

eraneos
strategy



Eraneos Strategy Energy & Utilities Report Deutschland 2030

eraneos
strategy

// Eraneos Strategy
// Josephinenstraße 17
// 40212 Düsseldorf
// Deutschland



INHALT >

// KAPITEL 1: ERZEUGUNG – VON MEGAWATT ZU FLEXIBILITÄT	2
// KAPITEL 2: HANDEL – VOM ARBITRAGEUR ZUM KI-GESTEUERTEN SYSTEM-ORCHESTRATOR	8
// KAPITEL 3: NETZ – VON DER INFRASTRUKTUR ZUR INTELLIGENTEN PLATTFORM	13
// KAPITEL 4: VERTRIEB – VOM COMMODITY-VERKAUF ZUM KI-GESTEUERTEN KUNDEN-ÖKOSYSTEM	19
// IHRE EXPERTEN	26
// QUELLEN	27



Kapitel 1: Erzeugung – Von Megawatt zu Flexibilität

// Executive Summary

Die deutsche Stromerzeugung durchläuft bis 2030 eine fundamentale Transformation, die sich von der reinen Maximierung erneuerbarer Kapazitäten hin zur Sicherung von Flexibilität und garantierter Leistung verschiebt. Der bisherige Fokus auf Volumenwachstum („Megawatt um jeden Preis“) weicht einer wertorientierten Logik, in der die Fähigkeit zur Netzstabilisierung und die Absicherung gegen volatile Marktpreise die zentralen Werttreiber werden. ¹ Diese Entwicklung wird durch die sogenannte „Zuverlässigkeitsprämie“ honoriert, die jenen Erzeugern zugutekommt, die gesicherte Leistung auch in Zeiten von „Dunkelflauten“ bereitstellen können. ^{1 2}

Die Transformation manifestiert sich in drei Kerndynamiken: Erstens werden erneuerbare Energien, insbesondere Solaranlagen, ohne die Integration von Batteriespeichern wirtschaftlich unrentabel, da Phasen negativer Strompreise die Erlöse erodieren. ³ Zweitens wird die Finanzierbarkeit neuer Erzeugungsprojekte vollständig von langfristigen Abnahmeverträgen (PPAs) oder staatlichen Absicherungsmechanismen wie Differenzverträgen (CfDs) abhängen, was den Spotmarkt als primäre Erlösquelle ablöst. ⁴ Drittens entsteht eine strategische Lücke bei der gesicherten Leistung: Während der Hochlauf von grünem Wasserstoff und H₂-fähigen Gaskraftwerken durch regulatorische und wirtschaftliche Hürden erheblich verzögert wird, avancieren Großbatteriespeicher zum technologischen Rückgrat für die kurzfristige Netzstabilität. ^{5 6} Erdgas bleibt als Brückentechnologie bis weit in die 2030er-Jahre unverzichtbar. ^{5 7}

Für CEOs der Energie- und Versorgungsbranche ergibt sich daraus eine klare strategische Agenda, um in diesem neuen Marktumfeld erfolgreich zu navigieren:

// CEO-Agenda 2030

- 1. Flexibilität als Kerngeschäft etablieren:**
Priorisieren Sie Investitionen in flexible Technologien, allen voran Großbatteriespeicher und schnell regelbare Gaskraftwerke. Bauen Sie Flexibilität von einer reinen Notwendigkeit zu einem profitablen, eigenständigen Geschäftsbereich mit dedizierten Vermarktungsstrategien aus.
- 2. Portfolio-Optimierung von „Build“ zu „Build-and-Trade“ verlagern:**
Etablieren Sie Asset-Rotation als strategisches Instrument zur Wertrealisierung und Refinanzierung. Behandeln Sie Erneuerbare-Assets als handelbare Produkte und trennen Sie sich von unrentablen „Plain-Vanilla“-Anlagen ohne Speicher.
- 3. Kommerzielle Exzellenz in der PPA-Strukturierung aufbauen:**
Investieren Sie in hochspezialisierte Teams für die Strukturierung, Verhandlung und das Management von Corporate PPAs. Die Fähigkeit, maßgeschneiderte, langfristige Lieferverträge anzubieten, wird zum entscheidenden Wettbewerbsvorteil und zur Voraussetzung für die Bankfähigkeit neuer Projekte.
- 4. Eine pragmatische Wasserstoff-Strategie verfolgen:**
Behandeln Sie „H₂-Readiness“ bei Gaskraftwerken als technische Zukunftsoption, nicht als kurzfristiges Geschäftsmodell. Fokussieren Sie H₂-Investitionen auf industrielle Cluster mit direkten Großabnehmern und passen Sie das Erwartungsmanagement gegenüber Politik und Investoren an die realistische, langsamere Entwicklung an.
- 5. Digitalisierung zur Margensicherung nutzen:**
Implementieren Sie KI-gestützte Prognose- und Handelssysteme, um die Vermarktung von fluktuierender Erzeugung und Speicherkapazitäten zu optimieren. Nutzen Sie digitale Zwillinge und vorausschauende Wartung, um die Verfügbarkeit und Effizienz des gesamten Kraftwerksparks zu maximieren und operative Kosten zu senken.

// Status quo der Wertschöpfungsstufe Erzeugung

Die Stromerzeugung in Deutschland befindet sich in einem strukturellen Umbruch, der durch den politisch forcierten Ausbau erneuerbarer Energien und den gleichzeitigen Ausstieg aus Kernenergie und Kohle geprägt ist. Der aktuelle Erzeugungsmix ist zunehmend von der Volatilität der Wind- und Solareinspeisung dominiert, was zu erheblichen Herausforderungen für die Netzstabilität und die Wirtschaftlichkeit konventioneller sowie ungesicherter erneuerbarer Anlagen führt.

Der Markt für erneuerbare Energien ist durch einen massiven Zubau gekennzeichnet, insbesondere bei der Photovoltaik. Dieser Zubau führt jedoch immer häufiger zu Phasen mit extrem niedrigen oder negativen Strompreisen, insbesondere in den Mittagsstunden. Dies untergräbt die Rentabilität von Solarparks, die ohne angeschlossene Speicher betrieben werden.³ Bei Investoren sinkt daher die Bereitschaft, in solche „Plain-Vanilla“-Projekte zu investieren.⁸

Gleichzeitig wächst der Markt für Batteriespeicher, um diese Volatilität auszugleichen. Mit einer installierten Kapazität von rund 3,3 GW an Großbatteriespeichern (Stand: Mai 2026) steht Deutschland am Anfang einer Entwicklung, diese Technologie als systemkritisches Element zu etablieren.⁹⁴ Bestehende Standorte konventioneller Kraftwerke, wie das ehemalige Kernkraftwerk Gundremmingen, werden zunehmend für den Bau großer Batteriespeicher umgewidmet, um die vorhandene Netzinfrastruktur zu nutzen.⁹

Die konventionelle Erzeugung steht vor einer doppelten Herausforderung. Der beschlossene Kohleausstieg schafft eine Lücke in der gesicherten Grundlastversorgung. Diese Lücke soll durch neue, wasserstofffähige Gaskraftwerke geschlossen werden. Allerdings verzögern sich die Investitionsentscheidungen, da ein finaler, robuster Regulierungsrahmen, insbesondere ein Kapazitätsmarkt, noch aussteht.^{5 10} Energieversorger fordern Planungssicherheit, um die hohen Investitionen in Anlagen abzusichern, die voraussichtlich nur für wenige Betriebsstunden pro Jahr benötigt werden.^{5 7}

Die Wasserstoffwirtschaft befindet sich trotz ambitionierter politischer Ziele noch in einem sehr frühen Stadium. Die Diskrepanz zwischen dem Ziel von 10 GW Elektrolyseur-Kapazität bis 2030 und den Anfang 2026 tatsächlich installierten 181 MW ist

signifikant.¹¹ Eine kritische Bewertung durch den Bundesrechnungshof hat die Zweifel an der kurzfristigen Realisierbarkeit und Wirtschaftlichkeit der nationalen Wasserstoffstrategie verstärkt.¹¹ Infolgedessen betrachten führende Energieunternehmen Erdgas als unverzichtbare Brückentechnologie, die die Versorgungssicherheit bis weit in die 2030er-Jahre gewährleisten muss.^{5 7}

// These 1: Das Repowering bestehender Windparks ist der größte Wachstumstreiber für Windkraft an Land.

Bis 2030 wird das Repowering, also der Ersatz alter Windkraftanlagen durch moderne, leistungsstärkere Turbinen an bestehenden Standorten, zum zentralen Hebel für den Ausbau der Windenergie in Deutschland. Während die Ausweisung neuer Flächen durch langwierige Genehmigungsverfahren und lokale Widerstände gehemmt bleibt, ermöglicht Repowering eine signifikante Steigerung der installierten Leistung auf bereits erschlossenen und akzeptierten Arealen. Die strategische Logik verschiebt sich von der reinen Flächenexpansion hin zur maximalen Effizienzsteigerung pro Quadratmeter. Dieser Ansatz umgeht nicht nur die Hürden der Neugenehmigung, sondern nutzt auch die vorhandene Netzinfrastruktur weitaus effektiver.

Die Transformation geht über den reinen Austausch von Turbinen hinaus. Bis 2030 werden diese modernisierten Windparks systematisch zu hybriden Energiezentren ausgebaut. Durch die Integration von Großbatteriespeichern direkt am Standort werden sie von passiven Stromlieferanten zu aktiven Netzstabilisatoren. Sie können dann nicht nur bei Windflauten Energie bereitstellen, sondern auch aktiv



an der Frequenzhaltung teilnehmen und negative Strompreise vermeiden, indem sie überschüssige Energie speichern statt sie zu reduzierten Preisen ins Netz einzuspeisen. Diese Entwicklung folgt dem übergeordneten Trend, den Wert von Erzeugungsanlagen nicht mehr nur am produzierten Volumen, sondern an ihrer Fähigkeit zur Bereitstellung von Flexibilität und gesicherter Leistung zu messen. ¹

/ Strategische Implikationen

- Fokus der Projektentwicklung auf Repowering ausrichten: Energieversorger müssen ihre Projektentwicklungs-Pipeline strategisch neu justieren und den Schwerpunkt von der Akquise neuer Flächen auf die Identifizierung und Sicherung von Repowering-Potenzialen in ihrem Bestandsportfolio und dem Markt legen. Dies erfordert eine proaktive Analyse von Altanlagen, deren Genehmigungen auslaufen, und die Entwicklung standardisierter, beschleunigter Prozesse für die Modernisierung.
- Frühzeitige Investition in Hybrid-Anschlusskonzepte: Um das volle Wertpotenzial zu heben, müssen Investitionsentscheidungen für Repowering-Projekte von Beginn an die Integration von Batteriespeichern beinhalten. Unternehmen sollten in flexible Hybrid-Anschlusskonzepte investieren, um Windparks als wertvolle Stabilitätsanker im Netz zu positionieren und zusätzliche Erlösströme aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu erschließen.

// These 2: Der Ausbau von Freiflächen-Solarparks ist ohne Speicher aufgrund der hohen Anzahl negativer Preisstunden unrentabel.

Bis 2030 wird der Bau von Freiflächen-Solarparks ohne integrierte Batteriespeicher wirtschaftlich nicht mehr tragfähig sein. Der massive Zubau von Photovoltaik-Kapazitäten in Deutschland und Europa führt bereits heute zu einer Kannibalisierung der Erlöse, insbesondere während der Mittagsspitzen mit hoher Sonneneinstrahlung. Dieser Trend wird sich bis 2030 dramatisch verschärfen, sodass Phasen mit negativen Strompreisen zur Regel werden. Für Solarparks ohne Speicher bedeutet dies, dass sie in ihren produktivsten Stunden entweder draufzahlen oder vom Netz genommen werden, was ihr

Geschäftsmodell fundamental untergräbt. Finanzierungspartner und Banken werden Projekte ohne eine Lösung zur Abfederung dieser Preisrisiken als nicht mehr bankfähig einstufen. ³

Die Marktlogik für Solarenergie verschiebt sich daher vollständig von der reinen Energieerzeugung hin zur intelligenten Lastverschiebung. Die Standardkonfiguration für neue Solarparks wird die Kombination aus PV-Anlage und Großbatteriespeicher sein. Diese Hybridprojekte sind in der Lage, die während der Mittagsspitze erzeugte Energie zu speichern und sie in den Abendstunden oder zu anderen Hochpreiszeiten ins Netz einzuspeisen. Diese Fähigkeit zur Arbitrage wird zur primären Erlösquelle. Zudem werden PV-Anlagen zunehmend für die direkte Belieferung von Industrieabnehmern über On-site-PPAs optimiert, um Netzentgelte zu umgehen und eine stabile, kalkulierbare Einnahmequelle zu sichern. Die Rentabilität eines Solarparks wird sich 2030 nicht mehr an der installierten Nennleistung in Gigawatt messen lassen, sondern an seiner Fähigkeit, Energie intelligent zu steuern und in wertvolle Zeitfenster zu verschieben. ³

/ Strategische Implikationen

- Keine neuen PV-Projekte ohne Batteriespeicher entwickeln: Die strategische Maxime für die Projektentwicklung muss lauten: Jedes neue Solarprojekt wird als Hybridprojekt mit Batteriespeicher geplant. Die ungesicherte Rendite von reinen PV-Anlagen wird durch negative Preise vernichtet, weshalb solche Investitionen zu unterlassen sind. Die Integration von Speichern verbessert die Projektrentabilität um bis zu 30 % und senkt die relativen Investitionskosten. ³
- Steuerungsmetriken von „installierten Gigawatt“ auf „Flexibilitätpotenzial“ umstellen: Intern müssen die Steuerungs- und Erfolgsmetriken angepasst werden. Statt auf die Maximierung der installierten Leistung zu zielen, muss der Fokus auf die Fähigkeit zur Lastverschiebung (in MWh) und die Optimierung der Erlöse durch intelligente Vermarktung gelegt werden. Dies erfordert Investitionen in KI-gestützte Handels- und Steuerungsplattformen. ¹²
- PPA-Modelle als primären Vertriebskanal forcieren: Der Direktvertrieb an Industrie- und Gewerbekunden über langfristige Power Purchase Agreements (PPAs) muss zum Standard werden.

Diese Modelle sichern nicht nur die Margen direkt an der Kundenschnittstelle, sondern umgehen auch volatile Spotmärkte und steigende Netzentgelte, was sie für beide Seiten attraktiv macht.

// These 3: Neue erneuerbare Erzeugungsprojekte sind ohne PPAs oder staatliche CfD-Mechanismen nicht finanzierbar.

Bis 2030 wird die Finanzierung neuer Erzeugungsprojekte im Bereich der erneuerbaren Energien vollständig von langfristigen Absicherungsmechanismen abhängen. Die zunehmende Volatilität an den Spotmärkten und die Erosion der Erlöse durch den Kannibalisierungseffekt machen rein marktpreisbasierte Geschäftsmodelle für Banken und Investoren untragbar. Projekte ohne langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) mit Unternehmenskunden oder staatlich garantierte Differenzverträge (Contracts for Difference, CfDs) werden als nicht bankfähig gelten. ⁴ Die ökonomische Logik der Erzeugung verschiebt sich endgültig weg von der Spekulation auf hohe Spotmarktpreise hin zu einer auf risikoadjustierten, garantierten Renditen basierenden Investitionsstrategie.

Diese Entwicklung macht die Fähigkeit zur Strukturierung und zum Abschluss von PPAs zu einer Kernkompetenz für Energieerzeuger. Insbesondere 24/7-PPAs, die eine konstante Belieferung mit Grünstrom gewährleisten, gewinnen an Attraktivität. Solche Verträge erfordern ein diversifiziertes Portfolio aus verschiedenen Erzeugungsanlagen (z. B. Wind, Solar, Speicher), um die Lieferverpflichtungen rund um die Uhr erfüllen zu können. Der PPA-Markt wird dabei stark von der Nachfrage aus dem Technologiesektor getrieben, dessen Rechenzentren einen enormen und konstanten Energiebedarf haben. ¹³ Für Erzeuger bedeutet dies, dass der Erfolg eines Projekts nicht mehr allein von der technischen Realisierung abhängt, sondern maßgeblich von der kommerziellen Absicherung im Vorfeld.

/ Strategische Implikationen

→ Jedes neue Asset über ein Portfolio aus PPAs absichern: Die Finanzierungsstrategie muss vorsehen, dass jedes neue Erzeugungsprojekt bereits in der Planungsphase durch ein Portfolio aus langfristigen PPAs abgesichert wird. Dies

garantiert die Finanzierbarkeit unabhängig von der Entwicklung der Börsenstrompreise und schafft eine stabile Einnahmebasis für die gesamte Laufzeit des Projekts.

→ Aufbau hochspezialisierter Teams für PPA-Strukturierung: Unternehmen müssen dringend Kompetenzen in der PPA-Strukturierung, im Risikomanagement und in der Verhandlungsführung aufbauen. Dies umfasst juristisches, finanzielles und vertriebliches Know-how, um komplexe, maßgeschneiderte Verträge für Großkunden wie Technologieunternehmen und Industriekonzerne entwickeln und abschließen zu können. ¹³

// These 4: Der „Speichertsunami“ bleibt aus, aber Großbatteriespeicher sind das Rückgrat des Stromsystems.

Entgegen mancher Prognosen eines unkontrollierten „Speichertsunamis“ wird sich der Ausbau von Großbatteriespeichern bis 2030 als strategisch gezielter und ökonomisch getriebener Prozess erweisen. Mit einer prognostizierten installierten Kapazität von rund 10 GW werden Großbatterien die dominierende Technologie zur kurzfristigen Lastverschiebung und Stabilisierung im deutschen Stromnetz sein. ⁶ Sie entwickeln sich von einer Nischenanwendung zur Absicherung von Systemdienstleistungen zu einer essenziellen Infrastruktur, die das Fundament für ein auf erneuerbaren Energien basierendes System bildet. ^{5 6}

Ihre zentrale Rolle besteht darin, die systemimmanente Volatilität von Wind und Sonne auszugleichen. Sie übernehmen einen Großteil der Frequenzstabilisierung, die früher durch die rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke geleistet wurde. Darüber hinaus werden sie zum entscheidenden Werkzeug, um die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu sichern, indem sie Strom zu Null- oder Negativpreisen aufnehmen und zu Hochpreiszeiten wieder abgeben. Die Kombination von Solar- und Windparks mit Speichern wird zum Standard, da sie die Projektrentabilität signifikant verbessert und die Investitionskosten durch geteilte Infrastruktur senkt. ³ Projekte wie der 400-MW-Speicher von RWE am ehemaligen Kernkraftwerksstandort Gundremmingen zeigen, dass diese Technologie im industriellen Maßstab ausgerollt wird. ⁹

/ Strategische Implikationen

- Ausbau von Batteriespeichern auf GW-Niveau beschleunigen: Energieversorger müssen den Aufbau von Batteriespeicherkapazitäten im Gigawatt-Maßstab als strategische Priorität behandeln. Die Fähigkeit, Flexibilität zu speichern und zu vermarkten, wird zu einem zentralen und stabilen Ertragspfeiler, der die Abhängigkeit von volatilen Energiepreisen reduziert.
- Partner für die Vermarktung sorgfältig auswählen und Kompetenzen aufbauen: Der Wert eines Batteriespeichers wird nicht durch seine Existenz, sondern durch seine intelligente Vermarktung an verschiedenen Märkten (Regelenergie, Intraday-Handel, Arbitrage) realisiert. Unternehmen müssen entweder eigene, KI-gestützte Handelskompetenzen aufbauen oder strategische Partnerschaften mit spezialisierten Vermarktern eingehen, um die Erlöse zu maximieren und das volle Potenzial der Assets zu heben.

// These 5: Trotz Verabschiedung der Kraftwerksstrategie ist bis 2030 kein neues wasserstofffähiges Gaskraftwerk am Netz.

Obwohl die Bundesregierung eine Kraftwerksstrategie zur Sicherung der Stromversorgung verabschiedet hat, wird bis 2030 voraussichtlich keines der geplanten neuen, wasserstofffähigen Großgaskraftwerke vollständig in Betrieb sein. Die Gründe hierfür sind vielfältig: langwierige Genehmigungsprozesse, Unsicherheiten bezüglich des finalen Designs des Kapazitätsmarktes und die zögerliche Haltung von Investoren angesichts hoher Baukosten und unklarer

zukünftiger Erlösmodelle für den Wasserstoffbetrieb.
^{5 10} Zahlreiche Projekte werden sich zwar in der Planungs- oder frühen Bauphase befinden, aber die Lücke, die durch den Kohleausstieg entsteht, wird kurzfristig nicht durch diese neue Flotte geschlossen werden können.⁵

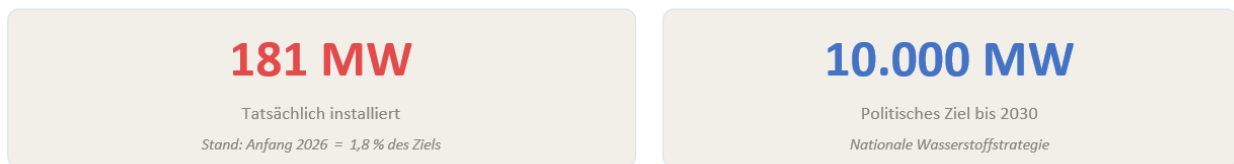
Diese Verzögerung schafft eine kritische Phase für die deutsche Versorgungssicherheit. Die Diskrepanz zwischen dem politisch gewollten Ausstieg aus der Kohle und dem verzögerten Zubau flexibler Gaskraftwerke muss durch andere Maßnahmen überbrückt werden. Dazu könnten Laufzeitverlängerungen bestehender Anlagen, eine verstärkte Nutzung des europäischen Stromverbunds oder der Rückgriff auf bestehende, weniger effiziente Gaskraftwerke gehören. Für die Betreiber von Erzeugungsanlagen bedeutet diese Lücke, dass Phasen mit extremer Preiselastizität und hohen Preisspitzen wahrscheinlicher werden, insbesondere während „Dunkelflauten“. Die wenigen verfügbaren, flexiblen Kraftwerke werden in diesen Perioden eine enorme strategische Bedeutung und ein hohes Monetarisierungspotenzial haben.^{5 14}

/ Strategische Implikationen

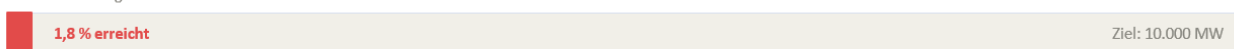
- Erzeugungsanlagen auf maximale Verfügbarkeit in Hochpreisphasen flexibilisieren: Betreiber müssen ihre bestehenden, flexiblen Erzeugungsanlagen (insbesondere Gas- und Pumpspeicherkraftwerke) technisch und operativ darauf vorbereiten, in den erwarteten Hochpreisphasen maximale Verfügbarkeit zu gewährleisten. Investitionen in die Modernisierung und Flexibilisierung des Bestandsportfolios können kurzfristig höhere Renditen erzielen als der Neubau unter unsicheren Rahmenbedingungen.

Wasserstoff: Ziel vs. Realität 2030

Elektrolyseur-Kapazität in Deutschland — Anfang 2026



Zielerreichung



Die nationale Wasserstoffstrategie strebt 10 GW bis 2030 an — installiert sind 181 MW. Die Lücke beträgt 98,2 %.

- Aktive Teilnahme am Design des Kapazitätsmarktes: Energieversorger müssen sich weiterhin aktiv in den politischen Prozess zur Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes einbringen. Das Ziel muss sein, einen Mechanismus zu schaffen, der Investitionen in neue Gaskraftwerke de-riskiert und langfristig planbare Einnahmen für die reine Bereitstellung von gesicherter Leistung garantiert, um die Investitionsblockade zu lösen. ^{10 7}

// These 6: Wasserstoff bleibt eine Nische, und es werden kaum Großprojekte in Deutschland fertiggestellt.

Bis 2030 wird grüner Wasserstoff in der deutschen Energiewirtschaft eine Nischenrolle einnehmen und nicht, wie oft prognostiziert, zu einem breit verfügbaren Energieträger werden. Trotz erheblicher politischer Ambitionen und Förderprogramme wird die Realität von einer signifikanten Lücke zwischen Zielen und Umsetzung geprägt sein. Die nationale Wasserstoffstrategie, die 10 GW Elektrolyseur-Kapazität bis 2030 anstrebt, steht im starken Gegensatz zu den lediglich 181 MW, die Anfang 2026 in Betrieb waren. ¹¹ Hohe Produktionskosten, eine langsam anlaufende industrielle Nachfrage und der schleppende Aufbau der notwendigen Transportinfrastruktur (Kernnetz) führen dazu, dass kaum Großprojekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland fertiggestellt werden. ^{5 6}

Die wenigen realisierten Projekte werden eher den Charakter von Pilot- und Referenzobjekten haben, die sich auf spezifische industrielle Cluster konzentrieren, in denen Produktion und Verbrauch räumlich eng beieinander liegen. Die breite Anwendung von Wasserstoff in der Stromerzeugung, etwa zum Betrieb von Gaskraftwerken, wird nicht vor den 2030er-Jahren im großen Stil stattfinden. ¹⁵ Führende Energieversorger haben ihre Strategien bereits angepasst und betonen die Notwendigkeit einer langfristigen „Gas-Brücke“. ^{5 7} Die Bezeichnung „H2-ready“ für neue Gaskraftwerke ist daher bis 2030 primär ein Versprechen für die Zukunft und keine kurzfristig operativ relevante Eigenschaft. ¹⁵

/ Strategische Implikationen

- H2-Investitionen strikt auf Standorte mit unmittelbaren Industrie-Großabnehmern

begrenzen: Investitionen in die Wasserstoffherzeugung sollten ausschließlich dort getätigt werden, wo eine direkte, vertraglich gesicherte Abnahme durch nahegelegene Industrieunternehmen (z. B. Chemie, Stahl) gewährleistet ist. Spekulative Investitionen in eine breite H2-Versorgung sind mit zu hohen Risiken behaftet.

- „H2-Readiness“ als technische Option zur Zukunftssicherung behandeln: Bei Investitionen in neue Gaskraftwerke sollte die Wasserstofffähigkeit als eine technische Option zur Absicherung gegen zukünftige regulatorische Anforderungen behandelt werden, deren Mehrkosten sich rechtfertigen lassen müssen. Die primäre Geschäftslogik dieser Kraftwerke muss jedoch auf dem Betrieb mit Erdgas basieren.
- Erwartungsmanagement gegenüber Politik und Stakeholdern anpassen: CEOs müssen eine realistische Kommunikation pflegen und Wasserstoff als wichtige, aber langfristige Ergänzung im Energiemix positionieren, nicht als schnellen Problemlöser für die Energiewende. Dies ist entscheidend, um Fehlallokationen von Kapital zu vermeiden und den Fokus auf die drängenderen kurzfristigen Herausforderungen wie den Ausbau von Speichern und Netzen zu lenken.

Kapitel 2: Handel – Vom Arbitrageur zum KI-gesteuerten Systemorchestrator

// Executive Summary

Getrieben durch die unumkehrbaren Kräfte der Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung wandelt sich die Rolle des Energiehandels vom reinen Arbitrage- und Beschaffungsgeschäft zum strategischen „zentralen Nervensystem“ der integrierten Energieversorger.^{16 17} Die Fähigkeit, physische Anlagen, volatile Märkte und Kundenbedürfnisse in Echtzeit zu synchronisieren, wird zum entscheidenden Wettbewerbsfaktor.

Die Wertschöpfung verlagert sich dabei radikal: weg vom physischen Besitz großer Kraftwerke hin zur digitalen Orchestrierung von Millionen dezentraler Energie-Ressourcen (DERs) in virtuellen Kraftwerken (VPPs).²⁶ Gleichzeitig entwickelt sich das B2B-Geschäft von der reinen Kilowattstunden-Lieferung zu hochkomplexen, strukturierten Grünstromprodukten wie 24/7-PPAs, die die industrielle Dekarbonisierung erst ermöglichen.^{23 24}

Technologisch wird dieser Wandel durch den unaufhaltsamen Vormarsch von Künstlicher Intelligenz (KI) getragen. Autonome KI-Agenten übernehmen die Steuerung des Handels auf cloud-nativen Plattformen, optimieren die Beschaffung in Echtzeit und ermöglichen es Industriekunden sogar, traditionelle Versorger zu umgehen.^{18 27} Für Energieversorger bedeutet dies eine existenzielle Weichenstellung: Wer jetzt nicht in algorithmische Fähigkeiten, digitale Plattformen und neue Geschäftsmodelle investiert, verliert die Kontrolle über die Kundenschnittstelle und die zentralen Werttreiber des zukünftigen Energiesystems.

// CEO-Agenda 2030

1. Algorithmische Souveränität im Handel sicherstellen

Im Handel konkretisiert sich die KI-Transformation in einer einzigen strategischen Frage: Wer steuert das Portfolio – Mensch oder Algorithmus? Bis 2030 lautet die Antwort: der Algorithmus, überwacht vom Menschen. Das erfordert den Aufbau von „Fusion Talents“, die Energiemarktwissen und Data Science verbinden,

sowie klare interne Governance für autonom handelnde Systeme.

2. Digitale Ökosysteme skalieren

Treffen Sie eine strategische Entscheidung zwischen dem Aufbau einer eigenen Aggregations-Plattform oder der Integration in führende Ökosysteme. Der Fokus muss sich von Investitionen in physische Anlagen auf den Erwerb von Partnern und die Entwicklung digitaler Schnittstellen verlagern, um eine kritische Masse an steuerbarer Flexibilität zu erreichen.

3. Führungsrolle bei grünen Direktverträgen übernehmen

Bauen Sie hochspezialisierte Teams auf, die komplexe Grünstrom-Direktlieferungen in standardisierte, handelbare PPA-Produkte für Industriekunden und den Mittelstand übersetzen können. Positionieren Sie das Unternehmen als unverzichtbaren Risikomanager zwischen Erzeugern und Industrie, um die explodierende Nachfrage nach Dekarbonisierungslösungen zu monetarisieren.

4. B2B-Geschäftsmodell radikal transformieren

Entwickeln Sie das B2B-Angebot vom reinen Energieverkauf hin zu gebührenbasierten Modellen für KI-gestützten Marktzugang und Optimierungsdienstleistungen. Verteidigen Sie die Kundenschnittstelle gegen spezialisierte KI-Angreifer und Tech-Start-ups durch eine überlegene Datenarchitektur und strategische Technologiepartnerschaften.

5. Operative Exzellenz durch Datenzentrierung erzwingen

Priorisieren Sie die Investition in eine „Single Source of Truth“ als unternehmensweite Datenbasis. Nur so können massenhafte Datenströme aus dezentralen Anlagen verzögerungsfrei für Handelsentscheidungen genutzt, Hyperpersonalisierung im Vertrieb ermöglicht und die Cost-to-Serve durch KI-gesteuerte Automatisierung drastisch gesenkt werden.

// Status quo: Der Energiehandel an der Schwelle zur algorithmischen Ära

Der Energiehandel in Deutschland befindet sich heute in einer Phase tiefgreifender Umbrüche, die seine traditionelle Rolle als reiner Intermediär und Risikomanager fundamental infrage stellen. Seine Hauptaufgaben umfassen klassischerweise die Beschaffung von Energiemengen für den Vertrieb, die Vermarktung der eigenen Erzeugungskapazitäten sowie die Absicherung von Preis- und Volumenrisiken über Terminmärkte.^{40 41}

Marktstruktur und zentrale Akteure: Der Markt wird von den Handelsabteilungen der großen integrierten Versorger wie RWE, Uniper und EnBW dominiert, die ihre physischen Anlagenportfolios als Basis für ihre Handelsaktivitäten nutzen.²⁸ RWE bündelt diese Aktivitäten beispielsweise in seiner Funktion „Commercial Asset Optimisation“ (CAO), die als Schnittstelle zwischen Erzeugung und Märkten agiert.²⁸ Daneben existieren unabhängige Handelshäuser und eine wachsende Zahl von Direktvermarktern, die Erneuerbare-Energien-Anlagen in den Markt integrieren.

Aktuelle Dynamiken und Herausforderungen: Die zunehmende Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien führt zu extremen Preisschwankungen an den Spotmärkten, insbesondere am Intraday-Markt. Dies erhöht den Druck auf die Handelsabteilungen, ihre Strategien von langfristigen Prognosen auf kurzfristige Optimierung umzustellen.⁵³ Gleichzeitig zwingt der politische und gesellschaftliche Druck zur Dekarbonisierung die Industrie, ihre Energiebeschaffung neu auszurichten und aktiv nach grünen Lieferkonzepten zu suchen, was neue Anforderungen an die Produktentwicklung im Handel stellt.⁴⁸

Technologischer und regulatorischer Rahmen: Die technologische Landschaft ist noch immer von monolithischen, oft veralteten Energy Trading and Risk Management (ETRM)-Systemen geprägt, die für die Anforderungen des hochfrequenten, datengetriebenen Handels nur bedingt geeignet sind.⁵¹ Erste Schritte in Richtung Automatisierung und algorithmischer Unterstützung sind zwar erfolgt, doch eine flächendeckende autonome Steuerung ist noch nicht der Standard.⁵⁴ Regulatorisch operiert der Markt weiterhin primär in einem „Energy-Only“-Design, auch wenn die Debatte um einen Kapazitätsmarkt zur Absicherung der Versorgungssicherheit an Fahrt gewinnt und die Monetarisierung von „Verfügbarkeit“ als neue Erlösquelle in Aussicht stellt.^{52 50} Eine

mögliche Aufteilung der einheitlichen deutschen Preiszone wird kontrovers diskutiert und stellt ein erhebliches Risiko für die Marktliquidität dar.^{31 32}

Zusammenfassend steht der deutsche Energiehandel an der Schwelle von einer von Menschen dominierten, erfahrungsbasierten Disziplin zu einer hochgradig automatisierten, KI-gesteuerten Funktion, die in Echtzeit auf die Signale eines dezentralen und dekarbonisierten Energiesystems reagieren muss.

// These 1: Die Skalierung handelbarer Energie erfolgt über digitale Ökosysteme statt über physisches Eigentum.

Wie in Kapitel 1 (These 4) dargelegt, entwickeln sich Großbatteriespeicher zum technologischen Rückgrat des deutschen Stromsystems. Für den Handel folgt daraus eine strategische Konsequenz, die über die reine Infrastrukturperspektive hinausgeht: Batteriespeicher sind keine passiven Assets – sie sind handelbare Flexibilitätsquellen. Modelle wie das Cloud-basierte virtuelle Speichersystem von SENE (EnBW) verdeutlichen den Trend, physische Speicher durch finanzielle Produkte zu virtualisieren und so für den Handel nutzbar zu machen.⁵⁰ Das „virtuelle Batterietolling“ ermöglicht es Händlern, auf die Flexibilität von Speichern zuzugreifen, ohne die Anlagen selbst besitzen zu müssen – was die Eintrittsbarrieren weiter senkt und das Ökosystem für spezialisierte Akteure öffnet.³⁴ Heimspeicher und die bidirektionalen Ladefähigkeiten von Elektroautos werden flächendeckend zu steuerbaren Gigawatt-Blöcken gebündelt.⁴³ Der Handel der Zukunft ist damit weniger ein physisches Geschäft als die algorithmische Optimierung von Millionen kleiner, vernetzter Flexibilitätsoptionen.³⁹

Diese Entwicklung wird durch das exponentielle Wachstum von DERs angetrieben. Plattformen wie die von 1Komma5° zeigen bereits heute das Potenzial, indem sie eine signifikante Flexibilität von privaten Haushalten bündeln und am Intraday-Markt handeln, mit dem Ziel, bis 2030 eine Kapazität von 20 GW zu aggregieren.^{26 26} Bis dahin werden Heimspeicher und die bidirektionalen Ladefähigkeiten von Elektroautos flächendeckend zu den angesprochenen steuerbaren Gigawatt-Blöcken gebündelt sein.⁴³ Modelle wie das Cloud-basierte virtuelle Speichersystem von SENE (EnBW) verdeutlichen den Trend.⁵⁰ Der Handel der Zukunft ist somit weniger ein physisches Geschäft als vielmehr die Verwaltung von Komplexität und die

algorithmische Optimierung von Millionen kleiner, vernetzter Flexibilitätsoptionen.³⁹ Neue Geschäftsmodelle wie das „virtuelle Batterietolling“ ermöglichen es Händlern zudem, auf die Flexibilität von Speichern zuzugreifen, ohne die Anlagen selbst besitzen zu müssen, was die Eintrittsbarrieren weiter senkt und das Ökosystem für spezialisierte Akteure öffnet.³⁴

/ Strategische Implikationen

- Strategische Entscheidung „Build or Partner“: Energieversorger müssen sich entscheiden, ob sie eine eigene, wettbewerbsfähige Aggregations-Plattform entwickeln oder sich als spezialisierter Partner (z. B. für Risikomanagement oder Marktzugang) in bestehende digitale Ökosysteme von Technologieunternehmen und spezialisierten Aggregat-Akteuren integrieren.
- Verlagerung der Investitionsschwerpunkte: Die Kapitalallokation muss sich von Investitionen in physische Großanlagen hin zu digitalen Schnittstellen (APIs), der Entwicklung überlegener Algorithmen und der strategischen Gewinnung von Partnern volumina verschieben. Der Aufbau von Partnerschaften mit Installateuren, Automobilherstellern und Immobilienunternehmen wird entscheidend.
- Akquisition als Beschleuniger: Die Akquisition spezialisierter Aggregatoren und Technologie-Start-ups ist ein notwendiger strategischer Hebel, um schnell eine kritische Masse an dezentralen Ressourcen, technologisches Know-how und die erforderliche Agilität aufzubauen, die organisch nur schwer zu erreichen sind.

// These 2: Eine neue Welle grüner Direktverträge finanziert die industrielle Dekarbonisierung.

Wie in Kapitel 1 (These 3) dargelegt, ist die Bankfähigkeit neuer Erzeugungsprojekte heute untrennbar an langfristige Abnahmeverträge geknüpft. Für den Energiehandel folgt daraus eine strukturelle Verschiebung: PPAs entwickeln sich von bilateralen Einzelverträgen zu liquiden, standardisierten Handelsprodukten. Bis 2030 werden sie zur primären Triebfeder für den Ausbau erneuerbarer Energien – getrieben von der Dekarbonisierungspflicht der deutschen Industrie.

Der Treiber dieser Entwicklung ist der unumkehrbare Druck auf die Industrie, ihre Prozesse zu dekarbonisieren und gleichzeitig wettbewerbsfähig zu bleiben. Einfache Herkunftsnachweise reichen nicht mehr aus; gefordert wird eine zeitgleiche, physische Lieferung von Grünstrom. Dies führt zur Entstehung anspruchsvoller „24/7 Carbon-Free Energy“ (CFE) PPAs, wie sie bereits heute von Google und Engie praktiziert werden.²³ Diese Verträge, die eine stundengenaue Übereinstimmung von Erzeugung und Verbrauch anstreben, erfordern eine komplexe Orchestrierung von Wind-, Solar- und Speicherportfolios und werden zu einem wirtschaftlich darstellbaren Instrument der CO₂-Vermeidung.^{24 24} Plattformen wie die von Enervis zur Standardisierung dieser komplexen Verträge unterstreichen die zunehmende Marktreife.⁴⁷ Beispiele wie die PPAs zwischen RWE und der Salzgitter Group für die Produktion von grünem Stahl oder zwischen Shell und einem Offshore-Windpark zur Versorgung eines Wasserstoff-Elektrolyseurs zeigen, dass diese Verträge bereits heute die Grundlage für die Transformation ganzer Industriezweige bilden.^{48 49}

/ Strategische Implikationen

- Aufbau von Strukturierungskompetenz: Energieversorger müssen dringend interne Teams aufbauen, die in der Lage sind, komplexe, maßgeschneiderte Grünstrom-Direktlieferungen in standardisierte, handelbare und für Industriekunden attraktive Produkte zu übersetzen. Dies erfordert eine Kombination aus Handels-, Rechts- und Finanzierungsexpertise.
- PPAs als Kern der Handelsstrategie: Die Handelsstrategie muss PPAs als zentrales Instrument zur Absicherung der langfristigen Finanzierbarkeit von Erzeugungsanlagen gegen volatile Marktpreise nutzen. Dies reduziert die



Abhängigkeit vom Spotmarkt und stabilisiert die Erträge des Erzeugungsportfolios.

- Positionierung als Risikomanager: Das Energieversorgungsunternehmen muss sich als unverzichtbarer Risikomanager und Intermediär zwischen den Erzeugern erneuerbarer Energien und der Industrie positionieren. Durch die Übernahme von Volumen-, Preis- und Profilirisiken kann es die neue, massive Nachfrage nach Dekarbonisierungslösungen monetarisieren und eine zentrale Rolle in der industriellen Transformation einnehmen.

// These 3: Automatisierte dynamische Beschaffung in Echtzeit wird zum nötigen Standard.

Bis 2030 wird die Energiebeschaffung für den Vertrieb nicht mehr in langfristigen Tranchen, sondern vollautomatisch in volatilen Echtzeit-Intervallen erfolgen. Die Fähigkeit, das eigene Portfolio in kürzesten Zeitfenstern algorithmisch zu optimieren, wird vom Wettbewerbsvorteil zur überlebensnotwendigen Basisfähigkeit. Ein zentrales Element dieser neuen Beschaffungslogik ist der systematische Einkauf von Flexibilität direkt bei den eigenen Kunden, um Beschaffungsrisiken aktiv abzusichern.

Die heutige Praxis, Portfolios auf Basis von Tages- oder Stundenprognosen zu bewirtschaften, ist in einer Welt mit hoher Penetration von Erneuerbaren nicht mehr ausreichend. Die zunehmende Volatilität erfordert eine hochfrequente Anpassung der Beschaffungspositionen.⁵¹ Die Umstellung von Balancing-Märkten auf 15-Minuten-Intervalle, wie sie in anderen europäischen Ländern bereits erfolgt ist, beschleunigt diesen Trend und schafft neue Arbitragemöglichkeiten für schnelle Akteure.⁴⁵ Die technologische Basis dafür sind cloud-native Plattformen, die riesige Datenmengen in Echtzeit verarbeiten können. Ein entscheidender Paradigmenwechsel wird darin bestehen, dass Vertriebsorganisationen nicht nur Energie verkaufen, sondern systematisch physische Flexibilität bei ihren Industrie- und Gewerbekunden (z. B. abschaltbare Lasten, Speicher) einkaufen, um unvorhergesehene Preissprünge an den Spotmärkten und hohe Ausgleichsenergiekosten zu vermeiden.

/ Strategische Implikationen

- Priorisierung der IT-Modernisierung: Die Ablösung veralteter, monolithischer ETRM-Systeme durch cloud-native Echtzeit-Plattformen muss zur absoluten Priorität erklärt werden. Latenz-Nachteile im Millisekundenbereich führen direkt zu wirtschaftlichen Verlusten und sind im Wettbewerb nicht mehr tragbar.
- Aufbau einer neuen Beschaffungsquelle: Die Beschaffungsabteilung muss die Fähigkeit entwickeln, systematisch physische Flexibilität direkt bei Kunden einzukaufen und zu vermarkten. Dies erfordert neue vertragliche Produkte, Anreizsysteme und eine technische Infrastruktur zur Steuerung dieser dezentralen Flexibilitäten.
- Transformation der Personalstruktur: Die Belegschaft im Handel und in der Beschaffung muss dringend transformiert werden. Gefragt sind „Fusion Talents“, die tiefes Energiemarktwissen mit Data-Science-Fähigkeiten und einem Verständnis für algorithmische Logik kombinieren, um die neuen, automatisierten Systeme zu steuern und weiterzuentwickeln.

// These 4: KI-Agenten steuern den direkten Marktzugriff für Großkunden.

Bis 2030 wird eine wachsende Zahl von Industrie- und Großkunden ihren Energiebedarf nicht mehr über klassische Lieferverträge mit einem Versorger decken, sondern über spezialisierte KI-Dienstleister direkt am Großhandelsmarkt agieren. Autonome KI-Agenten übernehmen den gesamten Energieeinkauf, optimieren ihn in Echtzeit und eliminieren so die Zwischenmargen der traditionellen Versorger. Der Energiebezug erfolgt über hochfrequente, KI-optimierte Tranchenmodelle anstelle starrer Jahresverträge.

Diese Entwicklung stellt eine fundamentale Bedrohung für das klassische B2B-Vertriebsmodell dar. Neue, technologiegetriebene Anbieter wie Trawa fordern bereits heute die starren Vertragsstrukturen der etablierten Versorger heraus, indem sie mittelständischen Kunden digital-native und flexiblere Beschaffungslösungen anbieten.³⁵ In Zukunft werden KI-Agenten in der Lage sein, komplexe Prozesse, die heute Wochen dauern, in Minuten auszuführen.⁴² Sie analysieren das Lastprofil des Kunden, prognostizieren Marktpreise, bewerten das Verhalten anderer

Marktteilnehmer⁴⁶ und führen den Einkauf in optimalen, kleinteiligen Tranchen vollautomatisch durch. Für den Industriekunden bedeutet dies eine massive Kostenreduktion und Risikominimierung. Für den traditionellen Versorger droht ein Bedeutungsverlust und den Verlust der Kundenschnittstelle, wenn er sich nicht anpasst.

/ Strategische Implikationen

- Radikaler Umbau des B2B-Geschäftsmodells: Das B2B-Modell muss dringend vom reinen Energieverkauf auf Gebührenmodelle für Dienstleistungen umgestellt werden. Zukünftige Erlösquellen sind „Market-Access-as-a-Service“, die Bereitstellung von Optimierungsalgorithmen und die Übernahme des Risikomanagements für den Kunden.
- Verteidigung der Kundenschnittstelle durch Datenhoheit: Der Aufbau einer überlegenen Datenarchitektur und eigener, leistungsfähiger KI-Modelle ist essenziell, um die Kundenschnittstelle gegen spezialisierte KI-Angreifer und agile Tech-Start-ups zu verteidigen. Wer die besten Daten und Algorithmen hat, gewinnt das Vertrauen des Kunden.
- Strategische Technologiepartnerschaften: Kooperationen mit führenden Technologieunternehmen sind zwingend erforderlich, um den Zugriff auf modernste KI-Agenten und Plattformtechnologien sicherzustellen. Der Versuch, alle notwendigen Technologien im Alleingang zu entwickeln, ist angesichts der Geschwindigkeit der technologischen Entwicklung zum Scheitern verurteilt.

// These 5: Der Energie-Handel findet in autonomen KI-Engines auf Echtzeit-Plattformen statt.

Bis 2030 wird der operative Energiehandel nicht mehr von Menschen, sondern von autonomen KI-Systemen auf cloud-nativen Hochgeschwindigkeits-Plattformen gesteuert. Diese „Agentic AI“ plant und führt Handelsaufgaben eigenständig aus, verarbeitet massenhafte Datenströme von dezentralen Anlagen verzögerungsfrei und optimiert das gesamte Portfolio in Echtzeit. Die Rolle des menschlichen Händlers wandelt sich vom Ausführenden zum strategischen Überwacher und Architekten der KI-Systeme.

Dieser Wandel ist bereits im Gange. Führende Versorger wie RWE (mit AWS) und Uniper (mit Microsoft) haben strategische Partnerschaften geschlossen, um KI tief in ihre Handelsprozesse zu integrieren und eigene Prognosemodelle zu entwickeln.^{21 18} Anlagenportfolios bis zu einer Größe von 100 MW können schon heute vollständig algorithmisch optimiert werden, wobei menschliche Eingriffe nur noch bei Abweichungen von erwarteten Profiten erfolgen.²⁷ Die technologische Basis dafür sind nicht nur Algorithmen, sondern auch digitale Zwillinge, die es ermöglichen, das Verhalten von Anlagen unter verschiedenen Marktbedingungen zu simulieren und so Handelsentscheidungen zu optimieren.⁴⁴ Die Eintrittsbarrieren für den anspruchsvollen Handel sind durch diese Entwicklung drastisch gesunken; neue Handelsoperationen können mit wenigen Experten und einem starken Fokus auf KI aufgebaut werden.³³ Allerdings birgt die zunehmende Verbreitung ähnlicher Algorithmen auch die Gefahr eines „Group Think“, bei dem synchronisiertes Verhalten die Volatilität und damit die Ertragschancen reduziert.⁵⁰

/ Strategische Implikationen

- Schaffung von Rahmenbedingungen für Autonomie: CEOs müssen die regulatorischen und internen Rahmenbedingungen für den Einsatz autonom handelnder KI-Systeme schaffen. Dies erfordert klare Risikoprotokolle, Governance-Strukturen und eine enge Abstimmung mit den Aufsichtsbehörden, um die notwendige Geschwindigkeit mit absoluter Risikokontrolle zu vereinen.
- Investition in eine „Single Source of Truth“: Eine zentrale, konsistente und in Echtzeit verfügbare Datenbasis ist die unabdingbare Voraussetzung für den erfolgreichen Einsatz von KI im Handel. Investitionen in eine solche „Single Source of Truth“, die Daten aus allen dezentralen Anlagen und Märkten verzögerungsfrei bündelt, sind nicht verhandelbar.
- Fokus auf „Security-by-Design“: Die Handelsinfrastruktur der Zukunft ist Teil der kritischen Infrastruktur. Sie muss von Grund auf nach einer „Security-by-Design“-Logik aufgebaut werden, um die operative Souveränität und die Stabilität des Systems auch bei komplexen Cyber-Bedrohungslagen zu gewährleisten.

Kapitel 3: Netz – Von der Infrastruktur zur intelligenten Plattform

// Executive Summary

Die deutschen Energienetze stehen vor der größten Transformation ihrer Geschichte. Bis 2030 wandelt sich ihre Funktion fundamental: von einer passiven Infrastruktur zur reinen Stromverteilung hin zu einer intelligenten, aktiv gemanagten Plattform, die das Rückgrat der gesamten Energiewende bildet. Diese Transformation wird von drei zentralen Kräften getrieben: einem beispiellosen Investitionsbedarf von rund 250 Milliarden Euro bis 2045, der Notwendigkeit zur Integration von Millionen dezentraler Erzeuger und Verbraucher sowie dem unaufhaltsamen Vormarsch von Digitalisierung und Künstlicher Intelligenz.

Der Status quo ist dagegen von erheblichen Friktionen geprägt. Die physische Modernisierung und der Ausbau der Netze kommen nur langsam voran, gebremst durch lange Genehmigungsverfahren und Engpässe bei Schlüsselkomponenten. Gleichzeitig ist der Smart-Meter-Rollout, die digitale Basis für die Energiewende vor Ort, dramatisch im Verzug und wird von Experten als systemisches Risiko bewertet. Diese Lücke nutzen neue, technologiegetriebene Wettbewerber, um die Kundenschnittstelle zu besetzen und etablierte Geschäftsmodelle der Verteilnetzbetreiber (VNB) anzugreifen.

Bis 2030 werden nur diejenigen Netzbetreiber, die den Wandel zur Daten- und Plattformökonomie meistern, erfolgreich sein. Die Rolle des VNB entwickelt sich vom reinen „Kabelbetreiber“ zum aktiven „System-Orchestrator“, der regionale Energiemärkte und Flexibilitäten managt. Künstliche Intelligenz wird dabei nicht länger ein Hilfsmittel sein, sondern das zentrale Steuerungselement für einen effizienten, resilienten und autonomen Netzbetrieb. Wer diese technologische und strategische Neuausrichtung verpasst, riskiert, in einem konsolidierenden Markt an Relevanz zu verlieren oder zu einem reinen Infrastrukturdienstleister für Dritte degradiert zu werden.

// CEO-Agenda 2030

1. **Die Investitionswand meistern**
Stellen Sie die Finanzierung des massiven Netzausbaus durch strategische Entscheidungen über Fusionen, Kooperationen oder neue Partnerschaftsmodelle sicher, um die Kapitalkraft zu bündeln und den Zugang zu den Kapitalmärkten zu erhalten.
2. **Transformation zum Daten-Orchestrator**
Wandeln Sie das Unternehmen von einem passiven Infrastrukturbetreiber zu einem aktiven, digitalen Manager regionaler Flexibilitätsmärkte. Bauen Sie die Fähigkeit auf, Daten und Flexibilität als strategische Assets zu monetarisieren.
3. **KI als Steuerungselement im Netzbetrieb verankern**
Die strategische Grundlage der KI-Transformation ist in der Einleitung dieses Reports dargelegt. Im Netzbetrieb bedeutet sie konkret: Digitale Zwillinge und Predictive-Maintenance-Modelle werden von Pilotprojekten in den Regelbetrieb überführt. Autonome Netzsteuerung – von der Fehlerdiagnose bis zum Self-Healing Grid – ist das operative Ziel. Entscheidend ist dabei nicht die Technologie selbst, sondern die Governance: Welche Entscheidungen darf die KI autonom treffen, wo bleibt menschliche Aufsicht zwingend?
4. **Datenhoheit an der Kundenschnittstelle sichern**
Beschleunigen Sie den Smart-Meter-Rollout mit höchster Priorität, um das intelligente Messsystem als zentrales Betriebssystem im Gebäude zu etablieren und die Kundenschnittstelle gegen digitale Wettbewerber zu verteidigen.
5. **Investitionsrisiken strategisch steuern:**
Konzentrieren Sie knappe Ressourcen für den kapitalintensiven Ausbau von Wärme- und Stromnetzen auf wirtschaftlich tragfähige, verdichtete Gebiete und minimieren Sie das Risiko von Fehlinvestitionen durch datengestützte Planung und neue Finanzierungsmodelle.

// Status quo der Wertschöpfungsstufe Netz

Die deutschen Stromnetze bilden das physische Rückgrat der Energiewende, stehen jedoch unter massivem Transformationsdruck. Der aktuelle Zustand ist durch eine wachsende Diskrepanz zwischen den politischen Zielen und der operativen Realität gekennzeichnet.

Finanzieller und physischer Druck: Der Investitionsbedarf für den Ausbau und die Modernisierung der Stromverteilnetze bis 2045 wird auf rund 250 Milliarden Euro geschätzt⁵⁵. Bereits heute müssen große Verteilnetzbetreiber wie E.ON ihre Investitionen um über 50 % steigern, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen, und haben für die aktuelle Regulierungsperiode bereits 23 Milliarden Euro an Investitionen zugesagt⁵⁷. Selbst große Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wie TenneT stoßen an ihre finanziellen Grenzen und prüfen eine Beteiligung des Staates, um ihre milliarden schweren Investitionsprogramme zu stemmen⁵⁶. Dieser immense Kapitalbedarf trifft auf eine Infrastruktur, die zunehmend durch Engpässe bei Schlüsselkomponenten, wie Hochspannungstransformatoren, und langwierige Genehmigungsverfahren gebremst wird^{67 68}. Die Anschlusszeiten für Großverbraucher betragen teilweise acht bis zehn Jahre, was dazu führt, dass einige Unternehmen beginnen, die Versorger zu umgehen und eigene Netzanbindungen zu bauen⁶⁸.

Regulatorischer Rahmen unter doppeltem Druck: Einerseits wird im „NEST 2“-Prozess der Regulierungsrahmen für die fünfte Regulierungsperiode ab 2029 neu verhandelt⁵⁸. Andererseits verursacht das aktuelle Engpassmanagement nach dem Redispatch-2.0-Regime erhebliche und wachsende Kosten: Allein für das Netz des Übertragungsnetzbetreibers Amprion beliefen sie sich im Jahr 2024 auf 2,7 Milliarden Euro⁵⁹ – bundesweit, über alle vier Übertragungsnetzbetreiber, liegt die Gesamtbelastung entsprechend höher. Die Branche bereitet sich deshalb auf den Übergang zu einem marktbasieren Redispatch 3.0 vor, der Flexibilität auf der Nachfrageseite stärker einbeziehen und die Systemkosten strukturell senken soll⁶⁰.

Digitale Transformation in den Anfängen: Die Digitalisierung der Netze ist der Schlüssel zur Bewältigung der Komplexität, befindet sich aber noch in einem frühen Stadium. Während führende Unternehmen wie E.ON bereits einen Digitalen Zwilling

für einen großen Teil ihres Netzes implementiert haben, der über ein Drittel des gesamten deutschen Verteilnetzes abbildet, ist die breite Anwendung von KI zur Netzsteuerung noch nicht Standard⁶¹. Der wohl kritischste Punkt ist der Smart-Meter-Rollout. Experten bezeichnen die Durchdringungsrate in Deutschland als erschreckend gering⁶⁵. Dieses Versäumnis gefährdet nicht nur die Netzstabilität, da die notwendige Transparenz auf der Niederspannungsebene fehlt, sondern öffnet auch die Tür für neue, agile Wettbewerber. Unternehmen wie 1KOMMA5° werden bereits selbst zu zertifizierten Messstellenbetreibern, um ihren Kunden dynamische Tarife anbieten zu können – eine Funktion, die die etablierten VNBs oft noch nicht leisten können⁶⁶.

Neue Marktdynamiken: Die Struktur der an das Netz angeschlossenen Anlagen verändert sich rasant. Die Anschlussanfragen für Batteriespeichersysteme sind innerhalb von kürzester Zeit um ein Vielfaches gestiegen, was die Netzbetreiber zwingt, ihre bisherigen Anschlussprinzipien („first-come, first-served“) durch standortbasierte Priorisierungsmodelle zu ersetzen⁶⁷. Dies zeigt, dass die Netze nicht mehr nur passive Verteiler sind, sondern zu aktiven Plattformen werden müssen, die ein hochdynamisches Zusammenspiel von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch orchestrieren.

// These 1: Kostendruck und Skaleneffekte konsolidieren einen Großteil der Strom-Verteilnetzbetreiber am Markt.

Bis 2030 wird die deutsche Verteilnetzlandschaft eine signifikante Konsolidierungswelle erfahren, angetrieben durch einen unerbittlichen Druck aus steigenden Investitionsanforderungen und der Notwendigkeit digitaler Skaleneffekte. Der prognostizierte Investitionsbedarf von hunderten Milliarden Euro für den Netzausbau und die Digitalisierung übersteigt die finanzielle Leistungsfähigkeit vieler kleiner und mittlerer Stadtwerke und regionaler Netzbetreiber bei weitem⁵⁵. Die Fähigkeit, diese „Investitionswand“ zu bewältigen, wird zum entscheidenden Kriterium für das Überleben im Markt.

Gleichzeitig verschiebt sich die Logik des Netzbetriebs von der reinen physischen Instandhaltung hin zu einem datenintensiven, hochautomatisierten Management. Nur große, technologisch führende Netzbetreiber werden in der Lage sein, die notwendigen Skaleneffekte zu realisieren, um die

Effizienzgewinne zu heben, die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind. Dies betrifft insbesondere den Aufbau und Betrieb komplexer IT-Plattformen, wie sie für die Steuerung durch Künstliche Intelligenz, die Orchestrierung von Flexibilitäten und die Verarbeitung von Smart-Meter-Daten notwendig sind ⁶⁴. Kleinere Akteure werden feststellen, dass die Kosten für die Entwicklung und Pflege solcher Systeme ihre Budgets sprengen.

Infolgedessen werden bis 2030 zwei Entwicklungen den Markt prägen: Erstens wird es zu Fusionen und Übernahmen kommen, bei denen größere, kapitalstarke Betreiber kleinere Einheiten integrieren. Zweitens werden viele kleine Stadtwerke, die ihre Unabhängigkeit wahren wollen, ihren Netzbetrieb faktisch an überregionale Dienstleistungsplattformen auslagern. Diese Plattformen, oft von großen Energiekonzernen oder Technologieanbietern betrieben, bieten standardisierte, industrialisierte Prozesse für Netzführung, Datenmanagement und Asset-Management an ⁶⁴. Durch die Nutzung einheitlicher Architekturen reduzieren sie die Komplexität und senken die Investitionshürden für die angeschlossenen Partner, führen aber gleichzeitig zu einem Verlust an operativer Autonomie und strategischer Differenzierung für die kleineren Netzbetreiber.

/ Strategische Implikationen

- Strategische Grundsatzentscheidung über Kooperation oder Fusion treffen: CEOs müssen eine proaktive Entscheidung über die zukünftige Positionierung ihres Unternehmens fällen. Das Abwarten birgt das Risiko, von der Marktdynamik überrollt zu werden. Es muss eine klare Strategie entwickelt werden, ob die notwendige Größe und Kapitalkraft durch Fusionen, den Verkauf von Netzanteilen oder durch tiefe, langfristige Kooperationen mit Partnern oder Plattformanbietern erreicht werden soll, um die anstehende Investitionswand finanziell zu bewältigen.
- Radikale Digitalisierung und Industrialisierung des Netzbetriebs einleiten: Unabhängig vom gewählten strategischen Pfad ist eine konsequente Digitalisierung und Standardisierung der Betriebsprozesse unumgänglich. Investitionen in eine moderne, skalierbare IT- und Datenarchitektur sind keine Option mehr, sondern eine zwingende Voraussetzung, um die notwendige Effizienz zu

erreichen und für potenzielle Partner oder Käufer attraktiv zu sein. Die Vereinfachung von Prozessen ist der Schlüssel zur Erreichung der erforderlichen Kapitaleffizienz im regulierten Geschäft.

// These 2: KI steuert das Strom-Netz schneller und präziser als jede menschliche Leitwarte.

Bis 2030 wird Künstliche Intelligenz (KI) die operative Steuerung der deutschen Stromnetze revolutionieren und sich von einem reinen Analysewerkzeug zu einem autonomen Akteur entwickeln. Die Komplexität eines Energiesystems mit Millionen volatiler, dezentraler Einspeiser und Verbraucher übersteigt die menschliche Reaktionsfähigkeit bei weitem. Das zukünftige Netz wird daher ein „kognitives Netz“ sein, das in der Lage ist, in Echtzeit autonom auf lokale Engpässe, Lastschwankungen und potenzielle Ausfälle zu reagieren.

Diese Entwicklung wird durch die Kombination von KI-Modellen mit hochpräzisen Digitalen Zwillingen ermöglicht. Digitale Zwillinge, wie sie E.ON bereits für einen großen Teil des deutschen Verteilnetzes einsetzt, bilden die gesamte Netzinfrastruktur virtuell ab und werden zur Standardgrundlage für alle operativen Entscheidungen ⁶¹. In diesen Simulationsumgebungen können KI-Agenten trainiert und getestet werden, bevor sie die Steuerung physischer Assets übernehmen. Partnerschaften zwischen Technologie- und Industrieunternehmen, wie die von Siemens und IFS, beschleunigen die Entwicklung hin zum „autonomen Netz“, das in der Lage ist, sich selbst zu optimieren ⁶³.

Die Anwendungsfälle gehen weit über die reine Lastflusssteuerung hinaus. KI-Modelle werden die vorausschauende Wartung (Predictive Maintenance) auf ein neues Niveau heben, indem sie durch präzise Ausfallprognosen für Kabel, Transformatoren und Schaltanlagen die Wartungskosten minimieren und die Versorgungssicherheit maximieren. Analysen zeigen, dass durch KI-gestützte Wartung ungeplante Ausfälle um bis zu 30 % reduziert werden können ⁶². Sogenannte „Self-Healing Grids“ werden in der Lage sein, Fehler im Netz automatisch zu erkennen, betroffene Abschnitte zu isolieren und die Stromversorgung für nicht betroffene Bereiche sekundenschnell wiederherzustellen, ohne dass ein menschlicher Eingriff in der Leitwarte erforderlich ist.

/ Strategische Implikationen

- Technische Integration von KI in kritische Infrastruktur vorantreiben: Die Integration von KI-Algorithmen in die hochsensiblen Netzleitsysteme muss zur Priorität werden. Dies erfordert nicht nur technologische Investitionen, sondern auch den Aufbau von Know-how, um die Synergien zwischen KI-Fähigkeiten und den Anforderungen des operativen Netzbetriebs zu heben. Pilotprojekte müssen schnell in den Regelbetrieb überführt werden, um die operativen Vorteile zu skalieren.
- Governance für autonome Entscheidungen schaffen: Die Übergabe von Steuerungsentscheidungen an autonome Systeme erfordert einen klaren und robusten regulatorischen und internen Rahmen. CEOs müssen sicherstellen, dass Protokolle und Sicherheitsmechanismen etabliert werden, die die hohe Geschwindigkeit von KI-Entscheidungen mit der absoluten Priorität der Versorgungssicherheit in Einklang bringen. Es muss definiert werden, welche Entscheidungen die KI autonom treffen darf und wo menschliche Aufsicht zwingend erforderlich bleibt.

// These 3: Der VNB orchestriert Daten und Flexibilitätsmärkte als zentraler System-Manager.

Bis 2030 wird sich die Rolle des Verteilnetzbetreibers (VNB) fundamental von der eines passiven Infrastrukturbesitzers zu der eines aktiven, digitalen System-Managers wandeln. Im Zentrum dieser neuen Rolle steht die Orchestrierung von Daten und Flexibilitäten auf regionaler Ebene. Angesichts der zunehmenden Dezentralisierung wird die Fähigkeit, Energieflüsse intelligent zu steuern, wichtiger als der reine physische Transport von Strom.



Der VNB der Zukunft agiert als neutraler Manager und Betreiber einer regionalen Plattform, auf der Flexibilität gehandelt wird. Anstatt teure und langwierige Netzausbaumaßnahmen als einzige Lösung für Engpässe zu sehen, werden VNBs gezielt Flexibilität von dezentralen Anlagen wie E-Autos, Wärmepumpen, Heim- und Gewerbespeichern einkaufen, um Lastspitzen zu kappen und das Netz zu stabilisieren. Dieser Wandel wird durch die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens von Redispatch 2.0 zu einem marktbasierten Redispatch 3.0 unterstützt, der Anreize für den Einsatz von Nachfrageflexibilität schafft⁶⁰. Pilotprojekte wie OctoFlexBW, bei dem die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen intelligent zur Netzstabilisierung genutzt werden, sind frühe Vorboten dieses neuen Betriebsmodells⁶⁹.

Diese Entwicklung positioniert den VNB als zentralen Manager der regionalen Energieflüsse. Er wird nicht nur die physische Infrastruktur bereitstellen, sondern auch die digitale Plattform, über die Drittanbieter (z.B. Aggregatoren) ihre Flexibilitätsangebote über standardisierte Schnittstellen in den Netzbetrieb integrieren können. Die Monetarisierung von Daten, beispielsweise durch die Bereitstellung von anonymisierten Lastflussanalysen für Kommunen oder Gewerbe, wird zu einem neuen, unregulierten Geschäftsfeld. Der Erfolg des VNB wird künftig nicht mehr nur an der Verfügbarkeit seiner Leitungen gemessen, sondern an seiner Fähigkeit, ein komplexes Ökosystem aus dezentralen Ressourcen effizient und sicher zu orchestrieren.

/ Strategische Implikationen

- Transformation zum aktiven, digitalen Flexibilitäts-Manager einleiten: Das Geschäfts- und Betriebsmodell muss proaktiv von der reinen Infrastrukturverwaltung auf das aktive Management von Flexibilitäten umgestellt werden. Dies erfordert den Aufbau neuer Kompetenzen in den Bereichen Datenanalyse, Plattformmanagement und Marktdesign. Die Organisation muss lernen, in dynamischen, marktlichen Prozessen zu denken, anstatt nur in langfristigen, regulierten Investitionszyklen.

// These 4: Der Smart Meter ist kein Messgerät, sondern das Betriebssystem des Hauses.

Bis 2030 wird das intelligente Messsystem (iMSys), gemeinhin als Smart Meter bekannt, seine Rolle als reines Messgerät zur Verbrauchserfassung vollständig abgelegt haben. Stattdessen wird es zum zentralen digitalen Betriebssystem und Gateway im Gebäude, das die Schnittstelle zwischen dem Kunden, seinen dezentralen Energieanlagen und dem Strommarkt bildet. Obwohl der Rollout in Deutschland aktuell stark verzögert ist, wird seine flächendeckende Verfügbarkeit die Grundlage für eine neue Generation von Energiedienstleistungen und Geschäftsmodellen schaffen ⁶⁵.

Das iMSys wird als intelligente Schnittstelle fungieren, die dezentrale Assets wie Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge autonom mit den Signalen des Strommarktes koordiniert. Es ermöglicht die Teilnahme an dynamischen Tarifen, bei denen der Stromverbrauch automatisch in Zeiten niedriger Preise verlagert wird, und befähigt die Anlagen, aktiv an Flexibilitätsmärkten teilzunehmen. Damit wird das iMSys zum entscheidenden Enabler für die aktive Rolle des Prosumers im Energiesystem.

Für Netzbetreiber eröffnet diese Entwicklung eine doppelte strategische Chance. Einerseits ist die Kontrolle über diese Schnittstelle entscheidend, um die Datenhoheit im eigenen Netzgebiet zu wahren und nicht von Drittanbietern – von Aggregatoren bis hin zu Technologiekonzernen – abhängig zu werden, die eigene Hardware und Plattformen in den Haushalten installieren ⁶⁶. Andererseits entsteht durch die massenhafte Verfügbarkeit von hochaufgelösten Zählerdaten ein wertvoller Datenschatz. Netzbetreiber können diese Daten aggregieren, anonymisieren und in marktfähige Analyse-Services für Gewerbekunden und Kommunen umwandeln, beispielsweise für die Optimierung von Energieeffizienz, die Standortplanung oder die kommunale Energie- und Verkehrsplanung.

/ Strategische Implikationen

→ iMSys-Einbau als unternehmensweite Priorität vorantreiben: Der beschleunigte und flächendeckende Einbau von intelligenten Messsystemen muss höchste strategische Priorität erhalten. Dies ist kein reines operatives Thema des Messstellenbetriebs, sondern eine strategische Notwendigkeit, um die Datenhoheit an der entscheidenden Kundenschnittstelle zu verteidigen und die Grundlage für zukünftige Geschäftsmodelle zu legen.

→ Skalierbare Datenarchitektur für Analyse-Services aufbauen: Es ist zwingend erforderlich, parallel zum Rollout eine leistungsfähige und skalierbare IT-Architektur aufzubauen. Nur so können die anfallenden Zählerdaten effizient verarbeitet, analysiert und in wertschöpfende, marktfähige Analyse-Dienstleistungen für Zielgruppen wie Kommunen und Gewerbebetriebe transformiert werden. Ohne diese technische Grundlage bleiben die Daten ungenutztes Potenzial.

// These 5: Die Wärmewende ist das größte ungelöste Investitionsrisiko der Energie-Branche.

Bis 2030 wird die Wärmewende, insbesondere der Aus- und Umbau von Wärmenetzen, als das größte ungelöste Investitionsrisiko für viele deutsche Energieversorger und Stadtwerke sichtbar werden. Während die kommunale Wärmeplanung in vielen Städten und Gemeinden in der Umsetzung ist, klafft eine erhebliche Lücke zwischen den politischen Ambitionen und der wirtschaftlichen Realität. Die für den Aufbau oder die Dekarbonisierung von Wärmenetzen erforderlichen Investitionskosten sind enorm und übersteigen in vielen Fällen die verfügbaren Fördermittel und die erzielbaren Renditen bei weitem.

Im Gegensatz zum Stromnetz, das als reguliertes Monopol eine relativ sichere Rendite verspricht, ist der Anschluss an ein Wärmenetz für Gebäudeeigentümer oft optional. Dies schafft ein erhebliches Nachfragerisiko. Insbesondere im ländlichen und suburbanen Raum mit geringerer Bebauungsdichte ist der Aufbau einer zentralen Wärmeversorgung mit hohen spezifischen Kosten verbunden, die kaum auf eine ausreichende Anzahl von Kunden umgelegt werden können. Die Gefahr von „Stranded Assets“ – also unrentablen, nicht ausgelasteten Infrastrukturen – ist hier besonders hoch.

Infolgedessen wird sich bis 2030 eine Zweiteilung des Marktes abzeichnen. In wirtschaftlich starken, dicht besiedelten urbanen Zentren wird der Ausbau moderner, dekarbonisierter Wärmenetze voranschreiten, da hier die notwendige Anschlussdichte und Zahlungsbereitschaft vorhanden ist. In vielen anderen Gebieten wird die Umsetzung der Wärmeplanung jedoch stagnieren, da die Projekte unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht bankfähig sind. Die Finanzierungslast der Wärmewende bleibt damit eine der zentralen

strategischen Herausforderungen, die ohne neue Modelle zur Risikoteilung und Finanzierung kaum zu bewältigen sein wird.

/ Strategische Implikationen

- Ressourcen auf verdichtete Zentren konzentrieren: Um das Risiko unrentabler Infrastrukturinvestitionen zu minimieren, sollten knappe finanzielle und personelle Ressourcen gezielt auf den Ausbau von Wärmenetzen in dicht besiedelten städtischen Gebieten konzentriert werden. Im ländlichen Raum sollten dezentrale Lösungen priorisiert werden, solange keine verbindlichen Anschlussgarantien oder eine ausreichende Risikoabsicherung vorliegen.

- Neue Finanzierungs- und Partnerschaftsmodelle entwickeln: Die enorme Finanzierungslast der Wärmewende kann von den Versorgern oft nicht allein getragen werden. Es ist strategisch notwendig, die Last auf mehrere Schultern zu verteilen. Dies kann durch die Entwicklung innovativer Konsortialmodelle, beispielsweise in enger Partnerschaft mit der lokalen Immobilienwirtschaft, Wohnungsbaugesellschaften oder industriellen Großabnehmern, geschehen, um Investitionsrisiken zu teilen und Abnahmegarantien zu sichern.

Kapitel 4: Vertrieb – Vom Commodity-Verkauf zum KI-gesteuerten Kunden-Ökosystem

Das traditionelle Geschäftsmodell des reinen Kilowattstunden-Verkaufs („Meter-to-Cash“) erodiert und wird durch integrierte, datengetriebene Kunden-Ökosysteme ersetzt. Der Fokus verschiebt sich unumkehrbar von der Maximierung des Verkaufsvolumens zur Maximierung des Customer Lifetime Value (CLV). Treiber dieser Entwicklung sind die Dezentralisierung der Erzeugung, die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität sowie die technologische Reife von Künstlicher Intelligenz.

Für Privatkunden verschmelzen Hardware, Finanzierung und Service zu „Energy-as-a-Service“-Modellen. An die Stelle schwankender Energierechnungen treten feste monatliche Raten für garantierten Energiekomfort, inklusive Solaranlage, Speicher und Wallbox. Diese hochintegrierten Angebote schaffen eine extreme Kundenbindung und machen den Versorger zum zentralen Finanzierungs- und Managementpartner der privaten Energiewende. Im B2B-Segment wandelt sich der Energieversorger vom Lieferanten zum strategischen Dekarbonisierungspartner. Unternehmen fordern nicht nur Grünstrom, sondern ganzheitliche Lösungen, die von der Auditierung über die PPA-Strukturierung bis zum Anlagenbetrieb reichen und durch digitale Emissionsnachweise in Echtzeit validiert werden. Wer hier kein integriertes Ökosystem anbietet, verliert den Zugang zum Industriekunden.

Operativ wird diese Transformation durch zwei KI-getriebene Revolutionen ermöglicht: An der Kundenschnittstelle übernehmen hyperpersonalisierte KI-Modelle und autonome Agenten die Kommunikation und den Verkauf. Sie erstellen passgenaue Angebote in Echtzeit und lösen komplexe Anfragen effizienter als menschliche Mitarbeiter. Im Backend bilden modulare, cloud-native Betriebssysteme die Basis für radikale Skalierbarkeit und minimale Servicekosten. Monolithische Eigenentwicklungen werden abgelöst durch spezialisierte Plattformen, die neue Produkte und Tarife in Minuten statt Monaten ermöglichen.

Die Gewinner dieses Wandels werden nicht die reinen Energieverkäufer sein, sondern jene Akteure, die die Komplexität der dezentralen Energiewelt für ihre

Kunden managen und als digitale Orchestratoren Mehrwert schaffen.

// CEO-Agenda 2030: Strategische Ziele für den Vertrieb

- 1. Customer Lifetime Value (CLV) als primäre Steuerungsgröße etablieren:**
Die Vertriebssteuerung muss radikal von kurzfristigen Absatzmargen auf den langfristigen Kundenwert umgestellt werden. Die Vergütung und Zielsetzung der Vertriebsmannschaft sind an CLV, Kundenbindungsraten und den Verkauf von Service-Verträgen zu koppeln.
- 2. „Energy-as-a-Service“ (EaaS) zum Standardprodukt entwickeln:**
Aufbau eines skalierbaren Angebots für Privatkunden, das Hardware, Service und Finanzierung in einer monatlichen Rate bündelt. Hierfür sind strategische Partnerschaften mit Finanzdienstleistern und Hardware-Herstellern unerlässlich, um die Modelle zu skalieren.
- 3. B2B-Vertrieb zur technischen Dekarbonisierungseinheit umbauen:**
Transformation des Industriekundenvertriebs von reinen Verkäufern zu technischen Projektentwicklern und Beratern, die komplexe Dekarbonisierungsprojekte von der Planung bis zum Betrieb begleiten und über PPA-Strukturierungs-Know-how verfügen.
- 4. Radikale Automatisierung durch KI-Betriebssysteme erzwingen:**
Priorisierung der Migration von monolithischen Altsystemen auf eine cloud-native, API-basierte Plattform. Das Ziel ist die drastische Senkung der „Cost-to-Serve“ durch die Automatisierung von Kernprozessen wie Abrechnung, Kundenservice und Datenmanagement mittels KI-Agenten.
- 5. Datenbasis als Vertriebswaffe nutzen:**
Die Notwendigkeit einer unternehmensweiten „Single Source of Truth“ ist in Kapitel 2 (CEO-Agenda Pkt. 5) ausgeführt. Im Vertrieb entscheidet sie über eine konkrete Frage: Wer kennt den Kunden besser – der etablierte Versorger mit Jahren an Verbrauchsdaten, oder der digitale Angreifer mit überlegenem Algorithmus? Nur wer beides verbindet – historische Kundendaten und echtzeitfähige KI-Modelle – gewinnt die Kundenschnittstelle dauerhaft.

// Status quo der Wertschöpfungsstufe Vertrieb

Der Energievertrieb in Deutschland befindet sich im Jahr 2026 an einem strategischen Wendepunkt. Das jahrzehntelang dominierende Geschäftsmodell, das auf dem Verkauf von Strom und Gas als Commodity basiert, verliert rapide an Relevanz und Profitabilität. Führende Energieversorger haben diesen Wandel erkannt und leiten eine strategische Neuausrichtung ein, weg vom reinen „Meter-to-Cash“-Ansatz hin zu integrierten Lösungsangeboten. ⁷⁰

Marktstruktur und Geschäftsmodelle:

Die großen etablierten Versorger wie E.ON und EnBW strukturieren ihre Vertriebssegmente fundamental um. E.ON positioniert sein Retail-Geschäft als „kapitalleichtes“ Fundament, das als Plattform für das Cross-Selling von Energielösungen dient. ⁷⁰ Mit rund 14 Millionen Kunden in Deutschland und einer hohen Bindungsrate – sieben von zehn Kunden bleiben länger als drei Jahre – verfügt das Unternehmen über eine stabile Basis für diese Strategie. ⁷⁰ EnBW verfolgt einen ähnlichen Ansatz und hat seine kundennahen Aktivitäten im Segment „Smart Infrastructure for Customers“ (SMINC) gebündelt, das den klassischen Energieverkauf mit Angeboten für E-Mobilität, Photovoltaik und Breitband verknüpft. ^{71 72} Während der Commodity-Verkauf weiterhin für Volumen sorgt, wird das Wachstum zunehmend durch den Verkauf smarter Produkte und Dienstleistungen generiert. ⁷¹

Gleichzeitig treten neue, agile Wettbewerber und branchenfremde Akteure in den Markt ein. Eine

Partnerschaft zwischen IKEA und Svea Solar, die 2026 in Deutschland startet, führt dynamische Stromtarife ein, deren Preise im 15-Minuten-Takt schwanken und die über eine monatliche Gebühr abgerechnet werden. ^{73 74} Dies ist ein klares Signal für die Entkopplung des Gewinns vom reinen Energievolumen.

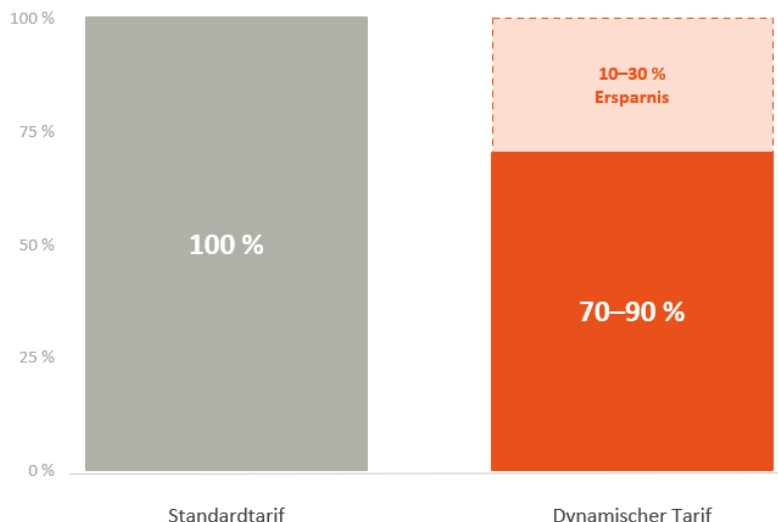
Kundenanforderungen und Produktlandschaft:

Im Privatkundensegment entsteht der Typus des „Flexumers“ – ein Kunde, der durch den Besitz von dezentralen Anlagen wie Photovoltaik, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen vom passiven Konsumenten zum aktiven Marktteilnehmer wird. ⁷⁹ Versorger beginnen, auf diese Entwicklung mit ersten integrierten Angeboten und dynamischen Tarifen zu reagieren. Die regulatorische Verpflichtung, ab 2025 dynamische Tarife anzubieten, wirkt hier als Katalysator. ⁸⁰ Erste Analysen zeigen, dass ein Haushalt mit E-Auto und Wärmepumpe durch die Nutzung solcher Tarife erhebliche Einsparungen von 10 % bis 30 % erzielen kann. ⁷⁶

Im B2B-Segment verschiebt sich die Nachfrage von der reinen Energiebeschaffung hin zu umfassenden Dekarbonisierungspartnerschaften. Industrieunternehmen benötigen nicht nur grünen Strom, sondern auch Unterstützung bei der Reduzierung ihres CO2-Fußabdrucks. Corporate Power Purchase Agreements (PPAs) haben sich als zentrales Instrument etabliert, wie ein 10-Jahres-Vertrag zwischen EnBW und der DHL Group über 80 GWh pro Jahr zeigt. ^{90 90} Der Trend geht klar zu physischen PPAs, die eine direkte Verbindung

Flexumer: Energiekosten dynamische Tarife

Haushalt mit E-Auto und Wärmepumpe vs. Standardtarif



zwischen Erzeugungsanlage und Verbraucher herstellen.⁹⁰

Technologie und operative Prozesse:

Die technologische Basis des Vertriebs ist heterogen. Während viele Unternehmen noch auf monolithischen, teils veralteten IT-Systemen operieren, investieren Vorreiter massiv in digitale Plattformen und Künstliche Intelligenz. E.ON nutzt bereits KI-Diagnostik für Smart Meter, um signifikante Einsparungen zu erzielen.⁸³ Stadtwerke München setzen KI ein, um die Planung von PV-Anlagen drastisch zu beschleunigen.⁸⁴ Die Notwendigkeit, eine riesige Menge an Daten aus dezentralen Anlagen und Smart Metern zu verarbeiten, zwingt die Branche zur Modernisierung ihrer IT-Infrastruktur. Plattformlösungen wie die der Thüga (TAP) für Stadtwerke-Verbünde entstehen, um die Kosten dieser Transformation zu teilen.⁸⁹ Experten kritisieren jedoch die Trägheit etablierter Versorger, die in ihren Abläufen als „rigide“ gelten und dadurch agilen, technologie-fokussierten Wettbewerbern wie Octopus Energy Raum für schnelles Wachstum lassen.⁹³

// These 1: Hardware, Finanzierung und Service verschmelzen zur Ertragsquelle der Zukunft (Energy-as-a-Service)

Bis 2030 wird das dominante Geschäftsmodell im Privatkundenvertrieb das „Energy-as-a-Service“ (EaaS)-Modell sein. Der Verkauf einzelner Kilowattstunden verliert seine wirtschaftliche Grundlage, da die Margen im reinen Commodity-Geschäft weiter erodieren. Stattdessen wird der Erfolg eines Energieversorgers daran gemessen, wie gut er ein integriertes Ökosystem aus Hardware, intelligenten Services und Finanzierungsmodellen orchestrieren kann. Kunden kaufen nicht mehr Energie, sondern einen garantierten Energiezustand – Komfort, Mobilität und Nachhaltigkeit – zu einer festen monatlichen Rate.

Dieses Modell transformiert die Kundenbeziehung fundamental. An die Stelle kurzfristiger Lieferverträge treten langfristige Partnerschaften, die oft über Jahrzehnte laufen. Ein typisches EaaS-Paket im Jahr 2030 umfasst die Installation, den Betrieb und die Wartung einer Photovoltaik-Anlage, eines Batteriespeichers, einer Wallbox für das Elektroauto und einer Wärmepumpe. Der Kunde zahlt dafür keine hohen Anfangsinvestitionen, sondern eine planbare monatliche Gebühr.⁷⁵ Dieses Modell, das bereits heute von branchenfremden Akteuren wie Bunnings in

Australien für Solar- und Batteriesysteme erprobt wird, wird zum Standard im Energiemarkt.⁷⁵ Der Markt für solche „as-a-Service“-Modelle, allein im Solarbereich, wird bis 2030 auf über 12,8 Milliarden US-Dollar anwachsen und signalisiert die enorme wirtschaftliche Verlagerung.⁷⁸

Der Versorger wird dabei zum zentralen Risikomanager und Finanzierer der privaten Energiewende. Er bündelt die dezentralen Anlagen seiner Kunden in Virtuellen Kraftwerken (VPPs) und monetarisiert deren Flexibilität an den Energiemärkten.⁷⁶ Die Steuerung dieser Anlagen erfolgt automatisiert über Home Energy Management Systeme (HEMS), die auf Basis von KI-Prognosen und Echtzeit-Marktpreisen den Eigenverbrauch optimieren, das E-Auto zu den günstigsten Zeiten laden und überschüssige Energie gewinnbringend verkaufen.⁷⁹ Für den Kunden wird die Komplexität der Energiemärkte unsichtbar; er profitiert von den Vorteilen, ohne sich aktiv darum kümmern zu müssen.

Diese integrierten Pakete schaffen extrem hohe Wechselbarrieren und eine starke Kundenbindung. Ein Kunde, dessen gesamtes Energie-Setup – von der Hardware auf dem Dach bis zur Software, die alles steuert – von einem Anbieter stammt, wird diesen nur unter großem Aufwand wechseln. Die strategische Kennzahl des Vertriebs wandelt sich daher endgültig von der reinen Marge pro Kilowattstunde zum Customer Lifetime Value (CLV).⁷⁸ Erfolgreiche Versorger werden diejenigen sein, die es schaffen, sich als unverzichtbarer Langzeitpartner für die „Energiewende zu Hause“ zu positionieren und die Kundenbeziehung über 10 bis 15 Jahre und länger zu sichern.⁷⁷



/ Strategische Implikationen

→ Fokus radikal von Volumen-Margen auf die Maximierung des Customer Lifetime Value (CLV) legen: Die gesamte Vertriebsorganisation, von der

Produktentwicklung bis zur Vergütung der Mitarbeiter, muss auf langfristige Kundenbindung und den Verkauf von Service-Verträgen ausgerichtet werden. Reine Energieverkäufe dienen nur noch als Einstiegspunkt in das Ökosystem und erodieren als eigenständige Ertragsquelle.

- Strategische Finanzierungspartnerschaften schließen, um kapitalintensive „Energy-as-a-Service“-Modelle bilanzschonend zu skalieren: Da Energieversorger die hohen Anfangsinvestitionen für Hardware (PV, Speicher, Wärmepumpen) nicht allein tragen können, sind Kooperationen mit Banken, Versicherungen oder spezialisierten Finanzdienstleistern zwingend erforderlich. Diese Partner übernehmen die Finanzierung der Assets, während der Versorger die Kundenbeziehung und das operative Management verantwortet.
- Aufbau von Kompetenzen in Hardware-Integration und digitaler Orchestrierung: Der Vertrieb benötigt tiefgreifendes Know-how über die Installation und Vernetzung von dezentralen Anlagen. Gleichzeitig muss eine leistungsfähige IT-Plattform geschaffen werden, die als „Betriebssystem des Hauses“ fungiert und alle Komponenten (HEMS, VPP-Anbindung, Abrechnung) nahtlos integriert. Investitionen in Technologie-Enabler wie gridX sind hierfür entscheidend. ⁷⁹

// These 2: Ein integriertes Ökosystem für B2B-Kunden ist nötig, um den Marktzugang nicht vollständig zu verlieren

Bis 2030 wird der Zugang zu industriellen und gewerblichen Energiekunden (B2B) ausschließlich über integrierte Dekarbonisierungs-Ökosysteme erfolgen. Der traditionelle B2B-Vertrieb, der sich auf die Aushandlung von Lieferverträgen für Strom und Gas konzentriert, verliert seine Daseinsberechtigung. Unternehmen sehen sich einem massiven Druck von Regulierungsbehörden, Investoren und Endkunden ausgesetzt, ihre Netto-Null-Ziele zu erreichen. Sie suchen daher keine reinen Energielieferanten mehr, sondern strategische Partner, die sie auf dem gesamten Weg zur Dekarbonisierung begleiten. ⁷⁷

Ein erfolgreicher Energiepartner agiert 2030 als „One-Stop-Shop“, dessen Angebot weit über die reine Energieversorgung hinausgeht. Das Portfolio umfasst die Energie-Auditierung, die Planung und Finanzierung von Effizienzmaßnahmen, die Strukturierung und

Bereitstellung von langfristigen Corporate Power Purchase Agreements (PPAs), den Bau und Betrieb von On-site-Erzeugungsanlagen sowie die Integration von Flexibilitätsoptionen in die Marktprozesse des Kunden. ⁹⁰ Partnerschaften wie die zwischen E.ON und ABB, bei der Effizienzprojekte in einem ergebnisorientierten Modell ohne Vorabinvestitionen für den Kunden umgesetzt werden, sind die Blaupause für diese neue Form der Zusammenarbeit. ^{91 91}

Ein zentrales Element dieses Ökosystems ist die Fähigkeit, die Dekarbonisierungsleistung transparent und in Echtzeit nachzuweisen. Industriekunden wie Kloeckner & Co nutzen bereits heute „CO₂-Pässe“, um die Emissionen ihrer Produkte lückenlos zu dokumentieren. ⁹² Diese Anforderung kaskadiert direkt zum Energieversorger, der in der Lage sein muss, zertifizierte und granulare Daten über die Herkunft und den CO₂-Fußabdruck der gelieferten Energie bereitzustellen. Ohne eine digitale Plattform, die diese Echtzeit-Nachweise erbringen kann, wird ein Versorger für anspruchsvolle Industriekunden nicht mehr vertragsfähig sein.

Darüber hinaus wird die Monetarisierung der kundeneigenen Flexibilität zu einem Standardbestandteil des B2B-Angebots. Das Ökosystem des Versorgers muss in der Lage sein, die Lastprofile des Industriekunden automatisch zu analysieren und steuerbare Lasten oder Speicher an den Energiemärkten gewinnbringend zu vermarkten. Für den Kunden wird der Energieverbrauch so von einem reinen Kostenfaktor zu einer potenziellen Erlösquelle. Energieversorger, die diese technologische und prozessuale Integration nicht leisten können, werden von spezialisierten Plattformanbietern und agileren Wettbewerbern verdrängt und verlieren den direkten Zugang zum hochprofitablen B2B-Markt.

/ Strategische Implikationen

- B2B-Vertrieb zur technischen Projektierungseinheit transformieren: Der klassische Key-Account-Manager muss durch einen technischen Berater und Projektentwickler ersetzt werden. Der Aufbau von tiefem Know-how in den Bereichen PPA-Strukturierung, Anlagentechnik, Energieeffizienz und regulatorische Rahmenbedingungen ist entscheidend, um als glaubwürdiger Dekarbonisierungspartner auf Augenhöhe mit der Industrie agieren zu können.

- Exklusive Hardware- und Technologie-Partner integrieren: Um ein nahtloses One-Stop-Shop-Erlebnis zu gewährleisten, müssen Energieversorger strategische Allianzen mit führenden Herstellern von Anlagentechnik (z. B. Elektrolyseure, Speicher) und Anbietern von digitalen Plattformen schließen. Exklusive Partnerschaften sichern die Kontrolle über die Qualität und Funktionalität des Gesamtangebots und schaffen Differenzierung im Wettbewerb.
- Aufbau einer Plattform für Echtzeit-Emissionsnachweise und Flexibilitätsmanagement: Die höchste Priorität muss auf der Entwicklung oder Lizenzierung einer digitalen Plattform liegen, die zwei Kernfunktionen erfüllt: die lückenlose und zertifizierte Dokumentation des CO₂-Fußabdrucks der gelieferten Energie und die automatisierte Orchestrierung und Monetarisierung der Flexibilität des Kunden. Diese Plattform ist der technologische Anker des B2B-Ökosystems.

// These 3: Hyperpersonalisierung und faktenbasierte KI-Modelle übernehmen Kommunikation und Vertrieb

Bis 2030 wird die Interaktion zwischen Energieversorgern und Kunden in weiten Teilen von Künstlicher Intelligenz gesteuert. Menschliche Vertriebs- und Servicemitarbeiter werden sich auf hochkomplexe strategische Aufgaben konzentrieren, während das Massengeschäft von autonomen KI-Systemen effizienter, schneller und mit höherer Kundenzufriedenheit abgewickelt wird. Die Ära der generischen Massenkommunikation und des reaktiven Services endet; an ihre Stelle tritt eine hyperpersonalisierte, proaktive Kundenansprache in Echtzeit.

Dass eine einheitliche Datenbasis die technische Voraussetzung für jeden KI-Einsatz ist, gilt unternehmensweit – und ist in Kapitel 2 dargelegt. Im Vertrieb hat diese Prämisse eine unmittelbar messbare Konsequenz: Hyperpersonalisierung im industriellen Maßstab. KI-Modelle, die kontinuierlich Verbrauchsdaten, Smart-Meter-Signale und Vertragshistorie auswerten, erkennen Bedarfsveränderungen beim Kunden, bevor er sie selbst artikuliert. Erkennt die KI beispielsweise, dass ein Kunde ein Elektroauto angeschafft hat, generiert sie automatisch ein maßgeschneidertes Angebot für einen dynamischen Ladetarif inklusive Wallbox-Installation und -Finanzierung. Dieser Prozess, von der

Bedürfniserkennung bis zum Vertragsabschluss, kann in Sekunden abgeschlossen werden.⁸⁵ Octopus Energy belegt, dass KI-generierte Kundenkommunikation bereits heute 18 % höhere Zufriedenheitswerte erzielt als menschliche Agenten. Das „Next-Best-Offer“-Modell ersetzt den klassischen Vertriebszyklus. Der Versorger wartet nicht mehr auf eine Anfrage – er antizipiert den Bedarf. Wer diese Fähigkeit aufbaut, verwandelt seine historisch gewachsene Kundenbasis von einem Kostenfaktor in einen strategischen Wettbewerbsvorteil. Wer sie nicht aufbaut, verliert die Kundenschnittstelle an Anbieter, die es tun.

Im Kundenservice werden autonome KI-Agenten („Agentic AI“) zur ersten Anlaufstelle. Diese Systeme sind in der Lage, komplexe Anfragen wie eine Rechnungskorrektur, eine Tarifoptimierung oder die technische Störungsmeldung einer Solaranlage vollständig autonom zu bearbeiten.⁸⁷ Sie übertreffen menschliche Agenten nicht nur in Geschwindigkeit, sondern auch in der Zufriedenheit, wie Erfahrungen von Octopus Energy zeigen, wo KI-generierte E-Mails bereits heute zu 18 % höheren Zufriedenheitswerten führen.⁸⁸

Sogar der eigentliche Verkaufsprozess wird automatisiert. KI-Agenten führen Verkaufsgespräche über Chatbots oder Voicebots, klären technische Details mithilfe von angebundenen Planungstools – wie sie die Stadtwerke München bereits für die PV-Planung nutzen⁸⁴ – und finalisieren die Finanzierung über integrierte Schnittstellen zu Partnerbanken. Der gesamte Prozess von der ersten Anfrage bis zum finalen Vertrag für ein komplexes Energie-Ökosystem wird so auf Minuten reduziert. Diese radikale Effizienzsteigerung senkt nicht nur die Vertriebskosten drastisch, sondern entspricht auch der Erwartungshaltung digital-affiner Kunden nach sofortigen und nahtlosen Lösungen. Unternehmen, die an manuellen, langsamen Prozessen festhalten, werden im Wettbewerb um den Kunden chancenlos sein.

/ Strategische Implikationen

- Schaffung einer „Single Source of Truth“ als unumgängliche Priorität: Alle verfügbaren Kundendaten – von Verbrauchs- und Erzeugungsdaten über Vertragsdetails bis hin zu jeder einzelnen Service-Interaktion – müssen in einer zentralen, sauberen Datenplattform zusammengeführt werden. Ohne dieses Fundament sind effektive Hyperpersonalisierung

und der Einsatz fortschrittlicher KI-Modelle unmöglich.

- Radikalen Umbau der Service- und Vertriebsorganisation einleiten: Manuelle, repetitive Tätigkeiten im Kundenservice und im einfachen Produktverkauf müssen konsequent durch „Agentic AI“ ersetzt werden. Gleichzeitig muss ein gezielter Aufbau von neuen Kompetenzen erfolgen: KI-Spezialisten, Datenanalysten und „KI-Orchestratoren“, die die autonomen Systeme trainieren, überwachen und weiterentwickeln.
- Investition in KI-gestützte Vertriebs- und Serviceplattformen: Anstatt auf isolierte Insellösungen zu setzen, müssen Unternehmen in integrierte Customer-Relationship-Plattformen investieren, die KI nativ unterstützen. Die Entscheidung fällt hier klar zugunsten des Kaufs von spezialisierten Lösungen (z. B. BSI Customer Suite, wie von EnBW implementiert ⁸⁷), anstatt teure und langwierige Eigenentwicklungen zu riskieren.

// These 4: KI-basierte Betriebssysteme sind die Basis für Skalierbarkeit und minimale Cost-to-Serve

Bis 2030 wird die Wettbewerbsfähigkeit eines Energieversorgers maßgeblich von der Qualität seines technologischen Rückgrats – seines „Betriebssystems“ – bestimmt. Monolithische, in Eigenentwicklung entstandene IT-Landschaften, die heute noch weit verbreitet sind, werden zu einem untragbaren Klotz am Bein. Sie sind zu langsam, zu teuer und zu unflexibel, um die Anforderungen der dezentralen, dynamischen Energiewelt zu bewältigen. Die Zukunft gehört modularen, cloud-nativen Plattformen, die durch spezialisierte KI-Agenten gesteuert werden und zwei

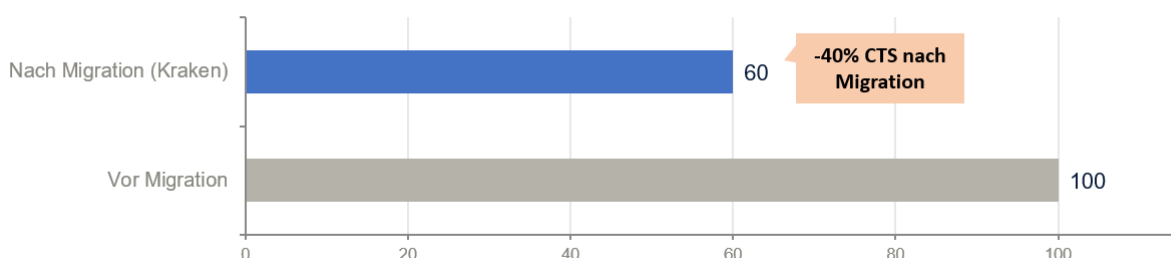
Ziele verfolgen: radikale Skalierbarkeit und ein Minimum an operativen Kosten („Cost-to-Serve“).

Diese neuen Betriebssysteme, wie sie von Anbietern wie Kraken erfolgreich am Markt etabliert werden, funktionieren nach dem „Buy-not-Build“-Prinzip. ⁹² Sie bieten eine standardisierte, aber hochflexible Architektur, die es ermöglicht, neue Produkte, Tarife oder Dienstleistungen innerhalb von Minuten oder Stunden zu konfigurieren und auf den Markt zu bringen – nicht in Monaten oder Jahren. ⁸¹ Die Migration auf solche Plattformen führt zu dramatischen Effizienzgewinnen. So konnte ein Anbieter nach der Umstellung auf die Kraken-Plattform die Anzahl der Anrufe von Geschäftskunden um 32 % reduzieren, da viele Prozesse automatisiert und fehlerfrei abliefen. ⁸¹ Kraken selbst gibt die erzielte Reduktion der Cost-to-Serve plattformweit mit 40 % an. ⁹⁵

Innerhalb dieser Betriebssysteme übernehmen tausende spezialisierte KI-Agenten autonom die Kernprozesse des Energievertriebs. Ein KI-Agent überwacht die Abrechnung und korrigiert Anomalien, bevor sie zu Kundenbeschwerden führen. ⁸⁶ Ein anderer Agent managt die Datenpflege und sorgt für die Integrität der „Single Source of Truth“. Wieder andere steuern die Auspielung von Marketingkampagnen oder die Optimierung der Einsatzplanung von Servicetechnikern. ⁸² Diese vollautomatisierte Prozesslandschaft senkt die Cost-to-Serve auf ein in der Branche bisher unerreichtes Minimum.

Die Architektur dieser Systeme ist konsequent auf APIs (Application Programming Interfaces) ausgerichtet. Dies ermöglicht die nahtlose Anbindung von Drittanbieter-Anwendungen, Partner-Ökosystemen und neuen Hardware-Komponenten. Ein Versorger kann so schnell auf Marktveränderungen reagieren und sein Angebot flexibel erweitern, ohne die Kerninfrastruktur anpassen zu müssen. Diese Agilität ist in einem Markt, der von schnellen technologischen Zyklen und sich ändernden regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt ist, ein entscheidender

Kraken-Plattform: Reduktion Cost-to-Serve



Überlebensfaktor. Unternehmen, die an ihren starren Altsystemen festhalten, werden ihre Kosten nicht in den Griff bekommen und ihre Innovationsgeschwindigkeit wird gegen Null tendieren.

/ Strategische Implikationen

- Migration auf cloud-native Betriebssysteme als strategische Notwendigkeit erzwingen: Die Führungsebene muss eine klare „Buy-not-Build“-Strategie für die Kernsysteme des Vertriebs vorgeben. Der Ausstieg aus teuren Eigenentwicklungen und die Migration auf eine bewährte, skalierbare Cloud-Plattform (wie Kraken oder ähnliche) ist keine IT-Entscheidung, sondern eine grundlegende strategische Weichenstellung zur Sicherung der Zukunftsfähigkeit.
- IT-Investitionen primär auf die drastische Senkung der Cost-to-Serve ausrichten: Der Business Case für IT-Projekte muss sich an der radikalen Automatisierung von Prozessen und der damit verbundenen Kostensenkung messen lassen. Investitionen sollten gezielt in die Implementierung von KI-Agenten für Standardprozesse wie Abrechnung, Datenmanagement und einfachen Kundenservice fließen.
- Aufbau einer API-First-Architektur zur Maximierung der Agilität: Die IT-Strategie muss sicherstellen, dass alle neuen Systeme und Anwendungen über standardisierte Schnittstellen verfügen. Dies ist die Voraussetzung, um schnell neue Partner integrieren, innovative Produkte launchen und auf die dynamischen Anforderungen des Marktes reagieren zu können, ohne in langwierigen und teuren Integrationsprojekten gefangen zu sein.

Ihre Experten



Felix Schwerin

Partner | Strategy

Felix.schwerin@eraneos.com



Christian Wetter

Partner | Strategy

Christian.wetter@eraneos.com



Dominique Tichelbäcker

Partner | Strategy

Dominique.tichelbaecker@eraneos.com



Sebastian Schlör

Partner | Strategy

Sebastian.schloer@eraneos.com



Hans Jacob

Principal | Strategy

Hans.jacob@eraneos.com



Lukas Richter

Principal | Strategy

Lukas.richter@eraneos.com



Lukas Schwind

Principal | Strategy

Lukas.schwind@eraneos.com



Niklas Niemann

Senior Manager | Strategy

Niklas.niemann@eraneos.com

// Quellen

1. Genesis Energy. (2025). 'Gen35' strategy Investor Presentation.
2. Acciona Energía. (2025). 'value not quantity' approach Earnings Presentation.
3. Solaria Energia y Medio Ambiente SA. (2025). Strategy Investor Presentation.
4. Elsewedy Electric. (2026). 50MW/100MWh project in Greece, Company Publication.
5. Uniper. (2025). News report on Uniper's Strategic Reset and reduced 2030 green targets.
6. Econergy. (2025). Company Publication on German utility-scale battery capacity forecasts to 2030.
7. Uniper SE. (2025). Investor Presentation on 'Kraftwerksstrategie' and capacity auctions.
8. Greenvolt. (2025). Investor Presentation on asset rotation for wind and storage.
9. RWE. (2025). 400 MW / 700 MWh battery storage system at Gundremmingen.
10. GE Vernova. (2025). Company Publication advocating for a 'Central Capacity Market'.
11. Bundesrechnungshof. (2026). Special report by Germany's Federal Audit Court on the national hydrogen strategy.
12. Fluence Energy. (2025). Mosaic platform, Company Publication.
13. Bird & Bird. (2025). Corporate PPAs: An international perspective.
14. RWE. (2025). Expert Call on German Power Generation Strategy. [Experteninterview]
15. EnBW. (2025). 'H2-ready' fuel-switch power plant at Stuttgart-Münster.
16. Uniper SE. (2025). Capital Markets Story.
17. EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG. (2025). EnBW Investor presentation.
18. Uniper SE. (2025). Uniper & Microsoft Form Strategic Partnership to Accelerate Energy Industry Transformation.
19. CEZ AS. (2025). CEZ Group: Clean Energy of Tomorrow.
20. RWE AG. (2025). Energy Expert Provides a Positive Outlook on RWE. [Experteninterview]
21. RWE AG. (2025). AWS to provide RWE with cloud and AI services.
22. Nord/LB. (2026). NORD/LB secures financing for pioneering large-scale battery energy storage system.
23. Alphabet Inc. (2026). Google expands 24/7 carbon-free energy partnership with Engie in Germany.
24. Apricum. (2025). Playing Offense in the PPA Space with 24/7 Carbon-Free Energy PPAs.
25. RWE AG. (2025). RWE Aktiengesellschaft — Guidance | Updates.
26. 1 Komma5°. (2025). German cleantech 1Komma5° connects 600 MW to virtual power plant.
27. Dexter Energy Services. (2025). Former Trading Expert at Enspired Sees No Consensus on Best Optimization Actor in Renewable Energy Trading. [Experteninterview]
28. RWE AG. (2025). Factbook 2025.
29. Microsoft Corp. (2023). The era of AI: How the Microsoft Cloud is accelerating AI transformation across industries.
30. Econergy Renewable Energy Ltd. (2025). Financial Statement & Excel Bod Tables Q3/2025.
31. News. (2025). German power market faces lower liquidity and higher price volatility if bidding zone split is implemented.
32. Amprion. (2025). 2025 Market Report.
33. E.ON SE. (2026). CEO at Generation Energie Sees Significant Opportunities in U.K. Energy Market Amid Evolving Regulations. [Experteninterview]
34. Terralayr. (2025). Head of New Technology Solutions at Siemens Energy Sees AI Transforming BESS Markets in the U.K. and Germany. [Experteninterview]
35. trawa. (2025). CEO of TIME Energy Believes Trawa Has Potential for Market Expansion in Germany with Effective Decarbonization Strategies. [Experteninterview]

36. McKinsey & Company. (2024). Unlocking value from power and natural gas trading in North America.
37. EY. (2024). Analysis: four factors to guide battery storage investment.
38. ERCOT. (2025). CEO of Eligius Power Sees AI and Weather Forecasting as Key to Optimizing U.S. BESS Market Assets. [Experteninterview]
39. Uniper SE. (2025). Company Publication.
40. Vistra Corp. (2025). Vistra Corp., Q3 2025 Earnings Call. [Transcript]
41. NRG Energy Inc. (2023). NRG Energy, 2023 Investor Day Presentation.
42. KPMG. (2025). Intelligent energy.
43. Logiciel Solutions Ltd. (2025). Where Energy Meets Intelligence.
44. NVIDIA Corp. (2024). Spotlight: Siemens Energy Accelerates Power Grid Asset Simulation 10,000x Using NVIDIA Modulus.
45. Polska Grupa Energetyczna SA. (2026). PGE Investor Presentation.
46. News. (2024). What is AI Energy: Breaking Down the Basics.
47. enervis energy advisors. (2025). Enervis launches 24/7 PPA Platform.
48. RWE Supply & Trading GmbH. (2024). RWE, Salzgitter Group sign PPA for 180MW German solar PV park.
49. Shell Energy Retail. (2025). Shell Buys Offshore Wind Power for Hydrogen Electrolyzer in Germany.
50. EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG. (2025). EnBW — Guidance | Updates.
51. Brady. (2026). Chief Revenue Officer at Previs Systems Sees Opportunity for New Players in ETRM Market with Better Value Offerings. [Experteninterview]
52. GE Vernova Inc. (2025). Germany at a crossroads: Energiewende perspectives.
53. ERCOT. (2025). Energy Trader at Xcel Energy Believes Experience and Strategic Bidding Are Key in Navigating Power Trading Markets. [Experteninterview]
54. Kraken. (2025). Former Officer at E.ON Believes AI and Digital Transformation Are Key to Energy Sector's Future. [Experteninterview]
55. MTNews. (2025). Distribution System Operators In Germany: Investment And Financing Structures.
56. Tennet. (2025). Grid firm TenneT open to German state involvement with 216bn spending plan.
57. E.ON SE. (2025). Full year 2024 Results.
58. EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG. (2025). Update to Credit analysis.
59. Amprion. (2025). 2025 Market Report.
60. Ontario Energy Board. (2025). Report of the OEB.
61. E.ON SE. (2025). Roadshow Presentation.
62. Frost & Sullivan. (2026). 5 Opportunities fueling Reliability and Innovation in Critical Power.
63. IFS. (2025). IFS and Siemens Forge Strategic Partnership to Power the Autonomous Grid of the Future.
64. E.ON SE. (2024). Facts and Figures 2025.
65. Vattenfall. (2025). Vice President at 1Komma5° sees shift towards consumption-oriented energy systems by 2030 in German market. [Experteninterview]
66. Vattenfall. (2025). Head of Business Development at Vattenfall sees challenges and opportunities in home electrification and decentralized energy solutions. [Experteninterview]
67. Tesla Inc. (2025). Managing Partner at Aedificium Capital sees growth potential in energy storage driven by scale and policy support. [Experteninterview]
68. Legrand SA. (2025). Country Manager at Vantage Data Centers sees shifting customer interests and community resistance in Germany and Swiss markets. [Experteninterview]
69. TransnetBW. (2025). TransnetBW and Octopus Energy successfully trial OctoFlexBW for EV to grid flexibility.
70. E.ON SE. (2025). E.ON Capital Markets Story.
71. EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG. (2025). EnBW Investor presentation.

72. EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG. (2025). EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG: Update to credit analysis.
73. Svea Solar. (2026). Ikea, Svea Solar launch dynamic electricity tariff in Germany.
74. Svea Solar. (2026). Ikea, Dynamic Electricity Tariff Germany.
75. Bunnings. (2025). Australian retailer Bunnings launches solar and battery subscription service.
76. Apricum. (2025). Harnessing the potential of HEMS and VPPs: A strategic opportunity for utilities and retailers.
77. Afry AB. (2025). From ambition to action.
78. SolarTech. (2025). Solar as a Service: The Complete Guide to Models, Costs, and Benefits in 2025.
79. E.ON SE. (2025). Capital Markets Story.
80. European Federation for Transport and Environment. (2025). Electric depots: the key to electrifying road logistics.
81. Kraken. (2025). Kraken Expands to Serve Commercial & Industrial Customers.
82. Mapbox. (2025). Mapbox and Kraken Modernize Utility Operations with AI-Powered Logistics.
83. Amazon Web Services. (2025). How E.ON saves £10 million annually with AI diagnostics for smart meters powered by Amazon Textract.
84. Stadtwerke München GmbH. (2025). Stadtwerke München setzen Aurora AI für Photovoltaik-Planung ein.
85. Kraken. (2025). Germany's MAINGAU implements Kraken tech for demand side management.
86. Open International. (2025). Protecting Revenue and Vulnerable Customers Through Assistance Programs.
87. EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG. (2026). EnBW verbessert Kundenservice mit KI-gestützter Plattform.
88. Ada. (2025). Examples of generative AI for customer service.
89. Thüga Aktiengesellschaft. (2025). Thüga überzeugt weitere Partner von der TAP.
90. EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG. (2025). EnBW and DHL Group sign PPA for green energy from He Dreiht offshore wind farm.
91. ABB Ltd. (2025). ABB and E.ON partner to accelerate energy efficiency in industrial and commercial sectors.
92. Kloeckner & Co SE. (2026). Company Presentation.
93. Ostrom. (2025). Project Manager at Octopus Energy Is Positive About Becoming a Top Energy Retailer in Germany Through Smart Tariffs and Customer Empowerment. [Experteninterview]
94. RWTH Aachen. (2026). Daten zu stationären Batteriespeichern in Deutschland.
95. Kraken Technologies. (2026). Platform metrics. Kraken.tech.