

Zeitschrift: Tec21
Herausgeber: Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
Band: 137 (2011)
Heft: 37: CO2 einlagern

Artikel: Gaskraftwerke mit CO2-Abscheidung
Autor: Schell, Johanna / Werner, Mischa / Casas, Nathalie
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-170267>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 21.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

GASKRAFTWERKE MIT CO₂-ABSCHIEDUNG

Der politische Wille von Bundes- und Nationalrat, bis 2034 aus der Kernenergie auszusteigen, hat neben dem Ausbau regenerativer Energien und verbesserter Energieeffizienz auch den Bau von Gaskraftwerken wieder in den Fokus der Diskussion gerückt. Mit der Abscheidung der dort anfallenden CO₂-Emissionen und ihrer Speicherung in tiefen geologischen Schichten (Carbon capture and storage, CCS) liesse sich der Anstieg des Treibhausgases begrenzen. Der Artikel erläutert diese Technologie, deren Energiebedarf und Kosten sowie ihr Potenzial in der Schweiz.

Titelbild

Vom Kamin in den Untergrund anstatt in die Luft – mit der CCS-Technologie liesse sich CO₂ an grossen Punktquellen wie Kraftwerken oder Industriebetrieben abtrennen und unterirdisch einzulagern (Foto: KEYSTONE/Peter J. Robinson)

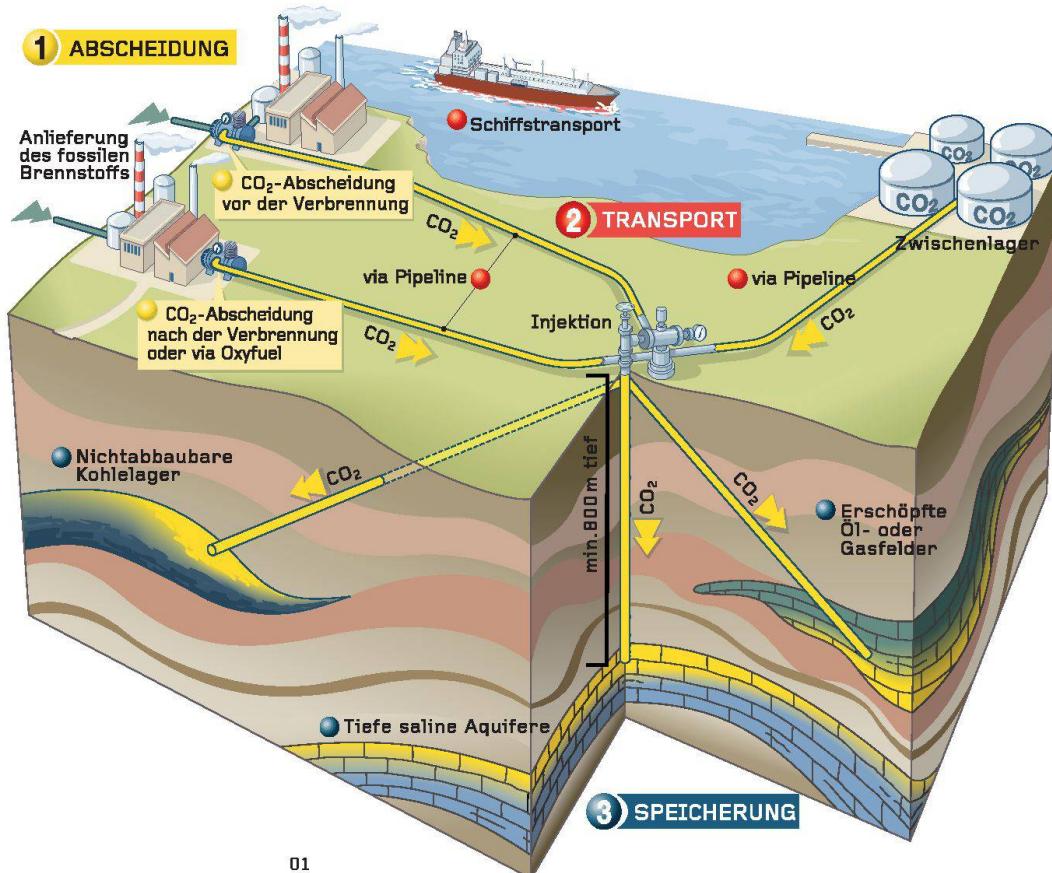
CCS FÜR DIE NICHT STROM PRODUZIERENDE INDUSTRIE

Oft vergessen werden in der CO₂-Debatte Industrien mit emissionsintensiver Produktion, für die es im Gegensatz zum Stromsektor schwierig bis prozessbedingt unmöglich ist, zur Vermeidung ihrer CO₂-Emissionen auf Alternativen wie Suffizienz- oder Effizienzmassnahmen oder den Einsatz erneuerbarer Energien zu setzen. Namentlich sind dies Raffinerien, Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA), Teile der chemischen Industrie sowie Stahl- und Zementwerke. Die grössten Schweizer CO₂-Emissionsquellen sind momentan Zementfirmen wie Holcim (Schweiz) AG, Jura Cement und Vigier Cement, gefolgt von der Petroplus Raffinerie in Cressier und dem Standort Visp der Lonza AG. Hier könnte ebenso wie bei den zahlreichen Schweizer KVA analog zur Stromproduktion das «post-combustion»-Abscheidungsverfahren zum Einsatz kommen. Bei fast allen erwähnten Werken ist die CO₂-Konzentration im Abgas um ein Vielfaches höher als beispielsweise bei einem Gaskraftwerk, wodurch die CO₂-Abscheidung weniger aufwendig und somit auch billiger wäre. Natürlich lassen sich die Emissionen nur dann vermeiden, wenn die Konsumenten auch willens sind, die höheren Kosten eines CO₂-arm produzierten Gutes zu tragen. Dies gilt für Zement, Zahnpasta und Stahl genauso wie für sauberen Strom.

Die Schweiz erzeugt derzeit 57 % ihres Stromes aus Wasserkraft und 38 % aus Kernkraft.¹ Daher liegen ihre CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion heute niedriger als in vielen anderen Industrienationen. Ein Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2034 würde die Schweiz vor die Herausforderung stellen, die Lücke zwischen dem voraussichtlich weiterhin steigenden Bedarf und der reduzierten Produktionskapazität zu schliessen. Eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz bieten Möglichkeiten, dies ohne erhöhte Treibhausgas-emissionen zu tun. Gelingt es damit nicht rechtzeitig, die Lücke zu schliessen, sind als Überbrückung fossile Kraftwerke notwendig.

Momentan sind in der Schweiz fünf Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 3200 MW am Netz. Die drei kleinsten und ältesten (Beznau I und II sowie Mühleberg) haben jeweils eine Leistung, die mit einem Gaskraftwerk vergleichbar ist (~ 400 MW)¹, was eine direkte Substitution ermöglichen würde. Gaskraftwerke sind insbesondere im Hinblick auf die zu ersetzende Grundlastfähigkeit der Kernkraftwerke wie auch auf die schnelle Realisierbarkeit attraktiv. Das Schweizer Gesetz schreibt jedoch eine hundertprozentige Kompensation der entstehenden CO₂-Emissionen vor, davon 70 % im Inland.² Die Kosten dafür werden aufgrund der Auswahl an Möglichkeiten umso höher, je mehr CO₂ zu kompensieren ist. Die sogenannte «carbon capture and storage»-Technologie, kurz CCS, könnte hier die Möglichkeit bieten, den Ausstoss von CO₂ und somit die zu kompensierende Menge zu reduzieren. Diese Technologie besteht darin, dass bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Erdöl oder Kohle oder auch bei industriellen Prozessen entstehende CO₂ nicht einfach in die Atmosphäre abzugeben, sondern direkt am Kraftwerk bzw. am Ort der industriellen Produktion abzuscheiden und an einem geeigneten Ort sicher einzulagern (Abb. 1, vgl. auch nebenstehenden Kasten).

Die verschiedenen Teile dieses Konzepts – Abscheidung, Transport und Speicherung des CO₂ – werden momentan international in verschiedenen Projekten und Forschungsprogrammen entwickelt. Diese Technologie ermöglicht einerseits den hoch entwickelten Ländern, ihren Ausstoss an CO₂ zu reduzieren und eine Brücke bis zur ausschliesslichen Nutzung von regenerativen Energien zu bauen. Andererseits bietet sie aufstrebenden Ländern wie China und Indien die Chance, ihre enormen Vorräte an Kohle klimafreundlicher zu verwenden.



METHODEN ZUR CO₂-ABSCHIEDUNG

Im Bezug auf die CO₂-Abscheidung werden drei verschiedene Strategien diskutiert und getestet (Abb. 2):³

Oxyfuel-Verfahren

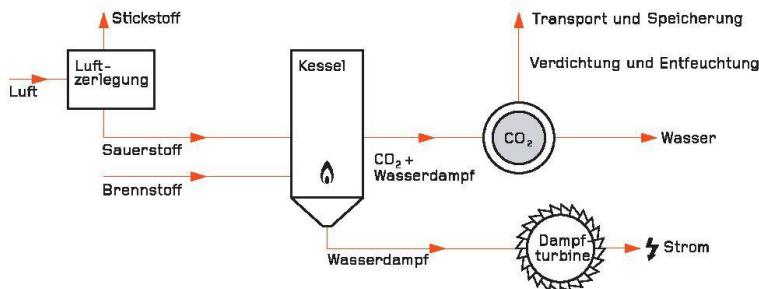
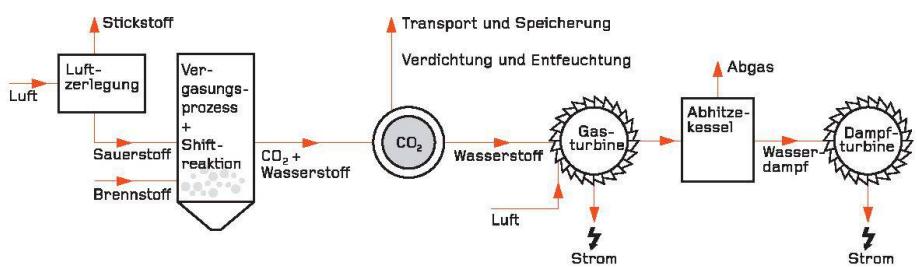
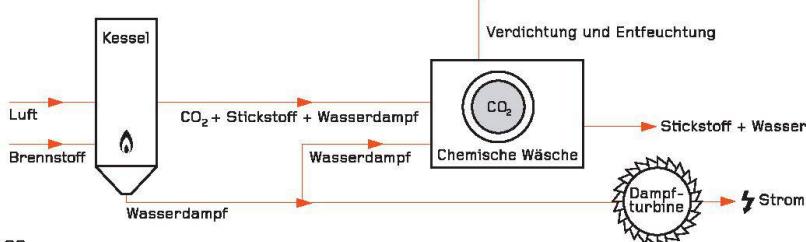
Die erste Möglichkeit ist die «oxyfuel combustion», die Verbrennung des fossilen Brennstoffs mit reinem Sauerstoff anstelle von Luft. Damit besteht der Abgasstrom lediglich aus CO₂ und Wasserdampf, der kostengünstig auskondensiert werden kann. Allerdings erfordert die Methode eine energieaufwendige Luftzerlegung, um den Stickstoff abzutrennen und Sauerstoff zu gewinnen. Sie wird derzeit zum Beispiel am Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe in Deutschland (Abb. 3) oder an der Gasaufbereitungsanlage bei Lacq in Frankreich getestet.

Abscheidung vor der Verbrennung

Eine weitere Methode nennt sich «pre-combustion capture». Dabei wird das CO₂ vor der eigentlichen Verbrennung abgeschieden. Dafür wird ebenfalls zunächst durch Luftzerlegung reiner Sauerstoff gewonnen und damit anschliessend ein fester Energieträger (Kohle, aber z. B. auch Biomasse ist eine Option) durch eine Vergasungsreaktion in CO₂ und Wasserstoff umgewandelt. Das CO₂ wird abgeschieden, während der Wasserstoff in einer Gasturbine verbrannt und damit Elektrizität erzeugt wird. Kommerzielle Kraftwerke dieses Typs gibt es bereits, bekannt unter der Abkürzung IGCC (integrated gasification combined cycle).

Solche mit CO₂-Abscheidung sind jedoch erst in der Planungs- oder Testphase (z. B. in Buggenum und Emshaven, Niederlande, oder Hatfield, UK). Während konventionelle Kessel mit gewissem Aufwand mit der Oxyfuel-Technik nachgerüstet werden können, setzt die «pre-combustion»-Methode tief greifendere Änderungen am Kraftwerksdesign voraus (namentlich an der Gasturbine). Sie kommt daher nur für neue Anlagen, nicht für Nachrüstungen infrage.

01 Überblick über die verschiedenen Komponenten des CCS-Prozesses: CO₂-Erzeugung und -Abscheidung, -Transport und -Speicherung (Grafik: Michel Berget/Total AG)

OXYFUEL-VERFAHREN**PRE-COMBUSTION-VERFAHREN****POST-COMBUSTION-VERFAHREN**

02

Abscheidung nach der Verbrennung

Die dritte Option, die sogenannte «post-combustion capture», ist am einfachsten realisierbar. Hier findet eine Trennung des Abgases in CO₂ und mehrheitlich Stickstoff erst nach der Verbrennung statt. Dies hat den Vorteil, dass der eigentliche Kraftwerksprozess unverändert bleibt, was – vorausgesetzt, es besteht genügend Platz für die nötigen Installationen – eine unkomplizierte Nachrüstung bei bestehenden Anlagen erlaubt. Nachteilig ist der voraussichtlich höhere Energiebedarf für die Abscheidung.⁴ Die eigentliche Trennung des CO₂ vom Restgas erfolgt mittels Gaswäsche, das heißt durch einen Ablauf von Absorptions- und Desorptionsreaktionen in zwei säulenförmigen Reaktoren – sogenannten Kolonnen. In der ersten Kolonne rieselt ein geeignetes Waschmittel über das Abgas und nimmt dabei selektiv CO₂ auf. In der zweiten Kolonne wird dieses durch Erhöhung der Temperatur wieder abgegeben. Letzteres ist derjenige Teilschritt mit dem grössten Energiekonsum. Die «post-combustion»-Methode wird bereits an verschiedenen Kraftwerken in Pilotprojekten mit einem kleinen Teilstrom des Abgases und verschiedenen Waschmitteln untersucht (z.B. in Mongstadt, Norwegen, oder Pleasant Prairie und Mountaineer, USA). Beim sogenannten «chilled ammonia»-Prozess von Alstom Power (Schweiz) AG wird beispielsweise eine Ammoniaklösung verwendet. Absorption ist eine grundlegende Methode in der Verfahrenstechnik und wird z.B. an Kohlekraftwerken bereits für die Entschwefelung und Entstickung der Abgase angewendet. Deshalb und aufgrund der in den Pilotprojekten gesammelten Erfahrungen kann das Verfahren als «pre-commercial» bezeichnet werden.

Für alle drei beschriebenen Methoden sind weitere Forschung, Evaluierung und die Erprobung im Grossmassstab notwendig, wovon man sich in erster Linie eine Verbesserung der

02 Vereinfachte Darstellung der drei Verfahren, die zur Abscheidung von CO₂ zur Verfügung stehen. An allen drei wird geforscht (Grafik: E.on)

03 Im deutschen Bundesland Brandenburg betreibt Vattenfall seit September 2008 die CCS-Pilotanlage «Schwarze Pumpe», in der die CO₂-Emissionen des dortigen Braunkohlekraftwerkes mithilfe des Oxyfuel-Prozesses abgeschieden und verflüssigt werden (Foto: Vattenfall)



03

CO₂-TRANSPORT

Nach der Abscheidung wird das CO₂ komprimiert und somit verflüssigt, damit es in platzsparender Form vorliegt. Mittels Pipeline kann es dann zur nächstgelegenen Speicherstätte transportiert werden. Bei einem Druck von 90 bis 110 bar in der Pipeline genügt ein Innen-durchmesser von ca. 30 cm, um 1 Mio.tCO₂ pro Jahr zu befördern. Bei 40 Mio.t pro Jahr, also den heutigen Gesamtemissionen der Schweiz, läge dieser bei ca. 110 cm. In den USA existiert heute schon ein CO₂-Pipelinetz von über 2500 km Länge, da CO₂ dort seit den 1970-Jahren in der Öl- und Gasförderung zum Einsatz kommt (vgl. S. 22). Was vielerorts noch fehlt, ist eine auf CO₂ zugeschnittene Gesetzgebung, basierend auf derjenigen für den bestens bekannten Transport von Erdgas.

Solange in CCS-Pilotprojekten erst kleine Mengen CO₂ abgeschieden und gespeichert werden (unter 0.1 Mio.t), bieten sich für den Transport auch LKW oder Güterzüge an. Am Forschungsstandort Ketzin in Deutschland reichen täglich zwei LKW mit 20t Ladekapazität. Für ein grossindustrielles Unterfangen wird diese Variante aber rasch unökonomisch. 50 000 LKW- oder 1000 Zugladungen wären nötig, um 1 Mio.tCO₂ zu befördern. Für die Schweiz keine Option und nur ab sehr langen Distanzen von 1000 km und mehr ökonomisch sinnvoll wäre der Schiffstransport.

Energieeffizienz und damit Kosteneinsparungen verspricht. Erkannt zu haben scheint dies die EU. Das von der EU-Kommission beschlossene und vom EU-Rat gutgeheissene CCS-Demonstrationsprogramm sieht vor, in Europa bis 2015 zehn bis zwölf grosse Demoprojekte zu lancieren, um CCS ab 2020 kommerziell verfügbar zu machen.⁵ Bisher sind erst sechs Projekte ausgewählt und in der Planung weiter fortgeschritten, entsprechend ambitioniert scheint der Zeitplan der EU. Es werden jedoch alle gesammelten Erfahrungen auch für den möglichen Einsatz von CCS in der Schweiz verfügbar sein.

FORSCHUNG IN DER SCHWEIZ

Auch Schweizer Forschungsinstitute beschäftigen sich mit dem Thema CO₂-Abscheidung. So ist das Institut für Verfahrenstechnik der ETH Zürich Projektpartner bei «DECARBit», einem EU-Forschungsprojekt zur «pre-combustion»-Technologie.⁶ An der Fachhochschule Nordwestschweiz und am Paul Scherrer Institut untersuchen Forschende außerdem, wie sich Wasserstoff optimal in einer Gasturbine zu Energie umsetzen lässt. Und an der ETH Lausanne beschäftigt sich das Labor für Industrielle Energiesysteme mit modellbasierter Optimierung und Systemintegration der drei Abscheidungstechnologien in bestehende und zukünftige Kraftwerksdesigns. Diese Aktivitäten sind Teil des schweizerischen CCS-Projektes CARMA⁷ (CARbon MAnagement in power generation, vgl. Kasten Seite 23).

AUSWIRKUNGEN VON CCS AUF DIE CO₂- UND ERDGASBILANZ DER SCHWEIZ

Soll konkret ein Kernkraftwerk durch ein Gaskraftwerk ersetzt werden, stellt sich die Frage, welche Auswirkungen dies auf die Schweizer CO₂- und Erdgasbilanz hätte. Der Erdgasverbrauch der Schweiz lag 2009 bei nur 2800 Mio. m³/Jahr.⁸ Allerdings ist die Schweiz aufgrund ihrer zentralen Lage geopolitisch günstig am EU-Netz angeschlossen. Sie ist heute mit zwölf

Gaskraftwerk 400 MW	ohne CCS	mit CCS
Wirkungsgrad	58 %	50 %
CO ₂ -Emissionen, abgegeben an die Atmosphäre	1 Mio. t	0.12 Mio. t
CO ₂ -Emissionen, unterirdisch gespeichert	0	1.08 Mio. t
Erdgasverbrauch	500 Mio. m ³	590 Mio. m ³
Gesamtbilanz CO ₂ -Emissionen Schweiz*	+2.5 %	+0.3 %
Gesamtbilanz Erdgasverbrauch Schweiz*	+18 %	+21 %

04 Auswirkungen auf die CO₂- und Erdgasbilanz beim Ersatz eines kleinen Kernkraftwerkes durch ein Gaskraftwerk vergleichbarer Leistung ohne bzw. mit CCS-Technologie

*bezogen auf die derzeitigen CO₂-Emissionen der Schweiz von 40 Mio. t CO₂ pro Jahr bzw. den derzeitigen Erdgasverbrauch von 2800 Mio. m³ pro Jahr (Tabelle: Red.)

grenzüberschreitenden Leitungen ins internationale Erdgas-Transportnetz eingebunden. Unter anderem verläuft die Transitleitung von den Niederlanden nach Italien zwischen Wallbach (AG) und dem Griespass (Oberwallis). Weiterhin soll eine neue Pipeline, die Trans Adriatic Pipeline (TAP), Europa mit dem Erdgas vom Kaspischen Meer und aus dem Nahen Osten verbinden. Die Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG (Schweiz) hält daran 42.5 %.⁹ Eine Versorgungslücke ist daher hinsichtlich vorhandener Infrastruktur und geplanten Kapazitätsausbaus eher unwahrscheinlich. Für ein 400-MW-Gaskraftwerk ohne CCS mit einem Wirkungsgrad von 58 % und einer Auslastung von 87 % betragen die CO₂-Emissionen ungefähr 1 Mio. tCO₂/Jahr. Dies entspräche einem Anstieg um 2.5 % der aktuellen Schweizer Emissionen (40 Mio. tCO₂/Jahr). Der gesamtschweizerische Erdgasverbrauch würde sich um 18 % erhöhen. Unter der Annahme, dass sich der Wirkungsgrad mit CCS auf 50 % reduziert, muss 17 % mehr Gas verbrannt werden, um auf die gleiche Nennleistung von 400 MW zu kommen. Das dabei anfallende CO₂ erhöht sich auf 1.2 Mio. t/Jahr. Bei einer Abscheidungsrate von 90 % würden die jährlichen CO₂-Emissionen allerdings nur 0.12 Mio. t/Jahr betragen, was einem Anstieg der Schweizer Gesamtemissionen von 0.3 % entspräche. Der gesamtschweizerische Erdgaskonsum würde um weitere 3 % auf 21 % erhöht.

KOSTEN

Die Kosten hierfür sind, vor allem die CCS-Technologie betreffend, im aktuellen Stadium noch schwer abzuschätzen. Innerhalb der CCS-Wertschöpfungskette entfallen 75–90 % der Kosten auf die energieintensive Abscheidung inklusive Verflüssigung des CO₂.^{10,12} Der anschliessende Transport, die unterirdische Einlagerung und die Überwachung der Speicher fallen aus rein ökonomischer Perspektive entsprechend kaum ins Gewicht. Untersuchungen lassen vermuten, dass sich die Investitionskosten für ein Gaskraftwerk mit CO₂-Abscheidung ungefähr verdoppeln, während die Betriebskosten um ca. 25 % steigen.¹¹ Bezogen auf den Elektrizitätspreis würde das nach neuesten Abschätzungen einen gegenüber dem Fall ohne Abscheidung um 30–50 % höheren Preis bedeuten.^{11,12} Je langsamer die Forschung, Entwicklung und Implementierung von CCS im umliegenden Ausland, aber auch innerhalb der Schweiz vonstattengeht, desto höher werden die Kosten für die erste Generation kommerzieller Kraftwerke ausfallen. Umgekehrt sinkt der Preis mit jeder zusätzlich umgerüsteten oder neu installierten Anlage nach denselben ökonomischen Gesetzen wie bei den erneuerbaren Energien. Würden die absehbaren zusätzlichen CO₂-Emissionen durch Gaskraftwerke in der Schweiz auf andere Art und Weise im Inland kompensiert, wären sogenannte billige Massnahmen rasch ausgereizt, und der Strompreis würde stetig steigen. Insofern bietet CCS sowohl aus ökonomischer Sicht als auch aus klimapolitischen Gründen eine sinnvolle Lösung zur Überbrückung der Zeit, die wir brauchen, um unser Energiesystem vollständig auf erneuerbare Ressourcen umzurüsten.

Johanna Schell, Dipl. Chem.-Ing., PhD Student, Institut für Verfahrenstechnik, ETH Zürich,
schell@ipe.mavt.ethz.ch

Mischa Werner, MSc ETH Umwelt-Natw., PhD Student, Institut für Verfahrenstechnik, ETH Zürich,
werner@ipe.mavt.ethz.ch

Nathalie Casas, MSc ETH Chem.-Bio.-Ing., PhD Student, Institut für Verfahrenstechnik, ETH Zürich,
casas@ipe.mavt.ethz.ch

Marco Mazzotti, Professor für Verfahrenstechnik, Institut für Verfahrenstechnik, ETH Zürich,
marco.mazzotti@ipe.mavt.ethz.ch

- 1 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010, Bundesamt für Energie BFE, 2010
- 2 641.71 Schweizer Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz); Stand 1.1.2011
- 3 www.zeroemissionsplatform.eu/ccs-technology/capture.html, Stand 19.7.2011
- 4 Notz et al., CO₂-Abtrennung für fossil befeuerte Kraftwerke, Chemie Ingenieur Technik (10) 82, 2010
- 5 http://ec.europa.eu/energy/coal/sustainable_coal/ccs_project_network_en.htm, Stand 16.8.2011
- 6 www.decarbit.com, Stand 16.8.2011
- 7 www.carma.ethz.ch
- 8 Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2009, Bundesamt für Energie BFE, 2009
- 9 www.trans-adriatic-pipeline.com/de/; Stand 19.7.2011

10 IPCC, Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, 2005

11 Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2011, DOE/EIA-0383 (2010)

12 ETP-ZEP, 2011. The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-Demonstration CCS in the EU. www.zeroemissionsplatform.eu