Smart statt Gas:

Flexibilisierung als Schlüssel für ein zukunftsfestes Energiesystem

Aktuell treibt die Bundesregierung den Bau neuer Gaskraftwerke voran. Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) und Gaswende kritisieren diese einseitige Strategie als klimapolitisch riskant und plädieren dafür, das Energiesystem vor allem flexibler zu gestalten. Neue Berechnungen des Reiner Lemoine Instituts (RLI) untermauern die Vorteile einer solchen smarten Strategie für Kostensenkung, Resilienz und das Erreichen der Klimaziele.

Politischer Hintergrund

Das künftige Energiesystem Deutschlands basiert auf erneuerbaren Energien. Klimaschädliches Erdgas, Öl und Kohle wird in allen Bereichen – Energie, Verkehr, Gebäude und Industrie – vor allem durch erneuerbaren Strom als Energiequelle ersetzt. Erneuerbarer Strom und die grüne Elektrifizierung sind damit die Grundlage für ein klimaneutrales Deutschland und schaffen ein Energiesystem, das resilienter gegenüber geo- und sicherheitspolitischen Risiken ist. Das erfordert einen weiterhin ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien, den schnellen Ausstieg aus Erdgas und anderen fossilen Energien sowie die Flexibilisierung des Gesamtsystems. Strom- und Wärmebereitstellung sowie die Nachfrage aus Verkehr, Gebäuden und Industrie müssen besser auf einander abgestimmt werden.
Das Energiesystem selbst muss Energieerzeugung, Speicherlösungen und Nachfragesteuerung smart verknüpfen, um die Versorgungssicherheit auch bei schwankender Erneuerbaren-Stromeinspeisung jederzeit zu gewährleisten. Dieses Ziel ist wissenschaftlicher Konsens und findet sich im Kern auch im Monitoringbericht zur Energiewende vom September 2025 im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums.

Doch anstatt auf eine smarte Flexibilisierungsstrategie zu setzen, treibt die Bundesregierung aktuell vor allem den Bau neuer Erdgaskraftwerke als „Back-Up“ zu

den Erneuerbaren voran: Allein bis 2030 sollten laut Koalitionsvertrag 20 Gigawatt (GW) neue Gaskraftwerke entstehen. Zwar wurden diese Pläne von der EU-Kommission um rund die Hälfte gestutzt. Dennoch drohen über einen Kapazitätsmechanismus, welcher ab 2028 in Kraft treten soll, weitere Subventionen für Gaskraftwerke.
Zudem stellt Wirtschaftsministerin Reiche den bisherigen Ausbau der erneuerbaren Energien und selbst das deutsche Klimaziel in Frage. Statt einem temporär einspringenden „Back-Up“ droht somit ein neuer fossiler Kraftwerkspark zu entstehen, der dauerhaft hohe Mengen an klimaschädlichem CO_2 ausstößt. Das wäre nicht nur ineffizient und teuer, sondern gefährdet auch das Erreichen der Klimaneutralität 2045.

Neue Berechnungen des RLI für den BUND und die Gaswende belegen die Vorteile einer smarten Strategie für das Energiesystem, die Flexibilität jenseits von Gaskraftwerken in den Mittelpunkt stellt. In der Analyse mit Blick auf das Zieljahr 2045 wurde angenommen, dass die beschlossenen Ziele der Bundesregierung etwa zum Klimaschutz und Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden. Darauf aufbauend wurden Ableitungen für den Zubau an Flexibilitätsoptionen gezogen. Deutlich wird: Nur, wenn die grundlegenden Parameter der Energiewende beibehalten und Flexibilitätspotentiale konsequent gehoben werden, ist der begrenzte Zubau von (dekarbonisierten) gasbasierten Kraftwerken vertretbar. Solche Kraftwerke, die spätestens bis 2035 auf grünen Wasserstoff umgerüstet werden müssen, kämen nur wenige Stunden zum Einsatz und können zusammen mit anderen Flexibilitäten die seltenen Fälle einer langen, kalten Dunkelflaute überbrücken helfen.
Flexibilitäten wie Speicherlösungen und Lastmanagement stehen heute bereits im Gigawattbereich in den Startlöchern. Sie müssen jetzt durch kluge Rahmensetzung konsequent ermöglicht und systemdienlich eingebunden werden. Dadurch kann der Einsatz klimaschädlichen Erdgases vermieden sowie der Einsatz teurer, knapper Brennstoffe wie grünem Wasserstoff deutlich reduziert werden.

Vorgehen bei den Berechnungen

Das RLI hat die Rolle von Flexibilitäten im Energiesystem mit dem Zeithorizont bis 2045 im Hinblick auf System- und Stromkosten untersucht. Flexibilitäten umfassen unter anderem Batterie- und Wärmespeicher, das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen, Lastverschiebung von Wärmepumpen sowie Laststeuerung in Gewerbe und Industrie. Bei der sektorübergreifenden Modellierung des Energiesystems werden das Erreichen der Treibhausgasneutralität 2045 sowie ein konsequenter Ausbau der erneuerbaren Energien analog zu den geltenden Zielen der Bundesregierung vorgegeben. Kostenannahmen etwa für Batterien entsprechen heute gängigen Szenarien und Annahmen (vgl. Anhang). Einige der Annahmen wie z.B. Batteriepreise könnten schon bald

überholt sein.[1] Es zeigt sich, dass selbst mit konservativen Zielen und Kostenannahmen deutliche Vorteile für ein smartes und flexibles System zu erwarten sind.
In einem zweiten Schritt wurden die verschiedenen aktuell diskutierten Dekarbonisierungsansätze für Gaskraftwerke analysiert. Konkret wurden verschiedene gasförmige Brennstoffe und der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) miteinander verglichen, die für einen Einsatz in bzw. an Kraftwerken theoretisch in Frage kommen. Kriterien sind dabei die CO_2-Intensität, Stromgestehungskosten, externe Umweltkosten, Klimazielkompatibilität und technologische Risiken. In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse erläutert und abschließend Empfehlungen formuliert.

Flexibilitäten verringern Rolle von gasbasierten Kraftwerken

Die Berechnungen vergleichen ein Szenario mit viel Flexibilität im Energiesystem (keine Begrenzung der Potentiale) mit einem Szenario, in dem Flexibilitäten nur in einem begrenzten Maße zugelassen wurden. Der Einsatz der Flexibilitäten in den beiden Szenarien (Gas vs. Smart) ist in Abbildung 1 dargestellt.

In einem Szenario mit viel Flexibilität reduzieren sich die **Einsatzstunden der Kraftwerke um rund ein Drittel (32 Prozent)** im Jahr 2045. Die Stromerzeugung aus diesen Anlagen kann sogar **um fast 45 Prozent reduziert** werden (Abbildung 2).

Technologie	Gas 2030	Smart 2030	Gas 2040	Smart 2040	Gas 2045	Smart 2045
Batteriespeicher (GW)	20,58	37,10	33,13	120,20	37,76	167,90
Pumpspeicherkraftwerke (GW)	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71
Lastverschiebung in Industrie und GHD (GW)	0,00	6,00	0,00	18,00	0,00	24,00
Spitzenlastkappung in der Industrie (GW)	0,00	2,99	0,00	5,23	0,00	6,00
Bidirektionales Laden (GW)	0,00	3,39	0,00	36,32	0,00	38,97
Gesamt (GW)	**32,29**	**61,19**	**44,84**	**191,46**	**49,47**	**248,58**

Abbildung 1: Maximal eingesetzte Kapazität von Flexibilitätsoptionen in verschiedenen Szenarien

[1] Im November 2025 lagen den vier Übertragungsnetz- und 17 Verteilernetzbetreibern Netzanschlussanträge für Großbatteriespeicher mit einer Gesamtleistung von über 720 GW vor. Bereits zugesagt war der Netzanschluss von Großbatteriespeichern mit mindestens 78 GW. Auch wenn nicht alle Anfragen genehmigt werden zeigt sich deutlich, dass die getroffenen Annahmen im Flexibilitätsszenario die Realität widerspiegeln und in dem angenommenen Maße mit großer Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stehen.

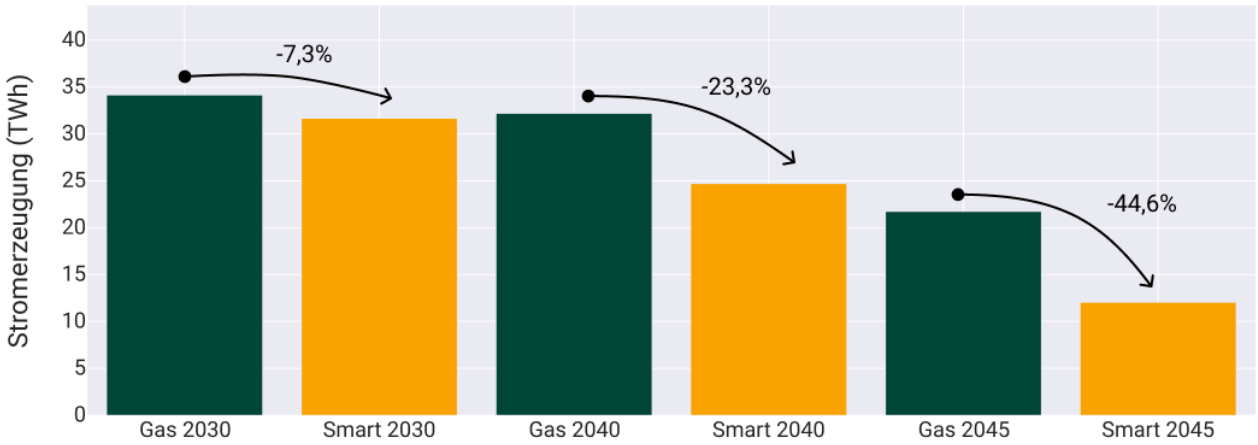

Abbildung 2: Stromerzeugung aus gasbasierten Kraftwerken. Im Jahr 2045 wird im Smart-Szenario rund 45 Prozent weniger Strom aus gasbasierten Kraftwerken erzeugt als im Gas-Szenario.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass der Einsatz von Flexibilitäten den Einsatz von fossilem Erdgas bzw. Wasserstoff deutlich verringert. Dies senkt die Treibhausgasemissionen, reduziert die Importabhängigkeit und stärkt die Resilienz gegen exogene Schocks. Außerdem lässt sich so das Risiko von fossilen Überkapazitäten sowie die Bindung an teure fossile Infrastruktur reduzieren, die kostengünstige klimafreundliche Lösungen verhindert.

Der Effekt nimmt auf der Zeitachse zu und ist auch vorteilhaft mit Blick auf den Betrieb von (Back-Up) Kraftwerken mit grünem Wasserstoff. Dieser Brennstoff wird – insbesondere für den Stromsektor – nur in begrenztem Maß und zu vergleichsweise hohen Kosten zur Verfügung stehen, weshalb ein reduzierter Einsatz besonders vorteilhaft ist mit Blick auf Kosten und Resilienz des Systems.

Flexibilitäten senken Betriebs- und Stromkosten

Die Modellierung zeigt weiter, dass durch den verringerten Einsatz von gasbasierten Kraftwerken auch die variablen Betriebskosten (OPEX) im Stromsektor geringer ausfallen. Dies übersetzt sich im Szenariojahr 2045 in rund 14 Prozent geringere Betriebskosten im Gesamtsystem. Zugleich fallen die Kosten des Gesamtsystems leicht niedriger aus trotz ebenfalls notwendiger Investitionen (CAPEX) etwa in Speicherlösungen, darunter auch heute noch teure, saisonale Wärmespeicher.

Durch den gezielten Einsatz von Flexibilitäten und Speichern werden hohe Laststpitzen geglättet und die jährlichen Einsatzstunden von teuren gasbasierten Kraftwerken reduziert. Das wirkt sich direkt auf das Preisniveau in den teuersten Stunden des Jahres aus, weil Spitzenlastkraftwerke entsprechend weniger häufig preisbildend sind (Abbildung 3).
Die durchschnittlichen Grenzpreise im Stromsystem sinken um 12 Prozent. Die Gesamtsystemkosten verringern sich durch den Einsatz von Flexibilitäten ebenfalls leicht.

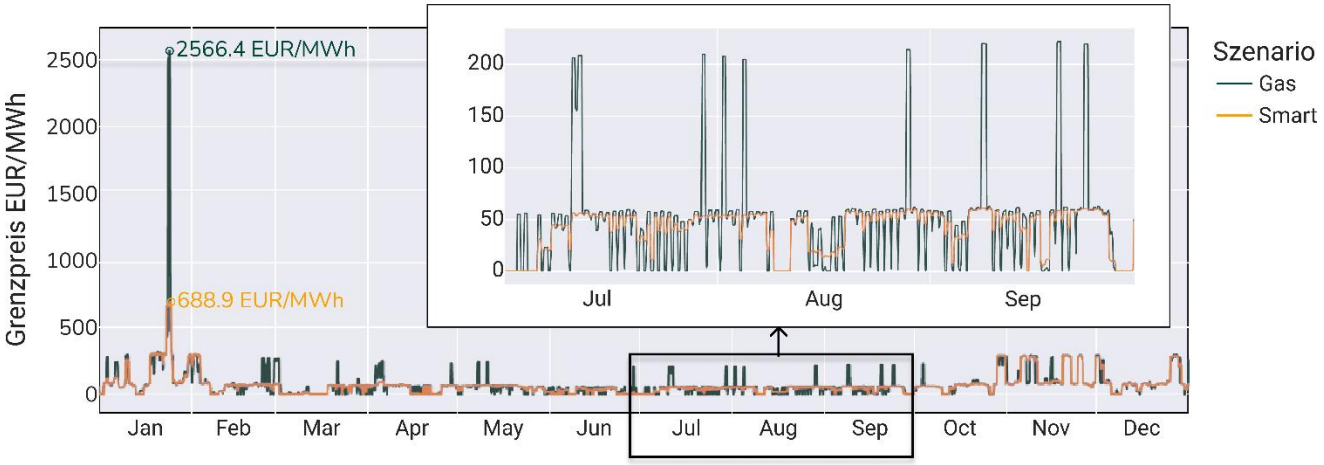

Abbildung 3: Grenzpreise der Stromerzeugung im Jahr 2045. Das Smart-Szenario glättet Preisspitzen, die beim Gas-Szenario auftreten.

Klimaschutzstrategien für gasbasierte Kraftwerke

Die Bundesregierung plant neue Gaskraftwerke über kurzfristige Ausschreibungen (Kraftwerksstrategie) und ab 2028, in noch größerem Maße, über einen Kapazitätsmarkt zu fördern. Die Kriterien dieser Förderungen sind maßgeblich für die Ausgestaltung des künftigen Kraftwerksparks, seine Rolle im Energiesystem und damit das Erreichen der Klimaneutralität im Stromsektor.[2]

Die Eckpunkte für einen Kapazitätsmarkt sind noch nicht bekannt, außer dass er – wie EU-rechtlich notwendig – „technologieoffen" sein soll. Hinweise auf die politische Herangehensweise des Bundeswirtschaftsministeriums liefert aber die aktuell diskutierte Kraftwerksstrategie. Für deren beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission musste die Bundesregierung den ursprünglich gewünschten Umfang deutlich reduzieren. Zudem müssen alle Gaskraftwerke wasserstofffähig („H2-ready") sein.[3] Das ist allerdings zunächst ein Etikett ohne klimapolitische Konsequenzen. Denn die – klimapolitisch notwendige – Umstellung von fossilem Gas auf Wasserstoff wurde nicht terminiert.

[2] Die Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes wird von Teilen der Energiewirtschaft in Frage gestellt. Sie schlagen alternativ eine sog. Absicherungspflicht vor. Hier stehen jedoch die Pläne der Bundesregierung im Vordergrund, die bisher an einem Kapazitätsmarkt festhält.

[3] Statt 20 GW an neuen Gaskraftwerken (Koalitionsvertrag) sollen nun acht GW bis 2031 entstehen, aber erst 2045 „technologieoffen dekarbonisiert" werden (vgl. Koalitionsausschuss, 14.11.2025). Dies wäre nach allen großen, gängigen Klimaneutralitätsszenarien rund eine Dekade zu spät. Zugleich hat die Bundesregierung jüngst mit dem Kohlendioxid-Speichergesetz auch CCS an Gaskraftwerken ermöglicht. Weitere zwei GW sollen 2032 in Betrieb gehen und „frühzeitig" (ohne Nennung einer Jahreszahl) auf Wasserstoff umgestellt werden. Lediglich zusätzliche zwei GW sollen technologieoffen ausgeschrieben werden, so dass auch Speicher mitbieten können.

Zudem will die Bundesregierung die Nutzung aller Wasserstoffarten sowie von CCS ermöglichen. Bislang fehlt also eine belastbare Klimaschutzstrategie für die geplanten neuen Kraftwerke. Um die Voraussetzungen für einen klimaneutralen Betrieb zu klären, hat das RLI die aktuell diskutierten Dekarbonisierungsoptionen für Kraftwerke genauer betrachtet, wie im Folgenden dargestellt wird.

Grüner Wasserstoff als Brennstoff der Wahl für Kraftwerke

In einem klimaneutralen Energiesystem dürfen auch gasbasierte Kraftwerke keine klimaschädlichen Emissionen mehr verursachen. Daher hat das RLI geprüft, welche Optionen in einer klimaneutralen Welt zulässig wären und wie diese bezüglich Stromgestehungs- und Umweltkosten sowie technologischem Reifegrad im Verhältnis stehen und in Bezug auf die Erreichung der Klimaneutralität zu bewerten sind.

Abbildung 4 zeigt das Ergebnis des Vergleichs der verschiedenen Brennstoffe. Die dazu getroffenen Annahmen finden sich in Abbildung 6 im Anhang, Bewertungsgrundlage sind Abschätzungen der Kriterien für das Jahr 2037. Dieses Jahr wurde analog zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/45 gewählt, da bis dahin eine Umstellung der Kraftwerke auf einen klimaneutralen Betrieb erfolgt sein muss.

Option	Technologische Reife	Stromgestehungs-kosten	Externe Kosten	Klimaziel-kompatibilität	Gesamtnote (gewichtet)
Grüner Wasserstoff	4	4	5	5	4.5
Erdgas (ohne CCS)	5	5	1	1	3.0
Grauer Wasserstoff	5	2	1	1	2.25
Türkiser Wasserstoff	2	3	3	1	2.25
Erdgas (mit CCS)	2	2	2	1	1.75
Blauer Wasserstoff	3	1	2	1	1.75

Abbildung 4: Gesamtbewertung verschiedener gasförmiger Brennstoffe, aufgeschlüsselt nach Einzelkriterien (5-sehr gut bis 1-sehr schlecht)

Gemäß der Analyse ist **grüner Wasserstoff,** hergestellt mit erneuerbaren Energien, die einzige Option, die aufgrund sehr geringer Emissionen in einem klimaneutralen Energiesystem langfristig eine Rolle spielen kann.[4] Auch ist durch technologische Weiterentwicklung und eine verbesserte Angebotssituation bis zum Jahr 2037 von einem signifikanten Absinken der Produktionskosten auszugehen. Bei einem angenommenen CO_2-Preis von 200 Euro pro Tonne – eine gängige Prognose – macht ihn das zur günstigsten Wasserstoffart. Die Stromgestehungskosten aus grünem Wasserstoff sind jedoch deutlich höher als die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen wie Windkraft und Photovoltaik. Auch die Produktion von grünem Wasserstoff ist mit Umweltauswirkungen verbunden – hoher Bedarf an erneuerbarem Strom damit verbundenem Flächen- und Ressourcenverbrauch. Aus gesamtsystemischer Sicht eignet sich grüner Wasserstoff daher primär zur Deckung von Spitzenlasten, dort, wo kurzfristig flexibel steuerbare Leistung benötigt wird. In dieser Rolle steht er im Einklang mit den Zielen der Treibhausgasneutralität Deutschlands.

Andere Wasserstoffarten und CCS: teurer und mit ungenügender Klimaschutzwirkung

Im Vergleich der verschiedenen gasförmigen Brennstoffe schneidet die Verbrennung von blauem, türkisem oder grauem Wasserstoff sogar schlechter ab als die direkte Verbrennung von Erdgas. Somit sind diese Brennstoffe auch für einen (längeren) Übergangszeitraum, wie teilweise diskutiert wird, emissionsseitig keine Alternative.

Erdgas ohne CCS als Brennstoff ist für Kraftwerke zwar kostengünstiger und technologisch verfügbar. Doch Erdgas und darauf basierender **grauer Wasserstoff** sind rein fossile Optionen mit zu hoher Emissionsintensität und Umweltkosten. Grauer Wasserstoff – reformiertes Erdgas – hat zudem die höchsten CO_2-Emissionen im Vergleich aller Brennstoffe. Diese Probleme betreffen auch **Erdgaskraftwerke mit CCS**. Die CO_2-Abscheidung führt zu zusätzlichem Energieverbrauch und funktioniert nicht vollständig, Restemissionen verbleiben. Auch Gasförderung und Transport verursachen weiter Methanemissionen. Dadurch entsteht mehr Emissionen, die am Ende nicht komplett gespeichert werden können.

CCS ist grundsätzlich keine Vermeidungsoption für CO_2 und daher klimapolitisch nachteilig.
Auch die technologische Reife stellt sich als problematisch dar: Die Skalierung von Pilotanlagen ist bislang nicht gelungen, die benötigte große Infrastruktur fehlt. Mit dem Ausbau einer CO_2-Transport- und Speicherinfrastruktur sind zudem hohe Umweltrisiken verbunden. Wirtschaftlich

[4] Auch erneuerbare Wasserstoff-Derivate, ebenso klimaneutral, kommen als Brennstoff in Frage, vor allem wo Pipeline-Infrastruktur eine Herausforderung sein könnte. Sie wurden hier, als Variante von grünem H2, aber nicht näher untersucht.

ungünstig ist das Verhältnis von hohen Investitionskosten bei gleichzeitig niedrigen Einsatzstunden – wie sie in einem Energiesystem mit überwiegend erneuerbaren Energien zu erwarten sind.

Blauer Wasserstoff (Erdgasreformierung mit CCS) wird häufig als Übergangsoption für den Betrieb von Gaskraftwerken ins Spiel gebracht. Im Vergleich des RLI mit Blick auf 2037 weist der Brennstoff jedoch die höchsten Kosten auf bei zugleich ungenügender Klima- und Umweltwirkung. Bei der Herstellung entstehen Emissionen entlang der gesamten Produktionskette. Die Kombination mit CCS birgt dieselben technischen, wirtschaftlichen und nicht zuletzt Klima- und Umweltrisiken wie beim direkten Einsatz von CCS an Gaskraftwerken.

Türkiser Wasserstoff (Methanpyrolyse aus Erdgas) bietet gegenüber blauem Wasserstoff den Vorteil, dass bei seiner Herstellung nicht CO_2 als Abfallprodukt, sondern elementarer Kohlenstoff entsteht. Dieser lässt sich im Gegensatz zu CO_2 unproblematisch entsorgen oder sogar als Rohstoff nutzen (Black Carbon). Allerdings treten ebenfalls Methan-Vorkettenemissionen der Erdgasförderung auf. In der Gesamtbewertung liegt auch türkiser Wasserstoff hinter Erdgas ohne CCS, trotz günstiger Stromgestehungs- und externer Kosten. Grund ist die geringe technologische Reife.

Exkurs: Rolle von Biogas
Auch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen kann einen Beitrag zur Spitzenlastdeckung im Stromsektor leisten und so zu einem gewissen Grad die Notwendigkeit von Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken reduzieren. Kombiniert mit dem Ausbau von Gas- und Wärmespeichern ermöglichen es Biogasanlagen, flexibel Strom in Spitzenlastzeiten bereitzustellen und zugleich eine kontinuierliche Wärmeversorgung zu liefern.[5]

Schlussfolgerungen von BUND und Gaswende

Die Berechnungen des RLI zeigen: Ein weiterer ambitionierter Ausbau erneuerbarer Energien und die Priorisierung von Flexibilitäten müssen Kern der Strategie für ein klimaneutrales und resilientes Energiesystem sein. Hierzu ist der verstärkte Einsatz von Flexibilitäten wie Speichern und Sektorkopplung zwingend erforderlich. Die Einsatzstunden und Strommengen von teuren, gasbasierten Kraftwerken werden auf diese Weise erheblich reduziert und somit auch der Bedarf an grünem Wasserstoff. Das senkt Kosten im Betrieb und am Strommarkt und verringert die Abhängigkeit von teuren Brennstoffimporten. Klar ist auch: Klimaschädliche Erdgaskraftwerke oder CCS-Optionen können in einem künftigen klimagerechten Energiesystem keine Rolle spielen. Deshalb fordern der BUND und Gaswende von der Bundesregierung:

[5] Vgl. BUND/NABU (09/2024): Die Biogasförderung vom Kopf auf die Füße stellen

1. **Flexibilitäts-Agenda aufsetzen**

    - **Potenziale** von **Flexibilität** schnell und koordiniert **ausschöpfen**. **Flexible Stromtarife** und **dynamische Netzentgelten** einführen und **Vehicle-to-Grid** rechtssicher ermöglichen.
    - **Batteriespeicher** zügig ins System integrieren – Netzanschlusshürden abbauen und netzdienliches Verhalten belohnen.
    - **Langzeitwärmespeicher** gezielt fördern, damit sie künftig helfen, seltene Dunkelflauten zu überbrücken.
    - **Biogasanlagen** konsequent **flexibilisieren**, damit sie gezielt einspringen, wenn andere Erneuerbare nicht ausreichend Strom liefern.

2. **Erneuerbare konsequent ausbauen**

    - **Erneuerbare Energien** ambitioniert und naturverträglich **ausbauen** und die **Elektrifizierung** aller Sektoren **beschleunigen**.
    - **Verlässliche Finanzierung** und konsequenten **Ausbau der dazugehörigen Infrastruktur** von Netzen über Speicher bis hin zu Elektrolyseuren sicherstellen.

3. **Kraftwerke als begrenztes Back-Up nur mit grünem Wasserstoff**

    - Flexibilität immer vorrangig behandeln und **Rolle gasbasierter Kraftwerke** strikt **begrenzen**.
    - **Überkapazitäten** aus ökonomischen und ökologischen Gründen in jedem Fall **vermeiden.**
    - Mögliche **Kapazitäts-Ausschreibungen** müssen Flexibilitätsoptionen priorisieren – keine Vorabfestlegung auf fossile Kraftwerke wie in der Kraftwerksstrategie.
    - **Stromsektor bis 2035 dekarbonisieren:** Alle fossilen Kraftwerke müssen bis dahin **verbindlich auf grünen Wasserstoff umstellen bzw. neue Anlagen gleich solchen nutzen**.

4. **Grünen Wasserstoff hochfahren – fossilen Lock-in mit CCS verhindern**

    - **Hochlauf von grünem Wasserstoff** als langfristig speicherbaren und vielseitigen Energieträger absichern.
    - **Wasserstoffkraftwerke als sichere Kunden** nutzen, um den Hochlauf auch für die Industrie zu stabilisieren und das Wasserstoffkernnetz auszulasten.
    - **CCS an Gaskraftwerken ausschließen** – es verhindert die Dekarbonisierung des Stromsektors und zementiert fossile Abhängigkeiten. Zugleich verzögert CCS den Hochlauf von grünem Wasserstoff, ist teurer und unflexibel.
    - **Gasbasierte Kraftwerke** ausschließlich **als Spitzenlastkraftwerke planen** und prüfen, ob **Betriebsstunden gesetzlich begrenzt** werden müssen, um falsche Anreize zu vermeiden.

5. **Energieeffizienz steigern**

    - **Energieverbrauch** in Haushalten, Gewerbe, Industrie und öffentlicher Hand **systematisch senken**.
    - **Elektrifizierung** in allen Sektoren **vorantreiben**, weil so Primärenergie am effizientesten genutzt wird.

- **Effizienzpotenziale** endlich **verbindlich zu heben**: EU-Gebäuderichtlinie ambitioniert umsetzen und das Energieeffizienzgesetz stärken.

6. **CO_2-Emissionen verlässlich bepreisen**

- Konsequente und verlässliche **steigende CO_2-Bepreisung** sicherstellen, um Klimaschäden real abzubilden und saubere Technologien wettbewerbsfähig zu machen.
- **Keine Aufweichung von ETS 1** und keine weitere Verzögerung **bei ETS 2**. Beides untergräbt die Klimaziele.
- **Klugen Instrumentenmix** mit **sozialem Ausgleich** etablieren, damit Klimaschutz wirksam und fair bleibt.

IMPRESSUM
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND)
Bundesgeschäftsstelle | Kaiserin-Augusta-Allee 5 | 10553 Berlin
Tel. +49 30 27586-40 | V.i.S.d.P.: Nicole Anton
Kontakt: julius.neu@bund.net
tina.loeffelbein@gaswende.de | Stand: Dezember 2025

www.bund.net