Projekt
FlexHafen

Gekoppelte Nutzung von Endkundenflexibilität für Bilanzkreis- und Netzengpassmanagement.

Studie der

EnergieDock GmbH

im Auftrag der

Green Planet Energy eG

Datum der Veröffentlichung: 27.7.2023

ENERGIE DOCK

Inhalt

Einleitung 3
Kurzbeschreibung NEMO.spot und Feldtest 4
Mutual Flexibility Agreements 4
Technische Integration 5
Flexibilitätsnutzer:innen und Use Cases 5
Marktdienliche Flexibilität 5
Netzdienliche Flexibilität 6
Rahmendaten des Feldtests 6
Marktdienliche Flexibilität 8
Auswertung ökonomische Einsparpotentiale 9
CO_2-optimierte Flexibilität 11
Berechnung CO_2-Ausstoß 11
Korrelation Preis und CO_2-Ausstoß 11
CO_2-Reduktion Feldtest 12
Reduktionspotentiale bei gezielter CO_2-Optimierung 12
Netzdienliche Flexibilität 13
NEM: Optimierung unter eine Restriktionskurve 13
Feldtest Netzengpassmanagement 14
Wettbewerbsfähigkeit des NEM 16
CO_2-Einsparungen der netzdienlichen Optimierungen 16
Kaskadierende Maßnahmen 17
Energiewirtschaft und Regulatorik 17
SMGW-Rollout 17
Ausgestaltung §14a EnWG 18
Dynamische Tarife durch Energieversorger 19
Fazit 19
Ausblick 21
Ergänzende Quellen 22

Einleitung

Energie ist seit jeher ein zentraler Treibstoff unserer Gesellschaft. Die heutige Bereitstellung von Energie – und vor allem von Strom – bewegt sich im Spannungsfeld zwischen Klimawandel, Versorgungssicherheit und Kosten. Ursprünglich wurde die Erzeugung von Strom auf den Verbrauch von Haushalten, Gewerbe und Industrie abgestimmt. Doch mit der Energiewende hin zu mehr volatilen, erneuerbaren Energiequellen ist ein Umdenken erforderlich, um die Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten. Strom wird nicht mehr gezielt dann erzeugt, wenn er verbraucht wird. Fluktuierende Erneuerbare Energien (fEE) erzeugen Strom, wenn die Sonne scheint oder der Wind weht. Speichertechnologien sind daher ein wichtiges Instrument für die Energiewende, um den erzeugten Strom so lange zu speichern, bis er gebraucht wird. Die Speicherung von Strom ist allerdings teuer und aufwendig.

Eine weitere Möglichkeit ist es, Stromverbräuche zeitlich zu verschieben, insbesondere, wenn der genaue Verbrauchszeitpunkt nicht relevant ist. Ein Beispiel ist das Elektroauto: Die meisten Elektroautos sind nachts zwischen zehn und 14 Stunden an die Ladestation angeschlossen, während der eigentliche Ladevorgang im Schnitt nur eine Stunde dauert. Wann die Ladung geschieht, ist irrelevant, solange das Auto zum Abfahrzeitpunkt vollgeladen ist. Diese zeitliche Variabilität des Verbrauchs bzw. der Last wird Flexibilität genannt. Der Einsatz von Flexibilität ermöglicht es uns, Strom dann zu verbrauchen, wenn er erzeugt wird, und unterstützt so die Integration von fEE.

Technologien, die diese Flexibilität anbieten können, sind dabei vielfältig. Durch strombasierte Technologien, die sektorenkoppelnd sind, wie beispielsweise Elektroautos und Wärmepumpen, oder die rein Strom speichern, etwa Batterie-Speicher (meist in Verbindung mit PV-Anlagen installiert), werden in den nächsten Jahren immense Flexibilitätspotentiale in Privathaushalten entstehen. Ebenso bietet der Industrie- und Gewerbesektor mit verschiedensten Wärme- und Kältetechnologien schon heute ein immenses Flexibilitätspotential. Eine technische und wirtschaftliche Hebung dieser Potentiale erlaubt es, im aktuellen Strommarkt signifikante Kosteneinsparpotentiale zu realisieren.

Die zunehmende Verbreitung von Technologien wie Elektroautos und Wärmepumpen in Privathaushalten sowie die wachsende Stromerzeugung aus fEE stellt gleichzeitig aber auch die Stromnetze vor neue Herausforderungen. Sie sind nicht ausgelegt für die Verdopplung bis Verdreifachung des Stromverbrauchs der Privathaushalte und die volatile Erzeugung erneuerbarer Energien. Neben den wirtschaftlichen Vorteilen ist ein weiterer Grund für die Hebung der Flexibilitätspotentiale damit auch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch die Reduktion von Engpässen im Verteil- und Mittelspannungsnetz.

Eine Lösung, die Flexibilität energiewendedienlich denkt, muss damit sowohl die Integration von Flexibilität in die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette abbilden als auch eine kooperative Nutzung durch das Bilanzkreismanagement und den Netzbetrieb ermöglichen.

Um eben diese Lösung in der Praxis zu erproben hat Green Planet Energy eG (GPE) gemeinsam mit der EnergieDock GmbH ein Pilotprojekt durchgeführt. Zum Projektkonsortium gehören darüber hinaus die beCharged GmbH, die die direkte Steuerung von Wallboxen technisch ermöglicht, sowie die Stromnetz Hamburg (SNH), die das Pilotprojekt als Verteilnetzbetreiber begleitet hat.

In diesem Bericht werden die Ergebnisse des Pilotprojektes dargestellt und Handlungsempfehlungen für die Zukunft abgeleitet.

Kurzbeschreibung NEMO.spot und Feldtest

Eine technologische Lösung, die den energiewendedienlichen Einsatz von Flexibilität ermöglicht, ist eine Plattform, die die Bedarfe der Flexibilitätsanbieter aufnimmt und eine Schnittstelle zwischen den weiteren Akteuren (Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen und IoT-Anbieter) bildet. Im Pilotprojekt wurde zu diesem Zweck die von EnergieDock entwickelte Plattform NEMO.spot eingesetzt. Flexibilität wird hier in einem einfach optimierbaren Produkt gebündelt und kann verschiedenen Nutzungen zugeführt werden. NEMO.spot ist eine faire und transparente Aggregations- und Handelsplattform, die den energiewendedienlich kaskadierten Einsatz von Flexibilität im Bilanzkreismanagement und Netzbetrieb ermöglicht.

Flexibilität wird von einem IoT-System im Haushalt des Kunden identifiziert und als Mutual Flexibility Agreement (MFA) auf NEMO.spot eingestellt. Verbindet der Kunde beispielsweise abends sein Elektroauto mit seiner Wallbox, so kann der aktuelle Energiebedarf ermittelt werden und zusammen mit dem voraussichtlichen Abfahrtszeitpunkt am nächsten Morgen an NEMO.spot übermittelt werden.

In Abbildung 1 ist die schematische Funktionsweise von NEMO.spot dargestellt. Die Flexibilität wird von den Endkund:innen automatisiert in NEMO.spot eingestellt und in Folge sowohl bilanzkreiswirksam vom Energieversorger als auch netzdienlich vom Netzbetreiber eingesetzt.

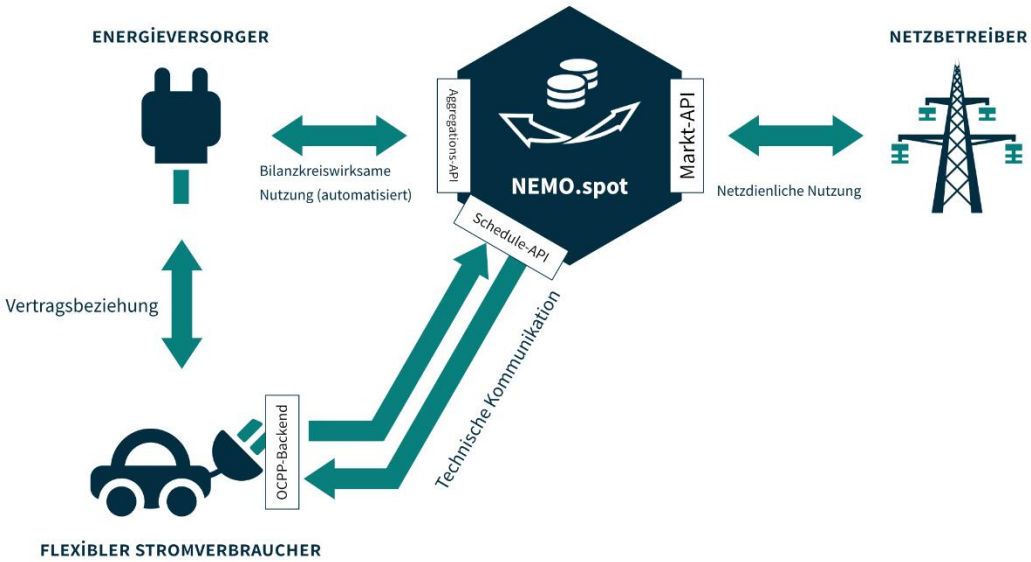

Abbildung 1: Schematische Funktionsweise von NEMO.spot.

Mutual Flexibility Agreements

Das Mutual Flexibility Agreement (MFA) ist ein Handelsprodukt für Flexibilität. Es bildet eine Verschiebung von Verbrauch bzw. Erzeugung ab und beinhaltet somit die Randbedingungen, die ein Endkunde für die Flexibilitätsnutzung setzt. Ein Elektroauto beispielsweise ist nach dem gewählten Flexibilitätszeitraum garantiert bis zum gewünschten und zuvor definierten Ladestand geladen worden.

Weiterhin beinhaltet das MFA alle wichtigen Größen zur Energiedienstleistung der Verbrauchsverschiebung selbst, wie beispielsweise die möglichen Ladeleistungen, die benötigte Energiemenge, den Standort und vor allem auch den finanziellen Anreiz für die Verschiebung. Der Anbieter der Flexibilität bzw. die Strom-Endkund:in des Energieversorgers ist somit preissetzend.

Technische Integration

Um Flexibilitätspotentiale zu identifizieren und entsprechende Steuersignale an die Elektroautos zu übermitteln, wurde im Pilotprojekt auf einen IoT-Partner gesetzt. Die beCharged GmbH entwickelt Abrechnungslösungen für Elektroauto-Ladesäulen und kann im Zuge dessen durch ihr Backend über das OCPP-1.6-Protokoll mit den Wallboxen kommunizieren. Während im Feldtest noch ein UMTS-Stick bzw. eine Internetverbindung durch Endkund:innen installiert werden musste, soll die gesamte Kommunikations- und Steuerungsstrecke perspektivisch über das Smart-Meter-Gateway abgewickelt werden, wodurch dann keine zusätzliche Hardware mehr notwendig ist.

Eine Anbindung der Schnittstellen von NEMO.spot wurde durch die beCharged GmbH durchgeführt, sodass die Wallboxen von Pilotkunden für den Feldtest ihre Flexibilität über das Backend der beCharged in NEMO.spot einstellen und auf entsprechende Verschiebungssignale reagieren konnten.

Der Ladestand und damit die benötigte Energie wurden im Feldtest über eine App von der Nutzer:in erfragt. Über die gleiche App konnten ebenfalls Abfahrtszeiten konfiguriert werden. Im Rahmen des neueren OCPP-2.0-Protokolls, das neue Wallboxen unterstützen, soll der Ladestand zukünftig ebenfalls kommuniziert werden, sodass die tägliche Nutzung der App durch die Nutzer:in in Zukunft entfällt. Sollte die Kommunikation über die App aus technischen Gründen nicht funktionieren, können bei Bedarf die proprietären Clouds der Autohersteller direkt angebunden werden, um den Aufwand für Nutzer:innen zu verringern.

Flexibilitätsnutzer:innen und Use Cases

Sobald ein Flexibilitätsangebot auf NEMO.spot erstellt wurde, kann die Flexibilität unterschiedlichen Akteuren für verschiedene Use Cases angeboten werden. Dabei übernimmt NEMO.spot je nach Flexibilitätsnutzer:innen eine unterschiedliche Rolle. Nutzt ein Energieversorger die Flexibilität im eigenen Bilanzkreis, ist NEMO.spot eine Aggregations- und Optimierungsplattform. Wird die Flexibilität netzdienlich durch einen Netzbetreiber eingesetzt, kann NEMO.spot als Marktplattform i.S.d. §§14a/14c EnWG eingesetzt werden.

Marktdienliche Flexibilität

Ein Energieversorger kann die von ihm bei der Endkund:in angeregte Flexibilität für verschiedenste Use Cases einsetzen. Eine Möglichkeit ist es, Flexibilität am Day-Ahead- oder dem kontinuierlichen Intraday-Markt zu handeln. Besonders am kontinuierlichen Intraday-Markt ist die Fluktuation der Preise hoch, wodurch mittels Flexibilität wahrscheinlich hohe Margen erzielt werden können. Im Feldtest wurde die Flexibilität eingesetzt, um den Strombezug der Endkund:innen sowohl auf die Winderzeugung im Bilanzkreis von GPE anzupassen als auch hinsichtlich der Beschaffungskosten (Day-Ahead-Preise) zu optimieren. Es wurde täglich ein Über-/Unterdeckungssignal der Winderzeugung generiert und zusammen mit einer Preiskurve des Day-Ahead-Marktes der Optimierungsfunktion von NEMO.spot übergeben. Ziel im Feldtest war es, den Strombezug in die Stunden mit hoher Winderzeugung und niedrigen Strompreisen zu verschieben. NEMO.spot fungiert hier als Aggregations- und Optimierungsplattform und erlaubt es dem Energieversorger, die Flexibilitäten der Endverbraucher:innen ins Bilanzkreismanagement zu integrieren und optimal einzusetzen.

CO2-optimierte Flexibilität

Über den wirtschaftlichen Einsatz hinaus kann mit der Flexibilität noch ein weiterer Mehrwert geschaffen werden: Verbräuche können im Rahmen ihrer MFAs in solche Abschnitte des Tages verlagert werden, in denen die CO_2-Emissionen des deutschen Strommixes besonders gering sind. So unterstützen Kund:innen die Energiewende über ihren Ökostromtarif hinaus, indem sie ihre Verbräuche auf den CO_2-Fußabdruck der Stromerzeugung abstimmen. Ein Elektroauto zum Beispiel lädt normalerweise, wenn die Besitzer:innen nach Hause kommen, in der Regel zwischen 17 und 19

Uhr. Zu diesem Zeitpunkt sind die CO_2-Emissionen pro kWh im dt. Strommix im Tagesvergleich meist am höchsten. In diesem konkreten Beispiel kann der Verbrauch in die Nacht verschoben werden, um CO_2 zu sparen.

Netzdienliche Flexibilität

Verteilnetzbetreiber können Flexibilität einsetzen, um Netzengpässen zu begegnen. Dabei reichen die Anwendungsfälle von durch Windstrom ausgelösten Engpässen in der Mittelspannung bis hin zu Niederspannungsengpässen, die durch eine zu hohe Gleichzeitigkeit des privaten Stromverbrauchs erzeugt werden. In diesem Pilotprojekt wurde die Lösung eines Niederspannungsengpasses untersucht und erprobt. NEMO.spot agiert hier als Marktplattform, auf der sich Flexibilitätsanbieter (Energieversorger mit seinen Endkund:innen) und Netzbetreiber (Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität im Rahmen des §14a bzw. §14c EnWG) treffen.

Rahmendaten des Feldtests

In diesem Pilotprojekt wurde ein Feldtest durchgeführt, der sowohl marktdienliche Flexibilität für das Bilanzkreismanagement für den Energieversorger als auch netzdienliche Flexibilität für den Netzbetreiber untersucht. Zu diesem Zweck wurden 14 Kund:innen von Green Planet Energy, größtenteils mit einem Stromanschluss im Netzgebiet des SNH, am Pilotversuch beteiligt. Diese Kund:innen haben ihre Wallbox und ihr Ladeverhalten für einen Zeitraum von gut zwei Monaten zur Verfügung gestellt. Sie unterteilen sich in:

- Sieben reale Kund:innen mit einer oder mehreren Wallbox-Anbindungen wie unter „Technische Integration“ beschrieben. Es handelt sich um Kund:innen mit Wallboxen der Hersteller Keba und Elli.
- Da im Rahmen des Pilotprojekts nicht sämtliche Wallboxen von allen Herstellern angebunden werden konnten, gab es sieben Kund:innen, die nur virtuell teilgenommen haben (virtuelle Kund:innen). Zu diesem Zweck wurde eine Website erstellt, die der Benutzeroberfläche der technisch angebundenen Wallboxen sehr ähnlich ist. Hier konnten von diesen Kund:innen zumindest die Rahmendaten zur Erstellung eines MFAs abgefragt werden. Ein entsprechendes MFA wurde dann erstellt und konnte im Rahmen des Pilotprojekts mitgebucht und genutzt werden. Im Unterschied zu den Kund:innen mit real angebundenen Wallboxen fand hier keine Steuerung der Wallbox statt, die Daten der Flexibilität konnten aber dennoch ausgewertet werden.

Der Aufbau des Feldversuchs startete graduell im März 2022 mit einer Testphase zum Onboarding der Wallboxen. Anschließend lief die eigentliche Feldtestphase für die Use Cases am 21.04.2022 an und lief bis zum 27.06.2022. In diesen 69 Tagen wurden die drei beschriebenen Use Cases untersucht und die Flexibilitäten unter marktdienlichen und netzdienlichen Gesichtspunkten optimiert. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt die Anzahl der gebuchten und ungebuchten MFAs der realen und virtuellen Kund:innen. Die Ziffern bezeichnen reale Kund:innen, virtuelle Kund:innen tragen das Präfix VT. Die Ziffern sind interne Identifikatoren. Bei der Kund:in mit der Identifikationsnummer 8 handelt es sich um drei Kund:innen mit jeweils einer Wallbox hinter einem gemeinsamen Stromzähler.

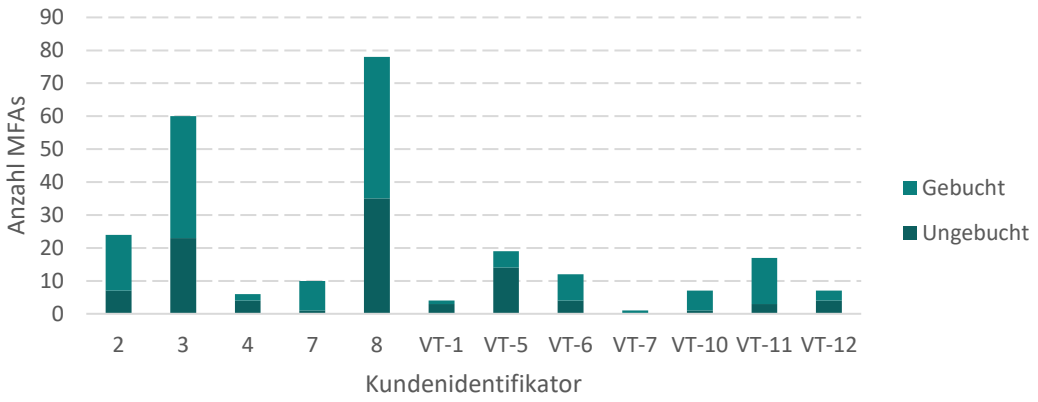

Abbildung 2: Anzahl gebuchter und ungebuchter MFAs der realen und virtuellen Kund:innen

Die Optimierungsziele wurden jeweils einmal pro Tag an die automatischen Trading-Algorithmen der EnergieDock übermittelt. Stündlich wurde eine Optimierung aller verfügbaren MFAs unter den übermittelten Bedingungen durchgeführt, die MFAs gebucht und ein entsprechender Dispatch an die Wallboxen durchgeführt. Abbildung 3 zeigt diesen Prozess beispielhaft an der Optimierung des Netzengpasses. Die Komponente des „RoboTraders“ bediente die Aggregationsschnittstellen von NEMO.spot einmal stündlich, um die kontinuierlich erstellten MFAs auf den Netzengpass abstimmen zu können.

Im Falle der Optimierung des Netzengpasses wurden bereits gebuchte MFAs auf die Restriktionskurve angerechnet, sodass nach jedem Durchlauf des RoboTraders mit einer aktualisierten Residualkurve gearbeitet werden konnte. Im Falle der marktdienlichen Optimierung wurde die Preiskurve der Day-Ahead-Preise einmal am Tag durch Green Planet Energy erneuert.

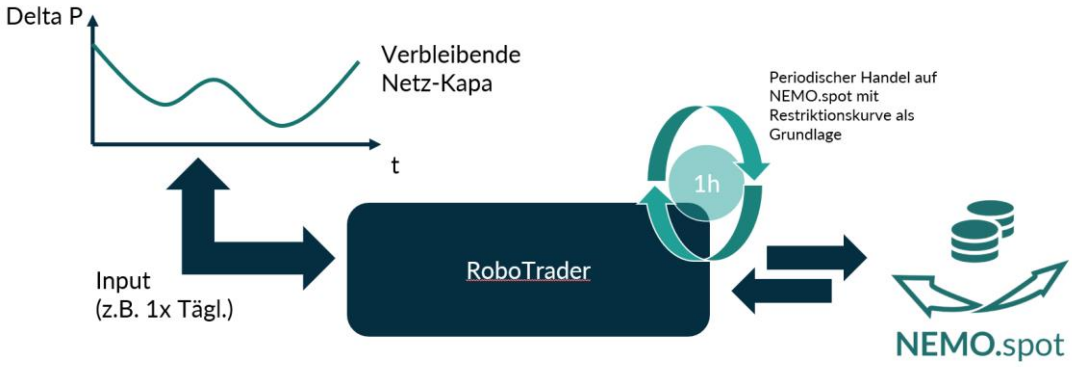

Abbildung 3: Periodische Optimierung auf NEMO.spot zum Netzengpassmanagement mit adaptiver Restriktionskurve.

Während des Feldversuchs wurden insgesamt 5,3 MWh Flexibilität auf NEMO.spot eingestellt. Hiervon wurden etwa 57 %, also 3,0 MWh genutzt, um einem der Use Cases zu entsprechen. Da die Optimierungen erst wenige Wochen nach Aufbau des Feldversuchs begonnen haben, ist ein Teil der ungebuchten MFAs dieser Testphase zu Beginn zuzuordnen. Bereinigt um diese Aufbauphasen-MFAs lassen sich 71 % der Ladevorgänge kosteneffizient verschieben. Der verbleibende Teil von 29 % wurde nicht verschoben, da eine Verschiebung unter den gegebenen Optimierungszielen nicht sinnvoll gewesen wäre.

Marktdienliche Flexibilität

Im Use Case der marktdienlichen Flexibilität wurden die Ladezeiten der Elektroautos zur Optimierung im Bilanzkreis von GPE eingesetzt. Hierzu hat GPE einmal täglich Daten an den Aggregator von NEMO.spot (Energiedock) übermittelt. Diese enthielten sowohl die Day-Ahead-Erzeugungsprognosen für einen eigenen Windpark als auch die Preise im Day-Ahead-Markt der EPEX Spot in 96 Werten für die Viertelstunden des Folgetages. Abbildung 4 zeigt die täglichen Durchschnittswerte dieser Prognosen über den Testzeitraum. Weiterhin zu sehen ist das Quartalsband der durchschnittlichen Winderzeugung über ein Quartal, mit dem die Über- und Unterdeckungen der Day-Ahead-Prognose des Windstrom-Aufkommens berechnet wurden. Auffällig ist, dass der Feldtest in einer windarmen Periode stattgefunden hat, da die Windstrom-Produktion an den meisten Tagen unter dem angesetzten Quartalsband liegt.

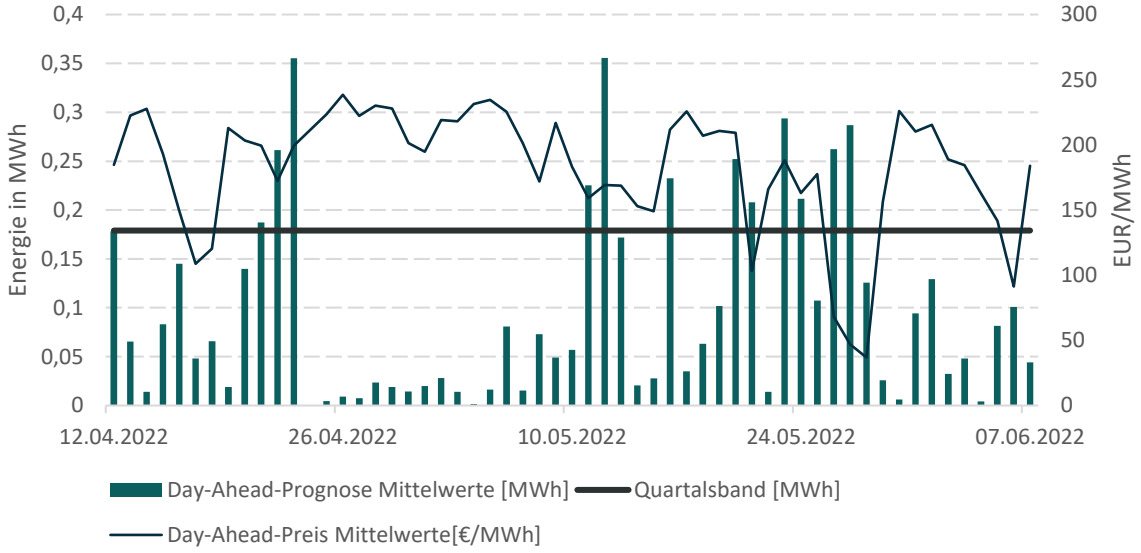

Abbildung 4: Preiskurve und Day-Ahead-Prognose wie von Green Planet Energy zum Feldversuch übermittelt.

Der hier gewählte Optimierungsmodus enthielt zwei Optimierungsziele: Primär wurde versucht die am Vortag ermittelten Über- und Unterdeckungen der Day-Ahead-Prognose vom Quartalsband im Bilanzkreis von GPE auszugleichen. Dies bedeutet, dass Ladevorgänge aus Bereichen der Unterdeckung in Bereiche der Überdeckung verschoben werden, sodass ein höherer Anteil an Windstrom verbraucht wird und die Abweichungen im Bilanzkreis reduziert werden.

Als zweites Optimierungsziel wurde anschließend eine preisliche Optimierung anhand der Preisprognosen durchgeführt, um Ersparnisse für die Endkund:innen zu realisieren. Die marktdienlichen Optimierungen wurden von Beginn des Feldversuchs bis zum 08.06.2022 über 48 Tage durchgeführt.

Zur Optimierung wurde der in Kapitel „Rahmendaten des Feldtests“ beschriebene RoboTrader-Algorithmus eingesetzt. So wurden in den 48 Tagen des Feldtests unter marktdienlicher Optimierung insgesamt 2,5 MWh Energie verschoben. Dies entspricht gut 50 kWh pro Tag und etwa 4 kWh pro Tag und Kund:in (im Vergleich zu 13 kWh/Tag Durchschnittsverbrauch eines 2-Personenhaushalts mit E-Auto).

Abbildung 5 zeigt zwei typische Tage aus dem Feldversuch. Hier werden die Ladungen, wie sie ohne NEMO.spot stattgefunden hätten, als ungesteuerte MFAs dargestellt. Die gesteuerten MFAs werden entsprechend der Überdeckung und des Preissignals optimiert. Die Verschiebung ist anhand der

Abbildung gut nachzuvollziehen. Das Über- bzw. Unterdeckungssignal des Windparks ist hierbei als binäres Signal in die Optimierung eingegangen, die genaue Höhe der Über- bzw. Unterdeckung wurde nicht berücksichtigt. So wurde der Ladevorgang in der Nacht vom 23. auf den 24.05. bspw. innerhalb des Überdeckungszeitraums des Windparks in eine Phase mit niedrigeren Strompreisen verschoben.

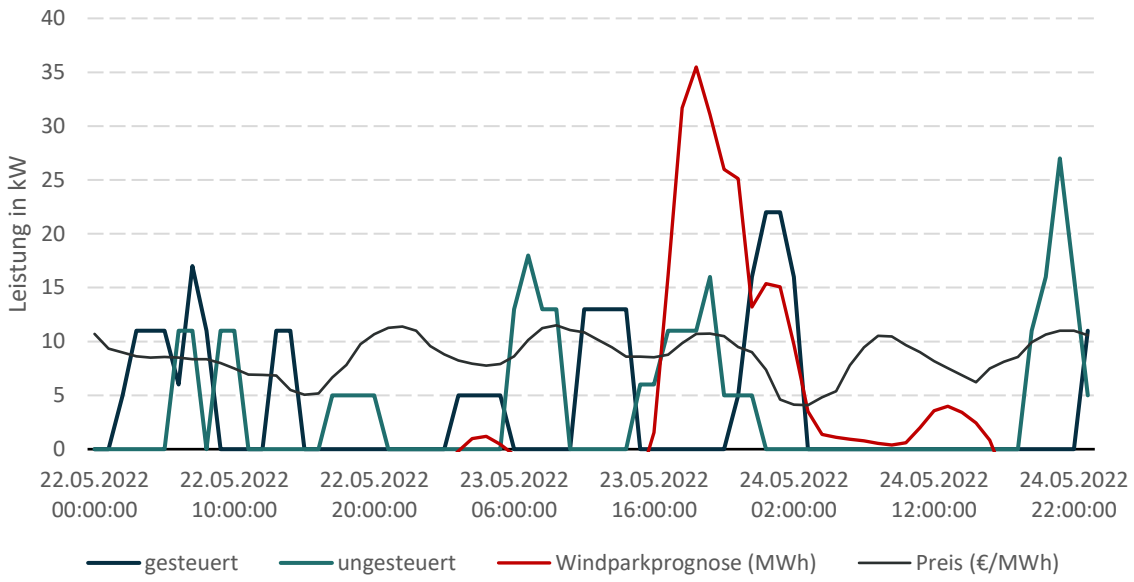

Abbildung 5: Typische Tage mit Windparkprognose (hier nur Überdeckung dargestellt) und Preissignalen

Auswertung ökonomische Einsparpotentiale

Aufgrund des Primäroptimierungsziels Unter-/Überdeckung Windstrom im Bilanzkreis wurden etwa 19 % der MFAs in teurere Preisbereiche geschoben, weil in diesen eine Überdeckung im Windbilanzkreis vorlag. Für zukünftige Anwendungen über den Feldtest hinaus müssen diese Fälle ausgeschlossen werden, um zu vermeiden, dass den Endkund:innen höhere Kosten entstehen. Um die ökonomischen Einsparpotentiale im Feldtest richtig einschätzen zu können, wurde der Datensatz um diese 19 % bereinigt. Der bereinigte Datensatz umfasst MFAs mit einer Energie von etwa 2 MWh. Die Beschaffungskosten bei Beschaffung aller Strommengen am Day-Ahead-Markt für diese Energie wären im ungesteuerten Fall 433 € gewesen. Mit NEMO.spot und der Steuerung innerhalb der MFAs konnten diese auf 324 € reduziert werden. Die Beschaffungskosten konnten somit um über 25 % reduziert werden. Die maximale Einsparung für einen einzelnen Ladevorgang lag bei knapp 15 €. Im Durchschnitt konnten etwa 5 ct/kWh eingespart werden.

Hier sei dazu gesagt, dass eine solche Auswertung der Datenlage lediglich eine Tendenz aufzeigen kann. Der gewählte Optimierungsmodus ist nicht rein marktbasiert ausgeprägt. Die erreichten Potentiale sind also nicht das theoretische Maximum des am Markt erzielbaren Einsparpotentials, sondern ein Maximum unter der primären Optimierung hinsichtlich des Aufkommens von Windstrom im Bilanzkreis. Weiterhin sei gesagt, dass die Anzahl der Datenpunkte pro Tag mit meist 2-5 statistisch niedrig ist. Die vorliegende Auswertung ist somit von hoher statistischer Unsicherheit geprägt. Gegenüber dem Day-Ahead- bietet der kontinuierliche Intraday-Handel einige Vorteile. Denn es ergeben sich durch die Optimierung auf die Day-Ahead-Preise einige Limitationen gegenüber der Nutzung des kontinuierlichen Intraday-Marktes. Die Ergebnisse aus dem Feldtest lassen sich ggf. auf den Intra-Day-Markt extrapolieren: Die Day-Ahead-Preise werden täglich durch die Gebote in der Auktion bis 12 Uhr mittags für den Folgetag ermittelt. Bei einer ausschließlichen Nutzung des Day-Ahead-Marktes muss die Flexibilitätsnutzung deshalb bis zu diesem Zeitpunkt für den Folgetag fixiert werden. Um an dieser Stelle den Endkund:innen keine Komforteinbußen zuzumuten, sind

Prognosealgorithmen für das Flexibilitätspotential erforderlich. Da diese jedoch nicht Teil der aktuellen Studie sind, wurde die bereits fixierte Preiskurve der Day-Ahead Auktion als Optimierungsziel verwendet. Auf dem kontinuierlichen Intraday-Markt gibt es diese Limitierung nicht, da Strommengen bis unmittelbar vor dem Erfüllungszeitpunkt gehandelt werden können. Die Strombezugsmengen der Kund:innen können daher auch mehrfach verschoben werden, wenn sich die Preise untertägig ändern. Dadurch ergibt sich ein weiteres Vermarktungspotential. In Folgeprojekten bzw. einem Angebot an die Kund:innen sollte daher auf diesen Markt zugegriffen werden.

Abbildung 6 zeigt für jeden Tag des Feldversuchs, an dem eine Einsparung realisiert wurde, die Korrelation von erzielten Einsparungen der MFAs und der Standardabweichung der über den Tag verteilten Marktpreise. Eine einfache lineare Regression ergibt eine Steigung von 0,96. Die Abbildung zeigt aber, dass die Abweichungen der einzelnen Datenpunkte von einer solchen Gerade recht hoch sind. Die vier Datenpunkte mit einer Standardabweichung von > 70 % sind Tage um den Einbruch des Strompreises Ende Mai 2022. Hier konnten teilweise negative Preise realisiert werden, sodass Einsparungen von über 100 % realisierbar waren.

Mit einer solchen Regression und dem einfachen linearen Zusammenhang zwischen Einsparungen und Marktvolatilität kann ein Vorgehen für die Extrapolation der Ergebnisse auf den Intra-Day-Markt entwickelt werden. Dies ist aufgrund der oben genannten Punkte jedoch von Unsicherheit geprägt. Eine entsprechende Extrapolation nach oben genannter Methodik auf den kontinuierlichen Intra-Day-Markt der ersten Juliwochen zeigt ein Einsparpotential von mindestens 49 %.

Neben der Möglichkeit der mehrfachen Verschiebung der Strombezugsmengen im kontinuierlichen Intraday-Handel sind die Abend-Preisspitzen sehr viel steiler als im Day-Ahead-Markt, sodass mit noch sehr viel höheren Einsparpotentialen zu rechnen ist. Um einen verlässlichen Wert abschätzen zu können, müsste jedoch eine Simulation durchgeführt werden, die die Intraday-Preise des kontinuierlichen Marktes über den Tag sowie das Kundenverhalten und Ankunftszeitpunkte von Elektroautos berücksichtigt. Würden hier mit einer Monte-Carlo-Simulation genügend Szenarien betrachtet, ergäbe sich ein verlässlicherer Wert für das mögliche Einsparpotential am kontinuierlichen Intraday-Markt.

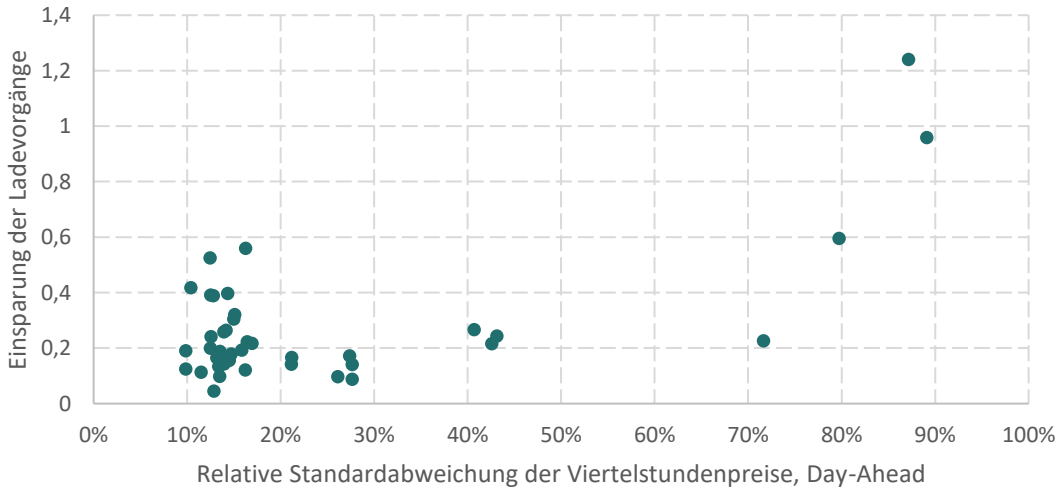

Abbildung 6: Korrelation der Standardabweichung der Viertelstundenpreise für Energie und der Einsparungen

CO_2-optimierte Flexibilität

Im Feldtest wurde eine multivariate, marktliche Optimierung in Kombination mit den Unter- und Überdeckungen eines Windparks durchgeführt. Zunächst soll hierbei untersucht werden, ob diese Optimierung auch eine Reduktion der CO_2-Emissionen des Ladevorgangs bewirkt. Die Einspeisung von vielen Erneuerbaren würde dann sowohl Energiepreis als auch CO_2-Fußabruck senken. Die hier verwendeten Preise sind die Day-Ahead-Preise der EPEX Spot.

Berechnung CO_2-Ausstoß

Mit einer Kombination aus Daten des Bundesumweltamtes und von GPE zu den CO_2-Emissionen der einzelnen Energieträger sowie Daten zum Strommix von der ENTSO-E auf Stundenbasis über den gesamten Zeitraum des marktdienlichen Feldtests wurde der CO_2-Fußabruck einer Kilowattstunde Strom im deutschen Strommix berechnet.

Der durchschnittliche CO_2-Ausstoß während des Feldtests betrug 438 g/kWh.

Korrelation Preis und CO_2-Ausstoß

Die Verbindung des Day-Ahead-Preises mit dem berechneten CO_2-Ausstoß ergibt zwar eine Korrelation, aber wie in Abbildung 7 zu sehen, ist die Verteilung recht breit. Rechnerisch ergibt sich ein Zusammenhangmaß von 0,62 (starker Zusammenhang, nach [Coh1988]). Durch die Breite der Verteilung entspricht eine reine Optimierung auf einen geringen Day-Ahead-Preis jedoch nicht zwingend einer Optimierung auf den CO_2-Ausstoß.

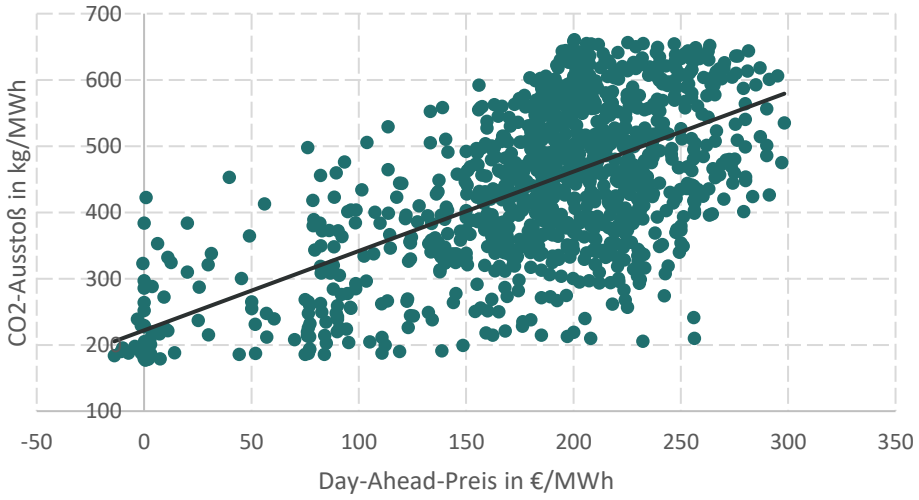

Abbildung 7: Korrelation CO_2-Abdruck des Strommixes und Day-Ahead-Preis während des Feldtests.

Der Feldtest hat in einer sehr volatilen Marktsituation stattgefunden. Energiepreise an der Börse sind in den Vormonaten des Feldtests immens gestiegen und der Ukrainekrieg beeinflusst die Energiekosten weiterhin. Eine Auswertung der Korrelation zur gleichen Zeit im Jahr 2019 zeigt allerdings eine ähnliche Breite der Kurve wie in Abbildung 8 zu sehen ist. Für eine bessere Vergleichbarkeit wurde trotz vorhandener Daten der Quadrant mit negativen Preisen ausgeblendet. Die Korrelation für diesen Zeitbereich beträgt 0,60. Der Umstand, dass eine Preisoptimierung somit nicht zwingend eine CO_2-Optimierung ist, gilt somit auch außerhalb des momentan sehr volatilen Marktumfelds.

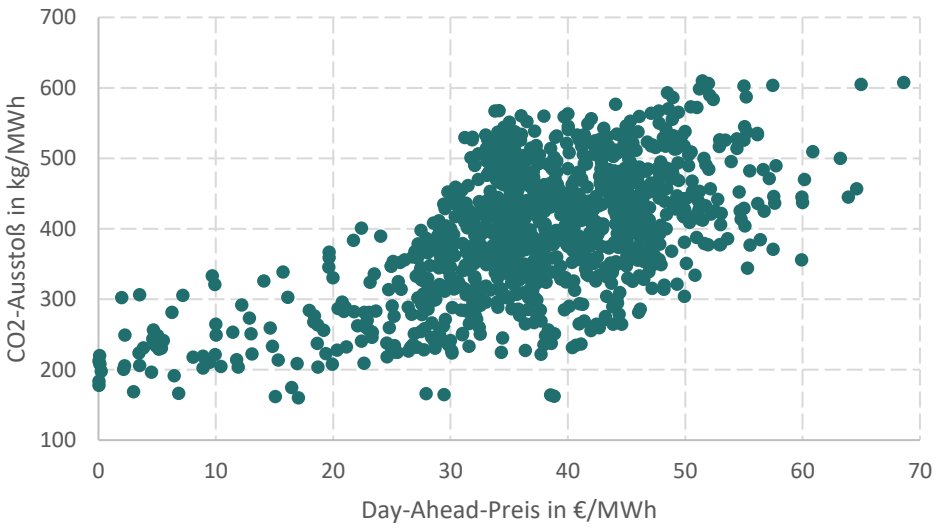

Abbildung 8: Korrelation CO_2-Abdruck des Strommixes und Day-Ahead-Preis zur gleichen Zeit im Jahr 2019.

CO_2-Reduktion Feldtest

Über alle verschobenen MFAs im Feldtest wurde, bei Betrachtung des deutschen Strommixes anstelle des erneuerbaren Strommixes von GPE, CO_2 in Höhe von 1,29 t ausgestoßen. Dies entspricht 2 % mehr als im ungesteuerten Fall ausgestoßen worden wären. Hierbei ist zu beachten, dass die im Feldversuch durchgeführte Optimierung eine multivariate, unter Berücksichtigung des Windparkportfolios und des Day-Ahead-Preises, war. Die Verbrauchsverschiebungen im Feldtest haben somit nicht zwingend CO_2 einsparen können.

Bereinigt man die Rohdaten um all die Ladevorgänge, die kein CO_2 einsparen konnten, bzw. sogar in einen Bereich mit mehr CO_2-Ausstoß geschoben wurden, zeigt sich allerdings das CO_2-Einsparpotential von E-Auto-Ladungen. Die mögliche Reduktion des CO_2-Ausstoßes liegt in diesem Fall bei 11 % von 0,45 t auf 0,40 t. Die entsprechend betrachteten Ladevorgänge realisierten eine monetäre Einsparung von 32 %.

Reduktionspotentiale bei gezielter CO_2-Optimierung

Für eine Abschätzung des vollständigen Reduktionspotentials wäre eine Simulation mit neuem Optimierungsziel notwendig. Da die Zahl der erstellten MFAs pro Tag recht gering ist, würden Simulationsergebnisse auf Basis der Feldtestdaten einer hohen Unsicherheit unterliegen.

Statt einer Simulation werden deshalb gezielt typische Tage aus dem Bereich des Feldtests betrachtet. Zwischen dem 10. und 11. Mai gab es einen Tag mit besonders hohem CO_2-Spread, also einem hohen Unterschied zwischen den höchsten und niedrigsten Emissionswerten des Tages. Der Tag zwischen dem 26. und 27. Mai war von einem besonders kleinen Spread gekennzeichnet. Tabelle 1 zeigt die CO_2-Emissionen im Feldtest und die maximal möglichen Reduktionen.

Tabelle 1: Maximal mögliche CO_2-Reduktion von zwei typischen Tagen.

	Großer CO_2-Spread	*Kleiner CO_2-Spread*
Tage	10.05./11.05.	26.05./27.05.
Spread	62 % 521 g/kWh | 200 g/kWh	34 % 272 g/kWh | 179 g/kWh
Optimierte MFAs	4	8
CO_2-Emission ungesteuert (Referenzfall)	39,8 kg	57,8 kg
CO_2-Emission preisoptimiert	42,2 kg	48,5 kg

Minimal mögliche CO_2-Emission	36,4 kg	43,4 kg
Maximal mögliche Reduktion	8,5 %	24,9 %
Preisänderung bei max. CO_2-Reduktion	+ 10 %	- 63 %

Auffällig ist, dass der Tag mit hohem Spread eine geringere CO_2-Reduktion möglich macht, da keine passende Flexibilität vorhanden war, um die CO_2-Reduktion zu realisieren. Zwar bietet ein hoher Spread ein hohes Potential, die Randbedingungen der zur Verfügung stehenden MFAs müssen allerdings zwingend eingehalten werden. Der in Tabelle 1 gezeigte Tag mit kleinerem CO_2-Spread zeigt hier höheres Potential und mehr Freiheitsgrade aufgrund der verfügbaren MFAs. An diesem Tag kann der Preis um 63 % gesenkt werden und gleichzeitig das CO_2 reduziert werden.

In der absoluten Betrachtung des Feldtestzeitraums ist festzustellen, dass Reduktionen um 25 % mit entsprechenden Freiheitsgraden der MFAs auch an Tagen mit geringem CO_2-Spread möglich sind. Eine ergänzende Monte-Carlo-Simulation mit mehr MFAs könnte in Zukunft mehr Aufschluss geben.

Netzdienliche Flexibilität

Ein weiteres Einsatzfeld für flexible Stromverbraucher ist das Netzengpassmanagement (NEM). Im NEM lassen sich grundsätzlich zwei Anwendungsfälle unterscheiden.

1. Netzdienliche Abstimmung der flexiblen Stromverbraucher auf die Erzeugung von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen.
2. Lösung von lokalen Überlastungen aufgrund gleichzeitigen Verbrauchs.

Im ersten Anwendungsfall wird der Flexibilitätsrahmen der Verbraucher:innen dahingehend ausgenutzt, dass der Verbrauch, z.B. für die Ladung eines E-Autos, auf die Einspeisung von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen abgestimmt wird. Dabei wird der Volatilität der Erneuerbaren Energien mit dem Ausnutzen der Flexibilität begegnet, um so eine ggf. nötige Abregelung der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu verhindern. Dieser Anwendungsfall ist insbesondere im Mittelspannungsnetz von Bedeutung.

Im zweiten Anwendungsfall ist die Lösung bzw. Verhinderung von lokalen Überlastungen in der Niederspannung. Wie eingangs bereits beschrieben, sind die Stromnetze nicht für die starke Erhöhung des Stromverbrauchs in Privathaushalten durch die zunehmende Elektrifizierung ausgelegt. Gerade im städtischen Bereich wäre es mit großen Kosten, Aufwänden und baulichen Maßnahmen verbunden, die Netze entsprechend auszubauen. In bestimmten Bereichen wird der Netzausbau aufgrund von baulichen Gegebenheiten zudem nicht möglich sein. An dieser Stelle kann die Flexibilität des Verbrauchs von z.B. E-Autos und Wärmepumpen entsprechend koordiniert werden, um sicherzustellen, dass immer nur so viele Verbraucher zeitgleich Strom nutzen, wie es die Netzkapazitäten erlauben. Dieser Anwendungsfall Nr. 2 wurde mit Fokus auf E-Mobilität im Rahmen des Feldtests untersucht.

NEM: Optimierung unter eine Restriktionskurve

Zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilität wurde dem Optimierer eine Restriktionskurve für eine Ortsnetzstation vorgegeben. Das Optimierungsziel war die Anordnung aller geplanten Ladevorgänge an dieser Ortsnetzstation, sodass diese die Restriktionskurve nicht verletzen. Abbildung 9 zeigt dieses Verhalten mit einer zunächst theoretischen Restriktionskurve und theoretischen Ladevorgängen. Auf der linken Seite gibt es eine mögliche Überlastung der Betriebsmittel aufgrund einer zeitlichen

Bündelung mehrerer Ladevorgänge. Unter Ausnutzung der Flexibilitätsrahmen werden auf der rechten Seite die Ladevorgänge so koordiniert, dass diese alle ausgeführt werden können, es also nicht zu einer Abregelung kommt, und zeitgleich die Restriktionskurve nicht verletzt wird.

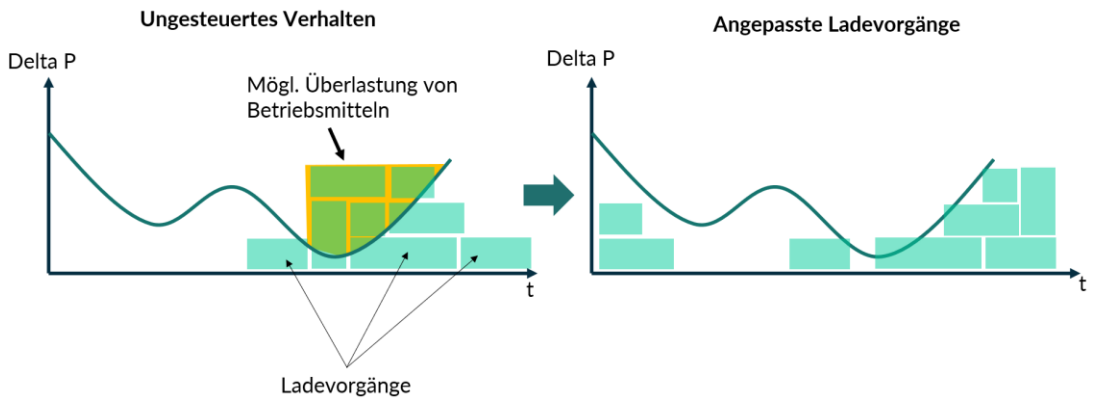

Abbildung 9: Restriktionskurve und der Einsatz im Netzengpassmanagement

Feldtest Netzengpassmanagement

Im Feldtest wurde in einem Testzeitraum von 19 Tagen der Einsatz von Flexibilität zum Netzengpassmanagement untersucht. Da die Teilnehmer:innen weit über das Netzgebiet des SNH verteilt waren oder es sich bei ihnen um technisch nicht tatsächlich angebundene Teilnehmer:innen handelte, wurden alle Verbraucher zu einem virtuellen Netzstrang zusammengefasst, für den dann eine Restriktionskurve erstellt wurde. Das reale Niederspannungsnetz lief also nie Gefahr, einem echten Engpass zu unterliegen, es konnte so aber die Situation der zukünftigen stärkeren Verbreitung von privaten Wallboxen und weiteren großen Verbrauchern in der Niederspannung untersucht werden. Die virtuelle Situationsbeschreibung basiert auf realen Daten sowie auf Planungsgrundsätzen für städtische Verteilnetze nach [WAG2011]. Die hier durchgeführte Untersuchung definiert ein virtuelles Neubau-Wohngebiet mit 75 Wohneinheiten (Haushaltskund:innen), die ihren Wasserbedarf elektrisch decken und von denen 15 % ein Elektroauto besitzen und zu Hause laden. Als Grundrestriktion wurde von einer kleinstmöglichen Ortsnetzstation mit 400 kVA ausgegangen. Abbildung 10 stellt die Bildung der Restriktionskurve für den Feldtest dar. Hierbei ist zu beachten, dass alle Werte um den Faktor 10 herunterskaliert wurden, damit im Feldtest mit 14 Kund:innen Restriktionsverletzungen auftreten und diese untersucht werden können. Die rote Linie zeigt die Restriktion der herunterskalierten Ortsnetzstation, die blaue Linie (Unbeeinflusste Last) bildet die unbeeinflusste Last der Haushaltskund:innen aus der Studie ab. Daraus ergibt sich dann in der grünen Linie (Residuum) die Restriktionskurve mit dem Residuum an noch verfügbarem Lastpotential.

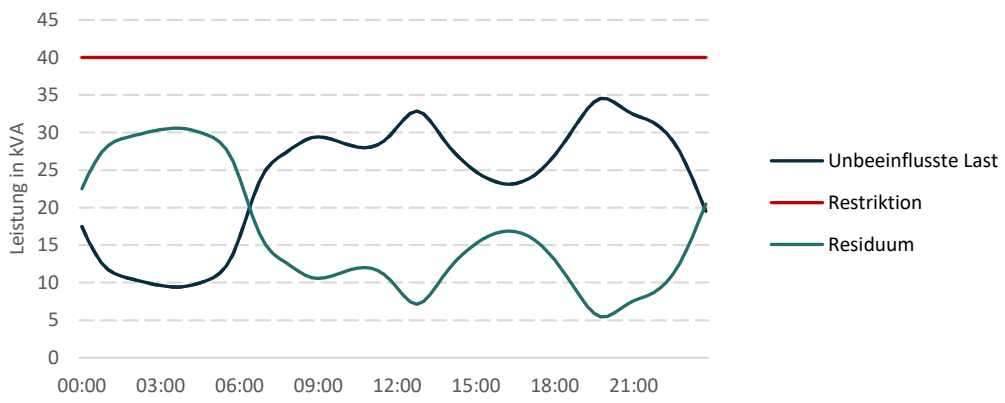

Abbildung 10: Bildung der Restriktionskurve für den Feldversuch

Im Rahmen des Feldversuchs wurde den Optimierungsalgorithmen von NEMO.spot diese Restriktionskurve als Optimierungsziel übergeben. So wurde mithilfe der oben beschriebenen RoboTrader-Algorithmen versucht, alle flexiblen Verbraucher so anzuordnen, dass die Restriktionskurve nicht verletzt wird.

In Abbildung 11 ist der Einfluss des NEM mit flexiblen Stromverbrauchern im Feldtest am 17. und 18. Juni 2022 zu sehen. Die ausgewählten Tage sind die mit den meisten Ladevorgängen im Betrachtungszeitraum vom 8. bis 27. Juni. Die rote Kurve stellt hierbei die Restriktionskurve für diese beiden Tage dar. Die blaue Kurve ist der (simulierte) ungesteuerte Verbrauch der am Feldtest teilnehmen Kund:innen mit ihren E-Autos als Kontrollgruppe. Dabei ist dargestellt, wie die Endkund:innen Energie bezogen hätten, wenn sie ohne Ausnutzung des Flexibilitätszeitraums direkt beim Anschluss an die Wallbox geladen hätten. In der Abbildung ist entsprechend zu erkennen, wie die Restriktionskurve mehrfach verletzt worden wäre. Die grüne Kurve bildet das tatsächliche Ladeverhalten im Feldtest ab, bei dem unter Einsatz von NEMO.spot und des integrierten Optimierers das Ladeverhalten so angepasst wurde, dass es zu möglichst keinen oder nur minimalen Abweichungen kommt (siehe 08:00 Uhr am 18.06).

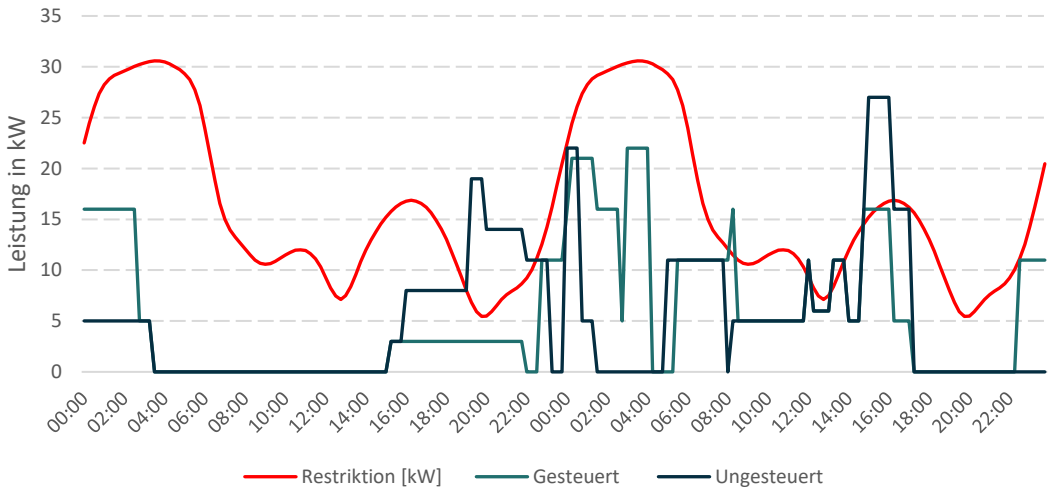

Abbildung 11: Feldversuch NEM am 17. und 18.06.2022

Nach dieser Betrachtung der konkreten einzelnen Tage im Testzeitraum wurden anschließend über den kompletten Testzeitraum von 19 Tagen die Anzahl an Viertelstunden untersucht, in denen es im nicht optimierten Fall eine Restriktionsverletzung gegeben hätte, und mit dem optimierten Fall verglichen. Abbildung 12 stellt die entsprechenden Ergebnisse dar. Hier ist deutlich zu erkennen, wie durch den Einsatz von Flexibilität zum NEM die Anzahl der Restriktionsverletzungen erheblich reduziert werden kann. Insbesondere bei schweren Restriktionsverletzungen von über 10 % der maximal zulässigen Leistung nach der Restriktionskurve oder mehr konnte die Anzahl der Verletzungen um mindestens den Faktor drei reduziert werden. Besonders schwere Restriktionsverletzungen von über 50 % konnten dabei sogar vollständig verhindert werden.

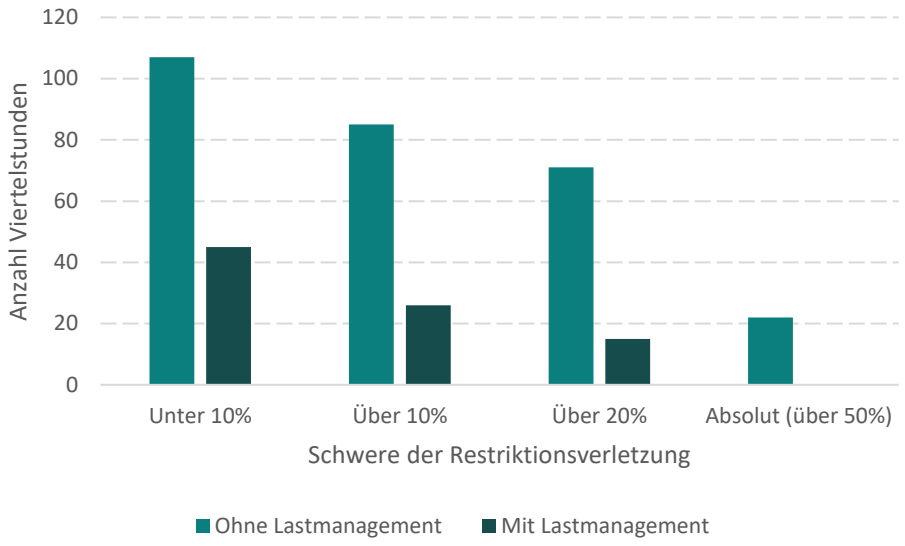

Abbildung 12: Restriktionsverletzungen und Schwere der Vorfälle im Testzeitraum mit und ohne NEM

Wettbewerbsfähigkeit des NEM

Nachdem im Feldtest zunächst gezeigt werden konnte, dass flexible Stromverbraucher sinnvoll für das NEM eingesetzt werden können und somit Kosten zum Netzausbau minimiert werden können, wurde im Weiteren untersucht inwieweit die angegebene Höhe der Anreize im § 14a EnWG mit den Netzentgelten im Sinne eines ökonomisch hinreichenden Anreizes gegenüber dem marktdienlichen Fall wettbewerbsfähig sind. Der Netzbetreibereingriff zum NEM ist ökonomisch gesehen eine Abweichung vom marktlichen Optimum gemäß marktlicher Optimierung nach Day-Ahead-Preisen, um den Netzbetrieb sicherzustellen. Diese Abweichung muss daher monetär kompensiert werden.

Das durchschnittliche Beschaffungspreis-Delta im marktdienlichen Einsatz von Flexibilität lag im Rahmen des Feldversuchs bei ca. 5 ct/kWh. Die Netzentgelte, die SLP-Kund:innen bei Stromnetz Hamburg zahlen, lagen zur Zeit des Feldtests zwischen 3,88 bis 7,40 ct/kWh. Wenn das SNH als Netzbetreiber in der Niederspannung hier den Lieferanten und Endverbraucher:innen entsprechend ein reduziertes Netzentgelt berechnet, damit sie Verbraucher netzdienlich im Rahmen der Flexibilitätsangebote steuern können, kann dies im Mittel monetär mit dem durchschnittlichen Beschaffungs-Delta der marktdienlichen Optimierung konkurrieren. Weiterhin fand der Feldtest in einer Phase mit außergewöhnlich hohen Strompreisen statt. Es ist also zu erwarten, dass die ökonomische Einsparung durch die marktliche Optimierung bei einer Entspannung der Preise voraussichtlich unter den Netzentgelten liegen wird.

CO_2-Einsparungen der netzdienlichen Optimierungen

Auch wenn die CO_2-Einsparungen in diesem Teil des Feldtests nicht untersucht worden sind, ist davon auszugehen, dass diese Maßnahmen den CO_2-Ausstoß ebenfalls reduziert haben. Netzrestriktionen wurden im Feldtest hauptsächlich verletzt, wenn viele Fahrzeuge am späten Nachmittag bzw. frühen Abend gleichzeitig geladen werden sollten. Dies ist eine Zeit hoher Stromnachfrage von Standardlastprofilkund:innen. Gleichzeitig sinkt die solare Einspeiseleistung durch die PV-Anlagen am Abend. Daher sind die CO_2-Emissionen des Stroms zu dieser Zeit tendenziell höher als am Tag. Eine Verschiebung – wenn auch aus netzdienlichen Gründen – aus dieser Zeit in den späteren Abend, könnte die CO_2-Emissionen des benötigten Stroms verringern, insbesondere wenn als ökonomisches Ziel die Abstimmung auf die Windkrafterzeugung am Abend und in der Nacht erfolgt.

Kaskadierende Maßnahmen

Zukünftig ist daher ein abgestimmter und kaskadierender Einsatz von marktdienlicher und netzdienlicher Flexibilität unvermeidbar. Der Markt wird an wirtschaftlich eingesetzten Flexibilitäten nicht vorbeikommen. Statt die Netze für jede Situation auszubauen, ist es für eine schnelle und effiziente Energiewende unerlässlich, die Flexibilität in einem zweiten Schritt auch netzdienlich einzusetzen. Wird der Einsatz der Flexibilität nicht zwischen den beiden Anwendungsfällen abgestimmt, kann dies dazu führen, dass der Energieversorger den Verbrauch zunächst in einem preisgünstigen oder anderweitig für ihn sinnvollen Zeitraum anreizt. Eine daraus resultierende mögliche lokale Netzüberlastung muss der Netzbetreiber anschließend, beispielsweise durch eine Abregelung, wieder vermeiden. Ein nicht-harmonisierter Einsatz von Flexibilitäten verursacht zum einen vermeidbare Kosten für das Energiesystem, zum anderen werden die Verbraucher:innen in der Nutzung ihrer Flexibilitäten erst angereizt und dann eingeschränkt.

In einem abgestimmten Prozess hingegen, in dem Netzbetreiber und Energieversorger beide auf einer Marktplattform aktiv sind, würde der Netzbetreiber einen entsprechenden Ausgleich an den Energieversorger (und die Endkund:innen) zahlen müssen, der mindestens den entgangenen günstigeren Beschaffungspreis kompensiert. Sinnvoll wäre es, wenn Netzbetreiber dies zukünftig im Rahmen des §14a bzw. §14c EnWG tun dürfen. Nach Erkenntnissen des Feldversuchs bewegen sich die so entstehenden Kosten in einem Rahmen, der für Netzbetreiber für die Nutzung von Flexibilität nach unseren Erkenntnissen durchaus tragbar sind.

Eine solche abgestimmte Kaskade des Flexibilitätseinsatzes inklusive der Beschaffung im Rahmen des §14a bzw. §14c EnWG kann durch NEMO.spot und seine Optimierungs- bzw. Aggregationsfunktionen abgebildet werden.

Energiewirtschaft und Regulatorik

Die harmonisierte Nutzung von Flexibilität in der Verbrauchsebene ist eine große Chance für die Energiewende. Sie kann nicht nur dazu beitragen Netze zu schützen, sondern auch die erneuerbaren Energien besser integrieren. Ziel muss es sein einen Teil unseres Verbrauchs – ohne Komfortverlust – auf die schwankende Erzeugung der erneuerbaren Energien abzustimmen, um den Bedarf an flexibler Stromerzeugung und somit fossilen Energieträgern zu verringern.

Um dieses Ziel zu erreichen sind Projekte wie FlexHafen ein zentraler Pfeiler. In diesen werden Prozesse erprobt, die die Energiewirtschaft in Richtung einer sinnvollen Nutzung von Flexibilitäten weiterentwickeln können. Allerdings zeigen sich neben der prozessualen und technischen Umsetzung noch weitere energiewirtschaftliche Herausforderungen.

SMGW-Rollout

Um die flexiblen Kund:innen vollends in das Bilanzkreismanagement integrieren zu können und somit optimierte Preise realisieren zu können, bedarf es eines Smart Meter Gateways (SMGW) bei Endkund:innen. Der Rollout verlief bisher schleppend, wird aber – voraussichtlich noch dieses Jahr – verstärkt Fahrt aufnehmen, wenn die Rolloutpflicht neu ausgestaltet wurde. Das Smart Meter Gateway ist ein essenzieller Bestandteil der dezentralen Energiewende.

Die hier vorgestellte Nutzung der Flexibilität zur Reduktion der CO_2-Emissionen kann allerdings schon ohne SMGW realisiert werden. Einsparungen bei den CO_2-Emissionen können aus der Steuerung der Ladevorgänge auch ohne die viertelstündliche energiewirtschaftliche Bilanzierung erzielt werden. Darüber hinaus können die Daten der Endkund:innen-MFAs Aufschluss darüber geben, welche

Endkund:innen unter Umständen schon vor dem Pflicht-Rollout bei der Beschaffung eines SMGWs unterstützt werden sollten.

Perspektivisch ist es zudem sinnvoll, den vollständigen Austausch von Daten und Steuerungssignalen zu den Endkund:innen über den CLS-Kanal des SMGW abzuwickeln. Dadurch fallen zum einen keine Kosten für zusätzliche Steuerungshardware an, zum anderen handelt es sich um eine zukunftssichere und standardisierte Lösung, bei der auch die Datensicherheit garantiert ist.

Ausgestaltung § 14a EnWG

Der § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) regelt die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Die Ausgestaltung wurde im Spätsommer 2022 mit der Novelle des EnWG an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übergeben. Eine marktliche Ausgestaltung wurde der BNetzA dabei nahegelegt. Einen ersten Konsultationsentwurf legte die BNetzA Ende November 2022 vor. Ein Inkrafttreten ist zum Anfang 2024 geplant.

Der Konsultationsentwurf beschreibt einen ersten Vorschlag der BNetzA für die Ausgestaltung. Hier wurde auf einen Handel von Endkundenflexibilität verzichtet. Stattdessen sollen Netzbetreiber steuernden Zugriff auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder auf den steuerbaren Netzanschluss bekommen, um diese auf einen definierten Leistungsbezug abzuregeln. Dieser Eingriff soll für Endkund:innen verpflichtend werden, im Gegenzug hierfür wird jeder Endkund:in ein fixer Betrag als Endschädigung gewährt.

Auf Grund der Verpflichtung zur Teilnahme am §14a EnWG darf der Netzbetreiber die Steueranforderungen ausschließlich zur Beseitigung von Engpässen in der Niederspannung einsetzen; zudem müssen die Reduzierungsanforderungen diskriminierungsfrei auf die Teilnehmer:innen verteilt werden. Wird diese Maßnahme vom Netzbetreiber für einen Strang ausgeführt, ist dieser verpflichtet, diesen Strang bevorzugt auszubauen.

Als Reaktion aus der Branche kam gehäuft die Forderung nach wirtschaftlichen Anreizen für eine netzorientierte Steuerung der Anlagen. Aus diesem Grund hat die BNetzA eine Anhörung zu diesem Thema anberaumt. Diese Reaktionen bestätigen die Annahme, dass faire, transparente und marktliche Mechanismen, wie sie hier in diesem Feldtest erprobt wurden, notwendig sind, um die Interessen zwischen Netzbetreiber und Endkund:innen auszutarieren.

Im bisherigen Prozess hat die BNetzA auch immer wieder unterstrichen, dass die Abregelung des Lastbezuges von Endkund:innenanlagen als letztes Mittel gezogen werden darf. Dies erfordert wiederum Prozesse, die solchen Abregelungen bestmöglich vorbeugen. Ein Weg hierfür wäre z.B. die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen, wie sie im § EnWG vorgeschrieben ist. Die Plattform NEMO.spot stellt eine technische Lösung für diesen präventiven, marktlichen Ansatz dar.

Somit kann ein zweistufiges Konzept abgebildet werden, das dem der Netzampel stark ähnelt. Während der gelben Ampelphase kann marktlich Flexibilität nach § 14c EnWG beschafft werden, um Engpässe und damit einen Übergang zur roten Ampelphase zu vermeiden. Sollten jedoch nicht ausreichende marktliche Flexibilitäten vorhanden sein, oder dennoch kurzfristige Engpässe auftreten, können kurative Maßnahmen nach § 14a EnWG ergriffen werden.

Dynamische Tarife durch Energieversorger

Dynamische Tarife nach § 41a EnWG bieten Letztverbraucher:innen Anreize und die Möglichkeit, ihren Verbrauch zu flexibilisieren und davon ökonomisch zu profitieren. Bis 2025 ist das Angebot eines dynamischen Tarifs durch alle EVU in Deutschland Pflicht, für EVU mit mehr als 200.000 Stromkund:innen gilt diese Pflicht bereits seit 2022.

Während der dynamische Tarif in seiner einfachsten Form nur eine Preis-Zeitreihe ist, die den Endkund:innen über das SMGW zur Verfügung gestellt wird, können ökologische EVU wie GPE das Preissignal um energiewendedienliche Signale, wie etwa Windstromüberschüsse, erweitern. NEMO.spot bietet darüber hinaus durch die Anbindung an die IoT-Lösung der Endverbraucher:innen eine direktere Steuerungsmöglichkeit mit nachvollziehbarer Abrechnungstransparenz. Dies ermöglicht dem EVU einen passgenauen Ausgleich des Bilanzkreises. Dies ist vor allem für die Versorger interessant, die ihren Verbrauchern ein erneuerbares Erzeugungsportfolio gegenüberstehen haben. Denn hierfür ist es erforderlich, den Verbrauch möglichst genau der fEE nachzufahren. Preisanreize ohne Feedback-Kanal zur IoT-Anbindung der Kund:in können weder gezielt Lastspitzen begrenzen noch können diese gezielt an- und absteigende Flanken der Verbrauchskurve hervorrufen. Denn die Endkund:innen reagieren alle gleichzeitig auf Preisanreize und das unabhängig von der Höhe des Preissprungs, somit besteht keine Proportionalität zwischen Energieverbrauch und Preis. NEMO.spot kann eine komplexere Tarifstruktur abbilden, die einen dynamischen Tarif für jede Endkund:in ermittelt und die somit diesbezüglich keine systemimmanenten Schwächen aufweist.

Zudem ist die Kombination eines Preissignals im Rahmen eines dynamischen Tarifs mit netzdienlichen Signalen des Netzbetreibers über NEMO.spot möglich. Die Optimierung der Endkund:innen ist damit aus einer Quelle möglich, ohne dass sich mehrere Signale bei den Endkund:innen überlagern und unter Umständen widersprechen, was in Komforteinbußen für die Endkund:innen und vermeidbare Kosten oder Risiken für das Energiesystem resultieren würde.

Fazit

Das FlexHafen-Projekt hat über einen Testzeitraum von etwa zwei Monaten den Einsatz von marktlicher und netzdienlicher Flexibilität erprobt. In 69 Tagen haben 14 Kund:innen 5,3 MWh flexible Energie zur Verfügung gestellt, rund 70 % der Ladevorgänge haben sich sinnvoll verschieben lassen.

Eine marktliche Optimierung, primär auf die Über- und Unterdeckung des Windstrombilanzkreises von Green Planet Energy und sekundär auf den Day-Ahead-Börsenpreis brachte ein Einsparpotential von 25 % in der Strombeschaffung. Im Intra-Day-Markt sind weitere Einsparungen möglich. Eine erste Extrapolation auf den Intra-Day-Markt verspricht mindestens 35 %. Allerdings muss für eine abschließende Bewertung noch eine Simulation mit einer entsprechenden Handelsstrategie durchgeführt werden. Durch die hohe Volatilität des kontinuierlichen Intra-Day-Marktes und die Möglichkeit der mehrfachen Optimierung innerhalb eines Tages sind hier voraussichtlich noch weitaus höhere Margen zu realisieren.

Aufgrund der gesetzten Optimierungsziele auf das Windkraftprofil und den Strombeschaffungspreis hat der Flexibilitätseinsatz etwas mehr CO_2-Ausstoß verursacht als ein ungesteuerter Fall. Wäre eine zusätzliche CO_2-Optimierung durchgeführt wurden, wie exemplarisch an zwei Tagen geschehen, sind allerdings immer noch Einsparpotentiale zwischen 10 und 25 % möglich. Auch hier ist für eine abschließende Bewertung eine Simulation mit mehr MFAs für typische Tage sinnvoll.

Beide Auswertungen haben gezeigt, dass die Anzahl der MFAs einen signifikanten Einfluss auf die zu realisierenden Einsparungen haben. Je mehr MFAs generiert werden, desto höher ist die Anzahl der Freiheitsgrade und desto besser können Einsparungen i. gegebenen Marktumfeld realisiert werden.

Abschließend wurde Flexibilität im Rahmen des Netzengpassmanagements durch den Netzbetreiber eingesetzt. Im Testzeitraum von 19 Tagen konnten so leichte Restriktionsverletzungen von unter 10 % um über die Hälfte reduziert werden. In über 20 Viertelstunden konnten schwere Restriktionsverletzungen mit Verletzungen von mehr als 50 % des zulässigen Leistungsbezuges des Netzstrangs komplett vermieden werden. Die erfolgreiche Reduktion hat gezeigt, dass Flexibilität signifikant zur Entlastung der Netze beitragen und die notwendigen Investitionen in den Ausbau senken kann.

Das FlexHafen-Projekt hat somit nachgewiesen, dass Flexibilität einen essenziellen Beitrag zur Energiewende leisten kann. Ökonomische und ökologische Einsparpotentiale sind signifikant, sodass sich ein Erschließen der Flexibilität lohnt. Im Projekt wurde gezeigt, dass Prozesse von NEMO.spot funktionieren und Vorteile für alle Stakeholder mit sich bringen. Der kaskadierte Einsatz von Optimierungen auf der Plattform ist für Energieversorger wirtschaftlich attraktiv und für Netzbetreiber bezahlbar und effizient. Die nachvollziehbare Buchungs- und Optimierungslogik von MFAs sorgte darüber hinaus dafür, dass Kund:innen kaum Komforteinschränkung wahrnahmen.

Ausblick

Aus den Projektergebnissen ergibt sich eine Vielzahl von weiteren Ansatzpunkten, um die Einbindung der Flexibilität in die Prozesse von Netzbetreibern und Energieversorgern weitergehend zu untersuchen. Insbesondere die Einbindung der sich im Aufbau befindlichen Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur ist wichtig für die An- und Abrechnung der Endkund:innen als lastgemessene Kunden (RLM) für den Flexibilitätseinsatz. Darüber hinaus zeichnen sich bereits weitere flexible Lasten ab, die einen gewinnbringenden Beitrag zum Netzengpassmanagement und dem Bilanzkreismanagement leisten können. Dabei sind insbesondere Wärmepumpen zu nennen, die ein Kernelement der Wärme- und Energiestrategie der Bundesregierung und substanzielle Verbraucher im Niederspannungsbereich sind. Ferner kann auch Prozessenergie, hier speziell Wärme- oder Kälteerzeugung im gewerblichen und industriellen Maßstab, mitbetrachtet werden. Neben der hier untersuchten privaten Ladeinfrastruktur sollte auch die (halb-)öffentliche Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität miteinbezogen werden, um Ladevorgänge am Arbeitsplatz, im Depot oder in der Freizeit mit abzubilden. Ebenso können Batteriespeicher aus unterschiedlichsten Einsatzgebieten, vom Industriebetrieb bis zum Heimspeicher, in das System integriert werden. Abschließend ist auch die flexible Erzeugung von Wasserstoff, zum Beispiel zur Kappung von regionalen Erzeugungsspitzen, zu nennen.

Neben den technologischen und prozessualen Herausforderungen beim SMGW und neuen flexiblen Lasten ist auch die weitergehende marktliche Integration von Kleinstressourcen von Bedeutung: Im Feldversuch wurde die Steuerung auf Grundlage von Day-Ahead-Preisprofilen durchgeführt. In einem volatilen Marktumfeld, wie nach dem Beginn des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine, kommt der Optimierung der marktlichen Beschaffung eine überragende Rolle zu. Hier kann zukünftig der Einsatz schnell verfügbarer Flexibilität im Bereich des Intraday-Handels zur Vermeidung und Reduktion von Preisspitzen untersucht werden. Dabei kommt der koordinierten Abstimmung zwischen marktlichem Vorgehen und netzdienlichem Verhalten eine zunehmend bedeutende Rolle zu. Des Weiteren kann die kleinteilige Flexibilität auch für Systemdienstleistungen im Netzbetrieb eingesetzt werden wie z.B. Redispatch oder der Regelleistung.

Das FlexHafen-Projekt verdeutlicht die zunehmende Bedeutung, die die flexiblen Verbraucher im Energiesystem der Zukunft haben werden. Dabei wird auch offenbar, dass die Transformationsbereiche Mobilität, Wärme, Netze und Märkte nicht getrennt voneinander betrachtet werden dürfen, sondern dass eine integrierte sektorielle Transformation erforderlich ist. Informationstechnische Ansätze und Plattformen, wie sie im FlexHafen-Projekt untersucht wurden können dazu einen substanziellen Beitrag liefern, um die Sektoren optimal miteinander zu koppeln.

Dem Konsortium ist der wegweisende Charakter dieses Projektes sehr wohl bewusst. Deshalb strebt es gemeinsam weiterführende Projekt an, um mit einer Vielzahl von Partnern ein Ökosystem zu schaffen, in dem niederschwellig unterschiedliches Flexibilitätspotential verschiedenen Anwendungszwecken zugeführt werden kann. Damit die Energiewende zügig voranschreiten kann.

Ergänzende Quellen

[Coh1988]	Cohen, J. (1988). *Statistical power analysis for the behavioral sciences (2nd ed.)*. Hillsdale, N.J.: L. Erlbaum Associates.
[WAG2011]	Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M.: Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. In: Zdrallek, M. (Hrsg.), Neue Energie aus Wuppertal, Band 35, Wuppertal, 2021