



Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik

Die Zukunft der elektrischen Verteilnetze

10th Kasseler Symposium Energy Systems Technology

The Future of Distribution Grids

Mitveranstalter:

VDE Bezirksverein Kassel e.V.



ForschungsVerbund
Sonnenenergie

U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T

Universität Kassel



Kompetenznetzwerk dezentrale
Energietechnologien e.V.



IMPRESSUM / IMPRINT

Herausgeber / Publisher

**Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)
Verein an der Universität Kassel e.V.**

Vorstand / Executive Board

Prof. Dr.-Ing. J. Schmid (Vors.)
Prof. Dr.-Ing. habil. P. Zacharias
Dr. rer. nat. O. Führer

Anschrift / Address

Königstor 59
D-34119 Kassel / Germany
Telefon: +49 (0) 561 7294-0
Telefax: +49 (0) 561 7294-100
E-Mail: mbox@iset.uni-kassel.de

Rodenbacher Chaussee 6
D-63457 Hanau / Germany
Telefon: +49 (0) 6181 58-2701
Telefax: +49 (0) 6181 58-2702
E-Mail: hanau@iset.uni-kassel.de
Internet: www.iset.uni-kassel.de



Wissenschaftlicher Tagungsleiter / Scientific Chairman

Philipp Strauss, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Kassel

Tagungsbeirat / Conference Committee

Philipp Strauss, Vorsitzender / Chairman, ISET

Dr. Christian Bendel, ISET

Dr. Britta Buchholz, MVV Energie AG, Mannheim

Dr. Alfred Engler, ISET

Markus Landau, ISET

Norbert Lewald, Stadtwerke Karlsruhe

Carsten Metzger, EAM Energie AG, Kassel

Eugen Rittmeyer, Städtische Werke AG, Kassel

Dr. Kurt Rohrig, ISET

Dr. Thomas Degner, ISET

Responsibility for Content:

The authors are responsible for the content of the articles.
Statements and opinions are the expression of the authors.

Verantwortlichkeit für den Inhalt:

Die Verantwortung für den Inhalt liegt beim Autor.



INHALTSVERZEICHNIS

Impressum / Imprint	2
Tagungsbeirat / Conference Committee.....	3
Vorwort / Foreword.....	6
Integration of Wind Power into Power System Operation	
- Prediction Tools and Operator Training.....	8
C. Ensslin, Y.-M. Saint-Drenan, N. Ovsianiko-Koulikowsky, U. Spanel, C. Roggatz, J. Oyarzabal	
Distributed Generation in Electricity Markets, its Impact on	
Distribution System Operators, and the Role of Regulatory and	
Commercial Arrangements.....	21
M. Scheepers, M. van Werven	
Power Quality and Safety – New Approaches and Standardisation.....	46
H. Fechner, R. Bruendlinger, B. Bletterie	
Lessons Learned Today for Distributed Generation of Tomorrow.....	59
B. Buchholz, R. Pickhan, J. Hollstein	
A Cell Controller for Autonomous Operation of a 60 kV Distribution Area	66
P. Lund, S. Cherian, T. Ackermann	
Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz.....	85
P.-D. Gorgas	
Einbindung einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (Gasturbine)	
in das Netz der Universität Göttingen.....	93
W. Geisler	
Das BMWA Projekt EDISon	
- Der dezentral orientierte Ansatz aus der Sicht des Netzbetreibers.....	102
N. Lewald, M. Brendel	
Energieerzeugung im Niederspannungsnetz	
- technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen	118
C. Bendel, D. Nestle, S. Kleinlütke, S. Malcher	



Neue Rahmenbedingungen für die deutschen Stromnetzbetreiber – die kommende Regulierung nach dem neuen Energiewirtschaftsgesetz.....	128
O. Franz	
Standardisierung von Systemaspekten der elektrischen Energieversorgung	147
C. Graser	
Netzwerk Energie und Kommunikation - Kommunikation im Verteilnetz	154
B. M. Buchholz	
Neue Chancen durch Regelenenergiemärkte	168
H. Armbrüster	
New Control Systems for Distribution Grids – Reaching Down to Low Voltage.	175
C. Wittwer, T. Meyer	
Case Studies on the Integration of Renewable Energy Sources into Power Systems	183
R. Belhomme, P. Bousseau, E. Navarro, A. Badelin, T. Degner, G. Arnold, A. Berenguer, I. Chocarro, C. Materazzi-Wagner, S. White, N. Hatziaargyriou, S. Tselepis A. Neris, D. Lefebvre	



Vorwort

Das 10. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik hat das Thema „Die Zukunft der elektrischen Verteilnetze“. Zur Einbindung dezentraler Stromerzeuger wurden in den vergangenen Jahren auf nationaler und internationaler Ebene einige wichtige Forschungs- und Entwicklungsprojekte durchgeführt, deren Ergebnisse nun vorliegen.

Der erste Tag des Symposiums konzentriert sich auf das europäische Projekt DISPOWER¹, in dem 38 Partner aus 11 Ländern, unter der Koordination von ISET und dem Fraunhofer ISE, zusammenarbeiten. Weiterhin wird das neue „Network of Excellence - DER-Lab“², ein Netzwerk führender Testlabore für die verteilte Energieerzeugung, vorgestellt. Am Abend des ersten Tages wird eine neue Betriebsführungstechnik für Verteilnetze aus dem Projekt „Vernetzung Modularer Systeme“³ im Labor präsentiert.

Am zweiten Tag werden weitere Ergebnisse deutscher Projekte vorgestellt: EDISON⁴, SIDENA³ und DINAR³, die sich alle mit der Integration von dezentralen Stromerzeugern auf der Niederspannungsebene beschäftigen. Auch das Netzwerk „Energie und Kommunikation“⁵ wird neue Ansätze zur Diskussion stellen. Ein weiterer Vortrag wird das neue Energiewirtschaftsgesetz analysieren und bewerten. Berichte zu Erfahrungen innovativer Ansätze aus der Praxis runden das Bild auf die Zukunft der elektrischen Verteilnetze ab.

Die Vorträge werden simultan in deutsche bzw. englische Sprache übersetzt und sind nach folgenden Themen gruppiert:

- Windenergie und Markt
- Spannungsqualität und Sicherheit
- Pilotanlagen und Feldtests
- Erfahrungen und FuE Projekte
- Rahmenbedingungen und Standardisierung

Ich wünsche unserem Jubiläums-Symposium einen erfolgreichen Verlauf und fruchtbare Diskussionen.

Philipp Strauß
Wissenschaftlicher Tagungsleiter 10. Kasseler Symposium



Foreword

The 10th "Kasseler Symposium Energy-Systems Technology" deals with the future of the distribution grids. For the integration of power generation in the distribution grid some important research and development projects were carried out on national and international level. Project partners involved will present selected results.

The first day will focus on the results of the European project DISPOWER¹ in which 38 partners from 11 countries joint forces under the coordination of ISET and Fraunhofer ISE. Furthermore, the new Network of Excellence (NoE) DER-Lab² – a leading test-laboratory network for distributed energy resources – will be introduced. The new operation strategies that were developed in the German project "Interconnection of Modular Systems"³ will be presented at the DeMoTec-Laboratory in the evening of the first day.

The second day will cover further results of leading German Projects: EDISON⁴, SIDENA³ and DINAR³, which all deal with the decentralised integration at the low voltage grid. Furthermore the German network "Energy and Communication"⁵ will offer new approaches for discussion. Another presentation will analyse and assess the new German Energy Law. Lessons learned from new approaches in the field will complete the vision on the future of the distribution grids.

The presentations will be simultaneously translated to German and English respectively and are grouped as follows:

- Wind Power and Market
- Power Quality and Safety
- Pilot Systems and Field Tests
- Experience and RTD Projects
- Regulations and Standardisation

For the course of 10th anniversary of our Kasseler Symposium I wish good success and fruitful discussions.

Philipp Strauss
Scientific Chairman 10th Kasseler Symposium

¹ Supported by the European Commission ENK5-CT-2001-00522, ² Supported by the European Commission No 518299, ³ Supported by the "Bundesministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit" (BMU), "Vernetzung Modularer Systeme" FKZ: 0329900B, SIDENA FKZ: 0329900C, DINAR FKZ: 0329900D, ⁴ Supported by the "Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit" (BMWA), ⁵ Supported by the "Bundesministerium für Bildung und Forschung" (BMBF), FKZ: 01SF0305¹ Kofinanziert von der Europäischen Kommission ENK5-CT-2001-00522, ² Kofinanziert von der Europäischen Kommission, ³ gefördert vom Bundesministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit (BMU), „Vernetzung Modularer Systeme“ FKZ: 0329900B, SIDENA FKZ: 0329900C, DINAR FKZ: 0329900D, ⁴ gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), ⁵ gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), FKZ: 01SF0305



Integration of Wind Power into Power System Operation - Prediction Tools and Operator Training

C. Ensslin, Y.-M. Saint-Drenan
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.
Königstor 59, D-34119 Kassel / Germany
Tel.: +49 (0) 561 7294-371, Fax: +49 (0) 561 7294-260
E-mail: censslin@iset.uni-kassel.de
www.iset.uni-kassel.de

N. Ovsianniko-Koulikowsky
AREVA T&D
9, rue Ampère
F-91345 Massy Cedex / France
Tel.: +33 16013-2071, Fax: +33 13013-2346
E-mail: nicolas.ovsianniko@areva-td.com

Dr. U. Spanel, C. Roggatz (DUTRAIN)
DUtrain GmbH
Dr.-Alfred-Herrhausen-Allee 16
D-47228 Duisburg / Germany
Tel: +49 (0) 2065 689 992, Fax: +49 (0) 2065 689 998
E-mail: carsten.roggatz@dutrain.de

José Oyarzabal
Fundación LABEIN
Parque Tecnológico de Bizkaia c/ Geldo - Ed. 700
E-48160 Derio / Spain
Tel: +34 94 6073300 Fax: +34 94 6073349
E-mail: joseoyar@labein.es

1 Introduction

With an installed capacity of about 36 GW of wind power as of mid-2005 and a significant growth expected for the next years, Europe is well on the way towards the target of 60 GW wind power by 2010. However, from the viewpoint of power system operators significant progress in research and development is needed especially to deal with the intermittency of wind power generation for a reliable and cost-effective integration into electrical power systems and markets.



Among other achievements, the DISPOWER project has considerably contributed to the development of tools and knowledge on the secure integration of wind power into electrical system operation. Particular attention has been paid to

- Wind power prediction: implementation, improvement and demonstration;
- New software tools: development, adaptation and application for improved market integration;
- Training: development of courses and simulation environment to prepare and give practical experience to the operators of power system control centres on operation of power systems with a high share of wind power.

2 Advances In Wind Power Prediction

According to the UK market characteristics (the so-called “BETTA” market), power generation schedules has to be submitted to the TSO one hour before the time of delivery. To allow an improved integration, an advanced prediction tool has been designed to provide predictions 1 hour ahead, but also one-day ahead, 4-hour, 3-hour ahead and 2-hour ahead. The wind power output of six wind farms located in different places in the UK has been used for this study (Fig. 1). The measured power of these installations has been provided over the year 2001 by National Wind Power, the wind farm owner.

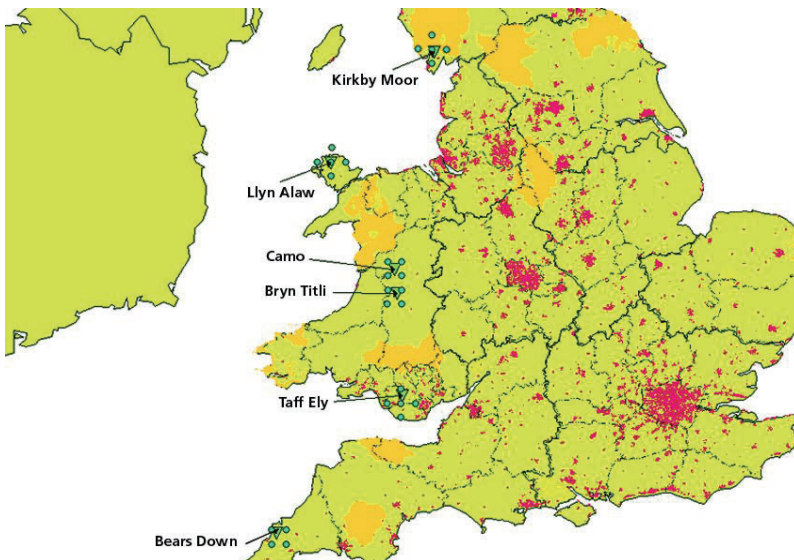


Figure 1: Location of 6 wind farms observed in UK (ISET)



Using meteorological and SCADA data as inputs (only meteorological data for the day-ahead prediction), the prediction tool applies artificial neural networks (ANN) to determine the wind power output in the near future. To develop the different prediction models, several ANN have been trained to learn the relationship between variations of the weather forecast and the wind power output using historical wind and power data. Then, by comparing prediction and observed wind power data, the optimal configuration of ANN modules was selected.

The advantage of ANN-based prediction over other approaches is that the determination of the real relationship between meteorological data and measured output can be achieved to a level that can hardly be reached by physical models due to the number and complexity of phenomenon to be considered. Moreover, the addition of further parameter does not require expensive modification of the model.

The figure 2 depicts the results of the test phase for the different output of the advanced prediction model applied to the 6 wind farms over the year 2001. The accuracy is compared to persistence, which is the easiest way of forecasting. The Normalized Root Mean Square Error (NRMSE) is the average of the normalized error and describes the deviation between the measured and predicted time series. The Mean Average Percentage Error is the ratio between the cumulated absolute error and the produced energy.

The advanced power prediction model provides a significant improvement over persistence prediction and allows reaching NRMSE value of about 10 to 4 %, whereas persistence prediction accuracy is about 14 %.

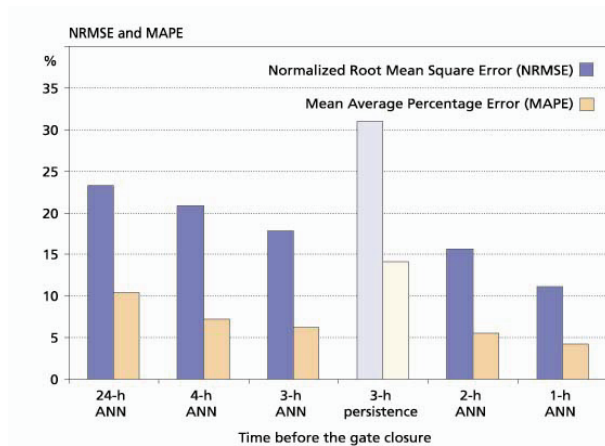


Figure 2: Prediction model test results for the 6 wind farms, 2001 (ISET)



3 Scada And EMS Interface Prototype Implementation

Several standard products from industry have been enhanced and can now be delivered to utilities ranging from large transmission operators to smaller distribution companies to monitor and forecast power production of wind farms in order to manage them economically and reliably from a grid perspective.

SCADA, which is the central system used for monitoring and controlling the network, shall be open and distributed enough to enable easy integration of analysis and planning tools. In DISPOWER project generic real-time interfaces between SCADA systems and wind forecasting packages have been designed, based on the open and platform-independent XML standard. These interfaces are used to provide SCADA real-time data to the prediction packages and to make forecast and generation schedules available for display and implementation through the SCADA user interface.

This design has been tested and validated through the integration of MORE CARE EMS platform and AREVA's e-terracontrol SCADA in a validation prototype installed in the Cretan power system, which is the largest isolated system in Greece, where wind power amounts about 80 MW producing approximately 10% of the energy annually consumed. The data set included static data for the production units, transmission lines, transformers, buses and loads. SCADA modelling and single line diagram of the system were created in order to be used in the web-based human-machine interface of the SCADA.

The results of the latest analysis run are available for operator from the SCADA user interface simply by embedding HTML links to these pages within SCADA. The figure below shows the integration of forecasting results in the SCADA user interface.

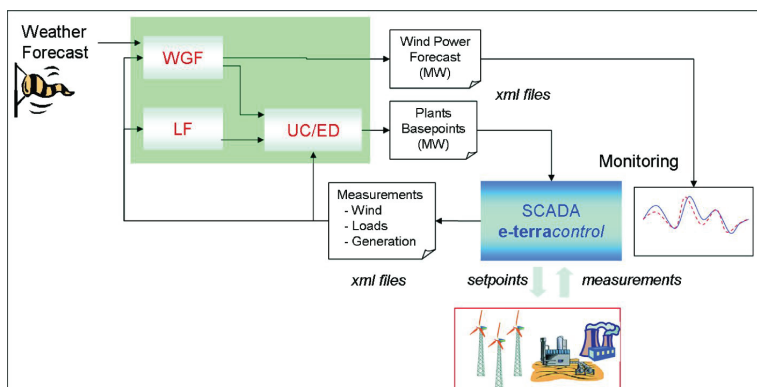


Figure 3: General architecture of the SCADA and EMS interface prototype implementation (AREVA)

4 Advanced Power Plant Scheduling

Up to now, the classical processing of generation scheduling for conventional power plants is not dealing sufficiently with the variability of wind power generation. In order to take into account the fact that wind power forecast inaccuracy is relatively high on multi-days horizon typically processed by unit scheduling and commitment tools, the generating schedules have to take updated wind generation forecast into account in a near real-time fashion.

The XML interfaces defined to interface SCADA and advanced power system analysis packages have been re-used to interface ISET wind production forecasting tool with e-terra commit standard resource and scheduling product from AREVA. With the capability for on-line periodic re-scheduling of wind power resources, it allows optimising the level of spinning reserve and improving the price forecast.

In addition, LABEIN has developed an advanced power plant scheduling module to optimise the overall costs (generation, losses and emissions) considering:

- Wind power prediction;
- System demand;
- Characteristics of controllable generators, power-cost curves and emission costs;
- Unit location in the electrical network and system losses.

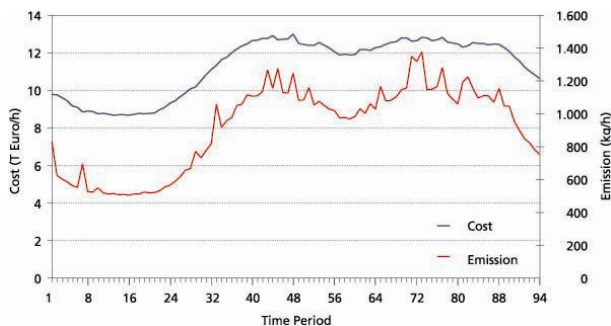


Figure 4: Output of the advanced scheduling module representing total costs and emissions per time period (LABEIN)

For each time period the module produces an objective power output schedule for every controllable generation unit. The advanced power plant scheduling service is integrated with the DG databases and ETSO based data structures for reading and writing the data. The service monitors the availability of a new wind energy power prediction. Furthermore, it calculates and updates a new generation schedule.



5 Integration of Wind Energy through Balancing Markets

As the penetration rate of wind-produced electricity is growing higher and higher, the need for decision tools becomes more and more appreciable. The Transmission System Operator has to bear considerable costs due to the inherent uncertainty of wind generation. The main purpose of Wind Strategist is to help the TSO in its balancing tasks and to provide solutions to reduce costs through a Balancing Market.

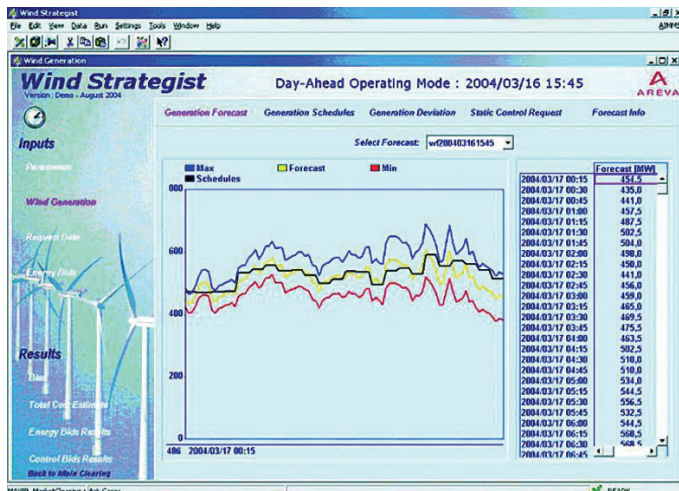


Figure 5: The graphical user interface of the Wind Strategist (AREVA)

The functionalities offered by Wind Strategist can be divided into two types:

- To acquire optimal amounts of control power (least cost strategy submitted to security requirements) on the Balancing Market to balance wind generation uncertainties;
- To control these amounts and alarming the TSO when running out of control power, the alarm would be generated soon enough in order to allow the TSO to take adequate emergency measures.

Optimal amounts of control power are determined using an optimal bias technique calculated according to the price structures known in day ahead. Furthermore, Wind Strategist is able to predict risks of reserve shortage due to wrong wind generation forecast and evaluates this risk for proper alarming of the operator as soon as an updated wind production forecast is received.



6 Monitoring Of Wind Power Prediction Value

In order to demonstrate both the economical value of wind power prediction and the easy market integration allowed by efficient wind power prediction tools in liberalised energy markets, an economical simulation of wind power owner incomes have been carried out in DISPOWER. This simulation has then been integrated to the information platform developed to create a real time monitoring service providing the income get from wind power output and the wind power prediction added value in different cases over the last week and the whole monitored period. The regulatory framework used for this study has been deliberately chosen to be fictive and is based on the following assumptions:

- The power schedules must be submitted one day ahead at 12:00 and the submitted power is sold on a day-ahead market.
- It is possible to change the power schedule provided one day ahead until one hour before the gate closure and the energy needed for the correction has to be bought or sold on the hour-ahead market
- The deviation between the last submitted power schedule and the real power produced is settled by the imbalance mechanism at the charge of the wind power owner.

The case studies considered are the following:

1. No wind power prediction is being implemented;
2. Only a day-ahead wind power prediction is used;
3. A day-ahead and a short-term (4-hour, 3-hour, 2-hour and 1-hour) power predictions are both used;

The simulation has been made using the power measurement of the six N-power wind farms located in the UK over the year 2001. The market prices have been taken from the day-head, hour-ahead and imbalance markets from Northern Italy (Gestore Mercato Elettrico, GMT) over the year 2004.

This simulation has allowed to show that the use of a day-ahead wind power prediction allows to realize an additional benefit of 16 EUR/MWh which represents an increase of 70 % of the wind farm incomes. The complementary use of a short term power prediction tools brings about an additional earning of 75 to 87 EUR/MWh, which represents an increase of 75 to 87 % of the wind owner benefits. (Fig. 6)

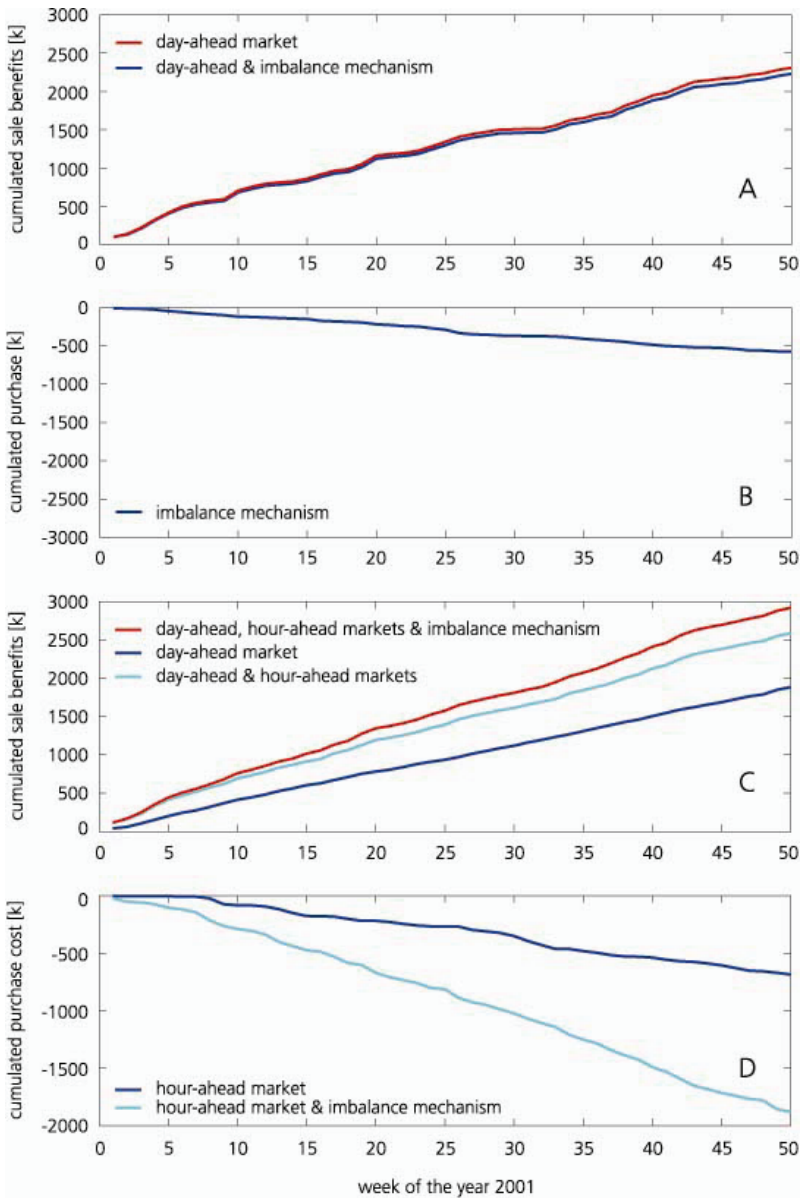


Figure 6: Comparison of cost and benefits of wind power prediction. Upper 2 graphs: no prediction applied; t: day-ahead prediction applied; year 2001 (ISET)



7 Operator Training Facility

Dispersed generation (DG), from the viewpoint of electric power system operation, is connected with occurrences such as

- Unpredictable power infeed (especially in the case of wind power),
- Unusual power flows,
- Problematic voltage profiles,
- Unfamiliar or even incorrect protection behaviour in the case of failures.

Training of the operator personnel in the control centres to master these phenomena is an appropriate measure. A high fidelity power system operator training simulator can procure a realistic platform to perform such training in systematic manner, provided that it truly models the complete power system under regard, including protection and control systems as well as the interfaces with external entities such as power plants (conventional and/or dispersed ones) and neighbouring systems.

In the frame of DISPOWER WP 4.4 and WP 7.12, the technical basis and a substantial concept for operator training under DG conditions has been developed by

- complementing an existing operator training simulator by various models of DG sources as well as the appertaining control structures and
- a procurement of appropriate training programs for both small systems with DG as well as large interconnected systems with a high share of wind generation.

To cope with the new operational challenges caused by distributed wind power generation and new grid devices additional models as well as appertaining control structures were implemented, so that the operator training simulator (OTS) is able to simulate the power system's performance realistically from operator's point of view.

All DG models are developed using the Matlab/ Simulink environment, thus offering a very detailed time resolution and versatile use. For the operator training simulator implementation pursued here, the models are tailor-made according to the specific time scale of SCADA data rates, and then converted into C code to provide real-time capability. Clear interfaces for data exchange with the training simulator have been designed. All model components were integrated into the existing OTS environment and appropriate user-interfaces has been extended or created, see Fig 7.

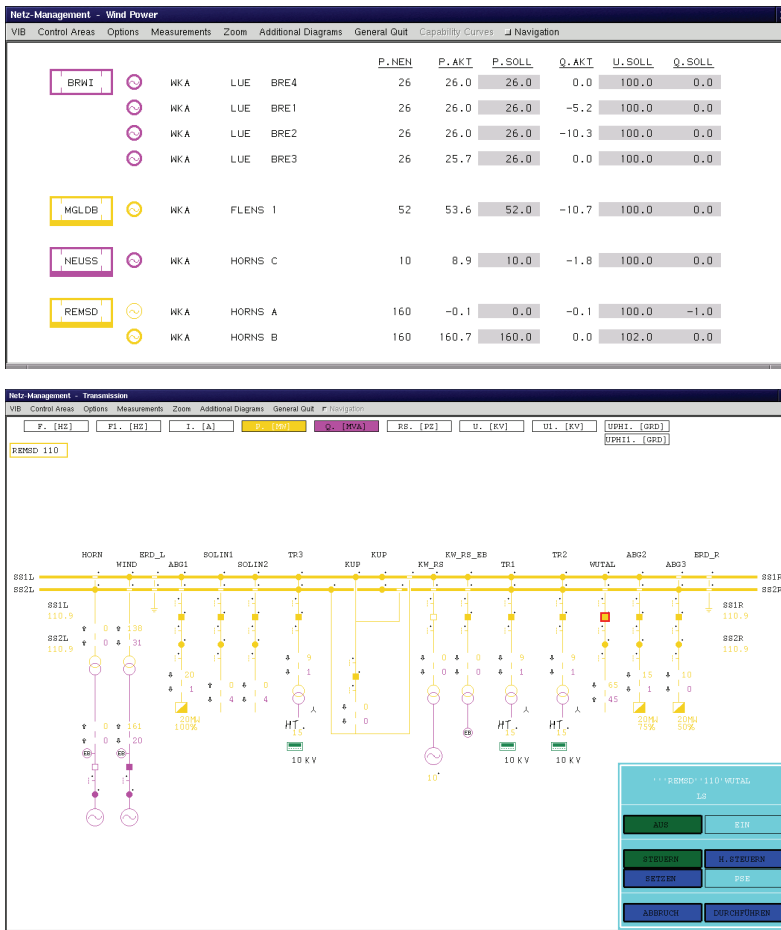


Figure 7: OTS user interfaces: wind power generation overview and grid control (DUTRAIN)

To face the new operational challenges, specific theoretical knowledge as well as practical experience of controlling the whole process, coordination and communication of the involved instances is required. Specifically designed training programs contain:

- Background of DG modules, their physical performance and control possibilities;
- Influence of DG on today's power system control procedures;
- Mutual influence of DG and overall system's operational performance;
- Operation and communication in normal and emergency situations.



In each training course the required theoretical background knowledge is built by lectures, which are developed according to a systematic investigation of practical experiences. The practical experience is gathered in the training simulator sessions. For the training sessions the simulator is updated with a replica of the selected power system under regard. Scenarios derived from day-to-day operation are prepared as dedicated examples to demonstrate the system control requirements. An example of the modular design of a training course for operators of grids highly penetrated with distributed wind power generation is shown in table 1.

Table 1: Design and content of training course for operators of grids highly penetrated with distributed wind power generation (DUtrain)

Theoretical background knowledge	Practical experience	Training session topics
Technical performance of distributed generation units	Handling of unpredictable power sources	Reserve management
Protection systems of generation units	Real time power / frequency balancing	Generation management
Aggregation of single units to large scale parks	Real time voltage balancing	Control strategies
Principal control options (active/reactive power, voltage, frequency)	Rapidly changing unusual power flows	Communication
	Disturbance clearing	Coordination of control centres
	Emergency handling	

These training courses give operators practical experience and insight in controlling power systems with dispersed generation. At the same time the cooperation of and the communication between all involved instances is trained. Furthermore, the simulator set-up could be used for analysis and feasibility studies of control strategies in the power system environment.

8 Conclusions

Substantial progress has been made in the DISPOWER project with respect to wind power integration. The results obtained should help the TSOs to deal with the growing penetration of wind energy by:

1. Raising their knowledge and avoiding opposition regarding wind energy through:
 - the demonstration of wind power prediction performance and its economical value,
 - a simplified access to wind power data observed,



- new operator training simulator (OTS), being able to simulate the power system's performance realistically from operator's point of view.
- 2. Facilitating and reducing the cost of the management of system with a large penetration of wind energy through:
 - the development of system balancing decision tools, helping TSOs to reduce reserve cost in a system characterized by a high penetration of wind energy,
 - the integration of the monitoring data to the Energy Management System,
 - the development of power plant scheduling algorithm especially designed for system with a high share of RES and DG.



Figure 8: Training course performance in the DUtrain training centre in Duisburg, Germany (DUtrain)



9 References

- [1] Dispower Highlight No. 2 (ISET): Wind Power Prediction Tool successfully adapted.
- [2] Dispower Highlight No. 9 (DUtrain): Operator Training for Distributed Generation.
- [3] Dispower Highlight No. 11 (AREVA): Integration of MORE CARE DG Management software with AREVA's eterra SCADA.
- [4] Dispower Highlight No. 14 (AREVA): Wind Strategist - Integrating wind energy through the Balancing Market.
- [5] Dispower Highlight No. 19 (Labein): Advanced Power Plant Scheduling: Economic and Emission Dispatch (E&EmD) problem solution by Genetic Algorithms.



Distributed Generation in Electricity Markets, its impact on Distribution System Operators, and the role of Regulatory and Commercial Arrangements

M. Scheepers and M. van Werven
Energy research Centre of the Netherlands, Policy Studies
P.O. Box 1, 1755 ZG Petten, The Netherlands
Phone: +31(0)224 564436, Fax: +31(0)224 563338
E-mail: Scheepers@ecn.nl

Joseph Mutale and Goran Strbac,
The University of Manchester, A6, Ferranti Building
PO Box 66, Sackville Street
M601QD Manchester / United Kingdom

David Porter, KEMA, United Kingdom

Abstract

The penetration of distributed generation (DG) and electricity from renewable sources (RES) is increasing in most European electricity markets. This new situation can create several problems for distribution networks in terms of operational safety, system protection and stability as well as power quality. Furthermore, growing electricity supply from DG has consequences for both the revenues as well as the expenditure of distribution system operators (DSOs). Whereas the distribution network should be able to accommodate higher peak loads and flows, which may require network reinforcements in some parts of the network, the net outflow may reduce since consumers may use part of the local DG production directly. This latter situation could lead to stranded network assets. However, despite posing these challenges distributed generation can also bring several advantages to the electricity network. When properly integrated into system operation and planning, DG could provide a range of TSO services such as the balancing of supply and demand, frequency regulation, various forms of reserve, congestion management, and voltage control. At the distribution level, in addition to voltage and flow control, new services could emerge including provision of security of supply and enhancement of overall service quality. By developing new business activities, thereby diversifying the business model, and by transforming operational philosophies from passive into active network management, DSOs can overcome the threats that arise from the increasing penetration of DG. In order for DSOs to embrace such opportunities, regulation also needs to evolve such that it provides DSOs with a wider range of options and incentives



in choosing the most efficient ways to run their businesses in the brave new world characterised by increasing penetrations of DG.

1 Introduction

The penetration of distributed generation (DG) and electricity from renewable sources (RES) is increasing in most European electricity markets. A transition towards a more sustainable electricity supply may be expected in the coming years. Generally, three policy goals can be distinguished that drive the growth of DG: the reduction of greenhouse gas emissions (e.g. the Kyoto Protocol), the use of renewable energy resources (e.g. the European RES Directive), and the energy efficiency improvement (e.g. the European CHP Directive).

DG facilities are connected to distribution networks at low and medium voltage levels; often at sites that were not originally intended to connect power generation facilities. This new situation can create several problems for the distribution networks in terms of stability and power quality; particularly when large amounts of DG are connected or DG is connected to weak grids. Furthermore, the integration of DG with intermittent primary sources, such as wind energy, may pose additional challenges to system balancing. However, distributed generation can also bring several advantages to the electricity network, including enhanced system reliability, avoided transmission and distribution line losses and costs, congestion relief in the transmission system, and avoided infrastructure investments. The development of small-scale DG facilities near a load can postpone or avoid investments in additional distribution and transmission capacity. Moreover, certain types of DG also have the ability to offer certain network ancillary services to the system operator, such as reactive power support, voltage control and frequency control.

Besides technological changes, electricity markets are undergoing an institutional transition. To enhance economic efficiency and improve services to the consumer European electricity markets are being liberalised, leading to the introduction of competition and opening of the markets for new entrants. Market liberalisation has a lot of potential advantages, but when free competition cannot protect the interests of consumers, introduction of economic regulation is required, especially to monitor and control the activities of dominant or monopoly companies so as to prevent abuse of market power. Transport of electricity via the transmission and distribution networks is often regarded as a natural monopoly because the entry barrier for a competing network is extremely high. Besides the protection of the consumer, regulation of the network infrastructure should guarantee access to the grid (network access), especially for new entrants. This objective can be realised if the owners of the transmission and distribution grids (which in practice are mostly part of incumbent, vertically integrated companies) have no other interests within



the electricity industry, such as production and supply of electricity. If the grid owners do have other interests, for example in production or supply activities, they could abuse their market power to favour these interests and to raise entry barriers on the grid. Electricity trading interests and the operation of the electricity grid should therefore be unbundled and ring fenced to create a level playing field, to guarantee free access to the grid, and to avoid distortion of competition, discrimination and cross subsidisation.

In terms of the European Electricity Directive (2003) the company operating the electricity distribution grid is called the distribution system operator (DSO). The DSO is unbundled from production and supply activities (i.e. the Directive requires legal unbundling for DSO with 100,000 connections and above). The DSO connects consumers and generators to the network, transports energy from the transmission network and from generators to consumers and provides system services in order to guarantee power quality and reliability of the network. In many markets the transmission system operator (TSO) is responsible for part of the (or all) system services (i.e. balancing and ancillary services). However, this could change with increasing penetration of DG.

This paper addresses the question of how DSOs can adapt to the growth and also enhance the competitive strength of DG in a regulated and competitive electricity market. The paper summarises the analysis performed in the DISPOWER project.¹ Section 2 discusses the structure of liberalised electricity markets, including markets for system balancing and ancillary services. Section 3 gives a short overview of the impact DG has on the planning and operation of distribution networks and explains the role technological innovations can play in solving several potential problems. Subsequently this section discusses the consequences DG may have for the DSO's business. The section also discusses several regulatory issues that may hinder DG deployment and suggests some improvements. The conditions for economic transactions between the DSO and other actors in the electricity market (consumers, generators, transmission system operator) are often regulated. However, for purchasing ancillary services a DSO can enter into commercial contracts with distributed generators. Section 4 investigates the possibilities of supplying ancillary services by distributed generation and commercial arrangements between the DSO and the DG-operators. Increasing DG connections and corresponding DG output may undermine DSO business models although DSOs can however develop new models that make optimal use of the features DG can offer to the system. Section 5 discusses these new strategies and business opportunities.

¹ The aim of the DISPOWER project is the preparation of a new distributed generation structure in the power supply of European interconnected and island grids. This paper focuses on economic regulation and commercial arrangements of DSOs. Other types of regulation such as market rules and technical regulations are discussed in other DISPOWER project documents. For more information on project objectives and results see <http://www.dispower.org>



2 Impact of distributed generation on market structure

2.1 The electricity market structure

For analysing the impact of DG on the current business model of DSOs the different interactions between the relevant actors that participate in the electricity market have to be studied. Figure 1 presents a theoretical model of the electricity system and gives an overview of the economic transactions. In this paper, the financial flows that result from the electricity trade are referred to as the 'commodity transaction', to distinguish it from transactions related to the physical electricity flows. The figure shows a theoretical view of the most important actors when they are completely unbundled. Not only is the grid unbundled from production and supply, but production and supply are mutually separated as well. In the figure, the physical power flows have been separated from the commodity trade. Following De Vries (2004), the term electricity system is used to indicate the combination of the systems that produce, transport and deliver power and provide related services. It includes the actors that trade the commodity or provide trade-related services such as electricity exchanges and brokerage services. In the figure, the electricity system is divided into a physical subsystem, centred around the production, transmission, and distribution of electricity, and a commodity subsystem, in which the commodity is traded. Both subsystems are constrained by regulations, such as safety limits, construction permits, operating licenses and emission permits for the physical subsystem, and competition law and market rules for the commodity subsystem.

The physical subsystem comprises the generators (large power producers and DG operators), the transmission network (TSO), the distribution networks (DSOs) and the loads (consumers). The large power producers generate electricity that is fed into the transmission grid (1). In compensation of a connection charge (and sometimes also a use of system charge) paid by the power producer, the TSO transports the produced electricity to the DSOs (2), who distribute it to the final consumer. Relation 5 represents the payment of the connection and use of system charges by the consumer to the DSO for the delivery of the electricity and system services. Electricity generated by DG operators is directly fed into the distribution network based on a (regulated) agreement between the DSO and the DG operators (3). The DG operator pays a connection charge and sometimes also a use of system charge to the DSO for electricity transport and for system services. Most of this electricity is then distributed to the consumer by the DSOs (5), but because of the growing amount of DG capacity, a local situation can occur in which supply exceeds demand. In that case the surplus of electricity is fed upwards into the transmission grid (4), after which the TSO transports it to other distribution networks (2). A last relevant physical flow concerns the auto-production of DG electricity (6). This is the direct consumption of electricity produced on-site by a consumer, skipping the commodity purchase and sale process through the energy supplier.

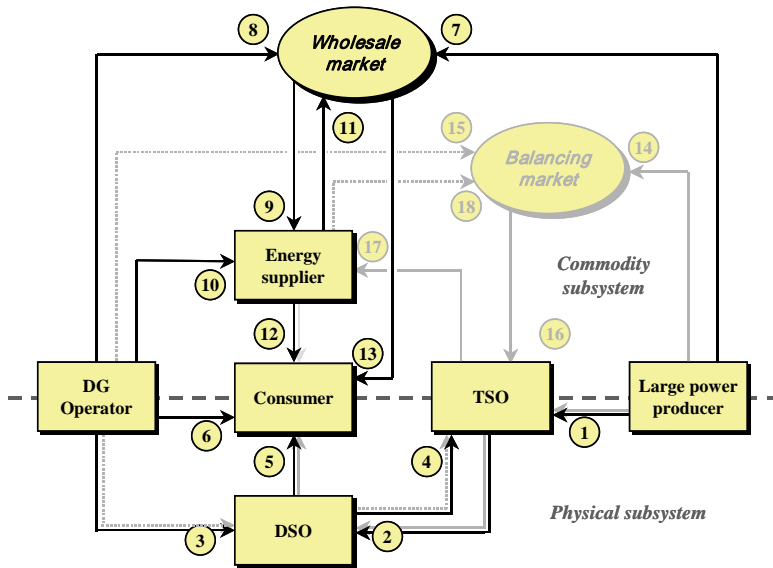


Figure 1: Overview of transactions within the electricity market, including the balancing market (Van Werven and Scheepers, 2005)

In contrast with the physical power streams, the economic transactions related to the commodity flow are merely administrative and depicted in the upper part of Figure 1. Its goal is an efficient allocation of costs, within the constraints imposed by the physical system (De Vries, 2004). The commodity subsystem controls the physical subsystem, but is constrained by it as well. Large power producers (7) and some very large DG operators (8) offer the commodity on the wholesale market, where the commodity is traded between different actors. Very large electricity consumers can buy the commodity directly on the wholesale market (13). Next to those consumers, energy suppliers buy commodity in the wholesale market (9) on the basis of wholesale contracts to serve smaller consumers. The trade on the wholesale market provides a payment for the produced electricity. Besides the wholesale market, the energy supplier extracts the commodity directly via (small) DG operators (10). The energy supplier subsequently delivers the commodity from the wholesale market and the DG operators to the consumers (12) who pay for it. Because energy suppliers are often 'long' (which means they have contracted more commodity than they plan to offer to consumers) there is a commodity stream backwards to the wholesale market (11). Therefore, the energy supplier is a third party that can also offer the commodity into the wholesale market.



2.2 The balancing market

System operators (SO) - in many electricity markets the system operator also operates the transmission network - and energy suppliers have to estimate demand in order to make sure that sufficient supply is available on short (seconds and minutes), medium (hours), and long timescales (days). Because the electricity system is liberalised, the market itself is responsible for matching supply and demand on the long term. The electricity supply has to be controlled to match demand and this has to be maintained on the timescale of seconds. Maintaining the short and medium term balance is the responsibility of the system operator, which for this purpose uses forecasts of electricity production and demand that are submitted by market players (energy programs or schedules). Deviations between electricity demand and production on the actual moment of execution of the energy programs become visible to the SO as an exchange of electrical power with neighbouring control areas, different from the agreed (international) exchange programs. In this way the SO has insight in the actual balance of the total system. The SO monitors and adjusts the collective actions of the full complement of market players at any moment, automatically compensating the imbalance of the aggregate deviations from forecasts by adjusting generating capacity up and down. If actual demand and supply deviate from the amounts that were contracted by market players, the SO uses a balancing mechanism to balance the system by procuring additional electricity (upward adjustment of production units), making use of demand response (both in case of a shortage) or by adjusting production units downwards (in case of a surplus). For balancing purposes, some System Operators can bilaterally contract balancing power from large power producers (e.g. by annual or monthly contracts). The costs for this balancing can be socialised by means of the system tariffs of the SO. In that case, all market players pay for the balancing costs. To stimulate market players to make their forecasts of electricity production and demand as accurate as possible and to act in accordance with these energy programs, the price for this balancing power must be above the market price for electricity. This incentive can be artificially introduced by imposing a balancing fine. However, a major drawback of the described balancing mechanism is that the exact balancing price is not univocal. Furthermore, because balancing power is only contracted once a year or once a month the system is not very efficient, as the SO has contracted balancing power in advance, whereas there may be cheaper options available closer to the time of requirement.

A more elegant and efficient way of balancing the electricity system is the establishment of a separate balancing market, apart from the wholesale and retail market (see also Figure 1). In this market, balancing power can be contracted on a continuous basis, instead of only once a year or once a month. In many European control areas the ongoing liberalisation of the energy market has led to the establishment of these separate balancing markets. This market is controlled by the SO, who is the single buyer on this market (16). Access to the supply side of the balancing market is mainly limited to the



large power producers (14), but DG operators (in particular large CHP-units) and energy suppliers also have access (15, 18). In this mechanism, the SO undertakes an ex-post reconciliation of market participant forecasts against outturn to determine which players are not complying with their forecasts at actual delivery and, consequently, who has to pay for restoring the balance. In this case, the balancing costs are allocated specifically to the players that cause the imbalance (17).

Intermittent electricity supply can disturb the system balance. DG generators and electricity suppliers have to anticipate suddenly changing energy sources such as wind energy. Although prediction of wind energy is improving, the timeframe in which weather conditions can change dramatically is smaller (i.e. 6 to 12 hours) than the timeframe for which electricity supply forecasts are made (i.e. 24 hours). Therefore the system balancing mechanism has to respond to unanticipated changes of intermittent electricity supply. An inadequate response can endanger the stability of the whole system and can cause a system wide black out. Electricity markets that do not socialise balancing costs but pass these costs on to individual energy suppliers and DG operators give incentives to these market players to improve forecasts (e.g. better wind predictions) and to look for several response options. Besides conventional peak power plants, distributed energy resources such as controllable CHP units, electricity demand reduction by consumers, and storage can become powerful response options as well. If they are included into the balancing market these response options can be used in an economically efficient way.

2.3 The market for ancillary services

Next to the balancing mechanism (and the establishment of a separate balancing market), ancillary services are another relevant issue. Because these services have very different characteristics, it is not a matter of creating a separate ancillary services market. Ancillary services are all services necessary for the operation of a transmission or distribution system. It comprises compensation for energy losses, frequency control (automated, local fast control and coordinated slow control), voltage and flow control (reactive power, active power, and regulation devices), and restoration of supply (black start, temporary island operation). These services are provided by generators and system operators and are required to provide system reliability and power quality (Bopp, 2004). As stated before, there is not one separate market for all ancillary services. An important distinction has to be made between distribution networks and the transmission network. In general, DG operators can offer (local) ancillary services to the DSO and large power producers (and some large DG operators) can also offer ancillary services to the transmission network (TSO). DSOs often require network support or services (e.g. for voltage support or reactive power) that only can be provided locally. Reinforcing or extending the local distribution network can overcome these local needs, but deploying



DG units in the right way can also be an option to fulfil this local need for specific ancillary services. In this way, DG can be an alternative to investment in network reinforcements. Thus, some ancillary services can be offered by DG operators directly to the DSO. Other ancillary services can also (or only) be offered by large power producers. These services are directly needed for the operation of the transmission system, for example frequency control, or can be useful for the distribution system. Table 1 gives an overview of which party is able to offer specific ancillary services in the distribution network.

Table 1: Possible suppliers of ancillary services on a distribution level

Ancillary service	Large power producers ²	DG operators
Compensation for power losses	+	+
Frequency control	+	- ³
Voltage support (active power)	-	+
Reactive power	-	+
Black start	+	+
Reserve	+	+

As the majority of existing DG has been installed for purely electricity supply purposes only, very few are equipped with the infrastructure necessary to provide ancillary services. But future opportunities for DG to provide ancillary services will increase as DG penetrations and availabilities increase. However, Mutale and Stbrac (2005) suggest that the value of the most feasible ancillary services will be relatively low. Consequently, such services will represent incremental revenue opportunities for DG. Niche opportunities will emerge for DG to provide ancillary services, usually in circumstances where constraints restrict network development, e.g. environmental, planning, and terrain related constraints (Mutale and Stbrac, 2005).

² A minus sign in this column means that the large power producer (or TSO) could, in theory, supply the concerned ancillary service, but that the DSO then has to invest considerably in network reinforcements or extensions.

³ In theory, DG operators can supply the service 'frequency control', but it depends on the type of DG and the amount of DG capacity in the concerned distribution network. Currently, most DG operators are not equipped to supply this service (however, distribution connected CCGT plants may already provide this service to TSOs) (Mutale and Stbrac, 2005).



3 Distribution network issues

3.1 Impact of distributed generation on operations of distribution networks

The increasing share of distributed generation influences the planning and operation of the electric power system. DG feeds electricity into the downstream network altering the original utilisation of the distribution network. DG facilities are mostly connected to the distribution network at medium and low voltage. These networks were not originally designed to connect power generation facilities. Therefore, the connection of DG to these networks can create problems in terms of stability and power quality among others.

The majority of new DG and renewable energy plants being connected to the distribution network at present are powered by wind or are in the form of CHP. A major problem with these units is that they are operated independently of (local) electricity demand posing a challenge for distribution network planning. For instance the intermittency of wind energy raises questions regarding the extent to which wind generation can displace distribution lines. And CHP units that, in principle, can be centrally dispatched, tend to be operated in response to the requirements of the heat load or the electrical load of the host installation rather than the needs of the public electricity demand. The distribution network must be capable of functioning in the extreme situations of a) zero DG production while demand is at its peak and b) the reverse situation represented by maximum DG output and minimum (local) demand. The more DG is connected to a particular distribution network, the greater the challenge of planning and operating the distribution network. The emergence of micro power units or other small-scale DG, which may be located in dwellings or small businesses, could take the trend for lower voltage connection even a step further. Network constraints hampering the connection of DG can be solved to a certain extent by reinforcing the capacity of the distribution network. However, from an economic point of view this is not always attractive as it may require large, long-term investments. Given the increased use of technologies such as fuel cells, micro-CHP, wind turbines and PV cells, ways to effectively integrate these technologies into the planning and operation of electricity networks have to be found, if costly network upgrades are to be avoided.

It should be noted however that while posing a number of challenges, distributed generation could also bring several benefits to the electricity network. For example, DG can reduce transmission and distribution losses by reducing the electricity flow from the transmission system through the transformers and conductors supplying the distribution system. This largely depends, however, on the location of a specific DG facility. If a small, distributed generator is located close to a large load, then the network losses will be reduced as both real and reactive power can be supplied to the load from the local generator. Conversely, if a large distributed generator is located far away from network



loads, then it is likely to increase losses on the distribution system. Another possible network benefit is deferral of distribution network reinforcement as the development of small-scale DG facilities near a load can postpone investments in additional distribution and transmission capacity. Network operators can therefore benefit from new DG facilities as they can reduce their investment costs in upgrading or extending the distribution network. Moreover, certain types of DG also have the ability to offer certain network ancillary services to the network operator, such as reactive power support, voltage and flow control, which improve power quality.⁴

Several experts have addressed the issue of growing DG levels in existing distribution networks (e.g. Nielsen, 2002; Strbac and Jenkins, 2001). They argue that if the penetration level of distributed generation continues to grow while the distribution grid remains unchanged, a chain of technical conflicts may develop unless such issues as operation, control, and stability of distribution networks with DG installations are properly addressed. There are several aspects that need to be fully understood in order to obtain maximum benefits from both DG and the power grid. In this regard it is worth noting the following:

- The distribution network and DG are interacting and actively affecting each other;
- No generic conclusion can be drawn regarding the influence of DG on the grid, as various power sources have quite different characteristics. Instead, individual cases have to be treated separately;
- Both DG and the grid should be studied as one integrated, flexible, dynamic and complex structure, given that, to a great extent, they impact each other in areas of operation, control, and stability.

3.2 Impact of distributed generation on the business model of DSOs

To be able to understand the impact of the increasing amount of DG on the businesses of DSOs the current revenues and expenditures of DSOs can be analysed through the use of business models. A business model (also called a business design) is the mechanism by which a business intends to generate revenue and profits. The main revenues of a DSO are in the form of network charges:

- Use of System (UoS) charges (per unit kWh and/or kW) received from consumers and (in some countries) from power producers (i.e. DG);
- Connection charges from consumers and DG operators.

The main costs of a DSO consist of:

- Capital expenditure - investments in the network, extension of the grid, reinforcement of existing lines and transformers or investments in other auxiliary devices;

⁴ See also Section 4.



- Operational expenditure - this includes (1) maintenance of the network, (2) use of system (UoS) charges paid to the TSO, (3) electricity to cover energy losses, and (4) ancillary services such as reactive power management and voltage control. Up until now, ancillary services are mainly purchased from the TSO, sometimes included in the TSO's UoS charges, but they may also be purchased from DG operators that are able to provide these services (mainly DG units with controllable production).

The network tariff structure is often based on the cascade principle: consumers pay for the costs of the network level to which they are connected and the costs of all higher network levels proportionally to the use of these network levels. Note that the current revenues for the DSO are subject to economic regulation and are not market based. The tariffs they are allowed to charge are based on operational and capital expenditures and regulated profitability.

Growing electricity supply from DG has consequences for both the revenues as well as the expenditure of the DSO. Whereas the network should be able to handle higher peak loads and flows through the network, which may require network reinforcements in some parts of the network, the net outflow may reduce since consumers may use part of the local DG production directly. This will affect UoS charges. Depending how connection charges are determined it is not certain that DSOs are able to pass on network reinforcements costs to the DG operators. This latter issue is discussed further in the next section.

3.3 Regulatory barriers for DG deployment

Liberalisation should, in theory, create the right conditions for any generator to sell electricity on the free market, including electricity generated by small-scale units (distributed generation) and from renewable energy sources (RES). However, the electricity supply system was not designed for generation connected to the distribution grids or to deal with intermittent power generation. Electricity from DG and RES is often more costly, and therefore, following different EU Directives, Member States (MS) have implemented support mechanisms to stimulate production and consumption of renewable electricity. In practice, however, current electricity network regulation often does not ensure effective participation of RES and DG in liberalised electricity markets. Instead, governments in EU MS use support schemes to ensure that DG and RES are deployed and environmental benefits are obtained. Although rewarding DG and RES through support schemes can overcome barriers that electricity network regulation creates, this may result in economically inefficient solutions while at the same time it delays the maturing of DG and RES as power generation sources. In the long run, DG and RES should become integral parts of the electricity market.



Economic incentive regulation

Another barrier for DG deployment is related to economic incentive regulation of DSOs. In the production and supply sectors of the electricity market, the market itself engenders competition. But electricity transport is a natural monopoly where competition, as an incentive to become more efficient, is lacking. To simulate competition (and to stimulate economic efficiency) in a market with the character of a natural monopoly, artificial efficiency incentives can be introduced. These efficiency incentives encourage companies to look for efficiency gains in order to improve profits. Incentive regulation can be aimed at prices (price cap regulation) or at rates of return (revenue cap regulation). The efficiency improvement that is considered to be achievable by the DSO should be determined in advance for a period of several years. If the companies spend less than they are allowed, they are able to make a higher return during the price control period. Conversely, if companies spend more they make a lower return. The achievable efficiency improvement can be determined by benchmarking the cost development of regulated DSOs and use the best performing DSO(s) as indicator of the efficiency frontier. In a benchmarking system it is important to compare DSOs that are similar or else differences must be compensated for. In the benchmark approach, the efficiency objective is not determined by the regulator but just as in a market environment, by the DSOs themselves. At the same time, the efficiency incentive is high: the objective for a DSO is independent of its own cost development and all additional cost savings are for its own account. Companies that do better than the sector's average will receive extra benefits. Conversely, DSOs that do worse than average will see their revenues reduced. A shortcoming of this approach is that the system is vulnerable to collective manipulation of the observed performance of DSOs. From the point of view of a DSO, economic incentive regulation can be seen as a threat since it can reduce the DSO's revenue. The extra returns companies can achieve by performing better than the sector's average will, after a while, be passed on to the consumers. The impacts can be detrimental in the way that they, broadly, incentivise doing the same things more efficiently and do not stimulate DSOs to look for better alternatives. This is anti-innovative and unhelpful to distributed generation as it hinders a structural change of planning and management of the networks, which is very much about doing new things and dealing with new technologies and concepts (Connor and Mitchell, 2002a).

If only economic efficiency regulation applies, it may have a negative effect on the (technical) performance of DSOs because cost reduction leads to additional profits. DSOs have an incentive to invest little and to cut back operational costs of maintenance and personnel, as long as loss of power quality and reliability does not harm consumers too much. The effect of economic efficiency regulation appears to be the locking of DSOs into trying to do the same things, but with greater efficiency and reduced costs, which results in a reduction of innovation potential. DSOs are encouraged to minimise capital costs, which is the same as avoiding network investments, and that raises the



problem of the quality of the system. Firms under this regulatory framework are discouraged to invest.

In order to ensure that the efficiency improvements are not made at the expense of the reliability of the network, quality regulation can be included. Performance based regulation (PBR) is a way to combine the benefits of benchmarking whilst combating the detrimental approach to innovation of price cap regulation and benchmarking (Connor and Mitchell, 2002a). Under this system, tariffs will also be determined based on the DSO's performance. If the DSO performs better, it is rewarded by being allowed to charge higher tariffs, but when performance is poor, the DSO will be penalised by lowering its tariffs.

Connection charges for DG

Revenues for DSOs comprise connection charges and use of system (UoS) charges. UoS charges can be determined on the basis of price or revenue cap regulation. Connection charges are regulated as well⁵ and incorporate a charge with respect to capital assets. From the perspective of the DSO, a new power plant will affect the cost of operating and maintaining the network. This cost can, either partially or wholly, be paid for in the connection charge or in the use of system charge. Policies for connection charging for DG can be split into two groups: those with deep connection charges and those with shallow connection charges. Deep connection charges comprise all the costs to the network resulting from the power plant connecting. Shallow connection charges only comprise the costs of connecting to the nearest point and none of the costs that occur within the network. Especially if, in a specific region, there is already a lot of DG attached to the distribution network, (deep) connection costs can become very high. The network has to be reinforced considerably to be able to handle the corresponding electricity flows. If the regulation prescribes the use of shallow connection charges, DSOs can only partially recover these connection costs including cost of reinforcement from the DG operators. The DSOs may experience difficulties to pass on the reinforcement costs that are not recovered to consumers because of the efficiency incentive regulation. Therefore, in these circumstances DSOs may be reluctant to connect DG.

Unbundling

DG can contribute to reducing network costs, if located at the right place (near local demand). In the short term DG can only reduce operational expenditure such as line loss reduction. In the longer term DG may contribute to a further reduction of operational expenditure (e.g. DSOs purchasing ancillary services from DG locally) and also reducing capital expenditure (e.g. avoiding reinforcements). However, DSOs are not allowed to own production capacity, even though it is used as substitute for line losses, for network

⁵ Note, however, that competition in connections has already been established in some markets (e.g. in the UK).



reinforcements or extensions, or for ancillary services. In this way, unbundling forms a hard boundary condition that restricts the DSO to extend its business model in the manner described above. The DSO could overcome this by giving (financial) incentives to urge DG operators to settle in the right place and/or to control the DG units in response to the needs of the electricity system. Economic benefits are then shared between the DSO and DG operators. However the contracts with DG operators do not solve network problems in the same way as network reinforcements. The lifetime of DG units is shorter than that of the network. Furthermore, the DG operator may suddenly decide to stop operations, for economic reasons for instance.

4 Contract structures for ancillary services from distributed generation

4.1 Background

It is clear that large penetration of DG will displace to a considerable extent the energy produced by large conventional plant. However, in addition to energy provision DG should also be able to support the secure operation of the system. Due to the small size, DG will have to be aggregated in order to be able to provide the required services. Clearly, this is critical, otherwise the services that are vital for maintaining the security of the system and quality of service will continue to be provided by central generation, which would significantly reduce the overall benefits of DG and undermine the overall efficiency of the entire system operation and development.

It is only through aggregation and integration into power system planning operation that small size generation will be able to displace the capacity and flexibility of conventional generation plant. Similarly, DG must be integrated to provide alternative solutions to network problems and displace network assets. DG, taken as single units or aggregated, has the potential to become a key part of the overall EU network infrastructure reinforcement and replacement strategy.

When properly integrated, DG could provide a range of TSO services such as balancing of supply and demand, frequency regulation, various forms of reserve, congestion management, voltage control, etc. At the distribution level, in addition to voltage and flow control, new services could emerge including provision of security of supply and enhancement of overall service quality. The provision of these services will be influenced by primary plant operating regimes and characteristics, equipment control capabilities and information infrastructure. The overall value of the services will be driven by the cost of traditional solutions such as conventional generation and network reinforcement.



4.2 Scope of work and main research questions

The scope of the work undertaken within the DISPOWER project included the following:

- Identification of the services and discussion of the opportunities for DG to provide the required services;
- Mapping of services and DG technology capabilities;
- Identification of the infrastructures requirements;
- Assessment of costs and benefits for DG of providing ancillary services;
- Identification of alternative commercial arrangements for ancillary services provided by DG.

A pre-requisite for the detailed development of operational and commercial models is that any new services should be financially material to the distributed generator whilst remaining economically and operationally attractive to network operators. Consequently, value based approaches should be adopted for each ancillary service in order that the attractiveness of distributed and renewable generation projects might be improved.

The main research questions addressed include the following:

- Definition of service providers and beneficiaries;
- Which services can be provided and used locally and which ones can be provided at system level?
- Assessment of capability of different DG technologies to provide various ancillary services;
- How could small size DG (micro CHP for example) be aggregated and enabled to participate in ancillary service provision?
- Time scales: How will ancillary services be procured - annual contracts or through daily (or half hour) market?
- What are the potential costs of creating a distribution ancillary services market?
- And how do these costs vary under different technical and commercial arrangements?
- Should provision of ancillary services be mandatory?
- What are the infrastructure requirements, costs and benefits for DG of providing ancillary services?
- How should ancillary services be valued?
- How does the value of ancillary services change with the level of DG penetration?



4.3 Findings

Table 2 below presents a summary of the initial findings (Bopp, T., 2004).

Table 2: Summary of findings

Ancillary Services	Frequency Control		Voltage and Flow Control	Restoration of Supply Services
Sub-categories	Fast (<30s), Automated (primary loop) control	Slow (>30s), Coordinated control	- Active power - Reactive power - Regulation devices (network assets)	- Black start - Temporary islanding
Purpose	- Maintain generation and demand balance in order to contain frequency deviation in a narrow band - Avoidance of load shedding - System security	- Restoration of prior event level of system security	- Quality of supply	- Continuity of supply - Reduction of customer interruption
Service Characteristic	System-wide	System-wide	Local	Local and system-wide
Service Providers	- DG, system operator, demand - Active power distributed over the whole network	- DG, system operator, demand - Active power distributed over the whole network	- DG, DSO, demand - Active and reactive power services provided by generators, compensators and loads	DG, TNO, DSO, demand
Interdependencies with other AS	Voltage and flow control	Voltage and flow control	Frequency control	
Constraints	Size of the largest generation/infeed	Plus fluctuations in demand and generation	Line parameters, network loading, distribution of load and generation, capability of DG	Size of system load
Value	Avoided customer outage cost of load shed due to frequency drop	Avoided customer outage cost of load shed due to frequency drop	Avoided economic cost of under-/overvoltage because of improved performance and efficiency of components as well as the whole system	Social-/economic costs of interruptions
Costs	- Marginal costs of spinning reserve - Load shedding costs - Additionally required 'shadow' generation capacity	- Marginal costs of reserve - Load shedding costs - Additionally required 'shadow' generation capacity	- Equipment costs (e.g. AVR, OLTC, reinforcement, distribution management system) - Marginal costs of active and reactive power	Equipment, ICTs, Islanding and resynchronisation kit
Cost benchmark	Cost of AS provision by central generation	Cost of AS provision by central generation	Network solution (e.g. reinforcement of active network management), network losses	Duration of interruption without DG
Barriers for DG to provide service	Stability issues, Intermittency of some DG, Only large generators may play a significant role	Stability issues, Intermittency of some DG, Only large generators may play a significant role	Network reinforcement is perceived to be more reliable/controllable	Minimum practical control room size
Opportunities for DG	DG has smaller credible outage capacities	DG has smaller credible outage capacities	Avoidance of grid reinforcement, Possibilities of local control and compensation	Islanded operation, e.g. of micro grids, Increased quality and reliability of service for sensitive consumers

Table 3 presents the capability mapping of renewable and conventional DG (Ilex & UM-IST, 2004).

Table 3: Summary of renewable technology capabilities

Ancillary service	Non-renewable DG Technology				Renewable DG Technology					
	CCGT	Large CHP	Micro CHP	Diesel & CCGT standby	Wind: Non-DFIG	Wind: DFIG	Biomass	Land Fill Gas	Solar PV	Hydro
Size	>100 MW	1-100 MW	1-5 kW	<50 MW	<50 MW	>50 MW	1-100 MW	1-10 MW	<100 kW	>1 MW
Frequency	YES	Limited	NO	Limited	HF only	YES	HF only	HF only	NO	YES
Reserve	YES	Possible	Possible: high penetrations	YES	Possible	Possible	Possible	Possible	Possible	Possible
Reactive	YES	YES	NO	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES
Network support	YES	YES	Possible: high penetrations	YES	YES	YES	YES	YES	Limited	YES
Black start	Possible	Future island opportunity?	NO	Future island opportunity?	NO	NO	Future islanding?	Future islanding?	NO	Future islanding?



Although all of the services in Table 2 were explored in detail and in the context of Table 3, only TSO Frequency Response, TSO Regulating and Standing reserve and DSO Security of Supply contributions represent realistic opportunities for distributed generators in the short and medium term (Ilex & UMIST, 2004). These are discussed briefly below.

TSO Services

Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) and DFIG wind generators were regarded as the most promising technologies for the provision of TSO Frequency Response services whereas CCGTs, diesel standby generators and perhaps micro CHP were best placed to provide reserve services.

DSO services

It has been found that, to varying degrees, DSO Security of Supply services could be provided by most existing distributed generation technologies. The majority of existing DG however has been installed for electricity supply purposes only. Hence very few generators are equipped with the infrastructure necessary to provide ancillary services such as governors, automatic voltage regulators, resynchronisation facilities, and appropriate protection, monitoring and communication facilities. Table 4 below shows estimates of the value of some ancillary services based on the UK electricity market (Ilex & UMIST, 2004).

Table 4: Estimates of the value of some ancillary services

Service	Value (per annum)
Frequency	€0.59/kW: wind generation
	€3.72/kW: CCGT
Reserve	€10.4/kW
Voltage & Flow control	€2.23/kW
Service quality (islanded operation)	€2.08/kW: residential
	€28.23/kW: commercial
Security of supply	€1.49/kW - €17.83/kW

4.4 Commercial arrangements

The most appropriate commercial arrangements for response and reserve services appear to be market-based mechanisms. This would require extension of current TSO arrangements. Expanded aggregation arrangements, utilising lower cost infrastructure, would facilitate increased participation from small generators.

The most appropriate commercial arrangements for DSO Security of Supply services appear to be bilateral contracts due to the local and site-specific nature of security requirements.



A typical contract structure would have one or more of the following fee components:

- *Flat fees*: These represent a simple arrangement whereby the generator would receive payments irrespective of season, time of day, running status, delivery requirement and quantities delivered;
- *Option fees based on availability*: These are similar to capacity charges, but can incorporate time-based elements to secure capacity as required;
- *Exercise fees based on utilisation*: Exercise fees are used to recover operating and fuel costs.

Given that in a fully competitive market, such as in the UK, the output from distributed generation would be largely purchased by suppliers and settled through supplier demand accounts in the energy market, suppliers would have to ensure they were aware of generator operating regimes and also whether generator operation is likely to be influenced by ancillary service provision. Supplier concerns would relate to imbalance exposures in the balancing market and the fulfilment of renewable obligation targets where these exist. Suppliers would require notification of ancillary service provision, in order to suitably revise demand forecasts. Ancillary service instructions issued post Gate Closure in the energy market inevitably impact upon a supplier's imbalance exposure and potentially reduce the value of the energy supplied.

It should be noted that in the UK context, distribution and supply activities have been segregated such that DSOs are solely responsible for distribution network operation and development, whereas suppliers are responsible for energy sales to customers. It should also be noted that DSOs do not normally engage in any electricity generation activities.

4.5 Recommendations for future work

The following areas of future work were identified:

- The extent of opportunities on DSO networks will largely relate to load growth and asset replacement profiles. The relative magnitudes of these opportunities will need to be quantified as this information will be critical to evaluating service materiality under alternative future development scenarios;
- In order that a consistent and transparent set of arrangements can emerge to facilitate increased security contributions from DG, it will be necessary to establish principles (and potentially standardise commercial arrangements) for procurement processes and valuation methodologies;
- A major concern of DSOs regarding the reliance on distributed generators to provide network support services will relate to non-delivery risk exposures. Such exposures



could be financial, regulatory or legal in nature. Consequently, the issues associated with service non-delivery require further exploration;

- Whilst the current aggregation arrangements have been successful in encouraging non-balancing market participants into the reserve market, the costs of the associated infrastructure could deter wider participation. In order to extend aggregation opportunities further, new low cost communication and monitoring arrangements should be evaluated;
- This work explored ancillary services opportunities for DG in the short to medium term. Alternatives for the long term need to be investigated given that there may be fundamental changes to the architecture of power systems in future.

5 Changing role of DSOs in electricity markets with a high level of DG/RES

5.1 DSO strategies

The current business of DSOs is strongly influenced by the boundaries of the economic regulation that is or has been implemented. Furthermore, as indicated in the previous sections of this paper, the growth of electricity supply from RES and DG may threaten existing business models. The introduction of competition and the accompanying regulation has led to different behavioural strategies of actors in the electricity market, depending on the experience that has been gained in the new electricity market structure. Roughly, there can be distinguished three theoretical stages in the adaptation process of DSOs. First, new market structures and regulatory arrangements lead to stabilisation strategies. As changes to the regulatory framework are new to the whole electricity sector, every actor has to evaluate the corresponding implications and gain operational experience. Stabilisation means reducing uncertainty, and that is the first objective. It is not before the sector has insight of the new structures and, in the scope of the subject, becomes aware of the potentially rapid development of DG, that DSOs enter a next stage: a defensive strategy. In this stage, DSOs will attempt to mitigate the impact of unfavourable regulatory and market developments on its business, which in some markets will include increasing DG penetrations. DSOs will seek to optimise their business operations within the prevailing regulatory context and minimise their exposures to it, often resisting change wherever new regulatory arrangements could lead to diminished profits. Such strategies may impact negatively on the development of DG. The last (and obviously most desirable) stage is the entrepreneurial strategy. In this phase, the strategy evolves from one of resisting change, to proactively seeking to influence regulatory developments. Such DSOs cooperating with regulators to implement new regulatory arrangements are able to develop new activities that can diversify their business model.

Typically, DSOs in the least liberalised markets often pursue stabilisation and defensive strategies. Some developments are regarded as threats to the DSO's business model,



whereas they should be seen as a challenge, or at least as a fixed boundary condition. Such 'threats', either regulatory or institutional in nature, potentially harm the revenues or increase the costs of a DSO. By developing new business activities, thereby diversifying business models, and by adopting increasingly actively managed network philosophies, DSOs can pursue cooperative and innovative strategies (the entrepreneurial strategy stage) attempting to exploit any market developments, formerly seen as threats, to their advantage.

5.2 New business opportunities for the DSO

In conventional electricity systems, distribution networks are designed to facilitate a unidirectional power flow from high voltage transformers to the final consumer. The network morphology has a radial or loop design, which results in little redundancy and thus potentially higher sensitivity to system faults (compared to transmission networks that have high redundancy and thus higher reliability). Typically there are only very limited metering or control devices to enable judicious management of the use of the networks or the flow of energy. Because of this lack of active control mechanisms, these systems are sometimes described as 'passive networks' (Künneke, 2003; Beddoes and Collinson, 2001). An 'active' DSO provides market access to DG by acting as a market facilitator and it provides several network and ancillary services through intelligent management of the network. This includes the incorporation of advanced information exchange between generation and consumption, the provision of ancillary services at the distributed level, management of the network to provide network reliability and controllability, and improve customer benefits and cost-effectiveness. Currently such services are partly provided at the centralised level by TSOs (Van Sambeek and Scheepers, 2004). According to Akkermans and Gordijn (2004), with active management of distribution networks, the amount of DG that can be connected to existing distribution networks can be increased by a factor of three to five without requiring network reinforcement.

In the active networks vision, the principles of network management differ from the classical view of networks, being only one-way lanes for electricity transport from high-voltage to low-voltage grids. Two fundamental messages mark the transition from the present to the future system. First, the network is not, and must not be considered as a power supply system anymore. The network is a highway system that provides connectivity between points of supply and consumption. Secondly, an active network interacts with its customers. The 'infinite network' as customers used to know it, no longer exists. The network interacts with its customers and is affected by whatever loads and generators are doing (Van Overbeeke and Roberts, 2002).

The transition from passive to active network management may be accompanied by developing new services for the electricity market, creating new revenue drivers for the



DSO. Figure 2 illustrates adaptations of the business model of DSOs with some examples of new activities (Donkelaar and Scheepers, 2004):

- Additional reliability. Not all consumers will have the same reliability requirements for the electricity network. DSOs can offer additional reliability to consumers with high requirements (e.g. companies in the ICT sector).
- System information. With active network management, a DSO will have detailed information on the status of network components, generators connected to the network, and flows through the network. This information can be shared with DG operators and energy suppliers who can operate their DG units and electricity demand (i.e. demand response) in a more efficient manner. DG operators or energy suppliers will pay for this information, but this may be reversed in case the DSO profits.
- Local balancing services. To avoid network congestions, local balancing can reduce transportation of electricity to higher voltage levels. Local balancing can also be used to enhance (local) demand response in case of relatively large uncontrollable DG supply. Based on their ICT systems for active network management and automatic meter reading, DSOs can develop these services. The beneficiaries (energy supplier, TSO) will compensate the DSO for this.
- Storage. Electricity storage can help to reduce load fluctuations, but can also be attractive for price arbitrage over time. DSOs can operate a storage facility and offer storage to energy suppliers or DG-operators.

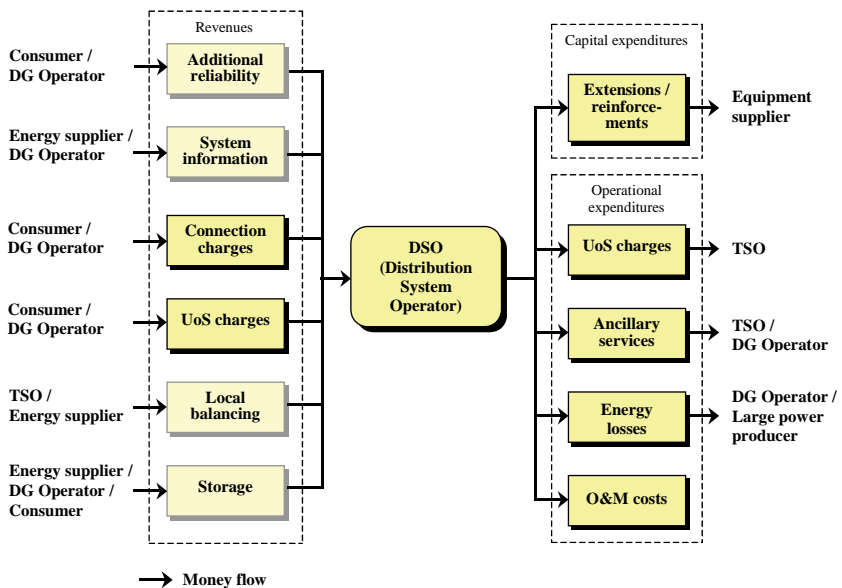


Figure 2: Adapted business model for the DSO



6 Conclusions

Barriers for DG deployment

The growing electricity supply from DG has consequences for both the revenues as well as the expenditure of the DSOs. Whereas the network should be able to handle higher peak loads and flows through the network, which may require network reinforcements in some parts of the network, the net outflow may reduce since consumers may use part of the local DG production directly. The main revenues of a DSO consist of use of system charges and connection charges. These are subject to economic regulation and are not market based. Determining the use of system charges on the basis of price or revenue cap regulation (economic incentive regulation) does not stimulate DSOs to innovate. This can be unhelpful to DG as it hinders a structural change of planning and management of the networks. In general, connection charges are regulated as well although in some markets, UK for example, competition in connections exists. If the regulation prescribes the use of shallow connection charges, DSOs can only partially recover connection costs from DG operators. In these circumstances DSOs will consider DG as a threat to their network business. In the long run, DG and RES should become integral parts of the electricity market.

Ancillary services

It is only through aggregation and integration into power system planning operation that small size generation will be able to displace the capacity and flexibility of conventional generation plant. Similarly, DG must be integrated to provide alternative solutions to network problems and displace network assets. When properly integrated, DG could provide a range of TSO services such as balancing of supply and demand, frequency regulation, various forms of reserve, congestion management, and voltage control. At the distribution level, in addition to voltage and flow control, new services could emerge including provision of security of supply and enhancement of overall service quality. Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) and DFIG wind generators are the most promising technologies for the provision of TSO Frequency Response services whereas CCGTs, diesel standby generators and perhaps micro CHP are best placed to provide reserve services. DSO Security of Supply services could be provided by most existing distributed generation technologies. However, the majority of existing DG has been installed for electricity supply purposes only.

The most appropriate commercial arrangements for response and reserve services appear to be market-based mechanisms. This would require extension of current TSO's arrangements. Expanded aggregation arrangements, utilising lower cost infrastructure, would facilitate increased participation from small generators. The most appropriate commercial arrangements for DSO Security of Supply services appear to be bilateral contracts due to the local and site-specific nature of security requirements.



Changing role of DSOs

Currently, some developments are regarded as threats to the DSO's business model, whereas they may also be seen as a mere challenge. By developing new business activities, thereby diversifying the business model, and by changing the passive network operation policy into an active one, DSOs can turn perceived threats into opportunities. An active DSO provides market access to DG by acting as a market facilitator and it provides several network and ancillary services through intelligent management of the network. This includes the incorporation of advanced information exchange between generation and consumption, the provision of ancillary services at the distributed level, management of the network to provide network reliability and controllability, and improve customer benefits and cost-effectiveness. The transition from passive to active network management may be accompanied by developing new services for the electricity market, creating new revenue drivers for the DSO. By developing new business activities, thereby diversifying the business model, and by changing networks into active networks, DSOs can overcome the threats that arise from the increasing penetration of DG, incentive regulation, regulated connection charges, and unbundling. Apart from the need for a changing attitude of the DSOs, regulation needs to evolve such that it allows DSOs to have access to a wider range of options and incentives available in choosing the most efficient ways to run their businesses.

6.1 Will DSOs change their business?

Because DSOs are operating in a regulated environment instead of a competitive market, the thesis that competition leads to innovation does not hold for DSOs. For this reason, the development of new business strategies is much harder for DSOs than it is for energy suppliers. There is little incentive coming from the regulated market itself; regulation may even have a contradictory effect, as is discussed in Section 3.3. Paradoxically, it is regulation that should simulate a competitive market environment. It should provide incentives to DSOs to change their passive behaviour into an active and entrepreneurial attitude. Regulation should at the least not be a hindering factor in this process. Next to inappropriate regulation that slows down innovation, another barrier to the development of active DSOs can be an insufficient unbundling of the DSO with its parent company. Legal unbundling may not be drastic enough to let the DSOs act completely independent, thereby inhibiting them to become active entrepreneurs. Ownership unbundling must then be considered as a logical and necessary step in reaching the desired situation. If the above-mentioned reasons prevent DSOs from changing their network management philosophy into an active one, it will be necessary to explore other ways to achieve the desired objective, preferably utilizing incentive based approaches. It might even be necessary to start a transition to active network management performed by the (central or local) government, although it would not be desirable, as this would imply a backward step in the liberalisation process. Coercion by the regulator is not the best way to get DSO co-



operation in the development of DG. If DG has good potential, there should be enough benefits to elicit the enthusiastic participation of DSOs.

7 Literature

Akkermans, H. and J. Gordijn (editors) (2004), Business Models for Distributed Energy Resources in a Liberalized Market Environment, summarising report of BUSMOD, Enersearch AB, Malmö, Sweden, 2004

Beddoes, A.J. and A. Collinson (2001), Likely changes to network design as a result of significant embedded generation, UK Department of Trade and Industry, 2001

Bopp, T. (2004), Notes of DISPOWER Workshop on Contract Structures in Brussels, 22 March 2004

Connor, P. and C. Mitchell (2002a), A Review of Four European Regulatory Systems and Their Impact on the Deployment of Distributed Generation, SUSTELNET report, University of Warwick, October 2002; <http://www.sustelnet.net/documents.html>

Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, Official Journal of the European Union, L 176: 37-55

Donkelaar, M. ten, M.J.J. Scheepers (2004), A socio-economic analysis of technical solutions and practices for the integration of distributed generation, DISPOWER report, ECN-C--04-011, 2004

Künneke, R.W. (2003), Innovations in Electricity Networks, paper for the Research Symposium European Electricity Markets, The Hague, September 2003

Ilex Energy Consulting with the Manchester Centre for Electrical Energy, UMIST, A report for DTI on Ancillary Service Provision From Distributed Generation, September 2004, URL:

http://www.dti.gov.uk/renewables/publications_pdfs/dgcg000300000.pdf

Mutale, J. and Strbac, G. (2005), Development of contract structures for ancillary services from distributed generation, deliverable of task 5.5 of the DISPOWER project, University of Manchester, March 2005

Nielsen, J.E. (2002); Review of Technical Options and Constraints for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks; Eltra, 2002, <http://www.sustelnet.net/documents.html>

Overbeeke, F. van and V. Roberts (2002), Active Networks as facilitators for embedded generation, Cogeneration and On-Site Power Production, online magazine, 2002; http://www.jxj.com/magandj/cossp/2002_02/active.html



- Sambeek, E. van and M.J.J. Scheepers (2004), Regulation of Distributed Generation, A European policy Paper on the Integration of Distributed Generation in the Internal Electricity Market, concept, June 2004
- Strbac, G. and N. Jenkins (2001), Network security of the future UK electricity system – Report to PIU, Manchester Centre for Electrical Energy, Manchester, UK, 2001
- Tech-Wise (2002), Review of Current EU and MS Electricity Policy and Regulation - Denmark, SUSTELNET report, October 2002; <http://www.sustelnet.net/documents.html>
- Vries, L.J. de (2004), Securing the public interest in electricity generation markets, The myths of the invisible hand and the copper plate, Ph.D. thesis, Delft University of Technology, 2004
- Werven, M.J.N. van and M.J.J. Scheepers (2005), The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, DISPOWER report, ECN-C--05-058, 2005



Power Quality and Safety – New Approaches and Standardisation

H. Fechner, R. Bruendinger, B. Bletterie
arsenal research
Giefinggasse 2, A-1210 Vienna / Austria
Phone: +43 50550 6299, Fax: +43 50550 6390
E-mail: hubert.fechner@arsenal.ac.at
hubert.fechner@arsenal.ac.at
www.arsenal.ac.at

1 Introduction

The increasing deployment of distributed generation in European electricity networks leads to numerous challenges of different nature. From the technical point of view, power quality (PQ) – more specifically the quality of supply – and protection are two of the most critical issues due to their impacts on network operation and potential threats to personnel and equipment safety.

Primarily, concerns that high levels of distributed generation could jeopardise the quality of supply have been raised. These fears are fed by the fact that modern electricity applications are more and more sensitive to power quality disturbances. Customers as well as network operators are well aware that reliable and efficient operation of power networks and customers' equipment can only be guaranteed with a high power quality level. Furthermore there is also a strong trend from European electricity regulators to enforce strict requirements for a minimum quality of supply with associated penalties in case of a non-compliance with the demands.

Since both issues, guaranteeing a certain level of power quality as well as ensuring the safety of network operation and their customers are within the core responsibilities of distribution system operators, they are usually critical towards the possible impacts of the interconnection of a large amount of DG.

Currently in many cases this has led to a “disconnect at the first sign of trouble” approach when developing grid interconnection requirements or realising interconnection projects. This fact not only counteracts a real “integration” of DG into the networks. Furthermore, this philosophy may result in serious difficulties in future networks with a high penetration of DG, where the simultaneous loss of a large portion of generation (common mode loss) may cause large network fluctuations.



In this context, not only the impact of DG onto the power quality in the network has to be taken into account. Furthermore, the effect of disturbances coming from the network on distributed generators deserves special attention, particularly under the premise of future DG scenarios.

Against this background, the objectives of the work carried out within Workpackage 2 of the DISPOWER Project – Power Quality and Safety – were to identify key requirements for the grid interconnection of DG. Based on these requirements, new approaches for increased safety and protection, which may be generally applied to DG, were developed.

Finally a set of recommendations for future DG standards was developed, which ensure a high level of quality and safety even at high DG penetration levels.

2 DG Standardisation

2.1 Regulation and Standardisation in Europe

Regulation, standardisation and finally the detailed requirements for DG network interconnection play a key role. As such, appropriate rules ease the implementation of projects while inappropriate may result in significant difficulties during the realisation of the network connection. This issue has already been identified in the framework of several projects as being one of the most significant technical barriers for the development and implementation of DG projects.



Figure 1 Relevant Institutions linked to the standardization of DG



In order to overcome these barriers and provide the involved stakeholders with a detailed overview on the applicable regulation, its status and contents, an extended review of currently existing requirements on DG interconnection has been made in the framework of Task 2.1. The following partners were involved into this process:

- IBERDROLA
- ARSENAL
- LABEIN
- ISET
- VERGNET
- FHG – ISE
- IBERINCO
- UNIVERSITY OF GENOVA
- UNIVERSITY OF STRATHCLYDE

Currently DG interconnection is not regulated by European directives or standards. Instead, a broad variety of national laws, grid codes, national standards, DSO recommendations, internal practises and other documents define the connection of DG to the distribution networks.

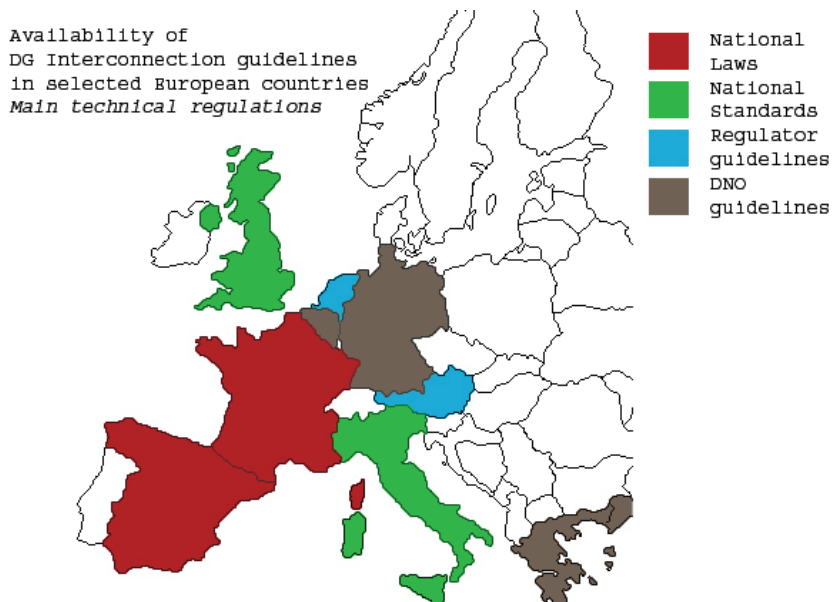


Figure 2 Availability and nature of main technical regulations for the grid interconnection of distributed generators in selected European countries



For the review of the current situation in Europe, a two step approach was developed with the aim to provide the information basis for the analysis of gaps and inadequacies and the final development of recommendations.

1. As a first step, all relevant documents were listed based on a functional topic-related questionnaire. The aim of this survey was to provide a complete list of all relevant documents with specific focus on grid interconnection issues. Furthermore a list of international standards which are of relevance for DG was compiled.
2. In a second step, a common topic-based structure was developed, in order to allow a compilation of the information into a uniform, comparable format. The aim was to provide stakeholders, component manufacturers, project developers and other interested parties with a single document. For each country covered in the survey, a so-called “National Report” was elaborated containing all the technical information relevant for the grid interconnection of DG.

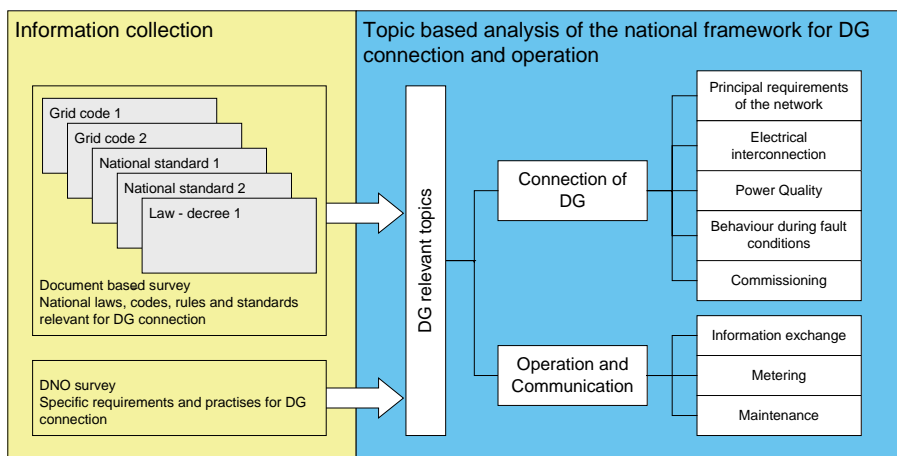


Figure 3 Analysis process of national technical regulations for interconnection and operation of DG

During two intensive workshops, the Task 2.1 core group including LABEIN, ARSENAL, and ISET as research institutes together with IBERDROLA as distribution system operator and COGEN representing DG manufacturers analysed the requirements in each of the considered countries. By discussing each individual DG relevant topic, gaps, inadequacies and barriers in current regulation of each country were identified. Taking into account the different viewpoints and perspectives of the participants, various promising



solutions and new approaches for future DG regulation were analysed and compiled into an analysis report.

Finally, based on these results, a set of fundamental recommendations was developed aiming at initiating a process inside national and international bodies as well as stakeholders involved into DG standards development. This process should pave the way to the development of a common, harmonised European regulation and thus eliminate some of the most important barriers for the deployment of DG by

- Easing interconnection procedures for DG project developers by eliminating project specific interconnection requirements
- Making DNOs feel more comfortable about DG by providing them with certified equipment which meets their requirements
- Supporting manufacturers by standardised, conformance tested equipment which may be installed in all European countries
- Creating the basis for an open mass market for DG.

In 2004 the Task 2.1 Working Group was invited by the convener of the CIGRE Task Force (TF) C6.04.01 "Connection Criteria at the Distribution Network for Distributed Generation" to collaborate with their work which is closely related to the objectives of the DISPOWER standardisation activities.

In the framework of this collaboration, the Task 2.1 Working Group could significantly contribute to the CIGRE brochure which is expected to be issued by the end of 2005.

3 Safety and power quality in networks with DG

Distribution system safety and protection in general is a very broad issue. However, with respect to the integration of DG, the fundamental difficulty is that common distribution systems were designed as *passive* networks and accordingly the protection design is also based on the assumption that the distribution networks are passive systems. With DG present in the networks, these additional power sources turn the former passive into active systems, which puts new requirements onto power system protection.

During the collaborative work in Workpackage 2, the following issues were determined as being crucial for the optimal integration of DG:

- *Safety*: It is the primary purpose of power system protection to react to abnormal situations in order to avoid damage on network components and customer equipment, and to guarantee the safety of maintenance personnel and the general public.
- *Compatibility*: Protection schemes present at the DG need to be coordinated with the existing network protection scheme. The connection of DG should not inflict the functionality of the overall power system protection.



- *Security*: Protection systems need to have the ability to discriminate faults in the power system from other events or transients which are not faults in order to guarantee the continuity of supply and avoid unnecessary disconnection of healthy parts of the network. This becomes of crucial importance at increasing DG penetration levels.
- *Reliability*: In order to improve the reliability of the protection systems, a certain level of redundancy is essential, e.g. by combining different methods or installing backup protection.

3.1 Specific concerns investigated in Workpackage 2

While the above mentioned requirements relate to the network protection in general, there are specific concerns related to the active nature of distributed generation. These selected fields, which were investigated in the framework of Workpackage 2, are:

- Unintentional Islanding: The disconnection of a part of the network with connected generation and loads can lead to critical situations. The sustained, uncontrolled operation under these conditions must be avoided for several reasons, including personnel and equipment safety. Therefore, effective means need to be in place, which guarantee the protection of the power system.
- Behaviour of DG under disturbed network conditions: Disturbances in the network, often originating from remote faults, may lead to the disconnection of a large amount of generation. At high DG penetration levels, this might negatively impact network security.
- Over-currents resulting from faults or switching operations in the network or the installation: Active elements used in DG installations should be able to cope with the currents and voltages, which may occur in a network under faulty conditions.
- Safety relevant phenomena, caused by the injection of DC from directly coupled inverters: DG connected to the network via inverters without galvanic separation, might under certain conditions inject DC into the (AC) power system, which might negatively impact system components, including the protection system.

The above mentioned topics will be discussed in further detail below.

3.2 Unintentional Islanding

The possible occurrence of unintentional islands in distribution networks with distributed resources (loads and generation) has been one of the major issues in connection with the ongoing growth of DG in Europe. However, there is still widespread discrepancy not only concerning interconnection practices and protection systems required in the various national grid codes or standards, but also regarding the probability of occurrence and

persistence of distributed resource islands. It also has been recognized that today existing standards often do not deliver consistent policy among network operators or consensus with their customers, developers and operators of distributed generation.

Though it is not inherently a problem, the unintentional creation of an island has a number of implications for the safe operation of the islanded section of the network, such as *exceeding of the acceptable limits* for voltage, frequency and other power quality parameters, *uncleared earth or phase faults* due to too low short-circuit capacity or un-earthed operation, or *out-of-phase re-closing*. In LV networks, there is also an important concern related to the *hazard of electric shock* due to touching of live conductors assumed to be dead.

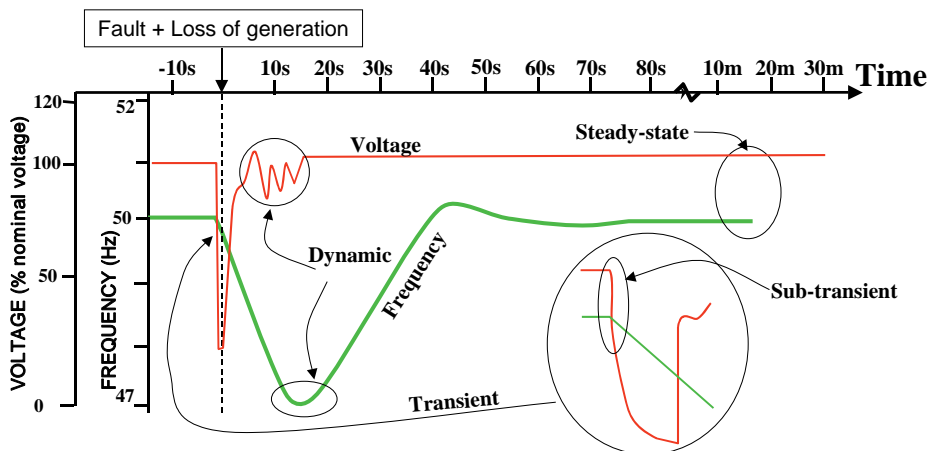


Figure 4 Behaviour of the system and its parameters during initiation, transition to and operation of unintentional power islands

In the framework of Task 2.2, a thorough, network-based, system approach to islanding protection of distributed generation plant connected to distribution networks has been developed to address the various issues related to unintentional islanding. In detail this methodology included the following tasks:

- *Theoretical analysis of system behaviour* and its parameters during initiation, transition to and operation of unintentional power islands.
- Assessment of the *probability of balanced conditions under real network conditions* in form of a case study [3].
- Laboratory testing of the *performance of islanding protection schemes* implemented in state-of-the-art DG inverters.



- Demonstration of the practical implementation of protection schemes by means of selected *case studies*, representing different load-generation-network scenarios.
- Analysis of *available principles and methods* for the detection of islanding.
- Development of *guidelines for the appropriate selection and implementation* of islanding protection schemes

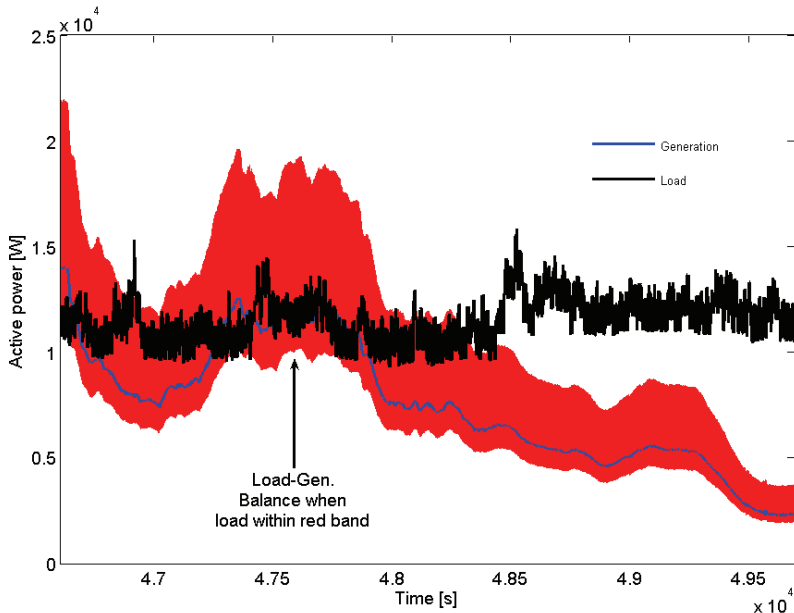


Figure 5 Load – Generation balance as a prerequisite for sustained unintentional islanding

Based on this approach, guidelines for the design and application of appropriate protection devices were formulated. Furthermore, recommendations which can be included in future DG standards concluded the work.

3.3 Network disturbances and DG

The fact that a minor disturbance on the network could potentially cause the disconnection of a significant amount of distributed generation could have a major impact on networks operation in a future high penetration DG scenario.

In this context, the activities carried out in the framework of the Tasks 2.3 to 2.5 aimed at characterising the response of components such as inverters and protection equip-



ment used in DG installations to disturbances which can typically occur in distribution networks. Initially, an in-depth analysis of different power quality related phenomena which typically occur in the network during normal operation as well as under fault conditions was conducted. Furthermore relevant standards related to EMC and power quality reports were used as additional inputs.

Based on the theoretical investigations, test methodologies and setups were developed, which allowed exposing state-of-the-art DG equipment to a large variety of disturbances. In detail the following steady state and transient disturbances which DG equipment has to cope with were examined:

- *Voltage sags and short interruptions:* These transient phenomena are broadly considered as the most serious power quality disturbances due to their serious consequences [5].
- *Superposed harmonic and interharmonic voltages* always present in the power system are gaining more and more importance with the widespread use of electronic appliances. Furthermore, audio frequency ripple control systems can produce a high level of interharmonics.
- *Short circuits and over-voltages* resulting from faults in the network or the installation present a serious threat to the safe operation of DG.

Based on the results gained from testing, common behaviours and problems were identified. Of specific importance in this context were integrated protection systems of DG inverters, where large differences could be observed concerning the devices' sensitivity to specific disturbances.

The results of the characterisation, seen under a high penetration DG perspective were compiled and a comprehensive set of recommendations for future standards and design guidelines was developed.

4 Conclusions and Recommendations

4.1 New approaches for Standardisation

In today's emerging DG markets, a clear segmentation of the market can be recognised, from Micro-Scale residential systems up to industrial systems with a capacity of several MW. However this fact is not commonly reflected in European national regulations. As a result many of the inadequacies or inappropriate technical requirements, which in numerous cases create barriers or delay the development of DG projects, result from the application of regulations to a purpose for which they were originally not intended for.



The typical situation is that assessment criteria intended for MW scale plants are applied for the connection of a small DG system in the kW range.

Segmentation

To overcome this lack of practise orientation, a new approach to DG interconnection standardisation should take into account the market structure and each segment's specific issues. For this purpose the following segmentation has been worked out:

I. *Micro scale DG:*

These systems are mostly used in residential applications. For the development of a mass market e.g. for PV or micro CHP, the availability of dedicated common, generic technical requirements for components as well as clearly defined interconnection procedures are crucial to reduce the total project cost. The aim shall be to facilitate the connection of micro scale systems by addressing all technical aspects of the connection process from functional requirements to on-site commissioning.

II. *Intermediate scale DG:*

This segment consists of larger systems with a capacity which can be still connected to the LV networks. Typical examples are smaller commercial CHP units, biogas Plants or larger PV systems. This segment also includes multiple installations of micro generators within a planned installation project. For segment II, an individual assessment of the network impact and specific connection conditions might be required. For this purpose clear and transparent procedures need to be defined to allow smooth and streamlined project development.

III. *Large scale DG:*

The third segment covers all installations with a capacity that requires a connection to MV networks, such as wind parks, larger CHP units. Individual, case by case solutions will be required to achieve an optimal integration into the network operation. Important issues such as voltage and reactive power control, production management as well as communication and controllability need to be taken into account. The purpose of the criteria defined for this sector should aim at making use of the advanced capabilities of modern DG to support network quality, reliability and security.

Even larger installations in the multi MW range (e.g. large wind farms) connected to the (sub) transmission levels shall not be within the scope of DG standards.

Regarding e.g. micro generators, the segmentation approach has already been adopted in different ways in various European countries' regulation, however, in most cases without a clear purpose oriented strategy.



Functional requirement approach to harmonisation

Newly developed DG standards should provide the framework for further deployment of DG technologies by supporting network operators, manufacturers, project developers and customers. For this purpose a functional requirement may be seen as a promising solution for reaching consensus between the involved stakeholders.

Such an approach was successfully demonstrated in the process that resulted in the IEEE Standard 1547 (Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems), which provides universal requirements for the interconnection of DG in the U.S. It might be used as well in Europe as a model for the development of harmonised European standards and thus pushing forward technology application to meet the future requirements and needs of our electricity supply.

Such a common, accepted standard, accompanied by standard certification and testing procedures as well as application guidelines will be one of the cornerstones for a future streamlined DG interconnection.

4.2 Safety and Power Quality

Power systems in Europe are becoming increasingly dependent on the contribution of distributed generation. Although the sudden loss of individual generators has little impact on these systems, the simultaneous loss of large numbers of generators due to false detection of faults or inadvertent tripping of protection systems resulting from network disturbances could have a severe effect on the local and global power system parameters.

“Ride trough” instead of “Disconnect at first sign of trouble”

Historically, the emphasis of protection system design for DG was to reliably detect possible critical situations in the network, such as e.g. islanding events. Inadvertent and unnecessary tripping resulting from this “disconnect at the first sign of trouble” approach was only seen in terms of lost generation revenue – not from a system’s perspective.

The work carried out within Workpackage 2 clearly shows that as large sections of the distribution system become increasingly dependent on distributed generation, this approach is no longer acceptable. In particular, islanding protection schemes implemented at the generator site are of critical importance in this context. Inappropriate – usually too tight – protection settings could potentially have severe impact on system stability due to the risk of system-wide loss of generation.

In the context of system security, the behaviour of protection equipment and generation units under disturbed network conditions is of crucial importance in future DG-based networks.



Lack of immunity against network disturbances

As the laboratory investigations of state-of-the-art equipment showed, there are significant deficits regarding the response to typical steady state or transient phenomena, such as voltage sags, interruptions and superposed harmonic or interharmonic voltages. The vast majority of the tested devices exhibited an extremely high sensitivity towards these events. These characteristics, resulting in frequent spurious tripping of the protection, not only negatively influence the overall performance of the DG units. Also they can worsen the effects of the disturbance and so negatively impact network operation.

The main reason for the observed behaviour is an inappropriate design of the protection circuitry. However it is basically not the lack of efforts put on the development of the equipment, which are to be blamed for the unsatisfactory performance. It is rather the lack or absence of adequate requirements and standards, which is responsible for this development.

Current DG protection related standards and codes were primarily developed from the network safety point of view. Accordingly, the diverse documents state only minimum requirements in form of levels and maximum times where the unit has to trip. However minimum requirements for the behaviour during disturbed conditions, where a tripping would be undesirable, are generally missing. Consequently, this results in a lack of awareness among manufacturers, system operators and planners regarding the behaviour of DG units during network disturbances.

Future, universal technical requirements for the interconnection of DG technologies, should clearly address the lack of immunity equipment is currently suffering from and thus positively contribute to safety and quality goals without imposing significant additional constraints.

5 References

- [1] "Present status of DG in selected European countries: National codes, standards, requirements and rules for grid-interconnection and operation", *series of DISPOWER technical reports*, 2005
- [2] "International standard situation concerning components of distributed power systems and recommendations of supplements", *DISPOWER Deliverable 2.1*, 2005
- [3] "State of the art solutions and new concepts for islanding protection", *DISPOWER Deliverable 2.2*, 2005
- [4] "Identification of general safety problems, definition of test procedures and design-measures for protection", *DISPOWER Deliverable 2.3*, 2005



We gratefully acknowledge the contribution to this paper from our Dispower colleagues:

Raúl Rodríguez

labein tecnalia, c/ Geldo – Parque Tecnológico de Bizkaia

Edificio 700, 48160 Derio – SPAIN

Phone: +34 94 607 33 00, Fax: +34 94 607 33 49

E-mail: rsergio@labein.es

Eduardo Navarro Azkúnaga

IBERDROLA S.A., Avda. San Adrián 48, 48003 Bilbao SPAIN

Phone: +34 94 415 14 11, Fax: +34 94 466 36 30

E-mail: enavarroa@iberdrola.es

Sara White

Econnect Ltd. , Energy House, 19 Haugh Lane Industrial Estate

Hexham – Northumberland NE46 3PU, UK

Phone: +44 1434 613644, Fax: +44 1434 609080

E-mail: Sara.White@econnect.co.uk

Liability

The authors are solely responsible for this publication, it does not represent the opinion of the European Community and the European Community is not responsible for any use that might be made of data appearing therein. Despite thorough control all information in this paper is provided without guarantee. Under no circumstances will liability be assumed for loss or damage sustained through the use of information provided.



Lessons Learned Today for Distributed Generation of Tomorrow

B. Buchholz, R. Pickhan, J. Hollstein
MVV Energie AG
Luisenring 49, D-68159 Mannheim / Germany
Phone: +49 (0) 621 290 0, Fax: +49 (0) 621 290 3475
E-mail: b.buchholz@mvv.de, r.pickhan@mvv.de, j.hollstein@mvv.de

1 Challenges and Chances of Distributed Generation

Global needs to reduce emissions and use fossil fuels more efficiently will lead to a higher number of generators: renewable energy resources are mostly decentralised, and efficient on-site co-generation is decentralised as well. More and more generators using renewable energy sources and combined heat and power systems will therefore feed into the distribution grid. Which impact does this evolution have on the market players?

The evolution has already begun. In countries with favourable political conditions, more and more small power plants appear in low and medium voltage segments. As an example, Figure 1 shows that in the supply region of MVV Energie, there are already more than 100 small generators connected to the low and medium voltage distribution grid. Many of these “new” power plants are privately owned. Customers become suppliers of electricity and heat.

The challenge for this evolution in the electricity grid is to integrate the new generators most efficiently. In the DISPOWER project, the following aspects have been analysed:

- Power Quality and Safety;
- Energy management and information and communication technologies; and
- Socio-economics.

An increasing penetration of small “on-site” generators in the distribution grids goes along with new market options – a chance for innovative market players. The market will require innovative concepts, services and products.



This paper will present the methodology of implementing three representative pilot installations (Chapter 2) and then focus on the main lessons learned in the Settlement “Am Steinweg” in Stutensee (Chapter 3). A summary and outlook will be given in Chapter 4.

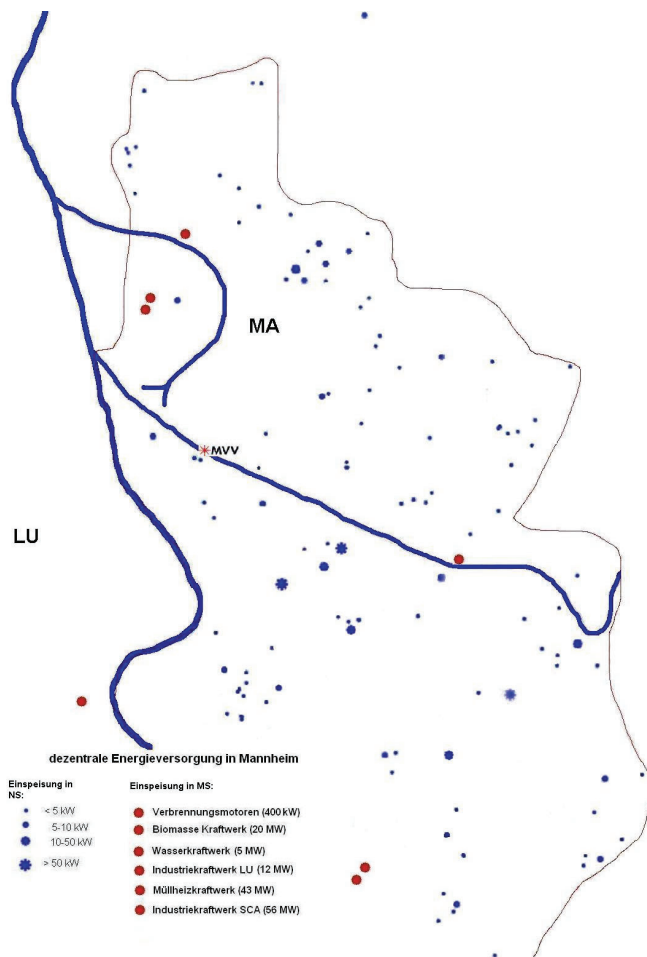


Figure 1: In the MVV Energie supply region with a population of ca. 0.5 mio people, there are already more than 100 distributed generators connected to the low voltage (blue) and medium voltage (red) grid.



2 Pilot Installations in the DISPOWER project

2.1 Classification of Grid Segments

In the DISPOWER project, pilot installations demonstrate “typical” cases for high penetration of renewable energies in a grid segment. In a first step, the DISPOWER team elaborated on what “typical” could mean in the European diverse context.

/Massucco, S. 2003/ classified European grids according to grid structures and energy flows in combination with political environment for distributed generation.

The selected pilot installations represent three typical grid segments:

- Residential grid in Germany in the settlement “Am Steinweg” /Pickhan, R. 2004/;
- Residential and commercial grid in Spain /Mingo, B. 2004/; and
- Commercial grid in Germany /Lewald, N. 2004/.

2.2 Monitoring of Power Quality in Selected Grid Segments

In the second step, the DISPOWER team elaborated a monitoring concept for grid segments with high penetration of distributed generation (cf. /Erge, T. 2004/). With this concept, the partners monitored the impact of PV systems and CHP plants on grid quality in various grid segments in Germany and Spain.

As a result, the most relevant power quality and safety challenges for the selected pilot installations were identified as follows:

- Providing information about current grid status and availability of electricity to the distribution system operator for safety reasons;
- Avoiding the violation of the voltage band in Germany in grid segments with either a very high density of individual distributed generators or in remote areas; and
- Stabilising the voltage in remote grids in Spain.

Above monitoring results indicated which power quality and safety aspects needed further attention in the development of the energy management system – on short, medium and long term.



Figure 2: Power quality improvement with an energy management is tested in the experimental site of IBERINCO in San Agustin del Guadalix, Spain. PV systems may cause power quality challenges in remote areas, where the grid has not been originally designed to integrate distributed generators. (Source: IBERINCO)

2.3 Developing and Implementing the new Energy Management System

For a distribution system operator, it is mandatory to know the status of the distribution grid at any time. With emerging distributed and privately owned generators, monitoring of these new players becomes important already on short term.

The wish towards actively influencing these new generators on the medium and long term will require a centrally controlled energy management system in the future.

As an answer to above challenges, the team developed the energy management system "PoMS" (cf. /Wasiak, I. 2005/). It allows the central monitoring and dispatching of diverse components in the low voltage grid. For all three individual pilot installations, the team elaborated management strategies and tested them in the Fraunhofer ISE laboratory.



2.4 Socio-economic Aspects

Distributed generation goes along with a variety of new stakeholders in the electricity market. As an example, many PV systems are privately owned and feed into the distribution grid. Consumers become suppliers of electricity. In DISPOWER pilot installations, the following socio-economic aspects have been analysed:

- Can energy management reduce maintenance and prolong life time of individual components, leading to a cost reduction for the energy supply system?
- How much cost can an energy service company save through peak shaving and energy flow optimisation in selected grid segments?
- Is it possible to motivate consumers to influence their demand?

3 Lessons learned in Settlement “Am Steinweg”, Germany

3.1 Configuration of the Pilot Site

This settlement represents a typical residential area: it presents residential loads in a low voltage grid which is connected to one transformer. The LV network at the location Stutensee has a ring structure and it is operated in closed configuration. Three main distributed generators for a total capacity of 68,8 kW_p are connected to it: a combined heat and power plant (28 kW_{el}), several Photovoltaic installations with a total nominal power of 35 kW_p and a lead acid battery system (880 Ah) with a bi-directional inverter /Pickhan, R. 2004/.

3.2 Power Quality and Energy Flow Improvements

At present, there are no “real” power quality problems due to the strong grid structure at this site. For the medium to long term development the DISPOWER team has simulated a weaker grid structure and higher penetration of distributed generators. For this setting, the energy management system achieves improvements as follows. Through the battery acting as additional load, it is now possible to avoid the violation of the voltage band caused by the PV plant on sunny days with little load. Even if the grid would normally be „full“ and disconnect the PV generator, with the energy management the voltage is reduced and the PV plant can continue to feed in. This leads to an optimal energy yield by the PV system. Further, the energy management system shaves peak loads. Of particular interest is the capability of zero electricity flow at the transformer for a certain period of time.

3.3 Energy management system

The energy management system (PoMS) has successfully been developed and implemented at this site and is currently in operation /Walther, J. 2004/. It consists of several individual modules which are the basis for further development for other management systems for grid segments with high share of distributed generation. The detailed results of the experiments will be available in December 2005.

3.4 Socio-Economic Issues

The settlement “Am Steinweg” is characterised by real market conditions, such as different contract relations and tariffs for diverse distributed generators (privately owned and utility owned), economic evaluation of operation modes and social integration of inhabitants of the settlement into the DISPOWER project. For example, all photovoltaic installations are owned by private persons.

The DISPOWER team optimised CHP operation, resulting in less maintenance cost and longer lifetime due to reduced starts and stops. In addition, economic optimisation of the energy supply in the settlement has been achieved by peak shaving and influencing energy flows via the MV transformer.

Furthermore, 22 families living in the settlement “Am Steinweg” co-operated successfully in the demand side management experiment “Washing with the Sun”: SMS controlled washing in order to privilege PV energy consumption.



Figure 3: The low voltage grid segment “Am Steinweg” is connected to the medium voltage grid via the transformer in this building. The combined heat and power plant is integrated into the same building at the rear side. (Source: MVV Energie)



4 Summary and Outlook

This paper presents the methodology and first results of pilot installations in the DISPOWER project. They demonstrate market options, e.g. the chance to improve power quality with an energy management system. Further, the energy management improves the economic operation of the energy supply.

In the next step, the operation results of the energy management system will be evaluated in detail. The DISPOWER results are a basis for expanding the energy management to loads, which are in the current project represented by the battery. The monitoring concept and the individual modules of the energy management system can be applied to other pilot installations in future projects.

5 Literature

- /Erge, T. 2004/ Erge, Thomas; Laukamp, Hermann; Thoma, Malte: DISPOWER - Deliverable 10.4a: Monitoring concept for implementation sites, Freiburg, Germany, Internal Report, 2004
- /Lewald, N. 2004/ Lewald, Norbert; Brendel, M.: DISPOWER - Deliverable 10.3a: Description of pilot installations at Supply Centre East in Karlsruhe, Germany, Internal Report, 2004
- /Massucco, S. 2003/ Massucco, S.; Molini, A.; Silvestro, F.: DISPOWER – Deliverable 2.5: Classification of Low Voltage grids based on energy flows and grid structures, Genova, Italy, Internal Report, 2003
- /Mingo, B. 2004/ Mingo Villalobos, Bernardo; Furones Fartos, Iván: DISPOWER - Deliverable 10.2a: Implementation configuration, Iberinco – Test site in Technology Demonstration Centre in San Agustin del Guadalix, Spain, Madrid, Internal Report 2004
- /Pickhan, R. 2004/ Pickhan, Roland; Metten, Elmar; Spachmann, Dominic; Gühr, Eberhard; Rössler, Eberhard: Deliverable 10.1a: Implementation configuration MVV Energie – Pilot Installation in Stutensee, Germany, Internal report, 2004
- /Walther, J. 2005/ Walther, Jörg; Thoma, Malte: Abschlussbericht Simulation Stutensee, Interner Bericht, 12. Juli 2004
- /Wasiak, I. 2005/ Wasiak, Irena; Thoma, Malte; Foote, Colin: A Power Quality Management Algorithm for Low Voltage Grids with Distributed Resources, DISPOWER – Highlight, www.dispower.org, 2005



A Cell Controller for Autonomous Operation of a 60 kV Distribution Area

P. Lund

Energinet.dk, TSO Denmark

Fjordvejen 1-11, DK-7000 Fredericia / Denmark

Phone: +45 7622 4423, Mobile: +45 2333 8609, Fax: +45 7624 5180

plu@energinet.dk

S. Cherian

Spirae Inc.

4405 Gray Fox Rd., Fort Collins, CO 80526 / USA

T. Ackermann

Energynautics G.m.b.H.

Mühlstrasse 51, D-63225 Langen / Germany

The power systems of Denmark are characterised by a high penetration of distributed generation (DG) comprised of small to medium scale combined heat and power plants (CHP) and wind turbines (WTs). This is especially true in the western part of Denmark where 75% of all Danish WTs are situated. In 2004 local CHP made up 30% and WTs 23% of the electricity consumption of that area.

Today, more than 50% of the total production capacity is dispersed throughout local distribution grids of 60 kV voltages and below. As a consequence, it has become more difficult to predict and to control the total electricity generation.

The daily operation of a power system with massive infeed from uncontrolled CHP and WTs is not without problems as the CHP units operate on the basis of heat demand and time of day tariffs and WTs according to the wind, whereas the demand profile is determined by the consumers. So far, the strong interconnections to neighbouring areas and efficient international power markets have prevented malfunctions.

However, the impacts on power markets, system operation and security of supply are causing concern. Hence Energinet.dk, the transmission system operator (TSO) of Denmark, is developing new solutions for optimal management of the large DG base at hand.



This paper shortly introduces the newly formed Energinet.dk, the power system of western Denmark and the need for a new system architecture. The concept of 60 kV distribution grid cells is introduced before concentrating on the Cell Controller Pilot Project that Energinet.dk is currently undertaking.

1 About Energinet.dk

On 24 August 2005 the Danish Minister for Transport and Energy established the independent public corporation Energinet.dk. The company is the new national power and gas TSO established through a merger of the former TSO companies Eltra, Elkraft and Gastra operating the power systems of western Denmark, eastern Denmark and the national natural gas transmission system, respectively.

Figure 2 shows the power transmission systems of Denmark. The power system of western Denmark (former Eltra) comprises the peninsula of Jutland, the island of Funen and a number of smaller islands. To the south it is AC-connected to Germany and hence part of the UCTE grid. To the north it is interconnected to Norway and Sweden through a total of five HVDC links. The power system of eastern Denmark (former Elkraft) comprises the Islands of Sealand, Lolland and Falster and a number of smaller islands. To the north it is AC-connected to Sweden and hence part of the NORDEL grid. To the south it is interconnected to Germany through one HVDC link. The two areas are not electrically interconnected.

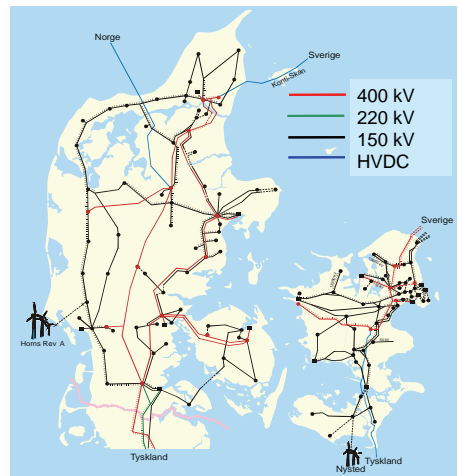


Figure 2. The two power systems of Energinet.dk.

2 A Transformed Power System

Since the late 1980s Denmark has experienced a vast growth in DG. The power system was characterised by a few large CHP units situated in or near each of the major cities for district heating purposes. The electrical power was fed into the power system at 400 or 150 kV level from where it flowed in a unidirectional way down through the voltage levels towards the loads at the low voltage end of the distribution system. Today, in the



western part of Denmark, more than 50% of the installed production capacity is dispersed throughout the entire distribution system as illustrated in Figure 3 (a) and (b).

The annual growth in installed DG for the western part of Denmark can be seen in Figure 4 together with the primary production capacity compared with the consumption.

The present situation is characterised by the fact that the distribution networks have become active power producers. Several distribution companies have today installed DG capacity that outnumbers their total load many times over on windy days. They have become net power exporters.

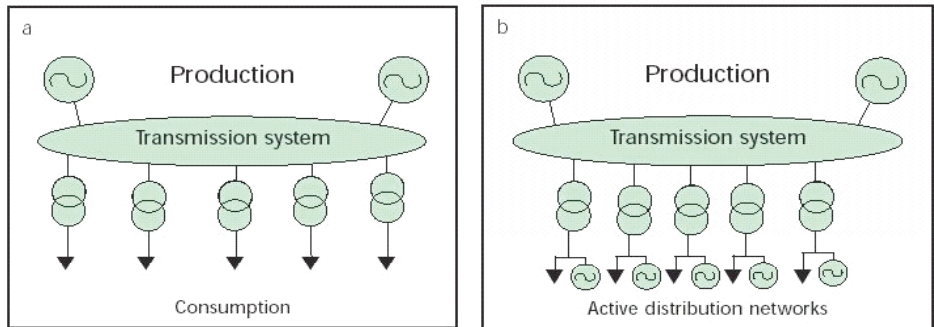


Figure 3. The transition from primary production (a) to local production (b).

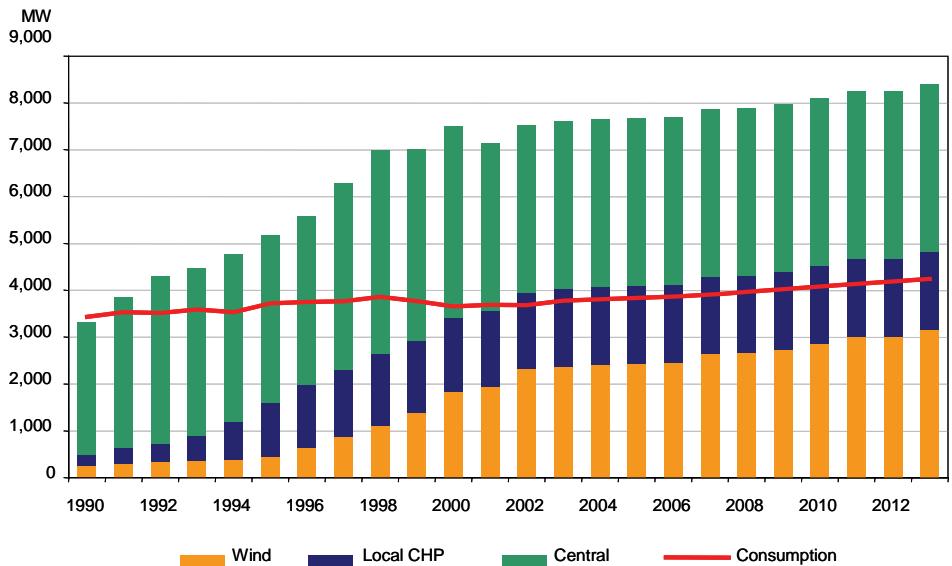


Figure 4. Development of the power balance in western Denmark.

The present installed production capacity per voltage level in the western part of Denmark is depicted in Figure 5. The total installed capacity in this area can be summarised to 3,502 MW primary CHP, 1,643 MW local CHP and 2,374 MW WTs totalling 7,519 MW. In comparison, the minimum load of the area is approx. 1,150 MW and the maximum load is approx. 3,800 MW.

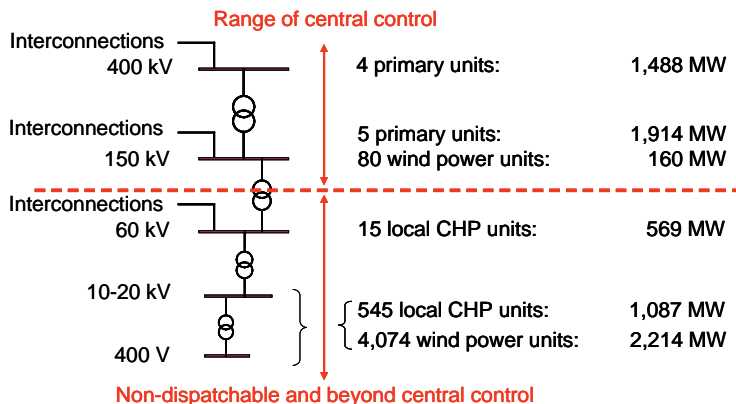


Figure 5. Production capacity per voltage level in western Denmark.

3 A New System Architecture

In the present power system of western Denmark the following security problems have been identified:

- Local grids cannot maintain normal n-1 security if local generation exceeds local demand and if separation of generation and consumption is insufficient.
- Security analysis has become less accurate due to missing information on local generation and unpredictable wind power.
- Protection relays trip local generators after distant faults on the high-voltage transmission grid.
- Traditional under-frequency load shedding schemes will disconnect both load and generation.
- Restoration after fault has become more complicated and more time consuming.

The conclusion reached is that to maintain efficient and safe operation of the power system with a continuous and even increasing high share of DG it requires the traditional system architecture to be redesigned.

The targets identified so far as part of the redesign process are:

- Sufficient domestic resources must be available to maintain a balance between demand and generation.



- Improved operator knowledge of actual system conditions both locally and centrally.
- Efficient system control particularly during emergencies.
- Black starting capabilities using local generators.

To fulfil the above targets, one important element of the new system architecture will be closer integration between TSO and distribution system operators (DSOs). This requires a new communication system encompassing the entire infrastructure. Another element will be to abandon the prioritised operation and fixed electricity prices for local CHP plants. The CHP process can save energy, but only if there is a demand for both heat and electricity. Therefore, local CHP plants should generate electricity only when needed. Efficient electricity markets do provide proper price signals for optimisation of electricity output.

In a traditional power system, the large generating units are decisive for system stability. When the share of these units is falling, the power system must increasingly rely on smaller units regarding fault-ride-through capability and black-start capability. Local grids and production units must be renovated in order to meet such new requirements.

Numerous other measures must be adopted, and the transition into the new system architecture will be a long process. Several international research and development programs are focusing on new power system architecture and on efficient operation of DG.

4 Definition of a 60 kV Distribution System Cell

The 60 kV distribution systems in Denmark were traditionally constructed as meshed networks with at least two infeeds to every station to secure supply of the underlying area even during faults on any 60 kV line. The 60 kV systems are connected to the 150 kV transmission grid through a number of 150/60 kV transformers. However, in Jutland, the main land of western Denmark, the 60 kV network parts below each 150/60 kV transformer are operated as radial networks by opening a sufficient number of 60 kV line breakers in selected substations and thus sectioning the meshed networks. This is done to prevent the 60 kV distribution networks from taking part in any power transit flowing on the transmission system either north-south or south-north between the hydro-based systems of Norway and Sweden and the fossil and nuclear based systems of western Europe. An example of such a 60 kV distribution system is depicted in Figure 6.

A small part of a radially operated 60 kV distribution network below one 150/60 kV transformer might look as in Figure 7.

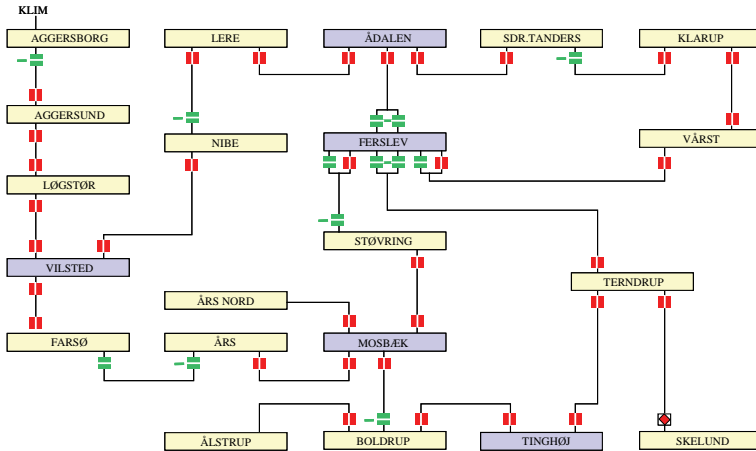


Figure 6. Typical 60 kV grid of a distribution company in western Denmark. Bluish (dark) substations are 150/60/10 kV substations. Yellow (light) substations are 60/10 kV substations. The radial operation is indicated by the position and color of the power circuit breaker symbols (red: closed, green: open).

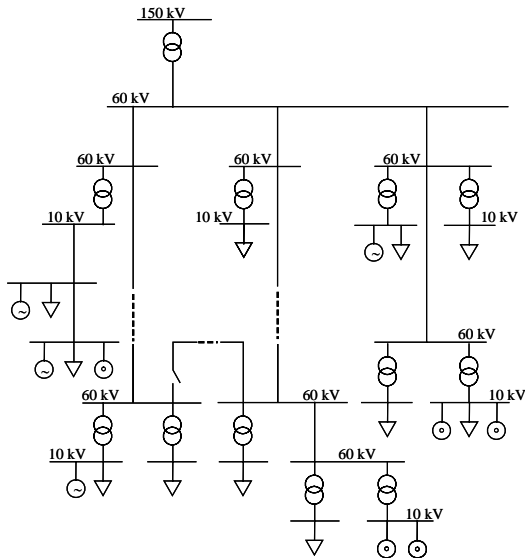


Figure 7. Sketch drawing of a small part of a 60 kV distribution network below one 150/60 kV transformer. Load, WTs and CHP indicated at 10 kV busbars only.



These distribution systems are characterised by a large number of WTs and to a lesser extent CHP units scattered all over the 10 kV, 0.6 kV and 0.4 kV networks (only 10 kV grid connections are shown in Figure 7 for reasons of simplicity).

The uncontrolled operation of WTs and to a lesser extent the heat constrained operation of CHP plants have caused severe uncontrolled reactive power flows both ways through the 150/60 kV transformers of each radially operated 60 kV network, as illustrated in Figure 9. The figure shows the total reactive power transfer between the 60 kV distribution grids and the 150 kV transmission grid in western Denmark in 2003.

As a consequence Eltra, the former TSO of western Denmark, in 2004 imposed limits on the acceptable level of reactive power transfer on each 150/60 kV transformer. This Mvar-Arrangement, as it is called, introduces Mvar limits in three steps towards the final limits in 2004, 2005 and 2006, respectively. The responsibility of keeping these limits rests with the distribution companies. The Mvar-Arrangement is controlled and supervised by Energinet.dk.

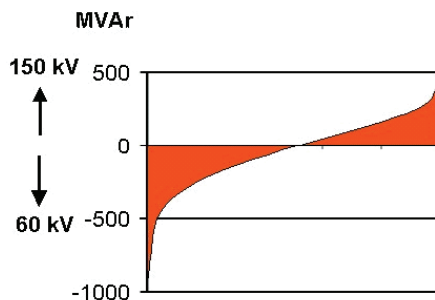


Figure 9. Total reactive power transfer between distribution and transmission levels in western Denmark in 2003.

Each sectionised, radially operated 60 kV network below each 150/60 kV transformer was in 2004 defined as 60 kV distribution cells in order to give a clear definition of the areas that cause excessive reactive power flows in corresponding 150/60 kV transformers. This definition also enables a clear discussion of responsibilities as technicalities like borders of ownership are also taken care of.

It has become clear to both the TSO and the DSOs that in the end the Mvar-Arrangement necessitates some form of intelligent reactive power control or voltage control within each cell area.

5 Cell Controller Pilot Project

In recent years power systems in North America, Italy, Sweden and Denmark have all experienced blackouts of large areas involving millions of consumers in each event. All of these blackouts were caused by voltage collapses due to insufficient reactive power resources available locally.

These blackouts are not seen as isolated events but rather as a consequence of the introduction of market driven power systems indicating that the power systems are oper-



ated closer to the limits without timely investment in the necessary reinforcements. Hence it is believed that such blackouts can and will happen again.

This perception motivated Eltra, the former TSO of western Denmark, to initiate a Cell Controller Pilot Project (CCPP) with the following ambitions:

- **High Ambition:** In case of a regional emergency situation reaching the point of no return, the cell disconnects itself from the high voltage (HV) grid and transfers to controlled island operation.
- **Moderate Ambition:** After a total system collapse the cell black-starts itself to a state of controlled island operation.

The cell in the CCPP is being defined as explained in section 4 of this paper. The project aims for the High Ambition but the project will be fully accepted if only the Moderate Ambition can be fulfilled.

The High Ambition aims at preserving as many cells as possible in island operation thus securing power supply to as many consumers as possibly during a black-out of the HV grid. Both ambitions aim at having black-start capabilities available in a very short time distributed throughout the power system. In fact the CCPP is the first pilot towards utilising the voltage and frequency control capabilities of the more than 1,600 MW synchronous generators locally installed at CHP units in western Denmark.

The CCPP aims to:

- Gather information from the international community about the feasibility and approaches to utility-scale microgrids (cells)
- Develop requirements specifications and preliminary solutions for a pilot implementation of the cell concept
- Implement measurement and monitoring system to gather and analyse data from the targeted pilot area
- Perform detailed design, development, implementation and testing of a selected pilot cell

In order to ensure a timed stepwise approach towards a fully implemented pilot cell the CCPP has been divided into a number of phases with the following contents and project schedules:

- A. This is the initial Information gathering phase partly through convening three workshops with invited Danish and international experts and partly through a comprehensive data collection conducted at a distribution company inclusive of CHP units



and WTs of that area. Two of the workshops were held in Denmark and one in the USA. In this phase the requirements specifications and preliminary design of a pilot cell were worked out. This phase was initiated in November 2004 and was recently completed in early October 2005.

- B. Perform implementation and testing of the necessary measurement, monitoring and data communication system in a selected part of the pilot cell. A detailed design and laboratory-scale testing of the prototype cell controller will be carried out. This phase awaits the approval of the CCPP phase B application and budget by the board of directors of Energinet.dk. This phase is expected to last one year with a probable start in December, 2005.
- C. Here the actual pilot implementation and testing of the cell controller in a selected part of the pilot cell will take place. This phase is expected to last one year with a probable start in early 2007.

Upon successful completion of phase C the process will be repeated by new phases B and C with increasingly larger parts of the pilot cell until the entire pilot cell is controlled.

As indicated above one of the progressive distribution companies of western Denmark has agreed to be part of the CCPP and a suitable 60 kV cell of that company has been selected as the pilot cell.

The participants of the CCPP are:

- Spirae Inc, Fort Collins, Colorado, USA. Dedicated to designing, implementing and enhancing the business infrastructure for distributed energy.
- Energynautics GmbH, Langen, Germany. Provides consultancy services to the energy industry focusing on renewable energies and innovative energy applications.
- Sydvest Energi Net A/S, Esbjerg, Denmark. Independent Distribution Company and DSO located at the south-western parts of Jutland.
- Energinet.dk, Skærbæk, Denmark. National power and gas TSO of Denmark.

6 Cell Controller Functionality

To fulfil the High Ambition of the CCPP the cell controller needs to be able to perform a number of functions in a pilot cell which has been fully prepared for these functions by constructing the necessary data communication, measurement, monitoring and control systems. These functions are briefly listed below:

- On-line monitoring the total load and production within the cell.



- Active power control of synchronous generators.
- Active power control of wind farms and large wind turbines.
- Reactive power control by utilising capacitor banks of wind turbines and grid.
- Voltage control by activating automatic voltage regulators (AVR) on synchronous generators.
- Frequency control by activating speed governing systems (SGS) on synchronous generators.
- Capability of remote operation of 60 kV breaker on 150/60 kV transformer.
- Capability of remote operation of breakers of wind turbines and load feeders.
- Automatic fast islanding of entire 60 kV cell in case of severe grid fault.
- Automatic fast generator or load shedding in case of power imbalance.
- Voltage, frequency and power control of islanded cell.
- Synchronising cell back to parallel operation with the transmission grid.
- Black-starting support to transmission grid in case of black-out.

The envisioned functionality of the cell controller is partly illustrated in Figure 10. It is important at this point to understand that each cell will be required to operate in parallel with the HV power system in any normal and stressed contingency situation. Any normal fault on the HV grid must still be handled by the ordinary protection systems like distance relays on the transmission lines etc. This is to ensure that the power system during fault situations do not lose power production, short-circuit power, reactive power, spinning inertia etc. by unintentional islanding of distribution areas with large amounts of DG in operation. The only exception is that during a regional severely stressed situation as in an impending voltage collapse, where the point of no return has been reached, the cell controller can be allowed to transfer the cell into islanded operation.

For the Moderate Ambition the cell will follow the HV power system into a black-out. But for the cell to be able to black-start itself to steady-state island operation it can be seen that the cell controller needs almost all of the functionalities as listed above for the High Ambition.

In either case, the cell controller also needs the ability of communication to/from the DSO and the TSO SCADA-systems. It is from the TSO that an on-line signal of an impending voltage collapse is envisaged to come based on a phasor measurement unit



(PMU) based early warning system. It is also from either the DSO or the TSO that the request to provide black-starting support will be sent to the cell controller.

The advantages for the DSO to be able to communicate with and request services from the cell controller are plentiful in a future power system. For a start the cell controller can easily be programmed to minimise the reactive power flow across the cell boundaries (150/60 kV transformer) and hence automatically ensure that the Mvar-limitations imposed in the Mvar-Arrangement are kept at all times.

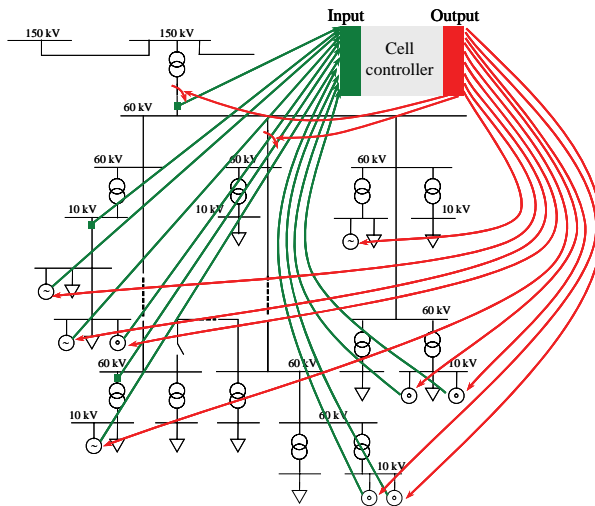


Figure 10. Cell controller functionalities. Measuring and monitoring of load and production indicated by (green) arrows pointing towards the cell controller. Control actions on generators, load feeders and main power circuit breakers indicated by (red) arrows pointing away from the cell controller.

Other obvious advantages for the DSO are:

- Highly improved monitoring of the area inclusive of all of its main components.
- Remote control and switching capability of all main components.
- Automatic reactive power flow control within the cell area.
- Other automatic control functions envisioned by the DSO.
- Controlled transfer of the cell to/from islanded operation.



In the much more difficult modes of stressed operation of the power system the cell controller is envisioned to provide additional possibilities:

- Emergency transfer to islanded operation with preservation of maximum possible power supply.
- Black-starting support for the high-voltage grid.

7 Identified Knowledge Gaps So Far

A number of knowledge gaps have been identified during the first phase A of the project. During the coming phases of the project these will have to be dealt with one by one. These knowledge gaps are discussed briefly in the following subsections.

7.1 Relay Protection of 60 kV Cell Area

The present protection of Danish 60 kV distribution grids is based on distance relays mounted on roughly 50% of the lines - primarily those lines emerging from the 60 kV busbars of the 150/60 kV substations. The main contribution of the necessary short circuit current to drive these distance relays is coming from the 150 kV grid. This implies that when a 60 kV cell area is in island operation the contribution of short circuit current is exclusively from dispersed CHP and WT units located on 10 kV and 0.4 kV distribution feeders. Under such circumstances the distance relays most likely will not function properly due to lack of short-circuit current. Currently, it is therefore believed that the future protection of a 60 kV cell area should preferably be based on differential relays on all 60 kV lines.

7.2 Relaxation of Synchronous Generator Relay Protection

All synchronous generators installed in all CHP plants have had to comply with the requirements on generator protection schemes and recommended settings as stated in the Eltra Power Station Specifications. Especially, the requirement of and the recommended settings of the synchronous under-voltage relay is of concern in connection with the ability of the cell to successfully transfer to islanded operation. The main purpose of this relay is to avoid unintentional islanding of the generator by distance relays disconnecting a faulted 60 kV line followed by automatic reclosure causing an asynchronous reconnection of the generator with a possible severe implication of the generator shaft system.

The general recommended setting of these synchronous under-voltage relays is a voltage trip level of 70% of generator nominal voltage and a timer delay less than 50 ms.



The actual settings on each relay have been calculated individually due to different local conditions such as e.g. the presence of nearby generators etc.

These settings must be relaxed for a number of seconds when the cell transfers to island operation to avoid tripping of synchronous generators within the cell area due to the unavoidable dynamic voltage variations during the transition period.

This is not foreseen to pose a big problem as modern relays today already have the possibility of switching between two sets of settings based on an external signal.

7.3 Cell Controller Early Warning System

In normal parallel operation with the main grid large power imbalances within the cell area can be expected due to uncontrolled wind and CHP production. The cell controller then needs lead time to bring the cell close to power balance prior to transferring it to islanded operation in case of an impending system break-down. Hence an Early Warning System capable of estimating the risk of an imminent system break-down is deemed a critical necessity for the cell controller.

In another pilot project Energinet.dk introduces PMUs into the HV transmission grid with the purpose of gaining knowledge and experience with such measuring equipment and the type of data they produce. The PMUs measure phase voltages and currents and their corresponding angles forming a set of voltage and current phasors. The PMUs then attach to each phasor a very accurate time stamp originating from a GPS satellite. The novelty of the PMUs is that these very accurate time stamps make it possible to calculate e.g. voltage phasor angle *differences* across large distances and without having to hardwire a connection between any two measuring equipments. These inter-area angle differences can then form the foundation of establishing a power system surveillance tool for assessing the level of system stress in the daily operation of the power system. This is illustrated in Figure 11 and Figure 12.

It is presently believed that such a PMU based power system surveillance tool must be rule based to take into account all transmission system constraints, operator experience and established rules of daily operation.

It is presently also believed that based on experience with such a surveillance tool, criteria can be established to determine the point of no return for e.g. an impending voltage collapse in an extreme stressed situation. Hence a signal can be sent to the cell controllers allowing them to initiate an emergency transfer to islanded operation of the cells. The success of such a transfer will then depend on factors like the amount of lead time gained, the level of power imbalance within each cell, the available controllable active and passive components within each cell, etc.

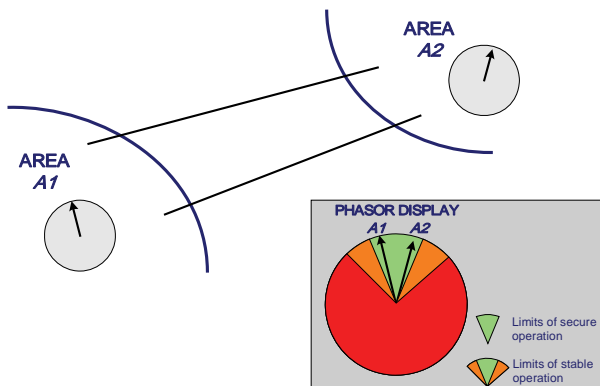


Figure 11. PMU based system surveillance. Large inter-area angle differences imply static system stress.

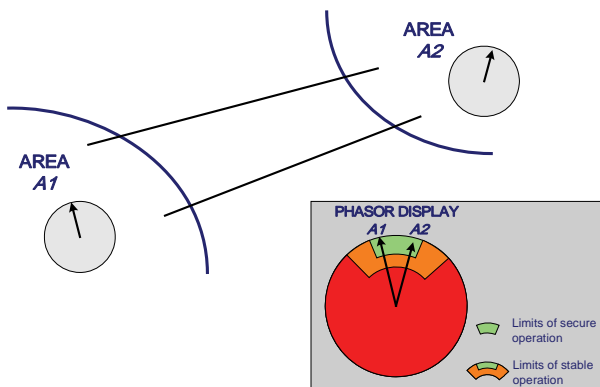


Figure 12. PMU based system surveillance. Depressed transmission voltages imply a risk of voltage instability.

7.4 Definition of Point of No Return

To fulfil the High Ambition the CCPP also needs to address and solve the problem of defining the point of no return i.e. the ultimate time in a severely stressed situation where the power system can no longer be saved and a black-out is imminent.



Two approaches have so far been discussed. These are voltage collapse proximity indexes (VCPI) and QV-curves, the on-line calculation of which will be greatly improved by the introduction of PMU based measurements as mentioned above.

The VCPI for any given busbar is defined as:

$$VCPI_{Q_i} = \frac{\sum \Delta Q_{gen}}{\Delta Q_i},$$

Where ΔQ_i is the maximum possible additional reactive load on the selected busbar that still results in a stable situation (solved load-flow). $\sum \Delta Q_{gen}$ is the resulting total change of reactive power production of all generators within the power system needed to supply the increased reactive power demand (ΔQ_i). The larger from unity the VCPI becomes the more stressed the power system.

For the western Danish power system normal values of VCPI with intact network is in the range of 1,05 to 1,08. For an extreme n-15 contingency a value of 2,91 has been calculated.

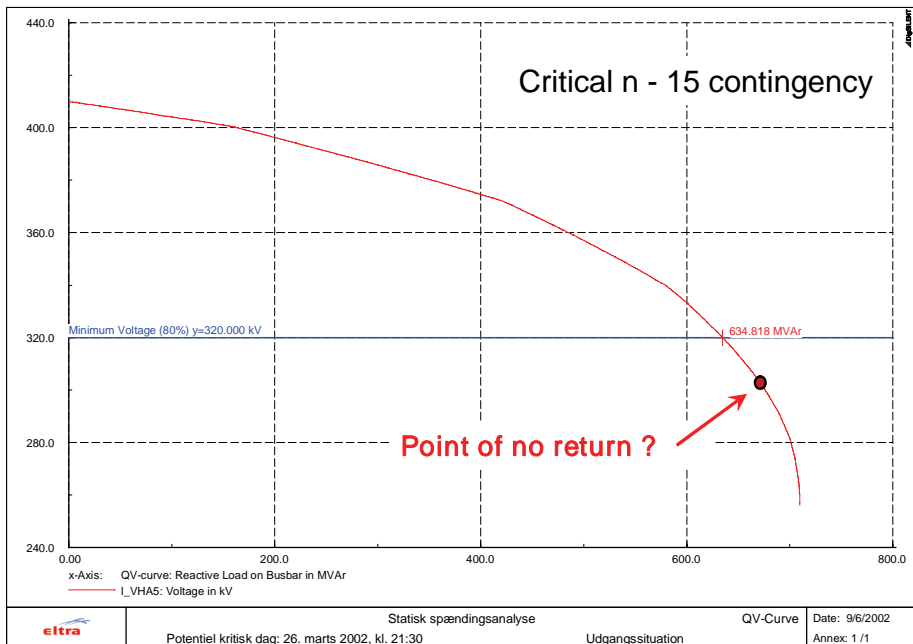


Figure 13. QV-curve calculated for a critical n-15 contingency situation for the power system of western Denmark. How do we define the point of no return?



Turning to QV-curves these can be on-line calculated based on PMU-measurements. For the same extreme n-15 contingency situation the QV-curve depicted in Figure 13 has been theoretical calculated. In this QV-curve the indicated point of no return needs to be defined.

7.5 Controlled Operation of CHP Units

The distributed CHP units in Denmark have all been designed with the primary function of providing hot water for local district heating systems. To achieve a high fuel efficiency the smaller units are mostly constructed with one or more gas engines the exhaust gasses of which is fed into an exhaust boiler producing hot water for the district heating system. The generator control systems of such units have been designed for parallel operation with the grid. The units are either operated at full load to produce hot water for the hot water storage tank or they are disconnected. The implication of this is that the control system of these units is designed to primarily serve the hot water production with less emphasis on the electrical power production. An overview of a typical control and communication system for a Gas Engine CHP unit designed for parallel operation with the grid is depicted in Figure 14. Please notice that the control and communication system for the exhaust boiler, hot water storage tank and district heating system is not shown.

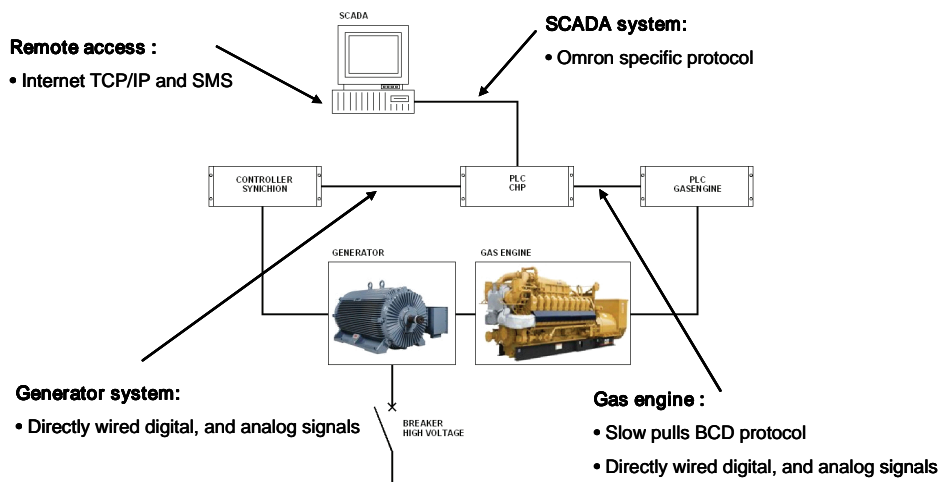


Figure 14. Typical control and communication system for a Gas Engine CHP unit.



Compared to the communication speed necessary for cell controller remotely controlled voltage and frequency regulation on each gas engine the existing control and communication systems are deemed to slow. Hence there is a need to upgrade the control and communication systems of most of these units:

- Rewiring the control circuit for faster communication.
- Fast external communication of set points for voltage and speed control.
- Fast external communication to the power management system.
- Changing the SCADA system to handle new or more strategies.
- Re-programming the control system to switch between parallel and island operation.

7.6 Controlled Operation of WT Units

Almost all of the WTs installed in Denmark are of the so-called Danish concept type, i.e. a three-blade rotor connected through a gearbox to an induction generator which is directly connected to the grid eventually through a step-up transformer. The WTs come from all of the different Danish vendors and are in most areas of different vintages and types. These WTs are either no-load reactive power compensated or in recent years full-load reactive power compensated by switchable capacitor banks. The turbines are either pitch or stall controlled leaving only little hope for the possibility of doing any active power control on most of these machines except for opening the power circuit breaker in situations with power surplus within the cell when preparing for islanded operation.

Still the control of local wind power, i.e. downward regulation of wind power production, will be an important asset for the performance of the cell if at all possible. In theory, wind power generation can not only be used for downward regulation, but also for upward regulation, as long as wind power production is initially limited to a certain percentage of possible production (delta regulation). In an attempt to make these possible capabilities available for the cell operation, a detailed understanding of the control possibilities of especially the latest types of WTs will be necessary.



8 Conclusion

The Cell Controller Pilot Project presented in this paper along with a PMU pilot project and other development projects forms the first steps on a long road towards new solutions for optimal management and active grid utilisation of the large amount of distributed generation present in Western Denmark.

The initial phase A of the project was finalised with a project report in October 2005. This also implies that this project has a long way to go. There are many unanswered questions and a list of knowledge gaps have been identified so far to which the attention will be directed in the next phases of this and other projects.

The promising aspects of the CCPP as seen from the perspective of both the TSO and the local DSO's is that a well-functioning cell controller provides a number of new promising possibilities for medium-voltage distribution areas with a high degree of DG in any mode of normal operation. In the much more difficult modes of stressed operation of the power system the cell controller is envisioned to provide additional possibilities such as emergency transfer of the cell area to islanded operation with preservation of power supply to as many consumers as possible.

All of this can be made possible by getting access to and actively utilise the already existing distributed generation facilities in the medium- and low-voltage grids of Denmark.



Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz

P. D. Gorgas
E.ON edis AG
Langewahler Straße 60, D-15517 Fürstenwalde/Spree, Germany
Tel. +49 (0) 3361 70-2082, Fax +49 (0) 3361 70-3145
E-Mail: Paul-Dieter.Gorgas@eon-edis.com
www.eon-edis.com

Das Netz der E.ON edis

E.ON edis ist ein Netzbetreiber im Nordosten der Bundesrepublik Deutschland. Auf einer Fläche von 36.000 km², die sich über die zwei Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg erstreckt, werden:

- 5.290 km Hochspannungsleitungen,
 - 26.650 km Mittelspannungsleitungen und
 - 43.490 km Niederspannungsleitungen
- erweitert, gewartet und in Stand gehalten.

In dieses Netz sind unternehmenseigene:

- 144 HS/MS-Umspannwerke und
- 18.440 MS/NS-Umspannstationen

eingebunden.

Hinzu kommen noch 59 HS/MS-Umspannwerke und zahlreiche MS/NS-Umspannstationen, die im Eigentum von Betreibern regenerativer Erzeugungsanlagen stehen.

Dem Netz der E.ON edis sind noch die MS/NS-Netze von 30 Stadtwerken unterlagert.



1 Die Entwicklung der regenerativen Einspeisung in das Netz der E.ON edis

1.1 Die Einspeisemengen

Die Verabschiedung des Erneuerbaren Energien Gesetzes brachte auch für unser Netz einen starken Anstieg der regenerativen Einspeisung. Waren es im Dezember 1998 etwa 300 MW regenerativer Einspeisekapazitäten so betrug sie im Dezember 2001 bereits 1.140 MW. Schließlich war im Dezember 2004 eine Leistung von 2.380 MW erreicht. Das bedeutet, dass innerhalb von nur sechs Jahren die regenerative Einspeiseleistung auf das Achtfache angestiegen ist.

An dieser Stelle sei eingeflochten, dass eine sinnvolle Betrachtung der regenerativen Einspeisung nur jeweils zum Jahresende sinn macht. Es sind mindestens zwei sich im Jahrestakt wiederholende Energiequellen beteiligt. Dabei ist eine davon – die Windenergie – für unser Netzgebiet dominierend.

Betrachtet man die Aufteilung dieser Leistung auf die einzelnen Primärenergieträger Wind (WEA), Blockheizkraftwerke (BHKW), Photovoltaikanlagen (PVA) und Wasserkraftanlagen (WKA) ergibt sich für das Jahr 2004 folgendes Bild:

- WEA 92 %
- BHKW 7 %
- PVA 0,3 %
- WKA 0,05 % .

Diese Verteilung ändert sich nur für die Energiequelle BHKW entscheidend, wenn man die zugeordneten Energiemengen betrachtet:

- WEA 81 %
- BHKW 18 %
- PVA 0,08 %
- WKA 0,07 % .

Zusammenfassend ist festzustellen, dass im Jahr 2004 40 % der durch die E.ON edis-Netze geleitete Energie aus regenerativen Quellen stammte.

1.2 Die Inanspruchnahme des Netzes

In 2002 war der Zeitpunkt erreicht, ab dem bei geringen Abgaben an Endverbraucher, die nicht mehr im eigenen Netzgebiet absetzbare Energie über unsere 110 kV-Leitungen ins Übertragungsnetz weitergeleitet werden musste.



In der Jahresmitte 2003 zeichnete sich bei den netztechnischen Bewertungen ab, dass in einigen Teilnetzen der weitere Anschluss von Einspeiseanlagen nicht mehr möglich sein wird, wenn getreu dem Buchstaben des Gesetzes für die angeschlossenen regenerativen Anlagen deren Betrieb ohne einschränkende Bedingung möglich sein muss. Diese Erkenntnis traf für die Regionen zu, die in der Windpotentialstudie der Landesregierung Anfang der 90-iger Jahre als windhöfliche Gebiete ausgewiesen waren. Hier reichte die Übertragungskapazität der vorhandenen 110 kV-Leitungen in den Schwachlastzeiten nicht mehr aus, um die verbleibende Energie auch „körperlich“ ins Übertragungsnetz weiter zu leiten.

Für diese Situation hatte der Gesetzgeber die Netzausbaupflicht vorgesehen. Eine Lösung, die für die Planer, die schließlich über eigene Planungserfahrungen verfügen, eine nicht hinnehmbare Alternative. Selbst unter günstigsten Bedingungen braucht man für den Bau einer 110 kV-Leitung vom Beginn der Planung bis zur Inbetrieb-

nahme mindestens vier Jahre. Die Erfahrungen der Netzbetreiber gehen eher in deutlich längere Zeiträume, bis zu zehn Jahre.

Dieser Misere hat der Gesetzgeber bei der Novellierung des EEG mit dem § 4 (3) ein Ende gesetzt. Hiermit ist also möglich unter bestimmten Bedingungen vom Abnahmeverrang abzuweichen. Wir nennen die Lösung des Problems „Netzsicherheitsmanagement“

2 Das Netzsicherheitsmanagement

2.1 Die Voraussetzungen

Für ein Netzsicherheitsmanagement(NSM) müssen folgende Voraussetzungen gegeben sein:

Die 110-kV-Leitungen sind nur zeitweise zu 100 % ausgelastet.

Dem Netzbetreiber ist die Online-Überwachung der Leitungsbelastung möglich.

Der Netzbetreiber (NB) besitzt eine Vorrichtung zum Übertragen von Steuerbefehlen.

Der Anlagenbetreiber besitzt eine Vorrichtung, mit der er die vom Netzbetreiber ausgesandten Steuerbefehle empfangen kann.

Der Anlagenbetreiber setzt die empfangenen Steuerbefehle in Regelbefehle für seine Erzeugungsanlage um.

Bei den für unser Netzgebiet festgestellten Benutzungsstunden der Höchstlast für regenerative Erzeugungsanlagen mit:



- WEA 1.694 h
- BHKW 5.592 h
- PVA 838 h
- WKA 2.222 h

kann die erste Voraussetzung als gegeben betrachtet werden.

Die Online-Überwachung unserer 110 kV-Leitungen ist für die betroffenen Netzgebiete gegeben. Damit ist die zweite Voraussetzung erfüllt.

Die Möglichkeit zum Übertragen und Empfangen von Steuerbefehlen zu den Erzeugungsanlagen musste erst aufgebaut werden.

2.2 Die Randbedingungen

Bei der Konzipierung des NETZSICHERHEITSMANAGEMENT war weiterhin zu beachten:

Die Belastung der Anlagen des Netzes der allgemeinen Versorgung darf zu keinen Personengefährdungen führen, z.B. unzulässige Durchhänge von Freileitungsseilen.

Dem Aussenden von Steuerbefehlen muss eine verlässliche Prognose zur Entwicklung der Einspeiseleistung mit hoher Aktualität zu Grunde liegen.

Das Übertragungssystem muss bei einer hohen Zuverlässigkeit eine geringe Reaktionszeit besitzen.

Für die Umsetzung der Steuerbefehle hat der Anlagenbetreiber nur ein kleines Zeitfenster zur Verfügung.

- Dem Netzfürer muss die Möglichkeit eines „NOT AUS“ zur Verfügung stehen.
- Die Bedingungen zur Teilnahme am NETZSICHERHEITSMANAGEMENT müssen mit dem Anlagenbetreiber vertraglich geregelt werden.
- Über das aktuelle Einspeisevermögen der Erzeugungsanlagen liegen dem Netzfürer keine Angaben vor.
- Der erste Steuerbefehl muss zu einer deutlichen Reaktion führen.
- Eine Rückinformation über den Vollzug der Steuerbefehle ist nicht verarbeitbar.
- Steuerbefehle sind nur für den Netzbereich herauszugeben, dessen Einspeisung zur Auslastung des Anlagenteils geführt hat.



- Das Schutzsystem des Netzes zur allgemeinen Versorgung muss uneingeschränkt weiter funktionieren.

3 Die Lösung

3.1 Das Übertragungssystem

Unsere Untersuchungen bezüglich des zu wählenden Übertragungssystems führten zur Entscheidung für die Funkrundsteuerung. Den Ausschlag gaben dabei folgende Überlegungen:

- Eine Draht gebundene Übermittlung von Steuerbefehlen würde bei kleinen Erzeugungsanlagen einen volkswirtschaftlich nicht zu vertretenden finanziellen und materiellen Aufwand bedeuten.
- Der Zeitaufwand zum Aufbau eines Draht gebundenen Übertragungssystems ist keine wirkliche Lösung.
- Eine Funklösung gestattet durch die Adressierbarkeit der Empfänger auf sehr leichte Weise die gezielte Einflussnahme auf unterschiedliche Gruppen von Anlagenbetreibern.
- Die direkte, sofortige und Objekt bezogene Erfolgskontrolle zum ausgesendeten Steuerbefehl ist nicht erforderlich.
- Da das Netzsicherheitsmanagement für die Einzelanlagen als eine temporäre Lösung gilt, sollen bei Wegfall der Notwendigkeit die nicht weiterverwendbaren Ausrüstungen minimal sein.

Unter Wertung dieser Aspekte wurden also mit einem Betreiber eines Langwellensenders und dem Errichter unseres Netzleitsystems Gespräche aufgenommen, in deren Ergebnis wir schließlich einen in unser Netzleitsystem integrierten PC-Arbeitsplatz haben, von dem aus erforderliche Steuerbefehle. Damit sind wir in der Lage, die im Leitsystem mögliche Messwertüberwachung der Anlagenströme mit den Vorgaben aus der NSM-Software zu verknüpfen und gleichzeitig die Handlungsgrundlagen, die Ausgabe der Steuerbefehle und die Auswirkungen auf die Anlagenströme in bewährter Form zu protokollieren.

Für den Anlagenbetreiber bedeutet die Funklösung, dass er nach den Vorgaben des Netzbetreibers einen Funkrundsteuerempfänger in seine Erzeugungsanlage integrieren muss. Das ist in der Regel auf dem Messplatz der Verrechnungsmessung möglich. Sollten die Empfangsbedingungen dort nicht ausreichen, das wird bei der Inbetriebnah-



me der Anschlussanlage kontrolliert, muss der Anlagenbetreiber noch eine zusätzliche Empfangsantenne installieren lassen.

Der hinter der Empfangsanlage erforderliche Aufbau einer geeigneten Regelanlage, mit der die vom Netzbetreiber ausgesendeten Steuerbefehle des Netzsicherheitsmanagements in entsprechende Regelbefehle für die Erzeugungsanlage umgewandelt und schließlich ausgeführt werden, muss der Anlagenbetreiber in eigener Verantwortung realisieren.

Dieses System zeigt die Abb. 1, „Funktionsschema des Netzsicherheitsmanagement“.

Die Kontrolle, ob der Anlagenbetreiber die Erzeugungsanlage tatsächlich entsprechend den Vereinbarungen zum NETZSICHERHEITSMANAGEMENT einhält, ist im Nachhinein über die Abrechnungsmessung mit ausreichender Genauigkeit möglich.

3.2 Die NSM-Philosophie

Im Vordergrund unserer Überlegungen zur Einführung eines Netzsicherheitsmanagements stand, dass es bei allen Bemühungen, die wirtschaftlichen Auswirkungen für alle Beteiligten niedrig zu halten, nicht zu Personengefährdungen kommen darf. Kritisch sind hier die Durchhänge der Freileitungsseile.

Da das Problem des Erreichens unzulässiger Anlagenbelastungen in unseren Hochspannungsnetzen besteht, wurde es auf der Basis umfangreicher netztechnischer Bewertungen der verschiedensten Einspeiseszenarien in relevante (virtuelle) Teilnetze eingeteilt. Jedes Teilnetz hat im Funktelegramm eine eigene Kennzeichnung.

Dass die größeren Erzeugungsanlagen auch bei der Anwendung eines gestuften Aufbausystems den größten und schnellsten Beitrag zur Einhaltung zulässiger Anlagenbelastungen beisteuern, ist selbstredend. Aber gerade darauf ist der Netzfürer zu Beginn jeder aktuellen Steuerungsperiode angewiesen. Wenn man von ihm erwartet, dass er wirtschaftlich nachteilige Auswirkungen beim Anlagenbetreiber gering halten soll, hat er keine Zeit verschiedene aktuelle Einspeise-/Lastszenarien durchzurechnen. Er muss auf die im Hintergrund laufende Einspeiseprognose und deren Widerspiegelung an der aktuellen Anlagenbelastung zugreifen, um schnell eine Entscheidung fällen zu können.

Dem zufolge haben wir Priorisierung der Einspeiseanlagen nach installierter bzw. vertraglich mit dem Anlagenbetreiber vereinbarter Einspeiseleistung vorgenommen und ein solches (weiteres) Merkmal im Steuerbefehl hinterlegt.

In diese Priorisierung sind alle Einspeiseanlagen einbezogen, auch die kleine Photovoltaikanlage. Das EEG zwingt den Netzbetreiber zur Gleichbehandlung aller regenerativen Einspeiseanlagen. Es untersagt es allerdings nicht, eine Gleichbehandlung über Gruppen vergleichbarer Einspeiseanlagen zu realisieren. Damit ist es dann auch mög-



lich, der Verhältnismäßigkeit der Aufwendungen, die ein Anlagenbetreiber bezogen auf seine Anlagengröße erbringen muss, Rechnung zu tragen. Das führt dann automatisch zu den Gruppen:

- Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung größer 5.000 kW, **Priorität I**
- Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung größer 500 kW aber kleiner/gleich 5.000 kW, **Priorität II**
- Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung kleiner/gleich 500 kW, **Priorität III** .

Für das Einbeziehen auch der kleineren Anlagen spricht, dass angefragte Einspeisepotenzial für unser Netzgebiet inzwischen bei PVA ca. 500 MW und bei BHKW ca. 600 MW beträgt. Dieses Potenzial liegt zu etwa 90 % in der Gruppe kleiner/gleich 500 kW!

Bei diesen Gruppen wird also ein gestuftes Aufrufsystem angewendet. Diese Stufen haben wir wie folgt bestimmt:

- **Stufe 0** – keine Absenkung der Einspeiseleistung erforderlich
- **Stufe 1** – Absenkung der Einspeiseleistung auf **60 %** der vereinbarten Einspeiseleistung
- **Stufe 2** – Absenkung der Einspeiseleistung auf **30 %** der vereinbarten Einspeiseleistung
- **Stufe 3** – Absenkung der Einspeiseleistung auf **0 %** der vereinbarten Einspeiseleistung
- **NOT AUS** – Erzeugungsanlage **vom Netz trennen** .

Während in die Stufenaufufe „0“ bis „3“ nur Anlagen einbezogen sind, die mit der Verpflichtung zur Teilnahme am Netzsicherheitsmanagement am Netz arbeiten, sind in der Stufe „NOT AUS“ **alle** steuerungsmäßig erreichbaren Erzeugungsanlagen, also auch diejenigen, die bereits vor der Notwendigkeit des Netzsicherheitsmanagements mit dem Netzbetreiber einen Vertrag zur Netzeinspeisung abgeschlossen haben, einbezogen.

Keine Rolle spielt in unserer Anwendung des Netzsicherheitsmanagements der Zeitpunkt des Einbezugs in dieses System. Würde man diesen als einen weiteren Entscheidungsparameter ins NETZSICHERHEITSMANAGEMENT einführen, wären damit zum einen ein nicht kalkulierbares - also unvertretbares - Risiko bezüglich des Erfolgs der Stufenaufufe und zum anderen ein juristisches Risiko bei rechtlichen Auseinandersetzungen gegeben.



Die unserem Netzsicherheitsmanagement zu Grunde liegende Philosophie stellt Abb. 2 – „Das prioritäre Netzsicherheitsmanagement“ - dar.

Zu welchem Handlungsablauf die Umsetzung unserer NSM-Philosophie führt, zeigt Abb. 3 – „Reaktionsbeispiel aus der Netzleitstelle“. Hier ist zu erkennen, dass die Handlungen im Netzsicherheitsmanagement bei einer online gemessenen Anlagenbelastung von 85 % des zulässigen Belastungsstromes beginnen. Enden werden sie dann, wenn davon ausgegangen werden kann, dass die Anlagenbelastung in Kürze wieder unter den 85 %-Wert sinken wird.

4 Schlussbemerkungen

Es bleibt abschließend festzustellen:

- Das Netzsicherheitsmanagement bietet E.ON edis auf vertraglicher Basis an.
- Auch für das Netzsicherheitsmanagement gilt der Gleichbehandlungsgrundsatz, d.h., auch Kleinstanlagen werden grundsätzlich in das Netzsicherheitsmanagement einbezogen.
- Eine Vorhersage der wirtschaftlichen Auswirkungen ist dem Netzbetreiber nicht möglich. Das ist schon deshalb nicht möglich, weil neben der Vielzahl der zu beachtenden Einflussfaktoren der Netzbetreiber nur mit der Anzahl und der Dauer der NSM-Aufrufe Einfluss nimmt.
- Den Funkrundsteuerempfänger bietet E.ON edis parametrisiert zum Kauf an. Für Anlagenbetreiber, die den Funkrundsteuerempfänger anderweitig erwerben möchten, wird die entsprechende Gerätebeschreibung bereitgestellt.
- Nach ausreichender Betriebserfahrung werden wir die Sinnfälligkeit der Höhe des Alarmwertes überprüfen und erforderlichenfalls entsprechende Anpassungen vornehmen.
- Auf dem Netzfürer lastet bei der Anwendung des Netzsicherheitsmanagements eine hohe Verantwortung. Er hat einerseits den vollen Funktionserhalt unseres Netzes zu sichern und andererseits im Rahmen seiner Möglichkeiten dafür zu sorgen, dass die erforderlichen Eingriffe in den Produktionsprozess des Anlagenbetreibers minimiert werden.
- Die Entscheidung zur Teilnahme am Netzsicherheitssystem muss in jedem Einzelfall der Anlagenbetreiber fällen. Bei einer Entscheidung zur Nichtteilnahme bleibt ihm nur die Alternative, die Inbetriebnahme seiner Erzeugungsanlagen auf den Abschluss der Netzausbaumaßnahmen zu verlegen.



Einbindung einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (Gasturbine) in das Netz der Universität Göttingen

W. Geisler (ehem. E.ON-Mitte AG, Kassel)
Ulmenstr. 21, D-34117 Kassel / Germany
Tel.: +49 (0) 561 18345
E-Mail: winfried.geisler@web.de
www.eon-mitte.com

1 Einleitung

Die Georg-August-Universität in Göttingen wurde 1737 gegründet und ist nahezu in allen wissenschaftlichen Disziplinen einschließlich der Medizin an insgesamt 13 Fakultäten vertreten, die über weite Teile der Stadt Göttingen verteilt sind. Für die Versorgung aller Bereiche, zu denen u. a. Institute, Sportstätten, Wohn- und Pflegeheime und insbesondere das Klinikum gehören, werden ein Heizkraftwerk zur Erzeugung von Fernwärme, Dampf und Klimakälte einschließlich dem erforderlichen Rohrnetz und ein Mittel- und Niederspannungsnetz zur Verteilung der elektrischen Energie betrieben.

1995 errang die damalige EAM Kassel (heute E.ON-Mitte AG) im Wettbewerb ihr bisher größtes Projekt zur Kraft-Wärme-Kopplung:

Den Umbau des bestehenden Heizwerkes der Georg-August-Universität Göttingen zu einem Heizkraftwerk mit Gasturbine. /2/

Im Rahmen des Contracting-Vertrages erfolgte am 1. Januar 1996 die Betriebsübernahme des Heizwerkes, der Kälteerzeugungsanlagen und des 20-kV-Mittelspannungsnetzes mit damals 5 Schaltstationen sowie 22 Durchgangsstationen.

Zusätzlich zur Erneuerung des Heizwerkes stand die Modernisierung des Netzleitsystems für das Mittelspannungsnetz an. Dieses System löste die proprietäre Netzführungsstelle mit Mosaikbildtechnik und Systemkomponenten aus den Jahren 1960/70 ab. Im November 1997 wurde die Inbetriebnahme des Systems abgeschlossen. Die Leitstelle ist seitdem vollständig in den Netzführungsbetrieb der E.ON-Mitte AG integriert.

Im Jahr 1998 folgte die Erneuerung des Heizkraftwerkes mit einer optimalen, ökologischen und ökonomischen Gesamtlösung. In dieses Gesamtkonzept wurde zusätzlich zur Lieferung von Wärme, Dampf und Klimakälte auch die Erzeugung von Strom einbezogen. /1/

2 Das Heizkraftwerk Göttingen

Unter der Regie der damaligen EAM Kassel und einer Reihe bedeutender, nationaler und internationaler Unternehmen entstand in knapp neun Monaten das neue Gasturbinen-Heizkraftwerk.

In dieser Zeit wurde das 1969 erstellte, mit erdgas-/heizölbefeuerten Dampf- und Heißwasserkesseln betriebene Heizwerk unter Berücksichtigung des Betriebes und den dazu notwendigen Provisorien ersetzt.

Nach Durchführung einer Optimumstudie wurde von der EAM Kassel ein maßgeschneidertes Konzept mit den folgenden Lösungselementen festgelegt:

- Teilstromversorgung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
- Grundlastversorgung durch KWK-Anlage mit Fernwärme und Dampf aus Abwärme der Gasturbine
- Spitzenlastversorgung mit Fernwärme und Dampf, vornehmlich im Winter, mit Dampf- und Heißwasser-Erzeugern
- Schwachlastversorgung, insbesondere in den Übergangszeiten, über einen kleinen Schwachlastdampf-Erzeuger



Bild 1: Das Heizkraftwerk der Universität Göttingen



Das Heizkraftwerk arbeitet auf Erdgasbasis und ist unterbrechungsfrei umschaltbar auf leichtes Heizöl.

Mit diesem gegenüber dem bisherigen Heizwerk neuen Konzept ist der Primärenergieaufwand um 30 % zurückgegangen. Die CO₂-Emission konnte um 46 % gesenkt werden. /1/

Für die Verteilung steht ein Rohrnetz zur Verfügung. Das Dampfnetz ist ca. 1.000 m, das Heißwassernetz 11.150 m lang. /2/

3 Das 20 kV Mittelspannungsnetz der Universität Göttingen

3.1 Betriebsführung

Das 20-kV-Mittelspannungsnetz ist ein reines Kabelnetz mit folgenden Netzdaten:

- 36,8 km 20 kV Kabelnetz
- 4 Schaltstationen
- 23 Durchgangsstationen
- 119 Transformatoren 20/1 kV mit 125 bis 4000 kVA und
75 Niederspannungshauptverteilungen

Im Normalschaltzustand wird die Universität vom E.ON-Mitte Umspannwerk Weende direkt über einen separaten Transformator versorgt. Mit mehr als 5.000 Betriebsstunden speist die KWK-Anlage parallel in das Netz ein. Zusätzlich besteht zur Reserve eine Netzverbindung zum E.ON-Mitte Umspannwerk Leinestraße.

Die Verteilung der elektrischen Energie erfolgt über das Mittelspannungsnetz, die Schalt- und Durchgangsstationen und die darin installierten Transformatoren und Niederspannungshauptverteilungen.

Die Leitungsstrecken zwischen Schaltstationen und Durchgangsstationen sowie zwischen Durchgangsstationen untereinander sind über Kabeldifferentialschutz überwacht und selektiv geschützt.

Das Netz wird über eine Petersenspule gelöscht betrieben. Für die Ortung von einpoligen Fehlern (sog. Erdschlüsse) werden aus den Schaltstationen die Informationen von Wischer- und Wattmeterrelais genutzt.

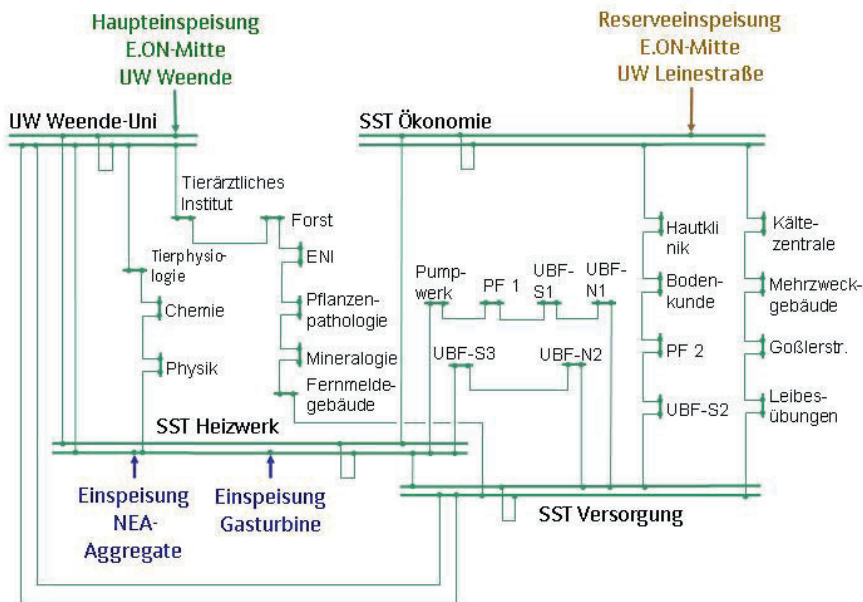


Bild 2: Übersichtsschaltbild des 20-kV-Mittelspannungsnetzes

3.2 Netzautomation

3.2.1 Das Netzleitsystem

Für die Überwachung und Steuerung des gesamten Netzes und die Automatisierung des Notstromkonzeptes steht ein gedoppeltes Netzleitersystem mit 3 Arbeitsplätzen zur Verfügung. Das gedoppelte Rechnersystem steht prozessnah im Heizkraftwerk Göttingen. Alle Schaltstationen und Durchgangsstationen sind über Fernwirktechnik und redundanten Übertragungswegen mit den gedoppelten Leitern verbunden. Zwei Arbeitsplätze sind in der zentralen Netzleitstelle Kassel/Baunatal der E.ON-Mitte AG integriert. Der dritte Arbeitsplatz, mit Standort im Heizkraftwerk, wird vom Betriebspersonal der Regioniederlassung Göttingen zur Übersicht über den aktuellen Netzzustand und für diverse Auswertungen genutzt.

Die wesentlichen Aufgaben und Funktionen des Netzleitsystems sind:

- Überwachen, Melden und Steuern des 20-kV-Mittelspannungsnetzes einschließlich der 20/1-kV-Transformatoren



- Messen und Zählen zur Bilanzierung der Energiedaten
- Steuerung der Gasturbine und der NEA-Aggregate
- Umschaltautomatik zur Erkennung und automatischen Abwicklung des Notstromkonzeptes

3.2.2 Notstromkonzept

Im Notstromfall besteht für die Umschaltautomatik des Leitsystems die Aufgabe darin, die Haupteinspeisung aus dem E.ON-Mitte Umspannwerk in Weende zu überwachen und bei Ausfall dieser Einspeisung innerhalb von 15 Sekunden die Versorgung aus dem E.ON-Mitte Umspannwerk Leinestraße unter Berücksichtigung der tatsächlichen Lastwerte ggf. mit optimierten Lastabwurf wieder herzustellen.

Der Notstromfall ist ursprünglich ohne die Einspeisung der KWK-Anlage konzipiert worden. Auch bei Berücksichtigung der KWK-Anlage bleibt die Funktionalität grundsätzlich bestehen. Die Auswirkung der KWK-Anlage im Notstromfall wird später erläutert.

Für das Notstromkonzept muss die Umschaltautomatik folgende Bedingungen berücksichtigen:

Statische Startbedingungen

- Verwaltung einer Prioritätenliste von Lastgruppen und deren Leistungsnennwerte
- Messung der Einspeiseleistung und Bildung der Summenleistung Uni-Netz
- Ausfallerkennung und Verfügbarkeit der Einspeisungen
- Ständige Ermittlung der abzuschaltenden Lastgruppen vor Eintritt eines Störfalles

Dynamische Startbedingungen

- Erkennung des Ausfalles der Einspeiseleitung
- Ermittlung des spannungslosen Zustandes des Uni-Netzes

Die verfügbare Leistung aus dem Kabelnetz des Umspannwerkes Leinestraße ist physikalisch bedingt geringer als die der Haupteinspeisung.

Sollte im Notstromfall eine Unterdeckung durch die Reserveeinspeisung bestehen, werden durch die Umschaltautomatik optimierte, leistungsreduzierende Maßnahmen durch Abschaltung von Lastgruppen durchgeführt.

Für den Lastabwurf stehen feste Lastgruppen, die aus einzelnen Verbrauchern gebildet werden, zur Verfügung. Die Summe der Energiewerte der zu einer Lastgruppe zugehörigen Verbraucher bestimmt den Leistungsnennwert der Gruppe. Die Lastgruppen wer-

den vom Optimierungsprogramm nach einer festen Rangfolge ausgewählt. Die Lastgruppen mit niedriger Priorität werden zuerst ausgeschaltet.

Die Rangfolge der Lastgruppen ergibt sich aus einer festgelegten Reihenfolge der Stationen gestaffelt nach Verbraucherkategorien. Pro Station sind die Verbraucher entweder der Kategorie zentrales Dieselnetz (ZDN) oder der Kategorie Normalnetz (NN) zugeordnet und zu so genannten Verbrauchergruppen zusammengeschaltet. ZDN- und NN-Verbraucher werden durch separate Transformatoren oder Sammelschienenabschnitte gespeist. Das zentrale Dieselnetz hat eine höhere Priorität als das Normalnetz.

Die sich aus den insgesamt 28 Stationen rekrutierenden 28 ZDN- und 28 NN-Verbrauchergruppen sind zu 12 Lastgruppen zusammengefasst.

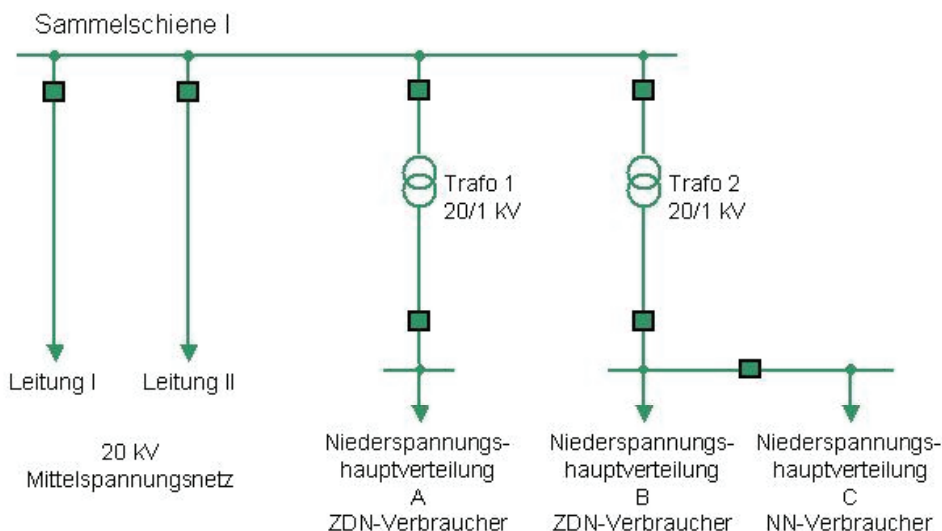


Bild 3: Beispiel einer Durchgangsstation mit ZDN- und NN-Verbrauchern

Eine reale Überprüfung des Lastabwurfes in Verbindung mit den tatsächlichen Verbrauchern ist nicht möglich. Für die Prüfung ist im Leitsystem ein Trainingssimulator zum Test von Lastabwürfen verschiedenster Lastszenarien eingerichtet. Dieser Simulator wird zusätzlich zu Schulungszwecken der Schaltauftragsberechtigten in der Netzleitstelle für den Umgang dieses komplexen Prozesses genutzt.



3.2.3 Bedeutung der Netzersatzanlage im Notstromfall

Die Netzersatzanlage besteht aus 2 Dieselaggregaten mit einer Leistung von 2,0 bzw. 1,6 MW.

Im Notstromfall werden die Aggregate der Netzersatzanlage gestartet und an das Netz synchronisiert. Sind durch die gegebenen Lastverhältnisse Verbraucher durch die Umschaltautomatik abgeschaltet worden, können diese manuell durch die Schaltauftragsberechtigten der zentralen Netzführungsstelle unter Berücksichtigung der aktuellen Lastwerte wieder eingeschaltet werden. Das Personal wird dabei durch die gemessenen und im Leitsystem dargestellten Leistungswerte unterstützt.

4 Einbindung der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage

Kraft-Wärme-Kopplung bedeutet die gleichzeitige Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie. Aus der Gleichzeitigkeit resultiert das Problem durch die unterschiedlichen Verläufe der jeweiligen Bedarfswerte. /2/

Das Heizkraftwerk bedient primär den Wärmeprozess. Die durch die Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte elektrische Energie speist in das Netz der Universität in der Betriebsart „Netzparallelbetrieb“ ein und deckt damit einen großen Teil der Stromversorgung ab.

Die Generatorleistung beträgt maximal 23 MW.

Während des Netzparallelbetriebes können Fehler im vorgelagerten Festnetz nicht ausgeschlossen werden. Zwei mögliche Fehlerfälle sollen hier betrachtet werden:

- Auslösung des 40 MVA Transformators 110/20 kV im Umspannwerk Weende
- Kurzunterbrechung im 110 kV Netz

Für beide Fehlerfälle gilt, dass die KWK-Anlage die Versorgung des elektrischen Netzes unterbrechungsfrei und sicher übernehmen kann, wenn die Regelleistung innerhalb von +/- 6 MW des momentanen Betriebspunktes im Bereich von 8...23 MW liegt. Die Regelung der KWK-Anlage übernimmt die Leistungsführung im Inselbetrieb in Abhängigkeit der Frequenzabweichung. Zusätzlich wird aus Redundanzgründen der vom Leitsystem topologisch abgeleitete Zustand „Insel“ als Binärinformation an den Regler der KWK-Anlage übergeben.

Für die Rückschaltung an das Festnetz sind Synchronisierereinrichtung installiert.

Außerhalb des Regelbereiches von +/- 6 MW wird es zur harten Abschaltung des Generators der KWK-Anlage kommen. Im Fall



- Trafoauslösung wird durch Über-/Unterlast die Frequenzüberwachung bei $\geq 0,5$ Hz ansprechen und den Generatorschalter auslösen.
- einer Unterbrechung im 110 kV Netz wird der Ausbefehl der 110 kV Schutzorgane auf den Generatorschalter der KWK-Anlage geführt.

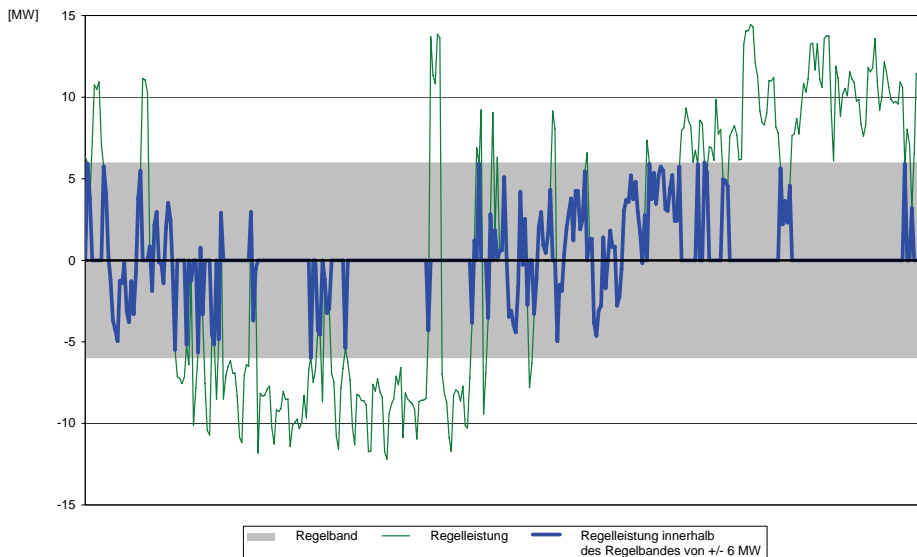
Anmerkung:

Eine asynchrone Zusammenschaltung des Generators mit dem Festnetz nach „erfolgreicher“ 110 kV-Kurzunterbrechung wird verhindert.

Das Ergebnis der Leistungsbilanz, die das Leitsystem permanent durchführt, steuert diesen Ausbefehl zum Generatorschalter und nicht, wie innerhalb des Regelbereiches, auf den Übergabeschalter zum Festnetz.

Für die Umschaltautomatik sind in diesen Fällen die dynamischen Startbedingungen erfüllt. Es tritt, wie bereits beschrieben, das Notstromkonzept in Kraft.

Wie der Begriff Teilstromversorgung aussagt, besteht von der KWK-Anlage zum Festnetz eine „lose“ Kupplung (Definition: Leistungsfluss an der Übergabestelle ungleich 0 MW). Eine Auswertung der entsprechenden Leistungswerte in einem Zeitraum von 12 Monaten zeigt, dass die Regelleistung innerhalb des Regelbandes von ± 6 MW bei nahezu der Hälfte der Betriebsstunden der KWK-Anlage liegt. Unter Berücksichtigung des ausgezeichneten Regelverhaltens und der Inselfähigkeit der KWK-Anlage kann man in diesen Zeiträumen dann von einer so genannten „festen“ Netzkupplung ausgehen.



Grafik 1: Verlauf der Regelleistung über 12 Monate



Das Ergebnis spiegelt die konsequente Verfolgung und Auslegung des Konzeptes der KWK-Anlage wieder.

Für den Fall von planbaren, betrieblich abnormen Schaltzuständen (z. B. Revision von elektrischen Betriebsmitteln, die die Verfügbarkeit der Versorgungssicherheit einschränken) kann die Regelung der KWK-Anlage zeitlich begrenzt auf elektrische Führung zur präventiven Vorbereitung des sicheren Inselbetriebes (Stichwort: „feste“ Netzkupplung) umgestellt werden.

5 Fazit

Das Konzept für das Universitäts-Heizkraftwerk Göttingen stellt eine ausgewogene Gesamtlösung dar. Die betrieblichen Belange der verschiedenen Versorgungsbereiche sind effizient berücksichtigt /1/.

Mit dem Konzept der Teilstromversorgung in Verbindung mit der leittechnischen Unterstützung wurde die Verfügbarkeit der Versorgungssituation verbessert. Fehler aus dem vorgelagerten Netz können nach wie vor auftreten. Die Wahrscheinlichkeit eines Einflusses auf die sensiblen Prozesse der Verbraucher wurde verringert.

6 Literatur

- /1/ Energie AG Mitteldeutschland: Heizkraftwerk der Universität Göttingen vereint Umweltverantwortung und Wirtschaftlichkeit, 1998
- /2/ Norbert Nordmeyer, VDI-Arbeitskreis: Die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung - Eine Energiekonzeption am Beispiel des Heizkraftwerkes der Universität Göttingen - , 17.12.1996 (das Dokument wurde nicht veröffentlicht)



Das BMWA Projekt EDISon – Der dezentral orientierte Ansatz aus der Sicht des Netzbetreibers

N. Lewald, M. Brendel
Stadtwerke Karlsruhe GmbH
Daxlander Str. 72, D-76185 Karlsruhe / Germany
Tel.: +49 (0)721 599-4104, Fax: +49 (0)721 599-4109
E-mail: norbert.lewald@stadtwerke-karlsruhe.de
www.stadtwerke-karlsruhe.de

1 Motivation und Zielsetzung des Projektes EDISon

Ökonomische und ökologische, sowie daraus resultierend politische Randbedingungen werden in Zukunft zu einer verstärkten Nutzung erneuerbarer, alternativer und effizienter Energietechnologie führen. Das komplexe Zusammenspiel aus Liberalisierung des Versorgungssektors, Forderung nach CO₂-Reduktion und Ressourcenschonung sowie der Ausstieg aus der Atomenergie in Deutschland sollte zu einer Restrukturierung des gesamten Energiesektors hin zu flexiblen, dezentralen und verteilten Versorgungssystemen mit einem hohen Anteil regenerativer Energieerzeuger zur Folge haben. Schon heute zeigen uns die Probleme der Windkraft oder auch großer Biomassekraftwerke die Grenzen der noch vorhandenen, zentralistisch geprägten Top-Down Architektur des Versorgungsnetzes bei der Einbindung dezentraler Anlagen.

Das seitens des BMWA¹ geförderte Leitprojekt EDISon (Intelligente Energieverteilungsnetze durch Anwendung innovativer Erzeuger-, Speicher-, Informations- und Kommunikationssysteme) hatte als Zielsetzung eben diese Restrukturierung unter Berücksichtigung der ökonomischen und technischen Randbedingungen hin zu einem integralen Verteilnetz zu untersuchen und anhand exemplarischer Implementierungen zu verifizieren.

Dem Gedanken eines Leitprojektes des BMWA folgend lag ein Schwerpunkt der Untersuchungen auf der Umsetzbarkeit, Portierbarkeit und Vermarktbarkeit der Ergebnisse,

¹ BMWA: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (ursprünglicher Fördergeber war das BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft).



nicht nur in das reale Verteilnetz Deutschlands, sondern unter Berücksichtigung des Exports auch in Regionen der zweiten und dritten Welt.

2 Projektbeschreibung

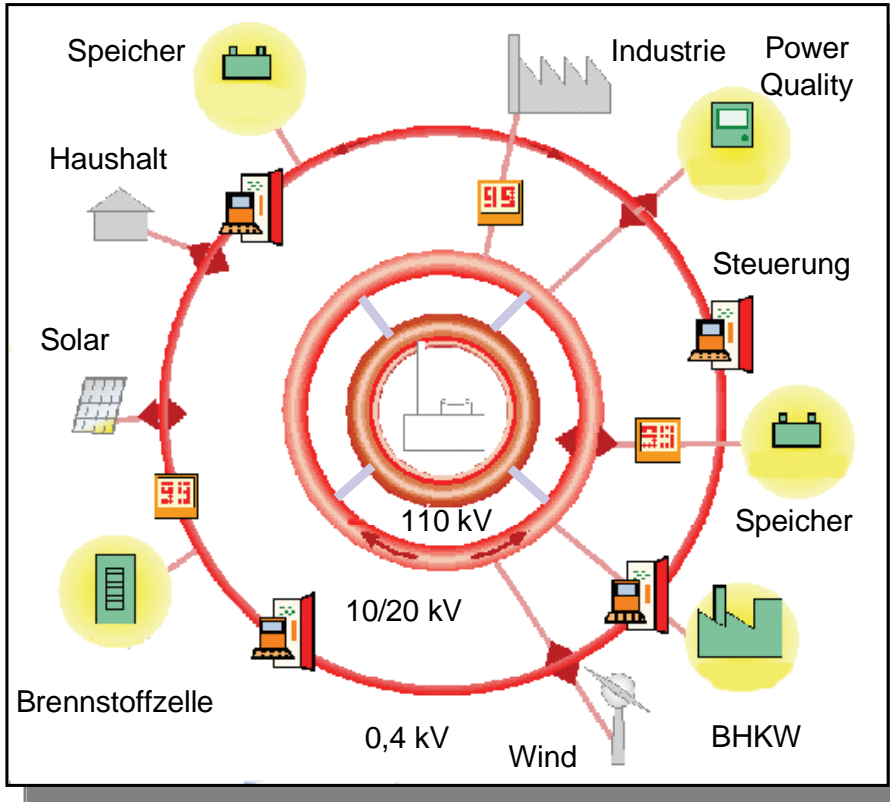


Abb. 2.1: Integraler Ansatz des EDISON Projektes

Abb. 2.1 verdeutlicht den integralen, ganzheitlichen Ansatz des Leitprojektes. Integral in dem Sinne, daß die reine Top-Down Architektur des konventionellen Energienetzes um dezentrale Komponenten in den unteren Spannungsebenen ergänzt wird und sowohl die Kommunikation als auch der Energiefluß und das dazugehörige Management bidirektional über die Spannungsgrenzen hinweg arbeiten. Ganzheitlich, da zwar vorrangig die ökonomischen Probleme bei einer derartigen Umstrukturierung zu lösen sind, aber auch die technischen, ökologischen sowie sozial-ökonomischen Fragestellungen behandelt werden sollten.

Zu diesem Zweck wurde 1999 ein Projektkonsortium aus 11 Mitgliedern² gegründet, welches sowohl aus Forschungsinstituten und wissenschaftlich orientierten Ingenieurbüros als auch aus Beteiligten der Industrie und Versorgungsunternehmen bestand, wie in Abb. 2.2 dargestellt. Die beiden Versorgungsunternehmen (Stadtwerke Karlsruhe GmbH und EnBW AG) stellten für das Projekt dedizierte, im Rahmen einer Netzanalyse ausgewählte Netzbezirke zur Verfügung, um die theoretisch gefundenen Ansätze anhand der Praxis testen und die Ideen respektive Entwicklungen der Forschungsinstitute und Ingenieurbüros an der Realität im Verteilnetz reflektieren zu können.

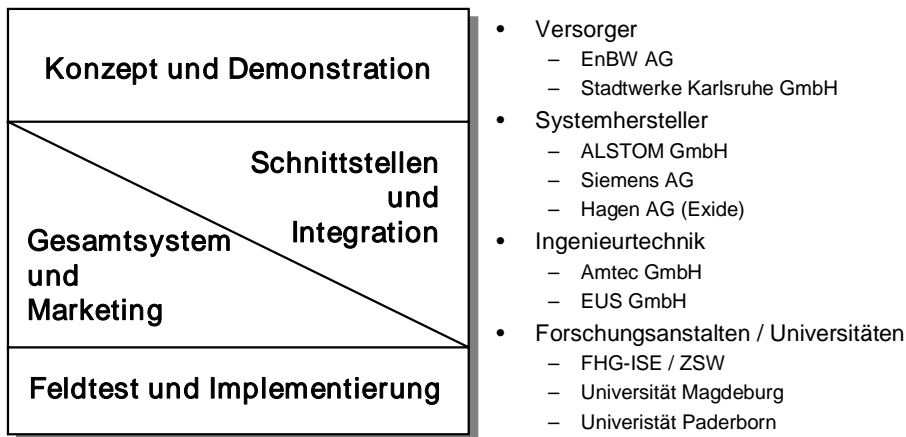


Abb. 2.2: Projektkonsortium des EDISON Projektes

Zur Vorbereitung der Implementierung war dem Projekt eine intensive Netzanalyse vorangestellt, welche Ende 2000 zu einer Meilensteinentscheidung über die tatsächlich zu implementierenden Anlagen und Konzepte führte. Parallel hierzu wurden Speicher- und Wandlertechnologien untersucht und optimiert, ein für das Projekt adäquates Kommunikationskonzept erstellt sowie eine der Analyse entsprechende Simulation und Projektierung durchgeführt. Projekttypisches Monitoring sowie, im Fall eines Leitprojektes unabdingbar, eine ökonomische Analyse und ein Marketing bildeten den Abschluß des Projektrahmens.

Integrierte Rückkopplungen bei der Entwicklung und Forschung sollten innerhalb des Projektrahmens zu Prototypen von Anlagen und Konzepten führen, welche sich ein bis zwei Entwicklungsgenerationen weiter als ökonomisch darstellbar erweisen sollten.

² Ein Ingenieurbüro schied leider kurz nach Projektstart durch einen Todesfall aus.

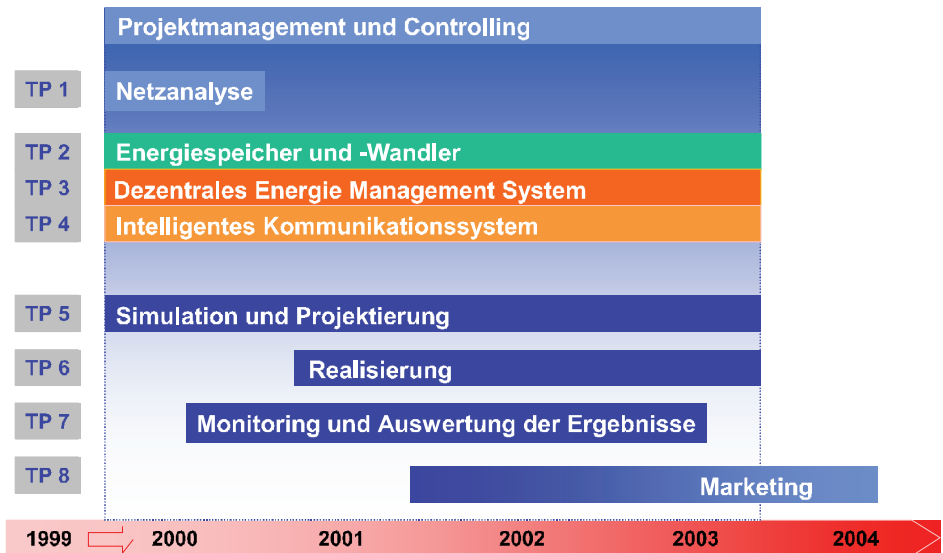


Abb. 2.3: Teilprojekt- und Zeitstruktur des EDISON Projektes

3 Realisierung

Implementiert wurden auf EnBW Gebiet eine 250 kW PEM-Brennstoffzelle der Firma ALSTOM, die im Verbund mit bestehenden KWK- und Kesselanlagen mittels eines dezentralen Energiemanagementsystems den Netzbezug eines Thermalbades optimieren sollte.

Auf dem Gebiet der Stadtwerke Karlsruhe GmbH wurden eine innovative Mittelspannungsgleichstromkopplung (Siemens SIPLINK 2 MVA), zwei mobile Batteriecontainer (100 kW / 1h) sowie eine kleine PEM-Brennstoffzelle aus einer gemeinsamen Entwicklung von Fraunhofer ISE und ZSW installiert. Als Test für innovative Kommunikationslösungen wird in einem Testareal der Stadtwerke Karlsruhe die Kommunikation mittels PLC Technologie durchgeführt. Gesteuert werden auch hier die Anlagen mittels DEMS der Firma Siemens.

Kernbestandteil der Implementierungen ist, wie beschrieben, das dezentrale Managementsystem (DEMS) der Firma Siemens, dessen Grundkonzeption auf der Erzeugerseite in Abb. 3.1 dargestellt ist. Gerade im Bezug auf regenerative Energiequellen ist für das Erzielen einer breiteren Akzeptanz sowie das Entkräften bereits vorhandener, ökonomisch/technisch orientierter Ablehnung, die Erhöhung des energiewirtschaftlichen

Nutzens nötig. Parallel zu der Steigerung des ökologischen Nutzens kann dieses durch den Einsatz intelligenter Energiemanagementsysteme erreicht werden.

Ziel dabei ist es, dezentrale Erzeuger, Speicher und Lasten auch kleinerer Größenordnung durch Zusammenfassen in Clustern wenn nicht immer regelbar so doch zumindest prognostizierbar zu machen um dadurch zu markt- und vertragsfähigen größeren Einheiten mit Leistungsprofilen zu gelangen. Dem ganzheitlichen Ansatz des dezentralen Energiemanagementsystems entsprechend sollte gerade die dargebotsabhängige regenerative Energie der Last zugeführt werden, die sie am dringendsten benötigt um gleichzeitig den überregionalen Bezug aus dem Netz energetisch, ökonomisch und ökologisch zu optimieren.

Verbraucher

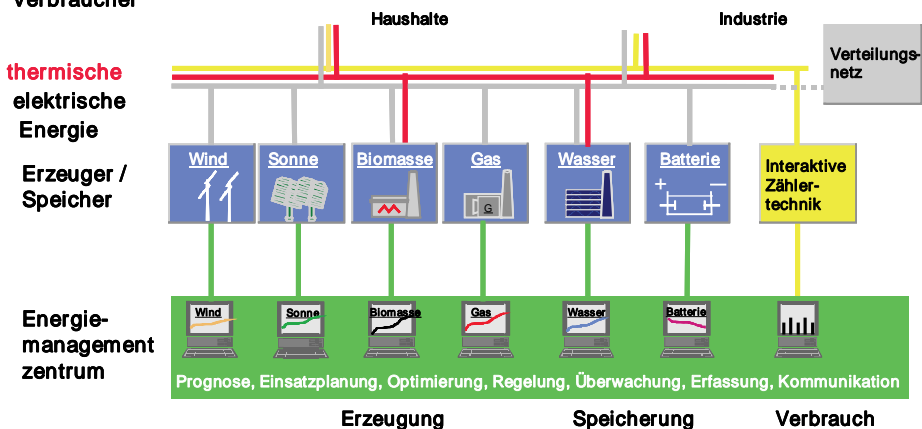


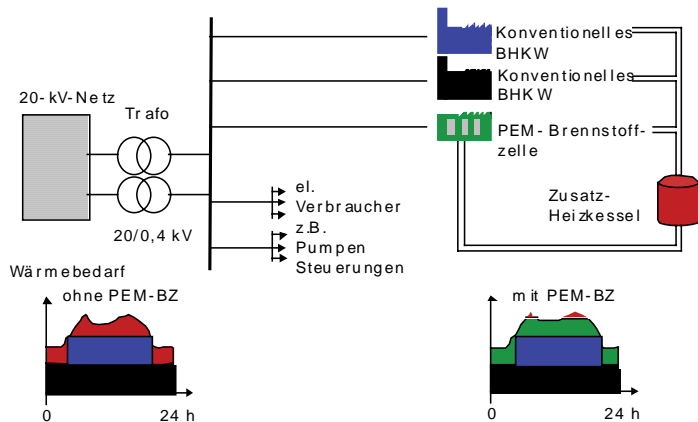
Abb. 3.1: Grundprinzip des dezentralen Energiemanagements (DEMS) auf Erzeugerseite

Neben der Prognose der fluktuierenden regenerativen Energieerzeuger kommt dabei der Fähigkeit des Managementsystems zu einer Verbundoptimierung für KWK Anlagen auch unter Berücksichtigung des Gas- oder allgemeinen Brennstoffbezuges besondere Bedeutung zu, da gerade in diesem Sektor die größten Einspar- und CO₂ Minderungspotentiale zu suchen sind. Diese „doppelte“ Optimierung wurde bei der Implementierung der Brennstoffzelle im Gebiet der EnBW durchgeführt, und hat das grundlegende Potential des dezentralen Energiemanagements eindrucksvoll unter Beweis stellen können. Die Implementierung auf EnBW Gebiet ist in Abb. 3.2 schematisch wiedergegeben.

Neben einer reinen Erzeuger- und Bezugsoptimierung ergaben sich im Fall der Stadtwerke Karlsruhe in dem ausgewählten Netzgebiet vor allem Potentiale durch die dort installierten und bereits mittels einer Rundsteueranlage in Gruppen steuerbaren Nachtspeicherheizungen im Rahmen eines komplexen Lastmanagements.



Wie eingangs bereits angesprochen, wurden im Rahmen des Marketings neben den rein ökonomischen, technischen Gesichtspunkten und Marktpotentialen auch ökologische sowie legislative Randbedingungen eingehender untersucht. Die hieraus resultierenden Schlußfolgerungen sind in Abs. 4.2 dargestellt und stellen den eigentlichen Kern des Berichtes dar.



E.ON Energy Research Center
© 2005 E.ON Energy Research Center

Abb. 3.2: Implementierung auf EnBW Gebiet

4 Ergebnisse

Da das Aufgabengebiet des Projektes EDISON äußerst vielschichtig ist und sich die daraus abgeleiteten Schlußfolgerungen und die Ergebnisse je nach Betrachtungsweise stark voneinander unterscheiden, werden diese im Folgenden getrennt für die technischen/ökonomischen sowie die legislativen – die rechtlichen Randbedingungen betrachtenden – Aspekte dargestellt.

4.1 Technisch/ökonomische Betrachtung

Unter rein technischen Gesichtspunkten können die implementierten Anlagen, mit Ausnahme der technischen Verfügbarkeit der 250 kW_{el} PEM Brennstoffzelle als Erfolg gewertet werden.



Erwartungsgemäß können die eingesetzten und teilweise auch völlig neu entwickelten Technologien derzeit nur in Ausnahmefällen ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden. Dies gilt naturgemäß vor allem für neu entwickelte Hardware.

Die Brennstoffzellentechnologie steckt nach wie vor in der Optimierungsphase. Während die Zelltechnologie selbst und auch die Basis des Reformprozesses sich als durchaus tauglich wenn auch optimierungsbedürftig zeigen, sind es derzeit vor allem die nicht optimal angepaßten Nebenaggregate, welche gerade im modulierenden Betrieb als Störquellen auftreten und zudem auch für eine Geräuschkulisse sorgen, die sich durchaus mit modernen KWK Systemen vergleichen lassen muss.

Batteriesysteme können im derzeitigen Marktumfeld kaum ökonomisch eingesetzt werden. Speichersysteme auf der Basis von Bleitechnologie haben zudem die bekannte Größen- und Gewichtsproblematiken, die sich auch mit Einsatz modernster Technologien und Konzepten nur schwer reduzieren lassen. Neuere Technologien wie Li-Ion haben in dieser Hinsicht zwar weit aus bessere Potentiale aufzuweisen, sind aber ökonomisch auch auf mittlere Sicht kaum darstellbar und zudem als sicherheitstechnisch fragwürdig einzustufen. Die Klasse der elektrochemischen Speichermedien wird somit auch auf mittlere Sicht ihr Einsatzgebiet in USV-Anlagen finden und nicht in der Netztechnik³.

Der Einsatz einer 2 MVA Mittelspannungs-Gleichstromkupplung (SIPLINK) läßt sich unter den derzeitigen Bedingungen im normalen Netzbetrieb ebenfalls nicht ökonomisch darstellen, da die passiven Netzelemente des konventionellen Netzausbaus sich als durchweg stabiler im Betrieb und auch ökonomischer erweisen. Eine 2 MVA MGÜ wird allerdings derzeit bei den Stadtwerken Ulm unter ökonomischen Randbedingungen betrieben, welche aber aus der Sondersituation der Stadtwerke Ulm resultiert mit zwei Regelzonen verbunden zu sein. Ebenso sind Anwendungen denkbar, bei denen verschiedene Netzfrequenzen oder Phasenlagen andere Lösungen nur bedingt zulassen.

Als eines der grundlegenden Probleme von dezentralen Managementsystemen im Niederspannungsbereich erwies sich erstaunlicherweise die Kommunikation. Zwar war das entwickelte Kommunikationskonzept eines Kommunikationsservers flexibel hinsichtlich jeglicher Kommunikationsform und ließ auch gleichzeitiges Monitoring oder sogar betriebswirtschaftliche Auswertungen zu, aber die Kommunikationswege an sich erwiesen sich als oftmals zu instabil und vor allem zu teuer um sie in einem flächendeckenden

³ Anzumerken sei hier, daß in anderen Ländern, beispielsweise Japan, Batteriesysteme oft die einzige ökonomisch sinnvolle Alternative zu einem kompletten Netzausbau darstellen. Dies liegt jedoch eher an der ursprünglich falsch abgeschätzten Last und des Lastzuwachses im Rahmen der Netzplanung, als am Preis der Anlagen selbst.



Einsatz – und dies ist die Basis einer durchgängigen Restrukturierung des Netzes – darstellen zu können.

Dies gilt neben konventionellen Kommunikationswegen wie Standleitung, ISDN oder analogem Modem auch für die innerhalb des Projektes eingesetzte, breitbandige PLC Lösung. Selbst verfügbare, niederbitratige PLC Systeme sind im Verhältnis zu dem zu erwartenden technischen wie ökonomischen Gewinn als zu teuer einzustufen.

Grundsätzlich wird der weitere Ausbau des dezentralen Ansatzes mit der Verfügbarkeit günstiger, flächendeckender Kommunikation einhergehen müssen, um die dann erheblich erweiterten Anforderungen an die Netzstabilität und das Netzmanagement gewährleisten zu können.

Ähnlich verhält es sich mit den für ein dezentrales Managementsystem benötigten Meßdaten, welche im Rahmen des Projektes mit konventionellen, fernauslesbaren PQ-Meßgeräten aufgenommen wurden. Neben der bereits erläuterten Kommunikationsproblematik sind schon die Kosten für derartige Meßgeräte zu hoch, um einen flächendeckenden Einsatz mit ökonomischem Nutzen zu ermöglichen.

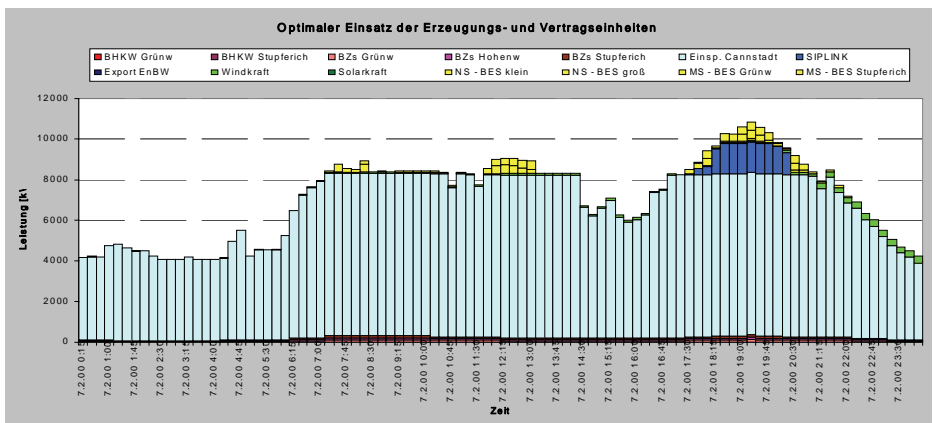


Abb. 4.1: Erzeugungs- und Vertragsprognose

4.2 Einbeziehung der derzeitigen Randbedingungen

Das in erster Linie auf der Basis von technischen Innovationen unter der Berücksichtigung ökonomischer Potentiale angelegte Projekt stieß bereits in der ersten Hälfte der Projektlaufzeit jedoch auf nicht technisch und auch nicht rein ökonomisch angelegte Probleme bei der Umsetzbarkeit des integralen Projektansatzes in die existierende Realität. Dies betraf und betrifft zum einen natürlich die akademisch geprägte Herangehensweise, welche die Realitäten im Verteilnetzbereich nur ungenügend berücksichtigt



konnte, zum anderen aber vor allem die derzeit existierenden und zu erwartenden rechtlichen Rahmenbedingungen im Bereich des Energiesektors.

4.2.1 Zeit

Ein relativ simples aber gravierendes Problem bei den derzeitigen Ansätzen dezentrale Anlagen gegen Netzausbau oder Netzverstärkung zu rechnen ist neben den Faktoren Verfügbarkeit⁴, zeitliches Profil⁵ und Netzabhängigkeit⁶ der Faktor Zeit. Gemeint ist hier diejenige Zeit, für die elektrische Netze geplant und gebaut werden im Verhältnis zu derjenigen Zeit innerhalb derer dezentrale Anlagen annähernd gesichert betrieben werden.

Abb. 4.2 verdeutlicht hierbei die grundlegende Problematik, daß ein elektrisches Netz auf Grund des sehr gut prognostizierbaren Lastverhaltens normalerweise für etwa 40 bis 50 Jahre geplant wird. Berücksichtigt man vor allem kleinere dezentrale Anlagen bereits bei der Planung, so kann also bestenfalls von einer annähernd gesicherten Investitionsverschiebung gesprochen werden, denn sollte die Anlage auf die sich das Netz stützt nach einigen Jahren nicht mehr bestehen, so muß der Ausbau⁷ trotzdem, und dann zu

⁴ Derzeit kann keine einzelne Anlage die technische Verfügbarkeit des passiven elektrischen Netzes vorweisen, daher ist eine Berücksichtigung derartiger Anlagen unter der Prämisse der Versorgungssicherheit auch nur beschränkt möglich. Auch die Agglomeration vieler Anlagen unter einem statistischen Gesichtspunkt führt auf Grund der Lokalisierungseffekte dezentraler Anlagen derzeit noch zu keinem befriedigenden Ergebnis.

⁵ Gerade bei kleinen KWK Anlagen oder auch Windkraft entspricht das zeitliche Einspeiseverhalten nicht dem Lastverhalten. Saisonal betrachtet verschlimmert sich dieses Ungleichgewicht noch, auch wenn derzeit intensiv an Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung auch in kleinerem Leistungsbereich gearbeitet wird um die Auslastung der Anlagen zu erhöhen und diesen saisonalen „Makel“ zu verringern.

⁶ Auch wenn in vielen Veröffentlichungen auf Grund der statistischen Ausfallwahrscheinlichkeit einer Vielzahl kleiner Anlagen suggeriert wird, daß diese sicherer im Hinblick auf die Versorgungssicherheit seien, so ist es zumindest derzeit Fakt, daß alle derartigen Anlagen nur netzgeführt arbeiten können. Bei einem Netzausfall gehen diese Anlagen vom Netz und tragen daher sogar eher dazu bei, einen größeren Netzausfall zu provozieren. Auch hier sei jedoch gesagt, daß sich gerade aktuelle Forschungsprojekte wie etwa das EU Projekt DISPOWER intensiv mit dieser Problematik beschäftigen und am ISET Kassel bereits netzstützende Wechselrichter mit implementierten Statiken arbeiten, auf deren Basis in Zukunft vielleicht ein gänzlich anderes Netzzenario möglich sein wird.

⁷ Derzeit heftig diskutiert ist auch der gegensätzliche Ansatz, daß bei einem hohen Grad der Dezentralisierung eigentlich die Netze zusätzlich ausgebaut werden müßten, um zukünftige Rückspeisung auch größerer Ordnung zu ermöglichen.



höheren Gesamtkosten betrieben werden. Noch schwerwiegender sind die derzeitigen häufigen Änderungen in der Legislative oder gar bei der Firmenführung zu werten, da hier noch kürzere Zeiträume als Zielgrößen vorliegen.

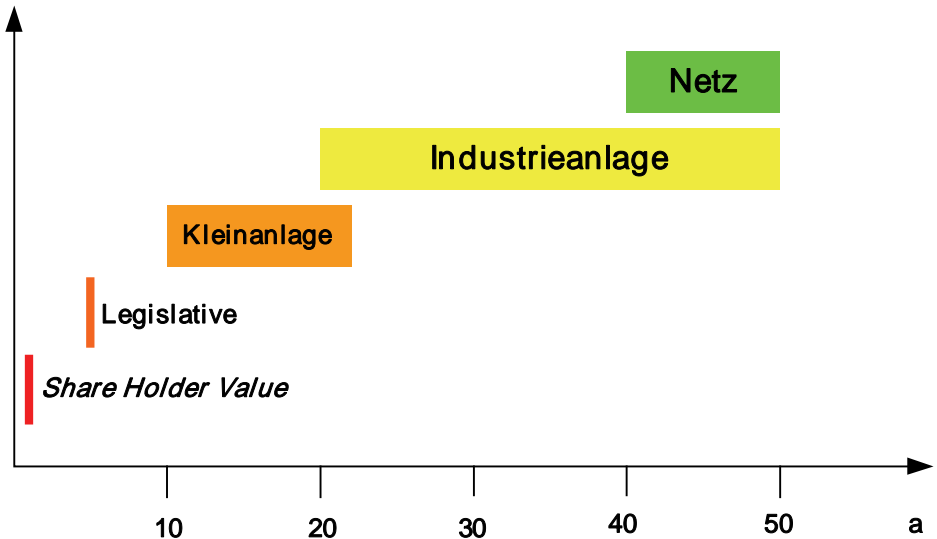


Abb. 4.2: Zeitbereiche der Planung im Energiesektor

4.2.2 Lokalisierung

Dezentrale Anlagen arbeiten zuallererst lokal, das heißt in einem bestimmten Netzsegment, dessen physikalische Parameter wie zulässige Spitzenleistung etc. vorgegeben sind. Rein ökonomisch basierte Ansätze ignorieren meist die physikalisch komplexe Struktur eines Verteilnetzes und selbst dort wo dies nicht der Fall⁸ ist, wird stillschweigend vorausgesetzt, daß die jeweilige Netzstruktur zu beliebigen Zeiten sämtliche Erzeugungs- und Lastkapazitäten aufnehmen kann⁹.

⁸ Als bestes Beispiel ist hier das DEMS des Projektes selbst zu nennen, innerhalb dessen sich technische Randbedingungen nur durch Verträge abbilden lassen, welche naturgemäß nicht die Funktion eines technischen Schutzes übernehmen können. Das System als solches führt eine rein ökonomisch orientierte Optimierung durch die voraussetzt, daß die technischen Kapazitäten vorhanden sind.

⁹ Es sei hier bemerkt, daß auch das deutsche Niederspannungsverteilstromnetz auf etwa 2,5 bis 3 kW pro Haushalt dimensioniert ist, welches auf Grund der relativ geringen Gleichzeitigkeit aber den Anschein erweckt tatsächlich mit bis zu 48 kW pro Haushalt belastbar zu sein. Die Gleichzeitigkeit



4.2.3 Virtualität

Der Begriff des virtuellen Kraftwerkes, zumindest die Interpretation des gesteuerten Kraftwerks auf Knopfdruck, gerät aus eben jenem Grund der Lokalisierung relativ schnell an seine Grenzen. Die völlig abgehobene Betrachtung ohne die Berücksichtigung des unterlagerten physikalischen Netzes kann dazu führen, daß man mit solch einem Ansatz zwar global betrachtet einen Erzeugungs- oder auch Netzkapazitätsengpaß vermeiden kann, aber lokal für genau solche Engpässe sorgt. Als bestes Beispiel für die Virtualität der ökonomischen Betrachtung kann der Begriff des Bilanzkreises herangezogen werden, ein bilanztechnischer, virtueller Raum bei dem sich Anlagen an nahezu beliebigen Standorten befinden können. Aus bilanztechnischer Sicht gerechtfertigt und auch praktisch, wird dieser Raum jedoch häufig gleichgesetzt mit dem zu optimierenden Raum, ohne die Berücksichtigung einer Netztopologie und ihrer Randbedingungen.

4.2.4 Ökologische Rahmenbedingungen

Auch wenn die ökonomischen Rahmenbedingungen für ökologische und effiziente Erzeugungsanlagen dank EEG und KWKModG derzeit wahrscheinlich nirgends in Europa besser sind als in Deutschland, so stellt uns die derzeitige Ausprägung dieser Rahmengesetzgebung vor schwierige Aufgaben und Probleme nicht nur im Bereich des Netzbetriebes auf Grund des Anschlußzwanges sondern auch des nicht synchronisierten Ausbaus der Windenergie und des Übertragungs- und Verteilnetzes.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte des KWKModG und demnächst auch des EEG bei der Kostenwälzung, führen auf Grund des Faktors Zeit wie bereits beschrieben zwangsläufig zu einer Erhöhung der Netznutzungsentgelte. Der bei ökonomischen Betrachtungen oftmals ignorierte Punkt ist die Tatsache, daß ein Netz bis auf leitungsabhängige Verluste de facto ein Fixkostensystem¹⁰ darstellt. Zwar geht die Rechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für die meisten Verteilnetzbetreiber weitestgehend auf, aber der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber kann auf der Kostenseite zu-

dezentraler Anlagen spielt somit eine wichtige Rolle bei der Berücksichtigung in die Aufnahmekapazität des Netzes.

¹⁰ Als problematisch ist hier alleine schon die Bezeichnung Netznutzung zu sehen, sie suggeriert, daß durch die Benutzung des Netzes Kosten entstehen. Diese entstehen tatsächlich durch seine Existenz (Investitionskosten) und seinen Betrieb (Wartung etc.). Dabei ist es für die Netzkosten weitestgehend unerheblich, wie stark die Nutzung wirklich ist, solange sie sich im Rahmen des Zulässigen und nicht in der Überbeanspruchung bewegt.



nächst schon auf Grund des Faktors Zeit und Gleichzeitigkeit nichts einsparen¹¹. Wenn schon ein rein ökonomisch getriebener Gesichtspunkt der Liberalisierung vertreten wird, so sollte dieser konsequent sein. Das derzeitige Kostenwälzungsverfahren paßt jedenfalls weder zum rein ökonomischen Ansatz des Netzbetreibers als Bereitsteller der Infrastruktur und der benötigten Dienstleistungen, noch zum ökologisch orientierten Umbau des Netzes selbst.

Die äußerst attraktive Rendite des EEG und KWKModG, welche auf rein betriebswirtschaftlicher Basis kalkuliert wird, hat nicht nur dazu geführt, daß in bestimmten Regionen Deutschlands erneuerbare Energien als „Alptraum“ für Kulturlandschaft und Umwelt gesehen werden, sondern auch dazu, daß beispielsweise Biomasseanlagen mit einem elektrischen Wirkungsgrad von weniger als 20% zur reinen Stromerzeugung genutzt werden können und die Wärme im wahrsten Sinne sinnlos verpufft¹². Ebenfalls direkt renditegekoppelt ist ein Effekt des Abnehmens von solarthermischen Anlagen zugunsten der Installation von PV Anlagen. Angesichts der Tatsache, daß der Primärenergiebedarf in Deutschland vornehmlich durch die Heizung bestimmt wird ein mehr als bedenklicher Trend.

Gerade der im nächsten Abschnitt beschriebene markttechnische Schutz derartiger Anlagen führt aber dazu, daß sie nicht an der Versorgung an sich teilnehmen sondern nur für die eigene ökonomische Optimierung arbeiten. Dementsprechend müssen derzeit alle Ansätze scheitern, die versuchen eine Optimierung auch über die Steuerung geschützter Anlagen zu erreichen. Diese Steuerung ließe sich zwar ökonomisch durch zusätzliche Vergütungen oder auch Verlustausgleich bei einer entsprechenden Gegenleistung darstellen, aber durch den absoluten Schutz ist hier naturgemäß kein oder kaum Interesse vorhanden. Der finanzielle Spielraum für ein derartiges Vorgehen ist derzeit viel zu klein um einen echten Anreiz für das geschützte Marktsegment bieten zu können an der Versorgung aktiv teilzunehmen und ein finanzielles Risiko einzugehen.

¹¹ Die hier oftmals angesprochenen Einsparpotentiale suggerieren ebenfalls, daß durch Stilllegung, Trafoverkleinerung und ähnliche Maßnahmen tatsächlich Geld eingespart werden könnte. Fakt ist jedoch, jede bauliche Maßnahme kostet Geld und erhöht somit den Preis gegenüber dem existierenden System. Wenn Einsparungseffekte erzielt werden können, dann nur mit erheblicher zeitlicher Verzögerung und eines harmonisierten und synchronisierten Ausbaus dezentraler Anlagen.

¹² Die grundlegende Idee des EEG durch Festvergütung mit sinkenden Vergütungssätzen einerseits den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben und andererseits die dafür benötigten, spezifischen Kosten zu senken, soll hier nicht kritisiert werden. Der Erfolg des Ausbaus und der Kostensenkung bei den Anlagenpreisen spricht im europäischen Vergleich für sich. Es ist vielmehr zu überlegen, ob das EEG in dieser Form angesichts des Ausbausvolumen und seiner Folgen sowie einiger bekannter „Auswüchse“ nicht neu zu überdenken ist.

4.2.5 Markt

Wenn von Liberalisierung die Rede ist, wird zwangsläufig auch von Markt gesprochen. Aber auch wenn von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme Kopplung die Rede ist wird vom Markt gesprochen. Zu differenzieren ist hierbei von welchen Märkten tatsächlich die Rede ist.

Abb. 4.3 verdeutlicht, daß der von EEG und KWKModG keinen Energiemarkt im eigentlichen Sinn darstellt, da für diese Anlagen eine Abnahmegarantie existiert. Der Markt existiert hier nur zwischen den Anlagenherstellern und Dienstleistern, nicht aber zwischen den Erzeugungsanlagen an sich. Der ursprüngliche Grund der Liberalisierung jedoch war es einen funktionierenden Erzeugermarkt zu implementieren. Der liberalisierte Erzeugermarkt hingegen sieht sich konfrontiert mit der Tatsache, daß er ca. das 0,7-fache an Windleistung als Kapazität vorhalten muß um ein technisches Funktionieren des geschützten Marktes abzusichern, sich aber gleichzeitig im Wettbewerb befindet.

Gefordert ist hier sicherlich nicht eine Abschaffung des geschützten Marktsegmentes, aber zumindest einen Beitrag eben dieses Marktsegmentes zu den Aufgaben der Versorgung. Die Versorgung des Kunden inklusive Frequenz- und Spannungshaltung unterscheidet sich erheblich von der Produktion von Energie. Unter Umständen wäre es sogar denkbar, den reinen Gedanken an den liberalisierten Markt zu Gunsten eines ganzheitlichen Ansatzes für eine zukunftsfähige, ökologisch wie ökonomisch und technisch sichere Versorgung zu überdenken¹³.

¹³ Neben dem Ansatz, daß die vor uns liegenden Aufgaben der Energieversorgung von einem reinen, freien Markt wahrscheinlich nur bedingt erfüllt werden können oder zumindest nur dann, wenn die für ihn maßgeblichen Rahmenbedingungen nicht gegeneinander sondern miteinander und zielgerichtet arbeiten, stellt sich aus unserer Sicht zunehmend die Frage auf welcher langfristigen ökonomischen Basis eine Liberalisierung überhaupt durchzuführen ist. Sämtlichen ökonomischen Ansätzen unserer Zeit liegt der Ansatz des Wachstums zu Grunde. Aber eben diesen will und muß man beim Energiesektor angesichts von Phänomenen wie Klimawandel und *Peak Oil* zumindest bis zum Überfluß alternativer Energieformen vermeiden. Wenn schon unter diesen Rahmenbedingungen ein Markt implementiert wird, so sollte zumindest überlegt werden von einer degressiven Bezugspreisgestaltung abzurücken und innerhalb vergleichbaren Bereichen eine progressive Preisgestaltung einzuführen.

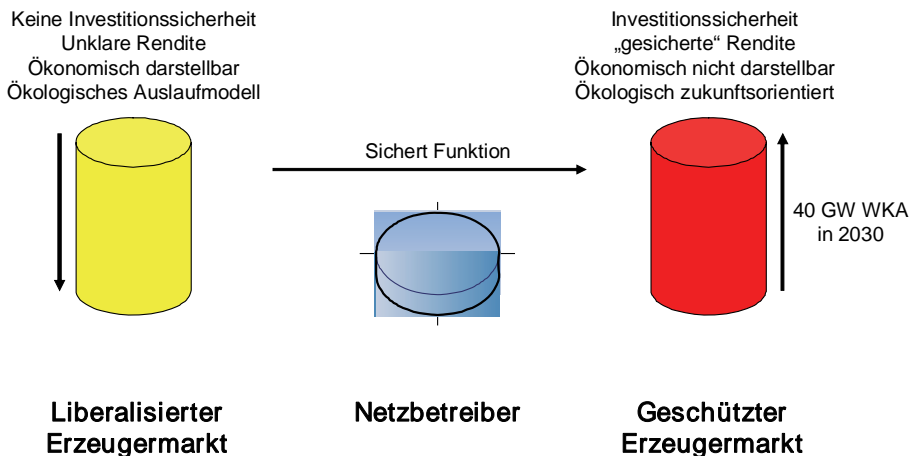


Abb. 4.3: Liberalisierter versus geschützter Markt

4.2.6 Liberalisierung

Neben eben erwähnten Gedanken zur Liberalisierung und dem darauf basierenden Markt, hat der Ansatz der Liberalisierung eine komplette Transparenz einzufordern letztlich auch im Zeitrahmen des EDISON Projektes dazu geführt, daß ein ganzheitlicher Optimierungsansatz unter den gegebenen Randbedingungen einer rein ökonomisch getriebenen Liberalisierung gar nicht mehr realisiert werden kann.

Aus Sicht der Ökonomie grundlegend erforderlich um zu einem „fairen“ Markt zu gelangen ist die Forderung nach Transparenz und das aus ihr resultierende *legal unbundling*, die Trennung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung.

Das erste Problem bei einer Optimierung ist das der unterschiedlichen Zielvorgaben. Alleine schon die Einführung des freien Energiehandels hat dazu geführt, daß die Optimierungsziele von Netzbetrieb und Handel in ein und demselben Unternehmen durchaus entgegengesetzt sein können.

Aus Sicht des Netzbetreibers stellt sich die Frage auf welcher technischen Basis er optimieren kann, da ihm die vormals genutzten Mittel der Erzeugersteuerung verwehrt bleiben, bzw. nur über Umwege¹⁴ erreichbar sind. Auch die Laststeuerung gestaltet sich

¹⁴ Als Beispiel ist hier eine erhöhte Vergütung der vermiedenen Netznutzungsentgelte bei Einspeisung zu Peak Zeiten zu nennen oder eine rein vertragliche Absicherung um Netzverluste auszugleichen.



durch die Trennung von Energielieferant und Netzbetreiber zunehmend schwieriger. Während einfache, gesteuerte Lasten wie beispielsweise Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen durch spezielle Verträge der Netznutzung gesichert¹⁵ werden können, scheidet dies bei größeren und damit auch interessanteren Abnehmern¹⁶ oft an den sehr guten Lieferkonditionen für die Energie. Auch hier greift somit die betriebswirtschaftliche Optimierung des Einzelnen und nicht die ganzheitliche Optimierung des Gesamtsystems.

Der hierbei zu Grunde liegende Denkansatz entspricht im weitesten Sinne dem mechanistischen Weltbild, welches zumindest die Naturwissenschaften bereits Mitte des letzten Jahrhunderts abgelegt haben. Optimierte die Einzelteile, damit ist auch das Ganze optimiert. Bekannt hingegen aus dem holistischen Weltbild ist, daß das Ganze mehr ist als die Summe der Einzelteile. Bei einem komplexen System wie der Energieversorgung, bei dem die Einzelteile über physikalisch komplexe Abhängigkeiten miteinander in direktem Bezug stehen, ist davon auszugehen, daß das Ganze erheblich mehr ist als die Summe der Einzelteile.

Das Auseinanderreißen eines physikalisch elementar zusammengehörenden Gebildes wirft naturgemäß grundlegende Fragen der Zuständigkeiten für den Betrieb des Energiesystems auf. Viele Fragen der potentiellen Dienstleistungen, die ein Netzbetreiber zu erbringen hat sind derzeit noch völlig offen, und konnten auch im Rahmen des Projektes nur angerissen werden, da die derzeitigen Gesetzentwürfe wahrscheinlich erst durch rechtskräftige Grundsatzurteile ergänzt werden müssen, um zu einer klaren Rechtslage zu gelangen.

5 Zusammenfassung

Während die grundlegende Technik in Form von Hard- und Software für einen Umbau unseres Energiesystems bereits zur Verfügung steht oder in der Entwicklung ist, und es

¹⁵ Bei diesem Typ der Laststeuerung sind eher die technische Ausführung und das generelle Vertragswesen als Hinderungsgrund zu sehen. Zum einen werden ein Teil der Nachtspeicherheizungen über Nachtstarife gefahren, welche sich nicht beliebig zeitlich verschieben lassen, zum anderen sind vertraglich zeitliche Verschiebungen in der Steuerung nur schwer wenn nicht gar überhaupt nicht durchzusetzen. Durch die standardisierten Lastprofile des VDEW auch für unterbrechbare Lasten stellt hier das getrennte Netznutzer – Händler Konstrukt derzeit noch keine Einschränkung dar.

¹⁶ Als Beispiel sind hier typische Großabnehmer wie Lichtbogenöfen zu nennen. Wurde früher bei temporären Netzengpässen ein kurzzeitiges Herunterfahren dieser Anlagen vereinbart, stoßen solche Vereinbarungen auf Grund guter Lieferkonditionen auf wenig Interesse.



sich absehen läßt, daß auch die ökonomischen Probleme dieser Technologien mittelfristig abnehmen und die technischen Potentiale sich eher vergrößern werden, sind es derzeit vor allem die unklaren und sich teilweise widersprechenden Vorgaben der Rahmenbedingungen, die einen integralen, ganzheitlichen Ansatz in der Energieversorgung verhindern.

Als eigentlicher Anwender für ein vertragsorientiertes Optimierungssystem kommt letztlich eigentlich nur der Handel in Frage, welcher alleine schon auf Grund des Abstraktionsgrades eines Bilanzkreises kaum Schwierigkeiten haben dürfte dem „integralen“ Ansatz für alle ihm zur Verfügung stehenden, vertraglich abgesicherten Anlagen zu folgen. Der wirklich ganzheitlich integrale Ansatz des EDISON Projektes hingegen wird auf Grund der Parallelwelten der Ökonomie in Form der Liberalisierung und der Ökologie in Form des EEG und KWKModG auch weiterhin keine reelle Chance auf hinreichende Verwirklichung haben. Die rein betriebswirtschaftlich orientierte Sichtweise wird nicht in der Lage dazu sein, die auf uns zukommenden technischen, ökologischen sowie auch sozial-ökonomischen Probleme zu lösen.

Was derzeit am dringendsten benötigt wird ist ein einigermaßen klares Konzept, wohin die Reise der Energie in den nächsten Jahren gehen soll, und angesichts stark diskutierter Phänomene wie Klimawandel und *Peak Oil* wahrscheinlich auch gehen muß, statt ein Nebeneinander von sich teilweise im Kern eklatant widersprechenden Rahmengesetzgebungen. Dies sollte nicht als Aufruf zur Planwirtschaft mißverstanden werden, sondern als die einzige Chance den Weg in eine nachhaltige, regenerative Zukunft unter oben genannten Vorzeichen zu ebnen.



Energieerzeugung im Niederspannungsnetz – technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen

C. Bendel, D. Nestle

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.

Königstor 59, D-34119 Kassel / Germany

Tel.: +49 (0) 561 7294-226, Fax: +49 (0) 561 7294-200

E-mail: cbendel@iset.uni-kassel.de

www.iset.uni-kassel.de

S. Kleinlütke, S. Malcher

EUS GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str.20, D-44227 Dortmund / Germany

Tel.: +49 (0) 231 9700700, Fax: +49 (0) 231 9700701

E-mail: malcher@eus.de

www.eus.de

1 Einführung

Derzeitig werden sowohl regenerative als auch konventionelle dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) an das Niederspannungsnetz angeschlossen, wobei die maximal mögliche Energie, die als Primärenergie zur Wandlung zur Verfügung steht, ins Netz eingespeist wird. Mit der rasanten Zunahme der Anzahl der DEA, z.B. Photovoltaik-(PV) und Kraftwärmekopplungs- (KWK) Anlagen sowie kleinen Windkraftanlagen, nimmt auch die installierte Leistung zu. Die noch in der industriellen Erprobung befindlichen Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen werden zukünftig diesen Anteil noch erhöhen. Zu welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe derzeit die Einspeisung erfolgt, bleibt letztlich dem Betreiber vorbehalten bzw. wird vom Wetter und der Tageszeit bestimmt. Die Netzbetreiber sind wegen fehlender Beobachtbar- und Steuerbarkeit der DEA „blind“ bezüglich der Einspeisung auf der Niederspannungsseite.

In Fachkreisen spricht man von beginnenden ernstesten Netzproblemen, wenn die anteilige Einspeisung von DEA ca. 20-25% der gesamten Energieerzeugung erreicht. Vorausgesetzt, dass in der jetzigen Strategie - „Maximale Energieeinspeisung“ - so weiter verfahren wird. Das Forschungsprojekt DINAR, gefördert durch das BMU (FKZ 0329900E; FKZ 0329900D) und mit finanzieller Beteiligung von 17 Industriepartnern hat sich das



Ziel gesetzt, eine wirtschaftliche und technische Lösung für die dezentrale Einspeisung in der Niederspannung zu finden.

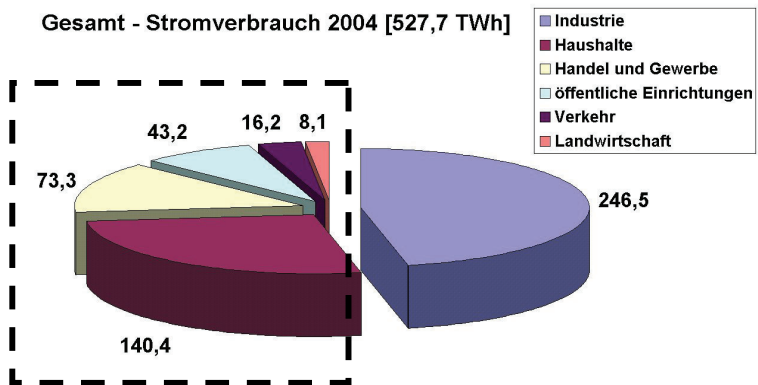


Bild 1: Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2004

Die Bedeutung der Niederspannung wird in der Aufteilung des Stromverbrauchs (Bild 1) ersichtlich. Etwa 50% des gesamten Stromverbrauchs (eingerahmter Bereich) erfolgte im Jahr 2004 auf der Niederspannungsseite. Gleichzeitig sind hier auch die anzahlmäßig hohen Zuwachsraten für DEA zu erwarten.

2 Neue Strategie

Derzeit werden Lösungen für den bidirektionalen Energietransfer inkl. des Energiemanagements mit bidirektionaler Kommunikation erarbeitet, die künftig eine neue Strategie - die „Optimierte Energieeinspeisung“ - ermöglichen soll. Die Komplexität solcher Lösungsstrategien erfordert die Berücksichtigung der derzeitigen gravierenden Veränderungen des Strommarktes.

Die künftige Stromversorgung ist weiterhin durch eine zentrale Einspeisung auf der Hochspannungsebene geprägt. Dezentrale Energieerzeugungsanlagen werden, wie bisher auch, an das Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen. Die Systemdienstleistungen (Wirk- und Blindleistungsregelung) werden nur noch anteilig durch Großkraftwerke abgedeckt. Vergütet wird in der Regel die eingespeiste Wirkleistung, zusätzlich können Systemdienstleistungen durch die DEA erbracht werden. Das Hauptproblem liegt in der Koordination der verschiedenen DEA. Um diese Koordination zu ermöglichen, ist eine bidirektionale Kommunikation erforderlich. Dadurch wird sich in

naher Zukunft der Verbundbetrieb durchsetzen, so wie er bereits heute in virtuellen Kraftwerken vorgedacht und verstärkt untersucht wird.

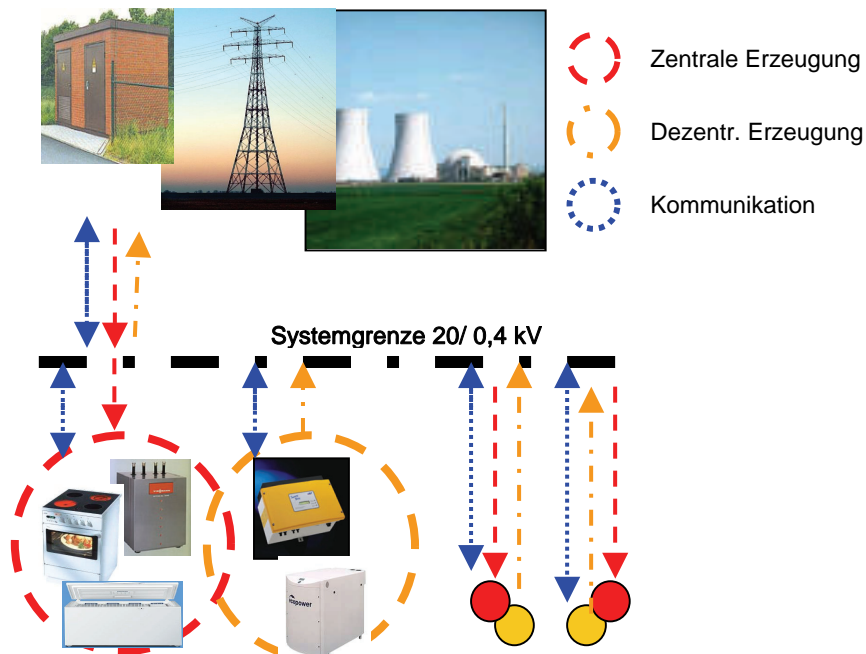


Bild 2: Künftige Netzstruktur mit Energiebereitstellung auf Basis optimierten Stromverbrauchs und optimierter dezentraler Stromerzeugung

3 Lösungsansätze

Um den technisch und wirtschaftlich optimalen Betrieb von DEA am Niederspannungs-Netzanschlusspunkt zu ermöglichen, müssen die organisatorischen und technischen Voraussetzungen geschaffen werden. Bisher wird der Netzanschlusspunkt durch einen Zählerschrank mit entsprechenden Sicherungselementen gebildet. Diese technische, wie auch juristische Grenze zwischen Netz- und DEA- Betreiber sollte eingehalten werden, weil sie sich in der Vergangenheit bewährt hat. Bild 3 stellt eine mögliche Struktur dieser zukünftigen Netzschnittstelle dar, wobei das Internet als eine Variante zur bidirektionalen Kommunikation genutzt wird. Der derzeitige Stand der Technik lässt auf Grund der Untersuchungen im Projekt DINAR die Aussage zu, dass es ausreichend qualifizierter technische Einzellösungen (Komponenten) gibt, die jeweils auch die geforderten



Einzelaufgaben erfüllen. Das trifft insbesondere für die Kommunikationstechnik, die Netzschutztechnik, die Bus-Systemtechnik, die Zähler- und Energiemesstechnik, die Leistungssteller sowie die Rechnerinterfaces zu. Um jedoch die Zielsetzung gesamtheitlich umzusetzen, bedarf es eines „Bidirektionalen Energiemanagement Interfaces - BEMI“ das die Einzelaufgaben funktionell koordiniert erfüllt. Das bedeutet,

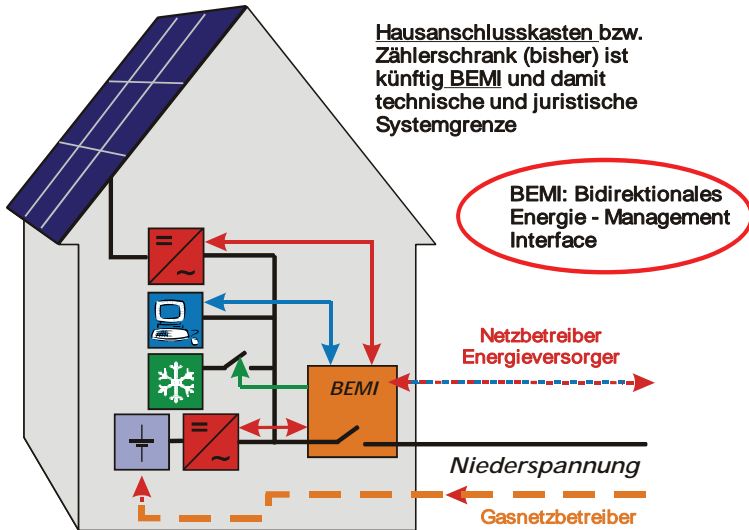


Bild 3: Struktur der Netzanschlussstelle mit BEMI

dass das BEMI durch verabredete Schnittstellen, Protokolle und implementierte Algorithmen quasi als „Energiemanager“ in der Anschlussstelle am Niederspannungsnetz fungiert.

Als wichtiges Ergebnis wurde herausgearbeitet, dass das BEMI, abweichend von vielen bisher bekannt gemachten Lösungen (z.B. DEMS, POMS u.a. für „virtuelle Kraftwerke“), Stromverbraucher und Stromerzeuger auf Basis von zentralen und dezentralen Informationen dezentral managet. Diese Strategie berücksichtigt wirtschaftliche und technische Reglements der ÜNB ebenso wie bedarfsorientiertes Verhalten dezentraler privater Verbraucher und Erzeuger. Das BEMI bildet damit nicht nur eine technische, sondern auch eine juristische Schnittstelle - wie es bereits im Konzept als Lösung favorisiert wurde. Durch die Nutzung dieser neuen dezentralen Intelligenz soll der notwendige Innovationsschub bei der dezentralen Energieeinspeisung erreicht werden.

In der derzeitigen Projektarbeitsphase werden exemplarisch die ausgewählten Komponenten getestet, um die sofortige Einsetzbarkeit innerhalb der geforderten Rahmenbedingungen bzw. die Notwendigkeit einer Modifikation oder Weiterentwicklung zu prüfen.

Die Präzisierung der technischen Parameter für das BEMI führte zur Auswahl und Erprobung eines ersten Rechnerinterfaces der Fa. Beckhoff (Bild 4). Dieser hutschienenmontierbare Mikrorechner ist modular erweiterbar und wird mit einem Windows-Betriebssystem betrieben. Eine entsprechende Entwicklungsplattform mit Touch-Screen-Terminal ermöglicht eine anwenderfreundliche Programmierung und Bedienungskommunikation. Für die Messung des Stromverbrauchs durch die Verbraucher/ Lasten und der Stromerzeugung durch die DEA kommt ein elektronischer Zähler der Fa. Görlitz zum Einsatz. Erprobt wird hier die Erfassung der Last- und Erzeugungsprofile, die mit Last- und Erzeugungstarifen der Leitstelle bezüglich ihrer Kostenkorrelation aufgezeichnet und ausgewertet werden.

Zur messtechnischen Bewertung der Netzanschlussstelle (Netzimpedanzüberwachung, Spannungs- und Frequenzüberwachung) kommt das „Bidirektionale Sicherheitsinterface“ - BISI, eine Neuentwicklung aus dem Projekt SIDENA, zum Einsatz. Im dargestellten Laboraufbau werden wesentliche Funktionen des BEMI bezüglich Kommunikation, Energiezählung und Netzanschlussicherheit programmiert, geprüft und mit später hinzukommenden Lasten bzw. DEA erprobt.



Ein wesentlicher Forschungsschwerpunkt im Projekt DINAR ist die Überprüfung und gegebenenfalls die Modifizierung bzw. Neuformulierung von Rahmenbedingungen für den technischen und wirtschaftlichen Betrieb von dezentralen Energieerzeugern im Niederspannungs-netz. Bisher werden Kommunikationsprotokolle auf Basis der IEC 61850 nur für den Datentransfer der ÜNB zu Schalt-stationen im Hochspannungsnetz in bidirektionaler Richtung eingesetzt. Die Forschungsstrategie im Projekt DINAR geht davon aus, die bekannten Kommunikationsmodelle zusätzlich für einen Datentransfer „von Unten nach Oben“, d.h. bidirektional für die Niederspannung zu modifizieren. Dazu konnte der Normexperte Karlheinz Schwarz für die IEC 61850 (Fa. Schwarz Consulting Company) für eine Mitarbeit im Projekt gewonnen werden.

Bild 4: Laboraufbau BEMI mit Rechner, Zähler, Netzsicherheitsinterface und Bedienkonsole (Entwicklungssystem)



Für die folgenden Aufgaben wurde bereits mit der Erarbeitung der Informationsmodelle begonnen:

- Blindleistungsbereitstellung
- Netzüberwachung
- Spitzenlastmanagement
- Regelenergie
- Leistungsprofilmanagement (LPM)
- Energiemanagement mit variablen Tarifen (EVT)
- Zählerdatenübertragung
- Konfiguration und Fernwartung

Bild 5 zeigt in einer Übersicht die Verknüpfung der IEC 61850 im Gesamtnormenwerk des Utility Communication Network.

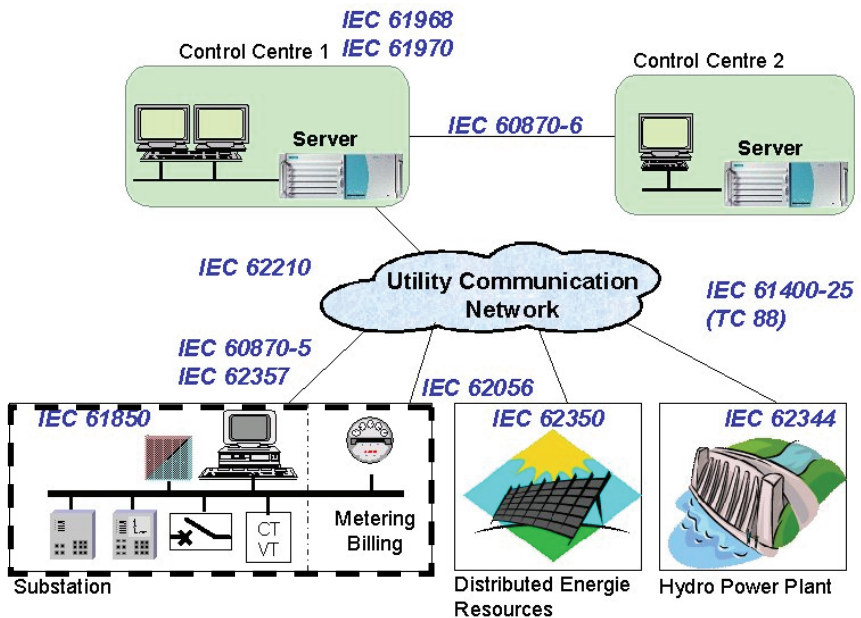


Bild 5: IEC 61850 im Utility Communication Network © SCC

Die Vertragsverhältnisse künftiger zentraler Energieanbieter und VNB sowie dezentraler Verbraucher und „Klein“energieanbieter machen eine standardisierte bidirektionale Kommunikation erforderlich. BEMI als „dezentrale Intelligenz“ kennt die Vertragsverhält-



nisse und erlaubt deshalb jedem Vertragspartner Eingriffe in den bidirektionalen Energietransfer entsprechend seiner Rechte sowie der angestrebten wirtschaftlichen Optimierungskriterien.

4 Wirtschaftliche Untersuchung

Mit der wirtschaftlichen Untersuchung sollen alternative Geschäftsmodelle entwickelt werden, die die weitere Integration von DEA in die Niederspannungsebene fördern. Dies bedingt, dass die DEA stärker als bisher in den Netzbetrieb integriert wird. Deshalb werden in Kooperation mit der Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL), Lehrstuhlinhaber Prof. Weber, und der Universität Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (LS ESW), Lehrstuhlinhaber Prof. Handschin, die Integrationsstrategien Erzeugung- und Lastmanagement, Blindleistungsregelung und Spannungsregelung untersucht.

Erzeugungs- und Lastmanagement

Ziel eines kombinierten Erzeugungs- und Lastmanagements ist die Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch u.a. durch einen gezielten Speichereinsatz (Strom- und/ oder Wärmespeicher) unter Berücksichtigung der Last- und Erzeugungsprognosen.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Regelung von Photovoltaikanlagen nicht sinnvoll, da die variablen Kosten für die Erzeugung Null sind. Eine Abregelung ist allenfalls dann sinnvoll, wenn anders kein Leistungsgleichgewicht im Netz hergestellt werden kann.

Über Potenzial zur Regelung der Erzeugung in der Niederspannung verfügen daher im Wesentlichen KWK-Anlagen. Im Rahmen des Projektes wird untersucht, in wie weit ein am Strommarkt orientierter Betrieb der Anlagen einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht. Voraussetzung für einen solchen Betrieb ist zum einen die Kenntnis des Leistungsbedarfes im Netz, zum anderen die Kenntnis über die entsprechenden Marktpreise. Die dazu notwendige Kommunikation erzeugt wiederum Kosten, so dass ein markt-orientierter Betrieb der Anlage neben den heute schon existierenden Kosten für die Investition und den Betrieb auch die zusätzlichen Kommunikationskosten erwirtschaften muss.

Mit Hilfe des Rechentools (Bild 6) wird ermittelt, welche Erlöse KWK-Anlagen bei einem Betrieb in den ertragsstärksten Zeiten erzielen können. Dabei wurden die Bewertungen bisher mit EEX-Preisen des Jahres 2003 durchgeführt. Im Ergebnis zeigt sich, dass durchaus Gewinne, wenn auch kleine, erwirtschaftet werden können. Für die Untersuchungen wurden im Vorfeld für Deutschland typische Gebäude ermittelt und deren



Wärmebedarf berechnet, da der Wärmebedarf die begrenzende Randbedingung für den Einsatz von KWK-Anlagen darstellt.

Um auch zukünftige Entwicklungen am Markt abschätzen zu können, wurden vier Szenarien entwickelt, die von unterschiedlichen Rahmenbedingungen ausgehend die verschiedene Entwicklung der Strom- und Brennstoffpreise abbilden. Für die weiteren Berechnungen sind in das Modell die vermiedenen Netznutzungsentgelte zu integrieren.

Im Bereich des Lastmanagements wurden zunächst typische Haushaltslasten identifiziert, bei denen eine Verschiebung in lastärmere Zeiten möglich ist. Als Indikator für lastärmere Zeiten wird ebenfalls unter Berücksichtigung der vier Szenarien für die zukünftige Preisentwicklung der Strompreis der EEX verwendet. Bei den Lasten ist dabei berücksichtigt, um wie viele Stunden der Betrieb verschoben werden kann. Erste Berechnungen mit Werten des Jahres 2003 zeigen, dass durch die Lastverschiebung Einsparungen erzielt werden können, die aber erst bei stärker steigenden Strompreisen signi-

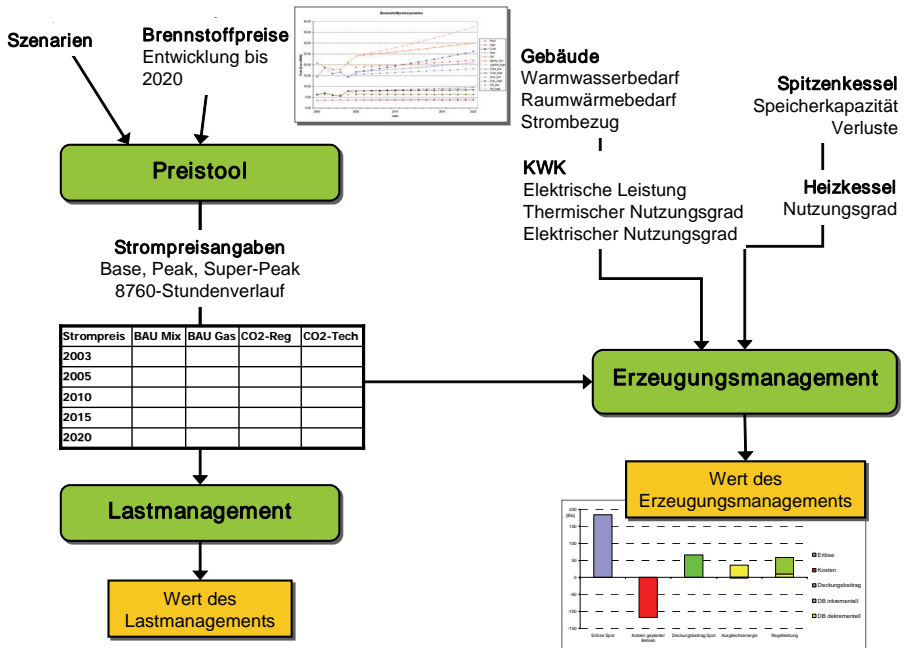


Bild 6: Rechentool zur Bewertung des Erzeugungs- und Lastmanagements (Quelle: EUS / Uni Duisburg-Essen EWL)



fikant werden. Beim Lastmanagement liegt zudem neben den zu schaffenden technischen Voraussetzungen das Problem vor, ausreichende Akzeptanz für einen Eingriff in das Verbrauchsverhalten zu erzielen, ist man es doch heute gewöhnt, elektrische Verbraucher zu jeder Tageszeit in Betrieb nehmen zu können.

Sowohl das Erzeugungs- als auch das Lastmanagement setzen in Zukunft variable Tarife für den DEA-Betreiber und den Stromverbraucher voraus. Dazu ist die Übermittlung von aktuellen Preisen oder zumindest von festgeschriebenen Preisverläufen über den Tag notwendig.

Blindleistungsregelung

Der Anschlussnehmer im Niederspannungsnetz muss unter Berücksichtigung des zulässigen Spannungsbandes einen Leistungsfaktor zwischen $\cos \varphi = 0,9$ kapazitiv und 0,8 induktiv einhalten. Zur Erfüllung dieser Vorgaben nimmt der Anschlussnehmer gegebenenfalls eine Messung und Regelung der Blindleistung am Netzanschlusspunkt vor. Es ist untersucht worden, ob eine Blindleistungskompensation durch DEA mit Wechselrichtern eine wirtschaftlich interessante Alternative zu klassischen Blindleistungskompensationsanlagen darstellt.

Wird die Blindleistungskompensation rund um die Uhr benötigt, ist der Einsatz von DEA wirtschaftlich uninteressant, da die bei der Blindleistungskompensation auftretenden Verluste in den Leistungshalbleitern eine Verdopplung der Leistung der DEA erfordern. Die Kosten für die in den Wechselrichter integrierte Blindleistungskompensation liegen etwa 45% über einer konventionellen Lösung. Dabei sind die Kosten der erforderlichen Regeleinheit noch nicht enthalten.

Wird die Blindleistung nicht zum Zeitpunkt des Leistungsmaximums des Wechselrichters benötigt, ist die Blindleistungskompensation durch DEA unter Umständen wirtschaftlich interessant. Diesbezügliche Untersuchungen werden derzeit durchgeführt.

Spannungsregelung

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Netzspannung innerhalb des zulässigen Bereiches zu halten. Derzeit wird untersucht, ob DEA durch die gezielte Erhöhung oder Reduzierung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung die Spannungshaltung unterstützen können.



5 Resümee

Im Projekt DINAR wird neben der Blindleistungs- und Spannungsregelung die Übernahme eines Erzeugungs- und Lastmanagements durch dezentrale Energieerzeugungsanlagen auf ihre Wirtschaftlichkeit und technische Umsetzung untersucht. Zentrales Steuerungsinstrument ist in diesem Fall eine variable, am aktuellen Leistungsbedarf orientierte Erzeugungs- und Verbrauchsvergütung. Voraussetzung für die Einführung ist die Schaffung geeigneter Kommunikationsstrukturen und -protokolle. Mit dem Energiemanagementsystem BEMI sowie der Schaffung geeigneter Informationsmodelle für die bidirektionale Kommunikation auf Basis der IEC 61850 sind wichtige technische Lösungen geschaffen worden, um eine neue Form des Netzbetriebs einzuführen, in dem regenerative Energieerzeugungsanlagen einen wesentlichen Platz einnehmen können.



Neue Rahmenbedingungen für die deutschen Stromnetzbetreiber – die kommende Regulierung nach dem neuen Energiewirtschaftsgesetz¹

O. Franz

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH

Rhöndorfer Str. 68, D-53604 Bad Honnef / Germany

Tel.: +49 (0) 2224 92 25 88 oder +49 (0) 170 9252516

Fax: +49 (0) 2224 92 25 69

E-mail: o.franz@wik.org

www.wik.org

Das am 13. Juli 2005 in Kraft getretene neue Energiewirtschaftsgesetz stellt die größte Veränderung der Marktverfassung für die deutschen Stromnetzbetreiber seit Beginn der EU-weiten Energiemarktliberalisierung 1998 dar. Neben dem Gesetz sind zunächst auch neue Verordnungen zum Netzzugang und den Netzentgelten erlassen worden, die die Zusammenarbeit zwischen den einzelnen Netzbetreibern aber auch zwischen Netzbetreibern und Stromhändlern oder freien Stromerzeugern neu regeln.²

Deutlich wird diese Veränderung vor allem durch die Einsetzung einer Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur³, die künftig die Netzentgelte überwachen wird und damit die bisher gültigen Mechanismen zur Kontrolle, der monopolistischen Marktmacht in den Netzen ablöst. Damit endet in Deutschland zugleich die Phase des „verhandelten Netzzugangs“, wie er in den Verbändevereinbarungen seinen Ausdruck gefunden hat. In den deutschen Strom- und Gasnetzen wird damit nicht zuletzt aufgrund von europäischem Druck eine Entwicklung nachvollzogen, die seit den neunziger Jahren des letzten Jahrhunderts zunächst in der Telekommunikation ihren Anfang nahm, inzwischen aber alle

¹ Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, BGBl. Teil I Nr. 46, 28. Juli 2005, S. 1970 ff. oder http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf.

² Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV) vom 25. Juli 2005, BGBl. Teil 1 Nr. 46, 28. Juli 2005, S. 2243 ff und Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) vom 25. Juli 2005, BGBl. Teil 1 Nr. 46, 28. Juli 2005, S. 2225 ff.

³ Der Gesetzgeber hat hier entschieden, die Regulierungs- und Überwachungsaufgaben im deutschen Strommarkt grundsätzlich auf die bisherige Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) zu übertragen. Zusätzlich wird es aber auch Landesregulierungsbehörden geben, denn Unternehmen mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen



netzgebundenen Industrien erreicht hat. Unter dem Stichwort Liberalisierung werden die institutionellen Arrangements, die diese Märkte über lange Zeit geprägt haben, durch neue Marktverfassungen abgelöst.

In den Energie- genauer den Strommärkten, ist daher zu fragen, welche Teile der Wertschöpfungskette grundsätzlich wettbewerblich organisiert werden können und welche Marktstufen Strukturen aufweisen, die eine solche Organisation unmöglich erscheinen lassen. Es herrscht heute aus Sicht der ökonomischen Analyse weitgehend Einigkeit, dass Erzeugung und Handel grundsätzlich im Wettbewerb stehende Wertschöpfungsstufen sein können⁴; diese benötigen jedoch zwingend das Netz, um ihre Geschäftsmodelle zu verwirklichen. Im Stromnetz aber bestehen aus technologischen und ökonomischen Gründen auf allen Ebenen so genannte „Tendenzen zum natürlichen Monopol“, die eine wettbewerbliche Kontrolle der Netzbetreiber unmöglich machen. An dieser Differenzierung hält auch das neue EnWG fest, weshalb es umfangreiche Vorschriften zum so genannten „Unbundling“ enthält, d.h. der Gesetzgeber macht den Energieversorgungsunternehmen in den §§ 6-10 des neuen Gesetzes Auflagen zur Entflechtung ihrer Organisationen. Diese haben zum Ziel, den Netzbetrieb als wirtschaftliche Einheit soweit zu isolieren, dass Netzdienstleistungen gegenüber Dritten ebenso wie gegenüber verbundenen Unternehmen diskriminierungsfrei erfolgen und Quersubventionierungen innerhalb der ehemals vertikal integrierten Unternehmen unterbunden werden.

Dieses Ziel kann jedoch aus ökonomischer – genauer wettbewerbstheoretischer Sicht – nicht ohne weiteres erreicht werden; vielmehr verbleibt den derzeit aktiven Unternehmen trotz der Entflechtungsmaßnahmen Marktmacht. Die ehemals vertikal integrierten Unternehmen haben weiterhin Anreize, ihre Preise individuell rational zu gestalten, d.h. Konsumenten und Konkurrenten gegenüber im monopolistischer Art und Weise zu agieren. Dieses wohlfahrtsmindernde Verhalten beschränkt sich dabei jedoch nicht auf überhöhte Endkundenpreise. Vielmehr lässt sich zeigen, dass es ein Unternehmen, das über eine monopolistische Infrastruktur verfügt, die Konsumentenrente auch durch überhöhte Netzentgelte beschränken kann. Insofern kommt der Kontrolle der Netztarife in den Energiemärkten gerade in Deutschland eine bedeutende Rolle zu, da der Wettbewerb hier bisher nicht in dem Maße Fuß fassen konnte, wie dies in anderen Mitgliedsstaaten der EU zu beobachten war.

Im folgenden soll zunächst kurz dargestellt werden, warum aus Sicht der ökonomischen Theorie überhaupt eine Regulierung so genannter natürlicher Monopole notwendig ist

Kunden werden auf Landesebene reguliert, solange ihr Netz nicht Gebiete mehrerer Bundesländer umfasst. Vgl. § 54 Abs. 2 EnWG.

⁴ Trotz dieser grundsätzlichen Feststellung ist im Falle eines real existierenden Erzeugungsmarktes immer zu fragen, wie hoch dessen tatsächliche Wettbewerbsintensität ist bzw. welche Markteintrittsbarrieren bestehen, die geeignet sein könnten, den Preis der elektrischen Energie oberhalb seiner langfristigen Gestehungskosten zu halten.



bzw. das grundsätzliche regulatorische Problem einer Kontrolle von Entgelten in Bereichen, die einer wettbewerblichen Kontrolle nicht zugänglich sind, aufgezeigt werden. Sodann wird dargestellt werden, wie im neuen EnWG versucht wird, dieser Problematik zu begegnen: Unter dem Stichwort „Anreizregulierung“ soll in den nächsten 12 Monaten von der Bundesnetzagentur unter Begleitung durch die betroffene Industrie ein System entwickelt werden, das einerseits Kostenreduktionen und damit günstigere Netztarife ermöglicht, andererseits aber auch Fragen der Qualität der Netzdienstleistung berücksichtigt und so sicherstellt, dass die Netzbetreiber weiterhin ausreichend Interesse an einer hochwertigen, technisch ausgereiften Infrastruktur haben.

1 Regulierung als Antwort auf das Problem natürlicher Monopole

Unter einem natürlichen Monopol versteht man aus ökonomischer Sicht eine Marktsituation, in der ein einziges Unternehmen ein Gut zu niedrigeren Kosten produzieren kann, als zwei oder mehr Unternehmen. Dieses ist genau dann der Fall, wenn über dem gesamten relevanten Nachfrage nach dem produzierten Gut strikte Subadditivität der Kosten /BAUMOL et al. 1982/ besteht.⁵

Dabei sei in einem einfachen Fall davon ausgegangen, dass sich ein Unternehmen bei der Produktion eines Gutes **fixen**, d.h. von der Ausbringungsmenge unabhängigen, Kosten und **variablen** Kosten, die mit der Menge variieren, gegenübersteht. Die Gesamtkosten ergeben sich dann als Summe der fixen Kosten und der mit der Ausbringungsmenge x multiplizierten variablen Kosten, die hier vereinfachend als konstant angenommen werden.

$$(1) K_{\text{total}} = K_{\text{fix}} + K_{\text{var}} \quad \text{mit} \quad K_{\text{var}} = k \cdot x$$

Bezieht man die totalen Kosten oder Gesamtkosten wieder auf die Ausbringungsmenge, so erhält man die durchschnittlichen Kosten K/x . Wird nun eine bestimmte Produktionsmenge betrachtet, so ist aus ökonomischer Sicht das Verhältnis der variablen (genauer der marginalen) Kosten zu den Durchschnittskosten von Interesse. Denn eine Tendenz zum natürlichen Monopol entsteht vor allem dann, wenn die Durchschnittskosten eines Unternehmens im relevanten Nachfragebereich streng monoton fallend verlaufen, d.h. mit zunehmender Ausbringungsmenge zurückgehen. Im diesem Fall werden die durch-

⁵ Dies ist zugleich ein Hinweis darauf, wie natürliche Monopole im Einzelfall auch überwunden werden können: So ist es denkbar, dass sich die Nachfrage so stark ausdehnt, dass die durchschnittlichen Kosten wieder zu steigen beginnen, d.h. dass die Größenvorteile der vorhandenen Struktur erschöpft werden. Ebenso ist es denkbar, dass technologische Innovation das natürliche Monopol obsolet machen – dies ist z.B. bei der zunehmenden Substitution von Mobil- und Festnetztelefonie der Fall.



schnittlichen Kosten zudem trotz wachsender Produktionsmengen höher als die marginalen Kosten ausfallen.

$$(2) \quad \kappa/x > \frac{\partial K}{\partial x} = \kappa_{\text{fix}}/x + k > k \quad \forall x \text{ im Bereich der relevanten Nachfrage}$$

Aus einer eher der Produktion der Güter verpflichteten Sichtweise lässt sich feststellen, dass in einem solchen Fall unter steigenden Skalenerträgen produziert wird. Dadurch kann jede zusätzliche Einheit eines Gutes günstiger produziert (bereitgestellt) werden als die vorherige Einheit. Dies ist überwiegend in Wirtschaftszweigen der Fall, die wie beispielsweise die Stromnetze durch hohe Fixkosten, die mit vergleichsweise geringen variablen Kosten der Produktion einhergehen, charakterisiert sind.

In diesem Fall treten zwei Probleme auf: Einerseits wird kann sich mittelfristig nur ein Unternehmen im betreffenden Markt halten, da das Unternehmen mit den meisten Kunden immer dazu in der Lage ist, über den im Vergleich niedrigsten Preis seinen Absatz zu steigern und so Konkurrenten aus dem Markt zu drängen. Befindet es sich aber in der Monopolsituation, so hat es wie jedes andere Monopolunternehmen auch, Anreize, seinen Absatz wieder einzuschränken und so höhere Preise und Margen für seine Güter durchzusetzen. Die Versorgung der Konsumenten erfolgt dann zu überhöhten Preisen, weshalb nicht alle Nachfrager, deren Zahlungsbereitschaft ausreichen würde, um die Kosten der Produktion des Gutes zu decken, mit diesem versorgt werden. In diesem Fall versagt insofern der freie Markt und mit diesem Marktversagen ist ein Verlust an gesamtwirtschaftlicher Wohlfahrt verbunden, der einen Eingriff seitens des Staates in das Marktgeschehen – eine Regulierung des natürlichen Monopols – rechtfertigt.

Allerdings zeigt die ökonomische Theorie auch, dass eine solche Regulierung wiederum problembehaftet ist /FRANZ 2003/:

- So besteht zwischen einer Regulierungsinstanz und dem Unternehmen eine so genannte asymmetrische Informationsverteilung, d.h. das Unternehmen hat mehr und bessere Informationen über seine Kosten und Erlöse, den Umfang oder Verlauf der Nachfrage usw. als die Behörde. Dies führt dazu, dass das Unternehmen immer Anreize hat, die Regulierungsinstanz über die „wahren“ Werte bestimmter Variablen zu täuschen und so Vorteile für sich zu erzielen.
- Hinzu kommt, dass selbst wenn die Regulierungsbehörde perfekt informiert wäre, Probleme bestehen bleiben: So wäre aus Sicht der Konsumenten natürlich zu empfehlen, jede Nachfrage zu befriedigen, die zumindest ihre direkten Herstellungskosten – also die variablen Kosten – deckt. Legt nun also die Regulierungsbehörde den Preis in Höhe der variablen Kosten fest, so macht das Unternehmen einen Verlust in Höhe seiner fixen Kosten. Garantiert die Behörde dem Unternehmen nun, diesen Verlust zu decken, um einen Marktaustritt zu verhindern, so hat das Unternehmen



keine Veranlassung mehr den Verlust zu minimieren. Dies versucht ebenfalls ein Abweichen vom optimalen Marktergebnis.

- Auch bei vielen anderen traditionellen in der Literatur diskutierten Lösungen des regulatorischen Problems treten Abweichungen vom optimalen Marktergebnis ein, die im Wesentlichen der bereits erwähnten asymmetrischen Informationsverteilung geschuldet sind.

2 Grundsätzliches Informationsproblem der Regulierung

Da das entscheidende regulatorische Grundproblem in der asymmetrischen Informationsverteilung zwischen den zu kontrollierenden Unternehmen und der Regulierungsbehörde besteht, mag es den Unternehmen vorteilhaft erscheinen, ihre Lage negativer darzustellen, als sie in Wirklichkeit ist. Dies gilt vor allem dann, wenn die Preise, die das Unternehmen für sein Produkt/sein Netz verlangen darf, in direkter Abhängigkeit zur Höhe der Kosten des Unternehmens stehen. Dies ist vor allem dann zu erwarten, wenn es sich um ein einzelnes Unternehmen handelt, denn in diesem Fall ist die Behörde kaum in der Lage, die „wahre“ Effizienz der Unternehmung zu beurteilen und wird daher kaum Preis- oder Kostensenkungen durchsetzen können, ohne sich dem Vorwurf auszusetzen, durch die Regulierung werde der Bestand des Unternehmens gefährdet.

Die moderne Regulierungstheorie /LAFFONT, TIROLE 1992/ sucht daher nach Mechanismen, die es dem Regulierer ermöglichen, Informationen über die wirtschaftliche Lage der Unternehmen zu gewinnen und so die geschilderte asymmetrische Information zu überwinden. In zahlreichen Märkten und Sektoren im In- und Ausland ist daher mit einer Änderung der Marktverfassung auch eine Reform der Regulierungstechnik einhergegangen. Ältere Regulierungsansätze, wie die Kostenzuschlags- oder die Rate-of-return-Regulierung /AVERCH, JOHNSON 1962/ wurden und werden dabei zunehmend durch moderne Mechanismen abgelöst – nicht zuletzt, weil demonstriert werden kann, dass das Verhalten von Unternehmen, die sich derartigen Regimen gegenüber sehen nicht wohlfahrtsoptimal ist. Neue Ansätze, die sich mit dem Stichwort **Anreizregulierung** verbinden, sollen helfen die Regulierungsergebnisse zu verbessern. Unter diesem Begriff werden eine unterschiedliche Herangehensweisen subsumiert, denen gemein ist, dass sie einerseits darauf ausgerichtet sind, die Unternehmen durch wirtschaftliche Vorteile dazu zu bewegen, ihre besseren Informationen dem Regulierer zu offenbaren und andererseits versuchen, die direkte Verbindung zwischen den Kosten der einzelnen Unternehmen und den regulierten Tarifen zu brechen.

Der Gesetzgeber hat im neuen Energiewirtschaftsgesetz denn auch vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur der Bundesregierung bis zum 01. Juli 2006 einen Bericht zur



Einführung einer Anreizregulierung vorzulegen hat.⁶ Dabei ist der Bericht so zu gestalten, dass das vorgeschlagene Konzept zur Durchführung einer Anreizregulierung im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben umsetzbar ist. Zudem ist die Bundesnetzagentur aufgefordert, den Bericht unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise zu erstellen sowie die internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen zu berücksichtigen. Schließlich werden die betroffenen Wirtschaftskreise nach der Erstellung eines Berichtsentwurfs Gelegenheit zur Stellungnahme haben, so dass mit dem Start einer Anreizregulierung Ende 2006 gerechnet werden kann.

Die folgenden Ausführungen haben zum Ziel aufzuzeigen, wie sich eine künftige Anreizregulierung mit den anderen Elementen des neuen Regulierungsrahmens, d.h. den Kalkulationsvorschriften und dem Vergleichsverfahren zusammenwirken könnte. Der vorliegende Beitrag widmet sich daher zunächst diesen drei wesentlichen Elementen der neuen Regulierung, um aufzuzeigen, wo aus Sicht der Regulierungsökonomik weitere Klarstellungen erforderlich sind und welche wirtschaftlichen (Anreiz-) Wirkungen sich aus den Regeln ergeben. Sodann erfolgt ein Ausblick auf ein mögliches Zusammenspiel von Kalkulation, Vergleich und Anreizregulierung, wobei die Elemente als zeitlich nacheinander gelagerte Phasen des Regulierungsprozesses interpretiert werden. Da mit der einzuführenden Anreizregulierung automatisch eine Abkehr von einer rein auf Kalkulationsjahre gerichteten Betrachtung verbunden sein wird, dürften Kalkulation und Vergleich künftig vor allem im Rahmen der regelmäßigen Überprüfungen der mehrjährigen Regulierungsvorgaben – also im Rahmen der so genannten „Regulatory Review“ – eine Rolle spielen. Dagegen steht zu erwarten, dass die Ziele, die den Unternehmen durch die Anreizregulierung vorgegeben werden, jährlich zu erfüllen sind.

3 Das neue Regulierungsregime der deutschen Stromnetzbetreiber

Im Rahmen der vielfältigen Diskussionen zum neuen Energiewirtschaftsgesetz war es ein Anliegen der Netzbetreiber aber auch der Netznutzer, die Erfahrungen, die beide Seiten im Rahmen der Verbändevereinbarungen und ihrer praktischen Anwendung gemacht hatten, nicht vollständig zu verwerfen. Diesem Bedürfnis hat der Gesetzgeber entsprochen, indem er zwar an den grundsätzlichen Kalkulationsregeln der Verbändevereinbarung Strom festgehalten hat, diese jedoch durch vielfältige Regeln ergänzt und präzisiert hat, was den Bedürfnissen der Netznutzer entsprochen haben dürfte. So

Nun mehr teilt sich das Regulierungsregime in drei Phasen, die im Folgenden vorgestellt werden sollen.

⁶ Vgl. § 122 a EnWG

3.1 Phase 1: Kalkulation der Netzentgelte

Die Bundesregierung wird gemäß § 24 S. 1 Nr. 4 EnWG ermächtigt, mittels Rechtsverordnung „Methoden“ zur Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang festzulegen. Von dieser Möglichkeit hat die Bundesregierung auch Gebrauch gemacht und für den Strommarkt eine Netzentgeltverordnung (StromNEV) vorgelegt, die zunächst beschreibt, wie die betriebswirtschaftliche Ableitung der Entgelte zu erfolgen hat.⁷

3.1.1 Zeitrahmen

Der § 32 Abs. 2 der StromNEV sieht vor, dass die erstmalige Kalkulation der Netzentgelte durch die Netzbetreiber einen Zeitraum von dreieinhalb Monaten nach Inkrafttreten des neuen Gesetzes vor. Die Daten, die der Bundesnetzagentur aus dieser grundlegenden Netzentgeltbestimmung zugehen, dürften eine erste wesentliche Grundlage für deren späteres Handeln bilden. Aus Sicht der Behörde beinhaltet diese Aufnahme der Kalkulationsdaten zudem eine erste Gelegenheit, das „best-practice“-Vorgehen der Unternehmen im Rahmen der Kalkulation kennen zu lernen. Weicht ein Unternehmen bereits in der Kalkulation in weiten Teilen vom Vorgehen anderer (vergleichbarer) Einheiten ab, so kann dies aus regulierungsökonomischer Sicht ein erster Hinweis auf weiteren Prüfungsbedarf sein. Bereits hier zeigt sich, dass die große Zahl der Netzbetreiber in Deutschland eben auch zum Vorteil des Regulierers wirken kann, denn in einem einzelnen Unternehmen kann ex ante kaum überblickt werden, welche Konventionen sich aus dem Vorgehen aller Unternehmen ergeben werden. Es ist daher auch nicht verwunderlich, wenn gerade kleinere Unternehmen darauf warten, dass Verbände und andere Akteure Interpretationshilfen und Durchführungsempfehlungen erarbeiten. Der Zweck solcher Handlungsanweisungen liegt darin, durch branchenweit abgestimmtes Vorgehen eben keine Auffälligkeiten in Einzelfällen entstehen zu lassen. Ob in Zukunft jedoch die individuelle Situation einzelner Unternehmen, die bestimmte Interessen in Bezug auf Regulierungspolitiken haben, immer mit den generellen Anliegen der Branche übereinstimmen wird, dürfte zumindest unsicher sein. Gewisse zusätzliche Informationen wird die Bundesnetzagentur daher immer auch aus den reinen Kalkulationsdaten gewinnen können.

3.1.2 Kostenmaßstab

Der Kalkulationsleitfaden fordert in § 4 Abs. 1 der Stromnetzentgeltverordnung grundsätzlich, Kosten nur insoweit anzusetzen, wie sie den Kosten eines effizienten und

⁷ Die in der StromNEV formulierten Regeln sind dabei äußerst ausführlich: So bestimmen die §§ 12-14 über Grundsätze der Kostenverteilung, die Verteilung der Kostenstellen, und die Wälzung der Kosten. Hierbei sind jedoch sowohl operative Kosten als auch Kapitalkosten adressiert, so dass die Gesamtkosten im Fokus stehen.



strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Dies entspricht den Bestimmungen des § 21 Abs. 2 EnWG, der ebenfalls vorsieht Entgelte „auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals“ zu bilden. Dem Gesetz liegt dabei die Idee einer „**als-ob-wettbewerblichen**“ Bestimmung der Entgelte zugrunde, denn § 21 Abs. 2 bestimmt auch, dass soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen.

Im Gegensatz hierzu gingen die Verbändevereinbarungen vom Leitbild einer „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ und nicht von einem solchen effizienten Netzbetreiber aus – trotzdem sind die Kalkulationsregeln der Verbändevereinbarungen an sich in wesentlichen Teilen erhalten geblieben. Auch wenn sich damit die Veränderungen zunächst in Grenzen halten, dürfte es den Unternehmen nicht leicht fallen, die jeweiligen Vorgaben zu erfüllen: Denn unabhängig von der jeweiligen Größe und den damit einhergehenden Managementressourcen sind dreieinhalb Monate eine relativ anspruchsvolle zeitliche Vorgabe.

Zusätzliche Probleme dürften sich ergeben, wenn ein so genannter Kombinationsnetzbetrieb vorliegt – also Strom- und Gasnetze in einem Unternehmen betrieben werden oder in der Vergangenheit wurden: Denn einerseits haben Gasverteilunternehmen ihre Entgelte bisher nicht kalkuliert und andererseits dürfte die bisherige Genehmigungspraxis nach § 12 der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) nämlich kaum geeignet sein, als Ausgangspunkt für eine getrennte Kalkulation der Netze zu dienen. Denn gemäß BTOElt dürfte es für eine Reihe von Unternehmen die dominante Strategie gewesen sein, große Teile ihrer Gesamtkosten, wenn möglich als Aufwendungen im Sinne operativer Kosten darzustellen. Hierbei dürften die vergleichsweise niedrigen Renditen, die ausgewiesen werden konnten, eine Rolle gespielt haben. Zusätzlich dürften Gemeinkosten tendenziell eher dem Stromnetz zugeordnet worden sein. Dies diene einerseits der gesicherten Kostendeckung der fraglichen Positionen und hatte andererseits die Folge, dass der ausgewiesene Gaspreis sehr rohstofforientiert bzw. mit Blick auf den Substitutionswettbewerb der Energieträger gebildet werden konnte.

Die Unternehmen müssen zwar formal zunächst ihre Kalkulation für die Stromnetze erarbeiten, jedoch sollten im Falle von Kombinationsnetzbetreibern wesentliche Wechselwirkungen zwischen beiden Geschäftsbereichen bestehen. So ist die vollständige Zuordnung eines bestimmten Gemeinkostenblocks zum Stromnetz gleichbedeutend mit dessen Nichtanrechenbarkeit in der Gasnetzkalkulation. Dieses einfache Beispiel zeigt, dass trotz der unterschiedlichen gesetzlichen Fristen diese erstmalige Kalkulation für beide Netzbereiche eine gemeinschaftliche Aufgabe ist, bei der letztlich Entscheidungen



zu treffen sind, welche die relative Rentabilität beider Geschäftsfelder in Zukunft wesentlich beeinflussen dürften. Allerdings sollte die Zuschlüsselung bei den Kapitalkosten – also letztlich den Netzelementen – wesentlich einfacher fallen, denn hier dürften gemeinschaftliche Nutzungen wohl kaum vorkommen.

3.1.3 Verrechtlichung des Kalkulationsleitfadens

Generell kann als Folge der Verrechtlichung des Kalkulationsleitfadens im Rahmen der Entgeltverordnungen erwartet werden, dass in dieser ersten Phase des Regulierungsprozesses die künftige Regulierungsbehörde insofern kaum Einfluss auf die ermittelten Kosten und Entgelte hat, als sie lediglich kontrollieren kann, ob der Leitfaden korrekt angewandt wurde. Sie hat also die Möglichkeit bestimmte Ansätze und Positionen, die den Regeln der §§ 3 StromNEV nicht entsprechen oder dort nicht explizit erwähnt sind, zurückzuweisen. Entsprechen Kalkulation und Entgelte aber den gesetzlichen Regelungen, so üben in dieser Phase vor allem die Unternehmen Kontrolle über ihre Ansätze aus. Darüber hinaus bleibt festzuhalten, dass die Kalkulationsregeln allein den Unternehmen kaum Anreize bieten, ihre Effizienz zu steigern. Denn die Unternehmen haben in der reinen Kostenkalkulation keinen Vorteil davon, sich in Kostendisziplin zu üben. Einsparungen, die in einer bestimmten Periode realisiert werden, müssten bereits in der nächsten Periode an die Netznutzer weitergereicht werden.

3.1.4 Diskriminierungsfreie Entgelte

Schließlich stellt sich bereits in dieser ersten Phase die Frage nach der Diskriminierungsfreiheit der Entgelte. Hierunter sei hier eine predatorische Überhöhung der Netzkosten in bestimmten Teilnetzen verstanden, die nicht zuletzt zum Ziel hat, die in den (Verteil-) Netzen gefangenen Konsumenten daran zu hindern, ihren Versorger zu wechseln und somit geringere Energiekosten zu realisieren. Das Bundeskartellamt hat diesbezüglich in der Vergangenheit – so zum Beispiel im TEAG Verfahren – mit einer Art Substraktionstest eine praktikable und einfache Prüfung auf Diskriminierung vorgeschlagen. Dem Ansatz liegt dabei folgende Logik zugrunde: Es ist den Netzbetreibern verboten, Bedingungen und Entgelte von Dritten zu verlangen, die sie nicht auch von ihrem eigenen ehemals vertikal integrierten Vertrieb oder verbundenen Unternehmen verlangen würden (§ 21 Abs.1 EnWG). Anders ausgedrückt muss ein ausgewiesenes Netzentgelt auch dem lokalen (Vertriebs-) Incumbent in Rechnung gestellt werden. Dessen Endkundenpreise müssen sich folglich aus diesen Netzkosten und seinen so genannten Sourcing-Kosten für die Energie zusammensetzen. Für ein diskriminierungsfreies Netzentgelt muss daher im Sinne des Substraktionstests und unter Vernachlässigung anfallender Steuern mindestens gelten:



Endkundenpreis im (Verteil-) Netz – Ø-Sourcing-Kosten⁸ der Energie=Netzentgelt

Untersuchungen /MÜLLER, WIENKEN 2004/ deuten daraufhin, dass eine Reihe von Netzbetreibern diesen Subtraktionstest derzeit nicht bestehen dürfte. Hierin liegt ein erster Ansatzpunkt für die regulatorische Arbeit, der zugleich wesentlich für ein Erstarcken der Wettbewerbskräfte in den deutschen Energiemärkten ist. Denn nur wenn die Entgeltstrukturen in einer wesentlichen Mehrzahl der Netzgebiete dem hier unterstellten Kriterium genügen, werden Retailmargen eröffnet, so dass Massengeschäftsmodelle zumindest die Möglichkeit haben, positive Renditen zu erwirtschaften.

3.2 Phase 2: Vergleich

Auf Grundlage derjenigen Entgelte, die die Unternehmen kalkuliert haben, kann die Regulierungsbehörde nach § 21 Abs. 3 EnWG dann in regelmäßigen Abständen Vergleiche der Entgelte für den Netzzugang, der Erlöse oder der Kosten vornehmen. Der Gesetzentwurf sieht in § 21 Abs. 4 EnWG zusätzlich vor, dass die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens bei der kostenorientierten Entgeltbildung nach Absatz 2 zu berücksichtigen sind. Zunächst hat die Regulierungsbehörde durch ihre bisherigen Ankündigungen und Ausschreibungen klargestellt, dass sie sich dieses Instrumentes auch bedienen wird, um somit eine indirekte Kontrolle der Kalkulation, die wie oben dargestellt ansonsten weitgehend in der Einflussosphäre der Unternehmen vorgenommen wird, zu erreichen. Bei geeigneten Vergleichsgruppen wird diese indirekte Kontrolle durch jedes mögliche Vergleichsverfahren erreicht; einzelne mögliche Verfahren unterscheiden sich aus ökonomischer Sicht vor allem in der Intensität der Kontrolle und dem ausgeübten Zwang, die Kosten zu senken und weniger durch die Vergleichstechnologie. Grundsätzlich gibt § 21 Abs. 4 EnWG ein Kriterium vor, das sich an den **durchschnittlichen** Entgelten, Erlösen oder Kosten einzelner Betreiber von Energieversorgungsnetzen für das Netz insgesamt oder für einzelne Netz- und Umspannebenen orientiert. Überschreiten die Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Betreiber von Energieversorgungsnetzen die ermittelten Durchschnitte, so wird vermutet, dass sie einer Betriebsführung nach Absatz 2 nicht entsprechen.⁹ Ähnlich beziehen sich auch die Vergleichsregeln des § 23 StromNEV grundsätzlich auf „durchschnittliche Entgelte“.

Ökonomisch betrachtet, gelten in diesem Schritt des Verfahrens daher alle Unternehmen deren Kosten kleiner oder gleich dem Durchschnitt ihrer Vergleichsgruppe sind, als zunächst „regulatorisch unbedenklich“ – es lässt sich jedoch zeigen, dass diese Unbedenklichkeit den Unternehmen wenig Anreize bietet, ihre Kosten wesentlich unter den Durchschnitt zu senken und damit vorhandene Effizienzsteigerungspotentiale auszu-

⁸ Durchschnittswert aus beschaffter Energie und eigenerzeugter Energie.

⁹ § 21 Abs. 4, S.2 EnWG.

erschöpfen /Franz und Schäffner 2004/. Zusätzlich kann festgestellt werden, dass diejenigen Unternehmen, deren Kosten oberhalb des Durchschnitts liegen sich einerseits einem Missbrauchsverdacht ausgesetzt sehen¹⁰, andererseits die Möglichkeit erhalten, ihre höheren Kostenansätze zu rechtfertigen.¹¹ Sollte es einem Unternehmen jedoch nicht gelingen, seine Kostensituation mit Argumenten zu untermauern, steht zu erwarten, dass seine Ansätze gekürzt werden. Wie betroffene Unternehmen eine derartige Anordnung verarbeiten, dürfte vor allem davon abhängen, ob sie sich auf operative Kosten oder Kapitalkosten bezieht. Während im zweiten Fall eine Neubewertung der regulatorischen kalkulatorischen Kapitalbasis die Folge wäre, müssten auf der operativen Seite im selben Umfang Kosten eingespart werden.

Allerdings sollte beachtet werden, dass in den Regelungen des Absatzes 4 zum Vergleichsverfahren explizit auf den Absatz 2 des § 21 EnWG, und den dort formulierten Kostenstandard verwiesen wird. Dieser fordert, dass die Entgelte „auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen“ zu bilden sind. Dieses Kriterium geht aber über den durchschnittsorientierten Vergleich, wie er zuvor analysiert worden war, hinaus. Würde die Regulierungsbehörde einen solchen härteren Effizienzmaßstab bereits in dieser Phase des künftigen Regulierungssystems und ohne zeitliche Verzögerung durchsetzen, so hätte dies kurzfristigen Anpassungsbedarf in den Rechenwerken der Unternehmen zur Folge. Darüber hinaus würden sich in Einzelfällen deutliche Entgelt-einbußen nicht vermeiden lassen.

Die Frage, ob zunächst eine Hilfsbetrachtung über die durchschnittlichen Entgelte erfolgt oder sogleich der Kostenstandard des § 21 Abs. 2 durchgesetzt wird, hat gerade im Hinblick auf die nun folgende dritte Phase der Regulierung Folgen, da die im Vergleich „korrigierten Entgelte“ eine Ausgangsbasis für die dritte Phase der Anreizregulierung bilden dürften

3.3 Phase 3: Anreizregulierung

Ob durchschnittliche Entgelte oder die Entgelte eines effizienten Netzbetreibers den Ausgangspunkt eines Regimes der Anreizregulierung bilden, hat Folgen für die relative Vorteilhaftigkeit für Unternehmen und Netzkunden. Startet die Anreizregulierung mit den dann als effizient erkannten Niveau der Entgelte, Erlöse oder Kosten, dürfte den Konsumenten eine sofortige Preissenkung zugute kommen, die in allen Folgeperioden wohlfahrtswirksam ist. Für die Unternehmen bedeutet dies sofort zu Beginn der Regulierungsperiode ihre Preise und Kosten auf das effiziente Niveau senken zu müssen, so-

¹⁰ § 30 Abs. 1 Nr. 1 EnWG.

¹¹ Vgl. § 30 Abs. 1 Nr. 5 EnWG.



fern sie anderweitig keinen sachlich gerechtfertigten Grund für ihre abweichenden Ansätze haben.

Inwieweit dies im Einzelfall oder auch für Gruppen von Unternehmen zu Belastungen führen würde, die negative Folgen für das Gesamtsystem haben könnten, lässt sich erst feststellen, nachdem die ersten beiden Phasen des künftigen Regulierungsrahmens durchlaufen wurden. Zeigt das Vergleichsverfahren ex ante, dass die Unternehmen, ihren Abstand zur effizienten Grenze durch korrigierte Kalkulationen ihrer Anlagen oder operative Kosteneinsparungen nicht verkürzen können ohne in finanzielle Schieflagen zu geraten, ließe sich dies durch ein höheres (u.U. durchschnittliches) Ausgangsniveau berücksichtigen. Geht man jedoch so vor, profitieren die Konsumenten zunächst in wesentlich geringerem Ausmaß von der Anreizregulierung. Daher sollte der Effizienzmaßstab „der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen“ unter diesen Umständen zumindest das Zielniveau der Regulierungsperiode vorgeben. Die jährlichen X-Faktoren, die den Unternehmen vorgegeben werden, müssten dann höher ausfallen und eine individuelle Aufholkomponente enthalten, um die effizienten Kosten zu erreichen (siehe unten).

3.3.1 Methodenoffene Regulierung

Erklärtes Ziel des Gesetz- und Ordnungsgebers war es laut Begründung zum § 21 a EnWG eine methodenoffene Entgeltregulierung zu schaffen, jedoch trifft das Gesetz, wie im folgenden gezeigt wird, sehr viele Vorentscheidungen. Hinzu kommt, dass § 21 a Abs. 6 die gesamte Anreizregulierung unter einen Verordnungsvorbehalt der Bundesregierung stellt, der im wesentlichen dem Drängen der Netzbetreiber geschuldet sein dürfte. Diese erhoffen sich von einer Anreizregulierung, die sich auf einen ausformulierten Ordnungsrahmen stützt, mehr Rechtssicherheit.

Dem Vorsatz, methodenoffen zu regulieren, genügt der Gesetzentwurf aber insofern, als § 21 a Abs. 2 bestimmt, dass unter einer Anreizregulierung Vorgaben von Obergrenzen, für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder die Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten gebildet werden. Diese gelten für die Gesamtdauer der Regulierungsperiode. Möglich sind im Regelfall also Price Caps oder Revenue Caps, wobei diese mit Effizienzvorgaben zu kombinieren sind. Soweit entspricht das EnWG dem internationalen best-practice Vorgehen. Von der Bestimmung, Obergrenzen mindestens für den Beginn und das Ende der Regulierungsperiode vorzusehen, sollte jedoch nur insofern Gebrauch gemacht werden, als von den Unternehmen zu verlangen ist, dass sie die Regulierungsformel auch für die dazwischen liegenden Jahre einhalten. Andernfalls könnten die Unternehmen, wie die folgende Abbildung für einen Ein-Produkt-Fall zeigt, ihre Preise erst im letzten Jahr der Regulierungsperiode senken, so dass sie überproportional und im Gegensatz hierzu die Konsumenten gar nicht von den Kosteneinsparungen profitieren würden. Dann bestände auch ein wesentlich geringerer Anreiz, Kosten über das gefor-

derde Maß hinaus einzusparen, da die Vorteile der vorgegebenen Effizienzmaßnahmen zunächst vollständig bei den Unternehmen verbleiben.

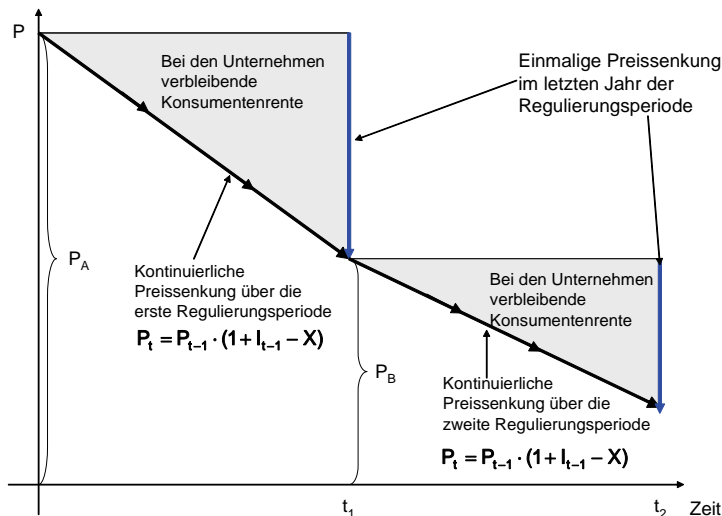


Abbildung 1: Verteilung der Preissenkungen über die Regulierungsperiode

3.3.2 Regulierungsperiode

Sodann wendet sich der § 21 a der Frage der Dauer der Regulierungsperiode zu, die zwei Jahre bis fünf Jahre betragen soll. Allerdings spricht die Gesetzesbegründung davon, dass nach einer Anlaufphase eine Dauer von vier bis fünf Jahren zu erwarten ist. Diese Erwartung steht nach unserer Ansicht in einem gewissen Widerspruch zum § 7 Abs. 5 StromNEV, da dort festgelegt ist, dass die Regulierungsbehörde alle zwei Jahre über den Eigenkapitalzinssatz nach § 21 Abs. 2 EnWG entscheidet. Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung innerhalb einer Periode von mehr als zwei Jahren zu variieren, dürfte aber kaum dazu beitragen, die Anreizstrukturen stabil zu halten und ist daher mit einer Anreizregulierung, die durch stabile Vorgaben getragen wird, quasi unvereinbar. Ähnlich sollte die Periode aber auch nicht zu kurz ausfallen, um die Anreize nicht in Dauerverhandlungen der Regulierungsformel untergehen zu lassen, außer es handelt sich um staatlich veranlasste Mehrbelastungen, wie vor allem Steuern, Abgaben oder Umweltauflagen, bzw. andere nicht vom Netzbetreiber zu vertretende Umstände.



3.3.3 Mengeneffekte

Treten Absatzschwankungen auf und wurden seitens der Behörde Obergrenzen für Netzzugangsentgelte (Price Caps) gesetzt, so bestimmt das EnWG, dass bei den Vorgaben die Auswirkungen jährlich schwankender Verbrauchsmengen auf die Gesamterlöse der Netzbetreiber (Mengeneffekte) zu berücksichtigen sind.¹² Unserer Ansicht nach wirken unter Preisobergrenzen aber lediglich fallende Mengen zu Lasten der Netzbetreiber, wogegen sie von steigenden Mengen Vorteile erwarten können. Zudem erscheint es uns bezüglich eines (erfolgreich) entbündelten Netzbetreibers in Deutschland eher unwahrscheinlich, dass er aktiv dazu in der Lage wäre, seine Durchsatzmengen zu manipulieren. Bedenklicher erscheinen uns Absatzschwankungen dagegen bei erlösregulierten Unternehmen, denn diese müssen ihre Netzentgelte immer umgekehrt proportional zur Mengenentwicklung gestalten – die hieraus resultierenden stark schwankenden Entgelte dürften aber sowohl Netznutzer als auch -betreiber vor umfangreiche Probleme stellen. Insofern erscheint ein Ausgleichsmechanismus für ein Revenue-Capping wesentlich notwendiger, obwohl dieses gesetzlich nicht vorgesehen ist.

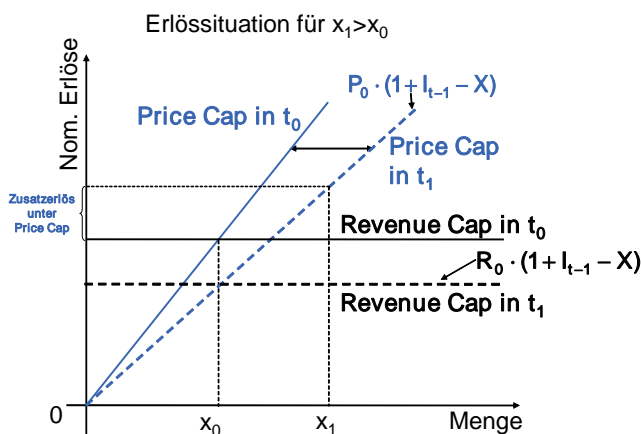


Abbildung 2: Erlösvariation unter Price- und Revenue-Cap bei steigender Absatzmenge innerhalb der Regulierungsperiode

In der obigen Abbildung steigt die Nachfrage nach Netzdienstleistungen zwischen t_0 und t_1 an. Annahmegemäß lagen die zulässigen Erlöse unter beiden Regulierungsverfahren in der Ausgangsperiode gleichauf. Der in der folgenden Periode auftretende Mengeneffekt hat nun zur Folge, dass ein Unternehmen unter einer Price-Cap seinen Umsatz erhöhen kann, obwohl sich aus der Regulierungsformel eine Preissenkung für alle Ein-

¹² § 21 a Abs. 3 Satz 4.



heiten (niedrigere Steigung der Erlöse in t_1) ergibt. Dagegen sinken die zulässigen Erlöse bei einer Umsatzbegrenzung wenn der Zuwachs des Vergleichsindex hinter dem geforderten Produktivitätsfortschritt zurückbleibt. Zusätzlich ist der Netzbetreiber immer gezwungen, seine Preise der Variation der Menge entgegengesetzt anzupassen, d.h. es ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf, die Preise zu senken, da $x_1 > x_0$ gilt. Der wesentliche Unterschied zwischen beiden Verfahren besteht folglich darin, dass die Unternehmen im Fall einer Preisobergrenze vor allem sicherstellen müssen, dass sie ihre Preise weit genug gesenkt haben und diese im Falle einer Abweichung im Folgejahr entsprechend adjustieren können. Dagegen führt die Einführung einer Revenue-Cap im Netzbereich der Energiemärkte zwingend zu laufenden Korrekturen der Vorgaben, da neben einer Prognose des Parameters I auch der Gesamtabsatz zu schätzen ist. Eine solche Prognose ist aber wie oben dargestellt wurde von einer ganzen Reihe von Faktoren abhängig und daher mit Fehlern behaftet. Diese Fehler und die mit ihnen verbundenen nötigen Korrekturmechanismen führen dazu, dass die Tarife weder für die Unternehmen noch die Nachfrager als planbare Größen gelten können – dies muss als wesentlicher Nachteil des Verfahrens gelten.

Die folgende Tabelle 2 fasst die Anreizwirkung beider Verfahren in Bezug auf variierende Mengen nochmals zusammen /Franz et al. 2005/.

Tabelle 2: Anreizwirkung von Preis und Revenue Caps hinsichtlich der Durchleitungsmengen

	Menge steigt	Menge fällt	Anreizwirkung
Price Cap	Erlöse steigen; Preise sinken nach Vorgabe	Erlöse fallen; Preise sinken nach Vorgabe	Mengenausdehnung ist immer vorteilhaft, fallende Mengen führen zu zusätzlichen Erlöseinbußen
Revenue Cap	Erlöse konstant; Preise müssen gesenkt werden, um Vorgabe einzuhalten	Erlöse konstant; Preise müssen erhöht werden, um Vorgabe einzuhalten	Tendenz zur Mengensenkung , da steigende Mengen (z.B. durch zusätzliche Anschlüsse) nicht vorteilhaft

Schließlich sollte nicht vergessen werden, dass beim Aufkommen zusätzlicher angebotsbedingter Lasten – z.B. im Rahmen zunehmender dezentraler Erzeugung – die Netzbetreiber in keinem der beiden Systeme unmittelbare ökonomische Anreize haben, den Netzanschluss herzustellen. Insofern sind in dieser Hinsicht beide vorgestellte Verfahren zu den Regelungen in § 17 Abs. 1 des EnWG konfliktär.



3.3.4 Nicht beeinflussbare Kosten und allgemeine Geldentwertung

Nach Vorgabe des § 21 a Abs. 4 EnWG wird zwischen vom Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteilen und von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteilen unterscheiden. Diese sind bei der Ermittlung der Regulierungsvorgaben zu differenzieren, da Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind. Als nicht beeinflussbar gelten Kostenanteile, die sich aus nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben sowie Betriebssteuern ergeben. Berücksichtigt werden sollte bezüglich der Stromnetze auch, dass sich ein wesentlicher Teil der Entgelte auf den unteren Netzebenen aus „gewälzten Kosten“ ergibt, über die der Netzbetreiber der empfangenden Ebene keine wirkliche Kontrolle ausübt.

Es ist offensichtlich, dass dieser Passus restriktiv gehandhabt werden sollte, da sich andernfalls eine Proliferation des nicht beeinflussbaren Kostenanteils kaum vermeiden lassen wird. Folglich entschiede nicht die relative Effizienz im Netzbetrieb über den Erfolg eines Unternehmens, sondern seine Fähigkeit beim Abschirmen von Kostenblöcken vor dem regulatorischen Zugriff. Zudem sieht § 21 einen Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung in der Regulierungsformel vor, um eine inflatorische Aushöhlung der Erlöse zu verhindern. Aus unserer Sicht ist ein derartiger allgemeiner Preisindex, wie es beispielsweise der „Harmonisierte Verbraucherpreisindex“ sein könnte, eher ungeeignet, Netzbetreiber vor einer inflationärer Aushöhlung der Erlöse zu schützen. Denn betroffen sind die Unternehmen vor allem von der Preisentwicklung ihrer jeweiligen Inputs. Diese mögen in der Vergangenheit zwar weniger stark gestiegen sein, als der allgemeine Preisindex und – falls sich dieser Trend fortsetzt – sollten die Unternehmen von dieser Regel profitieren. Sollten aus außergewöhnlichen Umständen (ein aktuelles Beispiel sind weiter stark steigende Rohstoffkosten) die Inputpreise schneller steigen als der gewählte Vergleichsindex, wären die Netzbetreiber negativ betroffen. Besteht daher zwischen den für die Energiewirtschaft relevanten Inputpreisen und dem allgemeinen Preisniveau eine systematische Drift, so sollte diese bei der Formulierung der Effizienzziele berücksichtigt werden.

3.3.5 Effizienzziele (X-Faktoren)

Nach § 21 a Abs. 5 EnWG werden für eine Regulierungsperiode unternehmensindividuelle Effizienzvorgaben oder gruppenspezifische Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs abgeleitet. Hierin dürfte ein weiterer wichtiger Verwendungszweck des Vergleichsverfahrens nach § 21 liegen. Die Regulierungsbehörde muss bezüglich der Zielvorgaben, die sie den Unternehmen machen wird, vor allem die bestehende Effizienz des jeweiligen Netzbetreibers, aber auch objektive struktureller Unterschiede sowie die inflationsbereinigte gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung und die

jeweilige die Versorgungsqualität bzw. auf diese bezogene Qualitätsvorgaben berücksichtigen.

Abgesehen von den Qualitätsvorgaben, deren sofortige Einführung an den in Deutschland zurzeit nicht verfügbaren unternehmensindividuellen Daten scheitern dürfte, schwebt dem Gesetzgeber hier offensichtlich ein möglichst unternehmensindividuelles Effizienzziel vor.¹³ Ein Bezug zur jeweiligen Effizienz des Netzbetriebs sollte daher so hergestellt werden, dass sich die Zielvorgaben auch an der Frage orientieren, wie groß der Abstand zur effizienten Grenze der Strukturklasse für den jeweiligen Netzbetreiber ausfällt. Nach Ablauf einer vollständigen Regulierungsperiode hätten dann theoretisch alle Netzbetreiber einer Strukturklasse das gleiche effiziente Kostenniveau erreicht. Allerdings besteht ein wesentlicher Zweck der Anreizregulierung darin, die effiziente Grenze in Bewegung zu halten – die Unternehmen also weiter an ihrer Effizienz arbeiten zu lassen. Hierdurch lernt die Regulierungsbehörde, welche Kostenniveaus erreichbar sind. Schließlich schreibt § 21 a Abs. 5 auch vor, dass die Effizienzvorgaben so ermittelt werden müssen, dass geringfügige Änderungen einzelner Parameter der zugrunde gelegten Methode nicht zu einer überproportionalen Änderung der Vorgaben führt. Diese Regel, die offenbar der Besorgnis der Unternehmen gegenüber der Data Envelopment Analysis geschuldet ist, sollte jedoch nicht zu einem Ausschluss des Verfahrens führen; vielmehr sollten dessen Weiterentwicklungen wie „Boot-strapping“¹⁴ Verwendung finden, um die Ergebnisse belastbarer zu machen.

3.4 Künftiges Zusammenspiel der drei Phasen

Kalkulation und Vergleich verschmelzen in einem eingefahrenen System der Anreizregulierung zur so genannten Regulatory Review und spielen daher nur noch alle vier bis fünf Jahre eine Rolle, wie es dem Gesetzgeber auch in der Begründung des Gesetzesentwurfes vorschwebt. Dagegen sind die Vorgaben der Anreizregulierung jährlich zu erfüllen, wobei die Behörde aus der Gewinn- und Kostenentwicklung Erkenntnisse über das effiziente Niveau der Kosten gewinnt. Die folgende Abbildung stellt das künftige Zusammenspiel der drei Phasen systematisch dar:

¹³ Hieraus sollte jedoch nicht geschlossen werden, dass die Bundesnetzagentur die Fragen der Qualitätsregulierung zurückstellen dürfte. Vielmehr hat sie im Rahmen ihrer Ausschreibungen zu Gutachten und Beratungsprojekten auch eines, dass sich mit der Berücksichtigung und Verwertung von Netz Zuverlässigkeit und Versorgungsqualität in Anreizregulierungsverfahren, möglichen methodische Ansätze, empirischer Datenermittlung und den Erfahrungen in der internationalen Anwendung befassen soll.

¹⁴ Unter Boot-strapping wird eine Methode verstanden, bei der über ein Urnenexperiment zu den DEA Ergebnissen eine Wahrscheinlichkeitsverteilung erzeugt wird.

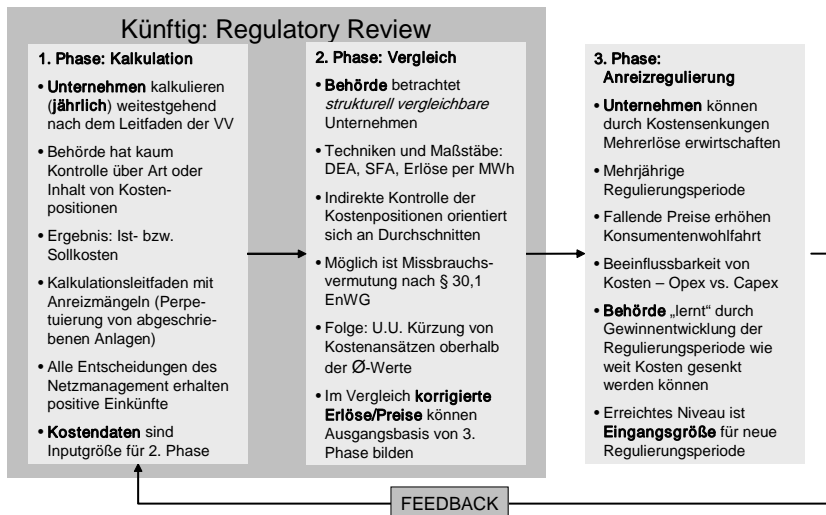


Abbildung 3: Künftiges Zusammenspiel der drei Phasen

4 Zusammenfassung

Trotz einer Reihe von offenen Fragen zeichnet sich daher ein Regulierungsrahmen für die Energiemärkte ab, der im Wesentlichen von drei Phasen, Kalkulation, Vergleich und Anreizregulierung, geprägt wird. Hiervon werden die Kalkulation und das Vergleichsverfahren künftig in einer Regulatory Review verschmelzen und dementsprechend nur noch zu bestimmten Zeitpunkten eine Rolle spielen. Dagegen bildet die Anreizregulierung den Kern des neuen Regimes und wird auch weiterhin Vorgaben erzeugen, die die Unternehmen jährlich erfüllen müssen. Hierbei haben die Unternehmen jedoch den für sie wesentlichen Vorteil, dass sie, wenn es ihnen gelingt, in merklichem Umfang Effizienzvorteile über das geforderte Maß hinaus zu realisieren, die hierbei entstehenden Gewinne zunächst behalten können.



Literaturverzeichnis

- /AVERCH, JOHNSON 1962/ Averch, H.,L. und Johnson, L.: Behaviour of the firm under regulatory constraint, in: American Economic Review, Vol. 52, No. 5, 1962, S. 1052-1069
- /BAUMOL et al. 1982/ Baumol, W.J. et al.: Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, New York, 1982
- /FRANZ 2003/ Franz, O.: Regulierung, Liberalisierung und Unabhängigkeit des Regulierers, Aachen 2003
- /FRANZ et al. 2005/ Franz, O. et al. : Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, in: WIK Diskussionsbeitrag Nr. 267, 2005
- /LAFFONT, TIROLE 1992/ Laffont, J.J. und Tirole. J : A Theory of Incentives in Procurement and Regulation, Cambridge 1992
- /MÜLLER, WIENKEN 2004/ Müller, C. und Wienken, W.: Measuring the Degree of Economic Opening in the German Electricity Market, in: Utilities Policy Vol. 12, 2004, S. 283–290



Standardisierung von Systemaspekten der elektrischen Energieversorgung

C. Graser
RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH
Reeser Landstraße 41, D-46483 Wesel / Germany
Tel.: +49 (0) 281 210-2478, Fax: +49 (0) 281 201-2489
E-mail: christoph.graser@rwe.com
www.rwe.com

1 Einleitung

Nationale, europäische und internationale Normungsgremien haben über die Jahre eine enorme Vielfalt an Normen in nahezu allen Gebieten der Technik erarbeitet. Diese Normen können beispielsweise einen produktbezogenen Inhalt, aber auch den Charakter von technischen Regeln für Verfahren haben. Daneben gibt es Normen, die als Grundlagen- oder Produktfamilien-Normen bezeichnet werden, und häufig ist auch von „Horizontalnormen“ die Rede.

Dieser bereits recht großen Vielfalt an Begriffen wurde zwischenzeitlich ein weiterer Begriff hinzugefügt: Der systembezogene Ansatz in der Normung. Das vor gut drei Jahren bei der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) gegründete Technische Komitee 8 (TC 8) „System Aspects of Electrical Energy Supply“ spielt in dieser Kategorie eine Vorreiterrolle.

Dieser Beitrag gibt zunächst einen Überblick über die unterschiedlichen Arten technischer Normen und erläutert darauf aufbauend den Gedanken der systembezogenen Normung am Beispiel des Arbeitsgebietes des IEC/TC8, sowie der entsprechenden europäischen Spiegelgremiums des CENELEC/TC8X.

2 Normungsorganisationen und Organisation der Normung

Die technische Normung von verschiedenen Organisationen auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene betrieben. Für den elektrotechnischen Bereich – und damit auch die elektrische Energieversorgung – sind im wesentlichen drei Organisationen von Relevanz: National Ebene ist dies die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik im DIN und VDE (DKE), auf europäischer Ebene das



Europäische Komitee für elektrotechnische Normung (CENELEC), und weltweit die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC).

Innerhalb dieser Organisationen wird die eigentliche Normungsarbeit von Technischen Komitees und Unterkomitees erledigt, deren Arbeitsgebiete auf sehr unterschiedliche Weise festgelegt werden können. Entsprechend der historischen Entwicklung der elektrotechnischen Normung ist festzustellen, dass die Arbeitsgebiete der technischen Gremien in der Hauptsache produktorientiert festgelegt wurden. So findet man beispielsweise bei der IEC – sie sei hier stellvertretend für alle anderen Organisationen genannt – Komitees für Transformatoren (TC 14), Leistungsschalter (TC 17), Isolatoren (TC 36) und jeweils für die unterschiedlichsten Arten von Hausgeräten.

Mit zunehmender Komplexität elektrotechnischer Systeme wurde allerdings deutlich, dass das mehr oder weniger isolierte Nebeneinander der Produktkomitees mitunter zu inkompatiblen oder gar widersprechenden Ergebnissen geführt hat. In der Folge führte dies zu verstärkten Kooperationsbemühungen zwischen einzelnen Komitees, wodurch die Situation sich teilweise verbesserte.

Ein wesentlicher Schritt war dann die Einführung so genannter „horizontaler Funktionen“ in der IEC. Damit wurde es möglich, einem technischen Komitee eine übergreifende Aufgabenstellung zuzuweisen. Die Betrauung eines Komitees mit einer Querschnittsaufgabe erfolgt durch das „Standards Management Board“ (SMB) der IEC. Die „Horizontale Funktion“ ist durch den /IEC-Guide 108/ wie folgt definiert:

„Treatment of subjects such as fundamental principles, concepts, terminology or technical characteristics, relevant to a number of TCs.“

Besonders bedeutsam an dieser Definition ist, dass die im Zuge einer „horizontalen Funktion“ erzielten Arbeitsergebnisse auch für andere Komitees relevant sind und von diesen auch beachtet werden müssen. Andererseits wird von Komitees mit horizontalen Funktionen erwartet, dass ihre diesbezüglichen Arbeitsergebnisse ausschließlich grundlegende Bestimmungen zu übergreifenden Sachverhalten enthalten und nicht in den Regelungsbereich von Produktnormen eingreifen. Normen, die von diesen Komitees publiziert werden, haben häufig den Status eines „Generic Standard“ (Fachgrundnorm) oder „Product Family Standard“ (Produktfamiliennorm). Diese Dokumente sind also von vorn herein als übergreifende Publikationen erkennbar, und nach den Regularien der IEC können sie ganz oder teilweise durch spezifische Produktnormen konkretisiert oder auch übersteuert werden.

IEC-Komitees mit ausschließlich horizontalen Aufgaben sind z.B. das TC 1 „Terminologie“, das TC 28 „Isolationskoordination“ oder das TC 56 „Zuverlässigkeit“. Auf der /IEC-Website/ ist eine vollständige Liste der Komitees zu finden, denen eine horizontale Funktion entweder ausschließlich oder als Teil ihrer Aktivitäten zugewiesen wurde.



Zu den Komitees mit ausschließlich horizontaler Funktion gehört auch das für den Bereich der elektrischen Energieversorgung besonders bedeutsame TC 8 „System Aspects of Electrical Energy Supply“. Mit diesem TC wurde erstmals der Begriff „Systembezogene Normung“ verbunden.

3 Systemnormung und horizontale Funktionen in IEC/TC8

Es drängt sich nun die Frage auf, weshalb dieser offenbar recht kompletten Normenstruktur noch eine weitere Kategorie hinzugefügt werden musste. In Wahrheit handelt es sich aber nicht um eine neue Kategorie an Normen, sondern um ein Unterthema im Bereich der horizontalen Aufgaben.

Ausgangspunkt der Überlegungen war der Umstand, dass in den meisten TCs der IEC Normen und andere Publikationen zu Produkten und Sachverhalten erarbeitet werden, die in einem gemeinsamen System miteinander verträglich funktionieren müssen: Das elektrische Energieversorgungssystem. Dem gegenüber haben langjährige Erfahrungen gezeigt, dass vor allem im Bereich der Produktnormen in Bezug auf die Schnittstellen mit der Umgebung häufig Festlegungen getroffen wurden, die im Widerspruch zueinander standen. So wurden beispielsweise für verschiedene Betriebsmittel teilweise unterschiedliche Umgebungs- oder Prüfbedingungen von den jeweiligen TCs festgelegt, obwohl diese Betriebsmittel in der Regel in ein und der selben Anlage eingesetzt werden. Weitere derartige Beispiele finden sich u.a. im Bereich der Isolationskoordination und der Elektromagnetischen Verträglichkeit.

Ein weiterer Punkt war, dass bei der Beurteilung der Marktrelevanz von Normvorhaben in vielen Fällen von unzutreffenden Annahmen hinsichtlich der Entwicklung der weltweiten Strommärkte ausgegangen wurde. Zumindest jedoch wurden teilweise diametrale Unterschiede in der diesbezügliche Einschätzung offenbar. Divergierende Arbeitsergebnisse waren somit vorprogrammiert.

In der Konsequenz wurde mit der Gründung des TC 8 (und entsprechend im CENELEC des TC8X) das Ziel verfolgt, ein Gremium einzurichten, das systematisch technische Entwicklungen und Markttendenzen analysiert und die so gewonnenen Erkenntnisse und diese in einer geeigneten Weise den anderen Gremien verfügbar macht. Damit soll eine innerhalb der IEC möglichst kohärente Sichtweise auf die globalen Elektrizitätsmärkte sichergestellt werden. Insbesondere soll das TC 8 Hinweise darauf geben, ob und in welcher Form die Entwicklung auf den liberalisierten Strommärkten durch internationale Normen unterstützt werden können.

Damit wird deutlich, was unter „systembezogener Normung“ zu verstehen ist. Es ist keine neue Form der Normungsarbeit mit evtl. neuen Publikationsformen. Vielmehr handelt es sich hierbei um eine neue Aufgabe innerhalb des etablierten Systems hori-



zontaler Normungsaktivitäten. Obwohl nicht ausgeschlossen ist, dass TC 8 auch selbst Normen mit horizontalem Charakter erstellt, zielen die Aktivitäten jedoch in erster Linie darauf ab, die bestehenden technischen Komitees in die Lage zu versetzen, ihre Normen – seien es Fachgrund-, Produktfamilien- oder Produktnormen – auf Basis eines abgestimmten Konsenses über die technischen, ökonomischen und politischen Entwicklungen auf den Strommärkten zu erstellen und diesen gebührend Rechnung zu tragen.

„Systembezogene Normung“ bedeutet also nicht die Normung des Systems an sich, sondern die Erstellung von Normen unter Berücksichtigung der vorgegebenen Randbedingungen des Systems, in dem sie ihre Wirkung entfalten sollen.

4 Systemaspekte in der elektrischen Energieversorgung

Zum besseren Verständnis ist es ratsam, ein komplexes System wie die elektrische Energieversorgung zunächst auf die Teilbereiche herunterzubrechen, die entweder physikalischer Bestandteil des Systems sind oder als Teilprozess zur Gesamtfunktion des Systems beitragen. Das „Strategic Policy Statement“ von IEC/TC8 /SPS TC8/, enthält relativ lange Liste solcher Systemaspekte. Hierin enthalten sind u.a. Themen wie:

- Terminologie
- Systemstabilität und Zuverlässigkeit
- Anschlussregeln für Erzeuger und Verbraucher
- Betriebliche Aspekte wie Lastmanagement, Schutz- und Leittechnik, etc.
- Zählerwesen und Datenmanagement
- Versorgungsqualität
- Abrechnung und Tarifierung
- uvm.

All diese Themen können potenziell einen erheblichen Einfluss auf die Inhalte anderer Normen haben, und dies ohne selbst Gegenstand der Normung zu sein. Aus diesem Grund stellt die Aufgabebeschreibung des TC 8 auch klar, dass diese Liste nicht als Aufzählung von anvisierten Normungsprojekten zu verstehen ist, sondern vielmehr die Teilaspekte aufzählt, die von TC 8 mit Blick auf die Erfüllung seiner zugewiesenen Aufgabe zu betrachten hat. Diese besteht gemäß /SPS TC8/ darin, Normen oder andere Publikationen zu erarbeiten, die vor allem Systemaspekte elektrischer Energieversorgungssysteme beschreiben oder insoweit grundlegende Festlegungen treffen, bzw. die Erstellung solcher Normen in Kooperation mit anderen TCs zu koordinieren. Ein besonderes Augenmerk wird dabei auf die Schnittstellen zwischen den öffentlichen Übertra-



gungs- und Verteilnetzen einerseits und den Kundengeräten und –anlagen (Erzeuger und Verbraucher) andererseits.

5 Derzeitiges Arbeitsprogramm von IEC/TC8

Zunächst sie darauf hingewiesen, dass alle hier gemachten Aussagen im Kern auch auf das europäische Parallelgremium, das CENELEC/TC8X zutreffen. Im Arbeitsauftrag und Arbeitsprogramm beider Gremien findet sich lediglich eine signifikante Abweichung. Diese betrifft die Europanorm EN 50160 „Merkmale der Versorgungsspannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ /EN 50160/. Hierbei handelt es sich um ein rein europäisches Projekt, für das keine Bestrebungen in Richtung einer internationalen Ausweitung bestehen.

Drei der wichtigsten aktuellen Arbeitsschwerpunkte des IEC/TC8 werden nachfolgend etwas genauer beschrieben.

5.1 Terminologie

Dieses Projekt zielte ursprünglich lediglich darauf ab, die innerhalb des TC8 verwendeten Fachbegriffe umfassend zu definieren, um die interne Kommunikation und damit die Arbeit über Sprach- und Kulturgrenzen hinweg zu erleichtern. Sehr bald wurde jedoch deutlich, dass die meisten der Begriffe auch in anderen Arbeitsgebieten benötigt werden, was eine Aufnahme dieser Begriffe – so weit noch nicht vorhanden – in das Internationale Elektrotechnische Wörterbuch (IEV) nahe legte. Die vielleicht wichtigste Erkenntnis in diesem Zusammenhang war, dass das IEV nur sehr wenige Definitionen aus der Begriffswelt der liberalisierten Energiemärkte und der dezentralen Energieerzeugung enthält.

Die zuständige Arbeitsgruppe hat zwischenzeitlich den ersten Normentwurf für eine Ergänzung des IEV durch ein neues Kapitel fertig gestellt. Dieser befindet sich derzeit in der öffentlichen Umfrage.

5.2 Anschlussregeln für dezentrale Einspeiser

Grundlage für dieses Normungsprojekt waren starke Bemühungen verschiedener Gremien und Verbände innerhalb und außerhalb der Normungsorganisationen, für eine bestimmte Art der dezentralen Einspeisung (z.B. Mikroturbinen, Solaranlagen, Windenergie) Bedingungen für den Anschluss und den Parallelbetrieb an öffentlichen Netzen festzuschreiben.

Diese Aktivitäten waren zumeist regional sehr begrenzt und zum anderen sehr spezifisch auf die jeweilige Technologie zugeschnitten. Überdies fanden sich unter den aktiven Experten kaum Vertreter der Netzbetreiber.



Das TC8 hat festgestellt, dass zum einen nicht die Art der verwendeten Primärenergie die Führungsgröße für die Normung sein kann, sondern vielmehr das Betriebsverhalten der Anlage bezüglich z.B. Netzzrückwirkungen, Schutzkonzepten oder Verhalten im Fehlerfall ausschlaggebend für den Netzanschluss sind.

Eine Arbeitsgruppe befasst sich deshalb gesamthaft mit dem Thema der Netzanschlussbedingungen. Da hierzu in vielen Ländern bereits nationale Regelungen bestehen, bestand die erste Aufgabe in der Sichtung zumindest der wichtigsten dieser Regelungen. Daraus konnte dann abgeleitet werden, ob und inwieweit ein Normungsbedarf auf internationaler Ebene besteht. Über diese Frage wird allerdings derzeit noch kontrovers diskutiert. Vor diesem Hintergrund wird nun zunächst die Herausgabe eines Technischen Berichts angestrebt, der in erster Linie die Gemeinsamkeiten in den bestehenden Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen bis zu einer Leistung von 10 Megawatt und einer Nennspannung bis 20 kV beschreiben soll.

Dem gegenüber gibt es in CENELEC starke Bestrebungen zur Erarbeitung einer europäischen Norm. Dies wird von vielen Beteiligten sehr kritisch begleitet, da dies einerseits eine Divergenz der Aktivitäten in CENELEC und IEC bedeuten würde und andererseits auf eine unerwünschte Spaltung des weltweiten Marktes für dezentrale Erzeugungsanlagen hinaus laufen würde.

5.3 Normspannungen, Ströme und Frequenzen

Dieses Projekt ist ein so genanntes „maintenance project“, das sich mit der routinemäßigen Überarbeitung von drei bereits lange bestehenden Normen befasst. Es handelt sich hierbei um die Normen IEC 60038 „IEC-Normspannungen“, IEC 60059 „IEC Norm-Bemessungsströme“ und IEC 60196 „IEC-Normfrequenzen“. All diese Dokumente gehören bereits zum alten Normenbestand der IEC.

Im Rahmen der Routineüberprüfung wurde ein weit gehender Überarbeitungsbedarf bei diesen drei Normen festgestellt. Primär wird angestrebt, den Inhalt der drei Normen in einer einzigen Norm zusammenzufassen, was als Ziel auch weitgehend unstrittig ist. Allerdings zeigte sich bei den ersten Überlegungen im Plenum des IEC/TC 8, dass die Nützlichkeit dieser Normen von einigen Experten insgesamt bezweifelt wird. Die in diesem Zusammenhang aufgeworfene Frage lautet, welchem Zweck die Normung von Nenn-, bzw. Bemessungswerten für Spannungen, Ströme und Frequenzen denn eigentlich dient, und nach welchen Kriterien die Auswahl der in die Norm aufgenommenen Nenn- und Bemessungswerte eigentlich erfolgt.

Grundsätzlich befinden sich die inhaltlichen Überlegungen zur Überarbeitung dieser Normen noch in einer sehr frühen Phase, so dass derzeit keine belastbare Prognose über die Zukunft dieser Normen möglich erscheint.



6 Zusammenfassung und Ausblick

Der in diesem Beitrag beschriebene Ansatz zur systembezogenen Normung hat in den Reihen der Normungsexperten eine breite Zustimmung erfahren. Er erscheint nach den ersten Erfahrungen geeignet, systematisch die Anforderungen komplexer Prozesse und Märkte in die etablierte Normung einzuspeisen ohne diese revolutionieren zu müssen. Die in den verantwortlichen Normungsgremien aufgegriffenen Themen sind von hoher Relevanz für die aktuelle Entwicklung vor allem der liberalisierten Energiemärkte wie auch im Bereich der dezentralen Stromerzeugung.

Die einzelnen Projekte werden darüber hinaus in zielführender Weise bearbeitet, gleichwohl sollten in einigen Projekten keine allzu schnellen Arbeitsergebnisse erwartet werden. Das Studium der Energiemärkte in aller Welt und die Erarbeitung der richtigen Schlussfolgerungen ist eine komplexe und arbeitsintensive Aufgabe, die überdies häufig zu kontroversen Diskussionen führt.

Dennoch ist diese Aufgabe der Mühe wert, da durch die Systembetrachtung letztlich mit vergleichsweise geringem Aufwand ein hoher Gewinn an Effizienz und Marktrelevanz der Normungsarbeiten im Bereich der elektrischen Energieversorgung erreicht werden kann.

7 Literatur

- /IEC-Guide 108/ The relationship between technical committees with horizontal functions and product committees and the use of basic publications, First edition 1994-09
- /IEC-Website/ www.iec.ch/tctools/horiz_com.htm
- /SPS TC8/ IEC-Dokument SMB/2963/R, 2004-12-22, Strategic Policy Statement of IEC Technical Committee 8 "System Aspects of Electrical Energy Supply"
- /EN 50160/ EN 50160 „Merkmale der Versorgungsspannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Ausgabe November 1999



Netzwerk Energie und Kommunikation

- Kommunikation im Verteilnetz

B. M. Buchholz
Siemens PTD SE Power Technologies
Freyeslebenstrasse 1, D-91058 Erlangen / Germany
Tel.: +49 (0) 9131 734250, Fax: +49 (0) 9131 734445
E-mail: Bernd.Buchholz@Siemens.com

1 Einleitung

Das schnelle Wachsen des Anteils an verteilter und erneuerbarer Elektroenergieerzeugung ist ein gemeinsames europäisches Ziel /Green Paper 2001/. Es dient zur Reduzierung der Abhängigkeiten von Primärenergieträgerimporten sowie der Schonung von Ressourcen und Umwelt. Angesichts eines täglich ansteigenden Ölpreises wird auch der Aspekt „Wirtschaftlichkeit“ künftig für den Einsatz der verteilten und erneuerbaren Energien sprechen, Subventionen werden nicht mehr erforderlich sein.

Für das Jahr 2010 hat die EU anspruchsvolle Ziele für folgende Anteile an der gesamten Elektroenergieerzeugung vorgegeben:

- 22% erneuerbare Energien,
- 18% aus KWK- Anlagen.

Deutschland wird seinen Beitrag an diesen Zielen vorfristig erfüllen /Kohler 2004/. Ein derart hoher Anteil der verteilten und erneuerbaren Erzeugung birgt neue Herausforderungen an die Führung der Netze und an die ständige Erhaltung der Leistungsbilanz zwischen Verbrauch und Erzeugung.



Abb.1 Elektroenergieerzeugung und Spitzenlastbeitrag nach EU- Zielen 2010



Aufgrund des fluktuierenden Dargebots an Windleistung und der wärmegeführten Stromerzeugung bei KWK- Anlagen muss der maximale Leistungsanteil an der Spitzenleistung bei 60 % liegen, um die 40 % Energieerzeugung auch zu erreichen. Ein mögliches Szenario für diesen Zusammenhang ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Anders betrachtet, muss die erneuerbare und verteilte Erzeugung im Durchschnitt 40 % der täglichen Lastganglinie abdecken - wie in Abbildung 2 mit gefüllter Fläche gezeigt.

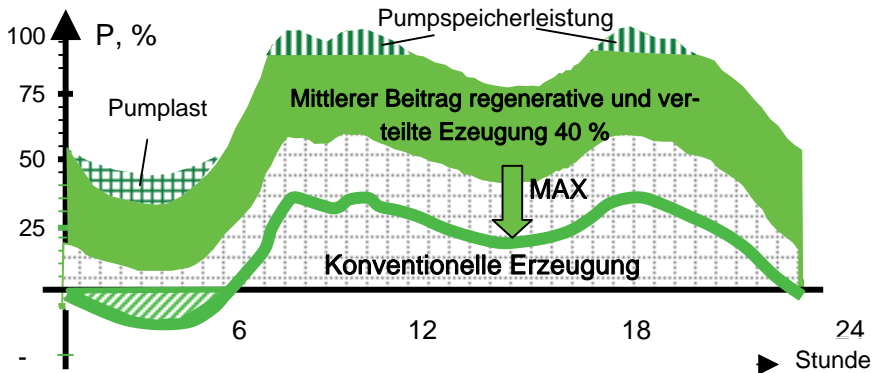


Abb. 2 Anteile verschiedener Erzeugung am Lastprofil gemäß Zielen EU 2010

Das Problem ist nur, dass die installierte Leistung der erneuerbaren und verteilten Erzeuger nicht permanent ausgenutzt werden kann. Beispielsweise bei der Windenergie zeigt das Verhältnis von erzeugter Energie zu installierter Leistung nur etwa 1600 Ausnutzungsstunden im Jahr. Aus dieser Tatsache ergibt sich, dass im Maximum der erneuerbaren und verteilten Erzeugung (bei Starkwind und hohem Wärmebedarf sowie voller Verfügbarkeit der Wasserressourcen) der gefüllte Bereich deutlich nach unten verschoben wird - in den Schwachlaststunden sogar in den negativen Bereich. Ein Überschuss an Erzeugung kann in einzelnen Ländern durch Exporte in die Nachbarländer gelöst werden. Im europäischen Verbundsystem insgesamt müssen aber Erzeugung und Last in jedem Moment bilanziert sein. Es muss somit eine komplexe Lösung für das Energiemanagement angewendet werden:

Die erneuerbaren und verteilten Erzeuger werden nur noch begrenzt dargebotsabhängig in die Netze einspeisen können. Auch sie müssen künftig wie konventionelle Kraftwerke ihre Erzeugung nach wirtschaftlichen Kriterien an den Leistungsbedarf anpassen. Erste Schritte in dieser Richtung sind in den Anschlussbedingungen für Windparks an das Übertragungsnetz bereits festgelegt /VDN 2004/.



In der Perspektive geht es darum, das „Ja“ zu den erneuerbaren Energien prinzipiell und konsequent mit den notwendigen Begleitmaßnahmen zur nachhaltigen Sicherung der Versorgungsqualität zu verbinden.

2 Netzwerk Energie und Kommunikation (NEuK) - Projektcharakteristik

Das Netzwerk Energie- und Kommunikation wurde im Juli 2005 als Förderprojekt des Bundesministeriums für Bildung und Forschung ins Leben gerufen, um wissenschaftliche Grundlagen für die Führung von elektrischen Netzen mit Integration hoher Anteile verteilter und erneuerbarer Erzeuger zu entwickeln.

Ziel des Vorhabens ist die Vernetzung von Hochschuleinrichtungen, Wirtschaftsunternehmen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen. Es soll ein thematisches Netzwerk „Optimierung des Einsatzes dezentraler Energieversorgungssysteme durch Einbindung moderner Kommunikationstechniken - Energie und Kommunikation“ mit den in Deutschland führenden Partnern und den erforderlichen Strukturen eingerichtet werden, um innovative Themen zu analysieren und Lösungsvorschläge zu erarbeiten.

Dazu gehören im Einzelnen:

- Projektrecherchen und Erfahrungsaustausch
- Entwicklung von Szenarien einer verteilten Energieversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,
- Verbreitung der Ergebnisse aktueller Forschungsprojekte zum Thema,
- Aufbau von Beratungskompetenz für Projektinitiierungen, Netzbetreiber und Investoren sowie für die Aufnahme und Wichtung neuer Forschungsvorhaben,
- aktive Öffentlichkeitsarbeit,
- Diskussion nachhaltiger Energieversorgungskonzepte,
- Erarbeitung von Leistungs- und Energiemanagementkonzepten unter Berücksichtigung künftiger Randbedingungen,
- Darstellung und Kommunikation der gewonnenen Lösungsansätze.

Am Projekt sind derzeit 15 Partner beteiligt. Die Komplexität der Aufgaben machte eine Gliederung in 4 Arbeitsgruppen erforderlich. Struktur und Partner des Projektes sind in Abbildung 3 dargestellt.

Das Projekt läuft in mehreren Phasen ab:

1. Erfahrungsaustausch und Aufbau von Beratungskompetenz



2. Recherchen zum Stand der Technik und zu laufenden Projekten. Entwicklung von Lösungsansätzen.
3. Entwicklung von Szenarien für verteilte Erzeugung und Ableitung des Handlungsbedarfs für die Steuerung und Überwachung
4. Konzeptentwicklung und Bewertungen für eine sichere Netzfahrweise
5. Entwürfe für weitere Projektvorhaben.

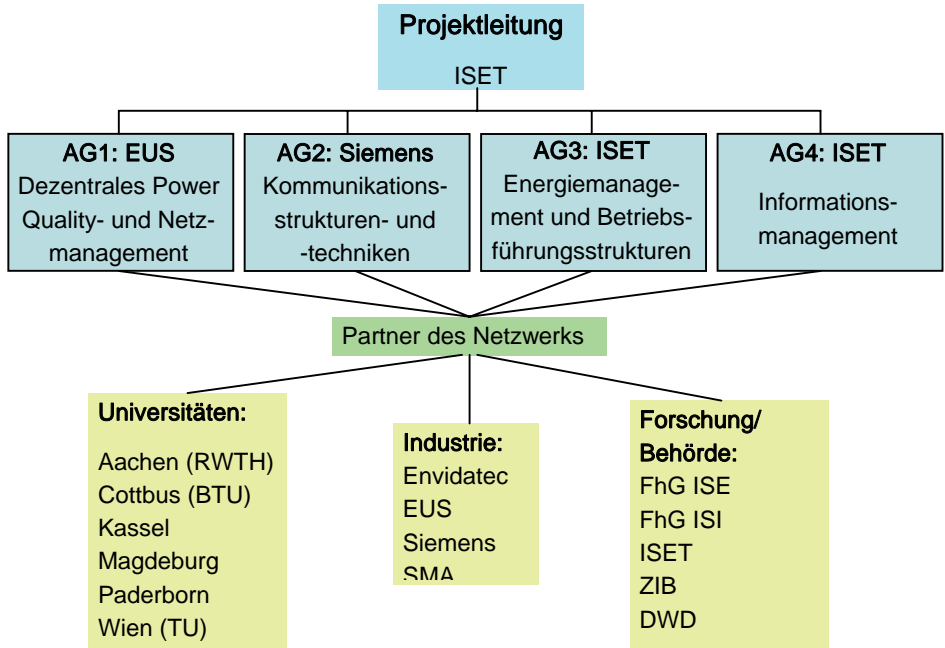


Abb. 3 Struktur und Partner des Netzwerks „Energie und Kommunikation“

Das Netzwerk Energie und Kommunikation hat neben der Tätigkeit der Arbeitsgruppen, die an interne Arbeitspläne gebunden ist, die projektbegleitende Aufgabe, für eine breite Öffentlichkeitsarbeit zu sorgen. Dazu gehören u.a. die Webseite <http://www.netz-euk.de> und Beiträge in der Fachpresse. Inzwischen wurden auch 3 Workshops mit breiter, über die Partner des Netzwerks weit hinausgehender Beteiligung vorbereitet und durchgeführt.

- „Optimierung des Einsatzes dezentraler Energieversorgungssysteme durch Einbindung moderner Kommunikationstechniken: Stand der Technik - Aufgaben und Lösungen für die Zukunft“ am 1. März 2005 in Dortmund,
- „Kommunikation für das Energiemanagement der Zukunft“ am 22. Juni in Erlangen,

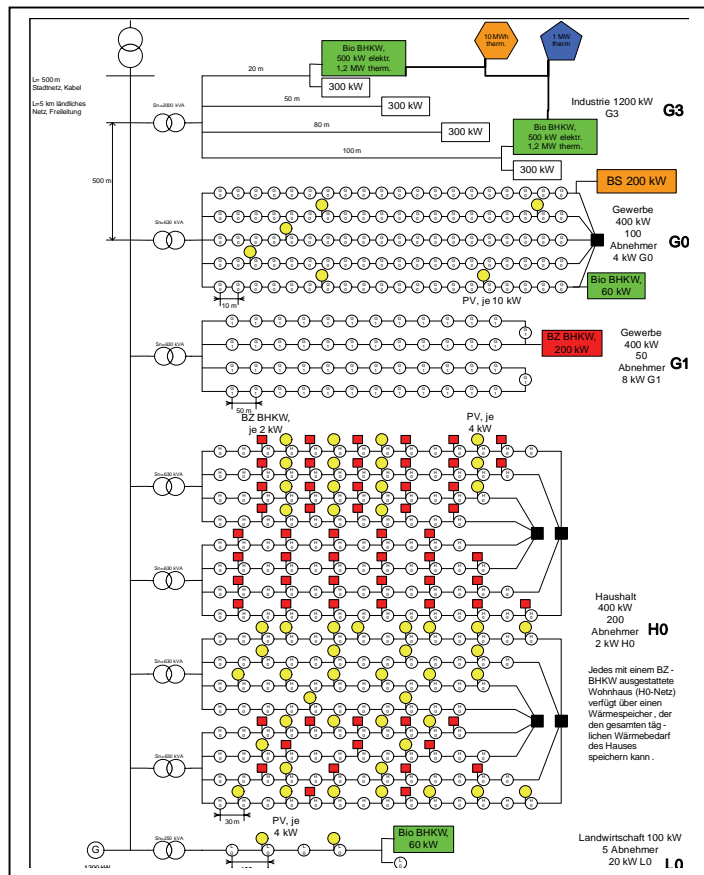


- „Praxiserfahrungen und künftige Rahmenbedingungen für virtuelle Kraftwerke“ am 29. November 2005 in Kassel.

Das Projekt befindet sich gegenwärtig in Phase 3 und wird voraussichtlich plangemäß bis Ende 2006 abgeschlossen.

3 Entwicklung von Szenarien

Für die konkreten Untersuchungen wurde zunächst ein für alle 4 Arbeitsgruppen einheitliches idealisiertes Netz mit typischen Verbrauchern. Erzeugern und Speichern



BS - Batteriespeicher, BZ- Brennstoffzelle, PV- Photovoltaik, Gn/ H0/ L0- VDN- Lastprofile

Abb. 4 Beispielnetz mit unterschiedlichen Verbrauchern, Erzeugern und Speichern



entwickelt, das in Abbildung 4 dargestellt ist. Hierbei handelt es sich um einen Strang eines 10 kV- Mittelspannungsnetzes mit 5 Ortsnetzstationen. Am Ende des Stranges speist eine Windkraftanlage 1200 kW direkt in das 10 kV- Netz ein. Die Ortsnetzstationen speisen in unterschiedliche Niederspannungsnetze (von oben nach unten):

- ein Industrienetz mit 4x 300 kW - Lastzentren nach VDN- Lastprofil G3 und mit zwei Biomasse- BHKW zu je 500 kW el/ 1200 kW th, Heizkessel 1 MW und thermischem Speicher 10 MWh (VDN - Verband der Netzbetreiber),
- ein Netz mit 100 gewerblichen Abnehmern zu je 4 kW nach VDN- Lastprofil G0 und mit Batteriespeicher 200 kWh, Biomasse - BHKW zu 60 kW el / 140 kW th und 6 verteilten Photovoltaikeinheiten zu jeweils 10 kW,
- ein Netz mit 50 gewerblichen Abnehmern zu je 8 kW nach VDN- Lastprofil G1 und einem Brennstoffzellen- BHKW zu 200 kW el/ 500 kW th,
- vier Netze mit jeweils 200 Abnehmern zu 2 kW nach VDN- Lastprofil H0 und einer Vielzahl verteilter Erzeuger (60 x 2 kW Haushaltbrennstoffzellen, 50 x 4 kW Photovoltaikanlagen),
- ein Netz mit landwirtschaftlichen Abnehmern 5x 20 kW nach Lastprofil L0 und einem Biomasse- BHKW zu 60 kW el / 140 kW th.

In diesem Beispielnetz treffen entsprechend recht unterschiedliche Lastprofile und Erzeugerprofile aufeinander. Letztere sind dabei abhängig von den meteorologischen Bedingungen.

Es besteht die Aufgabe mittels Energiemanagement und Kommunikation jederzeit die Bilanz von Erzeugung und Last herzustellen unter der Voraussetzung dass ein Maximum an verteilter Erzeugung genutzt wird und dass die prognostizierten Fahrpläne für die aus dem Mittelspannungsnetz einzuspeisende Leistung weitgehend eingehalten werden. Aus der Erfüllung dieser Aufgabenstellung resultieren dann die Anforderungen an die Auslegung des Kommunikationsnetzes.

4 Kommunikationsaufgaben im Verteilnetz

Mit dem weiteren Ansteigen des Anteils verteilter und erneuerbarer Erzeuger muss auch deren Anteil an den Aufgaben der Systemführung wachsen. Mit anderen Worten: nur durch Beteiligung auch kleiner Erzeugeranlagen an den Aufgaben des Netzbetriebs wird es möglich sein, den heute hohen Grad an Versorgungsqualität in Deutschland aufrecht zu erhalten /Buchholz 2004/.

Im ersten Ansatz erfordern verteilte Erzeugerstrukturen die Realisierung der Kommunikation für das dezentrale Erzeugungsmanagement. Neben den Erzeugeranlagen sind



aber künftig auch Speicheranlagen sowie beeinflussbare Lasten (Lastmanagement) für das dezentrale Energiemanagement heranzuziehen.

Dezentrales Energiemanagement wird demnach als koordiniertes Zusammenführen von Erzeugungs- und Lastmanagement verstanden, mit den Zielen

- der Optimierung von Last- und Erzeugungsprofilen in einem definierten Verteilnetzbereich nach vorzugebenden Kriterien wie Optimierung der Energiebezugskosten oder maximaler Einsatz von erneuerbaren Energien.
- der Einhaltung geplanter Fahrpläne des definierten Verteilnetzbereichs bezüglich des Exports und Imports von Leistung.

Zu kommunizieren sind für diesen Zweck:

- Sollwerte für die Erzeugung bzw. Last in Steuerrichtung,
- Befehle für Ein- und Ausschalten von Lasten und Erzeugern,
- Leistungsmesswerte und Zählwerte in Überwachungsrichtung.

Dabei kann das Erzeugungsmanagement auf zwei Arten erfolgen:

- Vorgabe eines Erzeugungsprofils bzw. Lastprofils in der Regel mit den Viertelstundensollwerten für den Folgetag
- Kommunikation einzelner Sollwerte zur Korrektur der Leistungserzeugung bzw. zur Beeinflussung von Lasten während des laufenden Betriebes.

In Zukunft, wenn die VEE- Anlagen einen wachsenden Anteil an der Versorgungsaufgabe erhalten, müssen sie auch stärker in die Betriebsführung der Netze eingebunden werden. Die Überwachungs- und Steueraufgaben müssen daher auch folgende Aspekte abdecken:

- Spannungshaltung,
- Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit,
- Senkung von Netzverlusten,
- Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen,
- Netzwiederaufbau nach Störungen.

In diesem Zusammenhang wird der zu kommunizierende Informationsumfang deutlich gesteigert. Es sind Informationsinhalte, die heute in der Stations- und Netzleittechnik üblich sind, einzubeziehen. Das betrifft Schalt- und Stufungsbefehle, Betriebs- und Störungsmeldungen, Betriebsmesswerte und Messwertprotokolle. Zusätzlich müssen typische Informationen zur Überwachung und Steuerung der Betriebsweise der Erzeuger und Speicher einschließlich der An- und Abfahrprozesse kommuniziert werden.

Ebenso wie in der Stationsleittechnik üblich werden also für die zu kommunizierenden Inhalte Performanceklassen zu definieren sein mit konkreten Zeitanforderungen.



Beispielsweise sind hochpriorie Befehle und Meldungen innerhalb einer Sekunde zu kommunizieren. Für die Übertragung von Zählwerten oder Messwertfeldern dagegen kann mehr Zeit in Anspruch genommen werden.

Andererseits ist aber auch der Umfang zu kommunizierender Informationen unterschiedlich und abhängig von der Bedeutung der Anlage. Beispielsweise macht es im Beispielnetz Sinn, für das Biomasse- BHKW eine Sollwertvorgabe der Leistungserzeugung gekoppelt mit einem dezentralen Energiemanagement zu implementieren sowie Betriebsmeldungen, Zählwerte und Messwerte zu kommunizieren. Für die Vielzahl der kleinen Brennstoffzellen und Photovoltaikanlagen ist höchstens die periodische Übermittlung der Zählwerte von Interesse.

Das Kommunikationsnetz muss entsprechend ein Normalfallszenario beherrschen, in dem wenige Meldungen und Befehle am Tag vorkommen, die Zählwerte aber von Verbrauchern und Erzeugern im 15- Minutenintervall übertragen werden müssen. Leistungsprofilvorgaben können an wichtige Erzeuger einmal am Tag übertragen werden, Sollwerte als Einzelwerte bei auszugleichenden Abweichungen.

In Störungsfällen können allerdings eine Vielzahl von Meldungen und Messwerten für die Kommunikation anstehen, die ihrerseits nach Prioritäten abzuhandeln sind, wobei hochpriorie Informationen innerhalb weniger Sekunden ihren Adressaten erreichen sollen.

Die effiziente Auslegung des Kommunikationsnetzes spielt also eine wichtige Rolle für die Betriebsführung des Stromnetzes und seinen Zuverlässigkeitserhalt auf der einen Seite, kann aber auf der anderen Seite aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nicht überdimensioniert werden.

5 Aufbau der Kommunikationsnetze

Der Standort für die Aufstellung der verteilten und erneuerbaren Erzeuger wird in der Regel durch die Verfügbarkeit von Flächen und das Vorkommen an Primärenergie oder den Bedarf an Wärmeenergie (KWK) bestimmt. Der Anschluss erfolgt an den nächstgelegenen Abschnitt des Verteilnetzes - bei Leistungen bis 1 MW an das Niederspannungsnetz und bei Leistungen bis zu einigen 10 MW an das Mittelspannungsnetz. Die Verfügbarkeit von Kommunikationskabeln spielt bei der Standortwahl keine Rolle.

Aus Wirtschaftlichkeitsgründen wird es erforderlich, möglichst vorhandene Infrastruktur für die Kommunikationsaufgaben zu nutzen. Zur Infrastruktur zählen in diesem Sinne bereits verlegte Telekommunikationskabel. Sind diese nicht vorhanden, sind Funkverbindungen oder Kommunikation über die Starkstromkabel (Distribution Line Carrier -



DLC) mögliche Alternativen. Abbildung 5 zeigt einen wirtschaftlichen Vergleich von Alternativen, der unter den dargestellten Voraussetzungen vorgenommen wurde.

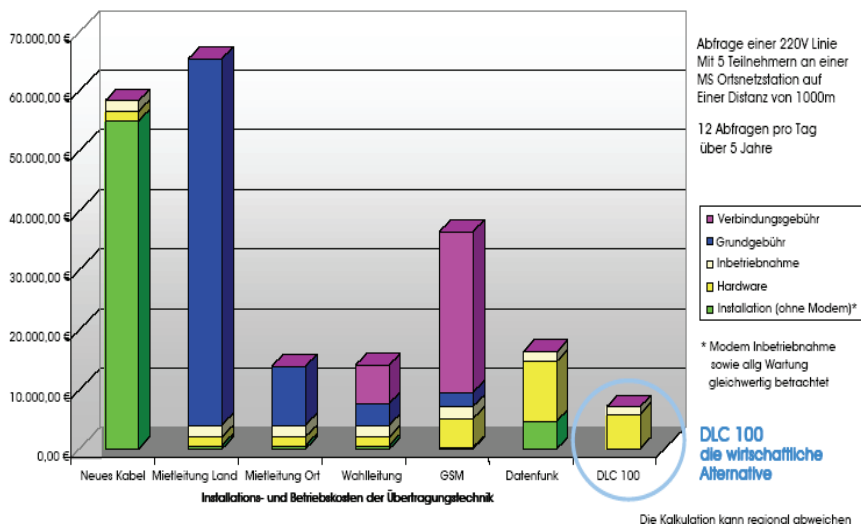


Abb. 5 Variantenvergleich zu Kommunikationsmedien für die verteilte Erzeugung

Dementsprechend sind Wählverbindungen über das Festnetz, Mietleitungen im Ortsnetz, Datenfunk und DLC aus Kostengründen der Neuverlegung von Kabeln, dem Mobilfunk oder Ortsnetzbereiche übergreifenden Mietleitungen vorzuziehen.

Künftige Kommunikationsnetze für die verteilte Erzeugung und das Energiemanagement können also auch aus unterschiedlichen Übertragungsmedien zusammengesetzt sein. Auch die Kommunikation über Starkstromkabel ist aufgrund neuerer Entwicklungen eine technisch sichere und wirtschaftliche Alternative /Bumiller 2005/.

Die zweite wichtige Frage für die Gestaltung der Kommunikation ist die Frage nach dem Kommunikationsstandard oder mit anderen Worten nach der Sprache, die die Teilnehmer an der Kommunikation gegenseitig verstehen müssen. In der Vergangenheit haben sich in der Stationsautomatisierung und der Fernwirktechnik regionale Quasistandards und IEC- Standards durchgesetzt, die entweder im Umfang der kompatibel vereinbarten Informationsinhalte begrenzt oder durch zusätzliches Engineering an die konkrete Kommunikationsaufgabe anzupassen waren.



Das Netzwerk Energie und Kommunikation empfiehlt die Anwendung

- des neuen Kommunikationsstandards IEC 61850

und seiner noch in Arbeit befindlichen Ergänzungen:

- IEC 61400-25 für Windkraftanlagen,
- IEC 62350 für verteilte Erzeugung.

Die besondere Eignung dieses neuen Standards ergibt sich aus folgenden Überlegungen /Buchholz 2003/:

- IEC 61850 deckt alle Informationsinhalte der Stationen bis hin zu kleinen Einheiten in der Prozessebene ab.
- IEC 61850 ist offen für Erweiterungen in der Zukunft nach dem Prinzip: alles was bekannt ist wird in die Definitionen eingebettet, künftige Anwendungen können nach aufgestellten Regeln standardkonform ergänzt werden.
- IEC 61850 ist so strukturiert, dass auch Offenheit der Anwendung der Daten- und Dienstmodelle für verschiedene physikalische Übertragungsverfahren gegeben ist. Derzeit ist Ethernet als Übertragungsverfahren im Standard definiert.
- Durch das gesamte Standardwerk zieht sich der Systemgedanke, ausgedrückt im Begriff „Interoperabilität“. Dadurch werden die reinen Festlegungen für die Kodierung der Daten und die Abläufe der Kommunikationsdienste weit übertroffen. Auch Anforderungen an das Engineering und die Nachhaltigkeit von Produkten im Sinne der Lebensfähigkeit der aus den Produkten bestehenden Anlagen sind im Standard klar festgehalten.

Alle diese Eigenschaften machen die Anwendung von IEC 61850 für den Informationsaustausch in der verteilten Erzeugung geeignet. Besonders aber fällt die Offenheit für neue Übertragungsverfahren ins Gewicht. Das Referenzmodell für diese Idee ist in Abbildung 6 dargestellt.

Diese Darstellung sagt aus, dass zwischen Applikation und Kommunikation eine Zwischenschicht gelegt ist - das abstrakte Interface für die Kommunikationsdienste (ACSI). Im ACSI werden die Grundsätze der Datenmodellierung und der abzulaufenden Dienste abstrakt definiert. Die Teile 7-1 bis 7-4 des Standards (siehe Tabelle 2) enthalten die diesbezüglichen normativen Festlegungen. Die Umsetzung vom Abstrakten zum Konkreten erfolgt dann auf der Ebene der Schichten des ISO/OSI- Kommunikationsmodells. Dabei erfolgt die Übersetzung des ACSI in erster Linie durch die spezifische Abbildung SCSM in der Anwendungsschicht 7 unter Zugrundelegung eines etablierten Kommunikationsverfahrens.

Als erstes etabliertes Kommunikationsverfahren wurde im Teil IEC 61850- 8-1 Ethernet/ MMS genormt. Dabei wurden bereits vorhandene Datenmodelle und Dienste aus Ethernet/ MMS soweit übernommen, insofern sie den ACSI- Definitionen entsprechen. Im zweiten Schritt wurden die notwendigen Erweiterungen der Schicht 7 in Übereinstimmung mit den Regeln des ACSI definiert.

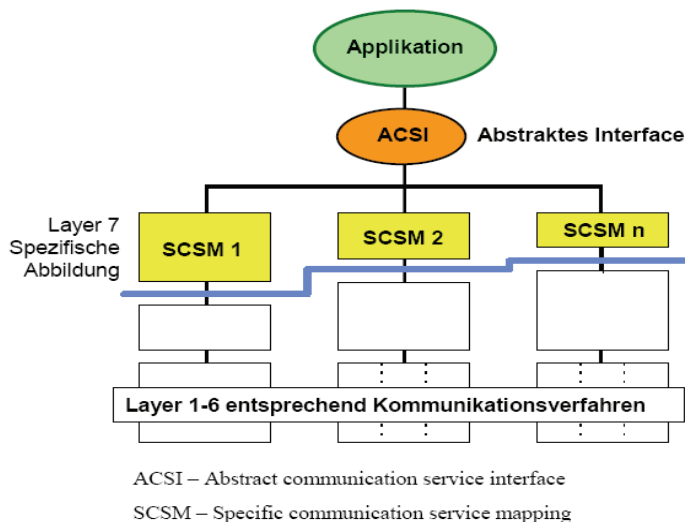


Abb. 6 Referenzmodell des Standards IEC 61850

Die weiteren Schichten von Ethernet (1 - physikalisch und 2 - Verbindung) wurden unverändert in den Standard übertragen.

Auf gleiche Art und Weise ist die Erweiterung auf andere Verfahren für zum Beispiel DLC oder Mobilfunkdienste offen. Mit anderen Worten:

Die Zukunft der Kommunikation in den Verteilungsnetzen zur Einbindung der verteilten und erneuerbaren Erzeugung in die operative Betriebsführung wird in der Anwendung der Datenmodelle und Dienste der IEC - Standards 61850, 612400-25 und 62350 und deren Abbildung auf die unteren Schichten des ISO/OSI- Modells (insbesondere Verbindungsschicht und physikalischen Schicht) verschiedener Kommunikationsmedien (z.B. ISDN, DLC, Funk usw.) gesehen.



Die künftigen Kommunikationsnetze werden sich folglich aus mehreren Medien zusammensetzen.

Die Kommunikationsnetze sind dabei so auszulegen, dass die Zeit- und Durchsatzanforderungen der Kommunikationsinhalte erfüllt werden können. Mit den folgenden Datenvolumina ist dabei im „worst case“ für jeden Typ zu kommunizierender Information (Datenobjekt) zu rechnen (Basis Ethernet / MMS).

Tabelle 1: Übersicht über Datenvolumina nach IEC 61850 (in Byte)

Datenobjekt	Rohdatenfeld	Overhead MMS	Ethernet	Datenvolumen
Meldung	11	161	64	236
Befehl	14	1245	384	1643
Messwert/ MW	15	161	64	240
Zählwert	15	161	64	240
Sollwert/ SW	15	693	192	900
MW- Feld (96)	1440	1320	128	2888
Profil (96 SW)	480	388	128	996

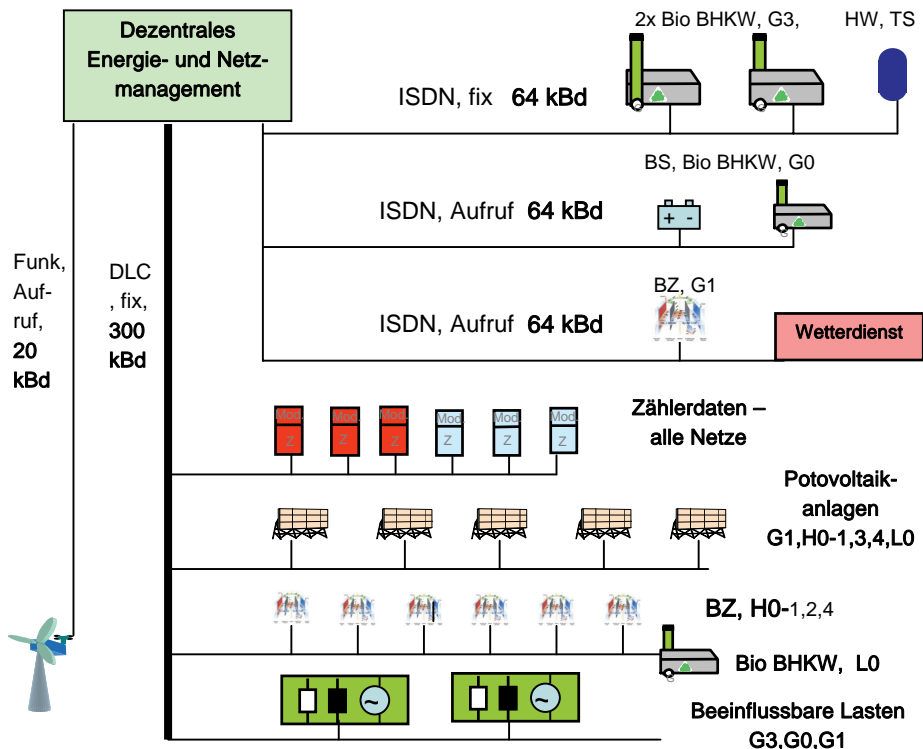
Aus Tabelle 1 ist ersichtlich, dass die Kodierung einfacher Informationen nach einem Standardverfahren doch einen enormen Umfang an zu kommunizierenden Daten erzeugt. Dafür sind die Vorteile gegeben, dass die Datenmodelle einheitlich sind und verschiedene Dienste gesicherte Übertragungsabläufe unterstützen. Datenverluste oder Verfälschungen werden so gut wie ausgeschlossen, und der Standard sichert „Plug and Play“.

Projeziert auf die Kommunikationsaufgaben im Beispielnetz nach Abbildung 4 ergibt sich die in Abbildung 7 dargestellte Auslegung des Kommunikationsnetzes unter der Annahme

- der fixierten Datenvolumina im Normalbetrieb und im „Worst Case“, (zum Beispiel alle 15 Minuten Übertragung der Zählwerte von Erzeugern und Lasten)
- der Performanceanforderungen für die einzelnen Datenobjekte (zum Beispile Störungsmeldungen oder Befehle in 1 s) und
- verschiedener Übertragungsmedien (ISDN- Mietleitung und Aufruf, DLC, Funk).



Mit den in Abbildung 7 dargestellten Baudraten lassen sich die Anforderungen an die Kommunikation erfüllen.



Legende: BHKW- Blockheizkraftwerk, BS- Batteriespeicher, BZ- Brennstoffzelle, HW - Heizwerk, TS - Thermischer Speicher, DLC - Distribution Line Carrier, Gn/ H0/ L0 - Lastprofile nach VDN

Abb. 7 Auslegung des Kommunikationsnetzes mit verschiedenen Medien

Diese Aussage gilt allerdings nicht generell. Für jeden speziellen Einsatzfall ist die Auslegung des Kommunikationsnetzes entsprechend den Anforderungen zu ermitteln.

6 Ausblick auf die weiteren Ziele

Im Rahmen des Projektes werden in der Folge noch folgende Aufgaben im Bereich Kommunikation bearbeitet:



- Vertiefung der Datenmodelle nach IEC 61850 und Entwicklung von Vorschlägen für IEC 62350 und IEC 612400-25 hinsichtlich Ergänzung und normenübergreifender Konsistenz,
- Konzepte zur Abbildung von IEC 61850 auf unterschiedliche Kommunikationsverfahren und Einsatzempfehlungen
- Optimierung des Kommunikationsnetzes und Ableitung von allgemein gültigen Anforderungen an den Kommunikationsnetzausbau für verteilte Erzeuger und steuerbare Lasten.
- Schlussfolgerung für zu entwickelnde Produkte und künftig durchzuführende FuE-Projekte.

Die Kommunikation ist hierbei stets als integraler Bestandteil eines Gesamtkonzeptes mit dezentralem Energiemanagement, Netzmanagement und Informationsmanagement zu betrachten. Daher werden auch die Empfehlungen für die Auslegung und das Zusammenspiel aller beteiligten Systeme erarbeitet.

7 Literatur

- /Green Paper 2001/ Green Paper "Towards a European strategy for security of energy supply." European Communities, Brussels, 2001
- /Kohler 2004/ Kohler, S.: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergieanlagen in Deutschland. VDE- Kongress 2004, ETG- Fachtagung „Nachhaltige Energieversorgung“, Berlin 18.-20. Oktober 2004
- /VDN 2004/ REA generating plants connected to the high- and extra- high voltage network, Guidelines (in addition to the grid codes) for renewable-based generating plants' connection to and parallel operation on the high- and extra-high voltage network. VDN, August 2004
- /Buchholz 2004/ Buchholz, B. a.o.: Advanced planning and operation of dispersed generation ensuring power quality, security and efficiency in distribution systems. CIGRE, Paris, 29.August - 3.September 2004
- /Bumiller 2005/ Bumiller, G., Sauter, T., Pratl, G. Treydl, A. Secure and reliable wide area power line communication for soft real- time applications within REMPLI. 2005 International Symposium on Power Line Communications and its Applications, Vancouver, April 6-8 2005
- /Buchholz 2003/ Buchholz, B., Schubert, H. Anwendung etablierter Standards in der Kommunikation für die verteilte Erzeugung. 9. Kasseler Symposium Energie- Systemtechnik 2003, Kassel 16.-17. November 2003



Neue Chancen durch Regelenergiemärkte

H. Armbrüster

STEAG Saar Energie AG

Energiewirtschaft und liberalisierte Energiemärkte

St. Johanner Straße 101 – 103, D-66115 Saarbrücken / Germany

Tel.: +49 (6 81) 4 05-24 06, Fax +49 (6 81) 4 05-10 28

E-Mail: holger.armbruester@steag-saarenergie.de

www.steag-saarenergie.de



steag

Saar Energie

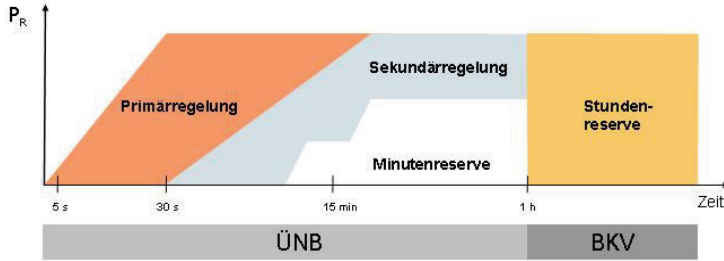
Agenda

1. **Einführung:** Regelenergie, -arten, -anforderungen
2. **Märkte:** Internet, Marktstrukturen, -volumen
3. **Chance:** Minutenreservepoolung, „Das virtuelle Regelkraftwerk“
4. **Perspektiven:** Potenziale in Deutschland und Europa

EEL, Holger Armbrüster, August 2005, Seite 2

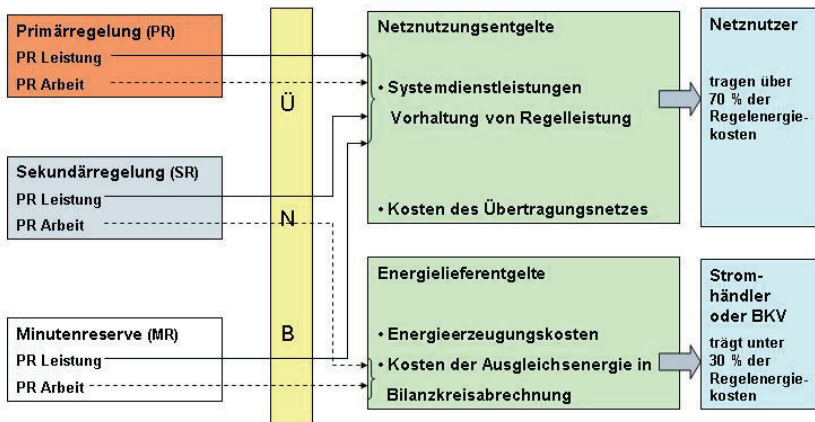


1. Einführung - Regelergiearten



E-EL, Holger Ambrüster, August 2005, Seite 4

1. Einführung - Zuordnung der Regelergiekosten



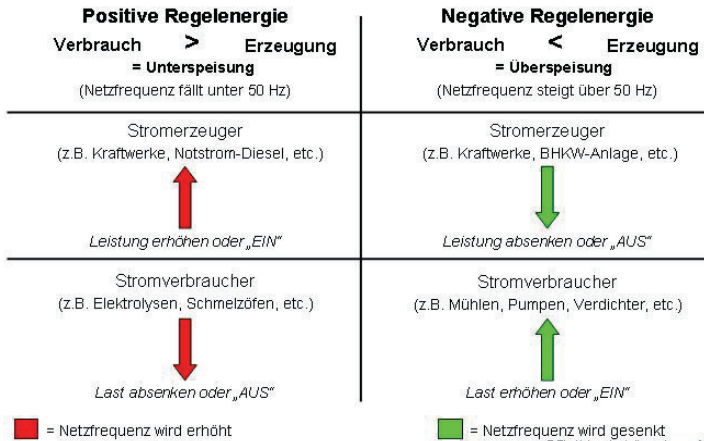
E-EL, Holger Ambrüster, August 2005, Seite 5

1. Einführung - Anforderungen

	Primärregelenergie	Sekundärregelenergie	Minutenreserve
Regelband / Poolgröße	± mind. 2% der Nennleistung der EE, mind. 2 MW	mind. ± 30 MW	mind. ± 30 MW
Leistungsgradient	2% der Nennleistung	2% pro Minute der Nennleistung	30 MW in 15 Min.
Aktivierungsgeschwindigkeit	< 30 sek., muss mind. 15 Min. abgegeben werden	< 5 Min	< 15 Min.
Arbeitsverfügbarkeit	-	100 %	100 %
Zeitverfügbarkeit	100 %	95 %	100 %
Ausschreibungszeitraum	halbjährlich	halbjährlich	täglich
Aufgabe	Wiederherstellen d. Frequenzgleichgewichts	Frequenz- und Leistungsregelung	
Besonderheiten	Frequenz-Leistungszahl muss einstellbar sein	kontinuierliches Regelsignal	Manueller Aufruf

E-EL, Holger Armbrüster, August 2005, Seite 6

1. Einführung - Möglichkeit der Regelennergiebereitstellung



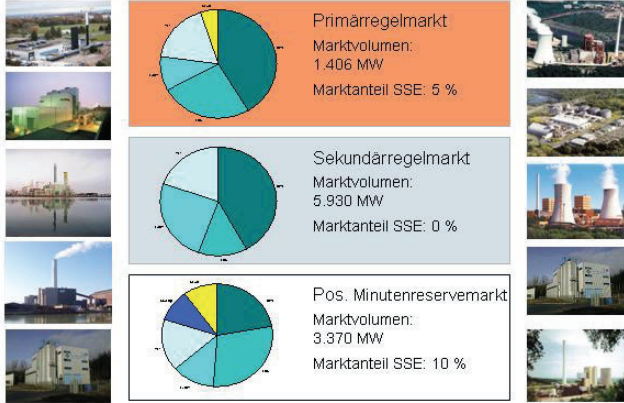
E-EL, Holger Armbrüster, August 2005, Seite 7



steag

Saar Energie

2. Regelenergiemärkte - Marktstruktur



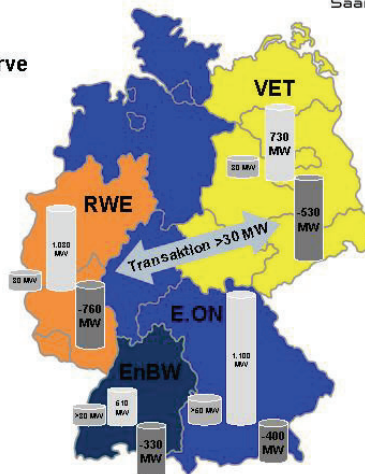
E-EL, Holger Armbrüster, August 2005, Seite 9

steag

Saar Energie

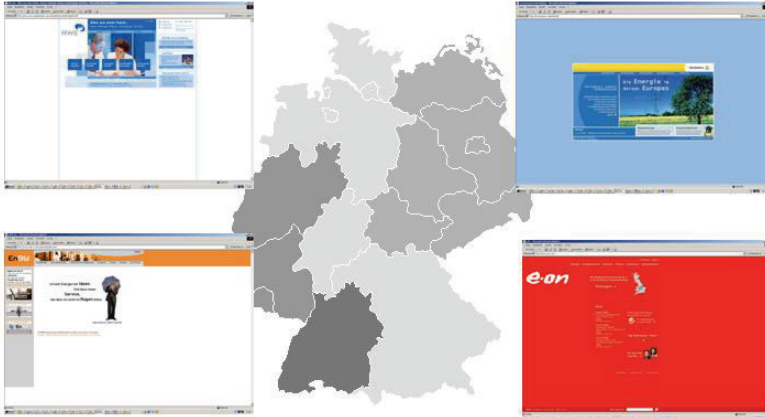
2. Regelenergiemärkte – Marktvolumen Minutenreserve

Gesamtes Marktvolumen
positive MR 3.370 MW
negative MR 2.450 MW



E-EL, Holger Armbrüster, August 2005, Seite 10

2. Regelenenergimärkte - Internetausschreibungen



E-EL, Holger Ambrüster, August 2005, Seite 11

3. Chance - Kennzahlen „Virtuelles Regelkraftwerk“

Beginn Vermarktung eigene Kraftwerksleistung: Mitte 2002

Start Virtuelles Regelkraftwerk: September 2003

	Positiv	negativ
Marktvolumen	3.370 MW	2.450 MW
Marktanteil (%)	10 %	2,5 %
Marktanteil (abs.)	300 – 400 MW	20 – 80 MW
Präqualifizierte Leistung	1.019 MW	341 MW
Bereitsteller	41	4

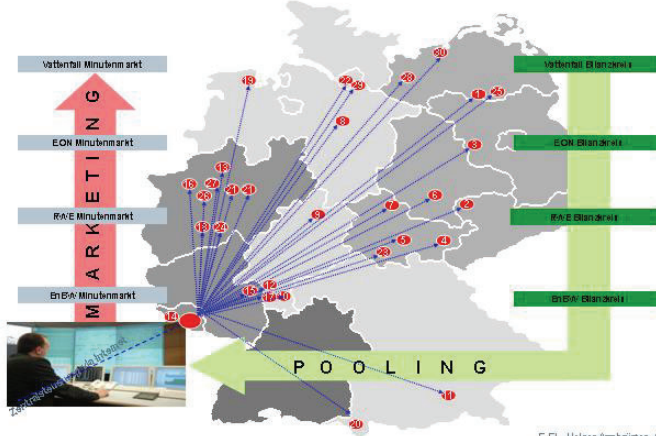
E-EL, Holger Ambrüster, August 2005, Seite 13



steag

Saar Energie

3. Chance - Minutenreservepoolung

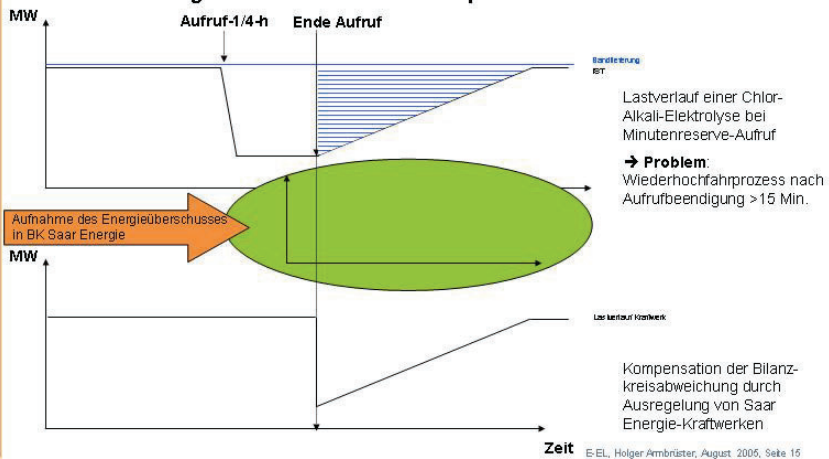


E-EL, Holger Ambrüster, August 2005, Seite 14

steag

Saar Energie

3. Chance: Kombipräqualifikation bei Anlage mit einem Wiederhochfahrprozess > 15 Min.



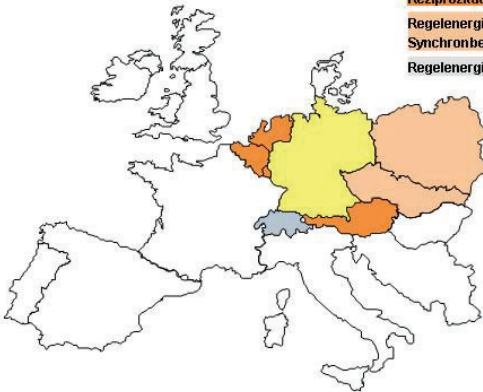
4. Perspektiven – Potentiale in Deutschland



E-EL, Holger Ambrüster, August 2005, Seite 17

4. Perspektiven – Potenziale in Europa

Ähnliche Strukturen wie in Deutschland; in Frankreich, Holland allerdings nur Arbeitspreise; interessant werden Belgien und Österreich; generelles Problem derzeit ist mangelnde Reziprozität (Gegenseitige Belieferungsmöglichkeit)
 Regelenenergiegeschäfte schwierig, da anderer Netz-Synchronbereich (Central)
 Regelenenergieexporte ab 2006 möglich.



E-EL, Holger Ambrüster, August 2005, Seite 18



New Control Systems for Distribution Grids – Reaching Down to Low Voltage

C. Wittwer, T. Meyer
Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE
Heidenhofstr. 2, D-79110 Freiburg / Germany
Phone: +49(0)761 4588-5115, Fax: +49(0) 4588-9115
E-mail: christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

1 Introduction

Increasing numbers of renewable energy and distributed generation units pose new demands on electricity networks. Besides issues of power quality, safety, protection, or connection standards, the operation of the overall system changes significantly. Operation in this sense covers a broad range from grid stability (primary and secondary control) to economic dispatch of central generation units and local optimisation of grid segments, loads and DG generation. Since decades, control of electricity grids is well established with central generation units and transmission grids providing the key system services needed for a stable and reliable operation of power networks. However, within the last years, large amounts of wind generation and large CHP units have been connected on medium voltage distribution grids in several countries. Thus, operation of electricity grids has changed in the above mentioned respects already. New grid codes and connection standards have been put into place; new technologies have been developed to enable renewable and DG sources to contribute to certain system services (e.g. provision of reactive power and fault ride through capability); new control systems and prediction tools have been implemented to improve economic dispatch and contingency events. On the side of electrical loads, control systems for demand side management, peak shaving and the like have been introduced as well as remote metering for large customers.

With decreasing cost for control and communication technology, it can be foreseen that this “trickling down” of control and remote metering systems will continue to low voltage level. In fact, remote metering being introduced today for LV customers in several regions in Europe indicates that this new era is rising already. While the motivation for utilities to do so today are often improvements in data handling, billing, offerings of new tariffs etc., the control of increasing numbers of renewable energy sources and DG units on LV level will join as driving forces. It should not be forgotten that most consumers, i.e.



private households and commercial customers, are provided with electricity through low voltage networks. And most DG units will be connected to LV on the long run. These are namely PV systems and micro CHP units such as fuel cells, micro-turbines or motor type CHP. Their sizes span a power range from about 1kW up to over 100 kW. With increasing penetration of these sources, also the operation of LV distribution grids has to be adapted to new requirements.

2 Approaches to Control on LV level

Depending on regulatory framework and contracts, quite different perspectives can be taken for active control of grid segments, generation units and loads on LV level. Network operators, electricity traders, independent power producers and customers all strive to optimise their business, by nature following different optimisation criteria. Thus, quite different solutions for active control on LV level are under development. Furthermore, it must be differentiated between solutions controlling energy flows only – i.e. mainly performing economical optimisation – and solutions to control technical parameters of the LV grid as well. The latter mainly refers to control of voltage levels. For example, in weak grids tending to show too low voltage under high load, DG units can be used to actively increase voltage. On the opposite, if DG units would cause too high voltages by feeding in the grid, their operation could be restricted. Of course, DG units connected to LV networks could also provide other services to the grid directly, without higher level control systems. For example, PV or fuel cell inverters could actively reduce harmonics, provide reactive power or short circuit current. However, it is likely that at least in the near future this will be achieved by local control of these devices using fixed set-points rather than employing higher level control systems to actively adapt strategies and set-points. This kind of component-based control on LV level will not be covered in this paper.

Figure 1 to 3 show approaches illustrating the spectrum of solutions currently being pursued.

The “softest” approach is giving incentives for load and generation control using price signals. Different kinds of flexible tariffs have been used for a long time already, e.g. critical peak pricing models in France, demand side bidding programs in the US or standard high/low-tariffs offered by many utilities in Europe. However, such approaches have not yet been used to directly influence generation of DG units.

Price signals do not give direct control of generation and load to LV grid operators or electricity traders. Still, knowing typical responses to the incentives, they still can serve as a tool to control energy flows. The advantage of such soft control is that it is relatively easy to implement under liberalised market conditions and requires very little communi-



cation only. The customer can do its own local optimisation without being bound to complex rules and contracts. However, the effect of price signal approaches on LV level is certainly limited, because energy cost and thus affordable incentives are relatively low. Demonstration projects in the 1990ies showed load shifting effects between 5%-10%. Although generally price signals could also be used as incentives to contribute e.g. to voltage control, this does not seem realistical from the benefit and incentive point of view.

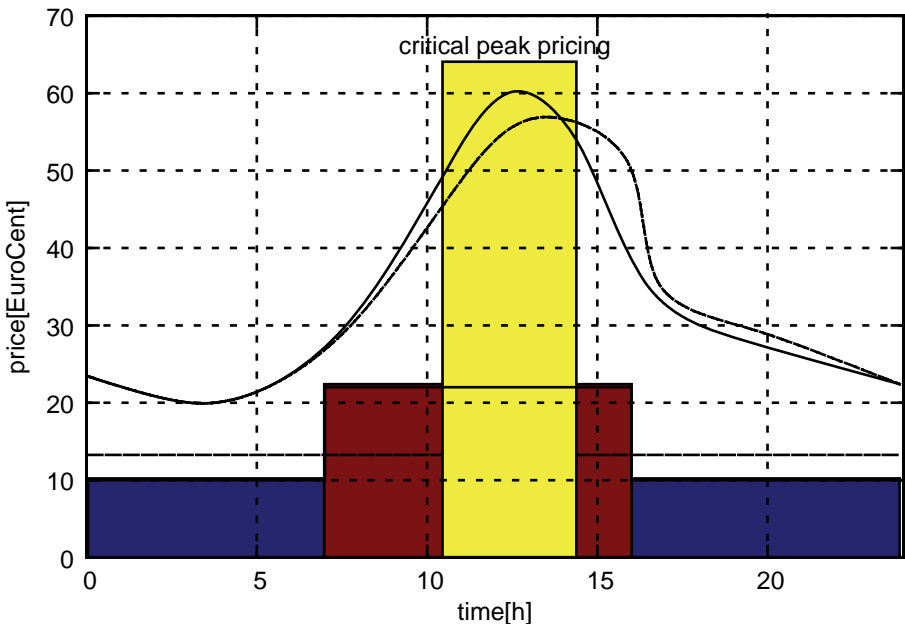


Figure 1: local optimisation following tariffs / pricing signals as leading function.

To achieve direct control of units – of course within limits specified in respective contracts – a closer link between local units / local optimisation and the utility is necessary. Figure 2 shows an approach taken in a German research project lead by ISET in Kassel. An interface box is a security device to check the impedance of the LV grid via fourier analysis. Recent versions “BISlcom” operate with an additional communication interface which allows power management from external controllers.

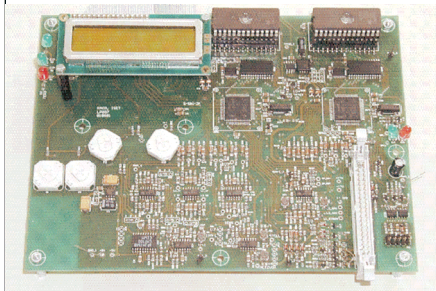
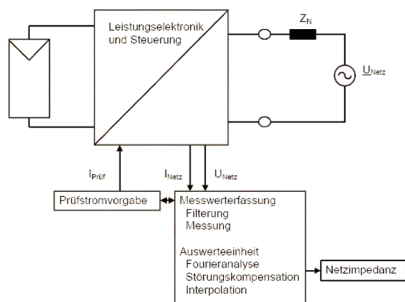


Figure 2: BISi: bidirectional security interface

Taking the next step towards control of technical parameters of the grid – namely voltage levels – figure 3 shows the management system “PoMS” (Power Flow and Power Quality Management System) system developed by Fraunhofer ISE and partners within the project DISPOWER. PoMS implements active management of distributed generation, controllable loads, storage devices and power quality devices in LV grids. The major management goals are an economically optimised operation (within given technical constraints from the LV grid) and the control of power quality parameters. PoMS controls regular operation as well as interventions in case of irregularities, i.e. events which affect PQ

3 Example: active LV grid control using the PoMS system

The general structure of PoMS integrated in a LV grid is shown in figure 3. PoMS consists of one PoMS Central Unit (PCU) and many decentralised PoMS Interface Boxes (PIBs). PIBs use LINUX as a secure, scalable and stable operation system. Controllable grid devices (such as generators, storage systems and loads) as well as measurement devices (such as sensors, data loggers, power quality analysers) are connected to PIBs. All PIBs are connected to the PCU. Optionally, the PCU also communicates with software on remote computers (such as grid planning tools, monitoring clients, medium voltage grid control, sources of forecast data including solar irradiation, wind speed and ambient temperature etc.). TCP/IP was chosen for the intercommunication between all devices, which is the standard for communication in computer networks.

Part of the PoMS concept is the mapping of all grid devices to certain component classes, like controllable generators with use of heat, controllable generators without use of heat, stochastic generators (like PV), energy storage, transformers, controllable loads, uncontrollable loads etc. To illustrate the approach: the PIB of a fuel cell unit



“knows” that it controls and measures a fuel cell, but registers the device at the PCU as generic controllable generator with use of heat. For the PCU, the specific type of energy source is not of relevance, but only its forecast of energy delivery and possible restrictions of its operation, e.g. due to limited heat demand and storage capacity.

PoMS is currently being installed in three pilot installations in Germany and Spain. The different pilot installations allow studying the PoMS operation under various contractual settings, grid configurations and with different distributed generation and storage components. As an example, the set-up and results from the test site in Stutensee, Germany, are shown.

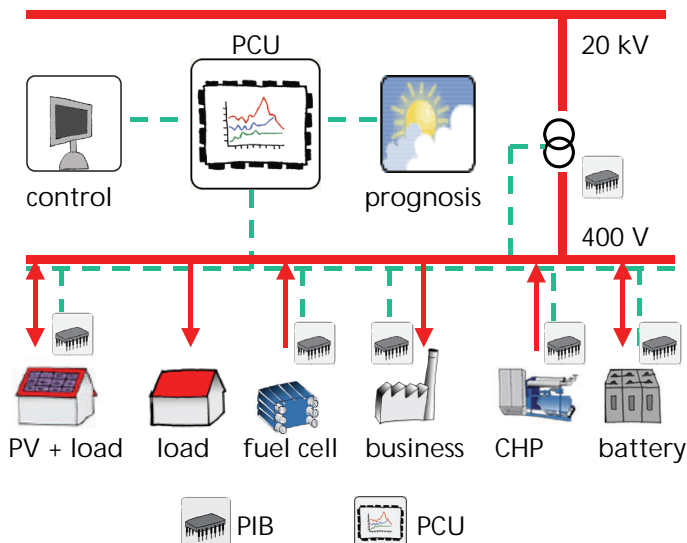


Figure 3: networked control system with decentral optimisation considering local constraints and individual contracts

The LV grid in Stutensee provides electricity to 101 households and includes a 40 kW_{el} combined heat and power (CHP) generation plant with connected heat supply infrastructure and storage – all operated by MVV Energie – as well as a 28.8 kW PV installation – operated by a private person. For the DISPOWER experiments, a battery and inverter system with a rated power of 100 kWh has been installed. This energy storage gives additional energy control options that can be utilised by the PoMS system.

It is important for PoMS to consider, that the LV distribution grid is owned by MVV Energie AG, but fed from the MV grid of another German utility, EnBW. Thus the contractual situation regarding energy conveyance between EnBW and MVV determines economic aspects for PoMS operation.



Figure 4: Pilot installation "Am Steinweg", Stutensee (Germany), operated by MVV Energie AG.

On the basis of measured load curves, varying prices and tariffs for different energy resources as well as specific features of the distributed components, operation schedules for the CHP plant and the battery bank have been developed and tested, targeting at an economic optimisation of the grid operation. One example of a schedule for the CHP unit is shown in figure 5.

CHP Control and Status

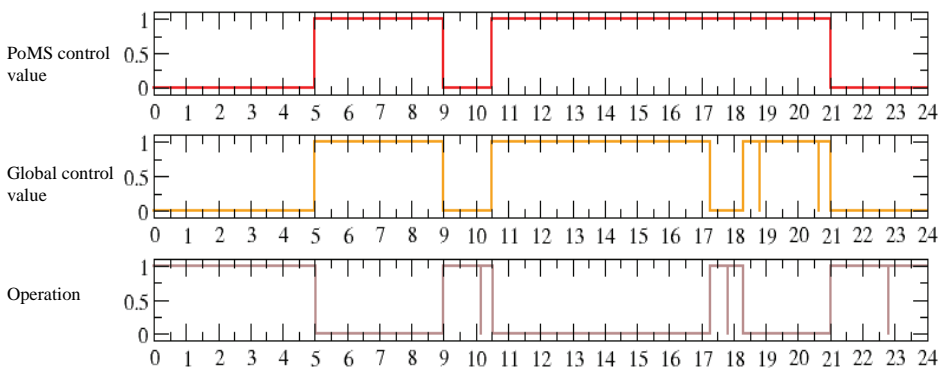


Figure 5: Implementation of operation schedules in the Solar Settlement Stutensee: the upper curve shows the "set" signal generated by PoMS. This is then combined with restrictions resulting



from the heat storage control, forming a global control value. The bottom line shows the measured response signal from the CHP unit (in this case “0” means “ON”).

At the Stutensee pilot installation, optimisation effects could be achieved mainly by reducing the peak power demand on the basis of operating the battery and the CHP unit during peak power times (see figure 6). The PV energy produced was mainly used for serving instantaneous loads.

Calculations for the solar settlement “Am Steinweg” in Stutensee showed that financial savings up about 5.000 Euro per year could be achieved by intelligent control of the distributed generation and storage units. This amount is of course dependent on the contractual situation and legal conditions for all involved parties at the pilot installation, but does reach the level of cost envisaged for systems like PoMS as commercial solution.

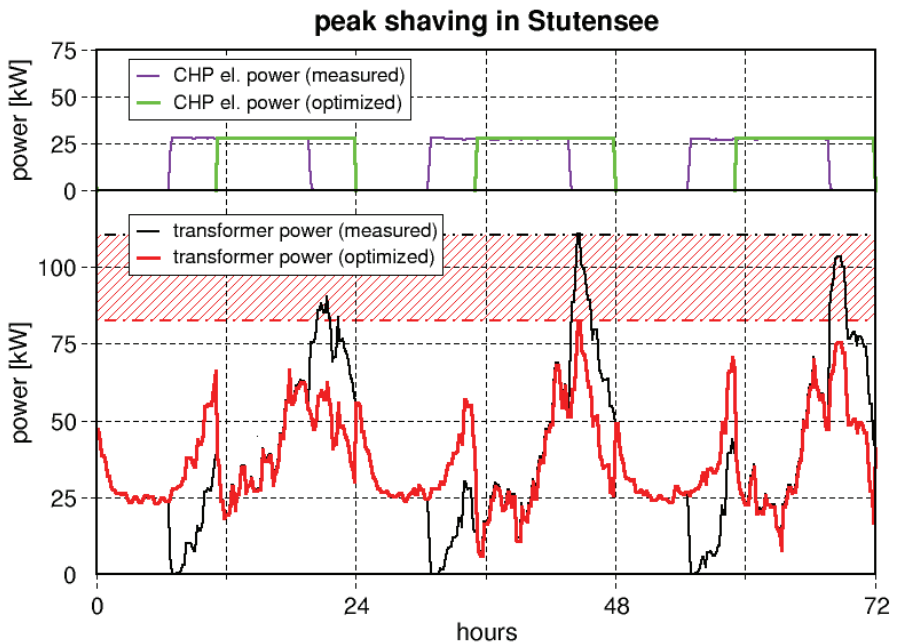


Figure 6: Peak shaving effects can be achieved at the pilot installation “Am Steinweg” Stutensee by adjusting CHP and battery operation. The figure shows simulation results for improving MV transformer energy balance.



4 Conclusion

Active management of LV grids will help integrating large amounts of renewable energy sources and DG units in the future. Furthermore, it will help tapping potential for increasing efficiency and decreasing cost of electricity supply and use. Using experiences from medium voltage level integration of RES and DG and using trends towards remote metering will create synergies that speed up this development.

A range of solutions to influence and control generation and loads on LV level has been analysed and developed already. Current research and test projects reveal the potential of actively controlling DG units and LV grids towards improved economics and – in weak grids – improved power quality. It will be key to identify control solutions suitable for quite different local conditions like existing communication infrastructure or existing DG units and local optimisation tools in order create win-win situations for the stakeholder controlling and the one being controlled. At the same time, transaction cost must be limited.

Today, active LV grid control may soon be economically viable in niche applications as has been shown for an area network in Stutensee, Germany. With decreasing cost for information and communication technology, increased local availability of communication means and cost efficient solutions for data handling, billing and transactions, active grid control on LV level will reach into further market segments. At the same time, with a steady increase of DG units being connected on LV level, the need for active control will rise.

Literatur

- G. Pepermans et al., "Distributed generation: definition, benefits and issues", Energy Policy 33 (2005), 787 – 798.
- Projekt DISPOWER: www.dispower.org



Case Studies on the Integration of Renewable Energy Sources into Power Systems

R. Belhomme and P. Bousseau / EDF(France), E. Navarro / IBERDROLA (Spain), A. Badelin and T. Degner / ISET (Germany), G. Arnold / University Kassel (Germany), A. Berenguer and I. Chocarro / EHN (Spain), C. Materazzi-Wagner/ Verbundplan (Austria), S. White/Econnect (UK), N. Hatzigiorgiou / ICCS (Greece), S. Tselepis and Aristomenis Neris / CRES (Greece), D. Lefebvre / Aerowatt-Vergnet (France)

1 Introduction

In the context of the DISPOWER European project, case studies have been carried out on the integration of Distributed Generation (DG) and Renewable Energy Sources (RES) into power systems. The main objectives were :

- to apply the tools and concepts developed in the DISPOWER project on national, regional or local power systems in different European countries and to assess their performance,
- to demonstrate the implementation of DG and RES technology both on interconnected grids and on island power systems,
- to contribute to the dissemination and exploitation of the results of DISPOWER.

Eleven case studies have thus been done ([1, 2]): 5 case studies on interconnected grids in Germany, France, Spain and Austria, and 6 case studies on weak grids and island power systems in the United Kingdom, Greece, and the French Caribbean. A summary of the work done and of the main results obtained is given in this paper.

2 Wind generation on the German interconnected grid

In Germany at the end of 2004, more than 16,200 Wind Turbines generated approximately 25,000 GWh with an installed capacity of approximately 16,500 MW, which is almost 15 % of the peak load. Wind power now provides a noticeable share of the electricity generation in Germany. Thus, wind becomes a significant component in electricity supply and in the process of balancing consumer demand with power generation. Moreover, in the grid areas of the German transmission system operators E.ON Netz and Vattenfall Europe Transmission GmbH wind power generation temporarily exceeds the electricity consumption.



A reliable operation of a power system requires an accurate prediction of demand and a thorough planning of its coverage by available resources. Conventional power generating units (coal fired, gas fired, nuclear, hydro, gas turbines, etc.) are scheduled to operate at any time in a certain power mode with respect to technical constraints and economic considerations. The stability of power systems during contingencies, such as unexpected increase of load or an outage of a power system component, is ensured by power reserves.

The rising amount of uncontrollable and fluctuating power production from renewable energy sources, especially from wind power, increases uncertainty in the systems and makes the reserves to grow to cope with a new type of contingencies. In order to reduce these reserves but at the same time to guarantee the reliability of power supply, the wind power generation has been known in advance and included into the system planning.

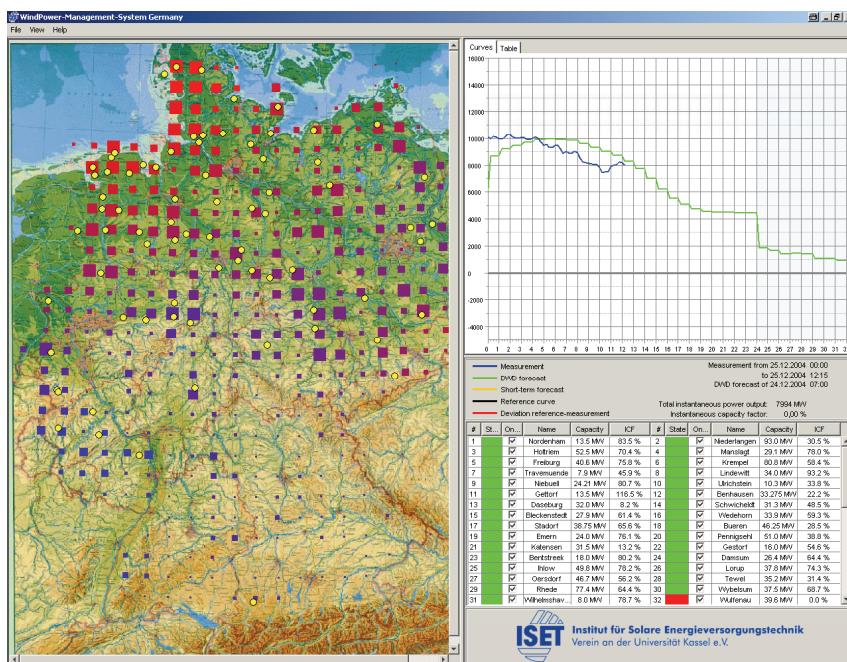


Figure 1: Graphical User Interface of the Wind Power Management System

A well-established and scientific analysis of the time series of wind power as well as the accurate determination of the current and expected wind power lead to an improved integration of distributed wind generation into the electrical power system and reduce CO₂ emissions sustainable. In the frame of the DISPOWER project, ISET has further developed a wind power control centre to support large-scale wind power integration into



the electrical energy supply system - the Wind Power Management System (WPMS). The WPMS provides assessment of the real-time wind power generation as well as its prediction up to 72 hours ahead for wind farms, network regions, control areas or country-wide. The further development of the WPMS and its application to the German interconnected grid was the subject of the first case study.

3 Advanced Grid Control Unit for DG Integration into the German grid

The second case study was devoted to a new web based SCADA system for the online monitoring and control of RES and DG on the interconnected grid in Germany : the Advanced Grid Control Unit (AGCU).

DG and RES (e.g. Wind Turbine Generators - WTGs) are very often situated in remote places covering a wide geographical area. Due to this they are sometimes difficult to access or even not accessible for service personnel for periods ranging from some hours up to a couple of weeks (offshore wind farms). However, in order to get efficient and profitable renewable energy feed-in or to use them for grid stabilising measures close monitoring and control of large DG “farms” and large single DG units is essential.

The present trend in industrial monitoring and control are web-based monitoring and controlling systems as they are easily available and economical to use. But the most important advantage for the use of web-based systems is the possibility to supervise and control the plants from anywhere at anytime via Internet. This was the main reason to develop and test the “Advanced Grid Control Unit (AGCU)” within the DISPOWER project. The AGCU is a web-based PLC system with a common software and hardware platform, so that not only Wind Turbines but also other Distributed Generation Plants can be monitored and controlled via the same system.

Figure 2 shows the main page of the AGCU website. The first prototype of this web-based SCADA-system for DG is installed at Friedland-Deiderode in Germany. As can be seen in Figure 3, it consists of one Main DG-Farm server and multiple, (widely) dispersed plant controllers, installed at each DG-plant and connected to the farm server via suitable communication technologies (e.g. industrial fieldbus syst.). Modular PLC devices (WAGO I/O System 750) with Ethernet fieldbus port are used as plant controllers. These devices are offering a lot of features for web based applications such as built-in web-server (HTTP), built-in file system (FTP), Real Time Clock and other services. The new software algorithms at the PLC devices for grid control are developed with CoDe-Sys according to IEC 61131-3. As DG-Farm server one industrial PC with Windows XP is used, the websites are programmed with PHP, the historical database is based on MySQL and the dynamic diagrams are generated with JGraph.



Figure 2: Mainpage of the AGCU Website

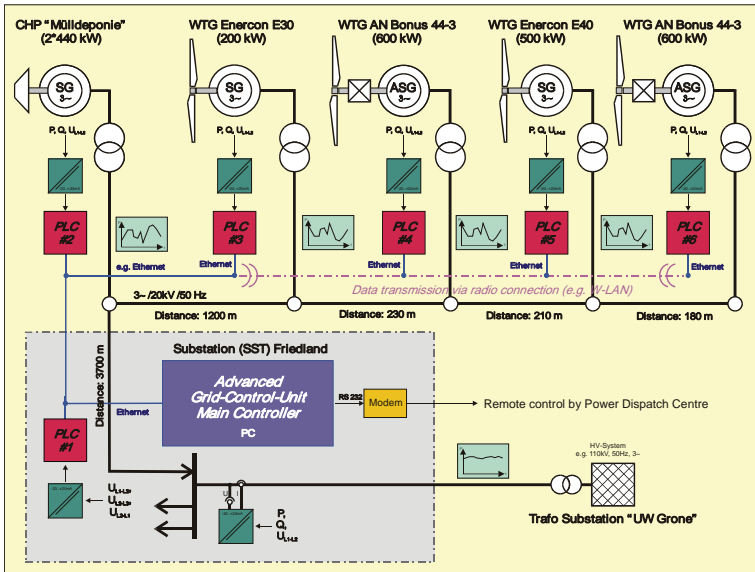


Figure 3: Structure of the AGCU prototype in Deiderode



The first experiences and operational results with the new installed AGCU-prototype in Deiderode are positive, because it is working satisfactorily and it is possible to monitor and to control the operation of the DG-Farm from remote places via Dial-Up Modem or broadband Internet (DSL) connection.

For a safe, economic and automatic operation of renewable energy sources and DG plants it is essential to have the possibility to exchange information with this devices from anywhere at any time. The new developed Advanced Grid Control Unit (AGCU) gives not only grid operators but also manufacturers, service teams and operators of DG-Farms the possibility to monitor, maintain and control the DG-Farms from anywhere at anytime in order to optimise the DG-Farm operation according to the grid requirements or economical reasons.

4 Wind generation on the French interconnected grid

In the third case study, high wind power penetration levels are considered on the French interconnected grid and the impact is studied in terms of the dynamic behaviour in case of large disturbances on the grid (short-circuits and losses of generation).

France, through the new energy policy law, confirms its objective to increase from 15% to 21% the share of renewable energy sources in the electricity produced in 2010. Hence, in the framework of the DISPOWER European project, three scenarios were defined for wind power development in France in order to study the impact of a large scale penetration of wind energy :

- **moderate scenario:** from 2 GW in 2010 to 8 GW in 2020 (wind power penetration between 4.5% and 22% of the estimated total French generation at minimum load);
- **sustained scenario:** from 6 GW in 2010 to 15 GW in 2020 (wind power penetration between 10% and 32%);
- **voluntary scenario:** from 10 GW in 2010 to 22 GW in 2020 (wind power penetration between 15% and 40%).

NB: These scenarios were established by EDF R&D for the purpose of the study and should not be considered as elements of EDF's strategy in this field.

Depending on the wind power development scenario taken into account, minimum required grid reinforcements have been taken into account. They are limited for an installed wind power lower than 10 GW (only one new 400 kV line) but important for a wind power from 15 GW to 22 GW (with between 5 to 8 new 400 kV lines needed). However, these reinforcements have been determined using the basic knowledge of the network and detailed grid development studies would be required.

Dynamic simulations have been performed with the EUROSTAG software with a detailed model of the French grid and a simplified model of the European network. Different types of wind turbine technologies have been considered and different events including 400 kV and 225 kV three-phase short-circuits have been simulated.

The results show that:

- in the worst case (Figure 4), up to 1/6th of France may temporarily have a voltage lower than 0.85 pu and 1/8th of France a voltage lower than 0.75 pu.
- for scenarios with wind turbine technologies without voltage regulation, less than 3400 MW are affected (voltage lower than 0.75 pu temporarily) over a total installed wind power lower than 10 GW, between 5 and 6 GW are affected over a total wind power of 15 or 16 GW, and 10 GW over a total wind power of 22 GW.
- Wind power technologies with voltage regulation enable to decrease efficiently the wind power affected by voltage dips so that less than 3000 MW can be affected.

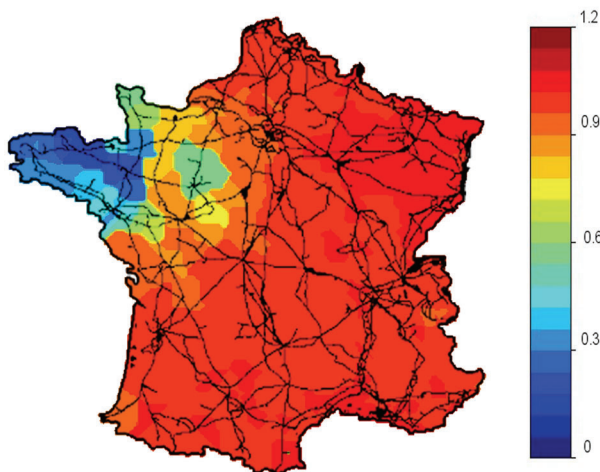


Figure 4: Maximum span and magnitude of the voltage dip in per unit

However, the wind power actually disconnected depends not only on the amount of wind power affected (voltage lower than 0.75 pu temporarily) but also on the voltage protection scheme. For instance, with a voltage protection scheme close to the one currently asked by E.ON and for the voluntary scenario in 2010, the actually disconnected wind power is at most 840 MW whereas 3100 MW of wind power is affected. This amount depends on the wind power technology modelled in the study. Recent wind turbine technologies present a good behaviour in case of voltage dips and the simulations show that with a technology with full power electronics converters and voltage control, no disconnection is observed for this case.



Recent wind turbine technologies generally have (possibly with slight modifications) the required reactive power and voltage control capabilities as well as an adapted protection system with Fault Ride Through (FRT) capabilities. With such technologies the impact of a large scale integration of wind power in France should be limited. In particular the study shows that the risk of loosing more than 3000 MW of wind power can be avoided.

The transmission and distribution grid connection requirements specified in the grid codes have thus to ensure that the wind farms will have the appropriate control and FRT capabilities. Then the impact of a large scale integration of wind power in France will be more to be considered from the point of view of the required reinforcements, and the load follow capacity than the risk of loosing more than 3000 MW (This loss of 3000 MW of generation is the reference event of the UCTE that has been used to determine the primary reserve on the UCTE network).

5 Distributed generation in Spain

Navarra is one of the Spanish pioneer regions on RES&DG technology with more than 800 MW of wind power installed capacity, more than 150 of minihydro and over 500 of small photovoltaic units. In 2004 electricity generated from RES technologies reached the 70% of the demand.

EHN, company born and based in Navarra, is one of the companies that has lead this trend. On the hand, Iberdrola is one of the biggest utilities in Spain and is the second energy distributor in Spain with Iberdrola Distribución. Both companies have joined in the DISPOWER project to perform a case study of the Navarra's interconnected grid with a high RES penetration. An overview of the results are given in [1].

The first part of the study gives an overview of the Spanish electric energy business, and a review of the actual and future legislation for RES and DG generators, the so-called "Special Regime generators". The Spanish electric business has suffered a major overturning with the market liberalisation started in 1997. RES penetration is still far from EU objectives but has been a growing sector especially with the wind generation boom that started in the late 90's. Today more than 9000MW of wind power is installed in Spain and government plans give a 20000MW of installed capacity for year 2010. This increasing wind energy penetration has grown concerns for Transmission and Distribution system operators on how this will affect the grids they operate and maintain. For this reason a correct and optimum RES&DG technologies interconnection legislation is needed. In the study the actual practices and legislation improvement prospects are explained.



The second part focuses on the situation of RES in Navarra, from the generation and kWh demand numbers down to the description of the technologies used: wind, mini-hydro, photovoltaics, biomass, sun-thermal, bio-fuel and others. A study of how Iberdrola's distribution grid has changed with this new installed capacity and a load-flow study of the grid for different future scenarios have been done. Future prospects, trends and guidelines are given at the light of the current situation and the aforementioned studies.

Finally the capacity of the RES technologies to provide ancillary services to the network is discussed. The study is focused on reactive power control by wind farms, explaining and documenting the work done to date by EHN on implementing such a capability for their wind farms. The reactive power control is still under test but tests have shown the feasibility and security of this practice. Further work is being done by EHN with Ingeteam Scada and control manufacturer and Ingetur wind turbine manufacturer to achieve this innovative control capability that will ease the integration of non-dispatchable wind farms in the power systems. Other ancillary services such as impact on stability and power quality are discussed as well.

6 Distributed generation from renewables in Austria

This Austrian case study consists of two parts :

- The "Alpine Valley" case study, where the real electricity supply system of a sparsely populated valley with high grid costs and high potential for distributed generation is investigated concerning the planning and implementation of additional distributed generation plants by using a combination of software tools.
- A "National Wind Power" case study, which investigates the possibilities to integrate up to 1 GW of wind in north eastern Austria in the existing power supply system (with all substantial storage plants located in the south west and a weak transmission system), while maintaining a high level of supply security and low energy supply costs.

The selected alpine valley in the Salzburg region features some small hydro power plants, but no noteworthy other DG so far. The valley is supplied by a long MV feeder with some LV distribution networks along.

The focal points of the investigation are the different options for DG additions and the best combination with storage possibilities and grid control techniques for covering the demand of remote alpine valleys. Standard planning tools need adaptation or combination with other software and criteria must be defined for the purpose of developing regional energy strategies.



The current status is described with GIS applications comprising topographic, climate, infrastructure, network and population data. The potentials are calculated separately for different energy sources, starting with small hydro and further on wind, biomass and PV, depending on the quality of the available regional data for GIS. Combined with load flow data from the network calculation software this reveals the feasible sites for further DG plants. The equalisation of the daily sum profiles for generation and demand (calculated out of standardised customer group load profiles, regional demographic and trade data), adjusted by the actual measured power values, provides an indication for the need of storage devices and/or load management. The economic check of the potential generation sites is done with UNIDO's calculation software, to assure also the financial feasibility of these technical feasible sites.

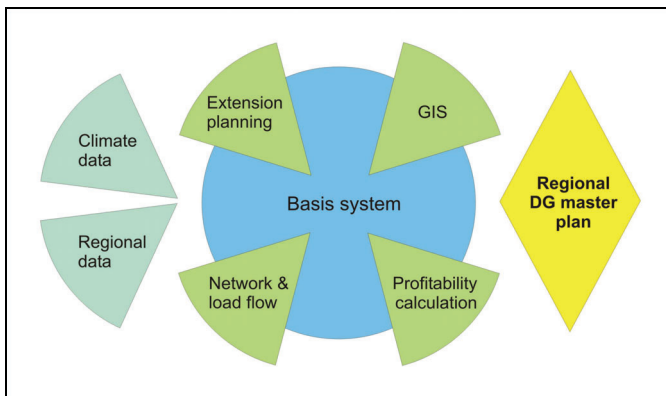


Figure 5: Scheme of the planning tools (Green colours indicate input, yellow indicates output)

The aim of the “Alpine Valley” case study is not only to analyse the situation and to elaborate several scenarios for the selected region, but to develop a versatile planning tool for the design of DG networks.

7 Increased wind energy penetration on weak networks in rural northern England

In the following 3 case studies, the use of load control is investigated for 3 different applications in the UK, namely:

- to enable increased wind energy penetration on weak networks in Section 7,
- to contribute to system frequency control on an island power system in Section 8,
- to assess the viability of islanded operation of a wind farm in Section 9.



In many rural areas that are ideal for wind energy generators the distribution network is weak. This limits the amount of wind energy that can be connected to the network due to problems such as steady state voltage rise. Load management has the potential to enable increased amounts of wind generation to be connected onto a weak distribution network.

Econnect used computer simulations to investigate the load management technique to mitigate voltage rise for a weak network in the North East of England. This technique has the potential to substantially increase the practicable wind energy resource of the European Union. The load control strategies for grid-connected systems developed in the DISPOWER project were applied in this study.

The area of grid used in the study covered a wide and sparsely populated rural region to the west of Newcastle upon Tyne. The primary substation at Hexham was supplied by 66kV circuits. From these, a series of 20kV feeders supplied outlying villages and rural dwellings in the South West of Northumberland.

First, voltage rise was investigated on the network as a result of wind generation, with no load control. Studies indicated that, without any load control, the network could accommodate a 300kW wind turbine without experiencing any voltage rise problems.

If load management is used to control 50% of the total loads on the network, as in the second case study, then the maximum size of wind turbine which the network could accommodate without experiencing any voltage rise problems is about 1.5MW.

If a more realistic 20% of total loads are controlled by a load management system then, as shown in the third case study, the network could accommodate a 900kW wind turbine without experiencing any voltage rise problems.

The results of the study show that if the amount of loads controlled by the load management system is increased, then the maximum size of wind turbines that can be installed on the network will be increased. They have also shown that load control is an effective strategy for mitigating voltage rise on weak rural networks, in order to facilitate connection of an increased capacity of renewable generation.

8 Diesel / hydro generation on the Scottish Island of Rum

The power system on the Island of Rum provides power to a community of residents on the island. During times of abundant rainfall the community is powered entirely by renewable energy from a hydro power scheme. Initial site work had shown that load management schemes could improve the availability of the power system. A detailed investigation on site was then carried out.



A torque based model was used to represent the power system on Rum, which incorporated the existing controller. The model was then amended to investigate new control concepts for the power system using Distributed Intelligent Load Controllers. Modelling results showed that the Distributed Intelligent Load Controllers were able to control system frequency within acceptable limits, although the frequency control was not as refined as with the existing controller.

An extensive programme of site testing was carried out using Distributed Intelligent Load Controllers. The Distributed Intelligent Load Controllers were used to replace the existing controller, and were installed at one site.

It appeared that changes in load, resulting from load switching by the Distributed Intelligent Load Controllers, caused larger changes in voltage than had been anticipated from the model. This behaviour was attributed to the binary arrangement of the loads. On this site the smallest load was 250W and the largest load was 7500W. As the loads were very different sizes from each other different load controller switching actions had very different effects on the power system frequency and voltage. As a result of the site tests, further work is to be carried out to develop a Distributed Intelligent Load Control system for binary loads.

9 Islanded operation of a wind farm in the UK

Safe and stable operation of embedded generation in islanded mode under network fault conditions could offer significant benefits in improving security of supply to customers, especially in remote rural areas. The aim of the work carried out by Econnect was to apply techniques developed in DISPOWER to assess the viability and options for control of a wind farm during islanded operation due to network faults.

A wind farm with 300kW pitch regulated turbines on the Harbour wall at Blyth in Northumberland was selected as a suitable site to demonstrate islanded operation.

Firstly, a design of a synchronous compensator system was undertaken for the site. The main technical operating requirements for such a islanded electrical system are to maintain a continuous supply with voltage and frequency within required limits, operate generating equipment safely and within its limitations, ensure adequate protection against failures within the system and maximise use of the available wind power. A solution was developed to achieve these requirements and to demonstrate the viability of operating such an islanded system. Additional equipment to provide frequency and voltage control of the islanded grid was also specified.

A computer model was developed and simulations were carried out over a range of operating conditions. Overall, the simulation results were encouraging, and gave confi-



dence that the system design would perform satisfactorily when implemented. The results also highlighted areas for investigation during wind turbine testing.

A demonstration synchronous compensator and load control solution was then designed. Equipment was purchased, assembled, installed and commissioned on site. Testing of islanded operation and data collection was carried out during June 2004. The islanded network was entirely composed of test equipment, i.e. no actual consumers were included in the test network. The wind turbine was disconnected from the main grid for the entire period of the testing. The results demonstrated that voltage and frequency on the islanded network could be controlled within acceptable limits when the network was powered only by the wind, although turbine start up was difficult due to automatic shut down of the turbine when experiencing excessive rotor speeds.

Further modelling to investigate the problems of turbine start up indicated that the majority of the power drain on the system during the start was due to the starting resistors. The resistors reduced the instantaneous current demand of the system, but greatly increased the real power demand placed on the backup power source. The model suggested that complete removal of the starting resistors would be likely to result in a smaller underfrequency but a larger voltage drop. The risk associated with such a starting strategy might be that in high winds there would be insufficient voltage at the moment of wind turbine generator connection to "pull in" the wind turbine rotor and prevent an overspeed.

10 Concepts for high penetration of renewable energies on Greek Islands

In this case study, the application of the MORE CARE advanced control software on the economic and secure operation of island systems has been studied. More specifically, the impact of economic scheduling, forecasting and on-line dynamic security assessment functions has been evaluated on two characteristic cases with increased RES penetration, namely the islands of Crete and Kythnos.

Crete is the largest isolated network in Greece with a thermal power installed capacity of 690MW (steam turbines, diesel units and gas turbines and one combined cycle unit). The installed capacity of Wind Turbines at the end of 2003 was 81.19MW. Wind supplies in average 10% of the annual energy.

The MORE CARE software has been applied on actual hourly load and wind time series and the simulated performance has been compared to the actual operation of the system. The results have shown that improvement in wind power forecasting, resulting in 20% (MAPE) forecasting errors (Figure 6), would result in operating cost reductions of 8.5% compared to the actual operation due to a decrease in spinning reserves.



The financial benefits obtained by the Economic Scheduling functions were calculated for the period from August 2001 to February 2002. It was shown that the average relative gain during August 2001, peak month of the year, would be 3.1%, while for lower demand periods cost reduction reached 6%. The economic dispatch functions were similarly evaluated, showing average relative gains of 1.7% during the peak demand month and of 2.7% maximum during lower demand periods.

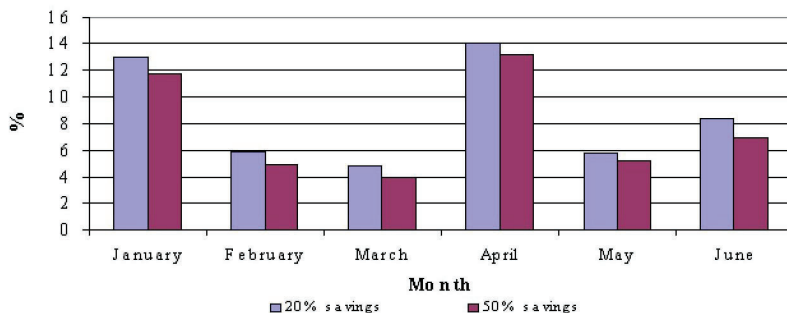


Figure 6: Savings due to improved prediction tools

The evaluation of the on-line dynamic security assessment functions for pre-selected disturbances has shown by simulation over 95% success in assessing insecure operating points regarding frequency excursions. In actual operation the dynamic security functions assessed successfully the potentially insecure operation of the power system on the 25th October 2001, day of a blackout, although its cause was not included in the pre-selected disturbances.

MORE CARE software was also used off-line for the evaluation of the impact of wind power on the economic operation of island power systems. The actual cost of the fuel consumed for the operation of the system in 2000 (including the compensation of the wind power producers) was compared to the cost obtained, if the same load would be covered by the thermal units alone. The monthly cost savings vary from -100 to 600k€, depending on fuel costs variations, units availability, load variations, wind power and its correlation with load, etc. In total, annual savings of 1.45% were obtained amounting to a total cost of 2.6M€.

Kythnos is a small island of 2000 inhabitants with where power is produced by 5 diesel units of 400 kW each, one 500 kW Wind turbine and 5 wind turbines of 33 kW. There are also a PV of 100kW and a battery of 500kW/400 kWh. The annual RES penetration is 11%, for more than 1000 hours per year RES power penetration exceeds 40% and for less than 50 hours operation is based solely on RES.



Application of the MORE CARE functions has shown that improved RES and Load Forecasting would reduce annual operating cost up to 2.63%. The application of the Economic Dispatch functions would also decrease annual operating cost by 0.8%.

The impact of energy storage on system operation has been evaluated. The economic scheduling functions of MORE CARE were applied in two cases: a) thermal spinning reserve to cover trip of one diesel unit, and b) same as case a, but taking into account battery storage. The analysis has shown that operation with energy storage reduces operating cost by 2.16%, while in the actual operation there are 2.72% hourly insecure (inadequate) operating points, even considering the available battery. In general, storage minimizes inadequate operating points, reducing them to zero, when taken into account within the MORE CARE scheduling functions. This level of adequacy cannot be achieved even with the commitment of one additional diesel unit (while operating cost is increased by 11.8% compared to b).

The case studies have shown that advanced control tools, like the MORE CARE software can reduce operating costs of island systems operating with increased RES penetration and can provide significant aid to the operators by forecasting load and wind and by timely informing them about potentially insecure operating schedules. Such tools can be also used effectively to study the effects of RES and storage devices on island system operation.

11 Interconnection of Solar Powered Mini-Grids to the main grid on the island of Kythnos

The introduction of a substantial penetration of RES in the power mix of the Greek islands is of great importance since island grids operate as autonomous power systems and are mainly supplied by diesel generators consuming imported fuel. This dramatically increases the energy cost and the pollution in environmentally sensitive areas. Although the wind and solar potential in these areas is excellent a number of technical issues pose a barrier. The implementation of a hybrid system with battery storage and an intelligent management system in Kythnos island, has been proved to be an effective solution to this problem. The interconnection issues are examined for a number of aspects involving the increased penetration of RES in the island grid, such as: voltage profile, active and reactive power flows, thermal (current) loading on circuit elements, transient stability (maintenance of synchronism), voltage stability and reactive power control, frequency control, ...

The examination of the steady state situation of the actual Kythnos island grid was studied as a number of PV systems and wind turbines are connected to the island grid at various points. For the system analysis, a software tool developed in the Information



Division of CRES has been used. This tool is basically a GIS application that uses an interface with PSSE® software in order to carry out load-flow analysis. The load flow studies for the examined scenarios show that the voltage increase on the Kythnos grid, due to injection of active power in light load conditions, is well within the limits posed by the European standard EN50160. Under heavy load conditions the injection of active power from RES improves the voltage profile. Additionally, the calculated thermal loading of the lines is well within limits.

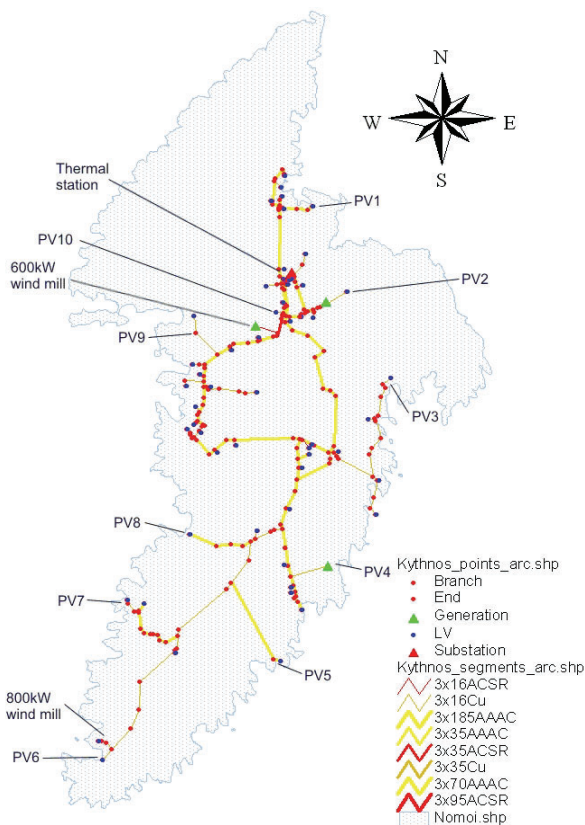


Figure 7: Kythnos Island power system

For the examination of the grid dynamic behavior, a model of the Kythnos power system was developed in the Simulink® environment, using the Power System Blockset® library. This model utilizes a simplified representation of the grid including only the main nodes, a model of the local power station with the diesel generators and models for the



RES (wind turbine and PV systems) as well as for a battery storage inverter. In order to evaluate the system dynamic behavior, two types of disturbances were examined :

- a three-phase short circuit, with different clearing times, applied in a specific node, away from the local power station,
- disconnection of the wind turbine when it is producing maximum power (e.g. due to the activation of the wind turbine protection system because of a high-wind condition).

Simulation results show that the power system, for the examined conditions, presents a stable behavior, as long as an adequate spinning reserve exists. Due to the high cost of the energy produced by the diesel generators it is highly desirable to achieve a reduction of this reserve without sacrificing the safety of the power system operation. Two solutions to this problem were examined.

The first solution is related to the use of PV power electronic inverters with disturbance ride-through capability. Today these grid interfaces are disconnected quickly when a voltage disturbance takes place in order to avoid islanding situations and for self protection. Reconnection takes place several minutes later. Disturbance ride-through capability means, among other things, that the grid interface should stay connected during the disturbance or it should be reconnected quickly after the disturbance. This latter option of rapid reconnection for disturbance ride-through has been simulated and the results indicated that, in this way, it should be possible to operate the power system with a lower spinning reserve without any safety risk.

The second solution is related to the use of battery storage that will replace the spinning reserve provided by the diesel generators. A model of a shelf-commutated battery inverter based on IGBTs with the capability to assist the voltage control of the system was introduced in the Kythnos power system model. Simulation results show that, because of the fast response capability of the battery inverter, the frequency dynamic response of the power system is considerably improved, and in addition there is better fuel utilization for the diesel generators.

12 Renewable energies in the Guadeloupe power system

This case study concerns the grid connection of a wind farms on “Les Saintes” islands, which are part of Guadeloupe archipelago, West Indies. This case is representative of DG connected to small island grid or “end of grid”.

Les Saintes is a group of small islands connected to the main island of Guadeloupe by a 20 kVac 16 km long sea-cable and a 63 kV/20 kV substation on the Guadeloupe island.



The existing grid of Les Saintes and a 2MW wind farm made of 8 wind turbines with induction generators have been modelled and load flow calculations have been performed to identify grid connection problems for various load conditions: load level, wind speed, grid short-circuit power, etc. The main problems identified are voltage rise and high flicker level. The results have been compared to Distribution Network Operator requirements in France, Germany, Spain and Crete.

Existing solutions to improve wind energy penetration on Les Saintes have been studied, using the new control and safety concepts developed in DISPOWER. The following aspects have been considered: voltage rise and deviations, flicker, DG coupling / de-coupling, fault ride through capability, short-circuits. In particular, new design and control techniques have been applied in order to decrease the out of limit voltage and flicker level on the island MV and LV grid and the impact of various wind turbine technologies (induction/synchronous machines, fixed/variable speed, reactive compensation...) has been evaluated.

The possible contribution of GIS tools has also been studied. GIS could be used:

- to better understand the grid behaviour and to study various load development or DG impact scenarios in order to define the best options,
- to locate and monitor disseminated DG systems, as individual PV cells,
- to devise a complete decision tool, interfaced with a Network Management System.

In case the sub-sea cable is lost, the wind farm remains connected to an islanded grid fed by a 1.6 MW backup diesel plant. The wind farm must be operated differently, following different constraints and requirements. The islanded operation of the system after the loss of the main cable is then studied, considering:

- parallel operation of the diesel units and the wind farm,
- solutions to allow a high penetration without sub-sea cable, eventually with a reduction of grid quality during limited periods.

13 Conclusions

In this paper, eleven case studies done in the context of the DISPOWER European project were presented. The main objectives were to apply the tools and concepts developed in the DISPOWER project and to demonstrate the implementation of DG and RES technologies on different European national, regional or local grids.

Mainly four types of studies were carried out. The first type dealt with the development, implementation and/or assessment of monitoring and control systems:

- a wind power control centre, the "Wind Power Management System" (WPMS) designed to support large-scale wind power integration into the German electrical energy supply system,



- a new web based SCADA system, the “Advanced Grid Control Unit” (AGCU), for the online monitoring and control of “farms” of RES and DG units on German interconnected grids,
- the MORE CARE control software developed in previous European projects: it was applied on two Greek island power systems with high RES penetration, Crete and Kythnos, and the benefits of its functions were evaluated.

The second type of studies focused on the impact of increased DG and RES penetration levels, the identification of the resulting problems and constraints, and the analysis of possible solutions. Both large interconnected grids and islands power systems were considered :

- the case study on the French interconnected grid has shown the importance of the reactive power and voltage control capabilities of wind farms, as well as of the Fault Ride Through capability, to limit the impact of large scale penetration of wind power;
- future prospects and guidelines were given for RES on the interconnected grid of Navarra in Spain, and the capability of RES to provide ancillary services to the network were investigated, in particular for wind farms;
- grid connection issues for increased RES penetration were examined for different aspects such as voltage profile, flicker levels, stability, etc. on the two island power systems of Kythnos (Greece) and Les Saintes (French Caribbean). Different solutions to the problems identified have been studied : battery storage, use of the power electronic inverters of the RES units, new design and control techniques, improved RES technologies, in particular for wind turbine technologies, ...

In the third type of case studies, the use of load management was investigated and tested for 3 different applications in the UK :

- A load management technique has proved to be an efficient strategy to mitigate voltage rise on a rural weak network in the North East of England in order to facilitate connection of increased capacity of wind generation.
- The use of Distributed Intelligent Load Controllers (DILC) was investigated to control system frequency on the Scottish Island of Rum.
- A solution based on load control combined with a synchronous compensator was designed for the islanded operation of a wind farm and testing was carried out on a islanded network entirely composed of test equipment.

Finally, tools and approaches for planning of networks with DG and RES were also examined, in particular :

- in the Austrian case study which dealt with the planning and implementation of additional DG plants and RES at the regional and national levels, the objective was not only to analyse the situation and elaborate scenarios but also to develop a versatile planning tool for the design of net works with DG and RES;



- in the les Saintes case study, the use of GIS tools to devise a complete decision tool was also considered.

14 Acknowledgement and disclaimer

The work presented in this paper was performed in the framework of the DISPOWER European project (Contract No. ENK5-CT-2001-00522) and was therefore supported in part by the European Commission. DISPOWER is a project of the 5th Framework Programme, contributing to the implementation of the Key Action 5 “Cleaner energy system, including renewables” within the thematic programme “Energy, Environment and Sustainable Development”.

The members of the DISPOWER consortium are solely responsible for this work, it does not represent the opinion of the European Community and the European Community is not responsible for any use that might be made of data appearing therein.

15 Authors' contact information

R. Belhomme and P. Bousseau

Electricité de France, S.A.,

EDF R&D , 1 Avenue du Général de Gaulle, 92141 CLAMART CEDEX, FRANCE

Tel.: +33 147 65 38 60, +33 147 65 38 18, Fax : +33 147 65 32 18

e-mail : regine.belhomme@edf.fr, pierre.bousseau@edf.fr

E. Navarro

Iberdrola Distribution Electrica, S.A.

Avda. San Adrián, 48, 48003 BILBAO, SPAIN,

Tel.: +34 94 466 55 26, Fax +34 94 466 36 30

e-mail: enavarroa@iberdrola.es

A. Badelin and T. Degner

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.

Königstor 59, D-34119 KASSEL, GERMANY

Tel.: +49 561 7294 361, +49 561 7294 232, Fax: +49 561 7294 260, +49 561 7294 200

e-mail: abadelin@iset.uni-kassel.de , tdegner@iset.uni-kassel.de

G. Arnold

Universitaet Kassel

Wilhelmshoeher Allee 71-73, D - 34121 KASSEL / GERMANY

Tel.: +49 561 804 6512, Fax: +49 561 804 6521

e-mail: garnold@iset.uni-kassel.de



A. Berenguer and I. Chocarro
Corporación Energía Hidroeléctrica de Navarra, S.A.
Calle Ciudadela nº 5, 31002 PAMPLONA, SPAIN
Tel: (+034) 948 220747, Fax.: (+034) 948203599, -590
e-mail: aberenguer@ehn.es, ichocarro@ehn.es

C. Materazzi-Wagner
Verbundplan GmbH
Laaer-Berg-Strasse 43, A - 1100 VIENNA, AUSTRIA
Tel.: +43 1 53113 54864, Fax: +43 1 53113 54649
e-mail: christine.materazzi@verbundplan.at

S. White/Econnect (UK),
Econnect Limited
Energy House, 19 Haugh Lane Indust. Est., HEXHAM, Northumberland, NE46 3PU, UK
Tel.: +44 (0) 1434 613600, Fax: +44 (0) 1434 609080
e-mail: Sara.White@econnect.co.uk

N. Hatziargyriou
National Technical University of Athens,
9, Heroon Polytechniou str., 157 73 Zografou, ATHENS, GREECE
Tel.: +30210-7723661, Fax: +30210-7723659
e-mail: nh@power.ece.ntua.gr

S. Tselepis and Aristomenis Neris / CRES (Greece),
Center for Renewable Energy Sources
19th km Marathonos Ave., Pikermi, 19009, ATHENS, GREECE
Tel. +30 210 6603369, Fax +30 210 6603318
e-mail: stselep@cres.gr , mneris@cres.gr

D. Lefebvre
AEROWATT
6 Rue Henri Dunant, 45140 INGRE, France
Tel. : 02 38 88 14 31
e-mail: d.lefebvre@vergnat.fr

16 References

- [1] DISPOWER – Deliverable Report, “Distributed generation in European interconnected grids”, October 2005.
- [2] DISPOWER – Deliverable Report, “Distributed generation on European islands and weak grids”, October 2005.