

Schlussbericht **Dezember 2003**

# Zunahme der dezentralen Energieerzeugungsanlagen in elektrischen Verteilnetzen

## Schlussbericht

ausgearbeitet durch

Dr. G. Schnyder, P. Mauchle  
Schnyder Ingenieure AG  
Bösch 23  
6331 Hünenberg

Prof. M. Höckel, P. Lüchinger  
Bernern Fachhochschule HTI Biel  
Quellgasse 21  
2501 Biel

Dr. O. Fritz, C. Häderli, E. Jaggy  
ABB Schweiz AG, Corporate Research  
Segelhof  
5405 Baden-Dättwil

mitfinanziert durch

Bundesamt für Berufsbildung und Technologie, KTI; KTI P-Nr: 5840.2;  
ABB Schweiz AG; Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft PSEL;  
AEK Energie AG; Elektrizitätswerk Davos AG; ewz Verteilnetz

**Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energie entstanden. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.**

**Weitere Informationen über das Programm „Elektrizität“ des Bundesamts für Energie stehen auf folgender Web-Seite zur Verfügung:**

[www.electricity-research.ch](http://www.electricity-research.ch)

## INHALTSVERZEICHNIS

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Zusammenfassung .....</b>                              | <b>1</b>  |
| <b>Résumé.....</b>  | <b>3</b>  |
| <b>Summary.....</b>                                       | <b>5</b>  |
| <br>  |           |
| <b>1. Einleitung .....</b>                                | <b>7</b>  |
| 1.1. Prämisse .....                                       | 7         |
| 1.2. Ziele und angestrebte Resultate .....                | 7         |
| 1.3. Projektumfeld .....                                  | 7         |
| 1.4. Projektaktivitäten .....                             | 8         |
| <br>  |           |
| <b>2. Aktuelle und zukünftige Situation der DEA .....</b> | <b>10</b> |
| 2.1. Aktuelle Situation .....                             | 10        |
| 2.2. Mögliche zukünftige Situation .....                  | 11        |
| <br>  |           |
| <b>3. Rahmenbedingungen .....</b>                         | <b>13</b> |
| <br>  |           |
| <b>4. Grundlagen .....</b>                                | <b>14</b> |
| 4.1. Netzanbindung .....                                  | 14        |
| 4.2. Netzbeeinflussung .....                              | 15        |
| 4.3. Produktionscharakteristik .....                      | 15        |
| 4.4. Grundlagen der Speicher .....                        | 16        |
| <br>  |           |
| <b>5. Ergebnisse der Simulationen .....</b>               | <b>17</b> |
| 5.1. Simulationen mit dem NS-Netz des ewz .....           | 17        |
| 5.2. Simulationen mit dem MS-Netz des AEW .....           | 28        |
| <br>  |           |
| <b>6. Resultate.....</b>                                  | <b>38</b> |
| 6.1. Netzkapazität, Netzstruktur und Netzführung .....    | 38        |
| 6.2. Verfügbarkeit und Reservehaltung .....               | 39        |
| 6.3. Inselbetrieb .....                                   | 39        |

|            |  |           |
|------------|--|-----------|
| 6.4.       | Speicherung .....  | 40        |
| 6.5.       | Netzkosten .....   | 40        |
| 6.6.       | Gesetzgebung, Normen und Empfehlungen.....                         | 40        |
| 6.7.       | Resonanzphänomene bei der Parallelschaltung von DEA .....          | 40        |
| 6.8.       | Netzregelung im Inselbetrieb.....                                  | 42        |
| 6.9.       | Umschaltung Inselbetrieb / Verbundnetzbetrieb .....                | 43        |
| <b>7.</b>  | <b>Produktentwicklungspotential .....</b>                          | <b>45</b> |
| 7.1.       | Marktbereich dezentrale EnergieerzeugungsAnlagen .....             | 45        |
| 7.2.       | Umrichter .....  | 45        |
| 7.3.       | Utility Automation .....   | 46        |
| 7.4.       | Zusammenfassung der Identifikation von Entwicklungspotential ..... | 48        |
| <b>8.</b>  | <b>Schlussfolgerungen .....</b>                                    | <b>49</b> |
| 8.1.       | Technische Auswirkungen der Zunahme der DEA.....                   | 49        |
| 8.2.       | Ökonomische Auswirkungen der Zunahme der DEA .....                 | 50        |
| <b>9.</b>  | <b>Ausblick .....</b>  | <b>51</b> |
| <b>10.</b> | <b>Anhänge .....</b>   | <b>52</b> |

## ZUSAMMENFASSUNG

Unter der Prämisse, dass in Zukunft vermehrt neue erneuerbare Energiequellen sowie Brennstoffzellen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen zur Anwendung gelangen, umfasst die Zielsetzung des Forschungsprojektes die Ermittlung der besonderen Gegebenheiten für den Betrieb und den Ausbau von Verteilnetzen in Anbetracht vermehrter dezentraler Erzeugung.

Die Ermittlung bzw. Auflistung von möglichen Problemen in der Betriebsführung und für den Ausbau von Verteilnetzen, die Definition einer Plattform mit wesentlichen Forschungsaktivitäten zur Beherrschung neuer Netzgegebenheiten sowie die Ableitung von Potenzial zur Produktentwicklung bilden die Schwerpunkte des Projektes.

Die Resultate der Projektarbeiten umfassen die Analyse und Beurteilung verschiedener Problemstellungen im Zusammenhang mit der Planung und Betriebsführung von Netzen im Normal- und Störfall sowie der erforderlichen Anpassung von Schutzsystemen und von Netzkonfigurationen.

Grundlage der Analysen sind die Ergebnisse von Simulationsrechnungen an konkreten Mittel- und Niederspannungsnetzen. Für die Simulationen sind die konkreten Netzbeispiele mit teilweise bereits vorhandenen dezentralen Einspeisungen sowie mit einer unterschiedlichen Anzahl von zusätzlichen dezentralen Erzeugungseinheiten bestückt worden.

Neben der intensiven Beurteilung des Normalnetzzustandes sind auch Überlegungen und Analysen für den Inselbetrieb sowie die Übergänge vom einen in den anderen Netzzustand ausgeführt worden.

Die wesentlichen Resultate der Projektarbeiten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Die Beherrschung des vermehrten Einsatzes von dezentralen Energieerzeugungsanlagen in Mittelspannungsnetzen ist aufgrund der bestehenden Netzkonzepte und der existierenden und teilweise bereits installierten Schutzkomponenten möglich. Die Grundlage dieser Aussagen liefern die Resultate der Simulationen am konkreten Netz der AEW Energie AG, einem Netz, in das bereits verschiedene DEA einspeisen.

In Niederspannungsnetzen ist aufgrund der Impedanzverhältnisse der Spannungshaltung Beachtung zu schenken. Der Wirkleistungsfluss hat einen erheblichen Einfluss auf die Spannungshaltung. Die Einspeisung von Wirkleistung in das Niederspannungsnetz bewirkt einen Anstieg der Spannung. Eine Vielzahl von Einspeisungen führt aufgrund der Produktionscharakteristiken der Anlagen, wie der zeitliche Verlauf, die Leistung und der Anschlusspunkt, zu stärkeren Schwankungen der Spannungen. Die Einhaltung der Toleranzgrenzen EN50160 kann allenfalls ohne Massnahmen nicht gewährleistet werden. Damit die Spannungen in den Toleranzgrenzen gehalten werden können, ist ein entsprechendes Blindleistungsmanagement im Niederspannungsnetz erforderlich. Die Grundlage dieser Aussagen liefern die Resultate der Simulationen an einem konkreten Netz des ewz.

DEA in Niederspannungsnetzen werden in der Mehrzahl über Umrichter an das Netz gekoppelt. Dies kann aufgrund der technischen Konzeption der Umrichter mit Ausgangsfilter zu Problemen mit Oberschwingungen führen, insbesondere können Filter- und Netzresonanzen zur Überlastung und allenfalls zur Zerstörung von Komponenten führen, wenn diesen Resonanzerscheinungen nicht durch geeignete Massnahmen vorgebeugt wird.

---

Der Betrieb des Verteilnetzes ist auch mit einer grösseren Zunahme von DEA i.a. ohne Massnahmen möglich. Aufgrund der Vielfältigkeit der Problematik sind Einzelfälle im voraus zu betrachten. Die Optimierungsaufgaben bezüglich den Netzverlusten, der Spannungshaltung und evtl. dem Inselbetrieb werden bei einem stark wachsenden Einsatz von DEA im Verteilnetz komplexer. Zusätzliche Steuer- und Regeleinrichtungen und Konzepte sowie Kommunikationsmittel können für die steigenden Anforderungen an die Optimierungsaufgaben durchaus sinnvoll sein.

## RÉSUMÉ

Sous la supposition qu'à l'avenir l'application des nouvelles sources d'énergie renouvelables ainsi que des piles à combustible et des installations de production combinée de chaleur-force augmentera, l'objectif du projet de recherche contient la détermination des données particulières pour l'exploitation et l'aménagement des réseaux de distribution en tenant compte d'une production décentralisée accrue.

La détermination et l'énumération des problèmes possibles dans la gestion de l'exploitation et pour l'aménagement des réseaux de distribution, la définition d'une base avec des activités de recherche essentielles visant la maîtrise de nouvelles données de réseau, ainsi que la mise en évidence des potentiels pour le développement d'un produit sont les éléments essentiels du projet.

Les résultats des travaux du projet englobent l'analyse et l'évaluation de différentes données du problème en rapport avec la planification et la gestion de l'exploitation des réseaux en service normal et perturbé, ainsi que des adaptations nécessaires aux systèmes de protection et des configurations de réseau.

Les résultats des simulations dans les réseaux concrets de basse et de moyenne tension servent comme base d'analyses. Pour les simulations, les exemples de réseau concrets ont été équipés avec en partie une production décentralisée déjà existante ainsi qu'avec un nombre différent d'unités de production décentralisées supplémentaires.

A part l'évaluation intensive de condition normale du réseau, des réflexions et des analyses pour le réseau en îlot, ainsi que les transitions d'un réseau à l'autre ont été exécutées.

Les résultats essentiels des travaux du projet peuvent être résumés comme suit:

La maîtrise de l'application accrue des installations de production d'énergie décentralisées dans les réseaux de moyenne tension est possible sur la base des concepts de réseau existants et des composantes de protection existantes en partie déjà installée. Ces résultats se basent sur des simulations au réseau concret de 'AEW Energie AG'. Dans ce réseau il y a déjà des alimentations variées de production d'énergie décentralisées.

Dans les réseaux à basse tension, en raison des rapports d'impédance, l'attention doit être offerte au maintien de la tension. Le flux de la puissance active a une influence considérable sur le maintien de la tension. L'injection de puissance active dans le réseau basse tension provoque une hausse de la tension. Une multitude d'injections amène sur la base des caractéristiques de production des installations, comme les cours temporels, la puissance et les points de raccordement, à des fluctuations de tension plus fortes. Le respect des seuils de tolérance accordée par EN50160 ne peut pas toujours être garanti sans mesures. Afin que les tensions restent dans les seuils de tolérance, une gestion de flux de puissance réactive correspondante dans le réseau basse tension est nécessaire. Ces résultats se basent sur des simulations dans le réseau concret de 'ewz'.

Les installations de production d'énergie décentralisées dans les réseaux basse tension sont couplés en majorité par des convertisseurs de fréquence au réseau. Cela peut provoquer, dû à la conception technique des convertisseurs avec des filtres de sortie, des problèmes avec des ondes harmoniques, notamment des résonances entre réseau et filtres pouvant conduire

---

à la surcharge et éventuellement à la destruction des composants, si on ne prévient pas ces apparitions de résonance par des mesures appropriées.

En général, l'exploitation du réseau de distribution est aussi possible avec une plus grande quantité de production d'énergie décentralisée sans mesures. Sur la base de la diversité des problèmes, des cas individuels doivent être considérés à l'avance. Les tâches d'optimisation relatives aux pertes de réseau, le maintien de la tension, et éventuellement l'opération du réseau en îlot, deviennent relativement plus complexes avec une application accrue de production d'énergie décentralisée dans le réseau de distribution. Des systèmes supplémentaires de commande et de réglage et des concepts supplémentaires ainsi que des moyens de communication peuvent être utiles pour maîtriser les exigences augmentant des tâches d'optimisation.

## SUMMARY

Based on the assumption that the use of new renewable energy sources, as well as fuel cells and combined heat and power plants, will increase in the future, the objective of the research project encompasses the identification of special conditions for the operation and development of the distribution grid, taking account of increasing decentralised production.

The project focuses on the identification and cataloguing of potential problems relating to the management and expansion of the distribution grid, the definition of a platform with substantial research activities for the control of new grid conditions, and the conversion from potential to product development.

The results of the project activities encompass the analysis and evaluation of various problem areas associated with planning and management of the grid during normal operation and periods of malfunction, as well as required modifications to safety systems and grid configurations.

The analyses are based on simulation calculations on specific medium and low voltage grids. For simulation purposes, the grids concerned were fed partly by already existing decentralised power plants, and additionally by a varying number of decentralised production units.

In addition to an intensive evaluation of the normal grid status, considerations and analyses were carried out concerning isolated operation and transitions from one grid status to another.

The findings obtained from these studies may be summarised as follows:

It would be possible to accommodate the increased use of decentralised energy production plants in medium voltage grids thanks to the existing network concepts and already installed safety components. This finding is based on the results of the simulation on the grid operated by "AEW Energie AG", which is already being fed by various decentralised energy production plants.

In low voltage grids, attention has to be paid to the maintenance of voltage levels due to impedance conditions. The active power flow has a substantial influence on the voltage level. The feed of active power into a low voltage grid causes an increase in voltage. Multiple feeds lead to greater fluctuations in voltage due to the production characteristics of the plants, e.g. time factors, capacity and connection point. Measures may be required in order to secure adherence to tolerance thresholds in accordance with EN50160. In order to maintain voltage levels within the defined tolerance thresholds, an appropriate reactive power flow management is required in a low voltage network. These findings are based on the results of the simulation on the "ewz" grid.

In the majority of cases, decentralised energy production plants are coupled to low voltage grids via frequency converters. In view of the technical design of frequency converters with output filters, this can lead to problems with harmonics. In particular, filter and grid resonances can give rise to the overloading of components, and in some cases can even cause their destruction, unless suitable preventive measures are taken.

---

Generally speaking, it is also possible to operate the distribution grid with a sharper increase in decentralised energy production plants without the need for special measures. Due to the broad range of potential problems, however, certain cases initially have to be given very careful consideration. The optimisation tasks associated with network losses, voltage levels and isolated operation become more complex with a pronounced rise in the use of decentralised energy production plants in the distribution grid. Additional controlling and regulation tools and concepts, as well as communication tools, could be very useful when it comes to meeting the increasing requirements on optimisation tasks.

# 1. EINLEITUNG

## 1.1. PRÄMISSE

Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft neue erneuerbare Energiequellen wie Sonne, Wind und Biomasse, Kleinwasserkraftwerke sowie in einer Umgebung mit Wärmebezug Brennstoffzellen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen vermehrt zur Anwendung gelangen.

Diese vermehrt dezentral eingesetzten Erzeugereinheiten (DEA) werden den Ausbau und den Betrieb der Verteilnetze auf den verschiedenen Spannungsebenen der Verteilnetze beeinflussen.

## 1.2. ZIELE UND ANGESTREBTE RESULTATE

Mit dem Forschungsprojekt sollen als generelle Zielsetzungen die technischen Randbedingungen zur Nutzung von dezentralen Energieerzeugern im Verteilnetz sowie deren ökonomische Auswirkungen ermittelt werden. Auch der technische und ökonomische Nutzen der zentralen Steuerung eines Verbunds von mehreren dezentralen Energieerzeugern für Besitzer und Verteilunternehmen soll ermittelt werden.

Die innerhalb der Projektaktivitäten zu erreichenden Resultate beinhalten somit unterschiedliche spezifisch technische und ökonomische Aspekte im Zusammenhang mit der Zunahme der dezentralen Energieerzeugungsanlagen.

Zu den spezifisch technischen Aspekten gehören die notwendigen Monitoring-, Mess- und Regelaufgaben für einen dauernden Einsatz der DEA, die Regelkonzepte, die den Betrieb von DEA sowohl im Insel- als auch im Netzbetrieb störungsfrei zulassen, die Möglichkeiten einer unterbrechungsfreien Stromversorgung durch den Einsatz von DEA, die Auswirkungen auf die Stabilität des Verteilnetzes sowie die allfällige Notwendigkeit für neue Netzstrukturen und Komponenten. Zu den spezifisch ökonomischen Aspekten gehören der Mehrwert für den Besitzer von DEA durch verbesserte Nutzungsstrategien, der Einfluss der Rahmenbedingungen des Strommarktes auf den Betrieb der DEA sowie der Nutzen aus der Verwendung mehrerer Energieerzeuger auf Verteilnetzebene für einen Stromverteiler.

Zudem sind mit dem Forschungsprojekt die Grundlagen zu vertiefenden Forschungsprojekten auf dem Gebiet der Monitoring- und Regelstrategien im Verteilnetz zu schaffen.

## 1.3. PROJEKTUMFELD

Die Erfassung der Problematik des Zusammenspiels einer grösseren Anzahl dezentraler Erzeuger mit dem Netz, die Inselbildung, die Bereitstellung der Systemdienstleistungen – enthaltend die Wirk- und Blindleistungsregelung, die Spannungshaltung, usw. –, die Netzstabilität, die Auswirkungen auf die Schutzkonzepte, -systeme und -einrichtungen und die Betriebsführung bilden die Schwerpunkte des durchgeführten Forschungsprojektes. Die Abbildung 1

zeigt die Schwerpunktthemen, aufgeteilt in Netzrückwirkungen, Sicherheitsanforderungen und Netzstruktur, Regelung auf.

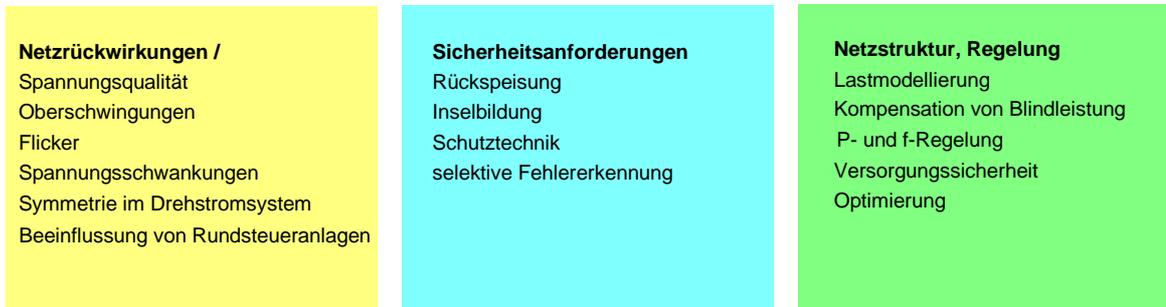


Abbildung 1: Problemstellungen bei der Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen in das elektrische Verteilnetz

## 1.4. PROJEKTTAKTIVITÄTEN

Die Projektaktivitäten umfassten die Vorbereitungsphase, eine 1. Simulationsphase sowie die Phase der Optimierung und der 2. Simulation gemäss Abbildung 2.

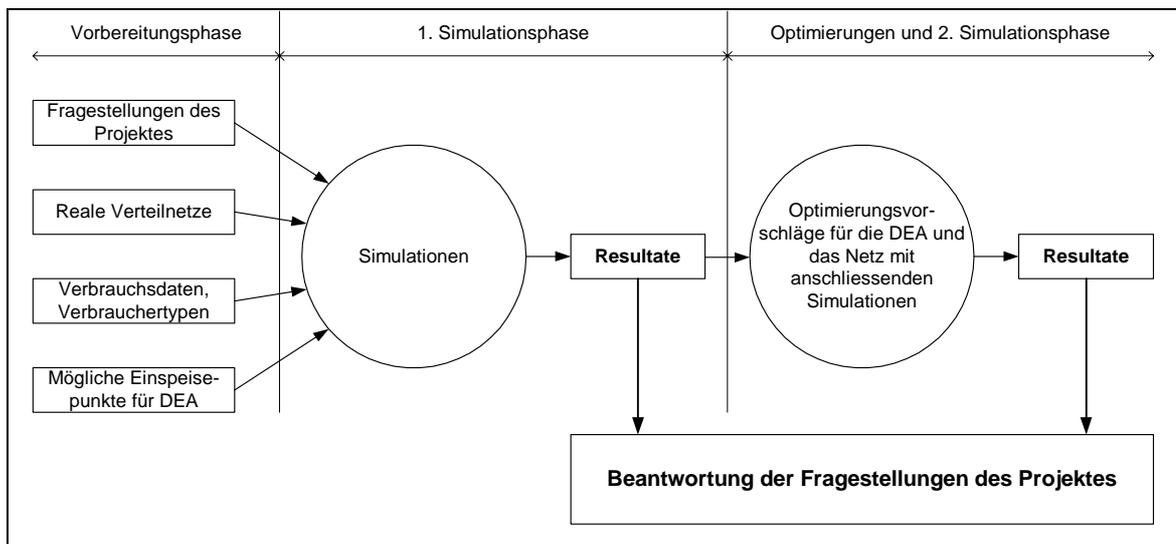


Abbildung 2: Prinzipielles Vorgehen im Projekt

In der Vorbereitungsphase sind die Fragestellungen des Projektes im Detail formuliert und die Daten von realen, bestehenden Beispielnetzen sowie Verbrauchsdaten und Verbrauchstypen beschafft worden. Ausgehend von den realen Beispielnetzen wurden mögliche Einspeisepunkte für DEA definiert und anschliessend Simulationen durchgeführt. Die aus den Simulationen erhaltenen Resultate lieferten die Grundlagen für die Analyse und Beurteilung der Fragestellungen.

---

Folgende Projektschritte sind im Detail ausgeführt worden:

Erfassung einer repräsentativen Auswahl von verschiedenen, bestehenden Netzarchitekturen und Betriebsführungsmethoden. Auswahl von realistischen Szenarien zur Ergänzung solcher Netze mit dezentraler Einspeisung.

Evaluation geeigneter Modellierungsverfahren und entsprechender Software.

Modellierung verschiedener DEA (Photovoltaik, Windkraftwerke, Mikroturbinen u.a.).

Bewertung erster repräsentativer Ergebnisse der Simulationen und Modelle zu Netzen und DEA und falls erforderlich Verfeinerung der Modelle.

Systematische Simulationen von ausgewählten Szenarien erhöhter Einspeisung in dezentrale Netze mit dem Ziel, Problem- und Risikofälle zu identifizieren. Go/NoGo-Entscheid aufgrund der erreichten Qualität der Modelle und Simulationen sowie der identifizierten Risikoszenarien.

Falls erforderlich, Entwicklung, Implementierung und Validierung von neuen Schutz-, Regel- und Ausbaukonzepten.

Identifikation von Lösungs- und Produktpotential für ausgewählte Szenarien aufgrund der Simulationen und der Bewertung durch die Wirtschaftspartner (ABB, Elektrizitätsversorger).

## 2. AKTUELLE UND ZUKÜNFTIGE SITUATION DER DEA

Ausgehend davon, dass in Zukunft neue erneuerbare Energiequellen wie Sonne, Wind und Biomasse, Kleinwasserkraftwerke sowie in einer Umgebung mit Wärmebezug Brennstoffzellen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen vermehrt zur Anwendung gelangen, werden diese dezentral eingesetzten Erzeugungseinheiten den Ausbau und den Betrieb der Verteilnetze auf den verschiedenen Spannungsebenen der Verteilnetze nachhaltig beeinflussen. Ausgehend von der aktuellen Situation werden im ausführliche Bericht „Aktuelle und zukünftige Situation der DEA“ im Anhang 1 die damit verbundenen Problemstellungen aufgezeigt.

### 2.1. AKTUELLE SITUATION

#### 2.1.1. Technische Betrachtungen

In der aktuellen Situation werden dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) mit kleinen und auch grossen Leistungen, auf verschiedenen Spannungsebenen und mit unterschiedlichen Regelstrategien im Verteilnetz betrieben. Die Menge der DEA ist gering. Die DEA, von den grossen Anlagen, wie sie in Kehrlichtverbrennungsanlagen eingesetzt werden, abgesehen, haben einen geringen Anteil an der elektrischen Energieversorgung und somit auch einen geringen Einfluss auf den Betrieb der Verteilnetze. Mit DEA, die mit erneuerbarer Primärenergie betrieben werden, wie z.B. Solaranlagen, Windanlagen und Kleinwasserkraftwerken, wird versucht, einen möglichst hohen Grad an Eigenerzeugung von elektrischer Energie, zu erreichen. Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK-Anlagen) werden in der Regel wärmegeführt betrieben, wodurch die elektrische Energie auch produziert werden kann, wenn sie von den nahe gelegenen Verbrauchern nicht benötigt wird und somit ins Verteilnetz zur Weiterverteilung eingespeist wird. Teilweise werden Notstromaggregate auch während Spitzenlastzeiten eingesetzt und reduzieren somit die maximale Belastung im Verteilnetz.

Für die Aufschaltung von DEA auf das Verteilnetz bestehen technische Anforderungen, die eingehalten werden müssen, damit der Netzbetrieb nicht gestört und gefährliche Situationen, wie z.B. die Einspeisung auf frei geschaltete oder geerdete Netzteile, vermieden werden.

Als Rahmenbedingungen für die Erstellung, den Betrieb und die Instandhaltung von DEA gelten das Elektrizitätsgesetz sowie die entsprechenden Erlasse des Eidgenössischen Starkstrominspektorates. Abhängig von der eingesetzten Primärenergie und der Grösse der DEA ist der Verteilnetzbetreiber verpflichtet, erzeugte elektrische Energie von DEA abzunehmen und zu vergüten.

#### 2.1.2. Aktuelle ökonomische Situation

Die ökonomische Situation der DEA ist aus der Sicht der Betreiber von DEA und aus der Sicht des Verteilnetzbetreibers zu betrachten. Der Betreiber von DEA wird seine Anlage dann betreiben, wenn ihm diese einen Beitrag zur Deckung der Fixkosten abwirft. Bei DEA mit nicht speicherbarer Primärenergie, wie z.B. Sonneneinstrahlung, wird dies immer dann sein,

wenn ein Betrieb möglich ist. Dadurch kann der Betreiber den Strombezug ab dem Netz reduzieren oder bei geringem Eigenverbrauch sogar dem Netzbetreiber Strom zurückliefern. WKK-Anlagen werden abhängig vom Wärmebedarf betrieben, unabhängig davon, ob die erzeugte elektrische Energie selbst verbraucht oder ins Verteilnetz abgegeben wird. Aus der Sicht der Netzbetreiber wirkt sich der Betrieb von DEA in erster Linie wie eine Lastreduktion aus, d.h. der Einsatz von DEA reduziert den Umsatz des Netzbetreibers. Zudem können durch den Einsatz von DEA Netzverstärkungen notwendig werden. Teilweise betreiben Netzbetreiber auch einen Handel mit elektrischer Energie aus erneuerbarer Energie, die mit DEA erzeugt wird. Die DEA werden von den Netzbetreibern auch genutzt, um Lastspitzen zu reduzieren und dadurch die Strombeschaffungskosten gegenüber den Vorlieferanten zu senken.

## 2.2. MÖGLICHE ZUKÜNFTIGE SITUATION

### 2.2.1. Mögliche technische und betriebliche Situation

Der zukünftig erwartete vermehrte Einsatz von DEA wird den Ausbau und den Betrieb der Verteilnetze nachhaltig beeinflussen. Dabei stellen sich die Fragen nach der Verfügbarkeit der einzelnen DEA, der optimalen Reservehaltung durch den Netzbetreiber, das Verhalten der Netze bei einer Lastflussumkehr und wie allenfalls auf den Lastfluss im Verteilnetz eingewirkt werden kann. Mehrere unterschiedliche DEA können zu virtuellen Grosskraftwerken zusammengefasst werden. Mittels Energiemanagementsystemen können die Produktion und die Verteilung optimiert werden. Damit die dazu notwendigen technischen Anforderungen erfüllt werden können, werden zusammen mit der Zunahme der DEA auch die Kommunikation und die Steuerungsaufgaben in den regionalen und lokalen Verteilnetzen zunehmen.

Bei Netzgebieten, in denen die Produktion mittels DEA und der Verbrauch ausgewogen sind, ist prinzipiell ein Inselbetrieb möglich. Um ein Teilnetz als Insel zu betreiben sind unter anderem Fragen bezüglich der Spannungs- und Frequenzvorgabe, der Stabilität und der schnell verfügbaren Leistungsreserve sowie der Rücksynchronisation zu beantworten.

Einen möglichen Einfluss kann die Zunahme der DEA auch auf die Zunahme von DC-Netze haben. Werden in einem Gebiet viele DEA mit DC-Erzeugung, wie z.B. Photovoltaik und Brennstoffzellen eingesetzt, so können diese auf ein DC-Netz aufgeschaltet werden. Das DC-Netz wird über einen leistungsstarken Wechselrichter anstelle vieler kleiner Wechselrichter auf das Verteilnetz aufgeschaltet. Treten diese DC-Netze vermehrt auf, so werden auch zunehmend Verbraucher direkt ans DC-Netz angeschlossen werden. Diese Verbraucher können z.B. USV-Anlagen, Rechenzentren oder Tankstellen für Elektrofahrzeuge sein.

### 2.2.2. Mögliche zukünftige Marktsituation

Im Markt der elektrischen Energie bestehen mehrere Rahmenbedingungen, welche die zukünftige Verbreitung von DEA beeinflussen können. Das sind die generelle Entwicklung der Strommarktöffnung, der zunehmend notwendige Ersatz von zentralen Grossanlagen und die Nachfrage nach Ökostrom. Die Zunahme der DEA ist dabei weniger von der Entwicklung eines geöffneten Strommarktes abhängig, als vom Bedarf für den Ersatz von still zu legenden zentralen Grossanlagen und von der Nachfrage der Endverbraucher nach Elektrizität aus erneuerbarer Energie.

---

Die ökonomischen Auswirkungen durch die Zunahme der DEA für die Netzbetreiber werden stark vom Zustand und der Struktur des jeweiligen Verteilnetzes abhängig sein. Die zukünftige ökonomische Situation der einzelnen DEA aus der Sicht der Anlagenbetreiber wird zudem auch von der Verfügbarkeit der elektrischen Energieversorgung ab dem Verteilnetz und von der Nachfrage nach ökologisch produzierter elektrischer Energie bestimmt werden.

### 3. RAHMENBEDINGUNGEN

Die dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA), die auf ein öffentliches Verteilnetz aufgeschaltet werden sollen, müssen die Rahmenbedingungen für den Betrieb dieser Verteilnetze einhalten. Diese Rahmenbedingungen sind bei den einzelnen Netzbetreibern in Reglementen unterschiedlich festgelegt. All diesen unterschiedlichen Reglementen liegen jedoch die von der Branche festgelegten Normen, Empfehlungen und Richtlinien zu Grunde. Der ausführliche Bericht zu den Rahmenbedingungen ist im Anhang 2 enthalten.

Die Spannung und die Frequenz eines Verteilnetzes sind im Verbundbetrieb wie auch im Inselbetrieb die primären Merkmale, deren Toleranzbänder von einer DEA eingehalten werden müssen. Auf der NS-Ebene sind diese Grenzwerte in der EN50160 im Detail festgelegt. Die Grenzwerte auf der MS-Ebene sind teilweise von der jeweiligen Nennspannung und der Sternpunktbehandlung abhängig.

Synchronmaschinen oder DEA mit Umrichter müssen Synchronisationseinrichtungen besitzen, um synchron auf das Verteilnetz aufgeschaltet werden zu können. Bei allen DEA sind Schutzeinrichtungen notwendig, um das Verteilnetz vor unzulässigen Rückwirkungen oder ein Zuschalten auf ein geerdetes Netz zu vermeiden sowie um die DEA vor Störungen aus dem Verteilnetz zu schützen.

Die von einer DEA zu beziehende oder abzugebende Blindleistung muss mit dem Netzbetreiber vereinbart werden.

Soll eine DEA einen Inselbetrieb aufbauen, so muss die DEA ein Netz unter Spannung setzen, unter Teillast oder Schwachlast betrieben werden und stossartige Lastzuschaltungen ausregeln können. Soll ein Netz unterbrechungsfrei aus dem Inselbetrieb in den Verbundnetzbetrieb zurückgeführt werden, so ist eine Synchronisation aufs Netz im Teillastbetrieb erforderlich.

Die DEA müssen bezüglich den erzeugten Netzzrückwirkungen, d.h. der durch die DEA verursachten Spannungsänderungen, Oberschwingungen und der Beeinflussung von Tonfrequenzsteuerungen, die Grenzwerte gemäss der VSE-Empfehlung 2.72d-97 einhalten. Zur Vermeidung von unzulässigen Rückwirkungen auf die Tonfrequenzrundsteuerung gibt es zudem die VSE-Empfehlung 2.66D. Motoren und Generatoren sowie Erzeugungsanlagen müssen anhand dieser Empfehlung beurteilt werden. Die Erzeugungsanlagen werden dabei in die Gruppen derjenigen, die über statische Umrichter und derjenigen, die direkt ans Netz angeschlossen werden, unterteilt.

Bei den im Projekt „Zunahme der DEA in elektrischen Verteilnetzen“ durchzuführenden Simulationen mit verschiedenen Verteilnetzen und unterschiedlichen Arten der Ankopplung der DEA ans Verteilnetz dienen die aufgeführten Rahmenbedingungen als Beurteilungskriterien.

## 4. GRUNDLAGEN

Der ausführliche Bericht zu den Grundlagen der DEA ist im Anhang 3 enthalten.

### 4.1. NETZANBINDUNG

Als dezentrale Erzeugung sind diejenigen Anlagen zu verstehen, welche aufgrund ihrer Leistung noch in das Nieder- und Mittelspannungsnetz einspeisen können. Im allgemeinen wird als Obergrenze im Mittelspannungsnetz eine Einspeiseleistung von 10 MW und im Niederspannungsnetz von 500 kW angesehen.

Abbildung 3 gibt einen Überblick über die wichtigsten DEA und ihre elektrische Anbindung.

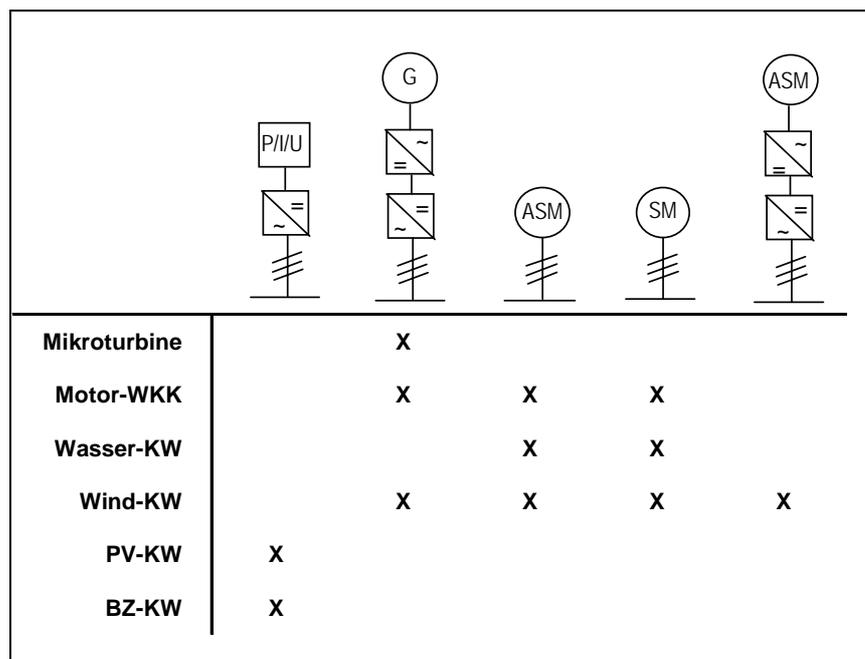


Abbildung 3: Arten von dezentralen Kraftwerken und deren elektrische Anbindung

Photovoltaikzellen (PV-KW) und Brennstoffzellen (BZ-KW) erzeugen Gleichstrom und können deshalb ausschliesslich über 1-phasige bzw. bei grösseren Leistungen (ab ca. 3 kW) über 3-phasigen Umrichter mit dem Niederspannungsnetz verbunden werden. Die Energiewandler bei den anderen Anlagentypen sind elektrische Maschinen. Bei Wasserkraftwerken werden ausschliesslich Asynchron- oder Synchronmaschinen eingesetzt. Bei grösseren Windkraftwerken werden diese rotierenden Maschinen über Frequenzumrichter mit dem Netz verbunden, da die Drehzahlvariabilität einen höheren Rotorwirkungsgrad bei wechselnden Windgeschwindigkeiten ermöglicht. Bei Motor-Wärmekraftkopplungsanlagen (Motor-WKK) werden teilweise Gleichstrommaschinen mit variabler Frequenz eingesetzt. Mikroturbinen werden im Drehzahlbereich um 100'000 U/min ausschliesslich mit Frequenzumrichter betrieben.

## 4.2. NETZBEEINFLUSSUNG

Im Detail wird die Höhe der zulässigen Einspeiseleistung von der Art der Anlage und der Charakteristik des Netzes am Anschlusspunkt beeinflusst. Hierbei spielen die charakteristischen Eigenschaften der DEA eine wichtige Rolle. Je nach Anlagentyp ist die eine oder die andere Einflussart wichtig und das Zusammenspiel zwischen der DEA und dem Netz ist genauer zu analysieren. Asynchronmaschinen können beispielsweise grössere Spannungsschwankungen im Netz verursachen, während bei DEA mit Frequenzumrichter die Einspeisung von Oberwellen und deren Interaktion mit lokalen Netzelementen zu beachten sind.

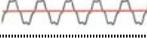
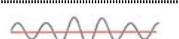
| Störungsart/Einfluss   | Simulationsart |              |                | Anlage              |                  |           |
|--|----------------|--------------|----------------|---------------------|------------------|-----------|
|  | Momentanwert   | Effektivwert | Fourieranalyse | Asynchronmaschine   | Synchronmaschine | Umrichter |
| Oberschwingungen        | X              |              | X              | X                   | X                | X         |
| U-schwankungen/Flicker  |                | X            |                | X                   | X                | X         |
| U-einbruch             |                | X            |                | X                   | (X)              |           |
| Spannungsanhebung     |                | X            |                | X                   | X                | X         |
| Unterbrechung         | X              | X            |                | X                   | X                | X         |
| Einkerbungen          | X              |              |                |                     |                  | X         |
| transiente Übersp.    | X              |              |                | (X)                 | (X)              | (X)       |
| Frequenzänderungen    |                | X            |                | nur im Inselbetrieb |                  |           |
| Resonanzerscheinungen  | X              |              |                |                     |                  | X         |
| Unsymmetrie  |                | X            |                | (X)                 | (X)              | X         |
| Kurzschlussstrom   | X              | X            |                | X                   | X                | X         |
| Schutzkoordination   | X              | X            |                | X                   | X                | X         |

Abbildung 4: Netzbeeinflussung durch verschiedene DEA-Typen

## 4.3. PRODUKTIONSCHARAKTERISTIK

Photovoltaik-Anlagen und Windkraftwerke weisen hohe Leistungsgradienten auf, da die stark schwankende Primärenergie die elektrische Leistung direkt bestimmt. Hierbei ist anzumerken, dass bei Windkraftwerken die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Leistungsabgabe einfließt und besonders im Bereich hoher Windgeschwindigkeiten im Windpark durch die kontrollierte Ausserbetriebnahme der Anlagen hohe Leistungsgradienten zu erwarten sind. Dadurch sind Spannungsschwankungen bzw. Flicker vor allem in denjenigen Netzen zu erwarten, bei welchen der Anschlusspunkt eine niedrige Kurzschlussleistung aufweist.

Wasserkraftwerke können im Vergleich zu PV-Anlagen und Windkraftwerken als Grundlastanlagen bezeichnet werden. Die Netzbeeinflussung kann als relativ gering bezeichnet werden.

Der Produktionsverlauf von WKK-Anlagen wird durch den Verlauf des Wärmebedarfes bestimmt. Eine kurzzeitige Entkopplung ist durch den Einsatz von Wärmespeichern möglich. Die Produktion kann als relativ gleichmässig bezeichnet werden, wobei bei An- und Abschalten der Anlagen mit stärkeren Gradienten zu rechnen ist.

Über die Einsatzmöglichkeiten und folglich die Charakteristiken von Brennstoffzellenanlagen sind heute noch keine abschliessenden Aussagen möglich. Derzeit werden Feldversuche mit Brennstoffzellen-WKK durchgeführt. Inwieweit sich diese Anlagen grossflächig im Niederspannungsnetz durchsetzen werden, hängt von der weiteren Kostenentwicklung ab. Falls sich die Kosten für BZ-Anlagen zukünftig stark reduzieren lassen, können diese aufgrund ihrer guten Skalierbarkeit zusätzlich als dezentrale Wirk- und Blindleistungskompensatoren im Niederspannungsnetz eingesetzt werden und dadurch sogar den gewollten Inselbetrieb von Teilnetzen ermöglichen.

#### **4.4. GRUNDLAGEN DER SPEICHER**

Aufgrund ihrer spezifischen Entladecharakteristiken bzw. Innenwiderstände ist ein ausschliesslicher Einsatz von Batterien zur Kompensation von Spannungsschwankungen nicht sinnvoll. Zusammen mit einer geeigneten Netzanbindung ergeben sich jedoch Möglichkeiten für multifunktionale Einsätze derartiger Gesamtsysteme in unterschiedlichen Zeitbereichen.

Die spezifischen Eigenschaften zu den unterschiedlichen Arten von Speicher, wie Batterien, Super Caps, supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) und Schwungmassenspeicher sowie deren Vergleich untereinander sind detailliert im Bericht zu den Grundlagen der Speicher ist im Anhang 4 beschrieben.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass insbesondere aufgrund von wirtschaftlichen Betrachtungen Blei-Säure-Batterien auch in Zukunft den stationären Batterieeinsatz in der Energieversorgung dominieren werden. Mit der Weiterentwicklung von supraleitenden magnetischen Energiespeichern oder durch Schwungmassenspeicher könnten in Zukunft Alternativen zu den Batterien entstehen. Vor allem in punkto Lebensdauer und Wirkungsgrad sind die neuen Technologien den herkömmlichen überlegen. Die Super Caps werden, wegen ihrer sehr guten spezifischen Leistungsdichte, vor allem in mobilen Anwendungen Fuss fassen. Die speicherbare Energie ist aber vergleichsweise gering, d.h. 5 bis 10 mal kleiner als bei Blei-Batterien.

Für eine Energiespeicherung im Bereich Stunden oder länger wären auch Systeme mit einer Brennstoffzelle, einem Elektrolyseur sowie einem Wasserstoffspeicher vorstellbar. Allerdings sind die Kosten für derartige Systeme heute noch schlecht abschätzbar. Da der elektrische Systemwirkungsgrad kaum über 50% liegen wird, sind derartige Anwendung eher in Verbindung mit einer Abwärmenutzung sinnvoll.

## 5. ERGEBNISSE DER SIMULATIONEN

### 5.1. SIMULATIONEN MIT DEM NS-NETZ DES EWZ

#### 5.1.1. Allgemein

Das Ziel der Simulationen mit dem Niederspannungsnetz des ewz besteht vor allem darin, die Auswirkungen von vermehrter dezentraler Erzeugung in den regionalen und lokalen Verteilnetzebenen zu ermitteln und Lösungsansätze zu den technischen Problemstellungen zu finden. Der ausführliche Bericht zu den Simulationen mit dem NS-Netz des ewz ist im Anhang 5 enthalten.

Da bei der Anschlussimpedanz im NS-Netz eher die ohmschen Anteile dominieren, ist für den Spannungsabfall die Wirkleistung des Verbrauchs oder der Einspeisung der bestimmende Faktor. Durch Beispielsimulationen konnte gezeigt werden, dass Umrichter zum Teil sogar Blindleistung aufnehmen müssen um die Spannung am Anschlusspunkt auf dem gewünschten Wert zu halten. Bei tiefen Spannungen neben der Wirkleistung kann auch die Blindleistungsabgabe der DEA dazu verwendet werden, die Spannungen an den Knoten anzuheben.

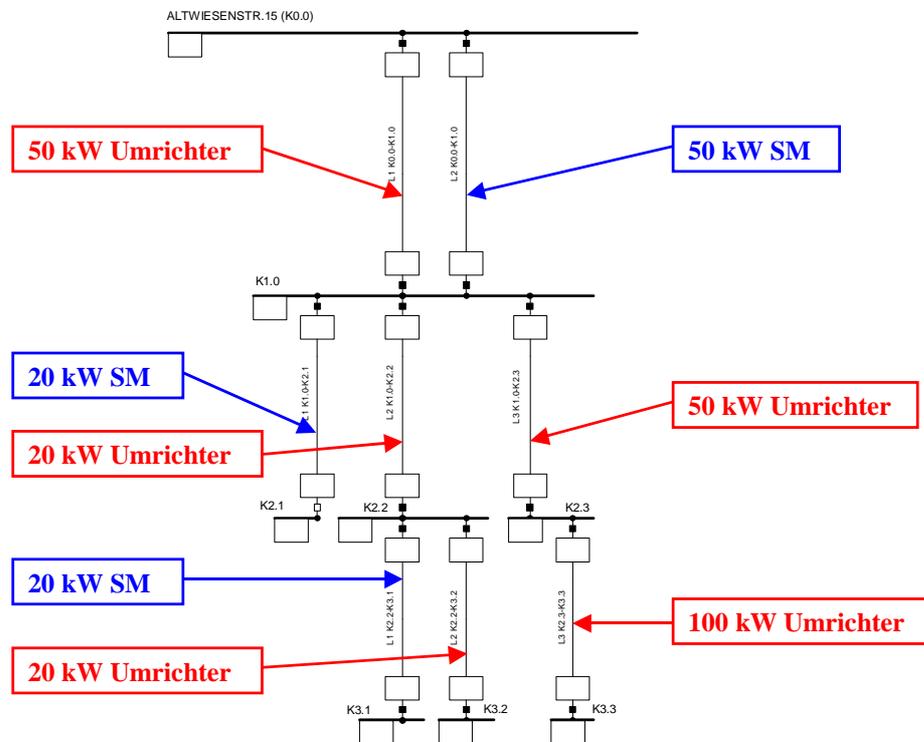


Abbildung 5: Betrachtetes NS-Netz mit den in der Simulation verwendeten DEA

Die Asynchronmaschinen nehmen bedingt durch ihren Aufbau immer Blindleistung auf und werden eher für kleinere Leistungen eingesetzt. Grössere Anlagen werden über Synchronmaschinen oder Umrichter an das Netz angeschlossen.

Die elektrischen Maschinen erhöhen die Kurzschlussleistung an den Anschlusspunkten im Vergleich zu den Umrichtern markant.

Durch die Einspeisung von Wirkleistung steigt die Spannung an den Einspeiseknoten naturgemäss an. Man kann dem Spannungsanstieg entgegenwirken, indem man die DEA teilweise Blindleistung aufnehmen lässt. Es ist darauf zu achten, dass dabei die DEA nicht überlastet werden. Im Falle einer aktiven Spannungsregelung durch die DEA kann die berechnete Blindleistungsaufnahme der DEA sehr hoch werden. Wenn in der Praxis die Spannung geregelt sein sollte, müssten die Umrichter mit einer zusätzlichen Regelung ausgestattet werden, weil die heutigen Umrichter meist über keine Spannungsregelung verfügen.

Aus der Sicht der DEA-Betreiber ist es am sinnvollsten, wenn die DEA nur Wirkleistung ins Niederspannungsnetz einspeisen. Die Vorteile der Spannungshaltung an den vom Transformator weit weg gelegenen Leitungen und der besseren Energieverteilung im Netz mit dem damit verbundenen Rückgang der Verluste, werden damit voll ausgeschöpft.

Bei sehr grossen Leistungen von einigen 10 kW ist jeder Anschlusspunkt einer DEA über Simulationen oder durch Erfahrungswerte zu überprüfen. Dabei ist insbesondere auf die Anschlussimpedanz beim Anschlusspunkt zu achten. Sehr grosse Anlagen können zu Problemen mit der Einhaltung der Spannungstoleranz führen.

Mit einer ausgewogenen Verteilung der DEA im NS-Netz können sehr gute Resultate bezüglich Spannungsstabilität und Netzverluste erreicht werden. Auch der DEA-Typ ist von entscheidender Bedeutung: Asynchronmotoren eignen sich besonders gut, damit die Spannung im Niederspannungsnetz nicht zu hoch wird, während Umrichter und Synchronmaschinen auch regulierende Aufgaben übernehmen können.

### 5.1.2. Spannungs- und Leistungsprofile

Durch den Einsatz von dezentralen Anlagen kann die Spannungsstabilität vor allem an den Sammelschienen mit einer grossen Entfernung zur Trafostation verbessert werden. Die Leitungsbelastung bleibt in praktisch allen Fällen mit DEA unterhalb der Grenzwerte.

Bei grösseren Einspeiseleistungen stösst man allerdings an die Grenzen des NS-Netzes. Zum einen steigt dann die Spannung an den Einspeiseknoten massiv an und zum anderen werden die Leitungen stark belastet.

In der Nähe der Trafos muss die Leitungsbelastung besonders genau betrachtet werden, weil es dort auch ohne Überschreitung der Grenzwerte zu lokalen thermischen Überlastungen kommen kann.

Anhand der Spannungsprofile ist feststellbar, dass DEA mit Leistungen von weniger als 100 kW im Normalfall keine Probleme darstellen. Im Gegenteil helfen DEA, die Spannung vor allem an langen bzw. stark belasteten Leitungen zu stützen.

Die Grenzwerte wurden in den Simulationen mit DEA bei den Spannungen sowie den Strömen grösstenteils eingehalten. Erst bei grösseren Leistungen (300 kW) werden die Grenzwerte überschritten. Dabei ist immer die Anschlussimpedanz von grosser Bedeutung. Tendenziell werden die Spannungen bei nahe beim Trafo gelegenen DEA und kurzen Leitungen weniger stark angehoben, als bei langen Leitungen und weit abgelegenen DEA.

Durch die Einspeisung von Wirkleistung wird die Spannungen an den Anschlusspunkten der DEA stark angehoben, so dass die DEA mit Blindleistungsbezug entgegen wirken müssen, um die Spannung auf dem gewünschten Niveau zu halten. Die Asynchronmaschinen nehmen, bedingt durch den Aufbau, Blindleistung auf und helfen, dass die Spannungen nicht zu hoch werden.

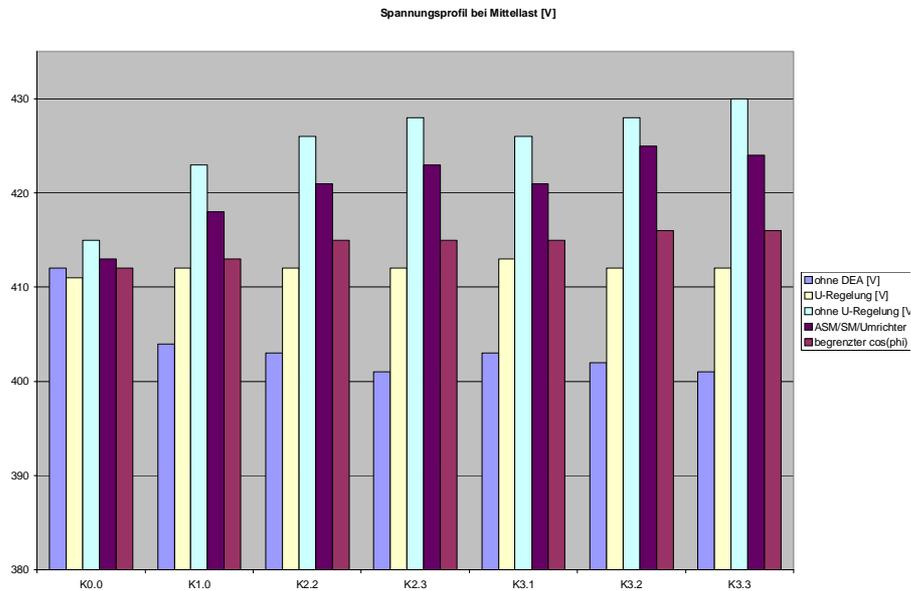


Abbildung 6: Spannungsprofil bei mittlerer Last

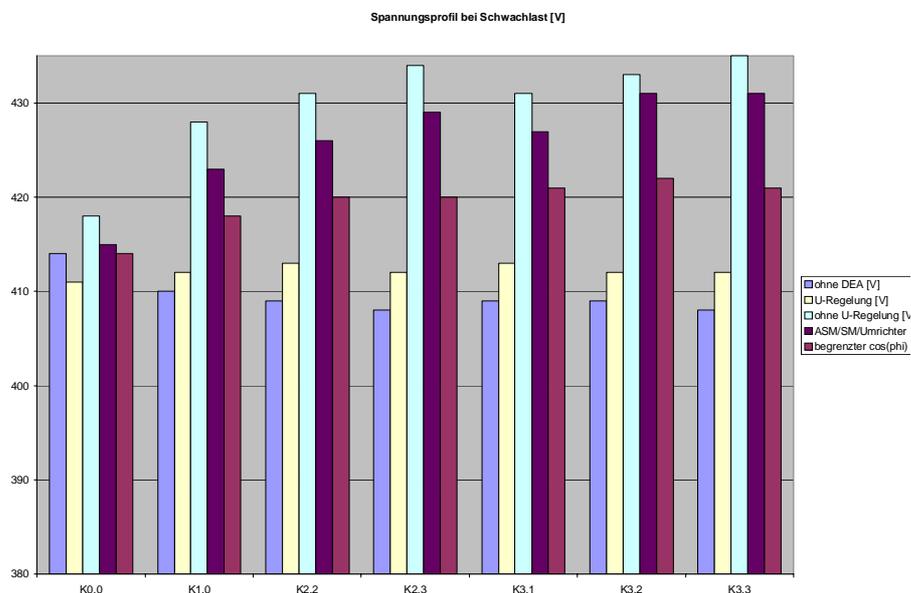


Abbildung 7: Spannungsprofil bei Schwachlast

Bei den Blindleistungsprofilen sieht man die Problematik der Spannungsregelung von DEA.

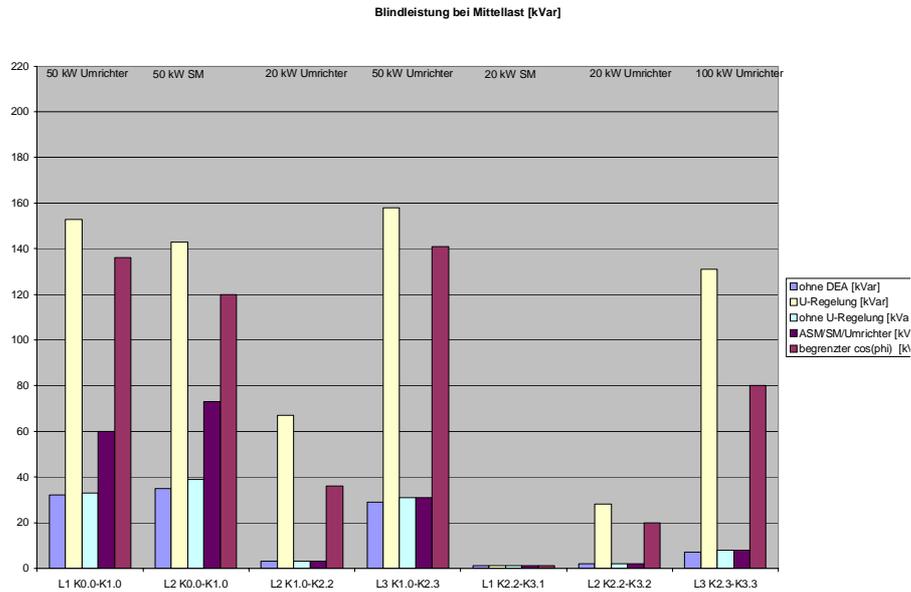


Abbildung 8: Blindleistungsprofil bei mittlerer Last

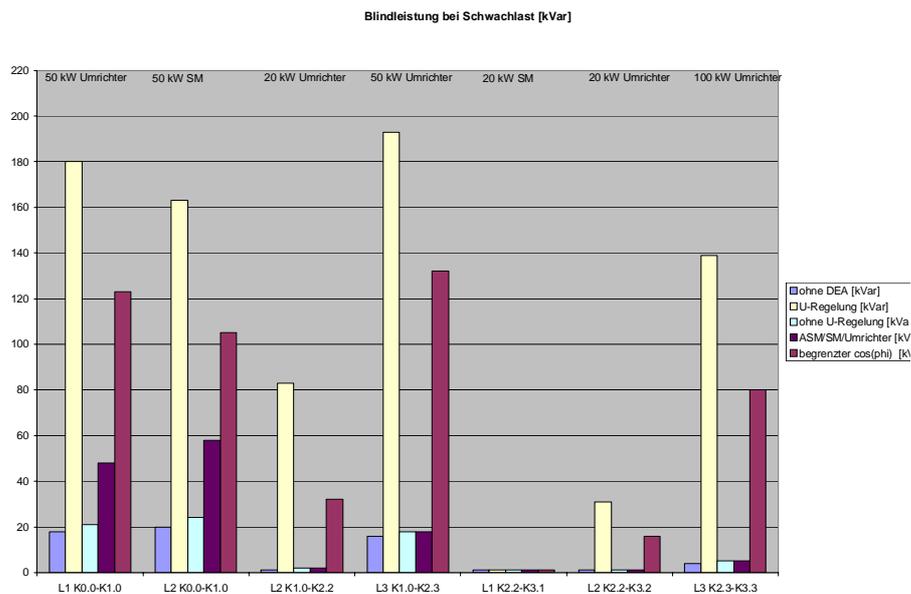


Abbildung 9: Blindleistungsprofil bei Schwachlast

Bei kleinen Verbrauchern in der Nähe des Anschlusspunktes verursachen grosse Wirkleistungseinspeisungen hohe Spannungsanstiege, die wie schon erwähnt durch Blindleistungsaufnahme kompensiert werden müssen. Die Simulationen haben gezeigt, dass die DEA teilweise nicht in der Lage sind, soviel Blindleistung aufzunehmen, dass die Spannung den gewünschten Wert erreicht. Von der Seite der Netzbetreiber her ist es nicht wünschenswert, Blindleistung zu transportieren, nur damit die Spannungen an den Anschlusspunkten den vorgegebenen Wert einhalten. Vielmehr wird mit der Anzahl der DEA der maximale Spannungsanstieg begrenzt oder mit einer ausgewogenen Durchmischung von SM und Umrichter mit  $\cos(\varphi) = 1$  und den ASM mit  $\cos(\varphi) = 0.8$  die Spannungen in den tolerierbaren Bereich gebracht.

Die Auslastung der nahe am Trafo gelegenen Leitungen ist bedingt durch den Netzaufbau ohne DEA höher. Der Einsatz von DEA ermöglicht eine bessere Verteilung der Energieeinspeisung.

### 5.1.3. Netzbilanzen

Nicht nur die Lasten nehmen Einfluss auf den Blindleistungsfluss, sondern auch die Art der Ankopplung der DEA ist entscheidend. Je mehr Asynchronmaschinen eingesetzt werden, desto höher wird der Blindleistungsfluss. Werden Spannungsregelungen bei den Umrichtern vorgesehen, ergibt sich auch eine Zunahme des Blindleistungsflusses.

Ohne spannungsregulierende Massnahmen der Umrichter und der Synchronmaschinen – d.h. wenn keine Blindleistung bezogen oder eingespiessen wird – wird je nach Belastungszustand im Netz mehr Blindleistung umgesetzt, als wenn keine DEA eingesetzt werden. Im Normalfall erhöhen spannungsregulierende DEA den Blindleistungsfluss im Netz.

Durch den Einsatz von DEA vor allem bei hoher Belastung des Netzes wird eine starke Reduktion der Netzverluste erreicht. Bei schwacher Belastung kommt es auf die Art der Einspeisung an.

Vor allem wenn viel Blindleistung bezogen werden muss, um die Spannung zu halten oder durch den Einsatz von Asynchronmaschinen, kann es sogar zu einer Erhöhung der Netzverluste kommen.

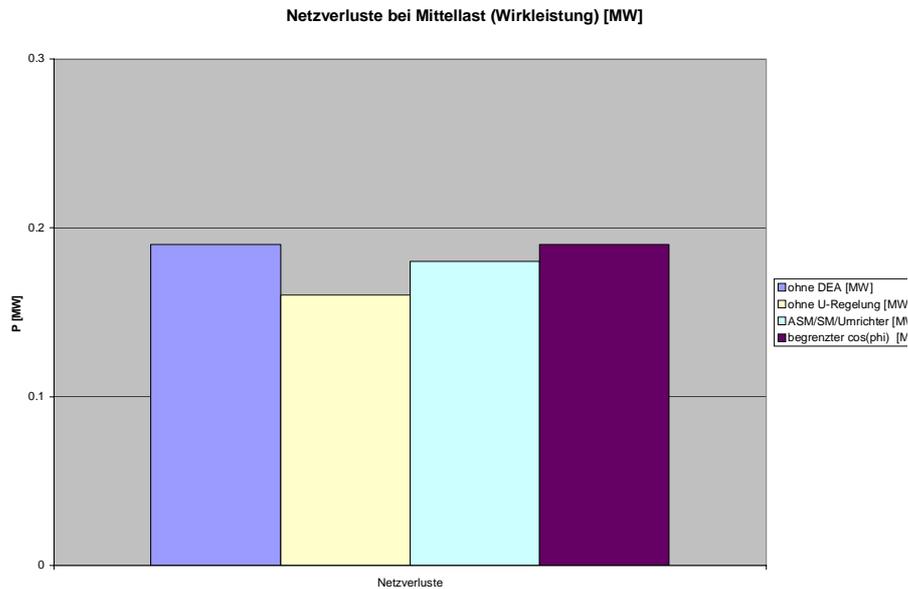


Abbildung 10:Wirkverluste im betrachteten NS-Netz bei mittlerer Last

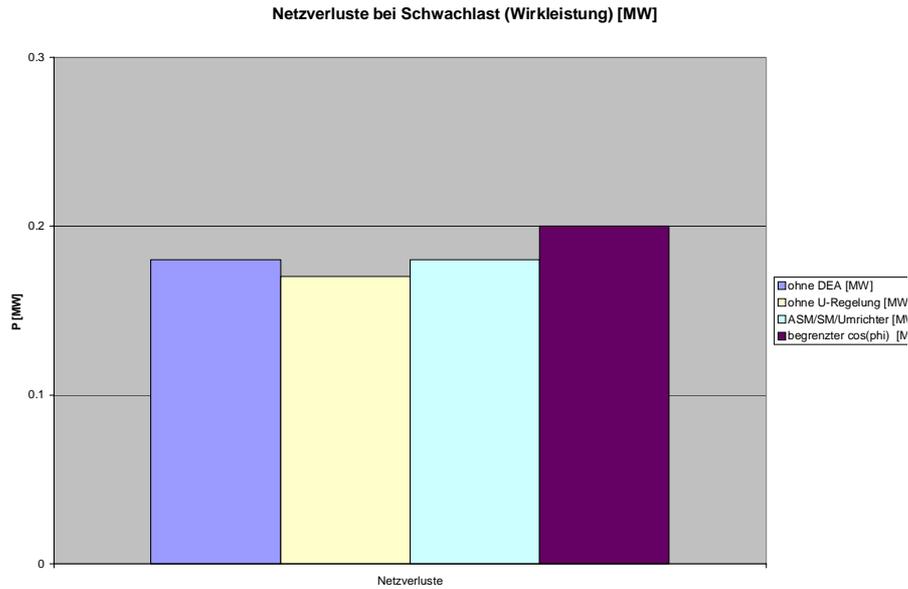


Abbildung 11:Wirkverluste im betrachtete NS-Netz bei Schwachlast

Die Simulationen der Netzbilanzen lassen den Schluss zu, dass mit der richtigen Wahl der DEA-Ankopplung Netzverluste eingespart werden, weil die Energie besser im Netz verteilt ist. Weiter kann bei hohen Lasten auch der Blindleistungsfluss minimiert werden.

### 5.1.4. Tagesverläufe

Ohne DEA bewegt sich die Spannung an der NS-Sammelschiene Transformatorenstation Altwiesenstrasse über den Tag betrachtet in einem schmalen Band von ca. 3 V. Je weiter weg von der Einspeisestelle die Spannung betrachtet wird, desto grösser ist die Spannungsschwankung.

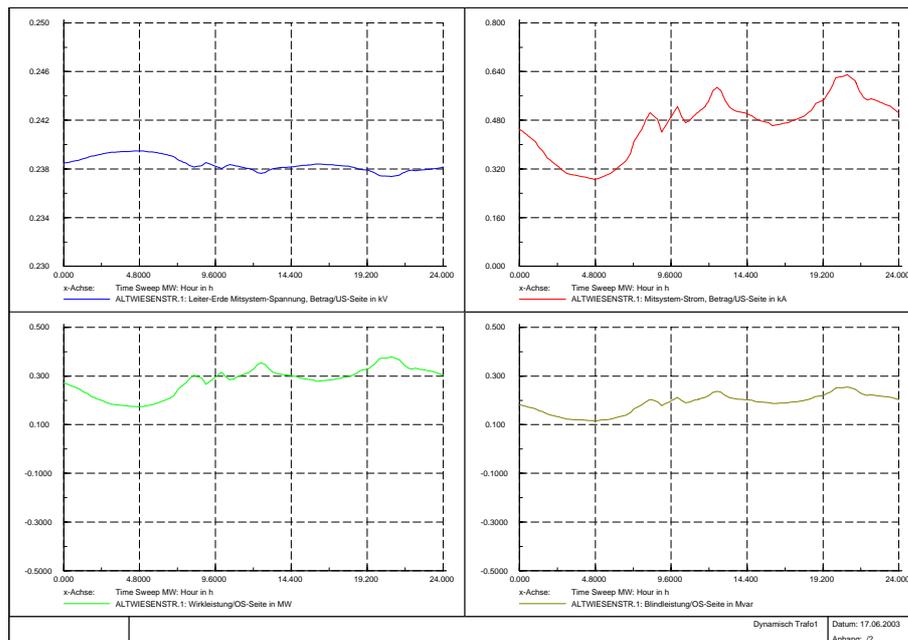


Abbildung 12: Tagesverläufe bei der Trafostation Altwiesenstrasse ohne DEA

Werden DEA ohne Spannungsregelung eingesetzt, speisen diese während des Tages von 8.00 Uhr - 18.00 Uhr mit maximaler Wirkleistung ein. Durch die gleichzeitigen Ein- und Ausschaltzeiten der DEA erhöht sich die Spannung an der NS-Sammelschiene der Trafostation um ca. 2 V und es findet eine Rückspeisung statt. Es werden keine der betrachteten Leitungen überlastet. Je näher die Spannungen bei der Einspeisestelle betrachtet werden, desto höher wird die Spannungsänderung beim Ein- oder Ausschalten der DEA. Dazu ist zu bemerken, dass in der Praxis nicht alle DEA genau im gleichen Moment einschalten, wie das in den Simulationen der Fall ist.

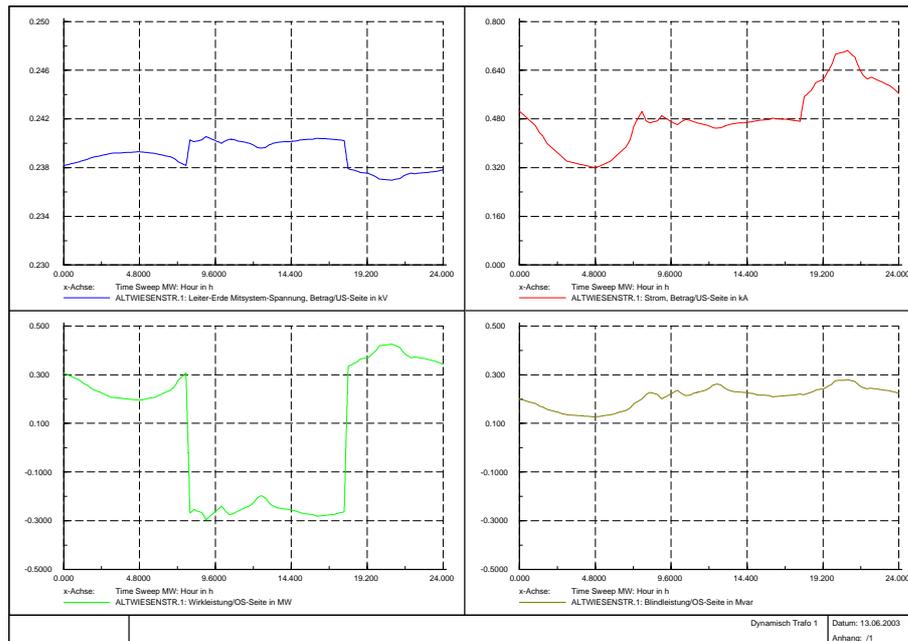


Abbildung 13: Tagesverläufe bei der Trafostation Altwiesenstrasse mit DEA ohne Spannungsregelung

Wird ein grosser Teil der DEA als Photovoltaikanlagen betrieben, ergibt sich im Vergleich zu der vorangegangenen Simulation ohne Photovoltaik ein weniger markanter Spannungsanstieg beim Ein- oder Ausschalten der DEA. Die Variation der Einspeisecharakteristiken führt noch einmal zu einer Verbesserung der „sprunghaften“ Spannungsänderungen während der Ein- bzw. Ausschaltzeit der DEA. Es ergeben sich bedingt durch die 4 verschiedenen Charakteristiken nur noch einige kleine Sprünge, die sich besser über den Tag verteilen. Mit der Anzahl verschiedener DEA-Typen mit unterschiedlichen Primärenergien kann sogar eine Glättung der Tagesverläufe erreicht werden. Damit wird klar, dass bei einem erhöhten Einsatz von DEA unbedingt darauf zu achten ist, dass nicht alle DEA zum gleichen Zeitpunkt ein- bzw. ausgeschaltet werden.

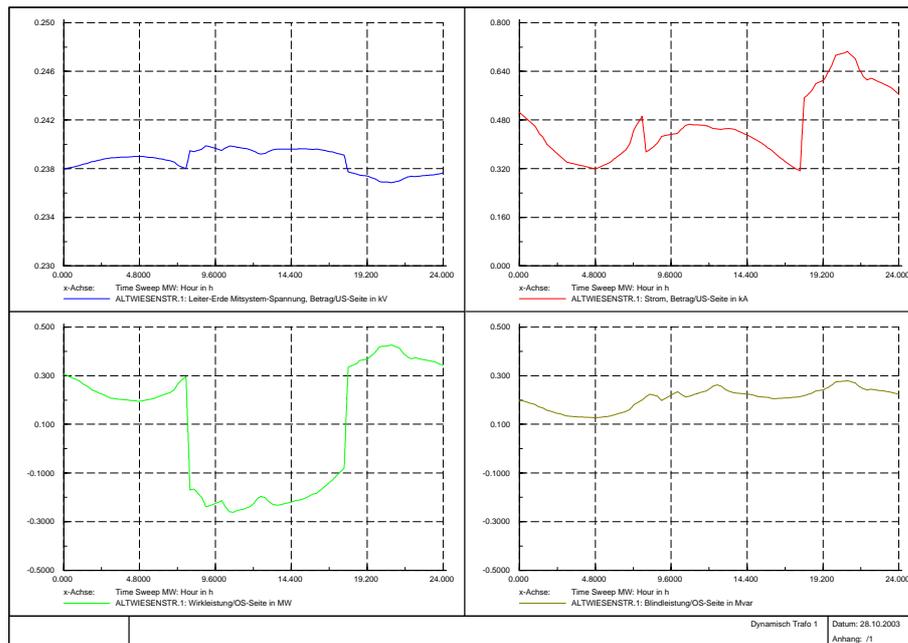


Abbildung 14: Tagesverläufe bei der Trafostation Altwiesenstrasse mit DEA mit einem Teil Photovoltaikanlagen

Durch die Begrenzung der Blindleistung und die gezielte Blindleistungsaufnahme der Umrichter kann die Spannung über den Tag betrachtet stabilisiert werden. Die Spannungserhöhung an den DEA-Anschlusspunkten ist weit weniger hoch, als wenn keine spannungsregulierenden Massnahmen ergriffen werden. Wenn die DEA einschalten, steigt der Strom in einzelnen Leitungen bis knapp unter den Grenzwert an, wobei die Blindleistungsaufnahme der Umrichter einen grossen Anteil dazu beiträgt.

Eine weitere Möglichkeit, um ausgeglichene Tagesverläufe zu erhalten und den Transformator zu entlasten, ist der Einsatz von Speichern zusammen mit den DEA. Mit den Speichern werden auch die Spannung am Anschlusspunkt stabilisiert werden. Speicher haben aber nur in sehr grosser Ausführung einen Einfluss auf die Spannungsstabilität. Damit die überschüssige Energie am Tag aufgenommen werden kann, wären Speicher mit einer technisch kaum realisierbaren Kapazität einzusetzen.

### 5.1.5. Kurzschlussimulationen

Die Kurzschlussleistungen nehmen mit DEA leicht zu. Die Umrichter tragen allerdings nur einen geringen Teil dazu bei. Verantwortlich für den Anstieg sind vor allem die Maschinen, wobei SM und ASM bei der Kurzschlussbetrachtung keine relevanten Unterschiede ausmachen. Die Umrichter speisen in der ersten Phase des Kurzschlusses mit dem 1.5-2 fachen Nennstrom ein, bevor sie vom Netz getrennt werden. Schwierigkeiten können bei knapp dimensionierten Transformatoren oder NS-Verteilungen in den Transformatorstationen entstehen: Durch den Anschluss von grossen ASM und SM werden die Kurzschlussleistungen stark erhöht.

Allgemein lässt sich sagen, dass mit DEA die Kurzschlussleistungen auf allen Leitungen ansteigen. Die Synchron- und Asynchronmaschinen sind dabei für den grössten Teil des Anstiegs verantwortlich.

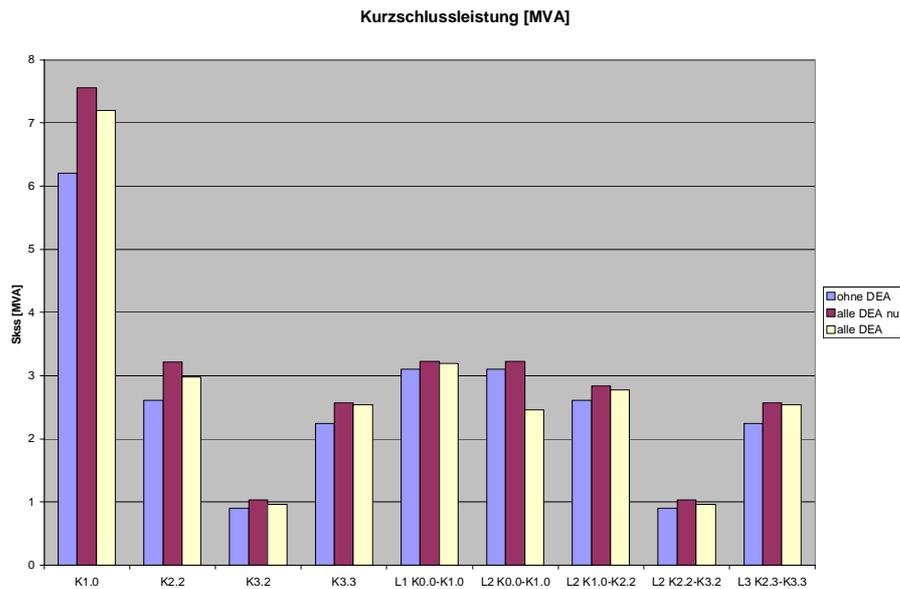


Abbildung 15: Kurzschlussleistungen an verschiedenen Orten im NS-Netz

Bei Inselbetrieb können eher Probleme durch zu kleine Kurzschlussströme auftreten, weil durch den zu kleinen Strom die Schutzelemente nicht mehr auslösen würden.

### 5.1.6. Oberschwingungen

Oberschwingungen entstehen durch Betriebsmittel mit nichtlinearer Kennlinie wie etwa Transformatoren, Leuchtstofflampen, Gleichrichter, Thyristoren usw. Umrichter gehören auch in diese Kategorie und erzeugen neben den harmonischen auch zwischenharmonische Oberschwingungen. Die Effektivwerte der Zwischenharmonischen sind im allgemeinen kleiner als 5 %, bezogen auf den Grundschwingungsstrom und nehmen mit steigender Frequenz ab.

Die Grenzwerte für den THD – den gesamten Spannungsklirrfaktor – betragen im Normalfall 8 %, an einzelnen Anschlusspunkten darf dieser Grenzwert überschritten werden.

Die Anschlussbedingungen eines Umrichters geben vor, dass der gesamte Klirrfaktor des Stromes drei Prozent nicht überschreiten darf. Je nach Anschlussimpedanz können an einzelnen Knoten zusammen mit den Oberschwingungsströmen der Lasten THD-Spannungswerte entstehen, die bei der symmetrischen Simulation knapp unter 4 % zu liegen kommen. Der Grenzwert von 8 % wird im betrachteten Netzausschnitt nicht erreicht. Der Spannungsklirrfaktor an den Knoten nimmt in Richtung des Trafos ab.

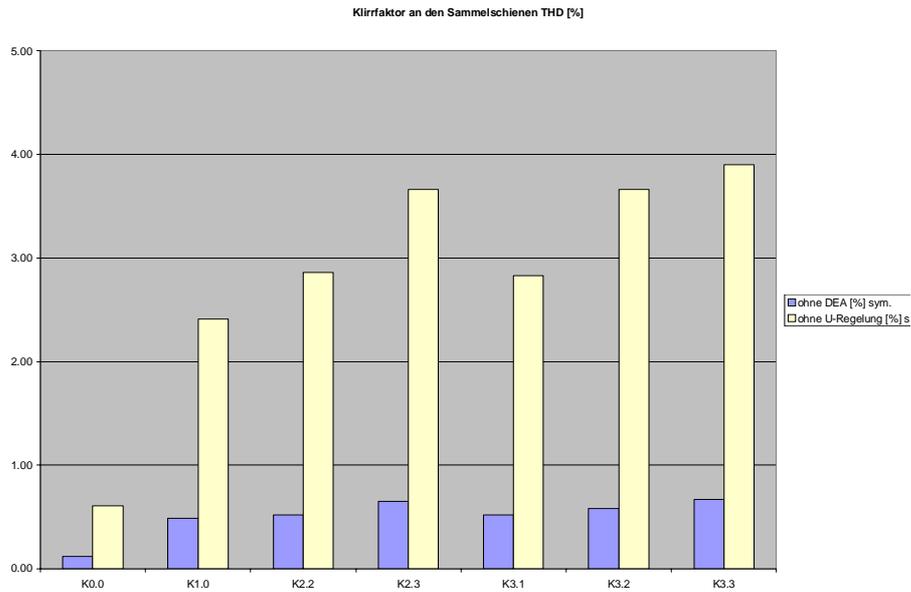


Abbildung 16: Klirrfaktoren der Spannung bei symmetrischen Oberschwingungen

Mit der unsymmetrischen Simulation werden die Grenzwerte überschritten, d.h. die THD-Werte liegen über 12 %. Dabei gilt zu beachten, dass grosse Einspeiseleistungen angesetzt worden sind. Wird weniger Leistung eingespeiset, geht damit der gesamte Spannungsklirrfaktor zurück und die Grenzwerte können eingehalten werden. Der Unterschied zwischen der symmetrischen und unsymmetrischen Simulation lässt sich durch die unterschiedlichen Impedanzen der Kabel im Null- und Mit- bzw. Gegensystem erklären. Die bei der symmetrischen Simulation nicht berücksichtigten Nullimpedanzen der Kabel sind im betrachteten Netz um den Faktor 5 grösser als im Mit- oder Gegensystem. Daraus lässt sich schliessen, dass sich mit der geeigneten Kabelwahl grosse Klirrfaktorwerte im Zusammenhang mit Umrichtern unter Umständen vermeiden lassen.

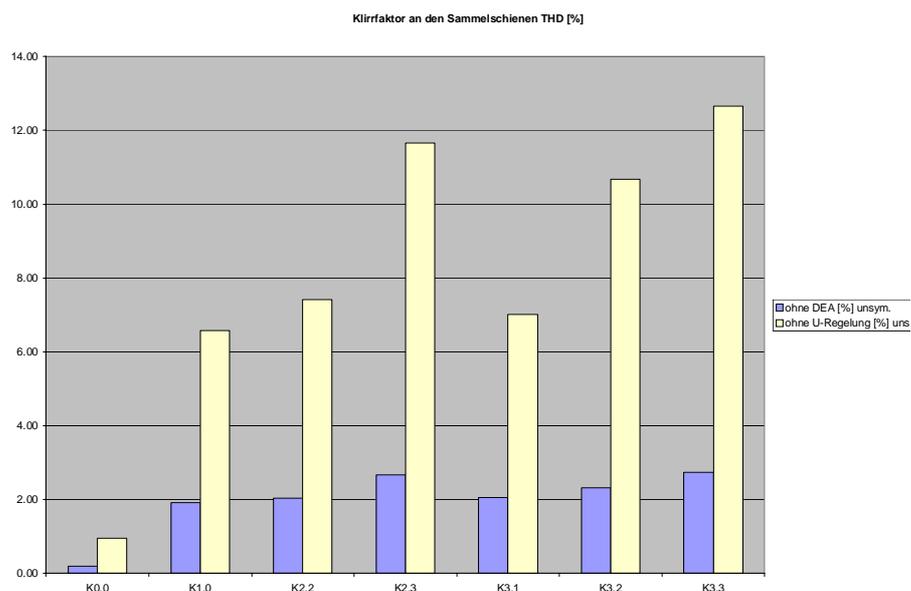


Abbildung 17: Klirrfaktoren der Spannung bei unsymmetrischen Oberschwingungen

Der für die Simulationen eingesetzte Umrichter wurde mit einer Schaltfrequenz von ca. 2.55 kHz betrieben. Daraus ergeben sich maximale Oberschwingungsströme bei der 10. bis 15. Harmonischen. Die Oberschwingungsströme nehmen bei höheren Harmonischen kontinuierlich ab. Ab der 50. Harmonischen (2.5 kHz) gibt es bedingt durch die Taktfrequenz der Umrichter einen leichten Anstieg. Über 2.5 kHz gibt es keine Normen, die Oberschwingungen beschränken, in den meisten Fällen sind sie auch unproblematisch. Die Interharmonischen können allerdings zu Problemen führen, weil sie die Rundsteuersignale stören können. Deshalb besteht in der Schweiz eine Norm, die besagt, dass innerhalb von 100 Hz eines Rundsteuersignals die Spannungszwischenharmonischen nur 0.3 % betragen dürfen. Bei auftretenden Problemen mit grossen Umrichtern können die Ausgangsfilter soweit angepasst werden, dass die Rundsteuersignale nicht mehr gestört werden.

### 5.1.7. Schlussfolgerungen

Im Niederspannungsnetz dominieren bei 50 Hz eher die ohmschen Anteile. Daher ist für den Spannungsabfall die Wirkleistung des Verbrauchs oder der Einspeisung der bestimmende Faktor.

Durch die Einspeisung von Wirkleistung steigt die Spannung an den Einspeiseknoten naturgemäss an.

Dem Spannungsanstieg kann durch Blindleistungsbezug der DEA entgegengewirkt werden. Die Asynchronmaschinen nehmen bedingt durch ihren Aufbau Blindleistung auf. Auch Umrichter oder Synchronmaschinen eignen sich dafür, die Spannungen an den Knoten durch Blindleistungsbezug auf dem gewünschten Niveau zu halten.

Wenige DEA und kleine DEA-Leistungen sind für das Niederspannungsnetz unproblematisch. Erst sehr grosse DEA und enorme DEA-Dichten, das heisst, wenn die Einspeiseleistung der DEA höher ist als der Verbrauch, führen zu Problemen mit der Einhaltung der Toleranzen. Durch den Einsatz von dezentralen Anlagen kann die Spannungstabilität vor allem an den Knoten, die weit weg von den Transformatoren sind, verbessert werden. Die Leitungsbelastung bleibt auch mit einer hohen DEA-Dichte unterhalb der Grenzwerte.

Nicht nur die Lasten nehmen Einfluss auf den Blindleistungsfluss, sondern auch die Art der Ankopplung der DEA ist entscheidend. Je mehr Asynchronmaschinen eingesetzt werden, desto höher wird der Blindleistungsfluss. Werden Spannungsregelungen bei den Umrichtern vorgesehen, kann dies abhängig von der Last im NS-Netz auch eine Zunahme des Blindleistungsflusses bewirken.

Die Simulationen der Netzbilanzen lassen den Schluss zu, dass mit der richtigen Wahl der DEA-Ankopplung Netzverluste minimiert werden können.

Die Kurzschlussleistungen nehmen mit DEA leicht zu. Die Umrichter tragen allerdings nur einen geringen Teil dazu bei. Die Tagesverlaufsimulationen haben gezeigt, dass eine Durchmischung verschiedener DEA-Typen mit unterschiedlichen Einspeisecharakteristiken die Spannungsschwankungen über den Tag betrachtet klein halten.

Bei einer niedrigen DEA-Dichte stellen Oberschwingungen keine Probleme dar. Erst durch eine massive Einspeisung von Umrichtern können die Grenzwerte überschritten werden. Umrichter verursachen neben den harmonischen Oberschwingungen auch interharmonische, die im Zusammenhang mit Rundsteuersignalen zu Störungen führen. Die Ausgangsfilter der Umrichter können jedoch soweit angepasst werden, dass die Rundsteuersignale nicht mehr stören.

## 5.2. SIMULATIONEN MIT DEM MS-NETZ DES AEW

### 5.2.1. Allgemein

Um die Auswirkungen von DEA im MS-Netz untersuchen zu können, wurden entsprechende rechnerische Simulationen mit einem Teilnetz der AEW durchgeführt. Als Grundlage für die Simulationen dient ein MS-Netz des AEW. In dieses Netz sind bereits grosse dezentrale Anlagen integriert, was wichtig ist, um eine allgemeine Aussage über die Auswirkungen von DEA im Mittelspannungsnetz zu machen. Der ausführliche Bericht zu den Simulationen mit dem MS-Netz des AEW ist im Anhang 6 enthalten.

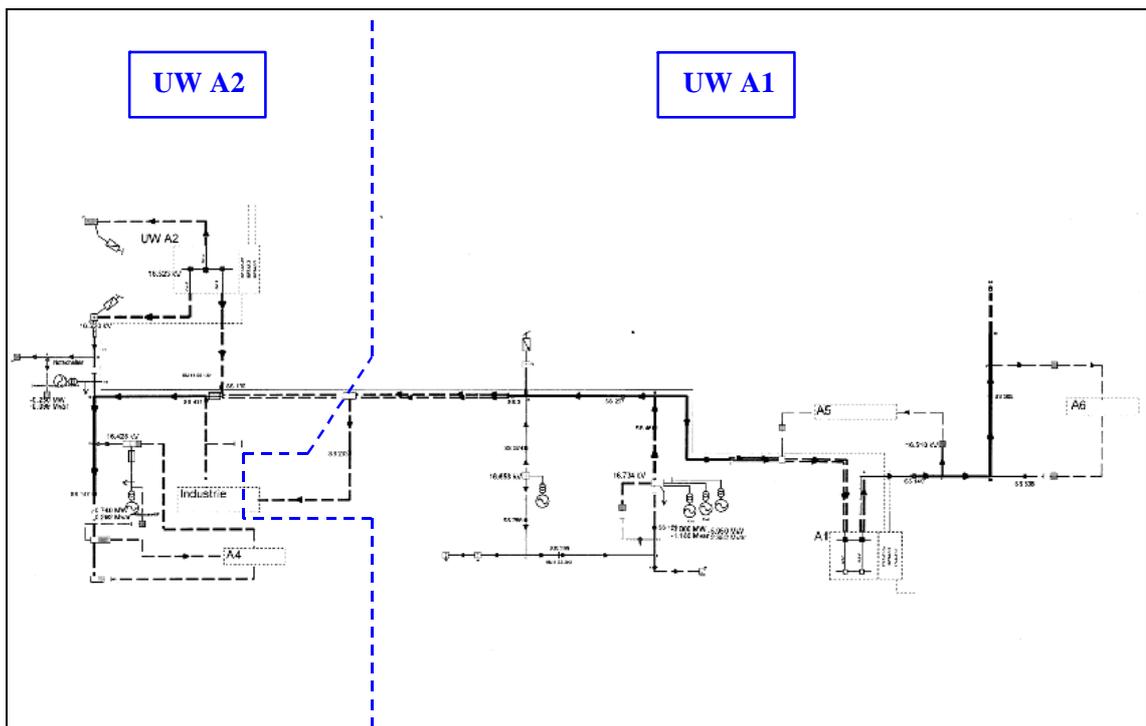


Abbildung 18: In den Simulationen betrachtetes MS-Netz

In diesem Netz wird ausschliesslich über Synchronmaschinen eingespeisen. Für die Simulation werden zwei Varianten unterschieden: „ohne DEA“ heisst, dass alle dezentralen Erzeugungsanlagen ausgeschaltet sind, „alle DEA“ bedeutet, dass alle im Netz vorhandenen DEA, nebst dem Dieselgenerator, eingeschaltet sind. Die Simulation wurde nur im Mittelspannungsnetz durchgeführt, die Hochspannungsebene wird mit zwei externen Netzen simuliert, welche das Verbundnetz darstellen.

Die Lastflussberechnungen wurden mit Planungslast (100%), Höchstlast (90%) und Schwachlast (30%) durchgeführt. Dabei sind die Spannungen an den Sammelschienen, die Wirk- und Blindleistungen sowie die Auslastung in den Leitungen mit und ohne DEA verglichen worden.

Da die Generatoren der KVA starken Tagesschwankungen unterliegen, ist für die Tagesverlaufsimulationen ein typischer Tagesverlauf aufgenommen worden. Bei den Laufwasserkraftwerken kann man von einer konstanten Leistung ausgehen. Zusammen mit den Tagesverläufen der Industrie- und Haushaltslasten kann so der Verlauf der Spannungen, Ströme und Leistungen eines Tages betrachtet werden.

Weiter werden mit der Kurzschlussimulation die Auswirkungen von grösseren DEA aufs Netz untersucht.

Durch die grosse verfügbare Einspeiseleistung der bereits vorhandenen DEA kann ein Teilnetz in der Insel betrieben werden. Dazu wurden in den Simulationen zwei Generatoren einer KVA mit einem Regler ausgestattet und die Frequenzstabilität beim Schalten von grossen Lasten und bei der Inselnetzbildung untersucht.

Das Mittelspannungsnetz weist ein Impedanzverhältnis R/X von etwa 1:2 auf. Damit ist für den Spannungsabfall die übers Netz transportierte Blindleistung des Verbrauchs oder der Einspeisung der bestimmende Faktor und nicht wie im Niederspannungsnetz der Wirkleistungsanteil.

## 5.2.2. Verschiedene Profile

Das betrachtete Mittelspannungsnetz kann gemäss Abbildung 18 in zwei eigenständige Netze aufgeteilt werden, die von unterschiedlichen Unterwerken versorgt werden. Dadurch entstehen im ganzen Netz grosse Spannungsunterschiede. Sind alle DEA eingeschaltet, werden die Spannungen teilweise um bis zu 1 kV angehoben, wobei bei einer Nennspannung von 16 kV eine Spannungsschwankung von 10 % bzw. 1.6 kV tolerierbar ist.

Die meisten Leitungen weisen mit allen DEA eine tiefere Wirkleistung auf als ohne, was auf die bessere Energieverteilung zurück zu führen ist. Ausnahmen bilden hier die Leitungen nahe von grossen DEA wie zum Beispiel die der KVA. Bei schwacher Last steigt die Belastung von einigen Leitungen in der Nähe der grossen DEA an, weil die Leistung nicht vor Ort verbraucht und über grosse Distanzen transportiert wird.

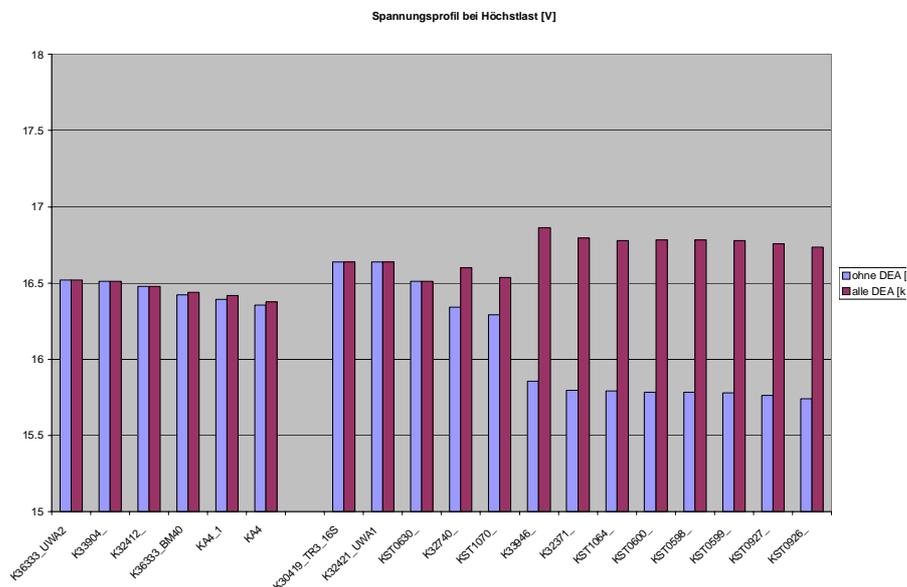


Abbildung 19: Spannungsprofile bei Höchstlast

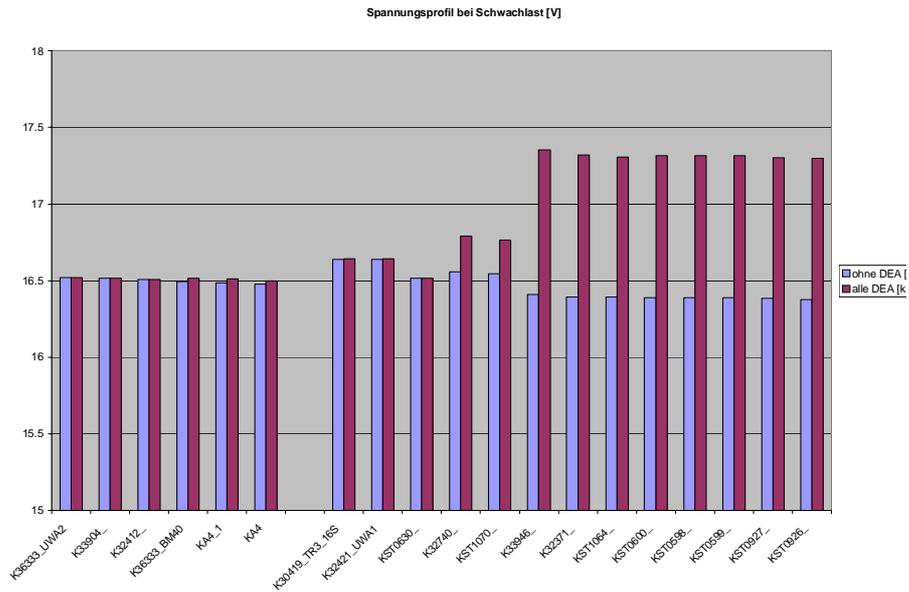


Abbildung 20: Spannungsprofile bei Schwachlast

Die Blindleistungen in den Leitungen sind ohne DEA höher als mit. Wie schon bei der Wirkleistung gibt es jedoch bei der Schwachlastsimulation mehrere Leitungen, die mit DEA höher belastet werden als ohne.

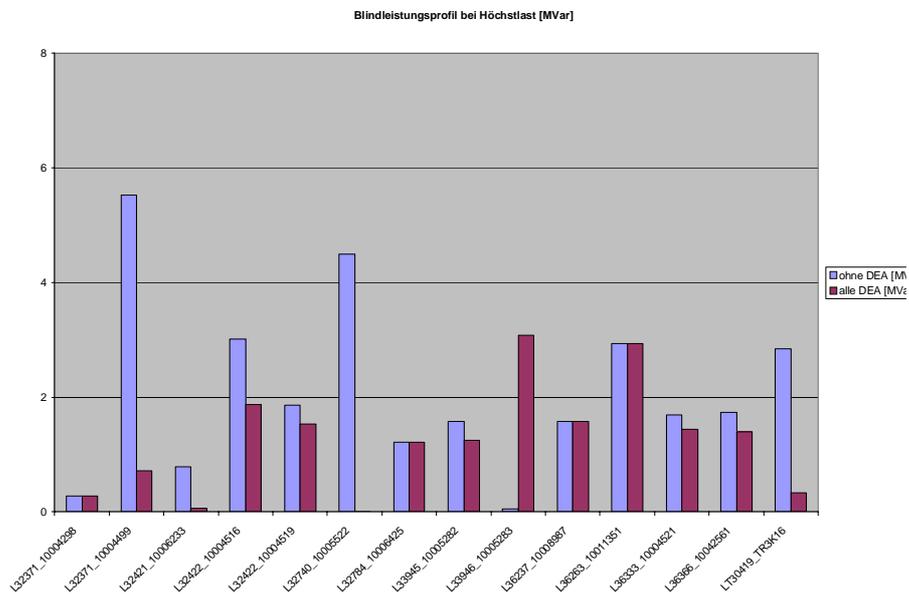


Abbildung 21: Blindleistungsprofile bei Höchstlast

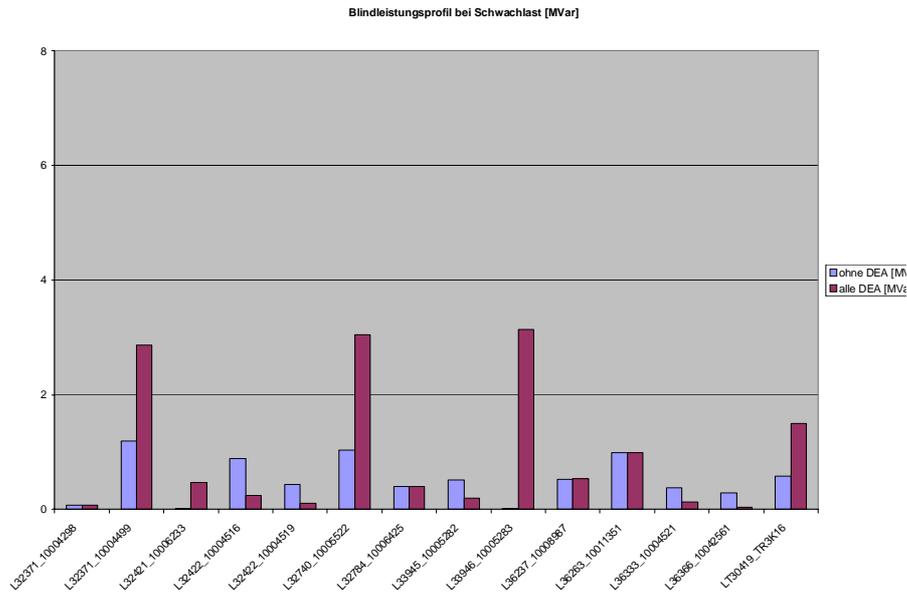


Abbildung 22: Blindleistungsprofile bei Schwachlast

Im betrachteten MS-Netz sind zwei Dampfturbinen, ein Dieselgenerator und 4 Laufwasserkraftwerke im Einsatz, wobei der Dieselgenerator als Notstromaggregat gebraucht wird. Die Netzverluste nehmen mit DEA bei Planungs- und Höchstlast ab, was durch die bessere Einspeiseverteilung zu begründen ist. Durch die DEA wird bei Schwachlast genügend Wirkleistung zur Verfügung gestellt, so dass sogar ins übergeordnete Netz zurückgespiessen werden kann. Durch diese Rückspeisung wird im gesamten Netz mehr Leistung umgesetzt, was die höheren Netzverluste begründet.

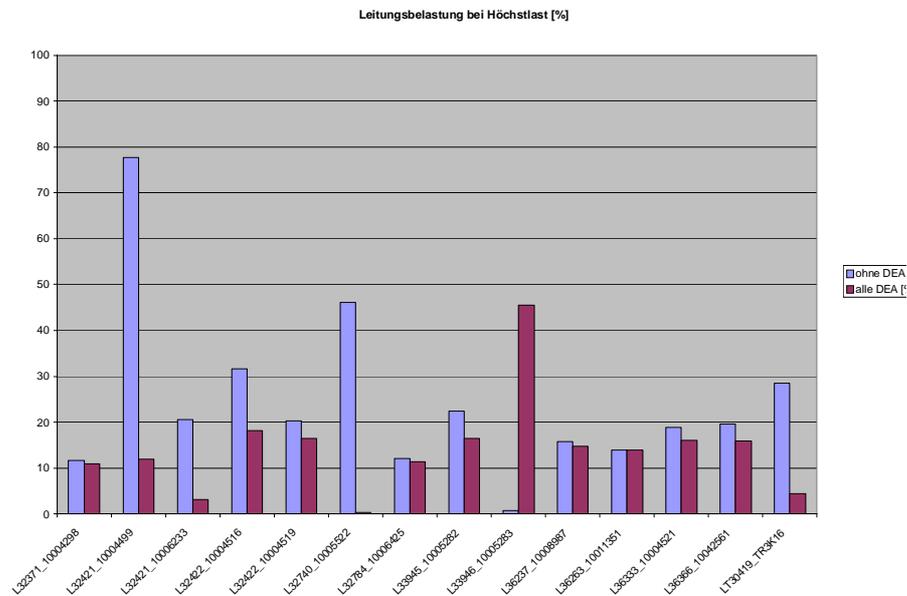


Abbildung 23: Leitungsauslastungen in % bei Höchstlast

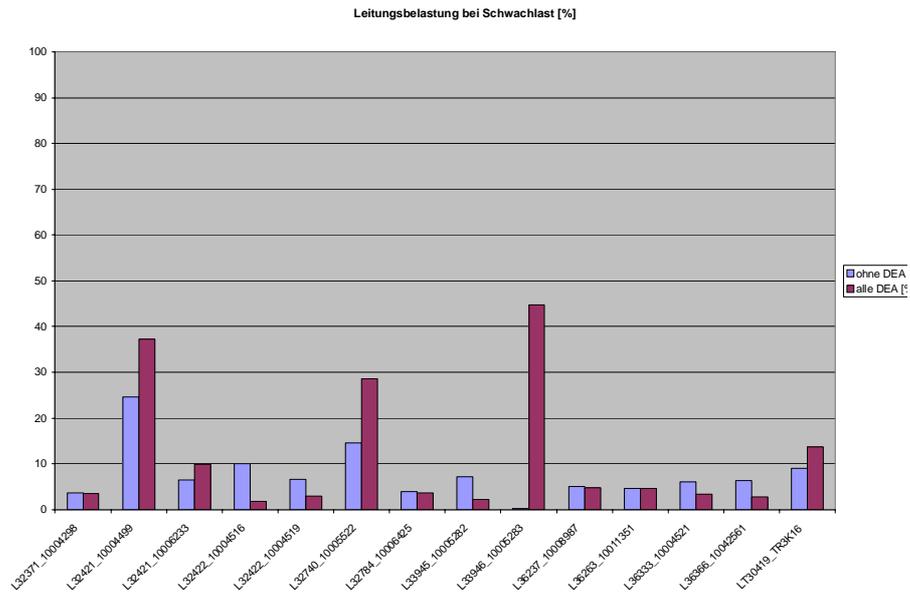


Abbildung 24: Leitungsauslastungen in % bei Schwachlast

Auch bei der Blindleistung gehen die Netzverluste zurück, wenn mit DEA gearbeitet wird. Sie verringern sich dabei um ein Vielfaches. Wegen dem vorherrschenden R/X-Verhältnis von 1:2 werden verhältnismässig mehr Blindleistungs- als Wirkleistungsverluste eingespart. Die Netzverluste bleiben auch bei Schwachlast ohne DEA grösser als mit. Damit kann die Aussage gemacht werden, dass mit DEA im Mittelspannungsnetz bei allen Lastzuständen vor allem Blindleistungsverluste eingespart werden können.

### 5.2.3. Tagesverläufe

Im Mittelspannungsnetz der AEW gibt es zwei unterschiedliche Lasttypen. Zum einen sind dies die normalen Haushaltslasten mit dem Nachttal und den Spitzen am Mittag und am Abend. Die Industrielast weist zwei Spitzen während des Tages auf und geht in der Nacht gegen Null. Wenn keine DEA eingesetzt werden, resultieren die Tagesverläufe der Einspeisungen ab den externen Netze aus der Kombination der zwei Lasttypen. Bei grosser Last sinkt die Spannung und bei kleiner steigt sie an.

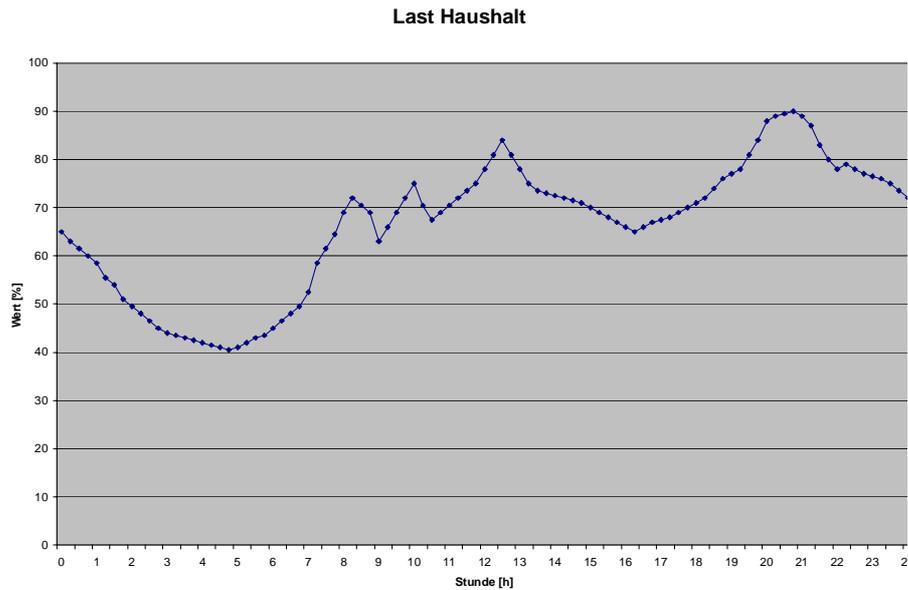


Abbildung 25: Tagesverläufe der Haushaltslasten

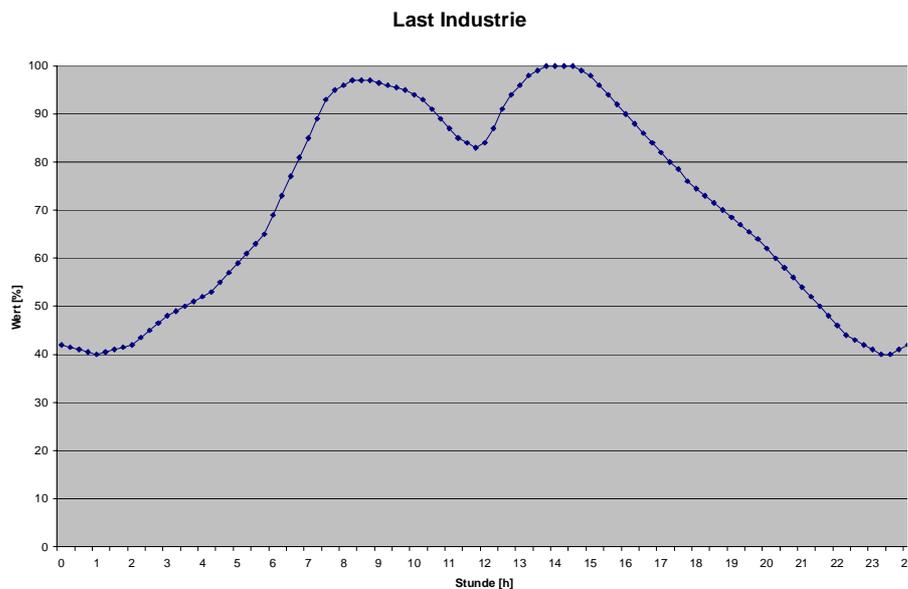


Abbildung 26: Tagesverläufe der Industrielasten

Da der grösste Teil der Lasten einer Haushaltslast entspricht, folgen die Ströme einem typischen Tagesverlauf, wie er auch in einem Niederspannungsnetz auftritt. Mit dem Einsatz der DEA nehmen die Tagesverläufe an verschiedenen Knoten recht unterschiedliche Formen an. Während Laufwasserkraftwerke praktisch immer mit konstanter Leistung ins Netz einspeisen, gibt es bei der KVA grössere Schwankungen bedingt durch die Primärenergie und dem Eigenverbrauch der KVA. Die Spannung der zwei Dampfturbinen der KVA variiert während des Tages um etwa 2%. Die meisten Leitungen liegen weit unter ihrer Belastungsgrenze. Einzig bei der Einspeisung der KVA übersteigt die Leitungsbelastung die 50 % Marke.

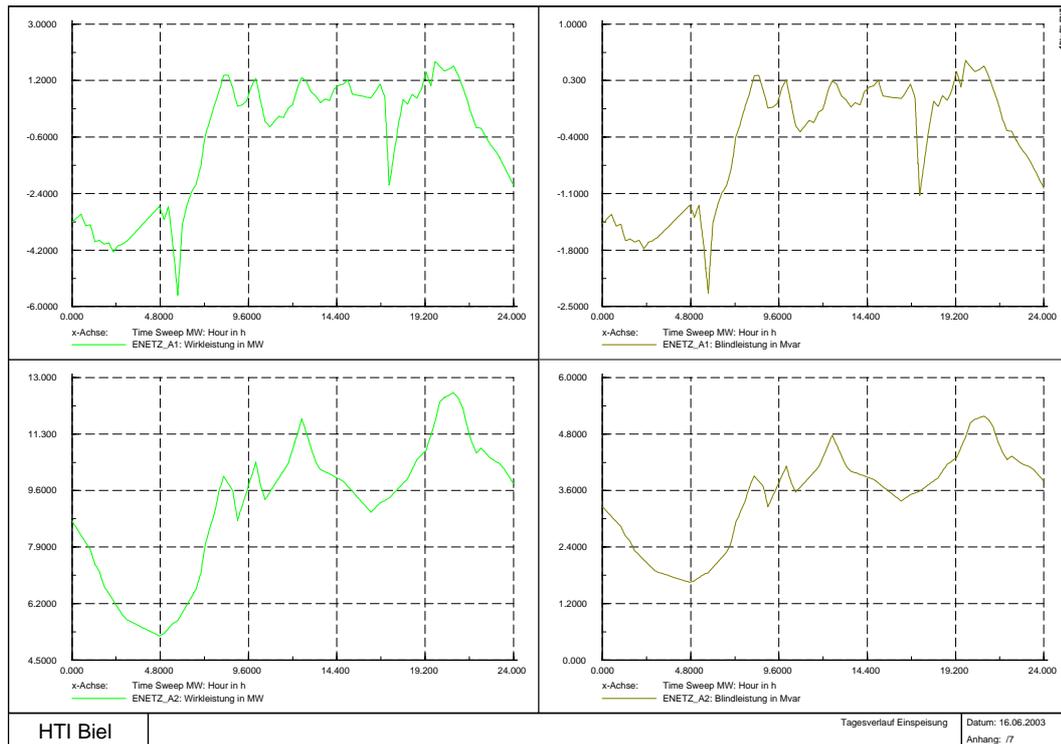


Abbildung 27: Tagesverläufe der Einspeisungen ab den Unterwerken UW A1 inkl. der beiden DEA der KVA und einem Laufkraftwerk (oben) und UW A2 inkl. der restlichen Laufkraftwerke (unten)

## 5.2.4. Kurzschlussimulationen

Es wurden vor allem Leitungen, an denen DEA angeschlossen sind genauer untersucht. Naturgemäss steigen die Kurzschlussleistungen durch den Einsatz von DEA bzw. Synchronmaschinen an. Je grösser eine Maschine ist, desto grösser wird auch der Anstieg der Kurzschlussleistung. Die Kurzschlussströme sind proportional zur Kurzschlussleistung und vergrössern sich auch beim Einsatz von DEA.

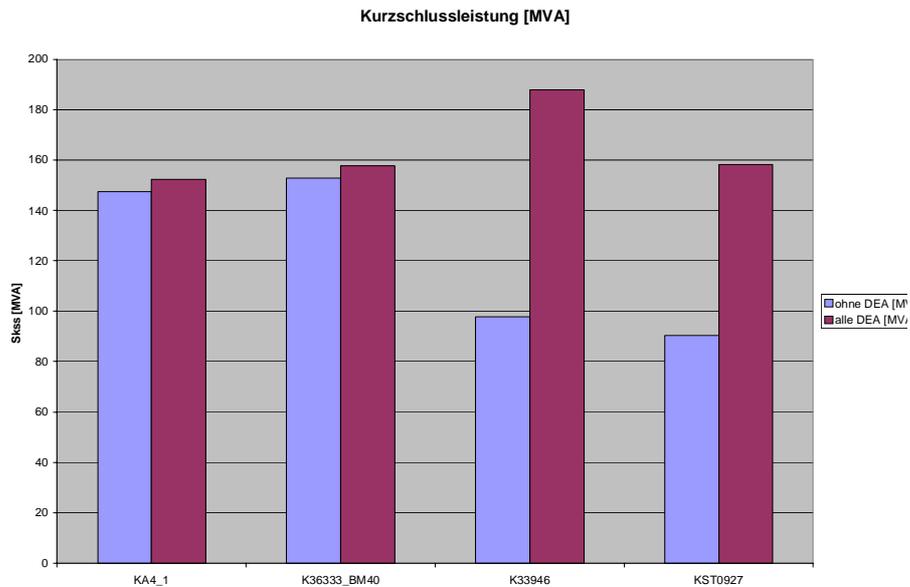


Abbildung 28: Kurzschlussleistungen an Leitungen mit DEA Einspeisungen

## 5.2.5. Regelung

Im Mittelspannungsnetz des AEW sind bereits heute eine grosse Anzahl von dezentralen Einspeisungen vorhanden, deren Summenleistung einen Inselbetrieb von Teilnetzen erlauben würden. Unter der Voraussetzung, dass die entsprechende Regelgeräte vorhanden sind, kann eine ausreichende Spannungs- und Frequenzstabilität erzielt werden. Falls eine grössere Anlage mit einer sekundären Frequenzregulierung ausgestattet ist, lässt sich die Frequenz nach Eintritt von Störungen, wie beispielsweise Lastzuschaltungen und Lasttrennungen, innerhalb von 1 bis 2 Minuten wieder auf den Sollwert zurückführen.

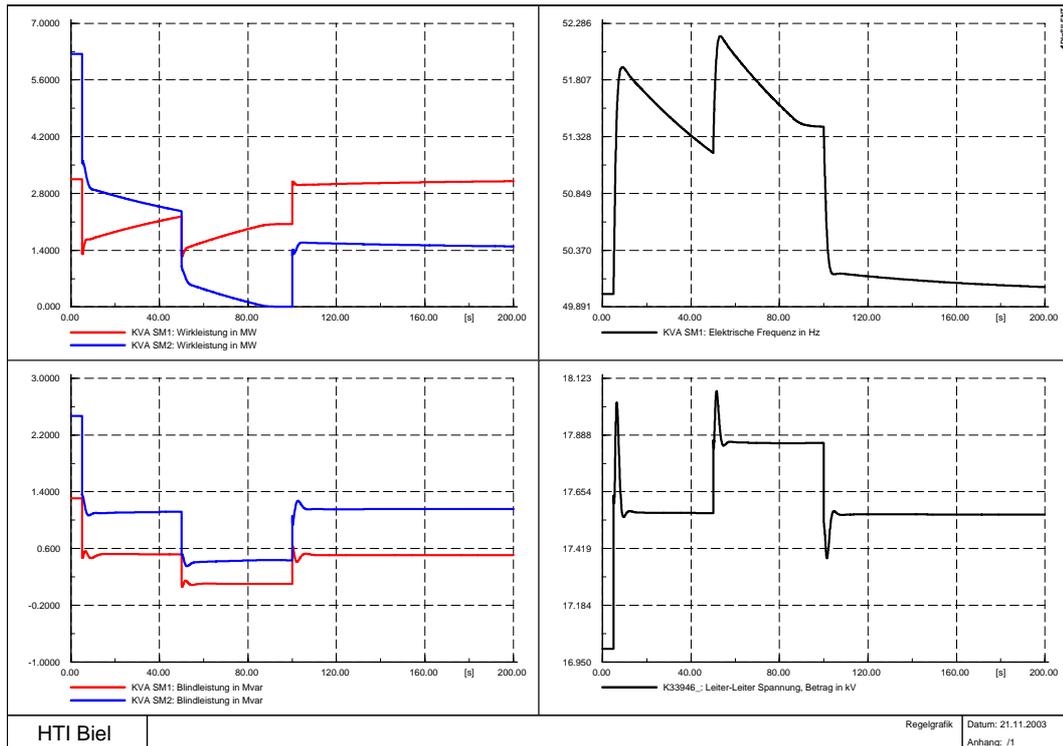


Abbildung 29: Leitungs-, Spannungs- und Frequenzverläufe im Inselnetz mit Primär- und Sekundärregelung bei Laständerungen von 2.5 MW

## 5.2.6. Schlussfolgerung

Durch den Einsatz von dezentralen Anlagen kann die Spannungsstabilität, vor allem an Knoten die weit weg von den Einspeisungen sind, verbessert werden. Die Leitungsbelastung bleibt auch mit DEA unterhalb der Grenzwerte und ist meist geringer als ohne DEA, weil die Einspeisungen besser verteilt sind. Durch die bessere Verteilung der Einspeisung können die Netzverluste minimiert werden. Kommt es bei den Wirkleistungsverlusten auf die Höhe der Belastung an, können die Blindleistungsverluste in jedem Belastungsfall verkleinert werden.

Die Kurzschlussleistungen nehmen mit DEA zu. Da im Mittelspannungsnetz die meisten DEA über Synchronmaschinen angeschlossen werden, darf dies vor allem bei grösseren Maschinen nicht vernachlässigt werden, weil sie die Kurzschlussleistung an den Anschlusspunkten massiv erhöhen.

Durch dynamische Simulationen mit den geregelten Synchronmaschinen der KVA kann gezeigt werden, dass der Inselbetrieb eines Teiles des AEW MS-Netzes möglich wäre, falls die regelungstechnischen Voraussetzungen geschaffen werden.

## 6. RESULTATE

Die im Rahmen des Projektes „Zunahme der DEA in elektrischen Verteilnetzen“ zusammengetragenen Fragestellungen, wurden basierend auf den Simulationen und weiteren technischen Abklärungen soweit möglich beantwortet. Die wesentlichen Aussagen der Antworten zu den Fragestellungen im Anhang 7 werden im folgenden aufgeführt.

### 6.1. NETZKAPAZITÄT, NETZSTRUKTUR UND NETZFÜHRUNG

Die Spannungshaltung, d.h. das Vermeiden von zu hohen Spannungen, ist vor allem beim Einsatz von DEA mit grossen Leistungen im NS-Netz eine wesentliche Aufgabe der Steuerung und Regelung von DEA. Auf die Spannung kann mit dem Bezug oder der Abgabe von Blindleistung eingewirkt werden. Zusätzlich zum Spannungsprofil auf den Leitungen bilden auch die Leitungsbelastungen sowie der von den DEA mit Umrichtern erzeugte Oberschwingungsgehalt die begrenzenden Faktoren für die maximal in einem Verteilnetz zu installierenden DEA.

Da leistungsstarke DEA im NS-Netz zur Spannungshaltung Blindleistung aus dem Netz beziehen müssen, ist diese in den Transformatorstationen bereitzustellen und über das NS-Netz zu transportieren. Eine Bereitstellung der Blindleistung am Anschlusspunkt der DEA mittels Blindleistungskompensatoren würde eine Spannungsregelung der DEA verunmöglichen. Die in der Transformatorstation auf der NS-Seite bereitzustellende Blindleistung kann ab dem MS-Netz oder besser in der Transformatorstation ab Blindleistungskompensatoren bezogen werden.

Zur Reduktion der von DEA mit Umrichtern erzeugten hohen zwischenharmonischen Strömen müssen die Umrichter mit projektspezifischen Filtern ausgerüstet werden, d.h. diese Filter müssen auf die Netzimpedanz am jeweiligen Anschlusspunkt des Umrichters abgestimmt werden.

Für den Anstieg des Kurzschlussstromes im Verteilnetz durch DEA sind zum grössten Teil die ASM und SM verantwortlich. DEA mit Umrichter verhalten sich bei einem Kurzschluss unkritisch, da diese lediglich in der ersten Phase während eines Kurzschlusses etwa den doppelten Nennstrom liefern. Der Einfluss der Kurzschlussstromerhöhung durch DEA kann im NS-Netz kritische Werte erreichen. Im MS-Netz ist die Erhöhung verglichen mit der Kurzschlussleistung ohne DEA nur gering, lediglich die Leitungsbelastung im Kurzschlussfall in unmittelbarer Nähe der DEA darf dabei nicht vernachlässigt werden.

Mit Hilfe von DEA auf der Verbraucherseite können Engpässe im Verteilnetz oder Liefereinschränkungen im vorgelagerten Netz überbrückt werden.

Eine Ringbildung auf der NS- und der MS-Verteilebene reduziert die Netzimpedanzen. Die durch das Ein- und Ausschalten der DEA verursachten Spannungsschwankungen können somit durch eine vermehrte Ringbildung im Verteilnetz reduziert werden. Als Alternative zur Aufschaltung der DEA aufs NS-Netz müssen DEA allenfalls über separate Leitungen direkt an die Transformatorstationen angeschlossen werden. Ist auch ein direkter Anschluss an die Transformatorstation nicht möglich, so wird eine Aufschaltung auf das MS-Netz notwendig.

Für einen optimierten Betrieb der DEA können übergeordnete Steuerungen eingesetzt werden, die untereinander Daten austauschen. Die Kommunikation der DEA mit einer übergeordneten Steuerung ist vor allem im Inselbetrieb sehr vorteilhaft. Um die unterschiedlichen Betriebszustände, wie z.B. den Betrieb ohne DEA, den Betrieb mit DEA oder den Inselbetrieb beherrschen zu können, werden fernparametrierbare Schutzgeräte und fernsteuerbare Schalter notwendig sein.

Eine Steuerung des Lastflusses mit zusätzlichen Geräten ist auf der NS- und der MS-Ebene nicht zu erwarten. Sollte eine Einflussnahme auf den Lastfluss unumgänglich sein, so kann diese im beschränkten Rahmen auch durch DEA, die mit Umrichter auf das Netz aufgeschaltet sind, erfolgen. Im Falle, dass eine Lastflussumkehr erfolgt, die den Lastfluss über die Transformatoren in Unterwerken auch betrifft, ist zu gewährleisten, dass Transformatorstufensteller, die auf einer Strommessung basieren, die Stromrichtung bei der Regelung miteinbeziehen, damit der Stufensteller auch bei einer Rücklieferung über das Unterwerk hinaus richtig regelt.

## 6.2. VERFÜGBARKEIT UND RESERVEHALTUNG

Die DEA können die Verfügbarkeit von Verteilnetzen erhöhen, wenn die DEA zur Engpassüberbrückung eingesetzt werden können oder in einem abgetrennten Teilnetz mit den DEA ein Inselnetz betrieben werden kann. Damit die DEA die Verfügbarkeit von Verteilnetzen erhöhen können, muss die Gesamtheit aller DEA eines Netzgebietes oder ein Teil davon selbst eine hohe Verfügbarkeit aufweisen. Eine hohe Verfügbarkeit eines Teils der installierten DEA wird erreicht, wenn viele DEA mit unterschiedlichem Primärenergieeinsatz im betrachteten Verteilnetz betrieben werden. Ist eine hohe Verfügbarkeit eines Teils der installierten DEA gewährleistet, so kann der Netzbetreiber auch die Reservehaltung für die mit DEA erbrachte Leistung und Energie reduzieren. Für die Berechnung der Reduktion der Reservehaltung kann analog zum Gleichzeitigkeitsfaktor für den Verbrauch ein Gleichzeitigkeitsfaktor für die Produktion mit DEA eingeführt werden.

## 6.3. INSELBETRIEB

Ein vermehrter Inselbetrieb von Verteilnetzen ist von mehreren Rahmenbedingungen abhängig. Diese sind die Entwicklung der Verfügbarkeit der Verbundnetze in Europa und die Häufigkeit von abgetrennten Netzteilen infolge von Unwettern oder Netzstörungen im Verteilnetz. Auch die Entwicklung der Strommarktliberalisierung kann ein weiterer Aspekt für einen vermehrten Inselbetrieb sein. In einem Inselbetrieb müssen die Toleranzwerte für die Netzspannung und die Netzfrequenz eingehalten werden. Ebenfalls muss eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung gewährleistet werden, so dass jeder Kurzschluss im Inselnetz erkannt und weggeschaltet werden kann. Zudem muss im Inselbetrieb ausreichende, schnell verfügbare Reserveleistung vorhanden sein, um auf Lastsprünge der Verbraucher im Inselnetz reagieren zu können. Für die Umschaltung vom Verbundbetrieb in den Inselbetrieb kann eine unterbrechungsfreie Umschaltung oder eine Umschaltung mit einem Spannungsunterbruch erfolgen. Ebenfalls kann die Rückführung vom Inselnetzbetrieb zum Verbundbetrieb unterbrechungsfrei über eine Rücksynchronisation oder mit einem Spannungsunterbruch erfolgen.

## 6.4. SPEICHERUNG

Parallel zu den DEA können elektrische Speicher eingesetzt werden. Diese Speichereinheiten sorgen für eine gleichbleibende Leistungsabgabe des Gebildes „DEA und Speicher“ ins Verteilnetz. Die Speichereinheiten können Leistungseinbrüche, z.B. von Photovoltaikanlagen ausgleichen. Im Inselbetrieb können Speichereinheiten überschüssig produzierte elektrische Energie aufnehmen. Zudem können Speichereinheiten im Inselbetrieb als schnell verfügbare Leistungsreserve eingesetzt werden. Eine Alternative zu elektrischen Speichern sind DEA mit speicherbarer Primärenergie, wie z.B. Brennstoffzellen.

## 6.5. NETZKOSTEN

Der Einfluss der Zunahme der DEA auf die Kosten in einem Verteilnetz muss für die jeweils konkrete Situation ermittelt werden. Zu erwarten ist ein Einfluss auf die Investitions- und die Betriebskosten. Im NS-Netz werden Standardkomponenten eingesetzt, daher hat der Einsatz von DEA nur einen Einfluss auf die Kosten, wenn dadurch kleinere Elemente eingesetzt werden können, z.B. ein 630 kVA Transformator anstelle eines 1'000 kVA Transformators. Im MS-Netz können durch den Einsatz von DEA Engpässe überbrücken und somit Investitionen im Netz und in den Unterwerken hinausgezögert werden. Durch den Einsatz von DEA können die Kosten für die Übertragungsverluste und die bezogene Spitzenleistungen reduziert werden. Der Aufwand für den Betrieb und Unterhalt kann durch den Einsatz von DEA nicht reduziert werden.

## 6.6. GESETZGEBUNG, NORMEN UND EMPFEHLUNGEN

Der vermehrte Einsatz der DEA kann auch einen Einfluss auf die Gesetzgebung, die Normen und die Empfehlungen einen Einfluss haben. So müssen einzelne Grenzwerte in der VSE-Empfehlung bezüglich der Netzrückwirkungen unter Berücksichtigung des Einsatzes von mehreren DEA an einem NS-Strang für die einzelnen DEA allenfalls reduziert werden, d.h. die diesbezüglichen Rahmenbedingungen für DEA werden in einzelnen Punkten strenger. Zudem soll bei der Festlegung des Gesetzes resp. der Regeln für die zukünftige Elektrizitätswirtschaftsordnung (ELWO) die Zunahme der DEA berücksichtigt werden, so dass für deren Betrieb keine wirtschaftlichen Nachteile im Vergleich zu Grosskraftwerken geschaffen werden.

## 6.7. RESONANZPHÄNOMENE BEI DER PARALLELSCHALTUNG VON DEA

Zum Thema Parallelschaltung von DEA wurden Resonanzphänomene behandelt, da diese bei ABB einen direkten Einfluss auf die Umrichter-Entwicklung für DEA haben:

Die ausführliche Erläuterung zu den Resonanzphänomenen bei der Parallelschaltung von DEA ist im Anhang 8 enthalten.

Die Filter von DEA mit Umrichter werden nach Stand der Technik so ausgelegt, dass sie sich am Netz stabil verhalten. Die Auslegung erfolgt dabei unter Annahme bestimmter „worst case“ Netzbedingungen und dem Anschluss einer DEA. Eine Parallelschaltung mehrerer DEA kann das System jedoch stark beeinflussen. Es findet eine Verschiebung vorhandener Resonanzen statt und neue Resonanzfrequenzen können auftreten. Das kann zu Oszillationen und

Abschaltungen, im schlimmsten Fall sogar zur Zerstörung von DEA führen, wenn diese nicht auf eine Parallelschaltung vorbereitet sind.

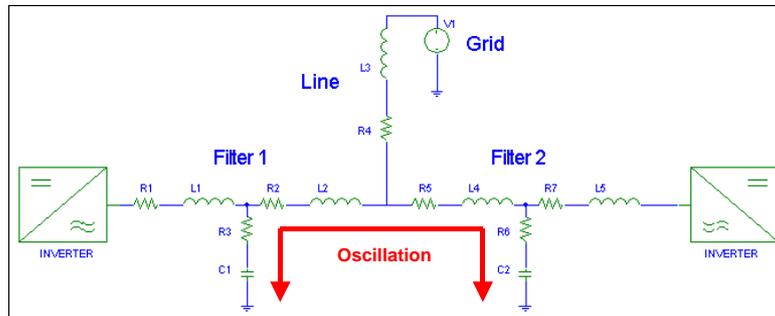


Abbildung 30: Beispiel einer Oszillation in parallelen Filtern

Es wurden die folgenden drei Methoden betrachtet, um diesen Problemen vorzubeugen:

- Lead-Lag Methode
- Kondensatorstromregelung
- Virtueller Widerstand

Die virtuelle Widerstand Methode wurde aufgrund ihrer Einfachheit und Wirksamkeit zur Weiterentwicklung ausgewählt. Die grundsätzliche Idee ist, einen Dämpfungswiderstand zu emulieren, indem eine Spannung vom Netzumrichter ausgegeben wird, die proportional zu bestimmten gemessenen Grössen ist. Es konnte gezeigt werden, dass die vorhandenen Resonanzen wirksam gedämpft werden und auch neu auftretende Resonanzfrequenzen keine Probleme verursachen, da die Methode über einen breiten Frequenzbereich wirksam ist. Eine der wichtigsten Voraussetzungen zur Implementation ist, dass der Regler die nötige Bandbreite besitzt. Diese muss ausreichend höher als die auftretende Resonanzfrequenz sein. Die Verzögerungszeiten im Regler müssen auch sehr kurz sein um Phasenverschiebungen zu vermeiden, die das Konzept unwirksam machen würden. Die Methode des virtuellen Widerstandes ist bereits in die Entwicklung eines Umrichters für Mikrogasturbinen eingeflossen und wird auch in weiteren DEA Projekten eingeplant.

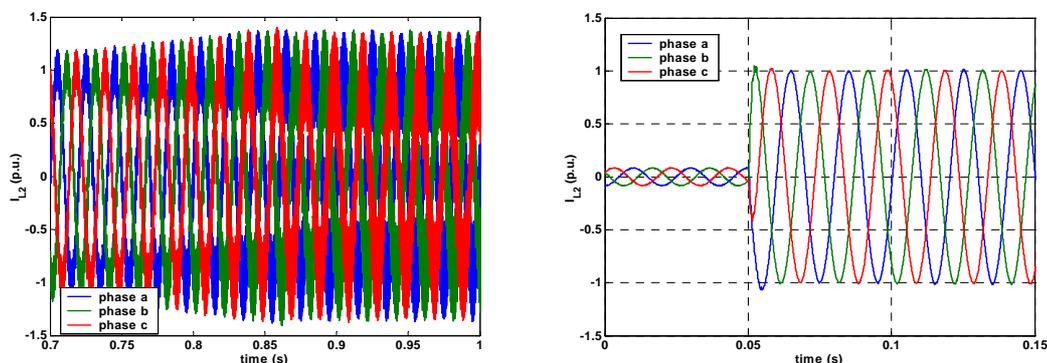


Abbildung 31: Links der Umrichterstrom ohne Dämpfung, rechts mit Dämpfung mittels virtuellem Widerstand

Abbildung 31 zeigt deutlich den Einfluss der aktiven Dämpfung. Dargestellt ist jeweils der Strom in der Induktivität  $L_2$  am Ausgang des Filters. Während im ungedämpften System, Stromverlauf im linken Diagramm, grosse Oszillationen auftreten, sind diese im gedämpften

System, Stromverlauf im linken Diagramm, nicht vorhanden. Die Grössen sind sinusförmig und werden auch von einem Lastsprung nicht gestört.

## 6.8. NETZREGELUNG IM INSELBETRIEB

Im folgenden wird die Problematik der Netzregelung bei DEA im Inselbetrieb, d.h. bei einem Inselbetrieb eines örtlich beschränkten Teils im Verteilnetz, erläutert. Die Aussagen beziehen sich dabei in erster Linie auf Teile des öffentlichen Niederspannungsnetzes. Dieses unterscheidet sich durch folgende Punkte von grösseren Netzen auf höheren Spannungsebenen:

- Unterschiedliche Impedanzverhältnisse (der ohmsche Anteil ist im Gegensatz zu Mittel- und Hochspannungsnetzen dominant)
- Durch die kleinere totale Last erfolgt eine weniger gute, statistische Mittelung der Lasten. Das heisst, es können sehr grosse Leistungssprünge erfolgen und der  $\cos(\varphi)$  kann zwischen sehr kleinen Werten (induktiv oder kapazitiv) und 1 liegen.
- DEA sind häufig über Umrichter angekoppelt und unterscheiden sich vom Regelungskonzept her stark von Synchrongeneratoren

Beim Inselbetrieb wird in dieser Betrachtung angenommen, dass diese Art von Betrieb vom Netzbetreiber zugelassen wird, was heute normalerweise nicht der Fall ist. Eine Abstimmung der Betriebsstrategie zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber der DEA ist in jedem Fall notwendig.

Die ausführliche Erläuterung zur Netzregelung im Inselbetrieb ist im Anhang 8 enthalten.

Viele DEA werden heute mit der Möglichkeit des „stand alone“ Betriebs verkauft. Das heisst, dass die DEA als Generator mit Spannungs- und Frequenzregelung als eine Art UPS „uninterruptible power supply systems“ betrieben werden kann. Das funktioniert normalerweise gut bei sehr kleinen zu versorgenden Netzen und nur einer DEA. Sollen auch grössere Netze mittels dem Einsatz von mehreren DEA versorgt werden, wird die Problemstellung komplexer. Es stellt sich dann die Frage der Lastaufteilung und der Haltung von Spannung und Frequenz. Verschiedene Ansätze aus der Literatur wurden verglichen. Folgende grobe Kategorisierung ist möglich:

- Zentrale Regelung
- Master Slave Regelung
- Dezentrale Regelung mit Kommunikation
- Dezentrale Regelung ohne Kommunikation

Die einzelnen Methoden wurden bezüglich folgenden Kriterien verglichen:

- Regleranforderungen
- Kommunikationsanforderungen
- Performance
- Kosten

Eine Regelung ohne Kommunikation hat den grossen Vorteil, keine zusätzlichen Infrastrukturkosten zu verursachen. Dafür ist in jeder DEA ein entsprechender spezieller Regler nötig, was wiederum ein wesentlicher Kostenfaktor ist. Eine Regelung mit Kommunikation, d.h. ei-

ne zentrale Regelung oder eine Master Slave Regelung wiederum hat den Vorteil, dass die einzelnen DEA, abhängig vom gewähltem Konzept, nicht unbedingt einen speziellen Regler benötigen. Die Wahl der kostengünstigsten Variante hängt davon ab, welche DEA mit welchen Reglern und Kommunikationsmöglichkeiten im gewählten Gebiet vorhanden sind, welche Kommunikationskanäle schon bestehen und welche räumliche Ausdehnung das Gebiet hat. Eine allgemeine Aussage bezüglich einer optimalen Variante ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Eine „Standardlösung“ wird sich erst in der Zukunft abzeichnen, wenn mit einer grösseren Anzahl solcher Installationen Erfahrungen gesammelt worden sind.

## **6.9. UMSCHALTUNG INSELBETRIEB / VERBUNDNETZBETRIEB**

Bei einem gewollten Inselbetrieb ist neben der Netzregelung die Frage der Umschaltung vom Netz zur Insel und umgekehrt von zentraler Bedeutung. Die Art und Weise wie das gemacht wird hängt direkt davon ab, in welcher Form die Netzregelung ausgeführt wird.

### **6.9.1. Umschaltung vom Verbundnetzbetrieb in den Inselbetrieb**

Um eine Umschaltung vom Verbundbetrieb in den Inselbetrieb zu ermöglichen, müssen die folgenden drei Funktionen ausgeführt werden:

- Detektion der Bedingungen für eine Umschaltung
- Das Inselnetz muss mittels Trennschalter vom Verbundnetz getrennt werden.
- Die Regler der DEA müssen auf Inselbetrieb umgestellt werden.

Das kann im Normalbetrieb des Netzes erfolgen oder aufgrund der Detektion eines Netzausfalls. Im letzteren Fall ist sicherzustellen, dass die Sicherheit des Netzes gewährleistet ist. Das heisst, die Netzausfallgeräte (loss of mains relay) die bei allen DEA installiert sind, sollen nicht direkt eine Abschaltung der DEA bei Netzausfall bewirken, sondern zuerst einen Inselbetrieb erlauben. Es kann jedoch der Fall eintreten, dass der Übergang in den Inselnetzbetrieb aus folgenden Gründen misslingt:

- zu grosse Last
- Master DEA nicht in Betrieb
- zentraler Regler nicht in Betrieb

In diesem Fall müssen die Netzausfallgeräte verzögert zu einer Abschaltung der DEA führen. Die genaue Funktion hängt stark von dem gewählten Regelkonzept der Insel ab und auch von der zur Verfügung stehenden Kommunikation. In jedem Fall aber müssen die Netzausfallgeräte auf die entsprechende Strategie angepasst werden. Eine sofortige Auslösung darf nicht erfolgen, um überhaupt einen Übergang in die Insel zu erlauben. Gelingt das nicht, müssen die Geräte trotzdem zuverlässig auslösen und die DEA kontrolliert abschalten.

Am einfachsten ist eine Strategie mit zentralem Regler oder Master DEA und schneller Kommunikation. Die Netzausfallgeräte können dann je nach Zustand des zentralen Reglers unterschiedlich reagieren. Schwieriger wird es bei einer verteilten Lösung ohne Kommunikation. In diesem Fall sind vielleicht sogar neue Algorithmen nötig, um zuverlässig zu erkennen, ob der Übergang in den Inselbetrieb geglückt ist.

Für die physikalische Umschaltung der Netze sind ein oder mehrere Schalter zur Netztrennung notwendig, die von einer zentralen Einheit angesteuert werden. Diese Einheit kann ein

zentraler Regler, eine Master DEA oder ein spezielles Inselnetzgerät sein, welches nur für die Umschaltung der Netze inkl. Rücksynchronisation zuständig ist, nicht aber für die Regelung der DEA.

Die Umschaltung der Regler der DEA erfolgt je nach Strategie über ein Signal vom zentralen Regler oder DEA. Bei geeigneter Primärregelung können die DEA auch ohne Umschaltung betrieben werden. Sowohl im Netz- als auch im Inselbetrieb ist dann die Leistung jeder DEA von der aktuellen Frequenz abhängig.

### **6.9.2. Rücksynchronisation vom Inselbetrieb in den Verbundnetzbetrieb**

Um ein Inselnetz wieder auf das Verbundnetz aufzuschalten, muss das Inselnetz auf das Verbundnetz synchronisiert werden. Die Strategie hängt wiederum sehr stark von der Inselnetzregelung und der Kommunikation ab. Bei zentralen Lösungen wird dieser zentrale Regler die Aufgabe der Rücksynchronisation übernehmen. Spannung, Frequenz und Phasenlage müssen auf beiden Seiten des Schalters zwischen Verbund- und Inselnetz beobachtet werden. Bei ausreichender Übereinstimmung können die Netze zusammengeschaltet werden. Bei identischer Frequenz kann es lange dauern, bis eine übereinstimmende Phasenlage erreicht wird. Im Inselnetz muss deshalb eine Verstimmung der Frequenz möglich sein, um eine Phasenverschiebung erreichen zu können. Bei einer zentralen Regelstrategie erfolgt das über die Sollwerte von zentralem Regler oder über die Master DEA. Bei einer verteilten Reglerstrategie muss mindestens eine DEA aktiv an der Rücksynchronisation mitwirken, indem zum Beispiel die Leistung dieser DEA geändert wird und somit auch die Frequenz über die Primärregelung ändert. Die eigentliche Umschaltung erfolgt dann über diese ausgewählte DEA oder mittels eines zentralen Rücksynchronisationsgerätes.

## 7. PRODUKTENTWICKLUNGSPOTENTIAL

Die im Rahmen des Projektes „Zunahme der DEA in elektrischen Verteilnetzen“ durchzuführende Identifikation von konkretem Entwicklungspotenzial ist in die drei Gruppen „DEA-Geschäft“, „Umrichter“ und „Utility Automation“ unterteilt. Diese Aufteilung entspricht den ABB Firmenteilen „Energy Leasing“, „Power Automation“ und „Industry“.

Der Begriff „Entwicklungspotenzial“ wird im folgenden relativ eng gefasst: Er beschreibt Möglichkeiten zur Entwicklung neuer oder zur Modernisierung bestehender Produkte und Systeme. Dabei stehen kurze und mittlere Fristen, d.h. von 3 bis 5 Jahren, bis zu einer möglichen Markteinführung zur Diskussion, auf weitergehende Aussagen wird verzichtet. Im weiteren sollten die Begriffe „Entwicklungspotenzial“ und „Innovationspotenzial“ klar unterschieden werden.

### 7.1. MARKTBEREICH DEZENTRALE ENERGIEERZEUGUNGSANLAGEN

ABB hat sein Geschäft mit dezentralen **Erzeugungsanlagen** auf den Bereich Wind konzentriert, dies vor allem in Deutschland und Schweden. In den Schweizer Geschäftsbereichen besteht zur Zeit keine wesentliche Entwicklungstätigkeit mehr, sodass auf eine Identifikation von Entwicklungspotenzial aus der Sicht der ABB Schweiz AG in diesem Geschäftsfeld verzichtet wird.

Im Bereich der **Speichertechnologien** ist ABB weltweit in Forschung und Entwicklung tätig. Die Aktivitäten in diesem Bereich befassen sich sowohl mit Komponenten, z.B. Flussbatterie-Anlagen, wie auch mit der gesamten Sekundär-Ausrüstung, d.h. der Regelung und Netzanbindung. Das Potenzial von Speichern im Zusammenhang mit dezentraler Stromproduktion ist bekannt und fließt in die Forschungs- und Entwicklungsprojekte in der Schweiz und an anderen Standorten ein.

### 7.2. UMRICHTER

Viele DEA benötigen als Netzanschluss einen Umrichter. Da Umrichter z.T. unabhängig von ihrem speziellen Einsatzzweck entwickelt werden, ist dieser Bereich separat von den DEA dargestellt.

Die Abklärungen bezüglich den Resonanzphänomenen, der Netzregelung und der Umschaltung zwischen Inselbetrieb und Verbundnetzbetrieb wie in den Kapitel 6.8 bis 6.10 beschrieben hat zur Zeit folgenden Einfluss auf die Produktentwicklung bei ABB:

- Bei der Entwicklung des Netzumrichters und des zugehörigen Filters wird die Problematik der Parallelschaltung von Umrichtern berücksichtigt. Die präsentierte Methode des virtuellen Widerstandes ist bereits bei der Entwicklung eines Umrichters für eine Mikrogasturbine eingesetzt worden. Sie wird auch bei weiteren Produktentwicklungen in dem Bereich als Basis dienen.

- Die Problematik der Regelung im Inselbetrieb wird in der Produktentwicklung soweit berücksichtigt, dass die Architektur des Reglers einen solchen Betrieb grundsätzlich erlaubt. Ein Inselbetrieb im „stand alone“ Betrieb, d.h. nur einer DEA, wird normalerweise vorgesehen. Ein Betrieb mit mehreren Einheiten ist grundsätzlich möglich. Eine entsprechende Programmierung ist zwar nicht durchgeführt, die Reglerhardware und die Softwarearchitektur erlauben aber einen update der Firmware, falls dies nötig wird. Eine Programmierung einer Primärregelung (droop) ist relativ einfach und auch das Setup einer Master Slave Konfiguration ist gut möglich. Die benötigten Kommunikationsschnittstellen werden vorgesehen.
- Die Funktionen Übergang in den Inselbetrieb und zurück mit Rücksynchronisation können grösstenteils mittels bestehender Geräte implementiert werden. Die Netzausfallgeräte müssen sicher neu parametrisiert werden, eventuell sogar Algorithmen angepasst werden, um einen zuverlässigen Übergang in die Insel zu gewährleisten. Für die Rücksynchronisation stehen Geräte zur Verfügung. Eine geeignete Anpassung ist stark von der gewählten Regler- und Kommunikationsstrategie abhängig. Eine Produktweiterentwicklung macht erst Sinn, wenn sich sowohl ein Markt als auch eine Technologie für die Regelung abzeichnet. Erste Inselnetze können mittels bestehender Geräte implementiert werden.

Eine weitere interessante Perspektive ergibt sich, wenn Funktionen, die in Hochspannungsnetzen von eigenen Komponenten wahrgenommen werden, wie z.B. FACTS, auf der Verteilnetzebene in Regler und Netzanschlüsse neu installierter DEA integriert werden. So ist denkbar, dass eine per Umrichter angeschlossene Mikroturbine nicht nur Strom erzeugt und ins Netz einspeist, sondern auch geregelte Kompensationsfunktionen wahrnimmt. Dasselbe kann für andere Anlagen gelten, die mit ausreichend leistungsfähigen Umrichtern angeschlossen werden. Das Entwicklungspotenzial in diesem Bereich ist erkannt, kann aber schlussendlich erst dann konkretisiert werden, wenn Anforderungen auftreten, die den Einsatz von Lastflusssteuerung oder anderer „intelligenter“ Funktionen im Verteilnetz erforderlich erscheinen lassen.

### 7.3. UTILITY AUTOMATION

Im für den Netzbetrieb und die Netzregelung im DEA-relevanten Bereich der Niederspannung und der Mittelspannung sind vor allem die Kosten einzelner Geräte zu beachten. „Kleine“ Geräte zur Messung und Steuerung sind sowohl von ABB, z.B. CS31, als auch von anderen Herstellern verfügbar, z.B. SAIA-Burgess KFE-Serie. Im Bereich kleiner, flexibel einsetzbarer programmierbarer Regler und Messgeräte erscheint somit ein mittelfristiges Entwicklungspotenzial nicht gegeben.

Gemäss den vorliegenden Projektergebnissen liegt ein interessantes ökonomisches Potenzial in der Möglichkeit der Reduktion von **Leistungsspitzen** durch angemessene Betriebsführung. In der Realität dürfte sich dies auf die Möglichkeit beschränken, 15-Minuten-Spitzen zu glätten. Auch hier erscheint aus unserer Sicht kein Potenzial zur Entwicklung neuer Geräte gegeben. Allerdings könnten vorhandene Geräte, auch aus ganz anderen Bereichen, wie z.B. der Gebäudeautomation, möglicherweise gewinnbringend eingesetzt werden.

Entwicklungspotenzial für **Software-Systeme** zu identifizieren, ist eine heikle Angelegenheit. Nach den Exzessen der IT-Branche der letzten Jahre herrscht zur Zeit möglicherweise eine zu vorsichtige Bewertung zukünftiger Entwicklungen vor. Angemessen erscheint sicher die

Frage, ob bestehende Systeme aus dem Übertragungsbereich mit geringen Kosten auf niedrige Spannungsebenen portiert werden können. Ebenso ist zu fragen, wer entsprechende Systeme betreiben sollte und wer davon einen wirtschaftlichen Nutzen haben könnte. Die Vorstellung von zentral gesteuerten „Virtuellen Kraftwerken“, d.h. Verbänden von DEA, die von einem gemeinsamen Betreiber in optimaler Weise geregelt werden, muss wohl für die Schweiz bis auf weiteres aus ökonomischen Gründen als unrealistisch bezeichnet werden.

Betrachtet man pragmatische Lösungen für den Einzelfall, stehen brauchbare bzw. anpassungsfähige Software-Systeme zur Verfügung. ABB vertreibt z.B. LMM 610 erfolgreich. Dies ist ein Leitsystem mit umfangreichen Basisfunktionen zur dynamischen und dispositiven Lastführung. Mit Hilfe einer ausreichenden Kommunikationsinfrastruktur könnten mit einem solchen System die meisten Anforderungen an Kontrolle, Messung, Integration von Rundsteuer-signalen, Konfiguration und Kundenanpassung für einen Park von DEA erfüllt werden.

Grundsätzlich bestehen in den Netzen der Energieverteilungsunternehmen der Schweiz Rundsteueranlagen, d.h. einfache **Kommunikationssysteme** bis zu jedem Hausanschluss. Steuer- und Regelsignale können damit auch zu modernen Anlagen übertragen werden. Allerdings stellt sich dabei die Frage, ob eine so „altmodische“ Technologie genutzt werden sollte, die Kommunikation zwischen DEA und einer Zentrale sicherzustellen. Wesentlich attraktiver erscheinen Internet-basierte Protokolle mit ausreichender Bandbreite, welche auch z.B. die Konfiguration neuer Geräte, wie z.B. „Plug & Power“, den Real-Time-Datentransfer (OPC) oder künftige, weitergehende Möglichkeiten, wie z.B. die Embedded Webserver eröffnen würden. Hierzu muss gesagt werden, dass die Marktdurchdringung solcher Technologien bei Versorgungsunternehmen bisher weit hinter den meisten Prognosen zurückbleibt und nicht abzusehen ist, ob oder wann eine grössere Verbreitung eintritt. Zudem ist die Kommunikationsfähigkeit erst dann von Vorteil, wenn auch einheitlich standardisierte Schnittstellen zur Verfügung stehen.

Denkbar ist, dass die Automatisierung von **Gebäuden** wesentlich schneller voranschreitet als diejenige von Verteilnetzen. Dies hätte zur Folge, dass Geräte, Regler, Zähler und selbstverständlich auch DEA wesentlich effektiver über einen In-Haus-Bus, wie z.B. EIB angesprochen werden können als über das Verteilnetz selbst. Die Kommunikationsfähigkeit der aufgezählten Geräte müsste dann nicht „autonom“ entwickelt werden, sondern lediglich bereit sein, das auszuschöpfen, was in einigen Jahren als Standard angeboten wird.

Alles in allem ist festzuhalten, dass für Software- und Kommunikationslösungen kein konkretes, kurzfristiges Produktentwicklungspotenzial festgestellt wird, hingegen **Innovationen** durch geeignete Anpassungen bestehender Systeme zum richtigen Zeitpunkt zu erwarten sind. Dies können unter anderem sein:

- die Anpassung der Software des LMM 610 zur besseren Verwaltung von DEA,
- die Anpassung einer Regler-Software, damit der entsprechende Regler als zentraler Regler für UPS-Betrieb eingesetzt werden kann oder
- die Anpassung einer SPS als DEA-Control-Einheit.

Die Frage nach Preis, Kosten und konkreten Kundenanforderungen stellt sich schliesslich klar bei der Entwicklung neuer Schutzgeräte. Käufer dieser Geräte in der Schweiz werden aller Voraussicht nach weiterhin Verteilnetzbetreiber sein, weniger Käufer oder Betreiber von DEA. Die einzige Komponente, die sehr nahe an der DEA zu installieren und u.U. mit solchen zu verkaufen wäre, ist eine „Loss-of-Mains-Detection“, welche existiert. Die übrigen Geräte, wie das Maschennetz-Relais, die Sicherungen und die Schalter müssten für den vermehrten Ein-

satz in Verteilnetzen günstiger und in grosser Stückzahl hergestellt werden können. Ebenso wäre unter Umständen ein erhöhter Automatisierungsgrad, wie z.B. Fernsteuerung und Konfiguration wünschbar. Ein eigentliches Potential zur Entwicklung neuer Geräte kann aber auch im Bereich des Netzschutzes nicht ausgemacht werden.

## **7.4. ZUSAMMENFASSUNG DER IDENTIFIKATION VON ENTWICKLUNGSPOTENTIAL**

In den Bereichen Erzeugung, Speicherung und Netzanschluss sind konkrete Entwicklungen erkannt und im Gange. Für den Bereich der Netzautomatisierung lässt sich hingegen wenig konkretes Produktentwicklungspotenzial erkennen. In diesem Bereich wird erwartet, dass durch geschickte Anpassungen und die Integration bestehender Geräte und Systeme sowie durch generelle Entwicklungen in der Domäne der Kommunikationssysteme Innovationspotenzial liegt.

## 8. SCHLUSSFOLGERUNGEN

### 8.1. TECHNISCHE AUSWIRKUNGEN DER ZUNAHME DER DEA

Aus technischer und betrieblicher Sicht hat die Zunahme der DEA folgende Auswirkungen:

- Wenige DEA und kleine DEA-Leistungen sind für das Niederspannungsnetz unproblematisch.
- In Niederspannungsnetzen mit Verbrauchern und DEA schwanken die Spannungen, abhängig von der Verbrauchs- und Einspeiseleistung, nach unten und nach oben. Dies im Gegensatz zu Niederspannungsnetzen ohne DEA, in denen die Verbrauchsleistung immer eine Spannungsabsenkung im Netz bewirkt.
- Liegt die Wirkleistungserzeugung über dem Wirkleistungsverbrauch so steigt die Spannung von der Transformatorstation zum Einspeisepunkt an. Diesem Anstieg kann durch eine gezielte Wahl der DEA-Ankopplung entgegen gewirkt werden, d.h. mittels einem optimalen Blindleistungsbezug kann diesem Spannungsanstieg entgegen gewirkt werden. Die in diesem Fall zur Spannungshaltung notwendige Zunahme des Blindleistungsflusses verursacht einen Anstieg der Netzverluste.
- Im Niederspannungsnetz wird bei einer grossen Einspeisung von DEA, verglichen mit dem Verbrauch im entsprechenden Verteilnetz, der Bedarf an Blindleistung, die in der Transformatorstation bereitgestellt werden muss, ansteigen.
- Im Niederspannungsnetz nehmen die Kurzschlussleistungen mit DEA leicht zu. Diese Zunahme kann in der Nähe von Transformatorstationen kritische Werte erreichen.
- Eine Durchmischung verschiedener DEA-Typen mit unterschiedlichen Einspeisecharakteristiken mit dem Einbezug von Speicher kann im Niederspannungsnetz die durch den Tagesverlauf bedingten Spannungsschwankungen ausgleichen.
- Bei einer niedrigen DEA-Dichte stellen Oberschwingungen im NS-Netz keine Probleme dar. Erst durch eine massive Einspeisung von Umrichtern können die Grenzwerte überschritten werden. Speziell betrachtet werden muss dabei Einfluss der Zwischenharmonischen von Umrichtern auf die Rundsteuersignale.
- Im Mittelspannungsnetz kann durch den Einsatz von dezentralen Anlagen die Spannungsstabilität, vor allem an Knoten die weit weg von den Einspeisungen sind, verbessert werden.
- Durch die bessere Verteilung der Einspeisung im Mittelspannungsnetz können die Netzverluste minimiert werden. Kommt es bei den Wirkleistungsverlusten auf die Höhe der Belastung an, können die Blindleistungsverluste in jedem Belastungsfall verkleinert werden.
- Da im Mittelspannungsnetz die meisten DEA über Synchronmaschinen angeschlossen werden, darf die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Mittelspannungsnetz vor allem

bei grösseren Maschinen nicht vernachlässigt werden, da sie die Kurzschlussleistung an den Anschlusspunkten massiv erhöhen.

- Der Inselbetrieb von Teilnetzen mit DEA ist prinzipiell möglich. Die DEA müssen jedoch mit den dazu regelungstechnisch notwendigen Geräten ausgerüstet werden. Ebenfalls werden für den Inselbetrieb fernparametrierbare Schutzgeräte erforderlich.
- Die Verfügbarkeit kann durch den Einsatz von DEA mittels Engpassüberbrückung und Inselnetzbildung erhöht werden.
- Zur Festlegung der optimalen Reservehaltung für DEA ist ein Gleichzeitigkeitsfaktor für die installierte DEA-Leistung analog zum Gleichzeitigkeitsfaktor für Verbraucher zu ermitteln.
- Normen und Empfehlungen für die Aufschaltung von DEA auf das Verteilnetz müssen unter der Berücksichtigung einer konzentrierten Zunahme der DEA, z.B. an einem Strang im Niederspannungsnetz, überarbeitet werden, d.h. Grenzwerte sind allenfalls zu erhöhen.

## 8.2. ÖKONOMISCHE AUSWIRKUNGEN DER ZUNAHME DER DEA

Aus ökonomischer Sicht hat die Zunahme der DEA folgende Auswirkungen:

- Durch den Einsatz von DEA können im Verteilnetz allenfalls Investitions- und Betriebskosten reduziert werden. Eine Reduktion der Unterhaltskosten ist nicht möglich. Die Höhe dieser Kosteneinsparungen sind abhängig von der jeweiligen Situation und im konkreten Fall zu ermitteln.
- Die laufenden Weiterentwicklungen bei den Umrichtern und den Schutzgeräten schliessen die Anforderungen, die eine Zunahme der DEA im Verteilnetz mit sich bringt, ein.
- In den Bereichen Erzeugung, Speicherung und Netzanschluss sind konkrete Entwicklungen erkannt und im Gange. Für den Bereich der Netzautomatisierung lässt sich hingegen wenig konkretes Produktentwicklungspotenzial erkennen.

## 9. AUSBLICK

Die im Projekt gewonnenen theoretischen Erkenntnisse bezüglich der Zunahme von dezentralen Einspeisungen sollen in der Praxis überprüft werden. Dazu ist beabsichtigt, in einem Folgeprojekt die technischen Randbedingungen für den vermehrten Einsatz von DEA im realen Betrieb zu ermitteln. Die ökonomischen Auswirkungen basierend auf einem realen Betrieb sollen dabei abgeschätzt werden. Zudem ist beabsichtigt, die Netzbetreiber und Verbraucher für den Einsatz von neuen Technologien zur elektrischen Energieerzeugung zu sensibilisieren und den Tatbeweis zu erbringen, dass das Verteilnetz auch mit vielen DEA funktioniert.

Im Zusammenhang mit einem realen Betrieb mit vermehrtem Einsatz von DEA in einem elektrischen Netz müssen konkrete Schutzmassnahmen zur Beherrschung von Fehlerfällen in Verteilnetzen mit einer Vielzahl von DEA erarbeitet und realisiert werden. Durch diese Schutzmassnahmen müssen unter anderem das unsynchrone Zusammenschalten von Teilnetzen vermieden werden. Ebenfalls dürfen im gewollten oder ungewollten Inselbetrieb mit DEA keine Spannungs- und Frequenzabweichungen auftreten, die zu Schäden bei den Verbrauchern führen, d.h. die Toleranzgrenzen müssen eingehalten oder das Netz spannungslos geschaltet werden. Die Grösse, ab welcher DEA Leistung in Relation zum jeweiligen Netz besondere Anforderungen an die Schutzeinrichtungen notwendig sind, müssen dabei bestimmt werden.

## 10. ANHÄNGE

- Anhang 1: Aktuelle und zukünftige Situation der DEA
- Anhang 2: Rahmenbedingungen
- Anhang 3: Grundlagen der DEA
- Anhang 4: Grundlagen der Speicher
- Anhang 5: Simulationen mit dem 400 V Niederspannungsnetz des ewz
- Anhang 6: Simulationen mit dem 16 kV Mittelspannungsnetz des AEW
- Anhang 7: Erkenntnisse aus dem Projekt
- Anhang 8: Parallelschaltung von DEA
- Anhang 9: Literatur