
Darstellung des Konzeptes – DMA Decentralised Market Agent – zur Bewältigung zukünftiger Herausforderungen in Verteilnetzen

Jessica Thomsen, Niklas Hartmann, Florian Klumpp, Thomas Erge,
Michael Falkenthal, Oliver Kopp, Frank Leymann, Sven Stando,
Nino Turek, Christoph Schlenzig, Holger Schwarz

BIB_TE_X:

```
@InProceedings{THK+2015,  
  Title           = {Darstellung des Konzeptes -- DMA  
                    Decentralised Market Agent --  
                    zur Bewältigung zukünftiger  
                    Herausforderungen in Verteilnetzen},  
  Author          = {Jessica Thomsen and Niklas Hartmann and  
                    Florian Klumpp and Thomas Erge and  
                    Michael Falkenthal and Oliver Kopp and  
                    Frank Leymann and Sven Stando and Nino Turek and  
                    Christoph Schlenzig and Holger Schwarz},  
  Booktitle       = {INFORMATIK 2015},  
  Year            = {2015},  
  Editor          = {Douglas Cunningham and Petra Hofstedt and  
                    Klaus Meer and Ingo Schmitt},  
  Pages           = {53--67},  
  Series          = {Lecture Notes in Informatics (LNI)},  
  Volume         = {P-246}  
}
```

Darstellung des Konzeptes – DMA Decentralised Market Agent – zur Bewältigung zukünftiger Herausforderungen in Verteilnetzen

Jessica Thomsen¹, Niklas Hartmann², Florian Klumpp³, Thomas Erge⁴, Michael Falkenthal⁵, Oliver Kopp⁶, Frank Leymann⁷, Sven Stando⁸, Nino Turek⁹, Christoph Schlenzig¹⁰, Holger Schwarz¹¹

Abstract: In der vorliegenden Veröffentlichung wird ein Konzept für einen neuen Marktakteur im Strommarkt vorgestellt, der im zukünftigen Smart Grid als Aggregator und Planer fungieren kann. Dieser Decentralised Market Agent – DMA – soll die Informationen aller vorhandenen Erzeugungs- und Speicheranlagen, Lasten und Netzinformationen auf Verteilnetzebene aggregieren sowie mit lokalen Akteuren und an den zentralen Märkten agieren um einen kostenoptimalen Betrieb und Ausbau des Systems Verteilnetzes zu realisieren. Zur Handlungsfähigkeit dieser neuen Marktrolle bedarf es hochauflösender Messungen im Verteilnetz und einer „real-time“ Aufbereitung der Messdaten. Im vorliegenden Paper sollen das Konzept sowie die notwendigen Bausteine zur Erreichung der Handlungsfähigkeit des DMA vorgestellt sowie die zukünftig geplanten Untersuchungen erläutert werden. Die detaillierte Entwicklung des Konzepts sowie weiterführende Analysen sind Teil des Projektes NEMAR – Netzbewirtschaftung als neue Marktrolle, gefördert durch BMWi im Rahmen der Forschungsinitiative Zukunftsfähige Stromnetze.

Keywords: DMA, IKT, Optimierung, Flexibilität, Verteilnetz, Datenmanagement

¹ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Energy Systems and Markets, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, jessica.thomsen@ise.fraunhofer.de

² Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Energy Systems and Markets, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, niklas.hartmann@ise.fraunhofer.de

³ Fichtner GmbH & Co. KG, Abteilung für Energiewirtschaft, Sarweystrasse 3, 70191 Stuttgart, Florian.Klumpp@fichtner.de

⁴ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Intelligente Energiesysteme, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, thomas.erge@ise.fraunhofer.de

⁵ Institut für Architektur von Anwendungssystemen, Universität Stuttgart, Universitätsstraße 38, 70569 Stuttgart, falkenthal@iaas.uni-stuttgart.de

⁶ Institut für Parallele und Verteilte Systeme, Universität Stuttgart, Universitätsstraße 38, 70569 Stuttgart, kopp@ipvs.uni-stuttgart.de

⁷ Institut für Architektur von Anwendungssystemen, Universität Stuttgart, Universitätsstraße 38, 70569 Stuttgart, leymann@iaas.uni-stuttgart.de

⁸ Seven2one Informationssysteme GmbH, Waldstr. 41-43, 76133 Karlsruhe, sven.stando@seven2one.de

⁹ Fichtner GmbH & Co. KG, Abteilung für Energiewirtschaft, Sarweystrasse 3, 70191 Stuttgart, Nino.Turek@fichtner.de

¹⁰ Seven2one Informationssysteme GmbH, Waldstr. 41-43, 76133 Karlsruhe, christoph.schlenzig@seven2one.de

¹¹ Institut für Parallele und Verteilte Systeme, Universität Stuttgart, Universitätsstraße 38, 70569 Stuttgart, schwarz@ipvs.uni-stuttgart.de

1 Hintergrund und Einleitung

Die Ziele der Deutschen Bundesregierung für die zukünftige Energieversorgung beinhalten weitreichende Veränderungen. Zu installierende Leistungen erneuerbarer Energien sorgen nicht nur für einen Technologiewandel in der Versorgung, sondern auch für eine sich wandelnde Verteilung der Erzeugungseinheiten von wenigen zentralen Einheiten hin zu vielen dezentralen Anlagen und damit neuen Anforderungen an den Netzbetrieb und -ausbau. Ein weiterer Aspekt ist die Dargebotsabhängigkeit der Erneuerbaren Energien, durch die neue Herausforderungen zur Sicherstellung der Systemstabilität und daraus Anforderungen an die weiteren zur Energieversorgung eingesetzten Technologien entstehen.

Um langfristig ein flexibles Energiesystem zu erhalten, in dem erneuerbare Energien Strom erzeugen, welcher bei Überschuss in Batterien, Druckluft- oder Pumpspeichern gespeichert werden kann und die Nachfrage sich flexibel an die aktuelle Erzeugung anpasst, ist jedoch ein Wandel des Verteilnetzbetriebs von Nöten. Dies bedeutet, dass zukünftig noch mehr Technologien im Verteilnetz installiert werden und zusätzlich für ein effektives Lastmanagement eine deutlich detailliertere Informationsbasis gefordert ist. Je mehr die Energiewende auf eine dezentrale Energieversorgung abzielt, desto wichtiger wird der effiziente Betrieb und Ausbau des Gesamtsystems Verteilnetz, inklusive aller sich dort befindlichen Übertragungsleitungen, Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätstechnologien. Diese Aufgabe stellt eine deutliche Änderung der bisherigen Anforderungen an den Betrieb der Verteilnetze dar. Daraus stellt sich die Frage, wer diese Anforderungen zukünftig erfüllen wird und welche Handlungsoptionen existieren, um dezentrale Potenziale zur Unterstützung des Gesamtsystems nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich nutzbar zu machen.

2 Vorgehensweise

In diesem Papier wird ein Konzept eines neuen Marktakteurs vorgestellt (Kapitel 3). In Kapitel 4 wird beschrieben, wie sich dieser im bestehenden Marktumfeld einordnet. Die Handlungsmöglichkeiten des neuen Marktakteurs werden in Abschnitt 5 diskutiert. Daran schließt sich das Konzept für eine optimale Einsatzplanung, dezentrale Betriebsführung und die Realisierung von Flexibilitätsoptionen durch den Akteur an, welches in Abschnitt 6 vorgestellt wird. Allgemeine Anforderungen an die Datenhaltung und an das Asset-Management werden in Abschnitt 7 diskutiert. Eine mögliche Umsetzung mittels Cloud Computing wird in Abschnitt 8 vorgestellt. Abschließend gibt Abschnitt 9 eine Zusammenfassung und einen Ausblick auf das Forschungsvorhaben.

3 Konzept eines neuen Marktakteurs im Verteilnetz – Decentralized Market Agent (DMA)

Vor dem Hintergrund der sich wandelnden Anforderungen im Energiesektor wird eine neue Rolle definiert, deren Aufgabe die Koordinierung von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern auf der untersten Netzebene (Verteilnetzebene) sowie dem Verteilnetz als wichtigen zentralen Akteur zur Sicherstellung eines möglichst kostenoptimalen Betriebs und Ausbaus ist. Dazu werden die im Verteilnetz angesiedelten Einheiten durch einen neuen Akteur am Markt vertreten, der durch den Zusammenschluss der Informationen dieses System kostenoptimal und effizient bewirtschaften kann (vgl. Abb. 1). Der Akteur kann zudem vorhandene Produkte an den zentralen Energie- und Regelenenergiemärkten im Verteilnetz vermarkten.

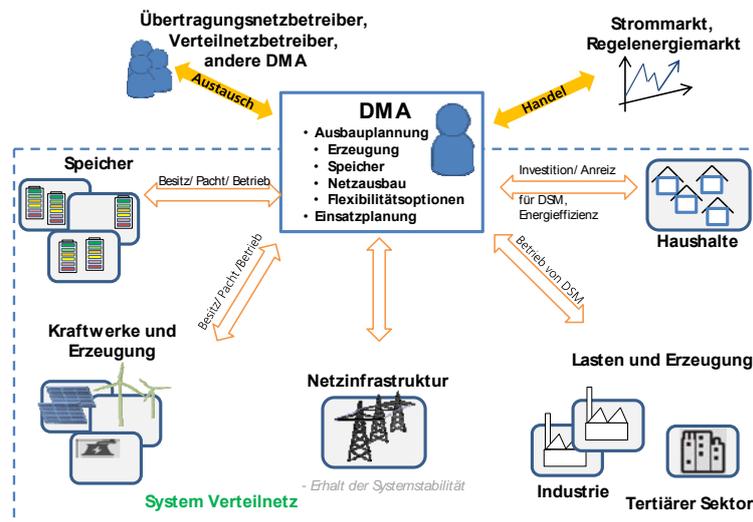


Abb. 1: Konzept des Decentralized Market Agent DMA im Kontext des liberalisierten Strommarktes

Zur Erlösgenerierung dienen folglich der Handel am Spot-Markt sowie den Regelenenergiemärkten, aber auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder die Generierung vermiedener Netzentgelte. Der Akteur betrachtet neben Erzeugung und Nachfrage auch die Wahrung der Netzstabilität. Durch die Koordinierung der dezentralen Elemente bei gleichzeitigem Handel an den zentralen Marktplätzen wird auch der Zubau von erneuerbaren Energien, Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen, inklusive Netzen, durch diesen Akteur marktgesteuert initiiert. Gleichzeitig erfolgt eine systemdienliche und effiziente Betriebsführung durch den Akteur, der durch den Zusammenschluss bestehender Informationen nicht nur Flexibilität im unterjährigen Betrieb besser nutzen kann, sondern auch den Ausbau unter systemischen Aspekten anregen kann.

4 Bestehende Produkte, Dienstleistungen und Geschäftsmodelle dezentraler Akteure im Strommarkt - Einordnung des DMA im bisherigen Marktumfeld

Im Zuge der Energiewende ergeben sich derzeit mehrere parallele Entwicklungen mit unterschiedlichen, sich teilweise überlagernden Effekten auf die Produkte am Strommarkt sowie die Geschäftsmodelle der Akteure in diesem Umfeld. Wesentliche Treiber hierbei sind:

- Physische Umstellung der Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien (EE)
- Zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung
- Integration der EE in die (bestehenden) Marktmechanismen

Bezüglich der Zielerreichung zur Umstellung der Stromerzeugung auf EE gab es in den letzten Jahren große Fortschritte. So hat sich gegenüber 1998 die installierte Leistung Erneuerbarer Energien mit aktuell rund 85 Gigawatt (GW) mehr als verzehnfacht bei nahezu konstant gebliebener konventioneller Erzeugungsleistung von rund 100 GW [BM15]. Die Aktivitäten der inzwischen mehr als 1 Mio. Stromerzeuger in Deutschland sind jedoch nicht aufeinander abgestimmt und haben jeweils die wirtschaftliche Optimierung in den eigenen Systemgrenzen zum Ziel. Dies führt zu Ineffizienzen im Gesamtsystem. Folgen sind z.B. Netzengpässe, Abregelungen von EE Anlagen oder negative Strompreise.

4.1 Produkte und Geschäftsmodelle

In der folgenden Abbildung wird zusammengefasst, welche Akteure derzeit welche Dienstleistungen in den jeweiligen Marktsegmenten anbieten. Die Marktsegmente gliedern sich in folgende Bereiche Erzeugung dezentral, Strommarkt und Systemdienstleistungen (SDL), Speicher sowie den Bereich der Nachfrage (Stromkunden). Anhand der dargestellten Tätigkeiten kann im nächsten Schritt abgeleitet werden, welche Aufgaben der DMA übernehmen könnte, um eine möglichst effiziente Weiterentwicklung des Gesamtsystems zu unterstützen.

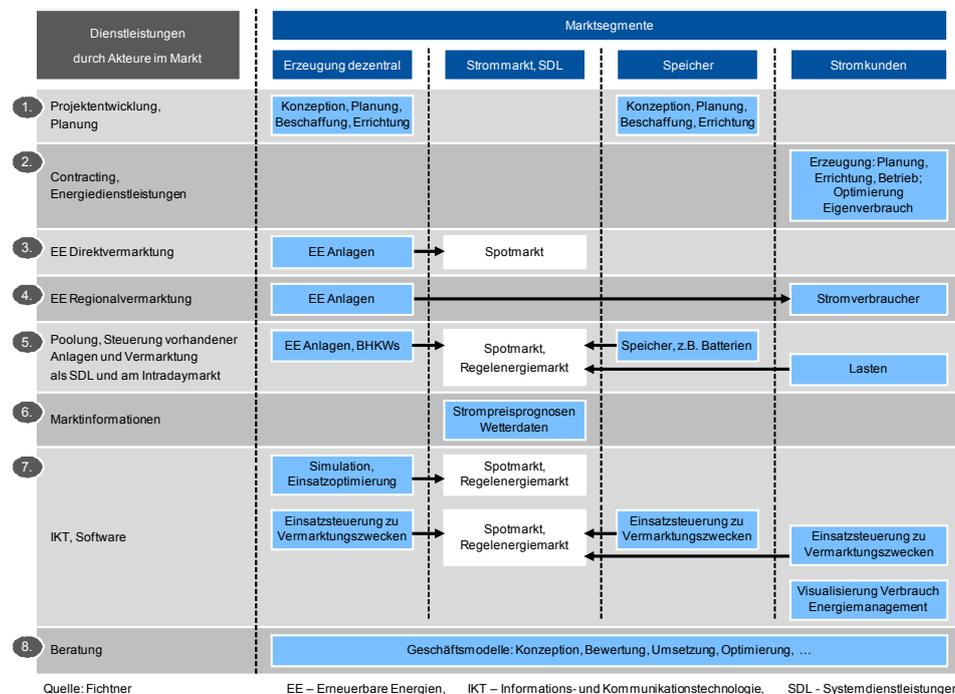


Abb. 2: In Marktsegmenten aktuell erbrachte Dienstleistungen

1. Projektentwicklung und Planung von Anlagen

Die Schritte zur Errichtung von dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern sind die Standortsuche, Konzeption, Planung, Genehmigung, Ausschreibung, Bauüberwachung und Inbetriebnahme der Anlage. Diese Dienstleistungen werden typischerweise von Projektentwicklern oder klassischen Planungsgesellschaften für die Anlagenbesitzer/Anlagenbetreiber erbracht.

2. Contracting, Energiedienstleistungen

Hierunter fallen Planung, Beschaffung, Finanzierung, Errichtung, Betrieb und Wartung einer Anlage durch einen Dienstleister der einem Abnehmer Strom, Wärme, Kälte, Licht, etc. bereitstellt. Der Anlagenbetrieb erfolgt in den Systemgrenzen des Abnehmers. Neu ist ein zunehmender Ausbau dieses Arbeitsgebietes durch Versorger sowie die Erschließung neuer Kundengruppen (z.B. Haushalte) mit neuen Ansätzen und Produkten. Beispiele hierfür sind PV-Pachtmodelle oder Dienstleistungen zur Optimierung von Eigenerzeugung und Energienutzung wie es derzeit z.B. bei der Quartiersversorgung angedacht wird. Eine Herausforderung insbesondere aus wirtschaftlicher Sicht ist die Kleinteiligkeit dieser Aktivitäten, die bei der Bündelung hohe Anforderungen an die technische Infrastruktur setzen.

3. EE Direktvermarktung

Seit Inkrafttreten des EEG 2014 zum 1.8.2014 gilt eine verpflichtende Direktvermarktung für alle Neuanlagen, wenn die installierte Leistung 500 kW übersteigt. Erbracht wird die Dienstleistung von Stromhändlern, Versorgern aber auch von neuen Marktteilnehmern. Die meist von unabhängigen Anbietern aufgebaute Vermarktungsexpertise (einschließlich Börsenzugang) steht jetzt dem Markt (z.B. Erzeugern) als „einkaufbare“ Dienstleistung zur Verfügung.

4. EE Regionalvermarktung

Die Vermarktung des aus EE-Anlagen erzeugten Stroms an Abnehmer in regionaler Nähe zu den Anlagen erfolgt vorwiegend durch neue Marktteilnehmer (Direktvermarkter). Die Leistung stellt eine Weiterentwicklung, der mit der Direktvermarktung aufgebauten Expertise und Erschließung neuer Arbeitsgebiete bzw. Angebot neuer Dienstleistungen, dar.

5. Vermarktung vorhandener Anlagen als Systemdienstleistung (SDL) und am Intradaymarkt

a) Vermarktung am Regulenergiemarkt (als SDL)

Physisch erfolgt die kurzfristige Anpassung von Stromerzeugung oder von Lasten (Demand Response), um die Netzfrequenz in der vorgegebenen Bandbreite zu halten. Früher wurden Systemdienstleistungen typischerweise von EVUs meist mit Großkraftwerken erbracht. Regelenergie wird heute wettbewerblich ausgeschrieben und zunehmend kleine Akteure nehmen an dem Regulenergiemarkt teil. Zentrale Treiber für die Veränderungen in diesem Bereich sind die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung, Weiterentwicklungen im Bereich der IKT und regulatorische Anpassungen, die darauf abzielen, mehr Akteuren den Zugang zum Markt zu ermöglichen (z.B. durch Anpassung der Mindestangebotsgröße). Da einzelne, dezentrale Erzeugungsanlagen oder auch Lasten zumeist unter der Mindestangebotsgröße liegen (1 MW für Primärregelleistung und 5 MW für Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung), müssen diese zu „virtuellen Kraftwerken“ zusammengefasst („gepoolt“) und von einem Akteur gesteuert und vermarktet werden. Neben der Bereitstellung und dem Betrieb flexibler Anlagen erfolgt die zentrale Dienstleistung die Poolung und Steuerung der flexiblen Anlagen entsprechend der Signale der Netzauslastung und der erzielbaren Preise am Regulenergiemarkt.

b) Vermarktung am Intradaymarkt (der Strombörse)

Zur Vermarktung am Intradaymarkt erfolgt eine kurzfristige Anpassung des Betriebs von Erzeugungsanlagen bzw. von Verbrauchern, um auf Preissignale des Marktes zu reagieren. Am Intradaymarkt ist seit 2015 der kontinuierlich Handel von 1/4 - Stundenkontrakten bis zu 45 Minuten vor Lieferung möglich. Soll von dem kontinuierlichen Handel am Intradaymarkt profitiert werden, so kann dies in der Praxis nur mit umfassender IT-basierter Handelsunterstützung gelingen. Für die Vermarktung am Intradaymarkt haben sich unterschiedliche Geschäftsmodelle entwickelt, z.B. die

Bereitstellung entsprechender Softwaresysteme zur Handelsunterstützung, die Bereitstellung von Marktdaten und -prognosen oder die Übernahmen des Handels durch externe Dienstleister.

6. Marktinformationen

Als Dienstleistung werden aktuelle Prognosen (Strompreise, Wetter) typischerweise von speziellen Informationsdienstleistern bereitgestellt. Genutzt werden die Daten um Anlageneinsatz, Beschaffung und Handel (kurzfristig) wirtschaftlich zu optimieren.

7. IKT und Softwareprodukte

Vielen der neuen Geschäftsmodelle liegt die Nutzung von IKT und Softwareprodukten zugrunde. Deren Verfügbarkeit ist Basis unterschiedlicher Dienstleistungsangebote. Die Nutzung von IKT und Softwareprodukten erfolgt in unterschiedlichen Bereichen, z.B.:

- Simulation, Einsatzoptimierung von Anlagen
- Einsatzsteuerung von Anlagen für eine zusätzliche Vermarktung
- Visualisierung von Energieverbräuchen und Energiemanagement

8. Beratung

Aufgrund der massiven Umwälzungen im Strommarkt (Wegbrechen alter Geschäftsmodelle) ist der Bedarf bzw. die Notwendigkeit für die Neuausrichtung etablierter Marktteilnehmer entstanden. Beratungsleistungen werden durch Berater, Ingenieurbüros und Versorger erbracht. Sie können alle zuvor beschriebenen Arbeitsgebiete und Leistungen umfassen. Übergreifendes Ziel ist die Konzipierung, Bewertung, Umsetzung und Optimierung von Geschäftsmodellen.

4.2 Ausblick

Neue Geschäftsmodelle sind insbesondere im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Marktzugängen (Spotmarkt bzw. Regelenergiemarkt) und den daraus resultierenden Dienstleistungsmöglichkeiten entstanden. Wie in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt, erfolgt die Optimierung heute meist innerhalb der Systemgrenzen der einzelnen Akteure, wodurch Ineffizienzen im Gesamtsystem entstehen. Ursachen sind regulatorische Rahmenbedingungen, nicht abgestimmte individuelle Zielfunktionen (individuelles Optimum vs. Systemoptimum) oder das Fehlen entsprechender (Markt-) Anreize. Um dem zu begegnen, werden im Rahmen des Projektes Ansätze entwickelt, mit denen der DMA einerseits Entwicklungen steuert und andererseits selbst im Markt aktiv wird.

In den Bereichen Projektentwicklung, Planung, Contracting und Energiedienstleistungen ist es die Rolle des DMA, zu steuern und Anreize zu setzen um eine möglichst hohe Effizienz des Systems Verteilnetz zu erreichen. Die EE Direktvermarktung, EE Regionalvermarktung, sowie Poolung und Steuerung vorhandener Anlagen und deren Vermarktung als SDL oder am Intradaymarkt wird der DMA durchführen. Um seine

Aufgaben wahrnehmen zu können, nutzt der DMA Marktinformationen, IKT und Softwareprodukte.

5 Prozesse in einem System „Verteilnetz“ und Handlungsmöglichkeiten des DMA

Bei der Nutzung dezentraler Flexibilitäten ergeben sich unterschiedliche Hemmnisse, die von den bestehenden Akteuren nicht aufgelöst werden. Insbesondere Interessenskonflikte erschweren die Zuordnung von Verantwortlichkeiten aber auch eine systemisch optimale Nutzung der zur Verfügung stehenden Technologien. Die neue Marktrolle DMA soll sich dabei zwischen den bestehenden Akteuren Verteilnetzbetreiber (VNB), Energieversorgungsunternehmen EVU, Betreiber von Einzelanlagen und Endkunden bewegen. Hierzu sind in Abb. 3 die Prozesse und Beziehungen, die in einem System eines Verteilnetzes auftreten und durch den DMA beachtet werden müssen dargestellt. Ein wesentlicher Aspekt aus Sicht des DMA ist das Metering. Die Aggregation der betriebsrelevanten Daten bietet die Möglichkeit möglichst viele Elemente systemeffizient zu nutzen. Zusätzlich kann eine Bündelung von Erzeugungs- und Speicheranlagen für eine verbesserte Handelsposition am Energy-only-Markt oder Regelenergiemarkt erfolgen. In dem Projekt „NEMAR – Netzbewirtschaftung als neue Marktrolle“ werden die einzelnen Prozesse in einem systemanalytischen Energiesystemmodell abgebildet mit dem Ziel, die Möglichkeiten eines Decentralized Market Agents – DMA – dahingehend zu untersuchen, welche Prozesse von diesem Systemplaner übernommen werden können und bei welchen Prozessen die Grenzen des liberalisierten Marktes erreicht oder ggf. überschritten werden.

Um eine umfassende Beurteilung des Konzeptes zu erhalten, werden die Handlungsmöglichkeiten und optimale Ausbauplanung eines Verteilnetzes zudem mittels einer langfristigen Einsatz- und Ausbauoptimierung untersucht. Diese erfolgt mit dem Ziel der Kostenminimierung für das System Verteilnetz. Dies sichert, dass das System in einer wohlfahrtsoptimalen Weise betrieben wird. Durch die Analyse der Modellergebnisse lässt sich feststellen, unter welchen Bedingungen und Preisen die Beziehungen der Akteure im Verteilnetz gestaltet sein müssten, um dieses optimale Ergebnis zu erhalten. Damit kann definiert werden, in welcher Ausgestaltung die Rolle DMA Vorteile für die Bewirtschaftung bringt.

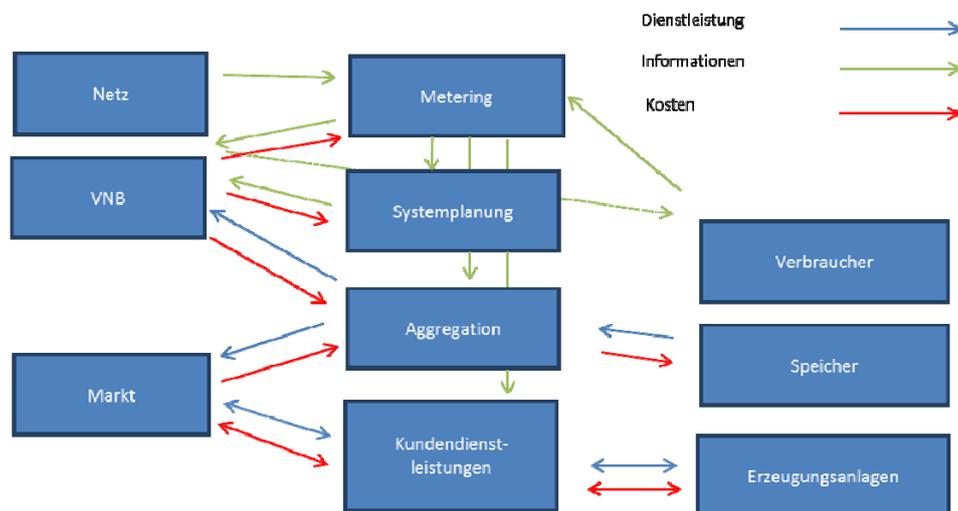


Abb. 3: Skizze unterschiedlicher Prozesse in dem System eines Verteilernetzes und deren Beziehungen untereinander

6 Optimierte Einsatzplanung, dezentrale Betriebsführung und Realisierung von Flexibilitätsoptionen

Die Erschließung potentieller Flexibilitätsoptionen für ein Ensemble von dezentralen Erzeugern, Speichern, Lasten und beeinflussbaren Verbrauchern durch den Akteur DMA erfordert die Vermittlung und Abwägung zwischen den unterschiedlichen technischen und logistischen Anforderungen, welche mit den zu erbringenden Diensten oder Marktprodukten verknüpft sind. Da häufig die dezentralen Komponenten ursächlich für lokale Versorgungsaufgaben zur Verfügung stehen müssen (beispielsweise für die lokale Wärmeversorgung aus dezentralen KWK-Einheiten), können sich hierdurch strenge Einschränkungen an die optimierte Betriebsführung ergeben, welche der DMA bei der Einsatzplanung und Vermarktung berücksichtigen muss. Insbesondere bei multivalenten Systemen, bei denen neben Strom auch noch andere Energieprodukte wie Wärme- oder Kälteversorgung involviert sind, hängen die lokalen Anforderungen zudem auch noch von äußeren Parametern wie beispielsweise den meteorologischen Bedingungen oder den variierenden Nutzungsprofilen unterschiedlicher Gebäudetypen ab. Daher ist eine sorgsame Analyse der lokalen Randbedingungen und Anforderungen für dezentrale Flexibilitäten ein wichtiger Ausgangspunkt für die Einsatzplanung durch den DMA.

Die Vorgehensweise zur Integration der dezentralen Flexibilitäten in die übergeordnete Handlungsebene des DMA vollzieht sich in einem dreistufigen Prozess:

- (1) Einsatz- und Zustandsbewertung der Einzeleinheiten zur Erstellung einer

quantifizierten Flexibilitätsprognose

- (2) Gesamteinsatzoptimierung durch Auswahl aus allen Flexibilitätsoptionen unter Beachtung der jeweiligen lokalen Rahmenvorgaben durch den DMA, Generierung von Einsatzfahrplänen
- (3) Implementierung der Einsatzfahrpläne im Betrieb und notwendige laufende Anpassungen bei Fahrplanänderungen und -abweichungen.

Im ersten Schritt werden neben den lokalen Anforderungen an die Betriebsführung bestehende Anlagenflexibilitäten qualitativ und quantitativ charakterisiert, wobei sowohl technische als auch ökonomische Bewertungsparameter beschrieben werden. Dies bedeutet beispielsweise im Fall elektrischer Raumheizsysteme, neben Heizleistung und thermischen Anforderungsprofilen auch thermische Gebäudekapazitäten sowie Kosten alternativer Heizungsoptionen zu evaluieren. Ergebnis wären in diesem Beispiel Zeitreihen von verschiebbarer oder beeinflussbarer elektrischer Verbrauchsleistung sowie mögliche Kosten, die mit dem Abruf dieser Flexibilität verbunden sind. Im Fall dezentraler Erzeuger (wie Photovoltaik) spielt als Betriebsführungsziel insbesondere auch die Erreichung eines hohen Eigenversorgungsgrades eine besondere Rolle, wobei im gegebenen Fall diese Anforderung die Nutzung anderer Flexibilitätsoptionen einschränken kann.

Anschließend vermittelt der DMA die dezentralen Flexibilitäten mit Dienstleistungsoptionen und Marktprodukten, um eine integrative, technisch und ökonomisch optimierte Leistungserbringung für Kunden oder Märkte zu erzielen. Der DMA Ansatz erlaubt dabei eine Kombination verschiedener Funktionalitäten (wie die gleichzeitig Teilnahme am Strommarkt und die Bereitstellung von Regelenergie), was zu hoher technischer und ökonomischer Effizienz führt. Nach erfolgter Vermarktung der Gesamtflexibilität ist es dann Aufgabe des DMA, die Erbringung der technischen Leistungen auf die Einzeleinheiten aufzuteilen und für diese Anforderungsfahrpläne zu erstellen. Zu beachten ist dabei, dass bei einer Reihe von möglichen Dienstleistungen (Regelenergie, Bilanzkreismanagement, Netzstützung) die eigentliche Inanspruchnahme der Dienstleistung unprognostizierbar per Abruf erfolgt, was zu unvermeidbaren Abweichungen von den ursächlichen Fahrplanvorgaben führt. Hier ist bereits in dieser Phase der Einsatzplanung durch entsprechende Planungsreserven sicherzustellen, dass auch im „worst case“ das Ensemble der dezentralen Anlagen allen Flexibilitätsanforderungen gerecht werden kann.

Im dritten Schritt müssen die Anforderungsfahrpläne des DMA in reale Einsatzfahrpläne für die Einzelkomponenten umgesetzt werden, wobei zum Zweck der Komplexitätsreduktion dieser anlagennahe Schritt durch dezentrale Managementsysteme realisiert werden kann, die sich am Installationsort der Anlagen befinden. So wird beispielweise bei Anforderung einer Leistungsänderung eines Ensembles aus 3 BHKW Aggregaten auf Basis einer lokalen Einsatzoptimierung die Entscheidung zur Auswahl des geeignetsten der Aggregate getroffen und werden Steuerungsbefehle für lokale SCADA Systeme generiert. Die Anwendung

modellprädiktiver Regelungsverfahren erlaubt hierbei eine fortlaufende Anpassung der lokal optimierten Einsatzfahrpläne. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die dezentralen Einheiten dem DMA fortlaufend aggregierte Betriebs- und Zustandsdaten zur Verfügung stellen, die diesem die Überwachung und ggf. Beeinflussung der Gesamtbetriebsführung aller beteiligten Flexibilitäten ermöglicht.

7 Datenhaltung und Asset-Management in der Energiewirtschaft

Auch wenn die Rolle des Decentralized Market Agent (DMA) noch nicht vollumfänglich ausgestaltet werden kann sind zentrale Anforderungen an diesen bereits eindeutig ableitbar. Um als dezentraler Marktakteur den Betrieb und Ausbau des Verteilnetzes kostenoptimal gewährleisten zu können, benötigt dieser eine Vielzahl an Informationen. Informationen zu den einzelnen Teilnehmern im Netzgebiet, den Anlagen und deren verfügbaren Flexibilität gilt es genauso zu verwalten wie relevante externe Daten. Dazu können Marktpreise an den Spot oder Regelenergiemärkten, aber auch Prognosen zu Wetter und Last gezählt werden. Sowohl Stammdaten als Zeitreihendaten spielen für den kostenoptimalen Betrieb eine entscheidende Rolle um die Verfügbarkeiten des Kraftwerksparks zu berechnen und dessen Flexibilitäten erkennen zu können und vermarktbar zu machen.

Die Anforderungen an die Daten und die entsprechende Datenhaltung unterscheidet sich von derer der traditionellen Energiewirtschaft vor allem insofern, dass die einzelnen Teilnehmer, Anlagen und weiteren relevanten Faktoren noch nicht eindeutig identifizierbar sind und sich auch über die Zeit deutlich schneller verändern. Das hat zur Folge, dass ein System zur Abbildung dieser Daten über eine möglichst hohe Flexibilität und Erweiterbarkeit verfügen muss um schnell und effizient auf Änderungen reagieren zu können.

Der Aufbau und Unterhalt von IKT-Systemen zur Verwirklichung solcher neuer Geschäftsmodelle ist oft mit prohibitiv hohen Kosten verbunden, die den wirtschaftlichen Erfolg einer Geschäftsidee gefährden können. Zudem ist das zukünftige Marktumfeld eines DMA heute noch recht ungewiss. Unklar ist, welche regulatorischen Rahmenbedingungen gelten werden oder an welchen Märkten Flexibilitäten zukünftig handelbar sind.

8 Einsatz von flexiblen und dem Bedarf ausgerichteten Cloud Architekturen als Schnittstelle zwischen dem DMA, der Messinfrastruktur und der Datenhaltung

Für die kostenoptimale Regelung von Verteilnetzen müssen Daten von verschiedenen Quellen, wie Blockheizkraftwerken, Speichern und Haushalten aus dem Verteilnetz zusammengeführt und ausgewertet werden. Dafür bedarf es einer Plattform, die es

erlaubt, Datenquellen flexibel und nach Bedarf anzubinden, um sowohl der Umstrukturierung und dem Ausbau von Verteilnetzen und den damit einhergehenden neuen Datenquellen, als auch der immer stärkeren Ausweitung des Einsatzes von Smart-Metering-Lösungen Rechnung zu tragen. Des Weiteren müssen neben den erforderlichen Auswertungs- und Analysealgorithmen zur kurzfristigen und oft ausgeführten kostenoptimalen Regelung des Verteilnetzes auch Algorithmen zur Generierung von längerfristigen Ausbauplanungen in größeren Zeitabständen auf den in der Plattform zusammengeführten Daten operieren können. Daraus lassen sich im Wesentlichen zwei Workloadszenarien ableiten, welche die Plattform zu handhaben im Stande sein muss. Die Plattform muss entworfen werden, um zum einen kontinuierlich steigende Workloads durch die wachsende Anzahl an Datenquellen für die kurzfristigen Fahrplangenerierungen verarbeiten und zum anderen periodisch auftretende Workloadspitzen für die Ausbauplanung abfangen zu können. Da ein DMA auf der Ebene eines Verteilnetzes agiert, sollte es zudem möglich sein, die Plattform sukzessive für eine steigende Anzahl von Verteilnetzen bereitzustellen. Dabei muss die technische Komplexität des Systems für den DMA so transparent wie möglich sein, damit die Bereitstellung der Plattform in weiteren Verteilnetzen nicht zum großen Kostenfaktor in Verbindung mit hohen Anschaffungs- und Einrichtungskosten von neuer Hard- und Software wird.

Dementsprechend muss der DMA durch ein Softwaresystem unterstützt werden, welches vor allem hinsichtlich der (i) entstehenden Kosten, (ii) flexiblen Anbindung von Datenquellen, (iii) über die Zeit kontinuierlich steigenden Workloads aufgrund einer steigenden Anzahl an Datenquellen, (iv) periodisch auftretenden Workloadspitzen und (v) durch effiziente Provisionierung neuer Instanzen eine zukunftsorientierte Lösung darstellt.

Für eine Rolle wie den DMA existiert bislang noch keine fertige Software-Lösung, deshalb muss das System für den DMA neu entwickelt werden. Cloud Computing, als ein neues Paradigma der Nutzung und des Anbietens von IT-Ressourcen, stellt hierfür eine Möglichkeit dar. Solche Ressourcen können bedarfsweise von jedem, der Zugriff auf das Internet hat, benutzt werden. Ressourcen werden nutzungsbasiert abgerechnet [Ley09]. Der Hauptgrund Cloud Computing zu verwenden ist, vom Modell der Investitionskosten zum Modell der Betriebskosten zu wechseln: Anstatt IT-Ressourcen wie Maschinen, Speichereinheiten oder Software zu kaufen und Personal für den Betrieb oder die Wartung anzustellen, bezahlt eine Firma eine andere (den Cloud-Anbieter) für die tatsächlich verwendeten Ressourcen (pay-as-you-go). Dies verspricht eine Kostensenkung entsprechend Anforderung (i) [VHH12]. Ein wesentliches Merkmal ist die Elastizität. Elastizität bedeutet, dass eine Ressource dem Benutzer immer zur Verfügung steht und dass diese bedarfsweise wächst oder schrumpft. Als grundsätzliche Unterscheidungsmerkmale von Diensten, die von der Cloud angeboten werden, haben sich drei Kategorien herauskristallisiert: Software as a Service (SaaS), Platform as a Service (PaaS) und Infrastructure as a Service (IaaS) [MG11]. Im Falle von IaaS wird Hardware virtualisiert und der Softwareanbieter muss die zum Betrieb seiner Software erforderlichen Komponenten selbst auf virtuellen Maschinen bereitstellen. Bei SaaS wird

eine Softwarelösung dagegen als Gesamtpaket angeboten, die als Ganzes benutzt und deren Komponenten transparent vom Cloud-Anbieter skaliert werden. Im Falle von PaaS werden Softwarekomponenten, wie Datenbanken oder Message-Queue-Systeme, von dem Cloud-Anbieter angeboten und nach Bedarf skaliert. PaaS-Komponenten bieten sich insbesondere für den Umgang mit kontinuierlich steigenden Workloads und periodisch auftretenden Workloadspitzen an, da diese elastisch sind und somit auf sich ändernden Workload reagieren können (Anforderungen iii und iv). Für die in Anforderung (ii) beschriebene flexible Anbindung von Datenquellen muss eine Kopplungs- und Speicherungsart gewählt werden, die mit heterogenen Datenformaten umgehen kann. Hierfür bieten sich beispielsweise die PaaS-Lösungen Message-Queueing-Systeme (z.B. Amazon Simple Queue Service [Am15a]) und Key-Value-Stores (wie z.B. Amazon SimpleDB [Am15b]) an. Wird eine Anwendung neu entwickelt, so wird hierbei auf bewährte Lösungsbausteine, sogenannte Patterns, zurückgegriffen. Im Falle von Cloud-basierten Anwendungen wurden diese von Fehling et al. [Fe14] dokumentiert. Auf Basis der Patterns werden dann Softwarekomponenten neu entwickelt, bestehende angepasst und SaaS- sowie PaaS-Angebote von Cloud-Anbietern ausgewählt und in die Anwendung integriert [An14]. Zur Provisionierung und Skalierung der gesamten Anwendung, unabhängig von den gewählten Cloud-Angeboten, eignet sich der TOSCA-Standard [Bi12] und unterstützende Werkzeuge. Er erlaubt eine standardbasierte Beschreibung der Topologie der Anwendung und ermöglicht TOSCA-konformen Laufzeitumgebungen, wie OpenTOSCA [Bi13], diese zu betreiben. Das entwickelte DMA-Gesamtsystem wird folglich in einem TOSCA-Paket paketiert um eine effiziente Bereitstellung nach Bedarf zu ermöglichen. Für jedes neue Verteilnetz, in dem der DMA agieren soll, kann von einer TOSCA-Laufzeitumgebung eine neue Instanz erstellt und verwaltet (Anforderung v) werden.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel des in diesem Paper vorgestellten Projektes NEMAR ist die Entwicklung eines Mechanismus, dem es gelingt, dezentrale Potenziale an Flexibilitäten des Stromsystems zur Unterstützung des zentralen Netzverbundes zu mobilisieren. Dieser zu entwickelnde Mechanismus soll durch eine neue Marktrolle ausgeführt werden, deren Aufgabe die effiziente Bündelung der Flexibilitäten und deren optimierter dezentraler Einsatz und Ausbau ist. Die Marktrolle dient der ökonomisch effizienten Betriebs- und Ausbauplanung unter Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Dabei richtet sie sich nach den Signalen der bestehenden zentralen Marktplätze.

Um diesen neuen Marktakteur zur Ausfüllung des Konzeptes zu befähigen, bedarf es weitreichender Untersuchungen und Entwicklungen. Als Grundlage für die kommenden Arbeiten wurden in diesem Paper derzeit bestehende Produkte, Dienstleistungen und Geschäftsmodelle dezentraler Akteure im Strommarkt (Kapitel 3) beschrieben. Das System Verteilnetz wurde zudem hinsichtlich unterschiedlicher Prozesse untersucht (Kapitel 4) und eine dezentrale Regelung und Einsatzoptimierung der einzelnen

Elemente in diesem System exemplarisch dargestellt (Kapitel 5). Um die Rolle des DMA umsetzen zu können benötigt der Akteur eine umfassende, flexible IKT-Infrastruktur, die die Aggregation und Aufbereitung der Daten ermöglicht. Hierzu wurde in Kapitel 6 die Möglichkeit der Datenhaltung und des Asset-Managements beleuchtet und darauf folgend eine flexible Cloud Architektur vorgestellt, die als Schnittstelle zwischen dem DMA, der Messinfrastruktur und der Datenhaltung eingesetzt werden kann (Kapitel 7).

Insgesamt zeigt sich, dass für die zukünftige Nutzung „smarter“ Infrastrukturen in der Stromversorgung weitreichender Forschungsbedarf besteht. Die konzeptionelle Entwicklung und im Projekt „NEMAR“ folgende Evaluierung des Decentralized Market Agent – DMA – soll einen Beitrag leisten, Möglichkeiten zur Hebung dezentraler Flexibilitäten zu entwickeln, um diese dem zentralen Netzverbund zur Verfügung zu stellen. Hierzu wurde in diesem Paper das Konzept des DMA grob erläutert. Hierbei wurde angesprochen, welche Aspekte nötig sind, um einen DMA zu installieren und welche regulatorischen Implikationen durch die Einführung einer solchen Rolle DMA entstehen können. Die detaillierte Analyse und Bewertung der Chancen aber auch die Grenzen des DMAs im Rahmen des liberalisierten Marktes sind ein wesentlicher Teil der Untersuchungen im vorgestellten Projekt „NEMAR“.

Danksagung: Die Autoren danken dem BMWi für die Förderung im Rahmen des Projekts NEMAR (03ET4018).

Literaturverzeichnis

- [AB00] Abel, K.; Bibel, U.: Formatierungsrichtlinien für Tagungsbände. Format-Verlag, Bonn, 2000.
- [ABC01] Abraham, N.; Bibel, U.; Corleone, P.: Formatting Contributions for Proceedings. In (Glück, H.I. Hrsg.): Proc. 7th Int. Conf. on Formatting of Workshop-Proceedings, New York 1999. Noah & Sons, San Francisco, S. 46-53, 2001.
- [Am15a] Amazon. Simple Queue Service (SQS). <http://aws.amazon.com/de/sqs/>, 2015.
- [Am15b] Amazon. SimpleDB. <http://aws.amazon.com/de/simplydb/>, 2015.
- [An14] Andrikopoulos, V.; Darsow, A.; Karastoyanova, D.; Leymann, F.: CloudDSF - The Cloud Decision Support Framework for Application Migration. In: Proceedings of the Third European Conference on Service-Oriented and Cloud Computing (ESOCC 2014), S. 1-16, Springer Berlin Heidelberg, 2014
- [Az09] Azubi, L. et.al.: Die Fußnote in LNI-Bänden. In (Glück, H. I., Hrsg.): Formatierung 2009. LNI 999, Format-Verlag, Bonn, S. 135-162, 2009.
- [Bi12] Binz, T.; Breiter, G.; Leymann, F.; Spatzier, T.: Portable Cloud Services Using TOSCA. In: IEEE Internet Computing. Vol. 16(03), IEEE Computer Society, 2012.
- [Bi13] Binz, T.; Breitenbücher, U.; Haupt, F.; Kopp, O.; Leymann, F.; Nowak, A.; Wagner,

-
- S.: OpenTOSCA - A Runtime for TOSCA-based Cloud Applications. In: Proceedings of 11th International Conference on Service-Oriented Computing, 2013.
- [Ez10] Ezgarani, O.: The Magic Format – Your Way to Pretty Books. Noah & Sons, 2010.
- [Fe14] Fehling, C.; Leymann, F.; Retter, R.; Schupeck, W.; Arbitter, P.: Cloud Computing Patterns, Springer, 2014.
- [GI14] GI, Gesellschaft für Informatik e.V., www.gi-ev.at, Stand: 24.12.2014.
- [GI09] Glück, H. I.: Formatierung leicht gemacht. Formatierungsjournal 11/09, S. 23-27, 2009.
- [MG11] Mell, P.; Grance, T.: The NIST Definition of Cloud Computing. Recommendations of the National Institute of Standards and Technology, Special Publication 800-145, 2011.
- [Ley09] Leymann, F.: Cloud Computing: The Next Revolution in IT. In (Fritsch, D., Hrsg.): Photogrammetric Week '09. Wichmann Verlag, S. 3-12, 2009.
- [VHH12] Vossen, G.; Haselmann, T.; Hoeren, T.: Cloud Computing für Unternehmen. dpunkt.verlag, 2012
- [Wa14a] Wasser, K.; Feuer, H.; Erde, R.; Licht, H.: Essenzen der Informatik. Verlag Formvoll, 2014.
- [Wa14b] Wasser, K.; Feuer, H.; Erde, R.; Licht, H.: Ganz neue Essenzen der Informatik im selben Jahr. Format-Verlag, 2014.
- [BM15] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (Hg.) (2015): Energiedaten. AG Energiebilanzen e.V. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>, zuletzt geprüft am 13.05.2015.