

LARGE-SCALE PRODUCTION OF HYDROGEN BY NUCLEAR ENERGY FOR THE HYDROGEN ECONOMY

by K.R. SCHULTZ, L.C. BROWN, G.E. BESENBRUCH, and C.J. HAMILTON

This is a preprint of a paper to be presented at the National Hydrogen Association Annual Conference, April 6-9, 2003, in Washington, DC and to be published in the *Proceedings*. Work supported by the U.S. Department of Energy under Grant No. DE-FG03-99SF21888

GENERAL ATOMICS PROJECT 49009

FEBRUARY 2003

K.R., Schultz, L.C. Brown, G.E. Besenbruch, C.J. Hamilton

General Atomics, P.O. Box 85608, San Diego, California 92186, USA

Phone: 858-455-4304, Fax: 858-455-2838, Email: ken.schultz@gat.com

1. Introduction

The „Hydrogen Economy“ will reduce petroleum imports and greenhouse gas emissions. However, current commercial hydrogen production processes use fossil fuels and releases carbon dioxide. Hydrogen produced from nuclear energy could avoid these concerns.

Hydrogen can replace fossil fuels in transportation, reducing vehicle emissions of CO₂ NO_x and SO_x and making possible fuel cell vehicles with double the mileage of conventional engines. A significant „Hydrogen Economy“ is predicted that will end our dependence on petroleum and reduce pollution and greenhouse gas emissions [1].

Hydrogen is an environmentally attractive fuel that has the potential to displace fossil fuels, but contemporary hydrogen production is primarily based on fossil fuels. This industry produces hydrogen for use in production for fertilizers, in oil refineries to lighten heavy crude oils and produce clearer-burning fuels, and for other industrial uses, primarily by steam reformation of methane. In the USA, this hydrogen industry produces 11 million tons of hydrogen a year with a thermal energy equivalent of 48 GW(t). In so doing, it consumes 5% of the U.S. natural gas usage and releases 74 million tons of CO₂. Transition to a Hydrogen Economy will require significant expansion in the production and use of hydrogen. Use of hydrogen for all our transportation energy needs would

1. Einleitung

Die „Wasserstoffwirtschaft“ wird die Erdölimporte und die Treibhausgasemissionen verringern. Bei den derzeitigen kommerziellen Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff werden jedoch fossile Brennstoffe verwendet und Kohlendioxid freigesetzt. Mit Wasserstoff, der aus Kernenergie hergestellt wird, könnten diese Probleme vermieden werden.

Wasserstoff kann fossile Brennstoffe im Verkehrswesen ersetzen, die CO₂-, NO_x- und SO_x-Emissionen von Fahrzeugen reduzieren und Brennstoffzellenfahrzeuge mit einer doppelt so hohen Kilometerleistung wie herkömmliche Motoren ermöglichen. Es wird eine bedeutende „Wasserstoffwirtschaft“ vorausgesagt, die unsere Abhängigkeit vom Erdöl beenden und die Umweltverschmutzung und die Treibhausgasemissionen reduzieren wird [1].

Wasserstoff ist ein ökologisch attraktiver Brennstoff, der das Potenzial hat, fossile Brennstoffe zu ersetzen, aber die heutige Wasserstoffproduktion basiert hauptsächlich auf fossilen Brennstoffen. Diese Industrie produziert Wasserstoff zur Verwendung in der Düngemittelproduktion, in Ö Raffinerien zur Erleichterung schwerer Rohöle und zur Herstellung von Brennstoffen mit besserer Verbrennung sowie für andere industrielle Zwecke, vor allem durch Dampfpreformierung von Methan. In den USA produziert diese Wasserstoffindustrie jährlich 11 Millionen Tonnen Wasserstoff mit einem Wärmeenergieäquivalent von 48 GW(t). Dabei verbraucht sie 5 % des US-Erdgasverbrauchs und setzt 74 Millionen Tonnen CO₂ frei. Der Übergang zu einer Wasserstoffwirtschaft erfordert eine erhebliche Ausweitung der Produktion und Verwendung von Wasserstoff. Die Verwendung von Wasserstoff für unseren gesamten Energiebedarf im Verkehr würde einen 18-fach höheren Wasserstoffverbrauch als derzeit erfordern. Die Nutzung von Wasserstoff zur

<p>require a factor of 18 more hydrogen than currently used. Use of hydrogen for all our non-electric energy needs would require a factor of 40 increase. Clearly, new sources of hydrogen will be needed. Hydrogen produced using nuclear energy can be one of the sources.</p>	<p>Deckung unseres gesamten nicht-elektrischen Energiebedarfs würde einen Anstieg um den Faktor 40 erfordern. Es liegt auf der Hand, dass neue Wasserstoffquellen benötigt werden. Wasserstoff, der mit Kernenergie hergestellt wird, kann eine dieser Quellen sein.</p>
<p>Hydrogen could be produced from nuclear energy by several means. Electricity from nuclear power can separate water into hydrogen and oxygen by electrolysis. The net efficiency is the product of the efficiency of the reactor in producing electricity, times the efficiency of the electrolysis cell, which, at the high pressure needed for distribution and utilization, is about 75%-80%. For LWRs with 32% electrical efficiency the net efficiency is about 24%-26%. If an advanced high temperature reactor with 48% electrical efficiency is used, the net efficiency could be about 36%-38%. Thermochemical water-splitting processes offer the promise of heat-to-hydrogen efficiencies of <u>-50%</u>.</p>	<p>Wasserstoff kann auf verschiedene Weise aus Kernenergie gewonnen werden. Mit Strom aus Kernenergie kann Wasser durch Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt werden. Der Nettowirkungsgrad ist das Produkt aus dem Wirkungsgrad des Reaktors bei der Stromerzeugung und dem Wirkungsgrad der Elektrolysezelle, der bei dem für die Verteilung und Nutzung erforderlichen hohen Druck etwa 75%-80% beträgt. Bei LWR mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 32 % liegt der Nettowirkungsgrad bei etwa 24 %-26 %. Bei Verwendung eines fortschrittlichen Hochtemperaturreaktors mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 48 % könnte der Nettowirkungsgrad etwa 36 %-38 % betragen. Thermochemische Wasserspaltungsprozesse versprechen einen Wärme-Wasserstoff-Wirkungsgrad von -50%.</p>
<p>We have recently completed a three-year project for the U.S. Department of Energy whose objective was to „define an economically feasible concept for production of hydrogen, by nuclear means, using an advanced high-temperature nuclear reactor as the energy source.“ Thermochemical water-splitting, a chemical process that accomplishes the decomposition of water into hydrogen and oxygen, met this objective.</p>	<p>Wir haben vor kurzem ein dreijähriges Projekt für das US-Energieministerium abgeschlossen, dessen Ziel es war, „ein wirtschaftlich realisierbares Konzept für die Herstellung von Wasserstoff auf nuklearem Wege unter Verwendung eines fortgeschrittenen Hochtemperatur-Kernreaktors als Energiequelle zu definieren“. Die thermochemische Wasserspaltung, ein chemischer Prozess, bei dem Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird, entsprach diesem Ziel.</p>
<p>The goal of the first phase of this study was to evaluate thermochemical processes which offer the potential for efficient, cost-effective, large-scale production of hydrogen and to select one for further detailed consideration [2]. We selected the Sulfur-Iodine cycle. In the second phase, we reviewed all the basic reactor types for suitability to provide the high temperature heat needed by the selected thermochemical water splitting cycle and chose the helium gas-cooled reactor [3]. In the third phase we designed the chemical flowsheet for the thermochemical process and estimated the efficiency and cost of the process and the projected cost of producing hydrogen. These results are summarized in this paper.</p>	<p>Ziel der ersten Phase dieser Studie war es, thermochemische Prozesse zu bewerten, die das Potenzial für eine effiziente, kostengünstige und großtechnische Produktion von Wasserstoff bieten, und einen Prozess für weitere detaillierte Untersuchungen auszuwählen [2]. Wir wählten den Schwefel-Jod- Zyklus. In der zweiten Phase prüften wir alle grundlegenden Reaktortypen auf ihre Eignung für die Bereitstellung der Hochtemperaturwärme, die der ausgewählte thermochemische Wasserspaltprozess benötigt, und entschieden uns für den heliumgasgekühlten Reaktor [3]. In der dritten Phase entwarfen wir das chemische Fließschema für den thermochemischen Prozess und schätzten die Effizienz und die Kosten des Prozesses sowie die voraussichtliche Produktion von Wasserstoff ab. Diese Ergebnisse werden in diesem Papier zusammengefasst.</p>

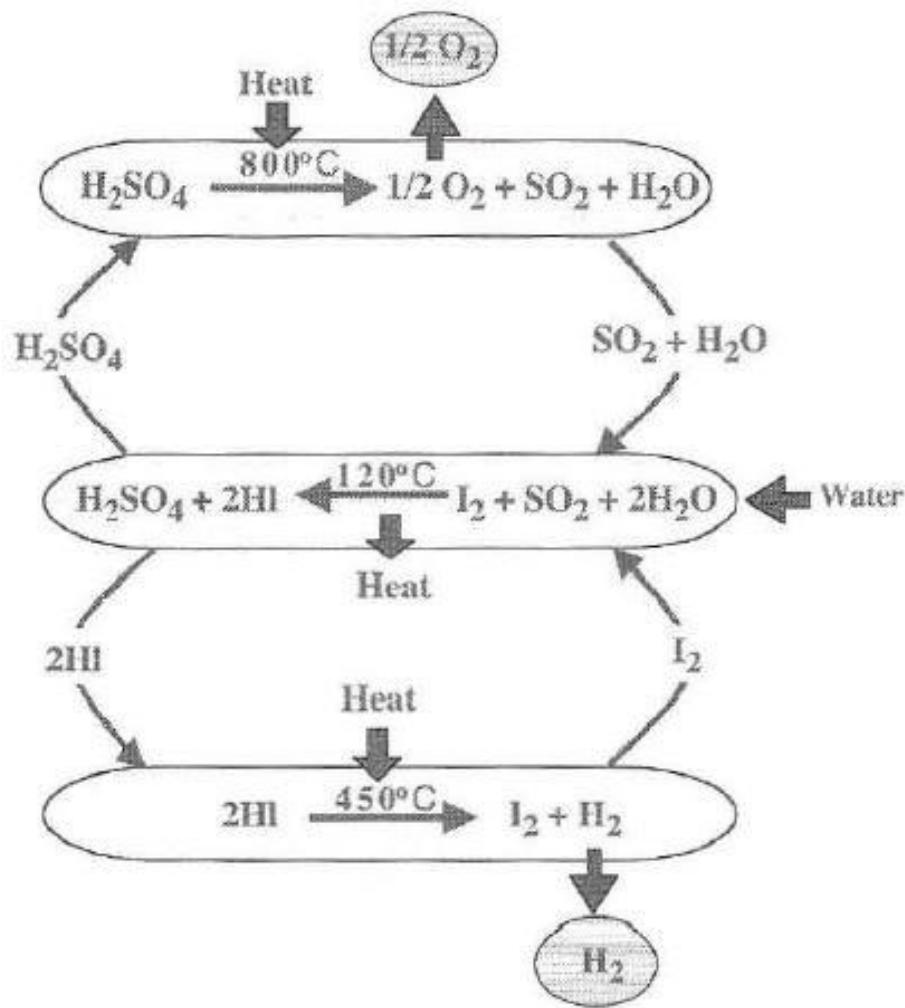


Figure 1. The S-I thermochemical water-splitting cycle is well suited for hydrogen production by nuclear energy.

Abbildung 1. Der thermochemische S-I-Wasserspaltungskreislauf ist für die Wasserstoffherzeugung durch Kernenergie bestens geeignet.

<p>The S-I cycle was invented at General Atomics in the mid 1970s and first described in Ref. 4. In this cycle, iodine and sulfur dioxide are added to water, forming hydrogen iodide and sulfuric acid in an exothermic reaction (2). Under proper conditions, these compounds are immiscible and can be readily separated. The sulfuric acid can be decomposed at about 850°C releasing the oxygen and recycling the sulfur-dioxide (3).</p>	<p>Der S-I-Zyklus wurde Mitte der 1970er Jahre bei General Atomics erfunden und erstmals in Ref. 4. Bei diesem Zyklus werden Jod und Schwefeldioxid zu Wasser gegeben, wobei in einer exothermen Reaktion Jodwasserstoff und Schwefelsäure entstehen (2). Unter geeigneten Bedingungen sind diese Verbindungen nicht mischbar und können leicht getrennt werden. Die Schwefelsäure kann bei etwa 850°C unter Freisetzung des Sauerstoffs und Rückführung des Schwefeldioxids zersetzt werden (3).</p>
<p>The hydrogen iodide can be decomposed at about 400°C, releasing the hydrogen and recycling the iodine (4). The net reaction is the decomposition of water into hydrogen and oxygen (I). The whole process takes in only water and high temperature heat and releases only hydrogen, oxygen and low temperature heat.</p>	<p>Der Jodwasserstoff kann bei etwa 400°C unter Freisetzung des Wasserstoffs und Rückgewinnung des Jods zersetzt werden (4). Die Nettoreaktion ist die Zersetzung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff (I). Der gesamte Prozess nimmt nur Wasser und Hochtemperaturwärme auf und setzt nur Wasserstoff, Sauerstoff und Niedertemperaturwärme frei. Alle Reagenzien werden</p>

All reagents are recycled; there are literally no effluents. Each of the major chemical reactions of this process was demonstrated in the laboratory at GA. Work was done for application of this cycle to heat supplied by nuclear, solar and fusion energy sources. Decomposition of sulfuric acid and hydrogen iodide involve aggressive chemical environments. Materials candidates were chosen and corrosion tests performed to select preferred materials. The high temperature sulfuric acid decomposition reaction was demonstrated in the Solar Power Tower at the Georgia Institute of Technology. A schematic for the process is shown in Fig. 2.

recycelt; es gibt buchstäblich keine Abwässer. Jede der wichtigsten chemischen Reaktionen dieses Prozesses wurde im Labor der GA demonstriert. Es wurden Arbeiten zur Anwendung dieses Zyklus auf Wärme aus Kern-, Sonnen- und Fusionsenergiequellen durchgeführt. Die Zersetzung von Schwefelsäure und Jodwasserstoff erfolgt in aggressiven chemischen Umgebungen. Es wurden Materialkandidaten ausgewählt und Korrosionstests durchgeführt, um die bevorzugten Materialien auszuwählen. Die Hochtemperatur-Zersetzungsreaktion von Schwefelsäure wurde im Solar Power Tower des Georgia Institute of Technology demonstriert. Eine schematische Darstellung des Prozesses ist in Abb. 2 zu sehen.

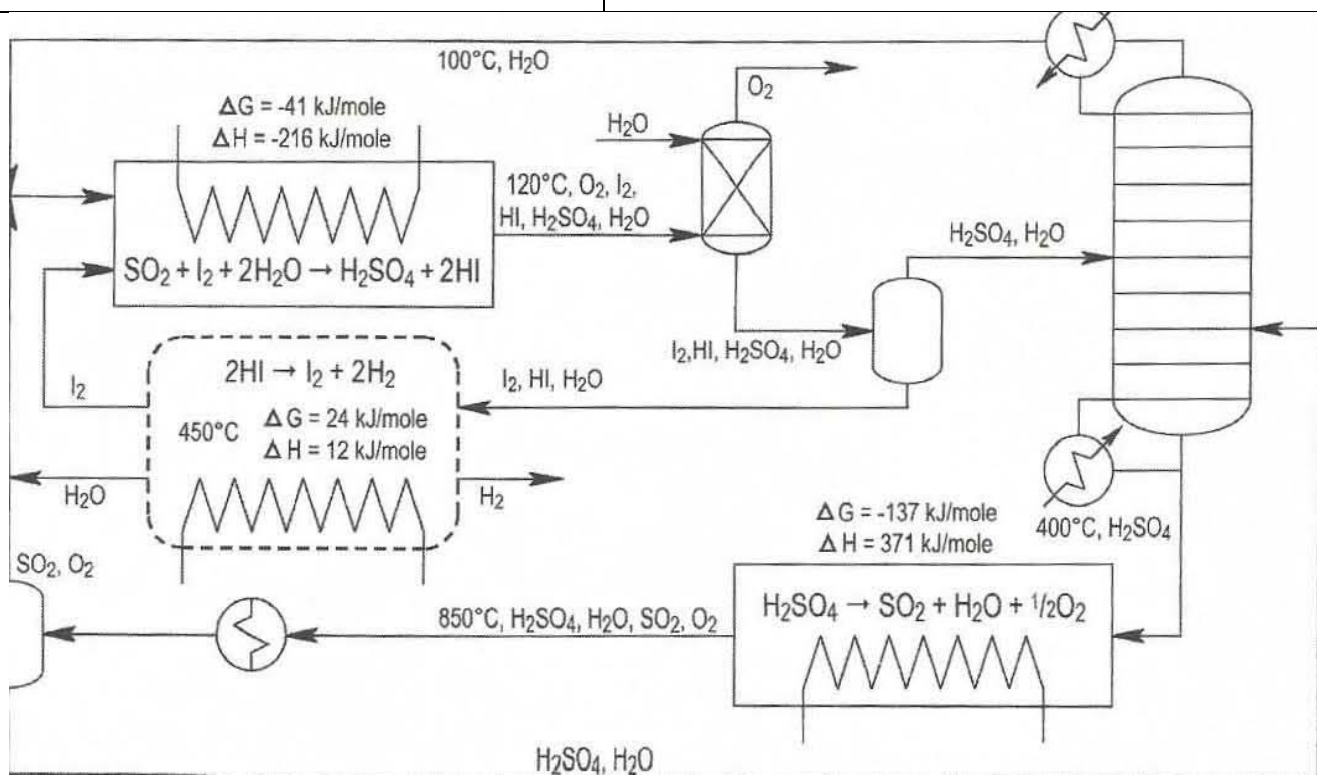


Figure 2. Sulfur-iodine thermochemical water-splitting process schematic.

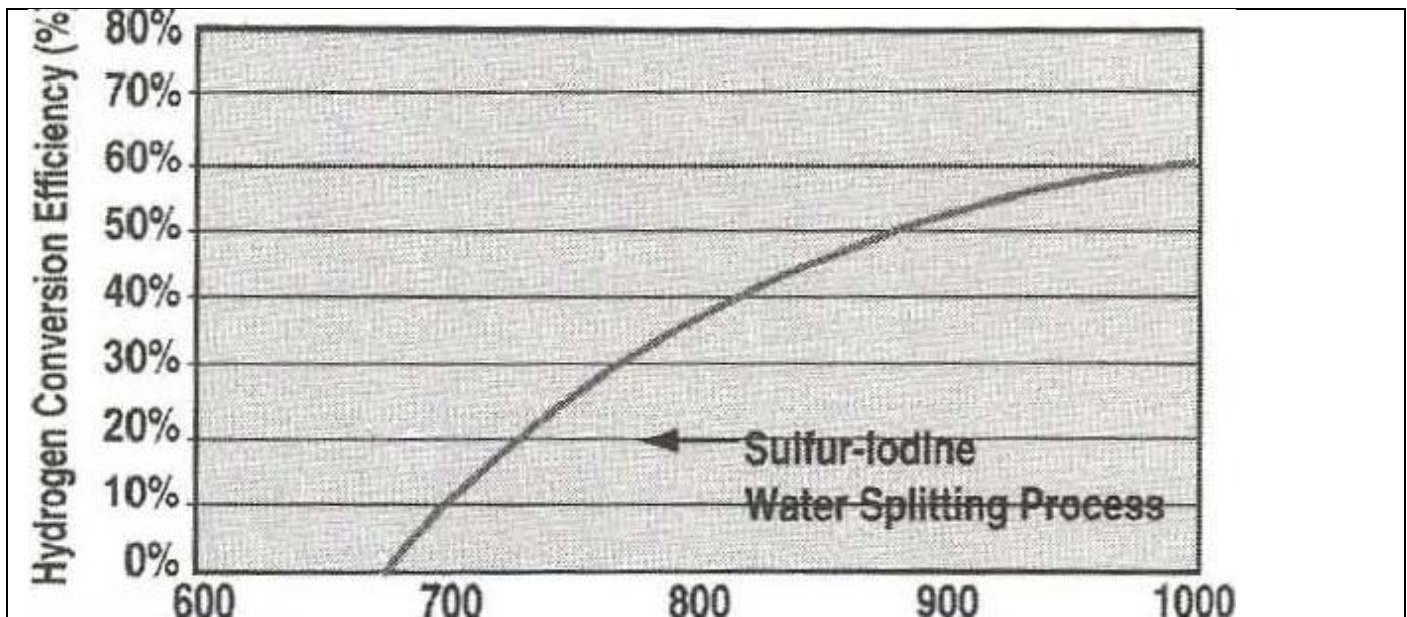
Abbildung 2. Schema des thermochemischen Schwefel-Jod-Wasserspaltungsverfahrens.

The S-I cycle does require high temperatures, but offers the prospects for high efficiency conversion of heat energy to hydrogen energy as shown on Fig. 3.

Der S-I-Zyklus erfordert zwar hohe Temperaturen, bietet aber die Aussicht auf eine hocheffiziente Umwandlung von Wärmeenergie in Wasserstoff, wie in Abb. 3 dargestellt.

Figure 3. Estimated S-I process thermal-to-hydrogen efficiency vs. peak process temperature.

Abb. 3 Geschätzter Wirkungsgrad der S-J Prozesse Wärme zu Wasserstoff, verglichen mit Spitzen Temperatur



3. Selection of Nuclear Reactor

Sandia National Laboratories evaluated various nuclear reactors for their ability to provide the high temperature heat needed by the S-I process, and to be interfaced safely and economically to the hydrogen production process [3]. The recommended reactor technology should require minimal technology development to meet the high temperature requirement and should not present any significant design, safety, operational, or economic issues.

We will use an intermediate helium loop between the reactor coolant loop and the hydrogen production system. This assures that any leakage from the reactor coolant loop will not contaminate the hydrogen production system or expose hydrogen plant personnel to radiation from the primary loop coolant. It also assures that the corrosive process chemicals cannot enter the core of the nuclear reactor. The heat exchanger interface sets the boundary conditions for selection of the reactor system. The principal requirement is the temperature requirement for the Sulfur-Iodine cycle, which must account for the temperature drop between the core outlet and the point of application in the hydrogen production system. We assumed a required reactor outlet temperature of 950°C. This should give a peak process temperature of 950°C and a process efficiency of 51 %.

3. Auswahl des Kernreaktors

Die Sandia National Laboratories untersuchten verschiedene Kernreaktoren auf ihre Fähigkeit, die für den S-I-Prozess benötigte Hochtemperaturwärme zu liefern und sicher und wirtschaftlich mit dem Wasserstoffherstellungsprozess verbunden zu werden [3]. Die empfohlene Reaktortechnologie sollte nur eine minimale technologische Entwicklung erfordern, um die Hochtemperaturanforderungen zu erfüllen, und sollte keine bedeutenden konstruktiven, sicherheitstechnischen, betrieblichen oder wirtschaftlichen Probleme aufwerfen.

Wir werden einen Helium-Zwischenkreislauf zwischen dem Reaktorkühlkreislauf und dem Wasserstoffproduktionssystem verwenden. Dadurch wird sichergestellt, dass Leckagen aus dem Reaktorkühlkreislauf nicht das Wasserstoffproduktionssystem kontaminieren oder das Personal der Wasserstoffanlage der Strahlung des Primärkreislaufs aussetzen. Außerdem wird dadurch sichergestellt, dass die korrosiven Prozesschemikalien nicht in den Kern des Kernreaktors gelangen können. Die Schnittstelle zum Wärmetauscher legt die Randbedingungen für die Auswahl des Reaktorsystems fest. Die wichtigste Anforderung ist die Temperaturanforderung für den Schwefel-Jod-Kreislauf, die den Temperaturabfall zwischen dem Kernausslass und dem Einsatzpunkt im Wasserstoffherstellungssystem berücksichtigen muss. Wir gingen von einer erforderlichen Reaktorausstrittstemperatur von 950°C aus. Daraus ergibt sich eine Prozess-Spitztemperatur von 950 °C und ein Prozesswirkungsgrad von 51 %.

<p>The reactor coolant becomes a primary consideration for determining which concepts are most appropriate. The reactor/coolant types considered include pressurized water-cooled reactors, boiling water-cooled reactors, alkali liquid metal-cooled reactors, heavy liquid metal-cooled reactors, gas-cooled reactors, organic-cooled reactors, molten salt-cooled reactors, liquid-core reactors, and gas-core reactors. The reactor types were assessed against the five requirements and five important criteria given in Table I.</p>	<p>Das Kühlmittel des Reaktors ist ein wichtiger Faktor bei der Entscheidung, welche Konzepte am besten geeignet sind. Zu den in Betracht gezogenen Reaktor-/Kühlmitteltypen gehören druckwassergekühlte Reaktoren, siedewassergekühlte Reaktoren, flüssigmetallgekühlte Alkalireaktoren, flüssigmetallgekühlte Schwermetallreaktoren, gasgekühlte Reaktoren, organisch gekühlte Reaktoren, salzschmelzengekühlte Reaktoren, Flüssigkernreaktoren und Gaskernreaktoren. Die Reaktortypen wurden anhand der in Tabelle I aufgeführten fünf Anforderungen und fünf wichtigen Kriterien bewertet.</p>
<p>Table I. Reactor selection requirements and criteria</p> <p>Basic Requirements</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Chemical compatibility of coolant with primary loop materials and fuel. 2. Coolant molecular stability at operating temperatures in a radiation environment. 3. Pressure requirements for primary loop. 4. Nuclear requirements: parasitic neutron capture, neutron activation, fission product effects, gas buildup, etc. 5. Basic feasibility, general development requirements, and development risk 	<p>Tabelle I. Auswahl Kriterien für Reaktoren</p> <p>Grundlegende Anforderungen</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Chemische Kompatibilität des Kühlmittels mit den Materialien des Primärkreislaufs und dem Brennstoff. 2) Molekulare Stabilität des Kühlmittels bei Betriebstemperaturen in einer Strahlungsumgebung. 3) Druckanforderungen für den Primärkreislauf. 4. nukleare Anforderungen: parasitärer Neutroneneinfang, Neutronenaktivierung, Spaltprodukteeffekte, Gasansammlungen, usw. 5. grundsätzliche Machbarkeit, allgemeine Entwicklungsanforderungen und Entwicklungsrisiko
<p>Important Criteria</p> <ul style="list-style-type: none"> • Safety • operational issues • Capital costs • Intermediate loop compatibility • Other merits and issues <p>Based on this assessment, and upon evaluation of the relative development requirements for candidate reactors, the following conclusions and recommendations were made:</p>	<p>Wesentliche Kriterien</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sicherheit 2. betriebliche Aspekte 3. Kapitalkosten 4. Kompatibilität der Zwischenkreisläufe 5. Sonstige Vorzüge und Fragen <p>Auf der Grundlage dieser Beurteilung und der Bewertung der relativen Entwicklungsanforderungen für die in Frage kommenden Reaktoren wurden die folgenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen ausgesprochen:</p>
<ul style="list-style-type: none"> • PWR, BWR, and organic-cooled reactors - not recommended: cannot achieve the high temperatures needed. • Liquid-core and alkali metal-cooled reactors -significant development risk due to materials concerns at the high temperatures needed. • Heavy metal and molten salt-cooled reactors -promising, but significant development needed. 	<ul style="list-style-type: none"> • Druckwasserreaktoren, Siedewasserreaktoren und organisch gekühlte Reaktoren werden nicht empfohlen: Sie können die erforderlichen hohen Temperaturen nicht erreichen. • Flüssigkern- und Alkalimetall-gekühlte Reaktoren: Erhebliches Entwicklungsrisiko aufgrund von Materialproblemen bei den erforderlichen hohen Temperaturen.

<ul style="list-style-type: none"> Gas cooled reactors -baseline choice, only modest development needed for helium gas cooled reactor. <p>Gas-core reactors -not recommended, too speculative</p>	<ul style="list-style-type: none"> Schwermetall- und salzschmelzengekühlte Reaktoren - vielversprechend, aber erhebliche Entwicklungsarbeit erforderlich. Gasgekühlte Reaktoren - Grundlegende Wahl, nur bescheidene Entwicklung für heliumgasgekühlte Reaktoren erforderlich. <p>Gas-Core-Reaktoren - nicht empfohlen, zu spekulativ</p>
<p>Helium gas-cooled reactors are recommended as the baseline choice for a reactor heat source for a Sulfur-Iodine thermochemical cycle for hydrogen production.</p>	<p>Heliumgasgekühlte Reaktoren werden als Basis für die Wahl einer Reaktorwärmequelle für einen thermochemischen Schwefel-Jod-Kreislauf zur Wasserstoffherzeugung empfohlen.</p>

<p>4. The Modular Helium Reactor</p> <p>Selection of the helium gas-cooled reactor for coupling to the S-I hydrogen production process allows us to propose a design concept and do preliminary cost estimates for a system for nuclear production of hydrogen. The latest design for the helium gas cooled reactor is the Gas Turbine-Modular Helium Reactor [5]. This reactor consists of 600 MW(t) modules that are located in underground silos. The direct-cycle gas turbine power conversion system is located in an adjacent silo, as shown in Fig. 4. This new generation of reactor has the potential to avoid the difficulties of earlier generation reactors that now have stalled nuclear power in the United States.</p>	<p>4. Der modulare Heliumreaktor</p> <p>Die Wahl des heliumgasgekühlten Reaktors für die Kopplung an den S-I-Wasserstoffherzeugungsprozess ermöglicht es uns, ein Konstruktionskonzept vorzuschlagen und vorläufige Kostenschätzungen für ein System zur nuklearen Wasserstoffherzeugung vorzunehmen. Der neueste Entwurf für einen heliumgasgekühlten Reaktor ist der Gasturbinen-Modular-Helium-Reaktor [5]. Dieser Reaktor besteht aus 600 MW(t)-Modulen, die in unterirdischen Silos untergebracht sind. Das Gasturbinen-Direktumwandlungssystem befindet sich in einem benachbarten Silo, wie in Abb. 4 dargestellt. Diese neue Reaktorgeneration hat das Potenzial, die Schwierigkeiten früherer Reaktorgenerationen zu vermeiden, die die Kernkraft in den Vereinigten Staaten ins Stocken gebracht haben.</p>

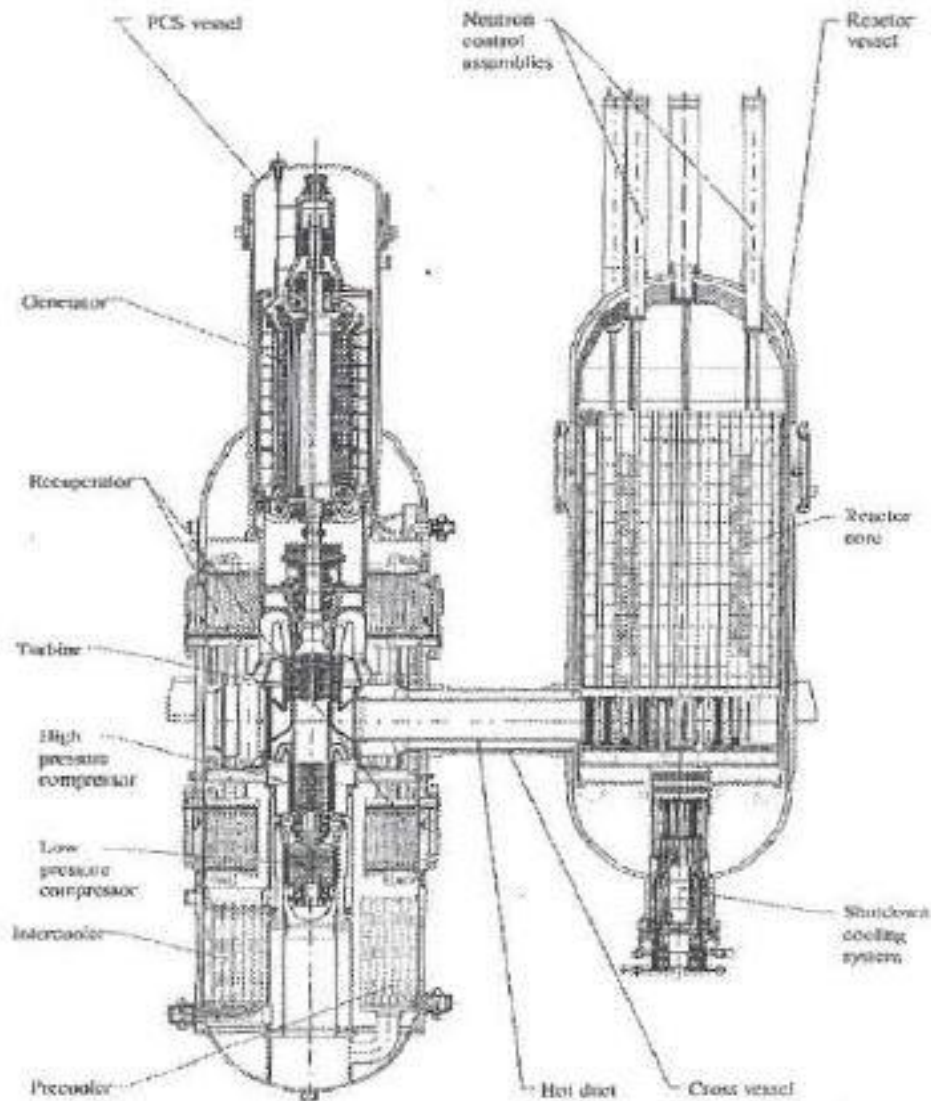


Figure 4. The GT-MHR.

The GT-MHR has high temperature ceramic fuel and a core design that provide passive safety. A catastrophic accident is not possible. Under all conceivable accident conditions, the reactor fuel stays well below failure conditions with no actions required by the plant operators or equipment. By avoiding the need for massive active safety back-up systems, the capital cost of the GT-MHR is reduced. The high temperature fuel also allows high efficiency power conversion. The gas turbine cycle is projected to give 48% efficiency.

The high helium outlet temperature also makes possible the use of the MHR for production of hydrogen using the S-I cycle. By replacing the gas turbine system with a primary helium

Der GT-MHR hat einen keramischen Hochtemperaturbrennstoff und eine Kernkonstruktion, die passive Sicherheit bietet. Ein katastrophaler Unfall ist nicht möglich. Unter allen denkbaren Unfallbedingungen bleibt der Reaktorbrennstoff weit unter den Versagensbedingungen, ohne dass die Anlagenbetreiber oder die Ausrüstung eingreifen müssen. Da keine massiven aktiven Sicherheitssysteme erforderlich sind, werden die Investitionskosten des GT-MHR gesenkt. Der Hochtemperaturbrennstoff ermöglicht auch eine hocheffiziente Energieumwandlung. Für den Gasturbinenkreislauf wird ein Wirkungsgrad von 48 % prognostiziert.

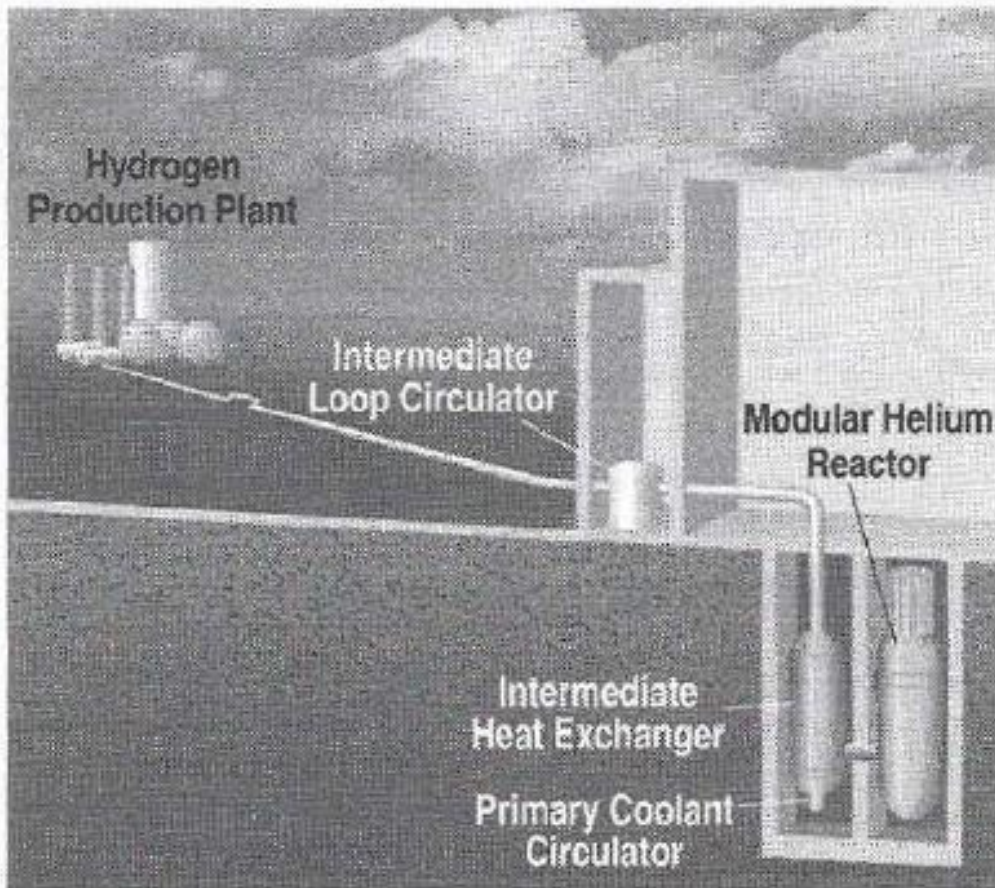
Die hohe Helium-Austrittstemperatur ermöglicht auch den Einsatz der MHR zur Erzeugung von Wasserstoff mit Hilfe des S-I-Zyklus. Durch Ersetzen des Gasturbinensystems durch einen primären Heliumzirkulator,

circulator, an intermediate heat exchanger, an intermediate helium loop circulator and the intermediate loop piping to connect to the hydrogen production plant, the Q'F-MHR can be changed into the „H₂-MHR“, as shown in Fig. 5.

einen Zwischenwärmetauscher, einen Helium-Zwischenkreislaufzirkulator und die Zwischenkreislaufverrohrung zum Anschluss an die Wasserstofferzeugungsanlage kann die Q'F-MHR in eine „H₂-MHR“ umgewandelt werden, wie in Abb. 5 dargestellt.

Figure 5. The H₂-MHR.

Abbildung 5. Der H₂-MHR.



5. Economics Estimates

We have made preliminary projections about the economics of hydrogen production from nuclear energy. The Gas Turbine-Modular Helium Reactor has a predicted capital cost of \$975/kW(e) or \$468/kW(t). The predicted capital cost of the reactor portion of the GT-MHR (excluding the cost of the turbo-generator and including an intermediate heat exchanger, circulators and piping) is \$37 J/kW(t). This cost assumes a \$45/kW(t) premium to provide the 950°C needed for the S-I process instead of the 850°C outlet temperature of the GT-MHR. The cost of an intermediate helium coolant loop to connect the reactor to the hydrogen process plant is estimated to cost \$43/kW(t). We estimate that the S-I cycle hydrogen plant will

5. Wirtschaftliche Einschätzungen

Wir haben vorläufige Prognosen über die Wirtschaftlichkeit der Wasserstofferzeugung aus Kernenergie erstellt. Die voraussichtlichen Kapitalkosten des Gasturbinen-Modular-Helium-Reaktors betragen \$975/kW(e) oder \$468/kW(t). Die voraussichtlichen Kapitalkosten für den Reaktorteil des GT-MHR (ohne die Kosten für den Turbogenerator und einschließlich eines Zwischenwärmetauschers, Umwälzpumpen und Rohrleitungen) betragen 37 J/kW(t). Bei diesen Kosten wird von einem Aufschlag von 45 \$/kW(t) ausgegangen, um die für den S-I-Prozess erforderliche Temperatur von 950 °C anstelle der 850 °C Austrittstemperatur des GT-MHR zu erreichen. Die Kosten für einen Helium-Kühlkreislauf zur Verbindung des Reaktors mit der

<p>cost \$255/kW(t), for a total H2-MHR capital cost of \$669/kW(t). These costs are shown on Table II.</p> <p>The operating cost of the GT-MHR is estimated to be 3.0 \$/MW(e)h for O&M cost plus \$7.4/MW(e)h for fuel cycle costs, for a total of \$10.4/MW(e)h or \$5.0/MW(t)h for all operating costs (fuel , O&M, waste disposal, decommissioning) [5].</p>	<p>Wasserstoffverarbeitungsanlage werden auf 43 \$/kW(t) geschätzt. Wir schätzen, dass die Wasserstoffanlage des S-I-Zyklus \$255/kW(t) kosten wird, so dass sich die H2-MHR-Kapitalkosten auf insgesamt \$669/kW(t) belaufen. Diese Kosten sind in Tabelle II aufgeführt.</p> <p>Die Betriebskosten der GT-MHR werden auf 3,0 \$/MW(e)h für Betriebs- und Wartungskosten plus 7,4 \$/MW(e)h für die Kosten des Brennstoffkreislaufs geschätzt, so dass sich die gesamten Betriebskosten (Brennstoff, Betriebs- und Wartungskosten, Abfallentsorgung, Stilllegung) auf 5,0 \$/MW(t)h belaufen [5].</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>The nuclear fuel cycle costs are unchanged whether we produce electricity or hydrogen. We assume the O&M costs scale with capital cost for the process heat MHR to \$1.1/MW(t)h, giving a total MHR operating cost of \$4.5/MW(t)h. The intermediate loop adds \$0.7/MW(t)h. The S-I cycle O&M cost is predicted to be ~7% of initial capital cost/year or \$2.2/MW(t)h. The total H2MHR plant operating cost is thus \$6.8/MW(t)h. These costs are shown on Table TI, and assume 90% capacity factor.</p>	<p>Die Kosten des Kernbrennstoffkreislaufs bleiben unverändert, unabhängig davon, ob wir Strom oder Wasserstoff produzieren. Wir gehen davon aus, dass die Betriebs- und Wartungskosten mit den Kapitalkosten für die Prozesswärme-MHR auf \$1.1/MW(t)h skalieren, was zu Gesamtbetriebskosten der MHR von \$4,5/MW(t)h führt. Der Zwischenkreislauf fügt \$0.7/MW(t)h hinzu. Die Betriebs- und Wartungskosten des S-I-Zyklus werden auf ~7% der ursprünglichen Kapitalkosten/Jahr oder \$2,2/MW(t)h geschätzt. Die Gesamtbetriebskosten der H2-MHR-Anlage betragen somit 6,8 \$/MW(t)h. Diese Kosten sind in Tab.1e TI dargestellt und gehen von einem Kapazitätsfaktor von 90% aus.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Interest during construction, assumed to be 3 years, will add about 8% to the capital cost of the plant. Both the MHR and the S-I process are capital intensive. Thus, the cost of hydrogen production depends on the interest rate used in the economic calculations. For a regulated utility, a typical capital recovery factor for investment is estimated to be 0.126. For an unregulated utility, it is estimated to be 0.166. The total costs are shown on Table III. At the 51% heat-to-hydrogen efficiency that the H₂-MHR would achieve with a 900°C peak process temperature, 1MW(t)h of heat would produce 1836 MJ of hydrogen or 12.9 kg. Dividing the \$/MW(t)h costs in Table III by 12.9 gives the cost of hydrogen as \$1.43/kg and \$1.74/kg for regulated and unregulated utilities,</p>	<p>Die Zinsen während der Bauzeit, die mit 3 Jahren angenommen wird, erhöhen die Kapitalkosten der Anlage um etwa 8 %. Sowohl das MHR- als auch das S-I-Verfahren sind kapitalintensiv. Daher hängen die Kosten der Wasserstofferzeugung von dem in den wirtschaftlichen Berechnungen verwendeten Zinssatz ab. Für ein reguliertes Versorgungsunternehmen wird ein typischer Kapitalrückflussfaktor für Investitionen auf 0,126 geschätzt. Für ein unreguliertes Versorgungsunternehmen wird er auf 0,166 geschätzt. Die Gesamtkosten sind in Tabelle III aufgeführt. Bei einem Wirkungsgrad von 51 % bei der Umwandlung von Wärme in Wasserstoff, den die H2-MHR mit einer Prozess-Spitzentemperatur von 900 °C erreichen würde, würde 1 MW(t)h Wärme 1836 MJ Wasserstoff oder 12,9 kg erzeugen.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

respectively.

Dividiert man die \$/MW(t)h-Kosten in Tabelle III durch 12,9, so ergeben sich Wasserstoffkosten von 1,43 \$/kg und 1,74 \$/kg für regulierte bzw. nicht regulierte Versorgungsunternehmen.

Table III. Estimated Cost of Hydrogen

Tabelle III. Geschätzte Kosten des Wasserstoffs

	GT-MHR Electric Plant	MHR Process Heat Plant	Intermediate Loop	S-I Hydrogen Plant
Capital cost, \$/kW(t)	468	371	43	255
Operating cost, \$/MW(t)h	5.0	4.5	0.1	2.2

The cost of producing hydrogen from natural gas by steam reformation of methane depends strongly on the cost of the natural gas, which is used for both the feedstock and the energy source. At the current natural gas cost of \$4.50/MBTU, steam reformation can produce hydrogen for about \$1.15/kg. If carbon capture and sequestration is required, an estimated cost of up to \$100/ton of CO₂ could add as much as 20cent/kg of H₂ to the cost of hydrogen from methane. If the H₂-MHR were able to also sell the oxygen produced at some fraction of the current price of about 5.3 cent/kg, it would reduce the cost of nuclear hydrogen production by as much as 40 cent/kg of H₂. This would mean that nuclear production of hydrogen using the Modular Helium Reactor coupled to the Sulfur-Iodine thermochemical water-splitting cycle would be competitive with hydrogen produced by steam reformation of methane even at today's prices for natural gas. If neither CO₂ capture and sequestration is required, nor oxygen sales possible, the price of natural gas would only have to rise to about \$5.90/kg for hydrogen from a H₂-MHR at a regulated utility to compete with steam reformation of

Die Kosten für die Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas durch Dampfreformierung von Methan hängen stark von den Kosten des Erdgases ab, das sowohl als Ausgangsstoff als auch als Energiequelle verwendet wird. Bei den derzeitigen Erdgaskosten von 4,50 \$/MBTU kann durch Dampfreformierung Wasserstoff für etwa 1,15 \$/kg hergestellt werden. Wenn die Abscheidung und Sequestrierung von Kohlenstoff erforderlich ist, könnten die geschätzten Kosten von bis zu 100 \$/Tonne CO₂ die Kosten für Wasserstoff aus Methan um bis zu 20 Cent/kg H₂ erhöhen. Wenn der H₂-MHR in der Lage wäre, auch den produzierten Sauerstoff zu einem Bruchteil des derzeitigen Preises von etwa 5,3 Cent/kg zu verkaufen, würden die Kosten der nuklearen Wasserstoffproduktion um bis zu 40 Cent/kg H₂ sinken. Dies würde bedeuten, dass die nukleare Wasserstoffherzeugung mit dem Modularen Heliumreaktor in Verbindung mit dem thermochemischen Schwefel-Jod-Wasserspaltungskreislauf selbst bei den heutigen Erdgaspreisen mit der Wasserstoffherzeugung durch Dampfreformierung von Methan wettbewerbsfähig wäre. Wenn weder eine CO₂-Abscheidung und -Sequestrierung erforderlich noch ein Sauerstoffverkauf möglich ist, müsste der Erdgaspreis für Wasserstoff aus einem H₂-MHR bei einem regulierten

methane. As the price of natural gas rises with increasing demand and decreasing reserves, or as carbon sequestration becomes required, nuclear production of hydrogen would become more and more cost effective.

Versorgungsunternehmen nur auf etwa 5,90 \$/kg steigen, um mit der Dampfreformierung von Methan konkurrieren zu können. In dem Maße, in dem der Erdgaspreis mit zunehmender Nachfrage und abnehmenden Reserven steigt, oder in dem Maße, in dem die Kohlenstoffsequestrierung erforderlich wird, würde die nukleare Erzeugung von Wasserstoff immer kosteneffizienter werden.

	Capital Cost, [\$1MW(t)h]	Operating Cost [\$1MW(t)h]	Total Cost [\$1MW(t)h]	Hydrogen Cost (\$/kg)
Regulated utility rate	11.5	6.8	18.3	1.42
Unregulated utility rate	15.7	6.8	22.5	1.74

6. Conclusions

Nuclear energy is an attractive potential source of hydrogen for the Hydrogen Economy. A large hydrogen market already exists and it is growing rapidly to provide increasing amounts of hydrogen to oil refineries for upgrading heavy crude oils and producing clean-burning products. And this market is expected to continue growing at -10 %/yr, doubling by 2010 and doubling again by 2020. To transition to a „Hydrogen Economy“ would take still more hydrogen. Serving all the V.S. transportation energy needs with hydrogen would multiply current hydrogen demand by a factor of 18. Serving all our non-electric energy needs would require a factor of 40 over current hydrogen production. New sources of hydrogen will be needed.

The recent DOE-supported study of nuclear production of hydrogen identified the Sulfur-Iodine thermochemical water-splitting cycle coupled to the Modular Helium Reactor (the H₂MHR) as an attractive candidate system for hydrogen production. Estimated costs presented in this paper show that hydrogen production by the H₂-MHR could be competitive with current techniques of hydrogen production from fossil fuels if CO₂ capture and sequestration is required and if the by-product oxygen can be sold. This favorable situation is expected to further improve as the cost of natural

6. Schlussfolgerungen

Die Kernenergie ist eine attraktive potenzielle Wasserstoffquelle für die Wasserstoffwirtschaft. Es gibt bereits einen großen Wasserstoffmarkt, der rasch wächst und immer größere Mengen an Wasserstoff für Ölraffinerien liefert, die damit schwere Rohöle aufbereiten und sauber verbrennende Produkte herstellen. Es wird erwartet, dass dieser Markt weiterhin mit -10 %/Jahr wächst, sich bis 2010 verdoppelt und bis 2020 nochmals verdoppelt. Für den Übergang zu einer „Wasserstoffwirtschaft“ wäre noch mehr Wasserstoff erforderlich. Die Deckung des gesamten Energiebedarfs im Verkehrswesen der USA mit Wasserstoff würde den derzeitigen Wasserstoffbedarf um das 18-fache erhöhen. Die Deckung unseres gesamten nicht-elektrischen Energiebedarfs würde einen Faktor 40 über der derzeitigen Wasserstoffproduktion erfordern. Es werden neue Wasserstoffquellen benötigt.

In der jüngsten vom DOE unterstützten Studie über die nukleare Wasserstoffherzeugung wurde der thermochemische Schwefel-Jod-Wasserspaltungskreislauf in Verbindung mit dem Modularen Heliumreaktor (H₂-MHR) als attraktiver Kandidat für die Wasserstoffherzeugung ermittelt. Die in diesem Papier vorgestellten geschätzten Kosten zeigen, dass die Wasserstoffproduktion mit dem H₂-MHR mit den derzeitigen Techniken der Wasserstoffproduktion aus fossilen Brennstoffen wettbewerbsfähig sein könnte, wenn eine CO₂-Abtrennung und -Sequestrierung erforderlich ist und der als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff verkauft werden kann. Es wird erwartet, dass sich diese günstige

<p>gas rises.</p> <p>Nuclear production of hydrogen would allow large scale production of hydrogen at economic prices while avoiding the release of CO₂. Nuclear production of hydrogen could thus become the enabling technology for the Hydrogen Economy.</p>	<p>Situation weiter verbessert, wenn die Kosten für Erdgas steigen.</p> <p>Die nukleare Erzeugung von Wasserstoff würde eine großtechnische Produktion von Wasserstoff zu wirtschaftlichen Preisen ermöglichen und gleichzeitig die Freisetzung von CO₂ vermeiden. Die nukleare Erzeugung von Wasserstoff könnte somit zur Grundlagentechnologie für die Wasserstoffwirtschaft werden.</p>

7. References

- 1 „A National Vision of America's Transition to a Hydrogen Economy -to 2030 and Beyond,“ National Hydrogen Vision Meeting document, U.S. Dept. of Energy, February 2002.
 - 2 L. C. Brown, et al., „High Efficiency Generation of Hydrogen Fuels Using Thermochemical Cycles and Nuclear Power,“ AIChE 2002 Spring National Meeting, New Orleans, Louisiana (2002).
 - 3 A. C. Marshall, „An Assessment of Reactor Types for Thermochemical Hydrogen Production,“ Sandia National Laboratories Report (2002).
 - 4 G. E. Besenbruch, „General Atomic Sulfur-Iodine Thermochemical Water-Splitting Process,“ Am. Chem. Soc., Div. Pet. Chem. 271,48 (1982).
- S. M. P. LaBar, „The Gas-Turbine-Modular Helium Reactor: A Promising Option for Near-Term Deployment,“ Intl. Cong. on Advanced Nuclear Power Plants, June 2002, Hollywood, Florida.

8. Acknowledgements

This work was supported by General Atomics and the U.S. Department of Energy under Grant No. DE-FG03-99SF21888.