Ergebnissynthese des SINTEG-Förderprogramms

SINTEG
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Synthesebericht 2

NETZDIENLICHE FLEXIBILITÄTSMECHANISMEN

Synthesebericht 2
Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen
Studie erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

IMPRESSUM

Die SINTEG Ergebnissynthese wurde unter der Leitung von Guidehouse in einem Projektkonsortium mit Beteiligung von AIT Austrian Institut of Technology, ifok, OFFIS – Institut für Informatik, RE-xpertise, sowie dem Wuppertal Institut durchgeführt.

Weitere Informationen über das SINTEG Förderprogramm finden sich auf www.sinteg.de.

Autorinnen und Autoren dieses Berichts:
Dr.-Ing. Karsten Burges (RE-xpertise)
Philipp Creutzburg (Guidehouse)
Nele Maas (Guidehouse)
Dr. Christian Nabe (Guidehouse)

Bitte zitieren als:
Burges, K., Creutzburg, P., Maas, N., Nabe, C. (2022): Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen. Synthesebericht 2 des SINTEG Förderprogramms, Studie im Auftrag des BMWK, Berlin.

Danksagung
Wir danken allen Beteiligten der SINTEG Schaufenster für ihre Teilnahme am Prozess der Ergebnissynthese und an den Synthesetreffen im Erstellungsprozess des vorliegenden Berichtes. Diese mündlichen und schriftlichen Beiträge waren eine wichtige Grundlage für die Erstellung des Syntheseberichtes.

Disclaimer
Dieser Bericht wurde durch Guidehouse Germany GmbH (Guidehouse) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz erstellt. Die in diesem Bericht vorgestellte Arbeit stellt eine professionelle Einschätzung von Guidehouse und seinen Unterauftragnehmern auf der Grundlage von Informationen dar, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Guidehouse ist weder für die Verwendung des Berichts oder das Vertrauen auf den Bericht seitens des Lesers noch für irgendwelche Entscheidungen auf Grundlage des Berichts verantwortlich. Leser des Berichts werden darauf hingewiesen, dass sie sämtliche Haftungspflichten tragen, die für sie oder Dritte entstehen, weil sie sich auf den Bericht oder die in dem Bericht enthaltenen Daten, Informationen, Erkenntnisse und Meinungen stützen.
Weder die deutsche Bundesregierung noch Behörden, Auftragnehmer, Unterauftragnehmer bzw. deren Angestellte geben eine ausdrückliche oder stillschweigende Zusicherung oder Garantie ab und übernehmen eine rechtliche Haftung oder Verantwortung für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Brauchbarkeit von offengelegten Informationen, Apparaten, Produkten oder Prozessen oder eine Garantie dafür, dass durch die Verwendung der betreffenden Informationen, Produkte oder Prozesse keine Privateigentumsrechte verletzt werden. Bezugnahmen in diesem Dokument auf spezifische kommerzielle Produkte, Prozesse oder Dienstleistungen durch Handelsnamen, Handelsmarken, Hersteller oder Sonstiges bedeuten oder implizieren nicht zwangsläufig, dass die Bundesregierung oder Behörden, ihre Auftragnehmer oder Unterauftragnehmer betreffende Produkte, Prozesse oder Dienstleistungen befürworten, empfehlen oder bevorzugen. Die Sichtweisen und Meinungen von Autoren, die in diesem Dokument zum Ausdruck gebracht werden, entsprechen nicht zwangsläufig den Sichtweisen und Meinungen der deutschen Bundesregierung oder anderer deutscher Behörden bzw. spiegeln nicht zwangsläufig deren Meinung wider.

Veröffentlichung: Mai 2022

INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary 5
Abkürzungsverzeichnis 8
Glossar 13

1. Einleitung und Überblick 27
1.1 Das Förderprogramm SINTEG und die Ergebnissynthese im Überblick 27
1.2 Methodik der SINTEG-Ergebnissynthese 30
1.3 Einführung in das Synthesefeld 2 „netzdienliche Flexibilitätsmechanismen“ 35
1.4 Struktur dieses Berichtes 38

2. Kategorie 1: Lokale Flexibilitätsplattformen für Netzbetreiber 41
2.1 Blaupause 1: Produktdefinitionen für die Flexplattform 54
2.1.1 Detail-Blaupause 1.1: Am Spotmarkt ausgerichtete Produkte 60
2.1.2 Detail-Blaupause 1.2: Produkte für Langfrist-Kontrahierung und Aggregation von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung 62
2.2 Blaupause 2: Aggregationsmodi der Flexibilitäten 65
2.2.1 Detail-Blaupause 2.1: Permanente Aggregation durch externe Akteure 71
2.2.2 Detail-Blaupause 2.2: Temporäre Aggregation durch den Netzbetreiber 73
2.3 Blaupause 3: Mechanismen gegen Missbrauch von Marktmacht und Gaming 74
2.3.1 Detail-Blaupause 3.1: Ex-post Monitoring und Pönalisierung 84
2.3.2 Detail-Blaupause 3.2: Stochastische Nichtbezuschlagung in Flexplattformen 85
2.3.3 Detail-Blaupause 3.3: Erhöhung der Liquidität 86
2.3.4 Detail-Blaupause 3.4: Festlegung von Preisobergrenzen für Flexibilitätsgebote 87
2.4 Blaupause 4: Methoden zur Netzebenen-übergreifenden Koordination der Netzbetreiber für das Engpassmanagement 88
2.4.1 Detail-Blaupause 4.1: Zentrale Koordination der Netzbetreiber 94
2.4.2 Detail-Blaupause 4.2: Dezentrale, gestufte Koordination der Netzbetreiber "von unten nach oben" 95
2.5 Blaupause 5: Lösungen für das Zusammenführen von marktlichem und regulatorischem Netzengpassmanagement 96
2.6 Blaupause 6: Daten- und Serviceplattformen für akteursübergreifenden Informationsaustausch 102

3. Kategorie 2: Peer-to-Peer-Märkte 118
3.1 -Blaupause 7: Peer-to-Peer Stromhandel mittels Blockchain 125

4. Kategorie 3: Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Batteriespeichern und dezentralen Erzeugungsanlagen 135
4.1 Blaupause 8: Bereitstellung von Regelleistung aus einem Pool dezentraler Anlagen 140
4.2 Blaupause 9: Bereitstellung von Momentanreserve aus Batteriespeichern und dezentralen Erzeugungsanlagen 148
4.3 Blaupause 10: Bereitstellung von Blindleistung durch Wechselrichter-basierte Anlagen (Batteriespeicher, dezentrale Erzeugungsanlagen, STATCOM) 153
4.4 Blaupause 11: Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement im Verteilnetz 158
4.5 Blaupause 12: Dauerhafter Betrieb eines Inselnetzes im Verteilnetz mittels dezentraler Erzeugung und Energiemanagement 164

5. Kategorie 4: Betriebsführung unter Nutzung innovativer Netzbetriebsmittel 173
5.1 Blaupause 13: Einbindung von Betriebsdaten aus der MS-/NS-Ebene in das Netzleitsystem für effizienteren Netzbetrieb, automatisiertes Netzengpass-management sowie automatische Fehlererkennung und -behandlung 177
5.2 Blaupause 14: Erweiterung des MS-Spannungsbandes durch flächendeckenden rONT-Rollout 183

6. Kategorie 5: Prognosesysteme für das Verteilnetz 187
6.1 Blaupause 15: Erzeugungs- und Lastprognosen mittels maschinellen Lernens 197
6.2 Blaupause 16: Netzzustandsprognosen für das Verteilnetz 204
6.2.1 Detail-Blaupause 16.1: Netzzustandsprognosen mittels Netzzustandsberechnung auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen (Ansatz 1) 210
6.2.2 Detail-Blaupause 16.2: Direkte Prognose des Netzzustandes (Ansätze 2,3) 211
6.3 Blaupause 17: Prognose der Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern im Niederspannungsnetz 213
6.3.1 Detail-Blaupause 17.1: Prognose eines Pools von steuerbaren Verbrauchern durch den Netzbetreiber 218

7. Zusammenfassung, Handlungsempfehlungen inklusive weiterer Forschungsbedarf 221

8. Literaturverzeichnis 231

EXECUTIVE SUMMARY

Im Förderprogramm **"Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende"** (SINTEG) wurden von 2016 bis 2021 in fünf großflächigen Modellregionen übertragbare Ansätze für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei zeitweise 100 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entwickelt. Die in den Schaufenstern **C/sells, DESIGNETZ, enera, NEW 4.0 und WindNODE** erprobten Lösungen wurden vom Teilprojekt Ergebnissynthese im SINTEG-Begleitvorhaben unter der Leitung von Guidehouse zusammengeführt. Dabei entstanden **Blaupausen in fünf Synthesefeldern,** die Anwenderinnen und Anwender in Wirtschaft, Technik und Wissenschaft sowie politische Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger ansprechen.

Die **Koordination des Einsatzes von dezentralen Flexibilitäten** wie Last und erneuerbare Erzeugungseinheiten ist **von zentraler Bedeutung** für die Gewährleistung eines stabilen und effizienten Betriebs des Stromversorgungssystems, das die Ziele der Energiewende erfüllt. Zur Lösung dieser Herausforderungen werden innovative Ansätze wie z.B. Flexplattformen seit Anfang der 2010er Jahre diskutiert und teilweise im kleinen Maßstab erprobt. Eine großflächige praktische Erprobung dieser Ansätze, die vorwiegend durch Digitalisierung ermöglich werden, stand jedoch noch aus. **SINTEG** hat zahlreicher dieser Ansätze in der Praxis unter Einbindung zahlreicher Akteure **erprobt** und Erkenntnisse generiert, die z.T. schon während der Projektlaufzeit in die Praxis umgesetzt worden sind.

Der vorliegende Bericht zum **Synthesefeld 2 „Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen“** fasst die dabei gesammelten Erfahrungen zusammen. Er beschreibt Blaupausen zur Flexibilitätsplattformen, Peer-to-Peer-Märkten, Systemdienstleistungen, Betriebsführung unter Nutzung innovativer Betriebsmittel sowie zu Prognosesystemen. Die spezifischen Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen innerhalb der fünf definierten Kategorien können wie folgt zusammengefasst werden:

Die Funktion von **Flexplattformen** zur marktlichen Koordination des Netzengpassmanagements auf Verteilnetzebene konnte in vier Schaufenstern erstmals **erfolgreich demonstriert** werden. Drei von vier Schaufenstern sprechen sich für ihren künftigen Einsatz zur marktlichen Beschaffung von Flexibilität aus. Da die marktliche Ausgestaltung des Netzengpassmanagements nicht in allen Spannungsebenen uneingeschränkt möglich ist, müssen **unterschiedliche Ansätze hinsichtlich Rollenverteilung, Produktdesign, Aggregation etc. kombiniert** werden. Hierbei spannen die in SINTEG umgesetzten Märkte einen Möglichkeitsraum auf, der im nächsten Schritt im Rahmen eines **branchenübergreifenden Diskussionsprozesses** ausgestaltet werden sollte.

Ansätze zur **marktlichen Beschaffung von Flexibilität** zum Netzengpassmanagement werden **kontrovers diskutiert.** Einige Ansätze gegen die Gefahr des kritischen Inc-dec Gaming wurden in SINTEG entwickelt. Sie konnten prozessual umgesetzt, ihre **Wirksamkeit aber nicht praktisch nachgewiesen** werden. Aus Sicht des Bundeswirtschaftsministeriums bestehen daher fundamentale Probleme fort. Falls eine Entscheidung zur Einführung dieser Märkte getroffen wird, wird empfohlen, die möglichen Ergebnisse marktlicher Lösungen durch die Bundesnetzagentur aufmerksam beobachten zu lassen, und gegebenenfalls in den Markt einzugreifen.

Eine konsistente, akteursübergreifende **Datenhaltung** von Stamm- und Bewegungsdaten von Flexibilitäten ist eine unverzichtbare Voraussetzung für die Koordination vieler kleiner Akteure. Sie existiert in Deutschland bislang nur in Ansätzen (z.B. PV Stammdatenregister). Die SINTEG-Projekte haben daher unterschiedliche **Daten- und Serviceplattformen** entwickelt, die u.a. umfassende Informationen über einsetzbare Flexibilitäten liefern können. Es wird empfohlen, die SINTEG Erkenntnisse für den Aufbau einer solchen Plattform kurzfristig in einen branchenübergreifenden Diskussionsprozess mit einzubeziehen. Da im Rahmen der Umsetzung von **Redispatch 2.0** mehrere IT-Lösungen entwickelt werden, die den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern vereinfachen, sollte eine solche **Plattform als organische Weiterentwicklung dieser Lösungen** gesehen werden. Schließlich sollten die SINTEG-Erkenntnisse in diesem Bereich durch das Gewinnerkonsortium im Bereich Energie des Gaia X-Förderwettbewerbs, energy data-X, aufgegriffen werden.

Durch die laufenden Reduzierung der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke wird die Übernahme der Bereitstellung von **Systemdienstleistungen** durch dezentrale Anlagen immer wichtiger. Innerhalb von SINTEG wurden **Weiterentwicklungsmöglichkeiten** für die Definition und die Bereitstellung verschiedener **Systemdienstleistungen** aus dezentralen Anlagen überprüft.

Auch umrichterbasierte dezentralen Anlagen können problemlos **Blindleistung** bereitstellen und diese Systemdienstleistung von konventionellen Kraftwerken übernehmen. Die Herausforderungen bestehen in der Integration in die bestehende Netzleittechnik, insbesondere wenn Blindleistung Netzebenen-übergreifend bereitgestellt werden soll. Beide Aspekte wurden in SINTEG untersucht und umsetzungsreife Lösungen entwickelt. In der Branche sollte nun eine Verständigung über Schnittstellen und Protokolle zur Übermittlung von Steuerbefehlen erfolgen, um die weitergehende Übertragung dieser Lösungen vorzubereiten.

Innovative Netzbetriebsmittel wie digitale Netzregler, regelbare Ortsnetztransformatoren oder zusätzliche Aktorik und Sensorik im Netz wurden bislang in nur wenigen Projekten eingesetzt. Die In den SINTEG Schaufenstern erzielte Integration in den Netzbetrieb und die Leittechnik sowie die Durchdringungstiefe in den Verteilnetzen stellt gegenüber den vorangegangenen Arbeiten ein qualitativ neues Niveau dar. Die Projekterfahrungen bestätigen, dass eine Kombination von innovativen Netzbetriebsmitteln und -strategien sowie konventionellem Netzausbau eine **Kostenoptimierung ermöglicht.** Durch die Erschließung von Effizienzpotenzialen kann der Netzausbau verzögert werden, ohne dass damit die Versorgungssicherheit oder die Wirtschaftlichkeit des Systems gefährdet wird. Der Zeitgewinn erhöht zugleich die Sicherheit bei der Netzplanung und hilft dabei, bedarfsgerecht auf Anschlussbegehren einzugehen Es wird daher empfohlen bei der nächsten Anpassung der Verordnung über die **Anreizregulierung** der Energieversorgungsnetze (ARegV) zu überprüfen, ob und wenn ja in welchen Fällen existierende Barrieren beseitigt werden müssen. Dazu müssen auch allgemein anerkannte Methoden für die wirtschaftliche Bewertung der Kosten und potenziellen Effizienzvorteile dieser Technologien definiert werden.

Wegen seiner grundlegenden Bedeutung für die Koordination dezentraler Anlagen im Verteilnetz wurde das Thema **Prognosen** von allen Schaufenstern aufgegriffen. Im Verteilnetz werden Prognosen für geringe Poolgrößen und geringe räumliche Ausdehnungen der Netzgebiete benötigt. Damit fallen Ausgleichseffekte, die bei Prognosen auf Systemebene die Prognosequalität erhöhen können, geringer aus. SINTEG hat innovative Prognoseverfahren für diese Aufgabe erprobt. Als wesentliche Herausforderung wurde in den Schaufenstern die notwendige, **hohe Granularität** der notwendigen Eingangsdaten und die Relevanz der re-

gulatorischen Unterstützung der Bereitstellung dieser Daten erkannt. So kann der Zugriff auf regulatorisch geforderte, öffentliche Daten (bspw. Marktstammdatenregister) durch **definierte Schnittstellen verbessert** werden. Hier sollte ein Diskussionsprozess der zuständigen Bundesnetzagentur (BNetzA) mit der Branche initiiert werden, um Ansatzpunkte für Verbesserungen zu identifizieren.

Aus SINTEG heraus kann kein abschließendes Urteil bezüglich der erzielbaren Prognosegüte für die **Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern** gebildet werden. Hier besteht **weiterer Forschungsbedarf.** Dieser besteht im Hinblick auf die notwendigen Sicherheitsfaktoren, die angesetzt werden müssen, um die für eine netzdienliche Anwendung der Flexibilitäten notwendige Zuverlässigkeit zu erreichen.

Forschungsbedarf besteht weiterhin in Bezug auf die Auswirkungen einer an Preissignalen ausgerichteten Steuerung der Verbrauchseinrichtungen – sowohl in Bezug auf Prognosegüte als auch verfügbares Flexpotenzial. Forschungsbedarf besteht auch zur Frage, wie die **Asymmetrien im Datenzugang** zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren zu überbrücken sind – die voher angesprochenen Daten- und Serviceplattformen wären ein Ansatzpunkt.

Zusammenfassend betrachtet hat SINTEG unterschiedliche innovative Ansätze für die Koordination des Einsatzes von Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene in einem größeren Maßstab erprobt. Im Fokus standen die Erprobung von Flexibilitätsplattformen sowie Mechanismen zur Netzebenen-übergreifenden Koordination des Flexibilitätseinsatzes. SINTEG hat dazu beigetragen die Technologien graduell weiterzuentwickeln und hat Vernetzung der zahlreichen Akteure (Netzbetreiber unterschiedlicher Netzebenen, Marktakteure, Anlagenbetreiber) entscheidend vorangebracht. Damit sind die Grundlagen gelegt für weitere Diskussions- und Erprobungsprozesse, die zur Lösung der komplexen Koordinierungsaufgaben der Zukunft nötig sind.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AbLaV	Abschaltbare Lasten-Verordnung
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve, Sekundärregelleistung
AG	Aktiengesellschaft
ALF	Altdorfer Flexmarkt
ANM	Active Network Management
ANN	Artificial neural network
AP	Arbeitspaket
API	Application Programming Interface
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze
ARGE	ARGE Netz, ein Energieversorger
B2B	Business-to-Business
BDEW	Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BSIG	BSI-Gesetz
C2C	Customer-to-Customer
CAPEX	Capital Expenditures, Investitionskosten
CIM	Common Information Model
CLS	Controllable Local Systems
C/sells	Schaufenster des SINTEG-Programms
D3A	Decentralized Autonomous Area Agent Market Model
DA	Day ahead
DaaS	Data-as-a-Service
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
DA/RE	Datenaustausch/Redispatch, eine Initiative der TransnetBW und Netze BW zur Umsetzung des Redispatch 2.0
DCC	Demand Connection Code
DDP	Daten- und Diensteplattform
DER	Distributed Energy Resource(s)

DERMS	Distributed Energy Resources Management System
DESIGNETZ	Schaufenster des SINTEG-Programms
DFKI	Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz
DiNA	Digitaler Netzanschluss
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im VDE
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DNN	Deep Neural Network
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
DSM	Demand Side Management/Lastmanagement
DSP	Daten- und Serviceplattformen
EB GL	Electricity Balancing Guideline
EAM	EAM GmbH & Co. KG, ein Energieversorgungsunternehmen
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare Energie Gesetz
EFCC	Enhanced Frequency Control Capability
EinsMan	Einspeisemanagement
EMIL	Energienetze mit innovativen Lösungen, DESIGNETZ-Teilprojekt
enera	Schaufenster des SINTEG-Programms
ENKO	Energie intelligent Koordinieren, Flexplattform des Schaufensters NEW 4.0
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy Only Market
EPEX	European Power Exchange
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas, texanischer Übertragungsnetzbetreiber
EV	Electric Vehicle, Elektrofahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWE	EWE AG, Energieversorgungsunternehmen
EY	Ernst & Young Ltd., Netzwerk von Beratungsunternehmen
EZA	Erzeugungsanlage
FATWAKE	NEW 4.0 Teilprojekt

FCR	Frequency Containment Reserve, Primärregelleistung
FFR	Fast Frequency Response
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
FRT	Fault Ride Through
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
GIS	Geoinformationssystem
GLDPM	Generation and load data provision methodology
GOPACS	Flexplattform der niederländischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber
HKW	Heizkraftwerk
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
ID	Intraday
IIS	Infrastruktur-Informationssystem
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
iMSys	Intelligentes Messsystem
Inc-dec Gaming	Increase-Decrease Gaming
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
KI	Künstliche Intelligenz
KIT	Karlsruhe Institute of Technology
KIWI	DESIGNETZ-Teilprojekt
KOF	Koordinierungsfunktion
KRITIS	Kritische Infrastruktur
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
kV	Kilovolt
LOS	Level of Security
mFRR	manual Frequency Restoration Reserves, Minutenreserve
MaStR	Marktstammdatenregister
MHz	Megahertz
ML	Maschinelles Lernen
MS	Mittelspannung

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NB	Netzbetreiber
Netze BW	Netze BW GmbH, Verteilnetzbetreiber
NEW 4.0	Schaufenster des SINTEG-Programms
NODES	NODESmarket, eine Flexibilitätsplattform
NS	Niederspannung
NWP	numerical weather prediction
OFFIS	Institut für Informatik, An-Institut der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
OLI Systems	OLI Systems GmbH, Anbieter von Soft- und Hardware für die Anbindung von DER
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
OPEX	Operational Expenditures, Betriebskosten
OTC	Over the Counter
P2P	Peer-to-Peer
PPA	Power Purchase Agreement
PQ	Präqualifizierung
PV	Photovoltaik
RAIDA	Datenaustauschplattform für den Redispatch 2.0
RD	Redispatch
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
RfG	Requirements for Generators
RL	Regelleistung
RLM	registrierende Leistungsmessung
ROCOF	Rate of change of frequency
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SaaS	Software-as-a-Service
SDL	Systemdienstleistungen
SDSP	Smart Data and Service Platform

SINTEG	Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende
SINTEG-V	Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digi-tale Agenda für die Energiewende“
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateway
SO GL	System Operation Guideline
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SteuVerG	Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SW	Stadtwerk
TAKA	Teilautomatisierte Kaskade
TAP	Teilarbeitspaket
TAR	Technische Anschlussrichtlinien
TenneT	Tennet TSO GmbH, deutscher Übertragungsnetzbetreiber
TH	Technische Hochschule
TransnetBW	TransnetBW GmbH, deutscher Übertragungsnetzbetreiber
TRL	Technology Readiness Level, Technologiereifegrad
TU	Technische Universität
UMEI	Universal Market Enabling Interface
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USEF	Universal Smart Energy Framework
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VKW	Virtuelles Kraftwerk (auch: Virtual Power Plant, VPP)
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage(n)
WEMAG Netz	WEMAG Netz GmbH, ein Verteilnetzbetreiber
WindNODE	Schaufenster des SINTEG-Programms
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

**Nach der Bundestagswahl 2021 wurde das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) umbenannt. Da wesentliche Teile der Arbeit der Ergebnissynthese noch in die Zeit des BMWi fallen, wird das Ministerium zum Teil im nachfolgenden Text weiterhin als solches bezeichnet.*

GLOSSAR

Abstimmungskaskade
Die Anwendungsregel VDE-AR 4140 standardisiert die Zusammenarbeit zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern in kritischen Netzsituationen. Eine funktionierende operative und informatorische Kaskade ist Voraussetzung für einen zuverlässigen Systembetrieb.

Aggregation
Durch Aggregation werden Flexibilitäten von zumeist kleinen und mittleren Lasten und Erzeugern gebündelt. Die gemeinsame Vermarktung der aggregierten Anlagen ermöglicht den Marktzugang, selbst wenn die Anlagen die Anforderungen für eine alleinige Teilnahme am Markt nicht erfüllen. Aggregation wird durch die Rolle des Aggregators vorgenommen.

Akteur, Rolle
Marktakteure sind Teilnehmer am Strommarkt, die eine (oder mehrere) Rollen einnehmen. Marktakteure sind insbesondere Stromerzeuger, Stromversorger, Energieversorgungsunternehmen, Netzbetreiber, Verbraucher. Marktrollen zeichnen sich aus durch bestimmte Verantwortlichkeiten und Aufgaben. Marktrollen sind bspw. Einsatzverantwortlicher oder Bilanzkreisverantwortlicher.
Unabhängig von diesen Definitionen kann Akteur auch weitere wichtige Interessengruppen innerhalb der Branche Energiewirtschaft bezeichnen, wie Regulator, Politik, Wissenschaft, Gesellschaft.
Im Kontext Digitalisierung (Synthesefeld 3): Ein Akteur modelliert eine menschliche oder nicht-menschliche Rolle, die mit einem System interagiert. Der Akteur kann dabei sowohl aktiv das System benutzen und dadurch Anwendungsfälle auslösen, als auch passiv vom System benutzt werden, um Anwendungsfälle realisieren zu können.

Anforderung
Leistungsmerkmal, das die durch ein Produkt zu erfüllende Kriterien vermittelt.

Anreizregulierung
Stromnetze stellen natürliche Monopole dar. Damit die Netzbetreiber jedoch keine Monopolgewinne erzielen und die Netze so kostensparend wie möglich betrieben werden, werden die Stromnetzbetreiber durch die Anreizregulierung reguliert. Diese sichert die transparente Kalkulation von Entgelten für die Durchleitung von Strom und Gas sowie ausreichende Erlöse für den Betrieb der Netze.

Architektur
Die Architektur definiert die grundlegende organisatorische Struktur, verkörpert durch deren Komponenten, deren Beziehungen zueinander sowie zur Umwelt und den Prinzipien und Richtlinien, die das Design, die Fähigkeiten und die Entwicklung eines Systems im Laufe der Zeit leiten (übersetzt aus dem Standard ISO/IEC/IEE 42010:2011).

Ausgleichsenergie
Der Begriff Ausgleichsenergie bezeichnet die Umlage der Abrufkosten der Regelenergie auf die verschiedenen Akteure im Stromnetz. Jeder Stromproduzent und jeder kommerzielle Stromabnehmer (bspw. Energieversorger oder Industrieunternehmen) muss die Strommenge prognostizieren, die von ihm am Folgetag ins Netz eingespeist (also verkauft) bzw. aus dem

Netz entnommen (also verbraucht) wird. Dieses Prinzip der Bilanzkreise gewährleistet die Netzsicherheit in jeder Minute eines jeden Tages. Abweichungen von den Prognosen resultieren in einem Regelenergieeinsatz, welcher den Verursachern über die Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt wird.

Beteiligung

Beteiligung fasst im Rahmen der Schaufensterarbeit ganzheitlich die Verbindung der Ansätze Partizipation, Akzeptanz und Kommunikation & Öffentlichkeitsarbeit zusammen. Beteiligung hat dabei oft auch eine stark kommunikative Komponente bspw. im Rahmen von Einzelgesprächen mit Bürgerinnen und Bürgern. Der Begriff grenzt sich dabei bewusst von der Terminologie der traditionellen Bürgerbeteiligung in politischen Prozessen ab und agiert als über die Energiewende hinausgehender Zweck.

Betriebsführung

Unter der Betriebsführung wird die Steuerung und Überwachung des Stromnetzes durch die Netzbetreiber verstanden. Dazu zählt die Koordination der Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Netzwiederaufbau) sowie das Netzengpassmanagement.

Blaupause

Blaupausen stellen im Kontext der SINTEG-Ergebnissynthese generalisierte, skalier- und übertragbare Lösungen dar, die aus den Ergebnissen der Schaufenster im SINTEG Förderprogramm abgeleitet werden. Sie zeigen beispielsweise Kombinationen von Anwendungsfällen, Technologien, Rahmenbedingungen und Geschäftsmodellen auf, die eine Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der Ergebnisse der Schaufenster auf Bundesebene über den Rahmen von SINTEG und dessen Laufzeit hinaus beinhalten. Die Blaupausen richten sich damit an Fachexpertinnen und -experten. Blaupausen werden mit Übertragbarkeitsbedingungen versehen. Somit ergibt sich eine weite Definition, die auch mittel- und langfristig übertragbare Lösungen sowie auch Lösungen mit einem niedrigerem Technologiereifegrad beinhaltet, die weiterentwicklungsfähig sind.

Community

Communities bringen z.B. thematisch und/oder regional relevante Akteurinnen und Akteure zusammen und leben von einer aktiven Teilhabe und der Interaktion der Mitglieder: Die Community ist nach dem Duden eine „Gruppe von Menschen, die ein gemeinsames Ziel verfolgen, gemeinsame Interessen pflegen [und] sich gemeinsamen Wertvorstellungen verpflichtet fühlen".

Cosphi-Regelung

Der Leistungsfaktor oder Wirkleistungsfaktor beschreibt in der Elektrotechnik das Verhältnis von Wirk- und Scheinleistung in Wechselstromsystemen. Unter Vernachlässigung von Oberschwingungen wird für den Leistungsfaktor vereinfachend umgangssprachlich oft synonym der cos(inus) phi verwendet. Über die Beeinflussung des Leistungsfaktors ist es möglich, in elektrischen Netzen die Spannungsprofile zu beeinflussen und / oder die Übertragungsverluste zu minimieren. Eine cosphi-Regelung erlaubt über geeignete technische Anlagen und Schnittstellen die gezielte Beeinflussung des Leistungsfaktors, um diese Ziele zu erreichen. Dabei kann die Regelung grundsätzlich Erzeugungsanlagen, elektrische Lasten oder Netzbetriebsmittel wie z.B. Kompensationsanlagen einbeziehen.

DA/RE-Plattform

DA/RE steht für „DAtenaustausch/REdispatch". Die Plattformlösung DA/RE, initiiert von TransnetBW und Netze BW, organisiert die vertikale Abstimmung und den dafür erforder-

lichen Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern und mit den Einsatzverantwortlichen der Erzeugungsanlagen. DA/RE wählt dazu die effizientesten Anlagen zur Lösung der von den Netzbetreibern prognostizierten Engpässe aus und ermöglicht eine effektiv koordinierte Aktivierung der Redispatch-Maßnahmen (www.dare-plattform.de).

Daten- und Diensteplattform

Daten- und Diensteplattformen sind Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)-Plattformen, die den Zweck verfolgen, Energiedaten in einem dezentralen Energiesystem zu managen, verschiedene Akteure zu verknüpfen und ihnen die Energiedaten bereitzustellen sowie Services anzubieten, die auf den Energiedaten aufbauen.

Datenkaskade

Die Steuerungs- und Informationskaskade baut sich vom Verteilnetz zum Transportnetz auf. Dieser sinnvolle Aufbau der Datenkaskade ermöglicht, die Informations- und Steuerungsbedarfe in Echtzeit zukünftig schon in Verteilnetzzellen zu identifizieren und zu verarbeiten, so dass nur ein Überlauf in der nächsthöheren bzw. nächstgrößeren Netzebene wahrgenommen werden muss (DESIGNETZ, 2021).

Dekarbonisierung

Umstellung von Gesellschafts- und Wirtschaftssystemen mit dem Ziel einer Abkehr von kohlenstoffhaltigen Energieträgern.

Demand Response

Damit wird die kurzfristige, aktive Veränderung der Verbraucherlast bezeichnet (zu Deutsch: Laststeuerung) als Reaktion auf ein externes Signal. Dieses Signal kann entweder ein Marktsignal sein (wie zeitabhängige Strompreise oder Anreizzahlungen) oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglich zugesicherten Leistung folgen. Dabei kann die Last entweder zeitlich verschoben, also vorgezogen oder nachgelagert werden (Lastverschiebung) oder sie wird reduziert bzw. gänzlich ausgesetzt (Lastreduktion bzw. Lastabwurf) (in Anlehnung an Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung et al. (o.J.b) und Definition in der EU-Strombinnenmarktrichtlinie 2019/944).

Demand Side Management

Demand Side Management wird als Oberbegriff verstanden, der sowohl Demand Response umfasst, als auch längerfristige, andauernde Verbrauchslaständerungen bspw. auf Grund von Effizienzmaßnahmen (siehe auch Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung et al. (o.J.c)).

Demonstrator

Demonstrationsprojekte die eine praktische Umsetzung der SINTEG Inhalte in Gebäuden, Liegenschaften, Stadtteilen, regionalen oder überregionalen Gebieten aufgebaut und live betrieben haben.

Detail-Blaupause

Blaupausen werden teilweise konkretisiert durch Detail-Blaupausen. Diese haben die gleichen Eigenschaften wie Blaupausen, bilden aber spezifische (technische) Umsetzungen einer Lösung ab. Verschiedene Detail-Blaupausen zeigen damit innerhalb einer Blaupause unterschiedliche Lösungsansätze auf.

Digitalisierung

Digitalisierung ist ein weitreichender Begriff von der Umwandlung von analogen Werten in digitale Formate bis hin zum digitalen Wandel der Gesellschaft und der Wirtschaft durch die zunehmende Nutzung digitaler Technologien. Im Energiesystem beinhaltet dies die Erfassung, Verarbeitung, Vernetzung, den Austausch sowie die Analyse von Daten über die verschiedenen Wertschöpfungsstufen der Energieversorgung hinweg.

Diskriminierungsfreiheit

Diskriminierungsfreiheit bedeutet, dass Nutzern der Zugang zum Stromnetz sowie den Energiemärkten nicht willkürlich verwehrt oder erschwert werden kann. Diskriminierungsfreier Markt- und Netzzugang fördert den Wettbewerb. Die Zugang kontrollierende Instanz, bspw. der Netzbetreiber, wird hierfür reguliert und wesentliche Vertragsbedingungen für Netz- und Marktzugang werden durch Standardverträge harmonisiert. So können transparente Zugangsbedingungen hergestellt werden.

Distributed Ledger Technologie

Distributed Ledger Technologien sind Datenbanksysteme, die eine Speicherung und Verifizierung von Daten in Peer-to-Peer-Netzwerken ermöglichen. Damit braucht es in solchen Netzwerken keine zentrale Datenspeicherung oder übergeordneten Verwalter. Die Kommunikation erfolgt direkt zwischen vernetzten Rechnern. Dabei werden neu eingehende Transaktionen im Netzwerk auf Basis verschiedener Konsensmechanismen überprüft, bestätigt, unveränderbar kryptografisch miteinander verkettet und verteilt abgespeichert. Die bekannteste Ausprägung dieser Technologie sind Blockchains (nach Bundesnetzagentur [BNetzA] (2021) und (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur [BMVI], 2019)).

Doppelhöckerverfahren

Für die Präqualifikation von Anlagen für die Regelleistungsbereitstellung muss das Doppelhöckerverfahren absolviert werden. Dabei steuert der Regelleistungsanbieter die Anlage entsprechend einem charakteristischen Lastprofil, der sogenannten Doppelhöckerkurve. Die zu präqualifizierende Anlage muss in einem vorgegebenen Zeitraum zweimal hintereinander einen bestimmten Leistungswert anfahren, diesen für eine gewisse Zeit halten und dann wieder in den Ausgangszustand zurückfahren. Dabei unterscheiden sich die Vorgaben für die Betriebsfahrt der Anlage je nach Regelreserveart.

Einspeisemanagement (EinsMan)

Um das Stromnetz zu stabilisieren werden situationsabhängig, gezielte Einsenkungen der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Behebung von Netzengpässen von Netzbetreibern vorgenommen. Dies wird als Einspeisemanagement bezeichnet.

Engpassmanagement

Summe aller Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung bzw. Behebung eines Engpasses (z. B. Auktionen, Redispatch, Countertrading, Market Splitting).

Experimentierklausel

Eine Experimentierklausel ist eine Rechtsvorschrift, die es den für ihre Umsetzung und Durchsetzung zuständigen Behörden ermöglicht, für die Erprobung innovativer Technologien, Produkte, Dienstleistungen oder Ansätze von Fall zu Fall ein gewisses Maß an Flexibilität walten zu lassen (Rat der Europäischen Union, 2020).

Feldtest

Austesten einer Lösung (Technologien/Kopplung von Technologien oder Geschäftsmodellen) unter realen Bedingungen. Ein Feldtest kann einen experimentellen Charakter haben und im Sinne eines Realexperiments Lösungen mit niedrigerem TRL in einer realen Einsatzumgebung im kleinen bzw. geschützten Rahmen austesten. In vielen Fällen wird jedoch bei einem Feldtest ein größerer Praxistest eines Prototypens im realen Einsatz und im Zusammenspiel mit mehreren Komponenten durchgeführt (TRL 6-7). Ein Feldtest kann mehrere Demonstratoren umfassen.

Flexibilität / Flexoption

Flexibilität bezeichnet die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal – Preissignal oder Aktivierung – mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Elemente, die diese Fähigkeit besitzen, werden als Flexoptionen bezeichnet. Dazu zählen flexible Erzeuger, flexible Verbrauchsanlagen sowie Speicher.

Flexkataster/Meta-Flexkataster

Im Schaufenster C/sells wurde der Begriff Flexibilitäts-Kataster (Flexkataster) geprägt. Er bezeichnet eine Datenbank mit Informationen über die verfügbare Flexibilität aller Flexibilitätsoptionen innerhalb einer Zelle, wie beispielsweise einzelnen Anlagen oder auch ganze Liegenschaften oder Quartiere. Das Flexkataster nutzt ein standardisiertes Modell für die Daten einer Flexibilität (Flexibilitätsdatenmodell), welches alle zur Beschreibung einer Flexibilität notwendigen Parameter enthält (bspw. Anlagenart, zur Verfügung stehende Flexibilität). Das Meta-Flexkataster stellt analog zum Flexkataster Informationen über die verfügbare Flexibilität im Energiesystem bereit, jedoch nicht für einzelne Anlagen, sondern auf der Ebene der Zellen aggregiert. Das Meta-Flexkataster enthält damit nur Informationen, die für den Austausch von Flexibilität zwischen verschiedenen Zellen notwendig sind (Haller, Langniß, Reuter & Spengler, 2020).

Inc-dec Gaming

Increase-decrease Gaming (kurz: Inc-dec Gaming) ist eine Art des strategischen Gebotsverhaltens von Marktakteuren auf Energiemärkten. Voraussetzung des Inc-dec-Gaming ist das parallele Vorhandensein eines zonalen Marktes (bspw. Spotmarkt) und eines Marktes mit lokaler Preisbildung (bspw. Flexplattform). Dies ermöglicht es Akteuren, ihre Gebotsstrategie auf dem zonalen Markt anzupassen. Die Akteure weichen auf den Markt mit dem günstigeren Preis (Verbraucher) bzw. höheren erwarteten Erlösen (Erzeuger) aus. Dementsprechend kann es zur Zurückhaltung oder zum Überangebot von Last oder Erzeugung auf dem zonalen Markt kommen. Inc-dec Gaming bietet Marktteilnehmern die Möglichkeit zusätzliche Renditen zu generieren, kann jedoch Engpässe im Netz verschärfen.

Infrastruktur

Der notwendige technische Unterbau, der für das Funktionieren eines digitalisierten Energiesystems notwendig ist.

Infrastrukturzelle, Energiezelle, Zelle

Im Schaufenste r C/sells wurde der Begriff Zelle geprägt, um autonome Einheiten im Energiesystem zu beschreiben. Zellen stellen eine Organisationsebene dar, die vorhandene Steuerungsmechanismen und Märkte ergänzen. Zellen können einzelne Gebäude, aber auch ganze Liegenschaften, Areale, Quartiere, Städte oder Regionen sein. Über den Einsatz von Energieerzeugern und -verbrauchern in einer Zelle kann weitgehend autonom entschieden werden, wodurch Erzeugung und Verbrauch in der Zelle optimal abgestimmt werden können. Über

die Grenzen der Zelle hinaus erfolgt auch eine Abstimmung zwischen verschiedenen Zellen, zur Optimierung des gesamten Energiesystems. Hierfür sind die Zellen über das Kommunikationsnetz miteinander verbunden und können über das Strom- und ggf. auch Wärme- und Gasnetz Energie und energienahe Dienstleistungen austauschen (Haller et al., 2020).

Innovationsgehalt

Der Innovationsgehalt einer Blaupause beschreibt qualitativ den in SINTEG erreichten Neuigkeitsgehalt und damit verbundenen Erkenntnisgewinn in Relation zum bisher erreichten Kenntnis- und Entwicklungsstand. Dabei wird der heutige Kenntnis-/ Entwicklungsstand in Deutschland berücksichtigt. Ein Teilaspekt des Innovationsgehaltes ist die Erhöhung des Technologiereifegrades einer Lösung durch Forschung, Entwicklung, Demonstration und praktischen Einsatz.

Inselnetz

Ein Inselnetz ist ein Stromnetz, welches keine Verbindung zu anderen Stromnetzen, bzw. dem Verbundnetz aufweist. Das Inselnetz wird autonom betrieben und versorgt ein begrenztes räumliches Gebiet, in der Regel auf Basis weniger Erzeugungsanlagen. Dies steht im Gegensatz zu einem Verbundnetz, bei dem mehrere Netze miteinander synchron verbunden sind. Im Falle einer großräumigen Störung im Verbundnetz können Teilnetze auf Basis schwarzstartfähiger Kraftwerke Inselnetze bilden. Als Resynchronisation wird dann die sukzessive Synchronisierung und Verbindung der einzelnen Inselnetze verstanden.

Interoperabilität

Interoperabilität ist die „Fähigkeit unterschiedlicher Systeme, möglichst nahtlos zusammenzuarbeiten“ (Definition nach dem Standard ISO/IEC/IEEE 24765:2017). Im Bereich von SINTEG führt die zunehmende Vernetzung des Energiesystems zu einer Vielzahl von Akteuren, Systemen und Geräten, die miteinander kommunizieren und interagieren müssen. Die Sicherherstellung von Interoperabilität ist daher ein Schlüsselfaktor im vernetzten Energiesystem.

Komplexität

Grad der Abhängigkeiten und Vernetzungen in der Struktur eines Systems. Mit zunehmender Komplexität wird die Struktur eines Systems aufgrund der zahlreichen Komponenten, Interaktionen sowie Wechselwirkungen zwischen den Komponenten schwerer zu verstehen. Im Kontext des Systems Engineering wird die Komplexität in der Regel innerhalb der drei Unterkategorien "Strukturelle Komplexität", "Dynamische Komplexität" und "Sozialpolitische Komplexität" unterschieden, die unterschiedliche Perspektiven auf die verschiedenen Dimensionen darstellen.

Konsortium

Ein Konsortium ist ein Zusammenschluss mehrerer rechtlich und wirtschaftlich selbstständig bleibender Unternehmen zur zeitlich begrenzten Durchführung eines vereinbarten Zwecks. Im Rahmen des SINTEG Programms wurden fünf Konsortien gebildet, in denen zusammen mehr als 300 Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft in unterschiedlichen Formen in sogenannten „Schaufenstern“, zusammenarbeiteten.

Leistungspreis

Der Leistungspreis wird für die maximal genutzte Leistung für einen Netzanschluss von Industrie- und Geschäftskunden berechnet. Damit wird die Bereitstellung des Netzanschlusses mit den damit verbundenen Systemdienstleistungen (z.B. Regelenergie) abgedeckt. Bei Haushalts- und Gewerbekunden entspricht der Leistungspreis dem Grundpreis.

Auf Regelleistungsmärkten und lokalen Flexibilitätsmärkten kann je nach Ausgestaltung ein Preis für die Vorhaltung einer Leistung gezahlt werden, neben der möglichen Zahlung eines Arbeitspreises.

(Lokale) Flexibilitätsplattform/Flexplattform/Flexmarkt

Hierbei handelt es sich um marktlich organisierte Plattformen für den Handel von netzdienlicher Flexibilität mit dem Ziel, Netzengpässe auf Verteil- und Übertragungsnetzebene zu verhindern oder zu lösen. Da Netzengpässe lokal auftreten, spielt im Gegensatz zu dem zonalen Markt die Verortung einer Anlage eine entscheidende Rolle. Damit ist die Anzahl der Marktteilnehmer auf Anbieterseite auf diejenigen begrenzt, die einen Einfluss auf einen Netzengpass haben können. Auf der Nachfrageseite steht entsprechend der jeweilige Netzbetreiber, in dessen Netz ein Netzengpass auftritt.

Lösung

Als Lösung wird eine Kombination aus Software- und/oder Hardwarekomponenten für die Bewältigung einer bestimmten, konkreten Aufgabenstellung verstanden. Unternehmen, die derartige Gesamtlösungen für Kunden vertreiben nennt man Lösungsanbieter. Lösungsanbieter, die Software und/oder Hardware nicht selber herstellen, sondern Produkte Dritter vertreiben und für den Kunden anpassen, nennt man auch Systemintegratoren.

Marktdienlichkeit

Der Begriff Marktdienlichkeit wird in zonalen Preissystemen für Maßnahmen verwendet, die zum Ausgleich der Systembilanz dienen. In dieser Studie werden Netzdienlichkeit (im engeren Sinne) und Marktdienlichkeit als Systemdienlichkeit verstanden.

Marktmacht

Marktmacht liegt vor, wenn ein oder mehrere Marktteilnehmer eine beherrschende Stellung auf einem Markt einnehmen und dadurch die Fähigkeit haben, Preise jenseits eines wettbewerblichen Niveaus zu setzen, also ihre Marktmacht zu missbrauchen. Insbesondere in Märkten mit geringer Liquidität und Wettbewerb besteht das Risiko zur Ausübung von Marktmacht, also die Beeinflussung der Preisbildung.

M-Bus

M-Bus (oder auch Meter-Bus) ist eine technische Norm, die Regeln zur Übertragung von Zählerdaten, z.B. den Verbrauch von Strom in Stromzählern, aber auch Gas, Wärme, etc., definiert.

Netzampel/Ampelkonzept

Die Netzampel bzw. das Ampelkonzept zeigen modellhaft auf, wie Marktteilnehmer und Verteilnetzbetreiber (VNB) bei Netzengpässen im Verteinetz in Zukunft miteinander interagieren. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz dem Markt ohne Einschränkungen zur Verfügung steht, und der roten Netzphase, in der die Netzstabilität gefährdet ist, eine gelbe Übergangsphase beschrieben. Die gelbe Phase tritt ein, wenn sich ein Netzengpass in einem definierten Netzsegment abzeichnet. In der gelben Phase rufen VNB die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment ab, um die rote Phase zu verhindern (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [BDEW], 2017).

Netzbetriebsmittel

Netzbetriebsmittel sind die verschiedenen Elemente eines Stromnetzes. Zu den Netzbetriebsmitteln gehören Freileitungen, Kabel, Schaltanlagen und Netzstation, die den Übergang zwischen zwei Spannungsebenen bilden, sowie Schutz- und Leittechnik (nach Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE [VDE FNN] (2022)).

Netzengpass

In einzelnen Regionen des Stromnetzes kann es zu zeitlich befristeten Engpässen kommen, wenn die Stromeinspeisungen die Transportkapazität der betroffenen Netzkomponenten überschreiten. In der Folge werden die von einem Engpass betroffenen Erzeugungsanlagen zum Schutz des Netzes in ihrer Einspeiseleistung gedrosselt. Dadurch vermeiden Netzbetreiber Versorgungsausfälle und Beschädigungen der Netzanlagen, siehe Einspeisemanagement.

Netzdienlichkeit

Netzdienlichkeit (im engeren Sinne liegt) vor, wenn der Netznutzer seine Flexibilität nach Vorgabe des Netzbetreibers einsetzt, um eine ohne sein Verhalten bereits existierende oder drohende Netzüberlastung abzumildern. Hier erfolgt ein direkter Eingriff in das Verhalten des Netznutzers durch Vorgabe einer zu erbringenden positiven oder negativen Mindestleistung. Netzdienlichkeit liegt vor, wenn ein Beitrag zur Netzstabilisierung, wie z. B. Spannungshaltung oder Engpassmanagement, geleistet wird. In den SINTEG Syntheseberichten wird Netzdienlichkeit weiter gefasst und als Systemdienlichkeit verstanden (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik [BSI] & Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi], 2021).

Netztopologie

Die Topologie eines Netzes beschreibt die Struktur der Verbindungen der einzelnen Netzbetriebsmittel. Es gibt verschiedene Topologien, die in Abhängigkeit vom Netzgebiet und der Spannungsebene zum Einsatz kommen. Diese Topologien sind bspw. die Stern-, Ring- und Bustopologie.

Nodal-Pricing/Nodalsystem

Nodal-Pricing ist eine Methode zur Preisfindung auf Großhandelsstrommärkten. Die Besonderheit ist, dass in einem Nodalsystem räumlich hochauflösend differenzierte Preise dargestellt werden können. Es kann ein individueller Strompreis für jeden Netzknoten gelten, während in einem zonalen System der gleiche Strompreis überall innerhalb einer Gebotszone gilt. Ein Nodalsystem ermöglicht präventives Engpassmanagement, indem Netzrestriktionen im Strompreis netzknotenscharf reflektiert werden.

Open Data-Ansatz / Open Data-Veröffentlichungsansatz

Offene Daten – „Open Data“ – sind frei zugänglich und können auf Grund von offenen und diskriminierungsfreien Lizenzen frei wiederverwendet werden. Das Prinzip der offenen Daten – „Open Data“ – bekommt weltweit eine immer größere Bedeutung. Die Verfügbarkeit von Daten wird zu einem immer bedeutenderen Wirtschaftsfaktor und ist Teil einer modernen Infrastruktur (Bundesministerium des Innern und für Heimat [BMI], 2021).

Partizipation

Partizipation wird schaufensterübergreifend als die aktive Teilhabe verschiedener Zielgruppen bzw. Nutzerinnen- und Nutzergruppen über eine gezielte Einbindung in die Aktivitäten der Schaufenster verstanden. Im Kontext des SINTEG-Programms wurde Partizipation entweder in Anlehnung an den partizipativen Forschungsansatz als probates Mittel zur Akzeptanzförderung oder als gesellschaftlicher Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels verstanden.

Peer-to-Peer-Markt

Der Peer-to-Peer-Markt beschreibt einen Marktplatz, auf dem ein bilateraler, horizontaler Energiehandel zwischen zwei Gleichgestellten (sog. „Peers“) stattfindet. Auf lokaler Ebene stellen die Peers Konsumenten oder Prosumer dar, die auf einer elektronischen Plattform direkt miteinander handeln können. Ein solcher Marktplatz im Consumer-to-Consumer-Bereich ist im derzeitigen Energiesystem noch nicht üblich. Im SINTEG Kontext wird unter dem Begriff ebenfalls der direkte Handel zwischen Unternehmen im Business-to-Business-Bereich mit eingeschlossen (in Anlehnung an Forschungsstelle für Energiewirtschaft [FfE] (2018) und BNetzA (2019)).

Pool

Pool bezeichnet im vorliegenden Kontext eine Gruppe von aggregierten Anlagen (siehe Aggregation).

P/Q-Arbeitspunkt

In der elektrischen Wechselstromtechnik werden die Wirkleistung P (in W) und Blindleistung Q (in VAr) unterschieden. Das Verhältnis von P und Q bestimmt den Leistungsfaktor einer Anlage (siehe auch cosphi-Regelung). Der Arbeitspunkt wird über die Anlagensteuerung gezielt eingestellt, d.h. in der Regel wird für einen bestimmten Wirkleistungswert ein optimaler Wert der Blindleistung gewählt. Als Optimierungskriterium können eine Minimierung der Anlagen- oder Netzverluste oder des Spannungsprofils im Netz dienen.

Präqualifikation

Über das Präqualifikationsverfahren liefern potenzielle Regelleistungs-Anbieter den Nachweis, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen an die Erbringung der unterschiedlichen Regelleistungsarten erfüllen. Die Präqualifikation stellt sicher, dass neben technischer Kompetenz auch eine ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen gewährleistet ist.

Produkt

Produkt beschreibt die auf einem Markt gehandelten Güter oder Dienstleistungen. Auf Energiemärkten (bspw. Energy Only Markt, Flexplattform) werden im Regelfall standardisierte Produkte gehandelt. Diese Produkte werden durch zahlreiche Parameter definiert. Wichtige Parameter für Produkte auf Flexplattformen sind bspw. der Erbringungszeitraum, die Energiemenge, die Höhe der (bereitgestellten) Leistung sowie der Zeitrahmen für Handel und die Abrechnungsmodalitäten.

Prosument

Prosument (englisch Prosumer) ist die Verbindung der Rollen des Energieerzeugers und des Energienutzers. Beispielsweise werden Haushaltskunden mit eigenen Erzeugungsanlagen, wie PV-Anlagen, als Prosumenten bezeichnet.

Reallabor

Der Begriff des Reallabors wird im Allgemeinen für die Beschreibung unterschiedlicher Konzepte verwendet, wie z.B. Living Labs oder Demonstrationszellen. In Deutschland wurde dieser Begriff stark durch das Wuppertal Institut geprägt. Dabei werden die aktive Miteinbeziehung der Zivilbevölkerung in den Prozess der Wissensproduktion sowie das Zusammenspiel zwischen Nutzer und Innovationen in einer realweltlichen Umgebung als die zwei wesentlichen Charakteristika identifiziert. Im Kontext von SINTEG bezeichnen Reallabore zusätzlich eine Art von Experimentierraum für die Umsetzung von technologischen und systemischen

Innovationen für die Energiewende. Hierfür hat die Bundesregierung die SINTEG-Verordnung beschlossen. Durch die Verordnung erhielten die Schaufenster die Möglichkeit, neue Technologien, Verfahren und Geschäftsmodelle im Rahmen von Reallaboren zu testen, die mit dem bestehenden Rechts- und Regulierungsrahmen nur bedingt vereinbar sind.

Redispatch 2.0, NABEG 2.0

Die 2019 beschlossene Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) enthält Änderungen zu den Regelungen des Redispatch-Prozesses (Redispatch 2.0). Diese Regelungen wurden bis zum 1. Oktober 2021 von allen Netzbetreibern sowie Marktteilnehmern, wie z.B. Anlagenbetreibern oder Direktvermarktern, umgesetzt. Vor der Revision des Redispatch nahmen nur konventionelle Erzeugungsanlagen mit mehr als 10 MW installierter Nennleistung an diesem Prozess zum Engpassmanagement teil. In den Redispatch 2.0-Prozess werden alle Erzeugungsanlagen ab 100 kW mit einbezogen. Dazu gehören auch Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) sowie Speicheranlagen.

Redispatch

Redispatch steht für eine Abänderung des vorgesehenen Kraftwerkseinsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern zur Vermeidung von Netzengpässen. Netzbetreiber nutzen Redispatch für die Sicherung der Netzstabilität. Der Prozess basiert auf der Lieferung von Stamm- und Bewegungsdaten, auf deren Grundlage eine Netzengpassbewertung sowie Ableitung und Abruf von Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden (BSI & BMWi, 2021).

Regulatorik

Unter Regulatorik versteht man die Gesamtheit staatlicher Rechtsnormen, die das Marktgeschehen und das Verhalten der Marktakteure in einem bestimmten Bereich (z.B. der Energiewirtschaft) beeinflussen.

REMIT-Verordnung

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (auf Englisch: Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency; „REMIT“) dient der Bekämpfung von Insider-Handel und Marktmanipulation auf dem Energiegroßhandelsmarkt. Sie ist seit dem 28. Dezember 2011 in Kraft und entfaltet unmittelbare Rechtswirkung in allen EU-Mitgliedsländern (siehe BMWK (2022a)).

Residuallast

Diese beschreibt die verbleibende Systemlast abzüglich der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zu jeder Stunde eines Jahres. Daraus ergibt sich die Leistung, die durch regelbare Stromerzeugungseinheiten, Speicher oder flexible Verbraucher – also verschiedene Flexibilitätsoptionen – gedeckt werden muss. Hierbei kann es künftig sowohl zu Defiziten (=positive Residuallast), als auch gehäuft zu Überschüssen (=negative Residuallast) kommen, bei denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Last übersteigt.

Schwarzfall

In der elektrischen Energietechnik bezeichnet der Begriff Schwarzfall (auch Stromausfall oder Blackout) einen großflächigen weiträumigen Netzzusammenbruch, der mit einer Versorgungsunterbrechung der angeschlossenen Verbraucher verbunden ist. Eine Versorgungsunterbrechung kann hierbei kurzfristig sein oder auch mehrere Tage oder Wochen andauern (siehe auch Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung et al. (o.J.a)).

Schwarzstartfähigkeit
Die Schwarzstartfähigkeit ist eine Eigenschaft von Kraftwerken, die zur Erbringung der Systemdienstleitung „Netzwiederaufbau“ im Fehlerfall dient.

Search Based Application
Search Based Applications (SBA) sind Softwareanwendungen, die Suchmaschinen für Informationszugang und das Erstellen von Berichten nutzen. SBA bieten Zugang zu Daten aus verschiedenen Quellen und Systemen sowie unterschiedlicher Struktur (strukturiert, semi-strukturiert oder unstrukturiert). Diese werden durch SBA aufbereitet, aggregiert und benutzerfreundlich bereitgestellt. Suchanfragen können in SBA mittels natürlicher Sprache formuliert werden.

Sektorenkopplung/Sektorkopplung
Der Begriff Sektorenkopplung bezeichnet die Verbindung von Verbrauchssektoren, wie bspw. dem Verkehrs- und Stromsektor. Sektorenkopplung trägt zu den Zielen der Energiewende bei, wenn Strom aus erneuerbaren Energien energieeffizient eingesetzt wird und dadurch fossile Energieträger ersetzt werden. Neben Effizienzsteigerungen und der direkten Nutzung von erneuerbaren Energien ist Sektorenkopplung damit ein zusätzlicher Weg zur Dekarbonisierung. Beispiele sind im Verkehrsbereich die Elektromobilität oder im Wärmebereich Elektrodenkessel.

Sensitivität
Sensitivität beschreibt die Auswirkungen einer Engpassmanagementmaßnahme im Netz, bspw. die Abregelung einer EE-Anlage, auf einen bestimmten Engpass (Sensitivität = Power Transfer Distribution Factor). Die Sensitivität ist abhängig von der Netzstruktur, der Netzlokalität des Engpasses und der Netzlokalität der netzdienlichen Flexibilität. Beispielsweise bedeutet eine Sensitivität von 0,8, dass die Abregelung einer EE-Anlage um 10 MW einen Netzengpass um 8 MW reduziert.

Skalierbarkeit
Skalierbarkeit einer (Detail-) Blaupause beschreibt ihre Fähigkeit zum Einsatz in einem größeren Umfang. Skalierbarkeit hat eine technische, eine ökonomische und eine regulatorische Dimension sowie eine Akzeptanzdimension. Die technische Skalierbarkeit der Lösungen ist vor allem von Digitalisierungsaspekten (IT-Infrastruktur, Modularität und Anpassungsfähigkeit der Lösung, nutzbare Interfaces) geprägt, aber auch von den generell vorherrschenden lokalen Bedingungen wie der Verfügbarkeit von EE oder der vorhandenen Infrastruktur (Strom-, Gas-, Kommunikationsnetz). Die ökonomische Skalierbarkeit wird geprägt durch das Geschäftsmodell und Skaleneffekte beim Technologieeinsatz. Regulatorik beeinflusst Skalierbarkeit durch Restriktionen und Auflagen.

Smart Grid Architektur Modell (SGAM)
Das Smart Grid Architecture Model (SGAM) umfasst ein Framework für die einheitliche Beschreibung von Systemarchitekturen für Smart Grids.

Smart Meter Gateway (SMGW)
Die zentrale Kommunikationseinheit in der Infrastruktur eines intelligenten Messsystems (BSI, 2021).

Smart Meter Rollout

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat am 31.01.2020 die „technische Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)“ festgestellt, auch Markterklärung genannt. Damit beginnt die gesetzliche Verpflichtung zum Rollout intelligenter Messsysteme zum 24.02.2020 durch die zuständigen Messstellenbetreiber (BSI, o.J.).

(Spannungs-) Längsregler

Mit dem Begriff (Spannungs-) Längsregler werden Spannungsregler mit integriertem Laststufenschalter bezeichnet, die in einem Strang des Verteilnetzes eingesetzt werden und ihre Ausgangsspannung innerhalb einer bestimmten Bandbreite durch lokale Regelungskonzepte oder durch Fernsteuerung dynamisch regeln können (Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft [FfE], 2016).

Spannungsband

Das vorgeschriebene Spannungsband dient als obere und untere Grenze der Spannung, die von den Netzbetreibern in deren Netzen eingehalten werden muss. Für jede Spannungsebene ist eine Nennspannung vorgegeben. Das Spannungsband schreibt verbindliche Grenzwerte für die zulässigen Spannungsabweichungen auf einer Spannungsebene. In der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene sind dies +/-10%.

Spotmarkt

Am Spotmarkt der Strombörse werden kurzfristige Stromlieferungen gehandelt. Die kleinste gehandelte Stromzeiteinheit liegt bei 15 Minuten.

Standardisierung

Standardisierung oder Normung ist der Prozess der Entwicklung und Implementierung technischer Standards auf der Grundlage eines Konsenses verschiedener Parteien, zu denen Unternehmen, Anwender, Interessengruppen, Normungsorganisationen und Regierungen gehören. Standardisierung kann dazu beitragen, Kompatibilität, Interoperabilität, Sicherheit, Wiederholbarkeit oder Qualität zu maximieren. Sie kann auch die Kommerzialisierung von ehemals kundenspezifischen Prozessen erleichtern.

Standardlastprofil

Anstatt einer Messung des realen Lastverlaufs wird das zeitliche Verbrauchsverhalten (Standardlastprofil) bei Privatkunden und Gewerbekunden durch normierte kundengruppenbezogene oder branchenbezogene Verbrauchsmuster ersetzt. Diese Kunden werden daher auch als Standardlastprofilkunden (SLP-Kunden) bezeichnet. Die Verteilnetzbetreiber unterteilen die SLP-Kunden, die in ihrem Netzgebiet angeschlossen sind, in verschiedene Kundengruppen und legen fest, welche Zeitreihen als repräsentative Lastprofile für die jeweilige Kundengruppe herangezogen werden (nach Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung et al. (o.J.d)).

Systemdienlichkeit

Im Kontext der SINTEG Ergebnissynthesewird der Begriff Systemdienlichkeit als Oberbegriff von Netzdienlichkeit im engeren Sinne und Marktdienlichkeit verstanden. In anderen Definitionen wird Systemdienlichkeit nicht als übergeordneter Begriff sondern synonym mit Marktdienlichkeit (Ausgleich der Systembilanz) verstanden (Schulze, Müller, Faller, Duschl & Wirtz, 2021).

Systemstabilität und Resilienz

Unter Systemstabilität ist der zuverlässige Betrieb des Stromnetzes bzw. eine zuverlässige Stromversorgung zu verstehen. Eine Stromversorgung ist stabil, wenn Strom unterbrechungsfrei geliefert wird, die Spannung in den zulässigen Grenzen bleibt und die Frequenz von 50 Hertz gehalten wird.
Resilienz des Stromsystems ist die Gewährleistung eines hohen Niveaus der Systemstabilität und damit auch Versorgungssicherheit. Resilienz umfasst Maßnahmen in mehreren Zeitbereichen, um die Auswirkungen von Zwischenfällen zu verringern: (1) Maßnahmen im Vorfeld von Zwischenfällen (feststellen und verhindern); (2) Maßnahmen während dieser Zwischenfälle (erkennen und reagieren); (3) sowie Maßnahmen nach Behebung von Zwischenfällen (wiederherstellen) (nach Entwurf zur Norm DIN VDE 0175-110).

Technology Readiness Level (TRL)

Das Technology Readiness Level (auf Deutsch: Technologiereifegrad) wird genutzt um die technische Reife einer Technologie während ihrer Entwicklung zu beschreiben. Im Kontext der SINTEG Ergebnissynthese wird der wissenschaftliche-technische Entwicklungsstand einer Blaupause auf einer Stufe von eins bis neun eingeordnet. Die Definition der Stufen erfolgt in Anlehung an BMWi (2018).

Übertragbarkeit

Übertragbarkeit einer (Detail-) Blaupause beschreibt ihre Fähigkeit zum Einsatz in einem anderen (geographischen) Kontext. Sie hat eine technische, eine ökonomische und eine regulatorische Dimension sowie eine Akzeptanzdimension. Die technische Übertragbarkeit der Lösungen ist vor allem von Digitalisierungsaspekten (Standardisierung, Interoperabilität) geprägt, aber auch von lokalen Bedingungen wie der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien oder der vorhandenen Infrastruktur (Strom-, Gas-, Kommunikationsnetz). Die ökonomische Übertragbarkeit beschreibt das Geschäftsmodell zur Finanzierung der Lösung, welches zumeist beeinflusst wird von den Preisen auf Energiemärkten inkl. Nebenkosten, den Kosten der eingesetzten Technologien sowie der Regulatorik. Letztere beeinflusst bspw. Strompreisbestandteile, Unbundlingvorschriften, Anreizstruktur für Netzbetreiber oder Datenschutzvorgaben. Die Akzeptanz ist insbesondere für Blaupausen relevant, die den Endnutzersektor betreffen.

Use Case (Anwendungsfall)

Spezifikation einer Menge von Aktionen, die von einem System ausgeführt werden und ein beobachtbares Ergebnis liefern, das typischerweise für einen oder mehrere Akteure oder andere Stakeholder des Systems von Wert ist. (Quelle: Übersetzt aus SG-CG/M490/E:2012-12)
Business Use Cases beschreiben, wie Business-Rollen interagieren, um einen Geschäftsprozess auszuführen. Diese Prozesse werden von Services, d. h. Geschäftsvorfällen, abgeleitet, die zuvor identifiziert wurden.
System Use Cases beschreiben, wie System- und/oder Business-Rollen eines bestimmten Systems interagieren, um eine Smart Grid-Funktion auszuführen, die erforderlich ist, um die in Business Use Cases beschriebenen Geschäftsprozesse zu ermöglichen / zu erleichtern. Ihr Zweck ist es, die Ausführung dieser Prozesse aus der Sicht des Informationssystems zu beschreiben (Übersetzung aus Standard IEC 62913-1).

Volatile Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (insbesondere Sonne und Wind) ist insofern volatil als dass sie, abhängig von der jeweiligen Witterung, Jahres- und Tageszeit, dementsprechend Schwankungen unterworfen ist.

1

Einleitung und Überblick

EINLEITUNG UND ÜBERBLICK

Mit dem SINTEG-Förderprogramm ermöglichte das BMWi die Durchführung eines großflächigen Praxistests für die Energieversorgung der Zukunft und die Digitalisierung des Energiesektors. In fünf Modellregionen, Schaufenster genannt, wurden von 2016 bis 2021 neue und innovative Lösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entwickelt. Die Schaufenster nutzten digitale Technologien, um die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiewende zu meistern. Das Teilprojekt Ergebnissynthese im SINTEG-Begleitvorhaben unter der Leitung von Guidehouse führt diese Lösungen zusammen.

Ziel der das Programm seit Ende 2019 begleitenden SINTEG-Ergebnissynthese ist es, Erkenntnisse aus den fünf Schaufenstern zu aggregieren, einzuordnen, ihre Übertragbarkeit zu bewerten und Ergebnisse in Blaupausen zu überführen. Blaupausen stellen damit generalisierte Lösungen dar, die im Rahmen der definierten Gültigkeitsbedingungen auch über die zeitlich und räumlich begrenzten SINTEG-Reallabore hinweg für ganz Deutschland anwendbar sind bzw. sein werden.

Das von Guidehouse geleitete Konsortium der Ergebnissynthese erarbeitete unter enger Einbeziehung von Schaufensterexpertinnen und -experten fünf Syntheseberichte in folgenden Synthesefeldern: Flexibilität und Sektorkopplung (Bearbeitung: Guidehouse), netzdienliche Flexibilitätsmechanismen (Guidehouse und RE-xpertise), Digitalisierung (OFFIS), Pioniere für Reallabore (AIT) und Partizipation und Akzeptanz (ifok und Wuppertal Institut). Blaupausen stellen einen Hauptbestandteil der Syntheseberichte dar und werden ergänzt durch Handlungsempfehlungen und Hinweise zu zukünftigem Forschungsbedarf.

Der vorliegende Synthesebericht im Synthesefeld 2 (Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen) gibt zunächst einen Überblick über das SINTEG-Förderprogramm sowie den Prozess der Ergebnissynthese. Anschließend folgt der Kern des Berichtes, die Darstellung der Blaupausen in diesem Synthesefeld. Die Blaupausen werden in den Kapiteln 2 bis 6 thematisch gegliedert dargestellt. Abschließend folgt in Kapitel 7 eine Zusammenfassung des Berichts und die Darstellung übergreifender Handlungsempfehlungen.

1.1 Das Förderprogramm SINTEG und die Ergebnissynthese im Überblick

Die Verwirklichung des Ziels der Treibhausgasneutralität Deutschlands bis 2045 erfordert neue Lösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung. Ziel des Förderprogrammes **„Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“,** kurz **SINTEG,** war es daher, technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen zu adressieren, um als Zwischenschritt auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität eine zeitweise Versorgung aus 100 % erneuerbaren Energien im Stromsystem realisieren zu können.

Abbildung 1: Die SINTEG-Schaufenster umfassen verschiedene Regionen in Deutschland (Quelle: BMWi)

Hierfür arbeiteten in den fünf Schaufenstern mehr als 300 Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft zusammen. Der in SINTEG genutzte transdisziplinäre Reallaboransatz ermöglichte dabei eine Vernetzung nicht nur über verschiedene Disziplinen, sondern auch über die Grenzen von Wissenschaft und Praxis hinweg. So wurden systemische Lösungen für eine zukünftige Energieversorgung mit einem Fokus auf die Digitalisierung des Energiesystems entwickelt und demonstriert. Über die Projektlaufzeit von mehr als vier Jahren (Ende der Laufzeit in 03/2021) wurden Mittel in Höhe von über 500 Millionen Euro investiert, davon 200 Millionen Euro Fördergelder des BMWi.

Die fünf Schaufenster, in denen anwendungsorientierte Entwicklungen vorangetrieben und unter realen Bedingungen getestet wurden, umfassen bundesweit Regionen mit ihren eigenen jeweiligen Voraussetzungen und Herausforderungen:[1]

- **„C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland“:** C/sells gründete auf dem Konzept der Energiezellen – einzelnen oder gebündelten Haushalten und Unternehmen, die gemeinsam Energie produzieren und bereitstellen. Das Projekt hat die zelluläre Organisation weiterentwickelt und erfolgreich demonstriert, also die Koordinierung autonomer Einheiten in einem überregionalen Verbund. Wesentliche Instrumente dafür waren eine digitale Infrastruktur als Basis, die intelligente Organisation des Stromnetzes, die Verknüpfung von Netz und Markt auf Flexibilitätsplattformen und neue Optionen für den Energiehandel.

- **„DESIGNETZ: Baukasten Energiewende – Von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft“:** Im Schaufenster DESIGNETZ wurden in den drei Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland Lösungen für das dezentrale Stromnetz der Zukunft entwickelt, in dem mit einem Minimum an Netzausbau erneuerbare Energien in das Energiesystem integriert werden können. Zentrales Element hierfür war die Verknüpfung der lokalen, regionalen und überregionalen Ebene.

- **„enera: Der nächste große Schritt der Energiewende“:** enera entwickelte Antworten darauf, wie sich Stromnetze und Märkte, Speicher-, Kommunikations- und Verbrauchstechnologien mit Hilfe digitaler Innovationen im nord-westlichen Niedersachsen intelligent kombinieren lassen. In den Schwerpunkten Netz, Markt und Daten wurden Lösungen entwickelt, u. a. um den Netzbetrieb zu stabilisieren und das Energiesystem zu flexibilisieren.

- **„NEW 4.0: Norddeutsche EnergieWende“:** Das Schaufenster NEW 4.0 forcierte die norddeutsche Energiewende mit digitalen Technologien. In Feldversuchen wurde demonstriert, wie Windstrom besser integriert werden kann, beispielsweise durch die

1 Weiterführende Informationen zu den einzelnen Schaufenstern sowie ein Verweis auf die jeweiligen Ergebnisse dieser findet sich auf www.sinteg.de.

Erhöhung der Stromexporte in andere Regionen, die Flexibilisierung industrieller und privater Stromverbraucher, den systemstützenden Einsatz elektrischer und thermischer Speicher oder auch durch den Einsatz von Strom zur Erzeugung von Wärme und synthetischen Gasen.

- **„WindNODE: Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“:** Das Schaufenster WindNODE arbeitete an einem intelligenten Energienetz, das Erzeugung und Verbrauch ins Gleichgewicht bringt. Dabei wurden energie- und informationstechnische, wirtschaftliche, rechtliche und gesellschaftliche Perspektiven eng miteinander verknüpft. Der Fokus galt der Hebung von Flexibilitäten, dem Gedanken „Nutzen statt Abregeln“.

Wenngleich in vielen Fällen ähnliche Fragestellungen durch die Schaufenster adressiert wurden, spiegeln die Lösungen jeweils die Schaufenster-spezifischen Voraussetzungen und Erfahrungen wider. Ziel der **SINTEG-Ergebnissynthese** (siehe Abbildung 2) war es daher, die aggregierten Erkenntnisse der Schaufenster in Blaupausen zu überführen. Eine ausführlichere Darstellung des Prozesses der Ergebnissynthese sowie eine Definition der Blaupausen findet sich in Abschnitt 1.2.

Im Rahmen von fünf thematischen **Syntheseberichten** wurden die Blaupausen in die jeweiligen Themenfelder eingeordnet und Zusammenhänge zwischen den Blaupausen aufgezeigt. Die Syntheseberichte richten sich damit vorrangig an Branchenakteure, die sich mit den in SINTEG adressierten Herausforderungen konfrontiert sehen und die Blaupausen als Handlungshilfen für Nachahmung und Skalierung heranziehen können. Von der Lektüre profitieren weiterhin auch Akteure aus Forschung und Entwicklung, da in den Berichten bestehende Forschungs- und Entwicklungsbedarfe herausgearbeitet werden. Nicht zuletzt richten sich die Syntheseberichte auch an Gesetzgeber und Regulator, durch die Ableitung und Darstellung übergreifender Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus den Ergebnissen der SINTEG-Schaufenster

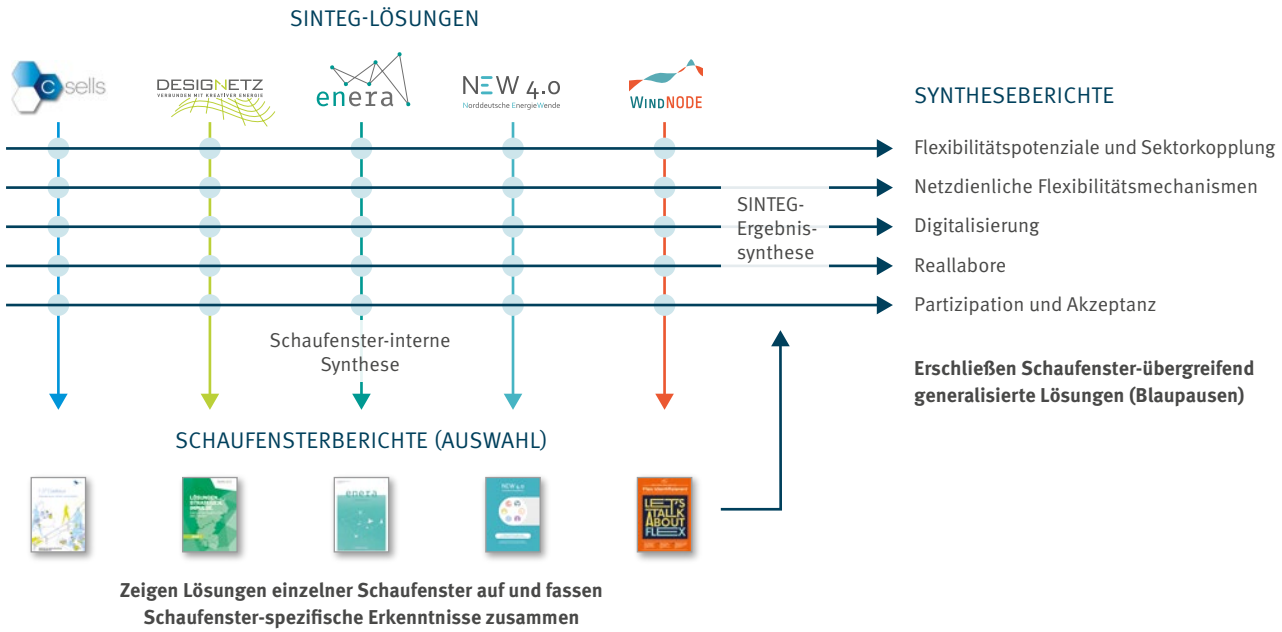


Abbildung 2: Zusammenführung der Ergebnisse des SINTEG-Programmes in Schaufensterberichten und Schaufenster-übergreifenden Syntheseberichten

Die fünf **Synthesefelder** werden durch folgende inhaltliche Schwerpunkte geprägt:

1. **Flexibilitätspotenziale und Sektorkopplung:** Das Synthesefeld betrachtet die in SINTEG untersuchte und umgesetzte Flexibilisierung des Energiesystems von der Identifizierung von Flexibilitätspotenzialen zu deren Erschließung und technischen Umsetzung auf Erzeugungs- und Nachfrageseite in unterschiedlichen Sektoren. Für vielfältige Technologien aus den Bereichen Haushalte und Quartiere, GHD, Industrie und dem Energiesektor werden Erkenntnisse zur gesamten Wertschöpfungskette der Flexibilisierung zusammengetragen.

2. **Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen:** Der Einsatz von Flexoptionen bietet vielfältige Vorteile für einen effizienten und effektiven Systembetrieb – und stellte einen weiteren Forschungsschwerpunkt der SINTEG-Schaufenster dar. Im Fokus dieses Synthesefeldes stehen daher Mechanismen, die den operativen Einsatz der Flexibilitäten für verschiedene Anwendungszwecke koordinieren: Mechanismen für den Flexibilitätseinsatz für das Netzengpassmanagement auf Übertragungs- und Verteilungsebene, für den Systembilanzausgleich und für die Bereitstellung und den Einsatz von Systemdienstleistungen.

3. **Digitalisierung:** Methoden und Ansätze der Digitalisierung spielten eine entscheidende Rolle für die Umsetzung der in SINTEG entwickelten und getesteten Lösungen. Dementsprechend wird in diesem Synthesefeld die Funktion der Digitalisierung als Enabler herausgearbeitet und basierend auf den Erkenntnissen und Arbeiten der Schaufenster ein Fokus auf die respektive Architekturentwicklung gelegt. Weitere Schwerpunkte sind die Querschnittsthemen IT-Sicherheit sowie die Standardisierung und Interoperabilität von digitalen Lösungen.

4. **Pionier für Reallabore:** Der in SINTEG genutzte Reallaboransatz, um innovative Lösungen in der Praxis zu testen, ist Gegenstand dieses Synthesefeldes. Im Mittelpunkt der Analyse stehen die technischen, organisatorischen und rechtlichen Aspekte von Reallaboren. Im Einzelnen werden die Erfahrungen und Erkenntnisse anhand folgender Themen herausgearbeitet: die Rolle von Reallaboren für die Validierung neuer Ansätze, die Innovationsförderung in realen Umgebungen, die Zusammenarbeit in großen, heterogenen Konsortien, die Möglichkeit zur systemischen Innovation, das regulatorische Lernen im Reallabor und die Übertragbarkeit der Lösungen.

5. **Partizipation und Akzeptanz:** Die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern stellte ein zentrales Element, vor allem aber auch Bedingung für die Umsetzung vieler SINTEG-Lösungen dar. Dementsprechend greift das Synthesefeld Aktivitäten der Schaufenster im Bereich Partizipation und Akzeptanz auf. Erkenntnisse werden synthetisiert durch die Herausarbeitung von geeigneten Beteiligungsmechanismen, Formaten und Kommunikationskanälen sowie relevanten Erfolgsfaktoren für die aktive Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern am gesamtgesellschaftlichen Projekt Energiewende.

1.2 Methodik der SINTEG-Ergebnissynthese

SYNTHESEPROZESS ALLGEMEIN

Für die SINTEG-Ergebnissynthese wurde ein dreistufiges Vorgehen gewählt, dargestellt in Abbildung 3. Zunächst legten vorbereitende Arbeiten und die finale Festlegung der methodischen Herangehensweise in enger Abstimmung mit dem BMWi, dem Projektträger Jülich

und den Schaufenstern den Grundstein für die Ergebnissynthese. Anschließend erfolgte die inhaltliche Ergebnissynthese und die Entwicklung programmübergreifender Blaupausen. Erkenntnisse der Synthese wurden anschließend zielgruppenspezifisch aufbereitet und an Stakeholder kommuniziert.

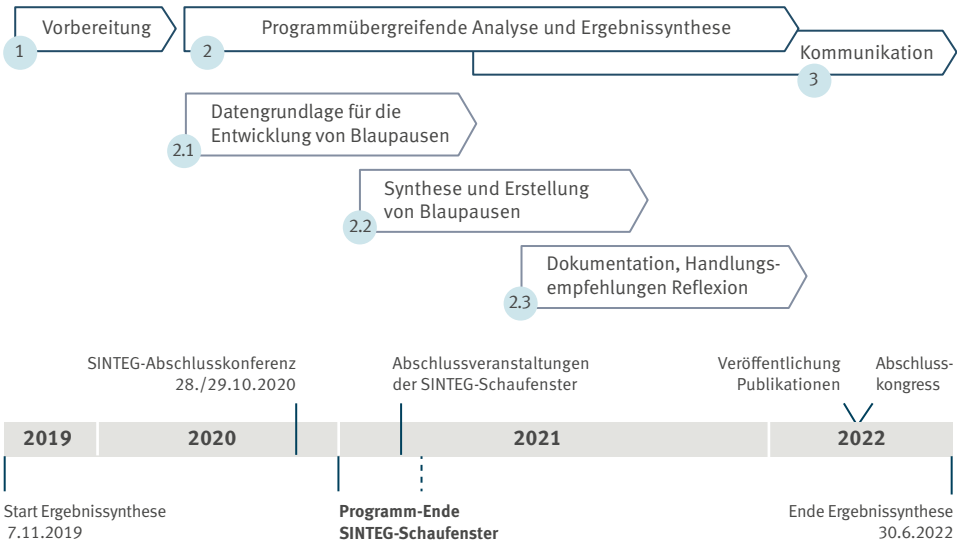


Abbildung 3: Prozess der SINTEG-Ergebnissynthese

ERSCHLIESSEN DER SINTEG-LÖSUNGEN UND ENTWICKLUNG VON BLAUPAUSEN

In allen Synthesefeldern wurde eine ähnliche Herangehensweise verfolgt, um die Schaufenster-Ergebnisse zu erschließen, zu synthetisieren und Blaupausen abzuleiten. Wichtige Grundlage für die Ergebnissynthese bildete die Ergebnisdokumentation der Schaufenster in Form von Zwischenberichten einzelner SINTEG-Projektpartner, bis hin zu den Ergebnisberichten der Schaufenster, als Resultat der Schaufenster-internen Synthese.

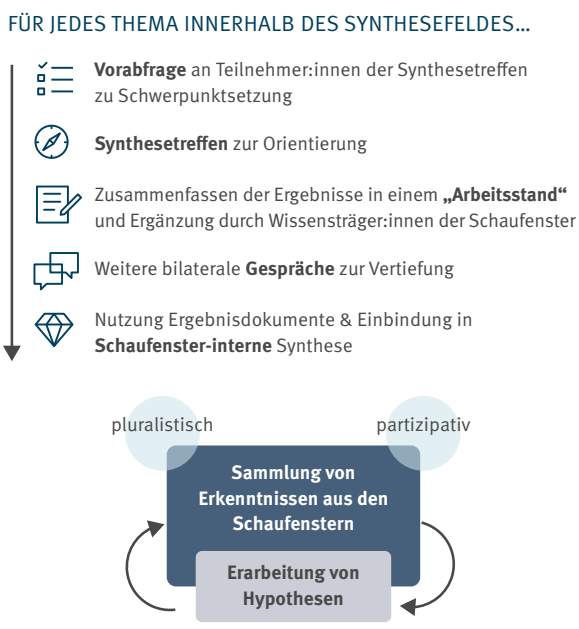


Abbildung 4: Vorgehen, um Wissen in den Synthesefeldern zu erschließen

Ein zentrales Instrument, um Zugang zu den Schaufenster-Ergebnissen zu erhalten, bildeten zudem die sogenannten Synthesetreffen. Diese Treffen banden die Wissensträger aller SINTEG-Schaufenster, das Projektteam der Ergebnissynthese und das BMWi sowie den Projektträger Jülich ein. Ergänzend zu den Synthesetreffen wurden weitere Gespräche mit Wissensträgern einzelner Schaufenster geführt, um Themen zu vertiefen. Darüber hinaus erhielten die Schaufenster die Möglichkeit, Arbeitsstände aus dem Prozess der Er-

gebnissynthese zu kommentieren. Ausgewählte Blaupausen wurden vor Fertigstellung dieses Berichts den involvierten Akteuren und der Öffentlichkeit im Rahmen von Fachgesprächen vorgestellt und abschließendes Feedback eingeholt.

Das Vorgehen, um in jedem Synthesefeld relevante SINTEG-Lösungen zu erschließen und zu dokumentieren, ist in Abbildung 4 verdeutlicht.

Der methodische Ablauf der Erarbeitung der Blaupausen auf Basis der SINTEG-Ergebnisse erfolgte in fünf grundsätzlichen Schritten, die pro Synthesefeld methodisch ergänzt wurden.

1. Für jedes Synthesefeld wurde ein Strukturierungsschema erarbeitet, welches die inhaltliche Abgrenzung verschiedener Kategorien und Inhalte der SINTEG-Aktivitäten im jeweiligen Synthesefeld erfassbar macht (bspw. Sektoren, Technologien, Prozessschritte). Über die Synthesefelder hinweg wurde definiert, welche fachlichen Parameter für die Beschreibung der Blaupausen relevant sind (Einsatzbereich, Marktreife, Innovationsgehalt, etc.).

2. Die in den SINTEG-Schaufenstern entwickelten Lösungen wurden anhand des Strukturierungsschemas gegliedert und kondensiert. Lösungsansätze aus mehreren Schaufenstern mit gleichartiger Struktur wurden in Blaupausen zusammengefasst. Einzelne Lösungsansätze mit spezifischem Nutzen wurden in Detail-Blaupausen dargestellt.

3. Die definierten Parameter wie Innovationsgehalt und Marktreifegrad wurden angewendet, um die Blaupausen zu charakterisieren. Unter Einbeziehung der fachlichen Auswertung relevanter Ergebnisse anderer Programme und Studien wurden die Blaupausen weiter abgegrenzt und eingeordnet.

4. Die inhaltliche Ausgestaltung der Blaupausen und die Erarbeitung von notwendigen Kriterien für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit erfolgte auf Basis der ausgewerteten quantitativen und qualitativen Ergebnisse je Synthesefeld und der Verschneidung mit Fachwissen des Projektteams.

5. Schließlich wurden die Blaupausen anwendungsorientiert dargestellt, mit dem Ziel ihrer Nutzung über die zeitlichen und räumlichen Grenzen der SINTEG-Schaufenster hinaus.

Zur übersichtlichen Darstellung wurden die Erkenntnisse der Ergebnissynthese in drei verschiedenen Detailtiefen präsentiert, die sich an unterschiedliche Zielgruppen richten (siehe Abbildung 5):

- Innerhalb eines jeden Synthesefeldes wurden **Kategorien** definiert, um Blaupausen thematisch zu ordnen und Zusammenhänge aufzuzeigen. Gleichfalls werden übergreifende Erkenntnisse herausgearbeitet, Handlungsempfehlungen und Forschungsbedarfe dargestellt. Damit richten sich die Kategoriebeschreibungen auch an politische Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger.

- Die **Blaupausen** selbst stellen generalisierte, übertragbare Lösungen dar, die aus SINTEG-Lösungen abgeleitet werden. Sie zeigen beispielsweise Kombinationen von Anwendungsfällen, Technologien, Rahmenbedingungen und Geschäftsmodellen auf, die eine Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der Ergebnisse der Schaufenster über den Rahmen von SINTEG und dessen Laufzeit hinaus sicherstellen können. Die Blaupausen richten sich damit an Fachexpertinnen und -experten. Blaupausen wurden mit Übertragbarkeitsbe-

dingungen versehen. Somit ergibt sich eine weite Definition, die auch mittel- und langfristig übertragbare Lösungen sowie Lösungen mit einem niedrigeren Technologiereifegrad beinhaltet, die weiterentwicklungsfähig sind.

- Teilweise werden Blaupausen konkretisiert durch **Detail-Blaupausen.** Diese haben die gleichen Eigenschaften wie Blaupausen, bilden aber spezifische (technische) Umsetzungen ab und zeigen innerhalb einer Blaupause unterschiedliche Lösungsansätze auf. Ebenso wie Blaupausen richten sie sich an Fachexpertinnen und -experten.

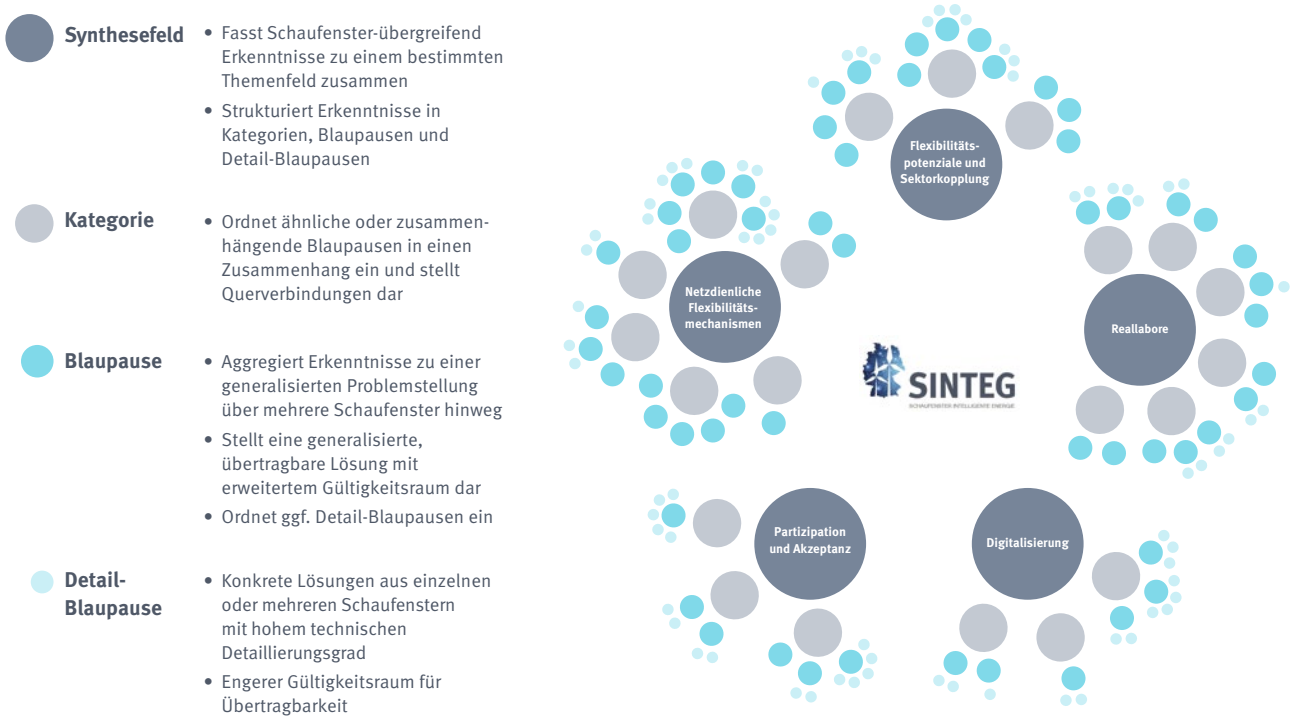


Abbildung 5: Definition und Struktur von Kategorien, Blaupausen, Detail-Blaupausen

Die entwickelten Blaupausen werden anhand eines für jedes Synthesefeld definierten Schemas beschrieben. Diese Erläuterungen folgen der Form eines Factsheets, das jeder Blaupause vorangestellt wird und die wesentlichen Punkte des Schemas zusammenfasst. In jedem Synthesefeld werden individuelle Anpassungen dieses Grundschemas vorgenommen, die den Spezifika des Synthesefeldes Rechnung tragen. Dieses Schema wird nachfolgend vorgestellt.

STRUKTUR DER FACTSHEETS FÜR SINTEG BLAUPAUSEN

Blaupause

Zielgruppen

Hier werden Akteur(e) benannt, für die diese Blaupause relevant ist
(z. B. Netzbetreiber, Industrieunternehmen etc.)

Ausgangslage und Problemstellung

Hier wird beschrieben, auf welche Problemstellung die Blaupause reagiert und in welchen Kontext sie sich einordnet.

Lösungsansatz

Hier wird wiedergegeben, welcher Ansatz verfolgt wird, um die zuvor beschriebene Problemstellung zu lösen

Einordnung der Blaupause

Hier wird, falls erforderlich, der Zusammenhang zwischen mehreren Blaupausen und die Einordnung in das Synthesefeld dargestellt.

Technologiereifegrad (Spektrum der Detail-Blaupausen)

Die Blaupause wird einem Technologiereifegrad (Technology Readiness Level - TRL) zugeordnet (s. auch Abschnitt Übertragbarkeit), da in forschungsnahen Arbeitspaketen auch SINTEG-Lösungen betrachtet wurden, die noch nicht unmittelbar anwendbar sind. Die Zuordnung von TRL-Stufen erfolgt entsprechend der Definitionen im Sinne des 7. Energieforschungsprogramms, die im Folgenden auszugsweise dargestellt sind (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi](2018).

TRL-Stufe	Definition
1	Ein grundsätzliches Prinzip wurde wissenschaftlich beobachtet, welches für eine Technologie/Verfahren/etc. in Frage kommt.
2	Die Funktionsweise und mögliche Anwendungen einer Technologie/Verfahren/o. Ä. wurden wissenschaftlich beschrieben.
3	Für einzelne Elemente der Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde ein Funktionsnachweis im Labor/in einer Versuchsumgebung erbracht.
4	Generelle Funktion der Technologie/Verfahren/o. Ä. konnte im Labor/in einer Versuchsumgebung nachgewiesen werden.
5	Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde in einem anwendungsorientierten Gesamtsystem implementiert und generelle Machbarkeit nachgewiesen.
6	Demonstrationsanlage/-konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert.
7	Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet.
8	Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung.
9	Kommerzieller Einsatz.

Die (Detail-) Blaupausen werden anhand ihres TRL eingeordnet. Fließen Detail-Blaupausen mit einem unterschiedlichen TRL in eine Blaupause ein, wird die resultierende TRL-Bandbreite angegeben.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

Hier werden die Aktivitäten der fünf Schaufenster genannt, die bei der Erstellung der Blaupause berücksichtigt wurden.

Innovationsgehalt

Die Feststellung des Innovationsgehaltes erfolgte unter Berücksichtigung des Kenntnis-/ Entwicklungsstandes in Deutschland zum Zeitpunkt der Erstellung der Syntheseberichte sowie Innovationen in anderen Branchen oder Ländern.

Bedingungen für die Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

Der Schwerpunkt der Blaupausen wird in Abhängigkeit vom TRL unterschiedlich gesetzt. Bei Blaupausen mit einem hohen TRL liegt der Fokus auf Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der Lösung sowie Darstellung der konkreten Anwendbarkeit. Für diese Blaupausen werden Bedingungen aufgezeigt, unter denen die Blaupausen übertragbar bzw. skalierbar sind. Für Blaupausen mit einem niedrigeren TRL hingegen liegt der Fokus auf dem Aufzeigen des Forschungs- und Entwicklungsbedarfes.

Die Übertragbarkeit lässt sich in die Dimensionen technische Übertragbarkeit, ökonomische Übertragbarkeit und Kompatibilität mit den regulatorischen Rahmenbedingungen unterteilen. Schließlich wird die Übertragbarkeit von der Akzeptanz beeinflusst. Diese Dimensionen sind abhängig von der Blaupause unterschiedlich bedeutsam und fließen mit unterschiedlichem Gewicht in die Beurteilung der Übertragbarkeit ein.

Diese Überlegungen gelten analog für die Skalierbarkeit der Blaupausen: Auch hier kann zwischen technischer Skalierbarkeit, ökonomischer Skalierbarkeit und der regulatorischen Dimension unterschieden werden.

Die zeitliche Dimension ergibt sich als überschlägige Zusammenfassung der regulatorischen, ökonomischen und Akzeptanzdimension und wird in kurz-, mittel- und langfristige Horizonte eingeteilt. Dabei können folgende Richtwerte angenommen werden:

Kurzfristig bedeutet, die Übertragbarkeit oder Skalierbarkeit ist unmittelbar bzw. bei geringer Veränderung der Rahmenbedingungen möglich

Mittelfristig bedeutet, Übertragbarkeit oder Skalierbarkeit benötigen einen mittleren zeitlichen Vorlauf (10 bis 15 Jahre) bzw. eine moderate Anpassung der Rahmenbedingungen.

Langfristig bedeutet, die Übertragbarkeit oder Skalierbarkeit ist erst mit einem noch längerem Vorlauf bzw. nur bei einer deutlichen Anpassung der Rahmenbedingungen möglich.

1.3 Einführung in das Synthesefeld 2 „netzdienliche Flexibilitätsmechanismen“

AUSWIRKUNGEN DER DEKARBONISIERUNG AUF DAS STROMSYSTEM

Eine zentrale Säule zur Erreichung der Klimaziele – die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 65 % bis 2030 gegenüber 1990 und die Treibhausgasneutralität bis 2045 – ist der stetige Ausbau der Erzeugungskapazität auf Basis erneuerbarer Energien im Stromsektor. Damit soll nicht nur die konventionelle Erzeugung im Stromsektor schrittweise substituiert werden, sondern auch fossile Brennstoffe in den Sektoren Verkehr und Wärme durch eine zunehmende Elektrifizierung (Sektorkopplung). Bis Ende 2020 machten erneuerbare Energien bereits knapp über 47 % der Gesamterzeugung aus – ein Anteil, der bis 2030 auf 65 % ansteigen soll. An die Stelle regelbarer, konventioneller Großkraftwerke tritt damit zunehmend die dargebotsabhängige Erzeugung aus dezentralen Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen.

Die zunehmende Einbindung von EE und anderen dezentralen Stromerzeugern (Distributed Energy Resources, DER) sowie neuen steuerbaren Verbrauchern in das Stromsystem führt zu neuen Herausforderungen für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb. Insbesondere erfordert das räumliche Auseinanderfallen von Erzeugungs- und Verbrauchszentren eine Erhöhung der Transport- und Verteilkapazitäten. Darüber hinaus kommt es durch den vermehrten Anschluss von DER auf niederen Spannungsebenen zu veränderten Lastflüssen im Netz, bis hin zu einer Umkehr des Lastflusses von unteren in obere Spannungsebenen. Hieraus ergeben sich erhöhte Anforderungen, sowohl für das Netzengpassmanagement als auch die Spannungshaltung. Neben dem Bedarf an Systemdienstleistungen ändert sich auch ihre Bereitstellung. So müssen mit der Verdrängung konventioneller Großkraftwerke zunehmend DER die Bereitstellung von Systemdienstleistungen übernehmen –

sowohl auf lokaler Ebene (Spannungshaltung) als auch Systemebene (Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau). Letztlich steigt mit Anzahl und Heterogenität der DER auch die Komplexität der Betriebsführung.

LÖSUNGEN FÜR DEN BETRIEB DES ZUKÜNFTIGEN STROMSYSTEMS

Um diesen Herausforderungen begegnen zu können, sind Anpassungen an Netzinfrastruktur und dem Netzbetrieb notwendig. Für die Ertüchtigung der Netzinfrastruktur nimmt dabei neben dem konventionellen Netzausbau auch der Einsatz intelligenter Lösungen durch den Einsatz der Digitalisierung eine zentrale Rolle ein. Die Digitalisierung des Stromsystems erhöht dessen Beobachtbarkeit und ermöglicht die Steuerung vorhandener DER. Dadurch kann nicht nur eine Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch erreicht werden. Vielmehr ermöglicht die Einbindung von DER und intelligenten Netzbetriebsmitteln in den Systembetrieb eine effiziente Ausnutzung der Netzinfrastruktur.

Zwischen konventionellem Netzausbau und Lösungen des operativen Netzengpassmanagements besteht eine Wechselwirkung. Während ein Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“ ökonomisch nicht effizient ist[2] , können durch digitale Lösungen strukturelle Engpasssituationen nur in geringem Maße beeinflusst werden. Nur durch die Kombination investiver und operativer Maßnahmen kann ein volkswirtschaftliches Optimum für den Betrieb der Netzinfrastruktur erreicht werden (Guidehouse & ef.Ruhr, 2020). Oft lassen sich Optimierungen im operativen Bereich auch schneller umsetzen als Maßnahmen des Netzausbaus.

Neben den genannten technischen Anpassungen sind auch Anpassungen an Marktmechanismen und regulatorischem Rahmen notwendig. Schließlich bilden marktliche und nichtmarktliche Mechanismen die Grundlage für die Koordinierung des operativen Einsatzes der DER über die verschiedenen Anwendungszwecke hinweg – von der Vermarktung auf den Energiemärkten bis hin zur Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen.

SINTEG ERFORSCHTE KOORDINATIONSMECHANISMEN FÜR DEN SYSTEMDIENLICHEN EINSATZ VON FLEXIBILITÄT

Lösungen für den zukünftigen Systembetrieb waren ein Forschungsschwerpunkt des SINTEG-Förderprogrammes. Entwickelt und demonstriert wurden jedoch nicht nur technische Einzelkomponenten eines intelligenten Stromsystems. Vielmehr wurde im Rahmen umfangreicher Feldtests das komplexe Zusammenspiel vielfältiger Komponenten und Akteure auf Basis neu-entwickelter Koordinationsmechanismen erprobt. Dabei wurden verschiedene Mechanismen diskutiert, angepasst und letztendlich umgesetzt oder aber verworfen. So konnten im Rahmen des Reallaboransatzes des Förderprogrammes systemische Lösungen entwickelt werden. Dies führte auch dazu, dass Erkenntnisse aus SINTEG noch während der Laufzeit des Programmes in die Praxis überführt werden konnten, wie dies im Rahmen der Redispatch 2.0-Implementierung der Fall war.

Die aus der Umsetzung verschiedener systemdienlicher Koordinationsmechanismen gewonnen praktischen Erfahrungen sind die Basis für die Definition von deutschlandweit anwendbaren Blaupausen im Rahmen der SINTEG-Ergebnissynthese und bilden den Fokus des

2 Diesem Fakt wurde im EnWG Rechnung getragen (§ 11 Abs. 2): „Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze nach Absatz 1 Satz 1 können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung).“

Synthesefeldes 2. Ein Überblick der verschiedenen systemdienlichen Koordinationsmechanismen findet sich in Abbildung 6.[3] Diese umfassen sowohl den marktdienlichen Einsatz von Flexibilität auf den Energy Only Märkten zum Zweck des Systembilanzausgleichs als auch für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Letzteres umfasst den Einsatz von Flexibilität für das Netzengpassmanagement auf Übertragungs- und Verteilnetzebene, für die Frequenzhaltung sowie den Versorgungswiederaufbau. Gleichfalls werden auch neue Lösungen für die Betriebsführung in diesem Synthesefeld betrachtet. Abgerundet wird das Synthesefeld durch die Betrachtung unterstützender Prozesse wie die Prognose von Erzeugung, Last und weiteren Daten.

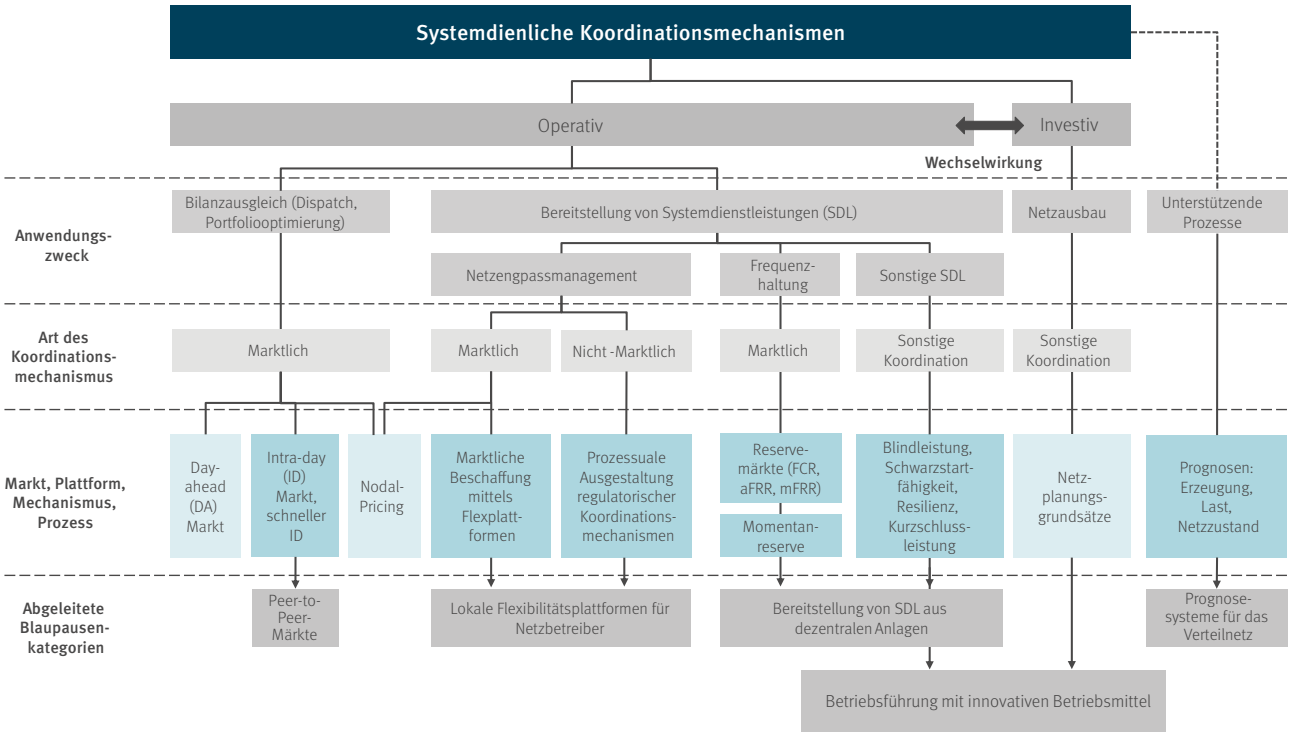


Abbildung 6: Strukturierter Überblick über die im Synthesefeld 2 behandelten Themen (blau hinterlegt) und Zuordnung der Blaupausen-Kategorien

Nicht betrachtet wird in der Ergebnissynthese das Thema Nodal-Pricing, welches einen Systemwechsel gegenüber dem derzeitigen zonalen Strommarktmodell mit nachgelagertem Engpassmanagement darstellt. Von den SINTEG-Schaufenstern wurde Nodal-Pricing nur theoretisch betrachtet.

Die in SINTEG untersuchten Flexibilitätsoptionen, die mit der Digitalisierung erschließbare Steuerungsmöglichkeiten auf Erzeuger- und Lastseite sowie Koordinationsmechanismen für den Einsatz der Flexibilitäten, erlauben eine effizientere und z. T. höhere Auslastung der Netzbetriebsmittel als dies mit konventionellen Netzplanungsansätzen möglich ist. In diesem Sinne haben die Schaufenster auch Alternativen zum konventionellen Netzausbau demonstriert und die Voraussetzungen für deren großtechnische Anwendung verbessert.

3 Der in der Leistungsbeschreibung des Projektes festgelegte Titel des Synthesefeldes „netzdienliche Flexibilitätsmechanismen“ wird breit interpretiert als „systemdienlich“ und schließt damit auch den marktorientierten Einsatz von Flexibilitäten mit ein. Entsprechende Definitionen finden sich im Glossar.

Die Schaufenster legten dabei den Schwerpunkt auf operative Lösungen für den Systembetrieb. Der anerkannte Bedarf des Netzausbaus wurde durch die Schaufenster nicht in Zweifel gezogen. Die mit der Digitalisierung und Flexibilisierung erschließbaren Effizienzpotenziale laufen auch nicht auf eine grundsätzliche Änderung der gängigen Ansätze zur Netzplanung hinaus. Innerhalb SINTEGs stellten Planungsmethoden deshalb auch keinen Schwerpunkt dar und werden im Synthesefeld 2 nur vereinzelt aufgegriffen.[4]

Die dargestellte Schwerpunktsetzung des Synthesefeldes 2 verdeutlicht, dass vielfältige Schnittstellen zu den übrigen vier Synthesefeldern der SINTEG-Ergebnissynthese vorhanden sind. Eine **Abgrenzung des Synthesefeldes 2 gegenüber den restlichen Synthesefeldern** wird wie folgt gewählt:

- Das **Synthesefeld 1 – Flexpotenziale** betrachtet die Erfahrungen, die im technischen Erschließen verschiedener Flexibilitätspotenziale gesammelt wurden und nimmt dabei vorrangig die Perspektive von Flexanbietern ein. Synthesefeld 2 betrachtet im Gegensatz dazu Mechanismen für Einsatz und Koordinierung der Flexibilitäten sowie deren Auswirkungen auf Markt und Netz.

- Das **Synthesefeld 3 – Digitalisierung** betrachtet übergeordnete Voraussetzungen für die Digitalisierung des Energiesystems sowie die technische Umsetzung mittels Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)-Infrastruktur, Protokollen und Plattformarchitekturen. Synthesefeld 2 betrachtet die funktionale Ebene von Koordinationsmechanismen abstrahiert von deren Umsetzung als IT-Prozesse. Analysiert werden also konkrete Anwendungsfälle der Digitalisierung in Bezug auf die inhaltlichen Voraussetzungen für den Einsatz neuer Lösungen des operativen Engpassmanagements.

- Das **Synthesefeld 4 – Reallabore** betrachtet Funktionsweise und Grenzen des Reallabors, beispielsweise in Bezug auf die Möglichkeit, ökonomische Mechanismen im Reallabor zu erproben. Synthesefeld 2 greift in Abgrenzung hierzu auch Entwicklungen auf, bei denen bereits eine Übertragung von Ansätzen aus SINTEG heraus in die Praxis durchgeführt wurde.

- Das **Synthesefeld 5 – Partizipation & Akzeptanz** betrachtet unter anderem Maßnahmen der Schaufenster, um Partizipation der Bevölkerung zu fördern. Im Synthesefeld 2 werden derartige Maßnahmen nur abstrahiert betrachtet, beispielsweise durch ihre Auswirkungen auf die Liquidität auf lokalen Marktplattformen.

1.4 Struktur dieses Berichtes

Der vorliegende Synthesebericht stellt Kategorien, Blaupausen und Detail-Blaupausen im Synthesefeld 2 vor. Zur Strukturierung des Berichts wird auf die zuvor dargestellten Abstraktionsebenen der Blaupausen zurückgegriffen. Zusammenfassende Kategorien von Blaupausen finden sich in den Kapiteln 2 bis 6. Innerhalb dieser Kategorie-Kapitel wird für jede Blaupause ein Unterkapitel genutzt, denen wiederum Unterkapitel für Detail-Blaupausen zugeordnet werden. Diese Struktur wird in der nachfolgenden Abbildung 7 dargestellt.

4 Siehe z. B. Abschnitt 5.1: Eine genauere Kenntnis der Lastflüsse und ihres zeitlichen Profils erlaubt die Veran-lassung von Netzverstärkungsmaßnahmen im erforderlichen Umfang und zu einem Zeitpunkt, wenn die Not-wendigkeit tatsächlich gegeben ist.

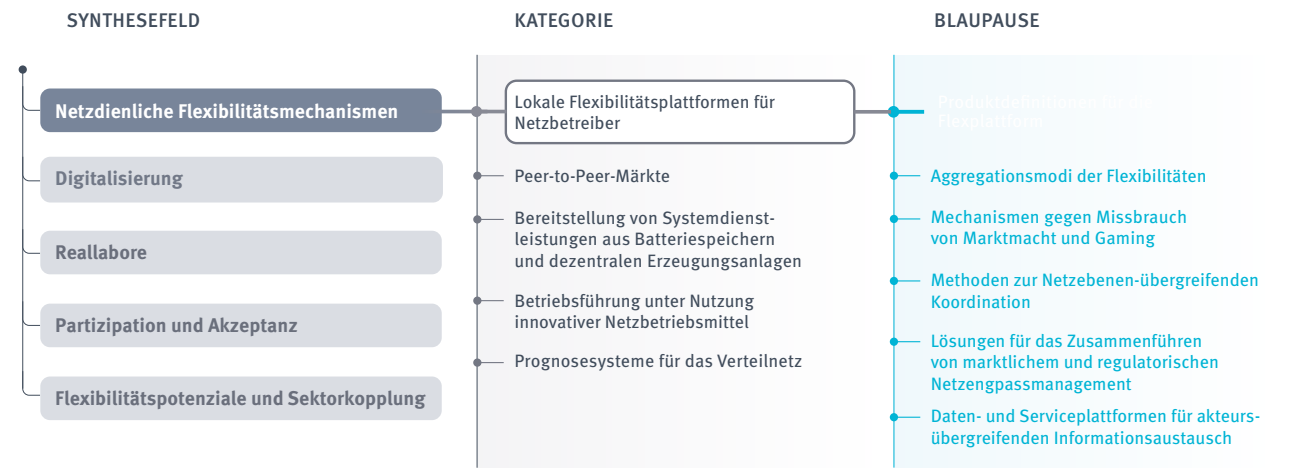


Abbildung 7: Struktur des Syntheseberichtes im Synthesefeld 2 (Auszug)

Die Kategorien und Kapitel in diesem Bericht sind:

- **Kategorie 1: Lokale Flexibilitätsplattformen für** Netzbetreiber in Kap. 2 zeigt Funktionsweise, Ausgestaltungsvarianten und Herausforderungen bei der Implementierung von lokalen Flexplattformen für das Engpassmanagement im Verteilnetz auf;

- **Kategorie 2:** Peer-to-Peer-Märkte in Kap. 3 betrachtet die in SINTEG erprobten P2P-Märkte, deren Ausgestaltung und technische Umsetzung mittels Blockchain-Technologie;

- **Kategorie 3: Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Batteriespeichern und dezentralen Erzeugungsanlagen** in Kap. 4 greift Entwicklungen der SINTEG-Schaufenster auf, um Systemdienstleistungen (Blindleistungsbereitstellung/ Spannungshaltung, Regelleistung/ Momentanreserve/ Frequenzhaltung, Inselnetzfähigkeit/ Versorgungswiederaufbau) aus dezentralen Anlagen wie erneuerbaren Energien, Batteriespeichern und Netzbetriebsmitteln bereitzustellen und deren Bereitstellung zu koordinieren;

- **Kategorie 4: Betriebsführung unter Nutzung innovativer Netzbetriebsmittel** in Kap. 5 widmet sich den in SINTEG vielfach erprobten innovativen Netzbetriebsmitteln, deren Auswirkungen und Nutzen für die Betriebsführung sowie digitalen Lösungen für die Netzführung;

- **Kategorie 5: Prognosesysteme für das Verteilnetz** in Kap. 6 spiegelt die Erfahrungen der Schaufenster in der Entwicklung von Prognosesystemen für Erzeugung, Last und Netzzustände wider, mit einem Fokus auf datengetriebene Prognosemethoden und Prognosen für die Verteilnetzebene.

Abgerundet wird der Bericht durch die Darstellung von übergreifenden Handlungsempfehlungen und der Feststellung weiteren Forschungsbedarfs in Kapitel 7.

2

Kategorie 1: Lokale Flexibilitäts-plattformen für Netzbetreiber

LOKALE FLEXIBILITÄTSPLATTFORMEN FÜR NETZBETREIBER

PROBLEMSTELLUNG

Die ressourcenbedingte räumliche Verteilung von erneuerbaren Energien führt zu neuen Netzengpässen auf allen Netzebenen. Obwohl der konventionelle Netzausbau sehr oft die günstigste Option zur Behebung von strukturellen Netzengpässen ist, kann der Einsatz netzdienlicher Flexibilität bei Engpässen in begrenzter Höhe und Dauer den Netzausbau vermeiden oder zumindest verzögern. Durch die Kombination von Netzausbau und Flexibilitätseinsatz kann ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber einem am Maximallastfall ausgerichteten Netzausbau bieten. Damit stellt der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten einerseits eine vorübergehende Ergänzung des Netzausbaus dar, um Verzögerungen des Netzausbaus abzufedern. Andererseits kann in Einzelfällen auch der dauerhafte Flexibilitätseinsatz die volkswirtschaftlich günstigste Lösung sein.

Bedingt durch den Netzanschluss erneuerbarer Energien sowie neuer Verbraucher im Verteilnetz zeigen sich Netzengpässe zunehmend auch auf den unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes. Für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz müssen demnach nicht nur zusätzliche Flexibilitäten erschlossen werden, sondern auch solche auf niedrigeren Spannungsebenen. Dies ist notwendig, um die dortigen Netzengpasse zu managen, denn die Lage der Flexibilitäten im Netz ist entscheidend für Ihre Fähigkeit, Netzengpässe zu beeinflussen.

Derzeit werden noch nicht alle verfügbaren Flexoptionen in das Netzengpassmanagement einbezogen – dies gilt sowohl in Bezug auf Anlagentyp und -größe als auch Netzstandort. Bislang gültige Netzengpassmechanismen (Redispatch, AbLaV) zielen darauf ab, Engpässe auf höheren Spannungsebenen zu lösen und adressieren ausschließlich großskalige Flexibilitäten (türkise Flächen in Abbildung 8).[5] Sie eignen sich damit nicht, um Engpässe auf niedrigen Spannungsebenen zu beheben. Eine Ausnahme hiervon bildet der § 14a EnWG-Mechanismus, welcher auch kleinteilige, lastseitige Flexibilitäten adressiert und damit prinzipiell für das Engpassmanagement auf niedrigen Spannungsebenen genutzt werden kann. Bisher fehlt es jedoch an einer bundesweiten einheitlichen Vorgabe für eine Ausgestaltung des § 14a EnWG im Kontext variabler Netzbelastungen durch erneuerbare Energien.[6] Auch implementieren die knapp 900 Verteilnetzbetreiber (VNB) die Regelung unterschiedlich (Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität [IKEM], 2020). Mit der Umsetzung des „Redispatch 2.0“ wurden zwar zusätzliche, kleinere Flexibilitäten (blaue Flächen) in den Redispatch-Prozess einbezogen; bei diesen Flexibilitäten handelt es sich jedoch ausschließlich um Erzeuger sowie Speicher. Es verbleiben damit weitere Flexibilitätspotenziale, die für einen netzdienlichen Einsatz erschlossen werden können und sollten (weiße Flächen). Bei diesen bisher unerschlossenen Flexibilitäten handelt es sich – im Vergleich zu den bisher eingesetzten Flexibilitäten – um vermehrt kleinteilige und sowie häufig lastseitige Flexibilitäten, die auf niedrigeren Spannungsebenen verortet sind. Aufgrund vielfältiger Anlagentypen sind diese neuen Flexibilitäten sehr heterogen bezüglich ihrer Möglichkeiten Flexibilität bereitzustellen. Dennoch bietet der Einsatz kleinteiliger Flexibilitäten wie Elektroautos, Wärmepumpen, Heimspeicher und Querschnittstechno-

5 Eine Übersicht möglicher Maßnahmen des Engpassmanagements, gegliedert nach Ampelphasen findet sich in C/sells (2021, S. 226).
6 Die Abschaltzeiten werden von den Netzbetreibern derzeit statisch festgelegt.

logien im Engpassmanagement bereits kurzfristig ein erhebliches Potenzial zur Senkung der Systemkosten.[7]

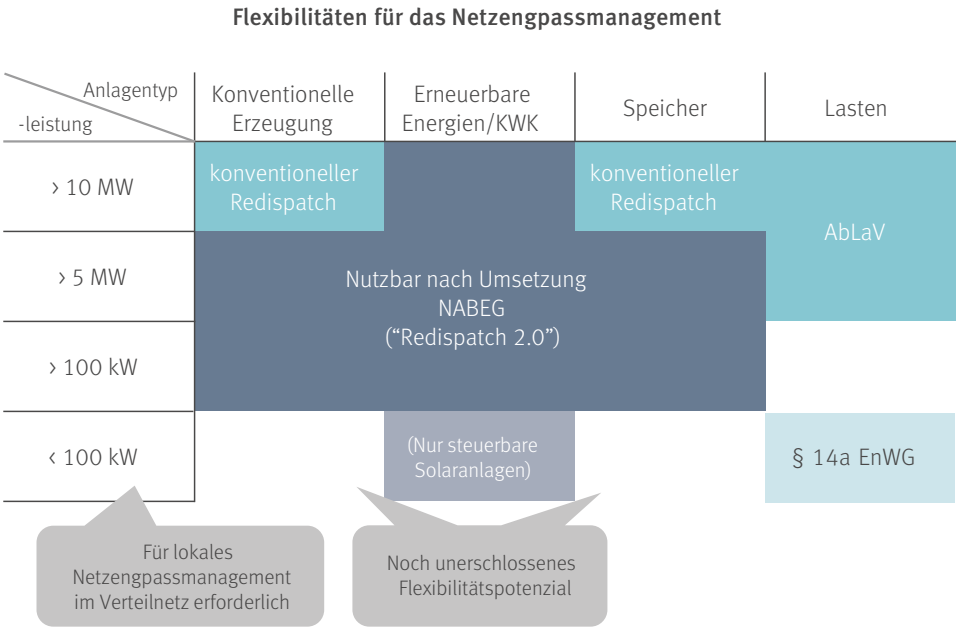


Abbildung 8: Für das Engpassmanagement im Netz verfügbare (blaue und türkise Flächen) sowie noch unerschlossene Flexibilitätspotenziale (weiße Flächen) nach Anlagentyp und -leistung

Das Erschließen dieser Flexibilitäten für das Engpassmanagement birgt verschiedene Herausforderungen. Einerseits müssen die Transaktionskosten gesenkt werden, um kleinteilige Flexibilitäten in großer Zahl zu erschließen. Andererseits folgt aus der Heterogenität der Flexibilitäten und dem fehlenden Wissen des Regulierers über die Flexibilitäten, dass die Kosten eines Flexibilitätseinsatzes nicht oder nur schwer festgestellt werden können. Eine kostenbasierte, also regulierte Vergütung der Flexibilitätsbereitstellung kann damit zu Fehlanreizen und Ineffizienzen führen. Die Überschätzung der Kosten führt zu erhöhten Gesamtkosten für das Engpassmanagement. Die Unterschätzung der Kosten hingegen führt zu einem fehlenden Angebot an Flexibilität. Alternativ zu einer regulierten Vergütung können Flexibilitäten auch marktbasiert vergütet werden. Bei dieser Ausgestaltungsvariante zeigen sich Herausforderungen durch die Arbitragemöglichkeiten zwischen Flexplattform und zonalem Strommarkt. Diese Arbitragemöglichkeit kann zu Ineffizienzen im Systembetrieb führen und ist Gegenstand wissenschaftlicher Diskussionen, die innerhalb der SINTEG-Schaufenster weitergeführt wurde.

Eine Herausforderung für das zukünftige Engpassmanagement besteht also darin, dass Netzengpässe vermehrt auf niedrigen Spannungsebenen auftreten werden. Zudem müssen durch einen geeigneten Mechanismus überwiegend kleinteilige, heterogene und lastseitige Flexibilitäten erschlossen und koordiniert werden, um diese Engpässe adressieren zu können. Bestehende Mechanismen des Engpassmanagements sind hierfür nicht geeignet.

7 Entsprechend einer Studie des Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Uni Stuttgart im Auftrag von TransnetBW können durch die Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen im Redispatch allein in Baden-Württemberg die Systemkosten bis 2028 um insgesamt 230 Mio. EUR gesenkt werden: https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/mit-e-autos-und-waermepumpen-die-energiewende-voranbringen

Ein Lösungsansatz für diese Herausforderungen sind Flexibilitätsplattformen, die durch einen marktlichen Mechanismus Flexibilitäten erschließen und koordinieren und die in den SINTEG-Schaufenstern entwickelt wurden.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Die Frage des Designs von Flexibilitätsplattformen zum dezentralen Netzengpassmanagement ist Gegenstand einer Reihe von Forschungsprojekten sowie Pilotversuchen im In- und Ausland. Theoretische und konzeptionelle Untersuchungen dieser Märkte existieren etwa seit den 2010er Jahren. Etwa seit 2016 nimmt die publizierte Literatur in diesem Gebiet deutlich zu und hat bis zum Ende des Jahrzehnts zu einer sehr umfassenden Publikationsliste geführt.[8]

Neben den konzeptionellen Überlegungen sind Flexplattformen im Rahmen von Forschungsprojekten im Pilotstadium erprobt worden oder befinden sich bereits im kleinen Maßstab in der praktischen Umsetzung. Eine Umsetzung im großen Maßstab existiert jedoch nicht.[9] Mit Stand Herbst 2020 konnten in Europa 25 entworfene und getestete Flexibilitätsplattformen außerhalb von SINTEG identifiziert werden. Die Hälfte dieser Märkte entstand im Rahmen von zuwendungsfinanzierten Forschungsprojekten. Einige Projekte auf EU-Ebene setzten Flexplattformen sogar in mehreren Ländern um (InterFlex, United Grid). Ein Schwerpunkt der kommerziell orientierten Anwendung liegt in den Niederlanden sowie Großbritannien. Aus einer industriellen Initiative heraus wurde in den Niederlanden das Universal Smart Energy Framework (USEF) entwickelt, auf dem nicht nur drei der fünf niederländischen Märkte beruhen, sondern welches auch in zahlreichen Projekten im europäischen Ausland Anwendung findet. Ein weiteres Konzept, das in verschiedenen europäischen Ländern erprobt wird, ist das NODES-Konzept,[10] das von dem norwegischen Energieversorger Agder Energie und der Strombörse Nordpool vorangetrieben wird. Die nachfolgende Tabelle 1 gibt eine Übersicht, über die erfassten Flexibilitätsplattformen in Europa.

Land	Forschungsprojekte	Industrielle Initiativen
Deutschland	Flex2Market Grid Integration (U Wuppertal) NODES (MITNETZ STROM)[11]	DA/RE[12]
Dänemark	TotalFlex EcoGrid2.0 iPower/FLECH Market	
Spanien		IREMEL

8 Überblicke über die theoretische und konzeptionelle Literatur bieten Rückel (2020), Jin, Wu und Jia (2019) und Villar, Bessa und Matos (2018). Eine in SINTEG durchgeführte Analyse möglicher Konzepte für lokale Flexibilitätsmärkte findet sich in Huber, Köppl, Klempp, Schutz und Heilmann (2018).

9 Für eine Übersicht über europäische Flexibilitätsmärkte siehe Radecke, Hefele und Hirth (2019) und Frontier Economics (2021). Die Ergebnisse einer in C/sells durchgeführten Metastudie zu Flexibilitätsmärkten in Europa findet sich in Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft [FfE] (2021, S. 96-97).

10 Zum Konzept und der praktischen Umsetzung des NODES-Flexmarktes siehe: NODES(2019); NODES, E-Bridge und Pöyry (2019); DNV GL (2020); NODES (2020)

11 Das Demonstrationsprojekt der Mitnetz greift auf die kommerziell verfügbare Plattform „NODESmarket“ zurück. Siehe https://nodesmarket.com/

12 Bei der Datenaustausch/Redispatch (DA/RE)-Plattform handelt es sich um eine Plattform zur Netzbetreiberkoordination für Engpassmanagementmaßnahmen im Rahmen des Redispatch 2.0.

Land	Forschungsprojekte	Industrielle Initiativen
Europa	m2M-Grid project Project +CityxChange SmartNet Project UNITED-GRID EMPOWER/INVADE	
Niederlande	InterFlex [Pilot Niederlande]	DYNAMO/ Enegiekoplopers [USEF] DYNAMO/ Nijmegen Noord [USEF] Smart Solar Charging/Lombok [USEF] GOPACS/IDCONS
Norwegen		Engene: Grid investment deferral [NODES] FlexLab [NODES]
Frankreich	InterFlex [Pilot Frankreich]	
Schweden	Fossil Free Energy District	
Großbritannien		FUSION project [USEF] Piclo Flexibility Marketplace Cornwall Local Energy Market IntraFlex [NODES]

Tabelle 1: Überblick über Flexibilitätsplattformkonzepte und Pilotprojekte außerhalb von SINTEG

Die in der Tabelle aufgeführten Projekte starteten in den Jahren 2016 – 2018. Ausnahmen bilden die dänischen Projekte TotalFlex sowie iPower, die bereits in den Jahren 2012 bzw. 2011 begonnen wurden. Teilweise bildeten diese ersten Pilotprojekte einen Ausgangspunkt für darauffolgende Projekte. Beispielsweise wurden die Erkenntnisse und der Marktmechanismus aus dem Projekt iPower in dem zeitlich nachfolgenden Projekt Ecogrid 2.0 weiterentwickelt.

Damit liegen die Schwerpunkte der Entwicklung sowohl in der theoretischen Literatur als auch der praktischen Ausgestaltung der Flexplattformen zeitlich parallel zu den SINTEG-Projekten. Die wohl bekanntesten derzeit kommerziell betriebenen Flexplattformen sind der Piclo Flexibility Marketplace und GOPACS, wobei deren grundsätzlich unterschiedliche Ausgestaltung und Zielstellung (siehe Radecke, Hefele und Hirth(2019)), bereits die Bandbreite an Produkt- und Plattformdesign aufzeigt, die bisher im europäischen Kontext erprobt wurde. Derzeit lässt sich noch kein dominierendes oder favorisiertes Design für solch einen lokalen Markt erkennen. Unterschiede zwischen den europäischen Projekten untereinander oder auch zu den SINTEG-Projekten sind unter anderem mit einer unterschiedlichen Projektzielstellung, abweichenden regionalen oder nationalen Bedürfnissen der Netzbetreiber sowie der jeweiligen Marktstruktur zu begründen.

Parallel zur Erforschung marktlicher Plattformen für das Engpassmanagement im Rahmen von SINTEG fand eine Weiterentwicklung des regulatorischen Engpassmanagements statt. Während der SINTEG-Laufzeit entwickelten sich mit dem Redispatch 2.0-Prozess die Rahmenbedingungen weiter, unter denen die Entwicklung der SINTEG-Flexplattformen startete. So wurden durch Redispatch 2.0 bspw. weitere Flexibilitäten für das Engpassmanagement erschlossen (siehe Abbildung 8) und Koordinationsprozesse weiterentwickelt. Dies bedeutet

jedoch nicht, dass die Lösungen der Schaufenster – insbesondere lokale Flexplattformen, welche noch vor der Einführung von Redispatch 2.0 entwickelt wurden, obsolet sind. Zwar sind die in SINTEG entwickelten Lösungen teilweise auf den alten Redispatch-Prozess zugeschnitten, bspw. durch Berücksichtigung der zeitlichen Abfolge des Prozesses, aber eine Anpassung an Redispatch 2.0 ist im Allgemeinen möglich. Damit verbundene Herausforderungen werden in den jeweiligen Blaupausen adressiert.

Ein Mehrwert aus SINTEG für die Entwicklung des Redispatch 2.0 zeigte sich vor allem abseits konkreter SINTEG-Lösungen durch die im Forschungsprogramm geschaffenen Strukturen, also den gleichberechtigten Austausch aller relevanten energiewirtschaftlichen Akteure. So wurde in SINTEG ein gemeinsames Verständnis für die organisatorischen und technischen Herausforderungen des Engpassmanagements geschaffen, welches eine effiziente Weiterentwicklung regulatorischen Engpassmanagements ermöglichte.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Marktlich organisierte Plattformen für Flexibilität, kurz Flexplattformen, sind geeignet, um die zuvor aufgezeigten Herausforderungen des Engpassmanagements im Verteilnetz zu bewältigen. Durch den marktlichen Mechanismus können auch sehr heterogene und lastseitige Flexibilitäten erschlossen werden. Weiterhin ermöglichen Flexplattformen eine vergleichsweise einfache Skalierung,[13] da auf ihnen Prozesse vereinfacht, ggf. standardisiert und weitestgehend automatisiert durchgeführt werden können. Dies betrifft sämtliche Prozesse vom Angebot, über Aggregation und Einsatz der Flexibilitäten bis hin zur Abwicklung des Flexibilitätseinsatzes. Gleichfalls werden durch die schlanke Prozessgestaltung Transaktionskosten gesenkt und es können auch kleinteilige Flexibilitäten wirtschaftlich erschlossen werden. Weiterhin ermöglichen Flexplattformen über ein Preissignal eine effiziente Allokation der Flexibilitäten über die verschiedenen Anwendungszwecke hinweg, also die Abwägung zwischen markt- und netzdienlichem Einsatz. Darüber hinaus vermeiden Flexplattformen die möglichen Fehlanreize einer regulierten Vergütung.

In den SINTEG-Schaufenstern wurden verschiedene Lösungsansätze entwickelt und zum Teil konzeptionell, zum Teil praktisch erprobt, mit denen Flexibilitäten verschiedener Typen, Größen und Netzstandorte für das Engpassmanagement im Verteilnetz erschlossen werden können. Prinzipiell können alle Flexplattformen sowohl last- als auch erzeugungsseitige Flexibilitäten adressieren. Da erzeugungsseitige Flexibilitäten bereits umfassend durch andere Mechanismen des Engpassmanagements adressiert werden, lag der Schwerpunkt der SINTEG-Flexplattformen auf lastseitigen Flexibilitäten. Allen Lösungsansätzen ist gemeinsam, dass Plattformen etabliert wurden, um Informationen über verfügbare Flexibilitäten zu sammeln. Diese Informationssammlung und -bereitstellung ist in dem von erneuerbaren Energien geprägten Stromversorgungssystem essenziell, um Transaktionskosten zu senken und sicherzustellen, dass die günstigsten Optionen zum Einsatz kommen.

Unterschiede der Plattformen zeigen sich in den konkreten Ausgestaltungsmerkmalen, also Merkmalen des Produkt- und Auktionsdesigns. Weiterhin finden sich Unterschiede im Umfang der Abbildung von vor- und nachgelagerten Prozessen im Rahmen der Plattform. Beispielsweise wird die Auswahl von Flexibilitätsangeboten, um eine bestimmte Nachfrage zu decken (Matching), nicht bei allen SINTEG-Flexplattformen durch die Plattformen selbst ab-

13 Voraussetzung hierfür ist, dass auch die IKT-technische Umsetzung der Flexplattformen skalierbar ist.

gedeckt. Teilweise stellen die Plattformen lediglich Informationen über verfügbare Angebote zur Verfügung und das Matching wird außerhalb der Plattform abgewickelt. Daher ist eine genauere Analyse der Funktionalitäten der Plattformen erforderlich.

Für diese Analyse wird ein allgemeines Prozessschema verwendet, was als Basis für das Mapping der Funktionalitäten dient.[14] Die Prozesse, dargestellt in Abbildung 9, teilen sich in einmalig stattfindende Prozesse zur Herstellung des Marktzugangs, in Schritt 1, sowie regelmäßig stattfindende Prozesse zur Informationsbereitstellung von Angebots- und Nachfrageseite, in den Schritten 2 bis 5. Es folgt das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage in Schritt 6. Die verbleibenden Schritte 7 bis 9 beschreiben die wiederkehrenden Prozesse für Einsatz und Abwicklung des Flexibilitätseinsatzes. Zu beachten ist hierbei, dass nicht alle Prozessschritte auf Plattformen implementiert sein müssen.

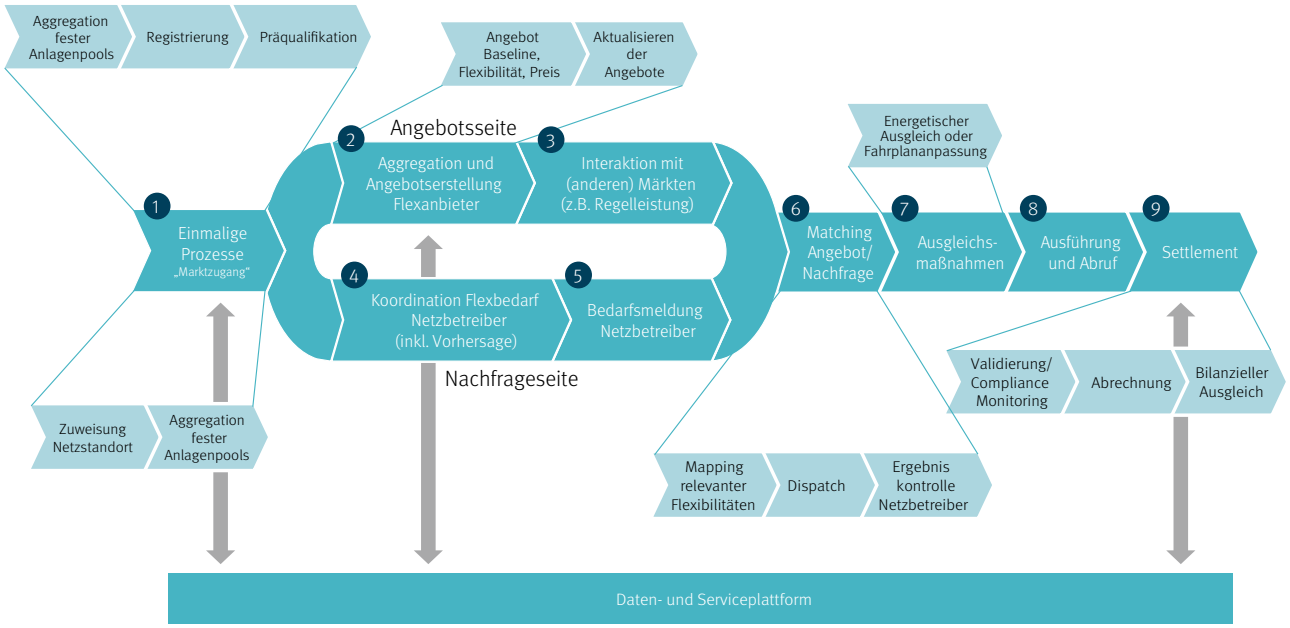


Abbildung 9: Allgemeines Prozessschema für Flexibilitätsplattformen

Die einmaligen Prozesse in Schritt 1 regeln den Zugang zu den Flexplattformen für die Anbieterseite. Hierzu zählen die Registrierung der flexiblen Anlagen bzw. des Flexibilitätsanbieters bei dem Plattformbetreiber sowie ggf. die Präqualifikation der Anlagen. Durch die Registrierung werden die Anlagen mit den für die Nachfrageseite relevanten Informationen verknüpft. Hervorzuheben ist hierbei die Zuweisung eines Netzstandortes, als eine für den Einsatz im Netzengpassmanagement unerlässliche Information. Ausschließlich Netzbetreiber, d. h. die Nachfrageseite, sind im Besitz dieser Information, weshalb sie in diesen Schritt zwingend mit eingebunden sind. Weiterhin besteht in diesem Schritt die Möglichkeit, dass unter Zustimmung des Netzbetreibers Anlagen durch den Flexanbieter einem festen Anlagenpool zugewiesen, also aggregiert, werden. Dies ermöglicht es dem Anlagenbetreiber ein Angebot für alle Anlagen im Pool gemeinsam abzugeben. Alternativ kann auch der Netzbetreiber bzw. Plattformbetreiber selbst Anlagen einem festen Pool zuweisen, was es ihm ermöglicht Angebote der Anlagen im Pool in den weiteren Prozessschritten gemeinsam zu verarbeiten.

14 Analog wurde in C/sells als „Einsatzkonzept und Bausteine zur Netzbetreiberkoordination" in TransnetBW (2021, S. 64-65) ein generisches Prozessschema entwickelt, welches plattformübergreifend anwendbar ist.

Schritte 2 und 3 beschreiben Prozesse zur Angebotserstellung und werden damit ausschließlich durch die Angebotsseite durchgeführt. Für die Angebotserstellung können Flexanbieter unter dem Zustimmungsvorbehalt des Plattformbetreibers auch ihre Anlagen zu einem Pool zusammenfassen.[15] Ein Angebot besteht im Allgemeinen aus der Baseline, also dem Anlagenfahrplan ohne Flexibilitätsabruf, sowie einer realisierbaren Abweichung von diesem Fahrplan – der Flexibilität – verknüpft mit einem Preis. Nach Einstellen des Angebotes auf der Plattform muss dieses durch den Anbieter regelmäßig aktualisiert werden. Darüber hinaus müssen die Flexanbieter in Schritt 3 die Vermarktung ihrer Anlagen und über die Flexplattform mit der Vermarktung über andere Kanäle wie bspw. den Regelleistungsmarkt koordinieren, um die Anlagenverfügbarkeit sicherzustellen. Kernaspekt der Flexplattformen ist die Informationsbereitstellung über verfügbare Flexibilitäten und ihre Flexangebote, weshalb Schritt 2 von allen SINTEG-Flexplattformen implementiert wurde.

Ähnlich der Angebotsseite erstellt die Nachfrageseite in Schritten 4 und 5 ihre Bedarfsmeldung an die Plattform. Hierfür prognostizieren die Nachfrager, also die Netzbetreiber, ihren Bedarf, koordinieren sich untereinander und melden den resultierenden Gesamtbedarf an die Plattform.

Anschließend erfolgt in Schritt 6 das Matching von Angebot und Nachfrage auf der Plattform. Zunächst werden Flexibilitätsangebote in einem als Mapping bezeichneten Schritt hinsichtlich ihrer Wirksamkeit (Sensitivität) auf einen Netzengpass gewichtet. Es folgt die Auswahl und Bezuschlagung der kostengünstigsten, sensitivitätsgewichteten Angebote, um den Engpass zu beheben. Darauf aufbauend folgt der Dispatch und die simulative Ergebniskontrolle durch die Netzbetreiber. Kann der Engpass durch die bereits ausgewählten Flexibilitäten nicht behoben werden, müssen ggf. weitere Flexibilitäten ausgewählt werden.

Es folgt die Umsetzung des zuvor durchgeführten Matchings von Angebot und Nachfrage durch die Schritte 7 bis 9. In Schritt 7 werden Maßnahmen zum energetischen Ausgleich der Fahrplanänderung der Flexibilitäten durchgeführt, also bspw. der kurzfristige Handel auf dem Intraday (ID)-Markt. Anschließend werden im Schritt 8 die ausgewählten Flexibilitäten durch den Netzbetreiber, Plattformbetreiber oder Vermarkter abgerufen. Im Schritt 9 wird das Settlement des Flexibilitätsabrufs durchgeführt. Das heißt, die Flexibilitätserbringung wird validiert sowie die Einhaltung der Marktregeln überwacht, bspw. in Bezug auf die Ausübung von Marktmacht durch einzelne Anbieter. In einem letzten Schritt wird die Abrechnung der Flexibilitätsbereitstellung durchgeführt. Zudem besteht die Möglichkeit, dass noch ein bilanzieller Ausgleich durchgeführt wird, insofern dieser nicht bereits in Schritt 7 durch den Anlagenbetreiber selbst durchgeführt wurde. Durch den bilanziellen Ausgleich wird verhindert, dass durch den Flexibilitätsabruf Bilanzkreisabweichungen entstehen.

Für die technische Umsetzung einiger der zuvor geschilderten Prozessschritte griffen die Schaufenster teilweise auf Daten- und Serviceplattformen zurück. Diese Daten- und Serviceplattformen sind Teil der den Flexplattformen zugrundeliegenden IKT-Infrastruktur. Ziel der Daten- und Serviceplattformen war es dabei, den akteursübergreifenden Informationsaustausch zu vereinfachen. So wurden mit Hilfe der Daten- und Serviceplattformen beispielsweise Informationen zu Stammdaten der Flexibilitäten (Schritt 1), verfügbaren Flexibilitätspotenzialen (Schritt 2) sowie zum erfolgten Flexibilitätsabruf (Schritt 9) zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern ausgetauscht.

15 Poolbildung wird ggf. durch die Plattformbetreiber/Netzbetreiber eingegrenzt und kann nur für Anlagen mit ähnlichen Eigenschaften (Netzstandort bzw. Sensitivität auf den Netzengpass) durchgeführt werden.

Die Einordnung der Schwerpunkte der in SINTEG entwickelten Flexplattformen in das Prozessschema verdeutlicht Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Plattformen. Diese sind in Abbildung 10 dargestellt. Aus den jeweiligen Lösungsansätzen der Schaufenster für die verschiedenen Prozessschritte werden Blaupausen abgeleitet. Insofern werden nicht die jeweiligen Plattformen als eine Blaupause begriffen und alternativ gegenübergestellt, sondern es werden einzelne Aspekte der Plattformen im Quervergleich analysiert. Mit Hilfe der unterschiedlichen Blaupausen können damit Lösungen für die wichtigsten Prozessschritte einer Flexplattform zusammengestellt werden, wobei auf Erfahrungen aus allen SINTEG-Projekten zurückgegriffen wird.

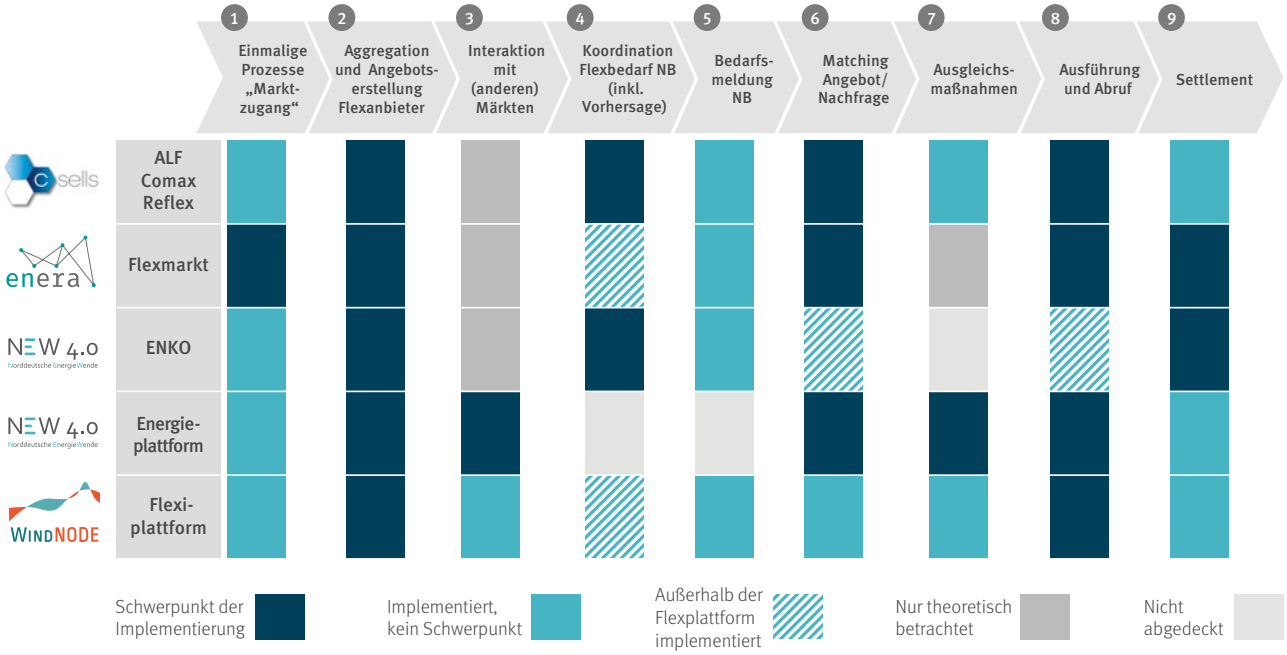


Abbildung 10: Überblick der Flexplattform-Implementierungen in den SINTEG-Schaufenstern

Die Prozessschritte der Flexplattformen und daraus abgeleitete Blaupausen, dargestellt in Abbildung 11, sind:

- Die Schritte 2 bis 6 haben Auswirkungen auf **Produktdefinitionen,** die Grundlage einer Blaupause sind (Abschnitt 2.1).
- Einen weiteren Schwerpunkt der SINTEG-Implementierungen bildet die Informationssammlung zum Angebot von Flexibilitäten (Schritt 2). Daraus ist eine Blaupause für **Aggregationsmodi der Flexibilitäten** entwickelt worden (Abschnitt 2.2).
- Einen weiteren Implementierungsschwerpunkt stellt das Settlement (Schritt 9) dar. In diesem und weiteren Schritten greifen die **Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten,** die in einer weiteren Blaupause festgehalten sind (Abschnitt 2.3).
- Einen zentralen Schritt der Implementierung bildet die **Koordination der Netzbetreiber** (Schritt 4), der in einer Blaupause dargestellt wird (Abschnitt 2.4).

- Schritte 6 und 8 wurden von allen Plattformen implementiert und bilden die Grundlage für eine Blaupause zum Thema der **Zusammenführung von marktlichem und regulatorischem Netzengpassmanagement** (Abschnitt 2.5).

- Ausgleichsmaßnahmen wurden von den Plattformen nachrangig behandelt und werden nicht explizit als eigene Blaupause dargestellt.

- Neben den Flexplattformen selbst wurden in den Schaufenstern C/sells, enera, DESIGNETZ und NEW 4.0 auch **Daten- und Diensteplattformen** umgesetzt, die für eine effiziente Informationsbereitstellung zwischen den verschiedenen Akteuren genutzt werden. Sie bilden die Basis für eine weitere Blaupause (Abschnitt 2.6).

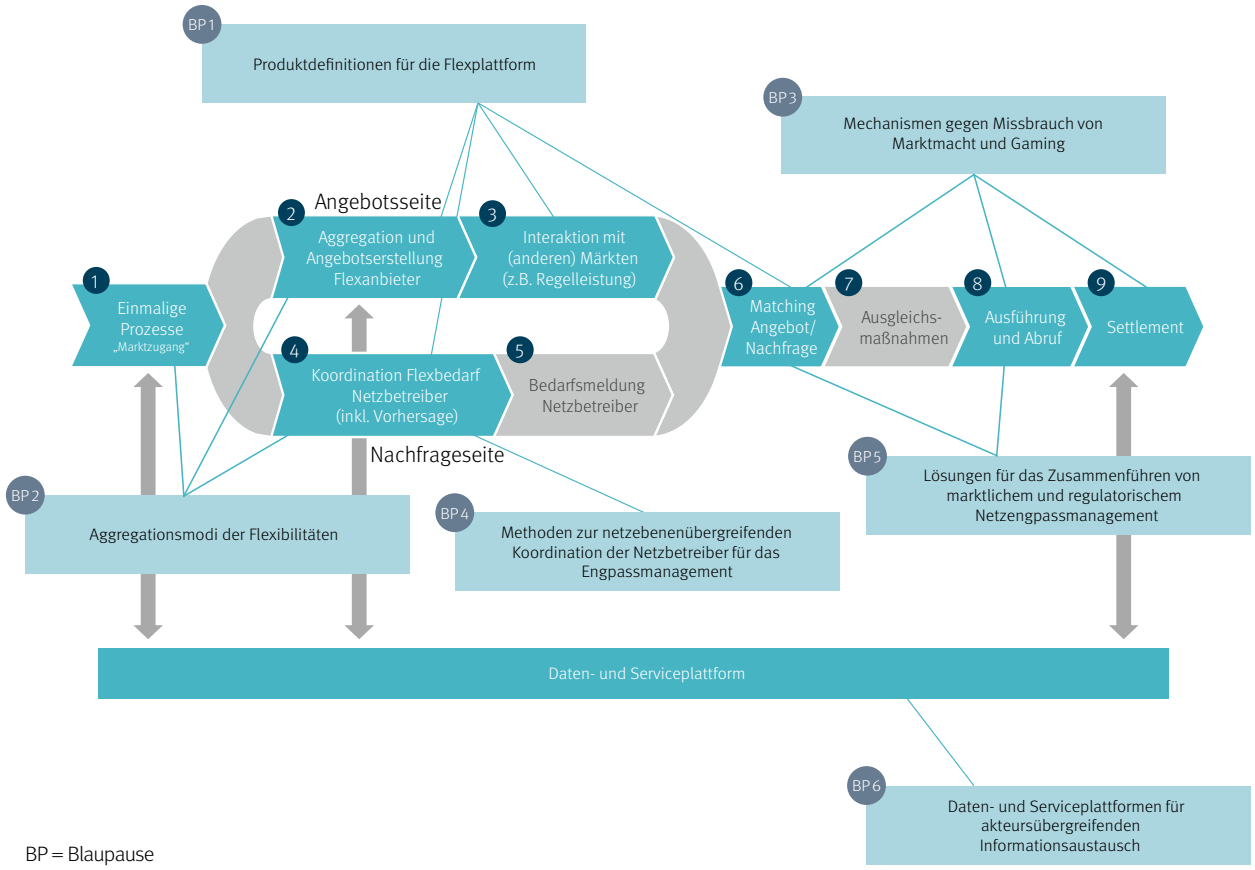


Abbildung 11: Prozessschritte und abgeleitete Blaupausen

INNOVATIONSGEHALT

Die Untersuchungen in SINTEG zum Themenkomplex der Flexplattformen reihen sich ein in den internationalen Forschungskontext. Sowohl in Deutschland als auch im europäischen Ausland wurden verschiedene Flexibilitätsplattformkonzepte mit Fokus auf die Verteilnetzebene untersucht – sogenannte Smart Markets (Ecofys & Fraunhofer IWES, 2017). Die Konzepte wurden teilweise auch als Demonstratoren implementiert bzw. sind in den wirtschaftlichen Betrieb übergegangen (siehe Tabelle 1). Die Kernerkenntnisse aus SINTEG zeigen sich in den zahlreichen Teilaspekten der Flexplattformimplementierungen, für die Lösungen entwickelt wurden. Diese Lösungen sind im Kontext der deutschen Energiewirtschaft als innovativ zu werten. Entscheidend ist dabei, dass diese Lösungen nicht allein in einem theoretischen Forschungskontext entwickelt

wurden, sondern dass sie unter Beteiligung von ausgewählten relevanten Akteuren der betroffenen Wertschöpfungskette und im Hinblick auf eine konkrete Umsetzung diskutiert wurden.

Durch SINTEG haben Flexplattformen in Deutschland den Status als reine Forschungs- und Demonstrationsprojekte überwunden. Durch die Einbeziehung aller relevanten Stakeholder, von VNB, Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Markbetreibern zu Anlagenbetreibern, Aggregatoren und Vermarktern, konnten die Herausforderungen der Implementierung im realen Umfeld adressiert werden. Es entstanden Lösungen mit einem hohen Technology Readiness Level (TRL). Diese finden sich beispielsweise bei der Umsetzung von Engpassmanagementprozessen bei VNBs und in der Netzebenen-übergreifenden Kooperation von Netzbetreibern. Damit wurden in SINTEG auch die strukturellen Grundlagen gelegt für den Redispatch 2.0-Prozess. Insbesondere konnten durch die SINTEG-Aktivitäten im Bereich Prognose konkrete inhaltliche Grundlagen für die Umsetzung der Anforderungen von Redispatch 2.0 gelegt werden (bspw. in Bezug auf Netztransparenz und Datenverfügbarkeit (C/sells, 2021, S. 150; NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 40)).

Offene Fragen bestehen nur im Einzelfall, dort wo der Erkenntnisgewinn durch den Rahmen des Reallaboransatzes begrenzt war (bspw. in Bezug auf strategisches Gebotsverhalten auf Flexplattformen) und wo eingesetzte IT-Lösungen an die Grenzen der Skalierbarkeit stoßen.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Aufbauend auf den positiven Erfahrungen der Plattformimplementierungen in SINTEG gilt es als nächsten Schritt eine praktische Umsetzung im größeren Maßstab im Erprobungsmodus voranzutreiben. Nur diese bietet hinreichende empirische Basis, um die Problematik des Marktmachtmissbrauchs sowie Inc-dec Gamings durch Marktakteure zu beurteilen und Gegenmaßnahmen verlässlich zu testen. Das BMWK sollte dazu einen regulatorischen Rahmen schaffen. Dieser sollte z. B. nach vier Jahren einen Evaluationsbericht vorsehen, in dem die potenziell problematischen Aspekte der Märkte beleuchtet werden und auf dessen Grundlage eine Weiterentwicklung des Rahmens stattfindet. Weitere Entwicklungsmöglichkeiten sonstiger Plattformaspekte sind in den entsprechenden Blaupausen dargestellt.

Daneben sind IT-technische Voraussetzungen für die Anbindung der Flexibilitäten (Übermittlung von Steuersignalen, Erfassung von Echtzeitdaten etc.) zu schaffen. Eine Grundlage hierfür können die schaufensterübergreifend (WindNODE, enera, C/sells, NEW 4.0) erarbeiteten technischen Anforderungen an Flexibilitätsanbieter für den Zugang zu Flexplattformen sein, welche bereits Form einer DIN SPEC aufgearbeitet wurden (Deutsches Institut für Normung [DIN], 2020). Die Erkenntnisse der Schaufenster in diesem Bereich und die notwenigen Schritte zur Anbindung von Flexibilitäten werden in den Synthesefeldern 1 (Flexibilitätspotenziale und Sektorkopplung) sowie 3 (Digitalisierung) betrachtet.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Aus technisch-prozeduraler Sicht können Plattformkonzepte für das Engpassmanagement weitgehend unabhängig von den lokalen Gegebenheiten umgesetzt werden. Das heißt, dass einheitliche Flexplattformen für alle Netzebenen und Engpasssituation sowie unterschiedlichste Erzeuger-, Verbraucher- und Netzstrukturen genutzt werden können.[16] Es ist also

16 Eine Ausnahme stellt der Ansatz des enera Flexmarktes dar, wobei die Definition von engpassfreien Zonen vorausgesetzt wird. Lassen sich die engpassfreien Zonen nicht stabil definieren und dort eine ausreichende Liquidität erreichen ist dieser Ansatz eingeschränkt. Dieser Punkt wird in der Blaupause 2: Aggregationsmodi der Flexibilitäten Abschnitt 2.2 vertieft.

möglich, basierend auf einem – noch festzulegenden – einheitlichen Flexplattformkonzept parallel eine Vielzahl von Flexplattformen umzusetzen. Diese Flexplattformen können jeweils eine Region bzw. ein Netzgebiet abdecken. Die technischen Voraussetzungen für eine Übertragung der Konzepte konnten in allen Schaufenstern geschaffen und entsprechende Lösungen entwickelt werden. Dies schließt insbesondere Lösungen ein für die notwendigen Koordinationsprozesse der Netzbetreiber sowie die Kommunikation zwischen Netzbetreibern und flexiblen Anlagen unter Nutzung der iMSys-Infrastruktur (intelligentes Messsystem).

Voraussetzung für eine Übertragung der in SINTEG entwickelten Flexplattformen auf andere Regionen ist jedoch, dass ausreichend Liquidität für die Flexplattform erschlossen werden kann. Die Liquidität ist grundsätzlich abhängig von den vorhandenen Flexibilitäten im Marktgebiet. Darüber hinaus müssen diese Flexibilitäten durch ein für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich attraktives Preisniveau auf der Flexplattform für diese erschlossen werden. Zudem dürfen keine Markteintrittsbarrieren den Zugang zu den Flexplattformen erschweren. Für eine Übertragung der Flexplattformen ist damit ggf. eine Anpassung der Produkte notwendig, um bspw. technische Restriktionen des lokal überwiegend vorhandenen Typs von Flexoptionen zu berücksichtigen. So kann sichergestellt werden, dass für die vorhandenen Flexibilitäten keine Marktzugangsbarrieren existieren (siehe Blaupause 2: Aggregationsmodi der Flexibilitäten Abschnitt 2.2). Die Produktdefinitionen können weitgehend unabhängig von den Prozessen der Flexplattformen bestimmt werden; sie haben lediglich eine Auswirkung auf die zeitliche Organisation der Plattformprozesse. Sollte keine ausreichende Liquidität erschlossen werden können, kann ein angemessener, regulierter Mechanismus zum Einsatz kommen.

Zwar konnte aus Perspektive der Anlagenbetreiber bzw. Aggregatoren in SINTEG gezeigt werden, dass die Teilnahme an einem kleinteiligen, lokalen Markt wie den Flexplattformen technisch möglich ist (Goldkamp, Janssen & Ringel, 2021, S. 228), jedoch sind für eine Teilnahme an der Flexplattform zusätzliche wirtschaftliche Anreize notwendig. Die SINTEG-Erfahrungen zeigen, dass die über eine Flexplattform erzielten Erlöse derzeit nicht ausreichen, um entstehende Mehrkosten durch die Flexibilisierung der Anlagen zu decken ((Goldkamp et al., 2021, S. 204), siehe hierzu Synthesefeld 1, Flexibilitätspotenziale und Sektorkopplung).

Unter dem derzeit vorhandenen regulatorischen Rahmen können Flexplattformen zwar umgesetzt werden, sind in ihrem Nutzwert jedoch stark eingeschränkt (Hilpert & Antoni, 2019). Die Rahmenbedingungen müssen für eine Umsetzung so angepasst werden, dass die Betreiber flexibler Anlagen einen Anreiz zur Teilnahme haben[17] und die Netzbetreiber einen Anreiz zur Verwendung von Flexplattformen in Ergänzung zum regulatorischem Netzengpassmanagement haben. Notwendige Anpassungen im Detail sind:

- eine **Anpassung der Anreizregulierung** zur Schaffung eines Level-Playing Field zwischen allen Flexibilitäten sowie dem Netzausbau. Dem Netzbetreiber sollten keine wirtschaftlichen Nachteile durch den Einsatz marktbasierter Engpassmanagementmaßnahmen entstehen. Konkret bedeutet dies, dass einerseits die marktbasierte Vergütung flexibler Lasten in dieselbe Kostenkategorie fallen sollte wie regulierte erzeugungsseitige Flexibilität[18] (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, 919f). Zum anderen sollte der Fehl-

17 Siehe hierzu auch Synthesefeld 1 – Flexoptionen und Sektorkopplung

18 Entstandene Kosten aus den regulierten Engpassmanagementmaßnahmen zählten bisher als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Mit der Novellierung der Anreizregulierung im Juli 2021 wird in künftigen Regulierungsperioden ein Bonus-Malus-Anreizsystem für die ÜNB eingeführt. Danach werden die ÜNB zu einem Teil an den entstandenen Kosten bzw. Erlösen aus Engpassmanagementmaßnahmen beteiligt, während der verbleibende Kostenanteil weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ergebnisneutral durchgeleitet wird. Für VNB werden Engpassmanagementkosten künftig grundsätzlich den volatilen Kosten zugeordnet und fließen ab 2026 in den Effizienzvergleich mit ein. Auswirkungen dieser Novellierung auf Kosteneffizienz und Maßnahmenneutralität müssen noch untersucht werden Meyer (2021).

anreiz eliminiert werden, dass durch innovative, OPEX-intensive Maßnahmen wie dem Einsatz von Flexibilitäten keine Rendite erwirtschaftet werden kann, womit diese gegenüber CAPEX-intensiven Betriebsmitteln und konventionellem Netzausbau benachteiligt sind. Aufgrund der beschränkten Prognostizierbarkeit der Kosten des marktbasierten Flexibilitätseinsatzes besteht hier eine besondere Herausforderung ein Level-Playing Field zu schaffen. Mittelfristig scheint damit eine umfassendere Reform der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) zielführend. Dabei müssen die Unbundling-Anforderungen beachtet werden, so dass Netzbetreiber eine Optimierung über verbundene Unternehmensteile hinweg nicht durchführen können. In enera wurde ein Reformansatz entwickelt, der vorsieht einen festgelegten Anteil der Kosten für Engpassmanagementmaßnahmen zu kapitalisieren, also CAPEX gleichzustellen (Goldkamp et al., 2021, 382ff). Die Benachteiligung digitaler Lösungen im Netzbetrieb gegenüber konventionellen Maßnahmen zeigt sich auch daran, dass es im aktuellen Rahmen der Anreizregulierung bis zu sieben Jahren dauern kann, bis Netzbetreibern bestimmte Betriebskosten wie beispielsweise Kosten für die IKT-Infrastruktur einer Flexplattform anerkannt werden, wenn diese außerhalb des Basisjahres erstmalig auftreten – während CAPEX im jährlichen Kapitalkostenabgleich direkt anerkannt werden. Durch die Definition einer neuen Kostenklasse könnten diese Probleme behoben werden: IKT-Kosten könnten als volatile Kosten definiert werden und würden weiterhin dem Effizienzvergleich unterliegen (DESIGNETZ, 2021c, 62ff, 71-77);

- eine **Anpassung des § 13 EnWG,** damit Flexplattformen bei Einhaltung von Bedingungen zur Verhinderung von negativen Effekten an anderer Stelle als zusätzliches Instrument des Engpassmanagements aufgenommen werden können und die Kontrahierung flexibler Lasten offener gestaltet wird; derzeit ist vorgeschrieben, dass flexible Lasten transparent und diskriminierungsfrei per Tender über eine gemeinsame Internetplattform der deutschen ÜNB bzw. VNB kontrahiert werden (§ 13 (6) i. V. m. § 14 (1) EnWG). Die Einführung von Flexplattformen steht dabei im Einklang mit der Umsetzung der EU-Strommarktrichtlinie (2019/944), Art. 32 und EU-Strommarktverordnung (2019/944), Art. 13. Weiterhin sollte ein Kostenvergleich von Flexibilitätsabrufen über die Flexplattform und regulatorischen Maßnahmen (bspw. Einspeisemanagement, Redispatch) berücksichtigt werden. Hierfür wurden in verschiedenen SINTEG-Schaufenstern Lösungen entwickelt (siehe Blaupause 5: Lösungen für das Zusammenführen von marktlichem und regulatorischem Netzengpassmanagement, Abschnitt 2.5);

- der **bilanzielle Ausgleich beim Flexibilitätsabruf** muss gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) geregelt werden. Wenngleich Maßnahmen des Netzengpassmanagements bilanzneutral durchzuführen sind, existieren derzeit keine Mechanismen, um einen Bilanzausgleich durch den Flexibilität-anfordernden VNB dem jeweiligen BKV zuzuordnen. Durch die Einführung des NABEG 2.0 ist geregelt, dass gemäß § 11a StromNZV Netzbetreiber einen energetischen und bilanziellen Ausgleich für § 13 EnWG-Maßnahmen durchführen müssen. Dies gilt jedoch nur für Anlagen ≥100 kW;

- die Berücksichtigung von Flexplattformen bei **Erlass einer Verordnung zur Konkretisierung des § 14a EnWG,** damit nach § 14a kontrahierte Flexibilitäten auch für vorgelagerte Netzebenen eingesetzt werden können und eine Zuschaltung von Lasten ermöglicht wird (DESIGNETZ, 2021c, S. 280); Zudem sollte die Einsatzreihenfolge von § 14a-Maßnahmen gegenüber Flexplattformen (§ 13 EnWG-Maßnahmen) im Zug der § 14a-Konkretisierung geregelt werden;

- ähnlich dem Redispatch 2.0-Prozess für erzeugungsseitige Flexibilität müssen **Prozesse zur Einbindung lastseitiger Flexibilität definiert** und durch den Regulierer genehmigt werden (bspw. Datenanforderungen an Flexibilitätsanbieter und Netzbetreiber, Anforderungen an Datenaustauschprozess, bilanzielles und finanzielles Settlement des Flexibilitätsabrufes);

- die Einführung eines **Mechanismus' zur Priorisierung und Abwicklung sich widersprechender Steuersignale** beim Zugriff auf flexible Anlagen via Smart Meter Gateway (SMGW); damit zukünftig flexible Anlagen mittels SMGW an die Flexplattform angebunden werden können, ist eine Koordination der Steuerungssignale verschiedener (Markt-) Akteure auf Planungs- und Betriebsebene notwendig. Hierfür kann auf das Konzept der Koordinierungsfunktion (KOF) des VDE|FNN zurückgegriffen werden (Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE [FNN], 2018). Eine entsprechende Lösung wurde in C/sells demonstriert (Springmann, Köppl & Estermann, 2020);

- die Einführung von **Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten** (Missbrauch von Marktmacht und Inc-dec Gaming); die Einführung verpflichtender Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten muss so ausgestaltet werden, dass negative Effekte durch unerwünschtes Verhalten und Gegenmaßnahmen minimiert werden;

- die regulatorische **Festlegung eines standardisierten Rahmens für Flexplattformen,** der Produkte und Plattformprozesse weitgehend vereinheitlicht und zugleich Spielräume für eine regionsspezifische Anpassung der Flexplattform lässt (DESIGNETZ, 2021c, S. 277). Standardisiert werden können insbesondere die Schnittstellen für und Anforderungen an den Datenaustausch zwischen den Akteuren sowie Parameter für die Produktdefinitionen auf den Flexplattformen.

Der Umfang notwendiger regulatorischer Anpassungen ist abhängig von der Tiefe der Integration der Flexplattformen in bestehende oder zukünftige Prozesse des regulatorischen Netzengpassmanagements.[19] Eine detaillierte Diskussion des notwendigen regulatorischen Rahmens für die Einführung von Flexplattformen und noch offener Fragen bspw. hinsichtlich der Entflechtungsvorgaben findet sich in C/sells (2020a), Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz GmbH & Co.KG (2018), EPEX SPOT, EWE NETZ, EWE und TenneT (2020), Beucker et al. (2021), FfE (2021, S. 234–237), (Goldkamp et al., 2021, S. 400–403) sowie – unabhängig von SINTEG – in Hilpert und Antoni (2019).

Da derzeit insbesondere nicht ausgeschlossen werden kann, dass ein einzelwirtschaftlich vollkommen rationales strategisches Verhalten von Akteuren im Ergebnis zu negativen Effekten bei der effizienten Preisbildung auf einzelnen Märkten führen und ggf. ein Netzengpässe verstärkendes Verhalten angereizt werden kann, ist es aus Sicht des beauftragenden BMWKs vordringlich, zunächst hier zu Lösungen zu kommen, bevor Formen marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung (über Demonstrations- und Erprobungsvorhaben hinaus) umgesetzt werden, soweit die vorgenannten Probleme nicht durch andere Änderungen am fundamentalen Marktdesign im Stromsektor entschärft werden.

19 Siehe auch Blaupause: Lösungen für das Zusammenführen von marktlichem und regulatorischem Netzengpassmanagement

2.1 Blaupause 1: Produktdefinitionen für die Flexplattform

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber
- Flexplattformbetreiber
- Regulator / Gesetzgeber

Ausgangslage und Problemstellung

In jeder Flexplattform ist die Definition der Produkte eine wesentliche Frage. Erst durch Produkte wird die Transaktion von Angebots- und Nachfrageseite ermöglicht. Es bestehen weite Ausgestaltungsspielräume für das Produktdesign auf Flexplattformen. Dieses muss jedoch sicherstellen, dass eine Integration der Flexplattform in vorhandene Prozesse des Marktes und des Engpassmanagements möglich ist. Gleichfalls müssen Produkte für die Anbieterseite attraktiv sein und bspw. technische Anforderungen der Flexoptionen berücksichtigen, um ein möglichst hohes Flexpotenzial zu heben.

Lösungsansatz

In allen Schaufenstern wurden stark standardisierte Produkte verwendet, die sich an den Produktstandards der Spotmärkte orientieren. Derartige Produkte stellen eine optimale Abwägung zwischen den Anforderungen der Netzbetreiber und fahrplangesteuerten Lasten dar. Vereinzelt kamen zusätzliche Produkte zum Einsatz, die auf die Anforderungen spezifischer Anlagentypen, wie bspw. Kleinstflexibilitäten, zugschnitten sind.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen

Technologiereifegrad

TRL 7-8: Z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet. Z. T. Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- ReFlex, Altdofer Flexmarkt (ALF), comax
- Flexmarkt
- ENKO
- Flexibilitätsplattform

Innovationsgehalt

Das bereits auf Spotmärkten etablierte Produktdesign für ID- und Day ahead (DA)-Produkte konnte innerhalb von SINTEG auf Flexibilitätsplattformen – und damit einen neuen Kontext – übertragen werden. Über die Standards des Spotmarktes hinausgehende Produktdefinitionen (bspw. Langfristprodukte) weisen einen höheren Innovationsgehalt auf.

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

Die für Flexplattformen entwickelten ID- und DA-Produkte lassen sich ohne Anpassung des regulatorischen Rahmens umsetzen und auf neue Flexplattformen übertragen. Die in SINTEG entwickelten Langfristprodukte hingegen sollten für eine Übertragung bei der Konkretisierung des § 14a EnWG berücksichtigt werden. Alle Flexplattformprodukte müssen zudem für eine Übertragung auf den Redispatch 2.0-Prozess abgestimmt werden.

PROBLEMSTELLUNG

Flexibilitätsplattformen verknüpfen Flexibilitätsanbieter mit -nachfragern, wie den Netzbetreibern. Um Transaktionen zwischen Angebots- und Nachfrageseite zu ermöglichen, muss das Wertangebot, die Flexibilität, in ein definiertes Produkt überführt werden. Hierfür stehen grundsätzlich zwei Ausgestaltungsvarianten zur Verfügung. Zum einen können Produkte einzelfallbasiert im bilateralen Handel definiert werden, oder andererseits als standardisierte Produkte, welche plattformweit für den Handel zugelassen sind.

Flexibilität in ein handelbares Produkt zu überführen, erfordert dabei die Definition vielfältiger Dimensionen:

- zeitlich – Wann wird Flexibilität zur Verfügung gestellt und wie lange (Zeitscheiben)? Wie ist der Zeitrahmen für Handel und Clearing?
- räumlich – An welchem Netzzugangspunkt wird die Flexibilität bereitgestellt?
- energiewirtschaftlich – Wie hoch ist der Leistungsabruf, gegenüber welcher Baseline wird er ermittelt und wie zuverlässig ist die Erbringung? Wird Leistungsbereitstellung, Leistungserbringung oder Energie vergütet?

In jeder Dimension müssen dabei verschiedene Produktparameter bestimmt werden, dargestellt in Tabelle 2. Die Ausprägungen der Parameter müssen dabei im Spannungsfeld der – teilweise gegensätzlichen – Anforderungen von Angebots- und Nachfrageseite vorgenommen werden.

Auf der Angebotsseite, insbesondere bei lastseitigen Flexibilitäten oder Speichern, zeigen sich unter anderem Anforderungen im Hinblick auf die eingeschränkte Verfügbarkeit der Flexibilitäten (Energiemengenbegrenzungen, Mindest- und Höchsteinsatzdauer, Wiedereinschaltzeiten, etc.). Können diese Einschränkungen nicht transparent gemacht und Vorlaufzeiten (z. B. DA) berücksichtigt werden, bedeutet dies eine Beschränkung des Potenzials. Schließlich muss bei einer freiwilligen Teilnahme am Prozess bzw. Markt die Attraktivität der Teilnahme sichergestellt werden (anders als im Redispatch-Prozess mit regulatorisch vorgeschriebener Teilnahme). Hierfür werden Produkte benötigt, die für die Angebotsseite attraktiv sind und möglichst alle vorhandenen Potenziale adressieren.

Auf der Nachfrageseite ergeben sich Anforderungen an das Produktdesign aus der Notwendigkeit, Flexplattformen in die bestehenden Prozesse des Engpassmanagements zu integrieren. Dies heißt, dass die marktliche Beschaffung netzdienlicher Flexibilität über die Flexplattformen bei den Netzbetreibern mit den regulierten Mechanismen des Engpassmanagements (Redispatch) abgestimmt werden muss. Gleichfalls muss gewährleistet sein, dass technische Anforderungen der Netzbetreiber erfüllt werden, also ausreichend Vorlaufzeit für eine Koordinierung des Flexbedarfs, wie Netzberechnungen, bleibt. Dies kann durch eine zweckmäßige Festlegung der entsprechenden Parameter des Produktdesigns, wie beispielsweise Vorlaufzeiten und Gate Closure, bewerkstelligt werden.

Eine weitere Anforderung an das Produktdesign ergibt sich aus der Notwendigkeit einen Bilanzausgleich nach Flexibilitätsabruf durchzuführen. Die Verantwortung hierfür kann – je nach Ausgestaltung der Flexplattform – bei den Flexanbietern, den Netzbetreibern oder auch den Bilanzkreisverantwortlichen liegen. Wird der Bilanzausgleich durch die Flexanbie-

ter durchgeführt, muss durch das Produktdesign gewährleistet sein, dass nach der Kontrahierung der Flexibilität noch ein Bilanzausgleich mittels Fahrplananpassung über die Spotmärkte durchgeführt werden kann. Hierfür benötigt der Flexanbieter einen zeitlichen Puffer zwischen Kontrahierung der Flexibilität und Gate Closure des ID-Marktes.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Die Definition von Flexibilitätsprodukten ist Gegenstand wissenschaftlicher Diskussion und systematischer Vergleiche von Flexibilitätsmärkten (Bouloumpasis, Steen, Tuan, Steen & Tuan, 2019; Radecke et al., 2019; Schittekatte & Meeus, 2020; Villar, Bessa & Matos, 2018). Diese wurden innerhalb von C/sells weitergeführt (Heilmann, Klempp & Wetzel, 2020). Aufbauend auf diesen Grundlagen wurden in SINTEG die Produktdefinitionen im Hinblick auf praktische Umsetzung entwickelt.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die in SINTEG implementierten Lösungen für Flexibilitätsmärkte greifen allesamt auf standardisierte Produkte zurück, da nur so eine Vielzahl kleinteiliger, heterogener Flexibilitäten mit unterschiedlichen Restriktionen durch die Plattform adressiert werden kann. Mit einer Ausnahme (ReFlex-Plattform in C/sells) werden ausschließlich Wirkleistungs-Produkte betrachtet.[20] In DESIGNETZ wurde keine Flexplattform implementiert, sondern Flexibilitäten an ein zentrales System (Systemcockpit) angebunden. Diese zentralisierte Steuerung der angeschlossenen Flexibilitäten zielte auf die technische Demonstration des Engpassmanagements mit dezentralen Flexibilitäten ab, unabhängig von einem zugrunde liegenden Koordinationsmechanismus (regulatorisch oder marktlich). Im Rahmen der Umsetzung der Anbindung wurden die zu übertragenden Parameter diskutiert und im Laufe der praktischen Umsetzung zu Kategorien zusammengefasst.

Weiterhin zeigen die SINTEG-Lösungen, dass in vielen Fällen Produktparameter angepasst werden können, ohne die Plattformprozesse und Informationsflüsse anpassen zu müssen. Das heißt, dass das in Abbildung 9 (S. 46) dargestellte Prozessschema der Flexibilitätsplattform weitgehend unabhängig ist vom Produktdesign. Die Produktparameter haben lediglich einen Einfluss auf die zeitliche Organisation der Prozesse – also auf die Frage zu welchem Zeitpunkt welcher Schritt im Prozessschema ausgeführt werden muss. Daraus folgt, dass Produkt- und Plattformdesign weitgehend unabhängig voneinander angepasst werden können – eine Ausnahme hiervon bildet die Preisbildung, die an das Produktdesign gekoppelt ist. Weiterhin bedeutet die getrennte Anpassung von Produkt- und Plattformdesign, dass auf einer Plattform gleichzeitig vielfältige Produkte angeboten werden können.

Auf den SINTEG-Flexplattformen wurden zwei verschiedene Produkttypen implementiert, die in Abbildung 12 anhand weniger grundlegender Merkmale charakterisiert sind.[21] Zum einen wurden einfach strukturierte Produkte genutzt, die sich an den Definitionen der Spotmarktprodukte orientieren (Erbringung einer durch Menge, Erbringungsdauer und Startzeitpunkt der Erbringung definierten Flexibilität). Dementsprechend greifen diese Produkte auch auf eine Vergütung der bereitgestellten Energie zurück und decken den ID- bzw. DA-Zeithorizont ab. Derartige Produkte kamen in allen Schaufenstern zum Einsatz (vgl. Abbildung 12: A(k),

20 Blindleistungsprodukte werden daher im Rahmen dieser Blaupause nicht weiter betrachtet. Blindleistungsbereitstellung und -management werden innerhalb der Abschnitte 4.3 und 4.4 betrachtet.

21 Eine umfassende Systematisierung der Produkte auf den SINTEG-Flexplattformen findet sich in Heilmann, Klempp und Wetzel(2020).

EN, FP, FM). Diese Strategie war das Ergebnis von Diskussionen zwischen den involvierten Akteuren der Schaufenster zum geeigneten Produktdesign.

In einzelnen Schaufenstern wurden diese am Spotmarkt orientierten Produkte ergänzt durch anderweitig definierte Produkte, die von den Konventionen des Spotmarkts abweichen und damit einen größeren Gestaltungsspielraum zulassen. Es wurden beispielsweise Produkte implementiert, die einen dem Regelleistungsmarkt ähnlichen Vorhaltemechanismus für die flexible Leistung vorsehen – Kontrahierung und Entscheidung über den Abruf finden zu unterschiedlichen Zeitpunkten statt (CO, RF). Darüber hinaus können durch freiere Produktgestaltung zusätzliche Bedingungen und Restriktionen abgebildet werden (begrenzte Energiemengen, zeitliche Verfügbarkeit), oder auf die Definition einer Baseline verzichtet werden (Quotenprodukte, RF(Q)). Bei diesen Produkten finden sich auch Ausnahmen vom vergüteten Produkt Energie, nämlich in der pauschalen Vergütung von Langfristprodukten in C/sells sowie der Leistungsvergütung bei Quotenprodukten im selben Schaufenster.

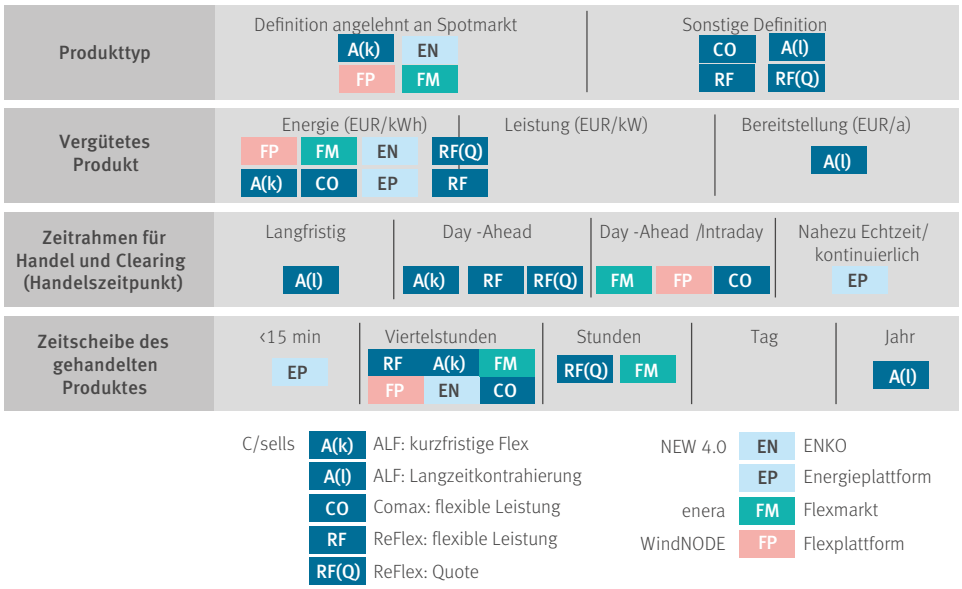


Abbildung 12: Einordnung der Produkte auf den SINTEG-Flexplattformen

Durch die Gestaltungsvielfalt der Produkte auf den SINTEG-Flexplattformen können Rückschlüsse zu den Auswirkungen spezifischer Produktparameter abgeleitet werden. Die Auswirkungen auf Prozesskette, Angebots- und Nachfrageseite sind in der nachfolgenden Tabelle 2 dargestellt.

Produktparameter	Ausprägung	Auswirkung auf Prozesskette, Angebots- und Nachfrageseite
handelbarer Zeitblock	Kurzfristprodukt	Produkt adressiert vorrangig Flexibilitätsanbieter, deren Anlagen entsprechend Fahrplan gesteuert werden können; Flexanbieter haben die Möglichkeit, viele Vermarktungskanäle zu nutzen.
	Langfristprodukt	Produkt adressiert vorrangig Kleinstflexibilitäten, für die die Flexanbieter keine Steuerung nach Fahrplan vornehmen; Flexanbieter gehen langfristige Bindung ein und legen sich auf einen Vermarktungskanal fest, wodurch Transaktionskosten gesenkt werden.
		Produkt bietet dem Netzbetreiber Planungssicherheit über verfügbare Flexibilitäten; ermöglicht es Flexibilitäten in der Netzausbauplanung als Kurzfristmaßnahme zu berücksichtigen.
Erbringungszeitraum	Am Spotmarkt orientiertes Produkt (Viertelstunden- oder Stundenprodukt)	Markteintrittsbarrieren für Flexibilitätsanbieter werden geringgehalten, da Flexibilitätsvermarktung sich leicht in bestehendes Fahrplanmanagement integrieren lässt; Transaktionskosten für Flexanbieter sind gering.
Zeitrahmen für Handel und Clearing	ID-Produkt	Durch Produkt mit geringer Vorlaufzeit wird die Güte der Verfügbarkeitsprognose des Flexanbieters erhöht und zugleich eine kurzfristige Planung ermöglicht; Produkt adressiert auch Anbieter, für die die Flexplattform lediglich eine nachrangige Quelle der Wertschöpfung darstellt; höheres Flexpotenzial kann gehoben werden.
	DA-Produkt	Produkt adressiert Lasten, die gut verschoben werden können und für längere Planungszeiträume geeignet sind (bspw. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge (electric vehicles, EVs), Nachtspeicherheizungen); Produkt eignet sich für Netzgebiete in denen DA eine gute Prognosegüte für Netzengpässe erreicht wird (bspw. Winddominierte Gebiete).
	Produkt mit zeitlich verzögertem Gate Closure	Produkt adressiert Flexanbieter, für die die Flexplattform nachrangige Quelle der Wertschöpfung darstellt (bspw. bei DA-Produkt Gate Closure nach Regelleistungsmarkt Gate Closure).
	Produkt mit gegenüber dem Energy Only Market (EOM) zeitlich vorgezogenem Gate Closure	Flexanbieter können nach Bezuschlagung auf dem EOM einen energetischen Ausgleich selbst ausführen.
	Produktparameter angelehnt an Redispatch-Prozess	Netzbetreiber können die Flexplattform leicht in das bestehende Netzengpassmanagement integrieren.
	Langfristprodukt	Flexanbieter können sich langfristig auf einen Vermarktungskanal festlegen und dadurch Transaktionskosten senken.
Erbringungspflicht	sehr hohe Verfügbarkeitsanforderungen	Produkt adressiert ausschließlich Flexibilitätsanbieter, deren Anlagen entsprechend Fahrplan gesteuert werden können.
	geringe Verfügbarkeitsanforderungen	Plattformbetreiber bzw. Netzbetreiber muss Aggregation von Anlagen vornehmen und kann darüber eine Flexibilitätserbringung entsprechend statistischem Mittel erreichen.

Tabelle 2: Produktmerkmale und ihre Auswirkungen

Zusätzlich zu den auf der Flexplattform implementierten Produkten können auch externe Aggregatoren – insofern sie auf den Plattformen zugelassen sind – eigene Produkte entwerfen, die sie an Flexibilitätsanbieter vermarkten. Diese Produkte sind nicht an die stan-

dardisierten Produkte der Plattformen gebunden und können damit individuelle Anforderungen der Flexanbieter abbilden.

INNOVATIONSGEHALT

Standardisierte Produkte kommen auf vielfältigen Energiemärkten zum Einsatz, u. a. auch auf den außerhalb von SINTEG implementierten Flexplattformkonzepten.[22] Die an den Spotmärkten orientierten Produkte bieten in dieser Hinsicht keine technischen Innovationen. Innovativ sind vielmehr die Produkte, welche sich nicht an den Konventionen der Spotmärkte orientieren. Beispielsweise stellt C/sells Langfrist-Kontrahierung eine innovative Ausgestaltung des durch § 14a EnWG gegebenen Rahmens dar (siehe Detail-Blaupause zu Langfristprodukten, Abschnitt 2.1.2). Einerseits werden durch dieses Produkt die Erfahrungen mit Langfristprodukten aus den internationalen Flexplattform-Piloten auf den deutschen Kontext übertragen. Andererseits werden die von Marktakteuren heute bereits genutzten Aggregationskonzepte auf einen neuen Kontext übertragen – die Flexibilitätsbereitstellung aus aggregierten Kleinstflexibilitäten durch den Plattformbetreiber. Alle in SINTEG aufgezeigten Ausgestaltungsvarianten für Produkte konnten auch erfolgreich auf den Plattformen angewendet werden.

Die beschriebenen Erkenntnisse zur Produktdefinition ergaben sich auch durch die intensive Diskussion zwischen Angebots- und Nachfrageseite, welche die Entwicklung des Produktdesigns in den Schaufenstern begleiteten. Wechselwirkungen zwischen Produktdesign, verfügbarem Flexibilitätsangebot und den Anforderungen der Netzbetreiber wurden so auf qualitativer Ebene offengelegt.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Das in C/sells ausgestaltete Langfristprodukt zielt auf die Erschließung von Kleinstflexibilitäten ab. Ähnliche Produkte können auch für andere Anwendungsfälle ausgestaltet werden, beispielsweise für Gewerbe- und Industrielasten. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Die Übertragung von Langfristprodukten mit Leistungsvergütung auf andere Flexibilitätstypen ist relevant, da diese ein adäquates Mittel darstellen können, um Inc-dec Gaming auf Flexplattformen zu verhindern (vgl. Abschnitt 2.3).

Die Produkte, deren Definition sich an Spotmarkt-Produkten orientiert, bedürfen keiner Weiterentwicklung. Sie können situativ in Abhängigkeit von der vorhandenen Struktur der Flexibilitäten und deren Anforderungen eingesetzt werden.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Am Spotmarkt orientierte Produkte für Flexplattformen lassen sich unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen umsetzen. Für die Umsetzung der in C/sells implementierten Langfristprodukte ist eine Berücksichtigung bei der Konkretisierung des § 14a EnWG notwendig, damit die kontrahierten Flexibilitäten auch für vorgelagerte Netzebenen eingesetzt werden können (siehe Übertragbarkeitsbedingungen in der Kategorie 1: Lokale Flexibilitätsplattformen für Netzbetreiber).

Damit die Produktdefinitionen der Flexplattformen auch mit dem Redispatch 2.0 kompatibel sind, sollten sie mit dem Redispatch 2.0-Prozess abgestimmt werden.

22 Siehe Beschreibung des Kenntnis- und Entwicklungsstandes in der übergeordneten Kategorie, Kap. 2.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

In SINTEG wurde die technische und prozedurale Umsetzbarkeit verschiedener Flexplattformkonzepte bewiesen. Diese Konzepte weisen einen grundlegend ähnlichen Aufbau auf, greifen jedoch auf unterschiedliche Detaillösungen zurück. Auf Basis der Erfahrungen der SINTEG-Schaufenster sollte daher das Design einer Flexplattform in einem branchenübergreifenden Diskussionsprozess weitergeführt werden, der die Erfahrungen von SINTEG aufgreift. Dieser Diskussionsprozess sollte unter Beteiligung von Netzbetreibern und Flexibilitätsanbietern stattfinden. Dazu sollte zunächst eine Diskussions-Roadmap entworfen werden, in welcher die Designparameter festgelegt werden. Dadurch kann ein standardisierter Rahmen für Flexplattformen geschaffen werden, der Produkte und Prozesse weitgehend vereinheitlicht aber noch Spielraum für eine regionsspezifische Anpassung lässt (DESIGNETZ, 2021c, S. 277). An dieser Stelle kann diese Roadmap nur grob skizziert werden. Die Roadmap sollte die Festlegung folgender Parameter enthalten:

- Ziele der Plattformen, dabei Klärung des Verhältnisses von Netz- und Marktplattformen, Berücksichtigung europäischer Anforderungen,
- zeitliche und räumliche Eingrenzung des Anwendungsraumes,
- Designparameter entsprechend den Blaupausen in diesem Dokument,
- Wechselwirkungen und Schnittstellen zu Koordinationsmechanismen der Marktsphäre sowie zu Netzengpassmanagement-Mechanismen (Redispatch gem. § 13 EnWG, § 19 StromNEV, SteuVerG, AbLaV etc.),
- Festlegung der Anzahl parallel existierender Märkte.

Parallel zu dem Prozess kann die im Rahmen von SINTEG ausgearbeitete DIN SPEC zur Flexibilitätsbereitstellung für Flexplattformen (DIN, 2020) ergänzt werden. Dabei können verschiedene Produkte in die DIN SPEC aufgenommen werden, die jeweils andere Flexanbieter adressieren.

ENTHALTENE DETAIL-BLAUPAUSEN

- Detail-Blaupause 1.1: Am Spotmarkt ausgerichtete Produkte, Abschnitt 2.1.1
- Detail-Blaupause 1.2: Produkte für Langfrist-Kontrahierung und Aggregation von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung, Abschnitt 2.1.2

2.1.1 DETAIL-BLAUPAUSE 1.1: AM SPOTMARKT AUSGERICHTETE PRODUKTE

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

In verschiedenen SINTEG-Schaufenstern wurden Produkte implementiert, die sich an den Produktstandards des ID- und DA-Spotmarktes orientieren. Diese Produkte übernehmen die bei Spotmarkt-Produkten vorhandenen Zeitscheiben (15min, 60min) sowie den Zeitrahmen für Handel und Clearing (ID, DA). Diese Flexplattformprodukte sind damit zugeschnitten auf

Flexibilitätsanbieter, die für den Energiehandel auf Spotmärkte zurückgreifen. Die Flexibilitätsanbieter können die Flexplattform aufgrund einer ähnlichen Produktstruktur leicht in ihre Handelsprozesse und IT-Systeme einbinden. Entsprechende Flexibilitäten werden nach einem Fahrplan gesteuert. Die implementierten Produkte sehen eine Vergütung der bereitgestellten Energiemenge vor.

- **DA/ID-Produkte auf dem enera Flexmarkt:** Auf der Flexplattform werden 15min- und 60min-Produkte angeboten, die im DA sowie ID-Zeitrahmen gehandelt werden können. Da die Produkte eine geringe Vorlaufzeit aufweisen, erreicht die Verfügbarkeitsprognose des Flexanbieters eine hohe Güte. Dies ermöglicht dem Flexibilitätsanbieter das Erstellen von Angeboten auf der Flexplattform mit geringer Sicherheitsmarge. Zudem ermöglicht die geringe Vorlaufzeit dem Flexanbieter eine kurzfristige Planung. Diese Produkte adressieren somit auch Anbieter, für die die Flexplattform lediglich eine nachrangige Quelle der Wertschöpfung darstellt. Hierunter fallen beispielsweise lastseitige Anbieter, welche die Fahrpläne ihrer Flexibilitäten entsprechend Produktionsprozessen planen müssen. Durch die implementierten Kurzfrist-Produkte kann somit auch in begrenzten Marktgebieten ein möglichst hohes Potenzial gehoben werden.
  Die gehandelten Produkte werden als Flexibilität definiert, d. h. als Abweichung von einem zu erwartenden oder geplanten Verhalten (Baseline). Sollte die Flexibilität nicht abgerufen werden, folgt die Flexibilität also dieser Baseline. Dadurch dass der Flexanbieter auf dem Flexmarkt keine Energielieferverpflichtung eingeht, muss die sich ergebende Bilanzkreisabweichung vom Anbieter eigenständig ausgeglichen werden (über den EOM). Eine Unterscheidung zwischen erneuerbaren und nicht erneuerbaren Flexibilitätsprodukten stellt sicher, dass der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien eingehalten werden kann. (Goldkamp et al., 2021, 240f)

- **ID- und DA-Produkte auf der WindNODE Flexibilitätsplattform:** Die Produktparameter (Zeitfenster) der auf der Plattform verfügbaren DA- und ID-Produkte wurden angelehnt an den bestehenden Redispatch-Prozess. Die Flexplattform kann dadurch leicht in das bestehende Netzengpassmanagement der Netzbetreiber integriert werden. Gate Closure für das DA-Produkt liegt zeitlich nach dem Gate Closure des Regelleistungsmarktes. Dadurch wird den Flexanbietern die Möglichkeit gegeben, auf die Flexplattform zurückzugreifen, wenn sonst keine weitere DA-Vermarktungsmöglichkeit mehr vorhanden ist. Die Flexplattform wird demnach als nachrangige Quelle der Wertschöpfung für den Flexanbieter positioniert. Durch die Verfügbarkeit von DA- und ID-Produkt wird den Flexanbietern Wahlfreiheit gewährt. Die Zuschlagswahrscheinlichkeiten zwischen den beiden Produkten können sich jedoch unterscheiden.

- **DA-Produkt auf NEW 4.0s „ENKO“:** Das Marktgebiet von ENKO ist winddominiert, wodurch sich eine gute DA-Vorhersagbarkeit von Engpässen ergibt und Netzbetreiber ihren Flexbedarf bereits DA bestimmen und über die Flexplattform decken können. Dementsprechend wurde ein DA-Produkt entworfen, welches sich in den Prozess des DA-Spotmarktes eingliedert. Flexanbieter können somit einen bilanziellen Ausgleich selbst durchführen.

- **Kurzfrist-Produkte der Flexplattformen in C/sells:** Auf den Plattformen wurden ID- und DA-Produkte implementiert, ähnlich den zuvor geschilderten Produkten (Klempp, Heilmann, Koeppl & Huber, 2020).

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 8 – Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Am Spotmarkt ausgerichtete Produkte sind auf alle marktlich organisierten Flexplattformen übertragbar. Für DA-Produkte besteht die Bedingung, dass Netzengpässe im Netzgebiet mit hinreichender Genauigkeit prognostiziert werden können.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

Zwischen den Blaupausen dieser Kategorie bestehen enge Abhängigkeiten.

2.1.2 DETAIL-BLAUPAUSE 1.2: PRODUKTE FÜR LANGFRIST-KONTRAHIERUNG UND AGGREGATION VON FLEXIBLEN VERBRAUCHERN IN DER NIEDERSPANNUNG

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Produkte mit langfristiger Kontrahierung der Flexanbieter sind eine mögliche Variante zur Erschließung sehr kleinteiliger Flexibilitäten (z. B. Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, Elektrofahrzeuge) für die Flexibilitätsplattformen. Durch die Vereinbarung einer pauschalen Preisbildung (Leistungspreis), den automatisierten Flexibilitätsabrufen durch den Nachfrager sowie einen verringerten Vertrags- und Verwaltungsaufwand senken diese Langfristprodukte Transaktionskosten. Die Regelungen des gegenwärtigen § 14a EnWG können als Produkt zur Langfrist-Kontrahierung interpretiert werden.

Die durch Langfristprodukte kontrahierten kleinteiligen Flexibilitäten können durch den Aggregator (Plattformbetreiber oder Marktakteur) einem Anlagenpool zugewiesen werden. Diese Flexibilitäten werden nicht nach einem Fahrplan gesteuert. Das Nutzerverhalten, welches die Verfügbarkeit der Flexibilitäten beeinflusst, kann lediglich statistisch beschrieben werden. Erst durch die Aggregation einer Vielzahl kleinteiliger Flexibilitäten mit ähnlichen technischen Charakteristika können Verfügbarkeitsprognosen und Angebote für die Flexplattform erstellt werden.[23] Aufgrund der Aggregation kann somit die Verfügbarkeitsanforderung der Netzbetreiber erfüllt werden. Die Flexangebote werden damit auch nicht durch den Anlagenbetreiber, sondern durch den Aggregator erstellt. Der Anlagenbetreiber erhält eine pauschale Vergütung für die zur Verfügung gestellte Leistung für die Dauer der Kontrahierung. Der Aggregator nutzt die kontrahierten Anlagen im Pool, um basierend auf seiner Verfügbarkeitsprognose Angebote auf der Flexplattform einzustellen. Diese Angebote werden kurzfristig erstellt, ähnlich dem Zeitrahmen der zuvor geschilderten Kurzfrist-Produkte (siehe Detail-Blaupause 1.1: Am Spotmarkt ausgerichtete Produkte, Abschnitt 2.1.1).

Produkte mit Leistungspreisen und langen Produktlaufzeiten bieten auch im Hinblick auf strategisches Gebotsverhalten der Flexanbieter Vorteile. Wird vor allem die Bereitstellung flexibler Leistung, nicht jedoch der Abruf der Flexibilität selbst vergütet, können Flexanbieter bei geeignetem Design keinen Vorteil mehr aus dem strategischen Verhalten ziehen. In Kombination mit Arbeitspreisen, welche die Abrufkosten berücksichtigen, kann erreicht werden,

23 Siehe auch Blaupause: Aggregationsmodi der Flexibilitäten

dass der Flexanbieter durch den Abruf der Flexibilität weder besser noch schlechter gestellt wird. Strategisches Gebotsverhalten ist nur möglich, wenn der Flexanbieter durch den Flexabruf einen Vorteil erhält (siehe Blaupause 3: Mechanismen gegen Missbrauch von Marktmacht und Gaming, Abschnitt 2.3). Darüber hinaus verringern lange Produktlaufzeiten die Prognostizierbarkeit von Preisdifferenzen zwischen zonalen Märkten und Flexibilitätsplattform und senken damit auch die Gewinnchancen für Arbitragegeschäfte. Eine Produktlaufzeit von einem Monat wurde als sinnvoll erachtet, da über diesen Zeitraum die Prognostizierbarkeit von Viertelstundenfenstern nicht möglich ist. Außerdem wird durch lange Produktlaufzeiten die potenzielle Gewinnmarge geringer, da kein „Rosinenpicken" interessanter Stunden möglich ist.

- **Langfristprodukt auf der Flexplattform ALF in C/sells:** Ein Langfristprodukt wird genutzt, um bestehende Anlagen eines Anlagentyps (Wärmepumpen) auf Haushaltsebene mittels Aggregation auf der Flexplattform ALF einzubinden. Hierfür wird der bestehende Rahmen des § 14a EnWG verwendet, an dessen Vorgaben auch das Produktdesign angepasst ist. In Anlehnung an § 14a EnWG werden pauschale Einschränkungen für die Erschließung von Kleinanlagen berücksichtigt (d. h. max. Anzahl an Abrufen pro Tag, max. Abrufdauer pro Tag, Dauer zwischen zwei Abrufen und min. / max. Dauer eines Abrufs). Die Betreiber der Wärmepumpen erhalten dementsprechend eine pauschale Netzentgeltermäßigung (analog zu einem Leistungspreis) für die Bereitstellung von Flexibilität für den Aggregator. Da der Aggregator die Flexibilität des Anlagenpools über die Flexplattform anbietet, wird das Flexangebot einem Effektivitäts- und Kostenvergleich mit anderen Angeboten unterzogen. Weiterhin stehen die Flexpotenziale der mittels Langfristprodukt aktivierten Flexibilitäten damit auch für Netzbetreiber höherer Netzebenen zur Verfügung.
  Da Wärmepumpen auf Haushaltsebene nicht nach Fahrplan gesteuert werden und der Aggregator bisher nicht auf die Betriebsdaten einzelner Anlagen zugreift, wird der Betriebszustand – und damit das verfügbare Flexpotenzial – der Anlagen unter Einbeziehung weiterer Eingangsgrößen (bspw. Umgebungstemperatur) mittels statistischer Modelle prognostiziert. Die Prognosegüte steigt mit der Poolgröße. Somit kann erst durch eine Aggregation einer Vielzahl von Anlagen die netzbetreiberseitige Verfügbarkeitsanforderung erfüllt werden. Zwei Aggregationsmodi wurden untersucht: die permanente Aggregation der Anlagen entsprechend Netztopologie sowie die temporäre Aggregation entsprechend Engpasssituation und -sensitivität der Anlagen (siehe auch Detail-Blaupause 2.2.2).
  Für den automatisierten Flexibilitätsabruf gewähren die Anlagenbetreiber dem Aggregator Kontrolle über ihre Anlagen. In der bei ALF umgesetzten Ausgestaltung dieses Langfristproduktes tritt der Plattformbetreiber (Netzbetreiber) als Aggregator auf, erstellt Verfügbarkeitsprognosen und bringt die Flexpotenziale als Angebote auf der Flexibilitätsplattform ein. (Müller, Zeiselmair & Gómez, 2019; Zeiselmair, Bogensperger, Müller & Köppl, 2019).[24]

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 7 – Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet

24 Siehe auch Blaupause: Methoden zur netzebenenübergreifenden Koordination der Netzbetreiber für das Engpassmanagement

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Der Plattformbetreiber verfügt über die Kompetenzen, um als Aggregator aufzutreten. Die Flexibilitäten müssen per IKT-Infrastruktur an die Plattform angebunden und fernsteuerbar sein, beispielsweise über SMGW-Infrastruktur. Abweichend von der in C/sells umgesetzten Implementierung kann die Rolle des Aggregators auch durch andere Akteure, bspw. Marktakteure, eingenommen werden, sofern die Entflechtungsbestimmungen durchgesetzt werden können. Sollten Anlagen auf Haushaltsebene (bspw. Wärmepumpen) in Zukunft über digitale Schnittstellen zur Übermittlung von Betriebsdaten an ein Energiemanagementsystem oder SMGW verfügen, kann das Flexibilitätspotenzial auch auf Ebene Einzelanlage besser prognostiziert werden. Eine stochastische Bestimmung des Potenzials eines Anlagenpools ist dann ggf. nicht mehr notwendig. Die derzeit bestehenden Herausforderungen digitaler Schnittstellen bei Flexibilitäten auf Haushaltsebene und entsprechende Erkenntnisse aus SINTEG hierzu finden sich im Ergebnisbericht des Synthesefeld 1 (Blaupause 2).

Damit die Verfügbarkeitsanforderungen des Netzbetreibers erfüllt werden können, muss pro Netzverknüpfungspunkt auf der relevanten Aggregationsebene eine hinreichende Anzahl an flexiblen Anlagen vorhanden sein. Das heißt, dass eine bestimmte Durchdringung mit Flexibilitäten eines bestimmten Typs, beispielsweise Wärmepumpen, erreicht werden muss, um auf der Basis von Langfristprodukten Flexibilität bereitstellen zu können.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

- Blaupause 3: Mechanismen gegen Missbrauch von Marktmacht und Gaming, Abschnitt 2.3
- Blaupause 17: Prognose der Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern im Niederspannungsnetz, Abschnitt 6.3

2.2 Blaupause 2: Aggregationsmodi der Flexibilitäten

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber
- Flexplattformbetreiber
- Regulator

Ausgangslage und Problemstellung

Die durch Flexplattformen zu erschließenden Flexibilitäten sind kleinteilig und heterogen. Um die daraus folgende Komplexität der Flexplattformen – in der Form von Produktvielfalt und Anzahl an Marktakteuren – zu verringern, kann die Aggregation von Flexibilitäten genutzt werden. Bei der Aggregation für Flexplattformen muss die Netzlokalität der Anlagen berücksichtigt werden. Hierfür existierten noch keine Lösungen.

Lösungsansatz

Die SINTEG-Schaufenster entwickelten Ansätze, um die für den Betrieb der Flexplattformen essenziellen Informationen, nämlich den Netzstandort der Flexibilität bzw. deren Engpasswirksamkeit, auch bei Aggregation zu bewahren. Dem Netzbetreiber kommt hierbei eine zentrale Funktion zu, da nur er im Besitz dieser netzbezogenen Informationen ist – entweder durch Ausweisung geographischer Zonen in denen aggregiert werden kann oder durch Ausübung eines Zustimmungsvorbehalts gegenüber der Aggregation.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen

Technologiereifegrad

TRL 8: Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- ReFlex, ALF, comax
- Flexmarkt
- Virutelles Kraftwerk (VKW) für regionale Systemdienstleistungen (SDL)
- EWE VKW
- ENKO
- Flexibilitätsplattform

Innovationsgehalt

- Einführung von Aggregation in Märkten mit hoher räumlicher Auflösung
- Entwicklung anwendungsbereiter Lösungen, wie Informationen zur netztechnischen Wirkung von Anlagen auch über die Aggregation hinaus erhalten werden können

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

- Anpassung des regulatorischen Rahmens, um Aggregation durch Marktakteure auch im Rahmen des Netzengpassmanagements zu ermöglichen; gleichfalls ist Anpassung notwendig, wenn Plattform- oder Netzbetreiber selbst als Aggregator auftreten
- Skalierung auf Basis bestehender Geschäftsmodelle für Aggregation kurzfristig möglich

PROBLEMSTELLUNG

Ziel der Flexplattformen ist es, neue Flexibilitäten für das Engpassmanagement im Verteilnetz zu erschließen. Perspektivisch muss für das Engpassmanagement ein ausreichend hohes Potenzial an Flexibilitäten erschlossen werden.[25] Diese Flexibilitäten sind in vielen Fällen kleinteilig – bis hin zu Endverbraucher-Anwendungen – und heterogen – durch die hohe Vielfalt an Flexibilitäten im Verteilnetz. Das heißt, dass die Prozesse der Flexplattformen auf die Verarbeitung einer großen Anzahl dezentraler Informationen ausgelegt werden müssen. Dies steigert die Anforderungen an die IKT-Infrastruktur der Plattform und erhöht die Komplexität des Matchings von Angebot und Nachfrage.

Derzeit ist in vielen Fällen nicht genügend Flexibilität auf der Niederspannungs (NS)-Ebene vorhanden und. erschlossen, um Engpassmanagement im NS-Netz zu betreiben. Die verfügbaren Flexibilitäten können nur gebündelt zum Einsatz kommen, um Engpässe auf höheren Spannungsebenen zu beheben. Die verfügbaren Flexibilitäten in der NS können daher ohne Informationsverlust auf Ebene der Ortsnetztransformator (ONT) gebündelt betrachtet werden.

Als Alternative zu einer direkten Teilnahme der kleinteiligen Flexibilitäten an der Flexplattform kann daher ein zusätzlicher Aggregationsschritt eingeführt werden, als eine Art vorgelagerter Koordinationsmechanismus. Die Aggregation bedeutet eine Transformation von Produkteigenschaften, Re-allokation von Risiken und in der Regel die Einbindung eines weiteren Akteurs. Dieser Akteur kann ein Marktakteur oder ein Netzbetreiber sein. Der Marktakteur bietet die Dienstleistung Aggregation mit Gewinnerzielungsabsichten an, für den Netzbetreiber könnte dies Teil des regulierten Geschäftsmodells sein, bei dem auch Renditen erwirtschaftet werden können.

Die Aggregation kleinteiliger und auch inhomogener Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen stellt bereits heute einen viel genutzten Ansatz dar, um diesen Anlagen den Zugang zu Strom-Großhandelsmärkten oder auch dem Regelleistungsmarkt zu ermöglichen. Im Gegensatz zu diesen Märkten muss für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten jedoch auch die Lage der Flexibilitäten im Netz (bzw. Sensitivität der Flexibilität in Bezug auf den Netzengpass) berücksichtigt werden.[26] Es verfügt jedoch nur der Netzbetreiber über diese, für das Engpassmanagement notwendigen Informationen. Damit die Informationen auch bei der Aggregation von Flexibilitäten berücksichtigt werden können, muss der Netzbetreiber diese den Marktakteuren in geeigneter Weise zur Verfügung stellen. Dies stellt eine zusätzliche Herausforderung für die Aggregation von Flexibilitäten für Flexplattformen dar.

Neben diesen netzbetreiberseitigen Anforderungen an die Aggregation müssen auch die Anforderungen der Angebotsseite beachtet werden. So kommt dem Aggregator die Aufgabe zu, Markteintrittsbarrieren und Transaktionskosten für die Flexanbieter zu senken. Hierfür muss der Aggregator die komplexen Anforderungen der Angebotsseite, in die auf der Flexplattform verfügbaren Produkte übersetzen.

25 Eine Diskussion verschiedener Abschätzungen von Flexibilitätspotenzialen findet sich im Synthesebericht des Synthesefeldes 1 – Flexibilitätspotenziale und Sektorkopplung.
26 Eine Analyse verschiedener Aggregationsstrategien, jedoch ohne Berücksichtigung des Netzstandortes von Flexibilitäten findet sich in C/sells (2021, S. 251-255).

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Aggregation wird auf zahlreichen Energiemärkten (bspw. Spotmarkt, Regelleistungsmarkt) eingesetzt, um Markteintrittsbarrieren und Transaktionskosten zu senken. Kommerzielle Aggregatoren ermöglichen so bereits heute inhomogenen sowie kleinteiligen Anlagenpools Marktzugang. Derartige Geschäftsmodelle sind jedoch nur für Energiemärkte erprobt, die auf Ebene von Regelzonen organisiert sind und keine räumliche Komponente besitzen, wie die räumlich hoch aufgelösten Flexplattformen. Um Anlagen für Flexplattformen zu aggregieren ist eine Berücksichtigung dieser räumlichen Komponente, d. h. der Netzlokation der Anlage, zwingend notwendig.

Auch in der BDEW-Branchenlösung zum Redispatch 2.0 ist die Aggregation von Anlagen durch Netzbetreiber im Rahmen des Koordinationsprozesses der Netzbetreiber vorgesehen (BDEW, 2020). Verteilnetzbetreiber dürfen Anlagen mit gleicher Wirksamkeit auf den Engpass aggregieren und als Cluster an den vorgelagerten Netzbetreiber weitergeben. Im Einklang mit den Ergebnissen des Redispatch-Projektes des BDEW und Connect+ der Netzbetreiber wurde die Möglichkeit zur Aggregation auf der DA/RE-Plattform umgesetzt (Börries, 2020; Kumm & Strahlhoff, 2019). Die Entwicklung des Redispatch 2.0 fand in Teilen parallel zu SINTEG statt und baut auf den Erfahrungen auf, die im Rahmen von SINTEG gesammelt wurden.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die SINTEG-Schaufenster untersuchten zwei grundsätzliche Ansätze zur Aggregation von Anlagen, die Aggregation durch externe Marktakteure sowie die Aggregation durch den Netzbetreiber oder Plattformbetreiber[27] selbst. Ein externer Marktakteur verfolgt mit dem Geschäftsmodell Aggregation das Ziel die Flexpotenziale verschiedener Anlagen (ggf. mit unterschiedlichen technischen Charakteristika) in ein gemeinsames Angebot zu transformieren. Durch diese Poolbildung kann die Verfügbarkeit der Flexibilität erhöht werden. Der Netzbetreiber verfolgt das Ziel die vorhandenen Flexpotenziale für das Engpassmanagement verfügbar zu machen und die Netzbetreiberkoordination zu vereinfachen.

Entscheidendes Kriterium für die mögliche Aggregation von Anlagen ist, ob ihre netztechnische Wirksamkeit auf einen Engpass sehr ähnlich ist; nur dann kann eine Aggregation vorgenommen werden. Da nur der Netzbetreiber über die entsprechenden Informationen verfügt, muss die Aggregation entweder durch den Netzbetreiber selbst durchgeführt werden, oder der Netzbetreiber muss die notwendigen Informationen den Marktakteuren zur Verfügung stellen. Nur so ist gewährleistet, dass die für das Engpassmanagement notwendigen Informationen durch eine Aggregation nicht verloren gehen. Unabhängig vom Akteur kann die Aggregation entweder permanent durchgeführt werden, wobei Anlagen einem festen Pool dauerhaft zugewiesen werden. Oder die Aggregation wird temporär durchgeführt, wobei lediglich momentan verfügbare Flexpotenziale (Angebote) für die Dauer einer Gebotsperiode zusammengefasst werden. Die verschiedenen Arten der Aggregation und die sich daraus ergebenden Anforderungen an die Anlagen (netztechnische Wirkung, technisch-wirtschaftliche Charakteristika) sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

In den Schaufensterprojekten wurde sowohl die Aggregation durch den Plattform- bzw. Netzbetreiber als auch die Aggregation durch externe Marktakteure umgesetzt:

27 In den SINTEG-Schaufenstern trat der Netzbetreiber teilweise auch als Betreiber der Flexplattformen auf. Aus diesem Grund wird keine klare Abgrenzung der Rollen Netzbetreiber und Plattformbetreiber getroffen.

- Eine **permanente Aggregation entsprechend Anlagentyp und Netztopologie durch den Plattformbetreiber** wurde auf der Flexplattform ALF in C/sells umgesetzt. Der Plattformbetreiber aggregiert hierbei stochastische, kleinteilige Flexibilitäten auf Haushaltsebene gleichen Typs zu einem festen Pool. Der Plattformbetreiber greift nicht auf die Bewegungsdaten (Lastprofil) einzelner Anlagen zurück. Erst durch die Aggregation erreichen stochastische Kleinstflexibilitäten die Zuverlässigkeit, welche notwendig ist, um am Engpassmanagement teilzunehmen.[28] Da der Plattformbetreiber lediglich eine pauschale Vergütung der Anlagen vornimmt, benötigt er keine Informationen zum Kostenprofil der einzelnen Anlagen, um Angebote für die Flexplattform zu erstellen. Anlagen werden auf den Netzverknüpfungspunkt zur nächsthöheren Spannungsebene aggregiert (bei Lasten in der Niederspannung also der ONT) – oder bei zu geringen Poolgrößen auch mehrere Verknüpfungspunkte zusammengefasst. Das so aggregierte Flexpotenzial kann damit ausschließlich für die Behebung von Engpässen in der überlagerten Netzebene genutzt werden, also bei Lasten in der Niederspannung für Engpässe auf Mittelspannungs (MS)-Ebene (Müller et al., 2019). Um Engpässe in derselben Netzebene adressieren zu können, wäre ggf. die Bildung von Sub-Pools notwendig, die Flexibilitäten mit gleicher netztechnischer Wirkung auf den Engpass zusammenfassen – wodurch die Poolgröße und damit die Zuverlässigkeit der Verfügbarkeitsprognose sinkt.

- Eine **permanente Aggregation hinter dem Netzanschluss des Kunden** wurde im Konzept des Digitalen Netzanschlusses (DiNA) von C/sells entwickelt (Weigand, Rogg, Köppl & Springmann, 2021). Dieses Konzept wird im Ergebnisbericht des Synthesefeldes 1 ausführlich diskutiert (vgl. Detail-Blaupause 2.2).

- Die **permanente Aggregation durch einen externen Marktakteur** ist auf konzeptioneller Ebene auf allen Flexplattformen der Schaufenster möglich. Umgesetzt wurde diese jedoch lediglich auf dem enera Flexmarkt, wobei der Netzbetreiber engpassfreie Zonen als eigene Marktgebiete definiert. Innerhalb dieser engpassfreien Zonen weisen Anlagen in Bezug auf Engpässe in der überlagerten Ebene eine sehr ähnliche netztechnische Wirksamkeit auf und können durch einen Aggregator zusammengefasst werden. Darauf aufbauend kann der Vermarkter (welcher zumeist identisch ist mit dem Aggregator) unter Berücksichtigung der Kosten der Flexibilitäten sowie weiterer Anforderungen der Angebotsseite ein gemeinsames Flexangebot für den Anlagenpool erstellen. Durch die Aggregation in engpassfreien Zonen kann das Flexpotenzial ausschließlich für die Behebung von Engpässen in der überlagerten Netzebene genutzt werden. Zur Engpassbeseitigung auf derselben Netzebene der Anlagen hingegen sollten nur die Anlagen aggregiert werden, welche eine nahezu identische Sensitivität aufweisen, also im Regelfall auch denselben Netzzugangspunkt nutzen.
  Konkret wurde die permanente Aggregation durch einen Marktakteur auch für das VKW der EWE umgesetzt, wobei das VKW um eine regionale Komponente erweitert wurde. Alle Anlagen wurden einem Umspannwerk – und damit auch einem Marktgebiet des enera-Flexmarktes – zugeordnet. Innerhalb des gesamten Pools der Anlagen des VKW wurden also Sub-Pools von Anlagen mit gleicher netztechnischer Wirksamkeit gebildet. Diese „Cluster“ von Flexibilitäten wurden für die gemeinsame Angebotserstellung auf dem Flexmarkt genutzt (Goldkamp et al., 2021, 230ff).

- Auf eine **temporäre Aggregation durch den Netzbetreiber** greift die Flexplattform enera zurück. Netzbetreiber geben bei der Netzebenen-übergreifenden Koordination Informa-

28 Siehe auch Detail-Blaupause 1.2: Produkte für Langfrist-Kontrahierung und Aggregation von .

tionen zu den in ihrem Netzgebiet vorhandenen Flexangeboten an vorgelagerte Netzbetreiber weiter.[29] Hierfür werden die Flexangebote innerhalb eines Marktgebietes (also bei ähnlicher relativer Wirksamkeit auf den Engpass) bei ähnlichen Kosten zusammengefasst.

- Für die Flexplattform ALF wurde auch eine **temporäre Aggregation durch den Plattformbetreiber untersucht.** Neben der bereits dargestellten permanenten Aggregation von steuerbaren Verbrauchern wurde auch die Aggregation der Anlagen entsprechend ihrer Sensitivität auf einen spezifischen Engpass demonstriert. Flexibilitäten werden im Rahmen der Angebotserstellung in einem Pool zusammengefasst, wenn sie eine ähnliche Sensitivität auf den Engpass aufweisen. Es können also auch Anlagen aggregiert werden, die in derselben Netzebene liegen wie der zu behebende Engpass. Aufgrund der pauschalen Vergütung der Kleinstanlagen in ALF weisen diese ein ähnliches Kostenprofil auf. Weiterhin wurde im Schaufenster enera das VKW der energy & meteo systems durch netztopologische Informationen der Anlagen erweitert. Zudem wurden Sensitivitäten der Anlagen auf Netzknoten berücksichtigt und genutzt, um durch gezielte Auswahl von Anlagen innerhalb des VKW die Flexibilitätsnachfrage auf der Flexplattform decken zu können (Goldkamp et al., 2021, 220f). Diese Zuordnung ist jedoch nur möglich, wenn entsprechende Informationen zur Netztopologie dem Aggregator durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden.

Art der Aggregation	Externer Marktakteur	Netzbetreiber oder Plattformbetreiber
Permanente Aggregation (Aggregation auf Anlagen-ebene)	Anlagen haben dauerhaft eine ähnliche netztechnische Wirksamkeit (durch Netzbetreiber (NB) bestätigt) oder Anlagen befinden sich innerhalb einer durch den NB ausgewiesenen, engpassfreien Zone.	
	Anlagen mit beliebigen techn.-wirtsch. Charakteristika können durch Marktakteur aggregiert werden.	Anlagen haben ähnliche techn. Charakteristika (gleicher Anlagentyp), wodurch Prognose und Angebotserstellung auch ohne Kenntnis der Bewegungsdaten von Einzelanlagen ermöglicht wird.
Temporäre Aggregation (Aggregation auf Angebots-ebene)	Anlagen haben temporär eine ähnliche netztechnische Wirksamkeit auf einen konkreten Engpass.	
	Flexpotenziale beliebiger Anlagen innerhalb des Pools können für Angebotserstellung aggregiert werden.	Auf Basis der Angebotspreise werden ähnliche Angebote zusammengefasst; der NB benötigt hierfür keine Kenntnis der Anlagencharakteristika.

Tabelle 3: Voraussetzungen der Aggregation von Flexibilitäten durch Netzbetreiber oder Marktakteur

29 Siehe auch Detail-Blaupause 4.2: Dezentrale, gestufte Koordination der Netzbetreiber "von unten nach oben".

INNOVATIONSGEHALT

Inhaltliche Neuerungen stellen die Einführung von Aggregation in Märkten mit hoher räumlicher Auflösung dar. In SINTEG wurden anwendungsbereite Lösungen entwickelt, wie Informationen zur netztechnischen Wirkung von Anlagen auch über die Aggregation hinaus erhalten werden können. Bereits bekannte Konzepte zur Anlagenaggregation wurden dabei auf einen neuen Kontext übertragen. Technische Innovationen finden sich damit nicht bei der Umsetzung von Aggregationsprozessen, sondern vielmehr bei nachgelagerten Prozessen eines Aggregators (bzw. Vermarkters), wie bspw. höher aufgelöster Prognose oder Ansteuerung von Anlagen.[30] Eine organisatorische und prozessuale Innovation stellt zudem die Einführung der Aggregation in der Netzbetreiberkoordination dar.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Weitere Entwicklungsmöglichkeiten sind vom gewählten Lösungsansatz abhängig. Bei der Aggregation durch Marktakteure ist die Ausgestaltung besonders anspruchsvoll, da bei der Definition der engpassfreien Zonen zwischen Liquidität, Stabilität der Zonengrenzen und der Effektivität der Engpassbeseitigung abgewogen werden muss. Hierzu müssen praktikable Regelungen gefunden werden.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Eine Aggregation von Flexibilitäten durch externe Marktakteure ist im derzeitigen regulatorischen Rahmen z. B. für die Regelleistungserbringung möglich, nicht jedoch für die Redispatch-Prozesse und andere Prozesse des Netzengpassmanagements. Weiterhin muss durch entsprechende Mechanismen der Zugriff auf flexible Anlagen durch verschiedene Akteure mit ggf. widersprüchlichen Steuerungsanforderungen geregelt werden. Eine entsprechende Lösung hierfür wurde in C/sells durch Umsetzung der KOF des VDE|FNN demonstriert (Springmann et al., 2020).

Ein Hindernis für die Übertragung der technischen Lösungen ist, dass Aggregatoren als kommerzielle Anbieter, auch im Rahmen von SINTEG auf proprietäre Lösungen zurückgreifen – schließlich ist diese Lösung Teil ihres Geschäftsmodelles.

Eine technische Voraussetzung für die Nutzung der Aggregation im Kontext der Flexplattformen ist, dass eine Prognose der verfügbaren Flexibilität für die geforderte Poolgröße und Aggregationsebene möglich sein muss. Da die Aggregation bereits heute ein etabliertes Geschäftsmodell darstellt, ist die Skalierung entsprechender Aktivitäten im Kontext der Flexplattformen kurzfristig möglich.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Aggregation durch Marktakteure sollte durch regulatorische Festlegungen im Rahmen der Einführung von Flexplattformen ermöglicht werden. Die Erfahrung mit Aggregation von Anlagen für andere Märkte belegt, dass hierdurch Innovationspotenziale gehoben und neue Anbieter erschlossen werden können. Dies ist essenziell für die erfolgreiche Umsetzung von Flexplattformen. Da der Netzbetreiber die netztechnische Wirksamkeit beurteilen muss, ist seine Mitwirkung essenziell.

30 Siehe Synthesefeld 1 – Flexibilitätspotenziale und Sektorkopplung zum Thema der technischen Umsetzung der Ansteuerung und Aggregation von Flexibilitäten.

Für die Aggregation durch Netzbetreiber im Rahmen der Netzebenen-übergreifenden Netzbetreiberkoordination müssen Fragen zur Allokation von bilanziellen und finanziellen Risiken im Rahmen eines Branchenprozesses geklärt und durch den Regulierer festgelegt werden.

Die derzeitige Ausgestaltung des § 14a EnWG ermöglicht es dem Netzbetreiber in Bezug auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung die Aufgaben eines Aggregators wahrzunehmen: die Anlagensteuerung und der netzdienliche Einsatz. Die durch den Netzbetreiber aggregierten Flexibilitäten können derzeit jedoch nicht für das Engpassmanagement in vorgelagerten Netzebenen eingesetzt werden. Dies sollte im Rahmen der Konkretisierung des § 14a EnWG ermöglicht werden (siehe Übertragbarkeitsbedingungen unter Kategorie 1: Lokale Flexibilitätsplattformen für Netzbetreiber, Kap. 2).

Das Auftreten eines VNB als Aggregator sollte auch aus Rollenperspektive diskutiert werden. Derzeit wird Aggregation durch Marktakteure als Geschäftsmodell genutzt. Durch Weiterentwicklung der Rolle des VNB hin zu einem „System Integration Facilitator“ (DESIGNETZ, 2021c, S. 279) könnten dem VNB auch vermehrt Aufgaben im Bereich der Aggregation zugesprochen werden. Derartige Entwicklungen sind zu prüfen und sollten unter dem Vorbehalt stehen, dass entsprechende Aufgaben nicht effizient durch marktliche Akteure erfüllt werden können.

ENTHALTENE DETAIL-BLAUPAUSEN

- Detail-Blaupause: Produkte für Langfrist-Kontrahierung und Aggregation von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung, Abschnitt 2.1.2
- Detail-Blaupause: Permanente Aggregation durch externe Akteure, Abschnitt 2.2.1
- Detail-Blaupause: Temporäre Aggregation durch den Netzbetreiber, Abschnitt 2.2.2

2.2.1 DETAIL-BLAUPAUSE 2.1: PERMANENTE AGGREGATION DURCH EXTERNE AKTEURE

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten muss die Lage der Flexibilitäten im Netz berücksichtigt werden. Die Lage im Netz bestimmt die netztechnische Wirksamkeit (Sensitivität) der Flexibilität in Bezug auf die Engpass- bzw. drohende Überlastungssituation. Diese Information ist erforderlich, um einen Engpass möglichst effizient zu beheben (durch Auswahl der kostengünstigsten Flexibilitäten relativ zu deren Wirksamkeit auf den Engpass). Damit externe Akteure Flexibilitäten zur Engpassbehebung aggregieren können, muss der Netzbetreiber den Marktakteuren Informationen über die netztechnische Wirkung der Flexibilitäten bereitstellen. Zudem steht die Aggregation von Flexibilitäten durch Marktakteure immer unter dem Zustimmungsvorbehalt durch den Netzbetreiber. Sind diese Voraussetzungen gegeben, können Anlagen permanent aggregiert werden und fortan Angebote auf der Flexplattform gemeinsam eingestellt werden. Die Angebotserstellung auf der Flexplattform unter Berücksichtigung der Kostencharakteristika der Flexibilitäten obliegt dem Vermarkter (welcher für gewöhnlich zugleich der Aggregator ist).

- **enera Flexmarkt:** Auf der Flexplattform ist auch eine permanente Aggregation durch Marktakteure möglich und wurde bspw. anhand eines Portfolios von Biogasanlagen umgesetzt. Vor der Teilnahme auf dem enera Flexmarkt werden die Anlagen vom Vermarkter einmalig angemeldet und vom Anschlussnetzbetreiber zertifiziert. Dabei wird die jeweilige Anlage je nach Netzverknüpfungspunkt einem lokalen Marktgebiet zugeordnet. Dabei wird eine statische Zuordnung angenommen, potenzielle Netzumschaltungen werden hierbei nicht berücksichtigt. Die lokalen Marktgebiete und die sich daran orientierenden Orderbücher auf der Handelsplattform sind jedoch so konzipiert, dass auch dynamische Zuordnungen implementiert werden könnten. Stellt der Netzbetreiber eine Nachfrage nach Flexibilität für ein oder mehrere Marktgebiete auf dem Flexmarkt ein, steht es dem Vermarkter frei, alle in den betroffenen Marktgebieten zertifizierten Anlagen zu aggregieren und als Angebot auf dem Flexmarkt einzustellen.
  Der Netzbetreiber stellt die Informationen über die netztechnische Wirkung von Anlagen also für die Marktakteure bereit, indem engpassfreie Zonen definiert wurden. Innerhalb einer engpassfreien Zone haben alle Flexibilitäten eine ähnliche Sensitivität und können aggregiert werden. Die engpassfreien Zonen sind zugleich als lokale Marktgebiete mit eigenen Orderbüchern definiert.

- **C/sells ALF:** Im Schaufenster C/sells übernimmt der Plattformbetreiber die Rolle des Aggregators, um flexible Verbraucher in der Niederspannung zu vermarkten. Anlagen werden langfristig kontrahiert und zu Pools gleichen Anlagentyps aggregiert (siehe auch Detail-Blaupause: Produkte für Langfrist-Kontrahierung und Aggregation von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung, Abschnitt 2.1.2). Es wurden verschiedene Aggregationsmodi untersucht und ihre Vor- und Nachteile beschreiben (Müller et al., 2019). Getestet wurde die permanente Aggregation der Anlagen entsprechend Netztopologie auf den jeweiligen, vorgelagerten ONT. Dadurch ist sichergestellt, dass alle Anlagen im Pool eine ähnliche netztechnische Wirkung aufweisen. Zusätzlich wurde auch die temporäre Aggregation der Anlagen entsprechend ihrer Engpasssensitivität getestet. Je nach Netzsituation werden dabei Anlagen ähnlicher Engpasssensitivität zusammengefasst. Durch die temporäre Aggregation können tendenziell größere Pools gebildet werden als dies bei der dargestellten Methode zur permanenten Aggregation der Fall ist.

Auf den weiteren Flexplattformen in C/sells (ReFlex, comax) und WindNODE wurde keine Aggregation durch externe Akteure umgesetzt, wenngleich sie konzeptionell möglich ist. Die Voraussetzung für eine Aggregation ist auch hier, dass die netztechnische Wirkung der Anlagen gleich ist und der Aggregation durch den Netzbetreiber zugestimmt wurde.

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 8 – Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung (enera Flexmarkt, ALF)

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Für das Netzgebiet eines Netzbetreibers können engpassfreie Zonen definiert werden, in denen Flexibilitäten eine hinreichend ähnliche netztechnische Wirksamkeit aufweisen (auch für verschiedene Netz- und Engpasssituationen). Dies ist z. B. dann der Fall, wenn ein unterlagertes Netz engpassfrei ist und durch einen einzelnen Umspannpunkt mit dem überlagerten Netz verbunden ist.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

- Blaupause 3: Mechanismen gegen Missbrauch von Marktmacht und Gaming, Abschnitt 2.3
  - Detail-Blaupause 3.3: Erhöhung der Liquidität, Abschnitt 2.3.3

2.2.2 DETAIL-BLAUPAUSE 2.2: TEMPORÄRE AGGREGATION DURCH DEN NETZBETREIBER

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Für das Engpassmanagement müssen sich Netzbetreiber netzebenenübergreifend koordinieren. Im Rahmen der Prozesskette der Flexplattformen heißt dies, dass Informationen zu vorhandenem Flexibilitätsbedarf, verfügbaren Flexibilitäten und netztechnischen Restriktionen des Flexibilitätsabrufs zwischen den Netzbetreibern geteilt werden. Im speziellen benötigt ein Netzbetreiber Informationen zu den Kosten der verfügbaren Flexibilitäten und deren relativer Wirksamkeit in Bezug auf einen Engpass, um diesen Engpass möglichst effizient beheben zu können. Um den Koordinationsprozess der Netzbetreiber zu vereinfachen, gilt es das Ausmaß an zu übermittelnden Informationen zu begrenzen. Dies wird erreicht durch das Zusammenfassen von Angeboten mit hinreichend ähnlicher Wirksamkeit auf den Netzverknüpfungspunkt und hinreichend ähnlichen Kosten für den Flexibilitätsabruf. Flexangebote im Netzgebiet eines Netzbetreibers werden so vor der Weitergabe an andere relevante Netzbetreiber zusammengefasst. Ausgehend von der Wirksamkeit der Flexibilitäten in Bezug auf die Netzverknüpfungspunkte können andere Netzbetreiber so die Wirksamkeit der Flexibilitäten auf Engpässe in ihrem eigenen Netzgebiet ermitteln. Informationen zum eigentlichen Netzstandort der Flexibilitäten oder dem Netz selbst müssen nicht ausgetauscht werden. In Abgrenzung zur permanenten Aggregation durch Marktakteure geschieht die Aggregation durch den Netzbetreiber im Rahmen der Netzbetreiberkoordination damit temporär für die Dauer eines Gebotszyklus auf der Basis von Flexangeboten für einzelne Zeitscheiben.

- **enera Flexmarkt:** Für die Netzbetreiberkoordination aggregiert der VNB die Gebote von Anlagen mit ungefähr gleicher Wirksamkeit auf den Netzverknüpfungspunkt (Hochspannung (HS)/MS-Trafo) und ungefähr gleichen Kosten. Es wird damit für jeden Netzverknüpfungspunkt aus Kosten und relativer Wirksamkeit der Flexibilitäten eine Merit Order gebildet. Diese wird auf freiwilliger Basis durch den VNB an den überlagerten ÜNB weitergegeben.

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 8 - Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Die Übertragbarkeit der Lösung ist an die Umsetzung einer Flexplattform mit dezentraler Netzbetreiberkoordination geknüpft und damit an die gleichen Übertragbarkeitsbedingungen wie die Flexplattform gebunden (siehe Kategorie: Lokale Flexibilitätsplattformen für Netzbetreiber, Kap. 2 sowie Detail-Blaupause: Dezentrale, gestufte Koordination der Netzbetreiber „von unten nach oben", Abschnitt 2.4.2).

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

- Blaupause: Methoden zur Netzebenen-übergreifenden Koordination der Netzbetreiber für das Engpassmanagement, Abschnitt 2.4
  - Detail-Blaupause: Dezentrale, gestufte Koordination der Netzbetreiber „von unten nach oben", Abschnitt 2.4.2

2.3 Blaupause 3: Mechanismen gegen Missbrauch von Marktmacht und Gaming

Blaupause

Zielgruppen	■ Netzbetreiber ■ Flexplattformbetreiber ■ Regulator/ Gesetzgeber
Ausgangslage und Problemstellung	Flexplattformen sind aufgrund ihrer spezifischen Charakteristika anfällig für strategisches Gebotsverhalten der Marktteilnehmer. Dazu zählen die Strategien des Marktmachmissbrauchs sowie des Inc-dec-Gamings, die hohe Effizienzverluste zur Folge haben können. Daher müssen Mechanismen entwickelt werden, um den Missbrauch von Marktmacht sowie Gaming zu verhindern.
Lösungsansatz	In den SINTEG-Schaufenstern wurden verschiedene Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten entwickelt. Diese adressieren entweder direkt die Voraussetzungen des strategischen Gebotsverhaltens, verbessern dessen Beobachtbarkeit – was die Pönalisierung ermöglicht – und/oder verringern dessen Auswirkungen. Konzeptuell wurde in SINTEG gezeigt, dass durch die Gegenmaßnahmen, oder eine Kombination verschiedener, strategisches Gebotsverhalten nicht vollständig verhindert werden kann, aber zumindest die Auswirkungen gedämpft werden können. Die entwickelten Lösungen scheinen damit grundsätzlich geeignet, den Wohlfahrtsverlust durch strategisches Gebotsverhalten zu verringern, sodass die wirtschaftlichen Vorteile durch die Einführung einer Flexplattform insgesamt überwiegen könnten. Diese Frage nach dem Verhältnis zwischen wirtschaftlichen Vorteilen und verbleibendem Wohlfahrtsverlust konnte in SINTEG im Rahmen des Reallaboransatzes jedoch nicht beantwortet werden.
Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen	

Technologiereifegrad	1 2 3 4 **5 6 7 8** 9 TRL 5 – 8: Von TRL 5 – Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde in einem anwendungsorientierten Gesamtsystem implementiert und generelle Machbarkeit nachgewiesen bis TRL 8 – Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Enanwendung.
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	■ ReFlex, ALF, comax ■ Flexmarkt ■ ENKO ■ Flexibilitäts-plattform
Innovationsgehalt	■ Bereits bestehende Erkenntnisse zu strategischem Gebotsverhalten wurden auf einen neuen Kontext (Verteilnetz) übertragen (bspw. Ex-post Überwachung, Preisgrenzen). ■ Neue Maßnahmen wurden entwickelt und teilweise ihre Umsetzbarkeit getestet (bspw. stochastische Nichtbezuschlagung).
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten müssen in den regulatorischen Rahmen aufgenommen werden. ■ Wirksamkeitsnachweis der Einzelmaßnahmen bzw. einer Kombination dieser muss noch erbracht werden.

PROBLEMSTELLUNG

Die Einführung von Flexplattformen und damit eines marktpreisbasierten Netzengpassmanagements entspricht den europäischen Forderungen (EU-Strombinnenmarktrichtlinie 2019/944, Artikel 32; EU-Strombinnenmarktverordnung 2019/943, Artikel 13). Darüber hinaus ermöglichen Flexplattformen das Heben von Flexibilitäten, wie bspw. kleinteiliger, lastseitiger Flexibilitäten, die aufgrund ihrer Charakteristika für einen kostenbasierten Redispatch nicht geeignet sind.

Allerdings sind Strommärkte mit räumlicher Preisdifferenzierung – worunter auch das marktpreisbasierte Netzengpassmanagement der Flexplattformen fällt – anfällig für strategisches Gebotsverhalten. Dieses kann in zwei, voneinander unabhängigen Ausprägungen auftreten. Inc-dec Gaming beruht auf dem Ausnutzen von Preisunterschieden auf parallel existierenden Märkten. Der Missbrauch von Marktmacht beruht auf der bewussten Beeinflussung von Marktpreisen durch Akteure mit dominierender Stellung im Markt.

Increase-Decrease Gaming (Inc-dec Gaming): Inc-dec-Gaming kann auftreten, wenn ein zonaler (deutschlandweiter) Markt und ein Markt mit lokaler Preisbildung parallel vorhanden sind. In diesem Fall also Spotmarkt und Flexplattform. Dadurch ergibt sich für Marktakteure der Anreiz ihre Gebotsstrategie auf dem Spotmarkt anzupassen. Sie verschieben ihre Nachfrage/Erzeugung vom Spotmarkt auf die Flexplattform, wenn sie dort günstigere Preise (Verbraucher) bzw. höhere Erlösen (Erzeuger) erwarten. Wenn der Marktakteur durch die Anpassung von Nachfrage/Erzeugung auf dem Spotmarkt einen Netzengpass hervorruft oder verstärkt, kann er sicher sein, dass die auf die Flexplattform verschobene Erzeugung/Nachfrage auch abgerufen wird. Schließlich muss durch die Flexplattform das vorherige engpassverstärkende Verhalten kompensiert werden. Ein Beispiel für dieses Verhalten ist in Abbildung 13 dargestellt.

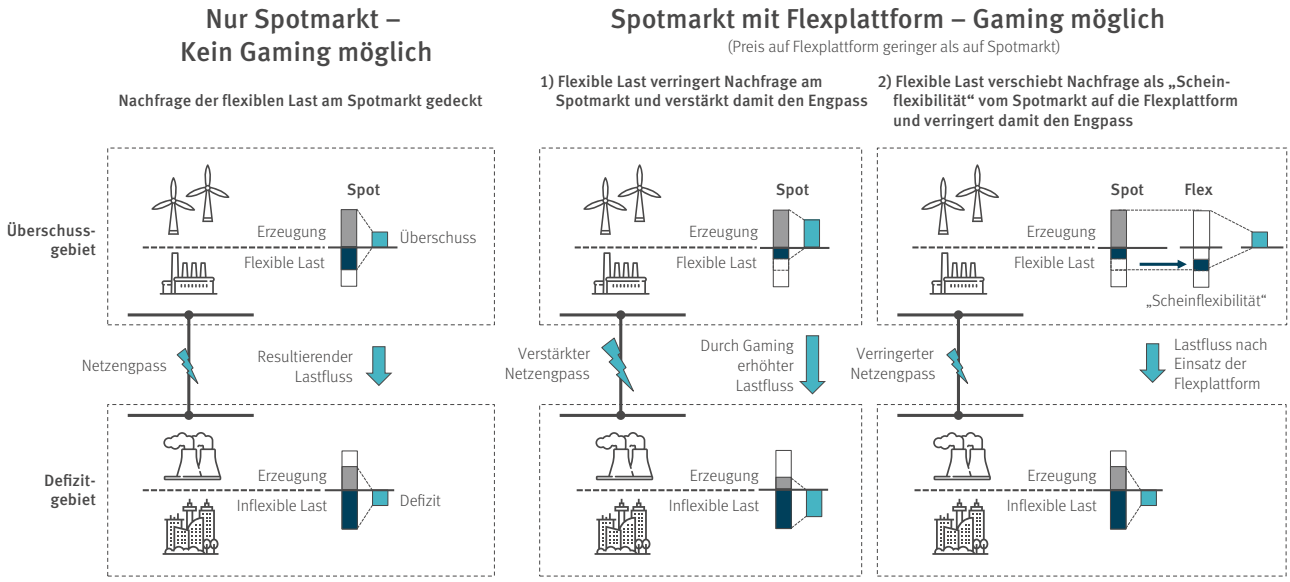


Abbildung 13: Engpassverschärfung durch Inc-dec Gaming bei Vorhandensein von Spotmarkt (zonale Preisbildung) und Flexplattform (lokale Preisbildung)

Eine flexible Last verringert ihre Nachfrage auf dem Spotmarkt („decrease“) und erhöht ihr Flexibilitätsangebot auf der Flexplattform („increase“), um ihre Nachfrage zu decken. Die flexible Last stellt der Flexplattform also nur „Scheinflexibilität“ zur Verfügung. Eine weiterführende Beschreibung und Analyse des Inc-dec Gamings findet sich in (Hirth & Schlecht, 2020). Aus Sicht des Netzbetreibers werden durch dieses Gaming Netzengpässe verschärft. Die Marktteilnehmer können zusätzliche Renditen, teilweise auch Zufallsgewinne (Windfall Profits) generieren, die sich in erhöhten Kosten für das Netzengpassmanagement des Netzbetreibers niederschlagen.

Voraussetzung für das Inc-dec Gaming ist neben dem parallelen Vorhandensein von zonalem und lokalem Markt die Antizipierbarkeit der Preisdifferenzen zwischen diesen Märkten. Das heißt, dass Gaming möglich ist, sobald einerseits Preise im zonalen Spotmarkt antizipierbar sind und andererseits Netzengpässe im Marktgebiet einer lokalen Flexibilitätsplattform antizipierbar sind, welche wiederum den Preis auf der lokalen Flexplattform bestimmen. Der Aufwand entsprechende Prognosen zu erstellen, ist unter anderem abhängig von der Netzstruktur und der Anzahl an Akteuren, die auf der Flexplattform aktiv sind. Grundsätzlich können Engpässe auch im Verteilnetz prognostiziert werden (zumindest auf HS- und MS-Ebene). Damit können Marktakteure (z. B. Aggregatoren) mit entsprechendem Aufwand Gaming durchführen. Um Inc-dec Gaming durchzuführen ist keine Marktmacht notwendig, vielmehr kann diese Strategie auch durch kleine Akteure genutzt werden.

Missbrauch von Marktmacht: Marktmacht ist eine Folge fehlender Liquidität auf Märkten. In einem Nodalsystem oder einem System mit kleinen Preiszonen besteht Marktmacht, wenn Marktteilnehmer den Preis an einem Knoten oder in einer Preiszone beeinflussen können. Dies ist bspw. möglich, wenn ein einzelner Anbieter einen sehr hohen Anteil zur Nachfragedeckung beiträgt und aufgrund seiner dominierenden Stellung nicht vollständig durch andere Anbieter ersetzt werden kann. Der Wettbewerb wird ausgehebelt und der Anbieter mit dominierendem Marktanteil kann den Preis seines Angebotes höher setzen als es seine Grenzkosten erfordern, also seine Marktmacht missbrauchen.

Aufgrund einer von der Netztopologie abhängigen Preisbildung bzw. den kleinen, engpassfreien Gebotszonen kann auch auf Flexplattformen Marktmacht bestehen. Aufgrund der geringeren Liquidität und Anzahl an Anbietern ist das Problem auf niedrigeren Spannungsebenen stärker ausgeprägt als auf höheren Spannungsebenen. Auch in der derzeitigen Marktstruktur der Flexplattformen mit einer geringen Anzahl relevanter Anbieter besteht Marktmacht. Problematisch wird Marktmacht, wenn sie durch strategisches Gebotsverhalten ausgenutzt wird, also missbraucht wird. In Nodalmärkten werden daher umfangreiche Sicherungsmaßnahmen gegen den Missbrauch von Marktmacht implementiert. Ähnliche Maßnahmen sind ggf. für Flexplattformen erforderlich.

Die Voraussetzungen für beide Ausprägungen des strategischen Gebotsverhaltens sind gegeben. Damit ist grundsätzlich mit dem Auftreten beider Phänomene zu rechnen. Diese führen zu Ineffizienzen und können gleichzeitig auftreten.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Sowohl der Missbrauch von Marktmacht als auch Inc-dec Gaming konnten in der Vergangenheit beobachtet werden, fokussierten sich dabei aber vorwiegend auf das Übertragungsnetz.

Marktmacht und deren potenzieller Missbrauch ist auf Nodalmärkten von hoher Relevanz, weshalb umfangreiche Sicherungsmaßnahmen implementiert wurden. Entsprechende Märkte weisen im Vergleich zu Flexplattformen jedoch starke Unterschiede in Netztopologie und Marktstruktur (d. h. die Anzahl relevanter Anbieter und Nachfrager) auf. Diese Unterschiede müssen in eine Übertragung möglicher Sicherungsmaßnahmen einbezogen werden.

Historische Beispiele für Inc-dec Gaming finden sich in den 1990er in Kalifornien und Texas sowie im Jahr 2010/2011 in Großbritannien, wo zonale Strommärkte mit marktbasiertem Redispatch kombiniert wurden. Während in den USA in der Folge Nodalmärkte eingeführt wurden, folgte in Großbritannien eine massive Regulierung des Redispatches (Hirth, Maurer, Schlecht & Tersteegen, 2019). Auch in Deutschland wurde Gaming in Bezug auf marktbasiertes Engpassmanagement und bestehende, strukturelle Nord-Süd-Engpässe im Übertragungsnetz eingehend diskutiert (Hirth & Schlecht, 2020). Durch die Einführung von marktlichem Redispatch drohen erhöhter Flexibilitätsbedarf, erhöhte Kosten des Engpassmanagements, eine Schwächung des Spotmarktes und in letzter Konsequenz auch das Setzen falscher Investitionsanreize. Marktbasierter Redispatch und Flexplattformen können sich jedoch in wesentlichen Designmerkmalen unterscheiden, die auch die Möglichkeit zum Inc-dec Gaming stark beeinflussen.[31] Die Übertragung der Erkenntnisse aus Inc-dec Gaming bei zonalen Märkten und marktlichem Redispatch erfordert also eine differenzierte Betrachtung unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten der Flexplattformen.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Insgesamt wurden in den SINTEG-Schaufenstern fünf verschiedene Gegenmaßnahmen identifiziert und teilweise implementiert (siehe Detail-Blaupausen zu dieser Blaupause). Schaufensterübergreifend wurden Ansätze für Monitoring und Pönalisierung des strategischen Gebotsverhaltens, zur Erhöhung der Liquidität auf dem Markt sowie Preisobergrenzen diskutiert. Im

31 Voraussetzungen des Inc-dec Gamings bei marktbasiertem Redispatch laut Simon Köppl, Andreas Zeiselmair und Daniela Wohlschlager-sind vollständiges Ersetzen des regulierten Redispatch, ein technologieoffener Redispatch, freie Preisbildung und Informationstransparenz.

Schaufenster C/sells wurden zusätzlich langfristige, leistungsbasierte Kontrakte theoretisch untersucht. Das Schaufenster NEW 4.0 entwickelte zudem den Ansatz der stochastischen Nichtbezuschlagung. Jede dieser Maßnahmen nutzt einen von drei Wirkungsmechanismen. Die Maßnahmen zielen entweder darauf ab, die Voraussetzungen zur Ausnutzung des strategischen Gebotsverhaltens zu verhindern, die möglichen Auswirkungen (Gewinne für den strategischen Bieter) zu beschränken, oder das Risiko des strategischen Gebotsverhaltens zu erhöhen, indem strategisches Verhalten besser beobachtbar wird. Durch die Maßnahmen wird strategisches Verhalten teurer, der erwartete Gewinn sinkt und damit werden auch die Anreize verringert. Nicht alle Maßnahmen sind geeignet, um sowohl Inc-dec Gaming als auch den Missbrauch von Marktmacht zu beschränken. Welche der Maßnahmen gegen den Missbrauch von Marktmacht oder Inc-dec Gaming wirksam ist und welcher der drei beschriebenen Wirkungsmechanismen zum Einsatz kommt ist in Tabelle 4 aufgeführt.[32]

Wirkungsweise der Maßnahmen		In SINTEG theoretisch untersuchte Maßnahmen	Leistungspreise und lange Produktlaufzeiten	Ex-post Überwachung	Stochastische Nichtbezuschlagung	Preisgrenzen	Erhöhung der Liquidität	Kostenbasierte Regulierung
Wirksam gegen Missbrauch von Marktmacht	durch Unterbinden der Voraussetzungen	räumlich hoch aufgelöster Strommarkt (kleine Preiszonen bzw. Knotenpreisen)						X
		wenige Marktteilnehmer mit Kostenvorteilen und hoher Sensitivität bezüglich eines Engpasses					X	
	durch Erhöhen der Beobachtbarkeit sowie des Risikos für strategische Bieter			X				
	durch Einschränken der Auswirkungen					X		
Wirksam gegen Inc-dec Gaming	durch Unterbinden der Voraussetzungen	Zonale und räumliche Märkte treten parallel auf						X
		Engpässe/Preise sind antizipierbar	X				X	
		Freie Preisbildung				X		X
		Energie als vergütetes Produkt (EUR/MWh)	X					
	durch Erhöhen der Beobachtbarkeit sowie des Risikos für strategische Bieter			X	X			
	durch Einschränken der Auswirkungen							

Tabelle 4: Theoretische Wirkungsweise der Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten

32 Eine Diskussion strategischen Gebotsverhaltens sowie Gegenmaßnahmen im Kontext der Flexplattformen in C/sells, enera und NEW 4.0 findet sich in Simon Köppl et al., Brunekreeft et al. (2020) bzw. Schleswig-Holstein Netz AG und ARGE Netz (2020)

Die Gegenmaßnahmen im Einzelnen sind:

- **Einführung von langen Produktlaufzeiten und Leistungspreisen:** Durch die Einführung von Leistungspreisen kann anstatt oder in Ergänzung zu der Bereitstellung von Flexibilität die Vorhaltung von Flexibilität vergütet werden (ggf. ergänzt durch Arbeitspreise, welche die Abrufkosten berücksichtigen). Dadurch wird der Anreiz verringert durch Inc-dec Gaming einen Abruf von Flexibilität herbeizuführen. Bei optimaler Produktausgestaltung ist der Flexanbieter indifferent gegenüber einem Abruf der Flexibilität. Dies ist der Fall, wenn die Arbeitspreise im Fall eines Flexibilitätsabrufs die entstehenden Opportunitätskosten für den Flexanbieter vollständig kompensieren. Dann entstehen dem Flexanbieter weder Vorteile noch Nachteile durch den Flexibilitätsabruf. Er profitiert ausschließlich von der Flexibilitätsbereitstellung. Zusätzlich zur Einführung von Leistungspreisen können die Produkte mit langen Produktlaufzeiten versehen werden. Dadurch müssen Flexibilitäten ihre Verfügbarkeit lange vor Flexibilitätsabruf festlegen. Die Prognostizierbarkeit von Engpässen und damit die Möglichkeit zum Inc-dec Gaming wird so herabgesetzt.

- **Ex-post Überwachung mit Monitoring und Pönalisierung:** Durch Monitoring kann das erwartungstreue Verhalten eines Flexanbieters kontrolliert werden. Monitoring erlaubt es strukturelle Marktmacht, den Missbrauch von Marktmacht und Inc-dec Gaming zu identifizieren. Sollte bspw. der Anbieter in Zeiten mit und ohne Engpass unterschiedliche Flexibilitätspotenziale zur Verfügung stellen, ist dies ein Indiz für Gaming. Ein strategisches Gebotsverhalten kann nach Identifikation bestraft und damit unattraktiv gemacht werden. (Simon Köppl, Andreas Zeiselmair & Daniela Wohlschlager)

- **Stochastische Nichtbezuschlagung:** Anbieter erhalten auf der Flexplattform entgegen dem Effizienzkriterium (Bezuschlagung der kostengünstigsten Anbieter mit der höchsten relativen Wirksamkeit auf den Engpass) zufällig keine Bezuschlagung. Ein Arbitrageur würde bei Nichtbezuschlagung entgegen seiner – von außen unterstellten – Baseline handeln und auf dem Spotmarkt tätig werden. In Kombination mit Ex-post Monitoring kann so Inc-dec Gaming identifiziert werden. Die Beobachtbarkeit von Gaming wird so erhöht. Weiterhin wird durch die zufällige Nichtbezuschlagung das Verlustrisiko des Arbitrageurs erhöht.

- **Festlegung von Preisgrenzen:** Auf Flexplattformen können Preisobergrenzen für Gebote eingeführt werden, wodurch verhindert wird, dass Flexibilitätsangebote beliebig teuer verkauft werden. In gleicher Weise können auch (ggf. negative) Preisuntergrenzen für den Energiebezug von flexiblen Verbrauchern definiert werden. Preisgrenzen schränken damit die Möglichkeit zum Missbrauch von Marktmacht und Inc-dec Gaming bzw. deren Auswirkungen ein. Preisgrenzen müssen unter Berücksichtigung der Sensitivität zu einem Engpass definiert sein.

- **Erhöhung der Liquidität:** Das lokale Angebot, die Liquidität, auf den Flexplattformen kann erhöht werden, indem geringe Markteintrittsbarrieren sichergestellt werden, attraktive Produkte für eine hohe Vielfalt an Flexanbietern verfügbar sind und die Teilnahme an der Flexplattform ökonomisch attraktiv ist. Durch eine Vielzahl an Anbietern wird die lokale Marktmacht einzelner Anbieter verringert. Gleichfalls erhöht eine Vielzahl, aber auch hohe Vielfalt an Anbietern die Komplexität von Preisprognosen und erschwert damit das Inc-dec Gaming.

- **Kostenbasierte Regulierung:**[33] Die Ansätze des regulatorischen (kostenbasierten) Redispatch können auf die Verteilnetzebene ausgeweitet werden. Ein marktlicher Ansatz kommt nicht zur Anwendung, womit die Probleme strategischen Gebotsverhaltens vermieden werden. (Da die ausschließliche Anwendung kostenbasierter Regulierung im Verteilnetz der Grundidee der Flexplattformen zuwiderläuft, wird diese nicht als Detail-Blaupause aufgenommen.)

Die dargestellten Lösungen wurden im Rahmen des SINTEG-Reallabors theoretisch untersucht. Der Reallaborkontext lässt jedoch keine abschließende Bewertung der Wirksamkeit der Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten zu. Gründe hierfür sind, dass im Rahmen des Reallabors die Flexplattformen nur für eine kurze Dauer aktiv waren, nur wenige Transaktionen durchgeführt wurden und dies unter permanenter wissenschaftlicher Beobachtung stattfand. Zudem war die freie Preisbildung durch die SINTEG-V (Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm SINTEG) eingeschränkt – es wurden lediglich wirtschaftliche Nachteile bei Flexanbietern kompensiert. Unter diesen Voraussetzungen war nicht davon auszugehen, dass ein Marktakteur Strategien für strategisches Gebotsverhalten umsetzt. Entsprechend wurde strategisches Gebotsverhalten in SINTEG nicht beobachtet, womit auch die Wirksamkeit der Gegenmaßnahmen in der Praxis offenbleibt. Im Schaufenster NEW 4.0 konnte lediglich simulativ gezeigt werden, dass die Kombination der Maßnahmen Preisobergrenzen, stochastische Nichtbezuschlagung sowie Monitoring und Pönalisierung Inc-dec Gaming effektiv unterbinden kann (Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz & IAEW, 2021). Die zuvor beschriebenen SINTEG-Lösungen wurden dennoch als Blaupause aufgenommen, da sie eine wichtige Grundlage für weitergehende Analysen und praktische Erprobung darstellen.

INNOVATIONSGEHALT

Bereits bestehende Erkenntnisse zu strategischem Gebotsverhalten – sowohl in Bezug auf Marktmachtmissbrauch als auch Inc-dec Gaming – wurden in SINTEG auf den Kontext des Netzengpassmanagements auf Verteilnetzebene übertragen. Diese bestehenden Erkenntnisse existieren im Kontext der Reduzierung von Marktmacht in Nodalmärkten sowie in Redispatch-Märkten von zonalen Systemen (v. a. Ex-post Überwachung, Preisgrenzen).

Der Innovationsgehalt der SINTEG-Lösungen zeigt sich also in der Anwendung bereits bestehender Lösungen (Gegenmaßnahmen) in den SINTEG-Flexplattformen auf Verteilnetzebene. Zum Teil konnten auch neue, innovative Maßnahmen wie die stochastische Nichtbezuschlagung entwickelt werden. Anwendungsbereite Lösungen, deren Wirksamkeit in der Praxis bewiesen ist, konnten aufgrund des Reallaborkontextes jedoch nicht erreicht werden.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Fokus der SINTEG-Schaufenster war, die Nutzbarmachung von kleinteiligen, v. a. lastseitigen Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement zu zeigen und die damit verbundenen Prozesse zu erproben. Ökonomische Aspekte wie ein mögliches strategisches Gebotsverhalten wurden nur am Rande betrachtet. Es bietet sich daher an, die in SINTEG festgestellten Gegenmaßnahmen analytisch-simulativ eingehender zu untersuchen und anschließend in der Praxis zu erproben.

33 Dieser Ansatz wurde nicht in SINTEG betrachtet und widerspricht dem Grundgedanken der Flexplattform. Er wird als gegensätzliches Modell jedoch an dieser Stelle mit in die Auflistung aufgenommen.

Alle Gegenmaßnahmen zur Verhinderung von Arbitrage beruhen darauf, dass das Gaming für Marktteilnehmer unattraktiv gemacht wird. Damit bergen diese jedoch auch das Risiko, dass eine Teilnahme an den Plattformen sich für Anbieter nicht mehr lohnt, selbst wenn kein Gaming betrieben wird. Es ist nicht offensichtlich, welches der Instrumente im Vergleich zu den anderen Instrumenten ein besseres Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweist.

Die in SINTEG entwickelten Langfristprodukte, bzw. Produkte mit Vergütung der Leistungsbereitstellung, welche eine der Gegenmaßnahmen darstellen, wurden ausschließlich in Bezug auf Kleinstflexibilitäten betrachtet. Die Übertragung dieser Konzepte auch auf Anbieter anderer Typen von Flexibilitäten (Industrie, Gewerbe) steht noch aus.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Gemeinsam mit der Einführung von Flexplattformen als Mittel des Netzengpassmanagements, können Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverholten in den regulatorischen Rahmen aufgenommen werden. Basierend auf den Erkenntnissen aus SINTEG kann lediglich eine erste Einordnung der verschiedenen Maßnahmen vorgenommen werden:

- **Einführung von Leistungspreisen und langen Produktlaufzeiten:** Mit Hilfe variabler Produktausgestaltung können entsprechende Produkte mit Leistungspreisen und langen Laufzeiten an die Heterogenität der Nachfrageseite angepasst werden.
  Lange Laufzeiten sind gut für kleinere Flexibilitäten des Endverbrauchers geeignet, da sie auch die Transaktionskosten des Marktzugangs senken. Für größere Flexibilitäten im industriellen Bereich bergen lange Produktlaufzeiten jedoch Herausforderungen und stellen ggf. eine Markteintrittsbarriere dar. So müssen Anbieter die Verfügbarkeitsanforderungen über den gesamten Zeitraum erfüllen und für die langfristige Vorhaltung aufwändigere Preiskalkulationen durchführen. Alle SINTEG-Schaufenster, die gewerbliche und industrielle Flexibilitäten in ihre Flexibilitätsmechanismen eingebunden hatten, haben daher kurze Produktlaufzeiten (definierte Viertelstunden eines Tages) gewählt, um das Produkt für die Flexibilitätsanbieter attraktiv zu gestalten. Durch eine stärkere Ausdifferenzierung der Langfristprodukte für verschiedene Akteursgruppen können diese Markteintrittsbarrieren jedoch abgebaut werden.

- **Ex-post Überwachung (Monitoring und Pönalisierung):** Monitoring und Pönalisierung des Gebotsverhaltens wird in Nodalmärkten zur Eindämmung von Marktmacht erfolgreich eingesetzt. Für Monitoring und Pönalisierung des Missbrauchs von Marktmacht kann daher auf bekannte Ansätze zurückgegriffen werden. Für die Pönalisierung des Inc-dec Gaming muss das unerwünschte Verhalten zunächst in den Marktregeln klar definiert werden. Eine Herausforderung hierbei ist es, für vielfältige Flexoptionen eine valide Baseline zu bestimmen.
  So setzen preissensible Verbraucher ihre Anlagen ggf. als Flexibilitäten ein und nutzen eine strukturierte Beschaffung, weshalb für die flexiblen Anlagen keine „echte“ Baseline aufweisen. Bei einer preisabhängigen Nachfrage der flexiblen Verbraucher muss auch die Baseline preisabhängig sein. Darüber hinaus tritt beim Monitoring von Inc-dec Gaming das Problem auf, dass es auch andere Gründe für eine Nachorder auf dem ID-Markt geben könnte als Gaming, bspw. Änderungen in der Fertigungsplanung bei Industrielasten.
  Es erscheint jedoch als Konsens der SINTEG-Schaufensterprojekte, dass ein Monitoring- und Pönalisierungssystem unerlässlich ist. Dieses muss stets unter Beachtung des anreizsetzenden Markt- und Produktdesigns entwickelt werden. Die Flexplattformen in SINTEG erfüllen durch die implementierten Funktionen zum Settlement bereits die Voraussetzungen für die Umsetzung von Monitoring und Pönalisierung.

- **Stochastische Nichtbezuschlagung:** Durch die stochastische Nichtbezuschlagung kann Gaming aufgedeckt werden. Ein entsprechendes Regelwerk vorausgesetzt, kann dadurch eine Pönalisierung des Verhaltens vorgenommen werden. Das erhöhte Verlustrisiko durch die Nichtbezuschlagung selbst ist gegenüber dem Effekt einer Pönalisierung vernachlässigbar. Die stochastische Nichtbezuschlagung widerspricht dem Grundsatz eines transparenten, diskriminierungsfreien Marktes und führt zu einem Effizienzverlust auf der Flexplattform. Es besteht somit ein Trade-Off zu den Effizienzverlusten, die durch Gaming entstehen. Ein volkswirtschaftliches Optimum wird durch Gaming und Gegenmaßnahmen demnach nie erreicht. Stochastische Nichtbezuschlagung ist nicht als Maßnahme gegen die Ausübung von Marktmacht geeignet.

- **Festlegung von Preisgrenzen:** Preisgrenzen limitieren die Auswirkungen von Marktmachtausübung und werden zu diesem Zweck bspw. auf Nodalmärkten eingesetzt. Zwar können Preisgrenzen auch die Auswirkung von Inc-dec Gaming einschränken, sie können jedoch nicht den Anreiz des Inc-dec Gaming vollständig eliminieren.
  Preisobergrenzen limitieren so das Gewinnpotenzial, sie können dadurch aber auch gewünschte Anreize unterdrücken. Weiterhin ist die Festlegung geeigneter Preisobergrenzen nicht immer möglich, aufgrund fehlender Kostentransparenz von Kleinstflexibilitäten und von Lasten.
  Eine Integration von Flexplattform und regulatorischem Netzengpassmanagement definiert implizit Preisgrenzen.[34] Flexangebote über die Plattform werden nur abgerufen, wenn sie günstiger sind als alternative Maßnahmen zur Behebung des Engpasses aus dem regulatorischen Netzengpassmanagement. Die Integration von regulierten Maßnahmen und Flexplattform erschwert Inc-dec Gaming auch dadurch, dass für den Arbitrageur die notwendige Vorhersage des Engpassvolumens schwieriger macht.

- **Erhöhung der Liquidität:** Die Erhöhung der Liquidität senkt die Marktmacht einzelner Marktteilnehmer. Entscheidend ist dabei, dass nicht nur die Anzahl an erschlossenen flexiblen Anlagen zunimmt, sondern auch die Anzahl an Anbietern im Markt. So könnten bspw. auch Aggregatoren einer Vielzahl von Kleinstanlagen Marktmacht ausüben. Die Liquidität auf der Flexplattform ist weiterhin abhängig von der konkreten Situation (Netzebene, Engpasslokation, Verfügbarkeit verschiedener Flexibilitätstypen), weshalb die Ausübung von Marktmacht zwar eingedämmt, im Einzelfall aber nicht verhindert werden kann. Die Problematik des Inc-dec Gaming kann durch eine Erhöhung der Liquidität grundsätzlich nicht gelöst werden. Eine Erhöhung der Liquidität kann lediglich den Nebeneffekt haben, dass nur eine ungenaue Prognose von Engpassvolumen und Preis möglich ist. Da zuverlässige Prognosen für Inc-dec Gaming notwendig sind, wird Arbitrage durch eine höhere Liquidität erschwert.

- **Kostenbasierte Regulierung:** Bei lastbasierten Flexibilitäten fehlen die Kosteninformationen, weshalb diese nicht für ein reguliertes, kostenbasiertes Netzengpassmanagement geeignet sind. Perspektivisch werden lastseitige Flexibilitäten erschlossen werden müssen, um den erhöhten Flexibilitätsbedarf zu decken.
  Unabhängig davon unterbindet eine kostenbasierte Regulierung weitestgehend die Ausübung von Marktmacht und Inc-dec Gaming, da diese eine freie Preisbildung voraussetzen. Kosten lassen sich häufig jedoch nur ungenau bestimmen bzw. Opportunitätskosten nicht abbilden. In begrenztem Maße findet sich daher auch bei regulierten, kostenbasierten Ansätzen die Möglichkeiten zum Inc-dec Gaming.

34 Siehe Blaupause 5: Lösungen für das Zusammenführen von marktlichem und regulatorischem Netzengpassmanagement

Prinzipiell sind die in SINTEG aufgezeigten Gegenmaßnahmen auf alle Flexplattformen übertragbar. Voraussetzung hierfür ist die Verfügbarkeit der technischen Lösung (Monitoringsysteme, Lösung für stochastische Nichtbezuschlagung).

Durch die gemeinsame Umsetzung mehrerer Maßnahmen kann eine höhere Wirksamkeit erreicht werden. Eine Übersicht der Maßnahmen, welche gemeinsam in das Marktdesign aufgenommen werden können, findet sich in Tabelle 5. Die Auswahl einer der Maßnahmenkombination hängt zu einem gewissen Grad von der Ausgestaltung des Marktes, bspw. der Produktdefinition, ab. Zusätzlich sollte das Aufwand-Nutzen-Verhältnis der einzelnen Gegenmaßnahmen, das im Rahmen von SINTEG nicht beurteilt werden konnte, in die Bewertung miteinfließen.

	Lange Produktlaufzeiten	Ex-post Überwachung	Stochastische Nichtbezuschlagung	Preisgrenzen	Erhöhung der Liquidität
Lange Produktlaufzeiten		X		X	
Ex-post Überwachung			X	X	X
Stochastische Nichtbezuschlagung				X	X
Preisgrenzen					(X)
Erhöhung der Liquidität					

Tabelle 5: Kompatibilität der Gegenmaßnahmen (X - Kombinationen möglich, (X) – Kombination bedingt möglich)

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Problematik Marktmacht/Arbitrage wird von allen Schaufenstern grundsätzlich anerkannt, ist aber in den SINTEG-Flexplattformen praktisch nicht beobachtbar bzw. die in den Feldtests gesammelten Erfahrungen können aufgrund der geringen Teilnehmeranzahl und des kurzen Zeitraums nicht als repräsentativ angesehen werden (siehe bspw. (E. Heilmann, R. Ißler, L. Hoffner, H. Wetzel & T. Fieseler, 2021) in Bezug auf den ReFlex-Markt). Alle Ansätze zur Begrenzung von Arbitrage/Marktmacht sind damit theoretischer Natur. Die Beobachtung von realen hybriden Systemen (Spotmarkt in Kombination mit Flexplattform oder marktlichem Redispatch) ist notwendig, um fundierte Aussagen zu Arbitrage unter diesem Setup treffen zu können.

Eine sinnvolle Maßnahme wie die ergänzende Bereitstellung von Flexibilitäten sollte nicht wegen Missbrauchsmöglichkeit verworfen werden, sondern lediglich die Möglichkeiten des Missbrauchs eingeschränkt werden (bspw. besteht auch im Bilanzkreismanagement die Möglichkeit für strategische Gebote).

Die Einführung von Flexplattformen ist dann lohnenswert, wenn der Mehrwert so groß ist, dass trotz unvermeidbarem Gaming und Transaktionskosten eine Netto-Wohlfahrt erzielt

wird – wie dies bei steuerbaren Lasten gegeben sein kann. Die Integration von Lasten in den Strommarkt mittels Flexplattform stellt damit eine wichtige Maßnahme dar.

Als nächsten Schritt gilt es praktische Erfahrungen im relevanten Maßstab zu sammeln, beispielsweise durch Verstetigung der bestehenden Plattformen und Öffnung dieser für alle potenziellen Teilnehmer im Marktgebiet bzw. Konzeption einer neuen Plattform (siehe Handlungsempfehlung unter 2.1).

ENTHALTENE DETAIL-BLAUPAUSEN

- Detail-Blaupause 1.2: Produkte für Langfrist-Kontrahierung und Aggregation von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung, Abschnitt 2.1.2
- Detail-Blaupause 3.1: Ex-post Monitoring und Pönalisierung, Abschnitt 2.3.1
- Detail-Blaupause 3.2: Stochastische Nichtbezuschlagung in Flexplattformen, Abschnitt 2.3.2
- Detail-Blaupause 3.3: Erhöhung der Liquidität, Abschnitt 2.3.3
- Detail-Blaupause 3.4: Festlegung von Preisobergrenzen für Flexibilitätsgebote, Abschnitt 2.3.4
- Blaupause 5: Lösungen für das Zusammenführen von marktlichem und regulatorischem Netzengpassmanagement, Abschnitt 2.5

2.3.1 DETAIL-BLAUPAUSE 3.1: EX-POST MONITORING UND PÖNALISIERUNG

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Ex-post Monitoring des Gebotsverhaltens von Akteuren in Nodalmärkten ist in allen nodalen Stromsystemen notwendig, um den Missbrauch von Marktmacht zu verhindern. Durch Monitoring wird das erwartungstreue Einhalten einer Baseline durch den Flexanbieter kontrolliert (in Zeiten mit Engpass und ohne bietet der Akteur identisch an). Das Risiko für den strategischen Bieter wird erhöht, wenn Gaming beobachtbar und verboten ist. Pönalisierungsmaßnahmen machen das Verhalten unattraktiv.

Die Mechanismen für Monitoring und Pönalisierung haben sich über die Jahre seit ihrer Einführung verfeinert und werden erfolgreich in allen Nodalmärkten angewendet. Durch statistische Auswertung des Gebotsverhaltens von Kraftwerken bilden Regulierungsbehörden Indikatoren, die einen potenziellen Missbrauch von Marktmacht anzeigen. Auf dieser Basis werden Gegenmaßnahmen (Pönalen) ergriffen, um das Gebotsverhalten zu ändern. Ex-post Monitoring kann demnach analog zu Nodalmärkten auch für die Kontrolle des Marktmachtmissbrauchs auf Flexplattformen verwendet werden sowie für die Überwachung des Inc-dec Gaming.

NEW 4.0, ENKO: Auf der ENKO-Plattform wird mittels einer nachgelagerten Validierung der Zeitreihen von Energieverbrauch und Flexibilitätsangebot die bezuschlagte bzw. nicht bezuschlagte Fahrweise der Verbraucher überprüft. Dadurch wird sichergestellt, dass das Verhal-

ten der Flexibilitäten vertragskonform ist. Dazu werden moderne Mustererkennungsverfahren eingesetzt. Bei nichtkonformen Verhalten können Sanktionsmaßnahmen ergriffen werden (Schleswig-Holstein Netz AG & ARGE Netz, 2020).

enera, Flexmarkt: Für den Flexmarkt wurde ein Monitoring-Mechanismus entwickelt. Mit Hilfe statistischer Methoden wird basierend auf historischen Daten unter Berücksichtigung diverser Einflussfaktoren (bspw. dem Strompreis) eine Baseline für jeden Flexanbieter prognostiziert (Goldkamp et al., 2021, 252ff, 2021, 239f). Findet sich ein systematischer Unterschied zwischen prognostizierter und beobachteter Baseline zu Zeiten eines Engpasses, lässt dies auf Inc-dec Gaming schließen.[35]

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 6 – Demonstrationsanlage/-konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Ex-Post Monitoring und Pönalisierung z. B. durch eine Regulierungsbehörde lassen sich auf allen Flexplattformimplementierungen anwenden, unabhängig vom Marktgebiet und Netzstruktur. Mit einer einheitlichen Ausgestaltung der Produkte und Plattformen würde sich der Aufwand für ein entsprechendes Monitoring durch bspw. die Regulierungsbehörde reduzieren. Es wird in der Diskussion dieser Ansätze angeführt, dass harte Sanktionen die Beweisführung aufgrund der statistischen Natur des Ansatzes schwierig sei und dass das Baseline-Verhalten in engpassfreien Zeiten beeinflusst werden kann. Jedoch existieren in Nodalmärkten (hier im Kontext von Marktmarktmissbrauch) umfangreiche Erfahrungen zur Beweisführung und Wirkung von Pönalen, die für eine Lösung zur Verhinderung von Inc-dec Gaming nutzbar gemacht werden können. Auch muss beachtet werden, dass allein die Androhung von Pönalen und eine Detailuntersuchung eine Abschreckungswirkung entfaltet. Auch die Androhung der Verschärfung von Entflechtungsanforderungen könnte eine Wirkung zeigen.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

Kombination verschiedener Gegenmaßnahmen möglich (vgl. Ausführungen unter 2.3).

2.3.2 DETAIL-BLAUPAUSE 3.2: STOCHASTISCHE NICHTBEZUSCHLAGUNG IN FLEXPLATTFORMEN

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Eine stochastische Nichtbezuschlagung von Flexibilitäten verringert den Anreiz zur Zurückhaltung von Flexibilitäten und forciert das Einhalten der Baseline von Flexibilitäten (Schleswig-Holstein Netz AG & ARGE Netz, 2020). Die Anbieter von Scheinflexibilitäten können diese Gegenmaßnahme in ihrer Gebotsstrategie berücksichtigen, d. h. eine Sicherheitsmarge in ihre Gebote einbauen. Dadurch werden entsprechende Gebote jedoch teurer und deren Bezuschlagung unwahrscheinlicher.

35 Eine detaillierte Beschreibung des Monitoring-Mechanismus findet sich unter https://projekt-enera.de/blog/market-monitoring-zur-identifikation-von-strategischem-verhalten-in-flexibilitaetsmaerkten-inc-dec-gaming/

NEW 4.0: Auf der Flexplattform ENKO wurde eine stochastische Nichtbezuschlagung softwareseitig getestet, aber noch nicht in der Praxis erprobt. Simulationsergebnisse zeigten jedoch die prinzipielle Wirksamkeit der Maßnahme in Kombination mit Pönalisierung (Schleswig-Holstein Netz AG et al., 2021).

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 5 – Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde in einem anwendungsorientierten Gesamtsystem implementiert und generelle Machbarkeit nachgewiesen

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Eine Offenlegung der für ENKO verwendeten Algorithmen und Verfügbarmachung der entsprechenden Software-Lösung zur Nicht-Bezuschlagung fördert die Übertragbarkeit der Lösung. Simulationen in NEW 4.0 zeigen, dass die Maßnahme in Kombination mit Pönalisierung prinzipiell gegen Gaming wirksam ist. Hierfür müssen jedoch Parameter wie die Zuschlagswahrscheinlichkeit und Höhe der Strafen unter Beachtung der Spotmarktpreise fein aufeinander abgestimmt werden. (Schleswig-Holstein Netz AG et al., 2021). Zusätzlich ist zu beachten, dass die Einführung der Maßnahmen dem Grundsatz eines transparenten, diskriminierungsfreien Marktes widerspricht und zu einem Effizienzverlust auf der Flexplattform führt. Insofern kann diese Maßnahme nur eine unter mehreren sein, um das Gaming einzudämmen.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

Kombination verschiedener Gegenmaßnahmen möglich (vgl. Ausführungen unter 2.3).

2.3.3 DETAIL-BLAUPAUSE 3.3: ERHÖHUNG DER LIQUIDITÄT

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Durch Diversifikation der Flexanbieter wird ein erhöhtes Risiko für den Gamer erreicht. Dieser schafft sich nicht mehr selbst seine Nachfrage, sondern die Nachfrage kann durch andere Flexoptionen gedeckt werden. Darüber hinaus senkt die Erhöhung des Angebots/Flexibilitätspotenzials die Marktmacht einzelner Anbieter.

Dies wird ermöglicht durch geringe Markteintrittsbarrieren, auch für Aggregatoren. Weiterhin ist eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig (Anpassung Abgaben-/Umlagenlast), um Flexplattformen wirtschaftlich attraktiv zu machen. Darüber hinaus spielt auch die Akzeptanz von Flexibilisierungsmaßnahmen eine Rolle, um das verfügbare Flexpotenzial zu erhöhen und die Liquidität auf Flexplattformen zu erhöhen (siehe Synthesefeld „Partizipation und Akzeptanz“).

- **enera/NEW 4.0/ WindNODE:** Durch eine Orientierung der Flexplattformprodukte an Standardprodukten des ID-Marktes wurden Markteintrittsbarrieren gesenkt und Flexibilitäten mobilisiert. Ergebnisse des enera-Flexmarktes zeigen beispielsweise, dass sich auch in lastschwachen Gebieten substanzielle Flexibilitäten heben lassen.

- **NEW 4.0:** Für die ENKO-Flexplattform wurde eine teilweise Integration von regulatorischem und marktlichem Engpassmanagement umgesetzt (siehe Blaupause 5: Lösungen

für das Zusammenführen von marktlichem und regulatorischem Netzengpassmanagement). Durch die gemeinsame Betrachtung wird der Wettbewerb verstärkt, implizit also die Liquidität erhöht (Schleswig-Holstein Netz AG et al., 2021).

- **C/sells:** Im ALF-Flexmarkt werden auch Flexibilitäten aktiviert, die bislang im Flexibilitätsmechanismus des § 14a EnWG gebunden sind. Das Konzept beinhaltet, dass diese auch für das Netzengpassmanagement auf höheren Spannungsebenen genutzt werden können. Damit kommt es zu einer Liquiditätserhöhung für Märkte auf diesen Spannungsebenen.

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

Es kann kein TRL vergeben werden, da die Liquidität auf dem Markt weitgehend unabhängig vom Reifegrad der Technologien ist, mit deren Hilfe die Flexplattform umgesetzt wird.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Die Liquidität auf den Flexplattformen ergibt sich aus vielen Einzelfaktoren. Von entscheidender Bedeutung für eine Erhöhung der Liquidität sind ökonomische Attraktivität der Flexplattform für Flexanbieter sowie geringe Markteintrittsbarrieren.

Eine großflächige Erhebung ist nötig, um das geografisch aufgelöste Flexibilitätspotenzial von Lasten unter Berücksichtigung aller bestehenden Restriktionen abzuschätzen. Damit kann verhindert werden, dass das Flexibilitätsangebot in einem Netzgebiet nach Implementierung von Flexplattformen zu gering ist, um die Redispatchkosten substanziell zu verringern.

Weiterhin ist diese Maßnahme nur eine unter mehreren um Gaming sowie Marktmacht einzuschränken.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

- Blaupause: Produktdefinitionen für die Flexplattform, Abschnitt 2.1
- Blaupause: Aggregationsmodi der Flexibilitäten, Abschnitt 2.2
- Kombination verschiedener Gegenmaßnahmen möglich (vgl. Ausführungen unter 2.3).

2.3.4 DETAIL-BLAUPAUSE 3.4: FESTLEGUNG VON PREISOBERGRENZEN FÜR FLEXIBILITÄTSGEBOTE

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Preisobergrenzen (price caps) wurden in Nodalmärkten bereits erprobt. So wurden im Kalifornischen Markt (CAISO-Marktgebiet) Preisobergrenzen für die abgegebenen Gebote eingeführt. Sie lassen die Ausnutzung von Marktmacht durch Gebote über den Grenzkosten bis zu einem bestimmten Grad zwar zu, limitieren aber die negativen Folgen (Brunekreeft et al., 2020). Eine Preisobergrenze muss unter Berücksichtigung der Sensitivität eines Engpasses zu einem Flexangebot definiert sein. Eine Festlegung der dynamischen Preisobergrenze durch Kopplung an Spotmarkt-Angebote ist denkbar, bzw. ergeben sich implizit aus einem Kostenvergleich mit dem regulatorischen Engpassmanagement. Dieser Aspekt wird In Blau-

pause 5 – Lösungen für das Zusammenführen von marktlichem und regulatorischem Engpassmanagement (Abschnitt 2.5 weiter behandelt).

enera: Preisgrenzen sind konzeptioneller Bestandteil des enera-Flexmarktes.

NEW 4.0: Auf der Flexplattform wurden implizite Preisobergrenzen durch einen Kostenvergleich von marktlichen und regulatorischen Engpassmanagementmaßnahmen eingeführt (Schleswig-Holstein Netz AG et al., 2021).

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 8 – Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung (Preisgrenzen als Teil des Produktdesigns bei enera).

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Preisobergrenzen lassen sich als Teil des Produkt- und Marktdesign auf allen Flexplattformen mit freier Preisbildung einführen, indem das regulatorische Engpassmanagement in die Preisbildung mit einbezogen wird. Sie können Inc-dec Gaming nicht verhindern, jedoch begrenzen sie den Missbrauch von Marktmacht.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

Kombination verschiedener Gegenmaßnahmen möglich (vgl. Ausführungen unter 2.3).

2.4 Blaupause 4: Methoden zur Netzebenen-übergreifenden Koordination der Netzbetreiber für das Engpassmanagement

Blaupause	
Zielgruppen	■ Netzbetreiber ■ Flexplattformbetreiber
Ausgangslage und Problemstellung	Maßnahmen des Engpassmanagements sind in ihrer Auswirkung nicht auf das Markt- bzw. Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers beschränkt. Um negative Auswirkungen der Maßnahmen auf andere Netzebenen oder Netzgebiete auszuschließen, müssen Maßnahmen des Netzengpassmanagements daher horizontal und vertikal zwischen den Netzbetreibern koordiniert werden. Die Ausgestaltung der Netzbetreiberkoordination ist daher unumgänglich für die Umsetzung von Flexplattformen. Hierfür mussten in SINTEG neue Lösungen entwickelt werden.
Lösungsansatz	Zwei grundlegende Ausgestaltungsvarianten wurden umgesetzt: zentrale und dezentrale Koordination. Die Ansätze unterscheiden sich und zeigen Trade-offs im Hinblick auf Ergebnisgüte, Komplexität, Governance-Fragen und Prozessausgestaltung. Unabhängig von der Ausgestaltung erfordern beide Ansätze Netzebenen-übergreifenden Austausch von Informationen und damit die Zusammenarbeit der Netzbetreiber. In SINTEG wurden damit wichtige Grundlagen für die Ausgestaltung der Redispatch 2.0 Prozesse gelegt.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen

Technologiereifegrad

1 2 3 4 5 6 7 **8** 9

TRL 8: Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- ReFlex, ALF, comax
- Flexmarkt
- ENKO
- Flexibilitätsplattform

Innovationsgehalt

Netzebenen-übergreifende Koordination zwischen Netzbetreibern aller Ebenen wurde erstmalig umfänglich in Deutschland demonstriert

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

- Aufbau entsprechender IKT-Systeme für den Datenaustausch bei beteiligten Netzbetreibern.
- Skalierbar durch Entwicklung einer Datenaustauschplattform und einheitlicher Schnittstellen.

PROBLEMSTELLUNG

Lokale Flexplattformen verfolgen das Ziel, Netzengpassmanagement im Verteilnetz unter Nutzung neuer Flexibilitäten zu ermöglichen. Maßnahmen des Engpassmanagements sind in ihrer Auswirkung jedoch nicht auf das Markt- bzw. Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers beschränkt. Um negative Auswirkungen der Maßnahmen auf andere Netzebenen oder Netzgebiete auszuschließen, müssen Maßnahmen des Netzengpassmanagements daher über die Netzebenen hinweg (vertikal) und auch über die Grenzen eines Netzgebietes (horizontal) hinweg koordiniert werden. Ziel der vertikalen und horizontalen Netzbetreiberkoordination ist es, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen, die Einsatzreihenfolge der Flexibilitäten festzulegen. Dabei wird eine effektive (Beseitigung der Netzengpässe) und effiziente (Auswahl der relativ zu ihrer Wirksamkeit kostengünstigsten Flexibilitäten) Lösung angestrebt.

Bei der Operationalisierung der Netzebenen-übergreifenden Netzbetreiberkoordination in den SINTEG-Schaufenstern zeigten sich folgende Herausforderungen:

- **Abwägung zwischen Ergebnisgüte und Komplexität des Koordinationsprozesses:** Es ist eine Abwägung notwendig zwischen der Komplexität des Koordinationsprozesses und einem möglichst effektiven und effizienten Engpassmanagement als Ergebnis der Koordination. Ein technisch-wirtschaftlich optimales Ergebnis des Engpassmanagements kann mit einem zentralisierten Ansatz unter Zusammenführung aller relevanten Informationen erreicht werden. Ein gutes, wenngleich nicht zwingend optimales Ergebnis, kann auch erreicht werden, wenn Netzbetreiber lediglich zwingend notwendige Informationen austauschen, bspw. hinsichtlich vorhandener Flexibilitätspotenziale und Restriktionen. In SINTEG wurden beide Richtungen untersucht.

- **Klärung von Governance-Fragen:** Derzeit ist die Verantwortlichkeit der Netzführung eines Netzbetreibers auf das eigene Netzgebiet begrenzt. Sowohl der Datenaustausch über die organisatorischen Grenzen eines Netzbetreibers hinweg als auch der Flexibilitätsabruf über die Grenzen seines Netzgebietes hinweg werfen die Frage nach der Verantwortlichkeit auf. Diese Governance-Fragen betreffen damit bspw. den Aufbau und Betrieb von robusten Prozessen und Systemen für Datenbereitstellung und -austausch sowie Verifikation der Flexpotenziale im eigenen Netzgebiet. Je nach gewähltem Ansatz (zentral oder dezentral) wurden hier in SINTEG unterschiedliche Wege erprobt.

- **Ausgestaltung eines einheitlichen Prozesses:** Die Planungsprozesse der verschiedenen Netzbetreiber sind unterschiedlich strukturiert und folgen verschiedenen Zeitschienen. Dies birgt Herausforderungen für die Ausgestaltung eines einheitlichen Koordinationsprozesses zwischen den beteiligten Netzbetreibern. Zudem muss der Prozess vereinbar sein mit den bestehenden Prozessen des Engpassmanagements, also dem Redispatch. Dies ist notwendig, da die Netzbetreiber ggf. zwischen Redispatch und Flexplattform wählen können, um einen Engpass zu beseitigen. Ein erster Schritt in diese Richtung war, dass in SINTEG diskutierte Ansätze für die Umsetzung der Koordination auf lokalen Flexplattform in den Redispatch 2.0-Prozess eingeflossen sind. Hierzu gehören insbesondere erprobte, robuste Prozesse zum Datenaustausch.

- **Abhängigkeit des Netzengpassmanagements von der Netztopologie:** Die Wirkrichtung von Netzengpassmaßnahmen ist abhängig von der Netztopologie. So liegt beim Strahlnetz eine eindeutige Wirkrichtung der Maßnahmen vor – ausgehend von den niederen Spannungsebenen kann auf die höheren Spannungsebenen Einfluss genommen werden. Diese Eindeutigkeit ist bei vermaschten Netzen hingegen nicht gegeben; hier können sich theoretisch auch Maßnahmen in der überlagerten Ebene auf die unterlagerte Ebene auswirken. Die Praxiserfahrung der Schaufenster zeigt jedoch, dass auch im vermaschten Netz die Wirkrichtung von unten nach oben entscheidend ist.[36]

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

In Bezug auf Netzebenen-übergreifendes Netzengpassmanagement stellt Deutschland durch seine Vielzahl an Netzbetreibern eine Besonderheit dar. In vielen anderen europäischen Ländern, in denen nur ein ÜNB und wenige VNB in mehreren Spannungsebenen operieren, stellen sich die Herausforderungen der Koordination nicht in diesem Maße.

Netzebenen-übergreifendes Netzengpassmanagement wurde in Deutschland bislang durch den Einbezug der Hochspannungsebene in den Redispatch umgesetzt (Umsetzung von EU-

36 Diese Überlegungen zur Eindeutigkeit der Wirkrichtung von Engpassmaßnahmen gelten nur für wirkleistungsbedingte Engpässe. Auch im Strahlnetz können Maßnahmen auf überlagerter Ebene spannungsbedingte Engpässe im unterlagerten Netz hervorrufen.

Netzcodes). Im Rahmen der Umsetzung von Redispatch 2.0 wurden auch netzebenen-übergreifende Prozesse entwickelt. Hierfür wurden zum einen eine Anwendungshilfe zum Datenaustausch zur Abrechnung zwischen den Netzbetreibern (BDEW, 2021b) entwickelt sowie ein Netzbetreiberkonzept (BDEW, 2021c). Hierhin wurden durch an SINTEG beteiligte Akteure Erkenntnisse im Bereich der Netzbetreiberkoordination aus den SINTEG-Schaufenstern übertragen. Dies sind insbesondere die Abstimmungskaskade der Netzbetreiber (Schwerdfeger, Orlishausen & Enzenhöfer, 2019) sowie die Entwicklung von komplexen Prognosen, die Nachweisführung und Stammdatenhaltung. Das neue Redispatch-Regime startete zum 01.10.2021. Durch absehbare kurzfristige Umsetzungsschwierigkeiten wurde eine Übergangslösung erarbeitet (BDEW, 2021a), die sicherstellen sollte, dass bis spätestens 1. März 2022 die Betriebsbereitschaft von allen Prozessteilnehmern sichergestellt ist.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

In den SINTEG-Schaufenstern wurden zwei grundlegende Gestaltungsoptionen für die Netzebenen-übergreifende Koordination von Maßnahmen des Engpassmanagements identifiziert und umgesetzt (C/sells, 2021, S. 230):

- Zum einen wurde die zentralisierte Koordination aller beteiligten Netzbetreiber erprobt. Dabei werden alle notwendigen Informationen (Netztopologie, Engpässe bzw. Flexbedarf, verfügbare Flexangebote inklusive Netzstandort und Preis) aller beteiligten Netzbetreiber an eine gemeinsame Plattform übermittelt. Die notwendige Koordinationsplattform kann als Bestandteil der Flexplattform ausgestaltet sein oder als zusätzliche, externe Plattform. Die Netzsicherheitsberechnung (Optimierung) wird in einem Schritt für alle Netzebenen durchgeführt. In einer limitierten zentralisierten Koordination können die Netzsicherheitsberechnungen auch dezentral ausgeführt werden, anstatt einer zentralisierten Optimierung. In diesem Fall werden über die zentrale Koordinationsplattform lediglich Informationen zum Bedarf, Flexpotenziale und Sensitivitäten sowie Restriktionen der Netzbetreiber zentral ausgetauscht. Dieser Ansatz wurde für die comax-Plattform in C/sells gewählt.

Zum anderen kam eine **dezentrale Koordination** zum Einsatz, wobei jeder Netzbetreiber die Netzsicherheitsberechnung für sein Netzgebiet selbst vornimmt. Die Netzbetreiber teilen Informationen zu verfügbaren Flexibilitäten (Sensitivität auf Netzverknüpfungspunkt und Kosten) und eigene netztechnischen Restriktionen auf den Flexabruf mit benachbarten/ nachgelagerten/ vorgelagerten Netzbetreibern. Die Koordinierung wird sequenziell durchgeführt, beginnend beim Netzbetreiber der niedrigsten Spannungsebene. Darauf folgt der vorgelagerte Netzbetreiber. Die Restriktionen des Netzbetreibers der niedrigsten Spannungsebene haben also Priorität und es wird also eine Koordinierung „von unten nach oben“, entlang der Hauptwirkungsrichtung der Maßnahmen vorgenommen. Gegebenenfalls kann die Koordinierung iterativ durchgeführt werden. Dieser Ansatz wurde von der Mehrzahl der SINTEG-Flexplattformen umgesetzt, so bspw. in WindNODE, bei der NEW 4.0 ENKO-Plattform sowie in enera (Goldkamp et al., 2021, 264f, 2021, S. 239). Die Netzbetreiberkoordination lag bei der Erprobung der Plattformen ALF und ReFlex aus C/sells nicht im Fokus. Bei ALF wurde konzeptionell auf eine dezentrale Koordination gesetzt, während in ReFlex Elemente aus beiden Ansätzen kombiniert wurden. Nach dem Konzept von ReFlex wird eine technische Optimierung des Netzbetriebs zentral vorgenommen und die Optimierung der Preise erfolgt dezentral.

In Bezug auf die zuvor genannten Herausforderungen zeigen die Erfahrungen aus SINTEG heraus, dass die beiden Ansätze jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile bieten, dargestellt in Tabelle 6.

Untersuchungskriterium	Zentrale Koordination	Dezentrale Koordination
Technisch-wirtschaftliches Ergebnis und Abhängigkeit von Netztopologie	Führt zu einem optimalen Ergebnis (effektiv und effizient) unabhängig von der Netztopologie und damit der Wirkrichtung der Maßnahmen; es wird nur ein Optimierungsdurchlauf benötigt.	Im Strahlnetz mit nur einem Übergabepunkt zur überlagerten Netzebene, also bei eindeutiger Wirkrichtung der Engpassmanagementmaßnahmen wird durch die Koordination „von unten nach oben“ eine sehr gute Annäherung an das optimale Ergebnis (effektiv und effizient) erreicht;[37] bei einem Netz mit mehreren Übergabepunkten und damit ohne eindeutige Wirkrichtung kann durch iteratives Vorgehen eine Lösung nah am Optimum erreicht werden.
Komplexität (Anforderungen an Datenaustausch, Infrastruktur)	Es müssen mehr Daten geteilt werden, inklusive vollständiger Netztopologie; eine neue, gemeinsame Optimierungsplattform wird benötigt.	Es wird nur ein Mindestmaß an Informationen zwischen den Netzbetreibern geteilt; jeder NB kann auf seine bereits bestehende Infrastruktur zum Netzengpassmanagement zurückgreifen; es wird keine Optimierungsfunktionalität auf der Plattform benötigt.
Governance-Fragen	Gleiche Fragen wie bei dezentraler Koordination sowie im Hinblick auf das zentrale Zusammenfließen der Daten. Dadurch keine Vor- bzw. Nachteile zwischen den Ansätzen erkennbar.	Fragen stellen sich im Hinblick auf zu definierende Schnittstellen; Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber, u. a. für Betrieb robuster Prozesse und Systeme, Datenverfügbarkeit, Verifikation der Flexpotenziale.
Prozessausgestaltung	Einmalige Optimierung erfordert weniger Zeit; ob ein optimales Ergebnis erreicht werden kann, hängt u. a. von der notwendigen Vorlaufzeit der Koordinierung ab (bspw. für interne Prozesse der NB).	Sequenzielle (und ggf. iterative) Prozesse nehmen mehr Zeit in Anspruch; ist dadurch ggf. schwieriger mit internen Prozessen der NB vereinbar.

Tabelle 6: Vor- und Nachteile von zentraler und dezentraler Netzbetreiberkoordination

INNOVATIONSGEHALT

Netzebenen-übergreifende Koordinationsprobleme wurden bislang in der theoretischen Literatur kaum behandelt. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass Lösungen stark abhängig von der Netztopologie sind, die über Abhängigkeiten der Netzebenen entscheidet. Weiterhin ist die Herausforderung vor allen Dingen dort relevant, wo viele unterschiedliche Netzbetreiber existieren. In vielen Ländern sind die Netzebenen stark integriert oder es existieren nur wenige Netzbetreiber. Von daher stellt die Situation in Deutschland einen Spezialfall dar.

Aufgrund der hohen Spezifität der Lösungen, sind die in SINTEG untersuchten und erprobten Lösungen auf Deutschland bezogen innovativ, da sie erstmalig umfänglich zwischen den Akteuren diskutiert wurden.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Die im Rahmen von SINTEG aufgebauten Erkenntnisse bei den involvierten Akteuren (Netzbetreiber, Anbieter / Einsatzverantwortliche) bildeten die Grundlage für die Umsetzung des

37 Die Eindeutigkeit der Wirkrichtung gilt nur für Maßnahmen zur Anpassung der Wirkleistung.

Redispatch 2.0-Prozesses. Dies sind im Besonderen das Wissen über den Aufbau robuster Prozesse und Prozesse für den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Anbietern. Ein konkretes Beispiel zur Ausgestaltung der Kommunikation zur Netzbetreiberkoordination ist in Goldkamp et al. (2021, S. 265) beschrieben. Der dort skizzierte und im Rahmen von SINTEG erprobte Prozess wurde in ähnlicher Form auch für die Umsetzung des Redispatch 2.0-Prozesses genutzt. Eine Abwägung zwischen den verschiedenen Ansätzen (zentral, stufenweise) kann aus SINTEG-Schaufenstern heraus, aufgrund der begrenzten Zahl involvierter Netzbetreiber, nicht durchgeführt werden. Hierfür bietet sich die Diskussion im Rahmen eines Branchenprozesses zur Spezifikation von Flexplattformen an.

Im Rahmen theoretischer Analysen wurde im Rahmen von enera gezeigt, dass die dezentrale Koordination von Netzbetreibern im Rahmen des Netzengpassmanagements aufgrund eines Informationsproblems (Unkenntnis über die Wirkung eines Flexibilitätsabrufes im Netzgebiet eines anderen NB) sowie eines Anreizproblems (betriebswirtschaftlich optimales Handeln eines NB führt nicht zwingend zur optimalen Lösung aus Sicht des Gesamtsystems) zu Ineffizienzen führen kann. Als mögliche Lösungsansätze für das Anreizproblem wurde die Internalisierung externer Effekte auf der Flexibilitätsplattform, sowie ein Kostenteilungsmechanismus vorgeschlagen (Goldkamp et al., 2021, S. 386–388). Für eine tiefergehende Untersuchung der Wirksamkeit und praktischen Anwendbarkeit der Ansätze bedarf es aufbauend auf den SINTEG-Ergebnissen (siehe die folgenden Detail-Blaupausen) die Erprobung in einem größeren Maßstab.

Die dezentrale Koordination „von unten nach oben“ wurde in SINTEG ausschließlich für Lasterhöhungen erprobt, nicht jedoch für Lastverringerung bzw. eine erhöhte Einspeisung, was auch an der Art von Netzengpässen, die im Rahmen der Tests auftraten, und Flexibilitätsanbieter lag. Daher bedarf es noch weiterer Untersuchungen und der Demonstration in der Praxis, um unerwünschte Rückwirkungen wie spannungsbedingte Probleme in allen Fällen ausschließen zu können.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die Übertragung der Lösungen setzt den Aufbau eines entsprechenden IKT-Systems für Kommunikation und Datenaustausch zwischen beteiligten Netzbetreibern voraus. Wichtige Erkenntnisse hierzu konnten bereits in der Umsetzung der Abstimmungskaskade zwischen Netzbetreibern in SINTEG erreicht werden, bspw. durch Umsetzung der teilautomatisierten Kaskade (TAKA) in C/sells (C/sells, 2021, S. 278–281)[38] sowie durch die Umsetzung des Konzepts der Koordinierungsfunktion (KOF) des VDE|FNN (Springmann et al., 2020). Skalierbarkeit der Ansätze kann kurz- bis mittelfristig erreicht werden, indem einheitliche Schnittstellen oder auch eine Datenaustauschplattform entwickelt werden – ähnlich den Entwicklungen in der Umsetzung des Redispatch 2.0-Prozesses.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Weitere Vor- und Nachteile der zwei Ansätze würden sich deutlicher bei einer Erprobung der Konzepte in größerem Umfang (in Bezug auf Anzahl teilnehmender Netzbetreiber, Flexibilitätsanbieter und Abrufe über die Plattform) zeigen und eine bessere Einordnung erlauben. Daher gilt, wie auch schon bei den anderen Themenpunkten rund um die lokalen Flexibilitätsplattformen, dass als nächster Schritt praktische Erfahrungen im relevanten Maßstab gesammelt werden müssen, beispielsweise durch Verstetigung der bestehenden Plattformen und Ausweitung auf weitere Netzebenen bzw. Netzgebiete. Wie für die Produktdefinition gilt,

38 Eine Demonstration der teilautomatisierten Kaskade zeigte Dauern für die Datenübertragung zwischen NB und den mittels iMSys-Infrastruktur angebunden Flexibilitäten zwischen 5s und 15s, womit Praxistauglichkeit nachgewiesen wurde. C/sells (2021, S. 279)

dass das Koordinationskonzept in einem branchenübergreifenden Diskussionsprozess aufgegriffen werden müsste und dort ausgearbeitete Konzepte im Rahmen einer Roadmap für die Konzeption von Flexibilitätsmärkten behandelt werden (vgl. Abschnitt 2.1).

ENTHALTENE DETAIL-BLAUPAUSEN

- Detail-Blaupause: Zentrale Koordination der Netzbetreiber, Abschnitt 2.4.1
- Detail-Blaupause: Dezentrale, gestufte Koordination der Netzbetreiber „von unten nach oben“, Abschnitt 2.4.2

2.4.1 DETAIL-BLAUPAUSE 4.1: ZENTRALE KOORDINATION DER NETZBETREIBER

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Die zentrale Koordination der Netzbetreiber fußt auf der Zusammenführung von Daten und der gemeinsamen Netzsicherheitsberechnung (Optimierung) über alle Netzebenen hinweg in einem Schritt. Alternativ zu einer zentralisierten Optimierung mittels Zusammenführung von Netzdaten können die Netzsicherheitsberechnungen nach Datenaustausch auch getrennt bei jedem Netzbetreiber einzeln stattfinden.

- **Comax-Plattform in C/sells:** Die Bedarfe aller Netzbetreiber werden bei der comax-Plattform über die Netzebenen hinweg gemeinsam optimiert, alle notwendigen Daten werden auf der Plattform zusammengeführt (u. a. Sensitivitäten, Restriktionen). Diese Datenzusammenführung und Bedarfskoordination ist aus Netzsicht optimal und kann bis nah an Echtzeit durchgeführt werden. Die Netzsicherheitsberechnungen erfolgen jedoch je Netzbetreiber getrennt, weshalb keine Netzdaten an die Plattform übertragen werden müssen. Dadurch wird jedoch nicht zwangsläufig das globale Optimum erreicht. Ein gemeinsamer koordinierter Abruf mehrerer NB-Bedarfe über eine Merit Order-Liste ist möglich. Dabei führen Abrufe des ÜNB nicht zu Grenzwertüberschreitungen beim VNB. Das Plattformkonzept sieht alternativ vor, dass der VNB Einzelanlagen gezielt abrufen kann. Beträge der Flexabrufe der verschiedene Netzbetreiber werden saldiert und anschließend der energetische und bilanzielle Ausgleich gemeinsam kostenminimal erbracht.
  Im Pilotbetrieb konnte die Umsetzung des Gesamtprozesses des Abrufs von Flexibilität über die Plattform (inklusive Netzbetreiberkoordination) erfolgreich demonstriert werden. Dieser Pilotbetrieb umfasste Tests mit verschiedenen Anbietern, die Flexibilitätspotenzial aus verschiedenen dezentralen Anlagen (u. a. Biogasanlagen, Blockheizkraftwerken (BHKW), EVs / Ladesäulen) anboten. Die Anlagen waren dabei in unterschiedlichen Regionen verortet, so dass verschiedene Modellnetze auf der Plattform hinterlegt wurden.

- **Schaufensterübergreifend (comax in C/sells und enera Flexmarkt):** Ein SINTEG-übergreifender Flexibilitätseinsatz mit den Flexplattformen der Schaufenster enera und C/sells (comax) wurde realisiert. Hierfür wurden im Rahmen einer erfolgreichen Demonstration die Plattformen gekoppelt, um das Flexibilitätspotenzial dezentraler Anlagen für die Behebung von Engpässen auf Übertragungsnetzebene einzusetzen (TenneT, 2020).

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 8 – Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Bislang wurden die Prozesse nur kleinmaßstäblich durchgeführt. Daher muss geprüft werden, ob die getesteten Prozesse für eine größere Anzahl an unterlagerten Netzbetreibern und Engpasssituationen skalierbar und stabil sind. Da es sich um Schnittstellen zwischen Netzbetreibersystemen handelt, ist die Gewährleistung der IT-Sicherheit Grundvoraussetzung für Übertragung und Skalierung der Lösungen.[39]

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

Es ergeben sich Wechselwirkungen mit allen Blaupausen in dieser Kategorie, insbesondere der Blaupause zur Aggregation (Abschnitt 2.2).

2.4.2 DETAIL-BLAUPAUSE 4.2: DEZENTRALE, GESTUFTE KOORDINATION DER NETZBETREIBER „VON UNTEN NACH OBEN“

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Die dezentrale Koordination der Netzbetreiber fußt auf einer sequenziellen Optimierung des Flexeinsatzes (Netzsicherheitsberechnungen) eines jeden Netzbetreibers für sich. Zwischen den Stufen tauschen die Netzbetreiber Informationen aus (verfügbare Flexibilitäten, Restriktionen des Flexabrufs). Es beginnt der Netzbetreiber der niedrigsten Spannungsebene.

- **NEW 4.0 ENKO, WindNODE:** Diese Plattformen führen selbst keine Optimierung durch, sondern stellen nur Informationen über verfügbare Flexibilitäten zur Verfügung (Austauschplattform). Die Netzbetreiber optimieren den Flexibilitätseinsatz auf Basis dieser Informationen selbst. Hierbei werden die möglichen Interaktionen der Netzebenen berücksichtigt. Durch die Reihenfolge des Flexibilitätszugriffs wird die NB-Koordination „von unten nach oben“ durchgeführt.

- **enera:** Es wurde ein standardisierter Prozess zur Netzbetreiberkoordination entwickelt. Wird zum Beispiel der Bedarf eines Übertragungsnetzbetreibers von einer Anlage gedeckt, die in einem Verteilnetz angeschlossen ist, handelt es sich um einen Eingriff in das Netz eines anderen Betreibers. Ehe eine Bedarfsmeldung auf der Marktplattform platziert wird, müssen sämtliche nachgelagerten Netzbetreiber ihre Freigabe erteilen. Diese berechnen etwaige Kapazitätsbeschränkungen und teilen diese dem vorgelagerten Netzbetreiber in einem Bottom-up-Prozess mit (Goldkamp et al., 2021, S. 239).

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 8 – Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Bisher wurden die Lösungen nur in einem kleinen Maßstab getestet. Da in diesem Rahmen nur der Abruf von Lasterhöhung koordiniert wurde, ist die Skalierbarkeit der Lösung für das Auftreten zahlreicher Engpasssituationen noch abschließend zu prüfen.

39 Security und Privacy im IT-Kontext werden im Bericht des Synthesefeldes 3 „Digitalisierung“ in der Kategorie IT-Sicherheit aufgegriffen.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

Es ergeben sich Wechselwirkungen mit allen Blaupausen in dieser Kategorie, insbesondere der Blaupause zur Aggregation (Abschnitt 2.2).

2.5 Blaupause 5: Lösungen für das Zusammenführen von marktlichem und regulatorischem Netzengpassmanagement

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber
- Flexplattformbetreiber
- Regulator / Gesetzgeber

Ausgangslage und Problemstellung

Die Einführung von Flexplattformen ergänzt die bereits vorhandenen regulatorischen Mechanismen des Netzengpassmanagements um einen marktlichen Mechanismus. Situationsabhängig können dem Netzbetreiber beide Varianten von Mechanismen zur Verfügung stehen, um einen Engpass zu beheben, weshalb eine Koordination beider Ansätze notwendig ist. Damit in diesen Situationen der effektivste und effizienteste Mechanismus gewählt wird, müssen Lösungen für das Zusammenführen von marktlichen und regulatorischem Netzengpassmanagement eingeführt werden.

Lösungsansatz

Die unterschiedlichen Lösungen der Schaufenster zeigen einen Trade-Off auf zwischen bestmöglicher Integration von marktlichem und regulatorischem Regime und einer möglichst einfachen Umsetzung von Einführung der Flexplattformen und Integration in bestehende Mechanismen. Das „Hybrid Modell" von enera konnte durch die erst nach Ende der Projektlaufzeit erfolgte Einführung des Redispatch 2.0-Regimes nicht getestet werden und erhält daher nur den TRL 4. Der Lösungsansatz, der in c/sells und NEW 4.0 erprobt wurde, erhält den TRL 8.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen

Technologiereifegrad

TRL 4 – 8: Von z. T. Generelle Funktion der Technologie/Verfahren/o. Ä. konnte im Labor/in einer Versuchsumgebung nachgewiesen werden bis zu z. T. Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	■ ReFlex, ALF, comax ■ Flexmarkt ■ ENKO
Innovationsgehalt	Da Flexplattformen bisher kein Teil des Netzengpassmanagementregimes sind, sind die in SINTEG entwickelten Lösungen zur Zusammenführung marktlicher und regulatorischer Mechanismen gänzlich neu.
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	Da das Redispatch 2.0-Regime erst nach Ende von SINTEG eingeführt wurde, müssen die Lösungen zum einen darauf übertragen werden und zum anderen mit diesem Mechanismus erprobt werden. Die Ergänzung des Redispatch 2.0 um lokale Flexplattformen ist mit den unter 2.1 beschriebenen Maßnahmen zur Anpassung des regulatorischen Rahmens möglich. Für eine weitergehende Integration sind entsprechend weitergehende Anpassungen notwendig.

PROBLEMSTELLUNG

Den Netzbetreibern stehen – je nach Spannungsebene und Zeitschiene – derzeit bereits verschiedene Mittel des regulatorischen Engpassmanagements zur Verfügung. Diese sind der Redispatch (§ 13, 13a EnWG), die Abregelung konventioneller Anlagen (§ 13 EnWG) und das Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2017) – wobei eine Priorisierung der Maßnahmen in der angegeben Reihenfolge vorgenommen wird. Durch die Umsetzung des NABEG 2.0 bis zum Oktober 2021 wurden diese Mechanismen zusammengefasst und in ein einheitliches Redispatch-Regime, den Redispatch 2.0, überführt.

Bestehende bzw. zukünftige, regulatorische Mechanismen werden durch die Einführung von Flexplattformen um einen marktlich organisierten Mechanismus ergänzt, der weitere Flexibilitäten für das Engpassmanagement erschließen kann. Da die verschiedenen Mechanismen, regulatorisch und marktlich, gleichzeitig zum Einsatz kommen können, ist eine Koordinierung der Mechanismen notwendig. Ziel der Zusammenführung von regulatorischem und marktlichen Netzengpassmanagement ist dabei, Engpässe möglichst kosteneffizient zu beheben. Das heißt, dass aus beiden Mechanismen, diejenigen Maßnahmen gewählt werden müssen, welche relativ zu ihrer Wirksamkeit auf den Engpass mit den geringsten Kosten verbunden sind.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Bislang wurden in Deutschland Flexplattformen nur als Demonstratoren umgesetzt. Es existieren somit keine Schnittstellen zwischen Flexplattformen und regulatorischem Redispatch. In anderen Ländern, in denen marktlicher Redispatch eingesetzt wird, werden zur Ergänzung regulatorische Lösungen verwendet, wenn aufgrund der Marktstruktur keine marktliche Preisbildung zu erwarten ist (z. B. Skandinavien, Italien).

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

In den Schaufenstern wurden Ansätze zur Zusammenführung von regulatorischem und marktlichem Netzengpassmanagement entwickelt. Allen Ansätzen gemein ist, dass die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten aus regulatorischem und marktlichem Netzengpassmanagement hinsichtlich Kosten und Wirksamkeit verglichen werden. Durch die Auswahl der effizientesten Maßnahmen können die Gesamtsystemkosten verringert werden. Unterschiede finden sich im Hinblick auf die Art und Weise der Integration beider Regime – also bei der

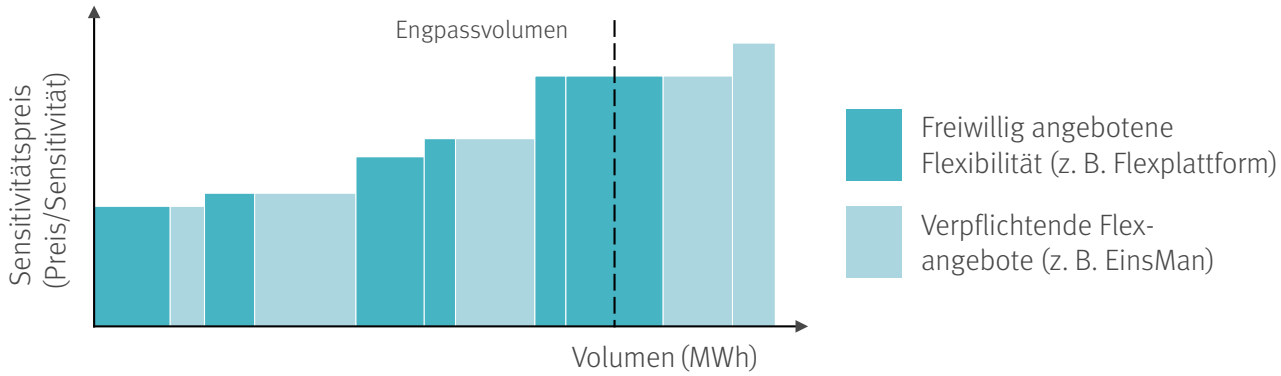
Beantwortung der Frage, an welcher Stelle in der Prozesskette der regulatorischen Maßnahmen ein Abgleich mit den marktlichen Flexibilitäten stattfindet. Dabei zeigen die Schaufenster-Ansätze einen Trade-Off zwischen möglichst geringer Komplexität der Umsetzung und möglichst hoher Wirksamkeit der Integration auf. Eine Übersicht zu den Unterschieden und ihren Auswirkungen findet sich in Tabelle 7.

Da das Redispatch 2.0-Regime erst nach Ende der SINTEG-Projektlaufzeit umgesetzt wurde, konnten die Lösungen zur Integration von Redispatch 2.0 und Flexplattformen noch nicht demonstriert werden, sondern stützen sich auf das bisherige Engpassmanagementregime. Da sich die Frage, wie marktliche und regulatorische Mechanismen, wie der Redispatch 2.0, zusammengeführt werden können, auch künftig stellen und die entwickelten Lösungen einen Ausgangspunkt darstellen, wird die entsprechende SINTEG-Lösung hier dennoch als Blaupause aufgeführt.

Es lassen sich zwei grundsätzliche Ansätze unterscheiden, die in SINTEG erprobt bzw. entwickelt wurden:

INTEGRATION VON EINSPEISEMANAGEMENT UND MARKTLICHEM ENGPASSMANAGEMENT

In den Schaufenstern C/sells und NEW 4.0 wurden hybride Ansätze entwickelt, die parallel ein regulatorisches und ein marktliches Netzengpassmanagement vorsehen. Netzbetreiber können durch Kostenvergleich der Maßnahmen beider Regime diese miteinander verschränken. So wurde in NEW 4.0 ein Ansatz zur Zusammenführung von Einspeisemanagement und marktlichem Netzengpassmanagement mittels gemeinsamer Merit Order entwickelt, der prinzipiell auch auf das Redispatch 2.0-Regime übertragbar wäre. Hierfür werden die Preise bzw. regulatorisch festgelegte Vergütungen der verfügbaren Flexoptionen aus beiden Mechanismen mit ihrer Sensitivität auf den jeweiligen Engpass gewichtet und entsprechend diesem Sensitivitätspreis geordnet (Sensitivitätspreis entspricht dem Preis des Flexibilitätsangebots normiert an der Sensitivität auf den Engpass, siehe Abbildung 14). Dadurch erfolgt ein direkter Kostenvergleich von freiwilliger Flexibilitätsbereitstellung über die Flexplattform und der verpflichtenden Flexibilitätsbereitstellung über das Einspeisemanagement. Zur Behebung des Engpasses werden nun die nach Sensitivitätspreis kostengünstigsten Maßnahmen ausgewählt. Gesamtsystemkosten können dadurch gesenkt werden.



Hinweis: Die gestrichelte Linie stellt die Nachfrage, also das benötigte Volumen für die Engpassmaßnahme dar.

Abbildung 14: Gemeinsame Merit Order aus Flexangeboten aus freiwilliger (Flexplattform) und verpflichtender (Einspeisemanagement) Teilnahme am Engpassmanagement (Quelle: Schleswig-Holstein Netz AG & ARGE Netz, 2020)

Flexibilitätsangebote auf der Flexplattform werden also nur ausgewählt, wenn diese entsprechend dem Sensitivitätspreis günstiger sind als die regulatorischen Maßnahmen des Engpassmanagements. Die Kosten der regulatorischen Engpassmanagementmaßnahmen stellen damit implizite Preisobergrenzen für Gebote auf der Flexplattform dar. Dadurch werden die Kosten für Flexibilitätsvergütungen begrenzt und der Anreiz für Flexibilitäten zum Inc-dec Gaming wird verringert.

In **NEW 4.0** wurde das Istwert-basierte Einspeisemanagement mit den Flexibilitätsangeboten der ENKO-Plattform in eine gemeinsame Merit Order überführt (Abbildung 14). Dadurch wird Volumen des Einspeisemanagements reduziert und die Gesamtsystemkosten verringert. Die Maßnahmen des Einspeisemanagements begrenzen zugleich die Vergütungen der Flexibilitäten und wirken somit als eine implizite Preisobergrenze. (Schleswig-Holstein Netz AG & ARGE Netz, 2020; Schleswig-Holstein Netz AG et al., 2021)

Auch das Plattformkonzept des Schaufensters **C/sells** sieht ein „hybrides Modell" vor, in dem durch die Kosten regulatorischer Maßnahmen implizite Preisobergrenzen für die Flexangebote gesetzt werden. Ein Mechanismus für den Kostenvergleich wird nicht ausgeführt.

REGULATORISCHES ENGPASSMANAGEMENT ERGÄNZT DURCH NACHGELAGERTES ENGPASSMANAGEMENT

Im Schaufenster enera wurde ein Ansatz entwickelt, „Hybrid-Modell", der es ermöglicht den Redispatch 2.0-Prozess durch das marktliche Netzengpassmanagement über die Flexplattform zu ergänzen.

Hierfür wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben, Maßnahmen des Engpassmanagements aus dem Redispatch 2.0-Prozess (bspw. Abregelung einer EE-Anlage) durch einen Flexabruf über die Flexplattform zu ersetzen. Der Redispatch 2.0-Prozess wird also durchgeführt, bis die Redispatch-Maßnahmen für die Anlagen im jeweiligen Netzgebiet eines Netzbetreibers bestimmt sind. Vor Aktivierung der entsprechenden Anlagen pausiert der Netzbetreiber den Redispatch 2.0-Prozess und gleicht die Redispatch-Maßnahmen in seinem Netzgebiet mit den auf der Flexplattform zur Verfügung stehenden Flexangeboten ab. Der Netzbetreiber ersetzt die Redispatch-Maßnahmen, wenn über die Flexplattform Angebot(e) abgerufen werden können, welche

- günstiger sind als die regulierte Redispatch-Maßnahme
- und mindestens die gleiche Wirkung auf den Netzengpass erzielen wie die regulierte Maßnahme. (Liegt die durch den Redispatch 2.0-ausgewählte Anlage im engpass-freien Marktgebiet der Flexplattform, kann davon ausgegangen werden, dass marktliche und regulierte Flexibilitäten die gleiche Engpasssensitivität haben.)

Der Ansatz ermöglicht also – ohne tiefgreifende Anpassung des Redispatch 2.0-Prozesses – das regulatorische Netzengpassmanagement durch marktliche Elemente zu ergänzen. Die Ergänzung durch die Flexplattform geschieht zudem auf lokaler Ebene und kann durch jeden Netzbetreiber individuell und unabhängig vorgenommen werden (Goldkamp et al., 2021, 243f, 2021, S. 266–278).

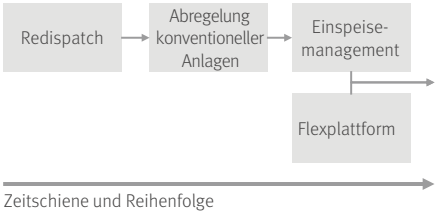
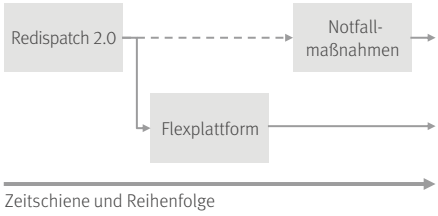
	Integration von Einspeisemanagement und Flexplattform	**Ergänzung des Redispatch 2.0 durch Flexplattform**
Prozessintegration	 Einspeisemanagement als letzter Schritt der regulatorischen Maßnahmen wird mit Flexplattform zusammengeführt.	 Maßnahmen aus dem Redispatch 2.0 werden mit Flexangeboten auf der Plattform zusammengeführt.
Integrationsebene	Netzebenenübergreifend werden Maßnahmen des Einspeise-managements und Flexangebote verglichen.	Ausschließlich Anschluss-netzbetreiber vergleicht Redispatch (RD)-Maßnahmen und Flexangebote der Plattform (innerhalb einer engpassfreien Zone).
Integrationsmechanismus	Sensitivitätsgewichtete Merit Order.	Kostenvergleich bei gleicher Sensitivität.
Berücksichtigte Flexibilitäten	Nur negative Flexibilität (Lasterhöhungen, Einspeiseverringerung), da Kostenvergleich mit Maßnahmen des EinsMan (negative Flexibilität) durchgeführt wird.	Positive und negative Flexibilität innerhalb einer engpassfreien Zone.
Wirkung auf Gesamtsystemkosten	Gesamtsystemkosten werden verringert; es wird nicht zwingend ein Optimum erreicht, da lediglich ein Teil der regulatorischen Maßnahmen (Einspeisemanagement) einbezogen wird.	Gesamtsystemkosten werden verringert; es wird nicht zwingend ein Optimum erreicht, da lediglich Maßnahmen auf Ebene des Anschlussnetzbetreibers verglichen werden.
Komplexität der Umsetzung	Mittel; Prozess der Flexplattform und regulatorisches Netzengpassmanagement müssen synchronisiert werden.	Gering; Anschluss-NB kann Mechanismus lokal und nahezu unabhängig vom Gesamtprozess bzw. anderen NB umsetzen.
Anwendbarkeit unter zukünftigem Redispatch-Regime	Konzept wurde für bisherigen RD-Prozess entwickelt; Umsetzbarkeit unter Redispatch 2.0 aber prinzipiell gegeben; vollständige Integration von Redispatch 2.0 und Flexplattform durch gemeinsame Merit Order ist komplex.	Ansatz wurde für Redispatch 2.0 entwickelt; stärkere (und damit komplexere) Integration von Redispatch 2.0 und Flexplattform möglich.

Tabelle 7: Vergleich der Ansätze zur Integration von marktlichem und regulatorischem Redispatch (Grafiken: eigene Darstellung basierend auf BDEW (BDEW, 2021d))

INNOVATIONSGEHALT

Die Zusammenführung von marktlichem und regulatorischem Redispatch wird erst mit der Einführung von Flexplattformen relevant, weshalb diese Problemstellung vor SINTEG noch nicht betrachtet wurde. Die entwickelten Lösungen sind damit als innovativ zu werten.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Perspektivisch kann eine tiefgreifende Integration von Redispatch 2.0 und Flexplattformen umgesetzt werden. Hierfür sollte basierend auf der Vorarbeit der Schaufenster enera und NEW 4.0 ein Umsetzungskonzept erstellt werden durch Plattformbetreiber und Netzbetreiber.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Durch die Entscheidung während der Projektlaufzeit für die Einführung des Redispatch 2.0-Prozesses, in dem die Kosten von konventionellem Redispatch und präventivem Einspeisemanagement unmittelbar gegeneinander abgewogen werden, ist der erste Lösungsansatz (Integration von Einspeisemanagement und marktlichem Engpassmanagement) nicht mehr unmittelbar anwendbar. Prinzipiell kann jedoch der darin entwickelte Kostenvergleich mittels gemeinsamer Merit Order von regulatorischem und marktlichem Redispatch auch auf das Redispatch 2.0-Regime übertragen werden. Der zweite Lösungsansatz (Regulatorisches Engpassmanagement ergänzt durch nachgelagertes Engpassmanagement) ist unmittelbar auf das Redispatch 2.0-Regime anwendbar. Der Kostenvergleich zwischen Maßnahmen beider Regimes auf Ebene des Anschlussnetzbetreibers kann bei geringem technischem Mehraufwand (im Sinne, dass eine weitere Optimierung auf der Plattform stattfinden müsste) umgesetzt werden. Eine Anpassung der Prozesse des regulatorischen Netzengpassmanagements ist hierfür nicht erforderlich. Durch Anpassung des regulatorischen Rahmens, kann der Kostenvergleich beim Anschlussnetzbetreiber zwischen beiden Mechanismen vorgeschrieben werden. Dadurch kann eine Skalierung der Lösung gemeinsam mit der Einführung von Flexplattformen erreicht werden.

Für eine stärkere Integration von Redispatch 2.0 und Flexplattform hingegen ist eine weitreichendere Anpassung des regulatorischen Rahmens sowie der Redispatch-Prozesse notwendig. Bei einer stärkeren Integration beider Mechanismen kann nicht nur der Anschlussnetzbetreiber einen Kostenvergleich zwischen Redispatch 2.0 und Flexplattform vornehmen, sondern auch die vorgelagerten Netzbetreiber.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Prüfung der Ergänzung/Integration des Redispatch 2.0 durch bzw. mit Flexplattformen. Für die spätere Umsetzung des Ansatzes kann bei positivem Ergebnis der Prüfung eine Roadmap entwickelt und vorgelegt werden.

2.6 Blaupause 6: Daten- und Serviceplattformen für akteursübergreifenden Informationsaustausch

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber
- Energieversorger
- Aggregatoren

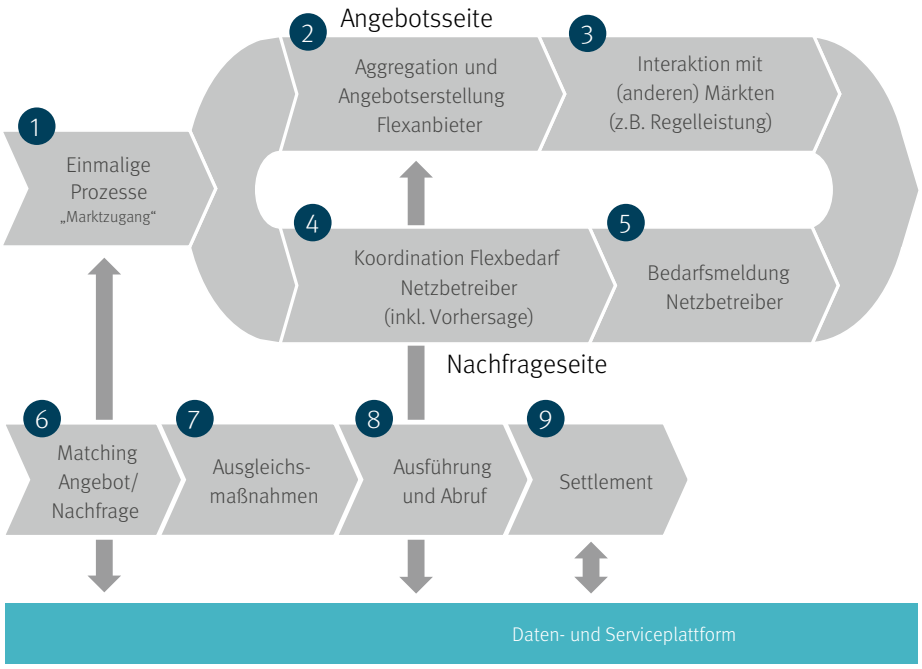
Ausgangslage und Problemstellung

Flexplattformen bieten die Möglichkeit heterogene und kleinteilige Flexibilitätspotenziale für das Engpassmanagement zu erschließen. Die etablierten IKT-Systeme energiewirtschaftlicher Akteure auf Basis proprietärer Schnittstellen können die sich daraus ergebenden Anforderungen nur teilweise erfüllen. Anforderungen sind: eine Vielzahl von Akteuren vernetzen, komplexe Koordinationsabläufe abbilden, große und heterogene Datenmengen zusammenführen und unter Berücksichtigung von Sicherheitsanforderungen verarbeiten.

Lösungsansatz

Die SINTEG-Schaufenster setzten verschiedene Lösungen für Daten- und Serviceplattformen (DSP) um, die die genannten Anforderungen erfüllen und zugleich datenbasierte Services anbieten können. Über diese DSP können damit Funktionen der Flexplattformen abgebildet werden und die für den Betrieb der Flexplattformen relevanten Informationen bereitgestellt werden.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen



Technologiereifegrad

1 2 3 4 5 6 **7** 8 9

TRL 7: Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- Infrastruktur-Informationssystem (IIS)
- Daten- und Dienstesplattform
- SDSP
- Netzbetreiber-Plattform für ENKO

Innovationsgehalt	■ SINTEG-Akteure greifen Digitalisierungskonzepte aus dem Industriesektor, übertragen diese auf die Energiewirtschaft und gehören damit zu den Vorreitern in Deutschland. ■ Die demonstrierten DSP sind als innovativ zu bewerten, da sie verschiedene Anwendungsfälle abdecken (regulierter und nicht-regulierter Bereich) und die Grundlage für zukünftige digitale Geschäftsmodelle und Plattformökonomie in der Energiewirtschaft bilden können.
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ Die digitalen Daten- und Serviceplattformen sind mittelfristig übertragbar und skalierbar ■ Herausforderungen bestehen in der mangelnden Standardisierung und damit aufwendigen Integration von Datenquellen sowie einer unklaren Rolle sowie Geschäftsmodell für den Plattformbetreiber

PROBLEMSTELLUNG

Flexplattformen bieten Möglichkeiten bisher unerschlossene Flexibilitäten für das Engpassmanagement zu erschließen und in den operativen Betrieb einzubinden. Wie in Abbildung 8 verdeutlicht, werden Flexibilitäten kleiner 100 kW (mit der Ausnahme steuerbarer Photovoltaik (PV)-Anlagen) auch nach der Umsetzung des Redispatch 2.0-Regimes nicht erfasst. Bei diesen Flexibilitäten handelt es sich um vermehrt heterogene und kleinteilige Flexibilitätspotenziale, die auf niederen Spannungsebenen bis hinunter zur Haushaltsebene verortet sind. Dadurch steigt nicht nur Vielfalt und Anzahl der zu koordinierenden Anlagen, sondern auch Vielfalt und Anzahl der Akteure, die am Engpassmanagement teilnehmen. Insbesondere Entwicklung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge verstärken mit zusätzlichen Akteuren, kleinteiligen Flexibilitäten und stark steigender Durchdringung die Herausforderung der Koordination der Anlagen und Akteure. Eine Übersicht der notwendigen Datenaustauschprozesse im Netzbetrieb, sowohl vertikal über verschiedene Netzebenen hinweg, als auch horizontal zwischen verschiedenen Akteuren innerhalb einer Ebene, findet sich in (DESIGNETZ, 2021c, 255f).

Neue Technologien wie flexible Verbraucher und deren Anschluss mittels Smart Meter-Infrastruktur ermöglichen neben der Ansteuerung auch das Erheben von Erzeugungs-, Last- und Netzdaten. Diese räumlich und zeitlich hochaufgelösten Informationen stellen eine Voraussetzung für das Engpassmanagement auf niederen Spannungsebenen dar, ermöglichen den Einsatz von Flexplattformen und bergen Potenzial für einen effizienteren Systembetrieb.[40]

Zudem müssen Energieunternehmen aufgrund eines zunehmenden Effizienzdruckes nicht nur Prozesse digitalisieren und effizienter gestalten, sondern auch neue Erlösquellen erschließen. Wie in (Doleski, 2016) dargestellt, bildet die Daten- und Informationsvielfalt auch die Grundlage für neue Geschäftsmodelle wie das Bereitstellen von datenbasierten Dienstleistungen. Derartige (Energie-) Dienstleistungen erfordern es, dass Energieunternehmen zunehmend wertschöpfungsübergreifend arbeiten.

Die Informationsverarbeitung, sowie die geforderte schnelle und zeitnahe Kommunikation stellen aufgrund von vielfältigen Daten und Quellen, der Anzahl beteiligter Systeme und steigendem Volumen dabei neue Anforderungen an Prozesse und Systeme der IKT-Infrastruktur beteiligter Akteure (DESIGNETZ, 2021c, S. 416, DESIGNETZ, 2021c, S. 347). Betroffen sind insbesondere Verteilnetzbetreiber, die als grundzuständiger Messstellenbetreiber im Informationsaustausch mit anderen Netzbetreibern und Marktakteuren bis hin

40 Eine breite Basis von Energiedaten spielt insbesondere für Prognosen – eine Voraussetzung des vorausschauenden Engpassmanagements – eine wichtige Rolle. Siehe auch Kategorie 5: Prognosesysteme für das Verteilnetz, Kap. 6.

zum Endkunden stehen. Vor diesem Hintergrund stellt auch der Informationsaustausch im Energiesystem eine Herausforderung dar, der heute zumeist anwendungsspezifisch, auf der Grundlage von bilateralen Absprachen zwischen einzelnen Akteuren sowie auf Basis proprietärer Schnittstellen stattfindet.

Für den Betrieb von Flexplattformen wird demnach perspektivisch eine effiziente, das heißt weitgehend automatisierte, digitale Infrastruktur benötigt. Diese Infrastruktur muss eine Vielzahl von Akteuren im regulierten Bereich und im Marktbereich vernetzen und komplexe Koordinationsabläufe mit zahlreichen Nachrichtentypen zwischen diesen Akteuren abbilden. Weiterhin müssen durch die Infrastruktur große heterogene Datenmengen zusammengeführt und verarbeitet werden können.

Diese Anforderungen können durch Plattformlösungen realisiert werden. Anstelle eines bilateral geregelten Informationsaustauschs zwischen einzelnen Akteuren auf Basis proprietärer Lösungen setzen Plattformen auf standardisierte Schnittstellen und Datenmodelle, die akteursübergreifend Informationszugang gewährleisten.

Bei den technischen Fragestellungen der Plattformumsetzung zeigen sich Herausforderungen gegenüber Plattformlösungen anderer Branchen. Diese liegen unter anderem bei den Sicherheitsanforderungen der kritischen Infrastruktur Stromnetz bei Datenschutzanforderungen. Diese Fragestellungen stehen im Fokus der entsprechenden Blaupausen im Synthesefeld 3 „Digitalisierung“. Über die Fragestellungen von Entwurf und Aufbau einer digitalen Plattform hinaus, müssen auch spezifische energiewirtschaftliche und regulatorische Probleme adressiert werden, die aus der Monopolstellung der Netzbetreiber heraus entstehen. Beispielsweise müssen Rollen und Verantwortlichkeiten des Betreibers einer digitalen Infrastruktur für den akteursübergreifenden Informationsaustausch erst noch geklärt werden, um z. B. den Entflechtungsanforderungen für Netzbetreiber zu genügen und im Marktbereich wettbewerbsrelevante Daten zu schützen.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Informationsaustausch spielt in der Energiewirtschaft eine sehr wichtige Rolle. Dies zeigt sich an den nationalen und europäischen Regelungen zu Veröffentlichungspflichten für Akteure aller Wertschöpfungsstufen. Für Deutschland existieren 20 Plattformen, die rund 150 Quellen für Daten aus dem Stromsektor und allen Wertschöpfungsstufen zusammenfassen (Seim, Blech, Gerwin & Müller-Kirchenbauer, 2019). Der praktische Nutzen dieser Datenplattformen für den operativen Betrieb wird jedoch unter anderem durch nicht ausreichende zeitliche und räumliche Auflösung der Daten eingeschränkt. Einschränkend auf den praktischen Nutzen wirken weiterhin der aufwändige Zugriff auf die Plattformen aufgrund nicht standardisierter Formate und die Nicht-Veröffentlichung von Daten aufgrund von Datenschutzbedenken oder gesetzliche Datenschutzvorgaben – obwohl diese durch Anonymisierung von Daten adressiert werden können. Diese Datenquellen dienen damit lediglich der Transparenz und spiegeln ex-post den Systembetrieb wieder.

Für den Systembetrieb hingegen müssen Informationen nah an Echtzeit für Netzbetreiber und sonstige Akteure zur Verfügung stehen. Die Kommunikation zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ist auf europäischer Ebene durch die ENTSO-E Network Codes (European Network of Transmission System Operators for Electricity) weitgehend geregelt und vereinheitlicht. Auch darüber hinaus kommen im Bereich regulierter Prozesse anwendungsspezifische Branchenlösungen zum Einsatz. So werden beispielsweise bei der Marktkommunikation

standardisierte und automatisierte Prozesse und Datenformate genutzt. Für die Kommunikation anderer Akteure kommen jedoch weiterhin häufig proprietäre Lösungen für den Austausch der relevanten Daten zum Einsatz.

Plattformlösungen als ein Kernelement des Smart Grids stellen dementsprechend international und in Deutschland ein zentrales Forschungsfeld dar. Es finden sich auch außerhalb SINTEGs zahlreiche Forschungsarbeiten, die von der technischen Integration dezentraler Anlagen in das IKT-System bis hin zu neuen Geschäftsmodellen im Umfeld der Plattformökonomie alle Ebenen der Digitalisierung abdecken. Relevante Projekte mit Bezug zu Daten- und Serviceplattformen sind insbesondere:

- **DA/RE:** Mit Bezug auf das Engpassmanagement wurde beispielsweise im Projekt DA/RE eine Plattformlösung für die Umsetzung des Redispatch 2.0-Regimes entwickelt.[41] Diese definiert – spezifisch für den Anwendungsfall Redispatch 2.0 – Prozesse, Formate und Schnittstellen für den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern, Einsatzverantwortlichen und Anlagenbetreibern. Die DA/RE-Plattform verfügt zudem über eine Schnittstelle zu Connect+, um die Kommunikation mit NB zu gewährleisten, die nicht an der DA/RE-Plattform teilnehmen.

- **Connect+/RAIDA:** Für die Umsetzung von Redispatch 2.0 wurde im Rahmen des Projektes Connect+ ein System entwickelt, welches einen Datenaustausch zwischen Netzbetreibern ermöglicht (Connect+-Instanz „Netzbetreiberkoordination“) bzw. auch zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern/Direktvermarktern (Instanz des „Postverteilzentrums“). Dabei wurde auch auf Arbeitsergebnisse aus SINTEG zurückgegriffen (DESIGNETZ, 2021c, 273f). Seit Mai 2020 wurde das IT-Systems RAIDA zur Umsetzung des Basis Datenaustausches entwickelt und im Juli 2021 produktiv gesetzt.[42]

- **TDX-ASISST:** Auf europäischer Ebene wurde im Horizon 2020-Projekt TDX-ASISST unter Beteiligung der ENTSO-E der Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB sowie sonstigen Akteuren untersucht, mit dem Ziel auf Basis von 11 Anwendungsfällen einheitliche Standards zu entwickeln (Gama et al., 2019).[43]

- **EU-SysFlex:** Ebenfalls durch Horizon 2020 gefördert, untersucht das Projekt EU-SysFlex Lösungen für den Systembetrieb bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Im Rahmen mehrerer Arbeitspakete wird dabei Datenmanagement sowie grenz-, sektor- und akteursübergreifender Datenaustausch untersucht. Demonstriert wird zudem eine Datenplattform als Grundlage für den Einsatz von Flexibilitäten. (Elering, 2018)

- **EUniversal:** Das Horizon 2020-geförderte Projekt zielt auf die Entwicklung einer universellen digitalen Schnittstellen ab, die den Austausch zwischen Flexibilitätsanbietern und Verteilnetzbetreibern ermöglichen. Diese Schnittstelle wird als Universal Market Enabling Interface (UMEI) bezeichnet und soll den Flexibilitätseinsatz durch Verteilnetzbetreiber auf Basis marktlicher Mechanismen ermöglichen.[44]

- **Gaia X:** Parallel zu den von den SINTEG-Schaufenstern durchgeführten Arbeiten wurde auf europäischer Ebene eine Initiative zur Entwicklung einer vernetzten Dateninfrastruktur gestartet, Gaia X (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi], 2021b).

41 Siehe https://www.dare-plattform.de
42 Siehe https://netz-connectplus.de
43 http://www.tdx-assist.eu/
44 www.euniversal.eu

Diese Infrastruktur soll die Grundlage für ein europäisches „digitales Ökosystem“ bilden und zielt auf Anwendungen in neun verschiedenen Industriesektoren inklusive des Energiesektors ab.

Damit wird in der Energiewirtschaft eine Entwicklung nachgeholt, die in anderen Industriesektoren unter dem Stichwort „Industrie 4.0“ bereits Mitte des letzten Jahrzehnts angestoßen wurde. Unabhängig vom Sektor kommen dabei jedoch sehr ähnliche Konzepte zum Einsatz, beispielsweise die bereits in der Problemstellung eingeführten Daten- und Serviceplattformen, die anhand der SINTEG-Lösungen im Folgenden näher erläutert werden.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die in SINTEG demonstrierten Daten- und Serviceplattformen ermöglichen den akteursübergreifenden Informationsaustausch mittels standardisierter Schnittstellen und Datenmodelle. In Abbildung 15 wird der Ansatz eines bilateralen Informationsaustausches mit der Plattformlösung gegenübergestellt und in Anlehnung an das Schichtenmodell für digitale Infrastrukturen der acatech eingeordnet (Arbeitskreis Smart Service Welt / acatech, 2015). Es wird deutlich, dass die Daten- und Serviceplattformen einen entscheidenden Teil dieser digitalen Infrastruktur ausmachen. In dieser Blaupause des Synthesefeld 2 stehen funktionelle Aspekte der Daten- und Serviceplattformen im Fokus, während im Synthesefeld 3 - Digitalisierung die technische Umsetzung der Plattformen näher beleuchtet wird. Wenngleich im Rahmen von SINTEG noch nicht alle Fragen zur Umsetzung von Daten- und Serviceplattformen geklärt werden konnten – ungeklärt sind bspw. passende Betreibermodelle – werden die Plattformen als Blaupausen aufgegriffen, da sie innovative Lösungen für zentrale Problemstellungen der digitalisierten Energiewirtschaft bereitstellen. Zudem konnten im Rahmen von SINTEG technische Fragestellungen der Implementierung umfassend adressiert werden.

Die unterste Schicht der digitalen Infrastruktur bilden **smarte Produkte,** welche mit Aktorik und Sensorik sowie IKT-Schnittstelle ausgestattet sind. In der Energiewirtschaft sind diese smarten Produkte bspw. Netzbetriebsmittel und flexible Anlagen. Die smarten Produkte werden mittels **Kommunikationsinfrastruktur** (2. Schicht) angebunden und vernetzt. Dadurch sind die smarten Produkte in der Lage **Daten** (3. Schicht) zu liefern. Aufbauend auf den Daten der smarten Produkte können (datenbasierte) Dienstleistungen, sogenannte **Services** (4. Schicht), entwickelt werden.[45] Ohne Daten- und Serviceplattform muss für den akteursübergreifenden Informationsaustausch eine Vielzahl proprietärer Schnittstellen definiert werden. Mit Plattformlösungen wird der akteursübergreifende Austausch vereinfacht.

45 Im Synthesefeld 3 - Digitalisierung wird analog zum hier verwendeten Schichtenmodell eine vertikale Gliederung des Enabler Stacks der Digitalisierung im Energiesystem vorgenommen: die OT-Ebene entspricht den Smarten Produkten, darüber folgt die Kommunikationsinfrastruktur. Die Plattform-Ebene des Synthesefeldes 3 wird aufgrund des Fokus auf funktionelle Aspekte hier zusätzlich in Daten- und Serviceplattformen unterteilt.

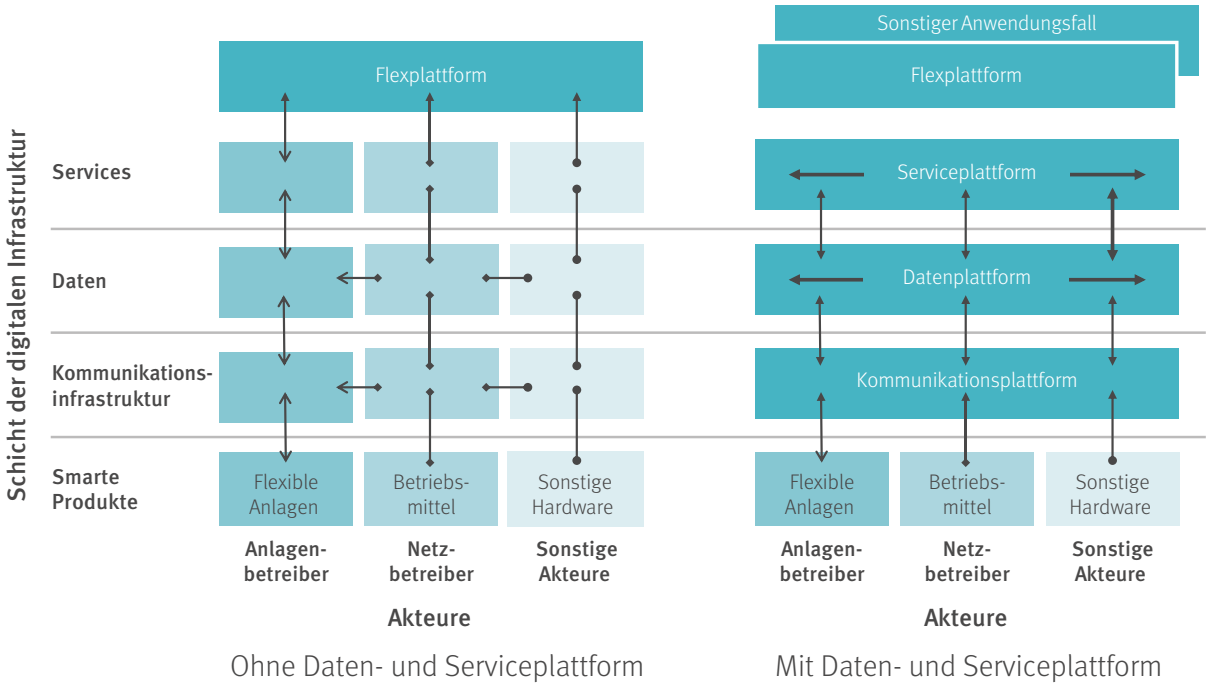


Abbildung 15: Realisierung von Flexplattformen mittels bilateral geregelten Informationsaustausches (links) und Plattformlösungen (rechts)

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Plattformlösungen der Schaufenster in den verschiedenen Schichten digitaler Infrastruktur unterschiedliche Funktionalitäten abdecken. Neben der Bereitstellung von Daten und Services an verschiedene Akteure durch Daten- und Serviceplattformen kann durch Kommunikationsplattformen das Management der Kommunikationsinfrastruktur übernommen werden. Im Folgenden werden die drei Plattformtypen näher erläutert.

Die **Kommunikationsplattformen** der Implementierungen vereinheitlichen die technische Umsetzung des Informationsaustausches und ermöglichen ein einheitliches Management der IKT-Infrastruktur. Dies wird schwerpunktmäßig im Synthesefeld 3 betrachtet. Darüber hinaus vereinfachen die Kommunikationsplattformen die Einbindung flexibler Anlagen – ein Schwerpunkt des Synthesefeldes 1.

Die **Datenplattformen** bilden das zentrale Element der vier Plattformumsetzungen in SINTEG. Die Datenplattformen weisen dabei schaufensterübergreifend sehr ähnliche Funktionalitäten auf, dargestellt in Abbildung 16 und im Folgenden näher erläutert:[46]

- **Systemintegration:** Die Systemintegration ermöglicht die Anbindung vielfältiger Datenquellen an die Datenplattform und bildet die Schnittstelle zur ggf. vorhandenen Kommunikationsplattform. Die Daten werden in ein einheitliches Format überführt.

- **Datenmanagement:** Mit Hilfe des Datenmanagements werden Daten verschiedener Quellen integriert und verfügbar gemacht.
  - **Datensammeln:** Die Daten werden entsprechend dem Datentyp abgelegt und gespeichert. Unstrukturierte Rohdaten werden getrennt von bereits strukturierten Daten abgelegt.

46 Detaillierte Beschreibungen der Plattformfunktionalitäten finden sich in Goldkamp, Janssen und Ringel (2021), DESIGNETZ (2021a), C/sells (2021).

- **Datenintegration:** Daten aus den externen Datenquellen werden transformiert, strukturiert, verknüpft und bereinigt. Dadurch werden Datenqualität und Informationsgehalt sichergestellt. Dabei kann auch eine Aggregation der Daten sowie Anonymisierung bzw. Pseudonymisierung vorgenommen werden. So werden bspw. beim IIS Informationen über verfügbare Flexibilitäten aus dem Flexkataster aggregiert und im Meta-Flexkataster in geringerer Granularität bereitgestellt. Eine ähnliche Funktionalität findet sich in der Datenkaskade des Energy Gateways mit drei Aggregationsebenen. Nach Verarbeitung und Aggregation werden die Daten wiederum auf der Plattform abgelegt.
- **Datenzugang:** Über ein Sicherheitskonzept wird gewährleistet, dass die Hoheit der Akteure über ihre auf der Plattform gespeicherten Daten gewahrt bleibt. Der Datenzugang durch Nutzer und Services wird durch Rollen-/ Rechteverwaltung geregelt.

- **Data-as-a-Service (DaaS):** Durch DaaS wird Nutzern und Services nach Authentifizierung Zugang zu Daten auf der Plattform gewährt. Die Datennutzung kann überwacht werden, um so auch Abrechnung im Rahmen eines Geschäftsmodells zu ermöglichen.

Auf der Datenplattform setzt in den vier Schaufenstern, C/sells, DESIGNETZ, enera und NEW 4.0, jeweils eine **Serviceplattform** auf. Die darauf umgesetzten Services greifen auf die Datenplattformen zu und generieren aus den verfügbaren Daten Mehrwert, sowohl unternehmensintern als auch gegenüber dem Endkunden (Corusa et al., 2021). In SINTEG realisierte Services sind bspw. Informationsportale für Netzbetreiber (Dashboard in C/sells) oder auch Endverbraucher (enera App). Der Mehrwert dieser Services ist eine erhöhte Transparenz, welche wiederum durch verbesserte Entscheidungsfindung auch monetäre Vorteile bieten kann.

Die Kombination aus Daten- und Serviceplattform ermöglicht also die Umsetzung datenbasierter Geschäftsmodelle und bildet die technische Grundlage für eine zukünftige Plattform-Ökonomie. Auch die Flexplattform selbst kann als Service interpretiert werden, der auf weitere Services und Daten zugreift. Die Flexplattformen der Schaufenster C/sells (ALF, comax, ReFlex), enera (Flexmarkt), NEW 4.0 (ENKO), DESIGNETZ (Systemcockpit[47]) stellten in den Schaufenstern dabei jeweils den zentralen Anwendungsfall der Daten- und Serviceplattform dar. Da die Daten- und Serviceplattformlösungen der Schaufenster nicht anwendungsfallspezifisch aufgebaut waren, konnten neben Flexplattformen neue Anwendungsfälle effizient integriert werden. Ziel war es Services zu implementieren, die „offen, standardisiert, föderiert, interoperabel, sicher, flexibel und skalierbar“ sind (WindNODE, 2020, S. 63). Die Bereitstellung der Services an den Endnutzer wurde häufig als Software-as-a-Service (SaaS) realisiert:

- **Software-as-a-Service:** Mittels SaaS werden Daten analysiert, kombiniert und weiterverarbeitet, wodurch Mehrwerte für Anwender generiert werden und verschiedenste – auch zukünftige – Anwendungsfälle abgebildet werden können. Weiterhin können einzelne Services auf einer modularen, skalierbaren Plattform kombiniert werden (Service Mashup), wie in DESIGNETZ demonstriert wurde (DESIGNETZ, 2021c, 502f)). Plug & Play-Funktionalität für Services ermöglicht das Ändern und Hinzufügen von Services, ohne dass Anpassungen an der Architektur der Gesamtplattform vorgenommen werden müssen oder Neuzertifizierungen für Sicherheits- und Datenschutzkonzepte notwendig sind. Wichtiger Bestandteil einer Serviceplattform ist damit ein Konzept zum Management des Lebenszyklus der Services. Dieses Service-Management deckt die Einführung neuer Services ab, über Wartung bis hin zur Ausmusterung dieser.

47 Das Systemcockpit stellt keine marktlich organisierte Flexibilitätsplattform dar, sondern eine zentralisierte Flexibilitätssteuerung. Aus der Perspektive der Daten- und Serviceplattformen können beide Ausprägungen gleichfalls als Service betrachtet werden.

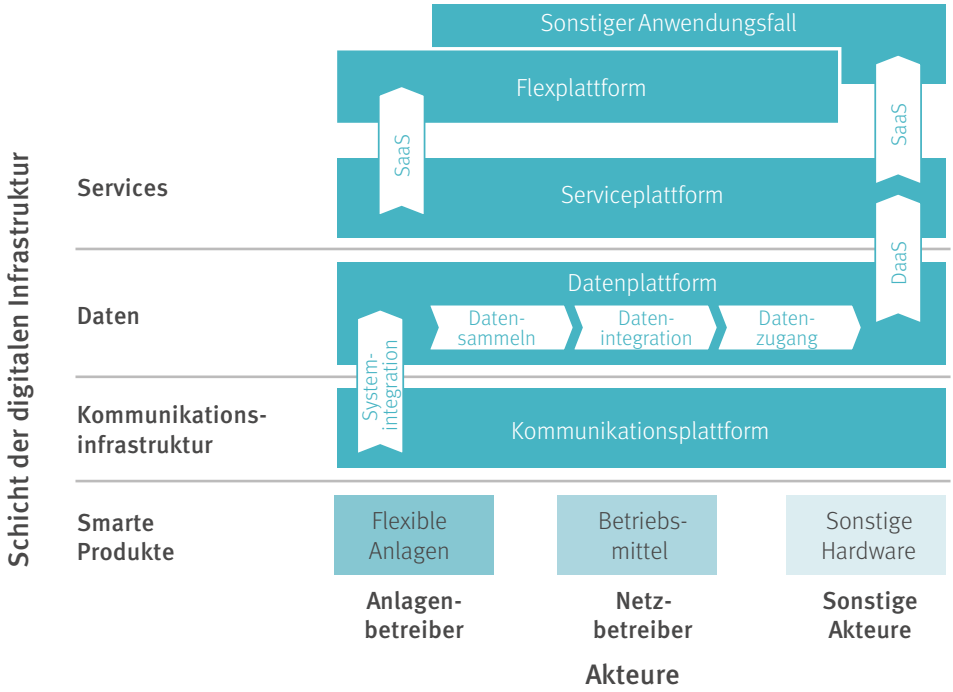


Abbildung 16: Allgemeines Plattformschema mit Funktionalitäten

Die SINTEG-Schaufenster setzten verschiedene Plattformlösungen für den akteursübergreifenden Informationsaustausch um. In den Schaufenstern C/sells, enera, NEW 4.0 und DESIGNETZ wurden dabei Daten- und/oder Serviceplattformen implementiert, die mit den jeweiligen Flexplattformen Informationen austauschen. Zentrale Merkmale der vier Plattformimplementierungen sind die Offenheit für verschiedene Anwendungsfälle über die Flexplattform hinaus sowie der Zugang zu Daten und Services für Dritte. Die verschiedenen Lösungen setzen dabei jedoch unterschiedliche Schwerpunkte, dargestellt in Abbildung 17:

- **C/sells – Infrastruktur-Informationssystem (IIS):** Das IIS setzte einen Fokus auf das Management der iMSys-Infrastruktur und bildete damit Funktionen einer Kommunikationsplattform ab. Darüber hinaus wurden auch Funktionen einer Daten- und Serviceplattform implementiert. Das IIS lieferte über einen Prognoseservice die Grundlage, um Engpässe zu erkennen. Weiterhin stellte das IIS Daten über verfügbare Flexibilitäten bereit. Nach Koordination von Angebot und Nachfrage durch die C/sells-Flexplattformen ermöglichte das IIS die Kommunikation mit der flexiblen Anlage und den Abruf der Flexibilität. Eine ausführliche Beschreibung der Plattform und ihrer Funktionalitäten findet sich in (C/sells, 2021).

- **enera – Smart Data and Service Platform (SDSP):** Die SDSP legte den Schwerpunkt auf die Datenplattform. Diese integrierte zahlreiche Datenquellen und ermöglichte den Datenabruf durch externe Services. Der enera Flexmarkt nutzte Informationen über registrierte Flexibilitäten aus der SDSP. Weiterhin wurde für Abrechnung und Compliance-Monitoring auf dem Flexmarkt ein Service entwickelt, der auf Daten der SDSP zugegriffen hat. Eine Kommunikationsplattform war nicht Teil der SDSP (Goldkamp et al., 2021, 256ff, 2021, S. 45–64).

- **DESIGNETZ – Daten- und Diensteplattform (DDP)/Energy Gateway:** Die DDP stellte eine Kombination aus Daten- und Serviceplattform dar. Die DDP stellte über einen Service Informationen über verfügbare Flexibilitäten bereit und bot zugleich Funktionen für die

Verwaltung von Flexangeboten/-abrufen. Das Systemcockpit[48] griff auf diesen Service zu. Eng verknüpft mit der DDP war das Energy Gateway. Dieses stellte eine Kommunikationsplattform dar, schloss die Demonstratoren an die DDP an und ermöglichte damit Flexabrufe. (DESIGNETZ, 2021c, S. 416–514)

- **NEW 4.0 – Daten- und Serviceplattform:**[49] Die Plattform stellt eine Kombination aus Daten- und Serviceplattform dar. Die Datenplattform verknüpfte flexible Anlagen, Netzbetreiber und ENKO und dient dem Austausch von Gebots- und Fahrplandaten. Als Service wurde die Netzampel-Webapplikation entwickelt, welche Aufschluss gibt über Engpässe im Netz. Eine Kommunikationsplattform wurde nicht implementiert.

- **WindNODE:** Im Schaufenster wurde keine Daten- und Serviceplattform mit Bezug zu der Flexplattform implementiert. Implementiert wurde jedoch das Open Data Portal (WindNODE, 2020, 68f), eine Datenplattform zur Integration und Bereitstellung von Open Source Energiedaten aus verschiedenen Quellen. Für kommerziell genutzte Daten wurde die Technologie unter dem Namen Energiedatenmarktplatz in WindNODE eingesetzt. Zudem wurde mit der Markt- und Verbraucherplattform eine Datenplattform umgesetzt, die es ermöglicht hochgradig unterschiedlich strukturierte Daten verfügbar zu machen (WindNODE, 2020, 70f).

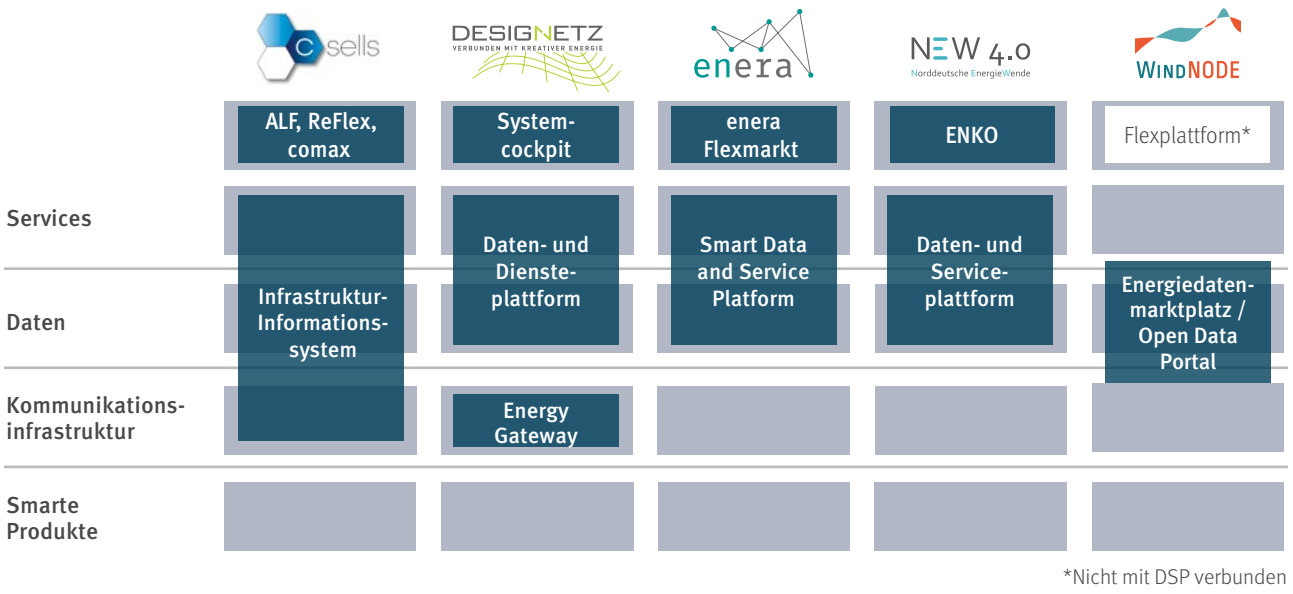


Abbildung 17: Einordnung der SINTEG-DSP-Plattformen in Schichtenmodell

Zwei weitere wichtige Dimensionen zur Unterscheidung der DSP besteht in dem Grad der Zentralität sowie in den Domänen, in denen sich die Plattformen befinden. Die folgende Abbildung 18 zeigt eine Einordnung der SINTEG-DSP-Plattformen hinsichtlich dieser beiden Dimensionen.

48 Das Systemcockpit ist keine Flexplattform im eigentlichen Sinne, übernimmt jedoch analog zu Flexplattformen die Auswahl von Flexibilitäten für die Engpassbeseitigung.
49 Die Plattform wurde durch das Schaufenster nicht benannt.

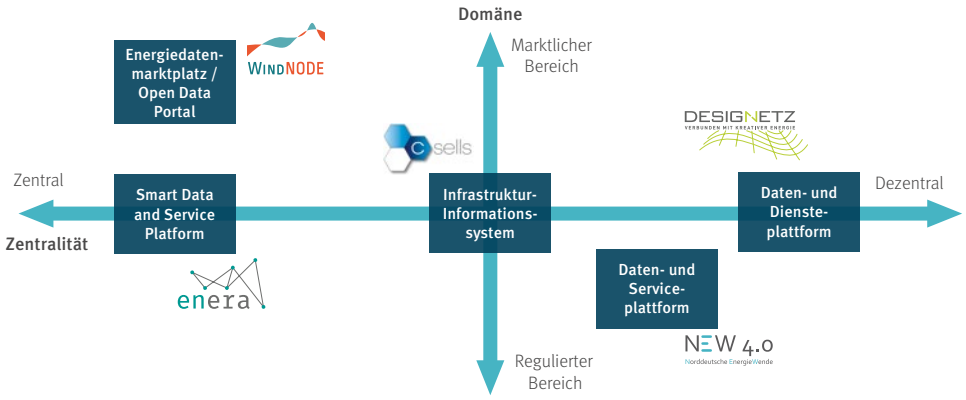


Abbildung 18: Einordnung der SINTEG-DSP-Plattformen hinsichtlich der Zentralität und der Domäne

Die in Abbildung 16 dargestellten generischen Funktionen der Plattformen bilden die Grundlage für die Abbildung komplexer Anwendungsfälle, wie beispielsweise den Flexplattformen der verschiedenen SINTEG-Schaufenster. Die auf den Plattformen abgebildeten Anwendungsfälle werden aufgeführt in Tabelle 8. Die Übersicht zeigt auf, dass die Daten- und Serviceplattformen für die Flexplattformen notwendige Daten zur Verfügung stellen (DaaS). Zum Teil werden darüber hinaus auch einzelne Prozessschritte der Flexplattformen (siehe Abbildung 9) als Service abgebildet (SaaS). Die umgesetzten Anwendungsfälle der Plattformen IIS, SDSP und DDP gingen über die Realisierung der Flexplattformen hinaus. Lediglich bei der Daten- und Serviceplattform des Schaufensters NEW 4.0 beschränkte sich die Implementierung vollständig auf die Flexplattform ENKO und die dafür notwendigen Funktionalitäten beschränkt. Auf fast allen Plattformen wurden Prognoseservices und Visualisierungen implementiert, die eine natürliche Ergänzung zum Engpassmanagement mittels Flexplattform darstellen. Eine Umsetzung von Mehrwertdiensten für den Endverbraucher findet sich lediglich in enera, in Form einer Kundenapp, die auf der SDSP aufsetzt. Schaufensterübergreifend lag der Fokus der Daten- und Serviceplattformen damit auf Anwendungsfällen im Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers.

Anwendungsfälle	C/sells – Infrastruktur-Informations-system	enera – Smart Data and Service Platform	DESIGNETZ – Daten- und Diensteplattform	NEW 4.0 – Daten- und Serviceplattform
Visualisierung Energiesystems für Netzbetreiber	Dashboard	-	Systemcockpit, Flex-Cockpit	Netzampel
App für Endkunden (Verbrauchsüberwachung)	-	enera App, Einspeise-visualisierungsapp “EiVi”[50]	-	-
Prognose/ Hochrechnung	Erzeugung, Last	Erzeugung, Last	Erzeugung (Modelling-/ Simulation-as-a-Service), Last, Netzzustand, (inkl. Anomalieerkennung)	Netzzustand

50 Goldkamp et al. (2021, S. 282-287)

Anwendungsfälle	C/sells – Infrastruktur-Informations-system	enera – Smart Data and Service Platform	DESIGNETZ – Daten- und Diensteplattform	NEW 4.0 – Daten- und Serviceplattform
Management iMSys-Infrastruktur	Gatewayadministration, Netzwerkmanagement-system, Controlable Local Systems (CLS)-Regelma-nagement als Umsetzung der KOF entsprechend VDE-|FNN, EMT-Modul	-	-	-
Flexplattform	ALF, ReFlex, comax	enera Flexmarkt	Systemcockpit (keine Flexplattform, nur Flexsteuerung)	ENKO
Register der Flexibilitäten (statisch)	Registry	Flexregister	Flex-Cockpit	-
Register verfügbarer Flexi-bilitäten (dynamisch)	(Meta-) Flex-Kataster	-	Flex-Cockpit	Nur Weitergabe von Geboten
Handelsnachweis	-	Nachweisplattform	-	Nur Bereitstellung der Fahrplandaten (Handelsnachweis außerhalb der Plattform)

Tabelle 8: Übersicht der in den SINTEG-Daten- und Serviceplattformen abgebildeten Anwendungsfälle

INNOVATIONSGEHALT

Die in den SINTEG-Schaufenstern C/sells, DESIGNETZ, NEW 4.0 und enera implementierten Daten- und Serviceplattformen sind im Kontext der deutschen Energiewirtschaft als innovativ zu werten. Die in anderen Bereichen zunehmend Verbreitung findenden Plattformkonzepte wurden auf den Stromsektor übertragen, dafür technische Lösungen zur Umsetzung entwickelt und deren praktischer Einsatz demonstriert. Damit wurden erstmals digitale Plattformen für die deutsche Energiewirtschaft erprobt, die über einen spezifischen Anwendungsfall hinaus das Zusammenspiel der Akteure im Energiesystem ermöglichen. Die entwickelten Lösungen wurden anhand von SINTEG-Anwendungsfällen demonstriert, lassen sich jedoch auch für Anwendungsfälle außerhalb des Forschungskontextes übertragen.

Im europäischen Ausland existieren kommerzielle Anbieter für Dienstleistungen zum Aufbau einer Datenplattform mit Fokus auf Akteure im Energiesektor (Integration-Platform-as-a-Service), wie beispielsweise das norwegische Unternehmen Greenbird.[51] Teilweise haben diese Anbieter auch Serviceplattformen etabliert, auf denen andere Unternehmen ihre datenbasierten Services dem Datenlieferanten, also dem energiewirtschaftlichen Akteur, anbieten können. Die SINTEG-Daten- und Serviceplattformen grenzen sich von diesen kommerziellen Lösungen dadurch ab, dass sie den akteursübergreifenden Datenaustausch in den Mittelpunkt stellen.

51 Siehe greenbird.com

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Für den Betrieb kritischer Infrastrukturen wie dem Stromnetz gelten sehr hohe Sicherheitsanforderungen. Für einen Einsatz der in SINTEG entwickelten Daten- und Serviceplattformen in diesem Bereich sind weitere Erprobungen in der Praxis und ggf. Weiterentwicklungen notwendig. Explizit adressiert wurde kritische Infrastruktur nur in DESIGNETZ, wo eine Trennung in „public“ und „private“ Bereiche der IT-Infrastruktur vorgesehen ist. Darüber hinaus müssen auch Fragen zu Resilienz und Verfügbarkeit der Plattformen adressiert werden. Da die Verfügbarmachung dezentraler Energie- und Flexibilitätsdaten eine Voraussetzung für innovative Dienste ist, gehen C/sells-Analysen davon aus, dass sich die Datenbereitstellung als eigenständiges Geschäftsmodell entwickeln wird (C/sells, 2021, S. 259). Aufgrund der prototypischen Implementierung der Plattformen im SINTEG-Kontext konnten jedoch noch keine Erkenntnisse zu geeigneten Betreibermodellen für die offenen Plattformen gewonnen werden – sowohl im Hinblick auf die Rolle des Betreibers als auch den wirtschaftlichen Plattformbetrieb.

Prinzipiell kommen Netzbetreiber oder Marktakteure als Plattformbetreiber in Frage. Im aktuellen regulatorischen Rahmen können Daten- und Serviceplattformen zwar umgesetzt werden, jedoch besteht weder für Netzbetreiber noch für marktliche Akteure aktuell ein wirtschaftlicher Anreiz diese umzusetzen. Die SINTEG-DSP haben gezeigt, dass die Zuleitung von qualitativ gesicherten Daten aus zahlreichen inhomogenen Datenquellen in die Plattform eine erhebliche Herausforderung darstellt. Diese Datenaufbereitung verursacht erhebliche Investitions- und Betriebskosten.

Netzbetreiber haben aufgrund ihres bestehenden Zugangs zu verschiedenen Datenquellen sowie ihrer Zentralfunktion des Systembetriebs Vorteile für die Rolle als Plattformbetreiber. Allerdings besteht für sie ein Hemmnis in der aktuellen Anreizregulierung[52]. Daher sollte geprüft werden, welche Modelle existieren, Plattformkosten im Instrumentarium der Anreizregulierung zu integrieren.

Für marktliche Akteure fehlen derzeit tragfähige Geschäftsmodelle. Geschäftsmodelle für den Betrieb offener Plattformen sollten daher in einem nächsten Schritt geprüft und ausgehend von verschiedenen Use Cases erprobt werden.

Neben Geschäftsmodellen für den Plattformbetreiber stellen auch Partizipationsanreize und -hemmnisse für energiewirtschaftliche Akteure eine wichtige Voraussetzung für den Betrieb von Daten- und Serviceplattformen dar. Diese werden im Rahmen des Syntheseberichtes „Partizipation und Akzeptanz“ behandelt. Nur durch die Teilnahme zahlreicher Akteure und die (vergütete) Bereitstellung vielfältiger Daten über die Plattformen können sich Ökosysteme der Plattformökonomie entwickeln. Derartige digitale Ökosysteme gründen auf einer gemeinsamen Plattform, die ihren Teilnehmern – sowohl Verbrauchern als auch Anbietern – Mehrwerte verspricht, die typischerweise mit der Größe des auf der Plattform versammelten Teilnehmernetzwerkes steigen (Trapp et al., 2020).

Beispielhaft zeigen die Erfahrungen der Schaufenster C/sells und NEW 4.0, dass Netzbetreiber keinen Anreiz haben bzw. auch durch den Regulierungsrahmen an das Prinzip der Datensparsamkeit gebunden sind und ihre Daten (Netzstrukturdaten, verfügbare Flexibilitäten) nicht unabhängig von einem konkreten Anwendungsfall mit anderen Akteuren teilen. Grund

52 In der Anreizregulierung besteht eine Ungleichbehandlung von operativen Kosten – wozu auch IKT-Betriebskosten zählen – und investiven Kosten.

hierfür ist das Missbrauchsrisiko für Netzbetreiberdaten, bspw. durch Ausübung von Marktmacht oder Gaming auf lokalen Flexibilitätsmärkten. Weiterhin müssen zur Wahrung des Datenschutzes Mechanismen für die Anonymisierung von Daten entwickelt werden. Erste Ansätze hierzu finden sich in (WindNODE, 2020, S. 64)

Unter Berücksichtigung der SINTEG-Ergebnisse bleibt mittels Branchenprozess zu klären, ob zwischen Anwendungsfällen für Daten- und Serviceplattformen in der regulierten Domäne der Netzbetreiber – ähnlich dem Redispatch 2.0 – und Anwendungsfällen für marktliche Akteure unterschieden werden sollte. Der Betrieb offener Plattformen im marktlichen Bereich sollte abgewogen werden gegenüber den Vor- und Nachteilen von Branchenlösungen (bspw. Redispatch 2.0) und dem Betrieb proprietärerer, geschlossener Plattformen durch Netzbetreiber, um Handlungsempfehlungen für eine Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens abzuleiten. Erfahrungen mit proprietären Plattformen konnten in SINTEG bspw. durch die e-NOW Plattform des Netzbetreibers TenneT (Goldkamp et al., 2021, S. 222–224) gesammelt werden, die ähnliche Anwendungsfälle (Prognose, Visualisierung) abbildet wie die zuvor diskutierten Plattformen, jedoch nicht für den akteursübergreifenden Einsatz konzipiert ist.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

In SINTEG wurden unter technischen Gesichtspunkten weitgehend skalier- und übertragbare Daten- und Serviceplattformen demonstriert. Während die „Anwendungsseite“ der Plattformen, also die Daten- und Servicebereitstellung sowie das Rollen- und Rechtemanagement, skaliert werden kann (DESIGNETZ, 2021c, S. 512), existieren erhebliche Herausforderungen bei der Anbindung und Integration neuer Datenquellen. SINTEG und die teilweise parallelen Projekte im Rahmen von Redispatch 2.0 haben gezeigt, dass eine erhebliche „digitale Lücke“ zu schließen ist, was eine Voraussetzung für den Betrieb der DSP darstellt. Aufgrund der Vielfalt verschiedener Quellsysteme und der damit einhergehenden Vielfalt an Datenformaten und Strukturen ist in der Regel manuelle Arbeit erforderlich, um Daten aufzubereiten (bspw. Expertenworkshops zur Datenerfassung (DESIGNETZ, 2021c, S. 474)). Ein möglicher Lösungsansatz auf Basis von Search Based Applications wurde in WindNODE mit der Markt- und Verbraucherplattform (WindNODE, 2020, 70f) umgesetzt.

Ökonomische Skalierbarkeit der Plattformen wird erst erreicht, wenn profitable Geschäftsmodelle für den Plattformbetrieb entwickelt werden können. Aufgrund der Bedingungen eines Reallabors konnten in SINTEG hierzu keine Erfahrungen gesammelt werden. Schließlich war absehbar, dass die Plattformen nach Ende der Projektlaufzeit eingestellt werden, wodurch kein Anreiz für externe Akteure besteht die Plattformen zu nutzen, bspw. durch die Entwicklung neuer Services. Auch für Netzbetreiber besteht im Rahmen der aktuellen Regulierung (ARegV) nur durch zu hebende Effizienzpotenziale ein Anreiz, bestehende interne Prozesse durch proprietäre Plattformen zu ersetzen. Ein Anreiz zur Umsetzung offener Plattformen, als Grundlage eines digitalen Ökosystems der Plattformökonomie existiert derzeit nicht.

Ein weiterer Aspekt der Skalierbarkeit ist die Frage der Zentralität bzw. Dezentralität von Plattformlösungen. Die Plattformökonomie zeigt, dass die Skaleneffekte des Plattformbetriebs erheblich sind. Dies bedeutet, dass eine Skalierung von Plattformen Effizienzgewinne erzeugt und große, zentrale Plattformen effizienter sind als dezentrale, kleinere. Andererseits haben die Erfahrungen aus SINTEG gezeigt, dass die Abstimmung der Plattformen auf individuelle lokale Gegebenheiten (Datenquellen) wichtig ist, was für ein Beginn der Plattformentwicklung mit dezentralen Plattformen spricht. Es ist abzusehen, dass sich dann im Zeitverlauf dezentrale Plattformen zusammenschließen und zentrale Lösungen entstehen.

Analysen in (Hilpert & Antoni, 2019) und (FfE, 2021) zum regulatorischen Rahmen einer NB-Datenplattform zeigen auf, dass Netzbetreiber gemeinsame Datenplattformen betreiben können und unter Wahrung von Datenschutz und -sparsamkeit einen Anspruch darauf haben, für den Netzbetrieb notwendige Daten zu erheben und untereinander zu teilen. Eine Daten- und Serviceplattform für den Betrieb einer lokalen Flexplattform kann damit im aktuellen Rahmen betrieben werden. Entsprechend EnWG § 13 Absatz 6 in Verbindung mit § 14 Absatz 1 Satz 1 sind NB derzeit verpflichtet für die Kontrahierung flexibler Lasten auf eine gemeinsame Internetplattform zurückzugreifen. Vor dem Hintergrund regional begrenzter Marktgebiete bei Flexplattformen sollte diese Anforderung durch den Regulator überprüft werden und ggf. angepasst werden. Zudem wird das Teilen von Daten der Netzbetreiber mit Dritten, beispielsweise einem externen Plattformbetreiber oder Service-Anbieter über die Vorschriften der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) hinaus nicht adressiert. Die weitere Ausgestaltung einer Rolle für den Betreiber einer Daten- und Serviceplattform sowie von Rahmenbedingungen für den Betrieb dieser sind damit notwendig, um eine Plattformökonomie in der Energiewirtschaft zu entwickeln. Skalierbarkeit wird somit erst mittelfristig bei Anpassung der Regulatorik erreicht.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Um mittels Daten- und Serviceplattformen eine automatisierte und wirtschaftliche Kommunikation zwischen vielfältigen Akteuren zu erreichen, sind standardisierte und offene Schnittstellen und Datenmodelle notwendig (analog zur Umsetzung des Redispatch 2.0). Diese bilden zugleich die Grundlage für Interoperabilität von Services und Plattformen untereinander. Massenfähige Standards sollten durch Normungsgremien entwickelt werden und auf Basis formeller Konformitätstests in der Praxis umgesetzt werden (siehe Synthesefeld „Digitalisierung“, Kategorie „Digitalisierung als Enabler“). Interoperabilität und Standardisierung kann bereits auch auf den vorgelagerten Ebenen, also Anlagenanbindung und Kommunikation genutzt werden, da so die Integration neuer Datenquellen in die Plattformen vereinfacht wird.

Für die Umsetzung von Daten- und Serviceplattformen im Bereich kritischer Infrastrukturen müssen entsprechende Rahmenbedingungen für den Plattformbetrieb durch den Regulator vorgegeben werden, insbesondere in Bezug auf Datenschutz und -sicherheit. Hierzu müssen offene Fragen geklärt werden, u. a.: Welches Zielmodell wird angestrebt, eine Plattform oder das Nebeneinander mehrerer für unterschiedliche Anwendungsfälle? Ist eine Plattform als Vermittler bei dezentraler Datenspeicherung zielführender oder das zentrale Datenspeichern auf der Plattform? Sollte eine entsprechende Plattform durch marktliche Akteure betrieben werden, um Marktdynamiken zu nutzen und Anreize zur Weiterentwicklung zu setzen, oder sollten Akteure aus dem regulierten Bereich (Netzbetreiber) diese Rolle übernehmen? Letzteres wäre auch mit der von DESIGNETZ angeregten Weiterentwicklung der Rolle des Netzbetreibers vom „Neutral Market Facilitator“ hin zu einem „System Integration Facilitator“ (DESIGNETZ, 2021c, S. 279) im Einklang.

In SINTEG wurden erste Erfahrungen mit der Umsetzung von Daten- und Serviceplattformen gesammelt, an die zum Beispiel das europäische Projekt Gaia X anknüpfen kann. Gaia X sieht für den Energiesektor acht Anwendungsfälle vor. Diese weisen Überschneidungen zu den in SINTEG untersuchten Anwendungsfällen auf, wie in Tabelle 9 verdeutlicht wird. Es sollte geprüft werden, wie die in SINTEG gesammelten Erfahrungen in Gaia X übertragen werden können. Gleichfalls sollte seitens des fördernden Ministeriums, BMWK, geprüft werden, ob die in SINTEG entwickelte Plattforminfrastrukturen in Gaia X weitergenutzt werden können. Eine Weiternutzung der Daten- und Serviceplattformen war nach dem Ende des Anwendungsfal-

les Flexplattform nicht vorgesehen. Das im Juli 2021 vorausgewählte Gaia X Projekt „energy data-X“ entwickelte sich vorwiegend aus Konsortialpartnern der Schaufenster C/sells und NEW 4.0 heraus und kann die dort gewonnenen Erkenntnisse weitertragen.

SINTEG – demonstrierte Anwendungsfälle	**Gaia X – Anwendungsfälle für den Energiesektor**
DESIGNETZ: Daten aus kritischen Infrastrukturen wurden in die Daten- und Diensteplattform integriert	Infrastrukturdaten für neue Geschäftsmodelle
Edge Computing wurde im Rahmen der hier betrachteten Daten- und Serviceplattformen nicht als Anwendungsfall aufgegriffen	Edge-Rechenzentrum
C/sells: Aggregation von Flexibilitäten aus Quartieren („Zellen“) und Weitergabe an Flexkataster	Aggregator-Services für Energy Communities
WindNODE: Open-Data-Plattform, die unter anderem Daten der kommunalen Versorgungsbetriebe integriert	Kommunales Open Data für Geschäftsmodelle der Energiewirtschaft
u. a. enera: auf Daten- und Serviceplattform aufbauende Flexplattform, die perspektivisch mit Redispatch 2.0 integriert werden kann	Redispatch 3.0
u. a. C/sells: Aufbereitung und Erweiterung der Marktstammdaten sowie Aggregation von Flexibilitäten	Von Marktstammdaten zur Aggregation dezentraler Energieanlagen
NEW 4.0, C/sells: Demonstration lokaler Handelsplattformen (Peer-to-Peer) mittels Blockchain-Technologie[53]	Dezentrale Energiehandelsinfrastruktur und Energieagenten für Industrie und Haushalte

Tabelle 9: In SINTEG demonstrierte Anwendungsfälle für Daten- und Serviceplattformen sowie priorisierte An wendungsfälle der Gaia X-Plattform im Energiesektor

Die Umsetzung von Flexplattformen stellt hohe Anforderungen an die zugrundeliegende digitale Infrastruktur. Daten- und Serviceplattformen können diese Herausforderungen in wesentlichen Teilen adressieren. Damit bietet die Einführung von Flexplattformen einen grundlegenden Anwendungsfall, der die Einführung von Daten- und Serviceplattformen unterstützen kann. Dies ebnet den Weg, um ein Ökosystem der Plattformökonomie in der Energiewirtschaft zu entwickeln.

Für die Umsetzung des Anwendungsfalls Flexplattformen mit Hilfe von Daten- und Serviceplattformen bietet es sich an, regulatorisch oder im Rahmen eines Branchenprozesses eine Definition des notwendigen Datenaustausches zwischen Flexplattform, Netzbetreibern und Flexanbietern vorzunehmen. So können Standards für Schnittstellen und einheitliche Prozesse etabliert werden (in Analogie zum Redispatch 2.0-Prozess, siehe (DESIGNETZ, 2021c, 274ff)).

53 Siehe Kap. 3, Kategorie: Peer-to-Peer-Märkte

3

Kategorie 2: Peer-to-Peer-Märkte

PEER-TO-PEER-MÄRKTE

PROBLEMSTELLUNG

Mit zunehmender Dezentralisierung der Energieversorgung erhöht sich die Komplexität des Stromsystems nicht nur für den Netzbetrieb, sondern ebenso für den Handel. Die volatile und dezentrale Erzeugung muss mit dem Verbrauch zeitlich und örtlich in Einklang gebracht werden. Dies wird künftig die Koordination einer großen Anzahl kleinteiliger Anlagen insbesondere im lokalen bzw. regionalen Kontext erfordern. Die Dezentralisierung der Energiesysteme beeinflusst damit maßgeblich die Art und Weise, wie Erzeuger, Versorger und Verbraucher auf dem Energiemarkt interagieren.

Historisch war der Energiemarkt vorrangig von einigen wenigen Versorgern geprägt, die große Erzeugungskapazitäten betreiben, Strom auf zentralisierten Märkten handeln und homogenen „grauen" Strom, d. h. Strom ohne spezifische Eigenschaften und mit unbekannter Herkunft, an die Endverbraucher verkaufen (Bauknecht et al., 2016; Bauknecht et al., 2019). Heute findet der Handel mit Strom immer noch ausschließlich auf den Großhandelsplätzen (Strombörse und Over-the-Counter (OTC)) zwischen großen und professionellen Händlern statt, die Zugangsvoraussetzungen, wie Mindestgrößen für Gebote erfüllen können. Auch wenn mittlerweile neue Akteure, wie Aggregatoren, in den Markt eingetreten sind, folgt der Strommarkt damit grundsätzlich noch dem traditionellen Top-Down-Ansatz, in dem der Endverbraucher (Konsument) eine passive Empfängerrolle einnimmt.

Jedoch wird nicht nur die Erzeugungsstruktur kleinteiliger, sondern auch die Grenzen zwischen Erzeugern und Verbrauchern verschwimmen. Durch die Nutzung der eigenen Stromerzeugung wird ein Teil der Konsumenten zu Prosumenten. IKT eröffnen den Prosumern und Konsumenten zusätzlich die Möglichkeit ihren Verbrauch, ihre Erzeugung und ihre Energiespeicherung eigenhändig zu steuern. Mit den technologiebasierten Fortschritten und der Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie in der „Nachbarschaft" steigt das Interesse von Prosumern und Konsumenten an der Organisation in Energiegemeinschaften, also an Möglichkeiten den eigenen Strom zu vermarkten und an den Eigenschaften ihres bezogenen Stroms (Bauknecht et al., 2019; BloGPV, ETIBLOGG, pebbles & SMECS, 2020; Glachant & Rossetto, 2021).

Damit wird in Abweichung von dem bisherigen Top-Down-Ansatz, in aktuellen Diskussionen um die Gestaltung des künftigen Energiemarktes, der aktive Endkunde in den Mittelpunkt gestellt. Eine entsprechende Stoßrichtung gibt ebenso der europäische Gesetzgeber vor, indem er in der Strombinnenmarktrichtlinie 2019[54], die Rolle des „aktiven Kunden" definiert, um die aktive Teilnahme der Konsumenten an den Energiemärkten voranzubringen. Die Möglichkeit zur aktiven Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen und Endkunden bieten lokale Peer-to-Peer (P2P) Märkte. Der P2P-Energiehandel beschreibt einen bilateralen, horizontalen Handel zwischen zwei Gleichgestellten (sog. „Peers").

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Bisher gibt es noch kein gemeinsames Verständnis in der akademischen Literatur und bei politischen Stakeholdern, welche Art von dezentralen Energiehandel unter den Begriff P2P-Markt

54 Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019.

fällt (de Almeida, Cappelli, Klausmann & van Soest, 2021). Auf lokaler Ebene im Consumer-to-Consumer (C2C)-Bereich stellen die Peers Konsumenten (Haushalte und kleinere Unternehmen) und Prosumenten dar, die über eine elektronische Plattform direkt miteinander handeln (de Almeida et al., 2021). Häufig wird der P2P-Handel als Teil der Sharing Economy begriffen und auf den C2C-Bereich beschränkt. In Anlehnung an Bundesnetzagentur [BNetzA] (2019b), Deutsche Energie-Agentur [dena] (2019a) und Forschungsstelle für Energiewirtschaft [FfE] (2018) wird der Begriff des P2P-Handels in diesem Bericht weiter gefasst und schließt ebenfalls den horizontalen Handel zwischen Unternehmen (Business-to-Business, B2B) mit ein.

Im C2C-Bereich eröffnen P2P-Märkte gänzlich neue Partizipationsmöglichkeiten für Endkunden. Insbesondere kleinen, dezentralen Erzeugungsanlagen könnten diese Marktplätze eine neue Vermarktungsoption bieten, Endkunden die aktive Teilnahme am Stromhandel ermöglichen, sowie dem Wunsch entsprechen die Herkunft des bezogenen Stroms mitzubestimmen. In den letzten Jahren wurde eine Reihe von Pilotprojekten national und international zum P2P-Energiehandel durchgeführt. Dabei können deren Forschungsschwerpunkte in zwei Bereiche eingeteilt werden: (1) der Entwurf eines Marktdesigns und Geschäftsmodelle für die Betreiber eines P2P-Marktplatzes und (2) die Implementierung von lokalen Steuerungs- und IKT-Plattformen für Prosumer und Microgrids (Zhang, Wu, Long & Cheng, 2017). Zu unterscheiden sind hier zwei Konzepte:

- **Peer-to-Community-Ansätze,** die einen bilanziellen P2P-Handel ermöglichen, wie bspw. die SchwarmBatterie des Energieversorgers Lichtblick oder die SonnenCommunity des Distributed Energy Resources Management System (DERMS)- und Hardware-Providers Sonnen. Die Mitglieder können ihre selbst erzeugte Energie mit anderen Community-Mitgliedern teilen. Die Gemeinschaft ist hierbei virtuell organisiert und der Ausgleich zwischen Energieangebot und -nachfrage erfolgt innerhalb einer Gebotszone und nicht lokal in einer Nachbarschaft oder innerhalb eines physischen Microgrid-Systems (Council of European Energy Regulators [CEER], 2019).

- **Lokaler Peer-to-Peer-Handel,** bei dem der Handel an Ort und Stelle innerhalb definierter geografischer Grenzen als dezentraler Marktplatz organisiert ist. Eines der bekanntesten Beispiele eines solchen lokalen P2P-Handels stellt der im Jahr 2016 realisierte P2P-Handel im Rahmen des „Brooklyn Microgrid"-Projekts dar. In diesem wurde getestet, wie einzelne Haushalte Strom aus PV-Anlagen an ihre Nachbarn verkaufen können (Glachant & Rossetto, 2021). Bei solch einem lokalen P2P-Markt können die Preise ihre grundlegende Informationsfunktion für die Konsumenten erfüllen – die Anzeige von Knappheit und Überschuss der Stromerzeugung vor Ort. Entsprechend können Konsumenten und Prosumenten ihren Verbrauch, ihr Speichermanagement oder ihre Erzeugungsleistung anpassen. Im Gegensatz zu den lokalen Flexibilitätsplattformen stehen Netzrestriktionen bei den P2P-Märkten zunächst nicht im Vordergrund und der Netzbetreiber tritt in der Regel nicht als aktiver Marktteilnehmer auf.

Im B2B-Bereich findet der „klassische Stromhandel" derzeit auf den bereits genannten Großhandelsplätzen statt. Trotz stetiger Weiterentwicklung der verfügbaren Produkte auf den Großhandelsplätzen entsprechen diese teilweise nicht mehr den Anforderungen einzelner Marktakteure, weshalb auch im B2B-Bereich neue Marktplätze und Produkte diskutiert werden. Gefordert wird beispielsweise eine höhere zeitlichere Auflösung (bspw. minutenscharf) als das 15 Minuten oder Stundenintervall bei üblichen Handelsprodukten, eine beliebige Kombination dieser Produktzeitscheiben, sowie die Möglichkeiten bis kurz vor Echtzeit zu handeln (Bruce et al., 2019). Damit sollen künftig volatile Erzeugung erneuerbarer Energien und flexible Nachfrage besser aufeinander abgestimmt werden können. Zusätzlich können

die hohen Transaktionskosten auf den etablierten Marktplätzen eine Markteintrittsbarriere für kleinere Unternehmen darstellen, da diese nur den Handel von großen Volumina zulassen. Vor diesem Hintergrund entwickelte das Enerchain-Projekt einen gänzlich neuen OTC-Großhandelsplatz. Dabei wird die Blockchain-Technologie genutzt für eine direkte Interaktion zwischen den teilnehmenden Marktakteuren, die einen Intermediär überflüssig macht. Dadurch sollen Transaktionskosten gesenkt werden und gleichzeitig der Handel von standardisierten, als auch nicht-standardisierten Produkten (bspw. Lastkurven) ermöglicht werden.[55]

Insbesondere im Bereich lokaler P2P-Märkte befinden sich viele Projekte derzeit noch in einer Anfangsphase der Entwicklung (Proof-of-Concept-Stadium), umfassen häufig nur eine geringe Anzahl von Teilnehmern und operieren in regulatorischen Experimentierräumen. Weiterhin werden aufgrund des noch frühen Entwicklungsstandes lokaler P2P-Märkte in den bisher erprobten Ansätzen sehr unterschiedliche Marktmechanismen, Designoptionen und Produkte angewandt (Weinhardt et al., 2019). Auf Basis aktueller Literatur gibt Tabelle 10 eine Übersicht über die dort weltweit erfassten Pilotprojekte (Soto, Bosman, Wollega & Leon-Salas, 2021; Sousa et al., 2019; Weinhardt et al., 2019; Zhang et al., 2017). Aufgenommen in die Liste wurden auch Projekte des Forschungsprogramms Smart Service Welt II des BMWi (BMWi, 2021a). Eine Listung von 40 weltweit aktiven Start-ups der Energiebranche findet sich in Küfeoğlu, Liu, Anaya und Pollitt (2019), wobei davon 25 Unternehmen einen P2P-Energiehandel als Service anbieten.

Land	Forschungsprojekt	Industrielle Initiativen
Deutschland	Pebbles SMECS ETIBLOGG RegHEE PeerEnergyCloud LAMP Smart Watts	SonnenCommunity Lichtblick SchwarmBatterie
Österreich		P2PQ
Schweiz	Quartierstrom	
Dänemark	Energy Collective	
UK	CommunityFirst	Piclo
Niederlande		Vandebron
USA		Yeloha TransActive Grid Brooklyn Microgrid
EU	EMPOWER NRGcoin NOBEL	Enerchain P2P3M

Tabelle 10: Überblick über Peer-to-Peer Pilotprojekte

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

In SINTEG wurden zwei Lösungsansätze zu P2P-Märkten erprobt. Dabei verfolgen beide Ansätze eine grundsätzlich andere Zielstellung:

55 https://enerchain.ponton.de/

- **C/sells:** In der WIRCommunity wurde ein P2P-Handel im C2C-Bereich erprobt. In dem Projekt konnten PV-Anlagen auf Privathäusern und Gewerbeeinheiten ihre Überschüsse innerhalb einer lokalen Energiegemeinschaft handeln. Für die Umsetzung des lokalen Marktplatzes wurde dabei die Blockchain-Technologie verwendet, die die sichere Dokumentation von Geboten und Handelsergebnissen umsetzt. Für die Übermittlung eingespeister Energiemengen und des Verbrauchs wurde unter anderem erstmalig die SMGW-Infrastruktur genutzt.

- **NEW 4.0:** Mit der Energieplattform wurde ein neuer Marktplatz für P2P-Handel im B2B-Bereich erprobt. Dabei wurde ein schneller, regionaler ID-Handel umgesetzt, mit dem beispielsweise Industriebetriebe schlecht prognostizierbare Lastspitzen durch regionale Erzeugung sehr kurzfristig decken können. Hierfür wird der gehandelte Strom mit Eigenschaften, wie Anlagenstandort, Erzeugungsart etc. versehen. Die Energieplattform schafft nicht nur den Marktplatz, sondern ein verbindlicher Vertragsschluss ermöglicht auch eine direkte Anlagensteuerung über die Plattform. Die Blockchain bildet das Orderbuch ab, stellt dabei ein sicheres und vertrauenswürdiges Kommunikationsmittel zwischen den Peers dar und ermöglicht die Erstellung von Herkunftsnachweisen.

Abbildung 19 ordnet die beiden Lösungsansätze in den bestehenden Kontext des Energiemarktes ein.

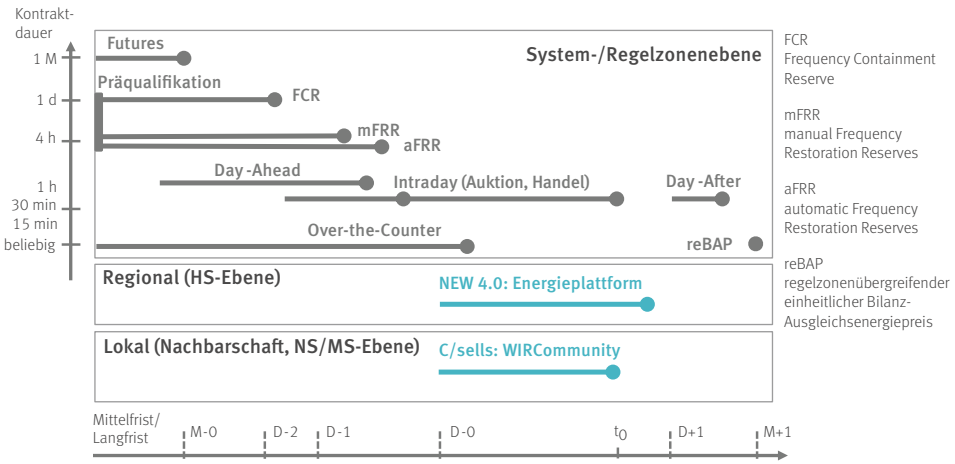


Abbildung 19: Einordnung der SINTEG-Lösungsansätze in den Kontext des Energiemarktes

Da sich beide Ansätze auf die Umsetzung des Handels über eine Blockchain-basierte Plattform stützen, werden sie in der **Blaupause „Peer-to-Peer Handel mittels Blockchain“** zusammengefasst betrachtet. Im Fokus der Blaupause stehen die sich aus der Verwendung der Blockchain-Technologie ergebenden Mehrwerte und Herausforderungen. Darüber hinaus werden Unterschiede in den beiden Ansätzen aufgezeigt, die sich aus ihrer Fokussierung auf unterschiedliche Anwendungsbereiche ergeben.

INNOVATIONSGEHALT

Der P2P-Handel zwischen Haushaltskunden und kleineren Gewerbeeinheiten wurde in Deutschland bereits in unterschiedlichen Varianten erprobt (siehe Tabelle 10). Einige Projekte im Bereich der lokalen P2P-Märkte setzen ebenfalls auf den Einsatz einer Blockchain (der entsprechende Forschungskontext wird in der folgenden Blaupause beschrieben). Auch

wenn eine Vielzahl von Konzepten bereits praktisch erprobt wurden bzw. werden, befinden sich insbesondere lokale P2P-Märkte noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Hier konnten im Rahmen der WIRCommunity weitere Praxiserfahrungen gesammelt werden, durch die Einbindung verschiedener Akteure (IT-Unternehmen, Netzbetreiber), dem Einsatz der Blockchain (siehe Blaupause) und der SMGW-Infrastruktur. In der Theorie konnten durch die Einbettung der WIRCommunity in ein Simulationsframework unterschiedliche Designoptionen und Bieterstrategien untersucht werden. Ebenso erlaubt es der entwickelte Webservice, unabhängig vom SMGW-Hersteller oder Zählertyp, Daten an die Handelsplattform zu übermitteln. Dies schafft die Grundvoraussetzung für die Übertragbarkeit der Handelsplattform.

Der erprobte schnelle ID-Handel, die Energieplattform in NEW 4.0, mit regionalem Bezug stellt eine neuartige Erweiterung des Produktportfolios für den OTC-Handel dar. Durch das Handeln in nahezu Echtzeit können nicht nur kurzfristige Schwankungen in einem Industrieprozess ohne den Einsatz von Ausgleichsenergie adressiert werden, sondern ebenso unvorhersehbare Erzeugungsspitzen durch regionale Nachfrage ausgeglichen werden. Durch die Abbildung von Geboten mit zusätzlichen Eigenschaften auf der Blockchain konnten zeit- und mengengenaue, sowie örtlich hochaufgelöste Herkunftsnachweise für den gehandelten Strom erstellt werden. Dies ermöglicht es Unternehmen auch dem Stromverbraucher- oder Kundenwunsch nach Transparenz, Regionalität und Grünstromeigenschaft des Strombezugs nachzukommen. Die Kennzeichnung der exakten Energiemengen über den gesamten Lieferweg hinweg wird künftig an Bedeutung zunehmen, wenn mittels Sektorkopplung belegbar grüne Wärme, grüne Mobilität oder grüner Wasserstoff aus erneuerbarem Strom entstehen soll (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 668).

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Beide SINTEG-Projekte haben die Funktionalität ihrer Lösungsansätze in Feldtests zeigen können. In beiden Projekten wurden weitere Anwendungsfälle und Handelsprodukte für den entwickelten P2P-Markt diskutiert. Daher sollte in einem nächsten Schritt die Kombination verschiedener Anwendungsfälle über die lokale oder regionale Marktplattform, wie beispielsweise das Abbilden von Herkunftsnachweisen, den automatisierten Lieferantenwechsel oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erprobt werden, um weitere Synergieeffekte heben zu können. Dabei bringt jeder neue Anwendungsfall eigene wirtschaftliche, konzeptionelle und regulatorische Herausforderungen mit sich (dena, 2019b).

Für lokale P2P-Märkte grundsätzlich – und damit auch die beiden SINTEG-Lösungsansätze – müssen Fragen der Rollenverteilung und des Geschäftsmodells, sowie Governance Aspekte noch weiter untersucht werden. Dies betrifft beispielsweise Themen wie Transaktionskosten, Regelungen des Marktzugangs, Rolle des Plattformbetreibers, der Verteilung von Schreib- und Leserechten auf der Blockchain.

Beide Projekte zeigen, dass Erzeugung und Nachfrage mit Hilfe des P2P-Handels auf lokaler/regionaler Ebene aufeinander abgestimmt werden können. In jüngeren Pilotprojekten, wie pebbles[56] oder dem gerade erst gestarteten Projekt PEAK (PSI Energy Markets, 2021), werden Netzrestriktionen in das Marktdesign integriert. Dabei ist es ungeklärt, ob und wie sich P2P-Märkte auf lokaler Ebene mit möglichen lokalen Flexplattformen ergänzen können oder sollten. Grundsätzlich bedarf es daher noch weiterer Untersuchungen und Demonstrationen hinsichtlich der Wechselwirkungen im bestehenden Strommarktkontext.

56 https://pebbles-projekt.de/

Schnittstellen zu bereits existierenden Handelsplattformen oder anderen lokalen bzw. regionalen P2P-Märkten sowie Mechanismen des Engpassmanagements wurden im Rahmen von SINTEG nicht weiter betrachtet. Dies gilt ebenso für Fragen des Umgangs mit strategischem Verhalten und Marktmacht auf lokalen P2P-Märkten. Durch einen eingeschränkten Wettbewerb und geringe Liquidität im regional begrenzten P2P-Markt besteht ein hohes Risiko der Ausübung von Marktmacht einzelner Marktteilnehmer, welches effektiv minimiert werden muss.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Ähnlich wie bei den Flexibilitätsplattformen (siehe Kapitel 2) können auch hier die vorgestellten Lösungsansätze eines P2P-Handels aus technisch-prozeduraler Sicht weitgehend unabhängig von den jeweiligen lokalen Gegebenheiten umgesetzt werden. Damit ist gemeint, dass die zugrundliegenden Plattformen und Handelsprozesse auf andere Regionen übertragbar sind. Um die Liquidität der Märkte zu erhöhen und die Einbindung unterschiedlicher Erzeugungsanlagen und Speicheroptionen zu ermöglichen, müssen die auf der Plattform gehandelten Produkte jedoch gegebenenfalls auf die Eigenschaften dieser Anlagen angepasst werden.

Die derzeitigen Grenzen der Skalierbarkeit in Bezug auf Transaktionsgeschwindigkeit der in SINTEG erprobten Lösungen, ergeben sich vor allem aus der Umsetzung des P2P-Handels mittels Blockchain-Technologie und werden im Rahmen der Blaupause näher betrachtet. Dies betrifft ebenfalls die regulatorischen und rechtlichen Herausforderungen, die im Zusammenhang mit der Blockchain-Technologie diskutiert werden.

Aus regulatorischer Sicht steht die Umsetzung von lokalen P2P-Märkten im C2C-Bereich vor einigen Herausforderungen (Fietze, Papke, Wimmer, Antoni & Hilpert, 2020). Handelnde Prosumer würden weitreichende regulatorische Pflichten treffen, die von einer Teilnahme abschrecken können und die Umsetzung solcher Konzepte sogar untragbar machen können. Dazu gehören insbesondere die Aspekte des Lieferantenwechsels und der damit zusammenhängenden Prozessbeschreibung der Bundesnetzagentur („Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität“), sowie das Bilanzkreismanagement und die Verpflichtungen nach EnWG und EEG (Erneuerbare Energie Gesetz). Eine detaillierte Analyse der rechtlichen Einordnung des P2P-Marktes liefert Fietze et al. (2020). Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Umsetzung einer „echten“ P2P-Strombelieferung eine umfangreiche Anpassung des regulatorischen Rahmens bedeuten würde. Denkbar wäre dabei die Umsetzung über einen Intermediär, wie auch in der WIRCommunity angedacht. Dabei tritt beispielsweise ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) als Intermediär auf, der Angebot und Nachfrage der Prosumer und Konsumenten auf der Handelsplattform zusammenbringt und als ergänzende Dienstleistung die genannten regulatorischen Anforderungen seiner Kunden erfüllt (BNetzA, 2019b). Denkbar wäre auch die Schaffung von Experimentierklauseln zur Überbrückung der regulatorischen Herausforderungen. Zwei Vorschläge hierzu sind in einer Studie von EY für das BMWi gelistet (BMWi, 2019).

Da für den P2P-Handel grundsätzlich sämtliche Strompreisbestandteile (EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer usw.) anfallen, bestehen derzeit keine weiteren Anreize, neben dem Bezug regionalen Grünstroms, an einem lokalen oder regionalen P2P-Handel teilzunehmen. Eine eng begrenzte Ausnahme für den Bezug regionalen Stroms besteht allein im Bereich der Stromsteuer (§ 9 StromStG). Weiterhin bietet der regulatorische Rahmen kaum Anrei-

ze für die Verbraucher ihren Strombezug zu flexibilisieren. Durch die potenziell entlastende Wirkung für die Stromnetze wird argumentiert, dass reduzierte Netzentgelte in einem lokalen P2P-Markt angesetzt werden sollten (BloGPV et al., 2020).

Für den P2P-Handel im B2B-Bereich greift die REMIT-Verordnung (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) für Energieprodukte ab einer bestimmten Größe. Entsprechend müssen einige Dokumentations- und Transparenzpflichten eingehalten werden. Hier könnte die Blockchain-Lösung jedoch vorteilhaft sein, weil theoretisch nicht mehr jeder Marktteilnehmer den Reporting-Pflichten gegenüber der Regulierungsbehörde nachkommen müsste, sondern diese über die Blockchain sämtliche Transaktionen nachverfolgen könnte.

Für beide Lösungsansätze stellt der Bezug regionaler Grünstromprodukte einen Mehrwert gegenüber den bisherigen Marktregeln dar. Hierbei ist zu beachten, dass aus regulatorischer Sicht die Regelungen hinsichtlich des Doppelvermarktungsgebotes § 80 EEG für geförderte EE-Anlagen berücksichtigt werden müssen. Entsprechende Energiemengen dürfen nur als „Strom unbekannter Herkunft“ gehandelt und ausgewiesen werden. Die Vermarktung von regionalem Grünstrom aus ungeförderten EE-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ist dagegen unproblematisch.

3.1 Blaupause 7: Peer-to-Peer Stromhandel mittels Blockchain

Blaupause

Zielgruppen

- Forschung
- Energieversorger
- Aggregatoren/ VKW-Betreiber

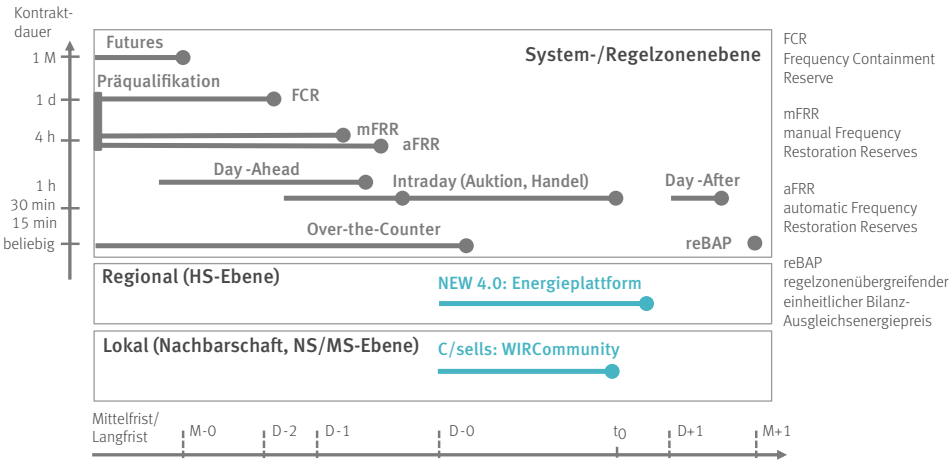
Ausgangslage und Problemstellung

Besonders bei regionalen und lokalen P2P-Märkten, die eine Vielzahl von Anlagen und Verbrauchern in den Handel einbinden möchten, rücken Fragen zum Umgang mit großen Datenmengen und des Datentransfers in nahezu Echtzeit in den Mittelpunkt. Dabei muss ein sicherer und vertrauenswürdiger Austausch von Daten gewährleistet werden. Zusätzlich dürfen für den Handel mit sehr geringen Energiemengen nur geringe Transaktionskosten anfallen.

Lösungsansatz

Dies verspricht die Blockchain-Technologie, mit der eine unveränderliche und transparente Aufzeichnung von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten, Transaktionen und Vermögenswerten ermöglicht wird. In zwei Schaufenstern wurden unterschiedliche Anwendungsfälle eines P2P-Marktes mittels Blockchain erprobt.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen



Technologiereifegrad

1 2 3 4 5 **6 7** 8 9

TRL 6 – 7: Z. T. Demonstrationsanlage/-konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert. Z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- WIRCommunity
- EnergiePlattform

Innovationsgehalt

- Für den OTC-Bereich konnten neuartige Handelsprodukte erprobt werden.
- Die rechtskonforme Einbindung von Daten aus SMGWs auf einer Blockchain-basierten Plattform konnte demonstriert werden.

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

- Weiterentwicklung der Ansätze und großflächige Demonstration unter realitätsnahen Bedingungen in Verbindung mit einer systematischen Bewertung alternativer Marktmechanismen und Plattformdesigns. Hierfür müssen Fragen der Skalierbarkeit und Interoperabilität der Blockchain-Technologie geklärt werden.
- Anpassung des regulatorischen Rahmens (Anreize für lokalen P2P-Handel, Rolle eines Prosumers und des Plattformbetreibers); Klären rechtlicher Fragen zu Datenschutzaspekte, Status von Krypto-Assets und Smart Contracts.
- Flächendeckende Ausstattung mit Smart-Meter-Infrastruktur.

PROBLEMSTELLUNG

Der P2P-Handel, der insbesondere im C2C-Bereich einen direkten Handel zwischen kleinteiligen Erzeugern, wie PV-Aufdachanlagen auf Privathäusern, und dem Endverbraucher ermöglichen soll, steht vor der Herausforderung mit großen Datenmengen effizient umzugehen. Daher ist das Thema P2P-Handel eng mit Themen der Digitalisierung des Energiesystems verlinkt. Erst durch den Einsatz von digitalen Plattformen können die Kosten für das Sammeln, den Austausch und das Nutzen von Daten gesenkt werden. Die Transaktionskosten müssen für den P2P-Handel so weit gesenkt werden, dass ein tragbares Kosten-Nutzen-Verhältnis für die Marktteilnehmer entsteht, und der Handel von unter Umständen sehr geringen Energiemengen ermöglicht wird. Herausforderungen zeigen sich ebenfalls bei der sicheren und geschützten Erhebung, Aufbewahrung und Weitergabe von Daten. Insbesondere im B2B-Bereich spielen auch zuverlässige und nachvollziehbare Systeme zur Verifikation einer berechtigten Marktteilnahme und Transaktion eine große Rolle. Neben der Gestaltung des Marktdesigns oder der Produkte, stehen also maßgeblich Fragen der praktischen Umsetzung im Vordergrund.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Um diese Herausforderungen zu adressieren, wird der Einsatz der Blockchain-Technologie insbesondere im Zusammenhang mit P2P-Märkten diskutiert. Bei der Blockchain-Technologie handelt es sich um eine verteilte Datenbank („distributed ledger“). In dieser werden digitale Datensätze, Ereignisse oder Transaktionen in chronologischer Reihenfolge für alle Teilnehmenden nachvollziehbar in Datenblöcken gespeichert und unveränderbar miteinander verkettet. Im Gegensatz zu herkömmlichen Datenbankstrukturen erfolgt die Datenhaltung nicht auf zentralen Servern, sondern alle im Netzwerk beteiligten Akteure sind an der Datenhaltung beteiligt. Neue Transaktionen werden in einem automatisierten Abstimmungsprozess im Konsens hinzugefügt. Aus dieser Funktionsweise leiten sich die Vorteile der Blockchain-Technologie ab.

Von besonderer Bedeutung ist, dass der Konsensmechanismus der Blockchain-Technologie Vertrauen zwischen (sich unbekannten) Akteuren schafft, ohne die Notwendigkeit einer zentralen Instanz. Dadurch können klassische Intermediäre wie z. B. Zahlungsdienstleister oder Börsen ersetzt werden. Weiterhin gilt die Blockchain als manipulationssicher und durch ihre dezentrale Verteilung als besonders zuverlässig. Grundsätzlich kann die gesamte Transaktionshistorie von jedem Mitglied jederzeit eingesehen werden. Dies kann besonders für unterschiedliche Akteure, die eine gemeinsame Datenbasis benötigen, ein entscheidender Vorteil sein. Zusätzlich schafft die Transparenz Vertrauen unter den Akteuren und macht somit die Vermittlungsfunktion eines Intermediärs überflüssig. Nicht zuletzt verspricht vor allem die Implementierung von sogenannten Smart Contracts ein signifikantes Automatisierungspotenzial. Durch deren automatisierte Ausführung kann eine höhere Vertragssicherheit gewährleistet werden, da nachträgliche Änderungen der getroffenen Vereinbarung nur schwer möglich sind. Dadurch können grundsätzlich Transaktionskosten gesenkt werden (BNetzA, 2019b).

Die Konzepte auf denen Blockchains basieren, beruhen auf mehr als dreißig Jahren Forschung. Im Jahr 2008 wurde das Konzept der Kryptowährung Bitcoin in dem Paper „Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System“ beschrieben. Darauf folgte in 2009 der erste praktische Anwendungsfall der Blockchain-Technologie im Finanzsektor mit Bitcoin (FfE,

2018). Seitdem hat sich die Technologie rasant entwickelt. Mit Bitcoin zeigt die Technologie, dass Transaktionen zwischen sich unbekannten Akteuren ohne Intermediär automatisiert und zuverlässig durchführbar sind. Die seit 2015 öffentlich zugängliche Blockchain von Ethereum, die um sogenannte Smart Contracts erweitert wurde, belegt, wie komplexe Geschäftsprozesse automatisiert mit Hilfe der Blockchain-Technologie abgebildet werden können. Dennoch steht die Blockchain-Technologie in vielen Bereichen mit ihrer Entwicklung noch am Anfang (BNetzA, 2019b).

Nach dem ersten Hype um die Blockchain-Technologie, der BDEW stellt eine Lücke zwischen hohen Erwartungen und einer geringen Anzahl an marktreifen Anwendungen und Einschätzungen zur technischen Machbarkeit sowie zu dem wirtschaftlichen Mehrwert der Technologie fest (BDEW, 2017a). Neuere Studien und Veröffentlichungen von Branchenvertretern versuchen daher das Potenzial der Blockchain-Technologie für verschiedene Anwendungsfälle in der Energiewirtschaft einzuordnen, derzeit bestehende Limitationen der Technologie aufzuzeigen und ihre technologischen Reife einzuschätzen. Ein hohes theoretisches Potenzial in Deutschland wird der Technologie in den Bereichen Grün- und Regionalstromzertifizierungen, Abrechnungsprozesse im Bereich der E-Mobilität, P2P-Stromhandelsmodelle, Marktkommunikationsprozesse und der Bereitstellung und Abrechnung von Systemdienstleistungen und Flexibilitäten zugeschrieben (BDEW, 2017a; dena, 2019a).

In den letzten Jahren sind zahlreiche Konzepte, Versuche und Pilotprojekte in der Energiewirtschaft entstanden. Einen systematischen Überblick der globalen Aktivitäten liefert Andoni et al. (2019) und die im Rahmen von SINTEG entstandenen Studie der Technischen Universität Berlin (TU Berlin) von Corusa, Predel und Schöne (2020), sowie im Blockchain-Radar des BDEW und PricewaterhouseCoopers [PwC] (2019), der auf europäische Projekte fokussiert. Basierend auf diesen Veröffentlichungen zeigen sich die folgenden Entwicklungen:

- **Geographische Verteilung:** Eine hohe Anzahl an Projekten befindet sich auf dem europäischen Kontinent. Hier sticht insbesondere Deutschland mit vielen Projekten hervor. Zusätzlich weisen die Niederlande, Großbritannien und die Schweiz hohe Aktivitäten auf. Eine hohe Anzahl an Projekten findet sich ebenso in den USA.

- **Verteilung nach Anwendungsbereich:** Ungefähr jedes dritte Projekt kann in den Bereich P2P-Handel eingeordnet werden. Hier liegen Unterschiede der Projekte besonders in dem Einzugsbereich der P2P-Plattform (regional, überregional, landesweit, grenzüberschreitend). Ein weiterer Bereich mit vielen Aktivitäten sind sogenannte Shared-Investments und das Assetmanagement. Eine bisher eher geringere Anzahl von Aktivitäten ist im Bereich der Elektromobilität zu finden.

- **Verteilung nach Blockchain-Plattform:** Die meisten Blockchain-Lösungen stützen sich auf die etablierte Ethereum-Blockchain. Andere populäre Plattformen, die von einem Anbieter zur Verfügung gestellt werden, sind das Energy Web, Hyperledger und Tendermint. Corusa et al. (2020) weist zusätzlich daraufhin, dass viele Unternehmen nicht bereit sind, die von ihnen gewählte Plattform transparent darzulegen.

Andoni et al. (2019) zeigen außerdem, dass die meisten Projekte noch auf den äußerst energieintensiven Proof-of-Work Konsensmechanismus zurückgreifen. Der Anteil könnte allerdings in Zukunft deutlich abnehmen, wenn Ethereum den schon formulierten Wunsch zu anderen Konsensmechanismen zu wechseln in die Tat umsetzt. Nach einer Konsulta-

tion der BNetzA (2020) finden in den Netzsektoren in Deutschland öffentliche Blockchains (insbesondere solche, die den Proof-of-Work Konsensmechanismus verwenden) praktisch keine Anwendung.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die in SINTEG erarbeiteten Lösungen für P2P-Märkte fokussieren sich auf zwei unterschiedliche Anwendungsfälle, den lokalen C2C-Handel sowie den regionalen B2B-Handel. Für deren Beschreibung wird zwischen einer Marktebene, die das Markt- und Produktdesign darstellt, und der Plattformebene, die den Handel und Datenaustausch ermöglicht, unterschieden. Wie bereits bei den Produktdefinitionen für die Flexplattformen (siehe Abschnitt 2.1) festgestellt wurde, zeigen die SINTEG-Lösungen auch hier, dass Marktdesign- und Produktparameter angepasst werden können, ohne die Plattformprozesse und Informationsflüsse anpassen zu müssen. Dadurch ist das Plattformdesign grundsätzlich für die Darstellung oder Kombination unterschiedlicher Anwendungsfälle und Produkte geeignet. Die Blockchain schafft hierfür eine transparente, vertrauenswürdige Datenbasis von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten, die auch von anderen Akteuren genutzt werden könnten, beispielsweise dem BKV oder NB.

Im Folgenden werden die Lösungen beider Lösungsansätze beschrieben:

- Im **WIRCommunity**-Projekt wurden fünf Haushalte und Gewerbeeinheiten mit PV-Erzeugungsanlagen im Raum Waghäusel eingebunden, sowie 33 virtuelle Konsumenten über eine Handelsplattform miteinander vernetzt. Für den Feldtest wurden erstmals Einspeisedaten aus installierten SMGW eingebunden, die vom zuständigen Messstellenbetreiber NetzeBW ausgelesen wurden. Reine Verbrauchszähler wurden zum Auslesen mit einer OLI-Box der OLI Systems GmbH ausgestattet. Zusätzlich wurde die Handelsplattform von implementierten Steuerboxen mit Daten gespeist, sowie dem angebundenen D3A-Simulationsframework der Energy Web Foundation. Die Handelsplattform besteht dabei aus einer Webplattform, die durch die Blockchain-Technologie abgesichert ist. Mit Hilfe des Simulationsframeworks und unter dem Einsatz von (intelligenten) Bietagenten werden Erzeugung und Verbrauch prognostiziert und Kaufs- und Verkaufsgebote vollautomatisch platziert. Konsumenten würden Strom über die WIRCommunity beziehen, wenn dieser günstiger ist als die herkömmliche Strombelieferung. Angebot und Nachfrage werden auf der Webplattform gematcht. Die Blockchain übernimmt die Dokumentation von Geboten und Handelsergebnis. Die Smart Contracts schließen einen Doppelverkauf aus und könnten ebenfalls das Clearing und Settlement abwickeln, wobei diese Prozessschritte nicht im Rahmen des SINTEG-Projekts erprobt wurden. Als Blockchain wurde die Volta Blockchain der Energy Web Foundation ausgewählt. Im Rahmen des Projekts wurden ebenfalls Simulationen auf Basis unterschiedlicher Szenarien durchgeführt. Hierfür wurde der Handel mit unterschiedlichen Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen über die WIRCommunity modelliert. Die Ergebnisse zeigen, dass mit dem untersuchten lokalen P2P-Handel ein Selbstversorgungsgrad von 50 % erreicht (ohne Einbindung von Speichern oder Flexibilisierung der Nachfrage) und die wirtschaftliche Vermarktung von Post-EEG-Anlagen ermöglicht werden kann. Für die Erreichung höherer Autonomiegrade wäre eine Flexibilisierung der Nachfrage notwendig (Brenner et al., 2020).

- Bei der **EnergiePlattform** konnten im Feldtest drei Industrieunternehmen als Großverbraucher Überschussenergie handeln, sowie Windstrom für eine Power-to-Heat-Anlage und die Kunden eines Stadtwerkes bezogen werden. Die Energieplattform besteht dabei

aus dem Marktplatz und einer sogenannten „Fernwirkplattform“. Die technische Umsetzung des Marktplatzes basiert dabei auf dem Projekt Enerchain der Ponton GmbH. Auf der Marktseite werden über eine API-Schnittstelle zu den Händlern, Kaufs- und Verkaufsgebote in die Blockchain geschrieben. Alle Marktteilnehmer, die auf die Blockchain zugreifen, erhalten somit Order-Nachrichten und können diese in ihren Handelssystemen darstellen. Soll ein Zuschlag erfolgen, wird eine Execution-Nachricht an die Blockchain gesendet. Durch das Validieren der Nachrichten im Rahmen des Konsensmechanismus der Blockchain kann festgestellt werden, ob eine Order bereits durch einen anderen Händler konsumiert wurde. Kommt es zum Zuschlag, wird das Ergebnis als verbindlicher Vertrag über die Blockchain an die Fernwirkplattform mit dem von Hamburg Energie entwickelten Fernwirk-Adapter übermittelt. Über diese können die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen für das entsprechende Zeitintervall angesteuert werden. Für die vollautomatische und instantane Abwicklung des Handels wurden sogenannte „Bots“ eingesetzt. Für die eingesetzte konsortiale Blockchain wurde die Software von Tendermint verwendet. Die eingestellten Gebote können zusätzlich mit Eigenschaften, wie Art der Erzeugungsanlage und Herkunft ausgestattet werden.

In beiden Projekten wurde die Blockchain-Technologie eingesetzt. Sie übernimmt in beiden Projekten auch ähnliche Funktionen. Sie stellt eine manipulationssichere, transparente und dennoch pseudonymisierte Möglichkeit dar, jeden Prozessschritt zu dokumentieren. Die Datenerfassung und der Datenabgleich über die Blockchain ermöglichen es die zeitgleiche Erzeugung und den Verbrauch von Strom zu belegen. Damit kann sie einen detaillierten Nachweis der Belieferung mit regionalem, regenerativ erzeugtem Strom liefern. Bei der Energieplattform ersetzt die Blockchain vollständig eine zentrale Instanz und die Daten werden ausschließlich dezentral verwaltet. Smart Contracts kommen nicht zum Einsatz, stattdessen werden auf Kundenseite intelligente Handelsagenten eingesetzt, die die Interessen und Präferenzen des jeweiligen Teilnehmers repräsentieren und externe Einflussfaktoren (bspw. Wetterlagen) mit beachten. In der WIRCommunity wird ein hybrides Modell verfolgt, in dem das Matching über eine zentrale Plattform im Rahmen einer Auktion erfolgt, diese leitet die Daten zur Absicherung an die Blockchain weiter. Grundsätzlich wäre das Matching auch mit den eingesetzten Smart Contracts durchführbar, aber aufgrund der Erhöhung der Transaktionskosten wurde dies nicht über die Blockchain umgesetzt (Brenner et al., 2020).

In der nachfolgenden Tabelle 11 wird das Markt- und Plattformdesigns der beiden SINTEG-Lösungen noch einmal zusammenfassend dargestellt. Darauf folgt eine Einschätzung des Mehrwerts der SINTEG-Lösungen in Bezug auf den spezifischen Anwendungsfall.

Charakteristika	P2P Handel im B2B Bereich - EnergiePlattform	P2P Handel im C2C Bereich - WIRCommunity
Marktebene		
Marktstruktur	■ Regionaler Markt (HS-Ebene); ■ „Echter P2P-Markt“ mit multi-bilateralen (verbindlichen) Verträgen (OTC).	■ Lokaler Markt (Nachbarschaft); ■ P2P-Markt mit Auktionator und Intermediär, der energiewirt. Verpflichtungen übernimmt.
Produkt	■ Bilateraler ID-Handel bis in die Erbringungsviertelstunde; ■ Minuten Zeitscheiben möglich; ■ Menge-Preis-Gebot mit Angabe des Erzeugungsortes, Erzeugungsart oder CO2-Einsatz, teilweiser Zuschlag möglich.	■ Kontinuierlicher ID-Handel bis 15 min vor Echtzeit; ■ 15 min Zeitscheiben; ■ Menge-Preis-Gebot, teilweiser Zuschlag möglich.
Plattformebene		
Handel und Datenaustausch	**Marktseite:** ■ Handelsprogramme, sogenannte „Bots“, erstellen vollautomatisiert Gebote und schreiben diese in die Blockchain; ■ Bots kommunizieren einen Zuschlag an die Blockchain. **Fernwirkseite:** ■ Gebote sind mit Anlagen-IDs versehen; nach digitalem Vertragsabschluss werden Handelsdaten an die Fernwirkseite übermittelt; ■ Der sog. Fernwirkadapter steuert Anlagen entsprechend des Marktergebnisses.	**Webplattform:** ■ Ermöglicht die Eingabe von Standortdaten, Anlagentyp und ID; ■ Erstellung von Kaufs- und Verkaufsgeboten und übermittelt diese an die Smart Contracts; ■ Führt das Matching durch; ■ Bekommt Verbrauchs- und Erzeugungsdaten von aktiven externem Marktteilnehmer aus iMSys und übermittelt diese an die Smart Contracts.
Funktionalität der Blockchain	■ Kommuniziert Angebot und Nachfrage zwischen Marktteilnehmern, sowie das Handelsergebnis zwischen Marktplatz und Fernwirkplattform; ■ Schließt Doppelverkauf aus; ■ Speichert unveränderlich Angebot und Nachfrage, sowie Marktergebnis; ■ Schafft zeitlich und örtlichen Nachweis des regionalen Grünstrombezugs;	■ Speichert unveränderlich Angebot und Nachfrage, sowie das Marktergebnis; **Smart Contract:** ■ Verifiziert die Matchingergebnisse, prüft ob ausreichend Tokens vorhanden sind, schließt Doppelverkauf aus; ■ Kommuniziert die Ergebnisse an die Webplattform; ■ Initiiert Settlement mit Transfer von Tokens;
Mehrwert der SINTEG-Lösung	■ Ermöglicht den Ausgleich kurzfristiger Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen mit regionalen, grünen Produkten ohne Intermediär; ■ Der bilaterale Handel ermöglicht eine individuelle Produktgestaltung hinsichtl. der zeitlichen Auflösung; ■ Anlagen können basierend auf abgeschlossenen Verträgen in Echtzeit angesteuert werden.	■ Rechtskonforme Einbindung in SMGW-Infrastruktur; ■ Durch die Einbettung in ein Simulationsframework konnten verschiedene Bieterstrategien, Marktmechanismen und Förderregime (EEG-Anlagen, Nicht-EEG-Anlagen) untersucht werden.

Tabelle 11: Darstellung der in SINTEG erarbeiteten Lösungsansätze eines Peer-to-Peer-Handels mittels Blockchain

INNOVATIONSGEHALT

Hinsichtlich der eingesetzten Blockchain-Technologie reihen sich die SINTEG-Aktivitäten in den Kontext internationaler Forschungsinitiativen und Projektaktivitäten ein. Die noch junge Technologie ist bisher noch nicht in der Energiewirtschaft etabliert, viele diskutierte Anwendungsfälle (bspw. Abwicklung des Stromlieferantenwechsels, Abrechnung von Entgelten und Umlagen) befinden sich bisher in einem Proof-of-Concept Stadium und nur einzelne Lösungen wurden bereits in Pilotprojekten getestet. Die technische Machbarkeit und der wirtschaftliche Nutzen der Blockchain-Technologie ist für viele Anwendungsfälle in der

Energiewirtschaft noch unklar (dena, 2019a). Entsprechend bedeutete die Erprobung der Technologie unter praxisnahen Bedingungen in den SINTEG-Projekten für die beteiligten Unternehmen einen Wissensgewinn für mögliche Geschäftsmodelle, den Umgang mit der Blockchain-Technologie und für mögliche Vorteile hinsichtlich der Abbildung eines Marktplatzes mit der Hilfe der Blockchain-Technologie. Dieser Wissensgewinn wurde insbesondere dadurch gefördert, dass die Pilotprojekte von verschiedenen Akteuren aus der Wirtschaft, sowie Technikunternehmen, Unternehmen aus der Energiewirtschaft und Industrieunternehmen sowie Institutionen aus der Wissenschaft begleitet wurden.

Als Neuheit ist hierbei die Kombination von Blockchain-Technologie und Einbindung der SMGW-Infrastruktur bei der WIRCommunity zu bewerten. Dies wurde durch die Zusammenarbeit mit dem grundzuständigen Messstellenbetreiber und dessen Einbindung in den P2P-Handel ermöglicht. Aufbauend auf dem Vorgängerprojekt Enerchain, zeigte die EnergiePlattform, dass über die Blockchain-Technologie ein gänzlich neuartiger OTC-Handelsplatz ohne Intermediär aufgebaut werden kann. Dieser erlaubt den Unternehmen erstmals in Echtzeit regionalen, regenerativen Strom zu handeln und das Handelsergebnis automatisiert an den jeweiligen Anlagen umzusetzen. Die Projekte zeigten jedoch auch, dass der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der entwickelten Handelsplätze mittels Blockchain-Technologie derzeit noch Grenzen gesetzt sind. Diese derzeit noch offenen Fragen für weitere Forschung und Erprobung werden in den nächsten Abschnitten behandelt.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Der größte Mehrwert für die Umsetzung von Blockchain-basierten P2P-Märkten in SINTEG entstand durch die Kollaboration entlang verschiedener Partner zur Entwicklung der Blockchain-Lösungen. Somit konnten Kompetenzen und Ressourcen gebündelt werden. Die erfolgreiche Durchführung der Feldtests im Rahmen von SINTEG zeigte die praktische Machbarkeit der vorgestellten Konzepte. Die dargestellten Bedingungen der Skalierbarkeit und Übertragbarkeit beschreiben die derzeit offenen Fragen für weitere Forschungsarbeiten und Pilotprojekte. Dazu gehört die praktische Erprobung der Interoperabilität und Skalierbarkeit sowie eine Bewertung des regulatorischen und wirtschaftlichen Potenzials für einen breitflächigen Einsatz einer Blockchain-Lösung in P2P-Märkten. Weiterhin erfordern die beiden vorgestellten Lösungsansätze in SINTEG noch weitere Entwicklungsschritte, um alle Anforderungen einer Endanwendung zu erfüllen.

Die in SINTEG durchgeführten Tests der WIRCommunity zeigen, dass deren Aufbau und Konzept in einer anwendungsähnlichen Umgebung funktioniert. Für die weitere Entwicklung der Plattform und den tatsächlichen Betrieb müssten noch die Abrechnungsprozesse erprobt werden. In dem Projekt konnte das Bieterverhalten nur weitgehend automatisiert und simulativ getestet werden und damit das reale Bieterverhalten nicht analysiert werden. Dies wäre allerdings auch erst ab einer hohen Teilnehmendenzahl möglich. Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass der Selbstversorgungsgrad mit weiteren Maßnahmen, bspw. wenn eine aktive Steuerung von Erzeugung und Last vorgenommen wird, erhöht werden kann. Dies sollte Fokus weiterer Forschung sein. Eine mögliche Umsetzung dieser aktiven Steuerung könnte die Erweiterung der Handelsplattform um eine Komponente ähnlich der Funktion, die die „Fernwirkplattform“ bei der EnergiePlattform sein.

Bei der Umsetzung der EnergiePlattform wurden die Schnittstellen zu den Marktteilnehmern für den Feldtest individuell entwickelt. Für eine großflächigere Umsetzung wäre eine Standardisierung vermutlich sinnvoll. Zusätzlich sollten Fragen der Governance (wer erhält Schreib-

und Leserechte?) und des Plattformbetriebs (wer übernimmt Wartung und Instandhaltung? Wie wird der Marktzugang geregelt?) im Detail vorab geklärt werden. Die Beantwortung dieser Fragen kann einen entscheidenden Einfluss auf die Bewertung eines möglichen kommerziellen Betriebs einer auf Blockchain basierenden Handelsplattform haben. Die EnergiePlattform könnte durch die geringen Transaktionskosten auch prinzipiell für kleine Anlagen oder sogar Prosumer attraktiv sein, wobei deren Einbindung nicht erprobt wurde.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Für einen breitflächigen Einsatz der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft bestehen noch Herausforderungen hinsichtlich der Skalierbarkeit und offene rechtliche Fragen gegenüber, die in weiteren Pilotprojekten und Forschungsarbeiten aufgelöst werden müssen. Dazu gehört unter anderem die Transaktionsgeschwindigkeit. Bei der Erprobung der EnergiePlattform, konnte gezeigt werden, dass eine zweistellige Anzahl von Transaktionen in Sekundenschnelle abgewickelt werden kann. Die Herausforderung bei der Skalierbarkeit besteht darin, dass sich mit steigender Transaktionsanzahl die Durchlaufzeit, also die Zeit, die es dauert, bis die Nachricht eines Teilnehmers bei einem anderen Teilnehmer ankommt, merklich verlangsamt. Dies konnte durch die Abwicklungen einzelner Transaktionen bzw. Use Cases im Rahmen von SINTEG mit realen Marktteilnehmern nicht weiter erprobt werden. Im Rahmen der EnergiePlattform wird davon ausgegangen, dass mit Optimierungsmaßnahmen die Anzahl der Transaktionen auf 100 – 200 je Sekunde erhöht werden könnte. Das Erreichen einer ähnlich hohen Durchlaufzeit wie bei einem zentralen System wird zwar bezweifelt, allerdings wird die Umsetzung von Transaktionen im dreistelligen Bereich pro Sekunde als ausreichend für einen regional begrenzten Handel eingeschätzt (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 675).

Ein weiteres Hindernis stellt die Interoperabilität dar. Es ist bisher nicht möglich, dass Informationen zwischen den unterschiedlichen Blockchains ausgetauscht werden, Vermögenswerte transferiert werden oder Smart Contracts auf Basis unterschiedlicher Blockchains ausgeführt werden (BNetzA, 2019b). Ein Handel zwischen P2P-Märkten ist daher bislang nur möglich, wenn diese auf Basis der gleichen Blockchain-Architektur aufgebaut sind. Neueste Arbeiten zeigen jedoch, dass dieses Hindernis mit weiterer Entwicklung der Technologie überwunden werden kann (Meinel & Gayvoronskaya, 2020).

Hinsichtlich des Rechtsrahmens kollidiert die Unveränderbarkeit von Daten bzw. Transaktionen, der maßgebliche Vorteil der Blockchain-Technologie mit fundamentalen Rechtsgrundsätzen wie der Nichtigkeit, der Anfechtbarkeit, der Rückabwicklung oder schwebenden Unwirksamkeit von Verträgen. Auch wenn diese Aspekte bei privaten und konsortialen Blockchains durch das bekannt sein der Teilnehmer weniger stark ausgeprägt sind, müssen jedoch die Verantwortlichkeiten im Falle einer mangelhaften oder Nichtleistung innerhalb des Netzwerkes klar geregelt sein. Dazu gehören auch insbesondere im C2C-Bereich die Vorgaben des Datenschutzrechtes. Hierbei muss geregelt werden, wie das Recht auf Löschung der eigenen personenbezogenen Daten, das Recht auf „Vergessenwerden“ sowie das Recht auf Datenportabilität umgesetzt werden.

Für einen breitflächigen Einsatz der Blockchain-Technologie sind intelligente Messsysteme unerlässlich. Die Digitalisierung des Messwesens gilt als Grundlage jeglicher Anwendungsfälle für die Blockchain. Die vertrauenswürdigen, abrechnungsrelevanten und geeichten SMGW könnten eine sehr gute Grundlage für den Einsatz der Blockchain-Technologie darstellen. Mit der Nutzung des SMGW kann die WIRCommunity damit überall dort eingesetzt wer-

den, wo diese Messinfrastruktur zum Einsatz kommt. Wird aufgrund eines fehlenden SMGW eine Parallelinfrastruktur installiert, um geeichte Zähler auszulesen, sind die so erfassten Messwerte nicht als abrechnungsrelevant zu betrachten (FfE, 2018).

In der WIRCommunity konnten PV-Anlagen auf Privathaushalten und Gewerbeeinheiten eingebunden werden, sowie exemplarisch zwei Freiflächen-PV-Anlagen, welche normalerweise über ein Power Purchase Agreement (PPA) direkt einen Großverbraucher beliefern. Diese können somit Überschussstrom im lokalen Markt anbieten. Dies zeigt die technische Umsetzbarkeit des Konzepts für verschiedene Typen von PV-Anlagen. Allerdings wurden Konsumenten ausschließlich virtuell eingebunden. Für die Umsetzbarkeit und Skalierbarkeit eines P2P-Marktes im C2C-Bereich ist die weitreichende Partizipation von Haushalten jedoch essenziell. Die entsprechende Bereitschaft an einem solchen Markt teilzunehmen oder sogar Anlagen in Privathaushalten aktiv ansteuern zu lassen, sowie reales Konsumentenverhalten innerhalb des Marktes gilt es für die Entwicklung und den Nachweis eines erfolgreichen Geschäftsmodells weiter zu untersuchen.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Auf Basis der in SINTEG erarbeiteten und bereits erprobten Lösungen können Forschungseinrichtungen Methoden und Modelle zur Simulation und Bewertung der energiewirtschaftlichen Rückwirkungen eines möglichen breitflächigen Einsatzes der Blockchain-Technologie aus Akteurs- und Systemsicht entwickeln. Für die Bewertung des Potenzials und Mehrwertes eines P2P-Handels mittels Blockchain ist weiterhin ein systematischer Vergleich mit dem Status quo und alternativen Lösungsansätzen (bspw. andere Distributed Ledger Technologien, dezentrale Web-Anwendungen) notwendig. Dabei stellt sich insbesondere die Frage des wirtschaftlichen Einsatzes der Technologie. Auch wenn die Blockchain niedrige Transaktionskosten verspricht, muss noch weiter belegt werden, welche Funktionen von der Blockchain übernommen werden können, um tatsächlich wirtschaftliche Transaktionen von wenigen Cents zu erlauben und selbst kaum Kosten zu verursachen.

Die weitere großflächige Erprobung von P2P-Märkten mittels Blockchain-Technologie mit der Einbindung von verschiedenen Akteuren aus Wirtschaft und Wissenschaft nach dem Vorbild der in SINTEG durchgeführt Projekte, ist anzuraten. Nur so können die derzeit noch bestehenden offenen Fragestellungen zu Interoperabilität und der Transaktionsgeschwindigkeit für die praktische Umsetzung des Marktes beantwortet werden. Dies gilt auch für das Verhalten von Prosumenten und Konsumenten auf einem P2P-Markt im C2C-Bereich, das im Rahmen der WIRCommunity nicht untersucht wurde. In entsprechenden Demonstrationen könnten auch die auf Kategorieebene angesprochenen offenen Fragen der Ausübung von Marktmacht und strategischem Verhalten untersucht werden.

Der breitflächige Einsatz der Blockchain-Technologie hängt neben technischen Herausforderungen auch von der Klärung vieler rechtlicher und regulatorischer Fragestellungen ab. Dazu gehören Datenschutzaspekte, der rechtliche, steuerliche und buchhalterische Status von Krypto-Assets und der rechtliche Status von Smart Contracts. Hierfür müssten bestehende gesetzliche Regelungen angepasst oder tatsächlich neu definiert werden.

4

Kategorie 3: Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Batteriespeichern und dezentralen Erzeugungsanlagen

BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN AUS BATTERIESPEICHERN UND DEZENTRALEN ERZEUGUNGSANLAGEN

PROBLEMSTELLUNG

SDL sind essenziell für eine zuverlässige, effiziente und sichere Energieversorgung. Die Systembetreiber (ÜNB; künftig auch zunehmend VNB) sind verantwortlich dafür, dass die erforderlichen Systemdienstleistungen vorgehalten werden. Erbracht werden sie bislang zum großen Teil von großen thermischen Kraftwerken. Bei zunehmender Durchdringung mit dezentraler Erzeugung und einer zeitweisen 100%igen Stromerzeugung aus EE werden die großen thermischen Kraftwerke sukzessive aus dem System verdrängt. Deshalb müssen Systemdienstleistungen perspektivisch zunehmend durch dezentrale Anlagen, EE-Anlagen und Speicher bereitgestellt werden. Derartige Anlagen sind überwiegend mittels leistungselektronischer Wechselrichter in das Stromsystem eingebunden. Die für die Erbringung von Systemdienstleistungen erforderlichen Eigenschaften, müssen in der Regel dezidiert über geeignete Steueralgorithmen in das Verhalten der Wechselrichter eingeprägt werden. Aber selbst mit diesen Anpassungen ändern sich durch die Verdrängung elektromechanischer Generatoren durch Wechselrichter die Eigenschaften des Gesamtsystems. Die Art und der Umfang der erforderlichen Systemdienstleistungen unterliegen damit einem Wandel. Diese Änderungen gilt es bei der Bemessung des Potenzials, das im Rahmen der Systemplanung gewährleistet werden muss, bei der Bemessung der im operativen Betrieb vorzuhaltenden Mengen sowie beim Abruf von Systemdienstleistungen zu berücksichtigen.

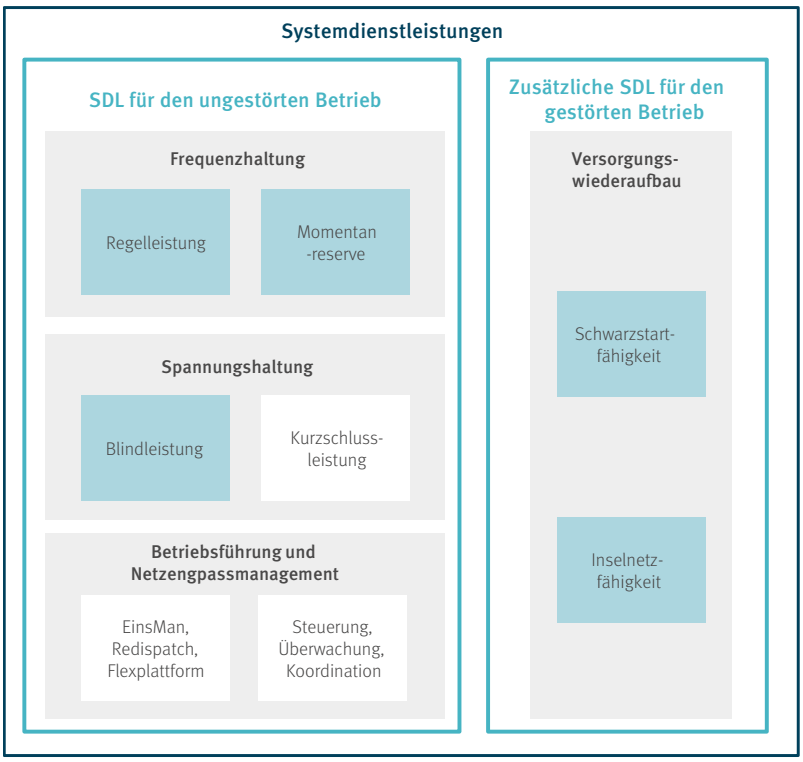


Abbildung 20: Übersicht der Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen, die durch dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher erbracht werden können bzw. unter Beteiligung dieser bereitgestellt werden können, stehen im Fokus dieser Kategorie (siehe Abbildung 20). Dies sind Spannungshaltung mit-

tels Bereitstellung von Blindleistung und Frequenzhaltung mittels Wirkleistungsbereitstellung, hier in Form der Momentanreserve und Regelleistung.

Dezentrale Erzeuger können darüber hinaus auch im Störungsfall für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden. Dies sind insbesondere der Versorgungswiederaufbau durch schwarzstartfähige Anlagen sowie der Betrieb eines lokalen Inselnetzes. Aufgrund des kurzen (elektrischen) Abstandes zu den Kunden bieten dezentrale Erzeuger in den Verteilnetzen dadurch neue Möglichkeiten, eine robuste Versorgung zu gewährleisten, falls auf der Übertragungsebene oder in den ausgedehnten IKT-Infrastrukturen Störungen auftreten.

Resilienz des Stromsystems ist die Gewährleistung eines hohen Niveaus der Systemsicherheit und damit auch Versorgungssicherheit. Gemäß dem Entwurf der DIN VDE 0175-110 umfasst Resilienz Maßnahmen in mehreren Zeitbereichen, um die Auswirkungen von Zwischenfällen zu verringern: (1) Maßnahmen im Vorfeld von Zwischenfällen (feststellen und verhindern); (2) Maßnahmen während dieser Zwischenfälle (erkennen und reagieren); (3) Maßnahmen nach Behebung von Zwischenfällen (wiederherstellen).[57]

Der zukünftige Bedarf für die Erbringung von SDL aus dezentralen Anlagen muss dabei für jede SDL getrennt betrachtet werden. Während der Blindleistungsbedarf bereits jetzt zunehmend durch zusätzliche Maßnahmen gedeckt werden muss, entsteht perspektivisch bis 2030 der Bedarf zur Regelleistungsbereitstellung aus dezentralen Anlagen (dena, 2015). Für Momentanreserve hingegen entsteht abhängig von den getroffenen Annahmen in Zukunft kein oder ein begrenzter zusätzlicher Bedarf (dena, 2020a). Für eine Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch dezentrale Anlagen oder den Inselnetzbetrieb mit Hilfe dieser lässt sich aus der Literatur kein Bedarf ableiten[58]. Im Fokus der Diskussion steht hierbei vielmehr die Möglichkeit durch Einbeziehen dezentraler Anlagen eine Verbesserung der Servicequalität im Sinne verkürzter Versorgungsunterbrechungen beim Kunden zu erreichen.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher tragen bereits zur Bereitstellung von SDL bei, indem sie bei ihrer Errichtung / Inbetriebnahme den gültigen technischen Anschlussrichtlinien (TAR) des FNN im VDE[59] entsprechen und beispielsweise ein dynamisches Durchfahren von kurzzeitigen Spannungseinbrüchen infolge von Fehlern im Netz (Fault Ride Through, FRT) ermöglichen. Die TAR haben sich im Laufe der vergangenen zwei Jahrzehnte dynamisch entwickelt. Sie sind eingebettet in das technische Regelwerk auf europäischer Ebene (Requirements for Generators, RfG (Europäische Kommission, 2016b), Demand Connection Code, DCC (Europäische Kommission, 2016a)). Auch international sind Systemdienstleistungen wie FRT und die Bereitstellung von Blindleistung zur Unterstützung der Spannungshaltung Stand der Technik (EIRGRID, 2020; National Grid ESO, 2021). Sie gehören zum regulären Umfang der Produkteigenschaften, die von den Anlagenherstellern angeboten werden.

Um die Bereitstellung von Regelleistung aus dezentralen Anlagen und Anlagenpools zu ermöglichen, wurden in den letzten Jahren bereits wichtige Änderungen an Marktregeln und Präqualifikationsbedingungen umgesetzt. In Folge bieten in Deutschland mittlerweile Aggre-

57 Entwurf der DIN VDE 0175-110 (VDE 0175-110):2019-12

58 Erste Erfahrungen mit neuen, ausschreibungsbasierten Schwarzstartkonzepten wurden in Großbritannien gemacht (National Grid ESO (2019a)) Auch an der Erbringung von Schwarzstartfähigkeiten durch Anlagen, die an die Verteilnetze angeschlossen sind, wird geforscht (National Grid ESO (2020), Projekt Website https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/distributed-restart).

59 VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Hochspannungsnetz, VDE-AR-N 4130 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Höchstspannungsnetz

gatoren mittels virtueller Kraftwerke die Bereitstellung unterschiedlicher Regelleistungsqualitäten durch Lasten, Speicher und/oder kleine Erzeugungsanlagen an. Die Vermarktung von Flexibilitäten auf Haushaltsebene bildet dabei nach wie vor eine Ausnahme.

Wie dezentrale Erzeugung die Resilienz des Gesamtsystems stärken kann, war in der Vergangenheit Gegenstand verschiedener Forschungs- und Demonstrationsvorhaben in Deutschland.[60] Der Fokus lag bei diesen Vorhaben allerdings auf der Komponentenebene. Das systemische Zusammenspiel und die Wechselwirkung mit der Übertragungsebene wurden nicht explizit adressiert, d. h. auch eine Integration der Leitsysteme wurde in diesem Stadium nicht angestrebt.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

In SINTEG wurde die Erbringung verschiedener SDL demonstriert, die über die in den TAR definierten Anforderungen hinaus gehen. Daraus wurden folgende Blaupausen abgeleitet:

- **Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Anlagen (Speicher, Windenergieanlagen (WEA)):** In SINTEG wurde die Fähigkeit von Batteriegroßspeichern Blindleistung bereitzustellen demonstriert, auch über die Anforderungen der TAR hinaus. Ebenso wurden Static Synchronous Compensator (STATCOM)-fähige Windkraftanlagen und Windparks genutzt, um die Spannungshaltung auf überlagerten Netzebenen zu unterstützen.

- **Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement im Verteilnetz (VN):** Die Schaufenster demonstrierten die Möglichkeiten des Netzebenen-übergreifenden Blindleistungsmanagements im VN. Es wurde gezeigt, dass aus dem VN Blindleistung für das Übertragungsnetz bereitgestellt werden kann.

- **Bereitstellung von Regelleistung aus einem Pool dezentraler Anlagen:** Die Aktivitäten der Schaufenster umfassen sowohl die praktische Umsetzung der Regelleistungsbereitstellung aus dezentralen Anlagen und Pools (WEA, Haushaltsspeicher, Großspeicher) als auch theoretische Untersuchungen zu den Markteintrittsbarrieren für diese Anlagen. Demonstriert wurden die technischen Fähigkeiten von WEA zur Regelleistungsbereitstellung sowie die Vorzüge der Kombination von Speichern mit Anlagen verschiedenen Typs in Pools. Für die in SINTEG identifizierten Hemmnisse für die Vermarktung von Pools wurden zudem Lösungen in Form von Anpassungen an Marktregeln und Präqualifikationsbedingungen entwickelt.

- **Bereitstellung von Momentanreserve aus dezentralen Anlagen (Speicher):** Untersucht wurde darüber hinaus auch die Erbringung von Momentanreserve aus Batteriespeichern, wobei die technische Machbarkeit unter anwendungsnahen Bedingungen nachgewiesen werden konnte.

- **Dauerhafter Betrieb eines Inselnetzes mittels dezentraler Erzeugung und Energiemanagement:** Die Schaufenster demonstrierten verschiedene Lösungsansätze für den Versorgungswiederaufbau nach Störungen im Betrieb auf verschiedenen Systemebenen – vom einzelnen Gebäude (praktisch demonstriert) über Quartiere bis hin zu regionalen Verteilnetzbereichen (theoretisch untersucht). Die grundsätzliche technische Machbarkeit der Lösungsansätze wurde nachgewiesen und Voraussetzungen für eine Umsetzung wurden

60 Beispiele dieser Vorhaben finden sich in der Blaupausenbeschreibung im nächsten Abschnitt.

herausgearbeitet. Weiterhin wurde auf Basis theoretischer Untersuchungen gezeigt, dass ein andauernder Inselbetrieb eines Verteilnetzes prinzipiell möglich ist.

Die in SINTEG untersuchten Lösungen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dezentralen Anlagen erlauben eine effizientere und z. T. höhere Auslastung der Netzbetriebsmittel als dies mit der konventionellen Bereitstellung von Systemdienstleistungen möglich ist. In diesem Sinne haben die Schaufenster auch Alternativen zum konventionellen Netzausbau demonstriert und die Voraussetzungen für deren großtechnische Anwendung verbessert.

Das Maß, in dem die in den Blaupausen beschriebenen Lösungsansätze jeweils eine Höherauslastung der Netzinfrastruktur erlauben, lässt sich jedoch nur in Bezug auf einen konkreten Anwendungsfall beziffern. Eine pauschale Abschätzung der Nutzeneffekte ist nicht möglich. Die SINTEG-Lösungen müssen im Interesse eines optimalen Ergebnisses auf den jeweiligen Standort, dessen Struktur und Entwicklung von Erzeugung, Last und Netz zugeschnitten und ggf. miteinander kombiniert werden. Tabelle 12 nimmt diesbezüglich eine qualitative Einordnung der Blaupausen vor.

Blaupause	Potenzial zur Effizienzsteigerung seitens der Netzbetriebsmittel	Erläuterung
Bereitstellung von Regelleistung aus einem Pool dezentraler Anlagen	0	Die dezentrale Bereitstellung von Regelleistung hat in den Grenzen geringer, notwendiger Sicherheitsmargen keinen Einfluss auf den Netzbetrieb.
Bereitstellung von Momentanreserve aus Batteriespeichern und dezentralen Erzeugungsanlagen	0	Bereitstellung von Momentanreserve ist eine perspektivisch notwendige Voraussetzung für hohe EE-Anteile in der Erzeugung. Auf die Effizienz der Nutzung der Netzinfrastruktur hat sie keinen unmittelbaren Einfluss.
Bereitstellung von Blindleistung durch Wechselrichter-basierte Anlagen (Batteriespeicher, dezentrale Erzeugungsanlagen, STATCOM)	++	Eine verbesserte Spannungshaltung erlaubt unmittelbar eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazität im jeweiligen Netz.
Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement im Verteilnetz	+	In den Verteilnetzen wurden im Zuge des EE-Ausbaus große Blindleistungskapazitäten aufgebaut. Unter geeigneten Bedingungen können diese Kapazitäten die jeweils höhere Netzebene unterstützen. Damit können sie dort den Bedarf eigener Blindleistungseinrichtungen mindern bzw. den Wegfall bisheriger Quellen (thermische Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe) kompensieren.
Dauerhafter Betrieb eines Inselnetzes im Verteilnetz mittels dezentraler Erzeugung und Energiemanagement	0	Dieser Anwendungsfall erhöht die Resilienz gegenüber Großstörungen. Auf den ungestörten Betrieb hat er keine Auswirkungen.

Mögliche Höherauslastung:
0 nicht nennenswert, + abhängig von den lokalen Bedingungen, begrenzt, ++ abhängig von den lokalen Bedingungen nennenswert.

Tabelle 12: Qualitative Bewertung des Potenzials der Blaupausen zur Steigerung der Auslastung der Netze im Betrieb

INNOVATIONSGEHALT

Die Untersuchungen fügen sich ein in internationale Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der Innovation von Systemdienstleistungen (EPRI, 2019; International Renewable Energy Agency [IRENA], 2019). Eine differenzierte Betrachtung des Forschungs- und Entwicklungsstandes der Bereitstellung spezifischer Systemdienstleistungen findet sich in den Blaupausen dieser Kategorie.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Mit der Ausnahme der Regelleistung gibt es in Deutschland bislang keine etablierten Prozesse für die Feststellung des Bedarfs an neuen Systemdienstleistungen, keinerlei Produktdefinition und nur zum Teil Rahmenbedingungen für eine transparente Beschaffung durch die Systembetreiber. Sowohl auf der technischen als auch auf der wirtschaftlichen Ebene fehlen verbindliche Grundlagen dafür, entsprechende Produkte zu entwickeln und anzubieten. Der erreichte Arbeitsstand der SINTEG-Schaufenster in Bezug auf Spannungshaltung, Momentanreserve und Netzwiederaufbau mittels dezentraler Anlagen stellt ein Demonstrationsstadium dar – bis zur Etablierung marktreifer technischer Lösungen sind erhebliche weitere Anstrengungen erforderlich. Es ist nicht davon auszugehen, dass die entsprechenden Investitionen durch Marktakteure getätigt werden, solange die oben genannten Lücken nicht gefüllt sind.

Hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass die Definition technischer Anforderungen zum Teil Gegenstand der rechtlich verbindlichen, technischen Regelsetzung auf europäischem Niveau ist (vor allem COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators). Eine nationale Spezifikation und Umsetzung entsprechender Anforderungen ist in einer Lernphase grundsätzlich sinnvoll. Eine verbindliche, rechtssichere Regelung setzt aber europäische Abstimmungsprozesse im Rahmen von ENTSO-E, ACER und der europäischen Kommission voraus.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Im Zuge der weiteren Transformation des Energiesystems wird eine stetige, inkrementelle Weiterentwicklung der TAR erforderlich sein. Diese Entwicklung wird eingebettet sein in entsprechende Prozesse auf europäischer Ebene. Relevant hierfür ist insbesondere die Festlegung im Rahmen der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2019/944 (EU), dass nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen in einem marktgestützten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschafft werden müssen. Diese Vorgabe wurde im Jahr 2020 durch § 12h EnWG national umgesetzt. Die BNetzA spezifizierte in 2020 Ausnahmen von dieser Regelung u. a. für Momentanreserve, Inselbetriebsfähigkeit und Kurzschlussstrom – Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit wurden hingegen noch nicht von der BNetzA adressiert (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 1178). Unionsrechtliche Vorgaben und eine enge Abstimmung innerhalb ENTSO-E werden damit für die künftige Spezifikation und Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen bestimmend sein.

In Abhängigkeit von der spezifischen Systemdienstleistung besteht ein Weiterentwicklungsbedarf bei technischen Komponenten, um marktfähige Lösungen bereitzustellen. Diese werden in den entsprechenden Blaupausen näher erläutert.

4.1 Blaupause 8: Bereitstellung von Regelleistung aus einem Pool dezentraler Anlagen

Blaupause

Zielgruppen

- Aggregatoren, VKW-Betreiber
- Betreiber flexibler Anlagen, Anlagenhersteller
- Übertragungsnetzbetreiber

Ausgangslage und Problemstellung

Ein Großteil der Regelleistung wird derzeit noch aus konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Künftig werden jedoch dezentrale Anlagen eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Regelleistung spielen müssen. Trotz der in den letzten Jahren vorgenommen Anpassungen der Präqualifikationsbedingungen und des Ausschreibungsdesigns für Regelleistung zu Gunsten von dezentralen Anlagen, stellen die hohen technischen Anforderungen, regulatorische Hürden und fehlende wirtschaftliche Anreize eine Herausforderung für das Erschließen weiterer dezentraler Anlagen und neuer Technologien für die Erbringung von Regelleistung dar.

Lösungsansatz

Die in SINTEG erprobten Lösungen konnten zeigen, dass zukünftig Regelleistung aus dezentralen Anlagen erbracht werden kann (Windenergieanlagen, Anlagenpools), die derzeit noch nicht oder nur in sehr geringem Umfang zur Regelleistungserbringung beitragen.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen

Technologiereifegrad

TRL 7 – 9: Von z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet bis zu z. T. kommerziellem Einsatz.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- PQ-Anforderungen für dezentrale Anlagen
- Energiestudio - Markt/Kunde
- Dyn. Netzstabilisierung
- Hybridgroßspeicher Varel
- Erneuerbare-Energien-Kraftwerk
- Speicherregelkraftwerk Curslack

Innovationsgehalt

- Windkraftanlagen sind bisher nur für negative Minutenreserve präqualifiziert. Durch SINTEG konnten Ergebnisse aus Pilotprojekten bestätigt werden (Erbringung höherer Regelleistungsqualitäten; positive Regelleistung).
- Verbessertes Pool-Management und neue Erbringungskonzepte wurden erprobt, um das Regelleistungspotenzial weiterer dezentraler Anlagen zu erschließen.

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ Nicht-technologiespezifische Markteintrittsbarrieren für Anlagen im Pool wurden in SINTEG adressiert und sind mittlerweile bzw. werden mit kommenden Anpassungen durch die ÜNB in die gültigen Marktregeln und Präqualifizierungs-Bedingungen (PQ-Bedingungen) überführt. ■ Steigende Regelleistungspreise sind aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit Voraussetzung, um Regelleistungsbereitstellung aus dezentralen Anlagen zu skalieren.

PROBLEMSTELLUNG

Frequenzhaltung mittels Bereitstellung von Regelleistung (RL) ist essenziell für einen sicheren und effizienten Systembetrieb. Derzeit erbringen immer noch konventionelle Kraftwerke einen Großteil der RL (dena, 2020a). Lediglich Wasserkraftwerke bzw. Pumpspeicher, sowie Batteriespeicher stellen darüber hinaus einen nennenswerten Anteil an der präqualifizierten Leistung (50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW, 2020). Bei einem steigenden Anteil fluktuierender Erzeugung und zunehmender Elektrifizierung steigt der Bedarf an Regelleistung bis 2050 an; insbesondere für die Bereitstellung negativer Minutenreserve (mFRR) (dena, 2020a). Gleichzeitig sinkt marktgetrieben künftig die dauerhaft verfügbare Kraftwerksleistung konventioneller Erzeuger gerade für die Bereitstellung von Primär- (Frequency Containment Reserve - FCR) und Sekundärregelleistung (automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR). Dies gilt ebenso für Pumpspeicherkraftwerke, so dass bis 2030 Situationen entstehen können, in denen der Regelleistungsbedarf nicht mehr ausschließlich durch die konventionellen Erbringer gedeckt werden kann (dena, 2015).

Daher müssen künftig erneuerbare Energien und dezentrale Anlagen eine Schlüsselrolle in der Erbringung aller Regelleistungsqualitäten spielen. Volatile erneuerbare Energien und stochastische Verbrauchsanlagen zeichnen sich dadurch aus, dass sie keinem definierten Fahrplan folgen oder einen fixen Arbeitspunkt aufweisen. Stattdessen muss das Verhalten derartiger Anlagen prognostiziert werden. Im Regelfall können derartige Anlagen damit erst im Pool die Erbringungssicherheit sowie Mindestangebotsgröße (Megawatt - MW) und Erbringungsdauer bzw. Mindestvolumina (Megawattstunde - MWh) erreichen, die auf dem Regelleistungsmarkt gefordert werden (DESIGNETZ, 2021c, 407ff). Es bestehen also technische Herausforderungen, um die beschränkten Eigenschaften dezentraler Anlagen mit den systemischen Anforderungen an die Regelleistungserbringung in Einklang zu bringen. Neben Flexibilisierung spielt die Koordination der dezentralen Anlagen mittels IKT hierfür eine entscheidende Rolle.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Bereits im Jahr 2014 untersuchte das Fraunhofer IWES ein Nachweisverfahren für die Bereitstellung von Regelleistung aus Windenergieanlagen (Fraunhofer IWES, 2014b). Ein in diesem Rahmen entwickeltes Nachweisverfahren wurde in den PQ-Bedingungen zur Bereitstellung von Minutenreserve aus Windkraftanlagen für die seit 2015 laufende Pilotphase der ÜNB aufgenommen (50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW, 2018). Die Pilotphase diente dazu die Eignung der Windkraft zur Erbringung von Minutenreserveleistung zu untersuchen und die PQ-Kriterien in einem engen Praxisbezug zu überprüfen. Im Jahr 2020 wurden Bestimmungen für Windenergieanlagen in die offiziellen PQ-Bedingungen überführt. Mittlerweile ist eine geringe Leistung aus Windkraft für die Erbringung negativer Minutenreserve präqualifiziert. Nach BDEW (2019) bieten bereits präqualifizierte Windenergieanlagen jedoch aufgrund anderer Vermarktungsmöglichkeiten derzeit keine Regelenergie an (BDEW, 2019).

Die Bereitstellung aus Regelleistung durch einen Anlagenpool aus Wind- und Photovoltaikparks wurde in Fraunhofer IWES (2017) untersucht, sowie im Zuge des Forschungsprojektes Kombikraftwerke 2 (Fraunhofer IWES, 2014a). Das Pilotprojekt DSM (Demand Side Management/Lastmanagement) Baden-Württemberg beschäftigte sich unter anderem mit Bereitstellung von Regelleistung durch flexible, kleine Lasten und damit verbundene Hemmnisse (dena, 2020b).

Um neuen Anbietern den Zugang zum Regelleistungsmarkt zu ermöglichen und den Wettbewerb zu stärken, wurden bereits weitreichende Anpassungen der Bedingungen zur Erbringung von Regelleistung umgesetzt. Beispielsweise wurde während der SINTEG-Laufzeit mit der Umsetzung der Electricity Balancing Guideline (EU-VO 2017/2195) im Jahr 2020 die Dauer der Produktzeitscheiben für FCR auf 4h verkürzt. Dadurch wurde dieses Regelleistungsprodukt für Anlagen attraktiv und möglich, die bisher keine Rolle bei der Bereitstellung gespielt hatten, so wie beispielsweise Lüftungsanlagen, deren Vermarktung in C/sells erforscht wurde (C/sells, 2021, S. 357).

Weiterhin wurden die Präqualifikationskriterien (PQ-Kriterien) im Rahmen der Implementierung der Electricity Balancing Guideline (EB GL) und der System Operation Guideline (SO GL) im Jahr 2019 neugestaltet (BDEW, 2019). Insbesondere wurde die Möglichkeit vorgesehen, einzelne Anlagen zu Reserveeinheiten bzw. -gruppen zusammenzufassen und für die Regelleistungserbringung zu qualifizieren. Darüber hinaus wurde auch die regelzonenübergreifende Besicherung von Anlagen zugelassen, die Ausschreibeintervalle und Produktzeitscheiben verkürzt sowie für kleine Anbieter die Möglichkeit eröffnet, Angebote unterhalb der Mindestgröße abzugeben.

Durch die Ermöglichung des Marktzugangs für Anlagenpools, bieten mittlerweile viele in Deutschland aktive Aggregatoren mittels virtueller Kraftwerke die Bereitstellung unterschiedlicher Regelleistungsqualitäten an (FfE, 2019). Heutzutage wird diese Vernetzung zur Bereitstellung von Regelleistung in einem Anlagenpool vor allem von Biomassekraftwerken genutzt (Kraft, Lehmann, Klempp, Kumm et al., 2021). Darüber hinaus werden auch Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen, Batteriespeicher, flexible Verbraucher und Power-to-X-Anlagen für die Bereitstellung von Regelleistung aus virtuellen Kraftwerken herangezogen.[61] Einzelne Anbieter haben auch auf der Basis spezieller Messkonzepte Pools aus Hausspeichern für die Primärregelleistung präqualifiziert (sonnen, 2020).

Weiterhin wurden in 2020 mit der Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU-VO 2019/943) Regelarbeitsmärkte für die Beschaffung von aFRR und mFRR eingeführt (BNetzA, 2019a). Über die Regelarbeitsmärkte ist es möglich, Flexibilität auch kurzfristig vor dem Erbringungszeitraum anzubieten (Abgabe von Geboten bis zu eine Stunde vor Erbringungszeitraum), womit den Anforderungen dezentraler Anlagen Rechnungen getragen wird. Bisher ist der eingeführte Regelarbeitsmarkt allerdings von geringer Liquidität geprägt und ein entsprechend positiver Effekt noch nicht erkennbar.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGEN BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die im Rahmen von SINTEG untersuchten Lösungen demonstrieren die mögliche Einbindung unterschiedlicher, dezentraler Anlagentypen in einem Pool zur Erbringung von Regelleistung.

61 Siehe beispielsweise Next Kraftwerke

Die Erfüllung der anlagentechnischen PQ-Bedingungen konnte im Rahmen von Feldtests für Technologien erprobt werden, die bisher kaum oder gar nicht für die entsprechenden Regelleistungsqualitäten präqualifiziert sind.

Hierzu gehören die folgenden, in SINTEG aufgezeigten, Lösungen:

- **Bereitstellung von Regelleistung aus einem Pool von Windkraftanlagen:** In NEW 4.0 konnte anhand von Feldtests und Simulationen die technische Umsetzung eines Regelleistungsabrufs durch Windenergieanlagen über das VKW der ARGE Netz erprobt werden. Die Feldtests wurden mit zwei Windparks (2,5 MW und 27 MW) durchgeführt. In einem ersten Feldtest wurde mit einem 2,5 MW Windpark der Doppelhöckertest zur Erfüllung der anlagentechnischen PQ-Bedingungen durchlaufen und die Erbringung von negativer mFRR demonstriert. Darauf aufbauend wurden unter Berücksichtigung von Nachlaufeffekten Windenergieanlagen im VKW gebündelt und bis zu 5 MW negative aFRR erbracht. Damit wurden die Erkenntnisse aus den ersten Feldtests hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf größere Anlagenpools bestätigt. Zusätzlich wurde in dem Feldtest die Erbringung von 2,5 MW positiver aFRR untersucht, in dem die WEA bei reduzierter Leistung in einen Vorhaltebetrieb versetzt wurden. Bei den vorgenommenen Feldtests zeigte sich, dass die Windenergieanlagen im Pool ebenfalls die PQ-Bedingungen hinsichtlich Reaktionszeit und Genauigkeit zur Erbringung von aFRR erfüllen würden (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021b). Aufgrund der Kosten für die Erfüllung der hohen IKT-technischen Anforderungen für die Erbringung von Regelleistung und derzeit geringer Erlösmöglichkeiten an den Märkten wurden die Windkraftanlagen letztlich nicht final präqualifiziert (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 691–698, NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 382–391).

- **Bereitstellung von Regelleistung durch Kombination von Erzeugungsanlagen und Batteriespeichertechnologien in einem Pool:** In mehreren Schaufenstern wurde demonstriert, dass durch geschickte Kombination von Anlagen mit unterschiedlichen Eigenschaften, insbesondere Speichern, in einem Pool die Befähigung erreicht wird, RL unterschiedlicher Qualitäten bereitzustellen.

Im Rahmen von enera wurde der Hybridbatteriespeicher Varel zusätzlich zur FCR-Präqualifikation für die Erbringung positiver und negativer aFRR präqualifiziert – als erstes Speichersystem in Deutschland (Goldkamp et al., 2021, S. 194–197). Besonderheit des Speichers ist die Kombination eines Li-Ionen Batteriespeichers mit einem Batteriespeicher bestehend aus Natrium-Schwefel Batteriemodulen. Im Gegensatz zu den Li-Ionen Speichern mit schneller Ladezeit und geringer Kapazität, weisen Natrium-Schwefel-Speicher ein größeres Arbeitsvermögen auf. Erst die Kombination beider Speichertypen ermöglicht hohe Leistungsgradienten bei gleichzeitig langer Erbringungsdauer der Leistungsänderung. Darüber hinaus wurde ein Pooling-Konzept für Erzeugungsanlagen unter Einbindung des Hybridspeichers entwickelt. Simulativ wurde gezeigt, dass durch die Bündelungen unterschiedlicher technischer Einheiten in einer Reservegruppe mit dem Batteriespeicher diese zur Erbringung einer höherwertigen Systemdienstleistung (FCR) befähigt werden konnten. Dies wurde bestätigt durch die Kombination von Biogas-BHKWs und Batteriespeichern in einer Reservegruppe durch die EWE Vertrieb in enera (Goldkamp et al., 2021).

Einen ähnlichen Ansatz verfolgte auch das Projekt „Dynamische Netzstabilisierung“ in DESIGNETZ durch die Ergänzung einer Gasturbine (5 MW) mit einem Batteriespeicher (9,4 MW; 6,5 MWh) zur Erbringung von FCR und aFRR (DESIGNETZ, 2021c, S. 616–632).

Im Schaufenster NEW 4.0 wurde im Speicherregelkraftwerk Curslack ein Batteriespeicher in einen Windpark eingebunden. Unter Berücksichtigung der speziellen Anforderungen der Kombination von EE-Anlagen mit einem Speicher (Graustromsperre) konnte die Erbringung asymmetrischer FCR demonstriert werden (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 578–659).

Zusätzlich wurden in SINTEG konzeptionelle Arbeiten durchgeführt, die die Bereitstellung von Regelleistung aus einem Pool dezentraler Anlagen bereits maßgeblich beeinflusst haben oder künftig beeinflussen könnten, weshalb diese hier im Folgenden gelistet werden:

- Im C/sells-Teilvorhaben „Präqualifikationsbedingungen für die Erbringung von Regelreserve aus dezentralen Energieanlagen“ wurden Herausforderungen für die Regelleistungsbereitstellung durch Flexibilitäten auf Haushaltsebene von TransnetBW und Fraunhofer IEE untersucht (TransnetBW, 2021, 58f). Die Befragung von Stakeholdern zeigte informationstechnische, administrative und prozessuale Hürden für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt auf. Größter Überarbeitungsbedarf wurde in den Bestätigungserklärungen für jede präqualifizierte Anlage von Anschlussnetzbetreiber, Lieferanten- und BKV gesehen, sowie der hohe Aufwand durch Erbringungs- und IT-Konzepte. Das Verlassen des gesonderten Kommunikationskanals (der sogenannte Medienbruch) zwischen ÜNB und Regelleistungsanbieter war bis dahin nur unmittelbar an der flexiblen Anlage möglich. Ein Vorschlag zur Verlagerung des Medienbruchs floss in die Überarbeitung der PQ-Bedingungen Ende 2019 mit ein. Seither wird ein gesonderter Kommunikationskanal nur noch zwischen Poolsteuerung und ÜNB benötigt (Kraft, Lehmann, Klempp, Huber et al., 2021).

- Ebenfalls im C/sells-Teilvorhaben „Präqualifikationsbedingungen für die Erbringung von Regelreserve aus dezentralen Energieanlagen“ wurde die Abrechnung am Regelleistungsmarkt (für aFRR) als eine entscheidende Hürde für Anbieter von Regelleistung aus Pools identifiziert. Das bisherige Modell sieht vor, dass die erbrachte Regelarbeit über den Viertelstundenzeitraum verteilt und beginnend mit der günstigsten Anlage auf die Anlagen im Pool verteilt wird, unabhängig von der eigentlichen erbrachten Arbeit der Anlagen. Dies benachteiligt Anbieter mit sehr heterogenen Anlagenportfolien und stark unterschiedlichen Abrufkosten. Daher wurde eine Abrechnung entwickelt, die in sekündlicher Auflösung eine Aufteilung der erbrachten Regelarbeit eines Pools auf die einzelnen Anlagen und Verträge vorsieht. Die entsprechenden Änderungen des Abrechnungsmodels wurden noch während der Laufzeit des SINTEG-Programms in einen Branchenprozess überführt und gingen Ende 2021 in die Anwendung über.

- In NEW 4.0 wurde das sogenannte „Smart Balancing“ untersucht. Dieses steht für mitregelnde BKVs, die durch systemdienliche Fahrplanabweichungen die Aktivierung von Regelleistung durch die ÜNB reduzieren. In Belgien und den Niederlanden wird dieses Verhalten im Rahmen des sogenannten „passive balancing“ genutzt. Die BKV erhalten in Echtzeit Daten zu der Gesamtabweichung der Regelzone und den Ausgleichsenergiepreisen, wodurch sie ihre aktuelle Abweichung mit der Regelzonenabweichung vergleichen können. Bei gegenläufigen Abweichungen gleichen sie ihre Bilanzkreise nicht aus, da diese zu dem Zeitpunkt das System stützen. Im Falle einer gleichläufigen Abweichung sorgen sie für Ausgleich, wozu dann künftig auch dezentrale Anlagen aus einem Pool durch die BKV eingesetzt werden könnten. Bestandteil der Arbeiten waren zum einen ein systematischer Vergleich des deutschen und niederländischen Regelmarktdesigns (Röben et al. 2019; Röben/Haan 2019; Röben/Schäfers 2018), zum anderen die Durchführung von Simulationen unter anderem unter Verwendung realer Daten (Franz/Röben 2020; Röben

2020; Röben et al. 2021). Die Untersuchungen unterschiedlicher Smart Balancing Konzepte zeigten, dass deren Einführung die Aktivierung von Regelleistung und die damit verbundenen Kosten reduzieren kann. Ein Proof-of-Concept wurde damit erbracht (TRL 3) (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021b).

INNOVATIONSGEHALT

In SINTEG konnten zuvor noch nicht weitreichend etablierte Technologien zur Erbringung von Regelleistung durch einen Anlagenpool in unterschiedlichen Reservequalitäten erprobt werden. Dies umfasst nicht nur die Qualifikation von Einzeltechnologien für neue Regelleistungsarten, sondern auch die gemeinsame Qualifikation verschiedener Technologien als Pool für die Regelleistungsbereitstellung. Zusätzlich konnten Verbesserungsvorschläge zu den PQ-Bedingungen für dezentrale Energieanlagen direkt in parallel stattfindende Branchenprozesse eingebracht werden.

Die Bereitstellung von verschiedenen Regelleistungsarten durch WEA reiht sich in vorhergegangene Forschungsprojekte mit ein.[62] Damit bestätigen die im Rahmen von NEW 4.0 durchgeführten Tests vorangehende zum Teil theoretische Forschungsergebnisse, dass Windkraftanlagen zu weitaus mehr in der Lage sind als nur zur Erbringung von negativer mFRR. Trotz bereits bestehender Forschung bedeuten die Ergebnisse von SINTEG einen Wissensgewinn hinsichtlich der praktischen Umsetzung für die beteiligten Unternehmen. Die konzeptionellen Arbeiten der SINTEG-Schaufenster flossen in parallele Marktentwicklungen und Anpassungen der Präqualifikationsbedingungen mit ein. Durch die Kombination von Batteriespeichern und Erzeugungsanlagen, sowie die Verbesserung des Poolmanagements und der Erbringungskonzepte wurde etablierten Technologien die Erbringung neuer Regelleistungsarten eröffnet. Damit unterstreichen die SINTEG-Ergebnisse die bereits im Markt abgebildete Bedeutung von Batteriespeichern zur Erbringung von Regelleistung durch dezentrale Anlagen in einem Pool.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT.

In Bezug auf Regelleistungsbereitstellung aus WEA konnte durch Bestätigung bestehender Forschungsergebnisse sowie Feldtests mit unterschiedlichen Anlagen und Pool-Größen in NEW 4.0 die Übertragbarkeit des Ansatzes gezeigt werden. Die bereits erfolgte Aufnahme spezifischer Anforderungen für WEA in die PQ-Bedingungen der ÜNB setzt darüber hinaus die notwendigen Rahmenbedingungen für eine Skalierung des Ansatzes.

Eine Herausforderung für die Skalierung der Regelleistungsbereitstellung aus dezentralen Anlagen stellt deren Wirtschaftlichkeit dar. Durch die in den letzten Jahren gesunkenen Preise an den Regelleistungs-Märkten sind Investitionen in die Befähigung von dezentralen Anlagen zur Erbringung von Regelleistung derzeit oft nicht wirtschaftlich. Dies zeigt sich beispielhaft an den Erfahrungen des Schaufensters NEW 4.0, wo die Präqualifikation der Windkraftanlagen aufgrund hoher Kosten der notwendigen IT-technischen Anbindung nicht umgesetzt wurde. Die Umsetzung der Kommunikationsstrukturen in einer geschlossenen Benutzergruppe über eine redundante Verbindung wurde als besonders aufwändig empfunden (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 386). Des Weiteren wurde die Abrufwahrscheinlichkeit von geförderten WEA in der mFRR Merit Order-Liste als gering eingestuft. Mit steigendem Bedarf an RL und dem Abschalten weiterer konventioneller

62 Die im Jahr 2017 veröffentlichte Studie von Fraunhofer IWES und Enerparc demonstrierte die prinzipielle Befähigung von WEA für die Sekundärregelleistungsbereitstellung, siehe Fraunhofer IWES (2017).

Kraftwerke könnten die Preise an den Regelleistungsmärkten in Zukunft auch wieder steigen und Erlösaussichten für Anlagenbetreiber verbessern. Dies wäre die Voraussetzung, um wirtschaftliche Skalierbarkeit zu erreichen.

Im Rahmen verschiedener SINTEG-Projekte in C/sells, NEW 4.0 und DESIGNETZ konnten bestehende Hürden in den PQ-Bedingungen, Produktdesign sowie Abrechnungsanforderungen für die Erbringung von Regelreserve aus dezentralen Energieanlagen identifiziert werden. Im DESIGNETZ-Projekt „Energiestudio Rheinhessen – Galerie Markt/Kunde“ (DESIGNETZ, 2021c, S. 740–744) konnte die ursprünglich geplante Präqualifizierung und Vermarktung von Haushaltsspeichern für FCR nicht umgesetzt werden. Ebenso wie im WindNODE-Projekt zur kombinierten Anwendung einer Batteriefarm (Teilarbeitspaket (TAP) 7.6, (WindNODE, 2020, 170f)) wurden die im deutschen Energierecht bestehenden Ausschließlichkeitsanforderungen (bspw. in Bezug auf die EEG-Vergütung) als Hindernis identifiziert, welches den Einsatz von Speichern „behind-the-meter“ für mehrere Anwendungsfälle wie Regelleistungserbringung und PV-Eigenverbrauchsoptimierung erschwert (sogenanntes Multi-Use oder auch revenue stacking).

Eine Herausforderung für die gleichzeitige Erbringung von FCR und anderen Systemdienstleistungen aus einem Speicher besteht zudem in der PQ-Anforderung, dass die Batteriesteuerung für die FCR-Erbringung nicht gleichzeitig mit anderen Steuerungssystemen auf die Batterie zugreifen darf. Bei Anpassung der PQ-Bedingungen und Einsatz eines zentralen Controllers für alle SDL könnten mehrere SDL auch parallel erbracht werden (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 611). Weiterhin kann FCR nur symmetrisch erbracht werden, was die Erbringung aus einer Batterie-EE-Anlagen-Kombination unter Berücksichtigung der Graustromverriegelung erschwert (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 651). Darüber hinaus wird für Speicher eine viertelstundenscharfe Zuordnung zur Regelleistungsbereitstellung und sonstigen Anwendungsfällen gefordert. Die Kombination mehrerer Flexibilitäten behind-the-meter macht derzeit komplexe Mess- und Abrechnungskonzepte erforderlich und erhöht Transaktionskosten (BNetzA, 2021).

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

In SINTEG wurde die Einbindung von PV-Anlagen in Anlagenpools zur Erbringung von Regelleistung nicht betrachtet. Jedoch sind auch PV-Anlagen technisch in der Lage Regelleistung zu erbringen, spielen allerdings bisher noch keine Rolle am Regelleistungsmarkt. Gesonderte PQ-Bedingungen für PV-Anlagen gibt es bisher noch nicht. Erste Forschungsergebnisse legen die Übertragbarkeit der PQ-Bedingungen für Windkraftanlagen auf PV-Anlagen nahe, bspw. das Verfahren der „möglichen Einspeisung“ zur Ermittlung des Arbeitspunktes. Entsprechende Verfahren bedürfen weitergehender Forschung und praktischer Demonstration (Fraunhofer IWES, 2017).

Die Bereitstellung von Regelleistung durch DSM und kleinteilige Flexoptionen auf Haushaltsebene wurde zwar in einzelnen Projekten untersucht, die Tests konnten allerdings nicht erfolgreich bzw. vollständig abgeschlossen werden. Im Rahmen von NEW 4.0 wurde in einem Stahlwerk von ArcelorMittal die mögliche Erbringung von z. B. negativer Regelleistung untersucht, jedoch festgestellt, dass die geforderte Zeitverfügbarkeit aufgrund prozessbedingter Restriktionen nicht erbracht werden kann (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 193–223). Durch die im vorherigen Abschnitt erläuterten Hindernisse für behind-the-meter Batteriespeicher konnte auch die Präqualifizierung für die Erbringung von FCR durch die Hausspeicher eines Neubauquartiers im Rahmen des DESIGNETZ-Projektes „Energiestudio

Rheinhessen – Galerie Markt/Kunde“ nicht erfolgreich abgeschlossen werden (DESIGNETZ, 2021b). Da auf der Seite flexibler Lasten und kleinteiliger Flexibilitätsoptionen jedoch eine große Bandbreite an potenziellen Technologien bereitstehen, die Regelleistung erbringen könnten, sollten diese in weiteren Forschungsprojekten praktisch untersucht werden. Beispielsweise zeigten anfängliche Tests zur Befähigung von Bestandslüftungsanlagen am Stuttgarter Flughafen, dass diese zur Erbringung von FCR genutzt werden könnten. Die Tests konnten aufgrund der Corona-Pandemie nicht erfolgreich beendet werden.[63] Zudem zeigen die Entwicklung der Präqualifikationsbedingungen und Regelleistungsmärkte, dass diese zunehmend zugänglicher werden für dezentrale Anlagen.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die PQ-Bedingungen für Regelleistung und das Ausschreibungsdesign hinsichtlich der Ausschreibungsintervalle, Produktzeitscheiben oder der geforderten Mindestgröße werden häufig als hinderlich für die Partizipation von dezentralen Anlagen bewertet (DESIGNETZ, 2021c, 407ff). Mit den Anpassungen der letzten Jahre wurde diesen Hindernissen bereits zu einem Teil Rechnung getragen und potenzielle Markteintrittsbarrieren für dezentrale Anlagen gesenkt. Grundsätzlich sind viele dezentrale Anlagen technisch in der Lage Regelleistung zu erbringen und im Anlagenpool die bestehenden PQ-Bedingungen zu erfüllen.

Unter Beachtung der Anforderungen der ÜNB im Hinblick auf die Systemsicherheit sollte jedoch insbesondere der PQ-Prozess in einem Branchenprozess mit ÜNB und (potenziellen) Regelleistungsanbietern evolutorisch weiterentwickelt werden, um Markteintrittsbarrieren für neue Regelleistungsanbieter weiter zu senken. Im Schaufenster C/sells wurden hierzu folgende Ansatzpunkte identifiziert: Teilstandardisierung von IT- und Erbringungskonzepten; Digitalisierung, Automatisierung und Vereinfachung des PQ-Prozesses; sowie Echtzeitmonitoring und -prüfung der Erbringungsqualität[64]. In SINTEG wurden hierzu wichtige Vorarbeiten geleistet.

In Bezug auf das Ausschreibungsdesign zeigen theoretische Untersuchungen des Karlsruhe Institute of Technology (KIT) im Rahmen von C/sells, dass die Ausnutzung vorhandener Regelleistungspotenziale von Pools dezentraler Anlagen durch Verkürzung der Produktzeitscheiben von 4h auf 1h erhöht werden kann (Kraft, Lehmann, Klempp, Kumm et al., 2021, 24ff). Weitere Anpassungen der PQ-Bedingung oder einzelner Variablen des Ausschreibungsdesigns zur Hebung vorhandener Regelleistungspotenziale sollten ebenfalls in dem Branchenprozess diskutiert werden.

Mittelfristig sollten weitere Technologien für die Erbringung unterschiedlicher Reservequalitäten in Pilotphasen durch die ÜNB präqualifiziert werden, bspw. Windenergieanlagen für positive und negative aFRR oder PV-Anlagen für positive und negative aFRR, mFRR. So können langfristig die richtigen Rahmenbedingungen gesetzt werden, um Potenziale für die Regelleistungsbereitstellung zu heben, bevor Knappheitssituationen auftreten können.

Speziell für Speicher schränkt die derzeitige Doppelbelastung von ein- und ausgespeichertem Strom die Wirtschaftlichkeit in vielen Anwendungsfällen ein. Bestehende Diskussionen zur Anpassung des regulatorischen Rahmens und Umsetzung der Strommarktbinnenrichtlinie in nationale Gesetzgebung sollten aufgenommen werden. Im speziellen kann durch

63 Weiterführende Informationen zum Konzept zur Vermarktung von Flexibilität aus raumlufttechnischen Anlagen unter Kraft, Lehmann, Klempp, Kumm et al.(2021).

64 Im C/Sells Teilvorhaben „Regelleistungsmonitoring“ wurde von TransnetBW und der Universität Stuttgart ein Verfahren entwickelt zur automatisierten Überprüfung und Auswertung der Erbringungsqualität von FCR, aFRR und mFRR durch traditionelle Regelreserveerbringern wie Großkraftwerke als auch von dezentralen Erbringern. Das wurde zwar mit realen Daten validiert, muss allerdings noch im realen Betrieb weiter getestet werden Kraft, Lehmann, Klempp, Huber et al. (2021).

Vereinfachung der Anforderungen an Messung und Zuordnung von Strommengen der technische und administrative Aufwand verringert werden. Damit würde die Vermarktung von Pools von Heimspeichern auf dem Regelleistungsmarkt attraktiver werden.[65]

4.2 Blaupause 9: Bereitstellung von Momentanreserve aus Batteriespeichern und dezentralen Erzeugungsanlagen

Blaupause

Zielgruppen

- Übertragungsnetzbetreiber
- Anlagenhersteller

Ausgangslage und Problemstellung

Die Massenträgheit der elektromechanischen Generatoren, auch Momentanreserve genannt, ist essenziell für die Stabilität der Frequenz und Begrenzung von Frequenzgradienten im Stromnetz. Perspektivisch muss Momentanreserve auch durch dezentrale Anlagen, EE-Anlagen und Speicher bereitgestellt werden. Hierfür muss entsprechendes Verhalten – die Leistungsanpassung als Folge von Frequenzschwankungen innerhalb sehr kurzer Zeit – in die Wechselrichter eingeprägt werden.

Lösungsansatz

In SINTEG wurde demonstriert, dass die Bereitstellung von Momentanreserve aus Batteriespeichern technisch realisierbar ist. Hierfür wurden entsprechende Regelalgorithmen in die Wechselrichter integriert und getestet. Dabei wurden verschiedene mögliche Spezifikationen der Systemdienstleistung Momentanreserve betrachtet.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen

Technologiereifegrad

TRL 4 – 6: Von z. T. Generelle Funktion der Technologie/Verfahren/o. Ä. konnte im Labor/in einer Versuchsumgebung nachgewiesen werden bis zu z. T. Demonstartionsanlage/-konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- Speicherregelkraftwerk Curslack
- FATWAKE
- Zukunftsspeicher Energiewende

65 Siehe Gesetzesentwurf des BMWi zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht („EnWG-Novelle“) vom 10.2.2021 sowie Stellungnahmen zu dem Gesetzentwurf

Innovationsgehalt	■ Aktivitäten in SINTEG knüpfen an internationale Forschung an; neue Regelungsalgorithmen konnten in SINTEG entwickelt und getestet werden; techn. Anforderungen an Anlagen wurden weiter spezifiziert.
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ In SINTEG demonstrierte Konzepte für die Wechselrichter-basierte Bereitstellung von Momentanreserve lassen sich auf vielfältige Anlagentypen übertragen. ■ Skalierung erfordert Anpassung des regulatorischen Rahmens (nationale Spezifikation der technischen Anforderungen bzw. verbindliche Festlegung durch europäische Abstimmungsprozesse). ■ Wegen aktuell fehlenden Bedarfs nur mittel- bis langfristige Übertragbarkeit/Skalierbarkeit.

PROBLEMSTELLUNG

Momentanreserve ist essenziell für die Stabilität der Frequenz im Normalbetrieb und die Begrenzung von Frequenzgradienten im Fall plötzlicher Leistungsungleichgewichte im Verbundsystem. Gegenwärtig wird Momentanreserve als intrinsische Eigenschaft elektromechanischer Synchrongeneratoren erbracht. Sie manifestiert sich als das mechanische Massenträgheitsmoment der rotierenden Massen in Generatoren und den mit ihnen verbundenen Antriebssträngen.

Bei zunehmender Durchdringung mit dezentraler Erzeugung und einer zeitweisen 100%igen Stromerzeugung aus EE werden diese Generatoren durch Wechselrichter-basierte Erzeugung aus dezentralen Anlagen, EE-Anlagen und Speichern sukzessive aus dem System verdrängt. Momentanreserve muss deshalb perspektivisch auch durch diese Anlagen bereitgestellt werden.[66] Wechselrichter mit ihren leistungselektronischen Komponenten prägen nicht intrinsisch Massenträgheit in das System ein. Die Eigenschaft muss ‚künstlich' in das Verhalten der Wechselrichtersteuerungen eingeprägt werden.

Während sich ein systemischer Bedarf für zusätzliche Momentanreserve oder schnelle Regelleistung in Inselsystemen wie in Irland und Großbritannien oder der ERCOT-Regelzone (Electric Reliability Council of Texas) in Texas bereits jetzt abzeichnet, sind ähnliche Handlungserfordernisse im kontinentaleuropäischen synchronen Verbundsystem noch nicht absehbar.[67] Der Bedarf ist allerdings abhängig von der Definition des Ereignisses, das beherrscht werden soll. Wird als Auslegungsfall für die Bestimmung des Bedarfs an Momentanreserve der System Split zugrunde gelegt, kann regional auch hier unmittelbar ein Bedarf abgeleitet werden (dena, 2020a).

Um einen effektiven Beitrag zur Stabilisierung der Frequenz leisten zu können, muss Momentanreserve innerhalb ‚sehr kurzer' Zeit (Größenordnung 50 ms) erbracht werden (Leelaruji & Bollen, 2015). Infolgedessen müssen die Laufzeiten von der Signalerfassung (Frequenzabweichung) bis zur tatsächlichen Einspeisung von Wirkleistung möglichst kurzgehalten werden. Da bereits für die Schätzung der aktuellen Frequenz eine gewisse Zeit erforderlich ist (Größenordnung 30 ms), müssen weitere Verzögerungen vermieden werden. Offenkundig ist, dass Lösungen aus kommerziell verfügbaren Standardkomponenten und gängigen Kommunikationsschnittstellen den Anforderungen an die Dynamik nicht gerecht werden. Es ist zu ermitteln, welche Kombination von Hardware und Software in der Praxis die notwendige Reaktionsschnelligkeit bereitstellen kann.

66 Siehe Migrate Project, Work Package 3: Control and operation of a grid with 100% converter-based devices, https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/8f05304df1edae2ef8f3f1e4f18142e2cba436a3/MIGRATE%20Roadshow_WP3.pdf

67 C. Heising et al., Need for Grid-Forming Converter-Control in Future System-Split Scenarios, Proceedings of 18th Wind Integration Workshop, Dublin, 2019

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Bislang wird Momentanreserve aus der Trägheit frequenzsynchron rotierender Schwungmassen erbracht. Diese ‚Systemdienstleistung' ergibt sich aus den physikalischen Zusammenhängen der Mechanik und Elektrotechnik als instantane Reaktion der trägen Masse auf Frequenzabweichungen. Es gab keine Notwendigkeit, Momentanreserve explizit zu spezifizieren.

Um Momentanreserve zukünftig – ggf. auch aus anderen Quellen, wie bspw. wechselrichterbasierten EE – zur Verfügung zu stellen, muss diese Systemdienstleistung, insbesondere die Reaktionszeit, deshalb erst einmal spezifiziert werden. Als Arbeitshypothese wurde Momentanreserve im Rahmen von SINTEG definiert als Leistungsänderung, die zu einer Verringerung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit (Rate of Change of Frequency – RoCoF) führt.

Das Thema steht im Fokus zahlreicher Forschungsprojekte. Im Rahmen der internationalen Wind Integration Workshops wurden netzbildenden Wechselrichtern und den damit zusammenhängenden Fragen der Momentanreserve seit 2018 ganze Sessions gewidmet. Vorangetrieben wird das Thema insbesondere im Vereinigten Königreich und in Irland, von ERCOT (Systembetreiber Texas) und Hydro Quebec (Asmine, Langlois & Aubut, 2018). Aufgrund des dort bereits in der kurzen Frist erhöhten Bedarfs an sehr schneller Regelleistung entwickelt der Übertragungsnetzbetreiber National Grid bereits entsprechende Systemdienstleistungen und technologieoffene Ausschreibungen.[68, 69]

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

In SINTEG wurde anhand praktischer Messungen am Demonstrationsmodell gezeigt, dass die Bereitstellung von Momentanreserve aus Batteriespeichern unter der angenommenen Spezifikation von Momentanreserve technisch realisierbar ist.

Die Erbringung von Momentanreserve wurde innerhalb von SINTEG nur in Wechselrichtern von Batteriespeichern demonstriert. EE-Anlagen wurden innerhalb von SINTEG nicht betrachtet. Die erforderlichen Regelalgorithmen können aber auch in den Wechselrichtern dieser Anlagen implementiert werden.

Parallel zu den Messungen an der Versuchsanlage haben simulative Untersuchungen bestätigt, dass aus Batteriespeichern bereitgestellte Momentanreserve Frequenzgradienten (ROCOF) auf Systemebene effektiv reduziert.

Die in SINTEG aufgezeigten Lösungen sind im Einzelnen:

- Im Schaufenster WindNODE (Teilarbeitspaket (TAP) 2.1, Zukunftsspeicher Energiewende) wurde eine Frequenzschätzung und Regelung (Nachbilden von Schwungmasse) von Wechselrichtern in Abstimmung mit Wechselrichterherstellern auf Hardware-Ebene umgesetzt; dadurch wird Bereitstellung von Momentanreserve (bzw. schnelle Regelleistung) aus Batteriespeichern mit ermöglicht. Die technische Realisierbarkeit wurde damit gezeigt (Reaktionszeit des Batterie-Wechselrichter-Systems auf Frequenzänderung am Netzanschlusspunkt ‹250ms). Zudem konnte durch Redundanzkonzepte die Ausfall-

68 Siehe https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/list-all-balancing-services, Dynamic Containment
69 Siehe auch https://www.nerc.com/comm/PC/IRPTF_Webinars_DL/2020-04_Webinar-FFR_White_Paper.pdf

sicherheit des Batteriesystems erhöht werden, womit Anforderungen einer zukünftigen SDL Momentanreserve erfüllt werden können. (WindNODE, 2020, 74f)

- Im Schaufenster NEW 4.0 (Use Case 5) wurden verschiedene Regelkonzepte (Swing Equation, virtuelle Synchronmaschine) für die Erbringung von Momentanreserve aus einem Batteriespeicher (Speicherregelkraftwerk Curslack) im Feldtest demonstriert. Bei der Implementierung wurde mit schwingungsgleichungsbasierter Regelung eine Latenz von unter einer Sekunde erreicht. Wird die Regelung unmittelbar in den Wechselrichter integriert, sind Latenzen von ca. 50 ms bei Anwendung gängiger Steuerungskonzepte realistisch. Bei externer Ansteuerung der Wechselrichter über herkömmliche Kommunikationsprotokolle steigen die Latenzen erheblich (im Bereich einiger 100 ms). Es zeigte sich, dass die im Versuchsaufbau erzielten Reaktionszeiten von Messsystem und Batteriesteuerung zu hoch sind, um auf dieser Basis eine ‚virtuelle Synchronmaschine' als eine der Möglichkeiten zur Wahrung der Momentanreserve zu implementieren (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 578–659). Dies unterstreicht, dass eine Spezifikation des gewünschten Verhaltens Voraussetzung dafür ist, zielgerichtet industrielle Lösungen zu etablieren.

  Eine weltweite Marktübersicht wurde erstellt für SDL ähnlich der Momentanreserve (bspw. Fast Frequency Response, FFR im Vereinigten Königreich).

- Ebenfalls in NEW 4.0 wurde im Teilprojekt FATWAKE die Bereitstellung von Momentanreserve aus WEA untersucht. Es wurde demonstriert, dass WEA in der Lage sind, eine kurzzeitige Leistungserhöhung (Powerboost) zu produzieren. Damit können sie prinzipiell schnelle Regelleistung oder Momentanreserve bereitstellen. Nach Leistungsbereitstellung sind jedoch für mehrere Sekunden Leistungseinbußen zu verzeichnen, als Folge der notwendigen Rückführung der WEA in den ursprünglichen Betriebszustand. (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 479–577) Die Bereitstellung von zusätzlicher Leistung stellt also eine Optimierungsaufgabe dar, die nur aus systemischer Perspektive zufriedenstellend gelöst werden kann. Diese Befunde stimmen mit Projektergebnissen aus anderen Ländern wie Großbritannien, Irland oder Kanada überein.

  Technologiereifegrad der Aktivitäten in NEW 4.0: TRL 4 Funktionsnachweis in Versuchsumgebung

  Technologiereifegrad der Aktivitäten in WindNODE: TRL 6 – Demonstrationsanlage in anwendungsähnlicher Umgebung

INNOVATIONSGEHALT

Die Aktivitäten in SINTEG ordnen sich in internationale Forschungsaktivitäten ein. In SINTEG konnten neue Regelungsalgorithmen entwickelt werden und die technischen Anforderungen an das Gesamtsystem weiter spezifiziert werden.

Im Ausland fanden bereits Demonstrationen der Bereitstellung von sehr schneller Regelleistung aus Batteriespeichern statt. Gleichfalls wurden Lösungen für Windkraftanlagen entwickelt und getestet (National Grid ESO, 2019b). Eine Übertragung auf Deutschland erfolgte bisher nicht, weil ein Bedarf an Momentanreserve noch nicht gegeben ist. Folgerichtig beschränkten sich entsprechende Untersuchungen in Deutschland auf ein universitäres Umfeld und die Labore der Hersteller.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die demonstrierten Konzepte der wechselrichterbasierten Bereitstellung von Momentanreserve lassen sich auf vielfältige Anlagentypen übertragen. Neben der Ausweisung eines systemischen Bedarfs setzt dies eine Anpassung des regulatorischen Rahmens voraus, um Geschäftsmodelle auf Basis der noch zu spezifizierenden Systemdienstleistung Momentanreserve zu ermöglichen, oder die Erbringung der SDL verpflichtend in die Anschlussregelungen aufzunehmen. Momentanreserve ist dabei Gegenstand der technischen Regelsetzung auf europäischem Niveau. Die mögliche Forderung derartiger Anlageneigenschaften ist bereits in den Netzanschlussbedingungen für Erzeuger[70] angelegt.

Dementsprechend stellt die regulatorische Definition einer Systemdienstleistung auch eine Voraussetzung für die Skalierung der Anwendung dar. Nur auf Basis verbindlicher Spezifikation können massenfähige Lösungen und Geschäftsmodelle entwickelt werden.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Wichtige Einflussgrößen auf die Latenzen der Momentanreserve-Bereitstellung sind neben dem in SINTEG getesteten Schätzverfahren für die Netzfrequenz, der schnellen Ansteuerbarkeit der Batterien und dem Regelungsmodell auch die Art der Implementierung der Regelung. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass eine unmittelbare Integration der Regelung in die Ansteuerung der Wechselrichter, d. h. die Umgehung übergeordneter Kommunikationsprotokolle, Voraussetzung dafür ist, dass die erforderlichen kurzen Latenzen in der Praxis erzielt werden können. Technische Herausforderungen und Forschungsbedarf bestehen nicht nur bei der Länge der Laufzeiten von Mess- und Regelungsalgorithmen, sondern auch bei deren Variabilität. Die Laufzeiten sollten möglichst konstant sein, um eine stabile Regelung zu ermöglichen (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 605).

Handelsübliche Wechselrichter beziehen ihren Sollwert über Schnittstellen und zugehörige Kommunikationsprotokolle. Die damit verbundenen Laufzeiten liegen in der Größenordnung von 100 ms und mehr. Wechselrichter für die Erbringung von Momentanreserve müssen also auf derartige Schnittstellen verzichten und eine unmittelbare Weiterleitung des gemessenen Signals an die Wechselrichtersteuerung erlauben. Das bedeutet, dass für diese Anwendung dezidierte Produkte mit kurzen Signallaufzeiten erforderlich sind.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob in einem System mit hohem Wechselrichteranteil eine möglichst getreue Nachbildung des Verhaltens von Synchrongeneratoren das Optimum darstellt. Möglicherweise sind andere Optionen für das Verhalten zielführender. Die Programmierung von Wechselrichtern bietet in diesem Kontext große Freiheitsgrade für die Gestaltung und Erbringung verschiedener, einander ergänzender Systemdienstleistungen. Gegebenenfalls ist auch die Spezifikation mehrerer, sich ergänzender Segmente der Momentanreserve sinnvoll. Denkbar ist bspw. die zusätzliche Spezifikation einer „schnellen Primärregelleistung“, neben der Momentanreserve, um die Anforderungen des Stromsystems und technische Restriktionen der Bereitstellung und wirtschaftliche Implikationen in Einklang zu bringen. Hierfür sind weitergehende Analysen auf Systemebene notwendig.

Da die verbindliche Spezifikation der Systemdienstleistung Momentanreserve europäische Abstimmungsprozesse benötigt, ist die nationale Spezifikation und Umsetzung nur in einer vorübergehenden Lernphase sinnvoll. Ein Niederschlag in den national gültigen technischen

70 Network Code on Requirements for Generators (RfG NC), Commission Regulation (EU) 2016/631

Regelwerken (TAR des VDE FNN) hilft Herstellern, die erforderlichen Anlageneigenschaften in die Produkte ‚einzuprägen'.

4.3 Blaupause 10: Bereitstellung von Blindleistung durch Wechselrichter-basierte Anlagen (Batteriespeicher, dezentrale Erzeugungsanlagen, STATCOM)

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber
- Anlagenbetreiber
- Anlagenhersteller

Ausgangslage und Problemstellung

Im Zuge des Ausbaus dezentraler und erneuerbarer Erzeugung im Verteilnetz ist aktives Blindleistungsmanagement eine Voraussetzung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb. Nur wenn die im Verteilnetz angeschlossenen EE-Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher sowie STATCOM-Einheiten über den Wechselrichter Blindleistung flexibel in einem bedarfsgerechten Stellbereich bereitstellen und damit einen Beitrag zum Blindleistungsmanagement leisten, kann eine hohe Versorgungsqualität der Endkunden gewährleistet werden.

Lösungsansatz

In SINTEG wurde demonstriert, dass dezentrale (Erzeugungs-)anlagen, wie Windenergieanlagen aber auch Batteriegroßspeicher in der Mittel- und Hochspannung in die Leitsysteme der Netzbetreiber integriert und genutzt werden können, um Blindleistung gemäß den Anforderungen der TAR bereitzustellen. Bei STATCOM-fähigen Anlagen ist darüber hinaus auch die weitgehend freie Wahl des P/Q-Arbeitspunktes (Einspeisung von Wirk- und Blindleistung) möglich.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen

Technologiereifegrad

TRL 7 – 9: Von z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet bis zu z. T. kommerziellem Einsatz.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- Hybridgroßspeicher Varel
- Batteriespeicher Jardelund
- Zukunftsspeicher Energiewende

Innovationsgehalt	■ Bisher erreichte und industriell etablierte Entwicklungsstände werden fortgeführt, dabei wird vor allem die systemische Einbettung auf ein neues Niveau gehoben. ■ Existierende Vorgaben des Anlagenbetriebs und gängige Praxis werden graduell ausgeweitet (Steuerungsmöglichkeiten über TAR-Anforderungen hinaus).
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ Technische Konzepte sind ausgereift und kurzfristig universell anwendbar (verschiedene Netze, Netzebenen). ■ Skalierung setzt Anpassung des regulatorischen Rahmens voraus (Vergütung für Blindleistungsbereitstellung).

PROBLEMSTELLUNG

Durch den Ausbau der dezentralen und erneuerbaren Erzeugung werden die Lastflüsse in Verteilnetzen weiter an Intensität und Komplexität zunehmen. Ein aktives Blindleistungsmanagement im Verteilnetz ist Voraussetzung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb und eine hohe Versorgungsqualität. Es gibt auch schon heute Verteilnetzgebiete, in denen wegen der hohen erreichten Durchdringung mit dezentraler Erzeugung aktives Blindleistungsmanagement erforderlich ist, um auftretende spannungsbedingte Engpasssituationen effizient zu beheben. Die Erfordernisse sind immer spezifisch für die konkrete Netz- und Belastungssituation, hängen also ab von Erzeuger-, Verbraucher- und Netzstruktur und den aktuellen Leistungsflüssen.

Die durch EE-Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher bereitgestellte Blindleistung kann in einem weiten Stellbereich flexibel geregelt werden, ggf. in Abhängigkeit von der Auslastung des Wechselrichters. Grundsätzlich können auch Lasten, die über Wechselrichter an das Netz angeschlossen sind, Blindleistung bereitstellen. Diese Fähigkeiten und Möglichkeiten umfassend unter Beweis zu stellen, war eines der Anliegen verschiedener Schaufensterinitiativen.

Blindleistungsbereitstellung ist auch komplementär zu anderen SDL Produkten, wie z. B. Primärregelleistung möglich. Hierfür ist ggf. eine Anpassung der Betriebsstrategien notwendig, d. h. die Priorisierung von Blindleistungsbereitstellung vor Wirkleistungsbereitstellung bei einer begrenzten Anlagenscheinleistung.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Ausgangspunkt für das Blindleistungsmanagement bilden die technischen Anschlussregeln (TAR) in ihrer jeweils aktuellen Fassung, welche für neu zu errichtende Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen die erforderlichen Fähigkeiten zur Blindleistungsbereitstellung verbindlich definieren. Diese werden ergänzt durch weitere Anwendungsregeln (VDE-AR) für das Netzmanagement inklusive netzebenübergreifender Koordination. Die in den technischen Regelwerken formulierten Anforderungen bilden den Stand der Technik ab.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die Arbeiten in den Schaufenstern haben in der Praxis gezeigt, dass mit dezentralen Anlagen (hier konkret Batteriespeicher), entsprechend den aktuell geltenden TAR (Vorgabe cos(phi), Vorgabe von Kennlinien für Blindleistungseinspeisung, Spannungsregelung am Netzverknüpfungspunkt), effektive Beiträge zu Blindleistungsmanagement und Spannungshaltung im

Netz möglich sind. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die Einbindung der anlagenseitigen Steuerungstechnik in die Leitsysteme der Netzbetriebsführung gelegt.

Werden volatile EE für die Blindleistungsbereitstellung genutzt, kann aus den am Markt verfügbaren Anlagen (Stand 2020) bei niedriger oder gänzlich fehlender Wirkleistungserzeugung kein gesichertes Blindleistungspotenzial bereitgestellt werden. In vielen Fällen korreliert der Blindleistungsbedarf mit der Wirkleistungserzeugung – in diesen Fällen stellt die mangelnde Sicherheit kein Problem dar. Darüber hinaus lässt sich das abrufbare Potenzial wie die Wirkleistung prognostizieren und in Fahrpläne integrieren.

Über die Anforderungen heutiger TAR hinausgehend, lässt sich eine gesicherte Erbringung von Blindleistung und eine weitgehend unabhängige Wahl des P/Q-Arbeitspunktes mit Hilfe STATCOM fähiger Anlagen realisieren. Derartige Eigenschaften gehen allerdings über den Bedarf hinaus, der derzeit allgemein vorausgesetzt werden kann. Perspektivisch kann bei hohen Durchdringungen mit fluktuierenden EE ein Bedarf für dynamische Blindleistungsbereitstellung entstehen (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 365). Solche erweiterten Möglichkeiten eröffnen in Einzelfällen, an netztechnisch herausfordernden Standorten interessante Lösungsmöglichkeiten. Die exemplarische Demonstration in den Schaufenstern untermauert dieses Potenzial.

Die in SINTEG aufgezeigten Lösungen sind im Einzelnen:

- **Blindleistungsbereitstellung aus Batteriegroßspeichern** (TRL 8 – 9: Verkaufsmuster liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung bzw. kommerzieller Einsatz):
  - Im Schaufenster NEW 4.0 (Use Case 6) konnte die Bereitstellung von Blindleistung aus dem Batteriegroßspeicher Jardelund (betrieben von EnspireME) demonstriert werden. Der Speicher ist an ein Höchstspannung (HöS)/HS-Umspannwerk angeschlossen. Es konnten damit sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz signifikante Spannungsänderungen erreicht werden (5 % im HöS-Netz, 15 % auf HS-Ebene). Die erreichbaren Gradienten für eine Anpassung der Blindleistung und damit der Netzspannung sind sehr hoch. Untersuchte Modi für die Regelleistungsbereitstellung waren die Vorgabe eines Leistungsfaktors, die Vorgabe eines Blindleistungswertes sowie die Blindleistungsbereitstellung als Funktion der Netzspannung (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 348–381).
  - Im Schaufenster WindNODE (TAP 2.1) wurden Betriebsstrategien entwickelt, sowie Hardware und Software weiterentwickelt, um Batteriegroßspeicher als Standalone-Lösung sowie im Verbund mit dezentralen Erzeugern (DC-Kopplung mit PV-Anlagen) für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen nutzen zu können. So konnte auch die Bereitstellung von Blindleistung demonstriert werden.
  - Im Schaufenster enera wurde der Hybridgroßspeicher Varel (Kombination aus Li-Ionen-Speicher und Natrium-Schwefel-Speicher) genutzt, um Blindleistung im Verteilnetz bereitzustellen. Dadurch konnte die Blindleistungsbelastung an der HS/MS-Umspannung deutlich gesenkt werden (Albano, Oeltjenbruns, Brockmeyer & Pielke, 2020; Goldkamp et al., 2021, S. 194–197).

- **Blindleistungsbereitstellung aus Windenergieanlagen** (TRL 7 – 8: Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften bzw. Verkaufsmuster, welches alle Anforderungen der Endanwendung erfüllt):
  - Im Schaufenster enera (AP 5) wurde ein Windpark zur STATCOM-Fähigkeit ertüchtigt und Blindleistungsbereitstellung demonstriert. Darüber hinaus wurden die bei Bereit-

stellung von Blindleistung aus dezentralen Anlagen (Windenergieanlagen, Speicher, STATCOM) entstehenden Verluste im Netz theoretisch untersucht (Brombach, Nikolai & Ramisch, 2020). Für die leittechnische Anbindung von Windparks wurden in diesem Zusammenhang zwei unterschiedliche Ansätze genutzt:

- große Windparks mit Direktanschluss an einem Umspannwerk wurden in das Blindleistungsmanagement des Netzbetreibers einbezogen;
- (elektrisch) weiter entfernte Anlagen wurden mit einer dezentralen Regelung ausgestattet, die auf die Optimierung der lokalen Spannungshaltung ausgerichtet war.
- Im Schaufenster NEW 4.0 (Use Case 6) wurde neben der Bereitstellung von Blindleistung aus dem Jardelund-Großspeicher auch die Bereitstellung aus benachbarten Windenergieanlagen demonstriert.

INNOVATIONSGEHALT

Die im Rahmen von SINTEG demonstrierten technischen Konzepte und Lösungen knüpfen an erreichte und industriell etablierte Entwicklungsstände an und führten diese fort (Esslinger, 2012; Estermann, Samweber & Reinhard, 2017; Haines, 2018; Hoffmann, 2015). Die Arbeiten stellen eine graduelle Ausweitung der verbindlich gültigen Vorgaben und gängigen Praxis in Deutschland, Europa und international dar und spiegeln die aktuellen Entwicklungstrends wider (Colthorpe, 2014; Networks, 2020).

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die technischen Konzepte zur Bereitstellung von Blindleistung aus Kundenanlagen sind weitgehend ausgereift und universell anwendbar. Entsprechende Wechselrichter und STATCOM-Einheiten sind als Verkaufsmuster bzw. kommerziell verfügbar. Damit ist sowohl die Bereitstellung von Blindleistung aus Batteriespeichern als auch aus STATCOM-Anlagen aus dem jeweiligen Testumfeld auf andere Netze und Netzebenen übertragbar. Bei Anlagen, deren Regelung nicht auf Basis lokaler Messwerte erfolgt, sondern die durch den Netzbetreiber von außen angesteuert werden, ist eine entsprechende IKT-Infrastruktur für die Übertragung des Ansatzes notwendig.

Das Reproduzieren und Skalieren der Anwendung auf Kontexte außerhalb der Schaufenster ist kurzfristig möglich. Voraussetzung ist eine Anpassung des regulativen Rahmens (siehe hierzu Handlungsempfehlungen). Untersuchungen in enera zeigten, dass die Blindleistungsbereitstellung aus WEA, Speichern oder STATCOM-Anlagen mit Mindereinnahmen einhergeht, aufgrund Minderertrag bzw. erhöhtem Strombezug (Goldkamp et al., 2021, S. 82). Nur durch Vergütung der Blindleistungsbereitstellung können ökonomisch tragfähige Geschäftsmodelle entwickelt werden. Auf Ebene der Einzelanlage ist die Skalierbarkeit darüber hinaus durch die jeweilige Anlagenleistung begrenzt und steht u. U. in Wechselwirkung mit der Bereitstellung von Wirkleistung und weiteren Systemdienstleistungen.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Wechselrichter (in Windparks oder PV-Anlagen) können grundsätzlich auf STATCOM-Funktionalität aufgerüstet werden. Damit sind sie in der Lage, unabhängig von der Wirkleistungserzeugung Blindleistung zu liefern. Dies eröffnet in Einzelfällen interessante Perspektiven. Beispiele sind Inselnetze oder abgelegene Netzbereiche, deren Anbindung so schwach ist, dass lokalen Regelungen eine besondere Bedeutung zukommt. In Deutschland kommen derartige Situationen nicht regelmäßig vor. Der Erkenntnisgewinn käme damit vorrangig Exportinitiativen zugute.

Eine weitergehende Standardisierung von Schnittstellen zwischen Anlagen sowie Kommunikations- und Leittechnik scheint sinnvoll. Diese müsste in die internationalen Standardisierungsbestrebungen eingebettet sein. Entsprechende Initiativen wurden im letzten SINTEG Jahr innerhalb der DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) im VDE noch einmal aufgegriffen und sollten gezielt weitergeführt werden.

Die Bereitstellung von Blindleistung aus wechselrichterbasierten Lasten wurde im Rahmen der SINTEG-Schaufenster nicht demonstriert. Die Demonstration der potenziellen Möglichkeiten und Nutzeffekte bleibt künftigen Untersuchungen vorbehalten.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Weiterführende Aktivitäten bedürfen in erster Linie einer entsprechenden Ausgestaltung des regulativen Rahmens. Die Bereitstellung von Blindleistung aus dezentralen Anlagen (Windenergieanlagen, Speicher, STATCOM) führt zu Mindereinnahmen bzw. Mehrkosten beim Anlagenbetreiber durch zusätzliche Verluste oder höheren Strombezug (Brombach et al., 2020). Dadurch entsteht der Bedarf, Blindleistungsbereitstellung entsprechend zu vergüten. Die erforderlichen rechtlichen Voraussetzungen wurden im Jahr 2020 durch Einfügen des neuen Paragrafen 12h im Energiewirtschaftsgesetz geschaffen. Die gesetzliche Änderung wurde in erster Linie getrieben durch die nationale Umsetzung der Strommarktrichtlinie (RL (EU) 2019/944) und die darin geforderte marktgestützte Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen. Konkrete Umsetzungsvorschläge werden in naher Zukunft durch die Bundesnetzagentur erarbeitet.

Es ist davon auszugehen, dass sich die demonstrierten Konzepte bei günstigen wirtschaftlichen Bedingungen durchsetzen, ohne dass dazu nennenswerte Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen erforderlich sind.

4.4 Blaupause 11: Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement im Verteilnetz

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber
- Regulator

Ausgangslage und Problemstellung

Im Zuge des Ausbaus dezentraler und erneuerbarer Erzeugung im Verteilnetz ist aktives Blindleistungsmanagement eine Voraussetzung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb und eine hohe Versorgungsqualität. Ohne effektives Blindleistungsmanagement ist in den Verteilnetzen mit spannungsbedingten Engpässen zu rechnen. Zudem steigt potenziell der Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz. Die spezifischen Anforderungen an das Blindleistungsmanagement im Verteilnetz sind dabei abhängig von der jeweiligen Netz- und Belastungssituation, d. h. grundsätzlich variabel und standortspezifisch.

Lösungsansatz

In SINTEG wurde demonstriert, dass durch die gezielte Steuerung von Kundenanlagen das Blindleistungsmanagement und die Spannungshaltung aus dem MS- oder HS-Netz auch auf überlagerten Netzebenen unterstützt werden kann (durch Bereitstellung kapazitiver oder induktiver Blindleistung in einem breiten Stellbereich). Die Schaufenster zeigten, dass verschiedene Regelungsstrategien für das Blindleistungsmanagement, angepasst an die jeweiligen Anforderungen der Netzsituation verfügbar sind. Weiterhin wurde demonstriert, dass durch Koordination der Netzebenen und Netzbetreiber untereinander das vorhandene Blindleistungspotenzial optimal genutzt werden kann.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen

Technologiereifegrad

TRL 7 – 8: Z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet. Z. T. Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- Intelligentes VN Schwäbisch Hall
- Aktivitäten der SW Kassel
- Automatisierter Netzbetrieb
- Batteriespeicher Jardelund
- Dynamische Blindleistung

Innovationsgehalt

- Demonstration der systemischen Einbindung und Koordination der dezentralen Blindleistungsbereitstellung in die Prozesse der deutschen Netzbetreiber.
- Ansätze der Netzebenen-übergreifenden Koordination wurden auf das Blindleistungsmanagement ausgeweitet und deren Machbarkeit nachgewiesen.

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ Voraussetzungen für die Übertragung sind Ertüchtigung von Erzeugungsanlagen, hohe Durchdringung von Aktorik und Sensorik sowie Integration von Abstimmungskaskade und Blindleistungsmanagement in das Netzmanagement. ■ Die Skalierung des Ansatzes ist kurzfristig möglich, erfordert aber auch eine Anpassung des regulativen Rahmens (Anerkennung der Mehraufwendungen in Anreizregulierung, Sicherstellung von Diskriminierungsfreiheit) sowie einheitliche Protokolle und Standards für die Einbindung von Blindleistungsmanagementsystemen in die Netzleitwarten sowie die Kommunikation mit den Erzeugungsanlagen.

PROBLEMSTELLUNG

Im Zuge der Transformation des Systems der elektrischen Energieversorgung kommt einem aktiven, Netzebenen-übergreifenden Blindleistungsmanagement im Verteilnetz zunehmende Bedeutung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb und eine hohe Versorgungsqualität zu. So stehen durch die Verdrängung konventioneller Erzeugungsanlagen (EZA) auf Übertragungsnetzebene perspektivisch weniger Anlagen zur Verfügung, um den Blindleistungsbedarf im Netz zu decken. Gleichfalls wird der Blindleistungsbedarf durch die Integration volatiler erneuerbarer Energien im Verteilnetz dynamisiert und zu niedrigeren Spannungsebenen hin verschoben. Ohne Netzebenen-übergreifende Blindleistungsbereitstellung, auch durch dezentrale Anlagen werden potenziell Spannungstoleranzen verletzt, Betriebsmittel überlastet und eine Versorgung der Endkunden auf dem gewohnten Qualitätsniveau gefährdet. Für einen effektiven Betrieb der Übertragungs- und unterlagerten Verteilnetze müssen die Maßnahmen im operativen Betrieb zudem permanent koordiniert und aufeinander abgestimmt werden.

In Abhängigkeit von der konkreten Engpasssituation – also in Abhängigkeit von Erzeuger-, Verbraucher- und Netzstruktur – gibt es auch schon heute Netzgebiete in denen aktives Blindleistungsmanagement dazu beiträgt, spannungsbedingte Engpasssituationen auf HS- und in einzelnen Fällen auf der MS-Ebene zu beheben.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Den Rahmen für das Blindleistungsmanagement bilden die TAR in ihrer jeweils aktuellen Fassung, welche für neu zu errichtende Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen die erforderlichen Fähigkeiten zur Blindleistungsbereitstellung am Netzverknüpfungspunkt der Anlage verbindlich definieren. Diese werden ergänzt durch weitere Anwendungsregeln für das Netzmanagement inklusive Netzebenen-übergreifender Koordination (z. B. VDE-AR-N-4141).

Grundsätzlich ist es zielführend, das Blindleistungsmanagement so auszurichten, dass jede Netzebene für sich eine weitgehend ausgeglichene Blindleistungsbilanz aufweist und dazu die vorhandenen Regelpotenziale ausschöpft. Blindleistungsbedarfe an überlagerte Netzebenen werden so reduziert und die Übertragungskapazitäten des überlagerten Netzes und Transformatoren stehen für den Wirkleistungstransport zur Verfügung. Diese lokale Bereitstellung von Blindleistung, d. h. auf derselben Netzebene wurde im Bereich der HS und zunehmend auch in der MS eingeführt. In naher Zukunft wird eine marktliche Beschaffung von Blindleistung gefordert werden – die Schaufenster haben die technischen Voraussetzungen und Möglichkeiten dazu umfänglich demonstriert.

Darüber hinaus ist es möglich, aus dem Verteilnetz Blindleistung für die überlagerte Netzebene bereitzustellen. Eine Netzebenen-übergreifende Bereitstellung von Blindleistung wurde vielfach diskutiert und durch theoretische Überlegungen und Modellierungen gestützt, in Deutschland bislang aber nur ansatzweise demonstriert (Hagemann & Häger, 2019; TWENTIES, 2013).

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE, ALTERNATIVEN

In den Schaufenstern wurde demonstriert, dass es möglich ist, durch die gezielte Steuerung von Kundenanlagen das Blindleistungsmanagement und die Spannungshaltung auch auf überlagerten Netzebenen zu unterstützen. Beispielsweise kann durch aktives Blindleistungsmanagement auf der HS-Ebene in einem breiten Bereich kapazitive oder induktive Blindleistung für das Übertragungsnetz bereitgestellt werden.

Die Untersuchungen zeigen, dass vorhandene Regelpotenziale sich stark, je nach Standort, unterscheiden können – eine Koordination der Netzebenen und Netzbetreiber untereinander wird damit unerlässlich. Das an einem Netzknoten gesichert abrufbare Blindleistungspotenzial ist vordergründig von der Erzeugerstruktur, aber auch von der Netztopologie und dem (elektrischen) Standort der beteiligten Anlagen abhängig. Hohe Leitungslängen sowie ein hoher Kabelanteil in der HS wirken begrenzend auf das nutzbare Blindleistungspotenzial.

Die Zielstellung des Blindleistungsmanagements und der Blindleistungsbereitstellung unterscheidet sich je nach Netzebene (und damit auch die Regelparameter und Sollgrößen). Die Schaufenster C/sells, WindNODE und NEW 4.0 demonstrierten, dass es möglich ist, aus dem HS-Netz Blindleistung für das ÜN bereitzustellen und damit das ÜN zu unterstützen. Die Schaufenster C/sells und enera demonstrierten, dass auch aus dem MS-Netz an die überlagerte HS-Ebene Blindleistung bereitgestellt werden kann. In der MS-Ebene dient die Blindleistungsbereitstellung allerdings auch künftig vorrangig der lokalen Spannungshaltung und der Sicherstellung einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz. Der Blindleistungstransport aus der MS über zwei Netzebenen und Transformatoren hinweg ist in der Regel nicht zielführend. Die Wirkung auf die übernächste Ebene ist wegen der physikalischen Gesetzmäßigkeiten vergleichsweise gering und rechtfertigt nicht den Aufwand und die Zunahme der operationellen Komplexität.

In SINTEG konnten zudem Erkenntnisse über die mit Blindleistungsmanagement und -bereitstellung aus dem Verteilnetz verbundenen Kosten erlangt werden. Dies sind investive Kosten zur Ertüchtigung der Netzinfrastruktur, operative Kosten durch den organisatorischen Aufwand beim VNB sowie Kosten durch die Netzverluste beim Blindleistungstransport. Ein Vergleich verschiedener Optionen zur Blindleistungsbereitstellung in NEW 4.0 zeigt, dass in Stufen schaltbare Kompensationsanlagen vor allem bei hohem Nutzungsgrad Kostenvorteile gegenüber PV-Anlagen, WEA und STATCOM besitzen, wenn ausschließlich kapazitive oder induktive Blindleistung benötigt wird. Bei volatiler Nutzung der Anlagen und Bezug von kapazitiver und induktiver Blindleistung können dezentrale und erneuerbare Anlagen zielführend sein (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 350–377).

Investive Kosten entstehen in begrenztem Maße durch die Erweiterung der vorhandenen Sensorik und Aktorik. Nachholbedarf gibt es ggf. auf der MS-Ebene. Im Extremfall muss für den Blindleistungstransport Netzkapazität vorgehalten werden und in der Netzplanung berücksichtigt werden. Andernfalls können sich Zielkonflikte zwischen dem Wirkleistungstransport und der Blindleistungsbereitstellung ergeben. In solchen extremen Fällen sind Mehrkosten für größer dimensionierte Netze und Netzbetriebsmittel eine mögliche Folge.

Operative Kosten des Blindleistungsmanagements finden sich im organisatorischen Mehraufwand, der von den Netzbetreibern zu leisten ist. Entsprechende Prozesse – auch zur Netzbetreiberkoordination – müssen eingeführt und unterhalten werden. Weiterhin bedingt die mit der Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz einhergehende erhöhte Be-

triebsmittelauslastung unter Umständen einen erhöhten Verschleiß bzw. beschleunigte Alterung der Betriebsmittel, der sich in höheren Kosten für Betrieb und Wartung niederschlägt.

Die zusätzliche Belastung des Verteilnetzes durch den Blindleistungstransport bedingt zudem höhere Netzverluste in Leitungen und Netzbetriebsmitteln. Die in SINTEG gesammelten Erfahrungen der Verteilnetzbetreiber zeigen jedoch, dass diese Mehrbelastung von Transformatoren Netzbetreiber-seitig keine wirtschaftlich relevanten Verluste nach sich zieht.

Die in SINTEG aufgezeigten Lösungen für das Netzebenen-übergreifende Blindleistungsmanagement sind im Einzelnen:

- Im Schaufenster C/sells wurde bei den SW Schwäbisch Hall eine Anlagensteuerung zur Blindleistungsbereitstellung (alle Anlagen ›100kW) und Netzebenen-übergreifender Koordination gemäß FNN VDE 4140 praktisch erprobt. Die Netzebenen-übergreifende Bereitstellung durch das Einstellen des Phasenwinkels pro Netzverknüpfungspunkt (MS/HS) wurde demonstriert.

- Ebenfalls im Schaufenster C/sells wurde die Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz der SW Kassel an das HöS-Netz (TenneT) untersucht. Die Effektivität unterschiedlicher Regelstrategien (Cosphi-Regelung, VDE FNN 4120, STATCOM) konnte demonstriert werden. Darüber hinaus zeigen die Untersuchungen, dass die Verluste bei Blindleistungsbereitstellung im Trafo relativ gering sind und hierdurch keine wirtschaftlich relevanten Einbußen für den Netzbetreiber entstehen.

- Im Schaufenster NEW 4.0 wurde demonstriert, dass aus einem Batteriespeicher, der an das HöS/HS-Umspannwerk angebunden ist (Batteriespeicher Jardelund), für beide angeschlossene Netzebenen (ÜN – TenneT, VN – Schleswig-Holstein Netz AG) Blindleistung bereitgestellt werden kann. Dadurch kann die Spannungshaltung in beiden Netzebenen unterstützt werden. Weiterhin wurde die Netzebenen-übergreifende Bereitstellung von Blindleistung aus Windparks in der Region Jardelund demonstriert (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 420–431).

- Im Schaufenster WindNODE (TAP 3.3B, Dynamische Blindleistung) untersuchte der VNB WEMAG Netz das Netzebenen-übergreifende Blindleistungsmanagement und die Blindleistungsbereitstellung. Die automatisierte Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen EZA in der HS-Ebene an das ÜN wurde mittels intelligentem Blindleistungsmanagementsystem in die Netzsteuerung eingebunden. (WindNODE, 2020, 90f)

- Im Schaufenster enera (AP 3) wurde automatisiertes Blindleistungsmanagement mittels Netzregler demonstriert. Der an die Netzleitwarte angebundene Netzregler ermöglicht es innerhalb des vorgegebenen Rahmens der TAR die Blindleistungsbereitstellung aus EZA zu optimieren. Dadurch kann der Blindleistungsbedarf am Übergabepunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber (HS/MS-Transformator) ausgeregelt bzw. reduziert werden (Treydel, Veigt, Verheggen & Groning, 2020).

Allen Lösungen wird ein TRL von 7 zugeordnet (Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften).

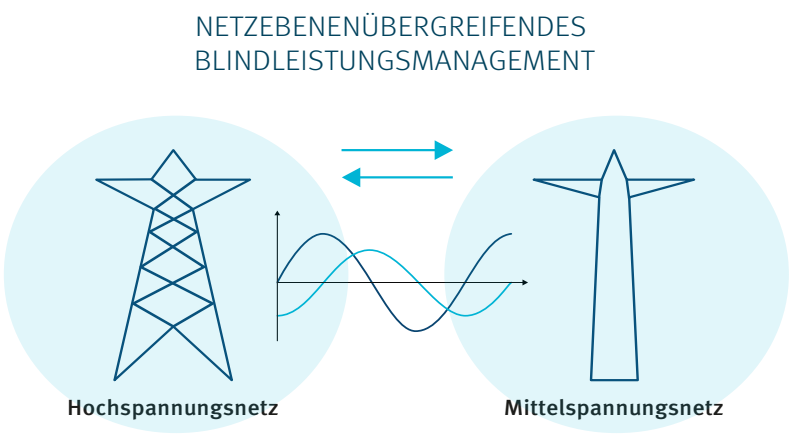


Abbildung 21: Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement

INNOVATIONSGEHALT

Die demonstrierten Neuerungen betrafen in erster Linie die systemische Einbindung und die Koordination der technischen Fähigkeiten der Anlagen. Ansätze für diese Netzebenen-übergreifende Koordination gab es bereits unabhängig von SINTEG.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die technischen Konzepte zur Bereitstellung von Blindleistung aus Kundenanlagen sind weitgehend ausgereift und universell anwendbar. Technische Voraussetzung für ein koordiniertes Blindleistungsmanagement ist eine hohe Durchdringung von Aktorik und Sensorik, um Anlagen auf den betroffenen Netzebenen per Fernwirktechnik zu steuern, den Netzzustand zu überwachen und Engpässe zu erkennen. Dies ist in der Regel gegeben, zumindest auf den relevanten Netzebenen (HS und MS Sammelschiene im HS-MS Umspannwerk). Für die Übertragbarkeit des Ansatzes ist es erforderlich, dass das Blindleistungsmanagement und die Abstimmungskaskade in die bestehenden IT-Systeme des Netzbetreibers und Netzleitwarte integriert werden kann. SINTEG hat gezeigt, dass dies im Regelfall kurzfristig möglich ist. Eine Motivation für die Übertragung ergibt sich kurzfristig jedoch nur dort, wo ein akuter Bedarf an Blindleistungsmanagement besteht, beispielsweise durch wiederkehrend auftretende spannungsbedingte Engpässe auf der HS-Ebene.

Für eine Skalierung des Ansatzes ist in erster Linie eine Anpassung des regulativen Rahmens notwendig. Die Blindleistungsbereitstellung durch Anlagenbetreiber müsste vergütet werden (siehe hierzu auch Blaupause 10: Bereitstellung von Blindleistung durch Wechselrichter-basierte Anlagen (Batteriespeicher, dezentrale Erzeugungsanlagen, STATCOM)), da bei Blindleistungsbereitstellung – abhängig von der Intensität der Abrufe – zusätzliche relevante Kosten bzw. Mindereinnahmen für die beteiligten Anlagenbetreiber entstehen.

Von technischer Seite ist die Skalierbarkeit der Netzebenen-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung durch die üblichen Grenzwerte der Netzbetriebsmittel im operativen Betrieb begrenzt. Begrenzt wird die Blindleistungsbereitstellung darüber hinaus durch die Verfügbarkeit der EZA, welche bei volatilen EE stark eingeschränkt sei kann, im Falle der Photovoltaik sogar saisonal. Weiterhin stellt die Vielzahl an vorhandenen und sehr individuellen

Lösungen für das Netzmanagement bei den Netzbetreibern eine Herausforderung für die Integration kommerzieller Lösungen für das Blindleistungsmanagement dar. Bei fest definierten Schnittstellen kann Skalierung jedoch auch kurzfristig erreicht werden.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Die SINTEG-Schaufenster haben Möglichkeiten der technischen Umsetzung demonstriert. Die implementierten Lösungen wurden zum Teil in die Bedienumgebungen auf den Leitwarten integriert. Eine branchenübergreifende Verständigung auf allgemein, industrieweit anwendbare Schnittstellen und Protokolle erleichtert die künftige breite Anwendung der demonstrierten Konzepte. So werden Schnittstellen in den Netzleitwarten für die Einbindung eines Blindleistungsmanagementsystem benötigt und Protokolle, um Blindleistungsstellbefehle an die Erzeugungsanlagen zu übermitteln. Inzwischen bieten die Anbieter von Netzleittechnik-Software auf die Anwenderbedürfnisse zugeschnittene Module an.

Eine rechtlich verbindliche Methodik für die Bewertung der Kosten und Nutzeffekte wird die breite Einführung der Ansätze in die Netzplanung und den Netzbetrieb unterstützen. Dabei sollten betriebswirtschaftliche Sicht der betroffenen Akteure (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, ggf. Dienstleister und Aggregatoren) einerseits und die volkswirtschaftliche Perspektive andererseits verknüpft werden.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Verbreitung der demonstrierten Möglichkeiten erfordert neben der zielgerichteten Kommunikation und der Entwicklung kommerzieller Lösungen vor allem adäquate wirtschaftliche Anreize für die Akteure. Die Abwägung zwischen dem Bezug von Blindleistung aus unterlagerten Netzen oder aus Kraftwerken auf der Übertragungsebene findet momentan bei keinem der involvierten Akteure systematisch statt. Hier kann eine Weiterentwicklung des regulativen Rahmens helfen, die Optimierung des Gesamtsystems zu stimulieren.

4.5 Blaupause 12: Dauerhafter Betrieb eines Inselnetzes im Verteilnetz mittels dezentraler Erzeugung und Energiemanagement

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber
- Forschung
- Regulator/ Gesetzgeber

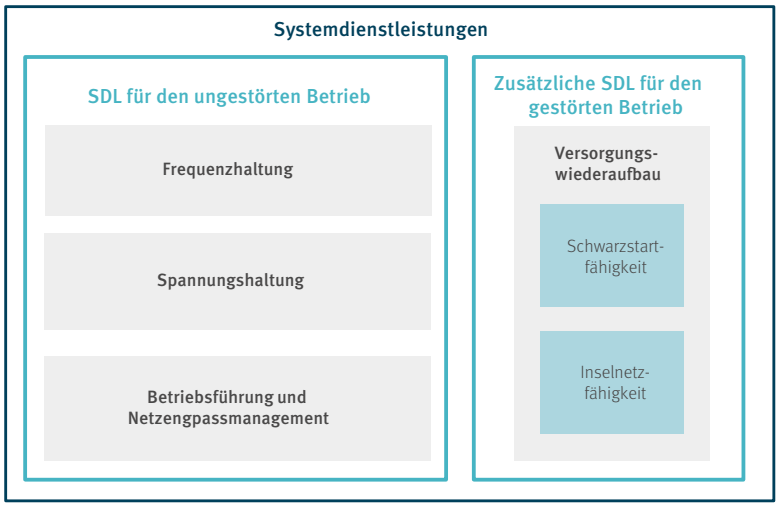
Ausgangslage und Problemstellung

Nach einem Schwarzfall des Stromnetzes infolge einer Großstörung kann durch Inselnetzbildung im Verteilnetz die vorübergehende (Not-) Versorgung von Verbrauchern ermöglicht werden. Durch die zunehmende Durchdringung mit dezentraler Erzeugung finden sich in vielen Verteilnetzen die notwendigen Ressourcen, um einen Inselnetzbetrieb zu ermöglichen. Aufbau und Betrieb eines Inselnetzes erfordern neue technische und organisatorische Lösungen sowie Konzepte, die auf die lokalen Gegebenheiten angepasst sind.

Lösungsansatz

In SINTEG konnte gezeigt werden, dass der dauerhafte Inselnetzbetrieb eines Verteilnetzes auf Basis von Energiemanagementsystemen möglich ist. Die entwickelte Lösung ermöglicht im Zusammenspiel von dezentralen Ressourcen und lastseitigen Anpassungen den Inselnetzbetrieb bei variablem Versorgungsniveau. Bis hinunter auf die Haushaltsebene konnte der Inselnetzbetrieb und die gezielte Wiedersynchronisation mit dem Verteilnetz demonstriert werden. Ergänzend wurden Erkenntnisse über die technischen Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz erlangt, bspw. zur notwendigen Parametrierung von technischen Anlagen.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen



Technologiereifegrad

TRL 3 – 6: Von z. T. für einzelne Elemente der Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde ein Funktionsnachweis im Labor/in einer Versuchsumgebung erbracht bis zu z. T. Demonstrationsanlage/-konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- LabNoir
- Aktivitäten der SW Kassel
- KIWI

Innovationsgehalt

- Für den Inselnetzbetrieb notwendige Einzellösungen wurden untersucht und deren Zusammenspiel im Gesamtsystem analysiert. Es wurden innovative Inselnetzkonzepte simulativ demonstriert, die auch bei volatiler Erzeugung und dynamischem Lastniveau den Inselnetzbetreib ermöglichen.

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ Übertragung erfordert technische Ertüchtigung des Verteilnetzes (Anpassung an Erzeuger und Netzinfrastruktur, Steuerbarkeit der Verbraucher, IKT und Energiemanagementsystem). ■ Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig (Anpassung der Anreizregulierung, um notwendige Investitionen in Schwarzstart-/Inselnetzfähigkeit anzureizen; Entwickeln eines regulatorischen Rahmens für eine Lastpriorisierung im Inselnetzbetrieb). ■ Mittel- bis langfristige Skalierung hängt entscheidend von Durchdringung der Verteilnetze mit steuerbaren und volatilen Erzeugern ab.

PROBLEMSTELLUNG

Nach einem Schwarzfall des Stromnetzes infolge einer Großstörung kommt dem zügigen und verlässlichen Netzwiederaufbau eine äußerst hohe Bedeutung zu. Eine mögliche Maßnahme, um die vorübergehende Versorgung von Verbrauchern auch im Fall einer längerfristigen Großstörung im Übertragungsnetz sicherzustellen, ist der Inselnetzbetrieb auf Verteilnetzebene. Hierdurch kann der Zeitraum bis zur Behebung der Störung und dem Netzwiederaufbau aus der Übertragungsebene überbrückt werden. Durch die zunehmende Durchdringung mit dezentraler Erzeugung finden sich in vielen Verteilnetzen die notwendigen Ressourcen, um einen Inselnetzbetrieb zu ermöglichen. Zudem werden perspektivisch ab Mitte der 2030er Jahre nicht ausreichend schwarzstartfähige Großkraftwerke zur Verfügung stehen, so dass neue schwarzstartfähige Anlagen benötigt werden (DESIGNETZ, 2021c, S. 407).

Aufbau und Betrieb eines Inselnetzes im Verteilnetz gehen mit einer Reihe organisatorischer und technischer Herausforderungen einher. Ebenso wie im Verbundsystem müssen auch im Inselnetz die grundlegenden Systemdienstleistungen der Frequenz- und Spannungshaltung erbracht werden. Der Ausgleich von Wirk- und Blindleistungsbilanz muss dabei unter Ausnutzung der vorhandenen Erzeuger- und Laststruktur durchgeführt werden. Die Erzeugerstruktur kann sehr vielfältig sein, von einzelnen regelbaren EZA, wie bspw. einem Heizkraftwerk (HKW), bis hin zu dezentralen und teils volatilen Erzeugern. Aufgrund begrenzter Erzeugungskapazitäten oder volatiler Einspeisung ist ggf. auch keine dauerhafte Vollversorgung möglich. In Konsequenz müssen Wirk- und Blindleistungsbilanz auch lastseitig angepasst werden. Konzepte für den Inselnetzbetrieb müssen also stets an die lokalen Gegebenheiten angepasst sein. In jedem Fall setzt Inselnetzfähigkeit jedoch eine Ertüchtigung vorhandener Infrastruktur voraus. Dabei können erhebliche Kosten anfallen, die nicht durch den aktuellen Rahmen der Anreizregulierung gedeckt sind. Eine Abwägung auf systemischer Ebene zwischen den Vorteilen eines erhöhten Niveaus der Versorgungssicherheit und den zusätzlich entstehenden Kosten steht noch aus.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Die Inselnetzfähigkeit von Verteilnetzen als Notfallmaßnahme wurde bereits im Vorfeld von SINTEG simulativ untersucht und in Feldversuchen erprobt. Nennenswerte Projekte sind:

- **Forschungsprojekt „Cell Controller Pilot Project“** in Dänemark (2005–2011) (Energinet.dk, 2011) : Untersucht wurde die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz an das Übertragungsnetz, Regelungskonzepte für regionale Zellen und Inselnetzbetrieb der Zelle sowie Wiedersynchronisation mit dem Verbundnetz.

- **Forschungsprojekt „LINDA** - Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen“ in Deutschland (2015–2018) (Kerber et al., 2016): Untersucht wurde die Versorgung kritischer Infrastrukturen im Inselnetzbetrieb, sowie die Auswirkungen von volatilen, dezent-

ralen Einspeisern auf die Stabilität des Inselnetzes. Simulation zu dynamischem Netzverhalten und Feldversuche.

- **Forschungsprojekt „IREN2–Integration regenerativer Energiesysteme“** in Deutschland (2014–2018) (Allgäuer Überlandwerke & IREN2): Simulation und Feldversuch der Erbringung von Systemdienstleistungen sowie Realisierung des Inselnetzbetriebes im Energiedorf Wildpoldsried (Microgrid).

- **Forschungsprojekt „SORGLOS“ der TU Wien (2013-2015)** (TU Wien, JKU Linz, Netz Oberösterreich & Vorarlberger Energienetze, 2015): Untersucht wurde der stabile Inselnetzbetrieb eines Verteilnetzes mittels erneuerbarer Energiequellen und intelligenter Systemlösungen als Mittel der Notversorgung. Techno-ökonomische Analyse, Entwurf von Regel- und Betriebsführungsalgorithmen.

- **Forschungsprojekt „PolyEnergyNet“ (2014-2017):** Untersucht wurde, wie auf Basis dynamischer Microgrids in der NS die Resilienz verbessert werden kann. Ergebnisse des Projektes bildeten eine Grundlage für DESIGNETZ (Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz [DFKI], 2021).

- **Forschungsprojekt „Konzeptbaukasten für regionale Inselnetze zur Notstromversorgung (KARIN)“:** Untersucht wurden Konzepte für lokale Notversorgung im Inselnetz unter Einbeziehung dezentraler Erzeugung. Projektergebnisse bildeten Grundlage für DESIGNETZ (KIWI).

- **Forschungsprojekt „NETZ:KRAFT** – Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen“ (2015-2018): Untersucht wurde neben Netzwiederaufbaukonzepten unter Berücksichtigung erneuerbarer Energien die Möglichkeit mit Hilfe dezentraler Erzeugung Inselnetze auf Verteilnetzebene zu betreiben, um Ausfallzeiten der Versorgung zu verringern (Fraunhofer IEE, 2019).

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die Inselnetzfähigkeit eines Verteilnetzes beruht auf der Nutzung vielfältiger technischer Einzellösungen im Netz, dargestellt in Abbildung 22. Diese Einzellösungen wurden in SINTEG untersucht und ihr Zusammenspiel im Inselnetzbetrieb simulativ demonstriert. Dadurch konnte die prinzipielle, technische Umsetzbarkeit eines dauerhaften Inselnetzbetriebes im Verteilnetz gezeigt werden. Wenngleich Inselnetzkonzepte bisher erst anhand spezifischer Fallstudien demonstriert wurden, werden die SINTEG-Erkenntnisse als Blaupause aufgenommen. Die SINTEG-Lösungen knüpfen an bestehende Forschungen an, entwickeln sie konsequent fort und erweitern sie um innovative Aspekte.

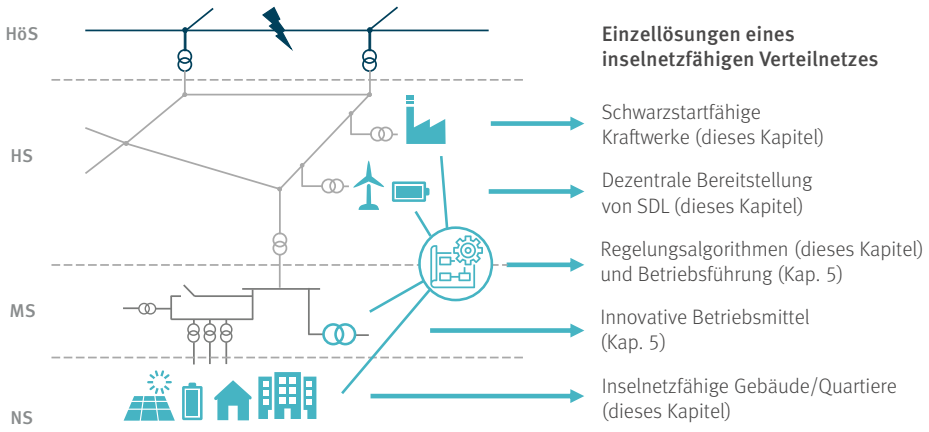


Abbildung 22: In SINTEG untersuchte Elemente eines inselnetzfähigen Verteilnetzes

Im Einzelnen wurden von den Schaufenstern folgende Lösungen erarbeitet:

- **Ertüchtigung zur Schwarzstartfähigkeit konventioneller Kraftwerke:** Im Schaufenster C/sells untersuchten die SW Kassel die Schwarzstartfähigkeit eines Müllheizkraftwerkes simulativ. Ebenso wurde der Inselnetzbetrieb auf Basis dieses schwarzstartfähigen KWs untersucht. Dabei konnten Herausforderungen identifiziert werden, die mit der Übertragung der Ergebnisse in die Praxis verbunden sind. Bspw. entstehen Unsicherheiten, da das Lastverhalten nach einem Schwarzfall schwer zu prognostizieren ist. Eine weitere Herausforderung stellt das notwendige Umparametrieren von Generatoren, Netzbetriebsmitteln und Schutzgeräten dar.

- **Steuerungskonzepte für den Inselnetzbetrieb:** Im Schaufenster DESIGNETZ wurden im Rahmen des Teilprojektes KIWI verschiedene Inselnetzkonzepte untersucht. Es wurde gezeigt, dass mittels Energie- und Leitungsmanagement unter Nutzung von Speichern und volatiler Erzeugung ein stationärer Inselnetzbetrieb des Verteilnetzes von mindestens 24h Dauer bewerkstelligt werden kann (durchschnittliche simulierte Betriebsdauer 78h, in 70 % der Szenarien wurde ein Inselnetzbetrieb ›24h verwirklicht). Weiterhin wurden Anforderungen und Rahmenbedingungen für den Inselnetzbetrieb festgelegt, das Wiederversorgungskonzept simuliert und Handlungsempfehlungen abgeleitet. Fokus lag dabei auf dem Energiemanagement bei veränderlicher Netztopologie und dem Handhaben (ungeplanter) Änderungen in der Leistungsbilanz. (DESIGNETZ, 2021c, S. 287–292)

- **Gesteuerte Resynchronisation inselnetzfähiger Gebäude:** Im Schaufenster C/sells (Autonomielab Laimen/LabNoir) wurde die durch den Verteilnetzbetreiber (Stadtwerke Schwäbisch Hall) gesteuerte Wiedersynchronisation eines Microgrids mit dem Verbundnetz demonstriert. Nach simuliertem Schwarzfall des Verteilnetzes wurde im Microgrid (zwei Gebäude, die vom Netz getrennt wurden) mit Hilfe von Batteriespeichern ein Inselnetz aufgebaut. Die automatisierte Resynchronisation des Inselnetzes mit dem Verbundnetz wurde über die Steuerbox durch den Netzbetreiber ferngesteuert. Dabei findet kein Schwarzfall des Inselnetzes bzw. Microgrids statt. Aus Netzbetreibersicht ergibt sich der Vorteil einer geordneten Zuschaltung von Lasten und damit eine Vereinfachung des Versorgungswiederaufbaus. Die vorhandenen Batteriespeicher können nach Resynchronisation ggf. sogar netzstützend wirken. Neben der iMSys-Infrastruktur (Kommunikationsanschluss, SMGW, Steuerbox) ist für Inselnetzfähigkeit und Fernschaltung zusätzlich eine

Trenneinrichtung notwendig.[71] In C/sells wurde zudem durch das IEH/Uni Stuttgart auch die Steuerung eines inverterbasierten Microgrids für Inselnetzbildung und Resynchronisation untersucht und Richtlinien/Normen für den Inselnetzbetrieb abgeleitet (C/sells, 2021, S. 207).

- Weitere Einzellösungen eines inselnetzfähigen Verteilnetzes werden in den in Abbildung 22 vermerkten Kapiteln besprochen.

Der Erkenntnisgewinn von SINTEG liegt damit in der Identifikation spezifischer Herausforderungen für die Ertüchtigung zur Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken. Erkenntnisse liegen zudem in Entwicklung und Erprobung von Energiemanagementsystemen, die im Zusammenspiel von dezentralen Ressourcen, lastseitigen Anpassungen und Anpassungen der Netztopologie einen dauerhaften Inselnetzbetrieb ermöglichen. In jedem Fall setzt Inselnetzfähigkeit eine Ertüchtigung vorhandener Infrastruktur im Verteilnetz voraus. Die notwendigen Maßnahmen müssen dabei stets auf die vorliegende Erzeuger- und Verbraucherstruktur sowie Netztopologie angepasst werden.

Für den dauerhaften Inselnetzbetrieb sind ausgeglichene Wirk- und Blindleistungsbilanzen notwendig. Diese können entweder im Rahmen von Vollversorgung oder bei einem verringerten Versorgungsniveau erreicht werden. Eine dauerhafte Vollversorgung kann nur dann sichergestellt werden, wenn regelbare Erzeugungskapazität in Höhe des maximalen Lastniveaus vorhanden ist. Ist dies nicht der Fall, kann ein Energiemanagementsystem zum Einsatz kommen, welches die Lastseite dem vorhandenen Erzeugungsniveau anpasst. Beide Ansätze können ergänzend zum Einsatz kommen: die Vollversorgung wird weitestmöglich angestrebt und erst wenn diese nicht mehr garantiert werden kann, wird übergegangen auf eine Teilversorgung mit Priorisierung von Lasten / Endkunden. Die SINTEG-Projekte verdeutlichten zudem, dass im Inselnetzbetrieb Reserveleistung vorgehalten werden muss, um unvorhergesehene Lastschwankungen ausgleichen zu können. Auch für den Schwarzstart des Netzes sind zusätzliche Anlagen nötig, um den hohen Blindleistungsbedarf decken zu können.

Neben regelbarer Erzeugung können Speicher und dezentrale, volatile Erzeugung zur Lastdeckung beitragen und ein hohes Versorgungsniveau garantieren. Bei Inselnetzkonzepten, die auf einer steuerbaren EZA beruhen, werden dezentrale Erzeuger abgeschaltet, um die Regelung des Inselnetzes zu erleichtern. Sollen dezentrale Erzeuger jedoch zur Lastdeckung beitragen, müssen diese sich entweder entsprechend der Netzfrequenz selbst regeln oder fernwirktechnisch angebunden sein und in ein zentrales Energiemanagementsystem auf Inselnetzebene eingebunden werden. Die Ergebnisse des KIWI-Projektes zeigen, dass alle Erzeuger auf MS-Ebene steuerbar sein müssen.

Speicher können für den Inselnetzbetrieb eine zentrale Rolle einnehmen, indem sie nicht nur volatile Erzeugung ausgleichen, sondern bei geeigneter Steuerung und Leistungselektronik auch wichtige Funktionen der Netzführung übernehmen (Funktion eines Netzbildners). Das KIWI-Projekt zeigte, dass schwarzstartfähige Batteriespeicher Leistungsänderungen im Inselnetz bis zu 100 % der Nennleistung abfedern und damit den Inselnetzbetrieb aufrechterhalten können.

Eine lastseitige Anpassung von Wirk- und Blindleistungsbilanz ist einerseits über Schaltvorgänge im Netz möglich, die zugleich eine Vielzahl von Verbrauchern zu- oder abschalten.

71 Siehe auch Synthesefeld 1, Blaupause Hebung kleinteiliger Flexibilitäten in Gebäuden, Abschnitt 2.3

Andererseits können mittels Energiemanagementsystem einzelne Verbraucher (bspw. inselnetzfähige Gebäude) geschaltet und der Verbrauch dem Dargebot angepasst werden. Für die gezielte Teilversorgung ist in jedem Fall die Priorisierung von Verbrauchern notwendig. Simulativ konnte in SINTEG (KIWI-Projekt) gezeigt werden, dass durch flexible Zu- und Abschaltung von Netzsträngen der dauerhafte Inselnetzbetrieb über Zeiträume länger als eine Woche möglich ist.

INNOVATIONSGEHALT

In SINTEG konnten Erkenntnisse zum dynamischen Verhalten von Inselnetzen gewonnen werden. Diese sind Voraussetzung für einen dauerhaften Inselnetzbetrieb unter Nutzung volatiler erneuerbarer Erzeugung. Vorgängerprojekte beschränkten sich auf die Vollversorgung von Inselnetzen ohne dynamische Anpassung des Lastniveaus.

Wegen der Beschränkung auf simulative Untersuchungen zum dauerhaften Inselbetrieb eines Verteilnetzes stellen die SINTEG-Ergebnisse einen inkrementellen Schritt in Richtung technischer Anwendung dar. Für praktische Implementierungen sind weitere Anstrengungen erforderlich (siehe Abschnitt zu weiteren Entwicklungsmöglichkeiten).

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

In einem weitergehenden Schritt müssen die Konzepte in der Praxis demonstriert werden. Eine besondere Herausforderung stellt dabei der Schwarzstart des Verteilnetzes dar. Ein wesentlicher Grund hierfür ist der gegenüber dem regulären Verbundbetrieb deutlich erhöhte Blindleistungsbedarf während des Netzwiederaufbaus. Weiterhin kann das Lastverhalten beim Schwarzstart nur schwer prognostiziert werden und es sind höhere Lastgradienten zu erwarten als dies im Inselnetzbetrieb der Fall ist. Anpassungen von Netz- und Verbraucherstruktur sind damit nicht nur im Betrieb, sondern auch bereits beim Aufbau des Inselnetzes notwendig. Herausfordernd ist auch die ggf. notwendige (dynamische) Umparametrierung von Erzeugern/Generatoren, Netzbetriebsmitteln und Schutzgeräten. Diese kann für einen Schwarzstart notwendig sein, ebenso beim Übergang vom Synchronbetrieb in den Inselnetzbetrieb oder umgekehrt.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Um den Inselnetzbetrieb im Verteilnetz verwirklichen zu können, sind Anpassungen der vorhandenen Infrastruktur notwendig. Das Verteilnetz muss nicht nur zum Inselnetzbetrieb, sondern damit einhergehend auch zum Schwarzstart befähigt werden – wobei Letzteres mit höheren technischen Anforderungen einhergeht (siehe auch Weitere Entwicklungsmöglichkeiten). Maßnahmen zur Befähigung zum lokalen Netzwiederaufbau, also Schwarzstartfähigkeit und Inselnetzbetrieb, müssen stets an Gegebenheiten eines konkreten Verteilnetzes angepasst werden. Zu berücksichtigende allgemeine, technische Voraussetzungen sind dabei (DESIGNETZ, 2021c, S. 288):

- Leittechnik und IKT-Infrastruktur und schwarzfallfeste Kommunikationsverbindungen für fernsteuerbare Netzbetriebsmittel sowie Erzeuger und Lasten;
- zentrale sowie ggf. dezentrale Energiemanagementsysteme für die Koordination von Erzeugung und Last;

- flexible, anpassbare Netzstruktur, wie bspw. in Abschnitte aufteilbare Netzstränge;
- Vorhandensein eines Netzbildners (regelbare EZA oder Batterie mit netzbildendem Wechselrichter);
- schwarzstart- und inselnetzfähige Erzeugungsanlagen (Beitrag zur Netzfrequenz- und Spannungsregelung, robust gegen Änderungen von Wirk- und Blindleistungsbedarf, also Änderungen von Frequenz, Phasenwinkel und Spannung);
- eine für den Inselnetzbetrieb ausgelegte Parametrisierung von EZA, Netzbetriebsmitteln und Schutzgeräten, d. h. nicht zuletzt eine dynamische Anpassung der Parametrierung beim Übergang vom Verbund- in den Inselnetzbetrieb.

Aufgrund der technischen Anforderungen wird ein Inselnetzkonzept stets für den konkreten Anwendungsfall zugeschnitten werden müssen. Für die Beurteilung der Skalierbarkeit eines spezifischen Inselnetzkonzeptes, zugeschnitten auf die vorhandene Erzeuger- und Netzstruktur, sind belastbare methodische Ansätze für die erforderlichen wirtschaftlichen Abwägungen notwendig. Folgende, generelle Einordnung der Konzepte Vollversorgung und Teilversorgung im Inselnetzbetrieb lässt sich ableiten:

- Vollversorgung im Inselnetzbetrieb lässt sich in der Regel nicht wirtschaftlich umsetzen, da ein Mangel an ausreichend gesicherter Erzeugungskapazität im Verteilnetz herrscht. Zubau und Vorhaltung von Erzeugungsüberkapazitäten oder großskaligen Energiespeichern ausschließlich zu diesem Zweck würden hohe Investitionen erfordern, sowie Ineffizienzen im Betrieb nach sich ziehen. Die Skalierbarkeit dieses Ansatzes ist damit begrenzt auf städtische Verteilnetze mit bereits vorhandener, gesicherter Erzeugung.
- Priorisierung und Teilversorgung von Lasten auf Basis vorhandener Erzeugungskapazitäten hingegen kann bei geringeren Investitionskosten umgesetzt werden. Dadurch wird in der mittleren bis langen Frist bei steigender Durchdringung mit EE gute Skalierbarkeit des Ansatzes erreicht – begrenzend wirkt hierbei jedoch die erhöhte Komplexität der Umsetzung. In jedem Fall fallen Kosten für die Ertüchtigung der Netzinfrastruktur und Erzeugungsanlagen an. In Bezug auf die Schwarzstartfähigkeit ist es sinnvoll, gezielt geeignete Erzeugungsanlagen auszuwählen, anstatt alle dezentralen Erzeuger schwarzstartfähig zu machen.

Unter den gegebenen regulativen Rahmenbedingungen ist nicht davon auszugehen, dass Netzbetreiber die erforderlichen umfangreichen Investitionen in die Leittechnik tätigen, um einen Inselnetzbetrieb zu ermöglichen. Eine Anpassung der Anreizregulierung ist für die Skalierung des Ansatzes damit unerlässlich, um die notwendigen Investitionen zu ermöglichen. Neben genannten technischen Voraussetzungen der Übertragbarkeit des Ansatzes erfordert der Inselnetzbetrieb mit flexiblem Versorgungsniveau auch die Priorisierung von Lasten. Hierfür muss unter Einbindung der Branche ein entsprechender regulatorischer Rahmen entwickelt werden. Darüber hinaus müssen Koordination und Prozesse für den Inselnetzaufbau und ggf. die Wiedersynchronisation mit dem Verbundnetz im Zusammenspiel von ÜNB und VNB geklärt werden. Hierfür bietet sich ein Branchenprozess an. In der weiteren Entwicklung von Lösungen für den temporären Inselnetzbetrieb werden unweigerlich auch Aspekte berührt, die im Rahmen der europäischen Netzkodizes reguliert werden. Für eine großtechnische Anwendung außerhalb SINTEGs sind also Abstimmungsprozesse auf deutscher und europäischer Ebene erforderlich.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Entwicklung und praktische Erprobung von systemischen Lösungen zur Inselnetzbildung und Schwarzstartfähigkeit von Verteilnetzen in Deutschland ist nach wie vor weitgehend Neuland. In einem nächsten Schritt gilt es, an die SINTEG-Ergebnisse anzuknüpfen, indem reproduzierbare Ansätze ausgearbeitet werden, die unter unterschiedlichen Bedingungen (Erzeuger-, Last-, Netzstruktur) zum Einsatz kommen können. Hierfür bieten sich Forschungsvorhaben an, die auf Basis repräsentativer Netzmodelle Inselnetzkonzepte untersuchen. Nur mit einer derartigen ‚Standardisierung' ist eine Wiederverwertung, die über Einzelfallstudien hinausgeht möglich. Angesichts der Komplexität der technischen und organisatorischen Fragen scheint es sinnvoll, interessierte Akteure zusammenzubringen und einen konsistenten Fahrplan für die weiteren Schritte zu erarbeiten. Im Rahmen dessen sollte durch den Gesetzgeber geprüft werden, ob durch Inselnetzfähigkeit systemische Vorteile generiert werden können.

5

Kategorie 4: Betriebsführung unter Nutzung innovativer Netzbetriebsmittel

BETRIEBSFÜHRUNG UNTER NUTZUNG INNOVATIVER NETZBETRIEBSMITTEL

PROBLEMSTELLUNG

Verteilnetze wurden in der Vergangenheit als passive Strukturen geplant und betrieben. Sie waren ausschließlich auf die Durchleitung der Energie zu den Endkunden ausgelegt. Diese schlanke Auslegung ohne nennenswerte Messtechnik und Eingriffsmöglichkeiten begrenzte die Investitionen und operationellen Kosten auf ein Minimum. Zugleich fehlte dadurch jedoch die detaillierte Kenntnis der bestimmenden Einflussfaktoren auf Netzzustände und die Anpassbarkeit an besondere Netzzustände. Mit der Integration dezentraler Erzeugung und Elektrifizierung im Rahmen der Sektorkopplung wird diese Beschränkung mehr und mehr zu einem Hindernis für effiziente Netzplanung und -nutzung. Ein Überblick über die sich daraus ergebenden Herausforderungen in der Verteilnetzplanung und -betrieb findet sich in (DESIGNETZ, 2021c, S. 258–262).

Innovative Netzbetriebsmittel in Verbindung mit zusätzlicher Ausstattung der Netze mit Sensorik und Aktorik können potenziell eine verlässliche Versorgung der Kunden bei höherer Auslastung und effizienterer Nutzung der Betriebsmittel sowie eine gesteigerte Einbindung dezentraler Erzeuger befördern. In dieser Kategorie werden die innovativen Netzbetriebsmittel diskutiert, die im Rahmen der SINTEG-Projekte eingesetzt wurden.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Innovative Netzbetriebsmittel wie digitale Netzregler, regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), MS-Längsregler und STATCOM-Einheiten sind in Forschungs- und Demonstrationsprojekten entwickelt und vereinzelt erprobt worden. Dabei werden rONT bereits seit mehreren Jahren in verschiedenen Projektkontexten eigesetzt. Die in den Schaufenstern erzielte Integration in den Netzbetrieb und die Leittechnik sowie die Durchdringungstiefe in den Verteilnetzen stellt gegenüber den vorangegangenen Arbeiten ein qualitativ neues Niveau dar.

Die Anreizregulierung ist im Interesse minimaler Netznutzungsentgelte für die Endkunden darauf ausgerichtet, vermeidbare Investitionen zu unterlassen. Derzeit können Investitionen in intelligente Betriebsmittel nicht in jedem Fall in die Berechnung der Erlösobergrenze mit einfließen (DESIGNETZ, 2021b, S. 39). Vor diesem Hintergrund gibt es für NB nur eine sehr eingeschränkte Motivation, innovative, nicht unmittelbar erforderliche Konzepte und Technologien in industriellem Maßstab anzuwenden. Dadurch ist die praktische Erfahrung der VNB mit solchen Konzepten und Technologien beschränkt. Die vielfach diskutierten potenziellen Nutzeffekte wie Höherauslastung, Effizienz und verminderte Unterbrechungsdauern im Fall von Störungen sind theoretisch geläufig, aber nur in sehr begrenztem Umfang praktisch erprobt und evaluiert.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

In den SINTEG-Schaufenstern wurden in großem Maßstab Betriebsmittel auf der MS- und NS-Ebene mit Sensorik und Aktorik ausgestattet sowie innovative Betriebsmittel eingesetzt

(siehe Abbildung 23, ein Überblick weiterer innovativer Technologien für den Netzbetrieb findet sich in (DESIGNETZ, 2021c, 237f)). Die Technik wurde in die Leitsysteme eingebunden. Damit wurden die praktischen Vorteile im täglichen Betrieb erfahrbar gemacht und vielfältige Erfahrungen gesammelt.

Dabei wurden im Rahmen der Schaufenster auch Untersuchungen angestellt, in deren Ergebnis klargestellt wurde, dass die erzielbaren Nutzeffekte ein weiteres Vorantreiben der Technologieoptionen in den betrachteten Bereichen nicht rechtfertigen. Ein Beispiel sind supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer, deren Einsatz in den Verteilnetzen in enera bewertet wurde (Goldkamp et al., 2021, 108ff). Die Analysen haben gezeigt, dass es kein wirtschaftliches Anwendungspotenzial für derartige Lösungen im untersuchten Netzgebiet des enera-Schaufensters gibt. Eine derartige Klarstellung ist uneingeschränkt als ein wertvoller Erkenntnisgewinn zu betrachten.

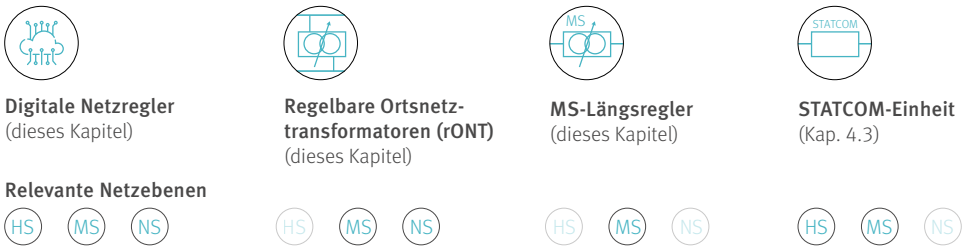


Abbildung 23: In SINTEG demonstrierte innovative Netzbetriebsmittel

Aus den Aktivitäten der Schaufenster werden zwei Blaupausen abgeleitet, die den übertragbaren Mehrwert innovativer Netzbetriebsmittel im Netzbetrieb darstellen:

- Einbindung von Betriebsdaten aus der NS in das Netzleitsystem für effizienteren Netzbetrieb und automatisiertes Netzengpassmanagement, automatische Fehlererkennung und -behandlung;
- Erweiterung des MS-Spannungsbandes durch flächendeckenden rONT-Rollout.

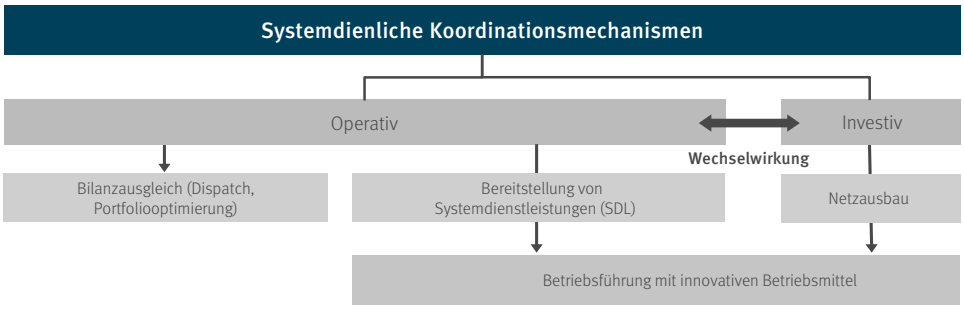


Abbildung 24: Wechselwirkung zwischen investiven und operativen Maßnahmen des Netzbetriebs

Die in SINTEG untersuchten Ansätze für die Betriebsführung unter Nutzung innovativer Lösungen ermöglichen eine effizientere und z. T. höhere Auslastung der Netzbetriebsmittel als dies mit konventionellen Ansätzen für Netzplanung- und Betrieb möglich ist. In diesem Sinne haben die Schaufenster auch Alternativen zum konventionellen Netzausbau demonstriert und die Voraussetzungen für deren großtechnische Anwendung verbessert. Innovative Netzbetriebsmittel stehen damit an der Schnittstelle zwischen investiven Maßnahmen des Netzausbaus und operativen Maßnahmen der Betriebsführung, verdeutlicht in Abbildung 24.

Der mit der Transformation des Systems der elektrischen Energieversorgung verbundene zusätzliche Bedarf an Kapazität in den Übertragungs- und Verteilnetzen ist allerdings immens. In der gegenwärtigen Phase ist auch mit intelligenten Lösungen ein Netzausbau in den wenigsten Fällen vollständig vermeidbar. Dennoch bietet der Einsatz der Lösungen auch kurzfristig konkrete Nutzeffekte. So konnten im Rahmen von SINTEG auf Basis von Simulationen auch erste Handlungsempfehlungen für den Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel entwickelt werden. Die Ergebnisse in (DESIGNETZ, 2021c, S. 258–262) zeigen auf, dass in der Regel eine Kombination von innovativen Netzbetriebsmitteln und -strategien sowie konventionellem Netzausbau eine Kostenoptimierung ermöglicht. Durch die Erschließung von Effizienzpotenzialen kann der Netzausbau verzögert werden, ohne dass damit die Versorgungssicherheit oder die Wirtschaftlichkeit des Systems gefährdet wird. Der Zeitgewinn erhöht zugleich die Sicherheit bei der Netzplanung und hilft dabei, bedarfsgerecht auf Anschlussbegehren einzugehen – bis an die tatsächlichen Belastungsgrenzen der Netzbetriebsmittel. Angesichts des dynamischen Zubaus an dezentraler Erzeugung aber auch der Lasten (bspw. Elektromobilität) lässt sich durch eine höhere Planungssicherheit nicht zuletzt das Risiko von Fehlinvestitionen mindern.

Das Maß, in dem die in den Blaupausen beschriebenen Lösungsansätze jeweils eine Höherauslastung der Netzinfrastruktur erlauben, lässt sich jedoch nur in Bezug auf einen konkreten Anwendungsfall beziffern. Aufgrund der in Deutschland anzutreffenden hohen Bandbreite an unterschiedlichen Netz-, Erzeuger- und Verbraucherstrukturen ist eine pauschale Abschätzung der Nutzeneffekte nicht möglich. Deshalb müssen die SINTEG-Lösungen im Interesse eines optimalen Ergebnisses auf den jeweiligen Standort, dessen Struktur und Entwicklung von Erzeugung, Last und Netz zugeschnitten und ggf. miteinander kombiniert werden. Beispielhaft konnte anhand konkreter NS-Netze, die in DESIGNETZ simulativ untersucht wurden, ein Kosteneinsparpotenzial von 40 % in mehr als 90 % der betrachteten NS-Netze gegenüber dem konventionellen Netzausbau identifiziert werden, wenn innovative Einzelkomponenten, sowie Verfahren und Konzepte zum Einsatz kommen (DESIGNETZ, 2021c, S. 238). Abstrahiert vom konkreten Anwendungsfall wird in der folgenden Tabelle 13 darüber hinaus eine qualitative Einordnung des Effizienzpotenzials der abgeleiteten Blaupausen vorgenommen.

Blaupause	Potenzial zur Effizienzsteigerung seitens der Netzbetriebsmittel	Erläuterung
Blaupause 13: Einbindung von Betriebsdaten aus der MS-/NS-Ebene in das Netzleitsystem für effizienteren Netzbetrieb, automatisiertes Netzengpassmanagement sowie automatische Fehlererkennung und -behandlung (Abschnitt 5.1)	(++) Sehr gut	Eine bessere Beobachtbarkeit und Kenntnis der Auslastung der Betriebsmittel auf den unteren Netzebenen erlaubt es, pauschale Sicherheitsabschläge in der Netzplanung zu reduzieren.
Blaupause 14: Erweiterung des MS-Spannungsbandes durch flächendeckenden rONT-Rollout (Abschnitt 5.2)	(+) Gut	Diese Blaupause mindert die Investitionen in MS-Netze. Dem stehen allerding höhere Investitionen bei den Ortsnetzstationen gegenüber. Die Erwägung dieser Option bietet sich insbesondere beim Neubau ganzer MS-Netzgebiete an.

Tabelle 13: Qualitative Bewertung des Potenzials der Betriebsführungsblaupausen zur Steigerung der Effizienz im Netzbetrieb

INNOVATIONSGEHALT

Die Aktivitäten stellen im Kern eine Weiterentwicklung und vor allem Aufskalierung bekannter und kommerziell verfügbarer Lösungen dar. Die Innovation liegt nicht so sehr in den technischen Lösungen selbst, sondern im systemischen Zusammenspiel. Die gesammelten Daten und Erfahrungen sind Voraussetzung dafür, dass die Konzepte weiter in die Breite getragen werden können.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Der gegenwärtig wirksame Regulierungsrahmen ist nur bedingt geeignet, zur Anwendung und Verbreitung der demonstrierten Ansätze zu ermutigen. In der weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung sollte besonderes Augenmerk darauf gelegt werden, dass Netzbetreiber bei Abwägungen und strategischen Planungsentscheidungen innovative Netzbetriebsmittel adäquat berücksichtigen, auch wenn sie kurzfristig Mehrkosten mit sich bringen. Dazu müssen allgemein anerkannte Methodiken für die wirtschaftliche Bewertung der Kosten und potenziellen Effizienzvorteile dieser Technologien definiert werden.

Unter Einbeziehung einer derartigen wirtschaftlichen Bewertung können die bereits in SINTEG skizzierten Entscheidungskriterien für den Einsatz innovativer Betriebsmittel weiterentwickelt werden (Entscheidungsbaum in DESIGNETZ in (DESIGNETZ, 2021c, S. 242)). Gleichfalls sollten die SINTEG-Erkenntnisse anhand realer Netze umfassend geprüft und zur Weiterentwicklung von Planungs- und Betriebsgrundsätzen genutzt werden (DESIGNETZ, 2021c, S. 258–269). Aufgrund sich stetig und schnell ändernder Anforderungen im Netzbetrieb sollten Planungs- und Betriebsgrundsätze in kurzen Zyklen (1 – 2 Jahre) überprüft und unter Berücksichtigung innovativer Betriebsmittel und -strategien aktualisiert werden (DESIGNETZ, 2021c, S. 264).

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Voraussetzung für die Replikation der Ergebnisse außerhalb von SINTEG ist eine Anpassung des Regulierungsrahmens. So verschiebt sich das Verhältnis zwischen CAPEX und OPEX, was in der Anreizregulierung berücksichtigt werden sollte. (Eine Erläuterung hierzu findet sich unter Bedingungen für Übertragbarkeit in der Beschreibung der Kategorie, Kapitel 2).

5.1 Blaupause 13: Einbindung von Betriebsdaten aus der MS-/NS-Ebene in das Netzleitsystem für effizienteren Netzbetrieb, automatisiertes Netzengpassmanagement sowie automatische Fehlererkennung und -behandlung

Blaupause

Zielgruppen

- Verteilnetzbetreiber
- Gesetzgeber/ Regulator

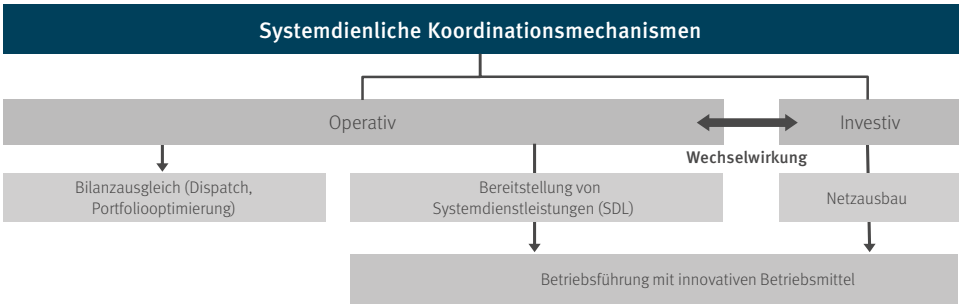
Ausgangslage und Problemstellung

MS- und NS-Verteilnetze werden überwiegend passiv betrieben. Der Netzbetreiber hat keine oder sehr begrenzte Möglichkeiten den Lastfluss zu beeinflussen. Deshalb werden selten auftretende extreme Lastfälle in der Netzplanung als Auslegungsfälle genutzt. Gleichfalls ist im Betrieb keine Optimierung der Lastflüsse möglich und Schalthandlungen müssen manuell ausgeführt werden.

Lösungsansatz

Durch die Installation von Sensorik und Aktorik in den Betriebsmitteln des Verteilnetzes und deren Integration in die Netzleitsysteme können Effizienzpotenziale im Netzbetrieb gehoben werden (exaktere Netzplanung, verbesserte Fehlerortung und -behebung, verbesserte Betriebsführung und Netzengpassmanagement).

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen



Technologiereifegrad

TRL 7 – 9: Von z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet bis zu z. T. kommerziellem Einsatz.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- Intelligentes VN Schwäbisch Hall
- Monitoring NS-/MS-Netze
- Verteilnetzinformationssystem Ulm
- Energiestudio - Netz
- EMIL (Energienetze mit innovativen Lösungen)
- Smart Station
- Energiewabe Rhein-Hunsrück
- Automatisierter Netzbetrieb
- Active Network Management
- Online Ortsnetzstation (ONS)
- Quartier Marienthal

Innovationsgehalt

- Bereits erprobte technische Einzellösungen bzw. Konzepte aus höheren Spannungsebenen werden im VN (MS, NS) ausgerollt, wodurch auf systemischer Ebene Nutzeffekte erzielt werden.
- Umfang und die Vielfalt an Netzbetriebsmitteln und anderen Datenquellen, die in die Netzleitsysteme eingebunden wurden, haben Neuigkeitswert.

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

- Übertragung der Ansätze erfordert Anpassung der Lösungen an jeweils genutzte Leittechnik und Durchdringung mit Aktorik/Sensorik im VN.
- Kurz- bis mittelfristige Skalierung erfordert Anpassung der Anreizregulierung, um notwendige Investitionen zu berücksichtigen.

PROBLEMSTELLUNG

Der bisher übliche passive Betrieb von Verteilnetzen lässt wesentliche Effizienzpotenziale ungenutzt. Das betrifft einerseits die Netzplanung und die damit ausgelösten Investitionen in Betriebsmittel. Der hier verwendete Auslegungsfall muss sehr selten auftretende, extreme Belastungsfälle berücksichtigen, weil eine operative Beeinflussung der Netzlast durch den VNB nicht möglich ist. Aber auch im operationellen Betrieb ist eine Optimierung von Lastflüssen nicht möglich. Auftretende Fehler werden manuell geortet und die Versorgung der Kunden während der Reparaturarbeiten durch manuelle Umschaltung wiederhergestellt. Die Dauer der Versorgungsunterbrechungen ist angesichts dieser Umstände unter Umständen erheblich.

Die Erschließung der brachliegenden Effizienzpotenziale setzt eine im Vergleich zur gegenwärtigen Situation sehr viel umfangreichere Ausstattung der Verteilnetze mit Messtechnik und Steuerbarkeit voraus. Verstärkend kommt hinzu, dass bei hoher Durchdringung dezentraler Erzeuger und steuerbaren Verbrauchern im Verteilnetz auch deutlich höhere Anforderungen an Art und Umfang notwendiger Informationen erfüllt werden müssen, um eine Zustandsbeschreibung des Netzes ableiten zu können. Die Integration vielfältiger Daten in das Netzleitsystem stellt gleichfalls eine Herausforderung dar und erfordert Automatisierung (C/sells, 2021, S. 327).

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Die für eine Automatisierung der Verteilnetze erforderlichen Technologien und Einzellösungen sind vorhanden, ihre systemische Integration steht aber noch aus. Eine weitere Herausforderung stellt der für die Aufrüstung vorhandener Ortsnetzstationen verfügbare Bauraum dar – zusätzliche Komponenten wurden bei der Spezifikation und Herstellung der Anlagen nicht vorgesehen. Bei der Implementierung von Lösungen muss diese Herausforderung adressiert werden.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die in den verschiedenen Schaufenstern demonstrierten Lösungen verfolgten unterschiedliche Ziele und nutzten verschiedene Ansätze. Ihnen war gemein, dass umfangreiche Sensorik und Aktorik in die Betriebsmittel der Verteilnetzebene installiert und damit Betriebsdaten in die Netzleitsysteme integriert wurden. Erzielte Nutzeffekte waren u. a.:

- **Verbesserte Netzplanung:** Im Schaufenster WindNODE (TAP 3.3e, Online ONS) stattete Stromnetz Berlin ONT mit eigens entwickelten Messgeräten aus, die zeitlich aufgelöste Lastgänge an den Abgängen der Ortsnetzstation liefern und zum Teil direkt per IKT an die Netzleitstelle angeschlossen sind (WindNODE, 2020, 98f). Die installierten Betriebsmittel werden durch Stromnetz Berlin auch über die Projektlaufzeit hinaus weiter genutzt. Durch die genaue Kenntnis der zeitlichen Profile der Auslastung der Betriebsmittel werden Gleichzeitigkeiten sichtbar und es können Rückschlüsse auf die Ursachen der Jahreshöchstlast gezogen werden. Die Daten ermöglichten das Kalibrieren der Lastflussrechnung und die exakte Planung von Netzerweiterungsmaßnahmen (bspw. in Bezug auf Hochlauf der Elektromobilität). Weiterhin wurde im Schaufenster DESIGNETZ eine Weiterentwicklung der Planungs- und Betriebsgrundsätze für das Verteilnetz unter Berücksichtigung innovativer Lösungen vorgenommen und anhand von Simulationen getestet (DESIGNETZ, 2021c, S. 258–269).

- **Verbesserte Fehlererkennung und -behebung:** Im Schaufenster DESIGNETZ (Demonstrator Galerie Netz) wurde untersucht, wie auf der Basis zusätzlicher Messpunkte im Netz Fehler präzise geortet werden können und mit Hilfe von automatisierten Umschaltungen behoben werden können. In einem Umspannwerk (UW)-Gebiet wurden dafür mehr als ein Drittel aller ONT mit Sensorik und Aktorik ausgestattet, die in Kombination mit dem Netzmanagementsystem ein „selbstheilendes Netz" ermöglichen, welches Fehler automatisiert lokalisieren und durch Schalthandlungen isolieren kann.

- **Verbesserte Betriebsführung und Engpassmanagement:**
  - Im Schaufenster DESIGNETZ wurden im Rahmen des Teilprojektes Energiestudio Rheinhessen Galerie Netz gemessene und regelbare ONT, ein MS-Längsregler sowie eine Weitbereichsregelung in ein Netzmanagementsystem für die MS-Ebene eingebunden. Spannungsbedingte Engpässe infolge von EE-Einspeisung konnten erkannt und automatisiert behoben werden. Der MS-Längsregler ermöglichte eine Spannungsanhebung von 3 % im Lastfall sowie eine Spannungsabsenkung von 3 % im Einspeisefall. Durch Kombination von Längsregler und Weitbereichsregelung konnte die Abregelung von EE-Anlagen situativ um 50 % gesenkt werden. Die Weitbereichsregelung ermöglicht zudem die Integration von bis zu 25 % mehr EE-Kapazität bzw. bis zu 50 % mehr Last (DESIGNETZ, 2021c, S. 768–781).
  - Weiterhin wurde im DESIGNETZ-Teilprojekt EMIL Automatisierungstechnik in städtischen und ländlichen NS- und MS-Netzen eingesetzt (MS-Netzautomatisierungssystem iNES (Firma SPIE SAG GmbH), Netzautomatisierungssystem Venios Energy Plattform (Firma Venios), fernsteuerbare ONT, rONT, Einbindung von iMSys (DESIGNETZ, 2021c, 281ff)). Auf Basis dieser Technologien konnte in Netzgebieten mit hoher Auslastung Netzstabilität und Einhaltung der Grenzwerte gewährleistet werden. Es kamen sowohl zentrale (Verarbeitung von Daten und Signalen in zentraler Leitstelle) als auch dezentrale Ansätze (Verarbeitung in intelligenten ONT) zur Netzautomatisierung zum Einsatz (DESIGNETZ, 2021c, S. 805).
  - Im DESIGNETZ-Teilprojekt Energiewabe Rhein-Hunsrück wurde zudem eine Steuerung für Flexibilitäten in der NS (Smart Operator) mit einer übergeordneten Steuerung für weitere Flexibilitäten (Großspeicher) in der MS kombiniert. So konnte der Netzbetrieb optimiert werden und Flexibilität an das übergeordnete Systemcockpit aggregiert zur Verfügung gestellt werden. Die Optimierung erfolgte nach dem Prinzip lokal vor regional vor überregional (DESIGNETZ, 2021c, S. 632–636).
  - In DESIGNETZ wurden im Rahmen des Teilprojektes Smart Station die Betriebsmittel einer HS/MS-Umspannanlage digital angebunden. Dadurch wurden eine Analyse und Überwachung der Betriebsmittel, insbesondere des Transformators, möglich. Weiterhin kamen temporär überlastfähige Transformatoren und innovative Messgeräte (optische Stromwandler) zur Netzzustandsüberwachung zum Einsatz. Zudem wurden in einem MS-Netzgebiet ausgewählte ONT mit Messtechnik ausgestattet und an die Netzleitstelle angebunden. Auf Basis von Netzzustandsschätzungen wurden durch einen Optimierungsalgorithmus (Smart Station Box) automatisiert Netzoptimierungen (Schalthandlungen) der Netzleitstelle vorgeschlagen (DESIGNETZ, 2021c, S. 745–767).
  - Im Schaufenster C/sells demonstrierten die SW Schwäbisch Hall, dass Daten aus MS- und NS-Ebene in das Netzführungssystem eingebunden werden können und zur Visualisierung genutzt werden können (C/sells, 2021, 313f). Dies unterstützt neben Betriebsführung und Engpassmanagement (Redispatch) auch die Planung von Baumaßnahmen, weil die erhobenen Lastprofile eine verlässliche Bewertung möglicher Umschaltungen möglich machen.

- Ebenfalls in C/sells wurde durch das Energieversorgungsunternehmen EAM ein MS-/NS-Monitoringsystem implementiert, welches mittels Regel-, Mess- und Steuerungsboxen an neuralgischen Punkten im Netz eine Beobachtung des Netzes und den Eingriff bei kritischen Netzsituationen ermöglicht (C/sells, 2021, S. 315–317).
- Weiterhin implementierten in C/sells die TH Ulm/Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm ein Verteilnetzinformationssystem. Für die Zustandserfassung in der Niederspannung wurden hierfür beispielsweise Datenerfassung über iMSys sowie Messtechnik in ONT (mittelspannungsseitig, aber auch abgangsscharfe Messung in der NS) eingesetzt. Zudem wurde eine Lösung für die automatisierte Datenintegration eines CLS-Gateways in das Leitsystem erstellt (C/sells, 2021, S. 327–340).
- Im Schaufenster enera (AP 3) wurde die Einbindung eines digitalen Netzreglers für die MS-Ebene in die Netzleitwarte demonstriert. Dieser ermöglichte die (Teil-) Automatisierung des Einspeisemanagements sowie Blindleistungsmanagement und reagierte selbstständig auf Engpasssituationen. Engpässe wurden auf Basis von Messwerten aus dem Netz automatisch identifiziert (Goldkamp et al., 2021, S. 68–76; Treydel et al., 2020). Um dies zu ermöglichen wurden MS- und NS-Netzgebiete mit Messtechnik und Aktorik (rONT) ausgestattet (Goldkamp et al., 2021, 38ff).
- In enera wurde seitens Siemens das Netzautomatisierungssystem Active Network Management (ANM) weiterentwickelt. Dieses ermöglicht auf Basis einer Netzzustandsschätzung und -prognose die Steuerung von Betriebsmitteln und Flexibilitäten, um Spannung-/Blindleistung zu optimieren (Goldkamp et al., 2021, 64f).
- In WindNODE wurde im TAP 8.1 eine intelligente Steuerung für das NS-Netz im Quartier Marienthal umgesetzt. Mittels Netzzustandsüberwachung, rONT, steuerbarer Verbraucher und Batteriespeichern wurden spannungsbedingte Engpässe verhindert. (WindNODE, 2020, 176f)

INNOVATIONSGEHALT

Die im Rahmen von SINTEG erprobten Lösungen greifen auf bewährte Komponenten und Systeme zurück. Bekannte Konzepte werden aus höheren Spannungsebenen auf die MS- und NS-Ebene übertragen. Die Neuerung liegt vor allem in der breiten systemischen Nutzung der Lösungen in niederen Spannungsebenen und der damit möglichen Erschließung der Effizienzpotenziale.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die Lösungen können ohne wesentliche Weiterentwicklungen – mit der Ausnahme von Lösungen für Freileitungsnetze – auf andere geografische Netzgebiete übertragen werden. In den SINTEG-Schaufenstern konnten folgende zahlreiche technische und nicht-technische Übertragbarkeitsbedingungen identifiziert werden:

- Eine Anpassung der Systeme an die jeweils genutzte Leittechnik der Netzbetreiber ist erforderlich. Die konkreten Erfahrungen der Schaufenster zeigen, dass hierbei die Komplexität der verschiedenen Hardware- und Softwaresysteme eine Herausforderung darstellt und oftmals auf die Leittechnik und Systeme zugeschnittene Protokolle notwendig sind. Eine Einbindung automatisierter Netzregler in die Leittechnik ist erforderlich, um Abrechnungs- und Veröffentlichungspflichten erfüllen zu können (Goldkamp et al., 2021, S. 68).

- Anpassungen in Betriebsablauf und Geschäftsprozessen sind notwendig, um eine Einbindung der Systeme in die Leittechnik zu ermöglichen (DESIGNETZ, 2021b, S. 39).

- Die Verfügbarkeit einer Kommunikationsinfrastruktur für die Anbindung von Aktorik und Sensorik (bspw. Mobilfunk-Netzabdeckung (insbesondere mit den Standards Global System for Mobile Communications/GSM und Long Term Evolution/LTE), Glasfaseranschluss, Netzabdeckung durch 450MHz-Funknetz, oder Ausstattung mit Powerline Communication), stellt eine weitere Übertragbarkeitsbedingung dar. Nur so können die hohen Sicherheitsanforderungen für die Integration neuer Lösungen in die kritische Infrastruktur erfüllt werden und sichere, störungsfreie Kommunikationsverbindungen aufgebaut werden (DESIGNETZ, 2021c, 247ff, 791).

- Voraussetzung für die automatisierte Netzführung auf Basis von Netzzustandsschätzungen ist die Digitalisierung vorhandener Netzinformationen beim Netzbetreiber. Darüber hinaus müssen Datenqualität und -verfügbarkeit von Netzzustandsdaten hinreichend sein, um eine Netzzustandsschätzung bzw. -prognose zu ermöglichen ((DESIGNETZ, 2021c, S. 764), siehe auch Kategorie: Prognosesysteme für das Verteilnetz, Kap. 6)). Nur so können Zeitpunkt, Höhe und Dauer von Engpässen rechtzeitig erkannt werden (Goldkamp et al., 2021, S. 66). Entsprechend (DESIGNETZ, 2021c, S. 293) sind in der MS-Ebene Messwerte von 20 – 30 % der Netzknoten erforderlich, um Transparenz zu schaffen, in der NS-Ebene wird Messtechnik an 10 – 15 % der Netzknoten benötigt.

- Eine Übertragung der Ansätze erfordert zudem, dass die spezifischen Eigenarten des Netzgebietes für den Einsatz innovativer Lösungen beachtet werden müssen. Dies erfordert einen engen Austausch zwischen Systemlieferanten und Netzbetreibern, um bestmögliche Auslegungsvarianten zu identifizieren (DESIGNETZ, 2021c, S. 785).

Als Bedingungen für eine Skalierung der Lösungen konnten folgende Punkte identifiziert werden:

- Die notwendige Personalqualifikation bei Netzbetreibern schränkt derzeit eine schnelle Übertragung und Skalierung ein. Neue Komponenten stellen neue Anforderungen an das Personal bei Installation, Netzführung und -betrieb. Entsprechende Betriebshandbücher, Montage- und Wartungsanleitungen und sonstige Dokumentation müssen überprüft und angepasst oder neu erstellt und Personal geschult werden (DESIGNETZ, 2021c, 762f).

- Wichtiger Faktor für die Skalierbarkeit der Systeme zur Netzautomatisierung ist die Herstelleroffenheit der Systemanbieter sowie standardisierte Kommunikationsprotokolle zwischen dem jeweiligen Leitsystem und den Feldkomponenten. So können Aktorik und Sensorik verschiedener Anbieter genutzt und mit begrenztem Aufwand in das jeweilige Leitsystem eingebunden werden (DESIGNETZ, 2021c, S. 816, DESIGNETZ, 2021c, S. 804).

- Die wirtschaftliche Skalierbarkeit der Lösungen wird eingeschränkt durch die teils hohen Mehrkosten für die Einführung innovativer Lösungen. Diese sind bedingt durch Investitionen in neue Betriebsmittel, den Projektierungsaufwand, höhere Betriebskosten durch vermehrten Bedarf an Wartung und Instandhaltung inklusive Softwareupdates sowie höheren Verschleiß und Abschreibungen bei elektronischen Komponenten (DESIGNETZ, 2021b, S. 39). Die Erfahrungen in DESIGNETZ (DESIGNETZ, 2021c, S. 252) sowie in C/sells (C/sells, 2021, S. 315–317) zeigen, dass der Nutzen eines NS-Managementsystems nur dann die Mehrkosten übersteigt, wenn die Netzbereiche bereits heute nahe an den

Grenzwerten betrieben werden. Skalierbarkeit wird damit erst bei höheren Auslastungen der Netzinfrastruktur erreicht bzw. auch durch kostengünstigere Hard- und Softwaresysteme. Ein wichtiger Faktor, um Wirtschaftlichkeit zu erreichen, stellt auch der fortschreitende Rollout von iMSys-Infrastruktur dar. So kann durch die Einbindung von Smart-Meter-Daten zur Netzzustandsbestimmung teilweise auf kostenintensive Sensortechnik verzichtet werden (DESIGNETZ, 2021c, S. 828, DESIGNETZ, 2021c, 817f).

- Eine weitergehende Skalierung erfordert kleinteilige Installation der technischen Komponenten. Das wird selbst bei gegebener Wirtschaftlichkeit eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen und erst mittel- bis langfristig zu einer flächendeckenden Umsetzung führen. Voraussetzung ist, dass die zugehörigen Investitionen in der Anreizregulierung berücksichtigt werden können (siehe Beschreibung der übergeordneten Kategorie).

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Eine breite Markteinführung der demonstrierten Lösungen geht zweifellos mit einer Weiterentwicklung der Komponenten und Systeme einher. Diese Weiterentwicklung stellt aber eher die normale Produktentwicklung als Innovation im Sinne der SINTEG-Schaufenster dar. Wichtige Ansatzpunkte, um eine Skalierung der Ansätze zu unterstützen sind dabei standardisierte Schnittstellen, Datenprotokolle und Interoperabilität verschiedener Systeme, wie Netzleitsystem und dezentralen Netzautomatisierungssystemen (DESIGNETZ, 2021c, S. 252).

Weiterentwicklungsbedarf besteht im Besonderen bei Lösungen für die Ausrüstung von Freileitungsnetzen mit Sensorik und Aktorik, da hier Komponenten den Witterungseinflüssen ausgesetzt sind. Als Herausforderung konnte ebenso das begrenzte Platzangebot für die Ausrüstung mit Sekundärtechnik in Kompaktstationen sowie Kabelverteilerkästen identifiziert werden. Dies erfordert die Weiterentwicklung existierender Lösungen (DESIGNETZ, 2021c, S. 790).

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Erfahrungen des Schaufensters DESIGNETZ zeigen, dass ein zweischrittiges Vorgehen zur Einführung von Netzautomatisierung in der MS-/NS-Ebene zielführend ist: Zunächst wird ein Monitoring implementiert, um für das Netzgebiet spezifische Störgrößen zu identifizieren. Darauf aufbauend kann das System für die Netzautomatisierung erweitert werden. (DESIGNETZ, 2021c, S. 246).

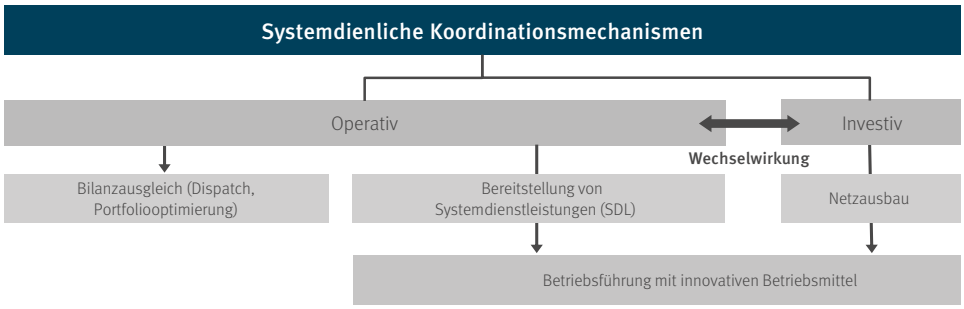
Die Nutzung von iMSys zur Erhebung von Netzzustandsdaten durch den Netzbetreiber bzw. grundzuständigen Messstellenbetreiber ist in § 56 MsbG auf bestimmte Anwendungsfälle, wie beispielsweise EEG-, KWKG- und § 14a-EnWG-Anlagen beschränkt. Darüber hinaus sind Einverständniserklärungen mit den einzelnen Anschlussnehmern notwendig. Dieses aufwändige Verfahren sollte entsprechend vereinfacht werden, um den Aufbau einer parallelen – aber nicht zustimmungspflichtigen – Messinfrastruktur durch den VNB zu erübrigen (DESIGNETZ, 2021c, S. 69–72).

Abgesehen von den Anpassungen in der Regulierung setzt eine Verbreitung in erster Linie Wissen um die Möglichkeiten und Nutzeffekte und Kompetenzen bei der Erschließung voraus. Branchenkommunikation, Publikationen in Fachzeitschriften, Fachkonferenzen und Messen können einen Beitrag zur Verbreitung der Ergebnisse leisten. Zudem ist eine Anpassung der Planungs- und Betriebsgrundsätze sowie die Weiterbildung des Personals von Netzbe-

treibern notwendig, um innovative Netzbetriebsmittel einführen und betreiben zu können. Durch den flächendeckenden Rollout innovativer Netzbetriebsmittel können Skaleneffekte realisiert werden, die zur Wirtschaftlichkeit der Lösungen beitragen.

5.2 Blaupause 14: Erweiterung des MS-Spannungsbandes durch flächendeckenden rONT-Rollout

Blaupause

Zielgruppen	■ Verteilnetzbetreiber
Ausgangslage und Problemstellung	Regelbare Ortsnetztransformatoren sind eine etablierte Lösung, um spannungsbedingte Engpässe im Verteilnetz zu beheben. Sie ermöglichen eine verbesserte Ausnutzung des Spannungsbandes. Bisher kommen rONT jedoch nur als Einzellösung zum Einsatz, mit auf die Niederspannung begrenztem Wirkbereich. Eine verbesserte Ausnutzung des Spannungsbandes in der Mittelspannung ist damit also nicht möglich, wenngleich spannungsbedingte Engpässe auch hier auftreten können.
Lösungsansatz	In SINTEG wurde demonstriert, dass durch den flächendeckenden Einsatz von rONT in einem Netzbereich die auf die NS-Ebene begrenzten Nutzeneffekte auch auf die MS-Ebene ausgeweitet werden können.
Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen	
Technologiereifegrad	 TRL 9: Kommerzieller Einsatz.
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	■ Gebündelter rONT-Einsatz
Innovationsgehalt	■ Die bereits existierende Lösung rONT wurde durch flächendeckenden Rollout in einen neuen Kontext übertragen, der zusätzliche Nutzeffekte erschließt.
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ Bedingungen für die Übertragbarkeit und Skalierbarkeit ■ Alle ONT in einem Netzgebiet müssen für Übertragung zu rONT aufgerüstet werden. ■ Skalierung setzt Anpassung der Anreizregulierung voraus, damit höhere Aufwendungen für Wartung/Betrieb bei rONT sowie kürzere Lebensdauern der Sekundärtechnik (IKT) zu berücksichtigen. ■ Übertragbarkeit wird aufgrund technisch ausgereifter rONT bereits kurzfristig erreicht; Skalierbarkeit kann jedoch nur langfristig erreicht werden, da ein flächendeckender rONT-Rollout erst mit dem Ende der Lebensdauer aktuell installierter ONT erreicht wird.

PROBLEMSTELLUNG

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONTs) stellen eine mittlerweile etablierte Möglichkeit dar, die Spannungsbänder auf den abgehenden NS-Strängen weiter auszunutzen. So können mehr EE-Kapazitäten angeschlossen werden, ohne dass ein Netzausbau erforderlich ist. Allerdings ist die Wirkung eines einzelnen rONT sehr begrenzt auf genau die abgehenden Kabel. Eine optimierte Ausnutzung ganzer Netzbereiche ist auf diese Weise nicht möglich.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Die Nutzeffekte von rONTs sind vielfach diskutiert und mehrfach in der Praxis demonstriert worden. Dabei handelte es sich aber um isolierte Einsätze einzelner rONT.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Im Rahmen von SINTEG wurde demonstriert, dass weitergehende Nutzeffekte erschlossen werden können, wenn ein ganzer MS-Bereich (nahezu) durchgängig mit rONTs ausgestattet wird. Die umfassende Regelfähigkeit der NS-Abgänge hat zur Folge, dass auch das Spannungsband auf der MS-Ebene signifikant aufgeweitet werden kann. Damit ergibt sich eine weitere Steigerung der anzuschließenden Erzeugungskapazitäten.

Eine entsprechende Lösung wurde im Schaufenster enera demonstriert:

- Im Arbeitspaket 4 untersuchten die EWE die Erweiterung des MS-Spannungsbandes durch den flächendeckenden rONT-Rollout innerhalb eines UW-Gebiets. Im NS-Netz kann durch den Einsatz eines rONT typischerweise eine Verbreiterung des Spannungsbandes auf +/-7 % erreicht werden. Durch flächendeckenden Rollout konnte auch im MS-Netz eine Verbreiterung des Spannungsbandes auf +/-7 % erreicht werden. Die Demonstration in der Praxis zeigte, dass durch die indirekte, gegenseitige Abhängigkeit der autark regelnden rONT die Stabilität des Regelungssystems nicht gefährdet wird. (Goldkamp et al., 2021, S. 116–118)

INNOVATIONSGEHALT

Die Aktivitäten des Schaufenster enera setzten auf bewährte Technologien und bestätigen Erwartungen, die auf der Basis von Modellierungen getroffen werden konnten. Insofern stellen die Ergebnisse eine inkrementelle Weiterentwicklung und Konsolidierung des Kenntnisstandes dar.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Mit Sensorik und Aktorik ausgestattet und fernwirktechnisch an das Leitsystem angebundene ONT nehmen eine Schlüsselrolle für Überwachung, Steuerung und Automatisierung des MS-/NS-Netzbetriebes ein – und so auch für eine Erweiterung des MS-Spannungsbandes. Technische Voraussetzung für einen Einsatz entsprechender Messtechnik in der MS ist dabei ein geringer Messfehler (<=1 %) sowie eine Genauigkeitsklasse <=1. Im Vergleich dazu sind NS-seitig auch höhere Toleranzen bei der Messtechnik möglich (DESIGNETZ, 2021c, S. 246).

Die Übertragung des Ansatzes auf andere MS-Netze setzt eine sehr hohe Durchdringung mit rONT voraus. Unmittelbar anwendbar ist diese Lösung nur auf neue Netzbereiche, in denen neue ONTs noch installiert werden müssen und somit gleich auf rONT zurückgegriffen werden kann. Der Austausch bestehender, funktionstüchtiger ONTs durch rONTs hat naturgemäß Mehrkosten zur Folge. Angesichts der langen Lebensdauer von ONTs (ca. 40 Jahre) eröffnet ein inkrementeller Austausch der Betriebsmittel erst auf lange Sicht die beschriebenen Potenziale. Umso wichtiger ist es, dass die Option beim Neubau von MS/NS-Netzen immer mitgedacht wird.

Dementsprechend kann eine Skalierung des Ansatzes nur langfristig erreicht werden. Voraussetzung ist in jedem Fall, dass die speziellen Charakteristika des innovativen Betriebsmittels rONT in der Anreizregulierung berücksichtigt werden. So ist die Lebensdauer der in einem rONT verbauten Sekundärtechnik (IKT) deutlich kürzer als die Lebensdauer der übrigen technischen Komponenten. Zudem sind die Wartungs- und Betriebskosten eines rONT höher als bei einem ONT (C/sells, 2020b).

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Weitere Entwicklungsmöglichkeiten betreffen in erster Linie die Erarbeitung standardisierter Lösungen und die gezielte Verbreitung der Anwendung.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Berücksichtigung der Option bei der Planung von Neubaumaßnahmen (siehe voriger Abschnitt).

6

Kategorie 5: Prognosesysteme für das Verteilnetz

PROGNOSESYSTEME FÜR DAS VERTEILNETZ

PROBLEMSTELLUNG

Als Folge übergeordneter Entwicklungen im Energiesystem, Dezentralisierung, Dekarbonisierung und Digitalisierung, steigt die Komplexität des Systembetriebs. Ein zentraler Aspekt ist hierbei die steigende Unsicherheit im Systembilanzgleichgewicht und in der Netzbelastung: deterministische, konventionelle Erzeuger werden durch volatile erneuerbare Energien verdrängt und ehemals durch Standardlastprofile charakterisierte Verbraucher ändern ihr Verbrauchsprofil aufgrund nicht-fahrplangebundener, flexibler Lasten.

Energieprognosen werden eingesetzt, um Unsicherheiten im Marktgeschehen und Systembetrieb zu verringern und zu beschreiben. Prognosen stellen damit ein unverzichtbares Werkzeug der Energiewirtschaft dar, auf das sowohl Marktakteure als auch Netzbetreiber zurückgreifen. Die Verbesserung existierender Prognosesysteme verspricht Wohlfahrtsgewinne, bspw. durch effizientere Energiemärkte, sowie höhere Transparenz im Netzbetrieb und die Bewirtschaftung der Stromnetze mit geringeren Sicherheitspuffern.

Die vorausschauende Kenntnis des Netzzustandes ist eine Voraussetzung für die Einführung des aktiven Netzengpassmanagements im Verteilnetz. Hierfür müssen erstmalig Prognosesysteme für das Verteilnetz eingeführt werden, wobei eine Reihe von Herausforderungen adressiert werden müssen:

- Die niederen Spannungsebenen (MS, NS) stellen derzeit in vielen Fällen einen „blinden Fleck“ für die Netzbetreiber dar – im Regelfall wird lediglich die Jahreshöchstlast an Netzbetriebsmitteln gemessen, nicht jedoch der aktuelle Netzzustand und relevante Größen wie Einspeisung und Verbrauch. Die zunehmende Durchdringung mit dezentralen, gemessenen und steuerbaren Anlagen beim Endverbraucher sowie IKT-Infrastruktur birgt jedoch Chancen für die Verbesserung von Beobachtbarkeit, **Datenverfügbarkeit** und damit auch von Energieprognosen. Durch Messeinrichtungen kann nicht nur der aktuelle Zustand besser beschrieben werden, sondern auf Grundlage der gesammelten Daten[72] auch künftiges Verhalten besser prognostiziert werden. Während derzeit noch das Problem mangelnder Datenverfügbarkeit im Hinblick auf Energieprognosen ausschlaggebend ist, muss perspektivisch ggf. auch die Frage geklärt werden, wie aus der Vielfalt an verfügbaren Daten relevante Informationen extrahiert werden können.

- Eine besondere Herausforderung für die Prognose von Engpässen – und relevanten Eingangsgrößen wie Last und Erzeugung – im Verteilnetz ist die notwendige, **hohe Granularität** der notwendigen Daten. Es werden Prognosen für geringe Poolgrößen und geringe räumliche Ausdehnungen der Netzgebiete benötigt. Damit fallen Ausgleichseffekte, die bei Prognosen auf Systemebene die Prognosequalität erhöhen können, auf Verteilnetzebene geringer aus.

- Um diesen Herausforderungen der Prognose im Verteilnetz begegnen zu können, sind **neue Prognoseansätze notwendig;** da sich bestehende Ansätze aus dem Netzengpass-

72 Eine Definition und Typologisierung energierelevanter Daten findet sich in Corusa et al. (2021).

management im Übertragungsnetz nicht in jedem Fall übertragen lassen. Die Wahl eines geeigneten Prognoseansatzes für eine konkrete Prognosefrage stellt dabei eine zentrale Herausforderung dar. Unterschiedliche Ansätze bedingen unterschiedliche Anforderungen im Hinblick auf Datenbasis und -qualität, sowie Aufwand der Umsetzung. Eine Vergleichbarkeit der Ansätze ist damit nur bedingt gegeben und es ist im Einzelfall eine Abwägung zwischen erzielbarer Prognosegüte und Aufwand nötig.

- Darüber hinaus stellt die Einführung eines Prognosesystems auf **operativer Ebene** eine Herausforderung dar. Einerseits müssen entsprechende Kapazitäten und IT-Systeme aufgebaut werden. Andererseits gilt es verteilt vorliegende Daten zu integrieren. So ist bspw. bei Netzbetreibern die unternehmensinterne Integration von Informationen notwendig, die verteilt und im Einzelfall sogar noch analog auf verschiedenen Systemen (Geoinformationssystem (GIS), Netzleitsystem, Netzplanungssystem) oder in verschiedenen Abteilungen vorliegen (C/sells, 2021, S. 122). Darüber hinaus ist in vielen Fällen die akteursübergreifende Zusammenarbeit notwendig, da auf verschiedene Akteure verteilt vorliegende Daten integriert, oder auch externe Dienstleister eingebunden werden müssen.

- Schließlich stellen sich wesentliche Fragen der IT-Sicherheit, des Datenschutzes und der Zugriffsrechte auf Daten, die für Prognosen relevant sind.[73]

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Bereits heute kommt eine Vielzahl an unterschiedlichen Modellen in der energiewirtschaftlichen Praxis zum Einsatz, um verschiedenste Prognosefragen zu beantworten. Gleichfalls findet im Rahmen internationaler Forschungsaktivitäten eine ständige Weiterentwicklung der Modelle statt.

Beispielsweise werden Lastprognosen bereits seit Dekaden für die Planung und den Betrieb von Verteil- und Übertragungsnetzen eingesetzt. Prognosen für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien stellen hingegen vergleichsweise junge Forschungsfelder dar. Im Bereich der Prognose von Windgeschwindigkeiten bzw. Erzeugung aus WEA wurden probabilistische Prognosemethoden in der Forschung untersucht und zur Praxisreife gebracht, ebenso wie die Kombination verschiedener Ansätze, insbesondere die Kombination physikalischer und statistischer Modelle. Bedeutende Fortschritte wurden im Lauf der letzten Dekade auch in der Prognose der Erzeugung aus PV-Anlagen erreicht und in die Praxis überführt. Im Fokus der Forschung befinden sich neben einer Verbesserung der zuvor genannten Methoden, auch Kamera-basierte Prognosen sowie Prognosen auf Basis von numerischen Wettervorhersagemodellen.[74] Mit Blick auf die deutsche Forschungslandschaft konnte SINTEG an Projekte anknüpfen, die Prognosen als wichtigen Teilaspekt des Verteilnetzbetriebes herausarbeiten.[75] Die Übertragung fortgeschrittener Prognosemethoden aus der Forschung in die Praxis geht jedoch nur langsam voran. Insbesondere Methoden aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz (KI) und des Maschinellen Lernens (ML) finden noch keine breite Anwendung. Ein Grund hierfür findet sich in den etablierten Methoden der Zeitreihenanalyse, welche eine hinreichende Prognosegüte für viele energiewirtschaftliche Fragestellungen bieten und zudem den Vorteil einer guten Interpretierbarkeit aufweisen. Erst durch den steigenden Umfang verfügbarer energiewirtschaftlicher Daten aus verschiedensten Quellen können Methoden der ML bzw. KI ihre Vorteile ausspielen.

73 Diese Fragen werden im Bericht zum Synthesefeld 3 "Digitalisierung" behandelt.
74 Ein Überblick zum Forschungsstand von Energieprognosen findet sich in Hong et al. (2020)
75 Siehe bspw. Projekt Das Proaktive Verteilnetz, ein Vorgängerprojekt zu DESIGNETZ.

In der Praxis der Energiewirtschaft greifen sowohl Marktakteure als auch Netzbetreiber auf Prognosen sowie die Dienste spezialisierter Prognosedienstleister zurück. Dabei unterscheiden sich die erforderlichen Prognosehorizonte stets von Anwendungsfall zu Anwendungsfall: bis zu neun Tage bei den Planungsprozessen der Netzwirtschaft, von 72h bis hinunter zu 15min bei Erzeugungsprognosen für den Energiehandel oder auch 24h im Kontext von Redispatch 2.0 (DESIGNETZ, 2021c, S. 293).

Prognosen spielen eine zentrale Rolle für das Netzengpassmanagement. Übertragungsnetzbetreiber greifen daher in Deutschland (und Europa) auf einen definierten und standardisierten Prozess für die Erstellung von Netzzustandsprognosen zurück.[76] Damit einhergehend wurden Anforderungen an Datenbasis und -austausch definiert, die den ÜNB Zugriff auf eine stetig aktualisierte Basis für ihre Prognosen ermöglichen und die Einbindung der VNB definiert (EU-Richtlinie Generation and load data provision methodology, GLDPM). Für die Verteilnetzebene hingegen ist ein aktives Netzengpassmanagement noch nicht etabliert (mit der Ausnahme der Hochspannungsebene) und entsprechende vereinheitlichte Prozesse fehlen. Die unterschiedlichen Ausgangsbedingungen für Last-/Erzeugungsprognosen sowie die darauf aufbauende Prognose des Netzzustandes sind nach Netzebenen aufgegliedert in Tabelle 14 dargestellt. Es wird deutlich, dass Prognosesysteme bei VNBs noch nicht flächendeckend im Einsatz sind. Entsprechende Systeme werden im Rahmen der Umsetzung des Redispatch 2.0-Regimes entwickelt.

Spannungsebenen	Datenverfügbarkeit	Prognose Last/ Erzeugung	Prognose Netzzustand
HöS	Hoch – zeitlich hoch aufgelöst für alle relevanten Anlagen/ Betriebsmittel	Etabliert	Etabliert
HS	Hoch – zeitlich hoch aufgelöst für alle relevanten Anlagen/ Betriebsmittel	Etabliert	Etabliert
MS	Große Variabilität	In SINTEG praxisnah umgesetzt	In SINTEG praxisnah umgesetzt
NS	Gering – nur wenige gemessene Anlagen/ Betriebsmittel in geringer zeitlicher Auflösung	In SINTEG demonstriert, z. T. auch praxisnah umgesetzt	In SINTEG demonstriert, z. T. auch praxisnah umgesetzt

Tabelle 14: Ausgangsbedingungen und SINTEG-Aktivitäten im Bereich Prognose

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Wegen seiner grundlegenden Bedeutung wurde das Thema Prognosen von allen Schaufenstern aufgegriffen und implementiert. Die Erkenntnisse der Schaufenster werden in dieser Kategorie entsprechend den untersuchten Prognosegegenständen in Blaupausen zusammengefasst, da die Prognosegegenstände wesentlich die Prognosemethodik und Datenanforderungen definieren:

- **Blaupause Last- und Erzeugungsprognosen:** Ansätze zur Prognose der Last sowie zur Erzeugung aus erneuerbaren Energien werden dargestellt. Der Fokus liegt auf Prognoseansätzen für das Verteilnetz.

76 Relevante Prozesse sind u. a. der DA Congestion Forecast (DACF) sowie Intraday Congestion Forecast (IDFC).

- **Blaupause Netzzustands- und Engpassprognosen:** Ansätze für die Prognose von Netzengpässen im Verteilnetz werden dargestellt. Diese nutzen Last- und Erzeugungsprognosen als Eingangsdaten und/oder prognostizieren Engpässe direkt.

- **Blaupause Prognose der Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern:** Auf Haushaltsebene stehen perspektivisch vielfältige steuerbare Verbraucher, wie bspw. Wärmepumpen und EVs, für die Bereitstellung von Flexibilität zur Verfügung. Eine Prognose der Verfügbarkeit dieser Flexibilitäten wird unter Berücksichtigung der spezifischen Charakteristika für verschiedene Typen von Flexoptionen getrennt durchgeführt. Dadurch grenzt sie sich von der Lastprognose ab, die im Regelfall über alle Verbrauchertypen aggregiert durchgeführt wird.

Prognosen für die verschiedenen Prognosegegenstände können für verschiedene Einsatzzwecke und durch verschiedene Anwender eingesetzt werden, wie in Abbildung 25 dargestellt. Beispielsweise können Last- und Erzeugungsprognosen für die lokale Eigenoptimierung eines Quartieres, für die Vermarktung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, sowie für das Netzengpassmanagement eingesetzt werden. In dieser Kategorie wird der Fokus auf Erkenntnisse gelegt, die aus der Perspektive eines Netzbetreibers und für den Einsatzzweck des Engpassmanagements relevant sind.[77]

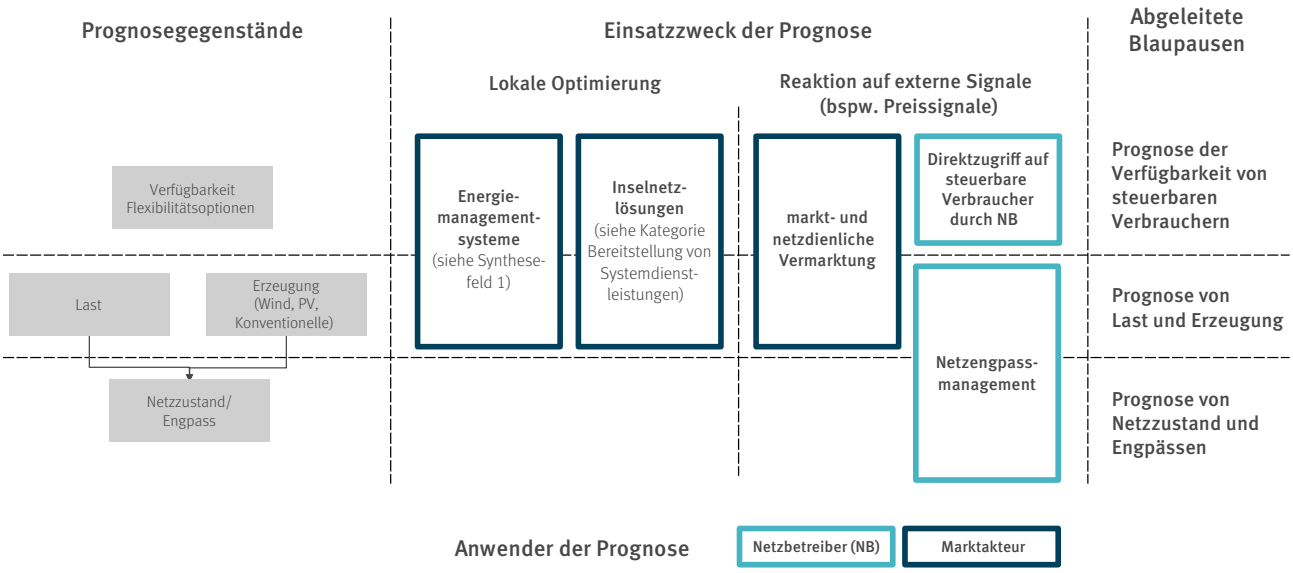


Abbildung 25: Übersicht der Blaupausen in der Kategorie Prognosen, deren Anwendungsgebiete sowie behandelte Prognosegegenstände

In SINTEG konnten Erkenntnisse aus theoretischen Untersuchungen, sowie aus der praktischen Umsetzung von Prognosesystemen gewonnen werden. Die Erkenntnisse ordnen sich ein, entlang der Prozesskette zur Einführung eines Prognosesystems, dargestellt in Abbildung 26. Die Abbildung zeigt, dass die wissenschaftliche Entwicklung eines neuen Prognosealgorithmus nicht ausreichend ist. Vielmehr muss durch Datenintegration und -aufbereitung beim Anwender, bspw. dem Netzbetreiber, erst die Voraussetzung für die Nutzung eines Prognosesystems geschaffen werden. Hier konnten in SINTEG wertvolle Praxiserfahrungen gesammelt werden.

77 Die Perspektive von Marktakteuren wird – insofern Unterschiede zur Perspektive der Netzbetreiber bestehen – im Synthesefeld 1 „Flexoptionen und Sektorkopplung" aufgegriffen. Dies umfasst Erkenntnisse im Hinblick auf Prognosen für Einzelanlagen sowie deren Einsatz für das lokale Energiemanagement.

So wurde beispielsweise in C/sells von verschiedenen Projektpartnern gezeigt, dass durch Einbeziehung neuer Datenquellen eine deutlich verbesserte Netzzustandsbestimmung und -prognose möglich ist (C/sells, 2021, S. 150–159).

Gleichfalls ist es für die Entwicklung eines Prognosesystems sehr wichtig, laufend Erfahrungen und Daten aus der praktischen Anwendung in die System(weiter)entwicklung rückzukoppeln. Nur auf der Grundlage einer realen Datenbasis kann die Güte eines Prognoseansatzes bewertet und verbessert werden. Der Austausch zwischen Wissenschaft und Praxis im Rahmen des SINTEG-Reallaboransatzes hatte damit für die Entwicklung von Prognosesystemen eine entscheidende Bedeutung.

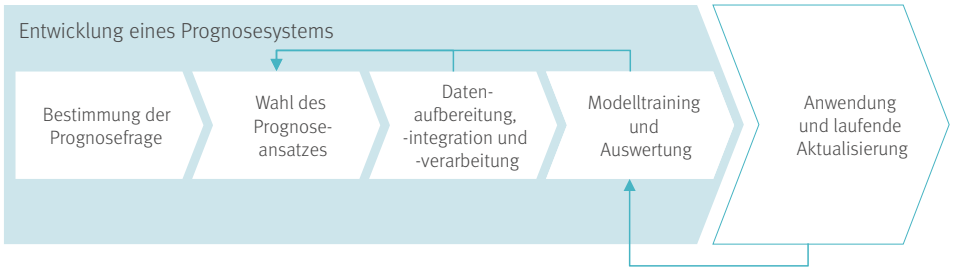


Abbildung 26: Schritte zur Einführung eines Prognosesystems

In SINTEG wurden verschiedene praxisrelevante Prognosefragen mit Hilfe zahlreicher Prognoseansätze untersucht. Hierfür wurde auf Basis realer, energiewirtschaftlicher Datensätze die erzielbare Prognosegüte der Ansätze ermittelt und mit den praktischen Anforderungen abgeglichen. Die Erkenntnisse der Schaufenster verdeutlichen, dass aus den gesteigerten Anforderungen für die Prognose im Verteilnetz der Zukunft keine Einschränkungen für das Netzengpassmanagement resultieren: Güte und Anwendbarkeit der neuen Prognoseansätze sind ausreichend für ein vorrauschauendes Engpassmanagement auf niedriger Aggregationsebene im Verteilnetz.

Ein Erkenntnisgewinn in SINTEG folgt neben der Untersuchung einzelner Prognoseansätze aus der operativen Umsetzung ganzer Prognosesysteme (siehe Tabelle 14). Dementsprechend sind die Aktivitäten der SINTEG-Schaufenster im Bereich Prognose in Tabelle 15 den Schritten zur Einführung eines Prognosesystems zugeordnet und näher dargestellt. Durch das Durchlaufen aller notwendigen Schritte in SINTEG konnten spezifische Herausforderungen identifiziert und marktreife Lösungen für die Praxis entwickelt werden.

Schritte zur Einführung eines Prognosesystems und Erläuterung sowie Aktivitäten und Erkenntnisse der SINTEG-Schaufenster

Bestimmung der Prognosefrage

Prognosefragen im Bereich der Energiewirtschaft können anhand von drei Dimensionen strukturiert werden: neben dem Prognosegegenstand sind Aggregationslevel und Prognosehorizont relevante Dimensionen. Das Aggregationslevel kann sowohl im Hinblick auf die Netzebene als auch im Hinblick auf die Poolgröße von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen im Netz definiert werden. Die drei Dimensionen sind in Abbildung 27 dargestellt.

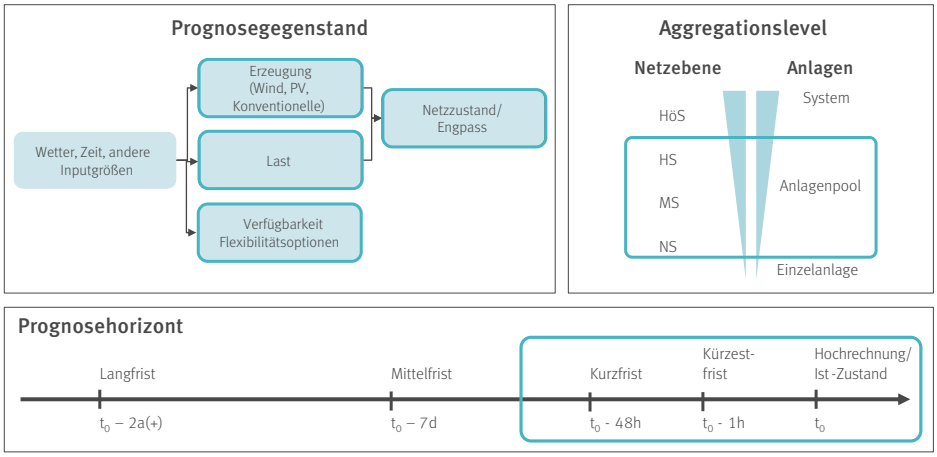


Abbildung 27: Dimensionen einer Prognosefrage

Aktivitäten und Erkenntnisse der SINTEG-Schaufenster: In SINTEG wurden alle für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz relevanten Prognosegegenstände sowie Netzebenen untersucht. Der untersuchte Zeithorizont beschränkte sich zumeist auf die kurze Frist (48h und weniger).

Wahl des Prognoseansatzes

Für Energieprognosen werden verschiedenste Prognosemodelle genutzt. Die Wahl des Modells hängt insbesondere ab von der konkreten Prognosefrage (Datenverfügbarkeit, notwendige Prognosegüte). Zum Einsatz kommen u. a.:

- Physikalische Modelle, vor allem im Bereich der Wettervorhersage,
- Statistische Modelle der Zeitreihenanalyse,
- Maschinelles Lernen,
- Kombinationen verschiedener Modelle.

Auf Basis dieser Methoden können zudem sowohl deterministische als auch probabilistische Prognosen erstellt werden. Unabhängig vom Model werden zudem Referenzprognosen genutzt, um auf Basis ähnlicher Stammdaten Prognosen für Anlagen zu erstellen, für die keine Zeitreihendaten verfügbar sind.

Aktivitäten und Erkenntnisse der SINTEG-Schaufenster: In SINTEG wurden zahlreiche Prognoseansätze – auch im Hinblick auf die gleiche Prognosefrage – untersucht. KI-basierte Methoden führten zu einer Verbesserung der Prognosegüte in vielen Anwendungsbereichen. Im Bereich der Netzzustandsprognose wurden Ansätze erprobt, wie mittels KI auf daten- und ressourcenintensive Netzzustandsberechnungen verzichtet werden kann.

Datenaufbereitung, -integration und -verarbeitung

Verschieden Datenquellen können zum Einsatz kommen:

- **Stammdaten der Erzeuger/Verbraucher:** aus Marktstammdatenregister (MaStR) oder vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt, bspw.
  - Anlagentyp,
  - Anlagenleistung,
  - Standort,
  - Anschlussleistung.
- **ergänzende Metadaten:** technische Anlagenparameter, die aus zusätzlichen Datenquellen (bspw. GIS, Satellitenbilder, sozioökonomische Daten) abgeleitet werden können, bspw.
  - Ausrichtung/Neigung, Verschattung von PV-Anlagen,
  - Alterung/Defekte, die Anlagenleistung begrenzen,
  - Prosumer-Lastprofile.
- **Bewegungsdaten:** aus Berichtspflichten der Anlagen- und Netzbetreiber
  - Abrechnungsdaten/Jahresertrag von EE-Erzeugern;
- **Zeitreihen zu Einspeisung und Verbrauch:** historische Daten sowie Ist-Daten
  - Einspeise- und Verbrauchszeitreihen aus Smart Metern oder registrierender Leistungsmessung (RLM);
- **Netzinfrastruktur:** Daten der Betriebsmittel sowie Messdaten aus Netzleitsystem vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt, bspw.
  - Netztopologie,
  - Netzzugangspunkte von Anlagen/Endverbrauchern,
  - Lastfluss an Betriebsmitteln.
- **Wetterdaten:** von spezialisierten Dienstleistern bereitgestellte Daten.

Für die Einbindung verschiedener Datenquellen ist dabei zunächst eine Aufbereitung des Datensatzes notwendig:

- **Integration, Vorverarbeitung und Säubern der Daten,** um Datenquellen „technisch" zu erschließen:
  - Formate müssen vereinheitlicht werden und Schnittstellen für den Datenaustausch definiert werden,
  - Daten müssen auf Plausibilität und Konsistenz geprüft werden, bspw. Prüfung auf Dopplungen, Kongruenz von Stammdaten und Zeitreihen.
- **Reduktion und Weiterverarbeitung der Daten,** um diese „inhaltlich" zu erschließen und einen aussagekräftigen Datensatzes zu erstellen:
  - Daten ohne erklärenden Wert können entfernt werden, bspw. Windgeschwindigkeit in 100m Höhe bei PV-Prognosen (Feature Selektion),
  - Daten können kombiniert werden, bspw. Zuordnung und Aggregation (Clusterung) von Anlagen zu Ortsnetzstationen,
  - Durch Datenverarbeitung können zusätzliche Informationen abgeleitet werden, bspw. ergänzende Metadaten wie Ausrichtung und Neigung von PV-Anlagen (Feature Extraktion).

Aktivitäten und Erkenntnisse der SINTEG-Schaufenster: Als bedeutende Erkenntnis aus SINTEG und der akteursübergreifenden Zusammenarbeit heraus konnte ein Verständnis dafür entwickelt werden,

- welche Daten benötigt werden,
- wie diese erschlossen werden können,
- und welcher Mehrwert aus der vorhandenen Datenbasis erzielt werden kann.

Beispielsweise konnte durch die Einbindung von Live-Daten aus Smart Meter-Systemen eine verbesserte Prognosegüte erzielt werden. Als Lösung für die akteursübergreifende Bereitstellung dieser Daten kamen vielfach Daten- und Service-Plattformen zum Einsatz.[78]

Die Datenaufbereitung und -integration konnte im Rahmen der praktischen Umsetzung von Prognosesystemen als größte Herausforderung identifiziert werden. Diese geht einher mit der in vielen Fällen mangelhaften Datenqualität und -verfügbarkeit.

78 Siehe Abschnitt 2.6, Blaupause: Daten- und Serviceplattformen für akteursübergreifenden Informationsaustausch

Modelltraining und Auswertung
Die verfügbare Datenbasis wird genutzt, um das gewählte Modell zu parametrieren, bzw. auch neuronale Netze zu belernen. Insbesondere im Bereich des ML können hierfür auch verschiedene Datensätze kombiniert werden – ein generischer Datensatz für das „Grobtraining“ des Modells sowie „Feintraining“ unter Nutzung eines anlagenspezifischen Datensatzes mit geringem Umfang. Unter Ausnutzung gängiger Fehlermaße werden die Prognosemodelle getestet. Der Vergleich mit anderen Prognosemodellen, von naiven Modellen wie Persistenzprognosen, über etablierte Modelle bis hin zu State-of-the-Art Modellen, ermöglicht es die Prognosegüte des Modells einzuordnen. Ob das gewählte Modell für die konkrete Prognosefrage geeignet ist, lässt sich nur unter Berücksichtigung weiterer Faktoren wie Interpretierbarkeit des Modells, Komplexität und Aufwand beantworten. **Aktivitäten und Erkenntnisse der SINTEG-Schaufenster:** Durch Zusammenarbeit von Wissenschaft und Praxis in SINTEG konnten Prognoseansätze auf der Basis realer Datensätze getestet und weiterentwickelt werden.
Anwendung und laufende Aktualisierung
Das Prognosemodell kann dann in die Anwendung überführt werden. Insbesondere im Bereich des ML kann das Belernen des Modells auf Basis neuer Daten beständig fortgeführt werden. **Aktivitäten und Erkenntnisse der SINTEG-Schaufenster:** In SINTEG wurden verschiedene Prognosesysteme in die Anwendung überführt.

Tabelle 15: Schritte zur Einführung eines Prognosesystems und relevante SINTEG-Aktivitäten

Die operativen Herausforderungen der Einführung von Prognosesystemen werden unter der Kategorie Daten- und Serviceplattformen diskutiert. Inhaltliche Erkenntnisse zu verschiedenen Prognoseansätzen werden innerhalb dieser Kategorie diskutiert.

INNOVATIONSGEHALT

Die Aktivitäten in SINTEG im Bereich Energieprognosen reihen sich in den Kontext internationaler Forschungsaktivitäten ein. Wenngleich die in SINTEG genutzten Konzepte (probabilistische Prognosen, maschinelles Lernen, Kombination verschiedener Ansätze, hierarchische Prognosen) im Forschungskontext bereits etabliert sind, konnte in vielen Fällen eine Übertragung auf einen neuen Kontext erreicht werden. Einerseits wurde das Thema der Prognose für niedrige Spannungsebenen in der deutschen Forschungslandschaft verankert; andererseits ermöglichte die Kollaboration von Akteuren aus Praxis und Wissenschaft das Erproben von Prognoseansätzen unter praxisnahen Bedingungen. Dadurch konnten in SINTEG (weiter-) entwickelte Prognosesysteme wie z. B. GridSage des Forschungsnehmers Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) bis zur Marktreife geführt werden.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Für viele der untersuchten Prognosefragen im Bereich Last- und Erzeugungsprognose konnten technisch ausgereifte und kommerziell verfügbare Lösungen (weiter-) entwickelt werden. Eine Übertragung der Lösung auf andere Netzbetreiber erfordert jedoch stets die individuell zugeschnittene Datenintegration und -aufbereitung als ersten Schritt. Diese Aktivitäten – auf denen jegliche Prognosesysteme aufbauen – lassen sich nur begrenzt automatisieren und bedingen damit einen erheblichen Aufwand auf Seiten des Netzbetreibers. Erst in einem nächsten Schritt kann auf die Anbindung kommerzieller Prognosesysteme (Dienstleis-

ter) mit Hilfe definierter Schnittstellen zurückgegriffen werden. Die sehr diverse Landschaft deutscher Verteilnetzbetreiber setzt der Skalierbarkeit von Einzellösungen damit kurzfristig Grenzen. Mittelfristig, wenn die Digitalisierung der Verteilnetzbetreiber weiter vorangeschritten ist, können neue Prognosesysteme stärker skalieren. Die Umsetzung des Redispatch 2.0-Prozesses besaß dahingehend Lenkungswirkung. Gleiches gilt für die Übertragung von Prognosesystemen für den Netzzustand.

Für die Prognose flexibler Verbraucher in der Niederspannung durch Netzbetreiber bzw. Aggregatoren im Rahmen des Netzengpassmanagements steht ein realitätsnaher Funktionsnachweis bei den derzeit begrenzten Poolgrößen noch aus. Es müssen zunächst weitere Erfahrungen mit verschiedenen Anlagetypen und Poolgrößen im realen Betriebsumfeld gesammelt werden, bevor skalierbare Lösungen abgeleitet werden können. Die in SINTEG entwickelten Ansätze (Abschnitt 6.3) können Ausgangspunkt für Weiterentwicklung und Demonstration im realen Betriebsumfeld sein.

Auf lange Frist kann das Etablieren einheitlicher Datenaustauschformate den akteursübergreifenden Datenaustausch vereinfachen, Datenverfügbarkeit und -integration erleichtern. Erste Schritte hierzu wurden durch die Einführung des Redispatch 2.0-Regimes unternommen.[79]

Aktives Engpassmanagement wird im Vergleich zu den Kosten des konventionellen Netzausbaus von der derzeit gültigen Anreizregulierung (ARegV) benachteiligt. Durch eine Anpassung des regulatorischen Rahmens können finanzielle Anreize für Netzbetreiber geschaffen werden, Prognosesysteme als Grundvoraussetzung des aktiven Engpassmanagements aufzubauen.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Großer Mehrwert für die Weiterentwicklung von Prognosesystemen konnte in SINTEG durch die Zusammenarbeit und den Datenaustausch von Forschung und Praxis (Netzbetreiber) erreicht werden. Durch das Etablieren von Open Data Plattformen, wie beispielsweise dem in WindNODE entwickelten Open Data Portal[80] (siehe Blaupause: Daten- und Serviceplattformen für akteursübergreifenden Informationsaustausch, Abschnitt 2.6), wird es Forschungseinrichtungen auch außerhalb des Kontextes von Forschungsprogrammen wie SINTEG ermöglicht, auf energiewirtschaftliche Daten zuzugreifen. Reale Datensätze ermöglichen es Prognoseansätze weiterzuentwickeln und praxisnah zu testen. Weiterhin kann durch öffentlich zugängliche Datensätze auch eine bessere Vergleichbarkeit von Prognoseansätzen erreicht werden. In SINTEG wurden Prognoseansätze in vielen Fällen nur auf der Basis eines nicht-öffentlichen Datensatzes getestet, was die Vergleichbarkeit verringert.

Öffentliche Datenquellen wie das Marktstammdatenregister spielen eine große Rolle für Energieprognosen. Die Erfahrungen der Schaufenster zeigen jedoch, dass Daten aus diesen Quellen wie im Falle des MaStR zu einem erheblichen Anteil inkonsistent und lückenhaft sind, teilweise sogar falsch. Durch eine Verbesserung der Datenqualität des MaStR kann dessen Nutzwert deutlich erhöht werden. Hierzu sollte durch die BNetzA sichergestellt werden, dass neue Eintragungen in das Register Qualitätsanforderungen wie bspw. einem einheitlichen Einheitenformat genügen. Zudem sollte der bestehende Datensatz auf Fehler und Lücken hin überprüft werden.

79 Im Rahmen der Projekte DA/RE und Connect+ wurden Schnittstellen und Datenformate für den Austausch von Stammdaten, Anlageneinsatzdaten und Redispatch-Daten definiert. Siehe https://www.dare-plattform.de/

80 Die Plattform ist über das Projektende von SINTEG hinaus nicht länger in Betrieb.

Um die Datenverfügbarkeit von Netzzustandsdaten auch auf niederen Spannungsebenen zu erhöhen, können Smart Meter und mit Messtechnik ausgestattete Ortsnetzstationen sowie Kabelverteilerkästen genutzt werden (siehe auch Blaupause: Einbindung von Betriebsdaten aus der MS-/NS-Ebene in das Netzleitsystem für effizienteren Netzbetrieb und automatisiertes Netzengpassmanagement, automatische Fehlererkennung und -behandlung, Abschnitt 5.1).[81] Um gemessene Netzbetriebsmittel, also Betriebsmittel mit der Erfassung von Netzzustandsdaten, mit möglichst geringem Investitionsaufwand bei hohem Nutzwert im Verteilnetz auszurollen, sind weitere Analysen notwendig, damit neuralgische Punkte im Netz identifiziert werden können.

Mit zunehmendem Datenaufkommen, bspw. durch die Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten, werden Standards und Best Practices für Datenaustausch und -integration benötigt. Hier besteht weiterer Entwicklungsbedarf. Gegebenenfalls ist auch eine Anpassung bestehender Prozesse und Verantwortlichkeiten notwendig, um die gestiegene Komplexität handhaben zu können. Denkbar ist auch die Aggregation von Daten durch spezialisierte Dienstleister (Datenaggregator) (C/sells, 2020a, 20f).

81 Vgl. hierzu die Vorschläge der Arbeitsgruppe Rechtsrahmen zur Aufweichung des Erlaubnistatbestandes von § 56 MsBG zur Erhebung von Netzzustandsdaten.

6.1 Blaupause 15: Erzeugungs- und Lastprognosen mittels maschinellen Lernens

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber, Energieversorger
- Anbieter von Prognose-/ Optimierungssystemen
- Forschung
- Gesetzgeber

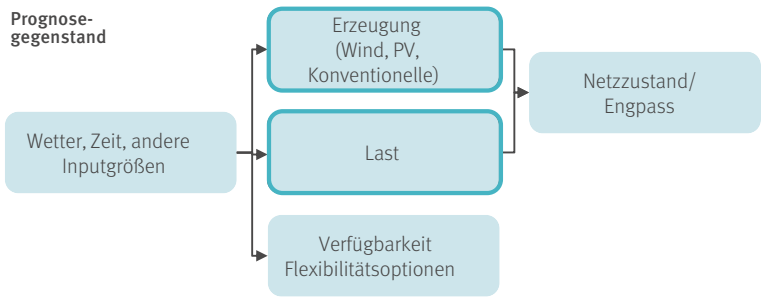
Ausgangslage und Problemstellung

Last- und Erzeugungsprognosen sind die Grundlage für die Prognose des Netzzustandes und damit auch für die Identifikation drohender Engpässe im Netz. Für das Engpassmanagement im Verteilnetz werden damit räumlich hoch aufgelöste Last- und Erzeugungsprognosen benötigt, die derzeit noch nicht verfügbar sind oder eine unzureichende Prognosegüte aufweisen. Eine weitere Herausforderung stellt – in Abhängigkeit von der Netzebene sowie dem jeweiligen Netzgebiet – die teilweise geringe Verfügbarkeit von prognoserelevanten Daten dar.

Lösungsansatz

Die Eignung von Prognoseverfahren aus dem Bereich KI/ML konnte für verschiedene Prognosefragen demonstriert werden. Eine für die Netzzustandsprognose hinreichende Prognosegüte kann für die Mittelspannung und höhere Spannungsebenen bei DA sowie ID-Prognosen erreicht werden.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen



Technologiereifegrad

TRL 6 – 9: Von z. T. Demonstrationsanlage/-konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert bis zu z. T. kommerziellem Einsatz.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- GridSage
- Netz-sensitivitätsmatrix
- Erweiterte PV-Stammdaten
- ISInet
- PV-Eigenverbrauchsprofile

- Prognoseservices für das NS-Netz

- Vertikale Netzlastvorhersage
- e-Now Plattform
- Simulationstool zukünftiger Netzbetrieb

- Szenarienbasierte Windprognosen
- Prognoseoptimierung für Märkte und Systemführung

- Erzeugungsprognosen mit Smart-Meter-Daten

Innovationsgehalt

- Prognosemethoden im Bereich KI sind im Forschungskontext bereits etabliert. Im Rahmen von SINTEG konnten Methoden für verschiedene Anwendungsfälle im Energiebereich weiterentwickelt und in die Praxis übertragen werden.
- Marktreife Lösungen für die Prognose von Last und Erzeugung auf Ebene der NS-/ MS-Umspannung konnten entwickelt werden.

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

- In Abhängigkeit von Prognosefrage und Modellwahl wird ein Mindestmaß an Datenbasis benötigt (u. a. Erzeugungs-, Verbrauchszeitreihen).
- Für Skalierung in der mittleren Frist ist Anpassung der Anreizregulierung notwendig sowie Rollout geeigneter IKT-Infrastruktur für Datenintegration, -aufbereitung, -verarbeitung.

PROBLEMSTELLUNG

Das Zusammenspiel von Erzeugung und Last bestimmt den Netzzustand und damit das Auftreten von Netzengpässen. Die Prognose von dezentraler – insbesondere erneuerbarer – Erzeugung und Last im Verteilnetz ist demnach essenziell für das Netzengpassmanagement. Die relevante Netzebene hängt dabei von den zu erwartenden Engpässen ab. Im Allgemeinen gilt, dass mit niedrigerer Spannungsebene die Anforderungen an Prognosesysteme steigen. Es werden Prognosen für geringe Poolgrößen und geringe räumliche Ausdehnungen der Netzgebiete benötigt. Damit fallen Ausgleichseffekte, die bei Prognosen auf Systemebene die Prognosequalität erhöhen können, auf Verteilnetzebene geringer aus. Derartige Ausgleichseffekte dämpfen bspw. den Einfluss kleinräumiger Wetterereignisse auf Energieprognosen.

Während derzeit eine mangelnde Datenverfügbarkeit für niedere Spannungsebenen eine Herausforderung darstellt, steigt perspektivisch die Durchdringung mit Anlagen (Erzeuger, Verbraucher, Netzbetriebsmittel), die Betriebsdaten messen und bereitstellen. Dies verbessert Beobachtbarkeit sowie Datenverfügbarkeit und ermöglicht neue Prognoseansätze. Gleichfalls steigt jedoch auch die Unsicherheit, da steuerbare Lasten zusätzliche Variabilität in die Einspeise- und Verbrauchsprofile von Prosumern bringen.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

ML für Erzeugungs- und Lastprognosen wurden während der SINTEG-Laufzeit in den kommerziellen Einsatz überführt, um Prognosen der Netzbelastung im Übertragungsnetz zu unterstützen. Auch Energieprognosen in der für das Verteilnetz notwendigen Granularität wurden erst in den vergangenen Jahren als Forschungsgegenstand etabliert. Zugleich wurden Prognosen für die Verteilnetzebene auch als Anwendungsfeld für Methoden des ML/KI erschlossen.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Im Rahmen von SINTEG konnte durch den Einsatz von Methoden des ML eine Verbesserung der Prognosegüten erreicht werden. Es wurde demonstriert – teilweise im Rahmen von Forschungsprojekten, teilweise auch im Rahmen der praktischen Anwendung – dass die Ansätze für vielfältige Prognosefragen genutzt werden können: kurzfristige (ID, DA) Prognosen für Erzeuger und Lasten beliebigen Typs auf verschiedenen Aggregationsleveln, von der Einzelanlage bis hin zu aggregierten Lastflüssen auf höheren Spannungsebenen.

Der Einsatz von ML-basierten Prognosemodellen wurde dabei im Zusammenspiel mit weiteren Prognosekonzepten realisiert. Dadurch konnten Lösungen entwickelt werden, um die aufgezeigten Problemstellungen im Bereich der Energieprognose zu adressieren. In Tabelle 16 findet sich eine Erläuterung dieser Konzepte, hinterlegt mit konkreten Beispielen aus SINTEG sowie einer Zuordnung zu den adressierten Problemen.

Demonstrierte Prognosekonzepte, adressierte Herausforderungen und Aktivitäten der SINTEG-Schaufenster

Transfer Learning: Bei dieser Methode des ML wird das Modell einem mehrfachen Lernprozess unterzogen. Zunächst wird ein umfangreicher, generischer Datensatz (bspw. Einspeisezeitreihe einer PV-Anlage) für das Vortraining des Modells genutzt. Anschließend kann das Modell mit einem Datensatz geringeren Umfangs (bspw. Einspeisezeitreihe der zu prognostizierenden PV-Anlage) nachtrainiert werden und auf die spezifische Prognosefrage zugeschnitten werden.

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
	X	X	X

Mehrwert: Verringerter Datenbedarf

SINTEG-Aktivität: Im Schaufenster WindNODE entwickelte Solandeo eine kommerzielle Lösung für PV-Prognosen weiter (TAP 4.4). Datenbasis für das Training der ML-Modelle sind historische Zeitreihen anlagenscharfer Erzeugungszeitreihen sowie Wetterprognosen. Für jeden Anlagenstandort werden eigene Modelle (neuronale Netze) trainiert. Zunächst werden die Modelle auf Basis generischer Daten vortrainiert und anschließend mit standortspezifischen Daten nachtrainiert. Für letzteres ist nur ein geringer Datenumfang notwendig (eine Woche Trainingsdaten ausreichend). Durch diesen doppelten Trainingsprozess werden lokale Gegebenheiten in den Modellen besser abgebildet.

Referenzprognosen: Für die Prognose einer spezifischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlage kann auf die Zeitreihendaten von ähnlichen Anlagen (bspw. gleicher Anlagentyp, räumliche Nähe) zurückgegriffen werden. Durch automatisierte Feature Selektion in Verbindung mit maschinellem Lernen können aus einem großen Pool an gemessenen Anlagen, diejenigen ausgewählt werden, die den größten Mehrwert für die Prognose der spezifischen Anlage liefern.

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
	X	X	X

Mehrwert: Zur Verfügung stehende Daten werden besser genutzt und die Prognosegüte kann verbessert werden.

SINTEG-Aktivität: Im Schaufenster WindNODE (TAP 4.4, Erzeugungsprognosen mit SM-Daten) entwickelte Solandeo eine kommerzielle Lösung für PV-Prognosen weiter. Für die Prognose greift das Modell auf die aktuelle Einspeisung der Anlage zurück. Ungemessene Anlagen können durch Referenzprognosen gemessener Anlagen mit nahem Standort abgebildet werden. Darüber hinaus kann das Modell auch auf die Messdaten eines Pools zahlreicher anderer, über Deutschland verteilter Anlagen zurückgreifen. Durch automatisierte Feature Selection kann das Modell aus den Daten dieses Anlagenpools diejenigen Anlagen und Standorte auswählen, aus denen sich Rückschlüsse auf die zu prognostizierende Anlage ziehen lassen. Die aktuelle Einspeisung der ausgewählten Anlagen findet dann ebenfalls Eingang in die Erzeugungsprognose. Dadurch können bspw. aufziehende Wetterfronten besser abgebildet werden. (WindNODE, 2020, 110f)

Nutzung zusätzlicher Datenquellen: Luftbilder – Mittels ML können Luftbilder analysiert werden, um die vorhandenen Stammdaten und GIS-Daten von Erzeugungsanlagen zu ergänzen. So können bspw. Standorte spezifiziert werden, oder Ausrichtung/Neigung von PV-Anlagen bestimmt werden.

Wolkenkameras – Durch Methoden der KI können Daten von Wolkenkameras, Strahlungs- und Verschmutzungssensoren ausgewertet werden, um lokale Kurzfristprognosen für PV-Einspeisung zu verbessern.

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
	X	X	X

Mehrwert: Die verbesserte Datengrundlage ermöglicht räumlich höher aufgelöste Prognosen und eine höhere Prognosegüte.

SINTEG-Aktivität: Im Schaufenster C/sells entwickelten Fraunhofer ISE/TenneT/KIT eine Methodik weiter, die es ermöglicht, mittels Bilderkennungsverfahren (Deep Learning, Convolutional Neural Networks) aus Luftbildern Azimut- und Neigungswinkel von PV-Anlagen zu ermitteln. Die im MaStR vermerkten Anlagen können durch das System identifiziert, verortet, kategorisiert und durch weitere technische Parameter beschrieben werde (kommerziell verfügbar unter dem Namen „greenventory").[82] In Demonstrationen konnten 83 % der PV-Anlagen mittels Algorithmus lokalisiert und parametriert werden (C/sells, 2021, S. 151).

Im Schaufenster C/sells wurden mit ISInet autarke Messsensoren mit Einstrahlungssensoren und Wolkenkameras entwickelt. Diese wurden am Flughafen Stuttgart genutzt, um Kurzfrist-PV-Prognosen zu verbessern (C/sells, 2021, S. 150–159).

Hierarchische Prognosen: Erzeugung und Last werden nach Technologien/Kundengruppen getrennt auf geringer Aggregationsebene prognostiziert und anschließend über die verschiedenen Netzebenen hinweg aggregiert. Bspw. kann der vertikale Lastfluss an der Umspannung zwischen zwei Netzebenen in Last- und Erzeugung der nachgelagerten Netzebene disaggregiert werden. Durch die Prognose von Last- und Erzeugung auf niedriger Aggregationsebene bis hin zur Prognose von Einzelanlagen kann die Prognose auf vorgelagerten Netzebenen verbessert werden, Spezifika einzelner Technologien/Kundengruppen können in den Prognosemodellen beachtet werden und Prognosen können unabhängig vom Schaltzustand des Netzes erstellt werden. Die Zuordnung von EE-Anlagen mit Netzanschluss in niedrigen Netzebenen zu Netzknotenpunkten in vorgelagerten Ebenen (bspw. HS/HöS) kann dabei auf Basis einer (dynamischen) Sensitivitätsmatrix vorgenommen werden.

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
X		X	X

Mehrwert: Prognosen in hoher Granularität, verbesserte Prognosegüte.

SINTEG-Aktivität: Im Schaufenster C/sells wurde durch das ZSW ein Gesamtkonzept für die Prognose dezentraler Erzeugung sowie Last für Verteilnetze umgesetzt (kommerziell verfügbar unter dem Namen „GridSage") (Haller, Langniß, Reuter & Spengler, 2020; Tomschitz et al., 2020). Während für gemessene Erzeuger und Verbraucher (PV-Großanlagen, RLM-Kunden) mittels ML eigene anlagenscharfe Prognosen erstellt werden, werden Kleinanlagen und Kunden mit Standardlastprofil (SLP) entsprechend geografischer Nähe einem ONT zugewiesen und jeweils aggregiert als Pool auf ONT-Ebene prognostiziert.

Weiterhin wurde in C/sells durch TransnetBW eine dynamische Netzsensitivitätsmatrix entwickelt, die in Abhängigkeit von Schaltzustand des Netzes sowie aktueller Einspeise-/Lastsituation die Wirkung von EE-Anlagen auf Umspannpunkte bestimmt (TransnetBW, 2021).

Im Schaufenster enera demonstrierte energy & meteo systems ein Prognosesystem für die vertikale Netzlast eines Umspannwerkes (Goldkamp et al., 2021, 218f). Die vertikale Netzlast wird in Komponenten für einzelne Erzeugerarten und die Residuallast aufgespalten, welche jeweils getrennt prognostiziert werden. Ein ähnliches Vorgehen wurde in enera auch durch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) demonstriert. Weiterhin implementierte der ÜNB TenneT die e-now Plattform, welche für Kurz-/Kürzestfristprognose eingesetzt werden kann. Es kommen hierarchische Prognosen zum Einsatz, wobei ausgehend von der PLZ-Ebene EE-Anlagen Netzknoten zugewiesen und aufaggregiert werden. (Goldkamp et al., 2021, S. 222–224)

Auch im Schaufenster NEW 4.0 setzten TenneT und das Fraunhofer IEE dieses Verfahren in Kombination mit „Extreme Machine Learning" für die Prognose der vertikalen Lastflüsse an den HöS/HS-Transformatoren ein unter Berücksichtigung von Winderzeugungsprognosen. (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 847–849, NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 31–36)

Kombination von Prognoseansätzen (Ensemble Machine Learning): Die Kombination verschiedener Prognoseansätze für die gleiche Prognosefrage kann die Prognosegüte erhöhen. So können bspw. mehrere Ansätze aus dem Bereich des ML kombiniert werden.

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
		X	X

Mehrwert: Verbesserte Prognosegüte, verbesserte Ausnutzung der vorhandenen Datenbasis.

82 Siehe greenventory.de

SINTEG-Aktivität: Im Schaufenster DESIGNETZ demonstrierte das Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz (DFKI) die Kombination verschiedener Prognoseansätze (case-based Reasoning, neuronale Netze, Random Forest), wobei eine Verbesserung der Güte von PV- und Lastprognose erreicht werden konnte. Die Prognosemethoden werden mit Hilfe von Ensemble Machine Learning kombiniert. (DESIGNETZ, 2021c, S. 473–487)

Probabilistische Prognosen: Die Verwendung probabilistischer Prognosen für Last- und Erzeugung ermöglicht eine Quantifizierung der Prognose inhärenten Unsicherheit – auch für die anschließende Prognose des Netzzustandes.

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
		X	

Mehrwert: verbesserter Informationsgehalt der Prognosen, auch bei abnehmender Prognosegüte für kleinräumige Netzgebiete.

SINTEG-Aktivität: Im Schaufenster NEW 4.0 untersuchte das Fraunhofer IEE probabilistische Windprognosen und den Einfluss der Unsicherheit auf die weitere Verwendung der Prognose im Rahmen der Netzzustandsrechnung (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 838–846). Methoden zur probabilistischen Prognose für das Engpassmanagement wurden in enera im Rahmen eines Simulationstools weiterentwickelt (Goldkamp et al., 2021, 92ff).

Nutzung von Live-Daten: Durch die zunehmende Verbreitung von gemessenen Anlagen (Erzeuger, Verbraucher, Netzbetriebsmittel) mit IKT-Anbindung stehen viele prognoserelevante Daten nicht nur als historische Datenreihe, sondern auch nah an Echtzeit zur Verfügung und können als Eingangsdaten für Prognosesysteme genutzt werden.

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
		X	X

Mehrwert: stark verbesserte Prognosegüte, insbesondere für den ID-Zeithorizont.

SINTEG-Aktivität: Die Verbesserung der Prognosegüte durch die Einbindung von Live-Daten wurde von mehreren Schaufenstern demonstriert. So nutzte bspw. das ZSW in C/sells Live-Daten der letzten 24h für die Erzeugungsprognose neben Stamm- und historischen Bewegungsdaten der Anlagen sowie Rohdaten verschiedener Wettermodelle als Eingangsdaten für einen maschinellen Lernprozess (Deep Neural Network, DNN).

Ähnliche Ansätze finden sich bspw. bei DESIGNETZ (DESIGNETZ, 2021c, S. 489–491) und WindNODE (WindNODE, 2020, 110f).

Akteursübergreifende Implementierung: Der Aufbau eines Prognosesystems erfordert den akteursübergreifenden Austausch von Daten und die Definition entsprechender Schnittstellen. So können zusätzliche Datenquellen einbezogen werden.

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
X	X		

Mehrwert: Wege zur Implementierung akteursübergreifender Plattformen für Datenaustausch wurden aufgezeigt.

SINTEG-Aktivitäten: Die Anbindung externer Prognosedienstleister an die IKT-Infrastruktur eines Netzbetreibers wurde in mehreren Schaufenstern demonstriert. Hierfür kamen teilweise dezidierte Datenplattformen zum Einsatz.[83] Beispiele finden sich in DESIGNETZ sowie C/sells (Anbindung ZSW an Stadtwerke Schwäbisch Hall).

Neue Standardlastprofile: Verbraucher ohne Lastgangmessung werden mittels Standardlastprofilen bilanziert und prognostiziert. Durch Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs von Haushalten in den Profilen kann die Prognosegüte verbessert werden.

83 Siehe hierzu Blaupause: Daten- und Serviceplattformen für akteursübergreifenden Informationsaustausch, Abschnitt 2.6

Adressierte Herausforderungen bei Erzeugungs- und Lastprognosen:

Operationalisierung	Datenverfügbarkeit	Prognosegüte	Prognosen für MS-/NS-Netze
	X	X	X

Mehrwert: Verbesserte Lastprofile wurden entwickelt. Zudem wurde gezeigt, dass auch bei Nutzung synthetischer Last-/Erzeugungsprofile für Haushalte ohne gemessene Netzanschlüsse eine Netzzustandsbestimmung in der Niederspannung innerhalb des Toleranzbereiches möglich ist (C/sells, 2021, S. 297).

SINTEG-Aktivitäten: In C/sells wurden durch statistische Auswertung realer Last- und Erzeugungszeitreihen von Haushalten mit PV-Eigenverbrauch neue Lastprofile entwickelt (TransnetBW, 2021).

Weiterhin wurde eine Netzzustandsbestimmung für die Niederspannung auf Basis realer Messwerte und synthetischer Last-/Einspeiseprofile für das Testgebiet Hittistetten umgesetzt (C/sells, 2021, S. 295–312).

Tabelle 16: Demonstrierte Prognosekonzepte, zugeordnete SINTEG-Aktivitäten und erzielter Mehrwert für Umsetzung eines Prognosesystems

INNOVATIONSGEHALT

Energieprognosen mittels ML sowie die weiteren dargestellten Konzepte waren bereits vor SINTEG Forschungsgegenstände. Es konnte jedoch durch die Übertragung der Ansätze auf die Praxis der deutschen Energiewirtschaft (teilweise durch Implementierung, teilweise durch Nutzung entsprechender Daten und Netzmodelle) deren konkrete Anwendbarkeit in Bezug auf verschiedene Prognosefragen demonstriert werden. Im Einzelfall konnte eine Steigerung des Technologiereifegrades bin hin zur marktreifen Lösung erreicht werden.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Voraussetzung für die Übertragung eines Prognosesystems ist die Verfügbarkeit der entsprechenden Datengrundlage. Netzbetreiber und/oder spezialisierte Dienstleister müssen hierfür ggf. neue Datenquellen erschließen und unter Berücksichtigung der Datenschutzanforderungen in ihre IKT-Infrastruktur integrieren können. Bei den Verteilnetzbetreibern findet sich im Hinblick auf diese Voraussetzungen ein sehr diverses Bild – während einzelne Netzbetreiber relevante Datenquellen bereits umfänglich in Data Warehouse Systeme integriert haben, liegen bei anderen Netzbetreibern relevante Daten zur Netztopologie teilweise noch analog vor. Herausforderungen für die Datenintegration sind, dass diese mit einem hohen Aufwand einhergeht und sich nur bedingt automatisieren lässt. Erschwerend für die Übertragung von Prognosesystemen kommt hinzu, dass Netzbetreiber auf individuelle Lösungen für das Netzleitsystem zurückgreifen, wodurch manuelle Anpassungen bei der Integration von Prognosesystemen notwendig sind.

Die Skalierbarkeit der Lösungen ist damit zum heutigen Zeitpunkt auf Netzbetreiber begrenzt, die bereits eine entsprechende IKT-Infrastruktur vorweisen. Kurzfristig kann jedoch die Ausgestaltung einheitlicher Schnittstellen für den Datenaustausch sowie die fortschreitende Datenintegration bei Netzbetreibern die Skalierbarkeit verbessern.

Die wirtschaftlichen Vorteile verbesserter Prognosesysteme sind spezifisch für die jeweilige Netzsituation. Auf mittlere Frist können bei steigender Durchdringung mit volatilen EE und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bei vielen Verteilnetzbetreibern durch Prognosesysteme Effizienzpotenziale gehoben werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch die Anerkennung der entstehenden Kosten in der Anreizregulierung.

Durch die Einführung des Redispatch 2.0-Regimes wurden auch Anlagen im Verteilnetz in das vorausschauende Netzengpassmanagement mit einbezogen. Für entsprechende Redispatch 2.0-Anlagen werden Prognosen mit einem DA-Zeithorizont benötigt. In SINTEG konnten hierfür wichtige Erfahrungen gesammelt werden.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Weiterer Entwicklungsbedarf besteht im Hinblick auf die derzeit mangelhafte Datenverfügbarkeit, insbesondere bei Prognosen für die Niederspannungsebene. Während Prognosealgorithmen bereits eine praxistaugliche Güte erreicht haben, bleibt zu klären, wie bei möglichst geringen Investitionskosten die Erschließung von Datenquellen und damit die Beobachtbarkeit des Netzes verbessert werden kann: Welche neuralgischen Punkte im Netz sollten mit Messtechnik ausgestattet werden, um effizient prognoserelevante Daten zu liefern? Zwar konnte in SINTEG gezeigt werden, dass nach erfolgtem Smart-Meter-Rollout eine Netzzustandsschätzung für die Niederspannung auf Basis von iMSys-Daten möglich ist (Netzzustandserfassung Ulm Einsingen/Hittistetten, (C/sells, 2021, S. 287–312)). Gerade für die Phase des graduellen Smart-Meter-Rollouts bei geringer Datenverfügbarkeit werden jedoch neue Methoden benötigt – für die Zustandsschätzung sowie den gezielten Smart-Meter-Rollout.

Weiterer Entwicklungsbedarf besteht im Hinblick auf die Lastprognosen für Prosumer. Zwar wurden in SINTEG neue Standardlastprofile für Haushalte mit PV-Eigenverbrauch entwickelt, um die Prosumenten Ebene besser abbilden zu können; eine Berücksichtigung steuerbarer Lasten steht jedoch noch aus. Schließlich sinkt perspektivisch durch die Verbreitung steuerbarer Lasten die Güte der Lastprognose – solange Steuerungseingriffe nicht in der Prognose abgebildet werden können. Für geringe Aggregationsebenen wie die Niederspannungsebene werden damit perspektivisch Methoden benötigt, die individuelles Verbraucherverhalten besser abbilden können.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Datengewinnung und -aufbereitung muss künftig eine stärkere Rolle in Demonstrationsprojekten einnehmen. Entwickelte Lösungen stehen häufig hinter dem eigentlichen Anwendungsfall der Daten zurück und sind wenig dokumentiert.

Im Forschungskontext ist die Vergleichbarkeit von Prognoseansätzen häufig nicht gegeben, da typischerweise auf eine projektspezifische Datenbasis zurückgegriffen wird. Das Etablieren eines offenen Datenaustauschs oder die Durchführung von Prognose-„wettbewerben" kann die Entwicklungsdynamik steigern.

Die häufig verwendeten herstellerspezifischen Datenmodelle und Schnittstellen schränken die Nutzbarkeit von Daten stark ein. Da Daten die Grundlage einer jeden Prognose darstellen, ermöglicht die breite Nutzung von Standards für Daten und Datenaustausch eine effizientere Datenverarbeitung und somit Prognoseerstellung. Zur Anwendung kommen kann hierbei das Common Information Model (CIM, siehe Synthesefeld 3 – Digitalisierung). Darüber hinaus kann der Zugriff auf regulatorisch geforderte, öffentliche Daten (bspw. Marktstammdatenregister) durch Schnittstellen verbessert werden. Auch der Umfang von Stammdaten sollte für verbesserte Energieprognosen erhöht werden. Die SINTEG-Erfahrungen zeigen, dass das Marktstammdatenregister derzeit nur mittels aufwändiger Datenaufbereitung für Prognosen genutzt werden kann.

6.2 Blaupause 16: Netzzustandsprognosen für das Verteilnetz

Blaupause

Zielgruppen

- Netzbetreiber
- Anbieter von Prognose-/Optimierungssystemen
- Forschung
- Gesetzgeber

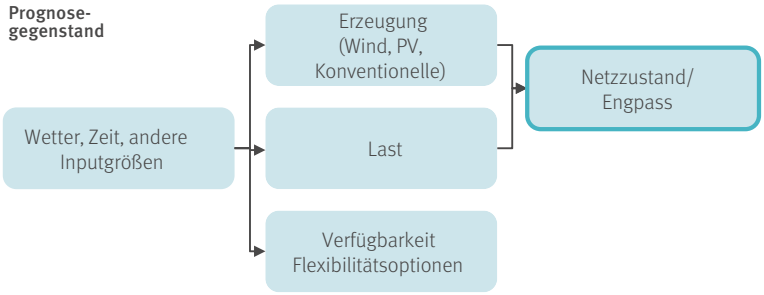
Ausgangslage und Problemstellung

Vorausschauendes Engpassmanagement im Verteilnetz erfordert Netzzustandsprognosen. Perspektivisch werden damit auch umfassendere Netzzustandsprognosen für niedrigere Spannungsebenen (MS, NS) benötigt, als derzeit in der Praxis üblich. Zentrale Herausforderung hierfür stellen – in Abhängigkeit von der Netzebene sowie dem jeweiligen Netzgebiet – die Datenverfügbarkeit sowie die geringeren Ausgleichseffekte dar.

Lösungsansatz

Die in der Praxis übliche Prognose des Netzzustandes auf Basis von Erzeugungs- und Lastprognosen und Netzberechnungen kann auch auf die MS-Ebene übertragen werden. Neue Ansätze zur direkten Netzzustandsprognose ohne Netzberechnung konnten demonstriert werden. Diese weisen derzeit einen eingeschränkten Anwendungsbereich auf.

Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen



Technologiereifegrad

TRL 5 – 9: Von z. T. Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde in einem anwendungsorientierten Gesamtsystem implementiert und generelle Machbarkeit nachgewiesen bis zu z. T. kommerziellem Einsatz.

Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten

- Netzzustandsprognosen für ReFlex, ALF
- Verteilnetzinformationssystem Ulm
- Intelligentes VN Schwäbisch Hall
- Vertikale Netzlastvorhersage
- Netzampel

Innovationsgehalt

- Etablierte Methoden auf niedere Spannungsebenen erfolgreich übertragen.
- Neue Ansätze zur direkten Netzengpassprognose entwickelt und demonstriert.

Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

- In Abhängigkeit vom Prognoseansatz wird eine unterschiedliche – und teilweise sehr umfangreiche – Datenbasis benötigt (Erzeugungs-, Verbrauchszeitreihen, Zeitreihe der Lastflüsse an Netzelementen) sowie digitale Netzmodelle und Kenntnis der Schaltzustände.
- Ansätze für die direkte Prognose der Ampelphase müssen noch weiterentwickelt werden, bevor sie über die in SINTEG demonstrierten Anwendungsfälle hinaus in die Praxis übertragen werden können; die Ansätze eignen sich derzeit nur für Netzelemente mit regelmäßig auftretenden Engpasssituationen.
- Für mittelfristige Skalierung ist Anpassung der Anreizregulierung notwendig.

PROBLEMSTELLUNG

Netzengpassmanagement setzt voraus, dass der aktuelle Netzzustand bekannt ist bzw. der zukünftige Zustand prognostiziert werden kann. Für die Klassifizierung des Netzzustandes im Verteilnetz und die Koordination markt- und netzdienlicher Flexibilität wurde das Ampelkonzept entwickelt (grün – engpassfrei, gelb – engpassgefährdet, rot – Gefährdung der Netzstabilität) (BDEW, 2017b). Im Falle einer prognostizierten gelben oder roten Ampelphase kann der Netzbetreiber zur Beseitigung des drohenden Engpasses netzdienliche Flexibilität kontrahieren.[84] Hierfür kann er bspw. auf Flexplattformen zurückgreifen (siehe Kapitel 2). Durch Netzzustandsprognosen und vorausschauendes Engpassmanagement kann also die gelbe oder rote Ampelphase aufgelöst werden.

Der relevante Prognosehorizont für Netzzustandsprognosen ergibt sich also aus den Prozessen des Engpassmanagements und der Netzebenen-übergreifenden Koordination von Maßnahmen des Engpassmanagements. Im Rahmen der von SINTEG-Schaufenstern umgesetzten Flexplattformen wurden Flexibilitäten bei einer DA-Vorlaufzeit kontrahiert. Für das zum Ende 2021 eingeführte Redispatch 2.0-Regime ist eine Vorlaufzeit von 36h notwendig. Für diesen Prognosehorizont muss demnach eine Prognosegüte erreicht werden, die ausreichend ist, um Engpässe zuverlässig vorherzusagen und zu beheben.

Netzzustandsprognosen greifen im Regelfall auf Last- und Erzeugungsprognosen zurück. Die zuvor genannten Einschränkungen für Last- und Erzeugungsprognosen (siehe Blaupause 3.1) übertragen sich damit auch auf die Netzzustandsprognose: für niedrige Spannungsebenen steigt die Granularität und Ausgleichseffekte fallen schwächer aus; zudem ist die Beobachtbarkeit des MS- und NS-Netzes derzeit noch stark eingeschränkt. Schließlich stellen Netzbetriebsmittel mit Messeinrichtungen und IKT-Anbindung auf diesen Spannungsebenen eine Ausnahme dar. Damit besteht eine weitere Herausforderung darin, auf der Grundlage einer begrenzten Datenbasis den Netzzustand zu schätzen.

Vor dem Hintergrund, dass typische Engpasssituationen von Verteilnetz zu Verteilnetz variieren, ergeben sich hieraus zum heutigen Zeitpunkt nur im Einzelfall Herausforderungen für den operativen Netzbetrieb. Schließlich sind Netzzustandsprognosen nur für engpassgefährdete Netzebenen notwendig. Aufgrund steigender Durchdringung mit EE-Erzeugern, einer Elektrifizierung der Verbraucher im Zuge der Sektorkopplung und dem Anschluss vielfältiger Flexibilitäten in der NS-Ebene müssen Engpässe perspektivisch auch auf niederen Spannungsebenen prognostiziert werden können.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Die Netzzustandsprognose auf der Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ist bereits in der Praxis etabliert. So werden auf der Ebene des Übertragungsnetzes im Rahmen definierter und etablierter Prozesse Netzzustandsprognosen durchgeführt (z. B. DACF – Day Ahead Congestion Forecast). Für Verteilnetzbetreiber bestand lange Zeit kein Bedarf Netzzustandsprognosen oder -hochrechnungen durchzuführen, da die Netze engpassfrei ausgebaut waren und vorausschauendes Engpassmanagement zur Erfüllung des Versorgungsauftrages nicht notwendig war. Derzeit herrscht bei deutschen Verteilnetzbetreibern eine sehr heterogene Ausgangslage für das Engpassmanagement – sowohl in Bezug auf Notwendigkeit als auch Voraussetzungen. Während

84 Eine Definition der Ampelphasen findet sich bspw. in C/sells (2021, S. 217-231).

Engpassprognosen und -management auf Ebene der Hochspannung etabliert ist, gilt dies nicht für die MS- und NS-Ebene. Für diese Netzebenen befinden sich entsprechende Prozesse noch in der Entwicklung.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Im Rahmen von SINTEG wurden Prognosesysteme für den Netzzustand des Verteilnetzes von mehreren Schaufenstern untersucht und teilweise praktisch umgesetzt. Insbesondere für die Demonstration der Flexplattformen wurden Netzzustandsprognosen genutzt und entsprechende Prognosesysteme umgesetzt. Diese beschränkten sich auf die Mittelspannung sowie höhere Netzebenen; mit der Ausnahme ALF, wo Netzzustandsprognosen auch für einzelne ONT-Gebiete auf NS-Ebene demonstriert wurden (Estermann, Köppl, Müller & Zeiselmair, 2019). Eine praxisnahe Umsetzung von Netzsicherheitsrechnung sowie -prognose für die Niederspannung und Integration in die Netzleitwarte des VNB findet sich darüber hinaus in der C/sells-SINTEG-Lösung intelligentes VN Schwäbisch Hall.[85]

Um Netzzustände zu prognostizieren, kommen drei Ansätze in Frage, die den Netzengpass unterschiedlich direkt prognostizieren, dargestellt in Abbildung 28:

Ansatz 1) **Prognose von Erzeugung und Last als Eingangsgrößen für die Netzzustandsberechnung;** dieser Ansatz wird in der Praxis eingesetzt und wurde von den Schaufenstern C/sells sowie enera für ihre jeweiligen Flexplattformen genutzt. (siehe Detail-Blaupause Abschnitt 6.2.1)

Ansatz 2) **Direkte Prognose des Netzzustandes,** also der Lastflüsse im Netz, mit verringerter Datenbasis gegenüber einer Netzzustandsberechnung (nur EE-Prognose genutzt). Dieser Ansatz wurde in SINTEG für die Flexplattform ENKO des Schaufensters NEW 4.0 implementiert. (siehe Detail-Blaupause Abschnitt 6.2.2)

Ansatz 3) **Direkte Prognose der Ampelphase** (bzw. des Überlastungszustandes), also der Klassifikation der Lastflüsse, ohne Prognose der Lastflüsse selbst. Dieser Ansatz wurde im Schaufenster C/sells theoretisch untersucht. (siehe Detail-Blaupause Abschnitt 6.2.2)

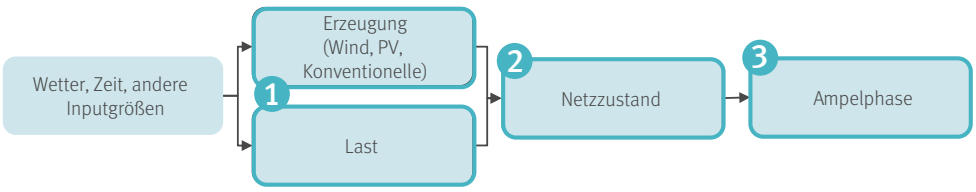


Abbildung 28: Prozesskette und notwendige Eingangsdaten für die Bestimmung von Netzzustand und Ampelphase (drei Ansätze zur Prognose in rot)

Die Ansätze zur direkten Prognose benötigen einen geringeren Zeit- und Ressourcenaufwand als die vollständige Netzmodellierung. Sie könnten damit im operativen Betrieb als Entscheidungskriterium für die vollständige Netzmodellierung herangezogen werden, um prognosti-

85 Die SINTEG-Lösungen wurde auf Basis von IT-Lösungen von Venios und Vivavis umgesetzt und wurde von den SW Schwäbisch Hall unter dem Namen ASCARI bereits in eine kommerzielle Anwendung überführt; siehe https://stadtwerke-hall.de/ascari/, https://venios.de/venios-energy-plattform/, https://www.vivavis.com/.

zierte Engpässe zu verifizieren und spezifizieren. In der nachfolgenden Tabelle 17 werden die drei Ansätze miteinander verglichen und weitere Vor- und Nachteile dargestellt.

1 **Netzzustandsberechnung auf Basis von Last- und Erzeugungsprognose**	2 **Direkte Prognose von Leitungsflüssen bzw. Engpassvolumina**	3 **Direkte Prognose der Ampelphase**
Beschreibung		
Last- und Erzeugung (bzw. vertikale Netzlast an Umspannpunkten) werden für jeden Netzknoten prognostiziert. Diese dienen als Eingangsdaten für die Netzberechnung.	Die Ergebnisse der Netzberechnung werden direkt prognostiziert, d. h. Lastflüsse bzw. Engpassvolumina für alle Leitungen und Transformatoren.	Die Ampelphase (Klassifikation des Netzzustandes) eines Netzelementes wird direkt prognostiziert.
Informationsgehalt der Prognose		
Auftreten eines Engpasses (ja/nein); Überlastetes Netzelement; Engpassvolumen je Netzelement.		Auftreten eines Engpasses (ja/nein); Grobe Einordnung des Engpassvolumens.
Prognostizierbare Engpässe		
Für jede Art von Engpass sowie Netzebene geeignet.	Die Prognoseverfahren sind nur für Netzelemente geeignet, an denen regelmäßig Engpässe auftreten (Problem der Data Imbalance). Die praktische Erfahrung zeigt jedoch, dass – in Abhängigkeit von der Netzstruktur – ein Großteil der Engpässe an nur wenigen Netzelementen stattfindet. Diese können zuverlässig prognostiziert werden.	
Erforderliche Datenbasis für Modelltraining		
Umfassende Datenbasis (Metadaten und Zeitreihen) über Erzeuger- und Verbraucher (auch im unterlagerten Netz) ist notwendig; Zuordnung Erzeuger/ Verbraucher zu Netzstruktur (Knoten); Netzdaten notwendig für und Lastflussberechnung.	Nur Datenbasis (Metadaten und Zeitreihen) über engpassverursachende Anlagen notwendig (bspw. EE-Erzeugung und Abregelung); Sensitivität der engpassverursachenden Anlagen auf engpassgefährdete Netzelemente; Zeitreihen der Lastflüsse an engpassgefährdeten Netzelementen, diese müssen ggf. erst aus Netzzustandsberechnung ermittelt werden (siehe 1).	Nur numerische Wetterdaten (NWP) notwendig, keine Datenbasis über Erzeuger/ Verbraucher (können jedoch Prognosegüte verbessern); GIS-Daten der Netzstruktur für Zuordnung Wetterdaten zu Netzstruktur; Zeitreihe der Klassifikation der Lastflüsse an engpassgefährdeten Netzelementen; diese müssen ggf. erst aus Lastflüssen ermittelt werden (siehe 2).
Erforderliche Datenbasis für Prognoseerstellung		
Last-/Erzeugungsprognose	Abh. von Engpassursachen (bspw. Prognose der EE-Erzeugung)	Wetterprognose
Technologiereifegrad		
9 (für HS- und MS-Netze)	7	5
Vorteile des Prognoseansatzes		
Etablierte Methode, die in der Praxis breite Anwendung findet.	Geringer Datenbedarf in der Anwendung, potenziell geringerer Datenbedarf für Modelltraining; Keine Netzzustandsberechnung notwendig, damit geringerer Zeit-/Ressourcenaufwand in Anwendung.	

1 Netzzustandsberechnung auf Basis von Last- und Erzeugungsprognose	2 Direkte Prognose von Leitungsflüssen bzw. Engpassvolumina	3 Direkte Prognose der Ampelphase
Herausforderungen des Prognoseansatzes		
Sehr umfangreiche Datenbasis für Training und Anwendung notwendig; Ressourcenintensive Netzzustandsberechnung notwendig.	Ggf. hoher Aufwand für Preprocessing der Daten, wenn keine gemessen Lastflusszeitreihen vorliegen; Ggf. muss höhere Anzahl an Prognosen erstellt werden (alle engpassgefährdeten Netzelemente); Data Imbalance (selten auftretende Ampel-phasen rot und gelb werden nur schlecht durch das Model abgebildet).	Engpassvolumen ist unbekannt
SINTEG-Aktivitäten		
Siehe Blaupause 15: Erzeugungs- und Lastprognosen mittels ML, Abschnitt 6.1; Methodik genutzt u. a. für Demonstration der Flexplattformen ReFlex, ALF in C/sells (C/sells, 2021, S. 224–225), Berechnung der vertikalen Netzlast in enera (Goldkamp et al., 2021, 218f, 294-296), Verteilnetzinformationssystem der TH Ulm in C/sells (C/sells, 2021, S. 287–312), Intelligentes Verteilnetz Schwäbisch Hall (C/sells, 2021, S. 312–314).	Methodik genutzt für Demonstration der Netzampel im Zusammenhang mit der Flexplattform ENKO in NEW 4.0 (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 36–42).	Wissenschaftliche Analyse im Rahmen von C/sells/ReFlex, keine Demonstration in der Praxis.

Tabelle 17: Vergleich der Optionen zur Prognose des Netzzustandes (angelehnt an (He, Henze & Sick, 2020a))

INNOVATIONSGEHALT

In SINTEG konnten etablierte Methoden zur Netzzustandsprognose (Prognose von Erzeugung und Last als Eingangsdaten für die Netzzustandsberechnung) auf niedere Spannungsebenen übertragen werden. Darüber hinaus wurden jedoch auch neuartige Ansätze untersucht (direkte Prognose Lastfluss/Ampelphase) und deren Anwendungsbereiche aufgezeigt. Im Einzelfall konnten Systeme für Netzzustandsschätzung und -prognose in die Praxis überführt werden.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Netzzustandsprognosen auf Basis von Netzzustandsberechnungen setzen eine umfangreiche Datenbasis voraus. Diese umfasst die notwendige Datenbasis für netzknotenscharfe Erzeugungs- und Lastprognosen, sowie zusätzlich ein digitales Netzmodell, Kenntnis der Schaltzustände und gemessene Netzparameter. Die Übertragbarkeit der in SINTEG demonstrierten Lösungsansätze für die MS- und HS-Ebene hängt damit stark von den individuellen Voraussetzungen des Netzbetreibers ab, also vorhandener IKT-Infrastruktur und Sensorik im Netz.

Eine Übertragung dieser Ansätze auf die NS-Ebene ist nur eingeschränkt möglich, da erst durch Erhöhung der Transparenz im NS-Netz (bspw. durch zusätzliche Messpunkte im Netz sowie Smart-Meter-Infrastruktur) die notwendige Datenbasis geschaffen wird. In SINTEG konnte jedoch bereits die technische Umsetzbarkeit der Netzzustandsschätzung (Ampelphase) für die Niederspannung auf Basis von iMSys-Daten im Rahmen der Netzzustandser-

fassung Ulm Einsingen/Hittistetten demonstriert werden.[86] Die Analysen verdeutlichen, dass die Kenntnis der aktuellen Einspeisung dezentraler Erzeuger wie PV-Anlagen für eine präzise Netzzustandsschätzung von hoher Bedeutung ist (C/sells, 2021, S. 287–312). Weiterhin verdeutlichen die Erfahrungen der TH Ulm in C/sells, dass der Umsetzungsaufwand aufgrund der Komplexität hoch ist. Für eine Skalierung des Ansatzes heißt dies, dass der Smart-Meter-Rollout weiter fortgeschritten sein muss und standardisierte Lösungen für die Anbindung verschiedener Software- und Hardwaresysteme an die Netzleitwarte notwendig sind.

Eine Skalierung der Lösungen für die HS- und MS-Netze kann mittelfristig erreicht werden, wenn die zuvor genannten technischen Voraussetzungen bei vielen Netzbetreibern/Netzen erfüllt sind und regulatorische Rahmenbedingungen (Anreizregulierung) angepasst werden.

Die direkte Prognose von Netzflüssen wurde in SINTEG nur für ein Netzgebiet demonstriert, in dem Engpässe durch EE-Einspeisung getrieben sind. Ein Nachweis der Anwendbarkeit für Netzgebiete mit anderen Charakteristika steht noch aus. Auf Grund des verringerten Datenbedarfs dieser Ansätze ist eine Übertragung mit relativ geringerem Aufwand möglich.

Die direkte Prognose der Ampelphase bedarf der Weiterentwicklung, bevor diese in die Praxis übertragen werden kann. Beide Ansätze der direkten Prognose eignen sich aufgrund des Problems der Data Imbalance nur für die Prognose von regelmäßig auftretenden Engpasssituationen.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Für die Übertragung von Ansätzen zur Netzzustandsprognose auf das Niederspannungsnetz müssen weitere Herausforderungen adressiert werden. Dies sind die mangelnde Beobachtbarkeit und Datenverfügbarkeit sowie – vor dem Hintergrund einer zunehmenden Durchdringung – die schlechte Prognostizierbarkeit von des Erzeugungs- bzw. Verbrauchsverhaltens von Prosumern.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Der Austausch zwischen Forschung und Praxis im Rahmen von SINTEG ermöglichte es, neue Prognoseansätze unter Zuhilfenahme realer Daten zu testen und weiterzuentwickeln. Dieser Austausch ist notwendig, um Lösungen in die Praxis zu überführen und sollte verstetigt werden. Hierfür kann beispielsweise auf Open Data Plattformen zurückgegriffen werden (siehe Blaupause 6: Daten- und Serviceplattformen für akteursübergreifenden Informationsaustausch, Abschnitt 2.6).

Die im Unterkapitel „Weitere Entwicklungsmöglichkeiten“ aufgezeigten Forschungsfragen sollten aufgegriffen werden.

ENTHALTENE DETAIL-BLAUPAUSEN

- Detail-Blaupause: Netzzustandsprognosen mittels Netzzustandsberechnung auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen (Ansatz 1), Abschnitt 6.2.1
- Detail-Blaupause: Direkte Prognose des Netzzustandes (Ansätze 2,3), Abschnitt 6.2.2

86 Der Optimierungsalgorithmus der State Estimation für die NS-Ebene mit Smart-Meter-Daten konvergierte für 90 % der Zeitschritte, wobei der Fehler zwischen gemessen und berechneten Spannungswerten im Toleranzbereich von 1 % liegt. C/sells (2021, S. 312)

6.2.1 DETAIL-BLAUPAUSE 16.1: NETZZUSTANDSPROGNOSEN MITTELS NETZZUSTANDSBERECHNUNG AUF BASIS VON LAST- UND ERZEUGUNGSPROGNOSEN (ANSATZ 1)

Für die Umsetzung des vorausschauenden Netzengpassmanagements mittels Flexplattform ist eine Netzzustandsprognose notwendig. Diese muss den Zeithorizont der Plattformprozesse sowie die engpassgefährdeten Netzebenen des Verteilnetzes abdecken.

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Netzzustandsprognosen mittels Netzzustandsberechnung auf der Basis von Last- und Erzeugungsprognosen stellen den Industriestandard dar, der auf Übertragungsnetz- und Hochspannungsebene breite Anwendung findet. In SINTEG wurde das Vorgehen auch auf die MS-Ebene übertragen.

- **C/sells, ReFlex:** Im Schaufenster C/sells wurden für die Flexplattform ReFlex Netzzustandsprognosen für die MS-Ebene umgesetzt, sowohl für den DA-Zeithorizont (36h), als auch ID (2h). Auf Basis von Erzeugungs- und Lastprognosen mittels maschinellen Lernens (ANN, representation learning) für alle MS-Knoten wurden Netzzustandsberechnungen durch den Netzbetreiber durchgeführt. Auf Basis der realen Netztopologie konnte so das Prognosesystem zu Demonstrationszwecken umgesetzt, und für den Feldtest der ReFlex-Plattform genutzt werden. Die Prognosegüte war begrenzt durch die verfügbare Datenbasis (keine gemessenen ONT im Netzgebiet) (He, Henze & Sick, 2020b; He et al., 2020a; Henze, Schreiber & Sick, 2020).

- **C/sells, ALF:** Im Schaufenster C/sells wurden die Umsetzung der Flexplattform ALF ebenfalls Netzzustandsprognosen für die MS- und in begrenztem Umfang auch für die NS-Ebene erstellt. Auf Basis historischer Energieverbrauchswerte und (temperaturabhängiger) Standardlastprofile werden aggregiert auf ONT-Lastgänge erstellt. PV-Erzeugung wird ebenfalls auf ONT aggregiert prognostiziert. Die resultierenden Residuallastgänge für alle ONT gehen dann in die Netzberechnung ein. Einzelne Niederspannungsnetze können zudem über das wissenschaftliche Simulationsmodell GridSim modelliert werden. Die Lösung zeigt auf, dass auch auf Basis der bereits bei Netzbetreibern vorhandenen Daten und digitalen Netzmodelle Netzzustandsprognosen für die MS-Ebene erstellt werden können (Estermann et al., 2019).

- **Enera:** Im Schaufenster enera wurden durch verschiedene Projektpartner Prognosen für die vertikale Netzlast an HS/MS-Transformatoren erstellt, welche sich ebenfalls als Eingangsgröße für die Netzzustandsberechnung und -prognose auf HS-Ebene eignen. (siehe auch Blaupause Erzeugungs- und Lastprognose, Abschnitt 3.1)

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 6: Demonstrationsanlage/ -konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Entscheidend für die Überführung des Ansatzes in ein Produktiv-System ist die Verfügbarkeit von Daten in der notwendigen Granularität. Das heißt:

- Digitales Netzmodell der entsprechenden Netzebene;
- gemessene Netzparameter in der entsprechenden Netzebene (bspw. gemessene ONT an neuralgischen Punkten im Netz für MS-Prognosen);
- Verfügbarkeit von historischen und Ist-Daten der gemessenen Verbraucher/Erzeuger im Netzgebiet;
- räumliche Zuordnung der gemessen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zur Netztopologie (auch auf Basis von Heuristiken, bspw. räumlicher Nähe möglich).

6.2.2 DETAIL-BLAUPAUSE 16.2: DIREKTE PROGNOSE DES NETZZUSTANDES (ANSÄTZE 2,3)

Für die Umsetzung des vorausschauenden Netzengpassmanagements mittels Flexplattform ist eine Netzzustandsprognose notwendig. Diese muss den Zeithorizont der Plattformprozesse sowie die engpassgefährdeten Netzebenen des Verteilnetzes abdecken.

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

In verschiedenen Schaufenstern wurden Ansätze für Netzzustandsprognosen untersucht und demonstriert, die ohne Netzzustandsberechnungen auskommen. Stattdessen nutzen diese Ansätze eine direkte Prognose der Auslastung eines Netzelementes oder der Klassifikation des Auslastungszustandes (Ampelphase).

- **NEW 4.0, ENKO:** Für die Flexplattform ENKO wurden direkte Prognosen des Netzzustandes mittels ML untersucht und demonstriert. Als Eingangsdaten wurden historische Daten zu EE-Einspeisung (Wind, Solar) und Abregelung von EE-Anlagen sowie die Zuordnung der installierten EE-Kapazitäten zu Transformatoren genutzt (bzw. Sensitivität der Erzeuger auf bestimmte Netzelemente). Daten zu Last, Schaltzuständen sowie Lastflüssen in/aus benachbarten Netzgebieten wurden nicht genutzt.
  - **Prognose des Vorliegens eines Überlastungszustandes im Netz:** Um eine Prognose über das Vorliegen eines Engpasses im Netz zu erhalten, wurden Prognosemodelle für die EE-Abregelung (Einspeisemanagement) in einem UW-Gebiet (HS/MS-Transformator) erstellt. Basierend auf einer historischen Zeitreihe der Abregelung (entweder Abregelungszustand (ja/nein) oder Höhe der Abregelung in einem UW-Gebiet) sowie Höhe der prognostizierten EE-Einspeisung wurden ML-basierte Modelle für jeden HS/MS-Trafo trainiert. Die Modelle lieferten auf der Basis von EE-Erzeugungsprognosen Prognosen entweder für den Abregelungszustand (ja/nein) oder die Höhe der Abregelung (MW). Die Modelle geben damit Informationen über das Vorliegen (und Volumen) eines Engpasses im Netz, nicht jedoch über dessen Lokalisation. Für den DA-Zeithorizont wurde eine hohe Prognosegüte erreicht. Die Modelle dienten der Demonstration direkter Netzzustandsprognosen bei geringem Datenbedarf.
  - **Prognose des Engpassvolumens an Netzelementen des HS-Netzes:** Für jedes Netzelement wurde ein ML-basiertes Modell trainiert, um das Engpassvolumen – also die Überlastung des jeweiligen Netzelementes in MW – zu prognostizieren. Eingangsdaten sind die potenzielle EE-Einspeisung (Ist-Einspeisung plus Abregelung), gewichtet mit der Sensitivität der jeweiligen EE-Anlage auf das Netzelement. Die Modelle wurden für die Demonstration der ENKO-Flexplattform genutzt.

- **C/sells, ReFlex:** Die Möglichkeit der direkten Prognose des Netzzustands wurde wissenschaftlich auf Basis realer Netzdaten simulativ untersucht. Es kamen ML-basierte Modelle (Deep Learning/Auto-LSTM) zum Einsatz. Der Prognosehorizont beträgt 6h (He et al., 2020a; Henze et al., 2020).
  - **Prognose des Lastflusses:** Für jedes Netzelement wurde ein Modell für die Prognose des Lastflusses trainiert. Eingangsdaten für die Prognose sind numerische Wetterprognosen (NWP).
  - **Prognose der Ampelphase:** Für jedes Netzelement wurde ein Modell für die Prognose der Ampelphase trainiert. Die Ampelphase klassifiziert dabei die Last des Netzelementes relativ zur Maximallast in drei Klassen (‹95 % grün, ›98 % rot, dazwischen gelb). Die Prognose der Ampelphase stellt damit ein Klassifikationsproblem dar.

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 5: Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde in einem anwendungsorientierten Gesamtsystem implementiert und generelle Machbarkeit nachgewiesen (C/sells).
TRL 7: Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet (NEW 4.0).

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

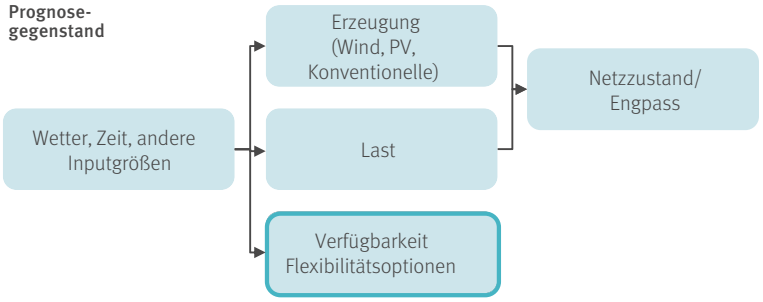
Die direkte Prognose des Netzzustandes eignet sich nur für Netzelemente, an denen regelmäßig Engpässe vorliegen. Andernfalls können Engpässe aufgrund dieser Data Imbalance nicht durch das Modell prognostiziert werden. Je nach Charakteristik des Netzgebietes, kann sich jedoch ein Großteil der Engpässe auf wenige Netzelemente konzentrieren, wodurch Anwendbarkeit des Ansatzes gewährleistet ist.

Der in NEW 4.0 demonstrierte Ansatz der Prognose des Engpassvolumens lässt sich nur auf Netzgebiete anwenden, in denen Engpässe von der EE-Einspeisung getrieben sind. In anderen Netzgebieten müssen ggf. weitere Eingangsdaten einbezogen werden, bspw. Lastprognosen. Dadurch sinkt der Vorteil eines geringeren Datenbedarfs gegenüber Netzzustandsprognosen mittels Netzzustandsberechnungen.

Der in C/sells untersuchte Ansatz zur direkten Prognose von Lastflüssen bzw. der Ampelphase zeigte weiteren Forschungsbedarf in Bezug auf die Data Imbalance bei Engpassprognosen auf. Wenngleich die Ansätze prinzipiell geeignet sind, um den Netzzustand zu prognostizieren, können die selten auftretenden Engpasszustände nicht in ausreichender Güte abgebildet werden. Für eine Anwendung in der Praxis steht ein Funktionsnachweis in der Praxis noch aus.

6.3 Blaupause 17: Prognose der Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern im Niederspannungsnetz

Blaupause

Zielgruppen	■ Netzbetreiber ■ Aggregatoren/ VKW-Betreiber ■ Gesetzgeber ■ Anbieter von Prognose-/ Optimierungssystemen
Ausgangslage und Problemstellung	Mit der zunehmenden Elektrifizierung von Endverbraucheranwendungen steigt die Netzlast in der Niederspannung sowie auf überlagerten Netzebenen. Um die drohenden Engpässe zu lösen, können im NS-Netz angeschlossene, steuerbare Verbraucher als netzdienliche Flexibilitäten eingesetzt werden. Um diese in die Prozesse des Engpassmanagements integrieren zu können, sind Prognosen der Verfügbarkeit dieser Flexibilitäten notwendig.
Lösungsansatz	Die prinzipielle Prognostizierbarkeit der Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern konnte in SINTEG demonstriert werden. Für Netzbetreiber (nicht so sehr für Marktakteure) stellt die mangelnde Datenverfügbarkeit ein Hemmnis dar, welches die erzielbare Prognosegüte senkt.
Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen	
Technologiereifegrad	 TRL 5 – 7: Von z. T. Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde in einem anwendungsorientierten Gesamtsystem implementiert und generelle Machbarkeit nachgewiesen bis zu z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet.
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	■ Verfügbarkeitsprognose für Wärmepumpen bei ALF ■ Verfügbarkeitsprognose für Haushalts-flexibilitäten
Innovationsgehalt	■ Prognoseansätze für vielfältige Flextypen wurden demonstriert. ■ Prognosen aus Perspektive eines Netzbetreibers wurden als neuer Forschungsgegenstand eingebracht.
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	■ Weiterentwicklung der Ansätze und Demonstration unter realitätsnahen Bedingungen. ■ Anpassung des regulatorischen Rahmens, um netzdienlichen Flexibilitätseinsatz für Netzbetreiber zu ermöglichen.

PROBLEMSTELLUNG

Mit der zunehmenden Elektrifizierung von Endverbraucheranwendungen steigt die Netzlast in der Niederspannung sowie auf überlagerten Netzebenen. Da Verteilnetze auf die Spitzenlast ausgelegt werden, können hieraus neue Engpasssituationen entstehen, die durch Netzausbau behoben werden müssen.

Diese neuen, auf Haushaltsebene angeschlossenen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind: Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen, Batteriespeicher sowie Klimaanlagen. Viele dieser neuen Verbraucher weisen aufgrund eines Speichers (Wärme, Strom) zugleich ein inhärentes Flexibilitätspotenzial auf. Perspektivisch können diese neuen Verbraucher mittels intelligenter Messsysteme auch durch externe Signale gesteuert werden. Dabei ist eine differenziertere Steuerung möglich, als dies gegenwärtig bei Wärmepumpen und Nachtspeicherheizung durch Rundsteuertechnik der Fall ist. Dies wird umso wichtiger, als sich die Gleichzeitigkeit der Verbraucherlast die gegenwärtig durch Temperatur oder das Ladeverhalten bestimmt ist, zukünftig durch die Reaktion auf stündliche Spotmarktpreise weiter erhöhen kann.

Um den Netzausbaubedarf vorübergehend oder ggf. auch dauerhaft zu verringern, kann die Flexibilität dieser neuen Verbraucher netzdienlich eingesetzt werden. Um diesen Einsatz zu koordinieren, kommen verschiedene netzdienliche Flexibilitätsmechanismen in Frage: Flexibilitätsplattformen (siehe Kategorie Flexplattformen, Kap.2) oder auch eine künftige Ausgestaltung des § 14a EnWG (gegenwärtig befinden sich verschiedene Modelle noch in Diskussion), die dem Netzbetreiber die Möglichkeit gibt, direkt steuernd auf die Verbrauchsanlagen zuzugreifen. Voraussetzungen für das Erschließen dieser Flexibilitäten sind in jedem Fall die Steuerbarkeit der Anlagen, deren informationstechnische Anbindung (für diese beiden Aspekte siehe Synthesebericht 1: Flexpotenziale & Sektorkopplung) und die Prognostizierbarkeit des Flexibilitätspotenzials der Anlagen.

Die Prognose des Flexibilitätspotenzials der Anlagen ist notwendig, um sie in die Prozesse des vorausschauenden Engpassmanagements im Verteilnetz zu integrieren. Wird auf eine Flexibilitätsprognose verzichtet, kann das Flexibilitätspotenzial lediglich zur Vermeidung von Lastspitzen im Rahmen eines statischen Hochlastzeitfensters verwendet werden.

Bei der Prognose des verfügbaren Flexibilitätspotenzials können positive und negative Flexibilität unterschieden werden:

- **Positives Flexibilitätspotenzial (Lastverringerung)** kann netzdienlich eingesetzt werden, um die Spitzenlast zu verringern. Damit kann leistungsbedingten Engpässen in der Niederspannung, aber auch allen überlagerten Netzebenen entgegengewirkt werden.

- **Negatives Flexibilitätspotenzial (Lasterhöhung)** kann netzdienlich eingesetzt werden, um engpassverursachende EE-Einspeisung im Verteilnetz auszugleichen. Damit kann leistungsbedingten Engpässen in überlagerten Netzebenen entgegengewirkt werden, bspw. indem der vertikale Lastfluss an der HS/MS-Umspannung verringert und EinsMan verhindert wird.

Aus der Perspektive des Netzbetreibers ist derzeit lediglich das positive Flexibilitätspotenzial relevant, da die momentan im Einsatz befindliche Rundsteuertechnik zur Ansteuerung von Kleinstanlagen nur die Möglichkeit zur Leistungsbegrenzung bzw. Abschaltung der Anlage

bietet. Perspektivisch kann bei steigender Verbreitung intelligenter Messsysteme auch das negative Flexibilitätspotenzial für den Netzbetreiber erschlossen werden.

Die Prognose des Flexibilitätspotenzials von steuerbaren Verbrauchern im NS-Netz steht vor denselben Herausforderungen, wie auch die Lastprognose (siehe Blaupause Last- und Erzeugungsprognose): geringe Poolgröße bei gleichzeitig erforderlicher hoher Granularität und damit geringen Ausgleichseffekten. Perspektivisch stellt die Steuerung der Verbrauchsanlagen durch externe (Preis-)Signale eine weitere Herausforderung dar. Bei der Prognoseerstellung durch den Netzbetreiber stellt zudem die Informationslücke gegenüber Anlagenbetreibern/Aggregatoren eine Herausforderung dar.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Prognosen der Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern werden auf Anlagenebene durch kommerzielle Energiemanagementsysteme genutzt. Auf Poolebene werden Prognosen für steuerbare Verbraucher durch Aggregatoren und Vermarkter bzw. virtuelle Kraftwerke in der Beschaffung eingesetzt, aber auch um die verfügbare Flexibilität z. B. im Regelenergiemarkt zu vermarkten. Die relevante Aggregationsebene für den Vermarkter ist dabei jedoch immer die Regelzonenebene.

Verteilnetzbetreiber und Marktakteure greifen derzeit auf unterschiedliche temperaturabhängige Lastprofile für steuerbare Verbrauchseinrichtungen zurück. Gemein ist den Ansätzen, dass statische Zeitfenster für eine Abschaltung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen definiert werden. Verfügbarkeitsprognosen sind hierfür nicht notwendig. Die temperaturabhängigen Lastprofile beinhalten nur eine langfristig festgelegte Information über die Reaktion des Anlagenbestandes auf die Außentemperatur.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

In SINTEG wurden Verfügbarkeitsprognosen für steuerbare Verbraucher hauptsächlich aus der Perspektive von Aggregatoren betrachtet, also durch Akteure, die Zugriff auf die Betriebsdaten der Anlagen haben. Ansätze hierzu finden sich in den Schaufenstern für verschiedene Aggregationsebenen – von der Einzelanlage bis hin zum Anlagenpool. Aus der Perspektive eines Netzbetreibers wurde das Thema lediglich in C/sells aufgegriffen.

Die unterschiedlichen Voraussetzungen für Netzbetreiber und Marktakteure im Hinblick auf Verfügbarkeitsprognosen bei steuerbaren Verbrauchern bedingen Unterschiede in der erzielbaren Prognosegüte sowie dem aktivierbaren Flexpotenzial. Die Unterschiede sind in der nachfolgenden Tabelle 18 dargestellt.

	Perspektive Netzbetreiber	Perspektive Marktakteur (Aggregator, Vermarkter, VKW)
Verfügbare Datenbasis für Prognosen	i. A. liegen keine Lastzeitreihen für die Flexibilitäten vor – nur für per iMSys angeschlossene Anlagen nur Stammdaten bekannt (techn. Parameter der Anlage teilweise unbekannt).	Lastzeitreihen liegen vor, techn. Parameter der Anlage bekannt, Fahrpläne der Anlage bekannt (außer bei stochastischen Flexibilitäten ohne Fahrplan).
Poolgröße ansteuerbarer Anlagen	alle entsprechend § 14a EnWG angeschlossenen Anlagen im Netzgebiet.	abhängig von Marktdurchdringung im jeweiligen Netzgebiet.
Mögliche Flexabrufe	Nur positive Flexibilität bei Anlagen die per Rundsteuertechnik angeschlossen sind.	Positive und negative Flexibilität.
Einflussfaktoren auf Prognosegüte	Beschränkte Datenbasis, Geringe Poolgröße, Anlagenfahrplan unbekannt.	Gute Datenbasis, Geringe bis große Poolgröße (abhängig von Marktdurchdringung), Anlagenfahrplan bekannt (sofern Anlagen nach Fahrplan gesteuert werden).
Aktivierbares Flexpotenzial	Begrenzt durch Anlagenpool, Prognosegüte (und notwendigen Sicherheitsfaktor).	Begrenzt durch Anlagenpool, Prognosegüte (und notwendigen Sicherheitsfaktor).
SINTEG-Aktivitäten	Im Schaufenster C/sells wurden Verfügbarkeitsprognosen für Wärmepumpen aus der Perspektive eines Netzbetreibers erstellt, siehe Abschnitt 6.3.1, Detail-Blaupause: Prognose eines Pools von steuerbaren Verbrauchern durch den Netzbetreiber.	Stellvertretend für weitere SINTEG-Aktivitäten, die im Synthesefeld 1 differenziert betrachtet werden, seien hier die Prognose verschiedener Flexibilitätstypen (Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen, Batteriespeicher, Klimaanlagen) durch EWE in enera genannt (A. Heilmann et al., 2021, S. 8–115). Siehe auch Bericht des Synthesefeldes 1 – Flexibilitätspotenziale und Sektorkopplung, Blaupause 2: Hebung kleinteiliger Flexibilitäten in Gebäuden.

Tabelle 18: Vergleich von Verfügbarkeitsprognosen aus Perspektive eines Netzbetreibers bzw. Marktakteurs

INNOVATIONSGEHALT

Steuerbare Verbraucher werden bereits heute in der Praxis auf Basis von Prognosen durch kommerzielle Anbieter vermarktet. Erkenntnisgewinne konnten in SINTEG jedoch durch die Vielfalt der untersuchten Flexibilitätstypen erzielt werden.

Darüber hinaus wurde in SINTEG das Thema Flexibilitätsprognose aus der Perspektive eines Netzbetreibers aufgegriffen und als relevanter Forschungsgegenstand etabliert.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Um die getesteten Prognoseansätze für verschiedene Flexibilitätstypen in die Praxis zu übertragen, muss ihre Anwendbarkeit für verschieden große Anlagenpools und unter vielfältigen Umgebungsbedingungen nachgewiesen werden. Es gilt für jedes Verfahren die Poolgröße zu bestimmen, die notwendig ist, um eine zuverlässige Prognose tätigen zu können. Während eine systemdienliche Nutzung der Flexibilitäten auf Regelzonenebene heute bereits möglich ist, wird die netzdienliche Nutzung auf MS- oder NS-Ebene je nach Flexibilitätstyp und Markthochlauf kurz- bis mittelfristig möglich. Der Redispatch 2.0-Prozess war ein Schritt in die planwertbasierte Nutzung von kleineren Flexibilitäten. Der Schritt zur Nutzung von lastseitigen Flexibilitäten auf Haushaltsebene steht allerdings noch aus.

Bei bestehender Datenverfügbarkeit ist die Skalierung von Prognosesystemen in der Regel problemlos möglich. Allerdings ist dafür eine Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig. Erst durch Ausgestaltung entsprechender Mechanismen (bspw. Konkretisierung des § 14a EnWG) entstehen für Netzbetreiber wirtschaftliche Anreize, die in SINTEG demonstrierten Lösungen aufzugreifen. Gleichfalls kann durch kostenreflexive Gestaltung der Netzentgelte in der Niederspannung in Ergänzung zu den Netzentgeltreduktionen für Netznutzung nach § 14a EnWG auch der Partizipationsanreiz für flexible Verbraucher gesteigert werden. Hierfür bietet sich eine veränderte Gewichtung von Arbeits- und Leistungspreis sowie Anschlussleistung an (DESIGNETZ, 2021c, S. 65–68).

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Aus SINTEG heraus kann kein abschließendes Urteil bezüglich der erzielbaren Prognosegüte für die Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern gebildet werden. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Insbesondere im Hinblick auf die notwendigen Sicherheitsfaktoren, die angesetzt werden müssen, um die für eine netzdienliche Anwendung der Flexibilitäten notwendige Zuverlässigkeit zu erreichen.

Forschungsbedarf besteht weiterhin in Bezug auf die Auswirkungen einer an Preissignalen ausgerichteten Steuerung der Verbrauchseinrichtungen – sowohl in Bezug auf Prognosegüte als auch verfügbares Flexpotenzial.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Netzbetreiber weisen gegenüber Marktakteuren ein Informationsdefizit auf. Netzbetreiber haben lediglich Zugang zu Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten insofern die Flexibilität über einen separaten Zähler verfügt. Dem gegenüber können Vermarkter flexibler Anlagen weitere Informationen bspw. aus dem Energiemanagementsystem oder durch Zugriff auf die Anlagen erhalten. Um Effizienzpotenziale zu heben, sollte diese Asymmetrie abgebaut werden und Netzbetreiber sollten auf eine ähnliche Informationsbasis zurückgreifen können, wie andere Flexibilitätsnutzer. Hierfür bietet sich beispielsweise eine Erweiterung des Marktstammdatenregisters um Flexibilitätsoptionen an. Perspektivisch können Datenplattformen eine wichtige Rolle spielen, um die Informationslage zu verfügbaren flexiblen Anlagen zu verbessern (siehe Blaupause 6: Daten- und Serviceplattformen für akteursübergreifenden Informationsaustausch, Abschnitt 2.6).

Alternative Ansätze zur direkten Ansteuerung netzdienlicher Flexibilitäten, die keine Prognose auf Anlagenebene erfordern, sollten untersucht werden. Ein Beispiel hierfür ist die in C/sells (Lab Leimen) demonstrierte Vorgabe eines Sollwertes für den Leistungsbezug am Netzanschlusspunkt. Durch die Vorgabe dieses Sollwertes kann der Netzbetreiber indirekt Einfluss auf Anlagen hinter dem Netzanschluss nehmen und benötigt keine Prognose auf Anlagenebene mehr (Fraunhofer IEE, 2020).

ENTHALTENE DETAIL-BLAUPAUSEN

- Detail-Blaupause: Prognose eines Pools von steuerbaren Verbrauchern durch den Netzbetreiber, Abschnitt 6.3.1

6.3.1 DETAIL-BLAUPAUSE 17.1: PROGNOSE EINES POOLS VON STEUERBAREN VERBRAUCHERN DURCH DEN NETZBETREIBER

Um das Potenzial von steuerbaren Verbrauchern zu erschließen, muss ein Weg gefunden werden diese möglichst automatisiert in Prozesse beispielsweise einer lokalen Flexibilitätsplattform einbinden zu können. Das Ziel ist daher ein Verfahren zu finden, mit dem valide und zuverlässige Flexibilitätsangebote generiert werden können von Systemen, die selbst nicht in der Lage sind, eine entsprechende Vorhersage ihrer flexiblen Leistung zu treffen. Die Herausforderung dabei ist der Mangel an Informationen und geeigneten Methoden, um das spezifische technische Verhalten der einzelnen Systeme vorherzusagen, deren Einsatz vom Zufall abhängen kann.

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

In Rahmen der Entwicklung der lokalen Flexibilitätsplattform ALF in C/sells wurde eine Prognosemethode entwickelt, die darauf basiert, die steuerbaren Verbraucher entsprechend ihrem Anlagentyp in verschiedenen Pools zu aggregieren (Müller et al., 2019):

- Nach dem entwickelten Verfahren wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor, der die Abschätzung der typischen Auslastung eines Systems beschreibt, für verschiedene Viertelstunden des Tages berechnet. Zusätzlich werden Faktoren, die den Betrieb beeinflussen könnten (im Fall der in (Müller et al., 2019) beschriebenen Wärmepumpe: Temperatur, Anzahl, Zeit), berücksichtigt. Darüber hinaus fließt das Sicherheitsniveau (Level of Security, LoS) mit in die Berechnungen ein, welches beschreibt, wie oft die ermittelte Flexibilität mindesten vorhanden sein muss. Um diese Information im Rahmen einer lokalen Flexibilitätsplattform zu nutzen, muss noch das geeignete Aggregationsniveau aus Netzperspektive gefunden werden. Hierfür wird die Effektivität einer Flexoption auf einen Netzengpass betrachtet. Dabei gilt, dass ein Pool gefunden werden muss, der groß genug ist, um statistische Unsicherheiten zu limitieren und klein genug, um möglichst homogene Effektivitätswerte innerhalb des Pools abbilden zu können. Für die Demonstration der Flexibilitätsplattform ALF wurde die statische Aggregation auf Ebene der Ortsnetztransformatoren entsprechend als praktikabelste Lösung bewertet.[87]

TECHNOLOGIEREIFEGRAD

TRL 6: Demonstrationsanlage/ -konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Aufgrund fehlender historischer Daten konnte die Methode im Rahmen von C/sells nur auf Basis synthetischer Daten getestet werden. Eine abschließende Validierung mit Messwerten steht ebenfalls noch aus. Grundsätzlich ist die Methode für ab- und zuschaltbare Lasten geeignet. Externe Einflussfaktoren müssten für jede Flexibilitätstechnologie eingehend untersucht werden. Der vorgeschlagene Ansatz funktioniert nur zur Erschließung von Anlagen, die nicht aktiv vermarktet werden oder deren Betrieb von anderen Signalen, wie z. B. PV-Überschuss, beeinflusst wird.

87 Eine weiterführende Beschreibung des konzeptionellen Aggregationsansatzes im Rahmen von ALF findet sich in der Detail-Blaupause: Produkte für Langfrist-Kontrahierung und Aggregation von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung, Abschnitt 2.1.2.

Eine Herausforderung auch bei diesem Verfahren bleibt, die individuellen technischen Restriktionen einer Anlage zu berücksichtigen. So ist die mögliche flexible Leistung einer Wärmepumpe von der Größe des Wassertanks abhängig. Definierte Standards zu technischen Anforderungen, die steuerbare Lasten erfüllen müssen, um ihre Flexibilität zur Verfügung zu stellen, könnten die Zuverlässigkeit des Verfahrens erhöhen.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

- Blaupause: Produktdefinitionen für die Flexplattform, Abschnitt 2.1
  - Detail-Blaupause: Produkte für Langfrist-Kontrahierung und Aggregation von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung, Abschnitt 2.1.2

- Blaupause: Aggregationsmodi der Flexibilitäten, Abschnitt 2.2
  - Detail-Blaupause: Permanente Aggregation durch externe Akteure, Abschnitt 2.2.1

7

Zusammenfassung und Handlungs-empfehlungen

ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

SINTEG hat unterschiedliche Ansätze für die Bereitstellung und den Einsatz von Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene erprobt. Im Fokus standen die Erprobung von Flexibilitätsplattformen sowie Mechanismen zur Netzebenen-übergreifenden Koordination des Flexibilitätseinsatzes. Als übergreifendes Resultat kann zunächst festgestellt werden, dass SINTEG die Vernetzung der zahlreichen Akteure (Netzbetreiber unterschiedlicher Netzebenen, Marktakteure, Anlagenbetreiber) entscheidend vorangebracht hat. Die spezifischen Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen innerhalb der fünf definierten Kategorien können wie folgt zusammengefasst werden:

LOKALE FLEXPLATTFORMEN FÜR NETZBETREIBER

Die technische und prozedurale Funktionsfähigkeit von Flexplattformen konnte in vier Schaufenstern erfolgreich demonstriert werden und drei von vier Schaufenstern sprechen sich für einen Einsatz der marktlichen Beschaffung von Flexibilität aus. Im Juli 2021 hat der Gesetzgeber mit dem § 14c EnWG auch die grundsätzliche regulatorische Vorgabe geschaffen, für die Verteilnetzebene eine Beschaffung von Flexibilität in einem marktgestützten Verfahren umzusetzen. Die Spezifikationen für die Beschaffung sollen von den Verteilnetzbetreibern erarbeitet und von der Bundesnetzagentur genehmigt bzw. von ihr festgelegt werden.

Die von den Schaufenstern erprobten Lösungen waren das Ergebnis von Diskussionsprozessen unter Beteiligung aller zuvor genannten Akteure. Insofern konnte innerhalb von SINTEG eine kondensierte Auswahl von sinnvollen Lösungen erarbeitet werden, die Grundlage für die im Gesetz vorgesehene Spezifikation sein könnte.

- Hinsichtlich des **Produktdesigns** hat sich die Verwendung von Standardprodukten des Strommarktes auch für Flexibilitäten als sinnvoll herausgestellt. Für die Niederspannungsebene erscheinen Langfristprodukte (mindestens monatlich) sinnvoll; diese helfen auch Inc-dec Gaming einzuschränken.

- Die **Aggregation** von Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement sollte so ausgestaltet werden, dass die Aggregation durch Marktakteure grundsätzlich möglich ist und diese Funktion nicht auf den Netzbetreiber beschränkt ist.

Die marktliche Ausgestaltung des Netzengpassmanagements führt zwangsläufig zu einer Verschiebung von Aufgaben bzw. Rollen und neuen Schnittstellen zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren. Gleichzeitig gilt, dass eine bestimmte Aufgabenabgrenzung nicht in allen Spannungsebenen gleichermaßen sinnvoll ist, da die Funktionsfähigkeit des marktlichen Engpassmanagements auf den unteren Spannungsebenen durch mangelnde Liquidität eingeschränkt ist.

Dies bedeutet, dass letztlich unterschiedliche Lösungen kombiniert werden müssen, um in der Gesamtschau zu einem effizienten Gesamtsystem zu gelangen. SINTEG hat für unterschiedliche Fragestellungen Lösungen entwickelt, jedoch bleibt zu klären, welche Lösungen für welchen Anwendungsbereich genutzt werden sollten, und wie die unterschiedlichen

Lösungen zusammenwirken. Letztlich spannt SINTEG einen Möglichkeitsraum auf, der im nächsten Schritt ausgestaltet werden muss.

Insofern wird empfohlen, in einem kurzfristig aufzusetzenden, branchenübergreifenden Diskussionsprozess festzustellen, wie die verschiedenen in den Blaupausen vorgestellten Elemente zusammen wirken sollen. Hierzu ist eine Roadmap zu entwickeln, die angibt, in welcher Reihenfolge die unterschiedlichen Fragestellungen bearbeitet werden sollten. Die Entwicklung der Roadmap kann unmittelbar begonnen werden. Dabei würde sich anbieten, die Fragestellungen auf der untersten Spannungsebene zuerst zu behandeln. Ausgangspunkt könnte hierbei das Konzept des digitalen Netzanschlusses sein (vgl. Synthesefeld 1). Darauf aufbauend sollte eine Lösung für die Niederspannung erarbeitet werden, wobei der in C/sells entwickelte Flexibilitätsmarkt für die Niederspannung ein guter Ausgangspunkt ist.

Für die höheren Spannungsebenen stehen mehrere alternative Mechanismen für das Engpassmanagement zur Verfügung. Daher sollte gleichzeitig mit der Entwicklung des marktlichen Engpassmanagements auch der Redispatch 2.0-Prozess weiterentwickelt werden, um marktliche Lösungsansätze zu integrieren. Die Grenzen von marktlichen Mechanismen für das Netzengpassmanagement wurden von den Schaufenstern intensiv diskutiert und konzeptionelle Lösungen für den Missbrauch von Marktmacht und das Inc-dec Gaming entwickelt. Einzelne Lösungsansätze konnten auch implementiert und prozessual getestet werden. Aufgrund des experimentellen Settings und der mangelnden Liquidität konnte in den SINTEG-Schaufenstern nicht praktisch nachgewiesen werden, inwieweit die Grenzen von marktlichem Engpassmanagement tatsächlich relevant sind und das Inc-dec Gaming tatsächlich minimiert bzw. vermieden werden kann. Gleichfalls konnte die Wirksamkeit der diskutierten und teilweise implementierten Lösungsansätze nur simulativ gezeigt werden. Ein praktischer Nachweis steht noch aus. Konzeptionelle Einwände aufgrund von Folgewirkungen von Flexplattformen an anderer Stelle sind daher aktuell nicht hinreichend ausgeräumt, um eine Implementierung ohne begleitende Monitoring-Maßnahmen empfehlen zu können.

Daher kann ggf. die praktische Umsetzung von marktlichen Lösungen für das Engpassmanagement in einem relevanten Maßstab eine Antwort darauf finden, welches Konzept oder welche Kombination von Ansätzen Erfolg verspricht. Insofern wird bei Umsetzung marktlicher Lösungen für das Engpassmanagement empfohlen, in jedem Fall, auch bei Umsetzung weiterer Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten, die Ergebnisse durch die Bundesnetzagentur aufmerksam beobachten zu lassen, und gegebenenfalls in den Markt einzugreifen.

Die Netzebenen-übergreifende Integration von Prozessen sowie das verstärkte Zusammenwirken von Netzbetreibern mit Marktakteuren steigern das Bedürfnis, Datenhaltung und/oder Datenaustausch auf einer Plattform zu zentralisieren. Dazu hat SINTEG verschiedene **Daten- und Serviceplattformen** implementiert, die die Grundlage für eine Flexplattform bilden. Dabei bleibt zu klären, ob zwischen Anwendungsfällen für Daten- und Serviceplattformen in der regulierten Domäne der Netzbetreiber – ähnlich dem Redispatch 2.0 – und Anwendungsfällen für marktliche Akteure unterschieden werden sollte. Der Betrieb offener Plattformen im marktlichen Bereich sollte abgewogen werden gegenüber den Vor- und Nachteilen von Branchenlösungen (bspw. Redispatch 2.0) und dem Betrieb proprietärerer, geschlossener Plattformen durch Netzbetreiber, um Handlungsempfehlungen für eine Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens abzuleiten. Auf Basis der SINTEG-Erfahrungen kann hierzu keine klare Empfehlung ausgesprochen werden. Jedoch wurde in SINTEG deutlich, dass die Verschränkung von Markt- und Netzbereich erhebliche Herausforderungen für die Gewährleistung der IT-Sicherheit nach sich zieht. Es wird daher empfohlen, die Möglichkeiten

des Aufbaus einer solchen Plattform kurzfristig in einen branchenübergreifenden Diskussionsprozess mit einzubeziehen. Da im Rahmen der Umsetzung von Redispatch 2.0 mehrere IT-Lösungen entwickelt wurden, die den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern vereinfachen, sollte eine solche Plattform als organische Weiterentwicklung dieser Lösungen gesehen werden. Schließlich sollten die SINTEG-Erkenntnisse in diesem Bereich in die laufenden Gaia X-Projekte überführt werden. Hierfür sollte das Gewinnerkonsortium des Gaia X-Förderwettbewerbs im Bereich Anwendungsdomäne Energie, energy data-X, auf den SINTEG-Ergebnissen aufbauen und bereits identifizierte Anwendungsfälle weiterführen.

PEER-TO-PEER MÄRKTE

Innerhalb von SINTEG wurden mehrere Peer-to-Peer Märkte für den Stromhandel mittels Blockchain-Lösungen erprobt. In kleinem Maßstab konnte die Funktionsfähigkeit nachgewiesen werden. Allerdings steht der Nachweis aus, ob diese Systeme ausreichend skaliert werden können und ob eine Skalierung im Vergleich zu den gegenwärtigen zentralisierten Lösungen für den Stromhandel tatsächlich gesamtwirtschaftliche Vorteile erbringen kann. Es sollte daher durch Erprobung in einem weiteren Reallabor daran gearbeitet werden, tatsächlich belastbare Schlussfolgerungen für eine reale Implementierung abzuleiten. Unter Voraussetzung des Nachweises der technischen Skalierbarkeit und nach kritischer Überprüfung von theoretisch erzielbaren Effizienzvorteilen sowie unter Berücksichtigung von möglichen nichtökonomischen Vorteilen wird mittelfristig eine großflächige Erprobung empfohlen.

BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN AUS DEZENTRALEN ANLAGEN

Innerhalb von SINTEG wurden Weiterentwicklungsmöglichkeiten für die Definition und die Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen aus dezentralen Anlagen überprüft.

Für **Momentanreserve** ergibt sich erst mittel- bis langfristig ein erhöhter Bedarf. Die Eigenschaften des dann erforderlichen Produktes sind noch nicht festgelegt. Insofern sind mittelfristig noch Analysen auf Systemebene erforderlich, um die langfristige optimale Ausgestaltung der Systemdienstleistung Momentanreserve/schnelle Primärregelleistung auf europäischer Ebene zu gewährleisten.

SINTEG hat auch für **weitere Reservedienstleistungen** Ansätze zur Weiterentwicklung untersucht. Insofern ist dieser Prozess eine Fortsetzung der stetigen Weiterentwicklung der vergangenen Jahre. In SINTEG identifizierte Ansatzpunkte sind beispielsweise: Teilstandardisierung von IT- und Erbringungskonzepten; Digitalisierung, Automatisierung und Vereinfachung des Präqualifikationsprozesses; sowie Echtzeitmonitoring und -prüfung der Erbringungsqualität. Unter Beachtung der Anforderungen im Hinblick auf die Systemsicherheit sollten die ÜNB und die Bundesnetzagentur die Präqualifikationsbedingungen und den -prozess sowie die Ausschreibungsbedingungen für Regelleistung weiterentwickeln, um Markteintrittsbarrieren für neue Regelleistungsanbieter weiter zu senken.

Im Bereich der **Blindleistung** wurde einerseits die Bereitstellung von Blindleistungsprodukten, andererseits die Netzebenen-übergreifende Bereitstellung untersucht. Die Bereitstellung von Blindleistung aus Speichern und Windkraftanlagen wurde in mehreren Schaufenstern erfolgreich demonstriert. Die praktische Nutzung ist jedoch in Deutschland derzeit nur in Einzelfällen gesamtwirtschaftlich vorteilhaft, bspw. bei bestehenden spannungsbedingten Engpässen. Eine Voraussetzung ist zudem die Entwicklung entsprechender Vergü-

tungsstrukturen für die Blindleistungsbereitstellung. Auch die Netzebenen-übergreifende Bereitstellung von Blindleistung wurde gezeigt und kann in die bestehende Netzleittechnik integriert werden. Jedoch benötigen Netzbetreiber Anreize, um die Kosten und Nutzeffekte zu bewerten. Hier sollte von der Bundesnetzagentur kurzfristig eine Vorgabe für eine Bewertungsmethodik entwickelt werden. Wenn dezentrale Blindleistungsbereitstellung und optimiertes, Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement kurzfristig in die Planungs- und Betriebsgrundsätze der Netzbetreiber aufgenommen werden, stehen diese Instrumente für zukünftige vermehrt auftretende Engpasssituationen unmittelbar bereit. In der Branche sollte eine Verständigung über Schnittstellen und Protokolle zur Übermittlung von Steuerbefehlen erfolgen.

In mehreren Schaufenstern wurde der **Inselnetzbetrieb und die Schwarzstartfähigkeit** von Inselnetzen untersucht und teilweise erprobt. Die erzielten Ergebnisse sind jedoch zu kleinteilig und spezifisch, um großmaßstäblich übertragen zu werden. Von daher ist hier von der Branche ein Roadmap Prozess aufzusetzen, um mittelfristig Lösungen für unterschiedliche Rahmenbedingungen zu entwickeln.

BETRIEBSFÜHRUNG MIT INNOVATIVEN BETRIEBSMITTELN

In allen Schaufenstern wurden zahlreiche **innovative Betriebsmittel** zur Netzüberwachung und -steuerung erprobt und Erfahrungen mit der Einbindung in bestehende Systeme der Netzleittechnik gesammelt. Beispielsweise wurde in SINTEG der flächendeckende Einsatz von rONT erprobt. Insofern hat SINTEG hier den evolutionären Prozess der technischen Weiterentwicklung der Netze beschleunigt. Von den Schaufenstern wurde als wesentliche Barriere der Umsetzung angeführt, dass die hohen Kosten der Einführung und des Betriebs intelligenter Lösungen für den Netzbetrieb (und dazu zählt auch die Ausbildung des Personals) nicht angemessen von der Anreizregulierung berücksichtigt werden. Daher wird empfohlen bei der nächsten Anpassung der ARegV zu überprüfen, ob und wenn ja in welchen Fällen existierende Barrieren beseitigt werden müssen. Dazu müssen allgemein anerkannte Methodiken für die wirtschaftliche Bewertung der Kosten und potenziellen Effizienzvorteile dieser Technologien definiert werden. Erster Schritt für die Einführung von intelligenten Lösungen für den Netzbetrieb inklusive des Netzengpassmanagements ist für VNB die Erhöhung der Transparenz durch das Erheben von Netzzustandsdaten. Die Umsetzung entsprechender Maßnahmen sollte daher von VNB unmittelbar angegangen werden.

PROGNOSESYSTEME FÜR DIE VERTEILNETZE

Wegen seiner grundlegenden Bedeutung wurde das Thema Prognosen von allen Schaufenstern aufgegriffen und implementiert. Die Erkenntnisse der Schaufenster werden hier entsprechend den definierten Blaupausen nach den untersuchten Prognosegegenständen in Blaupausen dargestellt:

Für **Last- und Erzeugungsprognosen** sowie für **Netzzustands- und Engpassprognosen** wurden bestehende Ansätze weiterentwickelt und implementiert. In diesem Bereich findet traditionell ein enger Austausch zwischen Forschung und Praxis statt, was sich daran erkennen lässt, dass sich Prognosedienstleister meist aus dem akademischen Umfeld entwickelt haben. Bei SINTEG standen Prognoseansätze für das Verteilnetz im Fokus. Je stärker die Kleinteiligkeit und räumliche Begrenztheit ist, desto stärker fällt die mangelnde Datenverfügbarkeit in das Gewicht – es fehlt also die Grundlage, um Prognosen erstellen zu können. Hieraus hat SINTEG mehrere Ansatzpunkte für die weitere Entwicklung abgeleitet.

Dies betrifft zum einen die regulatorische Unterstützung der Bereitstellung von Daten. So kann der Zugriff auf regulatorisch geforderte, öffentliche Daten (bspw. Marktstammdatenregister) durch Schnittstellen verbessert werden. Auch der Umfang von Stammdaten sollte für verbesserte Energieprognosen erhöht werden. Die SINTEG-Erfahrungen zeigen, dass das Marktstammdatenregister derzeit nur mittels aufwändiger Datenaufbereitung für Prognosen genutzt werden kann. Hier sollte ein Diskussionsprozess der zuständigen Bundesnetzagentur mit der Branche initiiert werden, um Ansatzpunkte für Verbesserungen zu identifizieren. Die Prognoseerstellung baut auf der Verknüpfung vielfältiger Daten auf. Die häufig verwendeten herstellerspezifischen Datenmodelle und Schnittstellen schränken die Nutzbarkeit der Daten stark ein. Daher kann auch im Bereich der Prognose durch die breite Anwendung von Standards für Daten und Datenaustausch, beispielsweise das CIM, ein Vorteil erzielt werden.

Der Forschungs- und Entwicklungsprozess von Prognoseverfahren kann weiterhin unterstützt werden, wenn die unterschiedlichen Ansätze miteinander verglichen werden können. Für großräumige Übertragungsnetzprognosen hat es in der Vergangenheit internationale Prognosewettbewerbe gegeben, in denen unterschiedliche Anbieter mit der gleichen Datenbasis ihre Ansätze verglichen haben. Dies könnte auch auf Verteilnetzprognosen übertragen werden. Dazu wird empfohlen, diese Ansätze in geförderte Forschungs- und Entwicklungsprogramme mit aufzunehmen.

Die **Prognose der Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern** auf Haushaltsebene stellt besondere Anforderungen an die Prognose. Eine Prognose der Verfügbarkeit dieser Flexibilitäten wird unter Berücksichtigung der spezifischen Charakteristika für verschiedene Typen von Flexoptionen getrennt durchgeführt. Dadurch grenzt sie sich von der Lastprognose ab, die im Regelfall über alle Verbrauchertypen aggregiert durchgeführt wird.

Aus SINTEG heraus kann kein abschließendes Urteil bezüglich der erzielbaren Prognosegüte für die Verfügbarkeit von steuerbaren Verbrauchern gebildet werden. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Insbesondere besteht Forschungsbedarf im Hinblick auf die notwendigen Sicherheitsfaktoren, die angesetzt werden müssen, um die für eine netzdienliche Anwendung der Flexibilitäten notwendige Zuverlässigkeit zu erreichen.

Forschungsbedarf besteht weiterhin in Bezug auf die Auswirkungen einer an Preissignalen ausgerichteten Steuerung der Verbrauchseinrichtungen – sowohl in Bezug auf Prognosegüte als auch verfügbares Flexpotenzial.

Forschungsbedarf besteht auch zur Frage, wie die Asymmetrien im Datenzugang zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren zu überbrücken sind – die vorher besprochenen Daten- und Serviceplattformen wären ein Ansatzpunkt. Mögliche Ansätze sind dies über die Ausgestaltung von § 14 a zu verbessern (bspw. durch Sollwertvorgabe für einen digitalen Netzanschluss – siehe Synthesefeld 1).

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:
Die SINTEG-Schaufenster umfassen verschiedene Regionen in Deutschland
(Quelle: BMWi) 28

Abbildung 2:
Zusammenführung der Ergebnisse des SINTEG-Programmes in Schaufensterberichten und
Schaufenster-übergreifenden Syntheseberichten 29

Abbildung 3:
Prozess der SINTEG-Ergebnissynthese 31

Abbildung 4:
Vorgehen, um Wissen in den Synthesefeldern zu erschließen 31

Abbildung 5:
Definition und Struktur von Kategorien, Blaupausen, Detail-Blaupausen 33

Abbildung 6:
Strukturierter Überblick über die im Synthesefeld 2 behandelten Themen
(blau hinterlegt) und Zuordnung der Blaupausen-Kategorien 37

Abbildung 7:
Struktur des Syntheseberichtes im Synthesefeld 2 (Auszug) 39

Abbildung 8:
Für das Engpassmanagement im Netz verfügbare (grüne und gelbe Flächen)
sowie noch unerschlossene Flexibilitätspotenziale (weiße Flächen)
nach Anlagentyp und -leistung 42

Abbildung 9:
Allgemeines Prozessschema für Flexibilitätsplattformen 46

Abbildung 10:
Überblick der Flexplattform-Implementierungen in den SINTEG-Schaufenstern 48

Abbildung 11:
Prozessschritte und abgeleitete Blaupausen 49

Abbildung 12:
Einordnung der Produkte auf den SINTEG-Flexplattformen 57

Abbildung 13:
Engpassverschärfung durch Inc-dec Gaming bei Vorhandensein von Spotmarkt
(zonale Preisbildung) und Flexplattform (lokale Preisbildung) 76

Abbildung 14:
Gemeinsame Merit Order aus Flexangeboten aus freiwilliger (Flexplattform) und verpflichtender (Einspeisemanagement) Teilnahme am Engpassmanagement (Quelle: Schleswig-Holstein Netz AG & ARGE Netz, 2020) 98

Abbildung 15:
Realisierung von Flexplattformen mittels bilateral geregelten Informationsaustausches (links) und Plattformlösungen (rechts) 107

Abbildung 16:
Allgemeines Plattformschema mit Funktionalitäten 109

Abbildung 17:
Einordnung der SINTEG-DSP-Plattformen in Schichtenmodell 110

Abbildung 18:
Einordnung der SINTEG-DSP-Plattformen hinsichtlich der Zentralität und der Domäne 111

Abbildung 19:
Einordnung der SINTEG-Lösungsansätze in den Kontext des Energiemarktes 121

Abbildung 20:
Übersicht der Systemdienstleistungen 135

Abbildung 21:
Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement 162

Abbildung 22:
In SINTEG untersuchte Elemente eines inselnetzfähigen Verteilnetzes 167

Abbildung 23:
In SINTEG demonstrierte innovative Netzbetriebsmittel 174

Abbildung 24:
Wechselwirkung zwischen investiven und operativen Maßnahmen des Netzbetriebs 174

Abbildung 25:
Übersicht der Blaupausen in der Kategorie Prognosen, deren Anwendungsgebiete sowie behandelte Prognosegegenstände 190

Abbildung 26:
Schritte zur Einführung eines Prognosesystems 191

Abbildung 27:
Dimensionen einer Prognosefrage 192

Abbildung 28:
Prozesskette und notwendige Eingangsdaten für die Bestimmung von Netzzustand und Ampelphase (drei Ansätze zur Prognose in rot) 206

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:
Überblick über Flexibilitätsplattformkonzepte und Pilotprojekte außerhalb von SINTEG 43

Tabelle 2:
Produktmerkmale und ihre Auswirkungen 58

Tabelle 3:
Voraussetzungen der Aggregation von Flexibilitäten durch Netzbetreiber oder Marktakteur 69

Tabelle 4:
Theoretische Wirkungsweise der Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten 78

Tabelle 5:
Kompatibilität der Gegenmaßnahmen (X - Kombinationen möglich, (X) – Kombination bedingt möglich) 83

Tabelle 6:
Vor- und Nachteile von zentraler und dezentraler Netzbetreiberkoordination 92

Tabelle 7:
Vergleich der Ansätze zur Integration von marktlichem und regulatorischem Redispatch (Grafiken: eigene Darstellung basierend auf BDEW (BDEW, 2021d)) 100

Tabelle 8:
Übersicht der in den SINTEG-Daten- und Serviceplattformen abgebildeten Anwendungsfälle 112

Tabelle 9:
In SINTEG demonstrierte Anwendungsfälle für Daten- und Serviceplattformen sowie priorisierte Anwendungsfälle der Gaia X-Plattform im Energiesektor 116

Tabelle 10:
Überblick über Peer-to-Peer Pilotprojekte 120

Tabelle 11:
Darstellung der in SINTEG erarbeiteten Lösungsansätze eines Peer-to-Peer-Handels mittels Blockchain 130

Tabelle 12:
Qualitative Bewertung des Potenzials der Blaupausen zur Steigerung der Auslastung der Netze im Betrieb 138

Tabelle 13:
Qualitative Bewertung des Potenzials der Betriebsführungsblaupausen zur Steigerung der Effizienz im Netzbetrieb 175

Tabelle 14:
Ausgangsbedingungen und SINTEG-Aktivitäten im Bereich Prognose 189

Tabelle 15:
Schritte zur Einführung eines Prognosesystems und relevante SINTEG-Aktivitäten 194

Tabelle 16:
Demonstrierte Prognosekonzepte, zugeordnete SINTEG-Aktivitäten
und erzielter Mehrwert für Umsetzung eines Prognosesystems 202

Tabelle 17:
Vergleich der Optionen zur Prognose des Netzzustandes
(angelehnt an (He, Henze & Sick, 2020a)) 208

Tabelle 18:
Vergleich von Verfügbarkeitsprognosen aus Perspektive eines
Netzbetreibers bzw. Marktakteurs 216

8

Literaturverzeichnis

LITERATURVERZEICHNIS

50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW (2018). Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjuzuO2irfwAhWDPOwKHS8gD-AQFjABegQIBBAD&url=https%3A%2F%2Fwww.regelleistung.net%2Fext%2Fdownload%2FpqWindkraft&usg=AOvVaw2BEpxiomVPOYV6S-opLHS4

50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW (2020). Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Zugriff am 07.09.2021. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/

Albano, U., Oeltjenbruns, F., Brockmeyer, H. & Pielke, M. (2020). Interview zum Hybridgroßspeicher Varel. Wie und auf welche Weise ein Speicher zur Systemstabilität beitragen kann, enera. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://projekt-enera.de/blog/interview-zum-hybridgrossspeicher-varel/

Allgäuer Überlandwerke & IREN2. For the Power Grid of the Future. Zugriff am 19.08.2021. Verfügbar unter http://www.iren2.de/en/

Andoni, M., Robu, V., Flynn, D., Abram, S., Geach, D., Jenkins, D. et al. (2019). Blockchain technology in the energy sector. A systematic review of challenges and opportunities. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 100 (1), 143–174. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.014

Acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (2015). Smart Service Welt. Umsetzungsempfehlungen für das Zukunftsprojekt internetbasierte Dienste für die Wirtschaft. Abschlussbericht (Arbeitskreis Smart Service Welt / acatech, Hrsg.). Berlin. Verfügbar unter https://www.acatech.de/publikation/abschlussbericht-smart-service-welt-umsetzungsempfehlungen-fuer-das-zukunftsprojekt-internetbasierte-dienste-fuer-die-wirtschaft/download-pdf?lang=de

Asmine, M., Langlois, C.-É. & Aubut, N. (2018). Inertial response from wind power plants during a frequency disturbance on the Hydro-Quebec system – event analysis and validation. IET Renewable Power Generation, 12 (5), 515–522. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0392

Bauknecht, D., Heinemann, C., Koch, M., Ritter, D., Harthan, R., Sachs, A. et al. (2016). Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen (Öko-Institut e.V., Hrsg.). Freiburg: Öko-Institut e.V.; Energyautics GmbH. Zugriff am 17.07.2018. Verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf

Bauknecht, D., Heinemann, C., Seebach, D., Flachsbarth, F., Bracker, J. & Vogel, M. (2019). Chapter 15 - Customer Stratification and Different Concepts of Decentralization. In Fereidoon Sioshansi (Hrsg.), Consumer, Prosumer, Prosumager (S. 331–353). Academic Press. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816835-6.00015-2

Beucker, S., Doderer, H., Funke, A., Koch, C., Kondziella, H., Hartung, J. et al. (WindNODE, Hrsg.) (2021). Flexibilität, Markt und Regulierung. Synthesebericht. Verfügbar unter https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/FMR_ES.pdf

BloGPV, ETIBLOGG, pebbles & SMECS (2020). Energierevolution getrieben durch Blockchain. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/SSW_Energierevolution_getrieben_durch_Blockchain.pdf;jsessionid=209856816D941CCF9BBE71C2DADCC09E?__blob=publicationFile&v=15

Börries, S. (2020). Redispatch 2.0 – Neue Wege der Netzbetreiberkooperation, EWE Netz GmbH. Verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/D-F-Plattform/Dokumente/Projekte/2020_06_24_dena_RD20_Boerries_final.pdf

Bouloumpasis, I., Steen, D., Tuan, L. A., Steen, D. & Tuan, L. A. (2019). Congestion Management using Local Flexibility Markets: Recent Development and Challenges // Congestion Management using Local Flexibility Markets. Recent Development and Challenges. In 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe) (S. 1–5). IEEE. Verfügbar unter https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2019.8905489

Brenner, T., Chvanova, E., Haller, B., Langniß, O., Lehmann, N. & Maicher, O. (2020). Regionalisierter Handel. High-Level-Use-Case 5M & 5K, TP5, AP 5.2. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.csells.net/images/BilderArbeitspakete/Abschlussberichte-Arbeitspakete/52_HLUC_5K_5M_Regionalisierter_Handel_TLPwhite.pdf

Brombach, J., Nikolai, S. & Ramisch, B. (2020). Verlustmodelle die Blindleistungserbringung von STATCOMS Windenergieanlagen, sowie verlustminimierende Netzbetriebsführungsstrategien. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://projekt-enera.de/blog/verlustmodelle-die-blindleistungserbringung-von-statcoms-windenergieanlagen-sowie-verlustminimierende-netzbetriebsfuehrungsstrategien/

Bruce, J., Ehrenmann, A., Henneaux, P., Klasman, B., Küpper, G. & Schumacher, L. (2019). The future electricity intraday market design. Study for the European Commission. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f85fbc70-4f81-11e9-a8ed-01aa75ed71a1

Brunekreeft, G., Buchmann, M., Höckner, J., Palovic, M., Voswinkel, S. & Weber, C. (2020). Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-FlexMarkt (01/2020). Zugriff am 23.10.2020. Verfügbar unter https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp2001_OEkonomischeUndRegulatorischeFragestellungenZumEnera-FlexMarkt.pdf

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (o.J.). Marktanalyse Smart Metering Systems. Zugriff am 27.01.2022. Verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Marktanalyse/marktanalyse_node.html#:~:text=Das%20am%2031.,Einbau%20intelligenter%20Messsysteme%20nicht%20festgestellt.

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2021). Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. Technische Richtlinie BSI TR-03109-1. Version 1.1. Zugriff am 01.02.2022. Verfügbar unter https://www.bsi.

bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik & Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021). Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende. Zugriff am 27.01.2022. Verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Anhang.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Bundesministerium des Innern und für Heimat (2021). Open Data. Zugriff am 01.02.2021. Verfügbar unter https://www.bmi.bund.de/DE/themen/moderne-verwaltung/open-government/open-data/open-data-node.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018). 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Innovationen für die Energiewende. Zugriff am 11.02.2022. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019). Blockchain-basierte Erfassung und Steuerung von Energieanlagen mithilfe des Smart-Meter-Gateways: Machbarkeitsstudie und Pilotkonzept. Schlussbericht. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/blockchain-smart-meter-gateway.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021a). Cluster "Energie". Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.digitale-technologien.de/DT/Navigation/DE/ProgrammeProjekte/AktuelleTechnologieprogramme/Smart_Service_Welt/Projekte/Energie/Energie.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021b). GAIA-X. Eine vernetzte Datenstruktur für ein europäisches digitales Ökosystem. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/gaia-x.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022). REMIT. Zugriff am 27.01.2022. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/markttransparenz-remit.html

Bundesnetzagentur (2019a). Beschluss In dem Verwaltungsverfahren zur Genehmigung des Vorschlags der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im Folgenden EB-VO). Hier: Teilgenehmigung der für die Implementierung eines Regelarbeitsmarkts erforderlichen Modalitäten für Regelreserveanbieter (BK6, Hrsg.). Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-004/BK6-18-004-RAM_beschluss_vom_2019_10_02.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesnetzagentur (2019b). Die Blockchain-Technologie. Potenziale und Herausforderungen in den Netzsektoren Energie und Telefommunikation. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetz-

agentur/Publikationen/Berichte/2019/DiskussionspapierBlockchain.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesnetzagentur (2020). Anhörung zur Blockchain-Technologie. Wesentliche Ergebnisse aus den Netzsektoren. Zugriff am 09.04.21. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Telekommunikation/Unternehmen_Institutionen/Digitalisierung/Grundsatzpapier/Ergebnisedokument.pdf;jsessionid=67E13D424DB5A018A1D347C1FBC71F80?__blob=publicationFile&v=1

Bundesnetzagentur (2021). Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2017a). Blockchain in der Energiewirtschaft. Zugriff am 09.04.21. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Blockchain_Energiewirtschaft_10_2017.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2017b). Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Diskussionspapier (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Hrsg.).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019). Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes Strom. im Rahmen der Veränderungen auf europäischer Ebene. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190708_EOM-2-0-Weiterentwicklung-Regelenergiemarkt-Strom.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2020). BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0. Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse. Zugriff am 05.01.2022. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Awh_2020-05-RD_2.0_Branchenl%C3%B6sung_Kerndokument.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021a). BDEW-Übergangslösung zum gesicherten Einstieg in den Redispatch 2.0 zum 1. Oktober 2021. Zugriff am 22.10.2021. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/original_images/2021-09-20_bdew-uebergangsloesung-rd20-allgemeine-beschreibung.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021b). Datenaustausch zur NB-NB-Abrechnung Redispatch 2.0. Anwendungshilfe. Zugriff am 22.10.2021. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20210930_AwH_Datenaustausch-zur-NB-NB-Abrechnung_RD2-0_final.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021c). Netzbetreiberkoordinationskonzept für Redispatch 2.0. Rahmenbedingungen für die Koordination des Redispatch unter Einbezug von EE- und KWK-Anlagen. Zugriff am 22.10.2021. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20210922_RD2-0_Netzbetreiberkoordinationskonzept_NKK.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021d). Redispatch 2.0. Branchenlösung im BDEW. Zugriff am 06.08.2021. Verfügbar unter https://www.bdew.de/energie/redi-

spatch-20/

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft & PricewaterhouseCoopers (2019). Blockchain Radar. Energie & Mobilität. Zugriff am 09.04.21. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/blockchain-radar-2020.pdf

C/sells (2020a). Energiewirtschaftliche Positionen. Als Ergebnis des C/sells Projektes, C/sells. Verfügbar unter https://www.csells.net/images/EPos/EPos_Konsultation_Csells_Community_final.pdf

C/sells (2020b). Evaluation rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen in C/sells. AP 2.5. C/sells - Großflächiges Schaufenster Solarbogen Süddeutschlands.

C/sells (2021). C/sells – das Energiesystem der Zukunft im Solarbogen Süddeutschlands. Gemeinsamer Schlussbericht (Reuter, A., Langniß, O., Haller, B. & Spengler, N., Hrsg.). C/sells. Zugriff am 05.10.2021. Verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/documents/N-637818.html

Colthorpe, A. (2014). India looks to install demonstration projects for integrating renewables, Energy Storage News. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://www.energy-storage.news/india-looks-to-install-demonstration-projects-for-integrating-renewables/

Corusa, A., Erdmann, G., Timofeeva, E., Predel, J. N., Ritschel, F., Sprengel, C. et al. (2021). Digitalisierung in der Energiewirtschaft: Technische Universität Berlin. https://doi.org/10.14279/DEPOSITONCE-11849

Corusa, A., Predel, J. & Schöne, N. (2020). Eine Marktübersicht der Blockchain in der Energiewirtschaft. Von der Idee zum Geschäftsmodell, von der Technologie zur aktuellen Anwendung. Technische Universität Berlin. Verfügbar unter http://dx.doi.org/10.14279/depositonce-10542 https://doi.org/10.14279/depositonce-10542

Council of European Energy Regulators (2019). CEER Consultation on Dynamic Regulation to Enable Digitalisation of the Energy System. Conclusions Paper. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/3aedcf03-361b-d74f-e433-76e04db24547

De Almeida, L., Cappelli, V., Klausmann, N. & van Soest, H. (2021). Peer-to-Peer Trading and Energy Community in the Electricity Market - Analysing the Literature on Law and Regulation and Looking Ahead to Future Challenges. EUI Working Papers. Zugriff am 09.04.21. Verfügbar unter https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/70457/RSC%202021_35rev.pdf?sequence=4

DESIGNETZ (2021a). DESIGNETZ Abschlussbericht - Band 1. Lösung. Strategie. Impulse. (E.ON SE (in Vertretung für DESIGNETZ) & Breuer, A., Hrsg.). Zugriff am 12.05.2021. Verfügbar unter https://www.designetz.de/fileadmin/downloads/DESIGNETZ_Band_1.pdf

DESIGNETZ (2021b). DESIGNETZ Abschlussbericht - Band 2. Themen. Projekte. Ergebnisse. Von Einzelanlagen zum integrierten Energiesystem der Zukunft (E.ON SE (in Vertretung für DESIGNETZ) & Breuer, A., Hrsg.). Verfügbar unter https://www.designetz.de/fileadmin/downloads/DESIGNETZ_Band_2.pdf

DESIGNETZ (2021c). Gemeinsamer Sachbericht für den Projektzeitraum 01.01.2017 bis 31.12.2020/ von einigen Partnern verlängert bis 31.03.2021 [t01 – t48/t51] (E.ON SE, Hrsg.). Zugriff am 05.10.2021. Verfügbar unter https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1769527044/DESIGNETZ-Baukasten-Energiewende-von-Einzell%C3%B6sungen?cHash=e6f02d794587f8e0e04f1af5d647191c

Deutsche Energie-Agentur (2015). Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen. Analyse des weiteren Handlungsbedarfs der dena-Plattform Systemdienstleistungen. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2018/9216_Regelleistungserbringung_aus_dezentralen_Energieanlagen.pdf

Deutsche Energie-Agentur (2019a). Blockchain in der integrierten Energiewende. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie_Blockchain_Integrierte_Energiewende_DE4.pdf

Deutsche Energie-Agentur (2019b). Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Teil 1: Ergebniszusammenfassung und Maßnahmenvorschläge der Initiative Netzflex. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf

Deutsche Energie-Agentur (2020a). dena-Studie Systemsicherheit 2050. Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Systemsicherheit_2050_LANG_WEB.pdf

Deutsche Energie-Agentur (2020b). Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg. Abschlussbericht. Zugriff am 07.09.2021. Verfügbar unter https://irees.de/wp-content/uploads/2020/04/dena_Abschlussbericht_Pilotprojekt_DSM-Baden-Wuerttemberg.pdf

Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz (2021). PolyEnergyNet. Resiliente Polynetze zur sicheren Energieversorgung. Zugriff am 19.08.2021. Verfügbar unter https://www.dfki.de/web/forschung/projekte-publikationen/projekte-uebersicht/projekt/polyenergynet/

Deutsches Institut für Normung (2020). DIN SPEC 91410-1: 2020-07. Energieflexibilität - Teil 1: Flexibilitätsbereitstellung für die Engpassbewirtschaftung von Stromnetzen - Anforderungen an die freiwillige Teilnahme von Anbietern an einer Flexibilitätsplattform, Deutsches Institut für Normung. Verfügbar unter http://dx.doi.org/10.31030/3165667

DNV GL (2020). Market-based redispatch in the distribution grid. Why it works! Study on behalf of NODES. Zugriff am 11.04.2020. Verfügbar unter https://nodesmarket.com/wp-content/uploads/2020/10/Market-based-redispatch-why-it-works.pdf

Doleski, O. D. (2016). Utility 4.0. Transformation vom Versorgungs- zum digitalen Energiedienstleistungsunternehmen (Essentials). Wiesbaden: Springer Vieweg.

Ecofys & Fraunhofer IWES (2017). Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Zugriff am 12.06.2017. Verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf

EIRGRID (2020). EirGrid Grid Code. Version 9. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion9.pdf

Elering (2018). EU-SysFlex. WP5: Data management for facilitation of new flexibility solutions. Zugriff am 25.06.2021. Verfügbar unter http://eu-sysflex.com/workpackages/wp5-data-management-for-facilitation-of-new-flexibility-solutions/

Energinet.dk (2011). Cell Controller Pilot Project. Smart Grid Technology Demonstration in Denmark for Electric Power Systems with High Penetration of Distributed Energy Resources. 2011 Public Report. Zugriff am 19.08.2021. Verfügbar unter https://energynautics.com/content/uploads/2017/08/energynautics_energinetdk_report_cell_controller_pilot.pdf

EPEX SPOT, EWE NETZ, EWE & TenneT (2020, 28. Oktober). Using enera's experience to complement the upcoming redispatch regime with flexibility from load & other non-regulated assets. Zugriff am 19.11.2020. Verfügbar unter https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-Improving-redispatch-thanks-to-flexibility-platform-experience.pdf

EPRI (2019). Ancillary Services in the United States. Technical Requirements, Market Designs and Price Trends. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.offshorewindadvisory.com/wp-content/uploads/2019/07/EPRI-Ancillary-Services.pdf

Esslinger, P. (2012). Studie Q(U). Schlussbericht. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://mediatum.ub.tum.de/doc/1114994/1114994.pdf

Estermann, T., Köppl, S., Müller, M. & Zeiselmair, A. (2019). Gelbe Ampelphase im Kontext einer Flexibilitätsplattform. Simulative Bewertung von Netzzuständen in einem realen Mittelspannungsgebiet als Anwendungsbereich einer Flexibilitätsplattform, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft e.V. Verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/867/2019Januar_Paper_FfE_TE.pdf

Estermann, T., Samweber, F. & Reinhard, J. (2017). Blindleistungsmanagement als Netzoptimierende Maßnahme. FfE e.V. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/658-blindleistungsmanagement-als-netzoptimierende-massnahme

Europäische Kommission (2016a). VERORDNUNG (EU) 2016/1388 DER KOMMISSION. zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN

Europäische Kommission (2016b). VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION. zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN

FfE (2019). Überblick über aktive Aggregatoren in Deutschland. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.ffegmbh.de/attachments/article/790/Aktive%20Aggregatoren%20und%20deren%20Einsch%C3%A4tzung%20der%20Anforderungsprofile.pdf

Fietze, D., Papke, A., Wimmer, M., Antoni, O. & Hilpert, J. (2020). Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen unter Einbindung von Blockchains, Stiftung Umweltenergierecht. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht: 16. Zugriff am 28.09.2020. Verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/09/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_16_Rechtsrahmen_Energieplattformen_pebbles.pdf

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (2016). Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030). Zugriff am 27.01.2022. Verfügbar unter https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/20170403_MONA_Teilbericht_Massnahmenklassifizierung.pdf

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (Hrsg.). (2021). C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands. Abschlussbericht der FfE. Zugriff am 26.10.2021. Verfügbar unter https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/abschlussbericht-zu-projekt-c-sells-grossflaechiges-schaufenster-im-solarbogen-sueddeutschland-veroeffentlicht/

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2018). Die Blockchain-Technologie. Chance zur Transformation der Energiewirtschaft? Berichtsteil Anwendungsfälle. Zugriff am 09.04.2021. Verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/750/Blockchain_Teilbericht_UseCases.pdf

Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE (2018). FNN-Konzept zum koordinierten Steuerzugriff in der Niederspannung über das intelligente Messsystem. VDE FNN. Verfügbar unter https://www.vde.com/resource/blob/1729258/3cff04828cc9ab5570da1f39ce648b1c/fnn-konzept--koordinierter-steuerzugriff-data.pdf

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (2022). Netzbetriebsmittel. Zugriff am 27.01.2022. Verfügbar unter https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetriebsmittel

Fraunhofer IEE (2019). NETZ:KRAFT Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen. Öffentlicher Abschlussbericht. NETZ:KRAFT. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Projekte/NETZKRAFT-Abschlussbericht-mit-Deckblatt-Anhang-2019-02-20.pdf

Fraunhofer IEE. (2020). C/sells Autonomie Lab Leimen als Blaupause für Novellierung des §14a EnWG und des §9 EEG. Zugriff am 07.09.2021. Verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2020/c-sells-leimen.html

Fraunhofer IWES (2014a). Kombikraftwerk 2. Kurzbericht. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2014/2014_Kurzbericht_Kombikraftwerk2_final.pdf

Fraunhofer IWES (2014b). Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-3644367.pdf

Fraunhofer IWES (2017). Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks. Abschlussbericht. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Projekte/20170814_ReWP_Abschluss_final.pdf

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung, OrbiTeam Software, Forschungszentrum Jülich, Ruhr-Universität Bochum, Technische Universität Darmstadt, Univer-

sität Stuttgart et al. (o.J.a). Blackout. In EnArgus-Wiki. Zugriff am 26.01.2022. Verfügbar unter https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d1530-2/*/*/Blackout.html?search=blackout&scope=all&op=Wiki.getwiki

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung, OrbiTeam Software, Forschungszentrum Jülich, Ruhr-Universität Bochum, Technische Universität Darmstadt, Universität Stuttgart et al. (o.J.b). Demand Response. In EnArgus-Wiki. Zugriff am 26.01.2022. Verfügbar unter https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d2214-2/*/*/Demand%20Response.html?op=Wiki.getwiki&search=Demand%20Response

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung, OrbiTeam Software, Forschungszentrum Jülich, Ruhr-Universität Bochum, Technische Universität Darmstadt, Universität Stuttgart et al. (o.J.c). Demand Side Management. in EnArgus-Wiki. Zugriff am 26.01.2022. Verfügbar unter https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d2220-2/*/*/Demand%20Side%20Management.html?op=Wiki.getwiki&search=Demand%20Response

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung, OrbiTeam Software, Forschungszentrum Jülich, Ruhr-Universität Bochum, Technische Universität Darmstadt, Universität Stuttgart et al. (o.J.d). Standardlastprofil. In EnArgus-Wiki. Zugriff am 26.01.2022. Verfügbar unter https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d12072-2/*/*/Standardlastprofil.html?op=Wiki.getwiki

Frontier Economics (2021). Review of Flexibility Platforms. A report prepared by Frontier Economics for ENTSO-E. Zugriff am 07.01.2022. Verfügbar unter https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/210957_entso-e_report_neutral_design_flexibility_platforms_04.pdf

Gama, P., Carvalho, L. A. E. B. d., Louro, M., Simão, T., Silva, J. P., Reis, F. et al. (2019). TDX-Assist. Beyond state of art in TSO-DSO interoperability The Portuguese demonstrator. In 25th International Conference on Electricity Distribution. Verfügbar unter https://www.cired-repository.org/bitstream/handle/20.500.12455/179/CIRED%202019%20-%20872.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Glachant, J.-M. & Rossetto, N. (2021). A new world for electricity transactions: Peer-to-Peer and Peer-to-X, Florence School of Regulation. Robert Schuman Centre for Advanced Studies: RSC 2021/56. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/71520/RSC%202021_56.pdf?sequence=1

Goldkamp, P., Janssen, R. & Ringel, P. (Hrsg.). (2021). enera. Projektkompendium. Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums. Zugriff am 29.09.2021. Verfügbar unter https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektkompendium.pdf

Guidehouse & ef.Ruhr (2020). Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Zugriff am 06.08.2021. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_12_14_cc_51-2020_zuegiger_ausbau.pdf

Hagemann, Z. & Häger, U. (2019). Reactive Power Control in Distribution Networks to minimize the Reactive Power Balance at the Point of Common Coupling. In 2019 IEEE PES Innovati-

ve Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe) (S. 1–5). Verfügbar unter https://ieeexplore.ieee.org/document/8905715

Haines, G. (2018). Power Factor Control with a Battery Energy Storage System (BESS). Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://www.adelaide.edu.au/energy-storage/docs/aeskb-case-study-2-power-factor-control-with-a-bess.PDF

Haller, B., Langniß, O., Reuter, A. & Spengler, N. (Hrsg.). (2020). 1,5° CSellsius. Energiewende zellulär - partizipativ - vielfältig umgesetzt. C/sells Buch. Zugriff am 04.02.2021. Verfügbar unter https://csells.net/media/com_form2content/documents/c12/a357/f122/CSells_Buch_15GradCSellsius_WEB_20201209_compressed.pdf

He, Y., Henze, J. & Sick, B. (2020a). Forecasting Power Grid States for Regional Energy Markets with Deep Neural Networks. In 2020 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN) (S. 1–8). Verfügbar unter https://ieeexplore.ieee.org/document/9207536

He, Y., Henze, J. & Sick, B. (2020b). Continuous Learning of Deep Neural Networks to Improve Forecasts for Regional Energy Markets. IFAC-PapersOnLine, 53 (2), 12175–12182. https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2020.12.1017

Heilmann, A., Linnemann, J., Lange, M., Gelhaus, R., Abraham, L., Altmann, B. et al. (2021). Abschlussbericht Verbundprojekt enera. Teilvorhaben: Teilvorhaben: Flexibilisierung als Wegbereiter für die Digitalisierung in der Energiewirtschaft. EWE Vertrieb.

Heilmann, E., Ißler, R., Hoffner, L., Wetzel, H. & Fieseler, T. (2021). Beschreibung des "ReFlex"-Feldtests. AP 6.6 - RegiFlexMarkt Nord-/Mittelhessen. RegioFlex - eine Handelsplattform für den Handel regionaler Flexibilitätsoptionen in zellularen Energiesystemen der Zukunft. C/sells. Verfügbar unter https://www.csells.net/images/BilderArbeitspakete/Abschlussberichte-Arbeitspakete/66_ReFlex_Feldtestdoku_TLPwhite.pdf

Heilmann, E., Klempp, N. & Wetzel, H. (2020). Design of regional flexibility markets for electricity: A product classification framework for and application to German pilot projects. Utilities Policy, 67. https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101133

Henze, J., Schreiber, J. & Sick, B. (2020). Representation Learning in Power Time Series Forecasting. In W. Pedrycz & S.-M. Chen (Hrsg.), Deep Learning: Algorithms and Applications (S. 67–101). Cham: Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-31760-7_3

Hilpert, J. & Antoni, O. (2019). Rechtsrahmen für netzdienliche Flexibilitätsplatformen. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, 14. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/12/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_14_Rechtsrahmen-f%C3%BCr-netzdienliche-Flexibilit%C3%A4tsplattformen.pdf

Hirth, L., Maurer, C., Schlecht, I. & Tersteegen, B. (2019). Strategisches Bieten in Flex-Märkten. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 69 (6). Verfügbar unter https://neon.energy/Hirth-Maurer-Schlecht-Tersteegen-2019-Strategisches-Bieten.pdf

Hirth, L. & Schlecht, I. (2020). Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Pre-

conditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming. Kiel, Hamburg: ZBW – Leibniz Information Centre for Economics. Verfügbar unter https://www.econstor.eu/handle/10419/222925

Hoffmann, A. (2015). Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen. Dissertation. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/4658/1/Diss%20Hoffmann%20v2%202%201.pdf

Hong, T., Pinson, P., Wang, Y., Weron, R., Yang, D. & Zareipour, H. (2020). Energy Forecasting. A Review and Outlook. IEEE Open Access Journal of Power and Energy, 7, 376–388. https://doi.org/10.1109/OAJPE.2020.3029979

Huber, J., Köppl, S., Klempp, N., Schutz, M. & Heilmann, E. (2018). Engineering Smart Market Platforms for Market Based Congestion Management. E-Energy'18: Proceedings of the 9th Acm International Conference on Future Energy Systems, 544–549. https://doi.org/10.1145/3208903.3214349

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (2020). Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannung - Status Quo, Wechselwirkungen und Ausblick. Zugriff am 17.11.2021. Verfügbar unter https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2020/02/20200129_ENavi_14a_EnWG.pdf

International Renewable Energy Agency (2019). Innovative ancillary services. Innovation landscape brief. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovative_ancillary_services_2019.pdf?la=en&hash=F3D83E86922DEED7AA3DE3091F3E49460C9EC1A0

Jin, X., Wu, Q. & Jia, H. (2019). Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods. Applied Energy, 261. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114387

Kerber, G., Finkel, M., Schaarschmidt, K., Steinhart, C. J., Gratza, M. & Witzmann, R. (2016). Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen. Zugriff am 19.08.2021. Verfügbar unter https://mediatum.ub.tum.de/doc/1296336/1296336.pdf.

Klempp, N., Heilmann, E., Koeppl, S. & Huber, J. (2020). Netz und Markt verbünden. Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen. Zugriff am 29.09.2020. Verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/1010/2020-08-03%20FlexPlattformDoku_V0.9.pdf

Kraft, E., Lehmann, N., Klempp, N., Huber, J., Hijjo, M., Göhler, G. et al. (2021). Vielfalt ermöglichen und optimal nutzen. Über die Nutzbarmachung und Vermarktung von Flexibilität auf parallel existierenden Märkten. High-Level-Use-Case 050L, TP5, AP 5.2 C/Sells-Blaupause: Grün. C/sells. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://csells.net/images/BilderArbeitspakete/Abschlussberichte-Arbeitspakete/2021-06-18_AP5_2_HLUC050L_Vermarktung_Flex_v33.pdf

Kraft, E., Lehmann, N., Klempp, N., Kumm, J., Huber, J. & Ramm, O. (2021). Aggregation lokaler Energieflüsse und Flexibilität. Über Aggregationsstrategien in zellulär geprägten Energiesystemen und das Potenzial von flexiblen Anlagenpools zur Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen. High-Level-Use-Case 050D, TP5, AP 5.3 C/Sells-Blaupause: Grün. Zugriff

am 10.08.2021. Verfügbar unter https://csells.net/images//BilderArbeitspakete/Abschluss-berichte-Arbeitspakete/2021-06-18_Ergebnisdokument_HLUC050D_v19.pdf

Küfeoğlu, S., Liu, G., Anaya, K. & Pollitt, M. G. (2019). Digitalisation and New Business Models in Energy Sector. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/337886761_Digitalisation_and_New_Business_Models_in_Energy_Sector

Kumm, J. & Strahlhoff, J. (2019). 1. DA/RE Info-Webinar: Veränderungen im Redispatch – Vorbereitung auf das NABEG 2.0, TransnetBW; Netze BW.

Leelaruji, R. & Bollen, M. (2015). Synthetic inertia to improve frequency and how often it is needed. Energiforsk AB. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21406/synthetic-inertia-to-improve-frequency-stability-and-how-often-it-is-needen-energiforskrapport-2015-224.pdf

Meinel, C. & Gayvoronskaya, T. (2020). Blockchain. Hype oder Innovation. Berlin, Germany: Springer Vieweg.

Meyer, R. (2021). Regulatorische Anreize für ein zukünftiges Engpassmanagement unter NABEG 2.0. FlexShare und FOCS. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 45 (2), 109–118. https://doi.org/10.1007/s12398-021-00296-y

Müller, M., Zeiselmair, A. & Gómez, J. P. (2019). Tapping flexibility potential of decentralized controllable loads for smart markets through aggregation, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft e.V. Verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/941/Paper_Aggregation_MMueller.pdf

National Grid ESO (2019a). Black Start – Competitive Procurement Event SW and Mids. Summary of submissions participating in ITT part 2. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.nationalgrideso.com/document/156206/download

National Grid ESO (2019b). The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC). project closing down report. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://www.nationalgrideso.com/document/144441/download

National Grid ESO (2020). Distributed ReStart. Energy restoration for tomorrow. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.nationalgrideso.com/document/183306/download

National Grid ESO (2021). Connection Conditions (CC). Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.nationalgrideso.com/document/33846/download

Networks (2020). Batteries to provide reactive power in world-first project. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://networks.online/power/batteries-to-provide-reactive-power-in-world-first-project/

NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende (2021a). Abschlussbericht zum SINTEG-Schaufenster. Zugriff am 05.10.2021. Verfügbar unter https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1769528636/New-4-0-Norddeutsche-Energiewende-4-0-Abschlussbericht?cHash=69920fce4c89d6565fc23893a960e1b7

NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende (2021b). Annex. Anhang zur Ergebnissynthese von NEW 4.0. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/Schaufenster-Publikationen/20210325-NEW4-0-Synthesebericht-Annex-WEB-1.pdf

NODES (2019). A fully integrated marketplace for flexibility. Zugriff am 22.09.2020. Verfügbar unter https://nodesmarket.com/publications/

NODES (2020). Paving the way for flexibility. Zugriff am 10.112020. Verfügbar unter https://nodesmarket.com/publications/

NODES, E-Bridge & Pöyry (2019). Market-based redispatch is a necessary complement to the current German redispatch regime. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.e-bridge.com/wp-content/uploads/2019/09/190905-NODES-market-based-CM-en.pdf

PSI Energy Markets (2021). Forschungsprojekt PEAK. Integrierte Plattform für den Peer-to-Peer-Stromhandel (P2P) und die aktive Netzführung. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.psi-energymarkets.de/unternehmen/forschung-entwicklung/peak/

Radecke, J., Hefele, J. & Hirth, L. (2019). Markets for Local Flexibility in Distribution Networks. ZBW – Leibniz Information Centre for Economics. Zugriff am 16.03.2020. Verfügbar unter http://hdl.handle.net/10419/204559

Rat der Europäischen Union (2020, 16. November). Schlussfolgerungen des Rates zu Reallaboren und Experimentierklauseln als Instrumente für einen innovationsfreundlichen, zukunftssicheren und resilienten Rechtsrahmen zur Bewältigung disruptiver Herausforderungen im digitalen Zeitalter. Zugriff am 27.01.2022. Verfügbar unter https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-13026-2020-INIT/de/pdf

Rückel, B. (2020). Coordinating the Behavior of Different Agents in Distribution Networks – A Review. Zugriff am 29.09.2021. Verfügbar unter https://ssrn.com/abstract=3622032

Schittekatte, T. & Meeus, L. (2020). Flexibility Markets: Q&A with Project Pioneers. Utilities Policy, 63. https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101017

Schleswig-Holstein Netz AG & ARGE Netz (2020). Scheinflexibilität - eine beherrschbare Herausforderung für ENKO (Arbeitspapier). Verfügbar unter https://www.enko.energy/wp-content/uploads/ENKO-White-Paper-Scheinflexibilit%C3%A4t.pdf

Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz & IAEW (2021). ENKO-Plattform: Maßnahmen gegen Scheinflexibilität mit bestätigter Wirksamkeit. Verfügbar unter https://www.enko.energy/wp-content/uploads/2021_05_12_ENKO_WhitePaper_Scheinflexibilitaet.pdf

Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz GmbH & Co.KG (2018). ENKO. Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz. Whitepaper. Zugriff am 09.08.2020. Verfügbar unter https://www.enko.energy/wp-content/uploads/ENKO_White-Paper-Stand-Nov.-2018.pdf

Schulze, Y., Müller, M., Faller, S., Duschl, W. & Wirtz, F. (2021). Was ist Netzdienlichkeit. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 71 (3).

Schwerdfeger, R., Orlishausen, M. & Enzenhöfer, R. (2019). Automatisierte Abstimmungskaskade. Integrierte Netze der Zukunft (11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien). Verfügbar unter https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/306/306_fullpaper_20190201_165257.pdf

Seim, S., Blech, K., Gerwin, C. & Müller-Kirchenbauer, J. (2019). Die Datenlandschaft der deutschen Energiewirtschaft. Working Paper Energie und Ressourcen. Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, Technische Universität Berlin. Zugriff am 09.08.2021. Verfügbar unter https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Seim__Verwiebe__Blech__Gerwin__M%C3%BCller-Kirchenbauer__2019__-_Die_Datenlandschaft_der_dt_Energiewirtschaft__FG_E_R__TU_Berlin.pdf

Simon Köppl, Andreas Zeiselmair & Daniela Wohlschlager. Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform. Zugriff am 17.12.2020. Verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/995/FfE%20Discussion%20Paper%202020-02%20-%20Strategisches%20Gebotsverhalten%20im%20Kontext%20der%20Csells%20FlexPlattform.pdf

Sonnen (2020). Die Bedeutung von Smart Metering für die Energiewende. Zugriff am 10.08.2021. Verfügbar unter https://sonnen.de/blog/bedeutung-smart-metering-fuer-die-energiewende/

Soto, E. A., Bosman, L. B., Wollega, E. & Leon-Salas, W. D. (2021). Peer-to-peer energy trading. A review of the literature. Applied Energy, 283, 116268. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268

Sousa, T., Soares, T., Pinson, P., Moret, F., Baroche, T. & Sorin, E. (2019). Peer-to-peer and community-based markets. A comprehensive review. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 104 (3–4), 367–378. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036

Springmann, E., Köppl, S. & Estermann, T. (2020). KOF und ALF – Wie passen Flexibilitätsplattformen mit der Koordinierungsfunktion des FNN zusammen? (FfE Discussion Paper). Zugriff am 04.10.2021. Verfügbar unter https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/1000-ffe-discussion-paper-kof-und-alf-%E2%80%93-wie-passen-flexibilit%C3%A4tsplattformen-mit-der-koordinierungsfunktion-des-fnn-zusammen

TenneT (2020). Intelligenztest für das Stromnetz der Zukunft. Zugriff am 22.10.2021. Verfügbar unter https://www.tennet.eu/de/news/news/intelligenztest-fuer-das-stromnetz-der-zukunft/

Tomschitz, C., Zoll, M., Felder, M., Längle, T., Schulze, K., Breuning, P. et al. (2020). PV-Prognosen für die Netzleitwarte Schwäbisch Hall – Methoden und technische Umsetzung. Zugriff am 29.09.2021. Verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/345161901_PV-Prognosen_fur_die_Netzleitwarte_Schwabisch_Hall_-_Methoden_und_technische_Umsetzung

TransnetBW (2021). C/sells - Das Energiesystem der Zukunft. Konzeptionierung und Umsetzung eines smarten Energiesystems aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers. Abschlussbericht der TransnetBW zum Projekt C/sells. Zugriff am 05.10.2021. Verfügbar unter https://www.transnetbw.de/files/pdf/unternehmen/portraet/innovation/smart-system/csells-broschuere.pdf

Trapp, M., Naab, M., Rost, D., Nass, C., Koch, M. & Rauch, B. (2020). Digitale Ökosysteme und Plattformökonomie: Was ist das und was sind die Chancen? Zugriff am 22.10.2021. Verfügbar unter https://www.informatik-aktuell.de/management-und-recht/digitalisierung/digitale-oekosysteme-und-plattformoekonomie.html

Treydel, R., Veigt, M., Verheggen, L. & Groning, K. (2020). Teilautomatisierter Netzbetrieb, enera. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter https://projekt-enera.de/blog/teilautomatisierter-netzbetrieb/

TU Wien, JKU Linz, Netz Oberösterreich & Vorarlberger Energienetze (2015). SORGLOS - Smarte Robuste Regenerativ Gespeiste Blackout-feste Netzabschnitte. Zugriff am 19.08.2021. Verfügbar unter https://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/SORGLOS/Sorglos_838771_vorlaeufiger_Endbericht.pdf

TWENTIES (2013). TWENTIES project. Final report. Zugriff am 17.08.2021. Verfügbar unter http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Twenties.pdf?__cf_chl_jschl_tk__=pmd_d6522d49c1fb5758a4b04262324484d47efc68e6-1629203145-0-gqNtZGzNAg2jcnBszQNO

Villar, J., Bessa, R. & Matos, M. (2018). Flexibility products and markets: Literature review. Electric Power Systems Research, 154, 329–340. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.005

Weigand, A., Rogg, K., Köppl, S. & Springmann, E. (2021). Digitaler Netzanschluss - Schnittstelle zwischen Gebäude und Stromnetz neu gedacht. BWK - Das Energie-Fachmagazin, 73 (5-6). Verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/352439510_Digitaler_Netzanschluss_-_Schnittstelle_zwischen_Gebaude_und_Stromnetz_neu_gedacht

Weinhardt, C., Mengelkamp, E., Cramer, W., Hambridge, S., Hobert, A., Kremers, E. et al. (2019). How far along are Local Energy Markets in the DACH+ Region? In Proceedings of the Tenth ACM International Conference on Future Energy Systems (S. 544–549). New York, NY, USA: ACM. Verfügbar unter https://doi.org/10.1145/3307772.3335318

WindNODE (2020). Jahrbuch 2020. Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands 2017 - 2020. Zugriff am 05.08.2021. Verfügbar unter https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Jahrbuch/WindNODE_Jahrbuch_2020_Web_150dpi.pdf

Zeiselmair, A., Bogensperger, A., Müller, M. & Köppl, S. (2019). Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung. et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Verfügbar unter https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/902-erschliessung-von-kleinanlagen-zur-flexibilitaetsvermarktung

Zhang, C., Wu, J., Long, C. & Cheng, M. (2017). Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects. 11th International Renewable Energy Storage Conference, Ires 2017, 105, 2563–2568. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.737

ANHANG

Übersicht SINTEG-Aktivitäten

Aktivität	Kurztitel	Blaupause(n)	Quellen
C/sells			
AP 6.6: RegioFlexMarkt Nord-/Mittelhessen	ReFlex	1, 2, 3, 4, 5	■ (C/sells, 2021, S. 224–225)
			■ (He, Henze & Sick, 2020b; He et al., 2020a; Henze, Schreiber & Sick, 2020)
	Netzzustandsprognosen für ReFlex, ALF	16	■ (Estermann, Köppl, Müller & Zeiselmair, 2019)
BUC 07 – Hochrechnungen, Prognosen und Bilanzierung	GridSage	15	■ (Haller, Langniß, Reuter & Spengler, 2020; Tomschitz et al., 2020)
BUC 07 – Hochrechnungen, Prognosen und Bilanzierung	ISInet	15	■ (C/sells, 2021, S. 150–159)
C/sells-Plattformkonzept Comax	Comax	1, 2, 3, 4, 5	■ (TenneT, 2020)
Ermittlung von PV-Eigenverbrauchsprofilen	PV-Eigenverbrauchsprofile	15	■ (TransnetBW, 2021)
Erstellung und Anwendung Netzsensitivitätsmatrix	Netzsensitivitätsmatrix	15	■ (TransnetBW, 2021)
HLUC 050I: HAN/CLS Digitaler Netzanschluss	LabNoir	12	■ (C/sells, 2021, S. 207)
HLUC 050KM: Regionalisierter Handel	WIRCommunity	7	■ (Brenner et al., 2020)
Infrastruktur-Informationssystem für Akteure und Zellen im Verbund	Infrastruktur-Informationssystem (IIS)	6	■ (C/sells, 2021)
PQ-Anforderungen für dezentrale Anlagen	PQ-Anforderungen für dezentrale Anlagen	8	■ (TransnetBW, 2021, 58f)
UAP 6.4.04: Intelligentes Verteilnetz Schwäbisch Hall	Intelligentes VN Schwäbisch Hall	11, 13, 16	■ (C/sells, 2021, S. 312–314)
UAP 6.5.03: Verteilnetzinformationssystem Ulm	Verteilnetzinformationssystem Ulm	13, 16	■ (C/sells, 2021, S. 327–340)
UAP 6.4.05: Monitoring NS-/MS-Netze	Monitoring NS-/MS-Netze	13	■ (C/sells, 2021, S. 315–317)
Zelle 10: Schwäbisch Hall	Erweiterte PV-Stammdaten	15	■ (C/sells, 2021, S. 151)
Zelle 24: Altdorfer Flexmarkt	ALF	1, 2, 3, 4, 5	■ (Müller et al., 2019)

Aktivität	Kurztitel	Blaupause(n)	Quellen
Zelle 24: Altdorfer Flexmarkt	Verfügbarkeitsprognose für Wärmepumpen bei ALF	17	■ (Müller et al., 2019)
	Netzzustandsprognosen für ReFlex, ALF	16	■ (Estermann, Köppl, Müller & Zeiselmair, 2019)
Zelle 27: Regelzone TenneT	Aktivitäten der SW Kassel	11, 12	■ (Haller, Langniß, Reuter & Spengler, 2020, S. 86f, S. 208f) ■ Synthesetreffen
DESIGNETZ			
Dynamische Netzstabilisierung	Dyn. Netzstabilisierung	8	■ (DESIGNETZ, 2021c, S. 616–632)
Energienetze mit Innovativen Lösungen	EMIL	13	■ (DESIGNETZ, 2021c, 281ff) ■ (DESIGNETZ, 2021c, S. 805)
Energiestudio Rheinhessen (Galerie Markt/Kunde)	Energiestudio Markt/Kunde	8	■ (DESIGNETZ, 2021c, S. 740–744)
Energiestudio Rheinhessen (Galerie Netz)	Energiestudio – Netz	13	■ (DESIGNETZ, 2021c, S. 768–781)
Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis	Energiewabe Rhein-Hunsrück	13	■ (DESIGNETZ, 2021c, S. 632–636)
IKT-Baukasten und integrierte Daten- und Diensteplattform	Prognoseservices für das NS-Netz Daten- und Diensteplattform	15 6	■ (DESIGNETZ, 2021c, S. 473–487) ■ (DESIGNETZ, 2021c, S. 416–514)
Smart Station	Smart Station	13	■ (DESIGNETZ, 2021c, S. 745–767)
enera			
AP 2: Etablierung einer Smart Data und Service Plattform	SDSP	6	■ Goldkamp et al., 2021, 256ff, S. 45–64)
AP 3: Smart Grid Operator Konzipieren und Umsetzen	Active Network Management Simulationstool zukünftiger Netzbetrieb	13 15	■ (Goldkamp et al., 2021, 64f) ■ (Goldkamp et al., 2021, 92ff).
AP 3: Teilautomatisierter Netzbetrieb	Automatisierter Netzbetrieb	11, 13	■ (Treydel, Veigt, Verheggen & Groning, 2020) ■ (Goldkamp et al., 2021, S. 38ff, S. 68–76) ■ (Treydel et al., 2020)
AP 4: Konzept für gebündelten Einsatz von rONT mit Nutzen in Mittelspannungsnetzen	Gebündelter rONT-Einsatz	14	■ (Goldkamp et al., 2021, S. 116–118)
AP 5: Technische Flexibilisierung von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern	Hybridgroßspeicher Varel Verfügbarkeitsprognose für Haushaltsflexibilitäten	8, 10 17	■ (Goldkamp et al., 2021, S. 194–197) ■ (A. Heilmann et al., 2021, S. 8–115)

Aktivität	Kurztitel	Blaupause(n)	Quellen
AP 6: Marktseitige Aktivierung von Regionalisierten Systemdienstleistungen und Produkten	Vertikale Netzlastvorhersage e-Now Plattform EWE VKW VKW für regionale SDL	15, 16 15 2 2	■ (Goldkamp et al., 2021, 218f) ■ (Goldkamp et al., 2021, S. 222–224) ■ (Goldkamp et al., 2021, 230ff) ■ (Goldkamp et al., 2021, 220f)
AP 7: Erweiterung des liquiden Energiemarktes um die regionalisierten Produkte	Flexmarkt	1, 2, 3, 4, 5	■ (Goldkamp et al., 2021, 252ff, 239f)
NEW 4.0			
Batteriespeicher EnspireMe (Demo 1)	Batteriespeicher Jardelund	10, 11	■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 348–381, S. 420–431)
ENKO (Demo 9)	ENKO Netzbetreiber-Plattform für ENKO	1, 2, 3, 4, 5 6	■ (Schleswig-Holstein Netz AG & ARGE Netz, 2020; Schleswig-Holstein Netz AG et al., 2021)
Entwicklung und Betrieb eines Smart Market	EnergiePlattform	7	■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 675, S. 668)
Ertrags- und Prognoseoptimierung FatWake	FATWAKE	9	■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 479–577)
Informations- und Datenlogistik, Komponenten und Netzknotenprognosen für den Smart Market	Szenarienbasierte Windprognosen	15	■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 838–846)
Integration Batteriespeicher in WEA (Demo 19)	Speicherregelkraftwerk Curslack	8, 9	■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 578–659)
Prognoseoptimierung für Märkte und Systemführung (TAP 1.2)	Prognoseoptimierung für Systemführung	15	■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 847–849, S. 31–36)
Umsetzung der Netzampel, Bereitstellung netzbezogener Daten, Erhöhung der Quantität und Qualität der netzbezogenen Daten (TAP 1.3, 1.4 und 1.6)	Netzampel	16	■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 36–42)
Weiterentwicklung EEKW (Demo 4)	Erneuerbare Energien Kraftwerk	8	■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021b) ■ (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 691–698, S. 382–391)
WindNODE			
TAP 1.2 Die WindNODE-Flexibilitätsplattform	Flexibilitätsplattform	1, 2, 3, 4	■ (WindNODE, 2020, 66f)
TAP 2.1 Zukunftsspeicher Energiewende – Systemdienstleistungen der Energiewende	Zukunftsspeicher Energiewende	9, 10	■ (WindNODE, 2020, 74f)

Aktivität	Kurztitel	Blaupause(n)	Quellen
TAP 3.3b Dynamische Blindleistung, 110-kV-Ebene	Dynamische Blindleistung	11	■ (WindNODE, 2020, 90f)
TAP 3.3e Online-Messtechnik für Ortsnetzstationen	Online ONS	13	■ (WindNODE, 2020, 98f)
TAP 4.5 Steuerbare Lasten in Haushalten und Smart-Home-Anbindung	Erzeugungsprognosen mit SM Echtzeitdaten	15	■ (WindNODE, 2020, 110f)
TAP 8.1a Modellregion Zwickau/Quartier Marienthal	Quartier Marienthal	13	■ (WindNODE, 2020, 176f)