

FFE

C/sells AP 6.3

Abschlussbericht

Solare Verteilnetzschwerpunkte

in Flächennetzen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



2020

C/sells AP 6.3 Abschlussbericht

Solare Verteilnetzschwerpunkte

in Flächennetzen

Herausgeber:

FfE Forschungsstelle für
Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
info@ffe.de www.ffe.de

Abschlussbericht zum Projekt:

C/sells – Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands
AP 6.3 Solare Verteilnetzschwerpunkte in Flächennetzen – UAP 6.3.1 & 6.3.2

Veröffentlicht am:

01.10.2020

FfE-Auftragsnummer:

BMW-39

Berichtskoordination:

Daniela Wohlschlager

Projektpartner:

FfE GmbH

Bearbeiter*innen:

Simon Köppl, Andreas Zeiselmaier,
Thomas Estermann, Daniela Wohlschlager,
Elisabeth Springmann (FfE e. V.),
Michael Hinterstocker, Kirstin Ganz,
Patrick Dossow (FfE GmbH), Marilen
Elisa Ronczka, Ralf Növer (PPC AG),
Thomas Sippenauer (OTH Regensburg)

Bayernwerk AG

OTH Regensburg

PPC AG

Intel Deutschland GmbH

Stadtwerke München GmbH

swa Netze GmbH

TenneT TSO GmbH

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Gefördert durch:

Förderkennzeichen: 03SIN121



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

RC20190320

Inhalt

1	Herausforderungen im zukünftigen Energiesystem	7
2	Einsatz dezentraler Flexibilität für das Netzengpassmanagement	11
2.1	Bestehende Engpassmanagement-Prozesse	11
2.2	Flexibilitätsnutzung durch die FlexPlattform ALF	14
2.2.1	Zielsetzung und inhaltliche Schwerpunkte des Feldversuchs ALF	14
2.2.2	Mehrwert des Altdorfer Flexmarktes gegenüber bestehendem Engpassmanagementmaßnahmen	15
2.2.3	Aufbau und Rollen der FlexPlattform ALF	16
2.3	Flexibilitätsnutzung durch zeitvariable Tarife	19
2.3.1	Flexibilitätspotenzial von Haushaltsgeräten	19
2.3.2	Geeignete Tarifstrukturen	20
2.3.3	Bestimmung der optimalen Tarifparameter	22
2.4	Aspekte der Partizipation zur Nutzung dezentraler Flexibilität	23
2.4.1	Anreizmechanismen zur Teilnahme	23
2.4.2	Aufbau des Partizipationskonzeptes für den Feldversuch ALF	24
2.4.3	Erfahrungen aus der praktischen Umsetzung im Feldversuch ALF	26
2.5	Verfahren zur Hochrechnung und Prognose von Messdaten	29
3	Analyse der Geschäftsmodelle	31
3.1	Betrieb einer Flexibilitätsplattform	33
3.2	Beispielhafter Vergleich verschiedener Rollen	36
4	Technische Anforderungen	40
4.1	Anforderungen der untersuchten Geschäftsmodelle	40
4.2	Anwendung der iMSys-Infrastruktur	43
4.3	Anpassungen in Netzplanung und Netzbetrieb	51
5	Kernaussagen und Handlungs-empfehlungen	56
6	Literatur	59

1 Herausforderungen im zukünftigen Energiesystem

Daniela Wohlschlager, Simon Köppl, FfE e. V.

Die Transformation des Energiesystems wird von Trends begleitet, welche das zukünftige Energiesystem prägen. Diese werden als die „Ds“ der Energiewende bezeichnet. /AGORA-05 18/ Dazu zählt allen voran das Ziel der *Dekarbonisierung* durch den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien (EE). In Deutschland ist vor allem seit Einführung der Einspeisevergütung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahre 2000 ein Wachstum der installierten EE-Leistung zu beobachten (vgl. Abbildung 1-1).

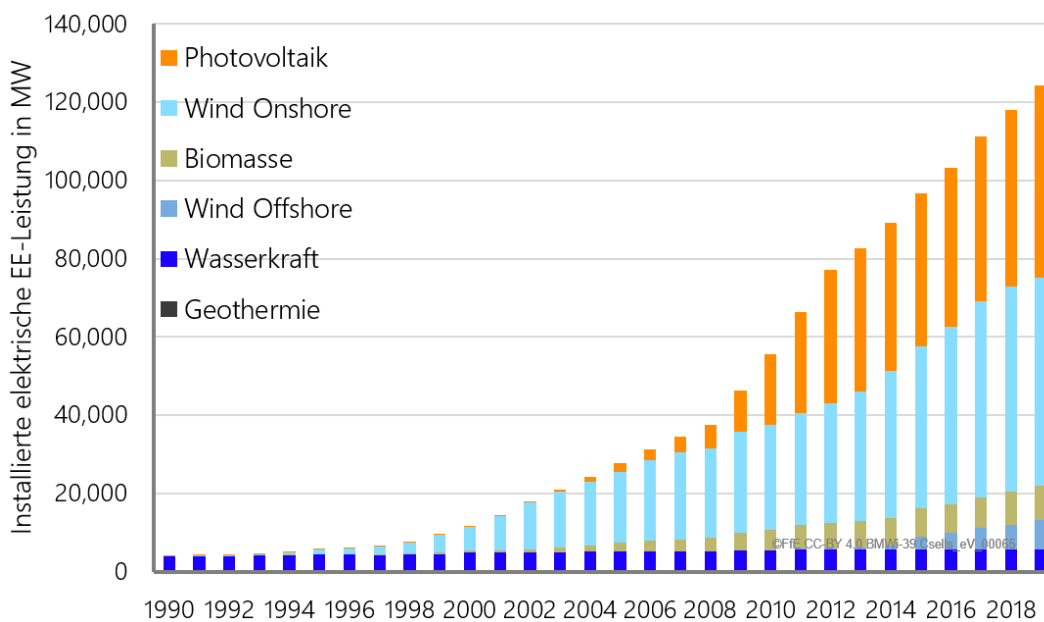


Abbildung 1-1: Entwicklung der installierten elektrischen EE-Leistung in Deutschland /UBA-03 20/

Zu den „Ds“ zählen weiterhin eine *Degression der Kosten* für EE-Technologien und Speicher sowie der damit einhergehende Trend der *Dezentralität*. Während früher große Energiemengen über das Übertragungsnetz von Großkraftwerken zu den Verbrauchern transportiert wurden, sind bereits heute zahlreiche Erzeugungsanlagen im Verteilnetz installiert. Dabei handelt es sich primär um Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen an Land (Onshore), die in den unteren Spannungsebenen angeschlossen sind. Die Verbreitung dezentraler PV-Anlagen stieg insbesondere über die letzten Jahre, wobei die Anzahl der auf Hausdächern installierten Anlagen bei rund 1,6 Mio. Stück liegt. /BSW-01 18/

Obwohl die gesamte installierte EE-Leistung von rund 124 GW mehr als doppelt so hoch ist wie die mittlere Last in Deutschland, liegt der Anteil der EE-Stromerzeugung bei 42,1 % des Bruttostromverbrauchs (2019). /UBA-03 20/, /FFE-80 19/ Dies ist auf die witterungsbedingt schwankende Erzeugung zurückzuführen, wobei die Zeiten hoher Erzeugung von jenen des Verbrauchs abweichen. Im Gegensatz zu flexibel zu- und abschaltbaren konventionellen Kraftwerken wie Gaskraftwerken kann durch EE die Nachfrage nicht ohne Speicherung oder zeitliche Verschiebung gedeckt werden. Zugleich ist die Kapazität der historisch auf die Übertragung von Strom aus konventioneller Erzeugung ausgelegten Netzinfrastruktur zu Zeiten starker EE-Einspeisung nicht ausreichend. Zur Vermeidung drohender oder zur Verringerung bestehender Netzengpässe werden im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

betriebliche Möglichkeiten für Netzbetreiber gesetzlich definiert. Diese unterscheiden sich in netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen, z. B. Redispatch, sowie Notfallmaßnahmen wie Einspeisemanagement (EinsMan). Entwicklungen der letzten Jahre, insb. seit Einführung des EEG, zeigen stark steigende Volumina und Kosten für EinsMan. Somit entwickeln sich ehemalige „Notfallmaßnahmen“ zunehmend zur Standardlösung.

Aus Systemsicht führt die Verbreitung von dezentralen EE-Anlagen durch deren volatilen Erzeugungsscharakter insbesondere auf Verteilnetzebene zu erschwerter Netzplanung und kann bei weiterem Wachstum die Kapazität und Betriebsmittel der Netze überlasten. Zudem stellt im Verteilnetz die steigende Anzahl elektrischer Verbraucher in den Sektoren Verkehr und private Haushalte, u. a. durch Elektromobilität oder auch elektrische Heizsysteme wie Wärmepumpen, perspektivisch eine Herausforderung dar. Analog zu Zeiten hoher EE-Einspeisung können auch Gleichzeitigkeiten elektrischer Verbraucher Leistungsspitzen hervorrufen und so die Betriebsmittel wie Netze oder Transformatoren überlasten. Diese Herausforderungen betreffen sowohl ländlich geprägte Verteilnetzbetreiber als auch Stadtwerke, so dass es neuer Lösungskonzepte und Geschäftsmodelle bedarf, um dem kostenintensiven Ausbau des Netzes „bis auf das letzte Kilowatt“ entgegenzuwirken.

Dies soll durch den weiteren Trend im Energiesystem, der *Digitalisierung*, ermöglicht werden. In Deutschland wurde diese für das Energiesystem mit dem „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ (GDEW /BMWI-0116/) beschlossen und soll in den kommenden Jahren umgesetzt werden. Dem GDEW nach erfolgt ein schrittweiser Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys), wodurch eine digitale Infrastruktur als zukünftige Kommunikationseinheit zwischen den Akteuren des Energiesystems zur Verfügung gestellt wird (vgl. FFE-64 18). Die Digitalisierung ist gemäß GDEW zum einen dadurch motiviert, eine erhöhte Energieeffizienz zu erreichen. In Haushalten wird durch eine ermöglichte Visualisierung von Erzeugung und Verbrauch eine Energieeinsparung durch Verhaltensänderungen und neue Geschäftsmodelle, wie bspw. variable Tarife, erwartet. Zum anderen können Digitalisierungsmaßnahmen zur verbesserten Koordination von Erzeugung und Verbrauch und somit zur Sicherung der Systemstabilität beitragen.

Im *Projekt C/sells* als Teil des Förderprogramms „Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) wird bei den Auswirkungen auf das Energiesystem angesetzt, die mit diesen Trends einhergehen. Ziel ist es, ein zelluläres Energiesystem mit hohen Anteilen EE für eine klimafreundliche, effiziente und sichere Energieversorgung in verschiedenen Demonstrationsprojekten („Zellen“) zu entwickeln und in der Praxis zu erproben. Zellen können einzelne Liegenschaften, aber auch Quartiere, Arealnetze oder ganze Regionen sein. Dieser sog. zelluläre Ansatz zur Flexibilisierung des Energiesystems mit Kopplung einer Vielzahl intelligenter Liegenschaften, Quartiere und Städte erlaubt die Erprobung unterschiedlicher technischer Lösungen und innovativer Geschäftsmodelle. Im *Teilprojekt 6 „Demonstration intelligenter Netzzellen“* (TP 6) soll die Tauglichkeit des zellulären Ansatzes für die Anforderungen des Netzes in verschiedenen Demonstratoren nachgewiesen werden. Grundlage der Demonstrationsprojekte sind verschiedene „Business Use Cases“. Diese Use Cases werden entsprechend den Vorarbeiten, die in den verschiedenen Arbeitspaketen des Projektes organisiert sind, umgesetzt.

Im *Arbeitspaket 6.3 „Solare Verteilnetzschnittpunkte in Flächennetzen“* (AP 6.3) als Teil des TP 6 werden mithilfe der Digitalisierung intelligente Lösungskonzepte und Geschäftsmodelle für Netzbetreiber und Stadtwerke zur effizienteren Behebung von Netzengpässen erarbeitet. Die Konzepte setzen dabei bei der sektorenübergreifenden Flexibilisierung von dezentralen Erzeugern, Speichern und Verbrauchern sowie dem Einsatz von zeitvariablen Tarifen an. Dabei

werden in zwei Unterarbeitspaketen (UAP 6.3.1, UAP 6.3.2) Konzepte zur möglichen Ausgestaltung des zukünftigen digitalen und dezentralen Energiesystems unter verschiedenen strukturellen Voraussetzungen erarbeitet und in der Praxis erprobt.

- Im UAP 6.3.1 „Intelligente Flexibilitätsanreize Ostbayern“ wird der Einsatz intelligenter Lösungskonzepte unter Nutzung von Flexibilität wissenschaftlich konzipiert und in verschiedenen Feldversuchen in Bayern demonstriert. Darauf aufbauend wird das optimale netzdienliche Verhalten von Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen bestimmt sowie dessen Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Maßnahmen und dessen Berücksichtigung in der Netzplanung bewertet.
- Das UAP 6.3.2 „Übergeordneter Abgleich Bayern“ aggregiert die Ergebnisse der Demonstrationsvorhaben aus den bayerischen Zellen. Die Beteiligung aller bayerischen Partner ermöglicht den Wissenstransfer zwischen verschiedenen Akteuren.

Dieser Bericht legt die Vorgehensweise und Ergebnisse der Tätigkeiten des AP 6.3 dar. Wie in Abbildung 1-2 dargestellt, gliedert sich der Bericht in die drei Themenschwerpunkte *Anreize zur Flexibilisierung* (Kapitel 2), *Analysen der Geschäftsmodelle* (Kapitel 3) sowie *technische Anforderungen* (Kapitel 4) und schließt mit *Kernaussagen und Handlungsempfehlungen* (Kapitel 5) ab.

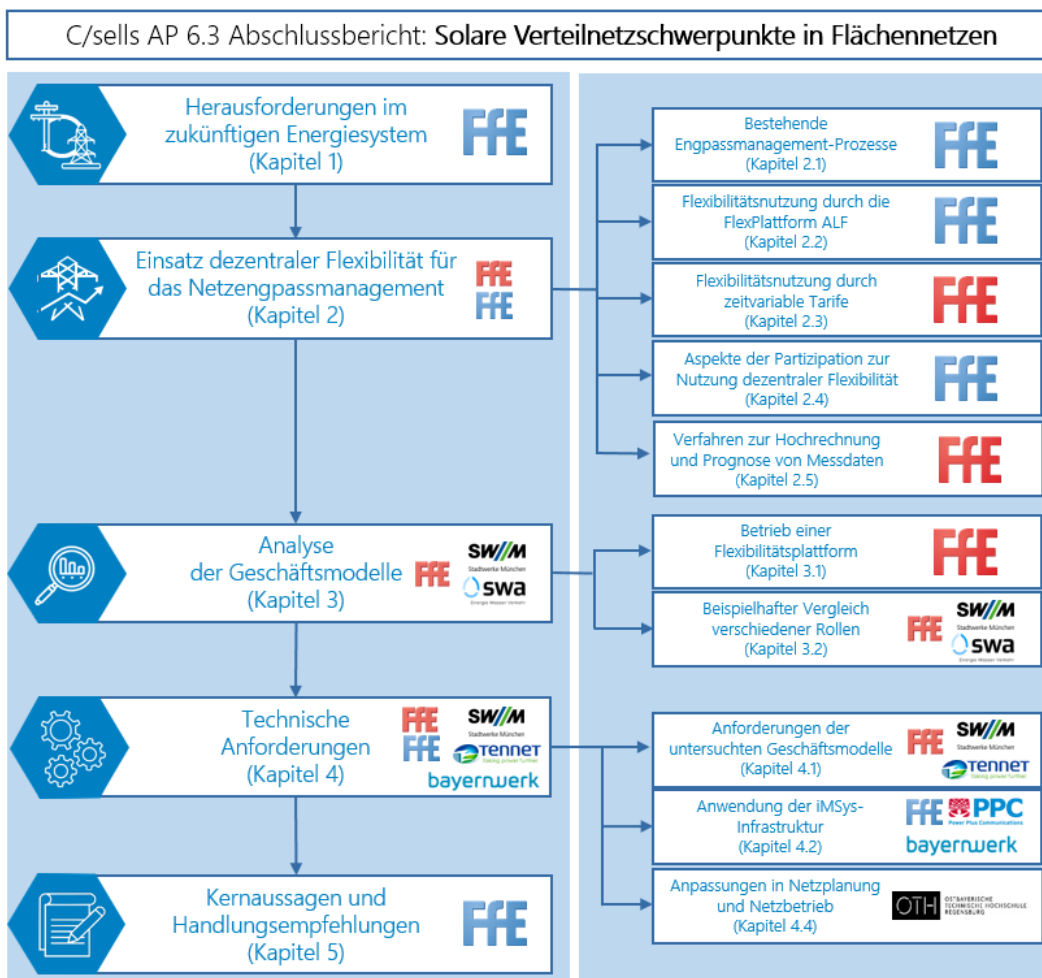


Abbildung 1-2: Struktur des Berichts und beteiligte Partner je Kapitel

In Kapitel 2 werden dabei das in C/sells entwickelte FlexPlattform-Konzept als Form von marktbasierendem Engpassmanagement und dessen Umsetzung anhand des Feldversuchs in Altdorf, dem Altdorfer Flexmarkt (ALF), erläutert. Zudem wird auf die Rolle von zeitvariablen Tarifen eingegangen und Ergebnisse zu Verfahren zur Hochrechnung und Prognosen von Messdaten sowie notwendige Anpassungen in Netzplanung und Netzbetrieb aufgezeigt. In Kapitel 3 wird zunächst der Betrieb einer FlexPlattform als Geschäftsmodell behandelt. Dabei werden Ergebnisse aus den Geschäftsmodell- und Business-Case-Workshops zum Feldversuch ALF aufgezeigt. Im zweiten Teil des Kapitels erfolgt ein Vergleich der im Rahmen von C/sells entwickelten Geschäftsmodelle einer flexiblen Steuerung elektrischer Heizsysteme der Stadtwerke München, des flexiblen Betriebs von Blockheizkraftwerken der Stadtwerke Augsburg sowie der FlexPlattform ALF der FfE und Bayernwerk. Im Kapitel 4 werden die technischen Anforderungen für die untersuchten Geschäftsmodelle ALF der FfE, „intelligente Wärme München“ (iWM) der Stadtwerke München und der im Zuge des Projektes entwickelten comax-Plattform von TenneT aufgezeigt. Zudem werden in diesem Kapitel die Grundlagen sowie die Anwendung der iMSys-Infrastruktur am Fallbeispiel ALF dargelegt, ergänzt um die Analysen vom Projektpartner OTH Regensburg zum flexiblen Einsatz von Trinkwasserpumpen und Power-to-Heat-Anlagen. Kapitel 5 fasst abschließend aus den vorangegangenen Kapiteln abgeleitete Handlungsempfehlungen zusammen.

Wie aus Abbildung 1-2 ersichtlich, werden in diesem Bericht die Ergebnisse der involvierten Projektpartner Bayernwerk, Stadtwerke Augsburg, Stadtwerke München, TenneT, PPC AG, OTH Regensburg sowie der FfE GmbH und dem Herausgeber des Berichts FfE e.V konsolidiert. Die Autoren der einzelnen Abschnitte werden im jeweiligen Kapitel angeführt.

2 Einsatz dezentraler Flexibilität für das Netzengpassmanagement

Thomas Estermann, Simon Köppl, Daniela Wohlschlager, Elisabeth Springmann FfE e.V.

Michael Hinterstocker, Kirstin Ganz, FfE GmbH

Wie in Kapitel 1 erläutert, führt die Transformation des Energiesystems zu einer zunehmenden Belastung der Stromnetze bis hin zur Erreichung bestehender Kapazitätsgrenzen. Die neuen Belastungssituationen führen einerseits – zum Schutz der Netzinfrastruktur – zur Abregelung von EE und ggf. zur vertraglich vereinbarten und vergüteten Abschaltung gewisser Verbraucher. Dies hat ein erhöhtes Netzentgelt zur Folge. Andererseits müssen Netze an die neuen Belastungssituationen angepasst, ertüchtigt und ausgebaut werden, was jedoch ebenfalls zu erhöhten Netzentgelten für Letztverbraucher führt.

Für Netzbetreiber bestehen derzeit verschiedene Engpassmanagement-Prozesse, welche gesetzlichen Vorgaben unterliegen. Diese werden im einführenden Abschnitt 2.1 dargelegt. Als mögliche weitere Lösungen für die genannten Belastungssituationen werden im Zuge des Projektes sowohl die Erschließung von Flexibilität als marktbasiertes Engpassmanagement über die entwickelte Markt- und Koordinierungsplattform ALF (Abschnitt 2.2) als auch der Einsatz zeitvariabler Tarife (Abschnitt 2.3) untersucht. Als weitere relevante Bestandteile zum Einsatz dezentraler Flexibilität für das Netzengpassmanagement werden in den abschließenden Abschnitten 2.4 und 2.5 dieses Kapitels zum einen partizipative Aspekte neuer Konzepte dargelegt und zum anderen die Vorgehensweisen zur Prognose von Messdaten.

2.1 Bestehende Engpassmanagement-Prozesse

Netzbetreiber verfügen heute mit dem sog. Engpassmanagement über betriebliche Möglichkeiten, um in kritischen Belastungssituationen in den Betrieb ihrer Netze einzugreifen. Die Prozesse zum Umgang mit Netzengpässen gliedern sich in drei Phasen, die im EnWG sowie in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) gesetzlich verankert und in Tabelle 2-1 jeweils für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) dargestellt sind.

Gemäß § 13 des EnWG (Stand 17.12.2018) sind die Betreiber von Übertragungsnetzen für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone verantwortlich. Hier werden bereits die Möglichkeiten und die Reihenfolge anzuwendender Engpassmanagementmaßnahmen für den ÜNB geregelt. Gemäß § 14 EnWG gelten diese entsprechend für VNB. Derzeit können für das planwertbasierte Netzengpassmanagement, also die marktbezogenen Maßnahmen, ausschließlich konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Leistung von 10 MW herangezogen werden. Für das Einspeisemanagement können zudem EE-, Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-), und Grubengas-Anlagen ab einer Leistung von 100 kW eingesetzt werden. Anlagen mit einer geringeren Leistung können nur involviert werden, wenn sie durch den Netzbetreiber fernsteuerbar sind. /EEG-01 17/

Tabelle 2-1: Gesetzliche Vorgaben zu Engpassmanagement-Prozessen

	ÜNB	VNB
Netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 EnWG)	Netztopologiemassnahmen	
Marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 und § 14 a EnWG, AbLaV)	Redispatch, Countertrading	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§ 14 a EnWG)
	Ab-/zuschaltbare Lasten (AbLaV)	
	Netz-/Kapazitätsreserve (national)	
	Netzreserve (international)	
Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)	Einspeisemanagement ¹	
	Kaskadierte Anlagensteuerung	

In Abbildung 2-1 ist dargestellt, welche Anlagen von den jeweiligen Prozessen betroffen sind. Künftig ändert sich diese Regelung und es können auch kleinere (EE-) Anlagen für Redispatch-Massnahmen eingesetzt werden.

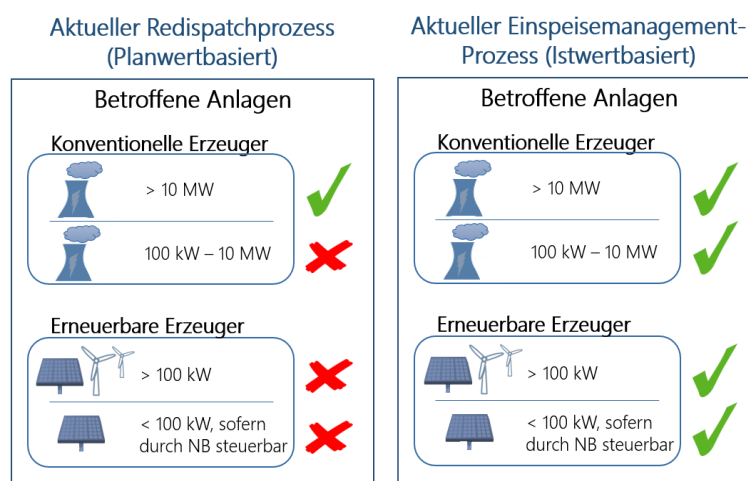


Abbildung 2-1: In die Engpassmanagement-Prozesse involvierte Anlagen nach /EEG-01 17/, Abbildung nach /RNG-01 20/

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Engpassmanagementmassnahmen, über die Netzbetreiber heute verfügen, näher erläutert.

Netzbezogene Massnahmen

Netzbezogene Massnahmen müssen nach § 13 Abs. 1 EnWG zuerst ergriffen werden, um Engpässe zu lösen /ENWG-01 18/. Dabei erfolgt eine Veränderung der Netztopologie, wobei Schaltungen im Netzgebiet erfolgen, durch die eine bessere Auslastung der Betriebsmittel erreicht wird. Dies führt zu einem veränderten Stromfluss und mögliche Engpässe können verhindert werden. /FFE-48 18/ /ECOFYS-01 18/

Marktbezogene Massnahmen

Wie in Tabelle 2-1 dargestellt, gehören Redispatch, Countertrading, AbLaV, Netz- bzw. Kapazitätsreserve für ÜNB und steuerbare Verbrauchseinrichtungen für VNB zu den

¹ Einspeisemanagement wird mit der Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG), welche zum 01.10.2021 in Kraft tritt, abgeschafft und durch die Neufassung des EnWG § 13ff durch einen erweiterten Redispatch ersetzt.

marktbezogenen Maßnahmen, um Engpässe im Netz zu beheben. Können Netzbetreiber Engpässe in ihrem Netzgebiet nicht durch netzbezogene Maßnahmen lösen, greifen sie zu diesen marktbezogenen Maßnahmen, welche sie in der Regel vergüten müssen /ECOFYS-01 18/.

Beim Redispatch passen Erzeugungsanlagen ihren Fahrplan der Netzbelastung an. Dabei muss ein Kraftwerk die Erzeugung drosseln, während ein anderes Kraftwerk die Erzeugung erhöht. Somit wird erreicht, dass die Transportleitung nicht überlastet ist und dennoch ausreichend Erzeugung sichergestellt ist. Kraftwerke und Speicher mit einer Leistung von mehr als 10 MW müssen ihre Einsatzplanung bis 14:30 Uhr des Vortages mit den Kosten eines möglichen Redispatches an die ÜNB übermitteln. Wird ein Netzengpass erwartet, ordnet der ÜNB Redispatch-Maßnahmen anhand einer Redispatch-Merit Order, welche anhand der anfallenden Kosten ermittelt wird, an. Die günstigste Anlage wird vom Netzbetreiber zur entsprechenden Regelung angewiesen. /BDEW-09 18/ /ENWG-01 18/

Beim Countertrading erfolgt, im Gegensatz zum Redispatch, ein gezieltes Kaufen und Verkaufen von Strom, um Engpässe zu vermeiden. Dies kann bis kurz vor dem Erbringungszeitpunkt erfolgen. /FFE-48 18/

Neben der Anpassung der Erzeugungsleistung kann auch die Lastseite zur Behebung von Netzengpässen herangezogen werden. Gemäß AbLaV ist vorgesehen, dass ÜNB über Ausschreibungsverfahren Abschaltleistung beschaffen. Bieter von abschaltbaren Lasten werden zum einen für die Vorhaltung mit einem Leistungspreis vergütet und im Falle eines Abrufes zusätzlich mit einem Arbeitspreis. /BMWI-44 16/

Eine weitere marktbezogene Maßnahme ist die Netzreserve. Darunter fallen Anlagen, welche als „systemrelevant“ eingestuft und daher nicht stillgelegt werden. ÜNB schließen mit deren Betreibern Verträge ab, um die Anlagen im Fall von Engpässen, Spannungshaltungsproblemen oder eines Versorgungswiederaufbaus einsetzen zu können. /ENWG-01 18/

VNB können als marktbezogene Maßnahme nach § 14a EnWG außerdem steuerbare Verbrauchseinrichtungen netzdienlich regeln. Dafür schließen die Netzbetreiber mit Letztverbrauchern sog. Netznutzungsverträge ab und erhalten damit die Möglichkeit, steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie z. B. Wärmepumpen zur Behebung von Engpässen einzusetzen. Der Verbraucher bezahlt im Gegenzug reduzierte Netzentgelte. /ENWG-01 18/

Notfallmaßnahmen

Kann ein Netzengpass weder mit netz- noch marktbezogenen Maßnahmen gelöst werden, kommt es zum Einsatz von Notfallmaßnahmen. Diese erfolgen istwertbasiert und werden ergriffen, wenn es zu Grenzwertverletzungen kommt /ECOFYS-01 18/. Nach § 14 Abs. 2 EnWG darf der Netzbetreiber dann in sämtliche Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen eingreifen /ENWG-01 18/. Im Rahmen des Einspeisemanagements nach §14 des EEG erfolgt eine Abregelung von EE- und KWK-Anlagen erst, nachdem die Einspeiseänderungen konventioneller Kraftwerke den Engpass nicht lösen. /BNETZA-05 18/ /EEG-01 17/

Wie aus diesen Abschnitten hervorgeht, existiert für VNB nach den heutigen Regularien ausschließlich die Regelung der Anlagen nach § 14 a des EnWG als marktbezogene Maßnahme für das Engpassmanagement. Der im AP 6.3 konzipierte und erprobte marktbasierende Lösungsansatz ALF ist ein Mittel, diese Lücke an fehlenden marktbezogenen Maßnahmen v. a. für VNB zu schließen. Im nachfolgenden Abschnitt wird der grundsätzliche

Aufbau von ALF als Plattform erläutert sowie die beteiligten Akteure und der Ablauf der Prozesse beschrieben.

2.2 Flexibilitätsnutzung durch die FlexPlattform ALF

ALF stellt als Markt- und Koordinierungsplattform für dezentrale Flexibilität einen Ansatz zur Nutzung der im Verteilnetz vorhandenen Flexibilität für das Engpassmanagement dar. In Abschnitt 2.2.1 werden die Zielsetzung und Inhalte von ALF dargelegt. In den nachfolgenden Abschnitten folgt zunächst die Beschreibung der Rahmenbedingung der Plattform sowie Aufbau und Funktionen von ALF, bevor in den nachfolgenden Kapiteln 3 und 4 auf die Analyse des Geschäftsmodells sowie der technischen Anwendung eingegangen wird.

2.2.1 Zielsetzung und inhaltliche Schwerpunkte des Feldversuchs ALF

Im Rahmen des Feldversuchs ALF im Netzgebiet der Bayernwerk Netz GmbH in Altdorf bei Landshut wird ein Konzept zur Nutzung der im Verteilnetz vorhandenen Flexibilität gemeinsam mit Probanden getestet und wissenschaftlich begleitet. Abbildung 2-2 zeigt die Bestandteile des Feldversuchs ALF im UAP 6.3.1 sowie die beteiligten Partner. Die Tätigkeiten zu ALF im UAP betreffen dabei nicht nur die Umsetzung von ALF als Demonstrationszelle, sondern stellen durch die Einbindung von Bürger*innen auch Tätigkeiten einer sog. Partizipationszelle dar. Die Zelle wird im Gesamtprojekt unter der Bezeichnung „Altdorf und Umgebung“ geführt.

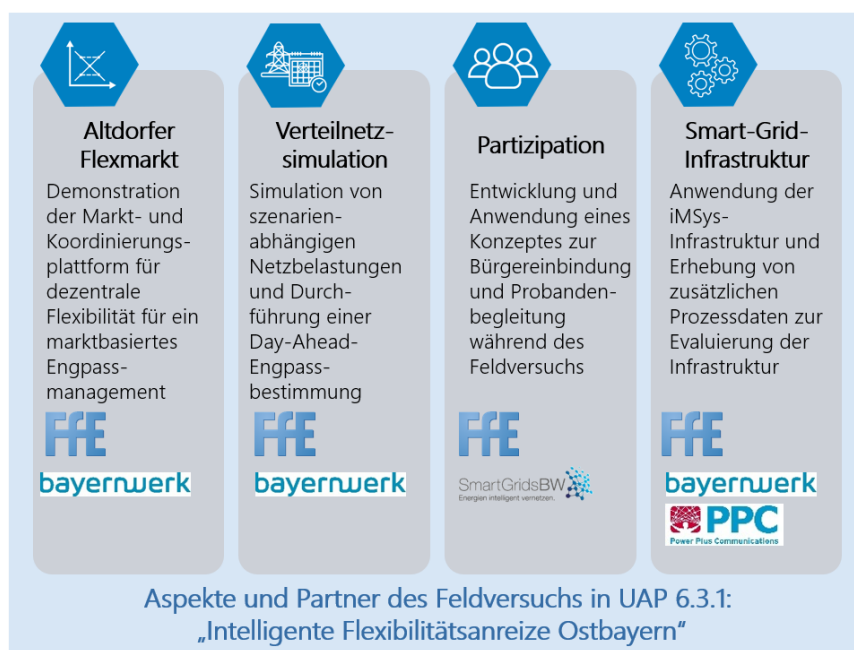


Abbildung 2-2: Bestandteile und Projektpartner im UAP 6.3.1 „Intelligente Flexibilitätsanreize Ostbayern“

Die inhaltlichen Schwerpunkte liegen auf den in Abbildung 2-2 dargestellten vier Aspekten:

Altdorfer Flexmarkt

Einen wesentlichen Bestandteil der Projektarbeit stellt die methodische und konzeptionelle Beschreibung einer Markt- und Koordinierungsplattform für dezentrale Flexibilität im Engpassmanagement dar (vgl. Abschnitt 2.2.3). Die Umsetzung dieser Plattform erfolgt durch die Implementierung von ALF mit dem Ziel, die einhergehenden Prozesse zu untersuchen und

das Funktionsprinzip zur Erschließung und zum Abruf von kleinteiliger Flexibilität im Rahmen eines künftigen Engpassmanagements zu demonstrieren.

Verteilnetzsimulation

Mithilfe entwickelter Szenarien wird die künftige Netzbelastung in der Projektregion bestimmt. Basierend auf Inputdaten von Bayernwerk (bspw. Netzdaten, aggregierte Jahresenergieverbräuche) erfolgt eine netztechnische Untersuchung der Projektregion. Ziel ist es, das Netz auf Engpässe (Flex-Bedarf) zu untersuchen und mit dem vorhandenen Lösungspotenzial (Flex-Angebot) zu verschneiden. Zudem erfolgt die Umsetzung einer simulierten Mini-Leitwarte, welche in einem Day-Ahead-Prozess unter Einbindung von Prognosedaten täglich eine Netzsicherheitsrechnung durchführt und an ALF kommuniziert.

Partizipation

Gemeinsam mit dem C/sells-Projektpartner SmartGridsBW werden Partizipationstätigkeiten aus dem Gesamtprojekt in Altdorf angewendet. Dies umfasst neben der Probandengewinnung auch sozialwissenschaftliche Aspekte wie Akzeptanzforschung (siehe Abschnitt 2.4.1). Ziel der Partizipationstätigkeiten ist es, Probanden für den Feldversuch zu gewinnen, diese während der Testphase zu begleiten und die angewendeten Methoden und Konzepte hinsichtlich Wirkung und Praxistauglichkeit zu evaluieren.

Smart-Grid-Infrastruktur

Die technische Kopplung von ALF mit den Flexibilitäts-Optionen (kurz: Flex-Optionen) der Probanden erfolgt unter Anwendung der iMSys-Infrastruktur (vgl. Kapitel 4.2). Für die Übermittlung von Schaltsignalen als auch für die Erhebung von Messdaten kommen die vorgesehenen Rollen (bspw. Gateway Administrator (GWA)), Komponenten (bspw. Smart-Meter-Gateway (SMGW)) sowie Funktionen (bspw. Tarifierungsfälle) zum Einsatz. Neben ALF sollen perspektiv auch weitere Use Cases über die iMSys-Infrastruktur umgesetzt werden. Um eine Aussage bzgl. der „Smart-Grid-Tauglichkeit“ der iMSys-Infrastruktur zu generieren, werden mit dem C/sells-Projektpartner PPC Datenvolumenmessungen sowie eine Analyse der auftretenden Latenzzeiten durchgeführt.

2.2.2 Mehrwert des Altdorfer Flexmarktes gegenüber bestehenden Engpassmanagementmaßnahmen

Über ALF erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, bei drohenden Netzengpässen dezentrale Flexibilität abzurufen. In solar geprägten Regionen wie dem Verteilnetz um das Umspannwerk in Altdorf kann das Potenzial von Flex-Optionen wie Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen genutzt werden, um eine Abregelung von EE zu vermeiden.

Das Konzept ist dabei aber explizit nicht als Alternative zum Netzausbau zu verstehen. Stattdessen soll es als zusätzliches Werkzeug für das Netzengpassmanagement dienen:

- Flexibilität, welche durch aktuelle Mechanismen dem Netzengpassmanagement noch nicht zur Verfügung steht (insb. sog. „Kleinst-Flexibilität“: lastseitig sowie kleinere Erzeugungsanlagen), kann über ALF technologieoffen in die bestehenden Prozesse eingebunden werden. Über eine Kopplung von ALF und der FlexPlattform comax² kann diese Flexibilität auch für ÜNB zur Verfügung gestellt werden.

² Die FlexPlattform „comax“ wurde vom ÜNB TenneT im Rahmen von C/sells entwickelt und fokussiert sich auf die Koordination der Netzbetreiber zum Abruf vorhandener Flex-Potenzialen (vgl. /FFE-64 20/)

- Die Planungsprozesse auf ALF beinhalten einen gezielten Einsatz von Flexibilität unter Berücksichtigung der jeweiligen Sensitivität auf den Engpass.
- Die Abregelung von EE kann potenziell verringert werden, was den Einspeisevorrang selbiger sichert.
- Verschiedene Flexibilitätsprodukte sind auf ALF implementiert. Dies ermöglicht eine Anpassung des Produktdesigns an wechselnde Anforderungen der Akteure.

2.2.3 Aufbau und Rollen der FlexPlattform ALF

Der folgende Abschnitt ist größtenteils den Veröffentlichungen /FFE-48 18/, /FFE-08 20/ und /FFE-36 19/ entnommen, welche im Rahmen des Projekts entstanden sind.

ALF stellt als Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität einen neuen Mechanismus für das Netzengpassmanagement dar (vgl. Abbildung 2-3), um die Lücke fehlender marktbezogener Maßnahmen zu schließen (vgl. Abschnitt 2.1). Dabei werden Anlagen, die in der Lage sind, ihre Leistung auf Basis eines externen Signals aktiv zu verändern, sog. Flex-Optionen, genutzt. Auf diese Weise soll in der gelben Netzampelphase Einfluss auf die Netzbelastung ausgeübt werden.

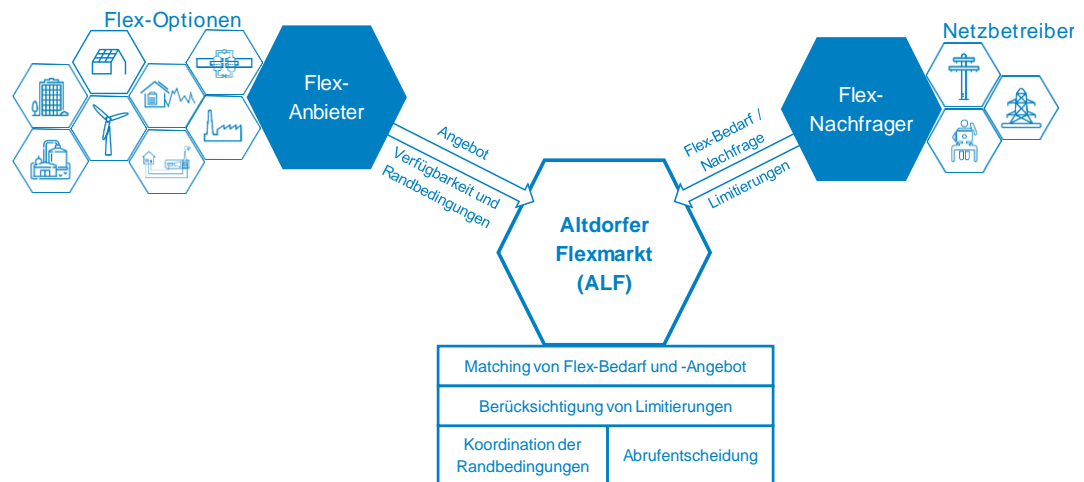


Abbildung 2-3: Grundsätzlicher Aufbau des Altdorfer Flexmarkts und Zusammenspiel von Flex-Anbieter und Flex-Nachfrager

Besitzer, Betreiber und Vermarkter von Flex-Optionen können als Flexibilitäts-Anbieter (kurz: Flex-Anbieter) auf der zur Verfügung gestellten Plattform ihre Flexibilität als Flex-Angebote anbieten. Die Anreize zur Teilnahme an der Plattform für Flex-Anbieter umfassen Zusatzerlöse, alternative Vermarktungsmöglichkeiten und die Möglichkeit, bei relativ geringem Aufwand aktiv zur Energiewende beizutragen. Die Teilnahme vereinfacht so die Partizipationsmöglichkeiten auch für kleine Akteure.

Der Netzbetreiber als Flexibilitäts-Nachfrager (kurz: Flex-Nachfrager) wiederum stellt auf der Plattform ein Gesuch ein, um eine Lösung für seinen Netzengpass zu finden. ALF dient dabei als Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Flexibilität im Netzgebiet und übernimmt folglich das Matching von Flex-Bedarf und Flex-Angebot sowie die darauffolgende Abrufentscheidung. Dabei werden definierte Randbedingungen (u. a. max. Abrufdauer, Anzahl der Abrufe pro Tag) für den Abruf der Flexibilität und auf der Plattform durch den Netzbetreiber hinterlegte Limitierungen berücksichtigt, die vermeiden sollen, dass Flexibilitätsabrufe zur Lösung eines Netzengpasses einen anderen Engpass verursachen

(vgl. Abbildung 2-3). Dies gewährleistet einen kostenoptimalen, sicheren und zuverlässigen Flexibilitäts-Einsatz.

Abbildung 2-4 stellt ein sog. „e³-Value Modell“ nach /VUA-01 02/, /GOR-01 01/ bzw. /GOR-03 03/ dar. Die Darstellungsform dient dazu, einen Überblick über die Aktivitäten und Prozesse zu erhalten, welche über die Flex-Plattform koordiniert werden. Im e³-Value Modell werden die beteiligten Akteure sowie deren Interaktionen visualisiert. Wie bereits erwähnt, agieren auf der Flex-Plattform prinzipiell zwei verschiedene Gruppen von Akteuren:

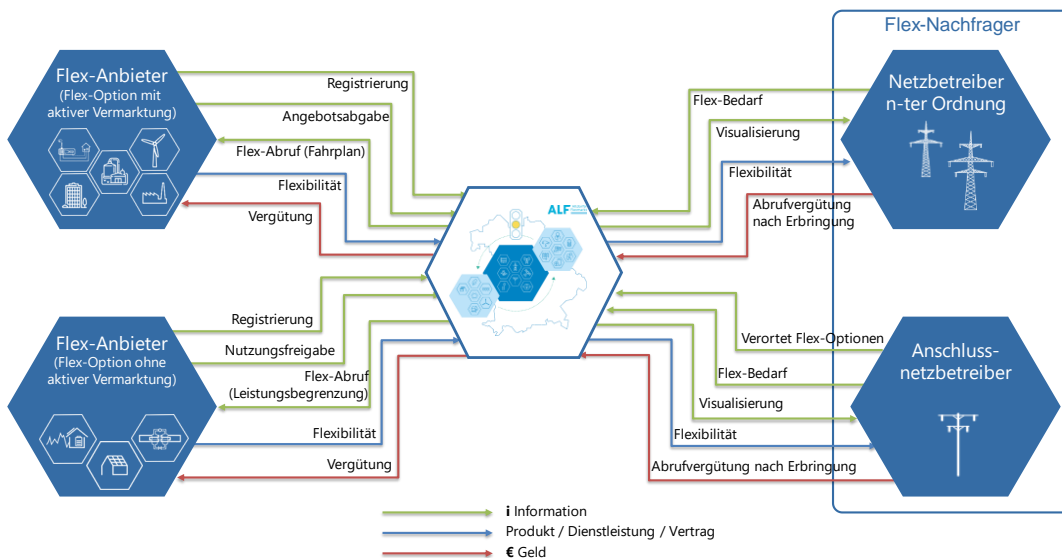


Abbildung 2-4: e³-Value Modell des Altdorfer Flexmarkts

Netzbetreiber können als Flex-Nachfrager (Abbildung 2-4, rechts) ihren Flexibilitätsbedarf zur Lösung eines Netzengpasses einstellen. Sie können in Anschlussnetzbetreiber (ANB) und (überlagerte) Netzbetreiber n-ter Ordnung unterteilt werden.

Flex-Anbieter (Abbildung 2-4, links) bieten über die Flex-Plattform ihre Flexibilität an. Unterschieden wird dabei in Flex-Anbieter von Anlagen mit und ohne aktiver Vermarktung. Diese Unterscheidung bezieht sich in erster Linie auf die bisherigen Vermarktungsmöglichkeiten der Anlagen. Flex-Anbieter stellen Flex-Angebote auf der Plattform ein (aktive Vermarktung) bzw. geben ihre Flex-Option zur Nutzung frei, wenn sie selbst ihre Anlage nicht aktiv vermarkten. In letzterem Fall müssen keine regelmäßigen (z. B. täglichen) Vermarktungsentscheidungen durch aktualisierte Gebotseinstellungen getroffen werden; der Flexibilitätsabruf wird entsprechend vergütet. Als Flex-Anbieter können alle Besitzer bzw. Betreiber von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen auftreten, die ihre Einspeise- oder Entnahmeleistung bei Bedarf gezielt anpassen können.

Die erläuterten Aufgaben und Rollen dieser Akteure gliedern sich bei Interaktion mit der Plattform in den Ablauf und die Funktionalitäten der Plattform ein. Die Funktionen und Prozesse stellen das Grundgerüst der in C/sells entwickelten Umsetzungen zum Flex-Plattform Konzept dar. Im Nachfolgenden werden die verschiedenen Anforderungen und Abläufe für Angebots- und Nachfrageseite sowie Plattformbetreiber beschrieben.

Angebotsseite

Die unterschiedlichen Möglichkeiten der Vermarktung (vgl. Abbildung 2-4) resultieren in die Anforderungen an die Plattform und schließlich auch in die Produktausgestaltung. Folgende Vermarktungsmöglichkeiten werden unterschieden:

- Unter Flex-Optionen mit aktiver Vermarktung werden Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verstanden, die ein sog. Fahrplanprodukt anbieten können. Diese Flex-Optionen verfügen über bereits im Vorfeld geplante Arbeitspunkte, die sog. Baseline. Sie werden beispielsweise für den Stromhandel, direkte Lieferverträge oder das Bilanzkreismanagement benötigt. Dabei handelt es sich sowohl um Anlagen, über deren Einsatz ein Einsatzverantwortlicher entscheidet, als auch um direkt oder über einen Aggregator vermarktete Anlagen. Da es sich hierbei i. d. R. um Experten handelt, können diese auch beurteilen, innerhalb welcher technischen oder wirtschaftlichen Randbedingungen die Anlage für eine bestimmte Zeit ihre Leistung steigern oder reduzieren kann. Die Flex-Anbieter solcher Anlagen sind in der Lage, ihre verfügbare Flexibilität und einen zugehörigen Angebotspreis (automatisiert) zu bestimmen. Ihnen ist es möglich, ein Flex-Angebot in Form eines Fahrplans auf die Plattform hochzuladen.
- Unter Flex-Optionen ohne aktive Vermarktung werden hauptsächlich kleine Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verstanden, welche insbesondere in der Niederspannung betrieben werden. Diese Anlagen sind nicht in der Lage, eigene Prognosen oder individuelle Fahrpläne zu liefern und haben somit spezifische Anforderungen für einen möglichst einfachen Marktzugang. Ihre Flexibilität, die dem Netzbetreiber im Falle von „steuerbaren Verbrauchseinheiten in der Niederspannung“ bisher üblicherweise über den Mechanismus von § 14a EnWG zur Verfügung stand³, soll zukünftig auch für die Nutzung im Rahmen eines marktbasierten Ansatzes erschlossen werden. Im Gegensatz zu Anlagen, die (z. B. durch einen Aggregator) aktiv vermarktet werden, liegen für einzelne Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen oder Elektrofahrzeuge nach heutigem Stand beispielsweise keine Prognosen der verfügbaren Flexibilität vor. Aufgrund der rein bedarfsgetriebenen und stochastischen Nutzung dieser Anlagen ist eine Einzelprognose ohne spezifische weitere Nutzungsdaten nicht möglich.

Nachfrageseite

Netzbetreibern wird in ihrer Rolle als Nachfrager durch eine Flex-Plattform eine zusätzliche marktbezogene Maßnahme zur präventiven Lösung von Netzengpässen im Kontext von Betriebsplanungsprozessen geboten. Dies reduziert folglich auch die Kosten für Notfallmaßnahmen, da diese durch die Nutzung vorhandener Flexibilität über die Plattform weniger häufig zum Einsatz kommen. Der Einsatz von Flexibilität kann zudem verhindern, dass Netze „bis auf das letzte Kilowatt“ ausgebaut werden müssen. Leistungsspitzen können über die Nutzung von Flexibilität abgefangen werden. Dies reduziert die Kosten für Notfallmaßnahmen, was sich auch positiv auf die Netzentgelte der Letztverbraucher auswirkt. Ein weiterer wesentlicher Mehrwert der Flex-Plattform für den Netzbetreiber ist die bessere Kenntnis seines Netzgebiets durch zusätzliche Informationen und Visualisierung.

³ § 14a EnWG verpflichtet VNB, Letztverbrauchern in der Niederspannung (mit separatem Zählpunkt) ein reduziertes Netzentgelt anzubieten, sobald diese im Gegenzug netzdienlich steuerbar sind. Insgesamt erhalten auf diese Weise mehr als 1,4 Millionen steuerbare Verbrauchseinrichtungen (insb. elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen) ein reduziertes Netzentgelt. Bei Annahme typischer Jahresverbräuche und einer durchschnittlichen Netzentgeltreduktion für steuerbare Anlagen von 3,53 ct/kWh lassen sich so aktuell jährlich entgangene Netzentgelterlöse von etwa 550 Millionen € approximieren, welche auf die Netzentgelte der übrigen Netzkunden umgelegt werden. /BNETZA 26 19/

Plattformbetreiber

Von welchem Akteur bzw. welcher energiewirtschaftlichen Rolle die Flex-Plattform in Zukunft betrieben wird, ist noch nicht abschließend geklärt. Wenn eine Plattform jedoch im Energiesystem etabliert ist, beinhalten die Wertversprechen für einen Plattformbetreiber potenziell u. a. ein tragfähiges Geschäftsmodell (ggf. als White Label Lösung), Provisionen für die erfolgreiche Abwicklung, Vertriebskanäle und Kundenkontakt (B2B) durch unterschiedliche Teilnehmer auf der Plattform. Auf Basis der Daten können weiter datenbasierte Geschäftsmodelle (Auswertungen, Analysen) entwickelt und Mehrwertdienstleistungen (z. B. Beratungsdienstleistungen) für die Plattformnutzer angeboten werden.

Für eine Flexibilisierung über das soeben beschriebene FlexPlattform-Konzept eignen sich Anlagentypen wie bspw. PV-Anlagen, elektrische Heizsysteme oder auch Elektrofahrzeuge. Darüber hinaus sind in privaten Haushalten jedoch auch weitere Geräte vorhanden, welche ein gewisses Flexibilitätspotenzial aufweisen, aber nicht sinnvoll über eine derartige Plattform eingebunden werden können. Dennoch können diese einen gewissen Beitrag zur systemdienlichen Flexibilisierung der Verbrauchsseite und damit zur vermehrten Integration erneuerbarer Erzeugung leisten, wenn entsprechende Anreizsysteme geschaffen werden, wie im folgenden Abschnitt 2.3 dargelegt.

2.3 Flexibilitätsnutzung durch zeitvariable Tarife

Aus den Analysen im Rahmen des UAP 6.3.1 resultiert eine Methodik zur Nutzung von Flexibilitäten, welche nicht über die konzipierte FlexPlattform erschlossen werden können. Die entwickelte Methodik erlaubt die Bestimmung eines geeigneten variablen Preismechanismus, der hinreichende monetäre Anreize für eine Verhaltensanpassung der Endkund*innen bietet. Gleichzeitig stellt dieser Mechanismus eine näherungsweise Kostenneutralität aus System Sicht sicher. In den folgenden Abschnitten werden die Schritte zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials betrachteter Haushaltsgeräte, geeigneter Tarifstrukturen sowie optimaler Tarifparameter dargelegt.

2.3.1 Flexibilitätspotenzial von Haushaltsgeräten

Um das Flexibilitätspotenzial und damit den potenziellen Beitrag von Haushaltsgeräten zur Verbrauchsflexibilisierung zu bestimmen, sind mehrere Schritte notwendig:

- Identifikation geeigneter Gerätetypen
- Ermittlung der Akzeptanz einer Flexibilisierung
- Modellierung der Verschiebung

Im ersten Schritt wurden die verfügbaren Geräte in privaten Haushalten anhand einer Vielzahl vorangehender Studien, gemessener Lastprofile, einer dafür durchgeführten Umfrage sowie eigener Berechnungen analysiert und bewertet. Daraus ist abzuleiten, dass grundsätzlich zwei Gruppen potenziell relevanter Haushaltsgeräte für eine weitere Betrachtung in Frage kommen. Die erste Gruppe umfasst Kühl- und Gefriergeräte, die aufgrund der Temperaturvariabilität ein gewisses Flexibilitätspotenzial aufweisen, welches auch automatisiert eingesetzt werden kann. Aufgrund des bei modernen Geräten niedrigen Leistungsbezugs und des damit vernachlässigbaren Nutzens im Sinne des Projekts werden diese jedoch nicht weiter betrachtet. In der zweiten Gruppe werden Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschinen zusammengefasst. Diese zeichnen sich durch

vergleichsweise hohe Leistungsaufnahme und durch in gewissem Maß verschiebbare Betriebszeiten aus, werden also als relevant für die weiteren Analysen bewertet. /FFE-05 18/

Die bereits genannte Umfrage zur Ermittlung geeigneter Gerätetypen liefert auch Daten zur Akzeptanz einer Flexibilisierung dieser Geräte. Es lässt sich also einerseits ableiten, welcher Anteil der Kund*innen in privaten Haushalten generell bereit ist, eines der genannten Geräte (sofern vorhanden) an externe Signale angepasst flexibel zu betreiben, andererseits auch, welche Preisanreize, also welche monetären Einsparungen auf Kundenseite, dafür nötig sind. Dabei ergibt sich ein weites Spektrum, welches in den folgenden Simulationen für die realitätsnahe Abbildung des Kundenverhaltens eingesetzt wird. /FFE-56 18/

Zur Modellierung der Verschiebung werden gemessene Lastgänge von etwa 500 Haushalten in einer Auflösung von einer Minute herangezogen. Diese hohe Auflösung ermöglicht es, mittels Methoden der Mustererkennung die Betriebszeiten und konkreten Lastverläufe der betrachteten Gerätetypen im Jahresverlauf zu identifizieren und zu extrahieren (vgl. beispielhaft Abbildung 2-5) /FFE-130 17/. Für jeden dieser untersuchten Haushalte ist damit also das Flexibilitätspotenzial modellierbar, indem die Lastprofile der Geräte entsprechend angenommener Preissignale im Gesamtlastgang verschoben werden und so beispielsweise eine Lasterhöhung zu Zeiten mit hoher erneuerbarer Erzeugung simuliert wird /FFE-126 17/. Dabei wird generell nur eine Lastverschiebung betrachtet, kein zusätzlicher oder vermiedener Verbrauch, der Energieverbrauch insgesamt bleibt also konstant.

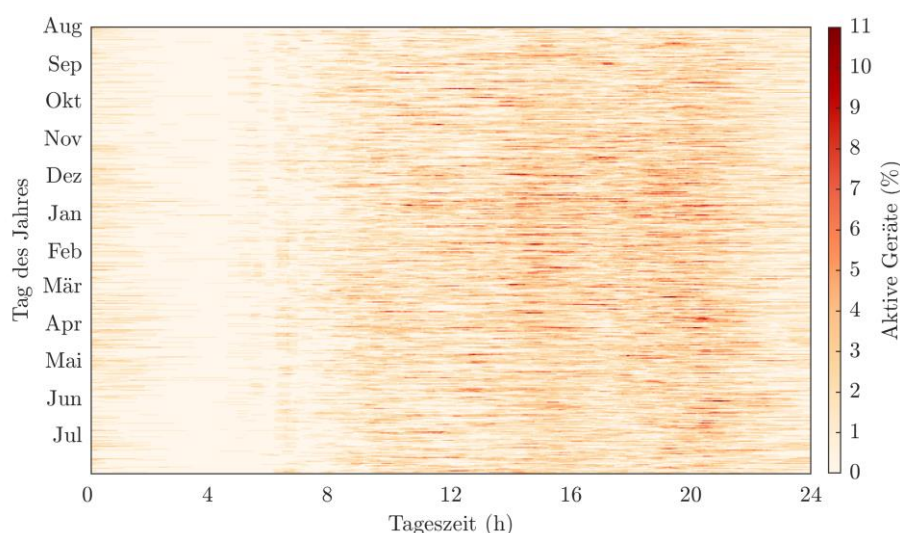


Abbildung 2-5: Betriebszeiten der ermittelten Spülmaschinen im untersuchten Datensatz

2.3.2 Geeignete Tarifstrukturen

Die entwickelten Tarifstrukturen haben zum Ziel, einen ausreichenden Anreiz zur Lasterhöhung in Zeiten mit abgeregelter erneuerbarer Erzeugung zu bieten. Dies trägt dazu bei, einen höheren Anteil der potenziell verfügbaren erneuerbaren Energie zu nutzen und damit die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung insgesamt zu reduzieren. Um diese Erhöhung zu erreichen, ist also eine Verschiebung der Betriebszeiten der betrachteten Geräte von Zeitintervallen ohne Abregelung zu Zeitintervallen mit Abregelung notwendig /FFE-28 19/.

Historische Daten über Einspeisemanagementmaßnahmen in Deutschland liegen, ebenso wie die genutzten Verbrauchsdaten, in einer zeitlichen Auflösung von einer Minute vor. Die

zusätzlich vorhandene lokale Verortung ermöglicht es, den zeitlichen Verlauf der Maßnahmen und damit des Flexibilisierungsbedarfs regional zu analysieren. Die dafür verwendeten Regionen werden aus den Netzknoten des Höchstspannungsnetzes abgeleitet und damit jeweils Verbrauch und vorliegende Maßnahmen dem geografisch nächstgelegenen Knoten zugeordnet. Diesem Ansatz liegt zu Grunde, dass ein sehr hoher Anteil der historischen Einspeisemanagementmaßnahmen durch Engpässe im Höchstspannungsnetz verursacht wurden und somit ein Ausgleich innerhalb dieser Regionen als gegeben angesehen wird. Im Falle sehr naher Knoten werden diese zusammengefasst, da hier eine enge Vernetzung auf niedrigeren Netzebenen vorausgesetzt wird. Dies ist also keine realistische Abbildung des Stromnetzes und der Auswirkungen der modellierten Veränderungen, sondern eine Vereinfachung, die allerdings als hinreichend genau für die betrachteten Ziele betrachtet wird /FFE-59 19/.

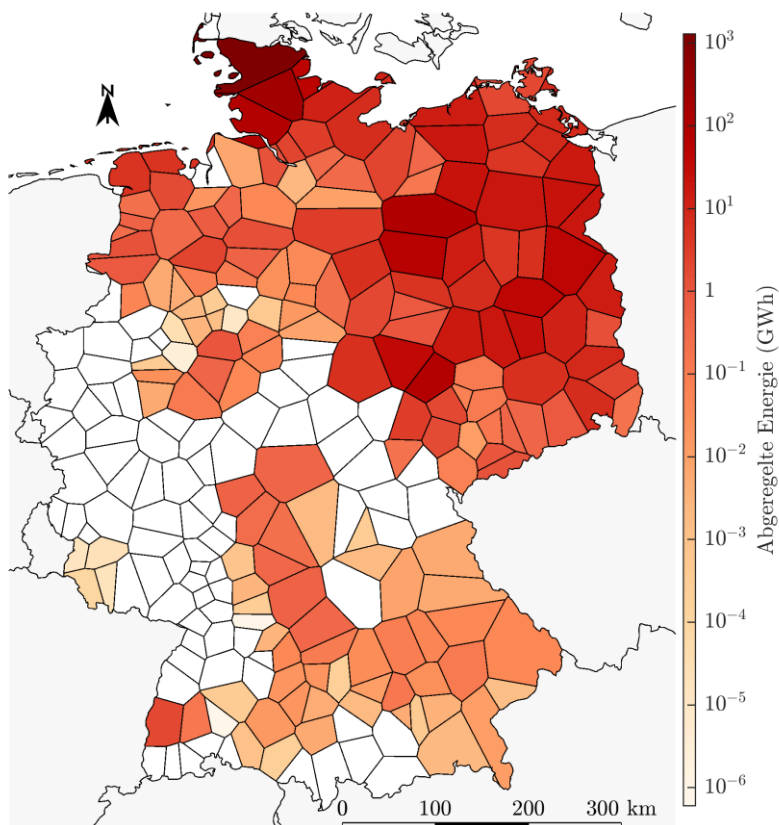


Abbildung 2-6: Regionale Darstellung der abgeregelten Energie

Die Analysen der Daten zeigen, dass starke regionale Unterschiede hinsichtlich des historischen und damit wahrscheinlich auch des zukünftigen Einspeisemanagementbedarfs bestehen. Darüber hinaus ist zu sehen, dass dieser Bedarf nur in geringem Umfang (in PV-geprägten Regionen) tageszeitabhängig ist. Außerdem sind die durchgeführten Maßnahmen von sehr unterschiedlicher Dauer, von wenigen Minuten bis hin zu mehreren Stunden. Daraus lässt sich für die geeignete Tarifstruktur folgendes ableiten:

- Um die angestrebte Flexibilisierung des Verbrauchs zu erreichen, sind wechselnde Intervalle mit hohem (HT) und niedrigem (NT) Arbeitspreis notwendig, um eine Verschiebung der Betriebszeiten zu Zeiten mit aktivem Einspeisemanagement in der betreffenden Region zu erreichen. Grundpreise oder eventuelle Leistungspreise werden nicht betrachtet, da diese für die betrachtete Zielsetzung keinen Beitrag leisten. /FFE-125 17/

- Klassische Time-of-Use-Tarife sind für den betrachteten Anwendungsfall nicht geeignet. Die Zuweisung der Zeitfenster für HT und NT muss täglich auf Basis aktueller Prognosen erfolgen.
- Eine bundesweite Definition dieser Zeitfenster ist nicht zielführend. Hier ist eine regionale Differenzierung notwendig, um auf die jeweiligen Anforderungen der Erzeugungsstruktur vor Ort reagieren zu können.
- Eine hohe zeitliche Auflösung der HT/NT-Tarifstruktur ermöglicht eine bessere Abbildung der Anforderungen, führt jedoch gemäß der Umfrageergebnisse zu einer geringeren Teilnahmebereitschaft und Akzeptanz.

2.3.3 Bestimmung der optimalen Tarifparameter

Die beschriebenen Voranalysen ermöglichen die Implementierung eines Simulationsmodells, welches die Reaktion von Haushaltskunden auf beliebig parametrisierte Tarife in der beschriebenen Struktur regional berechnet und die damit erreichte Reduktion der abzuregelnden Energie bestimmt. Um eine möglichst repräsentative Abbildung des Ausstattungsgrads deutscher Haushalte zu erreichen, wird hierfür aus der gesamten Datenbasis der Haushaltslastgänge eine Teilmenge ausgewählt, welche diesem Ausstattungsgrad nahekommt. Ein Tarif ist dabei durch die Höhe des HT-Arbeitspreises, die Höhe des NT-Arbeitspreises und die zeitliche Auflösung definiert. Diese Arbeitspreise werden hier jeweils aus Endkund*innensicht betrachtet, schließen also jegliche Umlagen, Entgelte und Abgaben ein. Im Modell wird ein so definierter Preisunterschied des Tarifes auf das gesamte Land angewendet, die jeweiligen HT/NT-Zeiten jedoch wie zuvor beschrieben regional ermittelt.

Zur Bestimmung der optimalen Parameter wird ein genetisches Optimierungsverfahren angewendet. Dieses erweist sich in vorangehenden Tests mit kleineren Optimierungsproblemen ähnlicher Struktur als hinreichend genau bei deutlich niedrigeren Rechenzeiten im Vergleich zu alternativen Verfahren /FFE-128 17/. Als Optimierungsziel wird dabei die Reduktion abgeregelter Energie herangezogen, unter der Nebenbedingung, dass die Gesamteinnahmen aus Systemsicht näherungsweise konstant bleiben. Die Einsparungen durch die Reduktion ergeben sich dabei aus dem Börsenstrompreis zur ursprünglichen Betriebszeit des betreffenden Geräts, da diese im Ausgangszustand angefallen sind und durch eine Verschiebung hin zu einem Überangebot erneuerbarer Energie mit Grenzkosten 0 nicht mehr anfallen. Relevante Effekte auf den Preis sind dadurch jedoch nicht zu erwarten /FFE-29 19/. Aufgrund der zufälligen Einflüsse in der Simulation des Kundenverhaltens werden einzelne Rechenschritte in der Optimierung nach einem Monte-Carlo-Ansatz wiederholt ausgeführt.

Dieses Modell zeigt, dass abhängig von den konkreten Annahmen eine Reduktion der Abregelung zwischen 0,2 % und 3,6 % erreicht werden kann. Obwohl dies ein vergleichsweise geringer Beitrag im Gesamtsystem ist, kann eine Umsetzung trotzdem sinnvoll sein, da der Aufwand vergleichsweise gering ist (keine technische Anbindung notwendig) und die Teilnahme auf Verbrauchsseite einfach und freiwillig ist. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die ermittelten Preisunterschiede für alle Kunden zutreffen, da ansonsten die Kostenneutralität nicht gewährleistet werden kann.

Um dies zu untersuchen, wird ein agentenbasiertes Modell der Diffusion neuartiger Stromtarife herangezogen /FFE-37 18/. Dies ermöglicht die Simulation der Ausbreitungsmechanismen von Stromtarifen basierend auf verschiedenen Parametern,

welche sich zum Teil aus der beschriebenen Umfrage ergeben /FFE-56 18/ und teilweise mittels Kalibrierungsrechnungen bestimmt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass ein derartiger Tarif von den Kund*innen kaum oder nicht angenommen würde, wenn diese die Wahl hätten und alternativ auch ihren bisherigen Tarif mit konstantem Arbeitspreis behalten könnten. Verschiedene Sensitivitätsanalysen aufgrund der Unsicherheiten der Eingangsparameter bestätigen diese Erkenntnis. Um den beschriebenen Effekt zu erzielen, ist es also essentiell, die Preisvariabilität regulatorisch zu unterstützen, also beispielsweise in Netznutzungsentgelten oder der EEG-Umlage /FFE-133 17/. Bei geeigneter Implementierung kann ein derartiger Tarif also einen kleinen, aber nicht zu vernachlässigenden Beitrag zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien im Energiesystem leisten.

Allgemein erfordert die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten als auch weiterer betrachteter Flex-Optionen der im UAP 6.3.1 und 6.3.2 entwickelten Lösungsansätze die Einbindung von Verbrauchern und Erzeugern der jeweiligen Flex-Anbieter wie Haushalten, Kommunen oder auch Gewerbebetreibenden. Im Gegensatz zu theoretischen Forschungsvorhaben erfordern partizipative Projekte die Ausarbeitung einer zielgerichteten Ansprache und anschließenden Begleitung der Teilnehmer. Die im Projekt analysierten partizipativen Komponenten sind im nächsten Abschnitt 2.4 dargelegt.

2.4 Aspekte der Partizipation zur Nutzung dezentraler Flexibilität

Im Rahmen des AP 6.3 werden als Ausgangslage für die Ansprache von Flex-Anbietern zunächst theoretische Grundlagen zu relevanten Anreizmechanismen zur Partizipation in Abschnitt 2.4.1 aufgezeigt. Der nachfolgende Abschnitt 2.4.2 stellt definierte Bestandteile eines Partizipationskonzeptes als Ergebnis der in ALF entwickelten Methodik dar. Letztendlich werden in Abschnitt 2.4.3 Erkenntnisse aus den theoretischen Grundlagen in Kombination mit den Erfahrungen der praktischen Umsetzung im Feldversuch ALF abgeleitet.

2.4.1 Anreizmechanismen zur Teilnahme

Bei Konzepten zur Nutzung dezentraler Flexibilität, wie sie in C/sells erprobt werden, handelt es sich um innovative Vorhaben, welche zum derzeitigen Stand am Beginn einer technologischen Verbreitung am Markt stehen. Laut Everett M. Rogers' Diffusionstheorie, *Diffusion of Innovations Theory (DOI)* (vgl. /FP-01 83/) spielen für die Durchdringung einer neuen Technologie verschiedene Akteursgruppen und Anreize im zeitlichen Verlauf eine Rolle. Je nach Zeitpunkt der Übernahme einer Technologie reichen die Nutzerkategorien von Innovatoren, frühen Adoptoren, der frühen Mehrheit bis hin zur späten Mehrheit und schlussendlich den sog. Nachzüglern. Die Nutzer einer Innovation lassen sich in die zwei Kategorien *Forerunner* (Innovatoren und frühe Adoptoren) und *Follower* (frühe Mehrheit, späte Mehrheit, Nachzügler) unterteilen. Aus explorativer Forschung sowie vorliegender Literatur ergibt sich eine Zuteilung dieser unterschiedlichen Nutzergruppen zu verschiedenen Anreizen, welche sich in emotionale, rationale und soziale Anreize unterscheiden (vgl. Abbildung 2-7). Forerunner gelten häufig als Vorbilder und reagieren v. a. auf emotionale Anreize. Bezogen auf Innovationen im Energiesystem fallen darunter Umweltaspekte, Interesse an neuen Technologien und auch Autarkiebestrebungen. Zur Ansprache der frühen Mehrheit in der Kategorie der Follower sind zusätzlich rationale Anreize notwendig, wie bspw. finanzielle Einnahmen oder Dienstleistungen. Für die ausschlaggebende Diffusion spielen letztlich soziale Anreize wie Gruppendynamiken eine Rolle. (vgl. /FFE-03 20/)

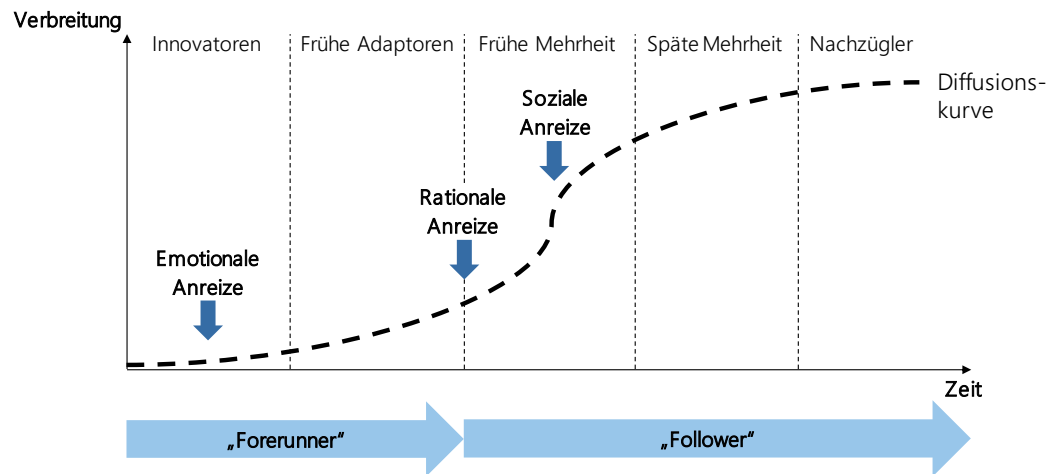


Abbildung 2-7: Zusammenhang zwischen Anreizen und Zielgruppen bei der Verbreitung von Innovationen nach /FP-01 83/ (vgl. /FFE-03 20/)

Die Wahl relevanter Anreizmechanismen zur Ansprache bestimmter Zielgruppen ist demnach auch im Zuge der Teilnehmergewinning bei den Partizipationsprojekten in C/sells wichtig. Diese zielgruppenspezifischen Anreizmechanismen werden im Feldversuch ALF unter den Interessent*innen erhoben und in das entwickelte Partizipationskonzepte integriert, wie in Abschnitt 2.4.2 dargelegt.

2.4.2 Aufbau des Partizipationskonzeptes für den Feldversuch ALF

Abbildung 2-8 stellt den methodischen Aufbau des entwickelten Partizipationskonzeptes für die Einbindung der Besitzer*innen von Flex-Optionen im Feldversuch ALF dar. Als Grundlage für die Konzeptentwicklung erfolgt eine Ist-Analyse, wobei bisherige, thematisch ähnliche Beteiligungs- und Kommunikationsaktivitäten der Partizipationsregion untersucht werden. Zusätzlich zu klaren Projektzielen sowie Limitierungen (Zeitraumen, Projektbudget und Personalressourcen) ist eine Definition der Zielgruppe notwendig. Wie aus Abbildung 2-8 ersichtlich, ist ein Akzeptanzmodell Bestandteil des Partizipationskonzeptes. Aus bestehender Literatur zu Akzeptanzmodellen im Allgemeinen (vgl. /FGKV-01 08/, /FGKV-01 18/) gehen Akzeptanz gegenüber dem Partizipationsinhalt sowie dem übergeordneten Ziel als relevante Bestandteile einer erfolgreichen Partizipation hervor. Dies zeigen auch Studien zur Teilnahme in intelligenten Energiesystemen (vgl. /IÖW-01 16/, /LIH-01 16/). Für Vorhaben zur Nutzung dezentraler Flexibilität wie ALF entspricht die notwendige Digitalisierung des Energiesystems dem Partizipationsinhalt während die Umsetzung der Energiewende das übergeordnete Ziel darstellt. Wie in Abschnitt 2.4.1 erläutert, müssen zudem für die Zielgruppe relevante Anreizmechanismen bei der Teilnehmeransprache Berücksichtigung finden. Zur Erhebung dieser drei zentralen Bestandteile des Partizipationskonzeptes (Einstellung gegenüber dem Projektinhalt, dem übergeordneten Ziel und Relevanz verschiedener Anreizmechanismen) wird eine Umfrage innerhalb der Zielgruppe durchgeführt. Die Fragenkonstellation der Umfrage beruht auf einem zu diesem Zweck entwickelten Akzeptanzmodell (vgl. /FFE-03 20/), welches Akzeptanzforschungstheorien sowie Best-Practice Beispiele für erfolgreiche Anreize bestehender Smart-Grid-Projekte (bspw. /HOLS-101 17/, /IÖW-01 16/, /BAUM-101 14/) kombiniert. Die Umfrage wird im Feldversuch ALF unter 33 Interessent*innen durchgeführt. Aufgrund der Teilnehmerzahl sind die Ergebnisse nicht repräsentativ, liefern jedoch

Erkenntnisse zu den angeführten drei zentralen Bestandteilen, die in das Partizipationskonzept des Feldversuchs einfließen.



Abbildung 2-8: Methodik des entwickelten Partizipationskonzeptes im Zuge des Altdorfer Flexmarktes

Im Anschluss an die Analyse der Ausgangssituation, Definition der Konzeptgrundlagen und durchgeführter Akzeptanzmessung sieht das entwickelte Partizipationskonzept eine Übertragung von Theorien aus den Bereichen Soziologie-, Marketing- und Kommunikationsforschung sowie Methoden thematisch relevanter Projekte auf das Partizipationsprojekt vor. Die drei resultierenden Bestandteile bestimmen zum einen das Vorgehen hinsichtlich Teilnehmergewinning und -begleitung, Pläne zur finanziellen Kompensation sowie zur Festlegung von Inhalten, Terminierung und verwendeten Kanälen für sämtliche Kommunikationstätigkeiten mit den Partizipierenden. Das Partizipationskonzept ist durch Modifikation an den jeweiligen Projektkontext auf andere Partizipationsvorhaben im Bereich intelligenter Energiesysteme übertragbar.

Im nachfolgenden Abschnitt werden Erkenntnisse der praktischen Anwendung des Partizipationskonzeptes im Feldversuch ALF sowie notwendige Erweiterungen dargelegt. Aus den theoretischen Grundlagen und den Praxiserfahrungen resultieren acht Thesen zur Partizipation in innovativen dezentralen Energieprojekten am Beispiel von ALF.

2.4.3 Erfahrungen aus der praktischen Umsetzung im Feldversuch ALF

Die Partizipationstätigkeiten im Feldversuch ALF beginnen Ende des ersten Projektjahres (Nov. 2017) mit einer Vorstellung des Vorhabens bei der Kommune in Altdorf. In Anlehnung an das in Abschnitt 2.4.2 beschriebene Partizipationskonzept werden neben der FfE von den Projektpartnern Bayernwerk und SmartGrids BW verschiedene Veranstaltungen organisiert bzw. unterstützt und durchgeführt. Mit Beginn der Feldversuchstätigkeiten vor Ort im Oktober 2019 startet zudem ein intensiver Kommunikationsprozess mit den Probanden. Dieser beinhaltet neben Informationsveranstaltungen regelmäßige Newsletter und die Erstellung eines personalisierten Probandenbuches. Eine Übersicht über die zeitliche Abfolge der wichtigsten Partizipationstätigkeiten im Rahmen des Projektes ist in Abbildung 2-9 dargestellt.

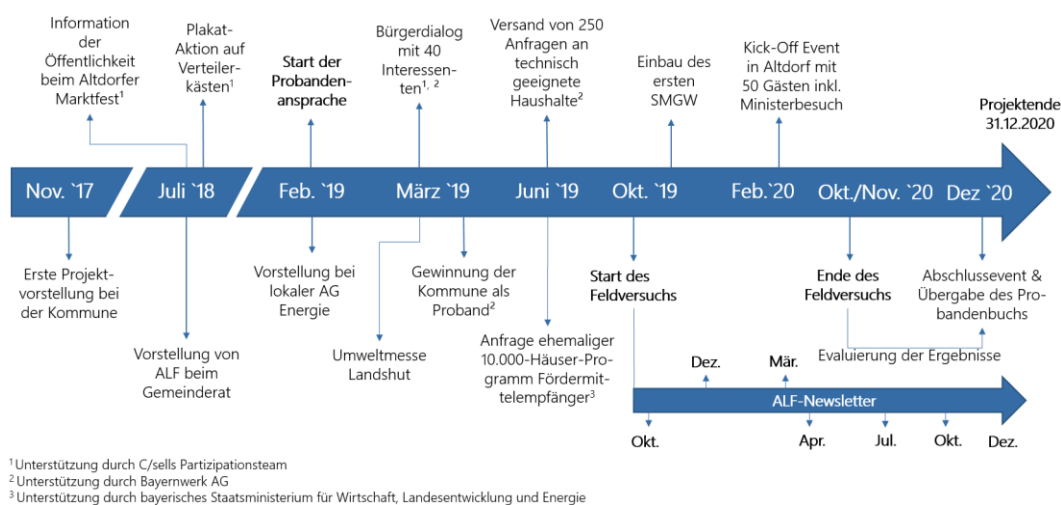


Abbildung 2-9: Chronologische Darstellung der Partizipationstätigkeiten über die Projektlaufzeit

Die folgenden Abschnitte sind größtenteils der Veröffentlichung /FFE-03 20/ entnommen, die im Rahmen des Projekts entstanden ist:

Über die Anwendung des in Abschnitt 2.4.2 beschriebenen Partizipationsansatzes bei der Probandenakquise können v. a. durch Information der Öffentlichkeit, Diskussion mit lokalen Interessensvertretern sowie der gezielten Informationsbereitstellung für Interessent*innen insgesamt 35 potenzielle Teilnehmer*innen gewonnen werden. Aus der in Abschnitt 2.4.2 erwähnten Umfrage zu Einstellung und Anreizmechanismen gehen Umweltaspekte, Regionalität, technologische Weiterentwicklung und Gemeinschaftsgefühl als wesentliche Anreize zur Teilnahme hervor. Zudem gilt (Daten-)Sicherheit für die Befragten als Voraussetzung. Interessent*innen von ALF stehen der Energiewende und Digitalisierung im Energiesystem generell positiv gegenüber. Diese Ergebnisse zeigen, dass ALF-Teilnehmer*innen hauptsächlich der Kategorie der Forerunner zuzuordnen sind und somit v. a. auf emotionale Anreize reagieren. Trotz Integration von relevanten Anreizen tritt bei der Umsetzung des entwickelten Partizipationskonzeptes eine verbreitete Problematik innovativer Projekte auf – externe, nicht-beeinflussbare Faktoren hemmen die Umsetzung. So war zum einen zu Projektbeginn (2017) die Verzögerung des deutschlandweiten iMSys-Rollouts, welcher Grundlage des Demonstrationsvorhabens war, und die einhergehende eingeschränkte Funktionsfähigkeit zertifizierter SMGW nicht absehbar. Zudem zeigt die

technische Detailanalyse bei potenziellen Teilnehmer*innen vor Ort aufgrund der Diversität der Randbedingungen der jeweiligen Anlagen (bspw. Zählerkonzept) teils negative Ergebnisse. Folglich kommt es zur erschwerten Einbindung bis hin zur gänzlichen Verhinderung einer Teilnahme. Für die Teilnehmergeinnung ergibt sich im Projekt daher die Notwendigkeit, den aus dem Partizipationskonzept resultierenden Ansatz um eine parallele Säule zu ergänzen – im Projekt als funktioneller Ansatz bezeichnet (vgl. Abbildung 2-10). Das Vorgehen der beiden Ansätze wird nachfolgend beschrieben:

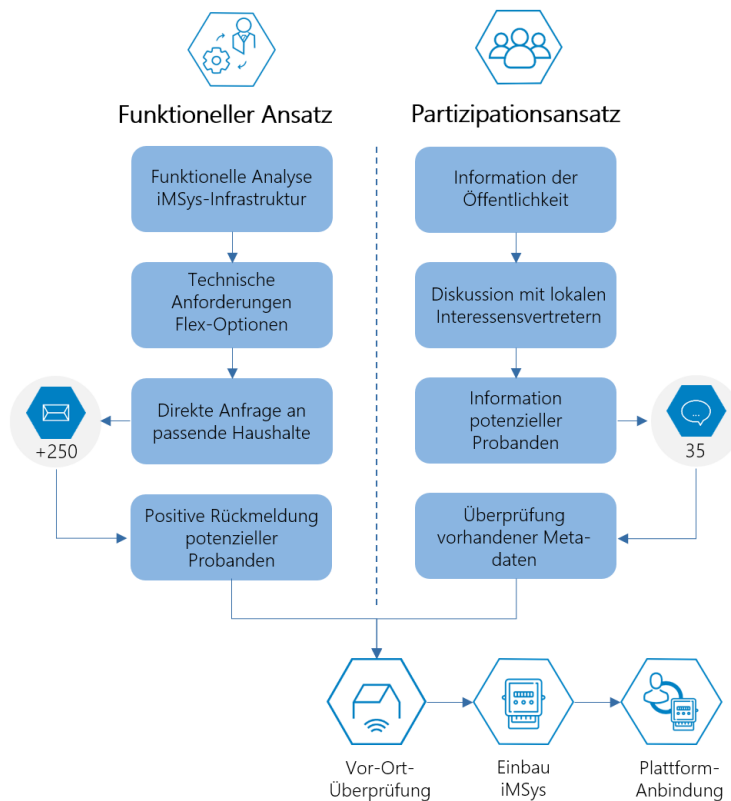


Abbildung 2-10: Vom Konzept zur tatsächlichen Einbindung – funktioneller Ansatz als Erweiterung des Partizipationsansatzes

Im Partizipationsansatz werden Teilnehmer*innen zunächst durch Öffentlichkeitsarbeit und definierte Motivationsfaktoren angesprochen, wodurch insgesamt 35 Interessent*innen gewonnen werden. Nachgelagert werden deren vorhandene Meta-Daten zur Anlage überprüft. Aus dem Partizipationsansatz resultiert zwar eine hohe Rücklaufquote angesprochener Teilnehmer*innen, die technische Eignung ist jedoch in vielen Fällen nicht gegeben. Der funktionelle Ansatz setzt dagegen direkt bei der technischen Analyse an. Grundlage des funktionellen Ansatzes sind daher technische Anforderungen der Anlagen bzw. Flex-Optionen und deren Standorte aus Sicht von ALF, welche mit dem technischen Funktionsangebot der iMSys-Infrastruktur verglichen werden. Durch die technischen Analysen der Infrastruktur sowie die Anforderungen an Flexibilitätsoptionen (siehe Abschnitt 4) ergeben sich notwendige Eigenschaften, die Anlagen und deren Standorte für eine Teilnahme am Feldversuch erfüllen müssen. In Summe erfolgt die großflächige Ansprache von über 250 Anlagenbesitzer*innen, wobei eine positive Rücklaufquote von über 10 % erreicht werden kann. Durch die Kombination der Ansätze kann schlussendlich die angestrebte Teilnehmer*innenanzahl von bis zu 30 Proband*innen erreicht werden.

Im Anschluss an beide Ansätze erfolgt die Durchführung einer Vor-Ort-Überprüfung, um die grundsätzliche technische Anbindung der jeweiligen Anlage an ein iMSys zu prüfen. Mangelhafte kommunikative Erreichbarkeit des iMSys, lokale Distanz zwischen Zählerplatz und Anlage oder aufwendige Zählerkonzepte im Bestand können Hemmnisse für die Integration in ALF sein. Wird jedoch eine Umrüstbarkeit festgestellt, erfolgt der Einbau eines iMSys inkl. notwendiger Steuerbox sowie die Integration in die Flex-Plattform. Hierfür sind u. a. verschiedene Stammdaten der Anlage, Anlagenbesitzer*in sowie Kommunikationsverbindungen notwendig. Bevor die Freigabe für ALF erfolgt, wird eine Testschaltung sowie -messung durchgeführt, um eventuelle Fehler in der Anbindung frühzeitig erkennen zu können. Aus der Überprüfung von Meta-Daten oder der Vor-Ort-Überprüfung als technisch ungeeignet hervorgehende Interessent*innen werden auf Wunsch weiterhin durch den regelmäßigen Projektnewsletter über den Verlauf informiert. Ziel ist, auf diese Weise die Akzeptanz gegenüber dem Projekt und übergeordneten Zielen bei interessierten, jedoch ungeeigneten Teilnehmer*innen aufrecht zu erhalten.

Fazit zur Partizipation aus der Projektarbeit

Im Zuge des Feldversuchs ALF erfolgt die Entwicklung eines Partizipationskonzeptes für die Probandenansprache und -begleitung. Im Konzept werden fächerübergreifende Theorien sowie Best-Practice Methoden aus bestehenden Smart-Grid-Projekten zusammengeführt. Das Konzept integriert relevante Anreizmechanismen, ermittelt durch ein entwickeltes Akzeptanzmodell und eine Umfrage innerhalb der Zielgruppe und ist durch Anpassungen an den Projektkontext auf andere partizipative Projektvorhaben im Bereich intelligenter Energiesysteme übertragbar. Aus der Konzepterstellung und der anschließenden praktischen Umsetzung ergeben sich folgende Erkenntnisse der Partizipationstätigkeiten:

- ALF-Interessent*innen sind hauptsächlich der Kategorie der Forerunner zuzuordnen, stehen der Energiewende und Digitalisierung im Energiesystem generell positiv gegenüber und reagieren v. a. auf emotionale Teilnahmeanreize. Gemäß theoretischer Grundlagen erfordert eine weitere Gewinnung von Teilnehmer*innen (Follower) eine verstärkte Schaffung von rationalen und sozialen Anreizen.
- Extern bedingte (technische) Rahmenbedingungen erschweren die praktische Umsetzung des Partizipationskonzeptes. Der partizipative Ansatz wird um den funktionellen Ansatz erweitert, welcher bei der Identifizierung technisch geeigneter Teilnehmer*innen und der gezielten Ansprache ansetzt.
- Die Kombination der Ansätze erweist sich als notwendig und zielführend, um die angestrebte Teilnehmer*innenanzahl zu erreichen und zugleich durch Informationsbereitstellung Bewusstsein zum Mehrwert des Projektes und dem übergeordneten Ziel zu schaffen.

Neben der zielgerichteten Ansprache gilt die Prognose von Messdaten als relevanter Bestandteil zur Nutzung des Flex-Potenzials. Der nachfolgende Abschnitt 2.5 behandelt die im Projekt angewandten Verfahren zur Hochrechnung und Prognose von Messdaten.

2.5 Verfahren zur Hochrechnung und Prognose von Messdaten

Voraussetzung für die Bestimmung sowohl der Flex-Nachfrage als auch des potenziellen Flex-Angebots ist die genaue Kenntnis des elektrischen Verbrauchs. Dies gilt auf den verschiedenen Skalen, zum einen auf der Mittelspannung- und Niederspannungsebene in den verschiedenen Netzsträngen, aber auch sehr viel kleinteiliger für bestimmte Haushalte, um zusätzliche Engpässe durch z. B. Lastverlagerungen von Wärmepumpen auf bereits vorhandene Lastspitzen zu vermeiden.

Die Einführung der iMSys ermöglicht ein kontinuierliches Monitoring. Allerdings vollzieht sich der Rollout in Deutschland sehr langsam, so dass eine vollständige Abdeckung der privaten Verbraucher in der Niederspannung nicht zeitnah zu erwarten ist /BMWI-01 16/. Daher müssen für die Bestimmung der Flex-Nachfrage für die Ebene des Mittelspannungsnetzes Methoden zur Extrapolation des Niederspannungs-Stromverbrauchs von Haushalten entwickelt werden, um die Gesamtlast im lokalen Umspannwerk annähernd abbilden zu können (Lasthochrechnungen). Auf Ebene der einzelnen Haushalte sind über die iMSys-Infrastruktur teilweise zeitaufgelöste Verbrauchsdaten vorhanden. Von diesen Daten ausgehend werden in diesem AP Einzelhaushaltslastprognosen entwickelt.

In den folgenden Abschnitten werden die Analysen zu den durchgeführten Lasthochrechnungen als auch Einzelhaushaltslastprognosen erläutert.

Lasthochrechnungen

Um die Gesamtlast im lokalen Umspannwerk mit einzelnen Haushalten zu bestimmen, wird eine Methode entwickelt, welche schematisch in Abbildung 2-11 dargestellt ist.

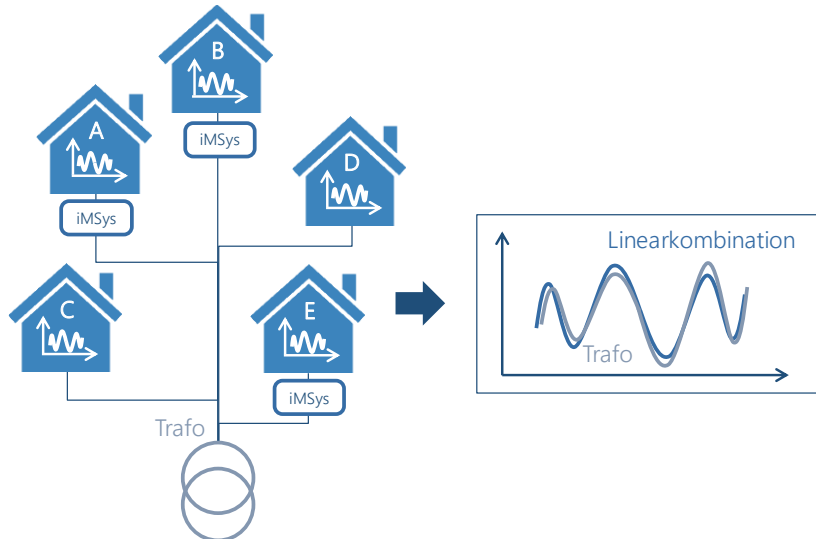


Abbildung 2-11: Schematische Darstellung der Lasthochrechnungen

Es wird angenommen, dass eine bestimmte Anzahl von Haushalten in einem Strang mit iMSys ausgestattet sind. Eine lineare Optimierung ermöglicht die Bestimmung der optimalen Gewichtungparameter der einzelnen Lastprofile für die Linearkombination. Abhängig von der initialen Auswahl der Messpunkte können sich sehr unterschiedliche aggregierte Lastgänge ergeben, so dass die Auswahl der mit iMSys ausgestatteten Haushalte und deren Auswahlmethoden entscheidend sind /FFE-68 17/, /FFE-132 17/ und /FFE-122 19/.

Die Untersuchungen zeigen, dass bereits durch Auswahl der größten Verbraucher als repräsentative Profile der Gesamtheit für die vorliegenden Datensätze /HTW-02 15/ und /KIT-103 17/ sehr gute Ergebnisse erzielt werden können /FFE-122 19/. Insgesamt wird gezeigt, dass die Lasthochrechnung zur näherungsweise Berechnung von Gesamtlastprofilen von Niederspannungsnetzen mit ausreichender Genauigkeit verwendet werden kann.

Einzelhaushaltslastprognosen

Eine Analyse verschiedener Prognoseverfahren für die Last einzelner Haushalte bzw. aggregierter Haushalte in der Literatur (z. B. /WULS-01 14/, /EPFL-01 13/) zeigt, dass häufig Punktprognoseverfahren verwendet werden. Da die Last einzelner Haushalte jedoch aufgrund zahlreicher Einflussfaktoren sehr volatil und stochastisch ist, bergen Punktprognosen die Gefahr einer starken Über- oder Unterschätzung der Last, die z. B. bei netzbezogenem Betrieb oder Optimierungsprozessen problematisch sein kann. Für die Einzelhaushaltslastprognose wird daher eine Intervall- statt einer reinen Punktprognose vorgeschlagen: eine probabilistische Prognose, die auf einer Punktvorhersage basiert, die anschließend in einem zweiten Schritt in eine Intervallprognose umgewandelt wird, und als Alternative hierzu eine direkte Intervallprognose /FFE-92 19/. Für die Bewertung der Methoden wird auf zwei verschiedene Datensätze /HTW-02 15/ und /KIT-103 17/ zurückgegriffen, wobei die hier dargestellten Ergebnisse auf /HTW-02 15/ fußen. Die in Abbildung 2-12 dargestellten Auswertungen zeigen, dass sich unabhängig von der Methode hohe (sowohl mittlere als auch vor allem maximale) Intervallbreiten aufgrund sehr volatiler Lastverläufe ergeben. Dies gilt bzgl. maximaler Intervallbreiten verstärkt für die direkten Intervallprognosen. Hinsichtlich der Erfüllungsrate zeigen die direkten Intervallprognosen hingegen ein stabileres Ergebnis.

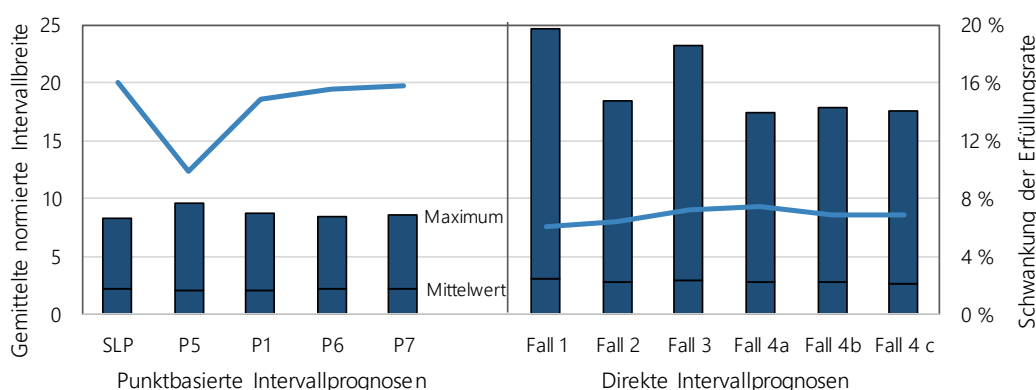


Abbildung 2-12: Ergebnisse der verschiedenen Einzelhaushaltslastprognosen

Die Schwankungen zwischen den einzelnen Haushalten bei der Erfüllungsrate betragen bei den direkten Intervallprognosen maximal 8 %. Darüber hinaus ist die Berechnungszeit bei den direkten Intervallprognosen sehr viel geringer. Insgesamt sind aufgrund der hohen Intervallbreiten Intervallprognosen nur bedingt für Flexibilitätsprognosen geeignet. Ein mögliches Anwendungsfeld wäre allerdings ein Home Energy Management System (HEMS), wo vom Nutzer weitere Informationen bereitgestellt werden. Perspektivisch könnten durch diese weiteren Inputdaten des HEMS Flexibilitätsprognosen möglich werden.

3 Analyse der Geschäftsmodelle

Patrick Dossow, FfE GmbH

Um Innovationen und neue Anwendungsfelder im Energiesystem effizient in die Praxis überführen zu können, spielen zugrundeliegende Geschäftsmodelle eine entscheidende Rolle. Der methodische Entwicklungsprozess sowie die Bewertung von ausgewählten, im Rahmen von C/sells entwickelten Geschäftsmodellen, gelten als relevanter, praxisorientierter Teil der vorliegenden Forschungsarbeiten und werden in diesem Kapitel dargelegt.

Im Smart-Grid-Kontext bestehen bislang nur wenige Erfahrungswerte und eine begrenzte Anzahl an wissenschaftlichen Forschungsergebnissen zum Thema neuer Geschäftsmodelle. Allgemein stellt der Begriff Geschäftsmodell die Beschreibungslogik dar, die sowohl die Wertschöpfung des Unternehmens, dessen Stakeholder als auch den Wert für die entsprechenden Kunden beschreibt /GFC-01 13/, /ENGELH-01 19/. Das Geschäftsmodell wird methodisch entwickelt, wobei je nach Methode unterschiedliche Dimensionen beschrieben werden. Im Rahmen von C/sells wurde das so genannte *Value Network* in einem weiteren Arbeitspaket zum Thema Geschäftsmodelle entwickelt bzw. speziell für den Smart-Grid-Kontext angepasst /IER-01 19/. Im Wesentlichen besteht das Value Network aus drei Tools:

- Das *Business Model Design* zur Erfassung der internen Unternehmensperspektive
- Das *Value Proposition Design* zur Abbildung der externen Kundenperspektive
- Das *Value Creation Design* zur Abbildung des Wertschöpfungsnetzwerks

Der kombinierte Einsatz der drei Tools ermöglicht eine sehr detaillierte, umfassende Darstellung der im Umfeld des Projektes erarbeiteten Geschäftsmodelle. Die Methode des Value Networks wurde als Teil von C/sells in einem weiteren Arbeitspaket für unterschiedlichste Geschäftsmodelle angewandt.

Da die Detailtiefe, in der die Geschäftsmodelle im Value Network betrachtet werden, jedoch nicht zwangsläufig ausreichend ist, um eine vollumfängliche Bewertung von ausgewählten Geschäftsmodellen vorzunehmen, wurde zusätzlich zu den Tools des Value Networks der so genannte *Business Case Leitfaden* im Rahmen dieses UAPs entwickelt. Dieser Leitfaden stellt ein weiteres effizientes Tool zur Konkretisierung und Fokussierung von Geschäftsmodellen dar. Dabei wird, aufbauend auf einem durch das Value Network bereits entwickelten Geschäftsmodell, der für das jeweilige Unternehmen interessante Business Case konstruiert. Das Ziel dieses Prozesses ist nicht die tatsächliche Überführung des Geschäftsmodells in einen final definierten Business Case, sondern vielmehr das Aufzeigen von organisatorischen und ökonomischen Herausforderungen, Chancen und potenziellen Risiken.

Zur Abgrenzung zwischen Business Case Leitfaden und der Entwicklung eines Geschäftsmodells mittels Value Network hilft folgende Definition des Begriffs „Business Case“:

Der Business Case stellt laut Schmidt et al. /SCHMI-01 10/ die Gegenüberstellung von Nutzen, Kosten und Risiken einer meist unternehmensintern entwickelten Projektidee dar, wobei dem Leser des Business Cases (häufig ein hochrangiger Entscheidungsträger) ein prägnanter Überblick zur qualifizierten Entscheidung über die Genehmigung oder Ablehnung des Projektvorhabens ermöglicht wird.

Der Business Case Leitfaden ermöglicht als Ergänzung zum eigentlichen Geschäftsmodell die weitere Konkretisierung und Zusammenfassung des Geschäftsmodells, um auf dieser Basis

eine Bewertung vornehmen zu können. Der Leitfaden umfasst die Aspekte Angebot/ Produkt, Markt und Wettbewerb, Marketing, Organisation und Mitarbeiter, Chancen und Risiken und Finanzplanung. Das methodische Vorgehen des Leitfadens wird in Kapitel 3.1 anhand eines konkreten Beispiels beschrieben.

Die Analyse und anschließende Bewertung ausgesuchter Geschäftsmodelle erfolgt durch einen mehrstufigen Prozess, der eine Synthese der vorab beschriebenen Methoden darstellt und in Abbildung 3-1 veranschaulicht ist. Am Anfang des Prozesses steht die innovative Geschäftsidee, die für die hier präsentierten Ergebnisse auf das Feld der Vermarktung von Flexibilitäten begrenzt ist. Durch Geschäftsmodell-Workshops, in denen die drei Tools des Value Networks zum Einsatz kommen, wird die Geschäftsidee konkretisiert und methodisch in ein Geschäftsmodell übersetzt. Resultat dieser Prozessstufe ist die Darstellung des Geschäftsmodells in den drei Abbildungen des Value Networks. Nachfolgend wird der Business Case Leitfaden dazu verwendet, um in Workshops gemeinsam mit den Geschäftsmodell-Entwicklern den Fokus der Geschäftsmodell-Darstellung auf den konkreten Unternehmensnutzen und die damit verbundenen Risiken zu legen. Als Ergebnis der Business Case Workshops steht eine prägnante Zusammenfassung der sechs diskutierten Aspekte, die wiederum der abschließenden Bewertung des Geschäftsmodells dient.

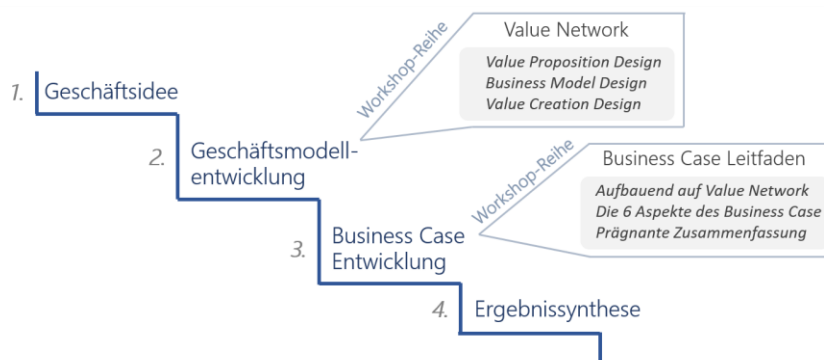


Abbildung 3-1: Darstellung des Prozesses zur Analyse und Bewertung relevanter Geschäftsmodelle

Der beschriebene Prozess der Geschäftsmodell-Entwicklung und –Bewertung wurde für insgesamt drei Geschäftsideen vollständig durchlaufen. Dabei erfolgte die Geschäftsmodell-Entwicklung inklusive der Anwendung des Value Networks in Workshops in andere Arbeitspakete. Die Entwicklung der jeweiligen Business Cases durch den Business Case Leitfaden fand als Teil des AP 6.3 durch bilaterale Workshops mit den entsprechenden Projektpartnern statt. Bei den drei erarbeiteten Geschäftsmodellen handelt es sich um

- den Altdorfer Flexmarkt ALF der FfE,
- den flexiblen Betrieb von BHWKs durch die Stadtwerke Augsburg (SWA) und
- die Flexibilisierung/ flexible Steuerung elektrischer Heizsysteme von Wärmekunden /FFE-147 17/ im Zuge des C/sells-Projektes „intelligente Wärme München“ (iWM) durch die Stadtwerke München (SWM).

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Geschäftsmodell- und Business Case Entwicklung exemplarisch aus Sicht des Betreibers von ALF beschrieben und ausgewertet. Anschließend werden die unterschiedlichen, für den Flexibilisierungsprozess relevanten Rollen, die in den drei erarbeiteten Geschäftsmodellen vom jeweiligen Projektpartnern ausgeübt werden, verglichen und bewertet.

3.1 Betrieb einer Flexibilitätsplattform

ALF stellt ein prototypisches Beispiel für ein innovatives Geschäftsmodell im Anwendungsfeld der Vermarktung von Flexibilitäten im Smart-Grid-Kontext dar. Das konkrete, technische Konzept der FlexPlattform in Form eines marktbasierten Engpassmanagements wird in Kapitel 2 beschrieben. Nachfolgend wird das aus dem Entwicklungsprozess entstandene Geschäftsmodell, das organisatorische Konzept und die theoretische Implementierung von ALF im Form eines Business Case aus Sicht eines potenziellen Plattform-Betreibers erörtert. Dazu werden die sich aus dem in Abbildung 3-1 dargestellten Prozess ergebenden Ergebnisse diskutiert.

Am Anfang des Prozesses steht die Geschäftsidee. Für die prägnante Beschreibung der zugrundeliegenden innovativen Idee steht das Alleinstellungsmerkmal des Konzepts sowie das Wertversprechen für den Kunden im Fokus. Als ein exemplarisches Ergebnis der Geschäftsidee-Entwicklung lässt sich die Geschäftsidee aus Sicht des Betreibers von ALF wie folgt formulieren:

„Unsere FlexPlattform stellt eine schlanke, standardisierte Lösung zur Erschließung von Flexibilität unter Berücksichtigung der regulatorischen Anforderungen dar. Dabei bieten wir

- den Netzbetreibern den automatisierten Zugang zur Flexibilität für einen effizienten Netzbetrieb und*
- den Flex-Anbietern ein Komplettpaket zur Vermarktung ihrer Flexibilitäten und damit verbundener Zusatzerlöse.“*

Das Geschäftsmodell aus Sicht des Plattform-Betreibers wurde entwickelt, sobald die grundlegende Geschäftsidee ausformuliert war. Durch diesen Schritt wird ein gemeinsames Verständnis in Bezug auf das Produkt, die Wertschöpfung, die relevantesten Partner und die Kunden geschaffen. Für ALF wurden die drei Tools des Value Networks aus der Sicht des Plattform-Betreibers während eines Workshops ausgefüllt, der im Rahmen einer Workshop Reihe des IER zu einem weiteren Arbeitspaket durchgeführt wurde. Dabei konnten durch das Business Model Design die wichtigsten Schlüsselaktivitäten und Wertversprechen identifiziert werden. Für den Flexmarkt ist dabei die Entwicklung und der Betrieb der Plattform von übergeordneter Rolle, wodurch der Markt-Prozess automatisiert und ein effizienterer Netzbetrieb gewährleistet wird. Als Schlüsselpartner wurden IT- und Software-Dienstleister, die Regulierungsbehörden und die iMSys-Entwicklungsfirmer identifiziert. Die wichtigsten Kundengruppen sind Aggregatoren, Anlagenbetreiber und Vermarkter, die kleinteilige Flexibilitäten bündeln, und Übertragungs- sowie Verteilnetzbetreiber, die die Flexibilität abrufen wollen. Dabei wird angenommen, dass die Aggregation der Flexibilitäten im Rahmen der Geschäftsmodell-Betrachtung ausschließlich durch Aggregatoren und nicht durch den FlexPlattform-Betreiber erfolgt, um die Komplexität der Betreiber-Rolle zu limitieren.

Die Unterscheidung in zwei Kundensegmente – zum einen die Angebotsseite, repräsentiert durch die Aggregatoren, und zum anderen die Nachfrageseite in Form der Netzbetreiber ist ein Schlüsselergebnis der Geschäftsmodell-Entwicklung. Zuvor waren die auf der Plattform anbietenden Akteure weniger als Kunden und vielmehr als Partner des Betreibers wahrgenommen worden. Für die beiden identifizierten Segmente wurde je ein Value Proposition Design erstellt, das die jeweiligen Kundenbedürfnisse adressiert. Während für das Kundensegment der Angebotsseite, d. h. Aggregatoren, Anlagenbetreiber und Vermarkter das Endprodukt einer automatisierten Komplettlösung im Vordergrund steht, hat für die Nachfrageseite in Form der Netzbetreiber die Möglichkeit zur dynamischen Steuerbarkeit

höchste Priorität. Es zeigt sich, dass eine separate Untersuchung der Kundenbedürfnisse beider Segmente zwei deutlich unterschiedliche Anforderungskataloge an den Plattformbetreiber zu Tage fördern kann.

Durch die Entwicklung des Value Creation Designs konnte abschließend dargestellt werden, wie der Plattformbetreiber durch seine innovative Geschäftsidee ein Netzwerk aufbauen kann, das sowohl für Partner als auch für Kunden wertschöpfend ist. Abbildung 3-2 zeigt eine leicht vereinfachte Form des Wertschöpfungsnetzwerks, unterteilt nach Kunden- und Partner-Segmenten. Als ein wichtiges Ergebnis der Geschäftsmodell-Entwicklung lässt sich festhalten, dass der Betreiber der FlexPlattform einen Mehrwert für zwei Kunden- und zwei Partnersegmente generiert. Die große Herausforderung besteht daher darin, den vielseitigen Interessen und Nutzerversprechen gerecht zu werden und gleichzeitig als Plattformbetreiber selbst einen finanziellen Nutzen aus dem Geschäftsmodell zu ziehen.

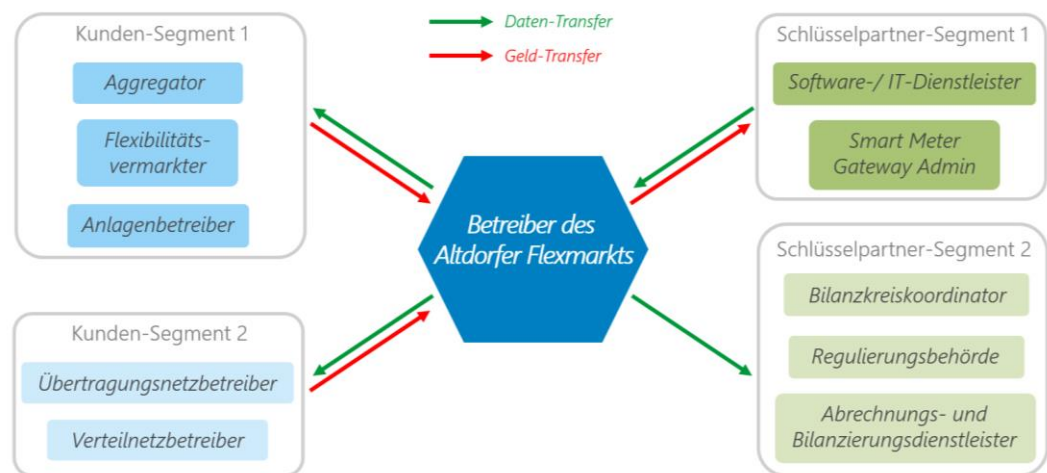


Abbildung 3-2: Vereinfachte Darstellung des im Workshop entwickelten Value Creation Design für den Altdorfer Flexmarkt

Da das Aufzeigen des Spannungsfelds zwischen Nutzen und Kosten sowie Chancen und Risiken explizit Teil der Business Case Definition ist, wurde der Business Case Leitfaden in einem auf den Ergebnissen des ersten Workshops aufbauenden zweiten Workshop angewandt. Die Erkenntnisse der Business Case Entwicklung werden nachfolgend für die sechs Aspekte des Leitfadens zusammengefasst.

1. Angebot/ Produkt: Für die Netzbetreiber ist das Produkt, das der Betreiber der FlexPlattform bereitstellt, ein automatisierter Zugang über einen *single point of contact* zu Flexibilitäten, um einen effizienteren Netzbetrieb zu ermöglichen. Für Aggregatoren, Vermarkter und Anlagenbetreiber liegt der Mehrwert des Angebots in der stark vereinfachten Bereitstellung der Flexibilität und damit verbundenen Zusatzerlösen.

2. Markt und Wettbewerb: Potenziell kann die FlexPlattform die Marktsegmente Einspeisemanagement, Redispatch, steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a und Netzreserve bedienen bzw. ersetzen. Alle diese Märkte sind in der Tendenz wachsend. Als ernstzunehmende Konkurrenz wurden Aggregatoren, die allerdings wenig bis keine Netzkenntnisse besitzen, und vor allem andere FlexPlattform-Betreiber identifiziert. Letztere haben jedoch im Vergleich zum Altdorfer Flexmarkt eine geringere regulatorische Expertise und können meist keine spannungsebenenübergreifenden Abrufe ermöglichen.

3. Marketing: Im Bereich der Produktentwicklung wurden drei notwendige Phasen erarbeitet. Der initialen Software-Entwicklung folgt die Review- und Anpassungsphase, nach der eine

erste Kunden-Akquise möglich ist. Insgesamt wird die Dauer bis zur ersten Kunden-Akquise auf 15 Monate geschätzt. Die Preisstrategie des fertigen Produkts beruht auf einem Einrichtungspreis, einer jährlichen Grundgebühr, einer Umsatzmarge und Zusatzkosten für Sonderleistungen. Der Vertrieb bzw. die Kunden-Akquise sollte vor allem über Beziehungen und Partnernetzwerke funktionieren, wobei Vorträge bei wichtigen Veranstaltungen diese Form des Marketings unterstützen können.

4. Organisation und Mitarbeiter: Aus Sicht der Organisationsstruktur müssen mindestens sechs Personen in Vollzeit am Plattform-Betrieb beteiligt sein. Für Software-Entwicklung und -Betrieb sind mindestens zwei IT-Spezialisten notwendig. Für die Beantwortung energiewirtschaftlicher Fragen, die Produktentwicklung und den Vertrieb werden zwei Personen mit energiewirtschaftlichem Hintergrund eingeplant. Da regulatorische Expertise unabdingbar ist, wird ein Jurist benötigt. Zudem werden das Rechnungswesen und die Finanzplanung von mindestens einem Mitarbeiter übernommen werden müssen.

5. Chancen und Risiken: Potenzielle Chancen für den Business Case werden insbesondere in Bezug auf regulatorische Verbesserungen und ein erhöhtes Kundeninteresse gesehen. Für beide Fälle ist mit steigenden Umsätzen zu rechnen. Ein Risiko besteht, wenn die prognostizierten Netzengpässe nicht durch die auf der Plattform bereitgestellte Flexibilität behoben werden (bspw. weil andere Lösungen Netzengpässe kostengünstiger beheben können). Zudem kann die regulatorische Entwicklung auch als Risiko gesehen werden, da der Business Case maßgeblich von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt.

6. Finanzplanung: Kostenseitig werden die initialen Kosten auf 900.000 € geschätzt. Hinzu kommen Kosten für Personal, Hardware und Büros von jährlich gut 500.000 €. Auf der Erlösseite wurde auf Basis der unter dem Aspekt Marketing entwickelten Strategie ein Einrichtungspreis von 200.000 € je Neukunde und eine Umsatzmarge von 500.000 € pro Kunde und Jahr zugrunde gelegt. Aus der Gegenüberstellung von jährlichen Kosten und Erlösen wird ersichtlich, dass bis 2030 mit Verlusten gerechnet werden muss und ab Frühjahr 2024 Gewinne erwirtschaftet werden. Überschlägig ist somit ab dem fünften Jahr nach Gründung der FlexPlattform mit Profiten zu rechnen.

Als Fazit der Business Case Betrachtung überwiegen aus Sicht des Betreibers der Altdorfer FlexPlattform die Chancen und potenziellen Erlöse im Vergleich zu den zu erwartenden Risiken und Kosten. Die regulatorische Entwicklung wird als potenzielles Hindernis gesehen, da regulatorische Entscheidungen den Business Case zunichtemachen können. Aus ökonomischer Sicht stehen finanzielles Risiko und erwartbarer Profit in einem akzeptablen bis guten Verhältnis. Auf Basis der Analyse ist der Betrieb des Flexmarkts ein finanziell nachhaltiges und zukunftssträchtiges Geschäftsmodell, das aus unternehmerischer Sicht als erfolgsversprechend bewertet werden kann.

Analog zum Betrieb von ALF wird der Prozess der Geschäftsmodell-Analyse und -Bewertung im Rahmen des Projektes auch für die in der Einleitung des Kapitels 3 genannten Geschäftsmodelle der SWA und der SWM durchgeführt. Während alle drei Ansätze die Integration zusätzlicher Flexibilität in das existierende Energiesystem adressieren, liegt der größte Unterschied der Geschäftsmodelle in der Perspektive bzw. den Rollen, die der jeweilige Projektpartner einnimmt. Die Rollen bei der Integration dezentraler Flexibilitäten werden nachfolgend in Abschnitt 3.2 analysiert und jeweils unterschiedlichen Abschnitten des Flexibilisierungsprozesses zugeordnet.

3.2 Beispielhafter Vergleich verschiedener Rollen

Im Zuge der Geschäftsmodell-Betrachtung nehmen beteiligte Partner zwar mehrere Rollen ein, nichtsdestotrotz lässt sich jedem Partner eine spezifische Rolle zuordnen, die für das jeweilige Geschäftsmodell von übergeordneter Bedeutung ist. Abbildung 3-3 veranschaulicht, dass durch die getroffene Auswahl an Geschäftsmodellen und die in diesem Zuge untersuchten Rollen die gesamte Prozesskette der Integration von Flexibilitäten im Smart-Grid Kontext abgedeckt wird. Dabei wird durch die Rolle des *Flexibilitäts-Enablers* zusätzliche Flexibilität erschlossen bzw. nutzbar gemacht. Dem *Betreiber flexibler Anlagen* kommt die Aufgabe der tatsächlichen, physikalischen Flexibilitätserbringung zu. Schließlich schafft der *FlexPlattform-Betreiber* die Rahmenbedingungen für Allokation und Koordination der Flexibilitäten. Auf Basis der durchgeführten Workshops und Auswertungen können die drei dargestellten Rollen separat betrachtet und verglichen werden. In der Praxis kann es vorkommen, dass ein Akteur bzw. ein Unternehmen mehrere der Rollen übernimmt.

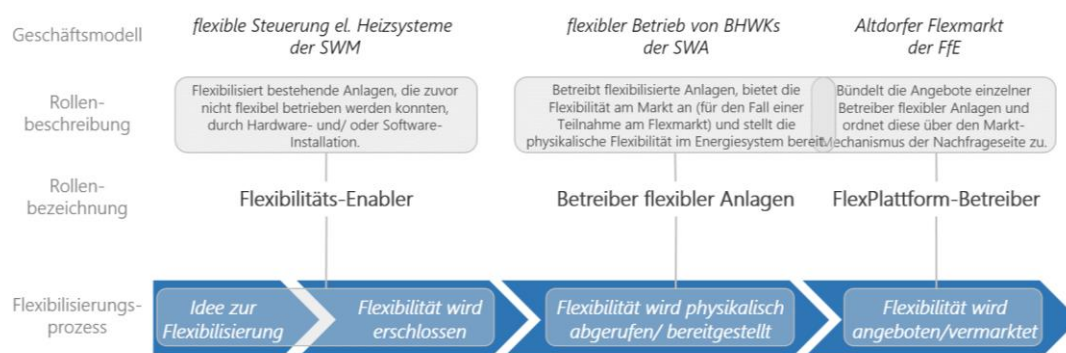


Abbildung 3-3: Die drei durch die Geschäftsmodell-Analyse betrachteten Rollen und ihre Einordnung im Flexibilisierungsprozess

Jeder der Rollen kommt eine für den Flexibilisierungsprozess notwendige Hauptfunktion zu. Um dieser Hauptfunktion gerecht zu werden, unterscheiden sich die zugrundeliegenden Geschäftsmodelle insbesondere in Bezug auf Schlüsselaktivitäten und Wertschöpfungsnetzwerk. Die Unterschiede in den genannten Aspekten sind in der nachfolgenden Tabelle 3-1 für die drei untersuchten Rollen dargestellt. Der Vergleich der Aspekte zeigt, dass sich neben der Hauptfunktion auch die Schlüsselaktivitäten und der damit einhergehende Aufwand zur Geschäftsmodell-Umsetzung für jede der drei Rollen unterscheiden. Durch die zusätzlich zur Konzeption meist notwendige Installation von Hardware und Software sind die Aktivitäten des Flexibilitäts-Enablers mitunter sehr ressourcenintensiv. Der Anlagen-Betreiber hat durch den meist automatisierten, flexiblen Betrieb der Anlagen einen im Vergleich geringen Aufwand, was die Schlüsselaktivitäten anbelangt. Der FlexPlattform-Betreiber hat einen relativ hohen initialen Aufwand. Durch den automatisierten Betrieb reduziert sich dieser jedoch nach erstmaliger Inbetriebnahme der Plattform. Auffällig ist, dass sich die Wertschöpfungsnetzwerke der drei Geschäftsmodelle zwar voneinander unterscheiden, die relevanten Akteure jedoch grundlegend identisch sind. In dem Geschäftsmodell der einen Rolle finden sich jeweils die verbleibenden zwei Rollen entweder als Schlüsselpartner oder als Kunde wieder. Demnach ist jede der drei Rollen (und meist noch mindestens eine weitere Rolle bspw. zur Hardware- oder Software-Entwicklung) notwendig, um den Flexibilisierungsprozess zu ermöglichen. Damit decken sich die Ergebnisse aus den Geschäftsmodell-Workshops mit der Prozess-Darstellung in Abbildung 3-3.

Tabelle 3-1: Hauptfunktion, Schlüsselaktivität und Wertschöpfungsnetzwerk je Geschäftsmodell

Geschäftsmodell	Hauptfunktion	Schlüsselaktivität	Wertschöpfungsnetzwerk
Flexible Steuerung el. Heizsysteme der SWM Rolle: Flexibilitäts-Enabler	Die Basis für ein neues Geschäftsfeld für Anlagen-Betreiber/ -Eigentümer, die die Flexibilität aus unterschiedlichsten Gründen nicht erschließen würden, wird geschaffen.	Konzepte zur Flexibilitäts-Erschließung werden entworfen und ein Angebot oder ein Produkt entwickelt. Die Anlagen werden durch Software- und/ oder Hardware-Installationen flexibilisiert.	Software-/ Hardware-Hersteller und Aggregatoren/ Vermarkter/ FlexPlattform-Betreiber sind Schlüsselpartner. Anlagen-Eigentümer/ -Betreiber sind potenzielle Kunden, denen jeweils Erlös- und/oder Komfortsteigerung ermöglicht werden.
Flexibler Betrieb von BHKWs der SWA Rolle: Betreiber flexibler Anlagen	Durch den Betrieb flexibler Anlagen wird die Flexibilität im Energiesystem bereitgestellt.	Anlagen werden Fahrplan-optimiert betrieben und bedarfsgerecht gewartet. Die Flexibilität wird vermarktet (entweder als Angebot auf einer FlexPlattform oder via Direktvermarktung).	Schlüsselpartner ist zum einen ein Flexibilitäts-Enabler, der den flexiblen Betrieb der Anlage ermöglicht und zum anderen ein FlexPlattform-Betreiber, Aggregator oder Direktvermarkter, der den Vertrieb der Flexibilität übernimmt. Kunden sind die Eigentümer der flexiblen Anlagen, die direkt oder indirekt an den Erlösen beteiligt werden.
Betrieb des Altdorfer Flexmarkts der FFE Rolle: FlexPlattform-Betreiber	Angebote einzelner Betreiber flexibler Anlagen werden über den Markt-Mechanismus der Nachfrageseite zugeordnet, um den Zugang zu Flexibilität zu erleichtern.	Ein vollautomatisierter Marktprozess wird entwickelt und als Plattform-Lösung angeboten und betrieben.	Software-Dienstleister, SMG-Admin und Regulierungsbehörden sind Schlüsselpartner. Aggregatoren, Vermarkter und Anlagen-Betreiber sind Kunden, die ihre Flexibilität gegen Erlöse anbieten können. Netzbetreiber fragen als Kunden Flexibilität nach für einen effizienteren Netzbetrieb.

Als Schlüsselergebnis der Business Case Workshops lassen sich die Erfolgsaussichten der drei Geschäftsmodelle im konkreten Kontext der Umsetzung durch das jeweilige Unternehmen bewerten. Dem Flexibilitäts-Enabler kommt eine gemessen an den Erlösmöglichkeiten komplexe Rolle zu, da die Erschließung von Flexibilität häufig mit hohen Kosten verbunden ist. Durch den flexiblen Anlagen-Betrieb können sich zwar auch hohe initiale Kosten nach einiger Zeit finanziell rentieren, allerdings trägt dabei der Kunde in der Rolle des Anlagen-Betreibers durch den Betrieb der Anlage einen großen Teil des Risikos. Aus diesem Grund stellt die Kunden-Akquisition für den Flexibilitäts-Enabler eine verhältnismäßig große Schwierigkeit dar. Der Erlösstrategie kommt eine hohe Priorität zu, da der Flexibilitäts-Enabler dem Kunden meist einen finanziellen Mehrwert versprechen und gleichzeitig selber Gewinn erwirtschaften muss. Für das im Workshop besprochene Beispiel der Flexibilisierung von elektrischen Heizsystemen war die dargestellte Problematik der Erlösstrategie so schwerwiegend, dass das finanzielle Risiko für diesen Fall als zu groß beurteilt und von einer Umsetzung des Business Case abgeraten wurde. Wenn die Rolle des Betreibers flexibler Anlagen mit der des Flexibilitäts-Enablers zusammenfällt, kann sich diese Problematik aufgrund des erhöhten Vertrauens und einer gewissen Planungssicherheit vereinfachen. Aufgrund der meist knapp kalkulierten Margen und des hohen finanziellen Risikos haben die regulatorischen Rahmenbedingungen einen großen Einfluss auf Erfolg oder Misserfolg des Business Case für den Flexibilitäts-Enabler. Ein erfolgreicher Flexibilitäts-Enabler zeichnet sich daher dadurch aus, verschiedenste Konzepte zur Flexibilitäts-Erschließung bereits

vorausschauend entwickelt zu haben, um diese für den Fall einer für den Business Case positiven regulatorischen Entwicklung schnellstmöglich umsetzen zu können.

Die Erfolgsaussichten für den Betreiber flexibler Anlagen sind für diese Rolle sehr stark vom konkreten Business Case bzw. den ökonomischen Parametern abhängig. Dabei entscheidet der Anlagentyp und das regulatorische Umfeld maßgeblich über Erfolg oder Misserfolg der Umsetzung. Beispielsweise gilt für den im Bereich der Wärmebereitstellung angesiedelten flexiblen Betrieb von BHKWs, der im Workshop diskutiert wurde, dass aufgrund von konstanten aber geringen Erlösen auf sehr lange Sicht mit einem profitablen Use Case zu rechnen ist, solange sich die regulatorischen Rahmenbedingungen über den Zeitraum von mehr als 10 Jahren nicht ändern. Die Problematik der kostenintensiven Flexibilitäts-Erschließung, die für den Flexibilitäts-Enabler bereits erörtert wurde, ist auch für den Anlagen-Betreiber von hoher Relevanz, da auch aus Sicht des Anlagen-Betreibers die entstehenden initialen Kosten, die der Flexibilitäts-Enabler verbucht, durch Erlöse über die Zeit kompensiert werden müssen. Allerdings vereinfacht sich die Kunden-Akquisition in Form des Anlagen-Eigentümers für den Anlagen-Betreiber, da dieser entweder auch gleichzeitig die Rolle des Eigentümers einnimmt oder aber bereits eine Beziehung zu diesem pflegt. Demnach ist die Beurteilung der Erfolgsaussichten des Business Cases für die Rolle des Betreibers flexibler Anlagen verhältnismäßig einfach und wenig risikobehaftet, wobei sich der flexible Betrieb zum gegenwärtigen Zeitpunkt grundlegend finanziell lohnen kann. Übernimmt der Betreiber flexibler Anlagen auch die Rolle des Flexibilitäts-Enablers, so besteht zwar nach wie vor ein finanzielles Risiko, die Bepreisung dieses Risiko gegenüber Dritten entfällt aber.

Die Erfolgsaussichten für FlexPlattform-Betreiber wurden bereits in Kapitel 3.1 am Beispiel des Betreibers des Altdorfer Flexmarkts diskutiert. Die Rolle ist durch einen hohen initialen Aufwand charakterisiert, der sich jedoch in der Folge bei ausreichender Plattform-Teilnehmeranzahl rentieren kann. Entscheidend ist hierbei das tatsächlich realisierbare Marktvolumen, das vor allem aus der Stärke konkurrierender Vermarktungsoptionen resultiert. Erfolgversprechend ist der Betrieb einer FlexPlattform vor allem dann, wenn sich die Anbieter nicht gegenseitig die Potenziale streitig machen. Vielmehr besteht die Möglichkeit, für eine Vielzahl von Plattform-Anbietern und Vermarktern, sich das noch große Marktpotenzial durch individuell differenzierte, regionale Angebote zu teilen. Die Chancen zur Kunden-Akquisition und -Bindung sind für spezifische, regional begrenzte Lösungsansätze wie den Altdorfer Flexmarkt aufgrund der Kundenbedürfnisse verhältnismäßig groß, weswegen das Geschäftsmodell zum momentanen Zeitpunkt als vielversprechender eingeschätzt wird als universell einsetzbare, deutschlandweite Plattformansätze.

Der Vergleich der betrachteten Rollen im Bereich Geschäftsmodell-Analyse zeigt, dass Unterschiede insbesondere in Bezug auf Komplexität und Risikoniveau auftreten. Dabei sind die Ansprüche an die Rolle des Flexibilitäts-Enablers im Allgemeinen am Höchsten, wobei das Risikoniveau bei keiner der Rollen aufgrund der hohen Abhängigkeiten von regulatorischen Entwicklungen zu vernachlässigen ist. Jede der Rollen ist für den Flexibilisierungsprozess unabdingbar. Im Zuge der Geschäftsmodellentwicklung gilt es demnach, die Risiken gleichermaßen zu verteilen und Erlösanteile vor allen an der Komplexität der Rolle zu gewichten. Da bei der Umsetzung des Geschäftsmodells im Allgemeinen mehrere Rollen von einer Instanz übernommen werden, ist diese Gewichtung der Erlösanteile in der Realität einfacher als hier durch die strikte Trennung der Rollen beschrieben.

3.3 Fazit aus analysierten Geschäftsmodellen

Die drei untersuchten Geschäftsmodelle weisen ein allgemein hohes Risikoniveau bei verhältnismäßig geringen Erlöspotenzialen auf. Der Anspruch an die jeweils involvierten Rollen variiert je nach Geschäftsmodell, steht aber nicht in direkter Korrelation zu Risikoniveau oder Erlöspotenzial. Für die drei verglichenen Rollen lassen sich folgende zu Kernaussagen ableiten:

- Die Rolle des Flexibilitäts-Enablers weist ein verhältnismäßig hohes Risikoniveau auf, da eine große Abhängigkeit von regulatorischen Entwicklungen besteht, auf die die Rolle nur begrenzt Einfluss nehmen kann.
- Die Rolle des Betreibers flexibler Anlagen ist stark von der vertraglichen Ausgestaltung der Aufgaben der Rollen abhängig. In der Praxis wird diese Rolle selten in der Reinform, sondern in Kombination mit anderen Rollen – meist dem Flexibilitäts-Enabler – ausgeübt, wodurch das Risikoniveau gesenkt werden kann.
- Die Rolle des Plattform-Betreibers ist durch einen hohen initialen Aufwand charakterisiert. Das Risikoniveau ist maßgeblich von der Plattform-Teilnehmerzahl abhängig und ist demnach zumindest teilweise im Einflussbereich der Rolle.

Auf Basis dieser Charakterisierung der Rollen und den in Workshops bestimmten Erlöspotenzialen ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Inbetriebnahme einer flexiblen Steuerung elektrischer Heizsysteme nur bei veränderten Rahmenbedingungen rentabel: Das untersuchte Geschäftsmodelle der SWM ist mit hohen initialen Kosten und gleichzeitig geringen Erlöspotenzialen verbunden. Aus wirtschaftlicher Sicht wird der Business Case als nicht sinnvoll bewertet. Das Konzept kann jedoch für den Fall einer Veränderung der regulatorischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich lohnenswert sein.
- Flexibler Betrieb von BHKWs bei langfristiger Planung tendenziell rentabel: Das untersuchte Geschäftsmodelle der SWA wird auf lange Sicht als rentabel eingestuft. Dabei steht die Prämisse im Vordergrund, dass zu erwartende regulatorische Änderungen keine disruptive Auswirkungen auf den Business Case haben. Unter dieser Prämisse stehen die Risiken in einem akzeptablen Verhältnis zum Erlöspotenzial. Zudem ist es vorteilhaft, neben der Rolle des Betreibers flexibler Anlagen auch die Rolle des Flexibilitäts-Enablers einzunehmen.
- Betrieb des Altdorfer Flexmarkts potenziell rentabel bei moderaten Risiken: Die hypothetisch zu erwartende Teilnehmerzahl am Altdorfer Flexmarkt wird als ausreichend groß und das untersuchte Geschäftsmodell der FfE als zukünftig rentabel bewertet. Regulatorische Veränderungen können die Rentabilität beeinflussen, wobei die Risiken als verhältnismäßig moderat bewertet werden. Bei Implementierung eines Flexmarkts sollte ein Marktgebiet gewählt werden, das noch nicht von einem Konkurrenten bedient wird, da die Stellung im Markt und die Kunden-Akquisition maßgeblich über Erfolg oder Misserfolg des Business Cases entscheiden.

Durch die Business-Case-Analyse und den Vergleich der wichtigsten Rollen des Flexibilisierungsprozesses wurden die drei in C/sells entwickelten Geschäftsideen in den realwirtschaftlichen Kontext eingeordnet. Neben der Relevanz zugrundeliegender Geschäftsmodelle müssen für eine praktische Anwendung von Innovationen gewisse technische Anforderungen erfüllt werden. Diese werden für die im Zuge des AP 3.6 entwickelten Lösungskonzepte im nachfolgenden Kapitel 4 aufgezeigt.

4 Technische Anforderungen

Michael Hinterstocker, Kirstin Ganz, FfE GmbH

Thomas Estermann, FfE e.V.

Marilen Ronczka, Ralf Növer, PPC AG

Thomas Sippenauer, OTH Regensburg

Im ersten Abschnitt 4.1 dieses Kapitels werden die Anforderungen für die erfolgreiche Umsetzung untersuchter Geschäftsmodelle dargelegt. Diese Anforderungen können sowohl rechtlicher als auch technischer Natur sein, wobei in diesem Bericht nur auf die technischen Anforderungen eingegangen wird (für rechtliche Anforderungen vgl. /FFE-65 20/). Im zweiten Abschnitt 4.2 werden die Projektergebnisse der technischen Anwendung der iMSys-Infrastruktur aus dem Feldversuch ALF dargelegt. Das Kapitel schließt im Abschnitt 4.3 mit Analysen vom Projektpartner OTH Regensburg zum flexiblen Einsatz von Trinkwasserpumpen und Power-to-Heat-Anlagen zur Netzentlastung in kritischen Zeitpunkten ab. Dabei wird insbesondere der Fragestellung nach der verfügbaren gesicherten Leistung nachgegangen, um neben den technischen und wirtschaftlichen Vorteilen im Netzbetrieb auch weitere Einsparungen in der Netzplanung zu erzielen.

4.1 Anforderungen der untersuchten Geschäftsmodelle

Technische Anforderungen für Geschäftsmodelle können auf verschiedenen Ebenen und in unterschiedlicher Ausprägung auftreten. Zum besseren Verständnis ist in Abbildung 4-1 als repräsentatives Beispiel der Prozess „Vermarktung von Flexibilität am Spotmarkt mittels eines Aggregators“ dargestellt.

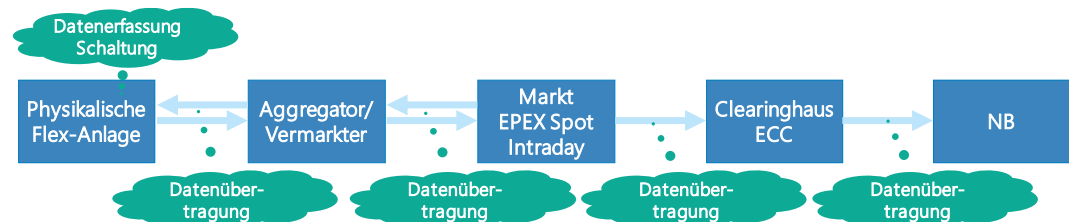


Abbildung 4-1: Technische Anforderungen bei der Vermarktung von Flexibilität am Spotmarkt mittels eines Aggregators

Der Prozess startet bei der physikalischen Anlage, welche beispielsweise eine flexible Industrieanlage sein kann. Hier können technische Anforderungen an die Datenerfassung (z. B. Datenauflösung) identifiziert werden. Diese Daten werden dann an den Aggregator weitergeleitet. Die Datenübertragung von der Anlage zum Aggregator stellt die nächste technische Anforderung (z. B. Datenübertragungsrates) dar. Der Aggregator aggregiert seinen Pool und erstellt ein Angebot für den Spot-Markt, welches bei der EPEX eingereicht wird. Auch hier ist wieder eine Datenübertragung zwischen Akteuren (Aggregator und Markt) relevant. Erhält das Angebot den Zuschlag, so muss diese Information wieder an den Aggregator zurückgespielt werden (Datenübertragung Markt-Aggregator), welcher dann Fahrpläne an die Anlagen in seinem Pool versendet (Datenübertragung Aggregator-Anlage). Zuletzt erfolgt zum Abrufzeitpunkt die Schaltung bzw. das Abfahren des Fahrplans. Hier können einzelne Schaltbefehle oder auch gesamte Fahrpläne übermittelt werden. Parallel erfolgt eine Datenübermittlung der gesamt gehandelten Fahrpläne von der EPEX an die ECC. Diese leitet

dann die aggregierten Fahrpläne je Netzgebiet an den zuständigen Netzbetreiber (NB) weiter (Datenübertragung ECC-NB). In dem vorgestellten Prozess können vor allem Datenübertragungen zwischen verschiedenen Akteuren, aber auch die Datenerfassung und die Schaltung an der Anlage selbst als Prozesse mit technischen Anforderungen identifiziert werden. /NEXT-02 20/, /ENTE-01 20/, /ECC-01 20/, /SWM-01 20/.

Die Umsetzungen der im Rahmen von C/sells neu entwickelten Geschäftsmodelle umfassen nicht die gesamte Kette des oben vorgestellten Prozesses, sondern beschränken sich auf einzelne Bereich (siehe Abbildung 4-2). In diesem Abschnitt werden die Geschäftsmodelle ALF der FfE, iWM der Stadtwerke München und die comax-Plattform des ÜNB TenneT analysiert. Das im vorherigen Kapitel vorgestellte Geschäftsmodell „Flexibilisierung/ flexible Steuerung elektrischer Heizsysteme von Wärmekunden durch die Stadtwerke München (SWM)“ stellt einen Teilaspekt – den des Flexibilitäts-Enablers – der iWM dar.



Abbildung 4-2: Bilanzgrenzen der Umsetzung der Geschäftsmodelle

Bei iWM wird die Vermarktung von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen am Day-Ahead-Markt erprobt. Für die Umsetzung werden die Heizungssysteme technisch ausgestattet und in der SWM-Leitstelle Fahrpläne für die Vermarktung des virtuellen Kraftwerkes ermittelt. Diese Fahrpläne werden dann allerdings nicht real an die EPEX geschickt, daher endet die Bilanzgrenze beim Aggregator/Vermarkter. Am nächsten Tag werden die ermittelten Fahrpläne abgefahren. Bei ALF (detaillierte Beschreibung in dem Abschnitt 4.2) erstreckt sich die Bilanzgrenze über den Markt hinaus. PV-Anlagen werden technisch ausgestattet und mit der Plattform ALF verbunden, welche sowohl Aggregator als auch Flex-Markt darstellt. Auf der Plattform erfolgt dann die Aggregation der Anlagen und das Matching der daraus entwickelten Flex-Angebote mit den Flex-Bedarfen eines VNB. Die Anlagen werden mittels eines aktiven externen Marktteilnehmers (aEMT) geschaltet. Die Rolle des NB wird bei ALF von einer virtuellen Leitwarte übernommen. Bei der comax-Plattform wird die andere Seite der Prozesskette abgedeckt. Flex-Bedarfe von ÜNBs und VNBs werden mit Flex-Angeboten des Einsatzverantwortlichen (EiV) unter Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen auf einer Flex-Plattform zusammengeführt. Die physikalische Anlage ist explizit nicht Teil des Konzepts, sondern liegt in der Verantwortung des EIVs und somit außerhalb der Bilanzgrenze.

Die technischen Anforderungen für die Umsetzung der entwickelten Geschäftsmodelle wurden mittels Interviews mit Ansprechpartnern der einzelnen Geschäftsmodelle bestimmt /SWM-02 20/, /FFE-63 20/, /TEN-04 20/. Eine detaillierte Darstellung einschließlich eines Vergleichs der neuen Geschäftsmodelle untereinander und auch mit den aktuellen Prozessen ist in /FFE-65 20/ zu finden.

Die nachfolgende Analyse ist analog zu dem obigen Prozessschaubild gegliedert. In einem ersten Schritt wird die Datenerfassung auf Anlagenebene und die Datenübertragung von der Anlage zum Aggregator analysiert. Die Analyse umfasst die neuen Geschäftsmodelle ALF und iWM. Bei ALF wird statt der Datenübertragung zwischen Anlage und Aggregator die Datenübertragung zwischen Anlage und Flexplattform bzw. aEMT und GWA betrachtet. In einem zweiten Schritt folgt die Datenübertragung zwischen Aggregator/Vermarkter, dem

Markt und den NB. Im Falle der Spotmärkte ist hier das Clearinghaus zwischengeschaltet, dieses gibt es bei der Comax – das einzige Geschäftsmodell auf dieser Ebene – nicht, sodass dies nachfolgend zusammengefasst wird. Außerdem ist im Falle von Comax der Aggregator/Vermarkter der EIV.

Für die Datenerfassung auf Anlagenebene werden bei den neuen Geschäftsmodellen verschiedene technische Komponenten erprobt. So wird teilweise auf kommerzielle Lösungen (Tekmar Steuersysteme für Nachtspeicherheizungen bei iWM) zurückgegriffen. Aber auch das iMSys als neue Komponente der Energiewirtschaft wird berücksichtigt, in ALF wird auf die iMSys-Architektur gesetzt. Bei iWM wird vornehmlich auf den StromPager gesetzt, allerdings auch einige Pilotanlagen mit iMSys bzw. Tekmar Systemen ausgestattet. In den beiden Feldversuchen hat sich gezeigt, dass die Verwendung von iMSys-Architektur für die Anbindung von Anlagen möglich ist. Allerdings wird in beiden Feldversuchen nicht zertifizierte iMSys mit Zusatzfunktionen (z. B. das Steuern) verwendet. Bei der Messdatenübertragung wird sowohl bei ALF als auch teilweise bei iWM Mobilfunk (LTE, wo vorhanden) verwendet, welcher bei ALF auch für Steuerbefehle eingesetzt wird. Bei iWM wird hingegen zum Steuern LoRaWAN verwendet. Insgesamt unterscheidet sich die Umsetzung bei der Datenerfassung, Schaltung und Datenübertragung auf Anlagenebene von der Umsetzung bei den aktuellen Märkten (Spot- und Regelleistungsmärkte). Allerdings gibt es nur für den Regelleistungsmarkt Vorgaben zur Datenübertragung und -erfassung /TEN-05 20/. Schon bei der Intraday-Vermarktung von Flexibilität mittels Aggregatoren variiert die Anbindung stark von automatisierten kommerziellen Lösungen über Schnittstellen an Wechselrichtern zu reinem Email-Versand mit nur halbautomatisierten Eigenlösungen /NEXT-02 20/, /ENTE-01 20/, /SWM-01 20/. Somit kann hier nicht auf etablierte Standards aufgebaut werden, was zu einer starken Streuung der technischen Infrastruktur bei den neuen Geschäftsmodellen führt. Die Anforderungen der Geschäftsmodelle an die Auflösung der Daten oder auch der Häufigkeit der Datenübertragung variieren. Datensparsamkeit im Sinne von Datenschutz und technischer bzw. wirtschaftlicher Überlegungen stand noch nicht im Fokus der Forschungsvorhaben, so werden bei iWM dauerhaft Daten übertragen, wovon nur eine Teilmenge benötigt wird. Bei ALF wurde durch Bedarfsmessungen die Datenübertragung für Messungen sehr reduziert, allerdings werden hier dafür nur einzelne Schaltbefehle und keine Fahrpläne übermittelt, wodurch die Kommunikationshäufigkeit zwischen aEMT und Anlage zum Schalten stark erhöht wird. Außerdem werden Anlagen zumeist einzeln angesteuert (und gemessen). Bei einer großflächigeren kommerziellen Umsetzung würde Aggregation und Datensparsamkeit relevanter werden.

Die Kommunikation und technische Anbindung auf Ebene der Märkte zu den NB bzw. Aggregatoren lehnt sich bei Comax stark an die Anbindung der Spotmärkte an. Bei Comax gibt der NB über ein Webinterface die Flex-Bedarfe ein. Im Falle eines Zuschlages von einem Angebot werden der NB und der EIV mittels Mail (und einer .csv-Datei mit den relevanten Informationen) informiert. Der EIV erhält einen Activation Call, der NB eine Meldung zur Bedarfsdeckung. Nach der Schaltung erhalten beide Akteure einen Handelsnachweis per Mail. Auch bei den Spotmärkten werden die Fahrpläne zumeist per Mail und .csv bzw. .xml-Dateien versendet. Ausnahme bildet hier die Kommunikation zwischen EPEX und ECC, welche über ftp statt Mail erfolgt. /ECC-01 20/

Insgesamt zeigt sich, dass bei der Kommunikation zwischen den einzelnen Akteuren auf aktuelle Prozesse aufgebaut werden kann. Bei der technischen Anbindung der Anlagen müssen jedoch neue Prozesse entwickelt werden. Das iMSys als neue Komponente der Energiewirtschaft kann hierfür verwendet werden, jedoch muss dieses für die spätere

skalierbare Umsetzung noch weiterentwickelt werden, da die aktuell zertifizierte Version nicht ausreichend ist.

4.2 Anwendung der iMSys-Infrastruktur

Zur Anbindung der einzelnen Flex-Optionen an die ALF-Plattform kommt in der Zelle UAP 6.3.1 die iMSys-Infrastruktur zum Einsatz: sowohl die Übertragung von Messwerten als auch das Senden von Schaltbefehlen für den Flex-Abruf wird im Rahmen von UAP 6.3.1 über das iMSys demonstriert.

Der nachfolgende Abschnitt 4.2 behandelt den Einsatz der iMSys-Infrastruktur im Rahmen von AP 6.3 und den damit einhergehenden Prozessen sowie involvierten Akteuren. Abschnitt 4.2.1 beinhaltet eine übergeordnete Darstellung zu Hintergrund und Architektur der iMSys-Infrastruktur mit Fokus auf UAP-relevante Inhalte. Anschließend wird im Abschnitt 4.2.2 auf die Umsetzung der ALF-Plattform eingegangen, wobei die oben beschriebenen technischen Anforderungen bzw. Einschränkungen näher analysiert werden.

4.2.1 Hintergrund und Architektur der iMSys-Infrastruktur

Mit der Einführung von iMSys beginnt die Digitalisierung der Energiewende in Deutschland. Die örtlichen Netzbetreiber elektrischer Netze ersetzen seit 2018 analoge Bestandstechnik zur Erfassung elektrischer Energie für Haushalte und Industrie durch neue digitale Technologien: In allen Haushalten mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh werden die bestehenden Ferraris-Stromzähler durch iMSys ersetzt. Ein iMSys besteht aus einem digitalen Stromzähler (auch „moderne Messeinrichtung“ oder „Smart Meter“) und einer Kommunikationseinheit, dem Smart Meter Gateway (SMGW).

Das SMGW ist die zentrale Schnittstelle zwischen steuerbaren Anlagen und Zählern in einem lokalen Netzwerk und unterschiedlichen Backendsystemen. Es ermöglicht die standardisierte, netzdienliche Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und somit die erfolgreiche Integration von Erneuerbaren Energien in unser Stromnetz. Darüber hinaus werden SMGWs für die sichere und automatisierte Ablesung von Messwerten aus Letztverbraucherhaushalten sowie für eine vereinfachte Abrechnung und flexible Stromtarife eingesetzt.

Für diese vielfältigen Einsatzzwecke verbindet das SMGW insgesamt vier unterschiedliche Netzwerke über Schnittstellen, die als weiterer Sicherheitsfaktor streng voneinander getrennt sind (siehe Abbildung 4-3).

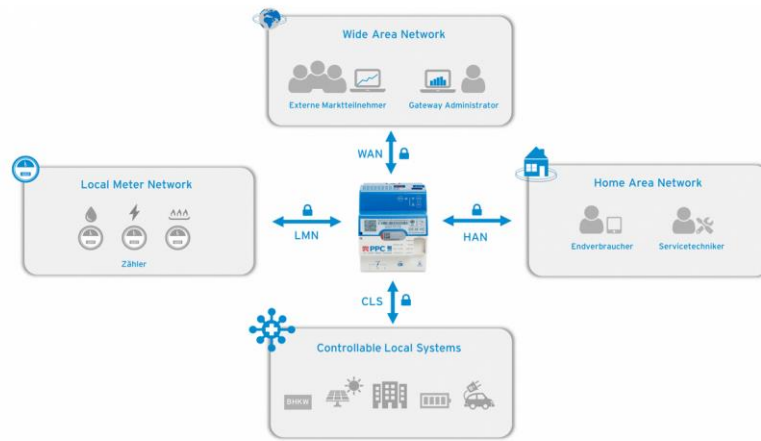


Abbildung 4-3: Die Schnittstellen des Smart Meter Gateways (Quelle: PPC)

Der Zugriff von außen erfolgt über das Wide Area Network (WAN) bspw. über öffentliche bzw. private Mobilfunknetze oder das Stromnetz selbst mittels Breitband-Powerline-Technologie. Im Zuge der Demozelle ALF kommen in Summe 20 SMGWs zum Einsatz, welche über den 4G-Standard kommunikationstechnisch angebunden sind.

Alle Kommunikationspartner, die über die WAN-Schnittstelle mit dem SMGW interagieren, werden als externe Marktteilnehmer (EMT) bezeichnet. Je nachdem, wie die Interaktion gestaltet ist, wird zwischen aktiven und passiven EMT unterschieden. Wie bereits in Abschnitt 4.1 dargelegt kann der aktive EMT sowohl Daten vom SMGW empfangen als auch nachgelagerte Geräte über das SMGW steuern. Passive EMT sind dagegen nur berechtigt, Daten vom SMGW empfangen. Um sicherzustellen, dass nur berechtigte Parteien Zugriff auf Anlagen hinter dem SMGW erhalten bzw. Daten aus dem SMGW beziehen können, müssen sich externe Marktteilnehmer mithilfe von Zertifikaten aus der Smart Metering Public Key Infrastruktur (PKI) mit dem BSI als Vertrauensanker ausweisen.

Verbindungen von externen Marktteilnehmern zu Controllable Local Systems (CLS) für die Steuerung von Anlagen wie Wechselrichtern, Wärmepumpen oder auch Ladeeinrichtungen werden über den CLS-Kanal aufgebaut. Das SMGW stellt hierfür eine Proxy-Funktion zur Verfügung und ermöglicht eine gesicherte, transparente Kommunikationsverbindung zwischen steuerbarer Anlage und Backendsystem.

Zum Abruf von Zählerdaten aus dem Local Metrological Network oder Local Meter Network (LMN) können externe Marktteilnehmer mithilfe von Tarifierungsanfragen auf die Messwertlisten des SMGWs zugreifen. Das LMN ist so ausgelegt, dass mit dem SMGW sowohl kabelgebundene als auch drahtlose Zähler für unterschiedlichste Sparten wie Strom, Gas, Wasser oder Wärme angeschlossen werden können.

Endverbraucher und Servicetechniker haben die Möglichkeit, über die Home Area Network (HAN-) Schnittstelle des SMGW auf Messwerte (bspw. zur Prüfung ihrer Rechnung) und Log-Dateien zuzugreifen. Des Weiteren können Energiemanagementsysteme die auf dem SMGW gespeicherten Messwerte über die HAN-Schnittstelle abrufen und für die Weiterverarbeitung nutzen.

Da für die Umsetzung des Altdorfer Flexmarkts eine umfassende Datenbasis von entscheidender Bedeutung ist, liegt ein thematischer Schwerpunkt des UAP 6.3.1 in der Erprobung der Messfunktionalität des iMSys.

Da Messwerte für unterschiedlichste energiewirtschaftliche Anwendungsfälle benötigt werden, sind in der Technischen Richtlinie TR 03109-1 des BSI sowie den zugehörigen Errata-Dokumenten vierzehn unterschiedliche Tarifierungsanwendungsfälle (TAF) definiert. Diese TAFs beinhalten die standardisierten Minimalanforderungen an die Messwertverarbeitung und -übermittlung des SMGWs und sind in die Kategorien „Tarifierung und Bilanzierung (TAF 1 bis 8)“, „steuerbare Anlagen (TAF 9)“ und „Netzzustandserhebung (TAF 10 bis 13)“ aufgeteilt. Der Funktionsumfang der aktuell zertifizierten SMGW-Firmware umfasst die TAFs 1, 2, 6 und 7. In der kommenden Softwareversion (Rezertifizierung) werden darüber hinaus die TAFs 9, 10 und 14 zur Verfügung stehen (siehe Tabelle 4-1 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).

Tabelle 4-1: Übersicht über Tarifierungsanwendungsfälle (Quelle: PPC, basierend auf TR 03109, /BSI-102 15/)

	Anwendungsfall	SMGW Firmware
TAF-1	✔️ Datensparsame Tarife	ab 1.0
TAF-2	✔️ Zeitvariable Tarife	ab 1.0
TAF-3	Lastvariable Tarife	
TAF-4	Verbrauchsvariable Tarife	
TAF-5	Ereignisvariable Tarife	
TAF-6	✔️ Ablesung von Messwerten im Bedarfsfall	ab 1.0
TAF-7	✔️ Zählerstandgangmessung	ab 1.0
TAF-8	Erfassung von Extremwerten	
TAF-9	✔️ Abruf der IST-Einspeisung	ab 1.1
TAF-10	✔️ Abruf von Netzzustandsdaten	ab 1.1
TAF-11	Steuerung von unterbrechenden Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen	
TAF-12	Prepaid Tarif	
TAF-13	Bereitstellung von Messwertsätzen zur Visualisierung für den Letztverbraucher über die WAN-Schnittstelle	
TAF-14	✔️ Hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwertdienste	ab 1.1

Die Relevanz dieser neuen Tarifierungsanwendungsfälle wird am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts deutlich. Neben dem bereits zertifizierten Umfang (TAF 7) kommen hier insbesondere die TAFs 9 und 10 zum Einsatz:

- Über TAF 7 haben berechnete Marktteilnehmer die Möglichkeit, Zählerstandgänge im Viertelstunden-Intervall zu erhalten. Diese erfüllen alle Anforderungen des Eichrechts und können somit als Grundlage für die Abrechnung herangezogen werden. /BSI-102 15/
- TAF 9 ermöglicht es berechtigten Marktteilnehmern die IST-Einspeiseleistung phasenscharf von EEG- und KWKG-Anlagen zu empfangen. Hierbei können Messwerte in einer deutlich höheren Auflösung zur Verfügung gestellt werden: Eine mindestens 60-sekündliche Datenbereitstellung muss durch das SMGW gewährleistet werden. Die über TAF 9 erfassten Messwerte sind nicht abrechnungsrelevant. /BSI-11 19/
- Mittels TAF 10 kann der Netzbetreiber auf Netzzustandsdaten zugreifen. Konkret werden Momentan-Wirkleistung, Strom und Spannung phasenscharf bereitgestellt. Darüber hinaus können auch Frequenz sowie Phasenwinkel abgerufen werden. Wie auch im Falle von TAF 9 sind diese Messwerte

hochauflösend verfügbar und nicht abrechnungsrelevant. /BSI-11 19/ Neben der Messfunktionalität wird im Rahmen des Altdorfer Flexmarkts auch die Steuerfunktionalität des iMSys zum Abruf der Flex-Optionen erprobt. Zur transparenten Übertragung von Steuerbefehlen stellt das SMGW die CLS-Funktionalität bereit. Grundlage für einen erfolgreichen Verbindungsaufbau ist es, dass die Kommunikationsendpunkte vorab durch den GWA an das SMGW übermittelt werden. Dies und der konkrete Verbindungsaufbau zwischen aEMT (Backend) und CLS-Gerät (Anlage) ist dabei durch die TR 03109-1 des BSI vorgegeben. Hierbei wird – in Abhängigkeit des Initiators der Kommunikation – zwischen drei Szenarien (HKS) unterschieden (siehe Tabelle 4-2).

Tabelle 4-2: Übersicht der HAN-Kommunikationsszenarien (Quelle: PPC, basierend auf TR 03109, /BSI-102 15/)

HAN-Kommunikations-Szenario (HKS)	Initiator
HKS 3	Verbindungsaufbau wird vom CLS-Gerät (Anlage) angestoßen
HKS 4	Verbindungsaufbau wird vom aEMT (Backend) angestoßen
HKS 5	Verbindungsaufbau wird vom SMGW angestoßen (zeitbasiert)

Da die für den Flex-Abruf benötigten Schaltbefehle immer vom Backend ausgehen (aEMT), wird in UAP 6.3.1 das Steuern über HKS 4 erprobt. Auf diese Weise werden auch die dezentralen Anlagen im Feldversuch des Altdorfer Flexmarkts in das System eingebunden. Im nachfolgenden Kapitel wird das Zusammenspiel der beschriebenen iMSys-Funktionen und – Komponenten am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts im Detail beschrieben.

4.2.2 Einsatz am Beispiel des Altdorfer Flexmarktes

Für die Demonstration von ALF unter Verwendung der iMSys-Infrastruktur sind verschiedene Einschränkungen zu beachten. Diese müssen bereits bei der Konzeption des Feldtests bzw. bei der Auswahl der Flex-Optionen berücksichtigt werden. So ist der Pool der möglichen Flex-Typen durch die betrachteten Spannungsebenen (z. B. keine großen thermischen oder erneuerbaren Kraftwerke), den Kundenkomfort (z. B. keine weiße Ware) und die notwendige Kompatibilität mit der verwendeten iMSys-Infrastruktur (z. B. keine Batteriespeicher) begrenzt. Der Schwerpunkt des Feldversuchs liegt daher auf Erzeugungsanlagen, die gemäß § 9 EEG (Abregeln von EE-Anlagen) in bestimmten Stufen reguliert werden können. Darüber hinaus können auch Verbraucher, die derzeit am Flexibilitätsmechanismus des § 14a EnWG (Abschalten von Lasten) teilnehmen können, integriert werden (Abbildung 4-4). Durch die Bezugnahme auf diese beiden Richtlinien kann sichergestellt werden, dass die einzelnen Flex-Optionen grundsätzlich mit der iMSys-Infrastruktur und damit mit der Smart-Market-Plattform kompatibel sind. /FFE-85 19/

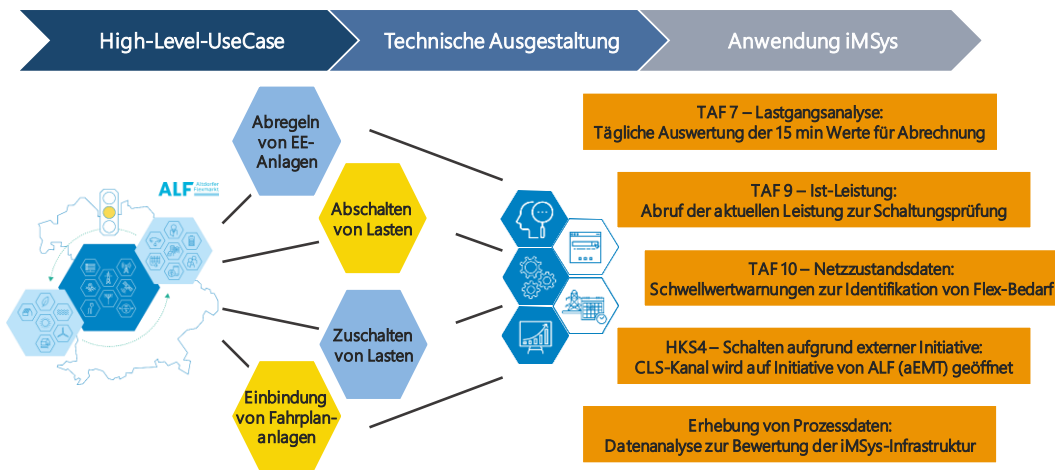


Abbildung 4-4: Übersicht über die Use-Cases bzgl. der Einbindung von Flex-Optionen sowie der Anwendung der iMSys-Funktionen

Wie in Abschnitt 4.2.1 erläutert gibt es derzeit insgesamt dreizehn bzw. vierzehn TAFs, welche die Mindestanforderungen an das SMGW beschreiben. Die Anwendung der Markt- und Koordinierungsplattform erfordert mehrere Dateninputs, welche durch die Anwendung von drei bestimmten TAF zur Verfügung gestellt werden (vgl. Abbildung 4-4): Vor und nach dem Schalten wird der tatsächliche Leistungswert der jeweiligen Flex-Option nahezu in Echtzeit (TAF 9) übertragen, um den technischen Nachweis des Schaltvorgangs zu erbringen. Zudem wird der Zählerstandsgang der Anlage (TAF 7) täglich ausgewertet (Auflösung 15 min), um den Nachweis der angebotenen Leistung erfassen zu können. Darüber hinaus werden Netzstatusdaten an die Plattform übermittelt, sobald definierte Schwellenwerte (z. B. Netzspannung) über- oder unterschritten werden (TAF 10). Neben den TAF sind im Rahmen der Konzeption des Feldversuchs noch weitere Aspekte zu berücksichtigen, welche sowohl auf dem technischen Angebot der iMSys-Infrastruktur als auch auf den Anforderungen von ALF basieren (siehe Abbildung 4-5).

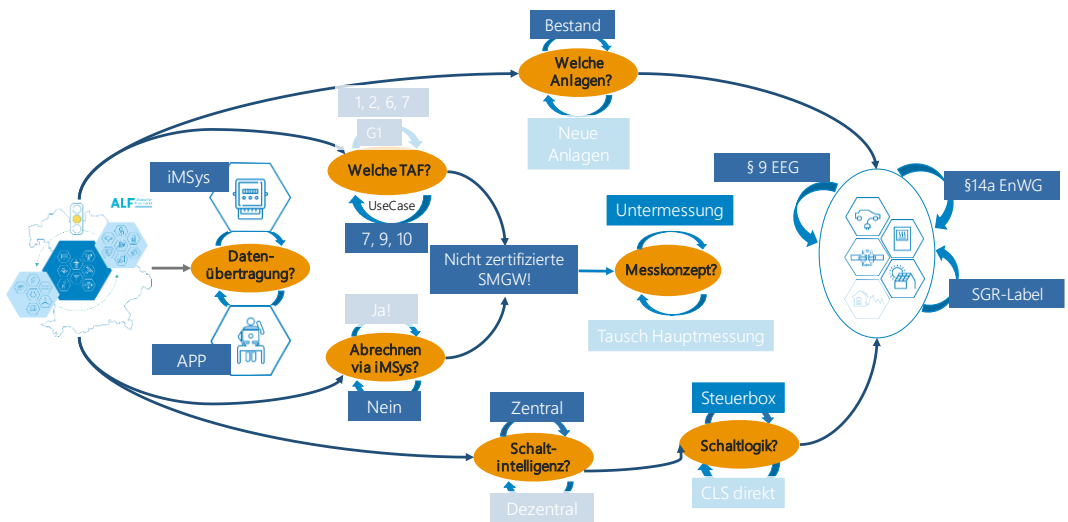


Abbildung 4-5: Entscheidungsweg ausgehend von den Anforderungen des Altdorfer Flexmarktes bis hin zur Auswahl der kompatiblen Flex-Optionen

Mit der zu Beginn des Feldversuchs zur Verfügung stehenden Generation von SMGW, die Teil des laufenden Zertifizierungsprozesses ist, steht nur der TAF 7 zur Verfügung /BSI-01 20/. Die Implementierung weiterer TAF wird planmäßig Teil der kommenden Gerätegenerationen sein.

Aus diesem Grund werden während des Feldtests nicht-zertifizierte SMGW verwendet, die jedoch über TAF 7, 9 und 10 verfügen, um die Anforderungen von ALF zu erfüllen. Das bedeutet, dass das SMGW bzw. dessen Datenerfassung nicht für Abrechnungsprozesse im regulären Betrieb verwendet werden darf. Daher wird die Montage bei den Probanden vor Ort als Untermessung durchgeführt, wodurch die derzeit existierende Hauptmessung unverändert bleibt.

Im Folgenden werden die an ALF beteiligten Akteure, ihre Schnittstellen und Prozesse, welche sich durch die Umsetzung von ALF ergeben, beschrieben: Über ALF sind externe Prognosedienste, die Leitwarte des Verteilnetzbetreibers, ein aEMT, der Messstellenbetreiber sowie die Probanden als Akteure in der Systemlandschaft miteinander verbunden (vgl. Abbildung 4-6).

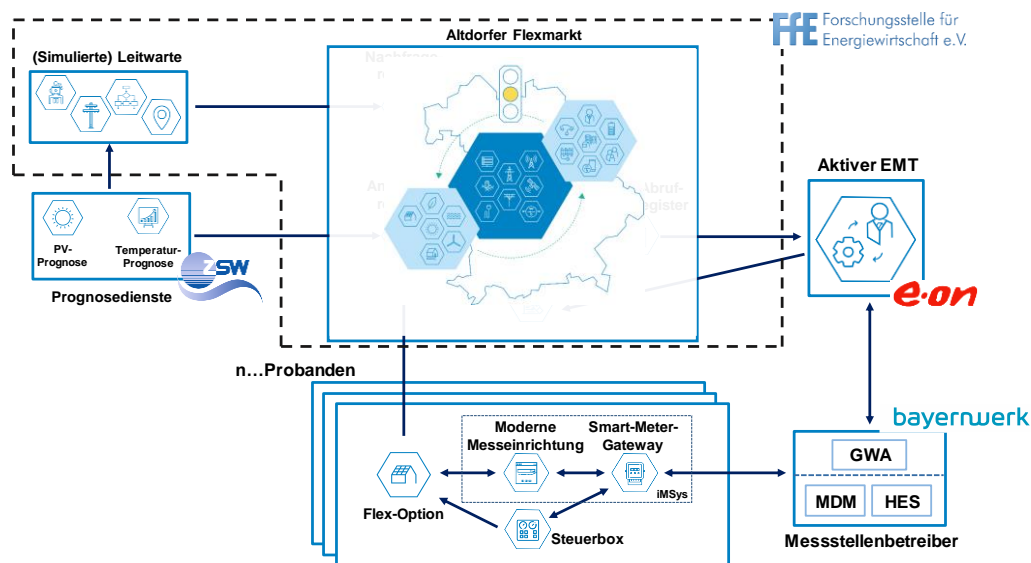


Abbildung 4-6: Systemlandschaft, Schnittstellen und beteiligte Partner bei der Umsetzung des Feldversuchs

Prognosedienste

Prognosen für Temperatur und Photovoltaik-Erzeugung werden ALF durch das *Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)* zur Verfügung gestellt. Auf Basis von Wettermodellen des *Deutschen Wetterdiensts (DWD)* werden am ZSW die entsprechenden Informationen in regelmäßigen Intervallen für die Projektregion Altdorf zum Abruf durch die fFe aufbereitet. Tabelle 4-3 zeigt die Eigenschaften der verwendeten Prognosedaten.

Tabelle 4-3: Informationen zu den auf ALF verwendeten Prognosedaten

Prognosetyp	Temperatur	PV-Erzeugung
Zeitliche Auflösung	stündlich	¼-stündlich
Regionale Auflösung	1 Bezugspunkt (Mitte Projektregion)	
Aktualisierungsintervall	6 h	3 h
Verwendeter Prognosehorizont	ca. 36 h	
Weitere Informationen	Stündliche Werte werden auf ALF in äquivalente Tagesmitteltemperatur umgerechnet	5 Anlagen-Ausrichtungen verfügbar (W-SW-S-SO-O) 10 Anlagen-Neigungswinkel verfügbar (0° - 90° in 10°-Schritten) Bereitstellung von normierten Erzeugungsgängen, die auf ALF auf die installierte Leistung skaliert werden

Die Prognosedaten werden auf einer ZSW-internen Datenbank abgelegt, welche eine Schnittstelle zum externen Abruf bereitstellt.

(Simulierte) Leitwarte

Die Hauptfunktion der Leitwarte im Zusammenspiel mit ALF ist die Durchführung einer Day-Ahead-Engpassbestimmung und eine darauf basierende Übergabe des Flex-Bedarfs an ALF. Für diese Funktion inkl. der Übertragung weiterer notwendiger Zusatzinformationen (Verschaltungszustand etc.) besteht derzeit kein automatisierter Prozess. Daher wird die Leitwartenfunktion von der FfE mithilfe des Verteilnetztools GridSim simulativ abgebildet. Daraus ergeben sich weitere Vorteile, wie beispielsweise die Integration von Szenarien der künftigen Netzbelastung sowie die Vermeidung einer aufwändigen Schnittstelle zwischen der Leitwarte als Teil einer sicheren Umgebung und ALF – einer Entwicklung im Rahmen eines Forschungsprojektes.

Das Ergebnis der Day-Ahead-Engpassbestimmung wird automatisiert in Form eines JSON-File an die Flex-Plattform übergeben (Beispiel hierfür in Abbildung 4-7 dargestellt).

```

"title": "Flex-Bedarf Upload-Datei",
"comment": "Szenario: Autonomer Prosument",
"from_datetime": "27.03.2020 00:00:00 +0100",
"to_datetime": "27.03.2020 23:45:00 +0100",
"version_datetime": "26.03.2020 13:59:54 +0100",
"temperature_prognosis_model_run": -1,
"temperature_prognosis_query_datetime": "26.03.2020 13:59:54",
"pv_prognosis_model_run": -1,
"pv_prognosis_query_datetime": "26.03.2020 13:59:54 +0100",
"grid_operating_point_name": "default",
"grid_is_config_name": null,
"current_problems": [
  {
    "grid_part_name": "ONT_4012",
    "grid_component_name": "4012",
    "partial_fulfillment": true,
    "step_index": [27],
    "demand": [-23.9458]
  },
  {
    "grid_part_name": "ONT_4004",
    "grid_component_name": "1235",
    "partial_fulfillment": true,
    "step_index": [23,25,26,28],
    "demand": [-0.849526,-14.1152,-2.54509,-16.0356]
  }
]

```

Abbildung 4-7: Header des JSON-File für die Übermittlung des Flex-Bedarfs (links) sowie der Inhalte eines Engpasses (rechts)

Bei der Übermittlung des Flex-Bedarfs sind einige generelle Informationen wichtig bzw. für die spätere Auswertung hilfreich. Hierunter fallen das verwendete Szenario (hier autonomer Prosument), das Datum der Engpassbestimmung sowie der Netzverschaltungszustand (hier „default“ bzw. „null“, also Zielverschaltung). Der Flex-Bedarf wird dabei für jedes betroffene Betriebsmittel (grid_component_name) bzw. jeden Netzknoten übergeben. Da diese Bezeichnungen in einem größeren Netzgebiet oft nicht eindeutig sind, wird noch das Netzgebiet (grid_part_name) des Engpasses mit übergeben. Die Überlastung eines

Betriebsmittels wird dabei mit der Dauer (step_index als Auflistung der Viertelstunden), dem betroffenen Betriebsmittel sowie dem zugehörigen Flex-Bedarf (demand) beschrieben. Als ergänzende Information kann noch beigefügt werden, ob der Netzbetreiber auch eine Teilerfüllung (partial_fulfillment) des übergebenen Bedarfs akzeptieren würde.

Aktiver externer Marktteilnehmer

Im Rahmen der Umsetzung von ALF werden neben dem Abruf von Messwerten auch Schaltbefehle über den CLS-Kanal versendet. Gemäß der Erläuterung in Abschnitt 4.2.1 ist somit ist die Integration eines aEMT notwendig. Diese Funktion übernimmt im Feldersuch ein vom Netzbetreiber beauftragtes Unternehmen.

In Tabelle 4-4 sind die Hauptfunktionen im Zusammenspiel von ALF und aEMT beschrieben. Ergänzend zu den genannten Aspekten findet beim aEMT ein Logging der einzelnen Prozessschritte sowie deren zeitlicher Dauer statt. Diese Datenerhebung ist die Basis für die im Projekt durchgeführte Latenzzeitauswertung.

Tabelle 4-4: Übersicht über die funktionale Schnittstelle zwischen ALF und aEMT

Funktion	Trigger	Übergabeparameter ALF-> aEMT	Daten aEMT -> ALF
Messen TAF 7	Fest hinterlegter Zeitpunkt im SMGW	Zähler-ID Register	Zeitpunkt je Messwert Werte (1/4 h Zählerstand)
Messen TAF 9	Externes Signal (ALF)	Start- und Endzeitpunkt Zähler-ID Register	Zeitpunkt je Messwert Werte (minütliche Leistungswerte)
Schalten via CLS	Externes Signal (ALF)	Steuerlokation Zeitpunkt der Schaltung Schaltstufe	Statusmeldung über Prozessumsetzung

Messstellenbetreiber

Neben der physischen Umsetzung der iMSys-Infrastruktur (Montage der Geräte, Kommunikationsanbindung etc.) ist die Bereitstellung des GWA die Hauptaufgabe des Messstellenbetreibers (MSB) im Rahmen der Systemlandschaft. Wie in Abbildung 4-6 dargestellt, gibt es keine direkte Schnittstelle zwischen dem GWA und ALF, der aEMT agiert als Bindeglied. In der folgenden Abbildung 4-8 ist der Ablauf der einzelnen Prozessschritte, welche ablaufen sobald ein Schaltbefehl von ALF übermittelt wurde, visualisiert.

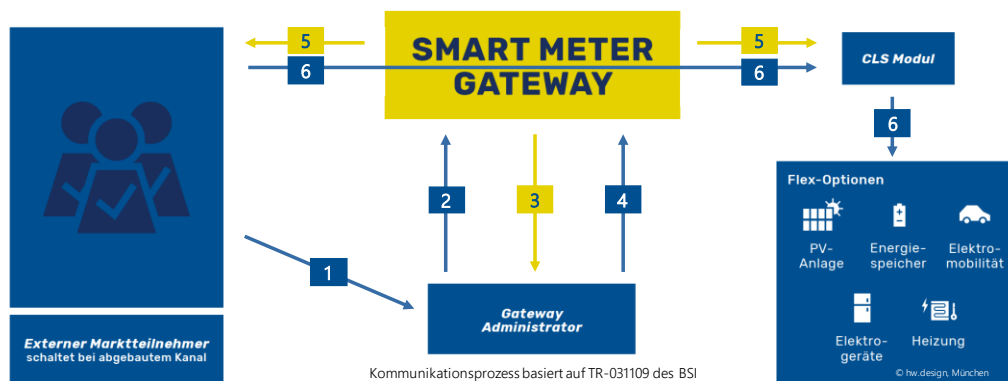


Abbildung 4-8: Schematischer Ablauf der Prozessschritte im Rahmen einer Übermittlung eines Schaltbefehls an eine Flex-Option

1. aEMT sendet eine Kommunikationsanfrage zu einem SMGW an den GWA
2. GWA prüft Anfrage und sendet Wake-Up-Paket an SMGW
3. SMGW baut Kanal zu GWA auf
4. GWA parametriert SMGW gemäß Anforderungen des aEMT
5. SMGW baut Kanal zu aEMT und Steuerbox (CLS Modul) auf
6. aEMT sendet Schaltbefehl an CLS-Modul, welches die Leistung der Flex-Option entsprechend beeinflusst

Das hier aufgeführte Kommunikationsszenario basiert auf dem HKS4 „Transparenter Kanal initiiert durch EMT“ aus der technischen Richtlinie TR-03109-1 des BSI. /BSI-102 15/

Neben den Analyseergebnissen aus ALF zum Einsatz der iMSys-Infrastruktur und einhergehenden technischen Anforderungen werden im folgenden Abschnitt 4.3 die Ergebnisse der OTH Regensburg zu Anpassungen in Netzplanung und –betrieb dargelegt.

4.3 Anpassungen in Netzplanung und Netzbetrieb

Die OTH Regensburg geht der Frage nach, ob ein flexibilisierter Einsatz von Trinkwasserpumpen und Power-to-Heat-Anlagen zur Netzentlastung in kritischen Zeitpunkten beitragen kann. Im Vordergrund der Untersuchungen steht dabei, welche Leistung gesichert zur Verfügung gestellt werden kann, um neben den technischen und wirtschaftlichen Vorteilen im Netzbetrieb auch weitere Einsparungen in der Netzplanung zu generieren. Zur Nachbildung der aktuellen Spannungsverhältnisse und Leitungsauslastungen wurden dazu mehrere Mittelspannungsnetze in der C/sells-Demonstrationszelle „Cham und Umgebung“ modelliert. Zudem wurden, angelehnt an den Netzentwicklungsplan, Szenarien für den zukünftigen PV-Zubau und die potenzielle Entwicklung der Elektromobilität entworfen.

Abbildung 4-9 zeigt ein städtisches Netzgebiet einer 17.000-Einwohner-Gemeinde mit einer installierten Erzeugungsleistung von ca. 29 MW (davon 22,4 MW PV und 5,1 MW Biogas). Abgeleitet aus dem Netzentwicklungsplan ist mit einem PV-Zubau bis 2030 von 6,5 MW zu rechnen. Um ein Extremszenario abzubilden, wird mit 150 % der prognostizierten Leistung (9,75 MW) simuliert, die abhängig von potenziellen Dach- und Freiflächen knotenscharf im Netz verteilt wird.

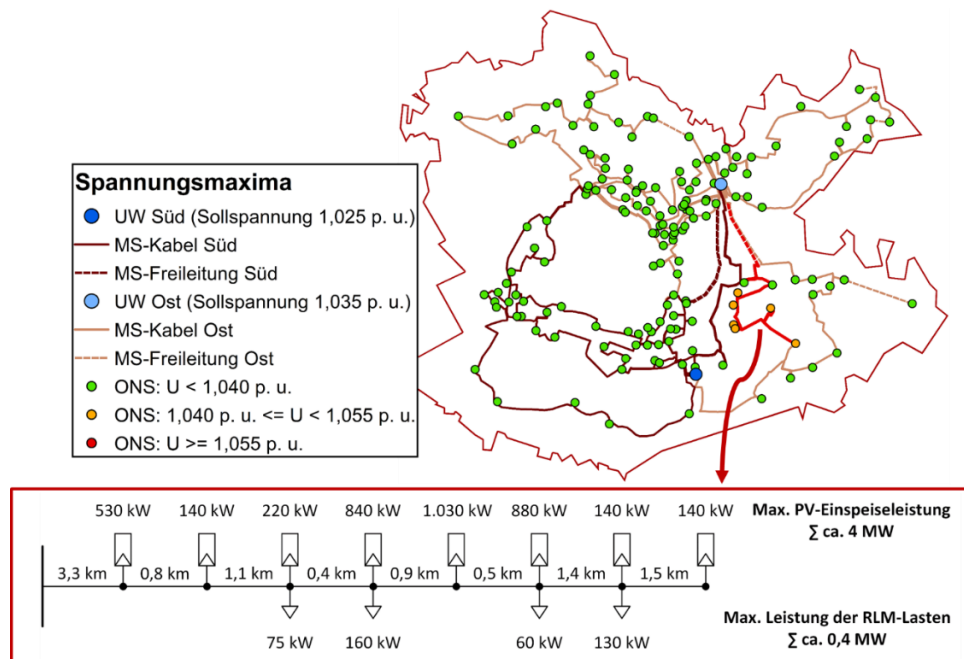


Abbildung 4-9: Beispiel einer Netzsimulation mit schematischem Plan des kritischen Stranges

Bei der Simulation des Netzes zeigt sich besonders ein kritischer Strang, dessen Knotenspannungen bereits eine erste vom Netzbetreiber festgelegte Warnschwelle von 1,04 p. u. überschritten hat. Verursacht wird dies durch einige größere Lagerhallen, in denen nur geringe Verbrauchslasten angeschlossen sind, aber die ein großes Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen bieten.

Ermittlung der Flexibilitätsanforderungen

Auf Basis der Ergebnisse lässt sich eine Netzanalyse hinsichtlich Spannungs- und Stromgrenzwertüberschreitungen (ΔU_{Knoten} , $\Delta I_{\text{Leitung}}$) sowie zu deren potenziellen Auftrittszeitpunkten t und Auftrittsdauern Δt durchführen, s. Abbildung 2-9.

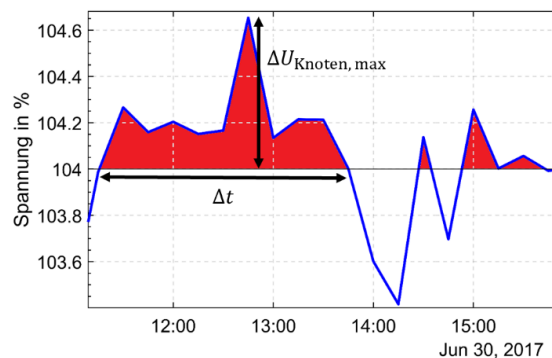


Abbildung 4-10: Netzanalyse zu Spannungs- und Stromgrenzwertverletzungen

Die Auswertung wurde teilautomatisiert, wodurch das Vorgehen auf andere Netzgebiete und Simulationsszenarien übertragbar ist.

Parallel wurde in der Netzberechnungssoftware PowerFactory anhand von Sensitivitätsanalysen untersucht, welche Wirksamkeit Flexibilitätseinsätze an den verschiedenen Netzknoten auf den Engpass haben. Dadurch kann bestimmt werden, wie effektiv die verfügbaren, in der Regel örtlich gebundenen Flexibilitätsanbieter eingesetzt

werden können bzw. wie hoch die Leistungsabweichung einer einzelnen Anlage zur (vollständigen) Behebung eines Engpasses sein müsste. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass die Sensitivitäten steigen, wenn sich die eingesetzte Flexibilitätsleistung näher zum kritischen Knoten am Strangende befindet.

Neben der Höhe der Leistungsabweichung ΔP_{Flex} wird die Flexibilitätsanforderung auch anhand der Einsatzzeitpunkte t und Einsatzdauer Δt sowie anhand der Häufigkeit der nötigen Flexibilitätseinsätze charakterisiert. Dadurch lässt sich z. B. analysieren, wie hoch die eingesetzte Flexibilitätsenergie zur vollständigen Behebung der Spannungsgrenzwertverletzung sein muss. Die Anlagenbetreiber können anhand der ermittelten Parameter bestimmen, ob bzw. inwiefern sie in der Lage sind, Flexibilität laut den Vorgaben des Netzbetreibers zur Verfügung zu stellen. Wenn anlagenseitige Flexibilitätspotenziale aus technischer Sicht nicht in ausreichender Größe vorliegen oder nicht in voller Höhe wirtschaftlich einsetzbar sind, bietet sich die Möglichkeit, nur einen Teil des netzseitigen Problems über einen Flexibilitätseinsatz zu beheben und stattdessen auf eine Kombination mit Einspeisespitzenkappung zu setzen.

Erschließung der Flexibilitätspotenziale eines Trinkwasserversorgungssystems

In Zusammenarbeit mit den Kreiswerken Cham wurde an der OTH Regensburg ein Modell des Trinkwasserversorgungsgebietes mit allen relevanten Pumpen und Hochbehältern erstellt. Insgesamt steht eine installierte elektrische Pumpenleistung von 900 kW zur Verfügung, wovon in der Regel aus wirtschaftlichen Gründen nur etwa die Hälfte zeitgleich eingesetzt wird. Mithilfe des Modells kann die aktuelle, füllstandgesteuerte Betriebsweise unter Einhaltung der Randbedingungen (Grenzwerte der Behälterfüllstände, elektrische Verschaltung der Pumpen) nachgebildet werden. Daraus lässt sich auch das gesicherte, für die Netzplanung geeignete Flexibilitätspotenzial anhand des Leistungsabrufes ΔP (lasterhöhend oder lastvermindernd) als konstant einzuhaltender oder minimal zu erbringender Wert, dessen Einsatzzeitpunkt t und Einsatzdauer Δt sowie der angekündigten Vorlaufzeit Δt_v und der Pause/Erholung zwischen zwei Abrufen Δt_p charakterisieren (s. Abbildung 4-11).

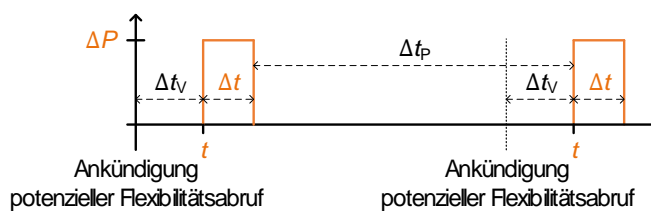


Abbildung 4-11: Charakterisierung der Flexibilitätspotenziale

Ebenso entscheidend ist die Kenntnis über eine notwendige Fahrplaneinhaltung vor und nach dem Abruf. Abbildung 4-12 zeigt ein Beispiel für eine Flexibilitätsanforderung im Zeitraum 10–14 Uhr ohne Fahrplaneinhaltung. Dargestellt sind die Fahrpläne mit und ohne Flexibilitätabruf für ein minimal zu erbringendes ΔP .

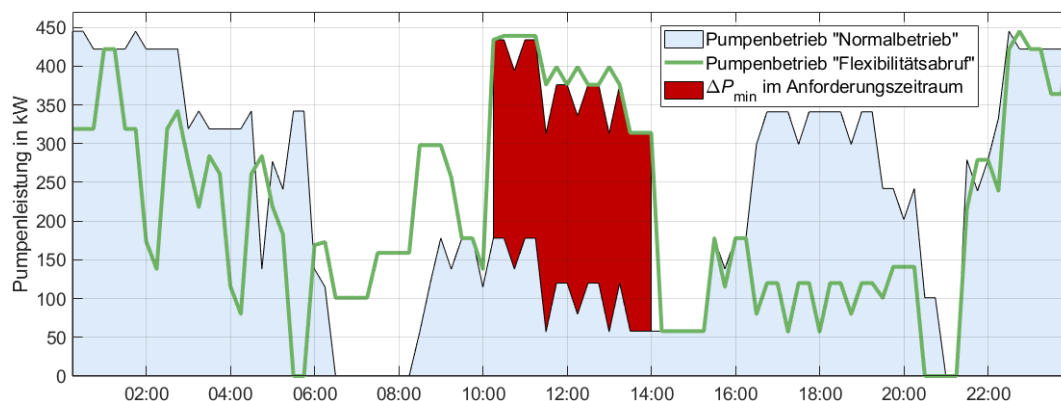


Abbildung 4-12: Beispiel für eine Flexibilitätsanforderung im Zeitraum 10–14 Uhr

Mit kürzerer Einsatzzeit und längerer Pausenzeit zwischen den Flexibilitätsabrufen steigt das Leistungspotenzial. Beispielsweise ergibt sich für alle Sommermittwoche in der Mittagszeit ein über 4 Stunden durchgängiges, gesichertes Flexibilitätspotenzial von ca. 150 kW elektrischer Leistung (vgl. Abbildung 4-13).

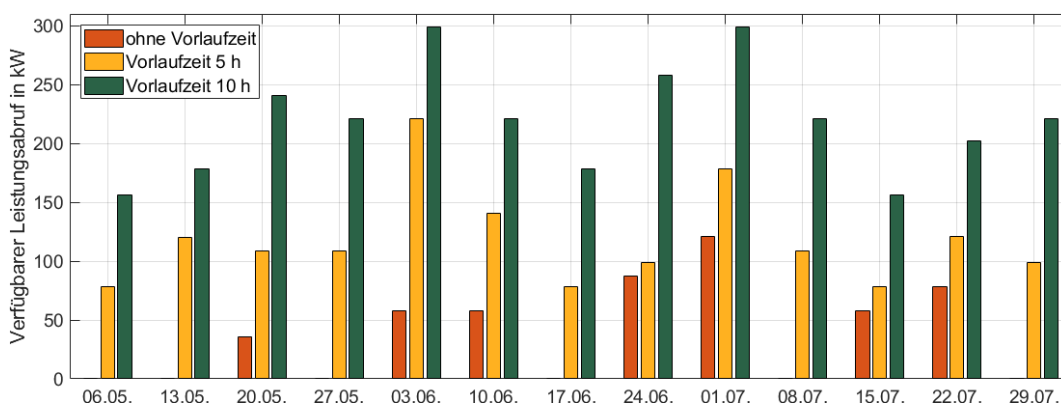


Abbildung 4-13: Ergebnis für gesichertes lasterhöhendes Flexibilitätspotenzial ohne Einbezug der Notstromaggregate

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass das Leistungspotenzial durch eine zunehmende Vorlaufzeit und eine exaktere Eingrenzung der kritischen Zeitpunkte noch deutlich erhöht werden kann. Durch eine vereinfachte Hochrechnung über die Bevölkerung (40.000 Einwohner im Versorgungsgebiet, 83 Mio. Einwohner in Deutschland) lässt sich im betrachteten Zeitraum ein bundesweites 4-h-Potenzial von ca. 300 MW abschätzen. Zu beachten ist jedoch, dass sich durch zunehmende zeitliche Einschränkungen der Anteil am netzseitigen energetischen Flexibilitätsbedarf, den die Anlage im Jahresverlauf beisteuern kann, ggf. verringert.

Verfahren zur Abbildung von Flexibilität in der Netzplanung

Aus den gewonnenen Erkenntnissen wird abgeleitet, inwiefern sich der flexible Einsatz der Verbrauchsanlagen in der Netzplanung verankern lässt. Besonders relevant ist deshalb, mit welcher Verlässlichkeit die Flexibilität abgerufen werden kann. Eine sehr hohe Verlässlichkeit lässt sich je nach Flexibilitätsanbieter möglicherweise nicht oder nur zu sehr hohen Preisen gewährleisten. Die Eignung der Flexibilitätsansätze wird somit sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht bewertet.

Da eine vollständige Verlässlichkeit ohnehin nicht sichergestellt werden kann (technische Störungen einer Anlage, Wettereinflüsse, etc.), werden auch Fallback-Strategien, z. B. Einspeisespitzenkappung, in die Analyse einbezogen. Abbildung 4-14 zeigt beispielhaft, wie die Spannung durch einen erfolgreichen Flexibilitätseinsatz in den zulässigen Bereich abgesenkt werden kann (grün) bzw. wann zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden müssen (rot).

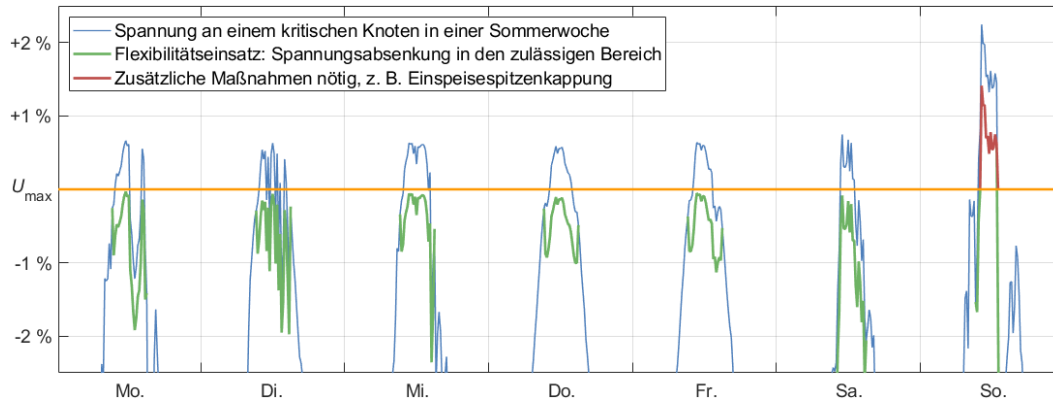


Abbildung 4-14: Beispiel für die spannungssenkende Wirkung eines Flexibilitätseinsatzes

Ein weiteres Ziel ist, mögliche Manipulationen in Form von sog. Inc-Dec-Gaming (vgl. FFE-33 20) zu minimieren. Darunter ist zu verstehen, dass Anlagenbetreiber durch ihre Fahrweise Netzengpässe hervorrufen bzw. verstärken, um anschließend für die Behebung des Engpasses vergütet und letztlich sogar mit wirtschaftlichen Vorteilen für das netzkritische Vorgehen belohnt zu werden. Zur Vermeidung dieses Risikos wird seitens der OTH Regensburg vorgeschlagen, neben den zwischen den Netzbetreibern und den Anlagenbetreibern vereinbarten Parametern für den Flexibilitätseinsatz auch das zeitliche Leistungsverhalten außerhalb der Abrufzeiträume einzubeziehen. Provozieren erkennbare Abweichungen des zulässigen Leistungsbereiches einen Engpass, dürfen nachfolgende Flexibilitätsabrufe nicht vergütet werden bzw. müssen bei vorsätzlichem Handeln sogar zu einer Sanktionierung des Flexibilitätsanbieters führen. Andererseits müssen zunächst gezielt Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität geschaffen werden, um einen Zugriff auf möglichst viele geeignete Anlagen zur Lösung bzw. Beherrschung von Netzengpässen zu generieren. Dies könnte beispielsweise über reduzierte Netzentgelte erfolgen – wohlwissend, dass dies eine umfangreiche Anpassung der bestehenden Netzentgeltsystematik erfordert.

Da die umfangreichen Arbeiten an der OTH Regensburg noch nicht abgeschlossen sind und zum aktuellen Stand keine endgültigen Handlungsempfehlungen zulassen, werden die finalen Ergebnisse nach dem Projektende anderweitig veröffentlicht.

Im nachfolgenden und abschließenden Kapitel 5 werden die Hauptergebnisse des Berichts und abgeleitete Handlungsempfehlungen zusammengefasst dargestellt.

5 Kernaussagen und Handlungsempfehlungen

Simon Köppl FfE e.V.

Der vorliegende Bericht beschreibt anhand der Demonstrationen im Arbeitspaket „Solare Verteilnetzschnittpunkte in Flächennetzen“ die Erkenntnisse der beteiligten Partner bei der Erschließung kleinteiliger Flexibilität und ihrer Bewirtschaftung durch Netz und Markt. Dabei liegt der Fokus nicht nur auf der technisch-prozessualen Umsetzung und regulatorischen Implikationen - in den Schaufensterprojekten werden darüber hinaus Partizipationskonzepte für die großflächigen Feldversuche sowie entsprechende Geschäftsmodelle entwickelt. Die Analyse anhand von urbanen lastgeprägten Netzen in München, solar geprägten Flächennetzen im niederbayerischen Altdorf und für die Netzplanung untersuchte Gebiete in der Oberpfalz erlauben dabei einen ganzheitlichen Blick auf zukünftige Herausforderungen bei unterschiedlichen Gegebenheiten. Aus den Demonstrationen im Arbeitspaket lassen sich eine Vielzahl der zentralen Ergebnisse und Handlungsempfehlungen des Gesamtprojektes ableiten. Die C/sells-Community hat hierzu sog. „Energiewirtschaftliche Positionen“ (EPos) entwickelt: https://www.csells.net/images/EPOS_Konsultation_Csells_Community.pdf

Im Allgemeinen hat die Praxisarbeit in C/sells gezeigt, dass mit der Energiewende eine Technologiewende einhergeht. Dieser Wandel erfordert innovative Lösungen und Kooperation, vermehrt branchenübergreifend und interdisziplinär. Für die beschriebenen Demonstrationen lassen sich folgende Kernaussagen ableiten:

- Digitale Technologie für dezentrale Energiewende: die Herausforderungen des zukünftigen dezentralen Energiesystems sind mit heutiger Technologie nur bedingt zu bewältigen und erfordern neue Denkmodelle. Mit einer zunehmenden Installation von Photovoltaikanlagen, Speicher- und elektrischen Heizsystemen entsteht eine neue Komplexität bei deren Erschließung und Verarbeitung.
- Koordination von dezentraler Flexibilität: Wir empfehlen, ein Regelwerk für die Koordination der vielfältigen und oft kleinteiligen Flexibilität zu schaffen. FlexPlattformen wie ALF machen so dezentrale Flexibilität für das Netzengpassmanagement nutzbar.
- Evolution vom Messen über Schalten zum Regeln: Die im Projektzeitraum der SINTEG-Vorhaben zertifizierte SMGW-Infrastruktur dient im heutigen Funktionsumfang primär dem Messen. Die geplante Erweiterung der iMSys um eine Steuerfunktion wird in den hier beschriebenen C/sells-Demonstrationen bereits umgesetzt. Nun muss – aufbauend auf der bisherigen Entwicklung – eine wirkliche digitale Schnittstelle zu den flexiblen Anlagen geschaffen werden, die eine Regelung ohne Relais ermöglicht. Das Gateway wird auf diese Weise zur sicheren Regelungskomponente des Smart Grids.
- Netz und Markt gemeinsam denken: Das zukünftige dezentrale Energiesystem wird seinen Schwerpunkt in der Mittel- und Niederspannung haben. Das System wird zunehmend komplexer und ermöglicht die Teilnahme neuer Akteure und Geschäftsmodelle. Gerade die Integration der Elektromobilität wird dezentrale

Intelligenz erfordern, die die Bewirtschaftung verschiedener Anlagen und damit verbundene Interessen an einem Netzanschluss koordiniert. Dabei muss einerseits ein freies Agieren des Marktes, andererseits ein sicherer und störungsfreier Netzbetrieb sichergestellt sein. Durch das Aufzeigen der generellen Machbarkeit einer netzverträglichen Nutzung dezentraler Flexibilität ist die Projektarbeit aus C/sells ein grundlegender erster Baustein für die großflächige Umsetzung.

6 Literatur

- AGORA-05 18 Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Targets, Strategies and a 10-Point Agenda for the Second Phase of Germany's Energy Transition. Berlin, Germany: Agora Energiewende, 2018.
- BAUM-101 14 Karg, Ludwig et al.: E-Energy Abschlussbericht - Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. München / Berlin: B.A.U.M. Consult GmbH, 2014.
- BDEW-09 18 BDEW: Redispatch als Teil des marktlichen Engpassmanagements. Berlin: BDEW, 2018.
- BMWI-01 16 Intelligente Messsysteme - Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende in: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/intelligente-messsysteme.html> (Aufgerufen am 20.01.2016). Berlin: BMWI, 2016
- BMWI-44 16 Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV) (AbLaV). Ausgefertigt am 2016-08-16, Version vom 2016-12-22; Berlin: BMWi, 2016.
- BNETZA-05 18 Bundesnetzagentur (BNetzA): Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0. Berlin: BNetzA, 2018.
- BSI-11 19 Errata für die BSI TR-03109-1 V1-0.1 – TAF9 und TAF10. Ausgefertigt am 2019-01-16, Version vom 2019-12-12; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2019.
- BSI-102 15 Technische Richtlinie BSI TR-03109. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2015.
- BSI-01 20 Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG. Ausgefertigt am 2019-03-31, Version vom 2020-02-02; Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2020.
- BSW-01 18 Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), 2018.
- ECC-01 20 Anonym: Interview - Technische Anforderungen der Vermarktung von Flexibilitäten an aktuellen Märkten; Interview, geführt von Ganz, Kirstin; München: ECC, 2020
- ECOFYS-01 18 Ecofys et al.: Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz - Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs. Berlin: Ecofys, 2018.
- EEG-01 17 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2017
- ENGELH-01 19 Engelhardt, Philipp et al.: Innovative Geschäftsmodelle steuern und skalieren. In: Controlling & Management Review 2/2019. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019.
- ENTE-01 20 Anonym: Interview - Technische Anforderungen der Vermarktung von Flexibilitäten an aktuellen Märkten; Interview, geführt von Ganz, Kirstin; München: Entelios, 2020
- ENWG-01 18 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) (EnWG). Ausgefertigt am 2005-07-07, Version vom 2018-12-17; Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2018.
- EPFL-01 13 Humeau, Samuel; Wijaya, Tri Kurniawan; Vasirani, Matteo; Aberer, Karl: Electricity Load Forecasting for Residential Customers: Exploiting Aggregation and Correlation between Households. Lausanne: École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2013
- FFE-125 17 Hinterstocker, Michael: Dynamic Pricing Approaches for Electricity Rate Design. In: 17th Revenue Management and Pricing Conference; Amsterdam: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.
- FFE-126 17 Hinterstocker, Michael et al.: Evaluation of the effects of time-of-use pricing for private households based on measured load data. In: 14th International Conference on the European Energy Market; Dresden: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.
- FFE-128 17 Hinterstocker, Michael et al.: Optimization of retail electricity pricing structures. In: VDE ETG Congress; Bonn: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.

- FFE-130 17 Hinterstocker, Michael et al.: Disaggregation of household load profiles. In: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.
- FFE-132 17 Eberl, Benedikt et al.: Extrapolating Household Load Data. In: 15th IAAE European Conference 2017; Vienna: FfE GmbH, 2017.
- FFE-133 17 Hinterstocker, Michael et al.: Implementation of variable retail electricity rates in the german system of taxes, fees and levies. In: 15th IAAE European Conference 2017; Vienna: FfE GmbH, 2017.
- FFE-147 17 Greif, Simon; Conrad, Jochen: Laufendes Projekt: Intelligente Wärme München. In: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/waermeversorgung/740-intelligente-waerme-muenchen> (Abruf am 2018-04-23); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6ytUyQKGe>); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017.
- FFE-68 17 Eberl, Benedikt; Hinterstocker, Michael; von Roon, Serafin: Von Smart-Meter-Daten zum Netzlastgang in: IEWT 2017 - 10. Internationale Energiewirtschaftstagung Wien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017
- FFE-05 18 Hinterstocker, Michael: Potenzielle Reduktion von Einspeisemanagement durch DSM-Maßnahmen in Haushalten. In: Zukünftige Stromnetze; Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.
- FFE-37 18 Hinterstocker, Michael et al.: Agent-based optimization of retail electricity rates for PV integration. In: Solar Integration Workshop 2018; Stockholm: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.
- FFE-48 18 Zeiselmaier, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- FFE-56 18 Hinterstocker, Michael et al.: Die Auswirkung variabler Stromtarife auf das Verhalten von Haushaltskunden. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018) Heft 7/8. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.
- FFE-122 19 Kirstin, Ganz et al.: Was bringt ein selektiver Rollout? – Potenzial von Smart-Meter-Daten für Verteilnetzbetreiber. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt 12/2019. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.
- FFE-28 19 Hinterstocker, Michael et al.: Netzentlastungspotenzial einer externen Steuerung von Haushaltsgeräten in windreichen Gebieten. In: Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien 2019; Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.
- FFE-29 19 Hinterstocker, Michael et al.: Reduction of Curtailment by Residential Demand-Side Management – Secondary Effects on Electricity Markets. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.
- FFE-36 19 Zeiselmaier, Andreas et al.: Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF) - 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT). Wien: Technische Universität Wien, 2019.
- FFE-59 19 Fattler, Steffen et al.: Potenzialanalyse zur Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen im Engpassmanagement. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., veröffentlicht auf der 11. Internationalen Energiewirtschaftstagung in Wien, 2019.
- FFE-80 19 Bogensperger, Alexander et al.: Smart Meter, Prosumer, Flexumer - Wie die Digitalisierung die Rolle von Verbrauchern verändert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.
- FFE-85 19 Estermann, Thomas et al.: Field test to demonstrate a smart market platform via smart meter infrastructure. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2019.
- FFE-92 19 Ganz, Kirstin et al.: Day-ahead probabilistic load forecasting for individual electricity consumption – Assessment of point- and interval-based methods. Bucharest: 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies, 2019.

- FFE-03 20 Wohlschlager, Daniela et al.: Bürgerbeteiligung in intelligenten Energiesystemen - Konzept zur gesellschaftlichen Partizipation in lokalen Energieprojekten am Beispiel des Altdorfer Flexmarktes. In: Tagungsunterlagen Zukünftige Stromnetze; Berlin: Conexio GmbH, 2020.
- FFE-08 20 Faller, Sebastian et al.: Use Case Methodik mit SGAM: Die Chance für Effizienz- und Effektivitätsverbesserungen in Forschungsprojekten? In: Science Lab 2020; Berlin: Conexio GmbH, 2020.
- FFE-63 20 Anonym: Interview - Technische Anforderungen der C/sells-Geschäftsmodelle; Interview, geführt von Ganz, Kirstin; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020
- FFE-65 20 Ganz, Kirstin et al.: C/Sells - Teilbericht: Technische Anforderungen identifizierter Geschäftsmodelle. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2020.
- FGKV-01 08 Königstorfer, Jörg: Akzeptanz von technologischen Innovationen - Nutzungsentscheidungen von Konsumenten dargestellt am Beispiel von mobilen Internetdiensten. Saarbrücken: Forschungsgruppe Konsum und Verhalten, Universität des Saarlandes, 2008
- FGKV-01 18
- FP-01 83 Rogers, Everett M.: Diffusion of Innovations - Third Edition in: <https://teddykw2.files.wordpress.com/2012/07/everett-m-rogers-diffusion-of-innovations.pdf> (08.11.2015). New York: The Free Press, 1983
- GFC-01 13 Gassmann, Oliver; Frankenberger, Karolin; Csik, Michaela: Geschäftsmodelle entwickeln - 55 innovative Konzepte mit dem St. Galler Business Model Navigator. München: Carl Hanser Verlag, 2013
- GOR-01 01 Gordijn, Jaap et al.: Designing and Evaluating E-Business Models. In: IEEE intelligent Systems 16;4 (2001) S. 11-17. Amsterdam: Gordijn, 2001.
- GOR-03 03 Gordijn, Jaap et al.: Value-based requirements engineering: exploring innovative e-commerce ideas. In: Requirements engineering 8;2 (2003) S. 114-134. London: Gordijn, 2003.
- HOLS-101 17 Holstenkamp, Lars et al.: Handbuch Energiewende und Partizipation. Lüneburg, Bremen: Lars Holstenkamp, 2017.
- HTW-02 15 Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW), 2015
- IER-01 19 Vu, Trung et al.: C/sells-Arbeitspaket 2.3 „Geschäftsmodelle" - Forschungszwischenbericht für den Reviewprozess. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, 2019.
- IÖW-01 16 Mohaupt, Franziska et al.: InnoSmart - Partizipative Gestaltung von verbrauchernahen Innovationen für Smart Grids - Schlussbericht. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2016.
- KIT-103 17 Uhrig, Martin: Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze. Dissertation. Herausgegeben durch KIT - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, geprüft von Leibfried, Thomas und Rudion, Krzysztof: Karlsruhe, 2017.
- LIH-01 16 Li, Huijie: Consumer behavior, social influence, and smart grid implementation. Dissertation. Herausgegeben durch die Universität Stuttgart - Fakultät für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, geprüft von Renn, Ortwin und Siegrist, Michael: Stuttgart, 2016.
- NEXT-02 20 Anonym: Interview - Technische Anforderungen der Vermarktung von Flexibilitäten an aktuellen Märkten; Interview, geführt von Ganz, Kirstin; München: NextKraftwerke, 2020
- RNG-01 20 connect+ - Ein Netzbetreiberprojekt - Webinar. Köln: Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG), 2020.
- SCHMI-01 10 Schmidt, Marty et al.: So schreiben Sie einen Business Case - Teil 1: Formalien und Einstieg. In: Projekt Magazin 4/2010. Frankfurt/Main: Solution Matrix, 2010.
- SWM-01 20 Anonym: Interview - Technische Anforderungen der Vermarktung von Flexibilitäten an aktuellen Märkten; Interview, geführt von Ganz, Kirstin; München: SWM, 2020
- SWM-02 20 Anonym: Interview - Technische Anforderungen der C/Sells-Geschäftsmodelle; Interview, geführt von Ganz, Kirstin; München: SWM, 2020
- TEN-04 20 Anonym: Interview - Technische Anforderungen der C/sells-Geschäftsmodelle; Interview, geführt von Ganz, Kirstin; München: TenneT, 2020

- TEN-05 20 Übertragungsnetzbetreiber Deutschland: Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung. In: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>. (Abruf am 2020-08-03); Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2020.
- UBA-03 20 Umweltbundesamt: Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
- VUA-01 02 Gordijn, Jaap: Value-based Requirements Engineering - Exploring Innovative e-Commerce Ideas. Amsterdam: Vrije Universiteit Amsterdam, 2002
- WULS-01 14 Gajowniczek, Krzysztof; Zabkowski, Tomasz: Short term electricity forecasting using individual smart meter data in: 18th International Conference on Knowledge-Based and Intelligent Information & Engineering Systems - KES2014. Warschau: Warsaw University of Life Sciences, Faculty of Applied Informatics and Mathematics, 2014