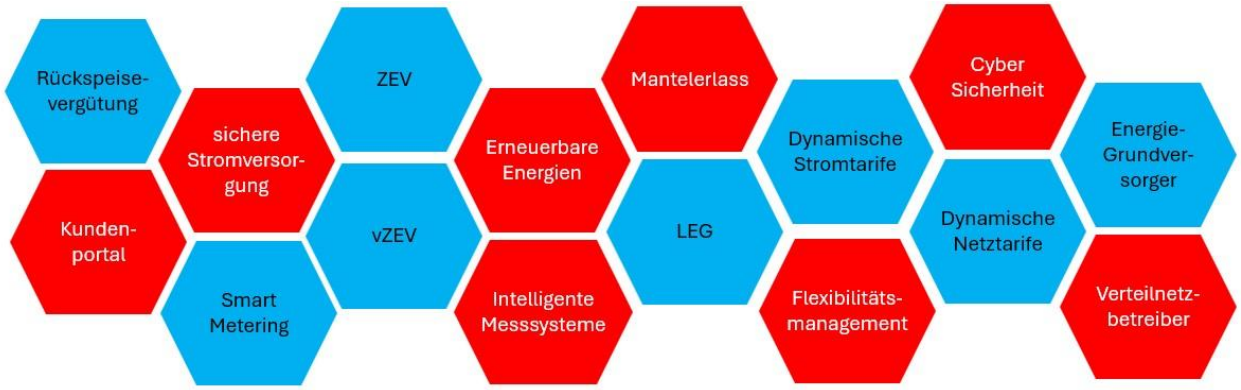
Themenpapier Nr. 2

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass)

Umsetzung der Anforderungen an Flexibilitätsmanagement und dynamische Tarife bei lokalen Verteilnetzbetreibern mit Energie-Grundversorgung und Endkundengeschäft



Patrik Schönenberger und Dr. Herbert Wanner

Version 1.0
3. Oktober 2026

Impressum

Verantwortlich für den Inhalt:

Patrik Schönenberger
Arvenstrasse 8
9200 Gossau SG
Telefon: +41 79 610 71 69
E-Mail: patrik.schoenenberger@bluewin.ch

Dr. Herbert Wanner
Wanner Management Services
Schnellberg 6
8561 Ottoberg TG
E-Mail: wanner.managementservices@bluewin.ch

Management Summary

Der Mantelerlass verändert die Rolle lokaler Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger mit Endkundengeschäft grundlegend. Die Anforderungen beschränken sich nicht auf einzelne neue Tarife oder zusätzliche IT-Systeme, sondern verlangen eine koordinierte Weiterentwicklung von Netzbetrieb, Grundversorgung, Messwesen, Tarifierung, Kundeninteraktion, Datenmanagement und Governance. Im Zentrum steht die Fähigkeit, dezentrale Erzeugung, flexible Lasten, Speicher, Elektromobilität und Prosumer-Verhalten so einzubinden, dass Versorgungssicherheit, Netzeffizienz, Kundenschutz und regulatorische Nachvollziehbarkeit gleichzeitig gewährleistet bleiben.

Flexibilitätsmanagement wird damit zu einem strategischen Kernelement für lokale VNB. Flexibilität gehört grundsätzlich den Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern; ihre Nutzung durch den VNB muss deshalb vertraglich, transparent, diskriminierungsfrei und regulatorisch sauber ausgestaltet werden. Netzdienliche Flexibilität dient der Sicherstellung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Verteilnetzbetriebs. Sie ist klar von marktdienlicher, systemdienlicher und eigenverbrauchsorientierter Flexibilität zu unterscheiden. Diese Abgrenzung ist für integrierte Energieversorgungsunternehmen besonders wichtig, weil sie gleichzeitig Netzbetreiber, Energie-Grundversorger und teilweise Anbieter marktwirtschaftlicher Leistungen sind.

Dynamische Tarife bilden das zentrale ökonomische Aktivierungsinstrument des Flexibilitätsmanagements. Dynamische Netznutzungstarife setzen netzdienliche Signale und können dazu beitragen, Lastspitzen zu reduzieren, lokale Engpässe zu entschärfen und Netzausbau zeitlich zu verschieben. Dynamische Energietarife setzen demgegenüber energiewirtschaftliche Signale. In der Grundversorgung dürfen sie jedoch nicht als unmittelbare Weitergabe kurzfristiger Spotmarktpreise verstanden werden. Sie müssen kostenbasiert, portfoliobezogen und regulatorisch nachvollziehbar ausgestaltet sein. Eigenproduktion, erweiterte Eigenproduktion, langfristige Bezugsverträge, Terminmarktbeschaffung sowie Spot- und Intraday-Ausgleich bestimmen gemeinsam, welcher Teil eines Energietarifs sinnvoll dynamisiert werden kann.

Für Verwaltungsrat und Geschäftsleitung ist wesentlich, dynamische Tarife nicht als isoliertes Tarifprodukt zu betrachten. Sie setzen eine durchgängige digitale Funktionsarchitektur voraus: Smart Metering, HES, MDM, EDM, Pricing-Engine, Verrechnungssystem, Kundenportal, Netzleitsysteme, Prognose- und Lastflussberechnung sowie Schnittstellen zu EMS, HEMS, Ladeinfrastruktur und Aggregatoren müssen abgestimmt zusammenspielen. Nur wenn Messdaten, Preis- und Netzsignale, Kundenreaktionen, Dokumentation und Abrechnung in einer revisionssicheren Prozesskette verbunden sind, können dynamische Tarife regulatorisch belastbar und operativ skalierbar betrieben werden.

Das Kundenportal wird in diesem Zielbild zur zentralen digitalen Kommunikations- und Interaktionsplattform. Es muss Verbrauchs- und Einspeisedaten, dynamische Energie-, Netz- und Rücklieferтarife, Preisverläufe, Kostenwirkungen, Tarifoptionen, Einwilligungen, Rechnungen und Flexibilitätsinformationen verständlich darstellen. Damit wird Transparenz operativ nutzbar gemacht. Gleichzeitig unterstützt das Portal die klare Trennung zwischen Netzbetrieb, Grundversorgung und allfälligen marktwirtschaftlichen Leistungen, auch wenn diese gegenüber den Kundinnen und Kunden in einer einheitlichen digitalen Umgebung sichtbar werden.

Die technische Umsetzung sollte schrittweise erfolgen. Eine Pilotierung des tarifbasierten Flexibilitätsmanagements ist notwendig, um die Wirksamkeit dynamischer Tarife, die Datenqualität, die Kundenreaktion, die Interoperabilität von EMS- und HEMS-Systemen sowie die netzdienliche Wirkung dezentraler Flexibilitäten unter realen Bedingungen zu testen. Besonders relevante Anwendungsfälle sind Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Batteriespeicher und Photovoltaikanlagen. Elektrofahrzeuge sind dabei nicht nur zusätzliche Verbraucher,

sondern perspektivisch mobile Speicher. Mit bidirektionalem Laden können sie über Vehicle-to-Home-, Vehicle-to-Building- oder Vehicle-to-Grid-Konzepte einen wichtigen Beitrag zu Peak-Shaving, Engpassmanagement, Spannungshaltung und besserer Nutzung lokaler erneuerbarer Erzeugung leisten.

Historische Steuerungsinstrumente wie die klassische Rundsteuerung behalten nur noch eine begrenzte Rolle. Sie können kurzfristig als Übergangs-, Legacy- oder Fallback-Technologie weiterbetrieben werden, insbesondere während des Smart-Meter-Rollouts oder für bestehende Anlagen. Als zukunftsfähiges Primärinstrument eines modernen Flexibilitätsmanagements sind sie jedoch ungeeignet, weil sie keine dynamischen Preis- oder Netzsignale verarbeiten, nur begrenzt interoperabel sind und kaum an Aggregatoren- oder Flexibilitätsmarktmodelle anschliessen. Bestehende Rundsteuerkunden sind deshalb systematisch zu inventarisieren, zu bewerten und schrittweise in digitale, tarifbasierte oder vertraglich geregelte Flexibilitätsprodukte zu überführen.

Organisatorisch führt der Mantelerlass zu einem mehrjährigen Transformationsprogramm. Lokale VNB müssen Zielbild, Governance, Spartenrechnung, Rollenmodell, Datenarchitektur, Beschaffungs- und Betriebsmodell, Kundenportal sowie Rollout-Pfad integriert entwickeln. Dabei gelten vier Leitprinzipien: Versorgungssicherheit und Netzdienlichkeit haben Vorrang; Netzbetrieb, Grundversorgung und marktwirtschaftliche Leistungen sind funktional und finanziell sauber zu trennen; Skalierung darf erst nach regulatorischer und technischer Absicherung erfolgen; und Kundenakzeptanz entsteht nur durch Transparenz, Freiwilligkeit, Verständlichkeit und verlässliche digitale Prozesse.

Die zentrale Schlussfolgerung lautet: Der Mantelerlass zwingt lokale VNB nicht zu einem Bruch mit dem bisherigen Geschäftsmodell, wohl aber zu einer strategisch geführten Weiterentwicklung. Wer Smart Metering, dynamische Tarife, Flexibilitätsmanagement, Kundenportal, Cyber Security und Governance als zusammenhängende Zielarchitektur aufbaut, schafft die Grundlage für einen resilienteren, effizienteren und regulatorisch belastbaren Netzbetrieb. Wer diese Themen hingegen als einzelne, voneinander getrennte Projekte behandelt, riskiert Medienbrüche, steigende Integrationskosten, Governance-Konflikte und eine unzureichende Skalierbarkeit. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat besteht die Führungsaufgabe deshalb darin, Flexibilitätsmanagement als Transformationsprogramm an der Schnittstelle von Netzbetrieb, Energie-Grundversorgung, Digitalisierung und Kundenbeziehung zu steuern.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 8

2 Flexibilitätsmanagement 10

2.1 Flexibilität und Flexibilitätsmanagement 10

2.2 Regulatorische Vorgaben des Mantelerlasses 11

2.3 Ziele des Flexibilitätsmanagements 14

2.3.1 Netzdienlichkeit 15

2.3.2 Marktdienlichkeit 16

2.3.3 Systemdienlichkeit 16

2.3.4 Eigenverbrauchsoptimierung 16

2.4 Instrumente des Flexibilitätsmanagements 17

2.4.1 Dynamische Tarife 19

2.4.2 Garantierte Flexibilitäten 19

2.4.3 Flexibilitätsmanagement ohne dynamische Tarifmodelle 20

2.5 Flexibilitätsmärkte 21

2.5.1 Die Rolle von Aggregatoren 21

2.5.2 Lokale Flexibilitätsmärkte 22

2.5.3 Koordinationsbedarf Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber 23

2.6 Die Rollen der Verteilnetzbetreiber im Flexibilitätsmanagement 23

2.6.1 Netzbetrieb 25

2.6.2 Energie-Grundversorger 25

2.6.3 Leistungserbringer freier marktwirtschaftlicher Leistungen 26

2.6.4 Vermeidung von Zielkonflikten 26

2.7 Fazit 28

3 Dynamische Tarife 29

3.1 Dynamische Netznutzungstarife 30

3.2 Dynamische Energietarife 32

3.3 Regulatorische Anforderungen 32

3.3.1 Dynamische Netznutzungstarife 32

3.3.2 Dynamische Energietarife 33

3.3.3 Dynamische Rückliefertarife 37

3.3.4 Regulatorische Konformität und Revisionssicherheit 37

3.4 Ausgestaltung 37

3.4.1 Festlegung von Zweck und Zielgruppen 38

3.4.2 Technische Ausgestaltung 38

3.4.3 Kundeninteraktion, Transparenz und Produktmanagement 39

3.4.4 IT-Architektur und Cyber Security 41

3.5 Fazit ... 44

4 Technische Umsetzung des Flexibilitätsmanagements ... 45

4.1 Erfassung der Ist-Situation ... 46

4.2 Ermittlung der Massnahmen ... 46

4.3 Erzeugung von Signalen ... 47

4.4 Übermittlung von Signalen ... 47

4.5 Dokumentation und Abrechnung ... 49

4.6 Kundenportal und Kundenkommunikation ... 49

4.7 Benötigte Systemlandschaft, Schnittstellen und Marktangebote ... 49

4.8 Pilotierung des tarifbasierten Flexibilitätsmanagements ... 52

4.9 Einsatz von E-Fahrzeugen im Flexibilitätsmanagement ... 53

4.10 Einsatz von Rundsteuerung im Flexibilitätsmanagement ... 55

4.11 Fazit ... 57

5 Organisatorische Konsequenzen für lokale VNB ... 59

5.1 Zielbild in verdichteter Form ... 59

5.2 Kundenportal als digitale Kommunikationsplattform ... 60

5.3 Beschaffungs- und Betriebsmodell für Flexibilitätsmanagement ... 62

5.4 Rollout-Pfad für tarifbasiertes Flexibilitätsmanagement ... 63

5.5 Business Case für Pilotierung und Rollout ... 64

6 Schlussfolgerungen und Fazit aus der Umsetzung von Flexibilitätsmanagement und dynamischen Tarifen ... 66

6.1 Flexibilitätsmanagement als strategische Chance für lokale Energieversorgungsunternehmen ... 66

6.2 Von der Infrastrukturorientierung zur Systemsteuerung ... 67

6.3 Digitalisierung wird zum Produktionsfaktor ... 67

6.4 Kooperation wird zum Erfolgsfaktor ... 67

6.5 Der Verwaltungsrat gestaltet die neue Zielstruktur ... 68

6.6 Schrittweise Transformation statt radikaler Umbruch ... 68

6.7 Fazit ... 68

7 Deklaration des Einsatzes generativer KI ... 70

Abkürzungsverzeichnis ... 71

Literaturverzeichnis ... 73

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1 Einsatzfelder für Flexibilitäten 10
Abb. 2 Einbindung von Flexibilität im Steuerungsprozess 12
Abb. 3 Ziele des Flexibilitätsmanagements 14
Abb. 4 Rolle PV-Anlagen E-Fahrzeuge Wärmepumpen Batteriespeicher im Flexibilitätsmanagement 17
Abb. 5 Instrumente des Flexibilitätsmanagements 18
Abb. 6 Rollen der Verteilnetzbetreiber im Flexibilitätsmanagement 24
Abb. 7 Digitale Prozesskette vom Smart Meter b zur Abrechnung 26
Abb. 8 Dynamische Tarife im Überblick 29
Abb. 9 Wirkung dynamischer Tarife im Tagesverlauf 31
Abb. 10 Kostenbasierter Portfolio-Ansatz dynamische Energietarife Grundversorgung 35
Abb. 11 Systemlandschaft für Flexibilitätsmanagement 39
Abb. 12 Zielarchitektur des Flexibilitätsmanagements 40
Abb. 13 Digitale Prozesskette 41
Abb. 14 Digitale Prozesskette für dynamische Tarife 42
Abb. 15 Datenfluss im Flexibilitätsmanagement 43
Abb. 16 Governance und Rollenmodell eines VNB mit Flexibilitätsmanagement 44
Abb. 17 Zielbild – Der lokale VNB als Systemintegrator 45
Abb. 18 Funktions-Architektur 46
Abb. 19 Signale und deren Wirkung 48
Abb. 20 Schichtenlogik für die technische Umsetzung von Flexibilitätsmanagement 50
Abb. 21 Rolle der Elektrofahrzeuge im Flexibilitätsmanagement 54
Abb. 22 Übergang von Rundsteuerung zu digitalen Flexibilitätsmechanismen 56
Abb. 23 Rolle des Kundenportals im Flexibilitätsmanagement 61
Abb. 24 Transformation Flexibilitätsmanagement – Phasenplan Rollout 63
Abb. 25 Flexibilitätsmanagement – Schlüssel zur Zukunft der Stromversorgung 66
Abb. 26 Flexibilitätsmanagement – Nutzen und Erfolgsfaktoren 69

1 Einleitung

Die Veröffentlichung und Inkraftsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien und der dazugehörenden Verordnungen – auch bekannt als Mantelerlass – hat die regulatorischen Rahmenbedingungen für lokale Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger mit Endkundengeschäft wesentlich verändert. Das erste Themenpapier diente dazu, Entscheidungsträgern eine zusammenfassende Übersicht über die gesetzlichen Neuerungen zur Verfügung zu stellen. Das vorliegende zweite Themenpapier baut darauf auf und vertieft jene Umsetzungsfragen, die für lokale Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger mit Endkundengeschäft besonders anspruchsvoll sind.

Im Zentrum stehen die Einführung eines regulierten und marktnahen Flexibilitätsmanagements, die Ausgestaltung dynamischer Energie-, Netz- und Rückliefertarife, die technische Umsetzung der erforderlichen Mess-, Daten-, Tarif-, Kommunikations- und Abrechnungsprozesse sowie die organisatorischen Konsequenzen für lokale VNB. Das Themenpapier zeigt zudem, welche Rolle ein Kundenportal als digitale Schnittstelle für Transparenz, Kundeninteraktion, Einwilligungsmanagement und Nachvollziehbarkeit einnehmen kann. Damit richtet sich das Papier insbesondere an Geschäftsleitungen und Verwaltungsräte lokaler Energieversorgungsunternehmen, die sowohl den regulierten Netzbetrieb als auch die Energie-Grundversorgung und teilweise weitere marktwirtschaftliche Leistungen erbringen und verantworten.

Die Anforderungen aus dem Mantelerlass verlangen keine isolierte Anpassung einzelner Tarife oder IT-Systeme, sondern eine kontrollierte Weiterentwicklung des Geschäfts- und Betriebsmodells. Die zugrunde liegende Wirkungskette reicht von Smart Metering, Messdatenmanagement und Netztransparenz über dynamische Tarife und Flexibilitätsmanagement bis hin zu Kundeninteraktion, Abrechnung, Governance und regulatorischer Nachvollziehbarkeit. Operativ bedeutet dies: relevante Verbrauchs-, Einspeise- und Netzzustandsdaten erfassen, daraus Preis- oder Netzsignale ableiten, diese rechtzeitig und verständlich übermitteln, Reaktionen oder allfällige direkte Eingriffe dokumentieren, abrechnen und für Kunden sowie Aufsicht nachvollziehbar machen. Dynamische Tarife spielen in dieser Wirkungskette eine zentrale Rolle, weil sie Flexibilität grundsätzlich über transparente ökonomische Signale aktivieren. Ohne solche Signale bleibt Flexibilitätsmanagement stärker auf direkte Steuerung, individuelle Vereinbarungen oder historische Instrumente wie Rundsteuerung angewiesen, was regulatorisch und gesellschaftlich sensibler ist.

Diese Transformation betrifft gleichermassen die technische Netzebene, die Markt- und Tariflogik, die Rechnungstellung, die Kundeninteraktion sowie Governance, Organisation und Kostenrechnung. Aus regulatorischer Sicht bleibt der lokale Verteilnetzbetreiber Träger des sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs. Gleichzeitig entwickelt sich seine Rolle im dezentralen Energiesystem weiter: Er muss erneuerbare Erzeugung, flexible Lasten, Speicher, Elektromobilität, Kundenportale und digitale Schnittstellen stärker koordinieren, ohne dabei die Entflechtung zwischen Netzbetrieb, Energiebelieferung und allfälligen marktwirtschaftlichen Leistungen zu verwischen. Der Mantelerlass zwingt lokale VNB damit nicht zu einem Bruch mit dem bisherigen Geschäftsmodell, wohl aber zu einer strategisch geführten, regulatorisch sauberen und technisch skalierbaren Weiterentwicklung.

Die Gliederung folgt dieser Transformationslogik. Kapitel 2 legt den konzeptionellen und regulatorischen Rahmen des Flexibilitätsmanagements dar. Es unterscheidet netzdienliche, marktdienliche, systemdienliche und eigenverbrauchsorientierte Zielsetzungen, beschreibt zentrale Instrumente wie dynamische Tarife, garantierte Flexibilitäten und Flexibilitätsmärkte und ordnet die Rollen von Verteilnetzbetreiber, Energie-Grundversorger, Aggregatoren, Endkunden und Prosumern ein. Kapitel 3 vertieft die dynamischen Tarife. Es behandelt

dynamische Netznutzungstarife, dynamische Energietarife und dynamische Rückliefertarife, die regulatorischen Anforderungen, die Besonderheiten der Grundversorgung, die Bedeutung des Lieferportfolios sowie die Anforderungen an Transparenz, Revisionssicherheit, Produktlogik, Kundeninteraktion, IT-Architektur und Cyber Security. Kapitel 4 übersetzt diese Anforderungen in eine technische Umsetzungsarchitektur. Im Mittelpunkt stehen die Erfassung der Ist-Situation, die Ermittlung netzdienlicher Massnahmen, die Erzeugung und Übermittlung von Signalen, Dokumentation und Abrechnung, das Kundenportal, die benötigte Systemlandschaft sowie die Pilotierung. Ergänzend werden E-Fahrzeuge als wichtige neue Flexibilitätsquelle und die klassische Rundsteuerung als Übergangs- und Fallback-Technologie eingeordnet. Kapitel 5 leitet daraus die organisatorischen Konsequenzen für lokale VNB ab. Es verdichtet das Zielbild, beschreibt das Kundenportal als digitale Kommunikationsplattform, konkretisiert Beschaffungs- und Betriebsmodelle, skizziert den Rollout-Pfad einschliesslich Migration bestehender Rundsteuerkunden und ordnet den Business Case für Pilotierung und Rollout ein.

Die innere Logik des Themenpapiers verläuft damit vom Warum über das Was zum Wie und schliesslich zum organisatorischen Umsetzen. Zuerst wird geklärt, weshalb Flexibilität unter dem Mantelerlass für lokale VNB strategisch relevant wird und welche Rollen und Zielkonflikte daraus entstehen. Danach werden dynamische Tarife als zentrales ökonomisches Aktivierungsinstrument eingeordnet. Anschliessend wird gezeigt, welche technische Architektur erforderlich ist, damit Messung, Signalgebung, Kundenreaktion, Dokumentation und Abrechnung tatsächlich funktionieren. Abschliessend werden die organisatorischen, beschaffungsbezogenen und wirtschaftlichen Konsequenzen dargestellt, die sich daraus für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ergeben. Das Themenpapier versteht Flexibilitätsmanagement damit nicht als Einzelmassnahme, sondern als mehrjähriges Transformationsprogramm an der Schnittstelle von Netzbetrieb, Energie-Grundversorgung, Digitalisierung und Kundeninteraktion.

2 Flexibilitätsmanagement

2.1 Flexibilität und Flexibilitätsmanagement

Flexibilität im Sinn der Stromgesetzgebung bezeichnet die Möglichkeit, Produktion, Speicherung und Verbrauch elektrischer Energie sowohl zeitlich als auch hinsichtlich ihrer Intensität zu steuern. Mit dem Einsatz von Flexibilitäten können unterschiedliche Ziele verfolgt werden, die verschiedene Akteure im Stromversorgungssystem betreffen. Für Verteilnetzbetreiber steht ein sicherer, leistungsfähiger und effizienter Netzbetrieb im Vordergrund. Produzenten und Verbraucher wollen Preissignale am Energiemarkt nutzen, indem sie Produktion und Verbrauch an Marktpreisen ausrichten. Bilanzgruppenverantwortliche müssen ihre Bilanzgruppen viertelstündlich ausgleichen. Die Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid wiederum ist für die laufende Ausgeglichenheit von Produktion und Verbrauch im Gesamtsystem verantwortlich. Für Prosumer eröffnet Flexibilität zudem die Möglichkeit, lokal erzeugte Energie wirtschaftlich und bedarfsgerecht vor Ort zu nutzen.

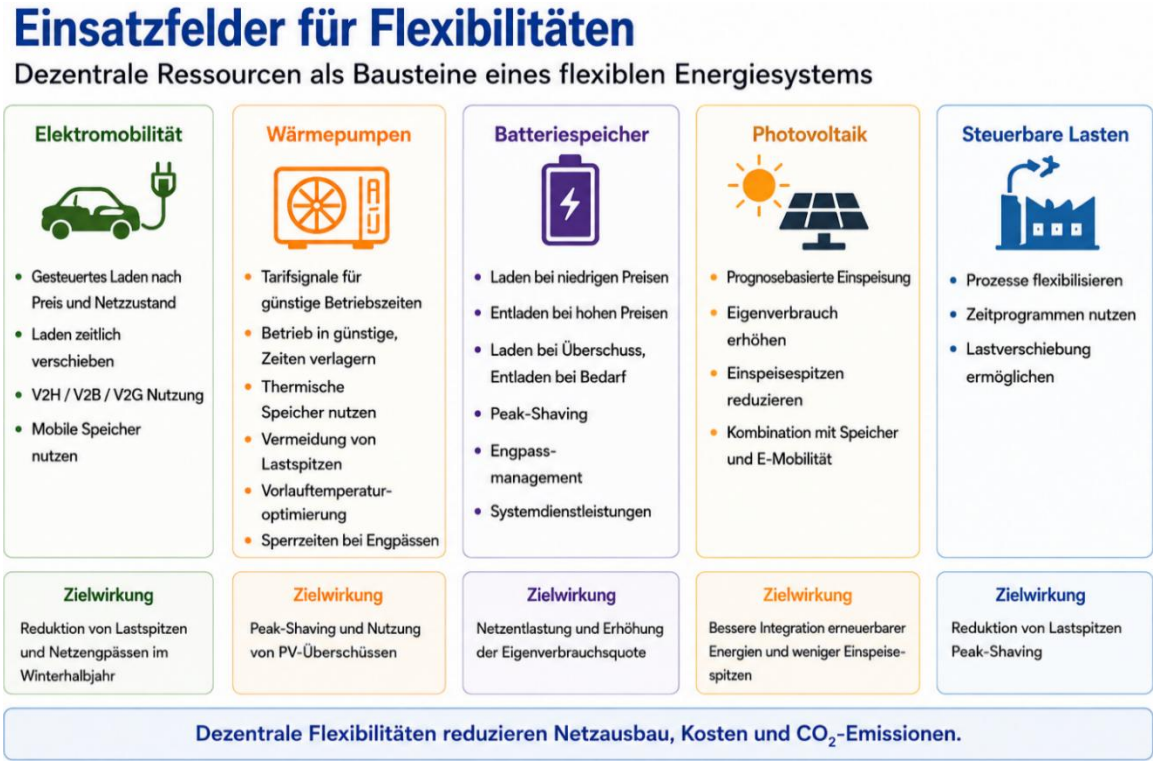


Abb. 1 Einsatzfelder für Flexibilitäten

Zu den Flexibilitätsquellen in einem Verteilnetz gehören insbesondere Wärmepumpen, Batteriespeicher, Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge sowie regelbare Photovoltaik (PV)-Wechselrichter (vgl. Abb. 1). Das Stromversorgungsgesetz betont dabei die Eigentumsrechte der Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber an diesen Flexibilitäten. Daraus folgt, dass sich zwischen den Inhabern von Flexibilitäten und den Akteuren, die an deren Nutzung interessiert sind, ein Markt entwickeln soll.

Unter Flexibilitätsmanagement werden jene Massnahmen zusammengefasst, die zur Erschliessung und Nutzung von Flexibilitäten erforderlich sind. Um mit der Nutzung von Flexibilitäten die angestrebten Ziele zu erreichen, stehen im Grundsatz zwei Steuerungsansätze zur Verfügung:

1. Steuerung des Verbrauchs (Demand-Side-Management, DSM)
2. Steuerung der Produktion (Supply-Side-Management)

Speicher können als verbindende Elemente zwischen diesen beiden Steuerungsansätzen eingesetzt werden. Für die Nutzung von Flexibilitäten ist wesentlich, dass für die Flexibilitätsinhaber keine Komfort-, Sicherheits- oder Qualitätseinbussen entstehen. Die garantierte Nutzung, die das Stromversorgungsgesetz den Verteilnetzbetreibern zur Abwehr einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs einräumt, muss deshalb Ausnahmecharakter behalten und wird von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) entsprechend überwacht.

Im Zuge der Umsetzung des Mantelerlasses und der zunehmenden Dezentralisierung der Stromversorgung gewinnt das Flexibilitätsmanagement für lokale Energieversorger eine zentrale strategische Bedeutung. Es umfasst die Gesamtheit aller technischen, tariflichen und vertraglichen Massnahmen, mit denen Verbrauch, Einspeisung oder Leistung zeitlich, räumlich oder mengenmässig beeinflusst werden, um definierte Netz-, System-, Markt- oder Eigenverbrauchsziele zu erreichen. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist dabei entscheidend, diese Begriffe klar voneinander abzugrenzen, da sich daraus unterschiedliche Verantwortlichkeiten, regulatorische Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle ableiten. Flexibilitätsmanagement ist deshalb nicht als isoliertes Instrument zu verstehen, sondern als Teil einer übergreifenden Transformationslogik, in der Digitalisierung, Messbarkeit, Tarifgestaltung, Kundeninteraktion und Netzführung zunehmend stärker zusammenwirken.

Flexibilitätsmanagement im Stromversorgungssystem ist damit die koordinierte Steuerung von Energieerzeugung, -verbrauch und -speicherung mit dem Ziel, Netzstabilität, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern. Für lokale Verteilnetzbetreiber bedeutet dies eine Weiterentwicklung vom reinen Infrastrukturbetreiber hin zu einem aktiveren Systemintegrator im dezentralen Energiesystem. Voraussetzung dafür ist eine durchgängige Wirkungskette aus Messung, Signalgebung, Reaktion und Auswertung: Erst wenn Verbrauchs- und Einspeisedaten hinreichend granular erfasst, in geeignete Preis- oder Netzsignale übersetzt und von Kunden, Anlagen oder Plattformen aufgegriffen werden können, lässt sich Flexibilität wirksam nutzen. Smart Metering, dynamische Tarife, digitale Kundeninteraktion und die koordinierte Aktivierung von Flexibilitäten bilden deshalb gemeinsam die Grundlage eines modernen Flexibilitätsmanagements. Die regulatorischen, technischen und organisatorischen Anforderungen dieser Wirkungskette werden in den nachfolgenden Kapiteln vertieft behandelt.

Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist dabei wesentlich, das Flexibilitätsmanagement nicht als punktuelle Einzelmassnahme, sondern als Teil einer mehrjährigen Transformation zu verstehen. Diese folgt klaren strategischen Leitplanken: Versorgungssicherheit hat Vorrang, netzbezogene Aufgaben gehen marktlichen Optimierungen vor, und Digitalisierung ist kein Selbstzweck, sondern ein Mittel zur Netzoptimierung und regulatorisch sauberen Umsetzung. Die praktische Umsetzung erfolgt zweckmässigerweise modular und stufenweise. Governance, Spartenrechnung und digitale Kundenschnittstellen sind deshalb nicht als nachgelagerte Themen zu behandeln, sondern als integrale Bestandteile desselben Zielbilds. Auf ihre konkrete Ausgestaltung wird in den späteren Kapiteln, insbesondere in den Kapiteln 4 und 5, vertieft eingegangen.

2.2 Regulatorische Vorgaben des Mantelerlasses

Die Anforderungen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) an das Flexibilitätsmanagement sind in Kapitel 10 von Themenpapier Nr. 1 dargestellt. Juristisch präzisiert ergibt sich zusammenfassend folgendes Bild:

1. Die Endverbraucher, die Erzeuger und die Speicherbetreiber sind die Inhaber der Flexibilität. Daraus folgt, dass die Verfügung über Flexibilität grundsätzlich bei ihnen verbleibt und diese nicht originär dem Verteilnetzbetreiber zusteht.

2. Die Nutzung von Flexibilität erfolgt grundsätzlich vertraglich. Dies gilt namentlich für die ordentliche netzdienliche Erschliessung von Flexibilität; vorbehalten bleiben gesetzlich und verordnungsrechtlich geregelte Ausnahmen.
3. Die netzdienliche Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber muss diskriminierungsfrei ausgestaltet werden und ist im Grundsatz zu vergüten, soweit nicht eine gesetzlich geregelte garantierte Nutzung vorliegt.
4. Der Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme bedarf grundsätzlich der Zustimmung der Betroffenen. Für bereits bestehende technische Steuerungen können Übergangs- und Weiterführungsregelungen gelten, namentlich im Zusammenhang mit bereits installierten Rundsteuerungen. Diese Weiterführung ist jedoch regulatorisch begrenzt und steht unter dem Vorbehalt näherer verordnungsrechtlicher Vorgaben.
5. Dem Verteilnetzbetreiber steht als garantierte Flexibilität unter den gesetzlich definierten Voraussetzungen insbesondere die Möglichkeit zu, am Anschlusspunkt einen begrenzten Anteil der jährlichen Energieproduktion abzuregeln. Solche Eingriffe sind transparent, diskriminierungsfrei und entlang der gesetzlichen Informationspflichten gegenüber den betroffenen Produzenten umzusetzen.
6. Eine weitere garantierte Nutzung ist bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs vorgesehen. Auch diese Nutzung ist kein Regelfall, sondern ein eng begrenztes gesetzliches Auffanginstrument. Sie unterliegt Dokumentations- und gegebenenfalls Informationspflichten gegenüber den Betroffenen und der Aufsicht der ElCom.

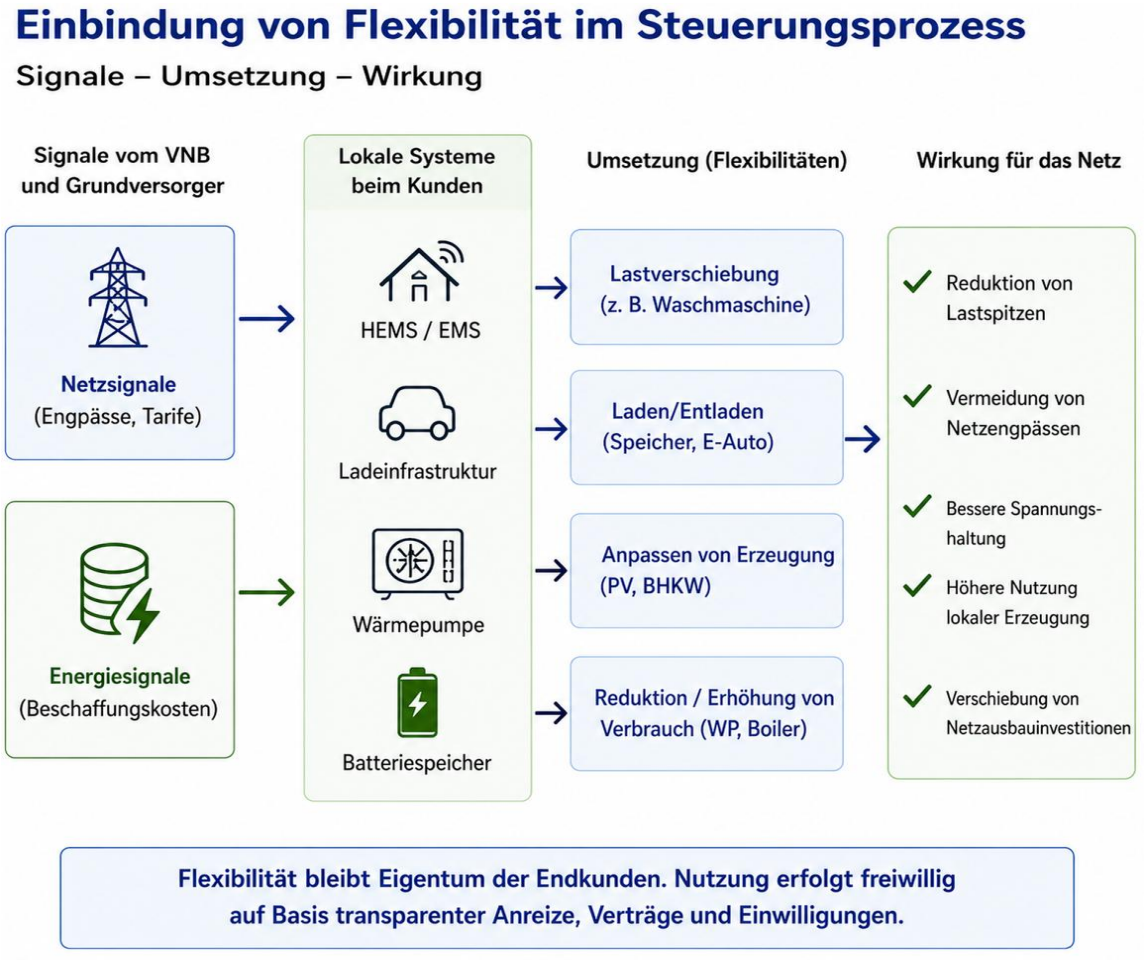


Abb. 2 Einbindung von Flexibilität im Steuerungsprozess

Die Weiterführung bestehender Flexibilitätsnutzungen ohne ausdrückliche neue Zustimmung ist vor dem Hintergrund der historisch gewachsenen Steuerungsinfrastruktur, insbesondere der vielerorts installierten Rundsteuerungen, zu verstehen. Sie stellt rechtlich keine generelle Freistellung vom Zustimmungsprinzip dar, sondern eine übergangsrechtlich und verordnungsrechtlich limitierte Lösung. Der Gesetzgeber und der Bundesrat haben damit den praktischen Bestandsschutz bestehender Systeme berücksichtigt, gleichzeitig aber die Möglichkeit vorbehalten, diese Weiterführung einzuschränken, falls sie den Aufbau diskriminierungsfreier und marktlicher Flexibilitätsmechanismen behindern sollte.

Insgesamt zeigt sich damit, dass das Stromversorgungsrecht Flexibilität zwar grundsätzlich den Inhabern zuordnet, ihre netzdienliche Nutzung jedoch unter klaren Voraussetzungen ermöglicht und in bestimmten Ausnahmefällen auch garantiert (vgl. Abb. 2). Für lokale Verteilnetzbetreiber entsteht daraus ein anspruchsvoller Umsetzungsrahmen, der vertragliche Erschliessung, regulatorische Transparenz, diskriminierungsfreie Ausgestaltung sowie die Beachtung der Vorgaben von Stromversorgungsgesetz (StromVG), Stromversorgungsverordnung (StromVV) und ElCom gleichermassen voraussetzt.

Exkurs: Fehlende operative Mechanismen für Flexibilitätsmanagement im Mantelerlass

Der Mantelerlass schafft einen wichtigen regulatorischen Rahmen für die Nutzung von Flexibilitäten, indem er Eigentumsrechte an Flexibilitäten, Zustimmungserfordernisse, Vergütungspflichten, garantierte Flexibilitäten und Transparenzanforderungen festlegt. Gleichzeitig bleibt die operative Ausgestaltung des Flexibilitätsmanagements in wesentlichen Punkten offen. Das Gesetz definiert damit die Leitplanken, stellt aber noch keinen vollständigen Mechanismus bereit, wie Flexibilitäten im Verteilnetz konkret identifiziert, priorisiert, aktiviert, vergütet, dokumentiert und zwischen den beteiligten Akteuren koordiniert werden sollen.

Diese Lücke ist für lokale Verteilnetzbetreiber besonders relevant. Während die gesetzlichen Vorgaben festlegen, unter welchen Voraussetzungen Flexibilität genutzt werden darf, bleibt weitgehend offen, welche operativen Prozesse, technischen Schnittstellen, Marktrollen und Standardprodukte dafür erforderlich sind. Insbesondere fehlen einheitliche Vorgaben zur Priorisierung netzdienlicher, marktdienlicher, systemdienlicher und eigenverbrauchsorientierter Flexibilitätsnutzung, zur Koordination zwischen Verteilnetzbetreibern, Lieferanten, Aggregatoren und Endkunden sowie zur praktischen Abgrenzung zwischen tariflicher Signalgebung und direkter Steuerung.

Daraus entsteht ein Umsetzungsrisiko: Ohne eigene Zielbilder, Prozesse und Governance-Mechanismen besteht die Gefahr, dass Flexibilitäten zwar rechtlich zulässig, operativ aber nicht skalierbar nutzbar sind. Dies betrifft insbesondere die Beschaffung und Aktivierung von Flexibilität, die Einbindung kundenseitiger Energiemanagementsysteme, die revisionssichere Dokumentation von Preis- und Steuerungssignalen, die Abrechnung von Vergütungen oder Tarifeffekten sowie die Vermeidung von Zielkonflikten zwischen Netzbetrieb, Energievertrieb und allfälligen marktwirtschaftlichen Dienstleistungen. Der Mantelerlass macht damit Flexibilitätsmanagement möglich, zwingt lokale VNB aber gleichzeitig dazu, die operative Umsetzungsarchitektur selbst zu entwickeln.

Der Exkurs verdeutlicht deshalb, weshalb die nachfolgenden Kapitel nicht nur eine regulatorische Erläuterung darstellen, sondern eine praktische Transformationslogik entwickeln. Zunächst sind die unterschiedlichen Ziele des Flexibilitätsmanagements sauber zu unterscheiden. Anschliessend müssen geeignete Instrumente wie dynamische Tarife, garantierte Flexibilitäten und Flexibilitätsmärkte eingeordnet werden. Darauf aufbauend sind die Rollen von Netzbetrieb, Energie-Grundversorgung, Aggregatoren, Endkunden und Prosumern zu klären. Erst aus dieser Kombination von Zielsystem, Instrumenten, Rollenmodell, technischer Architektur und Governance entsteht ein belastbarer operativer Mechanismus für die Umsetzung des Mantelerlasses.

2.3 Ziele des Flexibilitätsmanagements

Flexibilitätsquellen besitzen die Fähigkeit, Strombezug oder Stromlieferung zeitlich und leistungsbezogen an unterschiedliche Situationen anzupassen. Mit dem Flexibilitätsmanagement können damit verschiedene, teilweise konkurrierende Ziele verfolgt werden (vgl. Abb. 3). Im Zentrum stehen insbesondere die Sicherstellung der Netzstabilität, die wirtschaftlichere Nutzung bestehender Infrastrukturen, die Erhöhung der Systemeffizienz sowie die bessere Integration erneuerbarer Energien. Flexibilitätsmanagement dient damit nicht nur der unmittelbaren Bewirtschaftung von Lasten und Einspeisungen, sondern auch der Vermeidung unnötiger Stromabschaltungen, der Glättung von Lastspitzen und der Reduktion von Systemkosten. Die konkrete Gewichtung dieser Ziele hängt vom jeweiligen Akteur und vom Anwendungsfall ab. Abb. 3 zeigt die vier grundlegenden Zieltypen des Flexibilitätsmanagements.

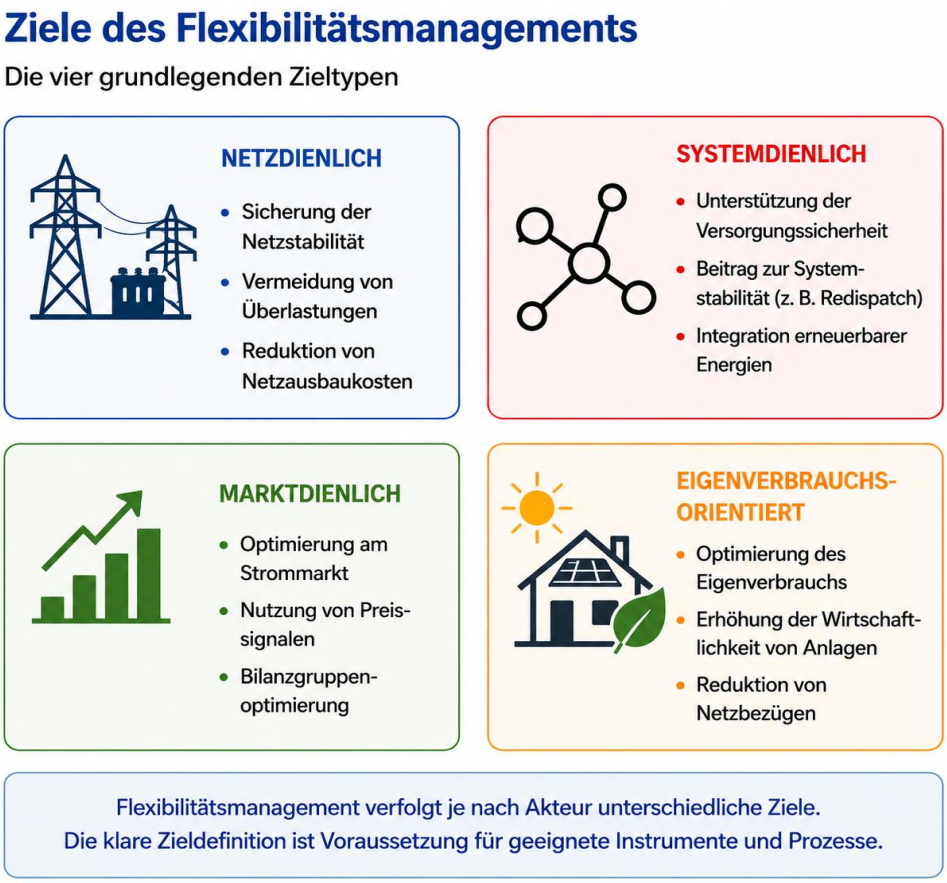


Abb. 3 Ziele des Flexibilitätsmanagements

An systemdienlichen Flexibilitäten interessiert ist die Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid. Stromproduzenten, Händler und Endverbraucher nutzen marktdienliche Flexibilitäten

zur Preisoptimierung und zum Ausgleich ihrer Bilanzgruppen. Prosumer als Inhaber der Flexibilitäten verfolgen schliesslich das Ziel, lokal erzeugte Energie möglichst wirtschaftlich, effizient und bedarfsgerecht zu nutzen. Für integrierte Energieversorger ergibt sich daraus eine Mehrfachrolle: Sie bewegen sich gleichzeitig in mehreren Zielfeldern und müssen deshalb Zielkonflikte frühzeitig erkennen und regulatorisch sauber auflösen.

Integrierte Energieversorger spielen in allen vier Zielfeldern eine Rolle. Beim netzdienlichen Einsatz sind sie mit dem Bereich des Verteilnetzbetriebs selbst Nutzniesser. Als Energieversorger und Produzenten sind sie unmittelbar an einem funktionierenden Strommarkt mit attraktiven Preisen interessiert. Gegenüber Swissgrid können sie als Anbieter von Flexibilitäten agieren, und bei der Eigenverbrauchsoptimierung von Prosumern können sie diese mit verschiedenen Dienstleistungen unterstützen. Wichtig ist, dass integrierte Energieversorger diese unterschiedlichen Rollen klar voneinander unterscheiden. Insbesondere die Entflechtung von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung von den drei übrigen Einsatzgebieten ist regulatorisch unabdingbar. Das natürliche Monopol des Netzes darf nicht zu einer Einschränkung des Flexibilitätsmarktes werden. Energieversorger sind in diesem Zusammenhang Marktteilnehmer, die sich mit wettbewerbsbezogenen Massnahmen um die Flexibilitätsnutzung bemühen müssen.

2.3.1 Netzdienlichkeit

Für Verteilnetzbetreiber ergibt sich aus dem Stromversorgungsgesetz die primäre Aufgabe, einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb sicherzustellen. Flexibilität ist netzdienlich, wenn sie ausschliesslich oder primär zur Sicherstellung eines ordnungsgemässen und sicheren Betriebs des lokalen Verteilnetzes eingesetzt wird. Auf dieser Basis sind die Verteilnetzbetreiber für das netzdienliche Flexibilitätsmanagement verantwortlich, insbesondere für die Überwachung und Bewirtschaftung lokaler Netzengpässe. Flexibilitäten von Erzeugern und Verbrauchern werden gezielt eingesetzt, um Spannungshaltung sowie Strom- und Leistungsgrenzen einzuhalten und Netzausbau zu vermeiden oder zeitlich zu verschieben. Dies umfasst unter anderem die netzdienliche Nutzung von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Prosumer-Modellen sowie die Glättung von Lastspitzen durch lokale Speicherlösungen (vgl. Abb. 4).



Eine Aktivierung netzdienlicher Flexibilitäten erfolgt stets zur Lösung eines konkreten, lokalisierten Netzproblems. Sie ist zeitlich begrenzt und ereignis- oder zustandsabhängig. Ergänzend entwickelt der Verteilnetzbetreiber Konzepte, um Erzeuger und flexible Lasten stärker in die Netzplanung und Netzsteuerung einzubinden. Der Mantelerlass sieht netzdienliche

Flexibilität als wesentliches Instrument vor, um kostenintensive Netzausbauten zu vermeiden oder zeitlich zu verschieben, sofern dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist. Wirtschaftlich dürfen die entstehenden Kosten über Netznutzungstarife sozialisiert werden, da sie als Alternative zu Investitionen in Netzinfrastruktur gelten.

2.3.2 Marktdienlichkeit

Eine weitere Ausprägung ist das marktdienliche Flexibilitätsmanagement, bei dem Flexibilität markt- und preisorientiert eingesetzt wird, um Produktion, Energiebezug, Beschaffung und Portfolios zu optimieren, etwa über Day-Ahead- oder Intraday-Märkte. Die Verantwortung liegt hierbei beim Lieferanten beziehungsweise beim Vertrieb. Für integrierte Energieversorger mit Grundversorgung ist die klare organisatorische und buchhalterische Trennung zwischen Netz- und Vertriebsfunktionen von besonderer Bedeutung, um regulatorische Risiken zu vermeiden.

2.3.3 Systemdienlichkeit

Davon klar zu unterscheiden ist das systemdienliche Flexibilitätsmanagement, das auf die Stabilisierung des Gesamtsystems abzielt, insbesondere auf die Frequenzhaltung im Übertragungsnetz. Die Verantwortung liegt hier beim Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, während die operative Umsetzung typischerweise über Aggregatoren oder andere Marktakteure erfolgt. Aus der Perspektive lokaler Energieversorgungsunternehmen hat der Einsatz systemdienlicher Flexibilitäten für die regulatorischen Aufgaben des Netzbetriebs nur einen indirekten operativen Nutzen. Eine Beteiligung am Markt für Systemdienstleistungen ist vor allem dann relevant, wenn neben dem Netzbetrieb weitere Geschäftsfelder bedient werden. Dabei ist eine saubere regulatorische Trennung zwischen Netzbetrieb und allfälliger Flexibilitätsvermarktung sicherzustellen.

2.3.4 Eigenverbrauchsoptimierung

Ergänzend dazu existiert das eigenverbrauchsorientierte Flexibilitätsmanagement, das auf die Optimierung des lokalen Eigenverbrauchs abzielt. Ziel ist es, den wirtschaftlichen Nutzen dezentraler Erzeugung und von Speichern für Prosumer oder Arealbetreiber zu maximieren, etwa durch die Abstimmung von PV-Erzeugung, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektromobilität (vgl. Abb. 4). Die Verantwortung liegt primär beim Endkunden oder Arealbetreiber, wobei der Verteilnetzbetreiber über geeignete Tarife und Informationsinstrumente unterstützend wirken kann.



Abb. 4 Rolle PV-Anlagen E-Fahrzeuge Wärmepumpen Batteriespeicher im Flexibilitätsmanagement

2.4 Instrumente des Flexibilitätsmanagements

Beim Flexibilitätsmanagement geht es darum, Erzeugung, Verbrauch und Speicherung so aufeinander abzustimmen, dass die angestrebten netz-, markt-, system- oder kundenbezogenen Ziele erreicht werden. Dabei kann sowohl auf der Verbrauchsseite als auch auf der Erzeugungsseite eingegriffen werden. Im Kontext des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) liegt der Schwerpunkt insbesondere auf der Steuerung flexibler Verbraucher sowie auf der besseren Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, namentlich von Photovoltaikanlagen. Die Instrumente des Flexibilitätsmanagements sind deshalb in erster Linie dem Demand-Side-Management (DSM) zuzuordnen. Dessen Grundlogik lässt sich jedoch sinngemäss auch auf steuerbare Erzeugungsanlagen und Speicher übertragen.

Der Mantelerlass stellt im Zusammenhang mit dem Flexibilitätsmanagement marktliche Mechanismen in den Vordergrund. DSM kann dabei grundsätzlich anreiz- oder preisbasiert ausgestaltet werden. Diese beiden Ansätze lassen sich weiter differenzieren. Anreizbasierte

Instrumente beruhen auf der Belohnung gewünschten Verhaltens oder auf der Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität zur direkten Steuerung. Zu den preisbasierten Instrumenten zählen statische und dynamische Tarifmodelle (vgl. Abb. 5). Im Kontext des Mantelerlasses kommt insbesondere den dynamischen Tarifen eine zentrale Bedeutung zu. Sie bilden eine der wesentlichen Säulen eines wirksamen Flexibilitätsmanagements.



Abb. 5 Instrumente des Flexibilitätsmanagements

Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat stellt sich dabei die strategisch bedeutsame Frage, ob Flexibilitätsmanagement primär über dynamische Energie- und Netznutzungstarife oder über direkte technische Steuerung und individuelle Vereinbarungen umgesetzt werden soll. Ein zentrales operatives Instrument im netzdienlichen Kontext ist das Engpassmanagement (Congestion Management). Darunter ist die gezielte Bewirtschaftung lokaler Netzengpässe im Verteilnetz durch tarifliche oder signalbasierte Anreize zu verstehen, um Überlastungen frühzeitig zu vermeiden. Der Mantelerlass stellt markt- und anreizbasierte Lösungen gegenüber administrativen Eingriffen in den Vordergrund[1]. Eine wichtige Rolle spielen dabei lokale Netzsignale oder Congestion-Trigger. Dabei handelt es sich um zeit- und ortsspezifische Netz- oder Preissignale, die anzeigen, dass ein lokaler Engpass besteht oder zu erwarten ist. Solche Signale sollen freiwillige netzdienliche Reaktionen bei Kunden oder Aggregatoren auslösen. Regulatorisch zentral ist, dass ein Signal keinen Steuerbefehl darstellt, sondern eine transparente Information, auf die Marktteilnehmer eigenständig reagieren können.

[1] Vgl. Art. 17^{bbis} StromVG (vertragliche, diskriminierungsfreie und vergütungspflichtige Nutzung von Flexibilität), Art. 17^{b} StromVG (garantierte Nutzung in Ausnahmefällen) sowie die StromVV zu dynamischen Netznutzungstarifen.

Die tarifliche Umsetzung solcher Signale erfolgt insbesondere über dynamische Netznutzungstarife. Diese sind zeitlich – typischerweise in 15-Minuten-Intervallen – und gegebenenfalls räumlich differenziert ausgestaltet und bilden die tatsächliche Netzbelastung ab. Sie lenken das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten verursachergerecht und stellen damit ein zentrales Instrument des netzdienlichen Flexibilitätsmanagements dar. Parallel dazu kommen dynamische Energietarife zum Einsatz, die zeitvariable Energiepreise auf Basis von Day-Ahead- oder Intraday-Marktpreisen abbilden. Sie adressieren in erster Linie energiedienliche beziehungsweise marktdienliche Flexibilität und ermöglichen es Endkunden, ihr Verbrauchsverhalten an Marktsignalen auszurichten. Für integrierte Verteilnetzbetreiber (VNB) ist dabei die klare Trennung zwischen Netznutzungs- und Energietarifen essenziell, um regulatorische Konformität und Transparenz sicherzustellen.

Praktische Ausprägungen des Flexibilitätsmanagements reichen von der Lastverschiebung – etwa beim Laden von Elektrofahrzeugen oder beim Betrieb thermischer Verbraucher in Zeiten hoher Stromverfügbarkeit – über die Speicheroptimierung bis hin zu Modellen des Energy Sharing (Eigenverbrauchsgemeinschaften [EVG], Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch [ZEV] oder Lokale Elektrizitätsgemeinschaften [LEG]) zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs. Dadurch steigt nicht nur die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems gegenüber volatiler Einspeisung; auch die Integration zusätzlicher dezentraler Erzeugung wird erleichtert und die aktive Rolle von Endkunden und Prosumern gestärkt. Insgesamt bilden diese Instrumente den konzeptionellen Rahmen für ein modernes Flexibilitätsmanagement im Verteilnetz und schaffen die Grundlage für strategische Entscheidungen, die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und regulatorische Zukunftsfähigkeit gleichermassen berücksichtigen.

2.4.1 Dynamische Tarife

Dynamische Energie- und Netznutzungstarife bilden die ökonomische Grundlage eines marktbasierten Flexibilitätsmanagements. Sie setzen transparente zeitliche und gegebenenfalls örtliche Preissignale, schaffen Anreize für netz- und marktdienliches Verhalten und eröffnen zugleich Spielräume für neue Produkte und Geschäftsmodelle. Kennzeichnend für dieses Modell ist, dass die zugrunde liegende Tarif- und Preislogik ex ante definiert, nachvollziehbar dokumentiert und für die betroffenen Kundengruppen transparent veröffentlicht wird. Dynamische Netznutzungstarife bilden die Netzbelastung verursachungsgerecht ab, während dynamische Energietarife marktbezogene Signale für Beschaffung und Verbrauch setzen. Für integrierte VNB ist dabei die funktionale Trennung zentral: Der Netzbereich setzt Netznutzungsanreize, der Vertrieb nutzt Energiepreissignale; eine operative Vermischung dieser Rollen darf nicht stattfinden. Ebenso wesentlich ist, dass die Teilnahme grundsätzlich auf freiwilliger Basis erfolgt und die Kunden ihr Verbrauchsverhalten eigenverantwortlich anhand nachvollziehbarer Preissignale anpassen. Flexibilität entsteht damit primär durch informierte Kundenentscheidung und nicht durch unmittelbare netzseitige Eingriffe. Dies erhöht Transparenz, stärkt die Kostenwahrheit und verbessert die Anschlussfähigkeit an künftige marktbasierte Flexibilitätsmodelle. Die regulatorischen, wirtschaftlichen und operativen Anforderungen sowie die konkrete Ausgestaltung dynamischer Tarife werden in Kapitel 3 vertieft behandelt.

2.4.2 Garantierte Flexibilitäten

Garantierte Flexibilitäten bilden im System des Mantelerlasses kein reguläres Marktinstrument, sondern ein gesetzlich vorgesehenes Auffanginstrument für klar umschriebene Situationen. Sie geben dem Verteilnetzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, auf bestehende Flexibilitäten oder auf gesetzlich definierte Eingriffsbefugnisse zurückzugreifen, wenn dies zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs erforderlich ist. Ihr

Charakter ist damit subsidiär: Im Vordergrund stehen grundsätzlich vertraglich erschlossene, diskriminierungsfrei ausgestaltete und möglichst markt- oder tarifbasierte Lösungen; garantierte Flexibilitäten dienen demgegenüber der Absicherung, wenn solche Instrumente nicht ausreichen oder kurzfristig nicht verfügbar sind. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist entscheidend, dass garantierte Flexibilitäten zwar betriebliche Handlungsfähigkeit in kritischen Situationen sichern, regulatorisch jedoch eng begrenzt, transparent zu dokumentieren und sorgfältig von regulären netz- oder marktbasierten Flexibilitätsmodellen abzugrenzen sind.

2.4.3 Flexibilitätsmanagement ohne dynamische Tarifmodelle

Ein Flexibilitätsmanagement ohne den Einsatz dynamischer Energie- und Netznutzungstarife beruht im Kern auf der direkten, netzseitigen Steuerung von Kundenanlagen wie Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur oder Speichern. In diesem Modell wird Flexibilität nicht primär über transparente Preissignale aktiviert, sondern über technische Eingriffe, pauschale Vergütungen oder individuelle Vereinbarungen. Die Steuerungslogik wirkt damit unmittelbar auf den Endkundenverbrauch und setzt sowohl die Einwilligung der betroffenen Kundinnen und Kunden als auch geeignete technische Schnittstellen voraus.

Aus Sicht des Netzbetriebs kann ein solches Modell in Engpasssituationen kurzfristig zur Entlastung beitragen. Seine Grenzen liegen jedoch insbesondere bei Transparenz, Nachvollziehbarkeit und verursachungsgerechter Signalwirkung. Für Kundinnen und Kunden ist häufig nur eingeschränkt ersichtlich, wann und aus welchem Grund ihre Anlagen gesteuert werden und welchen konkreten Beitrag sie zur Netzstabilität leisten. Gleichzeitig bleiben die Netzkosten zeitlich konstant, sofern keine dynamischen Netznutzungstarife eingesetzt werden. Dadurch werden netzkritische Verbrauchszeiten nicht in derselben Weise preislich sichtbar gemacht, wie dies bei dynamischen Tarifmodellen möglich ist.

Hinzu kommen erhöhte regulatorische Anforderungen. Werden Flexibilitäten vorwiegend über individuelle Vereinbarungen oder nur für bestimmte Kundengruppen erschlossen, steigt der Begründungs- und Dokumentationsbedarf gegenüber der Aufsicht durch die ElCom. Ohne systematische tarifliche Signalgebung lassen sich Gleichbehandlung, Kostenwahrheit und diskriminierungsfreie Ausgestaltung tendenziell schwieriger nachweisen. Damit wachsen auch die Anforderungen an Governance, Spartenrechnung, interne Leistungsverrechnung und revisionssichere Dokumentation. Für integrierte VNB besteht insbesondere das Risiko, dass die Abgrenzung zwischen reguliertem Netzbetrieb und vertriebsnahen Vorteilen unscharf wird.

Auch operativ ist ein Flexibilitätsmanagement ohne dynamische Tarife anspruchsvoll. Jede zusätzliche Flexibilitätsquelle erfordert vertragliche Regelungen, technische Anbindungen, individuelle Steuerungslogiken und eine laufende operative Betreuung. Mit zunehmender Anzahl angeschlossener Anlagen steigt die Prozess- und Steuerungskomplexität deutlich an. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist deshalb wesentlich, dass ein solches Modell in begrenzten Anwendungsfällen zwar zweckmässig sein kann, bei einer breiteren Skalierung jedoch tendenziell höhere Betriebskosten und einen überproportionalen Koordinationsaufwand verursacht.

Hinzu kommt, dass die direkte Beeinflussung kundennaher Anlagen politisch und gesellschaftlich sensibel sein kann. Eingriffe in Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur oder andere für den Alltag relevante Anwendungen können rasch als Bevormundung oder als Eingriff in die Verfügungsfreiheit über eigene Anlagen wahrgenommen werden. Für kommunal oder regional verankerte Verteilnetzbetreiber ist dies nicht nur eine Frage der Kundenakzeptanz, sondern auch der Reputation gegenüber Öffentlichkeit und Politik.

Strategisch ist ein Flexibilitätsmanagement ohne dynamische Tarifmodelle daher eher als ergänzendes Instrument oder als Übergangslösung einzuordnen denn als tragfähiges Zielbild. Es kann in bestimmten Situationen sinnvoll sein, um kurzfristig Steuerbarkeit aufzubauen oder bestehende Infrastrukturen weiter zu nutzen. Langfristig bleibt es jedoch nur beschränkt an marktbasierte Flexibilitätsmodelle, Drittanbieter oder Aggregatoren anschlussfähig. Zudem fehlen die Voraussetzungen dafür, Flexibilität in grösserem Umfang über standardisierte Preislogiken, algorithmische Optimierung oder gebäudeseitige Energiemanagementsysteme wirtschaftlich nutzbar zu machen. Auch Investitionsanreize für Speicher, Ladeinfrastruktur oder flexible Verbrauchseinrichtungen werden schwächer gesetzt, wenn die Nutzung von Flexibilität nicht über nachvollziehbare und wiederkehrende Preissignale erfolgt. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat lokaler VNB ist deshalb entscheidend, solche Modelle nicht als Dauerlösung zu verstehen, sondern sie – wo erforderlich – in eine breitere Transformationsstrategie mit dynamischen Tarifen, digitalisierten Prozessen und einer klaren regulatorischen Architektur einzubetten.

Ein typisches historisches Beispiel eines solchen direkten Steuerungsansatzes ist die klassische Rundsteuerung. Sie kann bestehende Flexibilitäten wie Elektroboiler, Wärmepumpen oder einfache Lastgruppen technisch schalten, verarbeitet aber keine dynamischen Preis- oder Netzsignale und ist nur begrenzt interoperabel, individuell parametrierbar oder aggregatorenfähig. Sie eignet sich deshalb im Zielbild des Mantelerlasses nicht als primäres Flexibilitätsinstrument, sondern höchstens als Übergangs-, Ergänzungs- oder Fallback-Lösung, bis digitale, tarifbasierte und vertraglich sauber eingebettete Flexibilitätsmechanismen verfügbar sind.

2.5 Flexibilitätsmärkte

Flexibilitätsmärkte bilden den marktwirtschaftlichen Rahmen, in dem Flexibilitäten aus Verbrauch, Erzeugung und Speicherung durch unterschiedliche Akteure erschlossen, gebündelt, angeboten und genutzt werden können. Für lokale Verteilnetzbetreiber sind sie vor allem deshalb relevant, weil der Mantelerlass die Nutzung von Flexibilität grundsätzlich bei den Inhabern der Flexibilität belässt und deren vertragliche, diskriminierungsfreie und transparente Erschliessung in den Vordergrund stellt. Flexibilitätsmärkte schaffen damit die Voraussetzung, dass Flexibilität nicht nur technisch genutzt, sondern auch wirtschaftlich bewertet, koordiniert und – je nach Einsatzgebiet – netz-, system- oder marktdienlich eingesetzt werden kann. Für integrierte VNB ist dabei zentral, zwischen der netzbezogenen Nutzung im regulierten Bereich und der wettbewerblichen Vermarktung von Flexibilitäten klar zu unterscheiden.

Aus strategischer Sicht gewinnen Flexibilitätsmärkte mit der zunehmenden Verbreitung von Photovoltaik, Speichern, Wärmepumpen und Elektromobilität erheblich an Bedeutung. Sie erhöhen die Anschlussfähigkeit lokaler Flexibilitäten an künftige Marktmodelle und schaffen einen Rahmen für die Zusammenarbeit mit Aggregatoren, Dienstleistern und übergeordneten Marktakteuren. Gleichzeitig entstehen neue Anforderungen an Transparenz, Datenverfügbarkeit, Priorisierung und Koordination. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat lokaler VNB ist deshalb wesentlich, Flexibilitätsmärkte nicht als isoliertes Zusatzthema zu verstehen, sondern als Teil der künftigen Markt- und Systemarchitektur, in der Netzbetrieb, Kundeninteraktion, Tarifmodelle und Flexibilitätsnutzung zunehmend zusammenwirken. Konkrete Ausprägungen bestehender und entstehender lokaler Flexibilitätsmärkte werden im nachfolgenden Unterkapitel vertieft eingeordnet.

2.5.1 Die Rolle von Aggregatoren

Aggregatoren übernehmen in Flexibilitätsmärkten die Aufgabe, zahlreiche dezentrale Flexibilitäten zu bündeln, zu steuern und marktfähig zu machen. Sie können Flexibilität aus

Haushalten, Gewerbebetrieben, Speichern, Ladeinfrastruktur oder Erzeugungsanlagen zusammenführen und diese gegenüber Netzbetreibern, Swissgrid oder anderen Marktteilnehmern als gebündeltes Produkt anbieten. Damit senken sie Transaktionskosten, schaffen Skaleneffekte und ermöglichen es auch kleineren Flexibilitätsquellen, an Märkten teilzunehmen, die für Einzelanlagen wirtschaftlich oder operativ nicht zugänglich wären.

Für lokale Verteilnetzbetreiber sind Aggregatoren sowohl Chance als auch Koordinationsaufgabe. Einerseits können sie helfen, vorhandene Flexibilitäten effizient zu erschliessen und system- oder marktdienlich nutzbar zu machen. Andererseits ist sicherzustellen, dass netzrelevante Anforderungen des Verteilnetzes nicht durch überlagerte Vermarktungsinteressen beeinträchtigt werden. Aus Sicht von Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist daher entscheidend, dass die Zusammenarbeit mit Aggregatoren auf klaren Rollen, definierten Schnittstellen, transparenter Datenkommunikation und einer eindeutigen Priorisierung netzbezogener Anforderungen beruht.

2.5.2 Lokale Flexibilitätsmärkte

Lokale Flexibilitätsmärkte dienen dazu, Flexibilitäten gezielt dort zu aktivieren, wo im Verteilnetz örtlich und zeitlich ein konkreter Bedarf besteht. Im Unterschied zu allgemeinen Energie- oder Systemdienstleistungsmärkten steht hier nicht primär die Optimierung auf nationaler Marktebene, sondern die Lösung lokaler Netzsituationen im Vordergrund. Solche Märkte können insbesondere dort an Bedeutung gewinnen, wo Netzengpässe, Einspeisespitzen oder Lastkonzentrationen nicht mehr allein mit klassischen Netzausbaumassnahmen wirtschaftlich bewältigt werden können. Bereits bestehende Beispiele zeigen unterschiedliche Ausprägungen dieses Ansatzes: Piclo Flex im Vereinigten Königreich dient primär als Ausschreibungs- und Beschaffungsplattform für lokale netzdienliche Flexibilitäten der Verteilnetzbetreiber. GOPACS in den Niederlanden ist stärker auf die Koordination von marktgestütztem Engpassmanagement zwischen Netzebenen ausgerichtet. NODES wurde in Skandinavien als Marktplatzmodell für die Beschaffung von Flexibilität durch Netzbetreiber entwickelt und wird unter anderem auch in Finnland für gemeinsame TSO-DSO-Engpassmärkte genutzt. In der Schweiz ist ein flächendeckend etablierter lokaler Flexibilitätsmarkt bisher noch nicht erkennbar. Die Entwicklung verläuft vielmehr über Pilotierungen und Vorstufen: Swissgrid und ewz haben in einem Pilotprojekt Koordinationsmechanismen für die parallele Nutzung dezentraler Flexibilitäten auf Übertragungs- und Verteilnetzebene getestet; BFE-nahe Projekte wie EkoFlex zielen auf die aktive Einbindung von Endkunden-Flexibilitäten in reale Netzumgebungen; und Demonstratoren wie das Flexibilitäts- und Engpassmanagement der St.Galler Stadtwerke erproben netzdienliche Steuerung in konkreten Verteilnetzabschnitten. Plattformanbieter wie Virtual Global Trading zeigen zudem, dass sich marktliche und kommerzielle Strukturen für Aggregation, Systemdienstleistungen und kundennahe Flexibilitätsprodukte in der Schweiz bereits herausbilden. Diese Beispiele verdeutlichen, dass lokale Flexibilitätsmärkte kein einheitliches Standardprodukt sind, sondern je nach Regulierung, Netzstruktur und Marktorganisation unterschiedlich ausgestaltet werden.

Für VNB eröffnen lokale Flexibilitätsmärkte die Möglichkeit, Flexibilitäten strukturiert und diskriminierungsfrei für netzdienliche Zwecke zu nutzen, ohne unmittelbar auf direkte Steuerung oder rein administrative Eingriffe angewiesen zu sein. Voraussetzung dafür sind jedoch klare Marktregeln, transparente Signale, standardisierte Prozesse und eine belastbare Datenbasis. Die bisherigen europäischen Beispiele zeigen zudem, dass der Erfolg solcher Märkte wesentlich von der Standardisierung der Produkte, der Vorqualifikation der Anbieter, der Transparenz der Aktivierungslogik und der Koordination mit übergeordneten Netzebenen abhängt. Der Blick auf die Schweiz legt nahe, dass sich der Entwicklungspfad zunächst über Koordination, Pilotprojekte, Kundenintegration und digitale Plattformen

vollzieht, bevor sich ein eigentlicher lokaler Markt in grösserem Umfang etabliert. Für lokale VNB ist deshalb nicht nur die spätere Marktteilnahme relevant, sondern bereits heute der Aufbau von Mess-, Kommunikations- und Steuerungsfähigkeit sowie die Klärung der Rollen gegenüber Aggregatoren, Plattformbetreibern und Swissgrid. Lokale Flexibilitätsmärkte stellen damit kein Gegenmodell zu dynamischen Tarifen dar, sondern können diese ergänzen. Während dynamische Tarife breit wirkende Anreize setzen, können lokale Flexibilitätsmärkte punktuell dort eingesetzt werden, wo eine spezifische netzbezogene Aktivierung erforderlich ist.

2.5.3 Koordinationsbedarf Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber

Mit der zunehmenden Nutzung von Flexibilitäten steigt auch der Koordinationsbedarf zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene. Dieselbe Flexibilität kann grundsätzlich für unterschiedliche Zwecke attraktiv sein: zur lokalen Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz, zur Systemstabilisierung im Übertragungsnetz oder zur marktwirtschaftlichen Optimierung durch Lieferanten und Aggregatoren. Ohne klare Koordination besteht das Risiko von Zielkonflikten, widersprüchlichen Aktivierungen oder ineffizienter Nutzung knapper Flexibilitäten.

Für lokale VNB ist deshalb entscheidend, dass netzrelevante Anforderungen des sicheren Verteilnetzbetriebs gegenüber übergeordneten Vermarktungsinteressen klar priorisiert und auf operativer Ebene abgestimmt werden. Gleichzeitig braucht es Schnittstellen zu Swissgrid, zu Aggregatoren und zu weiteren Marktakteuren, damit Flexibilitäten nicht mehrfach disponiert oder in gegensätzliche Richtungen aktiviert werden. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat bedeutet dies, Flexibilitätsmärkte nicht nur unter dem Gesichtspunkt neuer Chancen, sondern ebenso als Koordinations- und Governance-Thema zu betrachten. Die künftige Rolle des VNB besteht damit nicht allein in der Nutzung eigener netzdienlicher Flexibilitäten, sondern auch in der aktiven Einbettung lokaler Netzinteressen in eine mehrstufige Flexibilitäts- und Marktarchitektur.

2.6 Die Rollen der Verteilnetzbetreiber im Flexibilitätsmanagement

Mit der zunehmenden Durchdringung der Verteilnetze durch Photovoltaik, Wärmepumpen, Elektromobilität und Speicher verschiebt sich die Herausforderung für lokale Verteilnetzbetreiber (VNB) von der reinen Energiebelieferung hin zum aktiven Management von Lasten, Einspeisungen und Flexibilitäten. Der Mantelerlass trägt dieser Entwicklung Rechnung, indem er Flexibilität als zulässiges und zunehmend zentrales Instrument zur Sicherstellung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs anerkennt, dies jedoch unter klaren regulatorischen Rahmenbedingungen. Für lokale VNB bedeutet dies eine Weiterentwicklung vom passiven Infrastrukturbetreiber hin zu einem aktiveren Systemintegrator, der netzbezogene Anforderungen, Marktlogiken und Kundeninteraktionen sorgfältig aufeinander abstimmen muss.

Damit verändert sich auch die Rolle des VNB im Energiesystem (vgl. Abb. 6). Er bleibt Träger des regulierten Netzbetriebs, bewegt sich jedoch gleichzeitig in einem Umfeld, in dem Flexibilitäten auch marktlich, systemdienlich oder eigenverbrauchsorientiert genutzt werden. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist deshalb entscheidend, die unterschiedlichen Rollen, Interessen und Verantwortlichkeiten sauber voneinander abzugrenzen. Im Mittelpunkt des netzbezogenen Flexibilitätsmanagements stehen dabei drei Zielsetzungen:

1. die Sicherstellung der Netzstabilität trotz volatiler Einspeisung,
2. die wirtschaftlichere Nutzung bestehender Infrastrukturen
3. eine effizientere Bewirtschaftung von Lasten und Einspeisungen zur Reduktion von Engpässen und unnötigen Abschaltungen.

Zugleich ist zu berücksichtigen, dass der Mantelerlass gewisse traditionelle Monopolprivilegien relativiert und die Nutzung von Flexibilität stärker in Richtung transparenter, diskriminierungsfreier und marktnaher Mechanismen verschiebt.

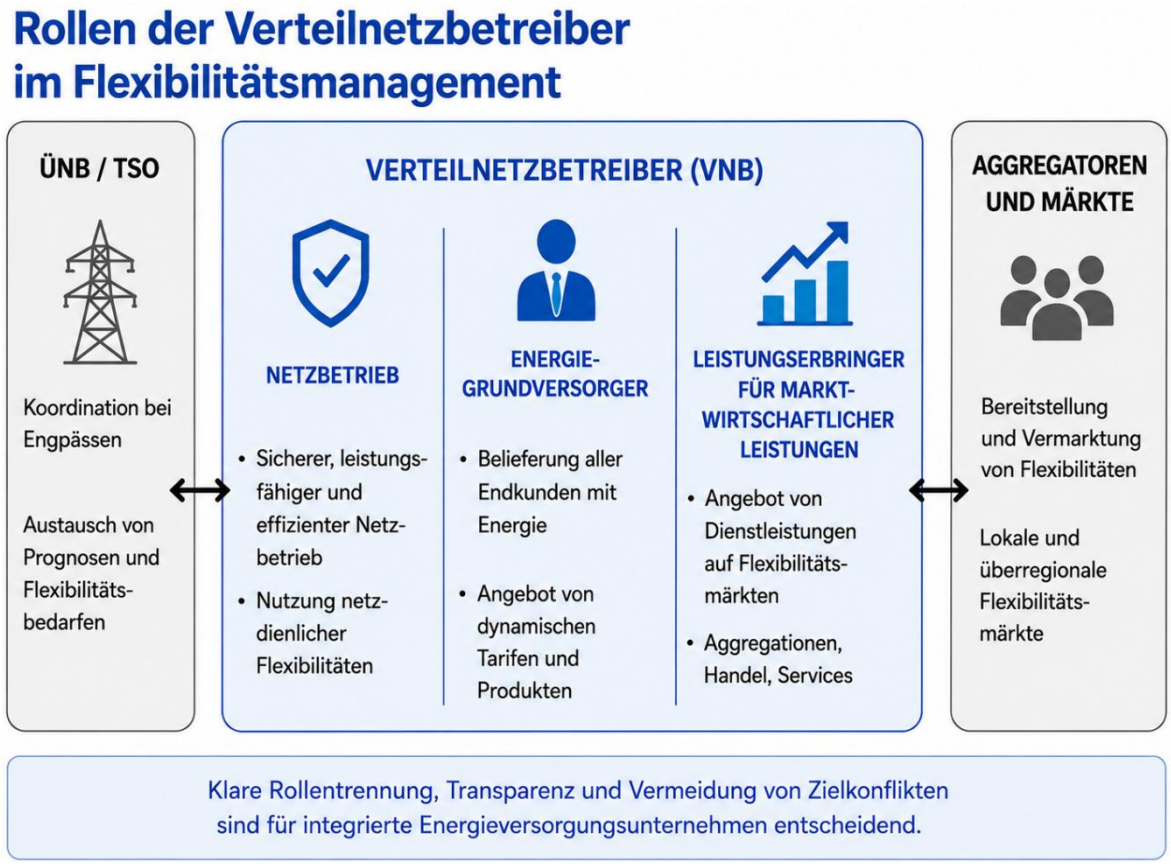


Abb. 6 Rollen der Verteilnetzbetreiber im Flexibilitätsmanagement

Die nachfolgende Akteur-Matrix veranschaulicht die wesentlichen Rollen, Interessen und Abgrenzungsanforderungen der beteiligten Akteure im Flexibilitätsmanagement. Sie schafft damit die Grundlage für die Einordnung der spezifischen Aufgaben lokaler Verteilnetzbetreiber.

Aus dieser Rollenverteilung wird deutlich, dass lokale Verteilnetzbetreiber im Flexibilitätsmanagement nicht nur technische Aufgaben wahrnehmen, sondern sich in einem Geflecht unterschiedlicher Interessen, Zuständigkeiten und regulatorischer Abgrenzungen bewegen. Die nachfolgenden Unterkapitel konkretisieren diese Rollen aus Sicht des Netzbetriebs, der Grundversorgung, allfälliger marktwirtschaftlicher Leistungen sowie der Vermeidung von Zielkonflikten.

Flexibilitätsziel	Eigentümer der Flexibilität	Tariflicher Hebel	Governance / Verantwortung
Netzdienlich (Spannung, Strom, Engpässe) → Ziel: Netzentlastung → Wirkung: Lastverschiebung	Endkunde / Anlagenbetreiber	Dynamischer Netznutzungstarif (zeit-/ortsbasiert) Ex ante definiert Keine Energiekomponente	VNB-Netzbereich ElCom-konform Keine Steuerung
Systemdienlich (Frequenz, Regelenergie) → Ziel: Systemstabilität → Wirkung: Systembalance	Aggregatoren / Marktakteure	Kein direkter Tarifhebel durch VNB Marktpreise für Systemdienstleistungen (SDL)	Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) / Marktmechanismen VNB passiv Klare Abgrenzung
Energiedienlich (markt- und beschaffungsorientiert) → Ziel: Preisoptimierung → Wirkung: Verbrauchsverschiebung	Endkunde / Lieferant	Dynamischer Energiepreis (Day-Ahead / Intraday) Voll marktbasiert	Vertrieb / Lieferant Unabhängig vom Netz
Eigenverbrauchsorientiert (Return on Investment [ROI], PV, Speicher, Elektrofahrzeug [EV]) → Ziel: Wirtschaftlichkeit → Wirkung: Investitionsanreize	Endkunde (Prosumer)	Einspeisetarif + Netznutzung + Energiepreis Kombiniertes Preissignal	Kunde VNB nur Rahmengeber

2.6.1 Netzbetrieb

Im regulierten Netzbetrieb ist der Verteilnetzbetreiber für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betrieb des Verteilnetzes verantwortlich. Aus dieser Rolle ergibt sich seine Zuständigkeit für das netzdienliche Flexibilitätsmanagement. Dieses dient insbesondere dazu, lokale Engpässe zu vermeiden, Spannungs- und Leistungsgrenzen einzuhalten, die Integration dezentraler Erzeugung zu erleichtern und kostenintensive Netzverstärkungen nach Möglichkeit zu vermeiden oder zeitlich zu verschieben. Der Netzbereich nutzt Flexibilitäten damit nicht zu marktlichen Optimierungszwecken, sondern ausschliesslich zur Erfüllung seiner regulatorischen Kernaufgaben im Interesse von Versorgungssicherheit und Netzqualität.

Operativ setzt der Netzbetrieb hierfür in erster Linie auf transparente, diskriminierungsfreie und möglichst marktnahe Instrumente, insbesondere auf Netzsignale, dynamische Netznutzungstarife sowie vertraglich erschlossene Flexibilitäten. Direkte Eingriffe oder garantierte Flexibilitäten bleiben demgegenüber auf gesetzlich vorgesehene Ausnahmefälle beschränkt und sind entsprechend eng zu begründen und zu dokumentieren. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist entscheidend, dass der Netzbereich seine Rolle als Rahmengeber und Koordinator wahrnimmt, nicht jedoch als frei disponierender Marktakteur. Daraus folgt zugleich die Pflicht, netzbezogene Aktivitäten sauber von vertrieblichen, systemdienstleistungsbezogenen oder sonstigen marktwirtschaftlichen Nutzungen von Flexibilität abzugrenzen.

2.6.2 Energie-Grundversorger

In der Rolle des Energie-Grundversorgers ist für integrierte Unternehmen eine klare funktionale Trennung vom Netzbereich zentral. Energiepreise und energiewirtschaftliche Tarifparameter sind vollständig vom Netz zu entkoppeln und werden durch den Lieferanten beziehungsweise den Vertrieb im Rahmen der energiewirtschaftlichen Beschaffungs- und Produktlogik festgelegt. Netzinformationen dürfen dabei nicht zur vertrieblichen

Marktsteuerung verwendet werden. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist entscheidend, dass die Lieferantenrolle organisatorisch, prozessual und kommunikativ konsequent eingehalten wird.

2.6.3 Leistungserbringer freier marktwirtschaftlicher Leistungen

Neben dem regulierten Netzbetrieb und der Rolle als Energie-Grundversorger können integrierte Verteilnetzbetreiber auch als Erbringer freier marktwirtschaftlicher Leistungen auftreten (vgl. Abb. 7). Dazu zählen insbesondere energiewirtschaftliche, digitale oder flexibilitätsbezogene Dienstleistungen für Endkunden, Prosumer, Areale oder Dritte, etwa im Zusammenhang mit Energiemanagement, Eigenverbrauchsoptimierung, Ladeinfrastruktur, Speicherintegration oder der Bündelung und Vermarktung von Flexibilitäten. Solche Leistungen bewegen sich nicht im Bereich des regulierten Monopols, sondern im wettbewerblichen Umfeld. Sie können für lokale Energieversorger strategisch relevant sein, weil sie neue Geschäftsmodelle erschliessen und die Kundenbindung in einem zunehmend dezentralen und digitalisierten Energiesystem stärken.

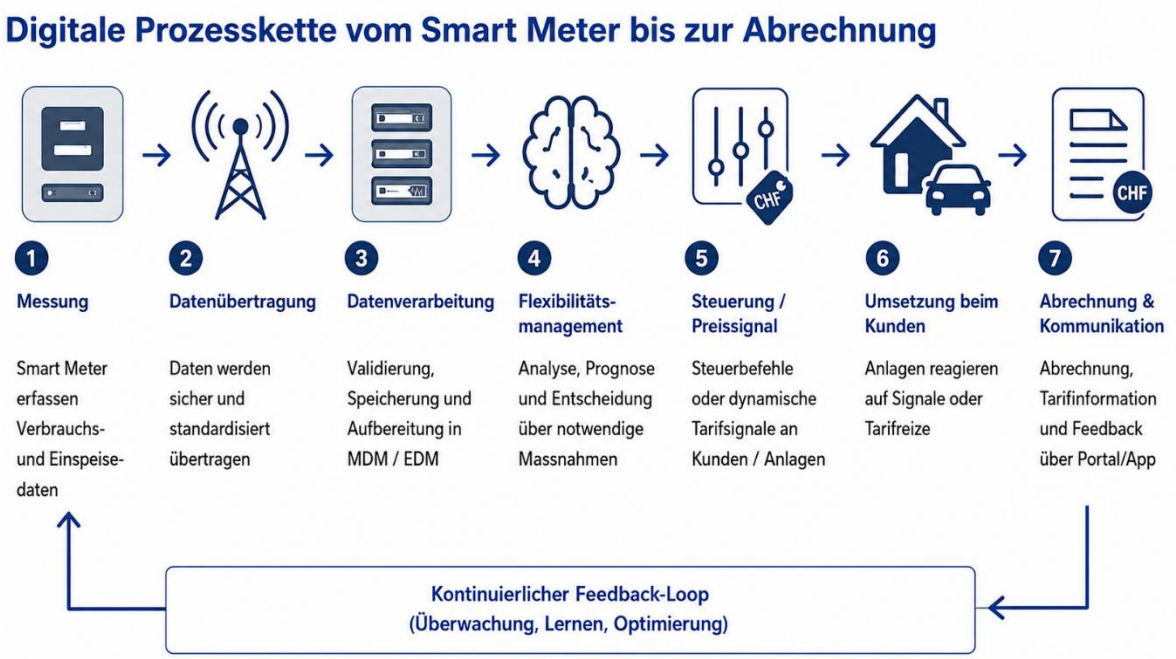


Abb. 7 Digitale Prozesskette vom Smart Meter b zur Abrechnung

Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist dabei jedoch entscheidend, dass solche marktwirtschaftlichen Leistungen strikt vom regulierten Netzbereich abgegrenzt werden. Weder dürfen Monopolstellungen, Netzinformationen oder netzseitige Eingriffsbefugnisse zur Förderung wettbewerblicher Angebote genutzt werden, noch dürfen Kosten, Erlöse und Risiken zwischen regulierten und freien Tätigkeiten vermischt werden. Erforderlich sind deshalb eine saubere organisatorische und finanzielle Zuordnung, klare Produkt- und Verantwortungslogiken sowie eine revisionssichere Spartenrechnung. Wo Flexibilitäten im freien Markt erschlossen oder vermarktet werden, ist zudem sicherzustellen, dass netzbezogene Anforderungen priorisiert und Zielkonflikte mit den Rollen des Netzbetriebs oder der Grundversorgung frühzeitig erkannt und regulatorisch sauber gelöst werden.

2.6.4 Vermeidung von Zielkonflikten

Die Vermeidung von Zielkonflikten setzt eine klare Governance-Logik voraus. Für integrierte Unternehmen ist sicherzustellen, dass netzbezogene Informationen, Eingriffsbefugnisse und Monopolstellungen nicht für vertriebliche oder sonstige marktwirtschaftliche Zwecke

genutzt werden. Energiepreise und energiewirtschaftliche Produktlogiken sind deshalb strikt vom regulierten Netzbereich zu entkoppeln. Der Netzbereich verfolgt ausschliesslich netzbezogene Ziele und informiert allenfalls über klar definierte Schnittstellen, während der Vertrieb oder Lieferant seine Tarifparameter, Beschaffungslogiken und Marktangebote eigenständig verantwortet. Wo Endkunden, Energiemanagementsysteme oder Aggregatoren auf Preis- oder Flexibilitätssignale reagieren, sind Rollen, Zuständigkeiten und Informationsgrenzen so festzulegen, dass Gleichbehandlung, Transparenz und regulatorische Nachvollziehbarkeit jederzeit gewahrt bleiben.

Typische Fehlkopplungen sind in diesem Zusammenhang konsequent zu vermeiden. Dazu gehören insbesondere Konstellationen, in denen Netztarife mittelbar zur Beeinflussung von Energiepreisen oder zur vertrieblichen Absatzsteuerung eingesetzt werden, systemdienliche Leistungen faktisch über Netztarife abgewickelt werden oder an die Stelle transparenter Preissignale eine direkte oder faktische Zwangssteuerung tritt. Im tarifbasierten Modell setzt der VNB deshalb ausschliesslich die netzbezogenen Rahmenbedingungen, während Kunden, Energiemanagementsysteme oder Aggregatoren innerhalb dieser Rahmenbedingungen eigenständig optimieren. Zielkonflikte werden dadurch nicht durch eine operative Vermischung der Rollen gelöst, sondern durch die Überlagerung klar voneinander abgegrenzter Preissignale: Der Netznutzungstarif adressiert netzbezogene Ziele, der Energiepreis energiewirtschaftliche Optimierungen, Einspeisetarife und Netzentgelte beeinflussen eigenverbrauchsorientierte Entscheidungen, und systemdienliche Leistungen folgen separaten Marktmechanismen. Das für den Kunden relevante Gesamtsignal ergibt sich damit aus der Summe dieser transparenten, funktional getrennten Signale.

Ebenso wichtig ist die begriffliche und operative Abgrenzung gegenüber unzulässiger Steuerung. Zulässig sind tarifliche Signale, zeit- oder zonenbasierte Preise, prognosebasierte Trigger sowie die freiwillige Reaktion der Marktteilnehmer. Nicht zulässig sind demgegenüber direkte Ein- oder Ausschaltbefehle ohne entsprechende Rechtsgrundlage, gerätespezifische Zwangsvorgaben, erzwungene Lastreduktionen oder vertragslose Interventionen. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist deshalb wesentlich, auch verbreitete Fehlannahmen frühzeitig zu korrigieren: Nicht der VNB steuert die Flexibilität im marktbasierten Regelfall, ein einzelner Tarif kann nicht sämtliche Zielsetzungen gleichzeitig erfüllen, und systemdienliche Leistungen sind nicht mit netzdienlichen Massnahmen gleichzusetzen. Eine regulatorisch robuste Umsetzung verlangt vielmehr eine saubere Trennung von Tarifhoheit, Rollenverantwortung und Marktmechanismen.

Für die Vermeidung von Zielkonflikten ist zudem die Unterscheidung zwischen der erwarteten Wirkung *before the meter* und der tatsächlichen Aktivierung *behind the meter* zentral. Der VNB verfolgt netzbezogene Ziele im Verteilnetz, also vor dem Netzanschlusspunkt, etwa die Vermeidung von Engpässen, die Einhaltung von Spannungsgrenzen oder die Glättung von Lastspitzen. Im tarifbasierten Modell wird die konkrete Reaktion jedoch regelmässig auf Kundenseite ausgelöst, also in Anlagen, Speichern oder Energiemanagementsystemen hinter dem Netzanschlusspunkt. Daraus folgt, dass der VNB im Regelfall nicht die einzelne Anlage steuert, sondern über Preis- und Netzsignale eine netzdienliche Reaktion anreizt, deren konkrete Ausgestaltung durch den Kunden, dessen Energiemanagementsystem oder einen Aggregator erfolgt. Diese indirekte Wirkungslogik ist für die Governance bedeutsam, weil netzbezogene Zielsetzungen nicht mit unmittelbarer Anlagenverfügung gleichgesetzt werden dürfen. Demgegenüber beruht der Direct-Control-Ansatz auf einem unmittelbaren Zugriff auf die Anlage und ist deshalb zielgenauer, aber regulatorisch, organisatorisch und gesellschaftlich deutlich sensibler.

Aspekt	Tarifgesteuert	Direct Control
Ort der Entscheidung	Behind the meter	Beim steuernden Akteur
Ort der Wirkung	Before the meter sichtbar	Before the meter sichtbar
Mechanismus	Indirekt über Preissignal	Direkt über Steuerbefehl
Kundenautonomie	Hoch	Geringer
Netzwirksamkeit	Probabilistisch und verhaltensabhängig	Direkter und deterministischer
Governance-Risiko	Tiefer	Höher
Skalierbarkeit	Höher	Tiefer
Marktkompatibilität	Hoch	Begrenzt

2.7 Fazit

Zusammenfassend zeigt sich, dass Flexibilitätsmanagement unter dem Mantelerlass kein punktuelles Zusatzinstrument, sondern ein zentrales Element der Weiterentwicklung lokaler Verteilnetzbetreiber ist. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist entscheidend, die unterschiedlichen Zielsetzungen, Instrumente, Marktmechanismen und Rollen sauber zu unterscheiden und in eine konsistente strategische Logik zu überführen. Netzdienliche, marktdienliche, systemdienliche und eigenverbrauchsorientierte Flexibilitäten folgen unterschiedlichen Zielbildern, Verantwortlichkeiten und Aktivierungsmechanismen; ihre wirksame Nutzung setzt deshalb klare Abgrenzungen, transparente Signale und eine belastbare Governance voraus. Dynamische Energie- und Netznutzungstarife bilden dabei das bevorzugte Zielbild für ein marktbasiertes, skalierbares und regulatorisch robusteres Flexibilitätsmanagement, während direkte Eingriffe und garantierte Flexibilitäten subsidiären Charakter behalten. Flexibilitätsmärkte schaffen ergänzend den Rahmen, in dem dezentrale Flexibilitäten wirtschaftlich erschlossen, gebündelt und für unterschiedliche Zwecke eingesetzt werden können; für lokale VNB sind sie deshalb nicht nur eine zusätzliche Vermarktungsoption, sondern ebenso ein strategisches Koordinations- und Governance-Thema. Lokale VNB bewegen sich damit zunehmend in einer Doppelrolle als regulierter Netzbetreiber und als Akteur in einer komplexeren Markt- und Datenarchitektur. Die erfolgreiche Umsetzung des Flexibilitätsmanagements verlangt deshalb nicht nur technische und tarifliche Lösungen, sondern ebenso eine klare Rollenarchitektur, die Vermeidung von Zielkonflikten sowie eine schrittweise und strategisch geführte Transformation, wie sie in den nachfolgenden Kapiteln weiter vertieft wird.

3 Dynamische Tarife

Der Mantelerlass verfolgt die drei zentralen energiepolitischen Ziele:

1. Integration fluktuierender erneuerbarer Energien (Photovoltaik [PV], Wasser, Wind)
2. Sicherstellung der Versorgungssicherheit trotz Dezentralisierung
3. Kostenoptimierung durch netz- und systemdienliches Verhalten der Verbraucher

Das klassische Stromsystem basiert auf starren Endkundentarifen bestehend aus pauschalen Grundgebühren, Arbeits- und Leistungspreisen. Es fehlen kurzfristige Preissignale. Dieses System erzeugt keine Anreize für zeitliche Lastverschiebung, obwohl genau diese Lastverschiebung zur Integration von PV- und Windstrom zwingend erforderlich ist. Der Mantelerlass adressiert dieses strukturelle Defizit explizit, indem er dynamische Tarifmodelle regulatorisch ermöglicht und fördert.

Der Mantelerlass enthält spezifische Vorgaben zur Förderung dynamischer Stromtarife (vgl. Abb. 8). Damit sollen Anreize für einen flexiblen Stromverbrauch geschaffen und somit die Integration erneuerbarer Energien sowie die Netzstabilität verbessert werden. Zudem zielt der Mantelerlass mit dynamischen Stromtarifen darauf ab, die Energieeffizienz zu steigern und die Versorgungssicherheit besser zu gewährleisten. Das Hauptziel ist es, mit dynamischen Stromtarifen die Nachfrage flexibel zu gestalten, um die Integration erneuerbarer Energien zu fördern.



Abb. 8 Dynamische Tarife im Überblick

Die Tarife sollen die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung und -verteilung widerspiegeln, um eine effizientere Nutzung der Ressourcen zu gewährleisten. Stromtarife setzen sich zusammen aus den Energietarifen (Kosten für die Stromproduktion bzw. den Einkauf von Strom am Markt) und den Netznutzungstarifen (Kosten für die Übertragung und Verteilung

des Stroms vom Kraftwerk bis zu den Verbrauchern). Sowohl die Energietarife als auch die Netznutzungstarife können auf Basis von dynamischen Tarifmodellen veranschlagt werden.

Tarife sind im ökonomisch-funktionalen Kontext dynamisch, wenn sie zeitvariable Grenzpreise setzen. Konkret ist das der Fall, wenn der effektive Preis pro kWh vom Zeitpunkt des Verbrauchs abhängt, sich der Grenzpreis für den Kunden zeitlich ändert und Kunden durch ihr Verhalten Kosten senken oder erhöhen können. Dynamische Tarifmodelle, d. h. Modelle für dynamische Energietarife und dynamische Netznutzungstarife, auf Grundlage der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben zu entwickeln, ist anspruchsvoll.

Nach dem Mantelerlass ist die Einführung dynamischer Energie- und Netznutzungstarife kein Selbstzweck, sondern ein zentrales regulatorisches Instrument zur systemdienlichen Integration erneuerbarer Energien. Dynamische Tarife schaffen die ökonomischen Steuerungsimpulse, ohne die Flexibilitätsmanagement weder skalierbar noch wirksam betrieben werden kann. Ohne dynamische Tarife wäre ein Flexibilitätsmanagement ein reines Netzbetreiber-Werkzeug und kein kundengetriebenes, wirtschaftlich wirksames Flexibilitätssystem.

3.1 Dynamische Netznutzungstarife

Dynamische Netznutzungstarife unterstützen netzdienliches Verhalten, indem sie die Netzbelastung zeitlich und gegebenenfalls auch lokal differenziert abbilden. Da die Belastung in Verteilnetzen räumlich unterschiedlich ausfallen und sich im Tagesverlauf sowie in Abhängigkeit von äusseren Einflüssen wie dem Wetter deutlich verändern kann, sind differenzierte Tarifsignale sachgerecht. Niedrigere Preise in Zeiten geringer Netzbelastung sollen Anreize schaffen, flexible Verbräuche in diese Zeitfenster zu verlagern und damit lokale Netzsituationen zu entlasten. Solche Signale können grundsätzlich sowohl über die Arbeitskomponente als auch über die Leistungskomponente eines Netznutzungstarifs erfolgen. Während die Arbeitskomponente auf bezogene Energiemengen in Kilowattstunden (kWh) abstellt, knüpft die Leistungskomponente an die beanspruchte Leistung in Kilowatt (kW) an und adressiert damit unmittelbarer die für das Netz kritischen Spitzenlasten. Fachlich spricht für arbeitsbasierte dynamische Signale insbesondere ihre hohe Verständlichkeit für Endkunden und ihre gute Eignung für zeitliche Lastverschiebungen (vgl. Abb. 9). Leistungskomponenten gelten demgegenüber als verursachungsgerechter, weil sie individuelle Beiträge zur Netzspitze direkter abbilden, sind jedoch in ihrer Wirkung komplexer, für kleinere Endkunden weniger intuitiv und kommunikativ anspruchsvoller. In der Praxis spricht deshalb vieles für eine sorgfältige Kalibrierung beider Komponenten oder für hybride Modelle, welche die Vorteile beider Ansätze kombinieren.

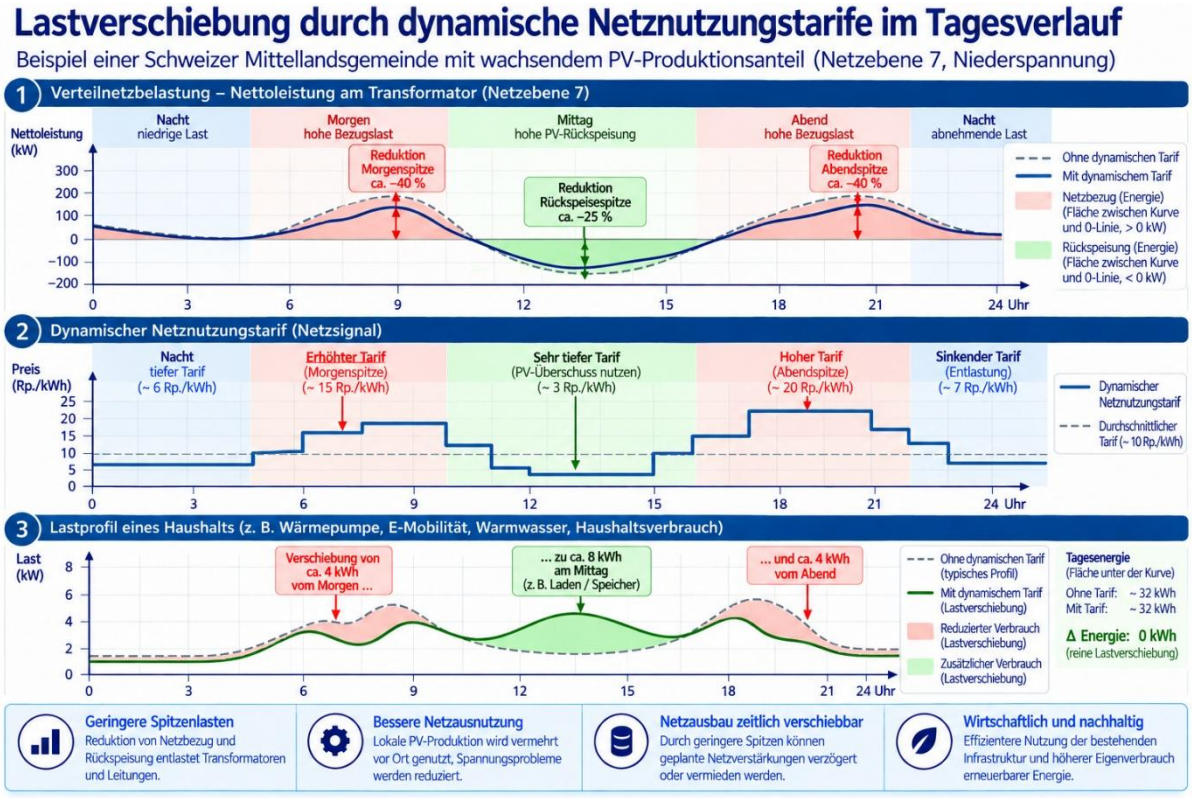


Abb. 9 Wirkung dynamischer Tarife im Tagesverlauf

Die Preisdynamik kann sowohl in der Arbeitskomponente als auch in der Leistungskomponente abgebildet werden. Arbeitsbasierte Modelle setzen vor allem Anreize zur Verschiebung von Energiemengen in günstigere Zeitfenster. Leistungsbasierte Modelle zielen stärker auf die Reduktion individueller Bezugsspitzen und damit auf jene Belastungen ab, die für die Dimensionierung des Netzes besonders relevant sind. Damit der Einsatz der Flexibilitäten wirksam geplant und umgesetzt werden kann, müssen die relevanten Preiskurven oder Tarifparameter mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf bekannt gegeben werden. Dies setzt eine Prognose der erwarteten Netzbelastung für das jeweils relevante Zeitfenster voraus. In der Praxis erfolgt die Publikation häufig am Vorabend für den Folgetag; entscheidend ist jedoch weniger ein fixer Zeitpunkt als vielmehr, dass die Informationen rechtzeitig, verlässlich und möglichst in maschinenlesbarer Form zur Verfügung stehen, damit sie auch von Energiemanagementsystemen verarbeitet werden können. Gerade bei leistungsbasierten Modellen ist zudem auf eine besonders verständliche Kommunikation zu achten, damit Kunden die Wirkung von Lastspitzen auf ihre Netzkosten nachvollziehen können.

Aufgrund des Exit-Prinzips der Netznutzung entfalten dynamische Netznutzungstarife ihre unmittelbare Lenkungswirkung primär auf der Verbrauchsseite. Mit dem zunehmenden Ausbau von Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität gewinnt diese verbrauchsseitige Steuerung deutlich an Bedeutung. Für Einspeisung und bestimmte Speicherflüsse ist die Wirkung dynamischer Netznutzungstarife demgegenüber begrenzt, weil in diesen Energieflussrichtungen kein gleichartiges Netznutzungsentgelt anfällt. Dies gilt sowohl für arbeits- als auch für leistungsbezogene Modelle, auch wenn leistungsbasierte Tarife netzrelevante Bezugsspitzen gezielter adressieren können. Dynamische Netznutzungstarife allein genügen deshalb in der Regel nicht, um Netzverstärkungen oder Netzausbau umfassend zu vermeiden oder zeitlich zu verschieben. Sie sind vielmehr als ein wichtiges, diskriminierungsfreies und marktwirtschaftliches Steuerungselement zu verstehen, das je nach Netzsituation durch weitere Instrumente des Flexibilitätsmanagements ergänzt werden muss.

3.2 Dynamische Energietarife

Dynamische Energietarife sind von den dynamischen Netznutzungstarifen abzugrenzen. Sie orientieren sich grundsätzlich an den Marktpreisen zum Zeitpunkt der Lieferung. In der Grundversorgung gilt diese Marktorientierung jedoch nur eingeschränkt, da Energietarife kostenbasiert, reguliert und von der konkreten Beschaffungs- und Portfoliostrategie des Grundversorgers geprägt sind. Im Gegensatz zum Verteilnetz, welches ein natürliches Monopol darstellt, existiert für den Energiehandel ein freier Markt. Die Preisbildung findet national in teilweiser Abhängigkeit zu den Märkten der umliegenden Länder statt. Eine örtliche Differenzierung im Verteilnetz entfällt deshalb. Dynamische Energietarife können sowohl auf den Verbrauch wie auch für die Einspeisung von Energie angewendet werden. Damit entfalten sie anders als dynamische Netznutzungstarife auch steuernde Wirkung auf die Einspeisung.

3.3 Regulatorische Anforderungen

3.3.1 Dynamische Netznutzungstarife

Für dynamische Netznutzungstarife enthält die Stromversorgungsverordnung (StromVV) ausdrückliche Vorgaben. Sie müssen Anreize für netzdienliches Verhalten setzen und können unter bestimmten Voraussetzungen auch lokal differenziert ausgestaltet werden. Ihre Ausgestaltung hat transparent, nachvollziehbar und innerhalb der jeweiligen Kundengruppe vergleichbar zu sein. Insbesondere muss erkennbar bleiben, wie sich der dynamische Tarif gegenüber anderen zulässigen Tarifen derselben Kundengruppe verhält und inwiefern für Endverbraucher bei netzdienlicher Verhaltensanpassung tatsächliche Einsparpotenziale bestehen. Damit konkretisiert die StromVV die allgemeine gesetzliche Zielsetzung, Netznutzungstarife verursachungsgerechter und stärker auf einen stabilen und sicheren Netzbetrieb auszurichten.

Dynamische Netznutzungstarife können grundsätzlich sowohl als Standardtarif als auch als Wahltarif ausgestaltet werden. Wird ein dynamischer Tarif als Standardtarif vorgesehen, ist zum Schutz der betroffenen Endverbraucher mindestens ein alternativer Tarif ohne dynamische Tarifkomponente anzubieten. Diese Ausgestaltung dient der Vergleichbarkeit und der Wahrung der Wahlmöglichkeiten innerhalb der betroffenen Kundengruppe. Für lokale VNB ist deshalb wesentlich, die Tarifarchitektur nicht nur technisch und wirtschaftlich, sondern auch im Hinblick auf Kundenschutz, Gleichbehandlung und regulatorische Nachvollziehbarkeit sorgfältig zu dokumentieren.

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) hat sich zur praktischen Umsetzung dieser Vorgaben bereits mehrfach geäussert. Aus den bisherigen Ausführungen ergeben sich insbesondere folgende Anforderungen:

- Notwendigkeit eines Smart Meters beim Endverbraucher
- Bekanntgabe der Tarife vor Lieferung
- Anforderungen an die Transparenz (Angabe von Maximal- und Durchschnittstarifen, Fall-Back-Tarif bei technischem Ausfall der Kommunikation des Folgetag-Preisverlaufs, Offenlegung der Berechnungsmethodik, allfällige grafische Visualisierung, Darstellung auf Rechnung und im Kundenportal)
- Form der Datenlieferung an die ElCom für die Publikation auf der Strompreiswebseite

Zusätzlich können kantonale oder kommunale Vorgaben zu berücksichtigen sein, namentlich soweit sie die Tarifgenehmigung oder die Aufsicht auf lokaler Ebene betreffen.

Damit ist die Einführung dynamischer Netznutzungstarife regulatorisch anspruchsvoll. Sie erfordert eine saubere Tariflogik, eine nachvollziehbare Dokumentation, belastbare Publikations- und Kommunikationsprozesse sowie eine frühzeitige Abstimmung mit den regulatorischen Anforderungen von StromVG, StromVV und ElCom.

3.3.2 Dynamische Energietarife

Das Stromversorgungsgesetz und die Stromversorgungsverordnung enthalten keine mit den dynamischen Netznutzungstarifen vergleichbar detaillierte Spezialregelung für dynamische Energietarife. Daraus folgt jedoch nicht, dass solche Tarife unzulässig wären. Massgeblich bleiben vielmehr die allgemeinen Vorgaben des Stromversorgungsrechts zur Grundversorgung, zur Tarifierung und zur anrechenbaren Energiebeschaffung. Die ElCom schliesst dynamische Energietarife in ihren Ausführungen nicht grundsätzlich aus, verweist jedoch auf die Einhaltung der Vorgaben zur Beschaffung und zur Energietarifierung. Vor diesem Hintergrund ist besondere Zurückhaltung angezeigt, wenn dynamische Energietarife in der Grundversorgung als Standardtarif vorgesehen würden. Aus heutiger Sicht erscheinen sie regulatorisch deutlich robuster, wenn sie als Wahltarife ausgestaltet werden.

Für die Grundversorgung gilt weiterhin, dass Energietarife kostenbasiert, nachvollziehbar und prüfbar auszugestalten sind. Die Tariflogik muss deshalb zur zugrunde liegenden Beschaffungsstrategie passen. Seit Inkrafttreten des Mantelerlasses ist in der Grundversorgung eine strukturierte, zeitlich gestaffelte und dokumentierte Energiebeschaffung zur Begrenzung von Marktpreisrisiken vorgesehen. Hinzu kommen die Zuordnung von Eigenproduktion, langfristige Bezugsverträge, Mindestanteile erneuerbarer Energie, allfällige Herkunftsnachweise, kurzfristige Residual- oder Ausgleichsbeschaffung sowie Abnahme- und Vergütungspflichten für dezentrale Produktion. Diese Elemente bestimmen gemeinsam die Kostenbasis der Grundversorgung. Daraus folgt, dass dynamische Energietarife in der Grundversorgung nicht als unmittelbare und unveränderte Weitergabe kurzfristiger Spotmarktpreise verstanden werden können. Sie sind vielmehr als regulierte, portfoliobasierte Preissignale auszugestalten, deren Dynamik nur insoweit sachgerecht ist, als sie mit der tatsächlichen Beschaffungs-, Produktions- und Ausgleichslogik des Grundversorgers übereinstimmt. Die Preisformel muss deshalb ex ante festgelegt, jährlich mit der Tarifkalkulation abgestimmt und so dokumentiert werden, dass Kostenwahrheit, Kundenschutz und regulatorische Nachvollziehbarkeit gewährleistet bleiben.

Aus Governance-Sicht ist dabei eine klare Entflechtung zwingend. Dynamische Energietarife sind vertriebsseitige Produkte und dürfen weder in ihrer Preislogik noch in ihrer operativen Steuerung mit dem regulierten Netzbereich vermischt werden. Die Festlegung der Tarifparameter, die energiewirtschaftliche Beschaffungslogik sowie die Produktverantwortung liegen beim Lieferanten beziehungsweise beim Vertrieb. Der Netzbereich ist in dieser Konstellation nicht operativ steuernd, sondern höchstens im Rahmen klar definierter Schnittstellen informiert. Unzulässig ist insbesondere die Nutzung netzbezogener Informationen zur vertrieblichen Marktsteuerung. Endkunden oder ihre Energiemanagementsysteme reagieren auf veröffentlichte Energiepreissignale eigenverantwortlich; Aggregatoren können dabei unterstützend oder koordinierend eingebunden sein. Für eine regulatorisch belastbare Umsetzung sind diese Rollen, Verantwortlichkeiten und Informationsgrenzen eindeutig festzulegen und revisionssicher zu dokumentieren.

3.3.2.1 Lieferportfolio und Gestaltung dynamischer Energietarife in der Grundversorgung

Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen mit Verteilnetz und Energievertrieb befinden sich bei der Einführung dynamischer Energietarife nicht in einer einheitlichen Ausgangslage. Sie können einerseits feste Endverbraucher und Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten, in der Grundversorgung beliefern. Andererseits können sie

marktberechtigte Kunden versorgen, die den Netzzugang gewählt haben und damit ausserhalb der regulierten Grundversorgung stehen. Für die vorliegende Betrachtung steht die Grundversorgung im Vordergrund. Sie ist durch Lieferpflicht, kostenbasierte Tarifierung, regulatorische Nachvollziehbarkeit und Kundenschutz geprägt. Dynamische Energietarife können dort deshalb nicht als frei gestaltbare Marktprodukte verstanden werden, sondern müssen an die tatsächliche Kosten- und Beschaffungslogik des Grundversorgungsportfolios anschliessen.

Anders stellt sich die Situation bei marktberechtigten Kunden dar, welche den Netzzugang gewählt haben. Für diese Kunden kann der Lieferant grundsätzlich marktliche Produkte anbieten, bei denen Spot-, Termin- oder indexierte Preiskomponenten direkter weitergegeben werden. Die Gestaltungsspielräume sind dort grösser, weil keine Grundversorgungspflicht mit kostenbasierter Tarifierung besteht. Gleichwohl bleiben auch in diesem Marktsegment Transparenz, Vertragsklarheit, Bilanzgruppenbewirtschaftung und Risikomanagement zentral. Für integrierte EVU ist deshalb eine saubere Portfoliotrennung zwischen Grundversorgung und Marktsegment erforderlich. Beschaffungsmengen, Eigenproduktion, Bezugsrechte, Herkunftsnachweise, Strukturierungskosten und Ausgleichsenergie dürfen nicht situativ zwischen reguliertem und wettbewerblichem Segment verschoben werden, um kurzfristige Ergebnisoptimierungen zu erzielen.

Für die Grundversorgung ist das Lieferportfolio der zentrale Bezugspunkt. Es setzt sich typischerweise aus Eigenproduktion, erweiterter Eigenproduktion, langfristigen Bezugsverträgen, Terminmarktbeschaffung, Spot- beziehungsweise Intraday-Ausgleich sowie Abnahme- und Vergütungspflichten für dezentrale Produktion zusammen. Diese Bestandteile unterscheiden sich hinsichtlich Kostenstruktur, Preisvolatilität, Mengenrisiko, zeitlicher Verfügbarkeit und regulatorischer Zuordnung. Daraus folgt, dass die Dynamik eines Energietarifs nicht pauschal auf die gesamte gelieferte Energiemenge angewendet werden sollte. Sachgerecht ist vielmehr eine Preisformel, welche die unterschiedlichen Kostenbestandteile des Portfolios abbildet und nur jene Teile dynamisiert, die tatsächlich kurzfristig markt- oder ausgleichsabhängig sind.

Eigenproduktion umfasst Strom aus eigenen Anlagen oder aus Produktionsanteilen, die dem Grundversorger wirtschaftlich eindeutig zugeordnet sind. Sie wirkt in der Grundversorgung typischerweise stabilisierend, weil ihre Kosten nicht unmittelbar dem kurzfristigen Spotmarkt folgen, sondern durch Gestehungskosten, Kapitalkosten, Betrieb, Unterhalt, Abschreibungen, Herkunftsnachweise und gegebenenfalls Opportunitätskosten geprägt sind. Ein hoher Eigenproduktionsanteil begrenzt daher die sachliche Rechtfertigung einer vollständigen Spotpreisweitergabe. Dynamische Tarife können bei Eigenproduktion dennoch sinnvoll sein, wenn sie das Kundenverhalten an die zeitliche Verfügbarkeit der Produktion annähern, etwa bei hoher Photovoltaikerzeugung, saisonal unterschiedlicher Wasserkraftverfügbarkeit oder knapper Eigenproduktion im Winter. Die Dynamik muss dann aber aus der realen Produktions- und Kostenstruktur hergeleitet werden und darf nicht bloss einen externen Marktpreis spiegeln.

Erweiterte Eigenproduktion umfasst neben der Produktion aus eigenen Anlagen insbesondere Bezüge aufgrund von Beteiligungen, etwa aus Partnerwerken, sowie Elektrizität, die dem Netzbetreiber aufgrund der gesetzlichen Abnahmepflicht zugeordnet wird. Damit gehören auch Rücklieferungen aus dezentralen Anlagen im eigenen Netzgebiet nicht allein wegen ihrer räumlichen Lage, sondern aufgrund der gesetzlichen Abnahmepflicht zur erweiterten Eigenproduktion. Für dynamische Energietarife (vgl. Abb. 10) bedeutet dies, dass diese Mengen zwar produktionsnah oder lokal geprägt sein können, aber nicht automatisch frei disponibel sind. Ihre Vergütung, zeitliche Verfügbarkeit und regulatorische Zuordnung beeinflussen die Kostenbasis der Grundversorgung. Dynamische Tarife können hier

kostensenkend wirken, wenn sie Verbrauch in Zeiten hoher lokaler Einspeisung verschieben, Rücklieferüberschüsse reduzieren, Speicherladung anreizen oder teure Ausgleichsenergie vermeiden. Grenzen bestehen jedoch dort, wo Abnahme- und Vergütungspflichten, Mindestanteile erneuerbarer Energie oder die Pflicht zur transparenten Zuordnung der Mengen eine rein marktpreisbasierte Optimierung ausschliessen.

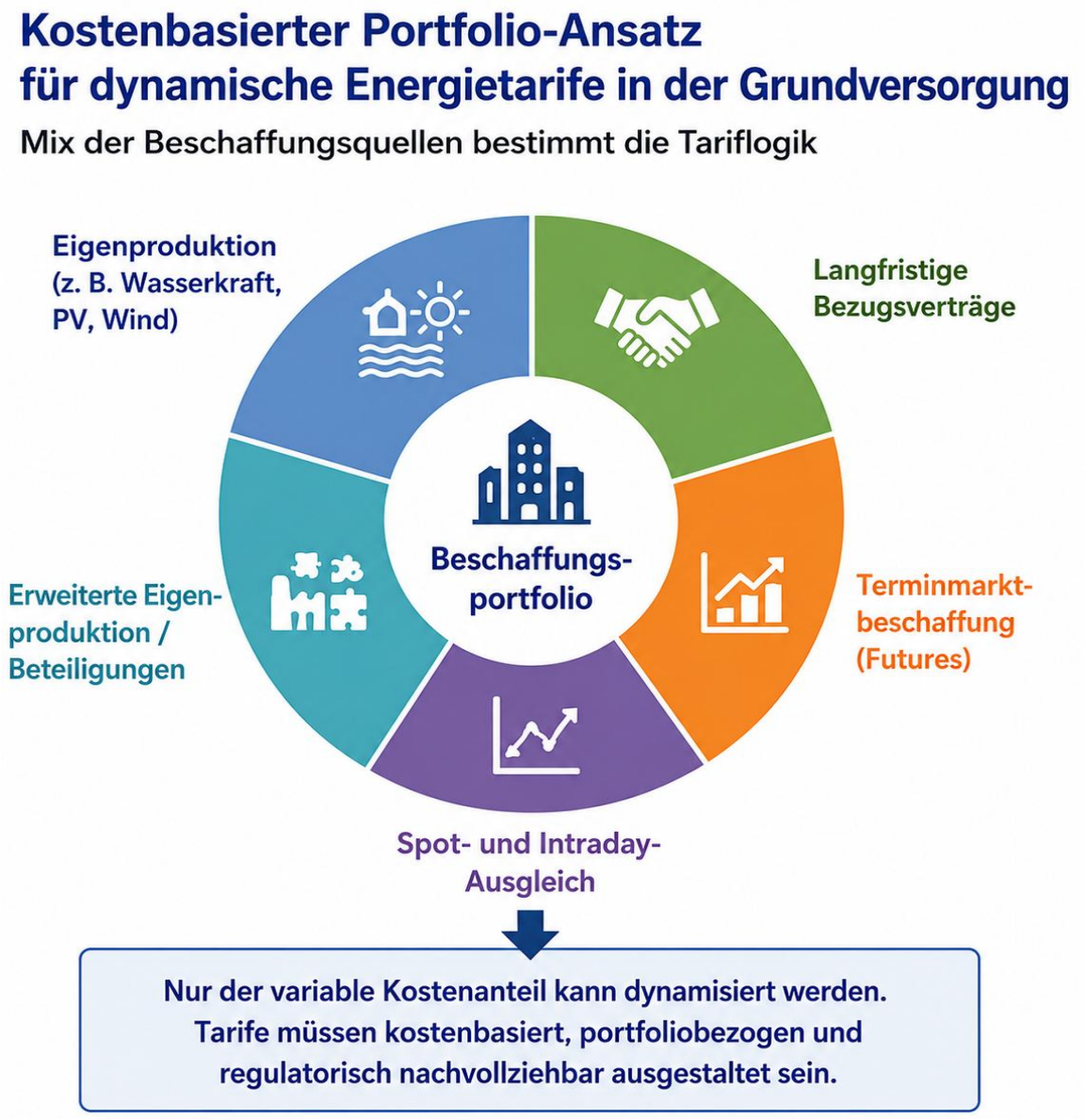


Abb. 10 Kostenbasierter Portfolio-Ansatz dynamische Energietarife Grundversorgung

Die Terminmarktbeschaffung dient in der Grundversorgung der Absicherung gegen Marktpreisschwankungen. Sie kann über eigene Handelsaktivitäten, langfristige Lieferverträge oder Beschaffungsdienstleister erfolgen. Je stärker der Grundversorgungsbedarf mittel- bis langfristig abgesichert ist, desto geringer ist der Anteil der Energiekosten, der kurzfristig auf dynamische Preissignale reagieren kann. Dynamische Energietarife reduzieren in diesem Fall nicht die bereits fixierten Beschaffungskosten. Sie können aber Strukturierungs-, Profil- und Risikokosten senken, wenn Lasten so verschoben werden, dass sie besser zu den abgesicherten Beschaffungsprofilen passen. Voraussetzung ist, dass die Tariflogik mit der Beschaffungsstrategie abgestimmt wird und der Nutzen aus geringeren Strukturierungskosten nachvollziehbar dem Grundversorgungsportfolio zugutekommt.

Der Spot- und Intraday-Markt ist demgegenüber vor allem für Residualmengen, Profilabweichungen und kurzfristige Ausgleichsbeschaffung relevant. In diesem Portfolioanteil entfalten dynamische Energietarife ihre direkteste kostensenkende Wirkung. Wenn Kunden ihren Verbrauch aus teuren Zeitfenstern in günstigere Zeitfenster verschieben, können Beschaffungsspitzen, Ausgleichskosten und Bilanzierungsrisiken reduziert werden. Dies gilt besonders bei EVU mit eigener Handels- oder Portfoliomanagementfunktion. Bei kleineren und mittleren Versorgern, die solche Aufgaben über einen Vorlieferanten oder Beschaffungsdienstleister abwickeln, entsteht der Nutzen nur dann beim Grundversorger, wenn die dynamische Tariflogik mit dem Dienstleister koordiniert und die reduzierten Strukturierungs- oder Ausgleichskosten vertraglich an das Grundversorgungsportfolio weitergegeben werden.

Im Vollversorgungsmodell sind die Gestaltungsspielräume besonders begrenzt. Der Vorlieferant übernimmt Preis-, Fahrplan-, Profil- und Strukturierungsrisiken und kalkuliert diese in den Vollversorgungspreis ein. Ein dynamischer Energietarif beim Grundversorger senkt in diesem Modell die Beschaffungskosten nicht automatisch. Er kann nur dann wirtschaftlich wirksam werden, wenn der Vorlieferant die durch verändertes Kundenverhalten reduzierten Strukturierungs- und Risikokosten im Vollversorgungszuschlag oder in der Produktkalkulation berücksichtigt. Ohne eine solche vertragliche Rückkopplung würde der Grundversorger zwar ein dynamisches Endkundensignal setzen, hätte aber nur beschränkten Zugriff auf den daraus entstehenden Beschaffungsnutzen.

Bei strukturierter Beschaffung mit Spot- oder Intraday-Ausgleich sind dynamische Energietarife demgegenüber besonders anschlussfähig. Das Grundversorgungsportfolio besteht hier aus langfristig abgesicherten Grundmengen und einem kurzfristig marktpreisabhängigen Residualanteil. Die Tarifformel kann diesen Aufbau widerspiegeln, indem sie einen stabilen Preisbestandteil für Eigenproduktion, erweiterte Eigenproduktion und Terminbeschaffung mit einem dynamischen Bestandteil für Residualmengen, Profilabweichungen und Ausgleichsenergie kombiniert. Ein solches hybrides Modell verbindet Kundenschutz und Kostenwahrheit: Es vermeidet eine vollständige Spotpreisexponierung der Grundversorgung, erhält aber ein wirksames Preissignal dort, wo Kundenverhalten tatsächlich Beschaffungskosten beeinflussen kann.

Für EVU mit wesentlicher Eigenproduktion liegt der Schwerpunkt weniger auf einer kurzfristigen Marktpreisweitergabe als auf einer portfoliobasierten Optimierung. Dynamische Energietarife können helfen, Verbrauch, Speicherladung, Elektromobilität oder Wärmeanwendungen stärker an die eigene Produktionsstruktur anzupassen. Bei hoher lokaler oder eigener Photovoltaikproduktion können tiefe Energiepreise zusätzlichen Verbrauch oder Speicherung anreizen; bei knapper Produktion oder hohen Ausgleichskosten können höhere Preise Verbrauchsverschiebungen unterstützen. Bei steuerbarer Produktion, insbesondere Wasserkraft, kann die Preislogik zusätzlich Opportunitätskosten, Speicherbewirtschaftung und saisonale Verfügbarkeit berücksichtigen. Die Grenze liegt dort, wo dynamische Tarife nicht mehr die Kostenbasis der Grundversorgung abbilden, sondern primär der Optimierung des Produktionsportfolios zulasten gebundener Kunden dienen würden.

Insgesamt folgt daraus für die Grundversorgung ein hybrides Zielbild: Dynamische Energietarife sollen nicht das gesamte Lieferportfolio künstlich an kurzfristige Marktpreise koppeln, sondern jene Kostenbestandteile sichtbar machen, die durch zeitlich flexibles Kundenverhalten tatsächlich beeinflusst werden können. Kostensenkend wirken sie vor allem durch die Reduktion von Residualbeschaffung, Spot- und Intraday-Ausgleich, Strukturierungsaufwand, Profilrisiken, Rücklieferüberschüssen und ungünstigen Lastspitzen im Energiebeschaffungsportfolio. Ihre Grenzen liegen bei bereits fixierten Terminbeschaffungen, kostenbasiert bewerteter Eigenproduktion, regulatorisch zugewiesener erweiterter

Eigenproduktion, Abnahme- und Vergütungspflichten sowie den Anforderungen an Kundenschutz, Kostenwahrheit und regulatorische Nachvollziehbarkeit. Für Verwaltungsrat und Geschäftsleitung ist deshalb entscheidend, dynamische Energietarife in der Grundversorgung als regulierte, portfoliobasierte Preissignale zu verstehen und sie nicht mit voll marktlichen Spotpreisprodukten für marktberechtigte Kunden zu verwechseln.

3.3.3 Dynamische Rückliefertarife

Die Rücklieferung wird über das Energiegesetz (EnG) und dessen Verordnung (EnV) geregelt. Die Verteilnetzbetreiber sind zur Abnahme ihnen angebotener Energie in ihrem Netzgebiet verpflichtet. Für die Regelung der Vergütung besteht grundsätzlich Vertragsfreiheit. Der Gesetzgeber regelt dabei nur jene Situationen, in denen sich Produzenten und VNB nicht auf einen Preis einigen können. Mit der Änderung im EnG vom Herbst 2025 gilt in einem solchen Fall für die Rücklieferung zukünftig, dass die Vergütung auf Basis des stündlichen, resp. zukünftig viertelstündlichen Marktpreises zum Zeitpunkt der Einspeisung erfolgt. Die Preiskurve wird im Gesetz als der Day-Ahead Preis festgelegt. Eine Übernahme dieser Vergütungsmethodik durch die Verteilnetzbetreiber ist aus marktwirtschaftlicher Perspektive angezeigt.

3.3.4 Regulatorische Konformität und Revisionssicherheit

Dynamische Tarifmodelle unterliegen hohen regulatorischen Anforderungen an Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Revisionssicherheit. Für eine rechtlich belastbare Umsetzung genügt es nicht, dass die Preis- und Tariflogik technisch funktioniert; sie muss auch gegenüber Endkunden, Aufsichtsbehörden und internen Kontrollinstanzen vollständig erklärbar und überprüfbar sein. Erforderlich sind deshalb eine revisionssichere Tarifdokumentation, eine durchgängige Preisnachvollziehbarkeit, transparente Kundeninformationen sowie ein belastbarer Audit Trail über sämtliche Preisbildungs-, Tarifierungs- und Abrechnungsprozesse. Dies betrifft insbesondere die Definition der Tarifparameter, die zugrunde liegenden Berechnungslogiken, die zeitliche Publikation der Preissignale, die Verarbeitung der Messdaten und die korrekte Überführung in Rechnung und Kundenkommunikation.

Hinzu kommen regulatorische Reporting- und Nachweispflichten. Dynamische Tarife müssen so ausgestaltet sein, dass die Einhaltung der Vorgaben von StromVG, StromVV sowie der Vollzugspraxis der ElCom jederzeit dokumentiert und bei Bedarf belegt werden kann. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat bedeutet dies, dass nicht nur die Tarifmodelle selbst, sondern auch die zugehörigen Datenflüsse, Zuständigkeiten, Freigabeprozesse und Kontrollmechanismen revisionssicher organisiert sein müssen. Erst dadurch wird sichergestellt, dass dynamische Tarife nicht nur technisch funktionsfähig, sondern auch regulatorisch belastbar und aufsichtsrechtlich verteidigungsfähig betrieben werden können.

3.4 Ausgestaltung

Die Einführung und der wirksame Betrieb dynamischer Netznutzungstarife und dynamischer Energietarife bei Verteilnetzbetreibern mit Grundversorgung und Endkundengeschäft erfordern eine tiefgreifende systemtechnische Transformation entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Messung, Abrechnung, Marktkommunikation, Netzbetrieb und Kundeninteraktion. Die Einführung dynamischer Tarifmodelle erfordert eine durchgängig digitalisierte Systemlandschaft, welche Messwesen, Datenmanagement, Tarifierung, Abrechnung, Netzbetrieb und Kundeninteraktion integriert. Im Kern handelt es sich um mehr als ein Tarifprojekt. Es ist ein integriertes Smart-Grid-, Smart-Meter- und Smart-Market-Vorhaben.

3.4.1 Festlegung von Zweck und Zielgruppen

Möchte ein Verteilnetzbetreiber dynamische Tarife einführen, muss er sich zuerst mit dem zu erreichenden Zweck auseinandersetzen. Wie in den vorangegangenen Kapiteln ausgeführt, können mit dynamischen Energie- und Netztarifen unterschiedliche Anreize gesetzt werden. Dynamische Energietarife liefern Marktsignale zu Angebot und Nachfrage mit dem Ziel, diese beiden Grössen effizient auszugleichen. Im Mittelpunkt steht die Energie (Kilowattstunden). Dynamische Netznutzungstarife hingegen sollen die Netzauslastung anzeigen, mit dem Ziel, Netzengpässe zu vermeiden und die Spannungsqualität aufrechtzuerhalten. Die physikalisch wichtige Grösse dabei ist die Leistung (Kilowatt).

Dynamische Komponenten	**Zweck**
Dynamischer Energietarif	Energieverbrauch und -dargebot ausgleichen
Dynamischer Netznutzungstarif	Überlastungen vermeiden und Spannungsqualität erhalten

Die Anforderung aus der Stromversorgungsverordnung, bei den Netznutzungstarifen Kundengruppen mit ähnlichem Bezugsprofil zu bilden, hat zu einer häufigen Aufteilung in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden geführt. Die unterschiedlichen Möglichkeiten dieser Kundengruppen, Flexibilitäten zur Verfügung zu stellen, müssen beim Tarifdesign berücksichtigt werden.

3.4.2 Technische Ausgestaltung

Voraussetzung für die Einführung von dynamischen Tarifen ist der flächendeckende Rollout von intelligenten Messsystemen. Dazu gehören die Smart Meter (Elektrizitätszähler), das Head-End-System (HES) sowie das Kommunikationssystem, welches die Datenübermittlung zwischen Smart Meter und HES gewährleistet. Ebenfalls wichtig sind das Messdatenverarbeitungssystem beziehungsweise Meter Data Management (MDM) und allenfalls das Energiedatenverarbeitungssystem beziehungsweise Energy Data Management (EDM). Diese Systemlandschaft (vgl. Abb. 8) erfasst, speichert und verarbeitet die Leistungswerte für den Bezug und die Rücklieferung in einer Granularität von 15-Minuten-Intervallen. Auf dieser Granularität bauen die Tarifmodelle auf. Für dynamische Netznutzungstarife sind weitere Messwerte zur Netzbelastung und Spannungsqualität, zum Beispiel aus einem Netzleitsystem, ebenfalls erforderlich.

Als nächstes braucht es eine Preis-Berechnungslogik. Bei dynamischen Energietarifen bilden die täglich von der Strombörse EPEX SPOT für den Strommarkt Schweiz publizierten Day-Ahead-Preise und der ex ante bekannte und fixierte Preis für die getätigten Terminmarktbeschaffungen für das entsprechende Lieferjahr die Basis. Die Anbindung an die Pricing-Engine erfolgt idealerweise über eine standardisierte Schnittstelle an einen Datenanbieter. In der Praxis haben sich der REST-Standard für Kommunikation und Extensible Markup Language (XML) sowie JavaScript Object Notation (JSON) als Standard für die Datenstrukturen etabliert. Day-Ahead-Preiskurven können z.B. bei der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) über eine REST-artige Schnittstelle im XML-Format abgerufen werden. Bei der Festlegung der Berechnungsformel sind die unter Kapitel 3.3 gemachten regulatorischen Voraussetzungen zu beachten.

Als Basis für die Preisberechnung von dynamischen Netznutzungstarifen dient die erwartete Netzbelastungssituation für den Folgetag. Dazu notwendig ist ein digitalisierter Netzbetrieb. Eine hohe Netztransparenz bis auf die Niederspannungsebene, basierend auf Echtzeit-Messungen, digitalisierten Ortsnetzstationen mit Sensorik, Lastflussberechnungen, Engpasserkennung sowie Prognosemodellen für Last und Einspeisung sind Voraussetzungen für eine effektive Umsetzung. Auf dieser Basis können netzorientierte Preissignale generiert

werden, welche zeit- und ortsabhängige Netzpreiszonen, Kapazitätspreismodelle, Spitzenlastpreise sowie Engpasspreise abbilden. Diese Preissignale werden automatisiert in die Tarifierungs-Engine eingespeist und bilden die Grundlage für dynamische Netznutzungstarife. Damit entwickelt sich der Netzbetrieb vom reinen Infrastrukturbetreiber zum aktiven Netzdienstleister, der über Preissignale steuernd in das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten eingreift.

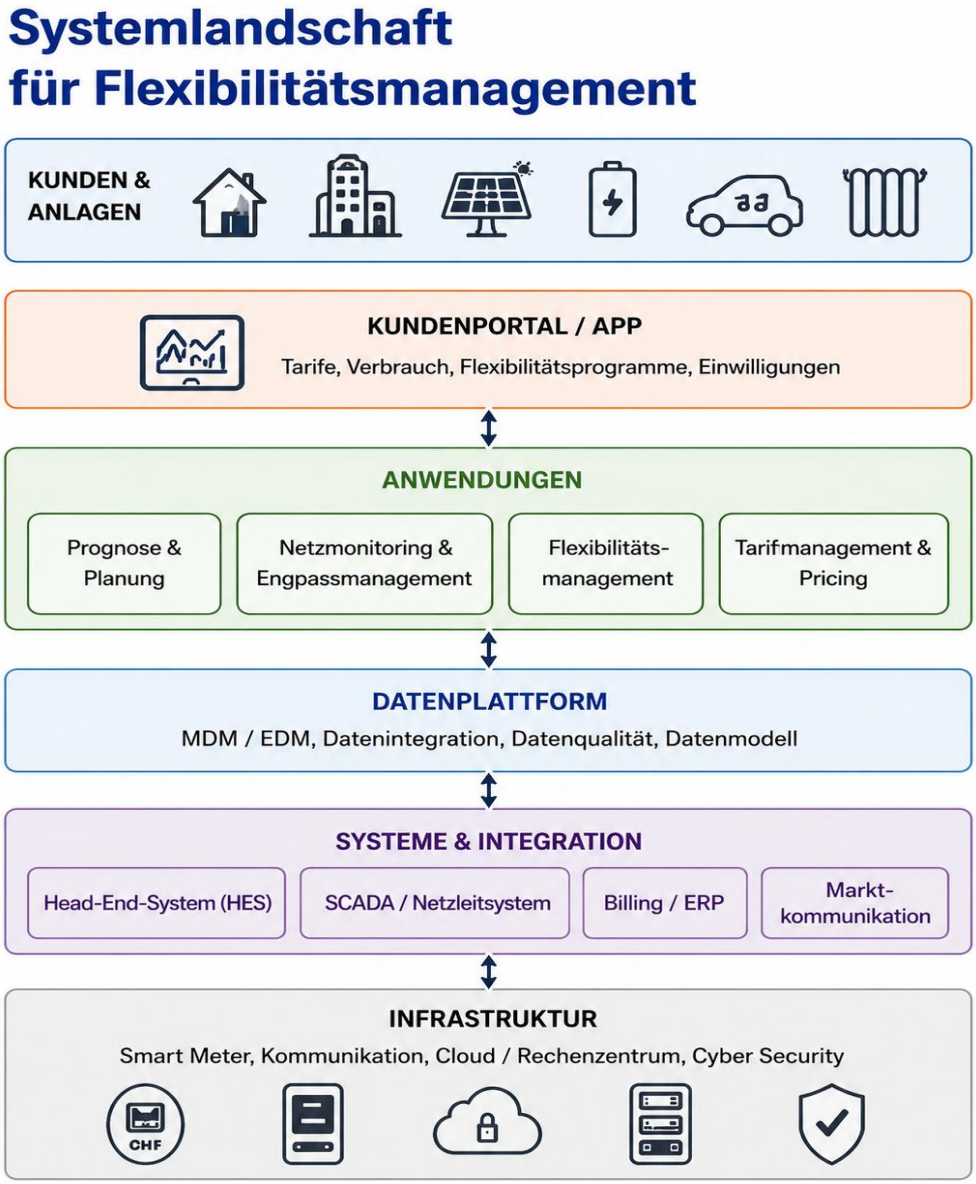


Abb. 11 Systemlandschaft für Flexibilitätsmanagement

3.4.3 Kundeninteraktion, Transparenz und Produktmanagement

Die Einführung dynamischer Tarife setzt eine konsistente Systemlandschaft für Flexibilitätsmanagement voraus (vgl. Abb. 11) und verändert die Beziehung zwischen Energieversorger und Endkunde grundlegend. Der Kunde ist nicht mehr bloss Empfänger einer periodischen Rechnung, sondern reagiert laufend auf Preis-, Verbrauchs- und allenfalls Netzsignale. Damit wird die Kundeninteraktion zu einem zentralen Erfolgsfaktor der Tarifumsetzung. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist entscheidend, dass dynamische Tarife nur dann ihre gewünschte Wirkung entfalten, wenn sie für die Kundinnen und Kunden verständlich, nachvollziehbar und praktisch nutzbar sind. Fehlt diese Verständlichkeit, entsteht nicht Flexibilität, sondern Akzeptanzverlust, erhöhter Betreuungsaufwand und regulatorisches Risiko.

Aus regulatorischer Sicht kommt der Transparenz eine Schlüsselfunktion zu. Dynamische Tarifmodelle müssen so ausgestaltet und kommuniziert werden, dass Preisbildung, zeitliche Geltung, Vergleichbarkeit mit nichtdynamischen Alternativen sowie die erwartbaren Auswirkungen auf die Kundenkosten nachvollziehbar bleiben. Die Anforderungen der ElCom an Transparenz, Publikation und Tariferfassung unterstreichen, dass dynamische Tarife nicht als intransparente Black Box erscheinen dürfen. Vielmehr ist sicherzustellen, dass Preislogik, maximale und durchschnittliche Tarifwirkungen, Fall-Back-Regelungen bei Kommunikations- oder Systemausfällen sowie die Darstellung auf Rechnung und in digitalen Kanälen konsistent und überprüfbar sind.

Auf der Basis der Zielarchitektur des Flexibilitätsmanagements (vgl. Abb. 12) wird das Kundenportal zur zentralen Interaktionsplattform (vgl. Abb. 11). Es muss den Endkunden nicht nur den aktuellen und historischen Verbrauch in geeigneter Granularität anzeigen, sondern auch die publizierten Preisverläufe, Kosteneffekte und Handlungsoptionen verständlich visualisieren. Ein leistungsfähiges Portal ermöglicht die Einsicht in Lastgänge, die Simulation unterschiedlicher Tarifmodelle, die Zuordnung von Verbrauchsspitzen zu Tarifzeiten sowie die Erklärung, weshalb in einzelnen Zeitfenstern höhere oder tiefere Kosten anfallen. Für Prosumer, Betreiber von Ladeinfrastrukturen oder Wärmepumpenbesitzer wird das Portal zusätzlich zum Instrument für die Steuerung von Eigenverbrauch, Ladefenstern und Flexibilitätsnutzung. Damit wird Transparenz operativ nutzbar gemacht und aus einer regulatorischen Pflicht ein wirksames Führungsinstrument für das Kundenverhalten.

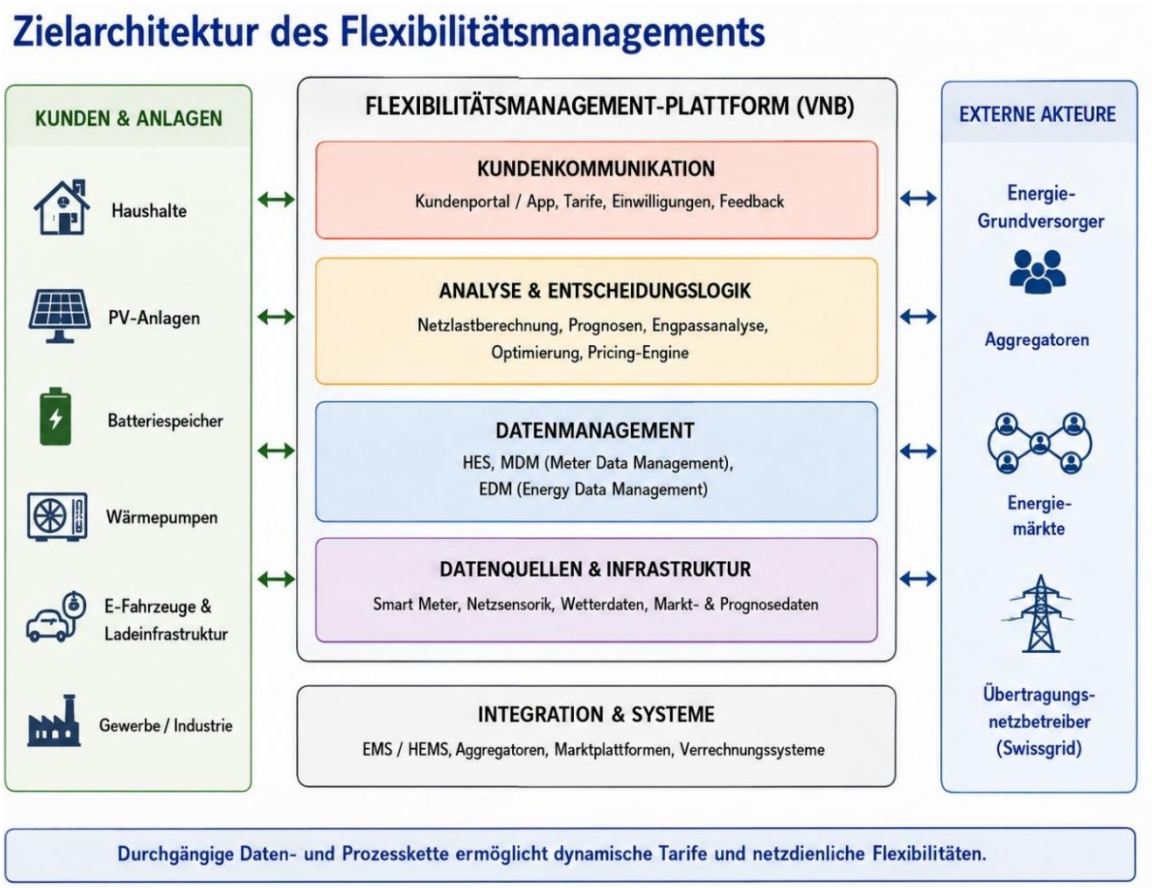


Abb. 12 Zielarchitektur des Flexibilitätsmanagements

Dynamische Tarife sind zugleich ein Produktmanagement-Thema. Nicht jede Kundengruppe verfügt über dieselben technischen Voraussetzungen, dieselbe Preiselastizität oder dieselbe Bereitschaft, den Verbrauch aktiv zu steuern. Deshalb ist eine differenzierte Produktlogik erforderlich. Für Kundengruppen mit hohem Flexibilitätspotenzial – etwa Haushalte mit Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Batteriespeichern oder Photovoltaikanlagen – können

dynamische Tarife einen realen wirtschaftlichen Mehrwert bieten. Für andere Kundensegmente sind einfache Standardprodukte oder Wahltarife ohne starke Preisschwankungen weiterhin notwendig. Die Marktentwicklung in der Schweiz zeigt denn auch, dass dynamische Stromtarife vor allem dort sinnvoll sind, wo Smart Meter vorhanden sind und der Verbrauch technisch beeinflussbar ist.

Für die Einführung bedeutet dies, dass Kommunikation, Produktdesign und Kundenbefähigung parallel entwickelt werden müssen. Dynamische Tarife dürfen nicht nur publiziert, sondern müssen erklärt werden. Dazu gehören klare Kundensegmentierung, verständliche Informationsunterlagen, digitale Simulationen, Onboarding-Prozesse sowie Support für häufige Anwendungsfälle. Ebenso wichtig ist die Vermeidung von Fehlanreizen: Kunden dürfen weder durch übermässig komplexe Preisstrukturen überfordert noch durch unrealistische Einsparversprechen enttäuscht werden. Die Kommunikation von Tarifänderungen und Tarifwirkungen muss gemäss den verschärften Transparenzanforderungen gegenüber Endverbrauchern direkt, nachvollziehbar und rechtzeitig erfolgen.

Für Verwaltungsrat und Geschäftsleitung ergibt sich daraus eine klare Schlussfolgerung: Die erfolgreiche Ausgestaltung dynamischer Tarife ist nicht allein eine Frage von Messsystemen, Pricing Engines und Abrechnung. Sie ist in gleichem Mass eine Frage der kundenzentrierten Umsetzung. Kundeninteraktion, Transparenz und Produktmanagement bilden zusammen die kommerzielle und regulatorische Brücke zwischen technischer Tariflogik und tatsächlicher Verhaltenswirkung im Netz. Wer diese Brücke nicht belastbar ausgestaltet, wird trotz funktionierender Technik weder die gewünschte Flexibilisierung erreichen noch die regulatorischen Erwartungen nachhaltig erfüllen.

3.4.4 IT-Architektur und Cyber Security

Die Einführung dynamischer Tarifmodelle setzt nicht nur intelligente Messsysteme, belastbare Tarifierungslogiken und digitale Kundenkanäle voraus, sondern ebenso eine tragfähige Informationstechnologie (IT)-Architektur. Mit der wachsenden Zahl an Datenquellen, Echtzeit- oder Near-Realtime-Prozessen und Systemkopplungen steigt die architektonische Komplexität markant.



Abb. 13 Digitale Prozesskette

Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist deshalb zentral, die digitale Prozesskette (vgl. Abb. 13) nicht als nachgelagerte Implementierungsfrage zu verstehen, sondern als kritischen Erfolgsfaktor der gesamten Transformation. Ohne eine moderne, integrierte und resilient ausgelegte Systemlandschaft lassen sich dynamische Tarife weder wirtschaftlich noch regulatorisch belastbar und schon gar nicht sicher betreiben.

Architektonisch spricht dies für eine moderne, serviceorientierte Integrationslandschaft. Zentrale Anwendungen wie Smart Metering, Head-End-System, MDM, EDM, Pricing Engine, Abrechnungssystem, Kundenportal und Netzbetriebssysteme müssen über klar definierte Schnittstellen miteinander verbunden werden. Eine Application Programming Interface (API)-First-Strategie schafft dabei die Voraussetzung, Daten und Funktionen standardisiert, wiederverwendbar und kontrolliert verfügbar zu machen. Ergänzend gewinnt eine Event-driven Architektur an Bedeutung, bei der relevante Zustandsänderungen – etwa neue Messwerte, Preisfreigaben, Tarifwechsel, Flexibilitätsaktivierungen oder Störungsmeldungen – automatisiert und zeitnah an die betroffenen Systeme verteilt werden. Für dynamische Tarife ist dies besonders wichtig, weil Datenflüsse, Preislogik und Kundeninformation nicht in isolierten Anwendungssilos, sondern in einer durchgängigen digitalen Prozesskette zusammenspielen müssen (vgl. Abb. 14).



Abb. 14 Digitale Prozesskette für dynamische Tarife

Hinzu kommen hohe Anforderungen an Verfügbarkeit und Skalierbarkeit. Dynamische Tarifmodelle sind auf eine verlässliche Verarbeitung grosser Datenmengen in kurzen Zeitzyklen angewiesen (vgl. Abb. 15). Lastgangdaten aus 15-Minuten-Intervallen, Preiszeitreihen, Prognosedaten, Tarifsimulationen, Abrechnungsinformationen und Kundentransaktionen erzeugen eine Daten- und Verarbeitungslast, die mit klassischen, punktuell gewachsenen Legacy-Landschaften oft nur unzureichend bewältigt werden kann.

Es spricht vieles für den Einsatz hochverfügbarer, skalierbarer Cloud- oder Hybridplattformen. Diese ermöglichen eine flexible Lastverteilung, standardisierte Betriebsmodelle, schnellere Release-Zyklen und eine bessere Resilienz gegenüber Lastspitzen oder Teilausfällen. Für Energieversorger ist jedoch entscheidend, dass auch bei einer Cloud-Strategie die

Datenhoheit, regulatorische Steuerbarkeit und die Kontrolle über kritische Kernlogiken jederzeit gewahrt bleiben.

Gerade weil diese Systemlandschaft für Netzbetrieb, Marktprozesse, Abrechnung und Kundeninteraktion geschäftskritisch wird, steigen die Anforderungen an Cyber Security und Datenschutz erheblich. Die Verarbeitung hochauflösender Messdaten, die Fernkommunikation mit intelligenten Messsystemen sowie die Verknüpfung von Tarif-, Verbrauchs- und Kundendaten schaffen eine Angriffsfläche, die weit über klassische Abrechnungssysteme hinausgeht. Daraus folgt, dass Sicherheitsarchitektur und Datenschutz nicht als Add-on, sondern als integraler Bestandteil des Lösungsdesigns ausgestaltet werden müssen. Erforderlich sind insbesondere eine konsequente Ende-zu-Ende-Verschlüsselung, ein robustes Identity- und Access-Management, ein systematisches Zertifikatsmanagement sowie klare Rollen- und Berechtigungskonzepte über alle beteiligten Systeme hinweg.

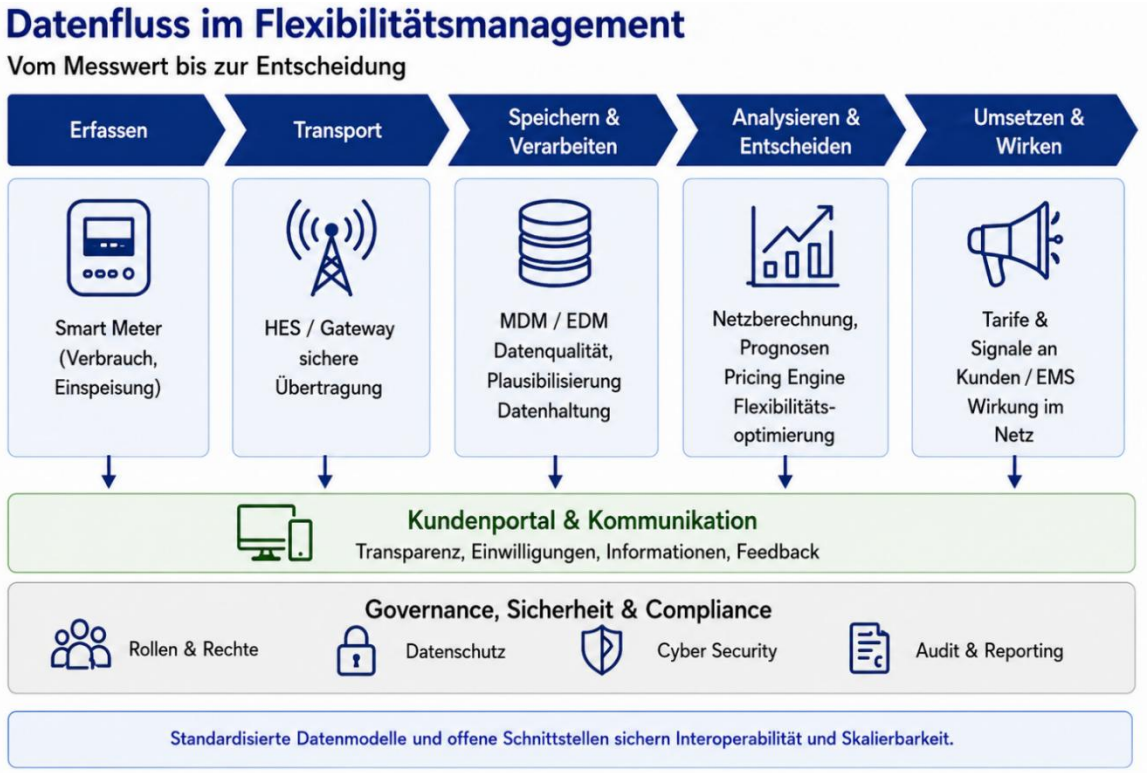


Abb. 15 Datenfluss im Flexibilitätsmanagement

Aus Governance-Sicht ist darüber hinaus die Einhaltung der datenschutzrechtlichen und sicherheitsbezogenen Standards sicherzustellen. Für Schweizer Energieversorger bedeutet dies insbesondere Datenschutzkonformität gemäss Datenschutzgesetz (DSG), nachvollziehbare Datenbearbeitungszwecke, saubere Lösch- und Aufbewahrungslogiken sowie eine dokumentierte Governance über den gesamten Lebenszyklus der Daten. Parallel dazu sollte sich die Sicherheitsarchitektur an etablierten Standards wie ISO 27001 orientieren und – soweit für die jeweilige Kritikalität und Systemrolle relevant – auch Anforderungen an kritische Infrastrukturen adressieren. Im Ergebnis braucht es eine Sicherheitsarchitektur, die Prävention, Erkennung, Reaktion und Wiederherstellung gleichermassen abdeckt und damit nicht nur Compliance sicherstellt, sondern die betriebliche Resilienz der gesamten Tarif- und Flexibilitätslandschaft stärkt.

Für Verwaltungsrat und Geschäftsleitung ergibt sich daraus eine klare Führungsaufgabe: Die Zielarchitektur für dynamische Tarife muss von Beginn an unter den drei gleichwertigen Perspektiven Funktionalität, Skalierbarkeit und Sicherheit entworfen werden. Eine moderne serviceorientierte Integrationsarchitektur, hohe betriebliche Verfügbarkeit sowie ein

belastbares Cyber Security- und Datenschutzdispositiv sind keine technischen Detailfragen, sondern Voraussetzungen für regulatorische Konformität, operative Stabilität und langfristige wirtschaftliche Tragfähigkeit. Nur wenn diese Grundlagen sauber gelegt sind, können dynamische Tarifmodelle nicht nur eingeführt, sondern dauerhaft sicher, resilient und vertrauenswürdig betrieben werden.

3.5 Fazit

Dynamische Energie- und Netznutzungstarife sind im Kontext des Mantelerlasses weit mehr als eine neue Tarifoption. Sie sind ein zentrales Steuerungsinstrument zur Integration erneuerbarer Energien, zur Flexibilisierung von Lasten und zur wirtschaftlicheren Bewirtschaftung von Netzengpässen. Ihre Einführung setzt jedoch bei lokalen VNB ein Rollenmodell mit Entflechtung von regulierten und marktwirtschaftlichen Leistungen voraus (vgl. Abb. 16) sowie eine durchgängig digitalisierte Architektur von der Messung über Tarifierung und Abrechnung bis hin zu Netzsteuerung und Kundeninteraktion. Ohne dieses digitale Fundament sind dynamische Tarife weder skalierbar noch revisionssicher, kundenfähig oder regulatorisch belastbar.

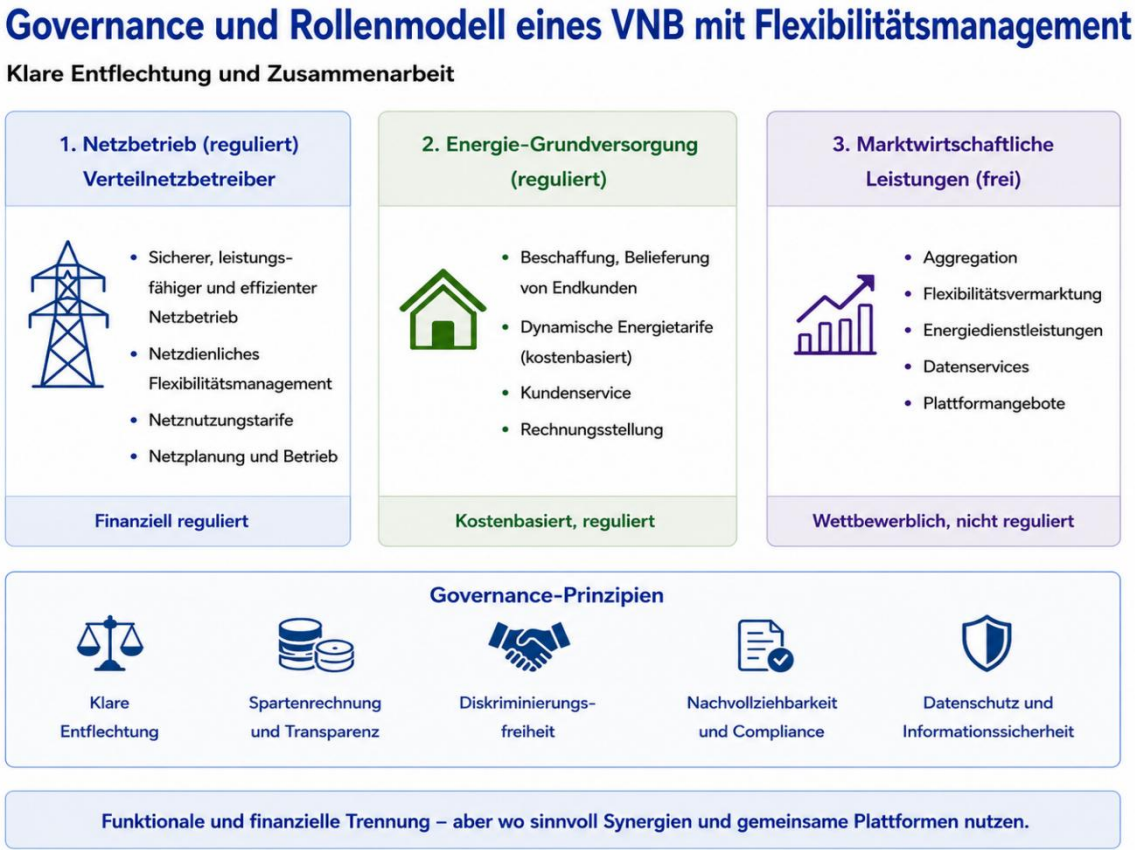


Abb. 16 Governance und Rollenmodell eines VNB mit Flexibilitätsmanagement

Für Verwaltungsrat und Geschäftsleitung bedeutet dies eine strategische Weichenstellung: Dynamische Tarife sind kein isoliertes Tarif- oder IT-Projekt, sondern ein Transformationsprogramm für den integrierten Netz- und Marktbetrieb. Wer Smart Metering, digitale Mess- und Abrechnungsprozesse, smarte Netzführung, Flexibilitätsmanagement, moderne Kundeninteraktion sowie Governance und Cyber Security integriert entwickelt, schafft die Grundlage für einen effizienteren Netzbetrieb, neue Endkundenprodukte und eine aktive Rolle im dezentralen Energiesystem. Damit positioniert sich der Verteilnetzbetreiber als moderner Infrastruktur- und Energiedienstleister.

4 Technische Umsetzung des Flexibilitätsmanagements

Die technische Umsetzung des Flexibilitätsmanagements ist kein isoliertes IT-Projekt, sondern die operative Übersetzung der in den vorangehenden Kapiteln dargestellten Ziel-, Tarif- und Rollenlogik in eine durchgängige Systemarchitektur. Lokale Verteilnetzbetreiber fungieren als Systemintegrator (vgl. Abb. 17) in einer Wirkungskette, die von der Messung des Netzzustands und des Verbrauchs- beziehungsweise Einspeiseverhaltens über die Ermittlung des notwendigen Handlungsbedarfs bis hin zur Auslösung, Übermittlung, Erfassung und Abrechnung von Flexibilitätsreaktionen reicht. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist entscheidend, diese Kette nicht als lose Aneinanderreihung technischer Einzellösungen zu verstehen, sondern als integrierte, regulatorisch belastbare und organisatorisch anschlussfähige Funktionsarchitektur. Dabei steht die Netzdienlichkeit im Vordergrund: Messung, Prognose, Tarifierung, Signalgebung, allfällige direkte Eingriffe und Kundenkommunikation müssen so zusammenspielen, dass der sichere, leistungsfähige und effiziente Betrieb des Verteilnetzes gestützt wird.

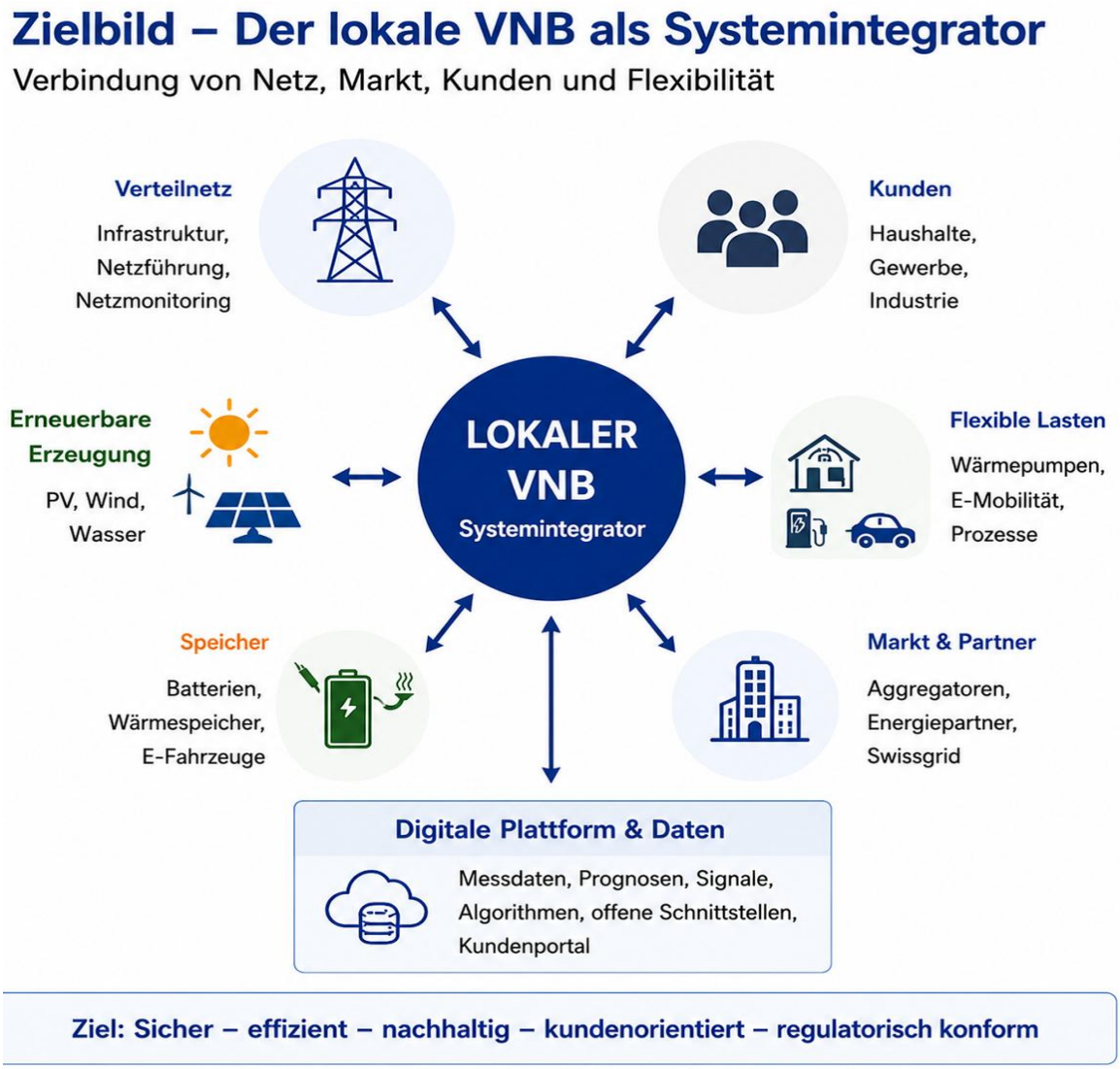


Abb. 17 Zielbild – Der lokale VNB als Systemintegrator

Aus technischer Sicht lässt sich diese Funktions-Architektur in sechs aufeinander aufbauende Funktionsstufen gliedern (vgl. Abb. 18). Erstens ist die Ist-Situation hinreichend granular zu erfassen. Zweitens muss daraus abgeleitet werden, welche Massnahmen zur Erreichung der netzbezogenen Ziele erforderlich sind. Drittens sind auf dieser Grundlage die

geeigneten Steueroutputs zu erzeugen, prioritär in Form von Preis- und Netzsignalen und subsidiär in Form direktiver Steuerungsmassnahmen, soweit diese regulatorisch zulässig und technisch erforderlich sind. Viertens müssen diese Signale oder Massnahmen zuverlässig an Endkunden, Energiemanagementsysteme, Aggregatoren oder technische Anlagen übermittelt werden. Fünftens sind erfolgte Reaktionen und allfällige direkte Eingriffe revisionssicher zu erfassen, zu dokumentieren und in die Abrechnung zu überführen. Sechstens ist die gesamte Logik in das Kundenportal und in die allgemeine Kundenkommunikation einzubetten, damit Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Akzeptanz gewährleistet bleiben. Diese Funktionsstufen bilden zusammen die technische Grundarchitektur eines modernen Flexibilitätsmanagements und schaffen die Voraussetzung für dessen wirtschaftliche Skalierbarkeit und regulatorische Konformität.

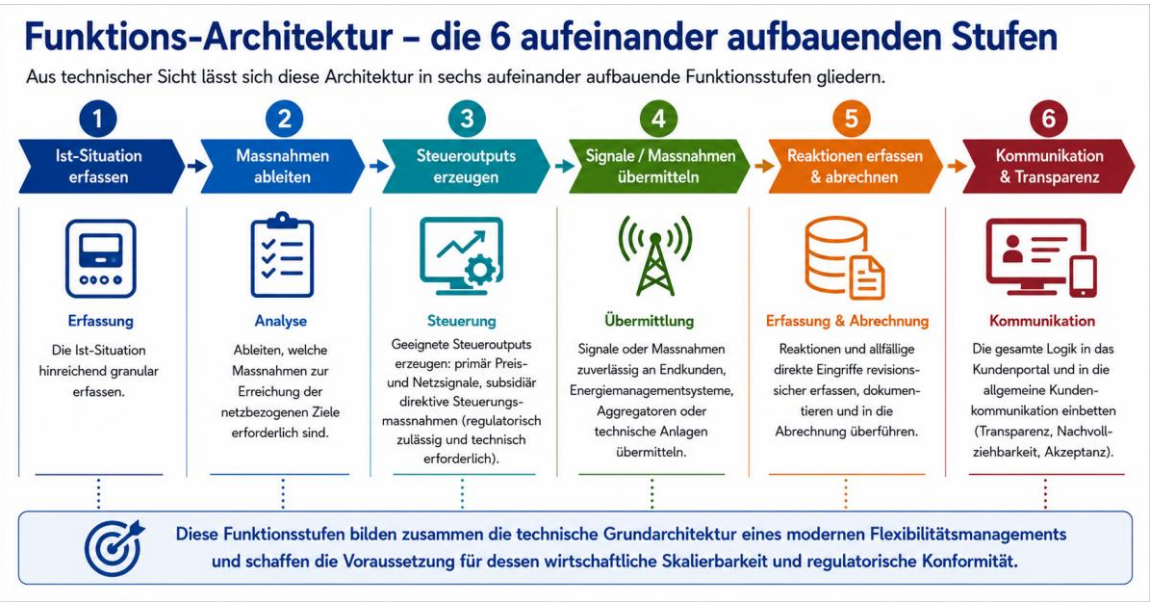


Abb. 18 Funktions-Architektur

4.1 Erfassung der Ist-Situation

Am Anfang jedes wirksamen Flexibilitätsmanagements steht die hinreichend genaue Erfassung der aktuellen System- und Netzsituation. Grundlage dafür ist eine digitalisierte Messinfrastruktur, die Verbrauchs- und Einspeisedaten in ausreichender zeitlicher Auflösung sowie zusätzliche Informationen zum Netzstatus verfügbar macht. Smart Meter und das zugehörige intelligente Messsystem bilden dabei das Fundament für die kunden- und anlagenbezogene Messung. Sie liefern Lastgangdaten in 15-Minuten-Intervallen, erfassen Bezug und Rücklieferung und schaffen die Voraussetzung, um zeitvariable Tarife, Flexibilitätsverträge und netzdienliche Signale überhaupt wirksam umzusetzen. Für lokale Verteilnetzbetreiber (VNB) genügt es jedoch nicht, nur Messdaten an den Kundenanschlusspunkten zu erfassen. Hinzukommen müssen Informationen aus dem Netzleitsystem, aus digitalisierten Ortsnetzstationen, aus ergänzender Sensorik im Verteilnetz sowie aus externen Datenquellen wie Wetterprognosen, Photovoltaik (PV)-Erzeugungsprognosen, Marktpreisdaten oder Lastprognosen.

4.2 Ermittlung der Massnahmen

Auf der Grundlage der gemessenen und prognostizierten Daten ist im nächsten Schritt zu bestimmen, welche Massnahmen zur Erreichung der zuvor definierten Ziele erforderlich sind. Im Vordergrund stehen dabei netzdienliche Zielsetzungen: die Vermeidung lokaler Engpässe, die Einhaltung von Spannungs- und Leistungsgrenzen, die Entlastung einzelner

Netzabschnitte sowie die zeitliche Verschiebung oder Vermeidung kostenintensiver Netzverstärkungen. Die technische Herausforderung besteht darin, aus einer Vielzahl von Messwerten, Prognosen und Randbedingungen jene Situationen herauszufiltern, in denen eine Aktivierung von Flexibilität sachlich geboten und wirtschaftlich sinnvoll ist. Hierzu sind Lastflussberechnungen, Netzprognosen, Engpasserkennung, Zustandsbewertungen und simulationsgestützte Entscheidungslogiken erforderlich.

Für lokale VNB bedeutet dies, dass Flexibilitätsmanagement eine eigene operative Intelligenz im Zusammenspiel von Netzbetrieb, Datenanalyse und Tarifierung voraussetzt. Das System muss erkennen können, ob eine Situation allein durch markt- oder tarifbasierte Signale adressiert werden kann oder ob in Ausnahmefällen weitergehende Eingriffe zu prüfen sind. Diese Ermittlung der notwendigen Massnahmen darf nicht schematisch erfolgen, sondern muss netzbezogene Prioritäten, regulatorische Grenzen und wirtschaftliche Verhältnismässigkeit zusammenführen. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist deshalb zentral, dass die Entscheidungslogik des Flexibilitätsmanagements transparent, dokumentiert und mit den übergeordneten Zielen des Netzbetriebs abgestimmt ist. Nur so lässt sich sicherstellen, dass Flexibilitäten nicht beliebig, sondern zielgerichtet und nachvollziehbar eingesetzt werden.

4.3 Erzeugung von Signalen

Sind die erforderlichen Massnahmen bestimmt, müssen daraus konkrete Steueroutputs abgeleitet werden. Im tarifbasierten Zielbild geschieht dies prioritär durch die Generierung von Preis- und Netzsignalen. Bei dynamischen Netznutzungstarifen beruht dies auf der erwarteten Netzbelastung des Folgetags beziehungsweise des relevanten Zeitfensters. Daraus werden zeit- und gegebenenfalls ortsabhängige Netznutzungspreise, Engpasssignale oder andere tarifliche Steuergrössen abgeleitet. Bei dynamischen Energietarifen beruhen die Signale demgegenüber auf energiewirtschaftlichen Preisgrundlagen, namentlich auf Day-Ahead- oder anderen marktbasierten Preiskurven. Die technische Kernanforderung besteht darin, diese Signale automatisiert, regelbasiert und nachvollziehbar zu erzeugen und sie in die jeweilige Tarif-, Produkt- oder Steuerlogik zu überführen.

Direkte Steueroutputs bleiben demgegenüber subsidiär. Wo direkte Eingriffe regulatorisch zulässig und technisch erforderlich sind, etwa im Rahmen garantierter Flexibilitäten oder bestehender Steuerungssysteme, müssen auch diese in dieselbe technische Gesamtarchitektur eingebettet sein. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist dabei entscheidend, dass tarifliche Signale und direkte Eingriffe nicht vermischt werden. Preis- und Netzsignale sind transparente Informationen an Marktteilnehmer, auf die diese eigenverantwortlich reagieren. Direkte Eingriffe setzen demgegenüber gesonderte technische, vertragliche und regulatorische Voraussetzungen voraus. Die technische Architektur muss diese Unterscheidung nicht nur funktional, sondern auch in Datenmodellen, Berechtigungen, Dokumentation und Governance eindeutig abbilden.

4.4 Übermittlung von Signalen

Die erzeugten Signale entfalten ihre Wirkung nur, wenn sie rechtzeitig, zuverlässig und in einer technisch nutzbaren Form an die betroffenen Akteure übermittelt werden (vgl. Abb. 19). Dies betrifft sowohl Endkunden als auch Energiemanagementsysteme, Ladeinfrastrukturen, Wärmepumpensteuerungen, Speichersteuerungen oder gegebenenfalls Aggregatoren. Für dynamische Tarife bedeutet dies insbesondere, dass Preisverläufe im Voraus publiziert und maschinenlesbar bereitgestellt werden müssen, damit sie von Kundensystemen oder automatisierten Steuerlösungen verarbeitet werden können. In der Praxis setzt dies standardisierte Schnittstellen, digitale Kommunikationskanäle und eine belastbare

Integrationsarchitektur voraus. Die Übermittlung ist damit kein Randthema, sondern Teil der eigentlichen Wirksamkeitskette des Flexibilitätsmanagements.

Für lokale VNB ergibt sich daraus die Anforderung, Kommunikations- und Schnittstellenstandards frühzeitig festzulegen und die Interoperabilität mit Drittsystemen mitzudenken. Dies betrifft sowohl die Anbindung interner Systeme – etwa von Pricing Engine, Meter Data Management (MDM), Abrechnung und Kundenportal – als auch die externe Anbindung an Energy Management System (EMS), Ladecontroller, Prosumer-Systeme oder Flexibilitätsplattformen. Je stärker Flexibilität automatisiert genutzt werden soll, desto höher sind die Anforderungen an Aktualität, Standardisierung und Verfügbarkeit der übermittelten Signale. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat bedeutet dies, dass die technische Übermittlung nicht auf die reine Kundeninformation reduziert werden darf. Sie ist vielmehr als operative Verbindung zwischen Tariflogik, Netzführung und tatsächlicher Verhaltensreaktion zu verstehen.

Die eigentliche Reaktion auf Preis- und Netzsignale erfolgt im tarifbasierten Modell regelmässig *behind the meter*, also in den kundenseitigen Anlagen, Speichern und Energiemanagementsystemen hinter dem Netzanschlusspunkt. Der VNB steuert dabei nicht die einzelne Anlage unmittelbar, sondern setzt Rahmenbedingungen und Signale, die durch den Kunden oder dessen technische Systeme in konkrete Verbrauchs-, Speicher- oder Einspeiseentscheidungen übersetzt werden. Gerade deshalb ist die technische Schnittstelle zum Kunden nicht am Zähler beendet. Entscheidend ist vielmehr, dass die übermittelten Signale in einer Form bereitstehen, die von Home Energy Management Systems (HEMS), Ladecontrollern, Speichersteuerungen oder Prosumer-Systemen zuverlässig verarbeitet werden kann. Erst dadurch wird aus der Signalübermittlung eine wirksame Flexibilitätsreaktion im Alltag der Kundinnen und Kunden.



Abb. 19 Signale und deren Wirkung

4.5 Dokumentation und Abrechnung

Ein wirksames Flexibilitätsmanagement endet nicht mit der Aussendung eines Signals. Entscheidend ist vielmehr, ob und in welchem Umfang auf das Signal reagiert wurde und wie allfällige direkte Eingriffe dokumentiert, abgerechnet und regulatorisch nachvollzogen werden können. Deshalb ist eine lückenlose Erfassung der resultierenden Verbrauchs- und Einspeiseverläufe sowie allfälliger Steuerhandlungen erforderlich. Smart Meter, MDM und Abrechnungssysteme müssen dabei so zusammenspielen, dass sowohl tarifliche Reaktionen als auch direkte Eingriffe oder vertraglich erschlossene Flexibilitätsnutzungen revisionssicher nachvollzogen werden können. Dies betrifft nicht nur die eigentliche Verrechnung, sondern auch den Nachweis gegenüber Aufsicht, interner Revision und gegebenenfalls betroffenen Kundinnen und Kunden.

Für lokale VNB ist dies eine zentrale technische und regulatorische Anforderung. Die Systeme müssen in der Lage sein, Preis- und Mengeneffekte, Aktivierungszeitpunkte, Messwerte, Steuerhandlungen und allfällige Vergütungen oder Verrechnungen in einem konsistenten Audit-Trail zusammenzuführen. Wo direkte Eingriffe erfolgen, steigen die Anforderungen an Dokumentation, Begründung und Nachvollziehbarkeit zusätzlich. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ergibt sich daraus die Pflicht, Flexibilitätsmanagement nicht nur als Steuerungs-, sondern ebenso als Abrechnungs- und Revisionsprozess zu verstehen. Erst wenn Eingriffe und Reaktionen sauber erfasst, dokumentiert und abgerechnet werden können, wird das Flexibilitätsmanagement regulatorisch belastbar und operativ skalierbar.

4.6 Kundenportal und Kundenkommunikation

Die technische Wirkungskette des Flexibilitätsmanagements bleibt unvollständig, wenn sie nicht in eine verständliche und nutzbare Kundeninteraktion eingebettet ist. Das Kundenportal übernimmt dabei eine Schlüsselrolle: Es ist nicht nur Anzeigeinstrument für Verbrauchs- und Lastgangdaten, sondern die zentrale digitale Schnittstelle für Tarife, Flexibilität, Transparenz und Einwilligungsmanagement. Im Portal müssen Preisverläufe, Verbrauchsdaten, Reaktionen auf Signale, Kosteneffekte sowie gegebenenfalls Flexibilitätsverträge oder Zustimmungen verständlich dargestellt werden. Damit wird das Portal zum Bindeglied zwischen technischer Steuerlogik und der Wahrnehmung durch Endkunden, Prosumer und andere Beteiligte.

Für lokale VNB ist das Kundenportal damit nicht bloss ein Servicekanal, sondern eine regulatorische und operative Drehscheibe. Es bündelt Transparenzpflichten, Vertragsbeziehungen, Tarifwahlen, Zustimmungen und digitale Self-Service-Prozesse an einer zentralen Schnittstelle zum Kunden. Dynamische Tarife und Flexibilitätssignale können ihre Wirkung nur entfalten, wenn sie erklärt, visualisiert und in den Alltag der Kundinnen und Kunden übersetzt werden. Dies verlangt verständliche Informationsunterlagen, digitale Simulationen, Erläuterungen zu Preiswirkungen, Fall-Back-Regelungen bei Systemausfällen sowie geeignete Supportprozesse. Ein entsprechend ausgestaltetes Portal schafft deshalb die Voraussetzung, regulatorische Anforderungen effizient umzusetzen, manuelle Prozesse in skalierbare digitale Abläufe zu überführen und die wachsende Komplexität der Kundenbeziehung revisionssicher zu bewältigen.

4.7 Benötigte Systemlandschaft, Schnittstellen und Marktangebote

Für die technische Umsetzung des Flexibilitätsmanagements genügt kein einzelnes System. Erforderlich ist vielmehr eine abgestimmte Anwendungslandschaft (vgl. Abb. 20), in der Messung, Datenmanagement, Netzanalyse, Tarifierung, Signalverteilung, Abrechnung und kunden- oder anlagenseitige Reaktion funktional miteinander verbunden sind. Im Kern werden typischerweise folgende Anwendungstypen benötigt: ein Head-End-System (HES) für

die Kommunikation mit den intelligenten Messsystemen, ein Meter Data Management (MDM) für die Verarbeitung, Plausibilisierung und Bereitstellung der Messdaten, ein Energy Data Management (EDM) für Energiedatenmanagement, Bilanzierung und Marktkommunikation, ein Verrechnungssystem für Tarifierung und Rechnungserstellung, eine Pricing-Engine für die Berechnung dynamischer Energie- und Netznutzungssignale, ein Netzbelastungsberechnungs- oder Lastflusswerkzeug zur Ermittlung netzdienlicher Engpässe sowie – auf Kundenseite oder bei Dritten – ein Energy Management System (EMS) beziehungsweise ein Home Energy Management System (HEMS) zur operativen Umsetzung der Signale in konkrete Verbrauchs-, Speicher- oder Einspeiseentscheidungen. Je nach Zielbild kommen ergänzend ein Kundenportal, ein Consent- und Vertragsmanagement, ein Flexibilitäts- oder Aggregationsmodul, ein Integrationslayer sowie Systeme des Netzbetriebs wie Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), Distribution Management System (DMS) oder Advanced Distribution Management System (ADMS) hinzu.

Aus architektonischer Sicht spricht vieles für eine klare Schichtenlogik. Am Anfang stehen Mess- und Netzdatenquellen: Smart Meter, Netzsensorik, Ortsnetzstationen, HES, Netzleit- oder DMS-Systeme sowie externe Datenquellen wie Wetter- und Marktpreise. Diese Daten werden im MDM und EDM gesammelt, harmonisiert und qualitätsgesichert. Darauf aufbauend arbeitet die analytische Schicht: Das Netzbelastungsberechnungstool beziehungsweise die Lastfluss- und Prognoselogik ermittelt den netzdienlichen Handlungsbedarf; die Pricing-Engine übersetzt diesen – getrennt von allfälligen energiewirtschaftlichen Preislogiken – in veröffentlichbare Tarif- und Netzsignale. Das Verrechnungssystem übernimmt anschliessend Tarifstammdaten, Messwerte, Preiszeitreihen und Vertragsinformationen zur eigentlichen Abrechnung. Parallel dazu werden dieselben Signale über Kundenportal, Application Programming Interfaces (APIs) oder Plattformschnittstellen an kundenseitige oder aggregierte Steuerungssysteme übermittelt. EMS und HEMS reagieren dabei nicht als Bestandteil des regulierten Netzbetriebs, sondern als kundenseitige oder marktwirtschaftliche Umsetzungsinstanzen hinter dem Netzanschlusspunkt. Gerade für integrierte VNB ist dabei entscheidend, dass netzbezogene, energiewirtschaftliche und kundenbezogene Logiken funktional getrennt, aber technisch interoperabel ausgestaltet sind.

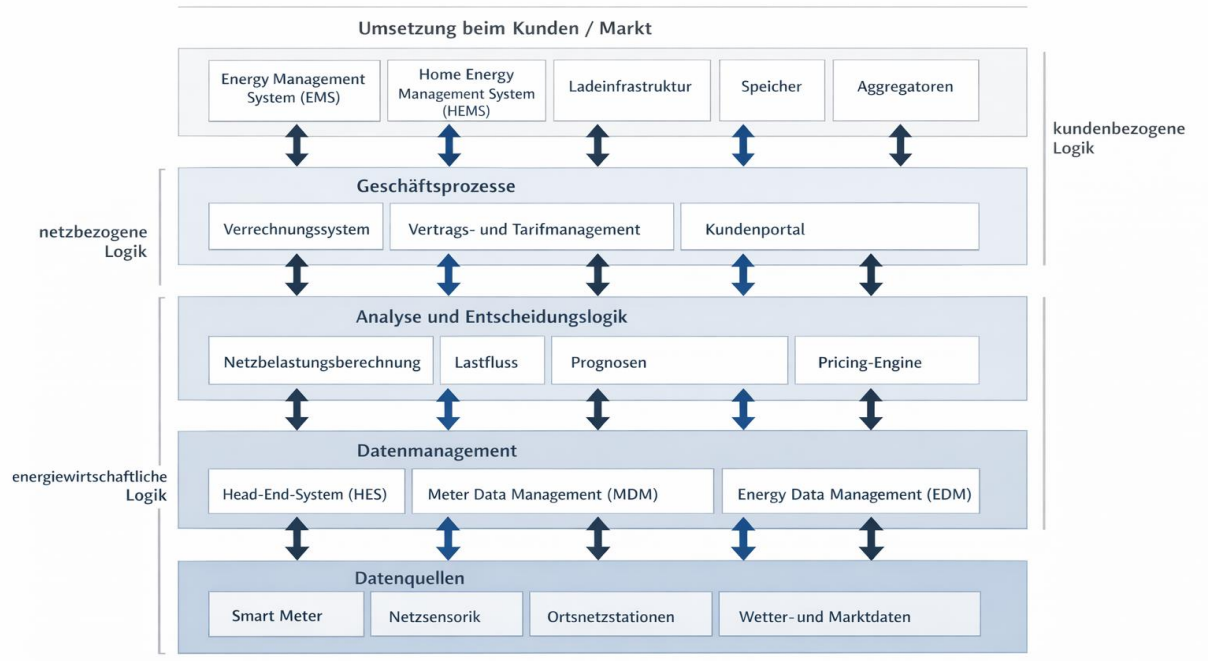


Abb. 20 Schichtenlogik für die technische Umsetzung von Flexibilitätsmanagement

Entscheidend für die praktische Umsetzbarkeit sind die Schnittstellen. Zwischen Smart Meter, Gateway, HES und MDM dominieren im Messwesen insbesondere Device Language

Message Specification / Companion Specification for Energy Metering (DLMS/COSEM) und herstellerspezifisch unterstützte Protokolle der Zählerfernauslesung. Für die Kopplung von HES, MDM, EDM, Pricing-Engine, Portal und Verrechnung sprechen API-basierte Integrationsmuster mit Representational State Transfer (REST) sowie Datenformaten wie Extensible Markup Language (XML) oder JavaScript Object Notation (JSON). In der schweizerischen Marktkommunikation sind zudem die Branchenvorgaben für den standardisierten Datenaustausch und die Messdatenprozesse massgeblich; für Verteilnetzbetreiber sind deshalb die Vorgaben des Metering Code und des standardisierten Datenaustauschs im Strommarkt Schweiz von zentraler Bedeutung. Auf der Kundenseite steigt die Relevanz offener oder breit unterstützter Integrationen zu Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen, Wechselrichtern und Energiemanagementsystemen. In der Praxis kommen hier je nach Anwendungsfall Hersteller-APIs, Modbus, Open Charge Point Protocol (OCPP) im Ladeumfeld oder proprietäre EMS- und HEMS-Schnittstellen zum Einsatz. Für lokale VNB ist deshalb weniger ein einzelner technischer Standard ausschlaggebend als die Fähigkeit, eine integrationsfähige Zielarchitektur mit klaren Verantwortlichkeiten, Datendomänen und Sicherheitsgrenzen aufzubauen.

Anwendung	Zweck	Hauptschnittstellen	Typische Anbieter / Lösungen
Verrechnungssystem / Meter-to-Cash	Tarifierung, Fakturierung, Debitoren, Rechnung, Mahnwesen, Gutschriften	MDM, EDM, Pricing-Engine, ERP, Kundenportal, REST, XML, JSON	innosolvenergy, SAP S/4HANA Utilities, SAP IS-U, ABACUS AbaEnergy, BKW Grid Meter2cash
Meter Data Management (MDM)	Verarbeitung, Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Bereitstellung von Messdaten	HES, Smart Meter, EDM, Verrechnung, DLMS/COSEM, REST, XML, JSON	BelVis-basierte Angebote, Robotron, Cuculus, EVUlution SMARTPOWER / HES-MDM-nahe Plattform, Energieplattform
Energy Data Management (EDM)	Bilanzierung, Marktkommunikation, Zeitreihenmanagement, Prognosen	MDM, Verrechnung, Marktkommunikation, ebIX, SDAT-CH, XML	Girsberger SILOVEDA Energiemanager, BelVis, Robotron, esolva, Sysdex, Encontrol
Head-End-System (HES) / Smart-Metering-Plattform	Kommunikation mit Zählern und Gateways, Gerätemanagement, Auslesung	Smart Meter, Gateway, MDM, DLMS/COSEM, PLC, LTE, Ethernet, Glasfaser	Landis+Gyr, EDIG, ACN, EVUlution SMARTPOWER, Kamstrup
Pricing-Engine	Berechnung dynamischer Energie- und Netznutzungssignale, Preiszeitreihen, Tariflogiken	Marktpreisdaten, Netzberechnung, Verrechnung, Portal, REST, XML, JSON	kundenspezifische Lösungen, Integrationslösungen auf SAP-Basis, SILOVEDA-nahe Berechnungslogiken, spezialisierte Eigenentwicklungen
Netzbelastungsberechnung / Lastfluss / Netzanalyse	Erkennung von Engpässen, Lastfluss, Prognose, Netzsimulation	SCADA, DMS, ADMS, Sensorik, Wetterdaten, Geoinformationssystem (GIS), REST, CSV	NEPLAN, Schneider Electric, DIgSILENT, Engineering- und Planungsdienstleister
Energy Management System (EMS) / Home Energy Management System (HEMS)	Umsetzung von Preis- und Netzsignalen in Anlagensteuerung, Eigenverbrauchsoptimierung, Flexibilitätsnutzung	Kundenportal, APIs, Modbus, OCPP, Wechselrichter-APIs, Speicher-APIs	zahlreiche HEMS- und EMS-Anbieter gemäss Marktübersichten des Bundesamts für Energie, Herstellerlösungen für Ladeinfrastruktur, Speicher und Wechselrichter
Kundenportal	Visualisierung von Verbrauch, Lastgängen, Preisen, Rechnungen und Zustimmungen	Verrechnung, MDM, Pricing-Engine, APIs, Single Sign-on	EVUlution ENERGYBOARD, Portallösungen von EVU, SAP-nahe Kundenportale, individuelle Portale
Integrationslayer / Middleware	Orchestrierung von Datenflüssen und Entkopplung von Systemen	REST, XML, JSON, Messaging, APIs	SAP Integration Suite, Microsoft- und Azure-basierte Integrationsdienste, kundenspezifische Middleware
ERP / Finanz- und Betriebsprozesse	Finanzbuchhaltung, Kostenrechnung, Instandhaltung, interne Leistungsverrechnung	Verrechnung, Asset Management, Projektmanagement, APIs	ABACUS, SAP, AbaEnergy in Kombination mit innosolv

Der heutige Schweizer Markt ist weniger durch einen einzigen End-to-End-Anbieter als durch ein Zusammenspiel spezialisierter Plattformen, Hersteller, Integratoren und

Serviceprovider geprägt. Für lokale VNB ist daher nicht nur die Auswahl einzelner Produkte relevant, sondern vor allem die Frage, wie sich die Systeme in eine tragfähige Zielarchitektur integrieren lassen. Die folgende Übersicht zeigt in kompakter Form typische Anwendungskategorien, ihren Zweck, wesentliche Schnittstellen sowie heute sichtbare Anbieter und Lösungen im Schweizer Markt.

4.8 Pilotierung des tarifbasierten Flexibilitätsmanagements

Die Einführung eines tarifbasierten Flexibilitätsmanagements sollte bei lokalen Verteilnetzbetreibern nicht unmittelbar im Vollbetrieb erfolgen, sondern über eine kontrollierte Pilotierung. Eine solche Pilotierung bildet die Brücke zwischen regulatorischer Vorgabe und operativer Umsetzung. Sie ermöglicht es, technische, betriebliche und kommerzielle Risiken frühzeitig zu adressieren und gleichzeitig eine belastbare Entscheidungsgrundlage für einen späteren Rollout zu schaffen. Vor dem Hintergrund des Mantelerlasses, der zunehmenden Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie der wachsenden Anforderungen an Transparenz, Datenverfügbarkeit und diskriminierungsfreie Flexibilitätsnutzung ist ein schrittweises Vorgehen sachgerecht.

Die Pilotphase ist typischerweise auf 6–18 Monate angelegt und verfolgt mehrere miteinander verbundene Zielsetzungen (vgl. Abb. 22). Erstens soll der Nachweis erbracht werden, dass lokale Flexibilität aus EV-Ladestationen, Wärmepumpen, Haushaltsbatterien und weiteren steuerbaren Anlagen netzdienlich aktiviert werden kann. Zweitens sollen konkrete Use Cases des Verteilnetzbetriebs bewertet werden, insbesondere Spitzenlastreduktion, lokales Engpassmanagement und Spannungshaltung im Niederspannungsnetz. Drittens dient die Pilotierung der Prüfung des regulatorischen Fits gemäss Mantelerlass, namentlich in Bezug auf Flexibilitätsnutzung, dynamische Tarife, Datenbereitstellung, Transparenz und die Trennung von Netz- und Vertriebsfunktionen. Parallel dazu werden Grundfähigkeiten des VNB aufgebaut, insbesondere die Integration eines leistungsfähigen Meter Data Managements, die Interoperabilität über Smart Meter beziehungsweise Smart Meter Gateways sowie die Anbindung externer Energiemanagementsysteme und Flexibilitätsplattformen. Schliesslich soll die Pilotierung eine fundierte Entscheidungsgrundlage für einen möglichen Rollout liefern.

Der Pilot ist bewusst als kontrollierter Feldversuch in realen Netzsituationen zu konzipieren. Zweckmässig erscheint die Einbindung von rund 20 bis 40 Haushalten mit hoher Flexibilitätsrelevanz, insbesondere mit Wechselstrom-Elektrofahrzeug (AC-EV)-Ladestationen, Wärmepumpen, Heimspeichern und einem Energiemanagementsystem. Die Auswahl sollte in zwei bis drei Messquartieren erfolgen, die entweder bereits lokale Netzengpässe aufweisen oder typische Herausforderungen im Niederspannungsnetz abbilden. Damit wird sichergestellt, dass die Pilotierung realitätsnahe betriebliche Bedingungen widerspiegelt und konkrete netzdienliche Effekte messbar werden. Nicht im Vordergrund steht demgegenüber die Abrechnung komplexer Flexibilitätsauktionen oder die Anbindung an hochspannungsnahe Systemdienstleistungsmechanismen. Der Pilot ist ein Lern- und Validierungsschritt des lokalen Verteilnetzbetriebs, kein voll entwickelter Flexibilitätsmarkt.

Technologisch basiert die Pilotierung auf einer modularen und interoperablen Architektur. Zentrale Voraussetzung ist ein leistungsfähiges Meter Data Management, das Lastgänge in einer zeitlichen Auflösung von mindestens 15 Minuten und perspektivisch auch in kürzeren Intervallen verarbeiten kann. Smart Meter und Smart Meter Gateways stellen den Kommunikationskanal zwischen Endkundenanlagen und den Backend-Systemen sicher. Die Anbindung der Energiemanagementsysteme erfolgt herstellerneutral über standardisierte Schnittstellen wie EEBUS, Open Charge Point Protocol (OCPP) oder Modbus. Ergänzt wird diese Architektur durch eine Flexibilitätsplattform im Sinne eines «Distribution System

Operator (DSO)-Market light», welche Prognosefunktionen, Netzrestriktionslogik und eine Dispatch-Funktion für die operative Aktivierung zusammenführt. Dadurch entsteht eine geschlossene Wirkungskette von der Messung über die Netzbewertung bis zur operativen Umsetzung.

Die Aktivierung der Flexibilität erfolgt im Zielbild tarifbasiert und ex ante über Preis- und Netzsignale. Endkunden erhalten zeitvariable Energie- und Netztarife, welche Anreize zur Lastverschiebung in netz- und systemdienliche Zeitfenster setzen. Eine Zwangssteuerung der Anlagen ist im Regelfall nicht vorgesehen. Vielmehr bleibt die Entscheidungshoheit beim Kunden beziehungsweise beim Energiemanagementsystem, welches auf Basis der publizierten Signale und individueller Präferenzen optimiert. Gerade diese indirekte Wirkungslogik ist für die Pilotierung zentral, weil sie die Anschlussfähigkeit an ein marktbasiertes, diskriminierungsfreies und kundenorientiertes Flexibilitätsmodell testet. Regulatorisch ist die Pilotierung so auszugestalten, dass die Anforderungen des Mantelerlasses eingehalten werden, insbesondere hinsichtlich Transparenz, Datenbereitstellung, diskriminierungsfreiem Netzzugang und der funktionalen Trennung von Netz- und Vertriebsbereich.

Für den Netzbetrieb schafft die Pilotierung erstmals die Möglichkeit, die Wirksamkeit dezentraler Flexibilität im Niederspannungsnetz quantitativ zu bewerten. Engpässe können ex ante erkannt und über Preissignale entschärft werden; kostenintensive Netzausbauten lassen sich unter Umständen zeitlich strecken oder teilweise vermeiden. Für die Unternehmenssteuerung liefert der Pilot belastbare Daten zur Kundenakzeptanz, zur Wirtschaftlichkeit dynamischer Tarife, zum operativen Aufwand und zur Skalierbarkeit der Systemarchitektur. Die Erfolgsmessung sollte sich auf eine klar definierte Key Performance Indicator (KPI)-Matrix stützen. Dazu gehören netzbezogene Kennzahlen wie Peakreduktion, vermiedene Engpasssituationen oder Spannungsverbesserungen, operative Kennzahlen wie Datenlatenz, Systemverfügbarkeit und Erfolgsquote der Aktivierungen sowie kundenbezogene Kennzahlen wie Zufriedenheit, Komfortwahrnehmung und Teilnahmebereitschaft. Zusammenfassend bietet die Pilotierung damit einen strukturierten, regulatorisch abgestützten und technisch realistischen Ansatz, um tarifbasiertes Flexibilitätsmanagement schrittweise einzuführen und investitionsrelevante Entscheidungen auf eine belastbare Datenbasis zu stellen.

4.9 Einsatz von E-Fahrzeugen im Flexibilitätsmanagement

Die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen erhöht zwar den Strombedarf im Verteilnetz, eröffnet gleichzeitig aber ein erhebliches Flexibilitätspotenzial (vgl. Abb. 21). Elektrofahrzeuge sind nicht nur zusätzliche Verbraucher, sondern können mit ihren Traktionsbatterien auch als dezentrale, mobile Speicher genutzt werden. Damit werden sie zu einem wichtigen Baustein für das Flexibilitätsmanagement lokaler Verteilnetzbetreiber. Besonders relevant ist dies im Zusammenhang mit der steigenden Einspeisung aus Photovoltaik, der zunehmenden Elektrifizierung von Wärme und Mobilität sowie der wachsenden Belastung der Niederspannungsnetze. Werden Ladeprozesse zeitlich gesteuert oder über dynamische Tarife angereizt, können Lastspitzen reduziert, lokale Engpässe entschärft und erneuerbare Energien besser integriert werden.

Eine weitergehende Rolle erhalten Elektrofahrzeuge durch bidirektionales Laden. Dabei beziehen Fahrzeuge nicht nur Strom aus dem Netz oder aus einer lokalen Photovoltaikanlage, sondern können gespeicherte Energie auch wieder an ein Gebäude oder an das Stromnetz zurückgeben. Im Rahmen von Vehicle-to-Home- (V2H), Vehicle-to-Building- (V2B) oder Vehicle-to-Grid-Konzepten (V2G) können Fahrzeugbatterien somit als flexible Speicherressourcen eingesetzt werden. Für Verteilnetzbetreiber entsteht daraus die Möglichkeit, netzdienliche Flexibilitäten für Peak-Shaving, Engpassmanagement, Spannungshaltung und die

Reduktion von Rücklieferüberschüssen zu erschliessen. Der Nutzen liegt dabei nicht allein in der einzelnen Fahrzeugbatterie, sondern vor allem in der aggregierten Wirkung vieler Fahrzeuge, Ladepunkte und Speicher im lokalen Verteilnetz.

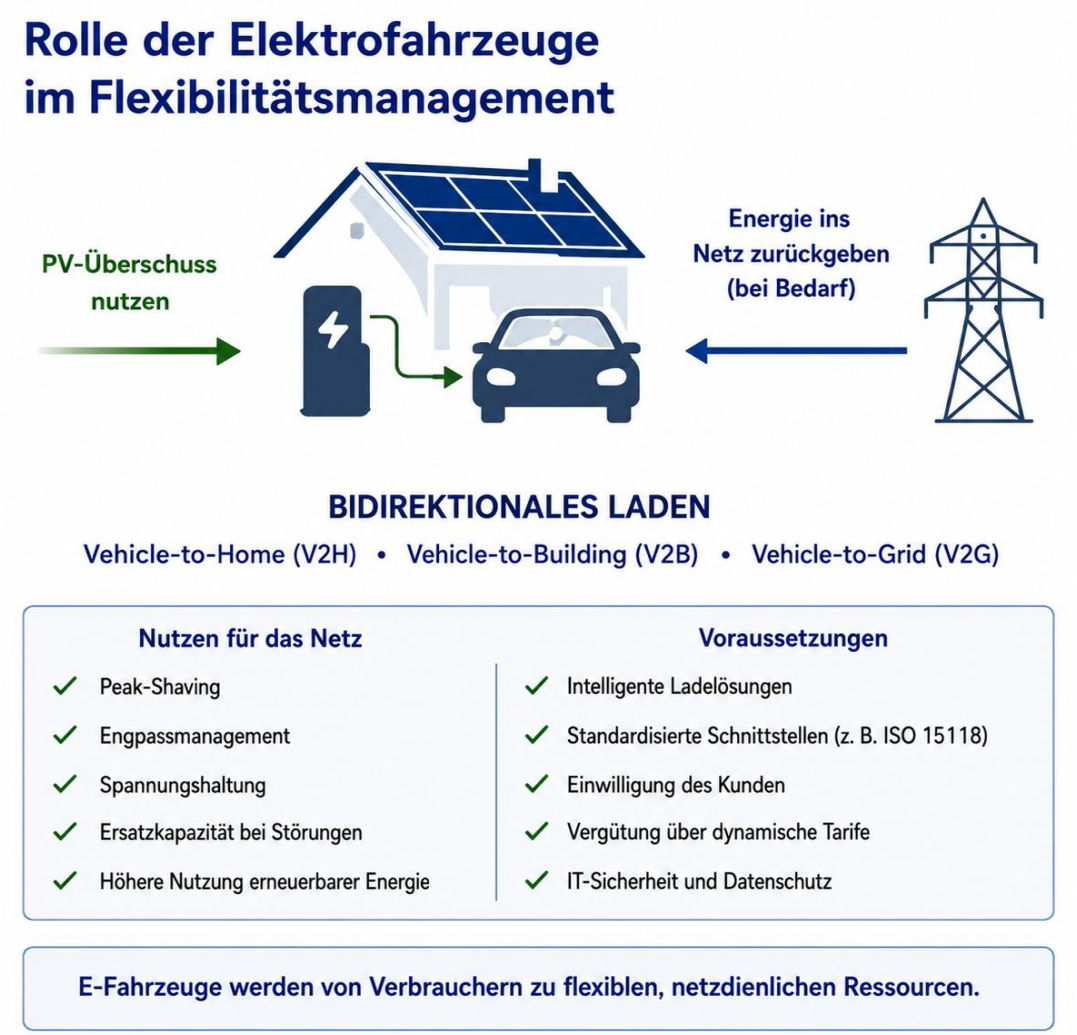


Abb. 21 Rolle der Elektrofahrzeuge im Flexibilitätsmanagement

Die operative Einbindung erfolgt typischerweise über Aggregatoren, Flexibilitätspools oder virtuelle Kraftwerke. Einzelne Fahrzeuge und Ladepunkte werden dabei gebündelt und über Flexibilitätsplattformen oder lokale Flexibilitätsmechanismen verfügbar gemacht. Der Verteilnetzbetreiber kann solche Flexibilitäten netzdienlich nutzen, während Aggregatoren oder Dienstleister die technische Koordination und Optimierung übernehmen. Entscheidend ist eine klare Abgrenzung zwischen netzdienlicher Nutzung im regulierten Netzbetrieb und marktwirtschaftlicher Vermarktung von Flexibilität. Netzbezogene Anforderungen müssen priorisiert werden, ohne dass der VNB seine regulierte Rolle mit vertrieblichen oder kommerziellen Interessen vermischt.

Technisch setzt der Einsatz von Elektrofahrzeugen im Flexibilitätsmanagement eine durchgängige digitale Systemarchitektur voraus. Erforderlich sind intelligente Messsysteme, ein leistungsfähiges Meter Data Management, Netzleitsysteme, Netzberechnungs- und Prognosetools sowie ein Flexibilitätsmanagementsystem. Auf Kundenseite kommen Ladecontroller, Home Energy Management Systeme oder Energy Management Systeme zum Einsatz, welche Ladeprofile, Eigenverbrauch, Photovoltaik-Erzeugung und Speicherbetrieb optimieren. Für die Kommunikation mit Ladeinfrastruktur und Energiemanagementsystemen sind standardisierte Schnittstellen wie OCPP, EEBUS, Modbus oder herstellerspezifische APIs von

Bedeutung. Ergänzend sind robuste Sicherheits-, Berechtigungs- und Datenschutzkonzepte erforderlich, weil hochauflösende Messdaten, Steuerungssignale und kundenseitige Anlagen miteinander verknüpft werden.

Eine zentrale Rolle für die Aktivierung dieser Flexibilität spielen dynamische Energie- und Netznutzungstarife. Dynamische Energietarife können Ladeprozesse in Zeiten tiefer Marktpreise oder hoher erneuerbarer Erzeugung verschieben. Dynamische Netznutzungstarife können zusätzlich Anreize setzen, Ladevorgänge in Zeiten geringer Netzbelastung zu verlagern oder Rückspeisungen in netzkritischen Situationen gezielt zu begrenzen. In Kombination mit automatisierten HEMS-, EMS- oder Aggregatorlösungen können Elektrofahrzeuge damit weitgehend ohne Komforteinbussen für die Nutzer in das lokale Flexibilitätsmanagement eingebunden werden. Wichtig ist jedoch, dass diese Anreize transparent, freiwillig und nachvollziehbar ausgestaltet werden. Tarifbasierte Steuerung unterscheidet sich klar von direkter technischer Kontrolle: Der VNB setzt im Regelfall Preis- oder Netzsignale, während die konkrete Reaktion hinter dem Netzanschlusspunkt durch den Kunden, dessen Energiemanagementsystem oder einen Aggregator erfolgt.

In der Schweiz befindet sich die direkte operative Nutzung von Elektrofahrzeugen im Flexibilitätsmanagement lokaler VNB noch überwiegend in der Pilot- und Demonstrationsphase. Zwar schreitet die technische Entwicklung bei bidirektionalen Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Energiemanagementsystemen voran, doch bestehen weiterhin Hürden bei Standardisierung, Interoperabilität, Datenverfügbarkeit, Kundenakzeptanz und wirtschaftlicher Skalierung. Für lokale VNB ist deshalb ein schrittweises Vorgehen sinnvoll. Zunächst sollten Pilotprojekte mit ausgewählten Kundengruppen, Ladeinfrastrukturen und Netzgebieten durchgeführt werden, um technische Machbarkeit, netzdienliche Wirkung, regulatorische Anforderungen und Kundenreaktionen belastbar zu testen. Erst auf dieser Grundlage kann ein breiterer Rollout entwickelt werden.

Insgesamt bilden Elektrofahrzeuge einen besonders wichtigen Anwendungsfall für das künftige Flexibilitätsmanagement. Sie verbinden zusätzlichen Stromverbrauch mit einem erheblichen Speicher- und Verschiebepotenzial. Werden sie über bidirektionale Ladeinfrastruktur, dynamische Tarife, digitale Schnittstellen und klare Governance-Strukturen in das Verteilnetz integriert, können sie zur Entlastung lokaler Netze, zur besseren Nutzung erneuerbarer Energien und zur Reduktion von Systemkosten beitragen. Für lokale Verteilnetzbetreiber liegt die strategische Bedeutung darin, Elektromobilität nicht nur als Belastung des Netzes zu betrachten, sondern als aktivierbare Flexibilitätsressource im dezentralen Energiesystem.

4.10 Einsatz von Rundsteuerung im Flexibilitätsmanagement

Die klassische Rundsteuerung hat in vielen Verteilnetzen historisch eine wichtige Rolle für das Lastmanagement gespielt. Typische Anwendungen sind die Steuerung von Elektroboilern, Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen oder einfachen Sperrzeiten. Im Kontext eines modernen Flexibilitätsmanagements gemäss Mantelerlass ist ihre Rolle jedoch neu zu beurteilen. Der regulatorische Zielrahmen verschiebt sich von pauschalen, technisch geprägten Schaltprogrammen hin zu transparenten, diskriminierungsfreien, möglichst markt- oder tarifbasierten und digital integrierten Flexibilitätsmechanismen (vgl. Abb. 22). Vor diesem Hintergrund ist Rundsteuerung nicht als zukunftsfähige Primärlösung einzuordnen, sondern als bestehende Übergangs- und Fallback-Technologie.

Systemtechnisch beruht die klassische Rundsteuerung auf einer einseitigen Kommunikation im Broadcast-Verfahren. Sie ermöglicht in der Regel eine binäre Steuerung nach dem Prinzip Ein oder Aus, ohne individuelle Rückmeldung der Anlage, ohne dynamische Parametrierung, ohne laufende Lastprognose und ohne unmittelbare Marktintegration. Damit unterscheidet

sie sich grundlegend von einem digitalisierten Flexibilitätsmanagement, das auf Smart Metering, granularen Messdaten, Prognosemodellen, Preis- und Netzsignalen, kundenseitigen Energiemanagementsystemen, Aggregatoren und Flexibilitätsplattformen aufbaut. Die Rundsteuerung kann zwar zuverlässig schalten, aber sie kann Flexibilität nur grob und statisch aktivieren.

Regulatorisch erfüllt die klassische Rundsteuerung die Anforderungen des Mantelerlasses nur eingeschränkt. Der Mantelerlass ordnet die Flexibilität grundsätzlich den Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern zu und stellt deren vertragliche, transparente und diskriminierungsfreie Nutzung in den Vordergrund. Gleichzeitig gewinnen dynamische Tarife, standardisierte Datenprozesse, Einwilligungsmanagement und die Anschlussfähigkeit an Aggregatoren oder Flexibilitätsmärkte an Bedeutung. Eine rein technische Schaltung ohne Preissignal, ohne marktliche Einbettung und ohne individualisierte Nachvollziehbarkeit passt deshalb nur begrenzt zu diesem Zielbild. Bestehende Rundsteuerungen können unter Übergangs- und Weiterführungsregeln eine Rolle behalten; sie ersetzen aber nicht die Anforderungen an eine moderne Flexibilitätsarchitektur.

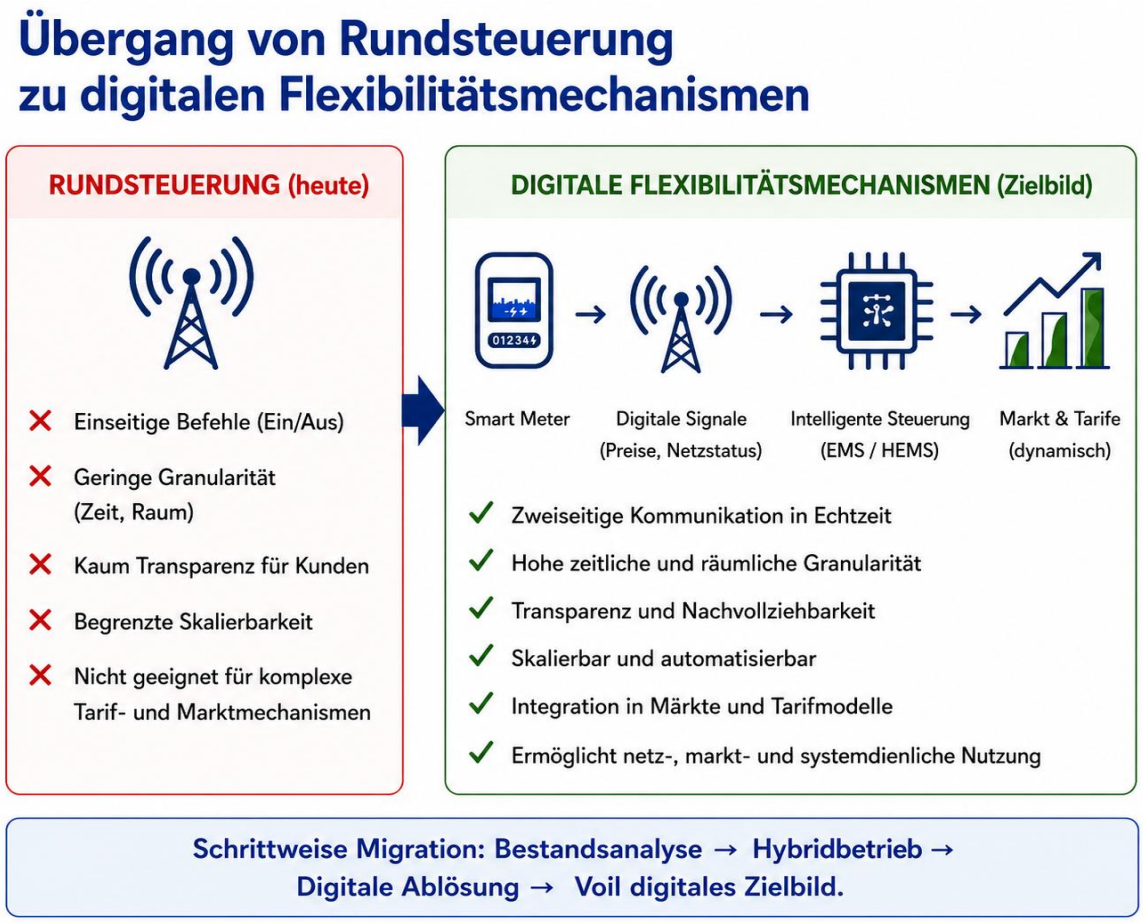


Abb. 22 Übergang von Rundsteuerung zu digitalen Flexibilitätsmechanismen

Im Zielbild des VNB kann Rundsteuerung deshalb nur eine klar begrenzte Funktion übernehmen. Zulässig und zweckmässig ist sie insbesondere als Übergangstechnologie während des Smart-Meter-Rollouts, als Brückenlösung für bestehende Kundenanlagen, als Fallback bei Ausfall digitaler Kommunikationsinfrastrukturen oder als subsidiäre Backup-Steuerung in kritischen Netzsituationen, sofern die rechtlichen Voraussetzungen erfüllt und die Einsätze dokumentiert sind. Nicht geeignet ist sie demgegenüber als primäres Flexibilitätsinstrument, als Ersatz für dynamische Energie- oder Netznutzungstarife, als marktbasiertes

Steuerungsinstrument oder als Grundlage für skalierbare Aggregatoren- und Flexibilitätsmarktmodelle.

Wirtschaftlich kann der kurzfristige Weiterbetrieb bestehender Rundsteuerinfrastruktur sinnvoll sein. Die Technik ist weitgehend vorhanden, erprobt und robust sowie in vielen Netzen bereits abgeschrieben. Dadurch lassen sich bestehende Lastmanagementfunktionen zunächst weiter nutzen, ohne sofort umfangreiche Ersatzinvestitionen auszulösen. Mittel- und langfristig nehmen die Nachteile jedoch zu. Dazu gehören steigende Wartungs- und Ersatzteilrisiken, begrenzte Skalierbarkeit, fehlende Interoperabilität mit modernen EMS- und HEMS-Systemen, fehlende Aggregatorenfähigkeit, eingeschränkte Daten- und Abrechnungsfähigkeit sowie das Risiko von Stranded Assets, wenn nochmals in eine Technologie investiert wird, die nicht dem künftigen Zielbild entspricht.

Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ergibt sich daraus eine klare Umsetzungslogik. Kurzfristig kann Rundsteuerung weiterbetrieben werden, soweit sie bestehende Flexibilitätsnutzungen absichert und regulatorisch sauber eingeordnet ist. Neuinvestitionen in klassische Rundsteuertechnik sollten jedoch zurückhaltend beurteilt werden. Parallel ist eine Migrationsplanung aufzubauen, welche bestehende Rundsteuerkunden, Anlagenklassen, Schaltgruppen, Netznutzen und technische Abhängigkeiten systematisch erfasst. Darauf aufbauend sind diese Kunden schrittweise in digitale Flexibilitätsprodukte, dynamische Tarifmodelle, vertraglich geregelte Flexibilitätsvereinbarungen oder EMS-/HEMS-basierte Steuerungslösungen zu überführen.

Insgesamt ist die klassische Rundsteuerung im Flexibilitätsmanagement nicht als Mantelerlass-konformes Zielbild zu verstehen, sondern als Legacy-Infrastruktur mit begrenztem Weiterverwendungsnutzen. Sie bleibt als Übergangs- und Fallback-Instrument vertretbar, solange ihre Nutzung transparent, rechtlich abgestützt und in eine Migrationsstrategie eingebettet ist. Strategisch muss der VNB den Übergang zu Smart-Meter-basierten, tarifgesteuerten, interoperablen und marktfähigen Flexibilitätsmechanismen konsequent vorbereiten. Nur so lassen sich regulatorische Konformität, technische Skalierbarkeit, Kundenakzeptanz und langfristige Wirtschaftlichkeit des Flexibilitätsmanagements sicherstellen.

4.11 Fazit

Die technischen Anforderungen zur Umsetzung des Flexibilitätsmanagements folgen einer klaren funktionalen Logik: Messen, bewerten, Signale erzeugen, übermitteln, Reaktionen erfassen und das Ganze in eine transparente Kundeninteraktion einbetten. Für lokale Verteilnetzbetreiber bedeutet dies den Aufbau einer integrierten Architektur aus Smart Metering, Netzsensorik, Datenmanagement, Prognose- und Entscheidungslogik, Tarifierung, Kommunikation, Abrechnung und Kundenportal. Hinzu kommt die Notwendigkeit, diese Funktionslogik in eine konkrete Systemlandschaft mit HES, MDM, EDM, Pricing-Engine, Verrechnung, Netzberechnungstools sowie anschlussfähigen EMS- und HEMS-Schnittstellen zu übersetzen. Flexibilitätsmanagement ist damit weder ein isoliertes Netzprojekt noch ein blosses Tarifprojekt, sondern ein digitales Gesamtsystem mit hoher regulatorischer, technischer und organisatorischer Komplexität.

Die Pilotierung bildet dabei den notwendigen Übergang vom Zielbild in den operativen Regelbetrieb. Sie ermöglicht es, die Wirksamkeit dynamischer Tarife, die Datenqualität, die Kundenreaktion, die Interoperabilität von EMS- und HEMS-Systemen sowie die netzdienliche Wirkung dezentraler Flexibilitäten unter realen Bedingungen zu prüfen. Ein kontrollierter Pilot reduziert Umsetzungsrisiken, schafft eine belastbare Entscheidungsgrundlage für den Rollout und verhindert, dass technische, regulatorische oder kundenseitige Schwächen erst im Vollbetrieb sichtbar werden. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist deshalb

entscheidend, Pilotierung nicht als unverbindliches Experiment, sondern als strukturierte Vorstufe eines skalierbaren Betriebsmodells zu verstehen.

Elektrofahrzeuge zeigen exemplarisch, welches Potenzial in der dezentralen Flexibilität liegt. Sie erhöhen zwar den Strombedarf im Verteilnetz, können aber über gesteuertes und perspektivisch bidirektionales Laden zu mobilen Speichern und damit zu einem wichtigen Baustein des lokalen Flexibilitätsmanagements werden. Ihr netzdienlicher Einsatz setzt jedoch voraus, dass Ladeinfrastruktur, Smart Metering, Netzleitsysteme, Flexibilitätsplattformen, Kundenportale und kundenseitige Energiemanagementsysteme technisch und prozessual zusammenspielen. Dynamische Energie- und Netznutzungstarife sind dabei zentrale Aktivierungsmechanismen, weil sie Lastverschiebung und gegebenenfalls Rückspeisung über transparente ökonomische Signale anreizen, ohne die Kundenautonomie unnötig einzuschränken.

Demgegenüber verdeutlicht die klassische Rundsteuerung die Grenzen historischer Steuerungsinfrastrukturen. Sie kann bestehende Lastmanagementfunktionen kurzfristig weiter absichern und als Übergangs- oder Fallback-Technologie sinnvoll bleiben. Als primäres Instrument eines modernen Flexibilitätsmanagements ist sie jedoch nicht zukunftsfähig, weil sie keine dynamischen Preis- oder Netzsignale verarbeitet, nur begrenzt interoperabel ist, keine individualisierte Rückmeldung ermöglicht und kaum an Aggregatoren- oder Flexibilitätsmarktmodelle anschliesst. Für lokale VNB folgt daraus die Notwendigkeit, bestehende Rundsteuerkunden systematisch zu inventarisieren, deren Netznutzen zu bewerten und sie schrittweise in digitale, tarifbasierte oder vertraglich geregelte Flexibilitätsprodukte zu überführen.

Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ergibt sich daraus eine klare strategische Konsequenz: Die technische Umsetzung des Flexibilitätsmanagements muss als mehrjähriges Transformationsvorhaben geführt werden, das Netzbetrieb, IT, Tarifierung, Kundeninteraktion und Governance gleichermassen betrifft. Wer diese Architektur frühzeitig modular aufbaut, die Systemgrenzen sauber definiert und die Schnittstellen zwischen Messwesen, Netzbetrieb, Pricing, Abrechnung, Kundenportal und kundenseitigen Energiemanagementsystemen konsequent standardisiert, schafft die Voraussetzung für netzdienliche Flexibilitätsnutzung, wirtschaftlichere Netzbewirtschaftung und regulatorisch belastbare Kundenlösungen. Wer sie hingegen als lose Summe einzelner Tools versteht, riskiert Medienbrüche, Governance-Probleme, Integrationskosten und eine mangelnde Skalierbarkeit des Gesamtsystems. Das technische Zielbild besteht deshalb nicht in einer einzelnen Plattform, sondern in einer robusten, interoperablen und revisionssicheren Funktionsarchitektur, die Pilotierung, Skalierung, neue Flexibilitätsquellen und die Migration bestehender Alttechnologien zusammenführt.

5 Organisatorische Konsequenzen für lokale VNB

5.1 Zielbild in verdichteter Form

Aus den vorangehenden Kapiteln ergibt sich für lokale Verteilnetzbetreiber kein punktueller Anpassungsbedarf, sondern die Notwendigkeit einer mehrjährigen, strategisch geführten Weiterentwicklung. Smart Metering, dynamische Tarife, Flexibilitätsmanagement, Kundenportal und digitalisierte Netzführung wirken nicht isoliert, sondern bilden zusammen ein neues Zielbild für den lokalen VNB. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist wesentlich, diese Entwicklung nicht als Summe einzelner Projekte zu verstehen, sondern als konsistente Zielarchitektur, in der Versorgungssicherheit, Netzdienlichkeit, Marktlogik und Kundeninteraktion zusammengeführt werden.

Dieses Zielbild (vgl. Abb. 17) folgt klaren Leitplanken: Versorgungssicherheit hat Vorrang, netzbezogene Aufgaben gehen marktlichen Optimierungen vor, und Digitalisierung ist kein Selbstzweck, sondern ein Mittel zur Netzoptimierung und zur regulatorisch sauberen Umsetzung. In verdichteter Form umfasst die Zielarchitektur sechs miteinander verbundene Elemente: ein digitalisiertes Verteilnetz, Smart Metering mit intelligentem Mess- und Steuersystem, dynamische Energie- und Netznutzungstarife, ein leistungsfähiges Kundenportal, ein netz- und systemdienliches Flexibilitätsmanagement sowie eine belastbare Governance- und Spartenrechnungsarchitektur. Auf die vertiefte Ausarbeitung dieser Transformation wird im vorliegenden Themenpapier nicht weiter eingegangen; sie kann in einem separaten Themenpapier erfolgen.

Aus regulatorischer Sicht entwickelt sich der lokale VNB unter dem Mantelerlass vom reinen Infrastrukturbetreiber zu einem aktiveren Systemintegrator im dezentralen Energiesystem. Seine Verantwortung bleibt im Kern auf den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb ausgerichtet, erweitert sich jedoch um die koordinierte Einbindung dezentraler Erzeugung, steuerbarer Lasten, Speicher und digitaler Kundenschnittstellen. Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist dabei entscheidend, diese Weiterentwicklung nicht als Ausweitung eines freien Handlungsspielraums zu verstehen, sondern als präzise regulierte Neujustierung der Rolle des VNB innerhalb klar definierter Leitplanken.

Ein zentrales Fundament bildet dabei der Ausbau intelligenter Messsysteme und der zugehörigen Datenarchitektur. Smart Metering schafft die Voraussetzung für eine granularere Messung von Verbrauch und Einspeisung, für die Umsetzung zeitvariabler Tarife sowie für eine wirksamere Einbindung steuerbarer Anlagen in das Flexibilitätsmanagement. Technisch erfordert dies neben dem Rollout der Messsysteme insbesondere ein leistungsfähiges Meter Data Management sowie dessen Integration in Netzbetrieb, Abrechnung, Kundenportal und weitere digitale Prozesse. Regulatorisch sind dabei Datenschutz, Rollen- und Berechtigungskonzepte sowie die klare Trennung von Netz-, Liefer- und allfälligen Drittmarktdaten sicherzustellen.

Auf dieser Datenbasis gewinnt das Kundenportal eine strategische und regulatorische Schlüsselrolle. Es ist nicht nur ein Serviceinstrument, sondern die zentrale digitale Schnittstelle für Transparenz, Kundeninteraktion, Einwilligungsmanagement und die praktische Nutzbarkeit neuer Tarif- und Flexibilitätsmodelle. Ein zeitgemässes Kundenportal ermöglicht Endkunden insbesondere die Einsicht in Verbrauchs- und Lastgangdaten, die Nachvollziehbarkeit von Tarifwirkungen, den Zugang zu Dokumenten und Verträgen sowie die Verwaltung digitaler Interaktionen. Für lokale VNB schafft es damit die Voraussetzung, Transparenzpflichten operativ umzusetzen und manuelle Prozesse schrittweise in skalierbare digitale Self-Service-Modelle zu überführen.

Eng damit verbunden ist die künftige Rolle des VNB im Flexibilitätsmanagement. Der regulatorische Rahmen eröffnet dem VNB die Möglichkeit, Flexibilitäten unter klar definierten Voraussetzungen netzdienlich zu nutzen und damit den sicheren Netzbetrieb zu unterstützen. Im Vordergrund stehen dabei vertraglich erschlossene, diskriminierungsfrei ausgestaltete und möglichst markt- oder tarifbasierte Mechanismen; direkte Eingriffe und garantierte Flexibilitäten behalten Ausnahmecharakter. Soweit Flexibilitäten darüber hinaus systemdienlich oder marktlich genutzt werden, ist eine klare Trennung zwischen reguliertem Netzbetrieb und wettbewerblicher Flexibilitätsvermarktung zwingend erforderlich.

Damit diese neuen Aufgaben regulatorisch belastbar umgesetzt werden können, sind Governance, Organisation und Kostenrechnung konsequent weiterzuentwickeln. Eine klare Zuordnung von Netzbetrieb, Energiebelieferung und allfälligen marktwirtschaftlichen Leistungen bleibt dabei zentral. Ergänzend können Kooperationen, gemeinsame Plattformen oder Shared-Service-Modelle an Bedeutung gewinnen, insbesondere für kleinere und mittlere VNB. Die Spartenrechnung, transparente interne Leistungsverrechnungen und ein konsistentes regulatorisches Reporting bilden das Rückgrat einer belastbaren Steuerung.

In der Umsetzung dürfte sich ein schrittweiser Transformationspfad über mehrere Jahre bewähren (vgl. Abb. 24). Typischerweise beginnt dieser mit der Klärung von Zielbild, Governance und regulatorischem Rahmen, gefolgt vom Ausbau der Mess- und Datenarchitektur. Darauf aufbauend werden Kundenportal und Prozessdigitalisierung weiterentwickelt, anschliessend dynamische Tarife eingeführt und schliesslich Flexibilitätsmanagementlösungen systematisch nutzbar gemacht. In einer späteren Phase stehen Optimierung, Skalierung und Kooperationen im Vordergrund.

Zusammenfassend verlangt der Mantelerlass von lokalen Verteilnetzbetreibern keinen radikalen Bruch mit ihrem bisherigen Geschäftsmodell, wohl aber eine kontrollierte und strategisch geführte Weiterentwicklung. Wer Smart Metering, Kundenportal, dynamische Tarife, Flexibilitätsmanagement und Governance integriert und regulatorisch sauber weiterentwickelt, stärkt nicht nur die eigene Umsetzungsfähigkeit, sondern schafft auch die Grundlage für langfristige wirtschaftliche Stabilität und strategische Handlungsfähigkeit in einem zunehmend dezentralen Energiesystem.

Kapitel 5 zieht damit die wesentlichen strategischen Konsequenzen aus den vorangehenden Ausführungen, ohne die Transformation bereits abschliessend im Detail zu behandeln. Für lokale VNB ist entscheidend, dass Smart Metering, Kundenportal, dynamische Tarife, Flexibilitätsmanagement und Governance nicht als Einzellösungen, sondern als Elemente eines gemeinsamen Zielbilds verstanden und schrittweise umgesetzt werden. Die nachfolgenden Unterkapitel konkretisieren dieses Zielbild mit Blick auf Beschaffung, Betriebsmodell, Rollout und wirtschaftliche Einordnung.

5.2 Kundenportal als digitale Kommunikationsplattform

Das Kundenportal ist im Zielbild lokaler Verteilnetzbetreiber nicht lediglich ein zusätzlicher digitaler Servicekanal, sondern die zentrale Kommunikations- und Interaktionsplattform zwischen Verteilnetzbetreiber, Energie-Grundversorger und Endkunden. Es verbindet die regulierten Aufgaben des Netzbetriebs mit den kundenbezogenen Prozessen der Grundversorgung und schafft damit die operative Oberfläche, über welche Transparenzpflichten, Tarifinformationen, Messdaten, Verträge, Rechnungen, Zustimmungen und Self-Service-Prozesse gebündelt bereitgestellt werden können. Gerade integrierte Unternehmen benötigen eine solche Plattform, um ihre unterschiedlichen Rollen gegenüber den Endkunden verständlich, nachvollziehbar und regulatorisch sauber getrennt abzubilden.

Aus Sicht des Netzbetriebs dient das Kundenportal vor allem der transparenten Bereitstellung von Verbrauchs- und Lastgangdaten, Netznutzungstarifen, dynamischen Preis- und Netzsignalen sowie Informationen zu Flexibilitätsnutzungen (vgl. Abb. 23). Endkunden sollen nachvollziehen können, wann welche Tarif- oder Netzsignale gelten, welche Kostenwirkungen daraus entstehen und wie ihr Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten diese Kosten beeinflusst. Damit wird das Portal zu einem wesentlichen Instrument, um netzdienliche Flexibilität nicht durch direkte Steuerung, sondern durch verständliche Informationen, Anreize und freiwillige Kundenreaktionen zu aktivieren.



Abb. 23 Rolle des Kundenportals im Flexibilitätsmanagement

Aus Sicht der Energie-Grundversorgung und des Vertriebs ermöglicht das Kundenportal die transparente Kommunikation von Energietarifen, Beschaffungslogiken, Produktoptionen, Rechnungen und Vertragsinformationen. Entscheidend ist dabei, dass Netz- und Energiekomponenten im Portal klar getrennt dargestellt werden. Dynamische Netznutzungstarife, dynamische Energietarife und Rücklieferтarife dürfen für den Kunden zwar als Gesamtkosten- oder Gesamterlöswirkung sichtbar werden; ihre Herkunft, Verantwortlichkeit und Berechnungslogik müssen jedoch unterscheidbar bleiben. Nur so lässt sich vermeiden, dass das Portal eine operative Vermischung von Netzbetrieb und vertrieblichen Aufgaben erzeugt.

Für Endkunden und Prosumer wird das Portal zur digitalen Arbeitsoberfläche im dezentralen Energiesystem. Haushalte mit Photovoltaik, Batteriespeichern, Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur benötigen nicht nur historische Verbrauchsdaten, sondern auch verständliche Auswertungen zu Eigenverbrauch, Einspeisung, Rückliefervergütung, Ladefenstern, Tarifwirkungen und möglichen Flexibilitätsbeiträgen. Ein leistungsfähiges Portal kann diese Informationen visualisieren, Tarifsimulationen ermöglichen, Hinweise auf wirtschaftlich sinnvolle Verhaltensanpassungen geben und die Einbindung kundenseitiger Energiemanagementsysteme unterstützen. Dadurch wird die Prosumer-Rolle gestärkt und die technische Komplexität der Energiewende in nutzbare Kundeninformation übersetzt.

Eine besondere Bedeutung hat das Portal für Einwilligungen, Berechtigungen und Dokumentation. Die Nutzung von Messdaten, die Teilnahme an dynamischen Tarifen, die Aktivierung von Flexibilitätsoptionen, die Anbindung von Drittanbietern oder der Zugriff auf kundenseitige Systeme setzen klare Zustimmungen, definierte Nutzungszwecke und nachvollziehbare Widerrufsmöglichkeiten voraus. Das Kundenportal sollte deshalb mit einem Consent- und Berechtigungsmanagement verbunden sein, das Zustimmungen, Änderungen und Widerrufe revisionssicher dokumentiert. Damit wird es zu einem zentralen Baustein für Datenschutz, regulatorische Nachweisfähigkeit und Vertrauen in die digitale Kundenbeziehung.

Organisatorisch wirkt das Portal als verbindendes Element der Meter-to-Cash-Prozesse. Messdaten aus Smart Metering und MDM, Preis- und Tariflogiken aus Pricing-Engine und Produktmanagement, Vertrags- und Kundendaten aus CRM oder Verrechnungssystem sowie Rechnungs- und Zahlungsinformationen müssen konsistent zusammengeführt werden. Dadurch können manuelle Auskunfts-, Änderungs-, Tarifwechsel-, Rechnungs- und Dokumentationsprozesse schrittweise in digitale Self-Service-Abläufe überführt werden. Für kleinere und mittlere VNB ist dies nicht nur eine Frage der Kundenzufriedenheit, sondern auch der Skalierbarkeit neuer regulatorischer Anforderungen.

Strategisch bereitet das Kundenportal den VNB auf ein Energiesystem vor, in dem Endkunden, Prosumer, Aggregatoren, Energiemanagementsysteme und Drittanbieter stärker miteinander interagieren. Das Portal kann dabei als kontrollierter Zugangspunkt für Datenfreigaben, Produktwechsel, Flexibilitätsangebote, Schnittstellen zu externen Plattformen und künftige Marktmodelle dienen. Voraussetzung ist eine klare Governance: Der regulierte Netzbereich, die Grundversorgung und allfällige wettbewerbliche Dienstleistungen müssen im Portal funktional, datenseitig und kommunikativ getrennt bleiben, auch wenn sie für den Kunden in einer einheitlichen digitalen Umgebung sichtbar werden. Damit wird das Kundenportal zu einem strategischen Infrastrukturbaustein für Transparenz, Kundenbefähigung, regulatorische Konformität und die spätere Anschlussfähigkeit an weitergehende Flexibilitäts- und Marktmechanismen.

5.3 Beschaffungs- und Betriebsmodell für Flexibilitätsmanagement

Die Einführung eines netzdienlichen Flexibilitätsmanagements erfordert in der Regel den Aufbau einer professionellen technischen, betrieblichen und prozessualen Infrastruktur, die von lokalen VNB nur teilweise mit eigenen Mitteln bereitgestellt werden kann. Vor diesem Hintergrund ist ein strukturiertes Beschaffungs- und Betriebsmodell zweckmässig. Gegenstand einer entsprechenden Ausschreibung ist nicht bloss die Lieferung einzelner Softwarekomponenten, sondern die Bereitstellung, Integration und der Betrieb eines Flexibilitätsmanagements, das den VNB in die Lage versetzt, dezentrale Flexibilitäten systematisch und netzorientiert zu nutzen. Dazu gehören insbesondere Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher, Ladeinfrastrukturen für Elektromobilität sowie flexible Gewerbelasten.

Funktional steht dabei ein Flexibilitätsmanagement-System als zentrale operative Plattform im Zentrum. Dieses System muss in der Lage sein, dezentrale Anlagen im typischen Leistungsbereich von rund 1 bis 100 kW zu aggregieren, Prognosen zu erstellen, Optimierungslogiken für Engpassmanagement, Lastspitzenkappung und Einspeisemanagement auszuführen sowie die operative Aktivierung über standardisierte Schnittstellen zu unterstützen. Die Ansteuerung der Anlagen erfolgt zweckmässigerweise über etablierte Protokolle wie EEBUS, OCPP oder Modbus sowie – soweit einschlägig – über Smart-Meter-Gateway-Schnittstellen. Ebenso zentral ist die tiefe Integration in die bestehende Systemlandschaft des VNB. Das Flexibilitätsmanagement muss an MDM, Meter-to-Cash, Netzleitsysteme, GIS und gegebenenfalls weitere betriebliche Anwendungen angebunden werden. Die Datenverarbeitung

sollte auf standardisierten Modellen und Normen beruhen, um Interoperabilität und spätere Skalierbarkeit sicherzustellen.

Da das Flexibilitätsmanagement zu einer betriebsrelevanten Komponente des Netzbetriebs wird, sind hohe Anforderungen an Verfügbarkeit, Stabilität, Sicherheit und Service Levels zu stellen. Erwartbar sind ein 24/7-Betrieb, definierte Reaktions- und Wiederherstellungszeiten sowie nachweisbare IT- und Datensicherheitsstandards, etwa orientiert an ISO 27001 oder gleichwertigen Normen. Für lokale VNB ist dabei entscheidend, dass nicht nur die technische Funktionalität, sondern ebenso die betriebliche Gesamtverantwortung, die regulatorische Rollentrennung und die langfristige Leistungserbringung vertraglich sauber geregelt werden. Entsprechend sollten Anbieter nur dann berücksichtigt werden, wenn sie nachweisbare Erfahrung im Umfeld von Verteilnetzbetreibern, Referenzen im Betrieb hochverfügbarer Energiesysteme sowie hinreichende wirtschaftliche Stabilität für einen mehrjährigen Betriebszeitraum vorweisen können. In der Sache ist diese Beschaffung daher nicht bloss ein IT-Projekt, sondern ein strategischer Schritt zur Positionierung des VNB im zukünftigen flexiblen Netz- und Marktbetrieb.

5.4 Rollout-Pfad für tarifbasiertes Flexibilitätsmanagement

Der Rollout des tarifbasierten Flexibilitätsmanagements ist nicht als einmalige Systemumstellung zu verstehen, sondern als mehrjähriges Transformationsprogramm (vgl. Abb. 24). Ziel ist es, die wachsenden Flexibilitätspotenziale aus Elektromobilität, Wärmepumpen, Speichern und dezentraler Erzeugung systematisch in den Netzbetrieb zu integrieren und damit Netzengpässe kostenwirksam zu bewirtschaften. Im Zielbild sollen dynamische Energie- und Netznutzungstarife als reguläre Option im Endkundengeschäft etabliert sein, während Flexibilitäten als anerkannte Netzersatzmassnahme in die operative Netzbewirtschaftung eingehen. Gleichzeitig ist eine klare funktionale und regulatorische Trennung zwischen Netzbetrieb, Vertrieb und allfälligen marktwirtschaftlichen Flexibilitätsleistungen sicherzustellen.

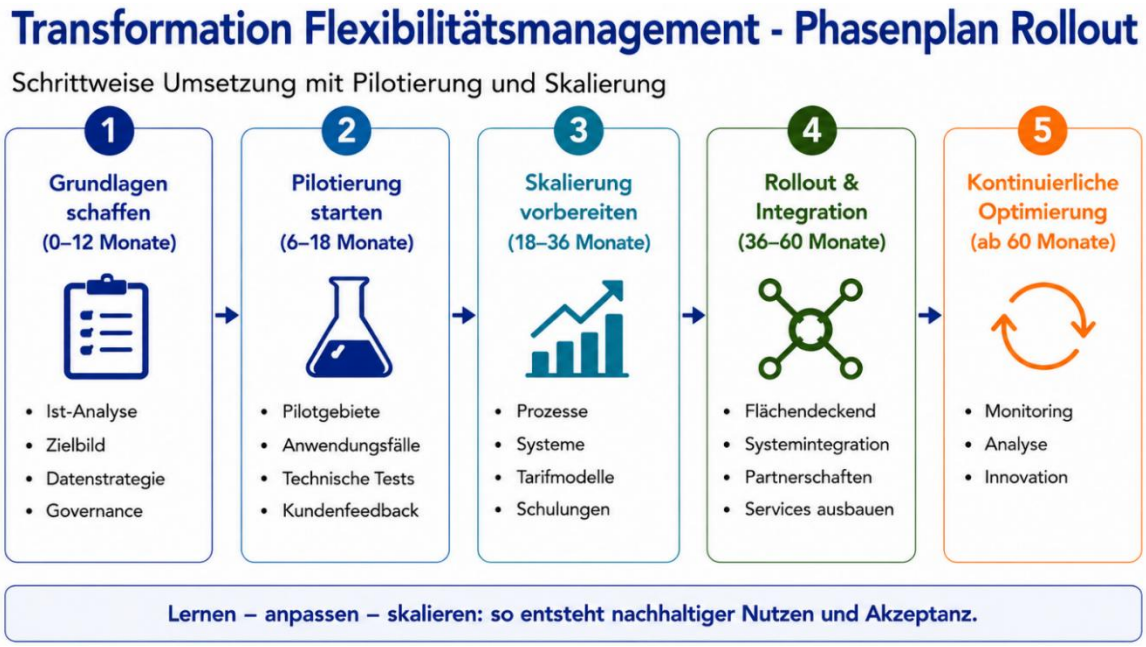


Abb. 24 Transformation Flexibilitätsmanagement – Phasenplan Rollout

Ein sachgerechter Rollout folgt stufenweise. Am Anfang steht der Abschluss der Pilotierung mit KPI-Auswertung, regulatorischer Prüfung und einem formellen Go-Entscheid für den Serienrollout. Daran schliesst sich eine Phase der frühen Skalierung an, in der das

Flexibilitätsmanagement auf besonders flexibilitätsrelevante Kundensegmente ausgedehnt, ein standardisiertes Tarif-Rulebook aufgebaut, die Preisbereitstellung automatisiert und der Kundenservice auf die neuen Modelle vorbereitet wird. In einer nächsten Phase erfolgt der Breitenrollout mit stärker digitalisierten Opt-in-Prozessen, einer Einbindung in das Kundenportal und einer Ausweitung auf weitere Kundengruppen und Netzgebiete. Erst in späteren Phasen sollte die weitergehende Systemintegration mit externen Flexibilitätsplattformen, Aggregatoren oder regionalen Märkten erfolgen.

Parallel zum Rollout dynamischer Tarife ist eine Migrationslogik für bestehende Rundsteuerkunden vorzusehen. Bestehende Rundsteuergruppen sollten zunächst inventarisiert, hinsichtlich Netznutzen, Kundengruppe, technischer Lebensdauer und regulatorischer Einbettung bewertet und anschliessend schrittweise in digitale Flexibilitätsprodukte überführt werden. Wo Rundsteuerung vorübergehend weiterbetrieben wird, ist sie als Legacy- und Fallback-Instrument zu dokumentieren; Neuinvestitionen in klassische Rundsteuertechnik sollten demgegenüber nur noch ausnahmsweise erfolgen und mit dem Zielbild einer Smart-Meter-basierten, tarifgesteuerten und interoperablen Flexibilitätsarchitektur vereinbar sein.

Für Geschäftsleitung und Verwaltungsrat sind dabei vier Leitprinzipien zentral: erstens eine schrittweise Skalierung anstelle einer Big-Bang-Einführung, zweitens regulatorische Absicherung vor Volumenaufbau, drittens Freiwilligkeit und Transparenz gegenüber den Endkunden und viertens der Vorrang von IT- und Prozessstabilität vor schnellem Wachstum. Diese Grundsätze stellen sicher, dass der Rollout technisch robust, regulatorisch belastbar und kundenfähig erfolgt. Typischerweise wächst damit auch die Rolle des VNB: vom punktuellen Beobachter lokaler Netzsituationen hin zu einem aktiveren, datengetriebenen Netzbewirtschafter, der Preis- und Netzsignale, digitale Prozesse und Flexibilitätsmechanismen zunehmend integriert steuert. Der Rollout ist damit nicht nur eine Betriebsfrage, sondern Teil der langfristigen strategischen Positionierung des Unternehmens im dezentralen Energiesystem.

5.5 Business Case für Pilotierung und Rollout

Aus Sicht von Geschäftsleitung und Verwaltungsrat ist zwischen dem Business Case der Pilotierung und jenem des Rollouts zu unterscheiden. Die Pilotierung ist in erster Linie ein technischer und regulatorischer Lern- und Validierungsschritt. Sie dient nicht primär der unmittelbaren Wirtschaftlichkeit, sondern der Validierung der Systemarchitektur, der Erprobung netzdienlicher Use Cases, der regulatorischen Absicherung und der Vorbereitung eines skalierbaren Regelbetriebs. Ihr Wert liegt in der Schaffung einer belastbaren Entscheidungsgrundlage: Sie zeigt, ob die angestrebte Wirkung im Netz tatsächlich eintritt, ob die Systemlandschaft funktioniert, wie hoch die operative Komplexität ausfällt und wie Endkunden auf dynamische Tarife und automatisierte Flexibilitätsnutzung reagieren.

Im Rollout verschiebt sich die Perspektive. Hier wird Flexibilitätsmanagement zu einem Wirtschaftlichkeits- und Transformationsprojekt. Der erwartete Nutzen besteht insbesondere in der Verzögerung oder teilweisen Vermeidung von Netzausbauinvestitionen, in einer besseren Bewirtschaftung lokaler Engpässe, in einer höheren Netzstabilität trotz wachsender Dezentralisierung sowie in der Vorbereitung neuer Tarif- und Geschäftsmodelle. Hinzu kommen strategische Optionen, etwa die spätere Anbindung an Flexibilitätsplattformen, die Zusammenarbeit mit Aggregatoren oder die Erschliessung zusätzlicher Erlöspotenziale aus netz- oder marktnaher Flexibilitätsnutzung. Wirtschaftlich relevant sind damit nicht nur direkte Erträge, sondern auch vermiedene Kosten, erhöhte Planungssicherheit und eine bessere Auslastung bestehender Netzinfrastruktur.

Dem Nutzen stehen erhebliche Investitions-, Integrations- und Betriebsaufwände gegenüber. Kostentreiber sind insbesondere der Aufbau oder die Erweiterung der

Flexibilitätsplattform, MDM- und Meter-to-Cash-Integration, Pricing-Logik, Schnittstellen zu Kundenportal und Energiemanagementsystemen, Projektleitung und Engineering sowie der spätere hochverfügbare Betrieb. Hinzu kommen Risiken, namentlich hinsichtlich Kundenakzeptanz, Geräteinteroperabilität, Datenqualität, IT-Komplexität, Cyber Security und möglicher regulatorischer Weiterentwicklungen. Für Verwaltungsrat und Geschäftsleitung ist deshalb wesentlich, den Business Case nicht zu eng auf kurzfristige Amortisationsrechnungen zu reduzieren. Tarifbasiertes Flexibilitätsmanagement ist für lokale VNB kein optionales Zusatzprojekt, sondern ein strategischer Pflichtpfad in Richtung eines datengetriebenen, flexibleren und regulatorisch belastbaren Netzbetriebs. Der Pilot schafft die erforderliche Sicherheit; der Rollout erschliesst den nachhaltigen Netznutzen und die langfristige Zukunftsfähigkeit des Unternehmens.

6 Schlussfolgerungen und Fazit aus der Umsetzung von Flexibilitätsmanagement und dynamischen Tarifen

6.1 Flexibilitätsmanagement als strategische Chance für lokale Energieversorgungsunternehmen

Der Mantelerlass ist der Startpunkt einer strategischen Transformation. Mit dem Mantelerlass beginnt für lokale Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger eine neue Entwicklungsphase. Während die Stromversorgung in der Vergangenheit primär durch den Ausbau der Netzinfrastruktur sichergestellt wurde, rückt künftig die intelligente Nutzung vorhandener Flexibilitäten in den Mittelpunkt (vgl. Abb. 25). Diese Entwicklung ist weit mehr als eine regulatorische Anpassung. Sie verändert das Selbstverständnis lokaler Energieversorgungsunternehmen grundlegend und verlangt eine strategische Neuausrichtung von Organisation, Prozessen und Digitalisierung.

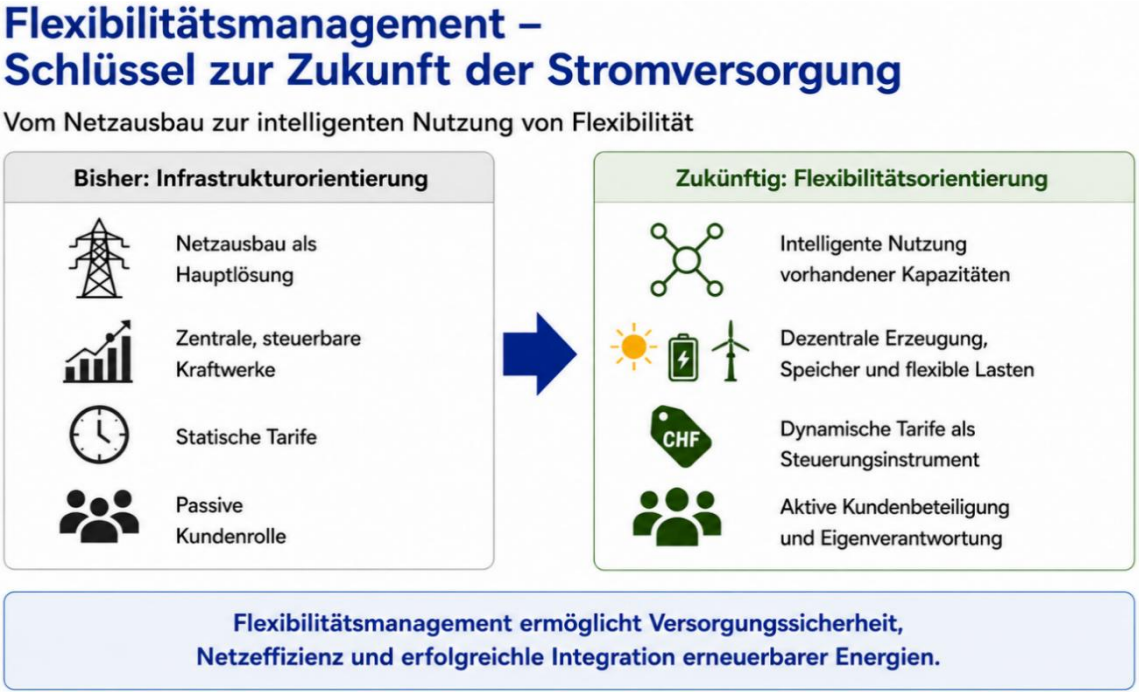


Abb. 25 Flexibilitätsmanagement – Schlüssel zur Zukunft der Stromversorgung

Die Umsetzung des Flexibilitätsmanagements darf deshalb nicht auf die Einführung einzelner Technologien oder neuer Tarifmodelle reduziert werden. Smart Meter, Head-End-Systeme, Messdatenmanagement, Pricing Engines oder Kundenportale sind notwendige Voraussetzungen, entfalten ihren Nutzen jedoch erst dann, wenn sie zu einer integrierten digitalen Gesamtarchitektur zusammengeführt werden. Ebenso wenig genügt es, dynamische Tarife isoliert einzuführen. Ihr Erfolg hängt entscheidend davon ab, ob sie auf einer transparenten Datenbasis beruhen, regulatorisch sauber ausgestaltet sind und von den Kundinnen und Kunden verstanden und akzeptiert werden.

Wer Flexibilitätsmanagement, dynamische Tarife und Digitalisierung integriert umsetzt, schafft die Basis für ein sicheres, effizientes und nachhaltiges Energiesystem. Gerade darin liegt die eigentliche strategische Herausforderung. Flexibilitätsmanagement verbindet bislang weitgehend getrennte Unternehmensbereiche miteinander. Netzplanung, Netzbetrieb, Energiebeschaffung, Tarifgestaltung, Digitalisierung, Datenmanagement und Kundenkommunikation wachsen zu einem integrierten Gesamtsystem zusammen. Entscheidungen in einem dieser Bereiche wirken sich unmittelbar auf die übrigen Bereiche aus. Damit steigt

der Bedarf an bereichsübergreifender Zusammenarbeit ebenso wie an einer konsistenten Unternehmensführung.

6.2 Von der Infrastrukturorientierung zur Systemsteuerung

Die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit lokaler Energieversorgungsunternehmen wird zunehmend davon abhängen, wie gut es gelingt, aus einer klassischen Infrastrukturorganisation ein intelligentes Systemmanagement zu entwickeln.

Während der Netzbetrieb bisher vor allem den physischen Transport elektrischer Energie sicherstellte, übernimmt er künftig zusätzlich die Aufgabe, dezentrale Flexibilitäten zu koordinieren und wirtschaftlich nutzbar zu machen. Diese neue Rolle verlangt andere Kompetenzen als bisher. Neben elektrotechnischem Know-how gewinnen Datenanalyse, digitale Prozessgestaltung, Cyber Security, Marktverständnis und Kundenorientierung erheblich an Bedeutung.

Der Verteilnetzbetreiber entwickelt sich damit vom Betreiber eines Stromnetzes zum Orchestrator eines komplexen Energieökosystems. Er verbindet Erzeuger, Speicher, Verbraucher, Elektromobilität, Energiemanagementsysteme und Aggregatoren zu einem koordinierten Gesamtsystem, das Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit gleichzeitig gewährleistet.

6.3 Digitalisierung wird zum Produktionsfaktor

Die Digitalisierung ist in diesem Zusammenhang kein unterstützendes Hilfsmittel mehr, sondern entwickelt sich zu einem eigentlichen Produktionsfaktor der zukünftigen Stromversorgung.

Messdaten werden zum Rohstoff des Flexibilitätsmanagements. Algorithmen unterstützen Netzplanung und Lastprognosen. Dynamische Tarife übersetzen technische Netzanforderungen in ökonomische Anreize. Kundenportale schaffen Transparenz und ermöglichen eine aktive Beteiligung der Endkundinnen und Endkunden am Energiesystem.

Damit verschiebt sich auch die Bewertung von Digitalisierungsinvestitionen. Ihr Nutzen liegt künftig weniger in der Automatisierung bestehender Prozesse als vielmehr in der Schaffung neuer Fähigkeiten, welche den wirtschaftlichen Betrieb eines dezentralen Energiesystems überhaupt erst ermöglichen.

Für Verwaltungsrat und Geschäftsleitung bedeutet dies, dass Digitalisierungsstrategien künftig integraler Bestandteil der Unternehmensstrategie sein müssen und nicht länger isoliert als IT-Projekte geführt werden können.

6.4 Kooperation wird zum Erfolgsfaktor

Nicht jedes lokale Energieversorgungsunternehmen wird sämtliche erforderlichen Kompetenzen und Systeme selbst aufbauen können oder wollen. Gleichzeitig wächst der Bedarf an standardisierten Plattformen, gemeinsamen Datenmodellen und interoperablen Systemen.

Kooperationen zwischen Energieversorgern, Technologiepartnern und spezialisierten Dienstleistern gewinnen deshalb erheblich an Bedeutung. Insbesondere kleinere und mittlere Unternehmen können durch gemeinsame Plattformen Skaleneffekte nutzen, Investitionsrisiken reduzieren und Innovationen schneller umsetzen.

Gleichzeitig bleibt es eine zentrale Führungsaufgabe, jene Kompetenzen im Unternehmen zu halten, welche für regulatorische Verantwortung, Kundenbeziehung und strategische Steuerung von entscheidender Bedeutung sind. Die Kunst wird künftig darin bestehen, Kooperation und Eigenständigkeit ausgewogen miteinander zu verbinden.

6.5 Der Verwaltungsrat gestaltet die neue Zielstruktur

Mit dem Mantelerlass verändern sich nicht nur operative Prozesse, sondern auch die Anforderungen an die strategische Führung.

Der Verwaltungsrat trägt künftig die Verantwortung dafür, dass das Unternehmen über ein langfristiges Zielbild verfügt, Investitionen konsequent an dieser Zielarchitektur ausrichtet und regulatorische Entwicklungen frühzeitig berücksichtigt. Er muss den Reifegrad der Organisation beurteilen, die Entwicklung digitaler Kompetenzen begleiten und sicherstellen, dass Chancen und Risiken der Transformation systematisch überwacht werden.

Die Geschäftsleitung wiederum übernimmt die Aufgabe, dieses Zielbild operativ umzusetzen. Sie entwickelt Prozesse weiter, baut digitale Kompetenzen auf, etabliert neue Formen der Zusammenarbeit und sorgt dafür, dass Technik, Organisation und Unternehmenskultur gemeinsam wachsen.

Gerade die Unternehmenskultur verdient besondere Aufmerksamkeit. Flexibilitätsmanagement verlangt interdisziplinäre Zusammenarbeit, schnelle Lernprozesse und eine hohe Bereitschaft, bestehende Arbeitsweisen zu hinterfragen. Der Wandel wird deshalb nicht allein durch neue Technologien entschieden, sondern ebenso durch die Fähigkeit der Organisation, Veränderungen aktiv anzunehmen.

6.6 Schrittweise Transformation statt radikaler Umbruch

Die Umsetzung des Mantelerlasses wird sich über mehrere Jahre erstrecken. Erfolgreich werden jene Unternehmen sein, welche die Transformation systematisch planen, Pilotprojekte gezielt nutzen und ihre Organisation kontinuierlich weiterentwickeln.

Ein schrittweiser Ausbau reduziert Risiken, ermöglicht praktische Erfahrungen und schafft Akzeptanz bei Mitarbeitenden ebenso wie bei Kundinnen und Kunden. Gleichzeitig entstehen Freiräume, um regulatorische Entwicklungen, technologische Innovationen und Marktveränderungen fortlaufend in die Unternehmensstrategie einzubeziehen.

Der Mantelerlass sollte deshalb nicht als einmaliges Umsetzungsprojekt verstanden werden, sondern als Beginn eines kontinuierlichen Transformationsprozesses.

6.7 Fazit

Flexibilitätsmanagement und dynamische Tarife gehören zu den zentralen Innovationen des Mantelerlasses. Sie schaffen die Voraussetzungen dafür, erneuerbare Energien effizient in das Stromversorgungssystem zu integrieren, Netzinvestitionen wirtschaftlicher zu gestalten und die Versorgungssicherheit langfristig zu stärken. Flexibilitätsmanagement, dynamische Tarife und Digitalisierung sind nur wirksam, wenn sie technisch, organisatorisch und regulatorisch als Gesamtsystem umgesetzt werden.

Der lokale VNB wird vom Netzbetreiber zum Systemintegrator für ein sicheres, effizientes und nachhaltiges Energiesystem. Die eigentliche Herausforderung liegt jedoch nicht in der Einführung einzelner Technologien oder neuer Tarifmodelle. Entscheidend ist die Fähigkeit, regulatorische Anforderungen, digitale Prozesse, organisatorische Weiterentwicklung und Kundenorientierung zu einem konsistenten Gesamtsystem zu verbinden.

Für Verwaltungsräte und Geschäftsleitungen lokaler Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger ergibt sich daraus eine klare Handlungsmaxime: Wer Flexibilitätsmanagement frühzeitig als strategisches Transformationsprogramm versteht und konsequent in Zielbild, Governance, Digitalisierung und Unternehmenskultur investiert, wird die Chancen des Mantelerlasses nicht nur regulatorisch erfüllen, sondern auch wirtschaftlich nutzen können (vgl. Abb. 26). Unternehmen hingegen, die die neuen Anforderungen vorwiegend als

technische Einzelprojekte behandeln, laufen Gefahr, die wachsende Komplexität des zukünftigen Energiesystems nur mit erheblichem Mehraufwand bewältigen zu können.

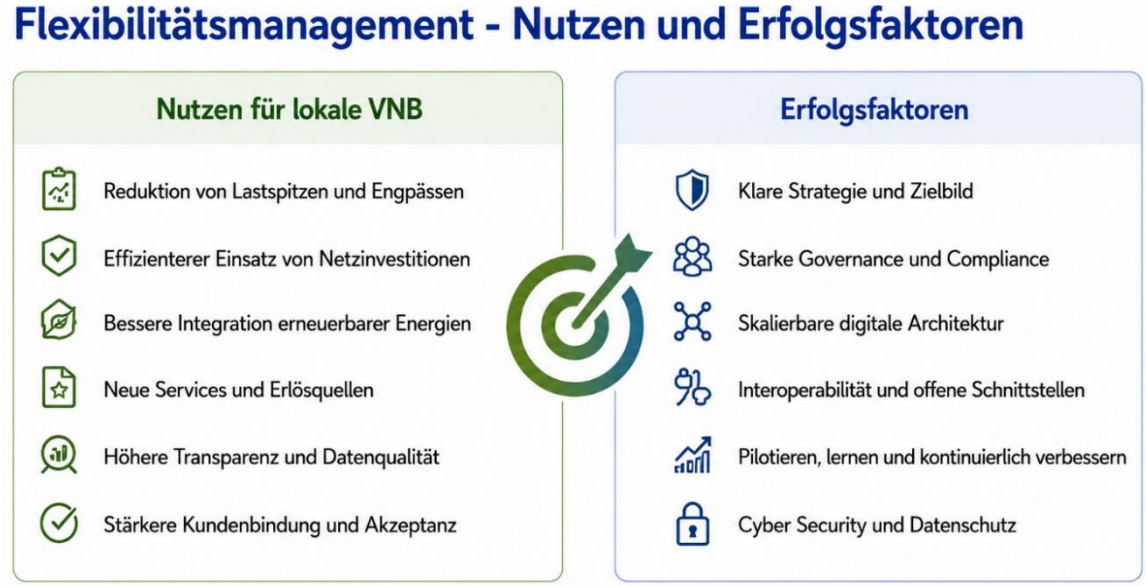


Abb. 26 Flexibilitätsmanagement – Nutzen und Erfolgsfaktoren

Der Mantelerlass markiert damit nicht das Ende einer regulatorischen Reform, sondern den Beginn einer neuen Generation lokaler Energieversorgungsunternehmen. In dieser neuen Realität entscheidet nicht mehr allein die Qualität der Netzinfrastruktur über den Unternehmenserfolg, sondern die Fähigkeit, Daten, Flexibilität, Digitalisierung und Kundeninteraktion intelligent miteinander zu verknüpfen. Genau darin liegt die strategische Chance für die Schweizer Verteilnetzbetreiber und Grundversorger sowie der Nutzen für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren.

7 Deklaration des Einsatzes generativer KI

Bei der Erstellung dieses Themenpapiers wurden Microsoft Copilot und OpenAI ChatGPT unterstützend eingesetzt.

Rechercheunterstützung: Copilot und ChatGPT wurden zur Entwicklung und Präzisierung von Suchbegriffen, zur thematischen Orientierung sowie zum Auffinden potenziell relevanter Quellen verwendet. Die in das Themenpapier aufgenommenen Quellen und inhaltlichen Aussagen wurden von den Autoren anhand der jeweiligen Originalquellen geprüft und ausgewählt; Ausgaben der KI-Systeme wurden nicht als eigenständige wissenschaftliche Belege verwendet.

Sprachliche und formulatorische Unterstützung: Copilot und ChatGPT wurden zur Strukturierung eigener Inhalte sowie zur Formulierung, Umformulierung und sprachlichen Überarbeitung von Textpassagen eingesetzt. Die fachliche Argumentation, die inhaltliche Bewertung und die Schlussfolgerungen wurden von den Autoren erarbeitet.

Bilderstellung: Zur Erstellung der im Themenpapier verwendeten Bilder bzw. Abbildungen wurde ChatGPT 5.6 mit GPT Image 2 eingesetzt.

Sämtliche KI-generierten oder KI-unterstützten Inhalte wurden von beiden Autoren kritisch geprüft, ausgewählt, bearbeitet und für die Endfassung freigegeben.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
AC-EV	Wechselstrom-Elektrofahrzeug
ADMS	Advanced Distribution Management System
API	Application Programming Interface
BFE	Bundesamt für Energie
CEER	Council of European Energy Regulators
CRM	Customer Relationship Management
CSV	Comma-Separated Values
DLMS/CO-SEM	Device Language Message Specification / Companion Specification for Energy Metering
DMS	Distribution Management System
DSG	Datenschutzgesetz
DSM	Demand-Side-Management
DSO	Distribution System Operator
EDM	Energy Data Management
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMS	Energy Management System
EnG	Energiegesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnV	Energieverordnung
ERP	Enterprise Resource Planning
EV	Elektrofahrzeug
EVG	Eigenverbrauchsgemeinschaften
GIS	Geoinformationssystem
HEMS	Home Energy Management System
HES	Head-End-System
IT	Informationstechnologie
JSON	JavaScript Object Notation
KPI	Key Performance Indicator
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaften
LTE	Long Term Evolution

MDM	Meter Data Management
MIT	Massachusetts Institute of Technology
OCPP	Open Charge Point Protocol
PLC	Power Line Communication
PV	Photovoltaik
REST	Representational State Transfer
ROI	Return on Investment
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDAT-CH	Standardisierter Datenaustausch im Strommarkt Schweiz
SDL	Systemdienstleistungen
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TSO	Transmission System Operator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
XML	Extensible Markup Language
ZEV	Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch

Literaturverzeichnis

[1] Schweizerische Eidgenossenschaft, Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007 (Stand am 1. Januar 2025 und Stand am 1. Januar 2026)

[2] Schweizerische Eidgenossenschaft, Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008, mit Änderungen vom 20. November 2024 (Stand am 1. Januar 2025) und mit Änderungen vom 19. Februar 2025 (Stand am 1. Januar 2026)

[3] Schweizerische Eidgenossenschaft, 730.0 Energiegesetz (EnG), vom 30. September 2016 (Stand am 1. Januar 2025 und Stand am 1. Januar 2026)

[4] Schweizerische Eidgenossenschaft, Energieverordnung (EnV), vom 1. November 2017, mit Änderungen vom 20. November 2024 (Stand am 1. Januar 2025 und Stand am 1. Januar 2026)

[5] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Fragen und Antworten zu neuartigen und dynamischen Netznutzungs- und Energieliefertarifen, Bern, 21. Februar 2019, Update September 2019.

[6] A. Rezaee Jordehi, Optimisation of demand response in electric power systems, a review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019

[7] Winzer, Christian / Ludwig, Patrick / Auer, Sabine / Hlawatsch, Anna: NETFLEX – Effiziente Netzentgelte für flexible Verbraucher. Schlussbericht des BFE-Forschungsprojekts SI/501899-01, Bundesamt für Energie BFE, 27. Januar 2023, abrufbar unter: https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=501899

[8] Chavanne, Gabriel / Winzer, Christian / Michel, Colin / Frey, Patrick / Rubin, Christian: Entlastung im Stromnetz durch innovative Netztarife (ESIT). Zwischenbericht des BFE-Pilot- und Demonstrationsprojekts SI/502691-01, Bundesamt für Energie BFE, 31. Juli 2025, abrufbar unter: https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=502691

[9] Bundesamt für Energie BFE: NeDeLa – Netztarife für dezentrale Laststeuerung. Forschungsprojekt SI/502613, ARAMIS-Projektdatenbank, abrufbar unter: https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=502613

[10] Schittekatte, Tim / Meeus, Leonardo: Least-cost distribution network tariff design in theory and practice. In: The Energy Journal, 41(5), 2020, S. 119–155, abrufbar unter: https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=3506

[11] Turk, Graham / Schittekatte, Tim / Dueñas Martínez, Pablo / Joskow, Paul L. / Schmalensee, Richard: Designing Distribution Network Tariffs Under Increased Residential End-user Electrification: Can the US Learn Something from Europe?. MIT CEEPR Working Paper 2024-02, Cambridge, MA, January 2024, abrufbar unter: https://ceepr.mit.edu/workingpaper/designing-distribution-network-tariffs-under-increased-residential-end-user-electrification-can-the-us-learn-something-from-europe/

[12] Council of European Energy Regulators (CEER): Electricity Distribution Network Tariffs: CEER Guidelines of Good Practice. Ref. C16-DS-27-03, Brüssel, 23. Januar 2017, abrufbar unter: https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6d2c7ff3-c6de-4c3f-8b21-0f929a13e2d5