden Lastspitzen. Durch die Kopplung kleinerer Niederspannungs-Versorgungsinseln, mit kleineren Energiespeichern zu einer größeren Versorgungsinsel kann eine Überdimensionierung der Energiespeicher umgangen werden. Damit ist man jedoch bei den Anfängen der Energieversorgung angelangt, denn aus exakt denselben Überlegungen heraus ist das heutige europäische Verbundsystem hervorgegangen.

7.3 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator

7.3.1 Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator

Die Ausgangssituation der folgenden Messung entspricht im Großen und Ganzen der zuvor beschriebenen Messungen mit dem Unterschied, dass hier ein Inverter-Notstromgenerator (im Folgenden Generator genannt) in das Versuchsnetz einspeist und dass das Netz mit Blindleistung belastet wird. Mit dieser Messung soll speziell auf die Fragen der Lastaufteilung und dem Zusammenspiel zwischen den drei Inselnetz-Quellen (Inselnetz-, PV-WR und Inverter-Generator) eingegangen werden.

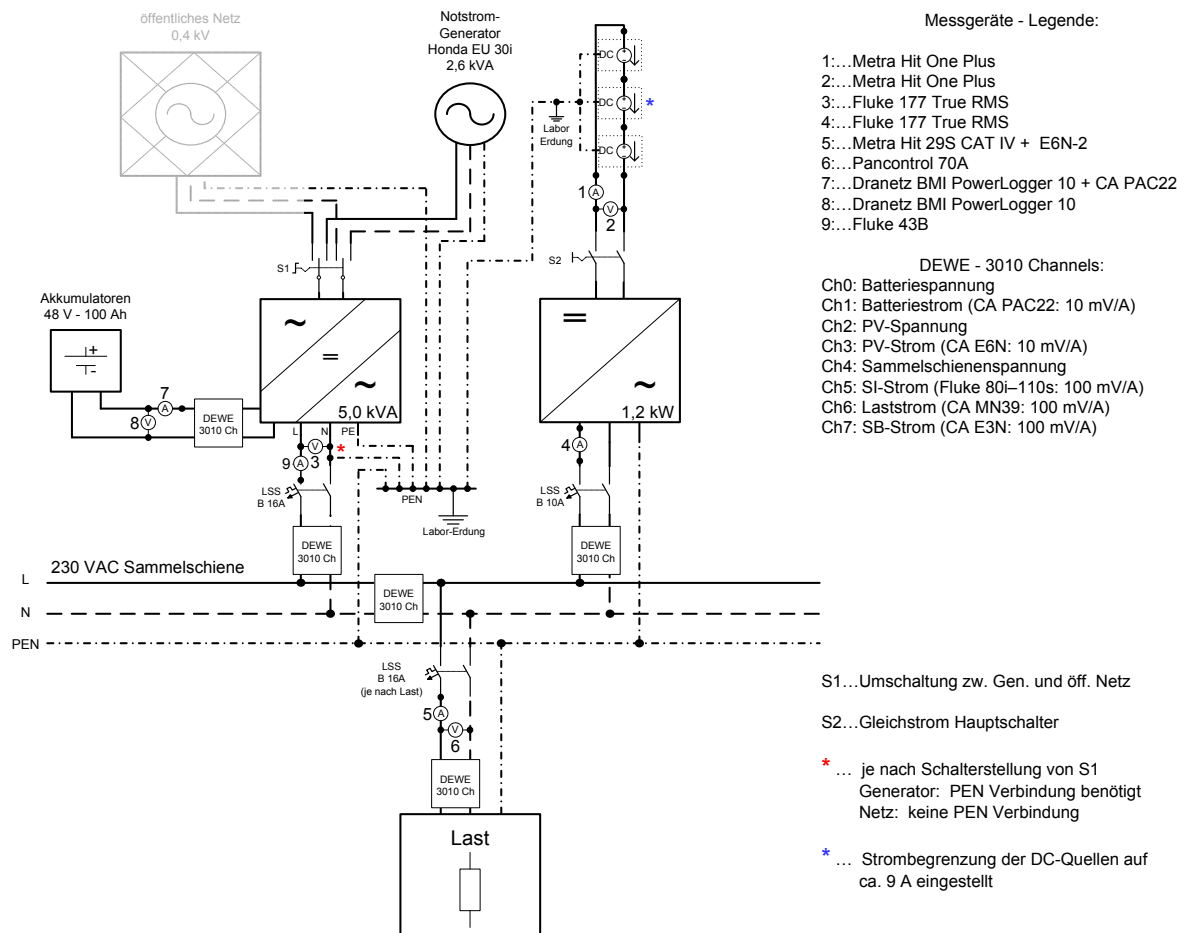


Abbildung 23 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator

Anzumerken ist, dass der Generator nicht direkt an die Sammelschiene angeschlossen wurde, sondern über den Inselnetz-Wechselrichter ins Inselnetz einspeist. Prinzipiell wäre ein direkter Anschluss an die Sammelschiene möglich.

Der Hersteller des Generators äußert sich jedoch in der Bedienungsanleitung [15] widersprüchlich, hinsichtlich eines direkten Anschlusses des Generators an eine Spannungsquelle. Vom Hersteller der Wechselrichter ist ausdrücklich der Anschluss eines Generators in Kombination mit dem Inselnetz-WR gemäß Abbildung 23 vorgegeben [13]. Die Gründe dafür sind nicht angegeben und können an dieser Stelle nur angenommen werden. Ein Grund dafür könnte das vom Hersteller der Wechselrichter umgesetzte Master-Slave-Prinzip sein. Das bedeutet, dass der sogenannte Inselnetzbildner, der Master, als Spannungsquelle und weitere Quellen des Inselnetzes als Stromquellen arbeiten. Ein Generator mit direkter Einspeisung an der Sammelschiene würde einer weiteren Spannungsquelle entsprechen und damit hätte man eine Parallelschaltung zweier Spannungsquellen: dies entspricht nicht dem umgesetzten Konzept (Master-Slave). Ein weiterer Grund dürfte sein, dass der Generator bei einer Lastabschaltung (bei vollgeladenen Akkumulatoren) durch eine Rückspeisung beschädigt werden könnte, wenn im Inselnetz mehrere Quellen – wie hier – vorhanden sind. In der Schaltung nach Abbildung 23 ist der Generator durch integrierte Schutzfunktionen des WRs vor Überlastung und Rückeinspeisung geschützt. Weitere Ausführungen zu diesem Thema sind im Kapitel 7.6 *Inselnetzkonfigurationen – Einbindung von Notstromgeneratoren* zu finden. Der folgende Textabschnitt bezieht sich auf die Abbildung 24. Die ersten beiden Sprünge (1 und 2) der roten Kennlinie entsprechen der Zuschaltung einer Last mit jeweils 0,4 kW Leistungsaufnahme. Die Reaktionen der beiden Wechselrichter (Inselnetz- und PV-WR) darauf, dargestellt durch die hell- bzw. dunkelgrüne Kennlinie sind durch die vorherigen Ergebnisse hinlänglich bekannt. Der Cursor (3) markiert den manuellen Start des Generators. Ab diesem Zeitpunkt beginnt die Überwachung durch den Inselnetz-WR, ob die Generatorspannung und die Generatorfrequenz in den eingestellten Grenzen liegen.

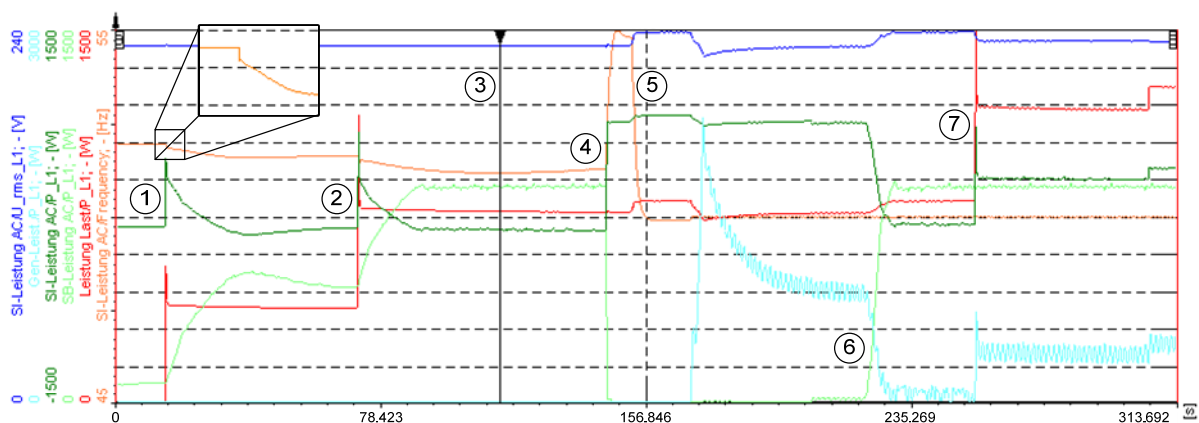


Abbildung 24 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator: Strom-, Spannungs-, Leistungs- und Frequenzverlauf im Laufe der Messung

Nach dem Start des Generators vergehen 31 Sekunden bis der Inselnetz-WR mit dem Frequenzanstieg (4) beginnt, um den PV-WR vom Netz zu trennen (Ladezustand der Akkus > 90 %). Dieser Frequenzhub (Abb. 24 zw. (4) und (5)) dauert ca. zehn Sekunden, wobei kurzzeitig (1,024 Sek.) eine Maximalfrequenz von $f_{max} = 55,10 \text{ Hz}$ erreicht wird. Der PV-WR regelt daraufhin seine Einspeiseleistung auf null und die vorübergehende Versorgung der Last wird bis zur Zuschaltung des Generators an das Inselnetz durch den Inselnetz-WR übernommen. Es stellt sich die Frage, wieso die Frequenz auf über 55 Hz erhöht wurde, obwohl der PV-WR, laut Abbildung 28 schon ab einer Frequenz von $f = 52,00 \text{ Hz}$ keine Leistung einspeisen dürfte. Zum Zeitpunkt der Reduktion der Frequenz (5) durch den Inselnetz-WR, ist die Spannung um ca. 8 V angestiegen. Dadurch hat die Last mehr Leistung aufgenommen bzw. musste der Inselnetz-WR mehr Leistung einspeisen. Die Begründung für die Spannungserhöhung ist, dass sich der Inselnetz-WR ab diesem Zeitpunkt (Abb. 25, Cursor) versucht, auf die höhere Leerlaufspannung des Generators zu synchronisieren. Gleichzeitig musste der Inselnetz-WR die Frequenz auf 50 Hz reduzieren, um eine asynchrone Zuschaltung zu vermeiden.

Der Cursor in Abbildung 25 markiert den Start des Synchronisationsvorgangs zwischen Inselnetz-WR und Generator. Die Zuschaltung des Generators (Abb. 25, (1)) durch den Inselnetz-WR erfolgt ca. 60 Sekunden nach dem manuellen Start des Generators bzw. ca. 17 Sekunden nach Beginn des Synchronisationsvorgangs (Abb. 25, (Cursor)). Die 60 Sekunden entsprechen der eingestellten Generator-Warmlaufzeit (WR-Parameter). Ab diesem Zeitpunkt (1) stellt der Generator das netzbildende-Element dieses Inselnetzes dar und ist für das Spannungsniveau und für die Frequenz des Netzes verantwortlich. Der Inselnetz-Wechselrichter hängt nun sozusagen parallel als „4-Quadranten-Last“ am Netz und be- bzw. entlastet den Generator, je nach Lastsituation. Eine Folge der Aufgabenumverteilung vom Inselnetz-WR zum Generator ist der sofortige Spannungseinbruch auf 223 V (Abb. 25, (1)), durch die Belastung. Dieser Spannungseinbruch ist eine Auswirkung der geringeren Nennscheinleistung des Generators ($S_{GNenn} = 2,6 \text{ kVA}$) im Vergleich zum Inselnetz-WR ($S_{WRNenn} = 5 \text{ kVA}$) in Kombination mit dem Spannungsabfall entlang der Leitung zw. Inselnetz-WR und Generator (Länge der Leitung: 25m, Querschnittsfläche: 1,5mm²). Eine weitere Folge dessen, dass der Generator nach der Zuschaltung die netzbildende Komponente darstellt, ist, dass die Frequenz im Netz nun in einem Bereich von $f = 50 \pm 0,046 \text{ Hz}$, also im Wesentlichen konstant bei 50 Hz liegt. Damit kann der PV-WR die volle ihm zur Verfügung stehende Solarenergie ins Inselnetz einspeisen. Das ist aus der Abbildung 24 (6) ersichtlich.

Der PV-Wechselrichter beginnt ca. 50 Sekunden, nachdem der Generator ans Netz synchronisiert wurde, wieder Leistung ins Netz zu liefern. Laut Abbildung 28 müsste er eigentlich, sobald die Frequenz unter 52,00 Hz absinkt mit der Leistungseinspeisung beginnen. Der Grund für diese Wartezeit von 50 Sekunden könnte die nach der Synchronisation des Generators fehlende, bisher bei allen Messungen beobachtete starke Frequenzreduktion, die in der Abb. 24 vergrößert dargestellt oder auch in der Gleichung 38 berechnet wurde, sein.

Weiters ist zu sehen, dass durch die Einspeisung des PV-Wechselrichters der Generator entlastet wurde und dadurch die Spannung im Netz anstieg. Mit einem weiteren Lastanstieg (7) wird die Lastaufteilung der drei Quellen (Inselnetz-, PV-WR und Inverter-Generator) untereinander dargestellt. Die Abbildung 25 stellt den oben beschriebenen Spannungseinbruch (1) vergrößert dar.

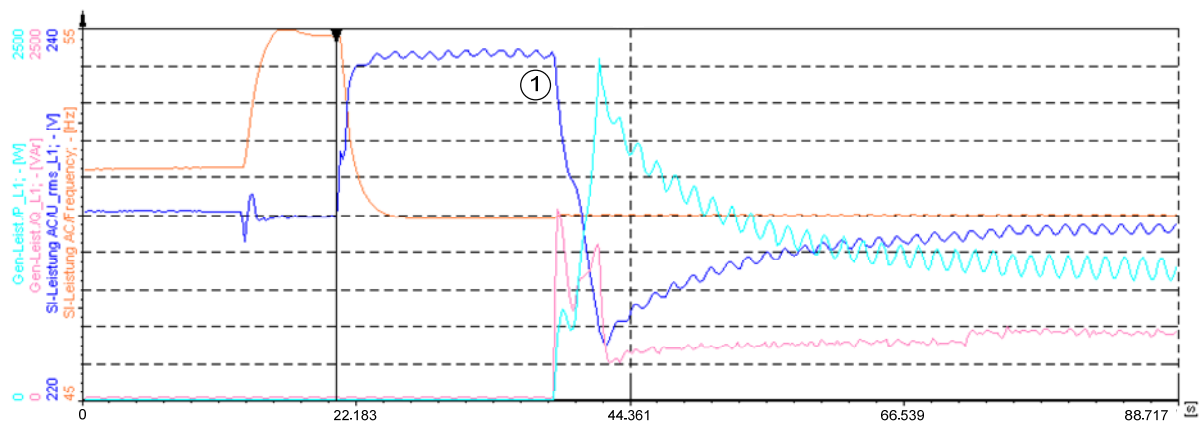


Abbildung 25 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator: Synchronisationsvorgang zw. Inselnetz-WR und Generator

Auffällig ist die Welligkeit der Sammelschienen-Spannung ab dem Augenblick (Abb. 25, Cursor), ab dem der Inselnetz-WR versucht, sich auf die Generator-Spannung zu synchronisieren. Weiters ist ersichtlich, dass trotz der Belastung mit reiner Wirkleistung, der Generator auf den Spannungseinbruch mit Blindleistungseinspeisung von ca. 1,3 kvar reagiert. Daraus kann man schließen, dass der Inverter des Generators für die Spannung eine sogenannte Statik-Kennlinie (Blindleistungs / Spannungs-Regelung) implementiert hat. Vom Hersteller des Generators waren diesbezüglich keine weiteren Informationen zu erhalten.

Aus der Abbildung 25 lässt sich weiters erkennen, dass der Generator, auch nachdem sich die Spannung auf ca. 229 V eingependelt hatte, weiter Blindleistung einspeist, um die Spannung zu stützen. Damit bestätigt sich die obige Annahme der Blindleistungsstatik.

Die Abbildung 26 zeigt die Verhältnisse im Inselnetz, wenn das Inselnetz mit Blindleistung belastet wird. Es sind in dieser Abbildung nur ausgewählte Größen dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde zum Beispiel die Leistung des PV-WR nicht dargestellt, da sie unabhängig von den Schaltvorgängen der Belastung konstant blieb. Ebenfalls wird die Blindleistung des Inselnetz-WRs (Hierbei handelt es sich um die Summe der Generator- und der WR-Blindleistung) nicht dargestellt, da sich diese exakt mit der Blindleistung der Last deckt.

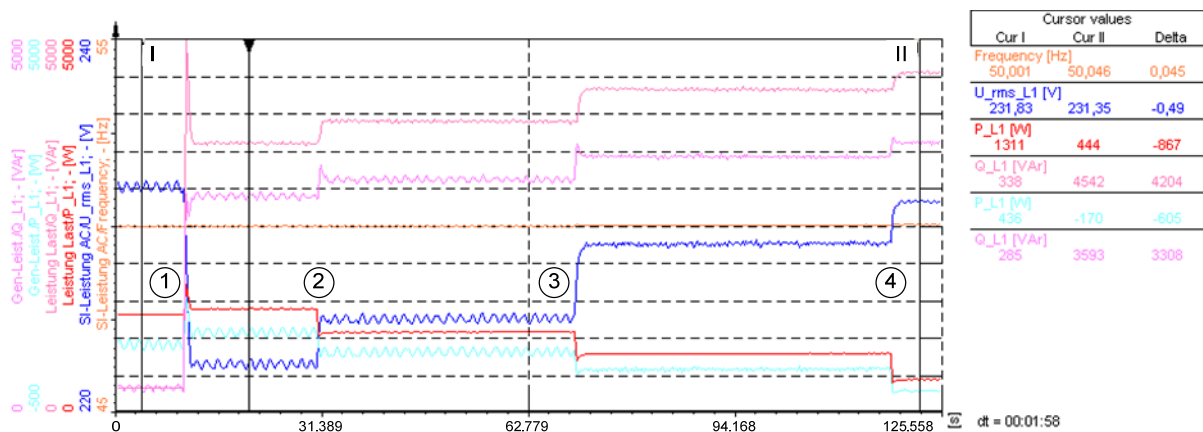


Abbildung 26 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator: Spannungs- und Leistungsverläufe bei Belastung mit Blindleistung

Die erste Auffälligkeit der Abbildung 26 ist, trotz Lastschwankungen, die konstante Frequenz (siehe orange Kennlinie), damit ist sichergestellt, dass diese vom Generator vorgegeben wird, analog zur Spannung (blaue Kennlinie). Die Ausgangssituation vor den ersten Kennliniensprüngen (1) stellt sich wie folgt dar. Eine relativ kleine (ca. 300 var) induktive Blindlast wird im Inselnetz alleine vom Generator mit Blindleistung versorgt ($Q_{Gen} = Q_{Last} \rightarrow Q_{WR} = 0$). Die Wirklast nimmt zu dieser Zeit eine Leistung von $P = 1,3 \text{ kW}$ auf. Nach der Zuschaltung einer Induktivität (1), die eine Blindleistung von $Q_{Last} \approx 3,6 \text{ kvar}$ aufnimmt, stellt der Generator $Q_{Gen} = 2,9 \text{ kvar}$ zur Verfügung (Differenz wird vom Inselnetz-WR bereitgestellt). Durch die induktive Belastung ist die Spannung um ca. 10 V eingebrochen. Die drei Schaltvorgänge (2), (3) und (4) der Leistung (rote Kennlinie), stellen die Reduktion der Wirklast im Netz dar. Der Wirkleistungsverlauf des Generators folgt im Großen und Ganzen dem Verlauf der sinkenden Wirkleistung, die Differenz kommt durch die eingespeiste Wirkleistung des PV-WRs (nicht dargestellt) und durch die unterschiedliche Skalierung der Ordinaten (P_{Gen} startet im Gegensatz zu P_{Last} bei -500 W) zustande. An der induktiven Belastung sind nach der Zuschaltung der Induktivität (1) keine Veränderungen vorgenommen worden.

Es ist jedoch ersichtlich, dass durch die Entlastung des Inselnetzes die Spannung an der Sammelschiene steigt und damit auch die aufgenommene Blindleistung der am Inselnetz verbleibenden Verbraucher.

Eine weitere Auffälligkeit ist, dass die Generatorgrößen (P_{Gen} , Q_{Gen} , U_{Gen} und I_{Gen} (nicht dargestellt)) mit der sinkenden Wirkbelastung einen glatteren Verlauf aufweisen als bei einer höheren Wirkbelastung (Qualitätsmerkmal des eingesetzten Spannungsreglers des Generators (Inverters)). Die Frequenzregelung des Generators (Inverters) dagegen funktioniert wesentlich besser als die Spannungsregelung. Wie schon in *7.3 Inselnetzkonfiguration – Versorgung über Inselnetz-, Photovoltaik-WR und Inverter-Generator* erwähnt wurde, liegt die Generatorfrequenz in einem Bereich von $f = 50 \pm 0,046 \text{ Hz}$. Die letzten Sekunden dieser Messung (Cursor II) zeigen, dass die Generator-Wirkleistung bei $P_{\text{Gen}} \approx -170 \text{ W}$ liegt. Das entspricht einer Leistungsrückspeisung in den Generator. Das heißt, dass durch eine abrupte Entlastung eines Inselnetzes mit mehreren Quellen Situationen entstehen können, in denen der Generator vor Rückspeisung geschützt werden sollte. Es sind Schutzmaßnahmen beim Auslegen von Anlagen, die eine Inselnetzbildung zulassen, vorzusehen. In diesem Fall hat der Inselnetz-WR diese Schutzfunktion übernommen.

Es ist anzunehmen, dass sowohl bei konventionellen Generatoren ohne, als auch bei Modellen mit Inverter eine kurzzeitige Rückspeisung zu keiner Beschädigung führt. Die Inverter-Generatoren haben in ihrem Inverter-Zwischenkreis einen Energiespeicher, welcher eine kurzzeitige (Sekundenbereich) Rückspeisung schadlos überstehen sollte. Die Generatoren ohne Inverter werden bei Rückspeisung angetrieben und arbeiten somit als Motoren (treiben die Antriebsmaschine an). Für die elektrische Maschine des Notstromgenerators stellt dies prinzipiell kein Problem dar. Es kann, abhängig von der eigentlichen Art der Antriebsmaschine zu Problemen führen. Handelt es sich dabei um eine Verbrennungskraftmaschine sollte es auch für die kein Problem sein, denn in einem Fahrzeug wird eine VKM beim Bergabfahren auch angetrieben. In jedem Fall ist eine Rücksprache mit dem Hersteller des Generators zu halten, ob und welche Schutzfunktionen der Generator selbst implementiert hat. Diese Aussagen sind mit Vorsicht zu genießen, da das Verhalten von Generatoren bei Rückspeisung nicht näher untersucht wurde. Sie sollen lediglich zu weiteren Untersuchungen anregen und grundsätzliche Überlegungen dazu darstellen.

7.3.2 Inselnetzkonfigurationen – Abschließende Betrachtungen

Gemäß den Erwartungen wurde die Wirkleistung großteils vom PV-WR geliefert. Die erforderliche Blindleistung des Inselnetzes wurde anteilmäßig von den beiden anderen Quellen (Inselnetz-WR und Generator) bereitgestellt, da der PV-WR nicht blindleistungsfähig ist. Der Generator hat einen sehr hohen Anteil der Blindleistungsbereitstellung übernommen, obwohl es an gegebener Stelle der technischen Beschreibung des Inselnetz-Wechselrichters [13] sinngemäß heißt, dass die benötigte Blindleistung vom Wechselrichter zur Verfügung gestellt wird. Bei Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke versucht der Spannungsregler bei einem Spannungseinbruch im Netz durch Erhöhung der Erregung die Netzspannung wieder anzuheben. Indem die Erregungsspannung der Maschine erhöht wird, wird induktive Blindleistung ins Netz eingespeist. Dieses Verfahren nennt sich Blindleistungs / Spannungs-Regelung und ist in Abbildung 27 dargestellt. Analog dazu wird dasselbe Prinzip auch für die Wirkleistungs / Frequenz-Regelung eingesetzt, daher die doppelte Bezeichnung sowohl der Ordinate als auch der Abszisse.

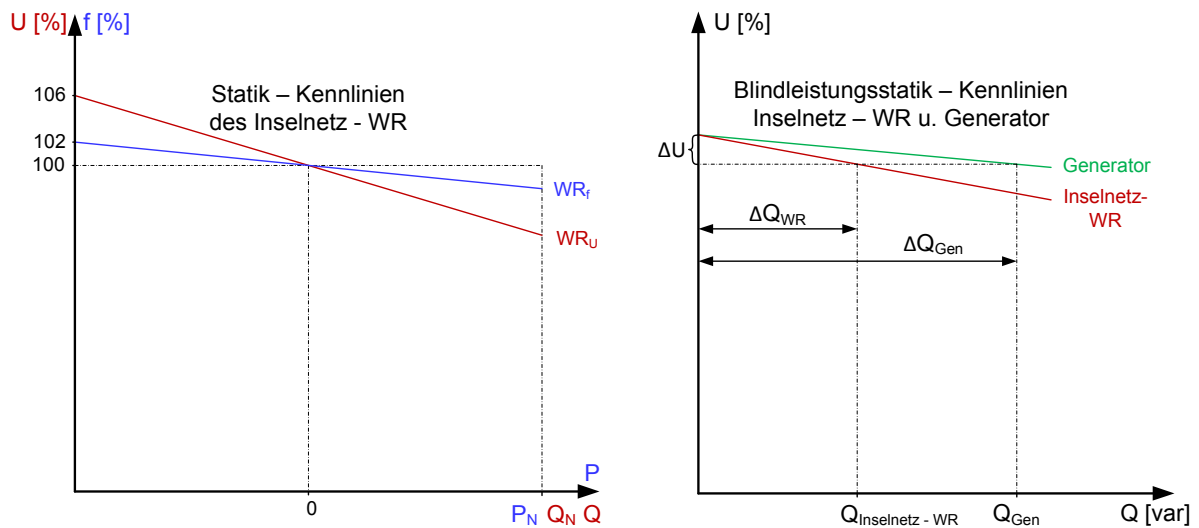


Abbildung 27 P/f bzw. Q/U Statik-Kennlinien des Inselnetz-WRs (links) [13] und Q/U Statik-Kennlinie des Generators im qualitativen Vergleich zur Kennlinie des WRs (rechts)

Die roten Kennlinien entsprechen der Blindleistungsstatik des verwendeten Inselnetz-WRs, die blaue der Wirkleistungsstatik des Inselnetz-WRs. Durch die messtechnische Feststellung, dass der Generator beim gleichen Spannungseinbruch mehr Blindleistung als der WR bereitstellt, kann man schließen, dass die Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie des Generators eine geringere Steigung als die des WRs aufweist.

Dieses Ergebnis widerspricht den Erwartungen, auf Grund der Nennleistungen der Geräte. Der Inselnetz-Wechselrichter ($S_{WRNenn} = 5 \text{ kVA}$) besitzt beinahe die doppelte Nennscheinleistung des Generators ($S_{GNenn} = 2,6 \text{ kVA}$). Eigentlich sollte der Inselnetz-WR eine flachere Kennlinie besitzen, um bei Belastung des Inselnetzes einen größeren Beitrag zu liefern.

Eine exakte Bestimmung der Blindleistungsstatik des Generators ist auf Grund der relativ großen Schwankungen der Blindleistung Q und der Spannung U nicht möglich. Aus den zur Verfügung stehenden Messdaten kann mit Hilfe folgender Gleichung:

$$\sigma_Q = - \frac{\frac{\Delta U}{U_{Nenn}}}{\frac{\Delta Q}{Q_{Nenn}}} \quad (43)$$

| | |
|------------|---|
| ΔU | Spannungsänderung in V |
| U_{Nenn} | Nennspannung des Generators in V |
| ΔQ | Blindleistungsänderung in var |
| Q_{Nenn} | Nennblindleistung des Generators in var |

ein Bereich für die Blindleistungsstatik des Generators von:

$$-0,038 \leq \sigma_{Gen} \leq -0,046 \quad (44)$$

angegeben werden. Das entspricht einer Statik zwischen 3,8 und 4,6 %. Die Blindleistungsstatik des Wechselrichters ist vom Hersteller mit 6 % beziffert. Es sollte überlegt werden, ob die Statiken dezentraler EZA nicht in Abhängigkeit der Scheinleistung (Achtung: hier sind Anlagen mit schwankendem Primärenergiedargebot (PV, Wind) auszunehmen) der jeweiligen DEA vorgegeben werden sollen (e-control, Gesetzgeber, etc.). Der zuvor beschriebene Sachverhalt zeigt, dass der leistungsschwache Generator bei Lastschwankungen stärker belastet wird als der verhältnismäßig größere Inselnetz-WR. Im Großen und Ganzen kann man schlussfolgern, dass noch Bedarf an Normung bzw. Standardisierung auf dem Gebiet der dezentralen EZA besteht.

7.4 Leistungsregelung des untersuchten PV-WRs über die Frequenz

In diesem Kapitel wird auf die, bei dem verwendeten PV-WR implementierte Funktion der Leistungsregelung über die Frequenz eingegangen. Die Leistungsregelung der PV-Wechselrichter über die Frequenz in AC-gekoppelten Inselnetzen wird eingesetzt, um auf Kommunikationsverbindungen (störanfällig, umständlich, teuer, ...) zwischen den dezentralen Erzeugungsanlagen verzichten zu können. Die herstellereigene Bezeichnung dieses Verfahrens lautet **Frequency Shift Power Control (FSPC)**. Es handelt sich dabei um die Umsetzung der, aus der konventionellen Kraftwerkstechnik bekannten Wirkleistungs / Frequenz-Regelung.

Im linken Teil der Abbildung 27 ist die P/f-Statik-Kennlinie des Inselnetz-WRs dargestellt. Gemäß dieser Kennlinie verändert dieser in seiner Funktion als netzbildendes Element die Netzfrequenz. Der PV-WR interpretiert diese Frequenzänderungen des Netzbildners bzw. des Inselnetzes gemäß Abbildung 28. Für europäische Netze mit einer Nennfrequenz von 50,00 Hz bedeutet das, dass die Solarenergie innerhalb eines Frequenzbereiches von 45,50 Hz bis 51,00 Hz vollständig eingespeist wird. Eine Reduktion der Leistung beginnt bei diesem PV-WR ab einer Frequenz $f > 51,00 \text{ Hz}$. Dieser Verlauf der Funktion wurde vom Hersteller implementiert, bevor am 01. Januar 2012 die VDE - AR - N 4105:2011 - 08 für alle PV-Anlagen am NS-Netz ihre Gültigkeit erlangte.

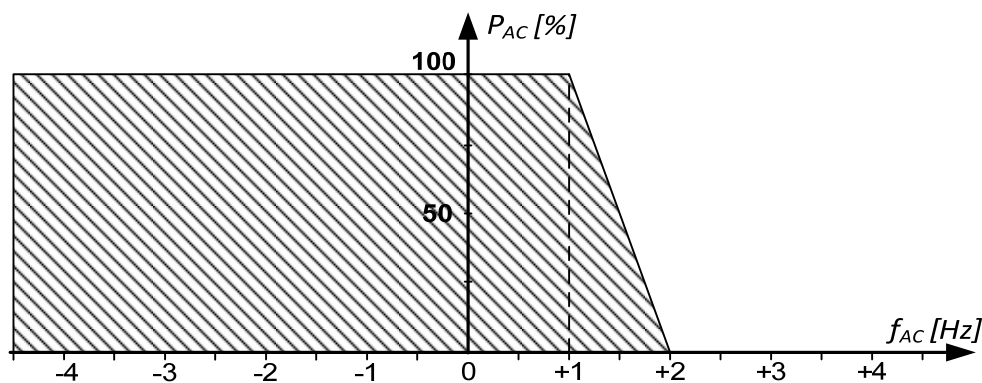


Abbildung 28 Leistungsregelung des PV-Wechselrichters über die Frequenz
(eigene Darstellung, nach [13])

Aus der Abbildung 28 ist ersichtlich, dass der PV-WR innerhalb eines Frequenzanstieges von einem Hertz seine Leistung um 100 Prozent reduziert. Die Wirkleistungsstatik σ kann nach [8] mit folgender Formel berechnet werden:

$$\sigma = - \frac{\frac{\Delta f}{f_{Nenn}}}{\frac{\Delta P}{P_{Nenn}}} \quad (45)$$

| | |
|------------|---|
| Δf | Frequenzänderung in <i>Hz</i> |
| f_{Nenn} | Nennfrequenz des Inselnetzes in <i>Hz</i> |
| ΔP | Wirkleistungsänderung in <i>W</i> |
| P_{Nenn} | Nennwirkleistung des PV-WRs in <i>W</i> |

Für den verwendeten PV-WR kann die Statik mit:

$$\sigma = - \frac{\frac{\Delta f}{f_{Nenn}}}{\frac{\Delta P}{P_{Nenn}}} = - \frac{\frac{1 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}}}{\frac{1,2 \text{ kW}}{1,2 \text{ kW}}} = - \frac{0,02}{1} = -0,02 \quad (46)$$

berechnet werden. Das entspricht bei einer Nennfrequenz von 50 Hz, der in Abb. 27 (links) dargestellten Wirkleistungsstatik von 2 %.

Die aktuell gültige Form der frequenzabhängigen Wirkleistungsregelung ist in der Abbildung 1 dargestellt. Es sind einige Änderungen im Vergleich zur konventionellen Wirkleistungs / Frequenz-Regelung vorgenommen worden. Die Statiken konventioneller Kraftwerke liegen betragsmäßig in einem Bereich von 0,02 bis 0,08. Damit speisen bei der gleichen Frequenzänderung leistungstärkere Kraftwerke mehr Leistung ins Netz als leistungsschwächere. Die wichtigste Neuerung ist die, dass die Statik nicht von der Nennleistung der Anlage abhängig ist, sondern vom Augenblickswert der momentan eingespeisten Wirkleistung zum Zeitpunkt der Überschreitung einer Frequenz von $f = 50,2 \text{ Hz}$. Eine detaillierte Beschreibung ist im Kapitel 3.1.3 *Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz* zu finden. Das ist eine durchaus sinnvolle Regelung. Bei üblicherweise eingesetzten PV-Anlagen wird versucht, dass die dort eingesetzten Wechselrichter durch ihren **Maximum Power Point (MPP)**-Tracker immer die maximal mögliche Leistung einspeisen. Würde man von solchen Anlagen eine von der Nennleistung abhängige Statik verlangen, wären die Anlagen an bewölkten Tagen, das heißt an Tagen, an welchen die Nennleistung nicht zur Verfügung steht unverhältnismäßig stark an der Netzstützung beteiligt.

Wenn die eingestrahelte Sonnenenergie ausreicht und die MPP-Tracker der Anlagen fehlerfrei arbeiten, sollte es bei korrekt ausgelegten Anlagen keinen Unterschied zwischen der momentan eingespeisten und der Nennleistung geben. Um eine Vorstellung möglicher Wirkleistungsverläufe als Funktion der Frequenz zu geben, zeigt die folgende Abbildung 29, die in Abbildung 21 dargestellten Zeitverläufe der Frequenz und der Wirkleistung. Die Zahlen (1) bis (4) entsprechen denjenigen aus der Abbildung 21. In der rechten Hälfte der Abbildung sieht man, wie bei einer Frequenzreduktion des Inselnetz - WRs (blaue Kennlinie) eine Lastumverteilung (zwischen den Zeitpunkten (1) und (2)) stattfindet. Beim Zuschalten des Verbrauchers (1) übernimmt der Inselnetz-WR die Versorgung aus den Akkus. Die Frequenzreduktion beginnt unmittelbar nach dem Leistungsanstieg und der PV-WR steigert seine Einspeiseleistung. Damit wird der Energiespeicher des Inselnetz-WRs entlastet.

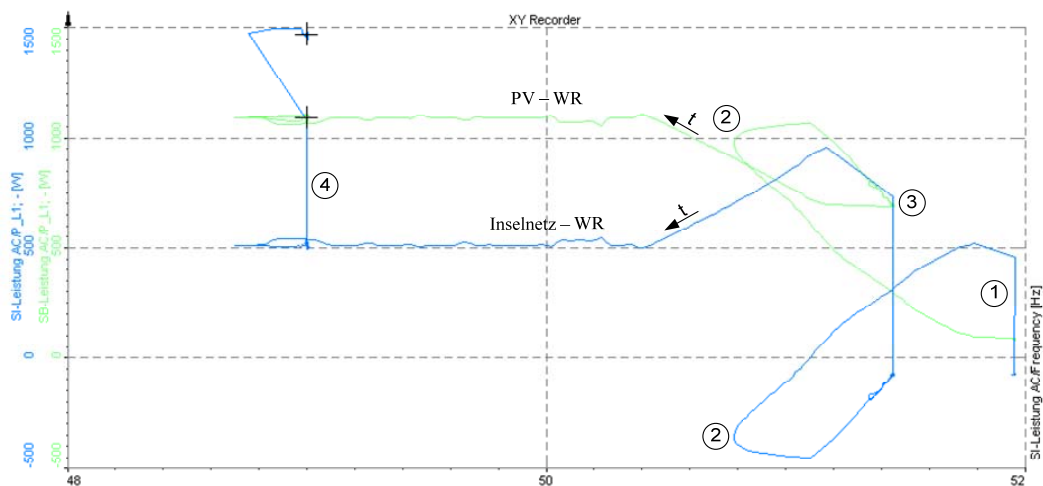


Abbildung 29 Leistung der beiden WR als Funktion der Frequenz

Am Anfang dieses Kapitels wurde geschrieben, dass die Leistungsregelung über die Frequenz zum Einsatz kommt, um auf Kommunikationsverbindungen zwischen den DEA verzichten zu können. Es hat sich jedoch im Laufe der Recherchen gezeigt, dass EZA trotz dieser verwendeten Technik nicht völlig unabhängig von Kommunikationssystemen sind. Will man ein aus drei einphasigen Wechselrichtern aufgebautes dreiphasiges oder ein leistungsstärkeres einphasiges System mit Inselnetz-Wechselrichtern aufbauen, müssen diese sehr wohl untereinander mit einem Kommunikationsbus verbunden werden, um beispielsweise die zeitliche Verschiebung von $6,67\text{ ms}$ ($\varphi = 120^\circ$) zwischen den drei Phasenspannungen zu koordinieren oder Daten auszutauschen. Problematisch dabei kann die Tatsache werden, dass für diese Verbindungen oft Bussysteme verwendet werden, die in Ihrer Ausdehnung begrenzt sind. Die maximale Gesamtlänge des Kommunikationsbusses des verwendeten Inselnetz-Wechselrichters ist auf 30 m begrenzt [13].

7.5 Frequenzhaltung in elektrischen Netzen

Diversen Abbildungen dieser Diplomarbeit kann entnommen werden, dass die Frequenz f im Inselnetz eine wichtige Rolle spielt und bei den durchgeführten Inselnetzbetrachtungen nicht konstant ist. Laut der Abb. 28 im Kapitel 7.4 *Leistungsregelung des verwendeten PV-Wechselrichters über die Frequenz* wäre sogar eine Frequenz von $f = 45,5 \text{ Hz}$ erlaubt. Während den durchgeführten Messungen lag sie in einem Bereich zwischen 49 Hz und 55 Hz. Das entspricht einer Schwankungsbandbreite von 6 Hz.

Ist das Inselnetz über den Inselnetz-Wechselrichter mit dem öffentlichen Verbundnetz gekoppelt (siehe Abbildung 15), so sind die Spannung und die Frequenz im Inselnetz ident zum Verbundnetz. Das entspricht einer mehr oder weniger konstanten Frequenz von $f = 50,00 \text{ Hz}$. Die maximal zulässige längerfristige Abweichung der Nennfrequenz beträgt im europäischen Verbundnetz:

$$\pm 180 \text{ mHz.} \quad (47)$$

Kurzfristig ist eine Abweichung von bis zu:

$$\pm 200 \text{ mHz.} \quad (48)$$

erlaubt. Daher stellt sich die Frage wieso das europäische Verbundsystem so strikt in der Frequenzkonstanz reglementiert ist? Wie man oben in den durchgeführten Messungen sieht funktioniert solch ein elektrisches Netz durchaus auch dann zufriedenstellend, wenn die Frequenz nicht konstant bei:

$$f = 50,00 \text{ Hz} \quad (49)$$

liegt. Als weiteres Beispiel kann hier auch das osteuropäische Verbundnetz angeführt werden, dass laut [16] mit einer Schwankungsbandbreite von $\pm 1 \text{ Hz}$ betrieben wurde.

Der folgende Absatz zitiert das Kapitels 6.4 des Skriptums zur Vorlesung „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme“ an der TU Graz von Prof. Renner aus dem Jahr 2009

Das elektrische Übertragungsnetz verfügt selbst über keine Speicherkapazität. Somit muss das Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter elektrischer Leistung zu jeder Zeit eingehalten werden. Da die Verbraucherleistung natürlich schwankt, muss die Erzeugerleistung unmittelbar nachgeführt werden. Tritt ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch auf so werden bei Erzeugungsüberschuss die rotierenden Massen, der am Netz befindlichen Maschinen beschleunigt bzw. im umgekehrten Fall abgebremst. Dadurch treten Frequenzänderungen im Verbundnetz auf, die durch die an der Primärregelung beteiligten Kraftwerke innerhalb weniger Sekunden ausgeglichen werden.

In Verbundnetzen mit Wirkleistungs-Frequenzregelung und ausreichender Primärregelreserve ist die Frequenz nur äußerst geringen Schwankungen unterworfen. So konnte in den letzten Jahren die Frequenz im europäischen Verbundnetz fast immer innerhalb eines Bandes von $50 \pm 0,1$ Hz gehalten werden. Dies entspricht einer Abweichung die kleiner als 0,2 % der Nennfrequenz ist.

Ein weiterer Grund, wieso im Verbundsystem die Frequenzkonstanz so wichtig ist, ist in der nachfolgenden Abbildung 30 dargestellt. Es wurde ein stark vereinfachter Sachverhalt angenommen um die plakative Wirkung zu verstärken. Hätte man im europäischen Verbundsystem zum Beispiel in Nord- und Südeuropa unterschiedliche Frequenzen, so würden die Spannungszeiger unterschiedliche Rotationsgeschwindigkeiten ($\omega = 2 * \pi * f$) aufweisen und damit auseinanderlaufen.

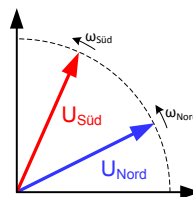


Abbildung 30 Zeigerdiagramm der Spannungen unterschiedlicher Frequenzen

Dieser Fall könnte eintreten, wenn sich die Frequenz nicht im gesamten Verbundsystem zeitgleich verändern würde.

Die Folge davon wäre, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt (Abhängig von der Frequenzdifferenz) an den Enden der Verbindungsleitungen zwischen den Netzabschnitten mit unterschiedlicher Frequenz die Spannungsvektoren zwar die selbe Amplitude, aber einen Winkel von $\psi = 180$ untereinander hätten – siehe Abbildung 31.

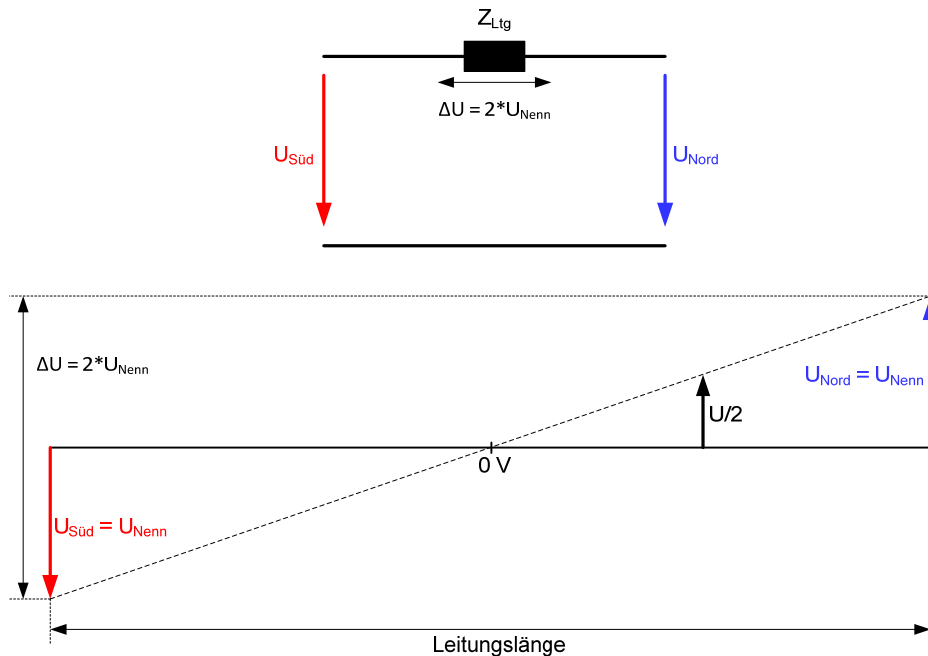


Abbildung 31 Spannungsvektoren unterschiedlicher Frequenzen

Die strichlierte, diagonal verlaufende Kennlinie stellt den Spannungsverlauf entlang der Verbindungsleitungen dar. Es ist ersichtlich, dass sich in der Mitte der Leitungen ein Spannungsniveau von null Volt einstellt. An einem Ende der Verbindungsleitungen liegt die positive Nennspannung und am anderen die negative bezogen auf den Mittelpunkt der Leitung an. Die doppelte Nennspannung ΔU würde entlang der Leitungen abfallen. Das hätte zur Folge, dass über diese Leitungen sehr hohe Ströme fließen und die Leitungen zerstören könnten respektive würden das die Schutzeinrichtungen verhindern und das Netz auftrennen. Im Idealfall können die Schutzeinrichtungen an der Grenze (0 V-Stelle) zwischen den gegeneinander arbeitenden Netzgebieten eine Netzentkopplung durchführen.

7.6 Inselnetzkonfigurationen – Einbindung von Notstromgeneratoren

Im Kapitel 7.3 *Inselnetzkonfigurationen – Inselnetz-, Photovoltaik-Wechselrichter und Inverter-Generator* wurden mögliche Problemstellungen bei der Einbindung von Notstromgeneratoren in ein Inselnetz diskutiert. An dieser Stelle sollen Fragestellungen, die sich speziell beim Einbinden leistungsstärkerer Notstromgeneratoren, in Folge als Generator bezeichnet, (gemäß Abbildung 32) in leistungsmäßig größere Inselnetze ergeben, diskutiert werden. Auf Grund fehlender Ressourcen, kann an dieser Stelle nur eine theoretische Abhandlung durchgeführt werden.

Betrachtet man ein Inselnetz als eine Art in sich abgeschlossenes System, kann man beispielweise einen Notstromgenerator oder auch das öffentliche Netz als externe Quelle bezeichnen. Diese Bezeichnung wurde aus der technischen Beschreibung [13] des verwendeten Inselnetz-Wechselrichters übernommen. Die Abbildung 32 zeigt ein Inselnetz mit zwei oder mehreren Inselnetz- und PV-Wechselrichtern, anhand dessen die auftretende Problematik dargestellt wird.

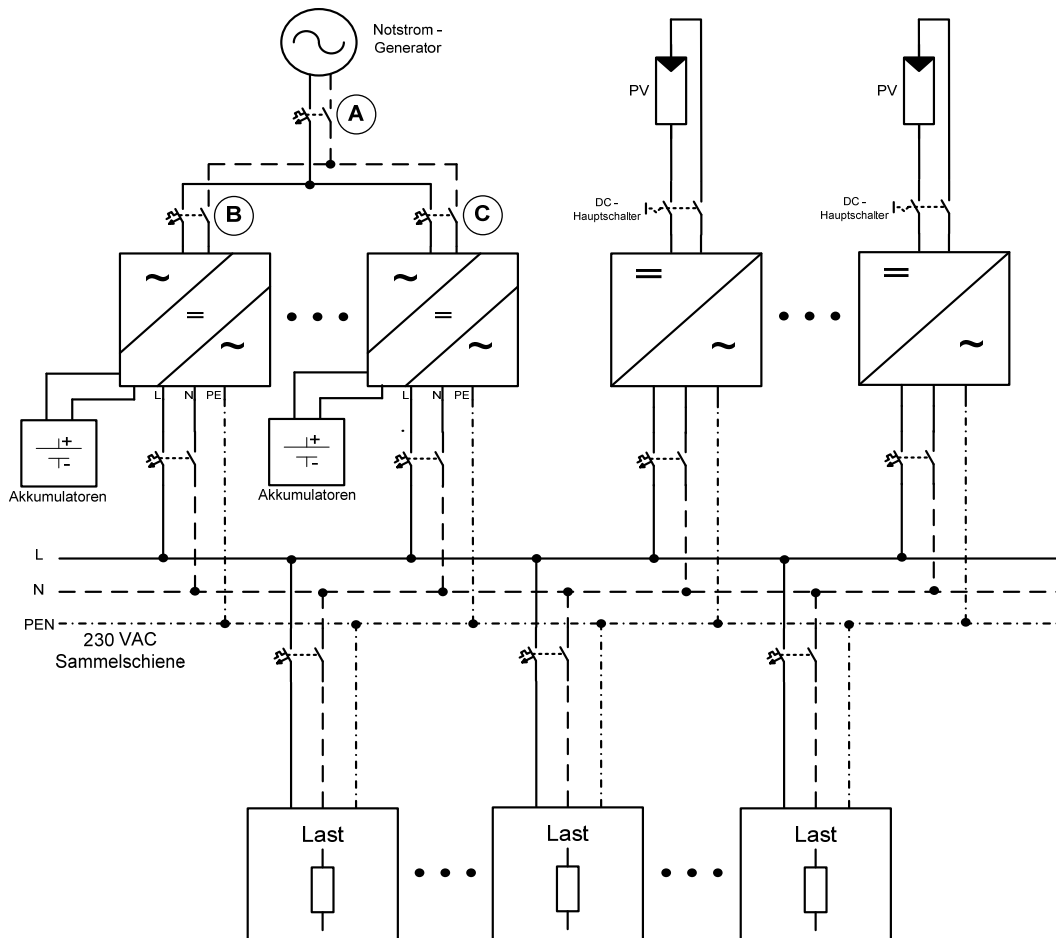


Abbildung 32 Inselnetzkonfigurationen – Einbindung von Notstromgeneratoren

An einen Inselnetz-Wechselrichter mit einer bestimmten Nennleistung kann auf Grund der begrenzten Stromtragfähigkeit des Inselnetz-Wechselrichters ein Generator mit einer begrenzten Leistung angeschlossen werden. Um das in der Abbildung 32 dargestellte Inselnetz leistungsmäßig zu verstärken, sind mehrere Inselnetz-Wechselrichter parallel geschaltet. Daher kann man auch einen Generator größerer Leistung anschließen. In diesem Fall kann es sehr schnell zum folgenden Szenario kommen. Wenn beide Wechselrichter die volle Leistung des Generators anfordern und einer der Wechselrichter sich währenddessen abschalten würde, würde der gesamte Generatorstrom über den verbleibenden Wechselrichter ins Inselnetz fließen und diesen überlasten. Diese Überlastung könnte zur Zerstörung des Wechselrichters führen. Daher ist es auch beim Zu- oder Abschalten des Generators (Synchronisation) durch die internen Schaltrelais der Wechselrichter ans Inselnetz sehr wichtig, dass die internen Schaltrelais gleichzeitig geschaltet werden. Aus diesem Grund dürfen die Leitungen zwischen Generator und WR nicht in den Leitungsabschnitten *B* und *C* abgesichert werden, sondern nur im gemeinsamen Abschnitt *A* der Leitung. Nachteil dabei ist die im gesamten Inselnetz fehlende Generatorleistung beim Auslösen des Sicherungselementes im Leitungsabschnitt *A*. Ein weiterer Nachteil dieser Lösung (Sicherungselement im Leitungsabschnitt *A*) ist, dass der Leitungsquerschnitt nach der Verzweigung nicht verringert werden darf. Könnte man die Leitungsabschnitte *B* bzw. *C* einzeln absichern würde zum einen nur ein Teil der Generatorleistung im Inselnetz (beim Auslösen des Sicherungselementes) fehlen und zum anderen wäre eine Reduktion des Leitungsquerschnittes nach der Verzweigung möglich (wirtschaftlicher).

Es stellt sich die Frage, ob diese oben beschriebene Überlastung nur im ersten Moment nach der Abschaltung stattfindet oder ob diese länger bestehen bleibt? Diese Frage, konnte im Rahmen dieser Diplomarbeit *messtechnisch* nicht geklärt werden, da nur begrenzte Ressourcen zur Verfügung standen. Es handelt sich jedenfalls um eine Frage, die mit dem heutigen Stand der Technik kein Problem darstellen sollte. Laut [13] belastet der verwendete Inselnetz-Wechselrichter einen angeschlossenen Generator pro Phase maximal mit dem durch einen einstellbaren Parameter (234#03) eingestellten Strom. Im ersten Augenblick scheint dieses Problem damit gelöst zu sein und somit sollte es möglich sein, die Vorteile der einzelnen Absicherung der Leitungsabschnitte *B* und *C* auszunützen. Bedenkt man jedoch die Möglichkeiten der Inselnetz-Wechselrichter den Generatorstrom zu Begrenzen erkennt man, dass diese begrenzt sind.

Die Inselnetz-WR können in der Konstellation gemäß Abb. 32 einen Generatorstrom nur in dem Sinne begrenzen, als dass sie den Generatorstrom auf null – durch Abschaltung – begrenzen (unerwünscht) oder durch eine Generatorunterstützung, aus den ihnen zur Verfügung stehenden, in den Akkumulatoren gespeicherten Energie. Diese letztgenannte Möglichkeit hängt sehr stark von der Größe und des aktuellen Ladezustandes (SOC) der Akkumulatoren ab. Mit diesen Überlegungen kann die Forderung an die Hersteller der Geräte abgeleitet werden, eine „echte“ Strombegrenzung zu implementieren.

Eine Möglichkeit wäre zum Beispiel, eine generatorseitige Spannungsanhebung durch den WR. Dazu dürfte der Inselnetz-WR nicht mehr quasi als „4-Quadranten-Last“ an der Spannung des Generators hängen, sondern müsste seine Möglichkeiten der Spannungsregelung auch dann nützen, wenn externe Quellen im Inselnetz wie z.B. Notstromgeneratoren vorhanden sind. Eine weitere Möglichkeit wäre die Veränderung des generatorseitigen Innenwiderstandes des WRs. Die technisch beste Lösung wird individuell je nach Hersteller eine andere sein.

8 Ausblick

Die **European Photovoltaic Industry Association (EPIA)** spricht in einem ihrer Szenarien, dem sogenannten „Paradigmen-Wechsel-Szenario“ von bis zu 12 % PV-Anteil am europäischen Energieverbrauch bis zum Jahr 2020. Realistischer ist das „Basisszenario“ mit einer Prognose von 4 % im Jahr 2020 und 10 % im Jahr 2030. Wobei, wie aus Abbildung 33 ersichtlich, die **European Environment Agency (EEA)** mit ihrem „National Renewable Energy Action Plan“ noch vorsichtiger ist. Hier spricht man von 2,4 % im Jahr 2020.

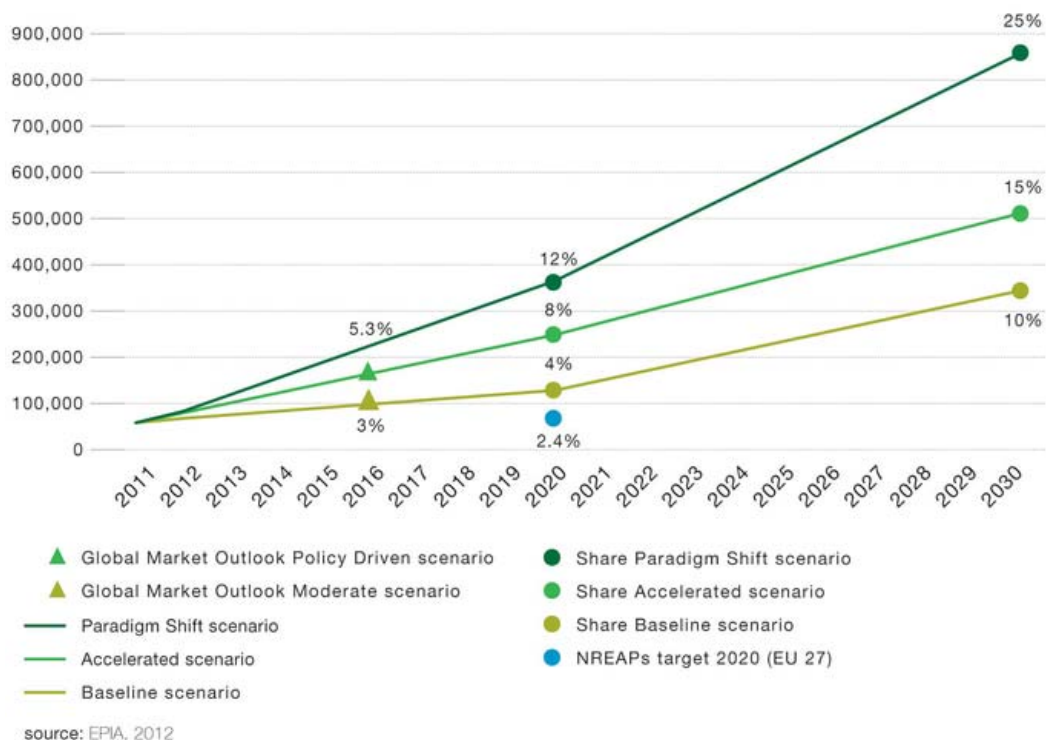


Abbildung 33 Prognostizierte Durchdringung von Photovoltaik in Europa (EU 27 inkl. Türkei, Norwegen und Schweiz) bis zum Jahr 2030 [17]

Die im Zuge dieser Diplomarbeit oft zitierte VDE - AR - N 4105:2011 - 08 [7] ist zwar für alle dezentralen Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz seit dem 01. Juli 2012 in Deutschland gültig. Jedoch stellt die Hauptforderung dieser Anwendungsregel, die Blindleistungsfähigkeit dezentraler Erzeugungsanlagen für Anlagen wie Kleinwasser- oder Blockheizkraftwerke (Drehstrom-Synchrongenerator direkt am Netz) kein Problem dar. Die Hauptzielgruppe dieser Forderung sind Anlagen, die ihre Energie über sogenannte Stromrichter einspeisen, also auch Photovoltaik-Anlagen. Aus diesem Grund ist in diesem Ausblick der Fokus auf Photovoltaik gelegt. Sollte sich das Paradigmen-Wechsel-Szenario bewahrheiten, würden 12 % des europäischen Stromverbrauchs über Wechselrichter in das öffentliche Verbundnetz eingespeist werden.

Es ist zwar davon auszugehen, dass in der Zukunft die Erzeugung verstärkt dezentral und auf allen Spannungsebenen stattfinden wird, jedoch wird die Zahl der Photovoltaik-Anlagen die in das NS-Netz einspeisen stark zunehmen.

Bis vor kurzem forderten Richtlinien, dass sich Erzeugungsanlagen bei Fehlern im öffentlichen Netz sofort von Netz trennen. Damit könnte folgendes Szenario zur Realität werden: Dezentrale Erzeugungsanlagen trennen sich bei Frequenzschwankungen oder Spannungseinbrüchen vom öffentlichen Netz obwohl ein ausreichendes solares Leistungsangebot vorhanden wäre und das Netz in diesem Augenblick eine Netzstützung durchaus benötigen würde. Das europäische Verbundnetz hält laut [18] zurzeit eine primäre Regelreserve von 3000 MW bereit. Damit könnten zwar die gleichzeitigen Ausfälle von zwei größeren Kraftwerken kompensiert werden, jedoch nicht die gleichzeitige Abschaltung aller derzeit installierten Photovoltaik-Anlagen. Alleine die im deutschen Niederspannungsnetz Ende 2012 installierte Photovoltaik-Leistung übersteigt die primäre Regelreserve des europäischen Verbundnetzes. Zugegebener weise sind Fehler im Verbundnetz mit solchen Auswirkungen äußerst selten, aber nicht ausgeschlossen.

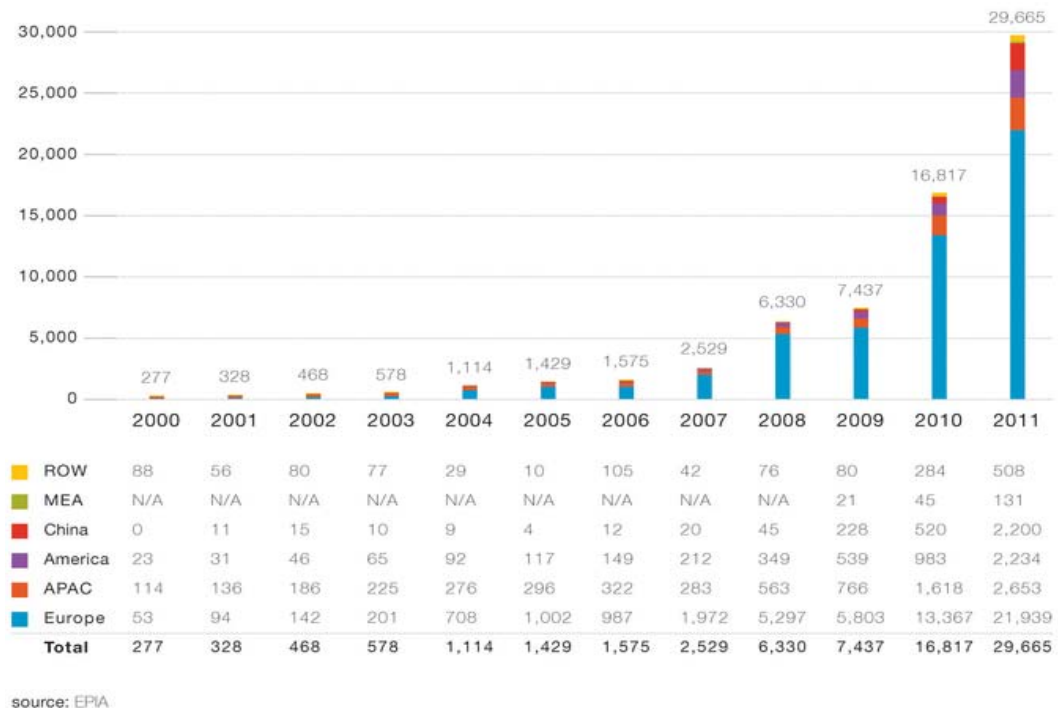


Abbildung 34 Entwicklung der globalen jährlichen PV-Installationen zw. 2000 und 2011 in MW [17]

Das oben beschriebene Szenario und die Entwicklung der letzten Jahre (Abbildung 34), in Kombination mit den aktuellen Prognosen (Abbildung 33) für die Zukunft, sind Gründe für Forderungen sowohl von der Niederspannungsrichtlinie VDE - AR - N - 4105:2011 - 08 [7] als auch von der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [3].

Versucht man, all die angesprochenen Forderungen (siehe auch Kapitel 3 *Aktuelle Regelwerke über Erzeugungsanlagen im öffentlichen Elektrizitätsversorgungssystem*) auf einen gemeinsamen Nenner zu bringen, kann gesagt werden, dass es sich dabei um den Versuch handelt die technischen Eigenschaften dezentraler EZA, vor allem von Stromrichteranlagen an diejenigen von **Drehstrom-Synchrongeneratoren (DSG)** anzupassen. Diese Anpassung ist explizit erklärtes Ziel des VDE Forums Netztechnik/Netzbetrieb; in der VDE - AR - N 4105:2011 - 08 heißt es an gegebener Stelle:

Mittelfristig müssen die Drehstrom-Umrichteranlagen die drehstrom-technischen Fähigkeiten der Drehstrom-Synchrongeneratoren erfüllen.

Die technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ ist mit der Forderung nach vollständiger dynamischer Netzstützung, die seit dem 01. April 2011 für Wind-, Photovoltaik- und Brennstoffzellenanlagen und seit dem 01. Januar 2013 für EZA mit Verbrennungskraftmaschinen in Deutschland gültig ist, einen wesentlichen Schritt in Richtung drehstrom-technischen Eigenschaften von DSG für dezentrale EZA gegangen.

Die Anwendungsregel „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ fordert keine dynamische Netzstützung sondern nur eine statische Spannungshaltung. Eine genaue Beschreibung dieser beiden Begriffe ist im Kapitel 3 *Aktuelle Regelwerke über Erzeugungsanlagen im öffentlichen Elektrizitätsversorgungssystem* zu finden. Einen wesentlichen Schritt in Richtung der Erreichung des mittelfristigen Zieles ist die Anwendungsregel mit der Forderung nach Implementierung einer Wirkleistungs / Frequenz-Regelung für DEA gegangen. An dieser Stelle kann abschließend gesagt werden, dass die Bemühungen der normungsgebenden Institute durchaus in die richtige Richtung gehen und das sich DEA durch die Richtlinien zum Teil schon recht Nahe den drehstrom-technischen Eigenschaften großer DSG angenähert haben. Es werden in der Zukunft jedoch weitere Forderungen vonnöten sein, um das elektrische Energieversorgungssystem weiterhin stabil und zuverlässig betreiben zu können. Die Lösung des Problems der fehlenden Kurzschlussleistung im Netz mit steigender Durchdringung stromrichtergekoppelter dezentraler EZA erfordert von allen betroffenen Akteuren weitere enorme Anstrengungen. Die Anpassung der schutztechnischen Einrichtungen vor allem im Niederspannungsnetz, derzeit bei weitem noch nicht flächendeckend vollzogen, wird in Zukunft neben technischen Herausforderungen finanzielle Anstrengungen erfordern.

9 Literatur

Sofern Verweise in der gegenständlichen Diplomarbeit nicht direkt referenziert sind, sind die angeführten Quellen als weiterführende Literatur zu verstehen.

- [1] Bundesnetzagentur, monatliche Veröffentlichung nach § 20a Abs. 2 Nr. 2 EEG, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html#doc149586bodyText1, 11.02.2013
- [2] §7 Z 4a ElWOG, BGBl I Nr. 106/2006
- [3] BDEW, Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008
- [4] Flosdorff, R.; Hilgarth, G.: „Elektrische Energieverteilung“, Teubner, Wiesbaden 2005, ISBN 3-519-36424-7
- [5] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, August 2011 - Infoblatt
- [6] Österreichischer Verband für Elektrotechnik, ÖVE ÖNORM EN 50160, Ausgabe: 2005-01-01
- [7] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, August 2011 (VDE-AR-N 4105:2011-08)
- [8] Renner, Herwig: Skriptum zur Vorlesung „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme“ an der TU Graz, 2010
- [9] „Atlas der Globalisierung“, TAZ, Berlin, 2007 ISBN 978-3-937683-13-3
- [10] Meinhard Kabel, Kabel und Leitungen, Preisliste und techn. Katalog, 21. Ausgabe, 2009, Seite 281
- [11] Renner, Herwig; Sakulin, Manfred: Skriptum zur Vorlesung „Spannungsqualität und Versorgungssicherheit“ an der TU Graz, 2008
- [12] Siemens Infrastructure & Cities Sector / Smart Grid Division, <http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2012/infrastructure-cities/smart-grid/ICSG201209024d.pdf>, 13.02.2013
- [13] SMA, Technische Beschreibung Sunny Island 5048, Version 4.0
- [14] Kiefer, Gerhard: „VDE 0100 und die Praxis“, VDE 2006, ISBN 978 3 8007 2867 1
- [15] Honda, Bedienungsanleitung Generator EU30i,
- [16] Leuschner, Udo: „Kurzschluss“, Monsenstein und Vannerdat, 2007, ISBN 978-3-86582-451-6
- [17] European Photovoltaic Industry Association, www.epia.org, 03.02.2013
- [18] Entso-e, <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/>, Reference: P1-A-D4.7, 19.02.2013
- [19] Aigner, Maria: „Beitrag zur Erhaltung der Personen- und Sachgütersicherheit in Smart Grids“, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, laufende Dissertation

- [20] Institut für Höhere Studien Kärnten (2012): Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen. Laufendes Forschungsprojekt
- [21] Aigner, Maria; Schmutzer, Ernst; Buchauer, Domenik; Bitzan, Gernot: „Technical analyses of network structures regarding decentralized feed-in“, 22nd International Conference on Electricity Distribution Stockholm, 10-13 June 2013 Paper 1284, akzeptierte Veröffentlichung
- [22] Wakolbinger, Christian: „Elektrische Energieversorgung Kritische Infrastruktur in Verteilnetzen mit smarten Leistungsschaltern und Metern“ Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, laufende Dissertation

10 Anhang

10.1 Bestimmung der Modell-Größen des untersuchten Netzausläufers

An dieser Stelle wird die Skalierung des realen Netzausläufers auf die Laborgrößen dargestellt und gleichzeitig die praktische Anwendbarkeit der gewählten Skalierungsfaktoren demonstriert. In der Abbildung 1a ist das Übersichtsschaltbild, das Π - und das einphasige Ersatzschaltbild des Netzausläufers inkl. benötigter Kenngrößen, dargestellt.

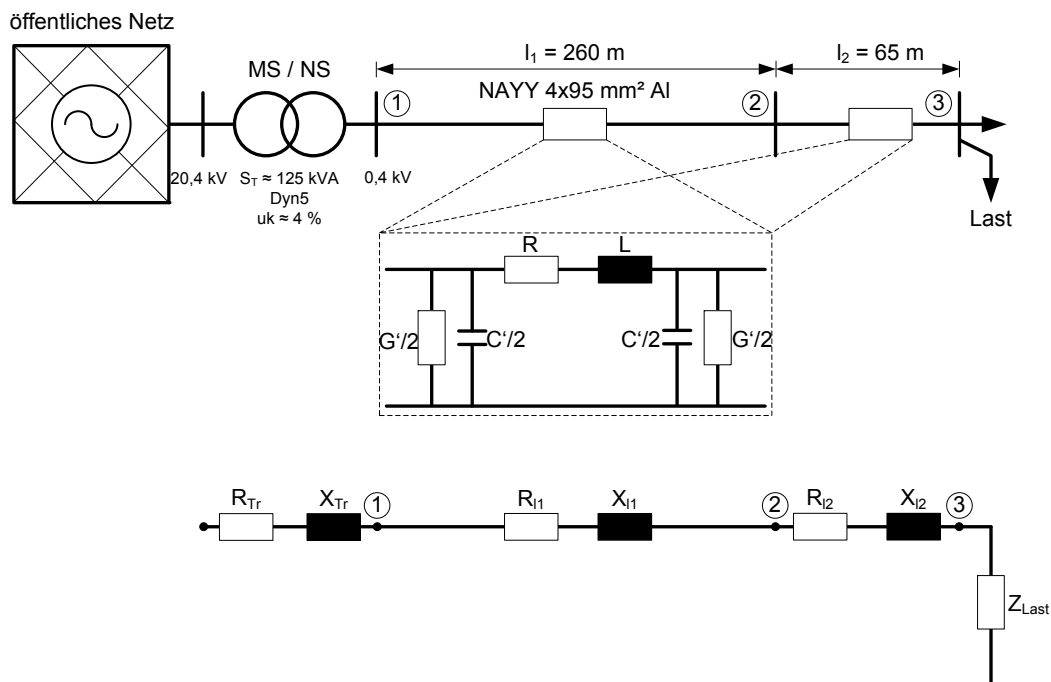


Abbildung 1a Übersichtsschaltbild, Π - und einphasiges Ersatzschaltbild

Aus der Abbildung 1a geht hervor, dass die Transformator-Daten nicht genau bekannt sind. Der Transformator des untersuchten Netzausläufers stammt aus den 60er Jahren und wurde in der Zwischenzeit neu gewickelt. Daher konnte der Verteilnetzbetreiber keine genauen Daten zur Verfügung stellen. Es konnte nur ein ungefährender Bereich für die beiden – zur Bestimmung der Impedanz – ausschlaggebenden elektrischen Kenngrößen (Gleichung (123)), nämlich die Bemessungsscheinleistung S_T und die Kurzschlussspannung u_k des Transformators angegeben werden.

Die Nachbildung der Leitungsimpedanz ist vergrößert dargestellt. Der untersuchte Netzausläufer hat laut [10] einen Widerstandsbelag von:

$$R' = 0,320 \frac{\Omega}{km} \quad (1a)$$

einen induktiven Blindwiderstand von:

$$X_L' = 0,075 \frac{\Omega}{km} \quad (2a)$$

und eine Betriebskapazität bzw. einen Kapazitätsbelag von:

$$C' = 0,380 \frac{\mu F}{km} \quad (3a)$$

Mit folgender Gleichung (4a):

$$L' = \frac{X_L'}{\omega} \quad (4a)$$

ergibt sich ein Induktivitätsbelag L' von:

$$\begin{aligned} L' &= \frac{X_L'}{\omega} = \frac{0,075 \frac{\Omega}{km}}{2 * \pi * 50 \text{ Hz}} = 0,00023873 \frac{\frac{\Omega}{km}}{\frac{1}{s}} = 0,23873 \frac{\text{m}\Omega\text{s}}{km} = \\ &= 238,73 \frac{\frac{\mu V}{A} s}{km} = 238,73 \frac{\mu V s}{A km} = 238,73 \frac{\mu W b}{A km} = \\ &= 238,73 \frac{\mu H}{km} \end{aligned} \quad (5a)$$

Daten bezüglich des Ableitungsbelags G' konnten vom verwendeten Kabel nicht recherchiert werden. Der Ableitungsbelag G' repräsentiert die Verluste der Isolation (des Dielektrikums), bezogen auf die Leitungslänge. Auf Grund der Spannung (230 V) und der kurzen Leitungslänge ist es in diesem Fall laut diverser Literatur durchaus gestattet, den Ableitungsbelag G' zu vernachlässigen.

Den Widerstandsbelag R' kann auch mit folgender Gleichung berechnet werden:

$$R' = \frac{\rho}{A} = \frac{1}{\gamma * A} \quad (6a)$$

Mit dem in Gleichung (3a) angegebenen Kapazitätsbelag C' ergibt sich eine Gesamtkapazität C der Leitung von:

$$C = C' * (l_1 + l_2) = 0,380 \frac{\mu F}{km} * (0,260 + 0,065) km = 0,124 \mu F \quad (7a)$$

Mit der Gesamtkapazität C der Leitung kann man den kapazitiven Blindwiderstand der Leitung berechnen:

$$X_C = \frac{1}{\omega * C} = \frac{1}{2 * \pi * 50 Hz * 124 * 10^{-9} F} = 25,670 k\Omega \quad (8a)$$

und damit den Querstrom der Leitung ebenfalls bestimmen. Es ergibt sich auf Grund der Betriebskapazität des Kabels ein Querstrom von:

$$I_C = \frac{U}{X_C} = \frac{400 V}{25,670 k\Omega} = 15,582 mA \quad (9a)$$

Bezieht man diesen Strom auf den Nennstrom der Leitung (Strombelastbarkeit bei Verlegung in Luft):

$$\frac{I_C}{I_{Nenn}} = \frac{15,582 A}{186 A} = 0,000084 \quad (10a)$$

so erkennt man, dass er im 0,084 %-Bereich liegt. Damit kann dieser für die weiteren Untersuchungen vernachlässigt werden.

Mit diesen Daten ergeben sich für die reale Leitung folgende Werte:

$$R_{l1Realität} = R' * l_1 = 0,320 \frac{\Omega}{km} * 0,260 km = 0,0832 \Omega \quad (11a)$$

$$X_{l1Realität} = X' * l_1 = 0,075 \frac{\Omega}{km} * 0,260 km = 0,0195 \Omega \quad (12a)$$

$$R_{l2Realität} = R' * l_2 = 0,320 \frac{\Omega}{km} * 0,065 km = 0,0208 \Omega \quad (13a)$$

$$X_{l2Realität} = X' * l_2 = 0,075 \frac{\Omega}{km} * 0,065 km = 0,0049 \Omega \quad (14a)$$

Mit dem Übersetzungsverhältnis aus der Gleichung (29), Kapitel 5.1.3 Maßstabstrachtungen-Niederspannungsnetze ergeben sich für das Modell folgende Größen:

$$R_{l1Modell} = \frac{R_{l1Realität}}{\ddot{u}} = \frac{0,0832 \Omega}{0,004} = 20,800 \Omega \quad (15a)$$

$$X_{l1Modell} = \frac{X_{l1Realität}}{\ddot{u}} = \frac{0,0195 \Omega}{0,004} = 4,875 \Omega \quad (16a)$$

$$L_{l1Modell} = \frac{X_{l1Modell}}{\omega} = \frac{4,875 \Omega}{2 * \pi * 50 \text{ Hz}} = 15,520 \text{ mH} \quad (17a)$$

$$R_{l2Modell} = \frac{R_{l2Realität}}{\ddot{u}} = \frac{0,0208 \Omega}{0,004} = 5,200 \Omega \quad (18a)$$

$$X_{l2Modell} = \frac{X_{l2Realität}}{\ddot{u}} = \frac{0,0049 \Omega}{0,004} = 1,219 \Omega \quad (19a)$$

$$L_{l2Modell} = \frac{X_{l2Modell}}{\omega} = \frac{1,219 \Omega}{2 * \pi * 50 \text{ Hz}} = 3,975 \text{ mH} \quad (20a)$$

$$R_{TModell} = \frac{R_{TModell}}{\ddot{u}} = \frac{0,0128 \Omega}{0,004} = 3,200 \Omega \quad (21a)$$

$$X_{TModell} = \frac{X_{TModell}}{\ddot{u}} = \frac{0,0496 \Omega}{0,004} = 12,380 \Omega \quad (22a)$$

$$L_{TModell} = \frac{X_{TModell}}{\omega} = \frac{12,380 \Omega}{2 * \pi * 50 \text{ Hz}} = 39,410 \text{ mH} \quad (23a)$$

Mit diesen Modell-Größen wird das Netzausläufermodell aufgebaut. Das Transformatormodell wurde im Rahmen dieser Diplomarbeit nicht aus diskreten, oben berechneten Induktivitäten und Widerständen aufgebaut. Es wurde stattdessen ein am Institut vorhandener Transformator für Einspeisung der Leitungsnachbildung verwendet.

Bei den Messungen im realen Netzausläufer wurden folgende Wirkleistungen $P = 40 / 60 / 80 \text{ kW}$ mit jeweils folgenden Verschiebungsfaktoren $\cos(\varphi) = 1 / 0,95 / 0,90 / 0,85$ übererregt in das NS-Netz eingespeist.

Hier wird folgender ausgewählter Betriebspunkt $P = 40 \text{ kW}$ mit $\cos(\varphi) = 0,90$ auf Modell-Größen skaliert.

Es ergeben sich eine Scheinleistung von:

$$S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{40,00 \text{ kW}}{0,90} = 44,44 \text{ kVA} \quad (24a)$$

ein Strom von:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{44,44 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 400} = 64,15 \text{ A} \quad (25a)$$

und eine Blindleistung von:

$$Q = S * \sin(\varphi) = 44,44 \text{ kVA} * \sin(\arccos(0,90)) = 19,37 \text{ kvar} \quad (26a)$$

Mit den Übersetzungsverhältnissen aus dem Kapitel 5.1.3 *Maßstabsbetrachtungen-Niederspannungsnetze* ergeben sich folgende Modellgrößen:

$$P_{Modell} = \frac{P}{\ddot{u}} = \frac{40,00 \text{ kW}}{250} = 160 \text{ W} \quad (27a)$$

$$S_{Modell} = \frac{S}{\ddot{u}} = \frac{44,44 \text{ kVA}}{250} = 177,77 \text{ VA} \quad (28a)$$

$$I_{Modell} = \frac{I}{\ddot{u}} = \frac{64,15 \text{ A}}{250} = 0,26 \text{ A} \quad (29a)$$

$$Q_{Modell} = \frac{Q}{250} = \frac{19,37 \text{ kvar}}{250} = 77,49 \text{ var} \quad (30a)$$

Mit diesen auf das Modell skalierten Größen kann die zu erwartende Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt durch die Einspeisung von 40 kW mit einem $\cos(\varphi) = 0,90$ berechnet werden.

Die folgende Abbildung 2a ergibt sich aus der im Kapitel 5.1.5 *Bestimmung der Modell-Größen des untersuchten Netzausläufers* dargestellten Abbildung 7, wenn am Ende des Netzausläufers keine Last angeschlossen ist.

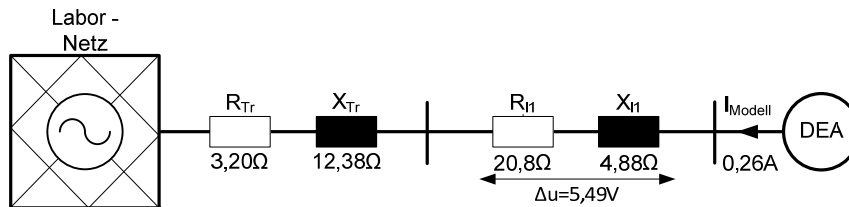


Abbildung 2a Übersichtsschaltbild ohne Last, mit Einspeisung

Der Stromfluss verursacht an der Leitungsimpedanz sowohl im realen Netzausläufer einen Spannungsabfall von:

$$\Delta u = \sqrt{\Delta U_x^2 + \Delta U_r^2} = \sqrt{(X_{l1Realität} * I_{Realität})^2 + (R_{l1Realität} * I_{Realität})^2} \quad (31a)$$

$$\Delta u = \sqrt{(0,0195 * 64,15)^2 + (0,0832 * 64,15)^2} = 5,48 \text{ V} \quad (32a)$$

als auch im Modell einen Spannungsabfall von:

$$\Delta u = \sqrt{\Delta U_x^2 + \Delta U_r^2} = \sqrt{(X_{l1Modell} * I_{Modell})^2 + (R_{l1Modell} * I_{Modell})^2} \quad (33a)$$

$$\Delta u = \sqrt{(4,88 * 0,257)^2 + (20,80 * 0,257)^2} = 5,49 \text{ V} \quad (34a)$$

Das entspricht einer Spannungsanhebung von 2,38 % am Einspeisepunkt.

10.2 Drehmoment- bzw. Wirkungsgradberechnung

Das Steuergerät des verwendeten Servo-Maschinenprüfstandes als Antriebsmaschine für den Drehstromsynchrongenerator (DSG) benötigt vor der Synchronisation des DSG mit dem Labornetz eine Drehzahl-Vorgabe als Sollwert. Nach der Synchronisation wird eine Drehmomenten-Vorgabe als Sollwert benötigt, damit der DSG die gewünschte Wirkleistung ins Netz einspeist. An dieser Stelle wird für eine Wirkleistung von $P = 40 \text{ kW}$ der Drehmomenten-Sollwert berechnet.

$$P = M * \omega \quad (35a)$$

$$\omega = 2 * \pi * n = 2 * \pi * 1500 \text{ min}^{-1} = 2 * \pi * 25 \text{ s}^{-1} = 157,08 \text{ s}^{-1} \quad (36a)$$

$$M_{Modell} = \frac{P_{Modell}}{\omega} = \frac{160 \text{ W}}{157,08 \text{ s}^{-1}} = 1,02 \text{ Ws} = 1,02 \text{ Nm} \quad (37a)$$

Mit dem Leistungsübersetzungsverhältnis $\ddot{u}_S = 250$ aus der Gleichung (14) bzw. (16) kann das Drehmoment an der Welle zwischen VKM und DSG des realen Notstromgenerators berechnet werden.

$$M_{Real} = M_{Modell} * \ddot{u}_S = 1,02 \text{ Nm} * 250 = 255 \text{ Nm} \quad (38a)$$

Diese Drehmoment-Berechnung hat den Fehler, dass der Wirkungsgrad η des Generators nicht berücksichtigt wurde. Das heißt, dass ein höherer Drehmoment-Sollwert nötig wird, um die gewünschte Wirkleistung einzuspeisen.

Auf Grund fehlender Angaben bzgl. Wirkungsgrad auf dem Leistungsschild des DSG wurde dieser empirisch erhoben. Das tatsächlich benötigte Drehmoment betrug 2,05 Nm. Im Vergleich zum berechneten Drehmoment von $M = 1,02 \text{ Nm}$ entspricht das ca. einer Verdoppelung. Damit kann die Aussage getätigt werden, dass die als DSG verwendete Maschine in einem Teillastbereich von 20 % der Nennleistung einen Wirkungsgrad von $\eta < 50 \%$ besitzt.

10.3 Verschiebungsfaktor

Es dürfte dem aufmerksamen Leser aufgefallen sein, dass in dieser Diplomarbeit konsequent die Verwendung des Begriffes „Verschiebungsfaktor“ eingehalten wurde. Der Grund dafür ist die Anlehnung an die verwendeten Begriffe der beiden oft zitierten technischen Richtlinien bzw. Anwendungsregeln. Der Begriff des „Leistungsfaktors“ wäre aus Sicht des Autors an dieser Stelle sinnvoller. Denn der Verschiebungs- bzw. Wirkfaktor ist ausschließlich für rein sinusförmige Ströme und Spannungen wie folgt definiert:

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad (39a)$$

Das heißt also, dass der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ das Verhältnis der Grundschnwingungen (ohne Oberschnwingungen) darstellt. Der „Leistungsfaktor λ “ hingegen ist wie folgt definiert:

$$\lambda = \frac{|P|}{S} \quad (40a)$$

Damit berücksichtigt dieser auch die Leistungen der Oberschnwingungen, die bei Stromrichter-Schaltungen zwangsläufig entstehen. Die zitierten Regelwerke beschäftigen sich detailliert mit dezentralen Erzeugungsanlagen, die über Stromrichter mit dem Netz gekoppelt sind. Daher der Vorschlag an dieser Stelle, dass in künftigen Regelwerken der Begriff des „Verschiebungsfaktors“ durch den Begriff des „Leistungsfaktors“ ersetzt wird, wenn es um Stromrichter-gekoppelte Anlagen geht.

10.4 Verwendete Komponenten

- Inselnetz-Wechselrichter
SMA Solar Technology AG, Sunny Island 5048
- Photovoltaik-Wechselrichter
SMA Solar Technology AG, Sunny Boy 1200
- Notstromgenerator
Honda, EU30i
- Servo-Maschinenprüfstand
Lucas Nülle, Steuergerät, CO2663 - 6U
Lucas Nülle, Antriebs- bzw. Bremseinheit, SE2663 - 6U
- Drehstrommaschine
Lucas Nülle, Drehstrom Synchrongenerator, SE2662 - 5Q
- DC-Power Supply
Rohde & Schwarz, Stromversorgungsgerät Typ: NGRE 100/15
Farnell, Stabilized Power Supply, Typ: H60/25
Farnell, Stabilized Power Supply, Typ: H60/25
- Erregungsspannungsquelle
Lucas Nülle, Stromversorgung für elektrische Maschinen, CO3212 - 5U
- Transformator
Lucas Nülle, Trenntrafo, CO3301 - 3N
- Synchronisation
Lucas Nülle, Doppelspannungsmesser, CO3213 - 3W
Lucas Nülle, Doppelfrequenzmesser, CO3213 - 1L
Lucas Nülle, Synchronoskop, CO3213 - 1J

- Wirk- bzw. Blindleistungsmessgerät
Lucas Nülle, Elektronischer Leistungsmesser, SO5127 - 1R
- Datenlogger
Dewetron, DEWE-3010, 3020, 2600, 30-16
- Verbraucher
RED Solingen, diverse Schiebewiderstände