

Backbone für die Energiewende:

WIE GASMOTORENKRAFTWERKE DIE LÜCKE SCHLIESSEN KÖNNEN

Der Weg in eine nachhaltige Zukunft, in der fluktuierende erneuerbare Energiequellen (EE) einen Großteil des Energiebedarfs decken, verändert die Anforderungen an regelbare, konventionelle Kraftwerke: Sie wandeln sich von einer nachfrageorientierten Versorgung hin zu einem sogenannten “Resilienz-Rückgrat”, das die Lücke zwischen der fluktuierenden Stromerzeugung aus EE und der Nachfrage flexibel abdeckt.

Das Vermächtnis der führenden Industrie-Nationen: Großkraftwerke sorgen für Versorgungssicherheit auf Basis einer gut ausgebauten Infrastruktur

In der Vergangenheit waren konventionelle, zentrale Großkraftwerke für die Abdeckung der Grundlast die Basis eines Energiesystems. Sie wurden durch Spitzenlastkraftwerke ergänzt.

Autoren:
Marie-Louise Niggemeier & Dr. Patrick Roth



Dieses "traditionelle" System basierte auf den folgenden Schlüsselbausteinen:

- (i) Die Nachfrage ist gut planbar (z. B. Standardlastprofile zutreffend für einen großen Teil der jeweiligen Kundengruppe)
- (ii) Die installierte steuerbare Kapazität reicht aus, um die Nachfrage jederzeit zu decken (einschließlich Spitzen)
- (iii) Die Übertragungs- und Verteilungsnetze sind so ausgelegt, dass der Strom von den zentralen Kraftwerken zuverlässig zur regionalen Nachfrage transportiert werden kann.

Eine neue Ära beginnt: Die Energiesysteme wandeln sich in Richtung Nachhaltigkeit durch die zunehmende Nutzung fluktuierender und dezentraler erneuerbarer Energiequellen

Um einen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels zu leisten, wird das Energiesystem zunehmend Richtung nachhaltig aufgestellt (vgl. Abbildung 1). Es werden immer mehr dezentrale, fluktuierende erneuerbare Kapazitäten installiert. Entsprechend ändern sich die Anforderungen an regelbare konventionelle Kraftwerke. Konventionelle Kraftwerke müssen beispielsweise bei längeren Schlechtwetterperioden mit wolkenverhangenem Himmel und wenig Wind einspringen, wenn die erneuerbaren Energien nur einen geringen Beitrag leisten können.

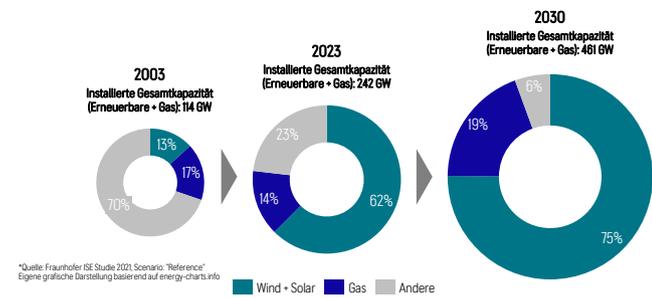
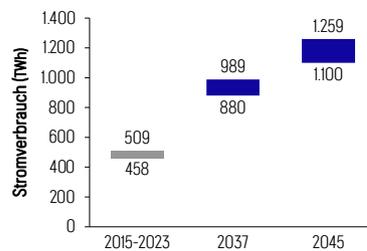


Abbildung 1: Installierte Stromerzeugungskapazität in Deutschland

Aber auch auf der Seite der Kunden ändern sich die Verbrauchsmuster. Die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Daher unterscheiden sich die Gesamtnachfrage und die Spitzenlast von denen vor 20 Jahren. Zwischen 2015 und 2023 lag der Strombedarf in Deutschland bei rund 460 bis 500 TWh pro Jahr, wobei die Tendenz in den letzten Jahren leicht rückläufig war [1]. Abhängig vom Wasserstoffanteil, dem Grad der direkten Elektrifizierung und Wirkungsgradverbesserungen in der Zukunft wird sich der deutsche Strombedarf jedoch bis 2045 voraussichtlich verdoppeln oder sogar verdreifachen [2] (vgl. Abbildung 2).

Vergangener und erwarteter Stromverbrauch (TWh)



Eigene Darstellung basierend auf energy-charts.info, publizierte Szenarien in "Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber"

Abbildung 2: Tatsächlicher und erwarteter Stromverbrauch in Deutschland.

Während Verbrennungstechnologien in der Vergangenheit die Grundlage des Stromsystems bildeten, werden sie nun zu einer Schlüsseltechnologie, die die Lücken zwischen Nachfrage und erneuerbarer Energieerzeugung schließt. Folglich ermöglichen sie eine verstärkte Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem, wodurch die Energiewende noch weiter beschleunigt wird.

Der Aufbau neuer fluktuierender erneuerbarer Energiequellen ist jedoch mit eigenen Herausforderungen verbunden. Die starke Abhängigkeit von Wind- und Solarenergie führt dazu, dass Kapazitäten in großem Maßstab aufgebaut werden; dies erfordert große Flächen, um so viel Energie wie möglich umzuwandeln. Erzeugung und Nachfrage stimmen an diesen Standorten nicht zwingend überein.

Gebiete mit hoher Last befinden sich in der Regel an anderen Orten als große erneuerbare-Energien-Anlagen. Folglich muss der Strom weit zum Verbraucher transportiert werden. Die veraltete Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur hat jedoch Schwierigkeiten, hohe Anteile erneuerbarer Energien zu integrieren und zu transportieren. So stehen beispielsweise die Windenergieanlagen aufgrund der Verfügbarkeit von Ressourcen hauptsächlich im Norden Deutschlands, während die Schwerindustrie hauptsächlich im Westen und Süden angesiedelt ist. Folglich muss der Strom über lange Strecken vom Norden in den Westen bzw. Süden transportiert werden, was einen Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich macht. Dies erfordert wiederum erhebliche Investitionen, die vom Endverbraucher getragen werden müssen, sowie eine jahrelange Planungsperiode. So können lange Genehmigungszeiten und Widerstände in der Bevölkerung zu hohen Latenzzeiten führen, daher ist der Auf- und Ausbau des Stromnetzes oft langsamer als die Änderungen der Last- und Erzeugungsmuster.

Wenn das Netz nicht die gesamte eingespeiste Leistung, welche durch die EE erzeugt wird, aufnehmen kann, werden Redispatch-Maßnahmen nötig, sprich EE-Anlagen werden abgeregelt und große konventionelle Kraftwerke müssen in Hochlastgebieten hochgefahren werden, um die Last auszugleichen und das Netz zu stabilisieren. Die Installation dezentraler, wetterunabhängiger Kapazitäten in Hochlastregionen kann eine alternative Lösung sein, um Defizite bei den

erneuerbaren Energien und Lastspitzen abzudecken, bis die Infrastruktur verbessert wird und/oder die lokale EE-Erzeugung aufholt, wodurch der Bedarf an EE-Energietransporten über weite Entfernungen verringert wird.

Mehr als nur ein „Lückenbüßer“: Gaskraftwerke liefern einen wertvollen Beitrag für das Netz und schließen die Lücke zwischen fluktuierenden erneuerbaren Energien und der steigenden Nachfrage

Im Februar 2024 veröffentlichte die Bundesregierung ihre neue Kraftwerksstrategie. Der Neubau von Gaskraftwerken soll den Weg zu einem zuverlässigen, klimaneutralen Stromsystem ebnen [3]. Im Vergleich zu Braunkohle oder Steinkohle hat die Verbrennung von Gas geringere CO₂-Emissionen und kann durch die Verbrennung von grünem Wasserstoff anstelle von Methan CO₂-neutral werden. Außerdem sind Gaskraftwerke in Bezug auf Startintervalle und Lastwechsel flexibler als Kohletechnologien.

Generell sind zwei Arten von Gastechnologien zu berücksichtigen: Turbinen (d.h. Gasturbinen ohne (einfache Turbinen) und mit Dampfstufe (GuD) sowie Hubkolben-Verbrennungsmotoren (d.h. mittelschnell-laufende Hubkolbenmotoren und schnelllaufende Hubkolbenmotoren).

Turbinen sind die Technologie der Wahl für große Kraftwerkseinheiten. Hohe Betriebsstunden bei Volllast und nur wenige Starts pro Jahr führen zu niedrigen Gesamtbetriebskosten (TCO) und Stromgestehungskosten (LCOE).

Mit mehr fluktuierenden erneuerbaren Energien am Netz sinkt der Bedarf an großen konventionellen Blöcken und der Bedarf an flexiblen Produktionsprofilen steigt an. Gaskraftwerke im Mittellastbereich, die ursprünglich für einen Volllastbetrieb von mehr als 4.000 Stunden ohne häufiges Hoch- und Herunterfahren ausgelegt waren, laufen nun weniger als 2.000 Stunden pro Jahr, wobei die Zahl Starts in die Hunderte geht. Sie haben also ihre Leistung bereits an die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien angepasst. Folglich stiegen TCO und LCOE an.

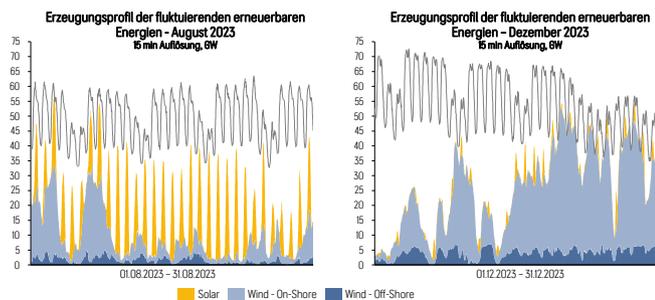


Abbildung 3: Energieerzeugung aus Solar und Wind, August und Dezember 2023

Das Schließen der Lücke wird herausfordernder: Ein reales Fallbeispiel für die Anforderungen an eine steuerbare Stromerzeugung

Beispielsweise lief ein 845 MW GuD-Kraftwerk ursprünglich mehr als 4.700 Stunden pro Jahr unter Volllast [4]. In den letzten Jahren änderte sich das Erzeugungsprofil hin zu einem variableren Profil mit etwa 2.000 Volllaststunden und mehr als 100 Anläufen pro Jahr [5].

Eine vereinfachte TCO-Berechnung über 15 Jahre¹, bei der ein GuD-Kraftwerk mit einem Verbrennungsmotorenkraftwerk² verglichen wird, zeigt, dass das GuD-Kraftwerk im konventionellen Lastprofilbetrieb die kostengünstigere Lösung ist (vgl. Tabelle 1 und Abbildung 4). In einem variablen Betriebsmodus (Teillastbetrieb und erhöhte Anzahl an Anlagenstarts), mit einem höheren Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im System, wird die Motorenlösung jedoch günstiger (vgl. Abbildung 4). Geht man davon aus, dass die jährliche Laufzeit sogar noch weiter auf 300 - 1.000 Stunden pro Jahr sinken könnte, wird der Abstand zwischen den beiden Technologien bezogen auf TCO noch größer (Maximale EE-Nutzung).

Kleine Leistungssprünge für kurze Zeiträume werden zur Voraussetzung für die Energiewende

GuDs sind für den Volllastbetrieb optimiert, um ihren hohen elektrischen Wirkungsgrad ideal nutzen zu können. Da Turbinenkraftwerke jedoch häufig aus einer oder zwei großen Turbinen bestehen, sinkt der Wirkungsgrad einer Anlage bei Teillastbetrieb bzw. beim Hoch- und Herunterregeln der Last in kleinen Inkrementen erheblich. Motorenkraftwerke, die aus vielen Motormodulen bestehen, können auf eine andere Strategie setzen: Im Teillastbetrieb schaltet ein Motorenkraftwerk schlichtweg die jeweils nicht benötigte Anzahl von Motoren ab bzw. setzt sie nicht ein. Gleichzeitig laufen die übrigen Motoren mit maximaler Last, d. h. mit maximalem Wirkungsgrad, weiter. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Motorenkraftwerke für den häufigen Teillastbetrieb besser geeignet sind und eine höhere Flexibilität aufweisen.

Darüber hinaus können Verbrennungsmotoren schneller auf Laständerungen reagieren und verursachen keine nennenswerten Kosten für die Inbetriebnahme, während ein GuD-Kraftwerk eine Mindestlauf- und Mindeststillstandzeit hat und mehr Zeit zum Hochfahren benötigt, was mit höheren Kosten verbunden ist. In einer Welt, in der konventionelle Kraftwerke in erster Linie für die Stabilität und Sicherheit der Energieversorgung sorgen und die fluktuierende Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft ergänzen, sind schnelles Ansprechen und höchste Effizienz in Verbindung mit Flexibilität entscheidende Erfolgsfaktoren und Voraussetzungen für die Energiewende.

(gerundete Zahlen)	Konvent. Lastprofil	Variables Lastprofil	Max. EE-Nutzung
Gesamtlaufzeit	4.700	3.300	300 - 1.000
Volllaststunden	4.700	2.000	< 50%
Starts pro Jahr	< 30	161	~ 160

Tabelle 1: TCO-Vergleich GuD vs. Verbrennungsmotor in den Betriebsmodi "Konventionell", "Variable" und "Maximale EE-Nutzung", Input Parameter Aufstellung

1 845 MW Kraftwerkskapazität
2 Am Beispiel eines Kraftwerks bestehend aus schnelllaufenden Hubkolbenmotoren

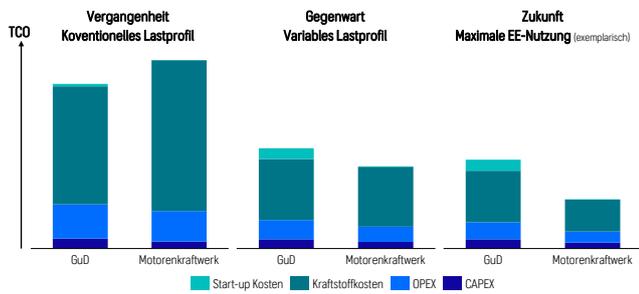


Abbildung 4:
TCO Vergleich GuD vs. Motorenkraftwerk in einem Konventionellen Lastprofil (Vergangenheit), Variablen Lastprofil (Gegenwart) und einem Maximale EE-Nutzung Lastprofil (Zukunft).

Gasmotoren sind die Flexibilitäts-Champions für kurzfristige Stromversorgung und reduzieren langfristige Investitionskosten

Die Energiewende schreitet unaufhaltsam voran. Flexible Gasmotorenkraftwerke mit kurzen Anlaufzeiten und einem hohen Grad an Modularität und Regelbarkeit über ein breites Leistungsspektrum zu geringen Kosten und höchster Effizienz werden immer wichtiger. Sie sind die Wegbereiter für eine grünere Zukunft und können durch die Umstellung auf kohlenstofffreie Verbrennungsgase selbst grünen Strom erzeugen. Verbrennungsmotoren sind eine zukunftssichere Technologie, die bereits heute ausgereift ist.

Dank der hohen Modularität kann ein Motorenkraftwerk beliebig viele Einzelmodule unter Vollast betreiben und die übrigen Motoren abschalten und so selbst bei einem reduzierten Energiebedarf einen hohen Wirkungsgrad erzielen. Ein Turbinenkraftwerk, welches aus einer bzw. einer kleinen Zahl einzelner Anlagen besteht, würde dahingegen unter Teillast Effizienz einbüßen. Der hohe Wirkungsgrad reduziert den Bedarf an Primärenergie und die damit verbundenen Kraftstoffkosten sowie die Treibhausgasemissionen. Gleichzeitig schränken die kleinen Lastinkremente, bzw. die geringe Modulgröße, die Bewältigung großer Lasten nicht ein; große Kunden betreiben bereits heute problemlos Reservekapazitäten im hohen Leistungsbereich (z. B. betreiben Rechenzentren mit einer Kapazität von 100 MW oft Hunderte an Notstrommotoren).

Generell kann man sagen, dass es auch kleine Turbinen gibt, die die gleichen Vorteile wie Verbrennungsmotoren haben. Motoren sind im Vergleich jedoch in industriellem Maßstab verfügbar, so dass sie schneller in Betrieb genommen werden können. Für eine kompromisslose Energiewende sind Lösungen mit kurzen Vorlaufzeiten entscheidend.

Durch den Aufbau eines Motorenkraftwerks in Containern wird die gesamte Anlage mobil; einzelne Module können dort installiert werden, wo sie netzdienlich ihre Kapazität zur Verfügung stellen können, um für maximale Resilienz zu sorgen. Wenn eine Anlage an einer Stelle nicht mehr benötigt wird, kann sie einfach abgebaut werden, z. B., wenn kohlenstofffreie Speichertechnologien ausgereifter werden. Die Versetzung bestehender Anlagen anstelle von

Stilllegung bzw. Neubau reduziert die Investitionskosten für neue Kapazitäten und die Netzinfrastruktur. Außerdem wird so das Risiko einer verlorenen Investition reduziert.

Verbrennungsmotoren stellen also eine praktikable Option dar, die kurz-, mittel- und langfristigen Herausforderungen der Energiewende zu meistern und sollten künftig stärker in Betracht gezogen werden. Die Verbrennertechnologie kann saubere, kostengünstige und zuverlässige Energie für das Energiesystem von heute und morgen liefern. Darüber hinaus können Motorenkraftwerksprojekte schnell und in einer modularen Bauweise realisiert werden, da die containerisierten Systeme im industriellen Maßstab vorgefertigt werden. Diese Containerisierung sorgt dann auch dafür, dass im Gegensatz zu einer großen Hochleistungsturbine, Redundanz mit minimalen Zusatzinvestitionen erreicht wird, indem einzelne Einheiten für zusätzliche Anlagenkapazität zugebaut oder versetzt werden (vgl. Tabelle 2).

Vergleichsfaktor	Bewertung – Turbinenkraftwerk	Bewertung – Motorenkraftwerk
Flächenbedarf	+	-
Wasserstofffähigkeit	+	0
CAPEX	0	+
OPEX	konventionell	0
	variabel	0
	zukünftig	+
TCO	konventionell	+
	variabel	0
	zukünftig	-
Anlaufkosten	-	+
Lastinkremente	-	+
Teillastbetrieb	-	+
Bauzeit/ Vorfertigungsfähigkeit	-	+
Mobilität/Modularität	-	+

+ überlegen | 0 nicht differenzierend | - unterlegen

Tabelle 2:

Zusammenfassung - Qualitativer Vergleich zwischen Turbinen- und Verbrennungsmotor-Kraftwerken anhand einer Vielzahl von verschiedenen Kriterien. Wichtige Kriterien für zukünftige Kraftwerke sind blau hervorgehoben.

Schlussbemerkungen

Das vorliegende Papier befasst sich mit der Stromerzeugung aus konventionellem Erdgas. Zukünftige Veröffentlichungen werden Aufschluss über die Kraft-Wärme-Kopplung und die Wasserstofffähigkeit von Motoren- bzw. Turbinenkraftwerken geben.

Quellenverzeichnis

1. Fraunhofer ISE, "Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2015ff.," [Online].
Verfügbar: <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&legendItems=0000000000000000010000&interval=year&source=entsoe> [Accessed 02 28 2024]
2. Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf," [Online].
Verfügbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_0.pdf
3. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Einigung zur Kraftwerksstrategie," 05 02 2024. [Online].
Verfügbar: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html>
4. Wikipedia, "Kraftwerk Irsching," 25 01 2024. [Online].
Verfügbar: https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Irsching [Accessed 30 01 2024]
5. Fraunhofer ISE, "Nettostromerzeugung aus Erdgas in Deutschland 2022," [Online].
Verfügbar: https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&source=fossil_gas_unit&year=2022&interval=year [Accessed 15 12 2023].