NEIS 2014 Konferenz Hamburg · 18.–19. September 2014

Konferenzband

Nachhaltige

Energieversorgung

und Integration

von Speichern

HELMUT SCHMIDT UNIVERSITÄT Universität der Bundeswehr Hamburg









Kontakt-Informationen

Homepage: www.neis-konferenz.de E-Mail: info@neis-konferenz.de



ISBN 978-3-86818-059-6

Dieser Konferenzband wurde veröffentlicht durch: Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg Professur für Elektrische Energiesysteme

Adresse: Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg

Telefonnummer: +49-6541-3655 (Organisationsteam)

E-Mail: info@neis-konferenz.de

Der Tagungsband enthält auf der NEIS 2014 Konferenz präsentierte Beiträge. Für den Inhalt der Beiträge sind die jeweiligen Autoren verantwortlich.

Bildnachweis Einband:

Hintergrund Vorder- und Rückseite: www.mediaserver.hamburg.de/Christian Spahrbier; Von oben nach unten: Marco Barnebeck(Telemarco)/pixelio.de; Katharina Wieland Müller/pixelio.de; Uwe Schlick/pixelio.de; Petra Bork/pixelio.de; Reinhard Scheiblich/HSU-HH Konferenzband

Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern

NEIS 2014 Konferenz Hamburg · 18.–19. September 2014

Vorwort

Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern

Die Konferenz "Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern" wird veranstaltet von der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, um Wissenschaftlern und Experten ein Forum für die Gestaltung der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland und weltweit zu bieten. Der Paradigmenwechsel, weg von fossilen und nuklearen Brennstoffen hin zu einer nachhaltigen und sicheren Versorgung auf Basis erneuerbarer Energien stellt neue Herausforderungen an die Energieversorgung. Innovative Lösungsansätze und die Schaffung geeigneter politischer und marktregulatorischer Rahmenbedingungen sind dafür notwendig.

Auf der Konferenz sollen Kenntnisse zu den neuesten Entwicklungen und Erfahrungen in den Themenfeldern Erneuerbare Energien, Energiespeicher, deren Netzintegration und Rahmenbedingungen der Energiewende ausgetauscht werden. Neben den technischen Aspekten stehen auch die wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und juristischen Seiten im Fokus der Konferenz.

Themenblöcke

- Thermische Energiespeicher
- Batteriespeichersysteme
- Energiespeicher
- Netzintegration I
- Nachhaltige Energieversorgung
- Netzintegration II

Organisation der Konferenz

Leitung

Prof. Dr. Detlef Schulz

Eingeladene Vorträge

Dr. Erik Hauptmeier Prof. Dr. Peter Zacharias

Sessionleiter

Prof. Dr. Joachim Horn Prof. Dr. Klaus Hoffmann Dr. Arno Lücken

Organisationsleitung

Dr. Arno Lücken Thomas Weiß Dr. Thanh Trung Do Dr. Klaus D. Dettmann Dr. Johannes Brombach

Organisationsteam

Michael Terörde Endrik Waldhaim Dr. Thanh Trung Do Hauke Langkowski Michael Jordan

Florian Grumm Markus Dietmannsberger Gesa Lorenzen Catja Wilkens Melanie Schnackenbeck

Inhalt

Themenblock "Thermische Energiespeicher"

Thermodynamic Model for Heat Pump Energy Storage M. v. d. Heyde, L. Andresen, G. Schmitz	7
Potenzialbestimmung des Lastmanagements mit thermischen Versorgungssystemen in Wohnsiedlungen am Beispiel der Minimierung der CO2-Emissionen zur örtlichen Energieversorgung M. Winkel, B. Haase	13
Anpassung verbrauchernaher thermischer Speicher an die individuellen Betriebscharakteristiken von Wärmesenken G. K. Schuchardt, S. Holler, A. Luke	19
Rahmenbedingungen für die Stromspeicherung in Gas- und Wärmenetzen – Status Quo und Handlungsbedarf C. Brandstätt, S. Meyer	28
Prognose thermischer Lastgänge auf Basis künstlicher neuronaler Netze zum Lastmanagement elektrischer Wärmeversorgungsanlagen M. Hasselmann, S. Döing, A. Kanngießer	35

Themenblock "Batteriespeichersysteme"

Belastung von Solarbatterien durch Mikrofluktuation von Photovoltaikanlagen
Modulares Batteriespeichersystem zum dual use
Kombination von industriellen Verbrauchsanlagen mit Batteriespeichern zur Regelleistungserbringung
Ladekonzepte für Elektrofahrzeugflotten zur Weiterentwicklung der Verteilnetze
Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen stationärer Batteriespeicher im Verteilnetz
Entwurf einer Betriebsstrategie für Batteriespeicher zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt73 S. Gerhard, F. Halfmann

Themenblock "Energiespeicher"

Spannungshaltung und Leistungsausgleich erneuerbarer Energieerzeugung mittels		
Speichern im Mittelspannungsnetz		
H. Barth, B. Idlbi, J. von Appen, M. Braun		

Abschätzung des Speicherpotentials in Mittel- und Niederspannungsverteilnetzen V. Schild, H. P. Beck, H. Wenzl	90
Einsatz dezentraler Speicher in der Niederspannung C. Stegner, J. Bogenrieder, P. Luchscheider, A. Schmutzer	96
Potential of Storage Systems due to an Increased Feed-in of Renewable Energies into a Local Electrical Network in Jordan	L 03
Bereitstellung von Regelleistung und Energiespeicherung durch Wasserbewirtschaftung des deutschen Schifffahrtskanalnetzes	L 09
Netzausbau versus kleintechnische Speichereinheiten in strukturschwachen, ländlichen Räumen – Eine technisch-gesamtwirtschaftliche Bewertung auf der Niederspannungsebene	1 7

Themenblock "Netzintegration I"

Unterspannungsschutz für Quellen mit geringen Kurzschlussströmen A. Lücken; F. Grumm; J. Storjohann; D. Radekopp; D. Schulz	126
Möglichkeiten und Grenzen der Bereitstellung von Blindleistung aus 110-kV-Verteilnetzen	132
Spannungsregelung in Niederspannungsverteilnetzen durch regelbare Ortsnetztransformatoren im Mono- und Multisensorbetrieb R. Schnieder, E. A. Wehrmann , HP. Beck	137
Strom-Überlastfähigkeit von Umrichtern für Windkraftanlagen am Beispiel von Systemen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator D. Lafferte, M. Dias, C. Felgemacher, W. Kruschel, P. Zacharias	143

Themenblock "Nachhaltige Energieversorgung"

Lastverschiebungspotential von Haushaltsgeräten unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen und Komfortansprüchen 150 J. Dickert, F. Panitz, P. Schegner
Kostenentwicklung der Offshore-Windenergienutzung 156 B. Reimers, M. Kaltschmitt
Wirtschaftlichkeit und Systemnutzen von unterschiedlichen Einsatzkonzepten für Power-to-Heat und Power-to-Gas

Auswirkungen des Einspeisemanagements auf den Betrieb von WEA und sich daraus		
ergebende Potentiale für den Einsatz von Energiespeichern	168	
M. Dietmannsberger, F. Grumm, M. Plenz, J. Storjohann, M. Meister, D. Schulz, T. Schomerus		

Themenblock "Netzintegration II"

Reduzierung der Netz-Oberschwingungsströme durch modifizierte Stromversorgungen für LED-Lampen kleiner 25 Watt 1 R. Jaschke	.77
Einfluss von Photovoltaik-Wechselrichtern auf die frequenzabhängige Netzimpedanz	81
Auswirkungen einer systemorientierten Bauweise von Windenergieanlagen auf die erzielbaren Börsenpreise	.86
L. Holstenkamp, H. Degenhart, T. Schomerus	

THERMISCHE ENERGIESPEICHER

Thermodynamic Model for Heat Pump Energy Storage

M. v. d. Heyde, L. Andresen¹, G. Schmitz Institut für Thermofluiddynamik, Arbeitsgruppe Technische Thermodynamik Technische Universität Hamburg-Harburg Denickestraße 17, 21073 Hamburg ¹andresen@tuhh.de

Abstract

A new thermodynamic model for Heat Pump Energy Storage (HPES) is derived. HPES is a large scale electrical energy storage technology that stores energy as thermal energy. This model utilizes the partition of energy into exergy and anergy to account for the quality of energy conversion or transfer processes. The model is used to identify and categorize the exergy losses of HPES systems on a theoretical basis. The exergy losses lead to the degree of utilization. For demonstration the model is applied to the HPES system described in [1] which works with a gaseous working fluid and stores the thermal energy in two regenerators.

1 Introduction

To operate an electricity grid it is necessary to meet electricity demand with generation at any time. Due to the increase in utilization of wind and solar energy conversion technologies, the overall electricity generation output becomes less controllable. Options to equalize electricity generation and demand - other than conventional generation output adaption - gain attention. One of those options is the employment of electrical energy storages. Further demand for electrical energy storage is expected in near future [6]. Heat Pump Energy Storage¹ (HPES) is a large scale electrical energy storage technology. HPES has some advantages to mature large scale electrical energy storage technologies, such as Pumped Hydro Energy Storage or Compressed Air Energy Storage. HPES has a small impact on environment, little land use and no need for specific geological conditions such as caverns or water reservoirs. Different proposals for technical realizations of HPES can be found in the literature [1, 2, 3, 5].

2 HPES Working Principle

HPES stores energy as internal thermal energy. An operation cycle consists of a charge phase, a storage phase and a discharge phase. The working principle is shown in figure 1^2 . In the charge phase electrical work W_{in} is used in a heat pump to deliver thermal energy Q_5 to a heat reservoir. Simultaneously thermal energy Q_3 is extracted from a second heat reservoir. The mean temperature of the transferred heat Q_5 is higher than the mean temperature of Q_3 . The aim is to deliver as much thermal energy as possible for a given amount of used electrical energy. If at least one of the thermal reservoirs is limited, a temperature difference between the reservoirs can be created. The thermal energy can be stored as sensible or latent heat in various materials, such as water or gravel. Latent heat can be used to increase the amount of stored energy, but a temperature difference between the reservoirs is a necessity to allow heat transfer.

In the discharge phase heat Q_7 is extracted from the high temperature thermal reservoir by a heat engine. The electrical work W_{out} is generated and the thermal energy Q_1 is passed back into the low temperature thermal reservoir. The aim is to convert as much thermal energy as possible into electrical energy.

The heat flows Q_1 , Q_3 , Q_5 and Q_7 are called internal heat transfer in the following.



Figure 1 Working Principle of HPES

¹ HPES is also known as Thermomechanical Electrical Energy Storage, Thermo Mechanical Storage, Transformed Heat Energy Storage, Pumped Heat Energy Storage, Thermal Energy Storage, Thermo Electrical Energy Storage or Thermodynamic Energy Storage

² The naming of the heat fluxes is chosen in a way to be compliant with latter sections.

3 Exergy Losses

Energy can be divided into exergy and anergy. Exergy is the part of energy, whose conversion into any other form of energy is not restricted by the 2nd Law of Thermodynamics. Anergy cannot be converted back into exergy. Mechanical and electrical energy is pure exergy. The exergy content of heat E_Q is given in equation (1) using the Carnot factor η_C , the heat Q provided at temperature T_Q and the ambient temperature T_{amb} . Exergy is not a conserved quantity. In real processes exergy losses occur. Exergy losses describe the quality of energy conversion and transfer processes.

$$E_Q = \eta_{\rm C} Q$$
 with $\eta_{\rm C} = 1 - \frac{T_{\rm amb}}{T_{\rm Q}}$ (1)

Exergy can either be lost directly through heat transfer between the system and the environment at a finite temperature difference or indirectly through entropy generation inside the system. In the latter exergy is transformed into anergy which has to be conducted from the system via heat transfer. Those exergy losses are linked to entropy generation ΔS_{irr} in the system by the ambient temperature as stated in equation (2).

$$E_{\rm l} = T_{\rm amb} \,\Delta S_{\rm irr} \tag{2}$$

As the input as well as the output of HPES is electrical energy, it is pure exergy. Therefore, the degree of energy utilization for a full operation cycle η_{HPES} of a HPES system can solely be determined from the input energy W_{in} , the delivered electrical energy W_{out} and the exergy losses of the HPES E_1 during a full operation cycle as stated in equation (3).

$$\eta_{\rm HPES} = \frac{W_{\rm out}}{W_{\rm in}} = \frac{W_{\rm in} - E_{\rm l}}{W_{\rm in}} = 1 - \frac{E_{\rm l}}{W_{\rm in}}$$
(3)

4 New Thermodynamic Model

The new thermodynamic model for HPES is shown in figure 2 as a block diagram. It shows the work and heat transferred over the boundaries of the HPES elements as well as entropy generation in the HPES elements for a full operation cycle. Every heat transfer is associated with an entropy change in the source and the sink of the heat. It is assumed that the state of the system at the end of a full operation cycle is equal to the state at the beginning of the cycle. For every HPES element energy and entropy balances can be derived. The diagram shown here uses two heat storage vessels as heat reservoirs, but a similar diagram could be drawn for a system that uses the environment as one heat reservoir. As the internal heat transfer is always caused by a temperature difference, entropy $\Delta S_{irr,ht}$ is generated. Entropy can also be generated in all elements of the HPES ($\Delta S_{irr,HP}$, $\Delta S_{irr,HE}$, $\Delta S_{irr,HTS}$, $\Delta S_{irr,LTS}$). The HPES uses electrical energy W_{in} during the charge phase and generates electrical energy W_{out} during the discharge phase. During this process electrical and mechanical losses $W_{me,HP}$ and $W_{me,HE}$ occur. Also the electrical energy needed for the auxiliary system W_{aux} has to be considered.

Another loss is the heat loss, which can occur between the storage medium and the environment $(Q_2 \text{ and } Q_6)$.

The generated entropy has to be removed from the system to allow a continuous operation, which is done by heat transfer to the environment in coolers (Q_4 and Q_8). The temperature of the working fluid has to be above the ambient temperature by a required margin to allow the heat transfer. The cooling can take place in the charge phase, discharge phase or both. It is not necessary to cool in both stages.

5 Exergy Loss Mechanisms

From the new model the exergy losses of HPES can be clearly named and classified.

- (1) Exergy losses $E_{l,diss}$ emerge from entropy generation in the heat engine (HE) and heat pump (HP) cycle $\Delta S_{irr,HE}$ and $\Delta S_{irr,HP}$ according to equation (2). In the HE and HP cycle entropy is generated through dissipation³, especially in the compressor and expander, but as well in the heat exchangers and pipes. The target for the design of the compressor and expander is to raise the exergy content of the fluid as high as possible for a given input of electrical energy. The usage of a phase changing working fluid that is in liquid phase during compression in the HE cycle or expansion in the HP cycle is beneficial, because the entropy generation during compression or expansion is smaller for liquids. The dissipation in heat exchangers and pipes can be reduced by using lower flow velocities.
- (2) Another exergy loss $E_{l,ht}$ occurs due to the entropy generation $\Delta S_{irr,ht}$ associated with the internal heat transfer between the storage material and the working fluid. The finite temperature differences for the internal heat transfer have to be as small as possible, to reduce the exergy loss. This can be achieved through a large heat transfer area and a high heat transfer coefficient.
- (3) The exergy loss $E_{I,SM}$ emerges from entropy generated in the heat storage medium $\Delta S_{irr,HTS}$ and $\Delta S_{irr,LTS}$. One possible way is through internal heat flux from warmer to colder areas. This effect can be reduced by using a storage material with a low heat conductivity or segmenting the storage material into several compartments.

³ Dissipation is the loss of exergy by internal friction in the fluid.



Figure 2 Block diagram of HPES

- (4) Exergy $E_{1,Q4+8}$ is lost to the environment through heat transfer in the coolers as the heat contains exergy according to equation (1). To minimize the exergy loss the temperature difference between the thermodynamic mean temperature of the working fluid in the cooler and the ambient temperature has to be as small as possible. This can be achieved by positioning the cooler in the working cycle in a way that the temperature is close to the ambient temperature but above the required margin to allow the necessary heat transfer. A good heat transfer coefficient and a large heat transfer area reduce that margin.
- (5) The heat flux from the storage vessel to the environment contains the exergy $E_{1,Q2+6}$ according to equation (1). If the temperature of the storage medium is beneath the ambient temperature, exergy is also lost through heat flux into the storage medium. The isolation has to be as good as possible to reduce these heat fluxes. A higher heat storage density is beneficial, because it reduces the storage vessel surface area and latent heat storage is beneficial because it does not raise the temperature in the storage medium and therefore heat flux into or out of the heat storage vessel.
- (6) The energy conversion from electrical energy to technical work in the HP and HE has to be as efficient as possible to reduce the exergy losses E_{me} . The electrical

and mechanical efficiency of the motor and mechanical drive have to be as high as possible.

(7) Exergy E_{aux} is needed to drive the auxiliary system. The electrical demand of the auxiliary system has to be as small as possible.

The exergy loss of the HPES is the sum of all exergy losses listed above as shown in equation (4), but they cannot be minimized separately as they influence each other. Higher fluid velocities in the heat exchangers may lessen exergy losses associated with finite temperature differences during heat transfer but raise exergy losses associated with dissipation. Instead the sum has to be minimized to maximize the degree of utilization.

$$E_{l} = E_{l,diss} + E_{l,ht} + E_{l,SM} + E_{l,Q_{4+8}} + E_{l,Q_{2+6}} + E_{me} + E_{aux}$$
(4)

6 Application of the Model

To demonstrate the usage of the derived thermodynamic model, it is applied to a specific technical realization of a HPES system. In the system presented in [1] a gaseous working fluid is used and the thermal energy is stored in regenerators. The regenerators are filled with refractory material. The compressor and expander are turbo-machines. According to section 5 the advantages of such a system are low exergy losses through internal heat transfer due to the large heat transfer area and low dissipation because of low fluid velocities in the regenerator. Meanwhile the dissipation in the compressor is high, because it works in gaseous state and the exergy losses to the environment are high due to high temperatures in the heat storage vessels.

To apply the model from section 4 to the system several assumptions have been made. Estimations for parameters are given in table 1. MATLAB® was used to perform the calculation. The temperatures are determined from energy balances. The pressure drop in the regenerators is determined using formulas from [7].

Table 1 Parameters of the reference config
--

System size	
Storage phase duration	7 days
Charging and discharging duration	6 h
Charging and discharging mass flow	1000 kg/s
Storage vessel	
Thermal transmittance of isolation	$0.3 \text{ J/(s m}^2 \text{ K})^{-1}$
Ratio of height to diameter	1
Ratio of volume to minimal volume ²	2.5
Storage material	
Heat capacity	853 J/(kg K) ³
Density	2875 kg/m ³
Heat conductivity	2 J/(s m K)
Diameter of particle	0.07 m
Porosity	0.4
Working fluid	
Specific gas constant	287 J/(kg K)
Specific isobaric heat capacity	1004 J/(kg K)
Heat conductivity at 1 bar, 500 K	0.055 J/(s m K)
Turbo-machinery	
Polytropic efficiency	0.9
Mechanical and electrical efficiency	0.99
Cooler	
Temperature difference	3 K
Pressure drop	100 Pa
Operation point	
Outlet pressure of turbine in HE	$1 \times 10^5 \text{Pa}$
Outlet pressures of compressors	$5 \times 10^5 \text{Pa}$
Temperatures	
Ambient temperature	293.15 K
Maximum temperature in HE	1000 K

¹ for 0.1 m Styrofoam

² The storage vessel volume is 2.5 times greater than the volume needed to achieve the storage capacity, if all the storage material would make the temperature change from minimum to maximum temperature. ³ from [4]

General assumptions are:

- dry air as working fluid, treated as ideal gas,
- specific isobaric heat capacity and heat conductivity are determined at respective mean temperatures,

- polytropic state changes in turbo-machinery,
- charging, discharging and storage phases are assumed stationary,
- storage vessels are cylindrical,
- storage material consists of equally sized spherical particles, and
- pressure drops in pipes and auxiliary electricity demand are neglected.

The following equations (5) to (12) are used to estimate the exergy losses in the HPES system presented in [1].

Equation (5) is used to calculate the exergy loss from dissipation as the sum of the dissipation in the turbo-machinery (TM) and regenerators (RG) in the heat engine and heat pump cycle. The exergy loss in the regenerator is computed from the absolute inlet pressure p_{in} and outlet pressure p_{out} of the regenerator, as well as from the mass flow \dot{m} and the operation time t_{op} . The exergy loss of the turbo-machines depends also on the polytropic efficiency η_p . The place holder x in equation (5) is determined as $x = \eta_p$ for the turbine and $x = 1/\eta_p$ for the compressor.

$$E_{\rm l,diss} = T_{\rm amb} \sum_{\rm RG} \left(-R \ \dot{m} \ t_{\rm op} \ln \frac{p_{\rm out,RG}}{p_{\rm in,RG}} \right) + T_{\rm amb} \sum_{\rm TM} \left((x-1) \ R \ \dot{m} \ t_{\rm op} \ln \frac{p_{\rm out,TM}}{p_{\rm in,TM}} \right)$$
(5)

The exergy loss from each internal heat transfer between the working fluid and the storage material depends on the transferred heat $Q_{\rm ht}$ with the respective thermodynamic mean temperatures $T_{\rm m}$ of the working fluid and the storage material. The total exergy loss from internal heat transfer can be summed up over each internal heat transfer during the charging and discharging phase of the regenerators as stated in equation (6).

$$E_{\rm l,ht} = T_{\rm amb} \sum_{\rm ht} Q_{\rm ht} \left(\frac{1}{T_{\rm m,F}} - \frac{1}{T_{\rm m,SM}} \right)$$
(6)

The heat $Q_{\rm ht}$ for each internal heat transfer is calculated from equation (7) with $S_{\rm SM}$ beeing the surface area of the storage material, $k_{\rm SM}$ beeing the corrected thermal transmittance as used in [7] and $\Delta_{\rm m} T$ beeing the logarithmic mean of the temperature differences of charging and discharging inlet and outlet heat exchanging gas flows as stated in equation (8). It is assumed that each internal heat transfer accounts for half of the logarithmic mean of the temperature differences as used in the heat transfer model for regenerators described in [7].

$$Q_{\rm ht} = t_{\rm op} \, k_{\rm SM} \, S_{\rm SM} \frac{\Delta_{\rm m} \, T}{2} \tag{7}$$

$$\Delta_{\rm m} T = \frac{\left(T_{\rm cp,in} - T_{\rm dp,out}\right) - \left(T_{\rm cp,out} - T_{\rm dp,in}\right)}{\ln \frac{T_{\rm cp,in} - T_{\rm dp,out}}{T_{\rm cp,in} - T_{\rm dp,in}}}$$
(8)

The exergy loss emerging from heat transfer inside the storage material during the storage phase is modelled as shown in equation (9) with the outlet temperature T_{out} and the inlet temperature T_{in} of the charging gas stream of the regenerator.

$$E_{\rm l,SM} = T_{\rm amb} Q_{\rm SM} \left(\frac{1}{T_{\rm out,cp}} - \frac{1}{T_{\rm in,cp}} \right)$$
(9)

The amount of heat Q_{SM} is modelled as in equation (10) with the duration of the storage phase t_{sp} , the heat conductivity of the loose bulk λ_{SM} , the cross area of the heat storage vessel A and the height h.

$$Q_{\rm SM} = t_{\rm sp} \, \frac{\lambda_{\rm SM} \, A}{h} \, (T_{\rm in,cp} - T_{\rm out,cp}) \tag{10}$$

Equation (11) is used to determine the exergy loss from the heat transfer in the coolers. The transferred heats Q_4 and Q_8 are the cooling loads with their respective Carnot factors $\eta_{\rm C}$ according to equation (1) and determined from an entropy balance for the HPES.

$$E_{1,Q4+8} = \eta_{\rm C} \, Q_4 + \eta_{\rm C} \, Q_8 \tag{11}$$

The exergy content of the heat lost to the environment from the heat storage vessels is computed using equation (12) with the mean thermal transmittance of the isolation k, the heat storage vessel surface *S* and $T_{sp,max}$ being the maximum temperature inside the heat storage vessel, assuming no temperature differences inside the vessel temporally and locally.

$$E_{\rm l,Q2+6} = \sum_{\rm RG} \eta_{\rm C} \, t_{\rm sp} \, k \, S \, (T_{\rm sp,max} - T_{\rm amb}) \tag{12}$$

7 Results

Table 2 shows the results for the calculation with the parameters and assumptions mentioned in section 6. The storage vessel height and diameter are computed from the energy storage capacity and a fixed ratio between them. Figure 3 shows the resulting thermodynamic states in the heat pump (A-E) and heat engine cycle (1-5) in a temperature, entropy diagram for a configuration with coolers in charging and discharging phase. As only entropy changes and no absolute values are of interest, the entropy in state B and 5 are set to zero.

During the calculation it was found that for the system described in [1] solely cooling in the charging phase (C-D) leads to a higher degree of utilization than cooling in both phases (0.2 %-points) or only in the discharging phase (1.5 %-points). This stands in contradiction to the configuration in [1], where the cooling only takes place in the discharging phase. An explanation for the fewer losses for cooling solely in the charging phase is, that the heat is removed at a lower temperature level from C to D than from 3 to 4. For this reason it is proposed to include a cooler only in the heat

Table 2 Key results

Exergy Storage Capacity	1083 MWh
Discharge Power	181 MW
Degree of Utilization	57 %
Storage Vessel Height	36 m
Storage Vessel Diameter	36 m



Figure 3 T, s diagram for heat pump (A-E) and heat engine (1-5) cycles

pump cycle between the high temperature heat storage and the turbine.

Figures 4 and 5 show the exergy losses by operation phase and by loss mechanism, respectively. For a storage time of 7 days 20 % of the losses are due to the heat flux from the storage tanks to the environment during the storage phase. For shorter storage periods or better isolation this part becomes smaller proportional to $t_{sp and} k$, respectively, as can be seen from equation (12). The thickness of the isolation influences the thermal transmittance and therefore the heat losses during storage phase approximately proportionally. Thus, by doubling the thickness the heat loss share is nearly cut in half.

The exergy loss share of the heat losses to the environment show that HPES is of limited use as long term storage. The exergy loss during charging phase is higher than during discharging phase due to the operation of the cooler which causes 9 % of the exergy loss. This exergy loss is due to both, pressure loss in the cooler and direct exergy loss to the environment during heat transfer. The exergy loss through dissipation in the heat engine and heat pump cycle is divided into dissipation in the compressor, dissipation in the turbine and pressure loss in the regenerators. 20 % of the exergy loss emerges from dissipation in the compressors, 19 % from dissipation in the turbines and 8 % from the pressure loss in the regenerators. So the dissipation in the compressor and expander lead to 47 % of the overall exergy losses. 14 % of the exergy losses emerge from the internal heat transfer. Even a high electrical and mechanical efficiency of 0.99 leads to an exergy loss share of 7 %. The heat flux inside the storage medium does not play an important role in this configuration.



Figure 4 Exergy losses by operation phase



- Dissipation in turbines
- Dissipation in compressors
- Pressure losses in regenerators
- Mechanical and electrical losses
- □ Internal heat flux in regenerators

Figure 5 Exergy losses by loss mechanism

8 Conclusions

This article presents a new thermodynamic model for HPES. The model allows a categorization of the different exergy loss mechanisms which lead to the degree of utilization of a HPES system. Seven different categories of exergy loss mechanisms are derived: (1) dissipation in the heat engine and heat pump cycle, (2) internal heat transfer, (3) heat flux inside the storage material, (4) heat losses to the environment, (5) heat losses in the cooler, (6) heat

losses during mechanical and electrical power transmission and (7) auxiliary power demand. Those exergy losses are estimated for the system presented in [1]. In this way the respective potential of system modifications to raise the degree of utilization becomes visible. It is shown that other exergy loss mechanisms besides dissipation in the working machines have a significant share on the overall exergy losses. For the exemplary storage phase of 7 days and the assumed heat transfer parameters, compressors and expanders account for 41 % of total exergy losses, whereas exergy losses through heat transfer between the storage vessels and the environment make up for 20 % and the heat transfer between the storage medium and the working fluid for 14 % of the overall exergy losses. The remainder loss mechanisms account for less than 10 % each and are due to heat transfer in the cooler, pressure loss in the regenerators, and mechanical and electrical losses.

The derived model is valid for different technical realizations of HPES systems and can therefore be used as a basis for comparison as it allows to name the specific advantages and disadvantages of technical realizations in terms of exergetic loss sources which directly affect profitability.

9 Literature

- [1] Desrues, T.; Ruer, J.; Marty, P.; Fourmigue, J.F.: A thermal energy storage process for large scale electric applications. *Applied Thermal Engineering*, 30(5): 425-432, 2010.
- [2] Howes, J.: Concept and development of a pumped heat electricity storage device. *Proceedings of the IEEE*, 100(2):493-503, 2012.
- [3] Howes, J. S.; Macnaghten, J.: Energy Storage. Google Patents, US Patent App. 12/681,586, October 2010, http://www.google.com/patents/US20100257862 (29.03.2014).
- [4] Jahns, F.: *Modeling and Thermodynamic Analysis of Pumped Heat Energy Storage Systems*. Technische Universität Berlin, Dissertation, 2011.
- [5] Morandin, M.; Marechal, F.; Mercangöz, M.; Buchter, F.: Conceptual design of a thermo-electrical energy storage system based on heat integration of thermodynamic cycles – Part A: Methodology and base case. *Energy*, 45(1):375-385, 2012.
- [6] Denholm, P.; Ela, E.; Kirby, B.; Milligan, M.: The role of energy storage with renewable electricity generation, National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [7] VDI, editor: VDI-Wärmeatlas: Mit 320 Tabellen.
 VDI-Buch, Springer Berlin Heidelberg, Berlin and Heidelberg, 11 edition, 2013.

Potenzialbestimmung des Lastmanagements mit thermischen Versorgungssystemen in Wohnsiedlungen am Beispiel der Minimierung der CO₂-Emissionen zur örtlichen Energieversorgung

Dipl.-Ing. Michael Winkel¹, Dipl.-Ing. Benjamin Haase¹

¹Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Abteilung Energiesysteme, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Deutschland, <u>michael.winkel@umsicht.fraunhofer.de</u>

Kurzfassung

Der steigende Einsatz dezentraler, erneuerbarer Energieerzeuger mit fluktuierender Stromeinspeisung in der deutschen Stromversorgung führt zu einem erhöhten Bedarf an Energieausgleichsoptionen. Eine mögliche Ausgleichsoption bietet der kombinierte Lastmanagementeinsatz von thermischen Versorgungsystemen. Entsprechend nutzbare Anlagen sind größtenteils in Verbindung mit thermischen Speichern bereits vorhanden, wie zum Beispiel Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, Brauchwasserspeicher oder Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Systeme. Dieser Beitrag beschreibt ein Berechnungsmodell zur Bestimmung des anwendbaren Lastmanagementpotenzials der genannten thermischen Ausgleichsoptionen in Wohnsiedlungen. Die Methodik beruht auf der Simulation der Energieversorgung der Siedlungen für ein Jahr in Viertelstundenauflösung. Das Modell wird in dem Beitrag für ein repräsentatives Szenario angewendet. Darin soll der aus der Energieversorgung einer Einfamilienhaus-Siedlung mit 25 Wohnhäusern resultierende CO2-Ausstoß mit Hilfe von Lastverschiebung der Versorgungsysteme minimiert werden. Das Gesamtsystem wird dabei für den gleichen Zeitraum jeweils für einen wärmegeführten Referenzfall sowie für einen mit Hilfe von Lastmanagement optimierten Fall simuliert. Dabei kommen Wärmepumpen (WP), Nachtspeicherheizungen (NSH), elektrisch betriebene Brauchwasserspeicher (WWS), Mikro-KWK-Anlagen und Power-To-Heat (P2H) Optionen in Verbindung mit thermischen Speichern zur Lastverschiebung bzw. -änderung zum Einsatz. Daran anschließend erfolgt als Auswertung ein Vergleich der Ergebnisse der Jahressimulationen, u.a. unter Berücksichtigung der Veränderung der Anlagenfahrweisen und der energetischen Jahresbilanzen. Als Ergebnis lässt sich feststellen, dass sich der Strom bezogene CO2-Aussstoß der Wohnsiedlung mit Hilfe des Lastmanagements um bis zu 40 % verringern lässt. Zudem wird durch die optimierte Anlagenfahrweise in der Siedlung erzeugter PV-Strom nahezu vollständig lokal verbraucht. In Bezug auf die gesamte Energieversorgung der Siedlung, d.h. inklusive thermischem Verbrauch, verringert sich der CO₂-Ausstoß um ca. 14 %.

1 Einleitung

1.1 Motivation und Zielsetzung

Im Zuge der deutschen Energiewende mit dem Primärziel der Minimierung des CO2-Ausstoßes sind durch die zunehmende Einbindung erneuerbarer Energien in die Stromversorgung verschiedene Herausforderungen zu meistern. Beispielsweise stellt die zeitliche Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und -verbrauch eine wesentliche Problemstellung dar. Diese kann, statt mit eher kostenintensiven Stromspeichern wie Batterien oder nur noch in geringem Maße ausbaufähigen Pumpspeicherkraftwerken, auch mit Hilfe von Lastverschiebung überbrückt werden. Dazu bieten sich u.a. auch an das Stromnetz angebundene Heizungssysteme in privaten Wohngebäuden bieten sich aufgrund ihrer großen Anzahl, der großen verschiebbaren Energiemengen sowie der kostengünstigen Erweiterbarkeit mit thermischen Speichern an. Um eine Vergleichbarkeit und repräsentativere Abschätzung der Leistungsfähigkeit dieser Ausgleichsoptionen unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen bei unterschiedlicher, kombinierter Nutzung zu ermöglichen, soll im hier vorgestellten Forschungsprojekt der Einsatz thermischer Lastmanagementoptionen mit einem simulativen Ansatz berechnet werden. Dabei werden KWK-Anlagen, Wärmepumpen, Heizstäbe zur elektrischen Brauchwassererwärmung, Power-To-Heat (P2H)-Optionen [1] und Nachtspeicherheizungen in Verbindung mit thermischen Speichern berücksichtigt. Dieser Beitrag beschreibt zunächst die zu diesem Zweck verwendete Methodik inklusive Modellierung und Simulation. Daran anschließend wird das Verfahren anhand einer Einfamilienhaus (EFH)-Wohnsiedlung, bestehend aus 25 Gebäuden und entsprechenden Versorgungsanlagen, angewendet und die erhaltenen Ergebnisse ausgewertet. Die Energieversorgung der Siedlung wird dazu für einen Zeitraum von einem Jahr mit und ohne Lastmanagementeinsatz sowie inkl. P2H-Optionen simuliert. Ziel des Lastmanagementeinsatzes ist hierbei die Minimierung der für die Energieversorgung der Wohnsiedlung emittierten CO₂-Menge. Abschließend erfolgt eine Auswertung der Ergebnisse.

1.2 Stand der Forschung

Der Stand der Forschung im Bereich Lastmanagement umfasst bereits einige Untersuchungen bezüglich Modellierung, Simulation und Potenzialbestimmung von entsprechend genutzten, thermischen Versorgungsystemen, wie z.B. auf Gesamtdeutschland bezogenen Potenzialstudien von Stadler [2] und Klobasa [3] sowie die dena-Netzstudie II [4] und die VDE-Studie Demand Side Integration [5]. Diese grenzen sich jedoch aufgrund ihres großen Bilanzraums sowie der Zielstellung klar vom hier beschriebenen Forschungsprojekt ab. Die größten inhaltlich-methodischen Schnittmengen bestehen aufgrund der betrachteten Bilanzräume sowie der Modellierungsansätze mit den Arbeiten von Thoma [6] und Metz [7]. Erstere behandelt im Wesentlichen ein einzelnes Anwendungsbeispiel in einem Niederspannungsnetz, nutzt aber lediglich ein einzelnes thermisches System zum Lastmanagement mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW). Andere thermische Anlagen werden nicht detailliert abgebildet. In der Arbeit von Metz wird vornehmlich ein Ansatz zur Bottom-Up-Modellierung und Simulation von dezentralen Versorgungsgebieten inklusive einer Bewertung der Systemflexibilität beschrieben. Im Gegensatz zum hier vorgestellten Projekt werden weder ein Bezug zu einem tatsächlichen Anwendungsziel, noch Jahressimulationen oder übliche wärmegeführte Fahrweisen der Anlagen betrachtet oder ausgewertet.

2 Methodik

Die Methodik der Untersuchung wird schematisch in **Bild** 1 dargestellt.



Bild 1 Schematische Darstellung der Methodik

Als erster Schritt wird eine auf Siedlungstypologien beruhende Wohnsiedlung ausgewählt und anhand von Literaturangaben und Erfahrungswerten mit Gebäuden und Heizungssystemen sowie viertelstündlich aufgelösten Jahresbedarfslastgängen für Strom, Brauchwasser und Wärmebedarf ausgestattet. Zudem werden viertelstündlich aufgelöste Zeitreihen für die Stromeinspeisung aus Photovoltaik (PV) und zeitvariable CO2-Faktoren des deutschen Strommix bestimmt. Daran anschließend erfolgen verschiedene Jahressimulationen des Gesamtsystems. Zunächst werden die Anlagen nach konventioneller Regelungstechnik wärmegeführt simuliert, um einen Referenzzustand als Vergleichsmöglichkeit zu bestimmen. Für den gleichen Zeitraum wird das Gesamtsystem zudem unter Nutzung einer mathematischen Optimierung simuliert, welche die zur Energieversorgung anfallenden CO2-Emissionen minimiert. Als letzter Schritt erfolgt die Auswertung, welche auf dem Vergleich beider Anlagenfahrweisen beruht.

3 Betrachtetes System

Im ausgewählten Szenario sollen die aus der Energieversorgung einer auf der Siedlungstypologie nach [9] basierenden Einfamilienhaus-(EFH)-Siedlung resultierenden CO₂-Emissionen mittels Lastmanagement mit thermischen Versorgungssystemen minimiert werden, siehe Bild 2. Dazu kann zum einen der Verbrauchsanteil des lokal erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien durch Lastverschiebung erhöht werden (grüner Pfeil). Zum anderen soll durch das Lastmanagement der Stromnetzbezug auf Zeiten, welche für den deutschen Strommix einen geringen, momentanen CO2-Emissionsfaktor aufweisen (grünrot schraffierter Pfeil) verschoben werden. Letzterer wird für jede Stunde des Jahres basierend auf Prognosen zur Kraftwerkseinsatzplanung und der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen berechnet. Diese beruhen auf der in der Leitstudie [10] für das Jahr 2020 prognostizierten Ausbaustufe der Stromversorgung und den Ergebnissen des Projektes Bedarfsanalyse Energiespeicher [8].



Bild 2 Skizze des betrachteten Szenarios

Zur Lastverschiebung werden Strom verbrauchende oder produzierende thermische Versorgungssysteme sowie P2H-Optionen eingesetzt, siehe **Tabelle 1**.

Siedlungstyp (nach [9])	ST1: EFH-Siedlung
Wetterdaten (nach [11])	TRY04 (Potsdam)
Anzahl Gebäude (nach [12])	25 EFH
Anzahl Wärmepumpen	3
Anzahl Nachtspeichersysteme	4
Anzahl Brauchwasserspeicher	4
Anzahl Mikro-KWK-Anlagen	3
Anzahl P2H-Optionen	5
Anzahl PV-Anlagen (je 4,2 kW)	10
Prognosehorizont	48 h

Tabelle 1 Grundlegende Parameter des Szenarios

Letztere entsprechen konventionellen Gaskesseln, welche zusätzlich mit Tauchsiedern für den Einsatz zum Lastmanagement ausgestattet werden. Somit ist es ggf. möglich, fossile Energieträger kurzfristig und bestenfalls komplett durch erneuerbar erzeugten Strom zu substituieren. Zentraler Parameter der Auswertung ist die absolute Menge des jährlich emittierten CO₂ zur Energieversorgung der Siedlung. Dabei werden nur die aus dem Energiebedarf oder der Energieerzeugung (KWK) der Siedlung resultierenden CO₂-Emissionen innerhalb der Bilanzgrenze (gestrichelte Linie) mitberücksichtigt. Das heißt, Einspeisungen von PV-Anlagen ins übergeordnete Stromnetz haben z.B. keinen positiven Effekt auf die CO₂-Bilanz. Genaue Angaben zu den verwendeten Gebäudetypen und Systemen sind in Tabelle 4 im Anhang gegeben. Die Gebäudetypen EFH_A bis EFH_J entsprechen dabei den vom Institut Wohnen und Umwelt definierten Gebäudetypen für Deutschland, wobei der Endbuchstabe für eine bestimmte Baualtersklasse steht, siehe [12]. Jeder der Typen wird darin mit einem Beispiel inklusive exakter Gebäudeparameter beschrieben, wie z.B. einer fest definierte Wohnfläche, einem spezifischem Heizwärmebedarf, der Anzahl der Wohneinheiten (WE) etc. Auf Grundlage dieser Parameter kann der Heizwärmebedarf der Gebäude abgeschätzt werden, Strom- und Brauchwasserbedarf hängen dagegen im Wesentlichen von der Anzahl der Bewohner ab (hier: 3 Personen/WE).

4 Modellierung u. Datengrundlage

4.1 Jahreszeitreihen Wetter, Verbrauch und Erzeugung

Die Modellierung der Bedarfszeitreihen für Strom, Brauchwasser und Heizwärme erfolgt mit Hilfe von viertelstündlich aufgelösten Lastprofilen auf Grundlage von Metz [7] und Hellwig [13]. Die Wetterzeitreihen für Außentemperaturen etc. basieren auf den erweiterten Testreferenzjahren des DWD [10], siehe **Tabelle 2**. Werte in stündlicher Auflösung werden zu viertelstündlich aufgelösten Zeitreihen interpoliert.

Jahreslastgang	Auflösung
Lastgänge Strombedarf nach [7]	0,25 h
Lastgänge TWW-Bedarf nach [7]	0,25 h
Lastgänge Wärmebedarf nach [13]	1 h
Zeitreihen PV-Einspeisung nach [14]	0,25 h
Witterung nach [11]	1 h
CO ₂ -Faktor Stromnetz u.a. nach [8]	1 h

Tabelle 2 Datengrundlage Jahreszeitreihen

4.2 Anlagenbetrieb

Der Anlagenbetrieb der Versorgungssysteme im Normalzustand wird auf Grundlage vereinfachter, realer Regelungsalgorithmen in MS Excel modelliert, bspw. unter Nutzung von vereinfachten Temperatur-Hysteresen oder der Berücksichtigung von Sperrzeiten der Nachspeicherheizungen.

Die Berechnung des optimierten Anlagenbetriebs, d.h. die Anlagenfahrweise bei Lastmanagementanwendung, erfolgt MATLAB-basiert mit Hilfe einer gemischtganzzahligen, linearen Optimierung unter Nutzung des IBM CPLEX Solvers. Das Optimierungsproblem wird dabei mit Hilfe eines rollierenden Optimierungshorizontes verkleinert und mit einem begrenzten Prognosehorizont für einen Zeitraum von 48 h durchgeführt, wobei das Ergebnis der ersten 24 h festgehalten wird und eine Optimierung für die darauf folgenden 48 h durchgeführt wird, bis ein Jahr durchlaufen wurde. Dabei soll jeweils die folgende Zielfunktion minimiert werden,

$$\min \sum_{i=0}^{48h} \left(\left(\sum_{l=1}^{25} P_{HH,el,l}(t) - \sum_{j=1}^{19} P_{Sys,el,j}(t) - P_{PV}(t) \right) \cdot e_{CO_2,el}(t) + \sum_{j=1}^{19} P_{Sys,th,j}(t) \cdot e_{CO_2,Gas} \right),$$

welche den gesamten, aus dem elektrischen und thermischen In- bzw. Output der Heizungssysteme, $P_{Sys,el}$ und $P_{Sys,th}$, sowie aus dem Stromverbrauch der Haushalte, $P_{HH,el}$, resultierenden CO₂-Ausstoß bestimmt. Direkt verbrauchter PV-Strom, P_{PV} , wird dabei als Nullemission gewertet, ins Netz eingespeister Strom geht nicht in die Bilanz ein. Der CO₂-Faktor des Stromnetzes, $e_{CO_2,el}$. entspricht dabei wie erwähnt einer zeitvariablen Größe, sodass die Systeme bspw. ihren Stromverbrauch von Zeiten hoher auf Zeiten niedriger Emissionsfaktoren verschieben können.

Die Optimierung berücksichtigt dabei mehrere systemische Randbedingungen, wie z.B.:

- minimale und maximale Leistung der Anlagen
- minimale und maximale Speicherfüllstände
- Speicherverluste
- Regelbarkeit der Anlagen (z.B. diskret, stetig)
- Sicherung der Deckung der Bedarfszeitreihen (Heizwärme und Trinkwarmwasser (TWW))

Die Auswertung erfolgt durch einen Vergleich der Ergebnisse der Jahressimulationen der betrachteten Szenarien. **Bild 3** zeigt beispielhaft das Ergebnis der Simulationen anhand des Speicherfüllstands (SOC) für eine einzelne Anlage (Nachtspeicherheizung (NSH)) an zwei Tagen im Referenzzustand (rot) und im an der Minimierung des CO₂-Ausstoß des Strombezugs optimierten Zustand (grün).



Bild 3 Beispiel Simulation NSH für 2 Tage

Die NSH wird im Referenzzustand wie normalerweise üblich außerhalb der Sperrzeit, also im Wesentlichen nachts, geladen. Im optimierten Zustand verschiebt die Optimierung die Ladung vor allen Dingen auf Zeitpunkte mit hoher PV-Einspeisung (gelb) und verhältnismäßig geringem CO₂-Faktor im Stromnetz, siehe z.B. im Zeitraum von ca. 55 bis 65 h.

5 **Simulation und Auswertung**

Entsprechende Simulationen und Optimierungen werden für die gesamte Siedlung inklusive aller Systeme durchgeführt und ausgewertet. Dabei werden drei Fälle unterschieden. Der Referenzzustand mit den normalen Anlagenfahrweisen ohne Lastmanagement, ein optimierter Zustand, welcher die Anlagen zum Lastmanagement (jedoch ohne P2H) einsetzt (Opti exkl. P2H), sowie ein dementsprechender Zustand inkl. P2H (Opti inkl. P2H). Eine Zusammenfassung der Ergebnisse liefert Tabelle 3.

Bild 4 zeigt beispielhaft die Ergebnisse für den bilanziellen Gesamtstromverbrauch der Siedlung (grün) an zwei Tagen im Referenz- (oben) und im optimierten (unten) Zustand inkl. P2H. Wie erwartet verschiebt sich der Stromverbrauch im optimierten Zustand im Sinne des Optimierungsziels auf Zeiten geringerer CO2-Faktoren (schwarz) und hoher PV-Einspeisung (rot).



Bild 4 Vergleich Strombilanz Siedlung an zwei Tagen

Für die Simulation eines ganzen Jahres ergeben sich die in Bild 5 gezeigten CO₂-Mengen für den Stromverbrauch der Siedlung bzw. die durchschnittlichen CO₂-Faktoren des Strombezugs in den drei unterschiedlichen Fällen.

Somit verringert sich insgesamt die durch den Stromverbrauch der Siedlung erzeugte CO2-Menge im Vergleich zum optimierten Fall ohne den Einsatz von Power-To-Heat (P2H) um etwa 40 %, im Durchschnitt bezieht die Siedlung Strom bei einem CO₂-Faktor im Stromnetz von 0,15 kg/kWh, im Gegensatz zu durchschnittlich ca. 0,25 kg/kWh im Referenzfall.



Bild 5 Vergleich CO₂-Bilanzen für die 3 Fälle

Der Nutzen des Einsatzes von P2H lässt sich in der rein Strom bezogenen CO2-Bilanz nicht bemessen, da durch P2H der Stromverbrauch und somit auch der stromverbrauchsinduzierte CO2-Ausstoß im Gegensatz zum Referenzfall prinzipiell erhöht wird. Jedoch werden durch den P2H-Einsatz zur Wärmebereitstellung benötigte, fossile Brennstoffe (hier immer Erdgas) zeitweise durch Strom substituiert, sodass zur Bewertung des Nutzens von Power-To-Heat der gesamte Energieverbrauch der Siedlung bei der CO2-Menge mitbilanziert werden muss.

Die letzte Spalte in Tabelle 3 zeigt das Ergebnis dieser Bilanzierung.

l abelle 3 Ergebnisse Jahresbilanzen						
	Residuallast positiv (Netzeinspeisung)	Residuallast negativ (Netzbezug)	Stromverbrauch Sied- lung inkl. KWK	CO ₂ -Ausstoß Ener- gieverbrauch Sied- lung gesamt		
	MWh/a	MWh/a	MWh/a	t/a		
Referenz	18,45	226,00	247,96	210,04		
Opti exkl. P2H	1,49	206,95	245,87	182,80		
Onti inkl P2H	0.46	240.44	280.39	178.68		

Somit fällt der gesamte jährliche CO2-Ausstoß der Siedlung durch den Einsatz von Lastverschiebung und P2H im Gegensatz zum Referenzzustand um über 31 t. Bei der reinen Lastverschiebung ohne P2H verringert sich der Ausstoß um ca. 27 t. Bezogen auf den gesamten CO2-Ausstoß der Energieversorgung der Siedlung inkl. Wärmebereitstellung verringert sich die emittierte Menge um bis zu 15 %.

Ebenso wirkt sich sich eine Anlagenoptimierung hinsichtlich der Minimierung der Kohlendioxidemissionen ebenfalls stark auf die Höhe der Netzeinspeisung der PV- und KWK-Anlagen aus, siehe erste Spalte. So werden bei den Fällen inkl. Lastmanagement nur noch 8 % bzw. 2 % der ursprünglichen Energiemenge ins Netz eingespeist, da der lokal erzeugte Strom durch die günstige CO2-Bilanz möglichst lokal zur Deckung des Strombedarfs verbraucht werden soll.

Als weitere Möglichkeit zur Auswertung bietet sich der Jahreszeitliche Verlauf des CO₂-Ausstoßes der Siedlung an. **Bild 6** zeigt in diesem Zusammenhang die jeweils monatlichen, Strom bezogenen CO₂-Emissionen der gesamten Siedlung sowie die jeweiligen, durchschnittlichen Außentemperaturen.



Bild 6 Monatsbilanzen CO₂-Emissionen Stromverbrauch

Im Gegensatz zum Referenzzustand (grau) verringert sich der CO₂-Ausstoß im optimierten Zustand in- bzw. exklusive P2H (gelb/grün) in jedem Monat merklich, wobei kein deutlicher Zusammenhang zwischen hohem Heizbedarf und hoher Emissionseinsparung oder umgekehrt festgestellt werden kann. Jedoch verringert sich der Einfluss von P2H in den Sommermonaten im Gegensatz zum Winter.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Insgesamt wurden in diesem Beitrag zunächst in Kürze Methodik sowie Modellierung und Datengrundlage des Forschungsprojektes vorgestellt. Zudem wurde ein beispielhaftes Anwendungsszenario beschrieben, in diesem Fall eine EFH-Siedlung mit 25 Gebäuden, deren aus der Energieversorgung resultierenden CO2-Emissionen mittels thermischer Lastmanagementoptionen minimiert werden sollten. Dies konnte vor allem im Hinblick auf die Stromversorgung erreicht werden, die Strom bezogene, emittierte CO₂-Menge konnte um ca. 40 % verringert werden. Bezogen auf die gesamte Energieversorgung inkl. des thermischen Energieverbrauchs konnte eine Einsparung von maximal 15 % erreicht werden. Zudem konnte festgestellt werden, dass eine Optimierung am CO2-Ausstoß im gewählten Szenario zusätzlich eine Verringerung der Netzeinspeisung aller lokalen Stromerzeuger in der Siedlung auf bis zu ca. 2 % der ursprünglichen Einspeisung zur Folge hat.

Die Ergebnisse des Berechnungsbeispiels lassen somit darauf schließen, dass eine entsprechende Lastmanagementanwendung zum Primärziel der deutschen Energiewende, d.h. der Etablierung einer nachhaltigen Energieversorgung zur Verringerung der aus der Energiebereitstellung resultierenden CO₂-Emissionen, beitragen kann. Als Ausblick ist in weiteren Untersuchungen ggf. zu diskutieren, inwieweit CO₂-Einsparungen ähnlicher Größenordnung mit alternativen, ggf. weniger aufwendigen bzw. kostengünstigeren Maßnahmen erreicht werden könnte, bspw. mit Hilfe von Dämmmaßnahmen oder dem Einsatz effizienterer Heizungssysteme.

Zudem könnten ähnliche Berechnungen unter Berücksichtigung anderer Kraftwerksparkszenarien (hier für 2020) durchgeführt werden. Ebenso könnten bspw. der Anteil der P2H-Optionen erhöht oder der Prognosehorizont sowie die Speichervolumina der Heizungsanlagen variiert werden. Weiterentwicklungen der Modellierung und Optimierung sind ebenfalls möglich, bspw. über die Nutzung thermischer Gebäudesimulationen statt der Nutzung von Standardlastprofilen sowie der Implementierung weiterer Anlagenparameter in die Optimierung, wie z.B. Anfahrverluste der Anlagen.

7 Literatur

- Münch, Wolfram; Robra, Malte; Volkmann, Lukas; Riegebauer, Philipp; Oesterwind, Dieter: Hybride Wärmeerzeuger als Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2012 (5), S. 44–48.
- [2] Stadler, Ingo (2005): Demand Response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation.
- [3] Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich: ETH.
- [4] Kohler, Stephan et al. (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2050 mit Ausblick 2025. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
- [5] Apel, Rolf; Aundrup, Thomas; Buchholz, Bernd; Domels, Hans Peter; Funke, Stefan; Gesing, Thomas et al. (2012): Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland ; ein notwendiger Baustein der Energiewende ; Gesamttext. Frankfurt am Main: VDE-ETG (VDE-Studie).
- [6] Thoma, Malte Christian (2007): Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung. Zürich.
- [7] Metz, Michael (2014): Flexible Energieversorgung -Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität. Dissertation (noch nicht veröffentlicht). Oberhausen.
- [8] Beier, Carsten; Bretschneider, Peter: Bedarfsanalyse des lokal aufgelösten Energiespeicherbedarfs in Deutschland. Fraunhofer UMSICHT/IOSB-AST. Oberhausen/Ilmenau, 2013
- [9] Erhorn-Kluttig, Heike; Jank, Reinhard; Schrempf, Ludger; Dütz, Armand; Rumpel, Friedrun; Schrade, Johannes et al.: Energetische Quartiersplanung: Methoden - Technologien - Praxisbeispiele. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2011

- [10] Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Naegler, Tobias (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- [11] Deutscher Wetterdienst (DWD) (2011): Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse (TRY). Bonn.
- [12] Loga, Tobias; Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf (2011): Deutsche Gebäudetypologie. Beispielhafte

Anhang

Taballa 4 D 1 TT ' 11 C 1 ··· 1

Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. Hg. v. Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU).

- [13] Hellwig, Mark (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation. Techn. Univ, München.
- [14] Quaschning, Volker (2011): Regenerative Energiesysteme. Technolgie - Berechnung - Simulation. 7. Aufl. München: Hanser.

1 ad	I abelle 4 Datengrundlage Gebaude und Heizungssysteme												
Gebäudenr.	Typ [12]	Baualter	Wohneinheiten	Wohnfläche	Strombedarf	TWW-Bedarf	Heizbedarf simuliert	TWW-Versorgung	el. Leistung	th. Kapazität	Heizungssystem	el. Leistung	th. Kapazität
		vonbis	Anz. WE	m ²	kWh/a	kWh/a	kWh/a	Art	kW	kWh	Art	kW	kWh
1	EFH_B	18601918	1	129	2.854	1.677	23.266	P2H	15	14	P2H	15	14
2	EFH_C	19191948	2	275	5.476	3.104	45.320	WWS	3,5	38,4	NSH	25	200
3	EFH_C	19191948	2	275	6.198	3.204	45.320	WWS	3	32	NSH	25	200
4	EFH_C	19191948	2	275	4.061	2.998	45.320	P2H	6	14	Gas	-	-
5	EFH_C	19191948	2	275	5.498	3.160	45.320	Gas	-	-	Gas	-	-
6	EFH_C	19191948	2	275	5.648	3.273	45.320	Gas	-	-	Gas	-	-
7	EFH_E	19581968	1	242	2.737	1.484	35.453	Gas	-	-	NSH	20	160
8	EFH_E	19581968	1	242	2.792	1.628	35.453	Gas	-	-	NSH	20	160
9	EFH_E	19581968	1	242	3.125	1.629	35.453	Gas	-	-	Gas	15	120
10	EFH_E	19581968	1	242	2.809	1.630	35.453	MikrKWK	-5,3	26,2	MikrKWK	-5,3	26,2
11	EFH_E	19581968	1	242	2.007	1.480	35.453	Gas	-	-	Gas	-	-
12	EFH_E	19581968	1	242	2.674	1.580	35.453	Gas	-	-	Gas	-	-
13	EFH_F	19691978	1	158	2.805	1.523	24.507	WWS	1,8	19,2	Gas	-	-
14	EFH_F	19691978	1	158	2.809	1.645	24.507	WWS	1,8	19,2	Gas	-	-
15	EFH_F	19691978	1	158	2.793	1.548	24.507	P2H	16	17,4	P2H	16	17,4
16	EFH_F	19691978	1	158	2.734	1.637	24.507	Gas	-	-	Gas	-	-
17	EFH_I	19952001	1	111	2.680	1.595	12.199	MikrKWK	-3,2	14	MikrKWK	-3,2	14
18	EFH_I	19952001	1	111	2.826	1.687	12.199	MikrKWK	-3,2	14	MikrKWK	-3,2	14
19	EFH_I	19952001	1	111	3.140	1.823	12.199	P2H	5	15,7	Gas	-	-
20	EFH_I	19952001	1	111	3.098	1.657	12.199	P2H	5	17,4	Gas	-	-
21	EFH_J	20022009	1	133	2.852	1.596	11.828	WP	3	10,5	WP	3	10,5
22	EFH_J	20022009	1	133	2.778	1.580	11.828	Gas	-	-	WP	3	5,2
23	EFH_J	20022009	1	133	2.968	1.676	11.828	Gas	-	-	WP	3	5,2
24	EFH_J	20022009	1	133	3.036	1.747	11.828	Gas	-	-	Gas	-	-
25	EFH_J	20022009	1	133	3.081	1.730	11.828	Gas	-	-	Gas	-	-

Anpassung verbrauchernaher thermischer Speicher an die individuellen Betriebscharakteristiken von Wärmesenken

Dipl.- Ing. Georg K. Schuchardt (geb. Bestrzynski)¹, Prof. Dr.-Ing. Stefan Holler¹, Prof. Dr.-Ing. habil Andrea Luke² ¹Institut für Energie und Klimaschutz, Hochschule Hannover, Ricklinger Stadtweg 120, 30459 Hannover, georg.bestrzynski@hs-hannover.de

²Fachgebiet für Technische Thermodynamik Kassel, Universität Kassel, Kurt Wolters Straße 3, 34109 Kassel

Einleitung

Die gekoppelte Bereitstellung von elektrischer Energie und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) Anlagen ist ein robustes, in vielen urbanen Räumen Nordeuropas erprobtes und primärenergetisch höchst effizientes Energieversorgungskonzept. Dabei ist die Deckung des Wärmebedarfs wichtigste Zielgröße des Betriebs dieser Anlagen. Unabhängig vom aktuellen Marktwert bereitgestellter elektrischer Energie ist jedoch ein wärmegeführter Betrieb ökonomisch aufgrund großer Schwankungen des Strompreises nicht immer vertretbar. Die Anpassung des KWK-Betriebs ist daher für einen auch zukünftig erfolgreichen Einsatz dieser Anlagen notwendig. Vor diesem Hintergrund werden im nationalen und internationalen Diskurs verschiedene technologische Konzepte wie die Integration, Umsetzung und Einbindung thermischer Akkumulatoren, sogenannter Wärmespeicher, in bestehende Fernwärmenetze, erörtert, s. [1 bis 3]. Die Integration dieser Technologie ermöglicht dabei den Betreibern von KWK-Anlagen eine strompreisgeführte Betriebsweise von Heizkraftwerken, s. [4 bis 7]. Dafür werden die Bereitstellung und Nutzung thermischer Energie zeitlich effizient entkoppelt. Weiterhin gelingt in Folge höherer Volllaststundenzahlen eine Senkung der Betriebskosten, s. [8].

Während innerhalb urbaner Räume zentrale Wärmespeicher (zumeist sensible Verdrängungsspeicher) mit Volumina ab 10.000 m³ im Fokus stehen, vgl. auch [4 bis 7], kommen in suburbanen und ländlichen Räumen nur bedeutend kleinere Speicheraggregate zum Einsatz. Innerhalb der dort vorzufindenden, räumlich stark begrenzten Fern-, bzw. Nahwärmenetze, besteht dabei eine besonders starke Wechselwirkung des Wärmespeichers mit den Wärmesenken. Diese nehmen mit geringerer Anzahl assoziierter Wärmesenken des thermischen Speicheraggregats noch zu, s. [9 bis 12]. So sind all-gemeine Ansätze zur Dimensionierung dieser dezentralen Speicheraggregate nur noch bedingt anwendbar, s. z.B. [15 bis 23]. Die Konzeptionierung von verbrauchernahen, kleineren Wärmespeichern ist daher äußerst schwierig, da die theoretisch-wissenschaftlichen Grundlagen teils fehlen, z.B. [7, 22, 23]. Das große Potential des Energieversorgungs-konzeptes KWK im ländlichen Raum kann so nicht ausgeschöpft werden, s. z.B. [24, 25].

Im Rahmen dieses Beitrags soll daher die Dimensionierung von dezentralen thermischen Speichern dargestellt werden. Dabei werden individuelle Betriebscharakteristiken einzelner Wärmesenken berücksichtigt. Ziel ist dabei die 24stündige, autarke Versorgung assoziierter Wärmeabnehmer seitens des Wärmespeichers. Wärmeverteilverluste unterschiedlicher Speicherkonzepte werden dabei für einen Schwachlastfall überschlägig anhand eines einfachen, illustrativen Beispielnetzes berechnet und verglichen. So werden die Vor- und Nachteile zentraler und dezentraler Speicherkonzepte deutlich.

1 Entwicklung individueller Abnehmermodelle

Ziel der Modellierung einzelner Wärmesenken ist die zuverlässige Vorhersage angeforderter Wärme-, bzw. Heißwasserbedarfe \dot{Q} , bzw. \dot{V} , vgl. [26]. Im ländlichen Raum sind insbesondere private Wärmeabnehmer von Interesse, da diese einen Großteil des Wärmebedarfs bedingen [24]. Die zeit-, außentemperatur- oder wochentagabhängige Vorhersage dieser Bedarfe gelingt jedoch nur sehr bedingt, vgl. [5, 27] und [28].

Insbesondere die zuverlässige Berechnung und Vorhersage des Heißwasserbedarfs \dot{V} aus dem Wärmebedarfe \dot{Q} ist aufgrund stark veränderlicher Temperaturspreizungen $\Delta T_{VL/RL}$ in der Hausübergabestation des Wärmeabnehmer schwierig. So ergeben sich teils trotz geringer Wärmebedarfe \dot{Q} seitens der Wärmesenke (hohe Außentemperaturen T_0) teils dennoch hohe Heißwasserbedarfe \dot{V} , s. Bild 1. Vor diesem Hintergrund ist eine zuverlässige Dimensionierung von Wärmespeichern zur autarken Versorgung assoziierter Wärmesenken nicht möglich.

Zwecks Modellierung individueller Betriebscharakteristiken einzelner Wärmesenken werden zunächst die systematischen Haupteinflussparameter auf den Wärme- und Heißwasserbedarf bestimmt. Diese werden dann mit Betriebsdaten des untersuchten Wärmeabnehmers kombiniert. Unter Berücksichtigung des Auskühlungsverhaltens typisch ländlicher Wärmeabnehmer (thermische Trägheiten) werden dann realistische mittlere, minimale und maximale Heißwasserbedarfe aus den empirisch gewonnenen Daten berechnet. Anschließend werden zentrale technische Parameter der Hausübergabestation sowie die Betriebsstrategie analysiert, um die Abnehmermodelle im Rahmen einer Datenanalyse zu verbessern.

1.1 Systematische Einflussparameter auf den Wärmebedarf

Neben individuellen, nahezu statistischen Einflussnahmen Einzelner auf den Wärmebedarf ist dieser in erster Linie von

- a) Dem Baualter (Baualtersklasse), bzw. energetischen Dämmstandard,
- b) Der Außentemperatur T_0 und
- c) Der Art der Wärmenutzung (z.B. private Zwecke der Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung, industrielle oder gewerbliche Zwecke, Kühlung mittels Absorptionskälteanlagen, etc.)

abhängig. Insbesondere die Berücksichtigung weiterer meteorologischer Parameter (Wind, Bewölkung, etc.) auf den Wärme- bzw. Heißwasserbedarf verbessert dabei die Modellqualität nicht. Zudem ist innerhalb gewisser Intervalle der Außentemperatur T_0 von einem gleichbleibenden systematischen Einfluss dieser Größe auf die Betriebscharakteristik der Wärmesenke auszugehen, vgl. [26, 29 bis 33]. Resultierend werden Temperaturintervalle einer Breite von 5K gewählt.

Zwecks Verbesserung der Modellqualität und Überprüfung der Annahme gleichbleibender Außentemperatureinflüsse auf den Heißwasserbedarf werden diese überlappend im Abstand von 1K angeordnet. Innerhalb dieser Intervalle werden dann mittleren, maximalen und minimalen Heißwasserbedarfe für einen bestimmten Abnehmertyp unter Annahme normalverteilter Messwerte berechnet. Unterschiedliche Leistungsklassen gleichartiger Wärmeabnehmer sind dabei anhand einer Skalierung am Nennheißwasserbedarf \dot{V}_{Nenn} vergleichbar.



Bild 1: Gegenüberstellung des stündlichen außentemperaturabhängigen Wärme- und Heißwasserbedarfs

Abschließend ist die zeitliche Auflösung des Abnehmermodells an das Auskühlungsverhalten und die Komfortansprüche des privaten Wärmeabnehmers anzupassen. Da im ländlichen Bereich in erster Linie Einfamilienhäuser vorzufinden sind, ergeben sich hinsichtlich des thermischen Verhaltens kurze charakteristische Auskühlungszeiten τ von minimal 9h, s. [34 bis 36]. Binnen dieser Zeit werden ca. 70% des treibenden Temperaturgefälles zwischen der Innenraum- und der Außentemperatur $\Delta T_{Innen/0}$ abgebaut. Daher wird die zeitliche Auflösung des Modells der Wärmesenke unter Berücksichtigung der Datenqualität auf 1h festgelegt. Resultierend kann nun rund um den Mittelwert ein sinnvolles Vertrauensintervall für maximal und minimal zu erwartenden Heißwasserbedarf berechnet werden.

Unter Annahme einer Normalverteilung der Messwerte sind so aus der Kombination der Mittelwerte und der 2fachen Standardabweichung σ , 95,45% aller Messwerte innerhalb diese Vertrauensintervalls wiederzufinden. Resultierend ist alle 27 Jahre ein vierstündiger Netzbetrieb außerhalb dieses Intervalls zu erwarten. Während dieses kritischen Netzbetriebs ist die Versorgung der Wärmesenke nur bedingt möglich.

1.2 Datenanalyse zur Erstellung eines Wärmeabnehmermodells

Aufbauend auf den ermittelten systematischen Einflussparametern, wird ein Abnehmermodell für ein Mehrfamilienhaus der 1960er Jahre entwickelt. Dieses wurde nach dem Anschluss an das Wärmenetz nachträglich energetisch nach der Energie-Einsparverordnung 2005 saniert. Weiterhin wird auch die Trinkwarmwasserbereitung durch den Netzanschluss sichergestellt. Das außentemperaturabhängige Abnehmermodell auf Basis aller aufgezeichneten Messwerte ist in Bild 2 gegeben.

Aufgrund der energetischen Sanierung wird die Nennleistung für die Raumwärmebereitung \dot{Q}_{RWNenn} von einstmals 40 kW sowie der resultierende Nennheißwasserbedarf \dot{V}_{RWNenn} nicht erreicht. Der Wärmeübertrager der Trinkwarmwasserbereitung (Vorrangschaltung) hat demgegenüber eine Nennleistung $\dot{Q}_{TWWNenn}$ von 17,5 kW. Die entsprechenden Nennheißwasserbedarfe \dot{V}_{RWNenn} und $\dot{V}_{TWWNenn}$ lassen sich somit aus der Auslegungstempera



Bild 2: Außentemperaturabhängiges Abnehmermodell für Heißwasserbedarf eines Mehrfamilienhauses (Rohdaten)

turspreizung zwischen Netzvor- und Netzrücklauf ΔT_{Ausl} von 30 K zu berechnen, s. Gleichungen (1a) und (1b).

$$\dot{V}_{RWNenn} = 35kW / (c_{pH20} \Delta T_{Ausl} \rho_{H20}) = 1,14m^3/h (1a)$$

$$\dot{V}_{TWWNenn} = 17,5kW / (c_{pH20} \Delta T_{Ausl} \rho_{H20})$$

$$\dot{V}_{TWWNenn} = 0,5m^3/h (1b)$$

$$\frac{mit}{c_{PH20}} = 1000ka/m^3$$

Diese Werte sollten letztlich auch innerhalb des Abnehmermodells nach Bild 2 wiederzufinden sein, da

- für alle Außentemperaturen T_0 Heißwasserbedarfe oberhalb von $\dot{V}_{RWNenn} = 1,14 m^3/h$ auszuschließen sind (Vorrangschaltung) und
- in Folge geringer Raumwärmebedarfe für hohe Außentemperaturen $T_0 > 19,5 \,^{\circ}C$, ein Sockelbedarf für die Trinkwarmwasserbereitung \dot{V}_{TWW} zu erkennen sein sollte.

Zudem sollte der reale Heißwasserbedarf für die Raumwärmebereitung \dot{V}_{RWNenn} (nach der energetischen Sanierung) bei niedrigen Außentemperaturen ($T_0 \le 4,5$ °C) zu erkennen sein.

Entsprechend Bild 1 ergibt sich jedoch in Folge fehlerhafter regelungstechnischer Eingriffe in den Betrieb der Hausübergabestation nur eine schwache außentemperaturabhängige Betriebscharakteristik für den Heißwasserbedarf. Diese muss daher im Rahmen einer Datenanalyse herausgearbeitet werden. Basis der Datenanalyse sind die vorab berechneten Nennheißwasserbedarfe, gemessene Temperaturspreizungen zwischen Netzvor- und Netzrücklauf $\Delta T_{VL/RL}$ sowie die Stellzeiten vorgefundener Aktoren. In diesem Zuge werden daher zunächst alle gemessenen Heißwasserbedarfe oberhalb von $\dot{V}_{RWNenn} = 1,14 \, m^3/h$ aus der weiteren Modellbildung ausgeschlossen. Messwerte oberhalb dieses analytisch bestimmten Volumenstroms sind angesichts der nachträglichen energetischen Sanierung des Mehrfamilienhauses letztlich auf regelungstechnische Fehleingriffe zurückzuführen. Es gilt:

$$\dot{V} < \dot{V}_{RWNenn} = 1,14m^3/h$$
 (2a)
für alle Außentemperaturen T_0

Weiterhin sind unter Berücksichtigung des minimalen Stellweges eingesetzter Aktoren minimale Volumenströme \dot{V}_{min} durch die Hausübergabestation zu definieren. Diese werden mit einem Schwellenwert von 5% des Nennheißwasserbedarfs für die Raumwärmebereitstellung \dot{V}_{RWNenn} definiert. Dies erscheint sinnvoll, da die Regelungsorgane des Mehrfamilienhauses an diesen maximal zu erwartenden Volumenstrom angepasst wurden. Kleinere Volumenströme sind folglich einerseits auf Leckagen und mangelhafte Dichtwirkung der Regelungsorgane, andererseits auf Messfehler zurückzuführen. Es gilt:

$$\dot{V} > 0.05 * \dot{V}_{RWNenn} = 0.057m^3/h$$
 (2b)
für alle Außentemperaturen T_0

Darüber hinaus ist die Ursache relativ hoher Heißwasserbedarfe bei hohen Außentemperaturen T_0 zu klären. Hierfür wurden die Temperaturspreizungen in der Hausübergabestation zwischen Netzvor- und Netzrücklauf $\Delta T_{VL \to RL}$ analysiert. Es zeigt sich für $\Delta T_{VL/RL} > 16 K$ eine deutlichere Abhängigkeit des Heißwasserbedarfs von der Außentemperatur T_0 . Gerade in den Sommermonaten $(T_0 > 20 \ ^{\circ}C)$ erreicht die Trinkwarmwasserbereitung nahezu keine hohen Temperaturspreizungen, s. Bild 3.

Weiterhin ist auf Basis dieser Analyse der Heißwassersockelbedarf von ca. 0,5 m³/h für Außentemperaturen $T_0 > 19,5^{\circ}C$ zu erkennen. Gleichermaßen kann für niedrige Außentemperaturen $-12,5^{\circ}C < T_0 < 4,5^{\circ}C$ der reale Heißwasserennbedarf für die Bereitstellung von Raumwärme \dot{V}_{RWreal} mit etwa 0,7 m³/h bestimmt werden. Dies entspricht einer effektiven Anschlussleistung \dot{Q}_{RWreal} von ca. 25 kW, s. Bild 3

Resultierend werden für die weiteren Modellierungen alle Heißwasserbedarfe oberhalb von 0,5 m³/h bei Außentemperaturen $T_0 > 19,5$ °C angesichts des fehlenden Wärmebedarfs nicht weiter berücksichtigt. Es gilt:

$$\dot{V} < \dot{V}_{TWWNenn} = 0.5m^3/h (2c)$$

für $T_0 > 19.5^{\circ}C$

Abschließend wird im mittleren Außentemperaturbereich $4,5^{\circ}C \leq T_0 \leq 19,5^{\circ}C$ eine lineare Abnahme des maximalen Heißwasserbedarfs angenommen, vgl. [26]:

$$\dot{V} < \frac{-0.64}{15} \frac{m^3}{hK} * T + 1.332 \frac{m^3}{h} (2d)$$

für 4.5°C ≤ T₀ ≤ 19.5°C

Die Datenauswertung auf Basis dieser Annahmen ergibt einen mittleren Heißwasserbedarf \dot{V}_{TWW} von 0,28 m³/h $(0,56 * V_{TWWNenn})$ bei hohen Außentemperaturen T_{0} Dies entspricht 56% des mittleren Heißwasserbedarf V_{TWW} . Unter Berücksichtigung der mittleren 2-fachen Standardabweichung $\bar{\sigma}$ innerhalb der entsprechenden Temperaturintervalle ergibt sich so ein maximaler Sockelbedarf V_{TWWmax} von 0,52 m³/h für die Trinkwarmwasserbereitung. Dieser entspricht in guter Näherung dem in Gleichung (1b) berechneten maximalen Heißwasserbedarf V_{TWWNenn} für die Trinkwarmwasserbereitung, s. Bild 4. Zudem ist auch der in Gleichung (1a) berechnete Heißwasserbedarf für die Bereitstellung von Raumwärme V_{RWNenn} im Abnehmermodel<u>l wieder</u>zufinden. Aus dem realen Nennheißwasserbedarf \dot{V}_{RWreal} von 0,7 m³/h ergibt sich mit der mittleren 2-fachen Stan dardabweichung $\overline{\sigma}$ ein maximaler Heißwasserbedarf für die Raumwärmebereitstellung V_{RWmax} von 1,09 m³/h, s. Bild 4.



Bild 3: Analyse des Heißwasserbedarfs in Abhängigkeit der netzseitigen Temperaturspreizung dT

Somit wurde dass eine außentemperaturabhängige Betriebscharakteristik des Heißwasserbedarfs in Folge der Datenanalyse für das untersuchte Mehrfamilienhaus herausgearbeitet. Die beschriebenen Ansätze zur Eliminierung von Messdaten unter dem Einfluss regelungstechnischer Fehleingriffe sind somit auch für andere Verbrauchermodellierungen geeignet.



Bild 4: Außentemperaturabhängiges Abnehmermodell für den Heißwasserbedarf eines privaten Wärmeabnehmers nach Datenanalyse

2 Dimensionierung und Stillstandsverluste thermischer Speicher

Auf Basis des gegebenen Abnehmermodells soll nun für eine einfache Netztopographie mit einer Wärmequelle und drei gleichartigen Wärmesenken die Speicherdimensionierung für ein zentrales (A) und dezentrales (B) Speicherkonzept durchgeführt werden, s. Bild 5. Die Nennleistung zur Bereitstellung von Raumwärme \dot{Q}_{RWNenn} soll dabei 17,5 kW betragen, während 10 kW für die vorrangige Bereitstellung von Trinkwarmwasser benötigt werden ($\dot{Q}_{TWWNenn}$), vgl. auch [33]. Die Temperaturspreizung zwischen Netzvor- und Netzrücklauf ΔT_{Ausl} soll wieder 30 K betragen. Energetische Sanierungsmaßnahmen bei den Wärmesenken werden im Rahmen der Berechnungen ausgeschlossen.



Bild 5: Schema des untersuchten Fernwärmenetzes mit zentralem (A) und dezentralem (B) Speicherkonzept

2.1 Anpassung des Abnehmermodells

In Folge abweichender technischer Parameter der Wärmesenken, muss das gegebene Abnehmermodell zunächst angepasst werden. Entsprechend der Gleichungen (1a) und (1b) ergeben sich somit \dot{V}_{RWNenn} und $\dot{V}_{TWWNenn}$ zu 0,5m³/h bzw. 0,28m³/h. Es gilt, s. Gleichung (2a) bis (2d):

$$\begin{split} \dot{V} &< \dot{V}_{RWNenn} = 0.5m^3/h \\ \dot{V} &> 0.05 * \dot{V}_{RWNenn} = 0.025m^3/h \\ \text{für alle Außentemperaturen } T_0 \\ \text{sowie} \\ \dot{V} &< \dot{V}_{TWWNenn} = 0.28m^3/h \\ \text{für } T_0 > 19.5^\circ C \\ \dot{V} &< \frac{-0.22}{15} \frac{m^3}{hK} * T + 0.566 \frac{m^3}{h} \\ \text{für } 4.5^\circ C &\leq T_0 \leq 19.5^\circ C \end{split}$$

Der mittlere Heißwasserbedarf für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser \dot{V}_{TWW} beträgt dabei entsprechend voriger Ergebnisse 0,1568 m³/h, bzw. 56% von $\dot{V}_{TWWNenn}$. Demgegenüber beträgt der maximale Heißwasserbedarf der Wärmesenken \dot{V}_{RWmax} aufgrund keiner weiteren energetischen Sanierungen 0,5 m³/h. Höhere Volumenströme sind somit auszuschließen (keine nachträgliche Gebäudesanierung).

Auf dieser Grundlage können nun die notwendigen Volumina der thermischen Speicher des Netzes zwecks 24stündiger, autarker Wärmeversorgung assoziierter Wärmeabnehmer erfolgen.

2.2 Dimensionierung thermischer Speicher

In Folge gleichzeitiger Wärmeanforderungen für die Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser, sind die Gesamtspeichervolumina des zentralen und dezentralen Speicherkonzeptes nicht identisch. Abhängig von der Art des Wärmebedarfs ergeben sich folgende Gleichzeitigkeitsfaktoren *GF* für die Versorgung von *n* assoziierten Wärmesenken, s. [11, 12]:

$$GF_{TWWA} = (1,19 * n + 18 * n^{0.5} + 13,1) * \frac{0.031}{n} (3a)$$
$$GF_{TWWA}(n = 3) = 0,5$$
$$GF_{RWA} = 0,62 + 0,38/n (3b)$$
$$GF_{RWA}(n = 3) = 0,75$$

Da ein Parallelbetrieb der Trinkwarmwasserbereitung und Raumwärmeversorgung ausgeschlossen werden kann (Vorrangschaltung), ergibt sich der maximale Volumenstrom im Netz \dot{V}_{max} (innerhalb des Rohres I) nach Gleichung (4) zu:

$$\dot{V}_{max} = \dot{V}_{RWNenn} * 3 * 0,75 = 1,125 \text{m}^3/\text{h} (4)$$

Die Speichervolumina der verschiedenen Speicherkonzepte ergeben sich somit nach Gleichung (5) für eine Versorgungsdauer von 24h zu ($GF_{TWWB} = GF_{RWB} = 1$):

$$V_A = 24h * 1,125m^3/h = 27m^3$$
 (5a)
 $V_B = 24h * 0,5m^3/h = 12m^3$ (5b)

2.3 Abschätzung der Speicherverluste

Zwecks Abschätzung der äußeren Speicherverluste wird im Folgenden zunächst eine Speichergeometrie definiert. Dabei werden auch bauliche Restriktionen, wie z.B. maximale Bauhöhen H_{Wsp} berücksichtigt.

Vor diesem Hintergrund ist bei einer Installation dezentraler Wärmespeicher (B) innerhalb privater Kellerräume eine maximale Höhe von 2m unbedingt einzuhalten. Demgegenüber sind zentrale Aggregate weit weniger hinsichtlich der Bauhöhe und des Bauraums beschränkt. Dafür sind hier erhöhte flächenspezifische Verlustwärmeströme in Folge geringerer Umgebungstemperaturen T_0 als in Kellerräumen zu erwarten. Die Speichergeometrien und Wärmeverluste sind unterdessen in Tabelle 1 gegeben. Dabei sind für die verschiedenen Speicherkonzepte zusätzliche volumetrische Reserven von 11,1% (Speicherkonzept A), bzw. 12,5% (Speicherkonzept B) eingeplant.

Basis der Berechnungen ist dabei eine Stärke der Speicherisolierung s_{iso} von 0,2 m bei einer üblichen Wärmeleitfähigkeit λ_{iso} von 0,035 W/mK. Zudem werden inhärente Isolierungseffekte des Bodens sowie thermische Grenzschichten im Kontext einer Abschätzung maximaler Wärmeverluste \dot{Q}_{Verl} dieser Aggregate vernachlässigt. Resultierend ergeben sich für die dezentralen Speicheraggregate stark erhöhte thermische Verluste. Einerseits sind diese auf die zusätzlichen Speichervolumina zurückzuführen, andererseits auf das ungünstigere Verhältnis von Speicheroberfläche A_{Wsp} und Speichervolumen V_{Wsp} , bzw. Speicherkapazität $C_{Wsp} = V_{Wsp} * c_p$. Die binnen 24h auftretenden zusätzlichen Verluste des dezentralen Speicherkonzeptes (64,74kWh) entfallen dabei auf

- die zusätzlichen Speichervolumina von 10,5m³(27,8kWh) und
- die schlechtere geometrische Konditionierung des Speichers, wodurch je m³ Speichervolumen zusätzlich 1,232kWh an die Umgebung übertragen werden (36,94kWh).

Die zusätzlichen Verluste im dezentralen Speicherkonzept (B) sind somit ca. 2,5-fach (+153%) höher als im zentralen Speicherkonzept (A). Dieser Effekt wird durch das geringere treibende Temperaturgefälle zwischen dem Speichermedium und der Umgebung $\Delta T_{Wsp/0}$ gedämpft.

Tabelle 1: Betriebliche Randbedingungen, Geometrie und

 Abwärmeverluste der Speicherkonzepte

Speicherkonzept	Α	В
Außentemperatur T_0 [°C]	-20	10
max. Speichertemperatur T_{max} [°C]	90	90
Höhe <i>H_{Wsp}</i> [m]	6	2
Durchmesser D_{Wsp} [m]	2,6	1,7
Volumen V_{Wsp} [m ³]	30	9 x 4,5
Wärmeverlust $\dot{Q}_{Verl24h}$ [kWh]	42,36	9 x 11,9
Temperaturabnahme ΔT_{24h} [K]	0,72	0,95

Zusammenfassend ergeben sich jedoch für beide Konzepte sehr geringe resultierende Temperaturabnahmen binnen 24h ΔT_{24h} , s. Tabelle 1. Die energetischen Wirkungsgrade η_{enWsp} betragen unter Annahme einer minimal akzeptablen Netzvorlauftemperatur T_{VLmin} von 63°C sowie konstanter Stoffwerte (ρ_{H20} , c_{pH20}) im betrachteten Temperatur- und Druckbereich entsprechend der Gleichung (6) 97,3%, bzw. 96,5%.

$$\eta_{nx} = \frac{(T_{max} - T_{VLmin}) - \Delta T_{24h}}{T_{max} - T_{VLmin}} = \frac{27K - \Delta T_{24h}}{27K} (6)$$

3 Abwärmeverluste thermischer Speicher im Betrieb

In einem abschließenden Schritt werden nun die Wärmeverteilverluste des in Bild 5 gegebenen Nahwärmenetzes unter Berücksichtigung des Speicherkonzeptes berechnet. Fokus liegt dabei auf dem Schwachlastfall, da gerade in den Sommermonaten als Folge geringer Netzlast und kleiner Strömungsgeschwindigkeiten im Wärmeverteilnetz hohe Verluste auftreten. Resultierend ergeben sich geringe Vorlauftemperaturen bei den Wärmesenken, vgl. u.a. [10, 37 bis 40]. Ein energetischer Vergleich beider Speicherkonzepte im Betrieb gelingt so.

Für den betrachteten Lastzyklus wird zunächst eine vollständige Speicherbeladung und anschließende 24stündige, autarke Versorgung assoziierter Wärmesenken betrachtet. Die Speicherbeladung ist dabei durch den maximal zulässigen Volumenstrom \dot{V}_{max} des Rohres I nach Gleichung (4) begrenzt.

Resultierend ergibt sich für den zentralen thermischen Speicher (A) mit einem Volumen von 30 m³ eine Beladedauer von 26 h 40 min. Demgegenüber teilt sich bei der Ladung der dezentralen Wärmespeicher (B) der maximal zulässige Volumenstrom V_{max} des Rohres I ab dem Verzweigungspunkt gleichmäßig auf die Rohre III bis V auf. Die dezentralen Speicher werden somit in 36 h beladen. Es ergeben sich Lastzyklen von 50 h 40 min, bzw. 60 h für das zentrale, bzw. dezentrale Speicherkonzept.

Die anschließende Entladung wird mit einem mittleren (24-stündigen) Volumenstrom von 0,1568m³/h durchgeführt. Dieser stellt sich entsprechend des Abnehmermodells als Tagesmittel für $T_0 \approx 20^{\circ}C$ (Sommer) zwecks Trinkwarmwasserbereitung ein. Die betrieblichen Randbedingungen sind in Tabelle 2 zusammengefasst, vgl. auch Bild 5.

Tabelle 2: Volumenströme bei der Be- und Entladung der thermischen Speicher

)	Speicherkonzept A	Speicherkonzept B
	Belao	<u>dung:</u>
7		$\dot{V}_{I/II} = 1,125m^3/h$
1,5	$\dot{V}_I = 1,125m^3/h$	$\dot{V}_{III/IV/V} = \frac{1}{3}1,125m^3/h$
19	Entla	dung:
5	$\dot{V}_{II} = 3 * 0,1568m^3/h$ $\dot{V}_{III//VIII} = 0,1568m^3/h$	$\dot{V}_{VI/VII/VIII} = 0,1568m^3/h$

3.1 Thermische Modellierung und Betriebsverluste

Die Berechnung der Wärmeverteilverluste wird näherungsweise für ein Doppelrohrsystem nach Bild 6 durchgeführt. Dabei werde Rohrgeometrie (*H*, *D*, *R*, $r_{1/2=VL/RL}$), Umgebungs- und Medientemperaturen (T_0 , $T_{1/VL}$, $T_{2/RL}$) sowie Stoffwerte (λ_{iso} , λ_{erd} , c_{pH20}), berücksichtigt, s. auch Tabelle 3.

Aufgrund der komplexen Geometrie des Wärmeübergangsproblems ist jedoch eine analytische Berechnung der Wärmeverlustströme nicht möglich. Eine Näherungslösung auf Basis der Multipolmethode ist jedoch in [41, 42] gegben. Diese Reihenentwicklung wird dabei unter Berücksichtigung des resultierenden Fehlers (<5%) nach dem zweiten Glied abgebrochen, s. [43]. Das resultierende Gleichungssystem bildet so den längenbezogenen Wärmeverlust \dot{Q}/l für folgende Modellannahmen ab:

- 1. Der konvektive Anteil des Wärmeübergangs ist sehr gering und somit zu vernachlässigen. Diese Annahme ist hinreichend analytisch durch Modellrechnungen an einem Einzelrohr bei entsprechender Isolierungsstärke nachzuvollziehen.
- 2. Die Veränderlichkeit der Stoffwerte λ_{iso} , λ_{erd} und c_{pH2O} ist im gegebenen Temperatur- und Druckbereich zu vernachlässigen, vgl. [41, 42].
- 3. Der Wärmeverluststrom für den Vor- und Rücklauf teilt sich in einen symmetrischen (\dot{q}_s) und asymmetrischen (\dot{q}_a) Anteil auf. Der asymmetrische Anteil berücksichtigt dabei die Wechselwirkungen von Vor- und Rücklauf. Für gleiche Rohrgeometrien von Vor- und Rücklauf, wie es in Doppelrohrsystemen üblich ist, geht der asymmetrische Wärmeverlustanteil des Vorlaufs rechnerisch vollständig in den Rücklauf über.
- 4. Es wird eine direkte Wechselwirkung von Wärmeverluststrom des Doppelrohrsystems und Umgebungstemperatur T_0 angenommen.



Bild 6: Geometrische und stoffliche Einflussgrößen des Wärmeübergangsproblems [44]

Es ergibt sich das folgende Gleichungssystem:

 $\dot{q}_{1} =$

$$\frac{\dot{q}}{L} = \frac{kA\Delta T}{L} = \dot{q}_1 + \dot{q}_2 (7)$$

$$\frac{\underline{mit}}{\dot{q}_{s1} + \dot{q}_{a1}} \text{ und } \dot{q}_2 = \dot{q}_{s2} - \dot{q}_{a2} (8)$$

mit den symmetrischen/asymmetrischen Teilverlusten:

$$\dot{q}_{si} = 2\pi\lambda_{iso} \left(\frac{T_1 + T_2}{2} - T_0\right) h_{si} (9)$$
$$\dot{q}_{ai} = 2\pi\lambda_{iso} \left(\frac{T_1 - T_2}{2}\right) h_{ai} (10)$$

Die Geometriefaktoren $h_{si} \& h_{ai}$ berechnen sich zu:

$$\frac{1}{h_{si}} = \frac{2\lambda_{iso}}{\lambda_{erd}} ln\left(\frac{2H}{R}\right) + ln\left(\frac{R^2}{2Dr_1}\right) + \sigma ln\left(\frac{R^4}{R^4 - D^4}\right) - \frac{\left(\frac{r_i}{2D} - \frac{2\sigma r_i D^3}{R^4 - D^4}\right)^2}{1 + \left(\frac{r_i}{2D}\right)^2 + \sigma \left(\frac{2r_i R^2 D}{R^4 - D^4}\right)^2} (11)$$

$$\frac{1}{h_{ai}} = ln\left(\frac{2D}{r_1}\right) + \sigma ln\left(\frac{R^2 + D^2}{R^2 - D^2}\right) - \gamma \left(\frac{D}{2H}\right)^2 - \frac{\left(\frac{r_i}{2D} - \gamma \frac{Dr_i}{4H^2} - \frac{2\sigma r_i RD}{R^4 - D^4}\right)^2}{1 - \left(\frac{r_i}{2D}\right)^2 - \gamma \frac{r_1}{2D} + 2\sigma r_i^2 R^2 \frac{R^4 + D^4}{(R^4 - D^4)^2}} (12)$$

wobei auch das Erdreich berücksichtigt wird:

$$\sigma = \frac{\lambda_{iso} - \lambda_{erd}}{\lambda_{iso} + \lambda_{erd}} (13)$$
$$\gamma = \frac{2(1 - \sigma^2)}{1 - \sigma \left(\frac{r_i}{2H}\right)^2} (14)$$

Der Wärmedurchgangskoeffizient k ergibt sich zu:

$$k = \frac{2\lambda_{iso}\left[\left(\frac{T_1+T_2}{2}-T_0\right)(h_{s1}+h_{s2})+\left(\frac{T_1-T_2}{2}\right)(h_{a1}-h_{a2})\right]}{R*\left(\frac{T_1+T_2}{2}-T_0\right)} (14)$$

Diese Formulierung kann für gleiche Rohrgeometrien von Vor- und Rücklauf noch weiter vereinfacht werden:

$$k = 2\lambda_{iso} * 2h_s/d (15)$$
$$\underline{mit}$$
$$h_{s1} = h_{s2} \text{ und } h_{a1} = h_{a2}$$

Tabelle 3: Doppelrohgeometrie, Umgebungs- und Medi-entemperaturen sowie Stoffwerte des Wärmeübergangs-problems nach Bild 6

$T_0 = 0^{\circ}C$ $T_{1/2=VL/RL} = 90/50^{\circ}C$						
H = 0,6m + D/2						
DN 20 DN 25						
D[mm]	22,95	26,95				
<i>R</i> [mm]	62,5	70				
$r_{1/2=VL/RL}$ [mm]	10,85	13,65				
$\lambda_{iso} = 0.035 W/mK$ $\lambda_{erd} = 1.2 W/mK$						
$c_{pH2O} = 4200 J/kgK$						

Hierbei ist vor allem die letzte Modellannahme kritisch zu hinterfragen, da diese eine direkte Rückkopplung des Wärmeverteilverlustes mit der Umgebungstemperatur T_0 die thermische Speicherwirkung des Erdreichs vollkommen vernachlässigt. Daher wird für die Berechnung der längenbezogenen Wärmeverluste Q/l(DN) ein stellvertretender 14-tägiger Mittelwert der Außentemperatur T_0 von 10 °C gewählt. Entsprechend des gegebenen Gleichungssystems, s. Gleichungen (7) bis (15), ergeben sich so längenbezogene Wärmeverteilverluste von:

$$\dot{Q}/l (DN20) = 6,9W/m$$

 $\dot{Q}/l (DN25) = 7,5W/m$

Resultierend können nun Wärmeverteilverluste Q_i für die jeweiligen Rohrabschnitte $i = I \dots VIII$ nach Gleichung (16) berechnet werden. Dabei ist für t_i die Beladungsdauer in Abhängigkeit des Speicherkonzeptes (26h und 40min für Speicherkonzept A, 36 für Speicherkonzept B) und Entladungsdauer (24h unabhängig vom Speicherkonzept) einzusetzen. Zudem sind die Temperaturabnahmen ΔT_i entlang der Rohrachse entsprechend der Gleichung (17) näherungsweise zu berechnen. Eine Gegenüberstellung der Wärmeverteilverluste Qi und Temperaturabnahmen ΔT_i wird in Tabelle 4 gegeben.

$$Q_{i} = \frac{\dot{Q}_{i}}{l_{i}} l_{i} t_{i} (16)$$
$$\Delta T_{i} = Q_{i} / (\dot{V}_{i} \rho c_{pH20}) / (17)$$
$$\underline{mit}$$

terschiedlichen Speicherkonzepte für einen Lastzyklus						
Speicherkonzept A						
Rohr	t _i [h]	Q _i [kWh]	ΔT_{imax} [K]			
Ι	26 ² / ₃	1,84	0,05			
II	24	66,24	5,03			
IIIV	24	3 x 36,00	8,20			

3 x 1,80

89,43

270,91

0,41

1,52

15,21

24

 $50^{2}/_{3}$

 $50^{2}/_{3}$

VI...VIII

Speicher

Gesamt

$\rho = 1000 kg/m^3$ und $c_{pH2O} = 4200 J/kgK$ Tabelle 4: Wärmeverteil- und Temperaturverluste der un-

Speicherkonzept B Rohr Q_i [kWh] ΔT_{imax} [K] t_i [h] I 36 2,48 0,05 Π 36 99,36 2,10 III...V 36 3 x 54,00 3,43 VI...VIII 24 3 x 1,80 0,41 Speicher 9 x 29,80 2,38 60 60 537,44 8,37 Gesamt

Diskussion der Ergebnisse 3.2

Innerhalb des Fernwärmenetzes mit dezentralem Speicherkonzept ergeben sich deutlich erhöhte energetische Verteilverluste Q_{ges} . Diese sind mit 537,44 kWh im dezentralen gegenüber 270,91 kWh im zentralen Speicherkonzept fast doppelt so hoch (+98%) und entstehen in den Rohren I bis V, bzw. innerhalb der eingesetzten thermischen Speicher des dezentralen Konzeptes. Ursächlich für die zusätzlichen Wärmeverteilverluste ist neben den in Kapitel 2.3 genannten Mechanismen die größere Beladungsdauer der eingesetzten Speicheraggregate,

Dabei entfallen 129,1 kWh der zusätzlichen Verluste in den Rohren I bis V und thermischen Speichern auf die verlängerte Dauer des Lastzyklus (48%). 137,4 kWh sind somit auf die konstruktive Umsetzung des dezentralen Speicherkonzeptes zurückzuführen.

Hinsichtlich der energetischen Bewertung ist weiterhin zu beachten, dass sich in Folge der unterschiedlichen Speichervolumina Restfüllungsgrade von 62%, bzw. 72% für das zentrale, bzw. dezentrale Speicherkonzept ergeben. Somit könnten die Wärmesenken weitere 39 h, bzw. 53 h aus den thermischen Speichern versorgt werden.

Die Bewertung der Speicherkonzepte auf Basis der Wärmeverteilverluste ist jedoch nicht hinreichend, da die Versorgungssicherheit in erster Linie vom Vorlauftemperaturniveau bei der Wärmesenke abhängt. Vor diesem Hintergrund wird der energetische Wirkungsgrad η_{en} der unterschiedlichen Speicherkonzepte berechnet.

Unter Annahme eines minimalen Temperaturniveaus von 63°C sowie konstanter Stoffwerte T_{VLmin} (ρ_{H20}, c_{pH20}) im betrachteten Temperatur- und Druckbereich ergeben sich exergetische Wirkungsgrade η_{en} von 43,6% für das zentrale, bzw. 69% für das dezentrale Speicherkonzept, s. Gleichung (6). Diese Unterschiede sind dabei auf die durchschnittlich erhöhten Strömungsgeschwindigkeiten im Wärmeverteilnetz für das dezentrale Speicherkonzept (B) zurückzuführen. In Folge deutlich geringerer Verweilzeiten der Heißwassermassen innerhalb der Rohre I bis V gehen hier die Temperaturabnahmen um ca. 59% zurück, vgl. Tabelle 4. Dieser energetische Vorteil wird nur unwesentlich durch die höheren Temperaturverluste in den Speichern vermindert.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Ein Wärmeabnehmermodell zur Vorhersage außentemperaturabhängiger Heißwasserbedarfe wurde entwickelt. Die Kombination analytischer, empirischer und statistischer Modellierungsansätze ermöglicht dabei die Berücksichtigung individueller Abnehmercharakteristiken. Basis der Berechnung ist dabei eine Normalverteilung der Messwerte rund um den mittleren Heißwasserbedarf. So geling die Dimensionierung dezentraler thermischer Speicher unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Weiterführend müssen weitere Standardverteilungsfunktionen für eine Modelloptimierung geprüft werden.

Anschließend wurden die energetischen Verluste durch Wärmeleitung über die Außenwand approximiert. Dafür werden repräsentative Speichergeometrien für die 24sündige, autarke Versorgung assoziierter Wärmesenken in Abhängigkeit des Speicherkonzeptes (zentral oder dezentral) definiert. Die energetischen Verluste dezentraler Speicherkonzepte sind dabei in Folge zusätzlicher Speichervolumina und aufgrund des schlechteren Verhältnisses von Speicheroberfläche A_{Wsp} und Speichervolumen V_{Wsp} deutlich höher als im zentralen Speicherkonzept (+153%), s. Tabelle 1. Dennoch ergeben sich für Stillstandszeiten von 24h für beide Konzepte geringe Temperaturverluste ($\Delta T_{24h} < 1K$), womit die energetischen Wirkungsgrade η_{en} beider Speicher weit oberhalb von 90% liegen.

Abschließend wurden dann die Wärmeverteilverluste eines einfachen Fernwärmenetzes mit drei gleichartigen Wärmesenken und einer Wärmequelle für verschiedene Speicherkonzepte berechnet. Energetisch ist das dezentrale Speicherkonzept dem zentralen angesichts zusätzlicher Wärmeverteilverluste klar unterlegen (+98%). Dies ist neben den o.g. Mechanismen auf die verlängerte Dauer des Lastzyklus zurückzuführen.

Demgegenüber zeigt jedoch die Betrachtung der Vorlauftemperaturabsenkung bei der Wärmeverteilung, dass bei dezentraler Wärmespeicherung im thermisch kritischen Schwachlastfall deutlich höhere Vorlauftemperaturniveaus bei den Wärmesenken realisiert werden können. Die damit verbundene höhere Versorgungssicherheit ist Resultat höherer durchschnittlicher Strömungsgeschwindigkeiten im Wärmeverteilnetz. Dies ist vorteilhaft, da gerade für diesen Netzteil ein besonders schlechtes Verhältnis von Rohroberfläche A_{Rohr} und Rohrvolumen V_{Rohr} besteht. So kann das Heißwasser innerhalb der geometrisch vergleichsweise schlecht konditionierten Rohre nicht so stark auskühlen. So ergeben sich für das dezentrale Speicherkonzept deutlich höhere energetische Wirkungsgrade von 69% gegenüber 43,6% bei zentraler Wärmespeicherung.

5 Literatur

- [1] Petersen, M. K., Aagaard, J.: Heat accumulators. News from DBDH I, 2004.
- [2] Prinz, W.: Konstruktive und wirtschaftlichem Aspekte des Kurzzeit-Wärmespeicher in Flensburg. Fernwärme Inernational – FWI, Jg. 11, Heft 4, 1982, S. 249 – 257.
- [3] Stads, V.: Wärmespeicherung Technik und Wirtschaftlichkeit – Konverntionelle Speicherung. Fernwärme Inernational – FWI, Jg. 8, Heft 1, 1979, S. 20 - 23.
- [4] Christidis, A. Tsatsaronis, G.: Das ökonomische Potential von Wärmespeichern bei Heizkraftwerken im heutigen Strommarkt. 9. Fachtagung Optimierung der Energiewirtschaft, 2011, S. 223 - 240.
- [5] Yang, F.: Energetische Analyse dezentraler Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung für verschiedene netzseitige Anforderungen. Dissertation, Kassel, 2014.

- [6] Schmidt, T. Danda, R.: Errichtung und Betrieb eines Fernwärmespeichers. EuroHeat & Power 6, S. 366-367.
- [7] Roos, M. Kneiske, T., von Appen, J., Barth, H., Hidalgo, D., Hochloff, P., Braun, M., Schumache, P., Fink, H.: Dezenrale Strom- und Wärmespeicherung im Smart Grid. FVEE Jahrestagung, Freiburg, 2013.
- [8] Huhn, R.: Beitrag zur thermodynamischen Analyse und Bewertung von Wasserwärmespeichern in Energiewandlungsketten. Dissertation, Stuttgart, 2006.
- [9] Bestrzynski, G. K., Razani, A. R., Janßen, H., Luke, A., Scholl, S.: Dynamic Modell for Small Sclae District Heating Networks in Rural Areas. Proc. 4th IIR Conference on Thermophysical Properties and Transfer Processes of Refrigeration, Delft (Netherlands), 2013.
- [10] Bestrzynski, G. K., Razani, A. R., Janßen, H., Luke, A., Scholl, S.: Dynamisches Modell zur optimierten Auslegung komplexer Nahwärmenetze. DKV-Tagungsbericht 40, Hannover (2013).
- [11] Thorsen JE, Kristjansson H.: Cost considerations on storage tank versus heat exchanger for hot water preparation. 10th International symposium on district heating and cooling 2006, Hannover, Germany.
- [12] Samtidigheds faktorer for Lystrup Lav temp. Fjernvarme [Simultaneous factor for Lystrup low temperature district heating]. Danfoss; Aug, 2010.
- [13] Dubois, R.: Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungssystemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitspeichern. Fortschrittsbericht VDI Reihe 6: Energieerzeugung Nr. 194, Düsseldorf: VDI-GmbH, 1986.
- [14] Gustafsson, S.-I., Karlsson, B.: Heat Accumulators in CHP networks. Energy Conversion and Management 33, pp. 1051-1061, 1992.
- [15] Ito, K., Yokohama, R., Shiba, T.: Optimal operation of a diesel engine cogeneration plant including a heat storage tank. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power: 114, pp. 687-694, 1992.
- [16] Pfeiffer, R., Verstege, J.: Committing and dispatching power units and starage devices in cogeneration systems with renewable energy sources. Power System and Control Management, pp. 21-25, 1996.
- [17] Huhn, R.: Beitrag zur thermodynamischen Analyse und Bewertung von Wasserwärmespeichern in Energiewandlungsketten. Dissertation, Stuttgart, 2006.
- [18] Verda, V., Colella, F.: Primary energy savings through thermal storage in district heating networks. Energy 36, pp. 4278-4286, 2011.
- [19] Bode, W., Haziak, S., Leonhardt, K., Schurich, W.: Untersuchungen zum Ausnutzungsgrad und zur Ladeziffer von Heißwasserverdrängungsspeichern, Energietechnik 11, pp. 495-501, 1996.
- [20] Dittmann, A., Nestke, C.: Wärmespeicherung erhöht die Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung, EuroHeat & Power 39, pp. 34-41, 2010.

- [21] Straub, J., Morlock, Th., Rukes, B.: Wirkungsgrade großer Kurzzeitspeicher in Tankbauweise im Jahresmittel. BWK 39, S. 123-126, 1987.
- [22] Neumann, W.: Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmespeichern Die Alternative zu Pumpspeicherwerken und Brücke zu erneuerbaren Energien. Deutscher Naturschutztag 31, Erfurt, 2012
- [23] Baur, F., Porzig, M., Noll, F.: Strom und Wärmespeicher als Bestandteil eines Dezentralen Energiemanagements. Solarzeitalter 4, IHRES 2010.
- [24] Clausen, J., Kahle, M.: Economic Challenges for the District Heating industry in Germany, DHC 13, the 13th International Symposium on District Heating and Cooling, Kopenhagen, Dänemark, 2012.
- [25] Schlesinger, M., Lindenberger, D., Lutz, C.,: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studienprojekt Nr. 12/10, im Auftrag des BMWi, Köln Basel Osnabrück, 2010.
- [26] Winter, W., Obernberger, I.: Netzberechnungsprogramm zur optimierten Dimensionierung und integrativen Berechnung von kleineren und mittleren unvermaschten Biomassenahwärmenetzen. Arbeitsbericht, 2002.
- [27] VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen; VDI-Gesellschaft Energietechnik, Beuth Verlag, Berlin, Mai 2008.
- [28] Bestrzynski, G., Scholl, S., Janßen, H., Luke, A.: Optimierte Auslegung von Nahwärmenetzen. DKV-Tagungsband 39, Würzburg, 2012.
- [29] Hellwig, M.: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation, München, 2004.
- [30] Saarinen, L.: Modelling and control of a district heating system. Dissertation, Uppsala, 2011.
- [31] Johansson, C.: Towards Intelligent District Heating. Licentiate Dissertation, Karlskrona, 2010.
- [32] Hoffstede, U.; Kerzendorf, J.; v. Klopotek F.: Nahwärme: Ratgeber zur Planung und Errichtung von Nahwärmenetzen. Hessen, Ministerium für Umwelt, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, Wiesbaden, 2006.
- [33] Dötsch, C.; Taschenberger, J.; Schönberg I.: Leitfaden Nahwärme. UMSICHT- Schriftenreihe Band 6, Fraunhofer IRB Verlag, Oberhausen, 1998.
- [34] Loga, T., Diefenbach, N., Born, R.: Deutsche Gebäudetypologie – Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. Inst. für Wohnen und Umwelt, ISBN: 978-3-941140-21-9, Darmstadt, 2011.
- [35] Loga, T., Diefenbach, N.: TABULA Calculation Method – Energy Use for Heating and Domestic Hot Water -. Inst. für Wohnen und Umwelt, ISBN: 978-3-941140-31-8, Januar 2013.
- [36] Loga, T. Müller, K.: Evaluation of the TABULA database. Inst. für Wohnen und Umwelt, Oktober 2012.

- [37] Dalla Rosa, A., Christensen, J. E.: Low-energy district heating in energy-efficient building areas. Energy, Band 36, 2011, S. 6890 – 6899.
- [38] Dalla Rosa, A., Boulter, R., Church, K., Svendsen, S.: District heating (DH) network design and operation toward a system-wide methodology for optimizing renewable energy solutions (SMORES) in Canada: A case study. Energy, Band 45, 2012, S. 960 – 974.
- [39] Tol, H. I., Svendsen, S.: Improving the dimensioning of piping network layouts in low-energy district heating systems connected to low-energy buildings: A case study in Roskilde, Denmark, Energy, Band 38, 2012, S. 276 – 290.
- [40] Li, H., Svendsen, S.: Energy and exergy analysis of low temperature district heating networks. Energy, Band 45, 2012, 237 – 246.
- [41] Claesson J, Bennet J.:Multipol Method to Compute the Conductive Heat Flows to and Between Pipes in a Cylinder. Notes on Heat Transfer, Band 2, Universität Lund, 1987.
- [42] Hellström, G.: Ground Heat Storage, Thermal Analyses of Duct Storage System. Dissertation, Lund, 1991.
- [43] Wallentén, P.:Steady-State Heat Loss from insulated pipes. Dissertation, Lund, 1991.
- [44] Jarfelt, U, Persson, C.: Examination of heat losses resulting from piggy-back laying of preinsulated pipes. In: Schmitt, F., et al.: Strategies to Manage Heat Losses - Technique and Economy, IEA Annex VII.

Rahmenbedingungen für die Stromspeicherung in Gas- und Wärmenetzen – Status Quo und Handlungsbedarf

Christine Brandstätt¹, Sabine Meyer¹

¹Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung, Wiener Straße 12, 28359 Bremen <u>christine.brandstaett@ifam.fraunhofer.de</u>, <u>sabine.meyer@ifam.fraunhofer.de</u>

Kurzfassung

Die Stromversorgung in Deutschland steht vor der Herausforderung, neue Flexibilitäten zur Integration des wachsenden Anteils an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung zu mobilisieren. Eine besondere Rolle kommt dabei den Ausgleichsoptionen durch Kopplung mit den Wärme- und Gasnetzen zu. Im Portfolio mit netz-, erzeugungs- und lastseitigen Maßnahmen sowie anderen Stromspeichern, können sie das zukünftige Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stabilisieren.

Das von den Bundesministerien für Wirtschaft und Energie, für Umwelt und für Forschung geförderte Forschungsprojekt Multi-Grid-Storage untersucht die Möglichkeiten von Wärme- und Gasnetzen das Stromsystem auszugleichen, indem sie zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und zu Zeiten der Unterdeckung wieder Strom abgeben. Der vorliegende Beitrag stellt die Rahmenbedingungen für diese Art der Flexibilität bzw. Speicherung vor und zeigt auf, wo für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien noch Handlungsbedarf besteht.

1 Künftiger Flexibilitätsbedarf in der Stromversorgung

Die Anteile der erneuerbaren Energien (EE), besonders der fluktuierenden und wenig steuerbaren, an der Stromversorgung in Deutschland sind in der Vergangenheit stetig und stark gestiegen. Um die Jahrtausendwende wurden rund 6 % des Stroms aus EE bereitgestellt, davon rund ein Viertel aus Wind und Sonne. Im Jahr 2012 waren es bereits 23 %, wovon gut die Hälfte aus Wind- und Sonne stammten [1]. Im Zuge der Energiewende wird sich dieser Anteil weiter erhöhen. Gemäß dem derzeitigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollen 2050 bereits 80 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden [2]. Bei steigenden EE-Anteilen könnten Erzeugung und Verbrauch in Zukunft immer öfter und stärker voneinander abweichen. Außerdem könnten bei zu langsamem Netzausbau regionale Überschüsse entstehen, die nicht zu den Verbrauchern weitergeleitet werden können. Als Folge wird zusätzliche Flexibilität erforderlich, um die Strombilanz zu Zeiten und in Regionen der Über- oder Unterdeckung auszugleichen. Der technisch erforderliche Ausgleich wird dadurch erreicht, dass flexible Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher entsprechend der aktuellen Situation im Energiesystem zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und diesen zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Durch Netzausbau können darüber hinaus die Grenzen des auszugleichenden Systems erweitert und so lokale Überschüsse oder Unterdeckungen ausgeglichen werden.

Dieser Flexibilitätsbedarf lässt sich näherungsweise über die sogenannte EE-Residuallast abschätzen, also die Differenz zwischen fluktuierender erneuerbarer Erzeugung und der unbeeinflussten Last. Gemäß einem Szenario des BEE könnten in einem künftigen Energiesystem, in dem 79 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gespeist wird, 79 GW an Windkraftanlagen und 100 GW an Solaranlagen in Deutschland angeschlossen sein [3]. Anhand dieses Szenarios wird, wie in Abbildung 1 dargestellt, deutlich, dass die unbeeinflusste Last die Erzeugung aus Wind- und Solarkraft in rund 6.400 Stunden, also rund drei Viertel des Jahres, um bis zu 71 GW übersteigt. Während der verbleibenden Stunden ist allein aus Wind- und Solaranlagen bis zu 84 GW mehr Leistung verfügbar, als (ohne weitere Beeinflussung) gleichzeitig bezogen wird. Rein bilanziell muss so im Jahr eine Unterdeckung von 163 TWh ausgeglichen werden, während ein Überschuss von insgesamt 46 TWh entsteht [4].



Abbildung 1 Geordnete Dauerlinie der Residuallast [5]

Ein weiterer Flexibilitätsbedarf kann aus Netzengpässen resultieren. 2012 mussten Redispatch-Maßnahmen im Umfang von 2,5 TWh durchgeführt werden [6]. Die Erzeuger von erneuerbarem Strom sind dabei in rund 700 Stunden pro Jahr mit insgesamt etwa 0,4 TWh, also 1 % der nach EEG vergüteten Strommengen, betroffen [7]. Dieser Flexibilitätsbedarf könnte mit steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung noch zunehmen. Zwar besteht für die Stromnetze eine Ausbaupflicht zur Beseitigung von Netzengpässen. Diese konnte in den vergangenen Jahren jedoch nicht ausreichend realisiert werden.

2 Flexibilitätsoptionen in den Wärme- und Gasnetzen

Die zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erforderliche Flexibilität in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien wird dadurch erreicht, dass Speicher Stromüberschüsse aufnehmen und diese zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Mit dieser Flexibilitätsdefinition sind, wie in Abbildung 2 dargestellt, auch die Ausgleichsmöglichkeiten der Wärme- und Gasversorgung erfasst. Diese "Speicherketten" werden oft kurz unter den Schlagwörtern "Power-to-Heat" (P2H) und "Powerto-Gas" (P2G) zusammengefasst. Solche "Speicherketten" können Strom zu Zeiten und an Orten der Überdeckung in Wärme oder Gas umwandeln und später, mitunter sogar an anderer Stelle, wieder Strom abgeben. Im Vergleich zu Strom lassen sich die Energieträger Wärme und Gas leichter und länger speichern.

Über einen Elektrokessel, eine Wärmepumpe oder einen Elektrolyseur kann die Energie des ,überschüssigen' Stroms in ein Wärme- oder Gasnetz eingebracht werden. Wenn am gleichen Netz auch eine Anlage zur Stromerzeugung z.B. in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) angeschlossen ist, erfolgt aus diesem System auch eine ,Ausspeisung' von Strom. Eine Umwandlungskette aus Elektrolyseur (optional in Kombination mit einer Methanisierungsanlage), Gasspeicher z.B. im Gasnetz und KWK-Anlage kann also als P2G-Speicherkette verstanden werden. Gleiches gilt, wenn auch nur bilanziell, für eine P2H-Kette aus Elektrokessel bzw. Wärmepumpe, Wärmenetz und KWK-Anlage. Im zweiten Fall wird nicht etwa die Wärme selbst, sondern vielmehr das durch die zusätzlich eingebrachte Wärme eingesparte Gas, später rückverstromt.



Abbildung 2 P2H- und P2G-Speicherketten

Während einige P2H-Anlagen in Deutschland bereits wirtschaftlich im Regelbetrieb sind, befinden sich P2G-Anlagen derzeit erst im Demonstrationsbetrieb. Vor allem bei den P2H-Speicherketten kommen ausgereifte und erprobte Technologien zum Einsatz, bei denen wesentliche Verbesserungen der Effizienz oder Senkungen der Kosten nicht zu erwarten sind [8]. Der energetische Wirkungsgrad ist hier merklich höher als etwa bei Batterien oder anderen Speicheroptionen- Bei den P2G-Speicherketten hingegen besteht durchaus noch Entwicklungspotenzial in Bezug auf die eingesetzten Technologien; gegenwärtig lässt der energetische Wirkungsgrad, vor allem wenn nicht nur Elektrolyse, sondern auch Methanisierung zum einsatz kommen, im Vergleich zu anderen Optionen noch zu Wünschen übrig

3 Derzeitige Rahmenbedingungen

Das wirtschaftliche Potenzial der P2G- und P2H-Konzepte hängt also in erheblichem Maße von den Rahmenbedingungen ab. Eine direkte Investitionsförderung für diese Speicherkonzepte besteht derzeit nicht. Die Wärmeketten profitieren jedoch zumindest indirekt von den Investitionszuschüssen für Wärmespeicher und netze. wie sie im aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) verankert sind [9]. Für die Gasketten besteht im Einzelfall die Möglichkeit, Förderung für Forschung und Entwicklung bzw. für Demonstrationsvorhaben in Anspruch zu nehmen. Zudem gibt es viele gesetzliche Einzelregelungen für die Erzeugung von Gas (Wasserstoff oder Methan) insbesondere aus erneuerbaren Quellen und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz [10, 11]. Insgesamt ist die derzeitige Anreizsituation eher unübersichtlich und es bestehen zum Teil große Unsicherheiten bzgl. der Auslegung der bestehenden Regelungen.

Ein zentraler Bestandteil für die Wirtschaftlichkeit der Speicherketten im Regelbetrieb sind vor allem die Bedingungen, zu denen der Überschussstrom beschafft sowie die Kondition zu denen er nach der Speicherung vermarktet werden kann. Im Folgenden werden deshalb die gegenwärtigen Rahmenbedingungen analysiert und möglicher Handlungsbedarf diskutiert.

3.1 Strombeschaffung und Umwandlung

Um einen Systemnutzen zu generieren, sollten die P2Gund P2H-Speicherketten Strom zu Zeiten erneuerbarer Überschüsse aufnehmen. Für die Beschaffung von Strom zur Verwendung in Elektrolyseuren, Wärmepumpen und Elektrokesseln kommen gegenwärtig vor allem die verschiedenen Segmente von Strombörse und Regelenergiemarkt, sowie der direkte Bezug von erneuerbaren Erzeugern infrage. Neben direkten Beschaffungskosten fallen je nach Einzelfall auch eine Reihe von Steuern, Abgaben und Entgelten an, die sich auf die Wirtschaftlichkeit der Speicherung auswirken.

3.1.1 Börse und Regelenergiemarkt

Die Stromprodukte, die an der Strombörse und auf dem Regelenergiemarkt gehandelt werden, unterscheiden sich in erster Linie nach Lieferzeitpunkt und Vorlaufzeit und weisen entsprechend unterschiedliche Preise auf. Spezielle Marktsegmente für erneuerbaren Strom gibt es auf beiden Märkten nicht. Auch lokale Handel, wie sie im Falle von Netzengpässen erforderlich wären, sind auf der Strombörse gar nicht und auf dem Regelenergiemarkt nur sehr eingeschränkt vorgesehen.

In Überschusssituationen weist die Börse vergleichsweise niedrige, mitunter sogar negative Preise aus, die für die Betreiber von Speichern interessant sind. 2013 lag der Durchschnittspreis der 2.500 niedrigsten Preise am Spotmarkt mit rund 20 €/MWh ca. 30 % unter dem Gesamtdurchschnitt. Negative Preise traten in insgesamt 64 Stunden auf [12].

Im Gegensatz zur Strombörse dient der Regelenergiemarkt ausschließlich der kurzfristigen Systemstabilisierung durch den Übertragungsnetzbetreiber bei Prognoseabweichungen. Der Anbieter von Regelenergie verpflichtet sich, gegen Zahlung eines Leistungspreises eine gewisse Kapazität zu diesem Zweck bereit zu halten und erhält bei Abruf darüber hinaus einen Arbeitspreis. Im Falle eines nicht (ausreichend) prognostizierten Überschusses wird die sogenannte negative Regelenergie benötigt, die unter anderem durch das Zuschalten flexibler Verbraucher, wie etwa den hier betrachteten Speicherketten, bereit gestellt werden kann. Vor allem der Minutenreservemarkt, der vergleichsweise geringe technische Anforderungen stellt, ist für die Speicherketten interessant. Für die Kapazitätsvorhaltung allein wurden dort 2012 im Durchschnitt 11 €/MW gezahlt. In 3.134 Stunden des Jahres wurde tatsächlich auch Regelenergie abgerufen und mit rund 160 €/MWh vergütet [13].

Die Möglichkeit für den einzuspeichernden Strom vergütet zu werden, anstatt ihn zu bezahlen, macht den Regelenergiemarkt zu einer attraktiven Beschaffungsstrategie. Es handelt sich dabei jedoch um einen recht kleinen Markt auf dem nur rund 2.500 MW und etwa 6 % des Handelsvolumens des Spotmarkts gehandelt werden [14].

3.1.2 Direktvermarktung und Eigenerzeugung

Eine weitere Möglichkeit der Beschaffung besteht darin, Überschussstrom direkt von einer Wind- oder Solaranlage zu beziehen. Die Kosten für diese Optionen lassen sich am ehesten durch die Opportunität der Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) annähern. Im laufenden Jahr etwa beträgt die durchschnittliche Vergütung für an Land erzeugten und in das Stromnetz eingespeisten Windstrom etwa 9 ct/kWh [15]. Diese wird auch dann gezahlt, wenn die Einspeisung aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden muss. Es ist davon auszugehen, dass ein Anlagenbetreiber nur dann auf diese Vergütung verzichten würde, wenn der Betreiber der Speicherketten einen vergleichbaren oder höheren Preis zahlt. Hinzu kommt, dass größere Solar- und Windanlagen, die ihren Strom eigenverantwortlich vermarkten, in der Regel der Einfachheit halber nach Abnehmern für die gesamte erzeugte Menge suchen und nicht nur nach Abnehmern zu Zeiten mit erneuerbaren Überschüssen.

Ähnliches gilt für die Verwendung des Stroms vor Ort als Eigenerzeugung. Es bestehen Anreize, möglichst die gesamte Erzeugung vor Ort zu nutzen. Eine Verwendung ausschließlich der Überschüsse in Speicherketten ist für die Betreiber unter den gegenwärtigen Umständen nicht attraktiv.

3.1.3 Steuern, Abgaben und Entgelte

Die Kosten für den eingespeicherten Strom beinhalten neben den eigentlichen Strombeschaffungskosten noch eine ganze Reihe von Steuern, Abgaben und Entgelten, die in Tabelle 1 im Überblick für P2H und P2G dargestellt sind.

	P2H	P2G		
	ct/kWh	ct/kWh		
Netzentgelte	1,1	-		
EEG-Umlage	6,24	-		
KWKG-Umlage	0,056	0,056		
Umlage Offshore-Haftung	0,058	0,058		
Umlage individuelle Netzentgelte	0,056	0,056		
Umlage Abschaltbare Lasten	0,009	0,009		
Konzessionsabgabe	0,11	0,11		
Stromsteuer	2,05	2,05		
Gesamt	9,679	2,549		
Werte aus 2014, außer Netzentgelte				

Tabelle 1 Steuern, Abgaben und Entgelte je Speicherpfad

Die Angaben gelten für einen Beispielfall¹; für P2H fallen in diesem Fall Kosten von rund 10 ct/kWh [16] und für P2G von rund 2,5 ct/kWh an. Je nach Betriebskonzept greifen fallspezifische Regelungen, die hier kurz und keinesfalls abschließend zusammen gefasst sind.

3.1.3.1 Netznutzungsentgelte

Im Allgemeinen können Anlagen mit einer atypischen Netznutzung oder einer hohen Vollaststundenzahl eine Reduktion bei den Netznutzungsentgelten in Anspruch nehmen. Für Abnehmer mit höchstlastferner Nutzung werden rund 2,2 ct/kWh veranschlagt. Für die höhere Nutzungsdauer bei Gewerbebetrieben fallen durchschnittlich 1,1 ct/kWh und bei Industriebetrieben sogar nur 0,4 ct/kWh an [17]. Für P2G-Anlagen ist unter bestimmten Umständen und zeitlich begrenzt sogar eine vollständige Befreiung von den Netznutzungsentgelten möglich [18].

3.1.3.2 Stromsteuer

Für P2H-Anwendungen wird regelmäßig ein reduzierter Stromsteuersatz von 2,05 ct/kWh fällig. Für P2G-Anlagen kann die Stromsteuer in bestimmten Fällen gänzlich umgangen werden. Eine Befreiung durch die Deklaration des

¹ Der Beispielfall umfasst eine neue P2H- bzw. P2G-Anlage mit 10 MW Leistung, die in den eingangs erwähnten 2500 Stunden EE-Überschussstrom aufnimmt, im Wärme- oder Gasnetz speichert und zu Zeiten der Unterdeckung rückverstromt. Sie weist daher eine atypische Netznutzung auf und ist angesichts der hohen Bezugsmenge von 25 GWh über einen Sondervertrag versorgt und die Strombezugskosten machen mehr als 4% des Gesamtumsatzes aus.

Verbrauchs als Strom zur Stromerzeugung, ist je nach Auslegung des Gesetzes und Anlagenkonzept sowohl für P2H als auch P2G möglich [19].

3.1.3.3 Umlagen und Abgaben

Für P2H-Anlagen fällt die EEG-Umlage von derzeit 6,24 ct/kWh im Regelfall vollumfänglich an. P2G-Anlagen zur Erzeugung von "Speichergas² sind von der Zahlung der EEG-Umlage befreit [20]. Ein Wegfall der EEG-Umlage ist auch im Falle der Eigenerzeugung möglich. [21]. Der jüngste Entwurf zur EEG-Novelle sieht jedoch vor, Neuanlagen zukünftig zumindest anteilig an der EEG-Umlage zu beteiligen [22].

Weitere Umlagen, die sich aus der Förderung nach KWKG, der Haftungsübernahme für Risiken aus Offshore-Windanlagen, den Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten sowie dem Belastungsausgleich für abschaltbare Netzlasten ergeben, fallen sowohl für P2G als auch für P2H an. Die Umlagen werden in der Regel vom Netzbetreiber zusammen mit den Netzentgelten abgerechnet. Wie sie bei P2G-Anlagen, die von den Netzentgelten befreit sind, erhoben werden, ist nicht eindeutig geklärt.

Für die Konzessionsabgabe können Sondervertragskunden eine Reduktion auf 0,11 ct/kWh in Anspruch nehmen [23].

3.2 Rückverstromung und Vermarktung

Neben einer möglichst günstigen Beschaffung des einzuspeichernden Stroms ist für den wirtschaftlichen Betrieb der Speicherketten eine möglichst gewinnbringende Vermarktung des rückgewonnenen Stroms erforderlich. Darüber hinaus sollen die hier betrachteten P2H- und P2G-Ketten einen Systemnutzen erbringen, indem sie Strom vornehmlich zu Zeiten der Unterdeckung durch erneuerbare Energien abgeben. Unter diesen Gesichtspunkten werden im Folgenden die Veräußerung auf der Strombörse oder dem Regelenergiemarkt sowie die Fördermöglichkeiten für ausgespeicherten Strom betrachtet.

3.2.1 Börse und Regelenergiemarkt

Analog zum oben beschriebenen Zusammenhang zwischen niedrigen Börsenpreisen und Überschusssituationen, kann zu Zeiten mit besonders hohen Preisen von einer Unterdeckung ausgegangen werden. Die Ausspeicherung von Strom ist dann sowohl aus wirtschaftlicher, als auch aus systemischer Sicht besonders sinnvoll. Die Preise in den 6.400 teuersten Stunden lagen 2013 mit durchschnittlich rund 45 \notin /MWh etwa 10 % über dem Gesamtdurchschnitt [24].

Auf dem Regelenergiemarkt bewirkt die Unterschreitung der prognostizierten Mengen einen Bedarf für positive Regelleistung wie sie etwa durch die Stromproduktion der KWK-Anlagen am Ende der Speicherketten erbracht werden kann. Die Konditionen für positive Regelleistung sind in der Regel noch besser als für negative. Auch hier gilt jedoch, dass der Markt vergleichsweise klein ist.

3.2.2 Förderung für KWK und Speicher

Der Strom, der am Ende der Ketten in KWK erzeugt wird, muss in der Regel vom Netzbetreiber gemäß KWKG mit einem Aufschlag auf den erzielten Marktpreis, oder den ausgezahlten üblichen Preis von derzeit rund 4 ct/kWh, vergütet werden. Gegenwärtig liegen die Aufschläge je nach Anlagengröße zwischen 2 und gut 5 ct/kWh [25]. Diese Vergütung wird unabhängig vom Erzeugungszeitpunkt und vom Speicherzusammenhang gewährt. Geringfügige Zulagen für die flexible Auslegung und den flexiblen Betrieb sind jedoch bereits umgesetzt.

Für den Betrieb von Speichern gibt es derzeit keine explizite Förderung. Das EEG sieht jedoch vor, dass Strom, der aus Eigenerzeugung eingespeichert und deshalb nicht vergütet wurde, bei der Ausspeicherung entsprechend der Fördersätze für die Erzeugungsanlage aus der er ursprünglich stammt vergütet werden kann [26]. Dies gilt auch für den Einsatz von Speichergasen. Da jedoch nur die ausgespeicherte Menge vergütet wird, entgehen dem Betreiber Vergütungen entsprechend der Speicherverluste.

4 Handlungsbedarf

Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Speicherketten noch nicht gewährleistet. Bei Strombeschaffungskosten von etwa 2 ct/kWh bzw. Strombeschaffungserlösen von rund 16 ct/kWh (siehe 3.1.1) in Verbindung mit Vermarktungserlösen von 6 bis 10 ct/kWh (siehe 3.2.1), bliebe eine Erlösspanne von 4 bis 26 ct/kWh zur Finanzierung der Investition. Diese Überschlagsrechnung basiert auf Durchschnitten; tatsächlich sollen jedoch Speicher gerade die Extremstunden abdecken und können deshalb punktuell mit erheblich besseren Preisen rechnen. Günstige Bedingungen treten jedoch aktuell noch eher selten auf; bei einer entsprechend geringen Auslastung der Anlagen ist deshalb davon auszugehen, dass kein ausreichender Anreiz für den Betrieb der P2G- und P2H-Speicherketten besteht.

Darüber hinaus behindert der gegenwärtige Regelrahmen, wie in Abschnitt 3 dargelegt, mitunter noch die Speicherung von fluktuierendem EE-Strom in Wärme- und Gasnetzen³. Bestehende Regelungen zur Begünstigung der Speicherkonzepte sind vergleichsweise komplex, intransparent und unsicher. Die Intransparenz ist speziell im Hinblick auf die Letztverbraucherabgaben beim Strombezug besonders groß. In der Branche besteht zum Teil gro-

² Laut EEG ist Speichergas ,jedes Gas, das [...] zum Zweck der Zwischenspeicherung [...] ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird".

³ Über die genannten regultorischen Einschränkungen hinaus besteht für Wasserstoff eine technische Beschränkung der Einspeisung, in der Praxis derzeit auf rund 2% des zeitgleich transportierten Gasvolumens.

ße Unsicherheit bezüglich der Auslegung und Anwendbarkeit gesetzlicher Regelungen auf bestimmte Anlagenkonstellationen bzw. Betriebskonzepte [27,28]]. Diese Unsicherheit wird auch durch den jüngsten Entwurf zur EEG-Novelle nicht ausgeräumt.

Vor diesem Hintergrund werden gegenwärtig verschiedene Konzepte zur Justierung von Anreizen für bzw. zur Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke bei Flexibilitätsoptionen zur EE-Integration diskutiert. Die folgenden grundlegenden Kategorien von geforderten Anreiz- und Fördermechanismen ergeben sich aus dem gegenwärtigen Regelrahmen.

4.1 Einspeisemanagement und regionale Märkte

Im Falle eines lokalen EE-Stromüberschusses, wenn also die Netzkapazität nicht ausreicht, um den verfügbaren Strom aus erneuerbaren Quellen ins System aufzunehmen, müssen bereits heute erneuerbare Überschüsse abgeregelt und die EE-Anlagenbetreiber entsprechend entschädigt werden. In solchen Fällen wäre eine Einspeicherung besonders sinnvoll, da die erneuerbare Energie ohne zusätzliche Grenzkosten zur Verfügung steht und dem System im Falle der Abregelung verloren geht. Für diese Konstellation könnten durch eine Modifikation der Entschädigungspflicht Anreize für die Verwendung dieses Stroms in lokalen Speicherketten geschaffen werden. Wenn die Entschädigungszahlungen teilweise eingespart würden, könnte dies darüber hinaus eine Entlastung bei der EEG-Umlage bewirken [29].

Regionale Märkte können zur effizienten Verwendung von örtlich auftretenden Überschüssen beitragen. In bestimmten Fällen könnte der Einsatz von Flexibilität sogar zur Vermeidung von ineffizientem Netzausbau führen [30]. Eine diesbezügliche Option wäre bspw. Netzbetreiber zu Ausschreibungsverfahren für Speicher zu ermächtigen, wenn diese zu geringeren Kosten führen oder deren Machbarkeit im Gegensatz zu einem Netzausbau höher eingeschätzt wird [31].

4.2 Deklaration von EE-Überschüssen

Sowohl die Strombörse als auch der Regelenergiemarkt weisen kein gesondertes Marktsegment für erneuerbaren Strom aus. Deshalb ist selbst zu Zeiten niedriger Preise oder negativer Regelenergie, wenn ein erneuerbarer Überschuss wahrscheinlich ist, nicht sichergestellt, dass ausschließlich erneuerbarer Strom aufgenommen wird. Auf beiden Märkten können gerade inflexible konventionelle Erzeuger oder konventionelle Must-Run-Einheiten zu eben diesen Situationen führen [32] und so den Systemnutzen der Speicherung eingrenzen. Der Zukauf von EE-Zertifikaten ermöglicht zwar rein bilanziell den Bezug von erneuerbarem Strom, wird aber der Anforderung des Ausgleichs eines erneuerbaren Stromüberschusses nicht gerecht. Eine Deklaration von bestimmten Zeiten mit EE-Überschüssen, zum Beispiel anhand der verfügbaren Prognosen, könnte hier Abhilfe schaffen. Der Strombezug zu diesen Zeiten könnte dann als erneuerbarer Energiebezug, z.B. hinsichtlich der Einstufung als Speichergas oder hinsichtlich des Primärenergiefaktors bei Wärmenetzen [33] angerechnet werden oder zusätzliche Privilegien etwa hinsichtlich der Letztverbraucherabgaben genießen.

4.3 Befreiung von Steuern, Abgaben und Entgelten

Die Wirtschaftlichkeit der EE-Stromspeicherung ist eng mit den Letztverbraucherabgaben verknüpft. Sie sind in hohem Maße vom Staat bestimmt oder beeinflusst und könnten deshalb vergleichsweise leicht für erwünschte Betriebskonzepte erlassen oder reduziert werden. Ein Argument in diesem Zusammenhang, dass die Speicherketten keinen Endverbrauch darstellen, sondern im Anschluss an die Speicherung durch den tatsächlichen Letztverbraucher die Abgaben noch gezahlt werden.

Bestehende Ausnahmen und Befreiungen schaffen noch keine Anreize für eine Speicherung zur Integration von fluktuierendem EE-Strom. Für eine Befreiung von der EEG-Umlage etwa, müsste sichergestellt werden, dass Strom zu Zeiten mit EE-Überschüssen ein- und zu Zeiten der EE-Unterdeckung wieder ausgespeichert wird Ähnlich kann mit einem netzdienlichen Speicherbetrieb eine Sonderstellung hinsichtlich der Netzentgelte gerechtfertigt werden. Dieser Bereich ist zwar durch den Tatbestand der höchstlastfernen Netznutzung bereits teilweise abgedeckt, könnte aber noch ausgeweitet werden.

4.4 Flexibilisierung der Einspeisung

Eine Direktvermarktung an Speicher oder die Eigennutzung von erneuerbarem Strom in Speichern ausschließlich zu Zeiten mit einem erneuerbaren Überschuss im Stromsystem ist, wie in Abschnitt 3.1.2 dargelegt, nicht attraktiv. Anreize für das Zurückbehalten nur der Mengen, die im System zu Überschüssen führen würden, entstehen allenfalls durch die recht seltenen niedrigen oder negativen Preise an der Strombörse. Die Förderung der Eigennutzung von erneuerbarem Strom hingegen erfolgt pauschal zu allen Zeiten und unabhängig vom Systemzustand. Hier könnten durch entsprechende Anpassungen Anreize für einen systemdienlichen Speicherbetrieb im unmittelbaren Zusammenhang mit Direktvermarktern oder Eigenerzeugern gesetzt werden.

Analog fehlt es an Anreizen, den eingespeicherten Strom auf systemdienliche Art und Weise vorwiegend zu Zeiten der Unterdeckung wieder auszuspeichern. Vorschläge, wie die Einführung einer generellen Quote für EE-Gas in Gaskraftwerken, sind für eine systemdienliche Steuerung nicht ausreichend [34]. Die tendenziell zu Zeiten der Unterdeckung höheren Marktpreise setzen zwar bereits einen Anreiz, dieser könnte aber durch gezielte Aufschläge oder sogenannte Systemintegrationsboni noch verstärkt und so gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit von Speicherpfaden verbessert werden [35].

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Für die Integration von hohen Anteilen an fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Energiesystem der Zukunft ist die Flexibilität, Strom zu Zeiten der Überdeckung aufzunehmen und zu Zeiten der Unterdeckung abzugeben, unabdingbar.

EE-Überschüsse treten gegenwärtig noch eher selten auf und entsprechend sind auch die Anreize zu deren Speicherung noch gering. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Speichern durch die zeitliche Arbitrage auf den gängigen Strommärkten ist derzeit nicht lukrativ. Einige Rahmenbedingungen behindern zudem, dass EE-Strom vorrangig zu Überschusszeiten aufgenommen und Energie zu Zeiten der Unterdeckung wieder in das Stromsystem zurückgegeben wird.

Die künftige Anreizgestaltung muss in Anbetracht steigender Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energien darauf ausgerichtet sein, die Wirtschaftlichkeit des systemdienlichen Speicherbetriebs zu erhöhen. Um Anreize für Investitionen in P2H- und P2G-Technologien und für deren flexiblen Betrieb zur EE-Integration zu schaffen und abzusichern sind eindeutige, planbare und verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich. Es ist in diesem Zusammenhang wünschenswert, die Anreize weniger als bisher technologiespezifisch auszugestalten. Regelungen, die gleichermaßen für P2H, P2G und andere Flexibilitätsoptionen gelten, verringern zum einen die Komplexität der Materie und ermöglichen zum anderen, dass unterschiedliche Konzepte zur Erbringung eines vergleichbaren Systemnutzens im Wettbewerb stehen.

Aktuelle Vorschläge zur Anpassung der Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit den hier betrachteten P2H- und P2G-Speicherketten beziehen sich auf den Handel mit EE-Überschüssen, die Letztverbraucherabgaben und den Einsatz von KWK-Anlagen vorrangig zu Zeiten der Unterdeckung.

Der Einsatz von P2H- und P2G-Anlagen für einen flexiblen Speicherbetrieb zur EE-Integration steht darüber hinaus mitunter im Wettbewerb mit alternativen Betriebskonzepten, die nicht zwingend dem Ausgleich fluktuierender EE dienen. Abweichende und zum Teil auch wirtschaftlichere Betriebskonzepte finden sich etwa in der Erzeugung von Wasserstoff für die chemische Industrie oder den Verkehrssektor oder in der elektrischen Erzeugung von Wärme vorrangig zur Versorgung von Fernwärme.

6 Literatur

- [1] vgl. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: "Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen" Dezember 2013,
- [2] vgl. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist

- [3] vgl. Pieprzyk, B.: "BEE Plattform Systemtransformation 2012 - Das BEE Szenario Stromversorgung 2030", BEEtreff: Dialogkonferenz, Berlin, 14. Dezember 2012
- [4] Daten aus Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S.: "Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien" April 2013

- [6] vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) & Bundeskartellamt (BKartA): "Monitoringbericht 2013" Dezember 2013
- [7] vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA): "Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13" Juni 2012
- [8] vgl. Brandstätt, C.: "Flexibilität für die Stromversorgung aus Wärme- und Gasnetzen – Ein Vergleich verschiedener Speichermöglichkeiten" Energiewirtschaftliche Tagesfragen, zur Veröffentlichung: September 2014
- [9] vgl. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März
 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 4
 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist
- [10] vgl. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist
- [11] vgl. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung -GasNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist und Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 15 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist
- [12] EPEX Spot: Historische Marktdaten 2013 von www.epexspot.com
- [13] regelleistung.net: Daten zur Regelenergie Minutenreserve 2012
- [14] siehe [12]
- [15] netztransparenz.de: "Veröffentlichung der Bandbreite der EEG-Umlage 2015" November 2013
- [16] Schulz, W., Brandstätt, C.: "Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt" Dezember 2013
- [17] siehe [6]
- [18] siehe [10], vor allem §118, Absatz 6
- [19] vgl. Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist, vor allem §9 und §9a
- [20] siehe [2], vor allem §37 Absatz 4 und §27c Absatz 1 Nr. 1 und 2 in Verbindung mit §3 Absatz 9a
- [21] siehe [2], vor allem § 37 Abs. 3
- [22] vgl. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirt-

^[5] siehe [4]

schaftsrechts, Gesetzesentwurf der Bundesregierung, April 2014

- [23] vgl. Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist, vor allem §2 Absatz (3)
- [24] siehe [12]
- [25] siehe [9]
- [26] siehe [2], vor allem § 16 Absatz 2
- [27] vgl. EY, Ludwig Bölkow Systemtechnik & BBH: ,,Kurzdarstellung: Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe" August 2013, S. 16.
- [28] vgl. Weber, U.: "POWER to HEAT Betriebserfahrung mit einem 5 MW Elektrokessel" Vortrag bei IKEM: "Power to Heat - Raum schaffen für erneuerbare Energien!" Berlin, April 2013
- [29] vgl. Fraunhofer IWES & IFAM, Stifung Umweltund Energierecht: "Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem EE-Strom - Energiewirtschaftliche Bewertung von Power-to-Heat mit Fokus auf Schleswig-Holstein und Ableitung von Handlungsempfehlungen" voraussichtl. Mai 2014
- [30] vgl. Brandstätt, C., Brunekreeft, G., Friedrichsen, N.: "Smart Pricing to reduce network investment in Smart Distribution Grids – Experience in Germany" in Sioshansi, F.P.: "Smart Grid – Integrating renewable, distributed and efficient energy" 2012, S. 317-342.
- [31] vgl. Fraunhofer ISI & IWES, Universität Würzburg, IZES & BBH: "Endbericht zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG" Juni 2011, S. 162 f.
- [32] vgl. Nicolosi, M., Fürsch, M., Lindenberger, D.: "Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen" Februar 2010
- [33] vgl. Birkner, P., Antoni, O., Hilpert, J.: "Rechtliche Rahmenbedingungen f
 ür den Einsatz von Power-to-Heat" Euro Heat & Power, Dezember 2013, S.20 – 23,
- [34] siehe [31], S. 166 f.
- [35] vgl. <u>www.solarify.de</u>: "Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-Gas" Meldung vom 4. Dezember 2013
Prognose thermischer Lastgänge auf Basis künstlicher neuronaler Netze zum Lastmanagement elektrischer Wärmeversorgungsanlagen

M. Sc. Maike Hasselmann¹, B. Sc. Simon Döing¹, Dr.-Ing. Annedore Kanngießer¹ ¹Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, 46047 Oberhausen, Deutschland Kontakt: maike.hasselmann@umsicht.fraunhofer.de

Kurzfassung

Elektrisch betriebene Wärmeversorgungsanlagen mit Wärmespeicher können als flexible Lasten eingesetzt werden, um einen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu leisten. Der Einsatz von Elektrospeicherheizungen, Elektrokesseln oder Wärmepumpen mit Wärmespeicher zum Lastmanagement erfordert thermische Lastgangprognosen für die Betriebsführung dieser Anlagen. In diesem Beitrag wird die Prognose thermischer Lastgänge auf Basis künstlicher neuronaler Netze vorgestellt. Der Prognosehorizont umfasst den Intraday bis Day-ahead Bereich. Anhand eines Beispiels werden Einflussgrößen und Freiheitsgrade bei der Prognose des Wärmelastgangs eines Nahwärmenetzes untersucht. Das Modell ist in Matlab unter Nutzung der Matlab Neural Network Toolbox umgesetzt.

1 Motivation

Die fluktuierende Einspeisung von Wind- und Photovoltaikanlagen erfordert vermehrt Mechanismen, die Einspeisung und Verbrauch ins Gleichgewicht bringen. Eine Möglichkeit auf die wetterbedingten Einspeiseschwankungen zu reagieren, ist die angepasste Steuerung zeitlich flexibler Lasten. Dieses Vorgehen wird auch als Lastmanagement oder Demand Side Management bezeichnet. [1] Als flexible Lasten eignen sich insbesondere elektrische Wärmeversorgungssysteme mit Wärmespeicher, da der Wärmespeicher in diesen Systemen den elektrischen und den thermischen Bedarf voneinander entkoppelt [2]. Dadurch kann beispielsweise der Strombezug einer Anlage unterbrochen werden ohne die Wärmeversorgung ebenfalls zu unterbrechen. Begrenzt wird das Flexibilitätspotential von der verfügbaren Speicherkapazität. Zum Lastmanagement einsetzbare Wärmeversorgungsanlagen sind z.B. Wärmepumpensysteme mit Pufferspeicher, Elektrokessel mit Wärmespeicher (z.B. in Form eines Wärmenetzes oder Pufferspeichers) oder Elektrospeicherheizungen.

Zur Betriebsführung solcher Anlagen sind Informationen erforderlich, die einerseits die zu erfüllende Lastmanagementaufgabe und andererseits die zu erfüllende Versorgungsaufgabe beschreiben. In Bild 1 sind bespielhaft für die Betriebsführung relevante Informationen dargestellt. Die verschiedenen Eingangsgrößen müssen regelmäßig aktualisiert werden, so dass die Betriebsführung sowohl auf die aktuelle Lastsituation als auch auf Änderungen des thermischen Bedarfs durch Anpassung des Anlagenfahrplans kurzfristig reagieren kann.

Die Lastmanagementaufgabe kann z.B. über Strompreissignale oder Einspeiseprognosen erneuerbarer Energien erfolgen.

Die Versorgungsaufgabe wird durch den zu deckenden Wärmebedarf bestimmt. Dieser soll im vorliegenden Fall trotz des Einsatzes der Anlagen zum Lastmanagement jederzeit gedeckt werden können. Dazu ist der zu deckende thermische Lastgang zu prognostizieren. Die Prognose des thermischen Lastgangs stellt eine zentrale Eingangsgröße für die technische Betriebsführung von elektrischen Wärmeversorgungsanlagen beim Lastmanagement dar und soll in diesem Beitrag näher betrachtet werden.



Bild 1 Eingangsgrößen für die Betriebsführung beim Lastmanagement elektrischer Wärmeversorgungsanlagen

2 Lastgangprognose

Lastgangprognosen werden benötigt um Anlagen auszulegen, Beschaffungsvorgänge (Gas- oder Stromeinkauf) durchzuführen oder Anlagenfahrpläne zu erstellen.

Unter der thermischen Lastgangprognose soll hier die Vorhersage des zeitlichen Verlaufs des zu deckenden Wärmebedarfs eines Versorgungsobjekts für ein festgelegtes Zeitfenster (Prognosehorizont) in Abhängigkeit verschiedener Einflussgrößen verstanden werden. Die Begriffe Versorgungsobjekt, Prognosehorizont und Einflussgröße werden nachfolgend definiert.

2.1 Versorgungsobjekt

Bei dem Versorgungsobjekt, für welches der thermische Lastgang prognostiziert werden soll, kann es sich um ein einzelnes Gerät (z.B. Warmwasserzapfstelle), einen einzelnen Raum, einen oder mehrere Haushalte oder ein ganzes Wärmenetz, welches eine Vielzahl von Verbrauchern versorgt, handeln.

2.2 Prognosehorizont

Unter dem Prognosehorizont wird das Zeitfenster, für welches eine Lastgangprognose ausgeführt wird, verstanden. Dabei können Kurzfrist- (1 h bis 1 Woche), Mittelfrist- (1 Woche bis 1 Jahr) und Langfristprognosen (> 1 Jahr) unterschieden werden [3].

Im vorliegenden Fall werden Kurzfristprognosen im Intraday (innerhalb eines Tages) und Day-ahead (bis zum Folgetag) Bereich benötigt, da beim Lastmanagement kurzfristig auf die aktuelle Versorgungssituation durch Anpassungen des Anlagenfahrplans reagiert werden muss.

2.3 Einflussgrößen

Der thermische Lastgang eines Versorgungsobjekts hängt von verschiedenen Einflussgrößen ab, deren Auswirkungen auf den Wärmebedarf unterschiedlich gut funktional erfassbar sind.

Typische und meist gut beschreibbare Einflussgrößen sind Wetterverhältnisse (Außentemperatur, Globalstrahlung, Windverhältnisse) oder kalendarische Informationen (Werktag/Feiertag, Schichtpläne). So unterscheidet sich der thermische Lastgang in einem Bürogebäude typischerweise werktags von dem an einem arbeitsfreien Feiertag.

Individuelle Nutzergewohnheiten, die keinem bekannten Schema folgen, sind hingegen nur schwierig zu ermitteln. Ihre Erfassung erfordert das Vorliegen historischer Lastgänge, aus deren Analyse die individuellen Charakteristiken abgeleitet werden können.

2.4 Prognosemethoden

Zur Lastgangprognose kommen verschiedene Methoden zum Einsatz. Die Auswahl der Prognosemethode hängt von den verfügbaren Daten, der erforderlichen Prognosegenauigkeit sowie dem vertretbaren Aufwand für die Erstellung der Prognose ab. Sind die Haupteinflussgrößen auf den Lastgang nicht bekannt, kann die für einen spezifischen Anwendungsfall am besten geeignete Prognosemethode häufig nur durch "Trial & Error" ermittelt werden.

Liegen keine historischen Lastgänge des Versorgungsobjekts vor, können Standardlastprofilverfahren eingesetzt werden, für die lediglich der Jahresverbrauch sowie Außentemperaturen bekannt sein müssen. Für die thermische Lastgangprognose kann z. B. vereinfachend das Standardlastprofilverfahren Gas nach [4] eingesetzt werden (siehe [5] [6]). Die Nutzung von Standardlastprofilverfahren erlaubt jedoch nur eine grobe Lastgangprognose und nicht die Berücksichtigung individueller Lastgangcharakteristiken.

Liegen historische Lastgänge vor, können andere meist genauere Prognosemethoden wie z. B. Regressionsanalysen, Vergleichstagverfahren, Zeitreihenanalysen, Genetische Algorithmen oder künstliche neuronale Netze (KNN) verwendet werden. Im Folgenden wird die Nutzung künstlicher neuronaler Netze zur Lastgangprognose vorgestellt. KNN stellen eine vielversprechende Methode dar, da sie sich durch eine hohe Lernfähigkeit, die Erfassung nichtlinearer Zusammenhänge sowie gute Generalisierbarkeit auszeichnen. Beispiele für den Einsatz künstlicher neuronaler Netze zur Energiebedarfs- und Lastgangprognose sind Lang [7], Fiedler [8] oder Bakker [9].

3 Künstliche neuronale Netze

3.1 Grundlagen

Künstliche Neuronale Netze sind dem Aufbau und der Informationsverarbeitung im menschlichen Gehirn nachempfunden. Sie bestehen aus einer Vielzahl sogenannter Neuronen. Dabei handelt es sich um einfache, informationsverarbeitende Einheiten, die untereinander verknüpft sind und Informationen austauschen. Der prinzipielle Aufbau ist in Bild 2 dargestellt.





Bild 2 Aufbau eines künstlichen neuronalen Netzes

Die Neuronen sind in Schichten angeordnet. Die erste Schicht, als Eingabeschicht bezeichnet, nimmt die Eingabeinformationen auf, verarbeitet diese und gibt sie an die nachfolgende Schicht weiter. Die letzte Schicht eines KNN wird auch Ausgabeschicht genannt und gibt das Ergebnis der vom Netz durchgeführten Informationsverarbeitung aus. Zwischen Eingabe- und Ausgabeschicht können sich beliebig viele verdeckte Schichten befinden. Die Informationsverarbeitung von Neuron zu Neuron erfolgt in drei Schritten. [10]

 Die Eingabewerte eines Neurons werden mit Hilfe einer Eingabefunktion zur Netzeingabe verrechnet. Häufig beinhaltet die Eingabefunktion die Summierung der mit den jeweiligen Gewichtungen multiplizierten Eingabewerte.

Bei den Eingabewerten handelt es sich um die Ausgabewerte der Vorgängerneuronen oder, falls es sich um ein Neuron in der Eingabeschicht handelt, um die von außen vorgegebenen Eingabewerte.

- 2. Im zweiten Schritt wird mittels einer Aktivierungsfunktion aus der Netzeingabe die Aktivierung des Neurons berechnet.
- Die Aktivierung des Neurons wird mittels der Ausgabefunktion in den Ausgabewert des Neurons umgerechnet. Dieser wird an alle verbundenen nachgeschalteten Neuronen als Eingabewert weitergegeben.

Häufig werden die Aktivierungsfunktion und die Ausgabefunktion zu einer Funktion zusammengefasst und wiederum als Aktivierungsfunktion bezeichnet [11, S.83].

Durch die Art der Verknüpfung unter den Neuronen (Gewichtungen, verwendete Funktionen) können Informationen (z.B. der Einfluss einer Eingabegröße auf eine Ausgabegröße) in einem neuronalen Netz gespeichert werden. Die Gewichtungen werden beim sogenannten Training der Netze eingestellt.

3.2 Training

Dem Training künstlicher neuronaler Netze kommt eine hohe Bedeutung zu. Das Netz lernt dabei aus Trainingsbeispielen Zusammenhänge zwischen verschiedenen Parametern. Ein Trainingsdatensatz besteht aus Eingabedaten sowie Soll-Ausgabewerten, anhand dessen die Beziehungen zwischen Eingabeparametern und Ausgabewerten gelernt werden können. Diese Art des Lernens wird als überwachtes Lernen bezeichnet, da die Sollausgabewerte während des Trainings bekannt sind. [11, S. 93]

Ein möglicher Trainingsdatensatz für ein KNN zur thermischen Lastgangprognose könnte beispielsweise aus einer Außentemperaturzeitreihe (Eingabedaten) und dem zugehörigen thermischen Lastgang (Soll-Ausgabewerte) bestehen. Dabei sollte der Trainingsdatensatz möglichst alle vorkommenden Situationen enthalten, d.h. beispielsweise Lastgänge an Feier- und Werktagen, sowie Sommer-, Winter-, und Übergangstagen. Die Prognosegenauigkeit und Robustheit nehmen in der Regel mit dem Umfang des Trainingsdatensatzes zu.

Der Lernprozess wird hier als Modifizierung der Gewichtungen zwischen den Neuronen eines KNN verstanden. Für die Gewichtungen werden bei der Erstellung eines KNN zunächst Startwerte gewählt, die dann während des Trainings angepasst werden. Dabei werden die mit dem Netz berechneten Ausgabewerte mit den Soll-Ausgabewerten verglichen, ein Fehlerwert berechnet und die Gewichtungen angepasst. Dies wird wiederholt bis der Fehler zwischen Netzausgabe und Soll-Ausgabe einen bestimmten Grenzwert unterschreitet.

Die Änderung der Gewichte kann verschiedenen Lernregeln (Trainingsfunktionen) folgen. Bei der für zweischichtige Netze (keine verdeckte Schichten) einsetzbaren Delta-Regel ist die Gewichtsänderung beispielsweise proportional zur Differenz der aktuellen Ausgabe und der erwarteten Ausgabe (Soll-Ausgabewert). Eine Verallgemeinerung der Delta-Regel ist die häufig verwendete Backpropagation-Regel. [11, S. 85]

Das fertig trainierte Netz wird in der Regel mit Daten validiert und getestet, die nicht zum Training verwendet wurden.

3.3 Netzarchitektur

KNN weisen viele Freiheitsgrade hinsichtlich der Netzarchitektur auf. Festzulegen sind z. B. die Anzahl der Eingabeneuronen, die Anzahl der verdeckten Schichten, die Anzahl der Neuronen in den verdeckten Schichten, die Anzahl der Ausgabeneuronen, die Art der Verbindungen zwischen den Neuronen oder die verwendeten Aktivierungsfunktionen.

Bei der Erstellung eines KNN gibt es keine allgemeingültige Vorgehensweise zur Festlegung der o.g. Freiheitsgrade. Vielmehr muss für jeden Anwendungsfall getestet werden, welche Netzkonfiguration zu den besten Ergebnissen, d. h. beispielsweise den geringsten Prognosefehlern, führt.

4 Prognosemodell

Das entwickelte Prognosemodell basiert auf künstlichen neuronalen Netzen und wird zur Prognose thermischer Lastgänge eingesetzt. Grundvoraussetzung für die Anwendung des Modells ist das Vorliegen historischer Daten, d.h. von Wärmelastgängen und zugehörigen Eingabegrößen wie z.B. Wetterdaten. Das Modell besteht aus zwei Teilen (siehe Bild 3), dem Trainings- und dem Prognosemodul.



Bild 3 Aufbau des Prognosemodells

Das Trainingsmodul beinhaltet die Aufbereitung der Trainingsdaten, die Konfiguration der Netzarchitektur sowie die Erstellung und das Training der KNN. Mit dem Prognosemodul können Lastgangprognosen mit zuvor trainierten Netzen durchgeführt werden. Die Prognoseergebnisse können zur Bewertung der Prognose mit realen Daten, d.h. Soll-Ausgabewerten, verglichen werden.

Das Modell ist in Matlab unter Verwendung der Matlab Neural Network Toolbox umgesetzt worden.

4.1 Teil 1 - Trainingsmodul

Im Trainingsmodul sind verschiedene Festlegungen zu treffen. Bei der Aufbereitung der Trainingsdaten ist zu definieren, welche Parameter als Eingabedaten verwendet werden und wie viele der verfügbaren historischen Daten zum Training verwendet werden.

Ersteres hängt von der geplanten Netzarchitektur ab (siehe unten). Letzteres hängt davon ab, wie die historischen Daten aufgeteilt werden. Die Aufteilung erfolgt in einen zum Training und in einen zum Test des KNN verwendeten Datensatz. Die Aufteilung bietet eine Vielzahl von Freiheitsgraden. Beispielsweise können die Trainingsdaten zufällig oder nach bestimmten Kriterien aus dem Datenpool ausgewählt werden. Ein Kriterium kann die Aktualität der Daten sein. Um Änderungen im Verbrauchsverhalten frühzeitig zu erkennen und in der Prognose zu berücksichtigen, können kürzer zurückliegende Daten bei der Zusammenstellung des Trainingsdatensatzes gegenüber länger zurückliegenden Daten bevorzugt werden.

Im Hinblick auf die Netzarchitektur ist festzulegen, wie viele Schichten und Neuronen das Netz hat.

Weiterhin sind die Trainings- und die Aktivierungsfunktionen zu bestimmen.

4.2 Teil 2 - Prognosemodul

Das Prognosemodul führt die eigentliche Lastgangprognose unter Verwendung eines mit dem ersten Modellteil trainierten Netzes aus. Durch den Vergleich des prognostizierten Lastgangs mit dem tatsächlich eingetretenen Lastgang kann die gewählte Netzarchitektur bewertet und mit anderen Konfigurationen verglichen werden.

Zur Bewertung und zum Vergleich werden Kennzahlen in Form von Fehlerwerten berechnet. Genutzt werden im Folgenden der mittlere quadratische Fehler, MSE (mean squared error) und der mittlere absolute prozentuale Fehler, MAPE (mean absolute percentage error).

$$MSE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} (prog - real)^{2}$$
Formel 1
$$MAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} \left| \frac{prog - real}{real} \right|$$
Formel 2

Durch die Variation der beschriebenen Freiheitsgrade beim Training der KNN und den Vergleich verschiedener Netzvarianten mittels der genannten Fehlerwerte können die für die Prognose relevanten Einflussgrößen sowie die geeignetsten Netzkonfigurationen ermittelt werden.

5 Anwendung des Prognosemodells: Thermische Lastgangprognose für ein Nahwärmenetz

Die Anwendung des Prognosemodells wird im Folgenden anhand eines Beispiels demonstriert. Dabei wird der Wärmelastgang eines Nahwärmenetzes prognostiziert. Die zeitliche Auflösung des prognostizierten Wärmelastgangs beträgt eine Stunde. Der Prognosehorizont umfasst – ausgehend von einer beliebigen Stunde des Tages – die nachfolgenden 24 h. Als Datengrundlage stehen Messdaten des Wärmelastgangs und der Außentemperatur von ca. drei Jahren in stündlicher Auflösung zur Verfügung. Weiterhin werden die zugehörigen kalendarischen Informationen wie Angaben zum Monat, zum Wochentag und zur Stunde des Tages genutzt.

Mit Hilfe des Prognosemodells werden verschiedene Netze erstellt, trainiert, deren Einsatz zur Prognose simuliert sowie die erreichten Prognosegenauigkeiten verglichen. Im vorliegenden Beispiel werden acht Netze, die sich hinsichtlich der Anzahl der Neuronen in der verdeckten Schicht unterscheiden, betrachtet. Dies stellt nur einen kleinen Ausschnitt der möglichen Variationen und Netzkonfigurationen dar.

Dabei wird für jedes Netz der gleiche Trainingsdatensatz verwendet. Der Einsatz der fertig trainierten Netze zur Prognose wird bei allen Netzen ebenfalls mit einem gleichbleibenden Datensatz, dem Prognosedatensatz, durchgeführt. Für diesen ist der tatsächliche Lastgang bekannt, so dass die Prognoseergebnisse mit diesem verglichen werden können.

Der Trainingsdatensatz umfasst die Daten der ersten zwei von insgesamt drei verfügbaren Jahren (16834 Trainingsbeispiele). Der Prognosedatensatz das letzte von den insgesamt drei verfügbaren Jahren (8373 Beispiele). Aufgrund einiger Messdatenlücken konnten nicht die gesamten drei Jahre genutzt werden.

5.1 Anwendung Trainingsmodul

Das Netz besteht aus einer Eingabeschicht mit 51 Neuronen, einer verdeckten Schicht mit 20 bis 90 Neuronen und einer Ausgabeschicht mit 24 Neuronen (siehe Bild 4). Die Anzahl der Neuronen in der verdeckten Schicht wird mit einer Schrittweite von 10 variiert, so dass insgesamt 8 verschiedene Netze erstellt werden.



Bild 4 Aufbau der betrachteten künstlichen neuronalen Netzes

Als Eingabeparameter werden jedem Netz die Außentemperaturen der nächsten 24 h (Eingabeneuron 1 bis 24), die Außentemperaturen der zurückliegenden 24 h (Eingabeneuron 25 bis 48), der Monat (Eingabeneuron 49), der Wochentag (Eingabeneuron 50) und die Stunde des Tages (Eingabeneuron 51) vorgegeben. Von der Ausgabeschicht wird der Wärmebedarf der nächsten 24 h ausgegeben (Ausgabeneuron 1 bis 24).

Als Trainingsfunktion wird die in der Matlab Neural Network Toolbox implementierte Trainingsfunktion "trainscg" (scaled conjugate gradient backpropagation) verwendet, eine Weiterentwicklung der Backpropagation-Trainingsfunktion. Als Aktivierungsfunktion wird die Funktion "tansig" verwendet. Diese sigmoide Aktivierungsfunktion normiert die Ausgabewerte auf einem Wertebereich von -1 bis 1.



Bild 5 Sigmoide Aktivierungsfunktion

Die Auswahl der Trainings- und der Aktivierungsfunktion ist im Rahmen einer Voruntersuchung erfolgt.

Die verwendete Eingabefunktion berechnet die Netzeingabe aus der Summe der gewichteten Eingabewerte eines Neurons. Die Initialisierung der Gewichte erfolgt nach dem Nguyen-Widrow-Algorithmus, der sich in Kombination mit der hier verwendeten Aktivierungsfunktion eignet [12].

Das Training der Netze erfolgt wie bereits erwähnt mit 16834 Trainingsbeispielen.

5.2 Anwendung Prognosemodul

Die acht fertig trainierten Netze werden mit Hilfe des Prognosemoduls getestet und verglichen (Szenario 1 bis 8). Dazu wird die Ausführung der Lastgangprognose mit jedem Netz für 8373 Prognosebeispiele simuliert. Bei jedem Prognoseaufruf werden dem jeweiligen Netz 51 Eingangswerte übergeben. Das Netz prognostiziert daraufhin den Wärmelastgang der folgenden 24 h. Der prognostizierte Lastgang wird mit dem tatsächlichen Lastgang verglichen. Die Fehlerwerte MSE und MAPE werden für jedes Netz über alle 8373 Prognosebeispiele gebildet. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die genannten Fehlerwerte.

 Tabelle 1
 Fehlerwerte bei verschiedenen Anzahlen an

 Neuronen in der verdeckten Schicht

Szenario	Anzahl	MSE	MAPE
	Neuronen		
1	20	2050,66	18,02%
2	30	767,93	10,71%
3	40	774,28	10,59%
4	50	766,82	10,67%
5	60	695,56	10,27%
6	70	710,69	10,16%
7	80	810,53	10,55%
8	90	821,84	10,38%

Im ersten Szenario (20 Neuronen in der verdeckten Schicht) ist der Fehler zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Lastgang am größten. Bei Erhöhung der Anzahl der Neuronen auf 30 sinken die Fehlerwerte deutlich. Die betragsmäßige Abweichung zwischen dem prognostizierten und tatsächlichen Wärmebedarf einer Stunde liegt dann durchschnittlich bei gut 10 % (MAPE). Eine weitere Erhöhung der Neuronenanzahl führt nicht mehr zu einer deutlichen Verbesserung des MAPE. Bei Betrachtung des mittleren quadratischen Fehlers (MSE) ist hingegen bei weiterer Erhöhung der Neuronenanzahl eine deutliche Verbesserungen des Fehlerwerts zu beobachten. Der MSE erreicht bei 60 Neuronen in der verdeckten Schicht ein Minimum. Eine Erhöhung der Neuronenanzahl über 60 führt wieder zu einem Anstieg des MSE. Daher wird im Folgenden Szenario 5 (60 verdeckte Neuronen) betrachtet.

In Bild 6 und 7 sind beispielhaft der tatsächliche und der prognostizierte Lastgang für drei Winterwochen und drei Sommerwochen dargestellt. Bei jedem Prognoseaufruf wird der Lastgang für die folgenden 24 h in einstündiger Auflösung prognostiziert. In den Abbildungen dargestellt ist jeweils die erste der 24 h, d.h. die dem Prognoseaufrufzeitpunkt am nächsten gelegene Stunde.



Bild 6 Prognostizierter und tatsächlicher Lastgang über drei Wochen im Winter



Bild 7 Prognostizierter und tatsächlicher Lastgang über drei Wochen im Sommer

Die Charakteristiken des Lastgangs werden durch das entwickelte KNN prinzipiell wiedergegeben. Dies beinhaltet beispielsweise die Erfassung typischer Tagesspitzen und Nachttäler. Für den Einsatz des KNN zur Lastgangprognose beim Lastmanagement wird allerdings eine weitere Reduzierung der Abweichungen angestrebt. Dazu sind weitere Variationen hinsichtlich der Netzarchitektur sowie der als Eingabegrößen verwendeten Parameter durchzuführen. Weiterhin sind die durchgeführten Arbeiten zu wiederholen, um Aussagen zur Reproduzierbarkeit der Prognoseergebnisse zu erhalten.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Der Einsatz von elektrisch betriebenen Wärmeversorgungsanlagen mit Wärmespeicher zum Lastmanagement stellt eine Möglichkeit dar auf die wetterbedingten Einspeiseschwankungen erneuerbarer Energien zu reagieren. Die Anlagen erfüllen dabei neben ihrer Wärmeversorgungsaufgabe eine weitere Aufgabe: die Erbringung von Flexibilität. Eine wichtige Eingangsgröße für die Betriebsführung ist die Prognose des zu deckenden thermischen Lastgangs. Neben der Lastmanagementaufgabe ist dieser bei der Erstellung des Anlagenfahrplans zu berücksichtigen. In diesem Beitrag wird die Prognose thermischer Lastgänge auf Basis von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) untersucht.

Dabei wird unter Nutzung eines in Matlab entwickelten Prognosemodells der Wärmelastgang eines Nahwärmenetzes in einstündiger Auflösung jeweils für die nachfolgenden 24 h prognostiziert. Das Prognosemodell wird durch den Vergleich des prognostizierten Lastgangs mit dem tatsächlichen bewertet. Die absolute prozentuale Abweichung liegt im Mittel bei gut 10 %. Der niedrigste mittlere quadratische Fehler wird mit 60 Neuronen in der verdeckten Schicht erreicht.

KNN weisen viele Freiheitsgrade auf. Zu variieren sind beispielsweise die verwendeten Trainingsdaten, die Netzarchitektur oder die verwendeten Trainings- und Übertragungsfunktionen. In der vorgestellten Untersuchung wird die Anzahl der Neuronen des KNN variiert. In nachfolgenden Arbeiten ist eine systematische Variation weiterer Parameter durchzuführen mit dem Ziel die für den Wärmelastgang des betrachteten Nahwärmenetzes relevanten Parameter zu identifizieren und die Prognosegenauigkeit weiter zu erhöhen.

7 Literatur

- Apel, Rolf; Aundruo, Thomas; Bucholz, Bernd Michael; Domels, Hans Peter; Funke, Stefan: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt am Main: VDE, 2012
- [2] Stadler, Ingo: Demand Response Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Habilitation, 2005
- [3] Feinberg, Eugene A.; Genethliou, Dora: Load forecasting. Applied mathematics for power systems. 2005, S. 269–285
- [4] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; VKU; GEODE: BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, 2013
- [5] Meskemper, Joshua; Ritter, Peter; Nicklaus, Lars; Filzek, Dirk: Wärmelastprognose - Ergebnisbericht AP 2.4 RegModHarz, 2012 http://www.regmodharz.de/fileadmin/user_upload/bil der/Service/Arbeitspakete/AP-Bericht_Waermelastprognose_AP2.4_CUBE.pdf

- [6] Hasselmann, Maike; Metz, Michael. Forecasting the Heat Demand Profile of Buildings for the Operational Management of Decentralized Thermal Storages Connected to a Smart Grid. Berlin: IRES 2013, Posterbeitrag
- [7] Lang, Bastian: Erstellung eines dynamischen Simulationssystems zur Vorhersage des Energiebedarfsverlaufs im Produktionsprozess. Kassel: Dissertation, 2011
- [8] Fiedler, Thorsten; Ott, Steffen; Metz, Dieter: Künstliche Neuronale Netze zur Verbrauchsprognose im Strom- und Gasbereich. Querschnitt - Beiträge aus Forschung und Entwicklung, Darmstadt: Hochschule Darmstadt, 2007
- [9] Bakker, Vincent; Bosman, Maurice G.C.; Molderink, Albert; Hurink, Johann L.; Smit, Gerard J. M.: Improved heat demand prediction of individual households. Control Methodologies and Technology 2010, S. 110-115
- [10] Kruse, Rudolf; Borgelt, Christian; Klawonn, Frank: Computational Intelligence. 2011, ISBN 978-3-8348-1275-9
- [11] Zell, Andreas: Simulation neuronaler Netze. München: Oldenburg Verlag. 1997, ISBN: 3-48624350-0
- [12] Matlab R2013b Neural Network Toolbox Documentation

BATTERIESPEICHERSYSTEME

Belastung von Solarbatterien durch Mikrofluktuation von Photovoltaikanlagen

M. Sc. Katja Buß, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Tel.: 0208-8598-1123, katja.buss@umsicht.fraunhofer.de

Kurzfassung

Zur Speicherung von Solarstrom aus Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in Eigenstromanwendungen werden Batterien verstärkt eingesetzt. In diesem Anwendungsbereich entstehen kurzzeitige Schwankungen in der Stromproduktion der PV-Anlagen, welche die eingesetzte Batterie in starkem Maße belasten. Zur Analyse dieser Mikrofluktuationen, die bei der Einspeisung von PV-Anlagen entstehen, werden jahreszeitliche Unterschiede im Sonnenangebot sowie Bedeckungsgrade, die zur zeitweisen Verschattung der Anlage führen können, untersucht. Hierbei werden hochaufgelöste Messwerte einer 10 kWp PV-Anlage sowie Messdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) als Datengrundlage genutzt. Für sechs durchschnittliche Tage im Jahr werden jeweils Höhe und Häufigkeit der auftretenden Fluktuationen mittels einer Fluktuationsanalyse charakterisiert.

Das Ergebnis dieser Forschungsarbeit ist eine dimensionslose Kennzahl, welche die Belastung der Batterie beim Anschluss an eine PV-Anlage charakterisiert. Daraus ergeben sich besonders hohe Belastungen der Batterie an Sommertagen sowie etwas geringere Belastungen an Übergangstagen. An diesen Tagen treten viele Fluktuationen und häufige Lastwechsel auf. Zur Berücksichtigung der Häufigkeiten des Auftretens der Durchschnittstage im Jahr wird die Belastungskennzahl mit Gewichtungsfaktoren verrechnet. Hieraus folgt, dass die Batterie aufgrund von hohen Fluktuationen und häufigen Lastwechseln die höchste Belastung während heiterer Sommertage erfährt. Die Belastung an bewölkten Sommertagen und heiteren Übergangstagen liegt im mittleren Bereich. Im Winter wird die Batterie au geringsten belastet, da an diesen Tagen nur wenige und im Verhältnis zu den anderen Jahreszeiten geringere Peakhöhen auftreten.

1 Ausgangssituation

Im Zuge der Energiewende erhalten regenerative Energien ein zunehmendes Gewicht. Dabei nimmt insbesondere die Nutzung von solarer Strahlung und des Windangebots der Erde einen immer größeren Stellenwert ein. Der Klimaschutz und die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern stehen im Zentrum des gesellschaftlichen Interesses. Im Jahr 2012 betrug der Bruttostromverbrauch von regenerativen Energiequellen in Deutschland bereits 23,5 %. Bis 2020 plant die Bundesregierung diesen Anteil auf 35 % auszubauen [1].

Die Schwierigkeit bei der Steigerung des Anteils liegt in der Verfügbarkeit und Nutzung von Wind- und Sonnenenergie, da das Angebot dieser Energiequellen unstetig ist. Intelligente Speicherlösungen sind erforderlich, um Verbraucher bedarfsgerecht mit Strom zu versorgen.

2 Herausforderung

Batteriespeicher ermöglichen den zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch des Stroms aus Photovoltaikanlagen und tragen zusätzlich zur Unabhängigkeit der Verbraucher von steigenden Strompreisen bei. Da der Preis von Stromspeichern für Privathaushalte derzeit noch zu hoch ist, um wirtschaftlich zu sein, fördert die Bundesregierung seit Mai 2013 dezentrale PV-Speicher mit einem Marktanreizprogramm. Die Investition in Batteriespeichersysteme zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils eines Haushalts wird finanziell mit der Begründung unterstützt, dass die Speicherung regenerativ erzeugter Energie ein zentraler Bestandteil der Energiewende ist. [2]

Für diese neue Anwendung werden vorwiegend Lithium-Ionen Batterien vorgesehen, was zu neuen Herausforderungen an diese Batterietechnologie führt. Beim Anschluss einer Batterie an eine PV-Anlage ist zu berücksichtigen, dass diese durch die PV-Anlage eine besondere Ladecharakteristik aufweist (Bild 1). Zusätzlich hängt die Zyklenlebensdauer einer Batterie stark vom Lade-/Entladeprofil und den daraus resultierenden Alterungsmechanismen der Batterie ab [3].



Bild 1: Eigenstromanwendung von Batteriespeichern mit spezieller Ladecharakteristik

3 Mikrofluktuationen in PV-Anlagen

Die Einspeisung einer PV-Anlage fluktuiert aufgrund saisonaler Einflüsse und, noch bedeutsamer, durch kurzzeitige Beschattung der Anlage durch Wolken (Bild 2). In seltenen Fällen können auch Abschattungen von Dächern, Bäumen oder anderen Objekten die Einstrahlung vermindern. Dies ist erkennbar an der Regelmäßigkeit der Strahlungsminderung zu bestimmten Tageszeiten. Es treten Mikrofluktuationen, d. h. Schwankungen in der Einspeisung der PV-Anlage in einem Zeitraum von unter 15 Minuten, auf (Bild 3). Beim Anschluss einer Batterie an einen solchen Erzeuger wird der Speicher mit genau dieser schwankenden Einspeisung belastet. Batterien sind jedoch empfindlich gegenüber schnellen Lastwechseln und kurzzeitigen hohen Strömen [4]. Dieses Szenario stellt somit eine hohe Belastung für die Batterie dar, welches sich negativ auf die Lebensdauer des Speichers auswirken kann.



Bild 2: Fluktuationen der Einstrahlung der untersuchten PV-Anlage durch Beschattung der Anlage mit Wolken an einem Übergangstag mit mittlerem Bedeckungsgrad (Bedeckungsgrad: 3/8; Sonnenstunden: 7,8 h; Auflösung: 1 Minute)



Bild 3: Schwankungen in der Einspeisung der untersuchten PV-Anlage über drei Stunden an einem Übergangstag mit mittlerem Bedeckungsgrad (Bedeckungsgrad: 3/8; Sonnenstunden: 7,8 h; Auflösung: 1 Minute)

Bisher werden Lebensdauertests für Batterien anwendungsunabhängig durchgeführt. Dies führt zu einer Unterschätzung der Belastungssituation der Batterie und zu Fehleinschätzungen der Lebensdauer von Lithium-Ionen Batterien.

Demzufolge ist es zwingend notwendig, die auftretenden Fluktuationen in der Einspeisung einer PV-Anlage und die damit einhergehende tatsächliche Belastung des Energiespeichers grundlegend zu analysieren. Die resultierenden Ergebnisse lassen anschließend Rückschlüsse auf die Lebensdauer der Batterie in einem solchen Eigenstromszenario zu.

4 Methodik Fluktuationsanalyse

Zur Untersuchung der Mikrofluktuation von PV-Anlagen werden aus einer minutengenauen Messreihe von 2010 bis 2013 einer 10 kW_p PV-Anlage charakteristische Tagtypen in Anlehnung an die DIN 4655 [5] definiert, die repräsentativ für die jeweiligen Jahreszeiten und Wetterbedingungen stehen. Abweichend von der Norm werden die Jahreszeiten in dieser Untersuchung meteorologisch eingeteilt [nach 7]. Dahingehend werden sechs Tagtypen hinsichtlich ihres Bedeckungsgrades und ihrer Jahreszeit unterschieden (Tabelle 1). Die Einordnung der Bedeckung erfolgt nach Richtlinie des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI). Der Bedeckungsgrad wird in Achteln gemessen. Ab einem Bedeckungsgrad von größer oder gleich 5/8 gilt ein Tag als bewölkt, darunter als heiter [5].

Tabelle 1 Unterteilung in sechs Tagtypen nach Jahreszeit und Bedeckungsgrad (in Anlehnung an [5])

6 6		
	Bewölkt B	Heiter H
Sommer S	SB	SH
Übergang Ü	ÜB	ÜH
Winter W	WB	WH

Zusätzlich zu den Messdaten der PV-Anlage werden Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes zur Validierung herangezogen. Für jeden der sechs Tagtypen wird ein Durchschnittstag aus der Messreihe von 2012 und 2013 berechnet.

Anhand dieser Durchschnittstage, welche die Tagtypen und die typischen Belastungen, die innerhalb eines Tages auf eine Batterie wirken, widerspiegeln, können Einspeisung, Einstrahlung sowie Fluktuation der PV-Anlage analysiert werden. Dazu wird jeder Durchschnittstag in drei zeitlich äquidistante Bereiche aufgeteilt und jeweils eine Untersuchung der Höhe der Einspeisung, des Maximums der Einstrahlung und des Ausmaßes der Fluktuationen der Anlage durchgeführt.

Das Ergebnis dieser Fluktuationsanalyse ist die Bezifferung der Häufigkeit und Höhe der auftretenden Fluktuationen der PV-Anlage für jeden Tagtyp.

Mit Hilfe dieser Auswertung ist die Ermittlung einer Belastungsgröße für eine Batterie bei Anschluss an eine Solaranlage möglich. Leichte Fluktuationen bedeuten kleine Lastwechsel für die Batterie, was zu einer geringen Belastung und einer hohen Lebensdauer führt. Starke Fluktuationen bewirken einen gegenteiligen Effekt. Bild 4 veranschaulicht die real auftretenden Mikrofluktuationen innerhalb eines dreistündigen Zeitraums. Verdeutlicht wird, dass mehrere aufeinanderfolgende Punkte hoher Fluktua-

2

tion durchaus häufig auftreten. Hieraus lässt sich schlussfolgern, dass die reale Wettersituation die Batterie sehr stark belastet und somit eine geringere Lebensdauer verursacht.



Bild 4: Höhe und Häufigkeit der Mikrofluktuationen der Einspeisung der untersuchten PV-Anlage über drei Stunden an einem Übergangstag mit mittlerem Bedeckungsgrad (Bedeckungsgrad: 3/8; Sonnenstunden: 7,8 h; Auflösung: 1 Minute)

5 Fluktuationsanalyse

Die Analyse der Durchschnittstage ergibt unterschiedliche Einspeisecharakteristiken für die verschiedenen Bedeckungsgrade und Jahreszeiten. An bewölkten Tagen treten weniger Einbrüche in der Einspeisung durch Wolkendurchgänge auf als an heiteren Tagen. Diese Fluktuation hat innerhalb der Jahreszeiten, aufgrund der Veränderung des Strahlungsangebotes unterschiedliche Ausprägungen. Die Strahlungsemission folgt dem Verlauf einer Glockenkurve unterschiedlicher Größe. Die Uhrzeiten von Sonnenaufgang, Sonnenmaximalstand und Sonnenuntergang ändern sich mit dem Verlauf der Sonnenbahn im Laufe der Jahreszeiten. Durch die größere Entfernung der Sonne zur Erde im Winter resultiert auch eine geringere Strahlungsimmission. An den Wintertagen ist die absolute Höhe der Leistungseinbrüche aufgrund der geringeren verfügbaren solaren Einstrahlung geringer als an den Übergangstagen. Die Sommertage haben die absolut höchsten Fluktuationen, da dort auch die höchsten Leistungen der Anlage generiert werden können. Wolkendurchgänge haben große Auswirkungen auf die Fluktuation der Einstrahlung. Bei Bedeckung im Sommer tritt eine Strahlungsminderung von bis zu 83 % (von 1200 W/m² auf 200 W/m²) auf. Im Winter kann die Strahlung durch Wolkendurchgang um bis zu 93 % sinken (700 W/m^2 bis 50 W/m^2).

Die Anzahl der Peaks, die an einem Tag auftreten, variiert innerhalb des Jahres in den verschiedenen Jahreszeiten und mit dem Bedeckungsgrad. Dadurch ist auch die Belastung der Batterie in diesen Bereichen unterschiedlich. In Tabelle 2 sind die unterschiedlichen Peakanzahlen der jeweiligen Durchschnittstage dargestellt. Zu erkennen ist, dass an heiteren Tagen meist mehr Peaks auftreten.

Der Grund dafür kann in den Wolkenbedingungen an diesen Tagen gefunden werden. Viele Lastwechsel treten bei wiederholter kurzzeitiger Beschattung der Anlage durch durchziehende Wolken auf. Bei jeder Beschattung der Anlage sinkt die eingespeiste Leistung direkt ab. Diese Charakteristik tritt an heiteren Tagen öfter als an bedeckten Tagen auf. An stark bewölkten Tagen mit einem Bedeckungsgrad weit über 5/8 wird die Anlage die meiste Zeit beschattet und es treten nur Fluktuationen bei Auftreten von Löchern in der Wolkendecke auf.

Die Jahreszeit Sommer weist die höchste Anzahl an Peaks bei Betrachtung der eingespeisten Leistung auf. Dies liegt vor allem an der zunehmenden Länge der Tage im Sommer gegenüber den Übergangs- und Wintermonaten. In der Übergangszeit liegt die Anzahl der Peaks im mittleren Bereich. Im Winter werden die wenigsten Peaks registriert. Dies ist vornehmlich mit der geringeren Einstrahlungsdauer am Tag in diesen Jahreszeiten begründet.

 Tabelle 2
 Anzahl der Peaks der sechs Durchschnittstage

 nach Jahreszeit und Bedeckungsgrad

	Bewölkt B	Heiter H
Sommer S	188	209
Übergang Ü	144	169
Winter W	100	114

Für die Belastung der Batterie ist zusätzlich die Höhe der Peaks ausschlaggebend. Höhere Ströme bedeuten eine größere Belastung für die Batterie, weil sich dadurch der Elektrolyt der Zelle zersetzen kann und es daraufhin zur beschleunigten Alterung kommt [6]. Ein Maß für die durch die Höhe der Peaks erzeugte Belastung der Batterie ist die Summe der Peakhöhen des Tages. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Summen der Fluktuationshöhen (siehe Peaksumme, Gl. 1) der jeweiligen Durchschnittstage.

Im Sommer entstehen höhere Peaks aufgrund der höheren Sonnenbahn und der dadurch resultierenden höheren Einstrahlung. In der Übergangszeit Frühling und Herbst liegen die Peaksummen in einem mittleren Bereich. Der Winter weist die geringsten Werte aller Jahreszeiten auf.

Tabelle 3 Peaksummen in kW der sechs Durchschnittstage nach Jahreszeit und Bedeckungsgrad

	Bewölkt B	Heiter H
Sommer S	227	275
Übergang Ü	128	140
Winter W	38	82

6 Ergebnisse

Aus der Analyse der Durchschnittstage kann eine dimensionslose Kennzahl gebildet werden. Sie integriert die zuvor ermittelten Parameter, die zur Belastung der Batterie durch eine PV-Anlage beitragen.

Diese sogenannte Belastungskennzahl zur Charakterisierung der Belastungsgröße der Batterie durch eine PV-Anlage enthält folgende Parameter: Anzahl der Peaks n_p , Peaksumme ΔP in kWh/min mit

$$\Delta P = \sum_{t=1}^{1440} |P_t - P_{t-1}| \quad (1)$$

und die Peakleistung der PV-Anlage P_{peak} in kW. Die Gleichung dieser Belastungskennzahl B_{pv} setzt sich folgendermaßen zusammen:

$$B_{pv} = \frac{n_p \cdot \Delta P}{P_{peak}} \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

Die Kennzahl steht in Relation zur Peakleistung der PV-Anlage und zeigt sich abhängig von der geografischen Lage und den lokalen Klimagegebenheiten.

Das Ergebnis der Belastungskennzahl für die Tagtypen ist in Bild 5 dargestellt. Die Belastungshöhe fällt vom Sommer über die Übergangszeiten bis zum Winter hin ab.



Bild 5 Belastungskennzahl B_{pv} der sechs Tagtypen

Die heiteren Tage einer Jahreszeit weisen gegenüber den bedeckten Tagtypen eine höhere Belastungskennzahl auf. Daraus lässt sich folgern, dass heitere Sommertage (SH) die höchste Belastung für die Batterie darstellen, gefolgt von bedeckten Sommertagen (SB) und heiteren Übergangstagen (ÜH). Wintertage weisen die kleinsten Belastungen für die Batterie auf.



Bild 6: Anteile der Tagtypen der Jahre 2010 bis 2013 (Datengrundlage [7])

Aus den Häufigkeiten der Tagtypen der Jahre 2010 bis 2013 wurden die Gewichtungsfaktoren G_f der einzelnen Tagtypen entwickelt (Tabelle 5).

Nach der Analyse der absoluten Belastung der Batterie durch die jeweiligen Tagtypen ist es zusätzlich wichtig, die Häufigkeit dieser Zustände zu berücksichtigen. Zur Bestimmung dieser Häufigkeit des Auftretens dieser Belastung der Batterie im Jahresverlauf werden Wetterdaten des DWD der Jahre 2010 bis 2013 herangezogen. Das Ergebnis ist in Bild 6 dargestellt. Tagtypen mit hohen Belastungskennzahlen, wie z. B. Tagtyp SH, kommen im Jahresrückblick nur an 10 % der Tage vor. Dieser geringe Anteil relativiert die Belastungshöhe bezogen auf das gesamte Jahr. Äquivalente Aussagen können auch für die anderen Tagtypen getroffen werden.

Tabelle 5 Gewichtungsfaktoren G_f der Häufigkeit der Tagtypen: Sommer Bewölkt (SB), Sommer Heiter (SH), Übergang Bewölkt (ÜB), Übergang Heiter (ÜH), Winter Bewölk (WB), Winter Heiter (WH)

Tagtyp	Gewichtungsfaktoren G_f
SB	0,15
SH	0,10
ÜB	0,31
ÜH	0,19
WB	0,21
WH	0,04
Summe	1

Zur Berücksichtigung dieser Häufigkeiten in der Belastung der Batterie über das Jahr ist eine Belastungshöhe B_h definiert. Diese Belastungshöhe B_h setzt sich aus der Belastungskennzahl B_{pv} und dem jeweiligen Gewichtungsfaktor G_f des Tagtyps zusammen:

$$B_h = B_{pv} \cdot G_f \quad (3)$$

Für die einzelnen Tagtypen ergeben sich daraus die in Tabelle 6 dargestellten Belastungshöhen.

Tabelle 6: Relative Belastungshöhen B_h der sechs Tagtypen

Tagtypen	Belastungshöhen B _h	Prozentualer
		Anteil [%]
SB	0,65	27,26
SH	0,58	24,36
ÜB	0,58	24,26
ÜH	0,45	19,10
WB	0,08	3,45
WH	0,04	1,58
Summe	2,38	100

Bei einem durchgängigen Betrieb der Batterie während des gesamten Jahres tritt die höchste Belastung für die Batterie während der bewölkten und heiteren Sommertage sowie bewölkten Übergangstage auf. An diesen Tagen treten viele und hohe Fluktuationen und infolgedessen häufige Lastwechsel auf. Obwohl der Bereich der heiteren Sommertage nur 10 % des Jahres ausmacht, ist die Höhe der Belastung der Batterie an diesen Tagen dennoch so groß, dass sie auch nach Häufigkeitsgewichtung weiterhin einen hohen Anteil an der Gesamtbelastung aufweisen. Der Übergangsbereich erstreckt sich auf den größten Teil des Jahres und fällt daher stark ins Gewicht. Die Belastungshöhe aller Wintertage liegt insgesamt im unteren Drittel. Dabei übersteigt der gewichtete Betrag der bedeckten Wintertage den der deutlich selteneren heiteren Wintertage.

7 Zusammenfassung

In Zeiten der Energiewende rücken Batteriespeicher in den Mittelpunkt. Sie ermöglichen den zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch des Stroms aus Photovoltaikanlagen.

PV-Anlagen erzeugen eine besondere Ladecharakteristik für die Batterie. Zusätzlich hängt die Zyklenlebensdauer einer Batterie stark vom Lade-/Entladeprofil und den daraus resultierenden Alterungsmechanismen der Batterie ab. Batterien sind empfindlich gegenüber schnellen Lastwechseln und kurzzeitig hohen Strömen, die durch eine PV-Anlage entstehen.

Mittels einer Fluktuationsanalyse werden diese Mikrofluktuationen von PV-Anlagen aus einer minutengenauen Messreihe einer PV-Anlage anhand von sechs charakteristischen Tagtypen definiert. Diese Tagtypen unterscheiden sich hinsichtlich ihres Bedeckungsgrades und der Jahreszeit. Die Daten werden zusätzlich mit Wetterdaten des DWD validiert. Die Anzahl der Peaks, die an einem Tag in den verschiedenen Jahreszeiten auftreten, variiert innerhalb der Jahreszeiten und der Bedeckungsgrade. Dadurch ist auch die Belastung der Batterie in diesen Bereichen unterschiedlich. Die meisten Peaks treten an heiteren Tagen auf, was durch wiederholte kurzzeitige Beschattung der Anlage mit Wolken bedingt ist.

Zusätzlich ist für die Belastung der Batterie die Höhe und Häufigkeit der Peaks ausschlaggebend. Die Höhe ist von der Sonnenbahn und somit von der Höhe der Einspeisung abhängig. Ein Maß für die Belastung ist die Peaksumme je Tag. Im Sommer liegt dieser Wert am höchsten und somit ist bei diesen Tagtypen die Höhe der Peaksummen maximal.

Die dimensionslose Belastungskennzahl für die sechs Tagtypen spiegelt dieses Ergebnis wider. Sie charakterisiert die Höhe und Häufigkeit der auftretenden Fluktuationen in Abhängigkeit von Jahreszeit und Bedeckungsgrad. Die Belastungskennzahl fällt vom Sommer über die Übergangszeiten bis zum Winter hin ab. Zusätzlich zeigen die heiteren Tage der Jahreszeiten gegenüber den bedeckten Tagtypen einen höheren Wert. Heitere Sommertage weisen somit die höchste Belastung für die Batterie auf, gefolgt von bedeckten Sommertagen und heiteren Übergangstagen. Wintertage verursachen die geringsten Belastungen für die Batterie.

Zur Berücksichtigung der Häufigkeiten des Auftretens dieser Tagtypen im Jahr werden die Belastungskennzahlen mit Gewichtungsfaktoren verrechnet. Hieraus folgt, dass die Batterie summarisch die höchste Belastung während heiterer und bewölkter Sommertage sowie bewölkter Übergangstage, aufgrund von hohen Fluktuationen und häufigen Lastwechseln, erfährt.

Die Belastung im heiteren Übergangszeitraum liegt im mittleren Bereich. Im Winter wird die Batterie am geringsten belastet, da an diesen Tagen nur wenige und im Verhältnis zu den anderen Jahreszeiten nur geringe Peakhöhen auftreten. Somit stellen nicht alle Tage des Jahres die gleiche Belastung für die Batterie dar.

Bei Aussagen über die Lebensdauer von Solarbatterien sollten diese Erkenntnisse berücksichtigt werden. In Testzyklen zur Bestimmung der Lebensdauer von Batterien sollten schnelle Lastwechsel und kurzzeitig hohe Ströme sowie unterschiedliche Belastungshöhen in Bezug auf die Jahreszeit integriert werden. Nur so können realitätsnahe Aussagen über die Lebensdauer einer Batterie in einer photovoltaischen Anwendung getroffen werden.

8 Literatur

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. 1. Auflage. Unter Mitarbeit von Frank Musiol et al. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Paderborn.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2014): Neues Förderprogramm für dezentrale Batteriespeichersysteme. URL:http://www.erneuerbare-energien.de/ die-themen/foerderung/neues-foerderprogrammfuer-dezentrale-batteriespeichersysteme/[11.03. 2014].
- [3] Jossen, A.; Weydanz, W. (2006): Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. 36 Tabellen. 1. Aufl. Neusäß: Ubooks.
- [4] Vetter, J. et al. (2005): Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. In: Journal of Power Sources147 (1-2), S. 269281.DOI:10.1016/j.jpow sour. 2005.01.006.
- [5] VDI-Richtlinie 4655 (2008): VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen.
- [6] Jossen, A. (2013): Basiskurs Batterien Teil 1
 Einführung und Batteriesysteme. Design &
 Elektronik Entwicklerforum, München.
- [7] Deutscher Wetterdienst (2014): Jahreszeiten. URL:http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvb w/dwdwwwDesktop;jsessionid=MQPJTwTJrBC GRQpmZh0qBQgGZCvWtJphhyLhNggvNkjptx yp6ksG!708117794!11545412?_nfpb=true&_pa geLabel=dwdwww_menu2_wetterlexikon&_nfls =false [12.05.2014].

Modulares Batteriespeichersystem zum dual use

M.Sc. Dipl.-Ing.(FH) Sebastian Hörlin, Institut ELSYS Technische Hochschule Nürnberg, Deutschland, sebastian.hoerlin@th-nuernberg.de

Prof. Dr. Armin Dietz, DHG Engineering GmbH, Rückersdorf, Deutschland, armin.dietz@dhg-engineering.de

Prof. Dr. Norbert Graβ, Institut ELSYS Technische Hochschule Nürnberg, Deutschland, norbert.grass@th-nuernberg.de Dipl.-Ing. Reinhard Gross, BNO Consult, Dettelbach, Deutschland, r.gross@bno-consult.de

Bernhard Schultes, I.R.I.S - Energy GmbH, Bessenbach, Deutschland, info@iris-energy.de

Kurzfassung

Bei heute verfügbaren Speichersystemen handelt es sich überwiegend um kleine Speicher für private Haushalte auf Basis von Blei Akkumulatoren [1]. Die wenigen größeren Speichersysteme sind nach heutigem Stand noch sehr teuer und unflexibel. Um die Herausforderungen der Energiewende in den nächsten Jahren meistern zu können und einen Ausgleich zur sehr stark volatilen Energieerzeugung durch regenerative Quellen (vor allem Wind und Sonne) zu schaffen, sind größere und flexible Energiespeicher unablässig.

Die aktuelle öffentliche Diskussion bezüglich der Stromleitungen von Nord nach Süd befeuert das Thema der Energiespeicherung noch zusätzlich, da der Bedarf der Speicherung gerade im Süden Deutschlands durch fehlende Stromleitungen oder Verzögerungen im Bau der Leitungen noch weiter zunehmen wird.

Ziel des Projektes ist es ein "dual use"-Speichersystem auf Basis von Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien (LiFePO4) zu entwickeln und auf den Markt zu bringen, mit dem es möglich ist sowohl am Regelenergiemarkt teilzunehmen, aber zusätzlich den Speicher für weitere Anwendungen nutzen zu können. Zudem sollen sowohl Erzeugungs- als auch Verbrauchsanlagen auf der Gleichspannungsseite des Speichers integriert werden können.

1 Aufbau des Speichersystems

Das Speichersystem von IRIS-ENERGY ist modular ausgelegt, so dass sowohl die Speicherkapazität als auch die Leistung des Systems flexibel gestaltet werden kann.

Bei den Akkumulatorzellen handelt es sich um Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO4) Zellen. Alle Zellen werden vor Montage des Speichers einzeln hinsichtlich der auftretender Fertigungstoleranzen untersucht, um ein gleichbleibend sehr hohes Oualitätsniveau des Speichersystems zu erreichen. Die Anordnung der Zellen in Reihen- und Parallelschaltung erfolgt ebenfalls Abhängig der bei der Untersuchung festgestellten Parameter. Für den Schutz der Akkuzellen gegen Überladung und Tiefenentladung sorgt ein neu entwickeltes aktives Balancing System, dieses System erfasst und überwacht alle Zellspannungen und Zelltemperaturen. Beim Ladungsausgleich wird die Energie zwischen den einzelnen Zellen verschoben und nicht in Wärme umgesetzt. Die Gesamtnennspannung beträgt 210 V und liegt damit deutlich über den heute üblichen Anlagen mit 48 V [2], damit lassen sich die Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Wandlern deutlich reduzieren [3].

Zur Übertragung der Energie ins Netz und zu den Verbrauchern wird ein speziell für die Speicheranwendung entwickelter Umrichter eingesetzt. Durch den auf die Speicheranwendung optimal angepassten Umrichter kann ein sehr hoher Wirkungsgrad und eine deutliche Kosteneinsparung erzielt werden. Der Umrichter und das gesamte Speichersystem ist sowohl für Haus- als auch für Industrienetze zertifiziert und kann somit ein breites Anwendungsspektrum abdecken.

Die heute verfügbare Basisversion besteht aus einem 30 kW Netzeinspeiseumrichter sowie aus einem Speichermodul mit einer nutzbaren Kapazität von 30 kWh oder einer nutzbaren Kapazität von 41 kWh. Die Speichermodule sind so konzipiert und aufgebaut, dass beliebig viele Module angereiht werden können. Die folgende Abbildung zeigt den Aufbau der heute verfügbaren Basiseinheit von IRIS-ENERGY



Abbildung 1: Verfügbare Basiseinheit des Speichersystems

Zur Schonung der Akkuzellen und zur Lebensdauerverlängerung des Speichers, wird die gespeicherte Energie nur zu 70 Prozent genutzt [4]. Dies bedeutet, dass ein Speichermodul mit einer nutzbaren Kapazität von 41 kWh ein Speichervolumen von 59 kWh besitzt.

1.1 Integration von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen auf der Gleichspannungsseite

Ein entscheidender Vorteil des hier vorgestellten Energiespeichersystems von IRIS-ENERGY ist die Möglichkeit der Integration von Energieerzeugungs- und Verbrauchsanlagen. So können zum Beispiel Photovoltaikanlagen direkt auf der Gleichspannungsseite integriert werden. Dadurch entfällt die heute übliche Wandlung der von PV Anlagen erzeugten Gleichspannung in Wechselspannung und die anschließende Rückwandlung in Gleichspannung zur Speicherung in Akkumulatoren. Durch die Integration auf Gleichspannungsseite können verlustbehaftete der Wandlungsstufen von DC in AC und wieder zurück in DC eingespart werden. Die Abbildung 2 zeigt die nötigen Wandlungsstufen bei heute üblichen Speichersystemen.



Abbildung 2: Wandlungsstufen bei heutigen Systemen zur Speicherung von Strom in Akkumulatoren.

Von den heute üblichen drei Wandlungsstufen können bei dem hier vorgestellten Konzept zwei entfallen, somit kann die Energieeffizienz deutlich gesteigert werden. Die folgende Abbildung 3 zeigt den Aufbau mit nur einer Wandlungsstufe.



Abbildung 3: reduzierte Wandlungsstufen zur Speicherung von Strom in Akkumulatoren

Die Möglichkeit der Integration besteht nicht nur für Erzeugungsanlagen sondern ebenso für Verbrauchsanlagen. Hierfür bieten sich vor allem Gleichstromverbraucher an. Heute sind die meisten Verbraucher jedoch auf Wechselspannung ausgelegt, allerdings ist in den letzten Jahren ein Wandel feststellbar. Rechenzentren werden zum Beispiel oft mit Gleichspannung da betrieben. hier eine Verlustreduzierung erreicht werden kann. Weitere zukunftsträchtige Anwendungen können Schnellladestationen von Elektrofahrzeugen werden. Die Abbildung 4 zeigt einen möglichen Aufbau eines Industrienetzes mit integriertem Speicher.



Abbildung 4: Aufbau eines Industrienetzes mit integriertem Speicher

2 Nutzungsmöglichkeiten des Speichersystems

Speichersystem Das ist so ausgelegt, dass unterschiedliche Nutzungsarten (use cases) realisiert werden können. Diese Nutzungsarten können teilweise parallel Anwendung finden, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit des Speichers erheblich steigern lässt, und die Möglichkeit für industrielle Anwender geschaffen wird, einen Batteriespeicher ohne Förderung wirtschaftlich zu betreiben.

2.1 Bereitstellung von Regelenergie

Die interessanteste und wohl auch wirtschaftlichste Nutzungsmöglichkeit wird im Regelenergiemarkt gesehen. Hier vor allem im Bereich Primärregelleistung und Minutenreserve, da das Speichersystem sehr schnell auf sich ändernde Bedingungen reagieren kann.

Gerade durch den Ausbau von stark volatilen regenerativen Energieerzeugungsanlagen steigt der Bedarf an Regelenergie sehr stark an und wird auch in den nächsten Jahren weiter stark steigen. Aktuell wird die Regelenergie hauptsächlich von Gaskraftwerken (teilweise auch Biogaskraftwerken) und von Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt.

Wie sich aus der öffentlichen Diskussion und den Darstellungen der Energieversorger ablesen lässt, kann ein Gaskraftwerk offensichtlich nicht wirtschaftlich betrieben werden, wenn es nur zur Bereitstellung von Regelenergie dient [5]. Der weitere Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken lässt sich gerade in Deutschland ebenso wenig beliebig fortsetzen, da sowohl der erforderliche natürliche Höhenunterschied als auch die Akzeptanz in der Bevölkerung fehlt [6].

Durch den starken Widerstand der Bürger gegen den Ausbau der Stromleitungen vor allem in Süddeutschland gewinnt das Thema Energiespeicherung weiter an Bedeutung.

Ein Batteriespeicher ist hier die ideale Alternative, da die Speicher an beliebigen Orten dezentral aufgestellt werden können, je nachdem wo das Stromnetz entlastet werden muss. Zudem ist ein "günstiger" Batteriespeicher bereits bei den heute am Regelenergiemarkt (Primärregelleistung) erzielbaren Preisen von durchschnittlich ca. 3000 € je MW und Woche [7] (allein für die Bereitstellung) wirtschaftlich betreibbar. Hinzu kommt noch die Vergütung für tatsächlich bereitgestellte oder aufgenommene Energie.

Allerdings stellt die Mindestleistung, welche bereitgestellt werden muss, ein Hindernis für mittlere Speicher dar.

Zum Handel mit Strom am Regelenergiemarkt (Primärregelleistung) ist derzeit nur berechtigt wer mindestens 1 MW an Leistung zur Verfügung stellen kann. Diese Leistung muss allerdings nicht an einem "Ort" erbracht werden, sondern kann durch Clusterung von mehreren Anlagen zur Verfügung gestellt werden. Diese Anlagen werden dann Datentechnisch verbunden, umso als virtuelles Kraftwerk zu fungieren.

Dadurch können sich Genossenschaften bilden und die Bürger können auch durch relativ kleine Investitionen die Energiewende mit gestalten.

2.2 Eigenverbrauchserhöhung

Eine Nutzungsmöglichkeit des Energiespeichers neben der Teilnahme am Regelenergiemarkt ist die Eigenverbrauchserhöhung von regenerativ erzeugter Energie, zum Beispiel durch Photovoltaikanlagen auf dem eigenen Dach.

Die Kombination von Regelenergie und Eigenverbrauchserhöhung steigert das wirtschaftliche Potential des Energiespeichers zusätzlich.

In der Zeit in der keine Regelenergie abgerufen wird, kann der Speicher vom Besitzer oder Betreiber anderweitig genutzt werden. Durch intelligente Regelung und neueste Messtechnik wird sichergestellt, dass immer genügend Energie für die Regelleistung im Speicher enthalten ist.

Durch die Modularisierbarkeit des Speichers kann das wirtschaftliche Potential der Eigenverbrauchserhöhung optimal genutzt werden. Dieses Potential wird durch die steigenden Strompreise und die sinkende Einspeisevergütung in den nächsten Jahren noch deutlich ansteigen.

Bei neu errichteten PV-Anlagen geht man von Stromgestehungskosten von ca. $0,10 \in je kWh$ aus [8]. Die Einspeisevergütung nach EEG liegt Stand Juni 2014 bei $0,091 \in je kWh$, die Stromkosten für kleine und mittlere Unternehmen bei ca. $0,15 \in je kWh$. Somit ergibt sich eine Differenz zur EEG Vergütung von ca. $0,06 \in je$ kWh. Diese Differenz wird ab dem Jahr 2020, wenn die ersten Anlagen nach 20 Jahren aus der EEG Vergütung heraus fallen, abgeschrieben sind und zudem noch das Recht zur Einspeisung verlieren, drastisch erhöhen.

Gerade landwirtschaftliche Betriebe werden hiervon in besonderem Maße betroffen sein. Diese haben oftmals große Photovoltaikflächen auf den Dächern und der Stromverbrauch in den Betrieben ist in der Regel nicht flexibel an die Erzeugung, sprich das Wetter anpassbar.

Die Möglichkeit der Eigenverbrauchserhöhung ist jedoch nicht auf den Strom aus Photovoltaikanlagen beschränkt, auch andere vor allem kleine regenerative Energiequellen sind im Besitz von Privatpersonen oder kleinen Unternehmen. Als Beispiel seien hier kleine Wasserkraftwerke oder Windräder genannt, bei denen eine ähnliche Problematik wie bei Photovoltaikanlagen gegeben ist.

2.3 Notstromversorgung

Eine Weiterführung der Eigenverbrauchserhöhung ist eine mögliche Notstromversorgung. In Anlagen in denen das nötig ist, werden heute große Mengen an Batterien, vor allem Bleibatterien vorgehalten. Diese Batterien werden nur in den seltensten Fällen benötigt, verursachen aber erhebliche Kosten, hauptsächlich in der Wartung und müssen trotz des fast ausschließlichen Standby Betriebs in einem gewissen Rhythmus ausgetauscht werden.

Ähnlich verhält es sich bei der Notstromversorgung mit Dieselaggregaten, diese müssen ebenso einem ständigen Wartungsprozess unterzogen werden und verursachen zudem noch sehr hohe Kraftstoffkosten.

Das vorgestellt Batteriespeichersystem ist in der Lage eine Notstromversorgung sicher zu stellen und ist zudem noch für andere Nutzungsmöglichkeiten verfügbar. Eine Kombination aus Notstromversorgung, Eigenverbrauchserhöhung und Teilnahme am Regelenergiemarkt bietet sich gerade zu an. In Zeiten in denen Regelleistung vom Speichersystem gefordert wird, ist immer ein Stromnetz vorhanden, somit keine Notstromversorgung nötig. Wenn jedoch das Versorgungsnetz weg bricht und die Notstromversorgung aktiviert werden muss, kann dem Speichersystem keine Regelleistung abverlangt werden, da kein Netz zum Transport verfügbar ist.

2.4 Spitzenleistungsreduzierung

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit des Energiespeichers ist die Spitzenleistungsreduzierung in Unternehmen. Unternehmen zahlen neben dem Preis für die verbrauchte Energie, eine Abgabe für die maximal entnommene Leistung. Diese Abgabe wird meist nach Monaten berechnet, das bedeutet für einen Leistungspeak egal wann im Monat, muss eine bestimmte Summe (ca. $5 - 8 \in$ je kW) an den Energieversorger entrichtet werden.

Durch den Einsatz des Energiespeichers und der entsprechenden Regelung kann der Leistungspeak deutlich reduziert werden und somit ist eine signifikante Einsparung möglich.

2.5 Ersatz für Netzausbau

Durch den Einsatz von Energiespeichern kann teilweise auf sehr teuren Netzausbau verzichtet werden. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn an einem Netzstrang im Niederspannungsnetz (vorwiegend Sternstrang) sehr viele regenerative Erzeugungsanlagen zugebaut werden. Hier müsste der Netzbetreiber um die diskriminierungsfreie Einspeisung zu gewährleisten, das Netz ausbauen. Netzausbau kann sowohl den Austausch der vorhandenen Kabel aber auch die Vergrößerung des Transformators bedeuten. Dies kann dann wieder eine Vergrößerung der Gebäude für die Transformatoren und Schaltanlagen zur Folge haben. Durch die Integration eines Speichers ins Niederspannungsnetz können sowohl die Erzeugungsspitzen als auch die Verbrauchsspitzen abgemildert werden und somit kann in bestimmten Fällen der Netzausbau vermieden werden. Die Speicher müssten nicht zwangsläufig vom Energieversorger installiert werden, sondern könnten von Privatpersonen oder Unternehmen an den Netzbetreiber vermietet werden.

2.6 Energieversorgung in abgelegenen Regionen

Die Energieversorgung von abgelegenen Regionen sei es in Deutschland, Europa oder weltweit ist ebenfalls ein Anwendungsfeld mit sehr großem Potential. In Deutschland und Europa wird man eher die Versorgung von abgelegenen Häusern, wie zum Beispiel Mühlen, Berghütten oder kleine Siedlungen auf Inseln sehen. Gerade in den Entwicklungsländern in Afrika, Südamerika oder Asien ist die Situation eine ganz andere. Hier sind oftmals ganze Landstriche dauerhaft oder zeitweise von der Stromversorgung abgeschnitten. In mit dezentralen regenerativen Verbindung Energieerzeugungsanlagen wie Photovoltaik oder Windanlagen kann ein Energiespeicher entscheidend zur Sicherstellung der Stromversorgung beitragen. Eine dauerhafte Stromversorgung kann in diesen Gegenden heute oftmals nur durch den Einsatz von Dieselgeneratoren gewährleistet werden. Die Stromversorgung mit Dieselgeneratoren ist jedoch sehr unwirtschaftlich, da eine Kilowattstunde elektrische Energie ca. 1 € Kosten verursacht.

Die Möglichkeiten zur Nutzung von regenerativen Energien in Entwicklungsländern hingegen sind meist sehr groß. In der Regel ist entweder die Sonneneinstrahlung sehr hoch oder aber ein großes Potential zu Nutzung von Wasserkraft (vor allem in Südamerika) vorhanden. Zudem ist Stromerzeugung durch Kleinwindanlagen oftmals eine weitere gute Alternative.

3 Darstellung der Wirtschaftlichkeit

Der Einsatz von Energiespeichern steht und fällt wie bei jedem anderen Produkt mit einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Die heute erhältlichen verbreiteten. meist und kleinen Anlagen zur Eigenverbrauchserhöhung Strom von aus Photovoltaikanlagen können nur durch die staatliche Förderung halbwegs wirtschaftlich betrieben werden [9]. Eine Entlastung des Stromnetzes oder Netzdienstleistungen sind mit diesen Anlagen nicht möglich. Hierfür werden größere und flexibel einsetzbare Speicher benötigt. Mit 35 Speichern des Basissystems von IRIS-ENERGY kann ein Cluster mit 1 MW Leistung aufgebaut werden und somit am Regelenergiemarkt Primärregelleistung angeboten werden.

3.1 Vergütungen für Primärregelleistung

Als Datenbasis Veranschaulichung der zur Wirtschaftlichkeit werden in der folgenden Tabelle einige ausgewählte Vergütungen für die Bereitstellung von Primärregelleistung dargestellt. Die Euro Preise beziehen sich auf ein MW und jeweils eine Woche. Diese Darstellung wurde gewählt, da die Primärregelleistung immer je Woche ausgeschrieben und vergütet wird. Die durchschnittlich gekaufte Primärregelleistung in Deutschland betrug 2013 586 MW und 2014 633 MW [7]. Für 2014 sind die Preise bis zum 30. Mai berücksichtigt.

Tabelle 1: Pro	eise für	Primärregelleistung in
Deutschland	7]	

geringster Preis 2013	2.266 € je MW und
	Woche
durchschnittlicher Preis 2013	2.984 € je MW und
	Woche
höchster Preis 2013	9.253 € je MW und
	Woche
geringster Preis 2014	2.611 € je MW und
	Woche
durchschnittlicher Preis 2014	3.230 € je MW und
	Woche
höchster Preis 2014	5.591 € je MW und
	Woche

Neben der Regelenergie für Deutschland wird seit dem Jahr 2014 auch die Regelenergie für die Niederlande an der deutschen Strombörse gehandelt. Die folgende Tabelle zeigt die erzielten Preise für Primärregelleistung von Januar bis Mai 2014 in den Niederlanden. Die durchschnittlich gekaufte Primärregelleistung betrug hier 71 MW [7].

 Tabelle 2: Preise für Primärregelleistung in den
 Niederlanden [7]

geringster Preis 2014	3.920 € je MW und
	Woche
durchschnittlicher Preis 2014	9.607 € je MW und
	Woche
höchster Preis 2014	58.900 € je MW und
	Woche

In den Tabellen ist ersichtlich, dass die Preise für Primärregelleistung in den Niederlanden deutlich höher sind als in Deutschland. Dies hängt unteranderem auch davon ab, dass in den ersten Monaten des Jahres 2014 das Angebot an Primärregelleistung in den Niederlanden zeitweise unter dem berechneten Bedarf von 66 MW lag. Die durchschnittlich gekaufte Menge von 71 MW kommt daher, dass Teilweise sehr große Kontingente zu sehr hohen Preisen angeboten wurden und diese dann komplett gekauft werden müssen, aber alle günstigeren Angebote auch gekauft werden müssen. So wurde zum Beispiel in der Kalenderwoche 20, 98 MW Primäregelleistung gekauft. Der Regelleistungsmarkt wird wie in den vergangenen Jahren auch in Zukunft stetig wachsen. Der Mehrbedarf 2014 gegenüber 2013 betrug in Deutschland ca. 8 Prozent [7]. Durch den zunehmenden Ausbau von regenerativen Energieversorgungsanlagen wird mehr und mehr Regelleistung benötigt um das fluktuierende Angebot auszugleichen.

3.2 Amortisationsrechnung, Bereitstellung von Primärregelleistung

Für die Amortisationsrechnung wird von den durchschnittlich im Jahr 2013 erzielten Preisen in Deutschland ausgegangen. Dieser Preis lag wie in Tabelle 1 zu sehen ist, bei $2.984 \notin$ je MW und Woche dies ergibt bei 52 Kalenderwochen im Jahr einen Ertrag von 155.168 \notin . Bei einer Investitionssumme von 1 Mio Euro ergibt sich daraus eine Amortisationszeit von etwa 6,5 Jahren.

Beim Betrieb des Speichers nur zur Bereitstellung von Primärregelleistung wird allerdings von einer Lebensdauer von mindestens 15 Jahren ausgegangen. Somit kann mit einer Rendite bei einer 15 jährigen Anlage von ca. 9 Prozent pro Jahr gerechnet werden.

3.3 Amortisationsrechnung, Primärregelleistung und Eigenverbrauchserhöhung

Am Strommarkt angebotene Primärregelleistung muss für jeweils 15 Minuten aufgenommen oder abgegeben werden können. Daher kann der Speicher auch noch für weitere Anwendungszwecke genutzt werden, so zum Beispiel zur Eigenverbrauchserhöhung von selbst erzeugtem Strom aus regenerativen Quellen. Diese Anwendung wird noch interessanter werden, sobald die ersten Anlagen nach 20 jähriger Betriebsdauer aus der EEG Vergütung heraus fallen und das Recht zur Einspeisung verlieren.

Für die Bereitstellung von Regelleistung müssen je MW angebotener Leistung 250 kWh Energie im Speicher zur Verfügung stehen und es muss Kapazität für 250 kWh aufzunehmende Leistung vorhanden sein. Ausgehend von einem Cluster IRIS-ENERGY Basis Speicher können somit 500 kWh zur Eigenverbrauchserhöhung genutzt werden. Eine Betriebsdauer von 15 Jahren und eine Kosteneinsparung von 0,15 € je kWh durch den Eigenverbrauch und den Zahlen für die Primärregelleistung aus Kapitel 3.1 zugrunde gelegt würde sich eine Amortisationszeit von 5,6 Jahren und eine Rendite bei einer 15 jährigen Anlage von ca. 11,1 Prozent ergeben.

3.4 Amortisationsrechnung, Primärregelleistung und Spitzenleistungsreduzierung

Als weitere Nutzungsmöglichkeit wurde in Kapitel 2.4 die Spitzenleistungsreduzierung beschreiben.

Würde man den nicht für die Bereitstellung von Regelenergie benötigten Energieinhalt des Speichers zur

Spitzenleistungsreduzierung verwenden, wäre eine deutliche Kostensenkung bei Unternehmen mit hohen Leistungsspitzen realisierbar.

Ausgehend von einer Betriebsdauer von 15 Jahren und einem Leistungspreis von 7.000 \in je MW und Monat, sowie den Zahlen aus Kapitel 3.1 für die Primärregelleistung würde sich eine Amortisationszeit von 4,2 Jahren und eine Rendite bei einer 15 jährigen Anlage von ca. 17,2 Prozent ergeben. Eine zehnjährige Anlage würde hier immer noch eine Rendite von 13,9 Prozent versprechen.

Durch die vorgestellten Berechnungsmodelle lässt sich zeigen, dass der hier beschriebene Batteriespeicher ohne staatliche Förderung, wirtschaftlich betreibbar ist.

3.5 Versorgung von abgelegenen Regionen

In abgelegenen Regionen wird die Stromversorgung in den meisten Fällen durch Dieselgeneratoren realisiert. Die Stromerzeugung mittels Dieselgenerator kostet in etwa einen Euro je kWh [9]. Wenn man die mittels regenerativer Energieformen erzeugte elektrische Energie mit Gestehungskosten von $0,1 \in$ bis $0,2 \in$ je kWh [8] ansetzt, entsteht eine Preisdifferenz von mindestens $0,80 \in$ je kWh. Somit wäre ausgehend vom IRIS-ENERGY Basismodell eine Amortisationszeit von ca. 5,7 Jahren realisierbar.

4 Zusammenfassung

Bei dem hier beschriebenen Batteriespeichersystem von IRIS-ENGERGY handelt es sich um ein modulares, den Anforderungen und Bedürfnissen des Anwenders angepassten Systems. Die benötigten Komponenten sowohl für die Netzeinspeisung als auch für die Akkuzellenüberwachung wurden im Rahmen des Projektes entwickelt und speziell auf die Anforderungen angepasst. Dadurch kann effizientes ein und kostengünstiges Batteriespeichersystem angeboten werden.

Durch die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten, welche auch parallel anwendbar sind, ist ein Speicher entstanden, der bereits Anhand heutiger Marktpreise wirtschaftlich betrieben werden kann.

5 Ausblick

In einer weiterführenden Entwicklung soll ein Großspeicher als weiteres Standardsystem entwickelt werden. Es wird sich auch wieder um ein modulares und skalierbares System handeln. Dabei wird sowohl die Leistung als auch die Kapazität skalierbar sein. Heute vorgesehen ist ein Basismodell mit einer Kapazität von mindestens 200 kWh und einer Leistung von mindestens 50 kW. Sowohl die Leistung als auch die Kapazität kann dabei beliebig und ohne Obergrenze variiert werden.

6 Quellen:

[1] http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-

co/stromspeicher/batterien/813-marktuebersicht-fuer-

batteriespeichersysteme

[2] Spannungsniveau von Speichersystemen

[3] http://wwwlea.uni-

paderborn.de/fileadmin/Elektrotechnik/AG-

LEA/lehre/leistungselektronik/vorlesung/Skript_Leistung selektronik.pdf

[4] http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-

co/stromspeicher/batterien/646-

unterscheidungsmerkmale-von-akkumulatoren

[5] http://www.focus.de/finanzen/news/irsching-5-soll-

stillgelegt-werden-erneuerbare-energien-stechen-

gaskraftwerke-aus_aid_875762.html

[6]http://www.zeit.de/2010/38/Pumpspeicherkraftwerk/sei te-2

 $\cite{1.5} \cite{1.5} \cite{1.5$

[8] http://www.pv-

magazine.de/nachrichten/details/beitrag/photovoltaik-

stromgestehungskosten-sinken-rapide-weiter_100013133/ [10]

http://effizientberaten.de/anlagentechnik/stromspeicherim-eigenheim-wirtschaftlich-oder-nicht-1107.html

Kombination von industriellen Verbrauchsanlagen mit Batteriespeichern zur Regelleistungserbringung

F. Wandelt¹, D. Gamrad¹, W. Deis¹, J. Myrzik²

¹Evonik Industries AG, Paul-Baumann-Straße 1, 45772 Marl, fabian.wandelt@evonik.com ²TU Dortmund – Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Emil-Figge-Str. 70, Dortmund

Kurzfassung

Aufgrund der Energiewende, mit dem Wandel von einer fossil befeuerten zu einer regenerativen Energieversorgung, wird die Erforschung von alternativen Konzepten für Netzdienstleistungen immer wichtiger. Ein solches Konzept ist die Erbringung von Regelleistung mit Großbatteriespeichern. Ein Forschungsvorhaben zur Untersuchung der Machbarkeit von Batteriespeichern zu diesem Zweck ist das Projekt LESSY. In dem Projekt wurde ein 1 MW Batteriespeicher auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie aufgebaut und der Einsatz zur Erbringung von Netzdienstleistungen untersucht. In diesem Zusammenhang wurde u. a. der Verlauf der Netzfrequenz analysiert und ein Simulationsmodell zur Untersuchung eines Speichers in der Anwendung Primärregelleistung entwickelt. In diesem Beitrag wird ein Konzept, gestützt durch entsprechende Simulationsergebnisse, vorgestellt, das insbesondere für Betreiber großer industrieller Verbrauchsanlagen zeigt, wie diese in Kombination mit Batterien zur Regelleistungserbringung genutzt werden können.

1 Einleitung

Eine regenerative und emissionsarme elektrische Energieversorgung ist aktuell eines der zentralen Ziele von Forschung und Entwicklung. Herausforderungen ergeben sich dabei durch die wetterabhängige, und dadurch nur bedingt vorhersagbare, Einspeisung der meisten regenerativen Energiequellen. Die Speicherung von elektrischer Energie ist eine Option die Herausforderungen der Energiewende zu bestreiten.

Speicher können die Erzeugung und den Verbrauch von Energie zeitlich entkoppeln und so zu einer Entlastung der Netze beitragen. In diesem Beitrag werden Großbatteriespeicher auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie fokussiert. Solche Batterien eignen sich u. a. sehr gut zur Erbringung von Netzdienstleistungen, wie z. B. Primärregelleistung.

2 Regelleistung durch Speicher

Da elektrische Netze kaum in der Lage sind Energie zu speichern, ist es erforderlich, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt decken. Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch können durch Messung der Netzfrequenz, welche innerhalb eines Wechselspannungsnetzes an jedem Ort nahezu gleich ist, erfasst werden. Zu viel Erzeugung bzw. zu wenig Verbrauch führt zu einer positiven Abweichung zur Sollfrequenz und zu wenig Erzeugung bzw. zu viel Verbrauch führt zu einer negativen Abweichung zur Sollfrequenz. Hierbei kommen kleinere Abweichungen zur Sollfrequenz unter anderem dadurch zustande, da die Netzlast und die Erzeugung von Energie aus Windkraft und Photovoltaik nicht vollkommen genau prognostizierbar sind. Größere Abweichungen dagegen, welche im Extremfall auch Netzausfälle zur Folge haben können, können beispielsweise durch den Ausfall eines Kraftwerkes verursacht werden. [1]

2.1 Arten von Regelleistung

Aufgrund unvermeidlicher Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch, ist es erforderlich, dass es Systeme gibt, die bei Bedarf fehlende Leistung ins Netz ein- oder ausspeisen und somit Regelleistung erbringen. Regelleistung gehört, wie z. B. auch Spannungshaltung und Schwarzstartfähigkeit, zu den sogenannten Systemdienstleistungen, welche von Netzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Hierbei wird zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung unterschieden. Primärregelleistung wird für das zentraleuropäische Verbundnetz solidarisch erbracht und muss nach 30 Sekunden, nach Auftritt einer Störung im Netz, voll verfügbar sein. Sekundärregelleistung wird jeweils für eine bestimmte Regelzone erbracht und muss nach 5 Minuten in voller Höhe verfügbar sein, um eine Störung innerhalb der Regelzone auszugleichen und die Primärregelleistung abzulösen. Bei länger anhaltenden Störungen wird begonnen, die Sekundärregelleistung von der Minutenreserveleistung, welche für den durch die Störung betroffenen Bilanzkreis erbracht wird, abzulösen. Obwohl es sich hierbei um ein Ablöseverfahren (siehe Bild 1) handelt, darf nicht fälschlicherweise davon ausgegangen



Bild 1 Ablösekonzept für Regelleistung im europäischen Verbundnetz [2]

werden, dass Primärregelleistung für lediglich 15 Minuten erbracht werden muss und danach aussteigen darf. Vielmehr ist es so, dass Primärregelleistung kontinuierlich erbracht werden muss, um die Auswirkungen von überlagerten Störungen innerhalb des zentraleuropäischen Verbundnetzes schnell zu begrenzen.

Neben den Begriffen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung wird häufig auch die sogenannte Momentanreserve genannt. Diese wird derzeit durch die im Netz befindlichen rotierenden Massen umgehend aktiviert, sobald es zu einem plötzlichen Frequenzabfall kommt, ist jedoch nur für wenige Sekunden wirksam. Momentanreserveleistung könnte jedoch auch durch Batteriespeichersysteme erbracht werden, da diese in der Lage sind, die erbrachte Wirkleistung im Millisekundenbereich zu variieren. Somit könnte der Verlust von rotierenden Massen, bedingt durch eine Erhöhung des Anteils von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energie, u. a. durch Batteriespeichersysteme kompensiert werden. [1]

In diesem Beitrag soll insbesondere auf die Erbringung von Primärregelleistung eingegangen werden.

2.2 Ausschreibung von Primärregelleistung

Die Voraussetzungen und Regularien zur Erbringung von Regelleistung werden im sogenannten Transmission Code [3] beschrieben. Zur Erbringung von Primärregelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt. Bei dieser Ausschreibung können Anbieter ihre Anlagen auf einer Internetplattform [4] zur Erbringung von Primärregelleistung anbieten. Bei der Ausschreibung beträgt die Mindestleistung ±1 MW und muss symmetrisch für den Zeitraum von einer Woche erbracht werden. Vergütet wird die Erbringung von Primärregelleistung über einen Leistungspreis. Eine Voraussetzung zur Teilnahme an der Ausschreibung ist eine Präqualifikation der Anlage. Für diese Präqualifikation muss u. a. ein vordefiniertes Leistungsprofil abgefahren werden. Dieses sogenannte Doppelhöckerprofil ist für die positive Erbringung von Regelleistung in Bild 2 dargestellt. Analog dazu muss das Profil für eine Frequenzabweichung über 50 Hz, gleichbedeutend mit einer Leistungsaufnahme, abgefahren werden.



Bild 2 Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver Primärregelleistung [5]

Die Präqualifikation soll somit sicherstellen, dass der Erbringer, die Anforderungen für die Erbringung von Primärregelleistung technisch sowie organisatorisch erfüllt. Derzeit sind für das zentraleuropäische Verbundnetz 3000 MW Primärregelleistung gefordert.

3 Das Projekt LESSY

Projekt LESSY (Lithium-Elektrizitäts-Speicher-Im SYstem), das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) innerhalb der Innovationsallianz LIB 2015 gefördert wird, erforscht ein Team aus wissenschaftlichen und industriellen Partnern Großbatteriespeicher auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie. Als industrielle Partner gehören die Li-Tec Battery GmbH, die Digatron Power Electronics GmbH, die STEAG Power Saar GmbH und die Evonik Industries AG zum Projektkonsortium. Akademische Partner sind die Westfälische Wilhelms-Universität Münster und das EWE-Forschungszentrum für Energietechnologien e.V. - NEXT ENERGY. Der Schwerpunkt im Projekt LESSY liegt auf der Erbringung von Systemdienstleistungen für elektrische Netze. Zu diesem Zweck wurde ein Großbatteriespeicher, ausgelegt für eine Primärregelleistung von ±1 MW und einer maximalen Kapazität von knapp 700 kWh, entwickelt, erbaut und seit Juli 2013 betrieben. Der Speicher, aufgebaut am Kraftwerk Fenne im Saarland, ist inklusive Leistungselektronik in einem 40-Fuß Seecontainer untergebracht (siehe **Bild 3**). [1]

Der LESSY-Speicher wurde am 21. Februar 2014 von dem deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion für die Erbringung von Primärregelleistung präqualifiziert.



Bild 3 LESSY-Speicher am Kraftwerk Fenne

3.1 Erkenntnisse aus Netzfrequenzanalysen

Der Verlauf der Netzfrequenz bestimmt maßgeblich die zu erbringende Primärregelleistung im europäischen Verbundnetz. Daher wurde im Rahmen des LESSY-Projektes eine modellbasierte Analyse von realen Frequenzdaten durchgeführt.

Im Mittel beträgt die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz 50 Hz. Durch äußere Umstände, wie z. B. eine hohe Einspeisung regenerativer Energie, kann der Frequenzmittelwert über einen gewissen Zeitraum von diesem Sollwert abweichen. Die zu erbringende Primärregelleistung wird in Abhängigkeit der Frequenzabweichung vom Sollwert berechnet (siehe **Bild 4**). Weicht die Netzfrequenz um mehr als ± 200 mHz vom Sollwert ab, muss 100% der vermarkteten Leistung erbracht werden. In dem Bereich einer Frequenzabweichung von -10 mHz und 10 mHz ist ein Totband definiert. Befindet sich die Frequenz innerhalb dieses Totbandes, muss keine Regelleistung erbracht werden.



Bild 4 Geforderte Primärregelleistung in Abhängigkeit der Frequenzabweichung

In **Bild 5** sind die durchschnittlichen Tagesfrequenzabweichungen für eine Woche im Mai 2013 dargestellt. Es zeigt sich, dass in diesem Zeitraum im Mittel eine Unterfrequenz zu messen war. An lediglich einem Tagen war die durchschnittliche Frequenzabweichung positiv. Für einen Regelleistungserbringer bedeutet eine andauernde Unterfrequenz im Durchschnitt auch ein tendenziell andauerndes Einspeisen von Energie ins Netz. Für Speicher ergibt sich dadurch eine besondere Herausforderung aufgrund ihrer begrenzten Kapazität. Bei lang anhaltenden oder starken Frequenzabweichungen in eine Richtung droht somit ein Voll- bzw. Leerlaufen des Speichers.



Bild 5 Durchschnittliche Tagesfrequenzabweichung

3.2 Konzepte zur Regelleistungserbringung durch Speicher

Von den Übertragungsnetzbetreibern wird eine verlässliche Erbringung von Primärregelleistung gefordert. Aufgrund der begrenzten Kapazität des Speichers und der Frequenzabhängigkeit der Primärregelung, kann ein Vollbzw. Leerlaufen der Batterie nicht ausgeschlossen werden. Um die Zeitverfügbarkeit eines Speichers zur Erbringung von Primärregelleistung zu erhöhen, können mehrere Konzepte genutzt werden.

Zum einen können Regelleistungserbringer zu einem Pool von Anlagen zusammengeschlossen werden. In so einem Pool ist die Integration von Speichern denkbar. Droht der Ausfall einer Anlage, beispielsweise durch das Voll- oder Leerlaufen eines Speichers, kann eine weitere zurückgehaltene Anlage die Erbringung von Regelleistung übernehmen. Dabei ist zu beachten, dass die zurückgehaltene Leistung nicht vermarktet werden kann. Eine weitere Möglichkeit, welche in diesem Beitrag näher betrachtet wird, ist die Kombination eines Speichers mit einer Industrieanlage bzw. einem großen Verbraucher. Hierbei wird letztendlich ein ähnliches Verhalten wie bei einem konventionellen Erbringer (Kraftwerk) simuliert.

In einem konventionellen Kraftwerk werden beispielsweise durch Turbinendrosselung oder Kondensatstau kurzfristig Energiereserven aktiviert und somit Primärregelleistung erbracht. Diese Kurzzeitspeicher lassen sich durch eine Nachführung von Brennstoff, welcher einen Langzeitspeicher darstellt, zeitlich unbegrenzt wieder auffüllen. [6]

Durch die Kombination von Batteriespeicher und Verbraucher fungiert die Batterie als Kurzzeitspeicher und der Verbraucher als Langzeitspeicher. Eine besondere Herausforderung ist hierbei, den Einfluss auf die Industrieanlage möglichst gering zu halten, da Parameter wie Produktqualität und Produktionsmenge kaum bis gar nicht beeinflusst werden dürfen.

3.3 Betriebsstrategien für Energiespeicher

Verschiedenen Energiespeicher, wie beispielsweise Batterien, sind in der Lage, die Anforderungen an die Primärregelleistungserbringung hinsichtlich Geschwindigkeit und Flexibilität zu übertreffen. Durch Ausnutzung dieser Freiheitsgrade ist es möglich, den Verlauf des Ladezustandes im gewissen Maße zu beeinflussen. Zwei solcher Betriebsstrategien, welche von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in einem Leitfaden [6] dargestellt und ausdrücklich zugelassen sind, werden im Folgenden näher betrachtet.

3.3.1 Optionale Übererfüllung

Bei der Erbringung von Primärregelleistung ist es gemäß Transmission Code möglich die geforderte Leistung um bis zu 20% über zu erfüllen. Diese Übererfüllung kann zur Regelung des Ladezustandes eines Batteriespeichers genutzt werden. Wird z. B. eine negative Erbringung von Regelleistung benötigt, kann mit 120% der geforderten Leistung geladen werden. Dies ist beispielweise sinnvoll, wenn der Ladezustand des Speichers in der Nähe seiner unteren Kapazitätsgrenze ist. Durch die erhöhte Ladeleistung wird die Batterie schneller auf einen höheren Ladezustand gebracht. [6]

3.3.2 Totband

Eine weitere Betriebsstrategie ist die Ausnutzung des Totbandes. Befindet sich die Netzfrequenz innerhalb des Totbandes wird keine Primärregelleistung gefordert. Während dieser Zeit kann es hilfreich sein, den Ladezustand auf ein mittleres Niveau zu heben, falls sich dieser in der Nähe der Kapazitätsgrenzen des Speichers befindet. So eine Ausnutzung des Totbandes ist zulässig, solange das Laden und Entladen des Speichers netzfreundlich erfolgt. Dies bedeutet, dass nur geladen werden darf, wenn die Frequenz im positiven Bereich des Totbandes zwischen 50 Hz und 50,01 Hz ist. Gleichermaßen darf ein Entladen des Speichers nur im negativen Bereich (49,99 Hz bis 50 Hz) stattfinden. [6] Um eine netzfreundliche Nutzung des Totbandes sicherzustellen, wird eine hohe Messgenauigkeit von den ÜNBs gefordert. Die Genauigkeit der Frequenzmessung muss dabei besser als der Toleranzbereich des Totbandes sein. Beträgt die Messgenauigkeit beispielsweise ±5 mHz, ist eine Ausnutzung des Totbandes im Bereich von 49,995 Hz und 50,005 Hz nicht zulässig.

4 Simulationsmodell

4.1 Modellbildung

Mit der Software Matlab/Simulink[®], welche sich besonders zur Durchführung numerischer Berechnungen und der grafischen Darstellung der Ergebnisse eignet, wurde ein Simulationsmodell entwickelt um das Verhalten von Energiespeichern unter einstellbaren Bedingungen zu simulieren.

Dieses Simulationsmodell besteht aus einem elektrischen Modell, einem Energieumsatzmodell und einer Erweiterung zur Simulation von Verbrauchsanlagen, welche im Folgenden beschrieben werden.

4.1.1 Elektrisches Modell

Das Modell der Lithium-Ionen-Batterie basiert auf dessen elektrischen Eigenschaften. Das elektrische Modell wird durch ein thermisches Modell ergänzt, um temperaturabhängige Effekte zu simulieren. Im Model wird durch die Vorgabe einer Leistung oder eines Stromes die Batterie geladen bzw. entladen.

Als Ausgabe werden die Verläufe von Ladezustand, Temperatur, Strom und Spannung für den Simulationszeitraum aufgezeigt. Das Modell eignet sich für die Simulation kurzer Zeiträume bis hin zu mehreren Stunden.

4.1.2 Energieumsatzmodell

Für die Betrachtung längerer Simulationszeiträume bis hin zu mehreren Jahren, wurde ein vereinfachtes Modell entwickelt. In dem Modell wird der Energieumsatz und darauf basierend der Ladezustand eines Speichers simuliert. Dabei kann das Modell so parametriert werden, dass es das Verhalten des LESSY-Speichers adäquat abbildet. Im Modell werden außerdem weitere Faktoren wie beispielsweise der Anfangsladezustand und der Wirkungsgrad des Gesamtsystems berücksichtigt.

Das Modell kann aus dem Verlauf der Netzfrequenz und den Regeln des Transmission Codes den Leistungsverlauf für die Erbringung von z. B. Primärregelleistung berechnen. Ausgehend von diesen Daten wird der Ladezustandsverlauf (State-of-Energy) simuliert. Weiterhin wird der tägliche durchschnittliche Energieumsatz berechnet. Die Simulation wird genutzt, um einen Eindruck über die Entwicklung des Ladezustands, der Zyklenbelastung und der zu erbringenden Leistung des Gesamtsystems zu bekommen.

4.1.3 Erweiterung des Modells um eine Verbrauchsanlage

Um die Kombination von Batteriespeicher und industrieller Verbrauchsanlage zu untersuchen, wurde das Simulationsmodell um eine flexibel steuerbare Last erweitert. Durch eine Kombination von Verbraucher und Batteriespeicher entstehen zusätzliche Freiheitsgrade [6], um Regelleistung zu erbringen. Die Betriebsführung hängt dabei stark von der jeweiligen Industrieanlage ab. Dabei können einerseits Anforderungen aus dem Produktionsbetrieb sowie Zustände des Speichers im Modell berücksichtigt werden.

Von dem erweiterten Modell werden außerdem Indikatoren berechnet, um die Belastung der Verbrauchsanlage bewerten zu können. Diese hier definierten Indikatoren sind die Einsatzhäufigkeit n und die durchschnittliche Einsatzdauer T der Anlage. Die Einsatzhäufigkeit beschreibt die Anzahl der Aktivierungen der Verbrauchsanlage, um den Speicher bei der Erbringung von Primärregelleistung zu unterstützen. Die Einsatzdauer beschreibt die durchschnittliche Zeit in Minuten pro Einsatz, in der die Verbrauchsanlage zur Unterstützung des Speichers verwendet wird.

4.2 Validierung

Die Eigenschaften des Modells wurden mit Hilfe von Messdaten eines Lithium-Ionen-Batterieblocks, wie er im LESSY-System eingesetzt wird, validiert. Der Batterieblock ist aus 28 Zellen in einer 14s2p Schaltung aufgebaut und verfügt somit über einen Spannungsbereich von 42 V bis 58,8 V.

Zur Validierung wurden Strom- und Spannungsverläufe in Abhängigkeit der Zeit aufgenommen. Als Eingangsgröße des Modells dient der gemessene Stromverlauf. Das Verhalten des Modells wurde durch einen Vergleich von simulierter zu gemessener Spannung validiert. In **Bild 6** ist dieser Spannungsvergleich für ein dynamisches Profil dargestellt.



Bild 6 Spannungsvergleich zur Validierung des Modells

Es ist erkennbar, dass simulierte und gemessene Spannung nahezu identisch sind. Die durchschnittliche Abweichung der Verläufe beträgt 0,014 V, was einer prozentualen Abweichung von ca. 0,5%, bezogen auf den Arbeitsbereich der Spannung, entspricht.

In verschiedenen Tests mit dem LESSY-Speicher wurden außerdem Parameter, wie Wirkungsgrad und Reaktionsgeschwindigkeit, ermittelt. Diese Parameter wurden anschließend mit dem Simulationsmodell abgeglichen, um das Verhalten des Gesamtsystems möglichst genau abzubilden.

5 Simulationsergebnisse

5.1 Stand-Alone Batteriespeicher

In einer ersten Simulation wurde das Verhalten eines Speichers im Einzelbetrieb (Stand-Alone) unter Annahme einer unbegrenzten Kapazität untersucht. Der Speicher reagiert direkt auf ein Frequenzsignal nach den Regeln des Transmission Codes, ohne Ausnutzung von Freiheitsgraden. Dazu wurde der in Kapitel 3.1 untersuchte Zeitraum für eine Primärregelleistungserbringung von 1 MW simuliert. Übliche Größen von Batteriespeichern bezogen auf einen Leistung von 1 MW, liegen zwischen 250 und 1000 kWh. Der Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichersystems wurde für einen vollständigen Lade- und Entladevorgang mit η =85% angenommen. In **Bild 7** ist das Ergebnis der Simulation, als Funktion von Ladezustand über der Zeit, dargestellt.



Bild 7 Verlauf des Ladezustandes für einen Stand-Alone Betrieb eines Großbatteriespeichers

Ein Vergleich von Bild 7 mit der durchschnittlichen Frequenzabweichung aus Bild 5 zeigt, dass der Verlauf des Ladezustandes analog zur Frequenzabweichung verläuft. Bei einer durchschnittlichen Überfrequenz im Netz wird der Speicher tendenziell geladen, bei einer durchschnittlichen Unterfrequenz tendenziell entladen. Zur Orientierung wurden die Kapazitätsgrenzen des LESSY-Speichers, dargestellt als schwarze Horizontalen, in Bild 7 eingezeichnet. Es ist ersichtlich, dass in diesem Fall eine vergleichsweise hohe Kapazität des Batteriespeichers benötigt werden würde, um für den betrachteten Zeitraum mit einem Batteriespeicher alleine ununterbrochen Primärregelleistung zu erbringen.

In Annahme der oben beschriebenen Bedingungen, berechnet sich der durchschnittliche Energieumsatz für die Erbringung von ± 1 MW Primärregelleistung auf ca. 2100 kWh pro Tag. Zusätzlich wurde der durchschnittliche Energieumsatz für das gesamte Jahr 2013 berechnet und ist in **Bild 8** dargestellt. In 2013 wäre im Durchschnitt ein Energieumsatz von ca. 1800 kWh am Tag nötig gewesen um 1 MW Primärregelleistung zu erbringen. Dies ergibt bei einem Leistungs-Kapazitäts Verhältnis von 2 zu 1 eine äquivalente Vollzyklenzahl von etwa 660 Zyklen pro Jahr.



Bild 8 Täglicher Energieumsatz für die Erbringung von 1 MW Primärregelleistung

5.2 Batteriespeicher in Kombination mit einer Industrieanlage

In einer zweiten Simulation wurde das Verhalten des Speichers untersucht, wenn zusätzlich eine industrielle Verbrauchsanlage zum Ladezustandsausgleich genutzt wird. Dazu wurde für die flexible Last der Verbrauchsanlage eine Leistung von 20% der zu erbringenden Regelleistung angenommen.

In **Bild 9** ist das Ergebnis der Simulation, als Funktion von Ladezustand über der Zeit, dargestellt.



Bild 9 Verlauf des Ladezustandes in Kombination mit einer Industrieanlage

Auch in Bild 9 ist die Analogie zur durchschnittlichen Netzfrequenzabweichung aus Bild 5 ersichtlich. Am ersten Tag neigt der Speicher dazu, seine obere Kapazitätsgrenze zu erreichen. Durch einen geeigneten Kombinationsbetrieb mit der Verbrauchsanlage wird eine Überschreitung der Kapazitätsgrenze verhindert und der Ladezustand auf einem mittleren Niveau gehalten. Analog verhält sich der Speicher an den darauf folgenden Tagen, als eine Unterfrequenz zu messen war. Somit kann der Ladezustand für den gesamten Simulationszeitraum innerhalb einem wesentlich kleineren Kapazitätsbereich gehalten werden, als im Stand-Alone Betrieb aus Kapitel 5.1.

In Kombination mit einer Industrieanlage beträgt der durchschnittliche Energieumsatz des Batteriespeichers etwa 2980 kWh pro Tag für den betrachteten Zeitraum. Auch bei dieser Simulation wurde zusätzlich der Energieumsatz für das gesamte Jahr 2013 berechnet (siehe **Bild 10**). Es zeigt sich, dass die durchschnittliche umgesetzte Energie auf ca. 2080 kWh pro Tag ansteigt.



Bild 10 Täglicher Energieumsatz für einen Batteriespeicher in Kombination mit einer Industrieanlage

Um die Auswirkungen auf die Industrieanlage messbar zu machen, wurden die in Kapitel 4.1.3 beschriebenen Indikatoren in der Simulation berechnet. Für das Jahr 2013 wären in etwa 470 Aktivierungen der Verbrauchsanlage nötig gewesen, um den Ladezustand des Batteriespeichers in seinen Grenzen zu halten. Die durchschnittliche Einsatzzeit der Anlage betrug dabei ca. 130 Minuten.

5.3 Batteriespeicher in Kombination mit einer Industrieanlage und optimierter Betriebsstrategie

Um den Einfluss der Betriebsstrategien aus Kapitel 3.3 zu untersuchen wurde eine dritte Simulation durchgeführt. Hierbei wurden beide Betriebsstrategien, die Ausnutzung des Totbandes sowie die optionale Übererfüllung, angewendet. Der Verlauf des Ladezustandes ist in **Bild 11** dargestellt. Es zeigt sich, dass der Ladezustand innerhalb des gleichen Kapazitätsbereichs wie in Simulation 2 (vgl. Bild 9) gehalten werden kann.



Bild 11 Verlauf des Ladezustandes in Kombination mit einer Industrieanlage und optimierter Betriebsstrategie

Der tägliche durchschnittliche Energieumsatz berechnet sich zu 3060 kWh für den betrachteten Zeitraum von 7 Tagen und zu ca. 2240 kWh für das gesamte Jahr 2013 (siehe **Bild 12**).

Die Industrieanlage wäre im Fall der optimierten Betriebsstrategie etwa 340-mal aktiviert worden, mit einer durchschnittlichen Einsatzzeit von T=130 Minuten.



Bild 12 Täglicher Energieumsatz für einen Batteriespeicher in Kombination mit einer Industrieanlage und optimierter Betriebsstrategie

6 Auswertung der Ergebnisse

Mit dem entwickelten Simulationsmodell kann die Erbringung von Primärregelleistung durch Großbatteriespeicher mit verschiedenen Betriebsstrategien und in Kombination mit Verbrauchsanlagen untersucht werden. In Bild 7 ist ersichtlich, dass die Kapazitätsgrenzen des Speichers schon nach kurzer Zeit unterschritten werden. Durch die kontinuierliche Unterfrequenz wird netzbedingt tendenziell mehr entladen als geladen. Kommt es tatsächlich zu einem extremen Fall andauernder Unterfrequenzen, wie im Mai 2013, kann durch eine Kombination von Industrieanlage und Großbatteriespeicher Regelleistung zuverlässig erbracht werden. Allerdings steigt dabei der Energieumsatz des Speichers durch die zusätzlichen Eingriffe der Verbrauchsanlage.

Bei der Betrachtung des gesamten Jahres 2013 zeigt sich deutlich, dass durch die Kombination mit einer Industrieanlage zusätzlich mehr als 200 kWh an Energie täglich umgesetzt werden müssen. Dabei wird die Verbrauchsanlage in etwa 1,3-mal pro Tag aufgerufen, um den Ladezustand innerhalb seiner Grenzen zu halten.

Durch den Einsatz der optimierten Betriebsstrategien kann gezeigt werden, dass sich die Einsatzhäufigkeit der Industrieanlage deutlich, auf unter einem Einsatz pro Tag, verringern lässt. In dem betrachteten Fall auf durchschnittliche 0,93 Einsätze pro Tag. Dabei bleibt die durchschnittliche Einsatzzeit *T* der Anlage gleich. Allerdings führt dies zu einer weiteren Erhöhung des täglichen Energieumsatzes der Batterie. Insbesondere dann, wenn die Frequenz innerhalb des Totbandes verbleibt, wird durch die optimierten Betriebsstrategien zusätzliche Energie umgesetzt. Auch die Übererfüllung der geforderten Primärregelleistung führt zu einer Steigerung des Energieumsatzes.

7 Fazit

Es ist möglich, mit Großbatteriespeichern Primärregelleistung zu erbringen. Aufgrund der Tatsache, dass Batteriespeicher Kurzzeitspeicher sind und bei der Primärregelung in Abhängigkeit der Netzfrequenz geladen bzw. entladen werden, besteht die Gefahr die Kapazitätsgrenzen zu erreichen. Eine Möglichkeit, dies zu verhindern, wäre eine Erhöhung der Kapazität des Batteriespeichers, was gleichzeitig zu einer Erhöhung der Investitionskosten führen würde. Da Primärregelleistung allerdings über einen Leistungspreis vergütet wird, führt eine Erhöhung der Kapazität nicht zu einer Erhöhung der Einnahmen. Somit verringert sich die Wirtschaftlichkeit des Speichers.

Eine Alternative ist die Kombination von einem Speicher mit einem flexiblen Verbraucher. Wie in diesem Beitrag gezeigt, ermöglicht der kombinierte Betrieb eine zuverlässige Bereitstellung von Primärregelleistung. Betreiber von Industrieanlagen, die bislang nicht in der Lage sind Primärregelleistung zu erbringen, können von einem solchen kombinierten Betrieb profitieren.

Durch den Einsatz optimierter Betriebsstrategien kann die Belastung einer Industrieanlage im kombinierten Betrieb erheblich verringert werden. Dabei ist zu beachten, dass durch den gestiegen Energieumsatz des Speichers die Lebensdauer der Batterie sinken kann [8].

Für jede Kombination von Batteriespeicher und Industrieanlage muss somit ein Optimum zwischen Einsatzhäufigkeit der Anlage und Energieumsatz des Speichers gefunden werden. Wo dieses Optimum liegt, hängt von der Anlage und der Speichertechnologie ab. Mit Hilfe der beschriebenen Indikatoren und des entwickelten Simulationsmodells kann dieses Optimum bestimmt werden.

8 Danksagung

Das Verbundprojekt "Lithium-Elektrizitäts-Speicher-System – LESSY" wurde gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen der Innovationsallianz "Lithium Ionen Batterie LIB2015". Wir danken dem Bundesministerium und dem Projektträger Jülich für diese Unterstützung (FKZ: 03X4602A). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

9 Literatur

- D. Gamrad, G. Markowz, W. Deis und C. Kolligs: Bereitstellung von Primärregelleistung durch Großbatteriespeicher, VDI-Konferenz Elektrochemische Energiespeicher f
 ür stationäre Anwendungen, Ludwigsburg, 2012.
- [2] ENTSO-E: Operation Handbook Policy 1: Load-Frequency Control, März 2009.
- [3] H. Berndt, M. Hermann, H. D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta: TransmissionCode -Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007.
- [4] Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, URL: http://www.regelleistung.net, abgerufen am 28. März 2014.
- [5] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von Regelleistung, 2012, URL: https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal, abgerufen am 12. Mai 2014.
- [6] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung, April 2014, URL: https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal, abgerufen am 12. Mai 2014.
- [7] M. Mühl, D. Gamrad und F.-J. Blug: Batteriespeicher der MW-Klasse aus Sicht eines Kraftwerkbetreibers, Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 5, Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013.
- [8] A. Jossen und W. Weydanz: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, Untermeitingen: Reichardt Verlag, 2006.

Ladesteuerungskonzepte für Elektrofahrzeugflotten zur Weiterentwicklung der Verteilnetze

M.Sc. Jan Mummel, M.Sc. Lorenz Rahman Soleymani, Prof. Dr-Ing. Michael Kurrat, TU Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia j.mummel@tu-braunschweig.de, Tel.: 0531/3919730

Kurzfassung

Der Aufbau eines intelligenten Verteilnetzes kann nicht ohne Berücksichtigung der Elektromobilität gelingen. Speziell große gewerbliche Fahrzeugflotten [1] sowie eine große Anzahl von privaten Elektrofahrzeugen in ländlichen Wohnungssiedlungen [2] oder eine hohe Anzahl von Elektrofahrzeugen in städtischen Parkhäusern führen aufgrund hoher Gleichzeitigkeitsfaktoren zu Lastspitzen und Kapazitätsengpässen. Weiterhin ist die Elektromobilität nur nachhaltig und umweltschonend durch die Erzeugung der benötigten Energie aus erneuerbaren Energieträgern. Diese sind in der Regel stark fluktuierend. Für eine gezielte Integration von Elektrofahrzeugen werden daher Ladesteuerungskonzepte benötigt, die mögliche Lastspitzen vermeiden sowie gezielt erneuerbare Energien integrieren. Dabei dürfen die entstehenden Kosten für den Nutzer nicht vernachlässigt werden. Dieser Beitrag stellt die am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia entwickelten Konzepte zum gesteuerten Laden der Elektrofahrzeuge vor. Dabei werden zwei verschiedene Konzepte betrachtet. Das erste Konzept betrachtet das gesteuerte Laden, ohne das die Informationen von Fahrer oder Fahrzeug über den Ladezustand des Fahrzeuges bekannt sind. Bei dem zweiten Konzept ist der Ladezustand des Fahrzeuges hingegen bekannt. Aktuell wird das erste Konzept bereits im Rahmen des Projektes Fleets Go Green in einem Feldversuch getestet. Die ersten Ergebnisse dieses Projektes zeigen, dass durch die entwickelten Algorithmen die Fahrzeuge für den Nutzer zufriedenstellend geladen werden und trotzdem keine Überlast auftritt. Ein Vergleich der beiden Ladesteuerungskonzepte mit der Variante des ungesteuerten Ladens erfolgt am Ende dieses Beitrags. Der Vergleich der Konzepte unterstreicht noch mal deren Vorteil gegenüber dem ungesteuerten Laden.

1 Einleitung

Zum Beginn des Jahres 2014 befanden sich knapp 16.000 Elektrofahrzeuge [3] auf deutschen Straßen. Bis zum Ende des Jahres werden es nach den Plänen der deutschen Bundesregierung 100.000 Elektrofahrzeuge sein [4]. Diese Fahrzeuge verfügen über unterschiedliche Ladestandards. Die ISO 15118 Konformität ist bei vielen Serienfahrzeugen erst Ende des Jahres 2015 zu erwarten. Eine Nachrüstung ist mit kostspieligen Investitionen verbunden, die auf die ohnehin hohen Kosten gegenüber vergleichbaren Benzinern hinzukommen und so den Nutzer abschrecken können. Auf der Ladeinfrastrukturseite verfügen ebenfalls nur wenige Ladepunkte über die notwendige Erweiterung. Daher ist es zwingend notwendig innovative Lösungen für die gezielte Integration der Elektrofahrzeuge zu entwickeln, die sowohl mit aktuellen als auch mit zukünftigen Fahrzeugen und Ladeinfrastrukturkomponenten umgesetzt werden können. Das Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen elenia hat daher ein informations- und kommunikationstechnisches- (IKT) System konzipiert, welches sowohl aktuelle als auch zukünftige Elektrofahrzeuge in das bestehende Energieversorgungsnetz integriert. Dieses IKT-System wird in Kapitel 3 genauer vorgestellt und bildet die Basis für die in Kapitel 4 beschriebenen Ladesteuerungskonzepte zur gezielten Integration der Elektrofahrzeuge in die bestehenden Verteilnetze. Dieser Beitrag legt den Schwerpunkt auf das Laden von Elektrofahrzeugflotten. Dabei wird im speziellen auf das gesteuerte Laden ohne Nutzerinformationen eingegangen.

2 Ziel des Forschungsvorhabens

Im Rahmen eines Forschungsvorhabens am elenia wird ein IKT-System aufgebaut, welches die Grundlage für die Ladesteuerungskonzepte zur Integration der Elektrofahrzeuge in bestehende Verteilnetze bildet. Die entwickelten Ladesteuerungskonzepte sollen mögliche Lastspitzen vermeiden sowie den Anteil erneuerbarer Energien am Ladestrom erhöhen. Eine Umsetzung der entwickelten Konzepte erfolgt im Projekt Fleets Go Green. Das Projekt hat das Ziel eine Entscheidungsunterstützung für Flottenbetreiber bei der Auswahl der Fahrzeuge für den Fuhrpark zu generieren. Um auf diese Weise eine Aussage über die Verwendbarkeit von Elektrofahrzeugen bei Anwendungen wie Werks- und Poolflotten zu bekommen, wird ein Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen erhoben. Für die Erprobung elektrifizierter Flotten wird im Rahmen des Projektes ein Teil der Werksflotte des Braunschweiger Energieversorgers elektrifiziert. Gemeinsam mit der Firma Lautlos durch Deutschland erprobt die TU Braunschweig das Poolkonzept.

3 Aufbau des IKT-Systems

Das modular aufgebaute IKT-System setzt sich neben der eigentlichen Ladeinfrastruktur aus einem Backend-

System, einer SQL-Datenbank, einem Webinterface sowie einem Ladeplan-Tool zusammen.

Mit zwei Backend-Diensten wird über TCP/IP- mit der Ladeinfrastruktur kommuniziert. Die Backend-Dienste führen Autorisierungs-, Überwachungs- und Abrechnungsanfragen durch. Alle benötigten Informationen werden strukturiert in einer SQL-Datenbank abgelegt. Diese bildet die Schnittstelle zu der Ladeinfrastruktur, dem Webinterface, dem Ladeplan-Tool sowie den externen Daten, wie Erzeugungs-, Netz- und Wetterdaten. Über das Webinterface können Nutzer und Administratoren Ladeund Infrastrukturinformationen abrufen sowie eine Ladesteuerung vornehmen. Die Ladesteuerung über das Webinterface basiert auf dem Ladekonzept "Lademanagement ohne Informationen des Ladezustandes" (siehe hierzu Abschnitt 4.1). Eine Weiterentwicklung des Lademanagements ist das Konzept "Lademanagement unter Berücksichtigung von Nutzerinformationen" (siehe hierzu Abschnitt 4.4). In diesem Konzept werden dem Nutzer berechnete Ladepläne angeboten. Die Berechnung der Ladepläne erfolgt über das Ladeplan-Tool. Eine Übersicht des IKT-Systems ist in Abbildung 1 dargestellt.



Abbildung 1: Informations- und Kommunikations-System

Das modulare IKT-System trägt dazu bei, möglichst vielen Nutzerklassen (Privatpersonen, Flottenmanager, Infrastrukturbetreiber, etc.) und Anwendungsszenarien (private, teilprivate bzw. öffentliche Ladeinfrastruktur) gerecht zu werden. Im Folgenden werden beide Ladesteuerungskonzepte, die auf diesem System basieren, vorgestellt.

4 Ladesteuerungskonzepte für die gezielte Integration von Elektrofahrzeugen

Im Rahmen des Projektes Fleets Go Green werden zwei Konzepte zur Integration der Elektrofahrzeuge entwickelt und im Feldversuch getestet. Beide Konzepte haben das Ziel auftretende Lastspitzen, die durch das Laden von Elektrofahrzeugflotten entstehen können, zu vermeiden. Das erste Konzept betrachtet das Lastmanagement ohne die Informationen des aktuellen Ladezustands. Im zweiten Konzept werden reale Last- und Erzeugungsdaten sowie Informationen über den Ladezustand des Elektrofahrzeuges berücksichtigt, um so ein weiteres Ziel, die Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energieträgern am Ladestrom, zu erreichen. Nachfolgend werden beide Konzepte genauer vorgestellt.

4.1 Lademanagement ohne Informationen des Ladezustandes

Im ersten Konzept werden potentiell auftretende Lastspitzen durch ein Lademanagement unterbunden. Der Betreiber der Ladeinfrastruktur kann über ein Webinterface den maximal verfügbaren Ladestrom für alle Ladepunkte angeben sowie einen entsprechenden Ladealgorithmus auswählen. Auf der Weboberfläche haben die Ladeinfrastruktur-Betreiber die Möglichkeit zwischen den folgenden Ladestrategien zu wählen:

- *Manual*: Die Verteilung des Ladestroms erfolgt manuell vom Ladeinfrastruktur-Betreiber, indem für jeden Ladepunkt ein verfügbarer Ladestrom festgelegt wird
- *Equal*: Der Ladestrom wird gleichmäßig auf die angeschlossenen Fahrzeuge verteilt
- *First Come, First Served (FCFS)*: Eine Priorisierung der Ladevorgänge erfolgt entsprechend der Reihenfolge, in der die Fahrzeuge angeschlossen werden
- *Last Come, First Served (LCFS)*: Eine Priorisierung der Ladevorgänge erfolgt entgegengesetzt zur Reihenfolge, in der die Fahrzeuge angeschlossen werden

Bei dem Algorithmus *Manual* werden für die Verteilung des verfügbaren Ladestroms keine Berechnungen durchgeführt. Bei den drei anderen Algorithmen sind weitere Parameter und Berechnungen erforderlich, um die elektrischen Ströme effizient auf die Ladepunkte zu verteilen.

Die genaue Funktionsweise der einzelnen Ladealgorithmen wird in Abschnitt 4.2 vorgestellt. Die Variante des Lastmanagements ohne Informationen des Ladezustandes bietet sich idealerweise für Fuhrparkmanager, Parkhausoder Netzbetreiber an, deren Energiesystem nicht oder nur teilweise überwacht wird.

4.2 Vorstellung der Algorithmen

Dieser Abschnitt stellt die spezifischen Programmabläufe für die Algorithmen dar. Zunächst wird in Abschnitt 4.2.1 der Lademodus *Equal* vorgestellt. Im Anschluss erfolgt in Abschnitt 4.2.2 die Beschreibung der Algorithmen *FCFS* und *LCFS*. *FCFS* und *LCFS* werden zusammengefasst betrachtet, da diese sich lediglich hinsichtlich der Priorisierungsreihenfolge der angeschlossenen Fahrzeuge unterscheiden. Die ausgewählten Ladealgorithmen werden in einem vorher festgelegten Zeitintervall vom IKT-System neu aufgerufen. Die Länge des Zeitintervalls kann beliebig angepasst werden.

4.2.1 Vorstellung des Ladealgorithmus *Equal*

Bei der Auswahl des Algorithmus *Equal* werden die Ladeströme von Beginn an gleichmäßig und ohne Priorisierung der Fahrzeuge auf die Ladestationen verteilt. Um die Verteilung der Ladeströme zu optimieren, werden die aktuell bezogenen Ladeströme bei der Verteilung berücksichtigt, sodass nicht jedem Ladepunkt der gleiche Strom bereitgestellt wird.

Zunächst werden alle nicht belegten Ladepunkte anhand der in der Datenbank hinterlegten Informationen identifiziert und mit einem minimalen Ladestrom von 6 A versorgt. Gemäß der DIN EN 61851 muss den Ladepunkten ein Strom von 0 A oder ein Strom im Intervall von 6 A bis 32 A zugewiesen werden. Eine Zuteilung von 0 A würde bei einem nicht belegten Ladepunkt eine Deaktivierung bewirken. Somit wäre dieser Ladepunkt für weitere Ladevorgänge nicht erreichbar.

Für die nachfolgenden Berechnungen ist der aktuell bezogene Strom eines Ladepunktes ein limitierender Faktor bei der Verteilung der Ladeströme. Aus diesem Grund werden alle in diesem Zeitintervall neu angeschlossenen Fahrzeuge besonders berücksichtigt. Für die Verteilung des Standortstroms wird im ersten Moment davon ausgegangen, dass das Fahrzeug 32 A Strom bezogen hätte. Tatsächlich bezieht das Fahrzeug bis zum Ablauf des ersten Zeitintervalls den minimalen Strom, der unmittelbar nach der Autorisierung des Fahrers dem Ladepunkt zugewiesen wird. Diese Annahme ist erforderlich, um den tatsächlichen Strombedarf eines neu angeschlossenen Fahrzeugs zur ermitteln. Da das Fahrzeug maximal den angebotenen Strom beziehen kann, wird zunächst mehr Strom zur Verfügung gestellt als gegebenenfalls für den Ladevorgang benötigt wird. Im darauffolgenden Zeitintervall steht der tatsächlich bezogene Strom fest. Sofern aktuell mindestens ein Ladevorgang stattfindet, werden die nachfolgenden Berechnungen durchgeführt.

Mittels einer Division von Gesamtladestrom durch die Anzahl der Fahrzeuge wird der durchschnittliche verfügbare Ladestrom für die Ladepunkte berechnet. Für den Fall, dass für jeden dieser Ladepunkt ein Strom von mindestens 32 A zur Verfügung steht, sind keine weiteren Berechnungen erforderlich. In diesem Fall wird jedem Fahrzeug der maximale Strom von 32 A angeboten, unabhängig davon, ob dieser auch für den Ladevorgang benötigt wird. Ist der durchschnittlich verfügbare Strom kleiner als 32 A wird überprüft, ob angeschlossene Fahrzeuge im vorherigen Zeitintervall mehr Strom bezogen haben als in diesem Zeitintervall durchschnittlich zur Verfügung steht. Sofern dies für alle Fahrzeuge zutrifft, ist keine Umverteilung der Ladeströme erforderlich. Somit wird jedem Ladepunkt der durchschnittlich verfügbare Strom zugeteilt. Die Begrenzung von 32 A pro Ladepunkt entsteht durch die bisher in das System integrierten Ladestationen, die auf maximal 32 A pro Ladepunkt ausgelegt sind.

Bei dem Verwendungsfall, dass alle Fahrzeuge im vorherigen Zeitintervall weniger Strom bezogen haben, als in diesem Zeitintervall durchschnittlich zur Verfügung steht, wird dieser auch nicht angepasst. Sofern beide Ereignisse nicht zutreffen, erfolgt eine Umverteilung des überschüssigen Stroms (Reststrom). Für diese Variante werden zunächst die Höhe des Reststroms sowie die Anzahl der Ladepunkte, die einen zusätzlichen Strombedarf aufweisen, ermittelt. Anhand dieser beiden Werte wird ein durchschnittlicher Reststrom berechnet und dem jeweiligen Ladepunkt zur Verfügung gestellt. Zu diesem Zeitpunkt erhält ein Ladepunkt mit zusätzlichem Strombedarf somit die Summe aus dem durchschnittlich verfügbaren Strom und dem durchschnittlichen Reststrom oder er erhält maximal die Stromstärke, die im vorherigen Zeitintervall bezogen wurde. In **Abbildung 2** wird der Programmablauf anhand eines Flussdiagramms verdeutlicht.



Abbildung 2: Programmablauf Ladealgorithmus *Equal*

4.2.2 Vorstellung der Ladealgorithmen *FCFS/LCFS*

Bei den Algorithmen *FCFS* und *LCFS* werden die Fahrzeuge an einem Standort in Abhängigkeit ihrer Anschlusszeit priorisiert geladen. Der Algorithmus *FCFS* priorisiert das erste Fahrzeug vor allen weiteren. Für den Algorithmus *LCFS* ist die Priorisierungsreihenfolge umgekehrt. Identisch zum Algorithmus *Equal* werden hierbei die bezogenen Ladeströme bei der Verteilung berücksichtigt. In **Abbildung 3** wird der Programmablauf für die Ladestrategien *FCFS* und *LCFS* als Flussdiagramm dargestellt.



Abbildung 3: Programmablauf Ladealgorithmus FCFS/LCFS

In den ersten Schritten unterscheidet sich der Programmablauf des *FCFS* beziehungsweise *LCFS* nur geringfügig von dem *Equal* Algorithmus. Bei den Algorithmen *FCFS* und *LCFS* kommt im zweiten Schritt noch die Ermittlung des Priorisierungskoeffizienten hinzu. Der Priorisierungskoeffizient gibt an, wieviel Prozent des maximal verfügbaren Gesamtladestroms dem priorisierten Fahrzeug zur Verfügung gestellt wird.

Unter der Annahme, dass der verfügbare gesamte Ladestrom nicht ausreicht um alle Ladepunkte mit 32 A zu versorgen, wird der Prozess der priorisierten Stromverteilung angestoßen. Zu Beginn entspricht der für die Verteilung zur Verfügung stehende Reststrom dem maximalen Standortstrom.

Das Produkt aus Priorisierungskoeffizient sowie dem Reststrom ergibt den Strom, welcher dem ersten Ladepunkt zur Verfügung gestellt werden kann. Der verfügbare Ladestrom, der nach der Versorgung des ersten Fahrzeugs noch zur Verfügung steht, wird als Reststrom für die Verteilung der nachfolgenden Fahrzeuge bereitgestellt.

Die übrigen Ladepunkte durchlaufen nacheinander den gleichen Berechnungsprozess wie der erste Ladepunkt. Ist der maximale Gesamtstrom kleiner als der Bedarf eines einzelnen Fahrzeugs, wird bei einem Priorisierungskoeffizienten von 1 nur das erste Fahrzeug geladen. Sofern der Priorisierungskoeffizient ungleich 1 ist, bleibt nach dem ersten Durchlauf des Algorithmus ein Reststrom für die weiteren Ladepunkte übrig. Dieser wird nach demselben Prinzip wie der Algorithmus *Equal* verteilt. Unter der Voraussetzung, dass Reststrom übrig geblieben ist, wird dieser am Ende gleichmäßig auf alle Ladepunkte verteilt.

4.3 Ergebnisse aus dem Feldversuch

Im Rahmen des Projektes Fleets Go Green wird aktuell das erste Ladesteuerungskonzepte ohne Nutzerinformationen im Feld getestet. Insgesamt stehen den beiden Ladepunkten am Standort 20 A Ladestrom zur Verfügung. Diese Einstellung wurde vorab über das Webinterface getroffen. Nach erfolgreicher Autorisierung eines Fahrzeuges wird der Ladestrom zuerst auf 6 A reduziert. Anschließend wird der Ladealgorithmus einmal durchlaufen. Dieser weißt den entsprechenden Ladepunkten jeweils einen maximal verfügbaren Ladestrom zu. In Abbildung 4 ist zu erkennen, dass das erste Fahrzeug nach der Autorisierung zunächst mit den vorgegebenen 6 A geladen wird (blaue Kurve). Nach dem ersten Durchlauf des Algorithmus werden dem Fahrzeug ladestationsseitig die verfügbaren 20 A Ladestrom zur Verfügung gestellt, da kein weiteres Fahrzeug aktuell angeschlossen ist. Der verfügbare Ladestrom wird allerdings nicht komplett genutzt. Die Begrenzung des Ladestroms auf knapp 16 A erfolgt in diesem Fall vom Fahrzeug aus. Der sich im Fahrzeug befindliche Gleichrichter ist in diesem Fall der begrenzende Faktor. Nach der Zuschaltung des zweiten Fahrzeuges (rote Kurve) wird der verfügbare Strom ladestationsseitig auf 10 A begrenzt, sodass dem zweiten Fahrzeug ebenfalls 10 A Ladestrom zur Verfügung stehen. Das beide Fahrzeuge die verfügbaren 10 A nicht komplett nutzen, ist ebenfalls auf den jeweilgen Gleichrichter der Fahrzeuge zurückzuführen. Nach Beendigung des Ladevorganges vom ersten Fahrzeug stehen dem zweiten Fahrzeug wieder die vollen 20 A zur Verfügung (grüne Kurve). Ein kompletter Ladeverlauf mit dem Algorithmus Equal ist in Abbildung 4 dargestellt.



Abbildung 4: Ladeverläufe nach dem Algorithmus *Equal*

4.4 Lademanagement unter Berücksichtigung von Nutzerinformationen

Im zweiten Ladekonzept werden zusätzlich lokale erneuerbare Energieträger sowie Nutzerinformationen berücksichtigt. Der Nutzer übermittelt dem Backend-System den aktuellen Ladezustand sowie den nächsten Abfahrtszeitraum. Nachfolgend werden die Bereitstellung der Nutzerinformationen sowie die Ansätze der Lastspitzenvermeidung durch lokal erzeugte erneuerbare Energien genauer vorgestellt.

4.4.1 Übermittlung der Informationen durch den Nutzer

Bei den aktuellen Serienfahrzeugen sowie Infrastrukturen bestehen überwiegend noch nicht die Möglichkeiten zum intelligenten Laden gemäß ISO 15118. Demnach würde ein automatischer Prozess zwischen dem Fahrzeug und der Ladestation stattfinden. Des Weiteren würden die Ladebedingungen anhand vorher festgelegter Parameter ausgehandelt. Das vom elenia entwickelte System bildet diesen Prozess durch direkte Eingaben des Nutzers ab. Der Fahrzeugnutzer übermittelt über eine Ladeapp den aktuellen State of Charge (SOC) sowie den benötigten SOC beim nächsten Fahrtantritt. Weiterhin übermittelt der Nutzer Informationen bezüglich des Fahrtbeginns der nächsten Fahrt sowie seiner Präferenzen hinsichtlich des gewünschten Anteils erneuerbare Energien am Ladestrom. Gemäß den Informationen des Nutzers sowie den Restriktionen des Netzes und der Erzeugungskapazität wird dem Fahrzeug eine berechnete Leistung über die Zeit (Ladeplan) zur Verfügung gestellt. Bei dieser Variante wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug die angebotene Leistung auch abfragt. In Abbildung 5 ist der Prozess zur Erstellung eines Ladefahrplans mit direkter Erfüllung dargestellt.



Abbildung 5: Ladefahrplanerstellung mit direkter Erfüllung pro Fahrzeug

Eine Kombination der drei Restriktionen sowie die weitere Einbindung des Fahrzeuges bildet das preisorientierte Laden ab. Die Nutzerpräferenz sowie eventuell regelmäßige Start- und Endzeiten können im System gespeichert werden, sodass die Abfrage an den Nutzer bei zukünftigen Ladevorgängen minimiert wird. Das beschriebene Ladeszenario bildet eine direkte Erfüllung des vereinbarten Ladeplans ab. Für Energieversorger, Netz- und Fuhrparkbetreiber bietet die Einbindung der Fuhrparkplanung die Möglichkeit Ladepläne schon längerfristig, wie beispielsweise am Tag zuvor, zu berücksichtigen. Der Fuhrparkmanager übermittelt über ein Webinterface die Fahrpläne der Flotte für den nächsten Tag. Das Ladeplan-Tool liest diese aus und ermittelt unter Berücksichtigung von prognostizierten Last- und Erzeugungsdaten mögliche Ladepläne. Eine eventuelle Anpassung der berechneten Ladepläne erfolgt am nächsten Tag durch die Übermittlung der aktuellen Informationen des Fahrzeugnutzers. Anschließend erfolgt die physikalische Erfüllung des Ladeplans. Die zweistufige Planung bietet allen Beteiligten eine bessere Planungsbasis. In Abbildung 6 ist der Prozess der zwei stufigen Ladefahrplanerstellung dargestellt.



Abbildung 6: Prozess der Erstellung eines zweistufigen Ladeplans

4.4.2 Einbindung lokaler erneuerbarer Energien

Im zweiten Konzept werden erneuerbare Stromerzeugungseinheiten zur Erhöhung des Ladestroms aus erneuerbaren Energieträgern (lokale und regionale Erzeugung) sowie zur Reduzierung der Spitzenlast (lokale Erzeugung) berücksichtigt. Für die Berechnung des Ladeplans werden Lastgänge sowie Erzeugungskapazitäten prognostiziert. Hierbei wird erneut die zweistufige, zeitlich aufgelöste Betrachtung angenommen. Die erste Prognose wird bei der Ladefahrplanstellung bis zu 24 h vor Lieferung ermittelt. In der zweiten Stufe wird ein möglicher neuer Ladefahrplan ausgehandelt, um auf eventuelle Änderungen bei Erzeugung, Last oder Fahrverhalten der Elektrofahrzeuge zu reagieren. Die Erprobung des Ladesteuerungskonzeptes unter Berücksichtigung der Nutzerinformationen findet ebenfalls zukünftig im Rahmen des Projektes Fleets Go Green statt.

4.5 Vergleich der Ladesteuerungskonzepte

Dieser Abschnitt stellt die beiden Konzepte sowie das ungesteuerte Laden gegenüber und führt einen Vergleich unter Berücksichtigung eines multikriteriellen Entscheidungsverfahrens durch. Der Vergleich bewertet die Notwendigkeit eines gesteuerten Ladevorganges aus Sicht der Fahrzeugnutzer sowie der betreffenden Unternehmen. Wesentliche Kriterien sind hierbei:

- Vermeidung von Lastspitzen
- Wirtschaftlichkeit für den Nutzer
- Erfüllung der Nutzerbedürfnisse
 - \circ Vermeidung von CO₂-Emissionen

• Bedienerfreundlichkeit des Ladevorganges Der Fokus der Betrachtung wird auf eine gewerbliche Fahrzeugflotte gelegt. Nachfolgend erfolgt eine Analyse der Kriterien aus Sicht der Fahrer und Fuhrparkmanager sowie der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen hinsichtlich Betriebsmittelauslastung und Spitzenlastvermeidung eines gewerblichen Unternehmens.

4.5.1 Multikriterielle Bewertungsverfahren

Multikriterielle Bewertungsverfahren werden verwendet, wenn charakteristische Merkmale von multikriteriellen Entscheidungsproblemen widersprüchliche Zielsetzungen haben. Die Präferenzen der Nutzer bilden solche Konflikte ab. Ein multikriterielles Bewertungsverfahren wird in zwei Klassen unterteilt. Bei einer begrenzten Anzahl von Alternativen handelt es sich um ein Multi-Attribut-Entscheidungs- (MADM) Problem. In der zweiten Klasse handelt es sich um Multi-Objective-Entscheidungs-(MODM) Probleme ohne Begrenzung der Alternativen. Da in dem vorliegenden Fall die Anzahl der Alternativen begrenzt ist, handelt es sich um ein MADAM Problem [5]. Zur Lösung dieses Problems wird das Verfahren der Nutzwertanalyse herangezogen. Diese verfolgt das Ziel dem Entscheidungsträger eine Handlungsunterstützung entsprechend seiner Präferenzen zu geben.

Eine Nutzwertanalyse erfolgt nach dem folgenden Vorgehen [6]:

- 1. Zielbestimmung, Festlegung von Bewertungskriterien
- 2. Beschreibung der Alternativen, Gewichtung der Ziele und Zuordnung von Gewichtungsfaktoren
- 3. Bewertung der Alternativen
- 4. Ergebnisermittlung: Rangfolgenbildung durch Verknüpfung der Gewichtungsfaktoren und Merkmale

Zunächst werden die Bewertungskriterien festgelegt. Mit der Bedienerfreundlichkeit beim Ladevorgang, der Lastspitzenvermeidung aus Sicht des betreffenden Unternehmens, der Vermeidung der CO₂-Emissionen sowie den entstehenden Kosten für den Nutzer werden vier Kriterien betrachtet. Anschließend erfolgt eine Gewichtung der Kriterien. Diese Gewichtung basiert aus den nachfolgend beschriebenen Präferenzen der Fahrzeugnutzer sowie eines gewerblichen Unternehmens.

Analyse der Präferenzen hinsichtlich des Ladens von Elektrofahrzeugen

Bei Kaufentscheidungen für ein Elektrofahrzeug zeigt sich aktuell deutlich, dass der Nutzer sowohl ökonomische als auch ökologische Aspekte für wichtig hält oder erachtet. Der Nutzer schafft sich bewusst ein Elektrofahrzeug an, wenn dieses langfristig gesehen Kosten sparen kann. Hierbei spielen vor allem die steigenden Kraftstoffpreise eine Rolle [7]. Die Ersparnisse sind umso größer, je geringer die Strompreise sind. Beim ungesteuerten Laden tritt allerdings genau der gegenteilige Effekt auf. Bei einer Erhöhung der Spitzenlast in den Abendstunden sind Spitzenlastkraftwerke erforderlich, die den benötigten zusätzlichen Strom kostenintensiv zur Verfügung stellen. Speziell Industriekunden mit größeren Flotten wären auf diese Weise benachteiligt. Weiterhin führt die Spitzenlast zu einer Überlastung der Betriebsmittel, welches einen kostspieligen Netzausbau nötig macht [8]. Für den Nutzer wird die Elektromobilität langfristig nur eine Alternative sein, wenn das Elektrofahrzeug günstiger als das konventionelle Fahrzeug ist.

Die beiden vorgestellten Ladesteuerungskonzepte verhindern die Überlast und sorgen so für eine Vermeidung des Netzausbaues. Das Ladekonzept Lademanagement unter Berücksichtigung von Nutzerinformationen ermöglicht außerdem eine variable Gestaltung des Stromtarifes. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass für beide Ladesteuerungskonzepte eine intelligente Ladeinfrastruktur notwendig ist. Diese erfordert höhere Anfangsinvestitionen. Eine einfache Schutzkontaktsteckdose ist daher nicht ausreichend. Aktuell kann noch keine Aussage getroffen werden, inwieweit diese Investitionen im Ladekonzept unter Berücksichtigung von Nutzerinformationen langfristig durch variable Preisgestaltung wieder ausgeglichen werden. Beim Konzept des Lademanagements unter Berücksichtigung von Nutzerinformationen besteht außerdem die Möglichkeit, die Last auf einen Zeitpunkt zu verschieben, an dem Energie aus erneuerbaren Energieträgern zur Verfügung steht. Bei zusätzlicher Berücksichtigung des Ladevorganges werden so die für den Nutzer positiven Auswirkungen auf die Umwelt noch stärker hervorgehoben [7]. Weiterhin zeigen unterschiedliche Studien, dass der Stromkunde immer bewusster einen Strommix mit erneuerbaren Energien, bis hin zu einem kompletten Strombezug aus erneuerbaren Energieträgern wählt [9]. Der Stromkunde ist dafür sogar bereit einen höheren Strompreis zu bezahlen. Wird diese Annahme auch auf das Produkt Elektrofahrzeug übertragen, kann angenommen werden, dass die ökologische Randbedingung zum Laden wichtiger ist als die ökonomische. Neben dem Strommix ist für einige Stromkunden auch der Ort der Produktion von Bedeutung. So präferieren einige Stromkunden lokale und regionale Lieferanten gegenüber globalen Lieferanten [10]. Eine lokale und regionale Erzeugung ist im Ladekonzept unter Berücksichtigung von Nutzerinformationen vorgesehen. Neben den ökologischen und ökonomischen Aspekten spielt die Bedienung eine weitere wichtige Rolle. Für den Nutzer darf der Ladevorgang nicht unkomfortabel und schwer verständlich sein. Dieses betrifft die Handhabung des Ladekabels, die Autorisierung sowie die Einstellung eventuelle Ladeparameter [11]. Während beim ungesteuerten Laden der Nutzer das Ladekabel in die normale 230 V Schutzkontaktsteckdose steckt, ist für die beiden Ladesteuerungskonzepte zur Zeit noch eine Autorisierung mittels einer RFID-Karte notwendig. Beim Ladekonzept Lademanagement unter Berücksichtigung von Informationen des Nutzers werden vom Nutzer unter anderem der aktuelle Ladezustand, der benötigte Ladezustand zu Fahrtbeginn sowie der Zeitpunkt der nächsten Fahrt abgefragt. Dieses könnte die Akzeptanz des Nutzers verringern. Gemäß einer ISO 15118 Konformität würden beide Akzeptanzbarrieren zwar entfallen, aktuell besteht dieses System aber noch nicht und kann daher in den Vergleich nicht mit einbezogen werden. Anhand der beschriebenen Präferenzen erfolgt die Gewichtung der Kriterien.

Tabelle	1:	Bewertungskriterien	der	Nutzwertanalyse
rabene		Demertungskritterien	uu	1 utzwci tanarysc

Kriterium	Gewichtung in %
Bedienerfreundlichkeit beim La-	15%
devorgang	
Lastspitzenvermeidung aus Sicht	15%
des Unternehmens	
Vermeidung CO2-Emissionen	40%
(global [3] bis lokal [5])	
Kosten für den Nutzer (reine	30%
Strombezugskosten)	

Im nächsten Schritt erfolgt die Bewertung der zu vergleichenden Konzepte hinsichtlich der Erfüllung der festgelegten Kriterien. Der Bewertungsmaßstab wird auf einer Skala zwischen 1 (mangelhaft) und 5 (sehr gut) gewählt. **Tabelle 2** bildet eine Übersicht der einzelnen Stufen ab.

	••		
T-L-H- 7.	TTL	1	D
I anelle /	Inersient	nes.	Rewertlingsmanstanes
I abunu Z.	UDUI SIUIT	uco	Dencitungsmanstabes
			0

Bewertungsmaßstab	
5	sehr gut
4	gut
3	befriedigend
2	ausreichend
1	mangelhaft

Abschließend erfolgt die Auswertung der Nutzwertanalyse. Durch die Multiplikation der Gewichtungsfaktoren mit der Bewertung der Merkmale ergibt sich ein gewichtetes Ergebnis pro Kriterium. Die Summe der Spalte "gewichtet" bildet das Ergebnis der jeweiligen Alternative ab. Die Ergebnisse der Auswertung zeigen welches Konzept dominiert und geben somit eine Reihenfolge der Wichtigkeit aus Nutzer- und Unternehmenssicht an. In **Tabelle 3** sind die Ergebnisse der Nutzwertanalyse dargestellt.

Tabelle 3: Auswertung der Nutzwertanalyse

ungesteuertes Laden						
Kriterien	Gewich-	Bewer-	gewich-			
	tung	tung	tet			
Bedienerfreundlichkeit	15%	4	0,6			
beim Ladevorgang						
Lastspitzenvermeidung	15%	0	0			
aus Sicht des Unter-						
nehmens	400/	-	1.0			
Vermeidung CO2-	40%	3	1,2			
Emissionen (regional						
[4] bis lokal [5])	200/	2	0.6			
Kosten für den Nutzer	30%	2	0,6			
(reine Strombezugs-						
Kosten)	100.0/					
* *	100 %		2,4			
Lademanagement ohne Nutzerinformationen						
Kriterien	Gewich-	Bewer-	gewich-			
D U U U U	tung	tung	tet			
Bedienerfreundlichkeit	15%	3	0,45			
beim Ladevorgang	1.50/	-	0.55			
Lastspitzenvermeidung	15%	5	0,75			
aus Sicht des Unter-						
nehmens	400/	2	1.2			
Vermeidung CO2-	40%	3	1,2			
Emissionen (regional						
[4] DIS IOKAI [5])	200/	2	0.0			
Kosten für den Nulzer	30%	3	0,9			
(Tellie Strollibezugs-						
KOStell)	100%		33			
I adamanagamant mit N	10070	nationan	5,5			
	Carriel	Damen				
Kriterien	Gewich-	Bewer-	gewicn-			
Dadianarfraundlightrait	150/					
beim Ledevergeng	15%	2	0,5			
Leastanitzenvermeidung	150/	5	0.75			
aus Sight des Unter	1370	5	0,75			
nehmens						
Vermeidung CO2	409/	5	2			
Finissionen (global [4]	4070	5	2			
his lokal [5])						
Kosten für den Nutzer	30%	4	1.2			
(reine Strombezugs-	50/0	-	1,2			
kosten)						
nooven)	100%		4,25			

Die Auswertung der Nutzwertanalyse zeigt, dass der Nutzer ein ökologisch nachhaltiges Laden der Elektrofahrzeuge mit der Vermeidung von möglichen Lastspitzen bevorzugt. Die beiden betrachteten Konzepte erfüllen die Bedürfnisse der Nutzer und bilden somit eine Möglichkeit die Elektrofahrzeuge gezielt in die bestehenden Energieversorgungssetze zu integrieren.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Der in Abschnitt 4.5 durchgeführte Vergleich der beiden entwickelten Ladesteuerungskonzepte mit dem ungesteuerten Laden zeigt deutlich, dass das ungesteuerte Laden auf längere Sicht nicht ausreichend sein kann, um die Elektromobilität voranzubringen. Aus Sicht des Nutzers ist die Elektromobilität nur interessant, wenn diese ökologisch und ökonomisch nachhaltig gestaltet wird.

Bei der durchgeführten Analyse ist jedoch zu beachten, das die Gewichtung der Kriterien der Nutzwertanalyse einer subjektiven Wahrnehmung entsprechen. Eine Verschiebung der Gewichtung kann die Bewertung der Konzepte verändern. Festzuhalten ist aber, dass beide Konzepte in der Auswertung deutlich positiver als das ungesteuerten Laden bewertet wurden. Weiterhin zeigen auch die ersten Ergebnisse im Feld, dass die vom Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanalgen elenia entwickelten Ladesteuerungskonzepte eine gute Möglichkeit abbilden, die Elektrofahrzeuge entsprechend der Netz- und Nutzeranforderungen in das bestehende Energieversorgungsnetz zu integrieren. Gerade in den kommenden Jahren, in denen die Anforderungen der ISO 15118 noch nicht überall umgesetzt werden können, ist das einfache und kostensparende Ladekonzept ohne Nutzerinformationen sehr praktikabel. Ein kostspieliger Netzausbau kann durch dieses Konzept vermieden werden. Das darauf aufbauende zweite Konzept, welches den idealen Übergang zur ISO 15118 bildet, bezieht zusätzlich den Nutzer mit ein und reagiert so individuell auf dessen Anforderungen. Hierdurch wird gezielt der Anteil von erneuerbaren Energieträgern am Ladestrom erhöht. Mit der Weiterentwicklung der Ladesteuerungskonzepte bis hin zu einem ISO 15118 konformen Laden können aktuelle sowie zukünftige Elektrofahrzeuge geladen werden.

In einer weiteren Validierungsphase ist die Erprobung des Ladesteuerungskonzeptes unter Berücksichtigung der Nutzerinformationen im Rahmen des Projektes Fleets Go Green geplant. Neben der Erprobung des Ladesteuerungskonzeptes unter Berücksichtigung der Fahrzeuginformationen, wird das Ladekonzept ohne Nutzerinformationen erweitert. Weitere Ladealgorithmen die den Ladezustand der Batterie (*Highest SOC in, First Served*; *Lowest SOC in, First Served*) oder den gewählten Abfahrtszeitpunkt des Nutzers berücksichtigen (*Last Time To Go* und *Early Delay First*) berücksichtigen, befinden sich in der Entwicklung und bilden den idealen Übergang zum Ladekonzept unter Berücksichtigung der Fahrzeuginformationen.

Darüber hinaus wird in weiteren Projekten eine Erweiterung des Systems mit unterschiedlichen Ladestationsherstellern, sowohl für AC- als auch DC-Laden, vorgenommen.

6 Literatur

- [1] **Mummel, J., Kurrat, M., Karges U.:** Analyse der Netzrückwirkungen von diversifizierten Fahrzeug-flotten, ETG Kongress 2013, Berlin.
- [2] **Voit, S.:** ISO/IEC 15118: Vehicle-2-Grid Communication Interface als Basis für die erfolgreiche Integration von Elektrofahrzeugen in Smart Grids, eNterop Workshop Kassel 2014.
- [3] **Bundesverband Elektromobilität e.V.:** http://www.bem-ev.de/rund-16-000elektrofahrzeuge-auf-deutschlands-strasen (abgerufen am 06.03.2014).

- [4] **Nationale Plattform Elektromobilität:** Fortschrittsbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität (Dritter Bericht), Mai 2012.
- [5] **Zimmermann, H., Gutsche L.:** Multi-Criteria-Analyse - Einführung in die Theorie der Entscheidungen bei Mehrfachzielsetzungen, Springerverlag, 1991.
- [6] **Götze, U.**: Investitionsrechnung, Springerverlag sechste Auflage, 2008.
- [7] Paternoga, S., Pieper, N., Woisetschläger, D., Beuscher, G., Wachalski, T.: Akzeptanz von Elektrofahrzeugen – Aussichtsloses Unterfangen oder große Chance?
- [8] **Probst A., Tenbohlen S.:** Herausforderungen und Chancen für das Stromnetz durch Elektromobilität, VDE Kongress 2010, Leipzig.
- [9] Kaenzig J., Heinzle, S., Wüstenhagen, R.: Whatever the customer gets? Exploring between consumer preferences and default electricity products in Germany, Energy Policy, 2012.
- [10] Burkhalter A., Kaenzig J., Wüstenhagen R.: Kundenpräferenzen für leistungsrelevante Attribute von Stromproduktion, ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2009.
- [11] Nationale Plattform Elektromobilität: Zwischenbericht vom 30.11.2010.

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen stationärer Batteriespeicher im Verteilnetz

S. Gerhard¹, A. Kohler¹, S.Saatmann²

¹Vattenfall Europe Innovation GmbH, Überseering 12, 22297 Hamburg, sebastian.gerhard@vattenfall.de ²Stromnetz Hamburg GmbH, Bramfelder Chaussee 130, 22177 Hamburg, stefan.saatmann@stromnetz-hamburg.de

Kurzfassung

Die Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz umfassen die komplette Wertschöpfungskette der Energieversorgung. Beispiele hierfür sind flexible Erzeugungsmöglichkeiten konventioneller Kraftwerke, das Lastmanagement oder der Einsatz von Energiespeichern. Letztendlich dienen die Maßnahmen dazu, die Systemstabilität bei großen Mengen Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen zu gewährleisten. In dieser Arbeit werden die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der stationären Batteriespeicher im Stromverteilnetz betrachtet. Ausgangspunkt ist eine kurze Beschreibung der Auswirkungen der Energiewende auf das Verteilnetz, bevor stationäre Batteriespeicher technisch eingeordnet werden. Den Hauptteil bilden die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Batteriespeicher im Stromverteilnetz.

1 Auswirkungen der Energiewende auf das Verteilnetz

1.1 Ziele der Energiewende

Die energiepolitischen Beschlüsse aus den Jahren 2010 und 2011 definieren holistische Energie- und Klimaziele bis 2050 und bauen auf den Zielen der Europäischen Union (EU) und Deutschlands bis 2020 auf. Die Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems im Energiekonzept sind:

- Gesetzlich festgeschriebener Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022;
- Reduktionsziele für Primärenergie- und Stromverbrauch;
- Gesamtstrategie f
 ür das Jahr 2050 mit Reduktionszielen der Treibhausgasemissionen und mit Ausbauzielen der erneuerbaren Energien (EE) und des Kraft-Wärme-Koppelung-Anteils an der Stromerzeugung. [1]

In Folge dessen stellt die wachsende Zahl der dezentralen Erzeugungskapazitäten die Übertragungsnetze und insbesondere die Verteilnetze vor immer größere Herausforderungen. Durch den Zubau von u. a. Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf der Erzeugerseite wird Strom auf allen Netzebenen produziert und in das Netz eingespeist. Dadurch häufen sich die Lastschwankungen oder es entstehen Prozesse der Lastflussumkehr durch z. B. Rückspeisung der über der örtlichen Stromnachfrage eingespeisten Leistung aus EE, in darüber liegende Spannungsebenen. [2] Insgesamt entsteht ein Adaptionsbedarf der Verteilnetze an die veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur.

Folglich verursacht im System der Stromversorgung die veränderte Erzeugungsstruktur erhöhte Investitionen in die Netzinfrastruktur und erzeugt Anpassungsbedarf im Netzbetrieb. [3] Im Gesamtsystem ergeben sich neue Herausforderungen und Anforderungen für die Energielogistik im Netz, um das fluktuierende Angebot und die fluktuierende Nachfrage lokal und regional auszubalancieren. [4]

1.2 Mögliche Aufgaben eines Speichers im Verteilnetz

Die zentralen Handlungsoptionen dieser Herausforderungen an die Netzinfrastruktur zu begegnen, sind der Netzausbau und die Integration von Speichern in das Stromnetz. Aufgrund des Schwerpunktes dieser Arbeit wird das Thema Netzausbau nicht vertiefend betrachtet und ebenso kein Vergleich zwischen beiden Handlungsoptionen durchgeführt.

Für einen stabilen Betrieb des Stromnetzes müssen die elektrische Erzeugung und Entnahme zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen. Speicher stellen die einzige Möglichkeit dar, Erzeugung und Entnahme zu entkoppeln. Die primäre Aufgabe von Speichern ist folglich, auftretende Lastschwankungen auszugleichen. Dies kann sowohl kurzfristig innerhalb weniger Sekunden geschehen, als auch mittel- bis langfristig mit der Speicherung von Energie von bis zu mehreren Tagen und Monaten. Im bisherigen Elektroenergiesystem haben fossile Brennstoffe diese "Speicherung" übernommen. In konventionellen Kraftwerken konnte so die Erzeugung an den Lastverlauf angepasst werden. Mit zunehmendem Ausbau der EE erhalten Stromspeicher neben dem Ausgleich der volatilen Erzeugung von Wind und Photovoltaik und der Glättung der Residuallast auch die Aufgabe Erzeugungsüberschüsse aufzunehmen. Der Betrieb der Speicher kann hierbei auf netztechnische Erfordernisse z. B. Systemdienstleistungen wie Blindleistungs- oder Regelenergiebereitstellung oder auf Stromvermarktungszwecken zur Ausnutzung von Preisunterschieden ausgelegt sein. [5]

2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für stationäre Batteriespeicher

2.1 Beispiel eines Lithium-Ionen-Speicher für den stationären Einsatz im Energieversorgungsnetz

Stationäre Lithium-Ionen Batteriespeicher können ideal zur Stabilisierung des Stromnetzes verwendet werden. Sie werden nur durch die Reaktionszeit der Wechselrichter im Leistungsgradient beschränkt. Nach Erfahrungen aus einem Batteriespeicherprojekt "Stationärer 2nd Life Batteriespeicher" mit Anbindung an Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge im Leitprojekt "Wirtschaft am Strom" benötigt der Speicher ca. 2 Sekunden um aus dem Stillstand die volle Leistung zu erbringen. Außerdem bieten Lithium-Ionen Batterien einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad von 98%, da im stationären Betrieb hohe Spannungen von ca. 800 Volt kleine Lade-/Entladeströme erlauben und damit die Verluste klein gehalten werden können. Auch ist die Selbstentladung von Lithium-Ionen Batterien von ca. 3% pro Monat gering.

Um die energiewirtschaftliche Betrachtung stationärer Batteriespeicher im nachfolgenden Kapitel zu verdeutlichen, wird ein konkretes Beispiel eines Batteriespeichers im Verteilnetz konstruiert.

Ein Batteriespeicher, angeschlossen an das öffentliche Verteilnetz, wird zur Pufferung von elektrischer Energie zwischen Verteilnetz und Schnellladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge genutzt. Um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen und um den Batteriespeicher netzdienlich einzusetzen, stellt der Batteriespeicher außerdem Primärregelleistung zur Verfügung.

Ein Teil des bezogenen Stroms aus dem Verteilnetz wird für den Betrieb (bspw. Kühlung) des Batteriespeichers verwendet – der Betriebsstrom. Ein anderer Teil geht bei der Umwandlung elektrisch \rightarrow chemisch \rightarrow elektrisch verloren – der Verluststrom. Ein Teil des gespeicherten Stroms wird über die Schnellladeinfrastruktur an Elektrofahrzeuge abgegeben. Dabei wird ausschließlich das eigene Arialnetz, also nicht das öffentliche Verteilnetz genutzt. Zudem fließt ein Teil des Stroms zurück in das öffentliche Verteilnetz (bspw. durch die Erbringung positiver Primärregelleistung). **Bild 1** dient zur Verdeutlichung.







2.2 Gesetzliche Definition des Speicherbegriffs

In der deutschen Gesetzgebung gibt es kein explizites Energiespeichergesetz, vielmehr sind die für die Speicherung von Energie relevanten Regelungen in verschiedenen Gesetzen und Verordnungen zu finden. Aufgrund der historischen Entwicklung der Energieversorgung spielt das Thema der Speicherung in der Gasversorgung bisher eine größere Rolle. Gründe sind hierfür u. a. die Saisonalität im Gasverbrauch und die gute Speicherfähigkeit des Rohstoffes. Dementsprechend finden sich für die Gasspeicherung einige deutsche Gesetze und Verordnungen, die diesen Bereich aufgreifen wie z. B. das Bundesberggesetz, das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, Gassicherungsverordnung oder die Gasnetzzugangsverordnung. Im Strombereich gibt es aktuell keine vergleichbare Regelungsdichte. Das Thema der Stromspeicherung gewinnt erst im Zusammenhang mit der Energiewende an Bedeutung. Dabei findet meist die Bezeichnung Stromspeicher oder Speicher Anwendung, jedoch ohne gesetzliche Definition zu diesen Begriffen. Die bisherigen Regelungen konzentrieren sich auf die Behandlung der finanziellen Abwicklung der Stromspeicherung z. B. im Erneuerbare-Energien-Gesetz. Insofern ist hier in den nächsten Jahren mit einer Entwicklung zu rechnen.

Eine offene Frage ist dabei die Rolle der elektrischen Speicherung. Ein Beispiel ist die durch die Umwandlung als chemische Energie gespeicherte elektrische Energie in der Lithium-Ionen Batterie. Diese wird derzeit als Letztverbrauch eingestuft. In der Folge ist die Batterie bei der Einspeisung aus rechtlicher Sicht ein dezentraler Erzeuger, mit den daran geknüpften Folgen in der wirtschaftlichen Betreibung der Anlage.

Bei der gemischten Nutzung der Batterie zur Netzrückspeisung und zu lokalem Verbrauch kommen zwei weitere Hindernisse hinzu. Zum einen kann der Energiegehalt in der Batterie nicht eindeutig dem lokalen Verbrauch bzw. der Netzrückspeisung zugeordnet werden – dies wird erst im Moment des Verbrauches möglich. Zum anderen können auch die Speicherverluste und der Betriebsstrom nicht eindeutig den beiden Verbrauchsarten Netzrückspeisung und lokaler Verbrauch zugeordnet werden.

2.2.1 Vergütungsmöglichkeiten

Der lokal genutzte Strom, in diesem Fall für die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, kann dem Elektrofahrzeugnutzer in Rechnung gestellt werden. Es handelt sich hierbei dann um Strom aus einer Eigenerzeugungsanlage, der im räumlichen Zusammenhang entnommen und nicht durch das öffentliche Netz geleitet wird. Dadurch müssen abgesehen von der Mehrwert- bzw. Umsatzsteuer keine Umlagen oder Entgelte gezahlt werden.

Eine Vergütung für den zurückgespeisten Strom ist prinzipiell denkbar. Die Höhe der Vergütung wird sich voraussichtlich am Börsenstrompreis orientieren, welcher bei derzeit durchschnittlich etwa 5 Cent je kWh liegt und damit nicht die Kosten für den vormals bezogenen Strom decken kann. Diese belaufen sich vergleichsweise unter Inanspruchnahme eines regulären Stromlieferungsvertrags auf ca. 29 ct/kWh.

Über die Primärregelleistung lassen sich zurzeit durchschnittlich 2.500 €/(MW*Woche) für jede Woche, in welcher der Zuschlag zur Erbringung von Primärregelleistung erhalten wird, erlösen. Für den Verlust- und Betriebsstrom ist keine Vergütungsmöglichkeit abzusehen.

Im Ergebnis sind die Vergütungsmöglichkeiten engen rechtlichen Grenzen ausgesetzt.

2.2.2 Strompreiskomponenten

Der Strompreis beim Endverbraucher deckt alle Kostenbestandteile von der Erzeugung über den Transport und die Verteilung bis hin zum Energievertrieb ab. Die einzelnen Strompreiskomponenten werden teilweise über den Netznutzungsvertrag und teilweise bei der Stromlieferung veranschlagt.

Für den Bereich der Netznutzungsentgelte folgt die Kostenveranschlagung dem Verursachungsprinzip und konzentriert sich auf die Stromentnahmen. [7] Gemäß § 15 Abs. 1 StromNEV gilt: "Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten".

Um den elektrischen Energieverbrauch zu erfassen, gibt es mit der Lastgangmessung und dem Lastprofil zwei grundsätzliche Bilanzierungsmöglichkeiten. Die genauere Methode ist die Lastgangmessung, die aber mit größerem Messaufwand verbunden ist. Für Verbraucher unter 100.000 kWh Jahresverbrauch wird meistens die Abrechnung nach Lastprofil angewendet. [8] Hier wird der Lastverlauf anhand eines Verbrauchstyps mit Hilfe analytischer oder synthetischer Lastprofilverfahren definiert.

Je nachdem welche Bilanzierungsmöglichkeit angewandt wird, werden die Netznutzungsentgelte unterschiedlich berechnet, andere Messstellenkosten veranschlagt und der Strombezug unterschiedlich abgerechnet. Netznutzungsentgelte werden mit einem Arbeitspreis bei Lastprofilkunden und zusätzlich einem Leistungspreis bei Lastgangkunden abgerechnet. Der Messstellenbetrieb muss vom Batteriebetreiber gezahlt werden. Dabei fallen für die Lastgangmessungen jährliche Kosten an, die etwa 15-fach höher sind, als die der Lastprofilkunden. Die Umlagen, Abgaben und Steuern sind bei beiden Bilanzierungsmethoden identisch.

Tabelle 1 zeigt die Strompreiskomponenten für private Haushalte in einem Beispiel der Agentur für Erneuerbare Energien für das Jahr 2013 auf. Es sind die Preisbestandteile in Eurocent (ct) je Kilowattstunde (kWh) und deren prozentualer Anteil am Gesamtpreis in den Spalten aufgelistet. Neben Energiebeschaffung und –vertrieb sind die Netznutzungsentgelte mit 6,5 ct/kWh und 22,57% Anteil am Gesamtpreis der derzeit zweitteuerste Preisbestandteil.

Tabelle 1	Haushaltsstrompreiskomponenten	[9]
	1 I austranssu ombreiskombonementen	121

Preisbestandteil	ct/kWh	Anteil in
		Prozent
Energiebeschaffung und Ver-	8,2	28,47%
trieb		
Netzentgelte, Messung und	6,5	22,57%
Abrechnung		
EEG-Umlage	5,3	18,40%
Mehrwertsteuer	4,6	15,97%
Stromsteuer	2,1	7,29%
Konzessionsabgabe	1,7	5,90%
KWK- und Offshorehaftungs-	0,4	1,39%
umlage		
Gesamt	28,8	100%

In **Bild 2** werden die Zuordnung der in die Batterie geleiteten elektrischen Energie zu ihrer späteren Nutzung und die bei der Einspeicherung anfallenden monetären Belastungen gezeigt. Die Balken entsprechen den Strompreiskomponenten und die horizontalen Unterteilungen dem Verbleib der Energie. Die mit einem Kreuz markierten Bereiche zeigen Strompreiskomponenten, die nach heutiger Rechtslage der stationären Batterie nicht freigestellt werden können. Nachfolgend werden die einzelnen Preiskomponenten erläutert.

	Netznutzungsvertrag				Strom	ertrag			
	Netznutzung	KWK-G Umlage	Abschaltbare Lasten	§ 19 StromNEV-Umlage	Offshore Umlage	Konzessionsabgabe	EEG-Umlage	Stromsteuer	Stromerzeugung
Netzrückspeisung		х	x	x	х	x	x	x	x
Ladesäulen	x	х	x	х	х	х	х	x	x
Verluststrom	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Betriebsstrom	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	x = nicht freigestellt				ellt				

Bild 2 Strompreiskomponenten beim Strombezug und Zuordnung zu späterem Verbleib der eingespeicherten Energie.

Wie in Bild 2 dargestellt, ist nur für die Netznutzung eine Freistellung möglich. Das liegt daran, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die bis zum 4. August 2026 in Betrieb gehen, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt sind. Dies betrifft aber nur, die zeitlich versetzt in dasselbe Netz zurückgespeiste Energie. [10] Eigenverbrauch, Verluste und sonstiger Verbrauch sind nicht freigestellt.

Die KWK-G Umlage wird bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz gebracht, kann aber auch sofern keine Netznutzungsentgelte berechnet werden, beim
Gesamtpreis für den Strombezug in Ansatz gebracht werden. [11] Eine Befreiung hiervon ist nicht möglich.

Die Umlage für abschaltbare Lasten erfolgt entsprechend § 9 KWK-G. Eine Befreiung ist für Batteriespeicher nicht möglich. [12, 13]

Die Umlage nach § 19 StromNEV wird als Aufschlag auf die Netzentgelte berechnet, jedoch ist §9 KWK-G in der aktuellen Fassung anzuwenden, womit eine Befreiung nicht möglich ist. [14]

Die Offshore Umlage wird ebenfalls unter Berücksichtigung von § 9 KWK-G als Aufschlag auf die Netzentgelte berechnet. Es ist daher keine Befreiung möglich. [14]

Von der Konzessionsabgabe ist keine Befreiung möglich. Jedoch kann für Kunden, die einen Jahresverbrauch von mindestens 30.000 kWh und in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres eine Leistung von 30 kW erreichen, die vergünstigte Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden berechnet werden. [15] Bei Sondervertragskunden muss dafür immer der Lastgang gemessen werden. Durch die Umstellung auf Lastgangmessung mit den höheren Kosten für den Messstellenbetrieb und Abrechnung über Arbeits- und Leistungspreis rechnet sich diese Vergünstigung nur bei Jahresverbräuchen von über 50.000 kWh. Laut BDEW besteht auch die Möglichkeit den Strom für Elektromobilität von der Konzessionsabgabe zu befreien. Hier besteht allerdings noch keine verbindliche Rechtssicherheit. [16]

Für Batterien die ausschließlich in das Netz zurückspeisen aus dem sie ihren Strom beziehen, ist eine Befreiung von der EEG-Umlage im Gesetz vorgesehen. Da hier aber explizit die ausschließliche Rückspeisung gefordert ist, muss bei einer Mischnutzung die volle EEG-Umlage gezahlt werden. [17]

Bei der Stromsteuer für Batteriespeicher herrscht bisher eine Regelungslücke. Eine Befreiung für den zurückgespeisten Anteil des Stroms und eventuell auch für den Betriebsstrom und die Verluste muss im Einzelfall mit dem Zoll geklärt werden. Das ist nur möglich, wenn der Batteriebetreiber als Stromhändler agiert. [18, 19]

Die Kosten für die Stromerzeugung inklusive Vertriebskosten werden mit dem Stromlieferanten ausgehandelt. Da der Lieferant die gesamte Strommenge liefern muss, wird er auch die gesamte gelieferte Menge in Rechnung stellen.

2.3 Sonderfall Primärregelleistung

In der Primärregelleistung werden normalerweise keine Strommengen vergütet, sondern nur die präqualifizierte Leistung. Wie diese Regelung auf einen Batteriespeicher angewandt werden kann, ist bisher nicht bekannt. Prinzipiell könnte mit dem K-Faktor und der Frequenzabweichung die erbrachte Primärregelleistung bestimmt werden, um die bezogene oder zurückgespeiste Energiemenge zu bereinigen. Dafür sind aber noch keine Prozesse vorhanden.

3 Fazit

Stationäre Batteriespeicher können durch ihre guten Leistungscharakteristika zur Netzunterstützung beitragen. Der heutige regulatorische Rahmen beschränkt aber dieses technische Potenzial durch unsichere wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Um eine finanzielle Doppelbelastung bei der Zwischenspeicherung von Strom im Batteriespeicher und einer anschließenden Rückspeisung in das Verteilnetz zu vermeiden, müssten folgende Strompreiskomponenten entfallen:

- Netznutzungsentgelt und alle damit verbundenen Umlagen und Abgaben
- EEG-Umlage
- Stromsteuer

Zusätzlich dürfte für diesen Anteil die Stromerzeugung und der Vertrieb nicht berechnet werden oder bei der Rückspeisung müsste eine Vergütung in Höhe der Bezugskosten gezahlt werden. Dabei müsste aber noch die anfallende Umsatz- bzw. Mehrwertsteuer betrachtet werden.

Problematisch ist die Zuordnung der Vergütungen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber. Die Einnahmen aus dem Batteriebetrieb verbleiben beim Anlagenbetreiber, während die Kosten für das Netz und den Batterieanschluss beim Netzbetreiber verbleiben. Im Ergebnis ist es an der Politik, die den Wechsel in der Energieversorgung durch die Energiewende vorantreibt, diese regulatorischen Detailfragen zu klären und die vorhandenen Hürden bei der Anwendung stationärer Batteriespeicher abzubauen.

4 Literatur

- [1] Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010.
- [2] Deutsche Energie-Agentur: dena-Verteilnetzstudie Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012.
- [3] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz von 1990 bis 2011, Berlin, 2013.
- [4] Wiechmann H.; Hufendiek K.: The mechanism of the "Grid signal light" as a part of the Smart Market/Grid System – the cooperation between Customers, Energy Logistics, Grid and Regulation, Dresden, 2013.
- [5] Deutsche Energie-Agentur: Energiespeicher im heutigen Stromsystem 06.03.2014 [Online] http://www.effizienteenergiesysteme.de/themen/energiespeicher/einleitung.html
- [6] Eigene Darstellung

- [7] § 16 Abs. 1 StromNEV.
- [8] § 12 StromNZV
- [9] Agentur für Erneuerbare Energien Grafik –Dossier: Strompreis 2013 und Stromkosten privater Haushalte
- [10] § 118 Abs. 6 EnWG.
- [11] § 9 Abs. 7 KWKG.
- [12] § 13 EnWG.
- [13] § 18 Kostenregelung AbLaV.
- [14] § 19 Sonderformen der Netznutzung StromNEV.
- [15] § 2 Abs. 7 Satz 3 KAV.
- [16] BDEW, Leitfaden Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben in der Stromund Gasversorgung, Berlin, 2010.
- [17] § 37 Vermarktung und EEG-Umlage EEG .
- [18] § 12 Strom zur Stromerzeugung StromStV.
- [19] § 9 Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen -StromStG.

Entwurf einer Betriebsstrategie für Batteriespeicher zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt

S. Gerhard¹, F. Halfmann²

¹ Vattenfall Europe Innovation GmbH, 22297 Hamburg, sebastian.gerhard@vattenfall.de ² Fachhochschule Flensburg, ZNES Zentrum für Nachhaltige Energiesysteme, 24943 Flensburg

Kurzfassung

Regelleistung wird von den Netzbetreibern benötigt, um zu jedem Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen. Die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt ist seit 2007 in einer gemeinsamen Ausschreibung geregelt. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben in einem Leitfaden die Eckpunkte und die Freiheitsgrade für Technische Einheiten im Primärregelleistungsmarkt aufgeschrieben. Dieser Artikel widmet sich der Fragestellung, welcher Freiheitsgrad wie wirksam ist. Die betrachtete Technische Einheit ist ein Lithium-Ionen Batteriespeicher. Diese Einheit kennzeichnet ein großer Leistungsgradient ($\Delta kW/s$) aus – jedoch mit einer eingeschränkten Kapazität. Mithilfe einer Matlab-Simulation, die auf den Frequenzdaten aus dem Jahr 2013 und auf den technischen Rahmenparametern eines Vattenfall-Batteriespeichers aus dem Projekt Wirtschaft am Strom aufgesetzt hat, wurden die Freiheitsgrade einander gegenübergestellt.

Im Ergebnis ist unter den getroffenen Annahmen das Fahrplangeschäft der wirksamste Freiheitsgrad. Allein mit diesem Freiheitsgrad ist eine Technische Einheit mit entsprechenden Rahmenbedingungen im PRL-Markt 24/7 das gesamte Jahr über betreibbar. Darauf folgen in ihrer Wirksamkeit absteigend aufgezählt die Freiheitsgrade: Übererfüllung, Leistungsgradient und Totband. Eine Ausnutzung dieser Freiheitsgrade kann unter Umständen einen wirtschaftlichen Mehrwert im Betrieb erbringen. Entscheidende Kriterien für eine optimale Wirtschaftlichkeit einer solchen Technischen Einheit sind jedoch der Aufstellungsort (im gleichen, nachgelagerten Netz wie eine Erzeugungseinheit) und das Auslegungsverhältnis Leistung zu Kapazität (kW/kWh).

1 Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung

Am 03.04.2014 veröffentlichten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50 Hertz Transmission GmbH (50 Hertz), Amprion GmbH (Amprion), EnBW Transportnetze GmbH (EnBW TNG) und Tennet TSO GmbH (Tennet) gemeinsam einen Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung (PRL) [1]. Darin werden die Eckpunkte und Freiheitsgrade beschrieben, die bei der Erbringung von Primärregelleistung berücksichtigt werden müssen. Besonders hervorgehoben wird die Nutzung von Batteriespeichern als Technische Einheit (TE) zur Erbringung von PRL.

Der Leitfaden stellt weder eine neue Regelung dar, noch ergänzt er die vorhandenen. Es werden ausschließlich die gegebenen Rahmenbedingungen der derzeitig geltenden Dokumente, die bei der Präqualifikation und der Erbringung von PRL eine Rolle spielen, genutzt. Diese sind:

- UCTE Operation Handbook Policy 1
- Transmission Code 2007, insbesondere Anhang D1
- BNetzA BK6-10-097
- Regelungen des Rahmenvertrages. [1]

Die Freiheitsgrade beschreiben somit die Möglichkeiten, die sich im Rahmen der aktuellen Anforderung der ÜNB an TE zur Bereitstellung von PRL bewegen. Diese können bei der Regelung des Batteriespeichers genutzt werden, um die Teilnahme am PRL-Markt zu ermöglichen. Die angewendete Regelung muss in ihrer Art und Wirkung dem kontrahierenden ÜNB in Form eines Betriebskonzepts beschrieben werden.

Aufgrund der begrenzten Kapazität von Batteriespeichern, wird ein aktives Ladezustandsmanagement benötigt. Damit wird verhindert, dass der Batteriespeicher vollständig geladen oder entladen wird und somit keine PRL mehr zur Verfügung stellen könnte. Im Folgenden werden die im Leitfaden beschriebenen Freiheitsgrade (1. Übererfüllung, 2. Totband, 3. Leistungsgradient und 4. Lade-/Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte) erläutert.

1.1 Übererfüllung

Die TE zur Erbringung von PRL muss jederzeit mindestens die Leistung erbringen, die durch die P(f)-Kennlinie definiert ist. Eine "Untererbringung" ist untersagt und würde die Qualifikation für die PRL verhindern. Eine Übererfüllung von bis zu 20% ist jedoch möglich. **Bild 1** zeigt diesen Zusammenhang auf. Die gelbe Linie spiegelt als maximale Leistungskennlinie die Übererfüllung wieder. Dieser Freiheitsgrad kann auch im Totband, d.h. einer Frequenzabweichung von ± 10 mHz um 50 Hz angewendet werden.



Bild 1 Optionale Übererfüllung bis zu 20 % der geforderten Leistung [1]

1.2 Totband

Das Totband dient i. d. R. dazu, ungewollte Unempfindlichkeitsbereiche durch konstruktive Unvollkommenheiten des Reglers der TE auszugleichen [2]. Es ist festgelegt auf ± 10 mHz um 50 Hz. Ist die TE jedoch technisch in der Lage auch in diesem Totband zu regeln, kann diese Fähigkeit systemkonform eingesetzt werden. Ist bspw. das Netz untererregt, kann der Batteriespeicher im Totband entladen. Ist das Netz übererregt, kann der Batteriespeicher entsprechend laden. In **Bild 2** ist die Ausnutzung dieses Freiheitsgrades gelb und blau markiert.



Bild 2 Bereitstellung von Primärregelleistung innerhalb des Totbandes (ausschließlich Systemdienlich) [1]

1.3 Leistungsgradient

Bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz von 50 Hz müssen TE innerhalb von 30 Sekunden die volle präqualifizierte Leistung erbringen [2]. Die Leistungsänderung ist dabei kontinuierlich. In **Bild 3** wird dies beispielhaft dargestellt. In der oberen Grafik ist der Fahrplan aufgetragen, den die TE abfahren soll – P(f).

Ist die TE in der Lage schneller zu reagieren, also z. B. innerhalb von zwei Sekunden bereits die volle präqualifizierte Leistung zu erbringen, kann sie diese Fähigkeit nutzen. Damit ergibt sich ein zulässiger Arbeitsbereich, wie er in der unteren Grafik in Bild 3 gelb markiert ist.



Bild 3 Nutzung des Leistungsgradienten [1]

1.4 Lade-/Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte

Neben den zuvor genannten Freiheitsgraden kann der Stromhandel genutzt werden, um den Batteriespeicher zu laden oder zu entladen. Voraussetzung dafür ist, dass die PRL-Erbringung regelkonform bleibt und Leistungsgradient und P(f)-Kennlinie weiterhin eingehalten werden. Durch Fahrplangeschäfte, die über Börsen oder Over the Counter Geschäfte abgewickelt werden, kann der State of Charge (SoC, zu Deutsch: Ladezustand), durch das Zuoder Verkaufen von elektrischer Arbeit beeinflusst werden. Das kleinstmögliche Zeitintervall dieser Geschäfte beträgt 15 Minuten und muss spätestens 15 Minuten vor Lieferung nominiert werden. Damit soll sichergestellt werden, dass der korrigierte Fahrplan recht-zeitig angemeldet werden kann und kein zusätzlicher Regelleistungsbedarf durch verspätete Anmeldung des Fahrplans zustande kommt.

Der SoC bestimmt hierbei das Verkaufs- oder Kaufsignal Grundlage dafür sind jeweils vorher definierte obere und untere SoC-Grenzen. **Bild 4** zeigt die Verschiebung des Arbeitspunktes durch Handelsgeschäfte. Die unterste Grafik in Bild 4, Ladestand der Batterie, deutet die untere SoC-Grenze rot gestrichelt an. Die mittlere Grafik, Fahrplangeschäft, zeigt den Kauf von elektrischer Arbeit zwischen 8:30 Uhr und 8:45 Uhr an. Die oberste Grafik zeigt die Arbeitspunktverschiebung des Batteriespeichers im Stromhandels-Zeitfenster zwischen 8:30-8:45 Uhr. Nach Ablauf des Fahrplangeschäftes um 8:45 Uhr kehrt die Batterie an den vorherigen Arbeitspunkt zurück. Dieser Effekt ist ebenso in der untersten Grafik dargestellt. Der Ladezustand der Batterie stabilisiert sich während der Lieferung der elektrischen Energie.



Bild 4 Verschiebung des Arbeitspunktes durch Handelsgeschäfte (Intraday & mittels anderer TE) [1]

2 Betriebsstrategie für Speicher

Die Betriebsstrategie für Speicher erfordert die kontinuierliche Messung zweier Parameter:

- Netzfrequenz (f)
- State of Charge (SoC)

Diese beiden Parameter werden dazu genutzt, den optimalen Leistungswert (P(f, SoC)) zu ermitteln, den das Batteriespeichersystem abfahren muss, um PRL zu erbringen und gleichzeitig ladezustandsdienlich zu agieren. Dazu wird ein Arbeitspunkt definiert, der bei einer ersten Betrachtung auf 50 % (SoC) festgelegt wurde. In der Analyse wurden zwei Pfade entwickelt, die als Bestimmung der Betriebsstrategie simultan durchlaufen werden. Zum einen die PRL-Bereitstellung (2.1) mit der Anwendung der drei Freiheitsgrade - Übererbringung, Totband und Leistungsgradient - zum anderen die Anwendung der Fahrplangeschäfte (2.2) mit Energiebezug oder Energieeinspeisung. Die resultierenden Leistungswerte werden addiert und bilden schließlich den Leistungssollwert des Batteriespeichersystems. Der Ablauf zur Bestimmung der Betriebsstrategie ist als Flussdiagramm in Bild 5 veranschaulicht.

2.1 Primärregelleistung-Bereitstellung

Bei einer definierten Abweichung des Ladezustands vom definierten Arbeitspunkt werden die Freiheitsgrade aktiviert. Diese beeinflussen die Erbringung von PRL innerhalb der erlaubten SoC-Grenzen ladezustandsdienlich.

Die Übererbringung wird aktiviert, wenn der Ladezustand unterhalb des Arbeitspunktes liegt und negative PRL erbracht wird – und umgekehrt.

Liegt die Netzfrequenz unterhalb von 50 Hz und der Ladezustand befindet sich oberhalb des Arbeitspunktes, so wird das Totband ausgenutzt – und umgekehrt. Die Erbringung von PRL im Totband (49,99-50,01 Hz) ist jedoch nur systemdienlich erlaubt, sodass keine negative PRL erbracht werden darf, wenn die Netzfrequenz unterhalb von 50 Hz liegt – und umgekehrt.

Der Leistungsgradient (kW/s) wird bei einem ladezustandsdienlichen PRL-Abruf erhöht.

2.2 Fahrplangeschäfte

Die parallel zur PRL-Erbringung ablaufenden Fahrplangeschäfte werden automatisch beim Verlassen eines definierten SoC-Bereiches ausgelöst.

Die Erfüllung der Fahrplangeschäfte findet zeitlich versetzt zum Abschluss der Geschäfte statt und resultiert in der Erbringung einer konstanten Leistung (P_{fp}) über einen Zeitraum von 15 oder 60 Minuten. Statistisch kann es bei der Addition von Fahrplangeschäften und Primärregelleistung zu Überschreitungen der maximal möglichen Leistung des Batteriespeichersystems (P_{max}) kommen. Eine gänzliche Vermeidung von Überschreitungen ist ausschließlich durch die Aufteilung der maximalen Leistung des Batteriespeichersystems auf die präqualifizierte PRL und die vorgehaltene Leistung für Fahrplangeschäfte möglich (bspw. 50% $P_{Prä}$ und 50% P_{fp}).

Wirtschaftlich ist es dennoch sinnvoll, die volle Leistung des Batteriespeichersystems zu präqualifizieren (**Formel** 1). Verschiedene Simulationsszenarien haben gezeigt, dass bei einer Präqualifizierung der vollen Leistung, zusätzlich 40% dieser Leistung für Fahrplangeschäfte genutzt werden können, da der Abruf der PRL äußerst selten größer als 60% der präqualifizierten Leistung ist ($60\% P_{Pr\ddot{a}} \rightarrow \Delta f = 120$ mHz, **Formel 2**). Durchschnittlich kam es in den Jahren 2012 und 2013 im Erbringungszeitraum von 7 Tagen innerhalb von 30 Sekunden zu einer größeren Abweichung der Netzfrequenz als 120 mHz.

$$P_{Pr\ddot{a}} = 100\% \cdot P_{max} \tag{1}$$

$$P_{fp} = 40\% \cdot P_{max} \tag{2}$$



Bild 5 Flussdiagramm Betriebsstrategie eines Batteriepeichers [eigene Darstellung]

3 Simulation der Betriebsstrategie

Die Simulation der Betriebsstrategie mit Matlab R2013a zeigt die Wirksamkeit der einzelnen Freiheitsgrade. Im Ergebnis bedeutet dies, dass ein kombinierter Einsatz der Freiheitsgrade eine dauerhafte Teilnahme von Batteriespeichern am PRL-Markt ermöglicht.

Grundsätzlich sind zur Simulation Inputparameter für die Betriebsstrategie und das Batteriespeichersystem notwendig. Simuliert wurde der Verlauf des theoretischen SoC, um den direkten Vergleich der Freiheitsgrade herzustellen, die unter Umständen den SoC nicht im technisch möglichen Bereich halten können (siehe **Bild 6**). Die Fahrplangeschäfte alleine ermöglichen es gänzlich, den SoC im zulässigen Bereich zu halten und sind somit der wirksamste Freiheitsgrad. Ohne diesen wäre eine erfolgreiche Betriebsstrategie nicht möglich. Die Anwendung der Übererbringung und Totbandnutzung ist ebenfalls wirksam, wohingegen die Nutzung des Leistungsgradienten nur einen geringen Einfluss hat. Dieser ist jedoch der einzige Freiheitsgrad, der die Verluste reduziert. Verluste entstehen bei der Bereitstellung von PRL z.B. durch Wärmeentwicklung im Batteriespeicher. Die Variante ohne Strategie beschreibt die Erbringung von PRL ohne die Anwendung der Betriebsstrategie. Somit wird hier PRL nach den Richtlinien der ÜNB erbracht ohne die Nutzung von Freiheitsgraden oder Fahrplangeschäften.



Bild 6 Auswertung der Betriebsstrategien (Frequenz 2013) [eigene Darstellung]

4 Berechnung der Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit der Bereitstellung von PRL mit Batteriespeichersystemen wird maßgeblich durch vier Faktoren beeinflusst: Investitionskosten, Betriebskosten, Leistungspreise und Laufzeit. Die aktuelle gesetzliche Regelungslücke Batteriespeicher betreffend führt dazu, dass die Anschlussart des Speichers einen signifikanten Unterschied bei den Betriebskosten zur Folge hat. Dabei können zwei wesentliche Anschlussarten unterschieden werden:

- Anschluss im öffentlichen Netz
- Verbund mit Erzeugungsanlage

Wird der Speicher im öffentlichen Netz betrieben, fallen jegliche Endverbraucherkosten an. Lediglich der zur Wiedereinspeisung bezogene Strom ist nach § 118 Abs. 6 EnWG von den Netznutzungsgebühren befreit. Der gesamte bezogene Strom zur Bereitstellung von PRL und Deckung der Verluste muss somit inkl. aller Umlagen bezahlt werden. Dabei ist mit einer Vergütung des eingespeisten Stroms nicht zu rechnen, denn die Erstellung eines prognostizierten Einspeiseprofils ist nicht möglich. Der Batteriespeicher ist also nach den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen im öffentlichen Netz nicht möglich.

Der Betrieb eines Speichers im Verbund mit einer Erzeugungsanlage, wie z.B. einem thermischen Kraftwerk, führt dazu, dass der bezogene Strom keinen Umweg über das öffentliche Netz nehmen muss. Somit kann gänzlich auf einen Stromliefervertrag, sowie einen Netznutzungsvertrag verzichtet werden. Diese Anschlussart bietet also die Möglichkeit die Betriebskosten deutlich zu senken.

Die folgende Betrachtung bezieht sich auf den Betrieb eines Speichers im Verbund mit einer Erzeugungsanlage. Der Batteriespeicher und die Erzeugungsanlage fungieren dabei als eine TE mit einem gemeinsamen Stromzähler. Anhand von **Formel 3** lässt sich der Kapitalwert für ein Batteriespeicherprojekt zum Betrieb im PRL-Markt abschätzen.

Die Einnahmen bestehen aus

- Leistungspreiserlösen durch die wöchentliche Teilnahme am PRL-Markt und
- Energieerlösen aus Fahrplangeschäften.

Die Ausgaben bestehen ausschließlich aus

 Energiekosten f
ür den Strombezug durch Fahrplangesch
äfte

Für die Energiemengen zur Bereitstellung von PRL treten keine Kosten oder Erlöse auf. Der Strom aus Erzeugungsanlagen wird anhand des angemeldeten Fahrplans vergütet. Somit führt die Abnahme von Energie, bei Bereitstellung von negativer PRL, nicht zu Einnahmeeinbußen der Erzeugungseinheit und muss daher nicht bezahlt werden. Die Bereitstellung von positiver PRL wird nicht vergütet.

$$C_0 = -I + \sum_{t=1}^{d} \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t}$$
(3)

$$E_{t} = P_{Pr\ddot{a}} \times L_{P} \times 52 + I_{M} \times F_{V} \times P_{fp} \qquad (3.1)$$

$$A_t = I_M \times F_K \times P_{fp} \tag{3.2}$$

C ₀ : Kapitalwert	d: Lebensdauer der Batterie
I: Investitionskosten	I _M : Mittelwert Intradaypreise
E _t : Einnahmen (Periode t)	F _K : Vollaststunden Kaufg.
At: Ausgaben (Periode t)	Fv: Vollaststunden Verkaufg.
i: Kalkulationszinssatz	P _{fp} : Leistung Fahrplang.
L _P : Leistungspreis	P _{PRÄ} : Präqualifizierte Leistung

Kosten entstehen lediglich durch Fahrplangeschäfte zur Anwendung der Betriebsstrategie – d.h. Zwecks Einhaltung der SoC-Grenzen. Die Simulation bei einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von $0,4^1$ ergaben die Energiemengen für Kaufgeschäfte F_K mit 475 h/a * P_{fp} und die Verkaufsgeschäfte F_V mit 125 h/a * P_{fp} . Dabei wurden alle Freiheitsgrade genutzt. Die Kosten bzw. Einnahmen für Fahrplangeschäfte wurden mit dem Mittelwert für den Intradayhandel an der EPEX SPOT SE von $3,6 \ c \in /kWh^2$ überschlägig berechnet.

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit im Kraftwerksverbund ist also maßgeblich vom Leistungs-/ Kapazitätsverhältnis abhängig. Wird dieses erhöht, steigen die Leistungspreiseinnahmen. Gleichzeitig müssen aber auch mehr Fahrplangeschäfte durchgeführt werden. Diese fallen jedoch kostenseitig nicht so stark ins Gewicht. Somit überwiegen die Mehrerlöse die Mehrkosten.

5 Betrachtung der Sensitivitäten

Sensitivitäten bestehen bei der Auslegung des Batteriespeichersystems sowie bei den Inputparametern für die Betriebsstrategie. Die Freiheitsgrade sind aufgrund der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen als starr anzunehmen.

5.1 Auslegung Batteriespeichersystem

Beim Bau und der Auslegung eines Batteriespeichersystems sind drei Dinge von zentraler Bedeutung. Zum einen sollte ein möglichst effizienter Batteriespeicher mit einem hohen Wirkungsgrad (> 90 %) gewählt werden. Zum anderen eignen sich besonders Speicher mit einer schnellen Reaktionszeit und einem großen Leistungsgradienten wie bei der Lithium-Ionen Technologie. Wichtig für die Wirtschaftlichkeit ist auch die optimale Auslegung des Batteriespeichers in Bezug auf Leistung zu Kapazität, wie bereits zuvor erwähnt.

Da die erzielten Einnahmen proportional von der präqualifizierten Leistung des Speichers abhängen, sollte die

¹ Beispielsweise 50 kW Leistung und 120 kWh Kapazität. Wirtschaft am Strom Batteriespeicher.

² Mittelwert der Intraday-Preise 2013

Leistung im Verhältnis zur Kapazität möglichst groß gewählt werden. Für dieses Verhältnis gibt es folgende drei Restriktionen;

- die technische Machbarkeit,
- die Doppelhöckerkurve³ und
- das Betriebskonzept.

Dabei ist die limitierende Restriktion das Betriebskonzept, welches ein vollständiges Be- und Entladen des Speichers verhindern muss. Durch eine Vergrößerung des Verhältnisses Leistung zu Kapazität in einer Reihe von Simulationen wurde das optimale Verhältnis von 1,5 ermittelt (bspw. 45 kW mit 30 kWh). Nachteilig könnte sich jedoch die größere Belastung der Batterie auf die Lebensdauer auswirken.

5.2 Betriebsstrategie

Grundsätzlich werden für die Betriebsstrategie drei Inputparameter benötigt:

- Arbeitspunkt
- Ruhebereich
- Transaktionssignale

Anfänglich wurden die Inputparameter für die Betriebsstrategie gemäß der Variante A (**Tabelle 1**) angenommen. Der Arbeitspunkt beschreibt den SoC-Wert, der durch die Betriebsstrategie angesteuert wird. Der Ruhebereich legt fest, bei welcher Abweichung vom Arbeitspunkt die Betriebsstrategie aktiviert wird. Über- oder unterschreitet der Batteriespeicher bestimmte SoC-Grenzen werden

Transaktionssignale (bspw. verkaufe oder kaufe 15 kWh) versendet und damit Fahrplangeschäfte ausgelöst.

Die optimale Wahl der Inputparameter ist maßgeblich von der Auslegung des jeweiligen Batteriespeichers abhängig. Die folgende Untersuchung wurde mit einem beispielhaften Batteriespeicher⁴ durchgeführt. Ziel war es, durch Szenariovarianten Tendenzen für eine konträre Betriebsstrategie zu erkennen. Die gewonnenen Erkenntnisse sind in Variante B festgehalten.

Tabelle 1	Inputparameter	der Betriebsstrategie
-----------	----------------	-----------------------

Variante	Arbeits-	Ruhebe-	Transaktionssig-
	punkt	reich	nale
А	50%	±0%	30% / 70%
В	70%	±0%	30% / 90%

Die beiden Varianten wurden hinsichtlich fünf ausgewählter Kennwerte untersucht. Der Mittelwert sowie die Standartabweichung geben Aufschluss über die Intensität der Beanspruchung des Batteriespeichers. Idealerweise sollte der Mittelwert im oberen SoC-Bereich liegen, da sich ein SoC von 70 % positiv auf die Lebensdauer von Li-Ionen Batteriespeicher auswirkt [4]. Die Standartabweichung ist ein Indikator für die Zyklentiefe.

Die Verluste weisen nur eine sehr geringe Sensitivität auf und haben somit keinen großen Einfluss auf die Bewertung der Inputparameter. Demgegenüber steht die Summe der Kauf- und Verkaufsgeschäfte (Fahrplangeschäfte). Die Auswertung der Fahrplangeschäfte bei Variante B zeigt, dass diese durch die Anhebung des Arbeitspunktes und des oberen Transaktionssignals deutlich gemindert werden können. Dies senkt die notwendigen Fahrplangeschäfte um etwa 25 % und spart somit einen signifikanten Anteil der Kosten ein. Die Ergebnisse sind in **Tabelle 2** zusammengefasst.

rabene 2 Anaryse der Sensitivitaten						
Vari- ante	Mit- tel- Wert [SoC]	Stan- dardab- weichung [SoC]	Ver- luste [kWh]	Kauf [kWh]	Ver- kauf [kWh]	
А	0,44	0,12	3.236	4.370	1.025	

-2%

-25%

-2.2%

Tabelle 2 Analyse der Sensitivitäten

+53%

6 Fazit

+21%

В

Der Betrieb von Speichereinheiten wurde anhand eines beispielhaften Batteriespeichers simuliert und die von den ÜNB zugelassenen Freiheitsgrade in einer Betriebsstrategie verarbeitet. Ohne die Möglichkeit der Fahrplangeschäfte wäre eine Teilnahme von Speichereinheiten mit begrenzter Kapazität am PRL-Markt nicht möglich. Die Übererfüllung und die Totbandnutzung verfügen ebenfalls über eine hohe Wirksamkeit wohingegen der Leistungsgradient eine untergeordnete Rolle spielt.

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit hat zum Ergebnis geführt, dass ein optimales Auslegungsverhältnis und eine Anbindung der Speichereinheit an eine Erzeugungseinheit den Kapitalwert deutlich anheben können.

Die Aufforderung zur Nutzung der Freiheitsgrade zeigt, dass die ÜNB am PRL-Markt auch Batteriespeicher (o. ä. Anlagen) unterbringen wollen. Vorstellbar wäre jedoch auch einen zusätzlichen Markt für sehr schnell reagierende TE (wie bspw. Batteriespeicher) zu schaffen, sodass die Regelqualität und der große Leistungsgradient noch besser genutzt aber auch honoriert werden können.

7 Literatur

- [1] Deutsche ÜNB "Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung", 03.04.2014
- [2] 2014 Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW "Transmission Code 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber", Version 1.1, August 2007
- [3] Schmidt, T.S., Battke, B., Grosspietsch, D., Hoffmann, V.H. "How to avoid premature lock-in in one technology –Evidence from modeling of multipurpose technologies", forthcoming

[4] Experteninterview, BMW Group

³ Notwendig für die Präqualifikation gegenüber des kontrahierenden ÜNB

⁴ Verhältnis von Leistung zu Kapazität von 0,4

ENERGIESPEICHER

Spannungshaltung und Leistungsausgleich erneuerbarer Energieerzeugung mittels Speichern im Mittelspannungsnetz

H. Barth¹, B. Idlbi¹, J. von Appen¹, M. Braun^{1,2}

¹Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Königstor 59, 34119 Kassel,

heike.barth@iwes.fraunhofer.de

²Universität Kassel, Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Kassel

Kurzfassung

Zur Unterstützung des zukünftigen Netzbetriebs sowie der verbesserten Integration fluktuierender und dezentraler Erzeugung wird der Einsatz von Speichern seit geraumer Zeit stark diskutiert. In diesem Beitrag wird anhand von verschiedenen Beispielszenarien analysiert, welche Anforderungen an die Dimensionierung von Speichern in Mittelspannungsnetzen hinsichtlich verschiedener Anwendungsfälle zu stellen sind. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf dem Speichereinsatz zur Spannungshaltung und zum Ausgleich von fluktuierender Erzeugung. Für die Spannungshaltung werden verschiedene Kennlinien zur spannungsgeführten Ladung und Entladung der Speicher untersucht und bewertet. Zur Bewertung des Speichereinsatzes zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung werden verschiedene Grade der Leistungsglättung verglichen. Ein wichtiger Aspekt der Untersuchung ist die Verwendung eines technologieoffenen Ansatzes, der vorab keine Speichertechnologien und -auslegungen für die Untersuchungen definiert. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Anforderungen an die Speicherauslegung hinsichtlich Leistung und Kapazität abhängig vom Anwendungsfall und den angenommenen Randbedingungen deutlich unterscheiden. Insgesamt wird deutlich, dass die untersuchten Anwendungsfälle verhältnismäßig große Speicher erfordern und eine alleinige Auslegung und Betrieb für diese Zwecke nicht wirtschaftlich erscheint.

1 Einleitung

Die deutsche Energieversorgung befindet sich im Wandel. Dies stellt neue Herausforderungen an die Versorgungssicherheit und Netzstabilität. Von besonderer Bedeutung sind dabei die zunehmende dezentrale Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen sowie die damit einhergehende Verringerung der Anzahl und Gesamtleistung von Großkraftwerken. Eine hohe dezentrale Erzeugung kann im Verteilnetz unter anderem zu Spannungsproblemen sowie zu Überlastungen von Netzbetriebsmitteln führen. Mögliche Gegenmaßnahmen sind beispielsweise der gezielte Netzausbau oder der Einsatz von Regelverfahren für PV-Anlagen und Windparks zur Spannungshaltung [1]. Alternativ können aber auch Speicher einen Beitrag leisten [2], [3].

Die Frage nach dem technisch und ökonomisch sinnvollsten Einsatz von Speichern und der je nach Anwendungsfall besten Speichertechnologie sind allerdings noch nicht geklärt. In diesem Beitrag werden Speicher vor allem im Hinblick auf einen netzdienlichen Einsatz in der Mittelspannung (MS) untersucht. Dazu werden beispielhaft zwei Anwendungsfälle analysiert: Spannungshaltung und Leistungsausgleich. Der Fokus dieses Beitrags liegt insbesondere auf der notwendigen Speicherauslegung, um das Ziel des jeweiligen Anwendungsfalls zu erreichen. Der Beitrag versucht nicht, wirtschaftliche Geschäftsmodelle darzustellen oder zu identifizieren, sondern den Nutzen rein technisch zu bewerten.

2 Status quo: Forschung und Feldtests von großen Batteriespeichersystemen

Der Speicherbedarf für zukünftige Erzeugungsszenarien wurde bereits in verschiedenen Studien ermittelt. Diese beziehen sich jedoch zumeist auf das deutschlandweite Residuallastprofil [4]-[6]. Die Roadmap Speicher [7] stellt den Speicherbedarf unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes im europäischen Kontext dar und bewertet die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen. Die Untersuchungen in [8] geben eine deutschlandweite Abschätzung zum Einfluss des Speichereinsatzes in Verteilnetzen auf den Netzausbau, bei vorab definiertem Anteil von Speichern zu regenerativen Erzeugungsanlagen.

Untersuchungen, die das MS-Netz berücksichtigen, sind oftmals auf Einzelfallbetrachtungen beschränkt. Es wird dort beispielsweise ermittelt, welchen Nutzen ein bestimmter Speicher (Technologie, Kapazität, Leistung) abhängig von seiner Betriebsführung für ein Netz haben kann. In [9] wird beschrieben wie ein 1 MW Li-Ionen-Speicher in einem bestimmten MS-Netz für Frequenzregelung und zur Spitzenlastreduktion eingesetzt werden kann. [10] zeigt beispielhaft an einem MS-Netz die Möglichkeiten einer Reduktion der Leistungsgradienten gegenüber der Hochspannungsebene durch den Einsatz von Natrium-Schwefel-Akkumulatoren. Eine kostenoptimierte Deckung der Elektrizitätsnachfrage eines MS-Netzes wird in [11] unter Berücksichtigung des Einsatzes von zwei Blei-Batteriespeichern analysiert. Neben den wissenschaftlichen Untersuchungen ist weltweit bereits eine nennenswerte Anzahl an großen Batteriespeichersystemen für verschiedene Einsatzzwecke im Betrieb oder in der Umsetzungsphase. Diese befinden sich vorwiegend in den USA und in Japan. Die Anwendungsgebiete umfassen sowohl Spitzenlastdeckung, Lastverschiebung und Frequenzregelung als auch den Ausgleich fluktuierender Erzeugung in Verbindung mit PV oder Natrium-Schwefel-Akkumulatoren Windkraftanlagen. werden hierbei mit Kapazitäten bis in den dreistelligen MWh-Bereich bei einer Leistung im zweistelligen MW-Bereich eingesetzt. Großspeicherprojekte mit Li-Ion oder Blei-Akkumulatoren nutzen bislang Kapazitäten im dreistelligen kWh bis einstelligen MWh-Bereich bei Leistungen zwischen einigen hundert kW bis in den zweistelligen MW-Bereich. Andere Technologien wie bspw. Ni-Cd oder Redox-Flow-Speicher werden als Großspeicher nur selten eingesetzt. [12]

In Deutschland werden bestehende und aktuell geplante Projekte fast ausschließlich auf Basis von Li-Ion oder Blei-Akkumulatoren umgesetzt. Die Anwendungsfälle in Deutschland konzentrieren sich vorwiegend auf die Bereitstellung von Regelleistung, vor allem Primärregelleistung, sowie lokale Spannungsregelung und den Ausgleich von Last- bzw. Erzeugungsspitzen aber auch die autarke Energieversorgung bestimmter Netzgebiete (**Tabelle 1**).

 Tabelle 1
 Beispielhafte Forschungs- und Demonstrationsprojekte von Batteriespeichern in Deutschland

Projekt/	Speichertechnolo-	Anwendungsfall
Standort	gie und Dimensionierung	
Fechheim [13]	240 kWh (120 kWh nutzbar) / 45 kW Blei	Netzstabilisierung, Spannungshaltung, Ausgleich Lastspit- zen und fluktuierende Erzeugung
LESSY [14]	0,7 MWh / 1 MW Li-Ion	Primärregelleistung
SmartRegion Pellworm [15]	1,6 MWh / 0,2 MW Redox-Flow 560 kWh / 560 kW Li-Ion	Primärregelleistung, Ausgleich fluktuie- render Erzeugung, Lastausgleich
SDL-Batt, Feldheim, (geplant) [16]	10 MWh / 10 MW Li-Ion	Primärregelleistung, Energieautarkie
Schwerin (in Bau) [17]	5 MWh / 5 MW Li-Ion	Ausgleich fluktuie- render Erzeugung, Primärregelleistung

3 Grundszenarien

Wie im vorherigen Kapitel anhand aktueller Umsetzungen dargestellt, besteht für Speicher eine Vielzahl möglicher Anwendungsfälle. In diesem Beitrag werden die Anforderungen an die Speicherauslegung hinsichtlich der zwei Anwendungsfälle Spannungshaltung und Ausgleich fluktuierender Erzeugung beschrieben. Die Untersuchungen werden anhand von Jahressimulationen von MS-Netzen für verschiedene Ausbaugrade von PV und Windparks durchgeführt, um den Einfluss des Durchdringungsgrades fluktuierender Erzeugung sowie der hierzu in Relation stehenden Last zu berücksichtigen.

Für die hier vorgestellten Untersuchungen werden daher die im Folgenden beschriebenen Grundszenarien und Randbedingungen angenommen. Zunächst werden zwei MS-Netze mit den in **Tabelle 2** dargestellten Kenndaten genutzt.

Tabelle 2 Kenndaten der genutzten MS-Netze
--

	Netz 1	Netz 2
Kurzschlussscheinleistung auf	3000 MVA	3000 MVA
der Hochspannungsseite		
R/X-Verhältnis auf der Hoch-	0,1	0,1
spannungsseite	-	-
UW-Nennleistung	40 MVA	20 MVA
Anzahl Ortsnetzstationen	120	56
Max. Last NS	23,8 MW	11,1 MW
Ø-Last NS	12,1 MW	5,7 MW
Max. Last MS (inkl. NS)	27.3 MW	11,1 MW
Ø-Last MS	14,3 MW	5,7 MW

Die Niederspannungsnetze (NS) werden hier als akkumulierte Lasten modelliert, wodurch die Einflüsse der NS-Topologie vernachlässigt werden. Diesen Lasten sind generisch erzeugte Lastprofile in 1-Min-Auflösung hinterlegt, welche jeweils auf unterschiedlichen Anzahlen von Haushalts-, Gewerbe- sowie Landwirtschaftslasten basieren [18]. In Netz 1 sind zusätzliche Gewerbelasten auf MS-Ebene vorgesehen. Für diese Lasten werden veröffentlichte Standardlastprofile vom Typ G1 und G3 in 15-Min-Auflösung genutzt, welche für die Jahressimulation interpoliert werden [19].

Jedem NS-Netz ist eine akkumulierte PV-Erzeugung zugeordnet. Die PV-Erzeugung ist hierbei gleichmäßig auf alle NS-Netze verteilt. Auf MS-Ebene sind zusätzlich PVund Windkraftanlagen vorgesehen. Den Einspeiseprofilen liegen gemessene PV-Leistungsdaten in 1-Min-Auflösung aus Kassel sowie Windmessdaten in 5-Min-Auflösung des Standorts Wünnenberg aus dem Fraunhofer IWES-Windmessnetz zu Grunde.

Tabelle 3 Annahmen für die Netzsimulation

Gleichzeitigkeitsfakor PV in NS	0,9
Gleichzeitigkeitsfakor PV in MS	0,85
Verschiebungsfaktor PV und Wind	1
Verschiebungsfaktor der Lasten	0,98
Zeitauflösung der Netzsimulation	1 Minute
Simulationszeitraum	1 Jahr

Aufgrund der räumlichen Verteilung der Erzeugung werden Gleichzeitigkeitsfaktoren für die PV-Einspeisung angenommen (**Tabelle 3**). Hierdurch wird berücksichtigt, dass nie alle Anlagen gleichzeitig mit ihrer Nennleistung einspeisen. Die PV- und Windkraftanlagen stellen hier keine Blindleistung bereit, so dass die Ergebnisse hierdurch nicht beeinflusst werden. Für die Lasten wird vereinfacht ein Verschiebungsfaktor von 0,98 angenommen. Der Durchdringungsgrad ist hier durch die in der jeweiligen Netzebene installierte PV- oder Windleistung in kWp bezogen auf die durchschnittliche Last der Netzebene in kW definiert. Die durchschnittliche Last bestimmt sich durch die aus der Netzebene entnommene Gesamtjahresenergie geteilt durch die Jahresstunden (8760 h). Für die Durchdringungsgrade werden drei verschiedene Szenarien mit unterschiedlicher Ausprägung von PV und Wind zu Grunde gelegt (**Tabelle 4**).

Tubene T Dusis werte für den Durendringungsgrud						
Szenarien	Durchdringungsgrad [kW _{inst} /kW _{Last}]					
	(Stand Ende 2012)					
	PV (NS) PV (MS) Wind (MS)					
(1) vorwiegend PV	2,36	0,52	0,13			
(2) vorwiegend Wind	1,55	0,36	2,73			
(3) PV+Wind anteils-	0,6	1,65	1,85			
ähnlich						

 Tabelle 4 Basiswerte für den Durchdringungsgrad

Die hier angenommenen Durchdringungsgrade wurden von veröffentlichten Daten drei verschiedener Verteilnetzbetreiber aus unterschiedlichen Regionen (Süd-, Nord und Ostdeutschland) abgeleitet [20]-[22].

Um in den Untersuchungen die zukünftige Entwicklung der installierten PV- und Windleistung zu berücksichtigen, werden neben dem aktuellen Referenzszenario zwei zusätzliche Ausbaustufen für 2020 und 2030 auf Basis des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 definiert (**Tabelle 5**). Die Last wird für alle Ausbaustufen gleich angenommen.

Tabelle 5 Ausbaustufen basierend auf dem NEP 2013Szenario B

Ausbaustufe	PV	Wind
(1) Referenz aktuell	100 %	100 %
(2) 2020	169 %	148 %
(3) 2030	196 %	197 %

4 Anwendungsfälle für den Speichereinsatz

Im Folgenden werden die beiden Anwendungsfälle Spannungshaltung und Ausgleich fluktuierender Erzeugung detailliert beschrieben. Zunächst wird auf die jeweilige Methodik und weitere Annahmen zur Bestimmung der Speicherdimensionierung eingegangen. Schließlich werden die Ergebnisse dargestellt und bewertet sowie abschließend der Nutzen des Speichereinsatzes diskutiert.

4.1 Spannungshaltung

Die Anforderung dieses Anwendungsfalls liegt darin, die Einhaltung der Spannungskriterien innerhalb des Netzabschnitts entsprechend eines sicheren, stabilen Netzbetriebs zu gewährleisten. Dieser Bereich orientiert sich für das hier untersuchte Beispiel mit 0,94–1,05 p.u. an üblichen Planungsrichtwerten für MS-Netze [8], [23], [24], welche sich abhängig vom Netzbetreiber unterscheiden können. Der Speicher soll dabei so betrieben werden, dass eine höhere Durchdringung von dezentralen, erneuerbaren Energie durch eine verbesserte Ausnutzung des erlaubten Spannungsbandes gewährleistet wird. Dadurch kann der Netzausbaubedarf ggf. eingeschränkt werden. Zusätzlich sollen eventuell anfallende Verluste durch Abregelung der PV- und Windkraftanlagen reduziert werden.

4.1.1 Regelung Spannungshaltung

Um die Spannungshaltung mittels eines Speichers zu realisieren, wird eine kennlinienbasierte Wirkleistungsregelung eingeführt. Der Speicher wird dabei entsprechend der Spannung an seinem Netzanschlusspunkt (NAP) U_{NAP} und seines Ladezustandes *SOC* ge- oder entladen [25], wie in **Bild 1** dargestellt. Auf eine mögliche Blindleistungsbereitstellung durch den Speicher wird zunächst verzichtet.



Bild 1 Schematische Darstellung der Interaktion zwischen Netz und Speicher (inkl. Spannungs- und Laderegler)

Der Spannungsregler definiert den Sollwert der Leistungsausgabe des Speichers P_{soll} . Dieser wird in Abhängigkeit der Netzspannung entsprechend der in **Bild 2** dargestellten Kennlinie bestimmt. Die Kennlinie verfolgt dabei das Ziel, entsprechend der jeweiligen Netzsituation spannungssenkend oder -erhöhend zu wirken bzw. Ausgleichs-ladungen durchzuführen.



Bild 2 Kennlinie des Spannungsreglers

Die einzelnen Spannungsgrenzen werden dabei mittels einer, im folgenden Abschnitt erläuterten, Sensitivitätsanalyse bestimmt.

Durch den Laderegler wird P_{soll} in Abhängigkeit des aktuellen SOC bestimmt. Die Betriebsführung des Speichers entspricht dann folgender Logik:

Speicherentladung: $P_{Ist} = P_{soll} f \ddot{u}r P_{soll} < 0 \text{ und } SOC > SOC_{min}$ Speicherladung: $P_{Ist} = P_{soll} f \ddot{u}r P_{soll} > 0 \text{ und } SOC < SOC_{max}$ Sonst: $P_{Ist} = 0$ Das Speichermodell dient zur Berechnung des aktuellen SOC. Der minimale SOC (SOC_{min}) ist hier 0 % und SOC_{max} entspricht 100 % der Speicherkapazität. Für eine technologieoffene Potenzialabschätzung wird auf die Betrachtung von Lade- und Entladeverlusten, Selbstentladungen und Alterung zunächst verzichtet.

4.1.2 Methodik und Annahmen zur Fallstudie Spannungshaltung

Zur Analyse des Anwendungsfalls Spannungshaltung wird ein spannungskritisches Szenario aus Abschnitt 3 ausgewählt. Hierzu eignet sich Netz 2 aus Tabelle 2 mit einem Durchdringungsgrad gemäß Szenario (1) aus Tabelle 4. Als Ausbaustufe wurde zunächst das Referenzszenario aus Tabelle 5 gewählt.

Die MS-PV-Anlage ist in diesem Beispiel fast am Ende des Zweigs (A) platziert (siehe **Bild 3**). Hierdurch entstehen an diesem Netzknoten besonders häufig hohe Spannungswerte. Aus diesem Grund wird der Speicher ebenfalls an diesem Netzknoten angeschlossen.



Bild 3 MS-Netz 2 aus Tabelle 2 und entsprechende Platzierung der dezentralen Erzeuger sowie des Speichers

Um den Einfluss der Spannungsgrenzen der Kennlinie des Spannungsreglers zu untersuchen, werden vier verschiedene Kennlinien simuliert. Dazu werden die in Bild 2 dargestellten Parameter gemäß **Tabelle 6** verschoben.

 Tabelle 6 Änderung der Kennlinie des Spannungsregler

	Kennlinie			
	Ref	Var1	Var2	Var3
Verschiebung der Span- nungsgrenzen [p.u.]	0	-0,01	0,01	0,02

Hier liegt der Fokus auf der Bestimmung der Speicherleistung und -kapazität in Abhängigkeit der jeweiligen Kennlinie entsprechend folgender Kriterien: Minimierung der kritischen Spannungswerte, minimale Speicherleistung und -kapazität sowie Reduzierung der Netzverluste.

Die Kapazität wird dabei zunächst sehr groß gewählt, in diesem Beispiel 100 MWh. Die Lade- und Entladeleistung des Speichers wird auf 1 bzw. 2 MW festgesetzt. Ziel ist hierbei, die nötige Kapazität und Leistung rückwirkend für jede Kennlinienvariante zu bestimmen.

4.1.3 Simulationsergebnisse

Die Analyse ist folgendermaßen aufgebaut: Zuerst wird die Betriebsführung beispielhaft dargestellt und anschließend der Einfluss der Kennlinien auf die Spannung, die Dimensionierung und die Netzverluste analysiert.

4.1.3.1 Wirkungsweise der Spannungshaltung

Bild 4 zeigt beispielhaft für eine Sommerwoche die Wirkung der Spannungshaltung mit der Referenzkennlinie. Die Spannung am kritischen Netzknoten kann dabei um ca. 0,01 p.u. im Vergleich zum Fall ohne Speicher gesenkt werden. Während die Leistung hierbei sowohl für Ladung als auch für Entladung mit 1 MW maximal ausgenutzt wird, wird nur ein Bruchteil der Speicherkapazität benötigt. Für diese Beispielwoche würde dementsprechend eine Kapazität von ca. 5 MWh ausreichen, da der maximal erreichte SOC bei 5 % liegt.



Bild 4 Speicherbetrieb für eine exemplarische Sommerwoche; Kennlinie: Ref, Speicherauslegung: 1 MW/ 100 MWh

Um die Auswirkung der Speichernennleistung auf die Spannung zu analysieren, werden in **Bild 5** die Ergebnisse für dieselbe Beispielwoche mit einer Auslegung auf 2 MW dargestellt.

Es zeigt sich, dass in diesem Beispiel die Spannung um 0,02 p.u. gegenüber dem Fall ohne Speicher abgesenkt werden kann, also um 0,01 p.u. mehr als bei einer Speicherauslegung auf 1 MW. Die maximal mögliche Ladeleistung von 2 MW wird jedoch nicht ausgenutzt. Hier ist lediglich eine maximale Leistung von 1,8 MW nötig, da durch den Leistungsbezug des Speichers die Spannungsgrenze der Reglerkennlinie von bei 1,04 p.u. (vgl. Bild 2) nicht erreicht wird. Allerdings ist auch ein Einfluss auf die benötigte Kapazität sichtbar; diese steigt in der Beispielwoche auf etwa 6,5 MWh (maximal erreichter SOC von ca. 6,5 %). Durch die höhere maximale Ladeleistung des Speichers ist die in der gleichen Zeitspanne eingespeicherte Energie größer.



Bild 5 Speicherbetrieb für eine exemplarische Sommerwoche; Kennlinie: Ref, Speicherauslegung: 2 MW/ 100 MWh

4.1.3.2 Ergebnisse der Spannungshaltung

Zur Analyse des Einflusses der Kennlinienvariationen auf die Spannung werden in **Bild 6** die Spannungswerte der Jahressimulation mit verschiedenen Kennlinien sowie ohne Speicher verglichen.





Es zeigt sich, dass insbesondere die Referenzkennlinie den maximalen Spannungswert gegenüber dem Fall ohne Speicher absenken kann. Obwohl die maximale Spannungsgrenze des Spannungsreglers mit Var1 (1,03 p.u.) niedriger ist als die der Referenzkennlinie (1,04 p.u.), ist die im Jahresverlauf maximal erreichte Spannung mit Kennlinie Var1 höher. Durch die bei niedrigeren Spannungswerten startende Beladung mit Var1 ist der Speicher bereits früher vollständig geladen, so dass er nicht in jedem Fall freie Speicherkapazität zur weiteren Spannungsreduzierung aufweist.

Das untere Spannungsband kann für die Kennlinie Ref bis auf wenige Ausreißer stabil gehalten werden. Die einzelnen stark nach unten abweichenden Werte sind auf Konvergenzprobleme der Regelung in der Simulation zurückzuführen. Diese können jedoch durch weitere Anpassungen im unteren Bereich der Reglerkennlinie behoben werden. Auch die Kennlinien Var2 und Var3 reduzieren den maximalen Spannungswert gegenüber dem Fall ohne Speicher. Allerdings wird hier im Gegenzug auch der minimale Spannungswert weiter herab gesetzt.

Der Vergleich der beiden Leistungsauslegungen zeigt, dass die 2 MW-Variante insgesamt zu einem leicht engeren Spannungsband führt, da auch Ausreißer reduziert werden können.

4.1.3.3 Ergebnisse der Leistungsausnutzung

Bild 7 zeigt die nötige Leistung zur Erreichung der Spannungsreduzierung in Abhängigkeit der Kennlinie.



Bild 7 Lade- und Entladeleistung des Speichers für verschiedene Kennlinienvarianten; Speicherauslegung: 1 MW und 2 MW, 100 MWh

Die Ergebnisse zeigen, dass die Nennleistung von 1 MW bei allen Kennlinien erreicht wird, so dass die Auslegung auf 1 MW in diesem Anwendungsszenario unterdimensioniert erscheint. Bei einer Nennleistung von 2 MW hingegen wird die maximale Leistung mit den Kennlinien Ref, Var2 und Var3 nicht mehr erreicht. Hier ist die Nennleistung für die angestrebte Spannungsreduzierung ausreichend.

Bezogen auf die installierte Leistung Erneuerbarer Energie (EE) ist für die Kennlinie Ref eine Speicherleistung von etwa 0,1 kW/kWp notwendig. Des Weiteren zeigt sich, dass die nötige Leistung für den Referenzfall auf 1,1 MW reduziert werden könnte, wenn der Speicher nur auf den Anwendungsbereich des 95 %-Quantils ausgelegt würde. Die maximal benötigte Leistung ist jedoch abhängig von der Spannungserhöhung, die durch das jeweilige Netz und das jeweilige Zubauszenario beeinflusst wird. Auffällig ist, dass sich der Speicher zu einem Großteil der Zeit im Leerlauf befindet, das heißt weder geladen noch entladen wird (siehe **Tabelle 7**). In dieser Zeit und in weiteren Phasen geringer Auslastung kann der Speicher andere Dienstleistungen anbieten und für weitere Anwendungsfälle genutzt werden (z.B. für den Anwendungsfall aus **Abschnitt 4.2**). Vor allem mit den Kennlinien Ref und Var2 ist der Speicher häufig untätig; es wird hier im Vergleich zu den Kennlinien Var1 und Var3 häufige Beund Entladung vermieden.

	Kennlinie			
Speichernennleistung	Var1	Ref	Var2	Var3
1 MW	58 %	75 %	77 %	52 %
2 MW	59 %	75 %	77 %	53 %

Tabelle 7 Prozentualer Zeitanteil des Speichers im Leerlauf, $P_{ist} = 0$

4.1.3.4 Ergebnisse der Kapazitätsausnutzung

Bild 8 stellt die Verteilung der Ladezustände über den Simulationszeitraum bei einer Speichernennleistung von 1 MW und 2 MW dar. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kennlinien Var1 und Var3 nicht zu einer ausreichenden Entladung des Speichers führen, so dass sich der Ladezustand über das Jahr bis auf 100 % der Kapazität (100 MWh) aufsummiert. Das liegt daran, dass bei Var1 der Speicher zur Spannungsreduzierung häufig beladen wird und selten in den Bereich des Ladungsausgleichs kommt, da die maximale Spannungsgrenze von Var1 niedrig ist.



Bild 8 Ladezustand für verschiedene Kennlinienvarianten; Speicherauslegung: 1 MW und 2 MW, 100 MWh

Im Gegensatz dazu hat Var 3 hohe Spannungsgrenzen, wodurch der Speicher innerhalb des Bereichs für den Ladungsausgleichs unnötig beladen wird. Reduziert man die Kapazität des Speichers, wird die Spannungshaltung mit Var1 und Var3 weiter eingeschränkt, da der Speicher entsprechend früher vollständig be- oder entladen ist und so auf Spannungsüberschreitungen nicht mehr reagieren kann. Die Kennlinien Ref und Var2 hingegen benötigen weniger als 10 % der Kapazität. Für das 95 %-Quantil des Ladezustands werden dabei sogar nur ca. 5 % der Kapazität benötigt. Entsprechend muss der Speicher hier auf ca. 5 MWh bzw. 10 MWh nutzbare Kapazität ausgelegt werden. Bezogen auf die installierte EE-Leistung ist eine Speicherkapazität von etwa 0,53 kWh/kWp notwendig.

4.1.3.5 Ergebnisse der Netzverluste

Durch Speicherbeladung während Zeiten hoher Einstrahlung können hohe Ströme vermieden und somit die Netzverluste gesenkt werden. Allerdings kann eine zu starke Absenkung der Spannung auch die Verluste erhöhen. In diesem Beispiel zeigen sich in Abhängigkeit der jeweiligen Kennlinie leicht niedrigere oder höhere Verluste gegenüber dem Fall ohne Speicher (**Tabelle 8**). Generell lässt sich hier also kein signifikanter Vorteil durch den Einsatz des Speichers erzielen. In dieser Untersuchung wurden zudem die auftretenden Speicherverluste nicht berücksichtigt. Eine vereinfachte Abschätzung der Verluste mit 10 % des Speicherenergieumsatzes ergibt jedoch deutlich höhere Speicherverluste als die erreichte Reduzierung der Netzverluste mit Kennlinie Ref oder Var 1.

	Kennlinie			
Speichernennleistung	Ref	Var1	Var2	Var3
1 MW	-3 %	-4 %	+1 %	+7 %
2 MW	-3 %	-5 %	+2 %	+12 %

Tabelle 8	8	Veränderung	der	Netzverluste	im	Vergleich
zum Fall	oh	ine Speicher				

4.1.3.6 Bewertung Spannungshaltung

Insgesamt weist der Speichereinsatz ein hohes Potential zur Spannungshaltung auf, sofern die Kennlinie angemessen für ein Netz parametrisiert wird. Außerdem kann die erforderliche Kapazität und Dimensionierung des Speichers durch die geeignete Auslegung der Kennlinie minimiert oder freie Speicherkapazitäten für weitere Dienstleistungen zur Verfügung gestellt werden. Allerdings ist der Speichereinsatz nur eine von vielen Möglichkeiten zur Spannungshaltung. Alternativen sind z.B. der konventionelle Netzausbau sowie die Blindleistungsbereitstellung durch Kompensatoren und EE-Anlagen. Der Einsatz von Speichern allein zur Stabilisierung der Spannung ist derzeit kein wirtschaftliches Geschäftsmodell, da hiermit aktuell keine Erlöse generiert werden können und da die Speicherkosten sehr hoch liegen. Nur in Kombination mit weiteren Dienstleistungen oder als Zusatzleistung kann es folglich ein sinnvoller Anwendungsfall sein.

4.2 Ausgleich fluktuierender Erzeugung

Dieser Anwendungsfall soll eine Glättung der Residuallast des MS-Netzes erzielen bzw. die Leistungsgradienten gegenüber dem überlagerten Netz reduzieren. Die Ergebnisse zeigen, welche Dimensionierung der Speicher für die Szenarien notwendig wäre und welcher Nutzen bezüglich der Gradientenreduzierung und der Reduzierung der Maximallast erreicht werden kann.

4.2.1 Regelung: Ausgleich fluktuierender Erzeugung

Um die Ziel- bzw. Sollwerte P_{soll} für den Leistungsausgleich durch Speichereinsatz zu bestimmen, werden verschiedene laufende Mittelwerte des Leistungsflusses am Umspannwerk (UW) P_{UW} berechnet. In der realen Umsetzung würde dies den Einsatz einer perfekten Prognose des Leistungsflusses bedingen, da auch zukünftige Werte in die Mittelwertbildung einbezogen werden. Diese Form der Regelung ermöglicht neben der Glättung des Leistungsflusses auch eine Reduzierung der Leistungsspitzen. Zwar gleichen sich die Leistungsflüsse regional verteilter MS-Netze im überlagerten Netz bereits zu einem gewissen Grad aus, eine zusätzliche Glättung auf der Mittelspannungsebene kann diesen Effekt jedoch vor allem bei Mittelung über einen längeren Zeitraum verstärken.

Für alle Zeitschritte *t* mit $n_{delay} < t \le t_{max}$ - n_{delay} gilt:

$$P_{soll}(t) = \frac{1}{n} * \sum_{i=0}^{n-1} P_{UW}(t + n_{delay} - i)$$

mit

 $n = T_m/dt$: Anzahl Zeitschritte für Mittelwertbildung

 $n_{delay} = \lceil (n-1)/2 \rceil$

T_m: Zeitfenster für Mittelwertbildung

dt: Schrittweite der Simulation

Die Werte für die Randbereiche am Anfang ($t \le n_{delay}$) und Ende ($t \ge t_{max} - n_{delay}$) des Jahres werden extrapoliert. Für das Zeitfenster T_m werden verschiedene Werte angenommen, um Szenarien für einen unterschiedlich starken Leistungsausgleich zu untersuchen (**Bild 9**):

- 10-Minuten-Mittelwert (10MinMean)
- 60-Minuten-Mittelwert (60MinMean)
- 3-Stunden-Mittelwert (3StdMean)
- 12-Stunden-Mittelwert (12StdMean)
- 24-Stunden-Mittelwert (24StdMean)

Diese verschiedenen Varianten wurden gewählt, um die jeweiligen Auswirkungen auf die Reduzierung der Gradienten und Leistungsspitzen sowie auf die notwendige Speicherkapazität und -leistung vergleichen zu können.



Bild 9 Beispielhafte Darstellung des ursprünglichen Leistungsflusses gegenüber Sollwerten (3Std-Mittelwert und 12Std-Mittelwert), Zeitausschnitt ca. 2 Tage

Die Differenz zwischen dem ursprünglichen UW-Leistungsfluss P_{UW} und dem Zielwert P_{soll} soll mit Hilfe eines Speichers ausgeglichen werden. Mittels Jahressimulationen werden die sich daraus ergebenden Anforderungen insbesondere hinsichtlich Speicherkapazität und Leistung ermittelt. Es werden gezielt keine Annahmen für die Speicher (z.B. bezüglich Dimensionierung, Technologie, Wirkungsgrad) getroffen, um die Ergebnisse nicht zu beeinflussen und technologieoffen zu halten. Auch die Netztopologie hat auf die Ergebnisse nur einen geringen Einfluss, weshalb sie für diese Betrachtungen nicht berücksichtigt wird. Nur die jeweiligen Last- und Erzeugerprofile werden entsprechend der Szenarien sowie der Durchdringungsgrade zum resultierenden UW-Leistungsfluss aufsummiert.

4.2.2 Ergebnisse: Ausgleich fluktuierende Erzeugung

4.2.2.1 Speicherleistung und -kapazität

Die Ergebnisse in **Bild 10** zeigen die notwendige spezifische Ladeleistung sowie Speicherkapazität für verschiedene Ausbau- und Durchdringungsgrade Erneuerbarer Energie (EE) in Abhängigkeit der oben beschriebenen Ausgleichsszenarien. Die spezifische Ladeleistung ist hier definiert als Quotient zwischen der jeweils notwendigen absoluten Ladeleistung und der im untersuchten Netz (NS und MS) insgesamt installierten EE-Leistung. Für die spezifische Speicherkapazität wird analog die notwendige Speicherkapazität auf die installierte EE-Leistung bezogen.





Die notwendige spezifische Ladeleistung sowie Speicherkapazität sind nahezu unabhängig von der Ausbaustufe der installierten PV- und Wind-Leistung (schraffierte Balkenbereiche). Das bedeutet, dass die je Szenario benö-

tigte absolute Ladeleistung und Speicherkapazität mit der installierten EE-Leistung bei gleichbleibender Last linear ansteigt. Es besteht jedoch eine deutliche Abhängigkeit der notwendigen Speicherdimensionierung (Leistung und Kapazität) zur Verteilung der EE-Erzeuger. Bei vorwiegender Einspeisung aus PV-Anlagen sind deutlich größere Ladeleistungen notwendig (Bild 10 oben). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die erzeugte PV-Leistung höhere kurzzeitige Fluktuationen aufweist und damit höhere Abweichungen vom Mittelwert hervorruft. Bei Mittelung im Kurzzeitbereich liegen die Lade- und Entladeleistungen in der gleichen Größenordnung. Bei einer höheren zeitlichen Mittelung und damit einer deutlicheren Glättung des Leistungsflusses steigt die notwendige Ladeleistung an und liegt über der notwendigen Entladeleistung. Dies ist dadurch bedingt, dass die kurzzeitigen hohen Einspeisespitzen stärker vom laufenden Mittelwert abweichen (laden des Speichers) als die lastbedingten Spitzen (entladen des Speichers).

Auch die notwendige Speicherkapazität ist bei vorwiegender Einspeisung aus PV-Anlagen leicht höher (Bild 10 oben). Hier ist der Unterschied jedoch nicht so deutlich wie bei der Speicherleistung. Hingegen hat in Bezug auf die notwendige Speicherkapazität der Zeitbereich der Mittelung einen signifikanten Einfluss. Während bei einem Ausgleich über 10 Minuten nur eine Speicherkapazität von weniger als 0,03 kWh pro kWp installierter EE-Leistung benötigt wird, sind es bei 24 Stunden mit 3 kWh/kWp mehr als das 100-fache.

Insgesamt ist zu berücksichtigen, dass die Maximalwerte der Ladeleistung sowie der Speicherkapazität nur zu sehr wenigen Zeitpunkten über das Jahr erreicht werden. Wenn nicht 100 % der Werte abgedeckt werden sollen, können die Speicher deutlich kleiner dimensioniert werden. Um 95 % der Werte abzudecken, würden abhängig vom Szenario rund 60 bis 75 % der ursprünglich notwendigen Kapazität ausreichen. In Bezug auf die Speicherleistung sind der Einfluss und die Spannbreite noch größer. Während bei einem Ausgleich über 24 h zwischen 30 und 40 % der maximalen Leistung nötig sind, muss die Auslegung bei einem Ausgleich über 10 Minuten nur noch bei 8 bis 15 % der ursprünglichen Leistung liegen. In diesem Fall würde jedoch nicht der gleiche Effekt im Leistungsausgleich erzielt werden, da nicht zu allen Zeitpunkten genügend Speicherkapazität oder -leistung zur Verfügung stehen.

4.2.2.2 Speicherauslastung

Der Energieumsatz bezogen auf die notwendige Speicherkapazität ist in den Szenarien mit Windeinspeisung in der Regel höher (**Bild 11**). Nur bei zeitlich höherer Mittelung werden bei vorwiegender PV-Einspeisung höhere Zyklenzahlen gefahren. Insgesamt ist der Energieumsatz bezogen auf die notwendige Speicherkapazität in den Szenarien mit einer zeitlich höheren Mittelung deutlich niedriger. Die Zyklenzahlen könnten allerdings reduziert werden, wenn die Speicher auf größere Kapazitäten ausgelegt wären.



Bild 11 Energieumsatz bezogen auf die notwendige Speicherkapazität ("Äquivalente Vollzyklen") für die verschiedenen Ausgleichsszenarien

4.2.2.3 Vorteile des Leistungsausgleichs

Durch die Glättung des Leistungsflusses können einerseits die vor allem durch PV und Windeinspeisung verursachten Leistungsgradienten reduziert und anderseits der maximale Leistungsfluss am UW gesenkt werden (**Bild 12**).



Bild 12 oben: Maximale Leistungsflüsse am UW in Netz 1 im Vergleich zur relativen Reduzierung der Leistungsflüsse durch Speichereinsatz; **unten**: Maximale Gradienten [MW/min] in Netz 1 ohne Speichereinsatz im Vergleich zur relativen Gradientenreduzierung durch Speichereinsatz

Die Gradienten werden in dieser Untersuchung jeweils über den Zeitraum von einer Minute (dies entspricht einem Simulationszeitschritt) bestimmt. Die mögliche Reduzierung der maximalen Gradienten ist schon bei Einsatz geringer Speicherkapazitäten und -leistungen signifikant (Bild 12 unten).

Bei Mittelung über 12 oder 24 Stunden betragen die resultierenden Gradienten weniger als 1 % der ursprünglichen Gradienten. Auffällig ist zudem, dass die Gradienten bei

vorwiegender PV-Einspeisung ohne Speicher größer sind als bei den anderen EE-Szenarien. Allerdings lassen diese sich hier auch deutlich stärker durch Speichereinsatz reduzieren. Bei Mittelung über 10 Minuten lassen sich die Gradienten um fast 90 %-Punkte senken. Im Szenario mit vorwiegender Windeinspeisung sind es ca. 75 %-Punkte. Die maximalen Leistungsspitzen am UW werden hingegen erst bei höherer zeitlicher Mittelung signifikant reduziert (Bild 12 oben). Hierfür sind deutlich größere Dimensionierungen der Speicherkapazität und -leistung notwendig. Die Leistungsreduzierung wirkt sich zudem vorwiegend auf die negativen Leistungswerte (Rückspeisung in das überlagerte Netz), welche durch die EE-Einspeisung verursacht werden, aus. Zusätzlich ist die ursprüngliche Auslegung des UW von 40 MVA nicht für alle Ausbauszenarien ausreichend (vgl. Bild 12 oben). Nur bei einem zeitlichen Ausgleich über mindestens 12 Stunden ließe sich der Leistungsfluss für die meisten Ausbauszenarien auf diesen Wert begrenzen.

4.2.2.4 Bewertung Ausgleich fluktuierender Erzeugung

Ein Ausgleich fluktuierender Erzeugung durch Speicher auf MS-Ebene führt (abhängig von der zeitlichen Mittelung) zu einer deutlichen Reduzierung der Leistungsgradienten sowie des maximalen Leistungsflusses.

Durch die Reduzierung der Leistungsspitzen am UW wird die Auslastung der Transformatoren verringert. Abhängig vom Ausbauszenario und der Länge der Mittelung kann damit durch den Speichereinsatz ein notwendiger Ausbau der UW-Leistung verhindert oder verzögert werden.

Der Ausbau erneuerbarer fluktuierender Erzeugung führt außerdem zu neuen Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark, welcher wesentlich flexibler und mit stark abgesenkter Mindestlast betreibbar sein muss [26]. Schon heute können konventionelle Kraftwerke die notwendige Dynamik weitgehend bereitstellen. Neue Entwicklungen und Umrüstungen führen insbesondere bei GuD-Kraftwerken zu einer weiteren Flexibilisierung. Diese Betriebsweise bedingt jedoch niedrigere jährliche Betriebsstunden, höhere Verluste sowie höhere Belastungen und damit einen schnelleren Verschleiß einiger Kraftwerkskomponenten. Ein Anstieg der Stromgestehungskosten sowie der CO₂-Emissionen ist die Folge. [27]

Ein Leistungsausgleich auf MS-Ebene kann damit durch die Reduzierung der Gradienten bereits einen positiven Einfluss auf die Anforderungen des zukünftigen Kraftwerkparks haben. Eine Hochrechnung des diesbezüglich tatsächlichen finanziellen Nutzens ist jedoch anhand dieser Untersuchungen nicht möglich. Allein für den übergeordneten Leistungsausgleich erscheinen zudem größere, zentrale Speicher auf Übertragungsnetzebene effektiver. Als Zusatzfunktion und für den lokalen Ausgleich kann dieser Anwendungsfall allerdings einen Beitrag leisten.

5 Zusammenfassung

Die steigende Durchdringung fluktuierender, dezentraler Erzeuger auf den unteren Netzebenen erhöht die Komplexität des Verteilnetzbetriebs. Der netzdienliche Einsatz von Speichern bietet hier eine Möglichkeit nicht nur entsprechende Leistungsgradienten abzuschwächen, sondern auch lokale Spannungsprobleme zu minimieren. In diesem Beitrag werden deshalb, anhand definierter Szenarien für die zukünftige Energieerzeugung und Lastentwicklung, die technischen Anforderungen von Speichern in Bezug auf nötige Leistungen und Kapazitäten im MS-Netz für die Anwendungsfälle Spannungshaltung und Leistungsausgleich exemplarisch untersucht.

Für den Anwendungsfall Spannungshaltung werden verschiedene Kennlinien zur spannungsgeführten Speicherladung bzw. -entladung zur Netzentlastung analysiert. Im analysierten Beispiel ergibt sich für die vorteilhafteste Kennlinie zur Spannungsreduzierung eine Speicherdimensionierung von 0,1 kW und 0,53 kWh pro kWp installierter EE-Leistung. Allerdings lassen sich diese Werte nahezu halbieren, wenn nur 95 % der Spannungswerte innerhalb des gewünschten Intervalls liegen.

Für den Anwendungsfall Leistungsausgleich werden verschiedene laufende Mittelwerte des Leistungsflusses am UW als Sollwert für den Speichereinsatz untersucht. Die notwendige Speicherleistung liegt dabei im Bereich von 0,2 bis 0,8 kW pro kWp installierter EE-Leistung. Die notwendige Speicherkapazität variiert je nach Szenario deutlich. Bei geringerer Glättung des Leistungsflusses liegt die nötige Kapazität bei weniger als 0,03 kWh pro kWp installierter EE-Leistung. Dies geschieht allerdings auf Kosten einer hohen Zyklisierung. Bei zeitlich längerer Mittelung und damit höherer Glättung werden hier bis zu 3 kWh erreicht. Auch hier lassen sich die Werte deutlich reduzieren, wenn die maximalen 5 % der Leistungs- oder Kapazitätswerte nicht abgedeckt werden müssen.

Der hier gewählte, technologieoffene Ansatz zur Dimensionierung der Speicher lässt sich einfach auf andere Szenarien und Netze übertragen. Weitere Verbesserungen der Betriebsführungen sind möglich, um die Auslastung der Speicher zu optimieren. Hier bietet sich eine Kombination verschiedener Anwendungen an. Eine geeignete Kombination kann auch positive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes haben [28]. Ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb allein basierend auf den hier beschriebenen Anwendungsfällen lässt sich aus heutiger Sicht nicht erkennen.

Im nachfolgenden Schritt sollen die aus den Untersuchungen resultierenden Anforderungen an Speicher mit dem aktuellen technischen Stand verschiedener Speichertechnologien verglichen werden. Hierauf aufbauend sollen die am besten geeigneten Speichertechnologien identifiziert sowie Weiterentwicklungsbedarf und Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich für die Unterstützung des Beitrags beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) durch die Förderung des Projekts ESPEN (FKZ: 0325530 E). Die Verantwortung für den Inhalt des Beitrags liegt bei den Autoren.

6 Literatur

- J. Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, D. Geibel, "Time in the Sun", IEEE Power & Energy Mag., vol.11, pp.55-64, March 2013.
- [2] J. Appen, T. Stetz, M. Braun, A. Schmiegel, "Local voltage control strategies for PV storage systems", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5 Issue2, pp. 1002 – 1009.
- [3] K. Büdenbender, M. Braun, T. Stetz, P. Strauß, "Multifunctional PV Systems Offering Additional Functionalities and Improving Grid Integration", International Journal of Distributed Energy Resources, 7, 2, 2011.]
- [4] VDE, "VDE-Studie: Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050", Frankfurt, 2012
- [5] T. Weiß, D. Schulz, "Germany Overview of the electricity supply system and an estimation of future energy storage needs", Projektbericht 'stoRE', 2013
- [6] Fraunhofer UMSICHT, TU Darmstadt, EnBW, "Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie – Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenearien", Abschlussbericht, 2011
- [7] Fraunhofer IWES, IAEW, Stiftung Umweltenergierecht, "Roadmap Speicher - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung", im Auftrag des BMWi, Juni 2014
- [8] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), "dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030", Berlin, Dezember 2012
- [9] M. Koller, "Optimierte Betriebsführung eines 1 MW Batteriespeichers im Verteilnetz", Masterarbeit an der ETH Zürich, 2012
- [10] M. Fleckenstein, M. Eisenreich, G. Balzer, "Energy storage system in the medium-voltage network", Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2013 12th International Conference on, vol., no., pp.232,236, 5-8 May 2013
- [11] R. Barth, "Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen – eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes", Dissertation an der Universität Stuttgart, 2013
- [12] Sandia National Laboratories, "DOE Global Energy Storage Database", Internet: www.energystorageexchange.org, [abgerufen: 6. Mai 2014]
- [13] M. Siller, "Stromspeicher zur Netzstablisierung am Beispiel Fechheim", Präsentation, ESPEN-Projektworkshop zum Thema Netzausbau, Magdeburg, März 2013
- [14] D. Gamrad, W. Deis, "Requirements on Battery Storages for Primary Control Power", Präsentation, ESPEN-Workshop on Large Battery Energy Storage Systems, Frankfurt, April 2013

- [15] "SmartRegion Pellworm Hybrides Speichersystem basiert auf Erneuerbaren", Internet: http://forschungenergiespeicher.info/batterie-im-netz/projektliste/ projekteinzelansicht/104/Hybrides_Speichersystem_ basiert_auf_Erneuerbaren/, Stand: 25. Mai 2014 [abgerufen: 26. Juni 2014]
- [16] Energiequelle GmbH, "Feldheimer Speicherprojekt erhält Förderbescheid", Pressemitteilung, Internet: http://www.energiequelle.de/images/downloads/pres se/2014_06_16_Foerderbescheid.pdf, Stand: 16. Juni 2014 [abgerufen: 26. Juni 2014]
- [17] WEMAG, "Größter Batteriespeicher Europas erhält Akkus", Pressemitteilung, Internet: https://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/p ressemeldungen/2014/04_14_groesster-Batteriespeicher-Akku-Lieferung.html, Stand: 14. April 2014 [abgerufen: 26. Juni 2014]
- [18] J. Appen, J. Haack, M. Braun, "Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen," in Proc. IEEE Power and Energy Student Summit, Stuttgart 2014.
- [19] Bayernwerk, "Standardlastprofile (SLP)", Internet: https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwer k/hs.xsl/629.htm, [abgerufen: 04.Februar 2014]
- [20] Bayernwerk, "Netzinformationen", Internet: https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwer k/hs.xsl/458.htm, Stand 31.12.2013 [abgerufen: 26. Juni 2014]
- [21] Schleswig-Holstein Netz AG, "Stromnetzgebiet SH", Internet: https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/shnetz/hs.xsl/258.htm, Stand 31.12.2013 [abgerufen: 26. Juni 2014]
- [22] e.dis AG, "Netzinformation Strom", Internet: http://www.e-dis.de/html/20326.htm, Stand 31.12.2013 [abgerufen: 26. Juni 2014]
- [23] U. Ventzke, "Spannungsregelungskonzepte in Verteilnetzen aus Sicht der Netzplanung", 16. Symposium für Netzleittechnik, Meißen, September 2013
- [24] B. Lehde, "Klassische Netzverstärkungen im Verteilnetz bei der Avacon AG", Präsentation, ESPEN-Projektworkshop zum Thema Netzausbau, Magdeburg, März 2013
- [25] J. Appen, M. Braun, "Assessment of Grid Supporting PV Storage systems", in Proc. 2013 IRES, Poster no. 49
- [26] H. Weber, "Versorgungssicherheit und Systemstabilität beim Übergang zur regenerativen Elektrischen Energieversorgung", ETG-Mitgliederinformation Januar 2014
- [27] U. Tomschi, B. Weidmann, S. Eckstein, "Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke und deren Möglichkeiten", 10. ETG/GMM-Fachtagung ,Netzregelung und Systemführung', München, März 2011
- [28] M. Braun, T. Stetz, "Multifunctional Photovoltaic Inverters - Economic Potential of Grid-Connected Multifunctional PV-Battery-Systems in Industrial Environments", 23rd European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, September 2008

Abschätzung des Speicherpotentials in Mittel- und Niederspannungsverteilnetzen

Verena Schild¹, Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck^{1,2}, Prof. Dr. rer. nat. Heinz Wenzl¹ ¹Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld, ²Energie-Forschungszetrum Niedersachsen, Am Stollen 19, 38640 Goslar,

verena.schild@tu-clausthal.de

Kurzfassung

Bedingt durch den Wandel des Energiesystems von zentraler zu dezentraler (regenerativer) Erzeugung, kommt es in Verteilnetzen bereits heute und in den kommenden Jahren durch den voranschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energieträger verstärkt zu überschüssig eingespeister Leistung, die in der betreffenden Netzebene nicht direkt abgenommen werden kann.

In dieser Ausarbeitung wird eine Methode zur Abschätzung des Potentials von Speichern in der Nieder- und Mittelspannungsnetzebene aufgezeigt, die auf den veröffentlichungspflichtigen Daten der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber beruht. Die regionalen Unterschiede in der Erzeugungsstruktur werden durch die Einteilung des deutschen Energiesystems in verschiedenen Energieregionen berücksichtigt. Aus den ermittelten Residuallastverläufen wird zunächst das Potential für den Einsatz von (elektrochemischen) Kurzzeitspeichern abgeleitet. Dabei wird der Speicherbedarf so ermittelt, dass Energie, die während eines Zeitintervalls mit überschüssig vorhandener Leistung eingespeichert wird, im direkt darauffolgenden Zeitintervall, in der der Leistungsbedarf nicht vollständig durch regenerative Einspeisung gedeckt wird, wieder ausgespeichert werden kann. Somit wird der Speicher als Kurzzeitspeicher – Stunden bis wenige Tage – dimensioniert.

Weiterhin werden die Anforderungen an den Einsatz anderer Flexibilisierungsoptionen herausgearbeitet.

1 Motivation

Im Jahr 2012 sind mit etwa 28 GW 90% der Photovoltaikleistung (PV) in Mittel- und Niederspannungsverteilnetzen angeschlossen. Gleichzeitig ist etwa die Hälfte der etwa 30 GW Windleistung in Mittelspannungsverteilnetzen installiert [1]. Bereits im Jahr 2012 gibt es in einzelnen Netzgebieten Zeiten, in denen die eingespeiste Leistung den Bezug übersteigt. Mit dem prognostizierten Ausbau der regenerativen Einspeisung wird sich dieser Effekt in den kommenden Jahren weiter verstärken, wodurch sich Speicherpotentiale in diesen Netzebenen ergeben werden, um den Eigennutzungsanteil der eingespeisten regenerativen Energie zu erhöhen.

Der Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen wird als primärer Treiber für den strukturellen Wandel des Energiesystems gesehen [2]. Daher werden für die folgenden Betrachtungen ausschließlich diese beiden Energieträger berücksichtigt.

Ziel der Betrachtungen ist die Abschätzung des potentiellen Speicherbedarfs in den verschiedenen Netzebenen.

2 Methodik

Um den Speicherbedarf in Mittel- und Niederspannungsebene abzuschätzen, werden die veröffentlichungspflichtigen Daten der Übertragungs- (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB), sowie die EEG-Anlagenstammdaten [1] herangezogen.

Die Einteilung des deutschen Energiesystems erfolgt nach [3] anhand der installierten PV- beziehungsweise Windleistung bezogen auf die vorhandene Transformatorleistung respektive Jahreshöchstlast des jeweiligen Verteilnetzgebiets. Abhängig von den Leistungsverhältnissen erfolgt für die hier angestellten Betrachtungen die Einteilung in Sonnen- und Windregionen.

2.1 Einspeisezeitreihen

Die durch die ÜNB als Summeneinspeisung veröffentlichten Wind- und PV-Einspeisezeitreihen des Jahres 2012 (vgl. [4] und [5]), normiert auf die in der jeweiligen Regelzone installierte Leistung, bilden die Basis für die Ermittlung der Einspeisezeitreihen in den betrachteten Verteilnetzgebieten in den Jahren 2020 und 2030.

Durch die Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten [1] wird die im Jahr 2012 installierte Leistung nach Energieträger und Anschlussnetzebene für die betrachteten Verteilnetzgebiete ermittelt. Dabei werden in den Umspannebenen angeschlossene Anlagen der jeweils überlagerten Netzebene zugeordnet.

Die im Netzentwicklungsplan 2013 (Szenario B) [6] angegebenen Zielleistungen für die einzelnen Bundesländer bilden die Grundlage der Prognose der installierten Leistung in den Jahren 2020 und 2030. Der Ausbau der Windenergieanlagen wird für jedes Netzgebiet und jede Spannungsebene als linear angenommen (vgl. [2]). Für den Ausbau der PV-Anlagen wird nach [7] eine gewichtete Verteilung des prognostizierten Zubaus in den einzelnen Spannungsebenen vorgenommen. Bis zum Jahr 2020 wird der Zubau in der Niederspannungsebene als linear abnehmend angenommen, während er in der Mittelspannungsebene zunimmt. Ab dem Jahr 2020 bleibt die Verteilung zwischen den Spannungsebenen konstant.

Aus dem Verhältnis der im Jahr 2012 im betrachteten Verteilnetzgebiet installierten Leistung $P_{VNB,2012}$ und der installierten Leistung im jeweiligen Bundesland $P_{BL,2012}$

wird ein Skalierungsfaktor gebildet, mit dem die für das Bundesland prognostizierte installierte Leistung $P_{BL,20xx}$, wie in **Gleichung 1** angegeben, auf das Verteilnetzgebiet $P_{VNB,20xx}$ umgelegt wird.

$$P_{VNB,20xx} = P_{BL,20xx} \cdot \frac{P_{VNB,2012}}{P_{BL,2012}}$$
(1)

Aus den normierten Einspeisezeitreihen des überlagerten ÜNB und der prognostizierten installierten Leistung werden die Einspeisezeitreihen für die Jahre 2020 und 2030 ermittelt.

2.2 Lastzeitreihen

Die Zeitreihen der Last werden für die Verteilnetzgebiete aus den verfügbaren Summenlastgängen, die die Ausspeisung an direkt angeschlossene Kunden in der jeweiligen Netzebene und die Übergabeleistung in die unterlagerten Netze beinhalten, ermittelt. Für die Niederspannungsebene ist hier folglich die Ausspeisung an direkt angeschlossene Kunden angegeben. Die Zeitreihen der Netzverluste sind nicht verfügbar, weshalb diese in den folgenden Betrachtungen nicht berücksichtigt werden können. Die Netzverluste betragen für die Niederspannungsebene weniger als 5% des Jahresenergiebezugs [8], für die höheren Netzebenen sind sie noch einmal geringer. Zudem sind sie in der Zeitreihe der Leistungsabgabe an die unterlagerten Netzebenen enthalten und werden somit implizit berücksichtigt. Bild 1 zeigt eine Übersicht der verfügbaren Zeitreihen.



Bild 1 Übersicht der durch die VNB veröffentlichten Zeitreihen – die Netzverluste sind nicht als Zeitreihe verfügbar (Eigene Darstellung).

Der zeitliche Verlauf der Ausspeisung an direkt angeschlossene Kunden in den einzelnen Spannungsebenen wird als gleichbleibend angenommen [2], allerdings ändert sich durch die, mit dem Zuwachs an installierter Leistung einhergehende, steigende Einspeisung die Übergabeleistung an die unterlagerte Netzebene. Daher wird durch die Einbeziehung des Residuallastgangs (vgl. Abschnitt 2.3) der unterlagerten Netzebene die Lastzeitreihe der betrachteten Netzebene, wie in den **Gleichungen 2** und **3** angegeben neu ermittelt.

$$P_{Last,MS,2012} = P_{SumLast,MS,2012} - P_{Entn,NS,2012}$$
(2)

$$P_{SumLast,MS,20xx} = P_{Last,MS,2012} + P_{res,NS,20xx}$$
(3)

 $P_{SumLast,MS,2012}$ ist dabei die Summenlast der Mittel- und Niederspannungsebene und $P_{Entn,NS,2012}$ die Übergabeleistung an die Niederspannungsebene im Jahr 2012.

 $P_{Last,MS,2012}$ gibt den Lastverlauf der Ausspeisung an direkt angeschlossene Mittelspannungskunden im Jahr 2012 an und $P_{SumLast,MS,20xx}$ die Last der Netzebene, die der regenerativen Einspeisung zur Ermittlung der Residuallast gegenüber gestellt wird.

2.3 Residuallast

Die Residuallast P_{res} einer Netzebene ist die Differenz zwischen Nachfrage P_{Last} und nicht steuerbarer regenerativer Eispeisung, hier aus Wind- und PV-Anlagen $(P_{Wind} + P_{PV})$. Sie gibt die Austauschleistung zwischen den einzelnen Netzebenen an [3].

$$P_{res} = P_{Last} - (P_{Wind} + P_{PV}) \tag{4}$$

Nach der Definition in **Gleichung 4** stellt eine positive Residuallast eine Unterdeckung, eine negative hingegen eine Überdeckung der Last dar. Folglich kann Energie, die während eines Zeitintervalls mit negativer Residuallast nicht direkt genutzt wird, im Netzgebiet zwischengespeichert und während des darauffolgenden Zeitintervalls mit positiver Residuallast zur Absenkung des ansonsten notwendigen Bezugs aus der vorgelagerten Netzebene eingesetzt werden.

2.4 Speicherbedarf

Aus dem Residuallastverlauf jeder Netzebene wird der Speicherbedarf nach dem in **Bild 2** schematisch dargestellten Vorgehen ermittelt.

Ziel des Speichereinsatzes ist die Reduzierung der Entnahme- und Rückspeisespitzen aus der beziehungsweise in die überlagerte Netzebene. Hierbei ist besonders die Reduktion der Rückspeisespitze relevant, wenn sie den ursprünglich angesetzten maximalen Leistungsbezug überschreitet, wodurch topologieabhängig Netzverstärkungsbedarf entstehen kann [2].



Bild 2 Einsatz des Speichers zur Reduktion der Spitzenleistung (Eigene Darstellung).

Zur Ermittlung des Speicherbedarfs wird angenommen, dass Einspeise- und Lastverläufe vollständig bekannt sind (perfekte Prognose). Der Speicher wird so dimensioniert, dass lediglich so viel überschüssig vorhandene Energie während einer Einspeicherperiode im Speicher aufgenommen wird, wie in der direkt darauffolgenden Periode innerhalb der Netzebene wieder abgegeben werden kann. Die dafür notwendige Speicherkapazität wird nachfolgend als Kurzzeitspeicher bezeichnet. Weiterhin werden die bei der Ein- und Ausspeicherung entstehenden Verluste in dieser ersten Abschätzung nicht berücksichtigt.

3 Ermittlung des Speicherbedarfs

3.1 Sonnenregion

Für die Sonnenregion wird das Netzgebiet der Bayernwerk AG beispielhaft betrachtet.

3.1.1 Niederspannungsebene

Im Jahr 2012 betrug die installierte PV-Leistung in der Niederspannungsebene etwa 3,4 GW bei einer durchschnittlich installierten Leistung von 15,6 kW [1] je Anlage. Die installierte EE-Leistung ist bereits größer als die Jahreshöchstlast von 2,6 GW.

Für das Jahr 2030 werden etwa 5,5 GW installierte PV-Leistung in der Niederspannungsebene prognostiziert (vgl. [4]), während die Jahreshöchstlast mit konstant 2,6 GW angenommen wird.

Bild 3 zeigt den Verlauf der Residuallast mit und ohne den Einsatz von Kurzzeitspeichern (vgl. Abschnitt 2.4) für die Niederspannungsebene im Jahr 2030. Die Gesamtkapazität zur Tagesspeicherung wird zu 15,6 GWh ermittelt, was lediglich etwa 0,1% des Jahresenergiebezugs von circa 12,5 TWh entspricht. Diese Kapazität stellt gleichzeitig die maximale Energie dar, die aus einer Einspeicherperiode in die nächste Ausspeicherperiode verschoben werden kann (vgl. Bild 2). Die maximale Rückspeiseleistung ohne Einsatz der Kurzzeitspeicher beträgt etwa 2,6 GW und wird durch den Speichereinsatz auf etwa 0,6 GW reduziert, was etwa 23% der Jahreshöchstlast entspricht.



Bild 3 Residuallastverlauf mit und ohne den Einsatz von Kurzzeitspeichern im Niederspannungsnetz in der Sonnenregion im Jahr 2030 (Datenquelle [8] – Eigene Berechnungen).

Bild 4 zeigt die Dauerlinie der Residuallast mit und ohne Speichereinsatz. Aus der Abbildung lässt sich entnehmen, dass sich das Maximum der Residuallast durch den Speichereinsatz nicht verringert, was durch die geringe Einspeiseleistung einhergehend mit dem höchsten Leistungsbezug während der Wintermonate verursacht wird.

Durch den Speichereinsatz kann die im Netzgebiet in der Niederspannungsebene eingespeisten Energie (circa 5 TWh) nahezu vollständig dort genutzt werden, während weniger als 1% in die überlagerte Netzebene zurückgespeist wird. Ohne Speichereinsatz liegt der direkt nutzbare Anteil der regenerativen Einspeisung hingegen bei etwa 75%. Durch den Speichereinsatz werden somit etwa 1,2 TWh zur späteren Nutzung innerhalb des Netzgebiets zeitlich verschoben, was etwa 10% des Jahresenergiebezugs entspricht.



Bild 4 Dauerlinien der Residuallast mit und ohne den Einsatz von Kurzzeitspeichern in der Sonnenregion im Jahr 2030 (Datenquelle [8] – Eigene Berechnungen).

Da die Einspeisung vornehmlich durch PV-Anlagen erfolgt und somit in den Sommermonaten die höchsten Überschüsse auftreten, wird die maximale Bezugsleistung durch den Einsatz des Speichers erwartungsgemäß nicht verringert.

3.1.2 Mittelspannungsebene

Bei der Betrachtung der Mittelspannungsebene sind zwei Fälle zu unterscheiden. Im ersten Fall wird davon ausgegangen, dass in der Niederspannungsebene, wie in Abschnitt 3.1.1 angegeben, Kurzzeitspeicher eingesetzt werden und folglich die Rückspeisung reduziert wird. Hingegen wird im zweiten Fall angenommen, dass in der Niederspannungsebene keine Speicher eingesetzt werden und nicht direkt nutzbare Energie folglich vollständig in die Mittelspannungsebene zurückgespeist wird.

Durch den Einsatz von Speichern in der Niederspannungsebene ändert sich der zeitliche Verlauf der Rückspeisung aus der Nieder- in die Mittelspannungsebene ebenso wie die Netzentnahme in die Niederspannungsebene. Durch die deutliche Reduktion der Entnahme aus der sowie die Rückspeisung in die Mittelspannungsebene durch den Speichereinsatz in der unterlagerten Niederspannungsebene wird die Last der Mittelspannung in den Sommermonaten deutlich verringert. Gleichzeitig ist der Bezug in den Wintermonaten nahezu unverändert hoch.

Inklusive der Rückspeisung aus der Niederspannungsebene beträgt die eingespeiste EE-Energie in diesem Fall 3,6 TWh bei einem Jahresenergiebezug von 14,7 TWh. Beim Einsatz von Kurzzeitspeichern mit einer Gesamtkapazität von 9,5 GWh werden 52 GWh in die überlagerte Netzebene mit einer maximalen Leistung von 1,2 GW zurückgespeist, wobei der Anteil der in der Netzebene genutzten EE-Energie bei 99% liegt. Werden in der Niederspannungsebene keine Speicher eingesetzt sind Leistungsspitzen und einhergehend auch die rückgespeiste Energie aus der Niederspannungsebene größer. Insgesamt werden in diesem Fall 4,8 TWh bei einem Jahresenergiebezug von 15,6 TWh eingespeist. Die ermittelte Kurzzeitspeicherkapazität beträgt 20,4 TWh, wodurch die maximale Rückspeiseleistung auf 0,72 GW, reduziert wird, was 20% der Jahreshöchstlast entspricht.

3.2 Windregion

Für die Windregion wird beispielhaft das Netzgebiet der Avacon AG in Niedersachsen betrachtet.

3.2.1 Niederspannungsebene

Im Jahr 2012 beträgt die installierte EE-Leistung in der Niederspannungsebene etwa 0,3 GW, wodurch etwa 280 GWh regenerativ eingespeist werden. Auch in der Windregion ist die Einspeisung in der Niederspannungsebene durch PV-Anlagen geprägt, die erwartungsgemäß den größten Anteil der installierten EE-Leistung ausmachen. Da diese nur etwa 30% der Jahreshöchstlast beträgt, treten hier – anders als in der Sonnenregion – im Jahr 2012 keine Überschüsse auf, die einen Speichereinsatz erfordern würden.

Für das Jahr 2030 wird nach der oben beschriebenen Methodik eine installierte Leistung von etwa 0,78 GW prognostiziert (vgl. [6] und [7]), was zu einer Einspeisung von etwa 0,7 TWh führt, die circa 19% des Jahresenergiebezugs von 3,7 TWh entspricht. Ohne den Speichereinsatz werden etwa 16,5 GWh mit einer maximalen Leistung von 0,22 GW in die vorgelagerte Netzebene zurückgespeist. Durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern mit einer Speicherkapazität von etwa 1,1 GWh wird die Rückspeisung vollständig verhindert.

3.2.2 Mittelspannungsebene

Für die Mittelspannungsebene sind, wie bereits in Abschnitt 3.1.2, wiederum zwei Fälle zu unterscheiden.

Bild 6 zeigt die Verläufe der Residuallast in der Mittelspannungsebene mit und ohne den Einsatz von Speichern in der Mittelspannungsebene, wobei in der Niederspannungsebene Speicher eingesetzt werden. Anders als in der Sonnenregion und in der Niederspannungsebene der Windregion treten die Überschüsse in der Mittelspannungsebene der Windregion über das Jahr verteilt auf.

Die maximale Rückspeiseleistung von 0,8 GW tritt zum Ende des Jahres auf und kann durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern kaum verringert werden, wie auch die in **Bild 7** dargestellte Dauerlinie zeigt.

Wird die Rückspeisung aus der Niederspannungsebene mit einbezogen, werden insgesamt 3,5 TWh regenerativ eingespeist und davon 3,4 TWh innerhalb der Netzebene genutzt. Dazu ist insgesamt eine Speicherkapazität von 14,3 GWh notwendig. Im Vergleich zum Fall ohne Speichereinsatz steigt die Nutzung der eingespeisten Energie von 90 auf 96%.



Bild 6 Residuallastverlauf mit und ohne den Einsatz von Kurzzeitspeichern im Mittelspannungsnetz in der Windregion im Jahr 2030 (Datenquelle [9] – Eigene Berechnungen).



Bild 7 Dauerlinie der Residuallast mit und ohne den Einsatz von Kurzzeitspeichern im Mittelspannungsnetz in der Windregion im Jahr 2030 (Datenquelle [9] – Eigene Berechnungen).

Da ohne Speichereinsatz in der Niederspannungsebene die rückgespeiste Energie nur sehr gering ist und sich auch der Bezug aus der Mittelspannungsebene nicht signifikant ändert (vgl. **Bild 5**), unterschieden sich die benötigte Speicherkapazität und auch die maximale Rückspeiseleistung kaum von dem vorher betrachteten Fall.

3.3 Vergleich der betrachteten Regionen

Für die verschiedenen Energieregionen ergeben sich unterschiedliche Speicherbedarfe. Dies ist unter anderem dadurch begründet, dass die installierten EE-Leistung und damit die eingespeisten Energien bezogen auf die Jahreshöchstlast beziehungsweise den Jahresenergiebezug in den verschiedenen Regionen deutliche Unterschiede aufweisen. Die benötigte Speicherkapazität ist allerdings im Wesentlichen vom Verlauf der positiven Residuallast abhängig, da dadurch nach dem hier vorgestellten Verfahren die maximal innerhalb einer Periode ausspeicherbare Energie bestimmt wird. Da sich die Einspeisespitzen in der Sonnenregion gut mit dem Tageslastgang decken, ist hier der Speicherbedarf bezogen auf den Jahresenergiebezug stets kleiner als in der Windregion.

Bild 8 stellt den spezifischen Bedarf für die Kurzzeitspeicherung in den Wind- und Sonnenregion gegenüber.



Bild 8: Speicherbedarf bezogen auf den Jahresenergiebezug in den betrachteten Netzgebieten und -ebenen (Eigene Berechnungen)

Für alle betrachteten Fälle ergeben sich sehr geringe spezifische Speicherbedarfe im Bereich deutlich unterhalb von einem Prozent des Jahresenergiebezugs, um die Rückspeisung signifikant zu reduzieren und den Eigennutzungsanteil zu erhöhen.

Die maximale Speicherkapazität in der Sonnenregion wird durch die große Einspeisung in den Sommermonaten bestimmt, wie der Verlauf der negativen Residuallast in **Bild 3** zeigt. Diese Speicherkapazität wird in den Monaten März bis Oktober recht häufig zu mehr als 50% genutzt, wie **Bild 10** zeigt.

In der Mittelspannungsebene der Windregion treten lange Zeiträume mit hoher Einspeiseleistung, die große Speicherkapazitäten hervorrufen hingegen besonders in den Wintermonaten auf, wie **Bild 6** zeigt.

Bild 9 zeigt die maximale Lade- beziehungsweise Entladeleistung beim Einsatz der ermittelten Kurzzeitspeicherkapazität für die betrachteten Regionen.



Bild 9: Maximale Lade- (negativ) und Entladeleistung (positiv) bezogen auf die in der jeweiligen Netzregion installierte EE-Leistung (Eigene Berechnungen).

In der Sonnenregion sind dien maximalen Ladeleistungen höher als die Entladeleistungen, was durch die hohe Leistungseinspeisung innerhalb der Mittagsstunden verursacht wird. Werden in der Niederspannungseben keine Speicher eingesetzt, entsteht durch die hohe maximale Rückspeiseleistung die höchste Lade- und Entladeleistung.

Für die anderen betrachteten Fälle liegen die benötigte Lade- und Entladeleistung unterhalb von 50% der installierten EE-Leistung.

4 Speicher- und andere Flexibilisierungsoptionen

4.1 Speicherung elektrischer Energie

Die ermittelten Kapazitäten für die Kurzzeitspeicherung können als Batteriesysteme installiert werden. Unter dem Aspekte der Wirtschaftlichkeit ist hier besonders der Energiedurchsatz entscheidend. Die ermittelten speicherbaren Energieüberschüsse treten in der Niederspannungsebene und auch in der Mittelspannungsebene der Sonnenregion erwartungsgemäß in den Sommermonaten auf. **Bild 10** zeigt beispielhaft die Ausnutzung der ermittelten Kurzzeitspeicherkapazität in der Niederspannungsebene der Sonnenregion.



Bild 10: Ladezustand der Speicher für die Niederspannungsebene der Sonnenregion im Jahr 2030 (Eigene Berechnungen)

In 68 der insgesamt 217 insgesamt auftretenden Speicherperioden werden mehr als 50% der ermittelten Speicherkapazität genutzt.

Für die Windregion treten große Überschüsse wesentlich seltener und unregelmäßiger auf. Lediglich in 18 der insgesamt auftretenden 229 Speicherperioden werden mehr als 20% der ermittelten Speicherkapazität genutzt.

Für die Niederspannungsebene der Sonnenregion liegt der Speicherbedarf mit 2,81 kWh je kW installierter Leistung deutlich höher als heute für die Auslegung von PV-Hausspeichersystemen, mit dem Ziel die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen, angenommen wird [10].

4.2 Warmwasserbereitstellung

Eine Möglichkeit überschüssig verfügbare elektrische Energie innerhalb des Netzgebiets zu nutzen stellt, der Einsatz von elektrisch beheizten Systemen zur Warmwasserversorgung dar. Pro Person und Jahr wird ein Warmwasserbedarf von 500 kWh angenommen [11]. Im Netzgebiet der Bayernwerk AG, also der hier betrachteten Sonnenregion, leben etwa 4,7 Mio. Einwohner [8], wodurch überschlägig betrachtet ein jährlicher Warmwasserbedarf von insgesamt 2,35 TWh besteht, was in etwa 20% des elektrischen Jahresenergiebezugs und etwa 47% der im Jahr 2030 eingespeisten EE-Energie entspricht, wobei angenommen wird, dass Haushalte ausschließlich in der Niederspannungseben angeschlossen sind. In der Sonnenregion werden trotz des Einsatzes von Kurzzeitspeichern im Jahr 2030 49 GWh in die überlagerte Netzebene zurückgespeist, was dort lediglich etwa 2% des jährlichen Wärmebedarfs entspricht. Maximal werden in einem Zeitraum von etwa 10 Stunden 6,2 GWh zur Verfügung gestellt, die zur Wärmebereitstellung genutzt werden können. Die maximal auftretende Leistung liegt bei 2,3 GW, was etwa 0,5 kW pro Einwohner entspricht.

Technisch ist die Nutzung von elektrischen Heizsystemen möglich und gleichzeitig steht, zumindest in den Sommermonaten, überschüssige Energie zur Verfügung. Eine Nachrüstung von dezentralen elektrischen Heizstäben ist allerdings recht aufwendig und die Belastung der elektrischen Energie mit Netzentgelten und Umlagen stellt ein weiteres Hemmnis für die Umsetzung dar [12].

5 Zusammenfassung und Ausblick

Aus den betrachteten Einspeise- und Lastzeitreihen wird zunächst das Potential für den Einsatz von Kurzzeitspeichern abgeleitet. Der Bedarf zum Beispiel an elektrochemischen Speichern, die sich zur kurzzeitigen Speicherung und zeitlich verschobenen Nutzung elektrischer Energie eignen, wird so bestimmt, dass die Energie, welche während einer Periode mit negativer Residuallast eingespeichert wird, in der darauffolgenden Periode mit positiver Residuallast wieder ausgespeichert werden kann, wobei die auftretenden Verluste in der hier durchgeführten Betrachtung vernachlässigt werden.

Durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern kann der maximale Leistungsbezug aus der vorgelagerten Netzebene nicht wesentlich reduziert werden. In der Niederspannungsebene beschränkt sich die signifikante Leistungseinspeisung durch der installierten PV-Anlagen auf die Sommermonate, während hohe Lasten jedoch im Winterhalbjahr auftreten. In der Mittelspannungsebene der Windregion kann die maximale Bezugsleistung ebenfalls nicht wesentlich reduziert werden, da die Einspeisespitze zeitlich nicht mit der Lastspitze zusammenfällt.

Sowohl in der Mittel- als auch in der Niederspannungsebene kann die maximale Rückspeisung durch den Einsatz von Speichern in allen betrachteten Fällen auf weniger als 31% der Jahreshöchstlast reduziert werden, wobei die benötigte Speicherkapazität deutlich weniger als 1% des Jahresenergiebezugs beträgt. Einhergehend wird der Anteil der eingespeisten Energie, die innerhalb der Netzebene genutzt wird, auf 95 bis 100% erhöht.

Zur Bestimmung der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf den Netzausbaubedarf in den verschiedenen Verteilnetzebenen ist, mit besonderem Augenmerk auf die Problematik der Spannungshaltung, eine detaillierte Analyse der vorhandenen Netzstrukturen notwendig. Eine verallgemeinerte Aussage ist nicht möglich.

Die aufgezeigte Abschätzung des Speicherbedarfs kann als Grundlage für die weitergehende Potentialabschätzung für den Einsatz verschiedener Speicher- und Flexibilisierungsoptionen in Verteilnetzen dienen. Dabei müssen Aspekte der Wirtschaftlichkeit und der Akzeptanz in der Bevölkerung berücksichtigt werden.

Das Projekt ESPEN:

Die Ausarbeitung entstand im Rahmen des vom BMWi geförderten Projektes *Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen* (FKZ: 0325530A).

6 Literatur

- [1] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Anlagenstammdaten. <u>http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdat</u> <u>en.htm</u>, Abruf: 17.02.2014
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Ausbauund Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012
- [3] Nakhaie, S.; Beck, H.-P.: Umstrukturierte Versorgungsaufgabe – Stromautobahnen f
 ür das Verbundnetz? ew, Jahrgang 111 (2012), Heft 13, S. 88 - 92
- [4] 50Hertz (Hrsg.): Netzkennzahlen. http://www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm, Abruf: 12.05.2014
- [5] TenneT TSO (Hrsg.): Netzkennzahlen. http://www.tennettso.de/site/Transparenz/veroeffentl ichungen/netzkennzahlen, Abruf: 12.05.2014
- [6] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hrsg.): Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. <u>http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_tran_sfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pd_f</u>, Abruf: 17.02.2014
- [7] Hille, C.; Gödde, M.; Potratz, F.; Schrader, S.; Matrose, C.; Hörpel, B.; Harms, H.; Kampik, J.; Schnettler, A.: Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung, Aachen, 2013
- [8] Bayernwerk AG (Hrsg.): Netzinformationen. https://www.bayernwerk.de/pages/eby_de/Netz/Stro mnetz/Netzinformationen/Haftungsregelung/index.ht m/, Abruf: 06.05.2014
- [9] Avacon AG (Hrsg.): Veröffentlichungs- und Mitteilungspflichten. <u>http://www.avacon.de/netze/veroeffentlichungs_mitt</u> <u>eilungspflichten_1160.aspx</u>, Abruf: 06.05.2014
 [10] Salarravia AC (Hrsg.): Zuatzmatarial zur Markt
- [10] Solarpraxis AG (Hrsg.): Zusatzmaterial zur Marktübersicht Batteriespeichersysteme Juni 2013; <u>http://www.pv-magazine.de/fileadmin/uploads/pvmagazine-batteriespeicheruebersichtprojektauslegung_01.pdf</u>; Abruf: 06.05.2014
- [11] Tjaden, T.; Quaschning, V.; Weniger, J.: Heizen mit PV-Strom: Chance für den Wärmemarkt. Sonne Wind & Wärme, Jahrgang 37 (2013), Heft 3, S. 94 – 97
- [12] Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Aachen, 2013

Einsatz dezentraler Speicher in der Niederspannung

C. Stegner¹, J. Bogenrieder¹, P. Luchscheider¹, A. Schmutzer¹ ¹ZAE Bayern e. V., c/o Stadtwerke Hof GmbH, Unterkotzauer Weg 25, 95028 Hof, Deutschland christoph.stegner@zae-bayern.de

Kurzfassung

Die verschiedenen elektrischen Speichertechnologien sind so vielfältig wie ihre unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten und bilden daher einen zentralen Baustein in einem Smart Grid. Im Rahmen des Modellversuchs Smart Grid Solar (SGS) wird der Einsatz unterschiedlicher Technologien für dezentrale Speicher in der Niederspannung erforscht. Ein Großteil der Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien (EE) ist in den Verteilnetzen – insbesondere auf der untersten Spannungsebene – angeschlossen. Somit hat sich auch die Rolle der Verteilnetze von der Einbahnstraße für die Energieversorgung für Endkunden hin zu einem Netz mit zeitlich stark schwankenden und bidirektionalen Leistungsflüssen gewandelt. Im Modellversuch SGS wird unter anderem untersucht, inwiefern Speicher als Smart Grid Komponenten eine Alternative zum konventionellen Netzausbau sind, der durch den bisherigen und weiter zu erwartenden Ausbau der EE verursacht wird. Darüber hinaus sollen aus dem Projekt Vorschläge an Entscheidungsträger in der Wirtschaft und Politik erarbeitet werden. Diese sollen richtungsweisend für jene Bereiche sein, in denen noch keine regulatorischen Rahmenbedingungen für technisch wünschenswerte Speichereinsätze vorhanden sind.

Die betrachteten Speichertechnologien umfassen einen Elektrolyseur mit angeschlossener Speicherung des Wasserstoffs in einem organischen, flüssigen Trägerstoff sowie ein Redox-Flow-Speichersystem, einen Blei-Batterie-Ortsnetzspeicher und mehrere Haushalts-Batteriespeicher in Kombination mit PV-Dachanlagen. Als verschiedene Betriebsvarianten werden die Spannungshaltung, Blindleistungsmanagement, die Erhöhung des Eigenverbrauchs, die Entlastung der Verteilnetz-Betriebsmittel sowie die Teilnahme am Regelenergiemarkt betrachtet und bewertet.

1 Überblick Smart Grid Solar

Der in zwei Phasen über einen Zeitraum bis Ende 2017 angelegte Modellversuch Smart Grid Solar (SGS) in Hof und Arzberg (Oberfranken) untersucht Potenziale intelligenter Komponenten im Verteilnetz für die Energiewende. Während in der Übertragungsnetzebene vordergründig die Übertragungskapazitäten in Form von neuen Trassen ausgebaut werden sollen, werden Verteilnetzbetreiber mit anderen Herausforderungen konfrontiert, wie etwa die Einhaltung der Spannungsqualität entsprechend DIN EN 50160. Die Ursache da-

Abbildung 1 Visualisierung der interdisziplinären Projektstruktur von Smart Grid Solar



für ist vor allem der steigende Anteil dezentraler Solarstrom-Einspeisung. Von den Ende 2013 deutschlandweit installierten 35,5 GWp waren rund 75 % der Leistung in der Niederspannung angeschlossen. Das entspricht in etwa 98 % der rund 1,4 Mio. Solaranlagen in Deutschland [1, 2].

Diese Zahlen zeigen, dass die zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugungsstruktur und die Entwicklung des Niederspannungsnetzes – weg von einem reinen Versorgungsnetz hin zu einem Netz mit bidirektionalen Leistungsflüssen – bereits jetzt stattfinden. Daraus ergeben sich neue Fragestellungen bei Netzplanung und -betrieb. Es sind hierfür bereits mehrere Lösungsmaßnahmen (z.B. Netzausbau, RONT) am Markt verfügbar. Speichersysteme werden derzeit aufgrund hoher Kosten und fehlender regulatorischer Rahmenbedingungen kaum berücksichtigt.

Im Modellversuch SGS wird hierzu ein interdisziplinärer Ansatz verfolgt. Aus dem realen Einsatz der Komponenten gewonnene Parameter und weitere Netz-Messdaten fließen in eine Simulation ein, die an eine Optimierung für Netzausbau und -betrieb hinsichtlich verschiedener Szenarien gekoppelt ist. Schließlich werden die Ergebnisse einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung unterzogen, um Empfehlungen über Förderanreize und Betriebsweisen für Wirtschaft und Politik auszuarbeiten. Das Zusammenspiel der Teilprojekte wird in Abbildung 1 dargestellt.

1.1 Generelle Klassifikation Elektrochemischer Speicher

Die häufigste Form der Energiespeicherung im Kontext der Stromversorgung ist die Pumpspeichertechnologie.

Diese ist vielfach technisch erprobt und erreicht einen hohen Wirkungsgrad. Zu ihren Nachteilen zählen jedoch die Abhängigkeit von geografischen Gegebenheiten und die wirtschaftliche Rentabilität einer Anlage erst im MW- bzw. MWh-Bereich.

Wird Energie durch elektrochemische Reaktionen umgewandelt und zwischengespeichert, begibt man sich in den Bereich der Akkumulatoren. Am weitesten verbreitet und auch am längsten am Markt verfügbar sind Blei-Akkumulatoren, wobei der Elektrolyt als Säure, Gel oder von einem Vlies absorbiert vorliegt. Sie sind günstig und vertragen kurzzeitig hohe Stromflüsse, besitzen jedoch eine geringe Energiedichte.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren verdrängen nicht nur im Bereich der Kleinanwendungen die Nickelmetallhydrid und Alkalimangan-Technologien, sondern spielen auch im Bereich der Energieerzeugung und -infrastruktur eine neue Rolle. Lithium-Ionen-Akkumulatoren übertreffen Blei-Akkumulatoren in der Lebensdauer und vor allem bei der Energiedichte. Einer der Nachteile ist jedoch der höhere Preis.

Thermalbatterien benötigen Betriebstemperaturen größer als 200 °C. Dies ist nötig, damit die aus Salzen bestehenden Elektroden und Elektrolyte sowohl elektrisch als auch ionisch leitend sind. Vor allem in Japan sind einige dieser Speicher mit Kapazitäten größer als 100 kWh in Kraftwerke integriert. Ansonsten findet die Thermalbatterie in der Praxis eher wenig Anwendung.

Bei Redox-Flow-Batterien nehmen die Elektroden nicht an den elektrochemischen Reaktionen teil. Es finden in zwei getrennten Elektrolytkreisläufen eine Reduktion und eine Oxidation statt. Dies führt zu einer nahezu unbegrenzten Lebensdauer. Außerdem ist eine höhere Kapazität relativ problemlos realisierbar, indem die Elektrolyt-Tanks größer dimensioniert werden, ohne dabei auf die Leistung Einfluss zu nehmen. Die Energiedichte liegt aktuell jedoch noch unter der von Blei-Akkumulatoren.

Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse ermöglicht eine große Bandbreite von Energiespeicherszenarien. Wasserstoff selbst ist ein heute schon genutzter Energieträger, der in Motoren oder Kesseln (mit)verbrannt werden kann. Eine direkte Rückverstromung ist durch Brennstoffzellen möglich, jedoch ist die Infrastruktur für ein Wasserstoffnetz erst in Ansätzen vorhanden oder besteht in der Beimischung ins (Erd-)Gasnetz. Andere Wege, die sich unter dem Stichwort power-to-gas zusammenfassen lassen, sind eine weitere Umwandlung des Wasserstoffs in beispielsweise Methan oder Synthesegas. Letzteres ist vor allem für eine spätere stoffliche Nutzung interessant. Mit diesen Produkten könnten dann Rohstoffe fossiler Natur substituiert werden. Auf Wasserstofferzeugung aufbauende Technologien haben aufgrund ihrer großen Speicherkapazität das höchste Potenzial als saisonale Speicher fungieren zu können. Jedoch ergeben die Wirkungsgrade der einzelnen Verfahrensschritte bei der gesamten Kette von power-to-gas-to-power einen deutlich geringeren elektrischen Gesamtwirkungsgrad, als er bei den anderen elektrochemischen Speichern ausfällt.

1.2 Problemstellung bei der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen

Durch die oben genannte Dezentralisierung der Stromerzeugung ergeben sich im Bereich der Niederspannung mehrere Problemstellungen, die sich zum einen in Spannungsprobleme und zum anderen in Kapazitätsprobleme bei der Betriebsmittelbelastung einteilen lassen. Aufgrund der Leistungsflussumkehr steigt die Spannung an den Anschlusspunkten der PV-Anlage. Laut Anwendungsregel VDE-AR 4105 ist eine zulässige Spannungsanhebung von 3 % einzuhalten, falls keine statische Spannungshaltung gewährleistet ist. DIN EN 50160 schreibt weiter eine Einhaltung des Spannungsbandes von 230/400 V \pm 10 % von 95 % der 10 Minuten-Mittelwerte vor. Im Regelfall wird jedoch die 3 %-Spannungsanhebungsgrenze früher überschritten als der DIN-Grenzwert, welcher erst bei höherer installierter PV-Leistung erreicht wird.

Die wesentlichen Betriebsmittel wie Kabel und Transformatoren werden üblicherweise auf das 0,7-fache der EVU-Last ausgelegt, um eine ausreichende Lebensdauer zu gewährleisten [3]. Aufgrund des hohen Zubaus von Einspeiseleistung in der Niederspannung wird dieser Wert aber zunehmend überschritten und ein Austausch bzw. Ausbau wird nötig, um einer erhöhten Degradation bei steigendem Belastungsgrad entgegenzuwirken.

1.3 Klassifikation von Niederspannungsnetzen

Die Planung und der Ausbau von Niederspannungsnetzen sind stark von den örtlichen Gegebenheiten, wie etwa der Bebauung und der Art der Nutzung geprägt. Die Topologie der Netze ist dabei aufgrund der fehlenden Mess- und Regelungstechnik meist einfach gehalten und die Netze werden größtenteils als Strahlen- oder Ringnetze mit offenen - teils auch geschlossenen -Trennstellen realisiert. Vorteil dieser Netzstrukturen sind die geringen Investitionskosten und die einfache Betriebsführung. Im Fall von Versorgungsunterbrechungen können Fehler zudem leicht lokalisiert werden. Offene Ringnetze ermöglichen außerdem mehrere Netzkonfigurationen, sodass im Fehler- oder Wartungsfall eine schnelle Wieder- bzw. Weiterversorgung erfolgen kann. In Gebieten mit hoher Last- bzw. Einspeisedichte werden auch zweiseitig gespeiste Maschennetze realisiert, um eine hohe Versorgungssicherheit und Spannungskonstanz sicherzustellen. Die Betriebsführung und Fehlererkennung gestaltet sich hierbei jedoch deutlich schwieriger [4].

Es existiert keine standardisierte Einteilung in verschiedene Netzkategorien. In [5] werden jedoch z. B. sechs Netztypen unterschieden. Für diese Einteilung

sind typische Netze der Ausgangspunkt. Eine steigende PV-Leistung wird simuliert, um die zu erwartenden Problemstellungen bei der Integration von PV-Kleinanlagen (P_N < 30 kWp) abzuschätzen. Die maximale PV-Leistung wird dabei durch das zur Verfügung stehende Dachflächenpotenzial begrenzt. Ein zentrales Ergebnis aus [5] ist, dass je nach Netztyp und Ausbau bei unterschiedlich hoher PV-Durchdringung ein Netzausbau bzw. -umbau notwendig ist. In Tabelle 1 sind die jeweiligen Kategorien und die zu erwartenden Problemstellungen aufgeführt. Tritt in einem bestimmten Netz ein Problem nicht auf, dann ist entweder das PV-Potenzial zu gering oder die Netzstruktur ist bereits ausreichend gut ausgebaut. Anzumerken bleibt, dass zur Zeit der Veröffentlichung von [5] die zulässige Spannungsanhebung nach VDE-AR 4105 noch bei 2 % lag. Die Untersuchung der Netze ist durchaus aber auch für einen Schwellwert von 3 % gültig.

Im Projekt Smart Grid Solar wurden gezielt Netze ausgewählt, in denen bereits eine hohe PV-Leistung angeschlossen ist, um Spannungsanhebungen und Betriebsmittelbelastungen messtechnisch erfassen zu können. In der Praxis werden in den meisten Fällen die zulässigen Grenzwerte eingehalten, da die Netzbetreiber ihre Netze bei PV-Zubau entsprechend erweitern. Der Netzzustand wird durch eine hohe Anzahl von Smart Metern netzknotenscharf und hochaufgelöst im 10-Sekundenbereich erfasst. Anschließend werden verschiedene Speichersysteme zur Netzentlastung installiert und deren Betriebsweisen entwickelt. Es gilt abschließend festzuhalten, dass sich für Speichersysteme neben den in Tabelle 1 genannten Problemstellungen weitere Anwendungsmöglichkeiten ergeben, wie in Kapitel 2.1 näher erläutert.

 Tabelle 1 Gegenüberstellung der Kategorien von Niederspannungsverteilnetzen mit deren Netztopologie und Problemstellungen der Integration von Solaranlagen ins Niederspannungsnetz

Netztyp	Netztopologie	3 %-Spanungs- anhebung	+10 %-Grenz- wertverletzung	Erhöhte Kabel- auslastung	Erhöhte Trafo- auslastung
Innenstadt	Maschennetz	\checkmark			
Gewerbe	Maschennetz				
Block	offenes/ geschlossenes Ringnetz	\checkmark		\checkmark	\checkmark
Vorstadt	offenes Ringnetz	\checkmark	\checkmark	\checkmark	\checkmark
Dorf	Strahlennetz, offenes Ringnetz	\checkmark	\checkmark	\checkmark	\checkmark
Land	Strahlennetz	\checkmark	\checkmark	\checkmark	

2 Eingesetzte Komponenten in SGS

Die in Kapitel 1 ausgeführten Problemstellungen, die aus verschiedenen Niederspannungsnetzen und der Integration von PV-Anlagen entstehen, dienen als Grundlage für die Auswahl der im Projekt eingesetzten Speicherkomponenten. Diese werden im Rahmen Modellversuchs SGS in einem Testgelände sowie in Haushalten des Netzgebietes aufgebaut. Die voraussichtliche Inbetriebnahme ist im Quartal III/2014 geplant. Auf Erzeugerseite wird ein PV-Testfeld aus verschiedenen PV-Technologien und einer Gesamtleistung von ca. 50 kWp installiert. Ein Elektrolyseur mit einer Spitzenleistung von 75 kW wird vorerst als regelbarer Verbraucher betrieben und in einer späteren Phase des Projektes um ein LOHC-Wasserstoffspeicher-System und eine Brennstoffzelle ergänzt. Das Wasserstoffsystem dient im vollen Ausbau damit als Energiespeicher. Zusätzlich wird ein Vanadium-Redox-Flow-System mit einer Nennleistung von 90 kW und 390 kWh Nennkapazität installiert. Im selben Niederspannungsnetzbereich, an dem das Testgelände angeschlossen wird, werden Haushalte mit PV-Anlagen angeworben, um

bei ihnen kleinere, handelsübliche Batteriespeichersysteme zu betreiben. Außerdem werden weitere Haushalte ohne PV-Anlagen mit Messgeräten ausgestattet. Die Messung in hoher zeitlich synchronisierter Auflösung ermöglicht umfassende Auswertungen.

An einem zweiten Standort, welcher von besonders hoher Einspeisung durch PV-Dachanlagen geprägt ist, wird ein zweiter Ortsnetzspeicher errichtet. Hier werden Blei-Akkus eingesetzt, deren Leistung sowie Kapazität ähnlich dimensioniert sein werden, wie bei dem Redox-Flow-Speicher. Auch hier werden die gewonnenen Daten aus dem Speicher um weitere Messungen in Häusern und Netzknoten des gleichen Niederspannungsnetzes ergänzt.

2.1 Betriebs- und Einsatzvarianten der Speicherkomponenten

Neben der Dimensionierung und Positionierung der Speicherkomponenten ist zudem der geeignete Betrieb entscheidend. Die untersuchten Einsatzvarianten für Speicher beinhalten:

- 1) Spannungshaltung,
- 2) Blindleistungsmanagement,
- 3) Regelung durch Marktsignale,

- 4) Peak-Shaving bzw. kurzfristige Synchronisation von Erzeugung und Bedarf,
- 5) Erhöhung des Autarkiegrades des jeweiligen Bezugsraumes bzw. längerfristige Synchronisierung von Erzeugung und Bedarf.

Variante 3 beinhaltet nach aktuellen Regulierungen und Stand der Technik zwei Fälle. Zum einen ist hier die Gewinnerzielung durch Arbitrage-Effekte beim Handel an den Energie-Spotmärkten und zum anderen die Teilnahme am Regelenergiemarkt zu nennen. Letzterer Fall setzt eine Präqualifikation der Anlage und eine Mindestleistung von 1 MW voraus. Diese Leistung kann auch durch Pooling von mehreren Anlagen erreicht werden. Szenario 4 und 5 unterscheiden sich nur in ihrer zeitlichen und räumlichen Ausdehnung. Während Variante 4 den Betrieb auf eine Anlage bzw. ein Haus und einen Zeitraum von einem Tag konzentriert betrachtet, wird in Szenario 5 ein größerer Bilanzraum betrachtet. Dies könnte zum Beispiel ein Niederspannungsstrang oder -subnetz sein, in dem Erzeugung und Bedarf wöchentlich oder saisonal ausgeglichen werden sollen. Die fünf Speichernutzungsstrategien werden in Tabelle 2 in Bezug auf drei Anforderungen an einzusetzende Speichertechnologien charakterisiert.

Tabelle 2	Anforderungen	an den S	peicher be	i verschiedenen	Betriebsvarianten
1 abene 2	7 millior der ungen	an ach b	perener be	versemedenen	Detrieosvarianten

	Verhältnis von Kapazität zu Leistung	Benötigte Kapazitäten	Ansprüche an Effizienz
1. Spannungs- haltung	3 – 5 h	bei Ortsnetzspeichern 100 – 1.000 kWh	hoch weil Konkurrenz mit konventionellen Betriebsmit- teln
2. Blindleistungs- management	in der Niederspannung hohe Leistungen notwendig	reine Blindleistung benötigt keine Speicherkapazität	Wirkungsgrad des Speichers irrelevant
3. Marktsignale	klein, für Primärregelenergie zum Beispiel 0,5 h	Mindestanforderung am Re- gelenergiemarkt 0,5 MWh	stark abhängig v. jeweiliger Vermarktung und Bezug bzw. Erzeugung
4. Peak-Shaving	einige Stunden, z. B. ungefähr Überschuss aus PV-Anlage	einige kWh	nicht prioritär
5. Längerfristig Speichern	groß: Tage, Wochen bzw. Monate	>100 MWh	nicht prioritär

Die im Projekt eingesetzten Speicherkomponenten und deren Standorte lassen sich zusammenfassen als

- Batteriespeicher in den Haushalten,
- Blei-Ortsnetzspeicher am Niederspannungsstrangende,
- Redox-Flow-Speicher als Bestandteil des Testgeländes,
- und Wasserstoffspeicher als Bestandteil des Testgeländes.

Nicht jede Einsatzvariante ist für die verschiedenen Speicherkomponenten aufgrund der jeweiligen Charakteristika aus Tabelle 2 gleich sinnvoll. Tabelle 3 gibt daher einen Überblick für die Einschätzung der Relevanz der einzelnen Kombinationen.

Abbildung 2 Übersicht der eingesetzten Komponenten im Testgelände



Tabelle 3 Einschätzung der Relevanz niedrig (-), mittel(o), hoch (+)

Variante	1	2	3	4	5
Haushaltsspeicher	-	0	-	+	-
Blei-ONS	+	+	0	0	0
Redox-Flow	0	0	+	+	0
H ₂ -Speicher	-	-	+	+	+

Prinzipiell lassen sich mit einem Speicher gleichzeitig auch verschiedene Betriebsvarianten implementieren. Außerdem können Komponenten auch gemeinsam ein Szenario umsetzen. Anzuführen wäre beispielsweise das Peak-Shaving durch den Elektrolyseur mit vorgeschaltetem Redox-Flow-Speicher, der Leistungsschwankungen im Netz ausgleicht. Aus diesem Grund sind die Optimierung des Zusammenspiels verschiedener Speicherkomponenten sowie die Optimierung eines Speichers bei kombinierten Szenarien weitere Forschungsschwerpunkte im Projekt.

2.2 Ganzheitliches Simulationsmodell

Um erste Aussagen über die betrachteten Netze und die geplanten Speichersysteme bereits vor der Inbetriebnahme treffen zu können, werden Planung und Betrieb der vorgestellten Szenarien auch simulativ durchgeführt. Dafür wurde ein ganzheitliches Modell, welches alle zuvor angesprochenen Teilkomponenten umfasst, erstellt und entsprechend der realen Bedingungen im Modellversuch SGS parametriert. Es wurden dafür Erzeuger und Verbraucher, Speicherkomponenten, sowie Steuereinheiten in separaten Komponenten modelliert. Diese können anschließend flexibel miteinander verbunden werden. Zudem ist es notwendig für die Speicher eine geeignete Steuerungsstrategie auszuwählen und umzusetzen.

Die modellierten Komponenten werden entweder durch Zeitreihen oder durch kontinuierliche stochastische Modelle realisiert. Um den schwankenden Verbrauch eines Hauses simulieren zu können wurde auf ein stochastisches Modell zurückgegriffen, welches über Gammaverteilung eine aus einem H0-Standardlastprofil den jeweils aktuellen Verbrauch ermittelt [6]. Dieser Verbrauch wird viertelstündlich neu berechnet. Das zugrundeliegende Standardlastprofil wird aus sechs Profilen abhängig von Wochentag und Saison ausgewählt und über den Jahresverlauf skaliert. Auch die PV-Anlagen (fluktuierende Erzeuger) werden anhand eines stochastischen Modells realisiert. Dabei wird in mehreren Stufen aus einem Bedeckungsgrad und dessen Veränderlichkeit für die betrachtete Region [7] mit einem anschließenden Modell einer Solaranlage die Eispeiseleistung zum jeweiligen Zeitschritt berechnet [8, 9]. Die Speicherkomponente wurde dem KiBaM [10, 11] folgend umgesetzt, welches neben der kontinuierlichen Bereitstellung des Ladezustands auch in der Lage ist, nicht-lineare Eigenschaften des Speichersystems, wie den Peukert-Effekt nachzubilden. Zudem ermöglicht die Parametrierung des KiBaM unterschiedliche Speichertechnologien abzubilden, wie sie im Modellversuch SGS verwendet werden. Dazu müssen im weiteren Verlauf geeignete Parameter aus real eingesetzten und getesteten Speichern ermittelt werden.

Das Simulationsmodell, welches die erwähnten Komponenten kombiniert, basiert auf der Weiterentwicklung des Simulationsframeworks für die Simulation von Erneuerbaren Energien und Speicherstrukturen i7AnyEnergy [12]. In den ersten Modellen werden Speicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades (Szenario 4) eingesetzt, da diese Lösung bereits technisch und regulatorisch realisierbar ist. Zudem wird die daraus entstehende sogenannte "Entsolidarisierung", welche durch die Entkopplung vom gemeinsamen Stromnetz resultiert, derzeit in der Öffentlichkeit und der Politik diskutiert. Die weiteren Nutzungsszenarien werden im Laufe des Projektes modelliert und gegeneinander hinsichtlich der Speichernutzung analysiert und bewertet.

2.2.1 Simulation eines Hauses mit Eigenverbrauchmaximierung

Die Regelung des Energieflusses wird über Steuereinheiten berechnet. So wird in der betrachteten Eigenverbrauchsmaximierung durch Speichereinsatz eine einfache konventionelle Steuerung realisiert, die überschüssige Energie in den Speicher lädt und fehlende Energie aus dem Speicher bezieht. Zunächst wird in der Simulation ein Haus mit einer 5 kWp Solaranlage, einem 5 kWh Speicher und einem Jahresverbrauch von 4,5 MWh betrachtet. In Abbildung 3 und Abbildung 4 werden exemplarisch zwei Tagesverläufe der umgesetzten Energie dargestellt. Zu sehen ist jeweils die Energiemenge (Bezug positiv, Einspeisung negativ), welche in einem Viertelstundenintervall umgesetzt wird. Dabei werden die zwei Fälle ohne Speicher (grau) und mit Speichereinsatz (rot) dargestellt. Die zwei Grafiken sind zwei Tagesausschnitte aus einem simulierten Jahr. Zudem ist auf der zweiten Y-Achse der SOC in kWh angetragen.

Abbildung 3 Tagesverlauf von Residualenergie ohne und mit Speicher an einem Tag im Frühjahr



Abbildung 3 liegt ein Tag im Frühjahr zugrunde und zeigt, dass zum ersten Zeitpunkt des Produktionsüberschusses (nach 8 Uhr) mit dem Laden des Speichers begonnen wird (konventionelle Greedy-Steuerung). Dadurch ist es bereits im Tagesverlauf möglich das Haus über den Speicher ausreichend mit Strom zu versorgen. Der Speicher kann durch die geringe Einstrahlungsleistung der Sonne tagsüber nur zu 60 % geladen werden. Dementsprechend ist er schon um 22 Uhr wieder vollständig entladen und wird somit während der Nacht nicht benutzt.

Abbildung 4 Tagesverlauf von Residualenergie ohne und mit Speicher an einem Tag im Sommer



Im Vergleich dazu stellt Abbildung 4 exemplarisch den Tagesverlauf an einem Sommertag dar. Zu erkennen ist, dass die Ladung des Speichers aus dem Vortag noch bis zum Zeitpunkt der Überproduktion ausreichend gefüllt ist, um das Haus autark zu betreiben. Der Solarertrag ist so hoch, dass der Speicher bereits vormittags (nach 10 Uhr) vollständig geladen ist. Dies führt dazu, dass die gesamte produzierte Energiemenge ins Netz eingespeist wird und der Speicher anschließend unbenutzt ist, bis der Solarertrag wieder entsprechend abgefallen ist und der Speicher entladen wird.

Abbildung 5 Ladungsgradient in Viertelstundenintervallen über ein Jahr



Analysiert man nun die Speichernutzung im Jahresverlauf, so ist zu erkennen, dass zu einem großen Anteil des Jahres der Speicher nahezu unbenutzt bleibt. Diese Aussage wird durch Abbildung 5 verdeutlicht. Sie zeigt den Ladungsgradienten je betrachteter Viertelstunde in der Simulation in aufsteigender Reihenfolge. Als Schwellwert für den Ladungsgradienten sei nun der Standby-Verbrauch in einem Haushalt mit 4,5 MWh Verbrauch angenommen, welcher bei 56 W liegt [13]. In einer Viertelstunde ergibt das einen Energieumsatz von 14 Wh. In Abbildung 5 lässt sich mit diesem Schwellwert eine Dauer von 3550 h ablesen, was 41 % eines Jahres entsprechen, in denen der Speicher als unbenutzt angesehen werden kann. Berechnet man den Anteil jeweils für einen Tag, ergibt sich eine mittlere Ruhezeit von 8,25 h.

Die Erkenntnisse aus der vorherigen Diskussion erlauben den Schluss, dass eine weitere Nutzung des Speichers für andere Ziele zur Steigerung der Rentabilität untersucht werden muss.

2.2.2 Netzsimulation

Um das Zusammenspiel des gesamten Netzes berechnen zu können, werden mehrere Teilkomponenten gemeinsam simuliert. So werden zum Beispiel mehrere Häuser verschiedener Konfigurationen in einem gemeinsamen Verteilnetz verbunden. Simulierte Größen im Modell sind Verbrauchs- und Erzeugungsleistungen, der Leistungsfluss (Wirkleistung) im Stromnetz, sowie Steuernachrichten zwischen Häusern und zentralen Stationen. Die Simulation von Smart Grids in der Gesamtheit ermöglicht es verschiedene Konfigurationen vergleichend zu betrachten, aber dennoch Auswirkungen auf Einzelkomponenten nachverfolgen zu können. In Abbildung 6 werden fünf Konfigurationen vergleichend betrachtet. Die Konfigurationen basieren jeweils auf demselben Ortsnetz mit 15 Häusern, von denen drei mit jeweils unterschiedlichen PV-Systemen (insgesamt 46,3 kWp) ausgerüstet sind. Anhand der gewählten Speicherkonfigurationen können sowohl Haushaltsspeicher als auch Zentralspeicher untersucht werden. Zudem enthält eine Konfiguration ein Mischsystem, welches beide Speichersysteme vereint.

Abbildung 6 Simulative Betrachtung verschiedener Speichergrößen in einem beispielhaften Smart Grid



Abbildung 6 stellt den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad des gesamten Smart Grids, sowie der mit PV ausgestatteten Häuser für ein Jahr exemplarisch dar. Als Speicherstrategien wurde erneut auf die eigenverbrauchsmaximierende Steuerung aus Kapitel 2.2.1 zurückgegriffen. Es ist zu erkennen, dass sowohl Eigenverbrauch als auch Autarkiegrad mit zunehmender Speicherkapazität ansteigen. Jedoch wirken sich Hausspeicher nur marginal auf Eigenverbrauch und Autarkiegrad des gesamten Smart Grids aus, was am Anteil der mit PV und damit auch Haushaltsspeichern ausgestatteten Häuser sowie an der hohen Nutzung der eigenen Hausspeicher liegt. Die Nutzung der Hausspeicher steigt im Verbund auch nicht, da die gemeinsame Last im Netz nicht durch Hausspeicher bedient werden kann. Grundsätzlich sind also Zentralspeicher für die Steigerung von Eigenverbrauch und Autarkiegrad, sowie zur höheren zeitlichen Nutzung von Speichern im gesamten Smart Grid sinnvoll. Inwiefern eine Verteilung der Gesamtspeicherkapazität für die Netzentlastung sinnvoll ist und wie zentrale Steuermechanismen realisiert werden müssen, wird zukünftig sowohl simulativ, anhand von Optimierungen, als auch durch experimentell im Modellversuch SGS untersucht. Des Weiteren werden die Charakteristika verschiedener Speichertechnologien in die Simulation übernommen, um verschiedene Einsatzzwecke nachbilden zu können.

2.3 Optimierung

Für die Optimierung wird zunächst ein zentraler Speicher mit einer nutzbaren Kapazität von 400 kWh bei 30 kW Maximalleistung und ohne Ladeverluste angenommen, dessen Betrieb in zwei Phasen optimiert wird. Die zwei Phasen haben die folgenden Ziele:

- 1. Minimierung der Anschlussleistung
- 2. Maximierung des Eigenverbrauchs

Last- und Erzeugungsdaten am Netzanschlusspunkt werden hierfür aus der vorherigen Simulation mit 15 Häusern entnommen.

Durch die Umverteilung der Energie aus Zeiten der Spitzenlast und -erzeugung wird die Anschlussleistung mit Hilfe des Speichers für den gesamten Strang um ca. 60 % reduziert. Dieser Wert bezieht sich auf die ursprünglich benötigte Anschlussleistung. Unter der Nebenbedingung, dass diese reduzierte Anschlussleistung erreicht wird, kann in der zweiten Phase für diesen Speicher zudem ein maximaler Jahresdurchsatz realisiert werden. Dieses Kriterium ist mit dem Ergebnis konventioneller Steuerungen zur Eigenverbrauchsmaximierung vergleichbar. Betrachtet man den Jahresgesamtdurchsatz im Speicher, so wird diese jeweils zur Hälfte durch die beiden Nutzungsstrategien verursacht. Qualitativ wird der Speicher bei optimierter Steuerung außerdem seltener vollständig entladen und wird insgesamt ausgewogener betrieben. Allerdings setzt die optimierte Steuerung zum jetzigen Zeitpunkt vollständiges Wissen über den Verlauf der Residual-Last voraus und kann daher lediglich für eine erste Einschätzung des Potenzials einer Steuerung genutzt werden.

3 Ausblick

Durch den interdisziplinären Ansatz des Forschungsprojektes ist es möglich, verschiedene Entwicklungsrichtungen von Smart Grids ganzheitlich zu betrachten (vgl. [14]). Der Fokus in dieser Arbeit liegt auf der Planung, Dimensionierung, Positionierung sowie dem Betrieb von Speichersystemen im betrachteten Ortsnetz. Mit den gewonnenen Daten aus den eingesetzten Komponenten wird das Simulationsmodell ausgebaut und verifiziert werden. Darauf basierend sollen Empfehlungen für politische und regulatorische Entscheidungsträger gegeben werden. Die ersten Simulationen und Optimierungen werden mit dem Fortschreiten des Projektes weiterentwickelt und auf weitere Szenarien ausgeweitet. Anzumerken ist jedoch, dass trotz technischer Machbarkeit eine Kostenbetrachtung meist schwer fällt, da anzuwendende Regularien meist unübersichtlich oder zu restriktiv sind. Die Umsetzung einiger Szenarien ist daher aktuell nicht und/oder nur mit viel bürokratischem Aufwand realisierbar.

4 Danksagung

Das Forschungsvorhaben "Smart Grid Solar" wird von der europäischen Union aus dem Europäischen Fonds

für Regionale Entwicklung und vom Freistaat Bayern kofinanziert.

5 Literatur

- [1] BSW Solar e.V.: Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), April 2013
- [2] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V.: Energy Map – auf dem Weg zu 100% EE: www.energymap.info.de, Mai 2014
- [3] Gremmel, Henning: Schaltanlagen Handbuch ABB: 12. Auflage, Cornelsen Verlag Scriptor GmbH & Co. KG, Berlin, 2011
- [4] Kaufmann, Wolfgang: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme: VDE-Verlag, 1995.
- [5] Kerber, Georg: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen: Dissertration, TU München, 2011
- [6] Xi Fang; Satyajayant Misra; Guoliang Xue; Dejun Yang: Smart Grid – The New and Improved Power Grid – A Survey: IEEE Communications Surveys & Tutorials, 2012
- [7] Luchscheider, Philipp; Bazan, Peter; German, Reinhard: Zeitlich hochaufgelöste Simulation von Solarstrahlung zur Bewertung von Smart Grids: OTTI PV-Symposium 2014
- [8] Quaschning, Volker: Regenerative Energiesysteme: 7. Auflage
- [9] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.: Leitfaden für Photovoltaische Anlagen: 5. Auflage
- [10] Hansen, Anca D.; Sorensen, Poul; Hansen, Lars H.; Bindner, Henrik: Models for a Stand-Alone PV System: Riso National Labratory, 2000
- [11] Manwell, James; McGowan, Jon: Lead Acid Battery Storage Model For Hybrid Energy Systems: Solar Energy Vol. 50 1993
- [12] Bazan, Peter; German, Reinhard: Hybrid Simulation Framework for Renewable Energy Generation and Storage Grids: FGENET 2014, Bamberg, Germany, March 2014.
- [13] Rath, Ursula; Hellmann, Rosemarie; Möhring-Hüser, Werner; Wortmann, Klaus: Klimaschutz durch Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeräten, 1999
- [14] Cagni, Andrea; Carpaneto, Enrico; Chicco, Gianfranco; Napoli, Roberto: Characterisation of the Aggregated Load Patterns for Extra-Urban Residential Customer Groups: IEEE MELECON 2004

Potential of Storage Systems due to an Increased Feed-in of Renewable Energies into a Local Electrical Network in Jordan

Annika Magdowski¹, Murad Al-Omary², Martin Kaltschmitt³ Hamburg University of Technology (TUHH), Institute of Environmental Technology and Energy Economics (IUE), Eissendorfer Straße 40, D-21073 Hamburg, Germany, ¹magdowski@tuhh.de, ²murad.omary@tuhh.de, ³kaltschmitt@tuhh.de

Abstract

In the future, globally an increasing share of fluctuating electricity production, especially from wind power and solar radiation is expected within electricity supply systems due to the significant price drop of these renewable power generation plants. Against this background, the goal of this study is to simulate the integration of power storage options within a Jordanian electricity supply system, which is not connected to the national grid, to ensure a cost-efficient, environmentally sound and secure electricity supply. A special focus is directed on the analysis and evaluation of the potentials and limits of electrical and chemical storage systems with an increased feed-in of fluctuating electricity from renewables. Consequently, this study provides recommendations for the integration of adapted storage systems and how they can contribute to the optimisation of existing non-grid connected electricity supply systems with a high penetration of electricity from supply-orientated renewables. The applied model is based on an existing local energy system in Jordan, but is designed in a transferable layout to provide the opportunity to carry out investigation for other territories. *Keywords: energy system model, renewable energy, storage systems, fluctuating electricity, electrolyser, fuel cell, battery.*

1 Introduction

Based on the general conditions within the energy sector in Europe, the amount of renewable energies within the electricity supply system increased faster as expected during the last years [1]. The main driver has been the significant price drop, especially for wind and PV. In this context, energy system models to analyse and evaluate the performance of different units within the electricity network in Europe are applied prevalently. Consequently, requirements, potentials and limits as well as costs and environmental performances of electrical, thermal as well as chemical storage systems in stand-alone and gridconnected European networks have already been assessed in several studies in recent years [2].

Against this background, the overall aim of this assessment is to simulate and evaluate the application of storage systems within stand-alone electricity network under Jordanian frame conditions [3].

1.1 Jordanian Energy System

In Jordan, the electric power supply in 2007 consists, inter alia, of 66 % oil, 28 % gas and only 1 % of renewables, whereby 96 % of the country's energy supply is sourced by imported oil and natural gas from neighbouring countries [4]. Thus, Jordan has one of the highest dependencies on foreign energy supply in the world. These figures are not sustainable in the future, because the energy strategy developed by the government assumes that the electricity demand in Jordan will increase steadily at an average rate of 7.4 % per year until 2020 [5]. Additionally, the population is likely to increase by 50 % until 2013 [6]. Beside this, the import of natural gas from Egypt is restricted and additional fossil fuels have to be bought at market prices which are characterized by strong fluctuations in recent years. For these reasons, it is likely that the power generation costs will increase in the years to come [7].

However, Jordan is a country rich in renewable sources of energy (RES) which could basically contribute to cover this increasing electricity demand. For this reason, the Jordanian government plans to invest US\$15 billion in renewable and nuclear energy. It is anticipated to reach a share of 7 % by 2015 and 10 % by 2020 of renewable energies within the total energy mix [8]. In particular, they plan to install up to 2000 MW in solar and wind power by the end of 2020 [6]. Due to the country-specific conditions, the potential of biomass in Jordan is limited, and therefore it is aimed to generate only 30 to 50 MW electrical power by biomass by the end of 2020 [6, 7].

1.2 Consequences

The challenge for the electricity supply system in Jordan in the years to come will be a further development of the existing system in a way, that despite of the changing energy mix, a secure, environmental sound and economic viable electricity supply is ensured.

With an increasing integration of a not exactly predictable electricity generation from wind and solar within the electricity system, the adherence of these goals especially during periods of high generation and low demand and vice versa might be challenging. In this context, the potential of a high penetration of renewable energies within the overall Jordanian energy system with and without storage systems has been analysed with the model "EnergyPLAN" and evaluated regarding to the production of critical excess electricity, CO_2 emissions and system costs [7]. As a consequence, it has been shown that an amount of electrical energy of 3.23 TWh / 2.02 TWh from wind and 4.49 TWh/ 2.25 TWh from sun with/ without an integrated storage facility could be integrated in the current Jordanian energy system on the condition that the critical excess load does not exceed 5 % of the annual load [9]. Additionally, a high potential of integration of solar and wind using energy systems is assessed in [10], [11] and [12], and [10], [13] and [14], respectively.

Considering economic aspects, regarding to [7], photovoltaic (PV) and onshore wind power systems are already today competitive to conventional power production in certain load segments. And in the years to come this competiveness will most likely increase because an electricity generation from wind and solar will become cheaper while fossil fuels will probably become more expensive [7].

1.3 Aim of the Study

Against this background, the aim of this study is to estimate the impact of a high share of a renewable energy generation within a local, stand-alone electrical energy system in Jordan for current time horizons and to analyse the influences of storage systems on its dynamic stability. In this context, technical potentials and limits of storage systems are quantified and especially size and utilisation rates are technically optimised in dependence of feed-in rate of fluctuating supply from RES, and load demand.

Based on the developed outputs, recommendations for planning, operation, and management are derived to estimate which combination of measures has an optimum effect on a secure and environmental energy supply under the assumed Jordanian frame conditions.

2 Energy System Modelling

With respect to the aim of this study, an exemplary energy system is defined, developed and simulated based on MATLAB/Simulink® [15].

For evaluating the simulation results, various scenarios are specified according to diversified integration rates of installed wind and PV power. Within these scenarios battery parameters are varied. The development of the scenarios and the range of input data are explained in detail in section 3.2. By varying these inputs, the sensitivity of the results according to the assumed boundary conditions can be examined.

2.1 Operation Strategy

The overall restriction within the simulated electricity supply system is to fulfil the power balance of the energy system. The main criterion for evaluating and comparing the defined scenarios is the residual power, which has to



Figure 1: Operation strategy of the energy system model ($P_{residual}$ - residual power, $SOC/SOC_{min}/SOC_{max}$ - present/minimum/maximum state of charge of the battery, $C_{Battery}$ - battery capacity; *i* - current)

be minimized within the simulated time frame (equation (1)).

$$P_{\text{residual}} = P_{\text{demand}} - P_{\text{wind}} - P_{\text{PV}} \Rightarrow \text{min.}$$
(1)

 P_{residual} is the residual, P_{demand} the demand, P_{wind} the wind, and P_{PV} the PV power. Basically, it is assumed that the residual power within the simulated system can be minimised through the application of various storage systems. Here a battery as well as an electrolyser, a H₂-storage facility and a fuel cell application for reelectrification are considered. Therefore, additionally, the surplus or shortage of power covered by battery and/or electrolyser and fuel cell is analysed in detail.

Requirements for the operation of these auxiliaries are evident in the system operating strategy shown in **figure 1** and are explained in detail below.

2.2 Model for Renewable Energy Feed-In

The power P_{wind} and P_{PV} are calculated by the power generated by a reference wind mill and a reference PV module and the variable number of installed units with respect to the defined scenarios. Main parameters from datasheets for the reference units are listed in **table 1**.

Table 1: Specifications of the reference PV unit and wind turbine ($P_{nominal}$ - nominal power, η_{PV} - efficiency of PV and wind unit) [16, 17]

P _{nominal,PV}	240 W
$\eta_{ m PV}$	15.2 %
$P_{nominal,wind}$	1.5 MW
hub height	100 m

The particular power generated by the wind generator and the PV module are calculated based on measured meteorological data (i.e. solar radiation, ambient temperature and wind speed), taking the generation behaviour of systems into consideration.

The output power P_{PV} from the PV module is calculated according to equation (2).

$$P_{PV}(t) = A_{PV} GHI(t) \eta_{PV}(t)$$
(2)

 A_{PV} is the area of the PV panel and *GHI* the global horizontal radiation [18]. The impact of the ambient temperature on the efficiency of energy conversion η_{PV} can be described by equation (3).

$$\eta_{\rm PV}(t) = \eta_{\rm PV,STC} \left[1 + \gamma \left(T_{\rm cell}(t) - T_{\rm cell,STC} \right) \right]$$
(3)

 $\eta_{\rm PV,STC}$ is the energy conversion efficiency under standard test conditions ($T_{\rm cell,STC} = 25$ °C), γ the temperature coefficient, and $T_{\rm cell}$ the temperature of the PV module [18]. $T_{\rm cell}$ changes under the influence of solar irradiation absorption and environmental temperature according to equation (4).

$$T_{\text{cell}}(t) = T_{\text{ambient}} + \frac{T_{\text{NOCT}} - T_{\text{NOC}}}{GHI_{\text{NOC}}}GHI(t)$$
(4)

 T_{ambient} is the ambient temperature and T_{NOCT} the nominal operating cell temperature at nominal operating conditions (NOC) ($T_{\text{NOC}} = 20 \text{ °C}$, $GHI_{\text{NOC}} = 800 \text{ W/m}^2$) [16].

The output of the wind mill is calculated based on the power curve for a standard wind mill and the hub height of the reference unit.

2.3 Battery Model

Stationary batteries used within energy systems are designed to store electricity in a large scale [19]. As a reference battery type within this energy system model, a lead acid accumulator has been selected. This battery type is state of technology and at reasonable costs such batteries are used in standardised applications since many years. Typical technical characteristics of such a battery are presented in **table 2**.

Table 2: Specifications of the reference battery unit(SOC - stateofcharge, $U_{battery}$ - voltage, $\eta_{battery}$ - efficiency of the battery) [20, 21]

Dattery	
C _{battery}	200 Ah
$U_{\rm battery}$	24 V
SOC _{max}	95 %
SOC_{\min}	70 %
SOC (t = 0)	85 %
$i_{\rm charge}$	$\leq 0.1 C_{\text{Battery}}$
$i_{ m discharge}$	$\leq 0.33 C_{\text{Battery}}$
$\eta_{ m battery}$	85 %

Based on the operation strategy of the model (section 2.1), the lead acid accumulator is designed to consume the short term variability of the fluctuating electricity generation from RES to secure a constant load to the large scale storage facility consisting of an electrolyser, a hydrogen storage and a fuel cell. Additionally, restrictions of charging (i_{charge}) and discharging ($i_{discharge}$) currents (depending on the battery capacity $C_{Battery}$) are considered within the model to reduce the functional

stress and to increase the life time of the battery. In this context, the minimum depth of discharge (SOC_{min}) is assumed to be 30 % to secure a long cycle life comparable to a lithium-ion accumulator [21]. The battery model which is used in the simulation is taken from the MATLAB Simulink library [15].

2.4 Electrolyser Model

The electrolyser concept aims to produce hydrogen which can easily be stored in large amounts, on short and long time durations. A commercially available alkaline electrolyser is chosen as a reference within the applied simulations. Further technical characteristic data of this implemented reference unit are presented in **table 3**.

Table 3: Specifications of the reference electrolyser unit $(j_{elec} - current density, p_{elec} - pressure, T_{elec} - temperature, \eta_{elec} - efficiency of the electrolyser) [22–24]$

- , relec	
$\dot{J}_{ m elec}$	4000 A/m ²
$p_{ m elec}$	10 bar
$T_{ m elec}$	70 °C
$\eta_{ m elec}$	70 %

Based on the operation strategy of the model (section 2.1), the electrolyser operates when the surplus power exceeds the charging capacity of the battery or the SOC(t) of the battery is near to SOC_{max} . Simplified, the electrolyser is loaded with a constant current density (see table 4), although electrolysers are capable for part load behaviour down to a range of 20 % related to the nominal power [23]. A time delay in start-up and turn-off behaviour is not modelled. Such a simplification is acceptable for the cell current and current density, but not for the associated system components [23].

The electrolyser model is based on the electrochemical conversion of electrical current into hydrogen and oxygen. The total hydrogen production \dot{n}_{elec} is direct proportional to the input current i_{elec} and can be calculated by the **equation (5)**.

$$\dot{n}_{\text{elec}} = \frac{n_{\text{cell}} \eta_{\text{F}} \dot{i}_{\text{elec}}}{2F} \tag{5}$$

 n_{cell} is the number of cells within the electrolyser, η_F the faraday's efficiency and *F* the faraday constant [16]. The faraday's efficiency or the current efficiency is the proportion of the actual and theoretical hydrogen production in the electrolyser. The faraday's efficiency is mainly described by the following formula (equation (6)).

$$\eta_{\rm F} = \frac{\left(\frac{i_{\rm elec}}{A_{\rm elec}}\right)^2}{f_1 + \left(\frac{i_{\rm elec}}{A_{\rm elec}}\right)^2} f_2 \tag{6}$$

 f_1 and f_2 are experimental constants [25] and $A_{\text{elec}}is$ the electrodes area.

2.5 Storage Tank Model

The storage tank represents the connection between the electrolyser and the fuel cell in this energy storage system. The hydrogen produced within the electrolyser is in a gaseous state. Simplified, this hydrogen can be assumed to be an ideal gas. Thus, pressure and compression work within the storage tank model are calculated by a polytropic change of state. The utilisation of this hydrogen storage can be calculated according to **equation** (7).

$$\dot{n}_{\text{storage}} = \dot{n}_{\text{elec}} - \dot{n}_{\text{fuelcell}}$$
 (7)

 \dot{n}_{elec} and $\dot{n}_{fuelcell}$ represent the generated or consumed molar flow by electrolyser and fuel cell. $\dot{n}_{storage}$ is the resulting flow into or out of the storage.

The pressure inside the tank p_{storage} is proportional to $\dot{n}_{storage}$ according to equation (8).

$$p_{\text{storage}} = p_1^{(1-\kappa)} \left(\frac{\dot{n}_{\text{storage}} R T_1}{V_{\text{storage}}} \right)^{\kappa} + p_{\text{initial}}$$
(8)

R describes the ideal gas constant, κ the polytropic exponent, $V_{storage}$ and $p_{initial}$ volume and initial pressure of the storage tank, and index ₁ the physical state of electrolyser and fuel cell.

Due to the pressure in the hydrogen storage tank and the compressor efficiency $\eta_{\text{compressor}}$, the compression work *w* can be expressed by **equation (9)** [19].

$$w = \frac{\kappa R T_{\text{elec}}}{\kappa - 1} \left[\left(\frac{p_{\text{storage}}}{p_{\text{elec}}} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right] \dot{n}_{\text{elec}} \frac{1}{\eta_{\text{compressor}}}$$
(9)

Assumed characteristics of the storage model are summarised in **table 4**.

Table 4: Specifications of the reference storage tank [19]

$p_{ m initial} \ V_{ m storage}$	10 bar 50 m ³
$\eta_{ m compressor}$	63 %
κ	1.4

2.6 Fuel Cell Model

In the energy system model for this application a proton exchange membrane (PEM) fuel cell model, available within the MATLAB/Simulink® software, has been integrated [15]. This type of fuel cell is chosen in this model because of several favoured characteristics (e.g. high power density, low operating temperature, good dynamic behaviour [26]). Technical specifications are summarised in **table 5**.

Table 5: Specification of the reference fuel cell unit $(P_{nominal,fuelcell} - nominal power, U_{fuelcell} - voltage, \eta_{fuelcell} - efficiency of the fuel cell) [15]$

fuelcell ernerely of the factor	
$P_{nominal, fuelcell}$	50 kW
$\dot{n}_{fuelcell}$	501.8 l/min
$U_{fuelcell}$	625 V
$\eta_{fuelcell}$	50 %

2.7 Model for Electrical Grid

Because of insufficient data availability for the overall construction of the electrical grid and for the degree of intermeshing of different voltage levels within the investigated spot in Jordan, the electrical net is designed as an ideal grid without capacity limits and transmission losses. Nevertheless, a general overview of the electrical energy flow within the system can be concluded.

3 Case Study

In this section, the outlined model, explained in chapter 2, is applied to a case study for an energy system in Jordan.

3.1 Input Data

This energy system represents a remote district in Irbid in North Jordan. This area is not connected to the national grid. Currently, the electricity production is covered by power plants using fossil fuel. Nevertheless, the irradiation and wind conditions within Jordan would allow for a large number of sites low cost power generation by solar and wind resources [5,13]. The annual ideal solar electricity generation potential in Jordan is with an amount of 6000 TWh around roughly hundred times higher than the expected electricity demand for 2050 [5].

For the analysed territory, data for the electricity demand within the year 2013 are available in a timely resolution of 15 minutes [27]. These data cover the residential, industrial, and commercial sector. Additionally, solar radiation and wind speed data has been obtained for the city of Amman also for the year 2013 in a time range of 10 minutes [1]. These data from Amman can be assumed to be approximately identically to the data in the city of Irbid [5, 28]. In **table 6** the range of the particular demand and supply data are summarised.

 Table 6: Specification of the supply area

average electricity demand	$\sim 1 \text{ MW}$
average wind speed	5.3 m/s
max. solar radiation	1.3 kW/m ²

Based on these input the simulation has been carried out in an hourly resolution for the first week of 2013.

3.2 Scenarios

Provided that the injection capacity into the storage systems (MWh/a) has to be higher than the withdrawal capacity, because of storage losses within the battery and the electrolyser / hydrogen storage / fuel cell system, various optimal combinations of installed power of wind turbines ($P_{wind,inst}$) and PV modules ($P_{PV,inst}$) can be calculated to cover the residual load. Therefore, as a measure of precaution the used ratio of injection to withdrawal capacity has been increased by 20 % to guarantee a secure electrical power supply. These combinations define the scenarios summarised in **table 7** with their simulated results of maximum and minimum residual load ($P_{residual,max}/P_{residual,min}$), and the sum of injection and withdrawal capacity.

 Table 7: Load and demand characteristics for several combinations of wind and PV feed-in

P _{wind,inst} [MW]	P _{PV,inst} [MW]	P _{residual,min} [MW]	P _{residual,max} [MW]	E _{residual} [GWh]
1.5	7.8	-5.47	1.60	21.6
3.0	5.6	-5.37	1.53	13.7
4.5	2.5	-4.74	1.48	12.4
6.0	0	-4.70	1.43	11.8
For these calculated feed-in combinations of wind and solar power, the energy system model has been simulated - under the aforementioned fixed conditions - for different scales of battery voltage and capacity. Parameter variation has been executed in a range of:

- $480 \text{ V} \le U_{\text{battery}} \le 720 \text{ V} \text{ (step size: } 24 \text{ V)}$
- 2000 Ah $\leq C_{\text{battery}} \leq 4000$ Ah (step size: 200 Ah)

The simulation results of these parameter variations within the scenarios have been evaluated regarding the following evaluating criteria:

- deviation from the objective function (equation (1)),
- share of residual load to battery, electrolyser, and fuel cell,
- mean power of the electrolyser P_{elec},
- mean power of the fuel cell *P*_{fuelcell},
- maximum storage pressure p_{storage,max}.

The calculation of the mean power of the electrolyser is based on the particular maximum area of the electrolyser, which is designed to consume the minimal residual load by complying with current density limits.

The maximum storage pressure has been dimensioned to satisfy the highest demand of positive residual load over time (kWh) by operating the fuel cell and discharging the battery. Furthermore, this assumption has been done due to the fact, that in all simulations the production rate of hydrogen by the electrolyser exceeds the consumption rate of hydrogen by the fuel cell. Consequently, to scale down the design parameter of the hydrogen storage tank and the impact of the compression work, the model was adapted by this maximum storage pressure.

3.3 Results and Their Analysis

From Table 7 it can be concluded that to cover the demand of the local district of Irbid only by renewables at least a five times higher residual load has to be managed. Furthermore, the results show a negative impact of a high number of PV modules.

Regarding the deviation from the objective function (equation (1)), the results of the parameter variation of the different scenarios has been analysed. Within these scenarios, the battery characteristics ($U_{battery}$, $C_{battery}$) which yield in the simulation to a minimal residual power as well as the evaluation criteria P_{elec} , $p_{storage,max}$, and $P_{fuelcell}$, are summarised in **table 8**.

Table 8: Battery, electrolyser, storage and fuel cell dimensions for variable wind and PV input rates.

$n_{\rm wind}$ [-]	U _{battery} [V]	C _{battery} [Ah]	P _{elec} [MW]	p _{storage} [bar]	P _{fuelcell} [MW]
1	504	2200	5.1	189	1.6
2	648	2000	4.9	77	1.4
3	552	2000	4.3	71	1.3
4	600	2000	4.3	72	1.3

The results in table 8 reflect the same negative impact of an increasing share of installed PV power. Furthermore, high shares of deviation from the objective function are caused by delay response time of the fuel cell and its high voltages during its start behaviour.

The parameter variation provides further correlations between varied battery parameters and scale of electrolyser, storage and fuel cell. On condition of a constant battery capacity and an increasing battery voltage, dependencies are evident in **figure 2**. With increasing battery capacity by keeping the voltage constant, similar correlations are shown in **figure 3**. These results show that with scaling up the battery, nominal fuel cell and electrolyser power can be decreased. Consequently, for recommendations of the optimal dimensioning of this standalone energy system further technical and economic constraints have to be taken into account.

Based on the simulated results, correlations between dimensioning parameters of the battery and deviation from the objective function, captured power in fuel cell, electrolyser and battery are difficult to estimate. Consequently, further scenarios have to be developed to assume additional correlations for the dimensioning procedure.



Figure 2: Deviate of maximum pressure, fuel cell power and electrolyser power as a function of the battery voltage



Figure 3: Deviate of maximum pressure, fuel cell power and electrolyser power as a function of the battery capacity

4 Conclusion and Further Research

This study provides a model approach of an energy system to balance the high fluctuation of renewables by auxiliaries (e.g. battery, electrolyser, storage tank, fuel cell). Based on simulation results the dimensioning of these applications can be optimised with respect to the renewable input and load demand. Thus, the system is adaptive to various boundary conditions. Exemplary, the model has been tested for an energy system in the North of Jordan.

The aim to provide recommendations for the technical design of auxiliaries of an energy system supplied only by renewables was fulfilled. The main findings can be summarized as follows.

- Due to a secure energy supply only by RES, a multiple higher residual load compared to the basis demand has to be managed by auxiliaries.
- A high share of PV power increases the scale of the auxiliaries in the energy system.
- Battery dimensions around the minimum simulated boundary conditions show optimal results.
- With scaling up the battery, nominal fuel cell and electrolyser power can be decreased.

Nevertheless, further scenarios have to be developed to assume additional correlations for the dimensioning procedure.

At the current state, this model has to be seen as a draft of an overall energy system model. Consequently, this model and its operating strategy has to be improved and expanded by additional power converting units, more control strategies and further constraints. Exemplary, the following aspects are aimed to be included in the energy system model during the next development phase:

- economic and environmental evaluation criteria,
- integration of a grid model and electronic control units for all auxiliaries,
- implementation of the part load behaviour of the electrolyser,
- integration of ultra-capacitors to balance the fuel cell start-up process,
- utilisation of the thermal power of fuel cell for heating systems,
- integration of conventional energy resources for base load,
- usage of the excessive produced hydrogen, and
- implementation of a flow controller for the fuel cell to secure an optimal utilisation rate of supplied hydrogen.

5 References

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.; "Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung"; 2013.
- [2] Connolly D.; Lund H. and Mathiesen B. et al; "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems"; 2010.
- [3] German Jordanian University; www.gju.edu.jo.
- [4] International Energy Agency; *www.iea.org*.
- [5] Hashemite Kingdom of Jordan; *Updated Master Strate*gy of Energy Sector in Jordan for 2007-2020.

- [6] Jordan's Department of Statistics; *www.dos.gov.jo*.
- [7] Fichter, T.; "Integration of Renewable Energy Technologies into Jordan's Power Plant Portfolio"; 2012.
- [8] The European Neighbourhood and Partnership Instrument (ENPI); *Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan: Power System 2020: Jordan.*
- [9] Novosel, T.; Ćosić, B. and Krajačić, G. et al.; "Potential for the penetration of renewable energy sources in Jordan's energy system"; 2010.
- [10] Anagreh, Y.; Bataineh, A. and Al-Odat, M.; "Assessment of renewable energy potential, at Aqaba in Jordan"; *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; no. 14; pp. 1347–1351; 2010.
- [11] Habali, S.; Amr, M. and Saleh, I. et al.; "Wind as an alternative source of energy in Jordan"; *Energy Conversion and Management*, no. 42; pp. 339–357; 2001.
- [12] Hrayshat, E.; "Wind resource assessment of the Jordanian southern region"; *Renewable Energy*; no. 32; pp. 1948–1960; 2007.
- [13] Hrayshat, E. and Al-Soud, M.; "Solar energy in Jordan: current state and prospects"; *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; no. 8; pp. 193–200; 2004.
- [14] Al-Soud, M. and Hrayshat, E.; "A 50 MW concentrating solar power plant for Jordan"; *Journal of Cleaner Production*; no. 17; pp. 625–635; 2009.
- [15] The MathWorks; Software: MATLAB/Simulink: R2014a.
- [16] aleo solar Deutschland GmbH.; "Datasheet (Solarmodul aleo S18 240-265W)"
- [17] ENERCON GmbH; Datasheet (E-82 E2/1.500 kW).
- [18] Konrad, M.; *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis,* 2nd ed.: Hanser, 2013.
- [19] Zhou, T. and Francois, B.; "Modeling and control design of hydrogen production process for an active hydrogen/wind hybrid power system"; *International Journal* of Hydrogen Energy; no. 34; pp. 21–30; 2009.
- [20] Lajnef, T.; Abid, S. and Ammous, A.; "Modeling, Control, and Simulation of a Solar Hydrogen/Fuel Cell Hybrid Energy System for Grid-Connected Applications"; *Advances in Power Electronics*; no. 4; pp. 1–9; 2013.
- [21] AllCell Technologies.; "A Comparison of Lead Acid to Lithium-ion in Stationary Storage Applications"; 2012.
- [22] Hydrogenics.; "Datasheet (HySTATTM30)"
- [23] Smolinka, T.; Günther, M. and Garche, J.; "NOW-Studie, Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien"; 2011.
- [24] Wu, K.; Zhou, H. and Liu, J.; "Optimal Capacity Allocation of Large-Scale Wind-PV-Battery Units"; *International Journal of Photoenergy*; pp. 1–13; 2014.
- [25] Maruf-ul-Karim, M. and Iqbal, M.; "Dynamic Modeling And Simulation of Alkaline Type Electrolyzers"; 2009.
- [26] Sanchez, H.; Cano, A. and Jurado, F. et al.; "Sizing and energy management of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system"; *International Symposium of Power Electronics*; vol. 2012.
- [27] National Electric Power Company of Jordan; www.nepco.com.jo.
- [28] Alghoul, M.; Sulaiman, M. and Azmi, B. et al.; "Wind Energy Potential of Jordan"; *Wind Energy Potential in Jordan*; no. 8; pp. 71–78; 2007.

Bereitstellung von Regelleistung und Energiespeicherung durch Wasserbewirtschaftung des deutschen Schifffahrtskanalnetzes

Dipl.-Ing. Christian Gornig¹, Dipl.-Ing. Constantin Reese², Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann² ¹Technische Universität Berlin, Institut für Energie- und Automatisierungstechnik, Fachgebiet Energieversorgungsnetze und Integration erneuerbarer Energien, Einsteinufer 11 (EMH-1), 10578 Berlin, christian.gornig@tu-berlin.de ²Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Appelstr. 9a, 30167 Hannover, reese@iee.uni-hannover.de

Kurzfassung

In diesem Beitrag soll eine aus technischer Sicht mögliche Regelleistungsbereitstellung sowie das Potenzial einer möglichen Energieeinspeicherung durch das deutsche Schifffahrtskanalnetz untersucht werden. Diese Untersuchungen basieren auf einer Studie, die im Jahr 2012 an der Leibniz Universität Hannover in Kooperation mit diversen Wasser- und Schifffahrtsämtern (WSA) durchgeführt wurde. Im Gegensatz zu ähnlichen Veröffentlichungen bezieht sich diese Untersuchung ausschließlich auf vorhandene Pumpwerke und Entlastungsanlagen unter Berücksichtigung der genehmigten Wasserentnahmen und Einleitungen. Hierfür wurden Maschinendaten sämtlicher in Deutschland installierter Kanalpumpwerke ausgewertet, Wasserwirtschaftstabellen ([4]-[8]) analysiert, behördliche Auflagen und Verwaltungsvorschriften (z.B. [3]) berücksichtigt sowie technische Grenzen mit einbezogen. Gewässerökologische Bedingungen wurden ebenfalls berücksichtigt. Die Ergebnisse dieser Untersuchung basieren somit ausschließlich auf Daten, die zum Zeitpunkt dieser Studie bestanden. Analysiert wurden sämtliche in Deutschland vorhandenen Schifffahrtskanäle. Wasserwege, die sich ausschließlich in angestauten Flüssen befinden, wurden nicht mit in die Untersuchung einbezogen. Die Analysen zur Regelleistungsbereitstellung wurden für alle drei Regelleistungsarten durchgeführt.

1 Einleitung

Aufgrund der enormen Zunahme von volatilen Energieerzeugern treten immer häufiger Probleme in der Betriebsführung von Energieversorgungsnetzen auf. Insbesondere durch hohe Windeinspeisungen in Norddeutschland entstehen vermehrt Netzengpässe. Diese sind meist dafür verantwortlich, dass Windenergieanlagen immer häufiger abgeregelt werden müssen. Es besteht somit – besonders in Norddeutschland – ein Bedarf an zusätzlichen Energiespeichern.

1.1 Motivation

Die besten Wirkungsgrade für die Einspeicherung von großen elektrischen Energiemengen lassen sich unter Beachtung der Baukosten momentan mit Pumpspeicherkraftwerken erzielen. Der Platzbedarf eines Pumpspeicherkraftwerkes (PSW) ist jedoch enorm, sodass der Neubau von entsprechend großen Anlagen kaum realisierbar ist. Des Weiteren ist in Norddeutschland eine kaum wirtschaftlich nutzbare Höhendifferenz vorhanden, sodass sich der Neubau eines PSW dort nicht rentiert. Planungen für den Bau neuer Pumpspeicherkraftwerke finden daher vor allem in Süddeutschland statt.

In Norddeutschland existiert jedoch ein ausgedehntes Schifffahrtskanalnetz, welches sich vom Rhein über die Weser und Elbe hinweg bis zur Oder erstreckt. Die Gesamtlänge beträgt 1.300 km [1]. Im Süden Deutschlands existiert als Schifffahrtskanal lediglich der Main-Donau-Kanal (MDK). Diese Kanäle beinhalten große Mengen an Wasser und überwinden eine mitunter beachtliche Höhendifferenz. So überwindet der Elbe-Seiten-Kanal (ESK) beispielsweise eine Höhe von 61 m [2]. Ein Kanal besteht in der Regel aus einzelnen Abschnitten. Das Überwinden von Höhendifferenzen zwischen den Abschnitten geschieht üblicherweise in Schleusen. Auf Grund von Schleusenverlustwasser schwankt der Pegel in den Kanalabschnitten. Hierbei darf ein fest vorgegebener Bereich (die so genannte Lamelle mit der Dicke " d^{κ}) nicht über- oder unterschritten werden. Bei einer Unterschreitung droht die Gefahr, dass ein Schiff auf Grund läuft, bei einer Überschreitung droht die Gefahr einer Brückenanfahrt. Die Lamelle mit der Dicke " d^{κ} bildet gemeinsam mit der jeweiligen Kanallänge " l^{κ} und Breite " b^{κ} ein Volumen " l^{κ} . Wird die Masse dieses Volumens mit einer Höhendifferenz " h^{κ} multipliziert, so ergibt sich eine Energiemenge " E^{κ} , die teilweise genutzt werden kann: $E = m \cdot g \cdot h$.

Es ist hierbei zu beachten, dass insbesondere in langen Kanalhaltungen witterungsbedingte Sicherheitsfaktoren zu berücksichtigen sind. Die Auswertung von Wasserwirtschaftstabellen ([4]-[8]) ergab, dass insbesondere lange Kanalhaltungen bei anhaltendem längsseitigem Starkwind keinen konstanten Pegel aufweisen. So besteht beispielsweise in der Westhaltung des Mittellandkanals (MLK) bei lang anhaltendem starken Westwind auf der Westseite die Gefahr einer Lamellenunterschreitung und auf der Ostseite die Gefahr der Überschreitung [5]. In kurzen Kanalhaltungen ist dieses Problem nicht zu beobachten [4], [7], [8], sodass bei einer energetischen Betrachtung dieser Kanäle das gesamte Lamellenvolumen mit eingezogen werden kann.

Das bei jeder Schleusung auftretende Verlustwasser wird üblicherweise durch ein benachbartes Pumpwerk ausgeglichen. Schleusenverluste treten bei Schifffahrt, also tagsüber auf, wurden jedoch bisher in der Nacht während

der Niedertarifzeit ausgeglichen. Die Lamelle wurde somit benötigt, um das Ausgleichen der Schleusenverluste vom Tag in die Nacht zu verschieben. Niedertarifzeiten werden seit 2012 einem Großteil der WSA nicht mehr zu den alten Konditionen angeboten, sodass ab September 2012 neue einheitliche Energietarife mit fixem Arbeitspreis für alle Pumpwerke des norddeutschen Kanalsystems eingeführt wurden. In diesem Bereich wird die Lamelle somit nicht mehr als Wasserspeicher für den Tag-Nacht-Ausgleich der Schleusenverluste benötigt und kann anderweitig genutzt werden, zum Beispiel um einen PSW-Betrieb durchzuführen. Da die Pumpwerke darauf ausgelegt sind, unter Bereithaltung von Reserven die gesamte Wassermenge in den Nachtzeiten zu fördern, sind nach Änderung der Tarifstruktur zum Teil erhebliche Überkapazitäten vorhanden. Diese können dazu genutzt werden, um Regelleistung bereit zu stellen.

Eine Energiespeicherung in den Kanalnetzen hätte den Vorteil, dass kein zusätzlicher Platzbedarf für Speicherseen geschaffen werden muss und auf die bereits vorhandenen Maschinenhäuser zurückgegriffen werden kann. Um bei starken Regenfällen Wasser talwärts zu fördern, sind in jedem Pumpwerk so genannte Freiwasserleitungen installiert. Auf der folgenden **Abbildung 1** (links) ist exemplarisch eine Freiwasseranlage abgebildet. Viele dieser Anlagen lassen sich mit einer passenden Turbine ausstatten / nachrüsten, sodass die Wasserabgabe unter der Erzeugung elektrischer Energie erfolgt. In einigen Pumpwerken sind derartige Turbinen installiert. Auf Abbildung 1 (rechts) ist beispielhaft eine Turbinenanlage dargestellt.



Abbildung 1 Freiwasseranlage (links), Turbine (rechts)

Die Betriebsführung sämtlicher Pumpwerke wird in Deutschland zentral von vier Betriebs- und Fernsteuerzentralen aus durchgeführt. Die folgende **Tabelle 1** enthält eine Übersicht der Betriebszentralen nebst der Anzahl an angeschlossenen Pumpwerken sowie der Summe der Anschlussleistungen. Die Fernsteuerzentralen sind im Schichtbetrieb dauerhaft besetzt.

Formatouorgontrolo	Anzahl	Summe Anschluss-
reinsteuerzentrale	Pumpwerke	Leistung
Datteln	15	27 MW
Minden	13	22 MW
Magdeburg	8	9 MW
Gösselthalmühle	5	34 MW
Summe	<u>41</u>	<u>92 MW</u>

1.2 Zielsetzung

In dieser Veröffentlichung soll das Energiespeichervermögen und eine mögliche Regelleistungsbereitstellung des deutschen Schifffahrtskanalnetzes abgeschätzt werden.

Zunächst soll beurteilt werden, welche Energiemengen sich mittels Pumpbetrieb in die Kanäle einspeichern lassen. Des Weiteren soll untersucht werden, ob sich Regelleistung durch die Kanalpumpwerke bereitstellen lässt. Berücksichtig werden sollen ausschließlich die bereits vorhandenen Pumpwerke. Die Untersuchungen sollen ausschließlich für nutzbare und zusammenhängende Kanalsysteme durchgeführt werden. Für die Wasser- und Schifffahrtsdirektion (WSD) West sind dies die Kanäle im Ruhrgebiet. Im Bereich der WSD Süd stellt die Südrampe des MDK ein nutzbares Potenzial dar. Die Bereiche der WSD Mitte und Ost sollen gemeinsam untersucht werden, da sich im Gebiet der beiden Direktionen das technisch nutzbare Volumen in einem gemeinsamen Kanalsystem befindet. Hierbei handelt es sich um den MLK und den ESK.

2 Energiespeichervermögen der Kanäle

Für die Ermittlung der Energiespeichervermögen wurden zunächst von sämtlichen Kanalabschnitten die Lamellenvolumina berechnet und die jeweilige mittlere Förderhöhe gegenüber dem speisenden Gewässer bestimmt. Dieses befindet sich nicht immer in unmittelbarer Nähe zur untersuchten Kanalhaltung. Eine Analyse ergab, dass sich in Norddeutschland ausschließlich das Kanalsystem bestehend aus MLK und der ESK wirtschaftlich als Pumpspeicher betreiben lässt. In Süddeutschland ist ein PSW-Betrieb auf der Südrampe des MDK möglich. In beiden Kanalsystemen sind in den Pumpwerken entsprechende Turbinen bereits vorhanden, können nachgerüstet werden, es besteht eine alternative Möglichkeit das Wasser talwärts zu leiten, bzw. die Pumpen lassen sich als Turbine betreiben.

2.1 Untersuchung der westdeutschen Kanäle im Ruhrgebiet

Bei den Kanälen der WSD West handelt es sich um ein verzweigtes System, das große Teile des Ruhrgebietes durchzieht und sich durch sehr kurze Haltungen sowie ein extrem hohes Verkehrsaufkommen auszeichnet [4]. Das Schleusenverlustwasser muss somit unmittelbar ausgeglichen werden. Da sich in diesem Bereich die Schifffahrt nicht nur auf den Tag beschränkt, muss somit in den westdeutschen Kanälen permanent ein Wasserausgleich hergestellt werden. Das westdeutsche Kanalsystem verfügt an niederschlagsstarken Tagen über einen natürlichen Zufluss aus der Lippe. Aus gewässerökologischen Gründen muss an niederschlagsarmen Tagen Wasser in die Lippe abgegeben werden.

Die exemplarische Auswertung von Wasserwirtschaftstabellen [4] ergibt, dass das Lamellenvolumen durch Schleusungen pro Tag 20-mal komplett ausgetauscht wird. Daher stehen die Lamellen in diesem Gebiet nicht für einen PSW-Betrieb zur Verfügung. Weitere Untersuchungen zur Energiespeicherung sollen daher für den Bereich der WSD West nicht durchgeführt werden.

2.2 Untersuchung der ostdeutschen Kanäle in den neuen Bundesländern

Die Analyse ergab, dass sich die Kanäle der WSD Ost (mit Ausnahmen des MLK) nicht für die Energiespeicherung eignen. Der Grund hierfür liegt in der zu geringen Fallhöhe und dem Fehlen von entsprechenden Pumpwerken. Viele der Kanäle sind als fließende Gewässer konzipiert und ausschließlich über Wehre geregelt. Lediglich in der Scheitelhaltung des Spree-Oder-Kanals (SOK) ließe sich die vergleichsweise geringe Energiemenge von 10 MWh bei einer Höhendifferenz von 13 Metern gegenüber der Oder einspeichern.

Der durch die WSD Ost und Mitte verwaltete Bereich des MLK befindet sich in demselben Wasserwirtschaftsraum und soll daher gemeinsam betrachtet werden.

2.3 Energiespeicherung im Mittelland- und Elbe-Seiten-Kanal

Der Mittellandkanal (MLK) besteht aus West-, Ost- und gemeinsamer Scheitelhaltung mit dem Elbe-Seiten-Kanal (ESK). Die MLK-Westhaltung wird in Minden aus der Weser bespeist, die Osthaltung in Magdeburg aus der Elbe und dem Elbe-Havel-Kanal (EHK).

Der ESK besitzt eine Mittelhaltung, für die am Schiffshebewerk Scharnebeck eine Speisemöglichkeit aus der Elbe mit Artlenburger Pegel besteht. Für diese drei Haltungen sind in der folgenden **Tabelle 2** die Höhendifferenzen (im Jahresmittel), bezogen auf den Referenzpegel des speisenden Gewässers, das Lamellenvolumen sowie die daraus resultierende Energiemenge, aufgelistet.

 Tabelle 2 MLK/ESK – Energiemengen, Förderhöhen und Lamellenvolumina

Haltung	MLK-West	ESK-Mitte	MLK-Ost
speisendes	Weser,	Elbe,	Elbe,
Gewässer	Minden	Artlenburg	Magdeburg
			& EHK
Höhe	13 m	38 m	17,5 m
Lamellen-	1.374.000m ³	603.405 m ³	862.000 m ³
Volumen			
Energie	49 MWh	62 MWh	41 MWh

Für die MLK-Osthaltung liegen für beide Speisemöglichkeiten ähnliche behördliche Volumenstrombegrenzungen vor, sodass für die folgende Übersicht mit dem Mittelwert der beiden Förderhöhen und Volumenströme gerechnet wurde.

Die MLK/ESK-Scheitelhaltung verfügt über keine direkte Speisung und ist an die anderen drei Haltungen angeschlossen. Die Höhenunterschiede zu den natürlichen Gewässern sind hierbei recht unterschiedlich, sodass sich je nach Betrachtung für die MLK/ESK-Scheitelhaltung verschiedene Energiemengen ergeben. Ein hydraulisches Ersatzschaltbild ist gemeinsam mit den speisenden Flüssen, den zu überwindenden Höhenunterschieden, sowie den daraus resultierenden Energiemengen auf der folgenden **Abbildung 2** schematisch dargestellt.

Die in Tabelle 2 und Abbildung 2 angegebenen Energiemengen berücksichtigen nicht den Wirkungsgrad der Pumpen und Turbinen.



Abbildung 2 Speisemöglichkeiten der MLK/ESK-Scheitelhaltung, Referenzhöhen und Energiemengen

Es erscheint sinnvoll, die Scheitelhaltung bei einer PSW-Nutzung auf einem energetisch günstigen Weg zu befüllen und die Ausspeicherung unter maximaler Energiegewinnung durchzuführen. Es ist hierbei zu beachten, dass trotz PSW-Betrieb stets genügend Wasser für das Ausgleichen von Schleusenverlusten zur Verfügung steht. Die Auswertung von Wasserwirtschaftstabellen [5], [6], Pumpwerksdaten und maximal genehmigten Entnahmemengen aus Weser, Elbe und EHK ([10]-[14]) ergab, dass jede der drei Förderstrecken in etwa den gleiche Volumenstrom besitzen. Auf der Westrampe besteht der Engpass im Pumpwerk Hannover-Anderten zwischen der MLK-West und der Scheitelhaltung, auf den beiden Ostrampen besteht der Engpass aufgrund von behördlichen Beschränkungen bei der Wasserentnahme. Es soll somit angenommen werden, dass die Lamelle der Scheitelhaltung über alle drei energetisch günstigen Förderstrecken über die MLK West- und Osthaltung im gleichen Maße gefüllt wird. Die Ausspeicherung soll über den ESK erfolgen.

Unter dieser Annahme und unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade ergibt sich, dass für die Befüllung der Lamelle 127 MWh elektrische Energie erforderlich ist. Bei der anschließenden Ausspeicherung lassen sich 165 MWh elektrische Energie erzeugen. Der PSW-Gesamtwirkungsgrad ist somit größer eins und beträgt $\eta = 1,3$. Der PSW-Betrieb mit der MLK/ESK- Scheitelhaltung als Energiespeicher ist neben den Wirkungsgraden und den aufzuwendenden Energiemengen auf der folgenden **Abbildung 3** in vereinfachter Form schematisch dargestellt.



Betrieb

Derzeit werden bei der momentanen Wasserbewirtschaftung die Schleusenverluste lokal an jeder Schleuse durch das benachbarte Pumpwerk ausgeglichen. Dies wurde in der Berechnung mit berücksichtigt. Würde eine Umstellung der Wasserbewirtschaftung erfolgen, sodass zunächst über alle drei energetisch günstigen Wege die größtmögliche Menge an Wasser in die Scheitelhaltung gefördert wird, um von hier aus global alle Schleusenverluste auszugleichen und einen PSW- / Turbinenbetrieb durchzuführen, so ließen sich täglich bis zu 57 MWh elektrische Energie einsparen.

2.4 Energiespeicherung im Main-Donau-Kanal

Der Main-Donau-Kanal (MDK) verbindet den Main mit der Donau und überwindet in seinem Verlauf die europäische Hauptwasserscheide in seiner Scheitelhaltung. Der zu überwindende Höhenunterscheid ist dem entsprechend groß. Auf der Nordrampe zwischen Main und Scheitelhaltung sind 175,1 m zu überwinden. Auf der Südrampe zwischen Donau und Scheitelhaltung sind 67,8 m zu überwinden. Hierfür sind auf der Südrampe fünf Schleusen erforderlich, auf der Nordrampe sind es elf Schleusen [9]. Der MDK wird neben der Schifffahrt auch für ein Bewässerungsprojekt verwendet [17]. Hierzu wird Wasser aus der Donau über eine Pumpenkette an der Südrampe bis in die Scheitelhaltung und mehrere angeschlossene Stauseen gefördert, um es bei Bedarf über die Nordrampe in niederschlagsarme Gebiete zu leiten. Das Wasserüberleitungsvolumen beträgt jährlich ca. 90 Mio. m³ [15]. Der Transport auf der Nordrampe erfolgt überwiegend mittels Freiwasser- und Turbinenanlagen. Schleusenverlustwässer müssen daher an der Nordrampe nicht ausgeglichen werden. Betriebsbereite Pumpwerke sind auf der Nordrampe nicht vorhanden.

An der Südrampe befindet sich neben jeder Schleuse ein entsprechendes Pumpwerk [9]. Die Pumpwerke des MDK verfügen über einen Energieversorgungsvertrag, mit Haupt- und Nebentarif. Der Pumpbetrieb wird ausschließlich in der Niedertarifzeit durchgeführt [3]. Der MDK zeichnet sich durch kurze Haltungen und große Höhendif-

ferenzen aus, die in den Schleusen überwunden werden müssen. Das Verkehrsaufkommen ist im Vergleich zu den anderen deutschen Schifffahrtskanälen als gering einzustufen [7]. Um auch bei einem Pumpwerksausfall über genügend Wasser zu verfügen, ist oberhalb der Scheitelhaltung ein Speichersee (der Dürrlohspeicher) mit einem nutzbaren Volumen von 1,75 Mio. m3 errichtet worden. Das oberste Pumpwerk kann sowohl in die Scheitelhaltung als auch in das Speicherbecken einspeisen. Die unteren beiden Kanalabschnitte verlaufen im angestauten Flussbett der Altmühl. Daher werden die Maschinensätze der unteren beiden Pumpwerke sowohl im Pumpbetrieb als auch im Turbinenbetrieb gefahren. Für die Untersuchung, in welchem Bereich sich ein PSW-Betrieb am MDK durchführen lässt, wurden die entsprechenden Wasserbewirtschaftungstabellen [7] ausgewertet. Es ergab sich, dass das Lamellenvolumen aller Haltungen bereits vollständig für das Ausgleichen von Schleusenverlustwässern benötigt wird. Von dem Volumen des Speichersees werden ebenfalls täglich 250.000 m3 für den Ausgleich von Schleusenverlusten benötig. Es verbleibt somit ein Volumen von 1,5 Mio m3 Wasser im Speichersee, das für einen PSW-Betrieb genutzt werden kann.

Die Pumpwerkskette überwindet zwischen der Donau und dem Speichersee eine Höhendifferenz von 73 Metern. Zwischen der Altmühl und dem Speichersee ergibt sich eine Höhendifferenz von 57 Metern. Ohne die Berücksichtigung der Wirkungsgrade der Pumpturbinensätze ergibt sich somit für das verfügbare Volumen des Speichersees eine Energie von 309 MWh gegenüber der Donau und 239 MWh gegenüber der Altmühl. Das hydraulische Ersatzschaltbild ist schematisch auf der folgenden **Abbildung 4** dargestellt.



Abbildung 4 MDK-Südrampe mit Speichersee

Um einen PSW-Betrieb energetisch möglichst optimiert durchzuführen, sollte versucht werden, bei der Einspeicherung weitestgehend auf Wasser aus der Altmühl zurück zu greifen und Wasser aus der Donau nur ergänzend zu verwenden. Die Ausspeicherung erfolgt in die Donau. Die Auswertung der Wasserwirtschaftstabellen [7] und die Ermittlung des maximalen Volumenstromes der Pumpen [15] ergab, dass täglich 4 Stunden für die Förderung der Volumina der Wasserbewirtschaftung und der Wasserüberleitung benötigt werden. Die Anlagen könnten somit täglich 20 Stunden für einen PSW-Betrieb verwendet werden. Wird für den PSW-Betreib ein Fahrplan mit einem Tageszyklus erstellt, so ließen sich unter Verwendung der momentan installierten Betriebsmittel und unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade somit täglich 500.000 m³ Wasser in den Speichersee fördern. Hierfür ist ein elektrischer Energiebezug von 110 MWh erforderlich. Bei der Ausspeicherung ließen sich 70 MWh elektrische Energie dem Netz wieder zuführen. Es ergibt sich somit ein PSW-Gesamtwirkungsgrad von $\eta = 0,67$.

3 Bereitstellung von Regelleistung

In einem elektrischen Energieversorgungssystem muss die erzeugte Leistung ständig im Gleichgewicht mit der Verbraucherleistung sein. Um bei nicht vorhersehbaren Leistungsabweichungen ein Gleichgewicht herzustellen, ist Regelleistung erforderlich. Es existieren drei Arten von Regelleistung:

- Primärregelleistung (PRL)
- Sekundärregelleistung (SRL)
- Minutenreserveleistung (MRL)

3.1 Bereitstellung von Primärregelleistung

Die PRL-Ansteuerung erfolgt direkt über eine Leistungs-Frequenz-Regelung vor Ort an den PRL erbringenden Anlagen. PRL-Produkte haben eine feste Laufzeit von 7 Tagen. Die Mindestangebotsmenge beträgt ± 1 MW. Es müssen positive und negative PRL-Leistungsbereiche gleichermaßen abgedeckt werden. Die angebotene PRL muss die vollen 7 Tage ständig zur Verfügung stehen. Wird PRL benötigt, so muss diese angebotene Leistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert werden [18], [21].

Wird pro Kanalstufe eine der Pumpen für einen drehzahlvariablen Betrieb ausgestattet und über diese Pumpen sodann die Grundlast der Wasserversorgung durchgeführt, so lässt sich Primärregelleistung bereitstellen. Für die derzeit verbauten Maschinensätze wurden entsprechende Berechnungen seitens der Hersteller angefordert. Es ergab sich, dass es möglich ist, vor den jeweiligen Antriebsmotor einen Vollumrichter zu schalten. Die Klemmenleistung lässt sich somit auf bis zu 40 % der Nennleistung absenken [22].

Über den Umrichter lässt sich eine neue Pumpleistung von beispielweise 70 % der ursprünglichen Leistung als neuer Arbeitspunkt einstellen. Somit besteht die Möglichkeit, die Klemmenleistung dieser modifizierten Pumpen innerhalb von wenigen Sekunden sowohl in positiver also auch in negativer Richtung um bis zu 30 % zu variieren. Der Sollwert des Umrichters lässt sich über einen Regler vorgeben. Wird ein P-Regler verwendet, dessen Eingangswert die Abweichung von der Netzfrequenz von 50 Hz in den Grenzen von \pm 200 mHz erfasst und dessen Ausgangswert am Umrichter einer Erhöhung bzw. einer Absenkung der Klemmenleistung von \pm 30 % vorgibt, so lässt sich über eine solche Pumpe Primärregelleistung bereitstellen. Die angebotene Primärregelleistung muss bei jeder quasistationären Frequenzabweichung gleichmäßig in 30 Sekunden aktiviert und mindestens jeweils 15 Minuten abgegeben werden können [18]. Bei einer entsprechenden Anzahl an Pumpen ist es möglich, mit diesen einen PRL-Pool zu bilden. Es ist hierbei erforderlich, die angebotene PRL im gesamten Zeitraum bereit zu halten. Somit muss sich ständig eine gewisse Anzahl an Pumpen mit entsprechendem P-Regeler im Dauerbetrieb befinden. Die Auswertungen der Wasserwirtschaftstabellen [4] bis [8] ergab, dass ein derartiger Dauerbetrieb ausschließlich im Gebiet der WSD West möglich ist, da sich hier ständig eine gewisse Anzahl an Pumpen im Betrieb befinden. Momentan werden diese Pumpen über einen Leistungsschalter zu- bzw. wieder abgeschaltet. Dieses geschieht durch die Fernsteuerzentrale (FSZ) Datteln mittels Fernwirktechnik. Es bietet sich an, die Grundlast der Wasserversorgung der an die FSZ angeschlossenen Kanäle über solche Primärregelleistung erbringende Pumpen bereit zu stellen, wenn keine alternative Wasserversorgung vorhanden ist. Die Verteilung solcher Pumpen sollte nach Laufzeit getroffen werden.

Die folgende **Tabelle 3** gibt eine Übersicht über eine mögliche Verteilung von primärleistungserbringenden Anlagen an den Pumpwerken der WSD West nach einer Umrüstung zur Bereitstellung von Primärregelleistung.

 Tabelle 3 Übersicht der ausgewählten primärleistungser

 bringende Anlagen der WSD-West

Name der	Anzahl	Grundlagt	Regelleistung
Kanalstufe	Pumpen	Grundlast	(plus / minus)
Datteln	1	364 kW	156 kW
Ahsen	1	385 kW	165 kW
Flaesheim	1	210 kW	90 kW
Dorsten	1	280 kW	120 kW
Hünxe	1	280 kW	120 kW
Friedrichsfeld	1	455 kW	195 kW
Herne-Ost	2	1.120 kW	480 kW
Wanne-Eickel	2	840 kW	360 kW
Gelsenkirchen	2	770 kW	330 kW
Oberhausen	2	560 kW	240 kW
Münster	2	560 kW	240 kW
Hamm	0	0 kW	0 kW
Werries	1	154 kW	66 kW
Henrichenburg	1	525 kW	225 kW
Summe	<u>18</u>	<u>6.503 kW</u>	<u>2.787 kW</u>

Gemäß Tabelle 3 ist es bei einem Parallelbetrieb von allen 18 Anlagen möglich, eine Gesamtprimärregelleistung von \pm 2,78 MW zu erbringen. Da sich jedoch nicht immer alle Anlagen im Betrieb befinden, ist eine entsprechende Sicherheitsmarge einzurechnen. Bei der in den letzten Jahren immer wieder auftretenden Knappheit des natürlichen Wasserdargebotes ist in den Sommermonaten wochenweise eine sichere Bereitstellung vom \pm 1 MW möglich.

Eine Gegenüberstellung der Investitionskosten zu den möglichen Erlösen ergab, dass sich der Umbau der 18 Anlagen frühestens nach 8 Jahren rechnet. Eine exakte Wirtschaftlichkeitsanalyse lässt sich jedoch nicht durchführen, da die Faktoren, die eine PRL-Bereitstellung beeinflussen

stark volatil sind, sowie die möglichen Leistungspreise pro angebotenem MW ebenfalls schwanken [21]. Kosten für zusätzliche Wartungen sind ebenfalls nicht mit eingerechnet [22]. Des Weiteren rät der Hersteller der Elektromotoren davon ab, die momentan installierten Motoren an einem Umrichter zu betreiben, da diese für den reinen Netzbetrieb konzipiert sind und im Umrichterbetrieb mit Wicklungsschäden zu rechnen ist. Außerdem weist der Pumpenhersteller KSB darauf hin, dass die Pumpen für einen bestimmten Betriebspunkt ausgelegt sind und bei anderen Arbeitspunkten möglicherweise Schäden an den Lagerungen entstehen. Diese Problematik scheint momentan an allen installierten Pumpwerken aufzutreten, sodass sich der Umbau von Pumpen für die Erbringung von Primärregelleistung nicht rechnet. Jedoch wäre vor der Installation neuer Pumpen zu überprüfen, ob es sich rentiert, den entsprechenden Mehrpreis für einen Umrichter mit P-Regler zu investieren.

3.2 Bereitstellung von Sekundärregelleistung

Die Untersuchungen zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL) ergab, das mit den derzeit installierten Betriebsmitteln keine technische Realisierung möglich ist, da die in [19] genannten technischen Anforderungen nicht erfüllt werden. Daher soll auf weitere Erörterung einer Bereitstellung von SRL durch die Wasserbewirtschaftung von Kanälen verzichtet werden.

3.3 Bereitstellung von Minutenreserveleistung

Minutenreserveleistung (MRL) wird insbesondere für das Ausregeln von Leistungsdifferenzen aufgrund von volatilen Energieerzeugungsanlagen eingesetzt. Der MRL-Abruf erfolgt sowohl über Telefon durch den zuständigen ÜNB bei einer Mindestangebotsgröße von 10 MW oder über ein automatisiertes Abrufverfahren bei einer Mindestangebotsgröße von 5 MW. MRL-Angebote können für positive und negative MRL abgegeben werden und besitzen einen Leistungs- und einen Arbeitspreis. Der Arbeitspreis kann sowohl positiv als auch negativ sein. Die Produktzeitscheibe beträgt jeweils 4 Stunden. Innerhalb der Produktzeitscheibe muss die angebotene MRL vollständig abrufbar sein. MRL wird Werkvortags verauktioniert [20], [21], [23]. Am Wochenende und an gesetzlichen Feiertagen finden somit keine Auktionen statt. Die Zuschläge für die Angebote werden - beginnend bei dem Angebot mit dem günstigsten Leistungspreis - so lange erteilt, bis die für den Zeitraum benötigte MRL vergeben worden ist (Merrit-Order-Prinzip). Anbieter, die bezuschlagt werden, erhalten eine Gutschrift über den im Angebot angegebenen Leistungspreis.

Wird MRL benötigt, so erfolgt der MRL-Abruf ebenfalls nach dem Merrit-Order-Prinzip auf Basis der Arbeitspreise aller angenommenen Angebote. Anbieter, deren MRL abgerufen wird, enthalten den entsprechenden Arbeitspreis vergütet. Im Abruffall ist die angeforderte MRL innerhalb von 15 Minuten vollständig zu erbringen. Die Erbringung muss innerhalb der gesamten Abrufdauer uneingeschränkt erfolgen [21]. Bilanztechnisch erfolgt die Belastung des Anbieter-Bilanzkreises entsprechend dem Minutenreserve-Fahrplan.

Untersuchungen ergaben, dass die Teilnahme am positiven MRL-Markt mit finanziellen Risiken behaftet ist, da bei der Bereitstellung von positiver MRL sichergestellt werden muss, dass sich die abzuschaltende Last (Pumpen) zum Erbringungszeitraum am Netz befindet. Die Schifffahrt sowie witterungsbedingte Umwelteinflüsse, die den Wasserbedarf und somit die Betriebszeit der Pumpen verursachen, lassen sich nicht exakt vorher sagen. Somit soll im Folgenden ausschließlich die Bereitstellung von negativer MRL untersucht werden.

Für die Teilnahme am MRL-Markt ist es wasserwirtschaftlich erforderlich, ober- und unterwasserseitig über entsprechend große Wasserwirtschaftsvolumina zu verfügen, um somit langfristig (trotz stochastisch auftretender MRL) die Wasserbewirtschaftung durchführen zu können. Andernfalls würde ein MRL-Abruf zu einer sich ständig ändernden nicht praktikablen Wasserbewirtschaftung führen [4]. Daher soll die Untersuchung zur Bereitstellung von MRL nur für Kanäle mit einer entsprechend großen Lamelle durchgeführt werden. Es ergab sich, dass die Pumpwerke am MLK, ESK sowie am MDK sich für die Bereitstelllung von negativer MRL eignen.

3.3.1 Bereitstellung von Minutenreserveleistung am Mittelland- und Elbe-Seiten-Kanal

Da sich Mittellandkanal (MLK) und Elbe-Seiten-Kanal (ESK) in einem gemeinsamen Wasserwirtschaftsraum befinden, sollen diese gemeinsam untersucht werden.

MLK und ESK zeichnen sich besonders durch lange Haltungen aus. Da dieses eine langfristige und vorausschauende Wasserbewirtschaftung ermöglicht, wird bereits heutzutage entsprechende Optimierungssoftware eingesetzt. Diese Software prognostiziert den Wasserbedarf je Haltung bereits für einige Tage im Voraus und erstellt hieraus einen Fahrplan mit den Einsatzzeiten der einzelnen Betriebsmittel (BM). Diese Daten werden dem Leitsystem übergeben und abgefahren. Sie können jedoch auch dafür genutzt werden, um am Vortag mit den nicht eingeplanten Pumpen negative MRL bereit zu stellen.

Seit 2012 sind gemäß [21] auch entsprechende Blockangebote im Regelwerk für die Erbringung von MRL verankert. Die Definition für Blockangebote lautet: "Kennzeichnung von Angeboten als unteilbar bis max. 25 MW. Einkürzen bei Vergabe und Abruf durch ÜNB nicht zulässig." Dieses wäre die regulatorische Grundlage, die Nennleistung der Pumpen zu einer gewissen Anzahl an untrennbaren Blöcken zusammen zu fassen und diese blockweise als MRL anzubieten. Des Weiteren wird gemäß Präqualifikationsunterlagen für die Teilnahme am MRL-Markt gefordert: "Eine Dokumentation für die Erbringung von MRL sowie eine Warte, die für den Zeitraum der MRL-Erbringung durchgehend besetzt ist und an welcher alle BM angebunden sind, sodass der ÜNB mit einem Abruf die entsprechend benötigte MRL anfordern kann." Auch diese Bedingungen sind erfüllt. Die Betriebszentralen in Minden und Magdeburg sind permanent besetzt. Alle Pumpwerksdaten laufen in den Warten auf und werden aufgezeichnet. Steuerbefehle der Bedienmannschaft werden in Echtzeit ausgeführt, sodass auch die gemäß [20] geforderte fahrplantechnische Abwicklung des Minutenreserve-Abrufs problemlos möglich ist. **Tabelle 4** enthält eine Übersicht über die einzelnen Pumpwerke am MLK und ESK sowie der zugehörigen

Tabelle 4 Elektrische Anschlussleistung der Pumpwerke	
am MLK & ESK sowie Maximallast für Wasserwirtscha	ft

Summe der Anschlussleistung aller installierten Pumpen.

Pumpwerk	Anschluss- leistung	maximale Leistungsaus- aufnahmen
Minden	2.840 kW	1.420 kW
Anderten	2.350 kW	1.880 kW
Sülfeld	3.200 kW	1.600 kW
Uelzen	8.500 kW	5.100 kW
Scharnebeck	4.800 kW	1.200 kW
Rothensee	4.000 kW	1.600 kW
Hohenwarthe	2.700 kW	900 kW
Niegripp	900 kW	600 kW
Magdeburg	900 kW	600 kW
Summe	<u>30.190 kW</u>	14.900 kW

Da für den Wasserwirtschaftsbetrieb nicht alle Pumpen gleichzeitig benötigt werden, ist die maximal zulässige Anzahl an parallel arbeitenden Pumpen für jedes Pumpwerk festgeschrieben. Somit wird sichergestellt, dass der Leistungspreis pro Pumpwerk auf einem Minimum gehalten wird. Die sich hieraus ergebenden maximalen Leistungsaufnahmen sind ebenfalls ist Tabelle 4 angegeben.

Die Bewirtschaftungslamellen von MLK und ESK bieten einen großen Wasserspeicher. Daher erfolgt die Wasserbewirtschaftung in einem Zeitbereich von mehreren Stunden bzw. einigen Tagen. Die Inanspruchnahme von MRL liegt in einem Zeitbereich von einigen Viertelstunden. Für die Erbringung von MRL muss die Wasserbewirtschaftung somit nicht umgestellt werden. Während des regulären Pumpbetriebes für die Wasserförderung der Bewirtschaftung ([5], [6]) stehen die aktiven Pumpen nicht für negative MRL zur Verfügung. Unter der Berücksichtigung der hieraus resultierenden Pumpwerkslaufzeiten lie-Be sich im Jahr die in der folgenden **Tabelle 5** angegebene negative MRL mit der angegebenen Jahreshäufigkeit anbieten. Es ist ersichtlich, dass das ganze Jahr über mindestens 23 MW negative MRL angeboten werden können.

Tabelle 5 Negative MRL und Jahresstundenzahl durchPumpen am MLR und ESK

negative MRL	Jahresstundenzahl
30 – 31 MW	ca. 3.500 Std.
25 – 30 MW	ca. 4.500 Std.
23 – 25 MW	ca. 800 Std.

Werden die Lamellenstände und die durch das Wasserbewirtschaftungsprogramm ausgegebene Bedarfsanalyse der kommenden Tage ausgewertet, so ist es durch eine geeignete (geringe) Wahl des Leistungs- und Arbeitspreises möglich, einen Teil der für die Wasserbewirtschaftung benötigten Pumpenergie nicht vom Energielieferanten zu beziehen, sondern über den negativen MRL-Markt zu beschaffen. Dieses würde dazu führen, dass im Jahresmittel mehr negative MRL angeboten werden kann und sich somit die in Tabelle 5 angegebenen Werte entsprechend verändern.

3.3.2 Bereitstellung von Minutenreserveleistung am Main-Donau-Kanal

Der Main-Donau-Kanal (MDK) ist wasserwirtschaftlich betrachtet besonders durch die großen Hubhöhe und dem damit erhöhten Bedarf an elektrischer Energie charakterisiert. Neben dem Ausgleich von Schleusenverlustwasser müssen noch zusätzlich große Mengen an Wasser vom Donau- in das Maingebiet übergeleitet werden. Der MDK verfügt über zwei eigene Speicherbecken mit einem nutzbaren Volumen von 1,75 Mio. m³ für die Betriebswasserversorgung und 7,9 Mio. m³ für die Wasserüberleitung. Eine Speisung besteht über die Altmühl und die Donau. Die Anschlussleistung der Pumpwerke am MDK können der folgenden **Tabelle 6** entnommen werden.

 Tabelle 6 Elektrische Anschlussleistung der Pumpwerke am MDK

Pumpwerk	Anschlussleistung
Kelheim	4.200 kW
Riedenburg	4.200 kW
Dietfurt	8.000 kW
Berching	8.000 kW
Bachhausen	4.800 kW
Bachhausen (Speichersee)	5.000 kW
Summe	34.200 kW

Für die Bereitstellung von negativer MRL bietet der MDK ähnlich gute Eigenschaften wie MLK & ESK. Alle BM werden über die permanent besetzte Betriebszentrale (BZ) Gösselthalmühle ferngesteuert. Unter der Berücksichtigung der Pumpwerkslaufzeiten für die Wasserbewirtschaftung und Überleitung [7] ließe sich mit den an die BZ angeschlossenen Pumpen negative MRL gemäß der folgenden **Tabelle 7** anbieten.

Tabelle 7 Negative MRL und Jahresstundenzahl durchPumpen am MDK

negative MRL	Jahresstundenzahl
34 – 32 MW	ca. 5.840 Std.
19 – 23 MW	ca. 200 Std.
17 – 19 MW	ca. 800 Std.
16 – 17 MW	ca. 2.000 Std.

Zur Tageszeit sind alle Pumpen abgeschaltet und können somit voll zur negativen MRL-Bereitstellung eingesetzt werden. In der Nacht hingegen befindet sich eine große Anzahl an Pumpen im Betrieb. Die hieraus resultierende Nichtlinearität ist in Tabelle 7 deutlich zu erkennen.

Durch die mit in das Wassersystem eingebundenen Speicherseen verfügt der MDK über eine sehr große Zeitkonstante von mehreren Wochen. Da das überzuleitende Volumen nur wochenweise vorgegeben wird und die Inanspruchnahme von MRL in einem Zeitbereich von einigen Viertelstunden liegt, handelt es sich somit um zwei zeitlich entkoppelte Systeme. Bei einer Teilnahme am MRL-Markt ist es möglich, durch einen entsprechend geringen Leistungs- und Arbeitspreis die Abrufwahrscheinlichkeit zu erhöhen. Somit ließe sich ein gewisser Anteil der elektrisch benötigten Energiemenge über den negativen MRL-Markt beschaffen.

4 Zusammenfassung

Es konnte gezeigt werden, dass auf gewissen Kanalabschnitten Energiespeicherung mit den momentan installierten Betriebsmitteln möglich ist. Das technisch nutzbare Volumen hat in Deutschland hierbei eine Energiemenge von ca. 650 MWh. Dieses entspricht der Energiemenge, welche bereits in vorausgegangenen Veröffentlichungen zur Energiespeicherung in Bundesdeutschen Wasserstraßen abgeschätzt worden ist (z.B.[24]).

Bei einer Umstellung der Wasserbewirtschaftung am Mittellandkanal und Elbeseitenkanal lassen sich täglich bis zu 57 MWh einsparen.

Es konnte außerdem gezeigt werden, dass eine Bereitstellung von negativer Minutenreserveleistung mit den momentan installierten Betriebsmitteln möglich ist und sich die Energiebeschaffung für den Pumpbetrieb teilweise auf den MRL-Markt verschieben lässt. Die maximal mögliche negative MRL-Bereitstellung mit allen derzeit technisch verwendbaren Pumpen der Wasserbewirtschaftung beträgt für Deutschland 66 MW.

5 Ausblick

Die Erkenntnisse dieser Untersuchung sollten in der Praxis zunächst mit ausgewählten Anlagen überprüft werden. Die entwickelten Modelle sollten mit den sich neu ergebenden Daten in der Praxis verifiziert und ggf. erweitert werden. Bei positiven Ergebnissen der praktischen Anwendung sollten weitere Anlagen mit hinzugenommen werden. Des Weiteren sollte eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse erstellt werden um zum Beispiel bei Pumpwerksneubauten die Erkenntnisse dieser Arbeit mit einfließen zu lassen.

6 Literatur

- [1] W. Finke, S. Krause, A. Haunschild:
- Istzustandsanalyse der wasserwirtschaftlichen Verhältnisse des Kanalsystems zwischen Rhein und Oder, Auflage, Bundesanstalt für Gewässerkunde, Koblenz, 2004

- [2] Wasser- und Schifffahrtsdirektion Mitte, www.wsdmitte.wsv.de
- [3] Betriebsanweisung Main-Donau-Kanal, Verwaltungsvorschrift 22-3 Wasser- und Schifffahrtsdirektion Süd, Stand 01/2009, Erhalt via Email vom 05.03.2012, WSA-Nürnberg, Aktz. 3-222.1/0
- [4] Wasserbewirtschaftungstabellen via Email vom 10.01.2012, WSA Datteln
- [5] Wasserbewirtschaftungstabellen via Email vom 15.03.2012, WSA Minden, Aktenzeichen 3-221.7/20
- [6] Wasserbewirtschaftungstabellen via Email vom 16.01.2012, WSA Magdeburg
- [7] Wasserbewirtschaftungstabellen via Email vom 05.03.2012, WSA Nürnberg, Aktenzeichen 3-222.1/0
- [8] Wasserbewirtschaftungstabellen via Email vom 06.02.2012, WSA Berlin, Aktenzeichen 3-221.3/13
- [9] Wasser- und Schifffahrtsdirektion Süd, www.wsd-sued.wsv.de
- [10] Wasser- und Schifffahrtsverwaltung, www.wsv.de
- [11] Wasser- und Schifffahrtsdirektion Mitte, www.wsd-mitte.wsv.de
- [12] Wasser- und Schifffahrtsdirektion Ost, www.wsd-ost.wsv.de
- [13] Wasserstraßen Neubauamt Magdeburg, www.wna-magdeburg.wsv.de
- [14] Wasser- und Schifffahrtsamt Minden, www.wsa-minden.d
- [15] Wasser- und Schifffahrtsdirektion Süd, www.wsd-sued.wsv.de
- [16]Pegel-Online, www.pegel-online.wsv.de
- [17] Bayrisches Wasserwirtschaftsamt Ansbach, www.wwa-an.bayern.de
- [18] TransmissionCode 2007, Anhang D1, Präqualifizierung, Primärregelleistung, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, Berlin, August 2003
- [19] TransmissionCode 2007, Anhang D2, Präqualifizierung, Sekundärregelleistung, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, November 2009
- [20] TransmissionCode 2007, Anhang D3 Präqualifizierung, Minutenreserveleistung
- [21] Plattform für die Auktionierung von Regelleistung, www.regelleistung.net
- [22] Email vom 13.04.2012, AEG Industrial Engineering GmbH
- [23] Mustervertrag Minutenreserveleistung, Deutschland, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, Berlin, 24.08.2007
- [24] Plenz, M., Storjohann, J., Mattner, S.: Kanalspeicher Bundeswasserstraßen: Eine regionale Speicherkomponente im Verteilnetz. in D. Schulz (Hrsg.): Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern: NEIS 2013 Helmut-Schmidt-Universität

Netzausbau versus kleintechnische Speichereinheiten in strukturschwachen, ländlichen Räumen – Eine technisch-gesamtwirtschaftliche Bewertung auf der Niederspannungsebene

Maik Plenz M.Eng., Karsten Schatz M.Eng., Prof. Dr.-Ing. Kathrin Lehmann, Prof. Dr. Stefan Zundel, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Großenhainer Straße 57, 01968 Senftenberg, karsten.schatz@hs-lausitz.de

Kurzfassung

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung zur Reduktion des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 und einer Ausrichtung des Energiesystems auf alternative Erzeugungsmöglichkeiten änderte sich das Verständnis über Energiedargebot, Energiemärkte und die Energiespeicherung grundlegend. Eine steigende geografische Asymmetrie der Bereitstellung von alternativen Energien gegenüber der Lastnachfrage verstärkt das Problem, speziell in strukturschwachen, ländlichen Räumen, über die Maßen. Als Lösungsoptionen neben einem konventionellen Netzausbau, dient auch die Implementierung von PV-Speichern. Diese Möglichkeiten sollen in dieser Arbeit bezüglich ihrer technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen untersucht werden.

1 Einleitung

1.1 Status quo

Die in der Untersuchung in den Mittelpunkt gerückten strukturschwachen Räume sind geprägt von einer überdurchschnittlichen Erzeugung von regenerativer Energie sowie einer unterproportionalen Lastnachfrage. Ein aktuelles (Spitzen-)Erzeugungs-/Lastverhältnis der Leistung eines weiträumigen Verteilnetzbetreibers von 7000 MW / 3500 MW sowie ein bis 2025 prognostiziertes Leistungs-/Verbrauchsverhältnis von bis zu 4/1 durch den Ausbau der EE-Anlagen und der Reduzierung der Lastsenken durch Energieeffizienz und Verbraucherschwund, verdeutlichen die Problematik. [1] Die daraus entstehenden technischen Problemstellungen sind in dünn besiedelten, wenig industrialisierten, aber weiträumigen Gebieten (prädestiniert sind hier die "neuen Bundesländer" Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Teile Sachsens und Mecklenburg-Vorpommern) besonders kritisch zu betrachten.

1.2 Fragestellung und Ansatz

Aufbauend auf bisherigen Untersuchungen im Bereich der Energiespeicher auf Niederspannungsebene [2][3][4] und den Technologiebetrachtungen für Verteilnetze [5] soll diese Arbeit einen Einblick in die gesamtwirtschaftliche Darstellung liefern. Die nachfolgende Untersuchung beantwortet die Fragestellung, ob und ab wann speziell in strukturschwachen Gebieten eine Implementierung von PV-Batteriespeichereinheiten technisch und gesamtwirtschaftlich sinnvoll erscheint. In wie weit kann eine zeitliche Verschiebung der Einspeisung die Wirtschaftlichkeit des Systems erhöhen bzw. zukünftige Investitionen in das 400V Netz verschieben? Und wie sieht die ökonomischtechnische Schnittmenge zwischen der Benutzung von Speichern und dem Netzausbau aus?

Basis dieser Untersuchungen sind eigens entwickelte, ländliche Referenznetze eines nationalen großflächigen Verteilnetzbetreibers, der in einer strukturschwachen Region angesiedelt ist. Mittels dieser soll durch eine schrittweise Erhöhung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen bis hin zum maximalen Dachflächennutzungspotential die Netzauslastung untersucht werden. Die Implementierung von Kosten- und Speicherbestandteilen ermöglicht dabei die Abschätzung und Verschiebung des Break-Through-Points.

Es wird dabei auf die detaillierte Modellierung realer Speichersysteme verzichtet und stattdessen ein minimaler Parametersatz, der die maximale Ein- und Ausspeicherleistung inklusive Wirkungsgrade, die maximale Kapazität, Investitionen und Zyklenzahl beinhaltet, verwendet

2 Methodik

2.1 Modellstruktur

Um eine exakte Bestimmung der maximalen Netzbelastbarkeit und der damit verbundenen möglichen Nutzung von Speichern einzugrenzen, wurden nur jene Netze verwendet, bei denen ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung (P $_E$) und Last (P $_L$) bestand, wodurch die Netzaufnahmefähigkeit überschritten werden könnte.



Bild 1 Rückspeisung einer Dezentralen Erzeugungsanlage (DEA, hier Photovoltaik)

Als kritisch wurden jene Netzgebiete angesehen, die neben einer geringen Abnahmeleistung und bedeutender photovoltaischer Potentialflächen, wegen ihrer Netzstruktur (Vermaschungsgrad, Länge der Netzstrahlen, Querschnitt, Transformatorbemessungsscheinleistung, u.a.) eine verminderte Aufnahmefähigkeit besitzen.

Anders als in bisherigen Untersuchungen [1] wurde ein Fokus auf strukturschwache Räume gelegt, die sich durch ein, wie bereits aufgezeigt, starkes Missverhältnis zwischen Erzeugung(-spotential) und Verbrauch auszeichnen. Spannungsüberschreitungen ($\Delta U_N > \pm 10\%$) am jeweiligen Ende des Netzstranges oder Ort der Einspeisung beziehungsweise Betriebsmittelüberlastungen sind mögliche Folgen (siehe Abb. 1). Im Folgenden wird bei der Bestimmung der Netzbelastbarkeit das in der DIN-EN-50160 geforderte Spannungsband von \pm 10 %, eingeräumt.

Weiterhin wurde angenommen, dass die in der Literatur bestehenden Referenznetze die untersuchten Gebiete nicht ausreichend abbilden. [2] Hintergrund dieser Annahmen sind die Verbreitung unterschiedlicher, auch historisch bedingter, Netzbestandteile (wie Leitungstypen, Querschnitte, Freileitungsverhältnisse), Zielnetzplanungen und die stark regional begrenzten Datengrundlagen der bisherigen Untersuchungen. Erste Stichproben bestätigen diese Annahmen, was die Entwicklung, strukturell und regional abgegrenzter Querschnittsnetztypen sinnvoll erscheinen lässt. Wie in der Modellstruktur zu erkennen (siehe Bild 2), wird nach der Bildung der Referenznetze das Modell mittels PV-Potentialen (incl. PV-Einspeisemodell) sowie Speicher-, Last- und Netzstabilisierungsoptionen (Netzausbau, Betriebsmittelvergrößerung und Management der Einspeisung) simuliert. Eine Einbringung ökonomischer Kenngrößen ermöglicht die Erstellung von Handlungsempfehlungen zum Betreiben, Instandhalten und Ausbauen der untersuchten Referenznetze.

2.2 Definition des ländlichen, strukturschwachen Raumes

Dabei bleibt die Frage bestehen, was einen ländlichen, strukturschwachen Raumtyp kennzeichnet. Für das Adjektiv "ländlich" wurde nach der Untersuchung verschiedener Studien eine vorläufige Definition angenommen: bewohnte, periphere Räume, die außerhalb von Agglomerationsgebieten liegen, gebietsbezogen deutlich unter 500 Einwohner haben und nicht über eine Besiedlungsdichte größer 100 Einwohner je km² verfügen [6]. Für den Begriff "strukturschwach" gibt es keine eineindeutig feststehenden Grenzen oder Definitionsmerkmale. Anerkannt sind jedoch folgende Eigenschaften:

- Geringe regionalwirtschaftliche Leistungsfähigkeit und unterdurchschnittliches BIP/Kopf
- Monostrukturierte Wirtschaft und Unternehmenslandschaft
- Hohe Arbeitslosigkeit und geringer Qualifizierungsgrad der Beschäftigten
- Geringe Innovationsfähigkeit: geringe FuE-Intensität und Anzahl an FuE-Beschäftigten
- Vergleichsweise geringes Sozialkapital
- Unterdurchschnittlicher Wohlstand, geringe Kaufkraft und geringes privates Haushaltseinkommen
- Ausgeprägte Finanzkapitalschwäche der Kommunen und Unternehmen [7]

Bezogen auf vergleichbare westdeutsche Regionen, erfüllen die peripheren Untersuchungsgebiete Brandenburgs, Sachsen-Anhalts, Thüringens, Sachsens und Mecklenburg-Vorpommerns einen Großteil dieser Faktoren.



Bild 2: Modellstruktur

2.3 Entwicklung der Niederspannungsreferenznetzkomponenten

Als Untersuchungsgrundlage wird die Verwendung sogenannter Referenznetze favorisiert. Abweichend von frei angenommenen Netztopologien [5] oder synthetischen Netzstrukturen bilden die Referenznetze gezielt Eigenschaften realer Niederspannungssysteme ab. Die direkte Nutzung realer, digitalisierter Netze brächte einerseits eine Vielzahl von Ergebnissen, andererseits gleichfalls eine nur noch punktuell überprüfbare Datenmenge, was eine grundsätzliche Untersuchung von Szenarien an bestimmten Netztypen zeitaufwändig und schwer plausibilisierbar erscheinen lässt.

Nach der Extraktion von 10 typischen ländlichen Netztopologien aus dem Geo-Informations-System (GIS) regionaler Verteilnetzbetreiber angesiedelt in strukturschwachen Räumen, erfolgt die Auswertung und Bildung ebenjener Netze. Das Referenznetz vereinfacht die Ableitung grundlegender Zusammenhänge und Effekte durch geringere Datenmengen. Es wurden, basierend auf entwickelten und aus der Literatur entnommenen Größen [2], 34 Netzparametern für den ländlich strukturschwachen Raum gebildet. Als ein Beispiel soll hier der Abstand zwischen den Abgangsmuffen eines Einzelnetzstranges dienen.



Bild 3: Abstände untersuchter Abgangsmuffen in den entnommenen Netzen

Wie Abbildung 3 verdeutlicht, sind in über 85 % der untersuchten Fälle Abstandslängen zwischen 1 und 80 m aufgetreten, im Mittel 52 m. Zur Vereinfachung der umfassenden statistischen Auswertung wird in dieser frühen Untersuchung auf die Bildung des arithmetischen Mittelwertes zurückgegriffen, im weiteren Verlauf werden sowohl Weibullverteilungen als auch künstlich neuronale Netze (KNN) zur Optimierung des Ansatzes angewandt.

Die reale Darstellung der Netze hängt somit maßgeblich von den entwickelten Referenznetzparametern ab.

Die Erhebung des Median gab dabei vielfach Auskunft darüber, in welche Richtung nicht standardisierbare Ergebnisse ausgelegt werden. Als Beispiel hierfür dient der erhobene Querschnitt. Der Mittelwert von 83,82 mm² stellt keinen der üblichen Querschnittsverhältnisse eines Kabels dar, weswegen der Median zur Findung des nächstgelegenen, standardisierten Typs NAYY-J 4x70 mm², herangezogen wurde.

Das für die Netzberechnung verwendete Niederspannungsreferenznetz sieht dabei wie folgt aus:



Bild 4: NS-Referenznetz, strukturschwacher ländlicher Räume

Die Leistung des landwirtschaftlichen Betriebes wird mittels Standardlastprofil in die Netzberechnung implementiert, zusätzlich befinden sich insgesamt 4 - zufällig verteilte – Photovoltaikanlagen, mit einer maximalen Leistung (P_{peak}) von 26,1 kVA je Anlage, an den insgesamt 6 Netzsträngen. Nicht alle erhobenen Referenznetzparameter sind in der Netztopologie (siehe Bild 4) sichtbar, welche zu den weiteren Ausführungen dieser Arbeit auch nicht benötigt werden. Dabei handelt es sich vordergründig um die topologischen Gegebenheiten der untersuchten Gebiete.

2.4 Modellierung der Speichereinheit

Aktuell werden auf dem Markt vorwiegend Batteriespeicher auf Blei- oder Lithium-Ionen-Basis für PV-Anlagen angeboten. Die Hauptunterscheidungsmerkmale liegen in den Investitionskosten, dem Wirkungsgrad sowie der Leistungs- und Energiedichte (siehe Tabelle 1). Der zukünftig relevanten Redox-Flow Batteriespeichereinheit konnte bisher keine Marktreife nachgewiesen werden. Es existieren lediglich Prototypen, weswegen sie in der weiteren Betrachtung nicht einbezogen wird.

	Blei- batterie	Li-Ionen- Batterie	NaS- Batterie
Gravimetrische Energie- dichte [Wh/kg]	30	160-240	100
Kalendarische Lebens- dauer [a]	6-12	10-15	15
Zyklische Lebensdauer [n]	< 2.000	< 5.000	< 2.500
Wirkungsgrad [%]	80-90	90-95	75
Energiebezogene Kosten [€/kWh]	180	650	500
Leistungsbezogene Kos- ten [€/kW]	170	180	175

 Tabelle 1: Vergleich der Speichertechnologien [5]

Das Batteriespeichersystem, das im Modell genutzt wird, ist eine erhältliche AC-gekoppelte Li-Ionen Batterie, mit einer Leistung von knapp 4 kW, einer Kapazität von ca. 5 kWh und Investitionskosten von rund 10.000 \in . Die Anzahl der Vollzyklen ist mit 5.000 beschrieben, während der Wirkungsgrad (95 %) üblichen Standards entspricht. Die Implementierung des Speichers erfolgte mittels einer Speichermodellierung. Dabei wurde der Speicher als Simulationsgrundlage, inklusive seiner wesentlichen technischen Parameter (siehe Kapitel 1.2), in die Netzberechnungssoftware implementiert.

Als Grundlage des Speichermodells wurde die Heaviside-Funktion (siehe Formel 2.1, erstmaliger positiver Sprung), daraus resultierend die Impulsfunktion (siehe Formel 2.2) verwendet, hier beschrieben ein positiver Ladevorgang (Erzeugung >Verbrauch) eines Speicherzyklus:

$$H_{(t-t_{Start})} = \begin{cases} 0: t < t_{Start} \\ P(t_{Start}): t \ge t_{Start} \end{cases}$$
(2.1)

$$E_n = \int_{t_{Start,n}}^{t_{Ende,n}} [(P(t - t_{Start}) - P(t - t_{Ende})]$$
(2.2)

 $H(t-t_{Start})$ Heaviside-Funktion bei (t-t_{Start}) E_n Speicherkapazität des Vorganges n $P(t-t_{Start})$ Speicherladeleistung (inkl. η) bei t_{Start} $P(t-t_{Ende})$ Speicherentladeleistung (inkl. η) bei t_{Ende}

Der Batteriespeicher befindet sich netztopologisch zwischen PV-Anlage und Netzverknüpfungspunkt bzw. Netzknoten. Nur durch diese Maßnahme kann eine Entlastung des Netzes garantiert werden.

2.5 Wirtschaftliche Kenngrößen

Ein Netzausbau kann durch die Änderung unterschiedlicher technischer Einheiten durchgeführt werden. In Tabelle 3 werden dabei allgemein die Technologien anhand der Investitionen aufgelistet.

 Tabelle 2: Preisspanne der aktuell am Markt erhältlichen

 Produkte [5]

Ausbaumaßnahme	Preisspanne	
rONT	20.000 € - 42.000 €	
Freileitung	45.000 – 50.000 €/km	
Kabel	75.000 – 85.000 €/km	

Bei den Installationskosten der Gesamtsysteme werden die seit Juli 2013 gültigen Förderungen (auf Batteriespeichersysteme) und aktuellen PV-Speicher-Preise [10] berücksichtigt. Weiter werden die Kosten in Abhängigkeit von der Ausnutzung der Dachflächenpotentiale ermittelt. Eine langfristige Verringerung der Investitionskosten für Batteriespeichereinheiten [10] wird ebenfalls als zusätzliche Sensitivität in die Simulation integriert.

Studien [10, 11] (Bild 5) haben gezeigt, dass die Kosten für Batteriespeicher bis 2028 um bis zu 60% sinken müssen, damit das PV-Batterie-Szenario für NS-Netze ein mit Ausbauszenarien vergleichbares Kostenniveau erreicht. In den wirtschaftlichen Betrachtungen werden folgend die Kosten aus dem Jahr 2013 und 2028 bewertet.



Bild 5: Erforderliche Kostendegression für Batteriespeicher [11]

Die Kosten für Batteriespeicher lassen sich dabei unterteilen in leistungs- und energiebezogene Kosten. Mit Bezug auf die ermittelte Speichergröße von E=5 kWh und P_{peak} = 4 kW wurden die reinen Materialpreise für die drei technisch verglichenen (Tabelle 2) Speichertechnologien ermittelt. Ergänzend wurde eine Kostenannahme für das Jahr 2028 auf Basis der bereits genannten Studien ergänzt. Bei der wirtschaftlichen Betrachtung wurden ergänzend die Installations- und Betriebskosten berücksichtigt.

 Tabelle 3:
 Preisspanne der aktuell am Markt erhältlichen

 Batteriespeichertechnologien [5]

	Energie-	Leistungs-	Speicher-	Speicher-
	bezogene	bezogene	kosten	kosten
	Kosten	Kosten	heute	2028
PB-	180	170 €/kW	1.580€	632 €
Batterie	€/kWh			
LI-	650	180 €/kW	3.970€	1.588 €
Batterie	€/kWh			
NS-	500	175 €/kW	3.200€	1.280€
Batterie	€/kWh			

In Tabelle 4 werden die in der Simulation betrachteten Kabeltypen/Transformatoren und deren typische Materialkosten/Investitionskosten gegenübergestellt. Lediglich die Beschaffungskosten für die Kabel variieren (siehe Tabelle 3).

Es wird angenommen, dass sich auch zukünftig bei den Installationskosten für Kabel keine gravierenden Vergünstigungen ergeben.

Tabelle4:MaterialkostenunterschiedlicherStarkstrom-Aluminium-Erdkabel & Investitioneninkl.Netzanschluss undTransformatoren

Leitungstyp	Materialkosten [€/km]
NAYY-J 4x95	3.648
NAYY-J 4x70	3.031
NAYY-J 4x50	2.409

Bemessungsschein- leistung	Investitionen inkl. Netzanschluss	
kVA	min. Preis	max. Preis
250	18.000 €	36.000 €
315	23.625 €	47.250 €
400	30.000 €	60.000€
500	37.500€	75.000€
630	47.250 €	94.500€

3 Simulationsergebnisse

3.1 Technische Ergebnisse

Zur Ermittlung der Knotenspannungen und Belastung der eingesetzten Betriebsmittel wird eine Netzberechnungssoftware verwendet, in welche das Referenznetz sowie die dynamischen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten der angeschlossenen Haushalte eingepflegt werden.

Auf Basis des aktuellen Zustandes, wird im weiteren Verlauf, das PV-Flächenpotenzial – respektive die Anzahl der PV-Anlagen im Untersuchungsnetzbereich – in 25%-Schritten erhöht. Abschließend wird nur das 100% Belastungsszenario untersucht werden, um die maximalen Kosten vergleichen und abschätzen zu können.



Bild 6: Knotenspannungen (p.u.) bei Status quo

Die erhaltenen Knotenspannungen im Status quo zeigen deutlich auf, dass bei bestehender Einspeise- und Verbrauchsmenge keine (nach DIN-Norm) kritischen Spannungsüberschreitungen zu erwarten sind (-4,5% bis +3%). Die Betriebsmittelbelastungen verhalten sich ähnlich. Die Untersuchungszeitpunkte 5 (Nachtzeit ohne Einspeisung und mit geringer Abnahme) sowie 6 (Mittagszeit mit mittlerer Abnahme und maximaler PV-Einspeisung) belasten insbesondere entfernte Betriebsmittel am stärksten. Auffällig hier sind die restlichen Untersuchungszeitpunkte 1 bis 4, die für die Betriebsmittel 6 – 15 keinen essentiellen Anstieg verzeichnen (Bild 7).



Bild 7: Betriebsmittelbelastungen in % bei Status quo

Dies ist u.a. zurückzuführen auf einen vermehrten Eigenverbrauch, netztopologisch vorgelagerter Haushalte (beginnend bei der Sammelschiene (SS)), bei weit von der

(siehe Bild 9).

SS entfernten, photovoltaischen Erzeugereinheiten, die zu dem Zeitpunkt im Netz zurückspeisen.

Um die angenommene, theoretische Verbreitung von PV-Anlagen im untersuchten Netzgebiet darzustellen, wurde im weiteren Verlauf die PV-Einspeisung entsprechend erhöht. Wie zu erwarten, stieß das Niederspannungssystem schon bei geringen Erhöhungen an seine Grenzen. Bei einer Steigerung der Anlagenzahl von 4 auf 10 Anlagen (+25%, bezogen auf die Gesamtanlagenanzahl), kam es an einigen Knoten zu ersten Spannungsüberschreitungen ($\Delta U_N > \pm 10\%$).



Bild 8: Auswahl der Knotenspannungen bei steigender PV-Anlagenanzahl

In Bild 8 wird die Überschreitung der Spannungsgrenzen nach oben, an einem ausgewählten, kritischen Zeitpunkt mit maximaler PV-Einspeisung und mittlerer Abnahme, verdeutlicht.

In der Spitze kam es bei maximaler PV-Verbreitung (100%) zu Überschreitungen von bis zu 14%, über die üblichen Spannungsgrenzen. Ein ähnliches Bild boten, wie zu erwarten, gleichfalls die Betriebsmittelbelastungen. Speziell der Transformator zeigte dabei starke Überlastungen auf.

 Tabelle 5: Belastung des Trafos bei verschiedenen PV-Einspeisungen

Zustand	Belastung Trafo [%]
Status quo	19,9 %
Status + 25%	76,0 %
Status + 50%	131,4 %
Status + 75%	175,1 %
Status +100%	234,5 %

3.1.1 Netzausbaumaßnahmen

Die, in die Untersuchung einfließenden Netzausbaumaßnahmen unterteilen sich, in die konventionellen Methoden: Querschnittsvergrößerungen respektive Leitungsverstärkung durch Parallellegung und den Einbau stärkere Transformatoren, mit höherer Bemessungsscheinleistung. Dabei werden die Umbaumaßnahmen bezüglich Ihrer Dringlichkeit, also Betriebsmittelüberlastung, sukzessiv auf den nächst höheren Standard ausgebaut. Der nachste-

hende Iterationsschritt überprüft die implementierte Verbesserung und zwingt notfalls zur Wiederholung dieses Vorganges. Ziel aller Netzausbaumaßnahmen ist das Erreichen einer funktionierenden und zulässigen Netztopologie. Sollten danach noch nicht alle Knotenspannungen auf dem geforderten Spannungsniveau von $0.90 \le U_N \le$ 1,10(p.u.) sein, wird angenommen, dass das Einspeisemanagement (EinsM) die Anlagen entsprechend runterregelt und Entschädigungszahlungen vorgenommen werden müssen. Nach VDE AR-N 4105 erfolgt die Begrenzung der Einspeiseleistung in definierten Schritten, welche bei 100% / 60% / 30% / 0% der installierten Leistung liegt. Keine Begrenzung der Anlage bedeutet hierbei 100%. Die durchgeführten Maßnahmen wurden in folgender Reihenfolge mit den aufgelisteten Ergebnissen (Tabelle 6) für das 100% PV-Szenario, durch die Anpassung des Netzes an die maximalen Ausführungen, iterativ eingepflegt

Tabelle 6: Auslastung der Betriebsmittel bei Status + 100%1.Transformator

Transformator- bemessungsscheinleistung	Ermittelte Auslastung
250 kVA	234,50%
315 kVA	185,10%
400 kVA	146,50%
500 kVA	117,20%
630 kVA	93,60%

2. Leitung			
Querschnitt	Ermittelte Auslastung		
50 auf 70 mm ²	103,75% auf 99,10 %		
Netzberechnung			
70 auf 95 mm ²	100,10% auf 86,5 %		
Netzberechnung			
50 auf 70 mm ²	100,10% auf 83,5 %		

3. Einspeisemanagement



Bild 9: Reduzierung der Knotenspannungen durch Einspeisemanagement

Durch die Abreglung von 18 Anlagen auf 60% (Rest: 9 Knoten) und deren Abreglung auf 30%, konnte die Knotenspannung auf das vorgegebene Maß reduziert werden (siehe Bild 9). Es kann angenommen werden, dass in einem nächsten Schritt die Knoten entsprechend angepasst werden und die Umrüstungskosten ähnlich den Kosten der EinsM-Rückzahlungen (0,32 Cent/kWh) [13] sind.

3.1.2 Implementierung von Speichern

Mit den in Kapitel 2.4 angenommenen Kenngrößen wird der Speicher (je PV-Anlage) in die Netzsimulation implementiert. Aufgrund der niedrigen Kapazität (5 kWh) und maximal möglichen Einspeiseleistung des Batteriespeichers in Bezug auf die maximale Erzeugerleistung der PV-Anlage kommt es nur zu geringfügigen Änderungen in den Betriebsmittelauslastungen und Knotenspannungen im 100% Szenario. Es wird davon ausgegangen, dass der Speicher in der Netzberechnung als zusätzliche vorgeschaltete Last zur lokalen Regelung fungiert und damit primär die entsprechenden Knoten entlastet und andererseits zum Eigenverbrauch beiträgt. Die Erhöhung der Gesamtauslastung der Netztopologie steht dabei in dieser Betrachtung nicht im Vordergrund. Als Ergebnisse kann festgehalten werden, dass neben einer geringen Erweiterung der Bemessungsscheinleistung des Transformators, kein weiterer Leitungsbau nötig ist.

Tabelle 7: Auslastung der Betriebsmittel bei Status + 100%inklusive PV-Speichereinheit an jedem Anschluss

1	Transformator
1.	1 I ansiormator

Transformator- bemessungsscheinleistung	Ermittelte Auslastung
250 kVA	207,40%
315 kVA	163,40%
400 kVA	129,80%
500 kVA	98,20%

2. Leitung

Es mussten keine Leitungen ausgebaut werden.

3. Einspeisemanagement



Bild 10: Reduzierung der Knotenspannungen durch Einspeisemanagement in Kombination mit Speichereinheiten

3.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Ziel dieses Abschnittes wird die Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Grenze (Break-Through) zwischen dem Netzausbau und der Implementierung von PV-Speichern sein. Die Szenarien sind dabei einerseits die ansteigende Nutzung des Dachflächenpotentials (siehe Bild 11). Andererseits soll untersucht werden bis zu welchen Punkt es einer Vergünstigung der Speichersysteme bedarf – aufgrund der technischen Weiterentwicklung und den Econimies of Scale durch jenen technischen Fortschritt um den Schnittpunkt beider Kostenkurven auf der Kostenordinate herabzusetzen.



Bild 11: Gesamtsystemkosten der unterschiedlichen Speicher bei Variation der Dachflächennutzung und der Speicherkosten [5]

Bei der Gegenüberstellung der Kosten der drei Speichertechnologien (Bild 12) offenbart sich die gewählte Lithium-Ionen-Batterie sowohl in der Gegenwart als auch nach Kostendegression bis 2028 als teurere Technologiewahl. Jedoch sprechen die Eigenschaften und die Entwicklungsmöglichkeiten der LI-Batterie mit der höchsten Zyklenanzahl, dem besten Wirkungsgrad und der höchsten gravimetrischen Energiedichte für die Wahl. Deshalb wird nachfolgend beim Kostenvergleich vom punktuellen Netzausbau und den Batteriespeicher im Jahr 2013 und 2028 nur noch die Lithium-Ionen-Batterie betrachtet.



Bild 12: Kostengegenüberstellung

Bei 100%iger Ausnutzung der Dachflächen für PV-Anlagen (24 PV-Dachanlagen) (Bild 12) müssten drei Kabel ausgetauscht werden. Bei heutigem PV-Speicherpreisniveau sind die Kosten vergleichbar mit 4 Speichern. Die Kosten für den Transformator konkurrieren mit 5 bis 11 PV-Speichermodulen. Die kumulierten jährlichen Kosten für das Einspeisemanagement über 15 Jahre sind vergleichbar mit den einmaligen Kosten von 13 bis 24 PV-Speichermodulen zum heutigen Marktpreis.

Die simulierte Preisentwicklung für PV-Speicher bis 2028 zeigt das Potential der Module auf. Bereits 19 Speichereinheiten erreichen das Kostenniveau von den 3 auszutauschenden Kabeln. Die Kosten für das Einspeisemanagement und den 630 kVA-Transformator liegen teilweise deutlich über den Kosten der 24 Lithium-Ionen-Batterieeinheiten.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Als Ergebnis der Arbeit kann festgehalten werden, dass durch eine Implementierung von Batteriespeichern, die Ausbau- und Erweiterungsmaßnahmen, sowie die Abregelungseingriffe, mittels EinsM, die Kosten der EE-Integration unter bestimmten Voraussetzungen reduziert werden können. Speziell bei der Knotenspannung ist ein deutlicher Einfluss der Speichereinheit zu erkennen, nur noch 8 statt bisher 21 Knoten zeigten vor dem EinsM Spannungsüberlastungen an. Diese waren ebenfalls im Vergleich zum Netzausbau deutlich geringer und somit vereinfachter und kostengünstiger zu regeln.

Die Gegenüberstellung der Kosten für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren verdeutlicht das Einsatzpotential von PV-Speichern. So ist der Einsatz von Speichermodulen schon heute bei geringer PV-Dachanlagenanzahl (0-3) eine Alternative zur Anpassung von Kabeln. Bei mittlerer bis hoher PV-Anlagenanzahl (14-24) sind die Gesamtkosten vergleichbar mit den Kosten für ein Einspeisemanagement über 15 Jahre.

Bei Eintreffen der erforderlichen Kostendegression ist der Einsatz von PV-Speichern eine ernstzunehmende wirtschaftliche Alternative zu den bisherigen technischen Optionen, dem Transformator- und Kabelaustausch und dem Einspeisemanagement.

Um die Betriebsmittel (theoretisch) dauerhaft zu entlasten, müsste die Kapazität und Leistungsaufnahme der Speichereinheit angepasst werden. Eine Ein-/Ausspeiseleistung (P_{peak}) von ca. 16 kW und eine Speicherzeit um ca. 10 h würden alle Betriebsmittel im System dauerhaft entlasten. Unter der Annahme eines linearen Anstieges der Investitionskosten belaufen sich die Ausrüstungskosten aller Haushalte im Referenznetz auf 2,57 Mio. \in (Invest. 2013) / 1,02 Mio. \in (Invest. 2028).

Um die Untersuchungsergebnisse dynamischer und komplexer zu gestalten, kann in weiteren Schritten nicht nur eine Einbindung weiterer Netzmaßnahmen erfolgen, sondern auch innovative Betriebsmittel (z.B.: Einzelstrangregler oder rONTs) eingepflegt werden. Weiterhin kann die Entwicklung des Modells zu einer automatischen Optimierung des Niederspannungssystems strukturschwacher Räume, auf Basis von Referenznetzen, mittels techno-ökonomischer Kennzahlen (Auswirkungen von Speichern, Einsatzreihenfolge von Netzausbaumaßnahmen – Erweiterung des NOVA Prinzips) ausgebaut werden. Als Grundlage hierfür dient weiterhin das leistungsspezifische Kostenverhältnis.

5 Literatur

- [1] Neldner, W. (2014): Die Rolle der Verteilnetzbetreiber im Elektrizitätsversorgungssystem und ihr überproportional zunehmender Beitrag für Systemdienstleistungen bei der Umsetzung der Energiewende, Gutachten, Berlin.
- [2] Kerber, G. (2011): Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, Dissertation, TU München, München.
- [3] Lödl, M.; et. al (2010): Vergleich von Energiespeichern und Netzverstärkungsmaßnahmen in Niederspannungs-Verteilnetzen bei hoher dezentraler Einspeisung, VDE-Kongress 2010, München.
- [4] Bodach, M. (2006): Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen, TU Chemnitz, Chemnitz.
- [5] Hille, C.; et. al. (2013): Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung, Abschlussbericht, P3 Energy, Aachen.
- [6] Raumbeobachtung (2005): Guidelines for ETEP-Authors. ETEP European Transactions on Electrical Power. Vol. 7, No. 5, Sept./Oct. 1997, pp. 363-364
- [7] Cloke, P. (2006): Conceptualizing rurality. In: Cloke, P.; Marsden, T.; Mooney, P. (Eds.): Handbook of Rural Studies. London, S. 18-28.
- [8] Katzfey, J. (2011): Abschätzung des EEG-bedingten Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen bis 2020 – Infrastrukturmaßnahmen zur Energiewende, BDEW-Verteilnetzstudie 2011, Aachen.
- [9] DENA-Verteilnetzstudie Abschlussbericht Teil A Technisches Gutachten, TU Dortmund, Dortmund.
- [10] Bock, N., et al. (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie, Studie, Consentec, Aachen.
- [11] Maurer (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – Vorstellung einer Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Vortrag, Consentec, Berlin, 29.05.2013.
- [12] http://www.uni-stuttgart.de/ieh/forschung/ veroeffentlichungen /2014_Wiest_IEEE_PESS_Ausfallarbeit_bei_einem_Einspeisemanagement.pdf
- [13] Wirth, H. (2014): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Frauenhofer ISE, Freiburg.

NETZINTEGRATION I

Unterspannungsschutz für Quellen mit geringen Kurzschlussströmen

A. Lücken; F. Grumm; J. Storjohann; D. Radekopp; D. Schulz Professur für Elektrische Energiesysteme, Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg arno.luecken@hsu-hh.de

Kurzfassung

In allen mobilen Anwendungen, wie z.B. in Autos, Flurförderfahrzeugen, Schiffen, oder auch Flugzeugen wird verstärkt der Einsatz von kurzschlussstromlimitierten Spannungsquellen, wie z.B. der von Brennstoffzellensystemen vorangetrieben [1]. Herkömmlicherweise werden zum Schutz Überstrom-Zeit-Schutz-Systeme (Sicherungen, Leistungsschalter etc.) eingesetzt, um im Fehlerfall das Netz oder ein Teilnetz zu isolieren. Dieses Schutzkonzept benötigt zum sicheren Abschalten ein Vielfaches des normalen Nennstroms, das der Generator oder ein Teilnetz bereitstellen muss. Die alleinige Versorgung der elektrischen Verbraucher durch die Brennstoffzelle lässt den Einsatz dieser herkömmlichen Netzschutzeinrichtung nicht mehr zu. Brennstoffzellensysteme können nicht sicher in jedem Betriebspunkt den benötigten Überstrom zur Auslösung der Isolation des fehlerhaften Leitungsabschnitts bereitstellen. Eine Alternative zur Detektion eines elektrischen Fehlers durch den Überstrom ist die Erkennung eines unzulässigen Spannungseinbruchs, d.h. Unterspannungsdetektion. Im Fehlerfall fällt die lastabhängige Brennstoffzellenausgangsspannung sofort auf einen Wert unterhalb der minimalen Betriebsspannung. Es wird ein neuentwickeltes Netzschutzkonzept am Beispiel einer Brennstoffzelleneinspeisung, d.h. Spannungsquelle mit limitierter Überstromfähigkeit, vorgestellt. Der im Rahmen dieser Arbeit beschriebene neuartige primäre Unterspannungsschutz benötigt keine zusätzliche Energiequelle, sondern wird aus dem zu schützendem Netzabschnitt direkt versorgt.

1 Einleitung

Die mögliche Integration von Spannungsquellen mit geringer Überstromfähigkeit, wie z. B der Brennstoffzellentechnologie erfordert eine Anpassung des elektrischen Netzschutzes. Um eine hohe Verfügbarkeit zu erreichen, sind die einzelnen Brennstoffzellensysteme, zumindest bei den größeren Systemanwendungen dezentral integriert. Um die gesamte Leistung der Energiequellen einsetzen zu können, sind diese Systeme miteinander verbunden, was zu vermaschten Netzen führt. Dadurch ergeben sich Herausforderungen an den elektrischen Netzschutz. Um weiterhin eine hohe Sicherheit des elektrischen Systems zu erlangen, ist es notwendig Netzschutztechniken zu integrieren, die unabhängig von einer weiteren Energiequelle zuverlässig arbeiten [2]. Der herkömmliche Überstrom-Zeit-Schutz kann diese Schutzfunktion nicht zuverlässig erfüllen. Abbildung 1 zeigt eine Polarisationskennlinie einer Brennstoffzelle. Es ist offensichtlich, dass der bei einem Kurzschluss auftretende Strom nur unwesentlich größer als der Nennstrom ist.



Abbildung 1: Polarisationskennlinie einer Brennstoffzelle

Aufgrund dieser physikalischen Charakteristik kann deshalb nicht sichergestellt werden, dass ein primärer Über-Strom-Zeit-Schutz jederzeit schnell und zuverlässig reagiert, wenn lediglich die Brennstoffzelle zur elektrischen Versorgung vorgesehen ist [3]. In vielen anderen Fällen sind Unterspannungs- und Überspannungsauslöser ebenfalls notwendig. Die gleiche Situation besteht z.B. bei der Anwendung von Photovoltaik Systemen. Auch hier ist die Bereitstellung der nötigen Kurzschlussleistung nicht möglich. Neben dem Netzschutz ist ein weiterer Punkt die Reduzierung der benötigten elektrischen Leistung in Teilnetzen bei Aufrechterhaltung der gleichen Performance. Um die Effizienz der elektrischen Anlagen zu erhöhen, werden Leistungs- bzw. Energiemanagementsysteme immer häufiger eingesetzt. Je nach Bedarf und Notwendigkeit der Leistungsreduktion in Netzabschnitten können elektrische Verbraucher vom Netz getrennt oder auch wieder zugeschaltet werden. Dazu müssen diese elektrischen Verbraucher über ein fernbedienbares System mit einem gesonderten Schalter abgeschaltet werden. Die heute zusätzlich eingesetzten Module enthalten meist keine gesonderte Netzschutzfunktion. Gerade für den Einsatz der oben beschriebenen Spannungsquellen mit limitierter Kurzschlussleistung sind solche Systeme nach heutigem Stand der Technik nicht geeignet. Ein wesentlicher Grund ist die von Anwendern und Behörden geforderte Zuverlässigkeit moderner Systeme.

1.1 Ziel der Arbeit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist der Schutz von elektrischen Netzen, die einfach oder auch mehrfach durch Spannungsquellen mit reduzierter Überstromfähigkeit versorgt werden. Zusätzlich kann durch Integration der hier beschriebenen Unterspannungsdetektion mit primärer Netzschutzeinrichtung (USPN) im Fehlerfall eine sehr gute Rekonfigurationsmöglichkeit und dadurch eine hohe Systemzuverlässigkeit erzielt werden.

1.2 Anforderungen an das Netzschutzsystem

Um ein elektrisches Netz zu betreiben, ist es notwendig, dass im Fehlerfall der Netzschutz sicher und zuverlässig das elektrische Netz schützt. Primäre Netzschutztechniken arbeiten autark, d.h. ohne eine externe Energiequelle und werden durch mindestens eine zusätzliche Erregergröße im Hauptstromkreis angeregt [3]. Es muss sichergestellt werden, dass auch nach Ausfall eines sekundären Netzschutzes in letzter Instanz der primäre Netzschutz zuverlässig den Fehler im elektrischen Netz isoliert. Daraus folgt die Bedingung, dass keine externe Spannungsquelle zur Versorgung des Netzschutzes erforderlich sein darf, um den USPN als Primärschutz einsetzen zu können [7]. Die Versorgung erfolgt direkt aus dem zu schützendem Hauptstromkreis. Die Schaltung muss einfach und robust sein sowie determiniert abschalten. Der zu entwickelnde Netzschutz soll die kurzschlussstromlimitierte Energiequelle im Fehlerfall schützen und diese bei Unterschreitung eines Schwellenwertes von 80 % der geforderten Nennspannung von der Last trennen. Anschließend sollen die Last und die Energiequelle erst wieder miteinander verbunden werden, wenn die Nennspannung des Netzes erreicht wurde.

Das Auslösen des Schutzsystems wird mit dem Einsatz eines mechanischen Relais realisiert. Dabei ist zu beachten, dass das Relais unterschiedliche Ein- und Ausgangsschaltspannungen aufweist. Eingesetzt werden Relais hauptsächlich zum gleichzeitigen und potentialgetrennten Schalten mehrerer Laststromkreise mit nur einem Steuerstromkreis. Dazu können sie mit wenig Leistung hohe elektrische Leistungen schalten und erreichen eine galvanische Trennung zwischen steuerndem und zu schaltendem Stromkreis. In der Praxis werden in vielen Anwendungsfällen anstelle der Relais vermehrt elektronische Schalter eingesetzt, welche mit Transistoren arbeiten. Elektromechanische Relais haben einige Vorteile gegenüber elektronischen Schaltern:

- Geringer Kontaktwiderstand
- Störfestigkeit durch ausgeprägtes Hystereseverhalten und Robustheit der Spule
- Schaltzustand ist oft sofort erkennbar
- Kurzschlüsse werden je nach Kontaktwerkstoff und Kurzschlussstrom trotz Ausfall des Relais geschaltet
- Relais benötigen keine Kühlung
- Hohe Überlastbarkeit

2 Modellbildung

In Abbildung 2 ist der schematische Aufbau der Schaltung dargestellt. Das zentrale Element der Schaltung ist ein Differenzverstärker, der eine Stromquelle steuert. Wenn die minimal geforderte Netzspannung unterschritten wird, reduziert sich der Strom in der Relaisspule und der Arbeitskontakt öffnet. Dazu werden im Wesentlichen die beiden Eingangsspannungen, die aus der Versorgungsspannung und Uref1 bzw. Uref2 gewonnen sind, miteinander verglichen und ausgewertet, siehe Abschnitt 2.1. Ein externer Schalter EXT wird zur Initialisierung des Netzschutzes betätigt. Ebenso wird dieser Schalter genutzt, um ein Wiedereinschalten des Systems zu ermöglichen. Das Relais, welches die Energiequelle mit limitierter Überstrombereitstellung mit dem elektrischen Netz verbindet, benötigt nur einen Arbeitskontakt. Zur Erhöhung der Zuverlässigkeit kann ein zweites Relais in Reihe verschaltet werden.



Abbildung 2: Schematische Darstellung des entwickelten Primären Netzschutzes (USPN) [6]

Die Sicherung dient zum Schutz der Relaisspule und zum Schutz gegen Fehler in der Schaltung. Durch eine solche Optimierung ist das sichere Abschalten bei jedem Fehler gewährleistet. Falls weitere kommerzielle oder technische Gründe für ein Abschalten auftreten, kann durch ein externes Signal ebenfalls das Netz freigeschaltet werden. Die Funktion des neuartigen primären Netzschutzes wird in eine Einschalt- Halte- und Ausschaltphase unterteilt.

2.1 Funktion der Unterspannungsdetektion mit primärem Netzschutz (USPN)

Zur Ansteuerung des Relais werden Transistoren verwendet. Die zum Schalten des Relais benötigten Ströme sind durch die Stromquelle einstellbar. Im Folgenden wird das Prinzip des Differenzverstärkers beschrieben, der in Abbildung 3 vereinfacht, als Teil des USPN dargestellt wird. Als Eingangsspannung erhält er die um die Durchbruchspannung von D_{Z3} reduzierte Versorgungsspannung. Seine Ausgangsspannung speist die Basis von T_2 . Die durch das Symbol einer Zenerdiode gekennzeichneten Bauteile bezeichnen Spannungsreferenzen. Es können beispielsweise auch äquivalent wirkende integrierte Schaltungen eingesetzt werden, auch solche, die einstellbare Referenzspannungen haben. Dadurch kann bei genügend kleinen Netz-Spannungen an der Basis von T_1 eine höhere Spannung auftreten als an der Basis von T_2 und dieser den durch die Stromquelle definierten Strom fast vollständig übernehmen, wodurch das Relais abfällt. Das Relais bleibt abgefallen (aus), weil das Netz von der Spannungsversorgung abgetrennt wird, seine Spannung zusammenbricht und damit kein Basisstrom für T_2 fließt. Bei Spannungen U_B oberhalb des zulässigen Bereichs wird der Transistor T_1 durchgeschaltet. Dadurch wird die Basisspannung von T_2 reduziert, so dass das Relais auch in diesem Fall abfällt. Auch in diesem Fall bleibt der abgefallene Zustand (aus) erhalten.



Abbildung 3: Differenzverstärker zur Veranschaulichung der Funktion des USPN [6]

Während des Spannungsabfalls werden die Kollektorströme der Transistoren T_1 und T_2 durch die Differenzspannung U_{Diff} eingestellt und wie folgend beschrieben:

$$U_{\rm Diff} = U_{\rm e1} - U_{\rm e2} + U_{\rm DZ3} \tag{2.1}$$

Die Zener-Diode D_{Z3} bewirkt eine Verschiebung des Arbeitspunktes gegenüber der Betriebsspannung, um zu gewährleisten, dass bei Erreichen der gewählten Schaltschwelle geschaltet wird. In Abbildung 4 sind die Ströme $|I_D|$ und $|I_{Relais}|$ gegenüber U_{Diff} aufgetragen. Dabei ist der Arbeitsbereich, in dem geschaltet werden soll, hervorgehoben.

Es ist zu erkennen, dass in dem gekennzeichneten Arbeitsbereich der Strom $|I_D|$ den Strom $|I_{Relais}|$ übersteigt und damit das Relais stromlos wird. Dadurch wird die Energiequelle vom elektrischen Netz isoliert.

Um ein ungewolltes Öffnen des Relais durch kurzzeitige Spannungseinbrüche, Überspannungen auf dem Netz zu vermeiden, kann ein Kondensator in den Basiskreis von T_2 eingesetzt werden. Vorteilhaft ist, dass der Kondensator nicht direkt der Netzspannung ausgesetzt ist und man zum Erreichen einer ausreichenden Zeitkonstante keine großen Kapazitätswerte benötigt, weil der Kondensator mit einem im Allgemeinen hochohmigen Basisspannungsteiler zusammenwirkt.



Abbildung 4: Simulationsergebnis der Kollektorströme der Transistoren T1 und T2 in Abhängigkeit der Differenzspannung

Die Schaltung lässt sich durch Bestückungsvarianten leicht an verschiedene Nennspannungen und Auslösespannungen anpassen. Ebenso eignet sie sich für einen gestaffelten Schutz, da auch die Auslösezeiten durch z.B. Variation des Kondensators, unterschiedlich gewählt werden können [4,5]. Für die erste Simulation der entwickelten Schaltung sowie zur Verifikation anhand eines Prototyps wird eine minimale Netznennspannung von 24 V gewählt.

2.2 Simulationsergebnisse vom Ein- und Ausschaltverhalten des USPN

Die Einschaltphase wird erst mit Betätigung des Tasters EXT eingeleitet. Bei der Auslegung des Systems ist sicherzustellen, dass der Relaisstrom bei dem definierten Schwellenwert den korrekten Wert annimmt. Das Simulationsergebnis in Abbildung 3 zeigt den Relaisstrom I_{Relais} im Verhältnis zur Netznennspannung. Das Relais zieht nach Datenblatt bei einem Strom $|I_{Relais}| = 106$ mA an. Es ist zu erkennen, dass der benötigte Einschaltstrom bei der Netznennspannung von 24 V erreicht wird. Darüber

der Netznennspannung von 24 V erreicht wird. Darüber bleibt der Strom nahezu konstant mit steigender Eingangsspannung, sodass das Relais nicht durch Überstrom gefährdet ist. In der Abschaltphase soll der hier beschriebene USPN vor Unterspannung im elektrischen Netz schützen. Eine solche Unterspannung kann z.B. durch Auftreten eines elektrischen Fehlers auftreten.



Abbildung 3: Verhalten des Relaisstroms bei einem Anstieg der Netzspannung

In Abbildung 4 ist der Ausschaltvorgang dargestellt. Innerhalb dieser Simulation nimmt die Netzspannung ab. Es ist zu erkennen, dass der minimal benötigte (Halte-) Relaisstrom $|I_{Relais}|$ erst unterhalb der geforderten minimalen Netzspannung von 24 V erreicht wird. Anschließend öffnet der USPN und isoliert damit die Energiequelle vom elektrischen Netz.



Abbildung 4: Verhalten des Relaisstroms bei Abnahme der Netzspannung

3 Praktische Untersuchung

Um die erzielten theoretisch und durch Simulation gewonnen Ergebnisse dieser Arbeit zu verifizieren, wurde ein Prototyp des entwickelten Neuartigen Primären Netzschutzes entworfen und im Folgenden bewertet. Abbildung 5 zeigt den aufgebauten Prototyp des zuvor beschriebenen Unterspannungsschutzes für kurzschlussstromlimitierte Spannungsquellen. Im Anschluss werden, äquivalent zu den in Kapitel 2 durchgeführten Simulationen, das Ein- und Ausschaltverhalten des Prototyps messtechnisch aufgezeigt und bewertet.



Abbildung 5: Aufgebauter Prototyp des entwickelten neuartigen primären Netzschutzes

3.1 Messung zum Einschaltverhalten

Angeschlossen ist eine Spannungsquelle, welche eine Spannung von 30 V liefert. Gemessen wird der Strom $|I_{\text{Relais}}|$ durch das Relais und die Netzspannung am Ausgang nach Betätigung des Tasters. Abbildung 6 zeigt das Verhalten des Relais während des Einschaltvorgangs. Es ist zu erkennen, dass bei Betätigung des Tasters bei t = 0,5 s das Relais bzw. die USPN die Spannungsquelle mit dem elektrischen Netz verbindet.



Abbildung 6: Messergebnis zur Überprüfung des Einschaltvorgangs

3.2 Messung zum Abschaltverhalten

In Abbildung 7 sind der Relaisstrom und die Netzspannung aufgetragen. Die Netzspannung wird mithilfe einer programmierbaren Spannungsquelle stetig reduziert. Deutlich ist zu erkennen, dass nach dem Erreichen der minimalen unteren Spannungsgrenze von 24 V die entwickelte USPN sofort die Quelle vom Netz trennt.



Abbildung 7: Messergebnis zur Überprüfung des Ausschaltvorgangs

Abschließend konnten die Folgenden positiven Einflüsse anhand der durchgeführten Messungen aufgezeigt werden:

- Der Strom durch das Relais kann durch die Verwendung der Stromquellen gesteuert werden. Dadurch ist eine Überlastung des Relais vermeidbar.
- Durch die Unterscheidung in eine Ein- und Abschaltphase kann auf die spezifischen Anforderungen des Relais eingegangen werden.
- Der Einsatz von Spannungsteilern gesteuerten Differenzverstärkern ermöglicht eine flexible Anpassung an die gestellten Anforderungen.



Abbildung 8: Eingebetteter USPN [6]

4 Integration in AC-Netze

Nachdem in den zuvor beschriebenen Kapiteln der Einsatz der USPN für Systeme mit lastabhängiger Gleichspannung, z. B. durch Brennstoffzellen- oder Photovoltaiksysteme gespeist, beschrieben wurde, soll jetzt eine Weiterentwicklung für AC-Netze erfolgen. In Abbildung 8 ist die Schutzschaltung mit dem notwendigen AC-DC-Wandler gezeigt. Abbildung 9 veranschaulicht den eingesetzten Wandler. Dabei handelt es sich um einen Brückengleichrichter mit einem Schutzwiderstand R zur Begrenzung von Einschaltströmen. Der Glättungskondensator C bestimmt die Ansprechzeit des Schutzes, wenn die Zeitkonstante größer ist als die der Relaisspule. Abbildung 12 zeigt den Eingangsstrom und Spannung.



Abbildung 9: Gleichrichter mit Glättungskondensator und Widerstand

Bei Wechselstromsystemen müssen zwingend die Grenzwerte für Oberschwingungsströme eingehalten werden. Die Grenzwerte für die Stromharmonischen, für Geräte und Betriebsmittel mit einer Stromaufnahme von maximal 16 A, sind in [10] festgelegt. In Tabelle 1 sind die Grenzwerte bis zur achten Harmonischen aufgelistet.

Tabelle 1: Grenzwerte für Stromharmonische nach [10] für ein Betriebsmittel der Klasse A

Ordnung der Oberschwingung	Grenzwert des Oberschwingungs-
	stroms I _{nRMS}
2	1.09
2	2.20
3	0.43
5	1 14
6	0.30
7	0,50
8	0.23

Zur Bewertung der Störrückwirkungen wurde eine Spice-Simulation der Schutzschaltung durchgeführt. Dabei wurde die Schaltung für ein Relais mit 110 V DC Nennspulenspannung und einer Kontaktbelastbarkeit von 16 A AC ausgelegt. Die hohe Spulenspannung reduziert die Verlustleistung der gesamten Schaltung erheblich, da weniger Verluste in der Stromquelle entstehen.



Abbildung 10: Eingangsström und Spannung des Gleichrichters

Die Ergebnisse der Simulation sind in Abbildung 11 dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Werte aus Tabelle 1 mit großem Abstand unterschritten werden. Die Ergebnisse sind so gut, da die simulierte Schaltung nur eine geringe Scheinleistungsaufnahme von 7 VA hat.



Abbildung 11: Stromharmonische der Schaltung

5 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit war die Entwicklung einer alternativen Netzschutzeinrichtung für kurzschlussstromlimitierte Spannungsquellen in mobilen und stationären Anlagen. Dabei war die Bedingung, keine externe Energiequelle zur Versorgung des Systems zu verwenden. Der hier vorgestellte neuartige primäre Netzschutzschutz erfüllt diese Bedingung. Mithilfe eines Differenzverstärkers werden unterschiedliche Spannungen miteinander verglichen. Bei Erreichen einer vorher einstellbaren Schaltschwelle wird der Netzschutz (USPN) aktiviert und isoliert die angeschlossene Spannungsquelle vom elektrischen Netz. Durch ein externes Signal kann bei ausreichender Netzspannung das Netz wieder unter Spannung gesetzt werden. Diese Funktionsweise wurde anhand von Simulationen verdeutlicht. Aufbauend auf den theoretischen Erkenntnissen wurde ein Prototyp erstellt. Äquivalent zu den durchgeführten Simulationen wurden die gleichen Arbeitspunkte messtechnisch aufgezeigt und bewertet. Mithilfe dieser praktischen Untersuchungen konnte gezeigt werden, dass der entwickelte Prototyp des neuartigen primären Netzschutzes voll funktionstüchtig ist. Durch unterschiedliche Bestückungsvarianten, wie z.B. durch Variation der Kondensatorkapazität, lässt sich das hier vorgestellte Netzschutzsystem selektiv in vorhandene elektrische Netze integrieren. Die hier entwickelte Netzschutztechnik ist nicht auf den Einsatz von Gleichstromversorgungsnetzen beschränkt. Durch Integration eines Stromwandlers konnte die Eignung in konventionellen Wechselstromversorgungsnetzen ebenfalls erfolgreich aufzeigt werden.

Literatur

- Kurzweil, P.: Brennstoffzellentechnik : Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen, Wiesbaden: Springer Verlag 2013
- [2] Heuck, K.; Dettmann, K-D.; Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung, Wiesbaden: Springer Verlag 2010
- [3] Lücken, A.; Kut, T.; Dickmann, S.; Schulz, D.: Grid protection for modern aircraft with fuel cell systems, Workshop on Aircraft System Technologies: April 23 - 24, Hamburg, 2013
- [4] DIN 100-710
- [5] DIN 100-718
- [6] Grumm, F.; Lücken, A.; Storjohann, J.; Schulz, D.: Kombinierter analoger, primärer Unter- und Überspannungsschutz für vermaschte Netze oder einfache Versorgungsnetze, insbesondere für Spannungsquellen mit reduzierter Überstromfähigkeit, in mobilen und stationären Anwendungen, Erfindungsmeldung Helmut-Schmidt-Universität, 2014

- [7] Lücken, A.: Integration von Brennstoffzellen in Flugzeugbordnetze, VDE Verlag 2014, ISBN978-3-8007-3631-7
- [8] DIN EN 612000-3-2

Möglichkeiten und Grenzen der Bereitstellung von Blindleistung aus 110-kV-Verteilnetzen

(Dipl.-Ing., M. Kreutziger, Dr.-Ing. U. Schmidt, Prof. Dr.- Ing. P. Schegner TU Dresden/ Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Dresden, Deutschland, marcus.kreutziger@tu-dresden.de)

Kurzfassung

Im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP) [1] und der dena-Verteilnetzstudie (VNS) [2] werden Szenarien des Ausbaus regenerativer Erzeugungsanlagen, in den Verteilnetzen beschrieben und regional zugeordnet. Dieser Zubau in den Verteilnetzen führt perspektivisch zu einer Reduzierung verfügbarer konventioneller Kraftwerksleistung im Übertragungsnetz, was in einer Neuverteilung bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie der Blindleistung resultieren wird. Vor diesem Hintergrund gilt es zu untersuchen welche Möglichkeiten in den Verteilnetze vorhanden sind Blindleistung bereit zu stellen. In diesem Beitrag sollen hierfür an vereinfachten Modellen die physikalischen Zusammenhänge zwischen Blindleistungsbedarf und den Potenzialen zur Bereitstellung von Blindleistung dargestellt werden.

1 Einführung

Ausgangspunkt für diesen Beitrag bildet der aktuelle Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). In diesem wird beschrieben, wie die zukünftigen energietechnischen Strategien der ÜNB aussehen, um für das Jahr 2023 ein funktionsfähiges elektrisches Energieversorgungsnetz zu gewährleisten. Ein Ziel ist die verstärkte Integration der Energiebereitstellung aus unkonventionellen erneuerbaren Energieträgern in das elektrische Energieversorgungssystem und die Erhöhung deren Beiträge zur Grundversorgung [1].

Etwa 95 % des Zubaus an Erzeugungsanlagen (EZA), die regenerative Energieträger nutzen, wird dabei im Verteilnetz erfolgen. Hier sind vor allem die Potenziale im Bereich Windenergie und Photovoltaik hervorzuheben. Dies geht auch aus dem Gesetzentwurf zur Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) hervor [3]. Aufgrund der prognostizierten Erhöhung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien ist folglich eine Erzeugungsminderung im Bereich der konventionellen Kraftwerke zu erwarten.

Vor diesem Hintergrund ist zu untersuchen, wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL), welche die Grundlage für die Systemsicherheit der elektrischen Energieversorgung bilden, auch zukünftig gewährleistet werden kann. Es stellt sich somit die grundlegende Frage in welchem Umfang unkonventionelle Erzeugungsanlagen Beiträge für SDL, wie z.B. Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement, erbringen können.

In diesem Beitrag werden an vereinfachten Modellen die physikalischen Zusammenhänge von Blindleistungsbedarf und Potenzialen dargestellt. Ziel ist es grundlegende, allgemeingültige Aussagen für die Bereitstellung von Blindleistung aus 110-kV-Verteilnetzen zu formulieren.

2 Grundlagen

2.1 Zählpfeilsystem

Ausgangspunkt für die Betrachtung des Blindleistungsbedarfs ist die Definition der Betriebszustände im Netz. Die grundlegende Festlegung hierfür ist in Bild 1 dargestellt. Alle Betrachtungen werden im Folgenden im Verbraucherzählpfeilsystem durchgeführt [4].



Bild 1: Wirk- Blindleistungsdefinition im Verbraucherzählpfeilsystem

Hieraus ergibt sich, dass eine an das Netz angeschlossene EZA, die Blindleistung an das Netz abgibt, in Quadrant III vorzufinden ist. Dies entspricht dem übererregten Betrieb eines Synchrongenerators. Wird dagegen Blindleistung durch die EZA aufgenommen (untererregter Betrieb eines Synchrongenerators), befindet sich diese in Quadrant II.

2.2 Blindleistungsbedarf einer 110-kV-Verteilnetzgruppe

Um den Blindleistungsbedarf einer 110-kV-Verteilnetzgruppe zu veranschaulichen, wird der kapazitive und induktive Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit der Wirkleistungsauslastung ermittelt. Als Leitungslänge l_{110} einer 110-kV-Netzgruppe werden 1000 km zu Grunde gelegt. Diese Länge ergibt sich als eine durchschnittliche Länge deutscher 110-kV-Verteilnetzgruppen [5]. Da der Kabelanteil in 110-kV-Verteilnetzen, vor allem in ländlichen Gebieten mit Flächenpotenzial für EZA, sehr gering ist, wird dieser vernachlässigt. Für diese Konfiguration ergibt sich unter der Annahme einer konstanten Spannung, eine Ladeleistung nach:

$$Q_{\rm C} = U_{\rm N}^2 \cdot \omega \cdot l_{110} \cdot C'_{\rm b}$$
(1)
$$Q_{\rm C} = -38 \,\mathrm{Mvar}$$

Der induktive Blindleistungsbedarf folgt der quadratischen Abhängigkeit vom Laststrom und damit der Auslastung der Leitungen.

$$Q'_{\rm L} = 3 \cdot I_{\rm b}^2 \cdot l_{110} \cdot X'_{\rm b} \tag{2}$$

Die Werte für die Betriebskapazität und Betriebsimpedanz entsprechen allgemeinen Durchschnittswerten und sind in Tabelle 1 aufgeführt [6].

 Tabelle 1: Leitungsparameter f
 ür die Berechnungen

Spannungsebene		110 kV
Typbezeichnung		1x 149 AL1/24-ST1A
Betriebsresistanzbelag	$R_{\rm b}^{\prime}$	0,2 Ω/km
Betriebsreaktanzbelag	$X_{\rm b}$	0,4 Ω/km
Betriebskapazitätsbelag	$C_{\rm b}$	0,010 µF/km
Dauerstrom	$I_{\rm d}$	470 A

Bild 2 zeigt Verlauf des induktiven Blindleistungsbedarfs sowie den Betrag der Ladeleistung der 110-kV-Netzgruppe in Abhängigkeit der Leitungsbelastung. 100 % Leitungsbelastung entsprechen dabei dem maximalen Dauerstrom I_d von 470 A



Bild 2: Blindleistungsbedarf einer 110-kV-Netzgruppe in Abhängigkeit der durchschnittlichen Leitungsbelastung

Der Zustand der natürlichen Leistung, bei dem der kapazitive und induktive Blindleistungsbedarf ausgeglichen ist stellt sich bei etwa 34 % Netzbelastung ein. Dem zu Folge müssen sich, im Falle eines unternatürlichen Netzzustandes, die EZA Blindleistung beziehen (untererregter Betriebszustand). Im Falle hoher Wirkleitungsauslastung ist Blindleistung durch die EZA bereitzustellen. Eine hohe Wirkeinspeisung durch die EZA resultiert jedoch meist auch in einer erhöhten Leitungsauslastung

3 Blindleistungspotenziale

3.1 Modellanordnung

Für die Untersuchung der Blindleistungsbereitstellung für das 380-kV-Übertragungsnetz unter Berücksichtigung des Blindleistungsbedarfs im 110-kV-Netz wird eine vereinfachte Modellanordnung verwendet. Um grundlegende physikalische Zusammenhänge bzw. Abhängigkeiten darstellen zu können, wird die reale Netzkonfiguration einer vermaschten 110-kV-Verteilnetzgruppe auf die wesentlichen Parameter reduziert. Die verwendete Anordnung ist in Bild 3 dargestellt.



Bild 3: Vereinfachtes Berechnungsmodell zur Bestimmung der Blindleitungsbilanz einer 110-kV-Netzgruppe

Das 380-kV-Übertragungsnetz wird durch eine Erzeugungsanlage und eine Netzimpedanz dargestellt. An diese Anordnung schließen sich die Netzkuppler zur 110-kV-Verteilnetzebene an. Die Anzahl der Netzkuppler $n_{\rm T}$ variiert im realen Netz zwischen einem und vier, je nach Aus-

lastung und Größe des Netzes. Die Berechnungen basieren auf der Verwendung von drei Netzkupplern in der Modellanordnung. Verwendung finden 380/110-kV-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung Sr von 300 MVA, wie sie auch im NEP beschrieben werden [1]. Aus diesem Grund wird auch die maximal zulässige Erzeugerleistung im 110-kV-Verteilnetz auf 900 MVA (3.300 MVA) begrenzt. Reale Netzgruppen sind in der durch drei 380/110-kV-Regel zwei bis Verknüpfungspunkte (VP) mit dem Übertragungsnetz verbunden. Da in dieser Betrachtung zunächst die Auswirkung der Blindleistungsregelung auf einen VP untersucht wird, werden die Einflüsse mehrerer VP's nicht berücksichtigt.

An die Netzkuppler ist eine vereinfachte 110-kV-Netzanordnung angeschlossen. Diese besteht aus einer Ersatzimpedanz mit einer äquivalenten Leitungslänge von 10 km. Diese äquivalente Leitungslänge wird über die Betrachtung durchschnittlicher Kurzschlussleistungen in verschiedenen 110-kV-Netzgruppen bestimmt. Die Kurzschlussleistungen der betrachteten Netze betragen bei durchschnittlicher Belastung und Einspeisung zwischen einem und drei GVA. Eine Kurzschlussleistung von zwei GVA und drei Netzkuppeltransformatoren entspricht etwa einer äquivalenten Leitungslänge von 10 km. In der gesamten Ersatzimpedanz sind dann die Parameter der Betriebsimpedanzen und Betriebskapazitäten einer durchschnittlichen 110-kV-Netzgruppe mit 1000 km Gesamtleitungslänge berücksichtigt. Die Ladeleistung beträgt hierfür $|Q_C| = 38$ Mvar. Der Blindleistungsbedarf ist bereits in Bild 2 dargestellt.

An diese Netzanordnung schließt sich die Ersatzanordnung des Windparks an. Diese besteht aus einer Ersatzanlage, die alle Windenergieanlagen (WEA) eines Netzes zusammenfasst. Diese Ersatzanlage ist für die Berechnung in ihrer Leistung frei skalierbar. Der Anschluss an das 110-kV-Verteilnetz erfolgt über eine variable Zahl von Transformatoren (n_{TWEA}). Die Nennleistung dieser Transformatoren beträgt je $S_n = 31,5$ MVA. Es wird angenommen, dass je 20 MW WEA-Einspeiseleistung ein zusätzlicher Transformator benötigt wird. Dies ergibt sich aus einer durchschnittlichen Windparkgröße in Deutschland, welche zwischen 10 MVA und 30 MW Anschlussleistung liegt [7].

Ausgangspunkt für die Betrachtung der Blindleistungsbereitstellung ist die Leistungskennlinie einer WEA am Netzanschlusspunkt (NAP). Diese beschreibt die mögliche Blindleistungsbereitstellung bzw. den möglichen Blindleistungsbezug in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung. Bild 4 zeigt exemplarisch das PQ-Diagramm einer WEA mit netzgekoppelten Synchrongenerator bzw. Vollumrichter. Ergänzend sind die PQ-Kennlinien für die Reduzierung der Wirkeinspeisung auf maximal 10 % der Bemessungsleistung P_r und für das STATCOM-Verhalten für die Betrachtungen in Abschnitt 3.3 dargestellt. STATCOM-Verhalten (Static Synchronous Compensator) bedeutet, dass auch ohne Wirkleistungseinspeisung maximal mögliche Blindleistung bereitgestellt bzw. bezogen werden kann.



Bild 4 Kennlinie einer WEA mit Synchrongenerator und Vollumrichter

Die Kennlinie der WEA wird nun an ihren Grenzen hinsichtlich ihrer Blindleistungsübertragung untersucht. Es wird angenommen, dass ein frei skalierbarer Windpark an die äquivalente Impedanz des 110-kV-Netzes angeschlossen wird. Untersucht wird, welche Blindleistung in das 380-kV-Netz übertragen werden kann.

3.2 Potenziale der Blindleistungsbereitstellung bei Starkwind

Mittels der beschriebenen Modellanordnung lässt sich das Kennlinienfeld der Blindleistungsbereitstellung am VP in Abhängigkeit der relativen Anlagenleistung für verschiedene Szenarien darstellen. Die relative Anlagenleistung ergibt sich aus dem Verhältnis der installierten Scheinleistung der Ersatzanlage zur maximal übertragbaren Leistung, welche durch die 380-/110-kV-Transformatoren begrenzt ist.

Im ersten Fall wird die mögliche Blindleistungsbereitstellung für das Starkwind-Szenario untersucht Alle Anlagen der skalierbaren Ersatzanlage speisen mit Bemessnungswirkleistung P_r ein In Bild 5 ist das PQ-Kennlinienfeld für dieses Szenario am VP dargestellt.



Bild 5 Blindleistungsbereitstellung am VP 380 kV ohne Leistungsreduzierung

Es ist zu erkennen, dass ab einer bestimmten Anlagenleistung, die Höhe der bereitstellbaren Blindleistung nicht weiter ansteigt. Somit führt eine stetige Erhöhung der Erzeugerleistung im Verteilnetz nicht auch zu einer stetigen Erhöhung der bereitstellbaren Blindleistung. Dies ist auf die, in Abschnitt 2.2 beschriebene, quadratische Abhängigkeit des induktiven Blindleistungsbedarfs der Leitungen vom Laststrom zurückzuführen und steht demnach in Konflikt mit der zunehmenden Energieübertragung aus regenerativen EZA. Der Zubau von EZA im Verteilnetz führt perspektivisch zu einem steigenden induktiven Blindleistungsbedarf des 110-kV-Netzes und somit zu einer Herausforderung kapazitive Blindleistung zur Verfügung zu stellen.

Im Folgenden wird nun untersucht, wie sich der Bereich der Blindleistungsbereitstellung verändert, wenn in einem Starkwindszenario die Wirkleistung der EZA auf $P_w < 0.5 \cdot P_n$ reduziert wird. In Bild 6 ist das veränderte Kennlinienfeld dargestellt.



Bild 6 Blindleistungsbereitstellung am VP 380 kV mit Leistungsreduzierung auf $P_w = 0.5 \cdot P_n$

Im Vergleich zu Bild 5 verschiebt sich die bereitstellbare Blindleistung in Richtung einer erhöhten Blindleistungsabgabe. Dies wirkt der zuvor beschriebenen Problematik entgegen. Durch gezielte Reduzierung der Wirkleistung ist es somit möglich mit zunehmender installierter Leistung von EZA auch zunehmend mehr Blindleistung bereitstellen zu können. Eine zusätzliche Vergrößerung des Bereiches der Blindleistungsbereitstellung ist außerdem nur durch eine deutliche Erhöhung maximal bereitstellbaren bzw. beziehbaren Blindleistung jeder einzelnen WEA möglich.

3.3 Potenziale der Blindleistungsbereitstellung bei Schwachwind

Ein weiteres Szenario ist die Bereitstellung von Blindleistung bei Schwachwind. Zur Darstellung der Bedeutung dieses Szenarios ist zunächst das Einspeiseverhalten von WEA's über ein Jahr zu betrachten. In Bild 7 ist exemplarisch die gemessene Summenhäufigkeit der Einspeiseleistung einer Beispielanlage dargestellt. Diese WEA repräsentiert mit etwa 1500 Volllaststunden über ein Jahr eine durchschnittliche onshore-WEA in Mitteldeutschland. Die Einspeiseleistungen liegen dabei als Stundenwerte zu Grunde.



Bild 7 Summenhäufigkeit Einspeiseleistung einer WEA über ein Jahr (8760h)

Auf Grund dieser Summenhäufigkeit ist fest zu stellen, dass hohe Einspeiseleistungen nur zu einem geringen Teil des Jahres zu verzeichnen sind. Konkret ist für etwa ein Drittel des Jahres eine Einspeiseleistung von über 10 % der Bemessungsleistung $P_{\rm r}$ zu erwarten.

Unter Berücksichtigung dieses Sachverhaltes wird die Möglichkeit der Bereitstellung von Blindleistung durch Windenergieanlagen sehr stark eingeschränkt. Der Bereich der PQ-Kennlinie aus Bild 4 wird so stark reduziert, dass sowohl eine Bereitstellung als auch der Bezug von Blindleistung über einen Großteil des Jahres nicht möglich ist.

Unter der Zielsetzung eines zukünftigen Blindleistungsmanagements auf Grundlage von Windenergieanlagen im Verteilnetz hat dies zur Folge, dass eine WEA perspektivisch in der Lage sein muss, unabhängig von der Wirkeinspeisung Blindleistung bereit zu stellen. Dieses STATCOM-Verhalten ist technisch möglich, jedoch ist die Regelung aktueller installierter Anlagen nach diesem Verhalten flächendeckend nicht vorgesehen.

4 Zusammenfassung

Die Potenziale zur Bereitstellung von Blindleistung in 110-kV-Verteilnetzen sind durch den zukünftig starken Zubau von EZA, insbesondere von WEA, gegeben. Jedoch ist der Regelbereich durch die gegebene Einspeiseverfügbarkeit stark eingeschränkt. Um das volle Potenzial ausschöpfen zu können müssen unterschiedliche Rahmenbedingungen angepasst werden. Es ist zum einen erforderlich, dass mittels Wirkleistungsreduzierung Einfluss auf das Blindleistungsmanagement genommen werden kann. Zum anderen kann eine ganzjährige Bereitstellung von Blindleistung nur realisiert werden, indem eine Modifizierung der PQ-Kennlinien zum dargestellten STAT-COM-Verhalten vorgenommen wird.

5 Literatur

- [1] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, "Netzentwicklungsplan Strom 2013", 2013.
- [2] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), "Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030", 2012
- [3] Bundesregierung; "Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts"; 2014.
- [4] H. Koettnitz und H. Pundt, Mathematische Grundlagen und Netzparameter, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1973.
- [5] H. Melzer, Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV, ETG Fachbericht 132, 2010.
- [6] H. Pundt, P. Schegner, Wissensspeicherheft Energiesysteme, TU Dresden, 1997
- bdew, ,,Kraftwerkspark Deutschland,"[Online]. verfügbar: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_ Konventioneller-Kraftwerkspark. [Zugriff: August 2013].

Spannungsregelung in Niederspannungsverteilnetzen durch regelbare Ortsnetztransformatoren im Mono- und Multisensorbetrieb

Dipl.-Ing. Raimund Schnieder^{1,2}, Technische Universität Clausthal, Clausthal-Zellerfeld, Deutschland, raimund.schnieder@tu-clausthal.de

Dr.-Ing. Ernst-August Wehrmann¹, Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck^{1,2}

¹ Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld

² Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Am Stollen 19A, 38640 Goslar

Kurzfassung

Derzeit erfolgt in Deutschland die Transformation des elektrischen Energiesystems von einer zentralen zu einer dezentral, meist regenerativen, Energiewandlung. Durch die Förderung der erneuerbaren Energieanlagen (EEA) durch das Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) kam es in den letzten Jahren zu einem massiven Zubau von Photovoltaikanlagen, die größtenteils im Niederspannungsverteilnetz angeschlossen worden sind. Die Niederspannungsnetzebene, welche nach ursprünglicher Planung ausschließlich für die Versorgung der Kunden geplant wurde, hat nun zusätzlich die Aufgabe, die von den dezentralen Erzeugungsanlagen bereitgestellte Energie aufzunehmen und zu verteilen. Das ausschlaggebende Kriterium für den Netzausbau im Niederspannungsverteilnetz ist das Spannungsbandkriterium. Werden die zulässigen Grenzen durch die Anschlussleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen verletzt, ist der Verteilnetzbetreiber zum Netzausbau verpflichtet.

In den letzten Jahren wurden verschiedene Technologien entwickelt, die einen konventionellen Netzausbau, also dem Verlegen von größeren Leitungsquerschnitten oder Parallelleitungen, einschränken und in einigen Fällen sogar vermeiden können. Hierzu zählt auch der regelbare Ortsnetztransformator (rONT), der die sekundärseitige Spannung unterbrechungsfrei einstellen kann. Im Monosensorbetrieb (Spannungsistwerterfassung an der Niederspannungsverteilung der Ortsnetzstation) entkoppelt dieser das Niederspannungsnetz hinsichtlich der netzplanerischen Spannungsfreiheiten vom Mittelspannungsnetz.

Eine weitere Betriebsmöglichkeit des regelbaren Ortsnetztransformators ist der Multisensorbetrieb, bei welchem mehrere Knotenpunkte im Niederspannungsnetz messtechnisch erfasst und die Spannungsistwerte dem Regelalgorithmus zur Verfügung gestellt werden. Die beiden genannten Betriebsarten und deren Nutzen hinsichtlich der Spannungsregelung und des Einsparpotentials an konventionellen Netzausbaumaßnahmen sollen in diesem Aufsatz vorgestellt werden.

1 Netzausbaubedarf im Niederspannungsverteilnetz bei zunehmender dezentraler Einspeisung

Bisher ist die letzte Eingriffsmöglichkeit zur Spannungsregelung in der Verteilnetzebene durch einen stufbaren Transformator im Umspannwerk zwischen der Hoch- und Mittelspannung gegeben, danach folgte bis zum Hausanschluss keine weitere dynamische Eingriffsmöglichkeit zur Einstellung der Spannung.

Nach gültiger Norm [1] ist für das Mittel- und Niederspannungsnetz jeweils ein Spannungstoleranzband von ± 10 % der Nennspannung (U_N) zulässig. Diese 20 Prozent der Nennspannung müssen daher bisher auf beide Netzebenen planerisch aufgeteilt werden.

In diesem Aufsatz geht es um regelbare Ortsnetztransformatoren mit Laststufenschaltern auf der Oberspannungsseite, die neun Stufen mit einer Stufenbreite von 2,5 % U_N besitzen und einen gesamten Regelbereich von 20% U_N abdecken, wie sie unter anderem von der Maschinenfabrik Reinhausen [3] hergestellt werden.

1.1 Netzplanerische Spannungsfreiheiten ohne regelbaren Ortsnetztransformator

Wie zuvor erwähnt, müssen die zur Verfügung stehenden $\pm 10\%$ U_N bei starrer Übersetzung des Ortsnetztransformators zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz auf beide Ebenen aufgeteilt werden. Die Mittelspannung reserviert hier insgesamt 12% U_N. Hierbei sind 5% netzplanerischer Spannungsfall, 3% netzplanerischer Spannungshub und ein Totband inkl. Messungenauigkeiten von 4% ($\pm 2\%$) für den Regler des Stufentransformators im Umspannwerk berücksichtigt.



Bild 1 Netzplanerische Spannungsfreiheiten ohne rONT

Für das Niederspannungsnetz bleibt in diesem Fall eine Spannungsbandreserve von insgesamt 8 % U_N, die sich in 5 % für den Spannungsfall und 3 % für den Spannungshub aufteilt.

1.2 Netzplanerische Spannungsfreiheiten mit regelbaren Ortsnetztransformator im Monosensorbetrieb

Beim Monosensorbetrieb des regelbaren Ortsnetztransformators wird der Spannungsistwert ausschließlich an der Niederspannungsverteilung der Ortsnetzstation erfasst. Folglich ist die Aufgabe des rONT im Monosensorbetrieb, die Fluktuation der vorgelagerten Mittelspannung auszuregeln, um der Niederspannung das komplette nach zuvor genannter Norm zulässige Spannungstoleranzband abzüglich des Reglertotbandes des rONT-Reglers zur Verfügung zu stellen.



Bild 2 Netzplanerische Spannungsfreiheiten mit rONT im Monosensorbetrieb (vgl.[7])

Der rONT regelt die Spannung an der Niederspannungsverteilung in ein definiertes Reglertotband, in welchem sich die Spannung frei bewegen kann. Das Totband muss mindestens ± 60 % der Stufenbreite des rONT entsprechen. Hierdurch wird gewährleistet, dass die Spannung nach jedem Stufvorgang im Totband liegt und ein mögliches Aufschwingen des Reglers durch entgegengesetzte Stufrichtungen vermieden wird. Des Weiteren hat die Größe des Reglertotbandes auch einen Einfluss auf die Stufhäufigkeit des rONT (vgl. [2]).

In **Bild 2** beträgt das Reglertotband ± 2 % U_N, sodass für die planerischen Spannungsfreiheiten insgesamt 16 % U_N zur Verfügung stehen, welche symmetrisch auf Spannungshub und Spannungsfall mit jeweils 8 % U_N verteilt werden.

Der zulässige Spannungshub durch dezentrale Erzeugungsanlagen konnte bei dieser Konfiguration (vgl. [7]) von 3 % auf 8 % der Nennspannung, der Spannungsfall von zuvor 5% auf 8% der Nennspannung, erhöht werden.

1.3 Netzplanerische Spannungsfreiheiten mit regelbaren Ortsnetztransformator im Multisensorbetrieb

Beim Multisensorbetrieb werden, wie zuvor erwähnt, mehrere Netzknoten gemessen und im Regelalgorithmus berücksichtigt. Hierbei ist zunächst zwischen zwei weiteren Betriebsarten zu unterscheiden, die in den nächsten beiden Unterkapitel erläutert werden.



Bild 3 Prinzipskizze des rONT Einsatzes im Multisensorbetrieb

1.3.1 Multisensorbetrieb bei vollständiger Messinfrastruktur im Niederspannungsverteilnetz

Bei dieser Variante sind alle vorhandenen Netzknoten mit einer Spannungsmessung ausgestattet (vgl. **Bild 3**). Dies können beispielsweise "Smart-Meter" in den Haushalten sein, die dem Regelalgorithmus des rONT über entsprechende Kommunikationswege ihre Spannungswerte zur Verfügung stellen. Bei dieser Variante kann als Reglertotband direkt das nach Norm [1] zulässige Spannungstoleranzband von $\pm 10\%$ U_N gewählt werden, da alle Spannungszustände bekannt sind und auf unzulässige Zustände kann der rONT durch eine Änderung der Übersetzung reagieren.

1.3.2 Multisensorbetrieb bei unvollständiger Messinfrastruktur im Niederspannungsverteilnetz

In dieser Betriebsart sind nur einige, ausgewählte Netzknoten mit Messtechnik zur Spannungsistwerterfassung ausgestattet. Bei diesen Netzknoten kann es sich um Kabelverteilerschränke (KVS), aber auch um Endkunden (z.B. Haushalte) an (kritischen) Netzausläufern handeln.

Der Regelalgorithmus muss in diesem Fall die ihm zur Verfügung gestellten Spannungsistwerte sinnvoll verarbeiten. Eine Möglichkeit ist die Bildung eines gleitenden Mittelwertes über einen bestimmten Zeitraum T_i. Dieser aus allen über die drei Phasen an den Messpunkten ermittelte Mittelwert wird nun in ein definiertes Totband geregelt, das in diesem Fall größer definiert werden kann, als beim Monosensorbetrieb, da Netzknotenspannungen im Algorithmus berücksichtigt werden. Zwischen Totbandgrenze und der Spannungstoleranzbandgrenze müssen bei dieser Regelung noch die Spannungsfälle bzw. –hübe berücksichtigt werden, die von den Messpunkten zu den Ausläufern im Strang auftreten können (s. **Bild 4**).



Bild 4 Funktionsprinzip des rONT im Multisensorbetrieb bei unvollständiger Messinfrastruktur

Zusätzlich müssen die Extrema der auftretenden Spannungen mit berücksichtigt werden. Bild 4 stellt die möglichen Zustände exemplarisch dar. Im ersten Fall (1) ist kein Eingriff durch den rONT erforderlich. Bei (2) und (3) ist jeweils ein Extremwert außerhalb des Spannungstoleranzbandes nach Norm, obwohl der berechnete Mittelwert innerhalb des Reglertotbandes liegt. In diesen Fällen wird ein Stufvorgang des rONT ausgelöst.

1.3.3 Spannungstoleranzen beim regelbaren Ortsnetztransformator im Multisensorbetrieb

Beim Multisensorbetrieb des regelbaren Ortsnetztransformators erfolgt im Vergleich zum Monosensorbetrieb eine dynamische (bedarfsgerechte) Anpassung der Spannungsfreiheiten. Der Vorteil beim Multisensorbetrieb ist, dass die Spannung an der Niederspannungsverteilung durch den rONT an die aktuelle Netzsituation angepasst werden kann und nicht starr in ein definiertes Reglertotband geregelt wird. In Lastsituationen wird die Spannung angehoben, in Erzeugungssituationen entsprechend abgesenkt.

Die Spannung an der Niederspannungsverteilung lässt sich in Abhängigkeit der Variablen x und y im **Bild 5** berechnen.

$$u_{NS-VT} = \left(1, 1 - \frac{x}{100}\right) p. u. = \left(0, 9 + \frac{y}{100}\right) p. u.$$
(1.1)

Die Voraussetzung hierfür ist, dass die Messtechnik an den Netzknoten einwandfrei funktioniert und Spannungsmessdaten im Sekundenintervall an den Regler in der Ortsnetzstation übertragen werden können.



Bild 5 Netzplanerische Spannungsfreiheiten bei rONT im Multisensorbetrieb

Eine allgemeine rechnerische Ermittlung der sich ergebenen netzplanerischen Spannungsfreiheiten, wie beim Monosensorbetrieb, ist in den Multisensorbetriebsarten nicht möglich, da die Spannung an der Niederspannungsverteilung variabel in Abhängigkeit der Netzsituation eingestellt wird. Daher sollte bei der Netzplanung auch die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel mit berücksichtigt werden.

2 Netzausbaubedarf beim Multisensorbetrieb

2.1 Fallbeispiel zum Netzausbau nach einem rONT Einsatz anhand eines Beispielnetzes

Anhand des folgenden Beispiels soll gezeigt werden, wie sich die Netzausbaumaßnahmen nach einem rONT Einsatz im Monosensorbetrieb ergeben. Die PV-Anschlussleistung wurde in diesem Szenario vereinfacht gleich auf die vorhandenen Hausanschlüsse (HA) verteilt. In den nachfolgenden Abbildungen werden die jeweils notwendigen Netzausbauschritte und deren Ursache hierzu aufgezeigt.



Bild 6 Beispielnetz bei einer PV-Durchdringung von 3,6 kWp/HA und keinem rONT Einsatz



Bild 7 Beispielnetz bei einer PV-Durchdringung von 3,6 kWp/HA und rONT im Monosensorbetrieb



Bild 8 Beispielnetz bei einer PV-Durchdringung von 6,0 kWp/HA und rONT im Monosensorbetrieb, Leitungsaustausch (rot) erfolgte aufgrund von Stromtragfähigkeitsproblemen



Bild 9 Beispielnetz bei einer PV-Durchdringung von 7,2 kWp/HA und rONT im Monosensorbetrieb, Leitungsaustausch bzw. Parallelleitung (rot) erfolgte aufgrund von Stromtragfähigkeitsproblemen

Die PV-Anlagen wurden bei dieser Fallstudie spannungsstützend mit einem Leistungsfaktor $\cos\varphi=0.95$ angenommen. Bei der Durchführung der Szenarien mit einem $\cos\varphi=1$ ändern sich die notwendigen Ausbauschritte nicht. Die Leitungen sind mit einem gemittelten 130er Querschnitt berücksichtigt, was einem Resistanzbelag von $0,237\Omega/km$ und einem Reaktanzbelag von $0,08 \Omega/km$ entspricht. Die Ursache für die Wahl dieses Querschnittes ist die Berücksichtigung sämtlicher im Niederspannungsnetz vorkommender Leitungsquerschnitte. Die verwendeten Annahmen basieren auf Untersuchungen zur Ermittlung des Ausbaubedarfes von Niederspannungsnetzen mittels synthetischer Netzstrukturen, welche mit realen Netztopologien abgeglichen und klassifiziert wurden. [6]

 Tabelle 1: Leitungslängen des untersuchten Beispielnetzes

Strang:	Hauptstrang	Nebenstrang
01	674 m	
		411 m
02	358,2 m	
		184,1 m
		160,0 m
03	217,8 m	
04	597,6 m	
		106,7 m

Die vorherigen Abbildungen (**Bild 6** bis **Bild 9**) zeigen die notwendigen Ausbauschritte an diesem Beispielnetz, welche ausschließlich aufgrund von Tragfähigkeitsproblemen erfolgten. Hierbei erfolgte eine Vergrößerung der Leitungsquerschnitte auf eine 240er Leitung in den jeweiligen Abschnitten oder das Verlegen einer 240er Parallelleitung. Drohende Spannungsbandprobleme wurden durch die Reduzierung der Netzimpedanz aufgrund der Querschnittsvergrößerung ebenfalls beseitigt.

2.2 Allgemeine Betrachtung des Spannungsfalls über einer Leitung

Durch den rONT im Monosensorbetrieb konnte die Spannungsänderung über der Netzimpedanz für den Spannungshub von 3 % auf 8 % U_N und für den Spannungsfall von 5 % auf 8 % U_N erhöht werden. Im Folgenden soll nun dargestellt werden, wie sich der Spannungsfall über einer 500 m und 700 m langen Leitung ergibt, wenn die Leitung bis zur Stromtragfähigkeit gleichverteilt mit Erzeugungseinheiten ausgelastet wird.



Bild 10: Spannungshub entlang einer 500 m Leitung in p.u. (Strombelastbarkeit der 130er Leitung)



Bild 11: Spannungshub entlang einer 700 m Leitung in p.u. (Strombelastbarkeit der 130er Leitung)

Wie in **Bild 10** ersichtlich ist, ergibt sich bei einer gleichen Verteilung von 30 Erzeugungseinheiten auf das Leitungsstück ein Spannungshub, welcher unterhalb von 8 % U_N liegt. Die Leitungslänge wurde entsprechend auf 500 m begrenzt, da in der Auswertung realer Netze [5],[6] die Leitungslängen im Niederspannungsnetz größtenteils kleiner ausgefallen sind und nur wenige Stränge länger als 500 m waren. Die Berechnungen wurden mit der Stromtragfähigkeit aller dargestellten Leitungstypen durchgeführt und es ergaben sich in allen betrachteten Fällen Spannungshübe kleiner als 8% U_N.

Bei längeren Strängen kann sich durchaus ein Spannungshub über 8% U_N ergeben (**Bild 11**), sodass in diesen Fällen eine zusätzliche abgesetze Spannungsistwerterfassung sinnvoll sein kann, um die Spannung mit dem rONT im Multisensorbetrieb innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten und konventionelle Ausbauschritte zu vermeiden.

Allerdings bleibt hierbei noch der zusätzliche finanzielle Aufwand für die Kommunikations- und Messtechnik zu berücksichtigen, welcher dem konventionellem Netzausbau im Einzelfall gegenüber zu stellen ist. Auf eine detaillierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wird aufgrund der Vielzahl an Möglichkeiten für Datenübertragungstechniken (Powerline, Mobilfunk etc.) in diesem Beitrag nicht weiter eingegangen.

3 Fazit und Ausblick

3.1 Fazit

Anhand der in diesem Aufsatz vorgestellten Fallbeispiele wird ersichtlich, dass nach einem rONT-Einsatz im Monosensorbetrieb (Spannungsregelung auf die Niederspannungssammelschiene der Ortsnetzstation) die nachfolgenden Netzausbaumaßnahmen aufgrund von Stromtragfähigkeitsproblemen durchgeführt werden müssen. In den betrachteten Fällen werden eine abgesetzte Spannungsistwerterfassung und eine Berücksichtigung dieser Werte im Regelalgorithmus zu keinem Mehrwert führen, da das Niederspannungsnetz aufgrund der Stromtragfähigkeit trotzdem konventionell verstärkt werden muss und drohende Spannungsbandverletzungen durch die Reduzierung der Netzimpedanz beim konventionellem Ausbau ebenfalls vermieden werden.

Der Multisensorbetrieb kann in einzelnen Fällen zum Einsatz kommen, wenn mindestens zwei lange Leitungen im Netz vorhanden sind, welche einen zeitungleichen Lastund Erzeugungsschwerpunkt bilden, die für eine Spannungsanhebung bzw. -absenkung größer als 8 % U_N über den Leitungen sorgen. Bei nur einem betroffenen Strang im Netz sind aus wirtschaftlichem Gesichtspunkten zunächst der konventionelle Netzausbau (Leitungsverstärkung) oder ein Netzregler, welcher die Spannung am Netzverknüpfungspunkt der Anlage ausregelt, zu diskutieren.

3.2 Ausblick

Zukünftig ist es weiterhin das Ziel, durch möglichst wenig Mess- und Kommunikationsaufwand die Niederspannungsverteilnetze stabil zu führen. Die einfachste Variante stellt daher der Monosensorbetrieb dar, da in dieser Betriebsart durch einen einzelnen Messpunkt (Niederspannungsverteilung) die zuvor erwähnten netzplanerischen Spannungsfreiheiten generiert werden können. Dies ist ein planerischer Ansatz, welcher sich in der Vergangenheit bei der Auslegung von Niederspannungsnetzen bewährt hat. Im weiterem Verlauf des Projektes [5] wird nun untersucht, wie man den rONT durch eine Zustandsschätzung unter Berücksichtigung von weiteren Eingangsgrößen, wie beispielsweise Wetterdaten und prognosen, sowie weitere Spannungsmessdaten (zum Beispiel von netzdienlichen Smart Metern), unterstützen kann. Hierbei ist das Ziel, das nach [1] zulässige Spannungstoleranzband ohne weitere Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten und zusätzlich die Schaltzyklen des rONT zu reduzieren.

4 Literatur

- [1] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; CENELEC 2010
- [2] Schnieder, R.; Wehrmann, E.-A.; Beck, H.-P.; Untersuchung verschiedener Regelungskonzepte für regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilnetzen; NEIS-Konferenz 12.-13. September 2013, Hamburg
- [3] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH; Gridcon Transformer – Der regelbare Ortsnetztransformator; Produktbeschreibung; 2012
- [4] Schmiesing, J.; Beck, H.-P.; Modellhafte Dezentralisierung der Spannungsregelung eines Umspannwerksbereichs; ew Heft 06/2013, Jg. 112, S. 68-72, März 2013
- [5] e-home Energieprojekt 2020; Verbundprojekt der Avacon AG und des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, <u>www.ehomeprojekt.de</u>
- [6] Mohrmann, M.; Schlömer, G., Hofmann, L.; Entwicklung und Anwendung einer Datenbank zur Bewertung des Ausbaubedarfs von Niederspannungsnetzen; Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, Tagungsband ISBN 978-3-8007-2550-1
- [7] Ratsch, P.; Nachhaltige Netzentwicklung Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) bei der E.ON Avacon AG; Energietechnische Gesellschaft im VDE; ETG-Mitgliederinformation; Seiten 7-10; Nr. 2 Juni 2013
Strom-Überlastfähigkeit von Umrichtern für Windkraftanlagen am Beispiel von Systemen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator

Dario Lafferte, Milena Dias, Christian Felgemacher, Wolfram Kruschel, Peter Zacharias Kompetenzzentrum für Dezentrale Elektrische Energieversorgungstechnik, Universität Kassel Wilhelmshöher Allee 71, 34121 Kassel, dario.lafferte@uni-kassel.de

Kurzfassung

In Windkraftanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator ist der Umrichter nur für ein Drittel der System-Nennleistung auszulegen. Dies ist vorteilhaft hinsichtlich Investitionskosten und Zuverlässigkeit, da geringere Chipflächen benötigt werden. Hierdurch reduziert sich das Risiko von Ausfällen leistungselektronischer Systeme durch Höhenstrahlung, welches neben der Höhe des Aufstellungsortes über N.N. auch von der verbauten Chipfläche abhängt.

Zur Beherrschung von kurzzeitigen Extrembelastungen der Anlage, wie sie beispielsweise in Folge von Netzkurzschlüssen auftreten können, ist es erforderlich das Umrichtersystem derart zu dimensionieren bzw. durch geeignete Maßnahmen zu schützen, dass solche Betriebszustände sicher durchfahren werden können.

Weiterhin sind gemäß den Grid Codes der Netzbetreiber dezentrale Energieerzeugungsanlagen dazu verpflichtet, bei durch Netzfehler verursachten Spannungseinbrüchen am Anschlusspunkt Blindstrom bereitzustellen, um dadurch die Netzspannung zu stützen. Das Verhalten von Windkraftanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung bei Auftreten von Netzfehlern hängt dabei wesentlich von der Auslegung des Schutzsystems und der Umrichter sowie von der Regelung bzw. Betriebsführung des Umrichtersystems ab.

Eine Möglichkeit der robusten Auslegung der Umrichter ist die Erhöhung der Chipfläche, was sich jedoch nachteilig auf die Ausfallrate durch Höhenstrahlung auswirkt. Alternative Ansätze zur Erhöhung der kurzzeitigen Strom-Überlastfähigkeit der Umrichter können helfen, die Überdimensionierung der Chipfläche zu begrenzen, um die Langzeitzuverlässigkeit der Umrichter nicht unnötig zu vermindern.

1 Einleitung

Viele netzgekoppelte Windkraftanlagen sind mit Asynchrongeneratoren mit Schleifringläufern ausgestattet. Der Stator ist dabei direkt mit dem Netz verbunden während der Rotor über einen IGBT-basierten bidirektionalen Spannungszwischenkreisumrichter mit dem Netz verbunden ist. Über diesen Umrichter lässt sich die Generatorerregung kontrollieren und es wird ca. 1/3 der bereitgestellten Wirkleistung ins Netz übertragen.



Bild 1 Schematische Darstellung einer Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (DFIG) und Teilumrichter

Da der Stromrichter lediglich für einen Teil der Nennleistung des Generators ausgelegt werden muss, hat dieser Generatortyp Vorteile sowohl in Bezug auf die Investitionskosten als auch in Bezug auf die Zuverlässigkeit. Weitere Kostenvorteile ergeben sich, da das DFIG-Konzept im Gegensatz zum permanenterregten Synchrongenerator auf Magnete verzichtet. Während sich Windkraftanlagen mit DFIG-Konzept im Normalbetrieb exzellent regeln lassen, ist dieses Konzept gegenüber Netzfehlern wie bspw. Kurzschlüssen empfindlicher als Konzepte mit Vollumrichter. Daher müssen entsprechende Maßnahmen ergriffen werden, um diese Betriebszustände beherrschen zu können.

Seit 2001 sind netzgekoppelte Energieerzeugungsanlagen verpflichtet, während Netzfehlern weiterhin Strom in das Netz einzuspeisen um zur Spannungshaltung und Klärung des Fehlers beizutragen. Bild 2 zeigt einen Vergleich der Anforderungen verschiedener Grid Codes bzgl. des geforderten Durchfahrens von Spannungseinbrüchen bei Netzfehlern.



Bild 2 Anforderung in Bezug auf das Durchfahren von Spannungseinbrüchen bei Netzfehlern in verschiedenen Ländern – Daten aus [1,2]

Grundsätzlich sind Windkraftanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator in der Lage, solche Fehler zu durchfahren. Die im Fehlerfall auftretenden Überströme im Rotor stellen jedoch besondere Anforderungen an die Auslegung des rotorseitigen Umrichters. Üblicherweise wird der rotorseitige Umrichter daher mit einer Schutzeinrichtung (Crowbar) vor extremen Überströmen geschützt, was allerdings zur Folge hat, dass zumindest kurzzeitig während der Crowbar-Aktivierung keine Netzstützung erfolgen kann.

Wie im Folgenden diskutiert wird, ergibt sich bei der Anlagenauslegung ein Trade-Off zwischen der Überlastfähigkeit des Umrichters, der Dimensionierung der Schutzeinrichtung und der Zeitspanne, in der keine Netzstützung erfolgen kann.

2 Zuverlässigkeitsvorteil von Windkraftanlagen mit DFIG

Wie bereits erwähnt, muss der Umrichter in Windkraftanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator nur für ca. 30% der Gesamtleistung ausgelegt werden. Neben reduzierten Investitionskosten ergibt sich damit eine erhebliche Reduktion der verbauten Chipfläche. Die in Windkraftanlagen verbauten Chipflächen sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Es ist deutlich zu sehen, dass sehr große Chipflächen zum Einsatz kommen, wodurch das Risiko von Ausfällen durch Höhenstrahlung nicht zu vernachlässigen ist.

 Tabelle 1
 Chipflächenvergleich von Stromrichtersystemen in verschiedenen Anlagenkonzepten

	Spez. Halb- leiterfläche [cm²/MVA]	Typische Nennleis- tung [MVA]	Typische Halb- leiterflä- che [cm ²]
Windkraft Teilumrichter (690V _{AC})	60	5	300
Windkraft Vollumrichter (690VAC)	180	5	900

Der Ausfall von sperrenden Leistungshalbleitern durch Höhenstrahlung wurde bereits in den 1990er Jahren belegt [3,4]. Die Ausfallraten sind zum einen von der Neutronenflussrate am Standort der Anlage abhängig, welche von der Höhe über dem Meeresspiegel und dem geographischen Längengrad beeinflusst wird [5]. Weiterhin sind die eingesetzte Chipfläche sowie die vom Halbleiter gesperrte Spannung relevant. Die Abhängigkeit der Ausfallrate von der Sperrspannung ist in Bild 3 verdeutlicht.

Der Effekt der Chipflächenreduktion auf die Ausfallrate durch Höhenstrahlung lässt sich durch den Vergleich in Bild 4 verdeutlichen. Hierbei wurde angenommen, dass für beide Umrichtersysteme die gleichen 1700V-Module zum Einsatz kommen, die Zwischenkreisspannung bei 1100V liegt und sich lediglich die Chipfläche unterscheidet. Der Vorteil des kleineren Umrichters bei der Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator zeigt sich deutlich.



Bild 3 Auf Chipfläche und Sperrspannung normierte FIT-Raten (FIT/cm²) durch Höhenstrahlung auf NN bei verschiedenen Bauelementen (pn-Dioden, Schottky-Dioden, IGBTs; 600V bis 6500V) [6]

Ausfälle der Leistungselektronik durch kosmische Höhenstrahlung führen zu deutlich erhöhten Reparaturkosten und weiteren Kosten durch Ertragsausfall. Eine Überdimensionierung durch Vergrößerung der Chipfläche zum Erreichen der kurzzeitigen Strom-Überlastfähigkeit hat somit einen nachteiligen Einfluss auf die Ausfallrate durch Höhenstrahlung und damit auf die Langzeitzuverlässigkeit des Systems.



Bild 4 Überlebenswahrscheinlichkeit zweier Umrichtersysteme mit unterschiedlicher Halbleiterfläche (1700V Module, Datenbasis: [7])

3 Verhalten von Windkraftanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator bei Netzfehlern

Seit Aufkommen der Forderung zur Netzstützung für alle an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen (z.B. E.ON 2001) müssen Windkraftanlagen dasselbe Netzverhalten wie konventionelle Kraftwerke zeigen und zur Stützung der Netzstabilität beitragen, also zunächst mit dem Netz verbunden bleiben.

3.1 Betriebsstrategie zur Netzstützung im Kurzschlussfall

Im Normalbetrieb regelt der rotorseitige Umrichter die Rotorströme, worüber die voneinander unabhängige Regelung des Wirk- bzw. Blindleistungsflusses zwischen Generator und Netz erfolgt. Die Aufgabe des netzseitigen Umrichters ist die Regelung der Zwischenkreisspannung auf einen konstanten Wert. Hierbei wird der Umrichter mit einem Leistungsfaktor von 1,0 betrieben. Im regulären Betrieb der Anlage erfolgt der Austausch von Blindleistung mit dem Netz daher nur über den Stator des Generators.

Die Regelung der Umrichter kann dabei bspw. als Vektorregelung implementiert werden, wobei eine robuste PLL-Struktur für die Synchronisierung mit dem Netz genutzt wird. Eine typische Reglerstruktur besteht aus einem inneren schnellen Stromregler und einem langsameren äußeren Leistungsregler. Die Vorgabe der jeweiligen Referenzwerte erfolgt je nach Arbeitspunkt durch eine überlagerte Betriebsführung [8].

Weitergehende Anforderung an Betriebsführung und Regelung ergeben sich aus der Notwendigkeit, Netzfehler ohne Schädigung von Anlagenkomponenten durchfahren zu können.



Bild 5 Ersatzschaltbild des DFIG mit rotorseitigem Umrichter

In Bild 5 ist das Ersatzschaltbild eines DFIG mit integriertem rotorseitigem Umrichter (RSU) gezeigt. Das mathematische Modell des DFIG ist in der Literatur detailliert beschrieben [9,10] weshalb es hier nur kurz diskutiert wird. Die Gleichungen für die Spannung und die Flussverkettung des Ständers und Rotors mit ω_{syn} rotierendem Referenzrahmen werden wie folgt abgeleitet (ω_{syn} – Synchrondrehzahl, ω_n – Bemessungsnetzfrequenz, ω_r – Rotorwinkeldrehzahl):

$$\underline{u_s} = R_s \underline{i_s} + \frac{1}{\omega_n} \cdot \frac{d\psi_s}{dt} + j \frac{\omega_{syn}}{\omega_n} \underline{\psi_s}$$
(1)

$$\underline{u_r} = R_r \underline{i_r} + \frac{1}{\omega_n} \cdot \frac{d\underline{\psi_r}}{dt} + j \frac{\omega_{syn} - \omega_r}{\omega_n} \underline{\psi_r}$$
(2)

$$\underline{\psi_s} = (X_s + X_m)\underline{i_s} + X_m\underline{i_r} \tag{3}$$

$$\underline{\psi_r} = X_m \underline{i_s} + (X_m + X_r) \underline{i_r} \tag{4}$$

$$T_M - T_E = J \frac{d\omega_r}{dt} \tag{5}$$

Der RSU (in Bild 5 dargestellt) wird mit einer Grundfrequenzannährung modelliert. Die Spannungen der AC- und DC-Seiten sind miteinander durch den Modulationsindex *PWM* verbunden. Dieser ist in kartesischen Koordinaten mit einem Real- (r) und Imaginärteil (i) definiert:

$$U_{ACr} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_r \cdot U_{DC} \tag{6}$$

$$U_{ACi} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_i \cdot U_{DC} \tag{7}$$

Es wird angenommen, dass der Umrichter verlustfrei ist. Dadurch werden die AC- und DC-Ströme wie folgt dargestellt:

$$P_{AC} = Re\left(\underline{U_{AC}} \cdot \underline{I_{AC}^*}\right) = U_{DC} \cdot I_{DC} = P_{DC}$$
(8)

Im Fall eines Kurzschlusses im Netz bei rotierendem Rotor einer Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator transformiert sich der Spannungssprung der Netzseite in das Rotorsystem. Gleichzeitig wirkt die Maschine durch den verbleibenden Antrieb des Windrades weiterhin als Generator, der über das Netz in mehr oder weniger großer Entfernung kurzgeschlossen ist.

Die durch die hohen Stator- bzw. Netzströme im Rotor induzierte Spannung hat hohe transiente Rotorströme zur Folge, welche deutlich über dem Nennstrom des rotorseitigen Umrichters liegen können. Wird außerdem die im Rotor induzierte Spannung größer als die Zwischenkreisspannung des angeschlossenen Umrichters, sind die Rotorströme durch diesen nicht mehr steuerbar. Der Spannungszwischenkreis des angeschlossenen Wechselrichters ist dann über die nicht steuerbaren Freilaufdioden mit dem Rotorsystem verbunden.

Es muss verhindert werden, dass es durch diese hohen Rotorströme bzw. unkontrollierte Lastflüsse vom Rotor zum Zwischenkreis des Umrichtersystems zu einer Schädigung der leistungselektronischen Baugruppen kommt. Als Schutzeinrichtung für die Leistungselektronik wird daher eine Crowbar implementiert, welche im Fehlerfall in der Lage ist, den Rotor kurzzuschließen.



Bild 6 Ersatzschaltbild des DFIG mit aktivierter Crowbar

In Bild 6 wird das Ersatzschaltbild des DFIG mit aktivierter Crowbar dargestellt. Die folgende Gleichung zeigt die Rotorspannung mit aktivierter Crowbar im Fehlerfall:

$$0 = (R_r + R_{Cr})\underline{i_r} + \frac{1}{\omega_n} \cdot \frac{d\underline{\psi_r}}{dt} + j\frac{\omega_{syn} - \omega_r}{\omega_n}\underline{\psi_r} \qquad (9)$$

Wird ein Netzfehler durch Überwachung von z.B. der Rotorströme oder Ständerspannungen erkannt, erfolgt umgehend die Aktivierung der Crowbar sowie die Deaktivierung des rotorseitigen Umrichters. Dies hat zur Folge, dass die Leistungsflüsse zwischen Stator und Netz nicht geregelt werden können. Da der netzseitige Umrichter in Betrieb bleiben kann, besteht die Möglichkeit, dass dieser im Rahmen seiner Möglichkeiten Blindleistung bereitstellt. Sobald die Schutzfunktionen aktiviert sind, kann daher mit der Anlage nur eingeschränkt zur Netzstützung beigetragen werden [8]. Ziel muss es somit sein, so schnell wie möglich nach Fehlereintritt die Crowbar deaktivieren zu können, um wieder in einen geregelten Generatorbetrieb während und nach dem Fehler überzugehen.

3.2 Einfluss der Aktivierungszeit des Crowbar-Schutzsystems auf die Blindleistungsbereitstellung

Die Optimierung des Crowbar-Schutzsystems ist von großer Bedeutung, da die Ein- und Ausschaltzeiten sowie der Wert des Crowbar-Widerstandes eine wichtige Rolle für den Betrieb von Windkraftanlagen im Netzverbund im Fehlerfall spielen. Die Totzeit, in der die Crowbar aktiviert ist und keine Netzstützung erfolgen kann, muss dementsprechend reduziert werden. Durch die Reduzierung der Rotorüberströme in wenigen Millisekunden ist es möglich, den rotorseitigen Umrichter schnell wieder mit dem Generator zu verbinden, so dass die Windkraftanlage während des Fehlers den maximal möglichen Blindstrom ins Netz einspeisen kann. Dies bedeutet, dass das Crowbar-Schutzsystem, sobald ein akzeptabler Rotorstromwert erreicht wird, deaktiviert werden soll, damit dieser Strom wieder vom Umrichter übernommen werden kann.



Bild 7 Rotorströme zweier Generatoren (G1 und G2) mit unterschiedlichen Crowbar-Ausschaltzeiten



Bild 8 Spannung an den Generatorklemmen der Generatoren G1 und G2

In Bild 7 und Bild 8 wird der Effekt der unterschiedlichen Abschaltzeiten verschiedener Crowbar-Schutzsysteme dargestellt. Bei Generator G2 wird das Schutzsystem erst deaktiviert nachdem der Rotorstrom vollständig abgeklungen ist (bei t_{cr3}). Infolge dessen kann erst ab diesem Zeitpunkt wieder Blindstrom in das Netz eingespeist und die Spannung am Anschlusspunkt gestützt werden.

Im Vergleich dazu wird das Crowbar-Schutzsystem von Generator G1 bereits bei Abklingen des Rotorstroms unter einen kritischen Wert zum Zeitpunkt ter2 deaktiviert. Der Generator kann mit diesem aktiven Crowbar-Schutzsystem nach einer erheblich kürzeren Totzeit Blindstrom zur Netzstützung bereitstellen.

Der Vergleich zwischen den Aktivierungszeiten der Crowbar-Schutzsysteme der Generatoren G1 und G2 zeigt deutlich, dass aktive Crowbar-Schutzsysteme, welche bereits beim Abklingen des Rotorstroms unter einen kritischen Wert deaktiviert werden können, zur Erfüllung der Netzanschlussbedingungen eingesetzt werden müssen.

3.3 Optimierte Dimensionierung des Ersatzwiderstands des Crowbar-Schutzsystems

Der Crowbar-Ersatzwiderstand ist für den ungünstigsten Fall des Stroms einerseits und für eine schnelle Reaktionszeit anderseits auszulegen.

Unabhängig vom angewendeten Crowbar-System bildet dieses einen Crowbar-Ersatzwiderstand (sog. "Equivalent Crowbar Resistance") an den Rotorklemmen, dessen Wert Auswirkungen auf das Systemverhalten hat. Ein hoher Widerstand der Crowbar führt mit

$$\tau = \frac{L}{R}$$

zu kurzen Abkling-Zeitkonstanten und minimiert die Totzeit, in der der Generator nicht steuerbar ist. Ist der Widerstand zu groß, klingt der Generatorstrom zwar schnell ab und der RSU kann wieder zugeschaltet werden, benötigt aber eine relativ lange Zeit um wieder Strom zur Netzstützung einspeisen zu können. Außerdem ist zu beachten, dass ein zu großer Widerstand auch bei kleinem Überstrom zu Spannungsabfällen führt, die die Zwischenkreisspannung des Umrichtersystems überschreiten, womit die Stromsteuerung nicht mehr möglich ist [9].

Wenn der Wert zu klein ist, kann der Kurzschlussstrom zu groß sein. Der Effekt unterschiedlicher Crowbar-Widerstände auf das Abklingen des Rotorstromes ist in Bild 9 dargestellt.



Bild 9 Rotorströme in p.u. für verschiedene Crowbar-Ersatzwiderstandswerte

4 Möglichkeiten zur Erhöhung der Strom-Überlastfähigkeit von Umrichtern

Im Folgenden werden einige Ansätze zur Erhöhung der kurzzeitigen Strom-Überlastfähigkeit von Umrichtersystemen beschrieben. Diese Ansätze lassen sich kombinieren, um die für ein Umrichtersystem in der jeweiligen Anwendung erforderliche Dauer- und Kurzzeit-Überlastfähigkeit mit einer möglichst geringen Chipfläche zu realisieren.

Die hier dargestellten Konzepte sind grundsätzlich für alle Arten von Umrichtern relevant. Bei Umrichtern für Windkraftanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator sind Ansätze zur Erhöhung der StromÜberlastfähigkeit, die ohne Vergrößerung der Halbleiterfläche auskommen, jedoch besonders interessant, da für den rotorseitige Umrichter die im Fehlerfall auftretenden Stoßströme zur Auslegung zu betrachten sind. Gelingt es diese ohne Erhöhung der Chipfläche zu beherrschen, bleibt der in Abschnitt 2 dargestellte Zuverlässigkeits-Vorteil des Umrichters mit kleiner Chipfläche erhalten.

In Kombination mit der Crowbar stellt eine robuste Auslegung sicher, dass alle Betriebsfälle sicher beherrscht werden können.

4.1 Überdimensionierung durch Erhöhung der Chipfläche

Eine erhöhte Strom-Überlastfähigkeit kann durch eine entsprechende Überdimensionierung der Leistungshalbleiter des Umrichters erreicht werden. Die erreichbare Überstromfähigkeit, bezogen auf die implementierte Halbleiterfläche ist in Bild 10 dargestellt.



Bild 10 Relativer Gewinn an Überstromfähigkeit innerhalb einer Kühlungsart durch Vergrößerung der implementierten Halbleiterfläche (auf Basis typischer IGBT-Module und Luft- bzw. Wasserkühler)

Die Kosten eines entsprechenden Umrichtermoduls wachsen dabei zwar näherungsweise linear mit dem Einsatz von Halbleiterfläche, sind jedoch nicht direkt proportional. Auf Basis von Abschätzungen lässt sich sagen, dass selbst eine Verdopplung der Halbleiterfläche nur einen Kostenanstieg von ca. 50% im Fall von Luftkühlung und 65% im Fall der Wasserkühlung für das Leistungselektronikmodul verursacht.

Der Einfluss auf die gesamten Investitionskosten fällt noch geringer aus, da der Umrichter nur etwa 4-5% der Turbinenkosten ausmacht und diese wiederum nur 70% der gesamten Investitionskosten (siehe Bild 11).

Der Nachteil einer Überdimensionierung der Chipfläche ist, dass größere Chipflächen die Ausfallrate durch Höhenstrahlung erhöhen und so der zuvor dargestellte Vorteil der Windkraftanlagen mit DFIG im Vergleich zur Anlage mit Vollumrichter reduziert wird.



Bild 11: Typische Kostenverteilung einer großen Windkraftanlage mit Getriebe [11,12]

4.2 Optimierte Ansteuerung der Halbleiter

Gelingt es die Halbleiterverluste zu minimieren, ergibt sich bei gleicher Chipfläche und gleichem Kühlsystem im Normalbetrieb des Umrichters eine Reduktion der Chiptemperaturen. Für die folgende Überlegung wird angenommen, dass sich die Halbleiterverluste in etwa 1:1 in Schalt- und Durchlassverluste aufteilen und in erster Näherung bestenfalls linear vom Strom abhängen. Lassen sich die Schaltverluste durch Anwendung diskontinuierlicher Modulationsverfahren um 1/3 reduzieren, ergibt sich eine Stromreserve von etwa 17%. Durch eine Reduktion der Taktfrequenz um den Faktor drei im Havariefall lässt sich eine Stromreserve von ca. 34% erreichen. Mit einer Kombination beider Maßnahmen ist eine Strom-Überlastfähigkeit von ca. 40% möglich.

Tabelle 2 Einfluss von Optimierungen in der Halbleiteransteuerung auf die Strom-Überlastfähigkeit

ĕ		0
	Senkung der PWM- Taktfrequenz im Havariefall (A)	Modulationsver- fahren mit ge- ringeren Verlusten (B)
Maximale Über- stromreserve	34%	17%
Kombination der Maßnahmen A + B	ca. 4	40%

4.3 Anpassung des Kühlsystems

Hinsichtlich der mit einer bestimmten Halbleiterfläche zu erreichenden Überlastfähigkeit spielt das Kühlsystem eine entscheidende Rolle. So sind luftgekühlte Systeme potenziell überstromfähiger, da bei Standardkühlern mehr wärmeleitende Massen involviert sind, die zu einer Verzögerung des Temperaturanstiegs führen. Jedoch ist bei Wasserkühlung der absolute Einsatz an Chipfläche für eine gegebene Dauerstromfähigkeit geringer.

Weiterhin kann eine dynamisch angepasste Kühlung zur Entschärfung des Problems beitragen. Unter der Annahme, dass die Auslegung des Kühlsystems derart erfolgt, dass bei Nennleistung die Temperatur der Sperrschicht bei einem Wert T_{j0} liegt, kann eine zeitabhängige Überstromreserve berechnet werden. Bei $T_{j0} = T_{jmax}$ ist der maximal zulässige Strom gleich dem Nennstrom. Je geringer die Temperatur T_{j0} im Nennfall angesetzt wird, desto größer die vorhandene kurzzeitige Stromreserve (siehe Bild 12).

Eine weitere Verbesserung der Überstromfähigkeit ist auch durch das Einfügen zusätzlicher thermischer Speicher in die Kühlsysteme möglich.



Bild 12: Gegenüberstellung der möglichen Zusatzstrombelastung bei Annahme unterschiedlicher maximaler Betriebstemperaturen der Halbleiter im Nennbetrieb

5 Zusammenfassung

Windkraftanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator haben aufgrund ihres Teilumrichter-Konzepts Vorteile gegenüber Anlagen mit Vollumrichter bzgl. Investitionskosten und Zuverlässigkeit.

Allerdings erfordern Anlagen mit DFIG-Konzept eine zuverlässige und robuste Schutzeinrichtung (Crowbar), um Fehlerfälle sicher durchfahren zu können. Für die Beherrschung dieser Betriebszustände ist auch eine gewisse Überstromfähigkeit der leistungselektronischen Baugruppe erforderlich. Bei der Auslegung ist dabei darauf zu achten, dass die insgesamt verbaute Chipfläche möglichst gering gehalten wird. Andernfalls geht ein wesentlicher Vorteil dieses Anlagenkonzepts verloren.

Gravierender Nachteil einer Chipflächenvergrößerung ist eine Erhöhung der Ausfallrate; weiterhin ergeben sich durch Erhöhung der Chipflächen Zusatzkosten, die jedoch in Relation zu den gesamten Investitionskosten gering sind.

Die Anwendung von diskontinuierlichen Modulationsverfahren ermöglicht eine Reduktion der Halbleiterverluste und somit der Chiptemperaturen bzw. erforderlichen Chipfläche im Normalbetrieb. Eine Reduktion der Schaltfrequenz im Fehlerfall gibt eine weitere Überstromreserve frei, hat jedoch den Nachteil größerer Rippelströme. Durch Kombination dieser Maßnahmen mit Kühlsystemen mit thermischen Speichern, welche kurzzeitig höhere Verlustenergien aufnehmen können, lässt sich eine Strom-Überlastfähigkeit realisieren, um im Falle von Netzfehlern kurzzeitig auch Ströme größer als Umrichter-Nennstrom bereitzustellen. Weiterhin ist bei der Auslegung der Windkraftanlage darauf zu achten, dass im Fehlerfall die Aktivierungsdauer des Crowbar-Schutzsystems minimiert wird, um maximale Blindleistung zur Netzstützung bereitstellen zu können. Ein optimiertes Verhalten der Anlage bei Netzfehlern kann u.a. durch ein entsprechendes Design der Crowbar-Widerstände erreicht werden.

6 Literatur

- [1] Sourkounis C., Tourou P.: Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe. Conference Papers in Energy, vol. 2013, Article ID 437674, 9 pages, 2013
- [2] Chilenische Energiekommission: Norma técnica de seguridad y calidad de servicio (chilenische Netzan-schlussregeln), Santiago de Chile, Aug. 2013.
- [3] Kabza H., Schulze H.-J., Gerstenmaier Y., Voss P., Schmid J., Pfirsch F., Platzoder K.: Cosmic radiation as a cause for power device failure and possible countermeasures. 6th Int. Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs ISPSD, 1994
- [4] Zeller H.R.: Cosmic Ray Induced Failures in High Power Semiconductor Devices. Solid-State Electronics, vol. 38, issue 12, Dezember 1995, S. 2041-2046
- [5] Ziegler J.F.: Terrestrial Cosmic Rays. IBM Journal of Research and Development, 1996, 40, S. 19-39
- [6] Zacharias P.: Zuverlässigkeit Elektrischer und Elektronischer Komponenten in PV-Anlagen. Vortrag. 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie 3.-5. März 2010, Kloster Banz, Bad Staffelstein
- [7] Kaminski N., Kopta A.: ABB Application Note 5SYA2042-04: Failure Rates of HiPak Modules Due to Cosmic Rays, 2011
- [8] Hansen A.D., Michalke G., Sorensen P., Lund T., Iov F.: Co-ordinated Voltage Control of DFIG Wind Turbines in Uninterrupted Operation during Grid Faults. Wind Energy, Vol. 10, 2007, S. 51-68
- [9] Abad G., Lópex J., Rodriguez M., Marroyo L., Iwanski G.: Doubly fed induction machine – modelling and control for wind energy generation. IEEE Press, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey, USA, 2011
- [10] Hamon C., Elkington K., Ghandhari M.: Doubly-fed induction generator modeling and control in DIg-SILENT PowerFactory. POWERCON 2010 - International Conference on Power System Technology, S. 1-7, Hangzou, Okt. 2010
- [11] Hearps P., McConnell D., Sandiford M., Roger: Renewable Energy Technology Cost Review, Melbourne Energy Institute, Technical Paper Series, March 2011, p. 25
- [12] Blanco, M. I.: The economics of wind energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, no. 6-7, p. 1372 – 1382, 2009

NACHHALTIGE ENERGIEVERSORGUNG

Lastverschiebungspotenzial von Haushaltsgeräten unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen und Komfortansprüchen

J. Dickert¹, F. Panitz², P. Schegner¹

¹Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, TU Dresden, 01062 Dresden ² Institut für Energietechnik, TU Dresden, 01062 Dresden

joerg.dickert@tu-dresden.de

Kurzfassung

Haushaltsgeräte sollen durch Lastverschiebung zur besseren Nutzung der fluktuierenden Erzeugung beitragen. Die Hemmnisse sind vielfältig und reichen vom Fehlen der Infrastruktur über ungeeignete Tarife und Rahmenbedingungen bis hin zur Interesselosigkeit und den erwarteten Komfortverlust der Endverbraucher. Durch Effizienzsteigerungen der Haushaltsgeräte reduziert sich zudem das Lastverschiebungspotenzial.

Dieser Beitrag analysiert zum einen die bisher erreichten technischen Effizienzsteigerungen, gibt einen Ausblick auf zukünftige technologische Entwicklungen und somit auf weitere mögliche Effizienzsteigerungen. Dies wird an den Bedürfnissen der Endverbraucher gespiegelt, welche durch die Nutzung der Geräte den tatsächlichen Elektrizitätsbedarf festlegen. Daraus wird zum einen der zukünftige jährliche Energieverbrauch von effizienten Haushalten abgeleitet und zum anderen deren Potenziale der Lastverschiebung beziffert. Außerdem wird ein Quasi-Demand-Side-Management durch Speicherung von Elektrizität, Wärme bzw. Kälte diskutiert.

1 Einleitung

Die Elektrifizierung der Haushalte ist eine der wesentlichen ingenieurtechnischen Errungenschaften des 20. Jahrhunderts. Sie kann als weitreichender angesehen werden als die Mobilitätsentwicklung mit Auto und Flugzeug und ist Grundlage für heute alltäglich erscheinende Verwendungen wie Beleuchtung, Kühlung oder Kommunikation. Der elektrische Energiebedarf im Haushalt stagniert seit ca. 30 Jahren, obwohl durch effizientere Geräte eine Reduzierung eintreten könnte. Hauptursache sind erhöhte Komfortansprüche, welche sich mit verbesserten Geräten und völlig neuen Gerätearten einstellt.

1.1 Historische Entwicklungen

Die wesentlichen Entwicklungen der Elektrifizierung sind im Bild 1 dargestellt. Die Beleuchtung ist der Initiator für die Elektrifizierung der Haushalte. Die Firmennamen der ersten Elektrizitätswerke beinhalteten oftmals auch Licht, welche auch noch heute vorzufinden sind (z.B. Fränkische Licht- und Kraftversorgung oder Florida Power & Light Company). Darauf folgten Bügeleisen, Elektroherd, Kühlschrank, Staubsauger und Waschmaschine.







Bild 2 Strombedarf pro Haushalt bzw. Einwohner in Dtl.

Auch bei der Kommunikation gibt es einen ständigen Wandel vom Radio über Fernsehgeräte bis hin zu Computer. Bild 2 zeigt, dass mit der Zunahme der elektrischen Geräte auch der Jahresenergiebedarf an Elektrizität pro Haushalt bis 1985 anstieg und seitdem stagniert [1].

Die oft genannten 3.500 kWh/a pro Haushalt beziehen den Elektrizitätsbedarf für Speicherheizungen mit ein und beträgt ohne diese ca. 3.100 kWh/a. Stärker angestiegen ist der Bedarf pro Einwohner, da sich die Haushaltsgrößen verkleinern. Er betrug 2010 ca. 1.500 kWh/a.

1.2 Ausblick für Elektrizitätsanwendungen

Die Abschätzung des zukünftigen Elektrizitätsbedarfs ist unter den gegebenen Umständen äußerst schwierig. Es kann von einer weiteren Elektrifizierung ausgegangen werden. Diese beinhalten:

- Elektromobilität. •
- Klimatisierung und
- Wärmebereitstellung.

Diese Anwendungen werden hier nicht weiter analysiert. Ihr Potenzial als verschiebbare Lasten aufgrund des jeweiligen hohen Energiebedarfs steht außer Frage [2]. Ein Elektroauto mit einer Fahrleistung von 15.000 km hat einen Energiebedarf von 2.250 kWh pro Jahr bei einem Verbrauch von 15 kWh/100 km. Dies zeigt das zwingende Erfordernis an ein gesteuertes Laden.

1.3 Lastverschiebung

Das bisherige Elektrizitätssystem beruht auf dem Supply-Side-Management. Supply-Side-Management steht dafür, dass sich die Elektrizitätserzeugung an den Verbrauch anpasst. Eine der wenigen Ausnahmen sind im Haushaltsbereich Nachtspeicherheizungen, welche Elektrizität während der Schwachlastzeit beziehen und damit zu einer besseren Auslastung von Grundlastkraftwerken beitragen [3].

Die zunehmende Integration von fluktuierenden Energiequellen als Erzeuger erfordert ein Paradigmenwechsel hin zur Lastverschiebung (engl. Demand-Side-Management DSM). Dabei wird der Verbrauch an die Erzeugung angepasst. Jedoch stellt sich die Frage, ob gewöhnliche Haushaltgeräten zur elektrischen Lastverschiebung beitragen können, da insbesondere durch effizientere Geräte der Verbrauch und somit das Verschiebungspotenzial sinkt.

2 Bisherige Effizienzsteigerungen

2.1 Technische Sicht

Seit der Elektrifizierung der Haushalte sind die Hersteller auch an Produktverbesserungen interessiert. Diese Beinhalten neue und erweiterte Funktionen, stilvollere Designs, verbesserte Handhabung und neben technischen Weiterentwicklungen auch die Steigerung der Effizienz und somit die Reduzierung des Energiebedarfs pro Nutzung. Die wesentlichen Fortschritte sind in Tabelle 1 zusammengetragen und beziehen sich auf Daten aus [4–6].

Hougholtagoröt	1978	1996	2013	Reduzie-
nausnansgerat	in kW	rung		
Kühlschrank	0,9	0,54	0,20	-78%
Gefrierschrank	1,1	0,50	0,15	-86%
Geschirrspüler	0,21	0,10	0,05	-76%
Backofen	1,5	1,1	0,63	-58%
Waschmaschine	0,42	0,20	0,07	-83%
Wäschetrockner	0,9	0,61	0,17	-81%

 Tabelle 1 Entwicklung des Energiebedarfs

Dabei sind die Verbräuche in kWh angegeben und beziehen sich auf einen genormten Prozess. Beispielsweise erfolgt die Angabe bei Kühlgeräten per 1001 Nutzvolumen und Tag, bei Geschirrspülern per Spülgang pro Maßgedeck, bei Backöfen je Standardbeladung und bei Waschmaschinen und Wäschetrocknern pro kg Wäsche.

Es ist festzuhalten, dass die Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung bereits 1978 in [4] beschrieben wurden. Wesentliche Meilensteine bei der Weiterentwicklung waren dabei hocheffiziente Kompressoren und der Einsatz von Vakuumdämmplatten bei Kühl- und Gefriergeräten, Fortschritte bei der Dämmung von Backöfen und der Einsatz der Wärmepumpentechnologie bei Wäschetrocknern. Bei Waschmaschinen und Geschirrspülern kommt neben den verbesserten Motoren und Pumpen sowie einer optimierten Wassernutzung noch die Weiterentwicklung bei Wasch- und Spülmitteln hinzu, welcher geringere Temperaturen für die Schmutzbeseitigung ermöglichen.

2.2 Verändertes Nutzerverhalten

Trotz der bisherigen Effizienzsteigerungen konnte der Stromverbrauch nicht reduziert werden, wie Bild 2 zeigt. Dies ist nicht nur mit einer Steigerung der Ausstattungsgrade von Geräten zu begründen, sondern auch mit erhöhten Nutzeransprüchen und Geräten mit neuen Funktionen (z.B. Homeserver, Tablet,...).

2.3 Haushaltsparadoxon

Mit dem Haushaltsparadoxon wird in der Soziologie beschrieben, dass elektrische Helfer nicht zwingend zu einer Reduzierung des Arbeitsaufwandes führen. Im weiteren Sinne ist dem hinzuzufügen, dass die Effizienzsteigerungen oftmals zur Anschaffung größerer oder leistungsstärkerer Geräte führt [7]. Dies wird auch als Rebound-Effekt bezeichnet und kann bis hin zum Backfire führen. Zum Backfire kommt es, wenn ein neues Gerät trotz einer besseren Effizienz aufgrund von Größe oder Benutzung mehr Energie benötigt, als das Alte. Hinzu kommt oftmals die Weiternutzung der Altgeräte als Zweitgerät nach Anschaffung von effizienten Neugeräten.

3 Zukünftige Effizienzsteigerungen

Ungeachtet der bisherigen Effizienzsteigerungen sind weitere Verbesserungen möglich, welche schon heute abzusehen sind und keine neuen naturwissenschaftlichen Erkenntnisse benötigen [8–10]. Mögliche Effizienzsteigerungen sind in Tabelle 2 zusammengefasst und gehen von einer Reduktion von 25 % bis 50 % des Energiebedarfs bis in das Jahr 2040 aus. Durch Neuentdeckungen kann es jedoch zu einer weiteren dynamischeren Entwicklung kommen, welche noch nicht absehbar ist.

Im Weiteren werden die Veränderungen beschrieben, wobei nicht auf die Geräte aus Tabelle 2 an sich eingegangen wird, sondern auf die jeweiligen Verbesserungen im Speziellen.

Haushaltagaröt	2013	2025	2040	Reduzie-
nausnansgerat	in kWh			rung
Kühlschrank	0,20	0,15	0,10	-50%
Gefrierschrank	0,15	0,11	0,7	-50%
Geschirrspüler	0,05	0,045	0,04	-25%
Backofen	0,63	0,55	0,47	-25%
Waschmaschine	0,07	0,06	0,05	-25%
Wäschetrockner	0,17	0,15	0,13	-25%

 Tabelle 2 Zukünftige Entwicklung des Energiebedarfs

3.1 Leerlaufverluste

Die Leerlaufverluste sind mit Erhöhung der Anzahl an Geräten für Büro und Unterhaltung im Fokus, wobei ihr Einfluss auch bei den klassischen Geräten nicht zu vernachlässigen ist. Anschaulichtes Beispiel dafür ist die Anzahl der Uhren in der Küche. Backofen, Mikrowelle, Küchenradio sowie der Kaffeevollautomat sind mit Uhren ausgestattet und zeigen damit, dass sie dafür Energie benötigen. Deren Minimierung ist möglich, erfordert aber beispielsweise separate Schaltungen. Die Europäische Union hat mit der Verordnung 1275/2008 Ökodesign-Anforderungen festgelegt, womit die Leistungsaufnahme:

- im Aus-Zustand nicht 0,50 W überschreiten darf.
- Im Bereitschaftszustand darf die Leistungsaufnahme
- nicht größer 0,50 W (nur Reaktivierungsfunktion) oder
 nicht größer 1,00 W (bei Information, eine Statusanzeige, eine Reaktivierungsfunktion in Verbindung mit Information oder einer Statusanzeige) sein.

3.2 Kühlung

Für die Kühlung gibt es mit der Möglichkeit der Anwendung des magnetokalorischen Effekts durch starke Permanentmagnete ein Potenzial zur Wirkungsgradverbesserung von 40%, für moderne Kompressor-Kühlschränke auf 60% [10]. Weitere Vorteile sind die Geräuschlosigkeit durch Weglassen des Kompressors und der Verzicht auf Kältemittel.

3.3 Wärme

Im Bereich der Erwärmung sind direkt kaum Effizienzsteigerungen zu erwarten. Mit der Einführung der Wärmepumpentechnologie bei Wäschetrocknern erfolgt bereits eine große Effizienzsteigerung. Mit weiter verbesserten Wärmedämmungen der Geräte und Prozessoptimierungen kann jedoch mit einer Energiereduzierung gerechnet werden. Mit einem verringerten Bedarf an Wasser für Waschmaschinen und Geschirrspülern reduziert sich entsprechend der Energiebedarf für das Aufheizen des Wassers. Überdies ist es durch verbesserte Waschmittel möglich, die Temperatur für die Waschprogramme zu reduzieren. Dies geht oftmals mit einer längeren Einwirkzeit einher, womit der Komfort reduziert wird.

3.4 Beleuchtung

Die Beleuchtung als Initiator der Elektrizitätsversorgung war lange Zeit auch einer der Hauptverbraucher, wobei der Anteil heutzutage bei 10 bis 15 % liegt. Die Glühlampe mit einer Lichtausbeute η von ca. 12 lm/W ist dabei ca. 99% effizienter als Kerzen mit ca. 0,1 lm/W. Mit technologischen Fortschritten konnten schon wesentliche Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich vollbracht werden. Halogenlampen machten zuerst klassischen Glühlampen mit einer Effizienzsteigerung von ca. 25% Konkurrenz. Die Vorteile dieser beiden Glühlampen sind die geringe Anlaufzeit τ_a und ein sehr guter Farbwiedergabeindex $R_{\rm a}$. Neue Leuchtmitteltechnologien sind Kompaktleuchtstofflampen (CLF, engl. Compact Fluorescent Lamp) und LED-Lampen (engl. Light Emitting Diodes). Deren Parameter sind in Tabelle 3 zusammengefasst, wobei in Sachen Effizienz die Lichtausbeute η das wesentliche Merkmal ist. Insbesondere Kompaktleuchtstofflampen sind mit langen Anlaufzeiten eher unbeliebt. Neue Möglichkeiten ergibt die OLED-Technologie (engl. Organic LED), wobei nicht zwingend weitere Effizienzsteigerungen im Fokus der Entwicklung stehen, sondern neue innovative Beleuchtungsmöglichkeiten durch Wandpanele. OLEDs können aber auch für Displays Verwendung finden.

Tahelle	3	Vergleich	von I	euchtmitteln
I abene	J	VEIGICIUI	VUII L	

	η in lm/W	R _a	Lebensdauer in h	τ _a in s
Glühlampen	12	100	1.0001.500	< 0,1
Halogen	15	100	2.0005.000	< 0,1
CLF	65	>85	8.00010.000	>60
LED	6080	>90	15.00050.000	< 0,1

3.5 Halbleiterelektronik

Fortschritte in der Halbleiterelektronik werden seit langem durch *Moore's law* beschrieben, wobei sich die Komplexität der integrierten Schaltkreise regelmäßig verdoppelt. Dies wird beispielsweise durch immer kleinere Strukturen (z.B. 22-nm-Technologieknoten) erreicht. Immer mehr steht die Energieeffizienz im Fokus, welche in der Hardware (z.B. geringere Betriebsspannung) selbst, aber auch durch die Anwendung (Ruhe-Zustand) an sich gesteigert werden kann.

4 Lastverschiebungspotenziale

4.1 Bedürfnisse

Bedürfnisse des Menschen, welche teilweise durch Elektrizität erfüllt werden, sind Licht, Wärme, Bewegung und Information. Das Bedürfnis an sich ist keine technische Größe, hat kein Formelzeichen und ist nicht zwingend quantitativ beschreibbar. Der Energiebedarf des elektrischen Geräts, welches das jeweilige Bedürfnis erfüllt, ist jedoch quantifizierbar.

Licht als solches wird für Beleuchtung von Räumen, aber auch für Displays benötigt. Wärmeenergie wird für die Essenszubereitung, aber auch für das Wäschewaschen und das Reinigen von Geschirr benötigt. Die Waschmaschine benötigt zudem mechanische Energie für die Drehung der Wäschetrommel. Ebenso benutzen Küchenmaschinen oder Staubsauger mechanische Energie. Streng genommen benötigen selbst Kompressor-Kühlschränke mechanische Energie für die Bereitstellung von Kälte. Dies erfolgt durch Verdichten eines Kältemittels.

4.2 Elektrizitätsbedarf

Die meisten Bedürfnisse werden mit den Geräten erfüllt, welche in Tabelle 4 (Stand 2013) mit einer geschätzten Nutzungshäufigkeit für einen Ein-Personen-Haushalt zusammengefasst sind. Dies umfasst 13 Geräte. Dazu gibt es die Gruppen *Unterhaltung, Kleingeräte, Kommunikation* und *Leerlaufverluste*. Darin enthalten sind beispielsweise

- Unterhaltungselektronik: TV, Computer, Monitor
- Kleingeräte: Toaster, Mixer, Eierkocher, Waffeleisen
- Kommunikation: Router, WLAN, Modem, Repeater
- Leerlaufverluste: pauschal für alle Geräte

In der Spalte DSM wird die Möglichkeit der Lastverschiebung angegeben. Es stehen nur 5 Gerätetypen für die Lastverschiebung im Haushalt zur Verfügung, wobei Wäschetrockner noch nicht zur Grundausstattung gehören. Die Anzahl der jährlichen Benutzungen wird mit n angegeben und die jeweilige Energie E je Benutzung oder

Haushaltsgerät	DSM	п	<i>P</i> od. <i>E</i>	E_{a} in kWh
Kühlschrank	ja	365x	200 Wh/d	73
Gefriergerät	ja	365x	75 Wh/d	28
Waschmaschine	ja	104x	350 Wh	37
Wäschetrockner	ja	104x	850 Wh	89
Geschirrspüler	ja	104x	250 Wh	26
Kochfeld	nein	104x	500 Wh	52
Backofen	nein	104x	630 Wh	66
Wasserkocher	nein	365x	100 Wh	37
Mikrowelle	nein	365x	100 Wh	37
Staubsauger	nein	52x	500 Wh	26
Bügeleisen	nein	52x	1.000 Wh	52
Fön	nein	104x	200 Wh	21
Beleuchtung	nein	4 h 365x	20 W	30
Unterhaltung	nein	4 h 365x	100 W	146
Kleingeräte	nein			50
Kommunikation	nein	8760h	10W	88
Leerlaufverluste	nein	8760h	10W	88
Summe Elektrizitä	941			

Tabelle 4	Elektrizitätsbedar	rf Ein-Personen-H	Iaushalt

Leistung P in der darauffolgenden Spalte. Daraus ergibt sich der Jahresenergiebedarf Ea. Zur Ermittlung des Jahresenergiebedarfs werden die Werte aus Tabelle 1 verwendet. Für den Kühlschrank wird ein Kühlvolumen von 100 Liter und für das Gefrierteil 501 angenommen. Die Waschmaschine wird 104x im Jahr (2x in der Woche) mit jeweils 5 kg Beladung genutzt, womit sich aus dem Energiebedarf je Waschgang von 350 Wh ein Jahresenergiebedarf von 37 kWh ergibt. Bei der Unterhaltung wird eine tägliche Nutzung von 4 Stunden bei einer Leistungsaufnahme von 100W pauschal angenommen. Die Werte beruhen auf Schätzungen für ein hohes Komfortbedürfnis. Tabelle 4 beinhaltet keine Verbräuche für die Haustechnik, wie z.B. Umwälzpumpen. Damit ergibt sich ein Elektrizitätsbedarf von 941 kWh/a, welcher aufgrund der effizienten Geräte deutlich geringer als der aus Bild 2 abzuleitende Bedarf von 1.500 kWh/a ist.

In Summe ergibt sich aus Tabelle 4 mit den Geräten, welche DSM zulassen, eine direkt verschiebbare Energie von 253 kWh im Jahr und damit einen Anteil von ca. 27 %. Diese wird hauptsächlich für Energie für Wärme oder Kälte benötigt und bezieht sich auf effiziente Geräte, welche bereits heute am Markt verfügbar sind. In Bild 3 ist der Bedarf nach Anwendung aufgezeigt. Es enthält auch eine Abschätzung zum zukünftigen Bedarf.

Die in Tabelle 2 aufgezeigten Potenziale führen dazu, dass sich der Bedarf weiter reduziert. Dadurch verringert sich das absolute DSM-Potenzial im nächsten Jahrzehnt deutlich auf ca. 150 bis 200 kWh. Dies bezieht die Annahme mit ein, dass sich Wäschetrockner weiter verbreiten. Das DSM-Potenzial sinkt bei effizienten Geräten auf unter 23 % des Haushaltsstroms. Ohne Wäschetrockner reduziert sich das Verschiebungspotenzial auf unter 100 kWh pro Jahr und Einwohner.

Zum Vergleich hat Elektromobilität bei einer Durchdringung von ca. 15% (6 Mio. Elektroautos mit einem Elektrizitätsbedarf von 2.250 kWh/a) ein ähnliches DSM-Potenzial wie alle Haushaltsgeräte.



Bild 3 Elektrizitätsbedarf nach Anwendungen

4.3 Erweiterte Möglichkeiten des DSM

Unter Lastverschiebung wird vielfach die Verschiebung der Anwendung an sich verstanden. Dies wird hier als *direktes DSM* beschrieben, wobei beispielsweise der gesamte Waschprozess an sich verschoben wird. Da Anwendungen für DSM hauptsächlich Energie für Wärme oder Kälte benötigen, ist auch die Verwendung von Wärmespeichern möglich und somit findet ein *Quasi-DSM* statt. Dies kann mit Hilfe von *zentralen* Wärmespeichern, aber ebenso durch *dezentrale* und somit in dem jeweiligen Gerät integrierte Speicher geschehen. Im Folgenden werden die Potenziale für die Geräte:

- Kühlschrank,
- Wäschetrockner und
- Geschirrspüler
- Gefriergerät,Waschmaschine,

diskutiert.

4.3.1 Direktes DSM

Beim direkten DSM wird die gesamte Nutzung verschoben. Der Start kann auf steuerungstechnologischer Basis, durch Tarife oder in Kombination beider Mechanismen durchgeführt werden. Zudem müssen die Geräte betriebsbereit sein. Das heißt, dass die Waschmaschine beladen oder der Geschirrspüler eingeräumt ist. Der Nutzer wählt beim Einschalten nicht den sofortigen Start, sondern die Option *DSM*.

Da sich DSM im Haushaltsbereich erst in der Pilotphase befindet, sind keine repräsentativen Erfahrungen für die Steuerung vorhanden. Jedoch kann davon ausgegangen werden, dass bei der Waschmaschine und dem Geschirrspüler der Waschablauf bzw. Spülablauf nicht beeinflusst werden kann. Nach dem Start muss das Programm ablaufen. Bei Wäschetrocknern ist eine Unterbrechung des Programmablaufs hingegen denkbar.

Die Komforteinbußen durch die Verschiebung des Starts sind insbesondere bei Waschmaschinen als hoch anzusehen, da die Trommel nach Beendigung des Waschgangs beispielsweise in der Nacht oder bei Abwesenheit nicht immer sofort geleert werden kann. Auch kann es passieren, dass das Gerät die vorige Anwendung noch nicht beendet hat, aber der Benutzer eine erneute Nutzung vornehmen möchte. Außerdem sind insbesondere in Mehrfamilienhäusern sehr leise Waschmaschinen für das direkte DSM erforderlich, um beispielsweise eine Nachtnutzung zu ermöglichen.

4.3.2 Quasi-DSM mit Stromspeicher

Wenn Elektroenergiespeicher zukünftig zu wirtschaftlichen Konditionen verfügbar sein sollten, ist auch das Zwischenspeichern von Energie in Stromspeichern denkbar. Die benötigte Energie für einen Tag wird in Abhängigkeit der Preissignale in Elektroenergiespeichern im Haus gepuffert und somit steht die Energie direkt zur Verfügung. Jedoch werden dafür noch keine Batterien auf dem Massenmarkt zu angemessen Preisen angeboten. Auch die Nutzung von Batterien aus Elektroautos wird als kritisch angesehen [11]. Zudem tritt immer mehr die Brandgefährdung als kritischer Gesichtspunkt in den Focus [12].

4.3.3 Quasi-DSM mit zentralem Wärmespeicher

Quasi-DSM mit zentralem Wärmespeicher bedeutet hier Anschluss von Geräten an das Trinkwarmwassersystem, welches über einen zentralen Warmwasserspeicher und einen zentralen Wärmeerzeuger bedient wird. Ist der Wärmeerzeuger mit dem Stromnetz gekoppelt (Heizstab, Wärmepumpe, BHKW), können Haushaltgeräte hierüber zum Quasi-DSM beitragen indem sie am vorhandenen effizienten Wärmespeicher partizipieren. Gleichzeitig kann eine effiziente Wärmeerzeugung genutzt werden (z.B. Wärmepumpe kombiniert mit Solarthermie).

Bei Waschmaschine und Geschirrspüler kann das Warmwasser direkt genutzt werden. Da jedoch der Wasch- bzw. Spülgang bevorzugt mit kaltem Wasser begonnen wird, erhöht sich dadurch der Wasserbedarf insgesamt. Am meisten sind heutzutage Warmwasseranschlüsse bei Geschirrspülern anzutreffen, wobei nur etwas mehr als 2 % der angebotenen Geräte diesen haben. Bei Waschmaschinen haben weniger als 1 % der angebotenen Geräte einen Warmwasseranschluss. Bei Wäschetrocknern findet eine andere Entwicklung hin zur Wärmepumpentechnologie statt. Die Nutzung von zentraler Wärme zur Trocknung steht daher zurzeit nicht im Focus der Entwicklung.

4.3.4 Quasi-DSM mit dezentraler Wärme- und Kältespeicherung

Dezentrale elektrische Trinkwarmwasserspeicher mit einem Speicherinhalt von 1 bis101 sind bereits Stand der Technik. Hingegen sind dezentrale integrierte Wärmespeicher für Haushaltsgeräte bisher nicht auf dem Markt, wobei Patente bekannt sind [13]. Hier kann man sich vorstellen, kompakte und direkt im Gerät integrierte Speichereinheiten zu realisieren. Für die Speicherung sind Warmwasserspeicher sowie ebenso kompaktere Hochtemperaturfeststoffspeicher vorstellbar.

Bei Waschmaschine, Geschirrspüler und Trockner könnte damit die benötigte Wärmeenergie für 1-2 Anwendungen vorgehalten werden. Der Wärmespeicher kann durch Abwasserwärmerückgewinnung bereits wieder aufgeladen werden.

Beim Kühlen bzw. Gefrieren besteht die Möglichkeit, die Temperatur des Kühl- bzw. Gefriergutes zusätzlich zu reduzieren und damit Kälteenergie im Prozess zu speichern. Allerdings wird das Potenzial als gering angesehen, da die Speicherkapazität nur 0,03 bis 0,07 kWh beträgt [14].

Weiterhin können Kühl- und Gefriergeräte mit Latentkältespeichern ausgestattet werden, welche minimal unter die Phasenwechseltemperatur unterkühlt und damit aufgeladen werden, oder eine geringe Temperaturerhöhung über der Phasenwechseltemperatur zulassen (Entladen) [15]. Der Speicher sollte auf Tagesbasis ausgelegt werden. Damit lässt sich das Potenzial des DSM im Vergleich zu [14] vervielfachen.

4.3.5 Vergleich der DSM-Optionen

Die wesentlichen Kriterien für den Vergleich der DSM-Optionen sind Komfort und Kosten. Komforteinbußen werden vom Kunden nur akzeptiert, wenn dieser dadurch Kosten sparen kann. Somit sind diese beiden Faktoren miteinander gekoppelt. Bei den Kosten sind sowohl die Investitions- als auch Betriebskosten von den jeweiligen Speichern sowie die Kosten für die Kommunikation mit zu berücksichtigen. Da die vorgeschlagenen Konzepte teilweise noch keine Marktreife erzielt haben, finden diese Kosten hier keine Berücksichtigung.

Es ist davon auszugehen, dass sich nicht nur eins der vorgestellten Konzepte durchsetzt. Das jeweilige Konzept ist immer in Kombination mit der weiteren Haustechnik und den Eigentumsverhältnissen zu sehen. Wenn ein separater Warmwasseranschluss vorhanden ist, kann *Quasi-DSM mit zentralem Wärmespeicher* gut genutzt werden.

Bei Mietswohnungen ist die *Quasi-DSM mit dezentralen Wärmespeichern* eine mögliche Alternative, da keine Aufwendungen auf der Vermieterseite anfallen.

Das *direkte DSM* benötigt bei zeitabhängigen Tarifen keine zusätzlichen Investitionen. Lediglich der Messstellenbetreiber muss einen Smart Meter einsetzen, um den zeitabhängigen Bezug zu zählen.

Das *Quasi-DSM mit Stromspeicher* ist für einen möglichst hohen Grad der Autarkie anstrebenswert, jedoch ist der Nutzen bei Vorhandensein eines Stromnetzes infrage zu stellen. Die Option, überschüssige Elektrizität über das Stromnetz einer anderen Form des DSM zuzuführen, erscheint als sinnvoller. Zudem ist zu überprüfen, in welcher Größe Stromspeicher zweckdienlich einzusetzen sind. Bei Nutzung einer möglichen Abwärme von Batterien beim Auf- und Entladen könnte diese lokal genutzt werden. Jedoch sind aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen auch größere Einheiten geeigneter, um Skaleneffekte zu nutzen.

Der Komfort bei der Gerätebenutzung ist jedoch der wesentliche Aspekt für die Durchsetzung des DSM. Es ist zu bezweifeln, dass Benutzer die Komforteinbußen bei *direkten DSM* hinnehmen [16]. Das *Quasi-DSM mit dezentralem Wärme- oder Kältespeicher* könnte vom Gerätehersteller im Gerät integriert und vorkonfiguriert ausgeliefert werden und müsste vom Nutzer einmalig manuell an die lokalen Stromtarife angepasst werden (z.B. Tag/Nacht) bzw. ist auch eine automatische Parametrierung via Internet denkbar. Es besteht kein zusätzlicher Installationsbedarf und während des Betriebs bestehen keine Komforteinbußen.

Beim Quasi-DSM mit zentralem Wärmespeicher entfällt jegliche DSM-Programmierung, da die benötigte Wärme für Warmwasser und Heizung ohnehin vorgehalten wird. Allerdings muss ggf. die Dimensionierung von Wärmeerzeuger und Wärmespeicher angepasst werden.

5 DSM im Vergleich zu Effizienzsteigerungen

Der Nettostrombedarf in Deutschland betrug im Jahr 2013 ca 530 TWh. Davon fallen ca. 25 % im Haushaltsbereich an und bei ca. 40 Mio. Haushalten ergibt sich der bereits erwähnte durchschnittliche Haushaltsstromverbrauch von ca. 3.100 kWh/a. Pro Einwohner ergibt sich damit ein allgemeiner Stromverbrauch von ca. 1.500 kWh/a, welcher auch für einen Ein-Personen-Haushalt herangezogen werden kann. Im Vergleich mit heutigen effizienten Geräten aus Tabelle 4 mit einem Elektrizitätsbedarf von ca. 950 kWh/a ist ein Einsparpotenzial von mehr als 500 kWh/a möglich, welcher sich zukünftig auf ca. 800 kWh/a erhöht. Die in der Tabelle gemachten Annahmen zur Nutzung sind dabei als konservativ zu bezeichnen. In der Regel kann von einer geringeren Nutzung ausgegangen werden. Ferner kommt es bei größeren Haushalten noch zu Skaleneffekten durch die bessere Auslastung und somit effizientere Nutzung der Geräte (z.B. Auslastung der Waschmaschine). Damit ergibt sich bereits jetzt ein Einsparpotenzial von mindestens 40 TWh/a bzw. 7,5% und zukünftig von ca. 65 TWh/a bzw. 12% des Nettostrombedarfs Deutschlands. Das DSM-Potenzial sinkt bei der Betrachtung von ca. 16 TWh/a auf 12 TWh/a. Das DSM-Potenzial für das Heizen mit Strom ist mit 30 TWh/a bereits heute deutlich höher als bei den Haushaltsgeräten. Daher sollte es Ziel sein, das Lastverschiebungspotenzial nicht nur bei den Haushaltsgeräten zu suchen, sondern auch bei den neuen Anwendungsgebieten für Elektrizität. Wenn Haushaltsgeräte in Betracht kommen, dann sollte dabei die Quasi-DSM bevorzugt werden, da dabei Komforteinbußen reduziert werden. Das Potenzial reduziert sich dabei nur um wenige Prozent.

6 Zusammenfassung

Lastverschiebung im Haushaltsbereich wird seit Jahren propagiert, hat sich aber noch kaum durchgesetzt. Unter den weiteren Effizienzsteigerungen bei den Haushaltsgeräten stellt sich die Frage, ob die Nutzung dieses geringen Potenzials überhaupt sinnvoll ist. Mit der Verwendung von Wärmepumpen zum Heizen, Klimaanlagen und Elektromobilität stehen zukünftig neue Großverbraucher zur Verfügung, bei welchen Lastverschiebung sinnvoll ist. Diese Verbraucher haben ein Lastverschiebungspotenzial, welches bei Heizungen bereits heute und bei Elektromobilität bei einer Durchdringung von 15 % dem der Haushaltsgeräte gleicht.

Daher sollte es das Ziel sein, zuerst in effizientere Haushaltsgeräte zu investieren. Ob und wie das DSM bei Haushaltsgeräten zum Gelingen der Energiewende beitragen kann, wird sich erst in den nächsten Jahren zeigen. Die Speicherung von Wärme oder Kälte für die Anwendung in Haushaltsgeräten stellt eine Option für ein Quasi-DSM dar. Dadurch reduzieren sich Komforteinbußen und somit steigt die Akzeptanz.

7 Literatur

- [1] BDEW: Energieverbrauch im Haushalt BDEW-Datenkatalog. Berlin, Germany, 2010
- [2] HEB, T.; HABLE, M.; SCHEGNER, P.: Verfahren zum Lastmanagement in Niederspannungsnetzen – Anwendung von E-Mobility bis Wärmespeicher. In: VDE-Kongress. Stuttgart, Germany, 2012
- [3] VDE-STUDIE: Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenzial in Deutschland. Frankfurt (Main), 2012
- [4] STOY, B.; KIONKA, U.: Senkung des Stromverbrauchs von Elektro-Großgeräten im Haushalt. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Bd. 27 (1977), Nr. 7, S. 487–504
- [5] LOTZ, H.: Energieverbrauch bei Haushaltsgeräten: erreichte Einsparungen und weitere Potentiale. In: OLTERSDORF, U. ; PREUß, T. (Hrsg.): Haushalte an der Schwelle zum nächsten Jahrtausend. Frankfurt/Main, New York : Campus-Verlag, 1996, S. 227–233
- [6] BSH BOSCH UND SIEMENS HAUSGERÄTE GMBH: Ressourceneffizienz nach Produktbereichen (2013)
- [7] SORRELL, S.: The Rebound Effect: an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency. Bd. 42, 2007 — ISBN 1903144035
- [8] RIS, H.R: Energieeffizienz im Haushalt: Gerätetechnik richtig handhaben (Teil 1). In: Elektrotechnik ET Bd. 64 (2013), Nr. 1, S. 40–44
- [9] RIS, H.R: Energieeffizienz im Haushalt: Gerätetechnik richtig handhaben (Teil 2). In: Elektrotechnik ET Bd. 64 (2013), Nr. 2, pp. 40–45
- [10] BANSAL, P. ; VINEYARD, E. ; ABDELAZIZ, O.: Advances in household appliances- A review. In: Applied Thermal Engineering Bd. 31, (2011), Nr. 17-18, S. 3748–3760
- [11] TRECHOW, P.: Zweitnutzung von E-Mobil-Batterien ist fraglich. In: VDI nachrichten Bd. 66. Berlin (2012), Nr. 42
- [12] TRECHOW, P.: Risiko Solarspeicher: "Einfamilienhäuser werden brennen". In: VDI nachrichten Bd. 68 (2014), Nr. 21
- [13] LOICHINGER, A.J.: Haushaltgerät mit Wärmespeicher und Wärmekopplungstank, (2010). — EP Patent, EP 2193741 A2
- [14] PFEIFROTH, P.; SAMWEBER, F.; GOBMAIER, T.; RÜGER, M.: Funktionaler Stromspeicher mit Haushaltskühlgeräten. In: BWK Bd. 64 (2011), Nr. 12, S. 29–33
- [15] AZZOUZ, K.; LEDUCQ, D.; GOBIN, D.: Enhancing the performance of household refrigerators with latent heat storage: An experimental investigation. In: International Journal of Refrigeration Bd. 32, (2009), Nr. 7, S. 1634–1644
- [16] GABLER, CLAUDIA: Analyse von Arbeitsprozessen in Privathaushalten im Hinblick auf die Hausgerätevernetzung, Justus-Liebig-Universität, Dissertation, Gießen, 2007

Kostenentwicklung der Offshore-Windenergienutzung

B. Reimers¹, M. Kaltschmitt¹

¹Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft, Eißendorfer Straße 40, 21073 Hamburg, britta.reimers@tuhh.de

Kurzfassung

Aufgrund der hohen Volllaststundenzahl und der relativ stetigen Energieproduktion können Offshore-Windparks signifikant zu einer zukünftig nachhaltigeren Energieversorgung aus regenerativen Energien beitragen. Wesentlich für die weitere Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland und Europa ist jedoch eine deutliche Senkung der Stromgestehungskosten. Die bisherige tatsächliche Kostenentwicklung zeigt dagegen eher ein steigendes bzw. gleichbleibendes Kostenniveau, welches u. a. auf die wachsenden Küstenentfernungen und Meerestiefen zurückzuführen ist. In diesem Beitrag wird eine Methodik vorgestellt, die basierend auf der Erfahrungskurventheorie mögliche Kostenreduktionen der Offshore-Windenergie unter Berücksichtigung standortspezifischer Randbedingungen aufzeigt. Es wird dabei ein Fortschreiben eines "Business-as-usual"-Szenarios unterstellt, bei dem Kostenreduktionen lediglich auf einen weiteren Ausbau der Offshore-Windenergieleistung zurückzuführen sind. Dabei werden für einzelne Komponenten und Teilbereiche der Projekte unabhängig voneinander gegebene Entwicklungspotenziale aufgezeigt, welche anschließend in eine Gesamtbetrachtung integriert betrachtet und analysiert werden, um einen übergreifenden Ausblick über die ökonomische Entwicklungsperspektive der Offshore-Windenergie auf Basis der Stromgestehungskosten zu geben.

1 Einführung

Die Entwicklung der Offshore-Windenergie findet derzeit abgesehen von ersten Demonstrationsprojekten in China und Japan hauptsächlich in Nordeuropa statt. Seit 1991 wurden hier insgesamt 69 Projekte mit einer Gesamtleistung von 6,6 GW realisiert. Weitere 2,8 GW befinden sich im Bau und sollen bis spätestens 2015 in Betrieb genommen werden [1]. Neben Großbritannien und Dänemark gehört Deutschland zu den Ländern mit den ambitioniertesten Zielen für einen Offshore-Windenergieausbau. Bisher sind in der Bundesrepublik Deutschland aber nur drei Windparks mit etwa 520 MW in Betrieb. Demgegenüber befinden sich acht Parks mit einer Gesamtleistung von etwa 2,3 GW im Bau und für weitere 6,8 GW in dem deutschen Hoheitsgebiet wurde die Genehmigung bereits erteilt. Die finalen Investitionsentscheidungen stehen hierfür jedoch noch aus [2].

Die reinen Investitionen derzeitiger Projekte in der deutschen Nordsee belaufen sich durchschnittlich auf 3,8 Mio. €/MW. Sie setzen sich hauptsächlich aus den Investitionsaufwendungen für die Windenergieanlagen, die Tragstrukturen zur Verankerung im Meeresboden, die Innerparkverkabelung und die Umspannplattform zur Netzanbindung sowie die Installation der Komponenten zusammen [3]. Die Stromgestehungskosten betrachten zusätzlich die Betriebskosten und den Energieertrag und ergeben sich abhängig von dem jeweiligen Standort zu 0,128 bis 0,142 €/kWh [3].

Diese im Vergleich zur Onshore-Windstromerzeugung relativ hohen Kosten liegen hauptsächlich in den zusätzlichen Komponenten und der deutlich aufwändigeren Installation sowie Instandhaltung begründet. Durch die der Küste vorgelagerten Standorte können dagegen auch höhere Windgeschwindigkeiten und somit merklich höhere Energieerträge erwartet werden, welche diese Kosten aufwiegen sollen. Ein wesentlicher Vorteil einer derartigen Offshore-Windstromerzeugung gegenüber anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien ist auch die beständigere Stromproduktion aufgrund des gleichmäßigeren Windangebots vor der Küste [4]. Somit kann die Offshore-Windenergie vom Grundsatz her wesentlich zu einer zukünftig nachhaltigeren Energieversorgung aus regenerativen Energien beitragen. Für einen weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie und die Nutzung dieser Vorteile müssen die spezifischen Energiegestehungskosten jedoch deutlich gesenkt werden. Dies ist das Gegenteil der bisherigen Entwicklung, die eher einen gegenläufigen Trend zeigt.

Im Folgenden wird daher zunächst die Kostenentwicklung bisheriger Offshore-Windprojekte dargestellt und erläutert. Aufbauend auf der Erfahrungskurventheorie, mit der das Phänomen der Kostenreduktion mit ansteigender produzierter Stückzahl beschrieben werden kann, wird eine Methode vorgestellt und angewendet, mit der die mögliche Kostenentwicklung von Offshore-Windenergie in die Zukunft abgeschätzt werden kann.

2 Bisherige Entwicklung

Mit der Etablierung neuer Technologien am Markt ist bei einer Zunahme der kumulierten Produktionsmenge eine Kostenreduktion zu erwarten. Diese Tendenz findet sich auch im Offshore-Windsektor wieder. Hier sind entsprechend den Erwartungen die Investitionen der ersten Demonstrationsprojekte zunächst gesunken; dies bestätigt zunächst auch in diesem Sektor die Erfahrungskurventheorie (**Bild 1**).

Mit dem Beginn der kommerziellen Nutzung der Offshore-Windtechnologie ab etwa 2002 sind dagegen zunächst stagnierende bzw. ab 2009 weitestgehend steigende Kosten zu verzeichnen. In diese auf den ersten Blick widersprüchliche Entwicklung spielen zahlreiche Faktoren hinein, welche die möglicherweise trotzdem gegebenen Lerneffekte überlagern bzw. überkompensieren. Beispielsweise führten steigende Rohstoff- und Lohnkosten – zusammen mit einem mangelnden Wettbewerb unter den Herstellern von geeigneten Offshore-Windenergieanlagen – zu steigenden Preisen der Windkraftanlagen. Auch haben Engpässe bei geeigneten Installationsschiffen und entsprechenden Häfen einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Installationskosten.

Hinzu kommen in den letzten Jahren veränderte Randbedingungen, die ebenfalls die Kostenentwicklung beeinflussen. Insbesondere in Deutschland trägt die politisch intendierte wachsende Komplexität der Standorte – mit größeren Küstenentfernungen und steigenden Wassertiefen und somit höheren Anforderungen an die Tragstrukturen sowie Installationsprozesse – zu einem Anstieg der Kosten und damit eine Überkompensation von Lerneffekten bei. Aber auch Planungs- und Genehmigungsverzögerungen sowie steigende Finanzierungskosten tragen zu der negativen Kostenentwicklung bei [1], [5].

Ein pauschaler Erfahrungskurvenansatz kann somit diesem sich deutlich in den letzten Jahren veränderten Umfeld mit nun doch deutlich anderen Randbedingungen nicht unmittelbar Rechnung tragen.



Bild 1: Entwicklung der Investitionskosten von Offshore-Windprojekten in Europa (inflationsbereinigt, Stand 2013); nach Daten von [6], [7]

3 Hintergrund

Mangels einer einfachen, zuverlässigeren Methode zur Kostenprognose für neue Technologien werden trotz verschiedenster Kritikpunkte und bekannter methodischer Unzulänglichkeiten häufig Lern- bzw. Erfahrungskurven zur Abschätzung möglicher Kostenreduktionen von Anlagen und Komponenten verwendet. Deshalb werden nachfolgend zunächst die entsprechenden theoretischen Grundlagen dargestellt und diese dann auf die hier zu untersuchende Fragestellung angewendet.

3.1 Grundlagen

Ursprünglich handelt es sich bei der Erfahrungskurve um eine Beobachtung in der Unternehmensfertigung, nach der sich konstant sinkende Stückkosten bei einer Erhöhung der kumulierten Produktionsmenge mit einem konstanten Prozentsatz aufgrund reduzierter Lohnkosten durch den Erfahrungszuwachs der Arbeiter (*learning-bydoing*) ergeben [8]. Später wurde die zu dieser Beobachtung entwickelte Theorie auf die Gesamtkosten eines Produktes erweitert; d. h. diese erweiterte Beschreibung der Kostenentwicklung mit steigenden Stückzahlen beinhaltet somit auch Overhead-Kosten und weitere Faktoren (z. B. Effizienzsteigerung durch Rationalisierung und Automatisierung, Standardisierung, Skaleneffekte). Dies kann nochmals erweitert werden, indem nicht mehr nur ein Produkt eines Unternehmens, sondern gesamte Industriezweige oder Technologien betrachtet werden [9].

Gleichung (1) ermöglicht die Berechnung des technologischen Fortschritts ausgedrückt in Kosten in Abhängigkeit von nur einem Indikator für Erfahrung [10].

$$K(X_t) = K(X_0) \cdot \left(\frac{X_t}{X_0}\right)^{-b}$$
(1)
$$LR = 1 - 2^{-b}$$
(2)

wobei X_t die kumulierte Anzahl produzierter Einheiten, *b* den positiven Degressionsfaktor und *K* die Kosten eines Produktes oder Prozesses beschreiben. $K(X_0)$ und X_0 beschreiben dabei die Kosten und die kumulierte Anzahl an einem beliebigen Start- bzw. Bezugspunkt. Häufig wird der Lerneffekt auch als Lernrate *LR* angegeben, welche die relative Kostenreduktion nach jeder Verdopplung der kumulativen Anzahl produzierter Einheiten angibt.

Dieser grundsätzlich sehr einfache Zusammenhang konnte für verschiedenste Produkte, Industrien und Technologien beobachtet werden (u. a. [11], [12]). Hinter einer derartigen Kostenentwicklung stehen dabei komplexe, gleichzeitig ablaufende Mechanismen, die jedoch im Einzelnen bislang nur wenig verstanden wurden bzw. nur eingeschränkt auf die verschiedenen Treiber bzw. Gründe für die beobachte Kostendegressionen zurückgeführt werden können (vgl. [13], [14]).

Insgesamt führen wiederholende Tätigkeiten sowohl in der Herstellung als auch im Betrieb üblicherweise zu einer wachsenden Arbeitsproduktivität und zu inkrementellen Verbesserungen von Prozessen sowie dem Produkt selbst (learning-by-doing, learning-by-using). Parallel tragen gezielte F&E-Aktivitäten (learning-by-searching) zur Verbesserung von Prozessen und dem Produkt selbst bei. Dies führt auch mittel- und unmittelbar zu einer Verbreitung innerhalb von Netzwerken und zwischen Forschungseinrichtungen, Industrie sowie Nutzern zu Kostensenkungen in der gesamten Branche bei (learning-byinteracting). Weitere Kostenreduktionen werden durch eine Standardisierung und somit der Wandel der Fertigungseinheiten hin zur Massenproduktion erwartet (Economies of scale). Auch das sogenannte Upscaling der Produkte selbst spielt eine wesentliche Rolle bei der Reduktion der spezifischen Kosten [13]. Obwohl derartige Einzeleinflüsse bekannt sind werden sie üblicherweise in derartigen Ansätzen nur integral betrachtet, da ein Herunterbrechen auf die einzelnen Einflüsse bisher kaum möglich ist.

3.2 Erfahrungskurven der Windenergie

Für den Onshore-Windenergiebereich wurden bisher zahlreiche Erfahrungskurven mit Daten aus der tatsächlichen Entwicklung vergangener Jahre erstellt, die weitestgehend die Entwicklung der Turbinenpreise, der Gesamtkosten eines Windparks inklusive Installation oder der Stromgestehungskosten gegenüber der kumulierten installierten Leistung beschreiben. In Systemen zur Modellierung von Energiesystemen mit endogenem, technologischem Lernen werden diese häufig fortgeschrieben, um die Kostenänderungen über die Zeit in die Betrachtung einbeziehen zu können.

Bei diesen Untersuchungen zeigen sich jedoch relativ große Sensibilitäten der Lernraten hinsichtlich der beobachteten Regionen und den gewählten Zeitspannen. Die Bandbreite der analysierten Lernraten in verschiedenen Zeitspannen zwischen 1981 und 2010 reicht von -3 bis 10 % für Windenergieanlagen, 3 bis 23 % für die Investitionen und 4 bis 32 % für die Stromgestehungskosten [15].

Im Bereich der Offshore-Windenergie existieren dagegen bisher deutlich weniger Untersuchungen der Kostenentwicklung auf Basis von Erfahrungskurven. Eine Prognose [16] der Investitionsentwicklung von Offshore-Windparkprojekten bis 2020 basiert auf einem derartigen Erfahrungskurvenansatz. Er stützt sich auf bestehende Lernraten von Onshore-Windkraftanlagen, Fundamentstrukturen, Netzkomponenten und Installationsvorgängen ähnlicher Technologien. Effekte, die zu steigenden Investitionen führen können, werden jedoch nicht aufgegriffen. Dieser Problematik versucht sich eine andere Untersuchung [17] zu nähern; hier wird die Kostenentwicklung von Offshore-Windparkprojekten bis 2008 mit der Rohstoffpreisentwicklung überlagert, um so einen Lerneffekt in den Projekten zu extrahieren. Der Untersuchungsrahmen ist auf Windparks mit Monopile-Fundamenten begrenzt und zeigt eine Lernrate von 3 %.

3.3 Gewählter methodischer Ansatz

Eine übergreifende Erfahrungskurve zur Prognose der zukünftigen Kosten ist auf die Offshore-Windenergie nicht pauschal anwendbar. Deshalb wird hier ein Ansatz mit komponentenbasierten Erfahrungskurven vorgestellt, um die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der kumulierten installierten Offshore-Windleistung besser abschätzen zu können.

Dieser methodische Ansatz basiert auf der Annahme, dass Lernen in einem System auf unterschiedlichen Ebenen mit möglicherweise verschiedenen Erfahrungsgewinnen und unterschiedlicher Geschwindigkeit stattfindet [18]. Dabei setzen sich die Kosten eines Produktes aus der Summe der einzelnen Komponenten und Prozesse zusammen. Demnach ist auch die Kostenentwicklung nach der Erfahrungskurventheorie als Summe darstellbar (Gleichung (3)) [10].

$$K_{ti} = \sum_{i=1}^{n} K_{0i} \cdot \left(\frac{X_{ti}}{X_{0i}}\right)^{-b_i}$$
(3)

Jeder Kostenpunkt *i* wird dabei mit den jeweiligen Anfangskosten K_{0i} beschrieben. Die Kostenentwicklung wird durch die komponentenabhängigen Degressionsfaktor b_i sowie der jeweiligen Erfahrungsgröße X_{ti} bzw. X_{0i} dargestellt.

Dabei findet der Lernprozess nicht unendlich fortlaufend statt, sondern die jeweiligen Kosten laufen gegen einen Grenzwert. Dies ist z. B. für ausgereifte Standardbauteile der Fall, wo ein optimierter Produktionsprozess vorliegt und die Fertigungskosten und Rohstoffaufwendungen kaum weiter minimiert werden können. Die Kosten jedes Prozesses oder jeder Komponente werden daher durch den Faktor α in einen Teil mit und einen Teil ohne Lerneffekte gegliedert; sie laufen mit steigender kumulierter Produktionsmenge gegen einen Grenzwert (Gleichung (4)) [10].

$$K_{ti} = \alpha_{i} \cdot K_{0i} \cdot \left(\frac{X_{ti}}{X_{0i}}\right)^{-b_{i}} + (1 - \alpha_{i}) \cdot K_{0i}$$
(4)

Bei der Anwendung dieser Methode muss zunächst der Untersuchungsrahmen mit der Systemgrenze definiert werden. Es wird die Ziel- und die Erfahrungsgröße festgelegt, in dessen Abhängigkeit erstere ausgedrückt werden soll. Auch müssen weitere Randbedingungen (z. B. Standortparameter eines Windparks) zu Beginn der Untersuchung definiert werden.

Anschließend wird das Gesamtsystem analysiert und auf die unterschiedlichen Ebenen heruntergebrochen, auf denen Lerneffekte zu erwarten sind. Für jede Ebene werden in der darauffolgenden Phase der Datensammlung die notwendigen Kennwerte bestimmt. Dazu gehören die Bezugswerte für den heutigen Entwicklungsstand $K(X_0)$ und X_0 sowie die Degressionsrate *b*. Machen einzelne Lernebenen Erfahrungszuwächse außerhalb der übergeordneten Erfahrungsgröße, muss die spezifische Erfahrungsgröße in Abhängigkeit dieser übergeordneten Größe ausgedrückt werden. Dies trifft z. B. für die Entwicklung der Kosten für Rotorblätter zu, dessen Lernzuwachs sich nicht nur aus der Entwicklung der Offshore-, sondern auch aus der der Onshore-Windkraftnutzung ergibt.

Abschließend werden die Erfahrungszuwächse aller Ebenen zusammengefasst und zu einer übergeordneten Entwicklung zusammengefügt, die abschließend interpretiert werden kann.

4 Anwendung auf Offshore-Windprojekte

Im Folgenden wird die vorgestellte Methodik auf drei repräsentative Offshore-Windprojekte mit durchschnittlichen Randbedingungen angelehnt an die deutsche Nordsee angewendet.

4.1 Definitionen und Randbedingungen

Das zu untersuchende System ist ein Offshore-Windenergieprojekt bestehend aus Windenergieanlagen, Tragstrukturen und Innerparkverkabelung. Alle Annahmen werden dabei für einen Windpark mit 80 Anlagen (Gesamtleistung 320 MW) getroffen. Als Anlagentechnik kommt eine derzeit typische 3-Blatt-Horizontalachsen-Anlage mit Getriebe und Asynchrongenerator zum Einsatz. Die Anlage ist über ein Monopile- bzw. Jacket-Fundament auf dem Meeresboden verankert. Um den unterschiedlichen Randbedingungen hinsichtlich Wassertiefe und Küstenentfernung Rechnung zu tragen wird die Analyse für drei Standorte durchgeführt (**Tabelle 1**). Als Zielgröße der Analyse werden die Stromgestehungskosten [19] in Abhängigkeit der globalen, kumulierten installierten Offshore-Windleistung in MW definiert.

angepasster Anlagentechnik					
	nearshore	offshore	farshore		
Küstenentfernung	10 km	60 km	120 km		
Hafenentfernung	20 km	90 km	150 km		
Wassertiefe	10 m	25 m	40 m		
Windregime	8,5 m/s	10 m/s	10,5 m/s		
Tragstruktur	Monopile Jacket/Tripod				
Windkraftanlage	3-Stufengetriebe/Asynchrongenerator				

 Tabelle 1 Definition der unterschiedlichen Standorte und angepasster Anlagentechnik

4.2 Strukturierung

Zur Identifikation der verschiedenen Lernebenen wird das Gesamtsystem der Offshore-Windstromerzeugung in die Projektphasen Entwicklung, Anlagentechnik, Installation, Betrieb und Rückbau geteilt. Phasenweise wird dann die Zusammensetzung der jeweiligen Kosten und die Möglichkeit nach Kostensenkungen durch Lerneffekte diskutiert (**Bild 2**).

Vorlaufkosten. Während der Entwicklung eines Offshore-Windprojektes entstehen Kosten für Projektmanagement, unterschiedliche Studien und Untersuchungen der geplanten Fläche sowie die Genehmigung. Diese Kosten sind stark projektspezifisch und schwer zu fassen. Lerneffekte können hier möglicherweise durch die Bildung einer Wissensbasis, auf die bei Folgeprojekten aufgebaut werden kann, erzielt werden. Gegenläufig ist dagegen eine mögliche Zunahme an zu erfüllenden Auflagen für eine Genehmigung [3], [20].



Bild 2 Darstellung der Systemgrenze des Gesamtsystems und dessen Subsysteme

Anlagentechnik. Bei der Anlagentechnik sind in der Fertigung der einzelnen Komponenten Kostenreduktionen basierend auf den typischen Lerneffekten zu erwarten. Dabei wird eine überlagerte Kostenreduktion durch eine zunehmende Abstimmung der verschiedenen Zulieferer untereinander und somit ein verbessertes "Zusammenpassen" der Einzelkomponenten in den jeweiligen Baugruppen des Systems erwartet [21]. Wesentlich ist auch der Energieertrag, auf den die Kosten bezogen werden. Durch eine optimierte Windumwandlung und geringere nachgelagerte Verluste kann der Energieertrag gesteigert und somit die Wirtschaftlichkeit verbessert werden.

Installation. Die Kosten der Installation setzen sich aus der aufeinanderfolgenden Errichtung von Tragstruktur, Innerparkverkabelung und Windenergieanlage zusammen. Während der einzelnen Installationsabschnitte werden Lerneffekte sowohl innerhalb der Projekte durch reines learning-by-doing als auch projektübergreifend erwartet; die Konsequenz sind deutlich sinkende Installationszeiten für die einzelnen Komponenten. Dies wird noch unterstützt durch zukünftig zu erwartende, inkrementelle Verbesserungen der Installationstechnik.

Ein weiterer wesentlicher Faktor der Installationskosten ist die Entwicklung der Tagesraten für die Hauptinstallationsschiffe [22]. Wurden anfänglich noch Schiffe aus der Öl- und Gasindustrie verwendet, werden zusehends spezialisierte Schiffe entwickelt oder Langzeitcharterverträge für Neubauten abgeschlossen. Treibende Kraft dahinter ist u. a. der anfängliche Engpass für entsprechende Schiffe und die Konkurrenz des Öl- und Gasmarktes. Deshalb dürfte sich der Offshore-Windmarkt stückweise von diesen Konkurrenzmärkten trennen und nach und nach eine Sättigung einsetzen (d. h. sinkende Tagesraten).

Betriebskosten. Die größten Bestandteile der Betriebskosten sind die gesamte Offshore-Logistik und die Arbeitskosten für die benötigten Techniker zur Instandsetzung der Windenergieanlagen sowie die Ersatzteile bei einem Austausch größerer Komponenten [23]. Dabei fährt bei jedem Anlagenausfall basierend auf der durchschnittlichen Ausfallrate der Windenergieanlagen ein Serviceteam zu der Anlage, um den Fehler zu beheben. Zu einem gewissen Anteil werden Großkomponenten auch ausgetauscht (d. h. größere Schiffe und längere Reparaturzeiten). Damit sind auch Erfahrungszuwächse in der Betriebsphase eines Offshore-Windparks zu erwarten (d. h. sinkende Kosten der Austauschkomponenten und Tagesraten). Zusätzlich führen inkrementelle Verbesserungen der Anlagentechnik zu einer Absenkung der Ausfallrate und somit zu einer Reduktion der Anzahl benötigter Reparaturfahrten. Ebenso wird eine Verbesserung der Transportmittel und Logistikkette sowie ein Lernen der Servicetechniker angenommen (d. h. kürzere Instandhaltungsmaßnahmen).

Rückbau. Die Phase des Rückbaus orientiert sich an der Installationsphase mit zwei wesentlichen Unterschieden. Zum einen dürfte der Rückbau wesentlich schneller ablaufen, da quasi nur Schrott entfernt werden muss. Zum anderen findet der Rückbau mit 20 Jahren Verzug statt (d. h. der in der Zwischenzeit akkumulierte Erfahrungszuwachs durch weitere Projekte ist nutzbar) [22].

4.3 Datenbasis

4.3.1 Referenzkosten

Die Referenzkosten für den Bezugszeitpunkt zeigt für die definierten Standorte **Tabelle 2**. Sie belaufen sich auf 2,3 bis 2,8 Mio. €/MW und variieren aufgrund der unterschiedlichen Annahmen für die Wassertiefe [3], [24]. Die Installationskosten werden jeweils für Tragstruktur, Windenergieanlage und Innerparkverkabelung aus der durchschnittlichen Installationsdauer und der Tagesrate der benötigten Schiffe berechnet [22]. Die Kosten für die Parkentwicklung werden mit 10% der Investitionen abgeschätzt.

Die Betriebskosten (d. h. Versicherungs- und Instandhaltungskosten) werden über die technische Laufzeit von 20 Jahren als konstant angenommen. Die Instandhaltungskosten werden in Abhängigkeit der Ausfallrate, der Transportmittelkosten inklusive Techniker und der anteiligen Komponentenkosten auf Durchschnittswerte gemittelt bestimmt [25], [3].

Die Kosten für den Rückbau setzen sich analog zu der Berechnung für die Installation zusammen; jedoch können die durchschnittlichen Zeiten aufgrund der gröberen Handhabung um 10% reduziert werden [22]. Zusätzlich werden Lerneffekte, die in den kommenden 20 Jahren zu erwarten sind, einbezogen (Abschnitt 4.3.4). Eine Gutschrift aufgrund einer möglichen Weiterverwendung oder Schrotterlöse werden nicht betrachtet (d. h. außerhalb des Betrachtungsrahmens).

Daraus ergeben sich Stromgestehungskosten von 0,116 bis 0,145 \in /kWh. Sie verteilen sich mit etwa 51 % auf die Anlagentechnik, mit 13 % auf die Installation und mit 22 % auf die Betriebsphase.

4.3.2 Erfahrungsgröße

Als Erfahrungsgröße dient die kumulierte installierte Offshore-Windleistung. Gerade bei der Windenergieanlagentechnik kann jedoch nicht nur auf den Offshore-Windmarkt Bezug genommen werden, da sich technische Verbesserungen aus dem Onshore-Sektor auch auf die Offshore-Anlagen auswirken. Deshalb wird als zweite Einflussgröße die globale kumulierte installierte Onshore-Windleistung berücksichtigt.

Dieser Untersuchung wird eine Windenergieanlage mit Getriebe und Asynchrongenerator zugrunde gelegt. Um der Entwicklung hin zu getriebelosen Anlagen Rechnung zu tragen, wird für das betrachtete System ein ein fixer Marktanteil von 70 % angenommen [26]. Ebenso müssen Lerneffekte für die unterschiedlichen Fundamenttypen beachtet werden. Für Nearshore-Projekte werden dafür üblicherweise Monopiles verwendet (derzeitiger Marktanteil ca. 70 %). Windenergieanlagen in größeren Wassertiefen werden demgegenüber mit Jacket- oder Tripod-Strukturen entwickelt (derzeitiger Marktanteil ca. 10 %). Zukünftige Windparks liegen in Gebieten mit größeren Wassertiefen und benötigen somit auch anspruchsvollere Tragstrukturen. Daher dürften sich die Marktanteile der Fundamente entsprechend der kumulierten, installierten Offshore-Windleistung verändern, da die Anwendung von Monopiles begrenzt ist [27].

Als Bezugsbasis der heutigen Kosten für die Referenzwindparks wird von 9,9 GW kumulierter, installierter Offshore-Windleistung Ende 2013 ausgegangen. Für die Onshore-Windentwicklung wird entsprechend eine globale Leistung von 308 GW angenommen [28].

4.3.3 Lernrate

Anlagentechnik. Für die Maschinenbauteile werden aus der Literatur bekannte Lernraten [29] verwendet. Diese sind für Standardbauteile (z. B. Rotorwelle, Getriebe) relativ gering. Die Zusammensetzung der Baugruppen wird mit einer Lernrate von 2 % abgeschätzt.

Durch eine inkrementelle Weiterentwicklung der Technologie kann auch von einem schrittweise verbesserten Energieertrag ausgegangen werden. Über Zeitreihen der bisherigen Technologieentwicklung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen [30], [31], [32] kann eine Fortschreibung vorgenommen werden, welche entsprechend der Windgeschwindigkeiten an den Standorten zu einer Lernrate von 2,5 % führt.

Installation. Für die Installation der Baugruppen Fundament, Turbine und Kabel wurden innerhalb eines Projektes hohe Lernraten zwischen 10 und 20 % ermittelt [33], [34]. Projektübergreifend liegen aber solche Werte bisher nicht vor. Deren Erhebung wird trotz gleicher, eingesetzter Schiffe und zu installierender Anlagentechnik durch große Unterschiede hinsichtlich Bodenverhältnisse, nutzbarer Wetterfenster, Hafenentfernungen und sonstiger Einflussgrößen, welche die den Bauablauf beeinflussen und somit die Datenlage verschleiern, erschwert [35]. Bei gleichbleibenden Randbedingungen wird hier das projektübergreifende Lernen mit einer Lernrate von 5 % abgeschätzt. Die Reduktion der Tagesraten für die Installationsschiffe wird mit 3 % angenommen (d. h. der Schiffsengpass für den Bau von Windparks in großen Wassertiefen wird als noch nicht überwunden angesehen) [36]. Durch mehr Planungssicherheit und längere Charterverträge können die Kosten jedoch stückweise gesenkt werden [37].

Betrieb. Während der Betriebsphase fallen Versicherungskosten an, die den Betreiber gegen Ausfälle absichern soll. Diese Kosten sinken mit wachsender Erfahrung und Verringerung der Betriebsrisiken mit einer Lernrate von 5 %. Ausschlaggebend für die Kosten der Instandhaltung ist jedoch die Ausfallrate. Hier wird eine Lernrate von 25 % [38] veranschlagt, die durch einen Minimalwert von drei Ausfällen je Jahr begrenzt wird (dargestellt durch α), da sich mit begrenztem Aufwand die Zuverlässigkeit der Systeme nicht unendlich steigern lässt [39]. Das relative Verhältnis der unterschiedlichen Fehlerklassen und Instandsetzungsmissionen bleibt bestehen. Die durchschnittliche Reparaturzeit beinhaltet neben der reinen Reparaturdauer auch die Mobilisierung, Anfahrt und Überstiegszeiten und ermittelt sich über den Durchschnitt aller anfallenden Instandhaltungsmaßnahmen eines Windparks pro Jahr; hierfür wird eine hohe Lernrate unterstellt, da sich hier noch keine einheitlichen technischen und wirtschaftlichen Praktiken entwickelt haben. Die Kostenentwicklung der Ersatzteile sowie der benötigten Schiffe orientieren sich an den Lernraten der Anlagentechnik und der Installation.

Rückbau. Für die Rückbauphase werden die gleichen Lernraten wie für die Installation angenommen.

Um Unsicherheiten in der Wahl der Lernraten abzubilden, wird für jede Lernrate ein Intervall angegeben, in dem sich dieser Wert bewegen könnte. Die Breite des Intervalls orientiert sich dabei an der Größe der Lernrate selbst und liegt zwischen 2 und 10%.

4.3.4 Weitere Annahmen

Die Berechnung der Kabellänge und des projektinternen Lernens während der Installation bezieht sich auf die jeweilige Gesamtleistung der betrachteten Windparks. Die Parkgröße einzelner Windparks bzw. Windparkcluster in Abhängigkeit der kumulierten installierten Offshore-Windleistung wird sich ähnlich wie in der Vergangenheit entwickeln. Der Projektumfang geplanter Projekte überschreitet 7.2 GW nicht [35].

Aufgrund der zeitlichen Verschiebung zwischen Installation und Rückbau von 20 Jahren muss eine Verknüpfung zwischen kumulierter installierter Offshore-Windleistung und der Zeit geschaffen werden. Hierzu wird der Ansatz von Ferioli [10] aufgegriffen, nach dem das Wachstum von neuen Technologien zunächst exponentiell stattfindet und mit Eintritt in die Reifephase langsam absinkt. Für die zeitliche Entwicklung der Offshore-Windenergie wird daher basierend auf dem Ausbauszenario der IEA [40] ein nach oben begrenztes Wachstum angenähert, dargestellt durch eine asymmetrische Sättigungsfunktion [41].

Für die Betrachtung einiger Komponenten wird auch der globale Onshore-Ausbau benötigt. Dazu wird – zur Vereinfachung der Betrachtung – die Beziehung zwischen globaler kumulierter On- und Offshore-Windleistung als potenzieller Zusammenhang modelliert. Die Datengrundlage bietet hierzu ebenfalls das Szenario der IEA [40].

4.4 Ergebnisse

Das Ergebnis ist die Entwicklung der Stromgestehungskosten gegenüber der globalen, kumulierten installierten Offshore-Windleistung für die drei betrachteten Referenzstandorte (**Bild 3**).

Die Kosten für die Windparks nah vor der Küste und in mittlerer Hafenentfernung liegen in etwa auf dem gleichen Niveau, da die höheren Kosten bei wachsender Küstenentfernung durch die höhere mittlere Windgeschwindigkeit in etwa aufgewogen werden. Dies gilt aber nicht für sehr große Distanzen; deshalb sind die Stromgestehungskosten für einen Farshore-Windpark deutlich höher. Im Durchschnitt sinken die Kosten mit jeder Verdopplung der kumulierten installierten Offshore-Windleistung um etwa 13 %. Sollte sich die kumulierte installierte Offshore-Windleistung dem derzeitigen Stand der Onshore-Entwicklung nähern, bewegen sich die Stromgestehungskosten mit wenigen Unterschieden hinsichtlich des Standortes um die 0,06 €/kWh. Die Reihenfolge der Standorte verändert sich dabei aufgrund der schlechteren Windbedingungen und somit geringeren Energieertrags der Anlagen am küstennahen Standort.

Die relativ schmalen Intervalle der angenommenen Lernraten zwischen 2 und 10 % summieren sich zu einer breiten Varianz der Stromgestehungskosten auf. Schon bei den Bezugsgrößen variieren die Stromgestehungskosten aufgrund des projektinternen Lernens bei Installation und Rückbau um etwa ±4 %. Der Schwankungsbereich wächst bei der weiteren Entwicklung entsprechend mit.



Bild 3 Entwicklung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der kumulierten installierten Offshore-Windleistung

Zur Interpretation der Ergebnisse wird ein konkretes Ausbauszenario unterstellt (nach [40]). Demnach sind 2020 etwa 30 GW Offshore und 630 GW Onshore Windleistung global installiert und 2030 belaufen sich die kumulierten Leistungen auf 230 GW Offshore und 1 170 GW Onshore. Mit diesen Annahmen ergeben sich mögliche Kostenreduktionen bis 2020 von etwa 30 % (0,092 €/kWh) bis 2030 etwa 50 % und um (0,063 €/kWh). Nach Bild 4 sind die größten Reduktionen auf die Anlagentechnik zurückzuführen. Grund dafür sind die hohen Lernraten kombiniert mit hohen Kostenanteilen der Fundamente. Die Verteilung der Kosten auf die unterschiedlichen Projektphasen verschiebt sich dabei nur minimal.



Bild 4 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten und entsprechender Kostenreduktionen für den Referenzstandort *offshore* für 2020 und 2030

5 Fazit

In diesem Beitrag wird eine Methode zur Prognose von Stromgestehungskosten basierend auf der erweiterten Erfahrungskurventheorie vorgestellt und auf die Offshore-Windenergieentwicklung angewendet.

Unter der Annahme von üblichen Lernraten für die einzelnen Komponenten und Prozesse können deutliche Kostensenkungspotenziale von etwa 13 % mit jeder Verdopplung der kumulierten Offshore-Windleistung ermittelt werden. Obwohl die Theorie der Lernkurve häufig kritisch hinterfragt wird, kann sie dennoch auf Basis von empirischen Beobachtungen einen Trend für eine zukünftig mögliche Entwicklung aufzeigen und erzielt ähnlich gute Ergebnisse wie andere Ansätze zur Technologiefortschreibung [42].

Mögliche Unsicherheiten werden durch eine Bandbreite der Lernraten betrachtet und ergeben so einen Schwankungsbereich von bis zu ±20 %. Aber auch unter ungünstigen Bedingungen würden die Stromgestehungskosten für Offshore-Windprojekte bis 2030 auf unter 0,08 €/kWh gesenkt werden können.

		Bezugsgröße	Erfahrungsgröße		Lernrate
		near / off / far	near / off, far		
ENTWICKLUNG		277 / 316 / 356 T€/MW			
Anteil von Anlagentechr	nik und Installation	10%			
ANLAGENTECHNIK		2273 / 2509 / 2757 T€/MW			
Baugruppe	Komponente				
Rotor					$2 \pm 2\%$
	Rotorblätter	333 T€/MW	3x On-/Offshore		$15 \pm 5\%$
	Rotornabe	45 T€/MW	1x On-/Offshore		$6 \pm 1\%$
	Pitch-System	63 T€/MW	3x On-/Offshore		$3 \pm 1\%$
	Sonstiges	92 T€/MW	1x On-/Offshore		$8 \pm 2\%$
Gondel					$2 \pm 2\%$
	Rotorwelle	34 T€/MW	1x On-/Offshore		$7 \pm 2\%$
	Getriebe	240 T€/MW	0,7x On-/Offshore		$4 \pm 1\%$
	Generator	69 T€/MW	0,7x On-/Offshore		$2 \pm 1\%$
	Leistungselektronik	183 T€/MW	1x On-/Offshore		$6 \pm 1\%$
	Azimutsystem	48 T€/MW	1x On-/Offshore		$2 \pm 1\%$
	Gehäuse	21 T€/MW	1x On-/Offshore		$7 \pm 2\%$
	Sonstiges	263 T€/MW	1x On-/Offshore		$10 \pm 2\%$
Fundament	•				$2 \pm 1\%$
	Turm	206 T€/MW	1x Offshore		$15 \pm 5\%$
	Tragstruktur	587 / 575 / 748 T€/MW	0,7 / 0,1x Offshore	$10 < X_{off} < 20: 0, 5/0, 3$	$25 \pm 5\%$
	e			$20 < X_{off}$: 0,2/0,7	
	Piles	0 / 247 / 321 T€/MW	1x Offshore	-00 / /	$15 \pm 5\%$
Netz					
	Interne Verkabelung	89 / 90 / 91 T€/MW	1x Offshore		$10 \pm 5\%$
INSTALLATION	0	500 / 647 / 806 T€/MW			
Fundament	Installationsdauer Ø	3.2 / 3.7 / 4 Tage/Stk.	siehe Anlagentechnik	Projektintern	$15 \pm 2\%$
	<i>p</i>		2	Projektübergreifend	$5 \pm 2\%$
	Tagesrate Schiffe	180 / 210 / 230 T€/Tag		Kostenänderung TR	$3 \pm 2\%$ $\alpha = 30\%$
Innerparkverkabelung	Installationsdauer Ø	0.25 / 0.2 / 0.15 km/Tag	1x Offshore	Projektintern	$10 \pm 2\%$
				Projektübergreifend	$5 \pm 2\%$
	Tagesrate Schiffe	132 / 137 / 142 T€/Tag		Kostenänderung TR	$3 \pm 2\%$ $q=30\%$
Windenergieanlage	Installationsdauer Ø	46/5/54 Tage/Stk	1x Offshore	Projektintern	$13 \pm 2\%$
, indener Breand Be	inotanationotaator o	no, e, en ruge, sui		Projektübergreifend	$5 \pm 2\%$
	Tagesrate Schiffe	195 / 225 / 245 T€/Tag		Kostenänderung TR	3 + 2% $q = 30%$
Retrieh	rugestute Settitte	108 / 127 / 150 T€/MW n a		Rostenanderung IIt	5 = 270, a 5070
Versicherungskosten		20 T€/MW n a	1x Offshore		5 + 2%
Instandhaltungskosten	Ausfallrate n a	9.5 pro WEA	1x Offshore		$25 + 5\%$ $\alpha = 30\%$
instanditangskösten	Ø Kosten Schiffe	8.5 / 9.1 / 10.3 T€/Tag	1x Offshore		$3 + 2\%$; $\alpha = 30\%$
	Ø Kosten Ersatzteile	4 4 T€/MW n Ausfall	1x Offshore		$3 \pm 2/0, \alpha = 50/0$ $8 \pm 2\%$
	Ø Reparaturzeit	2 27 / 3 / 3 6 Tage/Ausfall	1x Offshore		25 + 5%
RÜCKBAU	5 Reputatizen	332 / 411 / 517 TE/MW			23 - 370
Fundament	Rückhaudauer Ø	90% der Installationszeit	siehe Installation		siehe Installation
Innernarkverkahelung	Rückhaudauer Ø	90% der Installationszeit	siehe Installation		siehe Installation
Windenergieanlage	Rückhaudauer Ø	90% der Installationszeit	siehe Installation		siehe Installation
FNFDCIFFDTDAC		4060 / 4510 / 4640 MW/b/MW	V		2 80/2 / 2 10/2 / 2 20/2
ENERGIEERIKAG		1000 / 4010 / 4010 MI/MI	1		-2.0/0/ -2.4/0/ -2.3/0

Tabelle 2 Annahmen der Berechnung

Literatur

- [1] Corbetta, G.; Pineda, I.; Moccia, J.; Guillet, J.: The European offshore wind industry key trends and statistics 2013, EWEA, Brüssel, 2014.
- [2] Stiftung Offshore Windenergie: Aktueller Stand der Offshore-Windenergie 2014.
- [3] Hobohm, J.; Krampe, L.; Peter, F.; Gerken, A.; Heinrich, P.; Richter, M.: Kostensenkungspotenziale der

Offshore-Windenergie in Deutschland. Langfassung. Stiftung Offshore-Windenergie, Berlin, 2013.

- [4] Rohrig, K.; Richts, C.; Bofinger, S.; Jansen, M.; Siefert, M.; Pfaffel, S.; Durstewitz, M.: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende, Kurzfassung. Stiftung Offshore-Windenergie, Berlin, 2013.
- [5] Greenacre, P.; Gross, R.; Heptonstall, P.: Great Expectations The cost of offshore wind in UK waters -

Understanding the past and projecting the future. UK Energy Research Centre, London, 2010.

- [6] LORC Knowledge: Offshore Wind Farms Map global database. URL: http://www.lorc.dk. Abrufdatum 17.03.2014.
- [7] Landberg, L.: Offshore wind: Prospects, challenges and opportunities, GL Garrad Hassan, 2012.
- [8] Wright, T. P.: Factors affecting the cost of airplanes. In: Journal of the Aeronautical Sciences 3 (1936) 4, S. 122–28.
- [9] Boston Consulting Group: Perspectives on experience, 1972.
- [10] Ferioli, F.; Schoots, K.; van der Zwaan, B.: Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-learning hypothesis. In: Energy Policy 37 (2009) 7, S. 2525–35.
- [11] Dutton, J. M.; Thomas, A.: Treating progress functions as a managerial opportunity. In: Academy of Management Review 9 (1984) 2, S. 235–47.
- [12] McDonald, A.; Schrattenholzer, L.: Learning rates for energy technologies. In: Energy Policy 29 (2001) 4, S. 255–61.
- [13] Neij, L.; Dannemand Andersen, P.; Durstewitz, M.; Helby, P.; Hoppe-Kilpper, M.; Morthorst, P. E.: Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment. IMES/EESS Report No.40, Lund, 2003.
- [14] Junginger, H. M.: Learning in renewable energy technology development. Dissertation, Utrecht, 2005.
- [15] Azevedo, I.; Jaramilloi, P.; Rubin, E.; Yeh, S.: Modeling technology learning for electricity supply technologies. Electric Power Research Institute, Palo Alto, California 2013.
- [16] Junginger, H. M.; Faaij, A. (Hrsg.): Cost reduction prospects for the offshore wind energy sector, Wind Engineering 28 (2003) 1, S. 97-118.
- [17] van der Zwaan, B.; Rivera-Tinoco, R.; Lensink, S.; Oosterkamp, P.: Evolving economics of offshore wind power: Cost reductions from scaling and learning. In: Renewable Energy (2012) 41, S. 389–93.
- [18] Linton, J. D.; Walsh, S. T.: Extracting Value from Learning Curves: Integrating Theory and Practice. In: Creativity and Innovation Management 22 (2013) 1, S. 10–25.
- [19] Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Auflage. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg 2009.
- [20] Rehfeldt, K.; Wallasch, A.-K.; Lüers, S.: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Deutsche WindGuard GmbH, Varel 2013.
- [21] Cory, K.; Bernow, S.; Dougherty, W.; Kartha, S.; Williams, E.: Analysis of wind turbine cost reductions: The role of research and development and cumulative production, AWEA Windpower Conference, Burlington. 22 Juni 1999.
- [22] Kaiser, M. J.; Snyder, B.: Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the US Outer Continental Shelf. Energy Research Group, Baton Rouge, Louisiana, 2010.

- [23] Scottish Enterprise: A guide to UK offshore wind operations and maintenance. The Crown Estate, London, 2013.
- [24] BVG Associates.: Offshore wind cost reduction pathways Technology work stream. London, 2012.
- [25] Maples, B.; Saur, G.; Hand, M.; van de Pietermen, R.; Obdam, T.: Installation, Operation, and Maintenance Strategies to Reduce The Cost of Offshore Wind Energy. NREL, 2013.
- [26] Rohrig, K.: Windenergie Report Deutschland 2013. Fraunhofer IWES, Kassel, 2014.
- [27] Wind Energy Update: Offshore Foundations Report 2013. Report Extract. London, 2013.
- [28] Global Wind Energy Coucil (GWEC): Global Wind Report annual market update 2013, Brüssel, 2014.
- [29] Teplitz, C. J.: The learning curve deskbook. A reference guide to theory, calculations, and applications. Praeger, New York, 1991.
- [30] Senvion SE: Windenergieanlagen f
 ür Onshore- und Offshore-Windparks. URL: http://www.senvion.com/de/. Abrufdatum 18.06.2014.
- [31] Vestas Wind Systems A/S: Vestas Brochures. URL: http://www.vestas.com. Abrufdatum 18.06.2014.
- [32] Siemens AG: Offshore Wind Power Solutions. URL: http://www.energy.siemens.com. Abrufdatum 18.06.2014.
- [33] Slengesol, I.; de Miranda, Wilfried Pimenta; Birch, N.; Liebst, J.; van der Herm, Albert: Offshore wind experiences A bottom-up review of 16 projects. OceanWind, Oslo, 2010.
- [34] Uraz, E.: Offshore Wind Turbine Transportation & Installation Analyses. Planning Optimal Marine Operations for Offshore Wind Projects, Master Thesis. Visby 2011.
- [35] 4C Offshore Limited: Global Offshore Wind Farms Database. URL: http://www.4coffshore.com/. Abrufdatum 17.06.2014.
- [36] OffshoreWIND.biz: Germany Offshore Wind Sector to Face Vessel Shortages, 30.07.2012.
- [37] Dalgic, Y.; Lazakis, I.; Turan, O.: Vessel charter rate estimation for offshore wind O&M activities. In: Soares, C.; Peña, F. (Hrsg.): Developments in Maritime Transportation and Exploitation of Sea Resources 2013.
- [38] Tavner, P. J.; Xiang, J.; Spinato, F.: Reliability analysis for wind turbines. In: Wind Energy 10 (2007) 1, S. 1–18.
- [39] CITA aisbl: Autofore-Report: Study on the Future Options for Roadworthiness Enforcement in the European Union. Brüssel, 2009.
- [40] International Energy Acency IEA: Renewable Energy 2013, the future of renewable energy. Irena RETD Workshop, Brussels, 2013.
- [41] Hüttner, M.: Prognoseverfahren und ihre Anwendung. De Gruyter, Berlin 1986.
- [42] Neij, L.: Cost development of future technologies for power generation - A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. Energy Policy 36 (2008) 2200–2211.

Wirtschaftlichkeit und Systemnutzen von unterschiedlichen Einsatzkonzepten für Power-to-Heat und Power-to-Gas

Christine Brandstätt¹, Max Fette¹

¹Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung, Wiener Straße 12, 28359 Bremen <u>christine.brandstaett@ifam.fraunhofer.de</u>, max.fette@ifam.fraunhofer.de

Kurzfassung

Die Stromversorgung in Deutschland steht vor der Herausforderung, neue Flexibilitäten zur Integration des wachsenden Anteils an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung zu mobilisieren. Eine besondere Rolle kommt dabei den Ausgleichsoptionen in Verbindung mit den Wärme- und Gasnetzen zu. Im Portfolio mit netz-, erzeugungs- und lastseitigen Maßnahmen sowie anderen Stromspeichern, können sie das zukünftige Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stabilisieren.

Das von den Bundesministerien für Wirtschaft und Energie, für Umwelt und für Forschung geförderte Forschungsprojekt Multi-Grid-Storage untersucht die Möglichkeiten von Wärme- und Gasnetzen das System auszugleichen, indem sie zu Zeiten der Überdeckung Strom aufnehmen und zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse von detaillierten Modellrechnungen der zu erwartenden Volllaststunden von verschiedenen Energiewandlern im Bereich Power to Heat unter verschiedenen Rahmenbedingungen zusammen. Eine über ein Beispieljahr stundenscharf optimierte Einsatzplanung unterschiedlicher Anlagenkombinationen gibt dabei Aufschluss über die Auslastung verschiedener Konzepte und erlaubt so Rückschlüsse auf deren Systemnutzen.

1. Wärme- und Gasnetze als Flexibilität für die Stromversorgung

Die Anteile der erneuerbaren Energien (EE) und besonders der fluktuierenden und wenig steuerbaren Erzeugung an der Stromversorgung in Deutschland sind in der Vergangenheit stetig und stark gestiegen. Um die Jahrtausendwende wurden rund 6 % des Stroms aus EE bereitgestellt, davon rund ein Viertel aus Wind und Sonne. 2012 waren es bereits 23 %, wovon gut die Hälfte aus Windund Sonne stammten [1]. Im Zuge der Energiewende wird sich dieser Anteil weiter erhöhen. Gemäß dem derzeitigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollen 2030 bereits 50 % und 2050 80 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden [2].

Bei steigenden Anteilen könnten Erzeugung und Verbrauch in Zukunft immer öfter und stärker von einander abweichen und bei zu langsamem Netzausbau außerdem regionale Überschüsse entstehen, die nicht zu den Verbrauchern weitergeleitet werden können. Als Folge wird zusätzliche Flexibilität erforderlich, um die Strombilanz zu Zeiten und in Regionen der Über- oder Unterdeckung auszugleichen.

Die erforderliche Flexibilität wird dadurch erreicht, dass Erzeuger, Verbraucher und Speicher Stromüberschüsse aufnehmen und diese zu Zeiten der Unterdeckung wieder abgeben. Mit dieser Flexibilitätsdefinition sind, wie in Abbildung 1 dargestellt, auch die Ausgleichsmöglichkeiten der Wärme- und Gasversorgung erfasst. Solche "Speicherketten" können Strom zu Zeiten und an Orten der Überdeckung in Wärme oder Gas umwandeln und später, mitunter sogar an anderer Stelle, wieder Strom abgeben. Im Vergleich zu Strom lassen sich die Energieträger Wärme und Gas leichter und länger speichern. Diese Speicherketten werden oft kurz unter den Schlagwörtern "Power-to-Heat" (P2H) und "Power-to-Gas" (P2G) zusammengefasst.

Über einen Elektrokessel, eine Wärmepumpe oder einen Elektrolyseur kann die Energie des ,überschüssigen' Stroms in ein Wärme- oder Gasnetz eingebracht werden. Wenn am gleichen Netz auch eine Anlage zur Stromerzeugung (in Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) angeschlossen ist, erfolgt aus diesem System auch eine ,Ausspeisung' von Strom. Eine Umwandlungskette aus Elektrolyseur (optional in Kombination mit einer Methanisierungsanlage) Gasnetz und KWK-Anlage kann also als Speicherkette verstanden werden. Gleiches gilt, wenn auch nur bilanziell, für eine Kette aus Elektrokessel bzw. Wärmepumpe, Wärmenetz und KWK-Anlage. In diesem Fall wird nicht etwa die Wärme selbst, sondern vielmehr das durch die zusätzlich von der P2H-Anlage eingebrachte Wärme eingesparte Gas später rückverstromt.



Abbildung 1 P2H und P2G als Speicherketten

2. Modellaufbau

Anhand eines Modells können die Wechselwirkungen der unterschiedlichen Anlagen innerhalb einer wärme- oder gasbasierten Speicherkette nachvollzogen werden. Es gilt mit einem festgelegten Anlagenpark (etwa wie in Abbildung 1 mit einer KWK-Anlage, einem Elektrokessel, einem Wärmespeicher und einem Gaskessel) einen Wärmebedarf zu decken. Die Flexibilität, welche die multivalente Erzeugung wahlweise aus Gaskessel, KWK-Anlage und Elektrokessel bietet, wird eingesetzt um den Strombezug des Elektrokessels und die Stromproduktion der KWK-Anlage gemäß den aktuellen Strompreisen zu optimieren.

Wärmebedarfs- und Strompreisverlauf werden dem Modell als Input vorgegeben. Technische und wirtschaftliche Anlagenparameter, wie Kapazität, Wirkungsgrad oder Brennstoffkosten sind frei wählbar und auch weitere energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie etwa die auf den Strombezug aufzuschlagenden Abgaben oder die KWK-Förderung sind exogen zu bestimmen.

Für jeden Zeitschritt wird die Kombination der unterschiedlichen Anlagen eingeplant, die den aktuellen Wärmebedarf zu geringsten Grenzkosten versorgt. Randbedingungen wie etwa eingeschränktes Teillastverhalten einzelner Anlagen oder die Kapazitätsgrenze des Wärmespeichers werden mithilfe von rückwärtsgerichteten Iterationen eingehalten.



Abbildung 2 Modellaufbau am Beispiel der Wärmekette

So entsteht für den gewählten Zeitraum eine zeitschrittgenaue Einsatzplanung aller Anlagen; etwa der stündliche Anlageneinsatz in einem Wärmenetz über ein gesamtes Jahr. In Abbildung 3 ist ein Ausschnitt von etwa vier Tagen abgebildet. Zu Beginn des abgebildeten Zeitraums ist der Wärmebedarf noch in vielen Stunden größer als die Kapazität der KWK-Anlage und nimmt gegen Ende des Abbildungszeitraums hin ab. Die Strompreise hingegen sind zu Beginn noch so gering, dass sie den Einsatz des Elektrokessels rechtfertigen und übersteigen gegen Ende hin immer öfter die Schwelle, ab der die KWK-Anlage günstiger produziert als der Gaskessel. Immer dann, wenn die eingeplante Kapazität von Elektrokessel oder KWK-Anlage den Wärmebedarf übersteigt, wird Wärme eingespeichert. Falls keine Speicherkapazität zur Verfügung steht, muss der Anlageneinsatz umgeplant werden. Aus allen Einspeicherungen einer Einspeicherphase werden sukzessive jene mit den höchsten Gestehungskosten verändert, so dass die Speicherkapazität eingehalten werden kann. Wann immer die eingeplante Kapazität von Elektrokessel und KWK-Anlage nicht ausreicht um den Wärmebedarf zu decken, und auch keine eingespeicherte Wärme zur Verfügung steht, wird schließlich der Gaskessel aktiviert.



Abbildung 3 Beispiel der Einsatzplanung im Modell

3. Ergebnisse einiger Szenario-Berechnungen für Power to Heat Anlagen

Modelldurchläufe mit unterschiedlichen Inputparametern können nun Aufschluss über besonders systemdienliche Einsatzkonzepte geben. Die Wirtschaftlichkeit beruht dabei ausschließlich auf den Energie- und Betriebskosten (bzw. Erlösen). Kapitalkosten werden in den folgenden Szenarien noch nicht mit berücksichtigt.

3.1 Basis-Szenario

Im Folgenden werden beispielhaft einige Ergebnisse für ein Wärmenetz mit einem Wärmebedarf von rund 47 GWh/a und einer Spitzenlast von ca. 20 MW vorgestellt. Eingesetzt werden wahlweise ein Elektrokessel oder eine Wärmepumpe¹ mit einer thermischen Leistung von je 2 MW, eine KWK-Anlage mit einer thermischen Leistung von 5 MW und ein Gaskessel von 20 MW. Der modellierte Wärmespeicher fasst 30 MWh, entsprechend 6 Volllaststunden der KWK-Anlage. Gerechnet wurde anhand der EPEX Day-Ahead Preise für das Jahr 2012 und mit den in diesem Jahr gültigen Abgaben und Vergütungen².

¹ Als Jahresarbeitszahl wird in diesem Beispiel 2,8 angenommen

² Für die KWKG-Vergütung wird in dem Modell der Durchschnittswert der über die Anlagenlebensdauer zu erwartenden Vergütung berechnet, der von der Anlagengröße, aber auch den jährlichen Betriebsstunden abhängt. Für die 5 MW_{th}-Anlage beträgt die durchschnittliche Ver-

Wie Abbildung 4 zeigt, ergeben sich in diesem Basisszenario für den Elektrokessel nur 23 Einsatzstunden. Die Wärmeversorgung wird nahezu gänzlich durch die KWK-Anlage, welche rund 5.200 Stunden im Volllastbetrieb ist, und den Gaskessel gewährleistet. Anders sieht es aus, wenn statt dem Elektrokessel die Wärmepumpe eingesetzt wird. Aufgrund der höheren Arbeitszahl kann die Wärmepumpe schon bei höheren Strompreisen günstiger Wärme produzieren als der Gaskessel und kommt mit rund 5.600 Volllaststunden demensprechend auf eine deutlich längere Betriebszeit. Es zeigt sich schon hier, dass die Wärmepumpe deutlich länger im Betrieb ist als die Summe der Stunden mit negativer Residuallast, die selbst für das Jahr 2030 mit kleiner als 2.300 h/a vorhergesagt wird [3]. Die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen, unter rein ökonomischen Aspekten betriebene Wärmepumpe würde also nicht zur Integration erneuerbarer Stromerzeugung beitragen. Ihr Betrieb in über 5.000 Stunden würde stattdessen oftmals eine ohnehin schon bestehende Versorgungslücke weiter vergrößern, welche wiederum aus fossilen Quellen geschlossen werden müsste.



Abbildung 4 Vollaststunden Basisszenario

3.2 Variation der Letztverbraucherabgaben

Bei der Diskussion um die richtigen Technologien oder um angemessene Betriebskonzepte wird immer wieder auch die Anpassung der Rahmenbedingungen ins Spiel gebracht [4]. Im Fokus stehen oftmals die Letztverbraucherabgaben; vor allem die EEG-Umlage und die Netzentgelte. Die folgenden beiden Abbildungen zeigen die Auswirkungen einer Veränderung der Letztverbraucherabgaben, die für den Bezug des Stroms für Powert to Heat Anlagen gezahlt werden müssen. Diese summierten sich im Referenzjahr 2012 auf 8,1 ct/kWh³.

Die Abbildungen zeigen jeweils als dünne grüne bzw. blaue Linie die Volllaststunden der KWK-Anlage bzw. des Gaskessels im Referenzfall ohne P2H-Anlage und als dicke Linie die jeweiligen Volllaststunden mit P2H-

gütung beispielsweise bei 6.000 Volllaststunden pro Jahr 0,67 ct/kWh, während es bei 3.000 Volllaststunden 1,25 ct/kWh sind.

³ eigene Recherchen

Anlage. Die zwischen den Linien grün bzw. blau markierten Flächen stellen dementsprechend die durch den P2H Einsatz resultierende Reduktion der Volllaststunden des Gaskessels bzw. der KWK-Anlage dar.

In Abbildung 5 sind die Auswirkungen der Abgaben auf den Betrieb eines Elektrokessels zu sehen: selbst mit zu zahlenden Abgaben von 4 ct/kWh, also in etwa einer Halbierung der Abgaben des Jahres 2012, steigen die Volllaststunden des Elektrokessels nur unwesentlich (dann rund 200 h/a). Erst mit Abgaben deutlich unter 3 ct/kWh wäre hier mit einer nennenswerten Auswirkung auf die Betriebszeiten zu rechnen. Die vergrößerte Wärmeproduktion des Elektrokessels geht dann in steigendem Maße zu Lasten der KWK-Anlage und des Gaskessels (siehe grüne, bzw. blaue Fläche).



Abbildung 5 Einfluss der Letztverbraucherabgaben auf den Betrieb eines Elektrokessels

Ein anderes Bild ergibt sich bei der Betrachtung einer Wärmepumpe. Hier ergeben sich selbst mit Abgaben von 11 ct/kWh noch mehr als 2.000 Volllaststunden pro Jahr (siehe Abbildung 6). Diese Berechnung berücksichtigt ausschließlich die Betriebskosten. Die Investitionskosten, die bei einer Wärmepumpe typischerweise deutlich höher sind als beim Elektrokessel, fließen in die Einsatzplanung nicht ein.



Abbildung 6 Einfluss der Letztverbraucherabgaben auf den Betrieb einer Wärmepumpe

3.3 Variation der KWKG-Vergütung

Während eine Verringerung der Letztverbraucherabgaben den Strombezug beeinflusst und eine zusätzliche Nachfrage zu Zeiten einer negativen EE-Residuallast schaffen kann, wirkt sich die Vergütung durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) auf die Stromerzeugung am Ende der Speicherketten aus. Bei entsprechenden Veränderungen der Rahmenbedingungen kann hier erreicht werden, dass KWK-Strom vor allem zu Zeiten eingespeist wird, wenn die bestehende Last nicht durch EE gedeckt werden kann.

Die folgende Abbildung zeigt deshalb die Auswirkung einer Variation der durchschnittlichen KWKG-Vergütung auf den Anlageneinsatz. Da der Elektrokessel wegen der hohen Abgaben unabhängig von der Höhe der KWKG-Vergütung nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb ist, wird hier nur das Szenario mit der Wärmepumpe als P2H-Anlage gezeigt. Beim Einsatz eines Elektrokessels würden die KWK-Anlage und der Gaskessel die als dünne grüne bzw. blaue Linien dargestellten jährlichen Volllaststunden aufweisen:



Abbildung 7 Einfluss der KWK-Vergütung auf den Betrieb einer Wärmepumpe

Zu sehen ist der deutliche Einfluss der KWK-Vergütung auf die Anzahl der Jahresstunden in denen die KWK-Anlage die Wärme zu den geringsten Kosten erzeugen kann.

3.4 Einsatz der Wärmepumpe zur Verringerung der negativen Residuallast

Die Abbildung 6 zeigt, dass bei einer Wärmepumpe erst bei Letztverbraucherabgaben von über 11 ct/kWh mit Betriebszeiten unter 2.500 Stunden pro Jahr zu rechnen ist. Selbst bei sehr hohen KWK-Vergütungen und gegenwärtigen Letztverbraucherabgaben für die Wärmepumpe (8,1 ct/kWh) bleiben die läuft die Wärmepumpe weit über 2.500 Stunden pro Jahr (siehe Abbildung 7).

Da auch für die Zukunft nicht mehr als 2.500 Stunden mit negativer Residuallast erwartet werden [3] würde die Wärmepumpe also in fast allen Betrachtungsfällen in vielen Stunden des Jahres die (positive) Residuallast vergrößern.

Die Abbildungen 6 und 7 zeigen außerdem, dass die Summe der Betriebsstunden der Wärmepumpe und der KWK-Anlage für nahezu alle Betrachtungsfälle über 8.760 Stunden pro Jahr beträgt. Die beiden Anlagen sind also zumindest zeitweise gleichzeitig im Betrieb und können somit zu dieser Zeit keinen oder nur einen verminderten Beitrag zum Ausgleich der Residuallast leisten.

4. Schlussfolgerungen und Ausblick

Eine Veränderung der Rahmenbedingungen für Wärmepumpen, Elektrokessel und KWK-Anlage bewirkt für die analysierten Speicherketten eine Verschiebung der Strombezugs- bzw. –erzeugungsstunden. Im Prinzip stellen Anpassungen der Letztverbraucherabgaben oder der KWK-Vergütung deshalb ein Mittel dar, die Betriebsweise der Anlagen im Sinne der EE-Integration zu beeinflussen. Die genaue Justierung dieser Anreize gestaltet sich jedoch schwierig, weil einzelne Anpassungen sich immer auch auf die anderen Anlagen auswirken; eine Erhöhung der Vollaststunden der P2H-Anlagen zum Beispiel in der Regel mit einer Reduktion bei der KWK-Anlage einhergeht.

Darüber hinaus hängt die Betriebsweise auch von anderen Parametern, wie zum Beispiel dem Strompreisverlauf und –niveau an der Börse oder auf den Regelenergiemärkten ab. Auch der Gaspreis oder technische Anlagenparameter können einen Einfluss haben und so die Anreize aus Letztverbraucherabgaben und KWK-Vergütung unerwünscht verzerren.

Entsprechend stehen weitere Betrachtungen zu den hier dargestellten und weiteren Anlagen noch aus. So wird beispielsweise das Modell dahingehend erweitert, dass auch die Möglichkeiten der Beschaffung und Vermarktung auf anderen Märkten als dem Spotmarkt modelliert werden können. Ebenfalls soll die Möglichkeit geschaffen werden, die Anlagengrößen der verschiedenen Anlagen auch wirtschaftlich zu optimieren. Darüber hinaus verspricht der Vergleich der untersuchten Parameter für ein gasbasiertes System mit den hier vorgestellten wärmebasierten Systemen weitere interessante Einblicke.

5. Literatur

- [1] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: "Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen" Dezember 2013, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten _EE/Dokumente_PDFs_/ee_in_zahlen_update_bf.p df
- [2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist
- [3] Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S.: "Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien" April 2013
- [4] Schulz, W., Brandstätt, C.: "Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt" Dezember 2013

Auswirkungen des Einspeisemanagements auf den Betrieb von WEA und sich daraus ergebende Potentiale für den Einsatz von Energiespeichern

M. Dietmannsberger¹, F. Grumm², M. Plenz², Dr. J. Storjohann², M. Meister³, D. Schulz¹, T. Schomerus³,

¹Helmut-Schmidt-Universität, Fachgebiet Elektrische Energiesysteme, 22043 Hamburg ²Leuphana Universität Lüneburg, Innovations-Inkubator, 21335 Lüneburg ³Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Nachhaltigkeitssteuerung, 21335 Lüneburg

Kurzfassung

Der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen im Raum Norddeutschland führt zu einer Häufung von Netzengpässen in deren Folge die Leistung der Anlagen durch Einspeisemanagementmaßnahmen reduziert werden muss. Die Umfänge der Eingriffe sind seit 2009 stark gestiegen und von weiteren Zunahmen ist auszugehen. Werden Speicher zur Nutzung der abgeregelten Energie an den Anlagen betrieben, lässt sich je nach Standort, Anlagentyp und Technologie ein signifikanter Teil der abgeregelten Energie zeitversetzt einspeisen. Es wird eine Methodik vorgestellt, mit der für unterschiedliche Konfigurationen und Einspeisemanagement-Vorgänge eine optimale Dimensionierung der Speicherleistung sowie Energie erzielt werden kann. In diesen optimalen Punkten kann bei günstigen Speichertechnologien (Blei-Akkus) eine Amortisierung der Kosten von bis zu 45 % erzielt werden, was bedeutet, dass bereits bei einer Verdoppelung bis Verdreifachung der EinsM-Einsätze Speicher allein dadurch wirtschaftlich betrieben werden können.

1 Einleitung

1.1 Status Quo

Im Jahr 2011 wurden durch Einspeisemanagement (EinsM) ca. 420 GWh an elektrischer Energie nicht ins Energieversorgungsnetz eingespeist [13]. Mit zunehmender Anzahl an installierter Leistung ist an manchen Standorten mit einer zunehmenden Zahl von EinsM-Eingriffe zu rechnen. Der Status Quo des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) sieht eine Entschädigung von 95 % der entgangen Einnahmen vor. Werden mehr als 1 % der Gesamtenergie eines Jahres abgeregelt, werden 100 % der entgangen Einnahmen erstattet [7]. Da die erneuerbaren Energien perspektivisch immer stärker an die Energiemärkte herangeführt werden sollen, ist zukünftig ein Entfallen der Entschädigungszahlungen nicht auszuschließen [21].

1.2 Fragestellung und Ansatz

Die technisch naheliegende, aber wirtschaftlich zweifelhafte Maßnahme, im Falle einer Abregelung einen Speicher zu füllen, wird untersucht. Werden die durch Abregelung verlorenen Erlöse für elektrische Energie dem Anlagenbetreiber mit einem hohen Prozentsatz (wie aktuell 95 bis 100 %) erstattet, ist, nach heutigen Investitionskosten gerechnet, ein Einsatz von Elektrizitätsspeichern nicht wirtschaftlich.

Deshalb werden für die ökonomische Betrachtung realistische Speicherpreise und ein Entfallen von Entschädigungszahlungen für Abregelungen entsprechend §§ 11, 12, 16 und 29 EEG angenommen. Zur Ermittlung der abgeregelten Arbeit wird darüber hinaus das Spitzenabrechnungsverfahren aus dem Leitfaden zum Einspeisemanagement der Bundesnetzagentur (BNetzA) [11] verwendet. Die Vergütung der eingespeisten Energie aus dem Speicher erfolgt mit der EEG-Vergütung (§ 29 EEG).

Exemplarisch werden Standorte von WEA mit mittlerer und überdurchschnittlicher Anzahl von EinsM-Einsätzen gewählt. An diesen werden entsprechend ihrer Windhöffigkeit Schwach- und Starkwindanlagen simuliert. Es erfolgt eine Modellierung realer Speichersysteme anhand von Wirkungsgrad, Kosten, Nutzungsfaktor sowie Lebensdauer. Die maximale Leistung sowie Kapazität (Fülldauer) werden parametriert.

Mithilfe einer neuartigen Methode soll eine optimale Auslegung des Speichers bezüglich des EinsM realisiert werden. Sie identifiziert die jeweils kostenoptimalen Parametrierung an einem Standort unter den gegebenen Bedingungen. Ziel der Untersuchung ist es weiterhin, aufzuzeigen ab welchem Umfang von EinsM-Maßnahmen eine optimale Speicherdimensionierung wirtschaftlich darstellbar ist, bzw. welchen Beitrag dieser Betrieb bereits heute zum gesamten Deckungsgrad der Speicherinvestition leisten kann.

2 Methodik

2.1 Modellierung der WEA

Zur Analyse der Auswirkungen von Einspeisemanagement (EinsM) auf die Einspeisung von elektrischer Energie aus Onshore-Windenergieanlagen (WEA) werden zunächst typische Anlagenstandorte sowie Turbinentypen untersucht. In [1] und [14] wurde festgestellt, dass im Jahr 2012 die

п

Mehrzahl der EinsM-Eingriffe an der Westküste Schleswig-Holsteins vorgenommen wurde. Aus diesem Grund wird diese Region exemplarisch an zwei Standorten mit einer Auswahl an gängigen WEA mit Enercon-Turbinen verschiedener Leistungsklasse von 0,8 bis 7,6 MW analysiert. Dabei werden sowohl typische Stark- als auch Schwachwindanlagen betrachtet und im Ergebnis miteinander verglichen. Die Nabenhöhen der gewählten Anlagen wurden entsprechend der Herstellerangaben sowie den durchschnittlichen Nabenhöhen in den jeweiligen Bundesländern laut [3] gewählt.

Für die Berechnung der historischen Einspeiseleistung der WEA wurden Messdaten des Deutschen Wetterdienstes [4] verwendet. Die gemittelten Stundenwerte der Windgeschwindigkeiten an den Standorten Elpersbüttel (Standort 1) sowie Nordholz/Cuxhaven (Standort 2) wurden mit Hilfe des logarithmischen Höhenprofils von Mess- auf Nabenhöhe transformiert. Über die vom Hersteller gelieferten Kennlinien kann somit jeder Windgeschwindigkeit eine theoretisch eingespeiste Leistung $P_{\rm th}$ zugewiesen werden.

2.2 Parametrierung des Einspeisemanagements und des Vergütungsmodells

Entsprechend der Nennleistungen der verwendeten Anlagetypen kann angenommen werden, dass diese auf der Mittelspannungsebene angeschlossen werden und somit vom betreffenden Verteilnetzbetreiber im Falle eines EinsM-Eingriffes gesteuert werden. Die vorgenommenen EinsM-Einsätze sind auf den Internetseiten der jeweiligen Netzbetreiber (Schleswig-Holstein Netz AG sowie EWE Netz GmbH) veröffentlicht [5] [6]. Aus diesen Daten wurden anschließend das Umspannwerk (UW) Marne West für die Anlagen in Elpersbüttel sowie das UW Bad Bederkesa für die Anlagen in Nordholz (Cuxhaven) extrahiert. Die Angaben ermöglichten eine minutenscharfe Berechnung der abgeregelten Energie. Für jede Anlage wurde die Regelstufe s_{EinsM} (0/30/60 %) mit der jeweiligen Nennleistung P_{N} multipliziert, diese ergab die maximal zulässige Einspeiseleistung P_{max} . Lag die theoretische Einspeiseleistung P_{th} zum Zeitpunkt des EinsM-Eingriffes oberhalb der maximal zulässigen, wurde die Anlage bis zu diesem Maximum gedrosselt. Entsprechend stellt dies eine Abregelung der elektrischen Leistung Pr aus der WEA dar

$$P_{\max} = P_{N} \cdot s_{\text{EinsM}}$$
$$P_{\text{ist}}(t) = \min(P_{\max}, P_{\text{th}}(t))$$
$$P_{r}(t) = P_{\max} - P_{\text{th}}(t)$$

Unter der Annahme, dass die Windgeschwindigkeit und somit auch die theoretische Einspeiseleistung P_{th} über den Zeitraum einer Viertelstunde (zeitliche Auflösung der Leistung) konstant bleiben und die EinsM-Regelungen minutenscharf berechnet werden, ergibt sich die abgeregelte Energie:



Abbildung 1: schematische Darstellung des Netzanschlusses der Anlage sowie des Speichers

$$E_{\mathrm{r,ges}} = \sum_{i=1}^{n} \int_{t_{\mathrm{Start},i}}^{t_{\mathrm{Ende},i}} (P_{\mathrm{r}}(\mathrm{t})) dt$$

Anzahl der EinsM-Einsätze jeweils von $t_{\text{Start},i}$ bis $t_{\text{Ende},i}$

Das hier verwendete Verfahren stellt eine (entsprechend der Datenlage) möglichst genau Näherung des Spitzenabrechnungsverfahrens laut dem Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement der Bundesnetzagentur dar [11].

Unter Berücksichtigung des SDL-Bonus, der für Anlagen gezahlt wird, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen werden, ergibt sich über die Beispielrechnung vereinfachte Förderdauer von 21 Jahren bzw. 252 Monaten (20 Jahre zzgl. das Jahr der Inbetriebnahme) eine Vergütung von:

$$G_{\text{ges}} = E_{\text{ist,21}} \cdot \frac{(g_{\text{AV}} \cdot t_{\text{AV}} + g_{\text{GV}} \cdot t_{\text{GV}} + g_{\text{SDL}} \cdot 252)}{252}$$

 $\begin{array}{ll} E_{\rm ist,21} & {\rm Gesamtertrag \ in \ 21 \ Jahren \ in \ [kWh]} \\ t_{\rm AV} & {\rm Dauer \ der \ Anfangsvergütung \ (72 \le t_{\rm AV} \le 252)} \\ t_{\rm GV} & {\rm Dauer \ der \ Grundvergütung} \\ g_{\rm AV} & {\rm H\ddot{o}he \ der \ Anfangsvergütung} \\ g_{\rm GV} & {\rm H\ddot{o}he \ der \ Grundverg\"{u}tung} \\ g_{\rm SDL} & {\rm SDL-Bonus} \end{array}$

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Speichern wird die Kapitalwertmethode verwendet. Diese wird aus den branchenüblichen Eigenkapitalrenditeerwartungen abgeleitet [13]. Zusammen mit Fremdkapitaleinsatz und dessen aktuellen Marktzinses ergibt sich ein realistischer Wert von ca. 5 %.

2.3 Modellierung des Speichers

Im Zuge dieser Arbeit wird eine neuartige Methode zur Auslegung von Speichergrößen (Energie und Leistung) entwickelt und auf den Einsatz von EinsM-Eingriffen optimiert. Der Speicher befindet sich von der Anlage gesehen diesseits des Netzverknüpfungspunktes (NVP) (siehe Abbildung 1). Dies ist notwendig um den Vergütungsanspruch bzgl. der in der WEA erzeugten Wirkleistung nach EEG nicht zu verlieren [19]. Eine Entlastung des Netzes im technischen Sinne des EinsM ist in diesem Fall gegeben,



Abbildung 2: Algorithmus zur Zyklisierung des Speichers

da bei einem Transport des Stroms von der Anlage über das Netz hin zu einem entfernt stehenden Speicher nicht ausgeschlossen werden kann, dass dadurch die Effektivität der EinsM-Maßnahme negativ beeinflusst würde. Denkbar ist der Einsatz eines gemeinsamen Speichers für mehrere Anlagen, die beispielsweise über eine Sammelschiene in der Mittelspannung an den Speicher angeschlossen sind und dann über den NVP mit dem Netz verbunden werden. Für die Rentabilitätsberechnungen in dieser Arbeit hat dies jedoch keinen Einfluss: da die Anlagen eines Speichers alle an einem Standort stünden, würden sich keine energetischen Synergieeffekte einstellen, da die Einspeise-Korrelation der Anlagen untereinander aufgrund der identischen Wetterverhältnisse jeweils 1 betrüge (abgesehen von Verschattungseffekten bei realen Windparks). Jedoch sind Synergieeffekte bei der optimalen Ausnutzung der Zyklenfestigkeit z.B. bei Blei-Akkus möglich.

Die wesentlichen technischen Kenngrößen des Speichers ($P_{\rm Sp}$, Kapazität) werden auf die Größen der WEA bezogen. In einem ersten Schritt werden technisch sinnvolle Randbedingungen festgelegt: Die Leistung $P_{\rm Sp}$ wird von 10 % bis 100 % der Anlagenleistung parametriert. Die Kapazität $E_{\rm Sp}$ wird so parametriert, dass die jeweilige Leistung 1 Minute bis 5 Tagen gespeichert werden kann. Dies lässt Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von sowohl Kurzzeitspeichern als auch mittelfristigen Speichern zu.

Der Ladevorgang des Speichers beginnt, sobald EinsM vorgenommen wird. Es wird die abgeregelte Leistung, jedoch maximal die installierte Speicherleistung gespeichert. Dies erfolgt bis zum Ende des EinsM oder bis der Speicher gefüllt ist. Ein Entladen ist möglich, sobald das EinsM beendet wurde. Hier muss berücksichtigt werden, dass der Netzanschluss der Anlage auf die maximale Anlagenleistung begrenzt ist. Somit kann nur das Delta zwischen aktueller Leistung und der Nennleistung der WEA zurückgespeist werden. Tritt vor dem vollständigen Entladen ein erneutes EinsM in Kraft, muss der alte Speicherstand berücksichtigt werden. Die gesamte durch den Speicher gewonnene Energiemenge wird über alle Einsätze aufsummiert. Die Zyklisierung ist in Abbildung 2 vereinfacht dargestellt:

Eine Ein- und Ausspeicherung von Energie aus dem Speicher ist mit Wirkungsgradverlusten verbunden. Der Wirkungsgrad variiert je nach eingesetzter Technologie und wird in der Berechnung berücksichtigt.

Die Kosten für die Speicherinstallation werden anhand eines Leistungs- (k_P) und eines Kapazitätspreises (k_E) für mögliche Technologien aus [12] ermittelt. Die maximale Entladetiefe (e_{Nutz}) beschränkt die nutzbare Speicherkapazität. Es ist daher eine Überdimensionierung erforderlich, deren Kosten mit in die Modellierung einfließen:

$$K_{\rm ges} = P_{\rm Sp} \cdot k_{\rm P} + \frac{E_{\rm Sp} \cdot k_{\rm E}}{e_{\rm Nutz}}$$

Mithilfe einer neuartigen Auslegungsmethode kann bestimmt werden, welches Maß an Überdimensionierung optimal ist. Bei Bleiakkumulatoren ist die begrenzte Zyklenzahl (Lebensdauer) zu berücksichtigen. Für den Fall, dass die über den Betrachtungszeitraum (20 a) zu speichernde Energie größer als die maximale Zyklisierbarkeit des Speichers ist, werden die Kosten für eine Mehrfachinstallation anteilig berücksichtigt. Dies stellt eine Näherung dar, da die Auswirkungen geringerer Zyklentiefen weniger schädlich sind als bei Vollzyklen. Da die Speicher aufgrund der begrenzten Zyklentiefe überdimensioniert werden müssen, wird davon ausgegangen, dass Alterungseffekte teilweise kompensiert werden. Des Weiteren fallen durch die verringerte Vergütung sowie der Abzinsung mit der Kapitalwertmethode zukünftige Zahlungen (in den Jahren 15-21 nach Inbetriebnahme) weniger stark ins Gewicht. Die Kenngrößen der Speichertechnologien sind Tabelle 1 zu entnehmen [12]. Die fettgedruckten Werte wurden für die Simulation angenommen. Für Pumpspeicherwerke wurden relativ

Tabelle 1: Technische Kenngrößen der simulierten Speichertechnologien [12], fettgedruckte Werte wurden in der Simulation verwendet.

	Pumpspeicher	H ₂	P2G	Pb-Batterie	CAES	Supercaps
<i>k</i> _P [€/kW]	500 – 1.000	1.500 - 2.000	1.000 - 2.000	150 – 200	1.000	150 – 200
k _E [€/kWh]	5 - 20	0,3 – 0,6	0,1	100 – 250	40 - 80	10.000 – 20.000
Wirkungsgrad μ inkl. WR [%]	75 – 82	34 – 40	30 – 35	70 - 75	60 – 70	77 - 83
e_{Nutz} [%]	80 - 100	40 – 60	40 – 60	70	35 – 50	75
Salbstantladung	< 0,02 % pro	< 0,03 % pro	< 0,03 % pro	0,1-0,4 %	0,5 – 1 %	25 %
Selostentiadung	Tag	Tag	Tag	pro Tag	pro Tag	pro 48 h
Zyklenzahl	unbegr.	n.v.	n.v.	500 - 2000	unbegr.	1 Mio.



Abbildung 3: Entwicklung der Zahl der EinsM-Eingriffe im Netzgebiet von SH-Netz GmbH von 2009 bis 2013.



Abbildung 4: Verteilung der Einsatzdauern von EinsM-Eingriffen im Netzgebiet der SH-Netz GmbH von 2009 bis 2013.



Abbildung 5: Verteilung der Einsatzdauern von EinsM-Eingriffen im Netzgebiet der SH-Netz GmbH von 2009 bis 2013, Detailanalyse kurzer Einsätze unterhalb von 30 min.

hohe Kosten angenommen, da die geologischen Voraussetzungen in Norddeutschland als suboptimal betrachtet werden können.

3 Auswertung der EinsM-Eingriffe

Unter Einspeisemanagement versteht man die temporäre Abregelung der Einspeisung von Erneuerbaren Energieanlagen sowie KWK-Anlagen [11] [20]. Abbildung 3 zeigt, dass die Zahl der Eingriffe im Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz AG seit 2010 stark zugenommen hat, auch die Gesamtdauer der Eingriffe steigt seit 2010 an [5]. Der Großteil der Abregelungen wird mit der 60 %-Stufe vorgenommen. In vielen Fällen wird die 60 %-Stufe von einer 30 oder 0 %-Stufe abgelöst.

Betrachtet man die Verteilung der Einsatzdauern (Abbildung 4 und Abbildung 5), so zeigt sich, dass die Mehrzahl der Einsätze weniger als 30 Minuten dauert. Einsätze über mehrere Tage treten nahezu nicht auf. Unterteilt man die kurzen Einsätze (t < 30 min) weiter, so zeigt sich, dass viele EinsM-Maßnahmen nur über sehr kurze Zeitspannen von weniger als 15 min anhalten. Dies legt nahe, typische Kurzzeitspeicher wie beispielsweise Doppelschichtkondensatoren auf ihre Eignung und Wirtschaftlichkeit hin zu überprüfen.

Aufgrund der kurzen Beobachtungsdauer von nur wenigen Jahren lässt sich keine seriöse quantitative Extrapolation des EinsM-Umfangs in die Zukunft vornehmen. Allerdings ist davon auszugehen, dass Verzögerungen im Netzausbau [10] [11] sowie eine weiter voranschreitende Installation von WEA in den nächsten Jahren zu einem zumindest konstanten, wenn nicht sogar steigenden Einsatz von EinsM als Steuerungsinstrument führen. Da die Umfänge der Eingriffe an den beiden Standorten in 2012 eine gute obere und untere Schranke darstellen, werden nachfolgend die Ergebnisse für angenommene Eingriffe wie in 2012 vorgestellt.

4 Simulationsergebnisse

Die Simulation der Anlagen an den beiden Standorten wurde für die Windjahre 2010 bis einschließlich 2013 vorgenommen. Eine erste Auswertung der Ergebnisse ergab, dass die Anzahl der Volllaststunden an beiden Standorten im durchschnittlichen bis überdurchschnittlichen Bereich für WEA in Deutschland liegen [9]. Die Betrachtungen und Analysen sind also repräsentativ für Anlagen an guten Windstandorten in Deutschland. Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Anzahl der Volllaststunden der Anlagen. Standort 1 gehört mit bis zu 4.000 h zu den windhöffigsten Gebieten in Deutschland, weshalb die gesamte Anlagenzahl in dieser Region weit über dem deutschen Durchschnitt liegt [1]. Standort 2 weist mit ca. 2.000 bis 2.500 h das Profil eines durchschnittlich bis guten Standorts in Deutschland auf. Aus den Abbildung 6 und Abbildung 7 lassen sich ebenfalls die Unterschiede zwischen Stark- und Schwachwindanlagen identifizieren. Anlagen mit einem hohen Verhältnis von Rotorfläche zu Nennleistung erzeugen bei niedrigen Windgeschwindigkeiten anteilig mehr Leistung als typische Starkwindanlagen. Am besten zeigt

Tabelle 2: A/P-Verhältnis der Anlagen [2]

Turbine	Nennleis- tung [kW]	Rotorfläche [m ²]	A/P Verhält- nis [m²/kW]
E-44	900	1.521	1,69
E-48	800	1.810	2,26
E-53	800	2.198	2,75
E-70	2.300	3.959	1,72
E-82	2.000	5.281	2,64
E-92	2.350	6.648	2,83
E-101	3.050	8.012	2,63
E-115	2.500	10.515	4,21
E-115	3.000	10.515	3,51
E-126	7.580	12.668	1,67



Abbildung 6: Vollaststunden am Standort 1.



Abbildung 7: Volllaststunden am Standort 2.



Abbildung 8: Anteil der abgeregelten Energie an der Jahresgesamtproduktion am Standort 1 (Elpersbüttel).

sich dies beim Vergleich der beiden E-115 Anlagen (siehe Tabelle 2). Die Auswirkungen des EinsM werden exemplarisch für 2012 und 2013 in Abbildung 8 dargestellt. In Elpersbüttel wurden 2012 erhebliche Eingriffe durch EinsM verzeichnet, sodass sich die nicht eingespeiste Energie aus den Anlagen auf bis zu 12 % der Jahresarbeit summiert. Bei großen Anlagen wie z.B. der E-126 entsprechen die Abregelungen über die gesamte Förderdauer von 21 Jahren einer Einspeisevergütung von ca. 3,5 Mio. Euro. In 2013 waren die Eingriffe im UW Marne West bereits deutlich reduziert, wohingegen die Eingriffe im UW Bad Bederkesa signifikant zunahmen.

4.1 Ergebnisse am Standort 1 (Elpersbüttel)

Zur Bewertung des Potentials von Speichern wird nachfolgend exemplarisch die E-82 Anlage in Marne West im Jahr 2012 betrachtet. Durch EinsM-Maßnahmen würden dort über 21 Jahre ca. 13,4 GWh elektrischer Energie abgeregelt werden. Es wurden verschiedene Speicherleistungen und Speicherkapazitäten parametriert und die mit dieser Konfi-



Abbildung 9: Speicherbare Energie einer ENERCON E-82 in Marne West 2012 bei verschiedenen Auslegungsgrößen.

guration speicherbare Energiemenge quantifiziert. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Abbildung 9 dargestellt. Bereits bei einer Speicher-Volllaststundenzahl von mehr als 24 h kommt es zu keiner signifikanten Erhöhung der speicherbaren Energiemengen mehr. Größere Energiespeicher erscheinen also in Bezug auf die Reaktion auf EinsM-Maßnahmen als nicht zielführend (auf die Notwendigkeit und Sinnhaftigkeit von Langzeitspeichern sei an dieser Stelle nicht weiter eingegangen), dies ist mit Blick auf die Verteilung und Dauer der EinsM-Einsätze plausibel (vgl. Kapitel 3).

Betrachtet man die zu installierende Speicherleistung, so zeigen sich bei ca. 60 bis 70 % der Anlagenleistung keine signifikanten Zuwächse der Energiemengen mehr. Auch dies erscheint plausibel, da ein großer Teil der Abregelungen auf der 60 % bzw. 30 % Stufe durchgeführt wird. Des Weiteren fahren die Anlagen nicht zu jedem Zeitpunkt mit voller Leistung ($P_{\rm th} < P_{\rm N}$) wenn Abregelungen vorgenommen werden. Der Betrag der überschüssigen Leistung liegt also meist unterhalb von $P_{\rm N} \cdot (1 - s_{\rm EinsM})$.

Abbildung 11 zeigt die Kosten für die Speicherung der durch EinsM abgeregelten Energie. Mit steigender Leistung und Kapazität (implizit durch Volllaststundenzahl) steigen auch die Investitionskosten, sodass für einen 24 h-Speicher bereits Investitionskosten in Höhe von ca. 7 Mio. Euro anfallen (Überdimensionierung und Lebensdauer berücksichtigt).

Es gilt, ein Optimum bei der Auslegung des Speichers zu identifizieren. Dafür werden die Erlöse ins Verhältnis zu den Kosten gesetzt und geeignete Konfigurationen näher betrachtet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 10 dargestellt. Es zeigt sich, dass für die Charakteristik des EinsM in Marne West in 2012 ein Speicher mit einer Kapazität entsprechend zwei Volllaststunden ein Maximum liefert. Dies stützt die Ergebnisse der Analyse aus Kapitel 3.



Abbildung 11: Kosten eines Bleibatteriespeichers einer ENERCON E-82 in Abhängigkeit der installierten Leistung und Volllaststundenzahl.

Die Dimensionierung der Speicherleistung ist aus diesem Diagramm nicht sinnvoll zu bestimmen. Die in Abbildung 10 sinkenden prozentualen Erträge mit steigender Speicherleistung begründen sich darin, dass die tatsächliche Speicherkapazität (E_{Sp}) bei gleicher Volllaststundenzahl von der Speicherleistung P_{Sp} abhängt. Ein Speicher der Konfiguration $P_{Sp} = P_N$ hat dementsprechend zehnmal höhere Energie-Installationskosten als ein Speicher der Konfiguration $P_{Sp} = 10 % P_N$. Aufgrund der Voranalyse der EinsM-Vorgänge wird P_{Sp} deshalb auf einen technisch sinnvollen Wert von ca. 30 % der Anlagenleistung dimensioniert.

Tabelle 3 zeigt maximal mögliche Erträge der Anlagen im Verhältnis zu den Errichtungskosten für den Speicher (beste Speicherkonfiguration ist erneut zwei Volllaststunden, $P_{SP} = 30 \% P_N$). Zunächst lässt sich feststellen, dass der Einsatz von Kondensatoren in diesem Anwendungsfall nicht wirtschaftlich zu realisieren ist, jedoch Blei-Akkus und Pumpspeicher durchaus darstellbar sind. Werden die Erträge mit der Kapitalwertmethode und einem Zinssatz von 5 %, der in der Energiebranche üblich ist, abgezinst, so sinkt die Rentabilität bei Blei-Akkus von 41,2 bis 45,2



Abbildung 10: Durch einen Bleibatteriespeicher erzielte Erträge in Prozent zu den Errichtungskosten, hier in Kombination mit einer ENERCON E-82 in Marne West (Erträge nicht abgezinst).

% auf 27,1 bis 30,5 %, bei Pumpspeichern von 35,7 bis 40,3 % auf 23,8 bis 27,2 %.

Im Folgenden soll analysiert werden, welche Anlagentypen sich besonders für die Kombination mit Energiespeichern eignen und wie hoch die erzielbaren Erträge für verschiedene Speichertechnologien sind. Es zeigt sich, dass die besten Ergebnisse bei typischen Schwachwindanlagen (hohes A/P-Verhältnis) erzielt werden. Dies überrascht, da diese aufgrund ihrer Konstruktion an sich schon auf eine gleichmäßigere Einspeisung konzipiert sind und es aus technischer Sicht wünschenswerter wäre, Einspeisung aus Starkwindanlagen zu verstetigen. Anscheinend wirkt sich hier die niedrigere Generatorleistung positiv auf die Leistungspreise der Speicher aus.

4.2 Ergebnisse am Standort 2 (Nordholz)

Durch EinsM-Maßnahmen, wie sie in 2012 auftraten, würden in Nordholz bei einer Enercon E-82 Anlage über 21 Jahre ca. 1,7 GWh elektrischer Energie abgeregelt werden. Wie bereits an Standort 1 wurden verschiedene Speicherleistungen und Speicherkapazitäten parametriert und die

Anlagentyp	Ertrag in [%]					
	Blei-Akku	Adiabate Druck-	Doppelschicht-	Pumpspeicher	H ₂	Power2Gas
		luftspeicher	kondensatoren			
E-44	40,6	22,1	1,33	35,7	17,7	24,2
E-48	42,1	23,3	1,29	37,6	18,7	25,6
E-53	43,3	23,9	1,28	38,5	19,3	26,5
E-70	40,0	21,9	1,27	35,4	17,5	24,0
E-82	44,6	24,6	1,28	39,8	20,0	27,4
E-92	40,6	22,2	1,25	35,9	18,0	24,7
E-101	43,0	23,8	1,16	38,5	19,6	27,0
E-115 2,5	45,2	24,9	1,21	40,3	20,9	28,7
E-115 3,0	44,5	24,4	1,20	39,5	20,3	27,9
E-126	41,2	22,4	1,30	36,2	17,9	24,5

Tabelle 3: Maximal erzielbare Erträge unterschiedlicher Anlagentypen und Speichertechnologien am Standort 1 (Erträge nicht abgezinst).



Abbildung 12: Durch einen Bleibatteriespeicher erzielte Erträge in Prozent zu den Errichtungskosten, hier in Kombination mit einer ENERCON E-82 in Bad Bederkesa (Erträge nicht abgezinst).

mit dieser Konfiguration speicherbare Energiemenge quantifiziert. Die prozentualen Ergebnisse ähneln denen aus Abbildung 12, lediglich die Absolutwerte unterscheiden sich stark. Die Wahl der optimalen Speicherkonfiguration ergibt sich erneut aus dem Maximum der prozentualen Erlöse bei unterschiedlich gewählten Leistungs- und Volllaststundenwerten. Die Charakteristik der EinsM-Eingriff sowie die Kostenstruktur der betrachteten Speichertechnologien erzeugt das Optimum im Bereich von zwei Volllaststunden.

Es zeigt sich hier bereits, dass Zahl und Umfang der EinsM-Eingriffe in Bad Bederkesa für einen rentablen Speicherbetrieb nicht ausreichend sind, da die Erlöse im Vergleich zu Marne West ca. um den Faktor 8 zu klein sind. Dies spiegelt sich auch in den anderen Speichertechnologien wider. Selbst ohne die Abzinsung mit der Kapitalwertmethode zeigen die Ergebnisse eine unzureichende Deckung.

5 Zusammenfassung und Fazit

Es wurde untersucht, wie sich Einspeisemanagement (EinsM) auf den Ertrag von Windenergieanlagen (WEA) auswirkt. An zwei windhöffigen Standorte in Norddeutschland (Elpersbüttel und Nordholz) wurden jeweils zehn verschiedene Anlagentypen in den Jahren 2010 und 2013 simuliert. Die EinsM-Eingriffe wirkten sich direkt auf die erzielten Erträge und damit die Volllaststunden der Anlagen aus. Je nach Standort, Anlage und Jahr wurden 2 bis 12 % der Jahresenergie abgeregelt.

Eine Analyse der EinsM-Vorgänge ergab, dass die Mehrzahl der Eingriffe nur von kurzer Dauer (< 24 h), in vielen Fällen sogar nur wenige Minuten, sind. Unter der Annahme, dass zukünftig für entgangene Erträge aufgrund von EinsM keine Entschädigungszahlungen für WEA-Betreiber gezahlt werden, wurde untersucht, ob diese Energiemengen zu einer signifikanten Zusatzrendite von Speichern führen können. Dafür wurden verschiedene Speicherkonfigurationen sowie Speichertechnologien und deren technische Kennzahlen modelliert.

Es wurde eine neuartige Methode entwickelt und vorgestellt, mit der aus den gegebenen Anlagen-, Speicher- sowie EinsM-Daten eine optimale Speicherdimensionierung vorgenommen werden kann. Weiterer Gegenstand der Untersuchung war im Anschluss die wirtschaftliche Rentabilität des technisch optimal konditionierten Systems.

Die Simulation ergab, dass Kurzzeitspeicher (Kondensatoren) trotz der häufig sehr kurzen EinsM-Einsätze und einer technologie-spezifisch optimalen Auslegung aufgrund der hohen Kosten nicht wirtschaftlich darzustellen sind. Am Standort 1 konnten jedoch andere Speichertechnologien durch den EinsM-Betrieb signifikante zusätzliche Erlöse im Bereich von 20 % (H₂) bis 45 % (Blei-Akkus) der Errichtungskosten für den Speicher generieren. Bei Abzinsung der Einkünfte mit branchenüblichen Zinsen (z.B. 5 %) verringern sich diese Werte auf 14 % (H₂) bis 30 % (Blei-Akkus). Sofern sich die EinsM-Umfänge um den Faktor 2 bis 3 erhöhen, sind Speicher an dieser Art von Standort bereits bei heutigen Preisen wirtschaftlich attraktiv.

Die am Standort 2 vorgenommenen EinsM-Eingriffe reichten bei keiner Speichertechnologie aus um einen signifikanten Mehrerlös zu generieren. Hier blieben die Erlöse noch vor Abzinsung unterhalb von 5 %.

Dass Speicher allein zur Pufferung und Verstetigung von WEA unter heutigen Preisen nicht vollständig wirtschaftlich darstellbar sind, wurde bereits in früheren Veröffentlichungen gezeigt [15] [16] [17]. Die hier jedoch vorgestellte Methode zur optimalen Dimensionierung ermöglicht die bestmögliche Zusatznutzung der EinsM-Eingriffe und kann einen signifikanten Mehrbeitrag zum wirtschaftlichen Betrieb von Speichern leisten. In Verbindung mit z.B. Teilnahme am Regelleistungsmarkt können die Gesamterlöse maximiert werden.

6 Ausblick

In [12] wurden weiterhin Ausblicke auf zukünftige technische und wirtschaftliche Parameter von Energiespeichern gegeben. Dort werden Blei-Akkus in 2030 mit nur noch 35 €/kW und 50 €/kWh angesetzt. Unter diesen Bedingungen könnte am Standort 1 bereits bei heutigen EinsM-Umfängen ein Erlös von 112 % der Kosten erreicht werden (abgezinst 75 %). Damit wäre der alleinige Betrieb des Speichers nur für EinsM-Maßnahmen nahe an der wirtschaftlichen Rentabilität. Nimmt die Zahl der Abregelung in Zukunft weiter zu (Faktor 2 bis 3), könnte eine höhere Wirtschaftlichkeit bereits früher erreicht werden. Wann genau welche Technologie bei welchen EinsM-Umfängen rentabel wird, ist Gegenstand weiterer Untersuchungen. Ähnliche Betrachtungen könnten für Photovoltaikanlagen in Verbindung mit Speichern durchgeführt werden. Hier können ähnliche Problemstellungen untersucht werden, die sich sowohl durch EinsM-Eingriffe als auch im Sinne einer Eigenverbrauchsoptimierung und Verstetigung der Einspeisung ergeben.

Weitere Forschungsansätze bieten Vergleichsrechnungen mit Kosten für Netzbetreiber (z.B. Netzausbaukosten), die ggf. Anreize für gemeinsame Projekte mit Anlagenbetreibern setzen könnten und somit die Rentabilität der betrachteten Speicherszenarien zusätzlich erhöhen würden. Kritisch sollte betrachtet werden, was für Auswirkungen ein erfolgreicher Netzausbau (und damit sinkende EinsM- Einsätze) auf die Speicher hat. Des Weiteren führt die zunehmende Installation von WEA zwangsläufig irgendwann zu einem temporären Überangebot an elektrischer Energie, was in einem Marktumfeld die freiwillige oder angeordnete Abschaltung bzw. Reduzierung der Anlagen zur Folge hätte.

Nicht zuletzt sollten die Auswirkungen von EinsM auf die Gesamtrentabilität von WEA überprüft werden. Auch die Folgen einer Kürzung (bzw. eines Wegfalls) der Entschädigungszahlungen sind zu quantifizieren.

7 Literatur

- [1] Leipziger Institut für Energie GmbH, Helmut-Schmidt-Universität. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014. Hamburg, 2013.
- [2] Enercon. Turbinen-Kenndaten. http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_Produkt_de_Maerz_2014_web.
- [3] BWE, VDMA: Deutsche WindGuard. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Varel, 2013
- [4] Deutscher Wetterdienst. Weather Request and Distribution System (WebWerdis). Homepage: https://werdis.dwd.de/
- [5] SH Netz AG. Homepage: http://sh-netz.com/netz/dezentrale-einspeisung/einspeisemanagement/. Abgerufen am 30.03.2014
- [6] EWE Netz GmbH. Homepage: http://www.ewe-netz.de/strom/1908.php. Abgerufen am 30.03.2014
- [7] Bundesrepublik Deutschland. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Insbesondere Anlage 3: Referenzertrag. 2012
- [8] Fördergesellschaft Windenergie. Homepage: http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm. Abgerufen am 30.03.2014.
- [9] Agora Energiewende. Kurzstudie: Entwicklung der Windenergie in Deutschland. 2013.
- [10] Tennet. 380-kV-Leitungausbau an der Westküste in Schleswig-Holstein. Stand 2012.
- [11] Bundesnetzagentur. Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement. Version 2.1. Stand 07.03.2014
- [12] Fuchs G., Sauer U., et al. Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. 2012. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen.
- [13] Bundesnetzagentur. Monitoringbericht 2013. Bonn. Stand: Dezember 2013
- [14] Bömer J., Doering M. Burges K., Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein. 2012. Ecofys.
- [15] Charles J. Barnhart et al. The energetic implications of curtailing versus storing solar- and wind generated electricity. Energy Environ. Sci.,2013, 6, 2804-2810
- [16] Magnus Korpasa et al. Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system. Electrical Power and Energy Systems 25 (2003) 599-606
- [17] K.C. Divya, Jacob Østergaard. Battery energy storage technology for power systems An overview. Electric Power Systems Research 79 (2009) 511-520
- [18] Schomerus, T. Besondere Vergütungsvorschriften § 29 Windenergie, in: Frenz, Walter; Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Auflage, 2013, Erich Schmidt Verlag, Berlin
- [19] Ekardt, F., Hennig, B. Allgemeine Vergütungsvorschriften § 16 Vergütungsanspruch, in: Frenz, Walter; Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Auflage, 2013, Erich Schmidt Verlag, Berlin
- [20] Frenz, W. Einspeisemanagement § 11, in: Frenz, Walter; Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg.), EEG Kommentar,
 3. Auflage, 2013, Erich Schmidt Verlag, Berlin
- [21] Schulz, D., Weiß, T., Meister, M. Empfehlungen zur Anpassung der politischen und marktregulatorischen Rahmenbedingungen für Energiespeicher in Deutschland. 2014

NETZINTEGRATION II

Reduzierung der Netz-Oberschwingungsströme durch modifizierte Stromversorgungen für LED-Lampen kleiner 25 Watt NEIS Konferenz 2014 in Hamburg

Dr.-Ing. Reinhard Jaschke, Helmut-Schmidt-Universität/Leistungselektronik, 22043Hamburg, Germany, reinhard.jaschke@hsu-hh.de

Kurzfassung

Der Einsatz von Light Emitting Diodes (LEDs) für die Allgemeinbeleuchtung hat seit dem "Verbot" der Glühlampe rapide zugenommen. Da der LED-Lichtstrom näherungsweise proportional dem elektrischen Strom ist, muss eine LED mit einer Konstant-Stromquelle betrieben werden. Die Leistungselektronik bietet einfache oder aufwendige Schaltungsaufbauten mit jeweiligen Vor- und Nachteilen. Bei konstanter Netzwechselspannung kann mit einem einfachen Ballast-Wechselspannungs-Kondensator der LED-Gleichstrom eingeprägt werden. Bei variabler Netzwechselspannung von z.B. 80V bis 270V wird ein Schaltungsaufbau mit Gleichspannungs-Zwischenkreis und 75kHz getaktetem Gleichspannungssteller (Flyback) eingesetzt. Die auftretenden Netzoberschwingungsströme werden durch Simulation und Messungen analysiert. Es werden Schaltungstopologien vorgestellt, die die Netzoberschwingungsströme drastisch reduzieren und den effektiven Netzstrom halbieren. Die charakteristische Beurteilungsgröße "Leistungsfaktor" wird dabei verdoppelt.

1 Einleitung

LED-Stromversorgungen für Lampen kleiner 25W erfordern nach EN 61000-3-2 keine Leistungs-Faktor-Korrektur (PFC). Übliche Stromversorgungen der Spannungsweitbereichslampen erzeugen einen Leistungsfaktor ca. λ =0,45. Für einen konstanten Wechselspannungswert 220V bis 240V liefern einige Hersteller LED-Lampen mit Leistungsfaktoren λ =0,62. LED-Bulbs mit kapazitivem Ballast besitzen Powerfaktoren von λ =0,35. Es wird gezeigt wie mit einem einfachem Schaltungsaufbau ein Leistungsfaktor λ =0,90 erreicht wird. Es sei angemerkt, dass bei einer Verdoppelung des Leistungsfaktors also bei halbem Netzstrom nur ein Viertel der Ohmschen Netzverluste auftritt.

2 Reihenkapazität als Ballast

In **Bild 1** ist ein einfacher Schaltungsaufbau am realen Wechselspannungsnetz ($R_N=0,4\Omega$; $L_N=0,8$ mH) mit einer Reihenkapazität C_R , B2-Vollbrücke (D1 bis D4), Gleichspannungskondensator C_d und 35 Reihen-LEDs mit $U_{LED}=100$ V dargestellt. Die Simulation mit sinusoidaler Wechselspannung u_1 liefert den angeschnittenen voreilenden Wechselstrom i_1 in Bild 2. Betrachtet man die Spannung u_{CR} am Reihenkondensator C_R , dann beginnt der Stromfluss bei 4ms bzw. 14ms, wenn der Betrag der



Bild 1 Reihenkapazität C_R als kapazitiver Ballast

Netzspannung $|u_1|$ kleiner als die Differenz $|\hat{U}_1-2U_{\text{LED}}|$ wird und die Brückendioden leitfähig werden. Der voreilende Netzstrom endet beim Spannungs-Scheitelwert $|\hat{U}_1|$ bei 10ms bzw. 20ms, so dass bei der Leitdauer 6ms ein Stromflusswinkel Θ =108° auftritt.

Der LED-Strom i_{LED} in Bild 2 hat eine leichte Welligkeit mit doppelter Netzfrequenz und beim Anstieg des Stromes i_1 tritt ein Überschwingen mit der Periodendauer $T_0=2\pi\sqrt{(L_N C_R)}=0,30$ ms auf.



Bild 2 Simulation: Netzstrom bei Reihenkapazität $C_{\rm R}$

Der Leistungsfaktor λ berechnet sich aus dem Quotienten des Betrages der Wirkleistung P_1 zur Scheinleistung S(DIN40110) oder bei rein sinusförmiger Spannung aus Wirkstrombetrag $I_{1,1P}$ zu Stromeffektivwert I_1 . Eine Fourieranalyse des in Bild 2 angeschnittenen Netzstromes mit dem Scheitelwert \hat{I}_1 und dem Nulldurchgang zum Spannungsmaximum ergibt in Abhängigkeit vom Stromflusswinkel Θ den Effektivwert des Wirkstromes $I_{1,1P} = 1/(2\pi\sqrt{2}) \hat{I}_1 [1-\cos(2\Theta)]$ und den Gesamteffektivwert $I_1 = \hat{I}_1 \sqrt{\{[2\Theta-\sin(2\Theta)]/(4\pi)\}}.$ Die theoretische Berechnung des Leistungsfaktors λ ergibt sich aus dem Verhältnis $|I_{1,1P}|$ durch I_1 zu

 $\lambda = [1 - \cos(2\Theta)] / \sqrt{2\pi [2\Theta - \sin(2\Theta)]}.$ Für die in Bild 2 dargestellte 10,5 W LED-Lampe mit 35 Reihen-LEDs ergibt sich bei einem Stromflusswinkel $\Theta = 108^{\circ}$ ein Leistungsfaktor $\lambda = 0.35$.

Ist die LED-Spannung durch weitere Reihen-LEDs gleich dem halben Netzspannungs-Scheitelwert $\hat{U}_1/2$ folgt beim minimalen Stromflusswinkel Θ =90° ein besserer Leistungsfaktor $\lambda = \sqrt{2/\pi} = 0,45$. Dieses würde die Kupferverluste auf $(0,35/0,45)^2=60\%$, also um 40% reduzieren. Der Leistungsfaktor λ in Abhängigkeit vom Stromflusswinkel Θ ist in Bild 3 mit dem Maximum $\lambda_{max} = 0,54$ für einen Stromflusswinkel $\Theta_{max} \approx 60^{\circ}$ dargestellt.



Bild 3 Leistungsfaktor λ über Stromflusswinkel Θ

In der Praxis erhält man aber je nach Netzbelastung einen sehr oberschwingungshaltigen Netzstrom [1] nach Bild 4. Die Ursache liegt in dem Kondensatorgesetz $i_1 \approx C_R du_1/dt$, weil die "unsaubere" Netzspannung diese Oberschwingungsströme im Kondensator verursacht. Der Leistungsfaktor wurde durch die höherfrequenten Oberschwingungsströme von gerechnet $\lambda = 0.35$ auf gemessen $\lambda = 0.33$ gesenkt.



Bild 4 Messung der Zeitverläufe zu Reihenkapazität C_R

3 Elektronischer Ballast

In Bild 5 ist die übliche elektronische Ballastschaltung zum Konstantstrombetrieb von LEDs am Wechselspannungsnetz dargestellt. Der Circuit besteht aus einem B2-Brückengleichrichter (D1-D4), dem Zwischenkreiskondensator C_1 , dem Sperrwandler mit Transistor T, Transformator M1, Sperrdiode D und dem zu den Reihen-LEDs parallel geschaltetem Pufferkondensator C_d . Der Sperrwandler arbeitet im Lückbetrieb [2] und der Transistor-Aussteuergrad *a* wird in Abhängigkeit der Eingangsspannung so geregelt, dass ein konstanter Ausgangsstrom fließt.



Bild 5 Elektronischer Ballast mit Sperrwandler

Im Bild 6 ist zu erkennen, dass der Netzstrom i_1 nur kurz im Bereich des Spannungs-Scheitelwertes \hat{U}_1 fließt, um die Kondensatorspannung u_{C1} wieder auf den Maximalwert zu laden. Der auftretende Stromzeitverlauf ist näherungsweise dreieckförmig und hat bei einen Stromflusswinkel Θ =30° einen Leistungsfaktor λ =0,46 (Bild 3). Die Messung in Bild 7 bestätigt die Rechnung in Bild 6.







Bild 7 Messung: Netzstrom bei LED mit Sperrwandler
4 Modifizierter Elektronischer Ballast

In Bild 8 ist die elektronische Ballastschaltung um einen Zwischenkreis mit drei Dioden (D5–D7), zwei Kondensatoren C_2 , C_3 und zwei Induktivitäten L_3 , L_5 erweitert. Die Funktionsweise und Auslegung dieses "nichtlinearen passiven 3Dioden-Filters" wird im nächsten Kapitel erläutert.



Bild 8 Modifizierter Elektronischer Ballast mit D5-D7

Die Simulation des Netzstromes ist in Bild 9 wiedergegeben und die gute Übereinstimmung mit der Messung ist in Bild 10 zu erkennen. Bei dieser Auslegung ist ein Leistungsfaktor $\lambda = 0,84$ erreicht. Die Abhängigkeit des Leistungsfaktors λ vom Stromflusswinkel Θ mit dem Parameter der Trapezform *h* und dem Stromnulldurchgang $\varphi_{\rm E} = 40^{\circ}$ wird in Bild 11 dargestellt. Der Parameter *h*=0 gilt für eine Dreieck- und *h*=1 für eine Rechteck-Stromform.



Bild 9 Simulation: Netzstrom bei 3D-Zwischenkreis



Bild 10 Messung: Netzstrom bei 3D-Zwischenkreis



Bild 11 Leistungsfaktor λ über Stromflusswinkel Θ für Stromnulldurchgangswinkel $\varphi_{\rm E}$ =40° mit Trapezparameter *h*

In Bild 11 ist bei $\lambda = 0.84$ die modifizierte Stromversorgung mit dem Trapezparameter h=40% aus Bild 9 als Kreis gekennzeichnet. In Bild 12 sind die Leistungsfaktoren λ mit dem Parameter des Stromnulldurchgangswinkel $\varphi_{\rm E}$ für die Trapezhöhe h=50% gezeigt. Man erkennt, dass ein besserer Leistungsfaktor $\lambda=0.88$ bei $\varphi_{\rm E}=40^{\circ}$ mit $\Theta=95^{\circ}$ erreicht wird oder ein Leistungsfaktor $\lambda=0.91$ mit $\Theta=110^{\circ}$ bei $\varphi_{\rm E}=50^{\circ}$ möglich ist. Dieses ist durch Dimensionierung der Bauelemente C_1 , C_2 , C_3 und der Induktivitäten L_3 , L_5 erreichbar.



Bild 12 Leistungsfaktor λ über Stromflusswinkel Θ für Stromnulldurchgangswinkel $\varphi_{\rm E}$ mit Trapezparameter h=0,5

5 Funktion der modifizierten Schaltung

In Bild 13 ist der dreieckförmige Transistorstrom $i_{\rm T}$ (siehe T in Bild8) für das Netzspannungsmaximum gezeigt. Die große Stromänderung $di_{\rm T}/dt=160$ mA/2us verursacht an der Filterinduktivität $L_3=0,7$ mH eine Spannung $u_{\rm L3}=56$ V. Der dreieckförmige Transistorstrom $i_{\rm T}$ in Bild 14 bewirkt für die kleine Netzspannung $\hat{U}_1/3$ mit der Stromänderung



Bild 13 berechneter Strom:Transistor i_T , Diode i_D bei \hat{U}_1

 di_T/dt =160mA/5us eine Spannung u_{L3} =22V. Der in beiden Bildern dargestellte Diodenstrom (siehe D in Bild 8) ist gleich, weil eine konstante LED-Leistung ausgeregelt wird. Der in Bild 15 dargestellte trapezförmige Netzstrom i_1 und die schwankende Gleichspannung am Eingangskondensator u_{C1} decken sich mit der Messung in Bild 10.



Bild 14 berechneter Strom:Transistor $i_{\rm T}$,Diode $i_{\rm D}$ bei $\hat{U}_1/3$



Bild 15 Umladung der Kondensatoren der 3D-Schaltung

6 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wird eine passive drei Diodenschaltung mit Kondensatoren und Induktivitäten einer 4 Watt LED-Stromversorgung in Simulation und Messung präsentiert, die den Leistungsfaktor ca. verdoppelt vom Ursprungswert $\lambda = 0,46$ auf den modifizierten Wert $\lambda = 0,84$. Die Funktionsweise des in Abhängigkeit von der Zwischenkreisspannung in Reihen- oder Parallelschaltung betriebenen nichtlinearen Netzwerks wird erläutert. Die charakteristischen Parameter des nichtlinearen Filternetzwerkes L_N , C_1 , L_3 , C_2 , L_5 , C_3 werden durch Analyse angenäherter Übertragungsfunktionen bestimmt.

Die stark schwankende Zwischenkreisspannung hat keinen Einfluss auf die Schwankung des LED Lichtes, weil der Transistor im Sperrwandler den LED-Strom konstant ausregelt.

Bei einem Anteil der erzeugten Gesamtleistung von bis zu 20% für Beleuchtungszwecke gerade in Entwicklungsländern hat die Reduzierung des effektiven Stromes auf den halben Wert für LED-Lampen unter 25 Watt eine große Bedeutung.

7 Literatur

 YOKOGAWA Meters & Instruments Corporation: WT1800 Präzisionsleistungsanalysator, 1.Ausgabe
 Mohan, N.; Undeland, T.M.; Robbins W.P.: Power electronics: Converters, Applications, and Design. New York: John Wiley & Sons, 1995

Einfluss von Photovoltaik-Wechselrichtern auf die frequenzabhängige Netzimpedanz

G. Lorenzen, M. Jordan, D. Schulz, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg Elektrische Energiesysteme, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg, <u>gesa.lorenzen@hsu-hh.de</u>

Kurzfassung

Der großflächige Ausbau von erneuerbaren Energien hat Einfluss auf die Spannungsqualität im elektrischen Energieversorgungsnetz. Für den optimalen Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen ist eine Erweiterung der Anschlussbedingungen sinnvoll. Aktuelle Normen und Richtlinien zur Netzintegration von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen müssen überarbeitet und angepasst werden. Grund dafür ist die konservative Festlegung der Emissionsgrenzwerte unter Berücksichtigung berechneter Netzimpedanzen. Besonders im Niederspannungsnetz kommt es aufgrund von häufigen Lastund Erzeugungsänderungen zu einer Veränderung des Impedanzspektrums.

In dieser Ausarbeitung werden die Einflüsse von Photovoltaik-Wechselrichtern und unterschiedlichen Sicherheitsschnittstellen auf die spektrale Netzimpedanz aufgezeigt. Dafür werden Messungen der frequenzabhängigen Netzimpedanz am realen Netz mit dem Verlauf einer Netznachbildung verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass die bisherige Bewertung der Netzrückwirkungen am Netzverknüpfungspunkt mit einer rein ohmsch-induktiven Netzimpedanz im Frequenzbereich bis 2 kHz nicht optimal ist. Aufgrund der steigenden Anzahl dezentraler Energieerzeugungsanlagen mit Umrichterkopplung ist die messtechnische Bestimmung der Netzimpedanz an Netzverknüpfungspunkten sinnvoll, um eine korrekte Netzsituation wiedergeben zu können. Neben Strom- und Spannungsmessungen kann die gemessene Netzimpedanz als zusätzliche Größe zur Netzqualitätsbewertung herangezogen werden.

1 Motivation

Der Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 23,4 % (Ende 2013) soll zukünftig bis 2020 auf 35 % und bis 2050 auf 80 % gesteigert werden. Bereits Ende 2013 betrug in Deutschland die installierte Photovoltaik (PV)-Leistung 35,7 GW_p [1] und erreichte nach Schätzung des Bundesverbands der Energie und Wasserwirtschaft einen Anteil an der Stromversorgung von 4,5 % [2]. Der größte Teil der 1,4 Mio. Erzeugungsanlagen stammt aus kleinen und mittleren PV-Anlagen, die in dem 0,4 kV-Netz installiert sind. Für den weiteren Ausbau der Solarenergie ist die Einbindung der PV-Anlagen in die Netzsteuerung in Verbindung mit angepassten Anschlussregeln erforderlich.

Derzeit wird ein ohmsch-induktive Impedanzverlauf bis zur 40. Oberschwingungsordnung angenommen. Die von den Netzteilnehmern auftretende Dynamik im Niederspannungsnetz z. B. durch Zuschaltungen von Betriebsmitteln und Erzeugungs- bzw. Lastschwankungen, zieht eine ständige Veränderung des Impedanzspektrums mit sich. Für die exakte Bestimmung von Resonanzerscheinungen im Netz ist eine messtechnische Erfassung der spektralen Netzimpedanz an den Anschluss- und Verknüpfungspunkten sinnvoll. Um kritische Betriebszustände zu erfassen, ist ein Messsystem bis zu mehreren kHz erforderlich. Außerdem können durch kontinuierliche Messungen typische Impedanzverläufe für individuelle Niederspannungsnetze herausgearbeitet werden und notwendige Maßnahmen zur Vermeidung von Netzrückwirkungen definiert werden.

2 Methodik

2.1 Netzimpedanz

Die Netzimpedanz der Betriebsmittel bildet die Grundlage zur Beurteilung der Veränderungen im elektrischen Niederspannungsnetz. Bei Kenntnis der Netzimpedanz nach Betrag und Phase lässt sich frequenzabhängig die Höhe aller Netzrückwirkungen bestimmen.

Für eine Netzanalyse wird mit den bisherigen Methoden lediglich die 50-Hz-Impedanz untersucht und ein kontinuierlicher Anstieg des Netzimpedanzbetrags im Frequenzbereich angenommen. Durch den verstärkten Einsatz von Betriebsmitteln mit nichtlinearer Betriebscharakteristik reichen diese Näherungen nicht mehr aus, da vermehrt Leistungselektronik mit Pulsfrequenzen im zweistelligen Kilohertzbereich eingesetzt wird. Außerdem wird durch regelungstechnische Verfahren in der Umrichtertechnik das Netz verstärkt durch Oberschwingungsströme belastet. Diese Oberschwingungsströme lassen an der Netzimpedanz Oberschwingungsspannungen abfallen, die Auswirkungen auf den gesamten Netzbetrieb haben.

Nach DIN EN 61000-4-7 ist die Zielsetzung Störaussendungen im Bereich von 2 kHz bis 9 kHz zu bestimmen. Die Störsignale mit Frequenzen ab der 40. Oberschwingungsordnung werden unter anderem durch Verbraucher und Erzeuger mit leistungselektronischer Netzkopplung hervorgerufen [3].

In einem komplexen Stromversorgungsnetz lassen sich oberhalb der Grundschwingung die Wirkungen der Ströme nicht ohne hohen rechnerischen Aufwand erfassen. Die Komplexität der Erfassung liegt unter anderem an zwei wesentlichen Faktoren:

- Das Impedanzspektrum an einem Netzanschlusspunkt unterliegt starken zeitlichen Veränderungen.
- Resonanzen, werden mit zunehmender Frequenz durch lokale Vorgänge hervorgerufen.

2.2 Das Messverfahren

Die messtechnische Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz erfordert eine spektrale Anregung des Netzes mit Stromverläufen. Diese verursachen am Netzverknüpfungspunkt (NVP), in Abhängigkeit von der jeweiligen Netzimpedanz, messbare Spannungsabfälle. Durch die entsprechenden Strom- und Spannungsverläufe sowie der gemessenen Leerlaufspannung u_{AB} wird die Netzimpedanz bestimmt. Das einphasige Grundprinzip ist im folgenden **Bild 1** dargestellt. Das Netz wird vereinfacht mit einer Spannungsquelle \underline{U}_0 und einer Netzimpedanz Z_N dargestellt.



Bild 1 Messprinzip

Zunächst wird die Leerlaufspannung bei geöffnetem Schalter (Zustand 1) gemessen. Anschließend wird das Netz durch schnelles Zu- und Abschalten einer ohmschen Last R spektral angeregt und die resultierenden Spannungsverläufe und Ströme (i) mit geschlossenen Schalter (Zustand 2) gemessen. Die Messung beruht auf einer breitbandigen Anregung des Netzes durch Schalten einer Last mit einer pseudostochastischen Binärfolge (engl. PRBS = Pseudo Random Binary Sequence). Diese Methode wird auch als RPWM (random-pulse-width-modulation) bezeichnet [4].

Zur Erfassung der Netzimpedanz wird das kommerzielle Messgerät EWS 120 von der Firma Haag (siehe **Tabelle 1**) verwendet, das die Netzimpedanz frequenzabhängig bis 20 kHz auf der Niederspannungsebene nach dem beschriebenen Messprinzip bestimmen kann.

2.3 Die spektrale Netzimpedanz als Kriterium zur Bewertung von Netzanschlüssen

Mit dem genannten Messsystem werden Messungen der spektralen Netzimpedanz durchgeführt. Zunächst wird die Impedanz eines Wechselrichters (WR) an einer einphasigen Netznachbildung, bestehend aus einer Wechselstromquelle (Linearverstärker) und einer ohmsch-induktive Impedanz, ermittelt. Die Netznachbildung für die Messung der spektralen Netzimpedanz ist in **Bild 2** schematisch dargestellt. Der Wechselrichter wird von eine Gleichspannungsquelle versorgt, die das Verhalten von Solarmodulen wiederspiegelt. Dieser Aufbau entspricht nahezu einer Netznachbildung zur Analyse von Netzrückwirkungen von Geräten nach DIN EN 61000-3-2 [5], wobei lediglich die Phasenimpedanz Z_L berücksichtigt wird. Zur Erfassung der spektralen Impedanz dieser vorgegeben Netznachbildung wird das beschriebene Messgerät zwischen den Punkten L und N angeschlossen. Die in dem Laboraufbau verwendeten Apperaturen werden in **Tabelle 1** aufgelistet



Bild 2 Impedanzmessung an einer Netznachbildung

Tabelle 1 Verwendete Geräte

Gerät	Hersteller	Modell / Klassifizierung	
BiSi	Bender GmbH & Co. KG	VMD460-NA: Anwendung gemäß VDE V 0126 1-1	
ENS	Ufe GmbH	ENS26: Anwendung gemäß VDE 0126	
Gleich- spannungsquelle	Delta Elektronika	SM 660-AR-11: Ausgangsleistung: 3,3 kW	
Linear- verstärker	Spitzenberger & Spies	DM 15000/PAS: Ausgangsleistung: 3·5 kW	
Netzimpedanz- messgerät	Haag Elektroni- sche Messgeräte GmbH	EWS 120: Messung der frequenzabhängi- gen Netzimpedanz bis 20 kHz	
Normimpedanz	ZES Zimmer Electronic Systems	NI2415: $\underline{Z}_{L} = (0,24 + j0,15) \Omega$ $\underline{Z}_{Null} = (0,16 + j0,1) \Omega$	
Wechselrichter	SMA	SB 1300: <i>P</i> _{max,DC} =1400 W Transformatorlos	

Die Messergebnisse der Netzimpedanznachbildung für Oberschwingungs- und Flickermessung werden in **Bild 3** dargestellt.



Bild 3 Gemessene Netzimpedanz mit Linearverstärker

Zur besseren Vergleichbarkeit der Verläufe wird in den Grafiken durch einen gleitenden Mittelwert über 10 Werte das Messrauschen im Impedanzverlauf reduziert.

Bedingt durch den induktiven Anteil steigt der Betrag der Impedanz mit der Frequenz. Zudem hat der Realteil nur einen geringen Anteil. Im höheren Frequenzbereich steigt dieser an, welches durch den Skineffekt hervorgerufen wird.

Die direkte Gegenüberstellung der gemessenen Netzimpedanzen der Netznachbildung und des realen Netzes im **Bild 4** zeigt, dass die messtechnisch bestimmte Kurve am NVP der Helmut-Schmidt-Universität (HSU) erheblich von der Netznachbildung abweicht. Die gemessene 50-Hz-Impedanz beträgt an dem realen Netz $0,32 \Omega + j0,029 \Omega$. Damit ist die Reaktanz um etwa eine Zehnerpotenz kleiner als die definierte Phasenimpedanz. Die in [5] definierte ohmsch-induktive Impedanz der Netznachbildung sollen Höchstwerte darstellen, die unter normalen Bedingungen im 0,4-kV-Netz nicht auftreten sollen.



Bild 4 Vergleich der Netzimpedanz der Netznachbildung und des realen Netzes

3 Ergebnisse der Netzimpedanzmessungen

Im Folgenden werden die Messergebnisse der spektralen Netzimpedanz vorgestellt. Es werden der Einfluss der Sicherheitsschnittstelle, der unterschiedlichen Arbeitspunkte des Wechselrichters sowie der Anzahl an Wechselrichtern untersucht.

3.1 Einfluss des Arbeitspunktes

Zur Untersuchung des Einflusses des Arbeitspunktes des Wechselrichters werden unterschiedliche Leistungen wechselspannungsseitig eingespeist. Die Impedanzverläufe von zwei repräsentative Testmessungen an der Stromversorgungs-Netznachbildung sind zum Vergleich in **Bild 5** aufgetragen. Es wird die Hauptresonanz bei 2,5 kHz deutlich, welche durch den LC-Filter des Wechselrichters hervorgerufen wird. Durch die starke Resonanzausprägung können bereits geringe Ströme Spannungsharmonische hervorrufen werden.

Es wird ersichtlich, dass ein Leistungsanstieg eine verstärkende Wirkung auf die Hauptresonanz hat. Eine 9-fache Erhöhung der Leistung verstärkt die Resonanz um 9,8 %. Der Arbeitspunkt verursacht jedoch keine nennenswerte Verschiebung der Resonanz im Frequenzbereich. Dieser geringe Einfluss des Arbeitspunktes konnte auch an anderen Wechselrichtertypen beobachtet werden.



Bild 5 Einfluss unterschiedlichen Arbeitspunkten auf die Netzimpedanz der Netznachbildung

3.2 Sicherheitsschnittstelle

Bis 2006 wurden PV-Anlagen in Deutschland mit einer Einrichtung zum Trennen gemäß dem Normentwurf DIN VDE 0126 [6] aus dem Jahr 1999 an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Diese Norm definiert Anforderungen für Einrichtungen zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern in Reihe (ENS) zwischen der PV-Anlage und dem Netz. Im Falle eines Fehlers trennt sich die Anlage vom Netz. Fehlerfälle sind Inselnetzbildung erkannt durch Impedanzsprünge und die Überschreitung von Frequenz- sowie Spannungsgrenzen. Es wurde eine Abschaltung innerhalb von 0,2 s gefordert, wenn die Netzspannung außerhalb eines Bereichs von 80 % bis 115 % des Nennwerts liegt.

Beim Betrieb der ENS im Stromversorgungsnetz kam es zu häufigen Fehlauslösungen. Aufgrund dessen wurde 2006 die überarbeitete Vornorm VDE V 0126 [7] veröffentlicht und die ENS in "Bidirektionale Sicherheitsschnittstelle" (BiSi) umbenannt. Die BiSi wird weiterhin als Sicherheitsschnittstelle zwischen der Eigenerzeugungsanlage und dem Niederspannungsnetz eingesetzt. Die geänderten Anforderungen sollen einen störarmen Betrieb und kostengünstige Realisierung bei gleichzeitig hoher Sicherheit der Anlage ermöglichen.

Im Bereich der Inselnetzerkennung wurde der Grenzwert für den Impedanzsprung bei der BiSi von 0,5 Ω auf 1 Ω erhöht. Hierdurch wird die Fehlauslösung reduziert. Darüber hinaus sind im Gegensatz zur ENS die Verfahren der dreiphasigen Netzspannungsüberwachung und das Schwingkreisverfahren zur Inselnetzerkennung anwendbar. Die Frequenzgrenzen wurden ebenfalls von 49,8 Hz bis 50,2 Hz (ENS) auf 47,5 Hz bis 50,2 Hz bei der BiSi erweitert.

Beide Systeme sind im Niederspannungsnetz verbreitet und werden bei der Erfassung der Netzimpedanzmessung untersucht. In **Bild 6** ist der Aufbau der einphasigen Stromversorgungs-Netznachbildung dargestellt.



Bild 6 Impedanzmessung an einer Netznachbildung mit der Sicherheitsschnittstelle ENS

Der Impedanzverlauf wird hinter der Sicherheitsschnittstelle zwischen den Punkten L und N gemessen. Die ENS wird hinter dem Wechselrichter zwischen Phase und Erde installiert. Aufgrund der parallelen Verschaltung von ENS und Wechselrichter hat die Sicherheitsschnittstelle eine dämpfende Wirkung auf die Hauptresonanz. **Bild 7** zeigt, dass die Resonanz um mehr als die Hälfte reduziert wird.



Bild 7 Vergleich der resultierenden spektralen Netzimpedanz eines WR an einer Netznachbildung nach [5] mit und ohne zwischengeschalteter ENS

Der Einsatz der ENS Sicherheitsschnittstelle hat Einfluss auf die Resonanz. Durch eine zusätzliche Dämpfung verringert sich die Güte der Resonanz. Zudem kommt es zu einer leichten Verschiebung zu einer niedrigeren Resonanzfrequenz von ca. 2,1 kHz und liegt somit in der Nähe des normrelevanten Frequenzbereichs.

3.3 Messung und Analyse an einem realen Niederspannungsknoten

Aufgrund der Resonanzerscheinungen durch zahlreiche Betriebsmittel und Lasten im 0,4-kV-Netz und der auftretenden Dynamik, durch häufige Laständerungen, ist eine messtechnische Erfassung der spektralen Netzimpedanz an einem realen NVP sinnvoll. In **Bild 8** wird der Laboraufbau für Messungen an einem NVP der HSU dargestellt.



Bild 8 Schematischer Aufbau der Netzimpedanzmessungen an PV-Wechselrichtern

Bei den Testmessungen werden drei Solarwechselrichter nacheinander in Betrieb genommen und mit den unterschiedlichen Sicherheitsschnittstellen ENS und BiSi Impedanzmessungen vorgenommen. Es wird deutlich, dass die BiSi im Gegensatz zur ENS in Bild 6 nicht parallel zum Wechselrichter geschaltet ist. Die BiSi nimmt lediglich Strom-, Spannungs- und Impedanzwerte auf und löst bei Überschreitung der festgelegten Grenzwerte nach DIN EN 61000-3-2 [5] ein Relais aus.

Den Verlauf der gemessenen Impedanzen über die Frequenz mit den unterschiedlichen Sicherheitsschnittstellen zeigt **Bild 9.**



Bild 9 Netzimpedanzmessungen mit unterschiedlichen Netzüberwachungssystemen an der Sicherheitsschnittstelle

Es ist zu erkennen, dass die messtechnisch bestimmte Kurve erheblich von dem ohmsch-induktiven Verlauf abweicht. Dies wird durch die Teilimpedanzen der Betriebsmittel, die auch kapazitive Elemente enthalten, verursacht. Diese führen zu Resonanzen im spektralen Verlauf der Netzimpedanz.

An dem betrachteten Knoten der HSU sind Resonanzen im Bereich von 2,4 kHz bis 3,2 kHz und bei 6,8 kHz zu erkennen, wobei die Resonanzen im niedrigeren Frequenzbereich deutlich ausgeprägter sind. Es treten mehrere Parallel- und Serienresonanzen unterschiedlicher Güte auf, die je nach Beschaltung gedämpft und verschoben werden. Der Ausschlag bei 16 kHz resultiert aus der Pulsfrequenz des Wechselrichters. Durch das Pulsen des Wechselrichters werden Störsignale generiert, die die Impedanzmessung beeinflussen. Die Kurve zeigt auch, dass die BiSi einen geringen Einfluss auf die spektrale Impedanz hat. Die Abweichung zwischen den Impedanzverläufen ohne Sicherheitsschnittstelle und mit der verwendeten BiSi ist gering. Hingegen ist eine deutliche Veränderung beim Impedanzverlauf mit der untersuchten ENS zu erkennen. Dies ist auf die parallele Verschaltungsart zurückzuführen.

Nach dem schematischen Aufbau in Bild 8 werden nacheinander drei Wechselrichter am Netz zugeschaltet. **Bild 10** zeigt, dass sich die Resonanz mit mehreren Wechselrichtern in den niederfrequenten Bereich verschiebt, welches durch den höheren kapazitiven Anteil der Ausgangsfilter der PV-Wechselrichter zu erklären ist. Außerdem wird die Resonanz durch den ohmschen Anteil gedämpft.

Es ist zu erkennen, dass wenn mehr Wechselrichter am NVP einspeisen, die Hauptresonanz weiter in den normrelevanten Bereich wandert. Es konnte bei den Testmessungen mit den unterschiedlichen Sicherheitsschnittstellen die gleiche Wirkung festgestellt werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere die Resonanzen im höherfrequenten Bereich über 2 kHz von lokalen Netzelemente beeinflusst werden. Da mittlerweile eine Vielzahl von leistungselektronischen Geräten Netzrückwirkungen im Frequenzbereich über 2 kHz verursachen wird über eine Erweiterung der Grenzwerte bis zu 9 kHz diskutiert.



Bild 10 Netzimpedanzmessungen an PV-Wechselrichtern

Im Anhang (informativ) der DIN EN 61000-4-7 [3] wird hierfür eine Stromversorgungs-Netznachbildung vorgeschlagen, welche einen Impedanzverlauf bis 9 kHz nach **Bild 11** hat. Bei 2,45 kHz beträgt die Ausgangsimpedanz 3,87 Ω . Die Ausgangsimpedanz für Frequenzen oberhalb 3 kHz wird in [3] mit der Gleichung (1) ermittelt.

$$|Z| = \sqrt{8,819 + 1,23 \cdot 10^{-7} \cdot f^2 \ln(f)}$$
(1)



Bild 11 Impedanzverlauf der Stromversorgungs-Netznachbildung nach DIN EN 61000-4-7 vgl. [3]

Die in den Normen definierten Impedanzverläufe stellen Höchstwerte für Prüfbedingungen dar, die unter normalen Bedingungen in 0,4-kV-Netz nicht erreicht werden. Gemessene Werte sind oft erheblich geringer, somit werden in manchen Fällen vorhandene Anschlusskapazitäten nicht vollständig ausgeschöpft.

Für eine großflächige Integration von dezentralen Energieversorgungsanlagen in das Verteilnetz sollten diese Richtlinien angepasst werden. Hierfür muss insbesondere die spektrale Netzimpedanz genauer analysiert werden. Dafür ist die Ausarbeitung typischer Impedanzverläufe mithilfe langfristiger Messungen an unterschiedlichen NVPs notwendig.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Für die großflächigen Integration von dezentrale Energieversorgungsanlagen in das Verteilnetz müssen technische Rahmenbedingungen eingehalten werden. Diese Rahmenbedingungen wie z.B. Grenzwerte bei Netzrückwirkungen sind in Normen und Richtlinien festgehalten und beziehen sich nur auf vereinzelte Anlagen im Netz.

Aus den Messergebnissen der spektralen Netzimpedanz an einer Stromversorgungs-Netznachbildung und an einem realen NVP wird der Einfluss der PV-Wechselrichter auf die Netzimpedanz ermittelt. Besonders durch eine vermehrte Installation von Wechselrichtern an einem NVP verschiebt sich die Hauptresonanz in den normrelevanten Bereich. Beim Vergleich des Betriebes mit unterschiedlichen Sicherheitsschnittstellen werden ebenfalls eine Verschiebung des Impedanzverlaufs und eine Veränderung der Resonanzhöhe ersichtlich. Auch der Betrieb des Wechselrichters in unterschiedlichen Arbeitspunkten hat einen Einfluss auf die Höhe der Resonanz. Die Veränderung ist jedoch im Vergleich zu den anderen Einflüssen gering.

Die Annahme eines kontinuierlichen Anstiegs der Netzimpedanz im Frequenzbereich bis 2 kHz ist entsprechend für die Bewertung der Netzrückwirkungen am NVP nicht mehr ausreichend. Auch der Vorschlag oberhalb des Frequenzbereichs bis 9 kHz entspricht oft nicht den Gegebenheiten an einem NVP. Lasten und Erzeuger haben einen großen Einfluss auf den spektralen Verlauf der Netzimpedanz und sollten besonders bei der Bewertung des höherfrequenten Bereichs berücksichtigt werden. Hierfür kann eine messtechnische Erfassung der Netzimpedanz an den jeweiligen Anschlusspunkten sinnvoll sein. Mit den gewonnen Ergebnissen können entsprechende frequenzabhängige Netzmodelle erstellt werden, die vorhandene Modelle in Normen und Richtlinien verbessern.

5 Literatur

- [1] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar): Statistische Zahlen der deutschen Solarbranche (Photovoltaik), 2014.
- [2] Anteil Erneuerbarer Energien wächst weiter, 2014. www.bundesregierung.de
- [3] DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7): Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-7: Prüf- und Messverfahren – Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten, 2009.
- [4] Jordan, M.; Langkowski, H.; Do Thanh, T.; Schulz, D.: Frequency Dependent Grid-Impedance Determination with Pulse-Width-Modulation-Signals, IEEE 7th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics CPE 2011, Tallinn, 2011.
- [5] DIN EN 61000-3-2 (VDE 0838-2) Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-2: Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme, 2010.
- [6] DIN VDE 0126 (VDE 0126):1999-04, Selbsttätige Freischaltstelle für Photovoltaikanlagen einer Nennleistung ≤ 4,6 kVA und einphasiger Paralleleinspeisung über Wechselrichter in das Netz der öffentlichen Versorgung, 1999.
- [7] DIN V VDE 0126-1-1 (VDE V 0126-1-1): Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz, 2006.

Auswirkungen einer systemorientierten Bauweise von Windenergieanlagen auf die erzielbaren Börsenpreise

M. Doliwa¹, M. Meister¹, F. Obbelode¹, M. Plenz¹, T. Kott¹, M. Stecher¹, C. Maly¹, L. Holstenkamp¹, H. Degenhart², T. Schomerus³

¹Leuphana Universität Lüneburg, Innovations-Inkubator, 21335 Lüneburg

²Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen, 21335 Lüneburg

³Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Nachhaltigkeitssteuerung, 21335 Lüneburg

Kurzfassung

Im vorliegenden Beitrag wird eine systemorientierte Bauweise von Windenergieanlagen (WEA) untersucht. Diese zeichnet sich dadurch aus, dass die Bedürfnisse des Energiesystems berücksichtigt und bestehende Infrastruktur optimal genutzt wird (Systemdienlichkeit). Zentrales Bewertungskriterium für die Systemdienlichkeit ist dabei der an der Börse erzielte Preis. Verschiedene gängige WEA-Typen werden parametrisiert und in einer Simulation mit Winddaten und Börsendaten der Jahre 2010 bis 2013 korreliert. Untersucht wird, inwieweit bzw. in welchem Maße der Börsenmarkt Systemdienlichkeit honoriert, d.h. welcher Börsenpreis von den unterschiedlichen Anlagentypen erzielt wird. Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass es eine Korrelation zwischen dem Verhältnis von Nennleistung zur Rotorfläche einer WEA und dem durchschnittlich erzielten Börsenpreis gibt. Mit einem geringen Verhältnis von Leistung zur überstrichenen Rotorfläche wird an der Strombörse im Schnitt ein höherer Marktpreis erzielt.

1 Einleitung

Für eine gelungene Energiewende in Deutschland spielt die Windenergie eine zentrale Rolle [1]. Das in § 1 Abs. 2 Nr. 4 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 formulierte Ziel, im Jahr 2050 einen Anteil der erneuerbaren Energien von mindestens 80 % zu erreichen [2], wird nach Ansicht des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) zum Großteil von der Windenergie getragen werden [3]. Dementsprechend ist bei weiterem Ausbau der Windenergie die Systemdienlichkeit der gebauten Anlagen von besonderer Bedeutung. Konkret geht es darum die WEA von vornherein so zu bauen, dass bestehende Stromleitungen und Speicher möglichst effizient genutzt und Investitionen in neue Betriebsmittel dieser Art nur im erforderlichen Maß errichtet werden. Um die Übertragungsquerschnitte der Stromleitungen entsprechend effizient zu nutzen, sollte nach Molly die Einspeisung der WEA in das allgemeine Stromnetz eine geringe Differenz zwischen Nennleistung und Durchschnittsleistung aufweisen [4]. Um dabei die Versorgung der Verbraucher möglichst wirkungsvoll zu gestalten sollte die Einspeisung der WEA darüber hinaus verlässlich d.h. mit wenigen und eher kleinen Schwankungen sowie mit langen Zeiträumen gleichmäßiger Einspeisung erfolgen [4].

2 Status Quo der systemorientierten Bauweise von WEA

Üblich ist bisher allerdings eine Optimierung der WEA-Erzeugung auf hohe Jahresenergieerträge. Nach *Molly* führt dies dazu,

"[...] dass den Windparkbetreiber die Abgabeschwankungen seines Windparks nicht interessieren und der Speicher- und der Netzbetreiber wiederum sein System nach den auftretenden Energieschwankungen auslegen muss" [5].

Der Grund für diese nicht an die Bedürfnisse des Gesamtsystems (mit den bestehenden Akteursebenen u.a. des Netzbetreibers oder weiterer Betreiber von konventionellen Erzeugereinheiten) angepasste Auswahl von WEA liegt, wie zu zeigen ist, in der Struktur der bisherigen regulatorischen Rahmenbedingungen für die Förderung der erneuerbaren Energien. Seit Beginn der Förderung durch das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) [6] wurde die auf Grundlage eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zu zahlende feste Einspeisevergütung unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung gewährt [7]. Angepasst wurden im Rahmen des EEG 2000 und des EEG 2004 zwar zahlreiche andere ebenfalls nicht irrelevante Faktoren, wie die Vergütungshöhe und deren Degression bei einer späteren Inbetriebnahme [8] sowie verschiedene technische Anforderungen als Voraussetzung des Einspeisemanagements [9]. Beginnend mit dem EEG 2009 wurden jedoch erste Versuche unternommen, über die Einführung von Vorschriften zur Direktvermarktung auch eine Bewertung des Zeitpunkts der Einspeisung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu ermöglichen [10]. Während im Rahmen des EEG 2009 die Anreize für einen Wechsel in die Direktvermarktung noch wenig ausgereift waren, wurden mit dem EEG 2012 zwei Abschnitte ausschließlich mit Vorschriften zur Direktvermarktung eingeführt [11], [12].

Die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten energieträgerspezifischen Marktwerte für Onshore-WEA [13] zeigen, dass der mengengewichtete energieträgerspezifische Marktwert für Onshore-WEA unter dem Baseloadpreis des betrachteten Zeitraumes lag (vgl. **Bild 1**). Der energieträgerspezifischen Marktwerte für Onshore-WEA betrug seit seiner Berechnung ab 01.01.2012 durchschnittlich 35,49 €/MWh, die Monatsmittelwerte des Baseloadpreis an der Strombörse im Durchschnitt 44,03 €/MWh. Damit lag der energieträgerspezifischen Marktwerte für Onshore-WEA rund 20% unterhalb des Baseloadpreis.



Bild 1 Marktwert und Börsenpreis

Die Preisdifferenz lässt sich durch den Merit-Order-Effekt [14] erklären. Durch WEA erzeugte Energiemengen werden an der Strombörse mit einem Grenzpreis unterhalb von 0 €/MWh vermarktet, dadurch (aber nicht ausschließlich) sinkt der Strombörsenpreis bei erhöhter Windeinspeisung. Bei einer weiterhin mengenorientierten Auslegung und einem weiteren Zubau von Windkraftanlagen wird sich der energieträgerspezifische Marktwert dadurch noch stärker vom Baseloadpreis entfernen.

3 Ausgangspunkt der Untersuchung zur systemorientierten Bauweise

Seit dem 01.01.2010 werden gemäß § 2 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) [15] alle kWh von WEA, die durch eine feste Einspeisevergütung gefördert werden, am Spotmarkt vermarktet. Gelingt es nun, zu Zeiten einzuspeisen, zu denen wenige andere WEA einspeisen, und mithin die Nachfrage der Verbraucher auch in diesen Zeiten zu befriedigen, sollte dies durch einen höheren Preis am Spotmarkt belohnt werden. Der am Spotmarkt erzielbare Preis kann daher als ein Indikator dafür herangezogen werden, inwieweit die Systemdienlichkeit einer WEA von der Börse honoriert wird.

Vielversprechend erscheint es an dieser Stelle, die Systemdienlichkeit der WEA schon gleich bei Auswahl einer bestimmten Bauart von WEA zu berücksichtigen. Die oben genannte Systemdienlichkeit kann nämlich insbesondere durch eine entsprechende Auslegung der WEA bewirkt werden. Das wesentliche Kriterium ist dabei das Verhältnis der Nennleistung [*P*] zur überstrichenen Rotorfläche [*A*] [16].

Je geringer das Verhältnis von installierter Leistung zu Rotorfläche ist, umso geringer ist die Windgeschwindigkeit, bei der die Volllast des Generators erreicht wird (**Bild 2**) und umso eher bzw. länger ist die WEA in der Lage, auch bei vergleichsweise schwachem Wind die Nachfrage der Verbraucher zu befriedigen.



Bild 2 Beispielhafter Vergleich von Starkwind- und Schwachwind-Anlagen

Ob der Markt eine solche systemdienliche Bauweise honoriert und wie stark die beobachtbaren Effekte in dem Betrachtungszeitraum sind, wird im Rahmen dieses Beitrags beleuchtet.

4 Methodisches Vorgehen

Hierzu wird auf eine technisch-ökonomische Simulation zurückgegriffen. Die Simulation wird in diesem Rahmen als quantitative Forschungsmethode verstanden. Für die Simulation werden Börsenpreise und die Stromerzeugung durch Windenergie korreliert. Dabei werden vergleichbare und konsistente Daten benötigt. Wie im **Abschnitt 3** erwähnt, kann es einen Zusammenhang zwischen Börsenpreis und eingespeister Windenergie erst seit der Vermarktung von Windstrom auf dem Spotmarkt geben. Als Untersuchungszeitraum werden daher die vollständigen Jahre 2010 bis 2013 gewählt. Konsistent dazu werden Winddaten für den deckungsgleichen Zeitraum verwendet.

Die Windenergieerzeugung wird anhand von historischen gemessenen Daten des Deutschen Wetterdienstes [17] auf einem einheitlichen Standort an der Westküste Schleswig-Holstein und einer einheitlichen Nabenhöhe (100 m) für unterschiedliche WEA simuliert. Dies gewährleistet die Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Anlagen. Die auf 10 m Höhe gemessene Windgeschwindigkeit wird gemäß der nachstehenden Formel mittels logarithmischen Höhenprofils auf die Höhe einer einheitlichen Nabenhöhe umgerechnet:

$$v_{W,N} = v_m \cdot \frac{\ln \frac{h_N}{z_0}}{\ln \frac{h_m}{z_0}}$$

(1.1)

mit:

11110.	
V _{W,N}	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
\mathbf{v}_{m}	Windgeschwindigkeit auf Messhöhe
$h_{\rm N}$	Nabenhöhe
h_m	Messhöhe
Z_0	Rauhigkeitslänge

Die Rauigkeitslänge z_0 des Standortes wurde bei der Berechnung auf 0,03 geschätzt, da es sich um eine Ackerfläche handelt [18].



Bild 3 Volllaststunden der betrachteten Windenergieanlagen

Unter Berücksichtigung der Leistungskurven nach Herstellerangaben kann die elektrische Leistung der Windenergieanlagen für die Jahre 2010 bis 2013 in einer viertelstündlichen Auflösung simuliert werden.

Die Spotpreise der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX) liegen ebenfalls für den Zeitraum 2010 bis 2013 vor, abweichend von den Winddaten in einer stündlichen Auflösung. Diese werden direkt von der EPEX Spot zur Verfügung gestellt.

Für die Simulation wurden Daten von verschiedenen realen WEA eingesetzt. Ausgewählt wurden Anlagen der drei Hersteller mit dem größten Marktanteil in Deutschland im Jahr 2013 [19]. Es handelt sich dabei um die Unternehmen Enercon, Senvion (ehem. REpower) und Vestas.

Relevante Daten für diese sind die installierte Nennleistung [P], die Rotorfläche [A], das Verhältnis von installierter Leistung zu überstrichener Rotorfläche [P/A] und die spezifische Kennlinie der jeweiligen Windenergieanlage. **Tabelle 1** stellt eine Übersicht über die in der Simulation verwendeten Anlagen dar.

In **Bild 3** sind die unterschiedlichen Volllaststundenzahlen der ausgewählten Windenergieanlagen dargestellt. Wie erwartet, verhält sich die Anzahl der Volllaststunden reziprok proportional zum Verhältnis der installierten Leistung zum Rotordurchmesser. Die Anlage mit dem geringsten Verhältnis erreicht rund 4.000 Volllaststunden, während die Anlage mit dem größten Verhältnis gerade 2.400 Volllaststunden erreicht.

Tabelle 1 Übersicht der Windenergieanlagen

Тур	Leistung	Rotorfläche	P/A
	[MW]	[m ²]	$[W/m^2]$
Enercon E-126	7,58	12.668	598,36
Enercon E-44	0,90	1.521	591,71
Enercon E-70	2,30	3.959	580,95
Senvion 6.2M126	6,15	12.469	493,22
Enercon E-48	0,80	1.810	441,99
Senvion 3.4M104	3,40	8.495	400,24
Vestas V80-2.0	2.00	5.027	397,85
Senvion MM82-E	2,05	5.281	388,18
Vestas V105-3.3	3,30	8.659	381,11
Enercon E-101	3,05	8.012	380,68
Enercon E-82	2,00	5.281	378,72
Vestas V164-8.0	8,00	21.124	378,72
Enercon E-53	0,80	2.198	363,97
Enercon E-92	2,35	6.648	353,49
Senvion 6.2M152	6,15	18.146	338,92
Vestas V112-3.3	3,30	9.852	334,96
Vestas V90-2.0	2,00	6.362	314,37
Senvion 3.2M114	3,20	10.207	313,51
Vestas V117-3.3	3,30	10.751	306,95
Senvion MM92-E	2,05	6.720	305,06
Enercon E-115	3,00	10.515	285,29
Vestas V126-3.3	3,30	12.469	264,66
Senvion 3.0M122	3,00	11.690	256,63
Senvion MM100	2,00	7.854	254,65
Enercon E-115	2,50	10.515	237,74
Vestas V100	2,00	8.727	229,18
Vestas V110	2,00	9.503	210,46

Bei der Betrachtung der Auswirkungen auf die erzielbaren Börsenpreise einer systemoptimierten Auslegung von Windkraftanlagen ist, wie eingangs dargelegt, die wesentliche Fragestellung, ob eine zeitliche Ausdehnung, also eine Erweiterung des Produktionszeitraums durch höhere Marktpreise honoriert wird.

5 Ergebnisse

Die Auswertung der Simulation ergibt, dass die systemorientierte Bauweise von WEA durch den Markt honoriert wird: Windenergieanlagen mit einem geringen Verhältnis von Leistung zur überstrichenen Rotorfläche erzielen an der Strombörse im Durchschnitt einen höheren Marktpreis. Die sich aus den in **Tabelle 2** dargestellten Datenpunkten ergebende Kurve ist in **Bild 4** abgebildet. Dabei wurde eine Interpolation der vorhandenen Datenpunkte durchgeführt.

Тур	Börsenpreis	P/A
	[€/MWh]	$[W/m^2]$
Vestas V110	42,78	210,46
Vestas V100	42,64	229,18
Enercon E-115 (2,5 MW)	42,61	237,74
Senvion 3.0M122	42,57	256,63
Senvion MM100	42,56	254,65
Vestas V126-3.3	42,48	264,66
Enercon E-115 (3 MW)	42,46	285,29
Senvion 3.2M114	42,41	313,51
Senvion MM92-E	42,34	305,06
Vestas V117-3.3	42,34	306,95
Enercon E-53	42,32	363,97
Vestas V90-2.0	42,32	314,37
Vestas V112-3.3	42,31	334,96
Enercon E-92	42,28	353,49
Enercon E-82	42,25	378,72
Enercon E-101	42,24	380,68
Senvion MM82-E	42,20	388,18
Vestas V105-3.3	42,17	381,11
Senvion 3.4M104	42,15	400,24
Senvion 6.2M152	42,15	338,92
Vestas V164-8.0	42,15	378,72
Enercon E-48	42,12	441,99
Vestas V80-2.0	42,12	397,85
Senvion 6.2M126	41,93	493,22
Enercon E-70	41,92	580,95
Enercon E-44	41,91	591,71
Enercon E-126	41,88	598,36

Um das Maß des linearen Zusammenhanges zweier Merkmalsausprägungen bestimmen zu können, wird im Folgenden eine Pearson-Korrelation beider intervallskalierter Merkmale x_1 (Börsenpreis) und x_2 (Leistung je Rotorfläche) angesetzt. Mittels:

$$Kor(x_{1}x_{2}) \coloneqq \frac{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_{1}-\overline{x_{1}})(x_{2}-\overline{x_{2}})}{\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_{1}-\overline{x_{1}})^{2}} \cdot \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_{2}-\overline{x_{2}})^{2}}}$$

$$Kor(x_{1}x_{2}) = -0.942213$$
(1.2)

wird deutlich, dass ein wahrscheinlicher, negativer Zusammenhang von $Kor(x_1x_2) = -0.942$ besteht. Die Höhe des Pearsonschen Maßkorrelationskoeffizienten bei einem Umfang von 27 Stichproben (n) verdeutlicht dabei die theoretische Annährung an das "Optimum" $Kor(x_1x_2) = -1$, einer funktional, negativ linearen Proportionalität. Eine alleinige Abhängigkeit der untersuchten Merkmalsausprägungen wird dabei ausgeschlossen.

Den höchsten mittleren Börsenvermarktungspreis in den Jahren 2010 bis 2013 von 42,78 €/MWh erreicht die Anlage mit dem geringsten Verhältnis von installierter Leistung zu Rotorfläche, während die Anlage mit dem höchsten Wert nur einen mittleren Börsenvermarktungserlös von 41,88 €/MWh erzielt.



Bild 4 Mittlere Börsenvermarktungspreise

Der Spread zwischen den im Beispiel erzielten Vermarktungserlösen von ca. 0,90 €/MWh ist für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter interessant. Bei Betrachtung der Vermarktungserlöse an der Strombörse, die bei der verpflichtenden Direktvermarktung für den Anlagenbetreiber die beeinflussbare Größe darstellen, liegt der durch die systemorientierte Anlagen erzielte Mehrertrag bei ca. 2 %.



Bild 5 Spezifische Erträge

Der spezifische Ertrag der betrachteten Anlagen, bei dem der absolute Ertrag der WEA über den Betrachtungszeitraum von 2010 bis 2013 zum Verhältnis der installierten Nennleistung gesetzt wurde, variiert in dem Bereich von 402.550 €/MW bis 683.750 €/MW. Dabei weisen die WEA, wie in **Bild 5** abgebildet, mit einem systemorientierten Bauweise, einem geringen Verhältnis von Leistung zur Rotorfläche, einen höheren spezifischen Ertrag aus, während WEA mit einem höheren Verhältnis einen niedrigeren spezifischen Ertrag ausweisen.

Das offensichtlich proportionale Verhältnis von Volllaststunden (vgl. Bild 3) zu dem spezifischen Ertrag der WEA (vgl. Bild 5) verdeutlicht weiter, dass eine systemorientierte Bauweise durch den Markt honoriert wird.

6 Ausblick

Der höhere Börsenpreis steht allerding einem niedrigeren absoluten Ertrag der WEA in einem Windpark entgegen. Hinzu kommt die Erfordernis von Mindestabständen der WEA innerhalb eines Windparks, um etwaige Ertragseinbußen und WEA-induzierte Turbulenz auf akzeptable Größen zu reduzieren [20]. Da diese Mindestabstände der Windkraftanlagen durch den Rotordurchmesser definiert werden, kann bei Berücksichtigung einer systemorientierten Fahrweise eine deutlich geringere Leistungsdichte, also Leistung (W) pro in Anspruch genommene Bodenfläche (m²), installiert werden. Um eine Vergleichbarkeit der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Anlagentypen herzustellen, wäre in diesem Sinne die Herleitung eines Flächenkorrekturfaktors notwendig und dessen Einberechnung in die Kalkulation.

Zudem muss berücksichtigt werden, dass unter Umständen bestimmte WEA, mit einem besonders niedrigen Verhältnis von installierter Leistung zur Rotorfläche, nicht die erforderliche Standsicherheit, im Sinne der IEC 61400-1[20], erfüllen können. Es wurde im Rahmen dieser Untersuchung nicht geprüft, inwiefern alle gewählten WEA den standortspezifischen Belastungen durch die Windverhältnisse über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren gewachsen wären. Es ist daher davon auszugehen, dass der in dieser Untersuchung ermittelte Spread in der Börsenvergütung nicht an jedem Standort realisierbar wäre. Insofern ist fraglich, ob der höhere mittlere Börsenpreis der systemorientierten WEA die geringere installierte Leistung bei Verwendung einer gleichen Flächengröße kompensieren kann. Zudem ist die Frage, wie sich der Spread bei zunehmendem Windenergieausbau im Rahmen der fortschreitenden Energiewende in Deutschland entwickeln wird.

Nachfolgende Untersuchungen sollten also den Flächenbedarf der unterschiedlichen WEA quantifizieren und einen Flächenkorrekturfaktor herleiten, der für eine wirtschaftliche Vergleichbarkeit der WEA verwendet werden kann. Entsprechend können die Mehrerlöse auf dem Spotmarkt den absoluten Erträgen der Windturbinen gegenübergestellt werden.. Zudem wäre es sinnvoll, die Entwicklung dieses Spreads genauer zu untersuchen. Wie in Abschnitt 2 erwähnt, ist bei steigendem Anteil der Windenergie an der Energieversorgung Deutschlands eine Fortsetzung des bestehenden Trends zu erwarten, was in einer Folgeuntersuchung nachzuweisen wäre.

7 Literatur

- [1] Nitsch, J. et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU, 2012
- [2] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist
- [3] Faulstich, M. et al.: Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten. Sachverständigenrat für Umweltfragen, Berlin 2013
- [4] Molly, J. P.: Rated Power of Windturbines: What is best? DEWI Magazin No. 38, Wilhelmshaven, 2011
- [5] Molly, J. P.: Design of Wind Turbines and Storage: A Question of System Optimisation. DEWI Magazin No. 40, Wilhelmshaven, 2012
- [6] Gesetz über die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 07.02.1990 (BGBl. I S. 2633; 1994 S. 1618; 1998 S. 730)
- [7] Ekardt, F.; Hennig, B.: Allgemeine Vergütungsvorschriften, in: Frenz, W.; Müggenborg, H.-J.: EEG-Kommentar, 3. Auflage, Berlin 2013, §16 Rn. 1 ff.
- [8] Ekardt, F.: Einleitung, in: Frenz, W.; Müggenborg, H.-J.: EEG-Kommentar, 3. Auflage, Berlin 2013, Einleitung Rn. 34 ff.
- [9] Cosack, T.: Technische Vorgaben, in: Frenz, W.; Müggenborg, H.-J.: EEG-Kommentar, 3. Auflage, Berlin 2013, § 6 Rn. 1.
- [10] Ekardt, F.; Hennig, B., Direktvermarktung Allgemeine Vorschriften, in: Frenz, W.; Müggenborg, H.-J.: EEG-Kommentar, 3. Auflage, Berlin 2013, § 33a Rn. 1 ff.
- [11] Ekardt, F.; Hennig, B., Prämien für die Direktvermarktung, in: Frenz, W.; Müggenborg, H.-J.: EEG-Kommentar, 3. Auflage, Berlin 2013, § 33g Rn. 19 ff
- [12] Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts und der fortgeschriebene Referentenentwurf der EEG-Reform, abrufbar unter: http://www.bmwi. de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eegreform.html (zuletzt aufgerufen am 07.04.2014)
- [13] 50hertz et al.: Erneuerbare Energien Gesetz Marktprämie - Referenzmarktwerte, abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/Referenzmarktwerte.htm (zuletzt aufgerufen am 07.04.2014)
- [14] van Roon, S., Ruck, M.: Merit Order des Kraftwerkparks. FfE, 2010
- [15] Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. Juli
 2009 (BGBl. I S. 2101), die zuletzt durch Artikel 2
 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist

- [16] Fürstenwerth, D. et. al.: Wie wird sich die Windenergietechnik in Deutschland weiterentwickeln? Agora Energiewende, Berlin 2013
- [17] Deutscher Wetterdienst: Weather Request and Distribution System (WebWerdis). URL: https://www.werdis.dwd.de
- [18] Gasch, R.; Twele, J.: Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, Wiesbaden 2011
- [19] Ender, C.: Wind Energy Use in Germany Status 31.12.2013. DEWI Magazin No. 44, Wilhelmshaven, 2014
- [20] International Electrotechnical Comission (IEC): Wind turbines - Part 1: Design requirements, IEC 61400-1:2005, third Edition, 2005

ISBN 978-3-86818-059-6

Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern -NEIS 2014-18.-19. September 2014 · Hamburg · Helmut-Schmidt-Universität www.neis-konferenz.de