

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 95 (2004)
Heft: 18

Artikel: Kohle gibt Gas
Autor: Müller, Bernd
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857975>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 19.03.2025

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

Kohle gibt Gas

Keine Schadstoffe und kein Kohlendioxid aus dem Kamin – der Traum vom abgasfreien Steinkohlekraftwerk könnte bald Realität werden.



Zukunft mit Kohle: Neueste Techniken zur schadstoffarmen Verbrennung können eine Renaissance der Kohlekraftwerke einläuten. Dabei wird die Kohle in Synthesegas verwandelt, das dann in Gasturbinen Strom erzeugt.

■ Bernd Müller

Erdgas oder Kohle?

In Bezug auf Investitionskosten und Effizienz fällt den Energieversorgern die Entscheidung leicht, wenn der Bau eines neuen Kraftwerks ansteht. So genannte GuD-Kraftwerke – Gasturbinen kombiniert mit Dampfturbinen – liefern einen Wirkungsgrad von etwa 58%, während Steinkohlekraftwerke den Brennstoff nur zu gut 48% nutzen. Mit Investitionskosten von 400 Euro/kW Kraftwerksleistung sind GuD-Anlagen zudem deutlich billiger als Kohlekraftwerke, für die der Investor über 700 Euro/kW kalkulieren muss.

Quelle:

Bernd Müller
Pictures of the Future/Frühjahr 2004
Siemens AG
Wittelsbacherplatz 2
D- 80333 München

Kein Wunder, dass in den USA in den vergangenen vier Jahren nur GuD-Kraftwerke gebaut wurden. Auch die EU-Studie «World Energy, Technology and Climate Policy Outlook», die bis 2020 weltweit eine Verdreifachung bei der Stromerzeugung aus Erdgas prophezeit, bestätigt den Trend zu GuD. Dennoch hat vor allem in den USA ein Umdenken eingesetzt. «Es zeichnet sich neuerdings ein Interesse für saubere Kohlekraftwerke ab», sagt Frank Bevc, Direktor für neue Technologien bei Siemens Power Generation (PG) in den USA. Der Grund: Die Preise für Erdgas seien nach dem 11. September 2001 stark gestiegen – von 2,60 auf 5,60 US-\$/GJ. Im Gegensatz zu Deutschland, wo bis 2020 Kraftwerke mit rund 40 GW Leistung zu erneuern sind, müssen die USA wegen Überkapazitäten frühestens 2006 wieder verstärkt in neue Kraftwerke investieren. Setzen die Investoren dann weiter auf Erdgas, würde man um den Import nicht herumkommen. Während die Amerikaner heute ihr Erdgas fast vollständig selbst fördern, sagen Prognosen für 2030 einen Importanteil

von mindestens 25% voraus. Das Gas müsste dann verflüssigt von anderen Kontinenten herantransportiert werden – zu höheren Kosten und mit der Gefahr von Terroranschlägen.

Kohle hingegen gibt es in den USA und auch weltweit genug. Die genannte EU-Studie prognostiziert bis 2030 stabile Kohlepreise. Das US-Energieministerium hat deshalb 2002 eine Clean Coal Power Initiative gestartet, die zehn Jahre lang die Hälfte der Investitionskosten neuer Kohlekraftwerke egal welcher Technik trägt, wenn diese strenge Umweltbestimmungen und Effizienzanforderungen erfüllen. «Siemens ist gewappnet, wenn die Nachfrage nach Kohlekraftwerken wieder anzieht», sagt Dr. Georg Rosenbauer, Energieexperte in der strategischen Planung von Siemens Power Generation (PG). Besonders ermutigend ist, dass die bereits erprobte Vergasungstechnik der Steinkohle den Zugang zum Gasturbinen- beziehungsweise GuD-Prozess ermöglicht. Bei der Reduzierung der Schadstoffemissionen kann diese Technik selbst mit den sauberen und hocheffizienten GuD-Kraftwerken auf Erdgasbasis mithalten.

Kohle in Gas verwandeln

Die Kombination aus Vergasung und GuD-Anlage bezeichnen Fachleute als «Integrated Gasification Combined Cycle» (IGCC). Dabei wird ein flüssiger oder fester Brennstoff – etwa Steinkohle – in Gas umgewandelt, das dann in der Gasturbine verbrannt wird. Der Vorteil: Schadstoffe werden schon vor der Verbrennung abgetrennt oder entstehen gar nicht erst. Zwar sind IGCC-Kraftwerke mit Steinkohle heute noch nicht so wirtschaftlich wie konventionelle Dampfkraftwerke. «Doch diese im Vergleich zum Dampfkraftwerk junge Technik birgt noch erhebliches technisches und wirtschaftliches Verbesserungspotenzial», verspricht Jürgen Karg, bei PG zuständig für das IGCC-Marketing.

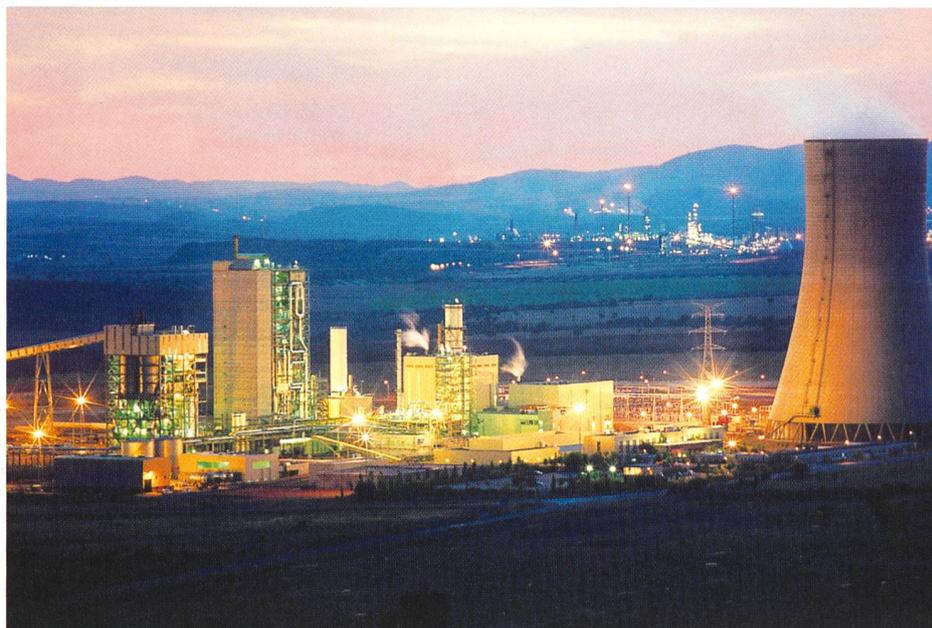
Einen Trumpf spielen IGCC-Anlagen, die in Europa im Kraftwerksbereich und



in der petrochemischen Industrie schon betrieben werden, bereits heute aus: Sie sind wahre Allesfresser. Ob Mischungen aus Kohle und Biomasse wie im niederländischen Buggenum, Kohle und Petrolkoks wie im spanischen Puertollano oder flüssige Raffinerierückstände (etwa Asphalt) wie im italienischen Priolo – ihr heisser Bauch verdaut fast jeden Brennstoff und erzeugt daraus ein wasserstoffreiches Synthesegas, das sich zum Betrieb einer geeigneten Gasturbine oder für Brennstoffzellen eignet. Zudem kann in Raffinerien aus dem Synthesegas auch Wasserstoff für deren Eigenbedarf erzeugt werden.

Nach Marktuntersuchungen von Siemens PG könnten IGCC-Anlagen in den nächsten Jahren zur Nutzung von Raffinerierückständen an Bedeutung gewinnen, zumal die Vergasung flüssiger Rückstände auch deutlich kostengünstiger ist als die Kohlevergasung. PG-Fachleute schätzen, dass für die Nachrüstung von bestehenden und bis 2010 neu zu errichtenden Raffinerien weltweit ein Leistungspotenzial für IGCC von etwa 120 GW besteht. Treibende Faktoren sind die verschärften Umweltvorschriften und die gestiegenen Anforderungen an die Qualität der Produkte. Bei der Verarbeitung des Rohöls anfallende Rückstände müssen umweltfreundlich entsorgt oder weiter verarbeitet werden. Einen Lösungsweg bietet die Vergasungs- und IGCC-Technik. Für die Leistungsklasse um 500 MW, für die ein besonderer Bedarf identifiziert wurde, hat Siemens PG mit Partnern ein Konzept für eine standardisierte IGCC-Anlage entworfen. Siemens steuert den Kraftwerksenteil bei, die Partnerfirmen sind für die Vergasung und nachfolgende Reinigung des Gases verantwortlich.

Ob und wann sich auch IGCC-Kraftwerke auf Kohlebasis zur reinen Stromerzeugung rechnen, hängt von den gesetzlichen Anforderungen an den Schadstoffausstoß ab. Sind sie restriktiv, spielt das den IGCC-Befürwortern in die Hände, andernfalls wären auch herkömmliche Kohlekraftwerke interessant, die pulverisierte Kohle verbrennen und die Abgase anschliessend reinigen. Bei IGCC lassen sich Stoffe wie Schwefel oder Vanadium bereits aus dem Synthesegas abscheiden, anreichern und wieder verwenden. Das Gleiche gilt für Kohlendioxid, das sich aus dem komprimierten Synthesegas leichter abscheiden lässt als aus dem Rauchgas. Georg Rosenbauer rechnet allerdings damit, dass IGCC-Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung erst nach 2020 konkurrenzfähig sind.



Das IGCC-Kraftwerk in Puertollano, Spanien, verarbeitet Kohle und Petrolkoks.

Auf Rekordjagd beim Wirkungsgrad

Bis dahin versuchen die Ingenieure, den Wirkungsgrad herkömmlicher Kraftwerke schrittweise zu steigern. Werden alte Anlagen durch neueste Technik ersetzt, besteht allein in Deutschland ein CO₂-Minderungspotenzial von 40 Mio. t pro Jahr – 13% der CO₂-Emissionen deutscher Kraftwerke. Bei der Braunkohle, die unter den fossilen Energieträgern mit 26% den grössten Anteil zur deutschen Stromerzeugung beisteuert, ist die Erneuerung bereits weit vorangeschritten. In Mittel- und Ostdeutschland sind neue hocheffiziente Kraftwerke im Einsatz. Nun wird dies auch im Rheinland vorangetrieben: Seit Ende 2002 betreibt der RWE-Konzern in Niederaussem das grösste Braunkohlekraftwerk der Welt mit einer Siemens-Dampfturbine, das bei einer Nettoleistung von 965 MW einen Wirkungsgrad von über 43% erreicht. Das Kraftwerk spart damit nicht nur Kosten für den Brennstoff, sondern stösst pro Jahr drei Millionen Tonnen weniger Kohlendioxid aus – bezogen auf die Technik im 600-MW-Block von 1974, die nur 35% Wirkungsgrad erreicht.

Niederaussem ist aber erst der Startschuss für das so genannte Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik, kurz BoA. Bis 2020 soll der Wirkungsgrad mit zwei Massnahmen auf über 50% steigen:

- **Massnahme 1:** Vortrocknung der Braunkohle. Diese enthält bis zu 60% Wasser, das heute mit 1000 °C heis-

sem Rauchgas energieaufwändig entzogen wird. Eine neue Feinkorntrocknung soll den Wirkungsgrad in BoA-Plus-Kraftwerken ab 2015 um vier Prozentpunkte auf über 47% treiben. Dabei wird die Energie des verdampften Wassers effizient für den Trocknungsprozess genutzt.

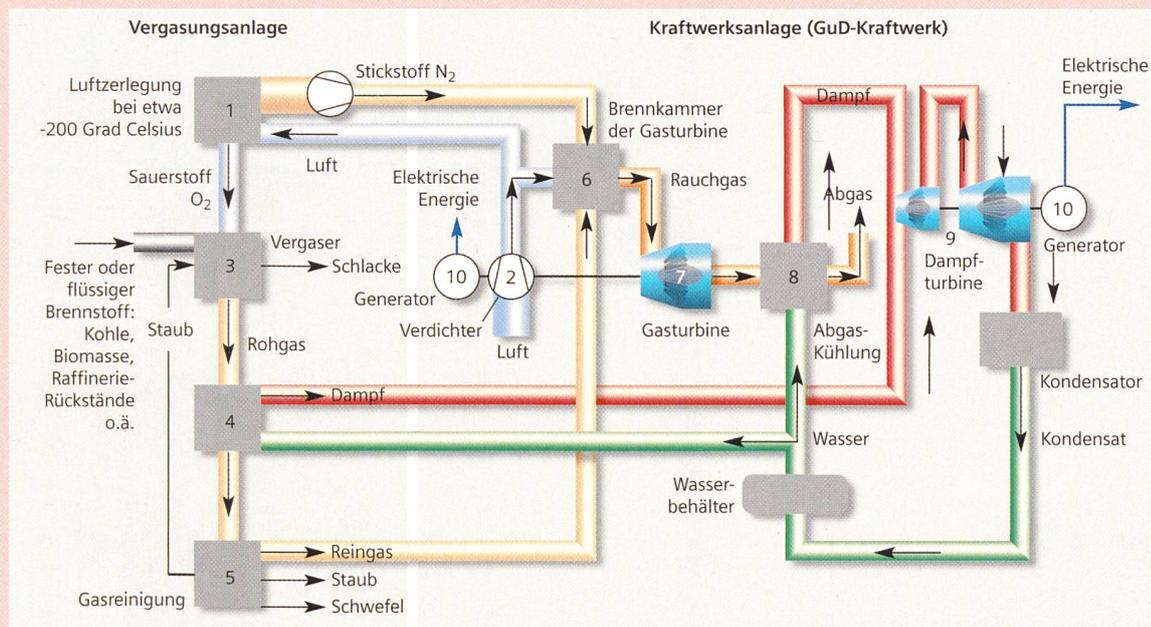
- **Massnahme 2:** eine Erhöhung der Dampftemperatur. Das brächte weitere vier Prozentpunkte beim Wirkungsgrad.

Neue Werkstoffe für effizientere Turbinen

Die Physik gibt vor, dass der Wirkungsgrad umso höher ist, je höher die Temperaturdifferenz zwischen ein- und ausströmendem Dampf ist. In Niederaussem strömt der Dampf mit 600 °C und einem Druck von knapp 300 bar in die Hochdruckturbine. Das Problem: «Bei Temperaturen über 620 °C wird es schwierig mit konventionellen Werkstoffen», sagt Uwe Hoffstadt, bei Siemens PG in Mülheim an der Ruhr für das Turbinendesign zuständig.

Im Projekt Komet 650, das 2002 endete, suchten mehrere deutsche Firmen und Universitätsinstitute nach Werkstoffen, die eine 50 Grad höhere Temperatur aushalten. Dazu wurde im VEW-Kraftwerk Westfalen eine Hochtemperatur-Teststrecke eingebaut. «In 16 500 Volllaststunden haben sich vor allem Werkstoffe auf Nickelbasis bewährt», sagt Christian Stolzenberger vom VGB Powertech, des europäischen Fachverbandes für Strom-

WIE EIN IGCC KOHLE IN GAS UND STROM VERWANDELT



Die Umwandlung eines flüssigen oder festen Brennstoffs – etwa Steinkohle oder Raffinerierückstände – in ein Synthesegas läuft in mehreren Schritten ab:

- **Lufttrennung (1):** Für die Vergasung ist reiner Sauerstoff nötig. Dazu wird Luft vom Verdichter (2) der Gasturbine (7) oder mit einem separaten Verdichter auf 10 bis 20 bar komprimiert und verflüssigt. Die Abtrennung des Sauerstoffs erfolgt durch Destillation bei Temperaturen um -200 °C .
- **Vergasung (3):** Chemisch ist dies eine Verbrennung mit reinem Sauerstoff – allerdings mit weniger Sauerstoff, als für eine vollständige Verbrennung nötig wäre. Dabei entsteht ein Rohgas, hauptsächlich aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2). Mit Wasserdampf wird CO in CO_2 und weiteren Wasserstoff überführt. Zur Vergasung von Festbrennstoffen wie Kohle oder Petrolkoks gibt es drei Verfahrensprinzipien, von denen bei IGCC die Flugstromvergasung dominiert: Kohlenstaub wird unter Druck mit einem Fördergas wie Stickstoff einem Brenner zugeführt und im Vergaser mit Sauerstoff und Wasserdampf zum Synthesegas umgewandelt.
- **Rohgaskühlung (4):** Das Synthesegas muss vor der weiteren Behandlung abgekühlt werden. Hierbei entsteht Dampf, der in der Dampfturbine der GuD-Anlage zur Stromerzeugung beiträgt.
- **Reinigung (5):** Nach der Abkühlung des Gases halten Filter zunächst Aschepartikel zurück, anschließend kann bei Bedarf auch Kohlendioxid entzogen werden. Andere Schadstoffe wie Schwefel oder Schwermetalle werden

ebenfalls durch chemische und physikalische Verfahren gebunden. Das bringt gleichzeitig die nötige Brennstoffreinheit für den Betrieb der Gasturbinen.

- **Verbrennung:** Das wasserstoffreiche Gas wird vor der Brennkammer (6) der Gasturbine mit Stickstoff aus der Lufttrennung oder mit Wasserdampf vermischt. Das senkt die Verbrennungstemperatur und unterdrückt so weitgehend die Bildung von Stickoxiden. Das dann aus der Verbrennung mit Luft entstehende Rauchgas strömt auf die Schaufeln der Gasturbine (7). Es besteht im Wesentlichen aus Stickstoff, CO_2 und Wasserdampf. Durch die Vermischung mit Stickstoff oder Wasser wird der spezifische Energieinhalt des Gases auf rund 5000 kJ/kg reduziert. Erdgas hat hingegen den zehnfachen Energieinhalt. Deshalb muss bei gleicher Leistung der Brennstoff-Massenstrom durch die Gasturbinen-Brenner beim IGCC-Kraftwerk rund zehnmal höher sein.
- **Abgaskühlung (8):** Nach Entspannung des Rauchgases in der Gasturbine und anschließender Abwärmenutzung in einem Dampferzeuger wird das Abgas an die Atmosphäre abgegeben. Die Dampfströme aus der Rohgas- und Abgaskühlung werden kombiniert und gemeinsam der Dampfturbine (9) zugeleitet. Nach der Entspannung in der Dampfturbine gelangt der Dampf über den Kondensator und den Speisewasserbehälter zurück in den Wasser- bzw. Dampfkreislauf. Gas- und Dampfturbine sind mit einem Generator (10) gekoppelt, in dem die Umwandlung in elektrische Energie erfolgt.

erzeugung mit Sitz in Essen, der das Projekt koordinierte. Noch anspruchsvollere Ziele, nämlich Temperaturen von 700 °C , hat sich das europäische Projekt AD700 gesetzt, das ab 2004 in eine VGB-Initiative mündet.

Auch die Vision eines CO_2 -freien Braunkohlekraftwerks wird bei RWE untersucht. Doch die Wirkungsgradeinbusen und damit die Stromerzeugungskosten sind sehr hoch. Für Dr. Johannes Ewers, bei der RWE Power AG für die Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik verantwortlich, ist deshalb die Strategie für die nächsten Jahre klar: «Wirkungsgradsteigerung steht ganz oben auf unserer Agenda.»

Du charbon transformé en gaz

Les substances toxiques sont isolées avant la combustion

Aucune substance toxique et aucun gaz carbonique ne sort de la cheminée – le rêve d'une centrale au charbon (houille) sans émissions pourrait bientôt devenir réalité. La combinaison entre la gazéification et les centrales mixtes (gaz et turbines à vapeur) est appelée «Integrated Gasification Combined Cycle» (IGCC) par les spécialistes. Dans le cadre de cette combinaison, un combustible liquide ou solide – par exemple de la houille – est transformé en gaz et ce dernier est ensuite brûlé dans la turbine à gaz. Avantage: les substances toxiques sont isolées avant la combustion ou il n'y a pas formation de substances toxiques.

Erfassen und orten Ihrer Leitungsnetze...



**Rufen Sie «Ihren» Verkaufsingenieur an
und verlangen Sie eine unverbindliche Demo.**

Olivier Eschmann: 021/633 07 22
Urs Bruderer: 031/921 64 21

Alain Brugger: 052/238 06 60
Daniel Eigenmann: 071/333 53 01

**WORKING
TOGETHER**

FUNCTION
integrated



LEICA SYSTEM 1200

...mit dem Leica System 1200 – noch schneller als je zuvor!

- Leitungsobjekte **geometrisch richtig** und **ohne Nachbearbeitung** ins NIS einfügen
- Digitale **Objektbeschreibung** und **Qualitätsnachweis** direkt vor Ort
- **Rasches** und **zuverlässiges** Orten der Leitungen
- **Wirtschaftlich** und **einfach** in der Anwendung
- **Robust** und **flexibel** einsetzbar

TQM
ISO 9001 / ISO 14001

Leica Geosystems AG, Europa-Strasse 21, CH-8152 Glattbrugg, Telefon +41 1 809 33 11, Fax +41 1 810 79 37
Leica Geosystems SA, Rue de Lausanne 60, CH-1020 Renens, Téléphone +41 21 633 07 20, Fax +41 21 633 07 21
E-Mail: info.swiss@leica-geosystems.com, Homepage: www.leica-geosystems.ch

Leica
Geosystems