

Regulatorik Radar

Energie 2025

Ein umfassender Leitfaden zu den regulatorischen
Entwicklungen im Energiesektor

Energy Transition & Utilities | Februar 2025



Vorwort

2025 ist ein vielversprechendes Jahr. Bedeutende Ereignisse und Technologien beeinflussen den Markt, was sowohl Chancen als auch Herausforderungen mit sich bringt. Mit diesem Bericht wollen wir Ihnen [einen Überblick über europäische und deutsche regulatorische Änderungen](#) verschaffen und Ihnen einen Eindruck davon geben, worauf Sie sich vorbereiten müssen. [Beispiele aus Großbritannien](#) ergänzen den Bericht, da die Briten vor ähnlichen Herausforderungen stehen.

Trumps Amtseinführung war ein klares Signal für die Richtung der Vereinigten Staaten in den kommenden vier Jahren. Die neue Regierung lockert das Geschäftsumfeld, um den [Wettbewerb gegenüber China zu stärken](#). Die EU hat einen gegensätzlichen Kurs eingeschlagen, und die Marktteilnehmer beklagen, dass der europäische Markt zu stark reguliert und fragmentiert ist. Dies wirkt sich insbesondere auf die Investitionen aus, da die rasanten regulatorischen Entwicklungen zu mehr Unsicherheit führen. Im vergangenen Jahr machte der Draghi-Bericht deutlich, dass die [EU Gefahr läuft, im Handelskrieg zwischen den USA und China als Verlierer hervorzugehen](#).

Der Konservatismus in den Mitgliedstaaten nimmt zu, was die Politik im Bereich der erneuerbaren Energien und die Bemühungen um Nachhaltigkeit negativ beeinflussen könnte. Bisher wurde dies durch den [Green Deal](#) vorangetrieben, aber die EU könnte als Reaktion auf die Marktsignale aus den USA verstärkt ein Geschäftsumfeld mit weniger Bürokratie unterstützen. Entwicklungen um Omnibus und die damit einhergehende abgeschwächte Regulierung zu Themen der Nachhaltigkeit wie der CSRD oder CS3D zeigen, dass die EU das Thema Bürokratieabbau sehr ernst nimmt.

Auch [GenAI prägt eine neue Wirtschaft](#), und Unternehmen müssen sich anpassen, um wettbewerbsfähig zu bleiben. Die EU hat den AI Act verabschiedet, um verantwortungsvollen und ethischen Umgang mit KI zu gewährleisten, was eine wichtige Entwicklung ist, sich aber deutlich vom Ansatz der USA und Chinas unterscheidet. Ein weiterer kritischer Aspekt ist der [Energieverbrauch von KI](#): Rechenzentren schießen wie Pilze aus dem Boden und das Training eines KI-Modells verbraucht so viel Energie wie 5.000 US-Haushalte jährlich. Auch über die entsprechenden THG-Emissionen muss sorgfältig berichtet werden, was in den laufenden Diskussionen derzeit etwas in Vergessenheit gerät.

In diesem Bericht werden wir zunächst die politische Zielsetzung und den Strommarkt beleuchten. Wir thematisieren den EU-Wettbewerbskompass, die EnWG-Novelle und die Frage, wie angepasste [Entflechtungsregeln](#) den Netzbetreibern [neue Geschäftsfelder](#) eröffnen können. Im Abschnitt über Geschäftstätigkeit und Reporting geben wir Einblicke, wie der [EU AI Act](#) und [CS3D](#) eingehalten werden können und wie die zusätzlichen Meldepflichten im Rahmen von [REMIT II](#) Systeme und Verfahren zur Identifizierung potenzieller Verstöße ändern könnten.

Wir hoffen, dass unser Bericht Sie dazu inspirieren kann, die Herausforderungen dieses Jahres zu meistern.



Inhalt

01 Politische Zielsetzung & Strommarkt	4
Der EU-Kompass für Wettbewerbsfähigkeit bleibt grün	5
Die Reform des Strommarktdesigns wird umgesetzt	7
GNDEW soll den Rollout von Smart Metern endlich beschleunigen	9
EnWG-Novelle zur Reduzierung von PV-Netzengpässen	11
Network Code on Demand Response verändert flexible Märkte	13
02 Geschäftstätigkeit und Reporting	15
EU AI Act erfordert Kontrolle von KI-Systemen	16
CS3D jetzt Teil der Nachhaltigkeitsberichterstattung	19
REMIT II erhöht Aufwand für STOR, Algo-Trading und LNG	21
CO2-Grenzausgleichssystem ab 2026 vollständig in Betrieb	23
03 Extra: Wichtige Entwicklungen in Großbritannien	24
Großbritanniens Clean Power Mission für 2030	25
Überprüfung der Strommarktvereinbarungen	27
CO ₂ -Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung starten in GB	29





01

Politische Zielsetzung & Strommarkt

Politische Ambitionen zur
Steigerung der
Wettbewerbsfähigkeit der EU und
relevante Änderungen im
Strommarktdesign





Der EU-Kompass für Wettbewerbsfähigkeit bleibt grün

Die EU nimmt "drastische Veränderungen" vor, um die Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern, der Green Deal bleibt intakt

Der im September 2024 erschienene Draghi-Bericht zur Wettbewerbsfähigkeit der EU hebt die deutlichen Schwächen der EU hervor. Insbesondere mit Blick auf einen drohenden Handelskrieg zwischen den USA und China lautet das Fazit: Die EU muss sich drastisch verändern, wenn sie auf dem Weltmarkt wettbewerbsfähig bleiben will.

Aufbauend auf Draghis Bericht hat die Europäische Kommission im Januar 2025 ihren **Kompass für Wettbewerbsfähigkeit** vorgestellt. Ziel ist es, das Wachstum zu fördern und die Wettbewerbsfähigkeit zu stärken; dies soll insbesondere durch fünf Faktoren geschehen:

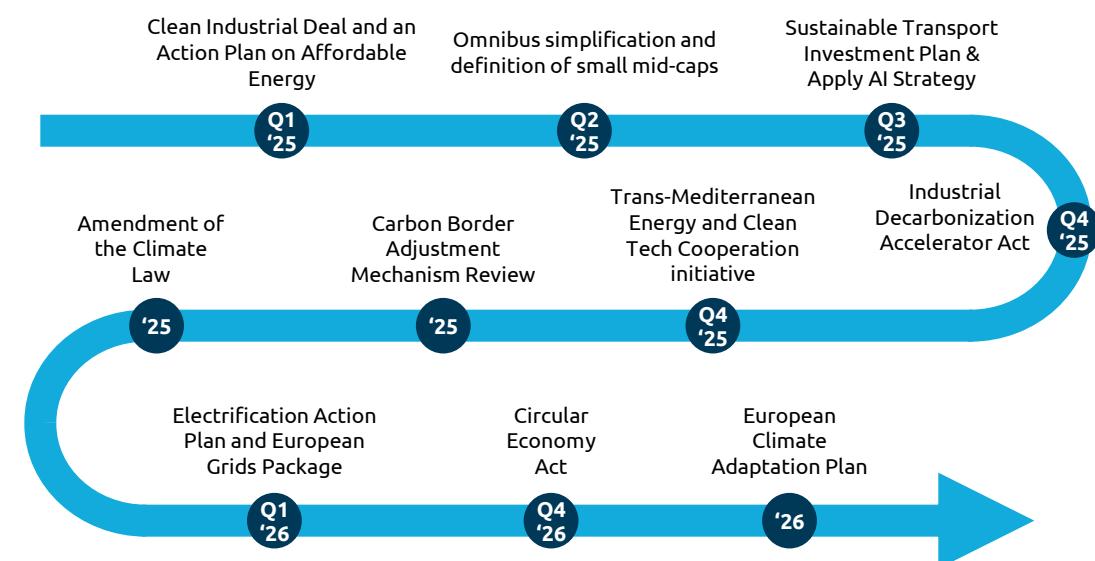
1. Vereinfachung
2. Abbau von Hindernissen für den Binnenmarkt
3. Finanzierung der Wettbewerbsfähigkeit
4. Förderung von Qualifikationen und hochwertigen Arbeitsplätzen
5. Bessere Koordination der Politik zwischen EU- und nationaler Ebene

Erfreulicherweise wird dem Thema Energie im Kompass ein hoher Stellenwert beigemessen. Für Akteure im Energiemarkt wirken die Pläne der Kommission auf den ersten Blick vielversprechend: **Erneuerbare Energien bleiben wichtig**, Investitionen werden gefördert, und die Kommission stellt vereinfachte Regeln und Verfahren in Aussicht. Hohe Energiepreise und Investitionskosten bleiben jedoch weiterhin ein Problem.

Um die Akzeptanz der Energiewende zu stärken, ist eine strukturelle Entlastung des Marktes entscheidend. Die Verknüpfung von Net Zero-Ambitionen mit einer stärkeren Industriepolitik ist ein Schritt in die richtige Richtung, auch wenn die Umsetzung in der Praxis herausfordernd werden dürfte.

Energiewende bleibt notwendig für die Versorgungssicherheit

Obwohl konservative Stimmen in Europa zunehmen, hält die Europäische Union an der Energiewende fest. Der Grund hierfür hat sich nicht geändert: Die Abhängigkeit der EU von ausländischen Energiequellen ist eine Bedrohung für die Versorgungssicherheit. Die Europäische Kommission setzt sich daher weiterhin für den Umstieg auf erneuerbare Energien ein, um vollkommen unabhängig von Drittländern zu werden. Darüber hinaus zielt die Kommission mit der Einführung des **Clean Industrial Deal** auf die Dekarbonisierung energieintensiver Industrien (z.B. von Stahl, Metallen, Chemikalien) ab. Diese Akteure könnten wiederum besonders von Power Purchase Agreements profitieren.





Investitionen werden nachdrücklich gefördert

Die Notwendigkeit von Investitionen wird durch die Europäische Kommission im Kompass ausdrücklich betont. Das Netz muss **modernisiert und ausgebaut** werden, um den Energiebinnenmarkt zu stärken. Dies betrifft sowohl Netzbetreiber auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilungsebene. Um die Energiewende weiter zu beschleunigen, verspricht die Kommission zudem einfachere Vorschriften, schnellere Genehmigungsverfahren und einen besseren Zugang zu Finanzmitteln für diejenigen, die in Elektrifizierung, Wasserstoff, das CO₂-Transportnetz und Speicher investieren werden.

Darüber hinaus hat die Kommission ebenfalls ein **Koordinierungsinstrument für Wettbewerbsfähigkeit** vorgestellt. Anhand der Important Projects of Common European Interest (IPCEI) sollen transnationaler Vorhaben, die zu den strategischen Zielen beitragen ermittelt und für die Umsetzung erforderliche Investitionen gefunden werden. IPCEIs sind ein wichtiges Asset im Kompass und sollen strategischen, grenzüberschreitenden Projekten einen Schub verleihen. Der Schwerpunkt liegt dabei insbesondere auf „grenzüberschreitenden“ Projekten, da die Kommission die Koordination nationaler Politik verbessern möchte. Die Energieinfrastruktur wurde als eines der Pilot-Themen ausgewählt, ein einfacheres und schnelleres Gesamtförderinstrument und -verfahren zu schaffen. Die Anpassungen stehen im Einklang mit Draghis Vorschlag, die IPCEI über "bahnbrechende Technologien" hinaus auszuweiten und industrielle Infrastrukturprojekte von übergreifendem europäischem Interesse mit einzubeziehen.

Sowohl die Investitions- als auch die Energiekosten müssen gesenkt werden

Besonders die hohen Energiekosten stellen eine erhebliche Belastung für den europäischen Markt dar. Die Kommission bekräftigte Draghis Besorgnis: Nicht nur für die Haushalte, sondern auch für die Industrie müssen die **Energiepreise**

erheblich gesenkt werden, da europäische Unternehmen für Energie deutlich mehr zahlen als z.B. amerikanische Konkurrenten. Die Kommission sieht zur Kostensenkung mehrere Möglichkeiten: bessere Marktintegration, PPAs, Laststeuerung durch die Industrieteilnehmer und Anpassung der Netzentgelte.

Um die Investitionskosten zu decken, wird ein **Europäischer Fonds für Wettbewerbsfähigkeit** eingerichtet, der Investitionen in strategische Technologien und IPCEI ermöglicht. Neben dem Fonds und der Unterstützung durch die EIB will die Kommission jedoch auch privates Kapital mobilisieren und mit privaten Investoren zusammenarbeiten. Akteure die sich auf KI und Energiespeicher konzentrieren, erhalten dabei gute Chancen, sich für finanzielle Unterstützung zu qualifizieren.

Regeln und Meldepflichten werden vereinfacht

Nach Jahren der Einführung von Berichterstattungsstandards hat die Kommission eine "beispiellose Vereinfachungsbemühung" angekündigt, um den Berichterstattungsaufwand zu verringern. Ziel ist es, bestimmte Vorschriften (z. B. bestehende Melderichtlinien) zu optimieren und dadurch Betriebskosten zu senken.

>25% weniger Verwaltungsaufwand für Unternehmen

Das erste **Omnibus-Paket** umfasst die Richtlinien zur Nachhaltigkeitsberichterstattung. CSRD, CS3D und EU-Taxonomie werden dabei als erstes angeglichen. Während Bedenken geäußert wurden, dass dies eine Abkehr von der grünen Transformation bedeuten könnte, sind durch Überschneidungen zwischen den Vorschriften Potenziale zur Optimierung und Vereinfachungen erzielbar.



Die Reform des Strommarktdesigns wird umgesetzt

Doch die neuen Entwicklungen gehen über den europäischen Reformvorschlag von 2023 hinaus

Angesichts der Energiekrise 2022, hat die EU im März 2023 eine umfassende **Reform des Marktdesigns** eingeleitet, welche einen wichtigen Meilenstein auf dem Weg zu einem integrierten, nachhaltigen, europäischen Stromnetz darstellt. Nichtsdestotrotz ist der Regulator ständig dabei, die bestehenden Methoden und das Design zu bewerten und zu verbessern. Dieses Kapitel gibt einen Überblick über einige Entwicklungen und Methoden des europäischen Strommarktdesigns.

European Resource Adequacy Assessment wird robuster

ENTSO-E ist dazu verpflichtet, einen jährlichen Bericht zu veröffentlichen, in dem die **Risiken für die Versorgungssicherheit** der EU in den nächsten 10 Jahren bewertet werden. Neben Prognosen und Analysen umfasst diese Bewertung auch die gegenseitigen Versorgungsabhängigkeiten sowie die Abhängigkeit von anderen Mitgliedstaaten im Fall von Netzüberlastungen. Auf Basis des ERAA können potenzielle Ursachen für Versorgungsengpässe und weiterführende nationale Maßnahmen abgeleitet werden. Während ACER den Bericht im Mai 2023 genehmigt hat, wurden ENTSO-E zusätzliche Anforderungen auferlegt, unter anderem die Verfeinerung der Modellierungsansätze (z. B. Anlageverhalten). Die Überprüfung des 2024 ERAA-Berichts durch ACER wird im ersten Quartal 2025 erwartet.

Implementierung von 15-Minuten-Produkten in Single Day Ahead Kopplung

In einem Zweijahresabstand müssen Nominated Electricity Market Operators (NEMOs), Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs), Marktteilnehmer und Regulierungsbehörden die verfügbaren **SDAC-Produkte** überprüfen, um neben der Erfüllung der **CACM-Verordnung** (Capacity Allocation and Congestion Management), auch sicherzustellen, dass die Produkte weiterhin den Anforderungen und Bedürfnissen

entsprechen. Die CACM-Verordnung ist eine wesentliche Säule des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes und beschreibt die Methoden zur Berechnung der verfügbaren grenzüberschreitenden Leitungskapazität, die die Marktteilnehmer nutzen können, ohne die Systemsicherheit zu gefährden. SDAC beinhaltet als Teil der CACM-Richtlinie einen Algorithmus, der knappe grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten durch Kopplung der Stromgroßhandelsmärkte effizient zuweist.

Ende April 2024 schlugen die NEMOs ACER vor, die Produktmethodik zu ändern, um **15-Minuten-Produkte** in den SDAC aufzunehmen. Der Vorschlag umfasst sowohl Änderungen an der IT-Architektur als auch am SDAC-Algorithmus selbst. Dies wurde als notwendig erachtet, da Simulationsläufe darauf hindeuteten, dass die Leistung des Algorithmus von der Vielfalt der Produkt-/Auftragstypen der Gebotszonen stark beeinflusst wird. Die Änderungen wurden ebenfalls von den ÜNBs unterstützt, vor dem Hintergrund, Hindernisse für den Handel mit 15-Minuten-Produkten zu beseitigen und die EU-Stromverordnung einzuhalten.

Ein ausgearbeiteter Vorschlag der ÜNBs wurde ACER im Mai 2024 unterbreitet. Angesichts des stetig wachsenden Datenvolumens innerhalb des begrenzten (und sogar verkürzten) Berechnungszeitraums, enthielt der Vorschlag die Einführung einer **Backup-Funktionalität**, die bei zu langer Berechnungszeit aktiviert wird. Simulationen deuten zwar darauf hin, dass diese Funktion nur selten benötigt wird (weniger als einmal pro Jahr), nichtsdestotrotz handelt es sich um wertvolle Sicherheitsmaßnahme.

Ende von Q3 2024 hat ACER den Vorschlag überprüft und die Änderungen der Methodik genehmigt. Die Umsetzung ist für Januar 2025 geplant.



Europäischer Rat billigt Maßnahmen für nachhaltige Stromnetze

Der Europäische Rat hat im Mai 2024 verschiedene Maßnahmen beschlossen, um ein vollständig vernetztes, widerstandsfähiges und synchronisiertes **Stromnetz in der EU** zu stärken. Die Maßnahmen konzentrieren sich auf die Vernetzung und die langfristige Planung auf EU-Ebene und der gleichzeitigen Bottom-up-Koordinierung auf nationaler Ebene. Durch diesen Ansatz können Unterschiede der Mitgliedstaaten berücksichtigt werden, die aktuell nicht oder nur teilweise miteinander verbunden sind.

Die wichtigsten Forderungen und Aufgaben an die Kommission (die vom Rat gestellt wurden) lauten wie folgt:

- die Bereitstellung von Informationen, die den **tatsächlichen Investitionsbedarf** mit den zugewiesenen Mitteln vergleichen; und
- die **grenzüberschreitende Infrastruktur** (im Hinblick auf Planung, Auswahl und Umsetzung) genauer unter die Lupe zu nehmen und zu prüfen, ob der Governance-Rahmen noch geeignet ist.

Darüber hinaus wurde die **Europäische Investitionsbank** damit beauftragt, den Prozess durch Förderinitiativen zu unterstützen, die auf den weiteren Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze abzielen.

In Summe spiegelt die Zustimmung des Rates das Ziel der EU wider, die Versorgungssicherheit zu stärken und gleichzeitig den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen.

Virtuelle Hubs könnten Realität werden, stehen aber auf dem Prüfstand

Im Rahmen der Reform des Strommarktdesigns wurde der Kommission das Mandat erteilt, die **Einführung virtueller Hubs** zu prüfen. Ein virtueller Hub erstellt einen einzelnen Referenzpreis, indem er Angebot und Nachfrage aus Gebotszonen zusammenfasst. Regionale Referenzpreise können die Preistransparenz verbessern und langfristige Übertragungsrechte über ein Jahr hinaus ermöglichen. Vergleich-

bare virtuelle Hubs sind im nordischen Markt bereits im Einsatz.

ACER hat einen **Preiskorrelationssimulator** für virtuelle Hubs entwickelt, um zu prüfen, ob regionale virtuelle Hubs für Terminmärkte einen Vorteil bieten. Dies wird durch die Darstellung von Korrelationen zwischen Gebotszonen, Day-Ahead-Preisen und geografischen Konfigurationen potenzieller virtueller Hubs (als Hedging-Proxy) erreicht. Erste Ergebnisse suggerieren, dass ein virtueller Hub-Preis tatsächlich das Potenzial für eine stärkere Korrelation mit den EU-Gebotszonen liefert als die gegenwärtigen Hedging-Proxys.

Eine aktuelle Studie, unter anderem im Auftrag von Energy Traders Europe, warnt allerdings davor, dass virtuelle Hubs **Risiken für die Liquidität und die Hedging-Effizienz** darstellen könnten (z. B. Liquiditätsaufteilung zwischen einem virtuellen Hub und großen Gebotszonen). Dies steht im Einklang mit früheren ENTSO-E Bedenken und dem erforderlichen Zeitplan für die Umsetzung von 5 bis 10 Jahren.

Im nächsten Schritt führt die Europäische Kommission eine Folgenabschätzung durch, um den Terminmarkt zu bewerten. Das Ergebnis stellt die Grundlage für eine potenzielle Änderung der Forward Capacity Allocation Regulation 2026.



GNDEW soll den Smart-Meter-Rollout endlich beschleunigen

Der verzögerte Smart-Meter-Rollout wirft Probleme durch die Verpflichtung zu dynamischen Verträgen auf

Die Einführung von Smart Metern in Deutschland hinkt deutlich hinterher. Um dieses Problem zu lösen, zielt das **Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende** (GNDEW) darauf ab, den Rollout durch Bürokratieabbau zu beschleunigen. Smart Meter sind von entscheidender Bedeutung, da sie wesentlich dazu beitragen, nachfrageseitige Steuerung (*Demand-Side-Response*) zu ermöglichen, da sie z. B. für dynamische Verträge erforderlich sind.

Das GNDEW verlangt von den Messstellenbetreibern, dass sie bis Dezember 2032 mindestens **95% aller Messpunkte** mit intelligenten Zählern umrüsten. Seit 2025 haben Kunden das Recht auf ein Smart Meter innerhalb von vier Monaten nach Beantragung. Haushalte können entweder mit einem intelligenten Messsystem (iMSys) oder einem vereinfachten „modern metering device“ (das später mit einem Smart-Meter-Gateway kombiniert werden kann) umgerüstet werden. Haushalte mit folgenden Merkmalen sind verpflichtet, ein Smart Meter zu erhalten:

- Solche mit einem Stromverbrauch von mehr als **6.000 Kilowattstunden** (kWh) pro Jahr (wobei dieser Schwellenwert angehoben werden kann);
- Solche mit stromerzeugenden Anlagen (z.B. Photovoltaikanlagen) mit einer Nennleistung von mehr als **7 Kilowatt**.
- Solche mit einem **steuerbaren Verbrauchsgerät** (über dem Schwellenwert von 4,2 kW), z. B. einer Wärmepumpe oder einer Ladestation für ein E-Auto.

Nächste Schritte zur Sicherstellung eines erfolgreichen Rollouts

Während das Gesetz Smart Meter auf der Prioritätenliste nach oben rückt, stellt der **Preisdeckel** in Deutschland eine Herausforderung dar. Durch den Preisdeckel sollen Verbraucher nur mit bis zu **20€ Eigenanteil** belastet werden, die restlichen Kosten kann der Messstellenbetreiber nicht weitergeben. In Fällen, in denen das

Smart-Meter-Gateway z.B. in einem Keller installiert ist, können Probleme mit der Funkverbindung eine zusätzliche externe Antenne bedingen. Dies kann die Rollout-Kosten erhöhen, während die gesetzliche Preisobergrenze für Verbraucher die Rentabilität verringert.

Obwohl dies den Druck auf Messstellenbetreiber erhöht, bietet der Rollout enorme Chancen für Unternehmen, die die gewonnenen Daten nutzen.

Dynamische Verträge

Ab 2025 sind alle Versorger **verpflichtet**, den Endverbrauchern mit intelligenten Messsystemen dynamische Stromtarife anzubieten. Für Verbraucher ist dies ein essentieller Schritt um an der „nachfrageseitigen Steuerung“ zu partizipieren. Gleichzeitig können Energieversorger neue Geschäftsmöglichkeiten erschließen und einen Mehrwert für die Kunden schaffen: Energieversorger können nicht nur **Prosumer mit maßgeschneiderten Angeboten** ansprechen, sondern gewinnen auch Transparenz über das Verbrauchsverhalten, was sich langfristig positiv auf die Optimierung der Energiebeschaffung auswirken kann.

Allerdings gibt es bisweilen noch keine genauen Regeln für die Auslegung der verbindlichen dynamischen Verträge, sodass den Anbietern ein gewisses Maß an Flexibilität bleibt. So könnten angebotene Verträge für Verbraucher unattraktiv gestaltet sein. Dies führt zu Forderungen nach klaren Mindeststandards hinsichtlich der **Informationstransparenz** in Bezug auf die Kosten (z.B. Preishistorie) sowie Vor- und Nachteile des jeweiligen Tarifs.



Skandinavien ist Vorreiter bei der Einführung von Smart Metern

Während die skandinavischen Länder bereits fast 100% ihrer Haushalte mit Smart Metern ausgestattet haben, sind nur in 200.000 deutsche Haushalte Smart Meter installiert. Bedenkt man, dass Deutschland rund 40 Millionen Haushalte hat, entspricht dies erschreckenden <1 % und bremst Fortschritte aus, die auf Smart Meter angewiesen sind – wie etwa dynamische Tarife.

Im Vergleich dazu haben dank des fast vollständigen Rollouts bereits knapp 97% der norwegischen Verbraucher einen dynamischen Vertrag.

Quellen: ACER, UK Government, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
*Zahlen für 2023



EnWG-Novelle zur Reduzierung von PV-Netzengpässen

Noch vor der Bundestagswahl werden Änderungen am EnWG durchgesetzt, um extreme Netzengpässe zu verhindern

Photovoltaik erlebt in Deutschland einen regelrechten Boom – möglicherweise sogar einen übermäßigen. Die derzeitige Bundesregierung hat noch vor den Wahlen im Februar **eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes** (EnWG) verabschiedet, um die Integration von Photovoltaikanlagen zu verbessern.

Eines der größten Probleme ist die **überschüssige Stromerzeugung und -einspeisung** durch PV-Anlagen: Zwischen 2015 und 2024 stieg die Installation von PV-Anlagen um rund 210 %, was vor allem auf die **EEG-Einspeisevergütung** zurückzuführen ist. Ein weiterer Faktor ist die Anzahl nicht steuerbarer kleiner PV-Anlagen (<100 kW), die kontinuierlich Strom ins Netz einspeisen, was zu negativen Strompreisen und Netzengpässen führt. Das hat zur Folge, dass Netzbetreiber Haushalten in stark belasteten Regionen die Installation neuer Anlagen verweigern.

Eine der angestrebten Aspekte ist es, durch eine Wirkleistungsbegrenzung für neue Systeme mehr kleine Anlagen durch den Netzbetreiber **steuerbar** zu machen. Der Schwellenwert der steuerbaren Anlagen soll von 25 kW auf 2 kW gesenkt werden. Des Weiteren wird die Schwelle für die Direktvermarktung von 100 kW auf 25 kW gesenkt. Wenn eine Anlage nicht der Direktvermarktung unterliegt, erhält sie bei negativen Strompreisen keine Einspeisevergütung; Stattdessen wird der **Vergütungszeitraum verlängert**, um potenzielle Nachteile für die Eigentümer auszugleichen.

Obwohl es essentiell ist, Investitionen in erneuerbare Energien nicht zu behindern, sind Netzengpässe ein immer akuter Problem. Daher ist es entscheidend, die „Smarifizierung“ voranzutreiben. Energiemanagement, Demand Response und der Einsatz von Speichern sind unerlässlich, um Erzeugung und Verbrauch im

Gleichgewicht zu halten. Im Folgenden wird das Thema Speicher genauer betrachtet.

Potenziale von Heimspeichern

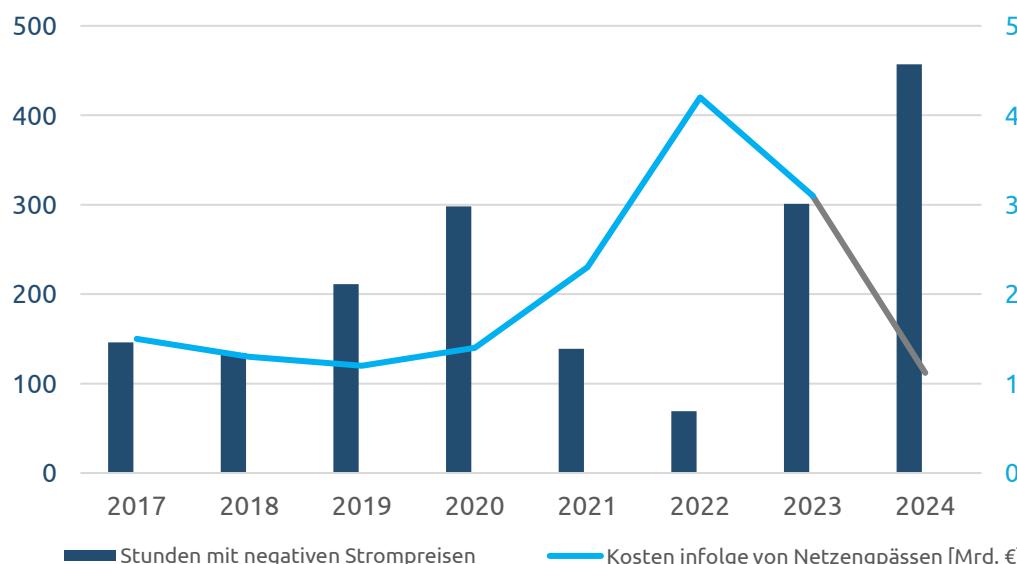
Um das Netz weiter zu entlasten, ist es unerlässlich, das Potenzial von Heimspeichern zu erschließen. Obwohl 2024 bereits rund 1,6 Millionen Heimspeicher mit einer installierten Leistung von über 9 GW in Betrieb waren, sind diese häufig **vom Markt abgekoppelt**. Heimspeicher sind oftmals von der Speicherung vom Netzstrom abgeschirmt, wenn sie auf Standardlastprofilen betrieben werden. In Kombination mit der garantierten Vergütung für die Solarstromeinspeisung führt dies zu **gegenläufigen Anreizen** zu den Netzanforderungen und kann zu PV-Stromspitzen führen.

Mögliche Lösungen könnten die **viertelstündliche Zählerablesung** (anstelle des Standardlastprofils), um eine aktive Marktbeteiligung zu ermöglichen, sowie die (periodische) **Sperrung von Heimspeichern** für die Netzeinspeisung bieten. Vor allem Anreize, Heimspeicher in der Mittagszeit zu laden, würden dazu führen, dass Strom zu negativen Marktpreisen abgezogen wird. Auf diese Weise würden sowohl der Markt als auch die Netze von solaren Spitzen entlastet und die Nutzung des (billigen) gespeicherten Stroms zu günstigen Konditionen ermöglicht werden.

Da intelligente Messsysteme jedoch eine wesentliche Voraussetzung sind, liegt noch ein langer Weg vor uns, um das gesamte Potenzial von Smart-Home-Speichern zu erschließen.

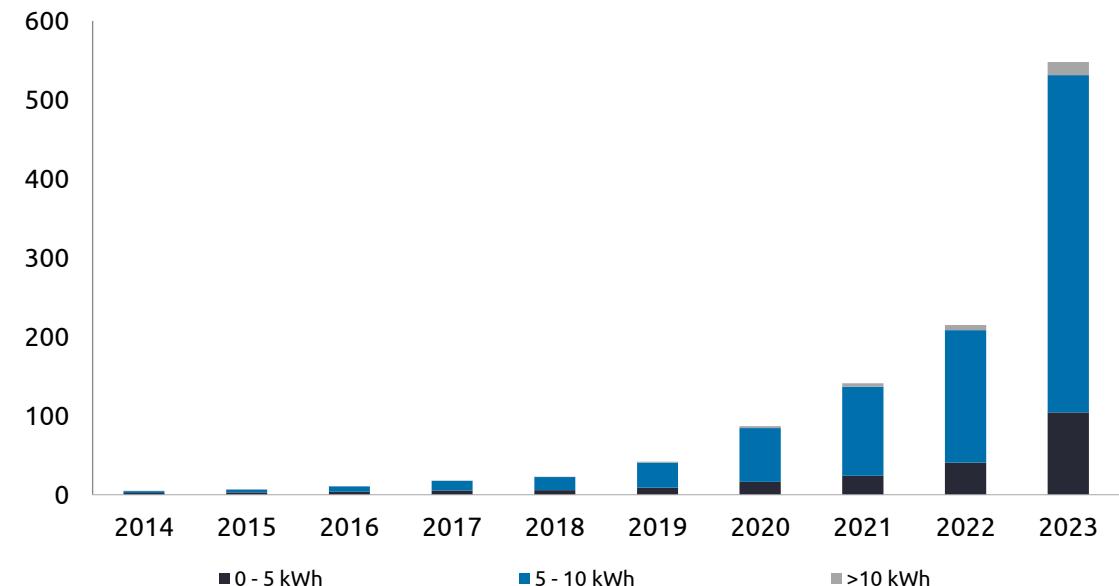


Übersicht über die Entwicklung der Stunden mit negativen Strompreisen und Kosten infolge von Netzengpässen



*Daten zu den Kosten 2024 für das erste Halbjahr verfügbar

Jährliche Entwicklung von Heimspeichern aufgeteilt nach Kapazität (in Tausend)



Die EnWG-Novelle betrifft nicht nur die Solarenergie, sondern bringt das Gesetz generell in Einklang mit der jüngsten Reform des Strommarktdesigns, indem neue oder geänderte Bestimmungen wie z.B. Preisabsicherungsstrategien zur Senkung der Verbraucher Kosten oder die Digitalisierung zur Beschleunigung des Netzausbau thematisiert werden. Energy Sharing wurde entgegen der Erwartungen von der Novelle ausgenommen.



Network Code on Demand Response forciert Flexibilität

Netzbetreiber erhalten mehr Spielraum, um Demand Response und Flexibilität zu steuern

ENTSO-E, EU DSO Entity und ACER sind derzeit dabei, den neuen **Network Code on Demand Response** (NC DR) fertigzustellen. Der NC DR zielt darauf ab, Flexibilitäten zu heben, Nachfragesteuerung zu verbessern und die Marktteilnahme zu ermöglichen, indem er:

- Nutzer kleiner Systeme in allen Märkten einbezieht;
- leichteren Zugang zu Regelreserve- und lokalen Märkten mit Produktverifizierung und kürzeren Präqualifizierungsprozessen (max. 3 Wochen) ermöglicht;
- einen transparenten Prozess schafft, um sicherzustellen, dass lokale Märkte eingerichtet werden können, wobei der Schwerpunkt auf der marktbasierten Beschaffung von Flexibilität liegt; und
- durch bessere Koordination zwischen den Netzbetreibern einen insgesamt effizienten Betrieb erzielt.

ACER wird der Europäischen Kommission bis März 2025 endgültige Empfehlungen vorlegen. Sobald der Vorschlag für einen Network Code angenommen ist, wird er als Verordnung in Kraft treten und EU-weit gelten.

In diesem Kapitel wird nur ein Teil des NC DR behandelt. Es ist wichtig zu betonen, dass weitere Änderungen vorgenommen werden können, da zurzeit noch ein Überprüfungsprozess läuft.

Angleichung der nationalen Bedingungen auf nationaler Ebene

Der NC DR definiert dabei die Zusammenarbeit auf nationaler und nicht auf europäischer Ebene. Um Prozesse, Marktansätze oder Tools auf eine nationale

Ebene zu bringen, schlagen die Netzbetreiber gemeinsam sogenannte nationale Geschäftsbedingungen (national terms and conditions) vor und stimmen diese mit ihrer nationalen Regulierungsbehörde ab. Auf europäischer Ebene muss dies zwischen ENTSO-E und der EU DSO Entity erfolgen und zusätzlich ACER zur Genehmigung vorgelegt werden.

Ein wiederkehrendes Thema während der Ausarbeitung ist die Einbeziehung aller Verteilnetzbetreiber (VNBs). Speziell in Deutschland ist dies recht komplex, da es über 800 VNBs gibt, was eine einstimmige Entscheidung ziemlich umständlich machen würde.

Marktbasierter Beschaffung für lokale Dienstleistungen

Mit dem NC DR wird die **marktbasierter Beschaffung** zum Standard für die Beschaffung lokaler Dienstleistungen, sowohl für Regel- als auch Blindleistung. Dadurch werden effektiv neue lokale Flexibilitätsmärkte geschaffen. Wenn ein oder mehrere Netzbetreiber von der marktbasierten Beschaffung abweichen wollen, müssen sie sich an das Verfahren der nationalen Bedingungen halten und ihren Vorschlag bei ihrer Regulierungsbehörde einreichen.

Dienstleister werden ermutigt, die gleichen Gebote in **mehreren Märkten** abzugeben, was als **Value Stacking** bezeichnet wird, damit sie den Wert der Flex-Assets in ihren Portfolios maximieren können. Dieser Prozess muss koordiniert werden, um beispielsweise eine Doppelaktivierung in mehreren Märkten zu vermeiden. Die Qualitätsstandards für die Weitergabe von Angeboten werden im Entwurf jedoch nicht klargestellt¹. Netzbetreiber müssen daher möglicherweise neue Verfahren für die Gebotsausschreibung und -koordinierung implementieren, IT-Lösungen einrichten, die vertrauliche Daten schützen und Marktfragmentierung verhindern, sowie klare Verantwortlichkeiten und Richtlinien einhalten, die von

Quellen: ¹BDEW (2024). Entwurf des Network Code on Demand Response; Positionspapier (Endfassung)



den nationalen Regulierungsbehörden festgelegt wurden.

Energiespeicherung für Netzbetreiber durch Ausnahmeregelungen

Aufgrund der Entflechtung im Energiesektor ist es Netzbetreibern nicht erlaubt, Flex-Assets wie Erzeugungsanlagen und Speicher, zu besitzen. Mit dem NC DR wird eine Ausnahmeregelung eingeführt, nach der Netzbetreiber Energiespeicher besitzen, entwickeln oder betreiben dürfen.

Die Speicher dürfen nur verwendet werden, um sicherzustellen, dass das Netz effizient, zuverlässig und sicher bleibt, und nur, wenn marktbaserte Lösungen als nicht verfügbar oder ineffizient angesehen werden. Die Ausnahme von den Entflechtungsregeln kann nur nach Genehmigung durch die Regulierungsbehörde und für maximal zwei Jahre gewährt werden. Eine weitere Voraussetzung für eine Abweichung ist, dass keine anderen Marktteilnehmer Interesse daran zeigen, dieselben Speicherdiensete zu erbringen.

Daher wird es für Anlagenbetreiber möglich sein, das Eigentum oder den Betrieb der Speicher mit Dritten zu teilen. Eventuell können die Anlagenbetreiber die Speicher nach einer öffentlichen Konsultation vollständig an Dritte verkaufen.

Harmonisierung des Marktzugangs durch ein Flexibilitätsregister

Um eine klare Rechenschaftspflicht und Transparenz bei der Verwaltung von Flexibilitätsressourcen zu gewährleisten, wird ein **Flexibilitätsinformationssystem (Flexibility Information System)** eingerichtet. Es soll dazu beitragen, Datenaustauschprozesse im Zusammenhang mit der Netzpräqualifikation, der Produktverifizierung und temporären Grenzwerten für Dienstleister, für die Registrierung und die Daten steuerbarer Einheiten sowie der Ausschreibung, dem Clearing und der Aktivierung von Angeboten zu rationalisieren und zu zentralisie-

ren. Das System soll pro Mitgliedstaat eingerichtet werden. Obwohl die Architektur des Systems auf nationaler Ebene festgelegt wird, soll ein „**single and common access point**“ zum Lesen, Registrieren und Aktualisieren von Informationen geschaffen werden. Die Service Provider sind für die SPU/SPG-Daten verantwortlich, während die Nutzer für die Daten der steuerbaren Einheiten verantwortlich sind.

VNBs müssen Betrachtungsbereiche einrichten

Um die Entwicklungspläne von ÜNBs und VNBs besser aufeinander abzustimmen, schreibt der NC DR eine bessere Koordination und einen verbesserten Datenaustausch vor. In erster Linie müssen die VNBs ihre eigenen **Betrachtungsbereiche** einrichten. Für jeden Bereich müssen sie Daten mit anderen Netzbetreibern über prognostizierte Engpässe, Spannungsprobleme, Abhilfemaßnahmen, Verbrauch und Erzeugung innerhalb ihres Netzes über verschiedene Zeithorizonte (z. B. von Day-Ahead bis real-time) austauschen. Um einen zeitnahen Datenaustausch zu gewährleisten und Dopplungen zu vermeiden, ist die Einrichtung des Prozesses und der (IT-)Infrastruktur von entscheidender Bedeutung.



Der NC DR wird auch zu Änderungen der Netzbetreiberrichtlinie, der Energiebilanzierungsverordnung und der wichtigsten organisatorischen Anforderungen, Rollen und Verantwortlichkeiten führen. Dies kann zusätzliche betriebliche Konsequenzen haben.



02

Geschäftstätigkeit und Reporting

Wichtige Betriebs- und Reportingstandards, die noch in diesem Jahr eingehalten werden müssen





EU AI Act erfordert Governance von KI-Systemen

Energieunternehmen könnten in die höchste Risikokategorie eingestuft werden und müssen schnellstmöglich reagieren

Künstliche Intelligenz (KI) ist eine der **disruptivsten Technologien** und gestaltet die Zukunft von Unternehmen aktiv mit. Wer KI implementiert und ihr Potenzial voll ausschöpft, hat die höchsten Chancen, erfolgreich zu bleiben. Auf der anderen Seite werden diejenigen, die KI nicht einsetzen können oder wollen, es schwerer haben im Wettbewerb zu bestehen und möglicherweise sogar zu überleben.

Die meisten Energie- und Versorgungsunternehmen haben **KI bereits in ihre Geschäftsmodelle integriert**: im Handel für Prognosen, Modellierungen und Entscheidungsfindung, aber auch zur Optimierung intelligenter Netze, zur Vorhersage des Verbrauchs, zur dynamischen Preisgestaltung und zur Energieeffizienz für Verbraucher. Außerdem schafft KI Anreize zur Nachfragesteuerung.

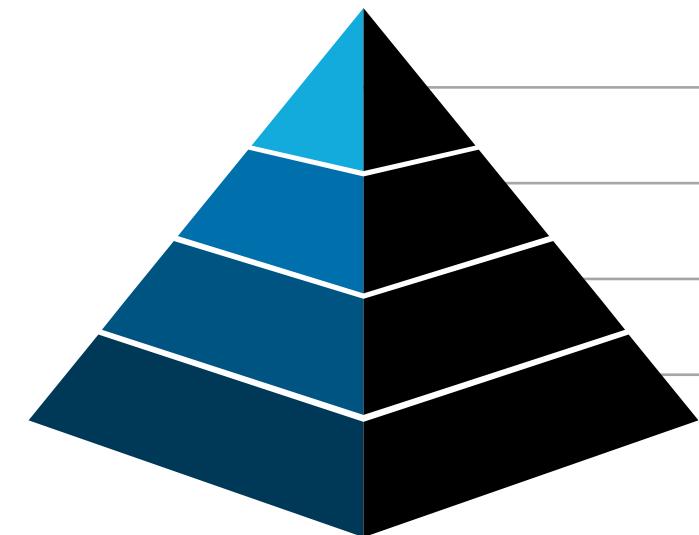
Mit der Einführung von GenAI ergeben sich aus Sicht der EU neue Möglichkeiten, aber auch Risiken für Unternehmen und Verbraucher. GenAI hat die weitreichenden Fähigkeiten von KI und insbesondere die **autonome Nutzung von Daten** ermöglicht. Um die Nutzer vor Missbrauch ihrer Daten zu schützen, hat die EU mit dem EU AI Act den ersten KI-Rahmen und eine wichtige neue Rechtsvorschrift eingeführt. Der AI Act zwingt Unternehmen, ihre KI-Nutzung zu bewerten und ihre KI-Governance zu überdenken.

Der AI Act trat im August 2024 in Kraft, mit der Absicht, die sichere und vertrauenswürdige Nutzung von KI und den Schutz der Grundrechte der Nutzer zu gewährleisten. Unternehmen, die in der EU tätig sind, sollten so schnell wie möglich für die Einhaltung der Vorschriften sorgen, um **Geldbußen von bis zu 35 Millionen Euro oder bis zu 7 % des weltweiten Jahresumsatzes** (je nach Risikokategorie) zu vermeiden.

Der AI Act ordnet KI-Systeme in vier Risikokategorien ein

Unternehmen nutzen KI-Systeme für unterschiedliche Zwecke. Je nach Einsatzzweck fallen KI-Systeme in eine bestimmte **Risikokategorie** mit spezifischen Anforderungen, die eingehalten werden müssen.

Der AI Act sieht vier Risikokategorien vor: 1) inakzeptables Risiko, 2) hohes Risiko, 3) begrenztes Risiko und 4) minimales Risiko. Für die Akteure im Energiesektor ist die Einstufung als **hohes Risiko** am relevantesten.



Inakzeptabel: Bedrohung der Sicherheit, der Rechte und Freiheiten von Menschen. Völlig verboten.

Hoch: Gilt für kritische Infrastrukturen. Es gelten strenge Anforderungen, wahrscheinlich für Energieakteure.

Begrenzt: Potenzial, unerwünschte Auswirkungen zu verursachen, z. B. Chatbots. Unterliegt Transparenzpflichten.

Minimal: Wenig bis kein Risiko, z. B. Spam-Filter. Ermutigt, Best Practices zu befolgen.



Hohe Risikoanforderungen an die Akteure des Energiemarktes

KI-Systeme, die in **kritischen Infrastrukturen** und bei der Versorgung mit Wasser, Gas, Heizung und Strom eingesetzt werden, haben eine höhere Wahrscheinlichkeit, als hohes Risiko eingestuft zu werden, da Ausfälle oder Fehlfunktionen weitreichende Auswirkungen haben. Es ist wichtig zu untersuchen, ob **Ihr Unternehmen** ein KI-System einsetzt, das in die Kategorie "hohes Risiko" fällt. Ist dies der Fall, gelten mehrere Anforderungen.

Bevor das KI-System überhaupt eingesetzt werden kann, muss es eine **Konformitätsbewertung** bestehen. Das KI-System darf erst eingesetzt werden, nachdem es zertifiziert und in der EU-Datenbank oder in einer nationalen Datenbank registriert wurde. Für die Konformitätsbewertung ist in der Regel der Lieferant verantwortlich, es sei denn, es werden wesentliche Änderungen am System vorgenommen oder das System ist auf das einkaufende Unternehmen zugeschnitten.

Nach der Implementierung ist es wichtig, ein **Qualitätsmanagementsystem** einzuführen, das (unter anderem) eine Strategie zur Einhaltung gesetzlicher Vorschriften, Verfahren zur Qualitätskontrolle von KI-Systemen, Tests, Datenmanagementprozesse und ein Risikomanagementsystem umfasst. Das **Risikomanagementsystem** bezieht sich auf einen fortlaufenden Prozess, bei dem Risiken eines KI-Systems identifiziert (z. B. durch Tests), bewertet und durch Gegenmaßnahmen gesteuert werden. Darüber hinaus muss das KI-System akkurat, robust und cybersicher sein, und es muss eine Dokumentation vorhanden sein, um die Einhaltung der Vorschriften nachzuweisen.

Es ist daher wichtig, eine Data Governance mit dem Ziel zu etablieren, dass die vom KI-System verwendeten Daten fehlerfrei, unvoreingenommen und qualitativ hochwertig sind. Um dies zu gewährleisten, müssen Unternehmen Data Governance Policies einführen.

In der Regel muss das KI-System, auch wenn es bereits im Einsatz ist, kontinuierlich bewertet und überwacht werden. Hierfür muss der Output von Hochrisiko-KI-Systemen protokolliert und mindestens **sechs Monate** lang aufbewahrt werden.

Nächste Schritte zur Sicherstellung der Einhaltung des neuen AI Acts

Zunächst müssen Unternehmen ab dem 2. Februar 2025 Maßnahmen ergreifen, um **KI-Kompetenz** bei ihren Mitarbeitenden zu schaffen. Dazu gehört die Erstellung von KI-Verhaltenskodizes, aber auch die Bereitstellung von Schulungen.

Zweitens müssen **Bestandsanalysen** durchgeführt werden, um den Risikograd (hohes oder inakzeptables Risiko) verwendeter Systeme zu überprüfen. Die Verwendung verbotener (inakzeptabler) Systeme muss sofort eingestellt werden, und Systeme mit hohem Risiko müssen einer Konformitätsbewertung unterzogen werden.

Drittens muss eine **KI-Compliance-Strategie** eingeführt werden, um die notwendigen Prozesse, Verfahren und Standards in der Organisation zu implementieren. Das Qualitätsmanagement- und das Data Governance System sind Beispiele für wichtige neue Bestandteile, die im Rahmen der KI-Governance etabliert werden müssen. Im Idealfall wird ein **KI-Beauftragter** ernannt, der die Verantwortung für die KI-Prozesse im Unternehmen übernimmt, die Einhaltung der Vorschriften sicherstellt und die Protokolle und Dokumentationen überwacht.

Schließlich ist es entscheidend, diese Veränderungen im gesamten Unternehmen zu **kommunizieren** und die Mitarbeitenden für den richtigen Einsatz von KI zu schulen.



Tracken Sie Ihren GenAI-Fußabdruck?

Wussten Sie, dass GenAI massive Auswirkungen auf die Umwelt hat?



Die THG-Emissionen der Unternehmen sind in den letzten 12 Monaten um durchschnittlich 6 % gestiegen



Das Training eines GPT-4-Modells verbraucht so viel Strom wie 5.000 US-Haushalte jährlich



Jeder Prompt verbraucht das CO2 Äquivalent einer Flasche Mineralwasser

Diese Emissionen müssen auch in der Nachhaltigkeitsberichterstattung Ihres Unternehmens nachverfolgbar dargelegt werden.

Quelle: Capgemini Research Institute, *Developing Sustainable Gen AI*, 2025



CS3D neuer Teil des Nachhaltigkeitsmanagements

Weitere Anforderungen in Bezug auf Nachhaltigkeit kommen auf Energieunternehmen zu

CSRD ist uns allen ein Begriff – doch nun kommt eine neue Berichterstattungsrichtlinie, mit der wir uns vertraut machen sollten: die **Corporate Sustainability Due Diligence Directive** (oder CS3D). Sie trat im Juli 2024 in Kraft und sieht vor, dass Unternehmen potenzielle und tatsächliche **negative Auswirkungen auf die Menschenrechte und die Umwelt** ermitteln und angehen müssen. Diese Verpflichtung erstreckt sich über den eigenen Betrieb hinaus auf Tochtergesellschaften und die Lieferkette, wobei der Fokus auf den vorgelagerten Geschäftspartnern liegt.

CS3D-Berichtsrichtlinien und -anforderungen

Bei der technischen Umsetzung berücksichtigt CS3D insbesondere die vorgelagerte Aktivitätskette in Bezug auf direkte und indirekte Gegenparteien. Für nachgelagerte Gegenparteien werden nur Tätigkeiten mit direkten Gegenparteien berücksichtigt, die mit dem Vertrieb, der Beförderung und der Lagerung von Produkten in Verbindung stehen.

Die CS3D soll, ähnlich wie das deutsche Lieferkettensorgfaltspflichtengesetz (LkSG), nachhaltiges und verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln sicherstellen, hat aber einen noch breiteren Fokus auf Menschenrechte und Umweltrisiken. Neben der Ermittlung, Bewertung, Vermeidung, Unterlassung oder Minimierung tatsächlicher und potenzieller Auswirkungen auf Menschenrechte und Umwelt, werden weitere Schritte im Rahmen des Due-Diligence-Prozesses definiert: Unternehmen müssen die Integration in Richtlinien und Managementsysteme, die **Überwachung und Bewertung** der Wirksamkeit von Maßnahmen sowie die **Kommunikation** und die Bereitstellung von **Abhilfemaßnahmen** sicherstellen. Außerdem sind Unternehmen verpflichtet,

einen **Transitionsplan** zum Klimaschutz zu erstellen und umzusetzen. Dieser Plan muss im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen und mit den Zwischenzielen des Europäischen Klimagesetzes stehen.

CS3D gilt für Unternehmen, die in eine von **zwei Kategorien** fallen:

1. EU-Unternehmen mit >1000 Mitarbeitenden und einem weltweiten Nettoumsatz von >450 Millionen Euro (gilt auch für Muttergesellschaften von konsolidierten Konzernen, die den Schwellenwert überschreiten).
2. Nicht-EU-Unternehmen (die in der EU tätig sind) mit einem Nettoumsatz >450 Millionen Euro.

CS3D tritt nicht sofort nach Einführung in Kraft. Die Mitgliedstaaten haben bis zum **26. Juli 2026** Zeit, CS3D in nationales Recht umzusetzen. Die genauen Termine hängen zwar von der Umsetzung in nationales Recht ab, die Verpflichtungen gelten jedoch in der folgenden Reihenfolge:

- Ab 2027 für EU-Unternehmen mit mehr als **5.000 Mitarbeitenden** und einem weltweiten Jahresnettoumsatz von über **1,5 Milliarden Euro** und für Nicht-EU-Unternehmen mit der gleichen jährlichen Nettoumsatzschwelle in der EU.
- Ab 2028 für EU-Unternehmen mit mehr als **3.000 Mitarbeitenden** und einem Nettoumsatz von **900 Millionen Euro** sowie für Nicht-EU-Unternehmen mit einem Nettoumsatz von >900 Millionen Euro in der EU.
- Ab 2029 für betroffene Unternehmen, die den in der Richtlinie festgelegten **allgemeinen Schwellenwert** überschreiten.

Verstöße werden mit bis zu **5 % des weltweiten Nettoumsatzes** bestraft.



Im Rahmen der CS3D müssen Unternehmen zivilrechtlich haften, wenn eine vorsätzliche oder fahrlässige Verletzung von Sorgfaltspflichten festgestellt wird. Dies gilt jedoch nicht, wenn ein Geschäftspartner innerhalb der Aktivitätskette den Schaden alleine verursacht hat.



Katar hat angekündigt, Gasexporte in die EU zu drosseln, wenn diese im Rahmen von CS3D bestraft werden.

Im Jahr 2023 entfielen 5 % der gesamten Gasimporte der EU auf katarisches LNG. Weiter gibt es feste Vereinbarungen für die zukünftige Lieferung, darunter ein Abkommen mit Deutschland über 2 Millionen Tonnen jährlich über 15 Jahre ab 2026.

Die Richtlinie bringt Vorteile mit sich, aber Energieunternehmen stehen ebenso vor neuen Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt

Zu den Vorteilen der neuen Richtlinie gehört unter anderem ein **harmonisierter Rechtsrahmen** für alle Mitgliedstaaten, der Rechtssicherheit und gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Unternehmen bietet. Dennoch werden Unternehmen die Bürde der Implementierung und des Betriebs des Due-Diligence-Prozesses tragen müssen. Um die Prozesse zu optimieren, sollten Unternehmen die CS3D-Prozesse an die der CSRD anpassen, da CS3D als Teil der CSRD berichtet werden soll. Bestehende Due-Diligence-Prozesse (z.B. in Bezug auf das LkSG) können einen wertvollen Eckpfeiler darstellen, auf dem man aufbauen kann. Da Tätigkeiten von indirekten Geschäftspartnern bewertet werden müssen, sind Energieunternehmen verpflichtet, ihre **nachgelagerten Lieferanten zu überwachen**. CS3D enthält keine spezifischen Angaben, die Energieunternehmen

bei der Durchführung der Bewertung der Aktivitätskette als Orientierungshilfe dienen könnten. Weitere Anweisungen der Kommission werden erst etwa 6 Monate vor den ersten Fristen im Jahr 2027 erwartet. Daher wird empfohlen, dass Energieunternehmen **so schnell wie möglich** mit der Vorbereitung und Umsetzung der erforderlichen Aktivitäten und Elemente beginnen, um die Einhaltung der Vorschriften zu gewährleisten. Um vorbereitet zu sein, sollten Kapazitäten und Ressourcen aufeinander abgestimmt werden, auch für die Etablierung und Umsetzung einer ESG-Datenstrategie.

Offenlegung der CSRD und der CS3D

CSRD und CS3D sind eng miteinander verknüpft und zielen darauf ab, sich gegenseitig zu ergänzen. Die beiden Verordnungen unterscheiden sich jedoch in ihrem Anwendungsbereich.

Zu den Unterschieden gehört unter anderem die Wesentlichkeitsschwelle: Die CS3D weist keine Wesentlichkeitsschwelle auf (verfolgt einen risikosensitiven Ansatz, was bedeutet, dass schwerwiegender Risiken zuerst identifiziert und bewertet werden) und enthält im Vergleich zu CSRD keine Anforderungen an finanzielle Risiken und Chancen.

Die EU-Kommission diskutiert derzeit über eine "Omnibus-Verordnung", die darauf abzielt, die Anforderungen der CS3D, CSRD und EU-Taxonomie abzumindern und zu optimieren. Weitere Informationen zum Vorschlag werden für Ende Februar 2025 erwartet.

Um den Entwicklungen im Bereich der Nachhaltigkeit immer einen Schritt voraus zu sein, empfehlen wir die Implementierung eines laufenden **regulatorischen Monitorings**.



REMIT II erhöht Aufwand für STOR, Algo-Trading und LNG

Strenge Aufsicht und zusätzliche Berichtspflichten im Rahmen von REMIT II

Als die Energiekrise 2022 zu einem Anstieg der Energiepreise für Haushalte geführt hat, versuchten die Regulierungsbehörden dem entgegenzuwirken. So waren im Rahmen der Reform des Strommarktdesigns strukturelle Änderungen nötig, um die **Verbraucher zu schützen** und ähnliche Situationen zu vermeiden. Ein wichtiger Teil der Reform war REMIT II, womit das erste REMIT überarbeitet wurde, um das Vertrauen der Öffentlichkeit in das Funktionieren des Marktes zu stärken und vor Marktmissbrauch zu schützen.

ACERs Rolle der **Marktüberwachung** wird durch REMIT II gestärkt und der Umfang der Berichterstattung, der Energieprodukte und der Rechtsprechung wird erweitert. LNG-Preis-Benchmarking, Algo-Trading und finanzielle Energieprodukte werden nun von ACER beaufsichtigt und überwacht. Im Rahmen dessen wurde eine engere Zusammenarbeit mit den Finanzaufsichtsbehörden (wie der Europäischen Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde) eingeleitet.

Unsere jüngste **Umfrage zum Regulatory Reporting** hat gezeigt, dass rund 25 % der Marktteilnehmer erst vor kurzem oder sogar noch gar nicht mit ihrem REMIT-Readiness Assessment begonnen haben. Da die REMIT-Durchführungsverordnung bis zum 8. Mai 2025 überarbeitet werden soll, warten viele Marktteilnehmer ab, wie sich dies auf ihren täglichen Betrieb auswirken wird. Ihre größten Bedenken, die zum Teil durch Unklarheiten verursacht werden, beziehen sich auf den höheren Aufwand bei der Algorithmenentwicklung, enge (IT-)Implementierungsfristen und Unternehmensgeheimnisse (z. B. Handelsstrategien), die den Regulierungsbehörden zur Verfügung gestellt werden.

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die wichtigsten Änderungen.

STOR (Suspicious Transaction and Order Reporting)

Mit REMIT II wurde die Definition von Persons Professionally Arranging or Executing Transactions (PPATs) auf Personen ausgeweitet, die gewerbsmäßig Transaktionen arrangieren oder **ausführen** (PPAEts). Seit dem 8. November 2024 müssen PPAEts Verstöße und verdächtige Geschäfte an ACER und die nationalen Regulierungsbehörden, sowohl im Handels- als auch im Lieferland, melden. Verstöße müssen innerhalb von 4 Wochen gemeldet werden, und der Anwendungsbereich der Energiegroßhandelsprodukte ist nicht mehr auf Finanzinstrumente beschränkt.

Unsere Umfrage zeigte, dass die Umsetzung der neuen STOR-Anforderungen für Unsicherheit sorgt. Grundsätzlich kann es erforderlich sein, Systeme und Verfahren zu ändern, um potenzielle Verstöße zu identifizieren, wobei dies insbesondere vom Reifegrad der bestehenden Struktur abhängt. Für konkrete und praktische Leitfäden lohnt es sich auf die **REMIT-Durchführungsverordnung** zu warten.

Nur

1 von 5

Teilnehmern hat die REMIT II Bereitschaftsbewertung abgeschlossen.



Regulierung und Überwachung des Algo-Trading

Aufgrund der stärkeren Regulierung des Algo-Tradings durch REMIT II muss jeder, der daran beteiligt ist, ACER und die Regulierungsbehörde seines Landes benachrichtigen. Die Händler müssen sicherstellen, dass sie über wirksame Systeme und Risikokontrollen verfügen, um zu garantieren, dass ihre Systeme widerstandsfähig sind, über ausreichende Kapazitäten und angemessene Handelsschwellenwerte/-limits verfügen, das Senden falscher Aufträge verhindern und REMIT II einhalten.

Zusätzlich müssen sie Dokumente zu ihren Algo-Trading Strategien und Tradingparametern/-limits bereithalten, ebenso wie zu den wichtigsten Compliance- und Risikokontrollen und den entsprechenden Nachweis dafür, dass diese tatsächlich angewendet werden.

LNG-Preiseinschätzung und Benchmark

Ab dem 1. Januar 2025 müssen diejenigen, die **mit LNG handeln**, alle ihre LNG-Marktdata so nah wie technisch möglich in Echtzeit und spätestens bis 14 Uhr des nächsten Werktages **an ACER melden**. Dies muss entweder nach Abschluss eines Geschäfts oder nach der Buchung eines Auftrags geschehen. Jeder einzelne LNG-Handel muss gemeldet werden, sobald es ein endgültiges Abkommen gibt (d. h. vor der formellen Unterzeichnung).

Transaktionen erfordern ein **double-sided Reporting**, was bedeutet, dass sowohl der Käufer als auch der Verkäufer über die Transaktion berichten müssen. Nur verbindliche Gebote und Angebote müssen von den Teilnehmern, die sie abgegeben haben, einseitig gemeldet werden. Das gilt unabhängig davon, ob die Gegenpartei das Gebot oder Angebot angenommen hat, oder nicht.

ACER wird die objektive Preiseinschätzung täglich in Form eines **Benchmarks** veröffentlichen, der als Referenzpreis für Verträge und Transaktionen oder für Derivate, die zur Absicherung verwendet werden, dienen kann.

Nur

7%

der Teilnehmer tracken ihre Reporting-Kosten.



CO2-Grenzausgleichssystem 2026 vollständig in Betrieb

CBAM-Berichterstattung erhöht den Aufwand für den Import wichtiger Materialien für den Energiesektor

Das CO2-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism , CBAM) welches 2023 in Kraft getreten ist, dient der Verhinderung von Carbon Leakage. Damit ist die Verlagerung der Produktion ins Ausland gemeint, um die Zahlung des CO2-Preises im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems zu umgehen. CBAM zielt darauf ab, gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, indem eine **Steuer auf importierte Waren** in die EU erhoben wird. Darunter fallen Zement, Aluminium, Düngemittel, Eisen, Stahl, Strom und Wasserstoff. CBAM wird die kostenlosen Zertifikate im Rahmen des EU-EHS bis 2034 schrittweise ersetzen.

Zeitplan und Anforderungen an die CBAM-Berichterstattung

CBAM befindet sich derzeit in der **Übergangsphase**, die von Oktober 2023 bis zum 31. Dezember 2025 andauert. Da es in dieser Phase keine finanziellen Anforderungen gibt, müssen keine CBAM-Zertifikate gekauft werden. Die Berichterstattung erfolgt vierteljährlich, wobei direkte und indirekte Emissionen getrennt ausgewiesen werden müssen. Die Übergangsphase dient als Lernphase für Importeure, Produzenten und Behörden. Die Generaldirektion TAXUD überwacht die Berichterstattung und kann die Methodik zur Berechnung der Emissionen noch anpassen. Abhängig von den gewonnenen Erkenntnissen können auch Änderungen an den Berichtspflichten vorgenommen werden.

Ab 2027 müssen Betroffene mit **dem Kauf von CBAM-Zertifikaten** beginnen. Je geringer der CO2-Ausstoß des Anlagenbetreibers ist, desto günstiger sind diese. Außerdem erfolgt die Berichterstattung nun auf jährlicher statt auf vierteljährlicher Basis. Für fehlerhafte Meldungen fallen Geldstrafen zwischen 10 und 50 Euro pro Tonne an. In schweren Fällen droht sogar der Verlust der Betriebserlaubnis.

Einige kleinere Details erfordern gesteigerte Aufmerksamkeit

Aller Voraussichtlich nach gilt CBAM (noch) nicht für Strom, der an Börsen gehandelt wird; da die Geschäfte anonym sind, ist es schwierig, die Quelle zu identifizieren. In der Übergangsphase müssen aber in jedem Fall **Standard-Emissionswerte** für die Berichterstattung über direkte CO2-Emissionen herangezogen werden. Dies vereinfacht zwar den Prozess, ist aber auch ein Nachteil, wenn die Standardwerte höher sind als die tatsächlichen Emissionen. Es ist nur möglich, auf der Basis tatsächlicher Emissionswerte zu berichten, wenn diese auf öffentlich zugänglichen Daten beruhen oder wenn PPAs niedrigere Emissionen ausweisen können. Eine weitere Möglichkeit zum Reduzieren der Emissionen ist die **Anwendung von CCS**, wobei der Nachweis erbracht werden muss, dass die CO2-Speicherung dauerhaft war.

In der Regel führt ein höherer Reporting-Aufwand oft zu höheren Importkosten. Daher besteht die Befürchtung, dass diese Unklarheit die Strom- oder Wasserstoffpreise in die Höhe treiben könnte. Um sowohl den Aufwand als auch die Kosten gering zu halten, ist es daher für Unternehmen von entscheidender Bedeutung, dass **Anbieter mit geringen Emissionen** ausgewählt werden und ein optimierter Berichterstattungsprozess existiert.



Der Wasserstoffimport nach Deutschland wird in Zukunft voraussichtlich deutlich zunehmen. Schottland plant Berichten zufolge den Export von grünem Wasserstoff, die deutsche Regierung zieht den Import von blauem Wasserstoff aus afrikanischen Ländern in Betracht, und ein Wasserstoffkorridor zwischen der Ukraine und der EU soll ins Leben gerufen werden. Diese Einfuhren müssen im Rahmen von CBAM gemeldet werden.



03

Extra: Wichtige Entwicklungen in Großbritannien





Großbritanniens Clean Power Mission für 2030

Neue britische Regierung ändert energiepolitische Richtung und beschleunigt die Dekarbonisierung

Im Juli 2024 kündigte die britische Regierung an, die Dekarbonisierung des britischen Stromsystems zu beschleunigen. Die "Mission Control"-Taskforce unter der Leitung von Chris Stark wurde eingerichtet, um die Bereitstellung sauberer Energie im Jahr 2030 zu garantieren, so dass:

- saubere Quellen mindestens so viel Strom produzieren, wie Großbritannien insgesamt verbraucht; und
- Gas ohne CCS-Anwendungen in einem typischen Wetterjahr **weniger als 5 %** der britischen Erzeugung liefern sollte.

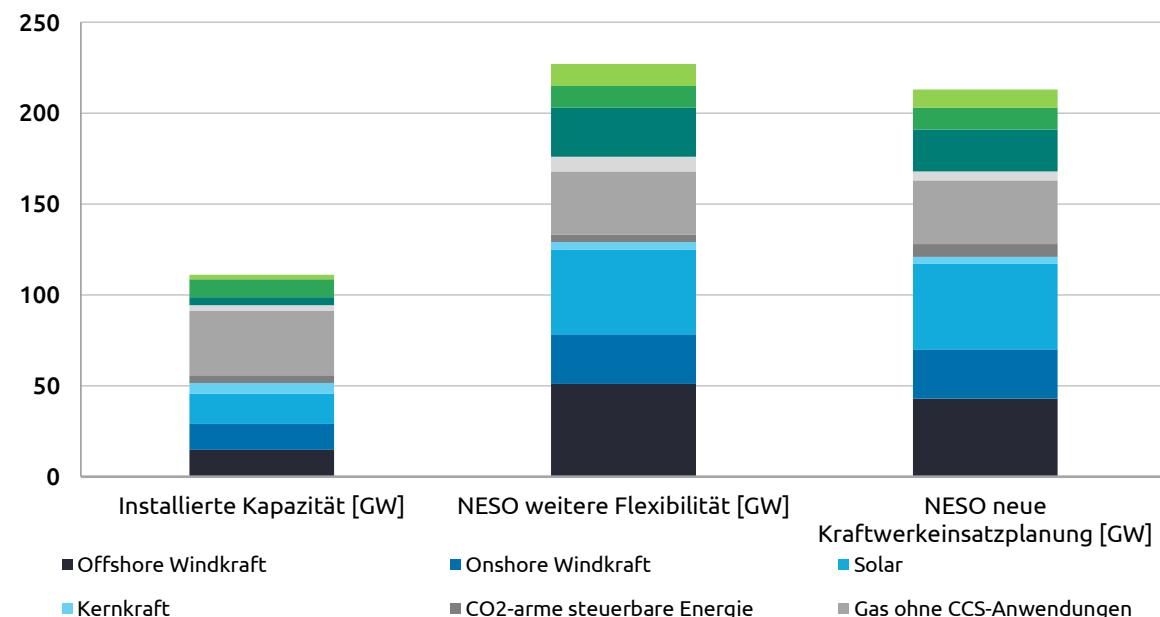
Saubere Energiequellen beziehen sich auf Erzeugungstechnologien, bei denen es sich nicht um Gas ohne CCS-Anwendungen oder Kohle handelt, und sie beinhalten Energiespeicheranlagen sowie Verbindungsleitungen.

Wege zur Clean Power im Jahr 2030

Im Oktober 2024 veröffentlichte der nationale Energienetzbetreiber NESO seine unabhängige Umsetzungsempfehlung für saubere Energie. Dazu gehörten:

- **Zwei Wege für saubere Energie**, die den notwendigen Erzeugungsmix aufzeigen, der dazu führen würde, dass erneuerbare Energien überwiegen und Großbritannien zu einem Netto-Stromexporteur wird;
- Erwartete **jährliche Investitionen** von rund 40 Mrd. GBP für die nächsten 6 Jahre, von denen ein Großteil aus dem privaten Sektor kommen soll;
- **Netzbedarf**, einschließlich des Ausbaus von doppelt so vielen neuen Übertragungsnetzen bis 2030, wie seit der Reform des Anschlussverfahrens 2015 gebaut wurden; und
- **Markt- und Regulierungsreformen**, die für den Betrieb eines Stromsystems mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien erforderlich sind.

Im Dezember 2024 gab das Ministerium für Energiesicherheit und Net Zero (DESNZ) grünes Licht für die Fortsetzung der Mission, ohne sich auf einen bestimmten Weg festzulegen.



Auswirkungen auf den britischen Stromsektor

Die Clean Power Mission stellt eine bedeutende Verschiebung in den Ambitionen zur Dekarbonisierung des Stroms dar und wird weitreichende



Auswirkungen auf den gesamten Sektor haben. Der Branche wird Klarheit über den angestrebten Endzustand verschafft, was die Unsicherheit bei Investitionsentscheidungen reduziert. Das Ausmaß der erforderlichen Veränderungen stellt jedoch die Realisierbarkeit der Ziele in Frage.

Marktreform: Ein veränderter Erzeugungsmix erfordert eine Marktreform, da die derzeitigen Regelungen für ein System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien als ungeeignet angesehen werden. Die Umsetzung der von der DESNZ durchgeföhrten Überprüfung der Strommarktvereinbarungen (REMA) wird von entscheidender Bedeutung sein. Doch die jüngste Konsultation hat gezeigt, dass es keine wirkliche Einigung in der Branche über eine der möglichen Lösungen gibt. Je nach Lösung kann die Implementierung langwierig werden und erhebliche Auswirkungen auf bestehende Großhandelsteilnehmer sowie den Endkundenmarkt haben, was zu weiteren Veränderungen führen würde.

Regulatorische Reform: Es wird erwartet, dass die regulatorisch bedingten Veränderungen zunehmen werden. In seinem **CP30-Beratungsbericht** hat NESO wichtige Faktoren identifiziert, die bedeutende regulatorische Änderungen erfordern, um die gesetzten Ziele zu erreichen. Aus diesem Grund kann eine neue Priorisierung der bestehenden Change-Pipeline erforderlich werden, da häufig von erreichten Change-Kapazitäten berichtet wird.

Erhöhung der Stromerzeugung: Es werden starke Investitionssignale für Erzeuger, insbesondere in den Bereichen Wind- und Solarenergie, erwartet, was den Wettbewerb verschärfen könnte. Unsicherheit bleibt bestehen bezüglich:

- der Sicherheit der Renditen erneuerbarer Anlagen, die in der Regel Vorabinvestitionen mit einer langen Amortisationszeit erfordern;
- der Rentabilität eines Gasbetriebs ohne CCS-Anlagen, da sich ihre Rolle auf die Reservehaltung verlagert, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten; und

- der Rolle von flexibel einsetzbaren kohlenstoffarmen Technologien die noch nicht ausgereift sind, wie Wasserstoff zur Stromerzeugung und Gas-CCS.

Veränderter Flexibilitätsbedarf: Die Flexibilität muss aus anderen Quellen als Gasvorkommen ohne CCS-Anlagen kommen. Das bietet Chancen für neue Flexibilitätsanbieter und **neue Geschäftsmodelle**. Die verbraucherorientierte Flexibilität muss um das 5- bis 6-fache steigen, wobei der größte Teil davon voraussichtlich auf dem Großhandelsmarkt stattfinden wird. Das marktweite **MHHS-Programm** (Half Hourly Settlement) wird dazu beitragen, dass neue Nutzungszeittarife (ToU) angeboten werden können. Es ist jedoch unsicher, ob das allein ausreichen wird, um das Nachfrageverhalten der Verbraucher zu ändern.

Systembetrieb: Der verstärkte Einsatz von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien wird erhebliche Auswirkungen auf den Betrieb des Stromnetzes haben. Mit weniger abrufbarem Gas zur Aufrechterhaltung der Systemfrequenz, -spannung und -stabilität werden die Anforderungen an das Netzmanagement steigen. Daher müssen die Prognosen und Modellierungen verbessert werden, um größere, variablere Datensätze verarbeiten zu können und den Netzbetreibern das Situationsbewusstsein für den Betrieb eines dynamischen Stromsystems zu vermitteln.

Ein größeres Netz: Es wird ein erheblicher Netzausbau erwartet, da mehr Erzeugungsanlagen in Regionen angeschlossen werden, die nicht unbedingt in der Nähe von Nachfragezentren liegen (z. B. Offshore-Windkraft). Dabei besteht die Gefahr, dass neue Anschlüsse von erneuerbaren Energien die Netzengpässe verschärfen werden. Das liegt daran, dass die meisten Entwicklungen vor der Einführung der neuen strategischen Planungsprodukte von NESO, wie z. B. dem Strategic Spatial Energy Plan (SSEP) oder den begrenzten ortsabhängigen Preissignalen, stattfinden werden.



Überprüfung der Strommarktvereinbarungen

Reform der britischen Stromgroßhandelsmarktvereinbarungen, um einen Net Zero-Betrieb zu ermöglichen

Im April 2022 startete das Ministerium für Energiesicherheit und Net Zero (DESNZ), seine Überprüfung der Strommarktvereinbarungen (REMA). Dabei werden alle strombezogenen (nicht einzelhandelsbezogenen) Märkte berücksichtigt, um festzustellen, ob ein **alternatives Marktdesign** den Übergang zu einem Net Zero-Stromsystem und dessen Betrieb erleichtern würde.

In der ersten Konsultation, die im Juli 2022 veröffentlicht wurde, wurden mehrere Gestaltungsoptionen skizziert, darunter verschiedene Preis- und Dispatchmodelle. In der zweiten Konsultation im März 2024, wurde dies auf die nationale und geographische Preisgestaltung sowie den Self- und Central-Dispatch eingegrenzt. Für das Jahr 2025 werden weitere Entwicklungen erwartet, die unter anderem eine Entscheidung über die Einführung einer zonalen Preisgestaltung und eines Central-Dispatches beinhalten können.

Argumente für die Änderung des heutigen Marktdesigns

Das britische Stromsystem arbeitet, wie auch das Deutsche, derzeit nach dem Self-Dispatch Prinzip mit einem **Grenzpreissystem**:

- **Self-Dispatch:** Handel zwischen Erzeugern und Lieferanten, ohne Beteiligung an einem zentralen Mechanismus. Während der Großteil des Stroms bilateral auf dem Großhandelsmarkt gehandelt wird, verwaltet der nationale Energienetzbetreiber (NESO) den Ausgleichsmechanismus, der Ungleichgewichte in Echtzeit mit einem Central-Dispatch bewältigt.
- **Grenzpreis des Systems:** Der Preis des teuersten Produzenten, der erforderlich ist, um die Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt zu befriedigen.

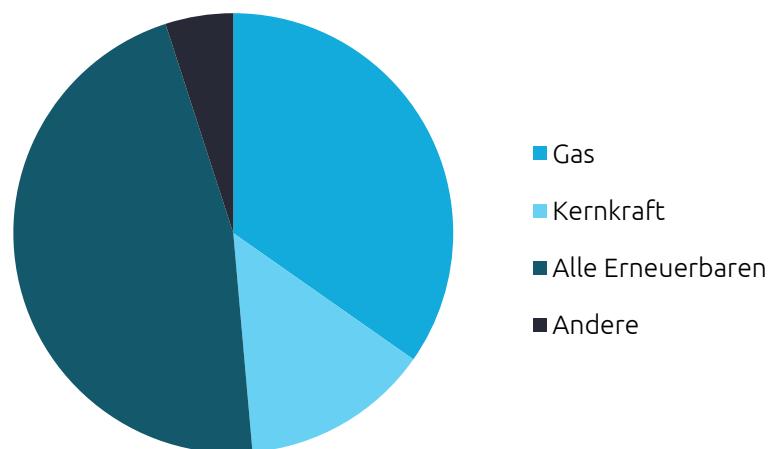
Der derzeitige Markt wurde für das System konzipiert, bei dem der Strom hauptsächlich aus großen regelbaren Gaskraftwerken bezogen wird, die sich in der Nähe von Nachfragezentren befinden. Die **Diversifizierung und Dezentralisierung** des Erzeugungsmixes bringt Herausforderungen mit sich, wie z. B.:

- **Einschränkungen des Netzes:** Der Einsatz erneuerbarer Energien an der Peripherie des Netzes, wie z. B. Offshore-Windkraft, verschärft die Beschränkungen, da das Übertragungsnetz nicht über ausreichende Kapazitäten verfügt, um den nachgefragten Strom zu transportieren. Dies führt zu höheren Ausgleichskosten, da Netzbetreiber ineffiziente Maßnahmen ergreifen müssen, um Einschränkungen zu bewältigen. Dazu gehören in der Regel die Drosselung erneuerbarer Energien und der Redispatch der Erzeugung in uneingeschränkten Bereichen des Netzes.
- **Schlechte Signale für standortbezogene Investitionen:** Im Rahmen des aktuellen Modells bietet der Großhandelsstrompreis Produzenten einen Anreiz, Anlagen so anzuschließen, dass ein effektiver Systembetrieb gefördert wird. Die Entgelte für die Nutzung des Übertragungsnetzes und die Ausgleichsmechanismusgebühren sind zwar ein Standortsignal, doch die Industrie hat Bedenken geäußert, dass dies allein nicht ausreichen wird, um langfristige Investitionsentscheidungen zu treffen.
- **Geringer Anreiz für Flexibilität:** Ein Net Zero-Betrieb erfordert eine Verhaltensänderung vom derzeitigen Modell, bei dem die Nachfrage folgt, zu einem Modell, bei dem die Nachfrage dem Angebot folgt. Dies wird für die effiziente Bewirtschaftung erneuerbarer Anlagen eine entscheidende Rolle spielen. Das aktuelle Marktdesign bietet nur begrenzte Anreize, in Flexibilität zu investieren



- Verflechtung von Gas- und Strompreisen:** Aufgrund des Grenzpreises hat die hohe Nutzung der Gaserzeugung ohne CCS-Anlagen zur Deckung der Nachfrage in Großbritannien dazu geführt, dass der Strompreis an den globalen Gaspreis gebunden ist. Dies erhöht das Preisrisiko gegenüber externen Faktoren, wie z. B. geopolitischen Spannungen. So führte die Invasion der Ukraine im Jahr 2022 und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Gasversorgung Europas zu erheblichen Strompreisspitzen.

Stromerzeugung im Vereinigten Königreich, 2023



Central-Dispatch und zonale Preisgestaltung

Zwei der Optionen, die in REMA eine große Rolle gespielt haben, sind der Central-Dispatch und die zonale Preisgestaltung. Der **Central-Dispatch** würde sich darauf stützen, dass der Netzbetreiber die gesamte Markteinspeisung unter

Verwendung eines Algorithmus organisiert, um die Verwaltung der teilnehmenden Erzeugungsanlagen und Nachfrageeinheiten ohne bilateralen Handel zu optimieren. Das würde ermöglichen, Netzengpässe bereits am Vortag zu beheben, im Gegensatz zu einem Intraday-System im Rahmen des Self-Dispatches. Der Intraday-Ausgleich zur Vermeidung von Prognosefehlern würde eingeschränkt werden, was zu einem effizienteren Systembetrieb führen könnte. Die Wirksamkeit würde jedoch von der Gestaltung des Mechanismus abhängen. Das schließt zum einen ein, ob er für den Einsatz von Technologien auf der Grundlage von Preis, Kohlenstoff oder Versorgungssicherheit optimiert ist, und zum anderen die Qualität der Betriebsprozesse in der Branche.

Bei der **zonalen Preisgestaltung** werden standortbezogene Signale in den Großhandelspreis eingebettet, um Anreize für die Verbindung von Anlagen mit uneingeschränkten Bereichen des Netzwerks zu schaffen. Dies könnte zwar dazu beitragen, die Kosten für das langfristige Constraint-Management zu senken, stellt jedoch ein Ertragsrisiko für bestehende Anlagen in eingeschränkten Bereichen des Netzwerks dar. Darüber hinaus sind uneingeschränkte Bereiche des Netzwerks nicht immer optimal für den Anschluss von Assets geeignet. Dies könnte sich negativ auf Entwickler erneuerbarer Energien auswirken, die zusätzliche Faktoren wie das Wetter bei ihrer Investitionsentscheidung berücksichtigen müssen. Außerdem könnte es zu Folgewirkungen auf den Einzelhandelsmarkt kommen, was zu einer zonalen Preisdiskriminierung der Verbraucher führen würde.

Was kommt als nächstes?

Das Ergebnis von REMA kann erhebliche Auswirkungen auf die zukünftige Gestaltung des Energiemarktes haben. Sollte als Ergebnis der Übergang zu einem neuen Preis- oder Dispatchmodell beschlossen werden, könnte die Implementierung viel Zeit und Mühe erfordern. Dieser Aufwand muss gegen die Kosten abgewogen werden, die mit dem Beibehalten des Status quo verbunden sind.



CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung starten in GB

Schaffung eines CCUS-Markts, da die Technologie als wesentliche Säule für Net Zero angesehen wird

Die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO₂ wird als wesentlich für das Erreichen von Net Zero im Vereinigten Königreich und sogar als potenzielle Exportchance angesehen. Obwohl das CCUS-Programm noch nicht kommerziell für Umweltzwecke eingesetzt wird, zielt es darauf ab, einen **CCUS-Markt** im Vereinigten Königreich zu schaffen, private Investitionen zu mobilisieren und vier CCUS-Cluster zu schaffen, die zusammen fähig sind, bis 2030 20-30 MtCO₂ pro Jahr abzuscheiden.

Track-1 CCUS-Cluster

Eine Vielzahl an Richtlinien, Vorschriften und Subventionen soll die Bereitstellung der **beiden Track-1-Cluster** ermöglichen. Die Economic License for Transport & Storage (T&S), der Network Code und die Subventionsförderung für Industrie-, Strom- und Wasserstoffprojekte wurden entwickelt, um die Entwicklung von Geschäftsmodellen für frühe Projekte zu unterstützen. Für Track-1-Cluster wurden Förderungen in Höhe von 21,7 Mrd. £ angekündigt, wobei die finale Entscheidung im Dezember 2024 von der ECC getroffen wurde. LCCC und Ofgem wurden als Gegenpartei für Subventionsverträge bzw. als Regulierungsbehörde für T&S benannt.

Das Ministerium für Energiesicherheit und Net Zero (DESNZ) hat die politische Verantwortung für CCUS und ist für die **Gesamtkoordination der Umsetzung** verantwortlich. Dabei sind erhebliche Anstrengungen erforderlich, um den Bau von Track-1-Clustern zu überwachen und zu koordinieren, die laufenden Verhandlungen mit weiteren Abscheidungsprojekten zu verwalten und den regulatorischen Rahmen für den zukünftigen CCUS-Einsatz zu entwerfen.

Die O&G-Majors (bp, Total, Eni, Equinor) waren verantwortlich für die

Entwicklung von Plänen für CCUS-Cluster und die Bereitstellung erheblicher Eigenkapitalfinanzierungen für frühe Projekte. Die Gestaltung von Geschäftsmodellen, die auf fixen Baukosten basieren, schafft einen neuen Markt für große EPC-Auftragnehmer, um Verantwortung und Risiko für die Durchführung von CCUS-Projekten zu übernehmen.

Ausbau von Track 1, Track 2 und Zukunftsvision

Die DESNZ hat sich zum Ziel gesetzt, die Track-1-Cluster zu erweitern (Track-1 Expansion (T1x) und die Track-2-Cluster sowie eine umfassendere Vision für den Sektor in den 2030er Jahren einzuführen.

- **T1x** – Der HyNet-Expansionsprozess startete Ende 2023, um freie Kapazitäten im Speicher zu füllen. Die ECC-Expansion verzögert sich aufgrund der Notwendigkeit einer weiteren Speichererweiterung und der Unsicherheit über den Zeitpunkt dieser Erweiterung.
- **Track-2** – Die Standorte der Track-2-Cluster – Viking in Humberside und Acorn in Schottland – wurden bekannt gegeben, aber die Verhandlungen haben noch nicht begonnen.
- **CCUS-Vision** – Eine Ende 2023 veröffentlichte Vision, in der die Voraussetzungen für den Entzug der HMG-Unterstützung dargelegt werden, einschließlich des Wachstums des Sektors, des Hochfahrens des britischen ETS und der Entwicklung des Transports ohne Pipeline.

Für das Wachstum des CCUS-Sektors ist eine erhebliche **zentrale Finanzierung** durch die DESNZ erforderlich. Das Erreichen des 20-MtCO₂-Ziels wird voraussichtlich zusätzliche ~80 Mrd. GBP kosten. Dies muss parallel zur Bereitstellung der Track-1-Cluster und der Umsetzung von Maßnahmen zur Umstellung auf die CCUS-Vision erfolgen.



Jedes Unternehmen ist einzigartig – tun Sie, was für Ihre Situation am besten geeignet ist

Eine adäquate Reaktion ist notwendig, um in einem dynamischen Markt mithalten zu können. Aber kein Unternehmen ist gleich. Stellen Sie sicher, dass Sie Ihre nächsten Schritte sorgfältig abwägen, um die Erfolgschancen zu erhöhen.

Was Sie tun sollten:

#1 Behalten Sie den Überblick über zukünftige Entwicklungen



Wie wir Ihnen helfen können:

Profitieren Sie von unserem **Regulatory Radar**, das neue Entwicklungen kontinuierlich überwacht

#2 Finden Sie heraus, wie Sie betroffen sind und wie Sie sich anpassen können



Besuchen Sie einen unserer **Deep-Dive-Workshops**, um eine Outside-In-Perspektive zu erhalten

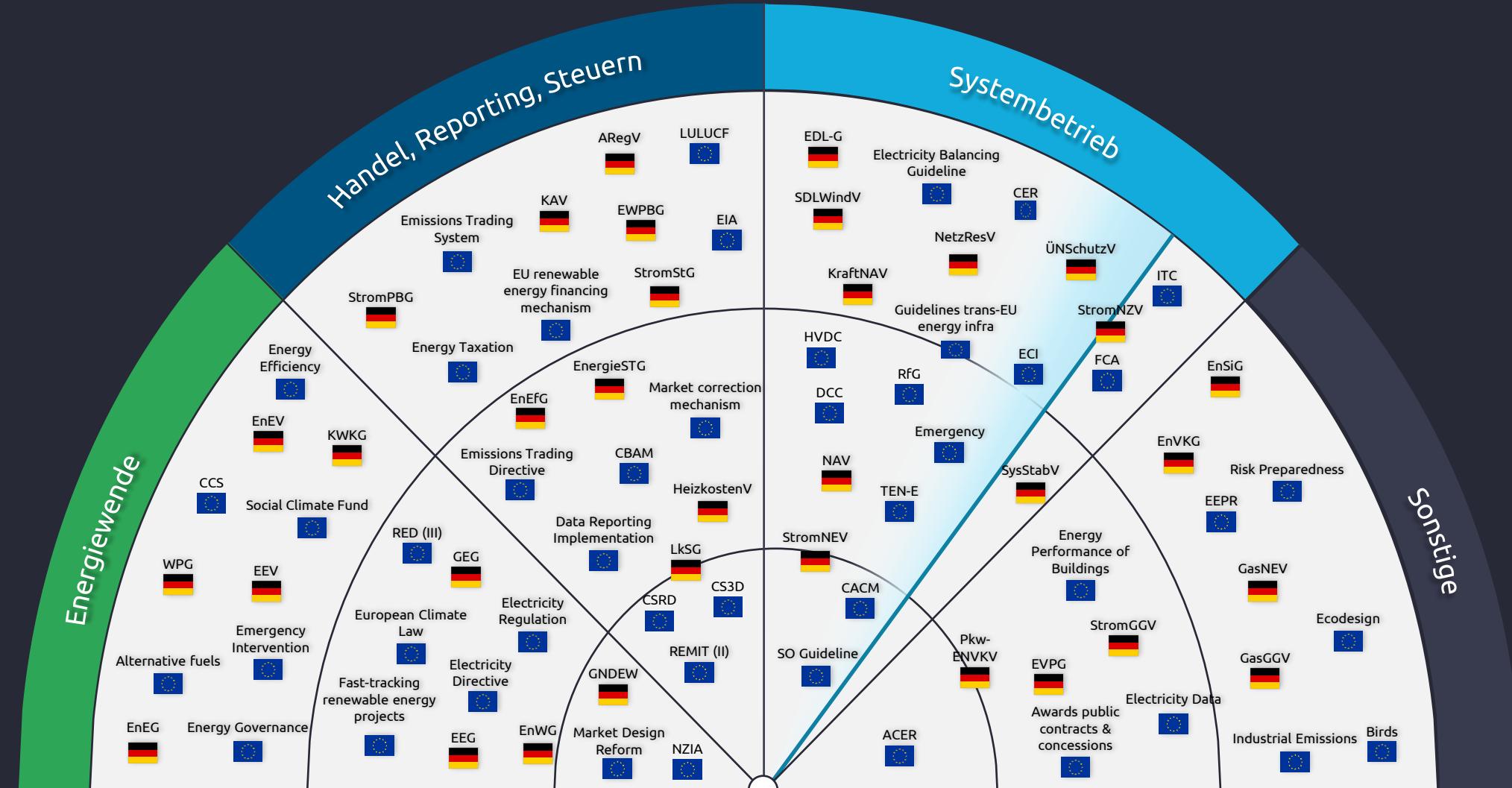
#3 Passen Sie Ihre Strategie und Ihre Abläufe rechtzeitig an



Lassen Sie in einer **detaillierten Analyse** Ihre Business- und Target Operating Models überprüfen



Unser Regulatory Radar verfolgt kontinuierlich neue Entwicklungen und informiert sofort über Änderungen



Unvollständiger Überblick über das deutsche und EU-Recht zur Veranschaulichung.



Wenden Sie sich an unsere Experten, um sich in Ihrer individuellen Situation beraten zu lassen

*Unsere Expert*innen für Regulatorik in Deutschland:*



Torben Schuster

Vice President
Head of Energy Transition & Utilities
torben.schuster@capgemini.com



Any Akopyan

Manager
Energy Transition & Utilities
any.akopyan@capgemini.com



Jan Vogel

Consultant
Energy Transition & Utilities
jan.vogel@capgemini.com



Maximilian Bauerdorf

Consultant
Energy Transition & Utilities
maximilian.bauerdorf@capgemini.com

Unsere Experten für Regulatorik in Großbritannien:



Peter King

Vice President
Global Head of Energy Transition & Utilities
peter.king@capgemini.com



Michael Taylor

Manager
Energy Transition & Utilities
michael.taylor@capgemini.com



Ian Cullen

Manager
Energy Transition & Utilities
ian.cullen@capgemini.com

About Capgemini Invent

As the digital innovation, design and transformation brand of the Capgemini Group, Capgemini Invent enables CxOs to envision and shape the future of their businesses. Located in over 30 studios and more than 60 offices around the world, it comprises a 12,500+ strong team of strategists, data scientists, product and experience designers, brand experts and technologists who develop new digital services, products, experiences and business models for sustainable growth.

Capgemini Invent is an integral part of Capgemini, a global business and technology transformation partner, helping organizations to accelerate their dual transition to a digital and sustainable world, while creating tangible impact for enterprises and society. It is a responsible and diverse group of 340,000 team members in more than 50 countries. With its strong over 55-year heritage, Capgemini is trusted by its clients to unlock the value of technology to address the entire breadth of their business needs. It delivers end-to-end services and solutions leveraging strengths from strategy and design to engineering, all fueled by its market leading capabilities in AI, cloud and data, combined with its deep industry expertise and partner ecosystem. The Group reported 2023 global revenues of €22.5 billion.

Get the future you want | www.capgemini.com



This presentation contains information that may be privileged or confidential and is the property of the Capgemini Group.

Copyright © 2025 Capgemini. All rights reserved.