

Gaskombikraftwerk (GuD)

Basiswissen-Dokument, Stand März 2020

1. Zusammenfassung

Gaskombikraftwerke (GuD) sind gasbefeuerte Grosskraftwerke, in denen die Prinzipien von Gasturbinen- und Dampfkraftwerken kombiniert werden. Sie zeichnen sich durch relativ niedrige Investitionskosten, eine rasche Aufbauzeit und eine hohe Betriebsflexibilität aus. Ihre Rentabilität ist jedoch unter den aktuellen Rahmenbedingungen (CO₂-Belastung und -Kompensation) und Strommarktpreisen ungenügend. Ausserdem sind die Stromgestehungskosten stark vom Erdgaspreis abhängig, und die Schweiz ist für den Brennstoff vollständig von Importen abhängig.

In der Schweiz gibt es drei Gaskombikraftwerke mit einer Jahresproduktion von rund 600 GWh, was weniger als 1 % der jährlichen inländischen Stromerzeugung darstellt. Aufgrund des Marktumfelds und der tiefen politischen und gesellschaftlichen Akzeptanz wurden alle Pläne zum Bau neuer GuD-Kraftwerke sistiert.

Die Annahme der Energiestrategie 2050, welche den Bau neuer und den Ersatz bestehender Kernkraftwerke verbietet, könnte die Erstellung von neuen Gaskombikraftwerken in der Schweiz wieder begünstigen.

Diese sind in einer zukünftigen Stromversorgung, welche zu einem grossen Teil auf fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen basiert, eine gute Option. Sie bieten eine hohe Einsatzflexibilität und das technische Potenzial ist gross. Gaskombikraftwerke könnten einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz vor allem im Winterhalbjahr leisten. Voraussetzungen dafür sind jedoch die politische und gesellschaftliche Akzeptanz sowie Rahmenbedingungen, die einen rentablen Betrieb ermöglichen.

2. Heutige Situation in der Schweiz

Gaskombikraftwerke werden auch als Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD), oder auf Englisch Combined Cycle Gas Turbines (CCGT), bezeichnet. In der Schweiz gibt es drei Kraftwerke: Monthey (VS, 55 MW_{el}, 350 GWh/Jahr), Pierre-de-Plan (VD, 34 MW_{el}, 100 GWh/Jahr) und Cornaux (NE, 43 MW_{el}, 160 GWh/Jahr). Diese tragen etwa 600 GWh zur jährlichen schweizerischen Stromerzeugung bei, was weniger als 1 % darstellt.¹ Die schweizerische Gesetzgebung schreibt fossil-thermischen Kraftwerken einen Wirkungsgrad von mindestens 62 % vor². Dieser lässt sich beim heutigen Stand der Technik nur durch Wärme-Kraft-Kopplung erreichen. Deshalb werden die Schweizer GuD-Kraftwerke in Kombination mit einer Abwärmenutzung, zum Beispiel für industrielle Prozesswärme, eingesetzt. Diverse Pläne für weitere Kraftwerke wurden in den letzten Jahren aufgegeben, so beispielsweise Cornaux II (Groupe E); Utzenstorf (BKW) oder Perlen (CKW). Zuletzt wurde 2017 auch das Projekt Chavalon für ein 400-MW-Kraftwerk, das an der Stelle eines früheren Ölkraftwerks in Vouvry (VS) entstehen sollte, sistiert.

Die öffentliche Akzeptanz grosser Gaskraftwerke ist in der Schweiz wegen der CO₂-Emissionen und der Auslandabhängigkeit beim Erdgas eher gering. Zudem begrenzen die CO₂-Gesetzgebung und die tiefen Strommarktpreise die Wirtschaftlichkeit solcher Kraftwerke. Allerdings kann die Annahme des Gesetzespa-

¹ Quelle: BFE 2018

² Quelle: KOM 2019

kets zur Energiestrategie 2050 des Bundes im Mai 2017, welches den Bau neuer und den Ersatz bestehender Kernkraftwerke verbietet, die Erstellung von neuen GuD-Kraftwerken wieder begünstigen. Entsprechend wurde im Vorfeld der Abstimmung von der Notwendigkeit von bis zu fünf solcher Kraftwerke gesprochen. GuD-Kraftwerke sind in einer zukünftigen Stromversorgung, welche zu einem grossen Teil auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basiert, eine geeignete Ergänzung. Sie können in kurzer Zeit erbaut werden, stellen eine inländische Produktion sicher und bieten eine hohe Einsatzflexibilität zur Kompensation der wetterabhängigen Produktion neuer erneuerbarer Energiequellen. Sie könnten darum einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz vor allem im Winterhalbjahr leisten und sind ein möglicher Enabler für die Umsetzung der Energiestrategie 2050. Allerdings müssten die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass ein rentabler Betrieb möglich ist. Zwei wesentliche Aspekte dabei sind die CO₂-Kompensationsvorschriften und die Vergütung einer Kapazitätsvorhaltung.

3. Stand und weitere Entwicklung der Technik

In GuD-Kombikraftwerken werden die Prinzipien eines Gasturbinenkraftwerks und eines Dampfkraftwerks kombiniert (Abbildung 1). Eine Gasturbine treibt einen Generator an. Die Abgase dienen als Wärmequelle für einen nachgeschalteten Dampferzeuger für eine Dampfturbine, welche wiederum einen Generator antreibt. Im Gesamtprozess wird dadurch ein höherer Wirkungsgrad der Stromerzeugung erreicht als jeweils mit einer Gasturbine im offenen Betrieb oder mit einem konventionell befeuerten Dampfkraftwerk alleine.

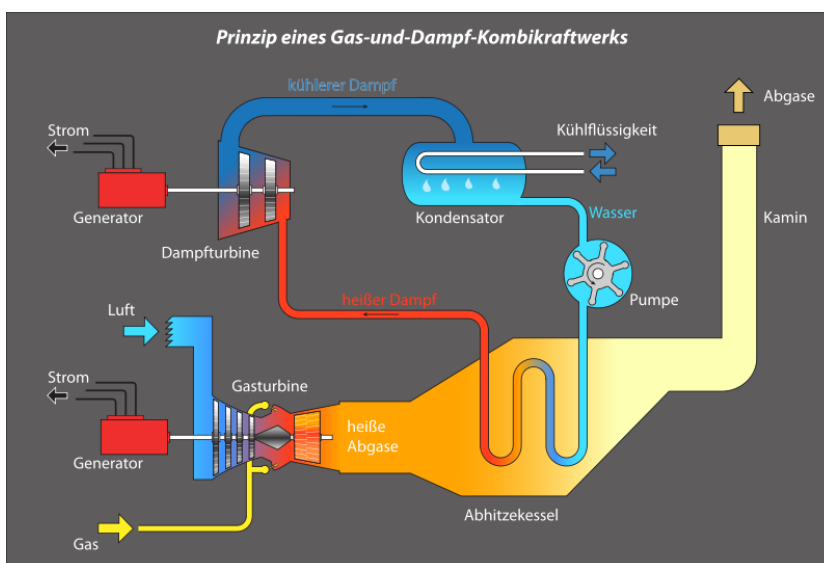


Abbildung 1: Prinzip einer Gas- und Dampf-Kombianlage³

Mit Gaskombikraftwerken werden elektrische Wirkungsgrade von über 60 % erzielt. Weitere markante Erhöhungen sind jedoch nicht zu erwarten, denn der Wirkungsgrad ist durch physikalische Gesetze und die Werkstoffbelastung der Gasturbine begrenzt. 2016 erreichte eine Anlage in Düsseldorf den bisher weltweit höchsten elektrischen Wirkungsgrad von 61,5 %.⁴ Durch die weitere Nutzung der Abwärme der Dampfturbi-

³ Quelle: LEH 2005

⁴ Quelle: SIE 2016

ne (Wärme-Kraft-Kopplung – WKK⁵), zum Beispiel als industrielle Prozesswärme oder in Fernwärmenetzen, lässt sich ein Gesamtwirkungsgrad von über 80 % erreichen.

GuD-Kraftwerke haben Leistungen von bis zu 800 MW pro Block. Eine typische 500-MW-Anlage erzeugt dabei jährlich eine Energiemenge von bis zu 3 TWh. Gaskombikraftwerke sind erprobt und erlauben eine hohe Flexibilität beim Bau und im Betrieb. Es kann wahlweise Band-, Mittel- oder Spitzenlastenergie erzeugt werden. Ebenfalls können Systemdienstleistungen erbracht werden. Die kurze Bauzeit von wenigen Jahren und die vergleichsweise geringen Investitionen erklären auch, warum in den letzten Jahren weltweit viele GuD-Kraftwerke neu erbaut oder ausgebaut wurden.⁶

Um die Treibhausgasemissionen fossiler Kraftwerke zu vermindern, wird an der CO₂-Abscheidung aus den Abgasen und der Speicherung geforscht (CCS: Carbon Capture and Storage). Ob sich diese Technologie etablieren kann, ist jedoch ungewiss. Einerseits ist die technische Machbarkeit noch nicht gesichert. Andererseits werden die Stromgestehungskosten durch CCS voraussichtlich massiv erhöht, und die gesellschaftliche Akzeptanz grosstechnischer CO₂-Lagerstätten ist sehr fraglich. Zudem sind in der Schweiz kaum geeignete Standorte vorhanden.

4. Potenzial

Das theoretische Produktionspotenzial von Gaskombikraftwerken in der Schweiz ist hauptsächlich durch die Verfügbarkeit des primären Energieträgers Erdgas gegeben. Dabei muss zwischen Ressourcen und Reserven unterschieden werden. Reserven sind bekannte Vorkommen, die nach dem heutigen Stand der Technik wirtschaftlich abbaubar sind. Ressourcen hingegen umfassen auch bekannte oder vermutete Vorkommen, die gegenwärtig nicht wirtschaftlich gefördert werden können. Die aktuellen weltweiten Erdgasreserven reichen beim heutigen Verbrauchsniveau über 50 Jahre, die Ressourcen sind 2,5-mal grösser.⁷ Über 80 % der weltweiten Reserven verfügen der Nahe Osten und die Gemeinschaft Unabhängiger Staaten GUS (diverse Nachfolgestaaten der Sowjetunion).

Die Erdgasversorgung der Schweiz erfolgt über das europäische Hochdruck-Pipeline-Netz, das vor allem über Pipelines aus Russland mit Gas versorgt wird. Mehrere politische Ereignisse haben in den letzten Jahrzehnten eine Anfälligkeit dieser Versorgung aufgezeigt, hauptsächlich bei Konflikten zwischen Russland und der Ukraine. In der Schweiz wird jedoch aktuell von einer sicheren Gasversorgung ausgegangen, weil sie knapp 60 % ihres Gasbedarfs aus Fördergebieten innerhalb der EU und aus Norwegen bezieht.⁸ Weiter verfügt die Schweizer Gaswirtschaft über einen Kavernenspeicher im französischen Jura mit einer Kapazität von 1,5 TWh (20 Tage Reichweite beim aktuellen Verbrauchsniveau). Zudem kann Erdgas verflüssigt werden, was eine Volumenreduktion um den Faktor 600 ermöglicht. Dieses verflüssigte Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) kann mit Tankschiffen von einem beliebigen Ort auf der Welt nach Europa transportiert und ins europäische Leitungsnetz eingespeist werden. Neue LNG-Terminals sowie neue Pipelines für Gas aus Aserbaidschan, Irak, Iran und dem östlichen Mittelmeer werden die Abhängigkeit der europäischen Gasver-

⁵ Weitere Erläuterungen zu WKK-Anlagen sowie ein Vergleich zwischen WKK und GuD: siehe entsprechende Basiswissen-Dokumente

⁶ Quelle: IEA 2015

⁷ Quelle: BGR 2019.

⁸ Quelle: VSG 2018

sorgung von Russland wesentlich reduzieren. Somit wird die Widerstandsfähigkeit der Schweizer Erdgasversorgung gegen Risiken und Krisen als gut beurteilt⁹.

Der jährliche schweizerische Gasbedarf liegt aktuell bei etwa 37 TWh, davon werden deutlich weniger als 5 % zur Elektrizitätserzeugung genutzt. Zudem genügt die Kapazität des Gasnetzes auf absehbare Zeit dem erwarteten Bedarf. Die vorhandene Netzinfrastruktur würde sogar den Zubau von bis zu acht Gaskombikraftwerken mit jeweils zwei Blöcken zu 550 MW an den heutigen Standorten der Kernkraftwerke erlauben.¹⁰ Zudem transportiert schon jetzt die Transigas-Leitung, die auf der Nord-Süd-Achse quer durch die Schweiz nach Italien führt, bis zu sechsmal mehr Erdgas als die Schweiz verbraucht. Aufgrund des Ausbaus von LNG-Terminals und von Erdgas-Pipelines nach Südeuropa ist zu erwarten, dass diese Transportkapazität aus dem Norden langfristig nicht mehr benötigt wird. Würde diese freiwerdende Kapazität vollumfänglich für GuD-Kraftwerke in der Schweiz verwendet, könnte damit theoretisch eine elektrische Kraftwerksleistung von bis zu 15 TW bedient werden. Somit ist die Erdgasversorgung in der Schweiz auch bei einem potenziell massiven Ausbau der GuD-Kraftwerkskapazitäten nicht limitierend.

Unter der Annahme, dass bis 2035 vier und bis 2050 acht GuD-Kraftwerke mit je 1100 MW in Betrieb genommen würden, ergibt sich das unten aufgeführte technische Produktionspotenzial (Annahme 4000 Volllaststunden pro Jahr):

Potenzial [TWh]	2019	2035	2050
Theoretisch (Limitierung Gasversorgung)	0,6	35	60
Technisch	0,6	18	35

Tabelle 1: Potenzial der Stromerzeugungstechnologie GuD in der Schweiz bis 2050.

Im Vorfeld der Volksabstimmung zur Gesetzesvorlage zur Energiestrategie 2050 des Bundes im Mai 2017 wurde verschiedentlich erwähnt, dass neue GuD-Kraftwerke eine mögliche Option für den Ersatz der wegfallenden Kernkraftwerke sein könnten. Unter den aktuellen Marktbedingungen lassen sich jedoch selbst modernste Gaskombikraftwerke oft nicht kostendeckend betreiben. Zudem ist die politische und gesellschaftliche Akzeptanz solcher Anlagen in der Schweiz eher gering. Darum ist es ungewiss, ob überhaupt und wann es zu einem Ausbau der GuD-Kapazitäten kommt, obwohl das technische Potenzial durchaus vorhanden ist.

5. Einschätzung zu Leistungsverfügbarkeit und Energiequalität

Gaskombikraftwerke werden vorrangig im Spitzen- und Mittellastbereich mit rund 4000 Volllaststunden pro Jahr eingesetzt. Dies ist der Bereich mit dem wirtschaftlichsten Betrieb. Werden sie jedoch zur Deckung der Grundlast verwendet, können sie ohne weiteres 8000 Volllaststunden pro Jahr erreichen. Momentan erzielen jedoch Gaskombikraftwerke vor allem in Deutschland aufgrund der Rahmen- und Marktbedingungen nur wesentlich tiefere Volllaststunden, so dass mehrere modernste Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt wurden. Wesentliche Treiber dieser Entwicklung waren bisher in Deutschland die tiefen Kohle- und moderaten CO₂-Preise, die den Einsatz von Kohlekraftwerken gegenüber GuD-Kraftwerken begünstigen. Mit der beschlossenen Stilllegung aller deutschen Kohlekraftwerke bis 2038 sowie der seit Mitte 2017 stark steigenden Preise der CO₂-Zertifikate (Juli 2017 6 EUR/t, Juli 2019 29 EUR/t) wird der Einsatz von Gaskombikraftwerken wieder attraktiver.

⁹ Quelle: BFE 2014

¹⁰ Quelle: UVE 2010

Da die Verfügbarkeit des Erdgases kaum saisonalen Schwankungen unterworfen ist, können die Kraftwerke auch im Winterhalbjahr, für welches die Verfügbarkeit der Kraftwerksleistung kritischer ist, ohne Einschränkung produzieren. Somit ergibt sich unter den im vorangehenden Abschnitt erwähnten Annahmen über den möglichen Ausbau der Kraftwerkskapazität das folgende Bild über das technische Potenzial im Winterhalbjahr:

Verfügbare Leistung [MW]	2019	2035	2050
Grundlast	130	4400	8800
Mittellast	130	4400	8800
Spitzenlast	130	4400	8800
Systemdienstleistung	0	4400	8800

Tabelle 2: Leistungsverfügbarkeit der GuD-Technologie in der Schweiz im Winterhalbjahr bis 2050 basierend auf dem technischen Potenzial.

6. Gestehungskosten

Im Vergleich zu anderen Grosskraftwerkstechnologien lassen sich Gaskombikraftwerke mit verhältnismässig tiefen Investitionen rasch erstellen. Ihre Stromgestehungskosten sind trotzdem eher hoch und tendenziell schwankend, da diese wesentlich vom Primärenergiepreis abhängen. Auf Basis von 4000 Volllaststunden pro Jahr, eines Erdgaspreises von 2 Rappen/kWh und eines CO₂-Preises von 29 EUR/t (32 CHF/t) betragen die Stromgestehungskosten bei GuD-Anlagen aktuell etwa 7,3 Rappen/kWh.¹¹ Dabei machen die Brennstoffkosten rund 45 % aus, der Anteil der CO₂-Kosten beträgt 15 %. Entsprechend ist die Sensitivität der Gestehungskosten auf den Gaspreis höher: Bei einer Verdopplung des Gaspreises steigen die Gestehungskosten um 46 %. Eine Verdopplung des CO₂-Preises führt zu einer Erhöhung um rund 15 %.

Eine Prognose der Gestehungskosten ist jedoch generell schwierig, da sich die Verwendung der Gaskraftwerke in den letzten Jahren verändert hat. Mit zunehmender Einspeisung fluktuierender neuer erneuerbarer Energie wird viel Flexibilität benötigt, die mit Gaskraftwerken erzielt werden kann. Dadurch werden Gaskraftwerke weniger für die Grundlastversorgung eingesetzt und erzielen somit geringere Volllaststunden. Dies beeinflusst die Gestehungskosten negativ, da die Amortisationskosten stärker ins Gewicht fallen. Bei einer Halbierung der jährlichen Volllaststunden auf 2000 h verteuern sich die Gestehungskosten um gegen 40 %. Demgegenüber kann bei einem Einsatz in Spitzenzeiten auch ein höherer Preis erzielt werden. Eine generelle Aussage zur Profitabilität von GuD-Kraftwerken ist daher stark von den erwarteten Einsatzbedingungen abhängig.

Bei der manchmal im Zusammenhang mit GuD-Kraftwerken diskutierten CCS-Technologie wird erwartet, dass sich die Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken um 6 bis 9 Rappen pro kWh erhöhen.¹² Auf Basis der heutigen Gestehungskosten würde dies Gesamtkosten von 13 bis 16 Rappen pro kWh bedeuten, was mehr als einer Verdopplung entspricht und massiv über den aktuellen Gestehungskosten der meisten anderen Stromerzeugungstechnologien liegt. Zudem ist die Realisierbarkeit von CCS in der Schweiz höchst fraglich.

¹¹ Quelle: Axpo

¹² Quelle: IEA 2015

7. Umwelt/Klima

Im Vergleich zu anderen fossil-thermischen Kraftwerken (Erdöl, Kohle) verursachen moderne Gaskombikraftwerke im Betrieb wesentlich geringere Emissionen von Luftschadstoffen und CO₂. Im Vergleich zu Kohlekraftwerken sind die Luftschadstoff- und CO₂-Emissionen zum Beispiel nur etwa halb so hoch. Moderne GuD-Anlagen produzieren im Betrieb rund 380 g CO₂ pro kWh Strom. Ein nicht vernachlässigbarer Teil der gesamten Umweltbelastung ist jedoch auf die Exploration, Förderung und Aufbereitung von Erdgas zurückzuführen. Auch die kumulierten Emissionen des Treibhausgases Methan stammen fast ausschliesslich aus den vorgelagerten Bereichen (beispielsweise Leckagen beim Transport). Betrachtet man den gesamten Lebenszyklus, erreichen GuD-Kraftwerke Emissionen von etwa 450 g CO₂-eq pro kWh.¹³ Dies ist wesentlich höher als jene von Wasser- und Kernkraftwerken, mit denen heute der grösste Teil der inländischen Stromproduktion abgedeckt wird, jedoch nur etwa halb so viel wie die Emissionen von Kohle- und Ölkraftwerken. Mit der weiteren Entwicklung und dem Einsatz von CCS bei GuD-Kraftwerken besteht das Potenzial, die CO₂-Emissionen in Zukunft wesentlich zu reduzieren. Ein Einsatz dieser Technologie bei allfälligen neuen Schweizer Gaskombikraftwerken ist jedoch fraglich, da geeignete Standorte für CO₂-Lagerstätten kaum vorhanden sind und diese voraussichtlich auf eine geringe Akzeptanz bei der Bevölkerung stossen werden.

Neben dem relativ geringen Luftschadstoff- und CO₂-Ausstoss haben Gaskombikraftwerke im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien auch den Vorteil, dass sie keine Lärm- und Geruchsemissionen verursachen.

8. Rahmenbedingungen

Die CO₂-Kompensationsverordnung legt den Gesamtwirkungsgrad fest, den fossil-thermische Anlagen wie Gaskombikraftwerke in der Schweiz mindestens erreichen müssen.¹⁴ An bestehenden Standorten beträgt dieser 58,5 %, an neuen muss er mindestens 62 % erreichen. Diese hohen Wirkungsgrade können mit den heute verfügbaren Technologien nur erreicht werden, wenn neben Strom auch Wärme zu produziert wird. Das Kraftwerk wird damit als sogenannte Wärme-Kraft-Kopplungsanlage betrieben.

Weiter müssen Anlagen in der Schweiz ihren CO₂-Ausstoss zu 100 % kompensieren, wovon nach heutigem CO₂-Gesetz 50 % mit Massnahmen im Inland zu realisieren sind.¹⁵ Die inländische Kompensation ist jedoch teuer und schwierig zu realisieren, weil die Schweiz im Verhältnis zum Ausland relativ wenig CO₂ ausstösst und daher nur wenige Möglichkeiten zur Reduktion vorhanden sind. Die Wirtschaftlichkeit könnte sich verbessern, würde das Gesetz eine vollständige Kompensation im Ausland zulassen. Aus Schweizer Sicht würde auch die Anbindung an den europäischen Emissionshandelsmarkt umweltpolitische und wirtschaftliche Vorteile bringen: Durch einen gemeinsamen CO₂-Markt würden mehr kostengünstige Reduktionspotenziale offenstehen.¹⁶ Im Rahmen der Beratungen über die Totalrevision des CO₂-Gesetzes wurde in den parlamentarischen Kommissionen der Vorlage zur Verknüpfung des schweizerischen Emissionshandelssystems mit jenem der EU zugestimmt. Folgen die Räte den Kommissionen, können die Ratifizierung des ent-

¹³ Quellen: EUR 2016, ESU 2012

¹⁴ Quelle: KOM 2015

¹⁵ Quelle: CO2 2013

¹⁶ siehe Basiswissen-Dokument „Internationaler Handel mit Strom, Grünstrom-Zertifikaten und Emissionsrechten“

sprechenden Abkommens und eine Teilrevision des geltenden CO₂-Gesetzes umgesetzt sowie eine Verknüpfung der Handelssysteme im Jahr 2020 realisiert werden.

9. Bewertung und SWOT-Analyse

Bewertungskriterium	2019	2035	2050
Investitions- und Geste- hungskosten	tiefe Investitionskosten, jedoch hohe Sensitivität der Gesteungskosten auf Erdgaspreis und teilweise CO ₂ -Kosten	tiefe Investitionskosten, jedoch hohe Sensitivität der Gesteungskosten auf Erdgaspreis, tiefe Vollaststunden, Zusatz- kosten für CCS	tiefe Investitionskosten, hohe Sensitivität der Ge- stehungskosten auf Erd- gaspreis, tiefe Vollaststun- den, Zusatzkosten für CCS
Umweltverträglichkeit	höhere CO ₂ -Belastung als Schweizer Strom- Mix	Verbesserung mit neu- en Technologien (CCS) möglich	Verbesserung mit neuen Technologien (CCS) mög- lich
Verfügbarkeit der Energie	flexible Erzeugung, gute und ganzjährige Brenn- stoffverfügbarkeit	flexible Erzeugung, gute und ganzjährige Brenn- stoffverfügbarkeit	flexible Erzeugung, Brenn- stoffverfügbarkeit langfris- tig unklar
Produktionspotenzial	0,6 TWh (ca. 1 % des Strombedarfs)	16 TWh	35 TWh
Gesellschaftliche Akzeptanz	schlecht	ungewiss, eventuell besser mit CO ₂ - mindernden Technolo- gien	Ungewiss, eventuell bes- ser mit CO ₂ -mindernden Technologien und guter Brennstoffverfügbarkeit
Politische Akzeptanz	eher schlecht	ungewiss	ungewiss

Tabelle 3: Bewertung der Stromproduktion mit Gaskombikraftwerken nach verschiedenen Kriterien für die Zeiträume 2017, 2035 und 2050. Grün: gut; orange: genügend; rot: schlecht

extern	Chancen <ul style="list-style-type: none"> - Enabler der Energiestrategie 2050 - Tiefe Erdgaspreise - Kapazitätsmärkte - KKW-Alternative zur Sicherstellung der Stromversorgung im Winterhalbjahr 	Risiken <ul style="list-style-type: none"> - Verschärfung der CO₂-Gesetze - hohe CO₂-Kompensationskosten - tiefe Strommarktpreise - hohe Erdgaspreise - langfristig begrenzte Ressourcen
intern	Stärken <ul style="list-style-type: none"> - flexible Erzeugung (Band- bis Spitzenenergie) - Systemdienstleistungen - Reduzierte Abhängigkeit von Stromimporten - wesentlich umweltfreundlicher als Öl- und Kohlekraftwerke 	Schwächen <ul style="list-style-type: none"> - wesentlich höhere CO₂-Emissionen als Kernkraft und Erneuerbare - Auslandabhängigkeit beim Erdgas - Nur Übergangslösung aufgrund langfristig begrenzter Ressourcen

Tabelle 4: SWOT-Analyse

10. Quellenverzeichnis

BFE 2014	Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz, Bundesamt für Energie, Bern, 2014
BFE 2019	Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2019
BGR 2019	Energiestudie 2018 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 2019.
CO2 2018	Bundesgesetz über die Reduktion der CO ₂ -Emissionen (CO ₂ -Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (Stand 1. Januar 2018)
ESU 2012	Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz, ESU Services GmbH und Paul Scherrer Institut, im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Juli 2012
EUR 2016	Life Cycle Assessment of Electricity Generation, eurelectric, November 2016
IEA 2015	Projected Costs of Generating Electricity, International Energy Agency, Paris, 2015
KOM 2019	Verordnung über die Kompensation der CO ₂ -Emissionen von fossil-thermischen Kraftwerken (CO ₂ -Kompensationsverordnung) vom 30. November 2012 (Stand 19. Februar 2019)
LEH 2005	Peter Lehmann, Prinzip eines Kombikraftwerks, Ingenieurbüro für Technik und Information, Bonn, 2005
SIE 2016	Media-Release «Siemens erreicht in Düsseldorfer Kraftwerk neuen Leistungs- und Effizienz-Weltrekord,» Siemens, 28. Januar 2016
UVE 2010	Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bern, 2010
VSG 2018	VSG Jahresstatistik 2018, Verband der Schweizerischen Gasindustrie, Nov. 2018