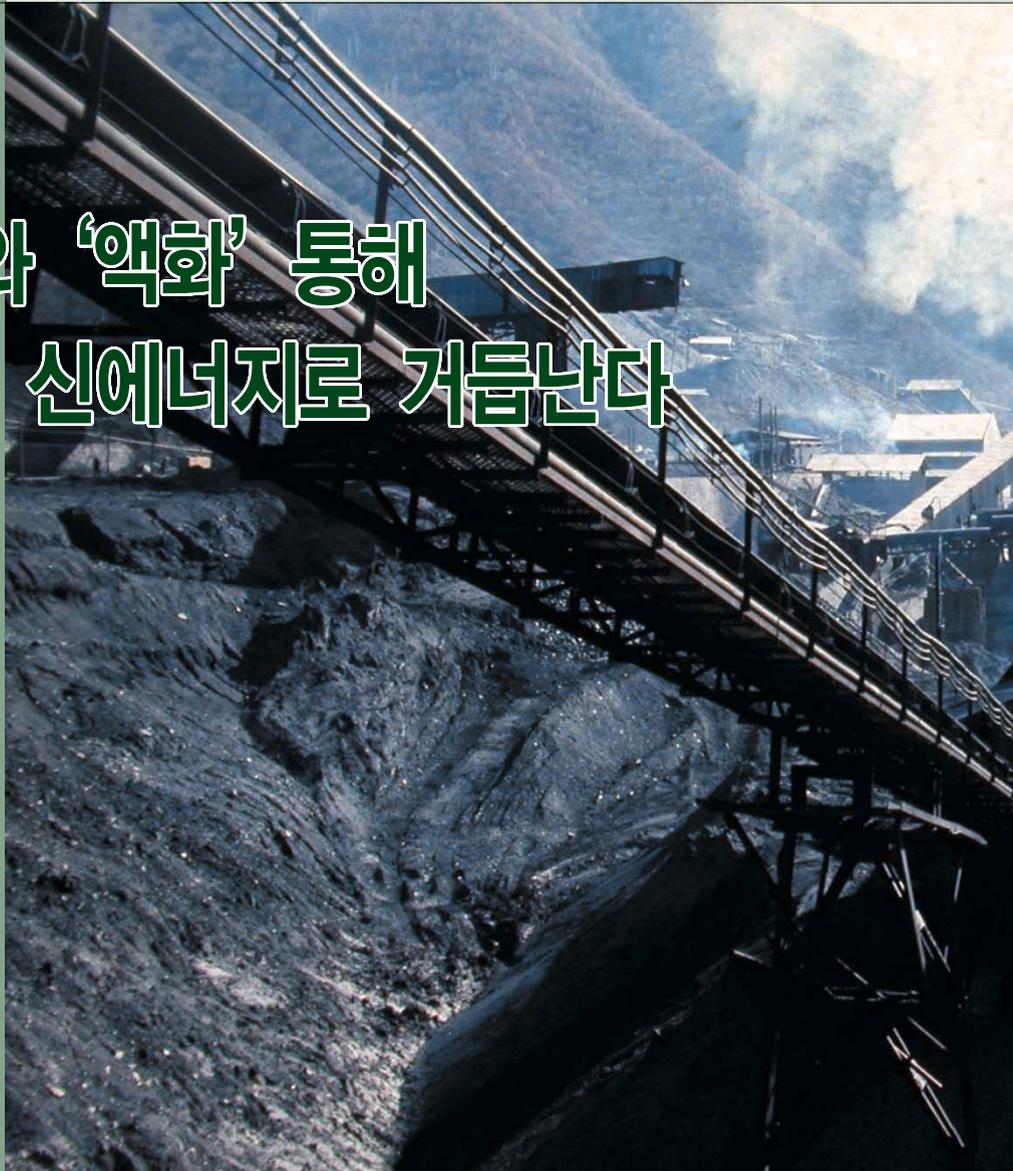


05 석탄 이용 신에너지

# ‘석탄가스화’와 ‘액화’ 통해 신에너지로 거듭난다



석탄 광업소

연합포토

글\_ 이창근 한국에너지기술연구원 청정에너지연구센터장 ckyi@kier.re.kr

지금 우리는 고유가와 기후변화협약에 대응해야 하는 도전에 직면하고 있다. 이런 두 가지 문제를 기술적으로 해결할 수 있는 방안은 장기적으로는 재생에너지 및 수소에너지 개발을 추진하여야 하며, 중단기적으로는 현실성이 높은 방안인 석탄을 다른 연소방식으로 전환해 고부가 가치화하여 신에너지로 사용하는 것이다. 이것이 바로 석탄가스화 및 석탄 액화기술이다.

석탄의 장점으로는 세계적으로 200년 이상 사용할 수 있는 풍부한 매장량과 아직까지 연료 중 단위열량당 가격이 가장 저렴하다는 것이다. 이런 장점을 최대한 이용하여 고급에너지인 대체천연가스 및 대체석유를 만들어 사용하는 것이 고유가 및 석유고갈시대에 대비하는 현실적인 방안인 것이다.

석탄은 환경친화적인 기술에 의해 청정한 신에너지가 될 수 있다. 일반적으로 많

은 사람들은 석탄이 환경적으로 유해하고 사용하기 힘든 연료로 인식을 하고, 그렇기 때문에 화석연료의 사용을 중단하고 재생에너지로 전환을 하여야 한다고 주장하고 있다.

그러나 석탄 연소 후 나오는 배가스를 현재의 환경기준보다 1/10 미만으로 줄이고, 미래에는 거의 무공해수준까지 황, 질소화합물, 미량원소 등의 환경오염물질을 제거해 고부가 가치화하여 전기뿐만이 아



### 고온·고압에서 석탄 녹여 액체연료 제조

가스화란 일반적으로 저급의 고체 및 액체연료를 태우는 기존의 연소방식이 아니라 고온(1천500℃)·고압(20~60기압) 조건에서 녹여 합성가스를 만드는 기술이다. 가스화 복합발전 (IGCC)은 장기적으로 기존 미분탄 화력 발전 효율보다도 높은 42~60% 정도의 효율을 기대할 수 있으며, 지구온난화 및 공해문제를 동시에 해결할 수 있다. 석탄의 경우에는 지금까지 미분탄연소발전기술을 적용하여 발전을 하고 있는데, 최근 부각되고 있는 환경 문제와 CO<sub>2</sub> 문제 등에 효과적으로 대처하기에는 기술적으로 한계가 있다.

가스화복합발전기술은 효율상승으로 인해 약 20%의 이산화탄소 저감효과를 얻을 수 있으며, 여러 이산화탄소 회수기술들 중 IGCC에서의 CO<sub>2</sub> 회수를 가장 경제적인 선택사항으로 제시하고 있다. 가스화반응에서는 산소가 불충분한 불완전 연소이므로 시료내의 황과 질소 성분이 환원성 화합물로 대부분 발생되므로 공정에서의 처리가 용이하며 기압반응이기 때문에 탈황 탈질 공정 크기도 줄일 수 있다. 또한, 분진 등의 배출량을 크게 감소시킬 수 있을 뿐만 아니라 회재를 분진형태가 아닌 용융된 슬래크 형태로 수거하므로 환경적으로 안전하며, 슬래크와 탈황공정에서 만들어지는 황원소를 회수하여 경제성 있는 부산물로 활용할 수 있는 등의 여러 가지 장점을 보유하고 있다.

석탄 액화기술에는 석탄직접액화기술과 석탄간접액화기술이 있다. 석탄직접액화 기술은 400~500℃의 고온과 100~300기압의 고압에서 용매를 사용하여 석탄을 녹이고, 녹은 석탄에 촉매를 사용하여 수소와 반응 분해시켜 증류가

능한 액체연료를 만드는 것이다. 대표적인 공정으로 독일의 Kohleol 공정, 일본의 BCL 공정, NEDOL 공정, 미국의 CTSL공정, H-Coal 공정 등이 있다. 석탄간접액화기술은 석탄가스화 기술에서 발생한 석탄가스를 이용하는 것으로 황화합물을 제거한 석탄가스를 촉매를 사용하여 탄화수소화합물로 전환시키는 기술이다. 철, 코발트, 또는 구리 등의 촉매 종류에 따라 파라핀, 올레핀, 메탄올, DME 등으로의 전환이 이루어진다. 현재 조업중인 공정으로는 남아프리카 공화국의 Sasol 공정이 대표적이다.

### 미국, 석탄 이용 수소생산 본격화

미국, 일본 등 주요 선진국에서는 가스화기술이 차세대 발전 방식 및 수소시대로 넘어가는 중간의 요소기술로서 인식하고 기술의 개발, 상용화 및 보급에 박차를 가하고 있다. 2004년 현재 중질잔사유, 코크스, 석탄 등을 사용하는 가스화기 385기가 운전중에 있으며, 석탄만을 사용하여 발전하는 순수 석탄 IGCC는 300mw급 4기(미국 2기, 네덜란드, 스페인 각각 1기)의 실증 플랜트가 운전중이다.

미국은 수소경제를 위한 'Hydorgen Initiative'의 중단기적 목표로서 석탄을 이용한 수소제조 기술개발이 근간을 이루고 있다. 2003년에 발표된 '퓨처젠' 프로젝트는 10년간 1조2천억 원 투자 계획을 세우고 있으며, 석탄을 이용하여 무공해 수소·전력 생산플랜트를 계획하고 있다.

일본은 부존자원이 빈곤하여 장기적인 에너지 안정 확보를 위해 석탄가스화와 액화기술개발을 지속적으로 추진하고 있다. 선샤인 프로젝트의 일환으로 1983년부터 수조 원을 지원하여 2톤/일급 설비

니고 대체천연가스와 대체휘발유도 만들고 수소로도 사용할 수 있는 기술이 있다면 귀가 번쩍 뜨이는 이야기일 것이다. 이를 가능하게 하는 기술이 가스화 및 액화 기술이다.

이산화탄소를 회수 처리하는 기술 중에서도 석탄을 가스화한 후 그 석탄가스 속에 들어있는 이산화탄소를 사전단계에 포집하여 처리하는 것이 가장 경제성이 있는 기술로 분석되고 있다.

로부터 1997년에 200톤/일급 IGCC 시험 플랜트에 대한 가동을 마쳤으며, IGCC 시범화 사업(250MW)을 통한 상용화 목표로 10년(2001~2009) 장기계획에 총 1조 원의 시설비를 투자하고 있다. 또한, EAGLE 프로젝트로서 가스화연료전지복합플랜트인 IGFC를 고효율 발전을 목표로 9년(1998~2006) 장기계획하에 연 100억 원 정도를 투자하고 있다. 2004년에는 'C3 Initiative'를 발표하여 석탄가스화를 기반으로 미래에너지를 해결하는 비전을 제시하고 있다.

중국은 2000년부터 비료생산용 990톤/일급 석탄가스화플랜트를 운전중에 있다. 석탄 2천톤/일급 3기와 900톤/일급 1기를 도입하여 석탄가스를 암모니아가스로 합성하여 비료를 생산하거나 합성가스를 가공하여 화학원료로 사용하고 있다.

중질잔사유 가스화가 많이 보급되었지

만, 선진 각국이 많은 자금을 1980년대 초반부터 투입하고도 석탄 IGCC의 상용화가 지연되었던 이유는 경제적으로는 LNG발전과 기존 미분연소발전에 비해 건설비가 높았던 점이였다. 그러나, IGCC 발전소의 건설단가가 1995년의 2천달러/kW에서 2002년 1천250달러/kW정도까지 낮아진 상태이고 경제성 측면에서의 문제점을 해결해 나가고 있다.

남아프리카공화국은 인종차별정책에 의한 정치적인 고립으로 석유류의 통상이 불가능해지자 자국내에 보유한 석탄을 사용해 석탄간접액화공장을 건설하였다. 1950년대에 첫번째 공장인 'Sasol 1'이 건설되었고 1980년과 1982년에 더 큰 규모의 'Sasol 2', 'Sasol 3'이 건설되었다. 이들 공장에서 연간 1천만톤의 수송용 연료를 생산하며 이 기술에 있어서 선두자리를 굳건히 지키고 있다. 독립형 신규

'피셔 트로프쉬' 공정을 가정하면 간접액화유의 가격은 \$34/배럴로 예측된다. 액화플랜트가 전기생산과 병렬로 연결될 경우 생산가격은 더 내려갈 것으로 보인다.

국내에서는 1988년부터 2003년까지 IGCC 분야의 기술개발에 총 293억 원을 투자(39개 과제, 정부 177억 원, 민간 116억 원)하였다. 고등기술연구원에 3톤/일급 및 한국에너지기술연구원에 1톤/일급의 가스화로를 설치한 이후로 기반기술 및 BSU급 설비 설계, 건설 및 운전기술 개발에 주력해 왔다. 합성가스정제 기술인·고온탈황 및 고온집진 분야는 선진국 수준의 기술력을 확보했으나 설비 규모면에서는 크게 열세인 상태에 있다. 게다가 석탄 간접액화 기술 자체에 대한 개발 투자는 아직 이루어지지 못하고 있다. 1~3톤/일급 파일럿 설비 기술개발로 장시간 석탄합성가스 공급이 가능해짐에 따라, 복합발전 및 디메틸 에테르 연구와의 통합실험을 수행하고 있다. 공정 및 단위장치 전산해석 분야는 선진국 수준이며, 대형 플랜트 설계 및 운전경험이 없으나 100톤/일급의 설계가 가능한 수준에 도달하였다.

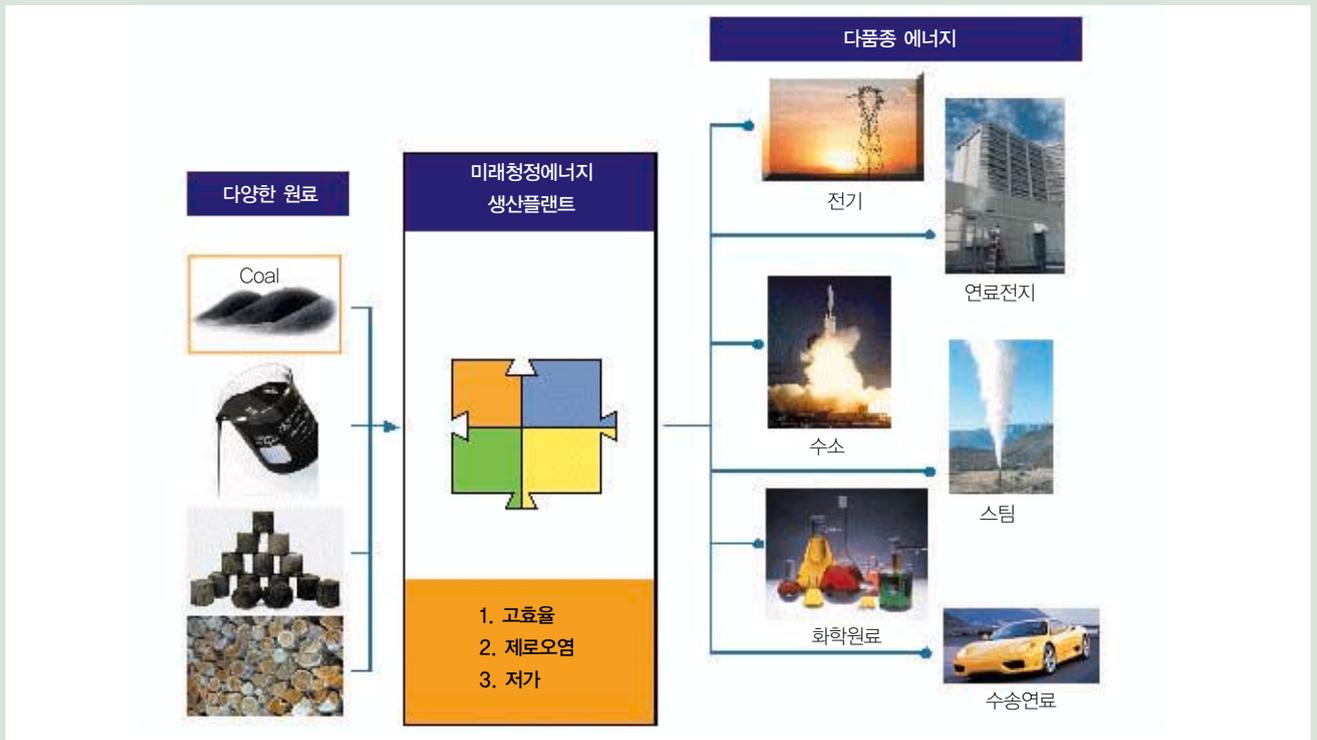
**'미래에너지플랜트'로서 무공해, 고효율 목표**

석탄가스화와 석탄액화기술을 기반기술로 사용하면 고유가 및 기후변화협약에 대비할 수 있는 신개념의 미래에너지플랜트로 진화할 수 있다. 석탄뿐만 아니라 중질잔사유, 폐기물, 바이오매스, 오일셀 등의 저가이며 지구상에 가장 풍부한 고상 및 액상 원료 등을 사용할 수 있으며, 석탄가스화 및 액화의 전환공정을 이용해 미래에 우리가 필요로 하는 전기와 대체 천연가스, 수소, 수송연료, 화학원료 등을

〈표 1〉 미래에너지생산플랜트의 성능목표<sup>1)-3)</sup>

	목 표	현재시스템과 비교
발전효율	60% (for 석탄 HHV) 75% (for 천연가스 LHV)	38%(미분탄발전)* 51%(가스발전)*
열효율(발전/열)	85%	
수송연료제조효율	75% 연료이용률(LHV)	
환경오염제거	Near "0" SO <sub>2</sub> : 5ppm (60 ppb for chemicals) NO <sub>x</sub> : 10ppm (100 ppb for chemicals) 분진: 5ppm trace elements: 0 Organic compounds: HAPS 의 1/2 CO <sub>2</sub> : 효율상승에 의한 40~50%저감 100% 제거 (심해저장에 의해)	한국배출허용기준 SO <sub>2</sub> : 150 ppm (2005년 70ppm) NO <sub>x</sub> : 250 ppm(2005년 70ppm) 분진: 50 ppm (2005년20ppm)
비용	오염제거비용을 포함하고 다른 시스템보다 경쟁적인 가격	PC (1275\$/KW)*, NGCC(\$562/KW)*

\* from " Market Based Advanced Coal Power Systems (1999)"



〈그림 1〉 가스화 및 액화기술을 사용한 미래에너지생산플랜트 개념

모두 얻을 수 있다. 〈그림 1〉은 석탄가스화 및 액화 기술을 사용한 미래에너지 플랜트의 개념도이다.

미래 에너지생산 플랜트의 성능목표는 미국의 '비전 21'에서 제시되었는데(표1 참조), 첫째, 효율면에서 기존 방식들에 비해 월등히 높다는 것이다. 현 미분탄 발전이 약 38%의 발전효율을 내는데 비하여 60%를 목표로 하고 있다. 천연가스를 원료로 사용할 경우 현재 51%의 발전효율을 75%까지 올리며, 수송연료를 제조할 경우에는 75%의 연료이용률을 목표로 잡고 있다.

둘째, 환경오염물질을 거의 다 제거한다는 것이다. 황화합물과 질소화합물의 배출농도목표는 0.01 lb/MMbtu로, 환산화했을 경우 황산화물은 5ppm, 질소산화물은 10ppm 정도인데 한국의 배출기준과 비교하여보면 1/3 정도다. 특히 합

성가스로부터 화학원료를 제조할 경우에는 황산화물 60ppb, 질소산화물 100ppb의 매우 낮은 초정밀 정제의 목표를 설정하고 있다. 물론 미량원소들, 방향족화합물, 수은들도 거의 다 포함한다. 특히 석탄사용의 걸림돌이 되었던 이산화탄소 배출을 40~50% 줄이고, 이산화탄소를 농축시켜 100% 처리하는 것으로 목표를 설정하였다.

셋째, 비용 면에 있어서는 어떠한 기존의 발전시스템과도 경쟁할 수 있는 저가여야 한다는 것이다. 이러한 세 가지 정량적인 목표를 달성하기 위해 각 개별기술의 모듈화 설계와 통합설계를 성취하는 것이 목표이다.

최근 선진국을 중심으로 석탄가스화 및 액화기술개발이 적극적으로 추진됨에 따라 과거 환경오염물질로 지목되었던 화석연료가 신에너지로 거듭 태어나고 있다.

에너지의 대부분을 외국에서 수입하는 국내의 현실을 감안하면 안정적인 에너지원의 확보와 석탄가스화 및 액화기술 개발은 매우 중요한 국가적인 과제이다.

21세기로 들어오면서 에너지 기술의 패러다임이 바뀌고 있다. 화석연료를 이용하지만 환경오염 물질을 전혀 배출하지 않고, 효율이 기존의 어떤 플랜트보다 높으며, 기존 어떤 플랜트보다 저렴한 세 가지 조건을 동시에 만족하는 새로운 개념의 기술을 요구하고 있다. 가스화 및 액화 기술 개발과 미래 지향적인 미래에너지생산플랜트개발은 이러한 긴급한 요구로부터 나온 새로운 패러다임이며 미래를 대비하여 추진하여야 할 방향인 것이다. ㉮



글쓴이는 가스화복합기술연구회 회장, 화학공학회 이사를 겸임하고 있다.