

World Energy Council Austria

**Young Energy Professionals
(YEP), 5. Zyklus**

Endbericht

Arbeitsgruppe: Marktdesign 2050

ÜBER YOUNG ENERGY PROFESSIONALS

Die Young Energy Professionals (**YEP**) bilden das interdisziplinäre Netzwerk junger Berufstätiger im WEC Austria. Gegründet „von jungen Menschen für junge Menschen“ auf dem Weltenergiekongress 2007 in Rom, sind die Ziele der Young Energy Professionals:

- **faktenbasiert Wissen** zu energiewirtschaftlichen Themen zu vermitteln,
- ein fachlich übergreifendes **Netzwerk** aufzubauen,
- **junge Entscheidungsträger und Meinungsbildner** sowie den energiewirtschaftlichen Nachwuchs anzusprechen,
- **Erfahrungs- und Wissensaustausch** innerhalb des WEC-Netzwerks zu ermöglichen sowie
- die internationalen Aktivitäten der **Future Energy Leaders** Community von WEC zu unterstützen.

Der WEC Austria beschloss im Jahr **2015** eine **nationale YEP-Gruppe** zu etablieren. Zum einen werden auf nationaler Ebene Lösungsvorschläge zu verschiedenen energiewirtschaftlichen Fragestellungen erarbeitet. Hierbei deckt ein interdisziplinärer Pool an jungen Berufstätigen der Energiewirtschaft vielfältige Themenbereiche ab. Zum anderen unterstützen die YEP von WEC Austria die Arbeiten der internationalen Nachwuchsorganisation des World Energy Council. Ein Board aus Mentoren unterstützt und begleitet die YEP.

Der YEP-Zyklus dauerte in dieser Kohorte ein Jahr. Im Anschluss werden die YEP-Programmteilnehmer in die YEP-Alumni-Community aufgenommen.

Das Programm-Board 2025/26 der **Mentoren** bestand aus:

- Dr. Christina Khinast-Sittenthaler – EY
- Dr. Barbara Schmidt – Österreichs Energie
- Dr. Irene Giner-Reichl
- MMag. Dietmar Preinstorfer – E-Control
- Jason Hayes – Mackinac Center
- Prof. Dr. Günter Getzinger – TU-Graz
- Univ. Prof. Dr. Thomas Kienberger – Montanuniversität Leoben
- Dipl.-Ing. Dieter Drexel – Industriellenvereinigung
- Univ. Prof. Dr. Thomas Gehrig – Universität Wien
- Nick Loris – C3 Solutions
- Prof. Dr. Stephan Unger – St. Anselm College
- Dr. Robert Tichler – Energieinstitut Linz
- Dipl.-Ing. Peter Traupmann – illwerke vkw

Unterstützendes Mentorship von:

- Mag. Katharina Ledermann-Tappeiner – E-Control
- Daniela Vilic, M.A. - E-Control
- MMag. Vera Gusenbauer - E-Control

ARBEITSGRUPPE
Marktdesign 2025

AUTOREN
Lukas Kähn
Michael Kreutzinger
Thomas Rosanelli
Denis Tosun

Über die Autoren

Lukas Kähn	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Michael Kreutzinger	Drees & Sommer Projektmanagement und bautechnische Beratung GmbH
Thomas Rosanelli	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)
Denis Tosun	PwC Österreich GmbH

Lukas Kähn	studierte Volkswirtschaft und Politikwissenschaft in München und Wien. Seit mittlerweile fast drei Jahren bei der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control – zunächst als Praktikant in der Tarifabteilung, nun als Mitarbeiter in der Abteilung Volkswirtschaft. Zuvor bereits Erfahrungen im Themenfeld Energie, unter anderem bei UNIDO.
Michael Kreutzinger	studierte Maschinenbau sowie Regenerative Energiesysteme & Technisches Energiemanagement. Tätig als Consultant im Immobilienbereich mit Schwerpunkt auf Gebäudetechnik und Nachhaltigkeitsberatung sowie der Projektbegleitung energieintensiver Infrastrukturen wie Produktionsstätten und Datenzentren.
Thomas Rosanelli	studierte im Bachelor Petroleum Engineering und anschließend im Master Geothermal Engineering an der Montanuniversität Leoben. Nach dem Studium zweieinhalb Jahre beim Markt- und Verteilgebietsmanager AGGM Austrian Gas Grid Management AG im Bereich Infrastrukturentwicklung tätig. Seit zwei Jahren Mitarbeiter in der Gasabteilung der E-Control.
Denis Tosun	studierte Betriebswirtschaftslehre (BWL) und ist seit vier Jahren bei PwC tätig. Dort arbeitete er zunächst als Consultant und ist aktuell als Senior Consultant im Bereich Energiewirtschaft beschäftigt, mit Fokus auf Beratungsthemen rund um die Energiebranche.

Danksagung

Wir danken unseren Mentor:innen herzlich für das wertvolle Feedback und ihr stets offenes Ohr, das unser Projekt entscheidend vorangebracht hat. Ebenso gilt unser Dank dem WEC für die Möglichkeit, diesen Bericht zu verfassen, und für die engagierte Begleitung und Unterstützung des gesamten Vorhabens. Die Zusammenarbeit hat uns nicht nur neue Perspektiven eröffnet, sondern motiviert uns, die gewonnenen Erkenntnisse künftig aktiv in die Weiterentwicklung einer nachhaltigen Energiezukunft einzubringen.

Disclaimer

Für die Erstellung dieses Berichts wurden insbesondere in Kapitel 4 („Quantitative Analyse“) KI-gestützte Hilfsmittel eingesetzt. Nicht alle Kapitel enthalten vollständige Quellenangaben: Das Kapitel 6 („Marktdesign 2050“) wurde etwa bewusst ohne umfangreiche Zitationen verfasst, um einen möglichst reinen Greenfield-Ansatz zu verfolgen. Der Bericht ist daher nicht als wissenschaftliche Publikation im Sinne gängiger Fachstandards zu verstehen und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AI	Artificial Intelligence
BMLV	Bundesministerium für Landesverteidigung
CCS	Carbon Capture and Storage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSR	Demand Side Response
EEV	Energetischer Endverbrauch
EG	Energiegemeinschaft
ETS	EU-Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EUISS	European Union Institute for Security Studies
EV	Elektrofahrzeug
HEMS	Home Energy Management System
IEA	International Energy Agency
IEF	International Energy Forum
IHS	Institut für Höhere Studien
IMF	International Monetary Fund
KI	Künstliche Intelligenz
KN40	Klimaneutralitätsszenario 2040
KN40/50	Klimaneutralitätsszenario 2040/2050
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LMP	Locational Marginal Prices
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MIV	Motorisierter Individualverkehr
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
ÖFG	Österreichische Forschungsgemeinschaft
ÖV	Öffentlicher Verkehr
P2P	Peer-to-Peer (Handelsmodell)
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
UBA	Umweltbundesamt
WEF	World Economic Forum
WHO	World Health Organization
WWF	World Wide Fund for Nature

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	1
2.	Megatrendanalyse	2
2.1.	Dekarbonisierung	3
2.2.	Konnektivität.....	5
2.3.	Sicherheit	6
2.4.	Globalisierung	8
2.5.	Mobilität.....	9
2.6.	Individualisierung	10
2.7.	Future of Work	11
2.8.	Wissenskultur.....	12
3.	Case-Studies	14
3.1.	Alexandra „Alectra“ Green (Tochter) - Studentin & Energyfluencerin.....	14
3.2.	Franz Green (Vater) - Regulator & Familienvater.....	16
3.3.	Barbara Green (Mutter) - Nachhaltigkeitsberaterin & Stadtbewohnerin	17
3.4.	Anton Green (Großvater) - Bürgermeister & Energieprojektentwickler	18
3.5.	Martin Grey (Onkel) – Sozialarbeiter & Alleinerziehend	20
4.	Quantitative Analyse	21
4.1.	Methodische Einordnung der Szenarien	21
4.2.	Vergleichende Annahmen	21
4.3.	Zentrale quantitative Ergebnisse.....	22
4.4.	Sektorale Tiefenanalyse für Strom	23
4.5.	Synthese – Konvergenzen, Divergenzen und strategische Implikationen	24
4.6.	Zusammenfassung der quantitativen Analyse	25
5.	Marktdesign 2050	27
5.1.	Die Komponenten eines Strommarktdesigns 2050.....	30
5.1.1.	Handelsgegenstand	30
5.1.2.	Organisationsform	31
5.1.3.	Systemfunktion des Marktdesigns 2050.....	33
5.1.4.	Teilnehmer- und Interaktionsstruktur.....	36
5.1.5.	Risikoallokation	38
5.1.6.	Räumliche Dimension	39
5.1.7.	Zeitliche Dimension	40
5.1.8.	Regulatorische Eingriffsbereiche	42
5.1.9.	Grad der Automatisierung	43
5.2.	Interaktion der Marktkomponenten	44
5.3.	Ein Marktmodell 2050 in der Praxis	47
6.	Fazit.....	49
7.	Quellenverzeichnis.....	50

1. Einleitung

Die Transformation Österreichs hin zur Klimaneutralität ist in vollem Gange. Ambitionierte Klimaziele streben eine vollständige Dekarbonisierung des Landes bis 2040 an, in Europa wurde 2050 als Ziel auserkoren. Die Zeit drängt, es braucht ein grundsätzliches Neudenken auf allen Ebenen des wirtschaftlichen Handelns und gesellschaftlichen Zusammenlebens.

Eine zentrale Funktion zur Erreichung dieser Ziele kommt dabei dem Energiesystem der Zukunft zu. Es muss nicht nur selber emissionsfrei laufen, sondern wird auch die Versorgung aller anderen Sektoren und Teile des gesellschaftlichen Zusammenlebens sicherstellen und fest in unser tägliches Leben eingebettet sein. Insbesondere auf das Stromsystem werden große Herausforderungen zukommen, da die Elektrifizierung den wichtigsten Grundpfeiler für eine erfolgreiche Dekarbonisierung darstellt.

Wir wollen einen Blick in die Glaskugel wagen und einen Entwurf vorstellen, wie ein Strommarktdesign in einem klimaneutralen Österreich im Jahr 2050 aussehen könnte. Dabei versuchen wir, uns nicht von aktuellen Übergangsszenarien beeinflussen zu lassen. Das Marktdesign soll auf einem Greenfield-Ansatz konstruiert werden und aufzeigen, wie ein Strommarkt in ein vollständig dekarbonisiertes System eingebettet werden, ohne von bestehenden Pfadabhängigkeiten geprägt zu sein.

Wir gehen dabei systematisch vor: Zunächst analysieren wir, welche Trends das Stromsystem im Jahr 2050 absehbar prägen werden. Im zweiten Schritt stellen wir eine typische Familie im Jahr 2050 vor und zeigen exemplarisch, welche Anforderungen Menschen an das System stellen werden und was ein Strommarktdesign leisten muss, um den modernen Alltag zu ermöglichen. Im dritten Schritt versuchen wir, die Anforderungen an das System im Jahr 2050 anhand quantitativer Analysen und Prognosen zu definieren. Dies soll als Ausgangsbasis dafür dienen, welche Mengen und weitere Anforderungen unser Modell im Jahr 2050 erfüllen können muss. Im letzten Schritt erfolgt die Konstruktion eines Marktdesigns für das Jahr 2050. Zunächst versuchen wir, anhand klassischer Marktkomponenten verschiedene Puzzlestücke zu definieren, um sie schließlich zu einem gesamthaften Bild zusammenzufügen. Dabei gehen wir auch auf potenzielle Synergien ein, um ein interdependentes Marktdesign zu entwickeln. Das Marktdesign soll anhand eines vereinfachten Praxisbeispiels veranschaulicht werden. Der Bericht endet mit einem Fazit.

Das Strommarktdesign 2050 ist ein digital vernetztes Ökosystem, in dem alle Bausteine – Energie, Flexibilität und Kapazität – als Dienstleistungen in Echtzeit zusammenwirken. Flexibilität ist ein wichtiges Bindeglied zwischen Marktmechanismen, technologischen Möglichkeiten und Risikooptimierung, wird von verschiedenen Seiten bereitgestellt und teils über Aggregatoren gebündelt. Der Markt ist kein klassischer Handelsplatz, sondern ein digitales Koordinationssystem, das durch kontinuierlichen Informationsaustausch und Automatisierung die physikalischen Netzprozesse optimiert. Langfristige Vertragsmodelle wie PPAs (Power-Purchase-Agreements) und CfDs (Contracts-for-Difference) sowie regulatorische Garantien sichern Investitionen, während der Spot-Markt vor allem Preis- und Erwartungsbildung liefert und die effiziente Ressourcennutzung steuert. Eine heterogene Akteurslandschaft von großen Erzeugern über kleine Energiegemeinschaften und aktiven Kund:innen interagiert über plattformbasierte und bilaterale Beziehungen und schafft ein hybrides System. Preise fungieren als zentrale kurzfristige Steuer- und Signalelemente. Durch umfassende Digitalisierung mit Hilfe von Smart-Grids, Algorithmen und automatisierter Koordination wird das System resilient, flexibel und bereit, die Anforderungen einer vollständig dekarbonisierten Gesellschaft im Jahr 2050 zu erfüllen.

2. Megatrendanalyse

Um ein aussagekräftiges und möglichst realistisches Marktdesign für den Energiesektor im Jahr 2050 zu entwickeln, benötigt man fundierte Annahmen darüber, wie die Welt in etwa einem Vierteljahrhundert aussehen wird. Für die Vorhersage anthropogener Einflüsse auf Umwelt und Gesellschaft und deren Konsequenzen für ein Energiesystem der Zukunft, ist es sinnvoll, die aktuell diskutierten, relevanten Megatrends zu analysieren. Megatrends sind langfristige, tiefgreifende Entwicklungen, die meistens mehrere Lebensbereiche gleichzeitig beeinflussen und das wirtschaftliche, soziale und technologische Umfeld nachhaltig prägen. Einige dieser Trends wirken bereits heute als zentrale Treiber unseres Alltags und werden ihre Bedeutung in den kommenden Jahrzehnten noch weiter ausbauen und festigen. Andere Entwicklungen befinden sich noch am Anfang, weshalb die konkreten Auswirkungen auf unser künftiges Leben derzeit noch kaum abschätzbar sind.

Aus der Vielzahl vorhandener Veränderungen konnten insgesamt acht Megatrends identifiziert werden, die einerseits das Energiesystem der Zukunft prägen werden, deren eigene Durchdringung andererseits von einem gut funktionierendem und effizienten Marktdesign 2050 stark abhängen wird. Einen Überblick zu den einzelnen Megatrends gibt die untenstehende Grafik. Im Folgenden soll jeder einzelne Megatrend vorgestellt werden sowie die Relevanz und die möglichen Wechselwirkungen in einem zukünftigen Energiesystem diskutiert werden.





Abbildung 1: Übersicht der analysierten Megatrends

2.1. Dekarbonisierung

Die Dekarbonisierung über alle Sektoren hinweg bringt sowohl für alle Bereiche des gesellschaftlichen Zusammenlebens als auch für Wirtschaft und Technologie bedeutende Veränderungen mit sich. Zugleich bildet die Dekarbonisierung das Herzstück eines modernen Energiesystems und ist die Ausgangsbasis für ein effizientes Strommarktdesign 2050.

Der Megatrend Dekarbonisierung prägt das Energiesystem alleine schon durch die Festlegung von Leitlinien und Zielen. Während unterschiedliche Dekarbonisierungsszenarien verschiedene Entwicklungspfade skizzieren, ist es für das Marktdesign entscheidend, sich an den politischen Plänen und Vorgaben zu orientieren, die insbesondere bis 2050 erreicht werden müssen. Absichten zur Dekarbonisierung bestehen auf allen politischen Ebenen und finden breite gesellschaftliche Akzeptanz. So strebt die EU an, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen (Europäische-Union, 2021), während Österreich dieses Ziel bereits für 2040 anvisiert (Bundesministerium für Klimaschutz, 2024). Auch wenn nicht jeder Schritt im Detail festgelegt ist, sind viele Kernelemente bereits bekannt und werden politisch sowie unternehmerisch vorangetrieben.

Das führt zu einem praktischen Effekt der Dekarbonisierung: Ein Strommarktdesign für das Energiesystem 2050 ist untrennbar mit der Dekarbonisierung verbunden. Technologische Umstellungen beeinflussen nicht nur die grüne Energieproduktion, sondern auch ihren klimafreundlichen Verbrauch. Ziel ist es, die Stromversorgung vollständig zu dekarbonisieren,

andere Sektoren umfassend zu elektrifizieren, eine Wasserstoffwirtschaft zu entwickeln und flexible, resiliente Netze zu schaffen. Gleichzeitig müssen eine bezahlbare Energieversorgung und Versorgungssicherheit für Gesellschaft und Industrie gewährleistet bleiben. Diese Ziele bieten Orientierung für die Gestaltung eines dekarbonisierten Energiesystems für 2050.

Ein wesentlicher Bestandteil der Dekarbonisierung ist die umfassende Elektrifizierung unseres Alltags. Das Energiesystem der Zukunft wird sonach eine deutlich größere Last tragen müssen als bisher. In nahezu allen Zukunftsszenarien spielt die Elektrifizierung eine zentrale Rolle und muss erheblich ausgeweitet werden, um die ambitionierten Dekarbonisierungsziele bis 2050 zu erreichen: Laut Eurelectric wird sich die Stromerzeugung in der EU von 2020 bis 2050 mehr als verdoppeln (von ca. 3.000 TWh auf 6.500 - 7.500 TWh). Der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch wird bis 2050, je nach Szenario, zwischen 58 % und 71 % liegen – 2023 lag dieser noch bei etwa 22,9 % (Energy Statistics, 2025). In Österreich sind ähnliche Entwicklungen zu erwarten, was später in der quantitativen Analyse noch näher betrachtet werden soll. Andere wichtige Punkte sind die indirekte Elektrifizierung schwer elektrifizierbarer Sektoren durch Power-to-X, also Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe (Eurelectric, 2023).

Das Ziel der Dekarbonisierung bringt auch indirekt wesentliche Veränderungen für das Energiesystem der Zukunft mit sich: Digitalisierung, Energiespeicherung und die Schaffung von Flexibilität sind zentrale Elemente, die die Sektorintegration ermöglichen, den Erfolg der Transformation sichern und ein modernes, dekarbonisiertes Marktdesign prägen. Da sämtliche Lebensbereiche dekarbonisiert werden müssen, wird sich der Fokus des Marktdesigns von einzelnen Energiemärkten hin zu einem sektorübergreifenden, digital vernetzten Gesamtsystem („Energy System Integration“) verschieben.

Weitere von der Dekarbonisierung getriebene Entwicklungen sind die Dezentralisierung und Effizienzsteigerungen zur Energieeinsparung. Mit dem „Clean Energy for All Europeans“-Paket wurde in der gesamten EU gesetzlich verankert, dass Bürger:innen und lokale Gemeinschaften aktiv Strom erzeugen, nutzen und teilen können, einschließlich Energy Sharing ohne diskriminierende Abgaben. Studien prognostizieren, dass bis 2050 rund 50 % der EU-Bürger:innen als sogenannte Prosumer agieren und bis zu 45 % des Stromverbrauchs dadurch dezentral gedeckt werden könnten (Hendricks, 2019). Österreich zählt bei der Beteiligung der Bürger:innen zu den Vorreitern in Europa (Solt, 2025). Die erfolgreiche Umsetzung der Dekarbonisierung erfordert die Einbeziehung der gesamten Gesellschaft und fördert Entwicklungen wie eine verstärkte Konnektivität, die später als eigenständiger Megatrend detaillierter beleuchtet wird. Durch die Reduktion fossiler Energieträger hin zur Elektrifizierung und durch technologische Fortschritte entsteht trotz einer steigenden Stromnachfrage eine Verringerung des gesamten Energiebedarfs. Eurelectric prognostiziert bis 2050, je nach Szenario, eine mögliche Effizienzsteigerung von 38-41 % für die EU im Vergleich zu 2015. Haupttreiber werden auch für Österreich der flächendeckende Einsatz von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen, E-Boilern und industriellen Elektrowärmetechnologien sein. Dadurch verändert sich nicht nur die technologische Basis, sondern auch das Verbrauchsverhalten und es entsteht das gesamthafte Bild einer dekarbonisierten Gesellschaft, das Produzent:innen und Konsument:innen umfasst (Eurelectric, 2023).

Die Dekarbonisierung ist der entscheidende Grund, weshalb ein modernes Strommarktdesign angebracht ist: Sie treibt die Transformation durch klare Ziele voran, legt das Fundament mit technologischen Innovationen und beeinflusst zahlreiche andere gesellschaftliche Trends, die bei der Ausarbeitung eines modernen Marktdesigns ebenfalls bedacht werden müssen.

2.2. Konnektivität

Der Megatrend Konnektivität verbindet Menschen untereinander und mit der digitalen Welt. Diese Integration des Einzelnen dient als einer der Grundpfeiler der modernen Gesellschaft, wird menschliches Zusammenleben grundlegend transformieren und neue Lebensrealitäten schaffen. Die Vernetzung von Daten und Wissen schafft nicht nur weitere Erkenntnisse, sondern steigert auch die Effizienz durch neue Optimierungsmöglichkeiten.

Das moderne Energiesystem muss die Vernetzung digitaler Ökosysteme einerseits durch eine sichere Stromversorgung garantieren, wird sich andererseits aber auch selbst durch mehr Konnektivität weiterentwickeln und dadurch effizienter und nachhaltiger werden.

Bereits heute wird über den hohen Stromverbrauch und die Herausforderungen beim Netzanschluss von KI-Rechenzentren diskutiert, doch weitaus mehr digitale Strukturen sind von einer stabilen Stromversorgung abhängig, wenn sich auch der genaue Bedarf noch nicht gut prognostizieren lässt (O'Donnell & Crownheart, 2025; Chen, 2025). Von einer Zunahme des Strombedarfs ist in diesem Zusammenhang aber jedenfalls auszugehen. Konnektivität wird ohne Frage für das Funktionieren der Gesellschaft auf allen Ebenen eine entscheidende Rolle spielen, weshalb es dringend erforderlich ist, dass ein widerstandsfähiges und zuverlässiges Energiesystem gewährleistet werden kann.

Gleichzeitig wird die Konnektivität als zentraler Bestandteil das Energiesystem der Zukunft prägen, da die Vernetzung von Daten entlang der gesamten Lieferkette des Stromsystems von der Produktion bis zu Endverbraucher:innen zunimmt und immer essenzieller wird.

Der/Die Verbraucher:in dürfte künftig eine weitaus größere Rolle für ein funktionierendes Energiesystem spielen als bisher – eben, weil ein ständiger Datenaustausch stattfinden kann. Die Fähigkeit von Verbraucher:innen, flexibel auf Netzbedingungen zu reagieren, bezeichnet man als Demand-Side Management (Lastmanagement) und umfasst zwei wesentliche Mechanismen: Anreizbasierte Programme, bei denen Verbraucher:innen für die Verlagerung von Lasten direkt vergütet werden, sowie preisbasierte Programme, die durch dynamische Tarife den Verbrauch auf bestimmte Zeiten lenken. Damit trägt die Reaktion der Verbraucher:innen (Demand Response) zur Flexibilität des Energiesystems bei, indem Spitzenlasten reduziert, Lastverschiebungen ermöglicht und die Integration erneuerbarer Energien unterstützt werden. Dieser Datenaustausch macht das Stromsystem nicht nur responsiver, sondern auch resilienter.

Demand-Side Management kann wiederum nur dann funktionieren, wenn entsprechende Infrastruktur zum Austausch von Datenflüssen zur Verfügung steht. Smart Grids und Smart Meter als Kommunikationskanal zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und Kund:innen werden es künftig erheblich erleichtern, mit mehreren aktuellen Herausforderungen des Stromsystems besser umzugehen: Dazu zählen die Variabilität erneuerbarer Energien, die begrenzte Speicherkapazität sowie die Notwendigkeit, Angebot und Nachfrage stetig in Einklang zu bringen (Khalid, 2024). Die Herausforderungen im Zusammenhang mit smarten Technologien bestehen allerdings weiterhin in der Nutzerakzeptanz, dem Datenschutz und der präzisen Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials (Ethirajan & Mangaiyarkarasi, 2025).

Zweifellos wird die Modernisierung und Digitalisierung des Energiesystems zu neuen Effizienzen und Vermarktungsmöglichkeiten führen, da eine einwandfrei funktionierende Vernetzung schnell und klar signalisieren wird, wo Energie eingespart, verschoben, geteilt oder gespeichert werden kann. Durch die digitale Vernetzung inklusive bidirektionaler Kommunikation und die Integration von erneuerbaren Energien sind dementsprechend neue Markt- und Steuermechanismen möglich. In Zukunft werden Peer-to-Peer (P2P)

Handelsmodelle alltäglich sein, in denen Prosumer bzw. Flexumer Strom direkt erzeugen, nutzen, speichern und mit Nachbarn in Energiegemeinschaften handeln oder Flexibilität anbieten können. Zentrale und dezentrale Energiemarktformen haben unterschiedliche Vor- und Nachteile, wodurch sich zunehmend hybride Modelle etablieren werden. Zentrale Märkte sind effizienter und stabiler, wobei dezentrale Märkte die Transparenz sowie Autonomie und Zuverlässigkeit ohne Einzelpunktfehler ermöglichen. Hybride Modelle bieten Effizienz und Versorgungssicherheit mit lokaler Teilhabe. Es zeigt sich damit, dass das Marktdesign sich nicht nur technologisch und ökonomisch ändern wird, sondern auch das gesellschaftliche Verhalten prägen wird. Bürger:innen werden von Konsument:innen zu aktiven Marktteilnehmern und Energiegemeinschaften werden an wesentlicher Bedeutung gewinnen (Bandeiras et al., 2023).

Mit der zunehmenden Konnektivität geht in gewissen Bereichen auch die verstärkte Automatisierung des Energiesystems einher. Dadurch wird bei großen Datenmengen vermehrt auf Algorithmen gesetzt, aber dennoch die zentralen Entscheidungen innerhalb der Kontrolle des Einzelnen liegen. Spannend ist, wie sich künftig Konnektivität und Automatisierung zueinander verhalten werden. Menschen und die dahinterstehenden digitalen Systeme werden zunehmend miteinander vernetzt sein, was gleichzeitig mit einem Mehr an automatischer Steuerung vieler Prozesse durch Algorithmen einhergehen könnte, sei es bei der Verbrauchssteuerung beim Laden von Elektroautos oder beim Einspeisen von Photovoltaikanlagen. Es wird Menschen geben, die Bedenken hinsichtlich ihrer Privatsphäre und Sicherheit haben oder die Entscheidungen selbstständig treffen wollen und der Konnektivität und Automatisierung daher skeptisch gegenüberstehen. Auf der anderen Seite wird es diejenigen geben, die den Komfort und die Effizienz der Automatisierung unterstützen. Eine zentrale Frage wird sein, ob und wie das Energiesystem langfristig den Bedürfnissen beider Gruppen gerecht werden kann.

Konnektivität ist folglich ähnlich wie die Dekarbonisierung ein wichtiges Vehikel der Transformation hin zu einem erneuerbaren Energiesystem. Gleichzeitig ist sie von einer sicheren, stabilen Versorgung abhängig – die im nächsten Megatrend Sicherheit beleuchtet werden soll.

2.3. Sicherheit

Sicherheit wird in all seinen Facetten auch in Zukunft ein wichtiges Kriterium für politische und gesellschaftliche Entscheidungen sein und sollte daher als eigener Trend einen Eckpfeiler in einem modernen Strommarktdesign darstellen. Einerseits ist davon auszugehen, dass sich die globale politische Lage in den nächsten 25 Jahren weiter verändern wird. Bereits jetzt gibt es klar erkennbare Tendenzen hin zu neuen geo- und wirtschaftspolitischen Machtstrukturen. Zusätzlich werden die Auswirkungen des Klimawandels als Sicherheitsrisiken weltweit weiter an Relevanz gewinnen. Bereits heute ist die Abschwächung der Klimawandelfolgen sowie die Anpassung an seine Auswirkungen zentrale Ziele auf den Agenden internationaler Gremien und nationaler Regierungen. Darüber hinaus betrifft der Megatrend Sicherheit auch das individuelle Sicherheitsempfinden, welches von verschiedensten Faktoren beeinflusst wird und sowohl im Alltag als auch digital geschützt werden muss.

All diese Risiken haben zur Folge, dass die Sicherheitsmaßnahmen umfassend angelegt sein müssen und sich ständig weiterentwickeln. Denn Bedrohungen wie Naturkatastrophen und langfristige Umwelt- oder Klimaschäden müssen anders angegangen werden als moderne Herausforderungen wie Cyberattacken, neue Formen der Kriegsführung oder Terrorismus. Wie breit Sicherheitspolitik letztendlich aufgestellt sein muss, zeigt beispielsweise das Risikobild 2024 des Bundesministeriums der Landesverteidigung (Algieri et al., 2024).

Bei der Aufrechterhaltung der Sicherheit auf verschiedenen Ebenen und Bereichen spielt das Energiesystem eine zentrale Rolle, ist jedoch gleichzeitig aktiv durch verschiedene Risiken bedroht.

Noch mehr als heute wird das Energiesystem der Zukunft die Gesellschaft auf ihren Schultern tragen. In einer zunehmend digitalisierten Welt, die auf eine kontinuierliche Stromversorgung angewiesen ist, können Blackouts dramatische Auswirkungen für die gesellschaftliche und persönliche Sicherheit haben und das öffentliche Leben zum Stillstand bringen (Zivilschutz Österreich, 2025). Aufgrund eines eng vernetzten europäischen Stromsystems kann sogar eine Attacke in einem anderen Mitgliedsstaat zu einem Zusammenbruch des Systems in Österreich führen. Die Versorgungssicherheit wird darum auch in einem Energiesystem der Zukunft höchste Priorität genießen: Das bedeutet, dass das System resistent vor den Gefahren des Klimawandels sein muss (Xu, 2024), möglichst rohstoffunabhängig – zumindest innerhalb politischer Bündnisse wie der EU (Hobhouse, 2025) – und sicher vor Cyberangriffen (IEF, 2022).

Neue umweltbedingte Gefahren, die durch den Klimawandel immer regelmäßiger auftreten werden, wie niedrige Wasserstände, Brände, Stürme und Überschwemmungen, bedrohen die gesamte Lieferkette der Energiewirtschaft: Extremwetterereignisse können erneuerbare Energieanlagen zerstören (Patt et al., 2013) und Hitze kann die Infrastruktur der Netze beeinträchtigen (Burillo et al., 2019) und letztlich dazu führen, dass Verbraucher:innen von der Energieversorgung abgeschnitten werden. Auch die vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems bringt gerade für das Stromsystem gewisse Herausforderungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit mit sich, denen beispielsweise durch Reservekraftwerke entgegengewirkt werden muss (Denholm et al., 2021). Auf dem Weg hin zu einem Energiesystem der Zukunft wird wohl auf einen Mix aus robusten Netzen und Produktionsanlagen, krisensicheren Speichern und steuerbaren Anlagen sowie regelmäßigen Stresstests gesetzt werden.

Auch die internationale Zusammenarbeit, insbesondere auf europäischer Ebene, kann für Österreich einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, nicht nur im Hinblick auf Klimarisiken (Zachmann et al., 2024). Die transnationale Absicherung, etwa durch ein europäisches Stromnetz und den europaweiten Handel mit Energie, führt zu mehr Effizienz und macht das System allgemein effizienter und resistenter, steht aber im Kontrast zum Trend der Autarkie. Dieser zielt darauf ab, möglichst viel Energie lokal zu erzeugen (Tröndle et al., 2019) und auch die Abhängigkeit von Rohstoffen, die zum Bau erneuerbarer Anlagen benötigt werden, durch Recycling und die Nutzung eigener Ressourcen zu verringern (Roland Berger, 2024). Um die maximale Sicherheit des Systems zu gewährleisten, wird man bei Strom voraussichtlich auf eine Kombination aus Dezentralität und verstärkter Eigenerzeugung sowie europäischer Anbindung und Austausch setzen. Der angepeilte Ausstieg aus Gas und Öl wird Importe von Energie in vielen Fällen obsolet machen und trägt ebenfalls zur nationalen und europäischen Sicherheit bei. Diese beiden sicherheitsrelevanten Entwicklungen – zum einen die verstärkte internationale Kooperation und der Austausch zur Erzielung von Effizienzgewinnen und Allianzen, zum anderen das Streben nach Absicherung und Unabhängigkeit – beeinflussen auch den Megatrend Globalisierung, der später noch thematisiert wird.

Das moderne Energiesystem wird des Weiteren zunehmend auf großem und kurzfrequentem Datenaustausch beruhen, da Erzeuger, Netzbetreiber und Kund:innen eng miteinander vernetzt sind. Diese Vernetzung eröffnet neue Angriffspunkte für Cyberattacken, die effektiv abgewehrt werden müssen, da erfolgreiche Angriffe nicht nur Blackouts verursachen, sondern auch dauerhafte Schäden am System anrichten könnten. Darüber hinaus darf der Schutz

persönlicher Daten nicht vernachlässigt werden, da künftig immer mehr Markt- und Kundeninformationen verfügbar sein werden (acatech, Leopoldina & Akademienunion, 2021).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Frage nach der Sicherheit des Energiesystems maßgeblich beeinflussen wird – sei es durch zunehmende Klimarisiken, geopolitische Spannungen oder den Fortschritt der Digitalisierung. Zudem müssen die zahlreichen Kaskadeneffekte berücksichtigt werden, da ein Ausfall des Energiesystems sicherheitsrelevante Bereiche wie Militär, Gesundheit, Infrastruktur und Produktion erheblich gefährden könnte.

2.4. Globalisierung

Globalisierung prägt bereits seit mehreren Jahrzehnten die wirtschaftlichen, politischen und technologischen Strukturen weltweit und wird trotz aktueller protektionistischer Tendenzen auch im Jahr 2050 noch einen starken Einfluss haben. Durch die internationale Verflechtung von Märkten, Produktionsprozessen und Wertschöpfungsketten beeinflusst sie maßgeblich das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und bildet eine zentrale Grundlage für Wohlstand und Lebensqualität in offenen Volkswirtschaften wie Österreich (World Economic Forum, 2025). Auch für die Energiewende stellt Globalisierung einen entscheidenden Rahmenfaktor dar, da sie sowohl den Zugang zu Technologien und Kapital erleichtert als auch neue Abhängigkeiten und Risiken erzeugt.

Die Transformation hin zu nachhaltigen Energiesystemen ist in hohem Maße von globalen Lieferketten abhängig. Zentrale Komponenten wie Photovoltaikmodule, Batteriezellen sowie seltene und kritische Rohstoffe wie Lithium, Kobalt und Neodym werden überwiegend in wenigen Ländern gefördert, verarbeitet oder produziert. Diese starke geografische Konzentration erhöht die Vulnerabilität des Energiesystems gegenüber geopolitischen Spannungen, Handelskonflikten und Exportrestriktionen (International Energy Agency, 2026). Das World Economic Forum weist darauf hin, dass globale Energiesysteme zunehmend unter Druck geraten, insbesondere durch geopolitische Unsicherheiten, wirtschaftliche Volatilität und technologische Disruptionen, die die Stabilität internationaler Lieferketten beeinträchtigen können (World Economic Forum, 2025b). Solche Entwicklungen bergen das Risiko steigender Kosten und verzögerter Implementierung erneuerbarer Energietechnologien.

Gleichzeitig eröffnet Globalisierung substantielle Chancen für die Energiewende. Internationale Märkte ermöglichen Skaleneffekte, beschleunigen technologische Innovationen und fördern grenzüberschreitende Investitionen. Die Internationale Energieagentur zeigt, dass die weltweite Energienachfrage im Jahr 2024 überdurchschnittlich stark angestiegen ist, wobei nahezu der gesamte Zuwachs im Stromsektor durch erneuerbare Energien gedeckt wurde (IEA, 2025). Dies verdeutlicht die Schlüsselrolle globaler Märkte bei der raschen Skalierung klimafreundlicher Technologien. Für Österreich, das frühzeitig auf erneuerbare Energien und energieeffiziente Systeme gesetzt hat, ergeben sich daraus Vorteile in Form sinkender Technologiekosten, verbesserten Zugangs zu Innovationen sowie eines intensiven internationalen Wissens- und Technologietransfers (International Renewable Energy Agency, 2025).

Demgegenüber steht ein zunehmend beobachtbarer Trend zur Fragmentierung der Weltwirtschaft. Politische Maßnahmen zur Stärkung nationaler oder regionaler Energieautonomie, wie Industrie- und Subventionspolitiken oder handelspolitische Schutzmaßnahmen, deuten auf Tendenzen einer partiellen „De-Globalisierung“ hin. Diese Entwicklung kann den freien Technologietransfer einschränken, Kostendegressionen verlangsamen und internationale Kooperationsmechanismen schwächen (International Monetary Fund, 2023). Vor diesem Hintergrund gewinnen Strategien zur Diversifizierung von

Lieferketten sowie zum Aufbau regionaler Produktions- und Verarbeitungskapazitäten an Bedeutung, um die Resilienz der Energiewende zu erhöhen.

Zusammenfassend ist Globalisierung als zweischneidiges Schwert für die Energiewende zu beurteilen. Einerseits ermöglicht sie den Zugang zu Technologien, Kapital und Know-how und beschleunigt damit die Transformation des Energiesystems. Andererseits erhöht sie die Anfälligkeit gegenüber geopolitischen, wirtschaftlichen und handelspolitischen Risiken. Eine erfolgreiche und resiliente Energiewende erfordert daher eine ausgewogene Balance zwischen globaler Integration und regionaler Unabhängigkeit sowie die koordinierte Berücksichtigung der Megatrends Globalisierung und Sicherheit (World Economic Forum, 2026).

2.5. Mobilität

Mobilität ermöglicht gesellschaftliche Teilhabe, sie verbindet Menschen, schafft Zugang zu Arbeit, Bildung und Freizeit und prägt so das soziale und wirtschaftliche Gefüge unserer Gesellschaft. Noch nie gab es eine so große Auswahl an Verkehrsmitteln, allerdings hat dies zur Folge, dass der Verkehrssektor zu rund einem Viertel der globalen energiebedingten CO₂-Emissionen beiträgt (International Energy Agency, 2024). Er muss sich also im Rahmen der grünen Transformation anpassen. Ein Marktdesign für 2050 muss die Mobilität berücksichtigen – sowohl als Bereich mit hohem Energieverbrauch als auch als integralen Bestandteil eines flexiblen Energiesystems.

Besonders im Individualverkehr vollzieht sich derzeit ein tiefgreifender Wandel: Der Fokus verlagert sich hin zu emissionsarmen und miteinander vernetzten Verkehrslösungen. Mit dem Fit-for-55-Paket fokussiert die Europäische Kommission das im Volksmund bekannte „Verbrenneraus“ und begrenzt Neuzulassungen ab 2035 auf Fahrzeuge mit einem CO₂-emissionsfreien Betrieb (Europäische Kommission, 2023). Entsprechend diesem Trend gehen Prognosen davon aus, dass im Kalenderjahr 2030 bis zu 250 Millionen elektrische Personenkraftfahrzeuge weltweit auf den Straßen unterwegs sein werden (International Energy Agency, 2024). Auch in Österreich zeigt sich diese Entwicklung deutlich: Zwischen 2020 und 2024 ist der Bestand batterieelektrischer Personenkraftwagen von rund 44.000 auf über 200.000 Fahrzeuge gestiegen und hat sich damit mehr als vervierfacht (Bundesverband Elektromobilität Österreich, 2025). Durch diesen Wandel entwickeln sich Fahrzeuge von reinen Mobilitätsmitteln basierend auf fossilen Energien zu aktiven Netzteilnehmern, die Strom beziehen, aber auch als mobile dezentrale Speicher fungieren können und damit sowohl zur Netzstabilität beitragen als auch wirtschaftliche Anreize für Nutzer schaffen (Möller et al., 2024).

Der Modalitätswechsel hin zu aktiver Mobilität, bestehend aus Fußwegen, Radverkehr und zunehmend auch Mikromobilität wie E-Scootern, gilt als eine der wirksamsten Maßnahmen zur Gestaltung urbaner, nachhaltiger und zugleich gesünder Verkehrssysteme (Okraszewska et al., 2024). Anstatt allein technologische Lösungen im motorisierten Verkehr zu forcieren, adressiert dieser Ansatz grundlegende Verhaltensmuster und räumliche Strukturen, die die Rahmenbedingungen der Mobilität prägen. Dabei gilt es, Alltagswege so zu gestalten, dass sie aktiv und ohne Emissionen zurückgelegt werden können und damit einen Paradigmenwechsel von reiner Effizienz hin zu Suffizienz einleiten. Durch Investitionen in Rad- und Geh-Infrastruktur kann die Nutzung dieser aktiven Mobilitätsformen signifikant erhöht werden (World Health Organization, 2022). Vor allem Strecken mit einer Distanz von bis zu 16 km stehen dabei im Fokus, da hier eine Umstellung besonders effizient umgesetzt werden kann (World Health Organization, 2022). Auch diese Entwicklungen werden einen Effekt auf die Stromnachfrage im Jahr 2050 haben.

Zum Schließen der Lücke zwischen aktiver und motorisierter Mobilität spielt der öffentliche Nahverkehr eine Schlüsselrolle. Während Fuß- und Radwege vor allem kurze Distanzen abdecken, verbindet der öffentliche Verkehr Stadtteile, Regionen und ländliche Räume miteinander und ermöglicht so eine nahtlose Fortsetzung nachhaltiger Wegeketten. Er fungiert damit als Bindeglied und gewinnt als Rückgrat einer nachhaltigen Mobilitätswende an Bedeutung (Schwedes et al., 2021). Städte elektrifizieren zunehmend ihre Busflotten oder setzen auf alternative Antriebe, während auf Regionalstrecken erste Batterie- oder Brennstoffzellenzüge eingesetzt werden (Logan et al., 2020). Gleichzeitig ermöglichen Mobility-as-a-Service-Plattformen, unterschiedliche Verkehrsmittel innerhalb einer Anwendung zu bündeln und multimodale Reiseketten zu schaffen (Becker et al., 2022). Digitale Technologien wie dynamische Fahrpläne oder Echtzeitinformationen helfen zusätzlich dabei, Leerfahrten zu reduzieren und Ressourcen effizienter zu nutzen (European Institute of Innovation and Technology, 2025). Damit der öffentliche Verkehr jedoch tatsächlich als attraktive Alternative wahrgenommen wird, müssen neben ökologischen Aspekten auch soziale Fragen berücksichtigt werden, etwa die Erreichbarkeit, Barrierefreiheit und faire Ticketpreise (Organisation for Economic Co-operation and Development, 2022; Henriksson et al., 2024).

Im Fernverkehr gilt insbesondere der Modalitätswechsel vom Flugzeug hin zu Hochgeschwindigkeitszügen als zentrale Strategie, da diese im Vergleich rund 90 % weniger CO₂-Emissionen pro Personenkilometer verursachen können (Europäische Kommission, 2021). Komplexer gestaltet sich der Wandel in der Luftfahrt. Kurzfristig gelten Sustainable Aviation Fuels als wichtige Übergangslösung, während langfristig an neuen Antriebstechnologien wie Wasserstoff- oder batterieelektrischen Systemen geforscht wird (Deloitte, 2023). Zukunftsprojekte wie elektrisch betriebene Lufttaxis befinden sich derzeit noch überwiegend in Pilot- und Demonstrationsphasen und werfen Fragen hinsichtlich Energiebedarfs, Infrastruktur und Regulierung auf (Kasliwal et al., 2021). Auch in der Schifffahrt zeichnen sich erste Fortschritte ab, etwa durch emissionsfreie Fähren oder den Einsatz alternativer Kraftstoffe wie Methanol oder Ammoniak im internationalen Seeverkehr. Initiativen wie sogenannte Green Shipping Corridors sollen diese Entwicklung weiter beschleunigen und den Einsatz klimaneutraler Antriebstechnologien im globalen Seeverkehr fördern (Comer et al., 2020; Transport & Environment, 2022; Möller et al., 2024).

Es steht außer Frage, dass Mobilität, sowohl in Bezug auf Antriebstechnologien als auch durch ihre zunehmende Integration in die Energieinfrastruktur, einen erheblichen Einfluss auf das Energiesystem der Zukunft haben wird.

2.6. Individualisierung

Individualisierung prägt zunehmend das gesellschaftliche, wirtschaftliche und technologische Umfeld und beschreibt den Wandel hin zu einer Lebensgestaltung, die stärker von persönlichen Präferenzen, Selbstverwirklichung und flexiblen Entscheidungen bestimmt ist. Menschen erwarten Angebote, die auf ihre individuellen Bedürfnisse zugeschnitten sind, was sich in zahlreichen Bereichen widerspiegelt – vom Konsum über die Arbeitswelt bis hin zu Mobilität und eben auch der Energieversorgung. Diese Entwicklung eröffnet neue Chancen für Innovation und Teilhabe, birgt jedoch gleichzeitig das Risiko wachsender sozialer Unterschiede (Beck & Beck-Gernsheim, 2002).

Mit der zunehmenden Verbreitung von Homeoffice und hybriden Arbeitsmodellen, insbesondere im Zuge der Covid-19-Pandemiejahre 2020 bis 2022, haben sich Mobilitätsmuster nachhaltig verändert. Weniger Pendelwege reduzieren den Energieverbrauch im Verkehrssektor, gleichzeitig wächst der Bedarf an leistungsfähiger digitaler Infrastruktur. Studien zeigen, dass neue Arbeitsformen wie Coworking-Spaces oder

regionale Satellitenbüros das Potenzial besitzen, Pendeldistanzen nachhaltig zu verringern, sofern diese in ein energieeffizientes und verkehrlich gut angebundenes Gesamtsystem eingebettet sind (OECD, 2022). Dass dies Auswirkungen auf die Lastprofile von Haushalten hat, sehen wir schon heute.

Auch in der Mobilität selbst wird der Trend zur Individualisierung sichtbar. Menschen erwarten heute flexible, digitale und nachhaltige Angebote, die sich an ihre persönlichen Anforderungen anpassen lassen. Mobility-as-a-Service-Konzepte bündeln unterschiedliche Verkehrsmittel in einer Plattform und ermöglichen dadurch individuelle, multimodale Reiseketten (Zukunftsinstitut, 2023). Sharing-Modelle wie Car-, Bike- oder E-Scooter-Sharing verdeutlichen den Wandel vom Besitz zur Nutzung. Sie schaffen neue Freiräume und können gleichzeitig dazu beitragen, Ressourcen effizienter zu verwenden und Energie einzusparen (Wietschel et al., 2022).

Darüber hinaus prägt Individualisierung auch die Art, wie Menschen mit digitalen Technologien umgehen und damit auch als digitale Teilnehmer in einem Energiesystem agieren. Der Wunsch nach Selbstbestimmung führt zu einer wachsenden Nachfrage nach personalisierten digitalen Diensten, die den Alltag effizienter und individueller gestalten – vom eigenen Lernprozess über kreative Gestaltung bis hin zur Gesundheitsvorsorge (Padual et al., 2024). Menschen übernehmen mehr Verantwortung für ihr Wohlbefinden und suchen nach einem Gleichgewicht zwischen Arbeit, Bewegung und mentaler Stabilität. Schlagworte wie Work-Life-Balance rücken immer mehr in das Zentrum des gesellschaftlichen Diskurses und prägen, wie Individuen ihren Alltag strukturieren, Prioritäten setzen und ihre Lebensqualität definieren. Dieser Wandel beeinflusst Konsummuster – und hat damit etwa auch Auswirkungen auf den Energiebedarf und die zeitliche Verteilung des Energieverbrauchs – ebenso wie die Gestaltung urbaner Lebensräume (Zukunftsinstitut, 2023). Individualisierung fordert daher auch im Marktdesign 2050 angepasste Angebote, etwa durch differenzierte Tarifmodelle und Flexibilitätsoptionen, um den unterschiedlichen Bedürfnissen der Verbraucher gerecht zu werden.

Gleichzeitig stellt die Entwicklung einer individualisierten Gesellschaft Politik und Wirtschaft vor neue Herausforderungen, insbesondere im Umgang mit sensiblen Daten, der Transparenz algorithmischer Entscheidungsprozesse und der Sicherstellung digitaler Eigenverantwortung (acatech, 2022).

Individualisierung spielt bereits heute eine Rolle im Energiesystem, da es häufig keine universellen Lösungen für alle Nutzergruppen gibt. Stattdessen kann Individualisierung als Chance verstanden werden, die Effizienz durch maßgeschneiderte Angebote und die Berücksichtigung individueller Bedürfnisse zu steigern.

2.7. Future of Work

Der Megatrend „Future of Work“ beschreibt die Entwicklung hin zu einer digitalisierten, automatisierten und flexiblen Arbeitswelt. Diese Veränderungen haben direkte Auswirkungen auf die Energiewirtschaft, insbesondere auf die Umsetzung der Energiewende.

Die Digitalisierung und Automatisierung verändern die Arbeitsprozesse in der Energiewirtschaft grundlegend. Laut dem World Economic Forum (2025a) werden Technologien wie künstliche Intelligenz, Robotik und Netzwerktechnologien die Arbeitswelt in nahezu allen Branchen prägen, einschließlich Energieversorgung und Infrastruktur (World Economic Forum, 2025a). Im Energiebereich ist somit eine steigende Nachfrage an hochqualifizierten Fachkräften, etwa in Bereichen wie Smart Grids, Energiespeicherung und erneuerbare Energien, zu erwarten.

Die Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien wächst deutlich schneller als in traditionellen Energiesektoren. In den USA stieg die Zahl der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien 2024 dreimal schneller als im Rest der Wirtschaft, mit über 3,5 Millionen Beschäftigten (E2, 2025). Ähnliche Trends zeigen sich in Europa: Die Solarbranche beschäftigte 2024 rund 865.000 Menschen, trotz eines leichten Wachstumsrückgangs (SolarPower Europe, 2025). Diese Entwicklung unterstreicht die Bedeutung von Qualifizierungsmaßnahmen und Umschulungen (beispielsweise von Arbeitsplätzen aus der fossilen Energiebranche), um den Bedarf an Fachkräften zu decken. Denn ein zentrales Risiko für die Energiewende ist der Fachkräftemangel. Ohne gezielte Investitionen in Bildung und Weiterbildung könnten Engpässe die Umsetzung der Energiewende verzögern. Studien empfehlen die Einrichtung von Kompetenzzentren und die Förderung von digitalen Lernplattformen, um die Qualifikationslücke zu schließen (SolarPower Europe, 2025).

Der Megatrend „Future of Work“ wirkt als Katalysator für die Energiewende, indem er neue Berufsbilder schafft und die Nachfrage nach digitalen Kompetenzen erhöht. Gleichzeitig stellt er Unternehmen und Politik vor die Herausforderung, den Fachkräftebedarf durch gezielte Bildungs- und Weiterbildungsstrategien zu sichern. Die Energiewende ist nicht nur eine technologische, sondern auch eine arbeitsmarktpolitische Transformation.

2.8. Wissenskultur

Der Megatrend Wissenskultur umfasst neue Entwicklungen, Lernformen und Wissenskanäle, prägt die Art und Weise, wie wir uns informieren und bilden und ist damit ganz entscheidend für die Konsensfähigkeit und die politische Kultur im Land. In einer Ära, in der digitale Mittel immer relevanter werden, jedoch auch die Risiken von Desinformationen zunehmen und künstliche Intelligenz viele Arbeits- und Denkschritte übernimmt, wird es von großer Bedeutung sein, wie Institutionen wie Schulen und Universitäten, aber auch die Gesellschaft insgesamt, mit diesem Thema umgehen. Internationaler Austausch, Forschungskooperationen sowie sichere und langfristige Förderinitiativen werden auch zukünftig essenzielle Bestandteile einer florierenden Wissensgemeinschaft sein (ÖFG, 2024).

Die strategische Ausrichtung der Wissenskultur hat auch auf das Energiesystem der Zukunft einen wichtigen Einfluss, insbesondere darauf, ob sich die Idee der Dekarbonisierung und eines erneuerbaren Energiesystems als Eckpfeiler der modernen Gesellschaft etabliert und internalisiert hat.

Die Verankerung der Wissenskultur beginnt bei den Familien sowie in Kindergärten und Schulen, die Kinder von klein auf an den Umgang mit einem nachhaltigen System heranführen müssen (Walker, 2017). Es müssen mehr Studien- und Ausbildungsangebote geschaffen werden, um mit der Dynamik der Energiewende Schritt zu halten (Vakulchuk & Overland, 2024) und die notwendigen Fachkräfte auszubilden. Auch Unternehmen müssen etwa in der Produktion (Kargruber et al., 2025) eigenständig oder mit externer Unterstützung neue Lehr- und Lernkonzepte entwickeln, um den Mitarbeitenden die erforderlichen Fähigkeiten und Kompetenzen zu vermitteln. Für Karrieren in einer dekarbonisierten Welt, die spezifische Fachkompetenzen voraussetzen, sowie für die allgemeine Förderung von „Sustainable Literacy“ bzw. Nachhaltigkeitskompetenz, welche das Verständnis für die Wechselwirkungen zwischen ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Aspekten stärkt, ist die strategische Ausrichtung der Wissenskultur ein relevanter Faktor.

Es stellt sich ebenfalls die Frage, ob der Prozess höherer Akzeptanz für das Energiesystem wirklich durch ein Mehr an Wissen bei (digital) informierten Bürger:innen oder durch verstärkte Automatisierung und damit in gewisser Weise der freiwilligen Abgabe von Kontrolle vorangetrieben wird. Für Energieanbieter aber auch das System an sich ist die Bereitschaft

zur Steuerung und die damit verbundene (Nicht-)Informiertheit der Kund:innen von großer Bedeutung (Fell et al., 2015). Ausschlaggebend wird sein, ob beispielsweise rein monetäre Anreize ausreichen oder ob es notwendig ist, den Menschen ihre Sorgen zu nehmen und ihre Fragen zu klären, um eine stärkere Beteiligung und Akzeptanz an einem flexibleren Energiesystem zu erreichen (Spence et al., 2015).

Unter Wissenskultur fällt auch das Thema "Diffusion of Knowledge", das beispielsweise in Energiegemeinschaften entstehen kann. Menschen werden nicht nur aktive Teile des Energiesystems, sondern organisieren sich, kommunizieren und diskutieren im besten Falle über das Energiesystem. Dies hat positive Effekte sowohl innerhalb als auch außerhalb der Energiegemeinschaft, beispielsweise wenn Familienmitgliedern oder Freunden davon erzählt wird (Medved et al., 2023).

Wissenskultur muss den Weg für ein Marktdesign ebnen, indem sie alle Beteiligten zu unterstützenden und aktiven Rädchen im System macht.

3. Case-Studies

Nachdem die Megatrends die verschiedenen Einflüsse auf ein zukünftiges Energiesystem skizziert haben, werden diese nun auf konkrete, alltagsnahe Lebensrealitäten übertragen. In den folgenden Case Studies wird das Leben einer fiktiven Familie im Jahr 2050 aus den Perspektiven ihrer einzelnen Mitglieder dargestellt. So soll deutlich werden, wie das dekarbonisierte Energiesystem in Österreich tatsächlich erlebt, genutzt und mitgestaltet wird.

Die Familie Green besteht aus Franz und Barbara Green, ihrer Tochter Alexandra, Großvater Anton Green und Onkel Martin Grey. Jeder von ihnen verkörpert eine unterschiedliche Lebensrealität im Jahr 2050 und hat eigene Berührungspunkte zum Energiesystem.

Durch diese unterschiedlichen Perspektiven lassen sich die im ersten Teil beschriebenen Megatrends – Dekarbonisierung, Konnektivität, Sicherheit, Globalisierung, Mobilität, Individualisierung, Future of Work und Wissenskultur – greifbar und anschaulich verankern. Die Fallstudien zeigen nicht nur die Chancen eines modernen Marktdesigns, sondern beleuchten auch die Herausforderungen. Damit wird ein weniger abstraktes, praxisnahes Bild einer modernen Energiewelt als Vorbereitung für die Ausgestaltung eines Strommarktdesigns für 2050 gezeichnet.

3.1. Alexandra „Alectra“ Green (Tochter) - Studentin & Energyfluencerin

Ich bin Alexandra „Alectra“ Green, eine junge Studentin im Bereich Energiespeichermanagement an der TU Wien. Ich lebe in einem modernen Studentenwohnheim im Zentrum Wiens. Als Student:innen besitzt kaum jemand von uns ein eigenes Elektroauto, stattdessen greifen wir im Wohnheim lieber auf das komfortable und eng vernetzte Carsharing-System zurück. Gerade in der Großstadt wurden klassische E-Autos von Schwarmsystemen mit Kapselfahrzeugen in großer Anzahl ersetzt, die in Parkhäusern stehen und die sich durch Sensoren im Boden vollautomatisch induktiv nach dem Abstellen aufladen. Ich verfüge wie alle Bewohner der Wiener Stadtgemeinde über ein Kontingent zur E-Autonutzung und kann die Smart Cars via App ansteuern, Routen planen und buchen. Von meinem Kontingent mache ich ohnehin selten Gebrauch, da ich meine Familie in der Seestadt gut öffentlich erreiche. Mir ist es möglich, mein Kontingent an andere Bewohner meines Bezirks weiterzuverkaufen und das Guthaben stattdessen in das österreichweit gültige Ticket für den öffentlichen Nah- und Fernverkehr zu investieren. Denn mittlerweile sind alle Verkehrsmittel, vom E-Scooter bis zum Zugticket in einer App einfach buchbar, und freie Kontingente können an einer Tauschbörse einfach vergeben werden. Das optimiert die Auslastung des ÖPNVs und maximiert den Nutzen der Bewohner:innen Wiens.

Mein Wohnheim ist äußerst energieeffizient und kann mit einer hagelfesten Solaranlage auf dem Dach einen Teil des Strombedarfs der Bewohner decken. Dank der integrierten Heimspeicher-Technologie im Keller können wir den Strom nicht nur tagsüber nutzen, sondern überschüssige Energie (etwa an Werktagen, wenn Studierende die Universität besuchen, oder während der Semesterferien) auch für die Morgen- oder Abendstunden speichern. Einen weiteren Teil der Energie liefert eine städtische Energiegemeinschaft, die größere Speicher sowie Strom aus anderen erneuerbaren Quellen einbindet. Früher stellte diese Unabhängigkeit vieler Gegenden bei der Finanzierung der Netze ein Problem dar. Heute existiert eine funktionierende smarte Netzinfrastruktur und Flexibilitäten werden vor allem verbraucherseitig zur Verfügung gestellt, wodurch der Bedarf an weiterem Netzausbau spürbar zurückgegangen ist. Ich sowie andere Bewohner des Bezirks sind als sogenannte optimierte Bezieher bereit, unseren Stromverbrauch automatisch zur Systemauslastung

anzupassen. Dafür erhalten wir starke Rabatte auf die ohnehin sehr niedrigen Netzkosten sowie Gutscheine für Verkehrsmittel oder andere Dienstleistungen vom Energielieferanten. Im Gegensatz zu früher bedeutet das aber nicht, dass unsere Versorgung vollständig unterbrochen werden muss. Viele Geräte variieren vollautomatisch ihren Verbrauch ohne spürbare Effekte für uns Konsument:innen.

Mein Wohnheim ist von Greenmarkets umgeben, die ihre gesamten Abläufe von der Produktion bis zum Transport auf Nachhaltigkeit ausgerichtet haben. Aufgrund der hohen CO₂-Besteuerung entlang der Lieferkette haben sich auch klassische Supermärkte umfassend umstrukturiert. Gleichzeitig hat der Umweltbonus als Rückzahlung der CO₂-Steuer dazu beigetragen, dass insbesondere einkommensschwächere Haushalte nicht in Zahlungsschwierigkeiten bei notwendigen Gütern aus dem Supermarkt geraten sind, wodurch sich ein insgesamt ein stärker positives Bild von nachhaltigen Produkten in der Bevölkerung verfestigt hat. Die Einführung der CO₂-Besteuerung war für Supermärkte ebenfalls relativ unproblematisch umsetzbar, da ein lokaler und kontinuierlicher Bedarf nach ihren Produkten besteht und sie kaum im internationalen Wettbewerb stehen. Neben den Supermärkten haben sich auch nachhaltige Lieferdienste etabliert, die vollständig auf Einwegverpackungen verzichten. Stattdessen haben sie wiederverwendbares Liefergeschirr entwickelt, das nach dem Konsum aufbewahrt und bei der nächsten Bestellung retourniert wird, wodurch ein Kreislauf für Verpackungen entstehen konnte.

Während einer Rundtour durch die Wiener Altstadt drehe ich ein kurzes Video für meine Social-Media-Seiten. Als Energyfluencerin „Alectra“ hebe ich die vielfältigen finanziellen Vorteile der Energiewende hervor. Gerade für viele junge Leute ist der Energiemarkt lukrativ geworden und bietet Alternativen zur traditionellen Altersvorsorge – und meine hilfreichen Tipps inspirieren viele tausend Follower. Ich möchte zeigen, inwiefern sich ein nachhaltiges und selbstbestimmtes Leben vereinen lassen und sogar zusammengehören. Heute präsentiere ich eine neue App, die es Privatpersonen ermöglicht, ihre Lademöglichkeiten gegen Bezahlung an Carsharing-Anbieter zu vermieten. Dieses System funktioniert nach dem Matching-Prinzip und vollautomatisch: Die Ladestation eines Teilnehmers weiß, wann sie verfügbar ist, und steht in dieser Zeit potenziellen Carsharing-Kund:innen zur Verfügung. In den letzten Jahren hat sich gezeigt, wie sehr sich die Menschen von einer gut funktionierenden, automatisierten und überall zugänglichen Technologie überzeugen lassen. Dass sich die Vorteile auch im Geldbeutel bemerkbar machen, hat diese Akzeptanz natürlich zusätzlich gefördert.

Für mich geht es nun zur Universität. In meinem Studium richte ich den Fokus voll und ganz auf Energiespeicher, die zu einem unentbehrlichen Element des Energiesystems geworden sind. Speicher haben einige zentrale Schwächen des erneuerbaren Energiesystems aus den vergangenen Jahrzehnten überwunden. Der Studiengang bietet Spezialisierungen sowohl in der Heimspeichertechnik als auch im Bereich großer Speichersysteme der Energieversorger. Meine Zukunft sehe ich in der Forschung, denn Österreich hat sich mit einigen anderen europäischen Ländern der Weiterentwicklung von Speichertechnologien, die unabhängig von knappen Rohstoffen und möglichst umweltfreundlich sind, verschrieben. Auch Speicherrecycling interessiert mich sehr und spielt durch neue Recyclingrichtlinien eine ganz entscheidende Rolle in der Wirtschaft. Noch bevor die EU die Richtlinie zum Recycling von Speichern einführte, hatte sie bereits eine bedeutende Initiative zur Wiederverwertung von alten Solar- und Windkraftanlagen gestartet, die sich als äußerst erfolgreich erwiesen hat. Ich besuche die Universität vor allem, um den fachlichen und privaten Kontakt zu fördern. Viele Vorlesungen und insbesondere praktische Projekte, wie den Bau eines eigenen Speichermodells, werden mit Hilfe von Virtual-Reality-Brillen auch als Home-Study angeboten

und durchgeführt. Dies ermöglicht eine ressourcensparende und ablenkungsfreie Lehre, die dennoch realitätsnah bleibt.

Ich engagiere mich neben der Universität auch aktiv im Urban-Gardening-Team des Wohnheims, wo ich insbesondere mit Hilfe von Elektro-Landwirtschaft daran arbeite, Pflanzen ohne Sonnenlicht, sondern durch Strom und Elektrolyse zu kultivieren. Außerdem verbringe ich viel Zeit im Hobbykeller meines Wohnheims, wo ich mithilfe eines 3D-Druckers mit biologisch abbaubarem Kunststoff beispielsweise Blumentöpfe für meinen Indoor-Garten herstellen kann.

Das neue grüne Energiesystem ist in jeder Lebenslage ein wichtiger Bestandteil. Ich bin stolz, dass wir diesen Punkt erreicht haben, und werde mich auch weiterhin für eine nachhaltige Zukunft einsetzen.

3.2. Franz Green (Vater) - Regulator & Familienvater

Ich bin Franz Green, Vater von Alexandra, und lebe mit meiner Frau Barbara in einer Eigentumswohnung am Stadtrand von Wien. Seit über 25 Jahren arbeite ich beim nationalen Regulator und habe die Energiewende entscheidend mitgestaltet. Den Grundstein für diese Karriere habe ich schon früh gelegt, 2015 kurz vor Abschluss meiner Schullaufbahn, unterzeichnete Österreich das Pariser Klimaabkommen. Damals lag der Anteil fossiler Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch noch bei rund 67 %. Ich war überzeugt, dass eine grundlegende Transformation des Energiesystems notwendig werden würde. Der Green Deal 2019, der Netto-Null-Emissionen gesetzlich verankerte, bestärkte mich in dieser Überzeugung. Ich entschied mich für ein Studium der Erneuerbaren Energietechnik an der TU Wien und ergänzte dieses mit einem Master in Wirtschaftswissenschaften an der WU Wien, den ich 2023 abschloss. Schon damals wusste ich, dass ich Teil dieser Transformation sein will und fand meine Berufung beim Energieregulator.

Die Aufgaben der Regulierungsbehörde für Energie haben sich in den vergangenen Jahrzehnten grundlegend verändert. Früher lag unser regulatorisches Mandat vor allem auf der Markt- und Netzaufsicht von Strom und Gas. Heute umfasst es zusätzlich Wasserstoff, Fernwärme und sogar CO₂. Insbesondere das Stromsystem hat sich weiterentwickelt: Der Fokus hat sich von der Einführung von Smart Metern, ersten Demand-Response-Pilotprojekten und den Anfängen der Umsetzung und Weiterentwicklung von Energiegemeinschaften hin zu der Zulassung und Überwachung dezentraler Märkte in einer smarten und digitalisierten Infrastruktur verschoben. Gleichzeitig befasst sich der Regulator mit der Gestaltung von Rahmenbedingungen für den Umgang mit Daten sowie der Sicherstellung eines fairen Marktzugangs. Das Thema Sicherheit spielt heute eine wesentlich größere Rolle als noch vor 25 Jahren, sowohl im Hinblick auf die Robustheit kritischer Energieinfrastruktur als auch im Bereich des digitalen Schutzes. Das europäische Energienetz ist resilienter und effizienter durch dezentrale Erzeugung geworden.

Zudem hat Globalisierung unser Energiesystem entscheidend geprägt. Viele der Technologien die wir heute als selbstverständlich ansehen, basieren auf internationalen Lieferketten und globalen Technologietransfer. Durch immer wieder kehrende geopolitische Spannungen haben wir uns in Europa gelehrt, Risiken zu bewerten und Resilienzstrategien zu entwickeln, etwa durch Diversifizierung der Lieferketten oder eigene Produktion und der Aufbau von Kompetenzen für bestimmte kritische Güter. Trotz dieser Herausforderungen hat der globale Markt dazu beigetragen, dass erneuerbare Technologien rasch skalieren und so das Energiesystem wesentlich weiterentwickelt werden konnte.

In unserer Eigentumswohnung am Stadtrand sind wir als Familie Teil eines aktiven Knotenpunkts des Energiesystems. Wie der Großteil der Gebäude in Österreich verfügt auch unser Wohnhaus über eine Photovoltaikanlage am Dach, nutzt Solarthermie und betreibt eine Wärmepumpe zur Kopplung von Strom und Wärme. Als Mehrgenerationenhaushalt besitzen wir ein gemeinsames Elektroauto für größere Einkäufe, Ausflüge oder Besuche von Verwandten am Land. Einen Teil unserer überschüssigen Eigenerzeugung stellen wir via P2P unserer Tochter Alexandra direkt zur Verfügung.

Mit der Einführung von Demand-Response-Programmen ab 2035 reagieren Gebäude automatisch auf Preissignale und passen ihren Verbrauch entsprechend an. Gebäude in urbanen Bereichen sind damit zu handelbaren Einheiten im Markt geworden, die Erzeugung, Speicherung und Verbrauch miteinander verbinden. Im Marktdesign gelten sie als dezentrale Akteure in Flexibilitäts- und Energiemärkten, die wiederum teils von Aggregatoren verwaltet werden. Damit diese automatisierten Prozesse zuverlässig funktionieren, wurden Standards für Datenschutz und Cybersecurity weiterentwickelt. Auch in diesen Bereich wirken globale Standards hinein. Internationale Kooperationen sind heute unverzichtbar, um digitale und physische Energiesysteme zu schützen.

Für mich und meine Familie bedeutet das, dass wir nicht mehr nur Konsument:innen sind, sondern aktive Marktteilnehmer in einem zentralen Flexibilitätspool. Durch Vehicle-to-Grid-Technologien, die flächendeckend ausgebaute Ladeinfrastruktur und die digitale Vernetzung sind Mobilität, Gebäude und Energiemärkte nahtlos integriert. Als Regulator weiß ich zugleich, dass hinter diesem Alltag klare Marktregeln, Datenschutzbestimmungen und faire Teilhabemodelle stehen, die ich in meiner Arbeit mitgestaltet habe.

3.3. Barbara Green (Mutter) - Nachhaltigkeitsberaterin & Stadtbewohnerin

Ich bin Barbara Green, stolze Mutter und arbeite als Nachhaltigkeitsberaterin in Wien. Wie euch Franz bereits erzählt hat, leben wir gemeinsam in einer großzügigen Eigentumswohnung in der Seestadt, die sich mittlerweile vollständig dekarbonisiert hat. Mein Alltag beginnt in unserer Wohnung mit Passiv-Baustandart, die durch intelligente Gebäudetechnik klimatisiert und ganz ohne fossile Energieträger versorgt wird. Die Flexibilität unserer modernen Geräte sowie die Erzeugungsüberschüsse unserer PV-Anlage auf dem Dach verkaufen wir an der Börse, wenn Alexandra sie nicht benötigt. Das lässt sich ganz einfach über eine App am Handy steuern.

Zur Arbeit fahre ich mit meinem E-Bike auf begrünten, autofreien Straßen. Der motorisierte Individualverkehr wurde stark reduziert, stattdessen gibt es ein dichtes Netz aus kostenlosen, emissionsfreien öffentlichen Verkehrsmitteln. Für längere Strecken nutze ich das Hyperloop-Netz, das Wien mit anderen europäischen Städten verbindet, emissionsfrei und in unter drei Stunden nach Berlin oder Mailand. Die Seestadt hat sich hier durch ein zukunftsorientiertes Konzept bereits früh als Vorbild für ein effizientes und nachhaltiges Zusammenleben hervorgetan. Durch die hervorragende öffentliche Anbindung bin ich in kürzester Zeit emissionsfrei in der Innenstadt. Die U-Bahn ist schnell, leise und fährt mit 100 % erneuerbarer Energie.

Doch trotz der hohen Optimierung gibt es Tage, an denen die Systeme schlicht überlastet sind. Wenn etwa die städtische Speicher-Cloud gewartet wird oder der autonome Straßenverkehr wegen eines Algorithmus-Updates neu zugewiesen werden, steht plötzlich manches still oder ist nur bedingt funktionsbereit, dann geht es nur zu Fuß oder wieder mit dem Rad weiter. Zu

Beginn war das noch anstrengend, mittlerweile weiß ich es aber in meinem Alltag zu berücksichtigen.

Kleinere Einkäufe unter der Woche erledige ich in einem Zero-Waste-Markt (Greenmarket) um die Ecke. Einwegverpackungen, sofern notwendig, werden mittlerweile ausschließlich aus nachhaltigen Rohstoffen hergestellt, den Großteil meines Einkaufs transportiere ich aber in Mehrwegbehältern. Die Produkte stammen zum Großteil aus vertikalen Farmen in der Stadt oder aus regenerativ bewirtschafteten Betrieben im Umland. Ich zahle mit einer digitalen Währung, die auch meinen ökologischen Fußabdruck berücksichtigt, ganz nach dem Motto: nachhaltiger Konsum wird belohnt.

In meinem Job unterstütze ich Unternehmen dabei, ihre Lieferketten klimaneutral zu gestalten. Wir arbeiten mit digitalen Zwillingen und KI-gestützten Modellen, um Emissionen zu simulieren und zu vermeiden. Dabei merke ich sehr häufig, dass diese digitalen Werkzeuge nicht für alle Betriebe gleichermaßen zugänglich sind. Besonders die Ergebnisse der Simulationen werden nicht immer als vollständig nachvollziehbar empfunden, was bei vielen Verantwortlichen ein spürbares Misstrauen auslöst. Einige Unternehmen tun sich daher schwer, Prozesse ausschließlich auf Basis dieser Modellwerte anzupassen und damit ein Stück Entscheidungsbefugnis an algorithmische Systeme abzugeben. Transformation bedeutet in diesen Fällen vor allem, Vertrauen aufzubauen und Unternehmen bei diesem Schritt mitzunehmen.

Mein Büro ist ein Co-Working-Space mit positiver Energiebilanz, gebaut aus recycelten Materialien und begrünt mit Algenfassaden, die CO₂ binden. Meetings finden oft virtuell statt, da es Zeit spart, Ressourcen schont und Emissionen vermeidet.

Urlaub machen mein Mann und ich gerne in den Alpen, die wir schnell mit dem Zug erreichen. Die Bahnlinien wurden vollständig elektrifiziert und ausgebaut und binden sich nahtlos an das übergeordnete Hyperloopnetz an. Hotels sind heute „Klimahäuser“, die mehr Energie erzeugen als sie verbrauchen. Für Fernreisen nutzen wir emissionsfreie Flugzeuge mit Wasserstoffantrieb, ein Highlight, das wir uns einmal im Jahr gönnen.

Meine Heimat Wien ist heute eine Stadt, die atmet. Die Luft ist sauber, die Straßen sind leise, die Menschen leben achtsamer. Die Dekarbonisierung war ein langer Weg, aber sie hat unsere Lebensqualität enorm verbessert. Ich bin stolz, Teil dieser Transformation zu sein, nicht nur beruflich, sondern auch ganz persönlich.

3.4. Anton Green (Großvater) - Bürgermeister & Energieprojektentwickler

Ich bin Anton Green, 79 Jahre alt, lebe mit meiner Frau Ilse in einem sanierten Einfamilienhaus in Jois im Burgenland und befinde mich offiziell im Ruhestand. Dennoch engagiere ich mich weiterhin aktiv in meiner Gemeinde durch meine Position als Bürgermeister und bin so in die kommunalen und regionalen Energieprojekte eingebunden, die im Gemeinderat behandelt werden. Unser langfristiges Ziel in Jois ist es, die Gemeinde weitgehend energieautark aufzustellen und lokale Erzeugung, Speicher und Verbrauch möglichst effizient miteinander zu verknüpfen. Dafür habe ich eine lokale, unabhängige Energiegemeinschaft gegründet.

Darüber hinaus vertrete ich Jois in der Energiemodellregion Neusiedl Wiener Becken, die ländliche und städtische Energienutzung miteinander verbindet. Während wir auf Gemeindeebene vor allem lokale Projekte und Bürgerbeteiligung organisieren, werden in der Modellregion größere regionale Abstimmungen koordiniert. Im Vergleich zu den Jahrzehnten der großen Transformationsphase werden heute deutlich weniger großskalige

Infrastrukturprojekte umgesetzt. Der massive Ausbau von Netzen, Speichern und erneuerbaren Erzeugern liegt weitgehend hinter uns, sodass sich die Projekte heute stärker auf punktuelle Optimierungen und regionale Anpassungen konzentrieren. In unserer Region geht es derzeit etwa um kleinere Anpassungen von Kabeltrassen zwischen Wien und der ungarischen Grenze, um zusätzliche Speicher und Flexibilitätskapazitäten besser in das zentraleuropäische Netz einzubinden.

Ich bin hier vor allem für die Bürgerbeteiligung und Kommunikation zuständig, während andere Kollegen des Ausschusses die strategische Planung übernehmen. Durch diese Arbeit bekomme ich sehr unmittelbar mit, wie stark das heutige Energiesystem im Alltag präsent ist, besonders bei älteren Menschen, die mit der Vielzahl digitaler Funktionen oft nur schwer umgehen können. Was eigentlich als Erleichterung gedacht ist, führt bei manchen zu Frust oder Überforderung und dazu, dass bestimmte Funktionen schlicht ignoriert werden, wodurch Heizsysteme auf Werkseinstellungen laufen, Speicher falsch priorisiert werden oder Geräte unnötig lange im Stand-by bleiben und am Ende mehr Strom verbrauchen als notwendig. Deshalb arbeiten wir im Gemeinderat an konkreten Maßnahmen. Dazu gehören vereinfachte Bedienoberflächen mit klaren Symbolen statt komplexer Menüs, eine Basisansicht für alltägliche Einstellungen, persönliche Einstiegsberatungen für neue Geräte sowie regelmäßige Schulungsnachmittage im Gemeindezentrum, bei denen wir typische Alltagsprobleme gemeinsam durchgehen.

Mein Haus ist seit Jahrzehnten Teil der regionalen Energiewende und spiegelt im Kleinen viele der Strukturen wider, die wir auch auf Gemeinde- und Regionsebene verfolgen. Eine große Photovoltaikanlage auf dem Dach sowie mehrere vertikale Kleinwindkraftanlagen produzieren Strom, der in erster Linie für unseren eigenen Haushalt genutzt wird. Überschüsse werden automatisch in den Großspeicher im Keller geladen oder bei Nachfrage anderen Teilnehmern der Energiegemeinschaft zur Verfügung gestellt. Ziel ist es, unseren Eigenverbrauch möglichst effizient zu optimieren und gleichzeitig den Energiebedarf unseres Hauses möglichst gering zu halten.

Ein intelligentes Energiemanagementsystem übernimmt dabei die Steuerung aller zentralen Komponenten. Es berücksichtigt Wetterprognosen, aktuelle Strompreise sowie unsere alltäglichen Routinen im Haushalt und entscheidet automatisch, wann Energie gespeichert, verbraucht oder ins Netz abgegeben wird. Besonders tagsüber, wenn durch Sonne und günstige Windbedingungen im Burgenland viel Strom innerhalb der Energiegemeinschaft verfügbar ist, lädt das System den Speicher gezielt auf. So profitiere ich doppelt. Einerseits nutze ich günstige Energie für den Eigenverbrauch, andererseits kann ich meine gespeicherte Energie bei hoher Nachfrage wieder einspeisen. Damit bin ich nicht nur Konsument, sondern aktiver Teilnehmer in einem dezentralen und flexiblen Energiesystem.

Mein Smart-Home-Management-System weiß zudem genau, wann und wo welche Geräte typischerweise genutzt werden, und steuert diese entsprechend an. Wärmepumpe, Warmwasserspeicher, Haushaltsgeräte und Ladepunkte für Fahrzeuge werden automatisch so betrieben, dass möglichst viel lokal erzeugter Strom genutzt wird. Gleichzeitig sorgt das System dafür, dass unnötiger Verbrauch vermieden wird und Geräte nicht länger als notwendig aktiv bleiben. Bei Bedarf kann ich jedoch über meine App mit einem einfachen Klick der automatischen Steuerung widersprechen. Wir Menschen tragen heute, anders als früher, gerne und ganz selbstverständlich zu einem funktionierenden und ausgeglichenen Energiesystem bei.

Auch die Mobilität in Jois hat sich grundlegend verändert. Durch den elektrischen Antrieb und den damit integrierten Stromspeicher übernehmen Fahrzeuge heute nicht nur die Aufgabe der Mobilität, sondern auch die Rolle als mobile Energiespeicher. Sie können je nach

Wetterprognose und Auslastung örtlich umstrukturiert werden, um lokale Leitungsempässe zu entlasten. An den Wochenenden hole ich regelmäßig meine Tochter Barbara vom Hyperloop-Terminal in Parndorf ab. Sollte das Wetter einmal schlechter sein, schicke ich gelegentlich ein Fahrzeug voll autonom los, um nicht bei widrigen Bedingungen selbst fahren zu müssen. Für mich ist es ein schönes Gefühl, dass das ländliche Leben und hochmoderne Technologien heute nahtlos miteinander verbunden sind.

3.5. Martin Grey (Onkel) – Sozialarbeiter & Alleinerziehend

Ich bin Martin Grey, der Bruder von Barbara Green. Als alleinerziehender Vater meiner Tochter Sophie lebe ich in einer kleinen Mietwohnung in einem dicht besiedelten Wiener Bezirk und bin als Sozialarbeiter tätig. Das Energiesystem hat sich in den letzten Jahrzehnten deutlich modernisiert und ist effizienter geworden, doch nicht alle Entwicklungen verlaufen für Haushalte wie meinen reibungslos.

Unsere Wohnanlage wurde im Rahmen städtischer Programme teilweise modernisiert, aber nicht vollständig auf den aktuellen Stand gebracht. Anders als Barbara verfügen wir weder über eine eigene Photovoltaikanlage noch über einen Energiespeicher und werden von einem Stromlieferanten vollversorgt. Die Wärmepumpe des Hauses reagiert direkt auf Preissignale, was bedeutet, dass der Thermostat abends, wenn wenig erneuerbare Energie verfügbar ist, automatisch herunter geregelt wird, um Kosten zu sparen. Die zunehmende Automatisierung des Energieverbrauchs kann Vorteile bringen, aber mein unregelmäßiger Arbeitsalltag, der auch kein Homeoffice zulässt, erlaubt es mir nicht immer, meinen Energiebedarf flexibel an dynamische Tarife anzupassen.

Die zunehmende Konnektivität des Energiesystems zwischen Erzeugern, Endverbraucher:innen und Netzbetreibern hilft vielen Menschen. Doch in den letzten Jahren gab es immer wieder Cyberangriffe, was zwar zu einer Verbesserung der Systeme geführt hat, mich jedoch weiterhin unsicher lässt, ob meine Daten sicher sind bzw. wie meine Verbrauchsinformationen weiterverarbeitet werden. Viele Energieanbieter bieten heute stark individualisierte Tarife und Services an, die auf unseren Verbrauchsdaten basieren. In Theorie sollten solche Modelle die Verbraucher:innen stärker einbinden, in der Praxis fühle ich mich oft überfordert. Viele Fachbegriffe sind mir nicht immer geläufig und aufgrund meines wechselnden Arbeitsrhythmus und der komplexen Tarifoptionen, fühle ich mich, wie viele andere, überwältigt.

Aufgrund meines geringeren Gehalts bin ich auf öffentliche Verkehrsmittel angewiesen. Infolge des weiteren Ausbaus des öffentlichen Verkehrs kam es zu einem starken Rückgang des Individualverkehrs. Dadurch werden gerade Knotenpunkte der Bahn überlastet und es kommt häufig zu Verspätungen. Das erschwert meinen Arbeitsalltag.

Wenn Sophie und ich am Wochenende in etwas abgelegene Orte in die Natur fahren möchten, greifen wir auch manchmal auf ein Kapselfahrzeug zurück. Allerdings sind diese aufgrund ihrer begrenzten Anzahl, insbesondere für längere Distanzen, oft ausgebucht, sodass wir unseren Trip gelegentlich auf ein anderes Wochenende verschieben müssen.

Ich sehe, dass die Energiewende viele Fortschritte gebracht hat, für die Gesellschaft und das Klima. Dennoch werden meine Bedürfnisse aufgrund von Zeit, Geld und meines geringen Bezugs zu diesem Thema nicht vollständig abgedeckt. Die Energiewende sollte daher nicht nur sauber, sondern auch sozial gerecht erfolgen.

4. Quantitative Analyse

Die quantitative Analyse rundet die Vorbereitung für die Konstruktion eines Marktdesigns 2050 ab. Während in den Megatrends die wesentlichen Einflüsse für das Energiesystem vorwiegend theoretisch beleuchtet wurden und die Case Studies das Zusammenwirken in der Praxis zum Leben erwecken sollten, richtet sich der Fokus der quantitativen Analyse nun auf modellbasierte Vorhersagen für das österreichische Energiesystem der Zukunft. Es geht dabei um zentrale Fragen: Welcher Energiebedarf wird künftig auf das Energiesystem zukommen, aus welchen Energieträgern wird es bestehen und welche Systemanpassungen sind dafür notwendig? Ein Strommarktdesign im Jahr 2050 muss mit all den daraus entstehenden Anforderungen umgehen können.

Es wurde eine Metaanalyse von vier zentralen, aktuellen Szenarien, die unterschiedliche Visionen und strategische Schwerpunkte für Österreichs Energie- und Klimazukunft entwerfen, durchgeführt.

4.1. Methodische Einordnung der Szenarien

Die vier untersuchten Szenarien unterscheiden sich etwas in ihrer Zielsetzung und Modellierung.

Das KN40-Szenario (Weyerstraß et al., 2024) wurde vom IHS (Institut für höhere Studien Wien) im Auftrag des Umweltbundesamtes entwickelt und verfolgt das Ziel, bis 2040 Klimaneutralität in allen Sektoren zu erreichen. Es basiert auf einer makroökonomischen Sektormodellierung, die den „Transition-2040“-Pfad des Umweltbundesamtes nutzt. Das KN40/50-Szenario, ebenfalls von IHS, erweitert den Ansatz hinsichtlich des Industriesektors, sodass die Klimaneutralität für Nicht-ETS-Sektoren bereits 2040, für die Industrie jedoch erst 2050 erreicht werden soll. Die Stromstrategie 2040 stammt von Compass Lexecon (2024) für Österreichs Energie und konzentriert sich ausschließlich auf den Elektrizitätssektor. Sie verwendet ein Optimierungsmodell des europäischen Strommarktes und strebt einen klimaneutralen, robusten Stromsektor ohne Netto-Stromimporte an. Das WWF-Szenario 2050, erarbeitet von WWF, GLOBAL 2000 und Greenpeace (2017), ist ein normatives Back-Casting-Szenario, das von einer 100% erneuerbaren Energieversorgung und einer 90-prozentigen Treibhausgasreduktion gegenüber 1990 ausgeht. Es legt den Schwerpunkt auf Verhaltens- und Suffizienzmaßnahmen und leitet daraus die notwendigen technologischen und politischen Schritte ab. Während die IHS-Szenarien ein gesamtwirtschaftliches Modell nutzen, das alle Sektoren simultan verknüpft, betrachtet die Stromstrategie 2040 ausschließlich den Stromsektor und integriert europäische Markt- und Handelsmechanismen. Das WWF-Szenario dagegen arbeitet von den Zielvorgaben aus und entwickelt die Pfade rückwärts, wobei Verhaltensänderungen stärker gewichtet werden.

4.2. Vergleichende Annahmen

Bezüglich Demografie und Wirtschaftswachstum gehen die IHS-Szenarien von einer Bevölkerung von etwa 9,63 Millionen Menschen im Jahr 2050 und einem realen BIP-Wachstum von durchschnittlich 1,37% pro Jahr aus. Das WWF-Szenario hingegen rechnet mit 9,8 Millionen Einwohnern und einem moderateren Wirtschaftswachstum von 1,0% pro Jahr bis 2030, danach 0,5% pro Jahr.

Politisch setzen alle Szenarien auf einen steigenden CO₂-Preis, wobei die IHS-Szenarien und das zugrundeliegende Transition-Modell einen Preis von 400€/tCO₂ bis 2040 sowohl im Emissionshandel (ETS) als auch in den Non-ETS-Sektoren annehmen. Zusätzlich sehen die

IHS-Szenarien regulatorische Maßnahmen wie das Verbot neuer Verbrenner-PKW ab 2032, die Stilllegung fossiler Heizungen bis 2040 und ein gestaffeltes Renovierungsgebot vor.

Technologisch unterscheiden sich die Szenarien im Ausbau von Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Wasserstoff und Carbon Capture and Storage (CCS). Das KN40-Szenario plant etwa 40 GW PV (ca. 41 TWh) und 12 GW Wind (ca. 29 TWh) bis 2040, während die Stromstrategie 2040 stärker auf Windkraft mit 15 GW (ca. 40 TWh) setzt. Das WWF-Szenario gibt ein sehr hohes technisches PV-Potential von bis zu 56 TWh an, kombiniert mit einem moderateren Windziel von 20 TWh. Beim Wasserstoff gehen die IHS-Szenarien von einer Importquote von 60 % aus, die Stromstrategie 2040 strebt eine vollständige nationale Erzeugung durch Elektrolyse an, und das WWF-Szenario fokussiert den Wasserstoff primär auf die Industrie, insbesondere für die Direktreduktion von Eisenerz. CCS wird in den IHS-Szenarien ab 2035 für schwer vermeidbare Emissionen in Zement und Abfallverbrennung eingeplant, während die anderen Szenarien diese Technologie entweder nicht explizit berücksichtigen oder als nachrangige Option ansehen.

Hinsichtlich weiterer gesellschaftlicher Trends variieren die Annahmen stark: Das KN40-Szenario reduziert den Anteil des motorisierten Individualverkehrs (MIV) auf 48%, während das WWF-Szenario eine ambitionierte Verlagerung auf den Umweltverbund mit einem MIV-Anteil von 50% und einer Reduktion der Verkehrsleistung pro Kopf um 8% vorsieht. Im Gebäudesektor fordert das WWF-Szenario eine jährliche Sanierungsrate von 3%, deutlich höher als die impliziten Renovierungsziele der IHS-Szenarien. Nur das WWF-Szenario integriert tiefgreifende Änderungen im Ernährungsverhalten, nämlich eine Reduktion des Fleischkonsums um 60% und eine Ausweitung der biologischen Landwirtschaft auf 50% der Fläche, was erhebliche Auswirkungen auf Emissionen und Flächenbedarf hat.

4.3. Zentrale quantitative Ergebnisse

Der Endenergieverbrauch (EEV) folgt einem ähnlichen Muster: Das WWF-Szenario reduziert den Verbrauch bereits 2030 auf 799 PJ, während das KN40-Szenario 952 PJ und das KN40/50-Szenario 988 PJ ausweisen. Bis 2050 liegt der Verbrauch im WWF-Szenario bei 608 PJ, im KN40-Szenario bei 649 PJ, im KN40/50-Szenario bei 703 PJ und im Transition-2040-Modell bei 648 PJ.

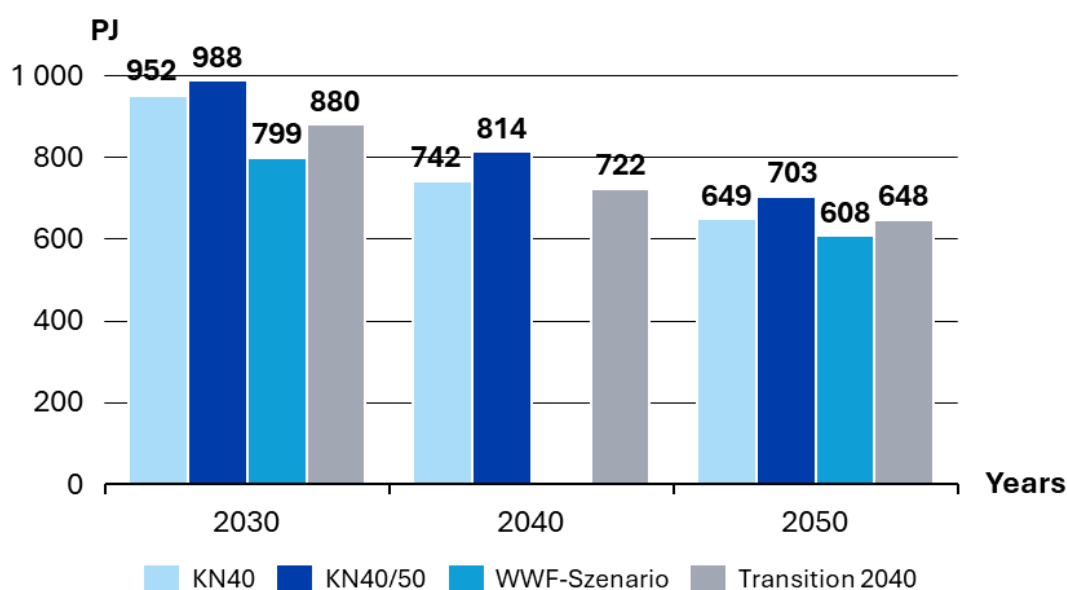


Abbildung 2: Endenergieverbrauch nach Szenarien 2030-2050

Der Strommix verdeutlicht die unterschiedlichen Schwerpunkte: Das KN40-Szenario setzt stärker auf Photovoltaik (41,4 TWh) und erzielt insgesamt 126,7 TWh Bruttostrom, während die Stromstrategie 2040 mit 30 GW PV (32,6 TWh) und 15 GW Wind (39,9 TWh) insgesamt 146,5 TWh erzeugt. Das WWF-Szenario, das von einem geringeren Endenergieverbrauch profitiert, benötigt nur etwa 112 TWh, wobei das PV-Potential bis zu 56 TWh reicht. Diese Unterschiede führen zu variierenden Anforderungen an Speicher, Flexibilität und Netzanschlüsse. Das KN40-Szenario benötigt vor allem Kurzzeitspeicher für die hohe PV-Penetration, während die Stromstrategie 2040 durch den stärkeren Windanteil einen höheren Bedarf an saisonaler Flexibilität und Langzeitspeichern hat. Das WWF-Szenario benötigt insgesamt weniger Strom, weil die Verbrauchsreduktion bereits durch hohe Sanierungsraten und Verhaltensänderungen erreicht wird.

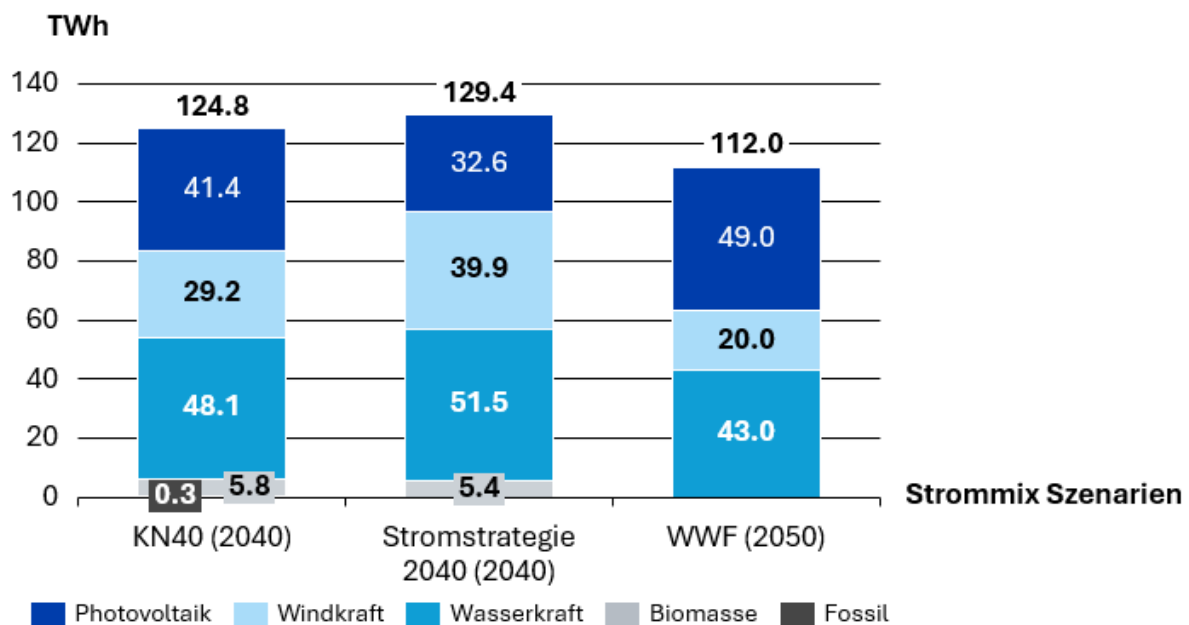


Abbildung 3: Strommix 2040/2050 nach Szenarien

4.4. Sektorale Tiefenanalyse für Strom

Im Stromsektor zeigen die Szenarien unterschiedliche Vorstellungen von Nachfrage und Flexibilität. Die Stromstrategie 2040 rechnet mit einer deutlich höheren Stromnachfrage, die aus einer umfassenden Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und einer heimischen Wasserstoffproduktion resultiert. Sie differenziert den Flexibilitätsbedarf in saisonale (25,7 TWh), wöchentliche (20 TWh) und untertägige (36,4 TWh) Komponenten und schlägt ein breites Portfolio aus Speichern, Last-Management, Kraft-Wärme-Kopplung und Handel vor. Das KN40-Szenario hingegen geht von einer moderateren Elektrifizierungsdynamik aus, setzt stärker auf den Ausgleich über den europäischen Verbund und schätzt den Inlands-Speicherbedarf geringer ein. Während die Stromstrategie 2040 das Ziel verfolgt, keinerlei Netto-Stromimporte zu benötigen und sogar durch Export von sauberem Strom 721 kt CO₂ im Ausland zu vermeiden, positioniert das KN40-Szenario Österreich als Netto-Stromexporteur von etwa 1,7 TWh und gleichzeitig als Importeur von 60% des Wasserstoffbedarfs. Im Wärmesektor besteht Einigkeit darüber, dass eine massive Sanierung des Gebäudebestands unverzichtbar ist. Die EU-Gebäuderichtlinie verlangt bis 2030 eine Reduktion des Primärenergiebedarfs um 16%, das WWF-Szenario fordert jedoch eine jährliche Sanierungsrate von 3%, was technisch machbar, aber politisch herausfordernd ist. Alle Szenarien sehen einen Mix aus Wärmepumpen, erneuerbarer Fernwärme (Geothermie,

Biomasse, Großwärmepumpen, Abwärme) und Solarthermie als zentrale Technologien. Der Investitionsbedarf für die Wärmewende wird auf rund 80 Mrd. € bis 2040 geschätzt, wobei etwa 34 Mrd. € für den Heizungstausch und 45 Mrd. € für thermische Sanierungen anfallen.

4.5. Synthese – Konvergenzen, Divergenzen und strategische Implikationen

Trotz unterschiedlicher Modellansätze gibt es klare Konvergenzen: Alle Szenarien sehen erneuerbaren Strom als Rückgrat des zukünftigen Energiesystems, fordern einen vollständigen Ausstieg aus fossilen Energieträgern, betonen die Notwendigkeit von Energieeffizienz und setzen auf die Elektrifizierung von Verkehr und Wärme als zentrale Transformationsstrategie. Die Divergenzen betreffen vor allem das Transformationstempo, die Frage nach nationaler Autarkie versus europäischer Marktintegration, den Stellenwert von Suffizienz und den Umgang mit Restemissionen. Das KN40-Szenario strebt eine rasche Klimaneutralität bis 2040 an, während das KN40/50-Szenario die Industrie bis 2050 laufen lässt, was zu höheren Emissionen 2040 führt. Die Stromstrategie 2040 favorisiert nationale Versorgungssicherheit und plant keine Netto-Stromimporte, während das KN40-Szenario Österreich als Netto-Stromexporteur positioniert und gleichzeitig Wasserstoff importiert. Das WWF-Szenario legt den Fokus auf tiefgreifende Verhaltensänderungen – etwa eine 60-prozentige Reduktion des Fleischkonsums und eine 3-prozentige jährliche Gebäudesanierung – und nutzt diese Suffizienzmaßnahmen als Haupttreiber der Emissionsreduktion. Beim Umgang mit Restemissionen setzt das KN40-Szenario explizit auf CCS, während das WWF-Szenario stärker auf maximale Reduktion in allen Sektoren und natürliche CO₂-Senken setzt. Diese strategischen Entscheidungen bestimmen, wie resilient, kosteneffizient und gesellschaftlich tragfähig das zukünftige Energiesystem Österreichs sein wird.

Die vier Szenarien liefern weitgehend quantitative Antworten auf die zu Beginn formulierten Fragen. Sie geben klare Prognosen zu den zukünftigen Emissionen und dem Energiebedarf, indem sie Endenergieverbrauch und Stromnachfrage für die Jahre 2030, 2040 und 2050 darstellen. Der zukünftige Energiemix wird durch detaillierte Aufschlüsselungen von Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Biomasse und (bei den IHS-Szenarien) fossilen Resten sowie durch Angaben zu Wasserstoffimporten bzw. -produktion beschrieben. Investitionsbedarfe werden teilweise quantifiziert: Die Stromstrategie 2040 enthält Kosten- und Investitionsschätzungen für den Stromsektor, und die Wärmewende-Analyse weist einen Gesamtbedarf von rund 80 Mrd. € bis 2040 aus, wobei die Aufteilung in Heizungstausch und Sanierungen angegeben ist. Technologische Entwicklungen und Marktmechanismen werden umfassend behandelt: Alle Szenarien benennen Schlüsseltechnologien (PV, Wind, Wasserstoff, CCS, Wärmepumpen) und Lenkungsinstrumente (CO₂-Preis, regulatorische Vorgaben, Flexibilitätsmechanismen). Die Frage, wie die Ziele eines dekarbonisierten Energiesystems und einer entsprechenden Gesellschaft erreicht werden können, wird aus unterschiedlichen Perspektiven beantwortet – die IHS-Szenarien betonen Technologie- und Investitionspfade, die Stromstrategie 2040 legt den Fokus auf Flexibilität und nationale Versorgungssicherheit, das WWF-Szenario stellt Suffizienz und Verhaltensänderungen in den Vordergrund. Keine der Studien bemüht sich um eine vollständige Integration aller Sektoren in einer einheitlichen Investitions- und Kostenaufstellung, insbesondere für Netzinfrastuktur, Speicher und CCS-Anlagen. Zudem liefert das WWF-Szenario keine detaillierten Markt- oder Preismechanismen, weil es primär auf Verhaltensänderungen setzt. Insgesamt beantworten die Studien den Großteil der gestellten Fragen, zeigen jedoch auch, dass keine einzelne Analyse alle Aspekte einer ganzheitlichen, integrierten Transformationsstrategie abdeckt.

Dieses quantitative Kapitel hat entscheidende Entwicklungspfade bis zum Jahr 2050 aufgezeigt und liefert ergänzend zu den zuvor erarbeiteten Megatrends und Case-Studies

fundierte Grundlagen, aus denen im nächsten Kapitel das zukünftige Marktdesign 2050 aus allen relevanten Perspektiven und unter Berücksichtigung sämtlicher Veränderungen gestaltet werden kann.

4.6. Zusammenfassung der quantitativen Analyse

Die quantitative Analyse beantwortet im Hinblick auf das Marktdesign 2050 insbesondere drei zentrale Fragestellungen: Erstens, wie sich Struktur, Nachfrage und Erzeugung des zukünftigen Energiesystems entwickeln und welche Rolle Strom dabei als dominierende Koordinationsgröße einnimmt. Zweitens, wie mit den wesentlichen Unsicherheiten – insbesondere hinsichtlich Nachfragehöhe, technologischer Entwicklung, Flexibilitätsbedarf und europäischer Integration – im Rahmen eines Marktdesigns umgegangen werden kann. Drittens, welche Marktmechanismen erforderlich sind, um die notwendigen Investitionen in ein dekarbonisiertes Energiesystem effizient zu ermöglichen und gleichzeitig Versorgungssicherheit sowie Systemstabilität zu gewährleisten.

Die quantitative Analyse verdeutlicht, dass sich das österreichische Energiesystem bis 2050 mit hoher Robustheit entlang einiger zentraler Strukturmerkmale entwickeln wird, auch wenn die konkreten Ausprägungen zwischen den Szenarien variieren. Unabhängig von den jeweiligen Annahmen zeigt sich ein klarer Trend hin zu einem weitgehend dekarbonisierten, stark elektrifizierten und deutlich effizienteren Energiesystem. Der Endenergieverbrauch sinkt in allen Szenarien signifikant, während gleichzeitig die Bedeutung und Bedarf von Strom als dominanter Energieträger stark zunimmt. Strom wird damit zur zentralen Koordinationsgröße eines sektorgekoppelten Systems, das die Bereiche Energie, Wärme, Mobilität und Industrie integriert. Für das zukünftige Marktdesign bedeutet dies einen fundamentalen Perspektivenwechsel: Es muss nicht mehr primär einzelne Energieströme organisieren, sondern ein hochintegriertes Gesamtsystem steuern.

Gleichzeitig macht die Analyse deutlich, dass die wesentlichen Unsicherheiten weniger in der grundsätzlichen Zielrichtung liegen, sondern vielmehr in der konkreten Ausgestaltung des Transformationspfades. Besonders prägend sind dabei Unterschiede in der zukünftigen Nachfrageentwicklung, die stark von der Gewichtung von Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen abhängt. Während einige Szenarien von einer deutlichen Reduktion des Energieverbrauchs durch Verhaltensänderungen ausgehen, sehen andere eine steigende Stromnachfrage infolge umfassender Elektrifizierung. Für das Marktdesign ergibt sich daraus die Notwendigkeit, sowohl hohe als auch niedrige Nachfragepfade effizient abbilden zu können. Dies erfordert insbesondere flexible, dynamische Preissignale sowie die systematische Integration von Nachfrageflexibilität als aktive Marktresearchressource.

Ein weiterer zentraler Unsicherheitsfaktor betrifft die Rolle Österreichs im europäischen Energiesystem. Die Spannweite reicht von einer stark national ausgerichteten Versorgung mit hoher Autarkie bis hin zu einer tief integrierten Rolle im europäischen Binnenmarkt. Diese Divergenz hat unmittelbare Auswirkungen auf die Ausgestaltung des Marktdesigns: Einerseits muss grenzüberschreitender Handel effizient ermöglicht werden, andererseits sind Mechanismen erforderlich, die nationale Versorgungssicherheit gewährleisten. Das zukünftige Marktdesign muss daher in der Lage sein, europäische Integration und nationale Resilienz gleichzeitig zu adressieren.

Auch hinsichtlich der technologischen Entwicklung zeigen sich relevante Unterschiede, etwa bei der Rolle von Wasserstoff oder dem Einsatz von Carbon Capture and Storage. Diese Unsicherheiten unterstreichen die Notwendigkeit eines technologie-neutralen, aber gleichzeitig investitionsfreundlichen Marktrahmens. Insbesondere kapitalintensive Technologien benötigen langfristig stabile und planbare Erlösstrukturen, um Investitionsentscheidungen zu

ermöglichen. Daraus folgt, dass ein reiner Energy-Only-Markt nicht ausreichen wird, sondern durch zusätzliche Mechanismen wie langfristige Verträge, Absicherungsinstrumente oder Kapazitäts- und Flexibilitätsmärkte ergänzt werden muss.

Besonders deutlich wird in der Analyse die zentrale Rolle von Flexibilität im zukünftigen Energiesystem. Je nach Ausbaupfad erneuerbarer Energien verschieben sich die Anforderungen zwischen kurzfristiger und saisonaler Flexibilität, doch in allen Szenarien steigt der Bedarf signifikant. Flexibilität wird damit zu einer eigenständigen, systemkritischen Ressource, die im Marktdesign adäquat abgebildet und vergütet werden muss. Dies betrifft sowohl Speichertechnologien als auch Demand Response, sektorgekoppelte Anwendungen und neue Technologien wie Wasserstoff.

Die quantitative Analyse zeigt zudem, dass die Transformation mit erheblichen Investitionsbedarfen verbunden ist. Neben der bereits quantifizierten Wärmewende entstehen zusätzliche Anforderungen in den Bereichen Stromerzeugung, Netzinfrastruktur, Speicher und Wasserstoff. Daraus ergibt sich eine zentrale Herausforderung für das Marktdesign: Es muss nicht nur effiziente Betriebsanreize setzen, sondern auch die Finanzierung und Absicherung dieser langfristigen Investitionen ermöglichen. Dies impliziert eine stärkere Rolle von dauerhaft wirkenden Marktmechanismen und eine gezielte Risikoteilung zwischen öffentlichen und privaten Akteuren.

Darüber hinaus wird deutlich, dass ein hoher CO₂-Preis zwar eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für die Transformation darstellt. In allen Szenarien wird er durch regulatorische Maßnahmen ergänzt, etwa durch Verbote, Standards oder Fördermechanismen. Für das Marktdesign bedeutet dies, dass Markt- und Regulierungsinstrumente nicht isoliert gedacht werden dürfen, sondern in einem integrierten Gesamtrahmen wirken müssen.

Ein weiterer zentraler Aspekt betrifft den Umgang mit verbleibenden Emissionen. Während einige Szenarien auf technologische Lösungen wie CCS setzen, fokussieren andere auf maximale Vermeidung und natürliche Senken. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, auch für Residualemissionen geeignete marktliche Lösungen zu entwickeln, etwa durch die Integration von Negativemissionen oder CO₂-Entnahmemechanismen.

Schließlich zeigt die Analyse auch klare Grenzen der bestehenden Szenarien auf. Insbesondere fehlt eine vollständig integrierte Betrachtung aller Sektoren sowie eine konsistente Darstellung der Systemkosten, insbesondere für Netze, Speicher und Infrastruktur.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass das zukünftige Marktdesign nicht als inkrementelle Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktes verstanden werden kann. Vielmehr erfordert die Transformation ein grundlegendes Umdenken hin zu einem integrierten Koordinationsmechanismus, der ein komplexes, erneuerbares und von Unsicherheiten geprägtes Energiesystem steuert. Der Fokus verschiebt sich dabei von der reinen Organisation von Energiehandel hin zur aktiven Orchestrierung eines Systems, das Effizienz, Resilienz und Investitionssicherheit gleichermaßen gewährleisten muss.

5. Marktdesign 2050

Dieses Kapitel bildet das Herzstück der Arbeit und versucht, ein neues Marktdesign für das Jahr 2050 zu entwerfen. Um sich dieser Aufgabe möglichst unvoreingenommen anzunähern, wird versucht, den Markt 2050 anhand einzelner Marktkomponenten abzustecken, schließlich die wichtigsten Bestandteile jeder einzelnen Komponente zusammenzuführen und dann die Wechselwirkung anhand eines vereinfachten Beispiels zu simulieren.

Die untenstehenden Komponenten des Marktes sollen auf Basis der bisherigen Erkenntnisse und Prognosen für das Jahr 2050 bearbeitet werden. Sowohl die Megatrendanalyse, als auch die Case Studies und die quantitative Analyse bilden Grundlagen dafür, welcher Akteur in welchem Bereich was in welcher Form im Kontext eines Energiesystems handeln wird. Wir gehen von einem vollständig dekarbonisierten System aus, weshalb der Fokus auf einem Strommarktdesign der Zukunft liegt. Das bedeutet nicht, dass parallel nicht auch ähnliche und/oder integrierte Marktsysteme für grünen Wasserstoff oder grüne Gase existieren können beziehungsweise müssen.

Wir konzeptualisieren den Strommarkt im Jahr 2050 anhand folgender, miteinander zusammenhängender Komponenten und werfen jeweils die aus unserer Sicht relevanten Fragen auf.

Handelsgegenstand: Auf dem Strommarkt wird elektrische Energie gehandelt, also die physische Bereitstellung von elektrischer Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt. Im Gegensatz zu vielen anderen Märkten weist Strom jedoch besondere physikalische Eigenschaften auf, insbesondere die begrenzte Speicherkapazität sowie die Notwendigkeit, Erzeugung und Verbrauch nahezu zeitgleich zu koordinieren. Dadurch stellt sich im Kontext eines zukünftigen Marktdesigns die grundlegende Frage, ob Strom primär als klassisches Gut oder vielmehr als eine Form von Dienstleistung verstanden werden kann.

Die Einordnung des Handelsgegenstands ist für das Marktdesign von zentraler Bedeutung, da sie beeinflusst, welche Leistungen im Markt vergütet werden und wie Preisbildung, Flexibilitätsbereitstellung und Systemstabilität organisiert sind.

Für die Definition des Handelsgegenstands in einem dekarbonisierten Marktdesign 2050 sind daher folgende Fragen zu beantworten:

- Wird Strom im Jahr 2050 primär als handelbare Energiemenge (kWh) oder als die verlässliche Bereitstellung von Leistung und Versorgung verstanden?
- Welche Rolle spielen Flexibilität, Systemstabilität und zeitliche Verfügbarkeit für den ökonomischen Wert von Strom?
- Wie beeinflusst diese Einordnung die Gestaltung von Preisen und Marktmechanismen im zukünftigen Strommarkt?

Organisationsform: Der Handel mit Strom kann über verschiedene Kanäle erfolgen, etwa über organisierte Börsen, OTC- und bilaterale Verträge oder auch direkt von aktiven Nutzern zu einem anderen Verbraucher:innen. Die Struktur beeinflusst die Transparenz, die Liquidität und die Möglichkeit für Marktteilnehmer, Preis- und Mengeninformationen zu nutzen; daher muss die Organisationsform klar benannt werden, um die Funktionsweise des Marktes zu verstehen. Für die Definition der Organisationsform in einem dekarbonisierten Marktdesign 2050, sind folgende Kernfragen zu beantworten:

- Wie ist der Strommarkt im Jahr 2050 strukturell organisiert, um eine große und heterogene Anzahl an Akteuren effizient zu koordinieren?

- Welche Rollen übernehmen zentrale Plattformen, bilaterale Vertragsstrukturen und dezentrale Interaktionen im Zusammenspiel eines digitalisierten und dekarbonisierten Energiesystems?

Systemfunktion: Der Handel mit Strom dient primär der Allokation von elektrischer Energie, der Preisfindung und der Sicherstellung einer kontinuierlichen Versorgung. Die Funktionsweise ist relevant, weil sie erklärt, wie Angebot und Nachfrage koordiniert werden und welche Anreize für Investitionen in Erzeugung und Flexibilitätstechnologien entstehen. Folgende Kernfragen werden in diesem Kapitel betrachtet, um die Systemfunktion des Marktdesign 2050 zu skizzieren:

- Welche Funktionen erfüllt der Strommarkt im Jahr 2050 bei der Koordination von Erzeugung, Verbrauch und Netzrestriktionen in einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem?
- Wie entstehen Preis- und Investitionssignale in einem System mit überwiegend erneuerbarer Erzeugung und welcher Beitrag wird zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität geleistet?

Teilnehmer- und Interaktionsstruktur: Auf dem Strommarkt sind bezugs- und erzeugungsseitig unterschiedliche Akteure unterschiedlicher Größe aktiv, die alleine schon aufgrund der Systemstabilität voneinander abhängig sind und miteinander interagieren. Nur, wenn ein Markt die Interaktionsmuster und die Bandbreite der Akteure abdecken kann, ist er geeignet, um im Jahr 2050 zu bestehen. Zwei zentrale Fragen werden in diesem Kapitel zur Teilnehmer- und Interaktionsstruktur genauer beantwortet:

- Wie viele unterschiedliche Teilnehmer gibt es im Jahr 2050?
- Welche Interaktionsstrukturen existieren zwischen diesen Teilnehmern?

Risikoallokation: In einem Energiesystem der Zukunft müssen verschiedene Risiken berücksichtigt werden, darunter Preis- und Mengenrisiken aufgrund der Volatilität erneuerbarer Energien, Investitionsrisiken für neue Produktionsanlagen oder Netzinfrastruktur, Systemstabilitätsrisiken sowie geopolitische und sicherheitsrelevante Risiken. Das Marktdesign entscheidet darüber, wer welches Risiko trägt und wie sich dagegen abgesichert werden kann. Die Risiken sind anhand von zeitlichen und sachlichen Punkten zu unterscheiden. Es müssen folgende Fragen hinsichtlich der Risikoallokation beantwortet werden:

- Was lässt sich gegen langfristige Investitionsrisiken unternehmen?
- Wie können sich Akteure gegen Preis- und Mengenschwankungen absichern?
- Wie können sich Akteure gegenüber operativen Herausforderungen absichern?
- Wie lassen sich geopolitische Risiken minimieren?

Räumliche Dimension: Die räumliche Dimension legt fest, auf welcher geographischen Ebene Angebot, Nachfrage und Engpässe sichtbar und allokiert werden. Ein Marktdesign muss daher klären, wie die Interaktion und Integration zwischen den Ebenen erfolgt, welche Preis- und Kapazitätsmechanismen (zonale vs. nodale Preise, regionale Flexibilitäten) gelten und wie Engpässe, Transparenz und die Teilhabe kleiner Akteure auf jeder räumlichen Stufe koordiniert werden. In einem dekarbonisierten Markt stellen sich daher folgende Fragen:

- Wie werden Netzrestriktionen und Engpässe transparent im System abgebildet, um effiziente Investitionsanreize zu setzen?
- Wie sind Preiszonen ausgestaltet und auf welcher räumlichen Ebene erfolgt die Preisbildung?
- Wie erfolgt die Koordination und Integration zwischen den Netzebenen?

- Wie sind dezentrale Erzeuger, Prosumer und flexible Verbraucher:innen in die räumliche Preisstruktur integriert?

Zeitliche Dimension: Die zeitliche Dimension beschreibt, über welche Handels- und Planungshorizonte Marktakteure Preis- und Mengenentscheidungen treffen – von langfristigen Forward-Verträgen über den Day-Ahead-Markt bis hin zu Intraday- und Spotmarkt. Ein Marktdesign muss dabei klären, welche Mechanismen auf den jeweiligen Zeithorizonten die Investitions- und Preisabsicherung, die Flexibilitätsbereitstellung sowie die Systemstabilität gewährleisten.

- Über welche Zeithorizonte erfolgen Handels- und Planungsentscheidungen?
- Wie sind diese miteinander verknüpft und auf den Spotmarkt ausgerichtet?
- Wie wird kurzfristige Flexibilität über die Zeit im System berücksichtigt?
- Wie entstehen über verschiedene Zeithorizonte Investitions- und Absicherungssignale?

Regulatorischer Eingriffsgrad: Es wird sich immer mehr auf verschiedenen Ebenen zwischen zahlreichen Akteuren und unterschiedlichen Systemen abspielen. Jedes Marktdesign braucht entsprechende Regeln und Leitplanken, um einen effizienten und fairen Austausch zu ermöglichen. Es muss geklärt werden, wie stark der Staat und der Regulator im Jahr 2050 eingreifen sollten, damit das Marktdesign effizient und nachhaltig wirkt, und in welchen Bereichen Prozesse dem Markt überlassen werden können.

- Wie stark wird in die Marktmechanismen des (kurzfristigen) Strommarktes eingegriffen?
- Wie sehr greift der Staat in die langfristigen Entwicklungsziele ein?
- Wie frei können sich kleinere Akteure auf unteren Marktebenen bewegen?

Grad der Automatisierung: Der Strommarkt im Jahr 2050 ist durch ein hohes Maß an digitaler Vernetzung und automatisierter Entscheidungsprozesse geprägt. Marktprozesse entstehen nicht ausschließlich durch bewusst handelnde Marktakteure, sondern durch technische Systeme, die auf Basis von Preissignalen, Netzsituationen und Systemzuständen eigenständig Entscheidungen treffen.

Die Koordination eines Energiesystems mit einer großen Anzahl dezentraler Anlagen, Speichern, flexiblen Verbraucher:innen und sektorübergreifenden Anwendungen erfordert kontinuierliche Abstimmungsprozesse zwischen Erzeugung, Verbrauch und Netzkapazitäten. Diese Koordination erfolgt im Strommarkt 2050 in weiten Teilen automatisiert.

Für das Marktdesign stellt sich damit die grundlegende Frage, wie stark Entscheidungsprozesse im Strommarkt automatisiert organisiert sind und welche Rolle menschliche Akteure innerhalb dieses Systems einnehmen.

- In welchem Umfang werden operative Entscheidungen im Strommarkt automatisiert getroffen?
- Auf welcher Ebene des Energiesystems entstehen diese Entscheidungen – zentral auf Marktplattformen oder dezentral auf Anlagen- und Geräteebe?
- Welche Rolle übernehmen menschliche Akteure innerhalb eines automatisierten Strommarktes?

5.1. Die Komponenten eines Strommarktdesigns 2050

5.1.1. Handelsgegenstand

Die Einordnung des Handelsgegenstands ist von zentraler Bedeutung für das Verständnis des zukünftigen Strommarktes. Sie bestimmt, welche Leistungen im Markt tatsächlich bewertet werden und welche Rolle Energiemengen, Leistung, Flexibilität und Systemstabilität im Zusammenspiel des Energiesystems einnehmen.

Einordnung von Strom im Marktdesign 2050

Im dekarbonisierten Energiesystem des Jahres 2050 stellt sich die grundlegende Frage, ob Strom im Markt primär als klassisches Gut oder vielmehr als Dienstleistung zu verstehen ist. Während Strom formal als handelbare Energiemenge auftritt, zeigt eine nähere Betrachtung der physikalischen Eigenschaften des Systems, dass sein ökonomischer Wert weniger aus der Energiemenge selbst als aus der Fähigkeit entsteht, elektrische Leistung unter stabilen und bedarfsgerechten Bedingungen bereitzustellen.

Im Mittelpunkt steht somit nicht die kumulierte Energiemenge, sondern die jederzeitige Verfügbarkeit von Leistung. Da Strom nur in sehr begrenztem Umfang speicherbar ist, entsteht sein Nutzen ausschließlich im Moment der Bereitstellung, wodurch Erzeugung und Verbrauch untrennbar miteinander verbunden sind, eine Eigenschaft, die ihn fundamental von klassischen Gütern unterscheidet, deren Wert unabhängig vom Zeitpunkt der Nutzung bestehen kann.

Diese physikalische Besonderheit führt dazu, dass Strom im Marktkontext nicht wie ein lagerfähiges Gut behandelt werden kann. Sein ökonomischer Wert entsteht erst dann, wenn Energie genau zu dem Zeitpunkt bereitgestellt wird, an dem sie benötigt wird. Strom ist daher zwar formal eine handelbare Größe, sein ökonomischer Nutzen entsteht jedoch erst im Zusammenspiel von zeitlicher Verfügbarkeit, technischer Nutzbarkeit und systemischer Einbettung.

Leistung, Systemstabilität und Flexibilität als zentrale Werttreiber

Vor diesem Hintergrund verschiebt sich auch der Bewertungsmaßstab des Marktes. Während Strom traditionell in Energiemengen (kWh) beschrieben wird, steht im Jahr 2050 zunehmend die Fähigkeit zur kurzfristigen Bereitstellung von Leistung (kW) im Vordergrund. Gleichzeitig besteht jedoch weiterhin ein Markt für Energiemengen selbst. Das Stromsystem basiert daher auf einem dualen Vermarktungsansatz, in dem sowohl Energie als Handelsgut als auch Leistung, Flexibilität und Systemstabilität als Dienstleistungen parallel gehandelt werden.

Eine vorhandene Energiemenge besitzt keinen eigenständigen wirtschaftlichen Wert, solange sie nicht bedarfsgerecht verfügbar ist. Entscheidend ist daher die Fähigkeit von Erzeugungs-, Speicher- und Flexibilitätsanlagen, Energie zur richtigen Zeit in Form von Leistung bereitzustellen und auf kurzfristige Änderungen im Systemzustand zu reagieren. Während Energiemärkte weiterhin die physische Stromlieferung abbilden, werden Leistungs- und Flexibilitätsmärkte zunehmend zum zentralen Mechanismus für die kurzfristige Systemkoordination.

Gleichzeitig ist die Bereitstellung von Strom untrennbar mit den physikalischen Anforderungen des elektrischen Systems verbunden. Frequenz- und Spannungsstabilität, der kurzfristige Ausgleich von Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie die kontinuierliche Sicherstellung der Versorgung sind grundlegende Voraussetzungen für die Nutzbarkeit elektrischer Energie. Diese Funktionen werden im Marktdesign nicht als technische

Nebenbedingungen betrachtet, sondern als eigenständige Systemdienstleistungen bewertet und vergütet.

Damit erweitert sich auch der ökonomische Bewertungsrahmen des Strommarktes. Neben der reinen Energielieferung gewinnen Leistungsbereitstellung, Flexibilität, Reaktionsfähigkeit und Systemdienlichkeit an Bedeutung. In einem Energiesystem mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien entstehen Knappheiten nicht primär durch Produktionskosten, sondern durch zeitliche und räumliche Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage. Der wirtschaftliche Wert von Strom ergibt sich daher aus dem Zusammenspiel beider Ebenen: der Bereitstellung von Energie als physischem Handelsgut sowie der Fähigkeit von Anlagen und Verbraucher:innen, durch Leistung und Flexibilität zur Stabilisierung des Systems beizutragen.

Strom als Bestandteil eines kontinuierlichen Systemzustands

Im Ergebnis zeigt sich, dass Strom im Marktdesign 2050 zwar weiterhin als handelbare Größe erscheint, sein ökonomischer Charakter jedoch deutlich stärker einer Dienstleistung als einem klassischen Gut entspricht. Vergütet wird nicht ausschließlich Energie als solche, sondern vor allem die verlässliche, flexible und systemkonforme Bereitstellung von Versorgung.

Strom ist damit weniger als isolierte Ware zu verstehen, sondern als Bestandteil eines kontinuierlich zu gewährleistenden Systemzustands, in dem Erzeugung, Verbrauch und Netzstabilität fortlaufend aufeinander abgestimmt werden müssen. Marktprozesse dienen daher weniger dem einmaligen Austausch einer Ware als vielmehr der kontinuierlichen Koordination eines physikalischen Systems, dessen Stabilität und Funktionsfähigkeit den eigentlichen ökonomischen Wert der Stromversorgung bestimmen.

5.1.2. Organisationsform

Die Organisationsform des Strommarktes im Jahr 2050 basiert auf der weitgehenden Dezentralisierung der Erzeugung, einem hohen Automatisierungsgrad, der Integration von Flexibilität als eigenständige Marktgröße sowie der Notwendigkeit, ein System mit einer sehr großen und heterogenen Anzahl an Akteuren effizient zu koordinieren.

Mehrschichtige Marktstruktur

Im Jahr 2050 existiert keine einheitliche Marktorganisation, sondern ein mehrschichtiges System, in dem unterschiedliche Handelsformen parallel bestehen und jeweils spezifische Funktionen erfüllen. Diese lassen sich in drei grundlegende Organisationsformen gliedern: zentrale Plattformmärkte, bilaterale Vertragsstrukturen sowie dezentrale Peer-to-Peer- oder Gemeinschaftsmodelle.

Zentrale Plattformmärkte bilden weiterhin das Rückgrat der kurzfristigen Allokation. Sie stellen hochliquide Handelsumgebungen dar, in denen Energie, Leistung und Flexibilität integriert gehandelt werden. Im Gegensatz zu heutigen Strombörsen sind diese Plattformen jedoch funktional erweitert: Sie bilden räumlich hochgranulare Preissignale bis in die Verteilnetzebene ab und ermöglichen einen kontinuierlichen Handel, der sich eng an den physikalischen Systemzuständen orientiert. Ihre zentrale Funktion besteht darin, verbleibende Angebots- und Nachfragemengen effizient zusammenzuführen und damit eine systemweite Optimierung sicherzustellen. Zusätzlich bieten sie, insbesondere für außerbörsliche bilaterale Geschäfte, wichtige Orientierungshilfen für den künftigen Strompreis, indem langfristige Futures gehandelt werden.

Parallel dazu behalten bilaterale Vertragsbeziehungen eine zentrale Bedeutung, insbesondere im Kontext langfristiger Investitionsentscheidungen. Power-Purchase-Agreements, Contract-for-Difference-Modelle und vergleichbare Vertragsformen dienen der Absicherung von

Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen sowie in Speicher- und Flexibilitätskapazitäten. Diese Verträge entwickeln sich weiter, indem sie zunehmend physische Komponenten wie Speicher oder Flexibilitätsoptionen integrieren und damit nicht nur Preis-, sondern auch Mengenrisiken adressieren. Sie ermöglichen eine weitgehende Entkopplung von kurzfristigen Marktpreisschwankungen und bilden somit die Grundlage für Investitionssicherheit in einem System mit volatilen Erzeugungsprofilen.

Ergänzend dazu entstehen dezentrale Marktstrukturen, die insbesondere auf lokaler Ebene relevant sind. Peer-to-Peer-Handel sowie Energiegemeinschaften ermöglichen es kleineren Akteuren, Energie direkt untereinander auszutauschen und teilweise unabhängig vom übergeordneten Markt zu agieren. Diese Organisationsform erfüllt neben ökonomischen auch soziale Funktionen, indem sie die Akzeptanz der Energiewende stärkt und lokale Wertschöpfung fördert. Gleichzeitig ermöglicht sie eine technisch effiziente Abstimmung von Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität auf lokaler Ebene.

Plattformisierung und Rolle von Intermediären

Ein wesentliches Merkmal der Organisationsform im Jahr 2050 ist die zunehmende Plattformisierung des Marktes. Digitale Plattformen übernehmen zentrale Koordinationsfunktionen, indem sie Angebot und Nachfrage zusammenführen, Preissignale bereitstellen und die Integration physikalischer Systemrestriktionen in die Marktprozesse ermöglichen.

In diesem Kontext verändern sich auch die Rollen klassischer Marktteilnehmer. Aggregatoren gewinnen an Bedeutung, indem sie eine Vielzahl dezentraler Anlagen bündeln, technisch integrieren und deren Flexibilitäten in marktfähige Produkte überführen. Ihre Funktion liegt weniger im klassischen Handel, sondern in der Orchestrierung komplexer Anlagenportfolios und der Übersetzung physikalischer Potenziale in ökonomische Signale.

Lieferanten entwickeln sich zunehmend zu Dienstleistern für Risiko- und Systemmanagement. Sie übernehmen die Bündelung von Beschaffung, die Absicherung von Preis- und Mengenrisiken sowie die Integration von Endkund:innen in automatisierte Marktprozesse. Plattformbetreiber fungieren als infrastrukturelle Schnittstellen, die standardisierte Zugänge zum Markt bereitstellen und damit die Teilnahme auch für kleine Akteure ermöglichen.

Verhältnis von Zentralität und Dezentralität

Die Organisationsform des Marktes 2050 ist durch eine bewusste Balance zwischen zentralen und dezentralen Elementen geprägt. Zentrale Märkte gewährleisten Effizienz, Liquidität und die Bereitstellung von Preissignalen in Zeiten der periodischen Kopplung aller Börsen zur Herstellung eines europäischen Optimums, während dezentrale Strukturen eine häufige, lokale Optimierung, gesellschaftliche Einbindung und die Unabhängigkeit vom Gesamtsystem ermöglichen.

Diese Koexistenz ist notwendig, da ein rein zentral organisiertes System lokale Netzrestriktionen und dezentrale Flexibilitätspotenziale nicht effizient abbilden könnte. Umgekehrt würde ein ausschließlich dezentrales System Skaleneffekte, Versorgungssicherheit und überregionale Ausgleichsmechanismen gefährden. Das Marktdesign verbindet daher beide Ebenen in einem integrierten System, in dem zentrale und dezentrale Strukturen komplementäre Funktionen übernehmen.

Standardisierung und Individualisierung

Ein weiteres prägendes Merkmal der Organisationsform ist die gleichzeitige Ausprägung von Standardisierung und Individualisierung. Auf der einen Seite sind Marktprozesse, Schnittstellen und Produkte stark standardisiert, um Skalierbarkeit, Effizienz und Interoperabilität zu gewährleisten. Auf der anderen Seite ermöglicht das System eine hohe Individualisierung auf Ebene der einzelnen Marktteilnehmer, etwa in Bezug auf Risikobereitschaft, Autarkiegrad oder die Nutzung von Flexibilitätsoptionen.

Diese Kombination erlaubt es, sowohl große industrielle Akteure als auch private Haushalte in einem gemeinsamen Marktsystem zu integrieren und gleichzeitig deren unterschiedliche Anforderungen und Präferenzen zu berücksichtigen.

5.1.3. Systemfunktion des Marktdesigns 2050

Die Systemfunktion des Marktes im Jahr 2050 ist es, einen kontinuierlichen Koordinationsmechanismus zur Verfügung zu stellen, der physikalische Systemzustände in Echtzeit abbildet und optimiert.

Markt als Koordinationsmechanismus

Im Zentrum der Systemfunktion steht die kontinuierliche Abstimmung von Erzeugung, Verbrauch und Netzkapazitäten. Der Markt fungiert dabei als Mechanismus, der Angebot und Nachfrage sowohl in diskreten Auktionen als auch im fortlaufenden Handel miteinander in Einklang bringt. Auktionen – insbesondere im Day-Ahead-Bereich – dienen dazu, erwarteten Bedarf und verfügbare Erzeugung frühzeitig zu koordinieren und verlässliche Preissignale für den Folgetag zu setzen. Ergänzend ermöglicht der kontinuierliche Intraday-Handel eine laufende Anpassung an kurzfristige Wetterbedingungen und weitere Unsicherheiten.

Dabei werden physikalische Restriktionen des Netzes, insbesondere Engpässe und Verlustfaktoren, zunehmend direkt in die Marktprozesse integriert. Der Strommarkt ist somit nicht nur ein Ort des Handels im klassischen Sinne, sondern ein System zur dynamischen, nahezu echtzeitbasierten Koordination eines physikalischen Netzwerks. Entscheidungen entstehen nicht mehr ausschließlich als einzelne Transaktionen, sondern als Ergebnis kontinuierlicher Optimierungs- und Anpassungsprozesse.

Preisbildung unter Knappheitsbedingungen

In einem Energiesystem, das überwiegend auf erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit sehr geringen Grenzkosten basiert, verändert sich die Logik der Preisbildung grundlegend. Preise entstehen nicht mehr primär aus den Produktionskosten, sondern aus Knappheitssituationen.

Knappheit kann dabei verschiedene Ursachen haben, etwa lokale Netzenspässe, unzureichende Flexibilität oder begrenzte verfügbare Leistung. Durch eine räumlich differenzierte Preisbildung werden diese Knappheiten sichtbar gemacht und in ökonomische Signale übersetzt. Preise übernehmen damit eine zentrale Rolle bei der kurzfristigen Allokation und der Aktivierung von Flexibilität. Knappheit zu bestimmten Zeiten verhindert somit auch die vollständige Kannibalisierung der Erneuerbaren durch Grenzkosten nahe Null: Energiespeicher und Nachfrageflexibilität in Kombination mit Leitungskapazitäten schaffen selbst in Stunden mit sehr hoher Produktion ausreichend Bedarf, um in Knappheitssituationen entweder die eigene Nachfrage reduzieren oder aber selbst einspeisen zu können. Die räumliche Verteilung von Erneuerbaren Anlagen und die europäische Anbindung lassen Produzenten von Erneuerbaren Energien zusätzlich von Knappheiten in unterschiedlichen Märkten profitieren. Zwar wird diese Preisbildung auf der Basis von Knappheit nicht ausreichen, um die gesamten Investitionskosten von Erneuerbaren langfristig zu decken, aber durchaus einen wichtigen Teil.

Rolle von Flexibilität und Nachfrage

Flexibilität wird im Jahr 2050 zu einer zentralen Systemressource. Der Markt koordiniert nicht nur die Erzeugung von Strom, sondern insbesondere die Anpassungsfähigkeit von Verbrauch und Speicherung. Nachfrageseitige Flexibilität ermöglicht es, Verbrauch an Preissignale anzupassen und so zur Stabilisierung des Systems beizutragen.

Speichertechnologien und sektorübergreifende Anwendungen erweitern diese Flexibilitätsoptionen und tragen dazu bei, kurzfristige Schwankungen in der Erzeugung auszugleichen. Der Markt stellt sicher, dass diese Flexibilität dort eingesetzt werden, wo sie den größten systemischen Nutzen entfalten.

Systemorientierte Koordination von Markt und Investitionen

Das Strommarktdesign im Jahr 2050 ist darauf ausgerichtet, ein hochgradig erneuerbares, dezentrales und netzgebundenes Energiesystem effizient zu koordinieren. Kurzfristige Märkte gewährleisten weiterhin die effiziente Allokation von Erzeugung und Flexibilität in

nahezu Echtzeit und spiegeln systemische Knappheiten wider. Gleichzeitig werden diese Preissignale gezielt durch ergänzende Mechanismen flankiert, um Investitionen systemdienlich auszurichten.

Im Zentrum steht dabei nicht primär die Schaffung ausreichender Investitionsanreize, sondern deren zielgerichtete Steuerung. Investitionen erfolgen entlang klar definierter Systembedarfe – insbesondere hinsichtlich Standort, Technologie und Flexibilitätsanforderungen. Regionale Netzrestriktionen, die Integration fluktuierender Erzeugung sowie der steigende Bedarf an steuerbarer Nachfrage und Speichern werden explizit in den Investitionsrahmen integriert.

Das Marktdesign kombiniert hierfür verschiedene Instrumente: differenzierte Preissignale, langfristige Absicherungsmechanismen sowie gezielte Förder- und Kapazitätsinstrumente. Diese greifen ineinander und stellen sicher, dass sowohl ausreichende Kapazitäten als auch die für ein stabiles System erforderlichen Flexibilitätsoptionen bereitgestellt werden. Der Markt ist somit kein reiner Handelsmechanismus, sondern ein integriertes Koordinationssystem, das kurzfristige Effizienz mit langfristiger Systemoptimierung verbindet.

Versorgungssicherheit und Resilienz

Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit erfolgt im Jahr 2050 durch ein Zusammenspiel verschiedener Elemente. Neben einer ausreichenden installierten Kapazität spielen insbesondere Flexibilität, Speichertechnologien und die europäische Systemintegration eine zentrale Rolle. Strategische Reserven und koordinierte Backup-Kapazitäten ergänzen diese Strukturen und gewährleisten, dass auch in Extremsituationen eine stabile Versorgung sichergestellt werden kann.

Der Markt trägt dazu bei, indem er Knappheiten frühzeitig sichtbar macht und entsprechende Reaktionen auslöst. Gleichzeitig ermöglicht die Integration einer Vielzahl dezentraler Akteure eine breitere Verteilung von Risiken und erhöht damit die Resilienz des Gesamtsystems.

Integration von Systemstabilität

Im Marktdesign 2050 ist die Sicherstellung der Systemstabilität vollständig in die laufende Marktkoordination integriert. Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung, Spannungsstabilisierung oder Reservebereitstellung werden nicht separat beschafft, sondern sind direkter Bestandteil der Dispatch- und Optimierungslogik des Marktes in Echtzeit.

Dies erfolgt über eine erweiterte Marktkoordination, in der neben Energie auch systemrelevante Restriktionen und Anforderungen explizit berücksichtigt werden. Netzrestriktionen, notwendige Reservevorhaltungen, Reaktionsgeschwindigkeiten und lokale Systembedarfe fließen als Nebenbedingungen in die marktliche Optimierung ein. Die Allokation von Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität erfolgt somit nicht nur kostenminimal, sondern stets auch systemstabilisierend.

Die Bereitstellung dieser Leistungen erfolgt durch ein breites Portfolio an Ressourcen. Neben zentralen Anlagen werden insbesondere dezentrale Flexibilitäten – wie Speicher, flexible Lasten oder Elektrolyseure – über Aggregatoren gebündelt und in standardisierter Form in den Markt integriert. Aggregatoren übernehmen dabei die Aufgabe, technische Fähigkeiten (z.B. Reaktionsgeschwindigkeit oder Regelbarkeit) in marktfähige Produkte zu übersetzen und diese in die kontinuierliche Marktoptimierung einzubringen.

Systemstabilität spiegelt sich unmittelbar in der Preisbildung wider. Preise entstehen aus einer kombinierten Bewertung von Energie, Flexibilität und Netzrestriktionen. Lokale Knappheiten, kurzfristige Ungleichgewichte oder hohe Anforderungen an Regelleistung führen zu

differenzierten, teilweise stark erhöhten Preissignalen, die gezielt jene Ressourcen aktivieren, die zur Stabilisierung des Systems am effizientesten beitragen. Flexibilität und schnelle Reaktionsfähigkeit werden dadurch systematisch höher vergütet.

Netzbetreiber definieren die Systemgrenzen und technischen Anforderungen, die kontinuierlich in die Marktprozesse eingespeist werden. Die eigentliche Aktivierung und Bereitstellung erfolgt jedoch automatisiert über den Markt. Systemstabilität ist damit kein separater Beschaffungsprozess, sondern ein inhärentes Ergebnis einer marktlichen Koordination, die physikalische Systemanforderungen vollständig internalisiert.

5.1.4. Teilnehmer- und Interaktionsstruktur

Das Energiesystem 2050 ermöglicht einem großen Pool an Akteuren die aktive Teilnahme am Energiesystem und an den Marktprozessen. Dadurch erhöht sich der Bedarf an Verflochtenheit und Kommunikation.

Im Jahr 2050 kann die Erzeugung und Verteilung von Energie praktisch von jeder einzelnen Person übernommen werden und nicht etwa nur von großen Kraftwerken, was die Zahl der Teilnehmenden qua Design niedrig halten würde. Gleichzeitig werden neue Leistungen wie nachfrageseitige Flexibilitäten und Energiespeicherung angeboten, die Marktinteraktionen und -synergien anregen und das Teilnehmerfeld weiter öffnen.

Teilnehmerpotenzial im Jahr 2050

Die Anzahl der Akteure im Energiesystem ist im Jahr 2050 nicht nur enorm groß, sondern auch äußerst divers. Das liegt insbesondere an der starken Dezentralisierung der Erzeugung, der aktiven Einbindung der Bürger:innen ins Energiesystem (etwa durch Einspeisung oder Beteiligung in Energy Sharing Modellen) sowie dem Aufkommen neuer Marktmöglichkeiten wie dem Anbieten von Flexibilitäten und der Einspeicherung von Energie.

Die vielen großen Erzeuger von erneuerbaren Energien agieren auf höheren Ebenen des Systems, profitieren von Effizienzvorteilen und spielen eine wichtige Rolle für die Abdeckung von Grundlast sowie die Funktionalität und Stabilität des Gesamtsystems. Im Kontext der europäischen Markt- und Systemintegration sind sie überstaatlich ausgerichtet und werden dort gebaut, wo sie das meiste Potenzial besitzen. Eine europäische Kapazitätsreserve stellt größere Anlagen und Speicher als Back-Up-Kapazität bereit. Alternativ setzen einige große Erzeuger auf langfristige Absicherung und entkoppeln sich durch PPAs vom Markt, um mit einzelnen Abnehmern Verträge auszuhandeln.

Kleinere Erzeuger sind breit gestreut vorhanden, können sich aber in ihrer Marktposition und -aktivität durchaus unterscheiden. Einerseits gibt es marktoffene Erzeuger, die (auch aggregiert) sowohl an den Energiemärkten selbst als auch an den Flexibilitätsmärkten marktwirtschaftlich auf den allen Ebenen des Systems agieren. Es gibt aber auch marktabgewandte Erzeuger, die sich voll auf Autarkie konzentrieren und sich teils selbstständig, teils in Energiegemeinschaften gemeinwohlorientiert organisieren. Durch die Verbreitung von günstiger PV mit Heimspeicher und der zusätzlichen Option einer Mitgliedschaft in einer Energiegemeinschaft haben Bürger:innen mit größeren Grundstücken oder auch Bauern die Möglichkeit, nahezu unabhängig von einer externen Versorgung zu leben und nur Notstromverträge mit Lieferanten abzuschließen. Um die Autarkie in den Gemeinschaften zu stärken, wird immer mehr auf die Versorgungsstruktur innerhalb der Gemeinschaft geachtet, sodass maximale Wetterunabhängigkeit besteht.

Verbraucherseitig ist die Anzahl der aktiven Teilnehmer:innen enorm hoch. Moderne Smart Meter und Smart Home Geräte lassen jeden und jede mit einem Netzanschluss niederschwellig an offenen Flexibilitätsmärkten teilnehmen oder Kapazitäten einem

eingeschränkten Teilnehmerkreis in einer Energiegemeinschaft oder einem P2P-Verhältnis zur Verfügung zu stellen. Diese Teilnahme läuft bei vielen automatisch ab, insofern ist die berechnete Frage zu stellen, ob nur aktive Entscheider oder auch Menschen, die schlicht Teil eines im Hintergrund laufenden Optimierungsprozesses sind, Teilnehmer:innen sind.

Interaktionsstruktur im Jahr 2050

Je nach Marktakteur und Kontraktverhältnis gibt es im Energiesystem unterschiedliche Interaktionsformen.

1 : 1 Interaktionen sind in bestimmten Situationen für Teilnehmer:innen auf allen Ebenen attraktiv.

Bilaterale Verträge schaffen Unabhängigkeit sowie langfristige (finanzielle) Planbarkeit. Sie sichern große Erzeuger ab und entkoppeln große Verbraucher:innen von möglichen Preisschwankungen. Durch die Integration von Flexibilitäts- oder Speicheroptionen in langfristige, bilaterale Verträge erhöht sich die Verlässlichkeit der Belieferung und macht aus diesen Verträgen eine quasi-Vollversorgung – ohne zwischengeschalteten Lieferanten. Gleichzeitig ist es auf einer deutlich niedrigeren Ebene üblich, die Energie im Gegenzug für Flexibilität direkt von einem Erzeuger an einen bestimmten Verbraucher:innen weiterzuleiten. Praktisch sind dies oft kleinerzeugende Haushalte die durch PV-Anlagen und Heimspeicher zunehmend eigenständig sind und überschüssigen Strom Familienangehörigen oder Freunden gratis oder zu günstigen Preisen zur Verfügung stellen können.

Der Handel mit einer sehr großen Zahl von Gegenparteien ($n : n$) bietet den großen wie kleinen Teilnehmenden hohe Variabilität, reduziert so das Risiko von Versorgungsausfällen und dem Abspringen einzelner Vertragspartner. Die Beschaffung und Vermarktung über Handelsbörsen (als Intermediäre) ist im Jahr 2050 wichtig, weil dort ein erheblicher Teil der Reststromversorgung gesichert wird. Bei ausschließlicher Versorgung durch Erneuerbare Energien haben Wetterprognosen und damit insbesondere der kurzfristige Handel eine wichtige Bedeutung für die Preisbildung. Aus Kosten- und Effizienzgründen ist ein möglichst breites Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage großer und kleiner Akteure sinnvoll – insbesondere im Day-Ahead und Intraday-Markt sowie auch auf Ebene der Ausgleichs- und Regenergie. Klassische Stromwarenbörsen wurden um Handelsplätze für Flexibilitäten erweitert und lassen angebotsseitige Erzeugung und nachfrageseitige Flexibilität schon in sehr kleinen Mengen miteinander interagieren. Aggregatoren bündeln Flexibilitäten und erweitern somit auch deren Einsatzgebiet. Auch auf dem Lieferantenmarkt haben sich verschiedene Typen etabliert. Klassische Vollversorger für die Verbraucher:innen, die sich nicht selbst am System beteiligen können oder wollen. Lieferanten für beziehende Kundinnen und Kunden, die ihre Flexibilitäten anbieten. Außerdem Reststromlieferanten für aktive Kund:innen, die teils Erzeugung als auch die Flexibilitäten des Haushalts weitervermarkten. Für Lieferanten ist der Zugang zu Handelsplattformen und einem möglichst breiten Erzeugerfeld dementsprechend wichtig, um auch zu Verbrauchsspitzen bei niedrigem Erzeugungspotenzial wie etwa am Abend genügend Energie bereitstellen zu können.

Die Dezentralisierung und der Wunsch nach Autarkie sowie nach Zugehörigkeit treibt bestimmte Akteure in unabhängig organisierte Energiegemeinschaften, die versuchen, Energie und Flexibilitäten ausschließlich mit anderen Mitgliedern auszutauschen ($1 : n$). Ein Mitglied kommuniziert somit mit einem (teils auch örtlich) eingeschränkten Teilnehmerkreis. Dieses Interaktionsmuster erlaubt es, Energieproduktion, -verbrauch und das Angebot von Flexibilitäten lokal einzugrenzen und schafft Identifikation der Teilnehmenden (etwa mit ihrer Heimatregion oder ihrem Fußballverein) und stärkt die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende.

5.1.5. Risikoallokation

Zur Sicherstellung der Tragfähigkeit eines vollständig dekarbonisierten Energiesystems müssen Risiken auf breite Schultern verteilt werden und eine Bandbreite von Absicherungsmodellen existieren. Dabei sind langfristige und kurzfristige Risiken sowie Markt- und Systemrisiken zu unterscheiden.

Langfristige Investitionsrisiken

Gerade große Erzeuger sichern Neuinvestitionen in Anlagen durch vertragliche Garantien wie langfristige Power-Purchase-Agreements (PPAs) oder Contract-for-Difference-Modelle (CfDs) mit einem festen Ausgabepreis, der unabhängig von künftigen Marktpreisen ist, ab. Diese Verträge werden um Versicherungen für wetterbedingte Ertragsausfälle und den Einkauf von Batteriekapazitäten ergänzt. Der an Handelsplätzen gehandelte Preis trägt nur in wenigen Stunden zu den Kapitalkosten der Anlagen bei und ist hauptsächlich für die Herstellung einer effizienten kurzfristigen Allokation von Angebot und Nachfrage zuständig. Neben langfristigen Garantien kommen staatliche Green-Bonds oder Erneuerbare-Energien-Fonds zum Einsatz, denn auch im Jahr 2050 braucht es neue Kapazitäten: Die Elektrifizierung der Wirtschaft benötigt weitere Kapazitäten, um zu wachsen. Zudem sind auch seitens des Energiesystems selbst Überkapazitäten notwendig, um Stabilität zu gewährleisten.

Kurzfristige Preis- und Mengenrisiken

Kurzfristigere Mengen- und Preisrisiken seitens der Erzeuger, aber auch seitens der Lieferanten und Endkonsument:innen lassen sich durch die Kombination von Flexibilitäts- und Speicherlösungen reduzieren. Bessere Wetter- und Erzeugungsprognosen verringern das Mengenrisiko, während integrierte Batteriespeicher, Power-to-X-Anlagen und sektorübergreifende Flexibilitäts-Auktionen kurzfristige Volumenabweichungen ausgleichen können. Durch den gezielten Einsatz von Flexibilität lassen sich zudem Preisspitzen im Spot- und Intraday-Handel glätten. Das bedeutet, Erzeuger und Lieferanten können ihre Preisrisiken über Intraday- und Speicher-Hedging und digitale Plattformen, die Flexibilitätsdienstleistungen bündeln, absichern und im Notfall auf Regel- und Ausgleichsenergiemärkte zurückgreifen. Wenn Lieferanten dies für vollversorgte Endkund:innen machen, schlagen sie konsequenterweise eine Risikoaufschlag auf den verlangten Preis je kWh. Je mehr Flexibilitäten und Datenaustausch der jeweilige Endkonsument zur Verfügung stellt, desto mehr reduziert sich dieser Aufschlag. Aktive Konsument:innen haben demnach eine hohe Entscheidungsfreiheit über ihre Bereitschaft zu Preis- und Mengenrisiken. Durch Real-Time-Pricing und Demand Response können sie sich bei der Belieferung für mehr Risiko, aber auch für zusätzliche finanzielle Vorteile entscheiden. Unabhängige kleinere Erzeuger versuchen durch Batteriespeicher und Vernetzung in Form von Energiegemeinschaften in Kombination mit Notstromverträgen langfristige und kurzfristige Mengenrisiken auf ein Minimum zu reduzieren.

Operative und systemische Risiken

Operative und systemische Risiken wie Netzinstabilitäten oder unvorhergesehene Lastspitzen sind in einem ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basierenden System ein ernstzunehmendes kurz- und langfristiges Risiko für den Netzbetreiber. Auch hier können viele Schwankungen durch die breite Vernetzung und zentrale Ansteuerbarkeit (gegen finanzielle Vergütung) ausgeglichen werden. Wasserkraft (besonders Pumpspeicher) und andere kurzfristig abrufbare erneuerbare Quellen in Kombination mit Aggregatoren, die dezentrale Speicher- und Flexibilitäts-Kapazitäten bündeln, dienen als in den Markt integrierte Regelreserve und machen das Gesamtsystem resilienter. Nationale Ausfallrisiken werden darüber hinaus durch eine noch stärker vernetzte europäische Infrastruktur gesenkt.

Vorhandene Backup-Kapazitäten werden nicht nur deutlich effizienter eingesetzt, sondern es gibt europäisch organisierte und finanzierte Speicher- und Flexibilitätspools, auf die im Notfall zugegriffen werden kann. Saisonal bedingte Erzeugungsrisiken werden durch grünen Wasserstoff und Wärmespeicher national, durch die europäische Integration international ausgeglichen.

Geopolitische Risiken

Durch die Dekarbonisierung sind langfristige Abhängigkeitsrisiken bei Primärenergieträgern stark reduziert worden und existieren jetzt nur noch in bestimmten Bereichen, etwa dem Import von grünem Wasserstoff. Die europäische Integration ist so weit vorangeschritten, dass das europäische Stromnetz ausschließlich als Resilienzfaktor und nicht mehr als Risiko verstanden wird.

Die verschiedenen Systemrisiken liegen demnach hauptsächlich bei Erzeugern, Lieferanten und Netzbetreibern, wird jedoch von einer breiten Anzahl an Akteuren aufgefangen und ausgeglichen: Staatliche und privatwirtschaftliche Akteure sichern die Investitionsrisiken auf Erzeugerseite ab, und ein breiter Teil der Bevölkerung trägt durch Flexibilitätsoptionen zur Absicherung kurzfristiger Risiken bei. Die europäische Integration und die einfachere Einbindung der Verbraucherseite tragen dazu bei, Systemrisiken äußerst niedrig zu halten.

5.1.6. Räumliche Dimension

In einem dekarbonisierten Strommarkt im Jahr 2050 haben sich die Marktgrenzen hin zu einer stärkeren räumlichen Granularität entwickelt. Wie bereits im Megatrend der Dekarbonisierung diskutiert, sind die meisten Sektoren weitestgehend elektrifiziert. Durch eine stark dezentrale Erzeugung fließt Energie nicht mehr ausschließlich von höheren nach niedrigeren Netzebenen, sondern zunehmend bidirektional. Dies führt daher zu einer steigenden Belastung der Verteil- und Übertragungsnetze.

Transparenz im System: Netzrestriktionen und Engpässe

Bereits in der Organisationsform aber auch in der Risikoallokation wurde die Rolle dezentraler Erzeuger bzw. Speicher behandelt. Diese tragen wesentlich dazu bei, Strompreise für Endkund:innen attraktiv zu gestalten. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass geeignete Investitionsanreize gesetzt und Netzrestriktionen sowie Engpässe im System transparent abgebildet werden.

Aufgrund der weitreichenden Elektrifizierung sind dezentrale Erzeuger sowie Speicher räumlich stark verteilt. Durch diese Gegebenheit treten Netzrestriktionen und physikalische Engpässe zunehmend lokal auf. Diese lokalen Knappheiten werden direkt über Preise signalisiert, wodurch Netzrestriktionen und Engpässe unmittelbar im Preis wiedergegeben und für alle Marktteilnehmer:innen transparent werden. Dadurch können sowohl kurzfristige Systemanpassungen als auch langfristige Investitionsentscheidungen effizient gesteuert werden.

Obwohl das Netz weitgehend ausgebaut ist, zeigt die quantitative Analyse eine deutlich steigende Energienachfrage auch über das Jahr 2050 hinaus. Diese führt selbst in einem ausgebauten Netz zu anhaltenden Belastungen des Systems. Daraus ergibt sich ein kontinuierlicher Bedarf an zusätzlicher Kapazität, Flexibilität und Infrastruktur. Über ein Local Marginal Pricing (LMP) übernehmen lokal differenzierte Preise dabei eine zentrale Rolle, indem sie den gezielten und effizienten Ausbau von Erzeugung, Speichern und Flexibilitätsoptionen an den jeweils relevanten Netzknoten anreizen.

Preisbildung auf niedrigeren Netzebenen

In einem vollständig erneuerbaren Stromsystem erfolgt die Preisbildung teilweise auf einer granularen und netzknotenbasierten Ebene. Dabei beziehen sich Angebot und Nachfrage, wie bereits im Abschnitt „Strom als Dienstleistung“ dargestellt, auf elektrische Leistung unter stabilen und bedarfsgerechten Bedingungen. Die Marktstruktur wird dabei eng an die physische Struktur des Stromsystems angelehnt.

Die Preisbildung basiert auf einem LMP, bei dem für die entsprechenden Netzknoten (z.B. Transformatorstation) ein eigener Preis bestimmt wird. Dieser ergibt sich aus den lokalen Grenzkosten sowie den jeweiligen Netzrestriktionen und verfügbaren Flexibilitäten. Diese nodale Preisstruktur führt zu einer hohen räumlichen Auflösung des Marktes und ermöglicht eine präzise Abbildung der Systemzustände.

Die räumliche Preisbildung umfasst sowohl das Übertragungs- als auch das Verteilnetz. Angebot und Nachfrage werden auf regional/lokaler Ebene abgebildet, wodurch ein physikalisch konsistentes und transparentes Marktdesign ermöglicht wird.

Koordination und Integration

Die Koordination zwischen Netzebenen ist ein integraler Bestandteil des Marktdesigns und gewährleistet einen effizienten Systembetrieb. Hierfür ist eine enge Abstimmung (Konnektivität) zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmer:innen erforderlich. Informationen über Netzrestriktionen, verfügbare Kapazitäten und Flexibilitäten werden über alle Netzebenen hinweg konsistent erfasst und in die Steuerung integriert.

Der Informationsaustausch erfolgt in Echtzeit und wird automatisiert verarbeitet, um mögliche Systemzustände frühzeitig zu erkennen. Auf dieser Basis können Flexibilitäten effizient über Netzebenen hinweg koordiniert und über mehrere Netzknoten hinweg berücksichtigt werden.

Integration dezentraler Marktteilnehmer:innen in die Preisstruktur

Dezentrale Erzeuger, Prosumer und flexible Verbraucher:innen sind unmittelbar über ihre physische Einspeisung bzw. ihren Verbrauch in die Preisstruktur integriert. Die räumliche Zuordnung erfolgt auf die jeweiligen Netzknoten, denen sie zugewiesen sind, sodass sie direkt in die lokale Preisbildung einbezogen werden. Die Akteure werden dabei nicht aggregiert, sondern standortspezifisch abgebildet und tragen zur räumlichen Abbildung von Angebot und Nachfrage im Stromsystem bei.

5.1.7. Zeitliche Dimension

Der Spotmarkt spielt in einem dekarbonisierten Markt eine zentrale Rolle. Er spiegelt die tatsächlichen physikalischen Bedingungen des Stromsystems wider und bildet den Referenzpunkt für alle vorgelagerten Märkte.

Zeithorizonte für Handels- und Planungsentscheidungen

Die Zeithorizonte für Handel und Planung erstrecken sich von langfristigen Märkten, wie Forward-Verträgen, über den Day-Ahead-Markt bis hin zu kurzfristigen Märkten, dem Intraday- und Ausgleichsenergiemarkt, die alle miteinander verbunden sind.

Langfristige Märkte und Verträge (PPA & CfD) dienen vor allem der Preisabsicherung und können als Unterstützung von Investitionsentscheidungen dienen. Der Day-Ahead-Markt übernimmt die zentrale Rolle in der kurzfristigen Planung, indem er auf Basis von Prognosen (Wetter, Verbrauch etc.) einen koordinierten Fahrplan für Erzeugung und Verbrauch festlegt.

Kurzfristige Märkte ermöglichen eine kontinuierliche Anpassung an die tatsächlichen Systembedingungen. Insbesondere der Spotmarkt berücksichtigt aktuelle Netz-, Verbrauchs-

und Erzeugungssituationen, wodurch entsprechende Preissignale an Verbraucher:innen und Erzeuger weitergegeben werden. Diese Preissignale dienen zudem als Referenz für Entscheidungen auf allen anderen Zeithorizonten.

Verknüpfung der Märkte und die Rolle des Spotmarkts

Die unterschiedlichen Märkte sind im Markt 2050 stark miteinander verknüpft. Der Spotmarkt spielt dabei eine zentrale Rolle und wird als Referenzpunkt für weitere Zeithorizonte herangezogen. Diese Rolle ergibt sich daraus, dass nur im Spotmarkt Angebot und Nachfrage unter realen Bedingungen zusammengeführt werden. Dadurch entstehen die Preise, die den tatsächlichen Wert von Energie bzw. Kapazität im System widerspiegeln und als verlässliche Referenz für die anderen Marktstufen herangezogen werden.

Preise langfristiger Märkte orientieren sich daher an den erwarteten Bedingungen am Spotmarkt. Handels- und Investitionsentscheidungen werden von Marktteilnehmer:innen entsprechend an diese Preissignale ausgerichtet, sodass die Preisbildung über verschiedene Zeithorizonte konsistent bleibt. Langfristige Märkte (sowie bilaterale Verträge z.B. PPAs) dienen dabei primär der Absicherung gegen Preisunsicherheiten, während deren Bewertung auf den erwarteten Spotpreis basiert. Durch Arbitragehandel wird sichergestellt, dass sich Preise über verschiedene Zeithorizonte hinweg an den erwarteten Systembedingungen orientieren. Räumliche Preisunterschiede bleiben hingegen bestehen, da sie physikalische Netzrestriktionen widerspiegeln.

In einem dekarbonisierten System mit einem hohen Anteil an volatiler Erzeugung und Grenzkosten gegen Null gewinnt zudem die Knappheitspreisbildung an Bedeutung. Preise steigen in Situationen mit begrenzt verfügbarer Kapazität und spiegeln den Wert von Versorgungssicherheit wider. Dadurch entstehen Preissignale, die kurzfristige und langfristige Investitionen steuern.

Flexibilität über die Zeit

In einem System mit einem hohen Anteil volatiler Erzeugung hat auch die zeitliche Bereitstellung von Flexibilität eine hohe Bedeutung. Schwankungen in der Einspeisung sowie Unsicherheiten in Prognosen erfordern eine kontinuierliche Anpassung von Erzeugung und Verbrauch über verschiedene Zeithorizonte hinweg, die nicht vollständig durch Speicher ausgeglichen werden können.

Flexibilität wird besonders in kurzfristigen Märkten wirksam, in denen Abweichungen zwischen Planung und tatsächlichen Systembedingungen ausgeglichen werden müssen. Insbesondere der Spotmarkt macht sichtbar, wann, wo und in welchem Umfang zusätzliche Flexibilität benötigt wird, um Verbrauch und Erzeugung auszugleichen. Preissignale können Flexibilität aktiv dorthin lenken, wo und wann sie im System benötigt wird. Dies umfasst die Anpassung der Erzeugung sowie die Verschiebung von Nachfrage und den Einsatz von Speichern.

Die Bereitstellung von Flexibilität ermöglicht es, die Systemstabilität zu gewährleisten, Preissignale konsistent zu halten und einen Ausgleich zur Volatilität zu schaffen.

Entstehung von Investitions- und Absicherungssignalen

Investitions- und Absicherungssignale entstehen durch die Märkte in unterschiedlichen Zeithorizonten. Während langfristige Märkte eine Preisorientierung geben, und bilaterale Verträge der Absicherung gegen Preisunsicherheiten dienen und Investitionen refinanzieren sollen, basieren Investitionsentscheidungen auf den Preissignalen des Spotmarkts.

Insbesondere in Knappheitssituationen entstehen durch steigende Preise Signale, die den Wert zusätzlicher Kapazität und Flexibilität widerspiegeln. Diese Knappheitspreise schaffen Anreize für Investitionen in Erzeugung, Speicher und flexible Nachfrage oder auch Infrastrukturausbau. Gleichzeitig ermöglichen langfristige Verträge eine zusätzliche Absicherung dieser Investitionen, indem sie Preisrisiken reduzieren.

5.1.8. Regulatorische Eingriffsbereiche

Der Umfang und die Gestaltung von Regulierung und staatlichem Eingriff unterscheiden sich je nach Marktebene.

Der Markt dominiert die kurzfristige Allokation

Auf den Kurzfristmärkten wie Spot- und Intraday gibt es zwar Marktregeln, die die Rolle von Teilnehmer:innen und das Handelsgeschäft festsetzen, ansonsten wird aber nicht in Marktmechanismen eingegriffen, um die effizienten Preis- und Mengensignale nicht zu beeinflussen. Das Spot-Angebot ist hauptsächlich wettergetrieben und weiter abhängig von verfügbaren kurzfristigen Speicheroptionen und Flexibilitäten. Der Regulator führt auf den Handelsbörsen hauptsächlich Transparenz- und Marktintegritätskontrollen durch. Für kleine Erzeuger oder Bereitsteller von Flexibilitäten gelten deutlich geringere Anforderungen, um auch ihnen einen Zugang zu diesen Finanzplattformen zu ermöglichen.

Im Ausgleichs- und Regelenenergiemarkt existiert ein zweistufiges Modell. Auch hier wird der kurzfristige Bedarf zuerst über den marktbasierten Handel von Ausgleichsenergie gedeckt. Zusätzlich gibt es aber hinter jedem Netzknoten Notkapazitäten, die staatlich mitfinanziert worden sind und die Volatilitäten eines rein marktwirtschaftlichen Systems ergänzen sollen.

Staat stellt langfristige Investitionen und ein ineinandergreifendes Gesamtsystem sicher

Im Gegensatz dazu ist die regulatorische Präsenz bei der langfristigen Kapazitäts- und Ausbauplanung hoch. Europaweit harmonisierte und teils organisierte Genehmigungsverfahren, verbindliche Ausbaupfade für Offshore-Wind, Solar-Felder und Wasserstoff-Elektrolyseure sowie die Einführung von Back-Up-Kapazitäten erfordern ein intensives Monitoring, um den Ausbau sicherzustellen und um Investitionen in neue Anlagen, die sich nicht nur durch Preise am Energy-Only-Markt finanzieren lassen, sicherzustellen. Neben klassischen politischen Instrumenten (Quoten, Subventionen) haben sich weitere private und hybride Finanzierungsmodelle etabliert – CfDs mit staatlicher Preisgarantie, langfristige PPAs mit Flexibilitätsklauseln, Green-Bonds, Revenue-Sharing-Pools und ein EU-weiter Strategic-Reserve-Fund. Diese Instrumente verteilen das Risiko von Investitionen und Kapazitätslücken auf ein breiteres Spektrum von Markt- und Finanzakteuren, während die Regulierungsbehörden Rahmenbedingungen festlegen und deren Einhaltung überwachen.

Regulatorische Freiräume für die unteren Ebenen des Systems

Auf unteren und stärker abgegrenzten Ebenen wie Energiegemeinschaften oder aber dem bilateralen Austausch von Energie und Flexibilität hält sich der Staat weitestgehend heraus, um Bürger:innen den einfachen, unbürokratischen Zugang zum Energiesystem zu gewährleisten.

Der regulatorische Eingriff wird sich im kurzfristigen, marktorientierten Energieaustausch des Energiesystems 2050 auf die Festlegung von Leitplanken und Marktüberwachung beschränken, weil Preis- und Flexibilitätssignale eine effiziente Allokation sicherstellen. Im langfristigen Ausbaubereich ist er hingegen notwendig, um Investitionssicherheit für den Ausbau von erneuerbaren Kapazitäten zu garantieren.

5.1.9. Grad der Automatisierung

Die Automatisierung von Entscheidungsprozessen bildet eine zentrale strukturelle Eigenschaft des Strommarktes im Jahr 2050. Die Koordination eines Energiesystems mit einer großen Anzahl dezentraler Anlagen, Speichern und flexiblen Verbraucher:innen erfordert eine kontinuierliche Abstimmung zwischen Erzeugung, Verbrauch und Netzkapazitäten. Marktprozesse entstehen daher nicht ausschließlich durch bewusst handelnde Marktteilnehmer, sondern durch digital vernetzte Systeme, die physikalische Systemzustände und ökonomische Signale fortlaufend miteinander verknüpfen.

Automatisierung als Grundprinzip der Systemkoordination

Die operative Koordination des Energiesystems erfolgt im Strommarkt des Jahres 2050 weitgehend automatisiert. Digitale Steuerungssysteme, vernetzte Anlagen und algorithmische Optimierungsverfahren ermöglichen eine kontinuierliche Abstimmung zwischen Erzeugung, Verbrauch und Flexibilitätsoptionen. Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität werden dabei kontinuierlich aufeinander abgestimmt. Preisbildung und Dispatch orientieren sich fortlaufend an den Systemzuständen und erfolgen nicht nur an administrativ festgelegten Zeitintervallen.

Entscheidungen entstehen folglich nicht als einzelne, bewusst getroffene Handlungen, sondern als Ergebnis laufender Optimierungsprozesse entlang des Systemoptimums. Der Strommarkt fungiert dadurch nicht primär als Ort diskreter Handelsentscheidungen, sondern als ein kontinuierlicher Koordinationsmechanismus, in dem technische Systeme fortlaufend auf Systemzustände reagieren und ihre Betriebsweise entsprechend anpassen.

Automatisierte Entscheidungen im Alltag der Marktteilnehmer:innen

Automatisierte Entscheidungsprozesse entstehen in vielen Fällen direkt auf der Ebene einzelner Geräte und Anlagen. Haushaltsgeräte, Wärmepumpen, Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge oder industrielle Verbraucher sind in digitale Energiesysteme eingebunden und reagieren (häufig organisiert über Aggregatoren) automatisiert auf Systemsignale. Diese Systeme steuern beispielsweise Lade- und Entladevorgänge, verschieben Verbrauchszeiten oder passen Einspeiseleistungen an aktuelle Systembedingungen an. Entscheidungen über den konkreten Betrieb einzelner Anlagen entstehen damit häufig nicht durch direkte Eingriffe von Nutzer:innen und Nutzern, sondern innerhalb automatisierter Steuerungssysteme.

Für die Bevölkerung bedeutet dies, dass Energieverbrauch und Energiebereitstellung in vielen Bereichen nicht aktiv gesteuert werden müssen. Technische Systeme übernehmen diese Aufgaben im Hintergrund und optimieren den Betrieb einzelner Anlagen kontinuierlich im Zusammenspiel mit dem Gesamtsystem. Der Strommarkt wird dadurch zu einem System, in dem ein großer Teil der operativen Entscheidungen innerhalb technischer Infrastrukturen entsteht.

Rolle und Einfluss menschlicher Akteure

Trotz des hohen Automatisierungsgrades behalten menschliche Akteure weiterhin Einfluss auf das Energiesystem. Nutzer:innen und Nutzer entscheiden beispielsweise über die Anschaffung von Technologien, über grundlegende Nutzungspräferenzen oder über individuelle Komfortparameter innerhalb automatisierter Systeme.

Gleichzeitig ist der unmittelbare Einfluss einzelner Entscheidungen auf die operative Systemkoordination begrenzt. Viele Prozesse im Energiesystem folgen automatisierten Optimierungsmechanismen, die darauf ausgerichtet sind, das Gesamtsystem stabil und effizient zu betreiben.

Individuelle Präferenzen können innerhalb definierter Grenzen berücksichtigt werden, stehen jedoch nicht in jedem Fall im Mittelpunkt der Systemsteuerung. In einem stark vernetzten Energiesystem wird die operative Abstimmung von Anlagen und Verbraucher:innen primär durch algorithmische Koordinationsprozesse bestimmt, die sich am Systemzustand orientieren. Eine stärkere Beachtung der eigenen Präferenzen ist nur durch eine weitestgehende Autarkie vom Gesamtsystem in netzunabhängigen Gemeinschaften oder als Eigenversorger möglich.

5.2. Interaktion der Marktkomponenten

Das Marktdesign 2050 ist als ein integriertes System zu verstehen, in dem die einzelnen Komponenten intelligent miteinander verknüpft sind und sich gegenseitig beeinflussen. In einem erneuerbaren Energiesystem nimmt insbesondere der Handelsgegenstand eine zentrale Rolle ein. Durch die Bereitstellung von Leistungen wie Flexibilität, Reaktionsfähigkeit und Systemdienlichkeit ist dieser primär als Dienstleistung zu interpretieren. Vor dem Hintergrund einer stark dezentralen Erzeugungs- und Speicherstruktur sowie der Interaktionen zwischen großen und kleinen Marktteilnehmer:innen stellen Leistung und Kapazität die zentralen Handelsgüter dar.

Große Bedeutung von Flexibilität

Aus diesem Grund ist die Flexibilität besonders wichtig für die Effizienz eines Systems. Die Flexibilität fungiert als zentrales Bindeglied zwischen Markt, Technik und Risiko. Sie stellt ein übergreifendes Element in unterschiedlichen Marktkomponenten dar und ermöglicht eine kontinuierliche Systemoptimierung in Echtzeit. Im neuen Marktdesign wird Flexibilität von verschiedenen Marktteilnehmer:innen bereitgestellt und durch Aggregatoren gebündelt. Diese Organisationsform erlaubt es, insbesondere in Knappheitssituationen, im Rahmen einer Echtzeitkoordination gezielt Leistung bereitzustellen und damit das Risiko von Engpässen deutlich zu reduzieren. Darüber hinaus können Flexibilitäten bei Prognoseabweichungen automatisiert abgerufen werden. Auf diese Weise tragen sie dazu bei, dass Energie und Kapazität situationsgerecht als Handelsgegenstand verfügbar gemacht werden.

Miteinander verbundene Märkte ermöglichen kontinuierliche Optimierung

Der Anstieg der notwendigen Flexibilität, spiegelt sich auch in der Ausgestaltung des Markts wider. Der Markt für den Handel mit Flexibilitäten, Energie und Kapazitäten ist keine Handelsplattform im klassischen Sinne, sondern ein digitales Koordinationssystem, das physikalische Netzprozesse optimiert. Durch seine Organisationsstruktur, die auf Plattformen und zentralen Koordinationsmechanismen basiert, entwickelt sich der Markt zu einem System kontinuierlicher Optimierung. Echtzeit-Informationsaustausch, die Vernetzung und Automatisierung der beteiligten Komponenten sowie die hohe Konnektivität der Marktteilnehmer:innen tragen wesentlich zu dieser Entwicklung bei.

Handelsplattformen und bilateralen Verträge im Balanceakt um Allokationseffizienz auf der einen und Investitionssicherheit auf der anderen Seite

Aufgrund dieser Struktur stellt sich die Frage nach der Investitionssicherheit für den kontinuierlichen Ausbau von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten. Diese Sicherheiten werden durch unterschiedliche Vertragsstrukturen, wie beispielsweise Power Purchase Agreements (PPA) und Contracts for Difference (CfD), sowie durch das Zusammenspiel von langfristigen und kurzfristigen Märkten gewährleistet. Handelsbörsen fungieren dabei als Referenzmarkt für den Abschluss langfristiger bilateralen Verträge und bildet die Grundlage für Preis- und Erwartungsbildung. Durch diese Vertragsstrukturen kann die Risikoallokation deutlich reduziert werden, während zusätzliche staatliche Absicherungsmechanismen weitere

Investitionsanreize schaffen. Insgesamt ermöglicht das Zusammenspiel von langfristigen Verträgen, regulatorischen Maßnahmen zum Kapazitätsausbau sowie Subventionen eine Reduktion von Investitionsrisiken, während kurzfristige Märkte die effiziente Nutzung vorhandener Ressourcen sicherstellen und Preissignale für Investitionsentscheidungen setzen.

Diverses Marktteilnehmerfeld

Eng damit verknüpft ist die Struktur der Marktteilnehmer:innen und deren Interaktion. Die Akteursstruktur ist durch vielfältige Interaktionsformen geprägt. Sie umfasst sowohl große als auch kleine Erzeuger, Energiegemeinschaften, Aggregatoren sowie verschiedene Vertragsformen, die über Peer-to-Peer, bilaterale oder plattformbasierte Strukturen miteinander verbunden sind. Die implizite Koordination dieser heterogenen Akteure und Organisationsformen führt zu einem hybriden System, in dem unterschiedliche Marktformen miteinander integriert werden.

Märkte als Knotenpunkte für Teilnehmer:innen und Leistungen

Innerhalb dieses hybriden Systems übernehmen Preise und Marktprozesse eine wesentliche Steuerfunktion. Die Handelsmechanismen orientieren sich stark an den physikalischen Systemzuständen, während Preise als wesentliches Steuerungssignal fungieren. Real-Time Pricing ermöglicht es Marktteilnehmer:innen, aktiv am Marktgeschehen teilzunehmen und im Rahmen von Demand Response bewusst zwischen Risiko und finanziellen Vorteilen abzuwägen. Flexibilitätsoptionen werden dabei entsprechend ihres Systemnutzens eingesetzt und senden zugleich Signale für zukünftige Investitionsentscheidungen.

Digitalisierung und Konnektivität als Schlüssel zur Integration

Die Umsetzung dieser Mechanismen setzt allerdings eine umfassende Digitalisierung voraus. All dies geschieht in einem hoch granularen, digitalisierten und automatisierten Markt. Die Koordination erfolgt überwiegend automatisiert, wobei menschliche Entscheidungen zunehmend durch algorithmische Prozesse ergänzt oder ersetzt werden. Aggregatoren übernehmen dabei eine zentrale Rolle als digitale Vermittler, während einzelne Teilnehmer:innen über Smart Meter in den Flexibilitätsmarkt integriert werden. Damit eine derart zentral koordinierte Systemoptimierung möglich ist, bedarf es weiterentwickelter Standards im Bereich Datenschutz und Cybersicherheit. Nur so können automatisierte und datengetriebene Prozesse eine vernetzte und resiliente Infrastruktur ermöglichen.

Markteingriffe vor allem für sicherheitsrelevante Bereiche und langfristige Planbarkeit

Trotz dieser technologischer und marktlichen Entwicklungen bestehen in einem System mit hoher volatiler Erzeugung weiterhin systemische Risiken. Staatliche Eingriffe erfolgen daher primär dort, wo der Markt allein keine ausreichende Stabilität oder Investitionssicherheit gewährleisten kann. Ziel ist es, systemische Risiken zu begrenzen und gleichzeitig eine Balance zwischen marktbasierenden Mechanismen und regulatorischen Eingriffen aufrechtzuerhalten.

Zusammengefasst werden die Synthese und das Zusammenwirken der verschiedenen Marktkomponenten in der folgenden Grafik. Diese rahmt die Funktionsweise eines Strommarktdesigns im Jahr 2050 ein und entwirft ein zusammenhängendes Konzept auf Basis der relevanten Marktkomponenten.

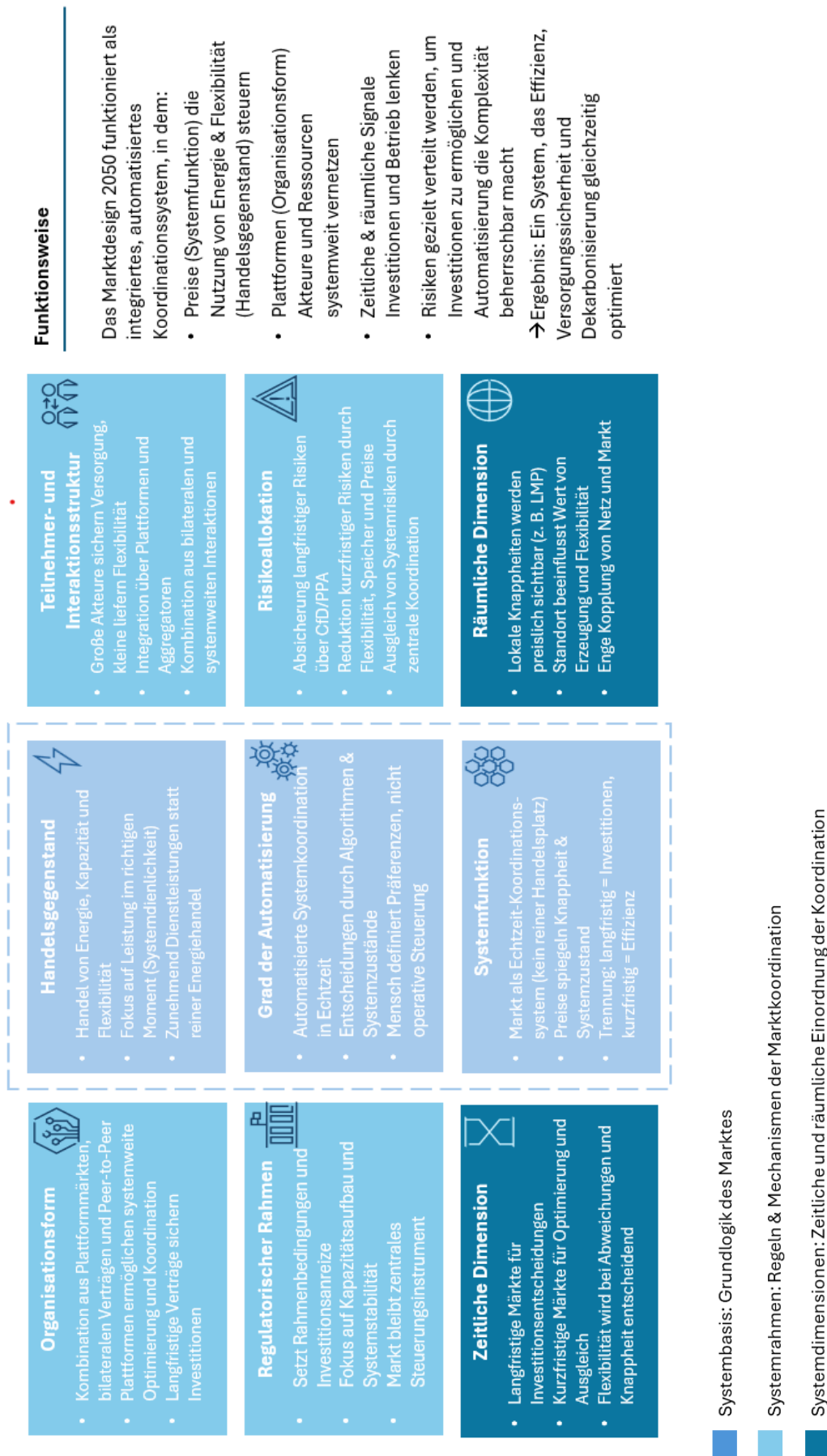


Abbildung 4: Integriertes Koordinationssystem eines dekarbonisierten Energiesystems

5.3. Ein Marktmodell 2050 in der Praxis

Um die theoretischen Konzepte greifbarer zu machen, soll im Folgenden ein vereinfachtes, aber realitätsnahes Beispiel dargestellt werden, das die wichtigsten Akteure, Märkte und Interaktionen zusammenfasst.

Das Modell besteht aus einem großen Erzeuger (E), einem kleinen Erzeuger (e), einem einzigen großen Lieferanten (L), einem Aggregator (A), einer regionalen, weitestgehend unabhängigen, ländlichen Energiegemeinschaft (EG1), einer städtischen Energiegemeinschaft (EG2) und vier unterschiedlichen Typen von Endkund:innen (C1-C4), die bereits in den Case Studies beschrieben wurden. Netzbetreiber und weitere potenzielle Akteure wurden zur Vereinfachung nicht dargestellt. Alle Strom- und Flexibilitätstransaktionen laufen über einen zentralen Handelsplatz, der die Preiszonen auf nodaler Ebene berücksichtigt. Erzeuger geben ihre verfügbaren Mengen an, Verbraucher:innen melden ihre Nachfrage samt vorhandener Flexibilitäten. Ein Algorithmus ermittelt für jede Preiszone in kurzen Abständen den optimalen Preis. Mehrere Day-Ahead-Auktionen sorgen für lokale und eine europaweite Allokation, während Fließhandel für langfristige und Intraday-Produkte die kontinuierliche Versorgung sicherstellt. Zusätzlich können Energiemengen und Flexibilität außerhalb der Börse über bilaterale Verträge gehandelt werden.

Der große Erzeuger E produziert jährlich eine große Menge an Strom. Davon wird ein Teil über ein langfristiges PPA als Band an den Lieferanten L abgegeben, die restliche Menge verkauft E an der Börse, indem er an den Auktionen und am Intraday-Handel teilnimmt. Der kleine Erzeuger e ist Mitglied der EG und liefert hauptsächlich an die lokale Energiegemeinschaft (EG). Den Rest verkauft er ebenfalls an der Börse.

Der Lieferant L beschafft eine große Menge seines Bedarfes direkt an der Börse und bezieht den Rest über den PPA-Vertrag mit Erzeuger E. Zusätzlich verkauft L Flex-Kapazität seiner Kundinnen und Kunden direkt am Markt und rechnet diese Flexibilität ebenfalls in die Bedingungen des PPA-Vertrags ein, was seine Konditionen verbessert. Die übrige Flex-Kapazität behält er, um seine Regelergiekosten kurzfristig reduzieren zu können.

Verbraucher C4 (Martin Grey, Vollversorgter) erhält seine gesamte Menge vom Lieferanten L. Er verkauft seine Flexibilität, innerhalb automatisierter Steuersysteme, zurück an L und erhält dafür eine Preisreduktion.

Verbraucherin C3 (Alexandra Green, Reststrom-Versorgte, P2P-Empfängerin und Mitglied in einer städtische EG2) wird vom Lieferanten L mit Reststrom versorgt. Im Gegenzug für Vergünstigungen bietet C3 ihre Flexibilität an und gewährt vollständige Einsicht in ihre Verbrauchsdaten, damit ihre Flexibilität gemessen und abgerechnet werden kann. Da L an C3 zu teureren Zeiten liefern muss, in denen es eher weniger Eigenversorgung gibt oder die Energiespeicher der EG2 bereits stark belastet sind, wird ein höherer Versorgungspreis als bei C4 vereinbart. Den Rest ihrer Energie bezieht sie über P2P vom aktiven Kunden C2 sowie als Mitglied der städtischen Energiegemeinschaft EG2.

Verbraucher C2 (Franz & Barbara Green, Reststrom-Versorgte, Eigenerzeuger, Börsen- und P2P-Verkäufer, Flex-Verkäufer an Aggregator) wird vom Lieferanten mit Reststrom versorgt. Die verbleibende benötigte Menge decken sie selbst durch ihre PV. Den eigenen PV-Überschuss verkaufen sie an C3 und an die Börse. Ihre großen Flexibilitäten stellen sie nicht L, sondern dem Aggregator A zur Verfügung, der diese wiederum an der Börse verkauft.

Der Aggregator A bündelt Flex-Kapazitäten (u.a. von C2) und verkauft sie am Flex-Markt.

C1 (Anton Green) ist ebenfalls Kleinproduzent, Mitglied der EG und nutzt ausschließlich Eigenstrom sowie Strom aus der regionalen und weitestgehend unabhängigen Energiegemeinschaft EG1. Er speist jährlich eine große Menge selbst in die mit einem großen Speicher ausgestattete EG1 ein. Für Notstrom hat die EG1 eine Vereinbarung mit L.

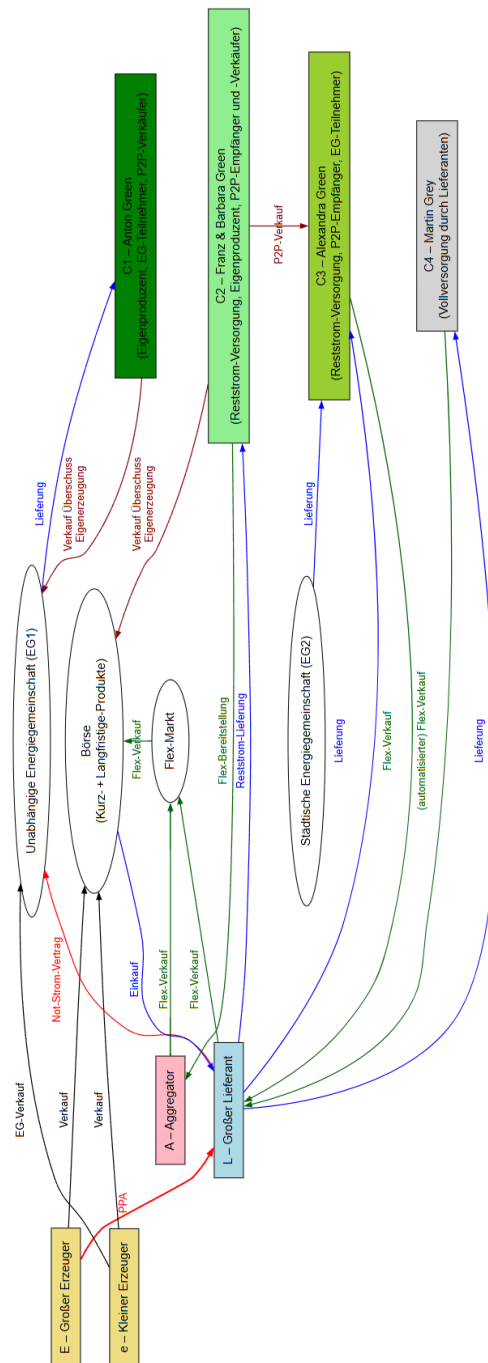


Abbildung 5: Exemplarisches Strommarktmodell 2050

Das 2050-Strommarktdesign verknüpft langfristige PPAs, börsenbasierte Day-Ahead- und Intraday-Auktionen sowie dezentrale P2P- und EG-Transaktionen, um eine kontinuierliche, preislich transparente Stromversorgung zu sichern. Durch die Einbindung eines aktiven Flexibilitätsmarktes können Systemkosten gesenkt werden. Im Marktdesign 2050 gibt es keine einheitlichen Akteure mehr, stattdessen spielt jeder eine individuelle Rolle: Man ist unterschiedlich stark in das System eingebunden, hat mehr oder weniger Kontrolle über seine Entscheidungen und ist in verschiedenen Maßen autark.

6. Fazit

Das beschriebene Strommarktdesign für das Jahr 2050 zeigt ein granulares, integriertes, digitalisiertes und durch Flexibilität getriebenes Energiesystem. Die Anforderungen der Teilnehmer:innen an den Markt unterscheiden sich in wesentlichen Punkten vom heutigen System und implizieren eine Erweiterung und Mehrstufigkeit bisheriger Systeme. Von einem klassisch zentral koordinierten Handelsmarkt entwickelt sich ein Netzwerk aus lokal abgestimmten Märkten, in denen neue Akteur:innen und neue Handelsgüter auftreten und transparente Preis- und Flexibilitätsmechanismen sowie automatisierte Prozesse eine effiziente Allokation von Ressourcen in Echtzeit ermöglichen.

Gleichzeitig lassen sich bereits heute Entwicklungen in Österreich beobachten, die zentrale Elemente im zukünftigen System sein werden. Insbesondere gemeinsame Energienutzung, Energiegemeinschaften und Aggregatoren etablieren sich zunehmend, von denen man ausgehen kann, dass sich diese auch in späterer Zukunft behaupten werden, selbst vor dem Hintergrund, dass in dieser Arbeit ein Greenfield-Ansatz gewählt wurde. Auch PPAs und CfDs sind bereits heute etablierte langfristige Vertragsformen, mit denen Investitionsrisiken für Erzeuger abgedeckt werden sollen.

Aufgrund der hohen Komplexität des Energiesystems, im Zusammenspiel von Gas, Wärme und Strom, konzentriert sich das Design ausschließlich auf den Strommarkt. Dies bedeutet jedoch nicht, dass erneuerbare Gase wie Wasserstoff oder Biomethan, der Wärmesektor sowie CO₂-Märkte in einem klimaneutralen Energiesystem keine Rolle spielen werden. Vielmehr zeigt die quantitative Analyse, dass diese Sektoren essenziell sind, um die Effizienz und Versorgungssicherheit in einem Gesamtsystem sicherzustellen. Dennoch wird Strom voraussichtlich die wichtigste Energieform sein und die Elektrifizierung der zentrale Baustein einer modernen, dekarbonisierten Welt im Jahr 2050.

Anzumerken ist jedenfalls, dass das entwickelte Strommarktdesign in Teilen auf idealisierten Annahmen für das Jahr 2050 basiert. Beispielsweise setzt die umfassende Digitalisierung und Automatisierung eine hohe Datenverfügbarkeit sowie eine breite gesellschaftliche Akzeptanz voraus. Darüber hinaus können unterschiedliche Teilnahmevoraussetzungen und Risikobereitschaften zu Diskriminierungen führen, die eine regulatorische Gestaltung erfordern.

Insgesamt zeigt das entwickelte Marktdesign, dass ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2050 technisch und ökonomisch realisierbar erscheint und stark auf Strom als zentrale Energiequelle setzt. Das vorgestellte Design kann daher als möglicher Zielzustand verstanden werden, dessen konkrete Ausgestaltung jedoch von zukünftigen technologischen, politischen und gesellschaftlichen Entwicklungen abhängen wird.

In weiterführenden Analysen wäre es sinnvoll, vom übergeordneten Ansatz dieser Analyse auf einzelne Bestandteile des Strommarktdesigns zu blicken und diese genauer zu untersuchen. Unter welchen Umständen können sie im Jahr 2050 funktionieren und welche Reformen könnten auf sie zukommen? Beispielsweise könnte ein Paradigmenwechsel auf Strombörsen, die vollständig auf erneuerbaren Energien und Speichern sowie Flexibilitäten basieren, bevorstehen, sodass sie ihre Rolle und Mechanismen möglicherweise anpassen müssen.

7. Quellenverzeichnis

acatech, Leopoldina, & Akademienunion. (2021). *The resilience of digitalised energy systems. Options for reducing blackout risks*. Position Paper of the Academies' Project "Energy Systems of the Future". Series on Science-Based Policy Advice, 67. Berlin: acatech/Leopoldina/Akademienunion.

Algieri, F., Barnet, G., Calic, M. J., Carmody, P., Gressel, G., Hofbauer, B., Kammel, A., Münkler, H., Posch, W., Richter, B., Rot tenberger, N., & Stupka, A. W. (2024). *Risikobild 2024 – Welt aus den Fugen*. Wien: Bundesministerium für Landesverteidigung (BMLV).

Austrian Civil Protection Association. (2026). *Blackout – What to do when the power goes out?* Retrieved from https://zivilschutz.at/en/thema/blackout/#toc_What_effects_can_a_blackout_have

Bandeiras, F., Gomes, Á., Gomes, M., & Coelho, P. (2023). Exploring energy trading markets in smart grid and microgrid systems and their implications for sustainability in smart cities. *Energies*, 16(2), 801.

Beck, U., & Beck-Gernsheim, E. (2002). *Individualization: Institutionalized individualism and its social and political consequences*. Sage Publications.

Becker, H., Balac, M., & Axhausen, K. (2022). Mobility-as-a-Service and integrated transport systems. *Transportation Research*.

Bernhart, W., & Hader, M. (2024). *Wege aus der Rohstoffabhängigkeit*. München: Roland Berger GmbH.

Bundesverband Elektromobilität Österreich. (2025). *Bestand batterieelektrischer Fahrzeuge in Österreich*. Wien: Bundesverband Elektromobilität Österreich.

Burillo, D., Chester, M. V., Pincetl, S., & Fournier, E. (2019). Electricity infrastructure vulnerabilities due to long-term growth and extreme heat from climate change in Los Angeles County. *Energy Policy*, 128(C), 943-953.

Chen, S. (2025). *Data centers will use twice as much energy by 2030—Driven by AI*. *Nature*. <https://www.nature.com/articles/d41586-025-01113-z/>

Comer, B., Rutherford, D., & Mao, X. (2020). *The potential of green shipping corridors*. Washington, DC: International Council on Clean Transportation.

Compass Lexecon. (2024). *Stromstrategie 2040*. Oesterreichs Energie. https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/Modellierung_Stromstrategie_2040_Stand2024.pdf

Cook, T., & Elliott, D. (2025). Green skills gap—A way ahead. *Frontiers in Sociology*, 10. <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC12133838/>

Deloitte. (2023). *Sustainable aviation fuels: Pathways to net-zero aviation*. London: Deloitte.

Denholm, P., Arent, D. J., Baldwin, S. F., Bilello, D. E., Brinkman, G. L., Cochran, J. M., ... & Zhang, Y. (2021). The challenges of achieving a 100 % renewable electricity system in the United States. *Joule*, 5(6), 1331-1352.

Dirk Hendricks, R. M. (2019). *PV prosumer guideline for eight EU member states*. Brussels: European Renewable Energies Federation (EREF).

E2. (2025). Clean energy jobs grew 3× faster than the rest of the U.S. workforce in 2024. <https://e2.org/releases/report-clean-energy-jobs-grew-3x-faster-than-rest-of-u-s-workforce-in-2024-but-future-growth-now-at-risk/>

Ethirajan, V., & Mangaiyarkarasi, S. P. (2025). An in-depth survey of latest progress in smart grids: Paving the way for a sustainable future through renewable energy resources. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, 12(1), 9.

Eurelectric. (2023). *Decarbonisation speedways*. Retrieved from <https://powersummit2023.eurelectric.org/decarbonisation-speedways/>

European Commission. (2021). *Sustainable and smart mobility strategy*. Brussels: European Commission.

European Commission. (2023). *Reducing emissions from road transport*. Brussels: European Commission.

European Commission. (2026). *Energy system integration*. Retrieved from https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/energy-system-integration_en?prefLang=de

European Institute of Innovation and Technology. (2025). *Urban mobility and digitalisation*. Budapest: EIT Urban Mobility.

European Union. (2021). *Regulation (EU) 2021/1119*. Official Journal of the European Union.

Eurostat. (2025). *Energy statistics – an overview*. Retrieved from https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview

Federal Ministry for Climate Protection, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology (Bundesministerium für Klimaschutz). (2024). *Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich*. Wien.

Fell, M. J., Shipworth, D., Huebner, G. M., & Elwell, C. A. (2015). Public acceptability of domestic demand-side response in Great Britain: The role of automation and direct load control. *Energy Research & Social Science*, 9, 72-84.

Henriksson, M., Åkerman, J., & Berggren, C. (2024). *Future of public transport*. Munich: Oliver Wyman.

Hobhouse, C. (2025). *Towards a whole-of-system approach*. EU Institute for Security Studies (EUISS).

Institute of Energy Futures (IEF). (2022). *Energy is the top target for cyber-attacks. How can the sector respond?* Retrieved from <https://www.ief.org/news/energy-is-the-top-target-for-cyberattacks-how-can-the-sector-respond/>

International Energy Agency. (2022). Skills development and inclusivity for clean energy transitions. <https://www.iea.org/reports/skills-development-and-inclusivity-for-clean-energy-transitions>

International Energy Agency. (2024). *Global EV outlook 2024*. Paris: International Energy Agency.

International Energy Agency. (2024). *Transport – tracking clean energy progress*. Paris: International Energy Agency.

International Energy Agency. (2025). *Global Energy Review 2025*. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>

International Energy Agency. (2026). *Rare earth elements: Pathways to secure and diversified supply chains*. <https://www.iea.org/reports/rare-earth-elements>

International Monetary Fund. (2023). Geoeconomic fragmentation and the future of multilateralism (Staff Discussion Note No. 2023/001). <https://www.imf.org/en/Publications/Staff-Discussion-Notes/Issues/2023/01/11/geoeconomic-fragmentation-and-the-future-of-multilateralism-527266>

International Renewable Energy Agency. (2025). Renewable energy statistics 2025. <https://www.irena.org/Publications>

Kargruber, J., Golser, M., Hofer, A., & Rauch, E. (2025). Determining training needs to promote circular economy and decarbonization in production. *Procedia Computer Science*, 253, 1144-1153.

Kasliwal, A., Furbush, N., Gawron, J., McBride, J., Wallington, T., De Kleine, R., Kim, H., & Keoleian, G. (2021). Role of flying cars in sustainable mobility. *Nature Communications*.

Khalid, M. (2024). Smart grids and renewable energy systems: Perspectives and grid integration challenges. *Energy Strategy Reviews*, 51, 101299.

Logan, J., Mai, T., Jadun, P., Muratori, M., Steinberg, D., Vimmerstedt, L., Jones, R., Haley, B., & Nelson, B. (2020). *Electrification futures study: Transportation*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Medved, P., Golob, U., & Kamin, T. (2023). Learning and diffusion of knowledge in clean energy communities. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 46, 100701.

Möller, T., Kampshoff, P., Hertzke, P., & Schaufuss, P. (2024). *The future of mobility is electric*. New York, NY: McKinsey & Company.

O'Donnell, J., & Crownhart, C. (2025). *We did the math on AI's energy footprint. Here's the story you haven't heard*. MIT Technology Review. Series "Power Hungry: AI and our energy future".

Okraszewska, R., Jamroz, K., & Romanowska, A. (2024). Active mobility in sustainable urban transport systems. *Journal of Urban Mobility*.

Organisation for Economic Co-operation and Development. (2022). *Transport strategies for net-zero systems*. Paris: OECD Publishing.

Österreichische Forschungsgemeinschaft (ÖFG). (2024). *Positionspapier der Österreichischen Forschungsgemeinschaft*. Retrieved from https://www.oefg.at/wp-content/uploads/2024/07/PosPap-FoFoe_0724.pdf

Patt, A., Pfenninger, S., & Lilliestam, J. (2013). Vulnerability of solar energy infrastructure and output to climate change. *Climatic Change*, 121, 93-102.

Schwedes, O., Rammert, A., & Herberg, J. (2021). *Public transport and the transformation of urban mobility*. London: Routledge.

SolarPower Europe. (2024). EU solar jobs report 2024. <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/eu-solar-jobs-report-2024>

Spence, A., Demski, C., Butler, C., Parkhill, K., & Pidgeon, N. (2015). Public perceptions of demand-side management and a smarter energy future. *Nature Climate Change*, 5(6), 550-554.

Transport & Environment. (2022). *Decarbonising maritime transport*. Brussels: Transport & Environment.

Tröndle, T., Pfenninger, S., & Lilliestam, J. (2019). Home-made or imported: On the possibility for renewable electricity autarky on all scales in Europe. *Energy Strategy Reviews*, 26, 100388.

United Nations Conference on Trade and Development. (2024). Trade and development report 2024: Globalization at an inflection point. <https://unctad.org/publication/trade-and-development-report-2024>

Vakulchuk, R., & Overland, I. (2024). The failure to decarbonize the global energy education system: Carbon lock-in and stranded skill sets. *Energy Research & Social Science*, 110, 103446.

Walker, C. (2017). Tomorrow's leaders and today's agents of change? Children, sustainability education and environmental governance. *Children & Society*, 31(1), 72-83.

Weyerstraß, K., Getzner, M., Gugele, B., Laa, E., Müller, H. L., Niedertscheider, M., Plank, K., Plank, L., Schieder, W., Schindler, I., Schmidtnr, D., & Zenz, H. (2024). *Gesamtwirtschaftlicher Investitionsbedarf in Österreich zur Erreichung der Klimaziele*. Institut für Höhere Studien – Institute for Advanced Studies (IHS). https://irihs.ihs.ac.at/id/eprint/7059/1/Investitionsbedarf_Endbericht_veroeffentlicht.pdf

Wietschel, M., Kühl, N., Gnann, T., et al. (2022). Sharing economy und ihre Auswirkungen auf Energieverbrauch und Ressourcenbedarf. *Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)*.

World Economic Forum. (2024). The green skills gap: Why education systems must adapt to the energy transition. <https://www.weforum.org/stories/2024/04/green-skills-gap-educational-reform-renewable-energy/>

World Economic Forum. (2025a). The future of jobs report 2025. <https://www.weforum.org/publications/the-future-of-jobs-report-2025/>

World Economic Forum. (2025b). *The Global Risks Report 2025: A world of growing divisions*. <https://www.weforum.org/publications/global-risks-report-2025/>

World Economic Forum. (2026). Three lessons on the energy transition in an age of crisis. <https://www.weforum.org/stories/2026/04/3-lessons-energy-transition-age-of-crisis/>

World Health Organization. (2022). *Walking and cycling: Policy toolkit*. Copenhagen: WHO Regional Office for Europe.

WWF, Global 2000 & Greenpeace. (2017). *ENERGIE- UND KLIMAZUKUNFT ÖSTERREICH: Szenario für 2030 und 2050*. https://www.wwf.at/wp-content/uploads/2021/05/WWF-Bericht_Energie-und-Klimazukunft_Oesterreich-Szenario-fuer-2030-und-2050.pdf

Xu, L., Feng, K., Lin, N., Perera, A. T. D., Poor, H. V., Xie, L., ... & O'Malley, M. (2024). Resilience of renewable power systems under climate risks. *Nature Reviews Electrical Engineering*, 1(1), 53-66.

Zachmann, G., Battle, C., Beade, F., Maurer, C., Morawiecka, M., & Roques, F. (2024). *Unity in power, power in unity: Why the EU needs more integrated electricity markets* (Issue 03/2024). Brussels: Bruegel.

Zukunftsinstitut. (2023). *Megatrend Individualisierung*. Frankfurt am Main: Zukunftsinstitut GmbH.

ÜBER DEN WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA

Der World Energy Council Austria ist das **österreichische Nationalkomitee des World Energy Council** und **Gründungsmitglied** der internationalen Mutterorganisation. Der World Energy Council und damit der World Energy Council Austria feierten im Jahr **2023** ihren **100. Geburtstag**. Der Sitz der Mutterorganisation befindet sich in London, der Sitz der österreichischen Organisation seit Beginn der Aktivitäten an in Wien. Die Tätigkeiten orientieren sich bzw. gliedern sich in die Aktivitäten der Mutterorganisation ein. Dabei gilt jedoch immer ein von den Mitgliedsorganisationen gesetzter individueller und bedarfsorientierter Fokus. Mit einem engagierten Team und einem starken Netzwerk konnte der WEC Austria seine Aktivitäten gerade in den letzten Jahren weiter ausbauen und Sichtbarkeit gewinnen. Eine Besonderheit des WEC Austria ist die durch den Sitz in **Wien** bedingte enge Beziehung zu einer **Vielzahl internationaler Organisationen**, zu denen über den Vienna Energy Club formelle Beziehungen etabliert werden konnten.

In Österreich sind maßgebende Unternehmen, Organisationen und Verbände Mitglied. Die nationale Organisation unterstützt **globale, nationale und regionale Energieinitiativen** durch hochkarätige **Veranstaltungen**, wissenschaftliche Studien und Ausarbeitungen über die aktuelle Energiesituation im Konnex mit den europäischen und globalen Herausforderungen. Dialoge unter den Mitgliedsorganisationen und die Förderung von **Young Energy Professionals (YEP)** sind ein wesentlicher Bestandteil.

Der **Nutzen für Mitglieder** liegt vor allem in dem breiten Portfolio von Aktivitäten des World Energy Council Austria:

1. Sicherung des Zuganges zu den Studien, Ausarbeitungen und Veranstaltungen des World Energy Council, der **einzigen weltweiten Nicht-Regierungsorganisation im Bereich Energie**.
2. Bereitstellung des **globalen Netzwerkes** für nationale und internationale energiewirtschaftliche Fragestellungen.
3. Möglichkeit der unmittelbaren **aktiven Teilnahme** an den energiewirtschaftlichen **Arbeiten des World Energy Council** und damit an der aktiven Mitgestaltung von langfristigen strategischen Zielen der **Energie-transformation**.
4. Behandlung aktueller Fragen der Energiewirtschaft in den eigenen **Gremien**, in öffentlichen **Veranstaltungen** sowie durch **Veröffentlichungen** und damit Verbreitung von Fachwissen sowie Meinungsbildung in energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Fragen.
5. **Plattform** für auf Konsens aufgebaute Informations- und Lobbying Arbeit.

Impressum

Eigentümer (Medieninhaber) und Verleger:

World Energy Council Austria (WEC Austria)
A-1040 Wien, Brahmsplatz 3

Tel.: +43-(0)1-5046986

Fax.: +43-(0)1-5047186

Mail: office@wec-austria.at

Webseite: www.wec-austria.at

Druck: Eigenvervielfältigung

© Copyright 2026 by WEC Austria

