

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im September 2010

## Studie zum Energiekonzept – Zu vieles bleibt unbeantwortet

Die von der Energiewirtschaft mit Spannung erwartete Studie zu den Energieszenarien für das Energiekonzept 2050 der Bundesregierung ist veröffentlicht. Mit großem Interesse werden inzwischen die Ergebnisse, daraus zu ziehende Schlüsse und die sich ergebenden Handlungsoptionen intensiv diskutiert, bewertet und unterschiedlich interpretiert. Dies war nicht anders zu erwarten. Die Studie wird die Datengrundlage und wesentlicher Eckpfeiler des umfassenden Energiekonzeptes der Bundesregierung sein. Dessen Veröffentlichung ist für Ende September angekündigt. Dieses Energiekonzept soll die politischen Leitlinien der deutschen Energiepolitik bis 2050 definieren und setzt damit für alle Marktteilnehmer einen wichtigen Rahmen für künftige Investitionen und strategische Positionierungen im Energiemarkt. Das allein ist Grund genug, aus energiewirtschaftlicher Sicht die wichtigsten in der Studie getroffenen Annahmen, Prämissen und sich ergebenden Entwicklungen des Elektrizitätsmarktes objektiv und kritisch zu beleuchten und grundsätzlich zu hinterfragen.

### Szenarienausrichtung

In der Studie wurden zwei grundsätzlich denkbare Entwicklungen dargestellt: Kernenergieausstieg (Referenzszenario) und Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke (Zielszenarien). Für die Laufzeitverlängerung wurden Pfade von 4, 12, 20 und 28 Jahren angenommen. Dieses Bündel von vier Szenarien wurde zusätzlich mit unterschiedlichen Nachrüstkosten der Kernkraftwerke simuliert. Ein Datensatz beruht auf einem Vorschlag der Gutachter der

Studie; ein Datensatz wurde vom Bundesumweltministerium definiert. Im Kern wird bewertet, wie sich Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke unter anderem auf Strompreise, Kohlendioxidausstoß, Versorgungssicherheit, Stromimporte/-exporte und den Ausbau Erneuerbarer Energien auswirken. Dies wird die Basis politischer Entscheidungen sein.

Es ist daher anzunehmen, dass die Prämissen der Szenarien einzig in der Laufzeit der Kernkraftwerke und deren unterschiedlichen Nachrüstkosten abweichen. Dem ist jedoch nicht so. Das Referenzszenario und die Zielszenarien unterscheiden sich allerdings hinsichtlich wesentlicher Prämissen: der unterstellten Stromnachfrage, die in den Zielszenarien deutlich geringer ist; dem angenommenen Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate, der in den Zielszenarien wesentlich stärker steigt; dem Ausbau Erneuerbarer Energien, der weniger stark forciert wird als in den Zielszenarien. Allein dies macht einen aussagekräftigen Ergebnisvergleich der Effekte zwischen Kernenergieausstieg und Laufzeitverlängerung schwer. Es wird in der Studie nicht erwähnt, warum nicht auch im Referenzszenario ein stringenter Klimaschutzpfad mit entsprechenden Effizienzsteigerungen, Ausbauzielen Erneuerbarer und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreisen verfolgt wird. Es ist anzunehmen, dass es in der Studie nicht darum ging zu untersuchen, ob eine Laufzeitverlängerung grundsätzlich sinnvoll ist, sondern welche Laufzeitverlängerung energiepolitisch zweckmäßig ist. Eine ergebnisoffene Bewertung sieht anders aus. Da auch die Ergebnisse des Referenzszenarios hinsichtlich der Minderung der Treibhausgasemissionen und des Ausbaus der Erneuerbaren Energie deutlich hinter den politischen Zielen zurückbleiben, kann das Referenzszenario nicht als politisch diskussionswürdiger Entwicklungspfad gelten. Es scheidet damit von vornherein als mögliche Alternative aus.

Grundsätzlicher politischer Wille der schwarz-gelben Regierungskoalition ist, gemäß Koalitionsvertrag, die Aufhebung des Ausstiegsbeschlusses und eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Die Frage ist letztlich einzig diejenige nach der Dauer der Laufzeitverlängerung und deren administrativ geräuschloseste Durchsetzung. Daher werden im Folgenden die wesentlichen Prämissen sowie unterstellten Rahmenbedingungen der Zielszenarien betrachtet, um die Ergebnisse dieser wahrscheinlichen Entwicklungspfade energiewirtschaftlich einordnen und bewerten zu können.

### Modellierung und Rahmenbedingungen der Szenarien

Die mathematische Grundlage der Szenarienmodellierung ist ein Strommarktmodell, welches unter Zugrundelegung entsprechender Prämissen und Rahmenbedingungen wesentliche Entwicklungen des europäischen Strommarktes abbildet sowie Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Märkten darstellt. Es handelt sich dabei um ein Optimierungsmodell, das der Grenzkostenlogik folgt und die kostenminimale Deckung der Stromnachfrage bestimmt. Dies ist ein durchaus marktgängiges Modellierungsverfahren, um Strompreise und Marktentwicklungen zu simulieren. Es hat jedoch einige Unzulänglichkeiten. Sobald eine Kraftwerksneubauentscheidung einzig dem Prinzip der geringsten Grenzkosten folgt und Finanzierungskosten außen vor lässt, kann es modellgetrieben zu Investitionsentscheidungen kommen, die in der Realität möglicherweise nicht getätigt werden würden. Folgt man der Darstellung in der Studie, muss man davon ausgehen, dass modellseitig nicht überprüft wird, ob der ermittelte Großhandelspreis geeignet ist die Fixkosten, einschließlich der Kapitalkosten, der zur Erzeugung notwendigen Kraftwerke zu decken. Die Marktteilnehmer werden Investitionen jedoch nur dann tätigen, wenn sie die Chance haben, eingesetztes Kapital verzinst zu bekommen bzw. tilgen zu können. Eine Folge dieser Modellierung ist, dass trotz niedriger prognostizierter Großhandelspreise modellendogen Kraftwerke nachgebaut werden, in der Studie sind dies Stein- und Braunkohle CCS-Kraftwerke sowie Gasturbinen, deren Vollkosten offensichtlich nicht über den Großhandels-

preis abgedeckt werden (siehe Abb.2). In diesem Fall werden unplausible Marktanreize gesetzt.

### Stromerzeugungskosten und Strompreise

Die für die Szenarien getroffenen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen decken sich im weitesten Sinne mit Prämissen anderer Veröffentlichungen und Studien. Sie stellen daher keine Extremwerte dar, sondern können durchaus denkbare Preisentwicklungen sein. Hinsichtlich der berechneten Strompreise lassen sich allerdings bemerkenswerte Entwicklungen erkennen: Der Großhandelspreis Base bewegt sich in den Stützjahren über alle Zielszenarien im Bereich von 57-19 €/MWh (real 2008), größtenteils, und teilweise deutlich, unter dem heutigen Niveau. Wobei das Preisniveau zum Ende des Betrachtungszeitraumes, trotz kontinuierlich steigender Stromerzeugungskosten, zurückgeht. Die Endverbraucherpreise, insbesondere die Haushaltspreise, bleiben jedoch, trotz deutlichem Nachfragerückgang, über den Betrachtungszeitraum weitestgehend stabil. Das ist eine durchaus fragliche Entwicklung, da signifikante Effizienzsteigerungen nicht honoriert werden.

Dass hier ein Missverhältnis insbesondere in Betracht auf die Höhe des Großhandelspreises vorliegt, lässt sich erahnen und wirft die grundsätzliche Frage nach der Modellierung der Großhandelspreise auf. Der zentrale Wertmaßstab bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung und beim Einsatz von Kraftwerken ist die Spread-Entwicklung<sup>1</sup>. Legt man die gesetzten Stromerzeugungskosten der Zielszenarien zugrunde und stellt sie dem berechneten Basepreis des Szenario IIA gegenüber, wird deutlich, dass über den Großteil des Betrachtungszeitraumes alle thermischen Kraftwerkstechnologien, die nicht ausschließlich im Spitzenlastbereich eingesetzt werden, negative Spreads aufweisen, das heißt unwirtschaftlich betrieben werden (siehe Abb.1). Unter diesen Umständen würde kein Kraftwerk eingesetzt werden, da die variablen Stromerzeugungskosten unter den Erlösen bleiben würden. Wer bestimmt dann jedoch den Großhandelspreis? Nach dieser einfachen Analyse ist die Aussage der Gutachter, dass die Strompreisbildung der Grenzkostenlogik folgt, nicht nachzuvollziehen und lässt grundsätzlich an den Ergebnissen der Studie zweifeln.

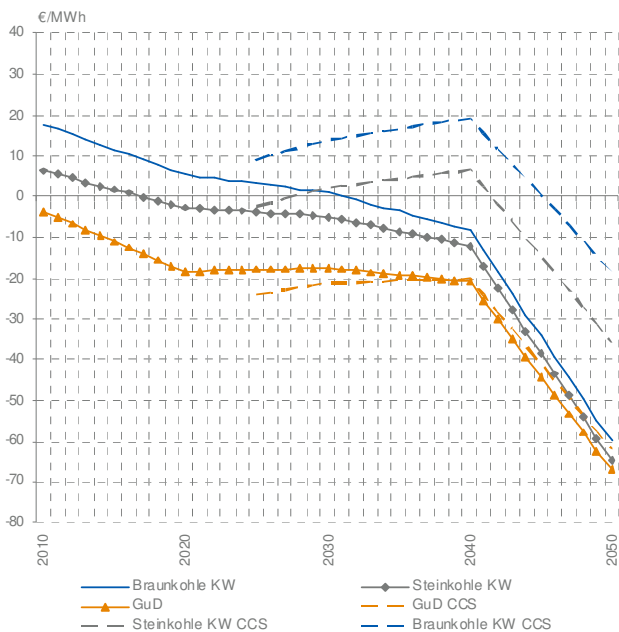


Abb.1 Green-Dark bzw. Green-Spark-Spread (Grenzkosten) Szenario IIA

## Kraftwerkspark

In allen Szenarien findet bis 2050, wie zu erwarten, ein starker Kapazitätszubaue Erneuerbarer Energien statt. Ein großer Teil der verbleibenden konventionellen Erzeugungskapazitäten setzt sich in den Zielszenarien aus CCS-Stein- und Braunkohlekraftwerken (Annahme: CCS ist ab 2025 marktreif) sowie Gasturbinen zusammen. Die zentrale Frage ist: Wie finanziert sich ein solcher Kraftwerkspark vor dem Hintergrund niedriger und über den Betrachtungszeitraum sinkender Großhandelspreise?

Zunächst einmal wird unterstellt, dass die Erneuerbaren bis 2020 weiter über das EEG-Umlageverfahren finanziert werden. Nach 2020 werden die Mehrkosten (Differenz zwischen den Vollkosten und dem Stromgroßhandelspreis) in einem europäischen System auf die Endverbraucherpreise umgelegt. Das heißt nach dieser Lesart jedoch, dass in der Studie Erneuerbare Energien bis 2050 weiterhin subventioniert werden, sich nicht möglichen Risiken einer Börsenvermarktung stellen müssen und daher auch keinen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten brauchen. Eine notwendige Marktintegration findet nicht statt. Dies ist jedoch wenig vorstellbar, da sich mit großer Wahrscheinlichkeit bei einem solch

gewaltigen Zubau Erneuerbarer Energien, und der notwendigen Vorhaltung von Reservekapazitäten zur Netzstabilisierung, das Marktdesign und die Preisbildung am Strommarkt ändern muss, um die dann notwendigen Investitionsanreize zu schaffen.

Es lohnt jedoch auch ein Blick auf die restlichen Erzeugungskapazitäten, die sich langfristig, neben den Erneuerbaren, im Wesentlichen aus CCS-Kohlekraftwerken und Gasturbinen zusammensetzen. Auch hier lässt sich mit Hilfe einer einfachen Spread-Analyse, die die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition natürlich nicht vollumfänglich beschreibt, jedoch einen ersten Anhaltspunkt geben kann, eine überraschende Aussage treffen, die im Gegensatz zu den Studienergebnissen steht. Betrachtet man die unterstellten Kostenparameter inklusive Finanzierungskosten im Verhältnis zu den berechneten Stromgroßhandelspreisen, kommt man zu einem sehr überraschendem Ergebnis: in allen Szenarien würde niemand neue Kraftwerke bauen! Die Spreads auf Vollkostenbasis für neue Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke und GuD sind durchweg negativ. Sowohl für konventionelle Anlagen, als auch CCS-Anlagen (siehe Abb.2).

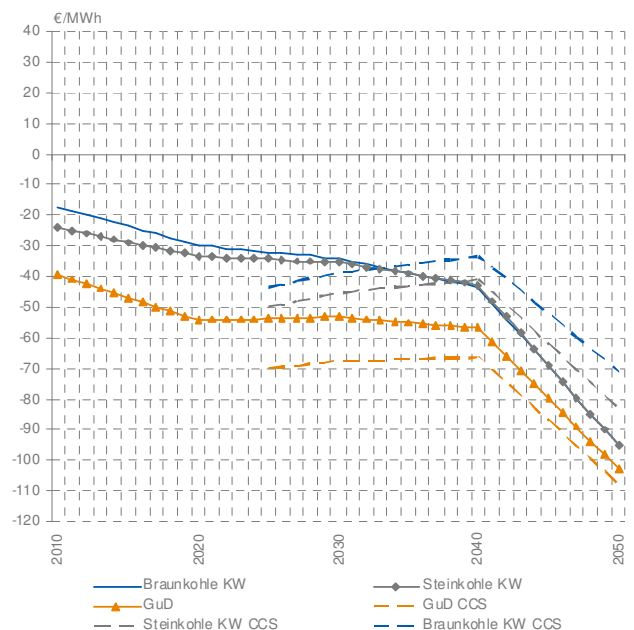


Abb.2 Green-Dark bzw. Green-Spark-Spread (Vollkosten) Szenario IIA

Wie finanzieren sich also die trotzdem neu in den Markt kommenden Gasturbinen und CCS-Anlagen? Für Gasturbinen wird die Finanzierung laut Gutachten über einen Leistungspreis sichergestellt. Welches konkrete Marktdesign dahinter steht und wie dies in den Großhandelsmarkt eingebettet ist, wurde in der Studie jedoch nicht untersucht.

Keine Aussage wird hingegen zur Finanzierung von CCS-Kraftwerken gemacht, die allem Anschein nach unwirtschaftlich sind, jedoch trotzdem in den Markt kommen und im Schnitt mehr als 6.000 Volllaststunden pro Jahr erreichen. Darüber hinaus darf aus heutiger Sicht stark bezweifelt werden, ob die CCS-Technologie in Deutschland jemals marktreif werden wird. Weder die notwendige Infrastruktur noch die gesellschaftliche, und auch politische, Akzeptanz scheint umsetzbar bzw. erreichbar. Es gibt in Deutschland zwar einige mögliche, kapazitiv überschaubare CO<sub>2</sub>-Lagerstätten, diese liegen jedoch geografisch weit von möglichen Emissionspunkten entfernt. Zudem konkurrieren diese aquiferen Salzgesteine mit einer potentiellen Nutzung als Stromspeicher. Es ist jedoch durchaus denkbar, dass diese Option, vor dem Hintergrund zunehmend volatilerer und flexiblerer Einspeisung, wesentlich wirtschaftlicher sein kann als die einmalige Nutzung als CO<sub>2</sub>-Endlager.

Hinsichtlich der absehbar stärker fluktuierenden Stromeinspeisung, infolge des deutlichen Zubaus Erneuerbarer Energien, bleibt in dem Gutachten auch die Frage unzureichend beantwortet, welche Kraftwerkstechnik die resultierenden starken Lastwechsel bedient. Aus heutiger Sicht würden dies flexible gasgefeuerte Anlagen, GuD oder Gasturbinen, sein. Diese sind technisch in der Lage ausreichend schnell auf große Lastwechsel zu reagieren. In den Szenarienergebnissen werden zwar gasgefeuerte Kapazitäten nachgebaut, werden jedoch in allen Szenarien nur verhältnismäßig wenig eingesetzt. Insgesamt geht die Stromerzeugung aus Erdgas kontinuierlich und deutlich zurück, sowohl absolut als auch verhältnismäßig. Demnach müssten lt. Studie stein- und braunkohlegefeuerte Anlagen (konventionell und CCS) sehr flexibel auf immer stärker und häufiger auftretende Lastwechsel reagieren. Dies erscheint auch

vor dem Hintergrund der Häufigkeit der absehbaren volatilen Einspeisung jedoch technisch wenig sinnvoll und kaum realisierbar. Auch angesichts der hohen Kapitalkosten dieser Anlagen scheint dies auch betriebs- und volkswirtschaftlich nicht empfehlenswert.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich der Kraftwerkspark in den Zielszenarien aus Kraftwerken zusammensetzt:

- die bis 2050 subventioniert werden, kein Marktrisiko tragen und nicht zur notwendigen Netzstabilität beitragen (Erneuerbare);
- die auf einer Technologie basieren (CCS), deren Marktreife in Deutschland aus heutiger Sicht höchst unwahrscheinlich ist;
- die auf Grundlage der ermittelten Großhandelspreise nicht wirtschaftlich sein können, da sie ihre Vollkosten nicht am Großhandelsmarkt verdienen können;
- die daher durch ein nicht näher definiertes Marktdesign über einen Leistungspreis finanziert werden;
- die entgegen ihrer technischen Auslegung (Kohlekraftwerke) ständig starke und zunehmende Lastwechsel durchführen können.

Abschließend kann zudem festgestellt werden:

Wesentliche Teile der Strompreisbildung finden nicht an einem Handelsmarkt nach der Grenzkostenlogik statt, da die variablen Kosten des Kraftwerksparks deutlich über dem berechneten Basepreis liegen, sondern werden über ein Umlagesystem vom Endverbraucherpreis definiert. Wie dann der Kraftwerkseinsatz und der resultierende Großhandelspreis modelliert wurde, bleibt in dem Gutachten ungeklärt.

### Nachfrageentwicklung

In allen Zielszenarien wird von signifikanten Effizienzsteigerungen mit einem entsprechend deutlichem Rückgang der Stromnachfrage ausgegangen. Gegenüber dem heutigen Nachfrageniveau sinkt die Stromnachfrage in den Zielszenarien bis 2050 um bis zu 25% (inklusive der Effekte einer Nachfragesteigerung aus Elektromobilität). Den größten Beitrag erbringen die Bereiche Haushalte und Industrie, von nahezu 35% Reduktion bis

2050. Diese Prognose ist höchst bemerkenswert, da in den vergangenen Jahren konstant, bis auf die Effekte der Wirtschafts- und Finanzkrise, leichte Nachfragesteigerungen zu verzeichnen waren. Auch hat die Bundesregierung bereits in der Vergangenheit zum Teil sehr anspruchsvolle Ziele wieder korrigiert. So wurde die These des „Meseberg-Programms“ hinsichtlich der Forderung nach einer Minderung des Stromverbrauchs um 11% nicht in das offizielle Klima- und Energieprogramm der Bundesregierung übernommen. Eine Realisierung schien nur schwer durchsetzbar. Sicherlich wird es in Zukunft Effizienzsteigerungen geben. So werden beispielsweise Smart Meter durchaus zu Effizienzgewinnen beitragen können. Jedoch sind die erreichbaren Effekte nicht überzubewerten. Laut verschiedenen Studien kann deren Einsparpotenzial ca. 10 TWh/a im Haushaltsbereich erreichen. Sehr ambitioniert erscheinen aus heutiger Sicht auch die Einsparziele in der Industrie. Es wird angenommen, dass der Stromverbrauch in großem Stil um mehr als ein Drittel gesenkt werden soll, ohne gleichzeitig den Industriestandort Deutschland nachhaltig zu schwächen. Wie dies in einem schlüssigen Gesamtkonzept gefördert und erreicht werden soll, ohne dass es zu einseitigen Belastungen kommt, lassen die Gutachter in der Studie offen.

Wie wichtig schließlich die Prämisse der deutlichen Effizienzsteigerung im Rahmen dieser Studie ist, zeigt ein Blick auf die einzelnen Komponenten, die zur Zielerreichung einer Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen beitragen. Um zwischen 1990 und 2050 eine Reduktion um 85% zu erreichen (ca. -630 Mio. t), eines der zentralen zu erreichenden Ergebnisse der Zielszenarien des Gutachtens, tragen allein Effizienzsteigerungen im Stromsektor einen Beitrag von etwa 13% (ca. -80 Mio. t) bei. Hier stellt sich die Frage, ob zugunsten der politisch korrekten Ergebnisreichung eine modellexogen vorgegebene Prämisse etwas zu optimistisch gewählt wurde.

### **Stromimporte und Netzinfrastruktur**

Grundsätzlich wird in der Studie unterstellt, dass die nationalen Übertragungsnetze und die grenzüberschreitenden Kuppelstellen stark ausgebaut werden. Für Deutschland wird angenommen, dass die

Kuppelkapazitäten um den Faktor 2,5 erhöht werden. Ein Ausbau in diesem Ausmaß geht daher weit über die heute bestehenden Planungen hinaus und legt politische Rahmenbedingungen zugrunde, die es heute noch gar nicht gibt bzw. noch gar nicht absehbar sind. Deutschland entwickelt sich in allen Szenarien zum Nettostromimporteur, teilweise werden in 2050 per Saldo etwa 140 TWh eingeführt. Diese nehmen dann bei einer Nettostromnachfrage von ca. 430 TWh eine zentrale Rolle bei der Nachfragedeckung ein. Heute ist Deutschland Nettoexporteur (ca. 20 TWh). Diese Entwicklung kann in grundsätzlichen Punkten durchaus kritisch hinterfragt werden.

Zum einen stellt sich die Frage, aus welcher Region Deutschland diese aus heutiger Sicht enormen Stromimporte beziehen wird. Eng verknüpft mit dieser Frage ist auch die Untersuchung, wer den wirtschaftlichen Nutzen bzw. ein wirtschaftliches Interesse an einem Ausbau der Kuppelstellen hat. Diese werden zumindest heute noch von Privatunternehmen gebaut bzw. ausgebaut und unterliegen Renditeerwartungen. Bei einem prognostiziert niedrigem Großhandelspreisniveau von bis zu durchschnittlich 20 €/MWh in 2050 in Deutschland dürfte jedoch niemand daran interessiert sein, Strom nach Deutschland zu exportieren. Selbst die auf konventioneller Seite günstigste Erzeugungsoption Kernenergie, der in dem Gutachten im restlichen Europa bis 2050 eine durchaus tragende Rolle bei der Stromerzeugung zugestanden wird, dürfte auch unter Grenzkostengesichtspunkten und sonstigen Transportentgelten teurer sein, als der durchschnittlich zu erzielende Stromerlös in Deutschland. Das das Brennstoffpreisniveau auch in den angrenzenden Regionen ein ähnliches Niveau wie in Deutschland haben dürfte, gäbe es auch für die weiteren konventionellen Erzeugungstechniken keinen Anreiz, Strom nach Deutschland zu exportieren. Damit ist auch die Frage beantwortet, wer unter diesen Umständen ein wirtschaftliches Interesse daran hätte, die Kuppelkapazitäten in großem Maßstab auszubauen: in diesen Szenarien hat niemand ein wirtschaftliches Interesse, Strom am Großhandelsmarkt zu vermarkten.

Es bleibt in diesem Zusammenhang zudem vollkommen offen, in welcher Struktur Strom im- oder exportiert wird und wie Volatilität im Kontext des europäischen

Stromverbundes bewertet wird. Auch dies kann wesentliche Investitionsimpulse setzen und den Markt spürbar beeinflussen.

Die zweite Frage, die sich stellt wenn Deutschland seine Stromnachfrage zu etwa 30% durch Stromimporte decken muss, ist die Frage nach der Importabhängigkeit. Es scheint industrie- und energiepolitisch wenig sinnvoll, sich nach einer Brennstoffabhängigkeit (Gas, Kohle) auch nachhaltig in eine Stromabhängigkeit zu begeben, die wiederum Abhängigkeitsverhältnisse auf anderer Ebene provozieren und sich in Devestitionsentscheidungen niederschlagen kann. Im Gesamtzusammenhang der Ergebnisse der Studie führt dieser enorme Stromimport indirekt zu einer Minderung der deutschen Treibhausgasemissionen, da die zur Lastdeckung notwendige (kohlendioxidbelastete) Stromerzeugung ausgelagert wird. Ähnlich der Prämisse der massiven Energieeinsparung trägt auch der vermehrte Stromimport einen wesentlichen Beitrag (ca. -100 Mio. t oder 16% der Gesamtminderung) zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele. Auch dies darf kritisch auf Ergebnisobjektivität hinterfragt werden.

## Fazit

Nach der Betrachtung einiger grundlegender Prämissen und Entwicklungen der Studie zu den Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung lässt sich zusammenfassend festhalten, dass wesentliche Szenarienannahmen und die sich ergebenden Entwicklungen teilweise in sich nicht schlüssig und konsistent sowie schwer nachzuvollziehen sind. Natürlich gestehen die Gutachter ein, dass die dargestellten Zukunftsentwicklungen eine Reihe von politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen implizieren und zu Grunde legen, die es derzeit noch nicht gibt und deren Wirksamkeit noch untersucht werden muss. Dazu gehört als wichtigster Aspekt der mittelfristige Abschluss eines internationalen Klimaschutzabkommens. Ohne das Zustandekommen eines solchen Abkommens, welches verbindliche Regeln schafft, ist eine anspruchsvolle Klimapolitik einzelner Vorreiterstaaten aufgrund absehbarer Wettbewerbsnachteile wenig wahrscheinlich. Zudem sind erhebliche technologische Innovationen notwendig, um Effizienzsteigerungen zu erreichen, und Systemanpassungen

erforderlich, um auch künftig eine wirtschaftliche und sichere Stromversorgung gewährleisten zu können. Werden diese Rahmenbedingungen nicht erfüllt, sind die Berechnungen der Studie jedoch Makulatur.

Nichts desto trotz lässt sich von einem solch gewichtigem Gutachten mit prominenter Ergebnisbeachtung allerdings erwarten, dass grundlegende energiewirtschaftliche Wirkzusammenhänge umfassend betrachtet und plausibel wie überzeugend dargestellt werden. Dies ist hingegen nur unzureichend gelungen.

Anmerkung 1: Vereinfachte Annahmen: Differenz zwischen den variablen elektrischen Stromerzeugungskosten einzelner Kraftwerkstechnologien und dem Basepreis.

## Ansprechpartner bei enervis

|                            |   |
|----------------------------|---|
| <b>Mirko Schlossarczyk</b> | mirko.schlossarczyk@enervis.de<br>Tel. 030 695 175 24 |
| <b>Uwe Hilmes</b>          | uwe.hilmes@enervis.de<br>Tel. 030 695 175 11          |

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH.