



Axpo Energy Reports

Gasenergie



Einführung

Eine sichere, bezahlbare und ökologisch nachhaltige Stromversorgung ist grundlegend für das Funktionieren der Schweizer Gesellschaft und Wirtschaft. Heute profitiert die Schweiz dank Wasserkraft, Kernenergie, neuer erneuerbarer Energien sowie ihrer zentralen Lage im europäischen Stromnetz von sehr guten Voraussetzungen für eine verlässliche Versorgung.

In den kommenden Jahrzehnten gerät diese komfortable Ausgangslage ohne geeignete Gegenmassnahmen unter Druck. Die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie das Bevölkerungswachstum dürften den Strombedarf deutlich erhöhen. Hinzu kommt der steigende Energiebedarf von Rechenzentren, Cloud-Diensten und Generativer KI. Gleichzeitig fällt mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie auf lange Sicht ein substanzieller Teil der inländischen Stromproduktion weg.

Besonders die Wintermonate stehen zunehmend im Fokus. Schon heute verbraucht die Schweiz im Winter mehr Strom, als sie produziert. In der dunkleren Jahreszeit ist der Bedarf nach Wärme höher, und generell halten

sich die Menschen länger in Gebäuden auf, was den Stromverbrauch von elektronischen Geräten und Beleuchtung erhöht. Zudem produziert die Wasserkraft aufgrund des saisonalen Abflussprofils mit hohem Laufwasseranteil im Sommerhalbjahr mehr Strom im Sommer. Auch der aktuelle Zubau der Erneuerbaren Energien in der Schweiz und im benachbarten Ausland basiert zu einem grossen Anteil auf der Solarenergie, welche ihren Ertrag mehrheitlich im Sommerhalbjahr liefert – die saisonale Differenz zwischen Sommerüberschuss und Winterdefizit verstärkt sich, was eine sichere Winterversorgung zunehmend erschwert.

Um die Stromversorgung auch künftig zu sichern, braucht es – neben einer engen Zusammenarbeit mit den Nachbarländern und der EU – den Aufbau einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen inländischen Stromproduktion. Im Rahmen der Axpo Energy Reports betrachten wir vier Technologien, welche die inländische Stromerzeugung im Winter substanziell erhöhen können: Windenergie, neue Kernkraftwerke, Solarenergie und Gaskraftwerke.

Der Bericht beleuchtet die technologischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und ökologischen Implikationen eines potenziellen Zubaus von Gaskraftwerken zur Absicherung der schweizerischen Stromversorgung. Ausserdem zeigt er konkret auf, welche regulatorischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen für den Bau von Gaskraftwerken notwendig sind. Wir fokussieren uns hierbei auf am Markt agierende grosse Gaskraftwerke. Der Bericht ist nicht als Positionspapier zu verstehen und bewertet nicht, ob ein Zubau dieser Technologie notwendig ist, um die Winterversorgung bis 2050 zu sichern. Er beschreibt ausschliesslich, welche Voraussetzungen für einen Bau eines marktaktiven Gaskraftwerkes erfüllt sein müssen.

Dieser Bericht behandelt den Neubau von marktaktiven Gaskraftwerken in der Schweiz bis 2050.

01 Zusammenfassung	5
02 Technologie	10
2.1 Aktueller Ausbau	12
2.2 Technologische Entwicklung	12
2.3 Innovation	13
2.4 Standorte	22
2.5 Gasspeicher	25
03 Akzeptanz	26
04 Recht und Regulierung	28
4.1 Aktueller Stand	29
4.1.1 EHS und CO ₂ -Abgabe	29
4.1.2 Weitere rechtliche Rahmenbedingungen auf Bundesebene	32
4.1.3 Weitere rechtliche Rahmenbedingungen auf kantonaler Ebene	32
4.2 Notwendige Anpassungen	33

05 Wirtschaftlichkeit	37
5.1. Kosten und Einnahmen	38
5.1.1 Annahmen zu den Kostenparametern	38
5.1.2 Methodisches Vorgehen	41
5.1.3 Gestehungskosten	43
5.1.4 Markteinnahmen	45
5.2 Förderbedarf zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit	46
5.3 Förderbedarf für Winterstrom	48
5.4 Sensitivitätsanalyse	48
06 Makroökonomische Auswirkungen	51
6.1 Wertschöpfungskette	52
6.2 Wertschöpfung	52
6.3 Beschäftigung	54
07 Umweltauswirkungen	55
7.1 Umweltauswirkungen im Vergleich zu anderen Technologien	56
7.2 Fokus Treibhausgasemissionen	58
08 Schlussfolgerung	61
Disclaimer und Literaturverzeichnis	65

BAFU	Bundesamt für Umwelt
BECCS	Bio-Energy Carbon Capture and Storage
BFE	Bundesamt für Energie
BVU	Departement Bau, Verkehr und Umwelt
CCS	Carbon Capture and Removal
CDR	Carbon Dioxide Removal
CO₂	Kohlendioxid
CO₂-eq	Kohlendioxidäquivalente
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage
EHS	Schweizer Emissionshandelssystem
EnG	Energiegesetz SR 730.0
EU ETS	European Union Emissions Trading System
FLH	Volllaststunden (engl. Full Load Hours)
GasVG	Entwurf für ein Bundesgesetz über die Gasverordnung
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (engl. Combined Cycle Gas Turbine, CCGT)
HKN	Herkunftsnachweis
HVO	hydrierte Pflanzenöle (engl. Hydrotreated Vegetable Oil)

KG	Bundesgesetz über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen SR 251
KIG	Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit SR 814.310
LCOE	Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity)
LNG	Flüssigerdgas (engl. Liquefied Natural Gas)
LRV	Luftreinhalte-Verordnung SR 814.318.142.1
NET	Negativemissionstechnologien
PoS	Proof of Sustainability
RLG	Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn-oder Treibstoffe
RPG	Bundesgesetz über die Raumplanung SR 700
SAF	Nachhaltige Flugkraftstoffe (engl. Sustainable Aviation Fuels)
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

Warum verwenden wir den Begriff «emissionsarm» in diesem Bericht?

Dieser Bericht behandelt sowohl fossile Brennstoffe als auch emissionsarme Alternativen wie beispielsweise Biogas, erneuerbaren Wasserstoff und Zertifikate von Negativemissionstechnologien. Diese Alternativen erlauben einen (nahezu) dekarbonisierten Betrieb von Gaskraftwerken, weisen jedoch über den Lebenszyklus Treibhausgasemissionen auf und werden daher als «emissionsarm» bezeichnet. Die Emissionen über den Lebenszyklus hinweg werden in diesem Bericht aufgezeigt.



01

Zusammenfassung

Eine gewisse Stromerzeugung aus Gas in der Schweiz erfolgt heute vor allem in dezentralen Anlagen zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme für Industrieprozesse und Fernwärmenetze sowie in Reservekraftwerken. Grosse, zentrale Gaskraftwerke, welche am Strommarkt teilnehmen und dort Einnahmen generieren können, existieren bisher nicht. Weil sie dank ihrer Flexibilität gut mit der fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien harmonisieren, könnten sie einen substanziellen Beitrag zur Winterstromversorgung leisten. Dieser Bericht fokussiert auf solche potenzielle Markt-Gaskraftwerke in der Schweiz.

Im europäischen Umland werden diese Kraftwerke überwiegend mit fossilem Erdgas betrieben und unterliegen dem europäischen Emissionshandel, womit für jede ausgestossene Tonne Kohlendioxid Zertifikate erforderlich sind. Für einen emissionsarmen Betrieb von Gaskraftwerken kommen mehrere Lösungen in Frage, die jedoch jeweils verschiedene Herausforderungen mit sich bringen und bisher kaum genutzt werden:

- **Erneuerbares Methan** wird schon heute als Biogas (teilaufbereitet oder zu Biomethan aufbereitet) in das Gas-Pipeline-Netz eingespeist. Hat ein begrenztes Ausbaupotenzial.

- **Carbon Dioxide Removal (CDR)** erlaubt es, das ausgestossene CO₂ an anderenorts mit Negativemissionstechnologien (NET) auszugleichen. Aktuell sind nur wenige und sehr teure CDR-Zertifikate verfügbar. Die Umsetzung von CDR in der Schweiz benötigt eine inländische und europäische CO₂-Infrastruktur.
- **Carbon Capture and Storage (CCS)** fängt CO₂ an der Quelle ab, benötigt jedoch zusätzlich Investitionen und reduziert Wirkungsgrad und Flexibilität der Anlage. Hier wäre eine inländische und europäische CO₂-Infrastruktur notwendig, die mit dem Kraftwerk verbunden ist.

- **Erneuerbarer Wasserstoff** dient als alternativer, emissionsarmer Brennstoff, ist jedoch auf absehbare Zeit sehr teuer und benötigt eine inländische und europäische Infrastruktur.
- **Erneuerbare Flüssigbrennstoffe** (z. B. e-Methanol) benötigen keine zusätzliche Infrastruktur, sind jedoch sehr teuer und damit eher für Reserven geeignet.

In der Schweiz sind **geeignete Standorte für Gaskraftwerke vorhanden**, aber die Anzahl ist limitiert. Während im europäischen Umland grosse thermische Kraftwerke bereits bestehen und in deren Nähe – aufgrund guter Standortvoraussetzung wie Strom- und Gasnetzanbindung – neue Gaskraftwerke errichtet werden können, gibt es diese Möglichkeit in der Schweiz nicht. Zusätzlich eingeschränkt wird die Standortwahl, wenn auch die Möglichkeit für CCS und/oder Betrieb mit Wasserstoff – und damit deren angedachte Infrastruktur – berücksichtigt werden soll. Der zeitliche Aufbau europäischer Infrastrukturen für CO₂-Transport und -speicherung sowie für Wasserstoff ist unsicher und frühestens in den vierziger Jahren zu erwarten.

Obwohl marktbasierte Gaskraftwerke aufgrund ihrer steuerbaren Erzeugung grundsätzlich einen wichtigen Beitrag zur **Versorgungssicherheit** leisten können, ist dieser Beitrag in der Schweiz eingeschränkt: Da keine nennenswerten inländischen Gasspeicher vorhanden sind, ist die Schweiz vollständig auf ausländische Lieferländer sowie transitierende Staaten angewiesen und damit geopolitischen Krisen und Knappheitssituationen unmittelbar ausgesetzt. Mögliche Lösungsansätze umfassen eine verbesserte institutionelle Absicherung ausländischer Speicherkapazitäten, den weiteren Einsatz von Zweistofflösungen mit flüssigen Brennstoffen als Rückfalloption oder den Aufbau eigener Speicher. Letzteres erweist sich bislang jedoch als besonders anspruchsvoll.

Gesellschaftlich ist die **Akzeptanz** von Gaskraftwerken in der Schweiz gering, dürfte jedoch bei einem Betrieb mit emissionsarmen Lösungen ansteigen. Tendenziell werden erneuerbares Methan, Wasserstoff sowie erneuerbare Flüssigbrennstoffe eher akzeptiert, während bei CDR die Glaubwürdigkeit der Nachweise ausschlaggebend sein dürfte.

In der Schweiz gibt es bisher **keinen geeigneten regulatorischen Rahmen** für marktaktive Gaskraftwerke. Zwar sind Gaskraftwerke weder auf Bundesebene noch in den betrachteten Kantonen verboten, es gibt jedoch für diese Technologie keinen **Förderrahmen**. Zusätzlich gibt es zwei Regulierungen, welche den Zubau von marktaktiven Gaskraftwerken in der Schweiz praktisch verunmöglichen: Erstens besteht eine Doppelbelastung für mit Erdgas betriebene Gaskraftwerke, da für die CO₂-Emissionen im Emissionshandelssystem Zertifikate gekauft werden müssen und ebenso die nationale CO₂-Abgabe erhoben wird. Diese **zusätzliche inländische CO₂-Abgabe**, welche für Gaskraftwerke effektiv nicht zurückerstattet wird, führt als «Swiss Finish» zu einer substanziell höheren Belastung von Gaskraftwerken in der Schweiz im Vergleich zum europäischen Umland. Auch für Biogas, obwohl emissionsarm, muss die CO₂-Abgabe bezahlt werden, sofern es über das Gasnetz importiert wird. Aktuell muss bei CCS auch für die abgefangene CO₂-Menge die CO₂-Abgabe bezahlt werden.

Dazu kommen kantonale Bestimmungen zur **Abwärmenutzung** bei Verwendung fossiler Brennstoffe. Generell ist die Abwärme eines Gaskraftwerkes bei Betrieb mit fossilem Erdgas zu nutzen. Ob die Nutzung der Gasturbinenabwärme im nachgeschalteten Dampfkreislauf in einem Gas- und Dampfkombikraftwerk zur Erreichung der geforderten Gesamtenergieeffizienzen ausreicht, ist nicht geregelt. Würde dies verneint, scheinen grosse Gaskraftwerke nicht denkbar, da ein Drittabnehmer für die Wärme in entsprechendem grossen, schwankenden Volumen nicht realistisch scheint. Eine explizite Regelung dazu würde rechtzeitig Klarheit schaffen.

Zur **Schaffung tragfähiger Rahmenbedingungen** wären entsprechende Anpassungen notwendig. Erstens sollte ein Fördermechanismus für gesicherte Leistung eingeführt werden, etwa in Form eines Marktes für Kapazität. Zweitens wäre eine Befreiung fossiler thermischer Kraftwerke von der nationalen CO₂-Abgabe sinnvoll, sofern sie bereits am europäischen Emissionshandel teilnehmen. Dadurch liesse sich die derzeitige Doppelbelastung vermeiden, und es entstünden gleichwertige Wettbewerbsbedingungen gegen-



über Anlagen in der EU. Dies sollte ebenso für alle emissionsarmen Lösungen gelten, die derzeit ebenfalls der CO₂-Abgabe unterliegen. Drittens sollte der Dampfturbinenkreislauf eines Kombikraftwerks rechtlich als ausreichende Abwärmenutzung der Gasturbine anerkannt werden.

Von der Schaffung dieser Rahmenbedingungen über Ausschreibungen im Kapazitätsmarkt bis zu Bewilligung, Planung, Bau und Inbetriebnahme ist mit insgesamt 10–15 Jahren zu rechnen. Damit wären marktaktive Gaskraftwerke **frühestens ab 2035 verfügbar – falls rechtzeitig die erforderlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden**, selbst bei möglichst paralleler Umsetzung.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist für Investitionen um das Jahr 2035 der Betrieb eines Kombikraftwerks **mit Erdgas und dem Erwerb von Zertifikaten im Emissionshandel** die attraktivste der betrachteten Optionen, sollte die Doppelbelastung durch die Schweizer CO₂-Abgabe eliminiert werden (siehe Abbildung 1). Dennoch wäre auch hier – wie bei allen anderen Stromerzeugungstechnologien auch – Förderung für einen wirtschaftlichen

Betrieb notwendig. In diesem Fall wäre die Förderung jedoch **aufgrund des beträchtlichen erwarteten Marktwerts** des erzeugten Stroms vergleichsweise gering.

Emissionsarme Alternativen wie Biogas, CDR oder erneuerbare Flüssigbrennstoffe dürften zu diesem Zeitpunkt im europäischen Strommarkt nicht wettbewerbsfähig sein und deren Einsatz vorwiegend als Reserve dienen. Da **Reservekraftwerke**, die primär für seltene Knappheitssituationen vorgehalten werden, keine Markteinnahmen generieren können, müssen ihre Kosten vollständig über Förderinstrumente gedeckt werden. Entsprechend **benötigen** sie **deutlich mehr staatliche Unterstützung** als marktaktive Gaskraftwerke.

Mit Blick auf das gesetzlich verankerte Netto-Null-Ziel **bis 2050** ist ein Übergang zu emissionsarmen Lösungen erforderlich. Bis dahin ist insbesondere bei **Biogas, CDR und CCS** mit deutlichen **Kostensenkungen** und **steigender Wettbewerbsfähigkeit** zu rechnen. Ihre Kosten dürften sich zunehmend jenen von Erdgas zuzüglich Emissionszertifikaten annähern, sodass ihr Einsatz in Hochpreisphasen realistischer wird. Es ist zu erwarten,

Wirtschaftlichkeit beispielhafter Anlagentypen, mittlere Kosten

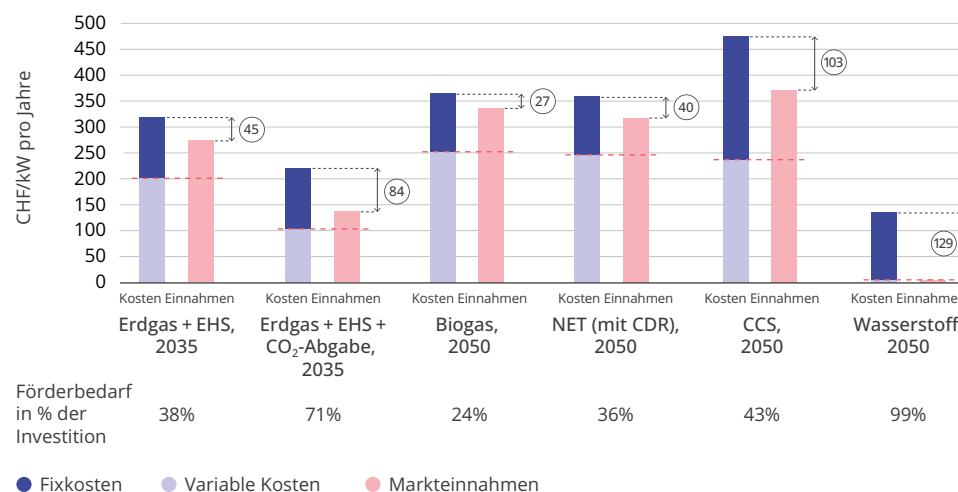


Abbildung 1: Fixkosten sind Investitionen für Gaskraftwerke, die bis 2050 leicht abnehmen. Bei Anlagen mit CCS sind zusätzlich die Investitionen in die CO₂-Abscheidungsanlage berücksichtigt; bei wasserstofffähigen Kraftwerken wird ein Aufpreis für die entsprechend ausgelegte Turbine angesetzt. Variable Kosten und Markteinnahmen unterscheiden sich zwischen den Technologien; steigen generell mit zunehmendem Einsatz der Anlage an. Gaskraftwerke, die im Markt eingesetzt werden und entsprechende Einnahmen erzielen, können einen Teil ihrer Fixkosten decken und dadurch den erforderlichen Förderbedarf reduzieren. Beispiel: Wasserstoff wird aufgrund der hohen marginalen Kosten in unserem Model kaum eingesetzt; Förderung müsste entsprechend die gesamten Fixkosten decken (ähnlich Reservekraftwerke).

dass auch in der übrigen EU vermehrt emissionsarme Technologien in Gaskraftwerken zum Einsatz kommen. Generell reichen die Markterlöse jedoch bei keiner der betrachteten Technologien zur vollständigen Kostendeckung; bis 2050 steigt zwar der durch Markterlöse gedeckte Kostenanteil, dennoch bleibt eine Förderung erforderlich. Anlagen, die mit Wasserstoff oder mit erneuerbaren Flüssigbrennstoffen betrieben werden, dürften auch im Jahr 2050 aufgrund der hohen Brennstoffkosten kaum eingesetzt werden.

Die Unsicherheiten für 2050 in den Stromgestehungskosten, im Aufbau der benötigten Infrastruktur und der Verfügbarkeit des Brennstoffes in ausreichenden Mengen bleiben jedoch erheblich. Die **Flexibilität der Gasturbinentechnologie** erlaubt es jedoch, zu einem späteren Zeitpunkt auf die dann zumal am besten geeignete emissionsarme Lösung umzusteigen. Für einige dieser Lösungen müssten die Gaskraftwerke dann jedoch entsprechend nachgerüstet werden. Dafür wird idealerweise der zusätzliche Platzbedarf und die Lage der angedachten Wasserstoff- und/oder CO₂-Infrastruktur (für CCS) von Anfang an mitgedacht. **Erneuerbares Methan**

hingegen kann ohne technische Anpassungen **wahlweise ganz** oder auch als **Beimischung** eingesetzt werden. Der grosse Vorteil von Ausgleichsmassnahmen wie CDR besteht darin, dass sie an den jeweils bestgeeigneten Standorten (z.B. in der Nähe von CO₂-Speichern) und mit effizientem Kapitaleinsatz (z.B. keine H₂-Infrastruktur notwendig bis zum Kraftwerk) trotz weniger Betriebsstunden im Jahr implementiert werden können.

Aus makroökonomischer Sicht muss berücksichtigt werden, dass Investitionen in Kraftwerkskomponenten und Ausgaben für Brennstoffe rund 50 Prozent der Gesamtkosten eines Gaskraftwerks ausmachen und fast ausschliesslich ins Ausland abfliessen. Über die gesamte Lebensdauer eines Gaskraftwerkes entsteht dadurch lediglich ein inländischer Wertschöpfungsanteil von 47 Prozent, was bedeutet, dass die Ausgabe von CHF 1 zu einer inländischen Wertschöpfung von nur 47 Rp. führt. Die Investition in ein Gaskraftwerk von 500 MW generiert in der Schweiz durchschnittlich 265 Arbeitsplätze (Vollzeitäquivalent pro Jahr) über die Lebensdauer der Anlage hinweg.

Ein mit Erdgas betriebenes Gaskraftwerk verursacht relevante Treibhausgasemissionen: Jede TWh Erdgasstrom (~1,7 Prozent des Schweizer Strombedarfs) würde zusätzliche 0,32 Mt-CO₂eq verursachen, das entspricht 0,8 Prozent der aktuellen jährlichen Emissionen in der Schweiz; mit Blick auf 2050 wären es 2,6 Prozent der 12 Mt-CO₂eq unvermeidbaren Treibhausgasemissionen, die über CCS oder Negativemissionstechnologien kompensiert werden müssen. Abseits der Treibhausgasemissionen sind die Umweltwirkungen gering: Gaskraftwerke benötigen wenig Land, erzeugen kaum Sonderabfall und haben einen vernachlässigbaren Bedarf an kritischen Rohstoffen.



02

Technologie

Aktuell gibt es in der Schweiz keine marktaktiven Gaskraftwerke; neben Erdgas kämen auch zukünftige emissionsarme Lösungen in Frage

In Kürze

- Aktuell sind Schweizer Gaskraftwerke entweder dezentrale WKK-Anlagen, ausgerichtet für Industrieprozesse und Fernwärmenetze, oder Reservekraftwerke. Grosse, zentrale Gaskraftwerke, die am Strommarkt agieren (markttaktiv), gibt es aktuell nicht.
- Es gibt verschiedene Möglichkeiten der Abwärmenutzung von Gasturbinen. GuD-Kraftwerke verwenden die Abwärme der Gasturbine in einer Dampfturbine zur weiteren Stromerzeugung. Es kann auch wie in WKK-Anlagen die Wärme ausgekoppelt und für industrielle Prozesse oder Fernwärme verwendet werden. Für marktaktive Gaskraftwerke ist eine solche Wärmeauskopplung praktisch ausgeschlossen, da in der Regel keine geeigneten grossen und flexiblen Wärmeabnehmer zur Verfügung stehen.
- Heute werden GuD-Kraftwerke im europäischen Umland vorwiegend mit fossilem Erdgas betrieben. Diese Anlagen fallen unter das Emissionshandelssystem und müssen Zertifikate für jede ausgestossene Tonne CO₂ einkaufen.
- Es kommen verschiedene emissionsarme Lösungen für den Betrieb von Gaskraftwerken in Frage: i) Erneuerbares Methan wird schon heute als Biogas in das Gas-Pipeline-Netz eingespeist, hat jedoch innerhalb Europas ein begrenztes Potenzial. ii) CDR erlauben es, das ausgestossene CO₂ anderenorts auszugleichen. Aktuell sind noch wenige und sehr teure Zertifikate verfügbar. Benötigt für negative Emissionen in der Schweiz eine inländische CO₂-Infrastruktur und sind aktuell nicht im Emissionshandelssystem anerkannt. iii) CCS fängt CO₂ an der Quelle ab, benötigt jedoch zusätzliche Investitionen und reduziert Wirkungsgrad und Flexibilität der Anlage. Auch hier ist eine inländische CO₂-Infrastruktur notwendig.
- iv) Wasserstoff dient als alternativer, emissionsarmer Brennstoff, ist jedoch auf absehbare Zeit sehr teuer und benötigt eine europäische Infrastruktur. v) Erneuerbare Flüssigbrennstoffe benötigen kaum zusätzliche Infrastruktur, sind jedoch sehr teuer und damit eher für Reserven geeignet.
- Ob, wann und wo eine europäische Infrastruktur für CO₂ und Wasserstoff aufgebaut wird, ist noch unklar – frühestens in den 2040er-Jahren.
- Falls Gaskraftwerke schon vorher gebaut werden, sollte ein Standort gewählt werden, der für die Nachrüstung emissionsarmer Lösungen geeignet ist. Das Offenhalten für verschiedene Lösungen schränkt die Anzahl geeigneter Standorte jedoch stark ein.
- Die Schweiz verfügt über keine grösseren Gasspeicher, was die Versorgungssicherheit mit Gas begrenzt. Eine Lösung wären Gasspeicher in der Schweiz, eine bessere institutionelle Absicherung der Gasspeicherung im Ausland oder wie bisher eine «Zweistoff-Lösung» mit flüssigen Brennstoffen als Back-Up.

2.1

Aktueller Ausbau

Gaskraftwerke spielen in der Schweiz bisher eher eine Nebenrolle: 2023 wurden 0,7 TWh aufbauend auf Erdgas und Biogas erzeugt. Erzeugt wird der Strom in Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK), typischerweise dezentrale Anlagen unter 1 MW elektrisch. Diese Anlagen stellen Wärme für industrielle Prozesse oder thermische Netze bereit und speisen Strom als Koppelprodukt ein.

Neben den dezentralen WKK-Anlagen betreibt der Bund drei Gaskraftwerke als Reservekraftwerke. Diese wurden als Reaktion auf die drohende Strommangellage im Winter 2022/23¹ vom Bund beschafft resp. unter Vertrag genommen. Die Anlagen in Birr, Cornaux und Monthey erreichen zusammen eine Leistung von 336 MW. Diese Kraftwerke werden nur als letzte Reserve hochgefahren, wenn Marktmechanismen und weitere Instrumente wie die Wasserkraftreserve für die

Versorgung nicht ausreichen. Die Verträge für die drei Kraftwerke laufen im Frühling 2026 aus. Reservekraftwerke sollen jedoch weiterhin die Stromversorgung in der Schweiz sicherstellen. In einer Ausschreibung wurde fünf Projekten mit einer Leistung von insgesamt 583 MW der Zuschlag erteilt². Diese werden jedoch frühestens ab 2030 bereitstehen. Als Zwischenlösung hat der Bund eine bestehende Testanlage in Birr unter Vertrag genommen (250 MW von Februar 2027 bis 2030).³

2.2

Technologische Entwicklung

Für die Auslegung einer WKK-Anlage spielt die Nutzung der Abwärme eine entscheidende Rolle. Dabei wird die Abwärme für industrielle Prozesse oder für thermische Netze genutzt, wodurch sich die Effizienz gegenüber reinen Dampfkesseln ohne Stromerzeugung deutlich steigern lässt. WKK-Anlagen werden typischerweise entsprechend dem vorliegen-

dem Wärme- bzw. Dampfbedarf ausgelegt und wärmegeführt betrieben. Das bedeutet, dass die Anlage dann Wärme produziert, wenn sie benötigt wird, während der Strom als Nebenprodukt anfällt. Der Wärmebedarf fällt bei Fernwärmenetzen vor allem im Winter an, bei industriellen Prozessen hingegen oft nahezu ganzjährig. Typische Schweizer WKK-Anlagen erzeugen Wärme im Leistungsbereich von wenigen MW.

Eine andere Möglichkeit stellen die Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) dar, bei welchen die Abwärme der Gasturbine in einem Dampfkreislauf nochmals für die Stromproduktion verwendet wird. Diese Technologie eignet sich, falls der Strombedarf im Vordergrund steht und dieser flexibel bei Bedarf produziert werden soll. Der Wirkungsgrad liegt mit ca. 60 Prozent zwar tiefer als bei WKK (über 80 Prozent), doch ist die Wertigkeit des Produkts (Strom) höher als bei WKK (Wärme und Strom), so dass keine pauschalen Aussagen möglich sind, ob bei WKK

oder bei GuD-Kraftwerken die Energie besser genutzt wird.⁴ Technisch ist es auch möglich, einen Teil des Dampfes im Dampfkreislauf für Wärmezwecke zu verwenden (auszukoppeln) und einen Teil für Strom.

Reine Gasturbinenkraftwerke hingegen verzichten auf eine Abwärmenutzung. Für Anlagen mit sehr wenigen Betriebsstunden, wie zum Beispiel bei den Reservekraftwerken, ist die einfache Gasturbine optimal. Zwar ist der Wirkungsgrad mit ca. 40 Prozent deutlich tiefer, weil die Abwärme ungenutzt bleibt, doch wäre der Einbau eines Dampfkreislaufs oder eine andere Abwärmenutzung angesichts der wenigen Betriebsstunden weder praktikabel noch wirtschaftlich.

Da wir nur Technologien beleuchten, welche einen substanziellen zusätzlichen Beitrag zur inländischen Stromproduktion im Winter leisten können, fokussieren wir uns auf markt-aktive Gaskraftwerke ohne Auskopplung der Wärme. Daher wird auf WKK und Reserve-

¹ News Service Bund Das Portal der Schweizer Regierung, 2022, Energie: Bundesrat ermöglicht den Start der Arbeiten für Reservekraftwerk in Birr (AG)

² News Service Bund Das Portal der Schweizer Regierung, 2025, Fünf Reservekraftwerke für die Versorgungssicherheit ab 2026

³ News Service Bund Das Portal der Schweizer Regierung, 2025, Gasturbinen-Prüfstand von Ansaldo soll ab Februar 2027 als Reservekraftwerk bereitstehen

⁴ WKK weisen meist höhere Gesamtwirkungsgrade auf (ca. 80 Prozent vs. ca. 60 Prozent bei GuD). «Bessere Energienutzung» ist dennoch nicht eindeutig, weil Strom gegenüber Wärme eine höhere Wertigkeit (Exergie) hat. Je nach angesetzttem Wertigkeitsfaktor zwischen Strom und Wärme (abhängig u. a. von der Wärmetemperatur und dem Nutzungskontext) kann sowohl WKK als auch GuD energetisch vorteilhaft sein.

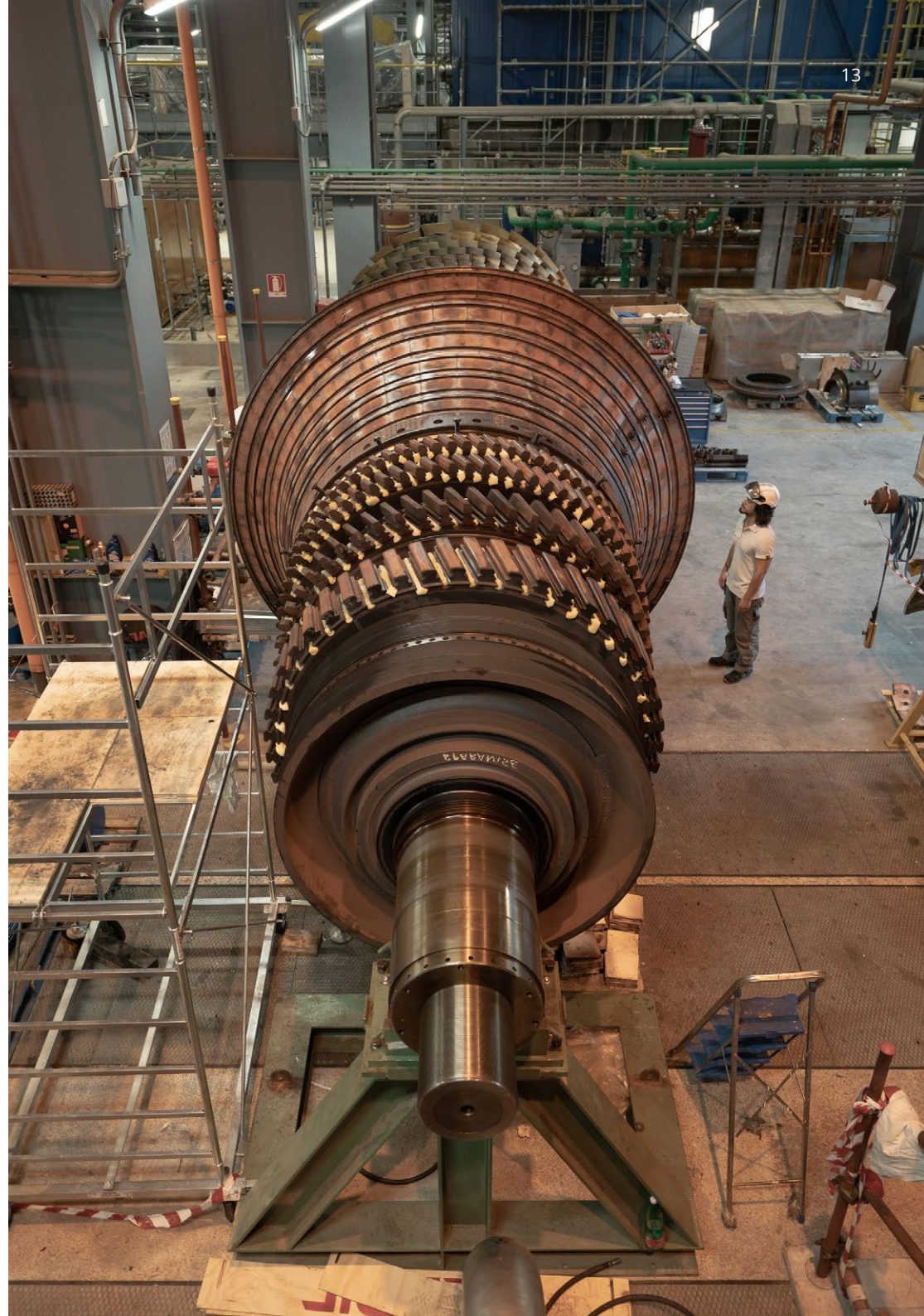
kraftwerke nicht weiter eingegangen. Die marktaktiven Gaskraftwerke sind als GuD ausgestaltet. Gründe sind die höhere Effizienz gegenüber reinen Gasturbinen und die Annahme, dass ein gänzlicher Verzicht auf Abwärmenutzung nur bei Reservekraftwerken bewilligungsfähig sein dürfte (siehe Kapitel 4.1.2).

2.3 Innovation

Sowohl GuD- als auch einfache Gasturbinen sind technisch schon stark ausgereift. Innovationen fokussieren sich vorwiegend auf die Brennstoffe und «ready»-Konzepte, welche es erlauben, Gaskraftwerke auf zukünftige Brennstoffe oder Anlagenerweiterungen wie zum Beispiel CO₂-Abscheidung vorzubereiten. Im Folgenden gehen wir auf die Brennstoffe sowie Lösungen für einen emissionsarmen Betrieb von Gaskraftwerken ein.

Der herkömmliche Betrieb und fünf emissionsarme Varianten werden betrachtet:

- **Erdgas:** Herkömmlicher Betrieb, in welchem importiertes fossiles Methan verbrannt wird;
- **Erneuerbares Methan:** Verbrennung von Biogas (teilaufbereitet oder zu Biomethan aufbereitet) oder synthetischem erneuerbaren Methan;
- **Erdgas + CDR:** Verbrennung von importiertem Erdgas und Abdeckung der damit verbundenen Emissionen mit Carbon-Dioxide-Removal-Zertifikaten (CDR) von Negativemissionstechnologien (NET);
- **Erdgas + CCS:** Verbrennung von importiertem Erdgas, Abscheidung und dauerhafte Speicherung des emittierten CO₂;
- **Wasserstoff:** Verbrennung von erneuerbarem Wasserstoff, entweder im Inland produziert oder importiert;
- **Erneuerbare Flüssigbrennstoffe:** Verbrennung von biogenem oder synthetischen Flüssigbrennstoff, entweder im Inland produziert oder importiert.



Vergleich Brennstoffe und weitere emissionsarme Lösungen anhand verschiedener Dimensionen

	Erdgas	Erneuerbares Methan	Erdgas + CDR	Erdgas + CCS	Wasserstoff	Erneuerbare Flüssigbrennstoffe
Beschreibung	Verbrennung von importiertem Erdgas	Verbrennung von Biogas oder synthetischem erneuerbarem Methan, entweder im Inland produziert oder importiert	Verbrennung von Erdgas und Abdeckung der damit verbundenen Emissionen mit CDR-Zertifikaten von NET	Verbrennung von Erdgas, Abscheidung und dauerhafte Speicherung des emittierten CO ₂	Verbrennung von erneuerbarem Wasserstoff, entweder im Inland produziert oder importiert	Verbrennung von biogenem oder synthetischen Flüssigbrennstoff oder anderen erneuerbaren flüssigen Brennstoffen, entweder im Inland produziert oder importiert
Begrenzung von Treibhausgasemissionen	● ● ● ● Hohe Emissionen (ca. 0,3 t/MWh ohne Entfernungsmassnahmen emittiert)	● ● ● ● Biogas und synthetisches Methan, das mit erneuerbarem Wasserstoff produziert wird, werden als emissionsarme Brennstoffe anerkannt	● ● ● ● CDR wird (im freiwilligen Markt) als emissionsarm anerkannt; geografisch entkoppelt von Emissionen; relativ höhere öffentliche Anerkennung für BECCS und DACCS, geringer für andere CDR-Möglichkeiten	● ● ● ● Teile der Emissionen nicht abgedeckt aufgrund von <100 Prozent Abscheideeffizienz und Emissionen während des CO₂-Transports und der Speicherung. Muss für emissionsarmen Betrieb mit anderen Lösungen wie CDR kombiniert werden	● ● ● ● Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom wird als emissionsarmer Brennstoff anerkannt	● ● ● ● Biogene oder synthetische Flüssigbrennstoffe, die erneuerbaren H₂ und atmosphärisches oder biogenes CO₂ verwenden, werden als emissionsarme Brennstoffe anerkannt
Technologiereife	● ● ● ●	● ● ● ● Teilaufbereitung Biogas und Aufbereitung Biogas zu Biomethan kommerziell verfügbar, synthetische Methanproduktion aus erneuerbarem Wasserstoff in vorkommerzieller Phase	● ● ● ● Erste gross angelegte CDR-Projekte im Bau (BECCS), neue Technologien (z.B. DACCS, Enhanced Rock Weathering) in Demonstrationsphase	● ● ● ● CO₂-Abscheidung, Transport- und Speichertechnologien im industriellen Massstab eingesetzt	● ● ● ● Wasserstoffproduktion in früher kommerzieller Phase, Transporttechnologien im Demonstrationsstadium, keine bewährten gross angelegten Speichertechnologien; bis jetzt wurde keine Turbine in Kraftwerksgrösse mit reinem Wasserstoff getestet.	● ● ● ● Biokraftstoffproduktion in kommerzieller Phase, synthetische Kraftstoffproduktion in vorkommerzieller Phase, bewährte Transport- und Speichertechnologien, bewährte Verbrennungstechnologien

● ● ● ● sehr gering ● ● ● ● gering ● ● ● ● mittel ● ● ● ● hoch ● ● ● ● sehr hoch

Vergleich Brennstoffe und weitere emissionsarme Lösungen anhand verschiedener Dimensionen (Fortsetzung)

	Erdgas	Erneuerbares Methan	Erdgas + CDR	Erdgas + CCS	Wasserstoff	Erneuerbare Flüssigbrennstoffe
Verfügbarkeit	●●●● Methanmarkt globalisiert mit LNG, hohe bestätigte Reserven	●●●● Begrenztes Biogaspotenzial in CH/EU, synthetisches erneuerbares Methan abhängig von der Verfügbarkeit von Wasserstoff und biogenem CO₂	●●●● CDR-Markt im Entstehen mit sehr begrenzter Verfügbarkeit. Ab 2040 Wettbewerb zwischen BECCS/DACCS und CO₂-Nutzung für synthetische Kraftstoffe. CO₂-geologische Speicherkapazität weltweit zu beweisen.	●●●● CO₂-Speicherkapazität weltweit zu beweisen	●●●● Schweizer H₂-Versorgung wird voraussichtlich grösstenteils importiert. EU-Projektpipeline für H₂-Produktion mit grossen Unsicherheiten konfrontiert, H₂-Importe in die EU unterliegen globalem Wettbewerb	●●●● Potenzial für biogene Brennstoffe begrenzt durch Bioressourcen, Verfügbarkeit synthetischer Brennstoffe abhängig von der Verfügbarkeit von H₂ und CO₂. Wird wahrscheinlich ein globaler Markt, da einfach transportierbar
Transport	●●●● Infrastruktur bereits vorhanden	●●●● Physische Infrastruktur bereits vorhanden. Anerkennung von importiertem Biogas in der Schweiz als emissionsarm nur unter gewissen Voraussetzungen (u.A. Staatsabkommen) möglich.	●●●● BECCS und DACCS benötigen CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur. Erste Implementierungen in Hubs (nicht in der Schweiz).	●●●● CO₂-Transportinfrastruktur vom Kraftwerk in der Schweiz zu geologischen Speichern nötig. Nur Pipeline als Option wegen grosser Mengen. Keine öffentliche Planung in der Schweiz vor 2035. Abhängigkeit von europäischer Infrastruktur.	●●●● H₂-Transportinfrastruktur zum Kraftwerk in der Schweiz erforderlich. Nur Pipeline als Option wegen grosser Mengen. Keine öffentliche Planung in der Schweiz vor 2035. Abhängigkeit von europäischer Infrastruktur.	●●●● Pipeline-Infrastruktur bei grossen Mengen nötig, sonst theoretisch Transport per Bahn möglich.
Schweizer Brennstoffspeicherung	●●●● Keine grossen inländischen Kapazitäten vorhanden – aktuell verlässt sich die Schweiz auf bilaterale Abkommen mit Nachbarländern für Zugang zu deren Unterspeichern. Forschung in der Schweiz zu potenziellen Speicherstandorten läuft.	●●●● Wie Erdgas.	●●●● Wie Erdgas.	●●●● Wie Erdgas.	●●●● Ähnlich Erdgas; H₂ jedoch schwieriger zu speichern als Erdgas: Komprimierter H₂ (350–700 bar) benötigt robuste und kapitalintensive Infrastruktur, flüssiger H₂ (–253°C) verursacht hohen Energieverbrauch und Verluste.	●●●● Flüssige Brennstoffe einfach in grossen Tanks lagerbar – Schweiz lagert bereits Ölprodukte mit einer Kapazität von 7 Mio. m³.

Vergleich Brennstoffe und weitere emissionsarme Lösungen anhand verschiedener Dimensionen (Fortsetzung)

	Erdgas	Erneuerbares Methan	Erdgas + CDR	Erdgas + CCS	Wasserstoff	Erneuerbare Flüssigbrennstoffe
Anforderungen vor Ort	●●●● Anschluss an Methan-Hochdrucknetz einzige Voraussetzung	●●●● Anschluss an Methan-Hochdrucknetz einzige Voraussetzung	●●●● Anschluss an Methan-Hochdrucknetz einzige Voraussetzung	●●●● Anschluss an CO₂-Downstream-Pipeline und zusätzlicher Platz für CO₂-Abscheidungsanlagen nötig	●●●● Anschluss an H₂-Upstream-Pipeline nötig	●●●● Anschluss an Brennstoff-Upstream-Infrastruktur nötig
Betrieb	●●●● Keine Einschränkung im Betrieb	●●●● Keine Einschränkung im Betrieb	●●●● Keine Einschränkung im Betrieb	●●●● Reduktion von etwa 30 Prozent der Stromerzeugung aufgrund des Energieverbrauchs der CO₂-Abscheidungsanlage. Chemischer Abscheidungsprozess schränkt Lastwechselgeschwindigkeit ein und begrenzt damit Einsatz der Anlage für Spitzenlast.	●●●● Keine Einschränkung im Betrieb	●●●● Keine Einschränkung im Betrieb

Tabelle 1: Vergleich Brennstoffe und weitere emissionsarme Lösungen anhand von Begrenzung der Treibhausgasemissionen, der Technologiereife, der Verfügbarkeit, des Transports, der Speicherung in der Schweiz, den Anforderungen vor Ort und des Betriebs

Heute ist fossiles **Erdgas** der dominierende Brennstoff für europäische Gaskraftwerke. Erdgas wird auf dem Grosshandelsmarkt gekauft und über das bestehende Pipelinennetz bis zum Kraftwerk geliefert. Für jede emittierte Tonne CO₂ müssen Emissionszertifikate eingekauft werden. Zusätzlich fällt die Schweizer CO₂-Abgabe für importiertes fossiles Erdgas an (siehe Kapitel 4. Recht und Regulierung). Stand 2026 gibt es keine grossen (TWh Volumen) Gasspeicher in der Schweiz (siehe Kapitel 2.5 Gasspeicher).

Da sich die Schweiz verpflichtet hat, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen, wären Gaskraftwerke mit Erdgas als Brennstoff und ohne klimaneutrale Lösung nicht zulässig. Verschiedene Möglichkeiten für einen emissionsarmen Betrieb werden daher in Betracht gezogen.

Eine Lösung ist **erneuerbares Methan** (Biogas oder synthetisches, erneuerbares Methan). Regulatorisch wird Biogas als «methanreiches Gas aus der Vergärung oder Vergasung

von Biomasse, einschliesslich Klärgas und Deponiegas» definiert.⁵ Die Einspeisung von Biogasen unterliegt Qualitätsvorgaben der Gasbranche: So kann nach der Aufbereitung zu Biomethan dieses ohne Anpassung in das Gasnetz eingespeist werden, wohingegen teil-aufbereitetes Biogas nur als Zusatzgas mengenreguliert hinzugefügt werden darf. Zur Vereinfachung verwenden wir im Folgenden den Term Biogas als Überbegriff für teilaufbereitetes Biogas und Biomethan. Biogas ist kommerziell verfügbar, hat jedoch ein stark begrenztes Potenzial in der Schweiz und wird voraussichtlich auch für die Dekarbonisierung von Wärme und Verkehr nachgefragt. Weitere Volumina könnte synthetisches Methan bereitstellen, das aus erneuerbarem Wasserstoff und biogenem CO₂ in Power-to-Gas-Anlagen erzeugt wird; diese befinden sich aber noch in der Vor-Kommerzialisierungsphase und leiden unter hohen Anschaffungs-, Strom- und CO₂-Inputkosten.

Erdgas kann bilanziell mit Herkunftsnachweisen durch Schweizer Biogas ersetzt werden.

Technisch ändert sich am Kraftwerksbetrieb nichts. Im Fall von ausländischem Biogas erkennt die Schweiz Herkunftsnachweise bislang nicht an. Für eine Anerkennung ausländischen Biogases braucht es bilaterale Abkommen, entsprechende Gespräche mit der EU laufen. Heute müssen Importeure internationale Bescheinigungen für die Anrechnung beim Bundesamt für Umwelt (BAFU) beantragen, wobei der Exportstaat zudem eine Übertragung der CO₂-Verminderungsleistung anerkennen muss (Teil der bilateralen Abkommen)⁶. Die CO₂-Verminderungsleistungen in der EU werden im Gegensatz zur Schweiz nicht über Herkunftsnachweise geregelt, da diese nur für den freiwilligen Markt eingesetzt werden können, sondern mittels Proof of Sustainability (PoS). Diese PoS-Zertifikate folgen nicht dem bilanziellen Book & Claim-Ansatz⁷ der Herkunftsnachweise, sondern werden massenbilanziert beim Gashandel mitübermittelt und müssten beim Import in die Schweiz in das Schweizer Herkunftsnachweisregister überführt werden.

Insgesamt stellt erneuerbares Methan die technisch einfachste Lösung dar, um Gaskraftwerke mit der bestehenden Pipeline-Infrastruktur und kommerziell verfügbaren Technologien (Turbine, Peripherie) zu betreiben. Allerdings stehen dieser Lösung hohe Brennstoffpreise und sehr begrenzt verfügbare Brennstoffmengen gegenüber.

Eine weitere Lösung besteht darin, die CO₂-Emissionen der Gasverbrennung nicht zu vermeiden, sondern sie andernorts zu entfernen. Dazu kauft der Betreiber **«Carbon-Dioxide-Removal» (CDR)-Zertifikate** zum Beispiel aus Negativemissionstechnologie-Projekten (NET) wie Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (BECCS), direkter Luftabscheidung (DACCS), Pflanzenkohle oder Enhanced Rock Weathering (vgl. KIG). Anders als konventionelle Offsetting-Programme basieren NET auf dauerhaftem Entzug und Speicherung von biogenem oder atmosphärischem Kohlenstoff; sie gelten als notwendige Komplementärmassnahme in allen Netto-Null-Szenarien. Solche Zertifikate sind heute kaum verfügbar

⁵ Art. 2 Mineralölsteuergesetz (MinöStG) sowie Art. 19a Mineralölsteuerverordnung (MinöStV)

⁶ Verweis auf Kapitel 4.1.1.

⁷ Book & Claim: Der Nachhaltigkeitsnachweis wird virtuell verbucht und ist entkoppelt von der physischen Lieferung des Energieträgers.

und sehr teuer. Ab den 2030er-Jahren sollen die Zertifikate in das Emissionshandelssystem der EU integriert werden.

NET erlaubt einen emissionsarmen Betrieb des Kraftwerkes, ohne dass Betrieb und Standort angepasst werden müssen. Der Ort der Emission kann von jenem der Entfernung getrennt werden. So könnten Betreiber von Gaskraftwerken beispielsweise CDR-Zertifikate von nordischen Ländern erwerben, welche eine bestehende Anbindung an einen CO₂-Speicher verfügen. Somit könnte auf den Aufbau einer eigenen CO₂-Infrastruktur in der Schweiz verzichtet werden. Für CDR-Projekte in der Schweiz wäre hingegen eine neue Infrastruktur notwendig, voraussichtlich Pipelines, die die wichtigsten Emittenten mit dem künftigen europäischen CO₂-Netzwerk verbinden. Die Akzeptanz für Schweizer CDR-Zertifikate dürfte grösser sein als für ausländische Zertifikate. Weil CDR häufig mit klassischen Kompensationszertifikaten verwechselt wird, wirkt das durch fragwürdige Kompensationsprogramme entstandene negative Image bis heute nach.

Fokus: CDR und NET

Definition

Negativemissionstechnologien (NET) sind biologische oder technische Prozesse, die darauf abzielen, **atmosphärisches CO₂ zu entfernen** und dauerhaft in Wäldern, Böden, Holzprodukten oder anderen Kohlenstoffsinken zu binden (Definition im Schweizer Klima- und Innovationsgesetz). NET unterscheidet sich von der CO₂-Kompensation, die darauf abzielt, **aktuelle und zukünftige CO₂-Emissionen** zu reduzieren (anstatt zu entfernen).

NET-Projektbetreiber generieren sogenannte CDR-Zertifikate, die von den Parteien auf freiwilliger Basis erworben werden können, um die Restemissionen zu verringern. Es wurden mehrere Referenzmethoden definiert, die regelmässig aktualisiert werden, um die Projekte zu zertifizieren. NET-Technologien werden vom Intergovernmental Panel on Climate Change als notwendiger Beitrag zur globalen Klimaneutralität anerkannt.

Überblick über die wichtigsten CDR

- **BECCS** (Bio-Energy Carbon Capture and Storage) bezieht sich auf die Abscheidung von CO₂-Emissionen aus Biomasseverarbeitungsanlagen (Biomethanalanlagen, Holzkraftwerke usw.) und deren dauerhafte Speicherung in geologischen Speicherkapazitäten (in Europa, vor allem in der Nordsee zu erwarten). BECCS-Technologien erreichen unter optimalen Bedingungen (grosstechnische Biomasseanlagen in unmittelbarer Nähe zur geologischen Speicherung) Kosten von unter 250 CHF/t. Die Infrastruktur, die für den Transport des CO₂ vom Emittenten zum Speicher erforderlich ist, ist bei den meisten Projekten ein wesentlicher limitierender Faktor.
- **DACCS** (Direct Air Carbon Capture and Storage) bezeichnet die Abscheidung von CO₂ direkt aus der Atmosphäre und die dauerhafte Speicherung in geologischen Speicherkapazitäten. DACCS werden typischerweise an Standorten mit
- niedrigen Energiekosten und nahen Speichermöglichkeiten errichtet. Aufgrund der sehr geringen CO₂-Dichte in der Atmosphäre – rund 375-mal niedriger als im Abgas einer Gasanlage – ist DACCS ein sehr energieintensiver Prozess, der zu hohen Gesamtkosten (500–800 CHF/t) führt.
- **Pflanzenkohle** bezieht sich auf die Herstellung von Holzkohle aus Biomasse durch Pyrolyse und deren Anwendung in Böden oder in langlebigen Materialien (z.B. Zement). Es gibt noch keinen wissenschaftlichen Konsens über die Auswirkungen von Pflanzenkohle auf das Bodengleichgewicht und die Lebensdauer der CO₂-Sequestrierung.
- **Enhanced Rock Weathering** bezieht sich auf den Prozess der Ausbreitung von Gesteinen wie Basalt auf Landfläche oder in den Ozean. Diese Gesteine reagieren chemisch mit CO₂. Dabei wird das CO₂ in feste Mineralien umgewandelt und dauerhaft im Gestein gespeichert.

chert. Ein Bedarf an CO₂-Infrastruktur entfällt bei dieser Lösung. Die Technologie ist noch sehr jung, und es gibt nur begrenzte wissenschaftliche Literatur, um die Sequestrierung von CO₂ zu quantifizieren.

- **Aufforstung, Wiederaufforstung,** verbesserte Waldbewirtschaftung und Wiederherstellung von Mooren / Feuchtgebieten bestehen darin, die Menge an Biomasse-Kohlenstoffsenken zu erhöhen und damit die Menge an abgeschiedenem und gebundenem CO₂ zu erhöhen. Obwohl dieser Ansatz mit Abstand die billigste NET ist (<50 CHF/t), hat er in letzter Zeit unter Fällen schlechter CO₂-Bilanzierung gelitten, was die Glaubwürdigkeit des Marktes erheblich beschädigt hat.

CDR und NET in der Schweiz

CDR, auch als negative emissions technologies (NETs) bezeichnet, können im Rahmen des KIG Förderung für innovative Projekte erhalten.⁸ Die Schweizer Energiestrategie

sieht vor, dass ab 2050 rund 12 MtCO₂/a der Restemissionen durch NET entfernt werden müssen, davon bis zu 7 MtCO₂/a, die in der Schweiz abgeschieden werden sollen (BFE Energieperspektiven 2050+).

Das Bundesamt für Umwelt (BAFU) und der Schweizerische Verband der Müllverbrennungsanlagen haben eine Vereinbarung getroffen, bis 2030 ein erstes BECCS-Projekt von mehr als 100 ktCO₂/a durchzuführen. Parallel laufen mehrere kleinere Initiativen. So zielt beispielsweise das Werdhölzli-Projekt in Zürich darauf ab, 25 ktCO₂/a bis 2030 zu entfernen. Aufgekauft werden die zugehörigen Zertifikate von der Stadt Zürich. Mehrere weitere ähnliche Projekte könnten in den nächsten 10 Jahren umgesetzt werden, beschleunigt durch die Bundesförderung (Art. 6 KIG, 1,2 Milliarden Franken zwischen 2025 und 2030). Da die wichtigsten CO₂-Speicher weit entfernt sind, werden BECCS-Projekte in der Schweiz teurer sein als in Nordeuropa. Für Projekte über 100 ktCO₂/a rechnen

wir laut ersten Studien mit Kosten zwischen 300 und 400 CHF/tCO₂.

CDR-, freiwillige und Compliance-Märkte

Derzeit werden CDR-Zertifikate weder in Europa noch in der Schweiz im ETS-Mechanismus anerkannt.

Mit der 2024 veröffentlichten EU-Verordnung über Carbon Removal and Carbon Farming Certification wird der erste EU-weite freiwillige Rahmen für die Zertifizierung von CDR geschaffen. Dieser Rahmen sieht ausserdem vor, dass bis Dezember 2028 ein europäisches Register eingerichtet werden soll. Darüber hinaus soll die Europäische Kommission bis Juli 2026 einen Bericht an das Parlament und den Rat über die Möglichkeit der Integration von CDR in das EU-ETS veröffentlichen.

Statt Emissionen extern zu entfernen, kann nach dem Verbrennen des Erdgases das CO₂ direkt aus dem Abgas vor Ort abgeschieden, komprimiert (oder verflüssigt) und in geologische Lagerstätten eingebracht werden – das Konzept der **Carbon Capture and Storage (CCS)**. Während die Technologie zur Abscheidung industriell erprobt ist, fehlen der Schweiz grossvolumige, langfristige Möglichkeiten zur Speicherung. Perspektivisch soll in der Schweiz eingefangenes CO₂ im europäischen Ausland gespeichert werden. Für die Menge an CO₂, welche von einem Gaskraftwerk ausgestossen wird, müsste das abgeschiedene CO₂ voraussichtlich direkt via Pipelines an ausländische Speicherfelder transportiert werden. Das dafür benötigte inländische CO₂-Pipelinennetz könnte frühestens im Jahr 2040 verfügbar sein. Konkrete nationale Ausbaupläne existieren in der Schweiz noch nicht (siehe Fokus: CO₂-Pipeline-Infrastrukturen).

CCS lässt sich grundsätzlich sowohl an GuD als auch an einfachen Gasturbinen nachrüsten. Bei einfachen Gasturbinen ist CCS jedoch aufgrund der erwartbaren geringen Betriebsstunden kaum wirtschaftlich. Zusätzlich kann es die Anfahrtschwindigkeit der Gasturbine

⁸ Bundesamt für Umwelt BAFU, 2025, Factsheet CO₂ capture, removal and storage: overview of the legal framework

Fokus: CO₂-Infrastruktur

In der Schweiz besteht derzeit keine nationale CO₂-Infrastruktur. So sind noch keine Anlagen zum Einfangen von CO₂ aus industriellen Prozessen oder Kraftwerken im kommerziellen Betrieb⁹. Perspektivisch soll in der Schweiz eingefangenes CO₂ im europäischen Ausland gespeichert werden. Ähnlich zu Wasserstoff bestehen Überlegungen zu einer europäischen CO₂-Pipeline-Infrastruktur, um wichtige CO₂-Quellen und geeignete Senken miteinander zu verbinden. Die Europäische Kommission schätzt, dass Europa bis 2050 ein CO₂-Pipelinennetz von 15 000 bis 19 000 km benötigen wird, mit einem Budget von 9,3 Mrd. € bis 23,1 Mrd. €.¹⁰ Zum Vergleich, das Übertragungsnetz für Erdgas ist 200 000 km lang. Am weitesten vorangeschritten innerhalb Europas sind die Niederlande, welche den Auftrag für den Bau einer 55 km langen Pipeline zum Hafen von Rotterdam bereits vergeben haben.

Ende 2024 haben BAFU und BFE eine CCS/NET-Roadmap vorgelegt, in welcher ein vollständiges Pipeline-Netz inländische CO₂-Quellen mit ausländischen Speicherefeldern verbindet. Aktuell wird insbesondere die Planung der Basel-Zürich-Trasse vorangetrieben, weil dort Zementwerke und Kehrlichtverbrennungen die grössten Emissions-Cluster bilden. Rechtsverbindliche Regelungen für eine nationale CO₂-Infrastruktur fehlen jedoch noch: Das Parlament hat deshalb Anfang 2025 ein Postulat (244256) überwiesen, das den Bundesrat verpflichtet, bis 2026 einen Gesetzesentwurf zu Bau, Betrieb und Tarifgestaltung von CO₂-Pipelines und Speichern in die Vernehmlassung zu schicken. Alternativ kann CO₂ auch per LKW, Bahn oder Schiff transportiert werden, was aber für grössere Kraftwerke nicht praktikabel ist.

reduzieren und damit den flexiblen Einsatz erschweren. Für eine spätere Nachrüstung definieren viele Projektierer heute «CCS-ready»-Kriterien: Bei einem Neubau wird genügend Platz für die Abscheidungseinheit reserviert, Leitungen, Entnahmestellen für den Dampf, Kühlwasser- und Stromanschlüsse werden vorgesehen und das Layout so gestaltet, dass Abgaskanäle später ohne grossen Umbau umgeleitet werden können. Während solche Vorkehrungen mit moderatem Aufpreis realisiert werden können, kann ein späteres Retrofit sehr teuer oder in Einzelfällen praktisch unmöglich werden, weil wesentliche Infrastruktur neu gebaut oder verlegt werden müsste.

Mit CCS können rund 90 Prozent der Rauchgasemissionen abgetrennt werden. Dennoch verbleiben im Betrieb des Gaskraftwerks unvermeidbare Restemissionen. Um diese vollständig auszugleichen, müssen zusätzliche Kompensationsmassnahmen wie CDR-Zertifikate eingesetzt werden.

Erneuerbarer **Wasserstoff** verursacht in der Verbrennung in Gaskraftwerken keine Emissionen. Schon heute bieten Hersteller bereits

«H₂-ready»-Anlagen an, die bis zu 30 Vol-Prozent Wasserstoff im Erdgasgemisch verkraften und perspektivisch auf 100 Prozent H₂ umgerüstet werden können – grosstechnische Demonstrationen stehen jedoch noch aus. Laut dem BFE wird die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse in der Schweiz aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen voraussichtlich limitiert bleiben. Deshalb wird die Schweiz auf Importe angewiesen sein. Auch in Europa dürfte die Wasserstoffversorgung zu einem grossen Teil vom globalen Markt abhängig sein, wie die Zunahme von internationalen Abkommen (z.B. Deutschland-Kanada, EU-Australien) und Infrastrukturprojekten (z.B. SouthH₂ zwischen Algerien und Europa) zeigt. Da für Kraftwerke grosse Mengen Wasserstoff benötigt werden, ist eine Versorgung über Pipelines technisch wohl die einzige realistische Option. Das BFE rechnet vor 2035 nicht mit einem Ausbau des Wasserstoffnetzes; die Entwicklung hängt stark vom Fortschritt der European Hydrogen Backbone Infrastruktur ab (siehe Fokus: Wasserstoff-Infrastruktur).

⁹ Mit Ausnahme weniger kleiner Biogaseinspeise-Anlagen, in denen das bei der Biogasaufbereitung abgeschiedene CO₂ lokal, etwa im Recyclingbeton oder in der Produktion von Sprudelwasser, verwendet oder gespeichert wird.

¹⁰ European Commission, 2024, CO₂ transport infrastructure: key to achieving climate neutrality by 2050

Fokus: Wasserstoff-Infrastruktur

Die Schweiz verfügt bislang über keine Wasserstoff-Pipelines. Ohne eine entsprechende Pipeline-Infrastruktur können Gaskraftwerke nicht sinnvoll mit Wasserstoff betrieben werden. Heute wird Wasserstoff meist in Druckgasbehältern von Produktionsstätten zu den Abnehmern transportiert, was für kleinere Kunden praktikabel ist, keineswegs aber für grössere Kraftwerke. Perspektivisch soll die Versorgung über ein europäisches «Hydrogen Backbone» erfolgen, das von einer Vielzahl europäischer Fernleitungsnetzbetreiber – darunter die Schweizer Unternehmen fluxSwiss und der Verband der Schweizer Gasenergie (VSG) – bis 2040 aufgebaut werden soll. Der Backbone kombiniert neue Pipelines mit umgerüsteten Erdgasleitungen und soll auch durch die Schweiz verlaufen: Angedacht ist, eine der beiden Transitgas-Röhren (nördliche Linie Basel–Griespass) vollständig auf 100 Prozent H₂ umzurüsten, während die Parallelröhre weiterhin Erdgas transpor-

tiert. Entsprechend hängt der Wasserstoff-Netzanschluss für Gaskraftwerke in der Schweiz entscheidend davon ab, ob und wann das europäische Backbone realisiert wird und ob Kapazitäten bei den grenznahen Grossspeichern gesichert werden können. Einen konkreten nationalen Ausbauplan für eine Schweizer Wasserstoffinfrastruktur gibt es bislang nicht; die vorhandene Wasserstoffstrategie¹¹ enthält noch keine verbindlichen Netzplanungen. Auch der europaweite Wasserstoffnetzausbau ist weiterhin mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Neben grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien könnten sich auch andere emissionsarme Varianten etablieren: blauer Wasserstoff (Methanreformierung mit CCS), pinker Wasserstoff (Elektrolyse mit Kernenergie) sowie weisser Wasserstoff (geologischer Ursprung – aktuell jedoch ohne nachgewiesene Reserven). Stand 2026 gibt es in der Schweiz keine grossen (TWh Volumen) Wasserstoffspeicher (siehe Kapitel 2.5 Gasspeicher).

Erneuerbare Flüssigbrennstoffe werden aus biogenen Quellen (Biofuels: Biomethanol, Biodiesel) oder synthetisch aus erneuerbarem Wasserstoff und biogenem oder atmosphärischem CO₂/N₂ (e-Fuels: e-Methanol, e-Diesel, e-Ammoniak) produziert. Zu den verfügbaren Kraftstoffen gehören unter anderem auch hydrierte Pflanzenöle (Hydro-treated Vegetable Oil, HVO). Das Potenzial von Biofuels ist jedoch durch die begrenzte Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse eingeschränkt. Die Kosten für die Produktion von e-Fuels, die massgeblich vom Preis für erneuerbaren Wasserstoff abhängen, sind deutlich

höher als bei konventionellen Kraftstoffen. Ihr Potenzial hängt zudem wesentlich von der weltweiten Wasserstoffproduktion ab.

Diese Flüssigbrennstoffe können weltweit per Schiff transportiert werden. Für den Betrieb von Kraftwerken erfordern Flüssigbrennstoffe jedoch grosse Lagertanks. So würden beispielsweise für eine Einlagerung von Diesel für einen Volllastbetrieb eines Gaskraftwerkes über 10 Wochen (Annahmen GuD mit 500 MW, 60 Prozent Wirkungsgrad) ca. 140 000 m³ Speicher benötigt. Diese Brennstoffe können in bestehenden Diesel-Brennkammern ohne grundlegende Modifikationen eingesetzt werden. Auch in Gaskraftwerken ist die Verwendung schon heute über serienmässige Dual-Fuel-Einspritzungen möglich. Mit dafür modifizierten Brennern können Anlagen auch mit e-Methanol laufen. Da Flüssigbrennstoffe in grossem Umfang nahe bei den Kraftwerken lagerbar sind, ist aus Gründen der Versorgungssicherheit vorgeschrieben, dass strategische Reservekraftwerke in der Schweiz als Zweistoffanlagen (Erdgas und flüssige Brennstoffe) konzipiert werden.

¹¹ Der Bundesrat, 2024, Wasserstoffstrategie für die Schweiz

2.4

Standorte

In der Schweiz sind Industriestandorte mit guter Anbindung an das Strom- und Gasnetz von der Anzahl und Grösse her begrenzt. Ausserdem limitieren weitere Kriterien wie die Nähe von Wohnzonen die Möglichkeiten.

In einer ersten Analyse identifizierte potenzielle Standorte für Gaskraftwerke liegen in den Kantonen Aargau, Luzern, Solothurn, Neuenburg, Waadt und Wallis. In dieser Analyse wurden die Kriterien Netzanschluss Strom, Netzanschluss Erdgas, weitere Infrastruktur, geeignete Zonen und kantonale Gesetzgebung berücksichtigt.

Anschliessend haben wir einen Ausblick für die Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur berücksichtigt. Auf Basis der angedachten Pläne dieser Infrastrukturen sind nur wenige Standorte für eine Lösung mit Wasserstoff oder mit CCS geeignet (max. 5 km von angedachter Infrastruktur entfernt).

Zusätzlich zu den oben genannten Kriterien wird auch die kantonale Gesetzgebung berücksichtigt (siehe Kapitel 4. Recht und Regulierung).

Netzanschluss Strom: Ab 100 MW Anschlussleistung benötigt ein Gaskraftwerk in der Regel einen Anschluss an das Höchstspannungsnetz (Netzebene 1; siehe Swissgrid «Richtlinie für Kraftwerksanschlüsse und Netznutzung» (RKK)). Auch wenn ein Anschluss an Verteilnetze der Netzebene 3 technisch machbar wäre, soll diese Vorgabe helfen, Engpässe in regionalen Verteilnetzen zu vermeiden und einen uneingeschränkten Netzzugang für Leistung und Systemdienstleistungen sicherstellen. Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass das Übertragungsnetz an dieser Stelle auch fähig ist, Energie von dieser Stelle abzuführen.

Netzanschluss Erdgas: Die benötigte Gas-Infrastruktur ist abhängig von der installierten Kapazität des Kraftwerks. Ab ca. 100 MW benötigt das Gaskraftwerk in der Regel eine direkte Anbindung an das Schweizer Hoch-

Schematische Übersicht Entwicklung der Wasserstoff und CO₂-Infrastruktur in der Schweiz

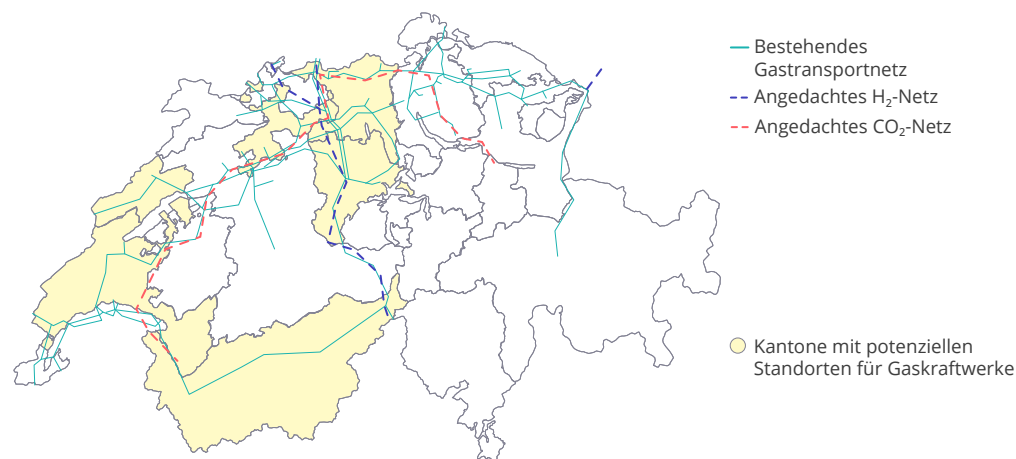


Abbildung 2: Schematische Übersicht zur angedachten Entwicklung der ersten Wasserstoff- und CO₂-Leitungsabschnitte in der Schweiz im Vergleich zum bestehenden Erdgas-Transportnetz^{12,13,14}. Insbesondere der mögliche Verlauf der CO₂-Leitungen ist Stand heute jedoch noch sehr unklar (in der Darstellung wird nur die Trunkline abgebildet)¹⁴. Einige Abschnitte der angedachten und hier gezeigten CO₂-Infrastruktur scheinen problematisch und benötigen weitergehende Abklärungen.

drucknetz von Swissgas, regionalen Netzbetreibern oder an Transitgas (55–70 bar). Die benötigte Brennstoffmenge übersteigt die Ka-

pazität der Verteilnetze (5–16 bar), und das Kraftwerk braucht in der Brennstoffzufuhr höhere Drücke.

¹² Swissgas, 2026, Netzkarte

¹³ H2, 2026, Hydrogen Infrastructure Map

¹⁴ Aramis – SFOE, VBSA, 2021, CO₂NET – Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂-Sammel-Netzwerk in der Schweiz

Die Verfügbarkeit von Erdgas über die Transitgasleitung aus Deutschland und Frankreich ist recht hoch, insgesamt bei 26 Milliarden Normkubikmeter¹⁵ pro Jahr. Als Beispiel würde ein grosses GuD mit einer elektrischen Leistung von 500 MW von dieser Kapazität maximal 2,5 Prozent benötigen (Annahme elektrischer Wirkungsgrad 60 Prozent).

Weitere Infrastruktur und geeignete Zonen: Für die lokale Eignung der Standorte müssen weitere Kriterien herangeführt werden. So ist eine Anbindung an Häfen, Bahnlinien und Strassen eine Voraussetzung für die Logistik für Bau und Betrieb der Kraftwerke. Industriegebiete bieten zudem planerische Vorteile für Kraftwerke, da sie in der Regel über die notwendige Infrastruktur und leichtere Genehmigungsvoraussetzungen verfügen. Schliesslich sind Aspekte wie Nutzungs- und Schutzvorrang sowie Schutzzonen auf regionaler und lokaler Ebene wichtig, um Konflikte mit anderen landwirtschaftlichen oder urbanen Nutzungen zu vermeiden und um sicherzustellen, dass die Kraftwerke in Einklang

mit den lokalen Planungsrichtlinien und Umweltvorschriften stehen.

Ausblick Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur: Beim Bau eines Wasserstoffkraftwerkes ist ein Anschluss an Wasserstoff-Pipelines auf Schweizer und europäischer Ebene erforderlich. Für Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung ist der Anschluss an eine CO₂-Transport- und -Exportinfrastruktur Voraussetzung. Konkreten nationale Ausbaupläne für solche Infrastrukturen gibt es bislang nicht. Inländische Wasserstoff- und CO₂-Pipelinenetze könnten frühestens in 2040 verfügbar sein. Branchenverbände haben erste Skizzen für solche Infrastrukturen erstellt. Angesichts der grossen Herausforderungen beim Infrastrukturausbau in der Schweiz ist es am wahrscheinlichsten, dass Wasserstoff- und CO₂-Leitungen dem Verlauf der bestehenden Erdgasleitungen folgen werden. Laut European Hydrogen Backbone soll die Schweizer Trasse Nord- und Südeuropa entlang der Swissgas-Leitung verbinden. Für CO₂ wird über eine erste Strecke zwischen den Hubs Basel und Zürich



¹⁵ Ein Normkubikmeter (Nm³) ist ein Volumenmass für Gase, bezogen auf fest definierte Normbedingungen. Es gibt an, welches Volumen ein Gas bei diesen Referenzbedingungen einnimmt.

nachgedacht, mit möglichem Anschluss an das europäische Netz bei Basel oder einem Abtransport per Schiff auf dem Rhein. Weitere Ideen betreffen die Umnutzung stillgelegter Ölleitungen im Wallis und in Graubünden Richtung Norditalien. Der mögliche Verlauf von CO₂-Leitungen in der Schweiz ist Stand heute jedoch noch sehr unklar. Das europäische CO₂-Pipeline-Netz existiert noch nicht.

Speichermöglichkeiten von Erdgas und Wasserstoff

	Aquifer	Salzkavernen	Gesteinskavernen	Verflüssigt	Sphärische und zylindrische Lagerung
Typisches Speichervolumen (m Nm ³)	1000	60	25	90	<1
Druck (bar)	80–150	250	230–300	–	60
Lagerzyklen pro Jahr	1	1–4	6–12	–	–
Bauzeit (Jahre)	>10	10–25	5	–	–
Kosten	Niedrig	Niedrig (0,1–0,5 CHF/kWh)	Mittel (zusätzliche Abdichtungen notwendig)	Hoch	Hoch (10–40 CHF/kWh)
Technische Reife für Erdgas/Wasserstoff	Hoch/Niedrig	Hoch/Niedrig	Mittel/Niedrig	Hoch/Mittel	Hoch/Hoch
Potenzial für Gasspeicherung in der Schweiz	Kein Potenzial	Projektidee Saline. Grobe Potenzialabschätzung bei 1–2 TWh ¹⁶	Aktuelles Projekt von GAZ-NAT in Oberwald. Projektpotenzial dort 1,48 TWh (4 Prozent des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz). Gesamtpotenzial ist viel grösser. Nur Vorstudien, früheste Verfügbarkeit 2030	Die Idee LNG in Schweizerhalle und Kiesgrube an Transitleitung wurde aufgegeben. Im grossen Stil ohne Seehafen wenig realistisch.	Verfügbares Potenzial in der Schweiz, aber nicht geeignet für die saisonale Lagerung

Vorbereitungs-Sitzungen Symposium Gasspeicher bei Swisstopo, 2025

Tabelle 2: Überblick über die Speichermöglichkeiten von Erdgas und Wasserstoff und deren Potenzial für die Schweiz.

¹⁶ Basel Landschaft, 2024, Vorlage an den Landrat

2.5

Gasspeicher

Die Schweiz verfügt über eine Gasverteilinfrastruktur, doch fehlen im Gegensatz etwa zu Deutschland, Italien und Frankreich Gasspeicher sowie (durch das Fehlen von Hochseehäfen) LNG-Terminals. Dies beschränkt – in Abwesenheit eigener Produktion – die Versorgungssicherheit.

Der heutige Lösungsansatz sind Zweistoffanlagen, wie sie bei Gasanwendungen in der Industrie in der Schweiz üblich sind. Mit der Vorhaltung von Flüssiggas kann die Einsatzbereitschaft von Gaskraftwerken abgesichert werden. Sofern das Kraftwerk nicht direkt neben einem grösseren Tanklager gebaut werden kann, wäre nebst einer Lagerung von Brennstoff für wenige Tage vor Ort auch ein Bahnanschluss mit einer Entladestation erforderlich. Die Pflichtlager für Dieselöl liegen heute bei 1,2 Mio. m³, für Heizöl extra leicht bei 1,4 Mio. m³ (davon 0,38 Mio. m³ für Zweistoffanlagen), die effektiven Lagerbestände sind höher. Eine Einlagerung von Diesel für Gaskraftwerke (Annahmen GuD mit

500 MW, 60 Prozent Wirkungsgrad, 10 Wochen Volllast; siehe Beispiel oben) beträgt zusätzlich ca. 0,14 Mio. m³. Flüssige Brennstoffe können also technisch problemlos, ohne grosse Energieverluste und in bestehenden Speichern gelagert werden. Bis 2050 dürfte der stetige Rückgang der Ölnachfrage dazu führen, dass Lagerflächen fast vollständig für erneuerbare Flüssiggas verfügbar werden.

Ein weiterer, bereits praktizierter Lösungsansatz ist die Nutzung ausländischer Gasspeicher. In Europa verfügen mehrere Länder – darunter Frankreich, Deutschland und Österreich – über geologische Speicher (ausgeforderte Gasfelder und Salzkavernen) mit einer Gesamtkapazität von rund 30 Prozent des jährlichen europäischen Gasverbrauchs. Derzeit ermöglicht eine Vereinbarung mit Frankreich den Schweizer Versorgern Gaznat und Gasverbund Mittelland einen diskriminierungsfreien Zugang zu französischen Speichern – allerdings nur für vertraglich festgelegte Mengen (etwa 7,5 Prozent des jährlichen Schweizer Erdgasverbrauchs). Lässt sich der Zugriff auf im Ausland gelagerte Gasmengen

politisch belastbar, per Staatsvertrag, absichern, könnten zusätzliche Speichervolumina in Deutschland, Italien oder Frankreich langfristig angemietet oder über Beteiligungen gesichert werden. Aktuell erwägen deutsche Betreiber grosser Speicher sogar die Stilllegung von Kapazitäten, weil saisonale Buchungen ausbleiben. Ein Zukauf von Speicherkapazitäten im Ausland könnte daher ein kostengünstigster Weg sein, für die Schweiz eine strategische Gasspeicherposition aufzubauen. Die beiden neuen «Verordnungen für Solidaritätsmassnahmen im Fall einer Gasmangellage» (im Rahmen von Abkommen mit Deutschland und Italien) verleihen hingegen kein garantiertes Zugriffsrecht auf Speicherkapazitäten; sie sind vor allem im Kontext der gemeinsamen Nutzung der Transitgas-Pipeline zu verstehen.

Eine weitere Lösungsmöglichkeit wären neue Gasspeicher im Inland. Die Schweiz verfügt derzeit über keine grosstechnischen inländischen Speicheroptionen. Das BFE untersucht gemeinsam mit Universitäten und Industrie, wie grossmassstäbliche Methanspeicherung in der Schweiz realisiert werden könnte. Ta-

belle 2 gibt einen Überblick über allgemeine Optionen für die Speicherung von Erdgas und Wasserstoff sowie deren Potenzial und konkrete Projektideen für die Schweiz.



03

Akzeptanz

Emissionsarme Lösungen könnten gesellschaftliche Akzeptanz von Gaskraftwerken erhöhen

In der Schweiz sind Gaskraftwerke in der öffentlichen Diskussion bislang wenig präsent. Werden die Kraftwerke doch thematisiert, fallen die Akzeptanzwerte in Umfragen niedriger aus als alle anderen Produktionstechnologien – einzig Stromimporte haben eine noch geringere Akzeptanz.¹⁷

Wir nehmen an, dass die Befragten in diesen Umfragen von Gaskraftwerken ausgehen, welche mit fossilem Erdgas befeuert werden und damit CO₂ ausstossen. Gaskraftwerke mit einer emissionsarmen Lösung könnten durchaus eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz haben. Zwei Beispiele unterstreichen dies. Zum einen geniesst der Ausbau von Wasserstoff in den Umfragen eine mittlere Akzeptanz, höher als beispielsweise der Ausbau von alpiner PV, Reservekraftwerken oder Kernkraftwerken. Ein anderes Beispiel ist die Verwendung von erneuerbaren Brennstoffen (HVO, e-Methanol) in den Reservekraftwerken, welches sehr viel für deren Akzeptanz geholfen hat.

Die Akzeptanz dürfte jedoch auch davon abhängen, welche emissionsarme Lösung gewählt wird. Bei einer Lösung mit erneuerbarem Methan, Wasserstoff oder erneuerbaren Flüssigbrennstoffen dürfte die Akzeptanz hoch sein. Hingegen bei CDR würde die Glaubwürdigkeit dieser Nachweise entscheidend für die gesellschaftliche Akzeptanz sein. Es könnte wichtig sein, dass die Nachweise/Zertifikate innerhalb der Schweiz oder beispielsweise innerhalb einer Schweizer Firma erarbeitet werden (eigene Biogasanlagen, eigene Negativ-Emissions-Projekte) oder in einer engeren Kooperation beschafft werden.



¹⁷ gfs.bern, 2026, Versorgungssicherheit und Preisstabilität bleiben zentral



04

Recht und Regulierung

Damit Gaskraftwerke zur Schweizer Versorgungssicherheit beitragen können, braucht es Anpassungen des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens

In Kürze

- Der aktuelle gesetzliche und regulatorische Rahmen ist nicht auf marktaktive Gaskraftwerke ausgerichtet.
 - Zwei zentrale Lenkungsinstrumente sind relevant für mit Erdgas betriebene Gaskraftwerke: EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) und CO₂-Abgabe. Letztere führt zu einer höheren Belastung von Gaskraftwerken in der Schweiz im Vergleich zum europäischen Umland. Eine CO₂-Abgabe fällt auch für Biogas (wenn über das Gasnetz importiert) und CCS (selbst für abgefangene CO₂-Menge) an.
 - Gaskraftwerke sind nicht verboten auf Bundesebene oder in den betrachteten Kantonen. Der Betrieb mit fossilem Erdgas würde aber den Klimaneutralitätszielen auf Bundes- und Kantons-ebene im Weg stehen. Zusätzlich spricht sich der Energiegesetzgeber generell für eine rein erneuerbare Energieversorgung aus und fördert entsprechenden Technologien. Einen darüber hinausgehenden Mechanismus zur Förderung marktaktiver Gaskraftwerke gibt es nicht.
 - Unklar sind die Auswirkungen der Regulierung zur Abwärmenutzung bei Verwendung fossiler Brennstoffe. In den betrachteten Kantonen kann teilweise nicht ausgeschlossen werden, dass verbleibende Abwärme des GuD bei Betrieb mit fossilem Erdgas durch einen Dritten abgenommen werden müsste, was eine grosse Hürde darstellen würde.
- Notwendige Anpassungen:
- Befreiung von am EHS teilnehmenden Gaskraftwerken von der CO₂-Abgabe (Abschaffung der gegenwärtigen Doppelbelastung und Erstellung eines «Level Playfield» mit Gaskraftwerken in der EU). Zudem Sicherstellung der

Befreiung von CO₂-Abgaben bei Verwendung Biogas und CCS.

- Aufsetzen eines Fördersystems für Gaskraftwerke, zum Beispiel via eines Kapazitätsmarkts.
- Taxierung des Dampfkreislaufs eines GuD als ausreichende Abwärmenutzung.

4.1

Aktueller Stand

4.1.1

EHS und CO₂-Abgabe

Bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe in einem Schweizer Gaskraftwerk greifen zwei getrennte Lenkungsinstrumente: erstens das Schweizer Emissionshandelssystem (EHS), welches mit dem EU-ETS verbunden ist und über das CO₂-Zertifikate erworben werden müssen. Dieses Lenkungssystem wird auch in der EU angewandt. Zweitens fällt in der Schweiz jedoch zusätzlich die nationale CO₂-Abgabe an, die auf jeden importierten Liter Heizöl bzw. jede Kilowattstunde Erdgas erhoben wird. Diese kann im Falle von Gaskraftwerken trotz EHS-Teilnahme nur teilweise – und aktuell praktisch gar nicht – zurückerstattet werden.

Nach schweizerischem CO₂-Gesetz (Art. 16) müssen Betreiber von Verbrennungsanlagen am EHS teilnehmen, sobald ihre Gesamtfeuerungswärmeleistung eine gewisse Schwelle

überschreitet, welche der Bundesrat in Anhang 6 der CO₂-Verordnung für alle fossilen oder teil-fossilen Brennstoffe auf 20 MW festgelegt hat (Anhang 6 CO₂-Verordnung).¹⁸ Für ein Gaskraftwerk würden daher jährliche Emissionsberichte und der Erwerb von Emissionszertifikaten anfallen.

Parallel erhebt der Bund auf den Import aller fossilen Brennstoffe eine CO₂-Abgabe, die der Bundesrat seit 2024 auf das gesetzliche Maximum von 120 CHF/t festgelegt hat. Grundsätzlich wäre die Logik, dass bei EHS-Teilnahme die CO₂-Abgabe zurückgefordert werden kann. Für Gaskraftwerke gibt es allerdings eine explizite Ausnahme: Gemäss Artikel 17 CO₂-Gesetz kann ein Kraftwerksbetreiber diese Abgabe nur in dem Umfang zurückfordern, in welchem die gemeinsame Belastung durch CO₂-Abgabe und Emissionszertifikate die «externen Kosten von CO₂-Emissionen» übersteigt. Es gilt für sie also ein administrativ festgelegter Mindestpreis. Diesen legt das BAFU jährlich fest; bis Ende 2025 betrug die-

ser 136,80 CHF/t CO₂.^{19, 20, 21} Die Revision der CO₂-Verordnung vom 19. November 2025 hat ab 1. Januar 2026 den externen Kostenansatz von 136,8 CHF/t CO₂ auf 430 CHF/t CO₂ angehoben. Die Rückerstattung der CO₂-Abgabe beginnt folglich erst dann, wenn der Preis der EHS-Zertifikate auf über 310 CHF/tCO₂ ansteigt (erst dann übersteigt die Summe aus EHS-Zertifikaten und CO₂-Abgabe den Mindestpreis). Da EHS-Preise in dieser Höhe bis 2050 nicht zu erwarten sind, ergibt sich eine effektiv vollständige Doppelbelastung aus Emissionszertifikaten und CO₂-Abgabe.

Das Rechenbeispiel in Tabelle 3 verdeutlicht die Rückerstattung der CO₂-Abgabe für bis Ende 2025 und ab 2026:

Ab 2026 beträgt die finale Belastung des Kraftwerksbetreibers in diesem Beispiel 200 CHF/t CO₂, da die Summe aus CO₂-Abgabe und EHS-Zertifikatspreis unter den externen Kosten liegt und somit keine Rückerstattung erfolgt.

Rückerstattung der CO₂-Abgabe

	Bis Ende 2025	Seit 2026
CO ₂ -Abgabe		120 CHF/t CO ₂
EHS-Zertifikatspreis (Beispiel)		80 CHF/t CO ₂
Externe Kosten gemäss BAFU (EXK)	136,8 CHF/t CO ₂	430 CHF/t CO ₂
Kombinierte Initial-Belastung des Kraftwerksbetreibers (KIB)	Zahlung CO ₂ -Abgabe + ETS-Zertifikatspreis = 200 CHF/t CO ₂	
Rückerstattung an Betreiber (=max [0, KIB-EXK])	63,2 CHF/t CO ₂	0 CHF/t CO ₂
Finale Belastung des Kraftwerksbetreibers	136,8 CHF/t CO ₂	200 CHF/t CO ₂

Tabelle 3: Rechenbeispiel zur Rückerstattung der CO₂-Abgabe

Die doppelte Bepreisung – Emissionszertifikate plus (verbleibende) CO₂-Abgabe – erhöht die Gestehungskosten schweizerischer Gaskraftwerke deutlich gegenüber dem europäischen Umfeld, wo in der Regel nur der Emissionszertifikate-Preis anfällt. Für Betreiber entsteht damit ein struktureller Kostennach-

teil, der die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken in der Schweiz mindert und durch zusätzliche Förderung ausgeglichen werden müsste (siehe Kapitel 5).

Erneuerbares Methan (Biogas und synthetisches erneuerbares Methan) und erneuerba-

¹⁸ Bundesamt für Umwelt BAFU, 2025, Webinar: Anrechnung von leitungsgebundenem ausländischem erneuerbarem Gas (22.5.2025)
¹⁹ Bundesamt für Umwelt BAFU, 2025, CO₂-Abgabe
²⁰ Bundesamt für Umwelt BAFU, 2025, Emissionshandelssystem für Betreiber von Anlagen
²¹ Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2020, Externe Kosten und Nutzen des Verkehrs in der Schweiz; Kapitel 3.5 Klima: Basierend auf internationalen Studien zu den globalen Vermeidungskosten wird für das Jahr 2019 von einem mittleren Wert von 136,8 Fr. pro Tonne CO₂ ausgegangen

rer Wasserstoff²² können laut Art. 15 Abs. 3 des CO₂-Gesetzes resp. Art.92c-f der CO₂-Verordnung im EHS als Null-Emissionen angerechnet werden und damit die Pflicht zum Kauf von EHS-Zertifikaten reduzieren. Für Schweizer erneuerbares Methan werden Schweizer Herkunftsnachweise benötigt (gemäss Art. 92c CO₂-Verordnung). Für importiertes erneuerbares Methan ist die Anerkennung nur unter gewissen Voraussetzungen möglich. Konkret muss für jede importierte Einheit erneuerbares Methan oder erneuerbaren Wasserstoff ein international gültiger Herkunftsnachweis bzw. Proof of Sustainability vorliegen, beim BAFU registriert werden (Art. 4b CO₂-Verordnung) und die Rückverfolgbarkeit bis zur Produktionsanlage sichergestellt sein. Für per Gasleitung importiertes Gas, sog. leitungsgebundene Importe, muss das Gas u.a. physisch in das europäische Fernleitungsnetz eingespeist werden. Eine Doppelzählung im Ursprungsland muss durch bilaterale Staatsabkommen ausgeschlossen sein (Art. 10, Art. 92e CO₂-Verordnung).

Bei importiertem, leitungsgebundenem erneuerbarem Methan fällt die CO₂-Abgabe heute trotzdem an und kann im Falle der Verwendung für ein Gaskraftwerk nur zurückerstattet werden, wenn die CO₂-Abgabe die externen Kosten übersteigt²³. Somit kommt es effektiv zu keiner Rückerstattung. Der Bund/Zoll klassifiziert leitungsgebundenes Gas als Erdgas²⁴, ungeachtet zusätzlicher Herkunftsnachweise oder Proof-of-Sustainability. Die CO₂-Abgabe entfällt bei erneuerbarem Gas nur dann, wenn es nicht-leitungsgebunden importiert wird, z. B. als Bio-LNG oder in Containern geliefertes e-Methan. Für am Markt produzierende Gaskraftwerke sind solche Containerlieferungen aufgrund der benötigten Gasmengen aber nicht denkbar.

Mit Hilfe von CCS können ebenfalls Emissionen vermieden und entsprechende EHS-Zertifikate reduziert werden. Die CO₂-Abgabe muss jedoch trotzdem bezahlt werden. Auch hier kommt es effektiv zu keiner Rückerstattung.

²² Wasserstoff, der die Voraussetzungen der Anrechenbarkeit gemäss CO₂-Verordnung erfüllt.
²³ Es gelten für erneuerbares Methan die gleichen Regeln für die Rückerstattung der CO₂-Abgabe wie für Erdgas. Da für erneuerbares Methan jedoch keine EHS-Zertifikate beschafft werden müssen, werden diese in der Berechnung für die Rückerstattung auch nicht berücksichtigt.
²⁴ Die Zollveranlagung von Waren beim Import basiert auf «Art, Menge und Beschaffenheit» zum Zeitpunkt der Zollanmeldung, siehe auch Art. 19 Zollgesetz sowie Art. 3, Art. 19 MinStG.

Erhebung und Rückerstattung EHS

	Erneuerbare Gase			Erdgas	
	Leitungsgebundener (virtueller) Import	Anderer Import	Inländische Produktion	Ohne CCS	Mit CCS
Erhebung CO ₂ -Abgabe Art. 29 CO ₂ -Gesetz	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja
Rückerstattung CO ₂ -Abgabe gem. Art. 17 und Art. 31 CO ₂ -Gesetz	Ja*	–	–	Ja*	Ja*
Anrechenbarkeit auf EHS oder Verminderungspflicht	Ja (Kriterien: Art. 15 und Art. 31 CO ₂ -Gesetz)	Ja	Ja	Nein	Ja (für abgefangenen Teil)
Kostenbestandteile fossil-thermisches Kraftwerk	Gas + HKN/ PoS + CO ₂ -Abgabe*	Gas + HKN/ PoS	Gas + HKN	Gas + EHS+ CO ₂ -Abgabe*	Gas + EHS (für nicht abgefangenen Teil) + CO ₂ -Abgabe*

*Für fossil-thermische Kraftwerke wird die CO₂-Abgabe nur teilweise (bzw. Stand 2026 effektiv nicht) rückerstattet

Tabelle 4: Überblick Erhebung und Rückerstattung im Zusammenhang mit EHS

4.1.2

Weitere rechtliche Rahmenbedingungen auf Bundesebene

Auf Bundesebene bestehen keine Bestimmungen, die den Bau von thermisch-fossilen Gaskraftwerken grundsätzlich verbieten. Dem Bau fossiler Kraftwerke könnte aber das Ziel der Klimaneutralität auf Bundesebene (Netto-Null-Ziel bis 2050, KIG, 1. Jan. 2025) entgegenhalten werden, sofern noch kein klimaneutraler Betrieb sichergestellt werden kann. Zusätzlich spricht sich der Energiegesetzgeber generell für eine rein erneuerbare Energieversorgung aus, beispielsweise misst er nur dem Ausbau erneuerbarer Energien nationales Interesse bei und fördert auch nur die entsprechenden Technologien. Einen darüber hinausgehenden Mechanismus zur Förderung fossiler Kapazitäten am Markt gibt es nicht. Gaskraftwerke werden aktuell einzig als Reservekraftwerke vorgesehen; diesbezüglich gab es eine entsprechende Ausschreibung des Bundes.

Gaskraftwerke können also aktuell auf keine Förderung zur Stützung der Wirtschaftlichkeit zählen. Dazu kommen weitere Herausforderungen. Beispielsweise gibt es keinen expliziten bundesrechtlichen Anspruch auf Anschluss an ein Gasnetz.²⁵ Ein Anspruch auf Zugang zum Gasnetz (d.h. Bezug durch das Netz) besteht, wenn dieser technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist bzw. der Netzbetreiber keine dem Netzzugang entgegenstehenden sachlichen Gründe vorbringen kann (vgl. Art. 13 RLG und Art. 7 Abs. 2 lit. a KG)²⁶. Jedoch ist dieser Netzzugang anders als im Strombereich nicht reguliert, sondern im Einzelfall zu verhandeln.

Bezüglich der Bewilligungsverfahren ist davon auszugehen, dass der Bau eines Gaskraftwerks grundsätzlich einen Eintrag im Richtplan voraussetzt (vgl. Art. 8 Abs. 2 RPG), da Vorhaben mit gewichtigen Auswirkungen auf Raum und Umwelt einer Grundlage im Richtplan benötigen.²⁷ Durch diesen Pla-

nungsschritt wird die Bewilligungsdauer entsprechend verlängert.

Keine relevante Hürde sollten die Grenzwerte für Luftreinhalte (siehe LRV, Anh. 2 Ziff. 83 Emissionsgrenzwert Gasturbinen über 40 MW thermisch) darstellen. Sie können mit Katalysator-Technik eingehalten werden und sind für neue GuD-Kraftwerke heute Standard, aber selten für reine Gasturbinen.²⁸

4.1.3

Weitere rechtliche Rahmenbedingungen auf kantonaler Ebene

Wir beziehen uns hier nur auf die in Kapitel 2.4 identifizierten geeigneten Kantone: Aargau, Luzern, Solothurn, Neuenburg, Waadt, und Wallis.

In den untersuchten Gebieten gibt es auch auf kantonaler Ebene keine expliziten Verbote von Gaskraftwerken. Nur im Kanton Wallis

gibt es die Möglichkeit für kommunale Verbote. In seiner Teilstrategie «Gas» von 2017 sieht der Kanton Wallis jedoch einen möglichen Bedarf an Gaskraftwerken.²⁹

Eine wichtige Rahmenbedingung in den untersuchten Kantonen ist die Verwendung der Abwärme bei Verwendung fossiler Brennstoffe. So muss die Abwärme fachgerecht und vollständig (LU, VD, VS), zu mind. 75 Prozent (AG), weitgehend (SO) oder nach dem Stand der Technik (NE) genutzt werden. Es ist für GuD noch unklar, wie die Nutzung der Abwärme der Gasturbine in einem Dampfkreislauf bewertet wird – zum Beispiel ob die Abwärme als vollständig, weitgehend oder Stand der Technik genutzt gilt. Falls nicht, wären die in diesem Projekt angedachten GuD in den Kantonen nicht möglich. Die vom GuD nicht genutzte Abwärme müsste durch einen anderen Abnehmer genutzt werden. Hierfür wären nur dezentrale WKK-Anlagen geeignet, nicht aber GuD. Reine Gasturbinen dürften aufgrund dieser

²⁵ Als Netzzugang wird die physische Verbindung zur Gasinfrastruktur bezeichnet.

²⁶ Der Netzzugang ermöglicht die tatsächliche Nutzung; Fedlex die Publikationsplattform des Bundesrechts, 2025, Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe

²⁷ Abhängig von den konkreten lokalen Verhältnissen am Projektstandort (z. B. vorbestehendes grosses Mass an industrieller Nutzung) sind Ausnahmen denkbar.

²⁸ Grenzwerte: CO 35 mg/m³; NOx 20 mg/m³ (gasförmige Brennstoffe); NOx 40 mg/m³ (flüssige Brennstoffe). Für die Einhaltung der Schweizer NOx Grenzwerte wird ein Katalysator benötigt.

International sind diese Katalysatoren bei neueren Anlagen verbreitet für GuD-Kraftwerke, aber selten für reine Gasturbinen.

²⁹ Kanton Wallis, 2017, Strategie, Effizienz und Energieversorgung – Teilstrategie «Gas»

Gesetzgebung in der Schweiz nicht realisierbar sein. Bei Verwendung von erneuerbaren Brennstoffen sehen alle untersuchten Kantone (ausser VD und SO) erleichterte Anforderungen betreffend Abwärmenutzung vor.

Zusätzlich verlangen die Kantone aufbauend auf den Anforderungen auf Bundesebene einen Richtplaneintrag teilweise explizit (LU) oder für Anlagen, die einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegen wie ein Gaskraftwerk (SO) oder es gibt sonstige raumwirksame Vorgaben («Nutzungsplan», AG, NE). Da Erfordernis eines Richtplaneintrags dürfte zu einem zusätzlichem Zeitbedarf von etwa 1–3 Jahren führen, die kommunale Nutzungsplanung weitere 2–3 Jahre. Die Ausscheidung von Vorzugsgebieten für eine Technologie ist gemäss Gesetzgebung des Bundes (Art. 10 Abs. 1 EnG) nur für Wasser, Wind und Solar vorgesehen. Weiter gibt es spezielle Bewilligungspflichten in AG (Betriebsbewilligung), VD (besondere Bewilligung, Sondergenehmigungsverfahren), NE (Bewilligung durch das Parlament mit fak. Referendum).

4.2

Notwendige Anpassungen

Die Analyse zeigt, dass der aktuelle regulatorische Rahmen in verschiedener Hinsicht nicht auf marktaktive Gaskraftwerke ausgerichtet ist. Damit Gaskraftwerke zur Schweizer Versorgungssicherheit beitragen können, ist ein Massnahmenpaket erforderlich. Dafür müssen zunächst die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden. Die wichtigsten Massnahmen werden nachfolgend beschrieben.

Abbildung 3 skizziert einen möglichen Zeitplan für die Umsetzung der erforderlichen Anpassungen sowie die weiteren Schritte bis zur Inbetriebnahme des Gaskraftwerks (Commercial Operating Date, COD).

Anpassung regulatorischer Vorgaben zur Abwärmenutzung

Die Vorgaben bezüglich Abwärmenutzung sind so auszugestalten und gegebenenfalls anzupassen, dass hocheffiziente Gaskraftwerke diese sinnvoll erfüllen können. Grund-



sätzlich sollte der GuD-Betrieb als ausreichende Wärmenutzung gelten. Mit Blick auf die Rolle von Gaskraftwerken für die Schwei-

zer Versorgungssicherheit scheint eine entsprechende Vorgabe auf Bundesgesetzesebene zweckmässig.³⁰ Als Teil dieser Bestimmungen

³⁰ Grundlagen hierfür könnten die Grundsatzgesetzgebungskompetenz des Bundes im Bereich der Nutzung einheimischer Energien und des sparsamen und rationellen Energieverbrauchs sowie die explizite Gesetzgebungskompetenz des Bundes im Bereich des Energieverbrauchs von Anlagen sein, vgl. Art. 89 Abs. 2 und Abs. 3 Bundesverfassung

Zeitplan eines neuen Gaskraftwerkes

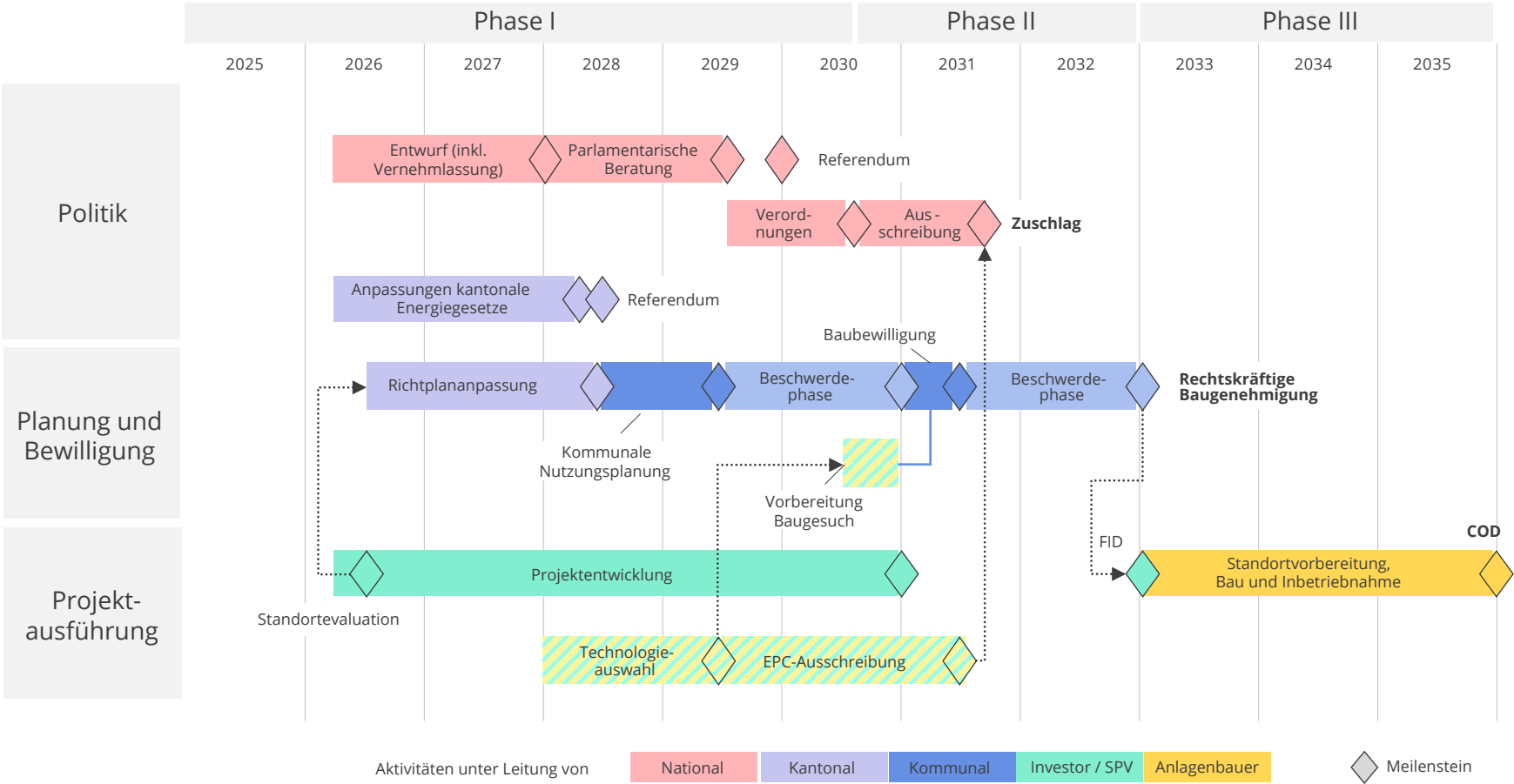


Abbildung 3: Zeitplan eines neuen Gaskraftwerkes aufgeteilt in drei Phasen

Fokus: Zeitplanung eines marktaktiven Gaskraftwerkes für die Schweiz

Phase I «Schaffung der gesetzlichen Grundlagen»:

In der Politik wird auf Bundesebene eine rechtliche Grundlage für die Durchführung von Ausschreibungen von Stromerzeugungskapazität und der Aufhebung der Doppelbelastung durch EHS und CO₂-Abgabe benötigt, in der Form einer Anpassung des Stromversorgungsgesetzes plus einer entsprechenden Verordnung. Auf kantonaler Ebene müssen die Vorgaben zur Abwärmenutzung im jeweiligen Energiegesetz (und den zugehörigen Energieverordnungen) geklärt werden. Auf der planerischen Seite ist für ein marktaktives Gaskraftwerk voraussichtlich in der Regel eine Richtplananpassung auf kantonaler Ebene erforderlich, anschliessend ist eine Änderung des kommunalen Nutzungsplanes nötig. Bei der Projektausführung ist entscheidend, dass frühzeitig Standorte evaluiert werden, um direkt mit der Richtplananpassung starten zu können.

Phase II «Ausschreibung und Erlangung rechtskräftiger Baubewilligung»:

Nach der Schaffung der rechtlichen Grundlage kann der Bund (oder der Stromnetzbetreiber im Auftrag des Bundes) anschliessend eine Ausschreibung von Zahlungen für zusätzliche Winterkapazität durchführen. Parallel können die für die Baubewilligung benötigten Unterlagen, startend mit der Technologieauswahl, vorbereitet werden. Nach Eintrag in die kommunale Nutzungsplanung kann die Baueingabe gemacht werden, im Normalfall auf kommunaler Ebene, aber unter Involvierung primär kantonaler Fachstellen (etwa bezüglich Lärm, Luft und Grundwasser) sowie von Bundesstellen (etwa BFE, BAFU). Um Zeit zu sparen, kann die Evaluation des Kraftwerkbauers parallel zur Ausschreibung erfolgen.

Phase III «Bau und Inbetriebnahme»:

Mit dem Erhalt der rechtskräftigen Baugenehmigung und Zuschlag bei der Ausschreibung von Zahlungen für zusätzliche Winterkapazität kann die definitive Investitionsentscheidung gefällt werden. Um die Bauzeit möglichst kurz zu halten, müssen/können Komponenten mit langem Vorlauf (langer Liefer- oder Herstellungsfrist) unter Tragung des damit verbundenen Kostenrisikos bereits im Voraus bestellt werden.

könnte ebenfalls sichergestellt werden, dass Gaskraftwerke gewisse Mindestanforderungen an die Wärmenutzung einhalten. Als alternativen Weg sollte in den Kantonen mit geeigneten Standorten darauf hingewirkt werden, dass sie in ihren kantonalen Bestimmungen in Bezug auf die Wärmenutzung Ausnahmen bzw. Erleichterungen für effiziente GuD vorsehen.

Wie oben beschrieben, können zudem kantonale Klimaziele eine Hürde für den Bau von Gaskraftwerken darstellen. Es wäre darauf hinzuwirken, dass die kantonalen Ziele so formuliert und umgesetzt werden, damit Gaskraftwerke darin Platz finden, mindestens wenn perspektivisch ein emissionsarmer Betrieb möglich ist (zum Beispiel durch Verwendung von erneuerbaren Brennstoffen oder H₂-Ready-Anlagen).

Förderung

Ein Gaskraftwerk lässt sich unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht ohne Förderung wirtschaftlich abbilden (siehe Kapitel 5) – wie dies auch für erneuerbare Technologien der Fall ist.

Zur Förderung von Gaskraftwerken wäre beispielsweise ein Kapazitätsmarkt zweckmässig. Ein solcher liesse sich über eine vom Bund oder der Swissgrid durchgeführte Auktion mit Zahlungen für zusätzliche Winterkapazität operationalisieren. Die Ausschreibung könnte dabei auch technologieneutral ausgestaltet werden, um die Anzahl der Projekte und den Wettbewerb zu erhöhen. Kapazitätsmärkte werden im Ausland bereits eingesetzt (z.B. Italien, UK, Irland, Belgien, Polen), um die Wirtschaftlichkeit von zusätzlicher Kapazität zu stützen resp. ihren Beitrag an die Versorgungssicherheit zu vergüten. Mit einem Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU wären solche Kapazitätsmärkte möglich, sie müssten aber mit den EU-Beihilferichtlinien kompatibel sein.

Die Höhe der notwendigen Förderung hängt dabei stark mit den erwarteten Betriebsstunden zusammen. Würde ein Gaskraftwerk sehr selten bis nie in Betrieb sein, beispielsweise weil es aufgrund der zusätzlichen Abgabenlast in der Schweiz nicht kompetitiv ist,

müsste die Kapazitätzahlung die Kosten der Kraftwerke fast gänzlich abdecken. Je mehr profitable Betriebsstunden ein Investor am Markt erwarten kann, desto geringere Förderzahlungen würden benötigt werden.

Reduktion Swiss Finish bzgl. Abgabenlast

Schweizer Gaskraftwerke sind nur dann in international fairem Wettbewerb, wenn die Abgabenlast vergleichbar ist. Um die sicherzustellen, müsste insbesondere die Doppelbelastung durch die CO₂-Abgabe entfernt werden.

Konkret sollte bei der Teilnahme am EHS-System die CO₂-Abgabe vollständig zurückerstattet werden. Dies bedeutet die Streichung von Art. 17 Abs. 2 CO₂-Gesetz, welcher den Mindestpreis einführt. Gleichzeitig müsste durch eine weitere Gesetzesanpassung sichergestellt werden, dass erneuerbares leitungsgebundenes Gas von der CO₂-Abgabe befreit wird. Diese Befreiung von allfälligen Abgaben sollte auch für andere emissionsarme Lösungen wie CCS durch eine explizite Erwähnung

in Gesetz und Verordnung geschaffen werden.

Ohne die Aufhebung dieser Verzerrungen müsste ein Gaskraftwerk wesentlich stärker gefördert werden, da der Betrieb im Vergleich zum Ausland künstlich verteuert und damit eingeschränkt wird.

Die Verzerrung bei der Abgabenlast könnte sich zukünftig dahingehend auflösen, falls die Schweiz der EU bei der Einführung eines ETS für den Gebäudebereich, sog. EU-ETS 2 folgt. Ein solches wird in der EU ab 2031 potenziell mit dem bestehenden ETS gekoppelt. Am 12. September 2025 hat der Bundesrat angekündigt, dass er ein EHS-System analog zum EU-ETS 2 für die Bereiche Gebäude und Verkehr erarbeitet, welches potenziell ab 2030 die CO₂-Abgabe ersetzen wird.³¹ Dies würde das Swiss Finish der Abgabenlast aufheben.

Gas-Netzanschluss sicherstellen

Heute fehlt eine ausreichende Grundlage für den Gasmarkt; derzeit gilt allein das Rohr-

leitungsgesetz. Damit einher gehen auch Unsicherheiten bezüglich der Anschlussbedingungen eines grossen Gaskraftwerks an das Gasnetz sowie die Sicherstellung von dessen Gasversorgung (z.B. Reservation einer entsprechenden Bezugskapazität im Gasnetz). Der Bundesrat hat im Oktober 2025 eine erneute Vernehmlassung eines Gasversorgungsgesetzes (GasVG)³² gestartet. Das GasVG würde eine klarere Grundlage schaffen. Die Vorlage muss aber noch den parlamentarischen Prozess und ein allfälliges Referendum überstehen.

³¹ News Service Bund, 2025, Bundesrat befasste sich mit Klimapolitik nach 2030

³² News Service Bund, 2025, Erneute Vernehmlassung zum Gasversorgungsgesetz



05

Wirtschaftlichkeit

Marktaktive Gaskraftwerke können Einnahmen am Markt generieren, finanzielle Förderung dennoch erforderlich für einen wirtschaftlichen Betrieb

In Kürze

- Für Investitionen im Jahr 2035 ist gemäss unseren Modellen der Betrieb eines GuD mit fossilem Erdgas und Erwerb von ETS-Zertifikaten die wirtschaftlich attraktivste Option unter allen betrachteten Gastechnologien.
- 2035 sind die emissionsarmen Optionen Biogas, CDR und e-Methanol voraussichtlich noch nicht kompetitiv im europäischen Strommarkt. Aufgrund der hohen Grenzkosten würden diese Technologien voraussichtlich nur als Reserve- oder Backup-Kapazität eingesetzt.
- Bis 2050 werden emissionsarme Optionen wie Biogas, CCS und CDR wahrscheinlich deutlich wettbewerbsfähiger. Ihre Kosten könnten sich denen von konventionellem Methan plus EHS-Zertifikate annähern, sodass sie häufiger eingesetzt werden. Unsicherheiten in der LCOE-Entwicklung der emissionsarmen Optionen sind jedoch substanziell.
- Wasserstoff- und e-Methanol-Kraftwerke bleiben voraussichtlich bis 2050 nicht wettbewerbsfähig. Diese Technologien benötigen weiterhin deutlich höhere Marktpreise oder zusätzliche Fördermechanismen, da ihre Kosten dauerhaft hoch bleiben.
- Die Markterlöse reichen bei keiner Technologie zur vollständigen Kostendeckung aus. Bis 2050 erhöht sich der Anteil der Kosten, welcher von Markterlösen gedeckt werden kann, bei Biogas, CCS und CDR. Dennoch ist weiterhin erhebliche Unterstützung nötig – insbesondere bei Wasserstoff und e-Methanol.

5.1

Kosten und Einnahmen

5.1.1

Annahmen zu den Kostenparametern

Wichtige Annahmen:

- Aufgrund fehlender Infrastruktur in 2035 stehen Wasserstoff und CCS nicht als emissionsarme Lösungen zur Verfügung; CDR müssten überwiegend im Ausland beschafft werden.
- Alle Optionen basieren auf GuD.
- Aktuell gibt es eine Knappheit bei GuD und einfachen Gasturbinen auf dem Weltmarkt. Investitionen (Capital Expenditures, CAPEX) haben sich in den letzten Jahren verdoppelt. Für 2035 wird jedoch eine Entspannung des Markts und damit ein Rückgang der Kosten gegenüber heute angenommen.³³
- Alle Anlagen sind als Dual-Fuel-Technologie ausgelegt, die entweder CCS- oder H₂-ready sind. Wir nehmen an, dass beides zusammen die CAPEX des GuD um ungefähr 15 Prozent erhöht.³⁴
- Für verbleibende CO₂-Emissionen müssen EHS-Zertifikate eingekauft werden. Eine Rückerstattung der CO₂-Abgabe bleibt weiterhin nicht möglich.

Methodischer Hinweis

In der wirtschaftlichen Bewertung wird erneuerbares Methan als importiertes Biogas mit HKN modelliert, und erneuerbare Flüssigbrennstoffe werden als importiertes synthetisches erneuerbares Methanol (e-Methanol) dargestellt, das mit elektrolysebasiertem Wasserstoff und biogenem CO₂ hergestellt wird.

³³ Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies (ISE, 2024), Axpo internen Berechnung.

³⁴ Experteneinschätzung

Techno-ökonomische Parameter 2035

- Für e-Methanol wird angenommen, dass es äquivalent zu einem Wasserstoffkraftwerk ist. Unterschiede bei der Brennstoffbeschaffung (keine Pipeline-Anbindung, Bedarf an lokalem Speicher) sind in den Brennstoffkosten enthalten.
- Zusätzlich nehmen wir an, dass e-Methanol in Spanien produziert wird. Höhere Kosten würden entstehen, wenn die Produktion von e-Methanol in den nördlichen Ländern stattfinden würde (wo CO₂-Speicher vorhanden sind).
- Die Kosten für in Europa produziertes Biogas basieren auf Axpo internen Berechnung und IEA.
- WACC 4 Prozent³⁵

2035 ³⁶		Erdgas		Biogas ³⁷	Erdgas + CDR	e-Methanol
		+ EHS	+ EHS + CO ₂ Abgabe			
CAPEX	CHF/kW	1564		1564	1564	1642
Fix. O&M	CHF/kW/a	23		23	23	37
Lebensdauer	A	25		25	25	25
Var. O&M	CHF/MWh _{el}	2		2	2	0,9
Brennstoff	CHF/MWh _{th}	25 ³⁸		25	25	211
Energieeffizienz	%	62%		62%	62%	59%
Abgeschiedenes CO ₂	tCO ₂ /MWh _{el}	–		–	–	–
CO ₂ -Transport und -Speicherung	CHF/tCO ₂	–		–	–	–
	CHF/MWh _{el}	–		–	–	–
Verbleibendes CO ₂	tCO ₂ /MWh _{el}	0,323		–	0,323	–
ETS/HKN/CDR	CHF/tCO ₂	145,7 ³⁹		–	300	–
	CHF/MWh _{el}	47,1		79 ⁴⁰	96,9	–
CO ₂ -Abgabe	CHF/tCO ₂	–	120	–	–	–
	CHF/MWh _{el}	–	38,8	–	–	–
Resultierende Grenzkosten	CHF/MWh _{el}	87,4	126,2	119,3	137,2	357,6

Tabelle 5: Übersicht techno-ökonomische Parameter für 2035

³⁵ Für die Umrechnung EUR zu CHF: 0,9526, Europäische Zentralbank 2024³⁶ Die Kapazität wird mit 2000 MW festgelegt. Alle Technologien sind CCGT.³⁷ Outlook for Biogas and Biomethane (IEA, Outlook for Biogas and Biomethane, 2024)³⁸ IEA, 2024, World Energy Outlook, SP Scenario³⁹ IEA, 2024, World Energy Outlook 2024, AP Scenario⁴⁰ Hier gelisteter HKN-Preis liegt über den aktuellen Marktpreisen, da wir für Biogas die tatsächlichen Produktionskosten verwenden. Der angenommene HKN entspricht der Differenz zwischen dem Erdgas-Marktpreis und den Produktionskosten für Biogas ohne Subventionen

Techno-ökonomische Parameter 2050

Wichtige Veränderungen bis 2050

- Wir nehmen an, dass Wasserstoff in Spanien produziert wird und eine europäische Infrastruktur für Wasserstoff bis 2050 vorhanden ist.
- Die hier gezeigten Kosten für Wasserstoff berücksichtigen die Produktion in Spanien sowie die Kompression, Dekompression, Pipeline-Transport und Speicherung – also inklusive der gesamten Logistik, welche erforderlich ist, um den Wasserstoff zum Kraftwerk in der Schweiz zum Zeitpunkt des Bedarfs zu liefern. Zusätzlich wird für ein H₂-fähiges Kraftwerk ein zusätzlicher CAPEX-Aufschlag von 5 Prozent angenommen.
- Die Kosten für CO₂-Transport und -Speicherung basieren auf der Annahme, dass eine europäische Pipeline-Infrastruktur vollständig ausgebaut ist, die die Schweiz mit den zentralen geologischen Hubs

2050		Biogas	Erdgas + CDR	Erdgas + CCS ⁴¹	Wasserstoff ⁴²	e-Methanol
CAPEX	CHF/kW	1402	1402	2804	1472	1472
Fix. O&M	CHF/kW/a	22	22	59	34	34
Lebensdauer	A	25	25	25	25	25
Var. O&M	CHF/MWh _{el}	2	2	3,5	0,9	0,9
Brennstoff	CHF/MWh _{th}	27	27	27	144	166
Energieeffizienz	%	62%	62%	44,6%	59%	59%
Abgeschiedenes CO ₂	tCO ₂ /MWh _{el}	–	–	0,372	–	–
CO ₂ -Transport und -Speicherung	CHF/tCO ₂	–	–	66,7	–	–
	CHF/MWh _{el}	–	–	24,8	–	–
Verbleibendes CO ₂	tCO ₂ /MWh _{el}	–	0,323	0,033	–	–
ETS/HKN/CDR	CHF/tCO ₂	–	250	250	–	–
	CHF/MWh _{el}	49	80,7	8,25	–	–
CO ₂ -Abgabe	CHF/tCO ₂	–	–	–	–	–
	CHF/MWh _{el}	–	–	–	–	–
Resultierende Grenzkosten	CHF/MWh _{el}	120,5	93,4	233,3	268	

Tabelle 6: Übersicht techno-ökonomische Parameter für 2050, unveränderte Werte gegenüber 2035 grau, Werte mit Veränderungen schwarz

⁴¹ Falls die Schweiz über die entsprechende Infrastruktur verfügt (CO₂-Pipeline, H₂-Pipeline)⁴² Produktionskosten Wasserstoff in Spain: 5 EUR/tH₂. Cost of hydrogen production | European Hydrogen Observatory, Aurora (Aurora, 2022)

verbindet. Das führt zu erheblichen Kostensenkungen im Vergleich zu heute, wo die Kosten mit den derzeit verfügbaren Speicherlösungen und Transport per Bahn etwa dreimal höher sind.

- Die verbleibenden Emissionen bei CCS werden über CDR ausgeglichen.
- CAPEX nehmen für alle Technologien bis 2050 ab, insbesondere aufgrund technologischer Fortschritte und Skaleneffekte.
- Wir berücksichtigen strengere Klimaziele und höhere CO₂-Bepreisung über das EHS bis 2050.

5.1.2

Methodisches Vorgehen

Die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) sind die zentrale Kennzahl zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken. Sie geben die durchschnittlichen Kosten an, die über die gesamte Lebensdauer einer Anlage für die Erzeugung einer Megawattstunde Strom anfallen. Dabei

werden sämtliche Investitions- und Betriebskosten sowie Brennstoff- und CO₂-Kosten berücksichtigt und durch die insgesamt erzeugte Strommenge geteilt.

Der LCOE hängt stark von den Volllaststunden (Full Load Hours, FLH) ab: Je mehr Stunden eine Anlage mit voller Leistung betrieben wird, desto besser verteilen sich die Fixkosten, und desto niedriger sind die durchschnittlichen Erzeugungskosten. Umgekehrt führt eine geringe Auslastung zu höheren LCOE.

Zur Bestimmung der FLH werden die Grenzkosten einer Anlage – Produktionskosten einer weiteren kWh Strom; berücksichtigt variable Kosten beispielsweise für Brennstoffe und CO₂-Emissionen – mit den stündlichen Strommarktpreisen verglichen. Die Anlage erzeugt Strom in den Stunden, in denen der Marktpreis die Grenzkosten übersteigt. Die Anzahl dieser Stunden ergibt die jährlichen FLH je Technologie. Die hierfür verwendeten stündlichen Strompreise werden mittels Marktsimulationen berechnet (siehe Info-Box).

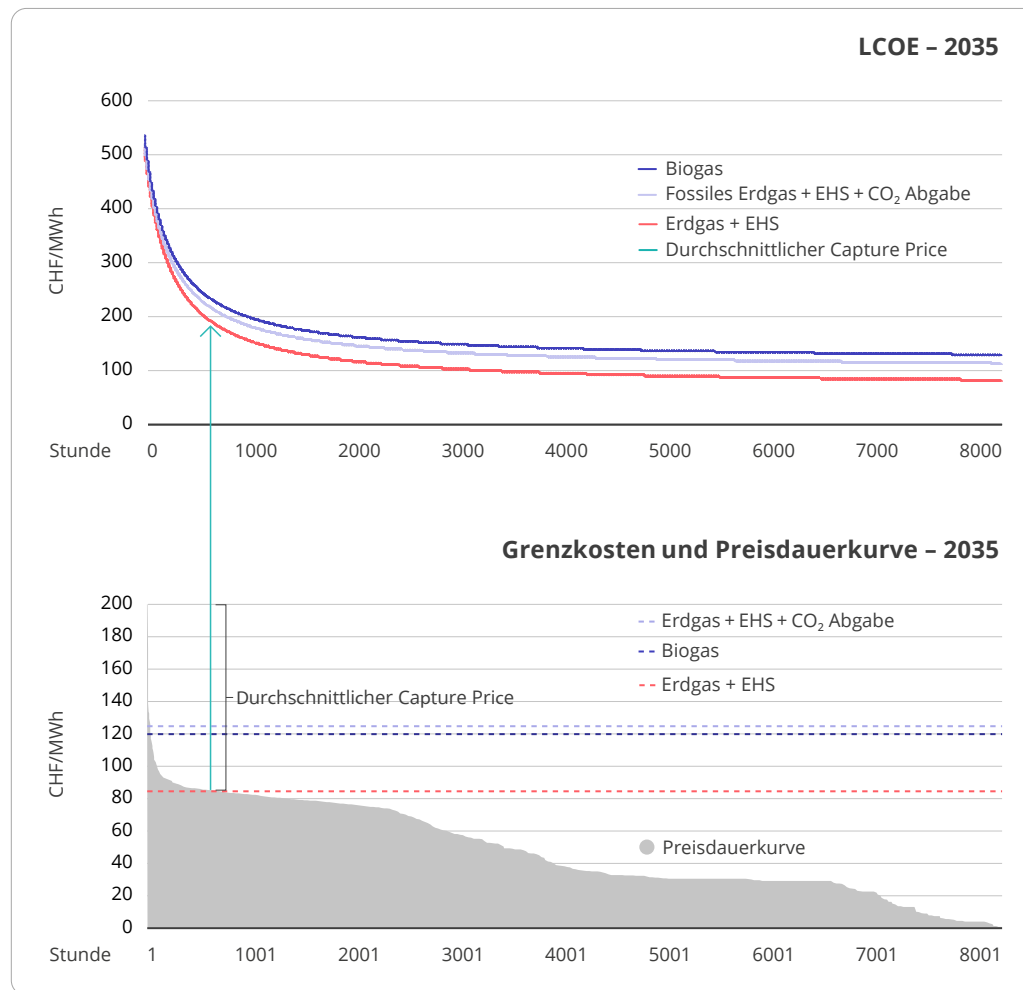


Abbildung 4: Beispiel dafür, wie Grenzkosten zur Ableitung der FLH verwendet werden und welchen Einfluss dies auf die LCOE für verschiedene Technologien hat.

Abbildung 4 illustriert dieses Vorgehen für das Jahr 2035: Im unteren Teil zeigt die Preisdauerkurve die absteigend sortierten stündlichen Marktpreise in 2035, überlagert mit den Grenzkosten verschiedener Gastechnologien. Der Schnittpunkt zwischen der Preisdauerkurve und den Grenzkosten markiert die profitablen Betriebsstunden pro Jahr – also die FLH. Im oberen Teil sind die LCOE als Funktion der FLH dargestellt. Zieht man vom FLH-Schnittpunkt eine vertikale Linie nach oben zur LCOE-Kurve, lässt sich der zugehörige LCOE für diese Auslastung direkt ablesen. Der grafische Ansatz macht den Zusammenhang zwischen Marktpreisen, Kostenstruktur, Auslastung und durchschnittlichen Erzeugungskosten anschaulich sichtbar.

Für die wirtschaftliche Bewertung stellen wir die Markterlöse jeder Gaskraftwerkstechnologie ihren LCOE gegenüber. Die Erlöse leiten wir aus dem Capture Price ab – dem Strommarktpreis, der vom Kraftwerk erzielt wird, wenn es tatsächlich eingesetzt wird. Damit wird berücksichtigt, dass bestimmte Technologien – etwa Wasserstoff- oder e-Methanol-Kraftwerke – vor allem in Hochpreisphasen laufen, während andere, wie GuD-Anlagen

Woher kommen Strompreise?

Niemand kennt die zukünftigen Strompreise. Um eine Sicht darauf zu erhalten, arbeiten wir mit verschiedenen Szenarien, die jeweils eine Welt aufspannen, wie sich die Märkte entwickeln können. Für die langfristige Sicht werden dafür in der Regel Fundamentalmodelle genutzt – sie basieren nicht auf historischen Daten, sondern bilden zukünftige Kraftwerke und die Lastentwicklung explizit ab und empfinden die heutigen Marktmechanismen und die Preisbildung nach. Da wir die Zukunft nicht kennen, arbeiten wir mit verschiedenen Szenarien und schätzen eine Spannweite möglicher Entwicklungen, Preise und damit auch Einnahmen ab.

Unser Fundamentalmodell simuliert den Strommarkt der europäischen Länder einschliesslich der Schweiz für den Zeitraum 2025–2060. Dabei werden die Entwicklung der erneuerbaren Energien, die Nachfrage, grenzüberschreitende Im- und Exportmöglichkeiten und weitere wichtige Marktfaktoren wie zukünftige Preise für Gas und CO₂-Emissionen be-

rücksichtigt. Daraus können stundenscharfe zukünftige Preisszenarien abgeleitet werden, ebenso Kraftwerkseinsätze und stündliche Im- und Exporte je Land.

Es werden für das Europäische Ausland zwei Szenarien betrachtet. Daraus leiten wir eine Spannweite möglicher Einnahmen ab. Die beiden Szenarien unterscheiden sich wie folgt:

- Im ersten Szenario macht die Dekarbonisierung der globalen Wirtschaft Fortschritte, ist aber noch nicht vollständig erreicht. Der Stromsektor in Europa erreicht bis 2050 eine Dekarbonisierung von 90 Prozent. Thermische Kraftwerke dienen als Backup. Carbon Capture and Storage und Wasserstoff kommen zum Einsatz, allerdings nur in begrenztem Umfang. Die Stromnachfrage wächst moderat.
- Im zweiten Szenario folgt die globale Klimapolitik einem neuen Pragmatismus und erreicht bis 2050 eine Dekarboni-

sierung von 80 Prozent. Erneuerbare Energien dominieren die Stromerzeugung; Gas ist die wichtigste Backup-Stromquelle. Die Stromnachfrage wächst weniger als in Szenario 1, was auf eine geringere Nachfrage aus der Wasserstoff-Elektrolyse zurückzuführen ist.

Für die Schweiz wird ein Net-Zero-Szenario unterstellt, in dem die Dekarbonisierung die Nachfrage steigen lässt; Details sind im Synthese-Report zu finden.

Die Preise für Gas, CO₂-Emissionen und sonstige Primärenergie sind an die Announced Pledges (AP) und Stated Policies (SP) des World Energy Outlook von IEA angelehnt.

Eine Validierung erfolgte in einer Studie gemeinsam mit dem FEN – der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich.

mit fossilem Erdgas, häufiger eingesetzt werden und dadurch einen niedrigeren durchschnittlichen Preis erzielen.

Der direkte Abgleich dieser Markterlöse mit den LCOE zeigt, ob eine Anlage kostendeckend betrieben werden kann oder ob zusätzliche Förderung erforderlich ist.

5.1.3

Gestehungskosten

Die Gestehungskosten (LCOE) eines Gaskraftwerkes hängen entscheidend davon ab, wie häufig und wie lange die Anlage tatsächlich läuft. Wenn eine Anlage viele Stunden im Jahr Strom produziert, verteilen sich die Fixkosten (zum Beispiel Investitionen und fixe Betriebskosten) auf mehr erzeugten Strom. Dadurch sinken die durchschnittlichen Kosten pro Kilowattstunde. Wie oben im methodischen Vorgehen beschrieben, ergeben sich die jährlichen FLH aus dem Zusammenspiel der Grenzkosten der jeweiligen Technologie mit der Preisdauerkurve.

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der jährlichen FLH der Technologien von 2035 bis

2060. So kämen beispielsweise im Jahr 2035 nur Gaskraftwerke zum Einsatz, welche mit Erdgas betrieben werden und am EHS teilnehmen jedoch von der CO₂-Abgabe befreit sind. Diese Anlagen erreichen rund 500 FLH, typischerweise in Zeiten, in denen erneuerbare Erzeugung in der Schweiz und den Nachbarländern die Nachfrage nicht decken kann («Dunkelflauten»).

Wird auf Erdgas zusätzlich zur EHS-Teilnahme eine CO₂-Abgabe erhoben, steigen die Grenzkosten so stark, dass ein Gaskraftwerk unter solch einer Doppelbelastung kaum noch laufen würde; der Betrieb entspräche dann eher dem eines Reservekraftwerks. Anlagen, die mit Biogas betrieben werden oder die entstehenden CO₂-Emissionen aus der Erdgasverbrennung über CDR ausgleichen, weisen ähnlich hohe Grenzkosten auf und würden daher ebenfalls kaum eingesetzt werden.

Mit der Zeit gleichen sich die Grenzkosten der jeweiligen Technologien und damit auch deren FLH an: Bis 2050 erreichen Biogas-, NET- und CCS-Optionen ähnliche FLH wie Anlagen mit fossilem Erdgas. Ein Grund hierfür ist,

Entwicklung der Volllaststunden

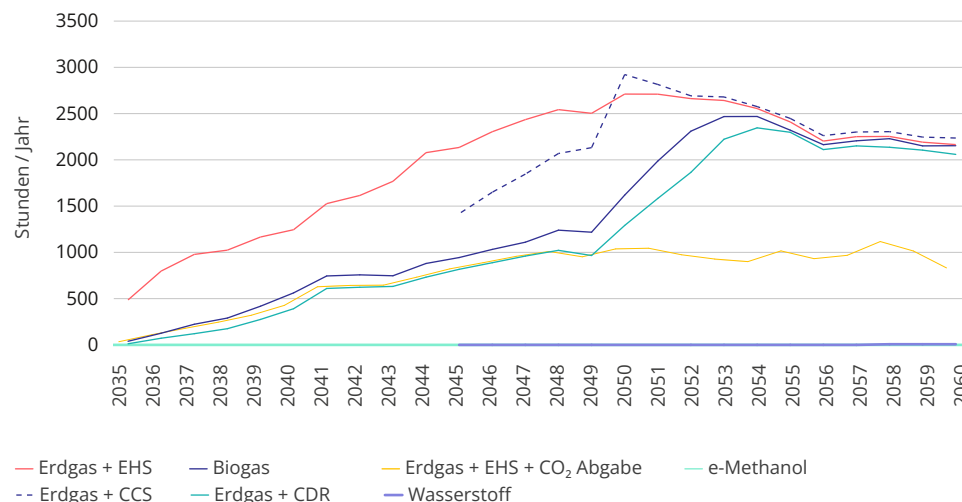


Abbildung 5: Entwicklung der Volllaststunden (FLH) von 2035 bis 2060 für jede CCGT-Konfiguration, die die Einsatztrajektorien unter den modellierten Marktbedingungen zeigt. Höhere FLH weisen auf eine stärkere Auslastung und ein höheres Potenzial zur Erlöserzielung hin.

dass beim fossilen Erdgas die Grenzkosten steigen – da insbesondere die EHS-Zertifikatspreise mit strengeren Klimazielen zunehmen dürften –, während Biogas und NET im Modell aufgrund von Lern- und Skaleneffekten günstiger werden.

Parallel dazu verändert sich der Markt. Mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien treten viele sehr günstige Stunden auf, wenn viel Wind- und Solarstrom verfügbar ist. Zugleich häufen sich jedoch auch die Stunden, in denen Erneuerbare nicht ausreichen –

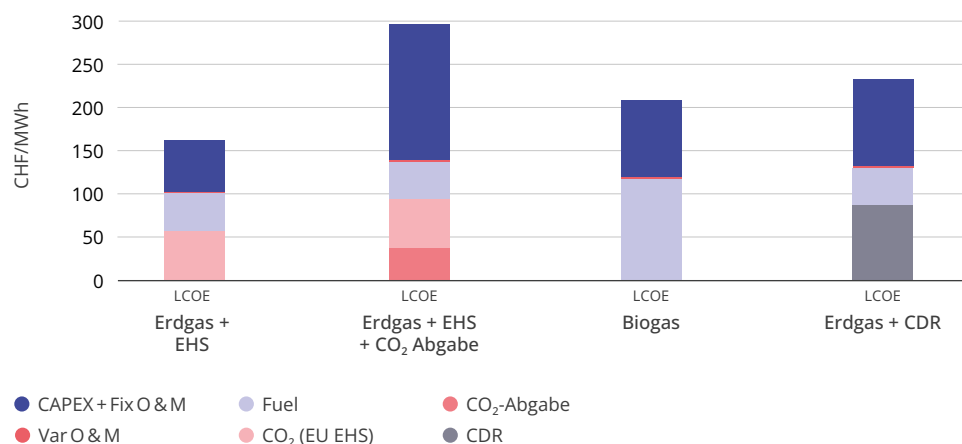
LCOE 2035, mittlere Kosten

Abbildung 6: Die Grafik zeigt die Zusammensetzung des LCOE für jede Technologie, unterteilt in Fixkosten, variable Kosten, Brennstoff- und CO₂-Kosten im Jahr 2035.

dann sind die Preise sehr hoch, da typischerweise flexible Technologien mit hohen Grenzkosten eingesetzt werden. Dieses Muster aus sehr günstigen und sehr teuren Stunden führt dazu, dass Gaskraftwerke bis 2050 häufiger laufen und mehr Vollaststunden erzielen – selbst wenn Erdgas teurer wird. Nach 2050 stabilisiert sich das Muster; das Wachs-

tum der Vollaststunden nimmt für alle betrachteten Optionen ab.

Unter den modellierten Bedingungen kommen weder e-Methanol- noch Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz. Beim Wasserstoff schlagen insbesondere die hohen Brennstoffpreise sowie der zusätzliche Be-

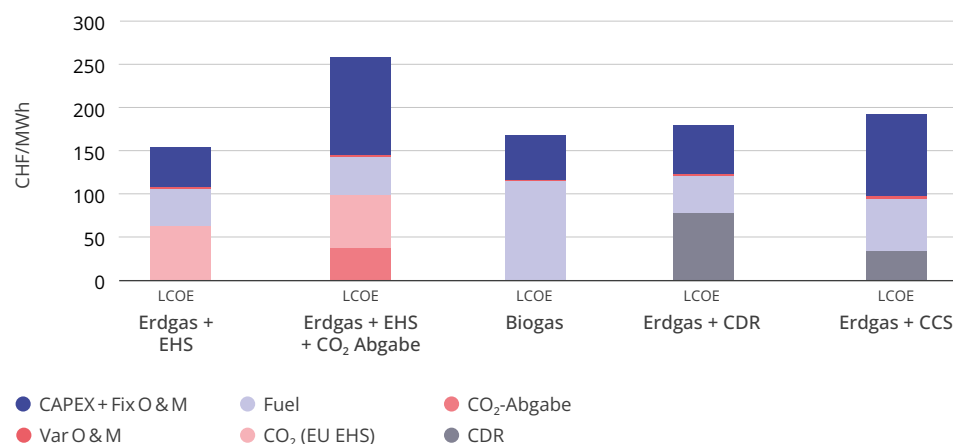
LCOE 2050, mittlere Kosten

Abbildung 7: Die Grafik zeigt die Zusammensetzung des LCOE für jede Technologie, unterteilt in Fixkosten, variable Kosten, Brennstoff- und CO₂-Kosten im Jahr 2050.

darf an Transport- und Speicherinfrastruktur zu Buche. Dadurch liegen die Grenzkosten sehr hoch, sodass sich der Einsatz auf sehr wenige FLH beschränkt.

Mit den oben genannten Kostenannahmen und den berechneten FLH ergeben sich die entsprechenden LCOE für die Jahre 2035 und

2050 (siehe Abbildung 6 und 7). Dabei ist es wichtig zu berücksichtigen, dass eine Anlage eine erwartete Lebensdauer von 25 Jahren hat. Eine Anlage, die 2035 gebaut wird, läuft folglich bis 2060. Weil sich die Kostenentwicklung und damit auch die FLH bis etwa 2050 stark angleichen, sind in der Folge auch die Unterschiede der LCOE der betrachteten Technologien klein.

Für CCS liegen LCOE erst ab 2050 vor. Der Grund: 2035 ist CCS im Modell noch nicht verfügbar, weil die notwendige CO₂-Infrastruktur für Transport und Speicherung noch fehlt. Erst mit verfügbarer Infrastruktur und entsprechendem Betrieb ab den 2040er-Jahren lassen sich LCOE sinnvoll ausweisen.

Für Wasserstoff- und e-Methanol-Anlagen sind die FLH im betrachteten Zeitraum nahe null. Unter diesen Bedingungen können keine aussagekräftigen LCOE berechnet werden; rechnerisch würden sie extrem hoch ausfallen. Bei so geringem Output lassen sich die fixen und Kapitalkosten nicht wirksam auf die erzeugte Strommenge verteilen – dadurch steigen die durchschnittlichen Kosten je Kilowattstunde stark an.

5.1.4
Markteinnahmen

Die Markteinnahmen eines Gaskraftwerks hängen im Kern von zwei Faktoren ab: vom erzielten Capture Price (dem tatsächlich realisierten Marktpreis der Anlage) und von der Anzahl der Betriebsstunden. Beide Grössen werden wesentlich durch die Grenzkosten bestimmt.

Sind die Grenzkosten niedrig, kann das Kraftwerk in vielen Stunden wirtschaftlich produzieren. Das führt zu hohen FLH. Weil jedoch ein grösserer Teil der Erzeugung in «normalen» Stunden mit moderaten Preisen erfolgt, liegt der durchschnittliche Capture Price tendenziell niedriger. Sind die Grenzkosten hingegen hoch (z.B. wegen teurerem Biogas oder zusätzlicher CO₂-Abgaben), lohnt sich der Betrieb nur noch in sehr teuren Stunden. Der durchschnittliche Capture Price steigt dann zwar, die FLH sinken jedoch deutlich – und die Markteinnahmen fallen trotz höherem Preisniveau geringer aus, weil die Anlage seltener läuft.

Ein Beispiel (siehe Tabelle 7) verdeutlicht diesen Effekt: Muss zusätzlich zum EHS die vollständige CO₂-Abgabe entrichtet werden (wie unter aktueller Gesetzeslage), erhöhen sich die über die Lebensdauer gemittelten Grenzkosten eines erdgasbasierten Kraftwerks von 100 auf 137 CHF/MWh. In der Folge läuft die Anlage nur noch in sehr teuren Stunden; die durchschnittlichen FLH fallen von 1975 auf 745 (Achtung: Hier Durchschnittswerte über die Lebensdauer der Anlage; zwischen 2035 und 2045 sind die FLH deutlich geringer; sie-

Durchschnittliche jährliche Markteinnahmen 2035 und 2050

2035		Erdgas + EHS	Erdgas + EHS + CO ₂ -Abgabe	Biogas	Erdgas + CDR
FLH	Stunden pro Jahr	1975	745	1323	1323
Capture Price	CHF/MWh	139	185	167	167
Markteinnahmen	CHF/kW pro Jahr	274	137	220	220

Tabelle 7: Herleitung und Vergleich der durchschnittlichen jährlichen Markteinnahmen einer Anlage in Betrieb ab 2035. Alle Werte stellen die Durchschnittswerte über die Lebensdauer der Anlage dar.

2050		Biogas	Erdgas + CDR	Erdgas + CCS	Wasserstoff
FLH	Stunden pro Jahr	2189	2015	2498	<50
Capture Price	CHF/MWh	154	158	149	281
Markteinnahmen	CHF/kW pro Jahr	337	318	372	<5

Tabelle 8: Herleitung und Vergleich der durchschnittlichen jährlichen Markteinnahmen einer Anlage in Betrieb ab 2050. Alle Werte stellen die Durchschnittswerte über die Lebensdauer der Anlage dar.

he Abbildung 5). Der durchschnittliche Capture Price steigt von 139 auf 185 CHF/MWh. Trotzdem halbieren sich die jährlichen Markteinnahmen von 275 CHF/kW auf 138 CHF/kW, weil die Zahl der Einsatzstunden stark sinkt.

Bis 2050 erwarten wir steigende Markteinnahmen für alle Optionen. Wie oben beschrieben, sehen wir eine Zunahme von Stunden mit sehr hohen Strompreisen.

5.2

Förderbedarf zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit

Für Gaskraftwerke steht die Verfügbarkeit steuerbarer Leistung im Vordergrund. Entsprechend beurteilen wir die Wirtschaftlichkeit pro installierte und verfügbare Kapazität (CHF/kW). Entscheidend ist, dass die Leistung im Bedarfsfall zuverlässig abrufbar ist – weniger, ob das Kraftwerk im Markt kontinuierlich eingesetzt wird. So würde eine mögliche Förderung typischerweise über einen Kapazitätsmechanismus erfolgen, also über Zahlungen pro MW verfügbarer Leistung, wie auch von uns vorgeschlagen (siehe Kapitel 4.2).

Folglich vergleichen wir den Förderbedarf der verschiedenen Optionen im Weiteren konsistent auf MW-Basis. Diese Ausrichtung spiegelt den Systemnutzen wider, den Gaskraftwerke insbesondere im Winter erbringen – wenn die Preise hoch sind, die erneuerbare Einspeisung typischerweise niedrig ist und flexible, steuerbare Kapazität für Versorgungssicherheit und Netzstabilität besonders wertvoll ist.

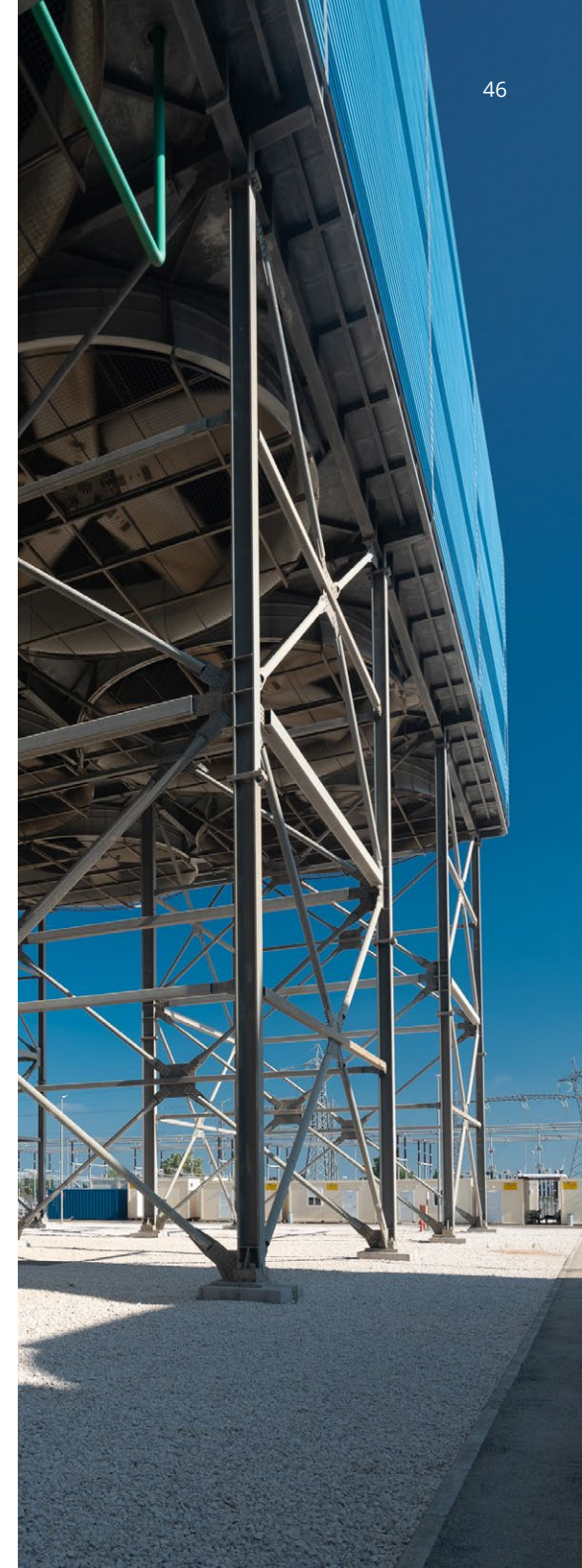
Gemäss unseren Modellen ist im Jahr 2035 der Betrieb des Gaskraftwerkes mit fossilem Erdgas und Erwerb von EHS-Zertifikaten die wirtschaftlich attraktivste Option – unter der Annahme, dass diese Anlagen von der zusätzlichen CO₂-Abgabe befreit werden. Allerdings können die Markterlöse die Investitionen nicht vollständig decken, sodass finanzielle Unterstützung erforderlich ist, um die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen. In diesem Fall müsste die Förderung rund 45 CHF/kW pro Jahr betragen und damit 38 Prozent der Investition decken. Abbildung 8 zeigt die Wirtschaftlichkeit der Optionen für 2035.

Sollte die Schweizer CO₂-Abgabe weiterhin zusätzlich zum EHS erhoben werden, redu-

ziert das die Wirtschaftlichkeit der mit fossilem Erdgas betriebenen Kraftwerke deutlich. Die Schweizer Anlagen können nicht mit ihren europäischen Pendanten konkurrieren. Dies führt zu einer grossen Lücke zwischen Kosten und Markteinnahmen, sodass sich für Gaskraftwerke mit solch einer Doppelbelastung aus EHS und CO₂-Abgabe der Förderbedarf beinahe verdoppelt auf rund 84 CHF/kW pro Jahr.

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt Kosten und Einnahmen über die gesamte Lebensdauer des Gaskraftwerkes (hier: 2035 bis 2060). Da über diesen Zeitraum hinweg die FLH der CO₂-neutralen Optionen Biogas und CDR zunehmen, bleibt auch der Förderbedarf entsprechend in Grenzen. Wasserstoff und CCS bleiben hier noch unberücksichtigt, da für beide Optionen die notwendige Infrastruktur für Transport und Speicherung noch fehlt. Erst mit verfügbarer Infrastruktur und entsprechendem Betrieb ab 2050 lässt sich die Wirtschaftlichkeit sinnvoll ausweisen.

Da e-Methanol im Jahr 2035 voraussichtlich keine FLH erzielt, müsste die gesamte Inves-



Wirtschaftlichkeit beispielhafter Anlagentypen 2035, mittlere Kosten

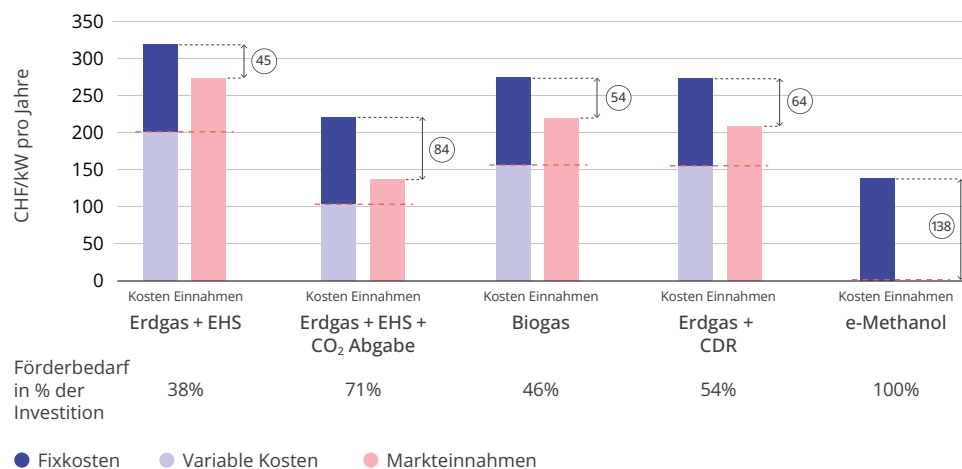


Abbildung 8: Diese Grafik zeigt die jährlichen Kosten und Erlöse in CHF/kW pro Jahr, unter der Annahme einer Investition im Jahr 2035 in ein durchschnittliches 500-MW-Kraftwerk bei den modellierten Preisbedingungen.

tion über eine Förderung abgedeckt werden. Das entspricht dem heutigen Umgang mit Reservekraftwerken in der Schweiz: Diese werden nicht im Markt eingesetzt und können ihre Finanzierung daher nicht durch Markterlöse entlasten. Reservekraftwerke

werden folglich vollständig staatlich finanziert.

Bis 2050 gewinnen die CO₂-neutralen Optionen Biogas und CDR deutlich an Attraktivität und können mit ihren Markterlösen einen Grossteil der Investitionen decken (siehe Ab-

Wirtschaftlichkeit beispielhafter Anlagentypen 2050, mittlere Kosten

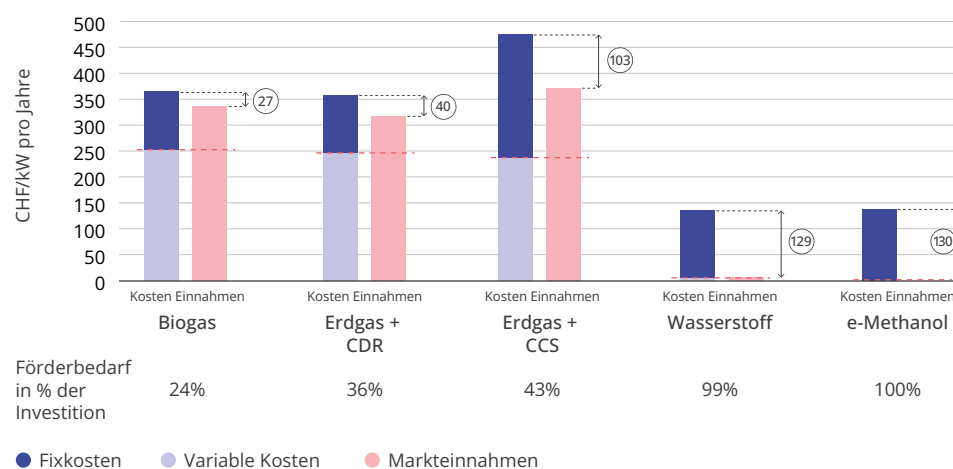


Abbildung 9: Diese Grafik zeigt die jährlichen Kosten und Erlöse in CHF/kW pro Jahr, unter der Annahme einer Investition im Jahr 2050 in ein durchschnittliches 500-MW-Kraftwerk bei den modellierten Preisbedingungen.

bildung 9). Trotz dieser Fortschritte bleibt für alle Technologien ein zusätzlicher Förderbedarf bestehen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Ein Kapazitätsmarkt müsste demnach weiterhin beispielsweise bei Biogas 24 Prozent und bei CDR 36 Prozent der Gesamtkosten abdecken.

CCS und Wasserstoff werden für 2050 berücksichtigt, da wir annehmen, dass die notwendige Infrastruktur bis dahin verfügbar sein könnte. CCS kann aufgrund hoher FLH substantielle Markterlöse generieren, weist jedoch aufgrund hoher Anfangsinvestitionen

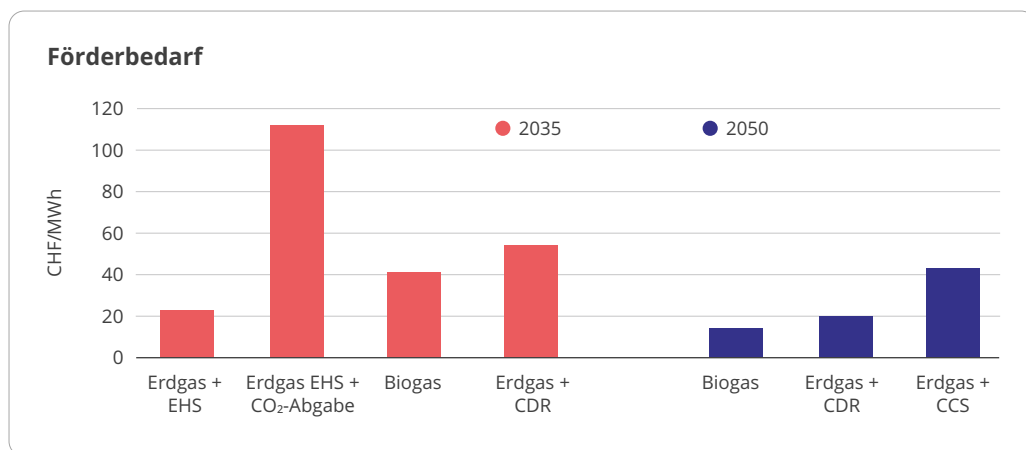


Abbildung 10: Förderbedarf für die Stromerzeugung von Gaskraftwerken im Winter.

einen deutlich höheren Förderbedarf auf als Biogas und CDR.

Wasserstoff und e-Methanol erzielen kaum FLH und würden auch in 2050 ähnlich wie Reservekraftwerke agieren.

5.3

Förderbedarf für Winterstrom

Neben der grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit ist im Rahmen der Axpo Energy Reports ins-

besondere relevant, welchen sinnvollen Beitrag eine Technologie zur Stromversorgung im Winter leisten kann. Zentral ist dabei zu verstehen, wie teuer – und damit wie stark förderbedürftig – eine Technologie bezogen auf den im Winterhalbjahr produzierten Strom ist. Anders formuliert: Würde das BFE die Fördermittel ausschliesslich auf das Winterhalbjahr ausrichten, müsste die untersuchte Technologie die berechnete Förderung entsprechend pro im Winter erzeugter MWh erhalten.

Für die Vergleichbarkeit mit anderen analysierten Technologien stellen wir den Förderbedarf auf Basis der im Winter erzeugten Strommenge (CHF/MWh) dar. Dieser Förderbedarf kann berechnet werden als die Differenz zwischen «Capture Price» und LCOE (beide Werte sind in Kapitel 5.1.4 für alle betrachteten Technologien dargestellt). Da Gaskraftwerke in der Schweiz voraussichtlich nahezu ausschliesslich im Winterhalbjahr Strom erzeugen, können die jährlichen Ergebnisse in diesem Fall direkt auf das Winterhalbjahr übertragen werden.

Für 2035 liegt der Förderbedarf pro Winterstrom zwischen 23 und 112 CHF/MWh, am niedrigsten für einen Betrieb mit Erdgas ohne CO₂-Abgabe. Bemerkenswert ist, dass bei einer Doppelbelastung durch EHS und CO₂-Abgabe der zusätzliche Förderbedarf (89 CHF/MWh) deutlich über der eigentlichen CO₂-Abgabe liegt (120 CHF/tCO₂ entsprechen 38,8 CHF/MWh). Ursache dafür sind die durch die CO₂-Abgabe erhöhten Grenzkosten, welche dazu führen, dass die Anlage seltener im Strommarkt eingesetzt wird und entsprechend geringere Markteinnahmen erzielt. Der zusätzliche Förderbedarf muss so-

mit nicht nur die höheren Kosten durch die CO₂-Abgabe, sondern auch die wegfallenden Markteinnahmen kompensieren. Bis 2050 sinkt der Förderbedarf aller Optionen deutlich auf 14 bis 43 CHF/MWh.

5.4

Sensitivitätsanalyse

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Gaskraftwerkes erfordert eine sorgfältige Berücksichtigung verschiedener Sensitivitäten. Je nach Entwicklung der CAPEX, Brennstoffpreise, EHS-Zertifikatspreise und Strommarktpreise können Grenzkosten und FLH und damit der Förderbedarf unterschiedlich ausfallen.

Wir berücksichtigen die folgenden Sensitivitäten (siehe Tabelle 9):

- **CAPEX:** Schwankungen von etwa ± 15 Prozent sind trotz der hohen Reife der Gaskraftwerke plausibel. So lagen jüngste Preisspitzen für Gasturbinen aufgrund der Marktlage in diesem oberen Bereich. Bei CCS ist die angenommene Schwankungsbreite mit ± 30 Prozent

- nochmals höher, da es an umfangreicher Betriebserfahrung fehlt und die Lieferketten noch nicht ausreichend etabliert sind. Diese Unsicherheit wird unterstrichen durch aktuelle Kostenschätzungen von Offshore-CO₂-Transfer und -Speicherung, welche eine deutliche Steigerung des Kostenniveaus über die letzten Jahre sehen.⁴³
- **Brennstoffkosten:** Die Preise für Erdgas sind volatil und können je nach globalem Rohstoffmarkt und Lieferkettenrisiken typischerweise um ±10 Prozent schwanken. Preise für Biogas sind mit ±30 Prozent Schwankungsbreite noch etwas volatiler aufgrund des begrenzten Angebots. Die Kosten für CDR-Zertifikate sind sehr unsicher und liegen zwischen 200 und 400 CHF/tCO₂. CDR-Zertifikate aus NET in der Schweiz sind eher am oberen Ende der Schwankungsbreite. Bei Wasserstoff ist mit Schwankungen von ±40 Prozent zu rechnen, da sich Markt und Infrastruktur noch im Aufbau befinden.

Unsicherheiten jeder Technologie

	Erdgas + EHS	Biogas	CDR	e-Methanol	CCS (nur 2050)	Wasserstoff (nur 2050)
CAPEX	±15% (Aktuelle Marktenge bei Gasturbinen führt zu deutlich höheren CAPEX)				±30% (begrenzte Betriebs- erfahrung)	±15%
Brennstoffkosten	±10% (Volatilität des globalen Gasmarktes)	±30% (Begrenztes Angebot, volatile Preise)	±10% (wie Erdgas)	±20% (Rohstoff, Transport)	10% (wie Erdgas) -10+50% (CO ₂ -Transport/-Speicherung)	±40% (H ₂ -Produktion) ±50% (Pipeline/Infrastruktur nicht vorhanden)
ETS/CDR ⁴⁶	80–250 CHF/tCO ₂ (politikgetrieben)		200–400 CHF/tCO ₂		200–400 CHF/tCO ₂ (CDR gilt für Restemissionen)	
Strommarktpreise	Sensitivitätsszenario mit anderer Entwicklung Strommix und -nachfrage in Europa (je nach Technologie Effekt auf Capture Price zwischen –5% +10%)					

Tabelle 9: Übersicht der wichtigsten Unsicherheiten für jede Technologie und jedes Investitionsjahr. Sofern nicht anders angegeben, gelten die Unsicherheiten sowohl für 2035 als auch für 2050.

- **EHS-Zertifikatspreis:** Die Preise für ETS-Zertifikate reagieren sehr stark auf politische und marktbezogene Entwicklungen und schwankten in letzter Zeit zwischen 60 und 120 CHF/tCO₂. Politische oder regulatorische Änderungen können zu schnellen und erheblichen

Preissprüngen führen. Die künftigen Preisniveaus hängen massgeblich von der Klimapolitik und der Ausgestaltung des Marktes ab. In einem Szenario mit ambitionierten Dekarbonisierungszielen könnten die CO₂-Preise bis 2050 auf etwa 250 CHF/tCO₂ steigen. In einer Zu-

kunft hingegen, in der Dekarbonisierungsziele an Bedeutung verlieren, könnten die Preise auf dem heutigen Niveau verbleiben. Entsprechend ist die Unsicherheitsbandbreite gross und könnte über den betrachteten Zeitraum hinweg

⁴³ Agora Industrie, 2026, Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität

Sensitivität des Förderbedarfs

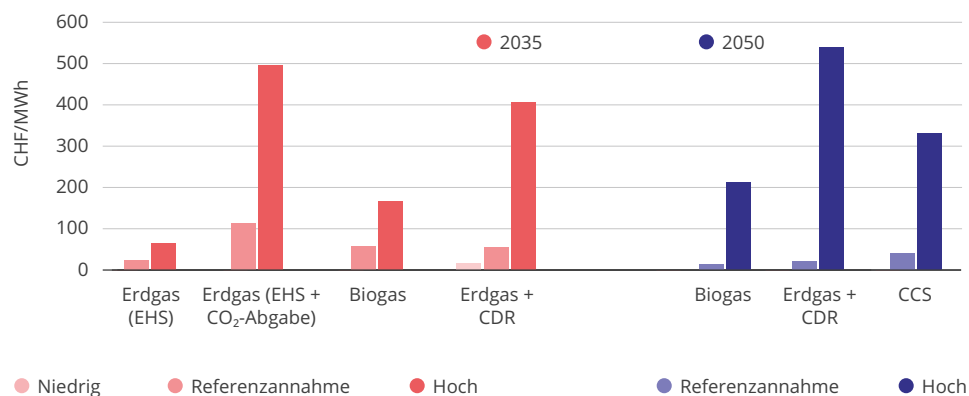


Abbildung 11: Sensitivität des Förderbedarfs für Winterstrom

durchschnittliche Preisniveaus zwischen 80 und 250 EUR/tCO₂ umfassen.

- **Entwicklung Strommarktpreise:** Hierfür modellieren wir ein alternatives Szenario, in dem Europa bis 2060 nur eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 70 Prozent erreicht (statt 90 Prozent). In der Schweiz wird weiterhin angenom-

men, dass das Netto-Null-Ziel im Jahr 2050 erreicht wird. Dieses Sensitivitätsszenario geht von einem langsameren Ausbau der erneuerbaren Energien, einer geringeren Elektrifizierung sowie reduzierten Förderinstrumenten aus. Infolgedessen bleibt Europa stärker auf gasbasierte Stromerzeugung angewiesen, was zu strukturell höheren Strom-

preisen führt. Da die Schweiz eng in den europäischen Strommarkt eingebunden ist, wirken sich Veränderungen im Energiemix der Nachbarländer auch auf die Schweizer Strompreise und damit auch auf die Einsatzmuster der Schweizer Gaskraftwerke aus. Unsere Analyse zeigt, dass sich der durchschnittliche Capture Price je nach Technologie um –5 Prozent bis +10 Prozent verändert, wenn vom Hauptszenario auf dieses Sensitivitätsszenario gewechselt wird.

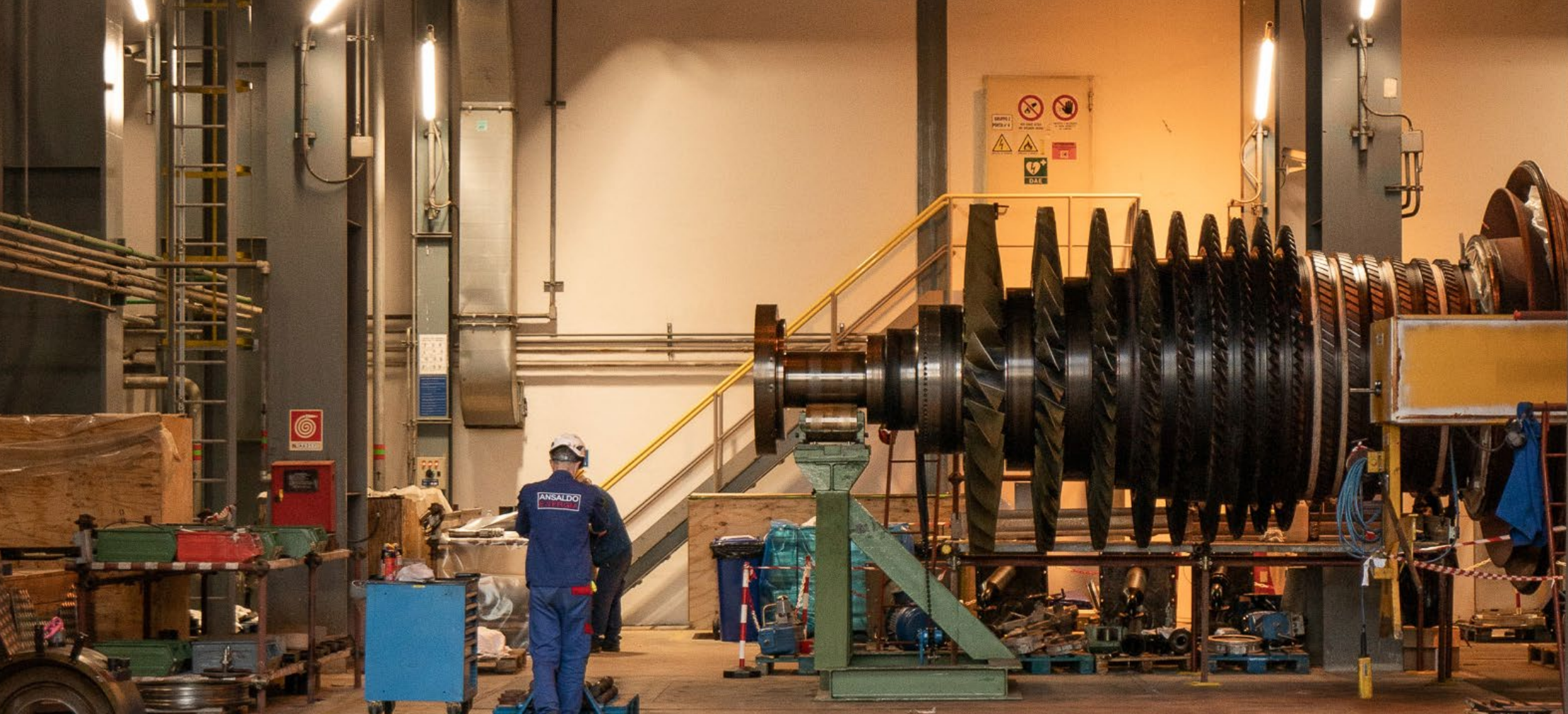
Werden alle Unsicherheiten gleichzeitig berücksichtigt, ergibt sich eine breite Spanne in der Wirtschaftlichkeit der Gaskraftwerke. In Abbildung 11 zeigen wir diese Bandbreite anhand des Worst-Case-Szenarios (hohe CAPEX, hohe Brennstoffkosten, hoher CO₂-Preis und niedrige Markterlöse), des Best-Case-Szenarios (niedrige CAPEX, niedrige Brennstoffkosten und hohe Markterlöse) sowie unter Referenzannahmen (wie im vorherigen Kapitel beschrieben). Diese Szenarien verdeutlichen gemeinsam, wie stark der erforderliche För-

derbedarf unter unterschiedlichen zukünftigen Bedingungen variieren kann.

Für fossiles Erdgas bleibt die Annahme zur Entwicklung der EHS-Zertifikatspreisen der dominierende Treiber des Förderbedarfs. In einem Szenario mit hohen EHS-Zertifikatspreisen steigt der Förderbedarf deutlich an, während er bei niedrigen Zertifikatspreisen für nahezu alle Technologien auf null sinkt.

Spannend ist zu verstehen, ab welchem EHS-Zertifikatspreis ein Gaskraftwerk mit Erdgas genauso teuer wäre wie ein Gaskraftwerk mit Biogas oder NET. Hierfür betrachten wir, wie stark der EHS-Zertifikatspreis zwischen 2035 und 2060 (Investition in ein Gaskraftwerk in 2035 läuft bis 2060) im Durchschnitt steigen müsste, um die höheren Kosten der CO₂-neutralen Optionen auszugleichen: Für Biogas müsste der EHS-Zertifikatspreis um durchschnittlich 50 CHF/tCO₂ höher liegen – also von durchschnittlich 180 auf 230 CHF/tCO₂ ansteigen; für NET sogar im Schnitt um 93 auf 273 CHF/tCO₂.

⁴⁴ Angenommener durchschnittlicher Bereich über den Zeithorizont



06

Makroökonomische Auswirkungen

Inländische Wertschöpfung durch Investitionen in Gaskraftwerke gering, da Kraftwerkskomponenten im Ausland hergestellt und Brennstoffe importiert werden

In Kürze

- Investitionen in Kraftwerkskomponenten und Ausgaben für Brennstoffe sind für 46 Prozent der Kosten verantwortlich und fliessen grösstenteils ins Ausland.
- Die Schweiz ist für die Brennstoffbeschaffung vollständig auf ausländische Lieferländer und transitierende Staaten angewiesen, spürt geopolitische Krisen und Preisschocks unmittelbar und verfügt über keine inländischen Speicher.
- Es ergibt sich über die gesamte Lebensdauer eines Gaskraftwerkes ein inländischer Wertschöpfungsanteil von rund 47 Prozent der Gesamtkosten.
- Investitionen in Gaskraftwerke schaffen 265 Vollzeitstellen pro TWh.

6.1

Wertschöpfungskette

Die Wertschöpfungskette eines Gaskraftwerkes kann unterteilt werden in Planung, Finanzierung, Herstellung, Bau/Installation, Betrieb und Brennstoffe (siehe Tabelle 10). Für jeden dieser Schritte kann der jeweilige Kostenanteil erfasst und in inländische sowie importierte Anteile aufgeteilt werden: Planung, Finanzierung, Bau/Installation und wesentliche Teile des Betriebs erfolgen überwiegend in der Schweiz und sind für rund 54 Prozent der Kosten verantwortlich. Die Herstellung zentraler Komponenten, wie Gas- und Dampfturbinen, sowie die Brennstoffbeschaffung erfolgen primär im Ausland und verursachen rund 46 Prozent der Kosten.

Innerhalb der Wertschöpfungskette ist die Abhängigkeit vom Ausland bei der Brennstoffbeschaffung am kritischsten: Die Schweiz ist vollständig auf ausländische Lieferländer und transitierende Staaten angewiesen, spürt geopolitische Krisen und Preisschocks unmittelbar und verfügt derzeit über keine eigenen Speicher, sodass keine strategischen Gasreserven gehalten werden können (siehe Kapitel 2.5).

Ein Beispiel für die Auswirkungen geopolitischer Krisen ist der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine, infolge dessen die russischen Gaslieferungen nach Europa drastisch eingebrochen sind. Die daraus entstandenen Knappheitssituationen führten zu Gaspreisspitzen von über 600 Prozent gegenüber der Vorkriegssituation. Europa ersetzt die fehlenden Mengen heute vor allem durch höhere Pipeline-Lieferungen aus Norwegen sowie stark ausgeweitete LNG-Importe aus den USA, Katar und anderen Exportländern. Die Schweiz spürte diese Preis- und Versorgungsschocks unmittelbar.

6.2

Wertschöpfung

Für die Berechnung der inländischen Wertschöpfung werden alle Kosten, die innerhalb der Schweiz anfallen, je nach Wertschöpfungsschritt mit einem passenden Multiplikator versehen. Dadurch lässt sich bestimmen, wie viel Wertschöpfung aus einer Ausgabe entsteht. Durch den Multiplikator werden die zu erwartenden ausländischen Vorleistungen eines Betriebs im entsprechenden Sektor subtrahiert. Je nachdem, wie viele ausländi-

Methodischer Hinweis

Die makroökonomischen Aspekte der in den Axpo Energy Reports betrachteten Erzeugungstechnologien wurden durch Swiss Economics analysiert und aufgearbeitet. Für detaillierte Informationen ist die separat verfügbare Analyse zu betrachten.

Für die Analyse betrachten wir ein Referenz-Gaskraftwerk: Dieses wird mit Erdgas betrieben, nimmt am EHS teil, hat eine installierte Kapazität von 500 MW und läuft 2000 Stunden im Jahr. Die Kosten dieser Anlage entsprechen den im Kapitel 5 beschriebenen Annahmen einer Referenzanlage.

Aufteilung Wertschöpfungskette von Gaskraftwerken in der Schweiz

	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau/Installation	Betrieb	Brennstoffe
Wertschöpfungsschritte	- Planung - Ingenieurwesen - Machbarkeitsstudien	- Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) - Abschreibungen	- Gas- und Dampfturbine - Abhitzedampferzeuger	- Gebäude - Transport - Gasnetzanschluss - Stromnetzanschluss	- Betrieb - Wartung - Versicherung - Vermarktung - Elektrizität	Methangas
Kostenanteil	1%	34%	15%	9%	10%	31%
davon national	92%	99%	0%	87%	93%	0%
Anbieter	Überwiegend Schweizer Ingenieure und Planungsbüros, Betreiber	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Spezialisierte Produkte von ausländischen Herstellern	Mehrheitlich Schweizer Bauunternehmen und Installateure, für spezialisierte Aufgaben teils europäische Anbieter	Unterhalt, Betrieb und Vermarktung durch Betreiber, Wartung oft auch durch ausländische Hersteller, Ersatzteile aus Ausland	Ausländisches Gas
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland			Komponenten werden in diversen Ländern hergestellt			Hohe Volatilität bei Gaspreisen, Methanproduktion global auf verschiedene Länder verteilt (USA, Russland und diverse kleinere Länder)

Dong-Hoon et al. (2021), BEF (2025)

● Lokal ● Ausland

Tabelle 10: Wertschöpfungskette und die dazugehörigen Kostenanteile Schweiz /Ausland von Gaskraftwerken in der Schweiz.

sche Vorleistungen in einem Sektor benötigt werden, entsteht für den gleichen Frankenbetrag mehr oder weniger Wertschöpfung. Deshalb erzeugen gleiche Ausgaben in verschiedenen Wertschöpfungsketten nicht dieselbe Wertschöpfung. Für ein Gaskraftwerk in der Schweiz ergibt sich über die gesamte Betriebszeit ein inländischer Wertschöpfungsanteil von rund 47 Prozent der Gesamtkosten.

Wie in Abbildung 12 dargestellt, verteilt sich die Wertschöpfung auf verschiedene Lebenszyklusphasen der Anlage. In der dreijährigen Bau- und Planungsphase fallen Ausgaben für die Planung, Herstellung der Kraftwerkskomponenten sowie Bau und Installation an. Anschliessend beginnt die Betriebsphase, in der laufende Betriebskosten, Brennstoff- und EHS-Kosten, Kapitalkosten sowie Abschreibungen anfallen. Während sich in der Bauphase ein inländischer Wertschöpfungsanteil von 26 Prozent ergibt, erreicht dieser in der Betriebsphase 54 Prozent. Bei dem Referenz-Gaskraftwerk mit 500 MW installierter Leistung und einer jährlichen Produktion von 1 TWh würden demnach aufbauend auf den Gesamtkosten von 3,4 Mrd. CHF eine inländi-

Jährliche Wertschöpfung eines Gaskraftwerks in der Schweiz

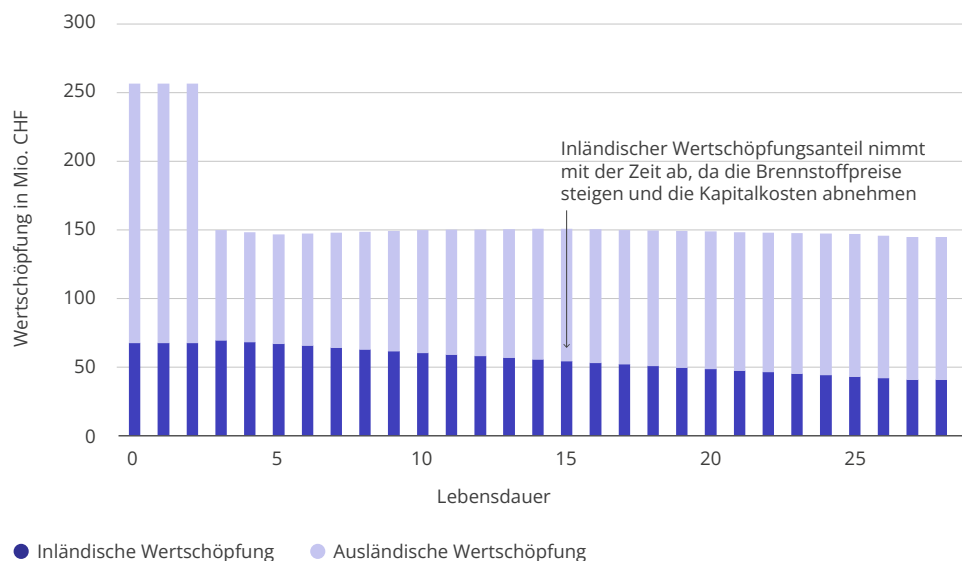


Abbildung 12: Wertschöpfung eines typischen Gaskraftwerks über 25 Jahre gesehen, aufgeteilt in inländische und ausländische Anteile.

sche Wertschöpfung von 1,6 Mrd. CHF entstehen – aufgeteilt auf 0,2 Mrd. CHF im Bau und 1,4 Mrd. CHF im Betrieb. Über die ganze

Lebensdauer gesehen beträgt der Anteil inländischer Wertschöpfung an den Gesamtkosten 47 Prozent.

6.3

Beschäftigung

Investitionen in Gaskraftwerke schaffen Arbeitsplätze in der Schweiz, gemessen in Vollzeitäquivalenten (VZÄ), die über den gesamten Lebenszyklus der Anlage hinweg benötigt werden. Ein Gaskraftwerk in der Schweiz generiert über die gesamte Lebensdauer hinweg 6629 VZÄ, was umgerechnet im Jahr 265 VZÄ entspricht. Die Beschäftigung ist dabei ungleichmässig über den Bau und den Betrieb verteilt und fällt entlang der gesamten Wertschöpfungskette an. In der dreijährigen Bauphase entstehen jährlich 578 VZÄ, während es im Betrieb jährlich 187 VZÄ sind.

Wertschöpfung und Förderung

Staatliche Förderinstrumente decken in der Schweiz typischerweise einen bedeutenden Anteil der Kosten der Stromerzeugung. Werden die notwendigen Förderbeiträge von der ausgewiesenen Wertschöpfung subtrahiert, fällt der effektiv marktgetriebene Wertschöpfungsanteil entsprechend geringer aus. Oder anders gesagt: Ein beträchtlicher Teil der Wertschöpfung wird überhaupt erst durch staatliche Unterstützung ermöglicht. Wird von der Wertschöpfung die entsprechende Förderung abgezogen, reduziert sich die inländische Wertschöpfung der betrachteten Referenzanlage von rund 1,6 Mrd. CHF auf 1 Mrd. CHF. Der Anteil der inländischen Wertschöpfung an den Gesamtkosten reduziert sich dann von 47 Prozent auf 36 Prozent.



07

Umweltauswirkungen

Mit Erdgas betriebene Gaskraftwerke verursachen hohe Treibhausgasemissionen, weisen dafür einen geringen Landbedarf auf und erzeugen wenig Sonderabfall

In Kürze

- Ein mit Erdgas betriebenes Gaskraftwerk weist im Vergleich zum bestehenden Schweizer Strommix hohe Treibhausgasemissionen und damit verbundene Schäden an Ökosystemen auf, hat aber einen niedrigen Landbedarf, kaum Sonderabfall und einen moderaten Bedarf an kritischen Metallen.
- Jede TWh Erdgasstrom (~1,7 Prozent des Schweizer Strombedarfs) würde zusätzliche 0,32 Mt-CO₂eq verursachen, das entspricht 0,8 Prozent der aktuellen jährlichen Emissionen in der Schweiz; mit Blick auf 2050 wären es 2,6 Prozent der 12 Mt-CO₂eq unvermeidbaren Treibhausgasemissionen, die über CCS oder Negativemissionstechnologien kompensiert werden müssen.
- Diese Emissionen müssen jedoch im Kontext betrachtet werden. Im europäischen Strommarkt würden neue Gaskraftwerke in der Schweiz in den nächsten Jahrzehnten primär alte Fossilkraftwerke ersetzen, nicht erneuerbare Energien. Zusätzlich können Gaskraftwerke die Sicherheit der Stromversorgung erhöhen und damit helfen, die Elektrifizierung der Wirtschaft weiter voranzubringen. Diese Elektrifizierung, selbst mit Hilfe eines Gaskraftwerkes, führt zu deutlich geringeren Emissionen als die heutigen Anwendungen mit fossilen Brennstoffen.

7.1

Umweltauswirkungen im Vergleich zu anderen Technologien

Für die Bewertung der Umweltauswirkungen wird eine prospektive Ökobilanz⁴⁵ angewendet, welche die Umweltauswirkungen von Kraftwerken über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg erfasst. Betrachtet werden dabei alle Phasen vom Abbau der Rohstoffe, Bau und Betrieb bis zum Rückbau und Recycling. Die Analyse umfasst sechs Umweltindikatoren: Treibhausgase, Landbedarf, Schaden an Ökosystemen, Sonderabfall, radioaktiver Abfall sowie der Bedarf an kritischen Metallen.

Die so erfassten Umweltauswirkungen fallen räumlich sowohl im Inland als auch im Ausland an. Diese geografische Verteilung unterscheidet sich von der Kostenaufteilung, wie sie der Wertschöpfungsbetrachtung zugrunde liegt. So fließen beispielsweise die Ausgaben für Brennstoffe vollständig ins Ausland ab, während die Emissionen aus der Verbrennung im Inland entstehen. Zusätzlich werden

Methodischer Hinweis

Die Umweltauswirkungen der betrachteten Erzeugungstechnologien wurden durch das Paul Scherrer Institut (PSI) analysiert und aufgearbeitet. Für detaillierte Informationen ist die separat verfügbare Analyse zu betrachten. Die Umweltauswirkungen sind mittels Ökobilanz-Methodik über den gesamten Lebenszyklus der Kraftwerke berechnet.

Für die Analyse wird ein GuD als Referenzkraftwerk verwendet. Das 500 MW Kraftwerk läuft 2000 FLH über eine Lebensdauer von 25 Jahren.

In der Analyse werden verschiedene Brennstoffe berücksichtigt: Erdgas ist heute verfügbar. Biogas ist technisch machbar, aber erst ab 2050 in ausreichenden Mengen verfügbar. Für die Jahre 2050 wird zusätzlich eine Variante mit CCS und importiertem Wasserstoff betrachtet.

⁴⁵ Eine prospektive Ökobilanz (prospektive LCA) ist eine Lebenszyklusanalyse, die Umweltwirkungen nicht rückblickend mit heutigen Daten bewertet, sondern vorausschauend unter zukünftigen Rahmenbedingungen. Sie kombiniert klassische LCA-Methodik mit Szenarien oder Projektionen, um zu beurteilen, wie sich die Umweltbilanz eines Produkts/Verfahrens in der Zukunft entwickelt.

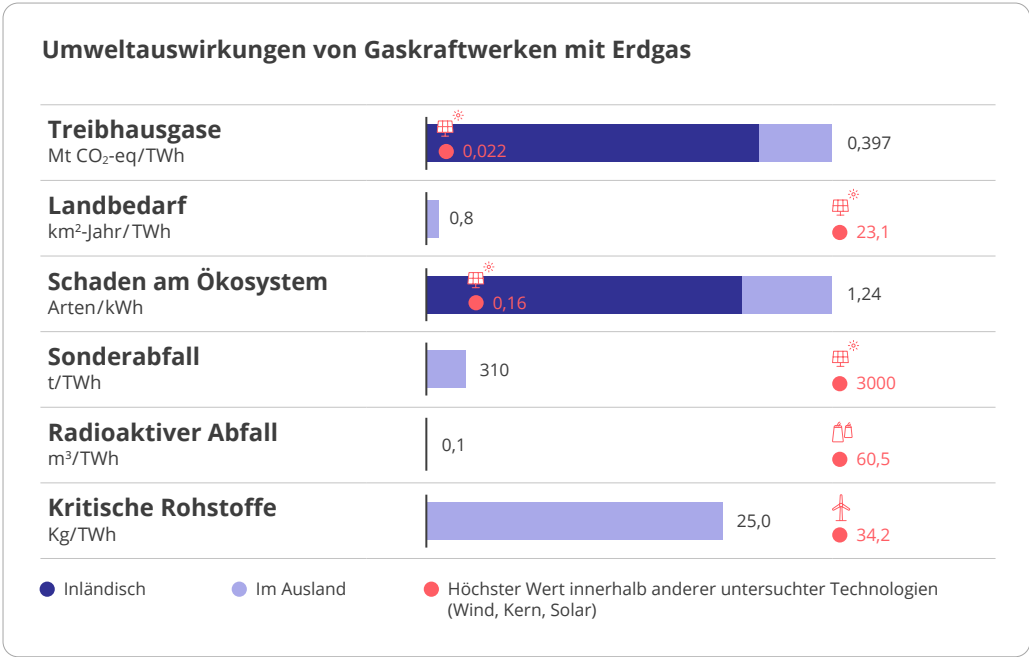


Abbildung 13: Umweltauswirkungen eines Gaskraftwerks im Jahr 2035 verglichen mit den Höchstwerten (oder nächst höchsten Werten) anderer Technologien

Umweltwirkungen entlang der Lieferkette berücksichtigt, etwa flüchtige Methanemissionen bei Förderung und Transport von Brennstoffen. Die prospektive Ausgestaltung der Ökobilanz erlaubt es zudem, zukünftige Entwicklungen bis 2050 zu berücksichtigen. Da-

bei wird auch die erwartete Dekarbonisierung der Schweizer und globalen Wirtschaft berücksichtigt, sodass beispielsweise der zukünftige Strommix mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien in den Berechnungen abgebildet wird.

Abbildung 13 zeigt die Umweltauswirkungen von einem mit Erdgas betriebenen Gaskraftwerk im Jahr 2035. Zur besseren Vergleichbarkeit werden ausserdem die jeweiligen Spitzenwerte der anderen untersuchten Technologien (Kernkraftwerke, Dach-PV, Freiflächen-PV und Windkraft) dargestellt. Mit Erdgas betriebene Gaskraftwerke weisen hohe Umweltauswirkungen bei den Treibhausgasemissionen und den daraus folgenden Schäden am Ökosystem aus.

Wichtige Erkenntnisse:

- Treibhausgase berücksichtigen die Emissionen in CO₂-Äquivalenten über den ganzen Lebenszyklus einer Technologie. Die niedrigsten Werte erreicht Kernenergie. Ein mit Erdgas betriebenes Gaskraftwerk weist die höchsten Treibhausgasemissionen auf, wobei der grösste Anteil aus dem Betrieb, bzw. der Verbrennung von Erdgas, stammt.
- Landbedarf beschreibt die gesamte Fläche, die eine Technologie direkt am Standort oder in ihren vorgelagerten Lieferketten beansprucht. Am meisten

Fläche beanspruchen Freiflächen-PV-Anlagen. Erdgas hat hingegen einen moderaten Landbedarf, da sowohl bei der Gewinnung und dem Transport von Erdgas als auch direkt am Standort wenig Fläche beansprucht wird.

- Schaden am Ökosystem erfasst den Artenverlust, der durch Emissionen, Landnutzung, Rohstoffabbau, Wasserverbrauch und Klimawirkung entsteht. Bei mit Erdgas betriebenen Gaskraftwerken sind die direkten Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung von Erdgas der dominante Treiber für Ökosystems Schäden. Diese Emissionen führen zu globaler Erwärmung und damit verbundenen Veränderungen von Lebensräumen, die zum Artenverlust führen. Zusätzlich entstehen Schäden durch Schadstoffemissionen, Landnutzung und Wasserverbrauch entlang des gesamten Lebenszyklus.
- Sonderabfall umfasst gefährliche, nicht-radioaktive Abfälle aus Minen und Raffinerien, die unterirdisch gelagert werden müssen. Hier schneiden Freiflä-

chen-PV-Anlagen am schlechtesten ab, durch den hohen Anteil von Kupfer in der Produktion der Module. Gaskraftwerke hingegen verursachen vergleichsweise wenig Sonderabfall.

- Radioaktiver Abfall bezeichnet hochradioaktive Reststoffe, die tiefengeologisch eingelagert werden müssen. Kernenergie verursacht den grössten Anteil von solchem Abfall; für Gaskraftwerke entstehen die sehr geringen Mengen radioaktiven Abfälle in der Lieferkette durch den Strommix, welcher bspw. zur Produktion von Komponenten verwendet wird.
- Gaskraftwerke haben einen sehr geringen Bedarf an kritischen Metallen. Lithium, Kobalt und Neodym spielen praktisch keine Rolle; Nickel wird in kleinen Mengen für hochtemperaturbeständige Superlegierungen eingesetzt. Gaskraftwerke bestehen überwiegend aus Stahl (typischerweise > 90 Prozent des Masseanteils). Im Vergleich zu Windenergieanlagen ist der Bedarf an kritischen Metallen eines Gaskraftwerks deutlich geringer.

7.2

Fokus Treibhausgasemissionen

Abbildung 14 vergleicht die über die Lebensdauer anfallenden Treibhausgasemissionen eines mit Erdgas betriebenen Gaskraftwerks mit potenziell emissionsarmen Alternativen für die Jahre 2035 und 2050. Wasserstoff und CCS werden – wie bereits in der Wirtschaftlichkeitsanalyse – erst für 2050 berücksichtigt, da für ihren breiten Einsatz die erforderliche Infrastruktur voraussichtlich frühestens erst ab den 2040er-Jahren zur Verfügung stehen wird. E-Methanol wird nicht analysiert, da für eine belastbare Quantifizierung umfangreiche und unsichere Annahmen zur Art und Herkunft der CO₂-Quelle erforderlich wären. Aus denselben Gründen wird auch auf die Berücksichtigung von CDR verzichtet: Die zugrunde liegenden Negativemissionstechnologien sind zu heterogen, um in diesem Rahmen eine spezifische und robuste Aussage treffen zu können.

Wichtige Erkenntnisse:

- Beim Betrieb von Gaskraftwerken mit **Erdgas** entstehen direkte Treibhausgas-

CO₂-Emissionen von Gaskraftwerken mit unterschiedlichem Brennstoff

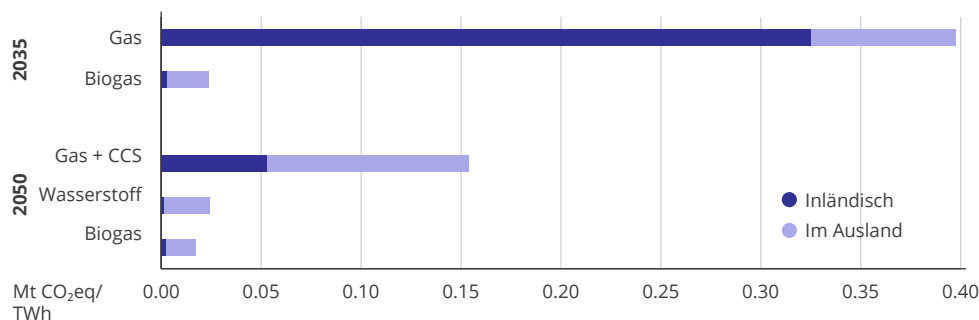


Abbildung 14: CO₂-Emissionen von Gaskraftwerken mit unterschiedlichem Brennstoff. Die emissionsarmen Optionen mit Wasserstoff, Biogas oder CCS sind erst ab 2050 vorhanden.

emissionen, die weitgehend den inländischen Emissionen entsprechen. Zusätzlich fallen entlang der Lieferkette weitere Treibhausgasemissionen an, die mehrheitlich im Ausland entstehen. Diese sind auf die Extraktion, Aufbereitung und den Transport des Erdgases zurückzuführen und umfassen sowohl Emissionen aus energieintensiven Prozessschritten als auch Methan- und CO₂-Emissionen infolge von Leckagen.

- Beim Einsatz von **Biogas** sinken die inländischen Treibhausgasemissionen im Betrieb nahezu auf null. Hier wird angenommen, dass das Biogas aus dem Ausland importiert wird. Verbleibende Emissionen sind auf die Herstellung und den Transport aus dem Ausland zurückzuführen. Insgesamt ergibt sich dadurch ein deutlich niedrigeres Emissionsniveau als bei der Nutzung von Erdgas.

- Der Einsatz von **CCS** reduziert die direkten Emissionen im Betrieb von Gaskraftwerken mit rund 85 Prozent substantiell, aber nicht vollständig. Zusätzlich erhöhen sich sogar die Emissionen, welche im Ausland anfallen. Dies ist auf den erhöhten Energiebedarf für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ sowie auf CO₂-Verluste (Schlupf) während des Transports und der Speicherung zurückzuführen. Hier wird angenommen, dass das abgefangene CO₂ via Pipeline transportiert und in der Nordsee gespeichert wird. Insgesamt reduzieren sich die Treibhausgasemissionen im Vergleich zur reinen Erdgasnutzung auf etwas weniger als die Hälfte. Um Emissionsniveaus zu erreichen, die mit jenen von Biogas oder Wasserstoff vergleichbar sind, müssten die verbleibenden Restemissionen durch zusätzliche Massnahmen, beispielsweise CDR, kompensiert werden.
- Beim Einsatz von **Wasserstoff** entstehen im Betrieb nahezu keine inländischen

Treibhausgasemissionen. Hier wird angenommen, dass der Wasserstoff in Spanien mithilfe von Strom aus Freiflächen Photovoltaikanlagen erzeugt und über eine Pipeline in die Schweiz transportiert wird. Die relevanten Emissionen fallen daher überwiegend im Ausland an und resultieren aus den vorgelagerten Lebenszyklusphasen der Photovoltaikanlagen und Elektrolyseure sowie aus dem Energiebedarf für Verdichtung und Transport. Das Emissionsprofil ist insgesamt vergleichbar mit jenem von Biogas.

Die Herkunft von Erdgas hat einen wesentlichen Einfluss auf die umweltbezogenen Auswirkungen entlang der Lieferkette. Dies zeigt sich insbesondere im Vergleich zwischen Pipelinegas, bspw. aus Norwegen, und als verflüssigtes Erdgas (LNG) importiertem Erdgas, bspw. aus den USA. Während norwegisches Erdgas über bestehende Pipelineinfrastrukturen direkt in die Schweiz transportiert wird, ist die LNG-Lieferkette deutlich komplexer und energieintensiver. Sie umfasst zusätzliche Prozessschritte wie die Verflüssi-

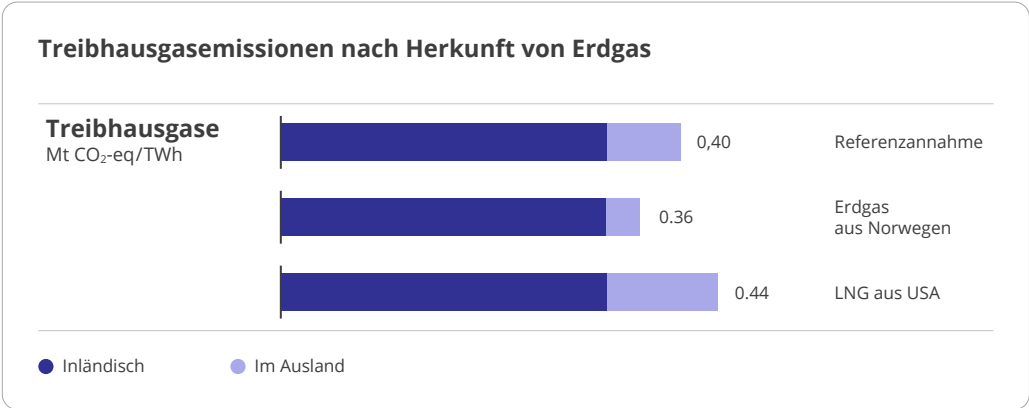


Abbildung 15: Einfluss der Gasherkunft auf Treibhausgasemissionen. Exemplarisch werden zwei Importpfade aufgezeigt: Erdgas aus Norwegen, welches über Pipelines in die Schweiz gelangt, und LNG aus den USA, welches anschliessend in Deutschland regasifiziert und über Pipelines in die Schweiz gelangt. Die Referenzannahme geht von einer 50-50 Aufteilung aus.

gung des Erdgases, den interkontinentalen Transport per Schiff sowie die anschliessende Regasifizierung. Diese zusätzlichen Schritte führen zu einem höheren Energieverbrauch und damit zu erhöhten Treibhausgasemissionen. Wie in Abbildung 15 ersichtlich, ist der Unterschied beträchtlich. Importiertes LNG aus den USA verursacht mehr Treibhausgasemissionen entlang der Lieferkette als mittels

Pipeline importiertes Erdgas von Norwegen. Für die Darstellung der Umweltauswirkungen von Gaskraftwerken mit Erdgas in Abbildung 13 und Abbildung 14 wird angenommen, dass jeweils die Hälfte des Brennstoffs aus Norwegen und den USA stammt⁴⁶.

⁴⁶ Die Herkunft von Erdgas wirkt sich auch auf die anderen Umweltindikatoren aus. Die Herleitung ist im detaillierten Analysebericht im Kapitel 6.7 ersichtlich.

Jede TWh Erdgasstrom (~1,7 Prozent des heutigen Schweizer Strombedarfs) unter der angenommenen Herkunftsaufteilung würde zusätzliche 0,33 Mt CO₂eq im Betrieb verursachen. Diese Emissionen würden vollständig der Schweiz zugerechnet werden und damit unmittelbar in der nationalen Klimabilanz zu Buche schlagen. Zum Vergleich: Die Schweiz hat 2024 insgesamt (ohne internationalen Flugverkehr) rund 41 Mt CO₂eq ausgestossen. Eine TWh Erdgasstrom entspricht damit 0,8 Prozent der aktuellen jährlichen Emissionen des Landes. Mit Blick auf 2050: Gemäss Energieperspektiven 2050+ verbleiben im Netto-Null-Zieljahr trotz umfassender Dekarbonisierung rund 12 Mt CO₂eq unvermeidbare Treibhausgasemissionen, die über CCS oder Negativemissionstechnologien kompensiert werden müssen. Eine TWh Erdgasstrom erhöht diesen Bedarf um 2,6 Prozent.

Es ist jedoch wichtig, diese Emissionen im Kontext zu betrachten:

- **Europäischer Strommarkt:** Im europäischen Strommarkt würden neue Schweizer Gaskraftwerke in erster Linie alte, ineffiziente fossile Anlagen verdrängen. Erneuerbare Energien wie Wind und Solar sowie Kernkraftwerke bleiben davon unberührt, denn sie laufen aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten zuerst. Vor 2035 ist der europäische Kraftwerkspark noch weit von Dekarbonisierung entfernt, und der Ersatz alter Gaskraftwerke durch moderne Schweizer Anlagen würde die europäischen Gesamtemissionen nicht erhöhen. Ab den 2040ern steigt jedoch das Risiko, dass fossile Schweizer Anlagen zunehmend CO₂-arme oder CO₂-freie europäische Gaskraftwerke verdrängen, sofern sie nicht selbst mit CO₂-armen oder -freien Brennstoffen betrieben werden.

- **Schweizer Energiesystem:** Gaskraftwerke können die Sicherheit der Stromversorgung erhöhen und helfen, damit die Elektrifizierung weiter voranzubringen. Diese Elektrifizierung, selbst mit Hilfe eines Gaskraftwerkes, führt zu deutlich geringeren Emissionen als die heutigen Anwendungen mit fossilen Brennstoffen. Bei der Wärmeproduktion liefert eine Gasheizung rund 0,9 kWh Wärme pro kWh Erdgas, während ein GuD-Kraftwerk (ca. 55 Prozent Wirkungsgrad) in Kombination mit einer Wärmepumpe (COP ≈ 3) aus derselben Gasmenge rund 1,65 kWh nutzbare Wärme erzeugt – fast doppelt so viel. Ähnlich im Verkehr: Ein Verbrennungsmotor setzt nur etwa 20–25 Prozent der im Treibstoff enthaltenen Energie in Bewegung um, während ein GuD-Kraftwerk zusammen mit einem Elektroauto auf einen Gesamtwirkungsgrad von rund 50 Prozent kommt. In beiden Fällen gilt: Wenn fossile Brenn-

stoffe überhaupt eingesetzt werden sollten, ist der Umweg über das Grosskraftwerk und die Elektrifizierung effizienter und damit emissionsärmer als die direkte Verbrennung in Heizung oder Motor.

Unverändert würde gelten, dass Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen vorrangig mit erneuerbarem Strom betrieben, während Gaskraftwerke aufgrund ihrer hohen Kosten lediglich zur Absicherung in Zeiten unzureichender erneuerbarer Stromerzeugung eingesetzt würden. Entsprechend wäre die Dekarbonisierung des Mobilitäts- und Wärmesektors weiterhin sehr weitreichend.



08

Schlussfolgerung

Ein emissionsarmer Betrieb der Gaskraftwerke ist auf verschiedene Arten machbar, aber noch mit Unsicherheiten verbunden und frühestens in den 2040er-Jahren wirtschaftlich. Damit Gaskraftwerke auch vorher zur Versorgungssicherheit in der Schweiz beitragen können, sind zeitnahe Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig.

Gaskraftwerke – ausser WKK-Anlagen und Reservekraftwerke – werden in der aktuellen gesellschaftlichen und politischen Diskussion kaum thematisiert. Marktaktive Gaskraftwerke werden – im Gegensatz zu vielen anderen europäischen Ländern – in der Schweiz von der Politik (im Rahmen der CO₂-Gesetzgebung) faktisch ausgeschlossen. Sollten Gaskraftwerke dennoch in der Schweiz zum Einsatz kommen, ergeben sich daraus folgende Implikationen.

Für den Bau von Gaskraftwerken ist staatliche Förderung notwendig.

Wie alle anderen Stromerzeugungstechnologien können auch Gaskraftwerke ohne staatliche Förderung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Sollten Gaskraftwerke durch die Produktion von zusätzlichem Winterstrom einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit erbringen, braucht es ein entsprechendes Förderinstrument. Zweckmässig dafür scheint beispielsweise ein Kapazitätsmarkt – ein Mechanismus zur Sicherstellung ausreichender Produktionskapazität, den man bereits im Ausland kennt. In der Schweiz könnte dies durch eine Ausschreibung von zusätzlicher Winterkapazität operationalisiert werden,

welche auch für Gaskraftwerke offensteht. In der Ausschreibung könnten die Kraftwerke die Differenz zwischen Markterlösen und Kosten, teilweise auch als «missing money» bezeichnet, als Förderung lösen.

Ein emissionsarmer Betrieb von Gaskraftwerken ist mittelfristig nicht konkurrenzfähig. Welche Lösung sich bis 2050 durchsetzt, ist noch offen.

Generell sind Gaskraftwerke flexibel in der Nutzung von verschiedenen Energieträgern (fossiles Gas, Biogas, H₂-Beimischung, synthetische Brennstoffe) sowie potenzieller Aus-/Nachrüstung mit CO₂-Abscheidung. Jedoch wäre ein emissionsarmer Betrieb von Gaskraftwerken mittelfristig (2035) kaum realisierbar: Biogas, CDR und e-Methanol sind zwar technisch denkbar, würden aber die Produktionskosten der Schweizer Kraftwerke deutlich erhöhen. Sie wären damit nicht konkurrenzfähig im europäischen Markt, und ihre Investition müsste aufgrund sehr geringer Anzahl Betriebsstunden stark subventioniert werden. Eine entscheidende Voraussetzung wäre zudem, dass Produktion und Lieferketten dieser emissionsarmen Lösun-

gen rechtzeitig skaliert würden, was mit grossen Unsicherheiten behaftet ist.

Bis 2050 wird im europäischen Strommarkt – Stand heute – auf emissionsarme Lösungen umgestiegen werden müssen (EU-Klimaziele, EU-EHS-Vorgaben). Dadurch entsteht ein «level playing field» auf europäischer Ebene für emissionsarme Gaskraftwerke. Aus heutiger Perspektive scheinen Zertifikatslösungen zum Beispiel via Biogaszertifikate oder CDR-Zertifikate am kostengünstigsten. Die Marktentwicklung für diese Zertifikate inklusive Verfügbarkeit und Preise ist jedoch äusserst ungewiss. Sollte eine Wasserstoff- oder eine CO₂-Infrastruktur bis dahin zur Verfügung stehen, wären auch Wasserstoff oder CCS mögliche Lösungen, jedoch voraussichtlich deutlich teurer als die Zertifikate. Bei einer Lösung mit CCS ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass trotz Abscheidung substanzielle Emissionen verbleiben. Diese liegen deutlich über denen anderer emissionsarmer Optionen und müssten daher beispielsweise mit CDR-Zertifikaten kompensiert werden, wobei CDR-Zertifikate aktuell im Rahmen des ETS regulatorisch noch nicht anerkannt sind. Zusätzlich schränkt der chemische Abscheide-

prozess bei CCS-Anlage die Lastwechselgeschwindigkeit und damit den Einsatz für Spitzenlast ein.

Ein Vorteil von Gaskraftwerken besteht darin, dass zunächst offenbleiben kann, welche emissionsarme Lösung bis 2050 zum Einsatz kommt. Die Anlage kann abhängig von der technologischen Entwicklung – etwa der Verfügbarkeit einer Infrastruktur für Wasserstoff – nachgerüstet werden. Die Anlage kann also grundsätzlich sowohl H₂-ready als auch CCS-ready ausgelegt werden (z.B. Wahl der Gasturbine, ausreichende Flächenreserven für Nachrüstungen).

Während grundsätzlich die Verwendung unterschiedlicher emissionsarmer Lösungen möglich bleibt, wäre auf nationaler Ebene eine frühzeitige klare Strategie hilfreich. Diese würde den Projektanten Planungssicherheit geben und die Kosten reduzieren. Zusätzliche technische Anforderungen, wie beispielsweise Flächenbedarf für spätere CCS-Nachrüstung oder die Anschaffung von H₂-ready-Turbinen, erhöhen die Kosten der Projekte. Nationale und regionale Infrastruktur muss übergeordnet vorangetrieben werden.

Regulatorische Anpassungen sind zentral: Die Doppelbelastung über die CO₂-Abgabe muss entfernt und die Vorgaben zur Abwärmenutzung müssen angepasst werden.

Schweizer Gaskraftwerke sind nur dann in international fairem Wettbewerb, wenn die Abgabenlast vergleichbar ist. Für fossile Gaskraftwerke bedeutet dies, dass bei der Teilnahme am EHS die CO₂-Abgabe vollständig statt nur teilweise zurückerstattet werden sollte. Ohne die Aufhebung dieser Verzerrung müsste ein Gaskraftwerk wesentlich stärker subventioniert werden, da der Betrieb im Vergleich zum Ausland künstlich verteuert und dadurch eingeschränkt würde. Dieser zusätzliche Förderbedarf ist dabei signifikant höher als der Betrag, welcher über die CO₂-Abgabe eingenommen würde. Aktuell würde die CO₂-Abgabe sogar bei der Verwendung von per Leitung importiertem erneuerbarem Gas anfallen.

Zusätzlich sollten die Bestimmungen bezüglich Abwärmenutzung so angepasst werden, dass Gaskraftwerke diese sinnvoll erfüllen können. Grundsätzlich sollte der GuD-Betrieb

als ausreichende Wärmenutzung gelten. Mit Blick auf die Rolle von Gaskraftwerken für die Schweizer Versorgungssicherheit scheint eine entsprechende Vorgabe auf Bundesgesetzesebene zweckmässig. Als Teil dieser Bestimmungen könnte ebenfalls sichergestellt werden, dass Gaskraftwerke gewisse Mindestanforderungen an die Wärmenutzung einhalten. Als alternativer Weg könnte in den Kantonen mit geeigneten Standorten darauf hingewirkt werden, dass sie in ihren kantonalen Bestimmungen in Bezug auf die Wärmenutzung Ausnahmen bzw. Erleichterungen für effiziente GuD vorsehen.

Marktaktive Gaskraftwerke haben einen geringeren Förderbedarf als Reservekraftwerke, stossen aber mehr inländisches CO₂ aus.

Marktaktive Gaskraftwerke erzielen fortlaufend Erlöse am Strommarkt und können damit einen substanziellen Teil ihrer Kosten decken. Entsprechend benötigen sie tendenziell weniger staatliche Unterstützung als reine Reservekraftwerke, die primär für seltene Knappheitssituationen vorgehalten werden und daher keine Markterträge generieren.



Ebenfalls würden marktaktive Gaskraftwerke den Importbedarf generell reduzieren, während Reservekraftwerke ohne drohendes Marktversagen keine Energie lieferten. Ein weiterer Vorteil von marktaktiven Gaskraftwerken ist, dass sie dabei helfen, in Knappheitssituationen den Anstieg der Strommarktpreise zu begrenzen, weil sie im Gegensatz zu Reservekraftwerken das Stromangebot im Markt erhöhen.

Da marktaktive Gaskraftwerke mittelfristig mit fossilem Erdgas betrieben würden, wären sie mit entsprechendem CO₂-Ausstoss verbunden. Ihr Einsatz fiel in der Schweiz jedoch vor allem dann an, wenn aus den Nachbarländern nicht genügend Energie importiert werden kann oder die Preise dafür entsprechend hoch sind; in solchen Situationen könnten Schweizer Gaskraftwerke gleichzeitig ausländische, fossile Anlagen, welche ihrerseits mit einem gleich hohen oder ggfs. gar höheren CO₂-Ausstoss verbunden wären, substituieren. Ab den 2040ern steigt jedoch die Wahrscheinlichkeit, dass fossile Schweizer Anlagen zunehmend CO₂-arme oder CO₂-freie europäische Gaskraftwerke verdrängen, sofern sie selbst wei-

terhin mit fossilen Brennstoffen betrieben werden.

Reservekraftwerke hingegen laufen nicht oder nur selten, weshalb ihre Emissionsintensität grundsätzlich weniger ins Gewicht fällt. CO₂-arme Auslegungen (z.B. mit emissionsarmen Brennstoffen) können zwar ihre Bewilligungsfähigkeit und die gesellschaftliche Akzeptanz spürbar erhöhen. Das volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Verhältnis von CO₂-armem Betrieb ist bei Reservekraftwerken aber voraussichtlich sehr schlecht, da diese für Engpässe verfügbar stehen müssen und letztlich selten produzieren werden.

Marktaktive Gaskraftwerke sind frühestens ab 2035 verfügbar.

Für die Realisierung eines marktaktiven Gaskraftwerks in der Schweiz inkl. vorgängiger Anpassung des regulatorischen Rahmens ist realistisch von einer Gesamtdauer von gut 10 bis 15 Jahren auszugehen. Zuerst muss die gesetzliche Grundlage für ein entsprechendes Fördersystem geschaffen werden, das Vernehmlassungs-, Parlaments- und gegebenen-

falls Referendumsprozesse durchläuft (4–5 Jahre). Parallel könnte die Methodik zur Ermittlung des notwendigen Kapazitätsbedarfs entwickelt werden, sodass im Anschluss eine angemessene und rechtssichere Kapazitätsausschreibung vorbereitet und durchgeführt werden kann (rund 1 Jahr). Auf Projektstufe folgt das Planungs- und Bewilligungsverfahren (rund 5–7 Jahre) und anschliessend die Beschaffung und der Bau der Anlage (3–4 Jahre). Insgesamt ergibt sich – selbst bei bestmöglicher Parallelisierung und unter Berücksichtigung realer Verfahrens- und Marktrisiken – ein plausibler Gesamthorizont von gut 10 bis 15 Jahren vom Erarbeiten der Fördergrundlagen bis zur Inbetriebnahme.

Disclaimer und Literaturverzeichnis

Veröffentlichungsdetails

Erstpublikation: 24. März 2026

Hauptautorinnen und Hauptautoren:

Andreas Burri, Christian Bieri, Fabian Feger, Christian Heierli, Paul Letainturier, Thomas Porchet, Carlo Schmitt, Marius Schwarz, Lidia Stermieri, Ulrich Weber, Simon Weiher

Expertinnen, Experten und Mitwirkende:

Martin Koller, Lara Lück, Mia Pfuderer, Lena Schneider, Stephan Weber, Leo Zimmermann

Design und Produktion:

Aorta Design GmbH, Baden

Bilder: © www.andrearum.com

Disclaimer

Diese Publikation wurde im Rahmen des Projektes Axpo Energy Reports erstellt, um einen Überblick über die Rolle und das Potenzial von Gaskraftwerken in der Schweiz zu geben, und dient ausschliesslich zu Informationszwecken. Die in diesem Dokument dargelegten Meinungen spiegeln die Überlegungen und Bestrebungen von Axpo zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Diese können sich aufgrund regulatorischer oder gesamtwirtschaftlicher Entwicklungen ändern. Wir können weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Gewähr für die in diesem Dokument enthaltenen Informationen übernehmen. Das Dokument enthält Aussagen, die sich auf zukünftige Ereignisse beziehen und rein spekulativer Natur sind. Solche Aussagen spiegeln lediglich unsere Einschätzung der Situation zu einem be-

stimmten Zeitpunkt wider. Handlungen, die auf diesem Dokument basieren, liegen in der alleinigen Verantwortung der Akteure. Wir übernehmen keine Haftung für Schäden, die direkt oder indirekt aus der Verwendung dieses Dokuments entstehen könnten.

Agora Industrie. (2026). *Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität*. Von www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-31_IND_Carbon_Management/394_A-IND_OekoInst_CCS-in-der-Energiewende_WEB.pdf.

Aramis – SFOE, VBSA. (2021). *CO₂NET – Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂ Sammel-Netzwerk in der Schweiz*. Von www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=47346.

Basel Landschaft. (2024). *Vorlage an den Landrat*. Von <https://baselland.talus.ch/de/dokumente/geschaefft/3ca17206fb814d3f945e2eed3e-adc999-332>.

Bundesamt für Raumentwicklung ARE. (2020). *Externe Kosten und Nutzen des Verkehrs in der Schweiz*. Von www.swisstph.ch/fileadmin/user_upload/SwissTPH/Institute/Ludok/Aktuelle_Berichte/2020_externer_kosten_undnutzendes_verkehrsinderschweiz.pdf.

Bundesamt für Umwelt BAFU. (2025). *Factsheet CO₂ capture, removal and storage: overview of the legal framework*. Von www.bafu.admin.ch/dam/en/sd-web/peGf58hdVntN/faktenblatt-co2-entnahme-und-speicherung-rechtlicher-rahmen.pdf.

Bundesamt für Umwelt BAFU. (2025). Von Webinar: Anrechnung von leitungsgebundenem ausländischem erneuerbarem Gas (22.5.2025): www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/veranstaltungen/webinar-anrechnung-auslaendisches-erneuerbares-gas.html.

Bundesamt für Umwelt BAFU. (2025). Von CO₂-Abgabe: www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/verminderungsmassnahmen/CO2-abgabe.html.

Bundesamt für Umwelt BAFU. (2025). *Emissionshandelssystem für Betreiber von Anlagen*. Von www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/uv-umwelt-vollzug/emissions-handelssystemehs.pdf.download.pdf/UV_1317-D_EHS-2025.pdf.

Der Bundesrat. (2024). *Wasserstoffstrategie für die Schweiz*. Von www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/91122.pdf.

European Commission. (2024). *CO₂ transport infrastructure: key to achieving climate neutrality by 2050*. Von https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/co2-transport-infrastucture-key-achieving-climate-neutrality-2050-2024-02-06_en.

Fedlex Die Publikationsplattform des Bundesrechts. (2025). Von Abgeschlossene Vernehmlassungen – 2025: www.fedlex.admin.ch/de/consultation-procedures/ended/2025#UVEK.

gfs.bern. (2025). Von Versorgungssicherheit und Preisstabilität bleiben zentral: www.cockpit.gfsbern.ch/de/cockpit/versorgungssicherheit-2025-2/.

H₂. Von Hydrogen Infrastructure Map: www.h2inframap.eu/#map.

IEA. (2024). *World Energy Outlook*.

ISE, F. (2024). *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*.

Kanton Wallis. (2017). *Strategie, Effizienz und Energieversorgung – Teilstrategie «Gas»*. Von www.vs.ch/documents/16739272/16831569/Teilstrategie+Gas.pdf/02cfa078-aac0-4180-81bf-1b1d73865fc0?t=1493200564922.

News Service Bund Das Portal der Schweizer Regierung. (2022). Energie: Bundesrat ermöglicht den Start der Arbeiten für Reservekraftwerk in Birr (AG): www.news.admin.ch/de/nsb?id=90464.

News Service Bund Das Portal der Schweizer Regierung. (2025). Erneute Vernehmlassung zum Gasversorgungsgesetz: www.news.admin.ch/de/newnsb/K9BvlXgs77DgCkVP8P2M4.

News Service Bund Das Portal der Schweizer Regierung. (2025). Gasturbinen-Prüfstand von Ansaldo soll ab Februar 2027 als Reservekraftwerk bereitstehen: www.news.admin.ch/de/newnsb/Nk4rqyiPm12q3-ya39iPf.

News Service Bund Das Portal der Schweizer Regierung. (2025). Bundesrat befasste sich mit Klimapolitik nach 2030: www.bafu.admin.ch/de/newnsb/-c5l4GMnmdTSs4Q0aslPw.

News Service Bund Das Portal der Schweizer Regierung. (2025). Fünf Reservekraftwerke für die Versorgungssicherheit ab 2026: www.news.admin.ch/de/newnsb/yNgfnQ6o9l7doYlqLQqF5.

Swissgas. Von Netzkarte: www.swissgas.ch/netzkarte.