



KOF und ALF – Wie passen Flexibilitätsplattformen mit der Koordi- nierungsfunktion des FNN zusammen?

FfE Discussion Paper 2020-03



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

2020

Herausgeber:

FFE Forschungsstelle für
Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0

info@ffe.de

www.ffe.de

www.ffegmbh.de

FFE Forschungsgesellschaft
für Energiewirtschaft mbH

Veröffentlicht am:

06. Juli 2020

Autoren:

Elisabeth Springmann

Simon Köppl

Thomas Estermann

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

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

FfE Discussion-Paper:

2020-03

ISSN 2700-7111

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Förderkennzeichen:

03SIN121

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Abkürzungsverzeichnis

ALF	Altdorfer Flexmarkt
ANB	Anschlussnetzbetreiber
CLS	Controlable Local System
DiNa	Digitaler Netzanschluss
EMS	Energiemanagementsystem
EMT	externer Marktteilnehmer
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
FNN	Forum für Netztechnik / Netzbetrieb im VDE
HS	Hochspannungsebene
iMSys	intelligentes Messsystem
KOF	Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene
MS	Mittelspannungsebene
NB	Netzbetreiber
NS	Niederspannungsebene
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
SINTEG	Schaufenster für intelligente Energie
SMGW	Smart Meter Gateway
SMGWA	Smart Meter Gateway Administrator
UML	Unified Modeling Language
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband Deutscher Elektrotechniker
VNB	Verteilnetzbetreiber

Inhalt

1	Motivation.....	7
1.1	Netz & Markt – Was ist hier eigentlich das Problem?.....	7
1.2	Prozesse hinter der Steuerbox.....	8
2	Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene des FNN im VDE.....	10
2.1	Architektur.....	10
2.2	In der KOF umgesetzte Prozesse.....	11
2.2.1	Koordination.....	11
2.2.2	Service und Betrieb.....	12
2.2.3	Administration.....	13
2.3	KOF in der Praxis: Mehr Verantwortung für den Anschlussnetzbetreiber.....	14
3	Der Altdorfer Flexmarkt.....	16
4	Betrachtungsraum der KOF.....	17
4.1	Systemgrenzen und Möglichkeiten zur Weiterentwicklung.....	17
4.2	Integration von Netzlimitierungen beim Abruf von Flexibilität.....	18
5	Interaktion zwischen KOF und ALF.....	20
5.1	Funktionsanalyse von KOF und ALF.....	20
5.2	Wie kann ein Zusammenwirken der beiden Konzepte funktionieren?.....	21
5.3	Für Experten: ALF & KOF in einem gemeinsamen Sequenzdiagramm.....	22
6	Fazit.....	24
7	Literatur.....	25

1 Motivation

Durch den Ausbau erneuerbarer Energien wächst der Bedarf eines intelligenten Energiesystems, denn es bedarf der flexiblen Reaktion auf die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie auf netzseitige Anforderungen. Dabei muss stets die Sicherung von Versorgung und Verfügbarkeit gewahrt werden. Dies kann durch die Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern umgesetzt werden. Intelligente Messsysteme (iMSys) verfügen in der Ausprägung des Messstellenbetriebsgesetzes über eine Schnittstelle zur Steuerung von Anlagen und bieten damit eine Möglichkeit der Beeinflussung von Erzeugung und Verbrauch. /FFN-01 18/

Um die koordinierte Ansteuerung von Erzeugern und Verbrauchern sicherzustellen und kritische Netzzustände zu vermeiden, wurde vom FNN in /FFN-01 18/ ein Konzept der „Koordinationsebene auf Betriebsebene“ entwickelt. Dieses beinhaltet einen Ansatz zur gemeinsamen und sicheren Nutzung von Steuerungsinfrastrukturen. Damit wird als Alternative zur derzeit eingesetzten Rundsteuertechnik die Möglichkeit der Priorisierung von Schalthandlungen geschaffen. Im Rahmen des SINTEG-Projekts C/sells wird ein Konzept für die Nutzung von im Verteilnetz vorhandener Flexibilität erarbeitet. Die dabei entwickelte Flexibilitätsplattform „Altdorfer Flexmarkt“ dient als Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Anbietern flexibler Lasten und Erzeuger.

Im Folgenden wird zunächst die Notwendigkeit der Abstimmung und Koordination von Netz und Markt beschrieben. In den anschließenden Kapiteln werden die Konzepte der FNN-Koordinationsebene und des Altdorfer Flexmarktes vorgestellt und schließlich die Möglichkeit der Kombination der Konzepte untersucht.

1.1 Netz & Markt – Was ist hier eigentlich das Problem?

Der regulierte Netzbetrieb ist seit der Liberalisierung vom wettbewerblichen Strommarkt getrennt. Beim Energiehandel konnte stets davon ausgegangen werden, dass innerhalb der Gebotszone eine virtuelle Kupferplatte besteht, sodass Energie ohne Limitierungen ausgetauscht werden konnte. Die Netzplanung sollte genau diesen Zweck erfüllen, weshalb bisher die Netzkapazitäten dem Transportbedarf angepasst wurden. /CONS-02 19/ Durch die veränderte Struktur der Stromerzeugung verlagert sich ein großer Anteil der Erzeugungskapazität, z. B. durch PV, in die unteren Spannungsebenen. Da die Netzebenen nur bedingt auf die sich ändernden Transportaufgaben ausgelegt sind, müssen die Netzbetreiber vermehrt auf betriebliche Maßnahmen des Netzengpassmanagements zurückgreifen. Diese waren für den Einsatz in Ausnahmesituationen gedacht, müssen inzwischen aber zunehmend häufig ergriffen werden /BNETZA-09 20/.

Das bisher als Kupferplatte angenommene Stromnetz kann durch die mit der Energiewende einhergehenden Veränderungen nicht mehr als solche angesehen werden. Die vermehrt auftretenden Engpässe zeigen, dass der Markt künftig Restriktionen von Seiten des Netzes berücksichtigen muss. Erschwerend kommt hinzu, dass Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Märkten (Day-Ahead, Intraday etc.) bestehen. Dabei können sogenannte Gaming Strategien marktseitige Verzerrungen und somit hohe Kosten oder kritische Netzsituationen

hervorrufen /BMWI-09 18/. Die Herausforderungen durch potenzielles strategisches Gebotsverhalten wurde im Discussionpaper 2020-02 der FfE in /FFE-33 20/ behandelt und am Beispiel von Flexibilitätsplattformen analysiert.

Weitere Herausforderungen für das Netz ergeben sich durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung sowie die zunehmende Elektrifizierung. Durch die dargebotsabhängige Stromerzeugung entfällt bzw. reduziert sich die Möglichkeit der Anpassung der Stromerzeugung an die tatsächliche Last. Die Elektrifizierung, insbesondere im Bereich des Wärme- und Verkehrssektors, bringt zudem Lastspitzen mit sich, welche das Netz belasten. /FFE-47 19/

Im Zuge des iMSys-Rollouts wird eine große Anzahl der Erzeuger und Verbraucher mit einer Steuerungsinfrastruktur ausgestattet. Damit wird diesen der Marktzugang erleichtert, womit das Verbrauchs-/ Erzeugungsverhalten weniger genau prognostizierbar wird. Derzeit werden die Verbrauchsprognosen anhand Standardlastprofilen nach den entsprechenden Profilen des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) erstellt /VDEW-01 99/. Diese werden durch die Teilnahme der Verbraucher an Märkten nicht mehr repräsentativ für das tatsächliche Verbrauchsverhalten sein. Jedoch werden durch den Rollout von iMSys mehr und genauere Messwerte vorliegen. Zum anderen kann sich durch Marktsignale eine erhöhte Gleichzeitigkeit von Schalthandlungen ergeben und damit Netzkapazitäten überlastet und kritische Netzzustände hervorgerufen werden. /VDE-01 18/

Um den Herausforderungen entgegenzuwirken und kritische Netzsituationen zu vermeiden, ist eine Koordinierung von Netz und Markt erforderlich, die gleichzeitig eine Priorisierung netzkritischen Schaltungen gegenüber Marktsignalen ermöglicht.

1.2 Prozesse hinter der Steuerbox

Um über die iMSys Infrastruktur neben dem Messen auch die Steuerung kleinteiliger Erzeuger und Verbraucher zu ermöglichen, wird diese um eine Steuerbox ergänzt, und damit die derzeit vielfach eingesetzte Rundsteuerung schrittweise ersetzt. Die Steuerbox nimmt Schaltbefehle auf, verarbeitet diese und setzt die Schalthandlung um. In Kombination mit dem iMSys wird damit eine interoperable Steuerungsinfrastruktur erhalten, die zukünftig im Verteilnetz eingesetzt werden soll. /FNN-02 16/

Zur Administration der Steuerbox wird das CLS-Managements (Controlable Local System) benötigt. Dieses bündelt Schalthandlungen und prüft sie auf deren Berechtigung sowie auf mögliche Konflikte hin. Nach Abschluss der Analyse baut das CLS-Management über das SMGW die Verbindung zwischen dem schaltenden Akteur und der Steuerbox der technischen Einheit auf. /GORL-01 19/ Die Koordinierungsfunktion (KOF) auf Betriebsebene des FNN (vgl. Kapitel 2) ist Bestandteil des CLS-Managements und stellt die Koordination von Netz und Markt sicher.

Abbildung 1-1 zeigt die Systemlandschaft mit der Verortung der KOF im CLS-Management.

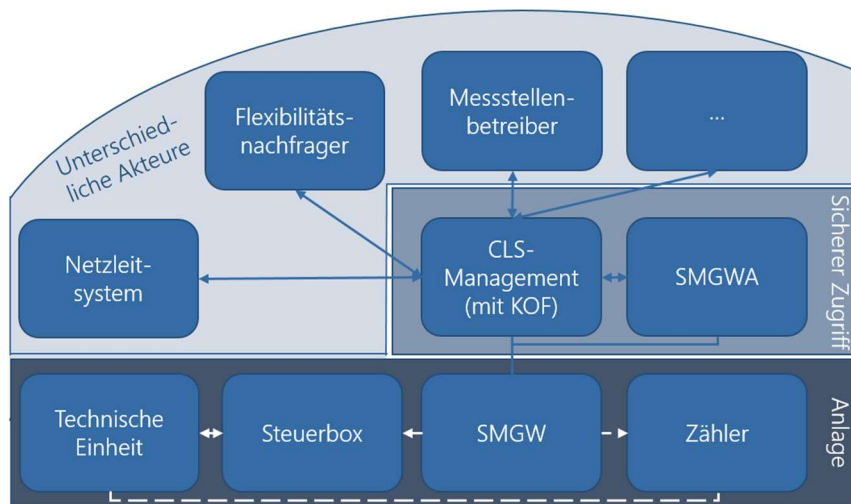


Abbildung 1-1: Systemlandschaft und Verankerung der KOF im CLS-Management nach /FNN-02 16/ und /GORL-01 19/

Neben der Verwaltung und Ausführung von Schalthandlungen übernimmt das CLS-Management auch administrative Funktionen. Dazu gehört die Verwaltung der Infrastruktur, also z. B. die Administration der Steuerbox und der Datenzugriffe, das Durchführen von Updates, die Zuordnung des Netzanschlusspunkts in der Netztopologie etc.. /FNN-02 16/

Die Funktion der KOF wird im folgenden Kapitel 2 genauer beschrieben.

2 Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene des FNN im VDE

Nachdem im Jahr 2016 das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende verabschiedet und damit die Einführung von iMSys festgelegt wurde, war der Grundstein für die Ermöglichung der Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern gelegt. Damit unter dem Einsatz von iMSys weiterhin ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet ist, müssen netzbetriebliche Anforderungen erfüllt werden, wozu u.a. die Priorisierung von Schaltbefehlen gehört. /FNN-01 20/

Zunächst fokussierte der FNN sich bei der Entwicklung der Priorisierungsfunktion auf Anwendungsfälle zur Ablösung der Rundsteuertechnik, da diese die größte Anzahl der Steuerungsanwendungen darstellen /VDE-05 17/. Durch die zunehmende Anzahl steuerbarer Anlagen durch Marktakteure besteht die Möglichkeit, dass immer mehr Anlagen synchron geschaltet werden, beispielsweise durch entsprechende Marktsignale. Um dabei sicherzustellen, dass der Netzbetreiber im Notfall kritische Netzzustände verhindern kann, hat der FNN ein Konzept für eine koordinierte Steuerung der Anlagen entwickelt. Damit können Steuerungssysteme mehrerer Akteure sicher und effizient in den Netzbetrieb integriert und lokale Netzsituationen berücksichtigt werden. /VDE-01 18/

Im Folgenden wird die Architektur der KOF und die ausgestalteten Prozesse nach /FNN-01 20/ beschrieben.

2.1 Architektur

Die KOF bildet die Schnittstelle zwischen „Fernsteuerungsbenutzern“ und „Anschlussobjekten“. „Fernsteuerungsbenutzer“ entsprechen den Flexibilitäts-Nachfragern und sind z. B. Netzbetreiber. Sie wollen Anlagen steuern oder auf Daten zugreifen. Dabei kommt dem Anschlussnetzbetreiber eine besondere Rolle zu, da er einen priorisierten Zugriff hat. Die „Anschlussobjekte“ stehen auf der anderen Seite der KOF und sind die Flexibilitätsoptionen. Dabei verfügt jede Flexibilitätsoption über mindestens eine technische Einheit, wobei mehrere technische Einheiten an einer Flexibilitätsoption angebunden werden können. Die Kommunikation von Schalthandlungen erfolgt immer über die KOF, wobei die Übermittlung von Netzzustandsdaten nicht Bestandteil der KOF ist. Außerdem wird angenommen, dass lediglich die KOF Zugriff auf die Flexibilitätsoptionen hat.

Die Grundfunktionen der KOF sind insbesondere:

- Verwaltung von Netzrestriktionen
- Netzgruppenbildung
- Sammlung und Priorisierung von Fahrplänen aller Flexibilitäts-Nachfrager für die Flexibilitätsoption
- Administration der Steuerbox
- Verwaltung von Stammdaten und Bewegungsdaten
- Zuordnung zu (Markt-) Gruppen

In Abbildung 2-1 sind die Kernfunktionen der KOF dargestellt.

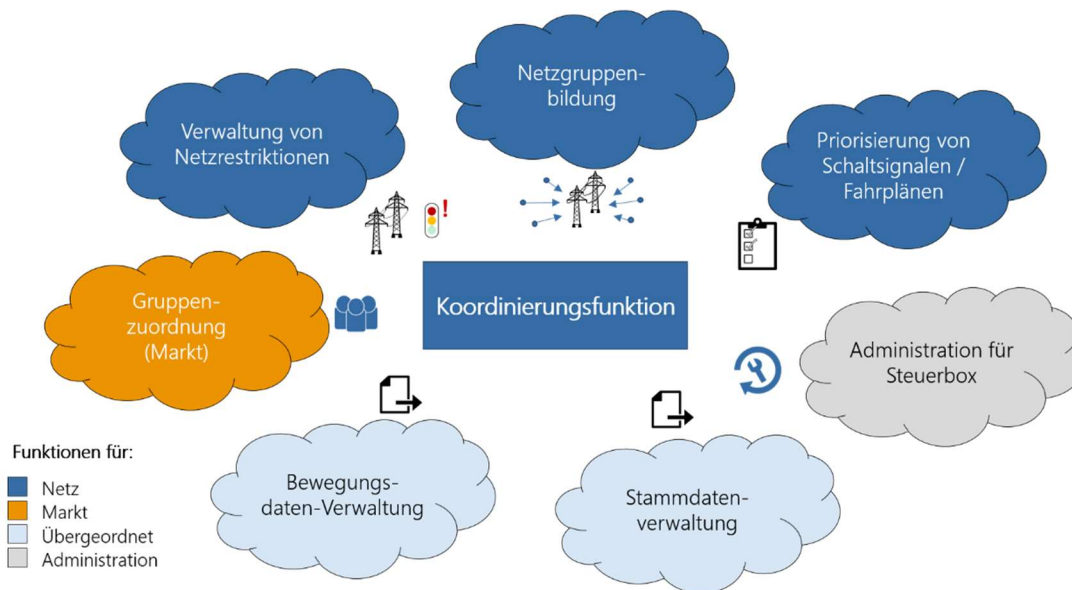


Abbildung 2-1: Kernfunktionen der KOF, eingeteilt nach Netz, Markt, Administration und übergeordneten Funktionen

2.2 In der KOF umgesetzte Prozesse

Die KOF schließt drei Hauptprozesse ein, wozu Koordination, Service / Betrieb sowie die Administration gehören. In Tabelle 2-1 ist deren Übersicht mit den zugehörigen Prozessen aufgezeigt. Im Folgenden werden diese näher beschrieben.

Tabelle 2-1: Übersicht der Prozesse der KOF unterteilt in Koordination, Service / Betrieb und Administration nach /FFN-01 18/

Hauptprozesse	Zugehörige Prozesse
Koordination	Entgegennahme und Umsetzung der Fahrplananforderungen
	Regelwerkumsetzung
Service & Betrieb	Wartung / Instandhaltung der Flexibilitätsoption (Erstinbetriebnahme & Installation, Tausch, Außerbetriebnahme, Störungsbeseitigung, Firmware-Updates)
	Zertifikatsverwaltung
	Informationsbereitstellung / Abfrage
	Zeitführung
Administration	Benutzerrollenkonzept, Benutzerrechtekonzept
	Datenorganisation
	Gruppenverwaltung, Regelwerksverwaltung, Verwaltung der Flexibilitätsoption

2.2.1 Koordination

Der Koordinierungsprozess soll das Verteilnetz vor kritischen Situationen schützen. Dafür wird vor der Übermittlung des Schaltbefehls eine Abfolge von Prüfungen durchgeführt. Zunächst

wird dabei geprüft, ob die Steuerung als Fahrplan beschrieben ist und ob alle Informationen zu Flexibilitäts-Nachfragern, Flexibilitätsoptionen, deren technischen Einheiten und deren Kommunikationsanbindung verfügbar sind. Nach der Übermittlung der Fahrpläne an die KOF überprüft diese dann, ob die Umsetzung ohne die Verletzung von Restriktionen möglich ist. In Abbildung 2-2 ist ein Beispiel für die Übermittlung von Regelwerk und Fahrplänen an die KOF dargestellt.

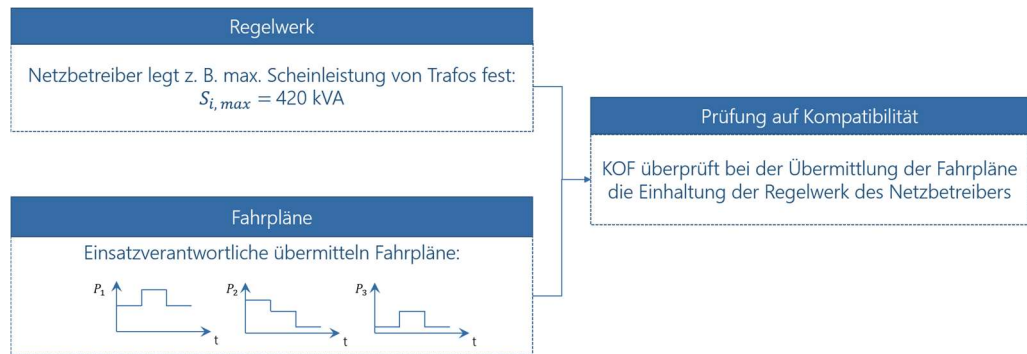


Abbildung 2-2: Regelwerk und Fahrpläne werden auf ihre Kompatibilität von der KOF geprüft

Anschließend werden die Flexibilitäts-Nachfrager über das Ergebnis informiert und, sofern die Umsetzung möglich ist, die Fahrplananforderungen an die technischen Einheiten der Flexibilitätsoption kommuniziert. Dieser Vorgang wird dokumentiert und der Anschlussnetzbetreiber wird informiert. Besonders wichtig ist dabei, dass die KOF widersprüchliche Fahrpläne mit dem hinterlegten Regelwerk definiert bearbeitet und eine eindeutige Lösung generiert.

Abbildung 2-3 zeigt den Ablauf bei der Abstimmung von Fahrplänen und Netzrestriktionen über die KOF. Dabei erfolgt die Erstellung der Fahrpläne durch einen externen Marktteilnehmer (EMT). Die Restriktionen werden durch den Netzbetreiber (NB) an die KOF übermittelt.

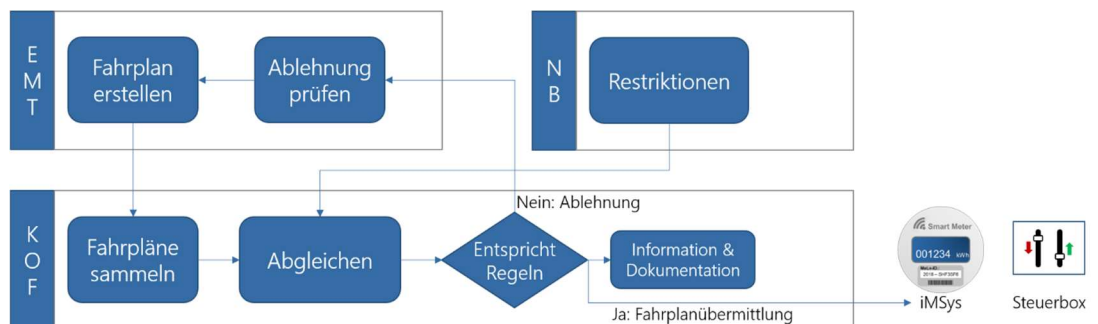


Abbildung 2-3: Konzept der KOF

2.2.2 Service und Betrieb

Der Prozess „Service und Betrieb“ betrifft insbesondere die technische Einheit. Sie beinhaltet deren Wartung und Instandhaltung, wobei die Sicherstellung einer erforderlichen Qualität, Reaktionszeit sowie Verfügbarkeit des Zugriffs auf die technische Einheit entsprechend der Anforderungen sichergestellt wird. Außerdem werden beispielsweise Firmware-Updates so durchgeführt, dass innerhalb eines Netzgebiets stets eine ausreichende Menge an Anlagen verfügbar ist. Weiterer Bestandteil ist die Zertifikatsverwaltung, wobei die KOF überwacht, dass

notwendige Zertifikate stets gültig sind und rechtzeitig aktualisiert werden. Zudem erfolgt die Informationsbereitstellung sowie die Abfrage von Informationen über die KOF. Weiterhin bietet die KOF eine Synchronisation der Zeit der technischen Einheit mit einer gesetzlichen Zeitquelle.

2.2.3 Administration

Zum Prozess der Administration der KOF gehört die Bereitstellung der Funktionen sowie der Informationen für berechnigte Flexibilitäts-Nachfrager und die Anbindung, Konfiguration und der Betrieb der notwendigen technischen Einheiten. Zur Verwaltung der Zugänge verschiedener Benutzerrollen wurde ein Benutzerrollenkonzept entwickelt. Dabei erhalten die verschiedenen Benutzerrollen entsprechende Rechte. Flexibilitäts-Nachfrager müssen sich bei der KOF anmelden und die Berechtigungen für jede Steuerung und jede Flexibilitätsoption nachweisen. Die Berechtigungsprofile werden in der KOF hinterlegt. Weiterhin muss sichergestellt sein, dass jeder Flexibilitäts-Nachfrager nur auf Informationen zugreifen kann, für die er berechnigt ist. Dafür wird initial ein Administrationszugang für die entsprechende Berechnigungsdomäne angelegt.

Weiterer Bestandteil der Administration ist die Datenorganisation wozu Prozess- und Stammdaten gehören. Außerdem verwaltet die KOF Gruppen, sodass Flexibilitätsoptionen nach einer individuellen Systematik geordnet werden können. Beispielsweise kann ein Flexibilitäts-Nachfrager die Flexibilitätsoptionen nach Netzgruppe, Anlagengruppe oder Jahr der Inbetriebnahme ordnen. Diese Zuordnung ist nur für ihn selbst einsehbar.

Abbildung 2-4 zeigt eine beispielhafte Zuordnung von Flexibilitätsoptionen durch verschiedene Flexibilitäts-Nachfrager. Es ist ersichtlich, dass Flexibilitätsoptionen mehreren Gruppen zugehören können. Damit ergeben sich Herausforderungen, insbesondere durch die Zuordnung von Anlagenpools zu verschiedenen Teilnetz Gruppen. Werden vom Flexibilitäts-Nachfrager alle Flexibilitätsoptionen einer Netzgruppe abgefragt, z. B. alle Anlagen der Netzgruppe 2 in Abbildung 2-4 (Mitte), kann es zu Komplikationen kommen. Problematisch dabei ist, dass nicht die gesamten Anlagen des Anlagenpools abgefragt werden, sondern nur die Teilmenge in der entsprechenden Teilnetz Gruppe. In Abbildung 2-4 werden beispielsweise beim Abruf der Anlagen von Teilnetz Gruppe 2 Anlagen aus den drei Marktgruppe abgefragt, jedoch nur Teilmengen davon.

Im Rahmen der Regelwerksverwaltung werden die Fahrpläne geprüft. Der Anschlussnetzbetreiber kann zusätzlich zur Fahrplanprüfung Regeln erstellen. Regeln gelten immer für eine bestimmte Gruppe. Die Verwaltung der technischen Einheiten erfolgt ebenfalls über die KOF. Bei der Ersteinrichtung werden die Anlagen mit sämtlichen Stammdaten angelegt und mit einem Steuerungsobjekt verknüpft. Anschließend erfolgt die Freigabe von angebotenen Flexibilitätsoptionen für die legitimierten Flexibilitäts-Nachfrager.

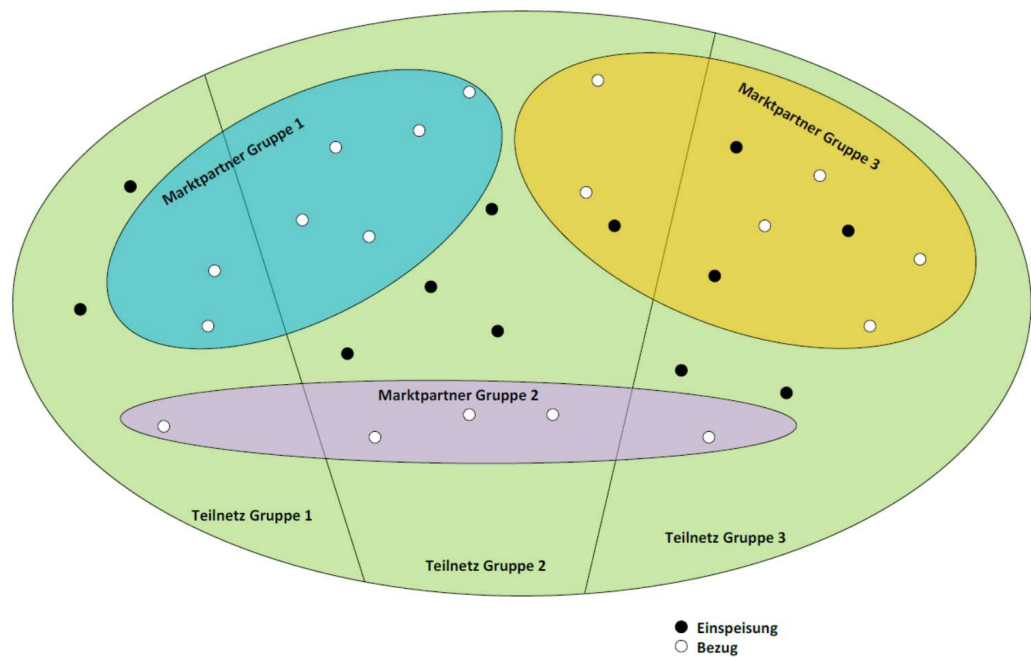


Abbildung 2-4: Beispiel der Gruppierung von Flexibilitätsoptionen, gekennzeichnet durch Bezug / Einspeisung und in Gruppen verschiedener Flexibilitäts-Nachfrager /FNN-01 18/

2.3 KOF in der Praxis: Mehr Verantwortung für den Anschlussnetzbetreiber

Derzeit müssen Kraftwerksbetreiber ihre Fahrpläne für den Folgetag an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) melden, in dessen Regelzone das Kraftwerk angebunden ist. Zudem verpflichten ÜNB Bilanzkreisverantwortliche (BKV) dazu, das Ausgleichen von Einspeisung und Entnahme in ihrem Bilanzkreis zu übernehmen. BKV erstellen am Vortag Prognosen in einer zeitlichen Auflösung von 15-Minuten und übermitteln darauf basierend ihre Fahrpläne an den ÜNB. Anhand aller Fahrpläne wird ein deutschlandweiter Fahrplan für den Folgetag (Dispatch) erstellt, anhand dessen Lastflussberechnungen erstellt werden. Ergibt sich durch die gemeldeten Fahrpläne Überlastungen im Netz, werden Kraftwerke im Rahmen des Redispatches zu einer Verschiebung der geplanten Stromerzeugung angewiesen. Kommt es am Tag selbst dann zu Abweichungen zwischen dem prognostizierten Fahrplan und der tatsächlichen Strommenge, muss die Differenz beglichen werden. /NEXT-03 18/

Für VNB gibt es derzeit eine Möglichkeit um kurzfristig Maßnahmen für die Behebung von Netzengpässen zu ergreifen. Dabei können sie Anlagen, mit deren Betreiber sogenannte Netznutzungsverträge nach § 14a EnWG abgeschlossen wurden, netzdienlich regeln und für Engpassmanagementprozesse einsetzen. /ENWG-01 18/

Damit liegt die Verantwortung der Koordination von Netz und Markt derzeit vor allem bei den ÜNB. Durch die Zunahme der dezentralen Erzeugung und der Elektrifizierung ergibt sich aber zusätzlich eine Systemverantwortung für die unteren Spannungsebenen /DEL-01 19/. Hier gibt es derzeit jedoch keine Prozesse, die vergleichbar mit den oben beschriebenen auf Übertragungsebene sind. Vermarktet beispielsweise ein Aggregator die Kapazität von Speichern

am Intraday Markt, meldet er dies lediglich an den ÜNB. Den Anschluss- und Verteilnetzbetreibern (ANB, VNB) bleibt hingegen unbekannt ob und wie Kapazitäten, die in deren Netzgebiet angebunden sind, vermarktet werden. Daher bedarf es hier der Entwicklung eines Koordinierungskonzepts.

Im Zuge des Inkrafttretens des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes ist eine Neuerung vorgesehen. Demnach sollen Netzbetreiber bis im Oktober 2021 einen weitgehend automatisierten, sicheren und reibungslosen Prozess entwickeln, der die Behebung von Netzengpässen über alle Netzebenen hinweg und unter Einbezug aller wesentlichen Energieanlagen ermöglicht /EBR-04 19/. Im Rahmen des Projekts „connect+“ arbeiten Netzbetreiber daher an der Ausarbeitung eines einheitlichen Konzepts für den Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern sowie zwischen den Netzbetreibern. Dabei werden jedoch keine Funktionalitäten für die Kommunikation zwischen den Netzbetreibern für die Koordinierung und Optimierung von Flexibilitätsabrufen entwickelt. /RNG-01 20/

Die Stadtwerke München arbeiten an der Umsetzung eines digitalen Netzanschlusses (DiNa). Der Ansatz beruht darauf, die „Intelligenz“ für den Einsatz von Flexibilität am Netzanschluss zu verorten. Das Konzept des DiNa sieht vor, dass der Netzbetreiber bei Bedarf über ein zentrales Kommunikationsgerät einen Leistungsmaximalwert P_{max} an das Energiemanagementsystem (EMS) eines Gebäudes oder Quartiers übermitteln kann. Mit dem Kommunikationsgerät wird die Verbindung zwischen Netz und Markt einerseits und dem Gebäude bzw. der Liegenschaft auf der anderen Seite hergestellt. Zudem werden durch den Markt Informationen zu Tarifen übermittelt sowie Abrufe von Flexibilität kommuniziert. Diese Informationen werden an das EMS weitergegeben. Dieses koordiniert und steuert die flexiblen Anlagen des Gebäudes so, dass die Bedürfnisse des Anschlussnutzers erfüllt werden und gleichzeitig die Restriktion des Netzbetreibers bezüglich des Leistungssollwerts erfüllt bzw. die Flexibilitätsabrufe umgesetzt werden. Das EMS agiert außerdem als dezentrale Optimierungsinstanz die mit allen Akteuren (z. B. Aggregatoren, Flottenbetreiber, VNB, etc.) im Austausch steht und sämtliche betrieblich notwendige Informationen übermittelt. Insbesondere hinsichtlich der Schnittstelle zur Abstimmung mit beteiligten Akteuren muss das Konzept des DiNa noch weiterentwickelt werden.

Die Umsetzungsprojekte zeigen, dass die Netzbetreiber verschiedene Ansätze für die Koordinierung von Netz und Markt verfolgen.

3 Der Altdorfer Flexmarkt

Der Altdorfer Flexmarkt (ALF) stellt ein Konzept zur Nutzung der im Verteilnetz vorhandenen Flexibilität dar und wurde bereits in Feldversuchen erprobt. ALF dient dabei als Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Flexibilität im Netzgebiet. Dies ermöglicht den Flexibilitäts-einsatz kostenoptimal, sicher und zuverlässig zu gewährleisten. Sogenannte Flexibilitäts-Anbieter repräsentieren Besitzer, Betreiber und Vermarkter von Flexibilitätsoptionen und können auf der zur Verfügung gestellten Plattform ihre Flexibilität anbieten. Der Netzbetreiber als Flexibilitäts-Nachfrager stellt wiederum ein Gesuch ein, um eine Lösung für seinen Netzengpass zu finden.

Die folgenden Inhalte sind überwiegend /FFE-48 18/ entnommen. Flexibilitäts-Anbieter stellen Flexibilitätsangebote auf der Plattform ein bzw. geben ihre Flexibilitätsoption zur Nutzung frei, wenn sie selbst ihre Anlage nicht aktiv vermarkten. Stellt ein Flexibilitäts-Nachfrager einen Bedarf an Flexibilität fest, kann dieser einen Flexibilitätsbedarf mit spezifischer Verortung des Problems einstellen. ALF übernimmt folglich das Matching von Flexibilitätsbedarf und Flexibilitätsangebot und die darauffolgende Abrufentscheidung unter Berücksichtigung der Angebots-Randbedingungen. Zudem sind auf der Plattform durch den Netzbetreiber Limitierungen hinterlegt die vermeiden sollen, dass Flexibilitätsabrufe zur Lösung eines Netzengpasses einen anderen Engpass verursachen. Abbildung 3-1 zeigt den Aufbau von ALF.

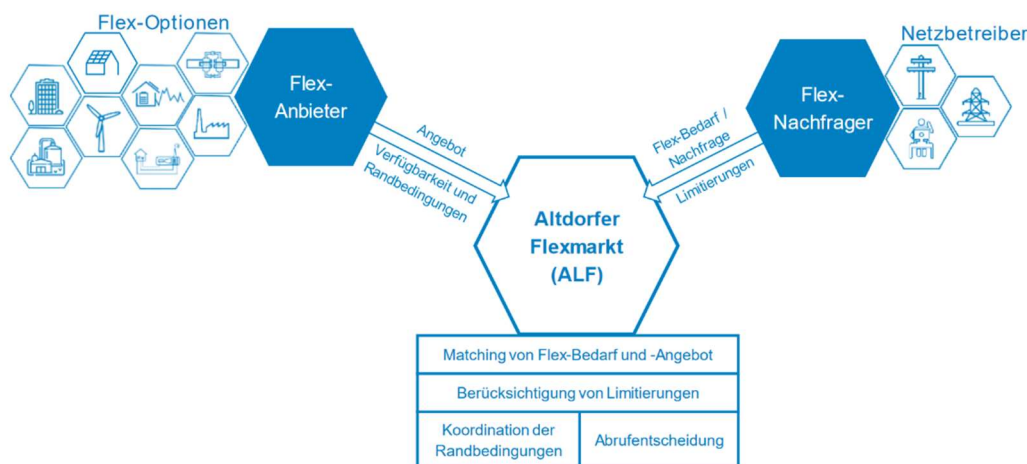


Abbildung 3-1: Aufbau des Altdorfer Flexibilitätsmarkts und Zusammenspiel von Flexibilitätsangebot und Flexibilitäts-Nachfrage

Als Flexibilitäts-Nachfrager treten in diesem Konzept insbesondere Netzbetreiber auf. Sie übermitteln den Bedarf mit Leistung, Ort und Dauer des Netzengpasses an ALF. Die Flexibilitätsangebote werden durch die Anbieter auf ALF hinterlegt. In einem Matching-Prozess wird für jeden Bedarf ein passendes Angebot ausgewählt. In Form eines dem Matching vorgezogenen Mappings wird die Wirksamkeit der Anlage auf den Netzengpass geprüft und bezüglich ihres Einflusses auf den Netzengpass gewichtet. Bei einem erfolgreichen Matching wird die ausgewählte Anlage kontrahiert und zum Erbringungszeitpunkt durch die Plattform abgerufen. Nach dem Abruf wird die Vergütung durch ALF angestoßen und der Abruf wird dokumentiert.

4 Betrachtungsraum der KOF

Mit der KOF hat der FNN einen Entwurf für die Koordination von Netz und Markt erstellt. Das Konzept liefert Lösungsansätze, die für eine Umsetzung in der Praxis weiterentwickelt werden müssen. Im Folgenden wird der Betrachtungsraum der KOF und die sich damit ergebenden Grenzen des Konzepts sowie Aspekte, die noch weiterentwickelt werden müssen, beschrieben. Außerdem werden die Limitierungen für den Abruf dezentraler Flexibilität dargestellt, die beispielsweise für das Konzept von ALF bestehen.

4.1 Systemgrenzen und Möglichkeiten zur Weiterentwicklung

Für die koordinierte Umsetzung von Steuerungen von flexiblen Anlagen wurden vom FNN in der KOF zunächst die wesentlichen Anforderungen berücksichtigt. Diese Ansätze müssen detaillierter weiterentwickelt werden. Insbesondere die Schnittstellen zwischen den Akteuren wurden zwar benannt, jedoch bedarf es deren Ergänzung sowie präziseren Spezifikation. Dem FNN zufolge müssen „insbesondere Schnittstellen in Richtung Markt [...] einer verbandsübergreifenden Abstimmung mit entsprechenden Fachexperten“ unterzogen werden /FNN-01 18/. Dafür sollen zunächst die Anwendungsfälle vervollständigt werden und die dafür notwendigen Schnittstellen in ihrer minimalen Anzahl definiert werden. Anhand der Ergebnisse kann die technische Umsetzung präzise definiert werden.

Das KOF-Konzept beschränkt sich derzeit auf die ausschließliche Zusage und Ablehnung von Fahrplänen. Für den Fall, dass die KOF den Fahrplan ablehnt oder andere Probleme im Netz auftreten, ist in dem Konzept kein Vorgehen entwickelt worden. Damit würde das Problem im Netz nicht behoben sein, wenn beispielsweise ein Flexibilitätsabruf für das Engpassmanagement durch die KOF abgelehnt wird. Dann wäre der Einsatz anderer Maßnahmen notwendig. Eine Möglichkeit zur Behebung dieses Problems ist die erneute Durchführung der Fahrplanüberprüfung. Dabei stellt die KOF fest, dass das Abrufregister aufgrund der Limitierungen des Netzbetreibers nicht durchführbar ist. Daraufhin kann der Überprüfungsprozess erneuert gestartet werden und der problematische Fahrplan gesperrt werden. Dies könnte jedoch zu einer Endlosschleife führen und es ist fraglich, welcher Fahrplan gesperrt werden würde. Alternativ könnte provisorisch „Back-Up Fahrpläne“ gehalten werden. Diese kann die KOF nutzen, wenn es ein Problem im Abrufregister gibt. Hier besteht jedoch wiederum die Frage, anhand welcher Kriterien die Fahrpläne gewählt werden.

Zudem lässt das Konzept offen, wie Netzbetreiber, Aggregatoren und Flexibilitäts-Nachfrager die Fahrpläne ermitteln, die sie an die KOF übergeben. Hier ist ein Tool notwendig, das den Flexibilitätsbedarf bzw. das –angebot ermittelt und entsprechend die Produkte matcht. Werden Anlagen vermarktet, beispielsweise über langzeitige Lieferverträge, ist fraglich wie bei einer Ablehnung des Fahrplans mit der bereits vermarkteten Energie umgegangen wird.

Ein weiterer offener Punkt ist die Auswahl der Restriktionen die durch die KOF geprüft werden. Beispielsweise könnten lediglich MS/NS-Trafos, oder aber auch die HS/MS-Trafos geprüft werden.

4.2 Integration von Netzlimitierungen beim Abruf von Flexibilität

Der Abruf von Flexibilität über eine Flexibilitätsplattform, wie z. B. ALF, kann in bestimmten Situationen auch zu Problemen im Verteilnetz führen und damit Herausforderungen für Netzbetreiber mit sich bringen. Wird beispielsweise über einen Flexibilitätsabruf ein Engpass an einem Umspannwerk gelöst, können dennoch Probleme in der Niederspannungsebene auftreten.

Ein Problem stellt die Möglichkeit einer veränderten Gleichzeitigkeit im Verteilnetz dar. Werden zum Beispiel mehrere Flexibilitätsoptionen in der Niederspannung zur selben Zeit eingesetzt, können lokale Netzprobleme auftreten. Ursache dafür ist beispielsweise eine Prognose, die eine hohe Einspeisung an Windenergie besagt. Daraufhin werden zusätzlich Lasten zugeschaltet. Damit wird eine hohe Gleichzeitigkeit von steuerbaren Lasten / Speichern und eine sprunghafte Zunahme der Last in der Niederspannung hervorgerufen. Diese kann zu Spannungsbandverletzungen oder Überlastung führen.

Abbildung 4-1 zeigt diesen Anwendungsfall in einem exemplarischen Beispiel. Durch die Prognose einer hohen Erzeugung durch die Windkraftanlagen im Mittelspannungsnetz (MS) werden im Niederspannungsnetz (NS) Lasten zugeschaltet (vgl. rote Kreise = höhere Last oder geringere Einspeisung). Dies führt im Zuge der gleichzeitigen Zuschaltung zu einer Überlastung des Trafos zwischen dem linken NS- und MS-Netz.

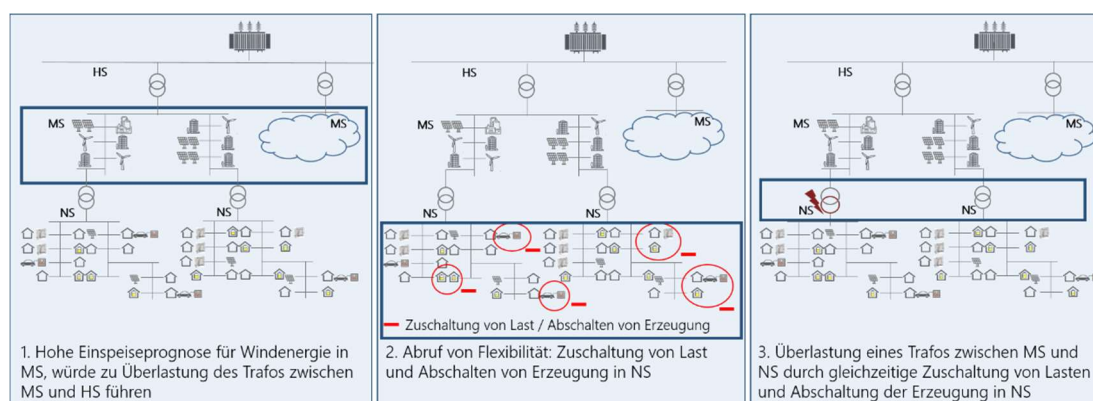


Abbildung 4-1: Veränderte Gleichzeitigkeit durch den Abruf von Flexibilität

Ein weiteres Problem stellt der Abruf von Flexibilitätsoptionen mit gegenläufigen Interessen dar. Werden beispielsweise Lasten in der NS zugeschaltet, während in der MS-Ebene Erzeuger abgeschaltet werden, wirken die beiden Schalthandlungen überlagert und verstärken jeweils das Problem in der anderen Netzebene. Dann ist das Problem in der NS zwar gelöst, aber in der MS können weiterhin Probleme auftreten. Außerdem kann es vorkommen, dass sich Anforderungen überlagern: während der Netzbetreiber eines MS-Netzes die Zuschaltung von Last anfragt, wird vom Netzbetreiber eines unterlagerten NS-Netzes eine erhöhte Einspeisung bzw. weniger Last benötigt. Die Reduktion der Last in der NS-Ebene wirkt für die MS damit dem tatsächlich in der NS benötigten Flexibilitätseinsatz entgegen.

Ein weiterer problematischer Anwendungsfall ergibt sich aus dem Abruf eines Pools, z. B. aus aggregierten Wärmepumpen an einem Netzanschlusspunkt in der NS-Ebene. Damit würde eine Überlastung des Trafos zwischen diesem NS-Netz und dem überlagerten MS-Netz her-

vorgerufen werden. Als mögliche Lösung könnten nicht alle Wärmepumpen abgerufen werden, sondern per Zufall so viele Wärmepumpen eingesetzt werden wie technisch zulässig sind. Dabei bleibt jedoch offen, ob dennoch alle Wärmepumpen des Pools vergütet werden müssten.

5 Interaktion zwischen KOF und ALF

Das Konzept von ALF bietet eine Möglichkeit für Netzbetreiber, dezentrale Flexibilität für das Engpassmanagement einzusetzen. Die KOF des FNN /FFN-01 18/ prüft, ob bei der Ausführung von Fahrplänen netzseitige Restriktionen erfüllt werden. Um die Limitierungen der Konzepte von KOF und ALF (vgl. Kapitel 4) zu beheben, wurde die Kombination der Ansätze untersucht.

Im Folgenden werden zunächst die Funktionen von KOF und ALF analysiert und verglichen. Anschließend wird die Kombination der Konzepte untersucht und schließlich eine mögliche Kombination in einem UML-Sequenzdiagramm dargestellt.

5.1 Funktionsanalyse von KOF und ALF

Die KOF soll den „koordinierten Zugriff auf eine gemeinsame Steuerungsinfrastruktur [...] unter Berücksichtigung der lokalen Netzsituation“ ermöglichen. Dafür stellt die KOF die Kommunikation zwischen der technischen Einheit, also der Anlage und dem Nachfrager von Flexibilität bereit. Sie sammelt Fahrpläne externer Marktteilnehmer und stellt deren Umsetzung in der Gesamtheit sowie die Prüfung bestehender Regelwerke sicher. Als Ergebnis priorisiert die KOF Schaltsignale und Fahrpläne. Mit ALF wird das Ziel verfolgt, Flexibilität zur Lösung von Engpässen im Verteilnetz einzusetzen. Dafür werden über die Flexibilitätsplattform Kleinanlagen, insbesondere aus der Niederspannung, in einen marktbasierten Netzengpassmanagement-Prozess integriert. Dabei werden technische Restriktionen der Flexibilitätsoptionen sowie deren netztechnische Wirksamkeit berücksichtigt. Um Angebot und Nachfrage von Flexibilität unter Berücksichtigung diverser Randbedingungen zusammenzubringen, wird über die Plattform ein Optimierungsproblem gelöst. Damit beinhalten beide Konzepte die Steuerung flexibler Anlagen, wobei die KOF die Abstimmung zwischen Netz und Markt sowie ALF die Zusammenführung von Flexibilitätsangebot und –Nachfrage übernimmt.

KOF und ALF haben einige gemeinsame Funktionen. Beide halten Daten von den Anlagen, die Flexibilität bereitstellen. Zum einen werden deren Stammdaten, wie z. B. Standortdaten und technische Anlagendaten und zum anderen deren Bewegungsdaten, wie die erzeugte Strommenge oder Speicherfüllstände gespeichert. Weiterhin werden bei beiden Konzepten die Transaktionen dokumentiert und geloggt. Tabelle 5-1 zeigt die Grundfunktionalitäten von KOF und ALF sowie die gemeinsamen Funktionen auf.

Die Eigenschaften der Konzepte zeigen, dass diese nicht konkurrieren. Während ALF insbesondere auf die Einbindung sämtlicher Flexibilitätsoptionen abzielt, verfolgt die KOF vor allem das Ziel der Priorisierung von Schalthandlungen. Die beiden Konzepte sehen vor, die Veranlassung von Schalthandlungen bzw. die Priorisierung von Schalthandlungen zentral zu „entscheiden“ und konkrete Anweisungen an die Flexibilitätsoptionen zu vergeben. Damit verfolgen beide Konzepte einen Ansatz der zentralen Intelligenz.

Durch die Anforderung der Entwicklung eines Stand-Alone Konzepts an das Projekt C/sells in dessen Rahmen ALF entwickelt wurde, gibt es funktionale Überschneidungen zwischen KOF und ALF. Die KOF deckt zusätzliche Funktionen für den Betrieb ab, wie z. B. Service und Administration. Diese sind in ALF weniger detailliert ausgestaltet.

Tabelle 5-1: Gegenüberstellung der Grundfunktionalitäten von KOF und ALF

KOF	ALF
Bereitstellung der Kommunikation zu technischen Einheiten & Flexibilitäts-Nachfragern	Plattform für marktbasierendes Engpassmanagement
Administration (z. B. Sicherheitsupdates, Firmware-Updates, Systemzeit etc.)	Integration von „Kleinstanlagen“ auch aus der Niederspannung (z. B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge etc.)
(Netz-) Gruppenzuordnung	Berücksichtigung von technischen Restriktionen der Flexibilitätsoptionen
Sammlung von Fahrplänen diverser EMT	Berücksichtigung der netztechnischen Wirksamkeit bei einem Einsatz von Anlagen
Umsetzung und Prüfung von Regelwerken	Matching (Optimierungsproblem) von Flexibilitätsangebot und -Nachfrage
Priorisierung von Schaltsignalen und Fahrplänen	
Datenhaltung (Stamm- und Bewegungsdaten), Dokumentation & Logging aller Transaktionen	

5.2 Wie kann ein Zusammenwirken der beiden Konzepte funktionieren?

Durch den kombinierten Einsatz von ALF und KOF können die Limitierungen der Konzepte behoben und damit ein netzdienlicher Einsatz dezentraler Flexibilität für ein marktbasierendes Netzengpassmanagement ermöglicht werden. Abbildung 5-1 zeigt ein mögliches Zusammenwirken der Konzepte auf. Die Netzbetreiber legen langfristig Restriktionen, wie z. B. die max. Scheinleistung eines Trafos, fest. Diese Anforderungen werden in der KOF hinterlegt. Anhand der Netzbelastungsberechnungen der Netzbetreiber für den Folgetag und den dabei ermittelten Bedarf an Flexibilität, sowie den Flexibilitätsangeboten erfolgt über ALF die Planung des Flexibilitätseinsatzes (vgl. Kapitel 3). Die Ergebnisse des Matchings werden als Fahrpläne (bzw. Leistungsbegrenzungen) an die KOF übermittelt. Diese überprüft die geplanten Abrufe von Flexibilität hinsichtlich der Umsetzung der Regelwerke und stellt damit den sicheren Betrieb am Erbringungstag sicher.

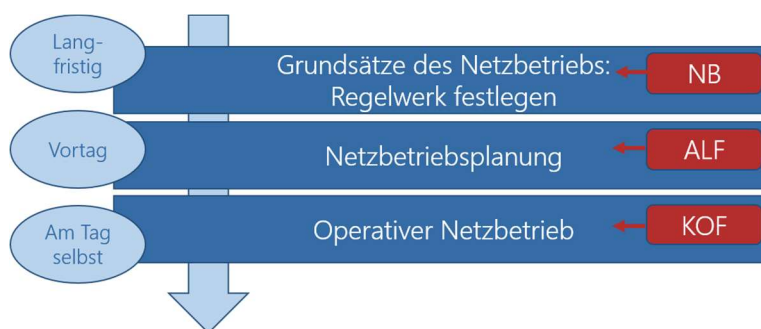


Abbildung 5-1: Kombination von ALF und KOF: der Netzbetreiber bestimmt langfristig netzseitige Regeln, ALF übernimmt die Flexibilitätseinsatzplanung am Vortag, die KOF bestimmt tatsächlichen Betrieb

5.3 Für Experten: ALF & KOF in einem gemeinsamen Sequenzdiagramm

Das UML-Sequenzdiagramm in Abbildung 5-2 zeigt den genaueren Ablauf des Abrufs dezentraler Flexibilität über ALF unter der Einbindung der KOF.

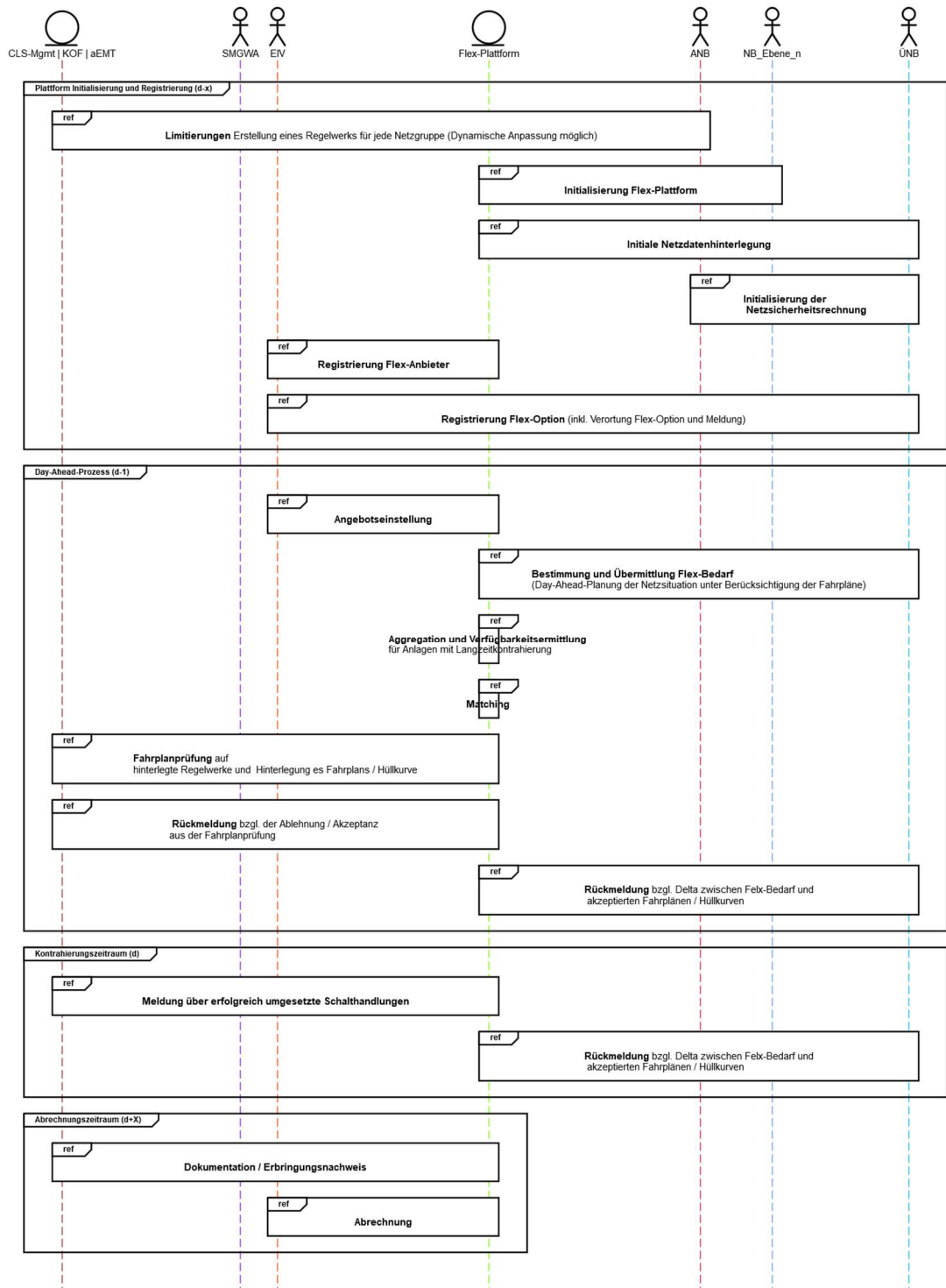


Abbildung 5-2: UML-Sequenzdiagramm der Integration von ALF und KOF

Als Teil der Initialisierung bestimmt der ANB Limitierungen in seinem Netzgebiet und liefert damit für jede Netzgruppe ein Regelwerk an die KOF. Die weiteren Prozesse der Plattform-Initialisierung können /FFE-48 18/ entnommen werden.

Am Tag vor dem Flexibilitätseinsatz werden Angebot und Nachfrage von Flexibilität auf der Plattform eingestellt, Anlagen mit langfristigen Verträgen werden aggregiert und deren Verfügbarkeit ermittelt, sodass dann der Matching Prozess erfolgen kann. ALF übermittelt die Ergebnisse dann in Form von Fahrplänen an die KOF. Nachdem die Überprüfung mit den hinterlegten Regelwerken erfolgt ist, meldet die KOF akzeptierte und abgelehnte Fahrpläne an ALF zurück. ALF meldet den Nachfragern von Flexibilität dann, ob für ihre Nachfrage ein Flexibilitätsprodukt verfügbar ist bzw. ob zwischen dem gemeldeten Flexibilitätsbedarf und den akzeptierten Fahrplänen ein Delta besteht.

Am Tag selbst, dem Kontrahierungszeitraum, prüft die KOF die tatsächliche Umsetzung der Schalthandlungen und meldet diese an die Flexibilitätsplattform, welche die Information wiederum an die Flexibilitäts-Nachfrager übermittelt. Die Vergütung des Flexibilitätsabrufes erfolgt anhand des Erbringungsnachweises der KOF durch die Plattform.

6 Fazit

Die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung, insbesondere durch den Zubau kleinteiliger erneuerbarer Energieerzeuger, sowie die Zunahme elektrischer Verbraucher, beispielsweise durch die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung und Mobilität, führen zu einer erhöhten Komplexität im Verteilnetz. Dies erfordert eine Steuer- und Regelbarkeit in den unteren Spannungsebenen, welche unter anderem den Einsatz der dezentralen Flexibilität ermöglichen. Damit können flexible, steuerbare Verbraucher und Erzeuger, wie z. B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder Speicher netzdienlich eingesetzt werden. Jedoch werden dafür Koordinationsprozesse benötigt.

Während die KOF ein Konzept für die koordinierte Ansteuerung von Erzeugern und Verbrauchern außerhalb der Märkte bietet und damit kritische Netzzustände vermeidet, ermöglicht ALF einen marktbasieren Prozess zur kostengünstigen Beschaffung von Flexibilität. Damit bilden beide Konzepte wichtige Bausteine für den zukünftigen Netzbetrieb.

Die Kombination der Funktionen von ALF und KOF ergeben ein Konzept das den Einsatz sämtlicher, auch kleinteiliger Flexibilitätsoptionen ermöglicht und dabei netztechnische Anforderungen erfüllt. Dabei könnten außerdem die Synergien von ALF und KOF hinsichtlich der Datenhaltung genutzt werden sodass es keine Dopplung gibt. Weiterhin kann damit die derzeitige Lücke von ALF bei der Administration der Steuerboxen gefüllt werden.

7 Literatur

- BMWI-09 18** Hirth, Lion et al.: Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI), 2018.
- BNETZA-09 20** Bericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.
- CONS-02 19** Maurer, Christoph: Neues Strommarktdesign: Justierung zwischen einheitlicher Stromgebotszone und Marktfragen des Redispatch - 22. Würzburger Gespräche zum Umweltenergierecht. Würzburg: Consentec, 2019.
- DEL-01 19** Einhellig, Ludwig et al.: Smart Grid 2019 - Netzdienliche Leistungen über Smart Metering als neues und standardisiertes Instrument im Verteilnetz. München: Deloitte, 2019.
- EBR-04 19** Büchner, Jens et al.: Marktbasierendes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2019.
- ENWG-01 18** Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) (EnWG). Ausgefertigt am 2005-07-07, Version vom 2018-12-17; Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2018.
- FFE-48 18** Zeiselmaier, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- FFE-47 19** Estermann, Thomas et al.: Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform - Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer Flexibilitätsplattform. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.
- FFE-33 20** Klempf, Nikolai et al.: Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform - Ein Diskussionspapier aus dem Projekt C/sells erschienen als FfE Discussion Paper 2020-02. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2020.
- FNN-01 18** KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene - FNN-Hinweis. Berlin: FNN Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, 2018.
- FNN-02 16** Mindestanforderungen und Empfehlungen für eine Steuerbox und Systemarchitektur im intelligenten Messsystem - Version 0.8 in: FNN-Hinweis. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2016
- FNN-01 18** FNN-Hinweis Lastenheft Basiszähler - Funktionale Merkmale. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.
- FNN-01 20** Steuern für den Netzbetrieb. In: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/imesssystem/steuern>. (Abruf am 2020-05-15); Frankfurt: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2020.
- GORL-01 19** CLS-Operator - die Koordinierungsfunktion für intelligente Netze - Intelligente Steuerung dezentraler Anlagen – vielfältige Mehrwerte für neue Wertschöpfungsketten. In: <https://www.goerlitz.com/cls-operator.html#c3337>. (Abruf am 2019-02-18); (Archived by

- WebCite® at <http://www.webcitation.org/76HXF9gYi>; Koblenz: GÖRLITZ-Gruppe, 2019.
- NEXT-03 18** Next Kraftwerke: Was ist ein Bilanzkreis?. In: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/bilanzkreis>. (Abruf am 2018-02-26); Köln: Next Kraftwerke, 2018.
- RNG-01 20** connect+ - Ein Netzbetreiberprojekt - Webinar. Köln: Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG), 2020.
- VDE-05 17** Lastenheft Steuerbox Funktionale und konstruktive Merkmale. Ausgefertigt am 2017-01-01; Berlin: VDE FNN, 2017.
- VDE-01 18** FNN-Konzept zum koordinierten Steuerzugriff in der Niederspannung über das intelligente Messsystem. Ausgefertigt am 2018-05-17; Berlin: VDE FNN, 2018.
- VDEW-01 99** VDEW et al.: Repräsentative VDEW-Lastprofile. Cottbus: VDEW, 1999.