

## **CCS Global**

Prospects of Carbon Capture and Storage Technologies (CCS) in Emerging Economies

Die globalen Perspektiven von CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Lagerung (CCS) in Schwellenländern

## **Final Report**

to the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)

## **Concluding Hypotheses**

## **Zusammenfassende Thesen**

GIZ-PN 2009.9022.6

Wuppertal, 30 June 2012

This project is part of the International Climate Initiative (ICI).

Supported by:



Federal Ministry for the  
Environment, Nature Conservation  
and Nuclear Safety

based on a decision of the Parliament  
of the Federal Republic of Germany

**Final Report**

The project on which this report is based was funded by the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) through the GIZ (Project Number 2009.9022.6). The sole responsibility for the content of this report lies with the authors.

The total report consists of 6 parts:

Concluding hypotheses / Zusammenfassende Thesen

- I. General Status and Prospects of CCS
- II. Country Study India
- III. Country Study China
- IV. Country Study South Africa
- V. Comparative Assessment of Prospects of CCS in the Analysed Countries

### **Elaborated by**

#### *Wuppertal Institute*

Dipl.-Umweltwiss. Andrea Esken

Dipl.-Umweltwiss. Samuel Höller

Dr. Daniel Vallentin

Dr. Peter Viebahn (Project Co-ordinator)

#### *With subcontracts to*

Dr. Pradeep Kumar Dadhich (The Energy and Resources Institute, New Delhi)

Prof. Dr. Can Wang (Tsinghua University, Beijing)

Prof. Dr. Rosemary Falcon (University of the Witwatersrand, Johannesburg)

Dr. Werner Zittel (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, Ottobrunn, Germany)

Teresa Gehrs (LinguaConnect, Osnabrück)

#### *Assistance by*

Holger Liptow (GIZ)

Christina Deibl, Bianca Falk, Florian Knüfelmann, Geo Kocheril (Wuppertal Institute)

### **Contact**

Dr. Peter Viebahn

Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy  
Research Group "Future Energy and Mobility Structures"

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

Germany

Tel.: +49 202/2492-306

Fax: +49 202/2492-198

E-mail: [peter.viebahn@wupperinst.org](mailto:peter.viebahn@wupperinst.org)

Web: [www.wupperinst.org/CCS/](http://www.wupperinst.org/CCS/)

## Table of Contents

1	Concluding Hypotheses	4
2	Zusammenfassende Thesen	13

# 1 Concluding Hypotheses

## Objectives of the “CCS Global” study

The aim of this study is to explore whether carbon capture and storage (CCS) could be a viable technological option for significantly reducing CO<sub>2</sub> emissions in emerging countries such as India, China and South Africa. These key countries have been chosen as case studies because all three, which hold vast coal reserves, are experiencing a rapidly growing demand for energy, currently based primarily on the use of coal. The study therefore focuses primarily on how to reduce CO<sub>2</sub> emissions from coal-based electricity generation via CCS, supplemented by a rough analysis of emissions from industry.

The analysis is designed as an integrated assessment, and takes various perspectives. The main objective is to analyse how much CO<sub>2</sub> can potentially be stored securely and for the long term in geological formations in the selected countries. This analysis is framed by an evaluation of coal reserves, levelised costs of electricity, ecological implications and stakeholder positions with regard to CCS in the respective countries. Finally, it draws conclusions on the future roles of technology cooperation and climate policy as well as research and development (R&D) in the field of CCS.

**In this summary, seven concluding hypotheses are presented describing the main outcomes of the “CCS Global” study.**

**How much carbon dioxide could potentially be held in geological storage in India, China and South Africa?**

***Hypothesis 1: Estimates of the storage potential in the considered countries are currently highly speculative. Consequently any estimates of the large-scale deployment potential of CCS have an unreliable basis.***

*One main constraint on the deployment of CCS in the analysed countries is the lack of detailed knowledge about potential storage sites and their connection to CO<sub>2</sub> emission sources. Using extremely optimistic assumptions, theoretically, a large quantity of CO<sub>2</sub> emissions could be stored (75, 192 and 22 Gt of CO<sub>2</sub> in India, China and South Africa, respectively). If more realistic calculations of the countries’ effective and “matched” storage potential are taken into account, only a fraction of the separable CO<sub>2</sub> emissions may potentially be sequestered (less than 5, 30 and 4 Gt of CO<sub>2</sub> in India, China and South Africa, respectively). In practice, this potential will decrease further when technical, legal, economic and acceptance factors are introduced. In the future, more rigorous assessments of the countries’ effective and matched storage potentials will be required in order to verify the high expectations that some storage scenarios attribute to CCS.*

Hypothesis 1 is based on the following methodology and assumptions:

- For the analysis, the concept of the “techno-economic resource-reserve pyramid for CO<sub>2</sub> storage capacity” was applied. Essentially, the pyramid consists of four categories: theoretical, effective, matched and practical capacity. The *theoretical* capacity is the maximum volume that could be filled with CO<sub>2</sub>, independent of economic and volumetrical aspects. Geologically, the most important capacity is the *effective capacity*, which is a subset of the theoretical capacity derived by applying physical, geological and engineering cut-off limits. The *matched capacity* is a subset of the effective capacity, derived by matching large CO<sub>2</sub> sources with potential sinks. Finally, the *practical storage capacity*, which includes technical, legal, economic and acceptance barriers, shows the capacity that may realistically be used. Since the practical capacity can only be determined at an advanced stage, when the impact of other factors have become clear, this study aims to derive a rough matched capacity to be used for orientation purposes.
- A wide range of storage capacity figures are available for the selected countries. Therefore, three storage scenarios *S1: high*, *S2: intermediate* and *S3: low* were developed for each country. The main potential storage sites are saline aquifers, and a small capacity is considered within oil and gas fields. Storage in basalts and coal seams was excluded from all scenarios due to the extent of technical uncertainty.
- It was assumed that CCS will not become commercially available before 2030, which is considered to be when the complete CCS chain will be in commercial operation, incorporating large-scale CCS-based power plants, transportation and storage. It seems unlikely that CCS will be launched before 2030 in India, China and South Africa not only because there are country-specific reasons against it but also, more importantly, because its deployment in industrialised nations is undergoing constant delays.
- To determine the amount of CO<sub>2</sub> emissions that could be available for storage, three CO<sub>2</sub> emission pathways *E1: high*, *E2: middle* and *E3: low* up to 2050 were explored for each country. Based on the common parameters of CCS power plants and an assumed average plant lifetime of 40 years, the cumulated quantity of CO<sub>2</sub> emissions that could be separated in the respective scenarios was determined, supplemented by a rough estimate of industrial emissions:
  - *India*: 13 to 111 Gt of CO<sub>2</sub> emissions (27 to 124 Gt CO<sub>2</sub> in the case of power plants and industry);
  - *China*: 34 to 221 Gt of CO<sub>2</sub> emissions (60 to 250 Gt CO<sub>2</sub> in the case of power plants and industry);
  - *South Africa*: 4 to 22 Gt of CO<sub>2</sub> emissions (0 to 2 Gt CO<sub>2</sub> in the case of coal-to-liquid plants and 4 to 24 Gt CO<sub>2</sub> in the case of power plants and coal-to-liquid plants).
- Based on these cumulated figures, source-sink matching was performed. The match correlates the capacities of possible geological storage sites with the emerging CO<sub>2</sub> emissions, taking into account a maximum distance between sources and sinks (500 km for India and China, 600 km for South Africa). These limits were assumed because longer distances would significantly affect the cost balance and create infrastructural barriers.
- The results of the source-sink match between storage scenarios S1–S3 and emission pathways E1–E3 provide a range of possible CO<sub>2</sub> mitigation. Within this range, CCS-

based power plants might be able to contribute to reducing CO<sub>2</sub> emissions into the atmosphere to the following extent:

- *India* (based on theoretical capacity): 5 Gt (lowest scenario) to 75 Gt (highest scenario) stored CO<sub>2</sub> (10 to 83 Gt CO<sub>2</sub> in the case of power plants and industry);
  - *China* (based on effective capacity): 30 Gt (lowest scenario) to 192 Gt (highest scenario) stored CO<sub>2</sub> (36 to 216 Gt CO<sub>2</sub> in the case of power plants and industry);
  - *South Africa* (based on effective capacity): 4 Gt (lowest scenario) to 22 Gt (highest scenario) stored CO<sub>2</sub> (0 to 2 Gt CO<sub>2</sub> in the case of coal-to-liquid plants and 4 to 24 Gt CO<sub>2</sub> in the case of power plants and coal-to-liquid plants).
- It should be noted that for *India* the source-sink match is based on the theoretical capacity. In contrast to China and South Africa, existing studies for India are very uncertain and the results are not linked to the resource-reserve pyramid. Due to the lack of clear methodologies, the derived capacity was classified as the theoretical capacity. Since an insufficient amount of information was available, it was decided not to apply general efficiency factors. If this was to be done, the theoretical storage potential, and therefore the matched capacity, would also have to be reduced.
  - In practice, the derived potential for each country is further reduced to the practical storage potential taking into account technical, legal, economic and acceptance barriers. This also reduces the matched capacities.

### **Are CCS-based coal-fired power plants economically viable in India, China and South Africa compared to equivalent power plants without CCS?**

***Hypothesis 2: Even in the presence of a carbon-pricing regime, only Chinese CCS-based power plants may potentially have an economic advantage compared to equivalent power plants without CCS.***

*In the case of a low CO<sub>2</sub> price development, there is a significant barrier to the economic viability of CCS in each of the analysed countries. A higher CO<sub>2</sub> price development (in this study, a CO<sub>2</sub> price starting at USD 42 per tonne of CO<sub>2</sub> by 2020 and rising to USD 63 per tonne of CO<sub>2</sub> by 2050 was assumed) would provide a strong incentive for installing CCS equipment in China's coal-fired power stations. However, power plants in India and South Africa would require a more ambitious CO<sub>2</sub> price development.*

Hypothesis 2 is based on the following methodology and assumptions:

- The analysis reveals a significant barrier to the economic viability of CCS under current conditions, which are characterised by a low CO<sub>2</sub> price development, in all of the considered countries. The introduction of a CO<sub>2</sub> pricing scheme would therefore be a crucial prerequisite for the commercialisation of CCS.
- The CO<sub>2</sub> pricing pathway calculated in this study is assumed to start at USD 42 per tonne of CO<sub>2</sub> in 2020 and to increase to USD 63 per tonne of CO<sub>2</sub> by 2050.

- Of the countries investigated, China has the lowest threshold to the economic viability of CCS. Assuming the presence of a CO<sub>2</sub> penalty, the levelised cost of electricity (LCOE) calculated for CCS plants is clearly lower than the LCOE of an equivalent non-CCS plant (US-ct 7.89/kWh<sub>el</sub> versus US-ct 10.63/kWh<sub>el</sub>). Consequently, the assumed CO<sub>2</sub> pricing pathway would provide a strong incentive for installing CCS equipment in China's coal-fired power stations.
- The LCOE of CCS plants in China is significantly lower than that in India and South Africa, mainly due to cheaper labour and equipment costs. Consequently, the incentive derived from the same CO<sub>2</sub> pricing pathway is significantly weaker in India and South Africa. India has the highest level of LCOE for coal-fired power generation with CCS of the three countries, as it combines rather high capital costs (due to complex ambient conditions) with high fuel prices. South Africa's capital costs for large-scale power plants are also comparatively high, but fuel prices are low. For future projections, the costs were updated using learning factors for CCS expenditures.
- As a consequence, the LCOE of Indian CCS plants is only slightly lower than that of non-CCS plants (US-ct 12.49/kWh<sub>el</sub> versus US-ct 13.42/kWh<sub>el</sub>) by 2050 if a CO<sub>2</sub> price is added. In South Africa, the LCOE of CCS plants is also somewhat lower than the LCOE of non-CCS plants (US-ct 10.03/kWh<sub>el</sub> versus US-ct 11.56/kWh<sub>el</sub>).
- A more ambitious CO<sub>2</sub>-pricing scenario would be needed in order to provide a strong economic advantage for CCS plants over non-CCS plants in India and South Africa.

### What are the ecological advantages and disadvantages of CCS-based power plants in India, China and South Africa?

***Hypothesis 3: CCS-based coal-fired power plants have the potential to achieve a substantial reduction in specific greenhouse gas emissions. However, most other environmental impacts would increase. For this calculation, the durability of CO<sub>2</sub> storage sites was presumed.***

*The prospective life cycle analysis (LCA) of future CCS-based pulverised power plants and integrated gasification combined cycle (IGCC) plants yields conflicting results regarding the environmental impacts of CCS.*

*On the one hand, CCS-based power plants could provide lower-carbon electricity by 2030 since the CO<sub>2</sub> emissions per kilowatt hour of electricity would be reduced by 74 to 78 per cent and total greenhouse gas emissions by 59 to 74 per cent. However, the reduction rates are lower than the CO<sub>2</sub> capture rate due to the additional energy consumption and the emissions released in the whole process chain. On the other hand, most other environmental and social impacts (such as stratospheric ozone depletion and health risks) would increase.*

Hypothesis 3 is based on the following methodology and assumptions:

- From a life cycle perspective, both the CO<sub>2</sub> emissions and the total greenhouse gas emissions per kilowatt hour of electricity are considerably reduced by 2030. Taking a CO<sub>2</sub> capture rate of 90 per cent at the power plant's stack, the overall CO<sub>2</sub> emissions per kilo-

watt hour of electricity are reduced by 75 to 77 per cent in the case of *India*; 75 per cent in the case of *China* and 74 to 78 per cent in the case of *South Africa*. Total greenhouse gas emissions per kilowatt hour of electricity are reduced by 71 to 74 per cent in the case of *India*; 59 to 60 per cent in the case of *China* and 67 to 72 per cent in the case of *South Africa*. The differences between these three countries are mainly due to the quantity of methane emissions released during coal mining, which is highest in China. Emissions from coal fires were not considered in this calculation. Furthermore, it was presumed that there would be no leakages at the storage sites, which would significantly alter the balance of CO<sub>2</sub> emissions.

- In general, the difference between the total reduction and the CO<sub>2</sub> capture rate is mainly due to the additional coal consumption (energy penalty) of CCS-based power plants, which increase the environmental burdens upstream, and the effects of transporting and storing the carbon dioxide as well as further second- and third-order emissions.
- Most other environmental impact factors increase per kilowatt hour of electricity for both pulverised power plants and IGCC (eutrophication, human toxicity, terrestrial ecotoxicity, freshwater and marine aquatic ecotoxicity and stratospheric ozone depletion) whilst acidification and summer smog decrease in the case of pulverised power plants and increase in the case of IGCC.
- Due to the additional primary energy demand in the case of CCS, other environmental and social issues not included in the life cycle assessment increase (for example, air quality, noise, mine waste, health risks, displacement and resettlement).

#### **What are the possible constraints of CCS in India, China and South Africa with regard to coal resources supply?**

***Hypothesis 4: In each of the considered countries, a high coal demand development pathway may lead to significant resource constraints and rising coal prices in the medium term. This trend would be strengthened by the increased coal consumption of CCS-based coal-fired power plants, thereby questioning the underlying assumptions on the economic feasibility of CCS.***

*All of the investigated countries have a typical coal production supply curve. Assuming the current proven coal reserves, even the present growth rates will not facilitate continued coal production in the long run. Since both India and China are importing increasing amounts of coal, coal trading prices are expected to increase on the global market. These trends would be reinforced by an increased coal consumption per unit of electricity, caused by the application of CCS.*

Hypothesis 4 is based on the following methodology and assumptions:

- *India*: Applying the typical supply pattern curve, it becomes obvious that proven recoverable reserves may be insufficient to meet the demand in the assumed high case energy scenario with CCS (*E1: high*, 46 to 50 Gt coal). Moreover, based on the total recoverable reserves of about 60 Gt, it seems very uncertain that continually increasing coal production can continue to be supported until 2050. Most probably, prices will rise significantly in



order to suppress demand, forcing a production peak long before 2050, probably around 2030. Scenarios projecting a cumulative demand below 30 to 40 Gt by 2050 (*E2: middle*, *E3: low*) may still allow a growing production rate in 2050. Although the peak event could be shifted to a certain extent by the discovery of new resources, a shift to around 2050 seems highly unrealistic.

- *China*: China's proven coal reserves are between 114.5 and 182 Gt. When possible reserves are included, this figure rises to 319 Gt, as reported for the end of 2009 in the Chinese Statistical Yearbook. What is even more problematic is the rising demand for coal imports. In 2010 China became the world's second largest importer of coal, requiring 166 Mt. It becomes apparent that the reserves may be insufficient to meet demand in the assumed high case coal development pathway (*E1: high*). Although it only covers power plants installed up to 2050, this pathway would require 102 to 137 Gt of coal, which would rise to 110 to 146 Gt if CCS was operational. The pathway with the lowest cumulative demand (56 to 74 Gt in the case of *E3: low*) could still allow a growing production rate.
- *South Africa*: The coal reserves of South Africa were revised downwards several times. At present, the reserves are estimated to be between 15 and 27 Gt. The development rate of new projects and the construction of infrastructure will determine whether peak production is approaching or has already taken place. It becomes obvious that proven recoverable reserves may be insufficient to meet demand in the assumed high case coal development pathway (*E1: high*). Although it covers only power plants installed up to 2050, this pathway would require 7.5 to 8.5 billion tonnes of coal, which would increase to 8.3 to 9.5 billion tonnes if CCS were applied. The pathway with the lowest cumulative demand (4 to 5 billion tonnes in the case of *E3: low*) could still allow a growing production rate.

### How do decision-makers and the public perceive the possible role of CCS in India, China and South Africa?

***Hypothesis 5: The political decision-makers in the three analysed countries are very cautious with regard to CCS. The public is not yet involved in the debate.***

*Due to the high costs involved, a significant energy penalty and a lack of large-scale demonstration projects in the industrialised world, political decision-makers in the considered countries have adopted a cautious approach towards the commercialisation of CCS. In most cases, the public is not yet involved in the discussion process.*

The interviews conducted during this study led to the following conclusions:

- The *Indian* government has a cautious attitude towards the commercialisation of CCS. India's foremost energy policy priority is to provide all Indian citizens with access to electricity. Since a large share of the additional electricity will be provided by central power plants and since CCS leads to substantial efficiency losses in power plants, it contradicts this aim.
- The *Chinese* government is not an enthusiastic advocate of CCS, mainly due to the high costs and energy penalty incurred by the technology. However, political and industrial

decision-makers in China regard CCS as a back-up or emergency technology for complying with possible long-term CO<sub>2</sub> mitigation obligations.

- In *South Africa*, key players have taken important action in terms of the research and development and the politics of CCS. The South African government recognises that CCS could become an important CO<sub>2</sub> mitigation technology in South Africa. But CCS would also bring potential conflicts with other important policy objectives, such as affordable electricity rates, reducing water usage and improving the efficiency of electricity generation in order to give the whole population access to electricity.
- *Public awareness* of CCS in India, South Africa and China is very low. Hence the public debate, in contrast to Europe, has not yet started.

**What are the future prospects of CCS in India, China and South Africa taking into account all parameters of the presented integrated technology assessment?**

***Hypothesis 6: Based on currently available data and expertise in the selected countries, several preconditions need to be fulfilled if CCS is to play a future role in reducing CO<sub>2</sub> emissions in the analysed countries.***

*Matching CO<sub>2</sub> storage capacities based on reliable storage capacity assessments, accessible coal reserves, cost-effectiveness, ecological requirements and public support need to be fulfilled to establish conditions for a prominent development of CCS in the analysed countries. If the effect of each assessment dimension is ranked across five categories (from 1 = strong barrier to 5 = strong incentive for CCS), both storage capacity and cost could develop within the whole range with different framework conditions or assumptions. The other assessment dimensions score between 2 (weak barrier) and 4 (weak incentive for CCS).*

Hypothesis 6 is based on the following assessments:

- In Table 1, the results illustrating the individual assessment dimensions are grouped to enable an integrated assessment to be undertaken. The effect of each assessment dimension on the future role of CCS is ranked in five categories. While the highest score (5) illustrates a strong incentive for CCS, the lowest score (1) represents a strong barrier to CCS development.
- Figure 1 presents the results for each country. For the crucial parameters – storage capacity and cost development – the lines above the columns illustrate the range within which these could develop in the event of different framework conditions or assumptions.

Table 1 Integrated assessment of CCS in India, China and South Africa – assessing the individual dimensions in a range from 1 (strong barrier to CCS) to 5 (strong incentive for CCS)

Assessment dimension	Categorisation of sub-dimensions	Incentive or barrier for the future role of CCS in		
		India	China	South Africa
Storage capacity and source-sink match	High storage scenario	5	5	5
	Intermediate storage scenario	3	5	5
	Low storage scenario	1	1	2
Assessment of coal reserves		2	2	2
Cost assessment	Low CO <sub>2</sub> price development	1	1	1
	Assumed CO <sub>2</sub> price development	3	4	3
	Higher CO <sub>2</sub> price development	4	5	4
Ecological assessment	Reduction of CO <sub>2</sub> emissions per kWh of electricity	4	4	4
	Reduction of total GHG emissions per kWh of electricity	4	3	4
	Impact on other environmental impact categories	1.5	1.5	1.5
	Impacts on local environment and health	1	2	2
Stakeholder analysis	Current perspective	1	2	3.5
	Long-term prospects	3	3	4

GHG = greenhouse gas

The classification is made using indicators 1 to 5, where 5 illustrates a strong incentive for CCS development in each country and 1 represents a strong barrier to CCS.

Source: Authors' composition

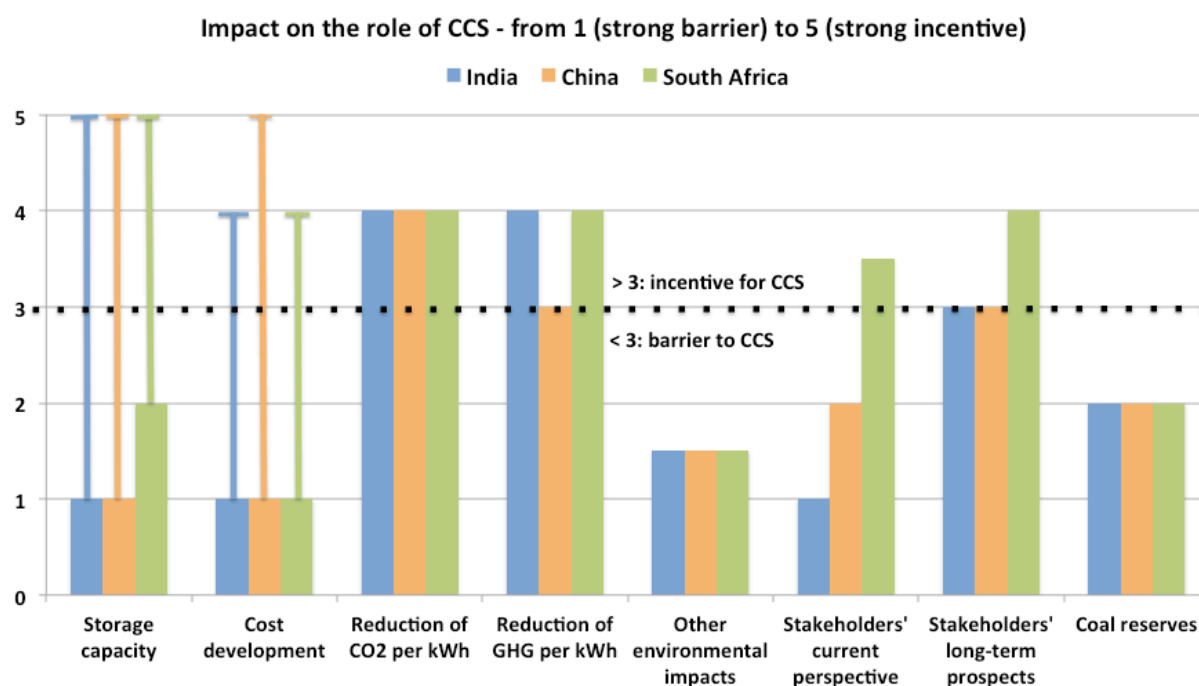


Figure 1 Integrated assessment of the role of CCS in India, China and South Africa, including the possible impact variations of storage capacity and cost development

Source: Authors' composition

## What are the implications of the results of this study on the future deployment of CCS in India, China and South Africa?

***Hypothesis 7: CCS deployment is one option for reducing CO<sub>2</sub> emissions into the atmosphere alongside other measures such as improvements in energy efficiency or the deployment of renewable energies. The adoption of CCS in India, China and South Africa would require strong commitments on the part of these countries and industrialised nations alike.***

*In order to overcome barriers to the deployment of CCS in the considered countries, experts and decision-makers from each country made it very clear in the various interviews conducted within this study that a stronger commitment from the industrialised world in terms of technology demonstration and implementation would be required alongside actions from individual countries and analysis. Furthermore, a substantial cost reduction and mechanisms for technology cooperation and transfer to developing countries and emerging economies would be needed.*

Hypothesis 7 is based on the following reflection:

- Existing scenario studies for the analysed countries show varying strategies for reducing CO<sub>2</sub> emissions in the electricity sector:
- One option is to make a considerable effort to achieve drastic improvements in *energy efficiency* together with an ambitious increase in the use of all forms of *renewable energy*. The *Energy [R]evolution Scenarios* from EREC and Greenpeace, for example, show that such pathways would continue to need conventional coal-fired power plants in order to satisfy energy needs over the next two or three decades but, nonetheless, the climate targets calculated in these scenarios would be met without using CCS and nuclear energy. However, such a scenario poses a significant challenge in that renewable energies would have to be systematically integrated into the current energy system. This would be a complex process which would depend on numerous factors.
- The second option is to pursue a fossil fuel-based policy, supplemented by varying shares of nuclear energy or renewable energies as assumed, for example, in the *BLUE Map Scenario* of the IEA and as adopted in the CO<sub>2</sub> emission pathways used in this study. Due to the striking dominance of coal-fired power generation in the countries' electricity sector, this option would require the introduction of CCS at different levels and acknowledging the consequences shown in the integrated assessment. Without CCS, a coal dominated path would be unable to reduce fossil-related carbon dioxide emissions as substantially as required by climate scientists. However, a precondition for opting for CCS would be the commercial viability of CCS, a decrease in CCS-based electricity costs, long-term policy support and a sufficient amount of proven and safe storage capacity.

In order to overcome the existing barriers, experts and decision-makers from each country made it very clear in the various interviews conducted within this study that the industrialised world would need to make a stronger commitment in terms of technology demonstration, cooperation and transfer to developing countries and emerging economies as well as their national initiatives and assessment.

## 2 Zusammenfassende Thesen

### Zielsetzung der „CCS Global“ Studie

Diese Studie untersucht im Rahmen einer integrierten Bewertung die globalen Perspektiven von CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Lagerung (CCS) in Schwellenländern. Am Beispiel von Indien, China und Südafrika wird der zentralen Fragestellung nachgegangen, ob CCS in der Lage sein könnte, die CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Länder signifikant zu reduzieren. Die drei Länder wurden als Fallbeispiele gewählt, da sie große Kohlevorräte besitzen, ihre Energieversorgung zu einem großen Teil auf Kohle basiert und sie einen rapide steigenden Energieverbrauch verzeichnen. Im Vordergrund der Untersuchung stehen dabei die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kohlekraftwerken, ergänzt um eine Grobanalyse industrieller Emissionen.

Die integrierte Bewertung deckt mehrere Untersuchungsdimensionen ab. Im Vordergrund steht die Abschätzung, wieviel Kohlendioxid in den drei untersuchten Ländern dauerhaft in potenziellen, geeigneten geologischen Formationen gelagert werden könnte. Hieran schließt sich für jedes Land eine ökonomische, ökologische und ressourcenstrategische Bewertung der CCS-basierten Kohleverstromung an. Weiterhin werden in einer Stakeholderanalyse treibende und bremsende Kräfte hinsichtlich einer Implementierung von CCS in den drei Schüsselländern identifiziert. Die Studie schließt mit einer Gesamtbewertung der potenziellen Rolle von CCS in Indien, China und Südafrika ab und gibt Empfehlungen für die weitere Vorgehensweise.

Die Studie leistet damit einen signifikanten Beitrag zur Einschätzung der internationalen Relevanz von CCS.

Im Folgenden werden die Kernaussagen der Studie „CCSglobal“ in sieben zusammenfassenden Thesen beschrieben.

Wie viel Kohlendioxid könnte potenziell in Indien, China und Südafrika geologisch abgelagert werden?

***These 1: Die Abschätzungen der Lagerstättenkapazität für Kohlendioxid in den untersuchten Ländern sind höchst spekulativ und bilden nur eine unsichere Grundlage für die Abschätzung der großmaßstäblichen Umsetzungsmöglichkeiten von CCS.***

*Eine starke Einschränkung für die mögliche Implementierung von CCS sind fehlende, detaillierte Erkenntnisse über die Kapazitäten der Lagerstätten und deren Anbindung an die CO<sub>2</sub>-Punktquellen in den analysierten Ländern. Unter äußerst optimistischen Annahmen könnte theoretisch eine große Menge an Kohlendioxid abgelagert werden, die sich auf 75 Gt CO<sub>2</sub> in Indien, 192 Gt CO<sub>2</sub> in China und 22 Gt CO<sub>2</sub> in Südafrika beläuft. Von dieser Maximalmenge kann jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit nur ein kleiner Teil genutzt werden, wenn physikalische, geologische und technische Randbedingungen berücksichtigt werden (beispielsweise die Höhe des maximal erlaubten Druckanstiegs in Aquiferen). In diesen Fällen würde sich die Lagerstättenkapazität auf*

weniger als 5 Gt CO<sub>2</sub> in Indien, 30 Gt CO<sub>2</sub> in China und 4 Gt CO<sub>2</sub> in Südafrika verringern. Dieses Potenzial reduziert sich weiter, wenn technische, rechtliche und ökonomische Aspekte sowie Akzeptanzfragen einbezogen werden („praktische Kapazität“). Die Studie zeigt einen großen Bedarf an detaillierten Abschätzungen der effektiven und realisierbaren Lagerstättenkapazität auf, um Aussagen über die großmaßstäbliche Umsetzungsmöglichkeit von CCS auf eine bessere Grundlage stellen zu können.

Nachfolgend werden die methodische Vorgehensweise und die Annahmen beschrieben, auf denen These 1 basiert:

- Die Analyse basiert auf dem Konzept der „Techno-ökonomischen Ressourcen-Reserven Pyramide“ zur CO<sub>2</sub>-Ablagerungskapazität. Diese Pyramide ordnet die Kapazität in vier Kategorien ein: theoretische, effektive, realisierbare (matched) und praktische Kapazität. Die *theoretische* Kapazität umfasst das gesamte Volumen einer Lagerstätte, welches mit CO<sub>2</sub> gefüllt werden kann, unabhängig von ökonomischen und volumetrischen Aspekten. Aus geologischer Sicht ist die wichtigste Kapazitätskategorie die *effektive* Kapazität, die einen Teil der theoretischen Kapazität darstellt. Sie wird abgeleitet durch die Anwendung von physikalischen, geologischen und technischen Randbedingungen. Die *realisierbare* (matched) Kapazität ist wiederum eine Untergliederung der effektiven Kapazität. Sie gibt an, welche Punktquellen mit den identifizierten Lagerstätten kombiniert werden können und hängt unter anderem von der maximal sinnvollen Transportentfernung ab. Die kleinste Kapazitätskategorie ist die *praktische* Kapazität, die aus der realisierbaren Kapazität berechnet wird, indem technische, rechtliche und ökonomische Aspekte sowie Akzeptanzgrenzen einbezogen werden. Sie zeigt diejenige Kapazität auf, die in der Praxis tatsächlich nutzbar wäre. Da die praktische Kapazität erst in einem fortgeschrittenen Prozessstadium bestimmt werden kann, wurde in dieser Studie aus Orientierungsaspekten eine grobe realisierbare Kapazität abgeschätzt.
- Auf Grund der großen Spannweite verfügbarer Abschätzungen zur Lagerstättenkapazität in den analysierten Ländern wurden für jedes Land drei Ablagerungsszenarien entwickelt (*S1: hoch, S2: mittel, S3: gering*). Den größten Anteil der Lagerstättenkapazität bieten saline Aquifere. Eine geringere Kapazität steht in Form von ausgebeuteten Öl- und Gaslagerstätten zur Verfügung. Ablagerung in Basaltgesteinen oder Kohleflözen wurde im Rahmen der Szenarien ausgeschlossen, da hinsichtlich dieser Formationen eine große technische Unsicherheit besteht.
- Es wurde angenommen, dass CCS vor 2030 nicht kommerziell verfügbar ist, womit der kommerzielle Betrieb der kompletten Technologieketten von Abscheidung in Großkraftwerken bis hin zum Transport und der Ablagerung von CO<sub>2</sub> gemeint ist. Trotz einiger länderspezifischer Besonderheiten erscheint ein früherer großmaßstäblicher Einsatz von CCS in Indien, China oder Südafrika unwahrscheinlich, ohne dass CCS-Projekte in den Industrieländern auf den Weg gebracht werden.
- Um die Menge an CO<sub>2</sub>-Emissionen abzuschätzen, die zur Ablagerung zur Verfügung stehen könnte, wurden für die betrachteten Länder jeweils drei Emissionspfade der Kohlestromerzeugung *E1: hoch, E2: mittel* und *E3: gering* bis zum Jahr 2050 entwickelt. Anhand üblicher Parameter von CCS-Kraftwerken und einer angenommenen durchschnittlichen Lebensdauer eines Kraftwerks von 40 Jahren wurde die kumulierte Menge an Koh-

lendioxid ermittelt, die in den jeweiligen Szenarien abgetrennt werden könnte. Sie wurde ergänzt um grobe Abschätzungen für Industrieemissionen:

- *Indien*: 13 bis 111 Gt CO<sub>2</sub>-Emissionen (27 bis 124 Gt CO<sub>2</sub> im Fall von Kraftwerken und Industrieanlagen),
  - *China*: 34 bis 221 Gt CO<sub>2</sub> Emissionen (60 bis 250 Gt CO<sub>2</sub> im Fall von Kraftwerken und Industrieanlagen),
  - *Südafrika*: 4 bis 22 Gt CO<sub>2</sub> Emissionen (0 bis 2 Gt CO<sub>2</sub> im Fall von Kohleverflüssigungsanlagen und 4 bis 24 Gt CO<sub>2</sub> im Fall von Kraftwerken und Kohleverflüssigungsanlagen).
- Aufbauend auf diesen kumulierten Mengen an Kohlendioxid wurde ein grober Abgleich von Quellen und Senken durchgeführt („source-sink matching“). Dieser Abgleich korreliert die Lagerstättenkapazität möglicher Senken mit den abtrennbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen großer Punktquellen. Als maximale Entfernung zwischen Quellen und Senken wurden 500 km für China und Indien und 600 km für Südafrika gewählt. Diese Obergrenzen wurden angenommen, da größere Distanzen die Kostenstruktur signifikant verändern und die infrastrukturellen Barrieren noch erhöhen würden.
  - Der Quellen-Senken Abgleich entlang der Emissionspfade E1 bis E3 (Quellen) und der Ablagerungsszenarien S1 bis S3 (Senken) liefert eine Spannbreite an möglichen CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen auf der Basis von CCS:
    - *Indien* (basierend auf der theoretischen Lagerstättenkapazität): 5 Gt (geringes Szenario) bis 75 Gt (höchstes Szenario) abgelagertes CO<sub>2</sub> (10 bis 83 Gt CO<sub>2</sub> im Fall von Kraftwerken und Industrieanlagen),
    - *China* (basierend auf der effektiven Lagerstättenkapazität): 30 Gt (geringes Szenario) bis 192 Gt (höchstes Szenario) abgelagertes CO<sub>2</sub> (36 bis 216 Gt CO<sub>2</sub> im Fall von Kraftwerken und Industrieanlagen),
    - *Südafrika* (basierend auf der effektiven Lagerstättenkapazität): 4 Gt (geringes Szenario) bis 22 Gt (höchstes Szenario) abgelagertes CO<sub>2</sub> (0 bis 2 Gt CO<sub>2</sub> im Fall von Kohleverflüssigungsanlagen und 4 bis 24 Gt CO<sub>2</sub> im Fall von Kraftwerken und Kohleverflüssigungsanlagen).
  - Es sei angemerkt, dass der Quellen-Senken Abgleich für *Indien* auf der *theoretischen* Lagerstättenkapazität basiert. Im Gegensatz zu den Kapazitätsabschätzungen für China und Südafrika sind die Ergebnisse für Indien noch unsicherer und nicht auf der Ressourcen-Reserven Pyramide einordbar. Aufgrund fehlender Angaben in den ausgewerteten Studien wurde die indische Lagerstättenkapazität daher als theoretisch eingeordnet. Aus dem gleichen Grund wurden keine Effizienzfaktoren angewendet. Eine zukünftige Anwendung von Effizienzfaktoren würde die verfügbare theoretische Lagerstättenkapazität und damit auch die realisierbare Kapazität weiter reduzieren.
  - Generell verringern sich alle abgeleiteten Potenziale, sobald technische, rechtliche und ökonomische Aspekte sowie Akzeptanzfragen in die Bewertung mit einbezogen werden, und ergeben dann die praktische Kapazität.

## Sind CCS-basierte Kohlekraftwerke in Indien, China und Südafrika konkurrenzfähig zu herkömmlichen Kohlekraftwerken?

***These 2: Auch die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Preises würde lediglich im Falle Chinas zu Kostenvorteilen von Kohlekraftwerken mit CCS gegenüber Kohlekraftwerken ohne CCS führen.***

*Bei einer konservativen Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises wäre eine wirtschaftliche Anwendung von CCS in den untersuchten Ländern nur schwer zu realisieren. Ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis (die vorliegende Studie geht von 42 US-\$ pro Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2020 und einem Anstieg auf 63 US-\$ pro Tonne CO<sub>2</sub> bis zum Jahr 2050 aus) würde einen starken Anreiz für die Nutzung von CCS in chinesischen Kohlekraftwerken generieren. Aufgrund eines insgesamt höheren Kostenniveaus der Stromerzeugung in Indien und Südafrika würde dies für eine ökonomische Nutzung von CCS in diesen beiden Ländern jedoch nicht ausreichen, so dass hier ein weit höherer CO<sub>2</sub>-Preis nötig wäre.*

Nachfolgend werden die methodische Vorgehensweise und die Annahmen beschrieben, auf denen These 2 basiert:

- Die Analyse zeigt, dass unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen, die durch einen niedrigen CO<sub>2</sub>-Preis gekennzeichnet sind, in den untersuchten Schlüsselländern eine beträchtliche Kostenhürde für die ökonomische Nutzung von CCS besteht. Die Einführung eines wirkungsvollen CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels ist daher eine Grundvoraussetzung für die kommerzielle Einführung von CCS.
- Der in dieser Studie zugrunde gelegte CO<sub>2</sub>-Preispfad beginnt im Jahre 2020 bei 42 US-\$ pro Tonne CO<sub>2</sub> und steigt bis zum Jahre 2050 auf 63 US-\$ pro Tonne an.
- Von den hier betrachteten Ländern weist *China* die niedrigste ökonomische Hürde für eine ökonomische Anwendbarkeit von CCS auf. Im Falle des betrachteten CO<sub>2</sub>-Preispfades liegen die mittleren Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken mit CCS deutlich niedriger als jene von Kohlekraftwerken gleichen Typs ohne CCS (7,89 US-ct/kWh gegenüber 10,63 US-ct/kWh). Folglich führt der angenommene CO<sub>2</sub>-Preispfad zu einem spürbaren Anreiz zur Nutzung von CCS in chinesischen Kohlekraftwerken.
- Die mittleren Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken in China sind aufgrund geringerer Arbeits- und Materialkosten deutlich niedriger als jene von CCS-Kraftwerken in *Indien* und *Südafrika*. Aus diesem Grund generiert der angenommene CO<sub>2</sub>-Preispfad in Indien und Südafrika einen deutlich schwächeren Anreiz für die Anwendung von CCS. Indien weist im Vergleich der drei Länder die höchsten mittleren Stromgestehungskosten auf, da hier hohe Investitionskosten (hauptsächlich aufgrund klimatischer Bedingungen) gepaart mit hohen Brennstoffpreisen auftreten. Die Investitionskosten südafrikanischer Kohlekraftwerke sind ebenfalls vergleichsweise hoch, jedoch befindet sich der inländische Kohlepreis auf einem niedrigen Niveau. Zur Abbildung der zukünftigen Entwicklung von CCS-Investitionskosten wurde in der vorliegenden Studie eine Lernkurvenanalyse durchgeführt.
- Aus den oben genannten Gründen liegen die mittleren Stromgestehungskosten indischer Kohlekraftwerke mit CCS nur leicht niedriger als die Stromgestehungskosten vergleichbarer Kohlekraftwerke ohne CCS (12,49 US-ct/kWh gegenüber 13,42 US-ct/kWh). In



Südafrika ergibt sich ein ähnliches Bild mit 10,03 US-ct/kWh aus CCS-Kraftwerken gegenüber 11,56 US-ct/kWh von Kohlekraftwerken ohne CCS.

- Um in Indien und Südafrika einen stärkeren Wettbewerbsvorteil von CCS-Kraftwerken gegenüber Kraftwerken ohne CCS zu erzeugen, ist ein ambitionierter Preispfad für CO<sub>2</sub>-Zertifikate erforderlich.

### Wie sind CCS-basierte Kohlekraftwerke in Indien, China und Südafrika aus Umweltsicht zu beurteilen?

***These 3: Durch den Einsatz CCS-basierter Kohlekraftwerke können die spezifischen Treibhausgase der Stromerzeugung substantiell vermindert werden. Jedoch verstärken sich die meisten anderen Umweltwirkungen. Eine bisher nicht erwiesene Langzeitstabilität der Lagerstätten wurde dabei vorausgesetzt.***

*Die prospektive Ökobilanz (life cycle analysis, LCA), die für CCS-basierte Kohlekraftwerke (Dampfkraftwerke und integrierte Kohlevergasung) mit Basisjahr 2030 durchgeführt wurde, zeigt gegenläufige Entwicklungen hinsichtlich der Umweltwirkungen. Einerseits können CCS-basierte Kohlekraftwerke im Jahr 2030 die CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Kilowattstunde Strom um 74 bis 78 Prozent und die gesamten Treibhausgase um 59 bis 74 Prozent reduzieren. Aufgrund der zusätzlichen Emissionen in der gesamten Prozesskette, die durch den erhöhten Kohleverbrauch und weitere Prozesse entstehen, liegen die Reduktionsraten dabei niedriger als die angenommene CO<sub>2</sub>-Abscheiderate. Andererseits steigen die meisten anderen Umweltwirkungen (zum Beispiel der stratosphärische Ozonabbau oder die Gesundheitsrisiken) an.*

Nachfolgend werden die methodische Vorgehensweise und die Annahmen beschrieben, auf denen These 3 basiert:

- Werden die Stoffflüsse und Emissionen eines CCS-basierten Kohlekraftwerkes im Jahre 2030 über die gesamte Prozesskette betrachtet, können sowohl die CO<sub>2</sub>-Emissionen als auch die gesamten Treibhausgase einer Kilowattstunde Strom erheblich reduziert werden. Bei einer angenommenen CO<sub>2</sub>-Abscheiderate von 90 Prozent am Kraftwerk selber vermindern sich die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in *Indien* um 75 bis 77 Prozent, in *China* um 75 Prozent und in *Südafrika* um 74 bis 78 Prozent. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen, zu denen neben CO<sub>2</sub> insbesondere auch Methan (CH<sub>4</sub>) gezählt wird, können pro Kilowattstunde Strom in *Indien* um 71 bis 74 Prozent, in *China* um 59 bis 60 Prozent und in *Südafrika* um 67 bis 72 Prozent vermindert werden. Die Unterschiede zwischen den drei analysierten Ländern ergeben sich durch unterschiedliche Qualität der Kohle, Kraftwerkstandards sowie die Höhe der Methanemissionen beim Bergbau, die in China am höchsten liegen. Emissionen aus Kohlefeuern wurden nicht berücksichtigt. Ebenfalls wurden keine Leckagen der Lagerstätten angenommen, die die CO<sub>2</sub>-Bilanz signifikant verändern könnten.
- Die Unterschiede zwischen der angenommenen CO<sub>2</sub>-Abscheiderate und der Gesamtreduktion ergeben sich durch die zusätzlichen Emissionen CCS-basierter Kohlekraftwerke, die über die gesamte Prozesskette entstehen und nicht abgeschieden werden können. Sie ergeben sich durch den erhöhten Kohleverbrauch („energy penalty“) und die dabei in den Vorprozessen verursachten Emissionen sowie durch Transport und Lagerung von

CO<sub>2</sub> und weiteren Prozessen zweiter und dritter Ordnung (beispielsweise die Herstellung des Waschmittels).

- Sowohl für Dampf- als auch für integrierte Kohlevergasungs-Kraftwerke verstärken sich die meisten anderen der betrachteten Umweltwirkungen pro Kilowattstunde (Eutrophierung, stratosphärischer Ozonabbau, Humantoxizität, terrestrische Ökotoxizität, Frischwasserökotoxizität und marine-aquatische Ökotoxizität). Versauerung und photochemische Oxidation („Sommersmog“) nehmen nur im Falle der Dampfkraftwerks ab, während sie sich durch die Kohlevergasung ebenfalls verstärken.
- Der Mehrverbrauch von Kohle bei der Anwendung von CCS bewirkt, dass auch andere Effekte, die durch den Kohleabbau entstehen und die nicht mittels Ökobilanzen erfasst werden, ansteigen. Dies sind beispielsweise Luftqualität, Lärm, Minenabwässer, Gesundheitsrisiken oder Vertreibung und Umsiedlung der betroffenen Bevölkerung.

### **Sind die verfügbaren Kohleressourcen in Indien, China und Südafrika ein Hindernis für die Implementierung von CCS?**

***These 4: In jedem der untersuchten Länder könnte eine hohe Entwicklung der Nachfrage nach Kohle zu einer signifikanten Verknappung der Kohleressourcen führen und die Kohlepreise mittelfristig in die Höhe treiben. Dieser Trend würde durch den zusätzlichen Bedarf an Kohle für CCS-basierte Kraftwerke noch verstärkt werden. Stark steigende Kohlepreise wiederum würden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen für CCS verändern.***

*In jedem der untersuchten Länder ist eine typisches Angebotskurve der Kohleförderung zu verzeichnen. Bereits mit den derzeitigen Wachstumsraten ist eine fortgesetzte Kohleförderung auf längere Sicht nicht möglich, geht man von den derzeit nachgewiesenen förderbaren Reserven („proven coal reserves“) aus. Darüberhinaus ist davon auszugehen, dass die Kohlepreise auf dem Weltmarkt steigen, wenn Indien und China ihre Importe weiter ausweiten. Dieser Trend wird zusätzlich verstärkt durch den erhöhten Kohlebedarf pro Kilowattstunde, der durch den Einsatz der CCS-Technologie verursacht wird („energy penalty“).*

Nachfolgend werden die methodische Vorgehensweise und die Annahmen beschrieben, auf denen These 4 basiert:

- *Indien:* Ausgehend von der typischen Angebotskurve der Kohleförderung wird deutlich, dass die derzeit nachgewiesenen förderbaren Reserven („proven coal reserves“) von Indien nicht ausreichen, um den steigenden Bedarf an Kohle im hohen Emissionspfad mit CCS zu decken (*E1: hoch*, 46 bis 50 Gt Kohle). Darüberhinaus scheint es sehr unsicher, ob ein kontinuierlicher Anstieg der Kohleförderung bis 2050 bei gesamten förderbaren Kohlereserven von etwa 60 Gt überhaupt realisierbar wäre. Sehr wahrscheinlich dürften die Kohlepreise stark ansteigen und das Fördermaximum der Kohle weit vor dem Jahr 2050, wahrscheinlich um das Jahr 2030 herum, eintreten. Szenarien mit einem kumulierten Kohlebedarf unter 30 bis 40 Gt bis 2050 (*E2: mittel* und *E3: gering*) könnten dagegen bis 2050 noch eine anwachsende Förderrate erlauben. Das Auffinden neuer Kohleressourcen könnte das Fördermaximum nach hinten verschieben, realistischerweise allerdings auch nicht bis ins Jahr 2050.

- *China*: Die nachgewiesenen Kohlereserven („proven coal reserves“) in China liegen zwischen 114,5 und 182 Gt. Wenn zusätzlich die wahrscheinlichen Reserven („probable reserves“) hinzugenommen werden, erhöht sich die Menge auf 319 Gt, wie das chinesische Statistische Jahrbuch 2009 angibt. Ein größeres Problem besteht in steigenden Kohleimporten. 2010 wurde China zum zweitgrößten Kohleimporteure der Welt mit 166 Mt. Die verfügbaren Reserven könnten daher möglicherweise nicht ausreichen, um den Kohlebedarf im Emissionspfad *E1: hoch* zu decken, der sich auf 102 bis 137 Gt Kohle beläuft und bei Anwendung der CCS-Technologie auf 110 bis 146 Gt ansteigen würde. Der Emissionspfad *E3: gering* mit einem kumulierten Bedarf von 56 bis 74 Gt könnte dagegen bis 2050 noch eine anwachsende Förderrate erlauben.
- *Südafrika*: Die Kohlereserven Südafrikas wurden in den letzten Jahren mehrfach herabgesetzt. Zur Zeit werden sie auf 15 bis 27 Gt Kohle abgeschätzt. Die Entwicklungsgeschwindigkeit neuer Förderprojekte und der Aufbau von benötigter Infrastruktur wird darüber entscheiden, ob das Fördermaximum bereits erreicht ist oder erst später erfolgen wird. Nach den derzeitigen Angaben könnten die nachgewiesenen förderbaren Reserven („proven coal reserves“) möglicherweise nicht ausreichen, um den Kohlebedarf im Emissionspfad *E1: hoch* zu decken, der sich auf 7,5 bis 8,5 Gt Kohle beläuft und bei Anwendung der CCS-Technologie auf 8,3 bis 9,5 Gt ansteigen würde. Der Emissionspfad *E3: gering* mit einem kumulierten Bedarf von 4 bis 5 Gt könnte dagegen bis 2050 noch eine anwachsende Förderrate erlauben.

#### Wie beurteilen politische Entscheidungsträger und die Öffentlichkeit die mögliche Rolle von CCS in Indien, China und Südafrika?

***These 5: Politische Entscheidungsträger in den untersuchten Ländern nehmen eine eher zurückhaltende Haltung gegenüber CCS ein. Die Öffentlichkeit spielt in den CCS-Debatten der drei Länder bislang noch keine nennenswerte Rolle.***

*Aufgrund der hohen Kosten der CCS-Technologie, ihrer hohen Energieintensität sowie einer unzureichenden Zahl großmaßstäblicher Demonstrationsprojekte in den Industrieländern haben politische Entscheidungsträger in den untersuchten Ländern eine zurückhaltende Einstellung gegenüber der Anwendung und Verbreitung von CCS. Die Öffentlichkeit ist bisher kaum in die Debatte zur CCS-Technologie involviert.*

Nachfolgend werden die Resultate der in der Studie durchgeführten Interviews beschrieben, auf denen These 5 basiert:

- Die *indische Regierung* verfolgt gegenüber der kommerziellen Nutzung der CCS-Technologie einen zurückhaltenden Ansatz, da ihre wichtigste energiepolitische Priorität in der Verbesserung des Zugangs zu Elektrizität für die indische Bevölkerung besteht. Da ein Großteil der benötigten Stromkapazitäten durch große Kraftwerke gedeckt werden, CCS jedoch mit Wirkungsgradeinbußen verbunden ist, widerspricht dies dem politischen Ziel der Energieeffizienzsteigerung.
- Die *chinesische Regierung* ist vor allem aufgrund der hohen Kosten und der Energieintensität von CCS-basierten Kraftwerken kein überzeugter Anhänger der CCS-Technologie. Politische und industrielle Entscheidungsträger betrachten die Technologie

jedoch als Reserve- oder Notfalloption für den Fall, dass die chinesische Regierung sich zu langfristigen CO<sub>2</sub>-Minderungszielen verpflichten sollte.

- In *Südafrika* haben Schlüsselakteure wichtige Maßnahmen zur Förderung von Forschung und Entwicklung von CCS sowie zur Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung der Technologie ergriffen. Die südafrikanische Regierung geht davon aus, dass CCS eine wichtige Technologie zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen werden könnte. Damit verbunden wären jedoch Konflikte mit anderen energiepolitischen Zielen wie erschwingliche Strompreise, Verbesserung des Wirkungsgrades und Senkung des Wasserverbrauchs der Stromerzeugung. Zudem besteht auch in Südafrika ein prioritäres Entwicklungsziel in der Bereitstellung von Elektrizität für die gesamte Bevölkerung.
- Die öffentliche Wahrnehmung von CCS in Indien, Südafrika und China ist sehr gering, weshalb im Gegensatz zu Europa bislang keine öffentliche Debatte über die CCS-Technologie stattfindet.

**Wie sieht die mögliche zukünftige Rolle von CCS in Indien, China und Südafrika aus, basierend auf der integrierten Bewertung aller in der Studie untersuchten Dimensionen?**

***These 6: Ausgehend von den derzeit in den betrachteten Ländern verfügbaren Daten und dem bestehendem Sachstand muss eine Reihe von Voraussetzungen erfüllt werden, bevor CCS eine nennenswerte Rolle hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Reduktion in Indien, China und Südafrika spielen könnte.***

*Hierzu gehören die Passform von Speichermöglichkeiten in potenziellen CO<sub>2</sub>-Lagerstätten mit CO<sub>2</sub>-Verursachern auf Basis verlässlicher Daten (source-sink matching), ausreichende, nutzbare Kohlereserven, Wirtschaftlichkeit von CCS-Kraftwerken, Umweltauflagen und öffentliche Unterstützung. Beurteilt man jede der untersuchten Dimensionen auf einer Skala von 1 (große Hürde für CCS) bis 5 (starker Anreiz für CCS), so kann sich in Abhängigkeit von der zukünftigen Entwicklung und der Sicherheit der zur Verfügung stehenden Daten sowohl für die Lagerstättenkapazität als auch für die Kosten eine Einschätzung innerhalb der gesamten Bandbreite ergeben. Die anderen Bewertungsdimensionen – Kohlereserven, Umweltauflagen und Einstellung zu CCS – bewegen sich im Bereich 2 (schwache Hürde für CCS) bis 4 (schwacher Anreiz für CCS)*

These 6 basiert auf der folgenden Bewertung:

- In Tabelle 1 werden die Ergebnisse der einzelnen Bewertungsdimensionen zu einer integrierten Bewertung zusammen geführt. Die Bandbreite der einzelnen Ergebnisse und ihrer Auswirkung auf die mögliche zukünftige Rolle von CCS wird getrennt nach Ländern auf einer Skala von 1 bis 5 eingeordnet. Während der höchste Wert (5) einen starken Anreiz für die Entwicklung von CCS darstellt, weist der niedrigste Wert (1) auf große Hürden für CCS hin.
- Abbildung 1 stellt die Ergebnisse auch grafisch dar. Für die beiden besonders kritischen Aspekte der Lagerstättenkapazität und der Kosten zeigen die senkrechten Linien die ganze Bandbreite der zukünftig möglichen Entwicklung auf.

Tabelle 1 Integrierte Bewertung der zukünftigen Rolle von CCS in Indien, China und Südafrika anhand einer Einstufung der einzelnen Bewertungsdimensionen auf einer Skala von 1 (große Hürde für CCS) bis 5 (starker Anreiz für CCS)

Bewertungsdimension	Ausprägungen	Anreiz oder Hürde für die zukünftige Rolle von CCS in		
		Indien	China	Südafrika
Lagerstättenkapazität und Quellen-Senken-Abgleich	Hohe Lagerstättenkapazität	5	5	5
	Mittlere Lagerstättenkapazität	3	5	5
	Niedrige Lagerstättenkapazität	1	1	2
Bewertung Kohlereserven		2	2	2
Stromkostenbewertung	Niedriger CO <sub>2</sub> -Preis	1	1	1
	Betrachteter CO <sub>2</sub> -Preis	3	4	3
	Sehr hoher CO <sub>2</sub> -Preis	4	5	4
Umweltbewertung	CO <sub>2</sub> -Reduktion pro kWh Strom	4	4	4
	THG-Reduktion pro kWh Strom	4	3	4
	Entwicklung anderer Umweltwirkungen	1,5	1,5	1,5
	Auswirkungen auf lokale Umwelt und Gesundheit	1	2	2
Stakeholderanalyse	Derzeitige Akteureinstellung	1	2	3,5
	Bewertung von CCS in der Zukunft	3	3	4

THG = Treibhausgase

Einstufung jedes Kriteriums in einer Bandbreite von 1 bis 5, wobei der Wert 5 einen starken Anreiz für die Entwicklung von CCS und der Wert 1 große Hürden für CCS darstellt.

Quelle: Eigene Zusammenstellung

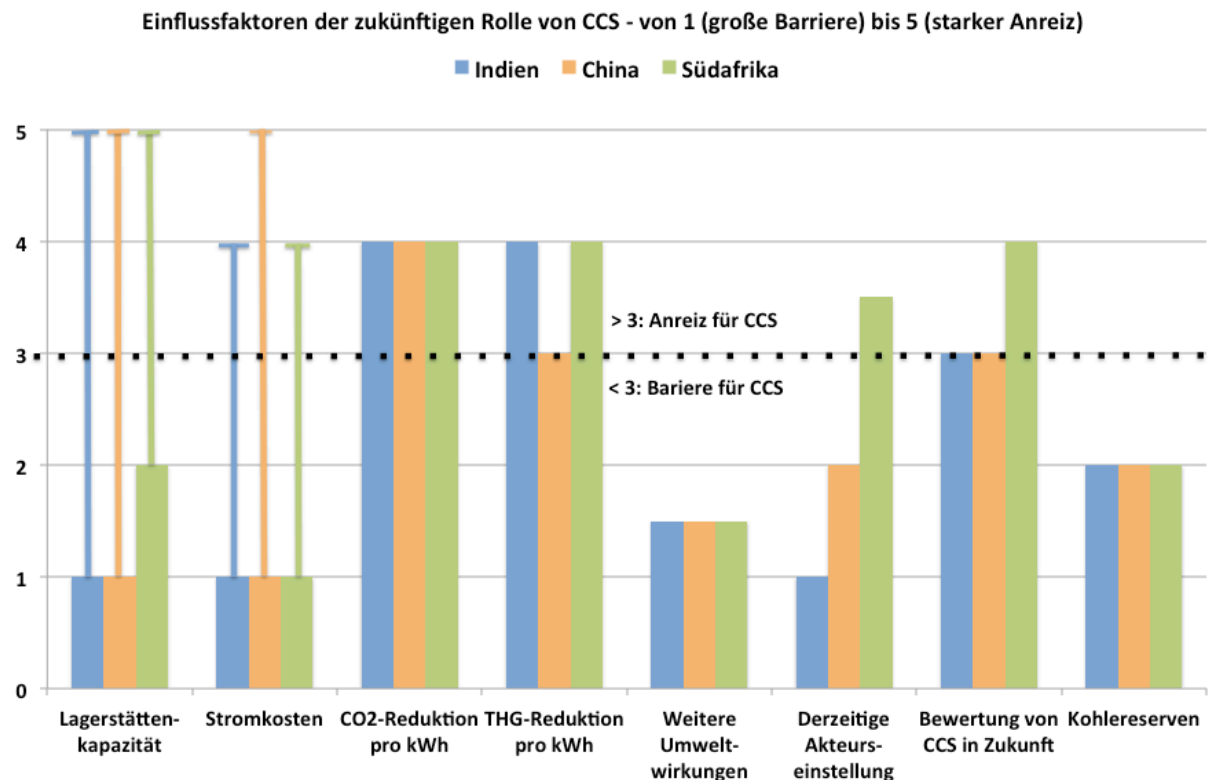


Abbildung 1 Integrierte Bewertung der zukünftigen Rolle von CCS in Indien, China und Südafrika mit Darstellung der möglichen Bandbreite hinsichtlich Lagerstättenkapazität und Stromkosten

Quelle: Eigene Zusammenstellung

## Was bedeuten die Ergebnisse der Studie für die zukünftige Entwicklung von CCS in Indien, China und Südafrika?

***These 7: Die Implementierung von CCS ist eine von zwei möglichen Strategien, um die Emission von Kohlendioxid in die Atmosphäre zu reduzieren – neben einer Strategie mit umfassenden Effizienzmaßnahmen und massivem Ausbau erneuerbarer Energien. Verfolgen Indien, China und Südafrika den CCS-Pfad, wäre ein starkes Engagement der Länder selber, aber auch der Industrienationen Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung.***

*Um die Hürden für eine erfolgreiche Implementierung von CCS in den analysierten Ländern zu überwinden, ist nach Ansicht von Experten und Entscheidungsträgern, die in dieser Studie interviewt wurden, ein stärkeres Engagement der Industrienationen nötig. Dies betrifft sowohl Demonstrationsprojekte als auch die spätere Implementierung, jeweils begleitet durch Aktivitäten und Forschungsarbeiten in den Ländern selber. Hierzu wären Mechanismen für Technologiekooperation und -transfer in Schwellen- und Entwicklungsländer und eine deutliche Kostenreduktion von CCS Voraussetzung.*

These 7 basiert auf den folgenden Überlegungen:

- Existierende Energieszenarien für die betrachteten Schwellenländer zeigen zwei unterschiedliche Strategien auf, um die Emission von Kohlendioxid in die Atmosphäre zu reduzieren.
- Eine von zwei Optionen ist eine drastische Reduktion des Energieverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen, begleitet durch einen massiven Ausbau aller Arten von erneuerbaren Energien. Eine Gruppe von Szenarien, die diesen Weg verfolgen, sind beispielsweise die *Energy [R]evolution Szenarien* von EREC (European Renewable Energy Council) und Greenpeace. Sie zeigen auf, dass zur Deckung des steigenden Energiebedarfs in den drei untersuchten Ländern in den nächsten zwei bis drei Jahrzehnten zwar weiterhin ein gewisser Anteil konventioneller Kohlekraftwerke benötigt wird, die in den Szenarien angenommenen Klimaziele für Indien, China und Südafrika jedoch durch eine Kombination aus Effizienzsteigerung und Ausbau erneuerbarer Energien und ohne CCS sowie Kernenergie erreicht werden können. Nichtsdestotrotz wäre ein solcher Pfad keineswegs ein Selbstläufer, sondern erforderte erhebliche Anstrengungen hinsichtlich der Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Energiesystem.
- Die zweite Option ist ein Festhalten an einer fossil-basierten Energiewirtschaft, die um unterschiedliche Anteile an erneuerbaren Energien und Kernenergie ergänzt wird. Ein solches Vorgehen beschreibt beispielsweise die IEA (Internationale Energieagentur) mit ihren *BLUE Map Szenarien*. Aufgrund des weiterhin hohen Anteils an Kohlekraftwerken beinhaltet eine solche Strategie die Implementierung von CCS auf den verschiedensten Ebenen, sowohl im Kraftwerkssektor als auch in der Industrie, da ohne CCS die zugrunde gelegten Klimaziele nicht erreicht werden könnten. Diese Strategie setzt jedoch die kommerzielle Verfügbarkeit von CCS-basierten Kraftwerken und eine ausreichende Menge an nachgewiesener und sicherer Lagerstättenkapazität voraus, begleitet durch eine langfristige Unterstützung auf politischer Ebene.

Um die bestehenden Hürden in den analysierten Ländern zu überwinden, ist nach Ansicht von Experten und Entscheidungsträgern, die in dieser Studie interviewt wurden, ein stärkeres Engagement der Industrienationen nötig. Dies betrifft sowohl Demonstrationsprojekte als auch die spätere Implementierung, jeweils begleitet durch Aktivitäten und Forschungsarbeiten in den Ländern selber. Hierzu wären Mechanismen für Technologiekooperation und -transfer in Schwellen- und Entwicklungsländern und eine deutliche Kostenreduktion von CCS Voraussetzung.