

WindNODE AP 8.2.4 (MS 8.2/V)

Umsetzungsoptionen für den Einsatz von Flexibilitäten aus den Versuchsquartieren von AP 8.2

(Internes Arbeitspapier 3)

Impressum

Autoren / Autorinnen:

Dr. Severin Beucker, Borderstep Institut gGmbH
Simon Hinterholzer, Borderstep Institut gGmbH
Annegret-Cl. Agricola, Berliner Energieagentur GmbH
Simon Schirmer, Berliner Energieagentur GmbH

Verlag:

Eigenverlag: © WindNODE AP 8.2-Konsortium, Juli 2018
Ansprechpartner: Dr. Severin Beucker

Konsortialführung:

Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gemeinnützige GmbH
Dr. Severin Beucker
Clayallee 323 | 14169 Berlin | +49 (0)30 306 45 100-2 | www.borderstep.de

Projektpartner:

Berliner Energieagentur GmbH | Französische Str. 23 | 10117 Berlin
DAI-Labor | Straße des 17. Juni 135 | 10623 Berlin
Dr. Riedel Automatisierungstechnik GmbH | Greifswalder Str. 4 | 10405 Berlin
Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum eG | Storkower Str.101 | 10407 Berlin

Zitervorschlag:

Agricola, Annegret Cl; Beucker, Severin; Hinterholzer, Simon; Schirmer, Simon; (2018).
Umsetzungsoptionen für den Einsatz von Flexibilitäten aus den Versuchquartieren von AP 8.2. Berlin.
Borderstep Institut.

Fördermittelgeber:

Das Projekt „WindNODE - Das Schauenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“ wird gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen Förderprogramms SINTEG - Schauenster intelligente Energie.



Inhalt

Impressum	2
Abkürzungen	5
1 Einleitung.....	6
1.1 Hintergrund	6
1.2 Vorgehensweise.....	7
1.3 Übergreifende Ziele, Randbedingungen und Wechselwirkungen	8
2 Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Netz	9
2.1 Bereitstellung von Regelleistung	9
2.1.1 Hintergrund der Erprobung	9
2.1.2 Ziel und Art der Erprobung	9
2.1.3 Das virtuelle Kraftwerk als Vermarktungsinstrument.....	9
2.1.4 Voraussetzungen für die Erprobung	10
2.1.5 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell	10
2.1.6 Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen	10
2.2 Bereitstellung von Flexibilität für Engpassmanagement (über Flex.-Plattform (+VKW)).....	10
2.2.1 Hintergrund der Erprobung	10
2.2.2 Ziel und Art der Erprobung	11
2.2.3 Die 50Hertz-Flexibilitätsplattform als Vermarktungsinstrument	11
2.2.4 Voraussetzungen für die Erprobung	12
2.2.5 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell	12
2.2.6 Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen	12
2.3 Zwischenfazit und Bewertung der Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Netz	13
3 Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Strommarkt	15
3.1 Erprobung der Vermarktung von Flexibilität an der Strombörse	15
3.1.1 Hintergrund der Erprobung	15
3.1.2 Ziel und Art der Erprobung	15
3.1.3 Das virtuelle Kraftwerk als Vermarktungsinstrument.....	15
3.1.4 Voraussetzungen für die Anwendung	15
3.1.5 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell	16
3.1.6 Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen	16
3.2 Vermarktung von Flexibilität für das Bilanzkreis-management	16
3.2.1 Hintergrund der Erprobung	16
3.2.2 Ziel und Art der Erprobung	17
3.2.3 Voraussetzungen für die Anwendung	18
3.2.4 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell	18
3.2.5 Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen	18

3.3 Nutzung neuer Tarifmodelle und Marktmechanismen	18
3.3.1 Hintergrund der Erprobung.....	18
3.3.2 Ziel und Art der Erprobung.....	19
3.3.3 Voraussetzungen für die Anwendung.....	19
3.3.4 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell	19
3.3.5 Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen	19
3.4 Zwischenfazit und Bewertung der Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Strommarkt	19
4 Fazit und Gesamtbewertung der Umsetzungsoptionen	21
Literatur.....	28

Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
EE	Erneuerbare Energien
EinsMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien (Windkraft und Photovoltaik)
Flexibilitäten	Elektrotechnische Anlagen, die im Hinblick auf Produktion bzw. Verbrauch von elektrischer Energie zeitlich flexibel sind.
Netzdienlichkeit, Systemdienlichkeit, Marktdienlichkeit	siehe hierzu weiteres Arbeitspapier
SINTEG VO	SINTEG Verordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VHP-ready	Industriestandard für die Teilnahme an virtuellen Kraftwerken (Virtual Heat&Power ready)
VKW	Virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Ein zentrales Ziel von WindNODE ist die praktische Erprobung von Lastverschiebungspotenzialen und Flexibilitätsoptionen in unterschiedlichen Sektoren (z.B. Industrie, Gebäudebereich, Elektromobilität) der nordostdeutschen Modellregion. Zu den Sektoren gehören auch Wohnquartiere. Da auf sie ein hoher Anteil des Primärenergie- sowie des Strombedarfs entfällt und sie zahlreiche Einstiegs- und Umsetzungsmöglichkeiten zur Sektorkopplung (Power-to-Heat, Vehicle-to-Grid, etc.) bieten, stellen sie einen interessanten Ansatzpunkt zur Erprobung von Flexibilitätsoptionen dar. Darüber hinaus können mit der Erprobung in den Versuchsquartieren von WindNODE auch Erfahrungen mit der Einbeziehung kleiner Flexibilitäten (< 100 kW) sowie des Verhalten und der Bereitschaft von Verbrauchern an der Energiewende teilzunehmen gesammelt werden.

Unabhängig von der Mobilisierung von Flexibilitäten ist das Ziel der Wohnungsunternehmen, die Kosten für die Bereitstellung von Wärme und Strom zu minimieren und damit die Betriebskosten für die Bewohner zu senken. Dies bedeutet einerseits, dass die Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Strom im Quartier effizient betrieben werden müssen. Andererseits kann eine temporäre Abweichung vom effizienten Betrieb und ein flexibles (netzdienliches) Verhalten sinnvoll sein kann, wenn dies der Netz- und Systemstabilität dient und aufgrund von Vergütungen oder Preise für systemdienstliche Leistungen kostenneutral oder sogar gewinnbringend ist.

In den vorangegangenen Schritten (AP 8.2.2 und 8.2.3) wurden zunächst die grundlegenden Anreizmechanismen und Flexibilitätsbeiträge analysiert, mit denen die Versuchsquartiere aus WindNODE AP 8.2 (Wohnquartier Prenzlauer Berg und Wohnquartier Schöneberg) zu einer stärker auf Erneuerbare Energien ausgerichteten, dezentraleren Energieversorgung beitragen können. Dabei wurde zwischen zwei grundsätzlichen Einsatzfeldern von Flexibilität in Quartieren unterschieden. Flexibilität kann demnach sowohl für den Netzbereich (Fall 1) sowie den Strommarkt (Fall 2) bereitgestellt werden (siehe Beucker et al. 2018). Für jeden der beiden Fälle wurden zudem 3 verschiedene Ziele bzw. Nutzen für die Bereitstellung identifiziert, so dass sich die zwei Fälle insgesamt in 6 Unterfälle unterscheiden lassen. Diese sollen im vorliegenden Dokument beschrieben und Ihre Erprobbarkeit in den Versuchsquartieren von AP 8.2 bewertet werden.

Bei der Erprobung in den Versuchsquartieren müssen somit unterschiedliche interne und externe Faktoren gegeneinander abgewogen werden (siehe Abbildung 1). Neben der zentralen Größe der lokalen Wärmebedarfsdeckung sind dies im Fall des Versuchsquartiers Prenzlauer Berg aus AP 8.2 auch der lokale Strombedarf (Mieterstrommodell) sowie nutzerbezogene und gebäudephysikalische Erfahrungswerte, die sich auf die Steuerung der im Quartier verfügbaren Energiewandlungs- und Speichermöglichkeiten auswirken.

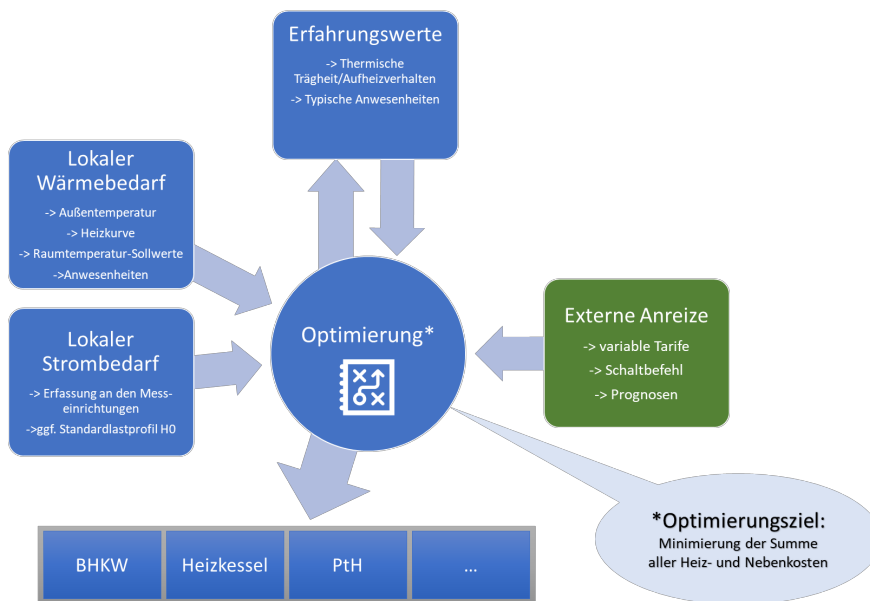


Abbildung 1: Kriterien und Einflüsse für das Energiemanagement in Quartieren (Quelle: Eigene)

Darüber hinaus müssen in die Erprobung bestehende und zukünftige externe Faktoren bzw. Anreize für eine Flexibilisierung des Energiemanagements einbezogen werden. Dies können z.B. variable Netzentgelte bzw. Stromtarife oder auch andere Steuersignale sein, die zukünftig Anreize für ein variables und netzdienliches Verhalten liefern können.

1.2 Vorgehensweise

Um die entwickelten Fälle zur Flexibilisierung in den Versuchsquartieren erproben und ihren möglichen Beitrag zur Energiewende bewerten zu können, werden im vorliegenden Dokument in den Kapiteln 2 und 3 zunächst die möglichen Umsetzungsoptionen für Flexibilitäten beschrieben. Die Umsetzungsoptionen leiten sich aus den in AP 8.2.3 erfassten Einsatzfeldern für Flexibilitätsbedarfe im Netz und im Markt ab (siehe Beucker et al. 2018). Die Einsatzfelder Netz und Markt unterteilen sich wiederum, aufgrund von unterschiedlichen wirtschaftlichen, organisatorischen oder technischen Zielsertungen und Nutzen in jeweils drei Unterfälle, die in den Kapiteln 2 und 3 beschrieben werden. Zur Übersicht werden in Abschnitt 1.3 übergreifende Ziele, Rahmenbetrachtungen und Wechselwirkungen der Untersuchung beschrieben, während die Kapitel 2 und 3 jeweils spezifische Aspekte der Erprobungen beschreibt.

In Kapitel 4 wird eine Zusammenfassung und Auswertung der Umsetzungsoptionen vorgenommen. Diese entscheidet darüber ob und in welcher Form die Fälle in den Versuchsquartieren von AP 8.2 erprobt werden. Eine Erprobung kann auch bedeuten, dass die technische und organisatorische Machbarkeit des Szenarios durch eine Simulation demonstriert wird. Dies kann z.B. dann sinnvoll sein, wenn eine dauerhafte Realisierung erst bei veränderten regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. flexiblen Netzentgelten oder variablen Strompreisen für Endverbraucher) möglich ist.

Die in Kap. 4 ausgewählten Umsetzungsoption bzw. Fälle bilden auch die Grundlage für die weiteren geplanten Teilarbeitspakete in AP 8.2.4 und 8.2.5. Für sie werden in den nachfolgenden Schritten kurze Umsetzungskonzepte ausgearbeitet und neben den technische-organisatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen auch die für die Umsetzung notwendigen Partner beschrieben. Die

Ergebnisse dieser Schritte werden schließlich genutzt, um in AP 8.2.8 entsprechende Geschäftsmodelle zu entwickeln. Für die Geschäftsmodellentwicklung können bei Bedarf auch Varianten der Umsetzungsoptionen kombiniert werden. Dies kann z.B. sinnvoll sein, wenn sich Flexibilitätsbeiträge in mehreren Bereichen (sog. Multi-Use) in einem Geschäftsmodell kombinieren lassen.

1.3 Übergreifende Ziele, Randbedingungen und Wechselwirkungen

Durch die Erprobung von unterschiedlichen Vermarktungsinstrumenten sollen Erkenntnisse über die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Quartieren und deren Wirkungsweise gewonnen werden. Diese Erkenntnisse sollen im AP 8.2.8 zur Entwicklung von Geschäftsmodellen für die Marktintegration von Flexibilitätsoptionen beitragen.

Daneben sollen im Rahmen der Erprobungen zudem Wechselwirkungen und Randbedingungen für die Umsetzung in Verbindung mit den jeweiligen Vermarktungsinstrumenten analysiert werden. Wesentliche systembezogene Randbedingungen für die Nutzung der Flexibilität sind:

- der Bedarf bzw. die Nachfrage nach Flexibilität in dem jeweiligen Anwendungsfeld
- technische Kriterien (z.B. Leistungsklasse, zeitlicher Freiheitsgrad, etc.)
- ökonomische Aspekte (z.B. Wettbewerb zwischen Flexibilitäten)
- politische /regulatorische Einflüsse (z.B. Technologieförderung)¹

Neben den systembezogenen Wechselwirkungen und Randbedingungen werden in allen Erprobungen die Wechselwirkungen zwischen den ökonomischen und ökologischen Zielsetzungen der Akteure auf Quartiersebene untersucht. Insbesondere werden die quartiersbezogene Wärmeversorgung sowie die Mieterstromversorgung betrachtet (z.B. Wärmegestehungskosten, Primärenergieeinsatz, CO₂-Emissionen, Stromgestehungskosten etc.).

¹ Angelehnt an WindNODE-internes Diskussionspapier zur Definition von Flexibilität (Stand 08.08.2018)

2 Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Netz

In AP 8.2.3 wurde der Flexibilitätsbedarf im Netz sowohl mit der Beherrschung lokal kritischer Netzsituationen (Engpassmanagement) als auch mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten für den ÜNB (Frequenzhaltung und Spannungshaltung) beschrieben (siehe Beucker et al. 2018).

Nachfolgend wird beschrieben, mit welchen Umsetzungsoptionen die Versuchsquartiere aus AP 8.2 von WindNODE auf diesen Bedarf reagieren können und welche Voraussetzungen dafür geschaffen werden müssen.

2.1 Bereitstellung von Regelleistung

2.1.1 Hintergrund der Erprobung

Mit der zunehmenden Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien werden die Schwankungen der Erzeugung sowie ihrer Amplituden im Stromsystem weiter zunehmen. Schwankungen, die aus Abweichungen von prognostiziertem Stromangebot zu Stromnachfrage resultieren, können zukünftig vermehrt durch steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen, Speicher und Lastmanagement, z.B. aus Wohnquartieren, ausgeglichen werden, um die Normalfrequenz von 50 Hertz im Stromnetz halten zu können.

Die Erprobung der Bereitstellung von Regelleistung zur Haltung der Netzfrequenz erfolgt über die Teilnahme am Ausschreibungswettbewerb des deutschen Regelleistungsmarkts, an dem die ÜNB ihren Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung beschaffen. Für die Bereitstellung von Regelleistung ist der Standort des Flexibilitätsanbieters (bzw. der Technischen Einheit) innerhalb einer Regelzone nicht relevant.

Zwecks Erreichung der für die einzelnen Regelleistungsarten geltenden Mindestgebotsgrößen muss von der Möglichkeit Gebrauch gemacht werden, technische Einheiten virtuell zusammenzufassen. Zur Erprobung ist daher nach Möglichkeit die Zusammenarbeit mit einem Aggregator (z.B. Betreiber eines virtuellen Kraftwerks) anzustreben.

2.1.2 Ziel und Art der Erprobung

Das Ziel einer Erprobung der Bereitstellung von Regelleistung ist es, zu untersuchen, welchen Beitrag Stadtquartiere in diesem Marktsegment leisten können.

Durch eine Zusammenarbeit mit einem VKW²-Betreiber können grundsätzlich Erkenntnisse darüber gewonnen werden, ob sich die Vermarktung von vergleichsweise kleinen, aus einzelnen Wohnquartieren stammende Flexibilitätspotentiale am Regelleistungsmarkt technisch und wirtschaftlich sinnvoll abbilden lässt.

2.1.3 Das virtuelle Kraftwerk als Vermarktungsinstrument

Zentrales Geschäftsmodell des VKW-Betreibers ist die Vermarktung von Elektrizitäts- und Systemdienstleistungsprodukten aus einem virtuellen Anlagenverbund. Durch die Bündelung dezentraler Einheiten (Erzeuger, Lasten, Speicher) ist es dem VKW-Betreiber möglich, die geltenden

² Ein VKW (Virtuelles Kraftwerk) ist ein Zusammenschluss örtlich nicht miteinander verbundener Erzeugungsanlagen, Lasten und Energiespeichern, um elektrische Energie gebündelt zu erzeugen bzw. zu verbrauchen (siehe auch Beucker et al. (2018), internes Arbeitspapier 2).

Mindestgebotsgrößen für eine Teilnahme an verschiedenen Marktsegmenten wie dem Regelleistungsmarkt zu erreichen. Dadurch können auch kleinere dezentrale Einheiten über die Einbindung in ein VKW aktiv an der Regelleistungserbringung mitwirken.

2.1.4 Voraussetzungen für die Erprobung

Für eine Erprobung müssen folgende Voraussetzungen erfüllt werden:

- Ansteuerbarkeit der quartiersbezogenen Flexibilitäten über das Leitsystem eines VKW durch eine geeignete Verknüpfung mit der im jeweiligen Quartier vorhandenen Regelungs- und Steuerungstechnik (Quartiersmanagement)
- Wirtschaftlich vorteilhaftes Verhältnis von Erschließungskosten zu erzielbaren Erlösen im Ausschreibungswettbewerb
- Gewährleistung der Komfortanforderungen der Energieversorgung (Wärme und Strom) für die jeweiligen Quartiersbewohner

2.1.5 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell

- VKW vermarktet Flexibilitätspotentiale des Wohnquartiers (z.B. BHKW, PtH-Anlagen) und aggregiert mit weiteren Flexibilitäten am Regelleistungsmarkt
- ÜNB beschafft Systemdienstleistungsprodukt über Ausschreibungswettbewerb und vergütet entsprechend der Angebotspreise
- VKW vergütet Flexibilitätsdienstleistungen aus dem Quartier ggü. Flexibilitätseigner

2.1.6 Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen

Die Regelleistungserbringung aus quartiersbezogener Flexibilität (z. B. BHKW, PtH-Anlagen) und die draus folgende Flexibilitätsdienstleistung unterliegt Randbedingungen und Wechselwirkungen, die bei der Erprobung berücksichtigt werden müssen. Diese sind:

- Ökonomische Anreize bzw. Vorteile der Regelleistungserbringung und Kosten der Zusammenarbeit mit einem VKW-Betreiber
- Ggf. vorhandener Zusatznutzen aus der Gewährleistung der (vom ÜNB) geforderten Qualitätsstandards für die quartiersbezogenen Flexibilitätsprodukte
- Positive Effekte und Probleme aus einer gleichzeitigen Vermarktung der Flexibilität am Energiemarkt

2.2 Bereitstellung von Flexibilität für Engpassmanagement (über Flex.-Plattform)

2.2.1 Hintergrund der Erprobung

Netzengpassmanagement muss in Situationen erbracht werden, in denen der Stromtransport von einer Region mit hoher Stromeinspeisung in eine Region mit hohem Stromverbrauch aufgrund fehlender Transportkapazitäten und/oder Herausforderungen der Spannungshaltung im Netz nicht entsprechend dem Marktgeschehen im Stromhandel erfolgen kann. Netzengpässe treten zeitlich limitiert aufgrund veränderter Stromtransportsituationen, und im Zuge der Energiewende lokalisiert, in Stromübertragungsleitungen (Übertragungsnetz) sowie in einzelnen Bereichen von Stromverteilnetzen auf. Um Netzengpasssituationen zu vermeiden, wird z. B. die Leistung von Erzeugungsanlagen in einer Region mit Produktionsüberschuss (z.B. durch §14 EEG Einspeisemanagement Erneuerbarer Energien (EinsMan)) zeitweise verringert. Bevor jedoch EE-Anlagen durch Einspeisemanagement heruntergeregelt werden, müssen Netzbetreiber nach Möglichkeit andere Maßnahmen zur Vermeidung des Netzengpasses vornehmen. Eine dieser Maßnahmen ist der auf dem Marktergebnis basierte

Redispatch nach EnWG §13, wobei gezielt die Erzeugungsleistung vor³ einem Engpass reduziert - und hinter einem Engpass gesteigert wird.

2.2.2 Ziel und Art der Erprobung

Durch die Teilnahme an der Flexibilitätsplattform von 50Hertz soll untersucht werden, ob die Vermarktung kleinerer, dezentraler Flexibilitäten aus Wohnquartieren wirtschaftlich effizient über eine digitale, überwiegend automatisierte Plattform umgesetzt werden kann.

Des Weiteren kann analysiert werden, welchen Einfluss die Flexibilitäten in den Berliner Quartieren auf kritische Netzengpassituationen im 50Hertz Gebiet (Regelzone 50 Hertz) nehmen können.

2.2.3 Die 50Hertz-Flexibilitätsplattform als Vermarktungsinstrument

Für eine Erprobung des beschriebenen netzdienlichen Verhaltens zur Beherrschung kritischer, lokalisierter Netzengpassituationen durch neuartige, quartiersbezogene Flexibilitätsprodukte aus den Untersuchungsquartieren ist es notwendig, mit dem zuständigen Netzbetreiber eine Vereinbarung über die gezielte Schaltung der Flexibilitäten zur Netzstabilisierung zu treffen. Dies kann erfolgen, indem die Flexibilitäten auf der von 50Hertz entwickelten Flexibilitätsplattform angeboten werden.

Die Plattform soll es ÜNB und VNB durch Eingriffe in flexible Stromerzeugungs- und Verbrauchseinheiten ermöglichen, kritische lokale Netzsituationen zu vermeiden bzw. zu beheben (z.B. durch Redispatch gemäß §13 Abs. 1 EnWG, EinsMan gemäß §13 Abs. 2 EnWG oder durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß §14a EnWG⁴). Über die Plattform (siehe schematische Darstellung in Abbildung 2) sollen Flexibilitätseigner bzw. -vermarkter nach einer Präqualifizierung ihrer Flexibilitätsprodukte gebiets-scharf anbieten können.

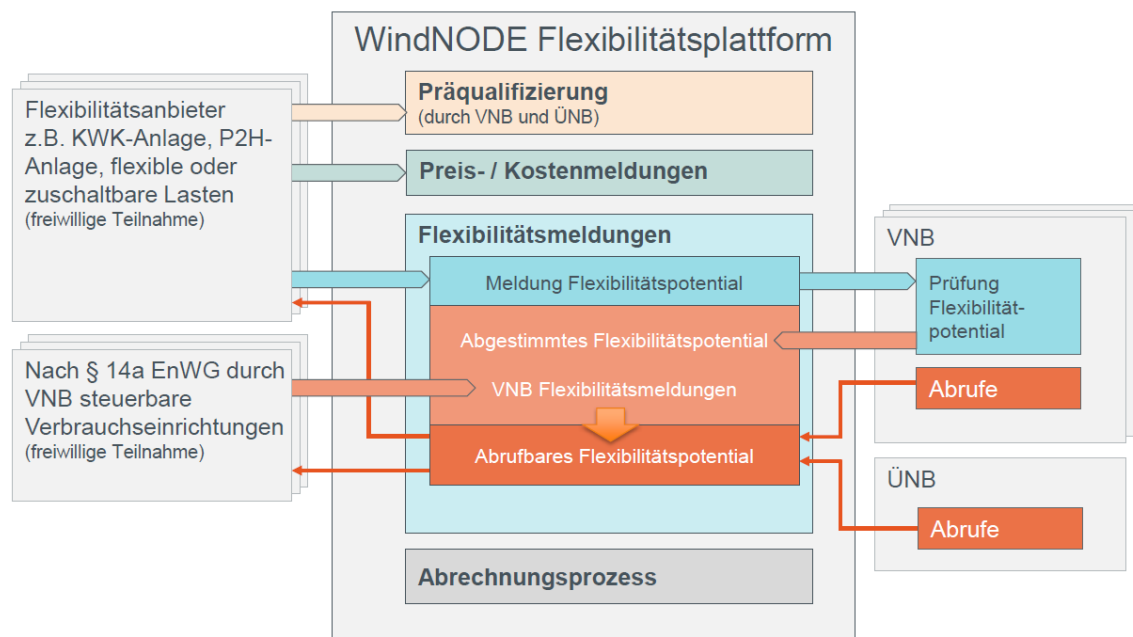


Abbildung 2: Schematische Darstellung der WindNODE Flexibilitätsplattform (Quelle: 50Hertz)

³ bezogen auf die Lastflussrichtung

⁴ Zur Konkretisierung der rechtlichen Regelungen nach EnWG § 14a ist vom Gesetzgeber eine Verordnungsermächtigung ermöglicht worden. Die zugehörige Verordnung liegt jedoch bislang nicht vor.

Nach Auskunft von 50Hertz sind aktuell keine Mindestleistungen zur Teilnahme an der Plattform vorgesehen und auch nicht geplant.

Eine Zusammenfassung (Sub-aggregation) der technischen Anlagen (bzw. Flexibilitätsoptionen) an einem Netzanschlusspunkt für die Flex-Plattform ist möglich und ausdrücklich erwünscht. Eine solche Subaggregation soll mit dem lokalen Energiemanagementsystem der Firma Riedel Automatisierungstechnik erfolgen⁵.

2.2.4 Voraussetzungen für die Erprobung

Für eine Erprobung müssen folgende Voraussetzungen erfüllt werden:

- Effiziente Abwicklung der Flexibilitätsvermarktung (Präqualifizierung, Preismeldungen, Flexibilitätsmeldungen und Abrechnung) über die 50Hertz-Flexibilitätsplattform
- Kompatibilität bzw. Anpassung der quartierspezifischen IKT um eine Empfangseinrichtung und informations-/kommunikationstechnische Anbindung an die Flexibilitätsplattform
- Bestehender Bedarf für Engpassmanagement (Übertragungsnetz/ Verteilnetz) im Wirkkreis der betrachteten Wohnquartiere (heute/ zukünftig)
- Gewährleistung der Komfortanforderungen der Energieversorgung für die jeweiligen Quartiersbewohner

2.2.5 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell

- Anlagenbetreiber bietet Flexibilitätspotentiale auf der 50Hertz Flexibilitätsplattform an
- 50Hertz beschafft Flexibilitätsprodukt über Meldung sowie Preisangabe auf Plattform und vergütet die kontrahierten Flexibilitätsprodukte entsprechend dem Angebotspreis

2.2.6 Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen

Die Erprobung der Flexibilitätsbereitstellung für das Engpassmanagement und die daraus folgende Flexibilitätsdienstleistung unterliegt Randbedingungen und Wechselwirkungen, die bei der Erprobung berücksichtigt werden müssen. Diese sind:

- Ökonomische Anreize bzw. Vorteile der Flexibilitätsbereitstellung für das Engpassmanagement und die Transaktionskosten der Flexibilitätsplattform
- Ggf. vorhandener Zusatznutzen aus der Gewährleistung der (vom ÜNB) geforderten Qualitätsstandards für die quartiersbezogenen Flexibilitätsprodukte
- Positive Effekte und Probleme aus einer gleichzeitigen Vermarktung der Flexibilität am Energiemarkt

⁵ Telefonat mit Dr. Georg Meyer-Braune (50Hertz) am 06.08.2018

2.3 Zwischenfazit und Bewertung der Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Netz

In Abbildung 3 werden die Varianten für die Erprobung von „Flexibilitätspotentialen im Netz“ zusammengefasst. Im Anschluss werden die Umsetzungsoptionen und ihre Erprobbarkeit in den Versuchsquartieren von AP 8.2 bewertet. Eine abschließende Auswertung erfolgt in Kap. 4.

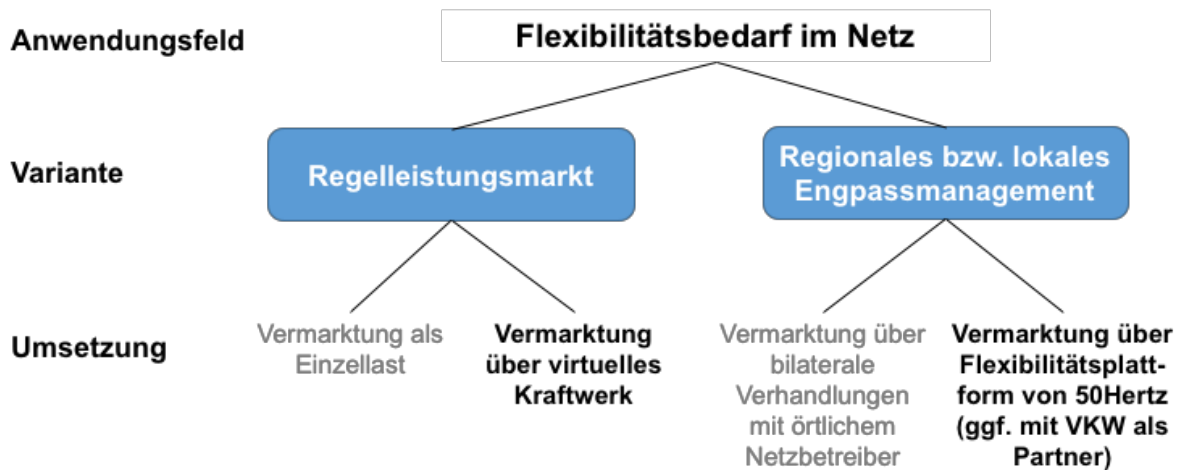


Abbildung 3: Erprobungsvarianten für das Anwendungsszenario 1 "Flexibilitätsbedarf im Netz" (Quelle: Eigene)

Eine Variante besteht in der **Bereitstellung von Flexibilität zur Beherrschung lokal oder regionale kritischer Engpasssituationen**, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, Netzengpässe beim Stromtransport und -verteilung zu vermeiden oder zu beheben.

Laut Aussage des zuständigen Verteilnetzbetreibers Stromnetz Berlin⁶ treten zurzeit keine kritischen Netzsituationen im lokalen Verteilnetzgebiet des Versuchsquartiers Prenzlauer Berg auf und sind im Planungshorizont auch nicht infolge eines erhöhten Leistungsbedarfs durch den zunehmenden Einsatz von Elektromobilität, Wärmepumpen und/oder eine wachsende Einspeisung Erneuerbarer Energieanlagen zu erwarten. Aufgrund dieser Aussage erscheint für die Quartiere eine reale Erprobung der Vermarktung über bilaterale Verhandlungen mit dem örtlichen Netzbetreiber aktuell als nicht zielführend. Für die **Vermarktung von Flexibilitäten über die Flexibilitätsplattform von 50Hertz** aus WindNODE AP 1 sind jedoch keine Restriktionen hinsichtlich Mindestleistungen bekannt, sodass diese Umsetzungsoption im Rahmen des AP 8.2 grundsätzlich weiterverfolgt werden kann.

Als zusätzliche Variante ist auch eine **Vermarktung über ein VKW an die Flexibilitätsplattform** als Übermittler (Subaggregation) denkbar. In diesem Fall kann die Plattform als Aggregationsstelle für kleinere Flexibilitäten genutzt werden. Ihr käme damit auch die Aufgabe der Qualitätssicherung sowie der Bündelung von Flexibilitäten zu, die dann an einem VKW-Betreiber angeboten würden. Dieser kann die entstehende Regelleistung vermarkten.

⁶ Aussage des zuständigen Verteilnetzbetreibers Stromnetz Berlin im Rahmen eines Expertenworkshops von AP 8.2 zum Thema „Flexibilitätsbeiträge und Anreizmechanismen für Quartiere in einer zukünftigen Energieversorgung“ am 9. November 2017 in Berlin.

Das Quartier und seine Anlagen können zudem auf dem **Regelleistungsmarkt** angeboten werden. Aufgrund der relativ kleinen elektrischen Leistung der in den Versuchsquartieren von AP 8.2 verfügbaren Flexibilitäten (< 100 kW), erscheint eine Erprobung der Vermarktung als Einzellast, auch bei einer perspektivischen Öffnung der Regelleistungsmärkte für kleinere Leistungseinheiten, auf absehbare Zeit aber nicht wahrscheinlich. Die derzeit geforderten Mindestgebotsgrößen⁷ für Einzellasten am deutschen Regelleistungsmarkt werden mit den vorhandenen Anlagen nicht annähernd erreicht. In der Variante Regelleistung soll daher die **Vermarktung der Flexibilitäten über ein virtuelles Kraftwerk (VKW)** weiterverfolgt werden.

⁷ Die Mindestangebotsgröße für Regelleistungsprodukte beträgt in Deutschland 1 MW (Primärregelleistung) bzw. 5 MW (Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung), („regelleistung.net“, 2018)

3 Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Strommarkt

In AP 8.2.3 wurde herausgearbeitet, dass es auf dem Strommarkt unterschiedliche Bedarfe und Marktplätze gibt, für die die Flexibilitäten aus Quartieren angeboten werden können. Zu den Vermarktungsoptionen für die flexible Energiebereitstellung bzw. den Verbrauch zählen demnach der Ausgleich kurzfristiger Energiebedarfe und -überschüsse in Bilanzkreisen, die Erbringung von Flexibilitäten für verschiedene Teilmärkte an der Strombörse und deren Vermarktung über das VKW sowie ggf. die Nutzung zukünftiger Marktmechanismen (z.B. in Form flexibler Vergütungen und Entgelte) (siehe Beucker et al. 2018).

Nachfolgend wird beschrieben, mit welchen Umsetzungsoptionen die Versuchsquartiere aus AP 8.2 von WindNODE auf diesen Bedarf reagieren können und welche Voraussetzungen dafür geschaffen werden müssen.

3.1 Erprobung der Vermarktung von Flexibilität an der Strombörse

3.1.1 Hintergrund der Erprobung

Wie bereits in Kapitel 2 beschrieben eignet sich der Ansatz des Virtuellen Kraftwerks um dezentrale Flexibilitäten zu einem Verbund zu aggregieren und gemeinsam zu vermarkten. Neben den Diensten, die durch eine solche Orchestrierung für die Netz- und Systemsicherheit ermöglicht werden, kann dies auch zum Zwecke der Vermarktung von Flexibilität genutzt werden. Da auch hier Zugangshürden sowie ein verhältnismäßig hoher Transaktionsaufwand für kleine Anbieter besteht, bietet sich eine Vermarktung über ein VKW an.

3.1.2 Ziel und Art der Erprobung

Ziel ist, die Integration und die Vermarktung der Flexibilität von Quartiersanlagen in einem Virtuellen Kraftwerk zu erproben und folgende, damit verbundenen Fragestellungen zu klären:

- Welcher technische und organisatorische Aufwand ist notwendig um Quartiersanlagen in ein Virtuelles Kraftwerk einzubinden?
- Welche Vorteile/ Mehrerlöse ergeben sich für den Anlagenbetreiber durch den zeitlich optimierten Betrieb an den Energiemärkten?

Die Antworten sollen Erkenntnisse darüber liefern, ob und in welchem Umfang eine Flexibilisierung der Anlagen in Quartieren zu einem virtuellen Kraftwerkspool beitragen können.

3.1.3 Das virtuelle Kraftwerk als Vermarktungsinstrument

Siehe in Punkt 2.1.3.

3.1.4 Voraussetzungen für die Anwendung

- Prüfung der technischen/ ökonomischen Eignung der Anlagen
- Klärung der Vermarktungsmodelle, Übermittlung der Anlagenstammdaten
- Zustimmung des Anlagenbetreibers
- Klärung der Mess- und Abrechnungsmodalitäten
- Integration in ein Virtuelles Kraftwerk und Klärung der folgenden Punkte:
 - Zusammenarbeit mit einem (bestehenden) VKW-Betreiber, Einbindung in dessen Portfolio
 - Informationstechnische Einbindung der lokalen Anlagen (z.B. über eine Steuerbox)
 - Ggf. Testläufe/Präqualifikation der Anlagen

- Integration in den Bilanzkreis, Ummeldung beim VNB

3.1.5 *Mögliches Akteurs- und Erlösmodell*

Anlagenbetreiber (Wohnungsunternehmen/ Contractor)

- Installiert und betreibt lokale Energieanlagen wie BHKW, PtH-Elemente, Speicher, Ladeinfrastruktur, EE-Erzeugungsanlagen etc.
- Einnahmen durch den Handel mit Energie (Strom und u.U. Wärme)

VKW-Betreiber

- Management und Vermarktung eines Kraftwerksportfolios
- Beratung von Anlagenbetreibern
- Erlöse werden aus Margen der Vermarktung an der Strombörse sowie durch Beratung erzielt

Im Falle größerer, professioneller Anlagenbetreiber könnten diese selbst die Vermarktung der Anlagen und damit die Rolle eines VKW-Betreibers übernehmen. Gleiches für die den Vertrieb der resultierenden Energie bzw. Flexibilität (siehe auch nächster Abschnitt).

3.1.6 *Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen*

Für eine Abschätzung der Randbedingungen und Wechselwirkungen der Umsetzungsoption müssen folgende Fragen beantwortet werden:

- Ökonomische Anreize bzw. Vorteile der Integra und Kosten der Zusammenarbeit mit einem VKW-Betreiber
- Welche Probleme und welche Mehrwerte ergeben sich durch die Anlagensteuerung in einem VKW?
- Positive Effekte und Probleme aus einer gleichzeitigen Vermarktung der Flexibilität am Energiemarkt

3.2 *Vermarktung von Flexibilität für das Bilanzkreis-management*

3.2.1 *Hintergrund der Erprobung*

Im Bilanzkreismanagement werden vielen Erzeugungs- und Verbrauchspunkte von Marktakteuren in einem Bilanzkreisen zusammengefasst sowie Marktprozesse für die zeitliche Allokation von Erzeugung und Verbrauch genutzt. Die Marktakteure eines Bilanzkreises sind nach EnWG verpflichtet, Erzeugung und den Verbrauch für jede Viertelstunde im Voraus zu prognostizieren und diese Prognosen zu gewährleisten. Treten zwischen der Prognose (Fahrplanmeldung) und der Erbringung vorhersehbare Abweichungen auf, ist der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) verpflichtet diese zu kompensieren. Gelingt dies nicht, muss die notwendige Ausgleichsenergie beschafft werden.

In Abbildung 4 sind die Verläufe von Ausgleichsenergiepreis und Ausgleichsenergievolumen für einen Beispielzeitraum Anfang 2018 dargestellt. Sowohl das Volumen als auch der Preis der Ausgleichsenergie sind hoch variabel. Damit steigt das Risiko für Bilanzkreisverantwortliche im Falle einer Abweichung Ausgleichsenergie zu hohen Preisen beschaffen zu müssen.

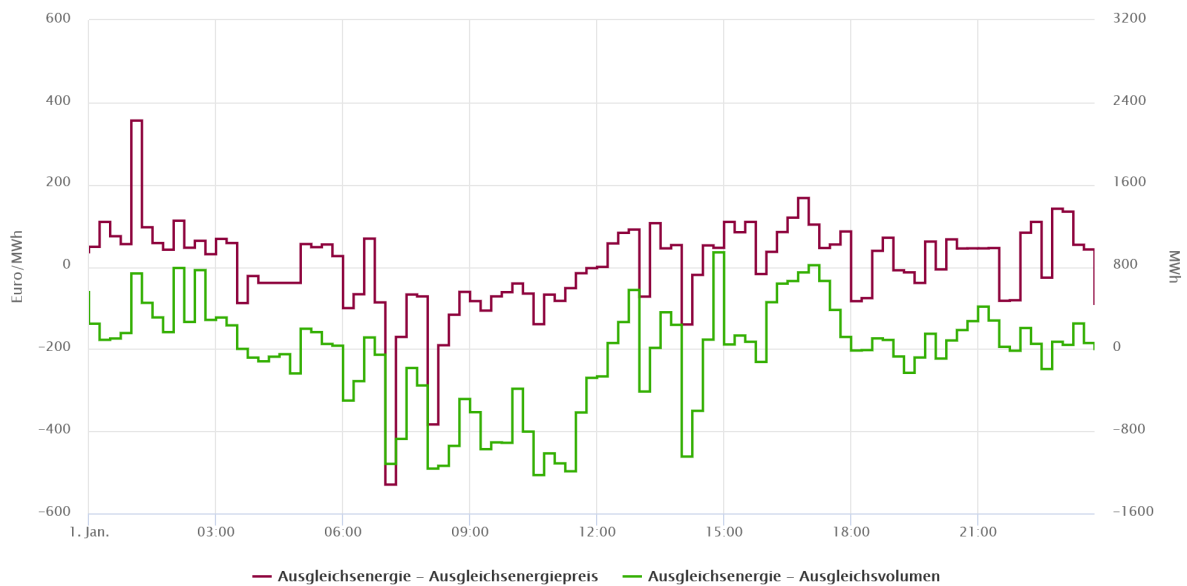


Abbildung 4: Ausgleichspreis und Ausgleichsmenge im deutschen Netzregelverbund (Quelle und Rechte: (Bundesnetzagentur, 2018, verfügbar unter CC BY 4.0))

Zur Kompensation von kurzfristig vorhersehbaren Abweichungen existieren grundsätzlich zwei Reaktionsmöglichkeiten für einen Bilanzkreisverantwortlichen:

1. Ausgleich des Bilanzkreises durch kurzfristigen Handel (Beschaffung am Spotmarkt). Hierbei versucht der BKV die überschüssige/fehlende Energie am kurzfristigen Markt auszugleichen.
2. Glättung des Bilanzkreises durch Steuerung von flexiblen Anlagen im Bilanzkreis, bzw. Anpassung der Anlagenfahrpläne.

Bei (unvorhersehbaren) Kraftwerksausfällen wird der Bilanzkreisverantwortliche für vier Viertelstunden (incl. der Viertelstunde des Ausfalls) von der Verpflichtung des Ausgleichs freigestellt, da in diesem Zeitraum der ÜNB durch Regelleistung die Abweichungen kompensiert.

Für den zweiten oben geschilderten Fall (Glättung des Bilanzkreises) können steuerbare Anlagen aus Quartieren genutzt werden und einen Beitrag zur Glättung leisten.

3.2.2 Ziel und Art der Erprobung

Erprobt werden soll der Wirkungsmechanismus der Einbindung von dezentralen Anlagen aus einem Stadtquartier in das Bilanzkreismanagement eines lokalen Marktakteurs. Folgende spezifische Fragestellungen sollen dabei geklärt werden:

- In welchem Maß können flexible Anlagen einen Beitrag zum Bilanzkreismanagement erbringen?
- Wie kann die Zusammenarbeit zwischen BKV und Anlagenbetreiber regulatorisch und technisch organisiert werden?
- Welche Hemmnisse von Seiten des Energierechts und der Energiemärkte stehen einem solchen Einsatz entgegen?

3.2.3 **Voraussetzungen für die Anwendung**

- Bereitschaft eines BKV die lokalen Quartiersanlagen in das Portfolio aufzunehmen
- Bereitschaft des Anlagenbetreibers zur Erprobung und der Anlagensteuerung in vorgegebenen Parametern
- Wirtschaftliche Machbarkeit (mind. Kostenneutralität) für Anlagenbetreiber

3.2.4 **Mögliches Akteurs- und Erlösmodell**

- Bilanzkreisverantwortlicher betreibt Portfoliomanagement und nimmt lokale Flexibilitäten aus dem Quartier in sein Portfolio auf. Dabei setzt er die Flexibilitäten ein, um den Bilanzkreis bei Bedarf zu glätten. Erlöse entstehen durch die vermiedene Beschaffung von Ausgleichsenergie.
- Der lokale Anlagenbetreiber ordnet seine Anlage dem entsprechenden Bilanzkreis zu und räumt dem BKV eine Schaltungsmöglichkeit ein. Dafür wird er vom BKV vergütet.

3.2.5 **Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen**

Für eine Abschätzung der Randbedingungen und Wechselwirkungen der Umsetzungsoption müssen folgen Fragen beantwortet werden:

- Wie hoch ist das Potential für eine Reduktion von Bilanzkreisabweichungen in verschiedenen charakteristischen Bilanzkreisen?
- Ergeben sich positive Effekte oder Probleme aus einer gleichzeitigen Vermarktung der Flexibilität für das Energienetz bzw. -system?

3.3 **Nutzung neuer Tarifmodelle und Marktmechanismen**

3.3.1 **Hintergrund der Erprobung**

Durch die Umstrukturierung der Energieerzeugung in Deutschland findet eine grundlegende Änderung der Rahmenbedingungen im Energiemarkt statt. Zum Ausgleich der Residuallast werden große Kapazitäten flexibler Erzeuger, Verbraucher und Speicher benötigt. Hierfür können auch dezentrale Anlagen in Quartieren genutzt werden. Um Betreiber von dezentralen Anlagen zu einer flexiblen Betriebsweise anzuregen werden sowohl Verbrauchs- als auch Einspeisetarife zunehmend variable, marktgekoppelte Elemente enthalten. Im aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vom Dezember 2016 ist bereits mit der Absenkung des KWKG-Zuschlags bei negativen Strompreisen ein erster variabler Anreiz vorgesehen:

„Für Zeiträume, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse im Sinn des § 3 Nummer 43a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der vortägigen Auktion null oder negativ ist, verringert sich der Anspruch auf Zahlung von Zuschlägen auf null. Der während eines solchen Zeitraums erzeugte KWK-Strom wird nicht auf die Dauer der Zahlung nach § 8 angerechnet.“ (KWKG, 2016, § 7 (7))

Diese Regelung soll bezwecken, dass zu Zeiten hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und entsprechenden negativen Preisen an der Strombörse die Stromproduktion aus fossilen Quellen gedrosselt wird. Es ist langfristig zu erwarten, dass diese variablen Preisbestandteile eine stärkere Ausprägung erhalten und auch in Stromlieferverträgen allgemein enthalten sein werden. Somit ergäbe sich ein Anreiz für lokale Anlagenbetreiber, seine Anlagen flexibel zu steuern.

Vergleichbare variable Preis- bzw. Entgeltbestandteil sind bereits Bestandteil von Regelungen (EnWG, EEG, etc.) und werden in den nächsten Jahren sukzessive zu einer Dynamisierung von Preisen

im Energiesektor und intelligenteren (smarten) Energiemärkten führen (Ecofys, Fraunhofer IWES 2017).

3.3.2 Ziel und Art der Erprobung

Mit der Erprobung eines flexibilisierten Anlagenbetriebs auf Basis von variablen Tarifen sollen folgende Fragestellungen geklärt werden:

- Welche technischen Anforderungen (Kommunikation/ Schnittstellen) sind erforderlich, um eine kontinuierliche Optimierung des Anlagenbetriebs zu ermöglichen?
- Wie hoch wären potentielle Einsparungen/ Erlöse für den Anlagenbetreiber, die sich aus dem zeitlich optimierten Betrieb der Anlagen ergeben?
- Welche vorhandenen Preisbestandteile wirken der Flexibilisierung entgegen?

3.3.3 Voraussetzungen für die Anwendung

- Bereitschaft des Anlagenbetreibers zur Nutzung von Anreizen und Flexibilisierung der Anlagensteuerung in Quartieren
- Intelligentes Quartiersmanagement mit Informations- und Kommunikationstechnik sowie geeignete Schnittstellen zur Optimierung und Flexibilisierung der Anlagensteuerung
- Wirtschaftliche Umsetzbarkeit/ Rentabilität aufgrund von Mehrerlösen

3.3.4 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell

Der Anlagenbetreiber nutzt eine lokale Optimierung (Quartiersmanagement), um die lokale Versorgung (Bedarfe für Wärme + Strom) unter Einbeziehung externer Anreize zu optimieren. Durch intelligentes Quartiersmanagement können Erlöse aus dem Energieverkauf (z.B. Elektrizität, Wärme) sowie Kosten für den Bezug von Energie (z.B. Strom, Gas) minimiert werden.

Erzielte Mehrerlöse können genutzt werden, um Investitionen zu refinanzieren sowie um Bewohnern bzw. Energieabnehmern (Wärmekunden, Mieterstromkunden) möglichst günstige Konditionen anzubieten.

3.3.5 Analyse von Randbedingungen und Wechselwirkungen

Für eine Abschätzung der Randbedingungen und Wechselwirkungen der Umsetzungsoption müssen folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie hoch ist das Potential für einen Beitrag zum Ausgleich der Residuallast?
- Ergeben sich positive Effekte oder Probleme aus einer gleichzeitigen Vermarktung der Flexibilität für das Energienetz bzw. -system?

3.4 Zwischenfazit und Bewertung der Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Strommarkt

In Abbildung 5 werden die Varianten für die Erprobung von „Flexibilitätspotentialen am Strommarkt“ zusammengefasst. Im Anschluss werden die Umsetzungsoptionen und ihre Erprobbarkeit in den Versuchsquartieren von AP 8.2 bewertet. Eine abschließende Auswertung erfolgt in Kap. 4.

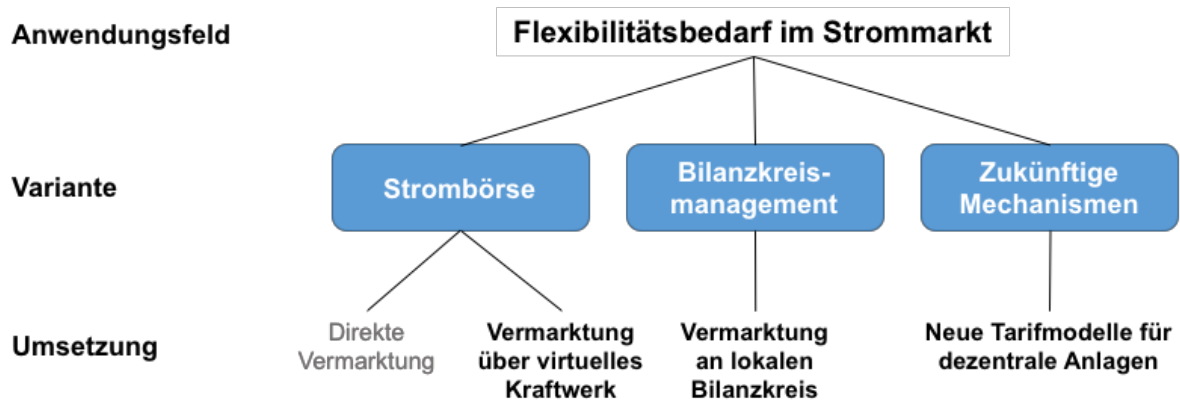


Abbildung 5: Erprobungsvarianten für das Anwendungsszenario 2 "Flexibilitätsbedarf im Strommarkt" (Quelle: Eigene)

Im Anwendungsfeld des Flexibilitätsbedarfs im Energiemarkt werden Umsetzungsoptionen analysiert, mit denen Flexibilitäten aus Quartieren am Strommarkt angeboten werden können. Die langfristige und wirtschaftlich erfolgreiche Umsetzung dieser Optionen ist von mehreren Faktoren (z.B. Entwicklung von Strommärkten, Strompreisen, alternativen Vergütungen z.B. nach KWKG oder EEG, sowie Tarifmodellen von Aggregatoren gegenüber Anlagenbetreibern, etc.) abhängig. Für die Umsetzung kommen sowohl Partner aus dem Vorhaben WindNODE als auch externe Akteure in Frage. Das Anwendungsfeld gliedert sich in die folgenden Optionen:

- Vergleichbar mit den in Kapitel 2 beschriebenen Mindestleistungen für die Teilnahme an Flexibilitätsmechanismen für das Elektrizitätsnetz und -system existieren auch im Energiemarkt ein Mindestvolumen (0,1 MWh) für die gehandelten Produkte. Dementsprechend wird eine direkte, individuelle Vermarktung“ der Flexibilität an der zentralen Strombörse für das deutsche Marktgebiet als unwahrscheinlich angesehen und nicht betrachtet.
- Dagegen wird eine Vermarktung der Flexibilität in einem Virtuellen Kraftwerk untersucht, ebenso die Vermarktung an einen lokalen Bilanzkreisbetreiber sowie die Vermarktung im Zusammenhang mit neuen Energiemärkten und variablen Tarifsyste-men.

4 Fazit und Gesamtbewertung der Umsetzungsoptionen

Im folgenden Kapitel werden die Zwischenergebnisse und Bewertungen der Umsetzungsoptionen aus den Kapiteln 0 und 3.4 zusammengefasst und eine abschließende Bewertung darüber getroffen, ob und in welcher Form (z.B. als reale Erprobung im Quartier oder als Simulation mit Hilfe von realistischen Daten) die Optionen erprobt werden sollen.

Kriterien für die Bewertung der Umsetzungsoptionen

Für die Bewertung der Umsetzungsoptionen werden die folgenden Faktoren bzw. Kriterien genutzt:

- Ziel und Nutzen der Erprobung: Darunter wird der erwartete Erkenntnisgewinn der Erprobung zusammengefasst. Er leitet sich aus den im Bericht des AP 8.2.3 (siehe Beucker et al. 2018) formulierten Zielsetzungen und Nutzen ab.
- Technisch/ organisatorische Voraussetzungen: Damit wird beschrieben welche technischen oder organisatorischen Bedingungen für die Umsetzung gewährleistet werden sollten. Die betrifft z.B. die Nutzung der Flexibilitätsplattform (WindNODE AP 1.2) für die Erprobung oder die Abstimmung mit einem VKW bzw. Aggregator sowie die Schaffung entsprechender Schnittstellen zu den Plattformen oder Akteuren. Falls die technisch/ organisatorischen Voraussetzungen für die Umsetzung noch nicht bestehen soll hier erläutert werden wie diese aussehen müssten.
- Wirtschaftliche/ marktliche Voraussetzungen: Hier wird erläutert, welche wirtschaftlichen oder marktlichen Voraussetzungen für die Umsetzung gegeben sein müssen. Dies können z.B. variable Strompreise sowie Entgelte (z.B. Netzentgelte) oder auch der Zugang zu Märkten sein. Falls die dafür notwendigen Voraussetzungen noch nicht bestehen soll hier erläutert werden wie diese aussehen müssten.
- Externe Einflussgrößen und Rahmenbedingungen: Dazu zählen weitere Voraussetzung die einen Einfluss auf die Umsetzung haben. Dies können z.B. politische Zielsetzungen, Gesetze oder auch Normen und Standards sein, die eine Umsetzung des Falls fördern oder behindern.
- Sensitivitäten: Unter dem Begriff der Sensitivität wird die Empfindlichkeit verstanden, mit der eine Umsetzung voraussichtlich auf die Änderung von Faktoren, Einflussgrößen oder Rahmenbedingungen reagiert. Dies kann im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse⁸ abgeschätzt und damit bestimmt werden, wie empfindlich die Umsetzungen z.B. auf Änderungen von Preisen oder rechtlichen Regelungen reagiert.
- Schließlich wird in der letzten Spalte der Tabelle beurteilt, ob und in welcher und mit welchen Partnern (z.B. aus WindNODE oder externe Partner) die Option erprobt werden soll. Diese Einschätzung stellt eine zusammenfassende Bewertung der Projektpartner über das weitere Vorgehen mit der Umsetzungsoption dar.

Vergleich der Umsetzungsoptionen

In den nachfolgenden Tabellen ist die Bewertung der Umsetzungsoptionen gemäß den Faktoren bzw. Kriterien zusammengefasst.

⁸ Zur Methode der Sensitivitätsanalyse siehe z.B. Frank (1976).

Tabelle 1: Zusammenfassung und Bewertung der Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Netz (Quelle: Eigene)

Umsetzungs- option	Ziel und Nutzen der Erprobung	Technisch/ organisatorische Voraussetzungen	Wirtschaftl./ markt. Voraussetzungen	Externe Einflussgrößen und Rahmenbedingungen	Sensitivitäten	Abschließende Bewertung: (Art der Erprobung, not- wendige Partner, etc.)
I.1 Bereitstel- lung von Re- gelleistung über VKW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglichen Teilnahme (kleiner Einheiten) an Regelleistungsausschreibungen ▪ Ggf. Optimierung von Rahmenbedingungen für die Teilnahme ▪ Vermarktung kleiner, dezentraler Flexibilitäten über eine digitale Plattform 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfügbarkeit der Flex.-Plattform aus AP 1.1 ▪ Informationstechnische Anbindung der lokalen Anlagen (PtH, BHKW, etc.) aus den Quartieren an die Flex.-Plattform ▪ Präqualifizierung der Flexibilitäten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Finanzielle Anreize (Gewinne) aus angebotener Regelleistung und Bündelung/ Abwicklung über VKW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Teilnahmebedingungen Regelleistung und Bündelung über VKW ▪ Abrufe von Regelleistung durch ÜNB 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abrufhäufigkeit ▪ Höhe der Gewinne ▪ Kosten für Anbindung an VKW bzw. Bereitstellung der Flexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Simulative Erprobung ▪ Erforderlicher Partner ist VKW-Betreiber (z.B. Energy2Market)
I.2 Bereitstel- lung von Flexi- bilität für Eng- passmanage- ment (über Flex.-Platt- form)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Teilnahme an Redispatch-mechanismen für dezentrale Anlagen und Reduktion von EE-Abregelung (EinsMan) ▪ Ggf. Optimierung von Rahmenbedingungen für Teilnahme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfügbarkeit der Flex.-Plattform aus AP 1.1 ▪ Informationstechnische Anbindung der Anlagen (PtH, BHKW, etc.) aus den Quartieren an die Flex.-Plattform ▪ Anpassung und Optimierung des Energiemanagements im Quartier ▪ Präqualifizierung der Flexibilitäten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellung und Teilnahmemöglichkeit am Anreizsystem der Flex.-Plattform ▪ Vergütung für Engpassmanagement durch Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abrufe von der Flex.-Plattform ▪ Vereinbarung zwischen Flex.-anbieter und Netzbetreiber/ Plattformbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abrufhäufigkeit ▪ Höhe der Vergütung ▪ Effiziente Abwicklung des Prozesses durch Plattformanbieter ▪ Gewährleistung von Steuerungshoheit des Anlagenbetreibers 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reelle Erprobung ▪ Erforderlicher Partner ist Betreiber der Flex.-Plattform (50Hertz)
I.3 Bereitstel- lung von Flexi- bilität für Eng- passmanage- ment (über Flex.-Platt- form + VKW)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Teilnahme an Redispatch-Mechanismen von dezentralen Anlagen ▪ Reduktion von EE-Abregelung (EinsMan) ▪ Ggf. Optimierung von Rahmenbedingungen für Teilnahme ▪ Vermarktung kleiner, dezentraler Flexibilitäten über eine digitale Plattform 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfügbarkeit der Flex.-Plattform aus AP 1.1 ▪ Informationstechnische Anbindung der lokalen Anlagen an die VKW-Leitstelle ▪ Anpassung und Optimierung des Energiemanagements im Quartier ▪ Präqualifizierung der Flexibilitäten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellung und Teilnahmemöglichkeit an Flex.-Plattform und am Anreizsystem des VKW ▪ Vergütung für Engpassmanagement durch Netzbetreiber und Gewinn für VKW-Betreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preise/ Abrufe vom VKW über Flex.-Plattform ▪ Vergütung für Engpassmanagement ▪ Vereinbarung zwischen Flex.-anbieter, Netzbetreiber/ Plattformbetreiber und VKW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abrufhäufigkeit ▪ Höhe der Anreize (Gewinne) ▪ Kosten für die Bereitstellung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Simulative Erprobung ▪ Erforderlicher Partner ist Betreiber der Flex.-Plattform (50Hertz) sowie VKW-Betreiber (z.B. Energy2Market)

Tabelle 2: Zusammenfassung und Bewertung der Umsetzungsoptionen für Flexibilitätsbedarfe im Strommarkt (Quelle: Eigene)

Umsetzungsoption	Ziel und Nutzen der Erprobung	Technisch/ organisatorische Voraussetzungen	Wirtschaft./ markt. Voraussetzungen	Externe Einflussgrößen und Rahmenbedingungen	Sensitivitäten	Abschließende Bewertung: (Art der Erprobung, notwendige Partner, etc.)
II.1 Vermarktung von Flexibilität an der Strombörse über VKW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausgleich von Residuallast am Markt ▪ Beitrag für die Integration von fEE ▪ Ggf. Optimierung von Rahmenbedingungen für Umsetzung über VKW ▪ Kombinierte Anwendung in verschiedenen Anwendungsfeldern und -varianten (multi-use) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Informationstechnische Anbindung der lokalen Anlagen an die VKW-Leitstelle über Energiemanagementsystem ▪ Erweiterung und Anpassung der Optimierung des Energiemanagements im Quartier (Prognosen; Verarbeitung der VKW-Signale) ▪ Je nach Anwendungsvariante: Reaktionsgeschwindigkeit, Güte der Daten, Kommunikationssicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellung und Teilnahmemöglichkeit am Anreizsystem des VKW ▪ Bedarf/ Anreize für Regelleistung an der Strombörse ▪ Festlegung von Restriktionen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preise am Spotmarkt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abrufhäufigkeit ▪ Höhe der Anreize (Gewinne) ▪ Kosten für die Teilnahme ▪ Gewährleistung der Wärmeversorgung im Quartier 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reelle Erprobung ▪ Erforderlicher Partner ist VKW-Betreiber (z.B. Energy2Market)
II.2 Vermarktung von Flexibilität für das Bilanzkreismanagement	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Integration von Quartiersanlagen (PtH, BHKW, etc.) in das Bilanzkreismanagement ▪ Schaffung lokaler Flexibilitätsprodukte ▪ Ggf. Optimierung von Rahmenbedingungen für Umsetzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Informationstechnische) Anbindung der lokalen Anlagen das Leit-system des Bilanzkreises ▪ Anpassung und Optimierung des Energiemanagements im Quartier 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vergütung für Anlagenregelung zwischen BKV und Anlagenbetreiber ▪ Effiziente Abwicklung von Bilanzkreisausgleich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bedarf des BKV in Form von Abrufen ▪ Vergütung für Abrufe 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abrufhäufigkeit ▪ Höhe der Anreize (Gewinne) ▪ Gewährleistung von Steuerungshoheit des Anlagenbetreibers 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Simulative Erprobung ▪ Erforderlicher Partner wäre ein BKV
II.3 Nutzung neuer Tarifmodelle und Marktmechanismen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Integration der Flexibilitäten/ Anlagen in einen dynamischen Markt mit Flexibilitätsanreizen ▪ Rahmenbedingungen und Grenzen für die Integration kleiner Flexibilitäten in neue Märkte 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Informationstechnische Übermittlung von Markt-/ Preisinformationen ▪ Anpassung und Optimierung des Energiemanagements im Quartier und beim Bewohner mit hohem Automatisierungsgrad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existenz und Teilnahmemöglichkeit an neuen Märkten/ variablen Tarifmodellen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Variable Tarife oder Entgelte mit attraktiver Preisspreizung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Häufigkeit, Dynamik und Größenordnung variabler Preisereignisse ▪ Kosten und Aufwand für Teilnahme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Simulative Erprobung ▪ Erforderlich wären Indikatoren, die variable Preisbestandteile wiedergeben; jeweils für die Erzeugung (KWKG-Vergütung) sowie für Strombezug der Verbraucher (PtH-Elemente)

Gemeinsamkeiten der Fälle

Eine vergleichende Auswertung der Umsetzungsoptionen für Flexibilitäten aus Wohnquartieren zeigt, dass in allen Fällen mindestens die Kostenneutralität besser noch die Gewinnerzielung (zur Senkung der Nebenkosten) wichtige Ziele sind. Ob und in welchem Umfang diese Ziele bei einer Erprobung tatsächlich erreichbar sind, werden die Umsetzungen aufzeigen. Da sich einige der Fälle (z.B. „Nutzung neuer Tarifmodelle und Marktmechanismen“) auf zukünftige, sich verändernde energiesystemische und marktliche Rahmenbedingungen (z.B. neuer, smarter Energiemarkt und dynamische Preisstrukturen, siehe Ecofys, Fraunhofer IWES 2017) beziehen, müssen für die Erprobung entsprechende Annahmen getroffen und simuliert werden. Dabei müssen Abschätzungen zu Markt- und Preisentwicklungen getroffen werden, die zwangsläufig mit Unsicherheiten verbunden sind.

Neben dem Ziel die Fälle möglichst wirtschaftlich umzusetzen (und damit einen Anreiz zu schaffen), spielt auch die Reduktion von Umweltwirkungen durch die Mobilisierung von Flexibilitäten aus den Quartieren eine wichtige Rolle. Da die Senkung von CO₂-Emissionen einen zentralen Inhalt einer Selbstverpflichtung der Wohnungswirtschaft⁹ bildet, können auch solche Fälle interessant sein, die „nur“ kostendeckend oder für geringe Mehrkosten umsetzbar sind, wenn sie die Klimabilanz eines Wohnungsunternehmens signifikant verbessern. Die Erzielung von CO₂-Nettoeinsparungen durch die mögliche Mobilisierung von Flexibilitäten in Wohnquartieren entlang der Energieerzeugung und -wandlung muss daher in die weitere Analyse und Bewertung der Fälle einbezogen werden. Sie kann in den nachfolgenden Arbeitsschritten in Form kurzer Energiebilanzen analysiert werden.

Eine weitere Gemeinsamkeit der Fälle ist, dass ihre Umsetzung unter der Voraussetzung erfolgen muss, dass die Komfortanforderungen der Quartiersbewohner (insbesondere Wärme) sowie die Steuerungshoheit der Wärmeerzeugungs- und Speicherungsanlagen durch den Betreiber oder Eigner nicht beeinträchtigt werden. Dies ist von zentraler Bedeutung, da sowohl der Quartiers- als auch der Anlagenverantwortliche in erster Linie der Erfüllung eigener Ziele (z.B. Wärmeversorgung der Bewohner oder wirtschaftlich und ökologisch effizienter Anlagebetrieb) verpflichtet sind. Dies bedeutet nicht, dass es nicht sinnvoll sein kann zeitweise von den vorgegebenen Optimierungszielen, wenn dies z.B. mit Vorteilen für die Senkung der Betriebskosten (z.B. aufgrund von variablen Tarifen) oder einer besseren Umweltbilanz (z.B. durch Emissionsminderung) verbunden ist. Die weitere Analyse und Erprobung der Fälle wird zeigen, ob und unter welchen Bedingungen solche Fälle möglich sind.

Ebenfalls in allen Fällen spielt die Einbindung der Quartiere in informationstechnische Strukturen des heutigen bzw. zukünftigen Energiesystems und -marktes eine wichtige Rolle. In Verbindung mit intelligenten Quartiers- und Gebäudeinfrastrukturen, wie sie z.B. im Versuchsquartier Prenzlauer Berg existieren, ergeben sich daraus über die Kommunikations- und Automatisierungstechnik Möglichkeiten für eine effiziente Prozessgestaltung und -abwicklung zur Übermittlung von Preis- oder Steuersignalen sowie zur energetischen Optimierung von Gebäuden, Quartieren und Verteilnetzen.

Dies spielt bei der Erprobung der Modelle eine wichtige Rolle, da die intelligente und automatisierte Einbindung von Wohnquartieren in ein zukünftiges Energiesystem, im Rahmen vorgegebener Grenzen der Betreiber von Anlagen oder Besitzer der Gebäude, einen entscheidenden Beitrag zur Wirtschaftlichkeit haben kann. Durch sie lassen sich im Idealfall die Transaktionskosten für die Einbindung kleiner Flexibilitäten senken, Skaleneffekte für die notwendige Erschließung von Quartieren erzielen

⁹ Siehe die Selbstverpflichtung des deutschen Gesamtverbandes der Wohnungswirtschaft (GdW) unter <https://web.gdw.de/energie-und-technik/energieeffizienz> (Abruf Juli 2018)

und die Prognostizierbarkeit und Zuverlässigkeit der Flexibilisierungspotenziale in Gebäuden verbessern.

Unterschiede zwischen den Fällen

Ein wichtiges Differenzierungsmerkmal zwischen den Umsetzungsoptionen ist zunächst die Frage, ob der Fall unter realen Bedingungen, d.h. unter tatsächlicher Nutzung und Steuerung der Anlagen in den Versuchsquartieren, oder nur simulativ, d.h. durch Abbildung in einem Modell erprobt werden soll. Gleiches gilt für die technische und organisatorische Komplexität und Eingriffstiefe (z.B. Schaffung von Schnittstellen zwischen Plattformen und Quartiersmanagement oder Abstimmung zwischen beteiligten Akteuren sowie ihren Zielen und Anforderungen), die der jeweilige Fall erfordert.

Da einer realen Erprobung der Fälle in den Quartieren aufgrund der Komfort- und Wirtschaftlichkeitsanforderungen der Quartiere (Bewohner und Vermieter) sowie der Anlagenbetreiber Grenzen gesetzt sind, werden sich die meisten Umsetzungen nur im Rahmen enger Spielräume durchführen lassen. Alternativ lassen sich Fälle mit fiktiven Anreizen in Modellen erproben. Dabei können z.B. mit Modellen der Quartiere und ihrer Anlagen sowie Anreizsignalen (z.B. Börsenpreise oder variablen Entgelte) Steuerungszustände in den Quartieren nachempfunden werden, ohne in das tatsächliche Energiemanagement einzugreifen. Ebenfalls von Relevanz ist die Frage, mit welchen Partner inner- oder außerhalb von WindNODE die Fälle erprobt werden können, da sich dies auf die Komplexität sowie den Zeit- und Arbeitsaufwand der Erprobung auswirkt¹⁰.

So lässt sich beispielsweise der Fall I.2 der „Bereitstellung von Flexibilität für Engpassmanagement (über Flex.-Plattform)“ mit wenigen Beteiligten (Betreiber der Flex.-Plattform und Anlagenbetreiber im Quartier) real im Quartier erproben und erfordert „nur“ die Umsetzung einer sich bereits in der Entwicklung befindlichen Schnittstelle zur Flex.-Plattform sowie einer Anpassung des Energiemanagements.

Der Fall II.2 „Vermarktung von Flexibilität an der Strombörse über VKW“ erfordert die Einbeziehung eines weiteren Akteurs (VKW- Betreiber), der im Rahmen von lokal determinierten Restriktionen die Anlagen flexibel einsetzt um Energie zu vermarkten. Ergänzend ließen sich durch den VKW-Betreiber weitere Anwendungsfelder bzw. -varianten erschließen (s. Einschub „**Die zentrale Rolle des VKW**“). Dies bedarf jedoch einer weiteren Abwägung hinsichtlich der technischen und organisatorischen Anforderungen an die lokalen Anlagen und IKT sowie an die Kommunikationsanbindung zum VKW. Hinsichtlich eines solchen verhältnismäßig einfach umzusetzenden Multi-Use der Flexibilitäten stellt dieser Fall eine aussichtsreiche Umsetzungsmöglichkeit dar.

Für das Gesamtvorhaben WindNODE und die Frage welchen Flexibilitätsbeitrag der Wohnungssektor bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien zur Stabilisierung und Weiterentwicklung des Energiesystems beitragen kann, sind jedoch beide Fälle wichtig. Der erste (Fall I.2), da er die Mobilisierung von Flexibilitäten aus der Sicht von Netzbetreiber verfolgt und so einen Ansatz für die Steuerung und Schaffung zentraler Anreize für kleine Flexibilitäten liefert. Diese können mit dem Fortschreiten der Energiewende an Bedeutung gewinnen.

¹⁰ Ein Partner aus dem bestehenden WindNODE-Konsortium wäre dabei vorzuziehen, da über den Kooperationsvertrag grundlegende Voraussetzung der Zusammenarbeit (z.B. Rechte und Pflichten im Umgang mit Ergebnissen) bereits geregelt sind und nicht verhandelt werden müssen.

Der zweite (Fall II.1), da er darauf abzielt, Flexibilitäten über den sich wandelnden Energiemarkt und die daraus resultierenden Anreize zu erschließen. Er lässt Aussagen darüber zu wie und ab welcher Höhe der Anreize eine Vermarktung der Flexibilitäten aus Quartieren am Strommarkt relevant sein könnte. Zudem ermöglicht er vielen Akteuren vom Vermieter, über den Energiedienstleister bis hin zum Endkunden an der Mobilisierung von Flexibilitäten teilzunehmen und die Energiewende mit umzusetzen.

Die zentrale Rolle des VKW

Bei der Betrachtung der Umsetzungsoptionen zur Flexibilitätsvermarktung von Quartieren hat sich gezeigt, dass das Virtuelle Kraftwerk nicht unter eine einzelne Anwendungsvariante einordnen lässt, sondern dass dieses Instrument typischerweise parallel für mehrere Flexibilitätsmechanismen genutzt werden kann. Hieraus resultieren eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten von Anwendungsvarianten, die vorrangig aus dem VKW-Betriebsmodell, den Restriktionen der vorhandenen technischen Anlagen (bzw. deren Betriebskonzept) sowie den spezifischen Anforderungen der Anwendungsvarianten resultieren. Der (ökonomisch) optimierte Einsatz von Flexibilität zwischen den Anwendungsvarianten wird vom VKW organisiert.

Auswahl und weiteres Vorgehen mit den Umsetzungsoptionen

Für die Erprobung in den Versuchsquartieren soll eine Auswahl aus den Umsetzungsoptionen vorgenommen werden (siehe die in den Tabellen 1 und 2 zusammengefasste Bewertung). Dies ist notwendig, da die im AP 8.2 vorgesehenen Ressourcen keine Erprobung aller identifizierten Umsetzungsoptionen erlauben. Für die Auswahl entscheidend ist daher wie viele der Optionen mit den zur Verfügung stehenden Kapazitäten und Partnern erprobt werden können. Gleichzeitig möchte das AP 8.2 die grundsätzliche Nutzbarkeit der quartiersseitigen Flexibilität sowohl für das Netz als auch den Strommarkt demonstrieren. Das Projektkonsortium von AP 8.2 beschließt daher, die folgenden Fälle zu erproben:

- Fall I.2 „Bereitstellung von Flexibilität für Engpassmanagement (über Flex.-Plattform)“, sowie
- Fall II.1 „Vermarktung von Flexibilität an der Strombörse über VKW“

Für die genannten Umsetzungsoptionen werden bis Ende September 2018 Konzepte im Projektkonsortium erstellt und abgestimmt. Diese sollen neben der Art und dem Ziel der Erprobung sowie den beteiligten Partnern eine detaillierte Beschreibung der Voraussetzungen (Art und Format des Steuerungs- bzw. Anreizsignals, Schnittstellen, Anpassung der Quartierssteuerung, etc.), der dafür erforderlichen Schritte und einen Zeitplan umfassen.

Parallel zur Erarbeitung der Konzepte werden die begonnen Installation der modernen Messeinrichtungen, des nicht-zertifizierten Gateways sowie des EE-Pagers der Stromnetz Berlin fortgesetzt, um diese ggf. für die Erprobung nutzen zu können. Ebenfalls parallel wird mit der Vorabstimmung von Schnittstellen des Dezentralen Energiemanagements (Quartiersmanager) im Quartier Prenzlauer Berg zu der in der Entwicklung befindlichen Flexibilitätsplattform von 50Hertz (AP 1) begonnen. Die dabei gewonnen Erkenntnisse werden in die Ausarbeitung des Konzeptes für Fall I.2 eingehen. Vergleichbar wird im Fall II.1 vorgegangen. Für die Abstimmung des Konzeptes werden bereits Erkundigungen von Projektpartnern aus WindNODE eingeholt, die in die Ausarbeitung einfließen werden.

Umsetzungsoptionen, die nicht für die Erprobung ausgewählt wurden werden mit dem vorliegenden Bericht dokumentiert. Sie werden zunächst nicht weiterverfolgt, können jedoch in Verbindung mit der in AP 8.2.8 vorgesehenen Geschäftsmodellentwicklung nochmals in die Analyse einbezogen werden, da sich aus ihnen ggf. Hinweise für eine Anpassung oder Optimierung der Modelle ergeben können.

Literatur

- Behr, I.; Großklos, M. (2017). Praxishandbuch Mieterstrom, Fakten, Argumente und Strategien (1. Aufl.). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- Beucker, S.; Hinterholzer, S.; Agricola, A.-C.; Schirmer, S.; Riedel, M. (2018). WindNODE AP 8.2.3 (MS 8.2/ IV): Einsatzfelder und Anwendungsszenarien für Flexibilität von Quartieren
- Bundesnetzagentur. (2018). Marktdaten visualisieren. Abgerufen im Juni 2018 unter: <https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/marktdaten/78>
- Bundesnetzagentur. (2018). SMARD | Marktdaten visualisieren. Abgerufen im Juli 2018 unter: <https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/marktdaten/78>
- Ecofys und Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Frank, P.M. (1976): Empfindlichkeitsanalyse dynamischer Systeme: Eine einführende Darstellung. Oldenbourg, München
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG) (2016). Abgerufen im Juli 2018 unter: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG.pdf,
- Neuhoff, Karsten (2011). Europe's Challenge: A Smart Power Market at the Centre of a Smart Grid. Climate Policy Initiative
- regelleistung.net Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. (2018). Abgerufen im Juli 2018, unter: <https://www.regelleistung.net/>