

Smart-Meter-Gateway-basiertes Demand Side Management

Felix Heider*, Maik Plenz, Detlef Schulz

Institut für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg
Hamburg

*felix.heider@hsu-hh.de

Kurzfassung – Das Demand Side Management ist eine Maßnahme zur Flexibilisierung des nachfrageseitigen Energieverbrauches. Es gewinnt durch die immer stärkere Durchdringung Erneuerbarer Energien an Bedeutung, auch um beispielsweise Netzausbaukosten und Einspeisemanagement von EE-Anlagen wirksam zu verringern. Während sich die registrierende Leistungsmessung und weitere wirksame Lösungen im Industrie- und Gewerbebereich etabliert haben, fehlte es im Sektor unterhalb 100.000 kWh an einer geeigneten Infrastruktur zur Übermittlung der relevanten Daten und Signale. Mit dem Rollout von Smart-Meter-Gateways implementiert Deutschland nunmehr eine leistungsfähige und cybersichere Lösung zur Anbindung von bisher starren Verbrauchern an das digitalisierte Energieversorgungsnetz. Somit wird eine Grundlage für die Einbeziehung auch von Haushaltskunden in das DSM geschaffen. Dieses Paper liefert einen Überblick über die Programme des DSM und deren Zielsetzungen, zeigt bestehende Lösungen auf (Kapitel II) und erläutert die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur und ihre Möglichkeiten näher (Kapitel III).

Stichworte – Demand Side Management, Demand Response, Smart-Meter-Gateway, Flexibilität

NOMENKLATUR

BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local System
DSM	Demand Side Management
DR	Demand Response
EE	Erneuerbare Energien
EMT	Externer Marktteilnehmer
EV	Electric-Vehicle
HAN	Home Area Network
iMES	Intelligentes Messsystem
LMN	Local Metrological Network
mME	Moderne Messeinrichtung
PAR	Peak-to-Average Ratio
SMGw	Smart-Meter-Gateway
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

WAN	Wide Area Network
α_{WP}	Wärmepumpenstatus
e_{1k}	Realisierter Energieträgereingang
e_{2k}	Realisierter Energieträgerausgang
c_x	Variabler Preis für elektrische Energie
p_i	Leistungsbedarf von Gerät i
P_{NVP}	Leistungsbedarf an Netzverknüpfungspunkt
P_{set}	Grenze für Leistungsbezug
p_{WP}	Leistungsbedarf Wärmepumpe
P_{WP}	Wärmepumpenbemessungsleistung

I. EINLEITUNG

Die Erzeugung elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energien (EE) unterliegt einer starken Fluktuation. Mit einem Anteil von etwa 28,3 % an der Bruttostromerzeugung tragen Wind- und Photovoltaikanlagen bereits entscheidend zur Energieversorgung in Deutschland bei [1]. Das Aufkommen der externen Faktoren Wind oder Einstrahlung tritt nicht gleichzeitig mit einem hohen Energiebedarf von Industrie und Haushalten ein. Da das Energiesystem stets auf ein Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch ausgelegt ist, muss Energie räumlich (über weite Strecken innerhalb des Verbundnetzes) oder zeitlich (über Speichersysteme) verteilt werden. Dies ermöglicht den Ausgleich eines örtlichen Ungleichgewichtes [2]. Das Verbundnetz ist in seiner jetzigen Übertragungskapazität begrenzt. Übersteigt die zu übertragende Leistung die Kapazitäten des Übertragungsnetzes, kann es zu Abschaltungen von EE-Anlagen kommen. Das sogenannte Einspeisemanagement wird als eine mögliche Maßnahme je nach netzseitiger Einbindung der Anlage vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) oder dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber (VNB) veranlasst. Insgesamt betrug die absolute Abregelung der erzeugten Energie im II. Quartal 2020 948 GWh aus EE-Anlagen. Dieser Wert liegt 8 % über dem Wert von 2019. Von der Abregelung betroffen waren zu 81 % Anlagen der Verteilnetzebene, obwohl 80 % der verursachenden Netzengpässe auf der Ebene des Übertragungsnetzes lagen [3]. Die Vermeidungskosten bzw. entstehenden finanziellen Ausfälle durch Abregelung werden über die Netzentgelte an die Letztverbraucher weitergegeben. Eine wirksame Maßnahme gegen die aufgezeigten Herausforderungen,

bedingt durch die Integration von fluktuierenden Erzeugern, ist der Netzausbau, auch auf der Ebene der Verteilnetze. Während 31 % der VNB ihren Schwerpunkt beim Netzausbau sehen, sehen 41 % weiteres Potenzial in der Nutzung von Flexibilisierungsmaßnahmen, dem sogenannten Demand Side Management (DSM), zur Anpassung des Verbrauchs [4]. VNB profitieren somit von einer Verringerung der Peak-to-Average Ratio (PAR) in ihrem Energieversorgungsnetz und damit von einer möglichen geringeren Spitzenbelastung der Betriebsmittel. Weiterhin kann DSM die Gefahr von Netzausfällen verringern und damit die Verlässlichkeit des Gesamtsystems erhöhen [5]. Ebenso können Letztverbraucher, je nach Ausgestaltung des DSM, von geringeren Kosten für elektrische Energie profitieren, indem sie ihre Verbräuche in Zeiten geringerer Netzauslastung legen [6]. Dem DSM im Privathaushalt fehlte es bis heute an einer geeigneten, sicheren Kommunikationsinfrastruktur zum Austausch von Signalen und Daten zur Steuerung von Geräten, sogenannten Controllable Local Systems (CLS). Mit dem Beginn des flächendeckenden Ausbaus von intelligenten Messsystemen (iMES), bestehend aus dem Kommunikationsmodul Smart-Meter-Gateway (SMGw) und einer modernen Messeinrichtung (mME) steht eine Infrastruktur bald flächendeckend zur Verfügung [7]. Im Folgenden wird der Flexibilitätsbegriff erläutert sowie eine Analyse aktueller in der Literatur behandelte DSM-Programme und ihrer grundsätzlichen Funktionen erfolgen. Zusätzlich wird die SMGw-Infrastruktur, ihre Funktionalität und Einbettung in das bestehende Energiesystem behandelt.

II. DEMAND SIDE MANAGEMENT

In den vergangenen Jahren sind in der Literatur verschiedene Ansätze zur Nutzbarmachung von verbraucherseitigen Flexibilitäten entwickelt worden. Bevor eine detaillierte Analyse dieser Ansätze erfolgen kann, muss ein einheitliches Verständnis von Flexibilität geschaffen werden.

A. Der Flexibilitätsbegriff

Grundsätzlich definiert Flexibilität die Eigenschaft sich schnell auf wechselnde Situationen oder auf sich verändernde äußere Einflüsse anzupassen. Eine direkte Übertragung auf das verbraucherseitige Energieversorgungssystem ist mit dieser Umschreibung nur begrenzt möglich. Ein umfassender Definitionsversuch wird in [8] unternommen:

„Die Flexibilität eines Energiesystems ist die Gesamtheit gültiger Kombinationen von Systemeingaben und ihren zustandsabhängigen Ausgaben in Bezug auf alle Energieträger, d.h. alle Kombinationen, die alle verpflichtenden Energiedienstleistungen auf eine Weise erbringen, die die Systemstabilität gewährleistet.“ [8, S. 607]

ABBILDUNG 1 zeigt ein Energiesystem, z. B. einen Privathaushalt, der mit seiner Umwelt über Energieträger wie Elektrizität oder Gas verbunden ist. Mithilfe der Energieträgerein-/ausgänge und auf Grundlage des internen Systemstatus, stellt das Energiesystem Energiedienstleistungen zur Verfügung. Dabei kann es sich um heißes Wasser, Licht oder mechanische Arbeit verrichtet durch Maschinen handeln. Als Flexibilität des Energiesystems können somit alle möglichen Kombinationen aus Ein- und Ausgängen bezeichnet werden, die alle notwendigen Energiedienstleistungen in einem zeitlich akzeptablen

Zusammenhang abbilden können. Gleichung (1) stellt diesen Zusammenhang dar.

$$[e_{1k}(t), e_{2k}(t)] \epsilon \begin{bmatrix} e_{11}(t) & e_{21}(t) \\ \vdots & \vdots \\ e_{1n}(t) & e_{2n}(t) \end{bmatrix} \quad \forall t \quad (1)$$

Es handelt sich um die tatsächlich realisierten Energieträgerein-/ausgänge: $e_{1k}(t)$ und $e_{2k}(t)$, wobei $1 \leq k \leq n$, und um n Kombinationen aus Energieträgerein-/ausgängen: $e_{1n}(t)$ und $e_{2n}(t)$ zum Zeitpunkt t . Eine Nutzbarmachung dieser Systemflexibilität kann nur erfolgen, wenn eine Entität mit Entscheidungsgewalt auf das Energiesystem einwirkt und im geforderten Zeitintervall die Kombination $e_{1k}(t)$ und $e_{2k}(t)$ auswählt, die die notwendige Flexibilität zur Verfügung stellt. Somit sind weiterhin Informationen notwendig, die die Auswahlentscheidung der Entität dahingehend beeinflussen. So wird aus den Auswahlmöglichkeiten die geeignetste ausgewählt und die vorhandene Flexibilität des Energiesystems nutzbar gemacht. Grundsätzlich existieren drei Varianten des Automatisierungsgrades der Kombinationsmöglichkeiten, die aufgrund ihres Zustandekommens keine optimierte Lösung sein müssen. Es lässt sich unterscheiden in:

- Manuelle Auswahl, Demand Response (DR)
- Halbautomatische Auswahl, DR
- Vollautomatische Auswahl, DR [9]

Vollautomatisches DR lässt sich durch die Integration eines Home-Energy-Management-Systems (HEMS) erreichen, das nach vordefinierten Rahmenbedingungen und den individuellen Bedürfnissen der Nutzer arbeitet. In der Literatur finden sich zumeist Lösungsansätze für eine vollautomatische DR, das im Folgenden als Entscheidungsentität angesehen wird.

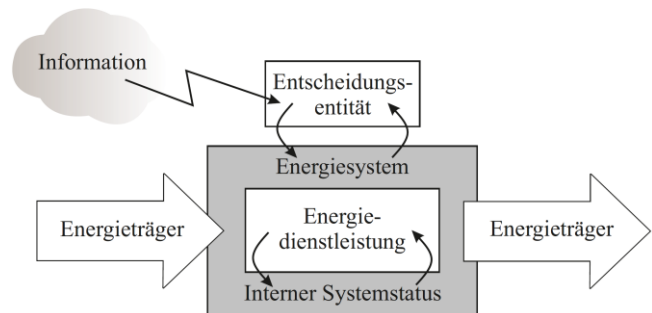


ABBILDUNG 1: EINE ENTSCHEIDUNGSENTITÄT, DIE AUF GRUNDLAGE VON INFORMATIONEN AUF EIN ENERGIESYSTEM EINWIRKT, DAS ENERGIEDIENSTLEISTUNGEN ZUR VERFÜGUNG STELLT, IN ANLEHNUNG AN [8].

B. Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten

Die Nutzungsmöglichkeiten der realisierten Flexibilität, auch DSM-Techniken genannt, aus einem Energiesystem, wie einem Privathaushalt, sind vielfältig. Grundsätzlich unterscheidet man in: peak shaving, valley filling, load shifting, strategic conservation, strategic load growth and flexible load shaping. Eine Übersicht und weitere Erläuterungen der Einsatzmöglichkeiten zeigt TABELLE I. Zur Erreichung der Zielsetzungen des DSM ist die Übermittlung von Informationen an das HEMS notwendig, um einen geeigneten Fahrplan für die teilnehmenden CLS auszuwählen. Bei den übermittelten Informationen kann es sich um

verschiedenen Inhalten handeln, deren Einteilung in zwei Kategorien erfolgt.

C. Umsetzungsstrategien von DSM

Über die vergangenen Jahre haben sich zwei Hauptrichtungen für die Umsetzung von DSM und der damit verbundenen Übermittlung von Informationen entwickelt, die über unterschiedliche finanzielle Anreizsysteme realisiert werden. Man unterscheidet in DR Programme und in dynamic pricing Programme [10], [11]. ABBILDUNG 2 zeigt die Vertreter der beiden Programme.

TABELLE I: DSM TECHNIKEN UND IHRE ZIELSETZUNG [12], [13].

Technik	Zielsetzung
Peak shaving	Verringerung der Spitzennachfrage während Hochverbrauchszeiten
Valley filling	Aufschieben der Nachfrage in Niedrigverbrauchszeiten
Load shifting	Verringerung der Nachfrage während Hochverbrauchszeiten durch Verschiebung in Niedrigverbrauchszeiten
Strategic conservation	Reduzierung des Lastprofils auf Grundlage von saisonalen Veränderungen
Strategic load growth	Erhöhung der generellen Last über dem Verbrauchsprofil
Flexible load shaping	Verbrauchsanpassung durch Setzen von Leistungsgrenzen in bestimmten Zeiträumen

a) Demand Response Programme

Im Rahmen von DR Programmen, die auch als incentive-based Programme bezeichnet werden, erhält der Letztverbraucher finanzielle Anreize, wenn er sein Verbrauchsverhalten den flexiblen Erfordernissen zur Leistungsreduzierung anpasst. Die genauen Rahmenbedingungen werden in einem separaten Vertrag festgehalten, der die Höhe der Anreize, Häufigkeiten des Eingriffs oder die Zeiträume regelt. Beim Direct Load Control (DLC) hat der Vertragspartner direkten Zugang bis in das Home Area Network (HAN) des Letztverbrauchers bis teilweise auf die Einzelgeräteebene, die er somit beeinflussen kann. Bei der Beeinflussung handelt es sich zumeist um eine Leistungsbegrenzung oder das Abschalten des Gerätes.

Programme des DSM	
DR Programme	Dynamic Pricing Programme
Direct Load Control (DLC)	Time-of-Use Pricing (TOU)
Interruptible Tariffs (IT)	Real-Time Pricing (RTP)
Demand Bidding	Variable-Peak Pricing (VPP)
Emergency DR	Critical-Peak Pricing (CPP)
Capacity Market (CM)	Critical-Peak Rebate (CPR)
Ancillary Services Market (ASM)	

ABBILDUNG 2: ÜBERBLICK ÜBER DIE PROGRAMME DES DSM [9], [10].

Bei Interruptible Tariffs (IT) oder Curtailable Tariffs stimmt der Letztverbraucher der Leistungsreduzierung auf vorher festgelegte Bereiche zu, die während einer Systeminstabilität vom Vertragspartner abgerufen werden können. Die grundsätzliche Formulierung des Problems wird in (2) dargestellt. Das gesetzte Leistungslimit $P_{\text{set}}(t)$ soll im gewählten Zeitpunkt t durch die Summe der Einzelleistungen $p_i(t)$ der m betriebenen Geräte nicht überschritten werden.

Durch die Formulierung weiterer Nebenbedingungen, die die spezifischen Eigenschaften der Geräte widerspiegeln, kann eine Steuerung durch ein HEMS realisiert werden.

$$\sum_{i=1}^m p_i(t) \leq P_{\text{set}}(t) \quad (2)$$

Als beispielhafte Nebenbedingung sei hier auf (4) und (5) verwiesen. Der Leistungsbedarf einer Wärmepumpe $p_{\text{WP}}(t)$ in einem beliebigen Augenblick ergibt sich aus ihrem Status $\alpha_{\text{WP}}(t) \in [0,1]$ und ihrer Bemessungsleistung P_{WP} . Fällt die Innenraumtemperatur $T_{\text{in}}(t)$ unter eine angegebene Raumtemperatur abzüglich einer zulässigen Abweichung $T_{\text{set}} - T_{\text{Toleranz}}$ ist ihr Status 1 / on. Übersteigt $T_{\text{in}}(t)$ die angegebene Raumtemperatur zuzüglich einer zulässigen Abweichung $T_{\text{set}} + T_{\text{Toleranz}}$ ist ihr Status 0 / off. Innerhalb des Toleranzbandes:

$$T_{\text{set}} - T_{\text{Toleranz}} \leq T_{\text{in}}(t) \leq T_{\text{set}} + T_{\text{Toleranz}} \quad (3)$$

wird der vorhergehende Status der Wärmepumpe übernommen. Ist weiterhin die Bedingung $t = t_{\text{Sperr}}$ erfüllt, wobei die Sperrzeit t_{Sperr} vom VNB vorgegebene Ausschaltzeiten sind, während der die Wärmepumpe nicht in Betrieb sein darf, ist ihr Status ebenfalls 0. Werden zu diesem physikalischen Zusammenhang weitere Gerätespezifika ergänzt ist es dem HEMS möglich Fahrpläne festzulegen, die bei Aggregation das gesetzte Leistungslimit $P_{\text{set}}(t)$ unterschreiten. Beim DR Programm des Demand Bidding (DB) weist der Letztverbraucher seiner Flexibilität einen Preis zu, den er als Ausgleich bzw. Vermeidungskosten für die Abweichung von seinem normalen Verbrauchsverhalten verlangt. Wird dieser Preis durch den Vertragspartner angenommen, wird der vereinbarte Preis gezahlt und der Letztverbraucher senkt zu den festgesetzten Zeitpunkten und um die festgesetzte Höhe seinen Leistungsbezug. Emergency DR beinhaltet finanzielle Anreize zur Senkung des Leistungsbezuges während Ereignissen, die die Systemstabilität hochgradig gefährden. Beim Capacity Market (CM) wird die Lastreduzierung als eine Alternative zu einem Kraftwerkseinsatz am Markt angeboten. Im Allgemeinen wird der Letztverbraucher am Tag des Einsatzes informiert, sodass die angebotene Leistungsreduzierung veranlasst werden kann.

$$p_{\text{WP}}(t) = \alpha_{\text{WP}}(t) \cdot P_{\text{WP}} \quad \forall t \quad (4)$$

wobei gelten muss: $t \neq t_{\text{Sperr}}$, dann

$$\alpha_{\text{WP}}(t) = \begin{cases} 1, & T_{\text{in}}(t) < T_{\text{set}} - T_{\text{Toleranz}} \\ 0, & T_{\text{in}}(t) > T_{\text{set}} + T_{\text{Toleranz}} \\ \alpha_{\text{WP}}(t-1), & T_{\text{set}} - T_{\text{Toleranz}} \leq T_{\text{in}}(t) \leq T_{\text{set}} + T_{\text{Toleranz}} \end{cases} \quad (5)$$

Beim Ancillary Services Market (ASM) bieten Letztverbraucher die Leistungsreduzierung am Systemdienstleistungsmarkt an. Sie verbleiben abrufbereit, wenn ihr Angebot akzeptiert wurde und erhalten neben dem Bereithaltungspreis den vereinbarten Preis bei einem tatsächlichen Abruf. Eine Teilnahme an den verschiedenen DR Programmen ist jedoch nicht immer möglich, da oft Mindestleistungen zur Verfügung gestellt werden müssen.

b) Dynamic Pricing Programme

Bei der Anwendung von dynamic-pricing Programmen beeinflussen zeitabhängige Preise indirekt den Verbrauch an

elektrischer Energie, oft mit der Zielsetzung die PAR zu reduzieren. In der Literatur findet sich ebenfalls die Bezeichnung time-based rate Programme. Durch die Übermittlung von zeitabhängigen Preisen werden Anreize gesetzt, in Hochpreisphasen weniger Energie zu verbrauchen, indem Energiedienstleistungen verschoben, und in Niedrigpreisphasen realisiert werden. Beim Time-off-Use (TOU) unterscheidet man grundsätzlich zwischen einem off-Peak und einen on-Peak Preis, deren Mittel sich zum Standardpreis ergibt. Letztverbraucher zahlen somit in Zeiten eines hohen generellen Leistungsbedarfes im Netz einen höheren Preis als in Zeiten einer geringen Netzbelastung. Die Preise sind zu vorher definierte Zeiten am Tag über mehrere Stunden gültig. Eine Formulierung dieser Problemstellung für ein HEMS kann wie in (6) und (7) formuliert werden. Im gewählten Zeitintervall $[t_o; t_{end}]$, bestehend aus H Intervallen, der beliebig zu wählenden Schrittlänge Δt sollen die Gesamtkosten für den Bezug von elektrischer Energie über den Netzverknüpfungspunkt $P_{NVP}(h)$ minimiert werden. Der Leistungsbedarf am Netzverknüpfungspunkt bei Schritt h ist $P_{NVP}(h)$. Im Zeitintervall $[t_1; t_2]$ ist der deutlich höhere Bezugspreis in Höhe von c_{peak} anzuwenden.

$$\min_{P_{NVP}(h)} \sum_h^H c_x(h) \cdot P_{NVP}(h) \Delta t \quad (6)$$

wobei

$$c_x(h) = \begin{cases} c_{peak}, & \frac{t_1}{\Delta t} \leq h < \frac{t_2}{\Delta t} \\ c_{base}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (7)$$

Beim Real-time Pricing (RTP) ist der Bezugspreis für elektrische Energie direkt mit dem Großhandelspreis an der Strombörse gekoppelt, sodass er einer Anpassung bis zu einer 15-minütigen Basis unterliegen kann. Somit unterliegt das RTP einer größeren Veränderung als das TOU und kann den direkten Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch direkter wiedergeben.

Beim Variable-Peak Pricing (VPP) handelt es sich um eine hybride Form aus RTP und TOU mit variierenden on-Peak Preisen aber konstanten off-Peak Preisen. Critical-Peak Pricing (CPP) verfolgt die Zielsetzung durch sehr hohe Preise während weniger, aber besonders kritischer Stunden im Jahr eine Leistungsreduzierung zu erreichen. Die Preise können sich hierbei in Bereichen zwischen dem drei- und zehnfachen des normalen Preises bewegen. Eine Kombination mit TOU ist möglich. Das CPR Programm ähnelt dem CPP, da es sich in erster Linie an besonders kritischen Tagen und Stunden im Jahr orientiert, während derer sehr hohe Börsenpreise für elektrische Energie gezahlt werden. Anders als beim CPP werden jedoch Rabatte gewährt, die sich an der Differenz des prognostizierten Verbrauchs und dem tatsächlichen reduzierten Verbrauch orientieren.

D. Auswirkungen von DSM Programmen

Neben den positiven Effekten von DSM Programmen kann es bei der Umsetzung zu unerwünschten Nebeneffekten kommen, denen es bei der Einführung von DSM im Privatkundenbereich zu begegnen gilt. Beim sogenannten Energy Payback oder Rebound Effekt handelt es sich um einen erhöhten Energiebezug nach Eingriffen durch DR oder

auch dynamic pricing Programmen. Diese deutlich erhöhten Energieverbräuche entstehen dadurch, dass nicht vollzogene Energiedienstleistungen nachgeholt werden. Die Energy Paybacks können derart hoch ausfallen, dass sie sogar die ehemaligen on-peak Verbräuche übersteigen [9]. Die Höhe der Energy Paybacks ist abhängig von den spezifischen Einstellungen der Endkundengeräte bedingt durch Komfortexpectationen, die sich beispielsweise in gesetzten Abschaltzeiten oder Temperaturbereichen, wiederfinden lassen, und der Länge der Eingriffszeiten. Diesem unerwünschten Effekt kann begegnet werden, indem für das eigene Versorgungsnetz gültige maximale Eingriffszeiten ermittelt werden, die zu keinem erhöhten Energy Payback und damit zu einer geringen PAR führen. Eine weitere Gegenmaßnahme wird in [14] betrachtet. Hier wird ein RTP Programm um einen weiteren beeinflussenden Faktor, die Inclining Block Rate (IBR), erweitert. Die IBR kommt zum Tragen, wenn eine vorher hinterlegte Leistungsgrenze im Netz überschritten wird. In vormals günstigen Zeitbereichen können somit höhere Preise realisiert werden, die zu einer geringeren Nachfrage nach elektrischer Energie führen. Es konnte gezeigt werden, dass trotz dieses zusätzlichen Kostenfaktors eine deutliche Reduzierung des PAR und der individuellen Kosten für Elektrizität erreicht werden konnte. Ein entscheidender Faktor für den Freiheitsgrad etwaiger HEMS Entscheidungen sind die hinterlegten Kundenpräferenzen. Je flexibler der Letztverbraucher seine Geräteeinstellungen tätigt und damit seine Bedürfnisse in Bezug zu seinen abgestrebten Energiedienstleistungen zeitlich verändert oder in ihrem Erfüllungsgrad anpasst, desto umfangreicher (zeitlich, absolut) können Eingriffe realisiert werden [9].

E. State-of-the-Art DSM in Deutschland

Im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden haben sich bereits Lösungen für erfolgreiches DSM herausgebildet, die meist das TOU oder das RTP beinhalten. Durch die Steuerung von Anlagen können Prozesse in günstige Tarifbereiche verlegt werden. Ebenfalls haben sich Lösungen für das Angebot von Regelleistung am Regelenergiemarkt (ASM) entwickelt, deren Vorteile sich durch eine intelligente Verknüpfung einer größeren Anzahl von Anlagen ergeben. Durch die Übermittlung der detaillierten Prozessschritte und Zustände kann das mögliche Angebot an Regelleistung sehr genau berechnet werden [15].

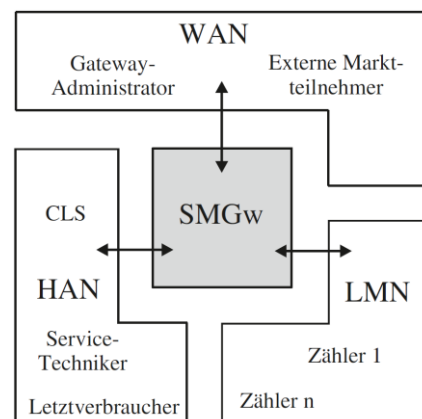


ABBILDUNG 3: DAS SMGW UND DIE ANGESCHLOSSENEN NETZE, ÜBERNOMMEN UND ÜBERSETZT AUS [14].

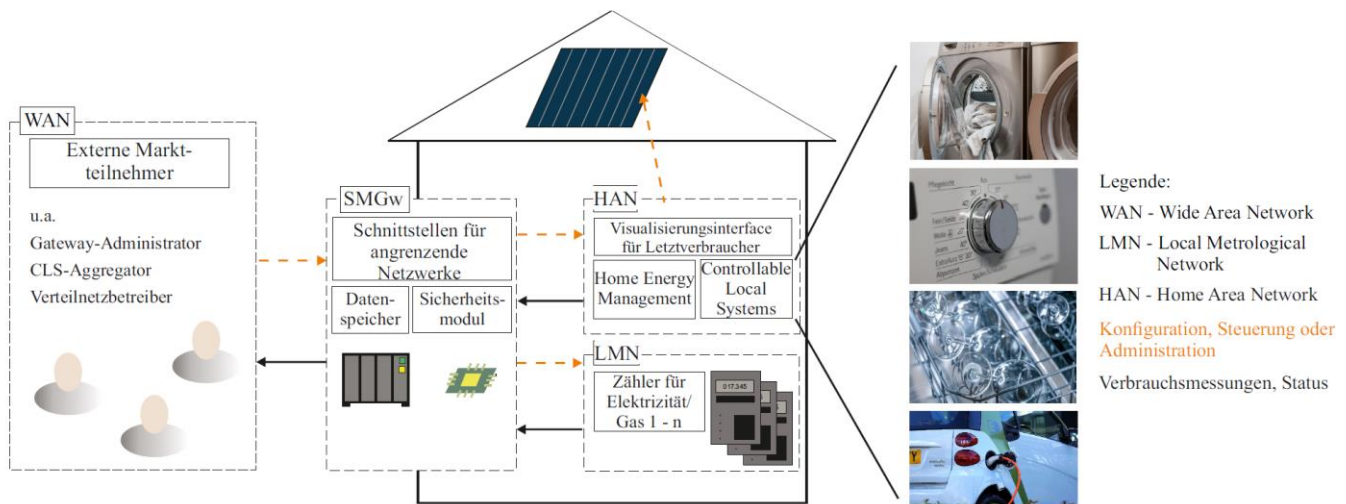


ABBILDUNG 4: EINBINDUNG DES SMGWs IN DIE EINSATZUMGEBUNG GEMÄß [18].

Die vorherrschenden Mindestangebotsmengen für Regelernergie von ± 1 MW für Primärregelleistung (und unter bestimmten Voraussetzungen auch für Sekundärregelleistung und Minutenreserve) und 5 MW für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve schlossen potenzielle Marktteilnehmer im Angebot ihrer eigenen Flexibilitäten aus. Eine Verknüpfung mehrerer Marktteilnehmer und ihrer Flexibilitäten schafft für den Einzelnen einen Marktzugang. Eine weitere Ausgestaltung des DSM für Großabnehmer sind die Regelungen über Abschaltbare Lasten, die sich dem ÜNB zuordnen lassen. Die Bereitsteller der Abschaltbaren Lasten bieten diese auf einer Plattform den ÜNB an. Wird das Angebot angenommen, erhält der Bereitsteller einen Leistungspreis, für die Bereithaltung der Abschaltleistung. Wird die Abschaltleistung abgerufen, zahlt der ÜNB zusätzlich einen Arbeitspreis [18]. Die Implementierung und Umsetzung der bereits praktizierten DSM Programme bedingen eine Kommunikationsinfrastruktur, die es ermöglicht Daten und Signale ohne größeren Zeitverzug zwischen Flexibilitätsanbietern und Energiedienstleistungsunternehmen oder Netzinfrastrukturbetreibern auszutauschen. Während sich im Bereich industrieller und gewerblicher Großverbraucher somit bereits Lösungen entwickelt haben, stehen die Potenziale von Privathaushalten nur begrenzt zur Verfügung. Zu beachten sind weiterhin die enorm hohen datenschutzrechtlichen Anforderungen und Anforderungen an die Cybersicherheit der Kommunikationsinfrastruktur, die sich aufgrund des Zugriffs bis in das Home Area Network (HAN) des Letztverbrauchers ergeben [17].

III. SMART-METER GATEWAY-INFRASTRUKTUR

Das SMGW als zentrale Kommunikationseinheit eines iMES ist mit drei voneinander getrennten Netzen verbunden, in denen sich unterschiedliche Teilnehmer mit eigenen Absichten in Bezug auf das SMGW befinden. Bei den Netzen handelt es sich um das HAN, das Local Metrological Network (LMN) und das Wide Area Network (WAN). ABBILDUNG 3 zeigt das SMGW und die verbundenen Netze und die in ihnen befindlichen berechtigten Rollen. Die modernen Messeinrichtungen für Strom oder andere Sparten wie Gas sind über das LMN mit dem SMGW verbunden. Sie senden ihre Daten entweder nach einer SMGW-Abfrage oder selbstständig in festgelegten Intervallen. Bei diesen Daten kann es sich neben Verbrauchswerten, ebenfalls um in das

Netz eingespeiste Energiemengen handeln. Weiterhin können zusätzliche netzorientierte Parameter, wie die Netzfrequenz oder die Netzspannung über die Zähler bereitgestellt und an das SMGW übermittelt werden. Im WAN befinden sich Externe Marktteilnehmer (EMT), die ein Interesse an den vom SMGW zur Verfügung gestellten Daten haben oder zusätzlich Zugriff in das HAN und mit den dort verbundenen CLS benötigen. Der Gateway-Administrator (GA) als sichere Instanz im WAN administriert und konfiguriert das SMGW, indem die zum Datenempfang notwendigen Zählerprofile, die zur Datenverarbeitung benötigten Auswertungsprofile und zur Datenversendung notwendigen Kommunikationsprofile hinterlegt werden. Alle drei dargestellten Profile haben somit Auswirkungen auf die Messwertverarbeitung auf dem SMGW. Im dritten Netz, dem HAN, werden dem Letztverbraucher Daten zur eigenen Visualisierung und Überprüfung bereitgestellt. Innerhalb des HAN befinden sich die CLS, die durch EMTs angesteuert und in ihrem Verhalten beeinflusst werden können. Der Gesamtüberblick der Einsatzumgebung des SMGW ist in ABBILDUNG 4 zu sehen. Die Ansteuerung von CLS geschieht über einen transparenten Datenkanal, den das SMGW für autorisierte, aktive EMT zur Verfügung stellt. Grundsätzlich müssen aktive EMT über ein Informationssicherheits-Managementsystem verfügen, das nach ISO 27001 zertifiziert wurde. Über das im SMGW verbaute Sicherheitsmodul wird die gesamte Kommunikation hinsichtlich des Transportes und der Dateninhalte an sich abgesichert.

A. Steuerung von CLS über das SMGW

Der transparente Datenkanal soll es EMT ermöglichen je nach eigener Zielsetzung CLS zu steuern. Hierzu stellt das SMGW wie in ABBILDUNG 5 gezeigt eine Proxy Funktionalität zur Verfügung, die eine gesicherte Verbindung vom SMGW zum CLS und vom SMGW zum EMT ermöglicht. Dabei kann der Aufbau der Verbindung vom CLS, vom SMGW oder vom EMT selbst erfolgen, wobei der Aufbau durch den EMT immer über den GA erfolgen muss. Die Nutzbarmachung von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite über SMGW ist Inhalt verschiedenster Forschungsbeiträge. In [18] wurde ein Modell zur Abbildung der SMGW Infrastruktur vorgeschlagen, um die Vorgaben der vom Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik erlassenen (BSI) technischen Richtlinienreihe zu SMGWs (TR-03109-x) abzubilden. Zusätzlich wird ein Use-Case vorgestellt, der die

Einsatzmöglichkeiten eines SMGW-gekoppelten EMS zur Flexibilitätskommunikation aufzeigt.

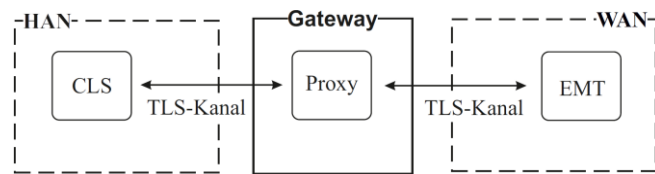


ABBILDUNG 5: SICHERE VERBINDUNG ZWISCHEN CLS UND EMT DURCH DIE PROXY FUNKTIONALITÄT DES SMGW [17].

In [19] wird ein Prototyp eines dezentralisierten EMS mit Anbindung an einen aktiven EMT entwickelt. Basierend auf dem BDEW Smart Grids Ampelkonzept, dargestellt in [20], sendet der aktive EMT die aktuelle Ampelphase, wodurch die maximal zulässige Ladeleistung für ein Electric-Vehicle (EV) begrenzt wird. In der grünen Phase steuert das EMS einen angeschlossenen Ladepunkt über ein RTP Programm. Während die Ladeleistung in der grünen Phase unbeschränkt ist, wird sie in der gelben auf 6 kW und in der roten Ampelphase auf 0 kW reduziert. In [21] wurde darüber hinaus ein Konzept zum netzdienlichen Handel von Flexibilität, unter Nutzung der SMGW-Infrastruktur, neben dem zentralen Handel von Systemdienstleistungen und Strom vorgestellt.

IV. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Durch die Darstellung der DSM Programme und ihrer Umsetzungen in Deutschland konnte gezeigt werden, dass eine Integration des nachfrageseitigen Verbrauches elektrischer Energie in Ausgleichprozesse zwischen Erzeugung und Verbrauch anzustreben und in Teilbereichen bereits umgesetzt ist. Aktuell verfügbare Lösungen orientieren sich dabei an Industrie und Gewerbe, da auf Kleinverbraucherebene bis 100.000 kWh derzeit keine Infrastrukturen für einen verlässlichen und schnellen Austausch von Daten bestehen. Mit dem Rollout von SMGW wird nun eine Infrastruktur installiert, die ein Heben des Potenzials auch dieser Kundengruppe ermöglicht. Dabei existiert eine Vielzahl von Programmen des DSM, die sich je nach Zielsetzung in unterschiedlichem Maße zur Anwendung eignen. Im Rahmen des durchgeführten Forschungsprojektes ELBE „Electrify Buildings for EVs“ wird eine Option zur netzdienlichen Integration von Ladesäulen abseits des öffentlichen Raumes konzipiert und erprobt. Insgesamt sollen dadurch 7400 netzdienlich steuerbare Ladesäulen, gefördert durch die öffentliche Hand, im Raum Hamburg entstehen. Ein weiterer Aspekt des Projektes beinhaltet die pilothafte Einbindung von SMGWs in den netzdienlichen Steuerungsprozess. Netzdienlich meint in diesem Zusammenhang immer die Reduzierung der maximal möglichen Ladeleistung der Ladesäule. Den Forschungsschwerpunkt bildet hierbei zusätzlich die Hebung des Flexibilitätspotenzials von Privathaushalten durch DSM Programme auf Grundlage der SMGW-Infrastruktur. Die großflächige Integration von EV in Form von Heimladeplätzen bildet den zentralen Ansatzpunkt einer notwendigen Flexibilisierungsbetrachtung.

LITERATUR

- [1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland,“ 14 Sep. 2019. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/20200914_D_Stromerzeugung1991-2019.pdf. [Zugriff am 23 Okt. 2020].
- [2] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, 9. Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [3] Bundesnetzagentur, „Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Zweites Quartal 2020,“ 09 Okt. 2020. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q2_2020.pdf. [Zugriff am 23 Okt. 2020].
- [4] EY (Ernst & Young), „Barometer Digitalisierung der Enrgeiwende, Berichtsjahr 2019, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie,“ 08 Apr. 2020. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energieiwende-berichts-jahr-2019.pdf>. [Zugriff am 24 Okt. 2020].
- [5] S. Braithwait und K. Eakin, „The role of demand response in electricpower market design,“ R. Christensen Associates, Inc., Edison Electric Institute, 2002.
- [6] B. Celik, R. Roche, D. Bouquain und A. Miraoui, „Decentralized Neighborhood Energy Management With Coordinated Smart Home Energy Sharing,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 6, Nov. 2018.
- [7] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme,“ [Online]. Available: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Allgemeinverfuegung_Feststellung_Einbau_01_2020.pdf. [Zugriff am 22 Okt. 2020].
- [8] I. Mauser, J. Müller, K. Förderer und H. Schmeck, „Definition, Modeling, and Communication of Flexibility in Smart Buildings and Smart Grids,“ *International ETG Congress 2017, November 28-29, 2017, Bonn, Germany*, pp. 605-610, 2017.
- [9] M. Pipattanasomporn, M. Kuzlu und S. Rahman, „An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 4, Dec. 2012.
- [10] U.S. Energy Information Administration, „Form EIA-861 Annual Electric Power Industry Report Instructions,“ 31 Mär. 2020. [Online]. Available: <https://elecicd12c.eia.doe.gov/2017%20EIA-861%20Instructions.pdf>. [Zugriff am 22 Okt. 2020].
- [11] Federal Energy Regulatory Commission, „Demand Response and Advanced Metering,“ Dez. 2019. [Online]. Available: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/DR-AM-Report2019_0.pdf. [Zugriff am 20 Okt. 2020].
- [12] B. Celik, R. Roche, S. Suryanarayanan, D. Bouquain und A. Miraoui, „Electric energy management in residential areas through coordination of multiple smart homes,“ *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, pp. 80:260 - 275, 2017.
- [13] M. Macedo, J. Galo, L. De Almeida und A. Lima, „Demand side management using artificial neural networks in a smart grid environment,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 41:128-133, 2015.
- [14] Z. Zhao, W. C. Lee, Y. Shin und K.-B. Song, „An Optimal Power Scheduling Method for Demand Response in Home Energy Management System,“ *IEEE Transactions on Smart Grids*, Vol. 4, No. 3, Sept. 2013.
- [15] „next-kraftwerke,“ [Online]. Available: www.next-kraftwerke.de. [Zugriff am 27 Okt. 2020].
- [16] F. Heider, M. Plenz, D. Becker und D. Schulz, „Residential Load Modeling for Energy Application and Integration Studies in the Framework of Smart Meter Gateways,“ in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2020, akzeptiert für Veröffentlichung.
- [17] Bundesamt für die Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Version 1.0.1,“ 16 Jan. 2019. [Online]. Available: <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf>. [Zugriff am 23 Okt. 2020].
- [18] „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV), BGBl. I S. 3106, 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert,“ 2016.

- [19] N. Kroener, K. Förderer, M. Lösch und H. Schneck, „State-of-the-Art Integration of Decentralized Energy Management Systems into the German Smart Meter Gateway Infrastructure,“ *Appl. Sci.* 2020, 10, 3665.
- [20] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Diskussionspapier: Smart Grids Ampelkonzept,“ 10 Mär. 2015. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf. [Zugriff am 23 Okt. 2020].
- [21] A. Zeiselmaier, S. Köppl, T. Estermann, N. Lehmann, E. Kraft und N. Klempp, „Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF),“ *11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2019.