

**16. KASSELER SYMPOSIUM
ENERGIE-SYSTEMTECHNIK
6.-7. OKTOBER 2011 | KASSEL**

TAGUNGSBAND





16. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik Netzintegration erneuerbarer Energien

6.-7. Oktober 2011 | Kassel

Mitveranstalter





Impressum

Herausgeber

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Anschrift

Fraunhofer IWES | Kassel

Königstor 59

34119 Kassel

Tel.: +49 561 7294-0

Fax: +49 561 7294-100

Fraunhofer IWES | Bremerhaven

Am Seedeich 45

27572 Bremerhaven

Tel.: +49 471 14 290-100

Fax: +49 471 14 290-111

info@iwes.fraunhofer.de

www.iwes.fraunhofer.de

Wissenschaftlicher Tagungsleiter

Dr.-Ing. Philipp Strauß

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Kassel 2011

Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren



Inhalt

Vorwort	5
Herausforderung Netzintegration erneuerbarer Energien und Transformation der Energiesysteme.....	6
Prof. Dr. Jürgen Schmid, Dr. Philipp Strauß, Dr. Thomas Degner	
Forschungsförderung für erneuerbare Energien und regenerative Energieversorgungssysteme	16
Kerstin Deller	
OGEMA als Vermittlungsschnittstelle vom Energieinformationssystem zu den Markt- und Netzdiensten	19
Andreas Kießling	
Regenerative Modellregion Harz – RegModHarz	43
Patrick Hochloff	
Das Verteilungsnetz der Zukunft – neue Assets, Anwendungen und Dienstleistungen.....	66
Dr. Wolfgang Woyke	
Integration von Photovoltaikanlagen in Verteilungsnetze.....	72
Dr. Thomas Degner	
Netzintegration von Photovoltaikanlagen: Anforderungen an Stromrichter bei hohem PV-Anteil im Insel- und Verbundnetz.....	79
Dr. Bernd Engel	
Wirtschaftlich optimierte Netzeinspeisung von lokal gespeichertem Strom	87
Dr. Armin U. Schmiegel	



**Maßnahmen zur Vermeidung von großflächigen Netzausfällen:
Abschaltung dezentraler Erzeugungsanlagen in Deutschland bei
50,2 Hertz und 49,5 Hertz.....94**
Jens Bömer

**Erfahrungen aus der Zertifizierung von dezentralen Erzeugungs-
anlagen nach der Mittelspannungsrichtlinie99**
Dr. Karl-Heinz Weck

Windparkregelung zur Netzintegration 107
Melanie Hau

Power Electronics for Voltage Control in Distribution Networks..... 121
Prof. Dr. Peter Zacharias



Vorwort

Die deutsche Politik hat sich ein klares Ziel gesetzt: Bis zum Jahr 2050 sollen mindestens 80 Prozent des Stroms in Deutschland aus regenerativer Erzeugung stammen – vor allem aus Wind und Sonne. Das klingt gut, ist aber eine Herausforderung für den Betrieb des Stromnetzes.

Das 16. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik widmet sich der Frage wie hohe Anteile erneuerbarer Energie in unser Stromnetz integriert werden können.

Es werden sowohl Fragen zur Spannungshaltung im Verteilnetz bei starker Einspeisung durch Photovoltaikanlagen als auch Fragen zur Netzintegration von Windkraft diskutiert. Zunehmend wichtig werden auch dezentrale Netzdienstleistungen und damit Beiträge sehr vieler kleiner Anlagen zur Regelung des Versorgungssystems. Auch die Anschlussrichtlinien müssen schrittweise den wachsenden Anforderungen angepasst werden. Sie haben zwar teilweise nur lokale Bedeutung, bezüglich des Frequenzverhaltens dezentraler Generatoren besteht jedoch auch europäischer Harmonisierungsbedarf.

Unser Dank gilt allen Referentinnen und Referenten des Kasseler Symposiums 2011 sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des IWES für Ihr Engagement bei der Vorbereitung und Durchführung der Tagung. Mögen die beiden Tage in Kassel allen Teilnehmenden interessante Informationen bieten und in guter Erinnerung bleiben.



J. Schmid

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid
Institutsleiter



P. Strauß

Dr.-Ing. Philipp Strauß
Wissenschaftlicher Tagungsleiter



Herausforderung Netzintegration erneuerbarer Energien und Transformation der Energiesysteme

Prof. Dr. Jürgen Schmid, Institutsleiter Fraunhofer IWES und Mitglied im Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen WBGU

Dr. Philipp Strauß, Bereichsleiter Anlagentechnik und Netzintegration des Fraunhofer IWES, Vorstand des DERlab e.V. und wissenschaftlicher Tagungsleiter

Dr. Thomas Degner, Leiter Elektrische Verteilnetze und Testzentrum SysTec des Fraunhofer IWES

Fraunhofer IWES

Königstor 59, 34119 Kassel

Tel.: (0561) 7294-0, Fax: (0561) 7294-100

e-mail: juergen.schmid@iwes.fraunhofer.de

e-mail: philipp.strauss@iwes.fraunhofer.de

e-mail: thomas.degner@iwes.fraunhofer.de

1 Einleitung

Dem heutigen globalen Energiebedarf und der zu erwartenden Zunahme stehen mit den erneuerbaren Energien bekanntermaßen ausreichende Potentiale gegenüber (s.a. Bild 1). Sonne und Wind könnten den Bedarf jeweils allein decken, fluktuieren allerdings stark und stehen bei geographischer Betrachtung nicht überall ausreichend zur Verfügung. Die Aufgabe besteht also im Wesentlichen in der technischen und ökonomischen Erschließung der erneuerbaren Quellen sowie der Integration in die Versorgungsstrukturen und der Transformation der Energiesysteme.

2 Wo stehen die Erneuerbaren heute?

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland ist seit 1990 von rund 16 TWh auf über 100 TWh in 2010 angestiegen (s. a. Bild 2). Die große Wachstumsphase der Windenergie war mit durchschnittlichen Wachstumsraten von 60 % zwischen 1990 und 2000. In der folgenden Dekade waren es nur noch 16 %. Die entsprechenden Werte für die Photovoltaik lagen bei 54 % (1990-2000) und 72 % (2000-2010), die der Bioenergie bei 21 % (1990-2000) und 24 % (2000-2010) (s.a. Bild 3).

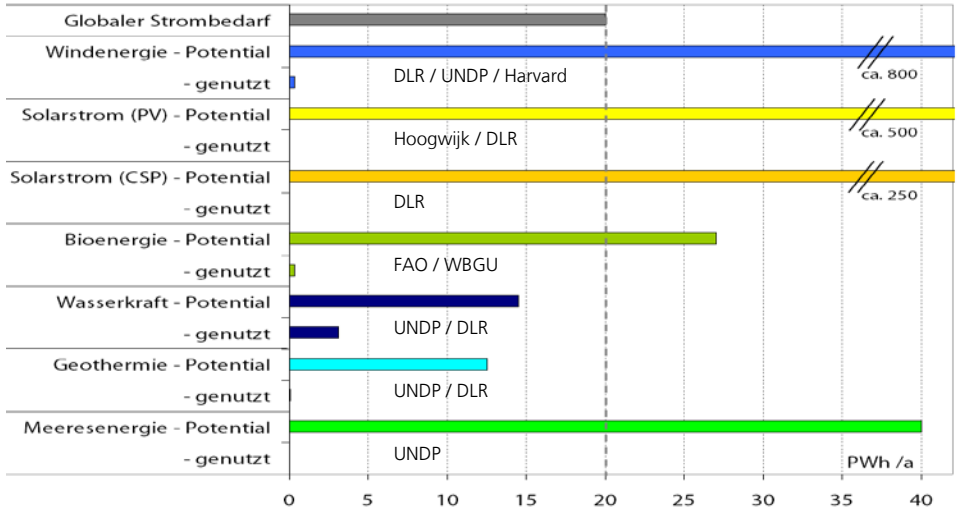


Bild 1: Technisches Potential erneuerbarer Energien weltweit nach der Substitutionsmethode. (Quellen: s. Grafik)

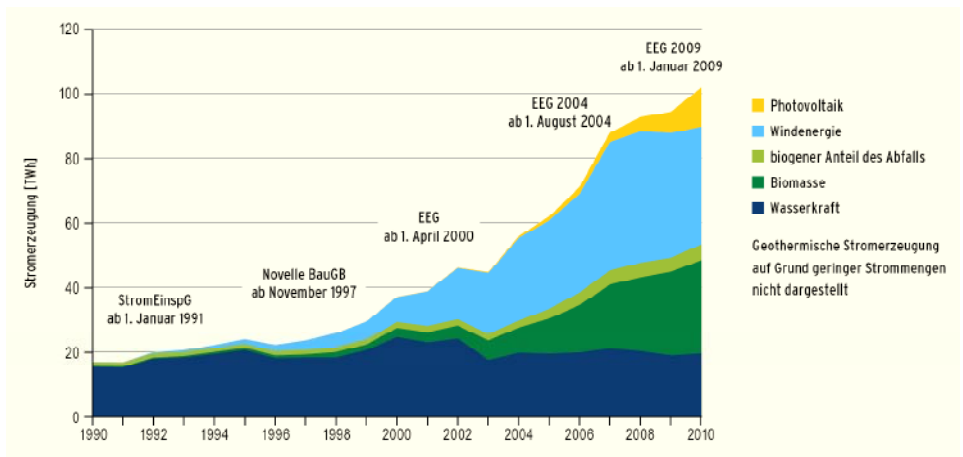


Bild 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland seit 1990 (Quelle: BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen, Juli 2011)

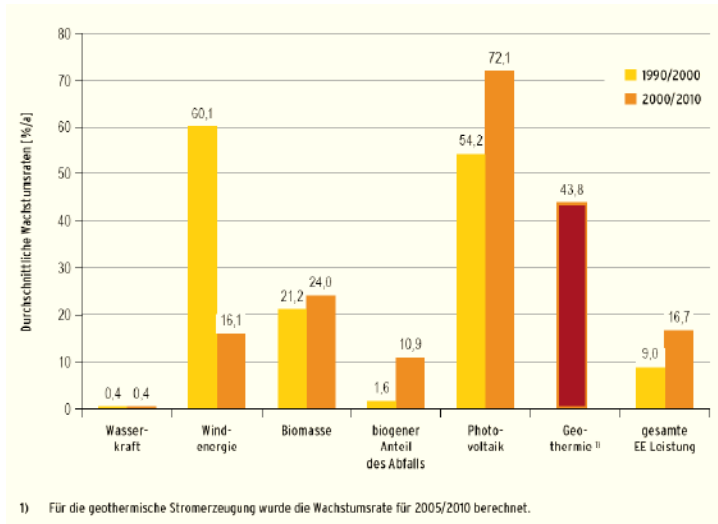


Bild 3: Durchschnittliche Wachstumsraten der installierten Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland (Quelle: BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen, Juli 2011)

3 Wie lässt sich die Effizienz unserer Energieversorgung deutlich steigern?

Bei der Stromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken gehen zwei Drittel der Primärenergie als Verlustwärme verloren. Durch jede direkt aus erneuerbaren Energien erzeugte Kilowattstunde werden drei Kilowattstunden auf der Primärseite der konventionellen Kraftwerke ersetzt (s. Bild 4). Andererseits gilt es durch einen schnellen und weitreichenden Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplung die thermischen Verluste für unsere Wärmebedürfnisse zu nutzen. Ein weiterer wichtiger Baustein sind elektrisch betriebene Wärmepumpen. Deren Effizienz und Umweltbilanz fällt umso besser aus, je höher der erneuerbare Anteil des eingesetzten Stroms ist (s. Bild 5). Der dritte große Primärenergieanteil wird im Verkehrsbereich mit mittleren Wirkungsgraden von rund 20 % für unsere Mobilitätsbedürfnisse eingesetzt. Hier bietet die mit regenerativem Strom betriebene Elektromobilität die effizienteste Alternative (s. Bild 6).

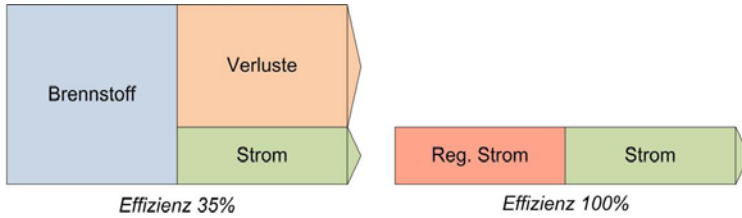


Bild 4: Effizienzsprung im Stromsektor durch zunehmende direkte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Quelle: (Sternner, Schmid, Wickert, 2008); (WBGU, 2008)

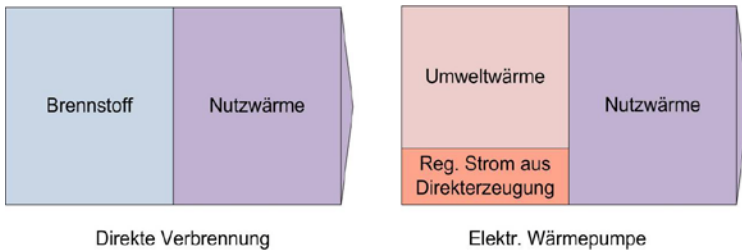


Bild 5: Effizienzsprung im Wärmesektor durch regenerative Wärmepumpen. Quelle: (Sternner, Schmid, WBGU, 2008)

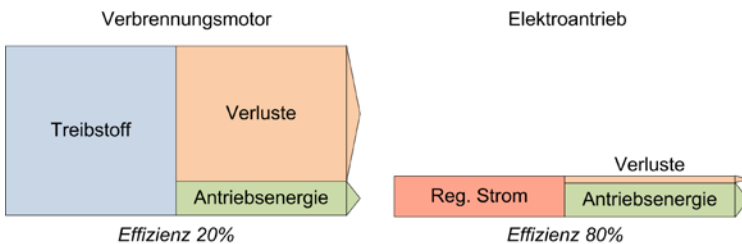


Bild 6: Effizienzsprung im Verkehrssektor durch Elektromobilität um den Faktor 3 bis 4. Quelle: (Sternner, Schmid, Wickert, 2008); (WBGU, 2008)



4 Transformation der Stromversorgung

Der Übergang vom heutigen Zustand der Energiesysteme zu einem nachhaltigen, emissionsfreien System muss so gestaltet werden, dass technologische Fehlentwicklungen vermieden und dass die Versorgungssicherheit auch während der Transformationsphase gewährleistet ist (No-Regret-Strategie). So zeichnet sich schon heute ab, dass mit zunehmenden Anteilen von erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne im Strommix, die bisherige Aufteilung der Lastbänder (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) verschwinden wird (Sternier et al, 2010). Mit zunehmendem Anteil fluktuierender Stromquellen muss für Europa ein neues, sehr leistungsfähiges Stromübertragungsnetz zur Verfügung stehen, das einerseits die bei der lokalen Erzeugung entstehenden Schwankungen großflächig ausgleicht (irgendwo bläst in Europa immer der Wind) und das andererseits die Einbindung der enormen Speicherkraftwerkskapazitäten vor allem Norwegens erlaubt.

Gelingt der Ausbau dieses transeuropäischen Supernetzes nicht rechtzeitig oder nicht vollständig, müssen im nationalen Rahmen sog. Residuallast-Kraftwerke diesen Ausgleich übernehmen. Im Gegensatz zu bisher eingesetzten Grund- bzw. Mittellastkraftwerken sind das schnell reagierende Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und virtuell vernetzbare Kleinstsysteme wie Blockheizkraftwerke, Mikroturbinen und Brennstoffzellen. Elektrochemische Energiespeicher, wie sie oft vorgeschlagen werden, könnten im Prinzip diesen Ausgleich ebenfalls leisten, sind jedoch auf absehbare Zeit gegenüber starken Netzen bzw. Residuallast-Kraftwerken nicht konkurrenzfähig, falls sie nicht noch weitere Funktionen parallel erfüllen.

Heutige Grundlastkraftwerke sind dafür ungeeignet, denn sie können den dafür erforderlichen großen Leistungsänderungen nicht schnell genug folgen. Geeignete Kraftwerkstypen sind dann: Gaskraftwerke und Kraft-Wärmekopplungsanlagen (Motor-Generatoren, Mikroturbinen, Brennstoffzellen), die über entsprechende Kommunikationseinrichtungen gesteuert werden können.

Mit dem Ausbau der Erdgas-basierten Kraftwerke und der Kraft-Wärme-Kopplung kann sofort begonnen werden. Der zunächst zunehmende Bedarf an fossilem Erdgas wird mittelfristig kompensiert durch den Wegfall des Bedarfs für Erdgas-Heizungen (bei Zunahme der Kraft-Wärme-Kopplung und der elektrischen Wärmepumpen). Langfristig wird der Erdgasbedarf durch dessen zunehmende Substitution mit nachhaltig erzeugtem Biomethan und erneuerbarem Methan aus elektrischen Überschüssen gegen Null gehen (s. Bild 6). Dies bedeutet, dass auch das bestehende Erdgasnetz an die sich ändernden Standorte zukünftiger Quellen angepasst werden muss. Wie beim elektrischen Netz wird auch das Gasnetz im Gegensatz zu heute wechselnde Durchflussrichtungen verarbeiten müssen. Dafür sind neue Management-Strategien notwendig.



5 Herausforderungen auf der Verteilnetzebene

Um im Interesse der Allgemeinheit eine stabile und zuverlässige Elektrizitätsversorgung sowie eine einwandfreie Funktion zu gewährleisten, müssen alle an öffentliche Versorgungsnetze angeschlossenen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen so betrieben werden, dass sie keine Störungen an Netzbetriebsmitteln verursachen. Außerdem sollen sie sowohl Spannungsqualität als auch Versorgungssicherheit anderer Kunden nicht negativ beeinflussen. Davon kann ausgegangen werden, wenn die Spannungsqualitätsmerkmale (Spannungsänderungen, Oberschwingungen, Unsymmetrie, Flicker etc.) festgelegte Grenzwerte nicht oder gegebenenfalls nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit überschreiten. Vor allem Netzzrückwirkungen beeinflussen die o. g. Spannungsqualitätsmerkmale und limitieren somit die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze. Daher sind für den Netzanschluss und Parallelbetrieb die Netzzrückwirkungen / Störaussendungen dezentraler Erzeugungseinheiten (wie z.B. Photovoltaik-Anlagen) entsprechend zu begrenzen. Aufgrund der in Verteilnetzen im Vergleich zu Übertragungsnetzen typischerweise deutlich geringeren Kurzschlussleistungen in Verbindung mit dem nicht zu vernachlässigbaren resistiven Anteil der Netzimpedanz, ist die Problematik der Einhaltung des Spannungsbandes hier von besonderer Bedeutung. Prinzipiell sind dezentrale Generatoren sogar geeignet die Elektroenergiequalität zu verbessern, die sollten deshalb zukünftig verstärkt Netzdienstleistungen erbringen /Strauß 2009/.

Diese und weitere Aufgabenstellungen wird das Fraunhofer IWES in seinem neuen Testzentrum für intelligente Netze und Elektromobilität IWES-SysTec untersuchen und neue Betriebsmittel und Betriebsverfahren für intelligente Nieder- und Mittelspannungsnetze entwickeln. Darüber hinaus werden hier die Netzintegration und Netzkopplung von Elektrofahrzeugen und deren Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien sowie Photovoltaiksysteme, Windenergieanlagen, Speicher- und Hybridsysteme unter realen Bedingungen untersucht.

Für den Aufbau von Anlagen bietet ein ca. 80.000 m² großes Freigelände genügend Platz mit sehr guten Bedingungen für Solar- und Windenergie. Weiterhin gibt es auf dem Freigelände konfigurierbare Verteilnetzabschnitte (Nieder- und Mittelspannung), sowie eine Fahrstrecke welche die Möglichkeit bietet, induktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge zu testen. Ein Laborbereich enthält einen Prüfplatz für Nieder- und Mittelspannungs-Stromrichter, elektrische Maschinen oder Netzbetriebsmittel. Elektrische Eigenschaften und insbesondere Systemdienstleistungen von dezentralen Erzeugern im Leistungsbereich bis zu 6 MVA können dort entwickelt und getestet werden. Ein mobiler Prüf-Container, mit dem das Netzfehlerverhalten (Fault-Ride-Through) von Erzeugungsanlagen vermessen werden kann, ist in das Labor integriert. Ein zweites Labor ist mit Experimentieranlagen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen und Stromspeichern ausgestattet. Neben Hardwaresimulatoren für Bat-

terien, Lade- und Rückspeiseeinheiten, Ladesäulen und Netzsimulatoren gibt es zur Nachbildung von Fahrprofilen einen Rollenprüfstand für Elektrofahrzeuge sowie einen Teststand zur induktiven Energieübertragung.



Bild 7: IWES-SysTec mit PV-Testfeld und Laborhallen für Netzintegration

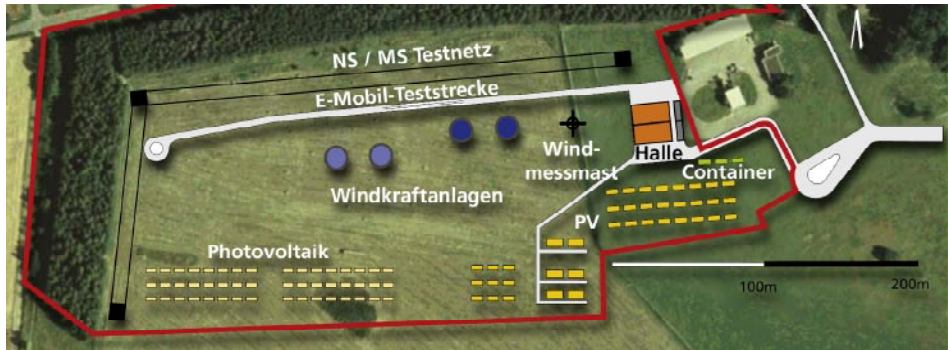


Bild 8: Struktur des Testzentrums Intelligente Netze und Elektromobilität IWES-SysTec

6 Forschungs- und Prüflabor Netzintegration

Mit dem Forschungs- und Prüflabor zur Netzintegration (PNI) wurde im IWES-SysTec ein Referenzlabor geschaffen, in dem Netzkomponenten und Netzbetriebsmittel hinsichtlich neuer System-Funktionen realitätsnah entwickelt und geprüft werden können. Schwerpunkt des PNI sind Untersuchungen und Tests an der Netzschnittstelle von Speichern, Ge-



neratoren auf der Basis erneuerbarer Energien, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, regelbaren Verbrauchern, Elektrofahrzeugen, und regelbaren Transformatoren.

Die Infrastruktur erlaubt Untersuchungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz im Leistungsbereich bis zu 6 MVA. Im Labor können insbesondere das Verhalten der Geräte und Betriebsmittel bei unterschiedlichen Netzbedingungen untersucht werden, besonders zu den Aspekten:

- statische Spannungsstützung, Spannungshaltung,
- dynamische Spannungsstützung,
- Einspeise- und Lastmanagement, Frequenzstützung,
- abgestimmtes Regelverhalten.

Neben der Durchführung von Tests entsprechend den aktuellen Normen und Anwendungsregeln dienen die Untersuchungen der Weiterentwicklung von Netzanschlussregeln. Es können sowohl Einzelkomponenten geprüft als auch Untersuchungen für ganze Netzabschnitte und die daran angeschlossenen Komponenten durchgeführt werden, um das Regelverhalten der angeschlossenen Komponenten und Netzbetriebsmittel in ihrem Zusammenwirken zu untersuchen.



Bild 9: FRT-Prüfcontainer zur Untersuchung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen bei Netzfehlern



Bild 10: Schalteinrichtungen im Forschungs- und Prüflabor zur Netzintegration (PNI) im SysTec

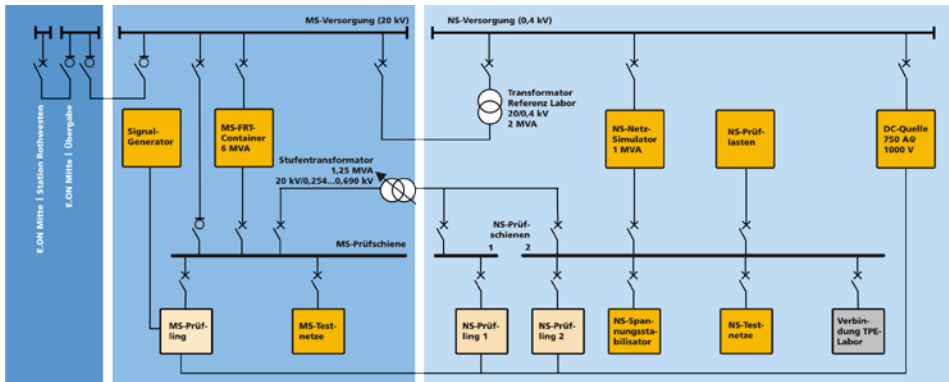


Bild 11: Struktur des Forschungs- und Prüflabor zur Netzintegration (PNI) im SysTec



7 Ausblick

Die Transformation der Stromversorgung in Deutschland stellt uns vor neue technische Herausforderungen. Um das angestrebte Ziel zu erreichen, bis 2050 mindestens 80% der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien zu realisieren sind verstärkte Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen zu leisten. Hierfür sind sowohl das Übertragungsnetz als auch insbesondere das Verteilungsnetz und die dezentralen Generatoren anzupassen. Das Fraunhofer Testzentrum

IWES-Systemec widmet sich der weiteren technischen Entwicklung auf diesem Gebiet und erlaubt sowohl Tests mit einzelnen Generatoren und Betriebsmitteln als auch ganzer Smart-Grid Verteilungsnetzabschnitte. IWES Systemec ist über DERlab e.V. (www.der-lab.net) aktiv in die europäische Forschungs-Infrastruktur eingebunden und trägt auch zur entsprechenden Standardisierung auf Komponenten und Systemebene bei.

8 Quellen:

Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G. (2010): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. FVEE Jahrestagung 2009. Forschen für globale Märkte erneuerbarer Energien. FVEE, Berlin.

Sterner, M.; Schmid, J.; Wickert, M. (2008): Effizienzgewinn durch erneuerbare Energien – der Primärenergiebeitrag von erneuerbaren Energien. BWK No. 60, 08/2008. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag.

Ph. Strauß: Einfluss des Frequenzverhaltens kleiner Generatoren und Lasten auf Stromnetze unter besonderer Berücksichtigung großer Netzstörungen. Dissertation, University Kassel, Technology and Science Publishers, Kassel, Germany, 2009

Ph. Strauß et al.: International White Book on the Grid Integration of Static Converters. 10th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, IEEE, Sept. 2009, Lodz, Poland, 2009



Forschungsförderung für erneuerbare Energien und regenerative Energieversorgungssysteme

Kerstin Deller

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Stresemannstr. 128-130, 10117 Berlin

1 Einleitung

Mit den Beschlüssen der Bundesregierung zur Energiewende ist die Zielrichtung für die Gestaltung des künftigen Energieversorgungssystems klar. Bis zum Jahr 2022 steigt Deutschland aus der Kernenergie aus. Bis zur Mitte dieses Jahrhunderts soll die Energieversorgung überwiegend auf erneuerbaren Energien beruhen, 60 Prozent des Endenergieverbrauchs, 80 Prozent des Stromverbrauchs sollen durch die Erneuerbaren gedeckt werden.

Die Gesetze zur Energiewende – u.a. die Novellen des Atomgesetzes, des EEG und des Energiewirtschaftsgesetzes sowie das Netzausbaubeschleunigungsgesetz – sind bereits vom Parlament beschlossen. Außer durch die klare Definition von Zielwerten sowie gesetzliche und weitere Rahmenbedingungen bringt die Bundesregierung die Energiewende auch durch die Förderung der Energieforschung voran, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz.

2 Energieforschungsprogramm: Schwerpunkt Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Als einen wichtigen Schritt zur Umsetzung des Energiekonzeptes hat die Bundesregierung am 3. August diesen Jahres das 6. Energieforschungsprogramm verabschiedet, das die Grundlinien der Energieforschungspolitik des Bundes für die kommenden Jahre festlegt. Das Programm ist schwerpunktmäßig auf die Förderung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz ausgerichtet. Ein weiterer Schwerpunkt ist die Integration der erneuerbaren Energien in die Energieversorgung und die entsprechende Umgestaltung des Gesamtsystems.

Insgesamt plant die Bundesregierung für die Jahre 2011 bis 2014 – vorbehaltlich der Bewilligung durch das Parlament – hierfür rd. 3,5 Mrd. € zur Verfügung zu stellen, davon über



2,2 Mrd. € für die Projektförderung. Im Jahr 2014 wird die Bundesregierung fast 80 Prozent ihres Forschungsbudgets in erneuerbare Energien und Energieeffizienz investieren.

3 Bundesumweltministerium weitet Forschungsförderung für erneuerbare Energien und regenerative Energieversorgungssysteme aus

Das Bundesumweltministerium ist innerhalb der Bundesregierung zuständig für erneuerbare Energien einschließlich der Forschungsförderung in diesem Bereich. Das BMU verfolgt dabei eine einheitliche Gesamtstrategie zur Förderung der erneuerbaren Energien sowohl im Bereich der Markteinführung wie im Bereich Forschung und Entwicklung.

Im Kontext der Energiewende wird das Bundesumweltministerium die Förderung von Forschung und Entwicklung der einzelnen Technologien der Erneuerbaren deutlich ausweiten. Die Schwerpunkte liegen hier bei der Windenergie, einschließlich der ökologischen Begleitforschung, sowie der Photovoltaik, gefolgt von Geothermie, solarthermischen Kraftwerken und Niedertemperatur-Solarthermie. Das BMU verfolgt dabei die strategischen Ziele die Kosten der erneuerbaren Energien weiter deutlich zu senken, die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen am Weltmarkt zu steigern und die Umwelt- und Naturverträglichkeit der Technologien zu verbessern.

Mit der Energiewende rücken die erneuerbaren Energien aus der Nische ins Zentrum der Energieversorgung, sie werden endgültig systemrelevant. Damit stellt sich nicht mehr nur die Frage: Wie können die erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem integriert werden. Vielmehr ist die entscheidende, umfassendere Frage: Wie muss das Gesamtsystem umgestaltet werden, damit es mit einem Hauptanteil erneuerbarer Energien und fluktuierender Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie zuverlässig funktioniert? Welche Technologien brauchen wir, damit Angebot und Nachfrage optimal aufeinander abgestimmt sind?

Im Förderschwerpunkt „Integration erneuerbarer Energien und regenerative Energieversorgungssysteme“ unterstützt das Bundesumweltministerium Forschungs- und Entwicklungsprojekte, die Lösungen für diese Fragen entwickeln. Zentrale Themen sind: Regenerative Kombikraftwerke – virtuelle Kraftwerke, Intelligente Netze und Lastmanagement, Netz- und Speichertechnologien, Systemdienstleistungen und verbesserte Prognosen für Erzeugung und Verbrauch.

Zur Weiterentwicklung und Kostensenkung bei Speichertechnologien hat das BMU in Kooperation mit dem Bundeswirtschafts- und dem Bundesforschungsministerium eine gemeinsame Förderinitiative Energiespeicher auf den Weg gebracht, eine weitere gemeinsame Förderinitiative zu Netztechnologien ist geplant.



Ergänzend zur Förderung durch das Bundesumweltministerium unterstützen auch BMWi und BMBF die Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien im Rahmen von Querschnittsprogrammen.

4 **Ausblick**

Die Energiewende ist in den Gesetzestexten und in den Köpfen angekommen. Die entscheidende Aufgabe ist nun, sie Realität werden zu lassen. Dafür sind Innovationen durch Forschung und Entwicklung gerade im Bereich der Netzintegration erneuerbarer Energien ein entscheidender Faktor.

5 **Literatur**

/BUNDESREGIERUNG 2011/

Bundesregierung: Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Berlin, 2011

/BMU 2011/

Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2010 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien, Berlin, 2011



OGEMA als Vermittlungsschnittstelle vom Energieinformationssystem zu den Markt- und Netzdiensten

Dipl.-Phys. Andreas Kießling
MVV Energie AG, Technologie & Innovation
Luisenring 49, 68159 Mannheim
Tel.: (06202) 290-3351
e-mail: andreas.kiessling@mvv.de

1 Intelligentes Energiesystem

1.1 Paradigmenwechsel und neue Anforderungen

Energieversorgungssysteme waren in der Vergangenheit von zentralen Erzeugungs- und zentralen Netzsteuerungsfunktionen geprägt. Die Verbindung durch Kommunikationsnetze war dementsprechend für zentrale Erzeugungsanlagen, die Übertragungsnetze und die Verteilungsnetze bis hin zu den Trafostationen im Mittelspannungsbereich umgesetzt. Marktpartner sind heute vorrangig bezüglich regulierter Prozesse und zum Großhandelsmarkt verbunden. Der vor dem Ausbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) nicht vorhandene Regelungsbedarf im Niederspannungsbereich führte dazu, dass nur geringer Bedarf an fernauslesbaren digitalen Messeinrichtungen, fernsteuerbaren Steuereinrichtungen und an der Einbeziehung von elektrischen Lasten und Generatoren in die Steuerung des Energiesystems bestand. Außerdem sind DEA insbesondere noch nicht in Marktmechanismen eingebunden. Insoweit bestand nur eine geringfügige Verbindung von Elementen des Energieversorgungssystems mit Elementen der Kommunikations- und Automatisierungstechnik. Dies wandelt sich zunehmend mit dem Paradigmenwechsel von zentralen Erzeugungsstrukturen zu verteilten, netzwerkartigen Erzeugungs- und Speicherstrukturen.

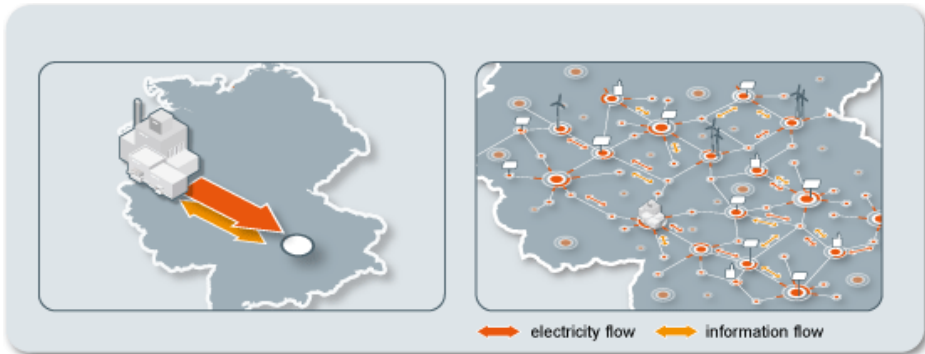


Abb. 1: Paradigmenwechsel im Energieversorgungssystem

Die vorrangig passiven Energieversorgungsstrukturen in den unteren Spannungsebenen wandeln sich mit der zunehmenden Anzahl von DEA zu aktiven Strukturen, die zu regeln sind. Das bisherige System ist mit einem über die bisherige Kommunikation hinausgehenden erweiterten Energieinformationssystem zu verbinden, so dass ein intelligentes Energieversorgungssystem oder treffender ausgedrückt ein intelligentes Energienetzwerk (Smart Grid) entsteht.

Auf dem Weg zur Entwicklung eines gemeinsamen Modells bzw. eines gemeinsamen Verständnisses für ein Energieinformationssystem ist als erster Schritt die Zusammenführung der verschiedenen Begriffswelten der Domänen „Energieversorgung“, „Kommunikation“ und „Automatisierung“ erforderlich, um eine gemeinsame Sprache zur Beschreibung eines intelligenten Energieversorgungssystems zu entwickeln.

Die klassische Architekturverteilung eines Energieversorgungssystems in Energiegewinnung, Energietransport, Energieverteilung und Energienutzung wird sich durch die steigende Anzahl der DEA (z.B. Windkraft, Blockheiz-, Biomasse-, Geothermiekraftwerke, Solaranlagen, usw.) und vielfältige Energiespeicher zu einer Peer-to-Peer-Architektur wandeln. Dies bedeutet die Evolution eines netzwerkartigen Systems mit Verbindungen von Systemelementen als Knoten zu einzelnen anderen Knoten. In dieser Architektur stellen Anlagenkategorien wie Energiegewinnungsanlagen (Erzeuger), Energie nutzende Geräte (Verbraucher) und Energiespeicher Knoten im Energieinformationssystem dar und werden durch sogenannte Netznutzer im elektrischen Netz betrieben. Energieübertragung und Energieverteilung mit zusätzlichen Automatisierungselementen (Messmittel, Stell-, Steuer- und Regelemente) fallen mit zugehörigen Diensten unter die Verantwortlichkeit von Energienetzbetreibern. Dienste zur Vermittlung der Energie zwischen den genannten Anlagenkategorien über eine definierte Marktkommunikation liegen in der Verantwortlichkeit von Marktakteuren. Zur Kommunikation der Energieanlagen sowie der Übertragungs- und



Verteilungsmittel inklusive der Automatisierungselemente wird ein Peer-to-Peer-Modell eines intelligenten Energieversorgungssystems definiert, womit Analogien zu heutigen Kommunikationssystemen nutzbar sind. \WDE10\

1.2 Komponenten und Begriffe zum intelligenten Energiesystem

Das intelligente Energienetzwerk der physikalischen Elemente wird mit den elektronischen Diensten und ihren Plattformen zum intelligenten Energiesystem zusammengeführt. Dieses intelligente Energiesystem (en: Smart energy system; auch beschrieben mit der Metapher Internet der Energie) wird in nachfolgender Abbildung 2 als Systemmodell veranschaulicht.

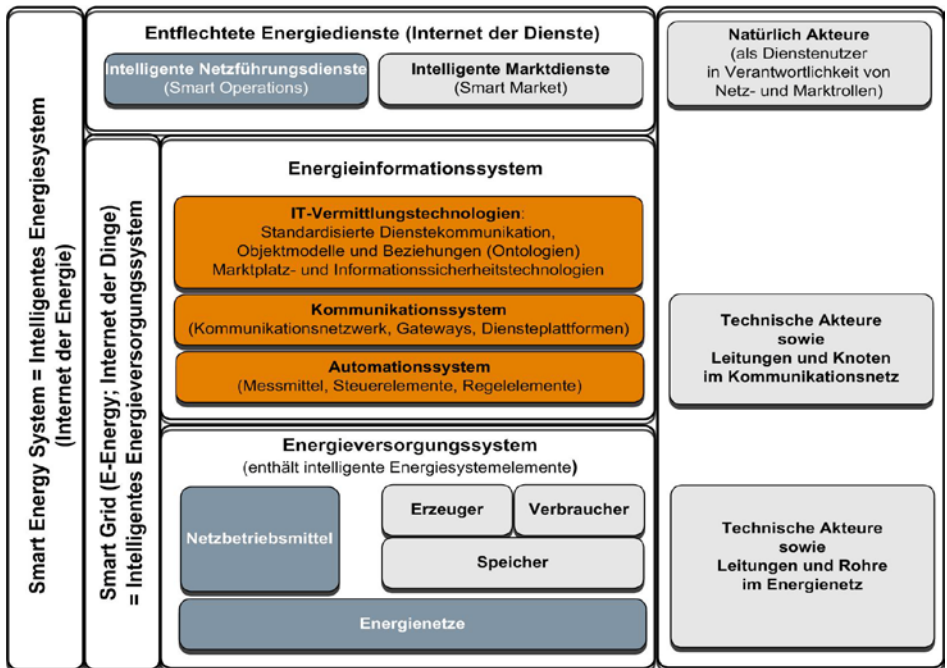


Abb. 2: Das intelligente Energiesystem (Smart energy system)

Das intelligente Energiesystem enthält zuerst das Energieversorgungssystem mit wiederum intelligenten Energiesystemelementen. Diese Elemente stellen einerseits die technischen Akteure der Energieversorgung (Energienetzwerk) in Form von Erzeugern (Energiegewinnung), Verbrauchern (Energienutzung) und Speichern in Verantwortlichkeit von Marktteilnehmern, aber andererseits auch die technischen Akteure in Form von Netzbetriebsmitteln zuzüglich der Leitungen und Rohre der Energienetze in Verantwortlichkeit der Netzbetreiber dar.



Das intelligente Energiesystem enthält ein zum Energieversorgungssystem überlagertes, bis hin zu den Objekten der Netznutzer erweitertes Energieinformationssystem, das sich wiederum in die Ebenen Automationssystem, Kommunikationssystem und IT-Vermittlungstechnologien (Dienstevermittlungsumgebung) gliedern lässt.

Dem Automationssystem kommt die Aufgabe zu, vollständige Regelkreise bei der Führung des Marktes und des Netzes automatisiert abzubilden. Dazu werden als technische Akteure des Automationssystems Messelemente, Steuer- und Regelemente benötigt. Zur automatisierten Informationsverarbeitung und Entscheidung lassen sich als Regelemente im Energiesystem verteilte Softwareautomaten einsetzen.

Das Kommunikationssystem verbindet alle technischen Akteure zum Informationstransport. Es besteht aus Kommunikations-Gateways und Dienstplattformen (Dienstausführungsumgebungen) als weitere technische Akteure sowie den Leitungen und Knoten im Kommunikationsnetzwerk.

Die beschriebenen technischen Akteure werden durch IT-Vermittlungstechnologien mit einer virtuellen Ebene der elektronisch per Standards kommunizierenden Markt- und Netzdienste verbunden. Die Grundlage der standardisierten Dienstekommunikation bilden Objektmodelle für die Energiesystemelemente, terminologische Ontologien (Begriffsbeziehungen) zur Erreichung einer für die Automation notwendigen strukturierten Systemkonstruktion sowie Marktplatz- und Informationssicherheitstechnologien. Diese Ebene bildet damit auch die Grundlage für einen elektronischen Marktplatz, über den alle Energiemarktakteure miteinander kommunizieren können. Die IT-Vermittlungstechnologien können ebenso als zentrale Daten- und Dienstedrehscheiben wie auch als virtuelle Umgebung auf der Grundlage einer verteilten Cloud Computing-Infrastruktur realisiert werden.

Die Summe aus Energieversorgungssystem und Energieinformationssystem wird als intelligentes Energieversorgungssystem (Energienetzwerk) definiert, wofür auch der englischsprachige Begriff Smart Grid benutzt wird. Dieses Energienetzwerk wird im Smart Grid-Ansatz durch die auf dem Internetprotokoll (IP) basierende Vernetzung der realen Welt in Form von physikalischen Energiesystemelementen umgesetzt. Somit kann das Smart Grid als ein Bereich im Internet der Dinge betrachtet werden. In Deutschland hat sich dafür die Marke E-Energy etabliert.

Das Smart Grid als physikalische Infrastrukturebene vermittelt über die IT-Vermittlungstechnologien zur virtuellen Ebene der Energiedienste.

Analog dieser Betrachtungsweise wurde innerhalb der deutschen Normungsroadmap Smart Grid der Begriff folgendermaßen definiert \Dk10\:



„Der Begriff „Smart Grid“ (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.“

Auf der Grundlage des hier dargestellten Modells wurde innerhalb des beim deutschen Normungsgremium DKE angesiedelten Arbeitskreises Terminologie Smart Grid folgende Definition gefasst.

„Das Smart Grid bezeichnet ein intelligentes Energienetzwerk und Regelsystem aus intelligenten Erzeugern, Speichereinrichtungen, Verbrauchern und Transporteinrichtungen mit der Unterstützung von Informations- und Kommunikationstechnologie als auch Automatisierungstechnologien.“

Die virtuelle Ebene im intelligenten Energiesystem zur elektronischen Kommunikation von Prozessschritten wiederum umfasst entsprechend Abb. 2 intelligente Marktdienste (Smart market) und intelligente Netzführungsdienste (Smart operations). Die IT-Vermittlungstechnologien als Schnittstelle zum Smart Grid sichern gleichzeitig die Entflechtung von Markt- und Netzdiensten, um den Anforderungen zur Entflechtung des regulierten Netzes und eines wettbewerblichen Marktes gerecht zu werden. Diese Ebene wird durch eine elektronische Dienstekommunikation über das IP-Protokoll beschrieben und wird somit dem sogenannten Internet der Dienste zugeordnet.

Die Verbindung der Diensteebene mit dem als Bereich des Internets der Dinge definierten Smart Grid wird als intelligentes Energiesystem (en: Smart energy system) bezeichnet, wofür im deutschsprachigen Raum der Begriff des Internets der Energie entstanden ist.

Die Markt- und Netzdienste werden von natürlichen Akteuren in der Verantwortlichkeit für verschiedene Markt- und Netzrollen, die hier nicht weiter ausgeführt werden sollen, genutzt. Bezüglich der Rollendefinitionen wird auf das europäische Dokument \ETTF11\, \moma1105\ verwiesen.

Mit dieser vernetzten Infrastruktur und über Kommunikationsnetzwerke ausgeführten automatisierten Prozessen gilt es, die Sicherheit der Energieversorgung als kritische Infrastruktur und die Einhaltung der Bedürfnisse zur Informationssicherheit und des Schutzes privater Daten der Energienutzer zu gewährleisten. Insoweit kommt den Informationssicherheitstechnologien auf allen Ebenen des beschriebenen Modells höchste Priorität zu. Dies wird deutlich hervorgehoben, um die Grenzen reiner Marktansätze sowie notwendige



legislative und regulatorische Anpassungsbedarfe bei der Entfaltung der zukünftigen Energiewirtschaft zu erkennen, sowie die Netz- und Energienutzer immer im Auge zu behalten.

Der Sicherheitsaspekt für das beschriebene Modell unterliegt als Querschnittsfunktion für das Gesamtsystem einer vertikalen Betrachtung. Dieser Aspekt wird hier in der Darstellung insbesondere den IT-Vermittlungstechnologien als verbindende Infrastruktur zugeordnet, trifft aber auf alle Orte der Dienstausführung und Datenerfassung und –speicherung zu, da die Sicherheit des Gesamtsystems von der Sicherheit des schwächsten Teils der Sicherheitsarchitektur abhängt. Insofern muss jede virtuelle oder physikalische Komponente, die Bestandteil eines Dienstebausteins mit einem definierten Sicherheitslevel ist, für sich selbst und im Zusammenspiel mit dem Gesamtsystem ein für den Zweck notwendigen Sicherheitslevel aufweisen. Das Thema Informationssicherheit kann bei der hier geführten Architekturbetrachtung nicht ausreichend behandelt werden. Verwiesen wird hierzu auf die Quelle \lb09\.

2 Wirkungsrahmen des intelligenten Energiesystems

Durch regionale Strukturen und die Entflechtungsmaßnahmen im Energiesystem entsteht ein komplexes System, welches mit einer Vielzahl von Akteuren und damit verbundener Verantwortlichkeiten (Rollen) sowie einer umfangreichen Funktionsvielfalt zu modellieren ist. Während bezüglich der Rollen auf die Quellen \ETF11\, \moma1105\ verwiesen wird, werden hier im weiteren Systemdomänen des zukünftigen Energiesystems aufgeführt.

Natürliche und juristische Personen als Dienstenutzer wirken durch Zuordnung von Rollen mit auf Dienstplattformen als Software umgesetzten Funktionen (Anwendungsfälle) innerhalb sogenannter Systemdomänen des Energiesystems. Der Begriff der Systemdomäne wird als Systembereich mit definierten Grenzen gefasst, in dem die Aktivitäten von Anwendungsfällen wirken und mit dem eine grobe Einteilung des gesamten intelligenten Energiesystems anhand des physikalischen Energieflusses und des Informationsflusses vorgenommen werden kann.

Zur Gliederung des Energiesystems in Systemdomänen wird zuerst eine grobe Einteilung in folgende Domänengruppen vorgenommen:

- Energieleitungs- und –rohrnetze
- Energiegewinnungseinheiten
- Netznutzerobjekte (Anschlussobjekte)
- Energienutzungseinheiten
- Energiemarkt



Auf dieser Grundlage findet eine weitere Unterteilung des Energiesystems in Systemdomänen statt, wobei die Gliederung zusätzlich durch die nachfolgende Abbildung visualisiert werden soll. Dabei wird hier innerhalb der abstrakten Domänengruppen vorrangig auf die Domänen im Bereich Elektrizität Bezug genommen.

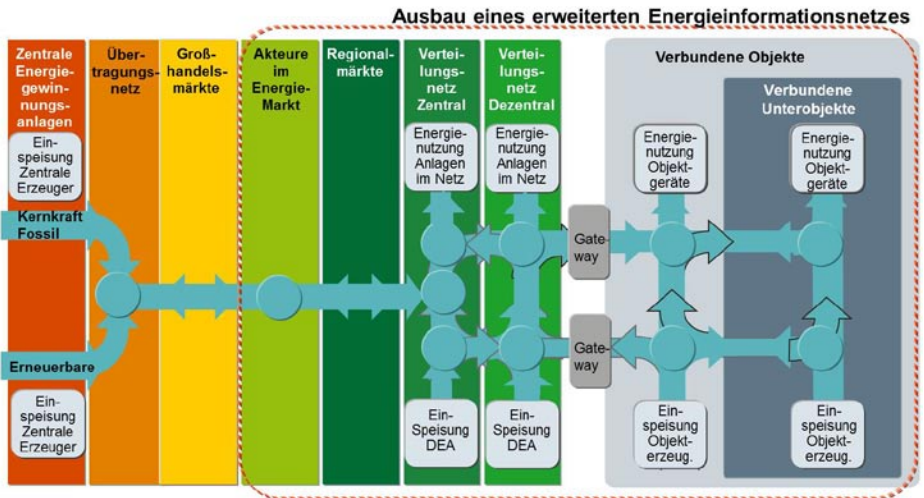


Abb. 3: Systemdomänenmodell mit Ausbau des Energieinformati­onsnetzes

A. Energieleitungs- und -rohrnetze mit den Systemdomänen

- Übertragungsnetz für Elektrizität (in Verantwortlichkeit der Rolle Übertragungsnetzbetreiber)
- Verteilungsnetz für Elektrizität (in Verantwortlichkeit der Rolle Verteilungsnetzbetreiber)

B. Energiegewinnungseinheiten mit den Systemdomänen

- zentrale Energiegewinnungseinheit in Großanlagen innerhalb von Übertragungsnetzen
- dezentrale Energiegewinnungseinheit in den Verteilungsnetzen
- Kleinenergiegewinnungseinheit in den Netznutzerobjekten

C. Netznutzerobjekte als Anschlusspunkte in den Energietransportnetzen mit den Systemdomänen

- Wohnobjekte



- kommerzielle Objekte
- Industrieobjekte
- mobile Objekte

D. Energienutzungseinheiten mit den Systemdomänen

- Geräte im Haushalts-, Büro- und Gebäudebereich
- Anlagen im Gewerbe- und Industriebereich
- Energiespeicher

E. Energiemarkt mit den Systemdomänen

- Energiegroßhandelsmarkt
- Regelenergiemarkt
- Technologie- und Energiedienstleistungsmarkt
- Regionalmarkt

Das Systemdomänenmodell ist geeignet, die Abbildung des aufgezeigten Systemmodells auf zellulare Netzstrukturen mit jeweils kompletter Ausstattung an Elementen im Energiesystem vorzunehmen. Es kann damit ein gesamthafte intelligentes Energieversorgungssystem (Smart Grid) mit einzelnen aber verbundenen Zellen realisiert werden.



3 Zellulares Systemmodell

Das eingeführte Systemmodell wird im weiteren bezüglich der Anwendung auf eigenständige und verbundene Regelkreise im intelligenten Energieversorgungssystem ausgeführt. Diese Regelkreise bilden sogenannte Zellen mit einem vollständigen Satz der technischen Akteure als Elemente des Energieversorgungssystems sowie Elementen des Energieinformationssystems.

Der Begriff der technischen Akteure wurde angewendet auf

- Elemente des Energieversorgungssystems in Form von Energiegewinnungseinrichtungen (Energiequellen), Energienutzungseinrichtungen (Energiesenken) sowie deren Kombination (Energiespeicher),
- Elemente des Energieversorgungssystems in Form von Netzbetriebsmitteln zum Transport und zur Verteilung von Energie,
- Elemente des Kommunikationssystems mit Gateways als Kommunikationsbrücken zwischen verschiedenen Systemdomänen des intelligenten Energiesystems und Dienstplattformen als physische Ausführungsumgebung von Diensten
- informationsverarbeitende Elemente des Automatisierungssystems mit Mess-, Stell-, Steuer- und Regeleinrichtungen.

Die Elemente des Energieversorgungssystems sind als abgeschlossene Systeme Teil eines energetischen Gesamtsystems, aber bisher nicht immer kommunikativ und damit nicht Teil eines informationstechnischen Gesamtsystems. Um das intelligente Energieversorgungssystem zu schaffen, ist jedoch diese Gruppe der technischen Akteure des Energieversorgungssystems für den Zweck des Informationsaustausches und der Informationsverarbeitung sowie zur Interaktion im Umfeld einer verteilten Automatisierung mit einem informations- und kommunikationstechnischen (IKT-) Interface zu versehen. Mit dieser bidirektionalen Schnittstelle zur Umgebung werden diese Akteure zu Teilnehmern eines Energieinformationssystems aus Kommunikations- und Automatisierungssystem sowie einer IT-Vermittlungsumgebung. Dabei können die energetischen Betriebsmittel selbst dieses Interface als Erweiterung des Gerätes oder der Anlage enthalten oder mit weiteren Akteuren, die als gesonderte technische Akteure Kommunikations- und Automatisierungsfunktionen abbilden, verbunden sein.

Mit dieser Betrachtung kann eine Zelle als eigenständiger Regelkreis modelliert werden, die einen vollständigen Satz an Elementen des Energieversorgungssystems und des Automatisierungssystems besitzt und über Elemente des Kommunikationssystems sowie die IT-Vermittlungsumgebung vernetzt ist. Dazu besitzt jede Zelle analog des Systemmodells



mindestens eine Kommunikationsbrücke (Gateway). Zusätzlich erhält jede Zelle zur Ausprägung des Kommunikationssystems auch mindestens eine Dienstplattform und Dienstvermittlungsumgebung, wobei auch jedes energetische Betriebsmittel selbst Träger einer Dienstplattform sein kann. Schließlich wird zur Ausprägung des Automatisierungssystems jede Zelle mit informationsverarbeitenden Bausteinen (Mess-, Stell-, Steuer- und Regeleinrichtungen) ausgestattet, wobei auch hier wiederum jeder Baustein selbst Träger einer Dienstplattform sein kann.

Das beschriebene informations- und kommunikationstechnische Interface stellt damit das bidirektionale Energiemanagement-Interface in den Systemdomänen der Netze, der Anschlussobjekte, der Energiegewinnungsanlagen und der energienutzenden Geräte dar.

Die Elemente des Energieversorgungssystems als Energiesenken und Energiequellen erweitert um das bidirektionale Energiemanagement-Interface als Energieinformationssystem bilden eine Energiezelle. Verbundene Zellen bilden das Energieversorgungssystem in einer Region ab. Der Begriff der Zelle lässt sich nun, wie oben schon ausgeführt, bei Vorhandensein eines vollständigen Satzes der beschriebenen Elemente auf die Systemdomänen der Verteilungsnetze, der Übertragungsnetze sowie der netznutzerseitigen Objekte anwenden.

Das heißt, das Systemmodell bildet sich mit der zellularen Struktur immer wieder in gleicher Weise in Systemdomänen ab. Es entsteht ein verbundenes System aus Zellen als sogenannte Microgrids, die zu einem gesamthaften intelligenten Smart Grid verbunden sind.

Auf Grundlage der vollständigen Ausstattung in Systemdomänen der Infrastrukturebene

- mit energetischen Betriebsmitteln,
- mit Automatisierungsbausteinen,
- mit kommunikativer Vernetzung durch das Kommunikationsnetzwerk innerhalb der Zelle,
- mit Gateways zur Verbindung von Zellen und
- mit Dienstplattformen als Träger von Ausführungsumgebungen für Dienste

wird die Verbindung eines jeden technischen Akteurs der Infrastruktur vermittelt über die Dienstvermittlungsebene mit der durch Dienstenutzer entfernt von der Zelle anwendbaren Diensteebene möglich. Ebenso auf Basis der Dienstplattform und Dienstvermittlungsumgebung wird eine vollständige Abbildung eines eigenständigen Regelkreises in der Zelle geschaffen.

Dies ermöglicht die Reduktion der Komplexität durch Zellbildung zur Regelung des Energieversorgungssystems im Umfeld einer dezentralen Erzeugung und regionaler Marktmodelle.



Die gesamthafte Regelung einer Vielzahl von Elementen im Energieversorgungssystem im Übertragungsnetz oder im Verteilungsnetz durch vorrangig zentrale Netzführungsmethoden wird in eine weniger komplexe Regelung in einer Zelle des Energieversorgungssystems mit einer Teilmenge der genannten Elemente überführt. Die Regelkreise zur dezentralen Netzführung in Zellen werden wiederum durch Mechanismen externer Randbedingungen aus der zentralen Netzführung und Anreizen zum Zusammenwirken der Netzzellen zu einem gesamthaften Netz verbunden. Die Zellen sollen nur im Falle von Störungen als eigenständige Netze, sogenannte Microgrids, wirken, die die Fähigkeit zur Inselbildung und zum Selbststart besitzen, sich aber nach Störungsbeseitigung wieder verbinden. Gleichzeitig sollen diese Zellen sich aber derart energetisch selbst optimieren, dass Strom nahe am Erzeugungsort verbraucht wird, Energieflüsse über große Entfernungen reduziert werden und damit Netzausbau minimiert wird.

Wie schon ausgeführt kann das Systemmodell auf verschiedene Systemdomänen in den Energienetzen angewendet werden. Dies betrifft auch die erweiterte Ausstattung der Verteilungsnetze im Niederspannungsbereich sowie in den Anschlussobjekten mit dem Energieinformationssystem als bidirektionales Energiemanagementinterface von Systemzellen, um die Automatisierung von Netzführungsprozessen in unteren Spannungsbereichen im Umfeld der wachsenden Komplexität der Steuerung durch den DEA-Ausbau zu ermöglichen.

Der Fokus dieses Artikels soll aber nicht auf dem Verteilungsnetz liegen. Hierzu wird auf [10], [11], [12] verwiesen. Im weiteren wird der Schwerpunkt auf die bidirektionale Schnittstelle zwischen Verteilungsnetz und Netznutzerobjekt gelegt. Diese Schnittstelle wird mit einem Gateway und einer Dienstplattform als Elemente des Kommunikationssystems sowie einer IT-Vermittlungsumgebung entsprechend Abb. 2 abgebildet.

4 Systemmodell für objektbezogenes Energiemanagement

4.1 Modell zur Integration von Smart Grid und intelligenten Netznutzerobjekten (Anschlussobjekte)

Im Dokument der deutschen Normungsroadmap \Dk10\ bei der DKE wurde die Aufstellung der Fokusgruppen Inhouse-Automation sowie Verteilungsnetzautomation vorgeschlagen, die den Normungsprozess zur Funktionsweise in der Systemdomäne der Netznutzerobjekte und der Systemdomäne der Geräte und Anlagen sowie in der Systemdomäne des Verteilungsnetzes vorantreiben soll. Im Rahmen des vom BMWi und BMU geförderten E-Energy-Projektes wurden dabei insbesondere zur Definition einer von der Hardware abstrahierten Ausführungsumgebung für ein objektbezogenes Energiemanagement mit OGEMA \NRW10\ als IT-Vermittlungsumgebung des Energieinformationssystems, aber auch zur Kommunikation zwischen den Energiesystemelementen für das in nachfolgender Abbildung abstrakt dargestellte Energiemanagement-LAN im Objekt mit dem EE-Bus \Ke1105\ (Home area network: HAN) erste standardisierbare Lösungsansätze vorgestellt.

Zur Darstellung dieser Ansätze sollen verallgemeinerte Begriffe eingeführt werden, die nachfolgend den Systemdomänen, Rollen und Funktionsbeispielen zugeordnet werden.

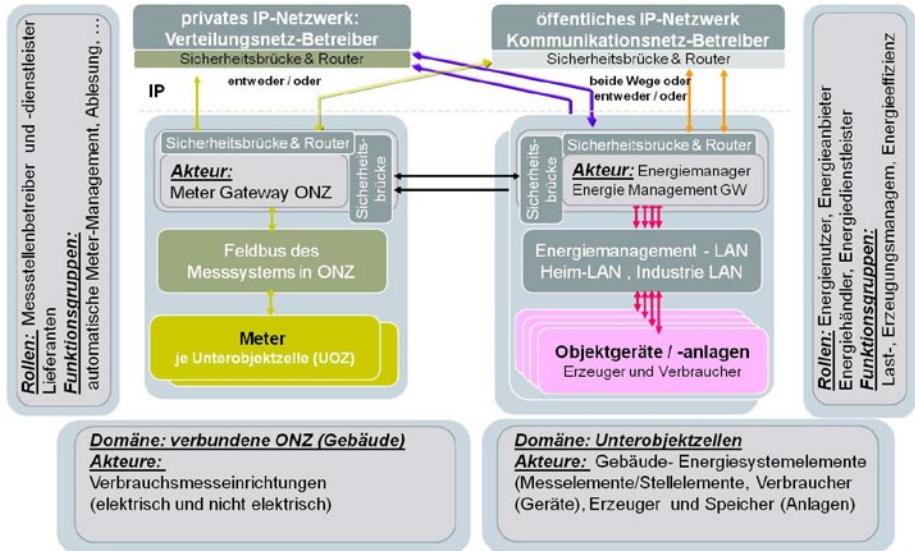


Abb. 4: Anwendung des Systemmodells auf die Systemdomänen Objekte und Geräte



Es werden nachfolgend in verallgemeinerter Darstellung der obigen Abbildung mit Bezug zum Systemmodell aufgeführt:

- die Verbrauchsmesseinrichtungen sowie zusätzliche Mess- und Steleinrichtungen im Anschlussobjekt (Messeinrichtungen und Steuereinrichtungen im Automatisierungssystem),
- das Meter Gateway (Gateway im Kommunikationssystem) als Kommunikationskomponente zwischen den Verbrauchszählern im Anschlussobjekt zum Verteilungsnetz und auch zum Energiemanagement-Gateway,
- das Energiemanagement Gateway (EMG) als Kommunikationskomponente und Dienstplattform des Kommunikationssystems mit einer Middleware (IT-Vermittlungsumgebung der eigenständigen Netzzelle des Anschlussobjektes) für Informationsmodelle, Dienstekommunikation sowie Sicherheitstechnologien,
- der Energie-Manager (EM) als Träger automatisierter Energiemanagementdienste als Steuereinrichtung des Automatisierungssystems,
- das Kommunikationsnetzwerk im Objekt als Energiemanagement-LAN (lokales Netzwerk abgebildet beispielsweise durch den EE-Bus) vom EMG hin zu Geräten und Anlagen sowie als Feldbus vom Meter Gateway (MG) zu Verbrauchsmessgeräten,
- sowie die über den gesamthaften Regelkreis im Objekt zu steuernden Objektgeräte und Anlagen als Energiesystemelemente des Objektes.

Zwischen dem Meter-Gateway und den EMG sind die Maßnahmen zur Gewährleistung von Informationssicherheit und Datenschutz, dargestellt durch die Sicherheits-Brücken, zu definieren.

Die Abb. 4 nimmt weiterhin Bezug auf die Systemdomänen, in denen die Elemente als technische Akteure des Energiesystems aufgeführt sind. Weiterhin umfasst die Darstellung beispielhafte Funktionsgruppen in den Systemdomänen und diesen Funktionen zugeordnete Rollen.



4.2 Aus EU-Mandat 441 zu Smart Metering abgeleitete Betrachtungen zu Gateways und Dienstplattformen

Im letzten Abschnitt wurde die Anwendung des Systemmodells auf die Domänengruppe Netznutzerobjekte dargestellt. Hierbei wurden zwei logische Gateways identifiziert, das Meter-Gateway in Hohheit und Verantwortung der Rolle des Messstellenbetreibers sowie das Energiemanagement-Gateway (EMG) in der Hohheit und Verantwortung des Prosumers als natürlicher Akteur in den Rollen Energienutzer und Betreiber von Energiegewinnungsanlagen.

Beide Gateways können in Verbindung mit einer Dienstplattform und Dienstvermittlungsumgebung Träger von Diensten sein. Dabei wird das Meter-Gateway als logische Komponente zuerst Träger der Dienste im Rahmen von Smart Metering sein. Das EMG als weiterer technischer Akteur kann Träger von Diensten im Rahmen des dezentralen Energiemanagements, von Energiedienstleistungen, der Einbeziehung in virtuelle Kraftwerke oder die vertragliche Einbeziehung in Geschäftsangebote für Systemdienstleistungen zur Vermarktung von Energieangeboten sein.

Beide Gateways kommunizieren sowohl mit den energienutzenden und energie anbietenden Geräten sowie Anlagen im Objekt, mit Mess- und Stelleinrichtungen sowie mit externen Akteuren im Bereich des Energiemarktes und der Energienetzführung. Im Sinne der Entwicklung einer vernetzten Infrastruktur des Energiesystems sind Festlegungen zur Informationssicherheit und Datenschutz zu treffen.

Um sich den notwendigen Sicherheitsfestlegungen anzunähern, wird als Ausgangspunkt die Architekturdarstellung der Smart Metering Coordination Group zum europäischen Smart Metering Mandat 441 \CCE1105\ gewählt. Im Mandat 441 war es leider nicht der Auftrag auch das Thema Informationssicherheit zu bearbeiten, doch lassen sich an der nachfolgenden technologieunabhängigen, logischen Darstellung sehr gut die Anforderungen als Ausgangsbasis der deutschen Diskussionen ableiten.

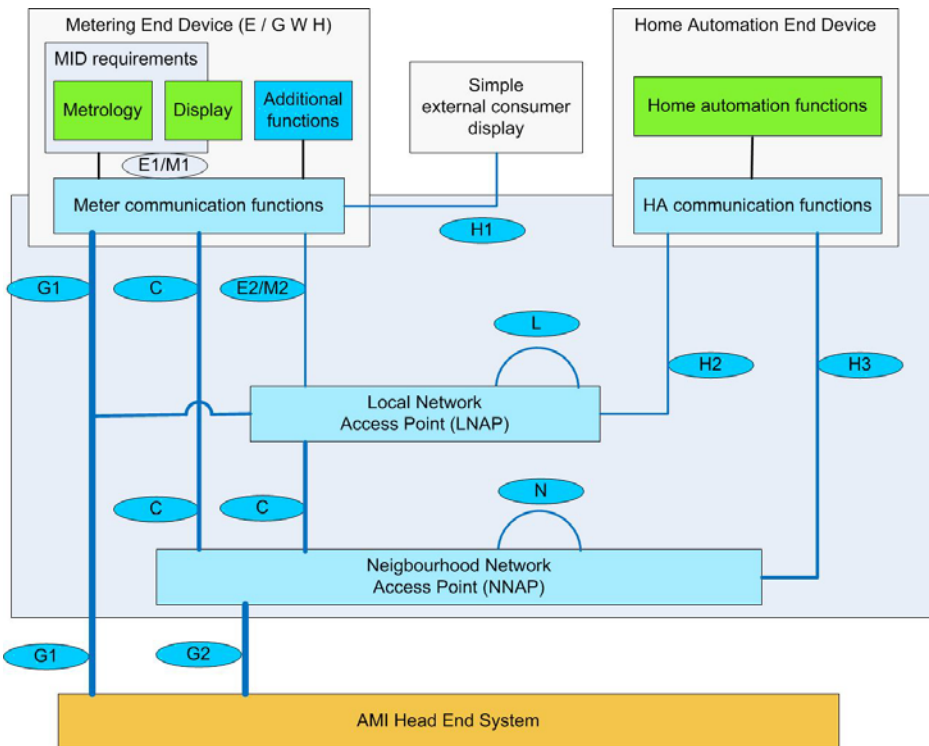


Abb. 5: logische, technologieunabhängige Architekturdarstellung Smart Metering

Eine Smart Metering-Architektur wird hier definiert als

- modulares Messgerät-Konzept aus metrologischer Einrichtung und einem Display, einer Komponente für direkt zur Messeinrichtung zugeordnete Mindestfunktionen eines elektronischen Messgerätes sowie einer Komponente für Kommunikationsfunktionen des Mess-Endgerätes (Mess-Endgerät wird umgangssprachlich als Smart Meter bezeichnet),
- direkte Schnittstelle am Messgerät zum Anschluss von Zusatz-Displays,
- logische Funktionskomponente zusätzlich zu den direkt zum Mess-Endgerät zugeordneten Mindestanforderungen in Form von Messdatenweiterleitung, -überprüfung, Ersatzwertbildung, Historienbildung, Aggregation, vorverarbeitende Abrechnungsfunktionen, Messgerätesteuerung ohne Zuordnung zu einem Installationsort auf einer vorgeschriebenen Dienstplattform,



- Schnittstellen der Mindestfunktionen und erweiterten Funktionen über das lokale Netzwerk im Netznutzerobjekt zu Funktionskomponenten der Gebäudeautomation in Höhe anderer Rollen, mit Herstellung von Verbindungen zu Geräten und Anlagen,
- Schnittstellen der Mindestfunktionen und erweiterten Funktionen über ein Nachbar-Netzwerk innerhalb von Objektnetzen aber auch in Netzregionen zur Bündelung mehrerer Zähler über eine zusätzliche Dienstplattform für Zusatzapplikationen (Datenkonzentrator, Energiedatenserver (EnDS))
- Schnittstellen der Mindestfunktionen und erweiterten Funktionen über Weitverkehrsnetze zur Verbindung mit zentralen Smart Metering-Systemen (AMI Head End System)

Sehr positiv an dieser Darstellung ist die offene Implementierungsmöglichkeit der erweiterten logischen Funktionen, da es keine technologische Festlegung gibt. Dieser Punkt hat für die europäische Kommission höchste Bedeutung, die im Report der Smart Metering Coordination Group darauf dringt, dass keinerlei technologische Festlegungen getroffen, sondern nur logische Funktionen beschrieben werden, um einen offenen wettbewerblichen Markt zu befördern.

Die Schwäche im aktuellen Stand des Reportes zur funktionalen Architektur im Mandat 441 \CCE1105\ liegen darin, dass noch keine Untersuchungen zum Thema Informationssicherheit durchgeführt werden. Es ist dabei auch nicht ausreichend, Sicherheit nur über Schnittstellen von Anwendungsfällen zu definieren, sondern Informationssicherheit wird vertikal über die gesamte 4-Schichten-Architektur von Infrastrukturservices, Dienstvermittlungsservices und den Diensten (Implementierung von Anwendungsfällen) sowie Rollen und Rechte von Dienstenutzern definiert.

Notwendige Maßnahmen sind auf allen Ebenen des vorgestellten Systemmodells nach Abb. 2 zu definieren. Dies betrifft die Infrastrukturebene im Smart Grid aus Energieversorgungssystem und Automationssystem sowie aus Kommunikationssystemen zuzüglich der Ebene der IT-Vermittlungsumgebung. Dies betrifft aber ebenso die Diensteebene und die Ebene der Dienstenutzer. Damit lassen sich vier abstrakte Architekturebenen identifizieren. Insofern bietet sich hier die Anwendung der Referenzarchitektur aus dem VDE ITG-Positionspapier an \VDE10\.

Teil der **Ebene 1** der Referenzarchitektur (Infrastruktur) beschreibt die physikalischen Geräte und Anlagen sowie das Automationssystem miteinander verbunden über das Kommunikationssystem. Das Kommunikationssystem besteht in einer abstrakten Beschreibung

- aus einem die Energiesystemelemente verbindenden Kommunikationsnetzwerk,
- einer Ausstattung von Objekten und Netzregionen mit Kommunikations-Gateways zur Verbindung unterschiedlicher Schnittstellen (in Analogie zum Bild des Mandates 441



(metrological area networks (MAN), home area networks (HAN), lokal area networks (LAN), neighbourhood area networks (NAN) und wide area networks (WAN)),

- sowie Dienstplattformen für Metering-Funktionen auf dem Meter Gateway sowie Energiemanagementfunktionen auf dem Energiemanagement-Gateway

wobei alle drei Bereiche mit Sicherheitsanforderungen (sichere physikalische Kommunikation, sichere Kommunikations-Gateways, sichere Dienstplattformen (Trusted Computing) verbunden sind.

Ebene 2 ist eine Dienstvermittlungsschicht zum Mapping der mit Gateways abgebildeten Kommunikationsstacks und auf Plattform laufenden Diensten über definierte Objektmodelle, genormte Diensteschnittstellen, Diensteintegrationservices in verteilten Laufzeitumgebungen. Für diese Dienstvermittlungsumgebung entstehen wiederum Anforderungen aus Sicht der Informationssicherheit.

In **Ebene 3** als Diensteschicht ist Informationssicherheit durch Zuordnung von Sicherheitsniveaus an Diensteschnittstellen und Datenschutzklassen an Datenobjekte zu definieren. Sicherheitsniveaus bringen verschiedene Anforderungen an die Schutzmaßnahmen mit sich (z.B. Verschlüsselung).

Ebene 4 besteht aus den Dienstenutzern, denen Rollen und damit Verantwortlichkeiten und Rechte zuzuordnen sind. Hier sind Festlegungen zur Authentifizierung zu treffen.

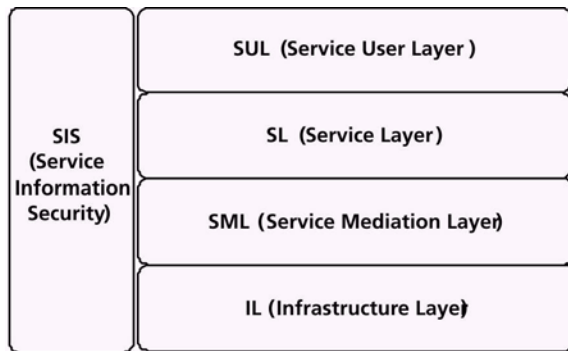


Abb. 6: Ebenen der Referenzarchitektur im intelligenten Energiesystem

Der Report zum Mandat 441 beschreibt das Kommunikationsnetzwerk im Layer IL mit einzelnen Funktionsblöcken ohne Trennung zwischen Mindestfunktionen des Messgerätes und erweiterten Funktionen, die außerhalb des Messgerätes existieren können. Er behandelt aber nicht die unterschiedlichen Hohheiten durch verschiedene verantwortliche Rollen in verschiedenen Systemdomänen, behandelt damit verbunden auch keine Maßnahmen zur Informationssicherheit, behandelt auch keine unterschiedlichen Verteilungsmöglichkeiten



von Gateways und Dienstplattformen der Infrastrukturebene (IL) sowie der Dienstvermittlungsschicht (SML).

Dazu soll im folgendem die Architekturdarstellung des Reportes erweitert werden.

Unter Berücksichtigung der beschriebenen Architekturebenen sowie der Darstellung zum Mandat 441 ergeben sich mehrere Realisierungsmöglichkeiten für Kommunikations-Gateways und Dienstplattformen, die in Kombination umgesetzt werden können. Die Umsetzung verschiedener Varianten für einen offenen wettbewerblichen Markt ohne technologische Festlegungen macht eine Betrachtungsweise in logischen Komponenten, die jeweils bestimmten Informationssicherheitsniveaus genügen müssen, notwendig macht.

Folgende Netzwerke werden aus der Darstellung zum Mandat 441 identifiziert und sind in nachfolgender Darstellung abgebildet:

- MAN – Metering Area Network (lokaler Mess-Feldbus)
- HAN – Home Area Network (entspricht LAN – lokales Netzwerk im Objekt, Energiemanagement-LAN in der möglichen Realisierung durch den EE-Bus)
- NAN – Near Area Network (entspricht Nahbereichsnetzwerken in Verteilungsnetzregionen zu dezentralen Komponenten)
- WAN – Wide Area Network (Weitverkehrsnetze zu zentralen Komponenten)

Folgende technische Komponenten sind auf Grundlage der Architekturebenen und Schnittstellen im Mandat 441 umsetzbar.

- Messendgeräte mit Mess- und Anzeigefunktion, gewissen zu definierenden Basisfunktionen sowie Kommunikationsfunktionen des Einzelgerätes
- Externes Display, das direkt an das Messendgerät angeschlossen werden können
- Meter-Gateway als lokale Kommunikationsbrücke sowie ausgestattet mit Basisfunktionen wie Signierung, Verschlüsselung, signierte Zeitstempel zu Messwerten im Objekt des Endkunden; entweder direkt mit dem Meter verbunden oder gesondert zur Verbindung mehrerer Meter installiert - zur Verbindung von Messfeldbus (MAN) mit Gebäudenetzwerk in Kundenhohheit (HAN) über das Energiemanagement-Gateway (EMG) sowie Nachbarnetzwerken im Nahbereich (NAN) und Weitbereich (WAN)
- Kommunikations-Gateway in Form des EMG in Hoheit des Kunden als Schnittstelle für Energiemanagement-Funktionen
- Kommunikations-Gateway im Nahbereich der Objekte (Verteilungsnetzregion) als Postverteilschnittstelle für Meter-Messwerte sowie zur Verbindung über das Nahnetz-



werk (NAN) mit dem Meter-Gateway (3) und mit Energiemanagement-Gateway (8) in Kundenhoheit im Objekt, sowie über das Weitnetzwerk (WAN) mit der zentralen Dienstplattform

- Dienstplattform im Objekt des Endkunden als Plattform der objektbezogenen Dienstvermittlungsumgebung für Energiemanagement-Funktionen
- Dienstplattform im Verteilungsnetz
 - als Postverteilschnittstelle für Messwerte,
 - als Plattform von aggregierenden, prüfenden, plausibilisierenden, speichernden, abrechnenden erweiterten Metering-Funktionen eines sogenannten Energiedatenservers (EnDS; analoger Begriff: Datenkonzentrator)
 - sowie als Plattform der dezentralen netz- und marktbezogenen Dienstvermittlungsumgebung für Energiemanagement-Funktionen
- Zentrale Dienstplattform und Dienstvermittlungsumgebung (auch genannt Datendrehzscheibe, Information hub, Plattform für Energiemarktplatz) bei einem IKT-Infrastrukturbetreiber beispielsweise als Träger zentraler Visualisierungs- und Abrechnungsfunktionen oder zentraler Energiemanagementfunktionen der Netz- und Marktakteure

Nachfolgende Abb. 7 erweitert in vereinfachter Weise die Mandat 441-Darstellung mit Zuordnung von Meter Gateway und EMG zu Anschlussnehmern und Anschlussnutzern im Anschlussobjekt.

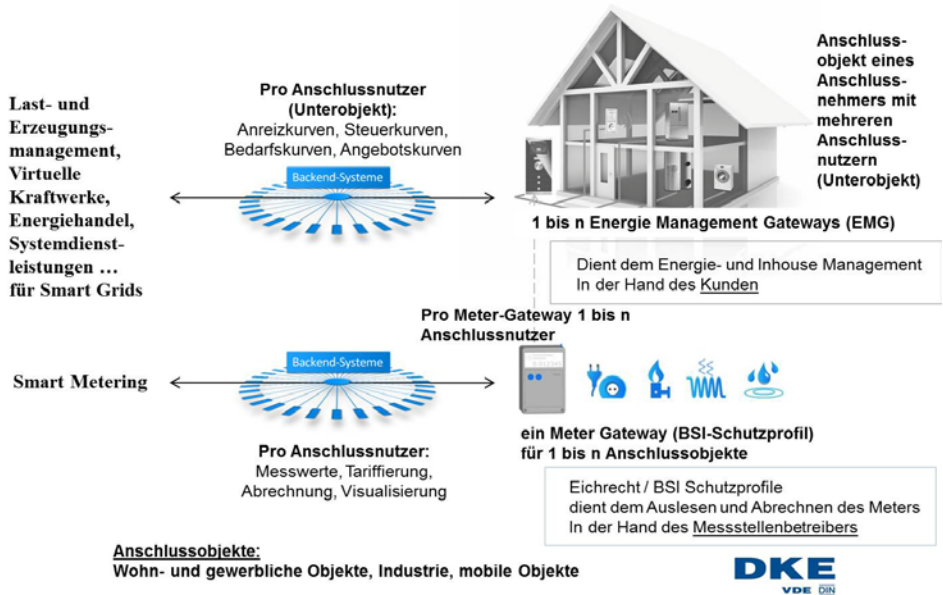


Abb. 7: Systemempfehlung der DKE-Fokusgruppe Inhouse-Automation und Beschlussvorlage im nationalen Lenkungskreis Normung Smart Grid \DK11\

4.3 OGEMA als allgemeine Dienstvermittlungsumgebung auf Dienstplattformen in verschiedenen Systemdomänen

Das EMG stellt als technischer Akteur im Smart Grid eine Hardware- und Betriebssystem-Plattform (Dienstplattform) gebündelt mit einem Applikations- und Kommunikationsframework (Dienstvermittlung) dar, um den Betrieb einer Softwarelösung für Dienste des Energiemanagers zu ermöglichen. Damit wird es folgendermaßen definiert. Das EMG wird erstens durch ein physikalisches Gerät (Dienstplattform) gebildet, bestehend aus Hardware eines Rechnersystems zuzüglich eines Betriebssystems, einer virtuellen Laufzeit-Maschine, einer hardwareunabhängigen dynamischen Softwareplattform als Programmiergerüst. Auf dieser Plattform wird die Dienstvermittlungsebene als Applikations- und Kommunikations-Framework zur Abbildung von Kommunikationsstacks und Dienstschnittstellen, aber auch von Ressourcenbeschreibungen in Form von Informationsmodellen sowie von Basisfunktionen bereitgestellt. Sie kann damit als Betriebssystem für Energiemanagementdienste veranschaulicht werden.



Der Energiemanager wiederum wird definiert als Softwarelösung bestehend aus gerätespezifischen Energiediensten, die auf das Applikations- und Kommunikations-Framework des EMG zugreifen. Weiterhin wird er durch Energieautomatisierungs-Dienste zur Automatisierung des Energiemanagements in Anschlussobjekten gebildet. Diese Dienste nutzen einerseits die gerätespezifischen Dienste und die Gerätere Ressourcen zur Inhouse-Kommunikation, stellen aber andererseits auch die Schnittstelle zum aktiven Verteilungsnetz dar. Er vertritt automatisiert den Energienutzer im Anschlussobjekt beim Energiemanagement, in der Kommunikation mit Netz- und Marktakteuren, zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Senkung der Energiekosten sowie zur Bestimmung von Preis, Herkunft, Art und Einsatz der benutzten Energie.

Der beschriebene Lösungsstack aus Dienstplattform und Dienstvermittlungsumgebung in Form von OGEMA sowie aus Energiemanager wird in der Abbildung 8 als Implementationsstack dargestellt, wie er in der OGEMA-Version 1.0 im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma) umgesetzt wurde.

Energiebutler = BEMI-Rechner = EMG + EM

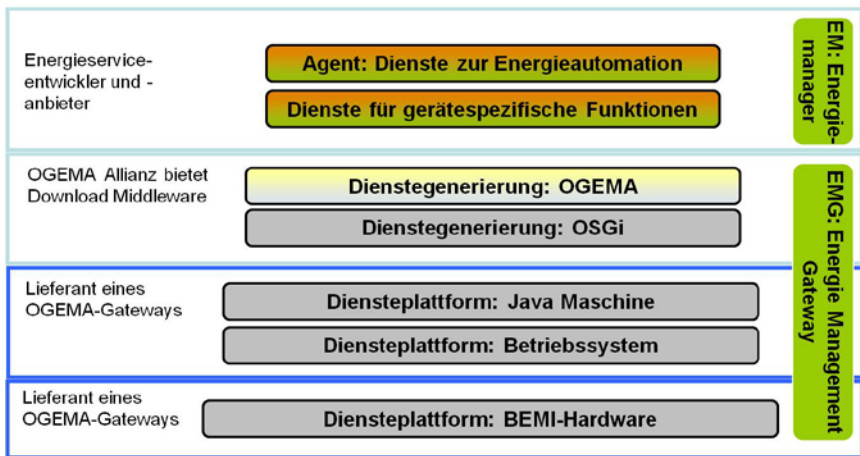


Abb. 8: Energiebutler als Implementierung des BEMI-Rechners, der eine Verbindung von Energiemanagement-Gateway (EMG) und Energiemanager (EM) darstellt (moma1105)

Das Programmierframework OSGi und das Anwendungsframework OGEMA als Dienstvermittlungsebene abstrahieren von der darunter liegenden Hardware eines eingebetteten Systems als Dienstplattform. Damit wird es möglich, Energiefunktionen für Lieferprodukte, Energiedienst- und Messdienstleistungen, Dienste zur Verbindung mit anderen Lebensbereichen auf unterschiedlicher Hardware (Meter Gateway, Heizungssteuerung, System zur



Gebäudeautomation, Netzwerk-Router, Energiebutler, usw.) laufen zu lassen. Mit OGEMA wird aktuell ein technologieabhängiger Stack mit Betriebssystem, Java Virtual Machine (Java VM) und OSGi vorgeschlagen, auf dem das OGEMA-Framework aufgesetzt wird. Andere Technologien können diesen Ansatz aber analog abbilden.

Auf dieser Grundlage wurde in diesem Kapitel ein verallgemeinerungsfähiger Ansatz zur Verbindung der Systemdomänen Verteilungsnetz, Anschlussobjekt und Gerätedomäne dargestellt, der ebenso für Gateways in den Netzen, zwischen Netz und Anschlussobjekt sowie zwischen Marktakteuren und beliebigen Punkten des Energieversorgungssystems eingesetzt werden kann.

Um eine erfolgreiche Ausbreitung der Lösung im Massenmarkt zu ermöglichen, wird eine kostengünstige Dienstplattform benötigt, die letztlich von den Verteilungszelle in einer Trafostation als Grundlage für Markt- und Netzautomaten bis hin in das Anschlussobjekt in jede Wohnung der Energienutzer, aber auch als bidirektionales Interface zu einzelnen Anlagen als eine Art Energierouter im Internet ausgerollt werden kann.

Am Endpunkt der Kommunikationsstrecken im Anschlussobjekt bildet die Box Kommunikationsstacks mit TCP/IP auf objektinterne Kommunikationsstacks zum Ansprechen von Geräten und Anlagen beispielsweise über den IEC-Standard bezüglich Netzautomatisierung und Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen (IEC 61850), über den EE-Bus und weitere übliche Kommunikationsprotokolle wie KNX, ZigBee, Z-Wave oder Powerline ab. Innerhalb von OGEMA, das auf der Dienstplattform implementiert wird, werden Objektmodelle sowie Diensteschnittstellen der entsprechenden Standards zur Gerätekommunikation abgebildet. OGEMA bietet weiterhin Basisdienste zur Administration des EMG, zur Rechtemanagement der Nutzerzugriffe, Sicherheitsmechanismen, Datenbank- und Webserverfunktionalität an.

Auf dieser Grundlage werden die Anwendungen im Bereich der gerätespezifischen Dienste sowie der automatisiert ablaufenden Energiemanagerdienste als sogenannte Apps verschiedener Energiedienstleister installiert.

Der entsprechende Kommunikationsstack über die 7 OSI-Schichten und an die Anwendungsschnittstelle (OSI 7) angrenzende Standardschichten für Objektmodelle (logische Knoten) und abstrakte Serviceschnittstellen hin zu einer Schicht zur Abstrahierung der verschiedenen Kommunikationsprotokolle und Modelle in Verbindung mit Basisdiensten, die in der Summe eine Programmierschnittstelle (API) für Energiemanagementfunktionen bilden, wird in Abb. 9 dargestellt.

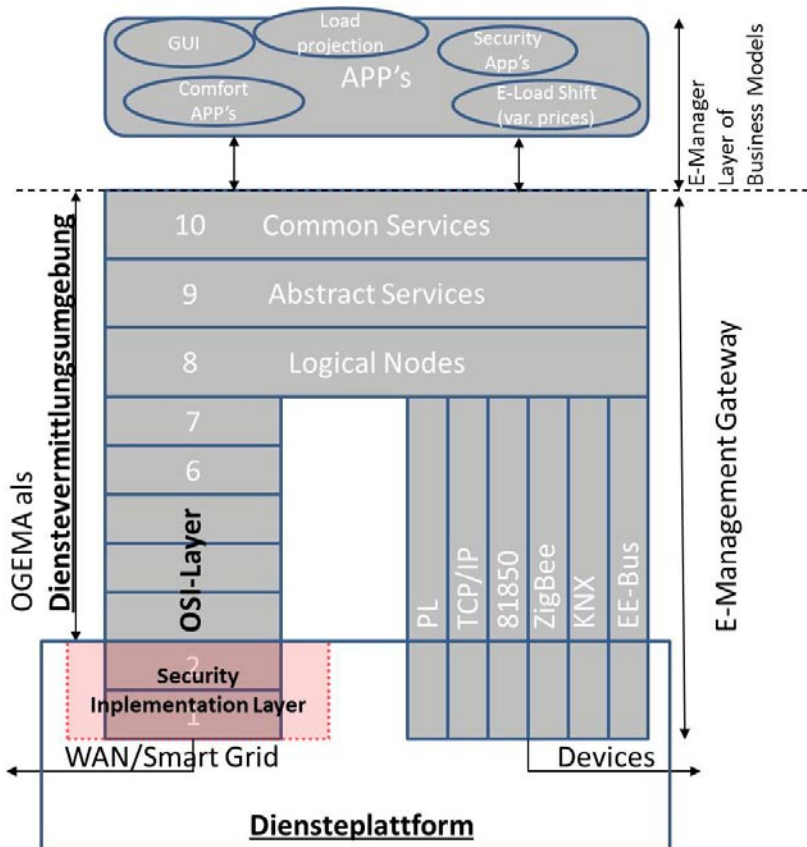


Abb. 9: Schichtenmodell von OGEMA als Dienstvermittlungsumgebung

5 Literatur

- VCCE1105\ CEN/CENELEC/ETSI Smart Meters Coordination Group; Functional Reference Architecture for Communications in Smart Metering Systems; Secretariat CCMC; 05/2011
- VDK10\ DKE - Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informations-technik im DIN und VDE in Zusammenarbeit mit E-Energy, Die deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid – Version 1.0, Frankfurt, April 2010
- VDK11\ DKE-Fokusgruppe Inhouse-Automation; Arbeitspapier; 09/2011



- \ETF11\ EU Commission Task Force for Smart Grids; Expert Group 3: Roles and Responsibilities; EG3 Final; 01. February 2011
- \Ke1105\ Kellendonk Elektronik GmbH; EEBus Whitpaper; Stand 05/2011; [http:// www.eebus.de](http://www.eebus.de)
- \KK10\ Kießling, Andreas; Khattabi, Mariam: Cellular system model for smart grids combining active distribution networks and smart buildings; Energy-Efficient Computing and Networking; Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering, 2011, Volume 54, Part 5, 225-242, DOI: 10.1007/978-3-642-19322-4_24
- [Ha09] N.D. Hatzigiorgiou, A. G. Anastasiadis, A.G. Tsikalakis: Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids, IEEE PowerTech 2009, Bukarest, Rumänien, Juni 2009
- \lb09\ Verantwortlich: IBM; Mitwirkend: Panzer, C.; Malina, A. (IBM); Waldschmidt, H.; Ringelstein, J. (IWES); Schneider G; Schultz, R.; Kießling, A. (MVV); Hermanns, J. (24/7 IT Services); Schwendicke, L.; Rindchen, M. (PPC); Kellerbauer, H. (UDE); Hänchen, H. (DREWAG); Studie E-Energy Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.9 – moma Security; moma; Mannheim; 31.07.2009
- \moma1105\ Kießling, Andreas (MVV); Malina, Alfred; Schumann, Detlef (IBM); Hauser, Eva; Klann, Uwe; Leprich, Uwe; Luxenburger, Martin (IZES); Rindchen, Markus; Schwendicke, Lars (PPC); Giebel, Carolina; Duscha, Markus; Bödeker, Jan (ifeu); Selzam, Patrick; Engel, Stephan (IWES); E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma); Arbeitsschritt 5.5 – Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens; erschienen in moma; Mannheim; 29.05.2011
- \NRW10\ Nestle, D.; Ringelstein, J; Waldschmidt, H.: Fraunhofer IWES; Open Energy Gateway Architecture for Customers in the Distribution Grid, Information Technology (it) 2/2010, S. 83-88, Oldenbourg Verlag, München
- \VDE10\ VDE – ITG-Fokusgruppe; Positionspapier - Energieinformationsnetze und -systeme; 11/2010



Regenerative Modellregion Harz – RegModHarz

Patrick Hochloff^{a)*}, Dirk Filzek^{b)}, Gerd Heusel^{a)}, Katharina Lesch^{a)}, Andreas Liebelt^{a)}, Lars Nicklaus^{b)}, Peter Ritter^{b)}, Dr. Kurt Rohrig^{a)}, Christian Röhrig^{c)}, Florian Schlögl^{a)}, Christina Volkert^{b)}, Manuel Wickert^{a)}, Martin Winter^{d)}

a) Fraunhofer IWES, Kassel, b) CUBE Engineering GmbH, Kassel

c) Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, d) Siemens AG, München

Tel.: (0561) 7294-214

e-mail: patrick.hochloff@iwes.fraunhofer.de

1 Einleitung

Das Projekt „Regenerative Modellregion Harz“ (RegModHarz) ist eines der sechs Projekte aus der eEnergy-Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und des Bundesministeriums für Umwelt, Reaktorsicherheit und Klimaschutz (BMU). Im Rahmen von RegModHarz werden Geschäftsmodelle und IKT-Lösungen erarbeitet, die eine hohe Durchdringung Erneuerbarer Energien (EE) in der Stromversorgung ermöglichen sollen. Am Beispiel der Modellregion, dem Landkreis Harz, wird die Einbindung der EE-Stromerzeuger, der Stromnetze und der privaten Haushalte in die Geschäftsmodelle und IKT-Lösungen untersucht.

2 Koordinierte Stromerzeugung in virtuellen Kraftwerken

Im Rahmen von RegModHarz wird die gesamte regenerative Stromerzeugung in einem virtuellen Kraftwerk gebündelt. Die unterschiedlichen Charakteristika der erneuerbaren Energiequellen werden damit für einen übergeordneten Zweck genutzt, z. B. zur Lieferung eines definierten Lastprofils /Mackensen 2008/. Der Einsatz der einzelnen Anlagen bzw. Anlagenparks wird zentral hinsichtlich der Vermarktungsmodelle des virtuellen Kraftwerks koordiniert /Braun 2009/. Der Koordinator des virtuellen Kraftwerks übernimmt somit eine Händlerfunktion und wird im Folgenden als Poolkoordinator bezeichnet. Die Vermarktungsmodelle werden in den Simulationsumgebungen energyPro (EMD International AS) von CUBE Engineering GmbH und RedSim (Renewable Energy Dispatch Simulation) von Fraunhofer IWES untersucht.

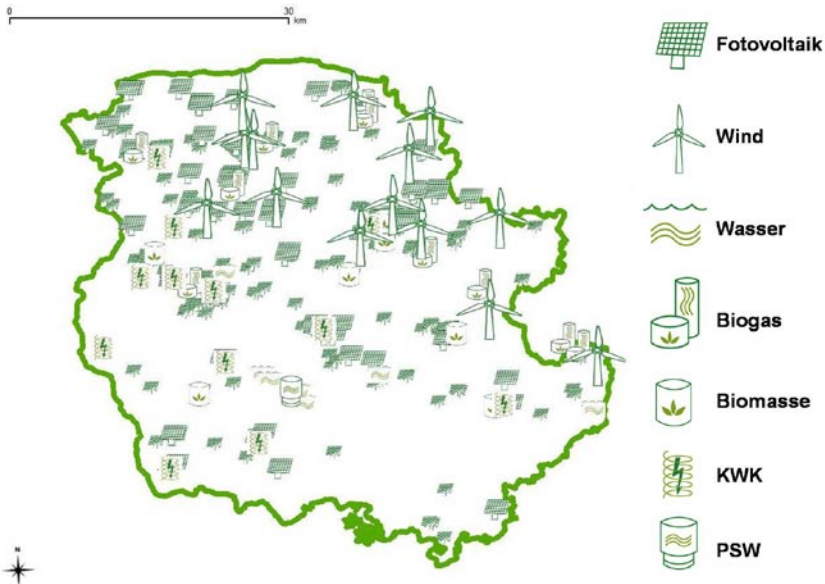


Abbildung 1: Installierte EE-Anlagen im Landkreis Harz (Stand: Ende 2008)

2.1 Szenariodaten Erzeugung und Prognose

Die Untersuchungen erfolgen in drei Ausbauszenarien: dem Stand der installierten Leistung Ende 2008, einem Ausbauszenario 2020 und einem 100 % EE-Ausbauszenario. Für das Szenario 2008 wurden alle Anlagen im Landkreis Harz mit ihrem jeweiligen Standort erfasst (Abbildung 1). Das Ausbauszenario 2020 entspricht der Zuwachsrate der einzelnen Energieträger aus der Leitstudie 2009 /Leitstudie2009/ und Leitstudie 2010 /Leitstudie 2010/ für Deutschland, welche auf den Landkreis Harz übertragen wurde (Abbildung 2). Für neue Windenergieanlagen wurden alle ausgewiesenen Eignungs- und Vorrangflächen und für Wasserkraftanlagen das maximale technische Potential als Obergrenze für den Zubau hinzugezogen. Das 100 % EE-Ausbauszenario wird derzeit noch ermittelt.

Es wurden Erzeugungszeitreihen für jeden Energieträger, Folgetagsprognosen für Wind- und Sonnenenergie und innertägige Prognosen für Windenergie erstellt. Für Windenergie wurde aus Leistungsmessdaten bzw. Prognosen von Referenzparks die gesamte Erzeugung bzw. Prognose entsprechend der räumlichen Verteilung in der Modellregion hochgerechnet /Lesch 2010/. Für Fotovoltaikanlagen wurden die solaren Einstrahlungswerte aus meteorologischen Prognosen und Satellitendaten auf Planquadrante hochgerechnet /Lesch 2010/.

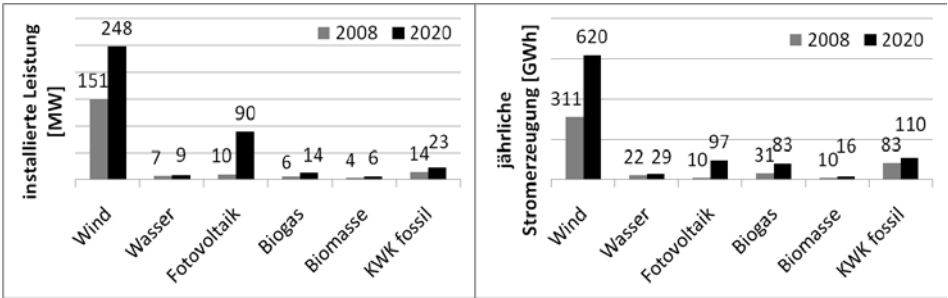


Abbildung 2: Installierte Leistung und jährliche Stromerzeugung in 2008 und entsprechend dem Ausbauszenario für 2020

2.2 Vermarktung an der Strombörse

Im Rahmen des ab dem 1. Januar 2012 gültigen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2012) (BT-Drucks. 17/6071 und 17/6363) wird mit der Marktprämie nach § 33g die Vermarktung an den Strombörsen unterstützt. Damit ergibt sich für EE-Anlagenbetreiber ein neues Geschäftsmodell neben der festen Einspeisevergütung.

Für die Energieträger Wind, Wasser, Sonne, Biogas und andere Biomasse im Landkreis Harz wurden die Einnahmen aus der Direktvermarktung mit der Marktprämie auf Basis der Erzeugungszeitreihen und den Strompreisen aus dem Jahr 2008 (Spotmarkt EPEX bzw. EEX) berechnet (Tabelle 1):

- Der Marktwert gibt den Wert der tatsächlichen Erzeugung im Landkreis Harz mit den Preisen des Vortageshandels wieder.
- Das Handelsergebnis berücksichtigt für Wind und Fotovoltaik zusätzlich die Folgetags- und Kurzfristprognose, den Intraday-Handel und die Ausgleichsenergiekosten für Abweichungen von der Prognose.
- Die Marktprämie MP berechnet sich aus dem anzulegenden Wert der Einspeisevergütung EV und dem Referenzmarktwert RW des jeweiligen Energieträgers.
- Der anzulegende Wert der Einspeisevergütung EV ist die durchschnittliche Vergütung des Energieträgers über alle Anlagen im Landkreis Harz.
- Der Referenzmarktwert RW berechnet sich aus dem mittleren energieträgerspezifischen Marktwert MW des Energieträgers und der Managementprämie P_M .
- Für Wasser, Biogas und andere Biomasse wurde der Phelix-Base-Preis 2008 als MW verwendet. Für Wind und Fotovoltaik wurde der MW aus der vom BDEW im Jahr 2009 veröffentlichten Windzeitreihe 2008 und der im Rahmen der BEE-Studie /IWES 2009/ erzeugten Fotovoltaik-Zeitreihe 2008 berechnet.



Die Einnahmen bestehen aus dem Handelsergebnis und der Marktprämie MP. Aus diesem Erlös müssen die Energieerzeugung und alle zusätzlichen Kosten, die durch die Direktvermarktung anfallen, finanziert werden. Der Benchmark für die Kosten der Energieerzeugung ist die Höhe der Einspeisevergütung. Dem Anlagenbetreiber müssen mindestens Einnahmen in Höhe der Einspeisevergütung garantiert werden, damit er in das System der Direktvermarktung wechselt. Der Erlös abzüglich der Einspeisevergütung stellt somit den Betrag dar, aus dem ein zusätzlicher Anreiz für den Anlagenbetreiber zur Direktvermarktung entsteht und die Kosten für die Handelsanbindung, die IKT-Infrastruktur und die Prognosen gedeckt werden müssen. Für das Jahr 2008 hat dieser Betrag eine Höhe von insgesamt 3,1 Mio. €, der Großteil mit 2,8 Mio. € kommt von der Windenergie.

Tabelle 1: Marktwert, Handelsergebnis und Zusammensetzung der Marktprämie für die Anlagen im Landkreis Harz mit der Stromerzeugung und den Preisen im Jahr 2008

[ct/kWh]	Wind	Wasser	Fotovoltaik	Biogas	Biomasse
Marktwert	5,82	6,17	8,06	6,60	7,86
Handelsergebnis	5,63	6,17	8,09	6,60	7,86
MP=EV-RW	3,87	1,08	35,56	11,25	11,12
EV	8,63	7,36	42,48	17,53	17,40
RW=MW-P _M	4,76	6,28	6,92	6,28	6,28
MW	5,96	6,58	8,12	6,58	6,58
P _M	1,2	0,3	1,2	0,3	0,3
Handel+MP-EV	0,86	-0,11	1,18	0,32	1,41

Durch die Verwendung von Kurzfristprognosen im Intraday-Handel konnten im Szenario 2008 die Kosten der Ausgleichsenergie für die Windenergie um 1,9 Mio. € bzw. 0,58 ct/kWh reduziert werden. Die Abweichung des eigenen Erzeugungsprofils von der bundesweiten Einspeisung (vgl. Marktwert und MW) und die Abweichung der Erzeugung von Prognosen (vgl. Marktwert und Handelsergebnis) stellen insbesondere für die Wind- und Solarenergie die zwei wesentlichen Risiken der Direktvermarktung mit Marktprämie dar. Im Szenario 2008 wurden diese Kosten beispielhaft berechnet. Die Kosten zur Absicherung dieser Risiken wurden nicht weitergehend evaluiert.



Durch den Zusammenschluss von einzelnen Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk können vor allem mengenunabhängig Kosten, z. B. für die Handelsanbindung, eingespart werden. Des Weiteren wird durch eine gemeinsame Prognose vieler räumlich verteilter Windparks bzw. Fotovoltaikanlagen durch den Ausgleichseffekt die Prognosegüte verbessert /ISI 2011/, was zu Einsparungen bei den Ausgleichsenergiekosten führen kann. Durch den Zusammenschluss von verschiedenen Energieträgern entsteht zunächst kein weiterer Vorteil, wenn alle Anlagen ausschließlich für den Spotmarkthandel eingesetzt werden. Bei dem Ausgleich von Prognosefehlern durch flexible Anlagen müssen die Opportunitätskosten für die entgangene Vermarktung (z. B. am Sekundärregelleistungsmarkt /Hochloff 2010/) der Anlage beachtet werden.

Für Biogasanlagen bietet sich im Rahmen der Direktvermarktung mit Marktprämie zusätzlich die Möglichkeit zur Nutzung der Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012. Für drei Anlagen aus dem Landkreis Harz wurden die Kosten für die Anlagenerweiterung und die Einnahmen entsprechend der Flexibilitätsprämie für das Szenario 2008 berechnet (Tabelle 2):

Tabelle 2: Anlagenparameter aus Szenario 2008 und mit Anlagenerweiterung, Kosten der Anlagenerweiterung, Einnahmen aus Flexibilitätsprämie und Marktwertsteigerung

	Biogasanlage 1	Biogasanlage 2	Biogasanlage 3
bisher (Szenario 2008)			
P_{inst} [kW] / VLS [h/a]	500 / 4143	526 / 8041	1500 / 6667
neu (+ Erweiterung)			
P_{inst} [kW] / VLS [h/a]	500 / 4146	1052 / 4023	2250 / 4447
Gasspeicher [kWh _{el}]	3000	6312	13500
Kosten [ct/kWh]	1,1	2,5	1,4
Einnahmen FP [ct/kWh]	1,5	1,6	1,3
zus. Marktwert [ct/kWh]	1,7	1,8	1,6

- Die installierte Leistung P_{inst} wurde mit zusätzlichen Blockheizkraftwerken (BHKW) bei Anlage 2 verdoppelt und bei Anlage 3 um 50 % erhöht. Die jährlichen Volllaststunden VLS der drei Anlagen liegen somit in einem Bereich zwischen 4000 h/a und 4500 h/a (kontinuierliche Biogasproduktion).



- Für die drei Anlagen wurden Gasspeicher mit einer Speicherkapazität von 12 Stunden der Biogasproduktion angenommen (davon 10 h neu installiert).
- Die Kosten für diese Anlagenerweiterungen wurden entsprechend /IWES 2011/ berechnet.
- Die Einnahmen aus der Flexibilitätsprämie FP wurden entsprechend EEG 2012 berechnet.
- Der Marktwert des verstromten Biogases ergibt sich aus der Einsatzoptimierung der BHKW mit den historischen Marktpreisen und der gemessenen (nicht konstanten) Biogaserzeugung jeder Anlage aus dem Szenario 2008. Gegenüber dem Marktwert bei unmittelbarer Verstromung des erzeugten Biogases wird ein zusätzlicher Marktwert erzielt.

Bei der Biogasanlage 1 und 3 sind die Kosten gering, da wegen der niedrigen Gasproduktionsrate im Vergleich zur bereits installierten Leistung bei Anlage 1 kein BHKW und bei Anlage 3 ein BHKW mit lediglich 750 kW installiert werden muss, um die Flexibilitätsprämie vollständig zu nutzen. Die Biogasanlage 2 liegt mit ihren Parametern und den Kosten für die Anlagenerweiterung in dem Bereich, für den die Flexibilitätsprämie ausgelegt wurde. Der zusätzliche Marktwert liegt in allen drei Fällen höher als vorausgesetzt wird /IWES 2011/. Das liegt an dem höheren Preisunterschied zwischen Peak- und Off-Peak-Preisen im Jahr 2008 im Vergleich zum Vierjahresdurchschnitt von 2007 bis 2010 /IWES 2011/ und an der besseren Ausnutzung der Preisunterschiede einzelner Stunden durch die Einsatzoptimierung entsprechend der historischen Marktpreise.

2.3 Vermarktung an Endkundenversorger

Ein weiteres Geschäftsmodell nach § 33 b EEG 2012 ist die Vermarktung zur Verringerung der EEG-Umlage (Grünstromprivileg). Nach § 39 EEG 2012 kann die EEG-Umlage eines Stromvertriebs um 2 ct/kWh reduziert werden, wenn die gesetzlichen Vorgaben zum Mindestanteil erneuerbarer Energien am Verbrauch eingehalten werden. Im Fall der Modellregion Landkreis Harz wurde für dieses Geschäftsmodell ein Portfolio untersucht, das den gesamten Stromverbrauch sowie die gesamte EE-Stromerzeugung im Landkreises Harz beinhaltet.

Die gesetzliche Vorgabe, dass in acht einzelnen Kalendermonaten und im gesamten Jahr der Anteil von Wind- und Solarstrom mindestens 20 % des Verbrauchs betragen muss, wird im Szenario 2008 in sieben Monaten und dem gesamten Jahr und im Szenario 2020 in jedem einzelnen Monat erfüllt (Abbildung 3). Die zweite Vorgabe, dass in acht einzelnen Kalendermonaten und im gesamten Jahr der Anteil der gesamten EE-Erzeugung mindestens 50 % des Verbrauchs betragen muss, wird mit der aufsummierten Erzeugung im Sze-



nario 2008 in zwei Monaten und im Szenario 2020 in neun Monaten erfüllt (Abbildung 3). Da die Erzeugung, die in der jeweiligen Viertelstunde den Verbrauch übertrifft, nicht angerechnet werden darf, reduziert sich der anrechenbare Anteil in beiden Szenarien. Im Szenario 2008 wird damit in keinem Monat und im Szenario 2020 in sechs Monaten der 50 %-Anteil eingehalten (Abbildung 4).

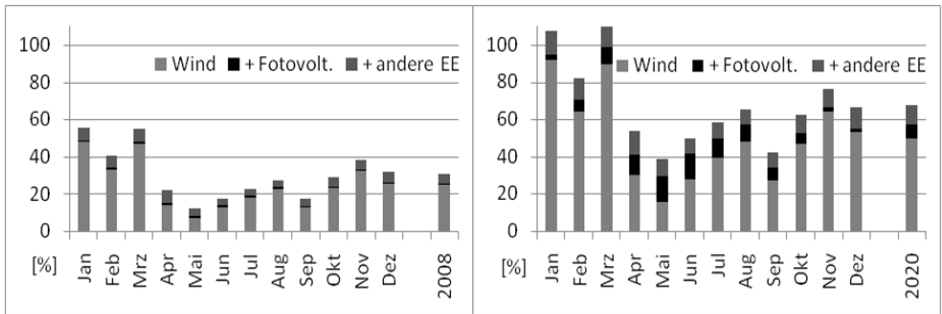


Abbildung 3: Anteil der erzeugten Energie aus Wind, Fotovoltaik und anderen EE-Anlagen am Stromverbrauch im Landkreis Harz im Szenario 2008 und 2020

Mit flexiblen Biogasanlagen, die keinen Strom einspeisen, während die Stromerzeugung aus den anderen EE-Anlagen den Verbrauch übertrifft, aber die gleiche Energie pro Monat erzeugen, kann im Szenario 2020 der 50 %-Anteil in acht Monaten und im gesamten Jahr eingehalten werden (Abbildung 5).

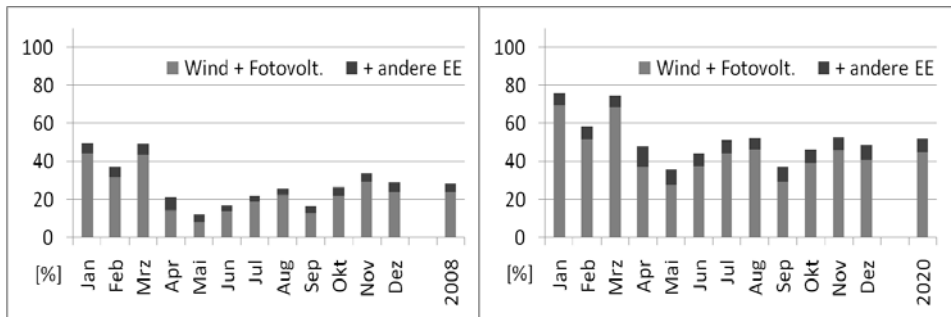


Abbildung 4: Im Grünstromprivileg anrechenbare Anteile der erzeugten Energie aus Wind, Fotovoltaik und anderen EE-Anlagen am Stromverbrauch im Landkreis Harz im Szenario 2008 und 2020

Die Vorgaben zum Mindestanteil von EE-Strom am Verbrauch können im Szenario 2020 nur knapp und nur mit flexiblen Biogasanlagen eingehalten werden. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen wird bei der Vermarktung zur Verringerung der EEG-Umlage nicht mit der

Flexibilitätsprämie gefördert. Der Anreiz von 2 ct/kWh (Reduktion der EEG-Umlage für den gesamten Verbrauch des Stromvertriebs) muss auf die gesamte EE-Erzeugung (68 % des Verbrauchs, vgl. Abbildung 3) verteilt werden. Dabei können fast 20 % der EE-Erzeugung nicht angerechnet werden, weil die Erzeugung in der jeweiligen Viertelstunde den Verbrauch übertrifft, und müssten (ohne Marktprämie) anderweitig vermarktet werden.

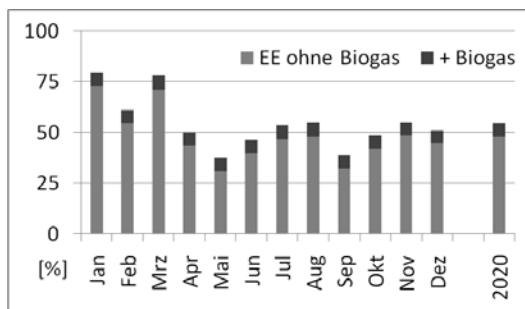


Abbildung 5: Im Grünstromprivileg anrechenbare EE-Erzeugung mit flexibler Erzeugung aus Biogas im Landkreis Harz im Szenario 2020

Neben dem Grünstromprivileg wird die Lieferung eines definierten Endkunden-Lastprofils aus dem virtuellen Kraftwerk an die Stadtwerke im Landkreis Harz betrachtet.¹ Dieses Geschäftsmodell beinhaltet auch einen zeitvariablen Tarif für Haushaltskunden. Der Verbrauch der Kunden in diesem Tarif soll zu 100 % in jeder Viertelstunde aus der EE-Stromerzeugung im Landkreis Harz gedeckt werden. Im Gegenzug können die Kunden ihren Verbrauch an dem Angebot von Strom ohne Primärenergieträgerkosten (Wind, Solar und Wasser) orientieren. Der Tarif kann im Internet abgelesen werden (vgl. Abschnitt 3.3) oder wird direkt an eine Schnittstelle im Haushalt zur Steuerung von ausgewählten Verbrauchern geschickt (vgl. Abschnitt 3.4). Mit der EE-Stromerzeugung entsprechend dem Szenario 2008 könnten 46.600 Haushalte (47 % aller Haushalte im Landkreis Harz) mit diesem Stromtarif versorgt werden. Dazu wurde für den Verbrauch der Haushalte das Standardlastprofil H0 mit einer Spitzenlast von 29 MW angenommen. Für den wesentlichen Ausgleich zwischen Last- und Erzeugungsprofil wurde für diese Simulation das Pumpspeicherwerk Wendefurth (2 Mal 40 MW Turbinenleistung, 2 Mal 36 MW Pumpleistung und 523 MWh Speicherkapazität) einbezogen.

¹ Das Geschäftsmodell wird simuliert und die IKT-Infrastruktur aufgebaut und getestet. Ein realer Handel kann aufgrund der Handelsrisiken, Preisstrukturen und Vertriebssysteme im Rahmen des Forschungsvorhabens nicht stattfinden. Die Kundenreaktion auf variable Tarife wird in einem Feldversuch ermittelt.



3 IKT-Lösungen für das virtuelle Kraftwerk und Haushalte

Für das virtuelle Kraftwerk werden IKT-Lösungen für das Energiemanagement in der zentralen Leitwarte und die Datenübertragung zwischen der Leitwarte und den Anlagen bzw. Anlagenparks benötigt. Als Schnittstelle wurde das Gateway "PowerBridge" entwickelt. Für die Einbindung von Haushalten, die im entsprechenden Geschäftsmodell einen variablen Tarif erhalten, wurde ein Internetportal (Marktplattform) und eine Schnittstelle im Haushalt (BEMI) für das Energiemanagement eingerichtet.

3.1 Leitwarte des virtuellen Kraftwerks RegModHarz

Die Kommunikationsinfrastruktur zwischen Poolkoordination und Anlagen besteht aus einer zentralen Leitwarte (Virtual Power Plant Operator) und mehreren Satelliten (Energy Resource Operator) jeweils bei den Anlagen bzw. Anlagenparks (Abbildung 6). Die Prognosen (Erzeugung, Last, Preise) werden durch externe Server über Webservices der Leitwarte zur Verfügung gestellt. Als Protokoll wird eine eigens entwickelte Erweiterung der IEC 61970-301 verwendet. Für die zentrale Leitwarte wurde eine 3-Schichten-Architektur gewählt. Im Virtual Power Plant (VPP) Backend erfolgt die Verwaltung der eingehenden und ausgehenden Daten und die Einsatzplanung für die Anlagen des virtuellen Kraftwerks. Die grafische Benutzeroberfläche der Leitwarte (Virtual Power Plant Graphical User Interface - VPP GUI) ist über webbasierte Techniken mit dem VPP Backend verbunden. Der Datenaustausch erfolgt über den Standard IEC 61970, ergänzt um proprietäre Protokolle (z.B. für die Anmeldung). Damit können von einer beliebigen, vom VPP Backend räumlich getrennten, Arbeitsstation aus alle Funktionalitäten zur Überwachung und Einsatzplanung der Anlagen aufgerufen werden.

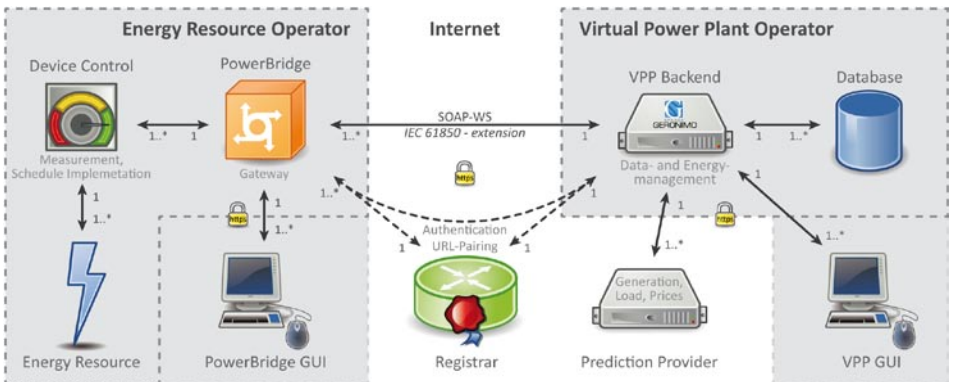


Abbildung 6: Systemkomponenten der Leitwarte des Virtuellen Kraftwerks RegModHarz

In Abbildung 7 ist die Topologie-Ansicht mit der aktuellen Erzeugungsleistung und dem Standort aller angebotenen Anlagen dargestellt. In Abbildung 8 ist die Übersichts-Ansicht mit der Erzeugung bzw. Erzeugungsprognose des vorhergehenden, aktuellen und folgenden Tags sowie der Vermarktung auf Basis der Folgetagsprognose und der Kurzfristprognose dargestellt.

Für die Anbindung der Anlagen wurde ein Gateway (PowerBridge) entwickelt, das den Informationsfluss zwischen der Anlagensteuerung und -überwachung und dem VPP Backend ermöglicht. Der Austausch von Fahrplänen bzw. Anlagendaten zwischen dem VPP Backend und der PowerBridge wird über das Protokoll IEC 61850 realisiert. Diesem Protokoll wurde ein Datenmodell (*Logical Node*) mit der Bezeichnung DVER (vgl. Abschnitt 3.2) hinzugefügt. Die Anmeldung und Registrierung der Anlagen erfolgt über einen externen Server (Registrar). Auf der grafischen Benutzeroberfläche der Leitwarte wird die Anmeldung einer neuen Anlage bestätigt.

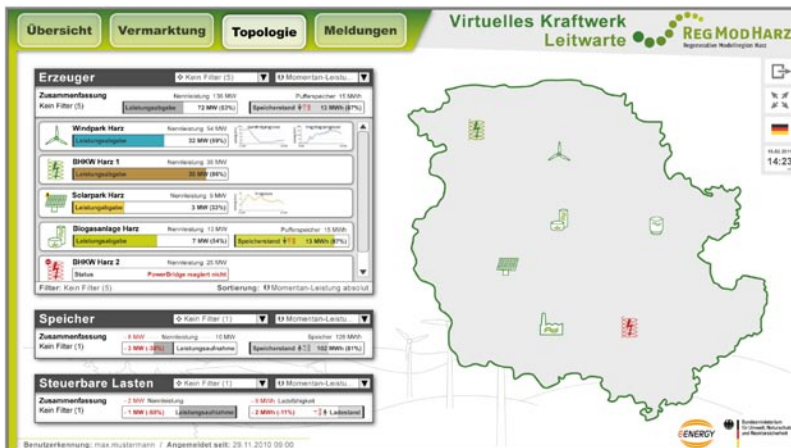


Abbildung 7: Topologie-Ansicht der grafischen Benutzeroberfläche der Leitwarte



Abbildung 8: Übersichts-Ansicht der grafischen Benutzeroberfläche der Leitwarte

3.2 Logical Node DVER im Standard IEC 61850

Der Standard IEC 61850 wurde um ein Datenmodell (*Logical Node*), das eine Anlagenkomponente des Virtuellen Kraftwerks beschreibt, erweitert. Die Erweiterung erhält den Namen DVER für *Decentralized Variable Energy Resource* /Bergmann 2010/. Mit den Datenwerten des DVER sollen in einem einheitlichen Datenmodell die verschiedenen Arten von Anlagen (Speicher, KWK-Anlage, Biogasanlage, Last, E-Kfz) in einem virtuellen Kraftwerk beschrieben werden.

Das Datenmodell enthält technische Parameter der Anlage, die für die Einsatzplanung der Anlage in der zentralen Leitwarte benötigt werden. Es wird mit den Datenwerten keine detaillierte technische Beschreibung der Anlage vorgenommen. Stattdessen werden nur die Größen einer Anlage beschrieben, die von außen für das Stromnetz sichtbar sind (Abbildung 9). Mit der Beschreibung der für das virtuelle Kraftwerk verfügbaren Leistungs- und Speicherkapazitätsgrenzen sowie zeitlichen Einschränkungen bzw. Zielvorgaben können die variabel einsetzbaren Komponenten des virtuellen Kraftwerks vereinfacht in der Einsatzplanung abgebildet werden.

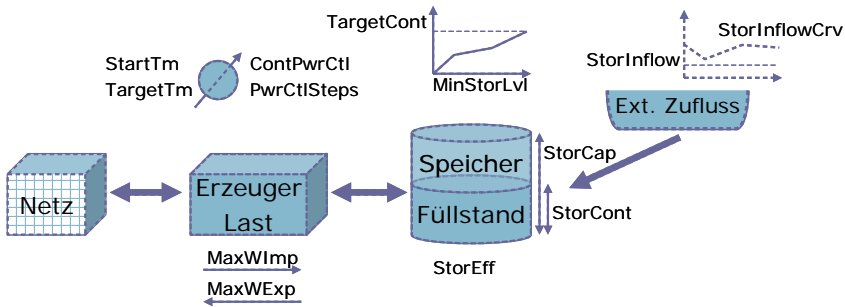


Abbildung 9: Datenwerte des DVER für eine variabel einsetzbare Anlage

Durch die Anwendung eines einheitlichen Datenmodells können die verschiedenen Anlagentypen automatisiert in die Einsatzoptimierung und das gesamte Energiemanagement eines virtuellen Kraftwerks eingebunden werden. Es ist keine Modellierung jeder einzelnen Anlage notwendig, wodurch eine schnelle Anbindung von sehr unterschiedlichen Anlagen in das virtuelle Kraftwerk ermöglicht wird.

3.3 Marktplattform

Die Marktplattform wird im Projekt als webbasierte Portalanwendung (Abbildung 10) im Sinne eines virtuellen Marktplatzes geschaffen, der regionale Akteure/Marktteilnehmer miteinander verbindet und die Kommunikations- und Abwicklungsbarrieren möglichst gering hält. Die Eingangsdaten aus dem Landkreis Harz und dem virtuellen Kraftwerk bezieht die Marktplattform von einer zentralen Datenbank, in die alle Daten gesammelt online einlaufen.

Die Marktplattform bietet ein zentrales Monitoring der Stromzusammensetzung des Landkreises Harz und der Anlagen, die am virtuellen Kraftwerk angeschlossen sind. Dazu werden aktuelle und historische Erzeugungsdaten der EE-Anlagen und die aktuellsten Prognosen der Erzeugung und des Verbrauchs auf der Marktplattform angezeigt.

Für die Kunden des regionalen, zeitvariablen Stromtarifs (vgl. Abschnitt 2.3) wird ein geschlossener Kundenbereich angeboten, in dem der Haushaltskunde einen Überblick über die aktuelle und prognostizierte Zusammensetzung „seines“ Stroms erhält. Die Preisstufen des Folgetags werden verbindlich angezeigt und Auswertemöglichkeiten zum Verbraucherverhalten angeboten. Damit kann der Kunde seinen Energieverbrauch nach ökologischen und ökonomischen Kriterien planen.

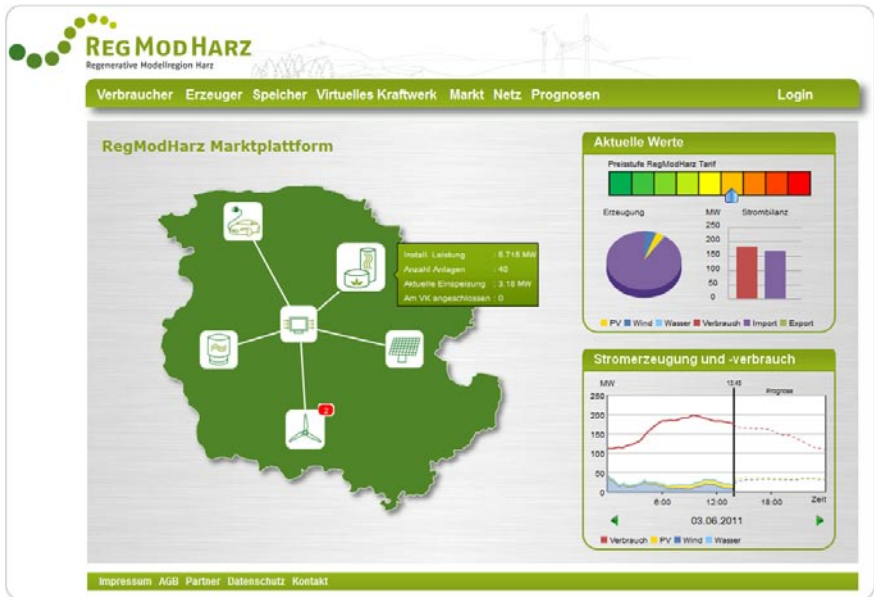


Abbildung 10: Startseite der RegModHarz Marktplattform

3.4 Energiemanagement in Haushalten

Das bidirektionale Energiemanagement Interface (BEMI) hat die Aufgabe, Lasten im Haushalt entsprechend dem aktuellen Stromtarif zu regeln. Eine Integration von Erzeugern und Speichern ist ebenfalls möglich.

Kernkomponenten des BEMI sind Mess- und Steuereinrichtungen („Schaltboxen“) für die angeschlossenen Haushaltsgeräte sowie ein Rechnerkern (Gateway). Letzterer optimiert den Betrieb der Geräte, überwacht deren Zustand und stellt eine Bedienschnittstelle zur Verfügung. Das Gateway ist als embedded System mit dem Betriebssystem Linux ausgeführt und nutzt die OGEMA²-Referenzimplementierung als Softwarebasis.

Das Gateway kann im Hausanschlusskasten installiert sein. Jeder andere Standort im Haus mit Netzwerkzugang ist ebenfalls möglich.

Das BEMI handelt auf Grundlage zeitvariabler Tarife. Die Preisbildung des variablen Tarifs ist an die residuale Last im Landkreis Harz gekoppelt.³ Welche Preisstufe für eine bestimmte

² Open Gateway Energy Management Alliance

³ Im Rahmen eines Feldtests

Stunde gilt, bestimmt sich aus der am Vortag erstellten Prognose, die auf dem Verbrauch sowie der Erzeugung aus Windenergie und Fotovoltaik basiert. Über den hausinternen Router sowie das Internet werden diese täglichen Preisprofile von der Leitwarte bereitgestellt.

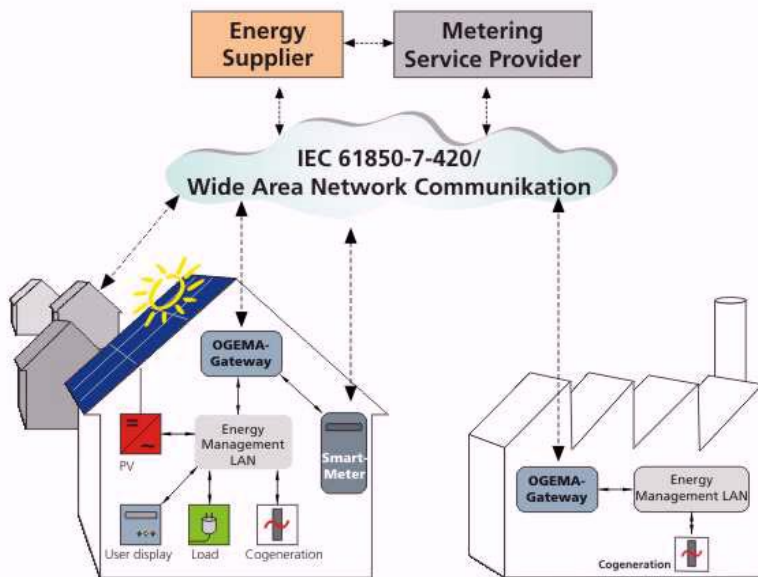


Abbildung 11: Einbindung BEMI in Haushalte

Das BEMI-Gateway kommuniziert über Schaltboxen mit den Haushaltsgeräten. Die Kommunikation erfolgt auf Basis TCP/IP, Z-Wave oder ZigBee. Weitere Kommunikationslösungen sind möglich.

Das BEMI erstellt Einsatzpläne für die vorgesehenen Verbraucher, erfasst mittels Sensoren die Gerätezustände und gibt dem Benutzer über eine webbasierte Benutzeroberfläche Informationen sowie die Möglichkeit zur Interaktion.

Die Systemarchitektur für Hard- und Software enthält folgende Ebenen:

- OGEMA-Anwendung
- OSGi-Framework
- Java Virtual Machine (JVM)
- Betriebssystem
- Hardware (embedded)

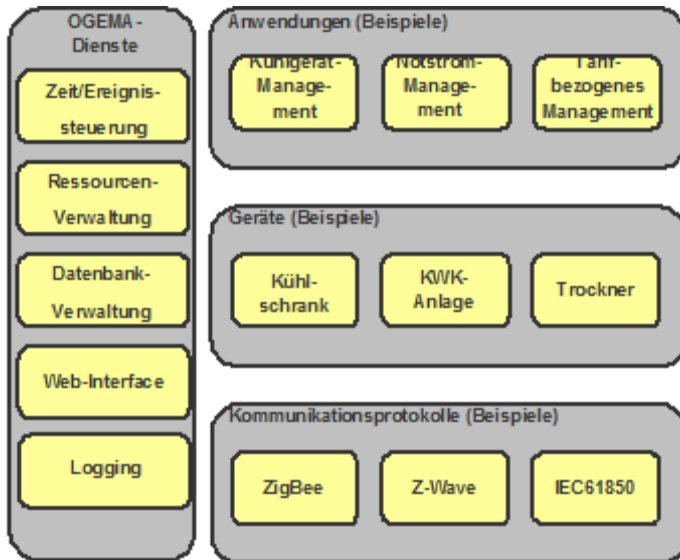


Abbildung 12: Zusammenwirken der Software-Komponenten

4 Verteilnetze mit einer hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien

4.1 Überwachung des Netzzustandes mit Phasor Measurement Units (PMU)

Volatile Erzeugung im Bereich der Wind- und Sonnenenergie kann mit ihrer bereits installierten Leistung die Stabilität des elektrischen Verteilnetzes unter bestimmten Situationen beeinflussen. Somit können beispielsweise Betriebsmittel stärker belastet und das zulässige Spannungsband weiter ausgeschöpft werden. Veränderungsprozesse in Verteilungsnetzen, wie z.B. die steigende Anzahl der regenerativen Energiequellen sowie die Liberalisierung des Energiemarktes, sollten aber nicht zur Gefährdung der derzeitigen Netzsicherheit, Zuverlässigkeit und Versorgungsqualität führen. Deshalb ist es erforderlich, eine flexible und präzise Systemüberwachung zu gewährleisten, die auf unterschiedliche Netzzustände angepasst ist.

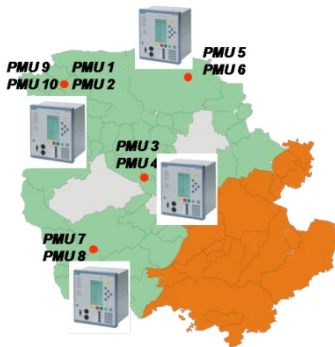


Abbildung 13: PMU Installationsstandorte (links) und PMU Messtation in einem Umspannwerk (rechts)

Die Beobachtbarkeit des Teilnetzes wird innerhalb des Projektes mit Hilfe von Phasor Measurement Units (PMU) realisiert. PMU ermöglichen einerseits sehr schnelle, über GPS zeitgestempelte und hochgenaue Messungen zur Netzbeobachtung notwendiger Netzparameter, wie Strom, Spannung und Frequenz. Andererseits besitzen sie Kommunikationseigenschaften, die einen schnellen und großen Datenaustausch ermöglichen. Durch das synchrone Messen von Netzparametern an unterschiedlichen Orten entsteht ein Vorsprung bei der Informationsbereitstellung, der für die Einschätzung des Netzzustandes /Powalko 2009a/ /Powalko 2009b/ direkt genutzt werden kann. Deren Platzierung (Abbildung 13, links) innerhalb des Forschungsvorhabens erfolgt nach einem Optimierungsalgorithmus, der für die Beobachtbarkeit des gesamten Netzes /Powalko 2010a/ die geringste Anzahl der PMU /Powalko 2010b/ für die zu erfassenden Netzbereiche ermittelt.

Mit Hilfe der von PMU aufgezeichneten Parameter gelingt es, die gesamte Situation im betrachteten Netz zu erfassen und Aussagen über Netzbelastung, freie Kapazitäten, Gefahrenzustände und Blackouts schnell zu registrieren /Komarnicki 2006/. Die Datenerfassung basiert auf dem Standard IEEE C37.118, nach dem Geräte mit der Messzentrale oder dem sogenannten Phasor Data Concentrator kommunizieren. Im Rahmen des Projekts entwickelte Monitoringtools können die kontinuierlich aufgezeichneten Netzparameter (40ms-Messrate jeder einzelnen PMU) weit entfernter Messstandorte nutzerfreundlich darstellen (siehe Abbildung 14) und diese der Leitwarte des virtuellen Kraftwerkes zur Verfügung stellen. Ein eingebautes Modul für eine Post-Disturbance-Analyse ermöglicht die automatische und genaue Rückverfolgung der im Netz aufgetretenen Ereignisse (z.B. Störungen). Damit können aus diesen Untersuchungen resultierende Erkenntnisse für zukünftige Netz-



führungsstrategien und zur Unterstützung bei der Vermeidung kritischer Netzausfälle gewonnen werden.

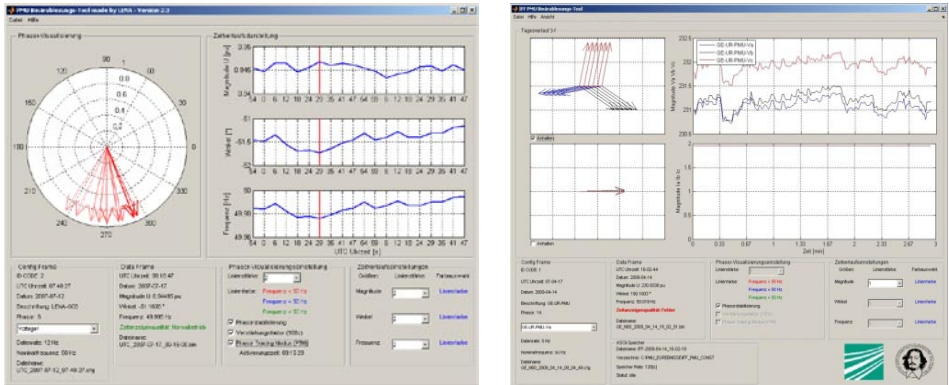


Abbildung 14: PMU Monitoringstool

4.2 Simulationsbasierte Netzanalyse

Neben dem Pilot-PMU-Monitoringsystem für das Verteilnetz, spielt die simulationsbasierte Analyse des Einflusses von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen auf den Netzbetrieb im Projekt eine wichtige Rolle. Dabei werden unterschiedliche Aspekte betrachtet, die einerseits die grundlegenden, lastflussbasierten Untersuchungen des Spannungsprofils sowie die Betriebsmittelauslastung in Abhängigkeit von der installierten Leistung erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und andererseits spezielle Untersuchungen, wie z. B. den Einfluss der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen auf Zuverlässigkeit oder aber auch den Einfluss eines Freileitungsmonitoringsystems beinhalten.

Die Grundlage für die Durchführung der simulationsbasierten Analyse des Netzbetriebes bildet ein entsprechendes Netzmodell. Für diese Zwecke wurden im Rahmen des Projektes zwei Netzmodelle eingesetzt. Einerseits wurde das CIGRE-Benchmark-Modell eines Mittelspannungsnetzes /Styczynski 2006/ /Rudion 2006/ (Abbildung 15) für die Entwicklung und Erprobung der entwickelten Algorithmen sowie für die Untersuchungen des Freileitungsmonitoringsystems genutzt. Zum Anderen wurde ein spezielles Modell des regionalen Netzes in der Kooperation mit den beteiligten Netzbetreibern entwickelt und in eine professionelle Netzsimulationsumgebung implementiert /PSS SINCAL/ /PSS NETOMAC/.

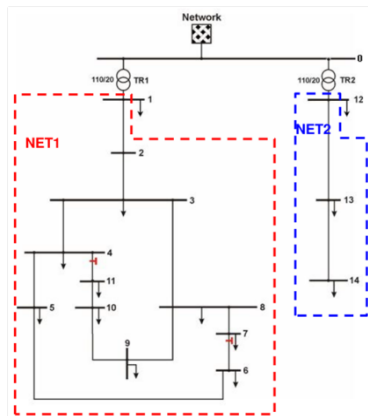


Abbildung 15: Struktur des CIGRE Benchmark Testsystems

Die Struktur des betrachteten Netzabschnittes beinhaltet sowohl die 110 kV-Ebene als auch die Mittelspannungsebenen, wie in Abbildung 16 dargestellt. Da die Komplexität bereits von diesen Spannungsebenen für die Modellierung sehr hoch ist, wurde auf die flächen-deckende Modellierung von Niederspannungsnetzen verzichtet. Dabei wurden Verbraucher und Einspeiser, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, in aggregierter Form an die entsprechenden Mittelspannungsknoten gekoppelt.

Einer der untersuchten Aspekte war der Einfluss von Freileitungsmonitoring auf die Integration von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Für diesen Zweck war es erforderlich, den Einfluss von Wetterbedingungen auf die Stromtragfähigkeit von Freileitungen zu bestimmen und die daraus resultierenden Potenziale abzuschätzen. Die, durch meistens bessere als standardmäßig bei der Planung angenommene Abkühlereffekte, erhöhte Dauerbelastbarkeit der Leiterseile ermöglicht eine verstärkte Integration von erneuerbaren Erzeugern in das Netz, ohne die Gefährdung des Netzbetriebes mit der Besonderheit der über der traditionellen (n-1)-Grenze liegenden Ströme. Um die wetterabhängige Belastbarkeit eines Seiles zu bestimmen, wurde das CIGRE-Seilmodell verwendet /CIGRE/. Laut diesem Modell kann eine Leitung stärker als nach DIN EN 50182 angenommen belastet werden, wenn entsprechende Wetterbedingungen vorherrschen. Das setzt z.B. Wind-einfluss, eine schwache Solareinstrahlung oder niedrigere Umgebungstemperaturen voraus. Die generelle Abhängigkeit zwischen Strombelastbarkeit einer Leitung und der resultierenden Seiltemperatur für unterschiedliche Wetterbedingungen ist in Abbildung 17 (links) dargestellt. Hierbei wird veranschaulicht, dass im Fall von niedrigeren Außentemperatur und schwacher Solareinstrahlung bei Seiltemperaturen unterhalb von 80 °C Stromstärken von 150 % des Nennwertes gemäß DIN EN 50182 möglich sind.

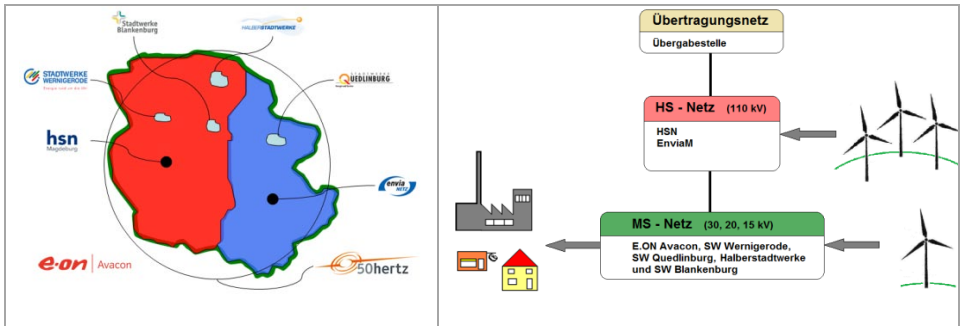


Abbildung 16: Geografische Struktur und relevante Spannungsebenen des Netzes im LK Harz

Die weiteren Untersuchungen im Benchmark-Netzmodell, unter Einbeziehung von Langzeit-Wetterprognosen /REMO/, haben gezeigt, dass die Leitungen generell höher ausgelastet werden können, als unter Maßgabe der DIN EN 50182. Die Ergebnisse für eine Beispiel-Sommerwoche, im Bezug auf die Leitung L1-2 im Benchmarknetz, sind in Abbildung 17 (rechts) dargestellt. Dort ist des Verlauf des sich wiederholenden Tageslastprofils deutlich zu erkennen. Im Fall der Annahme des festen (n-1)- Grenzwertes gemäß DIN EN 50182 für Leitungsauslastung in Höhe von 60 %, sind regelmäßige Überschreitungen zu detektieren. Unter Berücksichtigung der Wetterabhängigkeit, ist das (n-1)-Kriterium erfüllt und es existieren sogar zusätzliche Potenziale, die eine Erhöhung des Leistungstransportes durch diese Leitung erlauben würden. Es lässt sich weiterhin feststellen, dass die Auslastungspotenziale der betrachteten Leitung noch größer sind, wenn die Außentemperatur tiefer liegt, bzw. stärkere Windströmungen vorhanden sind, wie z.B. erwartungsgemäß in den Wintermonaten.

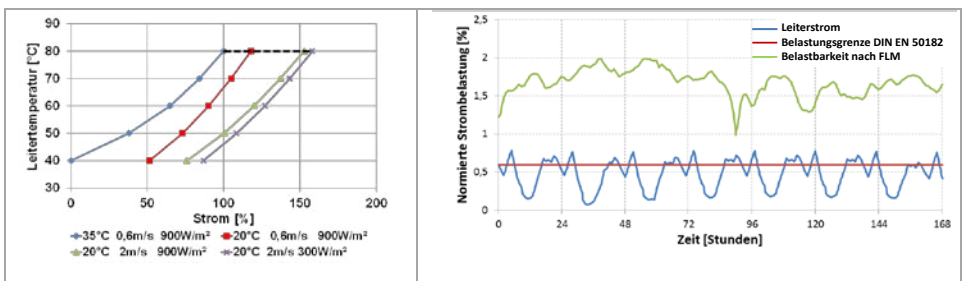


Abbildung 17: Wetterabhängige Erhöhung der Strombelastbarkeit: links – Abhängigkeit der Leitertemperatur von Leitungsauslastung; rechts – Ergebnisse für Leitung L1-2 im CIGRE Benchmark-Netzmodell für eine Beispielwoche

4.3 Messbasierte Netzanalyse

Im Rahmen des Projektes wurde eine auf Messungen basierte Auswertung des Netzbetriebes, hinsichtlich der PowerQuality-Indizien laut DIN EN 50160 durchgeführt. Für diesen Zweck haben Messkampagnen in ausgewählten Niederspannungs-Netzknotten stattgefunden. Die Untersuchung hat sich hierbei vor allem auf den Inhalt der Harmonischen der Spannung konzentriert, die aufgrund des hohen Anteils an leistungselektronisch gekoppelten Energieerzeugungsanlagen (vorwiegend PV und Wind) vermutet wurden. Außerdem wurden auch Versorgungsqualitätsparameter wie Flicker-Pegel oder Spannungsunsymmetrien betrachtet. Die Auswertung der Messungen hat gezeigt, dass die untersuchten Netze über eine gute Versorgungsqualität verfügen und die zulässigen Normwerte während des ungestörten Netzbetriebes, trotz hohen Anteils an erneuerbarer Erzeugung nicht überschreiten. Die Ergebnisse für Spannungsharmonische und Flickerpegel für einen Beispielhaushalt sind in

Abbildung 18 links dargestellt. Zeitungleich aufgetragen, ist die größte absolute und auch relative Ausprägung (bezogen auf den Grenzwert) eines Spektralanteils bei der 5. Harmonischen der Spannung zu erkennen. Mit $U_{h5} = 3,6\%$ liegt der Pegel noch weit unter der zulässigen Marke von 6% . Der Verlauf des Flickerpegels P_{It} zeigt den Einfluss unsymmetrischer Lasten im Niederspannungsnetz. Der Flickerpegel des Außenleiters L3 liegt mit dem Maximalwert von $0,74$ deutlich unterhalb der Qualitätsnormgrenze ($1,0$). Die Wirkung stochastisch einsetzender, einphasiger Lasten auf die Spannung, wie durch schaltenden Herdplatten, Backöfen, Wasserkochern etc. verursacht, zeigt sich unter anderem in der Ausprägung der Flickerpegel (Abbildung 18, rechts).

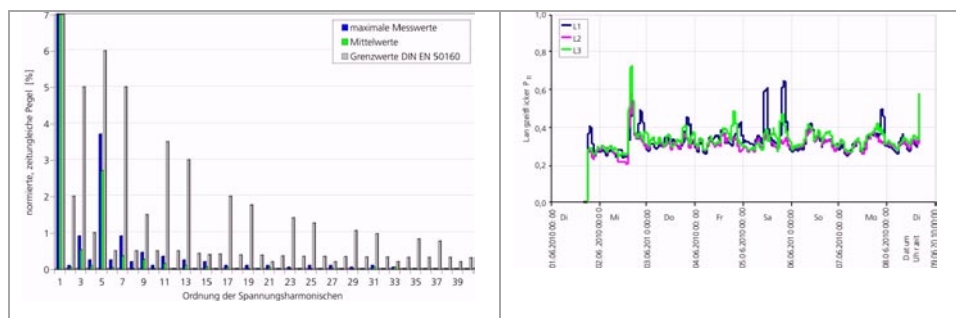


Abbildung 18: Beispielweise Ergebnisse der PQ-Analyse (links: Zeitungleich aufgetragene Spannungsharmonische NS-seitig an einem Hausanschluss (Grundschiwingung abgeschnitten), rechts: Langzeit-Flickerpegel P_{It} am Hausanschluss L3)



5 Literatur

- /Bergmann 2010/ Bergmann, J.; Glomb, C.; Götz, J.; Heuer, J.; Kuntschke, R.; Winter, M.: Scalability of Smart Grid Protocols: Protocols and Their Simulative Evaluation For Massively Distributed DERs, First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010
- /Braun 2009/ Braun, M.: Virtual Power Plants in Real Applications - Pilot Demonstrations in Spain and England as part of the European project FENIX, Internationaler ETG-Kongress 2009, 2009
- /CIGRE/ CIGRE-Seilmodell: Thermal behaviour of overhead conductors, Cigré Technical Brochure No. 207, 2002.
- /Hochloff 2010/ Hochloff P.; Baier, A.; Gerner, F.; Lesch, K.; Schlögl, F.: Optimized storage operation in virtual power plants in the electricity market, 5th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2010), 2010
- /IWES 2009/ Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche, 2009 http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2010/100119_BEE_IWES-Simulation_Stromversorgung2020_Endbericht.pdf
- /IWES 2011/ Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Becker Büttner Held (BBH); Deutsche Windguard; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin); Leibniz Universität Hannover: Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, Projektbericht, 2011
- /ISI 2011/ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Forschungsstelle Umweltenergierecht Universität Würzburg; Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES); Becker Büttner Held (BBH), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG, Endbericht, 2011, http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47459.php



- /Komarnicki 2006/ Komarnicki, P.; Dzienis, C.; Styczynski, Z. A.; Müller, G.: Testing of Phasor Measurement Units. CRIS Workshop Magdeburg, 2006.
- /Leistudie 2009/ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Leitszenario 2009 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung, 2009, <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45026/40870/>
- /Leitstudie 2010/ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, 2010, <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/47034/40870/>
- /Lesch 2010/ Lesch, K.; Baier, A.; Hochloff, P.; Saint-Drenan, Y.-M.; Schlögl, F.: The role of different forecasts used in combined renewable power plants, 10th German Wind Energy Conference (DEWEK 2010), 2010
- /Mackensen 2008/ Mackensen, R.; et al.: Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht, 2008, http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/2008_03_31_Ma__KombiKW_Abschlussbericht.pdf
- /Powalko 2009a/ Powalko, M.; Rudion, K.: Improving Power System State Estimation With PMU, 54th International Scientific Colloquium (IWK), 2009
- /Powalko 2009b/ Powalko, M.; Rudion, K.; Styczynski, Z. A.: Erweiterung des State Estimation Algorithmus durch den Einsatz von PMU Messungen, Internationaler ETG-Kongress, 2009
- /Powalko 2010a/ Powalko, M.; Komarnicki, P.; Rudion, K.; Styczynski Z. A.: Usage of PMUs for Observability of Virtual Power Plants, Fifth International CRIS conference on Critical Infrastructures CRIS 2010, Print ISBN: 978-1-4244-8080-7, 2010
- /Powalko 2010b/ Powalko, M.; Rudion, K.; Styczynski Z. A.; Krebs, R.: Virtuelle PCC. Einsatz von PMU- Geräten in Anschlusspunkten des virtuellen Kraftwerks, VDE-Kongress 2010 - Smart Cities, ISBN 978-3-8007-3304-0, 8-9, 2010



- /PSS NETOMAC/ <http://www.energy.siemens.com/hq/de/services/stromuebertragung-verteilung/power-technologies-international/software-solutions/pss-netomac.htm>
- /PSS SINCAL/ <http://www.energy.siemens.com/hq/de/services/stromuebertragung-verteilung/power-technologies-international/software-solutions/pss-sincal.htm>
- /REMO/ REMO-Klimaprognosedatenbank <http://www.remo-rcm.de/REMO-Model-Characteristics.1268.0.html>
- /Rudion 2006/ Rudion, K.; Orths, A.; Styczynski, Z. A.; Strunz, K.: Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration, Proceedings of IEEE PES General Meeting, 2006
- /Styczynski 2006/ Styczynski, Z. A.; Orths, A.; Rudion, K.; Lebioda, A.; Ruhle, O.: Benchmark for an electric distribution system with dispersed energy resources, Proceedings of IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2006



Das Verteilungsnetz der Zukunft – neue Assets, Anwendungen und Dienstleistungen

Dr.-Ing. Wolfgang Woyke
E.ON Energie AG
Briener Straße 40, 80333 München
Tel.: (089) 1254-3022
e-mail: wolfgang.woyke@eon-energie.com

1 Einleitung

Die Verteilnetze stehen durch den Wandel der Energieversorgung hin zu einer zunehmenden dezentralen Einspeisung und neuen Verbrauchsanwendungen mit hoher elektrischer Nennleistung vor neuen Herausforderungen. Technologische Neuentwicklungen, konsequente Automatisierung und kommunikationstechnische Vernetzung ergänzen den dafür notwendigen Ausbau der Netze. Diese neuen Systeme müssen aber auch sich parallel zur Integration erneuerbarer Energien im Erzeugungsmarkt herausbildende neue Dienstleistungen unterstützen. Die nachfolgende Darstellung gibt einen Überblick über Schwerpunkte und Projekte der Entwicklungen im Verteilnetz ohne Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben.

2 Überblick neuer Betriebsmittel im Netz und Anwendungen beim Kunden

Elektrische Versorgungsnetze bestehen aus Betriebsmitteln, die Anwendungen beim Kunden mit elektrischer Energie versorgen und zunehmend auch dezentrale Erzeugung aufnehmen. Wie in Abbildung 1 dargestellt kann das elektrische Verteilnetz horizontal in die Starkstromseite (Primärtechnik) und die Seite zur Datenerfassung, Steuerung und Regelung erforderlichen Systeme (Sekundärtechnik) unterteilt werden. In einer vertikalen Sortierung der Rollen von Verteilnetzbetreiber und Kunde lassen sich Technologien, die zur Optimierung des Netzbetriebs dienen, dem Verteilnetzbetreiber zuordnen, während Technologien, die neue Anwendungen für Kunden darstellen eindeutig diesem zugeordnet werden können. Elektrische Energiespeicher als Sonderform können in unterschiedlicher Ausprägung sowohl beim Verteilnetzbetreiber als auch beim Kunden auftauchen. Basierend auf diesem



Ordnungsschema werden im Folgenden die einzelnen Technologien bzgl. ihrer technischen Ausprägung und möglichen Einsatzes beschrieben.

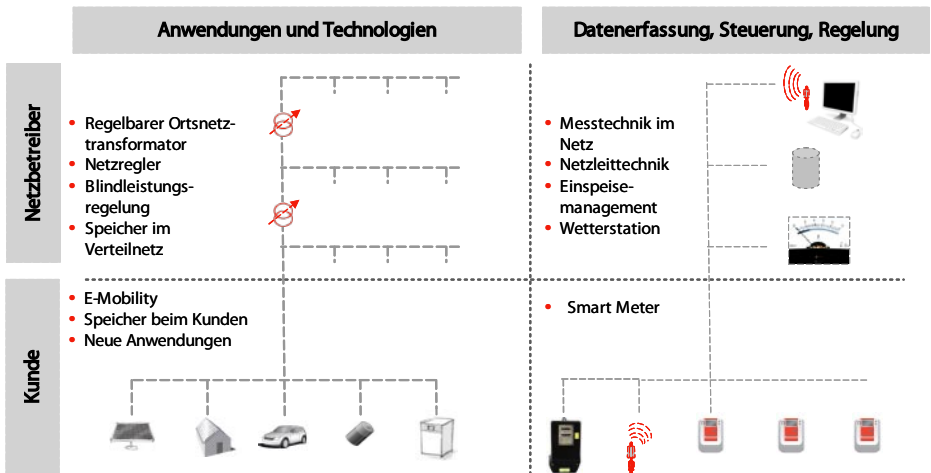


Abb. 10: Neue technische Betriebsmittel und Anwendungen

2.1 Der regelbare Ortsnetztransformator

Ortsnetztransformatoren mit Stufenschaltern sind in den höheren Spannungsebenen Stand der Technik. Im Niederspannungsnetz werden erste Pilotgeräte getestet, die in verschiedener Ausprägung die Spannungshaltung aktiv unterstützen indem sie sie der Last- bzw. Einspeisesituation anpassen.

2.2 Netzregler

In langen Netzausläufern des Niederspannungsnetzes sind Netzregler in der Lage, die die Spannung aktiv an zu heben oder ab zu senken. Dadurch kann die Spannungslage von den angrenzenden Netzbereichen entkoppelt werden. Erste Pilotanwendungen zeigen, dass diese Systeme bei hoher dezentraler Einspeisung künftig wohl die eine oder andere Einsatzmöglichkeit finden werden.



2.3 Blindleistungsregelung

Die Wechselrichter dezentraler Einspeisung sind technisch in der Lage, die Spannung durch Blindleistungseinspeisung bzw. Bezug zu beeinflussen. Gesteuert durch Kennlinien kann dies dezentral ohne zusätzlichen Aufwand für Kommunikation erfolgen. Alternativ können innerhalb von Netzsegmenten Regelkreise installiert werden, um die Regelgüte zentral zu optimieren.

2.4 Speicher im Verteilnetz

Batteriespeicher in einer der Mittelspannung entsprechenden Dimensionierung zwischen einem und mehreren Megawatt Leistung sind als kombinierbare Containersysteme in Pilotanlagen verschiedener Batteriechemie verfügbar, aber hierzulande noch nicht erprobt. Es bieten sich verschiedene Anwendungen wie z.B. die Veredelung fluktuierender Einspeisung aus erneuerbarer Energieerzeugung zur Direktvermarktung an. Weitere Anwendungsbereiche sind Notstromversorgungen, autarke Inselnetze sowie zeitlich begrenzte Engpässe im Netzausbau.

2.5 E-Mobility

Die sich rasch entwickelnde Ladetechnologie der Elektromobilität ist begleitet von einer ebenso rasch wachsenden Nachfrage nach Ladeleistung. Technische Begrenzungen der Gebäudeinstallation und der Hausanschlussleistung setzen hier erste Grenzen. Systeme, die den Ladevorgang zeitlich steuern, liefern aber Möglichkeiten, sowohl die Auslastung von Netzen zu optimieren als auch als ausgleichender Speicher der Energieerzeugung neue Wertbeiträge zu erzielen.

2.6 Speicher beim Kunden

Mit der Förderung von eigen genutztem Strom aus PV Anlagen werden auch für Privatkunden Batteriespeicher lukrativ. Auch wenn die hohen Investitionskosten eine großflächige Verbreitung derzeit noch verhindern, werden sich mittelfristig diese Systeme als Ergänzung von PV Systemen im Markt etablieren. In einer Betriebsweise zur Optimierung des Anteils eigen erzeugten Stroms für einen Kunden mit PV Anlage reduziert sich zwar die durch das Verteilnetz fließende Menge an Energie, die maximal belastende Leistung kann aber nicht zuverlässig reduziert werden.



2.7 Neue Anwendungen beim Kunden

Insbesondere die Anhäufung neuer Anwendungen beim Kunden wird einen großen Einfluss auf das Lastprofil und die Gleichzeitigkeit, für die ein Kundenanschluss ausgelegt wird, haben. Bereits heute ist ab zu sehen, dass Elektromobilität, dezentrale Erzeugung, Klimatisierung und Beleuchtungstechnik den Leistungsbedarf, auch unter Berücksichtigung stochastischer Verteilung der Gebrauchsgewohnheiten, wesentlich erhöhen werden. Durch gezielte Förderung dieser Anwendung in einem konzentrierten Versorgungsgebiet werden im Rahmen eines Projekts die Effekte auf das Netz simuliert, erfasst und ausgewertet.

2.8 Messtechnik im Netz

Eine mit der Installation von PV einher gehende höhere Auslastung der Verteilnetze erzwingt, dass die Instrumentierung der Niederspannungsnetze mit Messtechnik ausgebaut werden muss. Durch den konzentrierten messtechnischen Ausbau einzelner Netzbereiche können Verfahren und Datenmodelle entwickelt werden, um Messtechnik für Störungssuche, Meldesysteme und Dokumentation optimal aus zu legen.

2.9 Wetterstation

Für das Einspeisemanagement von PV Anlagen ist es notwendig, über die Dienstleistungen von Anbietern für Wetterprognosen hinaus die örtliche Wettersituation zu erfassen. Kommerziell verfügbare Systeme werden installiert, mit Kommunikationstechnik ausgerüstet und in die Netzleittechnik integriert.

2.10 Einspeisemanagement

Einspeisemanagement, gesteuerte Reduktion der Einspeiseleistung, ist notwendig, um den praktischen Netzbetrieb sicherstellen zu können, da zeitweise vom Normalschaltzustand abgewichen werden muss. Im Fall von Störungen, Wartungsarbeiten, Anschlusserstellung für weitere Kunden, Arbeiten von Dritten in der Nähe von Versorgungsanlagen (Straßenbau, Kanalbau...) etc. werden Netzteilabschaltungen und Netzumschaltungen vorgenommen. In den betroffenen Stromkreisen könnten diese Zuschaltung von weiteren Einspeiseanlagen zu Netzüberlastungen bzw. Überspannungen führen. Während bislang Einspeisemanagement auf Windparks beschränkt war, werden nun auch größere PV-Anlagen mit einbezogen. Hier werden geeignete Technologien auf ihre Praxistauglichkeit hin untersucht und bewertet.



2.11 Netzleittechnik

Für Meldeanlage, Steuerung und Dokumentation werden neue Signale und weiter gehende Funktionen in der Netzleittechnik verarbeitet werden. Dabei sind geeignete Protokolle, Kommunikationsmedien und Aspekte der Datensicherheit zu berücksichtigen.

2.12 Smart Meter

Im Unterschied zum Standardzähler ist ein Smart Meter mit der Möglichkeit zur Kommunikation mit einer zentralen Einheit ausgerüstet. Dies ermöglicht es, dem Kunden über ein Online-Portal Informationen zu Erzeugung und Verbrauch anzubieten, dem Messdienstleister Daten für immer komplexer werdende Tarifmodelle zu erfassen und dem Netzbetreiber für Steuerung und Überwachung Spannung und Leistung direkt beim Kunden ab zu greifen. Deutlich hervor zu heben ist, dass dies lediglich technische Optionen sind, die auch nur aus technischer Sicht heute schon untersucht und bewertet werden können.

3 Dienstleistungen für Energiemarkt und Netzbetrieb

Neben den in Kapitel 2 beschriebenen neuen Betriebsmitteln des Netzbetreibers und Anwendungen beim Kunden werden aber auch die mit Dienstleistungen verbundenen Einsatzarten die Entwicklung der Verteilnetze der Zukunft wesentlich prägen. Einen Versuch zur Einordnung ohne Anspruch auf Vollständigkeit zeigt Abbildung 2, der konsequent die Trennung von Energiemarkt und Netzbetrieb berücksichtigt.

Für den Netzbetrieb seien hier zunächst nur Einspeisemanagement und Spannungsregelung genannt. Letztendlich sind es Konzepte, die für den Kunden verfügbare Leistung in beiden Richtungen, also Erzeugung und Verbrauch erhöhen. Sie stehen sowohl in Konkurrenz zum konventionellen Netzausbau als auch zum Ausbau der Kunden eigenen Hausinstallation selbst. Einspeisemanagement und Spannungsregelung greifen auf den Einsatz von Betriebsmitteln, z.B. einer Batterie oder eines Wechselrichters beim Kunden zu. Abhängig davon, wie dies im Umfeld der Bedingungen des Marktes geregelt wird, wird sich dies mehr oder weniger nachhaltig auf die Entlastung der Netze auswirken.

Werden die neuen Anwendungen beim Kunden aber nicht nach den Erfordernissen des Verteilnetzbetreibers sondern nach Regeln einer EEG-Förderung, eines Transportnetzbetreibers oder des Energiemarkts eingesetzt, so ist es sogar möglich, dass der damit verbundene Einsatz die Belastung des Verteilnetzes auch erhöhen kann, statt sie zu senken. Als Beispiel sei hier eine Batterie beim Kunden genannt, die zum Ersatz einer räumlich entfernt installierten Windkraftanlage bei Flaute zusätzlich zur Kundeneigenen PV-Anlage zeitlich parallel einspeist.



Durch Einsatz der unter Punkt 2 genannten Betriebsmittel und vor dem Hintergrund von Rahmenbedingungen, die im Einzelnen noch entwickelt werden müssen, müssen Betriebsmittel und Anwendungen neuer Dienstleistungen so gesteuert werden, dass sich das Gesamtsystem unabhängig von der Rollenverteilung optimiert werden kann.

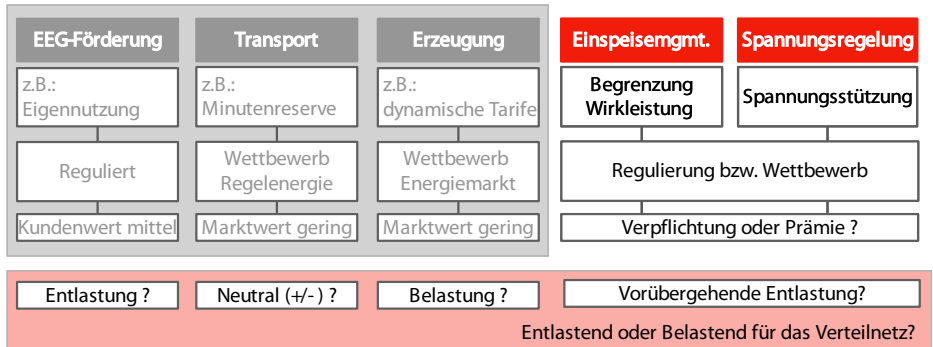


Abb. 2: Funktionen und Dienstleistungen für Energiemarkt und Netzbetrieb

4 Zusammenfassung

Allein die schiere Anzahl der unter Punkt 2 aufgeführten, neuen Betriebsmittel der Primär- und Sekundärtechnik des Netzbetreibers und der Anwendungen beim Kunden belegen, dass optimierte Musternetze bestenfalls Beispielcharakter haben können. Die Entwicklung erfordert also angepasste Lösungen, die durch entsprechende Projekte zur Erprobung und Bewertung von Betriebsmitteln und Systemstrukturen vorbereitet werden.



Integration von Photovoltaikanlagen in Verteilungsnetze

Dr. Thomas Degner, Dr. Gunter Arnold, Dominik Geibel, Thorsten Reimann,
Dr. Philipp Strauß
Fraunhofer IWES
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-232, Fax: (0561) 7294-400
e-mail: thomas.degner@iwes.fraunhofer.de

Dr. Bernd Engel, Dr. Thorsten Bülo
SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34266 Niesetal
Tel.: (0561) 9522-4128
e-mail: bernd.engel@sma.de

1 Einleitung

Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) Anlagen hat eine immer größer werdende Bedeutung im Strommix aus Erneuerbaren Energien. Ende 2010 betrug die Nennleistung der in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen etwa 17GW. Kleinere Anlagen bis zu 300kW sind meistens an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Diese Anlagen machen den größten Anteil (ca. 80%) aus. Allerdings hat der Anteil der Anlagen mit Nennleistung größer 300kW in letzter Zeit deutlich zugenommen. Diese Anlagen werden in der Regel an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.

In einigen Netzabschnitten des Verteilungsnetzes treten vermehrt Engpässe auf, die den Anschluss von weiteren PV-Anlagen verzögern. In den Niederspannungsnetzen ist der beschränkende Faktor vor allem die Einhaltung der zulässigen Spannungsanhebung. Da eine Netzverstärkung oft teuer und vor allem oft nicht kurzfristig umsetzbar ist, gibt es einen großen Bedarf an alternativen Lösungen, die einen schnellen und wirtschaftlichen Ausbau von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten aus PV-Anlagen, aber auch aus anderen erneuerbaren Energien, ermöglichen.

In diesem Beitrag wird auf verschiedene Aspekte der Netzintegration von Photovoltaik-Systemen in Verteilungsnetze eingegangen. Ein besonderer Schwerpunkt ist dabei das Thema der Spannungshaltung in Verteilungsnetzen.



2 Aspekte der Netzintegration von Photovoltaik-Anlagen

Bei der Integration von Photovoltaik-Anlagen in Verteilungsnetze sind verschiedene Aspekte zu berücksichtigen. Zum einen gilt es, die Betriebsbedingungen im Netz einzuhalten. Bestimmende Faktoren sind

- Bemessungsleistung der Leitungen, Transformatoren und weiterer Netzkomponenten
- Sicherstellung der Spannungsqualität für den Kunden, u.a.
 - Einhaltung des zulässigen Spannungsbereichs
 - Einhaltung von Grenzwerten für Oberschwingungen
 - Einhaltung weiterer Parameter der Netzqualität, z.B. Flicker
- Einhaltung der Anforderungen zur Sicherstellung des Netzschutzes

Daneben muss bei einem Energieversorgungssystem mit hohem Anteil von Photovoltaik-Anlagen auch sichergestellt werden, dass diese Anlagen einen Beitrag zur System Stabilität leisten. Dies bedeutet, dass auch Photovoltaik-Anlagen, die im Verteilungsnetz angeschlossen werden, Anforderungen an die Frequenz- und Spannungsstützung erfüllen müssen.

3 Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen

Bei der Integration von Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetze besteht die aktuelle Herausforderung in der Einhaltung des Spannungsbands. Unterschiedliche Lösungsansätze zur Spannungshaltung sind vorhanden, dazu gehören Blindleistungsmanagement, regelbare Ortsnetzstationen und Wirkleistungsmanagement. Die Wirksamkeit dieser Maßnahmen hängt stark von der Netzcharakteristik und der Netztopologie ab. In /DEGNER 2011a/ wurde gezeigt, dass die Verwendung der Netz-Kurzschlussleistung und des Netzimpedanzwinkels am Ende eines Netzstrangs (bzw. am schwächsten Anschlusspunkt) geeignete Parameter zur Bestimmung der maximal erlaubten Anschlussleistung für dezentrale Generatoren an radialen Niederspannungsnetzen sind. Grundsätzlich gilt, je höher die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt ist, desto mehr Wirkleistung kann eingespeist werden.

Ebenfalls wurde in /DEGNER 2011a/ für verschiedene generische Netze gezeigt, dass durch Blindleistungsregelung in Niederspannungsnetzen die anschließbare Photovoltaik-Anlagen-Leistung um den Faktor 1.5 bis über 2 erhöht werden kann. Dies unterstreicht die Wichtigkeit blindleistungsfähige PV-Wechselrichter einzusetzen um die Aufnahmefähigkeit der Netze zu erhöhen.



In langen Netzausläufern ist die Möglichkeit der Spannungsbeeinflussung durch Blindleistung relativ begrenzt. Hier bietet sich dagegen der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren an, die es erlauben im Vergleich zu bisheriger Planungspraxis die bis zu 2.7fache PV Leistung anzuschließen und die Netze bis zur thermischen Belastungsgrenze der Kabel zu betreiben (Abb. 1).

Abb. 2 zeigt ein Beispiel: Dargestellt ist die maximale Einspeisewirkleistung (P_{PV}) aus Photovoltaik-Anlagen bei Ausnutzung des Spannungsbandes. Die Einspeisewirkleistung ist normiert auf die Netzkurzschlussleistung (S_k) am schwächsten Einspeisepunkt. Es wird ein homogenes 4-Strangnetz mit NAYY 4x150mm² Kabeln betrachtet, mit einer Spannung von 106% an der Mittelspannungsseite und neutraler Stufenstellung am Ortsnetztransformator (ONT, 630kVA, $u_k = 4\%$). Weiterhin wird angenommen, dass in jedem Strang 5 Photovoltaik-Anlagen angeschlossen sind. Durch Variation der Länge des Netzstrangs verändern sich Netzimpedanzwinkel und Netzkurzschlussleistung.

Im Fall der Spannungsregelung durch Blindleistung wird als maximale Spannung im Niederspannungsstrang 109% angenommen, und als minimal zulässige Spannung 96%, um noch genügend Reserven für parallele Stränge mit überwiegend Verbrauchern zu haben. Wie in Abb. 2 zu sehen wird dadurch die anschließbare PV-Leistung deutlich erhöht.

Für einen regelbaren Ortsnetztransformator mit Schaltstufen $2x \pm 2,5\%$ ergibt sich unter den oben ausgeführten Annahmen eine Steigerung der zulässigen Spannungsanhebung von 3% auf 8%. Der Faktor $8/3$ (2,66) entspricht auch dem Faktor zwischen möglicher Einspeisung mit und ohne regelbaren Ortsnetztransformator und das nahezu unabhängig von den Netzparametern am Anschlusspunkt, solange die Netzbetriebsmittel diese Leistungen erlauben.

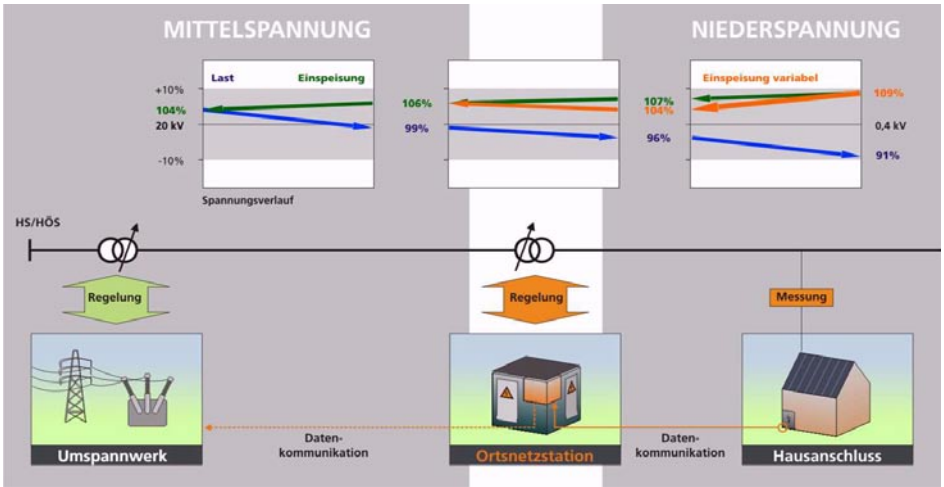


Abb. 11: Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch regelbare Ortsnetzstationen

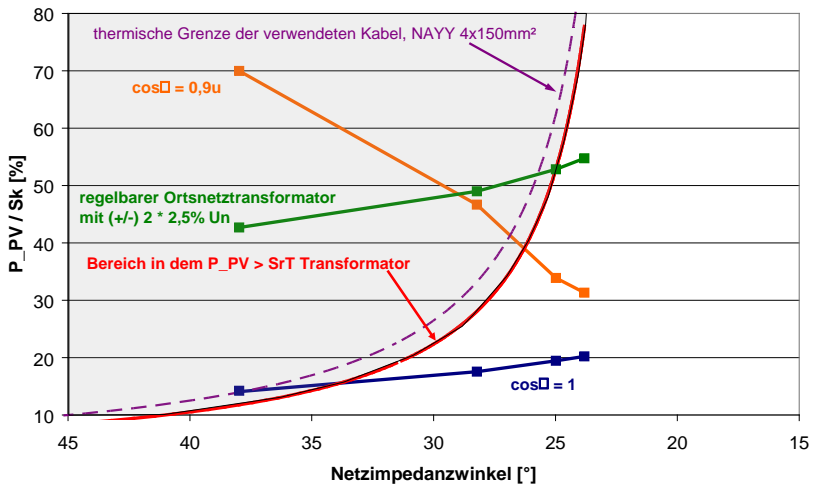


Abb. 12: Maximale Einspeisewirkleistung von Photovoltaik-Anlagen bei Ausnutzung des Spannungsbandes

4 Anforderungen an Photovoltaikanlagen

Für den Anschluss von Photovoltaik-Anlagen an das Verteilungsnetz gelten in Deutschland die Mittelspannungsrichtlinie /BDEW 2008/ sowie die VDE Anwendungsregel 4105 /VDE-AR4105 2011/. Insbesondere die Mittelspannungsrichtlinie stellt eine Reihe von neuen Anforderungen. Sie erfordert statische und dynamische Funktionen von dezentralen Generatoren zur Unterstützung des Netzbetriebs und der Netzstabilität. Photovoltaik-Anlagen können diese neuen Anforderungen erfüllen. Neben den neuen Anforderungen wurde auch ein neuer Zertifizierungsprozess eingeführt. Die dazu notwendigen Prüfprozeduren und Prüfaufbauten wurden in den letzten Jahren erarbeitet und auf die besonderen Bedingungen an Photovoltaik-Systeme angepasst. Die notwendige Testinfrastruktur musste für die neuen Einheiten entwickelt werden. Die Anforderungen aus der Mittelspannungsprüf-richtlinie lassen sich grob einteilen in:

- Wirkleistungsbereitstellung, einschließlich Sollwertvorgabe und automatischer Leistungsreduzierung bei Überfrequenz
- Blindleistungsbereitstellung über Sollwertvorgabe oder Kennlinien: $Q(U)$, $\cos\phi(P)$
- Aspekte der Netzqualität wie schaltbedingte Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen, Zwischenharmonische
- Netz- und Anlagenschutz durch Überfrequenz / Unterfrequenz, sowie Überspannung und Unterspannungsschutz
- Zuschaltbedingungen (Über/Unterfrequenz, Unterspannung)
- Verhalten bei Spannungseinbrüchen (LVRT)

Die wichtigsten neuen Funktionen im Sinne der Netzintegration sind hierbei Wirk- und Blindleistungsbereitstellung, sowie das Verbleiben am Netz bei Spannungseinbrüchen (LVRT). Als Beispiel sei hier die Blindleistungsbereitstellung von Photovoltaik-Anlagen genannt: Photovoltaik-Anlagen müssen unter normalen Betriebsbedingungen Blindleistung zur Spannungsstabilisierung bereitstellen können. Gefordert wird ein Einstellbereich des Verschiebungsfaktors $\cos\phi$ zwischen 1 und 0,95 (Mittelspannung) bzw. je nach Anlagenleistung bis zu 0,90 (Niederspannung) jeweils untererregt und übererregt. Diese Mindestanforderungen sind in Bild 3 eingezeichnet (Fläche zwischen den roten, bzw. violetten Linien) zusammen mit den Grenzen, die heute typischerweise von Photovoltaik-Anlagen erreicht werden können (Fläche zwischen den blauen Linien). Über Erfahrungen bei der Anwendung der neuen Prüfrichtlinie /FGW 2010/ zur Mittelspannungsrichtlinie wird in /GEIBEL 2011/ berichtet.



5 Zusammenfassung

Dieser Beitrag gibt eine Übersicht über aktuelle Aspekte bei der Integration von Photovoltaik-Systemen in die Verteilungsnetze. In den Niederspannungsnetzen besteht die aktuelle Herausforderung in der Einhaltung des Spannungsbandes. Dazu gibt es unterschiedliche Lösungsansätze. Allein durch die Blindleistungsregelung am Photovoltaik-Wechselrichter kann die Aufnahmekapazität der Niederspannungsnetze für Photovoltaik-Anlagen deutlich erhöht werden. Dies unterstreicht die Wichtigkeit von blindleistungsfähigen Photovoltaik-Wechselrichtern.

Die neuen Anschlussregeln für Generatoren an das Mittelspannungsnetz und an das Niederspannungsnetz unterstützen die Integration von Photovoltaik-Generatoren in das Energieversorgungssystem und erfordern neue Funktionen für Photovoltaik-Wechselrichter. Dafür sind geeignete Prüfprozeduren entwickelt worden.

Eine besondere Herausforderung besteht nun darin, diese neuen Funktionen für den Netzbetrieb effizient nutzbar zu machen. Die kommunikationstechnische Einbindung in den Netzbetrieb muss gelöst werden.

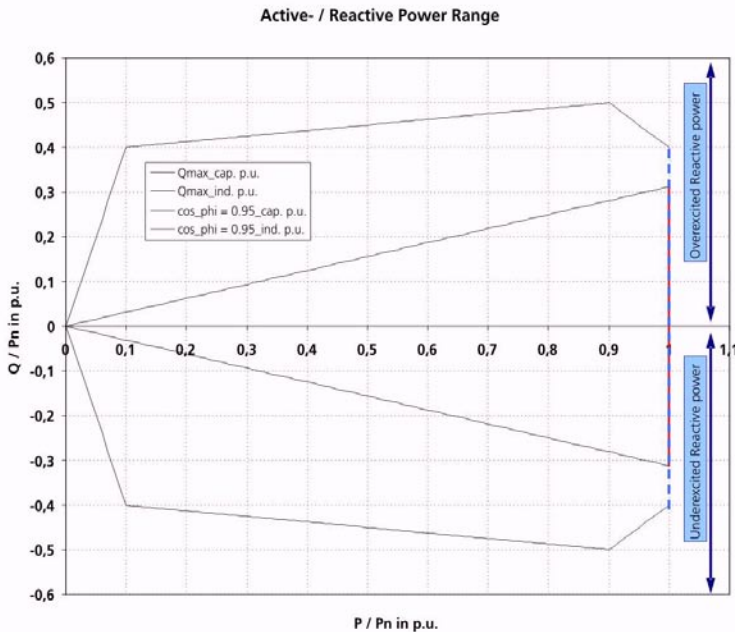


Abb. 13: Wirk-/Blindleistungsdigramm eines Photovoltaik Wechselrichters



6 Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie dem Projektträger Jülich für die Unterstützung in den Projekten „Photovoltaische Energiemanagement Station - PV-EMS“ (FKZ 0325028), „Aktives intelligentes Niederspannungsnetz“ (FKZ 0325202B) und „Erprobung Neuer Netze“ (FKZ 03KP203).

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

7 Literatur

- /DEGNER 2011a/ Degner, T., Arnold, G., Reimann, T., Engel, B., Strauss, P.; Mehr Photovoltaik ans Netz! Möglichkeiten der aktiven Spannungsregelung im Niederspannungsnetz zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik-Anlagen, 25. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“, Staffelstein, März 2011
- /DEGNER 2011b/ Degner, T., Arnold, G., Reimann, T., Engel, B., Breede, M., Strauss, P., Increasing the Photovoltaic-System Hosting Capacity of Low Voltage Distribution Networks, CIRED, Farnkfurt, 2011
- /BDEW 2008/ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2008, Technische Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, 2008
- /FGW 2010/ Fördergesellschaft Windenergie e.V. 2010, Technische Richtlinie für Erzeugungsanlagen, Teil 3, Rev. 21, Kiel, 2010
- /VDE-AR4105 2011/ VDE, FNN; Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Anlagen an das Niederspannungsnetz. 2011
- /GEIBEL 2011/ Geibel, D, Arnold, G, Degner, T, Schäfer, N.; Measurements of PV Systems According to German MV Grid Code, PVSEC, Hamburg, 2011



Netzintegration von Photovoltaikanlagen: Anforderungen an Stromrichter bei hohem PV-Anteil im Insel- und Verbundnetz

Bernd Engel¹, Martin Rothert¹, Michael Breede¹, Thomas Degner², Gunter Arnold²,
Torsten Reimann², Philipp Strauss²

¹SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34266 Niestetal
Tel.: (0561) 9522-4128
e-mail: bernd.engel@sma.de

²Fraunhofer Institut für Windenergie
und Energiesystemtechnik (IWES)
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-0

1 Einleitung

In den letzten Jahren stand der Zubau der netzgekoppelten Photovoltaikanlagen ganz klar im Fokus der Öffentlichkeit. In Deutschland wurden hier bis heute etwa 19 GWp Modulleistung installiert, so dass bei der Netzintegration Funktionen, die bei Inselnetzen schon lange üblich waren, auch im Bereich der netzgekoppelten PV-Anlagen immer mehr in neuen Netzanschlussbedingungen verlangt werden. Dieser Beitrag soll diese sogenannten Netzsystemdienstleistungen in Insel- und Verbundnetzanwendungen vorstellen, vergleichen und möglichst hinsichtlich ihrer Wirkung bezüglich mehr Kapazität für Photovoltaikanlagen im Netz bewerten.

2 Prinzip der modularen AC-Kopplung für Inselnetze

Die Idee der modularen und standardisierten PV-Systemtechnik wurde vor etwa 20 Jahren vorgestellt /Kleinkauf 1991/. 10 Jahre später wurde dieser Ansatz für Batteriestromrichter für Inselnetze bei dem ersten Sunny Island® angewendet. Die größte Herausforderung war der Parallelbetrieb von mehreren Batteriestromrichtern und verschiedenen Erzeugungsanlagen, insbesondere mit Solarwechselrichtern, am gemeinsamen AC-Bus (siehe Abb.1) /Thiem 2011/.

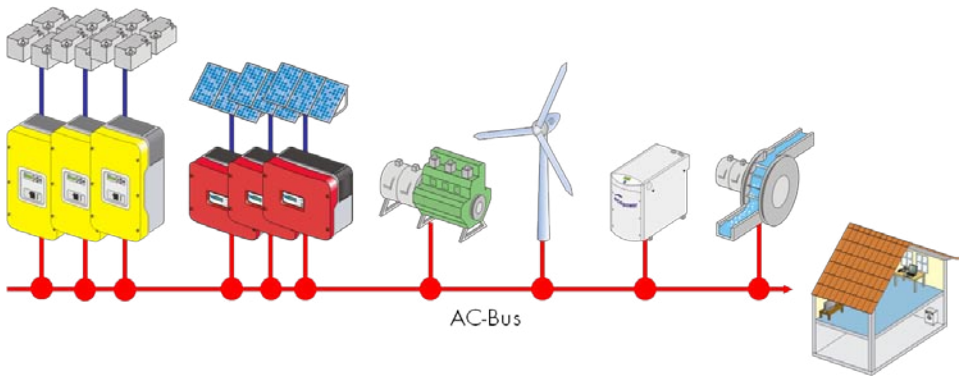


Abb. 14: Prinzipieller Aufbau eines einphasigen AC-Inselnetzes /Thiem 2011/

Die Vorteile der AC-Kopplung gegenüber der DC-Kopplung sind bekannt:

- Handelsübliche Netzkomponenten, Standardverbraucher
- Einfache Erweiterung, auch nach Jahren, bis in den 300 kW-Bereich
- Verschiedenste Energiequellen verfügbar
- Große Entfernung zwischen Komponenten möglich, Hochtransformation möglich

Der Parallelbetrieb von bis 12 Batteriestromrichtern an verschiedenen Orten mit Netz oder Dieselgenerator ist mit Hilfe zweier Statiken (siehe Abb. 2) möglich, wie sie so ähnlich auch von konventionellen Kraftwerken genutzt werden:

- Die Wirkleistungs/Frequenz-Statik entspricht der Primärregelung im Verbundnetz und dient der Frequenzhaltung
- Die Blindleistungs/Spannungs-Statik dient zur Spannungshaltung

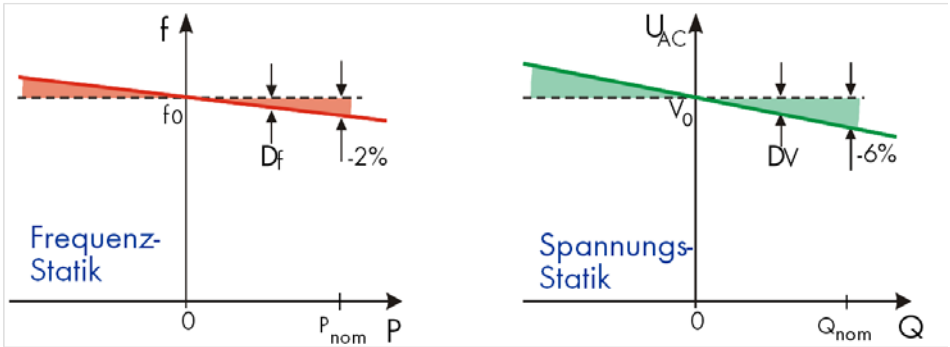


Abb. 2: Frequenz- und Spannungsstatiken /Thiem 2011/

Zusätzlich gibt es für die Erzeugungsanlagen im Inselnetz eine frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion (Frequency Shift Power Control, FSPC), wie in Abb. 3 dargestellt.

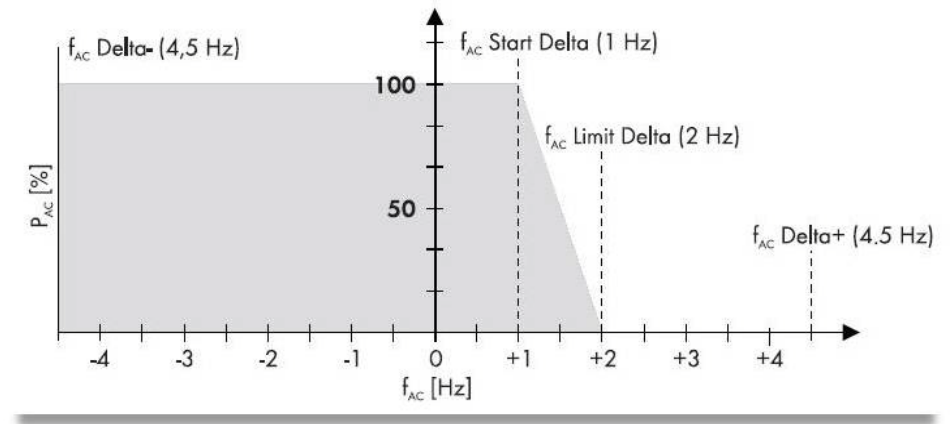


Abb. 3: Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion bei Inselnetzen /Thiem 2011/



3 Netzsystemdienstleistungen bei der netzgekoppelten Photovoltaik

Bis zur Einführung der neuen Richtlinien für Anschluss von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz /BDEW 2008/ und am Niederspannungsnetz /VDE-FNN 2011/ haben PV-Anlagen so viel reine Wirkleistung eingespeist, wie die Einstrahlung ermöglichte. Jetzt wurden Netzsystemdienstleistungen eingeführt wie:

- Einspeisemanagement
- Beteiligung an der Spannungshaltung
- frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion
- dynamische Netzstützung

3.1 Einspeisemanagement

Während beim Inselnetz das Einspeisemanagement über Hochfahren der Frequenz durch den Batteriestromrichter funktioniert, muss dies im netzgekoppelten Betrieb bei in Kontinental-Europa einheitlicher Netzfrequenz über externe Kommunikation erfolgen. Bewährt hat sich für dezentrale Erzeugungsanlagen über 100 kW die Langwellenfunkrundsteuertechnik mit vier Relaisausgängen für eine Begrenzung auf 60 %, 30 % und 0 % der Anlagenleistung. In der ab 1.1.2012 geltende Novelle des Erneuerbaren Energiegesetzes /EEG 2011/ wird das Einspeisemanagement auch unter 100 kWp gefordert, wobei bei Anlagen bis 30 kWp die Wahlfreiheit zwischen Einspeisemanagement und Begrenzung der Einspeisung am Netz-Verknüpfungspunkt auf 70 % der installierten Modulleistung besteht. Die 70 % Kappung ist sehr interessant für PV-Anlagen mit größeren Eigenverbrauch – sonst wird wegen der hiermit verbundenen Ertragsverluste von 3 bis 8 Prozent in der Regel die Einspeisemanagement-Option eingesetzt. Für ein Einspeisemanagement bei kleinen PV-Anlagen müssen möglichst neue Technologien genutzt werden, wie die Ansteuerbarkeit über Smart Meter für Anlagen ab 7 kW nach Energiewirtschaftsgesetz /EnWG 2011/ § 21c (1) c sowie §21i (1) 3, um zu weiteren dringend notwendigen Kostensenkungen für die Steuerbarkeit der Wirkleistungseinspeisung zu kommen.

3.2 Beteiligung an der Spannungshaltung

Während beim Inselnetzbetrieb die Spannungshaltung wesentlich vom Batteriestromrichter über seine Spannungsstatik erledigt wird, war im netzgekoppelten Betrieb ein Beitrag der dezentralen Erzeugungsanlagen zur Spannungshaltung bis zur Einführung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie unerwünscht. Untersuchungen im Projekt PV-EMS /Degner 2011/ haben gezeigt, dass durch induktive Blindleistungseinspeisung sich die Aufnahmefähigkeit



des Niederspannungsnetzes mehr als verdoppelt kann, ohne dass ein teurer Netzausbau durch Parallelverlegung von Kabel erfolgen muss.

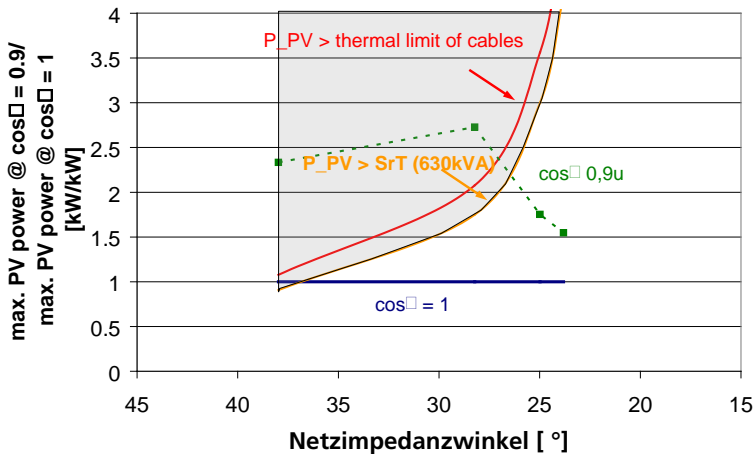


Abb. 4: Steigerung der Netzaufnahmekapazität bei einem $\cos \varphi = 0,9$ im Vergleich zu $\cos \varphi = 1$ bei verschiedenen Netzimpedanzwinkel und mit Begrenzung durch Transformatorscheinleistung (630 kVA) und thermische Stromtragfähigkeit der Kabel /Degner 2011/

Während in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie die verschiedensten Verfahren für die Einstellung der Blindleistung gleichberechtigt nebeneinander stehen – darunter auch eine Regelung der Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung (Q(U)-Verfahren) wie bei der Spannungsstatik im Inselnetz, gibt es in der VDE/FNN-Niederspannungsrichtlinie eine klare Präferenz für einen Standard: das Kennlinienverfahren $\cos \varphi$ (P). Hier wird bis halber Anlagenleistung mit $\cos \varphi = 1$ eingespeist, danach wird linear bis Nennanlagenleistung bis zu einem $\cos \varphi = 0,95$ induktiv bei Anlagen kleiner 13,8 kVA und $\cos \varphi = 0,90$ induktiv bei Anlagen größer 13,8 kVA eingespeist.

Für die Entscheidung für das $\cos \varphi$ (P) und gegen das Q (U) sprachen bei der VDE/FNN-Niederspannungsrichtlinie folgende Gründe:

- Im Niederspannungsnetz gibt um Größenordnungen mehr Anlagen als im Mittelspannungsnetz – eine Optimierung vor Ort durch z.B. eine Netzberechnung ist aus Aufwandsgründen nicht möglich.

- Es sollte eine Standardeinstellung gewählt werden, die zusätzliche Kapazität einen weiteren Zubau ermöglicht.
- In /Schaupp 2010/ wurde von Schwingungen im Niederspannungsnetz berichtet, wenn die Regler in mehreren Wechselrichtern gegeneinander arbeiten und ungünstige Regler- und Streckenparameter aufeinandertreffen. Hier gilt es noch Grundlagenarbeit zu leisten.

3.3 Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion

Während bei Inselnetzen seit etwa zehn Jahren diese Funktion implementiert ist, haben die Verteilnetzbetreiber seit 2001 ihre Netzanschlussbedingungen wegen der sogenannten Netzersatzanlagen so gestaltet, dass alle dezentralen Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz sich bei 50,2 Hz abschalten. Inzwischen haben laut der Studie /Boemer 2011/ mehr als 12 GWp installierte PV-Leistung dieses Problem, weshalb er mit seiner Studie die Nachrüstung von etwa 315000 PV-Anlagen oder etwa 9 GW empfiehlt. Seit der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie und der VDE/FNN-Niederspannungsrichtlinie wird die AC-Leistung kontinuierlich mit wachender Frequenz zurückgeregelt (siehe Abb.5)

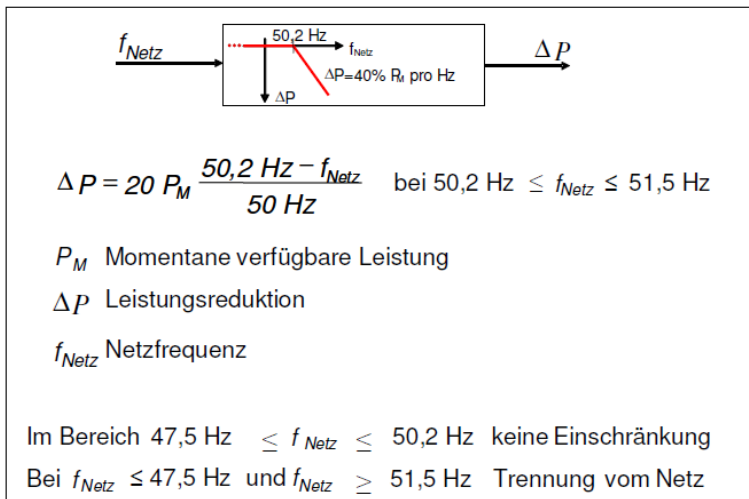


Abb. 5: Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion /BDEW 2008/

3.4 Dynamische Netzstützung

Bei der dynamischen Netzstützung geht es um das Verhalten der Erzeugungsanlagen bei Netzfehlern. Ziel der vollständigen dynamischen Netzstützung ist es,



1. Spannungseinbrüche und andere Netzfehler zu durchfahren, so dass unmittelbar nach Ende des Netzfehlers der Wechselrichter wieder Wirkleistung einspeisen kann. (Low Voltage Fault Ride Through)
2. durch einen kapazitiven Blindstrom (siehe Abb. 6) die Spannung am Netzverknüpfungspunkt so weit zu erhöhen, dass eine schneller stabiler Netzwiederaufbau möglich ist

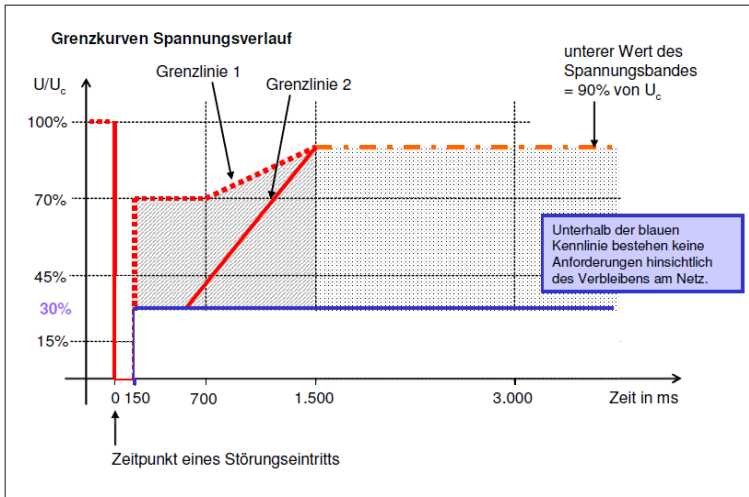


Abb. 6: Grenzkurven des Low Voltage Ride Through /BDEW 2008/

4 Zusammenfassung

Die technischen Konzepte bei Inselnetzanlagen waren lange Zeit deutlich den Anforderungen bei netzgekoppelten PV-Anlagen voraus. Inzwischen wurden mit der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie und VDE/FNN-Niederspannungsrichtlinie Regelwerke geschaffen, die wie bei der Systemtechnik für Inselnetze vermehrt auf Netzsystemdienstleistungen setzen. Nur so ließ und lässt sich der Bestand an dezentralen Erzeugungsanlagen innerhalb der letzten zehn Jahre stark ausbauen.

5 Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Projektträger Jülich für die Unterstützung im Rahmen der Projekte „Photovoltaische Energiemanagement Station – PV-EMS “ (FKZ 0325028) und „Aktives intelligentes



Niederspannungsnetz“ (FKZ 0325202B). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

6 Literatur

- /Kleinkauf 1991/ Kleinkauf, W.: Photovoltaic Power Conditioning / Inverter Technology, PVSEC, Lisbon, 1991
- /Thiem 2011/ Thiem, F.; Rothert, M.; Wachenfeld, V.; Landau, M.: 10 Years Field Experience with modular AC-coupled Off-Grid Systems, PVSEC, Hamburg, 2011
- /BDEW 2008/ Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, BDEW, 2008
- /VDE-FNN 2011/ VDE-AR-N „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 2011
- /EEG 2011/ Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in der ab 1.1.2012 geltenden Fassung, beschlossen am 30.6.2011 vom Deutschen Bundestag
- /EnWG 2011/ Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der ab 1.1.2012 geltenden Fassung, beschlossen am 30.6.2011 vom Deutschen Bundestag
- /Degner 2011/ Degner, T.; Arnold, G.; Reimann, T.; Engel, B.; Breede, M.; Strauss, P.: Increasing the photovoltaic-system hosting capacity of low voltage distribution networks, CIRED, Frankfurt 2011
- /Schaupp 2010/ Schaupp, T.; Meyer, T.; Backes, J.; Wieben, E.: Entwicklung und Untersuchung von Solarwechselrichtern mit spannungsabhängiger Blindleistungseinspeisung in Labor und Feld, 25. Symposium Photovoltaik, Bad Staffelstein, 2010
- /Boemer 2011/ Boemer, J.; Burges, C.; Zolotarev, P.; Lehner, J.: Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung.
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/ecofys_50_2_hertz_short.pdf, September 2011



Wirtschaftlich optimierte Netzeinspeisung von lokal gespeichertem Strom

Dr. Armin U. Schmiegel, Dr. Andreas Linhart
voltwerk electronics GmbH
Anckelmannsplatz 1, 20537 Hamburg
Tel.: (040) 27142 1772, Fax: (040) 27142 1855
e-mail: a.schmiegel@voltwerk.com

1 Einleitung

In den kommenden Jahren ist eine Verschiebung der Wahrnehmung von PV-Anlagen weg vom reinen Investitionsobjekt hin, zu einem integralen Bestandteil der Energieversorgung eines Eigenheimes zu erwarten. Dieser Wechsel wird im Wesentlichen durch die fortschreitende Degression der Einspeisetarife einerseits und weiteren Kosteneinsparungen andererseits getrieben und mittelfristig zur Grid Parity führen.

Um die Netze zu entlasten und zugleich eine kommende Grid Parity teilweise vorwegzunehmen bietet das EEG seit 2009 die Möglichkeit an, den Eigenverbrauch von Solarstrom zu fördern. Diese Änderung hatte zur Folge, dass zwei unterschiedliche, teilweise komplementäre Lösungsansätze gefunden wurden: Die Visualisierung oder Steuerung des Verbrauchs, oder die Speicherung von Solarstrom. Egal welcher Weg vom Anlagenbetreiber getroffen wird, seine Entscheidung basiert im Wesentlichen darin, seinen Bedarf bestmöglich durch seinen Solarstrom zu decken.

2 PV Speichersysteme

PV Speichersysteme differenzieren sich – neben der PV- und Einspeiseleistung – durch die verwendete Speichertechnologie und der Anbindung des Speichers an das Netz. Im Heimbereich sind Bleisäure- und Lithium-Ionen basierte Systeme am häufigsten vertreten [1-3]. Relativ viel ist bereits über die Vor- und Nachteile dieser Technologien bekannt. Bezüglich der Systemtopologien unterscheidet man zwischen AC- und DC-gekoppelte Systeme. Abbildung 19 und Abbildung 20 stellen diese unterschiedlichen Anbindungen der Batterie dar. Die größte Verbreitung haben zu Zeit AC gekoppelte Systeme (Abbildung 19). Sie haben den großen Vorteil, dass sie leicht nachträglich angeschlossen werden können, verfügen

jedoch über einen niedrigeren Wirkungsgrad, da der Solarstrom zunächst in AC umgewandelt werden muss. DC gekoppelte Systeme (Abbildung 20) weisen in der Regel niedrigere Verlustleistungen auf, verfügen aber auf dem ersten Blick eine niedrigere Modularität, da Wechselrichter und Batterieladeregler aufeinander abgestimmt sein müssen und in der Regel integriert sind.

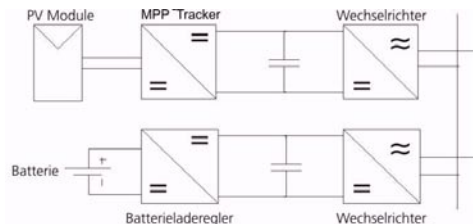


Abbildung 19: Anbindung eines PV-Speichersystems über einen AC-Bus.

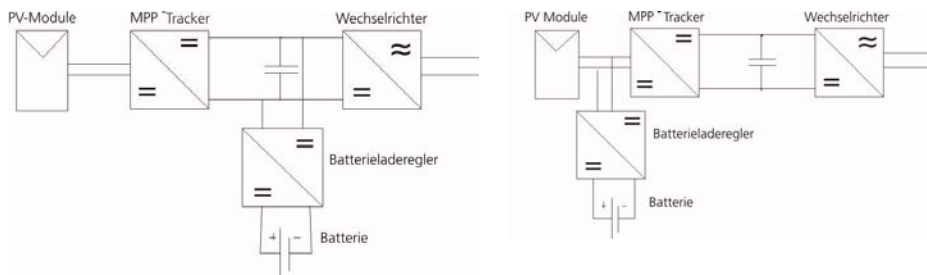


Abbildung 20: Übersicht verschiedener DC-Systemtopologien von PV-Speichersystemen.

3 Effizienzgesteuerte Betriebsführung

Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass in der Regel die Be- und Entladeströme sehr gering sind. Abbildung 21 zeigt die Verteilung der Be- und Entladeströme am Beispiel des Sol-ion Systems. Beim Sol-ion System handelt es sich um ein DC gekoppeltes PV Speicher-system, das Lithium-Ionen Akkus als Speichermedium verwenden [5-7]. Die hier verwendeten Daten, entsprechen einem Referenzhaushalt mit 5kWp PV-Anlage und 5 kWh nutzbare Energie. Die häufig sehr niedrigen Be- und Entladeströme rühren daher, dass die Batterie zur Optimierung des Eigenverbrauchs lediglich als Energiebuffer dient, der Hauptleistungsfluss hingegen jedoch über den Wechselrichter in das System geht. Diese Art der Betriebsführung führt unweigerlich zu erheblichen Leistungsverlusten, da bei geringen Leistungen, die Leistungselektronik in der Regel ineffizient arbeiten.



Aus diesem Grund ist es sinnvoll, eine Betriebsführung zu wählen, die die unterschiedlichen Umwandlungseffizienzen berücksichtigt. Abbildung 21 zeigt zusätzlich die Be- und Entlade-flüsse bei einer Effizienz gesteuerten Betriebsführung. Deutlich kann man erkennen, dass hier höhere Leistungsflüsse und damit ein effizienterer Betrieb realisiert werden kann.

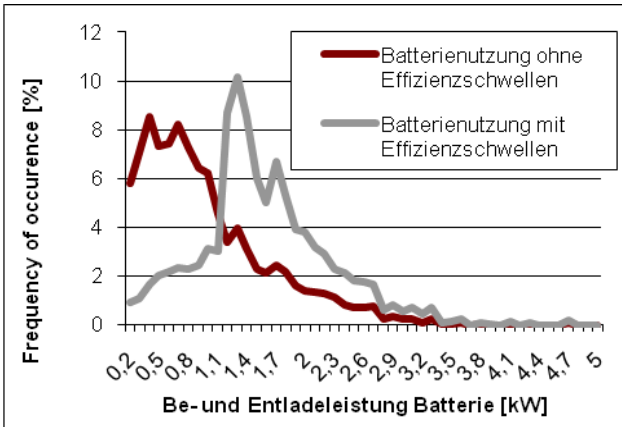


Abbildung 21: Verteilung der Be- und Entladeleistung der Batterie mit und ohne Effizienzschwellen.

Abbildung 22 zeigt die unterschiedlichen Umwandlungseffizienzen in einem PV Speichersystem, hier am Beispiel des Sol-ion Systems. Es verfügt über einen deutlich höheren Systemwirkungsgrad als AC gekoppelte Systeme [8].

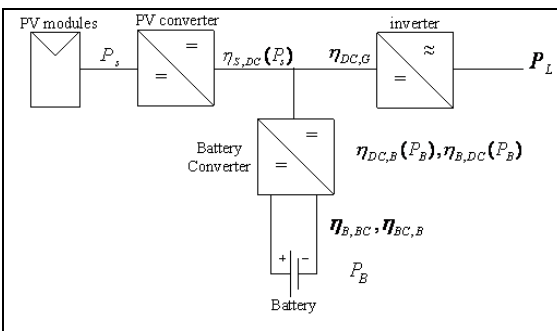


Abbildung 22: Effizienzmodell für ein DC-gekoppeltes PV Speichersystem [9].



Die Umwandlungseffizienzen hängen von der zu wandelnden Leistung ab

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{in} - P_{loss}}{P_{in}}$$

Für den effizienten Betrieb ist es daher notwendig, den Systemzustand jeder einzelnen Komponente zu berücksichtigen und somit die Verluste zu quantifizieren. Für die Entscheidung, ob Solarstrom gespeichert werden kann, lässt sich ein Entscheidungskriterium wie folgt formulieren:

$$\frac{\eta_{direct\ feed\ in} \times C_{feed\ in}}{C_{self\ consumption} + C_{grid\ consumption}} \leq \eta_{storage}$$

Dabei sind $\eta_{storage}$ und $\eta_{directfeedin}$ die Gesamtwirkungsgrade, für den Fall, dass Solarstrom gespeichert $\eta_{storage}$ oder direkt eingespeist $\eta_{directfeedin}$ wird. Neben der technischen Sichtweise, werden hierbei noch die Einspeisevergütung C_{feedin} die Eigenverbrauchsvergütung

$C_{self\ consumption}$ sowie der aktuelle Strompreis $C_{grid\ consumption}$ mit berücksichtigt.

Die Grundannahme ist, dass sich durch die Speicherung von Solarstrom und dem nachträglichen Eigenverbrauch ein höherer Ertrag ergeben muss. Wie in Abbildung 23 zu sehen ist, ergibt sich für die Speicherung eine kritische Überschussleistung unterhalb deren eine Speicherung von Solarstrom sich nicht lohnt. Analog kann für die Entnahme von Solarstrom ein vergleichbares Kriterium definiert werden. Das Entladen der Batterie soll nur dann erfolgen, wenn der zu erwartende Ertrag größer ist, als die Kosten, die sich durch die Speicherung ergeben.

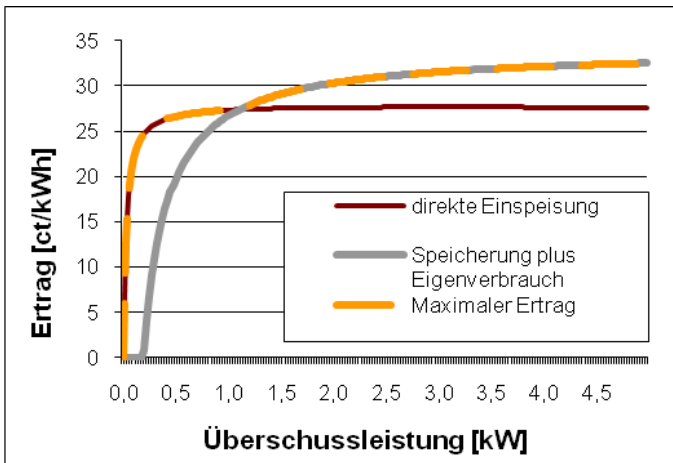


Abbildung 23: Erträge der unterschiedlichen Betriebsführung in Abhängigkeit von der verwendeten Leistung.

Eine solche Betriebsführung hat zwei Auswirkungen: Zum Einen startet der Batterieladevorgang deutlich später, wodurch sich eventuelle Mittagsspitzen nach hinten verschieben. Zum anderen verschiebt sich auch die Einspeisung nach hinten. Die Batterie wird später entladen, wenn Nachtverbraucher versorgt werden. In Abbildung 24 ist dies beispielhaft dargestellt. Deutlicher ist die späte Entladung der Batterie zu erkennen.

Die Ertragssteigerung durch dieses Verfahren sind jedoch sehr deutlich. Erste Simulationen haben gezeigt, dass durch die Verwendung der Effizienzschwellen der Ertrag um bis zu 28% gesteigert werden. Ursache ist hierfür die Vermeidung von ineffizientem Schwachlastbetrieb.

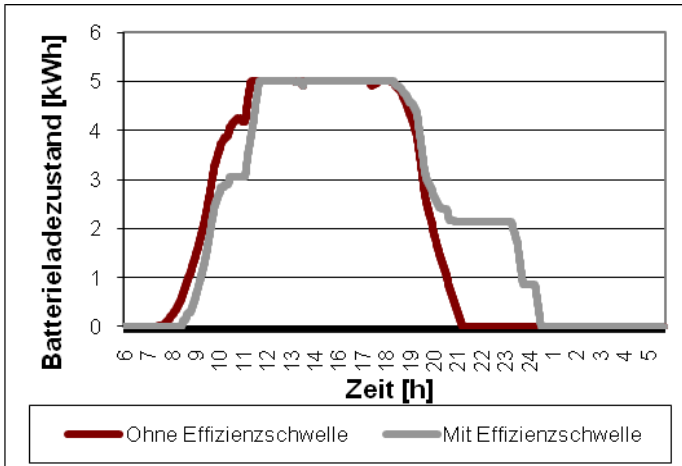


Abbildung 24: Batterieladezustand mit und ohne Effizienzschwelle.

4 Zusammenfassung

Eine intelligente Betriebsführung, die die verschiedenen Systemzustände und die unterschiedlichen Leistungsflüsse berücksichtigt, kann zu einer signifikanten Erhöhung der Erträge eines PV Speichersystems führen. Dabei bewertet das System zu jedem Zeitpunkt, die Systemeffizienzen unter Berücksichtigung des zu erwartenden Einkommens. Erste Simulationen zeigen eine Ertragssteigerung um bis zu 28%. Weitere Studien werden zeigen, inwieweit der Ertrag unter Einbeziehung von Ertrags- und Verbrauchsprognosen noch gesteigert werden kann.



5 Literatur

- [1] Y. Thiaux, L. Schmerber, J. Seigneurbieux, B. Multon, H. B. Ahmed, and C. D Kerlann, "COMPARISON BETWEEN LEAD-ACID AND LI-ION ACCUMULATORS IN STAND-ALONE PHOTOVOLTAIC SYSTEM USING THE GROSS ENERGY REQUIREMENT CRITERION", in 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany, 2009, no. September, pp. 21-25
- [2] G. Papadakis, E. S. Mohamed, G. Kyriakarakos, and A.-W. S. Kassem, "HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS FOR THE SUPPLY OF SERVICES IN RURAL SETTLEMENTS OF MEDITERRANEAN PARTNER COUNTRIES. THE HYRESS PROJECT – THE CASE STUDY OF THE HYBRID SYSTEM IN EGYPT," in 24, 2009, no. September, pp. 21-25
- [3] E. Caamaño-Martín et al., "OPTIMIZING PV USE THROUGH ACTIVE DEMAND SIDE MANAGEMENT", in 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany, 2009, no. 1
- [4] A. U. Schmiegel et al., "THE SOL-ION SYSTEM : A STATIONARY PV BATTERY SYSTEM", in conference proceedings of the "5th International Renewable Energy Storage Conference" (IRES 2010).
- [5] A. U. Schmiegel et al., "THE SOL-ION SYSTEM, AN INTEGRATED PV-SYSTEM WITH LITHIUM-ION BATTERIES – SYSTEM PERFORMANCE –", in Proceedings of the 25th Photovoltaic and Solar energy Conference, 2010, pp. 5-7.
- [6] U. Schmiegel et al., „Das Sol-ion System – Ein System zur Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Strom“, in 25. Symposium – Photovoltaische Solarenergie 2010 Bad Staffelstein, 2010.
- [7] U. Schmiegel et al., „Leistungsfähigkeit und Verhalten von PV- Speichersystemen“, in 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2011, no. 1, pp. 2-7.
- [8] D. J. Blanz, D. M. Rothert, and D. V. Wachenfeld, „Technische und wirtschaftliche Aspekte der Zwischenspeicherung von Solarenergie zur Steigerung des Direktverbrauchs“, in 25. Symposium – Photovoltaische Solarenergie 2010 Bad Staffelstein, 2010.
- [9] A. U. Schmiegel et al., "THE SOL-ION SYSTEM: REALIZING SAFETY AND EFFICIENCY FOR A PV STORAGE SYSTEM", in Proceedings of the 26th European Photovoltaic and Solar Energy Conference, 2011.



Maßnahmen zur Vermeidung von großflächigen Netzausfällen: Abschaltung dezentraler Erzeugungsanlagen in Deutschland bei 50,2 Hertz und 49,5 Hertz

Jens Bömer

Ecofys Germany GmbH

Stralauer Platz 34, 10243 Berlin

Tel.: (030) 2977 3579-14, Fax: (030) 2977 3579-99

e-mail: j.boemer@ecofys.com

1 Hintergrund und Besonderheiten der Studie

Innerhalb der letzten Jahre hat die Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien in Deutschland, insbesondere durch die Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stark zugenommen. Ende 2010 waren bspw. rund 80% der installierten PV-Leistung, d.h. ca. 14 GW, auf der Niederspannungsebene angeschlossen. Durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) erlangen diese Anlagen und das gesamte Verteilungsnetz eine zunehmende Systemrelevanz mit Blick auf den Betrieb des Übertragungsnetzes.

Bis zur Einführung einer Übergangsregelung durch den VDE e. V. im April 2011 und der damit verbundenen Änderung der Gerätenorm DIN VDE V 0126-1-1 mussten sich Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz bei einer Frequenz von 50,2 Hz unverzüglich abschalten. Diese Festlegung wurde in den Jahren 2005/2006 eingeführt als die Stromerzeugung aus PV-Anlagen noch einen vernachlässigbaren Einfluss auf das elektrische System hatte. Seitdem wurden PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von etwa 12.700 MW auf der Niederspannungsebene in Betrieb genommen.

Im ungünstigsten Fall würden sich bis zu rund 9.000 MW an Leistung aus PV-Anlagen bei einem Frequenzanstieg auf 50,2 Hz vom Netz trennen. Ein Erreichen des Werts von 50,2 Hz im Normalbetrieb gilt bislang noch als wenig wahrscheinlich. Allerdings wird der Stromhandel in Zukunft voraussichtlich weiter an Bedeutung zunehmen und mit ihm auch die jeweils zur vollen Stunde auftretenden deterministischen Frequenzabweichungen bis zu Werten von über 50,1 Hz. Sofern das Fahrplanraster dann nicht verkürzt wird, erhöhen sich damit auch die Frequenzabweichungen zur vollen Stunde und rücken immer näher an den kritischen Schwellwert von 50,2 Hz heran.



Eine konkrete Gefährdungssituation würde dagegen bereits heute eine großräumige Störung im Verbundnetz darstellen. In einem solchen Fall würde die Netzfrequenz *aufgrund eines Überangebots an elektrischer Energie* in denjenigen Netzregionen ansteigen, die vor dem Eintritt der Störung elektrische Energie in andere Netzregionen exportiert haben. Beispiel hierfür sind die europaweite Verbundnetzstörung im Jahr 2006 und der Blackout in Italien im Jahr 2003. In beiden Fällen lag Deutschland in einer der exportierenden Netzregionen, in der die Frequenz über den Wert von 50,2 Hz anstieg. Das europäische Verbundnetz ist allerdings nur für einen schlagartigen Ausfall von 3.000 MW Erzeugungsleistung ausgelegt. Würden vergleichbare Störungen mit der heute installierten PV-Leistung an sonnigen Tagen während hoher Einspeisung aus PV-Anlagen aufgetreten, würde die von den betroffenen PV-Anlagen zu diesem Zeitpunkt eingespeiste Leistung verloren gehen. Bereits heute übersteigt die durch PV-Anlagen in Deutschland eingespeiste Leistung an sonnigen Tagen den Wert von 3.000 MW um ein Mehrfaches (s.o.).

In der Folge würde es dann mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem großräumigen Ausfall der Elektrizitätsversorgung in den durch dieses Phänomen betroffenen Teilen Europas kommen.

Vor diesem Hintergrund sind Maßnahmen zur Einschränkung der Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzstabilität bei Überfrequenz notwendig:

- Kurzfristige Maßnahme für Neuanlagen: Übergangsregelung für PV-Anlagen (ab Mai 2011 bis Inkrafttreten der VDE-AR-N 4105)
- Mittelfristige Maßnahme für Neuanlagen: Anforderungen an Erzeugungsanlagen gemäß VDE-AR-N 4105 (spätestens ab 01.01.2012)
- Mittelfristige Maßnahme für PV-Bestandsanlagen: Nachrüstung (voraussichtlich während der Jahre 2012 bis Ende 2014)

Die mittelfristigen Maßnahmen für Neuanlagen am Niederspannungsnetz sind bereits im Rahmen der technischen Regelsetzung durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e.V. (FNN) festgelegt worden. Die mittelfristigen Maßnahmen für eine Nachrüstung bereits in Betrieb befindlicher Anlagen können dagegen nur durch den gesetzlichen Ordnungsrahmen festgelegt werden.

Bereits seit 2010 befasst sich eine Gemeinschaftsinitiative aus den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), Verteilungsnetzbetreibern, dem Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) inklusive der dort vertretenen Hersteller von PV-Wechselrichtern und dem FNN mit der Erarbeitung einer nachhaltigen Lösung für diese Bestandsanlagen. Diese Initiative wird dabei im Rahmen der Arbeitsgruppe „Systemsicherheit“ der BMWi-Plattform für zukunfts-



fähige Netze vom Bundesumweltministerium (BMU), Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) begleitet.

Das Beratungsunternehmen Ecofys und das Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) der Universität Stuttgart wurden von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern, dem BSW und dem FNN in Begleitung von BMWi, BMU und BNetzA beauftragt zu untersuchen, ob und in welchem Umfang eine technische Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen notwendig und möglich ist. Auf Initiative von FNN hin wurden dabei auch die Auswirkungen einer Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen hinsichtlich des Verteilungsnetzbetriebs und insbesondere des vorübergehenden Betriebs von Teilnetzen mit sog. Netzersatzanlagen untersucht.

Grundsätzliches Ergebnis der von Ecofys und IFK durchgeführten Untersuchungen ist, dass eine Nachrüstung eines signifikanten Anteils der PV-Bestandsanlagen, die sich bei einer Überfrequenz von 50,2 Hz abschalten, in jedem Fall als notwendig betrachtet wird.

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse erhalten besonderes Gewicht dadurch, dass Ecofys von April bis Mai 2011 eine umfangreiche Branchenabfrage durchgeführt hat, in der Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller von Wechselrichtern für PV-Anlagen, Hersteller von Netzersatzanlagen, Hersteller, Planer und Betreiber von Windenergieanlagen und Installateure eingebunden wurden.

Die weiteren Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

2 Zusammenfassung der Empfehlungen

- Es wird empfohlen, dass alle PV-Anlagen nachgerüstet werden müssen,
 - die nach dem 01.09.2005 in Betrieb genommen worden und
 - die größer als 10 kWp sind.
- Es wird empfohlen, dass mit Blick auf die Varianten der Nachrüstung,
 - den betroffenen Betreibern freigestellt wird, auf welche der Varianten 14, 25 oder 46 nachgerüstet wird;

4 d.h. Update auf FNN/VDE-Anwendungsregel 4105, Kennlinie, Wiederzuschaltung bei 50,05 Hz nach 60 Sekunden

5 d.h. Update auf BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2008, Kennlinie, Wiederzuschaltung bei 50,05 Hz

6 d.h. Umparametrieren der Abschaltfrequenz=Wiederzuschaltfrequenz gemäß FNN-Hinweis zur Übergangsregelung, Variante a), stochastische Verteilung nach Wechselrichtertyp, Wiederzuschaltung nach 30 s



- dabei wird folgende Rangfolge empfohlen: Variante 1 ist vor Variante 2, und diese vor Variante 4 zu wählen; ein Austausch des Wechselrichters sollte in jedem Fall vermieden werden;
- Es wird in Bezug auf die Einhaltung dieser Rangfolge bei der Umrüstung der Wechselrichter empfohlen, dass
 - sich die Wechselrichterhersteller verpflichten, Handlungsempfehlungen für ihre Produkte zu erstellen,
 - sich die Installateure des Elektrohandwerks verpflichten, diese Handlungsempfehlungen bei der Umrüstung einzuhalten.
- Es wird empfohlen eine rasche Nachrüstung zu gewährleisten, indem eine hohe Akzeptanz für die Nachrüstungsmaßnahmen geschaffen wird. Hinsichtlich der Kostentragung sollten deshalb geeignete gesetzliche Regelungen entwickelt werden, die diese hohe Akzeptanz bei den betroffenen Anlagenbetreibern für die Nachrüstung schaffen.
- Ausgehend von den Gesprächen mit Verteilungsnetzbetreibern, Herstellern von Wechselrichtern für PV-Anlagen und dem Elektrohandwerk, wurde eine Prozedur für den Ablauf der Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen erarbeitet. Deren Details werden mit der Bundesnetzagentur abgestimmt.

3 Zusammenfassung der Auswertung

Eine vollständige Umsetzung der zuvor genannten Empfehlungen würde folgende Auswirkungen haben:

- Voraussichtlich müssten ca. 315.000 PV-Anlagen (> 10 kWp) nachgerüstet werden.
- Der sich für das Elektrohandwerk ergebende Aufwand für die Umsetzung des Nachrüstungsprogramms läge voraussichtlich maximal bei ca. 8.500 ... 11.000 Nachrüstungen pro Monat.
- Die Kosten für die Nachrüstung der PV-Anlagen lägen insgesamt voraussichtlich bei ca. 65 Mio. ... 175 Mio. Euro zzgl. Verwaltungskosten auf Seiten der Wechselrichter-Hersteller und Verteilungsnetzbetreiber.
- Die Kosten für die Anpassung des Betriebs der Netzersatzanlagen lägen insgesamt voraussichtlich bei ca. 500 Tsd. ... 2 Mio. Euro.



4 Ausblick auf notwendige weitere Abstimmungen im Zuge der Nachrüstung

- BNetzA - Verteilungsnetzbetreiber
 - Festlegung bundeseinheitlicher Standardschreiben und –formulare;
 - (Pauschale) Umlage der auf Seiten der VNB entstehenden Verwaltungskosten;
 - Zeitliche Vorgaben zur Anpassung des Betriebs von Netzersatzanlagen.
- PV-Wechselrichterhersteller – Verteilungsnetzbetreiber - Übertragungsnetzbetreiber
 - Einstellwerte für den Überfrequenzschutz;
 - Obere und untere Grenze des Frequenzbereichs für Überfrequenzschutz;
 - Schrittweite für Überfrequenzschutzwerte;
 - Stochastische Verteilung auf die jeweiligen Abschaltfrequenzen;
 - Einstellwerte für den Unterfrequenzschutz (!);
 - Zeit für die Verzögerung des Wiederzuschaltens über die 30 Sekunden (Varianten 2 und 4) bzw. 60 Sekunden (Variante 1) hinaus.
- PV-Wechselrichterhersteller – Elektrohandwerk
 - Information;
 - Handlungsanweisungen.

5 Ausblick auf notwendige weiteren Handlungsbedarf

Zusätzlich zum Handlungsbedarf bei PV-Anlagen in Deutschland lässt sich aus den Untersuchungen folgender weiterer Handlungsbedarf ableiten:

- für BWE und VDMA: Anpassung des Unterfrequenzschutzes von Windenergieanlagen durch den Anlagenbetreiber von einem Wert von 49,5 Hz auf bestenfalls 47,5 Hz bzw. alternativ 48,0 Hz bei der nächsten regulären Wartung;
- für ENTSO-E: Anpassung des Unter- und Überfrequenzschutzes von dezentralen Erzeugungsanlagen vor allem in Italien und Dänemark, aber auch in weiteren Ländern der kontinentaleuropäischen Synchronzone;
- für ENTSO-E: Harmonisierung der Werte des Unter- und Überfrequenzschutzes von Erzeugungsanlagen in allen kontinentaleuropäischen Ländern.



Erfahrungen aus der Zertifizierung von dezentralen Erzeugungsanlagen nach der Mittelspannungsrichtlinie

Dr.-Ing. Karl-Heinz Weck
FDH e.V. Mannheim
Hallenweg 40, D-68219 Mannheim
Tel.: (0621) 8047 200, Fax: (0621) 8047 112
e-mail: karlh.weck@fgh-ma.de

1 Einleitung

Die Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. ist seit Ende 2004 eine Zertifizierungsstelle für dezentrale Erzeugungsanlagen akkreditiert nach EN 45011. Z.Z. der Akkreditierung bestanden die VDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe 1998, und die Netzanschlussrichtlinien der E.ON Netz und der Vattenfall Europe Transmission, die alle eine Vermessung der Erzeugungsanlagen, aber keine Zertifizierung forderten.

Die Anregung, Zertifikate über die Kraftwerkeigenschaften einer Erzeugungsanlage zu erstellen, kam von einem Hersteller von Windenergieanlagen. Das erste von der FGH erstellte Zertifikat war bereits 2004 für eine ENERCON E 66 nach den E.ON-Anschlussrichtlinien. Es enthielt bereits die meisten heute noch geforderten Eigenschaften wie das Durchfahren von Netzfehlern oder die Blindleistungsbereitstellung entsprechend dem TransmissionCode 2004. Zertifikate ähnlich den heutigen Einheitenzertifikaten wurden ausschließlich von der FGH und nur nach den Netzanschlussrichtlinien für das Höchstspannungsnetz der E.ON Netz und der Vattenfall Europe Transmission ausgestellt. Die Zertifizierung war zu dieser Zeit vergleichsweise übersichtlich und einfach.

Im Jahre 2008 erschien die neue Richtlinie der BDEW für den Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz Deutschlands. Sie verlangte die Ausstellung von Einheitenzertifikaten für jeden Typ von Erzeugungsanlagen als Typzertifikat und die Erstellung von Anlagenzertifikaten für den Anschluss jeder Erzeugungsanlage. Seitdem ist das Zertifizierungsumfeld deutlich komplizierter und teilweise verworren geworden. Hierfür gibt es drei Gründe:

- Die BDEW-Richtlinie wurde von Mitarbeitern der Netzbetreiber erstellt, die in der Erstellung von Normen nicht sehr erfahren sind. Zudem war die BDEW-Richtlinie eine Netz-

anschlussvorschrift, für die erstmals eine Zertifizierung von Einheiten und Anlagen vorgenommen werden sollte. Dass hierin Unzulänglichkeiten in den einzelnen Anforderungen oder Interpretationsspielräume entstanden, ist verständlich.

- Die Idee der Zertifizierung wurde von der Bundesregierung bei der Ausarbeitung der Systemdienstleistungsverordnung SDLWindV zum EEG 2009 aufgegriffen, wobei jedoch die Anforderungen der BDEW-Richtlinie maßgeblich modifiziert wurden. Das Anlagenzertifikat wurde durch das Anlagengutachten ersetzt und die Anforderungen des TransmissionCode 2007 in den Bereichen Blindleistungsbereitstellung und dynamische Netzstützung maßgeblich modifiziert. Die SDLWindV gilt aber nur für Windenergieanlagen.
- Die BDEW hat eine Zusammenarbeit mit der FGW e.V. in einem gemeinsamen Beirat installiert, der einmal die FGW-Richtlinien als Ausführungsrichtlinien koordinieren soll, zum andern aber auch die akkreditierten Zertifizierungsstellen als sachkundig anerkennen soll. Das Verständnis der FGW-Richtlinien war zunächst, Detailfestlegungen für die BDEW-Richtlinie zu treffen. Die Erfahrung zeigte jedoch, dass merkliche Änderungen in den Anforderungen der BDEW-Richtlinie eingeführt wurden, die in einer Zertifizierung nach der BDEW-Richtlinie nicht berücksichtigt werden dürfen.

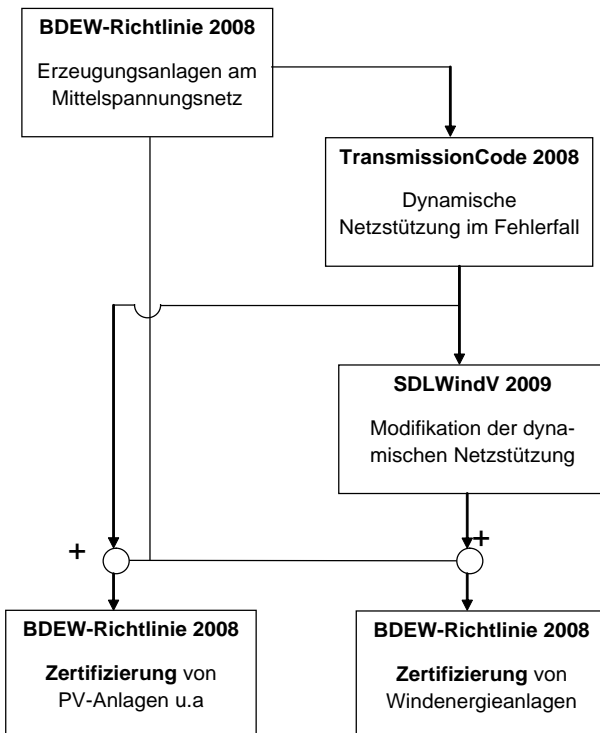


Abb.15:
Blockdiagramm
der Zertifizie-
rung nach
BDEW-Richtlinie
2008



Es ergibt sich heute der in Abb. 1 dargestellte Ablauf der Zertifizierung. Aufgrund der durch die SDLWindV vorgenommenen nur für Windenergieanlagen geltenden Modifikationen sind die Zertifizierungsverfahren für die dynamische Netzstützung unterschiedlich für Windenergieanlagen und andere Erzeugungsanlagen. Ein Verwirrung stiftende Situation.

2 Einheitenzertifikate

2.1 Erfahrungen

Die FGH-Zertifizierungsstelle hat bis heute 51 Einheitenzertifikate nach den neuen Netzanschlussrichtlinien BDEW-Richtlinie und TransmissionCode 2007 mit den Modifikationen der SDLWindV ausgestellt. Hinzu kommen 50 Zertifikate für alte Windenergieanlagen, Prototypen nach SDLWindV und Zertifikate nach anderen Netzanschlussrichtlinien.

Nach den bisherigen Erfahrungen machen vier Bereiche besondere Schwierigkeiten:

- Unsymmetrische Wirkleistungseinspeisung in das Drehstromnetz
- Blindleistungsbereitstellung
- Entkopplungsschutzeinstellungen
- Modellbildung und Modellvalidierung

2.2 Unsymmetrische Wirkleistungseinspeisung

Die BDEW-Richtlinie fordert an keiner Stelle die Einspeisung eines Drehstromsystems in das Netz. Dieses Fehlen der Forderung und die Festlegung von Grenzen für die Unsymmetrie in der Stromeinspeisung ist ein reines Versehen, da das Einspeisen eines Drehstroms als selbstverständlich angesehen wurde.

Als Folge der fehlenden Festlegungen kann eine Zertifizierung von einphasigen Erzeugungsanlagen zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht verweigert werden. Die FGH stellt in ihren Zertifikaten allerdings die zusätzliche Forderung nach gleicher Anzahl einphasiger Geräte je Phase, sodass wenigstens ungefähr die Einspeisung eines Drehstromsystems erreicht wird.

Zukünftige Netzanschlussrichtlinien wie die z.Z. erarbeitete VDE-FNN Anwendungsregel werden genaue Anforderungen an die Symmetrie der Stromeinspeisung in die drei Leiter des Systems fordern. Es ist davon auszugehen, dass hierfür Nachweisprüfungen vorgesehen werden. Es wird davon ausgegangen, dass Windenergieanlagen, motorisch abgetriebene Synchrongeneratoren oder PV-Anlagen mit einer DC-Quelle an den drei Wechselrichtern die Bedingungen erfüllen werden.

2.3 Blindleistungsbereitstellung

Die BDEW-Richtlinie fordert in Abschnitt 2.5.4:

Bei Wirkleistungsabgabe muss die Erzeugungsanlage in jedem Betriebspunkt mindestens mit einer Blindleistung betrieben werden können, die einem Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt von

$$\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}} \text{ bis } 0,95_{\text{übererregt}}$$

entspricht.

Die Forderung gilt für den Netzanschlusspunkt, gilt also nur für Erzeugungsanlagen und nicht für Erzeugungseinheiten, da sie auch durch Einsatz zusätzlicher Kompensationseinrichtungen erfüllt werden kann. Das Einheitszertifikat hat jedoch festzustellen, ob und mit welchen Kompensationseinrichtungen die Forderung erfüllt werden kann.

- Wenn die Einheit bereits den geforderten Bereich des Verschiebungsfaktors nicht erreichen kann, sind in jedem Falle Kompensationseinrichtungen erforderlich. Dies liegt bei einigen WEA vor.
- Wenn der geforderte Bereich des Verschiebungsfaktors bei der Einheit deutlich überschritten wird, kann auf eine Kompensationseinrichtung in vielen Fällen verzichtet werden. Im Anlagenzertifikat ist die nachzuweisen.

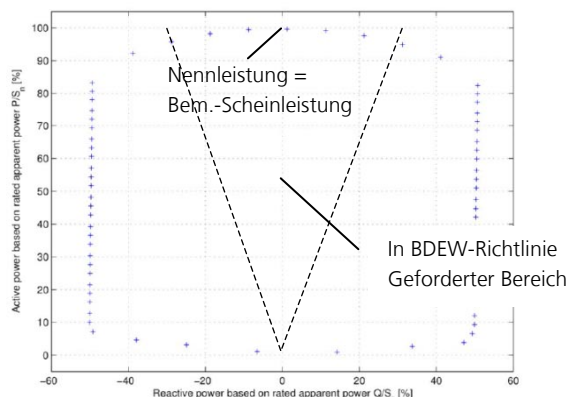


Abb. 2: Gemessener Verlauf der Blindleistungsbereich in Abhängigkeit von der Wirkleistung einer typischen PV-Einheit

Abb.2 zeigt eine typische Blindleistungs-Wirkleistungs-Abhängigkeit einer PV-Anlage. Die Kennlinie ist charakterisiert durch einen konstanten Wert Q_{\max} bis die Bemessungs-



Scheinleistung erreicht wird. Bei allen bisher zertifizierten PV-Einheiten haben Nennleistung (Nennwirkleistung) und Bemessungs-Scheinleistung den gleichen Wert.

Die Formulierung „in jedem Betriebspunkt“ ist sehr vage, da der Bereich der Betriebspunkte nicht festgelegt wurde und somit vom Einheitenhersteller vorgegeben werden kann. Wenn der mögliche Bereich des Betriebspunkts innerhalb des gemessenen Bereichs liegt, ist die Forderung der BDEW-Richtlinie in jedem Fall erfüllt.

Dies war aber nicht die Vorstellung der Mitarbeiter an der BDEW-Richtlinie. Die Vorstellung war, dass der Betriebspunkt in einem Bereich liegen sollte der die

- Versorgungsspannung: $U_c \pm 10\%$
- Wirkleistung: 0 und Nennleistung

Die heute schon gültige 3. Ergänzung zur BDEW-Richtlinie erlaubt eine Reduzierung der Wirkleistung nur, wenn die Versorgungsspannung unter $95\% U_c$ fällt.

Die heute in Bearbeitung befindliche VDE-FNN-Anwendungsregel für den Anschluss der Erzeugungsanlagen an das Hochspannungsnetz wird den Betriebsbereich einer Erzeugungsanlage in dieser Form festschreiben. Die Wahr Nennleistung = Bemessungsscheinleistung wird also zu überdenken sein.

2.4 Einstellungen des Entkopplungsschutzes

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelais-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz U>>	1,00 – 1,30 U_n	1,20 U_{NS}	≤ 100 ms
Spannungsrückgangsschutz U<	0,10 – 1,00 U_n	0,80 U_{NS} *	1,5 – 2,4 s **)
Spannungsrückgangsschutz U<<	0,10 – 1,00 U_n	0,45 U_{NS} *	300 ms
Frequenzsteigerungsschutz f>	50,0 – 52,0 Hz	51,5 Hz	≤ 100 ms
Frequenzrückgangsschutz f<	47,5 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 100 ms

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelais-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz U>>	1,00 – 1,30 U_n	1,15 U_{NS} *)	≤ 100 ms *)
Spannungsrückgangsschutz U<	0,10 – 1,00 U_n	0,80 U_{NS} **)	1 s **)
Spannungsrückgangsschutz U<<	0,10 – 1,00 U_n	0,45 U_{NS} **)	300 ms **)
Frequenzsteigerungsschutz f>	50,0 – 52,0 Hz	51,5 Hz	≤ 100 ms
Frequenzrückgangsschutz f<	47,5 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 100 ms

Abb. 3: Einstellungen des Entkopplungsschutzes an der Erzeugungseinheit nach BDEW
Oben: Bei Anschluss an die Sammelschiene des UW
Unten: Bei Anschluss im Mittelspannungsnetz

Abb. 3 zeigt die in der BDEW-Richtlinie festgelegten Einstellbereiche des Entkuppelungs-schutzes an der Erzeugungseinheit für den Anschluss an die Sammelschiene des UW und für den Anschluss im Mittelspannungsnetz. In dieser Tabelle werden die Einstellbereiche in der Regel missachtet:

- Der Spannungssteigerungsschutz $U_{>>}$ muss in beiden Fällen zwischen 1,00 und 1,30 U_{NS} einstellbar sein. Der in den Einheiten vielfach vorhandene Geräteschutz darf diesen Bereich nicht einschränken. Es sei erwähnt, dass bereit heute der TransmissionCode eine Einstellung von 1,25 fordert. Die Forderungen an den Einstellbereich des Spannungssteigerungsschutzes werden bei vielen Einheiten nur mit Einschränkungen erreicht.
- Es müssen zwei Spannungsrückgangsschutzeinrichtungen $U_{<}$ und $U_{<<}$ vorhanden sein, beide einstellbar zwischen 0,10 und 1,00 U_{NS} .

Die heutigen Vorschriften der FGW berücksichtigen diese Forderungen nicht in ausreichendem Maß. Die genaue Kenntnis der möglichen Schutzeinstellungen werden für die Ausarbeitung eines Anlagenzertifikats insbesondere bei ausgedehnten Anlagen oder vorhandenen Niederspannungsnetzen auf der Unterspannungsseite des MS-Transformators unerlässlich sein.

2.5 Modellbildung und -validierung

Die sachgerechte Erstellung von Modellen steckt noch in den Kinderschuhen und die Anforderungen an solche Modelle sind augenscheinlich noch nicht ausreichend bekannt.

Modelle werden heute nur für das Verhalten der Erzeugungseinheit bei Fehlern im Netz erstellt, insbesondere die geforderte Einspeisung des Blindstroms während des Fehlers. In der Regel wird nur das Mitsystem des Blindstroms nachgebildet, selbst wenn die Einheit selbst bei unsymmetrischen Fehlern Mit- und Gegensystem des Blindstroms erzeugt.

Die zur Verfügung gestellten Modelle erlauben teilweise nicht die Simulation des Betriebs im gesamten Bereich der Wirk- und Blindleistung, sodass die für das Anlagenzertifikat geforderten Berechnungen nicht vollständig durchgeführt werden können.

Diese nicht zufriedenstellende Situation wird sich mit Erscheinung der VDE-FNN-Anwendungsregel ändern müssen. Nach dem augenblicklichen Diskussionsstand müssen Modelle für den Fehlerfall und den Normalbetrieb vorhanden sein, die beide das Mit- und Gegensystem der Spannungen und Ströme beinhalten.



3 Anlagenzertifikate

3.1 Erfahrungen

Bisher hat die FGH-Zertifizierungsstelle etwa 55 Anlagenzertifikate ausgestellt, ausnahmslos für Windenergieanlagen, deren Hersteller sehr frühzeitig Rahmenverträge mit den wenigen akkreditierten Zertifizierungsstellen abgeschlossen und somit die begrenzt vorhandenen Kapazitäten aufgefüllt haben. Der Markt hat z.Z. kaum Zertifizierungskapazitäten anzubieten.

Anlagenzertifikate sind Unikate, die nur für eine Erzeugungsanlage anwendbar sind. Sie sind als Planungsstudie gedacht, die dem Netzbetreiber vor Baubeginn einer Erzeugungsanlage vorgelegt werden soll. Abb. 4 zeigt das Ablaufschema der Anlagenzertifizierung.

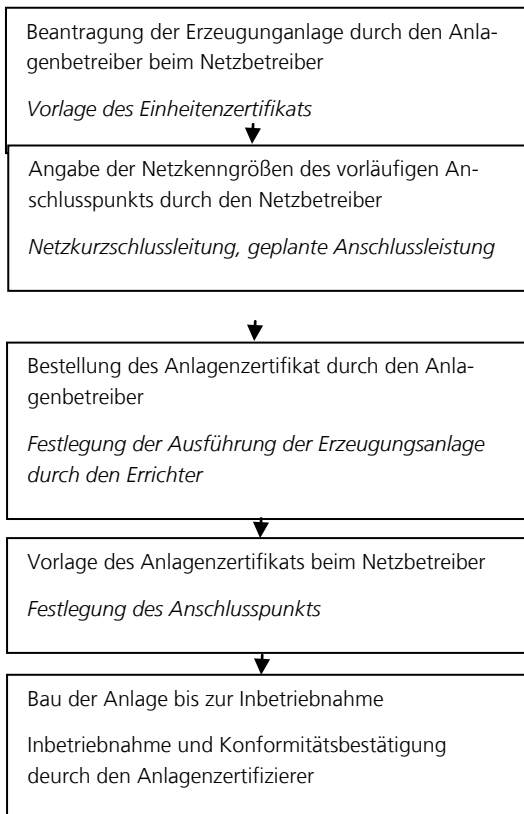


Abb.4 Schematischer Ablauf der Anlagenzertifizierung



In der Anlagenzertifizierung kommen eine Anzahl neuer Regelungen zu den Festlegungen der BDEW-Richtlinie hinzu. Die BDEW-Richtlinie überlässt dem Anlagenbetreiber eine Reihe von Entscheidungen, die dieser in seinen eigenen Netzanschlussrichtlinien festlegt oder im Einzelfall entscheidet. Darüberhinaus ist der Netzbetreiber nicht verpflichtet die BDEW-Richtlinie so zu übernehmen, dass sie bei der Erfüllung seiner Richtlinien ebenfalls erfüllt sind.

Die Zertifizierung erfolgt letztendlich zu nach den Netzanschlussrichtlinien des Netzbetreibers. Da die Erfüllung der BDEW-Richtlinie für Windenergieanlagen in der SDLWindV aber für den Erhalt des Systemdienstleistungsbonus erforderlich ist, müssen in der Regel beide Richtlinien eingehalten werden. Jedes Zertifikat hat so seine eigenen Stolpersteine, deren Bewältigung Aufgabe des Zertifizierers ist.

Die in der Anlagenzertifizierung liegenden Schwierigkeiten liegen damit offen:

- Auftraggeber des Zertifikats ist der Anlagenbetreiber. Er hat alle für die Anlagenberechnungen erforderlichen Angaben über die Erzeugungsanlage, wie Stromlaufpläne, Bemessungsdaten der Komponenten, Ausführung der Schaltanlagen u.a., bereit zu stellen. In der Regel ist der Anlagenbetreiber kein Fachmann und mit den Benennungen der erforderlichen Daten wenig vertraut. Die Zusammenstellung der für die Berechnungen erforderlichen Unterlagen ist damit die schwierigste Aufgabe in der Anlagenzertifizierung.
- In einigen Fällen beinhaltet die BDEW-Richtlinie und somit auch Netzanschlussrichtlinien des Netzbetreibers Anforderungen, die in dem vorgelegten Einheitenzertifikat nicht enthalten sind. Hier sind Rückfragen bei den Herstellern erforderlich, die die Konformität ihrer Anlage mit den Anforderungen bestätigen müssen. Diese in den Einheitenzertifikaten fehlenden Informationen betreffen in der Regel nicht geprüfte Eigenschaften der dynamischen Netzstützung oder die Eigenschaften der Entkuppelungsschutzeinrichtungen in der Erzeugungseinheit.

Die nahezu detektivische Arbeit der Datenbeschaffung ist die zeitaufwändigste Arbeit innerhalb der Anlagenzertifizierung. Die FGH überlässt diese Aufgabe dem von ihr beauftragten externen Anlagenberechner, von denen der FGH-Zertifizierungsstelle mit der Studienabteilung der FGH e.V., Aachen, der Studiengruppe der ABB AG, Mannheim, und der Studiengruppe der Schneider Electric AG, Frankfurt, potente Partner zur Verfügung stehen. Die Berechnungsergebnisse werden dann von einem bei der Dakks registrierten externen Experten überprüft.



Die Ausstellung von Anlagenzertifikaten begann erst im Jahre 2011. Die ersten Erfahrungen sind zusammengefasst wie folgt:

- Für die Blindleistungsbereitstellung wird in der Regel die Möglichkeit des in der BDEW-Richtlinie genannten Bereichs des Verschiebungsfaktors vom $0,95_{\text{untererregt}}$ bis $0,95_{\text{übererregt}}$ gefordert. Für den vorläufigen Betrieb wird in der Mehrzahl die Einstellung eines festen Verschiebungsfaktor an der Erzeugungseinheit oder eine $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie ähnlich dem in der BDEW-Richtlinie gegebenen Beispiel gefordert.
- Seit Einführung der 3. Ergänzung zur BDEW-Richtlinie bereitet die Beurteilung der Netzzurückwirkungen insbesondere der Oberschwingungen keine Schwierigkeiten mehr. So lange diese vereinfachten Bewertungen erhalten bleiben, scheint das Problem der Oberschwingungsbeurteilung gelöst
- Für das Verhalten der Erzeugungsanlage im Fehlerfall wird bei Anschluss an die Sammelschiene des UW die dynamische Netzstützung durch Einspeisung zusätzlichen Blindstroms in der Mehrzahl der Fälle gefordert. Beim Anschluss im Mittelspannungsnetz ist die Forderung nach keiner Blindstromeinspeisung bei minimaler Wirkstromeinspeisung klarer Favorit. Dieses Verhalten ist nur bei einem Hersteller von Windenergieanlagen im Einheitszertifikat enthalten. Für anderen Hersteller von WEA oder auch von PV-Anlagen ist dieser Modus nicht im Umfang des vorgelegten Einheitszertifikats enthalten und auch im Modell nicht hinterlegt. Für diese Einheiten kann eigentlich kein Anlagenzertifikat erstellt werden, wenn der Anlagenzertifizierer die vom Hersteller vorgelegten Erklärungen nicht akzeptiert
- Die Schutzeinstellungen machen lediglich für die Einstellung des Spannungssteigerungsschutzes an der Erzeugungseinheit in einigen Fällen Schwierigkeiten. Bei dynamischer Netzstützung durch Blindstrom entsteht in den Simulationsberechnungen bei Fehlerende an der Einheit eine Spannungsspitze, die Werte über $1,2 U_c$ erreicht. Es ist abzusehen, dass die obere Grenze von $1,25 U_c$ bald erreicht wird.



4 Zusammenfassung

Wenn man die Sachlage auf dem Gebiet der Zertifizierung von Erzeugungsanlagen bewerten möchte, muss man dies mit einem lachenden und einem weinenden Auge tun:

- Die Notwendigkeit der Zertifizierung wurde von den Netzbetreibern Deutschlands gut aufgenommen. Die Erstellung von Anlagenzertifikaten wird nicht nur für den Mittelspannungsbereich, für den in der BDEW-Richtlinie Zertifizierung gefordert ist, sondern in zunehmendem Maß auch für das Hochspannungsnetz, für das diese Forderung noch nicht besteht.
- Vom Gesichtspunkt der Prüfung und Zertifizierung von elektrischen Hochleistungsgeräten nach den seit vielen Jahren bestehenden Normen der IEC oder des VDE gesehen, befindet sich die Zertifizierung von Erzeugungsanlagen noch in der Anlaufphase. Netzanschlussrichtlinien, Prüfvorschriften und Zertifizierungsregeln sind noch nicht ausgereift und bedürfen der Verbesserung in der nahen Zukunft.
- Die Unzulänglichkeiten der verschiedenen Richtlinien wurden von den Beteiligten erkannt und Verbesserungen sind teilweise bereits eingeführt. Die kommenden VDE-FNN-Anwendungsregeln für Erzeugungsanlagen am Hochspannungsnetz werden bereits viele Unklarheiten ausräumen. Die Prüfrichtlinien der FGW werden nachziehen, sodass zukünftig eine klarere Vorschriften- und Richtlinienumgebung zur Verfügung stehen wird.



Windparkregelung zur Netzintegration

Melanie Hau, Martin Shan
Fraunhofer IWES
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-379, Fax: (0561) 7294-100
e-mail: melanie.hau@iwes.fraunhofer.de

1 Einleitung

Der Anteil der in Windparks erzeugten elektrischen Energie im deutschen und europäischen Raum ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen und erreicht regional zeitweise sehr hohe Werte. So wurde Spanien am 8. November 2009 zwischen 4:30 Uhr und 6:10 Uhr zu 53% von Windenergie versorgt. Mit diesem Anteil steigt auch die Verantwortung für die Stabilität der Netze. Dies spiegelt sich in den steigenden Anforderungen an Windparks wider, Systemdienstleistungen zu erbringen. Mit Hilfe einer Windparkregelung können einige dieser Systemdienstleistungen durch die Windenergieanlagen selbst bereitgestellt werden.

2 Komponenten der Windparkregelung

Abbildung 25 zeigt den Aufbau einer Windparkregelung. Am Netzanschlusspunkt sitzt ein zentraler Regler, welcher mit Messwerten der Spannung, Blindleistung und Wirkleistung am Netzanschlusspunkt versorgt wird. Er kommuniziert beispielsweise über ein Feldbusssystem mit den Windenergieanlagen und gegebenenfalls mit externen Blindleistungskompensationsanlagen. Dort werden die Wirkleistung bzw. die Blindleistung entsprechend den geforderten Stellwerten angepasst.

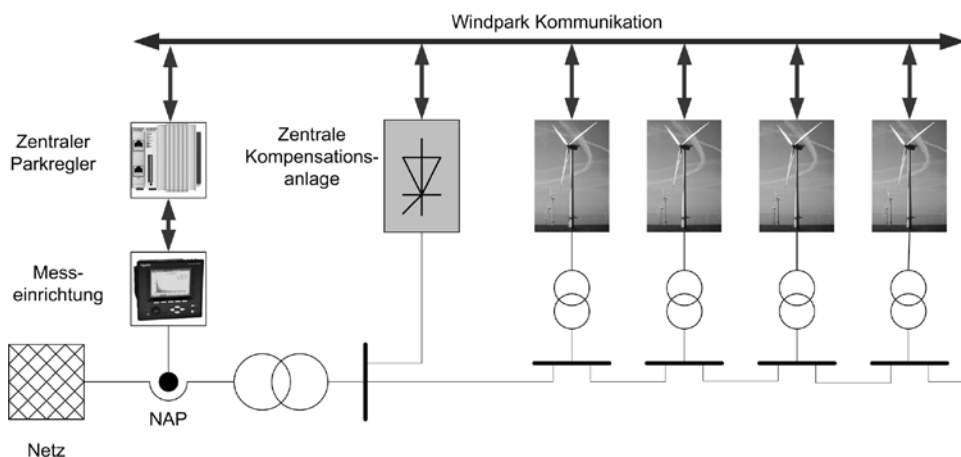


Abbildung 25: Aufbau und Komponenten einer Windparkregelung

3 Anforderungen an eine Windparkregelung

Moderne Windparkregelungen müssen mehrere Aufgaben erfüllen:

- Regelung bzw. Begrenzung von Wirkleistung am Netzanschlusspunkt
- Regelung von Spannung bzw. Blindleistung am Netzanschlusspunkt
- Netzstützendes Verhalten bei Netzfehlern
- Begrenzung der lokalen Anlagenspannung

Die letztere Aufgabe hat dabei besondere Priorität: Wird die Spannungstoleranz des Generator- bzw. Umrichtersystems überschritten, so trennt sich die Anlage innerhalb kürzester Zeit vom Netz und steht für netzstabilisierende Regelungsaufgaben nicht mehr zur Verfügung.

3.1.1 Wirkleistungsregelung

Die Wirkleistungsbilanz muss im gesamten elektrischen Netz zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein; eine unausgeglichene Bilanz hat eine Frequenzänderung zur Folge. Weiterhin dürfen die Übertragungskapazitäten der jeweiligen Leitung nicht überschritten werden. Aus diesen Gründen ist es aus Sicht des Netzbetriebs zeitweise sinnvoll, die Wirkleistungseinspeisung von Windparks zu begrenzen. Eine vom Netzbetreiber vorgegebene Begrenzung muss durch die Parkregelung am Einspeisepunkt realisiert werden. ist, siehe Abbildung 26A.



Durch eine Gradientenbegrenzung kann der zeitliche Anstieg der Wirkleistungseinspeisung begrenzt werden, siehe Abbildung 26B. Wird der Windparks angedrosselt betrieben, kann auch der Leistungsabfall begrenzt werden.

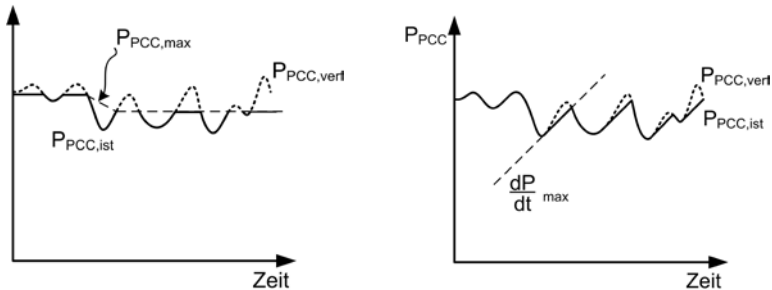


Abbildung 26: Absolutwertbegrenzung und Gradientenbegrenzung der Wirkleistung

Auch eine Teilnahme an der Frequenzregelung im Netz ist möglich und teilweise auch für Windparks vorgesehen. In der Regel wird dann bei Überfrequenz die erlaubte Wirkleistung gemäß einer Kennlinie begrenzt. Aus dem gedrosselten Betrieb heraus ist auch die Einspeisung zusätzlicher Wirkleistung bei Unterfrequenz möglich.

Abbildung 27 zeigt die zeitlichen Einsatzbereiche der verschiedenen frequenzstabilisierenden Effekte bzw. Maßnahmen im deutschen Stromnetz.

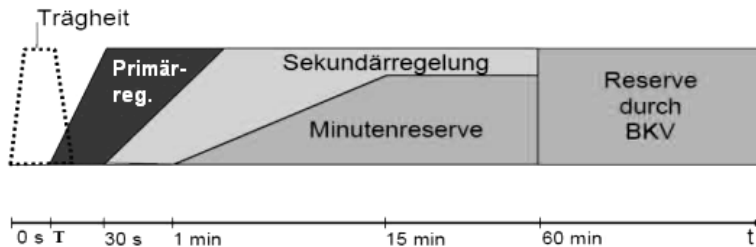


Abbildung 27: Zeitliche Einsatzgebiete frequenzstabilisierender Maßnahmen und Effekte

Für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung ist demnach eine Anregelzeit von unter einer Minute erforderlich, für Primärregelleistung beträgt sie weniger als 10 Sekunden. Weiterhin ist der zeitliche Bereich gekennzeichnet, in dem die Schwungmasse der großen Verbrennungskraftwerke die Netzfrequenz stabilisiert (Momentanreserve). Dieser Effekt existiert bei umrichtergekoppelten Windenergieanlagen nicht, da hier keine direkte Kopplung zwischen Generatorsystem und Netzfrequenz besteht. Er kann jedoch regelungstech-



nisch nachgebildet werden. Hierfür sind sehr kurze Anregelzeiten von unter einer Sekunde nötig. /ENERCON2010/

3.1.2 Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung

Neben der Frequenz muss auch die Spannung im Netz stabil gehalten werden. Die Spannung hängt über die Induktivitäten im Netz mit der Blindleistungsbilanz zusammen. Wird zu wenig Blindleistung bereit gestellt, so sinkt die Spannung im Netz ab– im Extremfall kann es zu einem Spannungskollaps des Netzes kommen. Aber auch unabhängig davon muss aus Gründen der Versorgungsqualität und der Wirtschaftlichkeit die Spannung im Netz möglichst konstant auf dem jeweiligen Nennwert gehalten werden.

Die Spannungsstützung wird mittels einer geregelten Blindleistungseinspeisung lokal im betrachteten Netzknoten erreicht. In den Netzanschlussbedingungen sind unterschiedliche Anforderungen für den Einspeisepunkt eines Windparks enthalten:

- Ein Sollwert für Blindleistung, Spannung oder den Leistungsfaktor wird fest, per Fahrplan oder online vorgegeben.
- Die Blindleistung ist in Form einer Kennlinie vorgegeben, z.B. $Q(U)$, $\cos \varphi(P)$ und ist somit abhängig von der gemessenen Spannung bzw. der Wirkleistung. Die Kennlinie kann dabei variabel einstellbar sein.

Je nach vorgegebenem Sollwert von außen handelt es sich um eine Spannungs- oder Blindleistungsregelung. Abbildung 28 zeigt eine $Q(U)$ -Kennlinie aus dem englischen Gridcode. Die einzuspeisende Blindleistung ist proportional zur Differenz der Spannung vom variabel einstellbaren Sollwert. Im regelungstechnischen Sinn stellt die Kennlinie damit einen P-Regler dar; die Reglerverstärkung ist über die Steigung vorgegeben.

Die in den Anschlussbedingungen geforderten Anregelzeiten variieren. Zur stationären Spannungsstützung ist eine Anregelzeit von etwa einer Minute erforderlich. Für einen Beitrag zur transienten Spannungsstützung muss eine Anregelzeit von einer Sekunde erreicht werden.

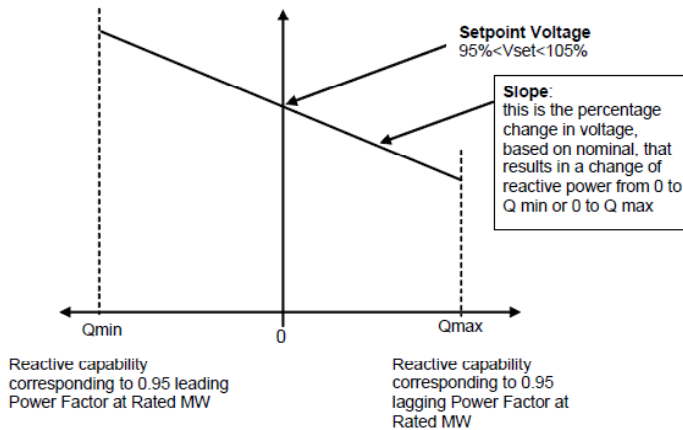


Abbildung 28: Q(U)-Kennlinie aus dem UK Gridcode /NGET 2010/

3.1.3 Netzstützendes Verhalten im Fehlerfall

Im Fall von Kurzschlüssen im Netz muss der Windpark sich netzstabilisierend verhalten. Die Anlagen müssen bis zu einer bestimmten Fehlerdauer am Netz verbleiben, so dass nach Fehlerklärung sofort wieder Wirkleistung zur Verfügung steht. Hier wird ein minimaler Leistungsanstieg gefordert. Weiterhin muss am Netzanschlusspunkt während des Fehlers ein spannungsabhängiger Blindstrom eingespeist werden. Die erforderliche Anregelzeit liegt hier im Bereich 20 ms.

3.1.4 Spannungsbegrenzung an den Anlagen

Die Spannung an den Windenergieanlagen muss zum Schutz des Umrichters bzw. des Generators innerhalb der Betriebstoleranzen gehalten werden. Dies wird beispielsweise durch eine spannungsabhängige Anpassung der Blindleistung der jeweiligen Anlage erreicht. Hier ist eine hochdynamische Regelung mit Anregelzeiten unter 10 ms notwendig.

3.2 Integration der Aufgaben in die Parkregelung

Die genannten Aufgaben einer Parkregelung können entweder durch den zentralen Regler oder durch eine Regelschleife an den jeweiligen Anlagen erfüllt werden. Soll ein stationär genaues Regelverhalten am Netzanschlusspunkt erreicht werden, ist eine zentrale Implementierung nötig. Bei kurzen Anregelzeiten ist die dezentrale Implementierung von Vorteil, da hier eine schnellere Kommunikation erreicht wird. Abbildung 29 zeigt eine Übersicht der Regleraufgaben mit in internationalen Netzanschlussbedingungen geforderten

Anregelzeiten sowie der sinnvollen Implementierung in die Regelung. Problematisch ist hier die Blindleistungseinspeisung im Fehlerfall. Hier wird zwar ein stationär genaues Verhalten am Netzanschlusspunkt gefordert, jedoch ist eine zentrale Implementierung aufgrund der hohen dynamischen Anforderungen nur schwer zu realisieren.

Aufgabe	Unteraufgabe	Dynamik-anforderungen	Implementierung
Wirkleistungs- regelung am NAP	Max. Begrenzung	$T_a < 1 \text{ min}$	Zentral
	Anstiegsbegrenzung	$< P_{\text{nenn}} / 10 \text{ min}$	Zentral
	Beitrag zur Primärregelung	$T_a < 10 \text{ s}$	Zentral / Dezentral
Spannungs- / Blindleistungsre- gelung am NAP	stationär	$T_a < 1 \text{ min}$	Zentral
	Beitrag zur transienten Spannungsstabilität	$T_a < 1 \text{ s}$	Zentral
Lokale Spannungs- begrenzung	dyn. Begrenzung der Blindleistung	$T_a < 10 \text{ ms}$	Dezentral (Umrichter)
Fault Ride Through	dyn. Blindstromeinspeisung	$T_a < 20 \text{ ms}$	Dezentral (Umrichter)
	Wiederkehr Wirkleistung	$> P_{\text{nenn}} / 5 \text{ s}$	Dezentral

Abbildung 29: Zentrale bzw. dezentrale Implementierung verschiedener Aufgaben in die Parkregelung

4 Beispiel einer Spannungs- und Blindleistungsregelung

Regelungssysteme zur Spannungsregelung von Windparks wurden am IWES in Zusammenarbeit mit verschiedenen Industriepartnern entwickelt und erfolgreich im Feld erprobt. Dabei wurde eine Entwurfsmethodik basierend auf linearisierten Modellen entwickelt.

Abbildung 30 zeigt beispielhaft das Schema eines Spannungs- und Blindleistungsreglers. Er ist kaskadenförmig aufgebaut und kann je nach Betriebsmodus als Spannungsregler oder Blindleistungsregler betrieben werden.

In der äußeren Schleife befindet sich der Spannungsregler, welcher beispielsweise die $U(Q)$ -Kennlinie enthält. Der Ausgangswert ist ein Blindleistungssollwert für den Netzanschlusspunkt. In der inneren Schleife befindet sich der Blindleistungsregler, welcher die Blindleistungssollwerte für die einzelnen Anlagen und gegebenenfalls die Kompensationsanlage errechnet.

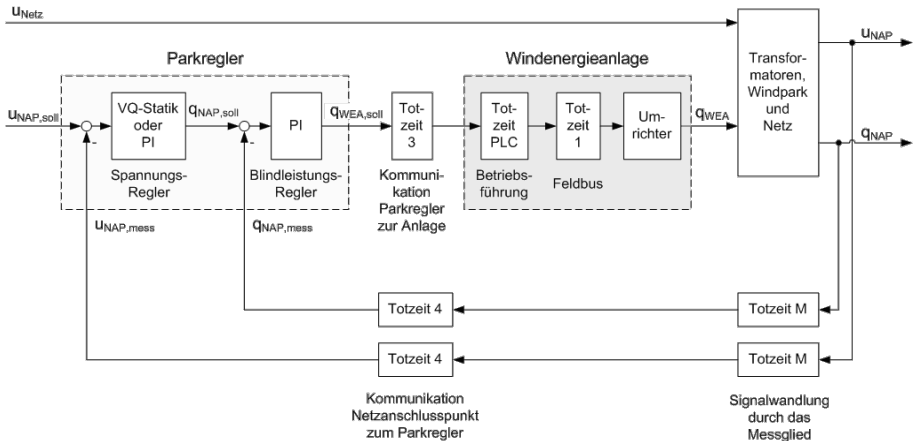


Abbildung 30: Schema einer Windpark-Spannungsregelung

Die enthaltenen Regelstrecken sind nichtlinear und werden für verschiedene Betriebspunkte linearisiert. Die Übertragungsfunktionen variieren insbesondere mit der Abgabe von Wirkleistung und Blindleistung sowie mit der Netzimpedanz. Es wird i.A. ein robuster Reglerentwurf durchgeführt, der den gesamten Betriebsbereich sowie Unsicherheiten in den Modellparametern abdeckt. Die Regelung ist daher für die meisten Betriebspunkte konservativ ausgelegt und zeigt dort somit ein langsames Regelverhalten.

Die kritischen Größen für die Reglerauslegung sind:

- Reaktanzen im Windpark und Netzanschluss sowie deren Variationsbereich
- Kommunikationssystem: Abtastung, Übertragungszeit, Synchronität der beteiligten Hardwarekomponenten

Entscheidend ist im letzten Punkt die Gesamtverspätung des Regelkreises. Dies ist die Zeitspanne, die vergeht zwischen dem Absenden eines Anlagensollwertes durch den zentralen Parkregler und der Ankunft der gemessenen Systemantwort. Sie berücksichtigt also sämtliche Kommunikationsstrecken und Hardwarekomponenten in der Regelschleife. Im Detail sind enthalten:

- Signalübertragung zwischen Parkregler und Anlagenbetriebsführung sowie Messsignal und Parkregler, sowie Kommunikation innerhalb der Anlage
- Rechenzeiten des Parkreglers und der Anlagenbetriebsführung
- Ggf. Wartezeiten von Signalen vor dem Einlesen durch Parkregler und Anlagenbetriebsführung
- Messverzögerung

5 Simulationsergebnisse

Es empfiehlt sich, die entworfenen Spannungsregler mit Hilfe von nichtlinearen Simulationen zu validieren bevor eine Implementierung im Feld erfolgt. Im Gegensatz zum linearen Entwurfsmodell werden dabei alle Einzelanlagen abgebildet um auch die Effekte lokaler Unterschiede wie unterschiedliche Kabellängen zu erfassen. Im Folgenden soll das Verhalten eines Reglers mit der oben beschriebenen Struktur mit Hilfe von Simulationsergebnissen illustriert werden. Der Regler soll stationär der U(Q)-Kennlinie des englischen Gridcodes /NGET2010/ folgen. Auch die Vorgabe für das dynamische Verhalten ist diesem Gridcode entnommen⁷:

- 90% des stationären Blindleistungswertes müssen nach einer Sekunde erreicht sein
 - Überschwingungen sollen 5% des stationären Differenzbetrags nicht überschreiten
- Als Testfall wird ein simulierter Netzspannungseinbruch um 2% simuliert.

Der zu Grunde liegende Windpark besteht aus 25 Anlagen, besitzt keine Blindleistungskompensationsanlage und ist mit einem Kurzschlussverhältnis von 40 an das Hochspannungsnetz angebunden.

Es werden zwei verschiedene Kommunikationssysteme untersucht, die sich durch ihre Gesamtverspätung unterscheiden.

- A: Gesamtverspätung des Regelkreises 300 ms
- B: Gesamtverspätung des Regelkreises 400 ms

Die Reglerparameter werden jeweils auf den Windpark und das Kommunikationssystem abgestimmt, so dass sich in beiden Fällen die gleiche Robustheit ergibt.

Abbildung 31 zeigt die Simulationsergebnisse für Fall A. Im oberen Teil ist das Verhalten der Netzquellspannung und der Spannung am Netzanschlusspunkt enthalten. Bei der Zeit 10 s sinken beide sprungförmig ab. Die mittlere Grafik zeigt das Verhalten der Blindleistung am Netzanschlusspunkt. Durch die Regelung wird die Blindleistungseinspeisung zügig erhöht, so dass nach einer Sekunde genau 90% des stationären Endwertes eingespeist werden (untere Grenzlinie). Es ist eine Überschwingung von etwa 5% zu beobachten. Der Regler erfüllt somit die gestellten Bedingungen in dem gewählten Betriebspunkt.

Abbildung 32 zeigt den gleichen Testfall für Fall B. Auch hier überschreitet die Überschwingung nicht die 5%-Grenze. Jedoch ist die Anregelzeit zu hoch; 90% der stationären Blindleistung sind erst nach etwa 1,2 Sekunden erreicht. Damit wird das dynamische Kriterium im Fall B verfehlt.

⁷ Weitere Vorgaben des Gridcodes werden hier nicht berücksichtigt.



Die Simulationen wurden mit der Software Matlab/Simulink sowie der Toolbox PSAT durchgeführt.

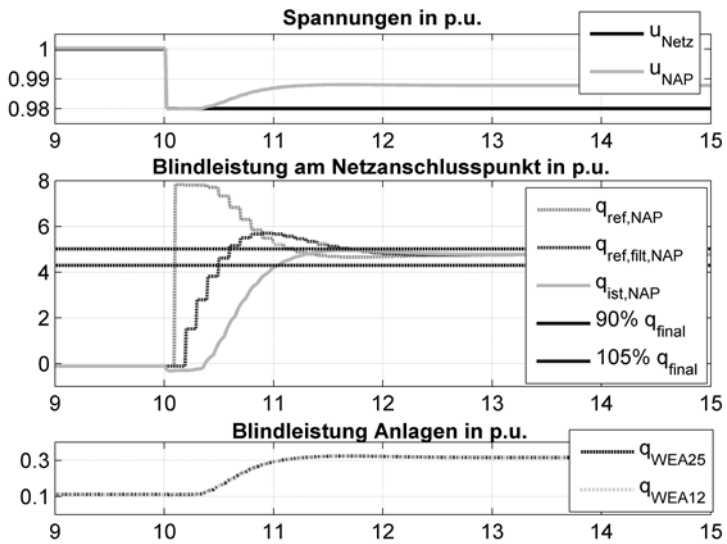


Abbildung 31: Reaktion von Spannung und Blindleistung am Netzanschlusspunkt bei einer sprunghaftigen Änderung der Netzquellenspannung für Regler und Kommunikationssystem A

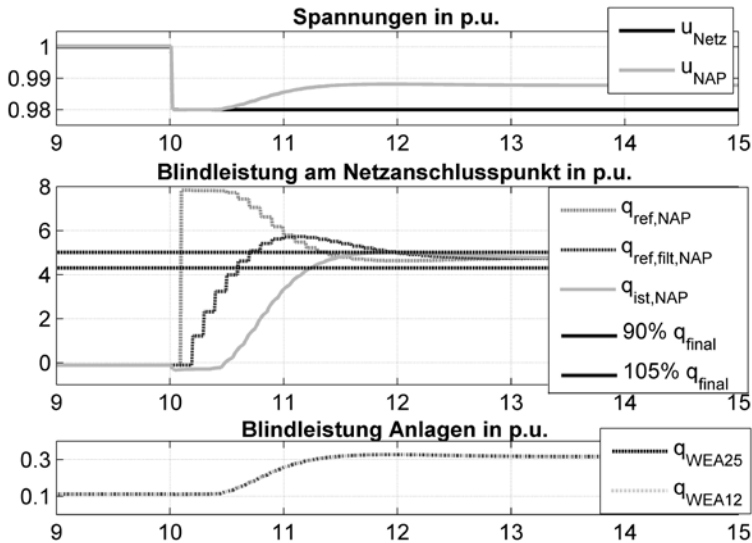


Abbildung 32: Reaktion von Spannung und Blindleistung am Netzanschlusspunkt bei einer sprungförmigen Änderung der Netzquellenspannung für Regler und Kommunikationssystem B

6 Fazit

Mit einem zentralen Parkregler lassen sich hohe dynamische Anforderungen an die Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung erfüllen. Wichtige Voraussetzung ist eine hinreichend schnelle Signalübertragung der Messwerte und der Sollwerte im Windpark. Externe Blindleistungskompensationsanlagen sind dafür nicht erforderlich, vorausgesetzt die Blindleistungscharakteristik der Anlagen genügt den stationären Anforderungen am Netzanschlusspunkt.

Der Parkregler muss vor allem bei strengen dynamischen Anforderungen individuell auf den Windpark eingestellt werden. Dafür sind die Variationsbereiche der Reaktanzen im Windpark und in der Netzimpedanz von großer Bedeutung. Teststand für Parkregler und Kommunikationssystem

Um das Verhalten des realen Parkreglers im Zusammenspiel mit dem Kommunikationssystem unter realistischen Bedingungen testen zu können, wird derzeit ein Hardware-in-the-Loop Teststand aufgebaut.

In einem Echtzeit-Simulator wird der gesamte Windpark simuliert, siehe Abbildung 33.

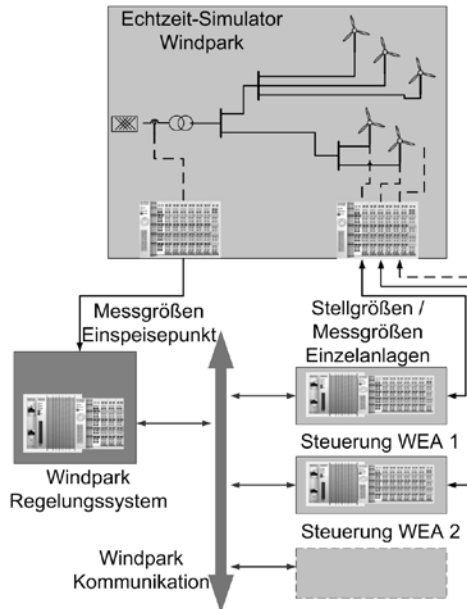


Abbildung 33: Schema des Teststands für Parkregler und Kommunikationssystem

Er enthält ein Modell des Windparks mit Kabeln, Transformatoren und Netzanschluss. Die Anlagen sind mit ihren aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Teilsystemen modelliert. Die Eingangsgröße in den Simulator ist ein Windfeld und die Netzquellenspannung.

Der Parkregler erhält simulierte Messdaten am Netzanschlusspunkt und schickt seine Sollwerte an die Betriebsführung der Anlagen. Diese kommuniziert wiederum mit dem Umrichtermodell im Echtzeitsimulator.

Als Testfälle für die Regelung sind Sollwertänderungen, Modusänderungen und symmetrische sowie unsymmetrische Netzfehler vorgesehen.

Der Aufbau des Teststandes wird im Rahmen des Projekts „Windparkregelung zur Netzeintegration“ zusammen mit Areva Wind durchgeführt und durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert.



7 Literatur

- /CRASTAN2007/ V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1/2, 2. Auflage, Springer, 2007
- /ENERCON2010/ Enercon GmbH, ENERCON Inertia Emulation verbessert Frequenzstabilität, Windblatt 03/2010
- /HANSEN2006/ A. D. Hansen, P. Soerensen, F. Iov, F. Blaabjerg, Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators, Renewable Energy 31, 2006
- /MACH1997/ Machowski, Power System Dynamics and Stability", John Wiley & Sons Ltd, 1997
- /NGET2010/ National Grid Electricity Transmission plc: The Grid Code, Issue 4, Revision 5, Warwick, UK, 2010
- /PLUMHOFF2011/ P. A. Plumhoff, Glossar zur Elektrischen Energieversorgung, http://www.plumhoff.eu/Hilfreiches/EEV_Hilfreiches.html
- /SOER2006/ P. Soerensen, J. Kristoffersen, Wind Farm Control, Experience from a 160 MW Win Farm, ECPE Seminar Renewable Energies, Kassel 2006
- /SDLWV2009/ Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen-SDLWindV (BR Deutschland), 2009
- /VDN2007/ H. Berndt, M. Hermann, H. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer, J. Vanzetta: Transmission Code 2007, Version 1.1, Verband der Netzbetreiber VDN e.V., 2007



Power Electronics for Voltage Control in Distribution Networks

da Costa, J. P.; Zacharias, P.; Kruschel, W.; Sahan, B.
University of Kassel - KDEE
Wilhelmshöher Allee 71, 34121 Kassel, Germany
Phone: +49 (0) 561 804-6344, Fax: +49 (0) 561 804-6521
e-mail: jdacosta@uni-kassel.de

Bülo, T.; Engel, B.
SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34266 Niestetal, Germany
Phone: +49 (0) 561 9522-2587, Fax: +49 (0) 561 9522-531002
e-mail: thorsten.buelo@sma.de

Gafaro, F.
Fraunhofer IWES
Königstor 59, 34119, Kassel, Germany
Phone: +49 (0) 561 7294-0, Fax: +49 (0) 561 7294-100
e-mail: francisco.gafaro@iwes.fraunhofer.de

Abstract

Due to the rapidly increasing number of generation units in distribution networks, new demands regarding the operation of these grids arise. Among them is the necessity to actively regulate the voltage in order to avoid a violation of the permissible voltage levels. This paper provides an overview of possible power-electronic-based approaches for the implementation of a flexible voltage regulation, such as distribution transformers with thyristor-controlled on-load tap changers and series voltage controllers based on the concept of the unified power flow controller. Furthermore, indirect voltage control strategies such as active and reactive power management are considered.

Two case studies are presented to illustrate how the mentioned equipment and control strategies can be used to increase the grid's hosting capacity for distributed generation units. Simulation results are given to support the theoretical analysis and to illustrate the performance of the power electronic voltage control approaches. The full version of this paper is available online (www.iwes.fraunhofer.de).

Fraunhofer IWES

Königstor 59

34119 Kassel, Germany

Tel.: +49 (0)561 7294-0