

IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN) Working Group 9: Marktdesign für Flexibilität im Stromversorgungssystem

Arbeitsperiode 2021 - 2023

R. Hemm, S. Fanta, M. Calin

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

15/2024

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Autorinnen und Autoren:

DI Regina Hemm, DI Sarah Fanta, Dr. Mihai Calin
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Wien, 2024

IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN) Working Group 9: Marktdesign für Flexibilität im Stromversorgungssystem

Arbeitsperiode 2021 - 2023

DI Regina Hemm, DI Sarah Fanta, Dr. Mihai Calin
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Wien, Dezember 2023

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage www.nachhaltigwirtschaften.at gewährleistet wird.

DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM
Leiter der Abt. Energie und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	7
2	Abstract	9
3	Ausgangslage	10
4	Projekthalt	12
5	Ergebnisse	15
5.1.	Länderprofile:.....	15
5.1.1.	<i>Österreich</i>	15
5.1.2.	<i>Kanada</i>	16
5.1.3.	<i>Korea</i>	17
5.1.4.	<i>Indien</i>	18
5.2.	Analyseergebnisse der Stakeholderinterviews	20
5.2.1.	<i>Netzbetreiberperspektive</i>	20
5.2.2.	<i>Lieferanten und Aggregatorenperspektive</i>	24
5.2.3.	<i>Konsument:innen(schutz)organisationen</i>	26
5.3.	Ergebnisse aus anderen Tasks	27
5.3.1.	Flexibilitätpotenziale und -services (Task 1, Lead: Kanada).....	27
5.3.2.	Endkund:innenbezogene Flexibilität (Task 2, Lead: Schweden).....	29
5.3.3.	Interoperabilität der Märkte (Task 3, Lead: Vereinigtes Königreich).....	35
6	Vernetzung und Ergebnistransfer	41
7	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen	44

1 Kurzfassung

Ein Schlüsselement für die effektive Integration erneuerbarer und dezentraler Energiequellen in das Stromsystem ist die Nutzung der Flexibilität von dezentralen Ressourcen für die Marktteilnahme oder die Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Da immer mehr dezentrale Energiequellen und flexible Endverbraucher:innen-Anlagen im Verteilnetz installiert werden, muss sich die derzeitige Grundlage für die langfristige und operative Planung der Netzbetreiber ändern [1]. Darüber hinaus müssen sich ihre Planungsgrundsätze an das zunehmende Auftreten lokaler Flexibilitätsmärkte, wie z. B. lokaler Energiegemeinschaften, anpassen, und deren Vorteile nutzen. Diese sind für den Peer-to-Peer-Handel mit selbsterzeugter Energie konzipiert, könnten aber auch an Flexibilitätsmärkten teilnehmen, die darauf abzielen, Netzdienstleistungen bereitzustellen und die Integration variabler erneuerbarer Energien zu erleichtern. In diesem Projekt wird auf Erkenntnisse aus europäischen und außereuropäischen Systemen zurückgegriffen, um Probleme und Auswirkungen der Gestaltung von Flexibilitätsmärkten zu verstehen.

Im Rahmen der ISGAN-Arbeitsgruppe 9, die sich zum Ziel gesetzt hat, internationale Perspektiven zu Flexibilitätsmärkten und verteilter Flexibilität zu sammeln und zu analysieren, wurde versucht, Einblicke in den Einfluss von Flexibilität auf die Betriebsplanung zu gewinnen. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt dabei auf den tatsächlich angewandten Praktiken in den einzelnen Ländern, die in der Literatur weitgehend nicht zu finden sind. Zunächst wurde im Rahmen des Konsortiums eine umfassende Untersuchung der österreichischen, kanadischen, indischen und koreanischen Elektrizitätssysteme durchgeführt, um eine Grundlage für ein gemeinsames Verständnis der internationalen Markt- und Elektrizitätssystemdesigns und der verschiedenen Flexibilitätsdienstleistungen, die derzeit genutzt werden, zu schaffen. Auf der Grundlage dieser Untersuchung wurde ein Fragebogen entworfen und an die verschiedenen Interessengruppen, nämlich Netzbetreiber, Aggregatoren/Lieferanten und Verbraucherverbände, verteilt. Der Fragebogen zielt vor allem auf die Haupthindernisse für die verstärkte Nutzung lokaler Flexibilität in den Verteilnetzsystemen, die Technologie und die Infrastruktur, die die Beteiligten für die Messung und Verifizierung einsetzen wollen, die Möglichkeiten zur Senkung der Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung für die Endkund:innen sowie die Anreize für die Kund:innen und die rechtlichen Hindernisse ab. Diese identifizierten Themen wurden dann in Interviews mit den Interessenvertreter:innen behandelt, um Erkenntnisse über die internationalen Perspektiven der ÜNB und VNB zu gewinnen. Die Fragen für ÜNB, VNB und Systembetreiber (SO) unterscheiden sich nur geringfügig und berücksichtigen jeweils unterschiedliche Voraussetzungen, z. B. die derzeitige Anwendung von Netzdienstleistungen (potenzielle lokale Flexibilitätsmärkte vs. Regelreserve) und deren Produktform sowie Fragen zum möglichen Datenaustausch (Interaktion zwischen ÜNB und VNB). Die Arbeiten der Partnerländer konzentrierten sich auch auf die Ermittlung von Flexibilitätspotenzialen, Endkund:innen-bezogene Aspekte und die Interoperabilität der Märkte.

Die Herausforderungen in den Niederspannungsnetzen erfordern eine bessere Sichtbarkeit der Anlagen und des Netzstatus, spezialisierte Flexibilitätsmärkte, verbesserte Technologien wie intelligente Zähler und transparente Datenstandards. Die Energieunternehmen sind der Ansicht, dass die Kund:innen umfassend über ihre verfügbare Flexibilität informiert werden müssen, und schlagen die Einführung von Anreizsystemen vor. Darüber hinaus wird der Einsatz geeigneter Methoden des Kund:innendialogs, wie z. B. Bürgerpanels und Umfragen, als entscheidend für das Verständnis und die

effektive Einbindung der Verbraucher:innen angesehen. Die unterschiedliche Ausgestaltung der europäischen und außereuropäischen Elektrizitätsmärkte in Verbindung mit unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen unterstreicht das Fehlen einer Universallösung für die Umsetzung von Flexibilitätsmärkten, während die Notwendigkeit einer weiteren Entwicklung, einer kohärenten Koordinierung zwischen ÜNB und VNB sowie präziser Standards anerkannt wird. Darüber hinaus erfordert die Bewältigung der Strompreiskrise einen ausgewogenen Ansatz, bei dem kurzfristige, gezielte und zeitlich begrenzte Unterstützungsmaßnahmen und langfristige Lösungen mit Schwerpunkt auf nachhaltigen Energien, intelligenter Netzinfrastruktur und flexibler Marktnachfrage im Vordergrund stehen.

2 Abstract

A key element for the effective integration of renewable and decentralized energy sources into the power system is the use of flexibility from distributed resources for market participation or the provision of grid services. As more and more decentralized energy sources and flexible end-consumer assets are installed in the distribution grid, the current basis for the long-term and operational planning of grid operators needs to change [1]. Furthermore, their planning principles must adapt to, and take advantage of, the increasing appearance of local flexibility markets, such as local energy communities. These are designed for peer-to-peer trading of self-generated energy but could also participate in flexibility markets aiming to provide grid services and to facilitate the integration of variable renewables. In this project, we access insights from European and non-European systems to understand issues and implications of flexibility market design.

In the course of ISGAN WG 9, which aims to gather and analyse international perspectives on flexibility markets and distributed flexibility, we tried to gain insights into the influence of flexibility on operational planning. The focus of the investigation is on actual applied practices in each country, which largely cannot be found in literature. First, we carried out a comprehensive review of the Austrian, Canadian, Indian and Korean electricity systems within the consortium to lay a basis for a common understanding of international market and electricity system designs and different flexibility services that are currently in use. Based on this review, we designed and administered a questionnaire to be directed at different stakeholders, namely system operators, aggregators/suppliers and consumer associations. It mainly targets the main barriers to increasing the use of local flexibility in the distribution systems, technology, and infrastructure that stakeholders are planning to use for measurement and verification, potentials to decrease costs for end customers flexibility provision, and incentives for customers and regulatory barriers. These identified topics were then addressed in stakeholder interviews, to assess insights on international TSO and DSO perspectives. The questions for TSOs, DSOs and system operators (SOs) only differ slightly and consider each different pre-requisite, e.g., current application of grid services (potential local flexibility markets vs. balancing reserve) and their product shape, and questions about possible data exchange (TSO-DSO interaction). Work from partner countries also focused on identification of flexibility potentials, end-customer related aspects and interoperability of markets.

Challenges in low-voltage networks call for improved visibility of assets and grid status, specialized flexibility markets, improved technologies such as smart meters, and transparent data standards. Energy companies believe there's a need for extensive awareness of customers concerning their available flexibility, suggesting the introduction of incentive systems. Further, the use of suitable customer dialogue methods, such as citizen panels and surveys, are considered crucial for understanding and engaging consumers effectively. The diverse design of European and non-European electricity markets, coupled with varying regulatory frameworks, underscores the absence of a universal solution for implementing flexibility markets, while the need for further development, coherent TSO-DSO coordination, and precise standards is recognized. Further, addressing the electricity price crisis requires a balanced approach, with short-term support schemes targeted and time-limited, and long-term solutions emphasizing sustainable energies, smart grid infrastructure, and flexible market demand.

3 Ausgangslage

Die zunehmend fluktuierende Erzeugung durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsystem stellt Stromnetze und die Sicherstellung der Versorgung vor große Herausforderungen. Auf der Verteil- und Übertragungsnetzebene werden Flexibilitäten aktiviert, um Netzengpässe im Übertragungsnetz zu beheben (Redispatch) oder um die Netzfrequenz zu halten (Regelenergie), um eine sichere und effiziente Versorgung zu gewährleisten. Aktuell werden Flexibilitäten vor allem durch diverse Kraftwerke bereitgestellt, aber auch die Bereitstellung durch Verbraucher, wie etwa Industriebetriebe oder kleinteiligere Prosumer:innen-Einheiten durch Pooling, nimmt zu. Es existieren viele Forschungsprojekte zu diesem Thema bzw. auch einige Aggregatoren in verschiedenen Ländern, die diese Flexibilität an verschiedenen Märkten vermarkten.

Obwohl bereits viele Forschungsprojekte zum Einsatz von Flexibilität durchgeführt wurden, gibt es offene Fragestellungen, da der Einsatz von Flexibilität sehr viele Stakeholder und Prozesse interaktiv beeinflusst.

Derzeit gibt es dazu in Österreich einige aktuelle und drängende Fragestellungen. Im Rahmen der „Working Group 9“ soll der Austausch unter anderem zu folgenden Themen stattfinden, Know-How ausgetauscht und Best Practices abgeleitet werden:

- Beschreibung von neuen Flexibilitätsprodukten: Die Definition von neuen Märkten bzw. Dienstleistungen für die Teilnahme von Flexibilität an lokalen Dienstleistungen für den Verteilnetzbetreiber (z.B. marktbasierter Beschaffung von Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber) sind beispielsweise in vielen Ländern noch nicht im Detail geregelt.
- Flexibilität für Übertragungsnetzbetreiber: Im österreichischen Projekt Industry4Redispatch werden neue Anforderungen für Redispatch erhoben, im Annex 9 werden die identifizierten Anforderungen mit denen in den anderen Ländern verglichen [2].
- Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber: Inwiefern lokale Flexibilitätsmärkte zur Unterstützung des Verteilnetzes eingesetzt werden sollten, ist eine offene Frage, auch wenn dies durch das Clean Energy Package (Electricity Directive, Art. 32) gefordert wird [3].
- Standardisierung der Flexibilitätsprodukte: Die Anforderungen an Flexibilität sind sehr unterschiedlich, aber wenn die Produkte sehr unterschiedlich sind, ist es schwierig, die Flexibilität auf verschiedenen Märkten anzubieten. Auch die Liquidität auf den Märkten könnte durch eine Standardisierung der Flex-Produkte erhöht werden. Annex 9 untersucht daher jene Merkmale der Flexibilitätsprodukte, die eine synergetische Integration verschiedener Flexibilitätsmärkte ermöglichen.
- Definition von Flexibilitätsmärkten: Für sogenannte „lokale Flexibilitätsmärkte“ gibt es derzeit noch keine eindeutige Definition. Außerdem sind die technischen und regulatorisch-organisatorischen Rahmenbedingungen für die Flexibilitätsanwendungen noch nicht einheitlich geregelt und es gibt zahlreiche offene Fragen bei der Gestaltung dieser Regeln.
- Technische Anbindung und Schnittstellen: Im Gegensatz zu den bestehenden Märkten, gibt es für lokale Flexibilitätsmärkte noch keine vordefinierten Datenprozesse und Schnittstellen, aber es existieren bereits Erkenntnisse aus nationalen und internationalen Demo-Projekten.
- Organisatorische Regeln: Gerade für neue Flexibilitätsmärkte und die Teilnahme von kleinen Flexibilitäten gibt es noch keine einheitlichen organisatorischen Regeln (z.B. Verträge,

Haftungsregelungen). Um Haftungsfragen bei beispielsweise Nichterbringung zu klären, müssen die Art der bereitgestellten Informationen ebenso wie die technischen Schnittstellen für ihre Übertragung definiert werden. Kleinere Erzeugungs- oder Industrieeinheiten müssen ähnliche Voraussetzungen erfüllen, wie größere Teilnehmer. Allerdings sind Aspekte wie die Baseline von kleinen Flexibilitäten oder die Haftung bei Nichterbringung von Flexibilität noch nicht ausreichend geklärt.

- Interaktion zwischen Flex-Märkten: Flexibilität umfasst sehr viele verschiedene Stakeholder (DSOs, TSOs, Energiegemeinschaften, Industrieunternehmen, Aggregatoren, etc.). Außerdem hat der Einsatz von Flexibilität für einen Markt auch einen wechselseitigen Einfluss auf andere Stakeholder, wie beispielsweise den Verteilnetzbetreiber.
- TSO-DSO Interaktion: In Österreich wird derzeit im Projekt Industry4Redispatch die Interaktion des Übertragungsnetzbetreibers mit den Verteilnetzbetreibern entwickelt.
- Identifikation der Herausforderungen und Chancen der Flexibilität für die langfristige und operative Ausbauplanung der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber: Eine Herausforderung beim großflächigen Flexibilitätseinsatz ist, dass die Planungsgrundlage (z.B. zuverlässige Verbrauchsprognose) sich verändern und damit keine so verlässlichen Prognosen wie bisher der Planung zugrunde gelegt werden können. Dieses Thema wird im Rahmen des Branchenprojekts „Projekt 567“ im Jahr 2022 gemeinsam mit drei Verteilnetzbetreibern evaluiert [4].
- Anreize für Endkund:innen: Eine der größten Herausforderungen ist es, Kund:innen zu motivieren, ihre Flexibilität bereitzustellen. In verschiedenen Projekten wie beispielsweise dem Projekt Flex+, LEAFS und auch in den Diskussionen im UsersTCP „Social License to Automate“ hat sich gezeigt, dass Kund:innen in den Befragungen ein großes Interesse an Flexibilität haben [5], [6], [7]. Es hat sich aber auch in Österreich als herausfordernd herausgestellt, Kund:innen für die tatsächliche Teilnahme an den Demonstrationen zu begeistern.

4 Projektinhalt

Die Arbeit der ISGAN Working Group 9 basiert auf vorangegangenen Arbeiten von ISGAN, deren Ziel es war, Lücken im Bereich der Forschung im Kontext von Flexibilitäten im Energiesystem aufzuzeigen. Nachfolgend sind die wesentlichen Aufgabenbereiche gelistet, denen sich Working Group 9 widmet.

Hauptarbeitsbereiche der Working Group 9:

- Integration des Handels mit Flexibilitäten
- Verständnis der Bedürfnisse unterschiedlicher Marktteilnehmer:innen und etwaige konfliktäre Anforderungen
- Identifikation und Definition von Flexibilitäten und deren Charakteristika
- Entwicklung und Skalierung von interoperablen Flexibilitätsmärkten
- Verbraucher:innen-orientiertes Verständnis von Flexibilitäten
- Vermeidung von Stabilitäts- oder Sicherheitseinbußen aufgrund von Diversitätsverlusten

Ziele der Working Group 9:

- Erweiterung und Dissemination des Verständnisses der Marktmechanismen für Flexibilitäten in den teilnehmenden Ländern
- Schaffung einer Wissensbasis, um Entscheidungsträger:innen zu unterstützen
- Diskussion von Best-Practices im Marktdesign

ISGAN sieht jährliche Arbeitsprogramme vor. Die Tasks, an denen die Working Group während der Teilnahme von Österreich arbeitete, lauteten wie folgt:

- Task 1 (Lead: Kanada): Flexibilitätspotenziale und -services
- Task 2 (Lead: Norwegen): Endkund:innen-bezogene Flexibilität
- Task 3 (Lead: Vereinigtes Königreich): Interoperabilität der Märkte
- Task 4 (Lead: Österreich, Co-Lead: Indien): Operative und langfristige Planung

Task 2 wurde 2023 abgeschlossen, das nachfolgende Arbeitsprogramm beinhaltet diesen Task daher nicht mehr, und der von Österreich geleitete Task 4 wurde zu Task 3. Im Rahmen der Arbeit in Working Group 9 wird Österreich weiterhin die Leitung des Tasks 3 „Operational and Long-Term-Planning“ übernehmen. Dies erfolgt in Abstimmung mit der Working-Group-Leitung und im Kontext der Planung des Arbeitsprogramms der Working Group für die kommenden Perioden.

Projektziele aus österreichischer Sicht:

- Weitere Stärkung des Verständnisses von lokalen Flexibilitätsmärkten
- Herausarbeitung von länderübergreifenden Definitionen und Charakterisierungen von Flexibilitätsmärkten und Termini rund um Flexibilitätsmärkte und Netzdienstleistungen
- Besseres Verständnis der Interaktion zwischen unterschiedlichen Flex-Märkten (Redispatch, Regelreserve und Spot-Märkte)

- Identifikation von Best Practices zur Standardisierung von Flexibilitäten

Der Mehrwert der IEA-Beteiligung Österreichs an dieser Working Group ergibt sich durch:

- Internationale Positionierung österreichischer F&E-Aktivitäten und Erkenntnisse
- Validierung der Problemlösungen mit internationalen Expert:innen
- Internationale Vernetzung mit relevanten Stakeholdern
- Kennenlernen neuer Strategien und Erkenntnisse, welche für ähnliche Fragestellungen angewandt werden können
- Aufbau neuer Kooperationen und Aufsetzen gemeinsamer Projekte, wovon die gesamte österreichische Forschungslandschaft und Industrie im Bereich Flexibilitätsmärkte in der Stromversorgung profitieren kann.

Der Erkenntnisgewinn entsteht durch die Zusammenarbeit mit den teilnehmenden Ländern und beinhaltet das Verständnis über die Funktionsweise von Flexibilitätsmärkten im internationalen – insb. außereuropäischen – Kontext und den sich daraus ergebenden Ansätzen und Möglichkeiten für Innovationen im nationalen Energiesystem.

Der Wissenszuwachs im Zusammenhang mit der verbesserten Nutzung von Flexibilitäten im Strommarkt stellt einen wichtigen Schritt im weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im nationalen Stromsystem dar. Flexibilitätsmärkte, Redispatch-Lösungen und deren Digitalisierung lassen Netzbetreiber und Verbraucher:innen besser am Markt interagieren. Damit werden diese angeregt, an einschlägigen Märkten teilzunehmen und von den Vorteilen der Nutzung von Flexibilitäten zu profitieren.

Die Mitarbeit an der Definition von Flexibilitäten, Charakterisierungen, Indikatoren und einschlägigen Märkten sowie deren Digitalisierung stellt einen wertvollen Erkenntnisgewinn für die Anwendung im österreichischen Kontext dar, insbesondere im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energiequellen und dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) für Österreich.

Teilnehmende Länder

- Belgien
- Indien
- Japan
- Kanada
- Korea
- Norwegen
- Österreich
- Schweden
- Schweiz
- Spanien
- Vereinigtes Königreich (Leitung)

Methoden

Die Arbeitsmethoden der Working Group basieren hauptsächlich auf einem Austausch zwischen den Partnerländern im Rahmen von Meetings, unterstützender Literaturrecherche der einzelnen Partnerländer, sowie Fragebögen, welche an verschiedene Stakeholder geschickt wurden, um mehr Einblicke in deren derzeitige Praxis zu gewinnen.

Zur Beantwortung der Forschungsfragen im von Österreich geleiteten Task, der davon handelt, wie Netzbetreiber ihre Strategien zur Netz- und Betriebsplanung in Hinblick auf lokale Flexibilitätsmärkte anpassen und wie sie davon profitieren können, wurde ein Ländervergleich mit dem Zweck des Wissenstransfers angestrebt. Um dies zu erreichen, wurde als erster Schritt eine gemeinsame Wissensbasis bezüglich des Strommarktdesigns in den teilnehmenden Ländern geschaffen. In Deliverable 3.1. ist dieser umfassende Überblick über die aktuellen Stromsysteme in Österreich, Kanada, Korea und Indien dargestellt [8]. Dazu wurde eine Umfrage entwickelt, welche von den Partnerländern im Rahmen der Working Group beantwortet wurde, um die Grundlage für ein gemeinsames Verständnis internationaler Marktdesigns und unterschiedlicher Flexibilitätsdienste zu schaffen, welche derzeit in Gebrauch sind. Um das gesamte Bild zu erfassen, wurde die Aufgabe in drei Unterkapitel unterteilt, die das allgemeine Marktdesign, das Flexibilitätsmarktdesign und Flexibilitätsdienstleistungen für Systembetreiber abdecken. Auf Grundlage dieser Erhebung des aktuellen State-of-the-Art wurden Herausforderungen und Chancen für die Nutzung von Flexibilitätsmärkten sowie der damit verbundenen Betriebsplanung identifiziert. Auf dieser Basis wurde ein Fragebogen für verschiedene Stakeholder erstellt, welche nach dem derzeitigen Einsatz, den Erwartungen und Herausforderungen für die Zukunft und den Perspektiven von Netzbetreibern, Lieferanten, Konsument:innen(schutz)organisationen und Aggregatoren fragt. Dazu gehören beispielsweise die Hauptbarrieren für die erhöhte Nutzung lokaler Flexibilität in den Verteilnetzen, Technologien und Infrastruktur, welche die entsprechenden Stakeholder für die Messung und Validierung der Flexibilitätserbringung verwenden möchten, sowie Potenziale zur Kostenreduktion für Endkund:innen. Der Fragebogen wurde von sieben Netzbetreibern, zwei Aggregatoren und einer Konsument:innen(schutz)organisation aus Österreich, Kanada und Korea beantwortet [9].

Aufgrund der begrenzten Ressourcen und der unterschiedlichen Überschneidungszeiträume der Förderung der einzelnen Länder mit dem jährlichen ISGAN Programme of Work, konnten nicht alle Partnerländer so aktiv im Prozess partizipieren wie anfangs erwartet. Während Korea und Indien in der ersten Befragung zur Energieversorgung der Länder noch mitgewirkt haben, gab es hier keinen bzw. von Korea erst sehr späten Rücklauf zu den Stakeholder-Interviews. Andere Länder, welche erst später der Working Group beigetreten sind und noch Input zur Verfügung stellen wollten, konnten für die vergangenen Berichte aufgrund von Ressourcenengpässen keinen Input mehr liefern. Daher ist es wichtig, die Zusammenarbeit auch weiterhin zu führen und stärken, und die Fragebögen zur Verfügung zu stellen, um langfristig einen Wissenstransfer zu garantieren und eine fundierte Basis zu schaffen.

5 Ergebnisse

Kapitel 5.1 und 5.2 stellen die Ergebnisse aus dem von Österreich geleiteten Task 3 „Operational- and longterm planning“ dar. Kapitel 5.1 gibt eine Übersicht der Stromsysteme in Österreich, Kanada, Korea und Indien. Kapitel 5.2 stellt die Ergebnisse der Stakeholder-Befragung in den Ländern Österreich, Kanada und Korea dar.

5.1. Länderprofile

5.1.1. Österreich

Die österreichische Regierung hat sich das Ziel gesetzt, bis 2030 eine Versorgung mit 100% erneuerbarem Strom (nationale Nettobilanz) zu erreichen. Darüber hinaus soll bis 2040 eine sektorübergreifende CO₂-Neutralität erreicht werden [10]. Bereits im Jahr 2018 lag der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei 77 % [11]. Dies ist vor allem auf das weitgehend ausgeschöpfte Potenzial der Wasserkraft zurückzuführen. Insgesamt soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um 27 TWh gesteigert werden. Neben den Investitionen in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordert das Erreichen der Ziele für 2030 und 2040 auch Investitionen in widerstandsfähigere und flexiblere Netze, sowie die Flexibilisierung des Verbrauchs durch Digitalisierung und regulatorische Anpassungen, welche eine stärkere Einbindung von Kund:innen ermöglichen [11].

In Europa gibt es entflochtene Versorgungsunternehmen, bei denen die Netzbetreiber von den Lieferanten getrennte Akteure sind. Die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber-Unternehmen (ÜNB) warten und entwickeln das Übertragungsnetz. Darüber hinaus haben sie die Rolle des Regelzonenführers inne und sind somit für die Netzstabilität, z.B. Aktivierung von Regelreserve oder das Engpassmanagement in der jeweiligen Regelzone verantwortlich. Die Netze der ÜNB werden mit 220/380 kV betrieben, während das Verteilnetz mit 0,4 kV bis 110 kV betrieben wird. Die Verteilnetze werden für den Anschluss der Endverbraucher:innen genutzt. Eines der Hindernisse für die Teilnahme der Endverbraucher:innen an manchen Flexibilitätsdienstleistungen besteht darin, dass die Beobachtbarkeit des Verteilnetzes nur für die 110 kV-Ebene oder höher gegeben ist. Generell ist der Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB auf europäischer Ebene in der „System Operation Guideline“ [12] geregelt und erfolgt im Beobachtungsgebiet des 110 kV-Netzes über ein einfaches csv-Dateiformat. Eine weitere wichtige Voraussetzung für die Flexibilitätsintegration ist der Smart-Meter-Rollout. Das österreichische Ziel ist es, bis Ende 2024 95% zu erreichen [13]. An Systemdienstleistungen wird in Österreich Primärregelreserve (FCR), Sekundärregelreserve (aFRR) und Tertiärregelreserve (mFRR) beschafft, außerdem wird Redispatch eingesetzt. Alle diese Flexibilitäten werden ausschließlich vom ÜNB aktiviert. In den meisten europäischen Ländern aktivieren die Distribution System Operators (DSOs) derzeit kaum Flexibilität für Engpassmanagement oder Spannungsregelung.

In Europa bildet die „Electricity Balancing Guideline“ (EB-GL) die regulatorische Grundlage für den Stromausgleich. Sie konzentriert sich darauf, neuen Akteuren wie Demand Response (DR) und erneuerbaren Energien die Teilnahme an Regelreservemärkten zu ermöglichen [12]. Daher werden mehr und mehr kleine Flexibilitäten wie elektrische Boiler, Batteriespeicher und Wärmepumpen in die

Flexibilitätsmärkte integriert. Dennoch sind die Hauptanbieter von Flexibilitätsdienstleistungen für die ÜNB konventionelle Kraftwerke wie Wasser-, Gas- oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Für Redispatch werden vor allem Gaskraftwerke eingesetzt, aber auch einige große Industrieanlagen erbringen bereits Flexibilitätsdienstleistungen.

In Hinblick auf Anreize für Flexibilitätsanbieter sind in Österreich bereits einige innovative Konzepte im Einsatz. Im Niederspannungsnetz ist es möglich, vergünstigte Tarife für unterbrechbare Lasten (z.B. Wärmepumpen) oder zeitabhängige Tarife zu nutzen, die meist vom Day-Ahead-Marktpreis abhängig sind und den Verbraucher:innen eine Anpassung an den Strompreis ermöglichen. Dennoch sind die Anbieter eher restriktiv, und es gibt derzeit keine Möglichkeit, zwei verschiedene Anbieter zu wählen, z. B. einen flexiblen Tarif für die Flexibilität und einen anderen Tarif für nicht flexible Lasten. Was die lokalen Flexibilitätsmärkte betrifft, so gibt es in Österreich zwei verschiedene Arten von Energiegemeinschaften: Gemeinschaften für erneuerbare Energien und Bürger:innen-Energiegemeinschaften. Bei beiden besteht die Idee darin, dass sich die Mitglieder zusammenschließen und Strom gemeinsam nutzen, z. B. über Photovoltaikanlagen (PV) [14].

5.1.2. Kanada

Kanada zeichnet sich durch ein äußerst vielfältiges Elektrizitätssystem aus, das sowohl aus vertikal integrierten als auch aus marktbasierenden Systemen besteht. Die beteiligten Stakeholder setzen sich aus einer Mischung von provinziellen/territorialen, kommunalen, öffentlichen und privaten Versorgungsbetrieben zusammen. Das nationale Ziel ist es, bis 2035 eine Versorgung mit 100% erneuerbarem Strom (nationale Nettobilanz) zu erreichen und bis 2050 sektorübergreifende CO₂ neutrale Versorgung. Derzeit verfügen Windkraftanlagen über eine installierte Kapazität von 13,6 GW und Solarkraftwerke über 2,9 GW, wobei etwa ein Drittel der letzteren dezentralisiert ist. Der Gesamtverbrauch beträgt 569 TWh pro Jahr [15]. Acht von zehn Provinzen verfügen über ein überwiegend vertikal integriertes Stromnetz, d. h. ein einziger Akteur ist für die Erzeugung, die Übertragung, den Netzbetrieb, die Verteilung und den Handel zuständig. In einigen Fällen werden die Städte von einer kommunalen Verteilungsgesellschaft versorgt, die von einem vertikal integrierten Versorgungsunternehmen (VIU) beliefert wird. Zwei von zehn Provinzen haben wettbewerbsfähige, organisierte Großhandelsmärkte mit 5-Minuten-Preisen. In diesen Provinzen liegen Betrieb und Besitz des Übertragungsnetzes in den Händen getrennter Akteure, und die lokalen Verteilerunternehmen sind Eigentümer und Betreiber der Verteilernetze.

Die Interaktion zwischen ÜNBs und VNBs ist oft begrenzt, da die Planung und der Betrieb von Verteil- und Übertragungsnetzen meist getrennt erfolgen. Intelligente Zähler wurden in den letzten zehn Jahren in ganz Kanada bei allen Kundentypen eingeführt, daher gibt es große Unterschiede bei den technischen Möglichkeiten der unterschiedlichen Generationen. Im Allgemeinen werden intelligente Zähler für die Verbrauchserfassung und -abrechnung, die Meldung von Ausfällen und, bei Einsatz von DR, für die Messung und Verifizierung verwendet (wobei die Genauigkeit, die ein intelligenter Zähler bietet, begrenzt sein kann). Die Steuerung von DR-Ressourcen erfolgt in der Regel auf andere Weise, z. B. über das Internet oder drahtlose Dienste, die mit den Versorgungssystemen verbunden sind. In Ontario können große Lasten und/oder Aggregatoren an einem Day-Ahead-Prozess teilnehmen, um Kapazitätzahlungen zu erhalten, oder am Echtzeitmarkt teilnehmen.

In Kanada ist der Netzbetreiber einer Provinz für den Ausgleich innerhalb dieser Provinz verantwortlich und kann damit als einzige „Balancing responsible party (BRP)“ betrachtet werden. Die Ausschöpfung

des Potenzials von DERs erfordert technische, marktliche und regulatorische Änderungen/Upgrades, die insbesondere für Kanada angesichts der unterschiedlichen Merkmale der Versorgungsunternehmen im Land eine besondere Herausforderung darstellen, da es keine Einheitslösung gibt. Neben den VIU- bzw. marktbasierenden Strukturen gibt es auch Unterschiede in der Zusammensetzung der Last (z. B. wird in einigen Provinzen überwiegend Strom, in anderen dagegen Erdgas verwendet).

Die wichtigsten Flexibilitätsquellen in den meisten Teilen Kanadas sind konventionelle Wasserkraftwerke und erdgasbefeuerte Anlagen. Programme zur Spitzenlastreduktion werden in der Regel von Industriekunden in Anspruch genommen, die im Rahmen von Vereinbarungen mit ihrem Energieversorger aufgefordert werden können, ihren Verbrauch während sehr hoher Spitzenlasten zu reduzieren und dafür einen finanziellen Ausgleich erhalten. In einigen Provinzen stehen den Kund:innen Time-of-Use-Tarife zur Verfügung, die dazu dienen, die Last außerhalb der Spitzenlastzeiten zu verlagern. In Ontario können Demand-Response-Ressourcen über eine Kapazitätsauktion oder als abschaltbare Lasten auf dem Echtzeitmarkt direkt an den Märkten teilnehmen. Sehr große Kund:innen, d. h. solche mit einer Spitzennachfrage von mehr als 500 kW, können für die Teilnahme an der Industrial Conservation Initiative zugelassen werden, die es ihnen ermöglicht, ihren Anteil an den Kosten/Abgaben für die globale Anpassung (GA) auf der Grundlage ihrer Last zu zahlen, die mit den fünf höchsten 12-Monats-Spitzenwerten des Systems zusammenfällt.

5.1.3. Korea

Korea plant die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu steigern, will die CO₂-Emissionen bis 2030 um 40 % senken und bis 2050 CO₂-neutral sein. Derzeit sind 22 GWp an Windkapazität und 1,7 GW an Solarkapazität installiert, bei einem jährlichen Stromverbrauch von 554 TWh [16]. Das Eigentum am Übertragungsnetz sowie am Verteilungsnetz und an den Erzeugerkapazitäten ist von ihrem Betrieb getrennt. Gemäß der Struktur der koreanischen Elektrizitätswirtschaft gibt es keinen Übertragungsnetzbetreiber (TSO). Die involvierten Stakeholder sind KEPCO (Korea Electric Power Corporation), der Eigentümer des Übertragungs- und Verteilungsnetzes, und „Korean Power Exchange“ (KPX), durch die das Übertragungsnetz betrieben wird (ISO).

KPX betreibt auch die Strommärkte und ist für den eigentlichen Netzbetrieb zuständig. In Korea wird derzeit ein Konzept für DSOs entwickelt und gleichzeitig wird der Rechtsrahmen überarbeitet, der den DSO als einen Betreiber beschreibt, der für die aktive Steuerung und den Einsatz der an das Verteilnetz angeschlossenen dezentralen Erzeuger zuständig ist. Korea plante außerdem, 22,5 Millionen (Niederspannungs-)Kund:innen bis 2020 mit Advanced Metering Infrastructure (AMI) auszustatten. Aufgrund von Verzögerungen waren jedoch bis Dezember 2021 nur 48 % der Meter installiert, und die Zielerreichung wurde auf 2024 verschoben. In Korea muss der gesamte Strom, mit wenigen Ausnahmen (z.B. über Power Purchase Agreements (PPAs)), auf den Strommärkten gehandelt werden [17]. Auf dem DA-Markt bieten hauptsächlich konventionelle Erzeuger mit einer Kapazität von mehr als 20 MW, es gibt dort derzeit noch keine einsatzfähigen Distributed Energy Resources (DERs).

In Korea liegt die Verantwortung für den Ausgleich des Gesamtsystems bei KPX, dem Betreiber des Übertragungsnetzes. Für die Differenz zwischen dem DA-Markt und dem Echtzeitbetrieb werden die Opportunitätskosten für den Erzeuger, welcher die Reserveleistung geliefert hat, abgerechnet, und die Kosten werden vom Käufer (KEPCO) getragen.

Die Beobachtbarkeit ist nur für das 22,9 kV-Netz oder höher gegeben, da SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) derzeit nur über 22,9 kV installiert ist.

Im Gegensatz dazu bieten in Korea hauptsächlich konventionelle Kraftwerke wie LNG und thermische Generatoren Flexibilitätsdienste an. In Korea werden Energiespeichersysteme (ESS) auf den Flexibilitätsmärkten eingesetzt, allerdings nur in geringem Umfang. Die wichtigsten Flexibilitätsdienstleister in Korea sind LNG, Kohleverstromung und Pumpspeicher. Bislang gibt es in Korea keine Mechanismen, die den Marktteilnehmer:innen Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität bieten. Die tatsächliche Bereitstellung der Flexibilität wird durch Daten bestätigt, die von SCADA-Systemen erfasst werden, die relevante Daten alle zwei Sekunden übermitteln. Eine Kapazitätsberechnung der flexiblen Ressourcen wird nicht durchgeführt. Derzeit gibt es keine Mechanismen, die den Marktteilnehmern Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität bieten. Es sind auch keine lokalen Flexibilitätsmärkte in Betrieb. Die Verbesserung der Systemflexibilität wird hauptsächlich im Hinblick auf die Nutzung dezentraler Energieressourcen diskutiert.

5.1.4. *Indien*

Aufgrund des schnellen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums ist der Energiebedarf Indiens in den letzten Jahren rapide gestiegen. Die Verfügbarkeit von erschwinglicher und zuverlässiger Elektrizität ist einer der Schlüsselfaktoren für die Entwicklung eines Landes. Mit der Umsetzung einer Reihe von Energiemarktreformen, der Schaffung eines nationalen Stromnetzes und der Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energiequellen gehen die Stromengpässe zurück, und die Konnektivität nimmt zu [11], [18].

Im Hinblick auf die Klimaziele hat sich Indien zum Ziel gesetzt, bis 2030 eine Kapazität von 450 GW an erneuerbaren Energien zu erreichen und 50 % des Energiebedarfs aus erneuerbaren Energiequellen zu decken [13]. Derzeit beläuft sich die gesamte installierte Erzeugungskapazität (Stand 31.01.2023) auf 412 GW, und der Spitzenenergiebedarf ist von 130 GW im Jahr 2011-12 auf 203 GW im Jahr 2021-22 gestiegen (d. h. etwa 56,16 % in den letzten zehn Jahren). Der Anteil der erneuerbaren Energieträger beträgt 40,9 % (Stand 31.01.2023), wobei die installierte Solarkapazität 63,89 GW ausmacht, was 15,1 % der gesamten installierten Kapazität entspricht [19].

Eine wichtige Rolle für eine zuverlässige Stromversorgung spielt das Übertragungsnetz. Die Energieressourcen wie Kohle, Wasserkraft und erneuerbare Energien sind in Indien ungleichmäßig verteilt und entsprechen nicht den großen Lastzentren der Länder. Aufgrund dieser Schieflage in der Verteilung der Ressourcen ist die Entwicklung eines robusten Übertragungssystems einschließlich der Errichtung interregionaler Korridore für die ununterbrochene Übertragung von Strom aus Überschussregionen in Defizitregionen dringend erforderlich. Daher hat die derzeitige Regierung das Ziel eines überlastungsfreien Übertragungsnetzes formuliert.

Im Allgemeinen gibt es Übertragungsnetzbetreiber auf zentraler und staatlicher Ebene. Ihre Aufgaben konzentrieren sich auf den Betrieb und die Wartung des integrierten nationalen Netzes. In Indien fungiert die „Power System Operation Corporation Limited“ (POSOCO) als ÜNB. Sie besteht aus fünf „Regional load dispatch centers“ (RLDC) und einem „National load dispatch center“ (NLDC) [20]. Ihre Aufgaben bestehen darin, den integrierten Betrieb des indischen Stromsystems sicherzustellen, um die Übertragung von elektrischer Energie innerhalb und zwischen den Regionen sowie den grenzüberschreitenden Stromaustausch zu erleichtern. Darüber hinaus sind sie für die Errichtung wettbewerbsfähiger und effizienter Stromgroßhandelsmärkte und die Verwaltung von

Abrechnungssystemen, die Förderung von Innovationen und die Einführung neuester Technologien inklusive Cybersicherheit zuständig [21]. Darüber hinaus ist POSOCO in seiner Rolle als nationaler Netzbetreiber für den Ausgleich des Gesamtsystems durch die Aktivierung von Ausgleichsreserven und die Preiskontrolle zuständig. Die Kosten für die Aktivierung werden den Verursachern in Rechnung gestellt, die für die Notwendigkeit der Ausgleichsmaßnahmen verantwortlich sind. Die Abwicklung und Regulierungen werden durch die „Deviation Settlement Mechanism Regulation“ geregelt, die von der „Central Electricity Regulatory Commission“ (CERC) auf zentraler / föderaler Ebene in Indien formuliert wurden.

Neben den RLDCs/NLDCs und DISCOMs gibt es im indischen Elektrizitätssystem einen weiteren Akteur, das sogenannte „State Load Dispatch Centre“ (SLDC). Das SLDC ist die oberste Instanz, die den integrierten Betrieb des Stromsystems in einem bestimmten Bundesstaat gewährleistet [20]. Die Hauptaufgabe der SLDC ist die Überwachung des Netzbetriebs und die Durchführung von Überwachungs- und Kontrolltätigkeiten im innerstaatlichen Übertragungsnetz. Darüber hinaus ist SLDC beispielsweise für die Planung, das Dispatching, die Messung und die Abrechnung von Abweichungen in dem jeweiligen Bundesstaat zuständig [20].

Die indischen Verteilnetze werden dazu benutzt, den Strom vom Übertragungsnetz zu den Kund:innen zu bringen. Im Gegensatz zu RLDC/NLDC unterstehen die Verteilunternehmen (DISCOM) den jeweiligen Bundesstaaten. Die Trennung von Leitungsbetrieb- und Stromversorgung und die anschließende Einführung von VNB ist noch nicht vollzogen, aber Reformen sind geplant, die dieses Ziel verfolgen [20]. Derzeit sind die DISCOMs für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systems verantwortlich. In naher Zukunft müssen die VNB ihre Rolle als Marktvermittler ausbauen, um die Beteiligung aller Arten potenzieller Marktteilnehmer auf nichtdiskriminierende und transparente Weise zu unterstützen. Darüber hinaus wird die sich entwickelnde Rolle der VNB darin bestehen, den Betrieb von dezentralen Ressourcen und Micro grids zu koordinieren, um Sicherheit und Zuverlässigkeit der Netze zu gewährleisten. Zusätzlich zu den Funktionen, die der traditionelle Verteilnetzbetreiber wahrnimmt, wird die Rolle des VNB um eine Reihe neuer Aufgaben erweitert, wie z. B. die Koordinierung der Zuverlässigkeit der dezentralen Erzeugung, die Koordinierung der Zuverlässigkeit der Übertragungs- und Verteilnetzschnittstelle und die Koordinierung von Energietransaktionen. Im Gegensatz zu RLDCs/NLDCs nehmen indische DISCOMS keine Flexibilitätsdienstleistungen in Anspruch.

Zu den wichtigsten Problemen, mit denen das indische Elektrizitätssystem konfrontiert ist, gehören z.B. die unsichere Brennstoffversorgung, die sich verschlechternde Finanzlage der DISCOMs, die Kohleknappheit, die Reichweite und Zuverlässigkeit des Netzes auf der letzten Meile und die Nutzung neuerer Technologien zur Steigerung der Effizienz der bestehenden Infrastruktur [22].

Derzeit mangelt es in Indien an einer ausreichenden Zusammenarbeit/Interaktion zwischen ÜNB und VNB. Dies ist zum Teil auf die Nichtverfügbarkeit von aktuellen Daten aus dem bestehenden System zurückzuführen. In Anbetracht der kontinuierlichen Umstellung von fossilen Brennstoffen auf nicht-fossile erneuerbare Energien wird jedoch ein erhöhter Bedarf an Zusammenarbeit/Interaktion zwischen VNBs und ÜNBs entstehen. Um diesen Übergang zu ermöglichen, hat das indische Energieministerium die „National Smart Grid Mission“ ins Leben gerufen, die die Einführung von Smart Metering/Advanced Metering Infrastructure durch Smart Grid Demos in ganz Indien in Angriff nimmt. Bis September 2022 wurden bereits mehr als fünf Millionen intelligente Zähler installiert [23].

Laut [24] werden bei den derzeit in Indien eingesetzten Mechanismen zur Frequenzhaltung die nicht angeforderten Kapazitäten von Kohlekraftwerken genutzt. Dies geschieht auf der Grundlage der „Ancillary Services Operation Regulations“, die im August 2015 von der „Central Electricity Regulatory Commission“ (CERC) veröffentlicht wurden [25]. Ziel ist es, zur Wiederherstellung der Frequenz von 50 Hz beizutragen und Engpässe im Übertragungsnetz zu beheben. Wie bereits erwähnt, liegt es in der Verantwortung von POSOCO, Hilfsdienste zur Reserveregulierung zu erbringen. Hilfsdienste werden in die Kategorien Aufwärts- und Abwärtsregulierung eingeteilt.

Im Januar 2022 verabschiedete die CERC neue Vorschriften, die darauf abzielen, Hilfsdienste über den offenen Marktmechanismus zu beschaffen [26]. Vorgeschlagen werden Primärreserveleistungen, Sekundärreserveleistungen und Tertiärreserveleistungen. Die SLDCs und NLDCs werden das erforderliche Volumen auf einer Day-ahead-Basis planen. Darüber hinaus erkennt die neue Verordnung Energiespeicherung und steuerbare Lasten als verwendbare Energie- und Leistungsressourcen an. Was die Vergütung der Regelreserve betrifft, so sieht die Verordnung leistungsbezogene Anreizzahlungen vor, die auf der Reaktion und der Genauigkeit basieren. Die Leistung des Anbieters wird gemessen, indem die tatsächliche Reaktion mit den Steuersignalen verglichen wird, die alle vier Sekunden an das Kontrollzentrum des Anbieters gesendet werden. Die Validierung wird anhand von 5-Minuten-Durchschnittsdaten durchgeführt.

Was die Flexibilitätsdienste betrifft, die von den verschiedenen Netzbetreibern genutzt werden können, so nutzen die RLDCs/NLDCs die Systemträgheit, um die Frequenzänderungsrate zu steuern. Darüber hinaus wird die Systemträgheit häufig in Kombination mit Primärreserve eingesetzt, um die Frequenzabweichung zu begrenzen, bevor die Frequenz durch Sekundär- (automatisch) und Tertiärregelreserve (manuell) wieder in einen stabilen Zustand gebracht wird. Ein unzureichendes Trägheits- und Primärregelreservesystem könnte zu einem Lastverlust führen, indem es die implementierte Automatik im Rahmen eines frequenzbasierten Lastabwurfs auslöst. Der „Indian Electricity Grid Code“ legt fest, dass eine primäre Reaktion für thermische (200 MW und mehr), gasbetriebene (50 MW und mehr), wasserbetriebene (25 MW und mehr) und erneuerbare Energien (10 MW und mehr und an 33 kV angeschlossen) vorgeschrieben ist [27]. Bei den Anbietern von Flexibilitätsdienstleistungen handelt es sich in der Regel um Erzeugungsanlagen, wie Wärme-, Gas- oder Wasserkraftwerke. Darüber hinaus haben erst vor kurzem Unternehmen mit Energiespeichern und Unternehmen, die in der Lage sind, auf die Nachfrage zu reagieren, die Erlaubnis erhalten, Flexibilitätsdienstleistungen zu erbringen [26].

5.2. Analyseergebnisse der Stakeholder-Interviews

5.2.1. Netzbetreiber-Perspektive

Im Zusammenhang mit der Betriebsplanung, wurden mehrere relevante Themen als Haupthindernisse für eine stärkere Nutzung lokaler Flexibilität in den Verteilnetzen ermittelt. Dazu gehören der Mangel an im Feld vorhandenen Technologien und Infrastrukturen, die es den ÜNB und VNB ermöglichen, zusätzliche Transparenz und Kontrolle über ihre Systeme zu erlangen und außerdem Verfahren für die Messung und Überprüfung von Flexibilitätsereignissen bei Kund:innen. Weitere wichtige Aspekte sind Möglichkeiten zur Senkung der Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität für Endkund:innen sowie Anreize für Kund:innen und regulatorische Hindernisse. Diese identifizierten Themen wurden in

Interviews mit Interessenvertreter:innen angesprochen, um Erkenntnisse über die internationalen Perspektiven von ÜNB und VNB zu gewinnen. Im Folgenden werden Meinungen von nationalen- und internationalen Netzbetreiber:innen verglichen.

A. Haupthindernisse für die Nutzung dezentraler Flexibilität

Die Haupthindernisse für die Nutzung dezentraler Flexibilität mit kleinen Leistungen werden in allen Ländern ähnlich gesehen. Ein wichtiger Punkt ist die mangelnde Sichtbarkeit der Anlagen und die fehlende Beobachtbarkeit im Verteilnetz sowie die fehlenden Echtzeitinformationen über die Topologie des Verteilnetzes selbst. Diese Probleme erschweren die Überprüfung des tatsächlichen Flexibilitätsbedarfs ebenso, wie die Validierung oder Messung der bereitgestellten Flexibilität. Für dezentrale Ressourcen sind die Mindestgebotsgrößen für die Bereitstellung von Flexibilität für die Übertragungsebene recht hoch, daher können diese dezentralen Ressourcen meist nur dann teilnehmen, wenn sie zur Bereitstellung der geforderten Leistung gepoolt werden. Dies führt zu der Schwierigkeit, abzuschätzen und zu ermitteln, welche Kombinationen von Anlagen zu Problemen beim Betrieb des Verteilernetzes führen könnten und welche nicht.

Einige der befragten Netzbetreiber sehen das Bewusstsein und die Bereitschaft der Kund:innen zur Teilnahme als große Hürde an. Es gibt immer noch wirtschaftliche Hindernisse für die Einbindung kleiner Anlagen, da ein hoher Aufwand für Änderungen in Betrieb, Organisation und IT-Infrastruktur erforderlich ist. Außerdem können sich die Handlungen der verschiedenen Beteiligten gegenseitig stark beeinflussen, da die Flexibilitätsaktivierung und die damit verbundenen Nachholeffekte, z.B. durch den Lieferanten, den Netzbetrieb beeinflussen und umgekehrt. Vor allem in stark entflochtenen Systemen stellen die Kommunikation und der Informationsaustausch zwischen diesen Akteuren eine große Herausforderung dar. Als Grundlage für die Bewältigung dieser Herausforderungen sind ein starker regulatorischer Rahmen und ein robustes interoperables Netz erforderlich.

Eine weitere genannte Meinung ist, dass die ÜNB und VNB selbst sehr konservativ in ihren Ansätzen zur Betriebsplanung sind und dass das Risikomanagement (z. B. Sicherheitsmargen unter verschiedenen Bedingungen und wie diese eingehalten werden) neu überarbeitet werden müssen. Im Zuge der laufenden Netzmodernisierung könnten die Digitalisierungsbemühungen genutzt werden, um neue Standards für den Netzbetrieb zu entwickeln, einschließlich der Verwendung von Flexibilität als Teil der neuen Betriebsplanungsprozesse.

Die österreichischen Verteilnetzbetreiber nennen mehrere Probleme bei der Implementierung von Flexibilitätsmärkten im Verteilnetz und betonen, dass sich ihre Anforderungen an die Flexibilität wesentlich von den Anforderungen der ÜNB unterscheiden. Bei nicht vermaschten Netzen in unteren Netzebenen besteht das Problem, dass Engpässe meist von einem oder wenigen Verursacher:innen verantwortet werden. Es besteht Ungewissheit darüber, wie mit dem Problem der Bezahlung der Verursacher:innen für die Lösung eines Problems, das sie selbst geschaffen haben, umgegangen werden kann, da die Gefahr des Missbrauchs dieses Mechanismus durch Gaming/Marktmacht groß ist. Daher wären Flexibilitätsmärkte für VNB-Zwecke nur für höhere Netzebenen, wie das 110 kV-Netz in Österreich praktikabel, da die Probleme, die auf diesen Ebenen auftreten, den Engpassproblemen der ÜNB ähnlicher sind. Als eine Möglichkeit zur Flexibilisierung des Verteilnetzes wurden niedrigere Netzanschlussgebühren für neu angeschlossene Verbraucher:innen genannt, wenn diese bereit sind, in Notfällen ihre Last zu reduzieren.

Einige kanadische Verteilnetzbetreiber, vor allem solche mit einer hohen Durchdringung ihres Netzes mit elektrischen Heizungen, gehen davon aus, dass der Strombedarf in den kommenden Jahren nicht

steigen wird, da die Bevölkerung stagniert oder zurückgeht und die Geräte immer effizienter werden. Es wurde auch festgestellt, dass der Einsatz von Flexibilität derzeit nicht immer ein überzeugendes Kosten-Nutzen-Szenario für die VNB darstellt. Dies könnte sich aber mit der Verbreitung der dezentralen Erzeugung, der Elektrifizierung, der verbesserten Sichtbarkeit und regulatorischen Anpassungen ändern.

Die österreichischen Verteilnetzbetreiber geben außerdem an, dass die Überdimensionierung neu gebauter Netze durchaus eine praktikable Lösung ist, da die tatsächlichen (Material-)Kosten für die Leitung selbst nur einen kleinen Teil der Baukosten ausmachen.

Das österreichische Konzept der Energiegemeinschaften, bei dem die Netztarife für den lokalen Verbrauch reduziert werden, wird als praktikables Instrument gesehen, um wirtschaftliche Investitionen für die Verbraucher:innen zu beanreizen, aber nicht als technisches Instrument für die VNBs. Als Grund für diese Sichtweise wurde angeführt, dass für die Sicherheit des Verteilnetzes nur einige wenige Spitzenstunden pro Jahr relevant sind. Die Last in diesen Spitzenstunden würde durch das Konzept der Eigenverbrauchsoptimierung nicht verlässlich reduziert werden. Dennoch werden Investitionen in erneuerbare Energien beanreizt, da die Verbraucher:innen durch die Einsparung von Netzentgelten einen zusätzlichen Anreiz zur Investition haben. Daher wird dies von Netzbetreibern dennoch nach wie vor als positives politisches Instrument wahrgenommen.

Höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren durch Flexibilitätsaktivierung durch andere Akteure werden als potenzielle Gefahr empfunden. Als Vorschlag zur Verringerung der Auswirkungen wurden leistungsabhängige Netzentgelte oder andere intelligente Netztarife genannt. Aus Sicht der österreichischen VNB könnte dies eine praktikablere Lösung sein als lokale Flexibilitätsmärkte. Ein weiterer Aspekt ist, dass die VNB laut ihren Aussagen nicht in das Verhalten der Konsument:innen eingreifen, sondern sie vielmehr zu einem netzfreundlichen Verhalten motivieren wollen. Weitere Optionen sind Time-of-Use Tarife, Programme zur Vermeidung von Stromspitzen und dynamische Tarifstrukturen, die kanadische Versorgungsunternehmen bereits eingeführt oder erprobt haben.

Wie bereits erwähnt, kann für die Zwecke der ÜNB, wie z. B. Engpassmanagement oder die Bereitstellung von Regelreserve, die derzeit geforderte Mindestgebotsgröße von kleinen Anlagen nicht erfüllt werden, sondern nur durch die Aggregation von Anlagen, was deren Teilnahme erschwert. Die Aggregationsebene spielt dabei eine essenzielle Rolle. Wenn das zulässige geographische Gebiet zu klein ist, kann die Mindestgebotsgröße von aggregierten Ressourcen nicht erreicht werden. Aber auch wenn das geografische Aggregationsgebiet zu groß gewählt wird, können die Ressourcen weniger gut für Dienste wie Engpassmanagement genutzt werden, da der Standort der Ressourcen die Auswirkungen auf verschiedene Übertragungsnetzknotten stark beeinflusst.

Während Aggregatoren in Kanada derzeit noch eine untergeordnete Rolle spielen, gibt es unter den befragten Netzbetreibern unterschiedliche Meinungen darüber, ob sie eine größere Rolle spielen sollten. In Österreich hingegen werden sie als notwendige Vermittler angesehen. Zu den Bedenken der kanadischen Interessengruppen gehört das Vertrauen in die Aggregatoren, dass diese die Kund:innen für ihre Dienste auch angemessen entlohnen. Selbst wenn die Rolle der Aggregatoren in den einzelnen Ländern nicht vollständig übereinstimmt, so wurden überall die Notwendigkeit des Schutzes der Daten und der Datensicherheit als sehr wichtige Themen angesehen.

B. Regulatorische Perspektive

Die allgemeine Ansicht aller Netzbetreiber war, dass der Regulierungsrahmen in allen Ländern weiter definiert werden muss. Je nach Eigentumsverhältnissen und Grad der Entflechtung dürfen Netzbetreiber bestimmte Dienstleistungen erbringen oder nicht. In Ontario, Kanada, ist es den Netzbetreibern z. B. nicht gestattet, in Behind-the-Meter-Geräte zu investieren, aber sie dürfen für diese Produkte werben.

Auch die Rollen und Zuständigkeiten müssen in allen Ländern weiter geklärt werden. Im Falle Kanadas hat jede Provinz und jedes Territorium ihre eigene Struktur, aber es fehlt weitgehend ein Rechtsrahmen, der Flexibilitätsdienste ermöglicht oder fördert.

Ein weiterer Aspekt war, dass zur Beschleunigung der Einführung und Entwicklung von dezentraler Flexibilität auch ein angemessener Kompromiss zwischen der Praktikabilität für die Netzbetreiber/Aggregatoren und dem Verbraucher:innenschutz gefunden und im Rechtsrahmen verankert werden muss.

Europäisches Recht, konkret die Elektrizitätsrichtlinie, die Teil des Clean Energy Package (CEP) ist, besagt, dass "[...] die Mitgliedstaaten den erforderlichen Rechtsrahmen schaffen, um den Verteilernetzbetreibern die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen, einschließlich des Engpassmanagements in ihrem Gebiet zu ermöglichen und Anreize dafür zu schaffen [...]" (Art. 32) [3]. Was den österreichischen Fall betrifft, so ist dies noch nicht in nationales Recht umgesetzt worden.

In Österreich gibt es derzeit spezielle Netzanschlussverträge, die es dem VNB ermöglichen, Anlagen auf eine vereinbarte Leistung zu drosseln. Außerdem können die VNB das Konzept der unterbrechbaren Tarife, z. B. für Wärmepumpen, nutzen.

In Österreich sind BSPs verpflichtet, täglich ihre Fahrpläne (zeitliche Abfolge oder Zeitplan der geplanten Erzeugung oder des Verbrauchs oder eines gesamten Bilanzkreises) zu melden. Im Gegensatz zu großen konventionellen Anlagen ist es für Anlagen unter 50 MW in Österreich freiwillig, Fahrpläne zu übermitteln. Während die Netzbetreiber es eindeutig als Vorteil sehen würden, wenn auch kleinere Lasten ihre Fahrpläne im Voraus übermitteln würden (leichtere Vorhersage von Seiten des Netzbetreibers, Verwendung zu Verifizierungszwecken, ...), verfügen die Anlagenbesitzer:innen oft nicht über genügend Wissen und die Fähigkeit, diese Fahrpläne zu teilen.

Das Datenmanagement und die Überwachung der großen konventionellen Anlagen in Österreich erfolgt in einem Top-down-Ansatz durch den ÜNB. Die Bereitstellung von Flexibilität aus den unteren Spannungsebenen erfordert hingegen einen Bottom-up-Ansatz, bei dem die Anlagenbesitzer:innen ihre Flexibilität freiwillig anbieten und Lösungen für die Prognose und Überwachung ihrer Flexibilitätsbereitstellung bereitstellen.

C. Technologie und Infrastruktur für Messung und Überprüfung

In Kanada werden für die Validierung der Flexibilitätsbereitstellung hauptsächlich intelligente Zähler eingesetzt, wobei diese Technologien häufig nicht über die Zeitintervalle verfügen, die für kürzere Flexibilitätsergebnisse (z. B. Frequenzregelung) erforderlich sind. Es wurde auch festgestellt, dass Strom-/Spannungswandler oder Smart-Home-Energiemanagementsysteme der Kund:innen eine praktikable technische Lösung sein könnten, da sie eine höhere Mess- und Überprüfungshäufigkeit (M&V) ermöglichen (dies hängt von den Spezifikationen der eingesetzten Smart Meter ab). Eine der Herausforderungen bei der großflächigen Anwendung dieser Technologien besteht jedoch darin, dass

Messgeräte (wie intelligente Zähler), die für die Überprüfung verwendet werden, zugelassen sein müssen, was derzeit bei keinem der Haushaltsgeräte der Fall ist. Mit der Zunahme von Kleinanlagen müssen in Österreich auch die Mess- und Validierungskonzepte entsprechend angepasst werden. Die Netzbetreiber geben an, dass sich neue Markttrollen im Zusammenhang mit den Messdaten ergeben könnten.

Obwohl intelligente Zähler in Kanada weit verbreitet sind, wurden sie in einigen Provinzen früher eingeführt als in anderen, was zu unterschiedlichen technischen Fähigkeiten der Zähler führte. Die meisten intelligenten Zähler wurden nur zu Abrechnungszwecken installiert und verfügen daher über zu geringe Fähigkeiten (in Bezug auf Datenauflösung, Häufigkeit der Datenübertragung usw.), um in die Systemsteuerung für Anwendungen wie die Überprüfung der Flexibilitätsbereitstellung integriert zu werden. Der Konsens unter den Befragten besteht darin, sich auf Funktionen wie die Messung der Netzeinspeisung zu konzentrieren und nicht auf die genaue Art der Technologie.

Eine in Kanada angewandte Methode zur Überprüfung der Flexibilitätsbereitstellung besteht darin, anhand der Zählerdaten eine Durchschnitts-Basislinie zu erstellen und dann nach auffälligen Verbrauchsänderungen zu suchen. Unternehmen können außerdem die Smart-Meter-Daten nutzen, um den Verbrauch verschiedener Gerätetypen aufzuschlüsseln. Backend-Systeme (Managementsysteme für verteilte Energieressourcen, Cloud-Systeme, Energiemanagementsysteme) müssen für die neuen Rechenanforderungen der Flexibilität im kleinen Maßstab entwickelt und verbessert werden, z. B. um Daten für die Preisberechnung (z. B. Locational Marginal Price) zu sammeln. In Europa geht der Trend in Richtung der Entwicklung von Plattformen (z. B. Equigy [28]), die im Gegensatz zu klassischen SCADA-Systemen (Supervisory Control and Data Acquisition) einen einfacheren Datentransfer und eine einfachere Datenverarbeitung durch Online-Zugriff ermöglichen.

D. Potenzial zur Senkung der Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität für Endverbraucher:innen

Es gibt gegensätzliche Meinungen darüber, wie Kosten eingespart werden können. Während ein kanadischer Netzbetreiber vorschlägt, bei hohem Wachstum in neue Umspannwerke, Leitungen und Transformatoren zu investieren, schlagen andere vor, das bestehende Netz effizienter zu nutzen, Schwachstellen zu identifizieren und die Netzstrukturen so weit wie möglich zu konsolidieren, um Ineffizienzen zu vermeiden. Während in Österreich Aggregatoren als Vermittler erwünscht sind, schlagen einige kanadische Netzbetreiber vor, Kosten zu sparen, indem sie die (unabhängigen) Aggregatoren übergehen und sich direkt an die Versorgungsunternehmen wenden. In Ontario (non-VIU) gibt es jedoch aus regulatorischer Sicht ein Umfeld für den Aggregatorenmarkt, um Flexibilitätsressourcen hinter dem Zähler anzupapfen, da die Netzbetreiber keine Geräte hinter dem Zähler installieren dürfen. Die neuen Möglichkeiten der intelligenten Haushaltsgeräte könnten auch dazu genutzt werden, den Kund:innen zu helfen, ihre Anlagen besser zu verwalten, z. B. durch die Bereitstellung anderer Funktionen wie Überwachungs- und Wartungsdienste, und so einen gewissen Mehrwert zu schaffen.

5.2.2. Lieferanten- und Aggregatoren-Perspektive

A. Vermarktung

Österreichische FSPs sehen Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, der Nutzung von Flexibilität auf kurzfristigen Märkten und in der Bereitstellung von Dienstleistungen zur Optimierung der Energienachfrage von Endverbraucher:innen

(Energy Sharing). Dies kann erreicht werden, indem kleine Flexibilitätsressourcen von Endverbraucher:innen auf Haushaltsebene aggregiert werden und ihnen auf diese Weise die Möglichkeit geboten wird, an Energiemärkten teilzunehmen und/oder von reduzierten Energiekosten zu profitieren.

Weiters wurde der Bereich der virtuellen Kraftwerke (VPPs) erwähnt. Hier haben die österreichischen FSPs zwei Business Cases identifiziert: 1) die Bereitstellung von VPP-Lösungen für Energieversorger und 2) das Angebot von VPP-Lösungen für Endverbraucher:innen mit Flexibilitätsressourcen und die Übernahme des Betriebs des VPP. Im zweiten Fall würde der FSP die Kapazitäten auf den Flexibilitätsmärkten vermarkten und die Gewinne würden zu vorher vereinbarten Bedingungen geteilt.

Zur Frage der Investitionen in Geräte/Vermarktung bei Endkund:innen haben die österreichischen FSPs bisher unterschiedliche Erfahrungen gemacht. Einige FSP investieren bereits aktiv in Hardware, um Flexibilität von Endkund:innen für ihre Handelsprozesse nutzbar zu machen. Dabei handelt es sich vor allem um die Installation von "Smart Boxes", die dazu dienen, die Flexibilitätsressourcen der Endkund:innen anzuschließen und Messdaten für Abrechnungsprozesse bereitzustellen.

Andere österreichische FSPs gaben an, dass die Investitionsbemühungen in diesem Bereich begrenzt sind, hauptsächlich weil die Kund:innen Energieversorger sind und die FSPs selbst keinen direkten Kontakt mit dem Endkund:innen haben. Stattdessen wenden sich die potenziellen Kund:innen an das Unternehmen selbst.

Eine weitere Ansicht der österreichischen FSP ist, dass die Nachfrage nach flexiblen Tarifen bisher sehr begrenzt war. Sie haben den Eindruck, dass sich die Kund:innen in vielen Fällen noch nicht des Potenzials flexibler Tarife bewusst sind, bzw. dass es die Möglichkeit gibt, Flexibilität anzubieten und dafür entschädigt zu werden. Außerdem ist das Thema komplex und für Durchschnittskund:innen schwer zu verstehen. Mit zunehmender Sensibilisierung der Verbraucher:innen wird nach Ansicht der FSP die Nachfrage nach flexiblen Tarifen steigen. Außerdem wollen die Kund:innen in erster Linie Tarife mit niedrigen Verbrauchspreisen und hohen Einspeisepreisen. Wenn flexible Tarife dies bis zu einem gewissen Grad unterstützen, werden die Kund:innen sie nachfragen.

B. Bilanzgruppen

In Österreich sind BSPs verpflichtet, ihre Fahrpläne (zeitliche Abfolge oder Zeitplan der geplanten Erzeugung oder des Verbrauchs oder eines gesamten Bilanzkreises) täglich zu melden. Im Gegensatz zu großen konventionellen Anlagen ist es in Österreich für Anlagen unter 50 MW freiwillig, Fahrpläne zu übermitteln. Während die Netzbetreiber es eindeutig als Vorteil ansehen würden, wenn auch kleinere Lasten ihre Fahrpläne im Voraus übermitteln würden (leichtere Vorhersage von Seiten des Netzbetreibers (SO), könnte für Verifizierungszwecke verwendet werden, ...), haben die Anlagenbesitzer oft nicht genügend Wissen und die Fähigkeit, diese Fahrpläne zu teilen.

In Bezug auf mögliche Strafmaßnahmen für die Nichtbereitstellung des Flex-Produkts sind sich die österreichischen FSP einig, dass solche Strafen die Endnutzer:innen von der Bereitstellung von Flexibilität abhalten würden. Da es bereits schwierig ist, Endnutzer:innen zur Teilnahme an Flexibilitätssystemen zu bewegen, würde die Einführung von Gebühren oder ähnlichen Mechanismen, die zu zusätzlichen Kosten für die Verbraucher:innen führen würden, die Bereitschaft zur Teilnahme weiter verringern. Eine wahrscheinlichere Lösung wäre, dass der FSP die Ausfallrisiken trägt. Daher muss der FSP ausreichende Sicherheitsvorkehrungen treffen, um kleine Endverbraucher, die nicht

liefern, zu kompensieren. Es wurde auch erwähnt, dass im Falle größerer Flexibilitätsressourcen Strafmaßnahmen erforderlich wären, da die Folgen der Nichtlieferung schwerwiegender sein könnten.

5.2.3. Konsument:innen(schutz)-Organisationen

A. Konsument:innenschutz

Aus der Sicht eines österreichischen Verbraucher:innen-Verbandes sind die gesetzlich zu erfüllenden Anforderungen der DSGVO im Hinblick auf den Datenschutz ausreichend. Die technischen Anforderungen müssen so beschaffen sein, dass sie nur eine sehr niedrige Eintrittsbarriere darstellen. Alle Installationen, die beim Verbraucher vorzunehmen sind, müssen "plug and play" sein, ohne dass der Verbraucher irgendwelche Anpassungen an den Geräten oder der installierten Software vornehmen muss. Nach der Installation muss das gesamte System im Hintergrund laufen, ohne dass der Verbraucher Wartungsarbeiten durchführen oder eingreifen muss. Außerdem wurde erwähnt, dass die Anreize für die Beteiligung der Verbraucher nicht groß sein müssen, wenn das System billig und einfach zu installieren ist und ohne ständige Aufmerksamkeit funktioniert. Gelegentliche Belohnungen für die Nutzung der Verbraucherflexibilität sind im Allgemeinen ausreichend. Wie bereits erwähnt, setzt dies voraus, dass den Verbrauchern keine Vorabkosten entstehen und dass für den Betrieb der Flexibilitätsbereitstellung keine Verbraucherressourcen erforderlich sind.

Die österreichischen Verbraucherverbände wiesen darüber hinaus darauf hin, dass die informierte Zustimmung der Verbraucher zur Teilnahme an der Bereitstellung von Flexibilität unerlässlich ist, und dass Mittel zur Überwachung der Aktivitäten von Flexibilitätsaggregatoren und -händlern erforderlich sind. Wenn die Flexibilitäten der Verbraucher ohne deren vorherige Zustimmung oder ohne Vergütung genutzt würden, wäre dies ein schwerer Vertrauensbruch, der sich negativ auf die weitere Beteiligung der Verbraucher auswirken würde.

B. Konsument:innen-Bindung

Der befragte österreichische Verbraucherverband ist der Ansicht, dass finanzielle Anreize eine wichtige Rolle bei der Kund:innen-Bindung spielen. Selbst wenn die Entschädigung eher gering wäre, würde das Fehlen eines monetären Anreizes den Eindruck erwecken, dass die Verbraucher etwas umsonst abgeben müssen - ein Gefühl, das den meisten Menschen unangenehm ist.

Außerdem hält der befragte Verbraucherverband in Österreich Opt-outs für wesentlich, da sie den Verbrauchern ein starkes Gefühl der Kontrolle vermitteln. Es ist zu bedenken, dass die Bereitstellung von Flexibilität bedeutet, dass die Verbraucher ein gewisses Maß an Autonomie an das Flexibilitätssystem abgeben müssen (wenn es automatisiert ist). Die Möglichkeit, jederzeit aussteigen zu können, ist ein Mittel, um dem Gefühl eines teilweisen Kontrollverlusts entgegenzuwirken.

Ein österreichischer Verbraucherverband vertritt die Meinung, dass die Verbraucher eine Form der Aggregation benötigen, entweder durch Energiegemeinschaften oder Aggregationsdienstleister. Es erfordert Aufwand, die technischen und wirtschaftlichen Feinheiten der Flexibilitätsmärkte zu verstehen, den wahrscheinlich nur wenige Verbraucher auf sich nehmen würden. Es besteht daher Bedarf an technischen Lösungen, die einfach zu installieren und zu betreiben sind (plug and play), und an vertrauenswürdigen Aggregatoren, die die angebotene Flexibilität im Namen der Verbraucher vermarkten.

5.3. Ergebnisse aus anderen Tasks

5.3.1. Flexibilitätspotenziale und -services (Task 1, Lead: Kanada)

Um Net-Zero sowohl technisch als auch wirtschaftlich zu erreichen, muss das künftige Stromsystem die Flexibilität verschiedener Ressourcen (d. h. Erzeugung, Speicherung und Lasten) in verschiedenen Segmenten des Stromsystems (d. h. Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verbraucher) nutzen. Die Digitalisierung, die Einführung dezentraler Energiere Ressourcen und der Druck zur sektorübergreifenden Elektrifizierung verändern den traditionellen Netzbetrieb; Ressourcen mit Flexibilitätspotenzial in Verteilnetzen können eine wichtige Lösung sein, um die Netzuverlässigkeit, die Widerstandsfähigkeit und die optimierte Systemnutzung über Flexibilitätsmärkte zu unterstützen.

Flexibilität wird im Rahmen dieser Arbeit definiert als "die Fähigkeit eines Stromnetzes, mit der Variabilität und Ungewissheit sowohl bei der Erzeugung als auch bei der Nachfrage zurecht zu kommen und dabei ein zufriedenstellendes Maß an Zuverlässigkeit zu angemessenen Kosten über verschiedene Zeithorizonte aufrechtzuerhalten". Flexible Ressourcen, die von Kund:innen in verschiedenen Sektoren eingesetzt werden, können je nach Bedarf gesteuert werden, auch um erneuerbare Energien besser integrieren zu können. Eine flexible Ressource kann jede Art von Technologie oder Prozess sein, die in der Lage ist, ihre Erzeugungs- und/oder Verbrauchsmuster anzupassen, um dem Netz Flexibilität bereitzustellen.

Da das Flexibilitätspotenzial räumlich und zeitlich variiert, ist eine vereinfachte Methodik entscheidend für das Verständnis des Flexibilitätspotenzials in verschiedenen Stromnutzungssegmenten. Eine angemessene Analyse kann dazu beitragen, die optimierte Nutzung von Anlagen im Betrieb und in zukünftigen Planungsszenarien als zusätzliche Option zur Netzunterstützung zu verbessern. In diesem Sinne werden verschiedene Ebenen vorgeschlagen, um das realisierbare Flexibilitätspotenzial zu ermitteln.

Wie in Abbildung 1 dargestellt, gibt es vier vorgeschlagene Ebenen zur Bewertung des Flexibilitätspotenzials. Die Ebene „Technology or Process“ definiert das maximale Maß an Flexibilität, welches als volle technische Fähigkeit der Ressource zur Verfügung steht. Dies kann sich auf eine einzelne Ressource oder auf eine Gesamtheit von Ressourcen beziehen. Auf dieser Ebene wird das maximale Flexibilitätspotenzial der Ressource bewertet, wenn alle anderen Faktoren außer Acht gelassen werden. „Communication and Controls“ bewertet die Auswirkungen von Steuerungs- und Kommunikationssystemen auf das Flexibilitätspotenzial der Ressource. Diese Ebene berücksichtigt, wie sich die Flexibilität auf der Grundlage der Überwachungs-, Automatisierungs-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur sowie der Datenübertragungsspezifikationen verändert. Bei der Umsetzung wird diese Ebene eine Schlüsselrolle spielen, um zu bestimmen, ob die Flexibilität für die Planung oder in Echtzeit genutzt werden kann. „Location“ bewertet die Auswirkungen des geografischen Standorts auf das Flexibilitätspotenzial, einschließlich Aspekten wie die Ebene des Verteilungs- oder Übertragungsanschlusses, des standortbezogenen Grenzpreises für die Bereitstellung einer Dienstleistung und der klimatischen Bedingungen. Schließlich werden im Bereich „Customer Preferences and Market Economics“ die Bereitschaft der Kund:innen sowie Marktfaktoren berücksichtigt, die es der Ressource ermöglichen würden, die Flexibilität bereitzustellen. Aspekte der Zuverlässigkeit wie die Bereitstellung der vereinbarten Flexibilität durch eine Ressource und Risikominderungsmaßnahmen zur Vermeidung von "stranded assets" sind in dieser Ebene ebenfalls enthalten.

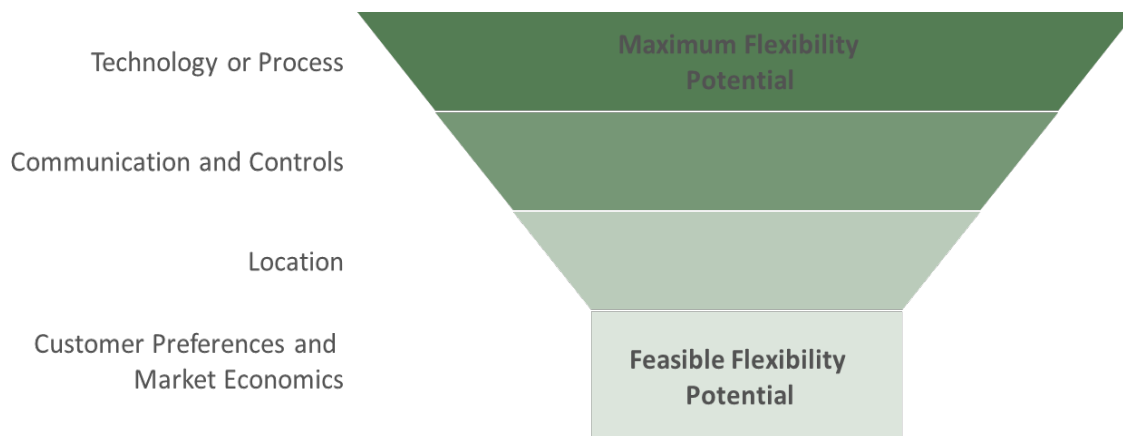


Abbildung 1: Vorgeschlagene Ebenen zur Bewertung des Flexibilitätspotentials

Tabelle 1 stellt eine detaillierte Liste von Flexibilitätsindikatoren dar, welche aus Literatur- und Expert:inneninput erstellt wurde. Mithilfe dieser Indikatoren kann das Flexibilitätspotenzial konkreter quantifiziert und charakterisiert werden. Diese quantitativen und qualitativen Flexibilitätsindikatoren sind voneinander abhängig; nicht alle Indikatoren sind für die Berechnung des Flexibilitätspotenzials erforderlich.

Tabelle 1: Einzelheiten zu den Beispielen für Flexibilitätsindikatoren, die innerhalb jeder Taxonomieebene berücksichtigt werden

Taxonomy Layer	Flexibility Indicator
Technologie oder Verfahren/Prozess (Technology or Process)	Steuerbarkeit Leistung/Energie Verluste Rampenrate Blindleistungskapazität Wirkleistungskapazität Nachholeffekte Zeit, die erforderlich ist, um eine maximale Reaktion zu erreichen Art der flexiblen Ressource
Kommunikation und Steuerung (Communication and Controls)	Zeitliche Verzögerung der Steuerung Koordinationsschema Zur Bestimmung der Flexibilität erforderliche Daten Interoperabilitätsstandards Granularität der übertragenen Daten, Frequenz der Datenübertragung Zeitverzögerung der Beobachtung der Auswirkung im Netz Sichtbarkeit von Produktion/Verbrauch
Standort (Location)	Netzanschlusspunkt Kosten, um das System für Flexibilitätseinsatz umzurüsten Implementierungsanforderungen
Kundenpräferenzen und Marktökonomie (Customer Preferences and Market Economics)	Zugang zu Strom/Flexibilitätsmärkten Betriebskosten für Bereitstellung von Flexibilitätsdiensten Glaubwürdigkeit/Kredibilität Kund:innen-Verhalten Maximale Reaktionszeit Mindestzeit für den Wechsel zwischen Zuständen

	Beteiligungsmodelle an Märkten Vorhersagbarkeit Kurve des Verbrauchs/der Produktion Besitzverhältnisse der Ressource Zuverlässigkeit der Reaktion Erforderliche Zeit zwischen Ereignissen Zeit, die die Ressource benötigt, um die Teilnahme an einem Ereignis zu beschließen Variabilität in Verbrauch/Produktion
--	---

Die Nutzung eines gemeinsamen Rahmens wie der vorgeschlagenen Taxonomie zur Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials würde dazu beitragen, die Berechnung des Flexibilitätspotenzials für eine Vielzahl von unterschiedlichen flexiblen Ressourcen zu vereinfachen. Weitere Forschungsarbeiten zur Zusammenstellung der wichtigsten Flexibilitätsindikatoren für die Berechnung des Flexibilitätspotenzials würden dazu beitragen, festzustellen, wo Flexibilität vorhanden ist und welche externen Faktoren das verfügbare Potenzial beeinträchtigen könnten. Infrastruktur, Kommunikationssysteme und Kontrollstrategien können neu bewertet werden, um festzustellen, ob zusätzliche Flexibilität gewonnen werden kann. Der Standort kann eine der Einschränkungen sein, welche berücksichtigt werden muss. Eine weitere Möglichkeit zur Maximierung des Flexibilitätspotenzials auf dieser Ebene kann die Untersuchung der Anforderungen an die Aggregation und des regulatorischen Rahmens sein. Schließlich bietet die Gestaltung von Märkten zur Beeinflussung der Kund:innenpräferenzen erhebliche Möglichkeiten. Heutige Netze können sich dahingehend weiterentwickeln, dass die Kund:innen als dynamischer Teil des Netzes und nicht mehr als rein statische Last betrachtet werden.

5.3.2. Endkund:innen-bezogene Flexibilität (Task 2, Lead: Schweden)

Endkonsument:innen-fokussierte Kommunikation

Um die Kund:innen für die Energiewende zu gewinnen, benötigt die schwedische Aufsichtsbehörde für die Energiemärkte, „Ei“, mehr Wissen über ihre Antriebskräfte, Präferenzen und Verhaltensweisen. Das Ei beauftragte daher das Beratungsunternehmen DNV mit der Untersuchung, wie die Kund:innen in die Diskussionen über die Entwicklung des Energiemarktes einbezogen werden können. DNV hat eine Literaturrecherche zu Methoden des Kund:innendialogs durchgeführt und auch Fallstudien beschrieben, welche Kund:innen in den Dialog einbeziehen.

Eine wichtige Erkenntnis ist, dass der Zweck des Kund:innendialogs entscheidend für die Wahl der Methode ist. Wenn das Ziel darin besteht, ein tieferes Verständnis für ein Thema zu erlangen, kann eine qualitative Methode angemessen sein, während quantitative Methoden wertvoll sein können, um einen repräsentativen Überblick über die Meinungen und Ansichten der Kund:innen zu erhalten.

Die Auswahl der Methode für den Kund:innendialog ist ein schrittweiser Prozess, bei dem Anforderungen und gewünschte Ergebnisse, aber auch praktische Aspekte wie z. B. das Budget, berücksichtigt werden. Es können auch mehrere Methoden kombiniert werden, wie z. B. Umfragen und Bürger:innenpanels.

Mögliche Methoden:

- **Bürger:innenpanels:** Eine qualitative Methode, bei der eine Gruppe von demografisch repräsentativen Bürger:innen regelmäßig zusammenkommt. Die Form der Sitzungen variiert, und die Teilnehmer:innen können beispielsweise an Fokusgruppen oder Workshops teilnehmen. Die Methode kann tiefgreifende Diskussionen und kreative Antworten auf die diskutierten Themen liefern, ist jedoch kostspielig und birgt ein gewisses Risiko für das Gruppendenken, da einige dominante Diskussionsteilnehmer die Meinung der restlichen Gruppe beeinflussen können.
- **Kund:innenforen:** Diese bestehen aus einer unabhängigen Gruppe, die den Auftrag hat, die Interessen der Kund:innen zu beobachten und dafür zu sorgen, dass diese bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden. Die Methode ist für detaillierte und qualitative Ergebnisse geeignet. Die Gruppe kann zum Beispiel die Qualität der Kund:innenkommunikation eines Unternehmens überwachen. Die Teilnehmer:innen werden entweder aufgrund ihrer Kompetenz oder als Repräsentanten verschiedener Gruppen mit Kund:innenfokus ausgewählt. Teilnehmer:innen gaben an, dass sie sich in positiver Weise in regulatorische Entscheidungen eingebunden fühlten. Zu den Schwierigkeiten der Methode gehört es, klare Ergebnisse zu finden, da eine große Anzahl von Interessen vertreten wird.
- **Umfragen:** Umfragen werden anhand eines leicht skalierbaren und vorab festgelegten Fragenkatalogs durchgeführt und beziehen die Kund:innen entweder mündlich oder schriftlich ein. Umfragen sind eine relativ kostengünstige Methode und liefern ein repräsentatives Verständnis eines Themas. Umfragen ermöglichen jedoch kein tieferes Verständnis komplizierter Sachverhalte und sollten daher durch qualitative Methoden ergänzt werden, wenn der Zweck darin besteht, das Wissen beispielsweise über die Antriebskräfte der Kunden:innen zu erweitern.
- **Informations- und Beratungsdienste:** Informations- und Beratungsdienste, die sich in erster Linie an Haushaltskund:innen richten. Die dabei gesammelten Daten können wertvolle Informationen über die Bedürfnisse und Probleme der Kund:innen enthalten. Durch die Analyse dieser Daten kann die Sichtweise der Verbraucher:innen beispielsweise in die Entscheidungsfindung einfließen.
- **Kund:innenorientierte Forschung und Entwicklung (F&E):** Verhaltenswissenschaften sollten nur als ergänzende Perspektive für den Kund:innendialog genutzt werden, da Menschen dazu neigen, in der Praxis anders zu handeln, als sie es in einer hypothetischen Situation angeben.

Die folgende Tabelle 2 zeigt die Eignung der untersuchten Methoden.

Tabelle 2: Eignung verschiedener Methoden des Dialogs mit Konsument:innen. Quelle: DNV

Goal	Better understanding of the customers' view on general policy topics			Better knowledge of the customers' view on and interpretation of their current opportunities			Understand the customers' view on a specific topic, gather preferences and choice of solution		
Result → Method ↓	Intuitive reactions	Ideas	Customer Knowledge	Intuitive reactions	Ideas	Customer knowledge	Ideas	Customer knowledge	Recommendations
Citizen Panels	Moderately suitable	Highly suitable	Highly suitable	Moderately suitable	Moderately suitable	Moderately suitable	Highly suitable	Highly suitable	Highly suitable
Customer Forums	Moderately suitable	Moderately suitable	Moderately suitable	Moderately suitable	Moderately suitable	Highly suitable	Moderately suitable	Highly suitable	Highly suitable
Surveys	Moderately suitable	Poorly suitable	Highly suitable	Moderately suitable	Poorly suitable	Highly suitable	Poorly suitable	Moderately suitable	Poorly suitable
Information and advisory services	Poorly suitable	Poorly suitable	Poorly suitable	Moderately suitable	Moderately suitable	Highly suitable	Moderately suitable	Moderately suitable	Poorly suitable
Customer focused R&D	Poorly suitable	Poorly suitable	Poorly suitable	Poorly suitable	Highly suitable	Highly suitable	Highly suitable	Highly suitable	Highly suitable

Strompreise und Consumer Support Schemes:

Die sehr hohen Preise, die seit September 2021 auf den Strommärkten zu beobachten sind und durch die russische Invasion in der Ukraine noch verschärft wurden, haben in ganz Europa die Einführung verschiedener Arten von Förderregelungen ausgelöst. Dieser Abschnitt beschreibt rein deskriptiv mögliche Gestaltungselemente, die bei Förderregelungen für Stromendkund:innen zu berücksichtigen sind.

In den Jahren 2021 und 2022 wurden auf den Strommärkten in ganz Europa außerordentlich hohe Preise beobachtet. Der Hauptgrund für die hohen Strompreise ist der hohe Preis von Erdgas, das zur Stromerzeugung verwendet wird. Erdgaskraftwerke werden häufig benötigt, um die Stromnachfrage zu befriedigen, wenn die Nachfrage am höchsten ist oder wenn die mit anderen Technologien wie Kernkraft, Wasserkraft oder variablen erneuerbaren Energiequellen erzeugten Strommengen nicht ausreichen, um den Bedarf zu decken. Daher wird Erdgas oft als die preisbestimmende Technologie im europäischen Elektrizitätssystem bezeichnet. Die Nachfrage nach Erdgas und Elektrizität war hoch, da sich die Volkswirtschaften nach der Pandemie öffneten, aber auch aufgrund der hohen Sommertemperaturen und des daraus resultierenden erhöhten Kühlbedarfs in Teilen Europas. Gleichzeitig lag die Stromerzeugung von bestimmten Technologien aufgrund technischer und wetterbedingter Umstände deutlich unter dem historischen Niveau. Der Einmarsch Russlands in der Ukraine war ein zusätzlicher Versorgungsschock, der die Engpässe noch verschärfte und die Preise in die Höhe trieb.

Die hohen Strompreise waren eine direkte Reaktion auf die zu dieser Zeit herrschenden Marktbedingungen und entsprachen den Erwartungen. Die hohen Preise hatten jedoch mehrere Auswirkungen, die aus politischer und ökonomischer Sicht schwierig waren. Daher wurde eine Reihe von Maßnahmen für notwendig erachtet, um die Auswirkungen der hohen Strompreise in Europa abzumildern, und im September 2022 wurde eine Verordnung des Rates über eine Sofortmaßnahme zur Bewältigung der hohen Energiepreise angenommen.

Preissignale auf einem gut funktionierenden Markt

Ein Preissignal ist eine Information, die den Verbraucher:innen und Produzent:innen Preis eines Produkts oder einer Dienstleistung übermittelt. Dieser Preis kann als Signal zur Erhöhung oder Verringerung der angebotenen oder nachgefragten Menge verstanden werden. Wenn ein Preis effizient ist, sollte er zwei Wirkungen erzielen:

1. Er ermöglicht es einem Unternehmen, zumindest die Kosten für die Bereitstellung einer Ware oder Dienstleistung zu decken, was die langfristige Bereitstellung von Dienstleistungen erleichtert, und
2. Er gibt den Verbraucher:innen ein Signal für einen effizienten Verbrauch.

Wenn die Preise die Kosten der Bereitstellung genau widerspiegeln, bieten sie den Verbraucher:innen Anreize, effiziente Entscheidungen darüber zu treffen, wann und wie viel sie von einem Produkt oder einer Dienstleistung konsumieren. Es wird erwartet, dass ein:e Verbraucher:in ein Produkt oder eine Dienstleistung nur dann kauft, wenn die Erwartung da ist, dass der Wert des Konsums größer ist als der verlangte Preis. Wenn die Preise wiederum die Kosten der Bereitstellung widerspiegeln, dann wäre dieses Ergebnis auch aus gesellschaftlicher Sicht effizient.

Wenn der Strompreis die Kosten genau widerspiegelt und die Verbraucher:innen den Preis kennen und in der Lage sind, darauf zu reagieren, lässt sich sagen, dass jeder Verbrauch effizient ist. Zu den Schlüsselfaktoren gehören also die Kenntnis des Preises sowie die Fähigkeit und Bereitschaft, darauf zu reagieren.

Worauf deuten die hohen Strompreise hin?

Von einigen Personen wurden die hohen Preise auf dem Strommarkt auf ein Versagen des Marktmodells oder der Preisbildung zurückgeführt. Teilweise wurde die Schuld direkt auf die Grenzkostenpreisbildung geschoben, als ob es sich dabei um ein vorgeschriebenes Prinzip handelte und nicht um das Ergebnis der Preisbildung auf einem effizienten Markt für ein homogenes Gut. Manchmal wurde das Argument vorgebracht, dass das Strommarktdesign gut gedient hat, aber nun nicht mehr funktionierte, und es wurden in ganz Europa viele verschiedene Vorschläge für Änderungen vorgelegt. Die tatsächlichen Ursachen der Energiekrise liegen vielmehr in einer zu großen Abhängigkeit Europas von russischem Erdgas und einem zu langsamen Übergang zu fossilsfreien Energiequellen. Dies wurde durch Faktoren wie die ungewöhnlich hohen Temperaturen im Jahr 2022 und die relativ geringe Verfügbarkeit von Atom-, Wind- und Wasserkraft noch verschärft.

Die hohen Strompreise signalisieren Knappheit auf dem Markt, d.h. einen Mangel an Produktionsmitteln im Verhältnis zur Nachfrage.

Mittel- bis langfristig würden mehrere Maßnahmen den Weg aus der Krise erleichtern. Zum Beispiel:

1. Ein schnellerer Übergang zu einer fossilsfreien Stromerzeugung. Wie lässt sich dies bewerkstelligen, um einen zu kostspieligen Übergang für die Verbraucher zu vermeiden? Wie können die erforderlichen Maßnahmen europaweit umgesetzt werden, um negative Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden?

2. Intelligenter und schnellere Entwicklung der Stromnetze. Der Netzausbau darf nicht zu einem Hindernis für mehr fossilfreie Produktionskapazitäten werden. Besteht die Notwendigkeit einer strengeren Regulierung?
3. Eine flexiblere Nachfrage und ein flexibleres Angebot sind wichtig für einen effizienten und nachhaltigen Strommarkt.

Unabhängig von den Faktoren, die die Krise verursacht haben, haben deren Auswirkungen die europäischen Stromverbraucher:innen und Unternehmen hart getroffen, und es wurde ein Bedarf an kurzfristigen Unterstützungsmaßnahmen gesehen. Kurzfristig wurden daher folgende Herausforderungen gesehen:

1. Behebung des kurzfristigen Gewinnüberschusses:
 - a. Ungewöhnlich hohe Gewinne bei den Stromerzeugern
 - b. Ungewöhnlich hohe Kosten bei den Stromendkund:innen (z.B. Industrie)
2. Kurzfristige Erschwinglichkeitsprobleme (Verbraucher:innen)

Im September 2022 wurde eine Verordnung des Rates über eine Notfallintervention zur Bewältigung hoher Energiepreise angenommen, die mehrere Maßnahmen zur Unterstützung von Stromendkund:innen (d. h. sowohl Haushalte als auch Unternehmen, die Strom für den Eigenverbrauch kaufen) vorsieht. Die genaue Ausgestaltung solcher kurzfristigen Maßnahmen obliegt jedoch den einzelnen Mitgliedstaaten, die darüber entscheiden.

Zu berücksichtigende Gestaltungselemente

Bei jeder Fördermaßnahme sollten mehrere verschiedene Gestaltungselemente berücksichtigt werden. Zu diesen Elementen gehören unter anderem die folgenden:

1. Zielsetzung der Förderregelung
2. Dauer der Regelung
3. Erfassungsbereich - wer kommt für eine Förderung in Frage?
4. Konkrete Gestaltungsparameter, z. B. Kopplung an Preis, Verbrauch oder Pauschalbetrag. Basierend auf historischen oder aktuellen Zahlen?
5. Angemessenheit (Erreichung des Ziels, Höhe und Herkunft der Mittel)

Zielsetzung

Es ist wichtig, sich vor Augen zu halten, dass hohe Strompreise ein Signal der Knappheit darstellen. Sie sind ein wichtiges Signal dafür, dass das System unter Druck steht, und ein Signal an die Endverbraucher:innen, ihren Stromverbrauch zu senken, an die Stromerzeuger, die Produktion zu erhöhen, und an potenzielle neue Akteure (Erzeuger, Flexibilitätsdienstleister, Aggregatoren), in den Markt einzutreten.

Wenn die Regelung darauf abzielt, die Auswirkungen der hohen Preise zu verringern, dann wirkt sich dies auf den Anwendungsbereich der Regelung aus. Sowohl Unternehmen als auch Haushalte sind von hohen Strompreisen betroffen, und dies gilt sowohl für wohlhabende als auch für arme Haushalte. Sie sind jedoch auf unterschiedliche Weise und in unterschiedlichem Ausmaß betroffen. So können

Unternehmen beispielsweise die gestiegenen Kosten an ihre Kund:innen weitergeben, und wohlhabende Haushalte sind möglicherweise besser in der Lage, höhere Strompreise zu verkraften. Wie gut ein Unternehmen oder ein Haushalt mit den gestiegenen Kosten zurechtkommt, dürfte sich jedoch im Laufe der Zeit in einer Weise ändern, die nicht vorhersehbar ist, so dass es bei kurzfristigen Maßnahmen schwierig ist, solche Faktoren angemessen zu berücksichtigen. In jedem Fall sollte aus der Förderregelung klar hervorgehen, ob sie auch ein Umverteilungselement enthält oder ob sie alle Stromendkund:innen in gleicher Weise unterstützt.

Generell gilt, dass jede Regelung, die Verbraucher:innen und Unternehmen eine finanzielle Unterstützung bietet, das verfügbare Einkommen erhöht. Daher wirkt sich jede derartige Maßnahme in Richtung eines Anstiegs der Inflation und des Stromverbrauchs aus. In einer angespannten Wirtschaftslage, d. h. in oder kurz vor einem Wirtschaftsabschwung, sind diese Auswirkungen negativ. Um diese negativen Auswirkungen so gering wie möglich zu halten, ist es wichtig, die Maßnahme sorgfältig zu planen.

- **Laufzeit:** Idealerweise sollte jede Förderregelung, die zur Lösung eines kurzfristigen Problems eingesetzt wird, zeitlich begrenzt sein. Die Verbraucher:innen sollten nicht damit rechnen, dass die Fördermaßnahmen immer wieder in Anspruch genommen werden können. Der Grund dafür ist, das Risiko zu minimieren, dass sich die Empfänger:innen an die Unterstützung gewöhnen und daher keine anderen Maßnahmen ergreifen. Je länger eine Förderregelung besteht, desto mehr gewöhnen sich die Empfänger:innen an diese Umstände und desto schwieriger ist es (politisch), die Förderregelung zu ändern oder aufzuheben. Da eine Förderregelung die tatsächlichen Kosten der Stromnutzung dämpft, wirkt sie sich außerdem in unerwünschter Weise auf die Stromnachfrage aus, und dieser Effekt verstärkt sich noch, wenn die Regelung länger als nötig gilt.
- **Erfassungsbereich:** Wer sollte die Unterstützung erhalten? Die kurze Antwort lautet: Es kommt auf das verfolgte Ziel an. Aber selbst, wenn das Ziel darin besteht, die Auswirkungen der hohen Strompreise zu verringern, gibt es eine Reihe von Entscheidungen, die getroffen werden müssen. Handelt es sich um eine Unterstützung, die auf die von den hohen Preisen Betroffenen abzielt, oder um eine Unterstützung, die auf die am meisten gefährdeten Haushalte abzielt? Wenn Unternehmen zur Zielgruppe gehören, gelten in der Regel die Vorschriften für staatliche Beihilfen. Im Allgemeinen sollte eine Unterstützungsregelung in engem Zusammenhang mit dem Problem stehen, das es zu lösen gilt. Daher ist es ratsam zu vermeiden, dass eine Förderregelung, die darauf abzielt, die Auswirkungen hoher Strompreise vorübergehend abzumildern, auch zur Lösung von Problemen eingesetzt wird, die idealerweise von einem Sozialversicherungssystem gelöst werden sollten.
- **Konkrete Gestaltungsparameter:** Soll die Förderregelung an den Strompreis oder Stromverbrauch (in der Vergangenheit oder Gegenwart) gekoppelt werden (und wenn ja, wie?), oder aus einer Pauschalzahlung oder einer Kombination dieser Möglichkeiten bestehen? Darüber hinaus muss ein Kompromiss zwischen Treffsicherheit und Verwaltungskosten gefunden werden.
- Eine an den Strompreis gekoppelte Förderregelung hat mehrere Vorteile, nicht zuletzt dadurch, dass die Förderung direkt an das wahrgenommene Problem gekoppelt ist. Ein solches Konzept könnte einen Schwellenpreis berücksichtigen, unterhalb dessen keine Unterstützung gezahlt wird, und eine Lastenteilung für Strompreise oberhalb des Schwellenwerts bis zu einem maximalen Verbrauchsniveau pro Monat oder Jahr (kWh) vorsehen. Natürlich sind auch

andere Konzepte denkbar, aber wenn zumindest ein Teil des Preissignals und damit der Anreiz zur Senkung des Gesamtstromverbrauchs erhalten bliebe und eine Lastenteilung vorgenommen würde, könnten die negativen Auswirkungen der Förderung auf den Markt wahrscheinlich verringert werden. Eine an den Preis gekoppelte Regelung verändert jedoch den relativen Strompreis, was ein negatives Merkmal daran ist. Wenn eine Förderregelung an den aktuellen Stromverbrauch gekoppelt ist, besteht für die Verbraucher ein Anreiz, den Stromverbrauch nicht zu senken, was einem wichtigen Ziel zuwiderläuft. Die Kopplung einer Regelung an den historischen Verbrauch vermeidet dieses Problem, führt aber zu anderen Herausforderungen. So stellt sich zum Beispiel die Frage, wie mit neu gebauten Häusern umgegangen werden soll, die keinen historischen Verbrauch aufweisen. Eine Pauschalregelung bedeutet eine einmalige Zahlung in gleicher Höhe an alle zugelassenen Stromendkund:innen. Auch in diesem Fall gibt es Positives und Negatives. Eine Pauschalregelung ändert zum Beispiel nicht den relativen Strompreis, was positiv ist. Empfänger:innen steht es frei, die Förderung nach eigenem Ermessen zu verwenden, was unter Effizienzgesichtspunkten gut ist, aber dazu führen könnte, dass die Stromrechnungen trotzdem nicht bezahlt werden.

- **Hinlänglichkeit:** Die Förderregelung sollte im Idealfall dem erklärten Ziel entsprechen. Wenn das Ziel beispielsweise darin besteht, schutzbedürftige Verbraucher:innen anzusprechen, dann muss die Gruppe der schutzbedürftigen Verbraucher:innen ermittelt werden, und nur die Mitglieder dieser Gruppe sollten Unterstützung erhalten. Allerdings können Haushalte in die Gruppe der Gefährdeten hinein- und wieder herausfallen, so dass der Zeitraum für die Definition entscheidend ist. Wenn das Ziel hingegen darin besteht, die Auswirkungen der hohen Strompreise im Allgemeinen zu verringern, dann wird der Erfassungsbereich anders aussehen, aber der Rest des Konzepts könnte derselbe sein. Es muss festgelegt werden, wie hoch die Förderung sein kann. Ein Pauschalbetrag pro Endkund:in ist leicht zu berechnen, stellt aber eine einmalige Zahlung dar. Daher ist der Betrag wichtig, damit die Regelung ihr Ziel erreicht.

Blick in die Zukunft: Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass die hohen Strompreise auf die hohe Nachfrage nach Erdgas nach der Sperrung und auf einen negativen Versorgungsschock infolge des Krieges in der Ukraine zurückzuführen sind. Diese Versorgungsstörungen sind nicht von kurzer Dauer. Es wird einige Zeit dauern, bis Europa die fehlende Produktionskapazität ersetzt hat. Daher sind die hohen Preise wichtige Marktsignale für Knappheit und Stress im System, die sich an alle Akteur:innen richten. Unabhängig davon können die hohen Strompreise verheerende Auswirkungen auf Haushalte, Unternehmen und das allgemeine Wachstum haben. Es braucht Zeit, sich anzupassen. Daher werden in ganz Europa kurzfristige Unterstützungsregelungen in Betracht gezogen, und bei ihrer Ausgestaltung hat dieser Task wichtige Elemente aufgezeigt, die zu berücksichtigen sind, um sie so sinnvoll wie möglich zu nutzen.

5.3.3. Interoperabilität der Märkte (Task 3, Lead: Vereinigtes Königreich)

Standards für die gemeinsame Nutzung von Daten:

1. Ein digitalisiertes Energiesystem ist für einen interoperablen Betrieb des Flexibilitätsmarktes unerlässlich. Die derzeitigen Daten des Energiesystems reichen nicht aus, um eine angemessene Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen zu ermöglichen, da es nur einen begrenzten

Datenaustausch und eine begrenzte Sichtbarkeit gibt. Dies führt zu Hindernissen für die rechtzeitige Umsetzung der Regulierung und Preisgestaltung.

- **Neue Datenerfordernisse:** Es muss ein proaktiver Ansatz zur Deckung des zusätzlichen Datenbedarfs verfolgt werden, der über das hinausgeht, was derzeit existiert. Es bedarf einer Vielzahl von Ansätzen, von der Installation neuer Überwachungsgeräten bis hin zur Analyse vorhandener Daten. *Beispiel: Die Einführung standortbezogener Preise ist nicht ohne standortspezifische Daten möglich.*
- **Kontinuierliche Verbesserung:** Die Datenqualität, der Erfassungsbereich und die Fähigkeiten zur Datenverwaltung und -verarbeitung müssen ständig verbessert werden. *Beispiel: Um zeitnahe (z. B. 5-Minuten-) Abrechnungen auf lokaler Ebene zu erstellen, muss die Preisgestaltung auf einer sub-nodalen Ebene erfolgen.*
- **Digitalisierungsstrategien:** Organisationen, einschließlich der Regierung und der Regulierungsbehörde, sollten beauftragt werden, Datenstrategien zu entwickeln, in denen die Ziele, die Richtung und die Maßnahmen festgelegt werden, die für die Entwicklung neuer Daten, die Behebung von Datenlücken und Qualitätsproblemen sowie die Festlegung des Digitalisierungsplans der Organisation erforderlich sind.

2. Der Wert der Daten wird den Wert von Flexibilitätsmärkten bestimmen

Um die Daten des Energiesystems zugänglich, gerecht und relevant zu machen, ist Transparenz der Schlüssel. Dies impliziert volle Transparenz der Daten und der zugehörigen Metadaten. Ohne die gemeinsame Nutzung mit Anbietern von Flexibilitätsdienstleistungen und kommunalen Energieprojekten haben die Dateninhaber nur begrenzte Möglichkeiten zur Wertschöpfung.

- **Die Daten müssen auffindbar, durchsuchbar und verständlich sein:** Es gilt zu vermeiden, im Besitz eines Datenmonopols zu sein. Daten sollten leicht auffindbar sein, es sollte möglich sein, ähnliche Datensätze in verschiedenen Organisationen zu identifizieren, und die Datensätze sollten mit den Informationen versehen sein, die zum Verständnis ihres Inhalts erforderlich sind. Gegenwärtig gibt es keine kommerziellen Bestrebungen der VNB oder ESOs (entspricht den österreichischem TSO), Daten zu veröffentlichen. *Beispiel/Problem: Daten sind nicht verfügbar, da der Zugang zu ihnen beschränkt ist.*
- **Gemeinsame Strukturen, Schnittstellen und Standards:** Gemeinsame Strukturen, Schnittstellen und Standards würden es ermöglichen, Daten organisationsübergreifend zu aggregieren und leichter zu nutzen. Es besteht die Notwendigkeit, aktiv Standards (insbesondere international relevante Standards), die dies unterstützen können, zu identifizieren und aktiv zu verbreiten/zu fördern. *Beispiel: Flexible Power Participant API*¹
- **Sicher und widerstandsfähig:** Die Transparenz von Daten muss in einer Weise erfolgen, die Sicherheit garantiert. Dies sollte sich an den Leitlinien für bewährte Datenpraktiken orientieren, die Teil der regulatorischen Anforderungen sein sollten.

3. Sicherstellen, dass die Daten für weitere Interessengruppen und Innovator:innen im Bereich der Flexibilität ausreichend sichtbar sind. Ein gemeinsamer sektorübergreifender Metadatenstandard wird die Sichtbarkeit und Beteiligung des gesamten Energiesystems an Flexibilitätsdienstleistungen

¹ <https://www.flexiblepower.co.uk/>

erleichtern. Er würde für eine Angleichung an Datenstandards, Transparenz, Qualität und Informationsmanagement sorgen. Gegenwärtig wissen Flexibilitätsinnovator:innen nicht, welche Datensätze existieren. Dies könnte möglicherweise zu einem parallelen System führen, was zusätzliche Herausforderungen für die Integration mit sich bringen würde.

- **Katalog der Datensätze für das Energiesystem:** Es ist von entscheidender Bedeutung, dass die Daten nicht nur verfügbar, sondern auch für die Innovator:innen sichtbar sind, damit diese die richtigen Daten und deren Speicherort finden können. *Beispiel: Ermöglichung eines gemeinsamen Zugangs und NDAs für kommerziell sensible Informationen.*

4. Die Koordinierung der Registrierung von Anlagen ermöglicht eine stärkere Beteiligung und Engagement der Akteure auf dem Flexibilitätsmarkt. Es wird empfohlen, einen einzigen konsolidierten Zugangspunkt zu schaffen, der es den Eigentümer:innen von Anlagen und Anlagenbesitzer:innen ermöglicht, Anlagen zu registrieren und ihnen die Teilnahme an einer Reihe von Dienstleistungen wie Flexibilitätsmärkten zugänglich macht. Dies steht im Einklang mit der Diskussion über das Protokoll und die Überwachung von Energiedaten. Die für den Betrieb des Energiesystems auf verschiedenen Ebenen zuständigen Stellen haben derzeit keinen vollständigen Überblick über die verfügbaren Anlagen, was es schwierig macht, zu ermitteln, welche Anlagen den Anforderungen am besten entsprechen würden.

- **Benutzer:innenfreundliche Schnittstelle für eine bessere Einhaltung der Registrierungsvorschriften:** Vermeidung von mehreren Plattformen/Speicherorten für die Registrierung von Assets. *Beispiel: Flexible Power Participant API geschaffen und offen für alle DNOs zur Beschaffung von Flexibilität*
- **Verbesserung der Datenzuverlässigkeit:** Durch die Weiterentwicklung der Infrastruktur und Architektur für ein effektives Datenmanagement.
- **Verbesserung der Effizienz der Datenerfassung:** Vermeidung der Belastung einzelner Anlageneigentümer:innen mit der Verpflichtung, ihre Anlage zu registrieren. *Beispiel: Batteriespeicher müssen derzeit auf verschiedenen Ebenen registriert werden, wenn sie an unterschiedlichen Flexibilitätsmärkten teilnehmen wollen.*

5. Eine einheitliche digitale Systemkarte wird die Sichtbarkeit verbessern und die Interoperabilität und Überwachung von flexiblen Anlagen ermöglichen

Ein einheitliches digitales Energiesystem, das sich im Besitz einer nicht-kommerziellen Einrichtung befindet, würde mehr Wettbewerb ermöglichen und Investitionen in Flexibilitätsmärkte fördern. Damit könnte man Protokolle, Transparenz, Standards und die Überwachung von Daten auf einer einzigen Plattform oder an einem einzigen Ort erfassen. Außerdem wird das potenzielle Risiko einer eingeschränkten Sichtbarkeit der flexiblen Anlagen und eines begrenzten Zugangs für Innovator:innen auf dem Flexibilitätsmarkt verringert.

- **Verbesserung der Sichtbarkeit der Infrastruktur und der flexiblen Anlagen im Energiesystem**
- **Ermöglichung der Optimierung von Investitionen:** Unterstützung der Innovator:innen in der Flexibilitätslandschaft bei der Suche nach den optimalen Investitionsentscheidungen
- **Information über die Schaffung neuer Märkte:** Eine Infrastruktur für Innovator:innen zum Testen ihrer Marktmodelle.

TSO-DSO Coordination - The UK Case:

Ein unabhängiger dritter Beobachter oder Regulator kann die Koordination zwischen ÜNB, VNB und Flexibilitätsdienstleister:innen ermöglichen und stärken.

Auf dem derzeitigen britischen Flexibilitätsmarkt gibt es keine Stelle, die die Regeln festlegt und Konflikte löst, wenn diese zwischen verschiedenen Parteien (ESO/DSO/Aggregatoren) auftreten. Dies kann zu Konflikten bei der Festlegung der Hierarchie bei der Beschaffung von Flexibilitätsdiensten führen - was letztendlich zu einem potenziellen Risiko führt. Beispielsweise wollen die Dienstleister an den Regelreservemechanismen und an lokalen Flexibilitätsmärkten teilnehmen. Zu diesem Zweck haben in UK das BEIS und die Energie Regulierungsbehörde Ofgem eine Konsultation zur Schaffung eines unparteiischen Future System Operator (FSO) mit Zuständigkeiten für das gesamte Energiesystem eröffnet. Es ist vorgesehen, dass dieser unabhängige Betreiber ein neutraler Marktmoderator sein wird, der eine wichtige Rolle bei der Koordinierung und Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB spielen wird. Mit der laufenden Energiewende ergeben sich neue Herausforderungen, Lösungen und Empfehlungen sowie neue Bereiche für eine mögliche Koordinierung. Davon sind mindestens zwei im Zusammenhang mit den Themen Flexibilität und Netzbetrieb erwähnenswert: (1) Die Regeln müssen zugänglich und transparent gestaltet werden, damit die Branche die Möglichkeit hat, sich einzubringen und Änderungen vorzuschlagen und (2) Die Schaffung einer separaten Einrichtung oder die Frage, ob diese in bestehende Rahmen passen könnte, muss in Betracht gezogen werden, und zwar im Kontext der umfassenderen Reform der Energievorschriften.

Ein standardisierter und koordinierter Betrieb und Aktivitäten zwischen ESO und DSO könnten eine verstärkte Teilnahme an den Flexibilitätsmärkten erleichtern.

Eine weitere Möglichkeit der Koordinierung besteht in der Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen von dezentralen Energieressourcen, die im Verteilnetz angeschlossen sind. Ein erheblicher Anteil der neuen Flexibilitätsressourcen wird voraussichtlich aus kleinen Anlagen stammen, wie Solaranlagen, Batteriespeichersysteme, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, welche in Nieder- und Mittelspannungsnetzen angeschlossen sind. Für einen sicheren Systembetrieb ist es von grundlegender Bedeutung, diese neuen Flexibilitätsressourcen zu berücksichtigen. Wie herkömmliche Anlagen könnten sich diese zusätzlichen Ressourcen für Systemdienstleistungen und Märkte präqualifizieren, die von den entsprechenden ESO verwaltet werden. Ein wesentlicher Unterschied zu traditionellen Ressourcen besteht darin, dass die ESOs wenig über die Auswirkungen ihrer Aktivierung auf das Verteilnetz erfahren. Der ESO muss seinen Echtzeitbetrieb mit den DSOs koordinieren, auch um das Risiko einer mangelnden Marktteilnahme zu vermeiden und gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Teilnehmer:innen zu schaffen. Ein Anwendungsfall für einen koordinierten Netzbetrieb wird in dem Vorschlag für die ortsabhängige Energiepreisgestaltung auf dem GB-Strommarkt vorgestellt, um erhebliche Investitionen in Erzeugung, Netze und flexible Energiequellen zu fördern.

Standardisierte Verträge und ein Gate-Closure-Times könnten es Aggregatoren ermöglichen, an den Märkten für DSO und ESO teilzunehmen.

Die Anforderungen an ein einheitliches Abrechnungsverfahren auf den ESO- und DSO-Märkten und die Wahl von Standardverträgen wurden als eine wichtige Möglichkeit zur Erhöhung der Beteiligung an beiden Märkten erkannt. Dadurch wird das potenzielle Risiko vermieden, dass die Teilnahme von Aggregatoren oder einzelnen Parteien an beiden Märkten für ESO/DSO behindert wird. Die Entwicklung einer schnelleren, einfacheren und grundlegenden Methodik ist bereits im Gange, beginnend mit der Reform der marktweiten halbstündlichen Abrechnung (MHHS - *eng.: market-wide half-hourly settlement*) durch Ofgem - ein Schritt, von dem erwartet wird, dass er eine stärkere Beteiligung der Kund:innen am Flexibilitätsmarkt mit sich bringt. Außerdem wird das MHHS verschiedene neue Möglichkeiten eröffnen, wie den Verbrauch von den Spitzenzeiten des Systems weg zu verlagern, und den Kund:innen Anreize zu bieten, dies zu tun. Ofgem schätzt, dass das MHHS erhebliche Vorteile für Kund:innen haben könnte und dass bei einem Szenario mit hoher Lastverschiebung bis 2045 Einsparungen von bis zu 4,5 Mrd. £ erzielt werden könnten. Zu den direkteren Vorteilen gehören die Verzögerung des Netzausbaubedarfs zur Deckung von Nachfragespitzen, geringere notwendige Erzeugungskapazitäten bei genauer Vorhersage und Abstimmung von Angebot und Nachfrage sowie die Verringerung der Kohlendioxidemissionen bei geringerer Nachfrage. Obwohl MHHS ein Schritt in Richtung eines standardisierten Beschaffungs- und Abrechnungsprozesses ist, gibt es noch weitere Herausforderungen, wie beispielsweise die folgenden: (1) Die Verträge müssen für die verschiedenen Erzeugungsarten bzw. für die verschiedenen geografischen Nachfragetypen angepasst werden; (2) die Messung für Abrechnung und Betrieb müssen an einen einzigen Standard angepasst werden; (3) die Beschaffung muss näher an der Echtzeit erfolgen, um zu vermeiden, dass nur wenige Anlagen bereit sind, an den ESO- und DSO-Märkten teilzunehmen.

Die Angleichung von Prozessen, Prinzipien und kommerziellen Aspekten zwischen ÜNB, VNB, und den Marktteilnehmer:innen wird einen wettbewerbsfähigen Flexibilitätsmarkt erleichtern.

Die geografische Verteilung und das Eigentum an Anlagen und Betrieben machen die Beschaffung von und die Teilnahme an Flexibilitätsdienstleistungen komplexer. Das Interesse der ESOs ist national, während die regionale Rolle der DSOs und der Aggregatoren lokal ist. Außerdem ist der Markt für ESOs schon recht weit entwickelt, während DSO-Märkte erst im Entstehen begriffen sind, was Unsicherheiten hinsichtlich der verfügbaren Anlagen mit sich bringt. Es gibt Beispiele für Regierungsprogramme, wie den Smart Systems and Flexibility Plan im Vereinigten Königreich, der eine Angleichung der Prozesse von ESO und DSO vorschreibt [29]. Mit diesen Programmen soll sichergestellt werden, dass der Prozess seinen Zweck erfüllt und den Kund:innen zugute kommt. Wenn die Vorteile hinreichend sichtbar sind, können die Akteur:innen den Prozess ausarbeiten und ihn anschließend transparent gestalten. Fehlende Angaben zu Anschluss und Netzzugang in Bezug auf Tarife und nutzbare Leistungen wie auch Netznutzungsentgelte für Übertragung und Verteilung erschweren es Kund:innen zu verstehen, wie viel Geld sie bekommen könnten. Standardisierte Verträge und Beschaffungszeitpläne werden es den Aggregatoren ermöglichen, an den Märkten der DSO und ESO

teilzunehmen. Die Angleichung von Prozessen, Grundsätzen oder anderen kommerziellen Aspekten zwischen ÜNB, VNB, und den Marktteilnehmer:innen wird einen wettbewerbsfähigen Flexibilitätsmarkt erleichtern. Insbesondere für Kunden wie Supermärkte oder Fabriken, für welche das Thema Energie im Gegensatz zu Batterieentwicklern nicht zum Tagesgeschäft gehört, sind die Unsicherheiten in Bezug auf den Prozess oder die kommerziellen Vereinbarungen eine zusätzliche Ebene der Komplexität.

6 Vernetzung und Ergebnistransfer

Kommunikationsstrategie:

Nutznier:innen dieser Arbeitsgruppe sind alle ISGAN-Teilnehmer:innen, die IEA und das Clean Energy Ministerial, Kolleg:innen, die in verwandten Initiativen wie der Power Systems Flexibility Campaign² und Mission Innovation³ arbeiten, sowie alle Interessengruppen, die an der Gestaltung von oder der Teilnahme an Energiemärkten beteiligt sind. Dazu gehören Regierungsstellen auf supranationaler, nationaler und subnationaler Ebene (einschließlich Städten) sowie Regulierungsbehörden und potenzielle Marktteilnehmer:innen, die derzeit Schwierigkeiten haben, Flexibilität auf den Markt zu bringen. Die Verbreitung erfolgt über die etablierten Kanäle von ISGAN (Website⁴, CEM-Berichte, Workshops etc.), Webinare (z. B. über die ISGAN Academy), Konferenzteilnahmen sowie über soziale Medien (LinkedIn).

Verbreitung der Ergebnisse:

Die Ergebnisse wurden in Form von Webinaren, Workshops, wissenschaftlichen Veröffentlichungen und Präsentationen auf Konferenzen zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus versucht die WG, den Aufbau internationaler Kooperationen in diesem Bereich zu unterstützen. Detaillierte Ergebnisbesprechungen wurden im Rahmen der Aktivitäten zur Informationsbeschaffung für den Länderbericht der verschiedenen Teilnehmer (z. B. Kanada, Indien, Korea) durchgeführt.

Bei der 25. Sitzung des Exekutivkomitees von ISGAN (ExCo25, März 2023) einigten sich die Teilnehmer:innen darauf, ein hochrangiges Projekt oder eine koordinierte Reihe von Projekten zu einem einheitlichen Thema zu organisieren, das im September 2023 bei ExCo26 beschlossen wurde [30]. Dieses Projekt und dieses Thema sollen als „Leuchtturm“ für die verschiedenen Arbeitsgruppen (WGs) und Aktivitäten von ISGAN dienen, um einheitlichere Ergebnisse und insgesamt größere Auswirkungen zu erreichen, einschließlich der möglichen Schaffung einer möglichen Clean energy ministerial (CEM) Campagne für saubere Energie, rechtzeitig zur CEM15 in Brasilien (voraussichtlich im September 2024).

Aufbauend auf ISGANs erfolgreichem Knowledge Sharing Project (KSP) zur Netzwerkplanung unter Unsicherheit und basierend auf einem informellen Beschluss durch die Mitglieder des ISGAN-Präsidiums, welches im Juli 2023 auf der CEM14 in Goa, Indien, anwesend war, schlägt das Präsidium vor, dass sich das erste ISGAN-Lighthouse-Projekt auf die Verteilnetzplanung- und Umsetzung, Verteilung konzentriert, einschließlich ihrer Wechselbeziehung mit der Planung und Umsetzung auf Übertragungsebene, und die sich rasch beschleunigende Elektrifizierung anderer gekoppelter Sektoren.

Im Herbst 2023 wurden die Ergebnisse der Arbeit auch mit internationalen ISGAN-Expert:innen im Hinblick auf das zukünftige ISGAN Lighthouse-Projekt diskutiert. Die Beschreibung der verschiedenen Arten von Energiesystemen, kann als Teil einer umfassenderen Lighthouse-Planungsaktivität/Workshop berücksichtigt werden, genauso wie die im Task „Operational planning“

² <https://www.cleanenergyministerial.org/initiatives-campaigns/power-system-flexibility/>

³ <https://www.mission-innovation.net/>

⁴ <https://www.iea-isgan.org/>

erarbeiteten Herausforderungen, mit denen Systemplaner, Betreiber, Lieferanten, Aggregatoren und Verbraucher:innen-Verbände konfrontiert sind.

Die Ergebnisse der WG 9 wurden auch mit dem ISGAN-Exekutivkomitee besprochen. Im Jahr 2022 während des ExCo-Treffens in Adelaide, Australien, wurden die Aktivitäten der Arbeitsgruppe in einer speziellen Sitzung vorgestellt, die als „World Cafe“ organisiert wurde. Während dieser Diskussionen wurde das Exekutivkomitee über die neuesten Entwicklungen der Arbeitsgruppe informiert, Überschneidungen mit anderen Arbeitsgruppen wurden identifiziert und Möglichkeiten untersucht, die Zusammenarbeit mit der ISGAN-Arbeitsgruppe 6 „Übertragungs- und Verteilnetzsysteme“ zu stärken. Ein ähnliches Format wurde auch 2023 bei der Sitzung des Exekutivkomitees im September in Utrecht (Niederlande) verwendet. Während dieser Sitzung hatte Charmalee Jayamaha, die Leiterin der Arbeitsgruppe 9, die Gelegenheit, Gespräche mit den Mitgliedern des Exekutivkomitees zu führen.

Um mit den relevanten Stakeholdern zu interagieren, wurde ein Fragebogen für diese entworfen. Hierzu wurden für jede Stakeholdergruppe (z. B. Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Aggregatoren und Konsument:innenvertretungen) die für diese Stakeholder spezifisch relevanten Themen und Fragen formuliert.

Dieser Fragenkatalog wurde gemeinsam mit den teilnehmenden Ländern besprochen und schließlich wurden für jede Interessengruppe zwischen fünf und neun Fragen ausgewählt. Anschließend wurden Interviews mit Ansprechpartner:innen der verschiedenen Stakeholder-Gruppen (ÜNB, VNB etc.) geführt.

Die Ergebnisse der Interviews werden bei Interesse den verschiedenen Stakeholdern zur Verfügung gestellt und sind auch auf der ISGAN Website abrufbar⁵. Außerdem wurde ein Foliensatz zur Kontaktaufnahme mit ersten Ergebnissen zur Verfügung gestellt, um Stakeholder aus weiteren Ländern zur Teilnahme zu motivieren.

Im Juni 2023 wurden Ergebnisse aus der Netzbetreiberbefragung auf der „International Conference on European Energy Markets (EEM)“ vorgestellt, welche auch in einem Journal Paper veröffentlicht wurden [31]. National wurde die WG sowie deren Ergebnisse im Oktober 2023 beim Herbsttreffen der „Technologieplattform Smart Grids Austria“ präsentiert, welche das Ziel hat, wesentliche Akteure aus Energiewirtschaft, Industrie und Forschung zu verbinden und als Ansprechpartner für die öffentliche Hand fungiert. Auch die Teilnahme an Workshops der Arbeitsgruppe 9 sowie Webinaren wie dem „Flexibility Frontier Workshop – An international explorative webinar“ gehörten zur Verbreiterung der Projektergebnisse. Letzteres beschäftigte sich mit dem Thema Flexibilitätsmärkte, deren Design, sowie Barrieren und Chancen. Anhand von fünf Präsentationen wurden die Perspektiven und laufende Aktivitäten aus Sicht der Länder Schweden, Großbritannien, Norwegen, Österreich und Kanada präsentiert.

Relevanz und Nutzen der Projektergebnisse

Die internationale Zusammenarbeit ist ein wirksames Instrument, um Probleme im Zusammenhang mit der Gestaltung der Flexibilitätsmärkte zu verstehen. Das Verständnis der Auswirkungen von Designentscheidungen wird durch den Zugang zu Erkenntnissen aus einem möglichst breiten Spektrum bestehender Märkte, dem Austausch von Erkenntnissen aus verschiedenen weltweit durchgeführten

⁵ <https://www.iea-isgan.org/stakeholder-opinions-on-flexibility-usage-in-electric-energy-systems-technical-report-2/>

Pilotprojekten, sowie der Fähigkeit, die gesamte Bandbreite verschiedener Marktkontexte zu erfassen, verstärkt. Es ist davon auszugehen, dass diese Erkenntnisse wiederum allen Partnerländern bei der Bewertung unterschiedlicher Architekturen für ihre eigenen Systeme nützlich sein werden.

Es wird allgemein erwartet, dass Flexibilitätsdienste auf den Energiemärkten verfügbar sein müssen und Flexibilität über Marktmechanismen beschafft werden muss, um das Potenzial der Flexibilität in einem zukünftigen Energiesystem auszuschöpfen. Es bedarf jedoch einer Reihe wichtiger Voraussetzungen, um sicherzustellen, dass dies in dem Umfang und Tempo geschieht, die zur Förderung der Flexibilität und letztendlich zur rechtzeitigen Integration erneuerbarer und dezentraler Energie in Energiesysteme erforderlich sind, sowie der Elektrifizierung des Energiebedarfs.

Ein solcher Wegbereiter ist die Koordinierung und Standardisierung der Energiemärkte (zwischen Märkten und Marktakteuren). Durch eine stärkere Koordinierung und Standardisierung wird erwartet, dass Flexibilitätsdienste eine interoperable und energiemarktübergreifende Bereitstellung von Flexibilität für das Energiesystem ermöglichen.

7 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Die Nutzung des Flexibilitätpotenzials verschiedener Ressourcen könnte durch einen gemeinsamen Rahmen, wie die von den kanadischen WG-Partner:innen vorgeschlagenen Taxonomie, vereinfacht werden. Forschungsarbeiten zur Identifikation wichtiger Flexibilitätsindikatoren wurden dabei als notwendig erachtet, um zu bestimmen, wo Flexibilität vorhanden ist und welche externen Faktoren das Potenzial beeinflussen. Der Standort des flexiblen Assets wird als mögliche Einschränkung betrachtet, aber auch als Chance für weitere Untersuchungen zu Aggregationsanforderungen und regulatorischem Rahmen.

Um zusätzliche Flexibilität zu gewinnen, wird eine Neu-Bewertung von Infrastruktur, Kommunikationssystemen und Kontrollstrategien vorgeschlagen.

Eine dynamische Einbindung der Kund:innen in den Netzbetrieb wird als notwendig erachtet, um den Übergang zu einem emissionsfreien Energiesystem zu unterstützen. Dies unterstreicht auch die Notwendigkeit, den Netzbetrieb weiterzuentwickeln.

Außerdem wird empfohlen, dem Aufbau von Know-how für die technologische und institutionelle Transformation der Energiesysteme mehr Aufmerksamkeit zu widmen.

Neue Geschäftsmodelle sind dabei mindestens genauso wichtig wie die technologische Entwicklung, um die Einführung dezentraler Energieressourcen zu unterstützen.

Die Arbeiten des Annex 9, welche sich um die verstärkte Nutzung von dezentralen Energiequellen und flexiblen Endverbraucheranlagen im Verteilnetz drehen, lassen sich in drei Unterkategorien zusammenfassen:

- 1) *Technische Perspektive*
- 2) *Engagement der Verbraucher*
- 3) *Regulatorische Perspektive*

Technische Perspektive:

Aus technischer Sicht wurde die *mangelnde Sichtbarkeit von Anlagen und die fehlende Beobachtbarkeit in Niederspannungsnetzen* als eines der Haupthindernisse genannt. Da die Netzstruktur auf der Verteilnetzebene völlig anders aufgebaut ist als auf der Übertragungsnetzebene, müssen die Flexibilitätsmärkte für DSO-Zwecke anders gestaltet werden als die TSO-Märkte, und auch alternative Mechanismen (z. B. flexible Netztarife) sollten zukünftig speziell im Verteilnetz verstärkt in

Betracht gezogen werden. Was die Technologie und die Infrastruktur für die Messung und den Nachweis der Flexibilitätsbereitstellung betrifft, so werden in erster Linie intelligente Zähler eingesetzt. *Allerdings wurde festgestellt, dass ihre technischen Möglichkeiten in Bezug auf die Datenauflösung, die Häufigkeit der Datenübertragung usw. verbessert werden müssen.*

Aus den Beiträgen der britischen Flexibilitätsexpert:innen können außerdem folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Es bedarf einer klaren Aufschlüsselung nach Standorten sowie offene Flexibilitätsdaten auf nationaler Ebene, unterstützt durch regionalisierte Daten.
- Die Veröffentlichung von Daten muss einheitlich erfolgen und es müssen Standards festgelegt werden, außerdem sollten gewisse Unternehmen rechtlich bindend dazu verpflichtet werden, bestimmte Datensätze auf einer offenen Plattform zu veröffentlichen.
- Daten müssen offen und frei zugänglich für alle Akteure sein, mit der notwendigen Unterstützung von Institutionen, die den Zugang verwalten und kontrollieren können.

Engagement der Verbraucher:

Was die Einbindung der Kund:innen betrifft, so sind die Unternehmen der Energiewirtschaft der Ansicht, dass noch viel Aufklärungsarbeit geleistet werden muss, *d. h. die Kund:innen müssen sich ihrer vorhandenen Flexibilität bewusst werden, und es müssen Anreizsysteme eingeführt werden, um die Bereitschaft der Verbraucher:innen zur Teilnahme an den Flexibilitätsmärkten zu erhöhen.* Die Meinungen darüber, wie die Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität für Endverbraucher:innen gesenkt werden können, gehen auseinander. Die Vorschläge reichen von Kapitalausgaben für hohes Wachstum und Investitionen in neue Umspannwerke, Leitungen und Transformatoren bis hin zur Steigerung der Effizienz des bestehenden Netzes.

Verschiedene Methoden des Kund:innendialogs können genutzt werden, um die Bedürfnisse und Perspektiven der Verbraucher besser zu verstehen. Dabei hat sich gezeigt, dass es keine Einheitslösung gibt. *Die Auswahl der Methode sollte vom konkreten Ziel des Dialogs abhängen, wobei qualitative und quantitative Ansätze je nach Bedarf kombiniert werden können.* Die verfügbaren Instrumente reichen dabei von Bürger:innenpanels oder Kund:innenforen bis zu Umfragen. Ein tieferes Verständnis der menschlichen Entscheidungsfindung kann entscheidend für effektiven Kund:innendialog sein.

Regulatorisches:

Das Design der europäischen und außereuropäischen Strommärkte und damit die Probleme, mit denen die Länder konfrontiert sind, unterscheiden sich erheblich. Das bedeutet, dass es *keine Einheitslösung für die Umsetzung von Flexibilitätsmärkten im Zusammenhang mit der Betriebsplanung geben kann.* Obwohl der bestehende Regulierungsrahmen für den Zugang zur Flexibilität auf der Verteilerebene in den untersuchten Ländern recht unterschiedlich ist, sind sich die Verteilnetzbetreiber von Österreich und Kanada einig, dass weitere Entwicklungen erforderlich sind. Um eine kohärente Koordinierung zwischen TSO und DSO zu erreichen, sind erhebliche Fortschritte in den Bereichen Politik, Verfahren, Plattformen und Infrastruktur erforderlich. Es besteht ein dringender Bedarf an genaueren Standards und Verträgen sowohl für die TSO/ESO- als auch für die DSO-Märkte.

Im Rahmen der WG wurden außerdem mögliche Instrumente der Stromkostenförderung untersucht, da die Strompreiskrise in Europa, durch geopolitische Ereignisse verschärft, zu hohen Preisen geführt hat. *Die Ausgestaltung der Maßnahmen zur Unterstützung von Endverbraucher:innen erfordert sorgfältige Überlegungen. Kurzfristige Unterstützungsregelungen sollten klar definierte Ziele haben, zeitlich begrenzt sein und die angemessene Zielgruppe ansprechen.* Die Herausforderung besteht darin, einen Ausgleich zwischen finanzieller Unterstützung und der Aufrechterhaltung effizienter Marktmechanismen zu finden. Langfristige Lösungen erfordern einen verstärkten Übergang zu nachhaltigen Energien, intelligente Netzinfrastruktur und eine flexible Marktnachfrage. Insgesamt ist eine ausgewogene Herangehensweise entscheidend, um die kurzfristigen Belastungen zu mildern und gleichzeitig langfristige Energieziele zu fördern.

Die Arbeiten der WG werden 2024-2025 weitergeführt, speziell mit dem Fokus auf flexible Netztarife und Langfristplanung der Netze.

Literaturverzeichnis

- [1] S. Allard, V. Debusschere, S. Mima, T. Tran-Quoc, N. Hadjsaid, und P. Criqui, „Considering distribution grids and local flexibilities in the prospective development of the European power system by 2050“, *Appl. Energy*, Bd. 270, S. 114958, Juli 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114958.
- [2] NEFI, „Industry4Redispatch“, Industry4Redispatch - NEFI. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nefi.at/en/project/industry4redispatch/>
- [3] *Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (Text with EEA relevance.)*. 2019. Zugegriffen: 25. Januar 2022. [Online]. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>
- [4] „Projekt 567“. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://projekte.ffg.at/projekt/4148327>
- [5] „Forschungsprojekt Flex+“, Flex+. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.flexplus.at/>
- [6] „Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks“, *Energieforschung*. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://energieforschung.at/projekt/integration-of-loads-and-electric-storage-systems-into-advanced-flexibility-schemes-for-lv-networks/>
- [7] „Social License to Automate Task – UsersTCP“. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://userstcp.org/social-license-to-automate-task/>
- [8] S. Fanta u. a., „Characterization of the Electric Energy System in view of Flexibility Usage“, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iea-iscan.org/wp-content/uploads/2023/10/Characterisation_flexibility_usage_WG9.pdf
- [9] M. Calin, „Stakeholder Opinions on Flexibility Usage in Electric Energy Systems - Technical Report“, ISGAN. All Rights Reserved. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea-iscan.org/stakeholder-opinions-on-flexibility-usage-in-electric-energy-systems-technical-report/>
- [10] A. der R. Österreich, „Climate-Neutral by 2040: Foreign Ministry Strengthens Austria as a Business Location and Protects Climate with Green Economic Diplomacy“. Zugegriffen: 28. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmeia.gv.at/en/the-ministry/press/news/2021/10/climate-neutral-by-2040-foreign-ministry-strengthens-austria-as-a-business-location-and-protects-climate-with-green-economic-diplomacy/>
- [11] IEA, „Countries & Regions“, IEA. Zugegriffen: 28. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/countries>
- [12] *Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (Text with EEA relevance.)*, Bd. 312. 2017. Zugegriffen: 25. Januar 2022. [Online]. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/eli/reg/2017/2195/oj/eng>
- [13] „Roll-Out: Oesterreichs Energie“. Zugegriffen: 28. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://oesterreichsenergie.at/smart-meter/roll-out>

- [14] „Energiegemeinschaften“. Zugegriffen: 3. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://energiegemeinschaften.gv.at/>
- [15] C. E. R. Government of Canada, „CER – Provincial and Territorial Energy Profiles – Canada“. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-canada.html>
- [16] „South Korea Energy Information | Enerdata“. Zugegriffen: 9. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/south-korea/>
- [17] „KOREA POWER EXCHANGE“. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kpx.or.kr/eng/>
- [18] Energy Transitions Commission India, „Electricity Transition“. Zugegriffen: 27. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.teriin.org/energy-transitions/electricity-transition>
- [19] Ministry of Power Govt. of India, „Power Sector at a Glance ALL INDIA | Government of India | Ministry of Power“. Zugegriffen: 27. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://powermin.gov.in/en/content/power-sector-glance-all-india>
- [20] A. M. Jadhav und A. R. Abhyankar, „Emergence of distribution system operator in the Indian power sector and possible way ahead | Elsevier Enhanced Reader“, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112650.
- [21] posoco, „Mission & Objectives“. Zugegriffen: 27. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://posoco.in/about-us/mission-objectives-functions/>
- [22] M. Prachee, „Overview of the power sector“. 2019. Zugegriffen: 6. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://prsindia.org/files/policy/policy_analytical_reports/Overview_of_the_Power_Sector_final_web.pdf
- [23] Ministry of Power, Government of India, „Smart Metering Status | National Smart Grid Mission, Ministry of Power, Government of India“. Zugegriffen: 27. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nsgm.gov.in/en/sm-stats-all>
- [24] K. Shah, „India’s Power Market Design Needs to Evolve“. 2022. Zugegriffen: 27. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj73tnV5LX9AhXQyKQKHQFKBI8QFnoECACQAQ&url=https%3A%2F%2Fieefa.org%2Fmedia%2F2973%2Fdownload%3Fattachment&usq=AOvVaw3eH0Yhgw3_ncidB878Oza8
- [25] CERC, *Ancillary Services Operation Regulations*. 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://cercind.gov.in/2015/regulation/Noti13.pdf>
- [26] CERC, *Ancillary Services Regulation - Statement of Objects & Reasons*. 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://cercind.gov.in/Regulations/SOR-167.pdf>
- [27] *Draft Indian Electricity Grid Code*. 2022, S. 188. Zugegriffen: 28. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://cercind.gov.in/2022/draft_reg/Draft-IEGC-07062022.pdf
- [28] „Home“, Equigy. Zugegriffen: 16. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://equigy.com/>

- [29] „Transitioning to a net zero energy system: smart systems and flexibility plan 2021“, GOV.UK. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/transitioning-to-a-net-zero-energy-system-smart-systems-and-flexibility-plan-2021>
- [30] M. Calin, „25th meeting of the ISGAN Executive Committee“, ISGAN. All Rights Reserved. Zugegriffen: 22. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea-isgan.org/25th-meeting-of-the-isgan-executive-committee/>
- [31] H. Regina, F. Sarah, C. Mihai, W. Anjali, und W. Steven, „Challenges and opportunities of flexibility markets related to operational planning“, in *2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Juni 2023, S. 1–5. doi: 10.1109/EEM58374.2023.10161787.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorgeschlagene Ebenen zur Bewertung des Flexibilitätspotentials	28
--	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einzelheiten zu den Beispielen für Flexibilitätsindikatoren, die innerhalb jeder Taxonomieebene berücksichtigt werden.....	28
Tabelle 2: Eignung verschiedener Methoden des Dialogs mit Konsument:innen. Quelle: DNV.....	31

Abkürzungsverzeichnis

aFRR	Flexibility Service Provider 25
automatic Frequency Restoration Reserve	
15	
AIT	GA
Austrian Institute of Technology 3	Global Adjustment 17
AMI	GW
Advanced Metering Infrastructure 17	Gigawatt 16
API	IEA
Application Programming Interface 36	International Energy Agency 1
BEIS	ISGAN
Department for Business, Energy &	International Smart Grid Action Network 1
Industrial Strategy 38	KPX
BRP	Korean Power Exchange 17
Balancing Responsible Party 16	kV
CEM	Kilovolt 15
Clean Energy Ministerial 41	M&V
CERC	Measurement and Verification 23
Central Electricity Regulatory Commission	mFRR
19	manual Frequency Restoration Reserve 15
CO ₂	MHHS
Kohlendioxid 15	market-wide half-hourly settlement 39
DA	<i>NDA</i>
Day Ahead 17	Non disclosure agreement 37
DER	NLDC
Distributed Energy Ressources 17	National load dispatch center 18
DISCOM	Ofgem
Distribution Company 19	Office of Gas and Electricity Markets 38
DNV	POSO
Det Norske Veritas	Power System Operation Corporation
(Beratungsunternehmen) 29	Limited 18
DR	PPA
Demand Response 15	Power Purchase Agreement 17
<u>DSO</u>	PV
Distribution system operator 11	Photovoltaik 16
EAG	RLDC
Erneuerbaren Ausbau Gesetz 13	Regional load dispatch centers 18
EB-GL	SCADA
Electricity Balancing Guideline 15	Supervisory Control and data acquisition)
Ei	18
Energimarknadsinspektionen (schwedische	SLDC
Aufsichtsbehörde für den Energiemarkt)	State Load Dispatch Centre 19
29	SO
ESO	System Operator 25
Electricity System Operator (GB) 36	<u>TSO</u>
ESS	Transmission system operator 11
Energiespeichersysteme 18	TWh
F&E	Terrawattstunden 15
Forschung und Entwicklung 13	ÜNB
FCR	Übertragungsnetzbetreiber 7
Frequency Containment Reserve 15	VIU
FSP	Vertically Integrated Utility 16
	VNB
	Verteilnetzbetreiber 7

WG

Working Group 44

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at