

Markgesteuerte Flexibilisierung der Netznutzung und netzorientierter Lastausgleich

Tobias Blenk¹, Christian Weindl¹, Timo-Alexander Hertlein¹, Ivana Mladenovic²

¹ Institute of High Voltage Technology, Energy System & Asset Diagnostics, Coburg

² Siemens Corporate Technology, Erlangen

Abstract

Die Integration Erneuerbarer Energien stellt vor allem die Netze vor immer neue Herausforderungen. Während bis in das Jahr 2000 eine weitestgehend vertikale Nutzung der Verteilnetzstrukturen vorherrschend war, werden diese bereits seit einigen Jahren aufgrund der zunehmenden Anzahl an regenerativen Erzeugungsanlagen innerhalb der unteren Verteilnetzebenen, sehr häufig und zyklisch auch zum horizontalen Energieaustausch genutzt. Dies führt dazu, dass die systembedingt schwächer ausgelegten unteren Verteilungsstrukturen, in welche mehr als 94% der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen einspeisen, zunehmend belastet werden. Im Zusammenspiel mit den fehlenden Möglichkeiten und der Bereitschaft der Bevölkerung zum Demand Side Management und den nach wie vor geringen Speichermöglichkeiten führt dies unter anderem dazu, dass die Betriebsmittel in diesen Bereichen stärker beansprucht werden.

In dem nachfolgenden Artikel soll ein auf einem Direkt-Response-System basierendes Verfahren vorgestellt werden, mit welcher es möglich ist, die zu übertragende Leistung auf das physikalisch erforderliche zu beschränken, indem beispielsweise eingespeiste Energie möglichst lokal angewendet wird oder aber Lastverschiebungen in Schwachlastzeiten erfolgen. Zudem kann der hierfür notwendige Informationsaustausch auf ein Minimum beschränkt und in sicherer Weise realisiert werden.

1. Einleitung

Die Versorgungsstrukturen in Deutschland sind das Resultat einer stetigen Entwicklung der Stromnetze. Sie weisen nach wie vor eine klare Struktur auf, bei welcher die Energie in den obersten Spannungsebenen (Hoch- und Höchstspannung) eingespeist wird und nach dem Transport in die unterlagerten Spannungsebenen (Mittel- und Niederspannung) weiterverteilt wird (vertikale Energieverteilung). Dabei unterscheidet man zwischen dem Übertragungsnetz (220/380 kV) und dem Verteilnetz (230/400 V bis 110 kV) (siehe auch Abbildung 1). Maßgeblich wurde und wird die elektrische Energie in Großkraftwerken erzeugt, welche schwerpunktmäßig an den Orten gebaut wurden, an welchen sich auch die größten Lasten befunden haben.

Durch das seit dem Jahr 2000 geltende erneuerbare Energiegesetz (EEG), hat sich die Versorgungsstruktur in Deutschland allerdings zusehends verändert. In zunehmenden Ausmaß speisen regenerative Energiesysteme in die Netze ein. Von den 111,9 GW (Stand 2017 [1]) speisen ca. 94 % der Anlagen ihre Energie vor allem in die unteren Netzebenen ein (siehe auch Tabelle 1) [2].

Da die vorwiegend in den unteren Spannungsebenen einspeisenden regenerativen Energien von volatilen und häufig tageszeitabhängigen Systemen (wie Wind oder PV) abhängig sind, kann man in vielen Teilnetzen von einer zyklisch orthogonalen und von äußeren Gegebenheiten geführten Netznutzung (am Tage horizontal, zu nächtlichen Schwachwindphasen vertikal) reden, (siehe auch Abbildung 2). Eine Folge dieser sich zeitlich ändernden Energietransporte sind u.a. Phasen mit sehr hohen Auslastungsgraden, welche zum einen die Netzstabilität beeinflussen und zum anderen zu einer erhöhten Belastung der Betriebsmittel, wie Leitungen, Transformatoren etc. und zu erhöhten Verlusten, führen. Vor allem Wind- und PV-Systeme stellen die Netzbetreiber zunehmend vor Probleme, da die Netze bereits in vielen Regionen so ausgebaut werden müssen, dass diese die maximal zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen abnehmen können, welche allerdings über ein Jahr betrachtet, nur sehr

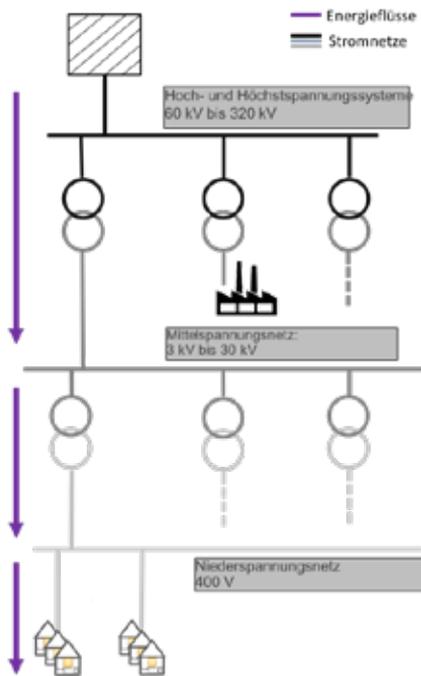


Abbildung 1: Vorwiegend vertikale Netznutzung von Verteilstrukturen (bis 2000, heute: Nachts, Schwachwind)

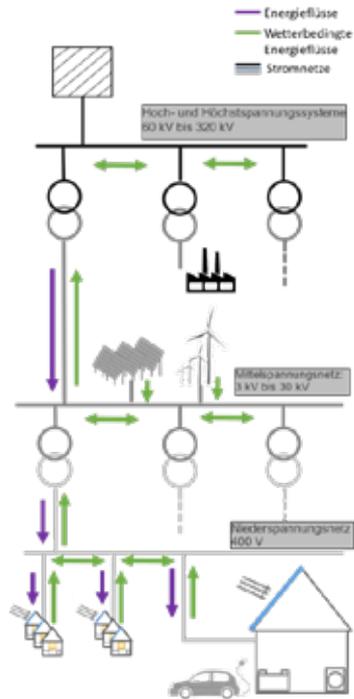


Abbildung 2: Zyklische horizontale Netznutzung von Verteilstrukturen (vorwiegend lokale Energieanwendung)

selten bereitgestellt werden. Der jährliche Monitoring Bericht der Bundesnetzagentur [3] gibt hierbei einen guten Überblick über den Zustand der Netze.

Um die bestehenden Netze an die neuen Erzeugungsstrukturen und die resultierenden Aufgaben anzupassen, sind vielerorts umfangreiche Maßnahmen zum Ausbau erforderlich, die mit erheblichen Kosten verbunden sind. Durch moderne informationstechnische Systeme können prinzipiell Maßnahmen getroffen werden, die zu einer Lokalisierung der Energieanwendung beitragen und es ermöglichen, Lastspitzen und Hochlastphasen zu vermeiden. Hierdurch besteht die Möglichkeit die Ausbaukosten teilweise erheblich zu reduzieren und so einen weiterhin zuverlässigen und wirtschaftlichen Netzbetrieb sicherstellen zu können. Ein neuartiges System mit welchem dies aus der Basis einer clusterorientierten Struktur und verteilter intelligenter Netzteilnehmer möglich ist, soll im Folgenden näher beschreiben werden.

Tabelle 1: Installierte Anlagenleistung (MW) [2]

Spannungsebene	Windenergie (Onshore)	Solarenergie	Sonstige EEG-Systeme
HöS	1.604	13	4.083
HöS / HS	250	1	159
HS	15.941	2.32	639
HS / MS	8.342	684	404
MS	19.217	13.597	7.066
MS / NS	71	1.076	334
NS	34	23.025	815

2. Anforderungen und Systementwurf

Analysiert man die Netztopologien, den derzeitigen Netzbetrieb und die zukünftige Entwicklung der Stromnetze in Deutschland, ergeben sich in den Studien je nach Szenario und den verwendeten Modelnetzen unterschiedliche Netzausbaubedarfe. Es kann allerdings nachgewiesen werden (zum Beispiel in den Studien [4] und [5]), dass durch die Verwendung von Demand-Side-Management-Systemen (DSM-Systeme) und intelligenten Netzsystemen (z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren) der Netzausbaubedarf deutlich gesenkt werden kann. Falls im Rahmen des DSM auch ein Einspeisemanagement eingeschlossen wird, können auch die Kosten des Ausbaus hierdurch deutlich reduziert werden. Neben den DSM-Systemen können auch Demand-Response Systeme (DR-Systeme) zum Einsatz kommen, welche auf Grund Ihrer Funktionsweise keinen direkten Eingriff auf die Kundensysteme erfordern.

Bei der Abgrenzung von DR und DSM Systemen gibt es im Moment noch unterschiedliche Sichtweisen. Im Weiteren soll daher folgende Definition genutzt werden: „Während Demand Response die *Beeinflussung* der zeitlichen Energienachfrage mittels flexibler Tarife umfasst, wirkt *Demand Side Management* mit Hilfe fester *Steuerungssignale* aktiv und direkt auf die relevanten Prozesse aller angeschlossenen Verbrauchsanlagen ein. Im Kern kann der Unterschied zwischen beiden Anwendungen des Smart Markets durch das Wortpaar *Beeinflussung* (passiv) und *Steuerung* (aktiv) charakterisiert werden.“ [6, S. 29]

DR-Systeme gibt es bereits seit einiger Zeit, jedoch sind sie oftmals nur im Microgrid-Ansatz zu finden und benötigen einen bidirektionalen Informationsaustausch, wodurch eine Etablierung dieser erschwert wird. Hindernisse bilden zum einen datenschutzrechtliche Aspekte aber Akzeptanzgründe seitens der Kunden [7]. Der neu entwickelte Ansatz soll eine Strategie verfolgen, bei welcher zum einen die Kunden nicht verpflichtet sind, sich am System zu beteiligen und Informationen lediglich beziehen, ohne Informationen an überlagerte Systeme weiter zu geben. Zudem soll das entwickelte System hierarchisch den Netzebenen folgend in Cluster gegliedert sein und strukturell die gesamte Verteilnetzebene umfassen können.

Zusammenfassend werden an das System für den Netzeinsatz folgende Anforderungen gestellt:

- Das System muss die Netzparameter gemäß DIN EN 50 160 sicherstellen
- Eine Kommunikationsstruktur muss so ausgelegt werden, dass
 - diese auch in ländlichen Gebieten funktioniert
 - der Datenschutz nicht berührt wird
 - die TR-03100-1 des BSI erfüllt ist [8].
- Das System muss den Regelmarkt mitberücksichtigen
- Um eine effektive Anreizgestaltung vornehmen zu können
 - sollten die Netzentgelte so angepasst werden können, dass sie das Entnahme- bzw. Erzeugungsverhalten entsprechend anpassen
 - muss der Zustand des zu bilanzierenden Netzwerkes erfasst werden. Notwendige Größen sind (3-phasig zu messen):
 - Spannung
 - Strom
 - $\cos(\phi)$
 - Frequenz
 - sollten Prognosedaten mit eingebunden werden
 - müssen Gleichzeitigkeiten mitberücksichtigt werden

Aus den festgelegten Anforderungen kann ein integrales System abgeleitet und definiert werden, welches eine Struktur aufweist, wie sie auch in Abbildung 3 dargestellt ist. Dabei wird das Netz in Cluster aufgeteilt, wobei jedes Cluster durch bestimmte Anreize versucht, seine Energiebilanz möglichst neutral zu halten. Da das neu entwickelte System Anreizinformationen clusterbezogen als Service zur Verfügung stellt, wird es als „Energie-Cluster-Services“ (ECS) bezeichnet. Ein Hauptziel des entworfenen Systems ist es, den Strombezug und die elektrische Einspeisung so zu steuern, dass die Energie möglichst einer ortsnahen Anwendung zugeführt wird und auf diese Weise bei einer Entlastung möglichst vieler (überlagerter) Betriebsmittel, ein stabiler Netzbetrieb möglich wird.

3. Energie-Cluster-Service Systeme (ECS-Systeme)

Im ECS-System werden sogenannte ECS-Knoten an spezifischen Verteilpunkten installiert, an welchen sie den Energieaustausch Ihres unterlagerten Netzes (Clusters) überwachen und je nach Auslastung Preisanreize generieren.

Es gibt prinzipiell zwei unterschiedliche Arten von ECS-Clustern. Die Cluster, welche direkt bei den Abnehmern, Einspeisern bzw. Prosumern (ESC-L) installiert werden und die Cluster, welche in den Verteilnetzstationen und anderen Netzknotenpunkten installiert werden können (ESC-N).

Beide Clustertypen sollen die aktuell vom Cluster bezogenen Leistungen (Abnahmeleistung bzw. Einspeiseleistung) des gesamten unterlagerten Elektroenergiesystems registrieren können. Die ECS-L Cluster weisen im Unterschied zu den ECS-N Clustern eine zusätzliche Funktionalität in Form der direkten oder indirekten Steuerung der innerhalb des Bereichs liegenden und teilnehmenden Lasten, Einspeisungen, Speichersysteme oder Prosumer auf.

Um die Aufgabenstellung eines Clusterknotens erfüllen zu können, soll zumindest der vom Cluster benötigte Lastfluss erfasst oder diesem mittels eines lokalen oder auch entfernt liegenden Messsystems vermittelt werden. Während bei den ESC-N Clusterknoten entweder bereits vorhandene Messsysteme des Netzbetreibers oder aber zusätzlich zu installierende Messstellen genutzt werden, können bei den ESC-L Clusterknoten die in vielen Haushalten bereits verbauten „Smart Meter“ über entsprechende Schnittstellen genutzt werden. Moderne intelligente Zähler bieten die geforderten Größen in bereits berechneter Form und getrennt nach Erzeugung und Verbrauch zur Weiterverarbeitung an.

An den ECS-L Clusterknoten werden die beim Endkunden für die Laststeuerung freigegebenen Geräte angemeldet, und die entsprechenden Aktivierungsfunktionen und Schaltschwellwerte eingestellt, bei welchen die angeschlossenen Geräte zu- oder abgeschaltet werden. Nur dieser Knotentyp kann die Endgeräte direkt ansteuern. Der Knoten wird von den jeweiligen Teilnehmern bzw. Eigentümern verwaltet und somit sind keinerlei unzulässige Eingriffe von außen möglich.

Die ECS-N Clusterknoten leiten jeweils für Ihre Ebene die entsprechenden Anreize bzw. Preise ab, welche sich zum einen direkt aus

- dem Netzzustand (bestimmt durch die gemessene Auslastung des Clusterbereichs),
- den Vorhersagen,
- den zu kumulierenden Anreizen und weiteren Daten des übergeordneten Clusterknotens
- unter Berücksichtigung des (z. B. vereinbarten) Grundstrompreises

berechnen. Dabei ist zu beachten, dass die sich so ergebenden Anreize final zu keinen unzumutbaren preislichen bzw. kostentechnischen Belastungen für die angeschlossenen Endkunden führen. Eine der Randbedingungen des ECS-Systems bildet somit die Sozialverträglichkeit der Energiepreise. Hintergrund ist hierbei die Akzeptanz des ECS-Systems und dessen Integrierbarkeit in eine noch weitgehend konventionell arbeitende Energiewirtschaft (siehe auch Abbildung 5).

Das zu entwickelte System stellt also eine spezifische Methodik innerhalb des prinzipiellen Rahmens eines Direkt-Response-Systems (DR-System) dar, welches als Steuerungsgrundlage einen Preis generiert, auf welchen die unterlagerten Systeme (z.B. Kundenanlagen) reagieren sollen. Dieser Preis bewegt sich innerhalb eines Bandes um einen Grundpreis (siehe auch Abbildung 4). Analysiert man die Bestandteile, aus welchen sich der Strompreis zusammensetzt [3] erkennt man das die Variationsmöglichkeiten des Strompreises sich auf die EEG-Umlage und auf die Netzentgelte (Netzverluste), beschränken, wobei die Vermeidung der EEG-Umlage in Form von

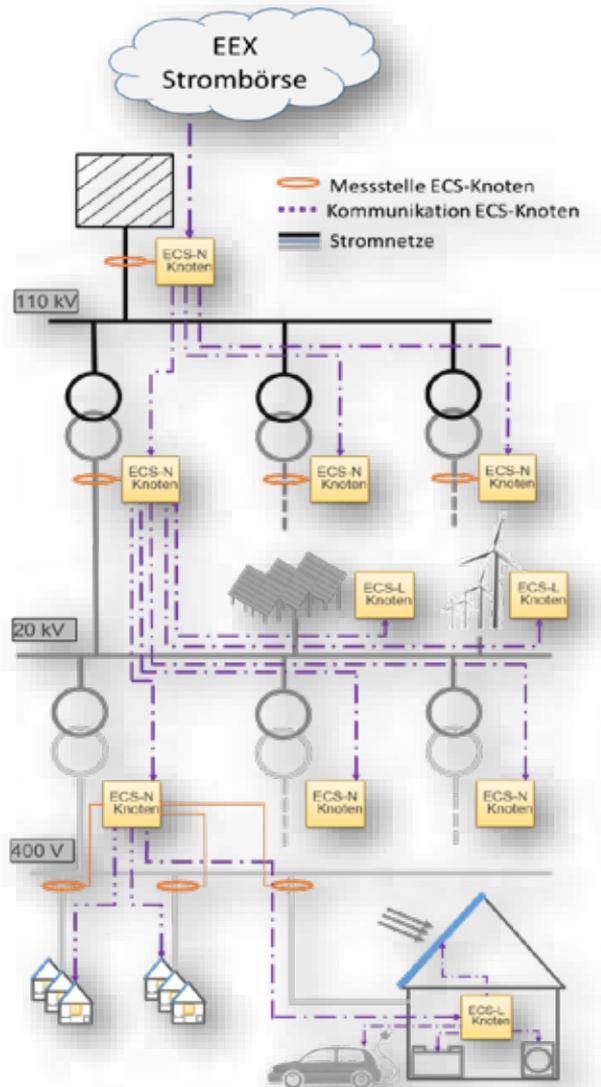


Abbildung 3: Grundstruktur des ECS-Systems (Ausschnitt eines Beispielnetzes)

Energiemanagement-Maßnahmen Ausgleichszahlungen auf Grundlage von §15 EEG [9] hervorruft, welche nach §15, Abs. 2 EEG wieder auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Die anderen Bestandteile, aus der Energiebeschaffung, können nur durch gesetzliche Änderungen beeinflusst werden. Als Basis für die Preisgestaltung sollen Methoden aus dem Asset-Management angewandt werden, welche die Belastung der Betriebsmittel und der sich hieraus ergebenden Optionen zur

Verlängerung der zu erwartenden Lebens- bzw. Nutzungsdauern der Betriebsmittel mitberücksichtigen.

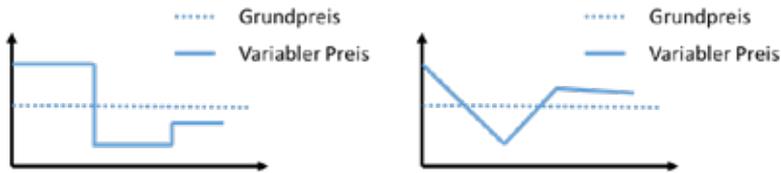


Abbildung 4: Entwicklung des Strompreises; links: in Stufen, rechts: linear

Eine der Besonderheiten des ECS-Systems besteht in der Kommunikationsstruktur, die unterschiedlichen übergeordneten Zielstellungen gerecht werden soll. Ein wichtiger Punkt aus Sicht des Datenschutzes ist hierbei, dass keinerlei Kundendaten übertragen werden. Die Grundstruktur der zur Anwendung kommenden Kommunikation weist hierbei folgende Eigenschaften auf:

- Jeder ECS-N Clusterknoten stellt die für seine Ebene gültigen Anreize bzw. die aktuelle Preisgestaltung zur Verfügung
- Unterlagerte Knoten können nur von ihren überlagerten Knoten Preise bzw. Anreize abrufen
- Der Informationsaustausch soll dabei einem Top-Down Modellansatz folgen
- Es soll ein Informationsaustausch vom übergeordneten Knoten zum untergeordneten Knoten stattfinden → Nur der untergeordnete Knoten kann von seinem übergeordneten Knoten Informationen/Anreize abrufen (lesen)
- Die Kommunikation soll so ausgelegt werden, dass diese prinzipiell auch mit dem G2 Mobilfunkstandard arbeiten kann, da dieser noch immer eine sehr hohe Verbreitung in Deutschland und Europa aufweist.

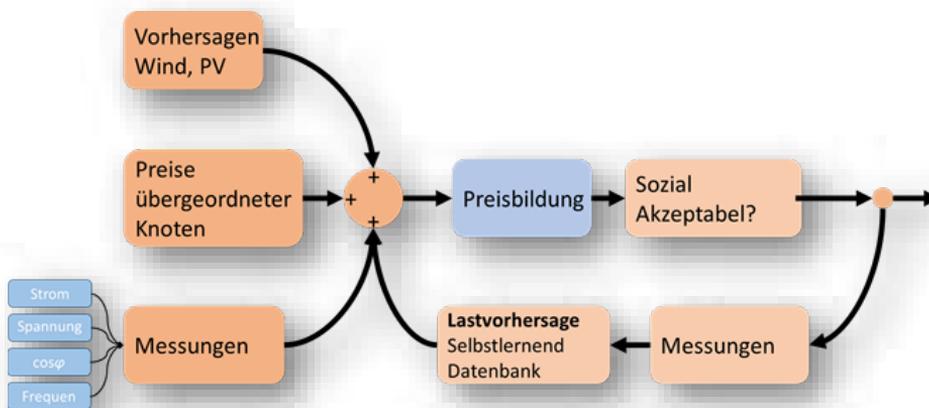


Abbildung 5: Prinzip der Anreiz- und Preisgestaltung

Die Entscheidung, welche Maßnahmen mittels Anreize in den unterlagerten Netzen gefördert werden, hängt im Netz (ECS-N - Knoten) maßgeblich von vier Größen ab:

- Aktuellen Last- bzw. Leistungsdaten
- Respektive: Spannungen, Ströme, $\cos(\phi)$
- Nenndaten bzw. maximale Leistungsdaten der Betriebsmittel
- Prognosedaten und Erfahrungswerte (wiederkehrende Lastverläufe, Auslastungshistorie)

Aus diesen Eingangsgrößen können Empfehlungen für die Anreizgestaltungen abgeleitet werden. Im ersten Schritt soll hierbei zunächst immer versucht werden die Auslastungssituation abnehmerseitig, d.h. über Motivation oder Demotivation von Abnehmern zu optimieren. Falls dies nicht ausreicht, sollen die Ziele durch Motivation eines geeigneten Speichersystemeinsatzes und erst im letzten Schritt über einen motivierenden Eingriff auf die verteilte unterlagerten Stromerzeugung erfolgen. Die Anreize bzw. Preise sollen sich über die sich aus der Beteiligung der ECS-Teilnehmer ergebende Systemantwort einregeln. Die Art der Preisanpassung kann dabei wie in Abbildung 4 entweder in Stufen oder linear erfolgen. Ein Vorteil der linearen Anpassung könnte hierbei sein, dass diese regulär mit besseren Systemantworten und stabileren Anreizmustern verbunden sein wird.

Tabelle 2: Schalteempfehlungen

Art	Zustand/Ereignis	Phase 1	Phase 2	Phase 3	
		Verbraucher	Speicher	Erzeuger	
Prognose	hohe Einspeisung		Entladen Anreizen		
	normale Einspeisung				
	niedrige Einspeisung		Laden Anreizen		
	keine Einspeisung				
Spannung	zu hoch	Preise senken	Laden Anreizen	Preise senken	
	normal				
	zu niedrig	Preise erhöhen	Entladen Anreizen	Preise erhöhen	
Strom	zu hoch	Einspeisung	Preise erhöhen	Entladen Anreizen	Preise erhöhen
		Rückspeisung	Preise senken	Laden Anreizen	Preise senken
	normal	Einspeisung	Preise erhöhen	Entladen Anreizen	Preise erhöhen
		Rückspeisung	Preise senken	Laden Anreizen	Preise senken

Ein Beispiel für die sequentielle Anreizsteuerung kann Abbildung 6 entnommen werden. Ein Solarfeld speist mehr Energie ein als benötigt, was zu einem hohen Rücktransport von Energie in das überlagerte System führt (Phase 0). Zunächst können die Verbräuche in den Städten angereizt werden (Phase 1). Im zweiten Schritt würde die Einspeicherung von Energie angereizt (Phase 2) und erst im letzten Schritt, falls die rückwärtige Auslastung immer noch zu groß ist, würde versucht eine Drosselung der Energieeinspeisung zu motivieren.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, dass im Falle bestehender Überlastsituationen oder in Fällen, in denen die Systemstabilität gefährdet ist die Anreize so gekennzeichnet werden, dass die ECS-Teilnehmer sofort systemstabilisierende Maßnahmen einleiten. Hierdurch könnten in Ausnahmesituationen notwendige Schalthandlungen nahezu ohne Verzug eingeleitet werden ohne dass eine direkte und rechtlich z.T. problematische Außensteuerung von Kundenanlagen stattfindet.

Durch eine geschickte Anordnung der Knoten im Netzwerk, als auch einen gut ausbalancierten Informationsaustausch, kann zudem der Informationsgehalt des Netzes erhöht werden, ohne dass zusätzliche Messeinrichtungen notwendig werden. So ist es z.B. in Abbildung 6

möglich, nicht nur den Gesamtzustand des unterlagerten Netzes im Knoten 1 zu erfassen, sondern auch die Belastung zwischen den Knoten 2 und 3. So ist es erreichbar, die Zustände im Netz allumfassend zuzuordnen und möglichst verursachergerecht die entsprechenden Anreize weiterzureichen.

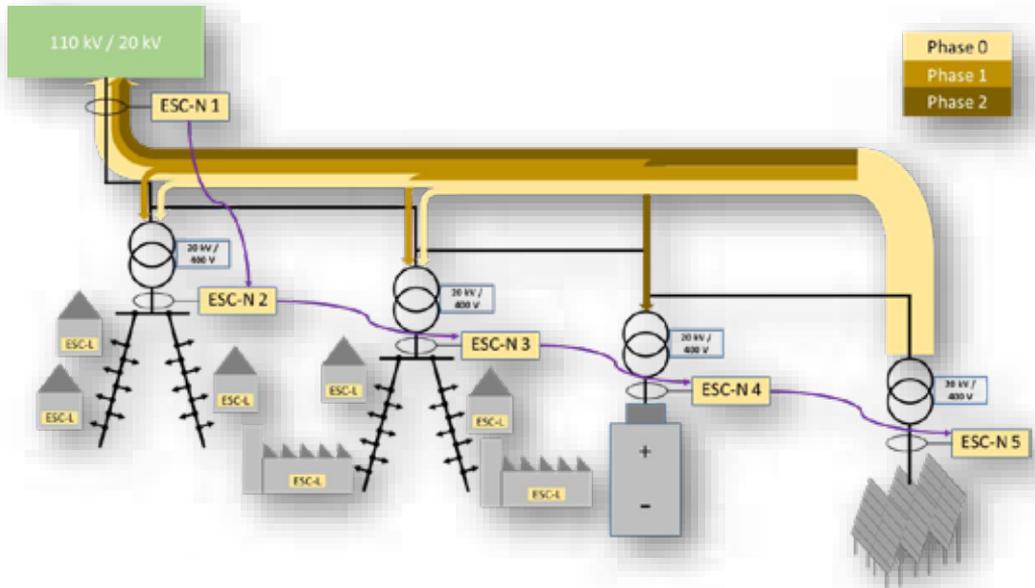
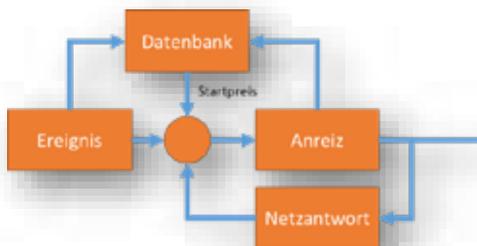


Abbildung 6: Funktionsbeispiel des ECS-Systems

Um in der Praxis möglichst schnell gewünschte oder notwendige Zielvorgaben erreichen zu können, wird anhand der jeweiligen Clustergesamtleistungen und weiterer clusterbezogener Informationen (z.B. Spannungshaltung, Blindleistungsmanagement, Prognosedaten, Belastungsdatenbank) eine Anreizinformation für die Netznutzung innerhalb des Clusterabschnitts aus einer Datenbank ermittelt, welche der Regelung als Ausgangspunkt dient und anhand der Netzantwort fortlaufend angepasst wird



(siehe

Abbildung 7). Nachdem die Anreize im Zusammenwirken mit den z. B. vereinbarten Basispreisen den gewünschten Erfolg, d.h. eine Veränderung der Auslastungssituation, erzielt haben, wird die Datenbank entsprechend angepasst. Die veränderte Auslastung bewirkt in der Folge eine Anpassung der Anreize innerhalb der überlagerten Cluster, die ihrerseits eine weitere Veränderung der Auslastung (Netzantwort

siehe Abbildung 3 und 7) nach sich zieht.

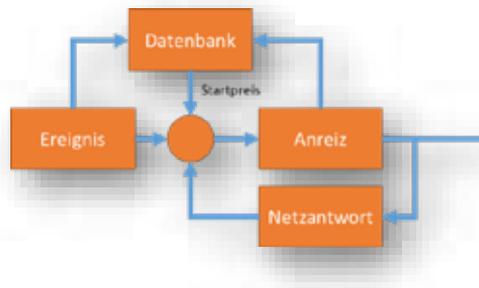


Abbildung 7: Funktionsprinzip der Anreizgestaltung mit Datenbank

Da unterschiedliche zeitliche Phasen durchfahren werden, ist es möglich, die Systemantwort recht genau den angesprochenen Systemen zuzuweisen, um hier entsprechende Korrekturen und Optimierungen vornehmen zu können. Um einen aus regelungstechnischer Sicht möglichst stabilen und zielgenauen Ablauf des zweistufigen Systems aus Motivationsermittlung und Netzantwort zu ermöglichen sind mehrere Gesichtspunkte zu berücksichtigen. In jedem Fall sollte die Motivationsermittlung und deren kumulative Weiterleitung bis zu den Teilnehmern in einem relativ gesehen kürzeren zeitlichen Raster ablaufen als die sich aus der Aktivierung oder Deaktivierung von Netzteilnehmern ergebende Netzantwort, um eine Überregelung des ECS-Systems zu vermeiden.

Ein Hauptziel der weiteren Untersuchungen ist es daher, möglichst effiziente Methoden zur Anreizermittlung innerhalb der ECS-N und ECS-L Knoten und aus Netzsicht stabile Verfahren zur Regelung bzw. Aktivierung oder Deaktivierung von Lasten, Speichersystemen, Einspeisern und Prosumern in ECS-L-Knoten abzuleiten. Diese sollen im Projektverlauf anhand eines zweischichtigen Simulationssystems, bestehend aus Lastflusssimulator und überlagerten ECS-Systemsimulator nachgebildet und weitergehend analysiert werden.

4. Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund des Weiteren Zubaus erneuerbarer Energiesysteme ist es erforderlich, die Netzstrukturen in weiten Bereichen Deutschlands zu verstärken oder auszubauen. Der kostenintensive Neu- und Ausbau der Netze kann durch geeignete Managementsysteme zum Teil erheblich reduziert werden.

Im vorliegenden Artikel werden die grundlegenden Anforderungen und Funktionsweisen eines Systems vorgestellt, das zu einer Steuerung, Regelung und Vergleichmäßigung des Lastflusses innerhalb hierarchischer und an der Netzstruktur orientierter Energiecluster beitragen kann. Wesentliche Kennzeichen des Systems sind neben der Motivation mittels Anreizsteuerung und einem sicheren, da nur „lesenden“ unidirektionalen Informationsaustausch, die freiwillige Teilnahme der Abnehmer und Einspeiser. Das Energie Cluster Service System ermöglicht, auf wechselnde Netzsituationen zu reagieren, indem innerhalb des Systems unterschiedliche Ziele, wie z.B. eine Erhöhung der Eigenverbrauchsrate oder eine Reduzierung der Belastung übergeordneter Betriebsmittel bei einem Minimum an Informationsaustausch methodisch verfolgt werden können.

Bestehende Systeme greifen im Moment meist in direkter Weise in das Nutzerverhalten ein und/oder benötigen viele gleichzeitig zu erfassende Informationen, um zuverlässige Schaltinformationen ableiten zu können. Mit dem Konzept der Energie Cluster Services ist es nun möglich ein System aufzubauen, welches auf unterschiedlichste Netzsituationen so regieren kann, dass Energiebedarf und Erzeugung auf Grundlage von Anreizen derart gesteuert werden können, dass die Betriebsmittel der

Energieverteilnetze optimal genutzt werden können. Zudem ermöglicht es auf Grund seines strikten Informationskonzeptes ein Höchstmaß an Datensicherheit und reagiert zudem unempfindlich bei Ausfällen.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Erneuerbare Energien in Zahlen 2017: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017“, 2018.
- [2] Bundesnetzagentur, *Zahlen Daten und Informationen zum EEG*. [Online] Verfügbar unter: <https://bit.ly/2ANFeNX>. Zugriff am: Mrz. 31 2018.
- [3] Bundesnetzagentur, *Monitoringbericht 2017*. [Online] Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Zugriff am: Aug. 01 2018.
- [4] E-Bridge Consulting GmbH, „*Moderne Verteilernetze für Deutschland*“ (*Verteilernetzstudie*). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). [Online] Verfügbar unter: <https://bit.ly/2ll8dLa>. Zugriff am: Aug. 01 2018.
- [5] B. Höflich, *Ergebniszusammenfassung der PSG zur dena-Verteilnetzstudie: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“ durch die Projektsteuergruppe*. [Online] Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Verteilnetzstudie/121210_denaVNS_Ergebniszusammenfassung_PSG_pdf.pdf. Zugriff am: Aug. 08 2018.
- [6] C. Aichele und O. D. Doleski, *Smart market: Vom smart grid zum intelligenten energiemarkt*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.
- [7] T. Blenk, C. Weindl, A. Bauer und I. Mladenovic, „Market-driven flexibility of grid usage and network-oriented load balancing“ in *2018 Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostics): Parkhotel Pilsen, September 4-7, 2018*, 2018, S. 148–151.
- [8] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen“, https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [9] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: EEG*, 2014.