

Expertise

Stromeinfuhr oder Gasverstromung im Inland

Untersuchung
zu Handen des
Bundesamtes für
Energie, Bern

Durchgeführt von der
Prognos AG, Basel

Martin Sättler
Werner Bohnenschäfer
Michael Schlesinger

Namen und Adressen

Prognos AG

Basel

Missionsstrasse 62
CH-4012 Basel
Tel. +41 61 3273 200
Fax +41 61 3273 300
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com

Berlin

Dovestrasse 2-4
D-10587 Berlin
Tel. +49 30 399 22 800
Fax +49 30 399 22 801
E-Mail: info-berlin@prognos.com

Köln

Unter Sachsenhausen 37
D-50667 Köln
Tel. +49 221 160 270
Fax +49 221 133 822
E-Mail: info-koeln@prognos.com

Brüssel

Blvd. Louis Schmidt 119/2
B-1040 Brüssel
Tel.: +32 2 7438 255
Fax: +32 2 7368 251
E-Mail: prognos@euronet.be

Bremen

Wilhelm-Herbst-Strasse 5
D-28359 Bremen
Tel.: +49 421 2015 780
Fax: +49 421 2015 789
E-Mail: info-bremen@prognos.com

Magdeburg

Leibnizstrasse 35
D-39104 Magdeburg
Tel.: +49 391 5365 100
Fax: +49 391 5365 101
E-Mail: info-magdeburg@prognos.com

Beratungsbereiche und Ansprechpartner

Gustav Greve
Geschäftsleitung

Politik und Gesellschaft

Dr. Stefan Wolf, Basel

Wirtschaft und Bevölkerung

Dr. Michael Schlesinger, Basel

Medien und Kommunikation

Prof. Dr. Klaus Schrape, Basel

Verkehr

Dr. Stefan Rommerskirchen, Basel

Energie

Dr. Michael Schlesinger, Basel

Gesundheit und Soziales

Dr. Stefan Wolf, Basel

Städte und Regionen

Birgit Schultz, Berlin

Umwelt

Norbert Eigen, Basel

Managementberatung

Gerhard Jäger, Basel

Partner und Tochterunternehmen

Prognos Partner Prag

Dr. Lubomir Civin, c/o Sindat Unternehmensberatung
Pod Strání 8/1262
CS-100 00 Praha 10
Tel.: +42 02 782 29 947
Fax: +42 02 782 29 96

Prognos Partner Wien

Prof. Dr. Peter Cerwenka
Technische Universität Wien
Gusshausstrasse 30/269
A-1040 Wien
Tel.: +43 1 588 01 269 10
Fax: +43 1 504 42 33
E-Mail: peter.cerwenka@tuwien.ac.at

Prognos Partner San Francisco

Marc Limacher, c/o ISIS - Integrated Strategic
Information Services, Inc.,
2160 Ward Way
USA-Woodside, CA 94062
Tel.: +1 650 298 8555
Fax: +1 650 298 9555
E-Mail: marc@isisglobal.com

Prognos Tochterunternehmen

prognos & simma GmbH

Dr. Walter Hahn, Gerhard Jäger
Unter Sachsenhausen 37
D-50667 Köln
Tel.: +49 221 160 270
Fax: +49 221 133 822

Verwaltungsrat: Gunter Blickle

| Inhaltsverzeichnis | Seite |
|--|-------|
| 0. Zusammenfassung / Résumé | 1 |
| 1. Aufgabenstellung und Vorgehen | 3 |
| 2. Rahmen für GuD-Kraftwerke in der Schweiz | 5 |
| 2.1 Zum Einsatz von GuD-Kraftwerken | 5 |
| 2.2 Strompreise auf der Höchstspannungsebene | 6 |
| 2.3 Preise für Kraftwerksgas | 9 |
| 3. Ergebnisse des Vergleichs Stromerzeugung versus Stromimport | 12 |
| 3.1 Vorbemerkungen zur Methode des Vergleichs | 12 |
| 3.2 GuD-Kraftwerke im Vergleich | 14 |
| 3.3 Synopse der Vergleichsergebnisse | 20 |
| 4. Bewertung | 21 |
| 4.1 Vorbemerkungen zur Bewertung | 21 |
| 4.2 Bewertungsergebnisse | 24 |
| 5. Anhang | |
| 5.1 Kenndaten der GuD-Kraftwerke | |
| 5.2 Modellrechnungsbeispiel (GuD 400 MW _{el}) | |

0. Zusammenfassung

(1) Mit der **Liberalisierung** der Energiemärkte in Europa stellt sich auch für die Schweiz die Frage nach Art und Umfang der angebotsseitigen Deckung des künftigen Strombedarfs. Die grundsätzlichen Optionen sind hierfür der "**Stromimport**" und die "**Stromeigenerzeugung**". Im Hinblick auf die Gasmarktliberalisierung ist bei der Eigenerzeugung die Variante "**Gasverstromung im Inland**" von Interesse.

Die vorliegende Untersuchung versucht exemplarisch, die Chancen einer Gasverstromung auszuloten, um damit eine **Entscheidungsgrundlage** für die Energiepolitik zu schaffen.

(2) Die Analysen und Bewertungen einer Gasverstromung in GuD-Kraftwerken kommen zu folgenden **Ergebnissen**:

1. **Grosse GuD-Kraftwerke** der Leistungsklasse 100 MW_{el} und 400 MW_{el} sind gegen Ende des Jahrzehnts eine realistische Möglichkeit der Gasverstromung. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass derartige Kraftwerke in der Schweiz gebaut werden, denn die Investorentscheidungen orientieren sich am **europäischen** Energiemarkt und den europaweiten Standortmöglichkeiten für GuD-Anlagen.
2. Die **Auswirkungen** des Baus von GuD-Anlagen betreffen vor allem die **Kosten, Emissionen** und den **Primärenergieverbrauch**. Die übrigen Auswirkungen sind nachrangig bis vernachlässigbar. Im Vergleich zum europäischen Energiemarkt ergeben sich diesbezüglich günstigere Verhältnisse für eine Gasverstromung als für den Stromimport.
3. Die **Bewertung** der Auswirkungen kann aus unterschiedlichen Richtungen erfolgen, insbesondere aus politischer und unternehmerischer Sicht. Für eine **realistische** Einschätzung des Baus von GuD-Kraftwerken ist die unternehmerische Sicht eines potentiellen Investors massgebend.

(3) **Fazit** der Untersuchung ist, dass die folgenden Untersuchungsergebnisse im einzelnen die gegenwärtige Diskussion, aber auch die gegenwärtige Verhaltenheit beim Bau von GuD-Anlagen zur Stromerzeugung widerspiegeln. Dies ist letztlich ein Reflex auf die derzeitigen **Überkapazitäten** des europäischen Strommarktes, die aber bis 2010 abgebaut sein werden.

0. Résumé

(1) La **libéralisation** des marchés de l'énergie en Europe amène à se demander, en Suisse également, de quelle manière et dans quelle mesure les besoins futurs en électricité pourront être couverts. Les grandes options sont l'**importation** et la **production indigène**. En outre, la variante **transformation indigène du gaz en électricité** s'avère intéressante dans la perspective de la libéralisation du marché du gaz.

La présente enquête se propose de sonder les chances qu'aurait la transformation du gaz en électricité, afin de créer une **base de décision** politique.

(2) Les analyses et les évaluations portant sur la transformation du gaz en électricité dans les centrales à cycles combinés (CCC) aboutissent aux **résultats** suivants:

1. Il serait parfaitement envisageable de mettre en service en Suisse, dans les dix prochaines années, de **grandes CCC** des classes de puissance 100 MW_{el} et 400 MW_{el}. Rien ne dit toutefois que de telles constructions verront le jour, car les investisseurs agissent en fonction du marché **européen** de l'énergie et étudient les possibilités d'implantation sur l'ensemble de ce marché.
2. La construction de CCC aurait des **effets** principalement en termes de **coûts**, d'**émissions** et de **consommation d'énergie primaire**. Tous les autres effets demeurent secondaires, voire négligeables. Ainsi donc, par rapport au marché européen de l'énergie, il s'avère préférable pour la Suisse d'importer du gaz et de le transformer en électricité plutôt que d'importer le courant lui-même.
3. L'**évaluation** des effets peut être menée de différents points de vue, notamment politique ou commercial. Pour évaluer de manière **réaliste** les chances de construction de CCC, c'est bien entendu l'approche commerciale qui est déterminante pour tout investisseur potentiel.

(3) En **conclusion**, les résultats qui suivent reflètent tout à la fois le débat actuel et l'attitude qui prévaut par rapport à la construction de CCC. A ce propos, les **surcapacités** actuelles du marché européen de l'électricité, lesquelles se résorberont toutefois d'ici à 2010, sont déterminantes.

1. Aufgabenstellung und Vorgehen

(1) Die Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates schreibt die sukzessive **Öffnung des europäischen Gasmarktes** vor. Die Schweiz kann sich dem nicht entziehen.

Die hiermit verbundene Entwicklung wirft u.a. die Frage nach den Chancen und Möglichkeiten einer **Verstromung von Gas** in Gaskraftwerken (GuD-Anlagen) in der Schweiz auf, und zwar als potentielle Alternative für den Strombezug aus dem europäischen Ausland. Im ersten Fall – Stromeigenerzeugung – muss Gas importiert und in entsprechenden Anlagen in Strom umgewandelt werden. Im zweiten Fall – Stromeinfuhr – erfolgt die Stromproduktion im Ausland, und es muss Strom importiert werden.

Die beiden Fälle haben unterschiedliche **Auswirkungen**. Bisher liegen für die Schweiz keine Einschätzungen zu den Auswirkungen vor.

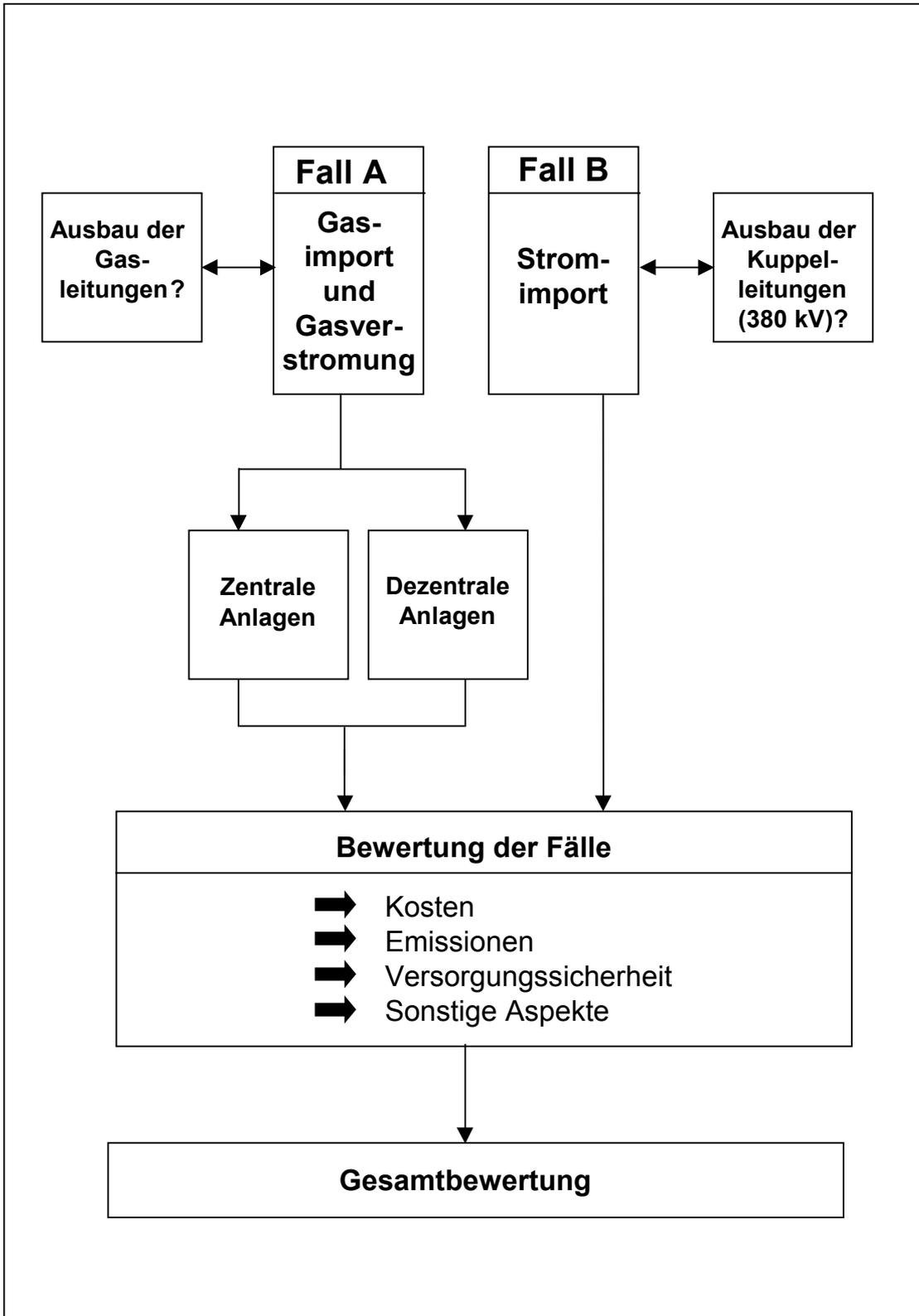
(2) **Aufgabe** der vorliegenden Untersuchung ist es, eine **Beurteilungsgrundlage** bezüglich der beiden Fälle "**Stromimport**" und "**Gasverstromung im Inland**" zu erarbeiten. Hierbei soll Vergleichbarkeit der jeweiligen Ergebnisse über **quantitative** Kriterien zu den Kosten und Emissionen hergestellt werden. Spezifische **qualitative** Kriterien werden ergänzend zur **gesamthaften** Beurteilung herangezogen.

Es wird für die Jahre **2010, 2020** und **2030** im Prinzip ermittelt:

- **Energieeinsatz** (Strom-, Gasimport)
- **Kosten** der Bedarfsdeckung, alternativ über Stromimport bzw. Gasverstromung im Inland
- **Emissionen**

(3) Die **Bewertung** der beiden Optionen erfolgt nach **gewichteten Kriterien** im **Vergleich** miteinander. Der Vergleich zeigt die **Vorteilhaftigkeit** einer Option (Untersuchungsablauf, siehe folgende Abbildung).

Untersuchungsvorgehen "Stromimport versus Gasverstromung"



2. Rahmen für GuD-Kraftwerke in der Schweiz

2.1 Zum Einsatz von GuD-Kraftwerken

(1) In der **Vergangenheit** wurde Erdgas in Europa für die Stromerzeugung nur in relativ geringem Umfang eingesetzt. Der Erdgaseinsatz erfolgte hauptsächlich in Gasturbinen zur Spitzenlastabdeckung. Neben einer in der Regel traditionellen Bindung der Stromerzeugung an regionaltypische heimische Energieträger wie Kohle oder Wasserkraft (CH) war Erdgas auch immer ein relativ teurer Brennstoff und zu kostbar für die Verstromung in grossem Umfang. Die ebenfalls traditionelle Bindung des Erdgaspreises an den Ölpreis stellte zudem ein nur schwer kalkulierbares Risiko für die Brennstoffpreisentwicklung dar. Die Bedeutung von Erdgas für die Stromerzeugung hat aber in den zurückliegenden Jahren deutlich zugenommen. So liegt zum Beispiel in der Europäischen Union der Erdgasanteil am Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung **heute** bei etwa 13%.

(2) Weltweit ist heute jedes zweite neu errichtete Kraftwerk ein GuD-Kraftwerk. Diese Kraftwerke bieten nicht nur technologische Vorteile gegenüber anderen Kraftwerkstypen auf Basis anderer Brennstoffe, sondern entsprechen auch den Anforderungen, die sich aus dem Wettbewerb im Strommarkt ergeben.

Die **Vorteile** von GuD-Kraftwerken liegen in technologischer Hinsicht unter anderem in den hohen Wirkungsgraden. Die GuD-Kraftwerke erreichen heute Nettowirkungsgrade von etwa 56%, und zukünftig werden Wirkungsgrade von über 60% erwartet. Die Wirkungsgrade von Steinkohlen-Kraftwerken liegen um etwa 10 Prozentpunkte niedriger. Aufgrund der hohen Wirkungsgrade und dem Einsatz von vergleichsweise CO₂-armen Erdgas bieten die GuD-Kraftwerke zudem Vorteile im Hinblick auf den Klimaschutz, wenn sie mit Kraftwerken auf Basis anderer fossiler Energieträger verglichen werden.

Den Anforderungen des Wettbewerbs auf dem Strommarkt entsprechen GuD-Kraftwerke vor allem durch ihre niedrigen **Investitionskosten** und kurzen **Bauzeiten**. Für Steinkohlen- und Kernkraftwerke liegen die Investitionen um den Faktor zwei bis vier höher als bei GuD-Kraftwerken.

(3) Es ist zu erwarten, dass aufgrund der skizzierten technischen und wirtschaftlichen Vorteile der GuD-Kraftwerke auch in **Zukunft** ihre Bedeutung für die Stromerzeugung zunehmen wird. Das Einsatzspektrum der GuD-Kraftwerke wird dabei bis in die Grundlast-Stromerzeugung reichen.

Ein wesentlicher Faktor für den künftigen Neubau von GuD-Kraftwerken wird – vor dem Hintergrund bestehender Überkapazitäten in Europa – der tatsächliche **Neubaubedarf** von Kraftwerkskapazitäten sein, der in grösserem Umfang aber erst etwa um das Jahr 2010 eintreten

wird. Eng verbunden hiermit ist auch die **Preisentwicklung** für Erdgas, da nur bei günstigen Erdgaspreisen die Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Kraftwerkstechnologien und Brennstoffen besteht.

2.2 Strompreise auf der Höchstspannungsebene

(1) Die Liberalisierung des Strommarktes hat keine gravierenden Konsequenzen für die Strompreisbildung auf der Höchstspannungsebene. Bereits heute ist es den etablierten Verbundunternehmen möglich, Strom von anderen Anbietern zu beziehen, wenn dies kostengünstiger ist als die Eigenerzeugung oder es temporäre Kapazitätsengpässe zu überbrücken gilt. Diese Lieferungen zwischen Verbundunternehmen dürften unter wettbewerblichen Bedingungen stattfinden. Die Preise für Stromlieferungen auf der Höchstspannungsebene orientieren sich entweder an der Höhe der Systemgrenzkosten oder es findet eine Kompensation über die Rücklieferung gleichwertigen Stroms statt.

Für den Stromhandel zwischen Verbundunternehmen auf der Höchstspannungsebene stellt die **Benutzung der Netze** Dritter kein generelles Problem dar. Es besteht kein Grund zur gegenseitigen Behinderung des Netzzugangs. Denn die Netznutzung erfolgt mit dem Ziel der Kostensenkung, nicht aber, um Weiterverteiler und Endverbraucher mit Strom zu beliefern.

(2) Durch die Liberalisierung des Strommarktes und die Öffnung der Netze für zuvor Ausenstehende und Newcomer entsteht Preistransparenz. Die 1998 bzw. 1999 aufgelegten Preisindizes für Höchstspannungsstrom SWEP (Swiss Electricity Price Index) und CEPI (Central European Power Index) veranschaulichen diese Entwicklung.

(3) Basis für die **Preisprognose** ist die Überlegung, dass sich die Spotmarkt-Preise für Strom auch künftig an den Systemgrenzkosten¹⁾ ausrichten werden, deren Höhe wiederum vom Kraftwerkspark und seiner Zusammensetzung bestimmt wird. Da die Schweiz in den kontinental-europäischen Stromverbund integriert ist, ist es für eine Prognose der Strompreise auf Höchstspannungsebene erforderlich, sich Gedanken über die Entwicklung des Kraftwerksparks im gesamten Verbundgebiet zu machen.

Zur Zeit ist davon auszugehen, dass in Kerneuropa praktisch in jeder Lastperiode eine hinreichend grosse Anzahl von Anbietern freie Kraftwerkskapazität verfügbar hat, um die Nachfrage insgesamt zu decken. Kurzfristig allerdings können Knappheiten auftreten, etwa bei im

1) Unter **Systemgrenzkosten** wird die durch eine marginale Erhöhung der Last, d.h. der Stromnachfrage, in einem bestimmten Zeitpunkt und einer Region hervorgerufene Änderung aller im gesamten Erzeugungssystem anfallenden Kosten verstanden.

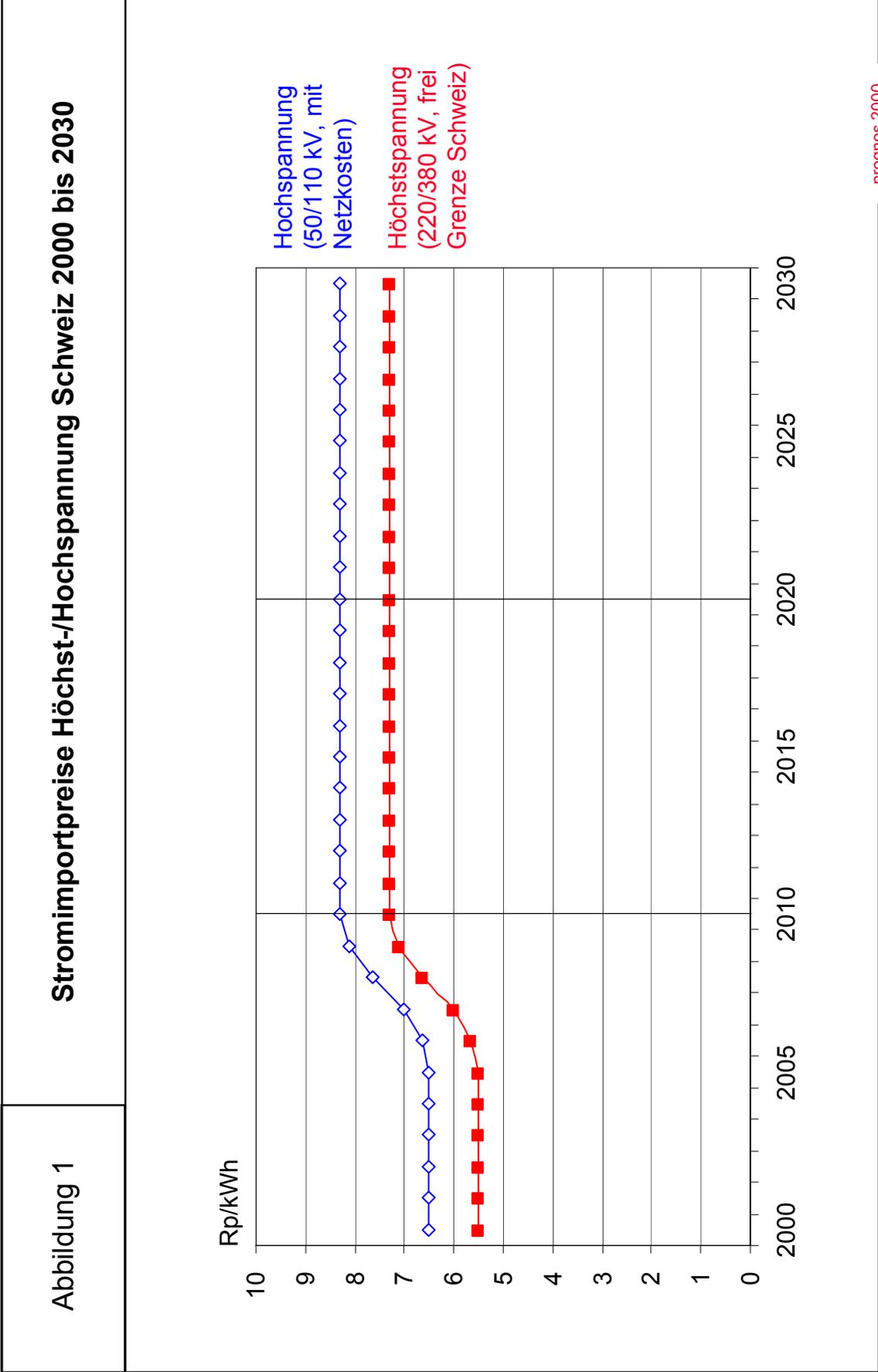
Sommer niedrigen Flusssständen, die eine nur unzureichende Kühlung der thermischen Kraftwerke, insbesondere französischer Kernkraftwerke, zulassen.

(4) Längerfristig ist mit einem Abbau der bestehenden Überkapazitäten zu rechnen. Dadurch werden Preisausschläge nach oben vor allem in Spitzenlastperioden zunehmen, weil dann verstärkt echte und teure Spitzenlasttechnologie (etwa Gasturbinen) zum Einsatz kommen wird. Heute müssen diese Anlagen aufgrund der reichlich vorhandenen Grund- und Mittellastkapazität nur in Ausnahmefällen abgerufen werden. Schwachlastperioden werden von Preisausschlägen weniger betroffen sein, da in ihnen weniger Kapazität im Einsatz ist und daher mehr nicht abgerufene Kraftwerke um die Deckung der Nachfrage konkurrieren.

(5) Allerdings ist auch zukünftig der in Spitzenperioden möglicherweise gegebene Preissetzungsspielraum durch den stets drohenden Zutritt neuer Kapazitäten begrenzt. Denn im liberalisierten Markt haben steigende Strompreise die Funktion eines Investitionssignals. Hohe Strompreise signalisieren einen Nachfrageüberhang und führen zu Kraftwerksneubauten. Dabei werden **Investitionsentscheidungen** unter Berücksichtigung aller Kosten, das heisst der fixen und der variablen Kosten getroffen. Neue Kraftwerke werden nur dann errichtet, wenn der Barwert der hiermit erzielbaren Erlöse den Barwert der Kosten, bei Zugrundelegung eines für das Risiko dieses Investitionsprojektes adäquaten Zinssatzes, übertrifft.

(6) Die folgende Abbildung 1 zeigt die sich wahrscheinlich ergebende Preisentwicklung für Strom (netto ohne Netzentgelte) auf der Höchstspannungsebene. Das sind die Preise, die die Kraftwerke Erlösen können.

Die bis zum Jahr 2010 ansteigenden Preise ergeben sich vor allem aus den Bereinigungen im Kraftwerksbereich. Mit der Verknappung von Erzeugungskapazität wird es den Kraftwerksbetreibern zunehmend möglich sein, über die kurzfristigen Kosten hinaus auch eine Deckung der mittel- und langfristigen fixen Kosten zu erhalten. Im Stichtag 2005 dürften die bis dahin noch im Markt befindlichen Kraftwerke ihre mittelfristigen fixen Arbeits- und Instandhaltungskosten über den Verkauf von Strom decken können. Ab 2010 kann man dann davon ausgehen, dass sich ein Preisniveau eingependelt haben wird, das einen dauerhaft lebensfähigen Kraftwerkspark ermöglicht.



2.3 Preise für Kraftwerksgas

(1) Der europäische **Gasmarkt** ist durch einen nahezu ungebrochenen Bedarfszuwachs gekennzeichnet. Davon gehen alle vorliegenden längerfristigen Perspektiven aus, auch wenn sie sich in der Dynamik der Nachfrage teilweise deutlich voneinander unterscheiden. Einigkeit besteht auch darüber, dass ein zunehmender Anteil des Bedarfs durch aussereuropäische Importe gedeckt werden muss. Nach heutigen Kenntnissen wird der grösste Teil dieses Zusatzbedarfs durch Russland gedeckt werden, weil entsprechende Erdgas-Fernleitungen im Bau bzw. geplant sind (Gesamtprojekt Jamal-Gas mit jährlich 52 Mrd. m³). Hinzu kommen Lieferungen aus Nordafrika und längerfristig bei gegebener Wettbewerbsfähigkeit und vorhandener Infrastruktur auch aus dem Kaspischen Becken, in erster Linie aus Turkmenistan. Innerhalb von Europa ist Deutschland der grösste Erdgasimporteur.

(2) Die Bildung der **Erdgaspreise** orientiert sich heute meist am Prinzip der Anlegbarkeit gegenüber den Konkurrenzenergien. So steht Erdgas im Wärmemarkt (Raumwärme und Prozesswärme) in einem intensiven Substitutionswettbewerb. Es muss sich damit den jeweiligen Wettbewerbsverhältnissen anpassen. Das Anlegbarkeitsprinzip schlägt letztlich bis zu den in- und ausländischen Lieferanten durch, indem die Importeure nur einen Preis zu zahlen bereit sind, der die Wettbewerbsfähigkeit des Gases auf dem jeweiligen Endverbrauchsmarkt nicht gefährdet.

Das **Anlegbarkeitsprinzip** wird nach den einzelnen Marktsegmenten (Raumwärme, Prozesswärme, Stromerzeugung) differenziert gehandhabt. Von den spezifischen Vollkosten der jeweiligen Konkurrenzenergie (in einem Marktsegment) werden alle entsprechenden erdgas-spezifischen Kosten (im wesentlichen Kapitalkosten, Betriebskosten, aber auch inländische Transport-, Speicher- und Verteilkosten, Verzinsung) abgesetzt. Der verbleibende Betrag bildet – mit den Anteilen der jeweiligen Marktsegmente gewichtet – grob gesagt den Grenzübergangswert frei Grenze und damit die preisliche Orientierungsgrösse für die Lieferländer.

Neben der Festlegung der Höhe des anlegbaren Preises erfolgt auch die Festlegung seiner längerfristigen Veränderung in ähnlicher Form. Aufgrund der sehr hohen Kapitalkosten, die in Transportleitungen und Verteilnetzen gebunden sind, werden Gaslieferverträge zwischen Lieferländern und Importeuren in der Regel über recht lange Zeiträume abgeschlossen. Entsprechend werden Vereinbarungen über die längerfristige Anpassung der Preise vereinbart.

(3) **Im Kraftwerksbereich** steht Erdgas in Konkurrenz zur Steinkohle. Nach unseren Annahmen wird sich der reale Importkohlepreis frei Grenze in den nächsten 20 Jahren kaum verändern. Damit bleibt der anlegbare Preis für Kraftwerksgas durchweg auf einem niedrigen Niveau.

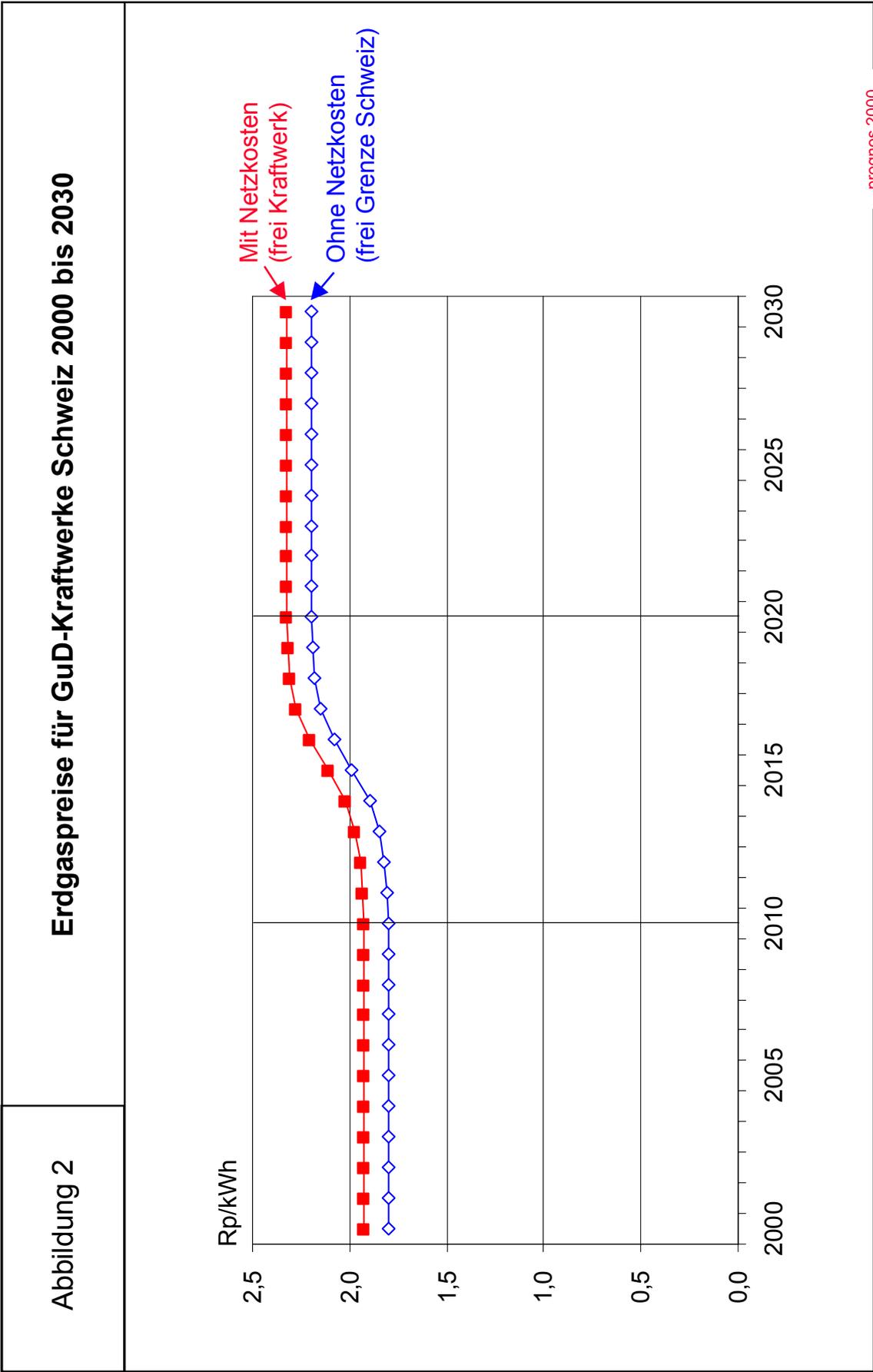
(4) Entscheidend für die künftige Preisentwicklung von Kraftwerksgas ist, ob die **zusätzlich benötigten Gasmengen** in Europa langfristig innerhalb der durch die Anlegbarkeit gezogenen Preisgrenzen geliefert werden können, ob also die realen Preise für importiertes Erdgas bis 2010/2020 hoch genug sind, um den Lieferländern Erträge zu sichern, mit denen die erforderlichen Investitionen in neue Förder- und Transportkapazitäten für zusätzliches Erdgas aus den aussereuropäischen Fördergebieten, insbesondere aus Russland, finanziert werden können. Erdgas aus den westsibirischen Vorkommen weist aufgrund der grösseren Entfernung höhere Transportkosten auf. Im Vergleich zu innereuropäischen Transportaufwendungen könnte die Kostendifferenz 0,1 bis 0,2 Rp./kWh ausmachen.

(5) Inwieweit die Lieferländer diese Zusatzkosten in den Anlegbarkeitsgrenzen werden unterbringen können oder versuchen, sie im Preis weiterzugeben, ist schwer zu sagen. Hier sind verschiedene Entwicklungen denkbar. Infolge des deutlich wachsenden Marktanteils steigt die **Marktmacht Russlands**, das versuchen könnte, höhere Preise durchzusetzen. Aus den europäischen Fördergebieten dürfte aufgrund rückläufiger Produktion dann kaum Konkurrenz zu befürchten sein.

Im Falle höherer Grenzübergangspreise könnte die mit der Liberalisierung des Gasmarktes erwartete Intensivierung des **Gas zu Gas-Wettbewerbs** dafür sorgen, dass trotz der höheren Einstandspreise die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den Konkurrenzenergien aufrecht erhalten werden könnte, dann jedoch zulasten der Erträge der Importeure und Verteiler.

Eine andere Vorstellung ist, dass es langfristig bei der Gaspreisbildung zu einer **Abkehr vom Anlegbarkeitsprinzip** kommen könnte. Dahinter steht die Erwartung, dass Erdgas in den nächsten 20 Jahren in den europäischen Abnehmerländern eine so starke Marktposition erreichen könnte, dass preislich eine Entkopplung von den Konkurrenzpreisen (nach oben) durchsetzbar wäre. Reaktionen der Energieverbraucher würden jedoch einer vollständigen Abkopplung der Erdgaspreise zumindest mittelfristig entgegen wirken.

(6) Welche dieser Mechanismen oder ihrer Kombinationen künftig dominieren werden, ist offen. Für unsere Annahme zur **Prognose der Preise für Kraftwerksgas** haben wir am Anlegbarkeitsprinzip und damit an der Orientierung an der Entwicklung der Preise für Kesselkohle festgehalten. Diese Orientierung bedeutet aber nicht eine völlige Parallelität der Preisentwicklungen. Vielmehr wird der Preis für Kraftwerksgas frei Grenze im Vergleich zum Kohlepreis etwa ab 2010 aufgrund zunehmender Transportkosten etwas stärker steigen, ohne dass infolgedessen die Wettbewerbsfähigkeit von Gas im Kraftwerksbereich verloren geht. In der folgenden Abbildung 2 ist die Preisentwicklung für Kraftwerksgas bis 2030 dargestellt.



3. Ergebnisse des Vergleichs Stromerzeugung versus Stromimport

3.1 Vorbemerkungen zur Methode des Vergleichs

(1) In diesem Kapitel werden die **quantitativen Grundlagen** dargestellt, die in die Bewertung von Stromeigenerzeugung und Stromimport einbezogen werden. Hierzu zählen die Kosten von Stromerzeugung bzw. des Stromimports, der Primärenergieverbrauch, die Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) sowie die Arbeitsplatzeffekte.

(2) Für die Stromerzeugung wurden vier **GuD-Typen** mit elektrischen Leistungen von 50 MW, 100 MW, 200 MW und 400 MW untersucht. Mit diesen Anlagentypen wird das Spektrum gängiger Standardanlagen erfasst, die sich mit einer Anlagenauslastung von 5'100 bis 5'400 h Benutzungsdauer im Jahr in den schweizerischen Strommarkt einpassen.

Unter Berücksichtigung von Planungs-, Bau- und Genehmigungszeiten wurde bei den Vergleichsrechnungen davon ausgegangen, dass eine **Betriebsaufnahme** von GuD-Anlagen ab dem Jahr 2005 erfolgen könnte, wenn heute Investitionsentscheidungen gefällt würden. Für die Nutzungsdauer der Kraftwerke wurden im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung 20 Jahre angesetzt. In Sensitivitätsbetrachtungen wird darüber hinaus geprüft, welche wirtschaftlichen Ergebnisse sich für die GuD-Anlagen ergeben, wenn die Betriebsaufnahme zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen würde.

(3) Unter den Bedingungen des Wettbewerbs auf dem Strommarkt wurde für den Vergleich der verschiedenen Kraftwerkstypen eine **betriebswirtschaftliche Kostenrechnung** durchgeführt, die die **betriebswirtschaftlichen** Interessen potentieller Investoren berücksichtigt. Dies bedeutet für die Kostenrechnung eine zehnjährige Abschreibungsdauer sowie die Berücksichtigung eines Realzinssatzes von 5% für die zu tätigen Investitionen.

Für die GuD-Anlagen wurden in Abhängigkeit von deren Leistung spezifische Investitionen von 750 bis 1'100 CHF/kW_{el}, fixe Betriebskosten von 30 bis 45 CHF/kW_{el} und variable Betriebskosten (ohne Brennstoff) von 2'500 bis 3'000 CHF/GWh in der Kostenrechnung angesetzt. Für den Netzanschluss der GuD-Anlagen sowohl an das Gasnetz als auch an das Stromnetz wurden keine aussergewöhnlichen Zusatzkosten berücksichtigt, die zum Beispiel durch einen längeren Leitungsneubau oder -ausbau entstehen würden. Es wurde somit angenommen, dass "ideale" Standorte mit direkten Anschlussmöglichkeiten an beide Netze für die GuD-Anlagen gefunden werden. Dies ist unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten im Standortwettbewerb um GuD-Anlagen in Europa notwendig.

(4) Für den **Kostenvergleich** von Stromerzeugung und Stromimport wurde eine Stromeinspeisung auf der Höchstspannungsebene (380 kV) angenommen. Allfällige Durchleitungskosten innerhalb der Schweiz würden somit für beide Versorgungsvarianten anfallen und werden daher nicht explizit berücksichtigt. Für die beiden kleineren GuD-Typen mit 50 und 100 MW_{eI} ist aber durchaus eine Netzanbindung auf niedrigeren Spannungsebenen (110 kV) denkbar; es werden folglich hierzu Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt.

Auch sind GuD-Kraftwerke mit 50 MW_{eI} nicht nur als reine Kraftwerke, sondern auch als Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in der Schweiz vorstellbar. Allerdings kämen hierfür aufgrund ihres derzeitigen Wärmebedarfs nur die Städte Basel, Zürich und Lausanne bei etwaigen künftigen Ersatzinvestitionen von Heizwerken in Betracht. Entsprechende Überlegungen werden ebenfalls in einer Sensitivitätsbetrachtung angestellt.

Für den Vergleich wurden die **Mehr- oder Minderkosten** der Stromeigenerzeugung gegenüber dem Stromimport ermittelt.

Methodisch wurde ein Verfahren auf Basis von **Barwerten** im technischen Betriebszeitraum (20 Jahre) der GuD-Anlagen gewählt. Für die Entscheidungsfindung bei potentiellen Investoren wurden die jährlichen Werte über den Betriebszeitraum kumuliert, aber gerechnet mit einer betriebswirtschaftlichen Abschreibungsdauer von 10 Jahren.

(5) Für den Vergleich des **Primärenergieverbrauchs** und der **CO₂-Emissionen** wurden die anlagenspezifischen Werte der GuD-Kraftwerke ermittelt und mit den spezifischen Werten eines Stromimports verglichen. Für den Stromimport wurde fiktiv angenommen, dass dieser einerseits aus dem deutschen Kraftwerkspark und andererseits aus dem europäischen Kraftwerkspark stammt.

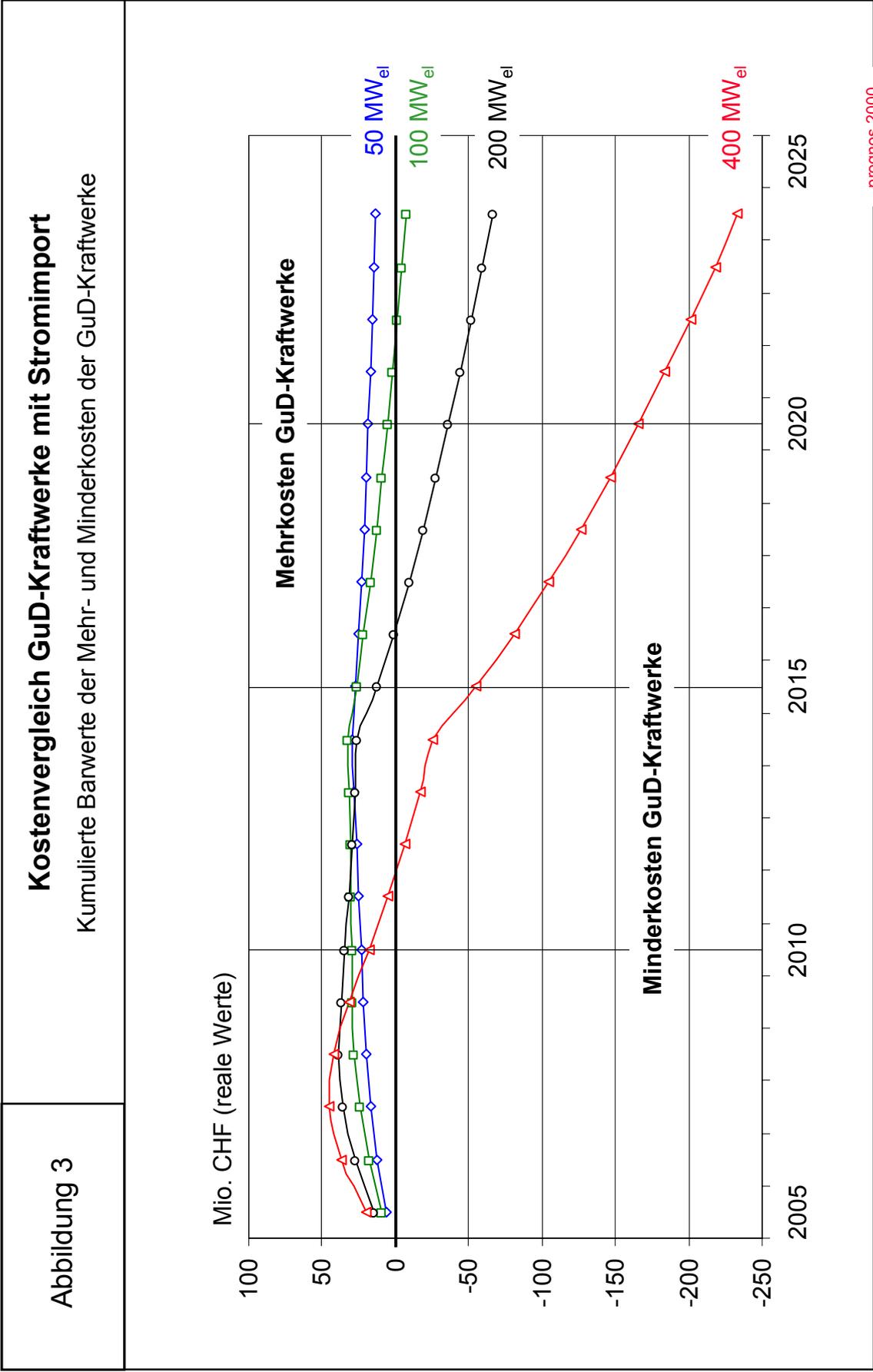
Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit mit dem internationalen Kraftwerkspark wurde für potentielle GuD-Anlagen in der Schweiz nur der Brennstoffeinsatz in den Kraftwerken berücksichtigt. Allfällige Leitungsverluste beim Erdgas in und ausserhalb der Schweiz werden nicht berücksichtigt. Der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) verweist darauf, dass eine Untersuchung des Batelle-Instituts aus dem Jahr 1996 für die Schweiz lediglich eine Verlustrate (Methanfreisetzung) von 0,16% des Gasverbrauchs auf dem Gas-Hochdrucknetz aufweist.

(6) Die **Arbeitsplatzeffekte** erstrecken sich auf die Auswirkungen der Investitionen in GuD-Kraftwerken und deren Betrieb. Hinzu kommen ergänzend Einschätzungen zu den **volkswirtschaftlichen** Auswirkungen, soweit diese in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Bau von GuD-Kraftwerken stehen. Die Ermittlung der Arbeitsplatzeffekte wird mit dem Prognos Input-Output-Modell für die Schweiz vorgenommen.

3.2 GuD-Kraftwerke im Vergleich

(1) Der **Kostenvergleich** mittels der kumulierten Barwerte führt bei allen vier GuD-Typen vor allem in den ersten Betriebsjahren zu Mehrkosten im Vergleich zum Stromimport (vgl. Abbildung 3). Diese Mehrkosten werden hauptsächlich durch die anfänglich hohen Abschreibungen verursacht. Mit den zwischen 2005 und 2010 wieder steigenden Strom(import)preisen (vgl. Kapitel 2.2) kann zum Teil ein Ausgleich für die Abschreibungen im Zeitablauf realisiert werden. Da zwischen 2010 und 2020 aber auch mit steigenden Erdgaspreisen (vgl. Kapitel 2.3) zu rechnen ist, bleibt der Effekt steigender Stromimportpreise zeitlich begrenzt. Differenziert nach den vier GuD-Typen zeigen sich folgende **Ergebnisse**:

- **GuD mit 50 MW_{el}**
Während der ersten zehn Jahre mit ihren Abschreibungskosten führt dieser GuD-Typ zu ständigen Mehrkosten im Vergleich mit Stromimport. Nach Ende der Abschreibungsdauer ist die Stromerzeugung zwar kostengünstiger als der Stromimport, die kumulierten Mehr- und Minderkosten führen aber während der 20-jährigen Betriebszeit insgesamt zu einem negativen Ergebnis.
- **GuD mit 100 MW_{el}**
Für diesen GuD-Typ stellt sich die Entwicklung der Mehr- und Minderkosten im Vergleich zum Stromimport in annähernd gleicher Weise dar wie zuvor für das kleinere GuD-Kraftwerk mit 50 MW_{el}. Aufgrund der mit der Anlagengrösse verbundenen günstigeren Kostenstruktur ergibt sich jedoch für die letzten drei Betriebsjahre ein leicht positives Gesamtergebnis.
- **GuD mit 200 MW_{el}**
Obwohl auch bei diesem Anlagentyp die Abschreibungskosten in den Anfangsjahren zu Mehrkosten im Vergleich mit dem Stromimport führen, bewirkt die aufgrund der Anlagengrösse günstigere Kostenstruktur bereits im fünften Betriebsjahr Minderkosten gegenüber dem Stromimport. Die Kumulierung der Mehr- und Minderkosten führt allerdings auch bei diesem GuD-Typ erst im 13. Betriebsjahr zu einem positiven Ergebnis im Vergleich mit einem Stromimport.
- **GuD mit 400 MW_{el}**
Der Kostenvergleich für diesen GuD-Typ folgt in etwa der Entwicklung des zuvor beschriebenen Typs (200 MW_{el}). Die Kostenvorteile aufgrund der Anlagengrösse führen allerdings bereits im vierten Betriebsjahr zu Minderkosten im Vergleich zum Strombezug. Die Kumulierung der Mehr- und Minderkosten zeigt aber auch für diesen GuD-Typ erst im achten Betriebsjahr ein positives Ergebnis, das sich nach Ende der Abschreibungsdauer deutlich zugunsten der Stromeigenerzeugung entwickelt.



(2) Ergänzend zum Kostenvergleich wurden verschiedene **Sensitivitätsrechnungen** durchgeführt, deren Ergebnisse nachfolgend dargestellt werden.

- **Betriebsaufnahme von GuD-Kraftwerken nach 2005**

Da bei einer Betriebsaufnahme im Jahr 2005 alle vier untersuchten GuD-Typen in den ersten Betriebsjahren Mehrkosten im Vergleich zum Stromimport verzeichnen, wurde untersucht, ob dies bei einer späteren Inbetriebnahme vermieden werden kann; und zwar vor dem Hintergrund, dass zwischen 2005 und 2010 von steigenden Stromimportpreisen auszugehen ist.

Für die beiden kleineren **GuD-Kraftwerke mit 50 und 100 MW_{eI}** besteht in den nächsten 20 Jahren realistisch betrachtet **kein** Investitionszeitpunkt, bei dem in den Anfangsjahren während der Abschreibung der Anlagen keine Mehrkosten im Vergleich zum Stromimport anfallen würden.

Ein **GuD-Kraftwerk** mit 200 MW_{eI} könnte ab dem Jahr 2009 gebaut werden; die kumulierten Mehr- und Minderkosten wären danach günstiger als beim Stromimport. Im weiteren Zeitablauf zwischen 2010 und 2020 sind aber auch steigende Erdgaspreise zu erwarten, so dass in einzelnen Jahren während der Abschreibungsdauer der Kraftwerke auch Mehrkosten auftreten. Vor allem ab 2014 würden längere Zeitphasen – ähnlich wie für den Investitionszeitpunkt 2005 – auftreten, in denen während der Abschreibungsdauer Mehrkosten gegenüber einem Stromimport auftreten.

Im Jahr 2008 würden die Stromimportpreise ein Niveau erreicht haben, ab dem ein **GuD-Kraftwerk mit 400 MW_{eI}** kostengünstiger wäre als der Stromimport. Auch die ab 2010 steigenden Erdgaspreise würden hieran grundsätzlich nichts ändern.

- **Durchleitungsgutschrift für GuD-Kraftwerke mit 50 und 100 MW_{eI}**

Da für die beiden GuD-Typen mit 50 und 100 MW_{eI} eine Stromnetzeinspeisung unterhalb der Höchstspannungsebene (380 kV) in Betracht kommt, wurde in Sensitivitätsrechnungen für diese GuD-Typen eine Durchleitungsgutschrift im Vergleich mit den anderen GuD-Typen in Höhe von 1,0 Rp./kWh berücksichtigt.

Für das **GuD-Kraftwerk mit 50 MW_{eI}** ist diese Durchleitungsgutschrift nicht ausreichend, um betriebswirtschaftlich befriedigende Ergebnisse zu erzielen. Obwohl sich der Zeitraum mit Mehrkosten – je nach Investitionszeitpunkt – auf bis zu fünf Jahre verkürzen lässt, führen die kumulierten Mehr- und Minderkosten während der Abschreibungsdauer und zum Teil darüber hinaus zu einem insgesamt negativen Ergebnis für die Stromeigenerzeugung. Bei einer Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2005 müsste die Durchleitungsgutschrift theoretisch mindestens 2,6 Rp./kWh betragen, damit die Stromeigenerzeugung betriebswirtschaftlich kostengünstiger wäre als der Strombezug. Im Jahr 2020 würden Durchleitungsentgelte von nur noch 1,3 Rp./kWh ausreichen, damit die Stromeigenerzeugung mit dem Stromimport gleichziehen könnte. **Nach** Ende der Abschreibungsdauer wäre die Stromerzeugung billiger als der Import.

Bei dem **GuD-Kraftwerk mit 100 MW_{el}** und einer Inbetriebnahme im Jahr 2005 ergibt sich bei einer Durchleitungsvergütung von 1,0 Rp./kWh eine ähnliche Situation wie zuvor beschrieben. Allerdings würde bereits im Jahr 2008 der Zeitpunkt erreicht, ab dem die Eigenenerzeugung mit dem 100 MW_{el}-GuD-Typ zu Minderkosten gegenüber dem Stromimport führen würde.

- **GuD-Kraftwerk mit 50 MW_{el} mit Wärme-Kraft-Kopplung**

Die Situation der Fernwärmeversorgung in der Schweiz lässt es möglich erscheinen, dass ein oder mehrere GuD-Kraftwerke mit 50 MW_{el} und WKK errichtet werden könnte und die Kostenvorteile der gemeinsamen Wärme- und Stromerzeugung für einen betriebswirtschaftlichen Einsatz genutzt werden. Die Sensitivitätsberechnungen kommen zu dem Ergebnis, dass bei einer Betriebsaufnahme im Jahr 2005 zunächst in den ersten drei Betriebsjahren noch Mehrkosten für die Stromerzeugung im Vergleich zum Stromimport entstehen. Ab dem Jahr 2008 erreicht der Stromimportpreis allerdings ein Niveau, der die Stromerzeugung kostengünstiger werden lässt. Ab diesem Zeitpunkt wäre somit die Betriebsaufnahme eines GuD-Kraftwerks mit WKK eine wirtschaftliche Alternative zum Stromimport.

Wird in die Sensitivitätsrechnung zusätzlich eine Durchleitungsgutschrift von 1,0 Rp./kWh einbezogen, wäre die Stromerzeugung mit WKK bereits im Jahr 2005 kostengünstiger als der Stromimport.

(3) Der **Primärenergieverbrauch** (ohne Transportverluste) liegt für die vier untersuchten GuD-Typen bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2005 zwischen 6,8 PJ/TWh (GuD mit 400 MW_{el}) und 7,2 PJ/TWh (GuD mit 50 MW_{el}) bezogen auf die Bruttostromerzeugung. Der durchschnittliche Vergleichswert beispielsweise für Deutschland würde im Jahr 2005 bei 9,0 PJ/TWh und somit um 30% höher liegen als bei den hier untersuchten GuD-Kraftwerken mit ihren vergleichsweise hohen Wirkungsgraden.

Für die Europäische Union (EU) lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 1997 bei 9,1 PJ/TWh. Wird für die EU eine ähnliche Entwicklung zwischen 1997 und 2005 angenommen wie für Deutschland, würde der EU-Vergleichswert im Jahr 2005 bei 8,6 PJ/TWh liegen und damit um 24% über dem spezifischen Primärenergieverbrauch der hier untersuchten GuD-Kraftwerke.

(4) Bei einer Inbetriebnahme der **GuD-Kraftwerke** im Jahr 2005 wäre die Stromerzeugung mit folgenden spezifischen **CO₂-Emissionen** (bezogen auf die Bruttostromerzeugung) verbunden:

- GuD mit 50 MW_{el}: 401 t CO₂ /GWh
- GuD mit 100 MW_{el}: 394 t CO₂ /GWh
- GuD mit 200 MW_{el}: 387 t CO₂ /GWh

- GuD mit 400 MW_{el}: 380 t CO₂ /GWh

Da mit zunehmender Anlagenleistung ein höherer Wirkungsgrad verbunden ist, weist der grösste GuD-Typ auch die niedrigsten spezifischen Emissionswerte auf.

Die mit einem **Stromimport** verbundenen CO₂-Emissionen hängen wesentlich von der Bezugsquelle und dem damit verbundenen Brennstoffeinsatz ab. Wird ein Stromimport fiktiv aus dem **europäischen Verbundnetz** unterstellt, wäre dies mit durchschnittlichen CO₂-Emissionen von 390 t/GWh verbunden, was in etwa den spezifischen Emissionen der untersuchten vier GuD-Typen entspricht.

Könnte der Stromimport direkt dem Kraftwerkspark einzelner Länder zugeordnet werden, könnten deutlich höhere oder niedrigere CO₂-Emissionen mit dem Stromimport im Vergleich zur Stromerzeugung mittels GuD-Kraftwerken auftreten. Zum Beispiel ergeben sich für die Stromerzeugung in Deutschland durchschnittliche CO₂-Emissionen von 540 t/GWh, während der Wert für Frankreich lediglich bei 70 t/GWh liegt. Dies hängt mit dem grossen Kohleanteil bei der Stromerzeugung in Deutschland einerseits und dem hohen Kernenergieanteil in Frankreich andererseits zusammen.

(5) Die **volkswirtschaftlichen Auswirkungen** der betrachteten Optionen – Stromimport versus inländische Stromerzeugung in GuD-Kraftwerken – sind insgesamt als gering einzuschätzen. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die volkswirtschaftlichen Effekte jeweils nur für die Errichtung und den Betrieb **eines** GuD-Kraftwerks in vier verschiedenen Leistungsklassen bestimmt wurden (50, 100, 200 und 400 MW_{el}). Es geht bei der folgenden Analyse also nicht um die Auswirkungen einer Umstellung der schweizerischen Stromerzeugung auf GuD-Kraftwerke, sondern um die Auswirkungen einer **einzelwirtschaftlichen** Entscheidung bei der Errichtung eines GuD-Kraftwerks in der Schweiz.

Die Analyse der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der vier Kraftwerkstypen umfasst

- die zusätzliche gesamtwirtschaftliche Produktion sowie die direkten und indirekten Beschäftigungswirkungen infolge eines **Kraftwerkbaues**,
- die Beschäftigungswirkung aufgrund des **Betriebs** der Kraftwerke sowie
- etwaige **aussenwirtschaftliche** Auswirkungen.

Die Berechnung des Wachstumsimpulses und der Beschäftigungswirkung infolge des **Baus** der Kraftwerke wurde mit Hilfe eines Input-Output-Modells durchgeführt. Input-Output-Modelle erlauben es, nicht nur die direkten Effekte einer Investition zu bestimmen (z.B. die Anzahl der Beschäftigten in dem Unternehmen, welches das Kraftwerk erstellt), sondern auch die Ableitung der indirekten Effekte. Unter indirekten Effekten werden diejenigen Wirkungen verstan-

den, die nicht bei dem Unternehmen, welches das Kraftwerk baut, sondern bei den Zulieferern dieses Unternehmens sowie bei deren Zulieferern entstehen. Für die Berechnungen wurden die Input-Output-Tabellen „Inländische Produktion und Einfuhr“ für die Schweiz aus dem Jahr 1995 herangezogen. Damit wird gewährleistet, dass allfällige Importe nicht als Produktionseffekte der schweizerischen Volkswirtschaft gutgeschrieben werden.

Demnach wäre mit dem **Bau** der Kraftwerke eine Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung um 28 Mio. CHF bis 151 Mio. CHF ein Arbeitsmarkteffekt von zusätzlich 270 bis 1.500 Beschäftigten verbunden. Diese zusätzliche Bruttowertschöpfung und Beschäftigung ist jedoch ein **einmaliger** Effekt, der nur während der Bauphase der Kraftwerke auftritt.

Für den **Betrieb** der Kraftwerke werden zwischen 20 und 35 Beschäftigte benötigt. Dieser Beschäftigungseffekt ist im Gegensatz zu demjenigen der Bauphase langfristiger Natur. Allerdings ist dieser Effekt sehr gering, aus gesamtwirtschaftlicher Sicht fast zu vernachlässigen. Ebenso ist der mit der inländischen Stromproduktion verbundene Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt der Schweiz zu vernachlässigen, da er unterhalb der Promillegrenze liegt.

| Leistungstypen | Bruttowertschöpfungseffekt | Beschäftigungseffekt | Beschäftigungseffekt |
|----------------------|----------------------------|----------------------|----------------------|
| | Bauphase | Bauphase | Betrieb |
| 50 MW _{el} | 27.7 Mio. CHF | 272 | 20 |
| 100 MW _{el} | 47.7 Mio. CHF | 469 | 25 |
| 200 MW _{el} | 86.5 Mio. CHF | 839 | 30 |
| 400 MW _{el} | 150.9 Mio. CHF | 1.481 | 35 |

Die Optionen Stromimport und Stromeigenerzeugung auf Erdgasbasis haben des weiteren (zumindest theoretisch) Einfluss auf die **Aussenwirtschaftsposition** der Schweiz. Das Importvolumen ist bei der Option der Eigenerzeugung etwas niedriger, da hier nur das benötigte Erdgas importiert werden muss. Allerdings ist die Differenz zwischen den Optionen so gering (im Maximum etwa 60 Mio. CHF), dass Effekte auf den Wechselkurs des Schweizer Franken oder Rückkopplungen auf die Gesamtwirtschaft nicht zu erwarten sind.

Schliesslich könnten aus den Differenzen der Stromgestehungskosten der betrachteten Optionen Auswirkungen auf die **Volkswirtschaft** resultieren. Hier gilt aber ebenfalls, dass bei der Errichtung eines Kraftwerks mit 50 bis 400 MW_{el} zwar geringe Effekte auf den inländi-

schen Strompreis resultieren könnten, diese allerdings selbst theoretisch so marginal sind, dass daraus keine gesamtwirtschaftlichen Effekte folgen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Optionen Stromimport oder Eigenerzeugung auf lange Frist zu vernachlässigen sind. Kurzfristig – während der Bauphase – ist dagegen mit einem geringen Impuls für den Arbeitsmarkt zu rechnen.

3.3 Synopse der Vergleichsergebnisse

(1) Um eine realistische Einschätzung über die **Realisierungsaussichten** von GuD-Kraftwerken zu erhalten, ist vor allem der betriebswirtschaftliche Vergleich von Bedeutung, denn unter Wettbewerbsbedingungen im Strommarkt ist das **Betriebsergebnis** für die Investition in Kraftwerken entscheidend.

(2) Unter Zugrundelegung von Planungs- und Bauzeiten könnte ab dem Jahr **2005** ein GuD-Kraftwerk den Betrieb aufnehmen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass – von einer Ausnahme abgesehen, auf die weiter unten eingegangen wird – kein GuD-Typ gebaut würde, da der Stromimport zu günstigeren betriebswirtschaftlichen Ergebnissen führt. Das Marktpreisniveau für Stromimporte ist so niedrig, dass die Abschreibungen der Neubaukraftwerke vor allem in den ersten Betriebsjahren nicht am Markt erwirtschaftet werden können.

Diese Situation ändert sich aber nach dem Jahr 2005 mit steigenden Stromimportpreisen. Für einzelne GuD-Typen kristallisiert sich ein potentieller Zeitpunkt der Inbetriebnahme um das Jahr **2008** heraus, zu dem Neuanlagen betriebswirtschaftlich günstiger werden als ein Stromimport, und zwar für folgende **GuD-Typen**:

- **50 MW_{eI}** mit Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)
- **100 MW_{eI}** mit Durchleitungsgutschrift
- **400 MW_{eI}**.

(3) Für das GuD-Kraftwerk **50 MW_{eI} mit WKK** könnte auch bereits im Jahr **2005** ein betriebswirtschaftlicher Einsatz erfolgen, wenn dann eine Durchleitungsvergütung von 1,0 Rp./kWh zu realisieren wäre. Interessant wäre diese Investition aber nur dann, wenn eine Ersatzinvestition für vorhandene Wärmeerzeugungsanlagen in einigen wenigen Schweizer Städten anstehen würde.

(4) Für die GuD-Typen mit 50 MW_{el} (ohne WKK) und 200 MW_{el} ist eine Investition nicht zu erwarten, da die betriebswirtschaftlichen Ergebnisse im Vergleich zum Stromimport negativ bzw. über die gesamte Laufzeit nicht attraktiv sind.

4. Bewertung

4.1 Vorbemerkungen zur Bewertung

(1) Das **Ziel** der abschliessenden Bewertung ist die Feststellung der **Vorteilhaftigkeit** von "Stromimport" oder "Gasverstromung im Inland" über eine systematische Gewichtung der zuvor ermittelten Tatbestände für die vier Vergleichsfälle 50 MW_{el}, 100 MW_{el}, 200 MW_{el} und 400 MW_{el}. Das sind insgesamt acht Bewertungsvorgänge.

(2) Nach Vorliegen der Einzelergebnisse bietet sich ein nicht allzu kompliziertes **Bewertungsverfahren** nach folgendem Muster als angemessen an: Bewertet werden die einzelnen Optionen nach sieben Kriterien, deren Grundlage die zuvor ermittelten quantitativen und qualitativen Aussagen sind. Bei dieser Bewertung wird die Vorteilhaftigkeit eindeutig gekennzeichnet (+), und zwar losgelöst vom Stellenwert des jeweiligen Kriteriums. Fälle, in denen entweder kein oder ein vernachlässigbarer Effekt auftritt, werden nicht gekennzeichnet (leer). Das ist der erste Schritt.

Danach erfolgt eine **Gewichtung** der Kriterien und damit auch der nachfolgenden Bewertung der Einzelkriterien. Diese Gewichtung wird zum einen mit einer **Gleichgewichtung** der Kriterien vorgenommen (Bewertung I) und zum anderen mit einer **"politischen" Gewichtung** (Bewertung II) sowie einer **"unternehmerischen" Gewichtung** (Bewertung III).

Die hier gewählten Gewichtungen dienen vor allem dazu, die "Vorteilhaftigkeit" der einen oder anderen Option auf ihre **Robustheit** zu testen. Die Ergebnisse werden sodann kurz erläutert und interpretiert.

(3) Die sieben **Kriterien** erstrecken sich auf:

- **Kosten** (Investitionen und Betriebskosten)
Hier sind die Ergebnisse der Modellrechnungen massgebend.
- **Emissionen** (CO₂)
Gleiches gilt hierfür.
- **Primärenergieverbrauch** (Gas)
Gleiches gilt hierfür bei den Gasverstromungsoptionen.

- **Beschäftigungseffekte** (Bau, Betrieb)
Sie sind relativ gering und überwiegend einmalig.
- **Volkswirtschaftliche Bedeutung** (Binnen- und Aussenwirtschaft)
Die Effekte sind vernachlässigbar.
- **Leitungskapazitäten** (Strom, Gas)
Die Kapazitäten sind ausreichend.
- **Versorgungssicherheit** (Strom, Gas)
Sie ist im Prinzip gegeben, stromseitig aber höher als bei Gas im Einzelfall eines Kraftwerkes.

Die **Gewichtungen** zeigen vor allem Unterschiede bei der Relevanz der **Kosten**, der **Emissionen** und der **Versorgungssicherheit**.

Die folgende Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Kriterien und ihre Gewichtungen.

| | |
|-----------|------------------------------------|
| Tabelle 1 | Bewertungskriterien und Gewichtung |
|-----------|------------------------------------|

| Kriterien | Alternative Gewichtungen | | |
|---|----------------------------------|-----------------------|-----------------------------|
| | "gleich" gewichtet ¹⁾ | "politisch" gewichtet | "unternehmerisch" gewichtet |
| Kosten (Investition, Betrieb) | 14% | 35% | 60% |
| Emissionen (CO ₂) | 14% | 20% | 5% |
| Primärenergie (Verbrauch) | 14% | 15% | 5% |
| Beschäftigungseffekte (Bau, Betrieb) | 14% | 10% | 5% |
| Volkswirtschaft. Bedeutung (Binnen, Aussen) | 14% | 10% | 0% |
| Leitungskapazität (Strom, Gas) | 14% | 5% | 5% |
| Versorgungssicherheit (Strom, Gas) | 14% | 5% | 20% |
| S U M M E | 100% | 100% | 100% |

prognos 2000

1) Prozentwerte auf ganze Zahlen gerundet

4.2 Bewertungsergebnisse

(1) Die Bewertung ergibt in 18 von 56 Fällen eine signifikante Vorteilhaftigkeit. In den übrigen Fällen ist diese nicht ausgeprägt feststellbar oder so gering, dass sie nicht relevant ist (siehe folgende Tabelle 2).

(2) Die insgesamt **Vorteilhaftigkeit** einzelner Optionen kann nur über die Gewichtung der Einzelkriterien vorgenommen werden. Hier zeigen sich aber Unterschiede, insbesondere bei einer politischen bzw. einer unternehmerischen Sicht.

Die grösste Vorteilhaftigkeit haben einerseits 400 MW_{el} GuD-Kraftwerke einer inländischen Gasverstromung. Danach folgen 100 MW_{el} GuD-Kraftwerke. Im Vergleich hierzu sind die übrigen Optionen (50 MW_{el} und 200 MW_{el}) der Gasverstromung gegenüber einem entsprechenden Stromimport wenig vorteilhaft. Diesbezüglich unterscheiden sich die verschiedenen Sichtweisen nicht grundsätzlich. Damit sind **100 MW und 400 MW-GuD-Kraftwerke** in der Schweiz unter betriebswirtschaftlichen und politischen Gesichtspunkten denkbar – falls sie hier gebaut werden, was eine offene, nicht zu beantwortende Frage ist.

(3) Betrachtet man abschliessend die eingangs gestellte grundsätzliche Frage in ihrer allgemeinen Form, so spiegeln die Bewertungen summarisch betrachtet die gegenwärtige Diskussion wider.

Bei einer "undifferenzierten" Betrachtung (Gleichgewichtung, Bewertung I) ergeben sich leichte Vorteile für die Gasverstromung. Aus "politischer" Sicht (politische Gewichtung, Bewertung II) sind diese Vorteile etwas grösser und aus "unternehmerischer" Sicht (unternehmerische Gewichtung, Bewertung III) ergeben sich eher Vorteile für den Stromimport.

(4) Trotz der hier verfolgten **analytischen** Behandlung der Materie ergibt sich bezüglich der Vorteilhaftigkeit einer Gasverstromung kein eindeutiges Bild; die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten. Für etwaige politische Ambitionen können die GuD-Optionen allenfalls erwartet, aber nicht verplant werden. Unter dem Gesichtspunkt eines "vorsichtigen" Kaufmanns/Politikers könnte mit grösseren GuD-Anlagen in der Schweiz allenfalls gegen Ende des Jahrzehnts gerechnet werden. Jedoch ist für eine **Realisierung** derartiger Anlagen in der Schweiz der europaweite Standortwettbewerb massgebend.

Tabelle 2 Bewertung von Stromimport und Gasverstromung im Inland

| Kriterien | Stromimport | | | | Gasverstromung (GuD-Kraftwerke) | | | |
|---|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | 50 MW _{el} | 100 MW _{el} | 200 MW _{el} | 400 MW _{el} | 50 MW _{el} | 100 MW _{el} | 200 MW _{el} | 400 MW _{el} |
| Kosten (Investition, Betrieb) | + | | + | | | + | | + |
| Emissionen (CO ₂) | + | | | | | | | + |
| Primärenergie (Verbrauch) | | | | | + | + | + | + |
| Beschäftigungseffekte (Bau, Betrieb) | | | | | + | + | + | + |
| Volkswirtschaft. Bedeutung (Binnen, Aussen) | | | | | | | | |
| Leitungskapazität (Strom, Gas) | | | | | | | | |
| Versorgungssicherheit (Strom, Gas) | + | + | + | + | | | | |
| Bewertung I (gleich gewichtet) | 0.42 | 0.14 | 0.28 | 0.14 | 0.28 | 0.42 | 0.28 | 0.56 |
| Bewertung II (politisch gewichtet) | 0.60 | 0.05 | 0.40 | 0.05 | 0.25 | 0.60 | 0.25 | 0.80 |
| Bewertung III (unternehmerisch gewichtet) | 0.85 | 0.20 | 0.80 | 0.20 | 0.10 | 0.70 | 0.10 | 0.75 |

prognos 2000

Legende: + = vorteilhaft (Wert = 1)

5. ANHANG

| | |
|--------------------|--|
| Anhang 5.1 | Technische und wirtschaftliche Kenndaten der GuD-Kraftwerke |
| Anhang 5.2 | Modellrechnungsbeispiel (400 MW _{eI} , Inbetriebnahme 2008) |
| Tabelle 1 | Stromerzeugung und Brennstoffeinsatz |
| Tabelle 2 | Stromerzeugungskosten |
| Tabelle 3 | Vergleich der Stromimport- und Stromerzeugungskosten |
| Tabelle 4 | Vergleich der spezifischen Stromimport- und Stromerzeugungskosten |
| Tabelle 5 | Vergleich der Barwerte für Stromimport- und Stromerzeugungskosten |
| Abbildung 1 | Jährliche Mehr- und Minderkosten der Stromerzeugung |
| Abbildung 2 | Kumulierte Mehr- und Minderkosten der Stromerzeugung |

| | |
|------------|---|
| Anhang 5.1 | Technische und wirtschaftliche Kenndaten der GuD-Kraftwerke |
|------------|---|

| GuD-Typ | GuD-Kraftwerk mit WKK | GuD-Kraftwerk ohne WKK | | | |
|--|--|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | | 50 MW _{el} | 100 MW _{el} | 200 MW _{el} | 400 MW _{el} |
| Leistung | 50 MW _{el} 42 MW _{th} | | | | |
| Technische Daten | | | | | |
| - Nutzungsdauer [a] | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| - Elektrischer Bruttowirkungsgrad ¹⁾ | 50% | 55% | 56% | 57% | 58% |
| - Gesamtwirkungsgrad elkt. und therm. | 90% | | | | |
| - Ausnutzungsdauer [h/a] | 5'800 | 5'100 | 5'200 | 5'300 | 5'400 |
| Wirtschaftliche Daten (reale Werte) ²⁾ | | | | | |
| - Investitionskosten [CHF/kW] | 1'250 | 1'100 | 950 | 850 | 750 |
| - Fixe Betriebskosten [CHF/kWh/a] ³⁾ | 45 | 45 | 40 | 35 | 30 |
| - Sonstige variable Betriebskosten [CHF/GWh] | 3'000 | 3'000 | 2'500 | 2'500 | 2'500 |
| - Wärmegutschrift [CHF/GWh] | 29'000 | | | | |

1) Bei Inbetriebnahme im Jahr 2005

2) Preisbasis 2000

3) Instandhaltung und Personal

prognos 2000

| | | | | |
|------------|-----------|---------------|----------------------|--------------------------------------|
| Anhang 5.2 | Tabelle 1 | GuD-Kraftwerk | 400 MW _{el} | Stromerzeugung und Brennstoffeinsatz |
|------------|-----------|---------------|----------------------|--------------------------------------|

| | |
|--------------------------------|--|
| Betriebsjahr | |
| Jahr | |
| Stromerzeugung | |
| - Bruttostromerzeugung [GWh/a] | |
| - Nettostromerzeugung [GWh/a] | |
| Brennstoffeinsatz | |
| - Erdgas H _u [GWh] | |
| - Erdgas H _o [GWh] | |

| | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| 2'160 | 2'160 | 2'160 | 2'160 | 2'160 |
| 2'087 | 2'087 | 2'087 | 2'087 | 2'087 |
| 3'661 | 3'661 | 3'661 | 3'661 | 3'661 |
| 4'027 | 4'027 | 4'027 | 4'027 | 4'027 |

| | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|
| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| 2'160 | 2'160 | 2'160 | 2'160 | 2'160 |
| 2'087 | 2'087 | 2'087 | 2'087 | 2'087 |
| 3'661 | 3'661 | 3'661 | 3'661 | 3'661 |
| 4'027 | 4'027 | 4'027 | 4'027 | 4'027 |

| | |
|--------------------------------|--|
| Betriebsjahr | |
| Jahr | |
| Stromerzeugung | |
| - Bruttostromerzeugung [GWh/a] | |
| - Nettostromerzeugung [GWh/a] | |
| Brennstoffeinsatz | |
| - Erdgas H _u [GWh] | |
| - Erdgas H _o [GWh] | |

| | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| 2'160 | 2'160 | 2'160 | 2'160 | 2'160 |
| 2'087 | 2'087 | 2'087 | 2'087 | 2'087 |
| 3'661 | 3'661 | 3'661 | 3'661 | 3'661 |
| 4'027 | 4'027 | 4'027 | 4'027 | 4'027 |

| | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|
| 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| 2'160 | 2'160 | 2'160 | 2'160 | 2'160 |
| 2'087 | 2'087 | 2'087 | 2'087 | 2'087 |
| 3'661 | 3'661 | 3'661 | 3'661 | 3'661 |
| 4'027 | 4'027 | 4'027 | 4'027 | 4'027 |

prognos 2000

| | | | | |
|------------|-----------|---------------|----------------------|-----------------------|
| Anhang 5.2 | Tabelle 2 | GuD-Kraftwerk | 400 MW _{el} | Stromerzeugungskosten |
|------------|-----------|---------------|----------------------|-----------------------|

| | |
|---|--|
| Betriebsjahr | |
| Jahr | |
| Kapitalkosten [Mio. CHF] | |
| Fixe Betriebskosten [Mio. CHF] | |
| Sonstige variable Betriebskosten [Mio. CHF] | |
| Brennstoffkosten [Mio. CHF] | |
| S U M M E | |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| 38.9 | 38.9 | 38.9 | 38.9 | 38.9 |
| 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 |
| 77.5 | 77.5 | 77.5 | 77.9 | 78.3 |
| 133.6 | 133.6 | 133.6 | 134.0 | 134.4 |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| 38.9 | 38.9 | 38.9 | 38.9 | 38.9 |
| 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 |
| 79.5 | 81.3 | 85.1 | 88.8 | 91.6 |
| 135.6 | 137.4 | 141.1 | 144.9 | 147.7 |

| | |
|---|--|
| Betriebsjahr | |
| Jahr | |
| Kapitalkosten [Mio. CHF] | |
| Fixe Betriebskosten [Mio. CHF] | |
| Sonstige variable Betriebskosten [Mio. CHF] | |
| Brennstoffkosten [Mio. CHF] | |
| S U M M E | |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 |
| 92.8 | 93.2 | 93.6 | 93.6 | 93.6 |
| 110.0 | 110.4 | 110.8 | 110.8 | 110.8 |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 |
| 93.6 | 93.6 | 93.6 | 93.6 | 93.6 |
| 110.8 | 110.8 | 110.8 | 110.8 | 110.8 |

Anmerkung: Reale Werte, Preisbasis 2000

prognos 2000

| | | |
|------------|-----------|--|
| Anhang 5.2 | Tabelle 3 | Vergleich der Stromimport- und Stromerzeugungskosten |
|------------|-----------|--|

| Betriebsjahr | GuD-Kraftwerk | | | | | 400 MW _{el} | | | | |
|--|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| Jahr | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Stromerzeugung [Mio. CHF] | 133.6 | 133.6 | 133.6 | 134.0 | 134.4 | 135.6 | 137.4 | 141.1 | 144.9 | 147.7 |
| Strombezug [Mio. CHF] | 138.8 | 148.2 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 |
| Mehrkostenkosten (+) und Minderkosten (-) der Stromerzeugung [Mio. CHF] | -5.2 | -14.6 | -18.7 | -18.3 | -17.9 | -16.7 | -14.9 | -11.2 | -7.5 | -4.6 |

| Betriebsjahr | GuD-Kraftwerk | | | | | 400 MW _{el} | | | | |
|--|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Jahr | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Stromerzeugung [Mio. CHF] | 110.0 | 110.4 | 110.8 | 110.8 | 110.8 | 110.8 | 110.8 | 110.8 | 110.8 | 110.8 |
| Strombezug [Mio. CHF] | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 | 152.3 |
| Mehrkostenkosten (+) und Minderkosten (-) der Stromerzeugung [Mio. CHF] | -42.3 | -41.9 | -41.5 | -41.5 | -41.5 | -41.5 | -41.5 | -41.5 | -41.5 | -41.5 |

Anmerkung: Reale Werte, Preisbasis 2000

prognos 2000

| | | | | |
|------------|-----------|---------------|----------------------|---|
| Anhang 5.2 | Tabelle 4 | GuD-Kraftwerk | 400 MW _{el} | Vergleich der spezifischen Stromimport- und Stromerzeugungskosten |
|------------|-----------|---------------|----------------------|---|

| | |
|--|--|
| Betriebsjahr | |
| Jahr | |
| Stromerzeugung [Rp/kWh] | |
| Strombezug [Rp/kWh] | |
| Mehrkostenkosten (+) und Minderkosten (-) der Stromerzeugung [Rp/kWh] | |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| 6.40 | 6.40 | 6.40 | 6.42 | 6.44 |
| 6.65 | 7.10 | 7.30 | 7.30 | 7.30 |
| -0.25 | -0.70 | -0.90 | -0.88 | -0.86 |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| 6.50 | 6.59 | 6.76 | 6.94 | 7.08 |
| 7.30 | 7.30 | 7.30 | 7.30 | 7.30 |
| -0.80 | -0.71 | -0.54 | -0.36 | -0.22 |

| | |
|--|--|
| Betriebsjahr | |
| Jahr | |
| Stromerzeugung [Rp/kWh] | |
| Strombezug [Rp/kWh] | |
| Mehrkostenkosten (+) und Minderkosten (-) der Stromerzeugung [Rp/kWh] | |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| 5.27 | 5.29 | 5.31 | 5.31 | 5.31 |
| 7.30 | 7.30 | 7.30 | 7.30 | 7.30 |
| -2.03 | -2.01 | -1.99 | -1.99 | -1.99 |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| 5.31 | 5.31 | 5.31 | 5.31 | 5.31 |
| 7.30 | 7.30 | 7.30 | 7.30 | 7.30 |
| -1.99 | -1.99 | -1.99 | -1.99 | -1.99 |

Anmerkung: Reale Werte, Preisbasis 2000

prognos 2000

| | | | | | | | | | | |
|------------|-----------|---------------|----------------------|---|--|--|--|--|--|--|
| Anhang 5.2 | Tabelle 5 | GuD-Kraftwerk | 400 MW _{el} | Vergleich der Barwerte für Stromimport- und Stromerzeugungskosten | | | | | | |
|------------|-----------|---------------|----------------------|---|--|--|--|--|--|--|

| | | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Betriebsjahr | | | | | | | | | | |
| Jahr | | | | | | | | | | |
| Stromerzeugung [Mio. CHF] | | | | | | | | | | |
| Strombezug [Mio. CHF] | | | | | | | | | | |
| Mehrkostenkosten (+) und Minderkosten (-) der Stromerzeugung [Mio. CHF] | | | | | | | | | | |

| | | | | |
|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| 133.6 | 127.2 | 121.2 | 115.7 | 110.6 |
| 138.8 | 141.1 | 138.2 | 131.6 | 125.3 |
| -5.2 | -13.9 | -17.0 | -15.8 | -14.8 |

| | | | | |
|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| 106.2 | 102.5 | 100.3 | 98.1 | 95.2 |
| 119.4 | 113.7 | 108.3 | 103.1 | 98.2 |
| -13.1 | -11.1 | -8.0 | -5.1 | -3.0 |

| | | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Betriebsjahr | | | | | | | | | | |
| Jahr | | | | | | | | | | |
| Stromerzeugung [Mio. CHF] | | | | | | | | | | |
| Strombezug [Mio. CHF] | | | | | | | | | | |
| Mehrkostenkosten (+) und Minderkosten (-) der Stromerzeugung [Mio. CHF] | | | | | | | | | | |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| 67.6 | 64.6 | 61.7 | 58.8 | 56.0 |
| 93.5 | 89.1 | 84.8 | 80.8 | 76.9 |
| -26.0 | -24.5 | -23.1 | -22.0 | -21.0 |

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| 53.3 | 50.8 | 48.4 | 46.1 | 43.9 |
| 73.3 | 69.8 | 66.5 | 63.3 | 60.3 |
| -20.0 | -19.0 | -18.1 | -17.2 | -16.4 |

Anmerkung: Reale Werte, Preisbasis 2000

prognos 2000

