

Das Richtige zur richtigen Zeit

So gelingt der Neustart der Energiewende

Noch vor dem Sommer handeln

- Ein Quick-Win: Der Haushalt 2025 als Startschuss für Investitionssicherheit
- Kick-off: Eckpfeiler der Energiewirtschaft in einer Reform des EEG und EnWG neu ausrichten
 - Kapazitätsmarkt angehen
 - Einführung von Locational Signals
 - Marktrationalität fördern, um Erneuerbare kosteneffizient zu integrieren
- Basis des Neustarts: Realistische Szenarien und mehr Flexibilität in den Ausbauzielen

Was nach der Sommerpause passieren muss

- Stromkosten-Entlastungen beschließen, um Umsetzung ab 2026 sicherzustellen
- Boost-Modus für den Smart Meter Rollout
- Agenda für Flexibilität festlegen
- Definition von Verteilnetzausbau und von Speichern als „im überragenden öffentlichen Interesse“

2026: Ein Schlüsseljahr

- Kraftwerksstrategie: Langfristige Effizienz durch einen technologieoffenen Kapazitätsmarkt
- 2026 wird das Wärmewendejahr: Spätestens im Frühjahr muss das Wärmepaket 2.0 vorliegen
- Abenteuer beginnen, wo Pläne enden: Die Stilllegung der Gasverteilnetze muss geregelt werden

Ein echter Neustart bietet die Chance, die richtigen Prioritäten zu setzen. Damit die Energiewende bezahlbar bleibt, muss sie deutlich effizienter werden. Die nächsten Schritte sind entscheidend – sie können Deutschland zurück auf Erfolgskurs bringen.

Noch vor dem Sommer handeln

Ein Quick-Win: Der Haushalt 2025 als Startschuss für Investitionssicherheit

Die Grundgesetzänderungen und die eingerichteten Sondervermögen eröffnen neue finanzielle Spielräume – für den Haushalt 2025 ebenso wie für die Folgejahre. Die vorläufige Haushaltsführung muss daher noch vor dem Sommer beendet werden.

- **Haushalt 2025 und Wirtschaftsplan des Klima- und Transformationsfonds müssen zügig beschlossen werden. Nur so entsteht Investitionssicherheit.**

Eckpfeiler der Energiewirtschaft in einer Reform des EEG und EnWG neu ausrichten

Die Reform von EEG und EnWG muss vor der Sommerpause beginnen. Sie ist zentral, um die Systemkosten langfristig in den Griff zu kommen und daher dringlich. Sie ist aber auch komplex. Erste Entwürfe sollten genutzt werden, um bereits im Sommer die Stakeholder in Konsultationen und Beteiligungsprozesse einzubeziehen.

- **Ein technologieoffener Kapazitätsmarkt über alle Wertschöpfungsstufen hinweg ist nötig**, damit die Kapazitäten für den flexiblen Einsatz von Stromerzeugung, -speicherung und -verbrauch rechtzeitig zur Verfügung stehen. Über diesen Markt sollten neue und bestehende Kapazitäten aus Deutschland und den angrenzenden EU-Mitgliedsstaaten nutzbar gemacht werden. Wenn von der Europäischen Kommission vorgeschlagene standardisierte Anforderungen an Kapazitätsmärkte erfüllt werden, ist eine schnelle Genehmigung durch die Kommission und damit eine schnelle Implementierung möglich. Daher sollte sich die

Bundesregierung sofort um eine Notifizierung in Brüssel bemühen.

- Nach dem Bidding Zone Review ist deutlicher denn je: **Die Nachteile einer Gebotszonentrennung überwiegen deren Vorteile.** Dies sollte die Bundesregierung gegenüber der Kommission und den betroffenen Mitgliedsstaaten klar herausstellen.
- **Neben dem laufenden Netzausbau sind regional differenzierte Investitionssignale** von Nöten. Die effektivste Variante ist ein Redispatch-Vorbehalt. Dann bekommen Anlagen, die in redispatchbehafteten Netzgebieten gebaut werden, bei Abregelung keine Entschädigung mehr. Weitere Instrumente für eine regionale Steuerung sind nach Netzkapazitäten differenzierte Baukostenzuschüsse und die Einführung von Kapazitätsreservierungsgebühren.
- **Zudem ist es wichtig, dass Preissignale bei allen EE-Anlagen ankommen.** Im Jahr 2024 erreichte die Zahl der Stunden mit negativen Spotmarktpreisen einen neuen Höchststand. In 457 Stunden lag der Strompreis im Minus – fast ausschließlich zur Mittagszeit, was den starken Einfluss der Photovoltaikeinspeisung zeigt. Die seit Januar 2025 geltende Regelung, dass Neuanlagen in diesen Zeiten keine Vergütung erhalten, war vor diesem Hintergrund richtig. Diesen Weg gilt es konsequent weiterzugehen. Daher muss die Regelung dringend auf Bestandsanlagen ausgeweitet werden.
- **Auch kleinere Bestandsanlagen, insbesondere Aufdach-Photovoltaik, sollen künftig über Aggregatoren am Markt teilnehmen und keine feste Einspeisevergütung mehr erhalten.**
- **Die Direktvermarktung dezentraler Anlagen muss einfacher werden.** Dafür braucht es bessere gesetzliche Rahmenbedingungen sowie deutlich entbürokratisierte, digitalisierte und massentaugliche Prozesse.

Realistische Szenarien und mehr Flexibilität in den Ausbauzielen

Die Energiesystemplanung in Deutschland orientiert sich derzeit nicht am tatsächlichen Bedarf, sondern an politischen Zielvorgaben. Um eine Überdimensionierung von System und Netzen zu vermeiden, braucht es künftig realistische Szenarien – etwa zur erwarteten Stromnachfrage. Deshalb ist es richtig, dass der Koalitionsvertrag bis zur Sommerpause ein Monitoring vorsieht: zum künftigen Strombedarf, zur Versorgungssicherheit, zum Netzausbau, zum Fortschritt bei den erneuerbaren Energien, zur Digitalisierung und zum Wasserstoffhochlauf. Dabei kommt es auf Folgendes an:

- **Monitoring und Planungsszenarien müssen aktuelle Entwicklungen widerspiegeln** – etwa die allgemeine konjunkturelle Entwicklung, Nachfrageverhalten, Preisentwicklung

und technologische Trends. Politische Zielvorgaben dürfen dabei nicht den Maßstab setzen.

- Für die Infrastrukturentwicklung bis 2035 und 2037 braucht es belastbare Planungsgrundlagen, die unterschiedliche Dekarbonisierungspfade berücksichtigen. Der **Strombedarf hängt stark davon ab, mit welcher Geschwindigkeit wir Verkehr, Wärme und Industrie elektrifizieren**. Szenarien sollten diese Unsicherheiten abbilden und verschiedene Entwicklungspfade realistisch darstellen.
- Bei der Energiesystemplanung muss **zwischen Investitionen unterschieden werden**, die sich auf Basis realistischer Szenarien **in jedem Fall lohnen**, und solchen, die **nur unter bestimmten Entwicklungen sinnvoll** sind. Diese Trennung hilft, Ausbaupfade bedarfsgerecht anzupassen, ohne frühzeitig hohe Kosten für Maßnahmen zu verursachen, die sich im Nachhinein als unnötig erweisen.

Was nach der Sommerpause passieren muss

Stromkosten-Entlastungen beschließen, um Umsetzung ab 2026 sicherzustellen

Rund 80 Prozent der Emissionsminderungen im Energiesektor lassen sich am kosteneffizientesten durch Elektrifizierung erreichen. Deshalb ist es richtig, die Stromsteuer zum 1. Januar 2026 auf das europäische Minimum zu senken, die Strompreiskompensation für die Industrie zu verlängern und einen Zuschuss für die Übertragungsnetzbetreiber bereitzustellen, der zur Senkung der Netzentgelte eingesetzt wird. So entstehen gezielte Anreize für mehr Elektrifizierung.

- Diese Maßnahmen betreffen den Bundeshaushalt und müssen entsprechend **gegenüber möglichen anderen Ausgabeverpflichtungen priorisiert** werden.
- **Die gesetzliche Verabschiedung sollte noch im September erfolgen**, um ausreichend Vorlauf für die Umsetzung zu sichern. So können die Entlastungen ab dem 1. Januar 2026 direkt beim Kunden ankommen. Eine unterjährige Anpassung von Steuern, Netzentgelten und Umlagen ist dringend zu vermeiden, da sie bestehende Verträge kurzfristig verändert und die Branche vor erhebliche Umsetzungsprobleme stellt.
- **Der Kommunikation zur Entlastungswirkung kommt besondere Bedeutung zu.** Denn Zuschüsse an die Über-

tragungsnetzbetreiber führen nicht automatisch zu spürbaren Entlastungen bei den Endkunden. Die Wirkung auf Haushalte und Unternehmen im Niederspannungsnetz ist deutlich geringer, als es die Halbierung der Übertragungsnetzentgelte vermuten lässt. Zudem fallen die Entlastungen regional unterschiedlich aus.

Smart Meter Boost initiieren

In diesem Jahr müssen die Grundlagen geschaffen werden, um den **Smart Meter Rollout** zu vereinfachen, zu beschleunigen und kostengünstiger zu machen. Unser langfristiges Zielbild ist es, möglichst alle Kunden mit Smart Metern auszurüsten, um damit die individuellen Energiekosten zu senken. Dies setzt massive technisch-regulatorische Vereinfachungen voraus, die schlussendlich zu Kostensenkungen bei der nächsten Smart Meter Gerätegeneration führen müssen.

- **Tarifanwendungsfälle (TAF) und optionale Zusatzleistungen brauchen ein „Streamlining“.** Es braucht eine Fokussierung auf jene TAFs und Zusatzleistungen, die einen Beitrag zur Erhöhung des Flexibilitätspotentials sowie der Systemstabilität leisten.
- **Der Smart Meter Rollout und der Steuerungs-Rollout**, also die Einführung der Steuerungsmöglichkeit über den Smart Meter, **müssen zusammengedacht werden**. Ein separater Rollout von separaten Steuerboxen muss politisch verhindert werden, würde er doch der Kostensenkung

zuwiderlaufen und praktisch nicht umsetzbar sein. Er kann nur eine Übergangslösung für einzelne Bestandsanlagen sein. Alle Beteiligten – BSI, Gateway-Hersteller, Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und Endgerätehersteller – müssen sich darauf konzentrieren, die netzseitige Steuerung direkt über das Smart Meter Gateway zu ermöglichen. Dies ist im EnWG und Messstellenbetriebsgesetz anzulegen.

- **Eine Schnittstellenkompatibilität zwischen Smart Meter Gateway und dem steuerbaren Endgerät / flexiblen Asset muss rechtlich sichergestellt werden:** Künftig sollte der Netzbetreiber ein digitales Steuersignal zum Smart Meter des Kunden am Netzverknüpfungspunkt übertragen. Über das Home-Energy-Management-System (HEMS) kann das Steuersignal des Netzbetreibers entsprechend den Kundenbedürfnissen umgesetzt werden. Das HEMS des Kunden muss demnach eine Schnittstellenkomplementarität zum Smart-Meter-Gateway garantieren. Derzeit besteht eine riesige Variantenvielfalt, die zu praktischen Problemen führt.
- **Die Steuerung über den Smart Meter muss rechtlich klar geregelt und technisch ausgestaltet werden.** Das ist unerlässlich angesichts des starken Zubaus von EEG-Anlagen und Anlagen nach § 14a EnWG, die im aktuellen Pflichtroll-out vorgesehen sind und neue Kapazitätsanforderungen an das Netz stellen.
- **Der derzeitige „Einbau auf Kundenwunsch“ muss auch weiterhin möglich sein. Die Nicht-Erfüllung von Rollout-Quoten muss entsprechend sanktioniert werden** (Zwangsgelder). Die konsequente Sanktionierung ermöglicht es, weitere Kosten zu senken – allen voran durch die Abschaffung der Rollen des wettbewerblichen Messstellenbetreibers, durch die in der Praxis aufwändige Marktkommunikationsprozesse entstehen.

Agenda für Flexibilität festlegen

Damit die Energiewende gelingt, müssen Flexibilitätsoptionen systematisch in das Energiesystem integriert werden. Angesichts der vielfältigen Technologien, Bedarfe und Zuständigkeiten sollte die neue Bundesregierung zeitnah alle Maßnahmen in einer konsistenten, übergreifenden **Flexibilitätsagenda** bündeln, um kleinteilige Einzelmaßnahmen zu vermeiden. Dabei sollten insbesondere folgende Aspekte im Fokus stehen:

- **Das Marktdesign muss den Wert von Flexibilität klar über Preis-, Netz- und Systemsignale abbilden.** Auktions- und

Kapazitätsmärkte sollen flexible Leistungen anerkennen und fair vergüten, um den effizienten Betrieb des Energiesystems zu ermöglichen. Dafür braucht es klare Regeln für die Laststeuerung (Demand Response) sowie eine stärkere Rolle für Aggregatoren, unterstützt durch passende technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

- **Netzbetreiber brauchen Zugang zu Flexibilität, um die Stabilität der Stromnetze auch künftig zu sichern.** Bestehende Regelungen sollten gezielt erweitert werden, damit zusätzliche Flexibilitätspotenziale über marktbasierte Instrumente erschlossen werden können. Dazu zählen die Optimierung des Engpassmanagements (z.B. marktbasierter Redispatch), die Verbesserung der lokalen Steuerung durch flexible Netzbänder, ein effektiveres Netznutzungsmanagement (z.B. über die verstärkte Nutzung von flexiblen Anschlussverträgen) sowie Anreize für erneuerbare Anlagen zur netzdienlichen Einspeisung.
- **Die erforderliche digitale Infrastruktur muss zügig ausgebaut werden, um Flexibilität im Energiesystem technisch zu ermöglichen.** Notwendig sind ein reibungsloser Datenaustausch sowie die Interoperabilität von Daten- und Informationssystemen. Gleichzeitig müssen Anreizstrukturen geschaffen werden, die Investitionen in flexible Technologien wirtschaftlich attraktiv machen.

Definition von Verteilnetzausbau und von Speichern als „im überragenden öffentlichen Interesse“

Die Genehmigung von EE-Projekten konnte in den letzten Jahren erheblich beschleunigt werden. Ein zentraler Hebel war die gesetzliche Einstufung dieser Projekte als „im überragenden öffentlichen Interesse“.

- **Diese Einstufung muss sich auch auf Projekte zum Ausbau der Verteilnetze sowie auf Speicher beziehen,** damit sich Genehmigungsprozesse auch für solche Vorhaben beschleunigen lassen.
- **Für Vorhaben, die im überragenden öffentlichen Interesse stehen, sollte die materielle Präklusion in den Genehmigungsverfahren eingeführt werden,** zumal davon auszugehen ist, dass der europäische Gesetzgeber dies anstreben wird.

2026: Ein Schlüsseljahr

Kraftwerksstrategie: Langfristige Effizienz durch einen technologie-offenen Kapazitätsmarkt

Über technologiebezogene Ausschreibungen sollen Investitionen in Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 20 Gigawatt angestoßen werden. Diese Größenordnung würde die Struktur des künftigen Leistungsausgleichs für schwankende Einspeisung aus Wind und Sonne langfristig festlegen. Angesichts sinkender Preise für Stromspeicher und absehbarer technischer Innovationen besteht die Gefahr, dass dadurch ineffiziente Strukturen zementiert werden.

- **Deutschland sollte sich auf den Aufbau eines technologie-offenen, zentralen Kapazitätsmarkts konzentrieren und zusätzliche Kraftwerkskapazitäten nur sehr begrenzt im Vordergrund schaffen.** Bei Ausschreibungen ist der nächste Schritt bereits mitzudenken: Die Nutzung der geförderten Kraftwerke muss mit dem künftigen Kapazitätsmarkt kompatibel sein. Das bedeutet, die Förderung muss schon heute so ausgestaltet werden, wie es später für langfristig kontrahierte Kapazitäten vorgesehen ist.

Spätestens im Frühjahr muss das Wärmepaket 2.0 vorliegen

Auch wenn Baden-Württemberg bereits vorangeht, wird 2026 zum entscheidenden Jahr der Wärmewende in den deutschen Großstädten. Bis Mitte des Jahres müssen Städte mit über 100.000 Einwohnerinnen und Einwohner ihre kommunale Wärmeplanung vorlegen. Diese bildet die Grundlage für erhebliche Investitionen – seitens der Kommunen, der Infrastrukturbetreiber und privater wie gewerblicher Eigentümer. Umso wichtiger ist es, dass bis dahin verlässliche Investitionsbedingungen geschaffen werden.

- **Es braucht einen klaren Kurs und Kontinuität.** Die Diskussion über eine Abschaffung des sogenannten Heizungsgesetzes sorgt für Verunsicherung.
- **Das Gebäudeenergiegesetz – insbesondere §§ 71 ff. – ist derzeit jedoch schwer anwendbar und sollte gestrafft werden. Gleichzeitig braucht es eine deutlich engere Verzahnung mit der kommunalen Wärmeplanung.**
- **Quoten für erneuerbare Energien oder CO₂-Vermeidungspflichten im Gebäudebestand** dürfen frühestens dann greifen, wenn die kommunale Wärmeplanung vorliegt.

- **Die Förderung für den Heizungstausch im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude muss verlässlich ausgestaltet werden.** Grundlage dafür ist das Sondervermögen des Klima- und Transformationsfonds. Gleichzeitig sollten ineffiziente Förderstrukturen – etwa die Subventionierung von Wärmepumpen in Gebieten mit bestehender Fernwärme – kritisch überprüft werden. Die Förderung muss der Wärmeplanung folgen.
- **Investitionshemmnisse für Wärmenetzbetreiber müssen abgebaut werden:** Es ist zu begrüßen, dass die Wärmenetzförderung (BEW) wachsen soll. Derzeit ist von einem jährlichen Bedarf von rund 3,5 Mrd. Euro auszugehen. Auch hier sollte das Sondervermögen den notwendigen finanziellen Spielraum geben.
- Auch die angekündigte **Novelle des KWKG**, als ein wichtiger Baustein für die Wärmenetzförderung, ist vor diesem Hintergrund **zu begrüßen**.
- Um Investitionen in die Dekarbonisierung der Wärmenetze zu refinanzieren, braucht es dringend eine **Reform der AVB-Fernwärmeverordnung**. Neben den berechtigten Verbraucherinteressen brauchen Betreiber mehr Flexibilität bei der Preissetzung und bei Preisänderungen, um die EE-Vorgaben und Fristen des WPG wirtschaftlich umsetzen zu können.

Abenteuer beginnen, wo Pläne enden: Die Stilllegung der Gasverteilnetze muss geregelt werden

Durch die sukzessive Umstellung auf eine klimaneutrale Wärmeversorgung, im Wesentlichen mit Wärmepumpen und Fernwärme, wird der Bedarf an Gasverteilnetzen in Zukunft erheblich sinken. Mit KANU 2.0 hat der geordnete, kaufmännische Rückzug begonnen.

- **Es braucht jetzt eine grundlegende Klärung, wie mit den Folgen der schrittweisen Stilllegung eines Großteils des Gasverteilnetzes umgegangen wird.** Der gesetzliche Rahmen muss zügig festgelegt werden – insbesondere mit Blick auf die Kosten für Betrieb und Instandhaltung bei sinkender Kundenzahl, auf Konzessionsausschreibungen und auf den Umgang mit der perspektivischen Stilllegung.

Dabei ist klar: Eine Stilllegung bedeutet in der Regel keinen Rückbau. Diese rechtliche Abgrenzung muss gesetzlich eindeutig geregelt werden – unter Einbindung der betroffenen Akteure, insbesondere der Netzbetreiber

Dr. René Mono

Vice President Political Affairs
Leiter Berliner Repräsentanz

+49 152 52 14 50 61
rene.mono@eon.com

it's on us

to make new energy work.



eon.com



Political-affairs@eon.com

e-on