



Doctoral Thesis

Integrating regional aspects in modelling of electricity generation - The example of CO₂ capture and storage

Author(s):

Cremer, Clemens

Publication Date:

2005

Permanent Link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-a-005014671> →

Rights / License:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#) →

This page was generated automatically upon download from the [ETH Zurich Research Collection](#). For more information please consult the [Terms of use](#).

DISS. ETH NO. 16119

INTEGRATING REGIONAL ASPECTS IN MODELLING OF ELECTRICITY GENERATION - THE EXAMPLE OF CO₂ CAPTURE AND STORAGE

A dissertation submitted to the
SWISS FEDERAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY

for the degree of
Doctor of Technical Sciences

presented by

CLEMENS CREMER

Diplom Geoökologe, University of Karlsruhe

born 27 05 1972

citizen of Germany

accepted on the recommendation of
Prof. Dr. Eberhard Jochem, examiner
Prof. Dr. Volker Hoffmann, co-examiner
PD Dr. Martin Wietschel, co-examiner

Summary

Spatial information is of high importance for the planning of infrastructures for the generation and distribution of electricity. The profitability of energy systems crucially depends on the transport distances for the inputs and for the final products of power plants. There is a need for solid, quantitative energy planning methods to account for these influences, in particular when changes in the electricity system are to be expected. Currently, the energy system is subject to several external challenges providing an increasing momentum for such changes. These challenges include the liberalisation of the electricity and gas markets, the emergence of new decentralised electricity generation technologies, the search for new transport fuels and, last but not least, climate policy.

Among the identified methods for energy planning and electricity system analysis, there are only few methods for the integrated analysis of spatial influences within dynamic energy demand and supply models. In addition, there are no such models at the national level. Hence, the objective of this dissertation was to develop suitable methods for the integration of geographic information and analysis procedures into dynamic energy models and to demonstrate its features for CO₂ capture and storage from coal-based power generation plants. The analysis of this option is seen as important because hard coal is widely available at low costs in several world regions, but its use in conventional processes generates high amounts of CO₂ emissions.

First, to achieve a thorough representation of the relevant technologies, a detailed analysis of the process chain of CO₂ capture, CO₂ transport and CO₂ storage has been performed. The main technological concepts for capturing CO₂ each are applied at different steps in the energy conversion process. Among these concepts, post-combustion capture is considered to be the most advanced for the moment, while pre-combustion capture and oxy-fuel processes are expected to experience high cost reductions in the longer term. Projected data on techno-economical performance varies substantially across all technology routes analysed. Transport of CO₂ from power stations would have to occur in pipelines or in ships as other means of transport could not provide sufficient capacity at reasonable costs. For CO₂ storage outside the atmosphere, only the storage in geologic formations is considered in Europe and has been analysed in more detail in this thesis. Other options such as storage in the ocean water column or by mineralization either impose higher environmental risks or are too far from technical realisation in the near future. CO₂ capture and storage is hardly known in public, so the social acceptance of this technical option for emission reductions remains unclear. Likewise, there is uncertainty with respect to the legal status of CO₂

storage, to permitting, to accounting in emissions trading systems and to the liability for the stored CO₂.

Second, in developing the model system an existing open-source linear programming optimisation model for the supply side of electricity markets was linked with a newly-built GIS-based geographic model for CO₂ transport and storage. In order to integrate the two models, the electricity market model had to be adapted to allow for the interaction with the geographic model. In addition, a new input database for the capital stock of the German electricity generation system had to be generated. Then the associated framework parameters necessary for the projections for the period from 2000 up to 2030 set. The geographic model determines the options for the CO₂ infrastructure and for the associated costs for transport and storage of CO₂ on the basis of a multi-layer set of geographic data and site specific data for reservoir structures. An optimisation procedure identifies the cost-minimising solution for the transport and storage of CO₂ for a power plant with CO₂ capture. Transferring intermediate results to the respective counterpart in the integrated model allows for a dynamic integration of geographic parameters in the model system.

Third, to test its features and implications, model runs were conducted with this new elaborated model system for the German electricity system. In the *Reference Scenario* - implying the phase out of the German nuclear electricity generation between 2005 and 2030 - moderate price increases for all fossil fuels and assumed CO₂ certificate prices rising to 40 Euro/t of CO₂ by 2030, a complete reorientation of the German electricity supply takes place. Solid fossil fuels and nuclear fuel are replaced largely by the use of natural gas. CO₂ capture and storage reaches only a limited contribution to the electricity generation and to the emissions reductions in Germany in 2030. The bulk of the CO₂ emissions reductions in 2030 compared to the starting year 2000 is achieved by the fuel switch to the highly efficient use of natural gas with a low specific carbon content. As a result of the forced use of natural gas, the security of supply situation is substantially weakened because in 2030 70 % of the electricity generation bases on non-domestic fuels. The CO₂ infrastructure for the power plants with capture evolves on a regional level and moderate costs for transport and storage.

Calculations of variants of the Reference Scenario show that the role of CO₂ capture and storage in the electricity system increases when projections for the framework parameters of fuel prices or certificate prices are increased from the initially moderate level. Raising the certificate prices to 50 Euro/t of CO₂ by 2030, the electricity generation from power plants with CO₂ capture and storage reaches more than the double capacity in the final year of the simulation compared to the Reference Case. The highest capacity of hard coal-based power plants with CO₂ capture and storage is reached

under the conditions of a higher rise of gas prices. Then, around three times the capacity of the Reference Scenario is reached. The early start of the installation of CO₂ capture is the main reason for the comparative success in these two variants. The increased generation capacity with CO₂ capture is also responsible for a larger CO₂ infrastructure with longer transport distance compared to the Reference Case. In a third variant, not only gas fields serve as storage but also saline aquifer as alternative and additional storage reservoirs. In this variant, an electricity generation capacity with CO₂ capture increased by 60 % compared to the Reference Case is reached. Due to the wider distribution of saline aquifers, shorter transport distances for CO₂ are achieved and additional storage reservoirs in the South of Germany are exploited.

Sensitivity analyses have been made to investigate the influence of uncertainties of input parameters that technically could be determined exactly. Important parameters of that kind are the transmission grid capacity and the costs arising at storage reservoirs. The results of the sensitivity analyses show significant effects caused by the variation of input data, a fact that indicates that more means would be needed to achieve more reliable results.

The developed model system is fully applicable and produces reasonable results. Naturally there is ample space and opportunity for further improvements. Future tasks would be the widening of the regional scope to the whole of Europe, a more elaborated representation of renewable energies, the extension of functionalities in the geographical model and - most important for achieving a comprehensive representation of emissions reduction options at increasing electricity price levels due to CO₂ emissions reductions requirements - the detailed modelling of the electricity demand.

Zusammenfassung

Räumliche Informationen sind von hoher Bedeutung für die Planung von Strominfrastrukturen. Transportentfernungen von Edukten und Produkten von Kraftwerken beeinflussen ebenso wie die räumliche Dichte von Elementen des Energiesystems die wirtschaftliche Effizienz des Systems. Aus diesem Grund sollten verlässliche quantitative Methoden der Energieplanung verfügbar sein, die diese Einflüsse mit einbeziehen, insbesondere wenn Veränderungen des Energiesystems zu erwarten sind. Gegenwärtig üben mehrere Triebkräfte wie die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, das Auftreten neuer dezentraler Energieumwandlungstechnologien, die Suche nach neuen Treibstoffen für den Verkehrssektor und die Klimapolitik einen wachsenden Druck hin zur Veränderungen des Energiesystems aus.

Unter den vorhandenen und identifizierten Instrumenten der Energieplanung und der Stromanalyse im besonderen befinden sich nur wenige Methoden zur integrierten Analyse von räumlichen und geographischen Einflüssen innerhalb von dynamischen Energie-Modellen und keines von diesen eignet sich für Analysen auf der Ebene nationaler Energiesysteme. Aus diesem Grund war das Ziel dieser Dissertation, am Beispiel von CO₂ Abscheidung und Speicherung aus Steinkohlekraftwerken geeignete Methoden zur Integration geographischer Informationen und Analyseverfahren in dynamische Energie-Modelle zu entwickeln und ihre Anwendbarkeit zu demonstrieren. Die Analyse dieser Option wird als wichtig angesehen, da Steinkohle weit verbreitet verfügbar und in mehreren Weltregionen kostengünstig produziert werden kann, in konventionellen Umwandlungsprozessen jedoch hohe CO₂ Emissionen verursacht.

Um eine genaue Abbildung der Beispielttechnologien zu gewährleisten wurde zunächst eine ausführliche Analyse der Prozesskette von CO₂ Abscheidung, CO₂ Transport und CO₂ Speicherung durchgeführt. Die hauptsächlich verfolgten technologischen Konzepte zur Abscheidung von CO₂ setzen an verschiedenen Punkten des Energieumwandlungsprozesses an um die Abtrennung zu erreichen. Während dabei die nachgeschaltete Abscheidung ("post-combustion capture") als technisch am weitesten fortgeschritten angesehen wird, werden die vorgeschaltete Abscheidung ("pre-combustion capture") und Verfahren der Sauerstoffverbrennung ("oxyfuel process") als weiter in der Zukunft liegend eingeschätzt, aber für diese Optionen werden langfristig niedrigere Kosten erwartet. Die Vorhersagen bezüglich der technischen und ökonomischen Daten variieren in großem Maße für alle technologischen Konzepte. Der Abtransport von CO₂ von Kraftwerken müsste in Pipelines oder mit Schiffen durchgeführt werden, da andere Transportmittel keine ausreichende Transportleistung zu vertretbaren Kosten erreichen würden. Zur Speicherung von CO₂ außerhalb der Atmosphäre wird in Europa nur die geologische Speicherung im Untergrund in Betracht gezogen. Andere Optionen wie die Speicherung

im Ozeanwasser oder die Speicherung durch Mineralisierung beinhalten zu große Gefahren für die Umwelt oder liegen noch zu weit von der technischen Realisierung entfernt. Das Konzept der CO₂ Abscheidung und Speicherung ist in der breiten Öffentlichkeit kaum bekannt, weshalb die öffentliche Akzeptanz für diese technische Option zu Emissionsminderung zunächst unklar bleibt. Ebenfalls nicht geklärt ist der rechtliche Status der CO₂ Speicherung was die Genehmigungsverfahren, die Einbeziehung in Emissionshandelssysteme und die Verantwortung für das gespeicherte CO₂ angeht.

Für die Entwicklung eines Modellsystems wurde ein vorhandenes open-source Modell auf Basis einer linear-programming Optimierung für die Erzeugungsseite des Strommarktes herangezogen und mit einem neu entwickelten geographischen Modell für CO₂ Transport und Speicherung verknüpft. Zur Integration des Strommarktmodells in das Modellsystem wurde es für die Interaktion mit dem geographischen Modell angepasst und mit einer neuen Eingangsdatenbasis für den deutschen Kraftwerkspark und den Rahmenparameter versehen, die zur Durchführung von Projektionen für den Zeitraum von 2000 bis 2030 notwendig sind.

Das geographische Modell bestimmt die Optionen zur Realisierung einer CO₂ Infrastruktur und die daraus entstehenden Kosten für den Transport und die Speicherung von CO₂ auf Grundlage eines Satzes mehrerer Ebenen mit geographischen Daten und standort-spezifischen Daten für Speicherstrukturen. Mit einer Optimierung wird die kostenoptimale Lösung für den Transport und die Speicherung von CO₂ für ein Kraftwerk mit CO₂ Abscheidung identifiziert. Durch die Übermittlung von Zwischenergebnissen an das jeweils andere Teilmodell während eines Modelllaufes wird eine dynamische Einbeziehung von geographischen Parametern in das Modellsystem erreicht.

Das entwickelte Modellsystem wurde am Beispiel des deutschen Strommarktes auf seine Funktionalität und Anwendbarkeit überprüft. Dabei wurden die wesentlichen in Kraft befindlichen Rahmenbedingungen wie der Kernenergieausstieg und die Klimapolitik als gegeben angenommen. Im *Referenzszenario* in dem der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zwischen 2005 und 2030, ein moderater Preisanstieg für fossile Brennstoffe sowie ein Anstieg der Zertifikatspreise auf 40 Euro/t CO₂ bis 2030 angenommen wurden, findet eine grundsätzliche Umorientierung der deutschen Stromerzeugung statt. Feste fossile Brennstoffe und Atomkraft werden weitgehend durch die Nutzung von Erdgas ersetzt. Die Stromerzeugung mit CO₂ Abscheidung und Speicherung erreicht nur einen sehr begrenzten Beitrag zu Gesamtstromerzeugung und zu den Emissionsminderungen in Deutschland im Jahr 2030. Der Großteil der Minderung der CO₂ Emissionen im Jahr 2030 gegenüber dem Startjahr 2000 wird durch den Brennstoffwechsel hin zu Erdgas erreicht, das mit hoher Umwandlungseffizienz genutzt werden kann und einen geringen Kohlenstoffgehalt aufweist. Als ein weiteres Ergebnis der verstärkten Nutzung von Erd-

gas verschlechtert sich die Versorgungssicherheit, da im Jahr 2030 dann 70 % der Stromerzeugung auf nicht heimischen Energieträgern beruht. Die CO₂ Infrastruktur zum Transport und zur Speicherung des CO₂ aus den Kraftwerken mit CO₂ Abscheidung entwickelt sich auf regionaler Ebene mit moderaten Kosten für den Transport und die Speicherung.

Vergleichsrechnungen mit Varianten des Referenzszenarios zeigen dass die Rolle von CO₂ Abscheidung und Speicherung im Energiesystem ansteigt wenn die Abschätzungen für die Brennstoffpreisentwicklung oder den Zertifikatspreis gegenüber den moderaten Werten des Referenzszenarios erhöht werden. Eine Erhöhung des Zertifikatspreises auf 50 Euro/t CO₂ im Jahr 2030 bewirkt eine Verdopplung der Kraftwerkskapazität und der Stromerzeugung mit CO₂ Abscheidung im Zieljahr der Modellierung im Vergleich zum Referenzfall. Die größte Kraftwerkskapazität mit CO₂ Abscheidung wird unter den Bedingungen eines stärkeren Anstiegs der Erdgaspreise erreicht. In diesem Fall liegt die Kapazität dieser Anlagen bei ungefähr dem Dreifachen des Referenzfalls. Der Grund für den im Vergleich größeren Erfolg von Abscheidungstechnologien in den beiden Varianten liegt darin, dass die Errichtung von Anlagen mit CO₂ Abscheidung früher einsetzt. Mit der höheren Kapazität mit CO₂ Abscheidung entsteht auch eine größere CO₂ Infrastruktur mit einer ungefähr doppelt so großen durchschnittlichen Transportentfernung. In einer dritten Variantenrechnung wurden saline Aquifere als alternative Speicherstrukturen zusätzlich zu den bisher verfügbaren Gasfeldern zugelassen, wodurch eine um 60 % höhere Kraftwerksleistung mit CO₂ Abscheidung im Zieljahr erreicht werden konnte. Aufgrund ihrer deutlich weiter gestreuten Verbreitung konnten mit der Nutzung salinärer Aquifere deutlich kürzere Transportentfernungen als im Referenzfall und die Nutzung von Speichern auch in Süddeutschland erreicht werden.

Zur Abschätzung des Einflusses von Unsicherheiten bezüglich der Eingangsdaten, die theoretisch bestimmbar wären, wurden *Sensitivitätsanalysen* bezüglich der Stromnetzkapazität und der Speicherkosten durchgeführt. Diese Sensitivitätsanalysen zeigten signifikante Auswirkungen bei der Variation von Eingangsdaten und damit auch dass ein noch größerer Aufwand notwendig wäre, um die Verlässlichkeit der Ergebnisse zu verbessern.

Das entwickelte Modellsystem ist voll einsetzbar und liefert angemessene Ergebnisse. Naturgemäß bietet sich weiter Raum für zukünftige Verbesserungen und Weiterentwicklungen, wie zum Beispiel eine bessere Abbildung der erneuerbaren Energien, die Ausweitung der Funktionalitäten im geographischen Modellteil und – und dies wäre am wichtigsten um eine umfassende Abbildung der Emissionsminderungsoptionen im Bereich elektrischer Energie zu erreichen – eine detaillierte Modellierung der Nachfrageseite des Strommarktes.