

가스화기술을 이용한 수소제조 기술

윤 용 승

고등기술연구원 플랜트엔지니어링센터

E-mail : ysyun@iae.re.kr

Hydrogen Production by Gasification Technologies

Yongseung Yun

Plant Engineering Center, Institute for Advanced Engineering

요 약

가스화기술은 전세계적으로 수소에너지 사회로 진입하는 과정에서 필요한 대량수소 공급체제를 구축하는데 중단기적으로 필요한 기술이다. 장기적으로는 풍력이나 태양광과 같은 순수한 재생가능에너지에 기반한 수소공급 체제로 발전될 것이나, 향후 10~20년간 대량수소 제조가 필요하다면 경제성이 있는 기술을 CO₂ 발생이 최소화되면서 효율도 높은 기술로 발전시켜 적용하는 방향으로 진행될 것이다. 특히, 국내에서는 천연가스, 석탄, 중질잔사유, 폐기물, 바이오매스 등의 원료로부터 출발한 수소제조가 경제적인 측면에서 유리하므로 최소한 중단기적으로는 활용될 것으로 보인다. 수소에너지 이슈가 부각되는 배경중의 하나가 기후변화협약에 대응한 CO₂ 저감의 필요성이므로, 이들 중단기적으로 활용될 원료들의 수소제조 기술들은 반드시 CO₂ 저감이 가능한 기술로서 개발되어야 한다.

Abstract — Gasification is the essential technology that can meet the interim hydrogen demand of large quantity before entering the hydrogen economy. Although the hydrogen production that is based upon the pure renewable energy like wind and solar power will eventually prevail, the interim mass production of hydrogen for the next ten to twenty years will come from the technologies that can demonstrate the economic feasibility in production cost with a high potential in minimizing CO₂ generation and in improving plant efficiency. Particularly, feedstock such as natural gas, coal, petroleum residual oil, wastes, and biomass appears to be utilized in Korea as hydrogen source, at least during the short and medium period of time, owing to the advantage in production cost. Because one of the main reasons behind the recent hydrogen issue is the reduction requirement of CO₂ that would be controlled according to the climate change protocol, hydrogen production technologies must be developed to yield the minimal CO₂ generation.

1. 서 론

현재의 화석연료를 기반으로 한 에너지 형태가 결국은 재생가능(renewable)에너지와 수소에너지와 같은 청정한 에너지 형태로 전이될 것이라는 사실은 자명해지고 있으나, 사용하는 대부분의 에너지가 이러한 청정에너지로 충당되는 시점에 대해서는 대체적으로 30~40년 이후가 될 것으로 예측되고 있다¹⁾. 가장 큰 걸림돌은 경제성과 대량공급 체제로서 미비한 점을 들 수 있다. 적어도 향후 20년간은 재생가능 에너지를 통한 대량 대체

에너지 생산 및 보급이 현실적으로 어려우므로, 대부분의 에너지는 아직 화석연료에 의존할 수밖에 없는 현실이다. 이 경우에도 화석연료를 기존의 방식대로 사용함에 따른 SO_x, NO_x, 다이옥신 등의 공해문제를 야기 한 다던가 CO₂를 대량으로 방출시켜 지구온난화 문제의 원인이 되는 경우가 발생하지 않도록 신기술을 적용 한다는 것이다. 즉, 사회가 감내할만한 경제적인 부담을 고려하여 환경적으로 가장 청정한 방식으로 활용을 하겠다는 것이 방향이다.

미국에서 향후 5년간 17억불을 투자하여 수소에너지

사회를 위한 Freedom Fuel Initiative^[11]에 자극받아 국내에서도 수소에너지에 대한 관심이 급격히 고조되고 있다. 미국의 프로그램은 주로 수소를 에너지 매개체로 하여 연료전지 기술을 이용하는 방식으로 자동차와 가정 및 사무실들에 에너지를 공급하는 사회를 만들겠다는 것이다. 미국의 입장에서는 중등 원유에 더 이상 끌려갈 필요가 없도록 하겠다는 에너지안보 측면에서의 필요성과 기후변화 협약에 대한 미국의 입장이 CO₂를 줄이기 어려운 현실에서는 수소라는 매개체를 이용하여 CO₂ 문제도 해결하겠다는 의도가 깔려 있다^{[2][3]}. 또한, 수소 분야와 연료전지 분야를 미래의 에너지원 기술로 키울 수 있다면 자국의 산업체가 세계 시장을 주도할 수 있다는 점도 고려되었다. 향후 국내에서 수소관련 기술개발과 실용화를 추진하더라도 국내의 역량과 환경을 잘 고려하여 외국기술의 터전만 제공하고 경제적 이익은 크지 않았던 국내 여러 분야의 예를 참고할 필요가 있다.

가스화기술의 가장 큰 장점은 고유황이 포함된 원료인 경우와 같이 기존의 연소를 통한 이용 방법을 사용할 경우에는 공해물질로 발생하는 SO_x를 처리하는 비용이 너무 과다하게 요구되어 활용이 어려웠던 저급의 원료들을 청정하게 CI 화학의 기초물질인 CO와 수소로 변환시켜 활용토록 한다는 점이다. 또한, 발생하는 공해발생물질의 양이 SO_x와 NO_x는 기존방식에 비해 90% 이상 저감시킬 수 있으며, 중금속이 다량 함유되어 회

재로 배출시킬 때에 지하수 오염문제를 야기시킬 수 있는 경우에는 환경 안정적인 슬래크로 이용 가능토록 할 수 있다는 점도 환경적합적인 이용 측면에서 부각되는 기술적 장점들이다.

공정 측면에서 가스화기술의 장점은 타 기술에 비하여 원료에서의 다양성과 최종 제품의 다양성이 모두 있다는 점이다^[4]. 즉, 가연성인 고체 및 액상 시료 모두가 가스화 될 수 있고 전력생산만이 아니라 수소를 포함한 비료, 초정정 대체유류 등 다양한 목적으로 활용할 수가 있다. 다양한 제품의 선택폭이 넓다는 것은 최근과 같은 전력시장 자유화 추세에서는 경쟁력을 높일 수 있는 방안을 제시할 수가 있으므로 장점으로 부각되고 있다.

미국은 수소에너지 분야의 기술개발과 인프라 프로그램에 처음 5년간 17억불을 투자하기로 하였다^{[2][5]}. 특히, Vision 21 프로그램을 통하여 가스화기술 개발과 수소 분리막 개발에 중점을 두어 화석연료를 사용한 차세대 청정발전기술을 개발 중이고^[6], 2003년에는 FutureGen 프로젝트를 출범시켜 향후 10년 동안 10억불을 투자하여 275 MW 규모의 초정정발전만이 아니라 CO₂ 제거도 동시에 추진하는 경제성 있는 공정기술 개발을 시작하는 시점에 있다^{[7][8]}.

유럽연합의 경우에는 2002년까지 4년 동안 수소관련 연구개발에 1.2억불을 투자하였고, 2003년 이후 4년간은 총 23억불을 투자할 예정으로 발표하였다^[5].

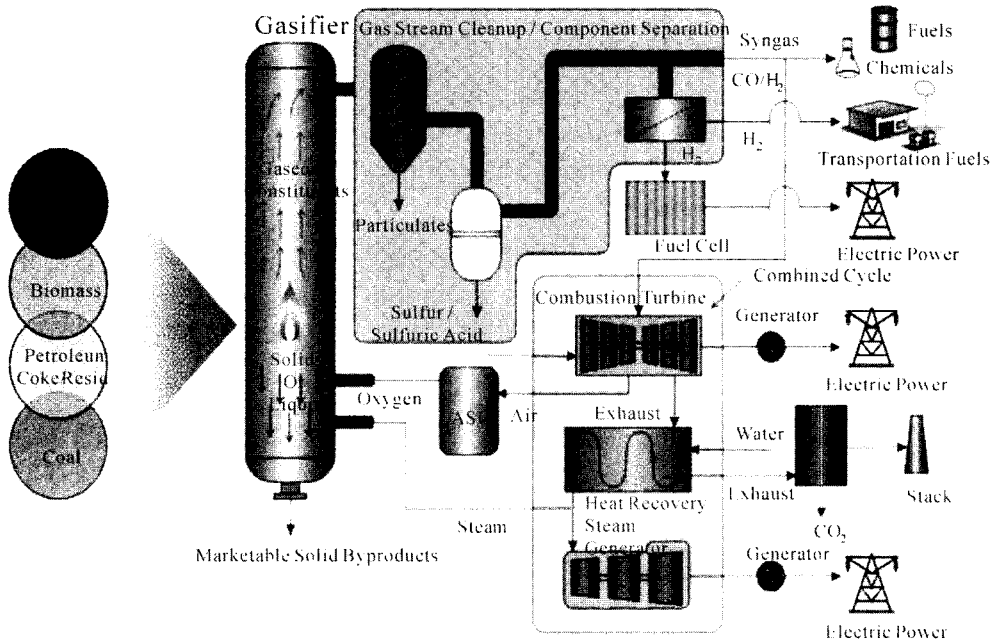


Fig. 1. Gasification technology tree of converting various low-grade feedstock to electricity and other chemical materials^[11].

일본의 경우에는 에너지 안보라는 명제에 대해 국내보다도 장기적인 관점에서 접근하고 있다고 보여 지는데, 가능하면 일본 고유의 기술을 보유하여 산업으로서도 세계시장에서 역할을 하도록 하는 전략을 취하고 있다. 수소 프로그램에는 2020년까지 40억불의 자금을 투입할 예정으로 알려지고 있다. 화석연료, 특히 석탄을 사용한 수소관련 기술개발 프로그램을 예로 들면, H-Coal 프로젝트를 통해 석탄가스화 수소제조 공정기술의 pilot 설비를 운영하였고 현재는 연료전지에 연계시키는 Eagle 프로젝트를 통하여 석탄 150톤/일 규모의 파일럿 플랜트를 건설하여 운전 중이다^[10].

Fig. 1에는 가스화기술을 통하여 통상 저급한 원료로 알려진 석탄이나 중질잔사유, 폐기물, 바이오매스를 사용하여 전기를 생산하고 연료유 및 화학원료로도 활용될 수 있는 기술 분야를 보여주고 있다^[11]. 그림에서 보는 바와 같이 대부분의 고상 및 액상 저급 원료들이 수소를 포함한 에너지원으로서가 아니라 화학원료와 청정연료유로도 활용될 수 있음을 보여주고 있다.

미국과 일본, 유럽의 선진국들을 중심으로 급격히 본격화되고 있는 수소에너지에 대한 기술개발 및 실용화 측면에서 수소에너지 사회가 구현되는 초기 시점에는 공급되는 수소의 대부분은 화석연료를 청정하게 변환시키는 방법에 의해 공급될 것이다. 점차 재생에너지와 원자력에너지에 연계된 방법, 물 전기분해 등의 분야에서 경제적인 방법이 실현되면 화석연료에 의한 방법들이 대체되기 시작할 것이다^[12]. 이러한 추세의 가장 큰 요인은 재생에너지원이나 물전기분해 방법을 사용하여 경제적이면서도 대용량으로 수소를 제조할 수 있는 기술의 발전 속도가 단기간 내에 이루어지지 못할 것으로 예상되기 때문이다. 이러한 측면에서 가스화이용 기술은 적어도 향후 10~20년 기간 동안은 주된 대규모 수소제조 기술방안이 될 수밖에 없는 현실로 보인다.

국내의 주거형태는 외국과 차별화된 밀집 아파트 등의 집단주거체계가 많고 LNG 보급망 같은 에너지 보급 인프라가 비교적 잘 갖추어져 있어서 수소에너지를 보급하여 실용화하는 시점은 선진국에 비해 오히려 빠를 수도 있다^[13]. 이러한 측면에서 저렴한 수소를 대량으로 공급할 수 있는 현실적 방안이 요구되고 있으며, 다양한 원료에 대해 다양한 적용처를 제공할 수 있는 가스화기술이 큰 역할을 할 것으로 보인다. 특히, 외국과 경쟁이 가능한 기술의 확보가 가능하다면 국내의 유리한 여러 상황을 활용한 국내 산업으로의 발전도 가능할 것이다.

2. 가스화기술 적용 수소제조 대상 원료

가스화기술을 적용하여 수소를 제조할 대상 원료로는

가연성인 유기물이 포함된 모든 물질이 원칙적으로는 가능하다. 다만, 대규모 원료가 공급이 가능하면서 경제적으로 수소를 제조하여야 하므로 그 대상은 현실적으로 좁혀지게 된다. 경제적으로 실용화가 가능한 대상 원료로는 천연가스, 중질유, 휘발유, 메탄올, 바이오매스, 석탄, 도시 생활폐기물들이 있다. 국내 현황에서 보면 현실적인 대상 원료로는 천연가스, 도시생활폐기물, 석탄, 정유공장에서 발생하는 고유황 함유의 중질유나 중질잔사유가 있겠고 그 다음 대상 원료로 고려할 수 있는 것이 바이오매스, 휘발유, 메탄올이 가능할 것이다.

대상 원료로서 적합한지에 대한 판단 기준은 국내에서 가용한 원료가 대량공급이 가능한지와 수소제조에 따른 경제성과 대상 원료의 가스화시 부수되는 환경적 이득 측면이 주요 요인일 것이다. 특히, 지방 농촌지역 등의 특수한 환경 하에서는 바이오매스 가스화방안도 중 소형규모로 충분히 가능할 수 있다. 그러나, 휘발유와 같은 경우는 환경적인 측면에서 자동차에 사용될 수는 있겠으나, 국내현실에서 상용화되어 대규모로 운행되기까지는 많은 시간이 필요할 것으로 보인다. 또한, 국내의 입장에서는 수입하는 에너지인 천연가스는 이미 고급에너지인데, 굳이 수소로까지 전환하여 활용할 필요가 있는지는 지적이 계속되고 있는 것이 현실인 점도 향후 고려가 되어야 할 것이다.

가스화방식은 가연성 원료를 가스화하면 일산화탄소와 수소가 주성분인 합성가스가 생산되는데 이 가스를 정제하여 공해물질을 제거한 다음 수소를 분리하여 사용하는 방법이다. 국내에는 석탄의 경우 1993년부터 산업자원부 G7과제로서 9년간의 투자를 통하여 합성가스 180 Nm³/hr(수소 40 Nm³/hr)를 생산할 수 있는 설비가 구축되어 있고, 생활폐기물을 사용하는 가스화설비도 구축되어 있어 200 Nm³/hr 규모의 합성가스를 생산할 수 있다. 가스화에 의한 수소제조 방식은 원료가 대부분 화석연료에서 출발한다는 사유로 일반인과 전문인들로부터 경원시되고 있으나, 향후 최소 10~20년 동안은 재생가능 에너지원 등에서 수소를 대량으로 저렴하게 생산하는 기술의 성숙도가 충분치 않다는 점 때문에 화석연료를 청정하게 활용하여 수소를 제조하는 것이 타당한 방향중 하나로 인식되고 있다.

가스화기술을 적용하여 수소를 제조하기 위한 전단계로서 수소/일산화탄소를 주성분으로 포함한 합성가스(syngas)의 원료별로 세계의 생산 현황과 전망을 나타낸 Fig. 2를 보면 석탄과 중질유가 대부분임을 볼 수 있다^{[14][15]}. 가장 중단기적으로 현실화될 대량 수소제조 공정은 이렇게 석탄과 중질유로부터 제조된 합성가스에서 수소를 분리하는 방식일 것이다. 그림에서 가스는 천연가스를 의미하며, 기타에 바이오매스와 재생가능 에너지

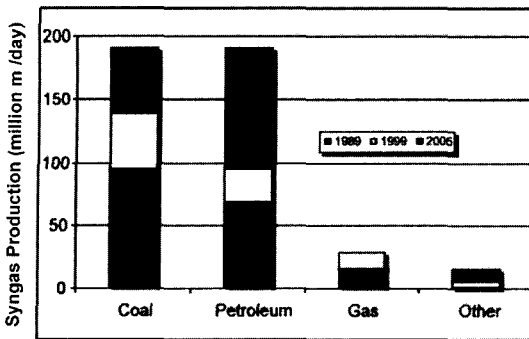


Fig. 2. World syngas production capacity and trend from major gasification feedstock^[11].

등이 포함되어 있다.

Table 1은 미국의 향후 수소에너지 사회가 구현되기 위해서 필요한 수소공급의 실현가능한 시나리오 자료^[14]로서, 국내의 수소공급 방향을 정하는데 참고가 될 수 있다. 가장 주요한 공급방식이 오일(중질유 등) 및 천연가스의 개질(SMR, Steam-Methane Reforming)과 가스화 방식이며, 그 다음이 석탄/바이오매스의 가스화 그리고 물전기분해 및 원자력에너지를 이용한 방식이 거론되고 있다.

따라서, 국내 현실에서는 천연가스, 석탄, 중질잔사유, 도시 생활폐기물 등이 대량 수소제조를 위해서는 중단기적으로 유력한 대상 원료로 판단된다. 천연가스는 이미 청정연료로 인식되고 있고 전량 LNG 형태로 수입된다는 한계는 있으나, 단기적으로는 가장 경제적인 수소제조 방식일 것이다. 석탄의 경우는 현재 미국과 일본을 중심으로 상용급 가스화 수소제조 플랜트기술을 검증하고 있는 단계이므로, 국내에 상용급 설비로 구축되기까지는 시간이 필요할 것이다. 중질잔사유를 가스화하여 합성가스를 생산하고 수소를 분리하는 방안^{[15][16]}은 국내 정유사들의 관심이 높기 때문에 전력/스팀/수소를 동시에 생산하는 삼중복합(tri-generation) 방식으로 타 방식에 비해서는 빠르게 국내의 대량수소 제조 방식으로 자리매김할 가능성이 높다. 바이오매스도 지역적인 특성

에 맞는다면, 중소형규모 설비에서는 경쟁력이 있을 것이다.

3. 수소제조 가스화기술의 경제성 및 상용화 전제조건

수소에너지를 생산하는 데는 기술적인 어려움과 더불어 경제성을 갖추어야 한다는 어려움이 있다. 스웨덴 등의 북구 국가들에서 부각되고 있는 탄소세와 같은 획기적인 방안이 강제되기 전에는 천연가스나 석탄을 사용한 수소제조 방식에 대응할 기술의 등장은 쉽지 않을 것이며, 원자력에너지를 사용한 수소제조 방식이 논의되고 있으나 실현되기까지는 수십년의 시간이 더 필요한 것이 현실로 판단된다.

미국의 수소에너지 구현을 위한 2040년까지의 주요 추진 방향을 보면, 실제 수소에너지가 대량 사용되기 시작하는 시점을 2030년 이후로 판단하고 있으며 2010년까지는 수소에너지 공급의 초점은 천연가스와 바이오매스 개질방식에 있고 2020년경을 석탄가스화와 재생에너지를 사용한 물전기분해, 원자력에너지를 이용한 수소제조가 구체적으로 활용되는 시점으로 보고 있다^[1].

태양광과 풍력 등 자연에너지를 사용한 수소제조 기술은 2010년 이후에 경제성이 있다고 보고되고 있으나, 자연에너지를 대규모로 집적하는데 한계가 있으므로 2020년 이후에 경쟁력이 있을 것으로 예측되고 있으며, 2010년 이전에는 석탄가스화를 통한 수소제조 단가가 이들 방식에 비해 최소 2~4배 저렴하다고 보고되고 있다^[17].

수소제조 방법에 따른 수소의 단가를 비교한 '99년도 미국 NREL(National Renewable Energy Laboratory)의 결과를 Table 2에 요약하였다^[18]. 이 자료를 보면, 태양광이나 풍력과 같은 순수한 재생가능 에너지를 사용하여 수소를 제조하는 경우의 수소 단가가 2010년까지 원하는 기술개발이 모두 이루어지고 대량공정 기술로 구현된다는 경우를 가정하여도 2~4배로 고가임을 볼 수 있다. 단기적으로는, 천연가스를 수증기 개질하는 수소 생산방식이 가장 저렴함을 볼 수 있다.

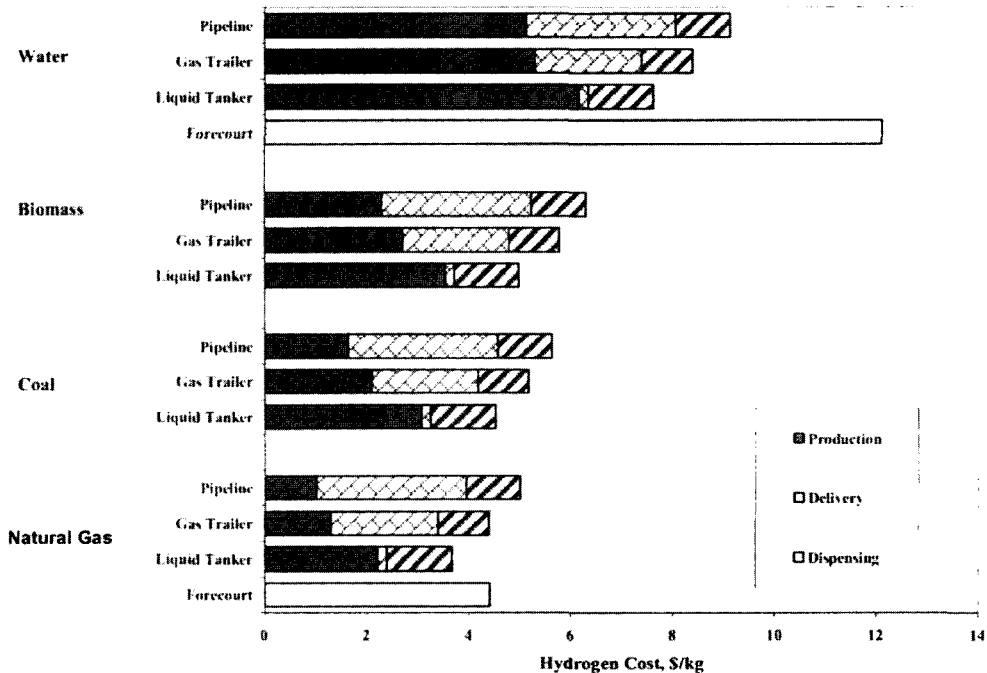
Table 1. Method mosaic to supply 40 million tons of hydrogen in US national hydrogen energy roadmap^[14].

Production type	Production method	Required number	H ₂ supply amount (million tons)
Distributed	Neighborhood electrolyzers	100,000	4
	Small reformers in refueling stations	15,000	8
Centralized	Coal/biomass gasification plants	30	8
	Nuclear water splitting plants	10	4
	Large oil and gas SMR/gasification refineries	7	16

Note) SMR : Steam-Methane-Reforming.

Table 2. Hydrogen production cost from different technologies^[18].

Hydrogen production technology	Hydrogen cost (US\$/GJ)
천연가스 수증기 개질	5.97~11.22
석탄가스화	9.87~11.57
중유 부분산화	6.94~10.73
바이오매스 가스화/열분해	8.69~17.10
태양광 물 전기분해	
- 2000년 8,100 Nm ³ /hr 설비규모 건설시	41.8
- 2010년 8,700 Nm ³ /hr 설비규모 건설시	24.8
풍력 물 전기분해	
- 2000년 10,000 Nm ³ /hr 설비규모 건설시	20.2
- 2010년 11,000 Nm ³ /hr 설비규모 건설시	11.0



Source: SFA Pacific, Inc.

Fig. 3. Estimated hydrogen cost for 150 ton/day central plant and 470 kg/day forecourt plant with production, delivery, dispensing steps from various feedstock^[19].

Fig. 3은 수소제조 출발 원료와 제조된 수소의 공급방식에 따른 수소 단가에 대한 예측자료를 보여주고 있다^[19]. 천연가스를 원료로 사용하여 수소를 제조하고 액체상태로 압축하여 운송하는 것이 가장 저렴한 방식임을 보여주고 있다. 물론 이는 현재의 기준으로 판단한 것이므로, 2010년 이후의 기술개발 성취여부에 따라 크게 달라질 수 있을 것이다. 그러나 적어도 2010년 이전에 이러한 에너지원별 전망치의 순위가 크게 달라질 것

으로는 보이지 않는다.

Table 3은 천연가스와 석탄으로부터 수소를 생산하면서 CO₂도 제거하는 경우에 대한 효율과 경제성을 분석한 자료이다^[20]. 수소제조 단가가 모두 MMBtu당 5불을 넘고 있어, 현재의 천연가스 가격인 \$3.5~4.0/MMBtu에 비해 훨씬 단가가 높음을 알 수 있다. 장기적으로 천연가스의 가격이 크게 오르거나, 수소제조 단가가 낮아져야 대량 보급이 가능해질 수 있음을 알 수 있다.

Table 3. Comparison of hydrogen production cost using natural gas and coal from conventional and advanced plant designs^[20].

	Case 1 hydrogen from natural gas without CO ₂ capture	Case 2 hydrogen from natural gas with CO ₂ capture by amine process	Case 4 conventional hydrogen from coal without CO ₂ capture	Case 5 conventional hydrogen from coal with maximum CO ₂ capture	Baseline case advanced hydrogen plant with CO ₂ capture 600°C membrane
Plant size, tons H ₂ /day (MMscfd) (Pressure, psia)	417.8 tpd (150 MMscfd) (346)	417.8 tpd (150 MMscfd) (346)	312.6 tpd (112 MMscfd) (346)	317.8 tpd (114 MMscfd) (346)	430.8 tpd (147 MMscfd) (346)
Coal feed (dry basis)	N/A	N/A	2,500 tpd	2,500 tpd	2,500 tpd
Natural gas feed, MMBtu (MMscfd)	2,868 MMBtu (65.5 MMscfd)	2,640 MMBtu (60.3 MMscfd)	N/A	N/A	N/A
Fuel cost, \$/MMBtu	\$3.15/MMBtu	\$3.15/MMBtu	\$1.00/MMBtu	\$1.00/MMBtu	\$1.00/MMBtu
Plant availability	90%	90%	80%	80%	80%
Cold gas efficiency ¹	74.2%	80.6%	57.7%	58.6%	79.5%
Equivalent thermal efficiency, HHV	83.9%	78.6%	62.3%	60.1%	80.4%
Steam export?	220,000 lb/h	No	No	No	No
CO ₂ recovered, tpd (percent) (Pressure, psia)	N/A	2,609 tpd (71%) (30)	N/A	6,233 tpd (92%) (30)	6,362 tpd (94%) (20)
Net power	(6 MW)	(15 MW)	38 MW	12 MW	7 MW
Total plant cost \$1,000, Year 2000	\$130,998	\$142,370	\$321,824	\$374,906	\$359,791
Cost of hydrogen, \$/MMBtu (¢/kscf)	\$5.54/MMBtu (180¢/kscf)	\$5.93/MMBtu (192¢/kscf)	\$5.71/MMBtu (186¢/kscf)	\$6.91/MMBtu (225¢/kscf)	\$5.06/MMBtu (164¢/kscf)

¹Cold gas efficiency equals HHV of the product gas divided by the HHV of the feed ×100.

위에 인용한 경제성 분석 자료들은 대부분 미국의 상황을 기준으로 한 것이고 자국 내에 많은 천연가스 자원과 수소제조 및 보급에 대한 투자가 시장원리를 통하여 상당히 잘 작동되고 있는 경우에 대한 것이다. 이를 그대로 국내의 현실에 적용하는 데에는 큰 무리가 있을 수 있다. 우선, 천연가스의 경우에는 전량 LNG로 수입하여야 하므로 단가가 비싸고, 국내에서 수소제조를 위해 출발하는 원료들의 단가가 인용한 자료들의 계산 자료와 크게 다를 수밖에 없다는 점을 고려하여야 한다. 석탄도 수입에 의존하고 있는 현실이나 가격이 상대적으로 저렴하므로, 국내 에너지원의 다변화 측면에서 고려하여야 하는 등 국내 현실적인 요인이 감안되어야 한다.

수소에너지 이슈가 부각되는 배경 동력은 기후변화협약에 의한 CO₂이며, 실용화의 가장 중요한 핵심 단어는 가격과 효율이다. 향후 2010년 이후에 적용할 기술을 가정한다면 반드시 CO₂ 저감이 가능한 기술로서 완성을 시켜야 할 필요가 있다. 특히, 화석연료로부터 생산하는

수소의 경우에는 CO₂ 배출에 대한 탄소세가 2010년 이후에 적용될 가능성이 매우 높기 때문에 이를 반영한 경제성을 산정하여야 한다. 이러한 배경에 의하여 석탄의 경우에는 미국, 일본, 유럽에서 신석탄발전 기술의 개발을 지난 1980년대 이후 꾸준히 발전시켜 오고 있다.

수소에너지가 화석연료에 대비하여 가격도 저렴하면서 대량으로 공급될 수 있는 방식이 가능하다면, 외국으로부터 97% 이상의 에너지를 수입하는 국내와 같은 경우에는 그 영향은 대단할 수밖에 없다. 미국과 일본에서와 같은 기술개발 자금과 인프라를 유지시킬 수 없는 국내의 현실을 반영하여 이러한 수소제조 기술이 개발되어 사회에 대량으로 보급된다고 하였을 때를 대비한 최소한의 대비와 투자는 선결되어야 할 것이다. 특히, 국내에서 실현가능한 기술개발 수준을 조기에 파악하여 집중 개발하는 전략이 필요할 것이다.

가스화과정을 통하여 생산된 합성가스에서 수소를 분리하고 사용하기 전에 가스정제 단계가 필요한데, 적용

하는 최종 방식에 따라 정제수준이 달라지나 대체적으로 그 비용이 많이 소요되는 단계이다. 합성가스 정제는 큰 비용이 요구되고 기술적으로 개발해야 할 내용이 많은 분야이면서 국내에서도 나름대로 상당한 기반역량을 키워온 분야이므로 이를 잘 활용하여 국내 부존자원을 사용한 저렴한 방식의 가스정제 공정기술 개발도 가능할 수 있을 것이다. 예를 들어 대도시에서 발생하는 생활폐기물 같은 폐기물을 사용하여 수소를 제조하는 것도 그 한 예가 될 수 있다^[21].

4. 가스화기술 이용 수소제조 기술

궁극적으로는 국내 현실에 부합한 수소제조용 가스화

공정 기술이 필요할 것이다. 그러나 대규모 수소제조는 비용과 기술 인프라가 충분히 갖추어져야 성공할 수 있으므로, 선진국에서 실용화되는 추이를 지켜보면서 선진국에서 상용화되면 그때 시작 하는 것이 적절할 것으로 판단된다. 또한, 국내의 수소제조용 에너지원의 특성을 잘 활용 하는 것이 중요한데, 좁은 면적에 많은 인구가 밀집된 대도시형 집단주거 체제에 맞는 수소제조 및 제조된 수소의 활용체제가 필요할 것이다. 아래에는 주요한 대상 원료로부터 수소를 제조하는 기술을 간략히 설명하였다.

4-1. 천연가스

천연가스를 사용하여 수소를 제조하는 방식은 이미 상

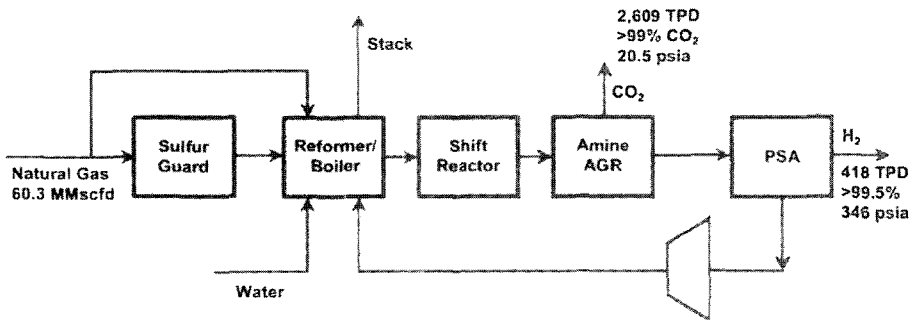


Fig. 4. Block flow diagram of hydrogen production process using natural gas reforming with CO₂ removal step^[20].

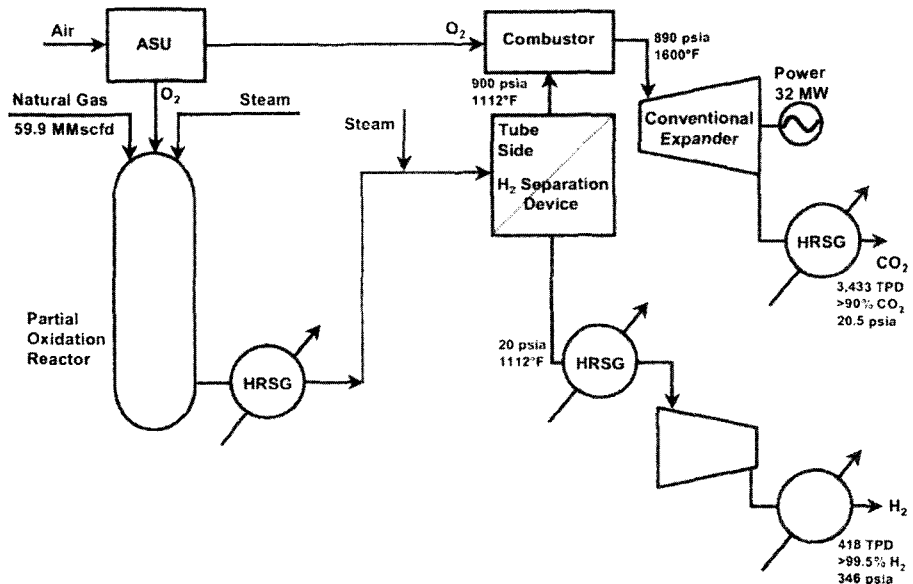


Fig. 5. Block flow diagram of hydrogen production process using natural gas partial oxidation with CO₂ removal step^[20].

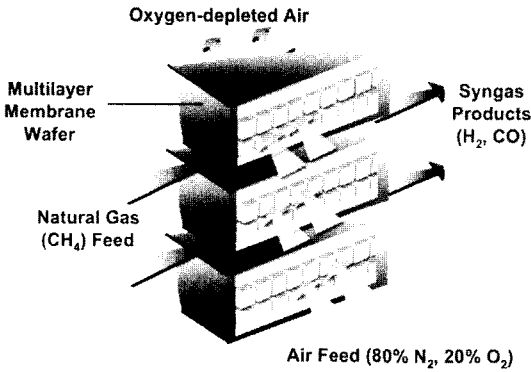


Fig. 6. Hydrogen production from natural gas by ion transport membrane technology^[22].

당부분 상업적 단계에 있으며, CO₂를 제거하는 공정을 연계시키거나 개질반응기의 효율을 증대시키기 위한 촉매개발 등 세부적인 개선사항이 남아 있는 단계이다.

천연가스 개질은 Fig. 4와 같은 공정 단계로 구성된다^[20]. 개질단계에 앞서 천연가스내 유황성분을 제거하고 수증기와 반응시키는 개질반응기를 통하여 수소와 CO의 합성가스를 제조하고 전환(shift) 반응을 거쳐 수소 농도를 극대화시킨 후 CO₂를 제거하고 수소를 분리하는 단계를 거친다.

개질반응과 더불어 부분산화 반응을 통하여 합성가스를 생산하고 수소를 분리하여 활용하는 공정을 사용하

기도 하는데, Fig. 5와 같은 공정단계를 거치게 된다.

이들 방식은 이미 알려진 공정방식을 수소제조에 맞도록 최적화하는 단계만을 남겨 놓고 있어서 가장 단계 간에 대량 수소제조를 위해 상용화 될 것으로 예상되는 공정들이다. 그러나, 향후에는 소규모 분산형 수소제조 방식이 더욱 필요할 것이므로, Fig. 6과 같은 막분리에 근간한 일체형 합성가스 제조방식^[22]이 크게 연구되기 시작하고 있다. 수소의 최종수요처가 가정이 되어야 사회의 에너지시스템이 획기적으로 변화할 수 있을 것인데, 막분리를 적용한 수소제조 방식은 수소제조 설비를 소형화하는데 큰 역할을 할 수 있을 것이므로 이 기술 분야의 발전이 매우 중요하다고 볼 수 있다.

4-2. 석탄

석탄은 전세계적으로 매장량이 풍부하면서도 지역별로 골고루 분포가 되어 있어 에너지 다변화 정책을 취하고 있는 한국과 같은 나라에서는 간과할 수 없는 원료이다. 석탄은 한 지역에 편중되어 분포되어 있지 않음에 따라 공급 안정성이 높고 가격도 저렴한 중요한 에너지 자원이지만, 다른 화석연료에 비해 활용시에 CO₂의 배출량이 많고 고체이기 때문에 취급이 어려우며 석탄재의 발생 등 여러 문제를 야기 시키고 있어 석탄의 깨끗한 이용 기술이 없이는 점차 활용이 어려워지고 있다.

석탄은 매장량이 풍부한 미국을 중심으로 가장 활발히 추진되고 있는 대량 수소제조의 한 방식이다. 그 배경은 미국 내 석탄매장량이 향후 250년간 사용할 수 있

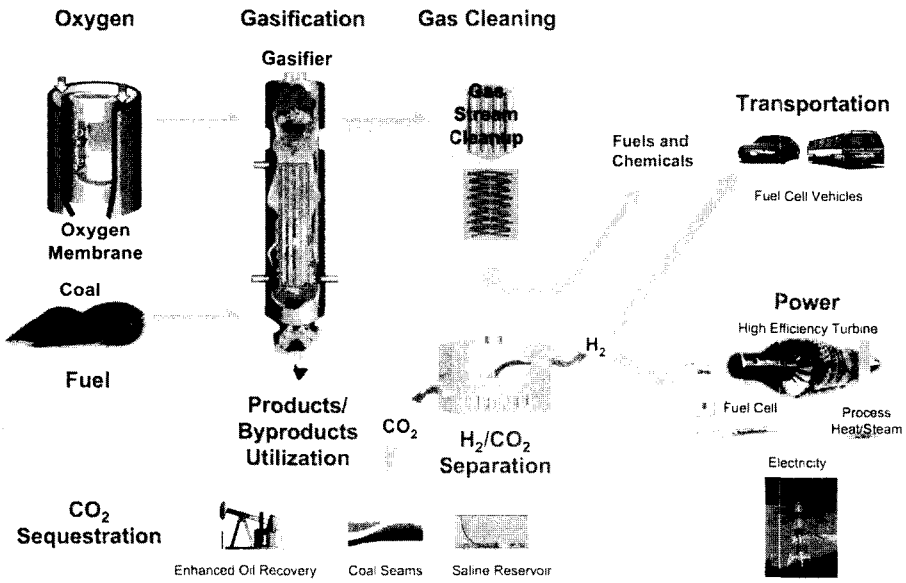


Fig. 7. Schematic flow diagram of major technology areas for FutureGen system^[7].

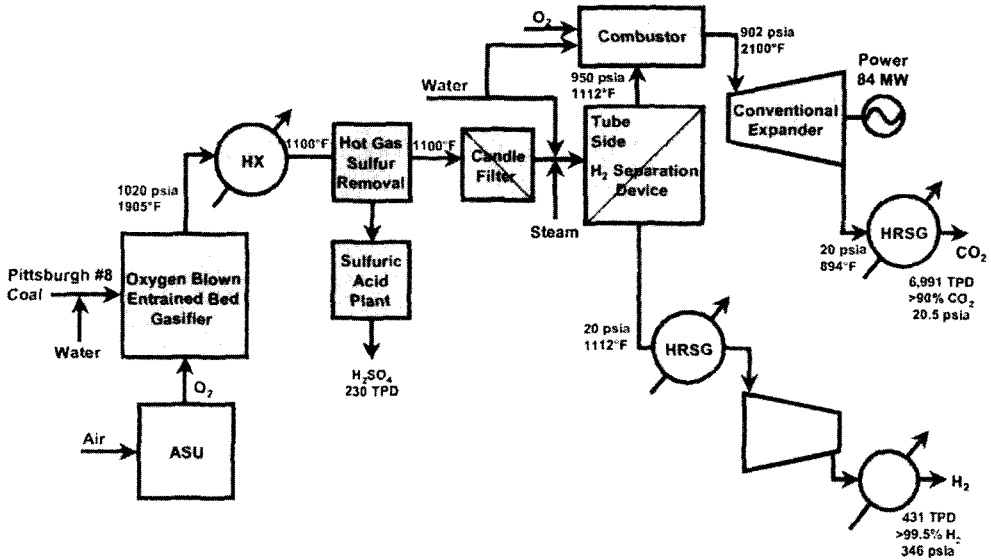


Fig. 8. Block flow diagram of hydrogen production process from coal including CO₂ recovery step^[20].

는 양에 달하는 풍부한 양이며, 현재의 수소 대부분은 천연가스로부터 제조되고 있는데 원료를 다변화할 필요가 있고 재생가능 에너지원이나 원자력, 핵융합 등과 같은 기술이 수소제조에 실제로 활용되기까지는 장기간의 기술개발 투자가 필요하므로 석탄으로부터 수소 제조가 당분간은 이루어질 수밖에 없다는 현황에 근거한 것이다^[78]. 즉, 향후 20~30년간은 수소의 대량 생산을 위해서는 석탄이 중요한 역할을 할 수밖에 없다는 설명이다.

Fig. 7은 미국에서 2003년부터 시작된 FutureGen 프로그램의 내용을 보여주는 공정개략도이다^[7]. 석탄을 가스화하고 정제하여 합성가스를 생산한 후에 수소를 분리하여 연료전지 등에 사용하고 CO₂는 분리 회수하여 폐광이나 심해에 저장하거나 원유회수시 사용하겠다는 공정으로 구성되어 있다. 2020년까지 실현을 목표로 추진하고 있는데, 대규모로 석탄을 사용하는 경우에는 가장 경제적이고 환경친화적인 방법으로 판단된다.

일본은 2004년부터 6년간 신일본제철을 중심으로 석탄 부분 수소화 반응로 개발을 발족 히타치(주) 및 미츠비시 화학(주)와 공동으로 시작하기로 하였다^[23]. 중국의 경우는 석탄 매장량이 풍부하고 전체 에너지에서의 석탄의존도는 높으나 수소로 전환하여 활용하는 것은 경제성이 아직 없으므로 기초기술 개발에만 투자를 하고 있다.

석탄으로부터 수소를 생산하고 합성가스 중 함유된 CO₂를 농축 제거하기 위한 공정 구성은 Fig. 8과 같이 구성될 수 있다. 공정의 효율을 높이기 위하여 Fig. 8에서는 고온 가스정제와 고온필터 집진기술이 적용된 점에

주목할 필요가 있다. 장기적으로 석탄을 사용하여 수소를 제조하는 데는 CO₂를 회수해야 하는 공정이 추가되는 것 외에도, 고온 가스정제기술과 고온필터 집진기술이 적용될 것이라는 점을 보여주고 있다.

4.3. 바이오매스

미국과 유럽에서는 바이오매스를 가스화나 열분해시켜 수소를 제조하는데 사용하고자 하는 노력이 계속되고 있다. 바이오매스로부터 수소를 생산하는 방법에는 Fig. 9와 같이 다양한 기술이 존재하는데, 대량으로 수소제조에 사용될 수 있는 방법 중 하나가 가스화기술에 의한 방법이다^[24].

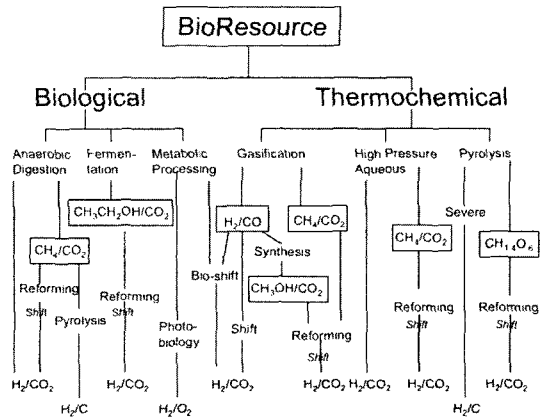


Fig. 9. Hydrogen production routes from biomass^[24].

수소와 CO가 주성분인 합성가스를 만들어 수소를 분리하는 방법과 메탄가스로 제조하여 위의 천연가스 계절방법에서 논의한 바와 같은 방법으로 수소를 제조하는 방식으로 대별된다. 국내에서 대량으로 공급이 가능한 바이오매스 대상원료를 확보하는 것이 실용화를 위한 중요한 요소가 될 것이며, 소량으로 수소공급을 위한 특별한 반응공정 등에 대한 기술개발이 요구된다.

4-4. 도시 생활폐기물

국내 대도시에서 배출되는 생활폐기물의 발열량이 최근의 분리수거 체제가 정착됨에 따라 최근에는 3,000 kcal/kg 이상이 되기에 이르러, 이제는 폐기물이 아닌 에너지원으로 보아야 하는 단계가 되고 있다. 2003년부터 국내에서도 경남 양산에서 하루 200톤의 생활폐기물을 처리하는 열분해·가스화용 플랜트가 발주되었고 2004년 1월에 건설할 업체가 선정되었다. 일본의 경우에는 지난 5년 내에 상당 부분의 소각장이 열분해·가스화 기술 형태로 발주되고 있는 추세로 보아 국내에도 이러한 기술의 적용이 활성화될 것으로 예상된다.

폐기물을 포함한 가연성물질이 열분해나 가스화 단계를 거치면 수소와 CO, CO₂가 주성분인 합성가스가 생산되고 이를 정제하고 분리하면 양질의 수소를 얻을 수 있다. 국내에서도 이미 하루 3톤의 생활폐기물을 사용한 가스화 파일럿 플랜트를 성공적으로 운영 중에 있다. 국내의 생활폐기물을 가스화하여 생산한 합성가스의 조성은 CO가 20~35%, 수소가 18~40%로서 합성가스의 발열량은 1,400~1,600 kcal/Nm³의 범위였다¹³⁾. 서울과 같은 대도시에서 발생하는 생활폐기물을 가스화하여 합성가스를 생산하고 정제와 분리공정을 거쳐 수소를 대규모로 공급할 수 있다면, 폐기물을 환경적합적으로 처리하면서도 동시에 함유된 에너지를 청정 대체에너지원으로 재순환시킨다는 큰 의미를 갖게 된다.

5. 결 론

화석연료에서 수소에너지 사회로 전이되는 것은 전세계적인 추세와 향후 점차 강화될 기후변화협약 및 환경적인 비용으로 인하여 필연적인 것으로 보인다. 단지, 그 시점에 대해서는 대부분의 전문가들이 2020년 이후를 예측하고 있다.

수소를 사용한 연료전지나 소형가스터빈을 이용한 분산형 발전이 2010년경 적용이 확대된다면, 저렴한 대량의 수소제조가 가능하여야 한다. 대량 수소제조를 위한 기술 중에서 가스화기술이 다양한 원료를 기존의 방법들에 비하여 환경적합하게 수소를 제조할 수 있는 우수한 방식이다.

풍력이나 태양광과 같은 순수한 재생가능 에너지로부터 출발하는 수소 제조기술은 실용화까지 상당한 기간이 소요될 것이며 외국도 기초단계에 있는 경우가 많으므로 이 분야에서의 경쟁 가능성은 많다고 할 수 있으나, 적어도 향후 10~20년간은 대량생산에 한계가 있을 수 있다. 즉, 재생가능에너지가 실용화되기 전까지는 가연성인 원료를 사용한 가스화기술이 가장 경제적이고 대량 생산에 적합한 것으로 보인다. 그리고 국내 현실에서는 천연가스, 석탄, 중질잔사유, 도시 생활폐기물, 바이오매스 등이 유력한 대상 원료로 판단된다.

수소에너지 이슈가 부각되는 배경 동력중의 하나는 기후변화협약에 의한 CO₂이고 실용화의 가장 중요한 점은 가격과 효율이므로, 향후 2010년 이후에 적용할 기술을 가정한다면 모든 수소제조 기술들은 반드시 CO₂ 저감이 가능하면서도 효율이 높고 저렴한 기술로서 완성을 시켜야 할 필요가 있다.

미국과 일본을 중심으로 수소에너지 사회를 위한 새로운 투자를 2003년부터 본격화 하고 있는 시점에서, 국내의 수소에너지 제조 및 향후 보급체계에 대한 체계적 접근이 필요한 시점이다. 특히, 수소에너지 분야에서 대규모 기술개발 투자가 이루어지고 있는 선진국들과 같은 물량 경쟁을 하여서는 국내의 성공 확률이 낮을 수 밖에 없는 현실이므로, 국내 현황을 고려한 수소제조의 타당한 전략을 세워 추진하여야 할 것으로 보인다. 그 주요한 방안으로서 가스화기술이 있으며, 국내의 축적된 경험을 활용한다면 중소형 규모에서는 해외 업체들과도 경쟁이 가능한 기술이 확보될 수 있을 것이다.

감 사

본 결과는 산업자원부 산하 에너지관리공단 대체에너지개발보급센터에서 지원한 “석탄가스화 합성가스 제조 공정 및 발전시스템 기술개발” 과제에서 일부 지원되었습니다. 지원에 감사드립니다.

참고문헌

1. “A National Vision of America’s Transition to a Hydrogen Economy-To 2030 and Beyond”, US DOE Report (2002. 2).
2. “Alternative Energy Plans Focus on Hydrogen”, Chem. Eng. Progress, 23 (2003. 3).
3. Miller, C.L. et al.: “Hydrogen from Coal: The Road to a Sustainable Energy Future”, Proceedings 2003 Pittsburgh Coal Conference, September (2003).
4. Stiegel, G.J. and Maxwell, R.C.: “Gasification Technologies: the Path to Clean, Affordable Energy in

- the 21st Century”, Fuel Processing Technology, 71, 79 (2001).
5. “US Seeks Support for Hydrogen Fuel”, ABC News Online, April 29 (2003).
 6. Ruth, L.A. and Der, V.K.: “Vision 21 Program Plan”, US DOE (1999. 4).
 7. Miller, L.: “FutureGen - Technologies for Carbon Capture/Storage and Hydrogen/Electricity Production”, Office of Fossil Energy, US DOE (2003. 6).
 8. Der, V.K.: “FutureGen - The Energy Plant of the Future”, Proceedings 2003 Gasification Technologies Conference, San Francisco, CA, October 12-15 (2003).
 9. Maruyama, H., Takahashi, S., Iritani, J. and Miki, H.: “Status of the EAGLE Project: Coal Gas Production Technology Acceptable for Fuel Cells”, Proceedings 2000 Gasification Technologies Conference, San Francisco, CA, October 8-11 (2000).
 10. Suzuki, E.: “Operational Experience at the 150 t/d Eagle Gasification Pilot Plant”, Proceedings 2003 Gasification Technologies Conference, San Francisco, CA, October 12-15 (2003).
 11. “Trends in Raw Materials”, Gasification Technologies Council web site <http://www.gasification.org>.
 12. Gray, D. and Tomlinson, G.: “Fossil Fuels as a Source of Hydrogen: Technology and Issues”, Proceedings 2003 Pittsburgh Coal Conference, September (2003).
 13. 윤용승, 유영돈: “폐기물 가스화를 통한 에너지 및 화학원료물질의 회수”, 월간환경21, 50, (2004. 1).
 14. “National Hydrogen Energy Roadmap”, US DOE Report (2002. 11).
 15. Marano, J.J.: “Refinery Technology Profiles - Gasification and Supporting Technologies”, NREL Report (2003. 6).
 16. Koenders, L.O.M., Posthuma, S.A. and Zuideveld, P.L.: “The Shell Gasification Process for Conversion of Heavy Residues to Hydrogen and Power”, Proceedings 1996 Gasification Technologies Conference, San Francisco, CA, October 2-4 (1996).
 17. Momirlan, M. and Veziroglu, T.N.: “Current Status of Hydrogen Energy”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 6, 141 (2002).
 18. Padro, C.E.G. and Putsche, V.: “Survey of the Economics of Hydrogen Technologies”, Report NREL/TP-570-27079 (1999).
 19. Simbeck, D. and Chang, E.: “Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways - Scoping Analysis”, Report NREL/SR-540-32525 (2002. 11).
 20. Longanbach, J.R. *et al.*: “Hydrogen Production Facilities Plant Performance and Cost Comparisons”, US DOE Final Report (2002. 3).
 21. Wallman, P.H., Thorsness, C.B. and Winter, J.D.: “Hydrogen Production from Wastes”, Energy, 23, 271 (1998).
 22. Hartstein, A.: “Hydrogen Production from Natural Gas”, Proceedings of DOE Hydrogen Coordination Meeting (2003. 6).
 23. Nikkei Press Release, <http://release.nikkei.co.jp/detail.cfm> (2004. 1. 8).
 24. Milne, T.A. *et al.*: “Hydrogen from Biomass-State of the Art and Research Challenges”, IEA Report IEA/H2/TR-02/001 (2002).