

석탄 가스화 공정

제 1 절 가스화복합발전(IGCC) 개요

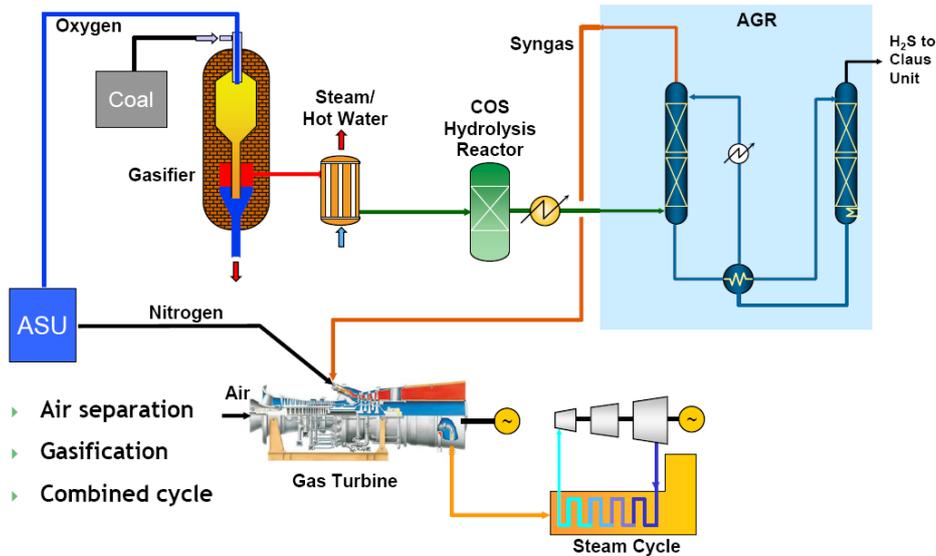
- 가스화 복합발전은 석탄을 고온/고압의 조건에서 산소 또는 증기와 반응시켜 수소 및 일산화탄소가 대부분인 합성가스로 전환시키는 일련의 공정과 합성 석유 및 발전을 위해 유해가스를 정제하는 정제 공정, 가스 터빈 및 증기 터빈을 통해 전력을 생산하는 발전 공정이 융합된 차세대 에너지 전환 기술이다.
- 가스화 기술은 고급 청정에너지 사용에 대한 국민요구를 부응하고 저급 탄소 연료들의 초청정 고급 에너지 전환을 가능하게 만들며 석유 고갈 및 고유가 문제를 해결할 수 있는 가장 현실적인 대안이 된다.
- 최대한 빠른 시일 내에 가스화 공정을 상용수준에 도달시키기 위해서는 석탄가스화 파일럿 플랜트 운전 기술, 입자상 물질 제거 기술, 오염물 원천 제거 기술, 복합 발전 설비 기술 등이 제안되었으며, 차세대 발전 공정으로의 응용을 위하여 고체산화물 연료전지 발전 시스템 및 융합 공정 개발이 핵심 기술로 부각되었다.

제 2 절 석탄 가스화 복합발전 세부 기술

- 석탄을 원료로 하여 IGCC 발전과 합성석유 생산을 병행하는 데 있어서 가스화 복합발전 공정의 국산화를 위한 기술개발을 제안하는데 있어서 아래의 사항을 고려하였다.
 1. 최대한 빠른 시일내(7년 이내) 상용화 수준에 도달해야 하므로 지금까지 국내의 연구기관에서 진행된 가스화 연구 결과를 활용하며 일부 기술의 경우(산소공급 공정, 가스 냉각 공정, 황 화원 공정, 열회수 증기 공정 등)는 상용 공정을 도입하여 이용한다.
 2. GE, Shell 등의 demo plant를 보유하고 있는 회사들의 가스화 공정 비교 및 검토를 통해서 국내 상황에 적합한 국산화 모델을 개발한다.
 3. 액화 공정과의 연계를 위한 융합 공정을 목표로 하여 기존의 발전 공정의 개선이 이루어지도록 한다.

4. 발전 방식은 가스터빈과 증기터빈을 연계하여 발전 효율을 최대화하며 차세대 발전 방식인 SOFC와의 연계를 위한 시험용 IGFC 공정도 병행하여 개발 한다.
5. 상용 공정의 trouble shooting 및 scale up factor 연구를 위하여 상용 공정을 모사할 수 있는 운전이 가능하도록 과제를 진행한다.

2. 1 일반적인 IGCC 주요 공정

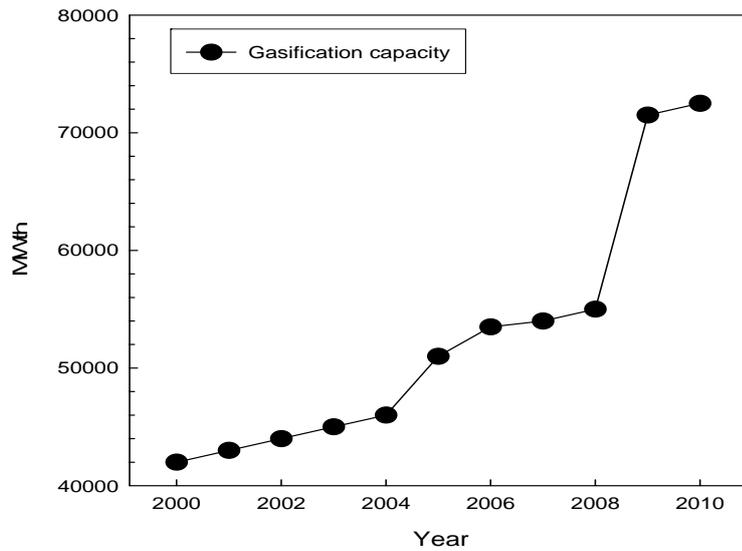


[그림 1] IGCC의 일반적인 구성도

- o 석탄을 기존의 직접 연소 등의 방법 대신에 가스화 방법을 통하면 고효율이며 환경적으로도 깨끗하게 사용할 수 있는데, 상용화급 석탄가스화복합발전(600MW급)의 송전단 효율은 46%(HHV base, 습식 gas정제, 1,500℃급 GT)~48%(HHV base, 건식 gas정제, 1,500℃급 GT)로 알려지고 있다.
- o 향후 연료전지와 연계된다면 50% 이상의 송전단 효율도 가능할 것으로 파악되고 있다. 병행하여 석탄가스화 복합발전기술은 간접액화에 의한 합성연료 생산이나 메탄올, 비료, 대체천연가스, C₁화학 기초원료 등의 생산으로도 이용될 수 있다.
- o 석탄가스화기술의 요체는 연소에 근거한 기본방식보다 높은 효율을 얻으면서도 향후 강화될 환경규제치도 만족할 정도로 깨끗하게 고유황, 고회분의 저급 석탄도 에너지원으로 활용할 수 있다는 점이다.

- 특히 기존 미분탄화력발전소로서는 회재부착과 같은 문제점으로 이용이 곤란한 회용점이 낮은 석탄이용이 가능하게 하여, 이용 탄종확대에 따른 에너지 안보차원을 한층 향상시키는데 기여할 수 있다.
- 일반적으로 석탄 가스화 복합 발전기술은 석탄, 가스 공급과 관련된 공급부, 가스화 반응이 일어나는 가스화부, 합성가스 이용을 위한 정제부, 전력 생산을 위한 발전부 및 기타 보조 설비들로 구성되며 각각의 요소 공정은 다음과 같이 나누어진다.
 - 공급부 : 가스화에 사용되는 산소, 석탄, 물 등의 공급에 관련
 - * 대부분의 상용 플랜트에서 사용되는 산소 공급 설비(ASU)는 공기를 산소와 질소로 분리하여 산소는 가스화기에 주입하며 질소는 가스터빈으로 공급하는 형태를 취함. 일반적으로 전체 플랜트 비용의 1/3 정도를 예상됨.
 - * 석탄 공급 공정은 석탄의 저장, 그라인딩, 가스화기로의 운반 등을 포함하며 석탄의 유량, 작업 처리량에 따라 공정 설비들의 크기가 결정되며 상용 설비에서는 가스화 설비와 비슷한 금액이 투자됨.
 - * 용수 공급 공정은 스팀 사이클에서 raw water와 polished water를 취급하는 설비들로서, water mineralization unit, demineralized water 저장탱크, demineralized raw water 와 스팀 터빈 condensate water를 위한 condensate surge 저장탱크, condensate polishing unit, blowdown flash drum 등을 포함함.
 - 가스화부 : 가스화기와 가스 냉각 공정 등으로 구성
 - * 가스화기는 가스화기, 가스냉각, 슬래그 핸들링, ash handling 등을 포함하며 석탄 공급량에 따른 가스화기의 용량이 비용에 큰 영향을 미침.
 - * 가스 냉각부는 가스화기 하부에 연결된 열교환기를 의미함.
 - 정제부 : 탈황, 황회수, 가스 정제, 응축수 처리 공정으로 구성

- * 탈황 및 황회수 공정은 Acid gas 흡수장치, 합성가스 처리 공정, solvent 처리 공정, 냉각기, 보일러 등으로 구성되는 탈황 설비와 sulfur furnace, sulfur condenser, 촉매 등으로 구성된 황회수 설비로 구성됨.
- * 응축수 처리 공정은 particulate scrubber에서 나오는 blowdown과 가스 냉각에서 나오는 응축수를 처리하는 공정으로 stripper, air cooled heat exchanger knock-out drum 등으로 구성됨.
- o 발전부: 가스터빈, HRSG, 증기 터빈 등으로 구성됨.
 - * 전기 생산을 위하여 이용되는 가스터빈, HRSG 시스템, 증기 터빈 등으로 이루어졌으며 열교환기, 터빈, steam generator, condenser 등의 요소 장치로 구성됨.
- o 기타: 냉각수 시스템, plant and instrument air, potable and utility water, 전기 시스템, 소방 설비, 건물, 컴퓨터 제어 시스템 등으로 일적으로 타 공정비용의 합에 약 17-19%로 산정함.
- o 석탄가스화 복합발전 시스템은 석탄을 고온고압에서 가스화시켜 합성가스를 만든 다음 정제공정을 거쳐 가스터빈에서 1차 발전, 증기 터빈으로 2차 발전하는 고효율의 복합발전을 한다.
- o 석탄가스화복합 발전의 경우에는 회재(ash)를 분진형태가 아닌 용융된 슬래크(slag) 형태로 수거하므로 미연탄소가 거의 포함되지 않고 금속류의 용출이 없어 환경적으로 안전하며, 미분탄 보일러의 비산회(fly ash)에 비해 매립부피가 약 50%로 감소한다. 또한 탈황공정에서 만들어지는 황원소는 회수하여 경제성 있는 부산물로 활용할 수 있다는 장점이 있어, 21세기에 환경적으로 가장 우수한 석탄이용 기술이다.



[그림 2] 2000년부터 2010년까지의 가스화 플랜트 용량

2. 2 세부 기술 소개

2. 2. 1 석탄 가스화기

o 기술의 개요

- * 가스화반응에서는 화학반응 자체에서 주요 공해물질인 SO_x와 NO_x가 생기지 않는다. 따라서 미분탄 연소와 같이 연소반응에 근거한 공정에서 생하는 SO_x, NO_x의 발생량을 최소화할 수 있다. 가스화반응이 산소가 불충분한 불완전연소 이므로 화학반응 자체에서 SO_x, NO_x가 발생치 않고, 시료내의 S와 N 성분이 H₂S와 NH₃로 대부분 발생되므로 후단공정에서의 처리가 용이하다.
- * 석탄 내 열량의 대부분을 화학에너지(chemical energy)로 바꾸어 발생케 되므로 후단 정제공정에서의 온도변화에 전체공정의 효율감소가 적게 된다. 연소반응에 의한 생성가스는 주로 CO₂이고 CO₂는 발열량이 없기 때문에 dioxin 등의 저감을 위해 급속세정을 하게 되면 가스내의 현열이 거의 없어지게 되어 에너지의 손실이 크게 된다. 반면에 가스화반응의 주요 생성물은 CO와 수소이므로 이들 가스는 연소 시 큰 발열량을 내게 된다.

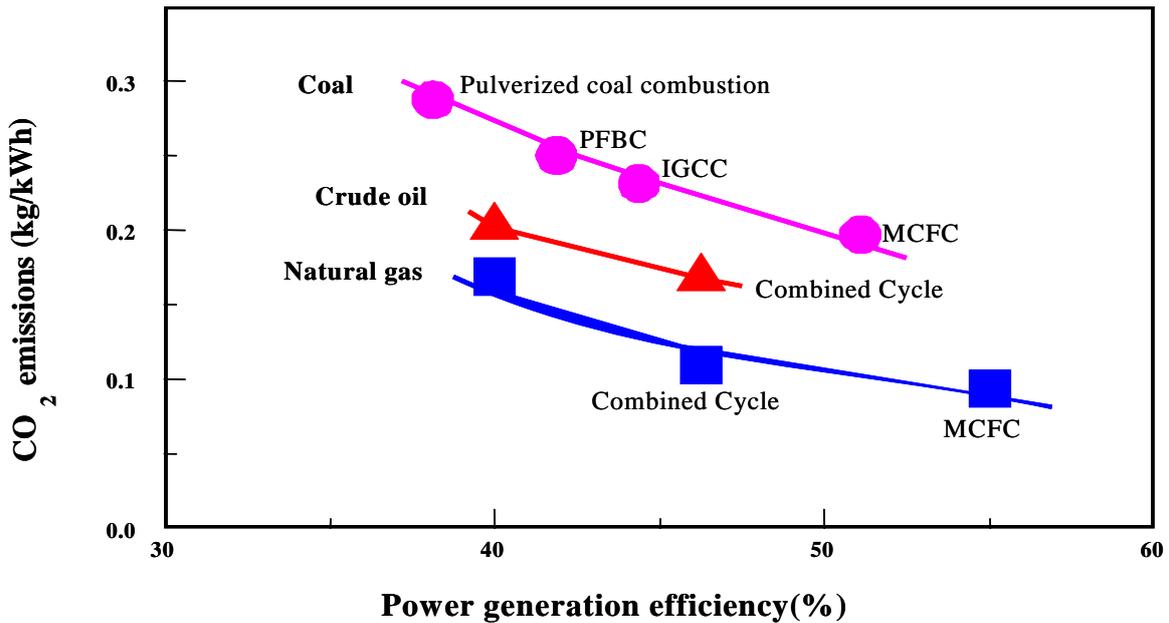
즉, 가스화반응에 의해서는 시료내의 상당부분 에너지가 CO나 수소같이 화학에너지를 가진 가스로 발생되고 이들 가스는 급속 냉각을 시키더라도 자체의 화학에너지가 그대로 유지되어 필요시 연소를 시키면 가스터빈이나 증기터빈을 통해 에너지를 재회수할 수 있는 유리한 점이 있다.

- * 석탄 내에 S성분이 많을수록 유리하다. 유황성분은 가스화반응에 의해 황화수소(H₂S)가스로 주로 발생되는데 정유공정에서 50년 이상 사용되어 오고 있는 Claus공정을 통하면 황화수소가스로부터 원소 유황이나 황산을 생산해낼 수 있다. 이들 유황이나 황산은 유상판매가 가능하게 되므로 시료내의 유황성분을 공해물질인 SO_x로 발생시키는 대신 판매할 수 있는 제품으로 추출해내게 되기 때문에 시료에 유황성분이 많을수록 연소처리 공정에 비해 더욱 경제적으로 유리하게 된다. 또한, 최근의 가스화기술은 모두 1,300°C 이상의 고온을 사용하므로 원료내의 무기물질은 용융 슬лак으로 생성되어 환경문제가 없는 건자재로 활용이 되기 때문에 석탄 내에 중금속 성분 등 불순물이 많이 있을수록 가스화기술이 유리하게 된다.

- * 가스화복합발전 방식으로 석탄을 활용하면 환경친화적이면서도 장기적으로는 최대 60%까지 고효율로서 활용이 가능하며, 지구온난화 및 공해문제를 동시에 해결할 수 있다. 석탄의 경우에는 지금까지 미분탄연소발전 기술을 적용하여 발전을 하고 있는데, 최근 부각되고 있는 환경문제와 CO₂ 문제 등에 효과적으로 대처키에는 기술적으로 한계가 부각되고 있는 상황이다. 가스화복합발전기술은 기존기술 대비 15-25%의 CO₂ 저감 효과를 얻을 수 있고 SO_x를 95% 이상 그리고 NO_x도 90% 이상 저감할 수 있다.

- * 환경적인 우수한 특성을 요약하면 다음과 같다.
 - 공해가스 측면
 - 환원성 분위기 반응으로 인해, 공해물질인 SO_x, NO_x 미발생, 대신 H₂S, NH₃로 발생하여 후처리가 용이하며 처리가스량이 저감
 - 고유황 시료일수록 연소공정에 비해 경제성 유리
 - 고온반응이므로 다이옥신 생성 억제

- 회재(ash) 처리 측면
 - 슬래크으로 발생, 중금속 용출문제 해결 및 재활용 가능
 - 미연탄소 0.5% 이내, 회재 내 유기물질 완전 파괴
- 에너지 측면
 - 연료의 발열량을 CO, H₂ 등과 같은 화학에너지로 변환시키므로, 급냉 등 후속공정에서 에너지손실이 최소화됨.



[그림 3] 발전기술별 발전효율과 CO₂ 저감 효과

o 가스화 공정별 특징 및 현황

* 가스화 공정은 그 반응 및 가스화 생성물의 목적에 따라 가스화기 및 조업조건 등이 결정되며, 일반적으로 가스화기 종류에 따라 분류층(entrained bed), 유동층(fluidized bed) 및 이동층(moving bed)으로 분류된다.

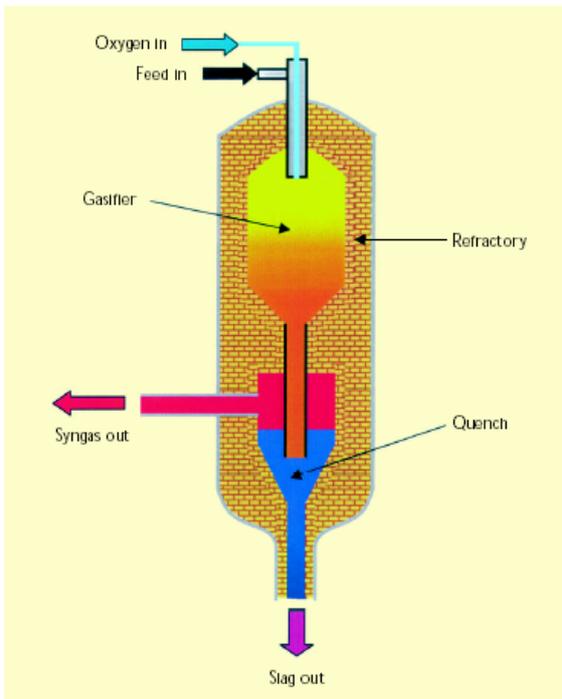
가. 분류층 가스화기(Entrained Bed Gasifier)

* 분류층 가스화기는 미분탄 혹은 분사된 액체연료와 반응기체가 병류(co-current)로 흐름을 가지며, 비교적 높은 반응온도(1,000℃ 이상)와 균일한 온도분포, 짧은 체류시간 그리고 빠른 반응 속도를 요구하게 된다. 이를 위해서는 연료는 매우 작은 입도로 투입되거나 분사되어야만 하며

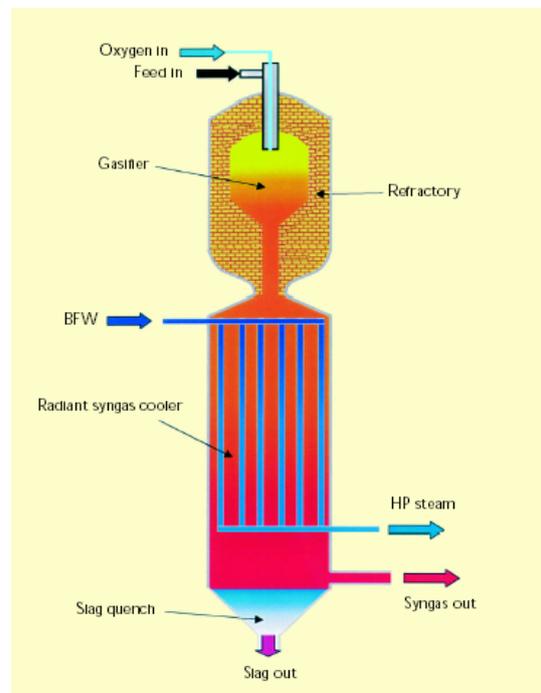
비교적 미분 석탄의 대용량 가스화나 오일의 분사 가스화 등에 적합한 반면, 미분화가 어려운 바이오매스나 폐기물에는 적합하지 않다. 분류층 가스화기에서는 높은 가스화 온도로 인해 회재의 처리가 molten slag로 배출되며, 대표적으로 Texaco, Shell 및 Prenflo 그리고 Destec 가스화기가 분류층 가스화기에 속한다. 이중 연료형식(습식, 건식)이 크게 대별되는 Texaco 및 Shell의 공정은 다음과 같다.

- * 1940년대 말에 처음 개발된 Texaco 가스화 공정은 천연가스의 reforming을 통해 synthesis gas를 얻어 liquid hydrocarbon으로 전환하는 공정으로부터 출발하여 NH₃ 생산을 위한 syngas의 생산 공정, 그리고 오일의 가스화를 거쳐 석탄 가스화 공정으로까지 발전하였다. 석탄가스화 공정의 상업화는 1983년 미국의 Eastman Chemicals사에 처음 시도된 것을 발판으로, 1984년에 Cool Water IGCC 공정이 운전되었으며, 현재 Texaco 가스화 공정을 통해 발전을 하는 IGCC 발전소는 석유 coke를 연료로 하는 EI Dorado(40MWe)와 석탄을 연료로 하는 Polk (250MWe)가 대표적이다.
- * Texaco 공정은 가스화 대상 연료가 습식방식으로 O₂와 함께 상단으로 주입되고 하부에서 syngas가 생성, 배출되는 형식을 띄며, syngas 냉각 방식에 따라 [그림 29]에 나타낸 바와 같이 두 가지로 구분된다. [그림 29] (a)는 syngas의 냉각방식이 하단부 물과 그 속의 급냉 튜브를 이용한 것이며, (b)는 열을 회수하여 스팀의 압력 및 온도를 올리는 공정을 추가한 방식을 갖는 syngas cooler 방식을 나타내고 있다. 가스화로 온도는 보통 1,250 ~ 1,450℃ 정도이며, 조업압력은 IGCC인 경우에는 30bar 그리고 chemicals의 생산에는 60 ~ 80bar 정도를 유지하게 된다.
- * Shell 가스화기는 1950년대에 개발되어 다양한 hydrocarbon을 synthesis gas로 전환하는 공정에 처음 쓰였으며 [그림 30], 1970년대 초반에 석탄을 이용한 가스화 공정에 적용하기 시작하였다. 이러한 석탄가스화 공정의 상업용 IGCC로의 적용은 1989년 네덜란드의 Buggenum(250MWe)공정이 있다.
- * 가스화기 온도는 1,300-1,500℃ 정도이고, 조업압력은 IGCC용으로는 5-30bar 그리고 H₂ 생산 공정에서는 60bar 정도로 유지된다. IGCC 공정에서 석탄(건식)은 O₂ 및 수증기와 함께 가스화기 하단부로 주입, 가스화

되며 H_2 , CO 및 소량의 CO_2 를 생성하게 된다. 석탄 회재는 molten slag 형태로 가스화기 내부 표면을 따라 흘러내려 가스화기 바닥의 water bath에서 냉각되며 일부는 가스화기 벽면에 부착되어 보호막을 형성하기도 한다. 가스화 생성가스는 가스화기 출구에서 냉각·재순환되는 fuel-gas에 의해 $900^{\circ}C$ 정도로 냉각되며, 다시 syngas cooler에서 $300^{\circ}C$ 까지 냉각되면서 고압 스팀과 중압 스팀을 생성하게 된다. 냉각된 syngas는 ceramic filter에서 미세입자를 포집하여 일부-약50%-는 가스화기 상부로 다시 보내져 냉각 fuel-gas로 사용되고 나머지는 배가스 처리 시스템으로 보내져 궁극적으로 가스터빈을 구동하게 된다.

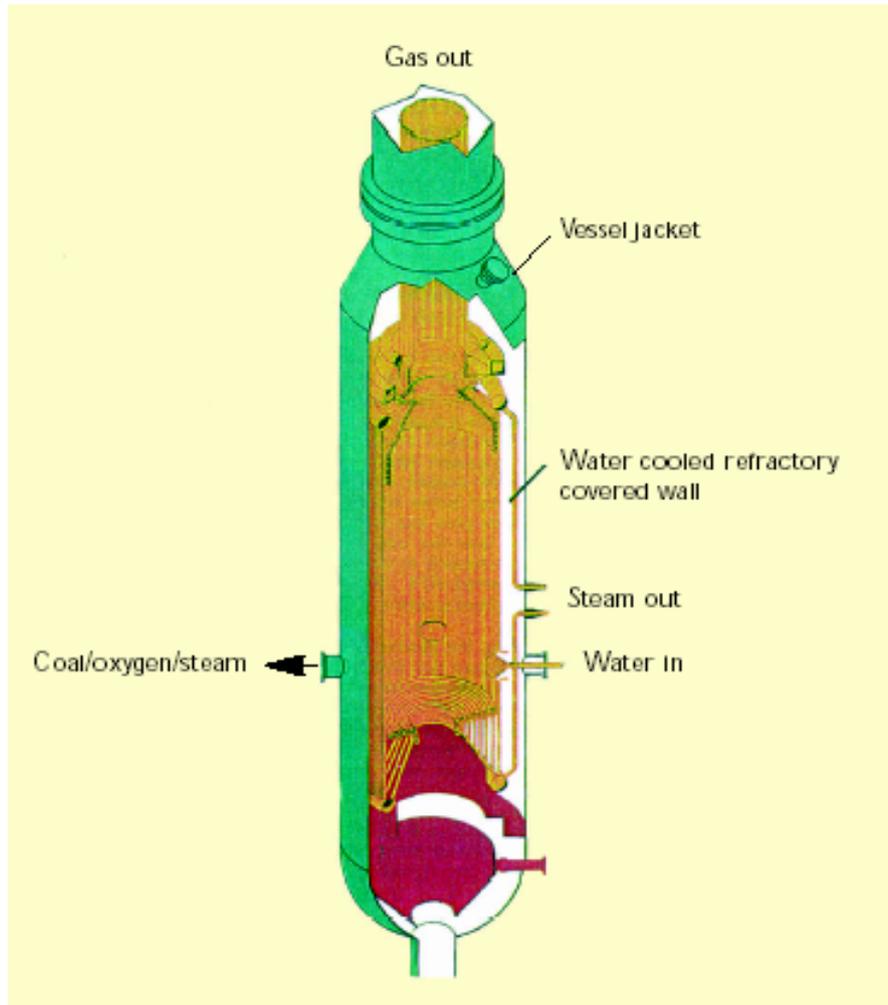


(a) Quench cooler



(b) Radiant syngas cooler

[그림 4] Texaco gasifier



[그림 5] The Shell coal gasifier

나. 유동층 가스화기 (Fluidized Bed Gasifier)

* 유동층 가스화기는 상향흐름을 갖는 반응기체로 인해 고체 층이 부유된 상태로 유동을 하며 혼합되어 가스화 반응을 일으키는 장치로 비교적 광범위한 연료를 사용할 수 있으며, 반응온도가 비교적 낮아(1,000℃ 이하) 회재가 건식으로 처리되어 회재의 slag 배출로 인한 열손실을 줄일 수 있다. 또한 회재의 융점이 매우 높아 분류층에 적합하지 않은 연료도 가스화에 이용할 수 있으나, 반면 연료가 점결성을 지니거나 회재 융점이 매우 낮아 입자가 뭉침이 일어날 경우에는 적합하지 않다. 대표적 유동층 가스화기로는 HTW(High Temperature Winkler), KRW, MBEL 가스화기 있다.

- * 독일의 Rheinbraun에 의해 개발 HTW 공정은 1920년대의 상압 Winkler 공정으로부터 출발하였으며, 초창기에 lignite를 연료로 사용하여 iron ore의 환원가스 생성에서부터 syngas의 생성 그리고 전력 생성에 이르기까지 그 응용범위를 넓혀 왔다. HTW 가스화기는 후에 KoBRA라는 IGCC 개발 연구에 의해 lignite를 사용한 air/O₂-blown 가스화기 개발을 1980년대 말에 시도하였으나 미분탄 화력 발전에 비해 경제성이 떨어져 그 개발이 중단되었다. 현재는 이러한 석탄가스화 공정개발을 기반으로 한 페플라스틱이나 페슬러지 등의 가스화를 통한 IGCC 공정 적용 개발 연구를 수행 중에 있다. 유동층 가스화기는 분류층 가스화기와는 달리 가스화기 온도가 800-900℃정도이며, 압력은 IGCC 목적일 경우 25-30bar 그리고 syngas 생성이 목적일 경우 10bar 정도로 조업된다.

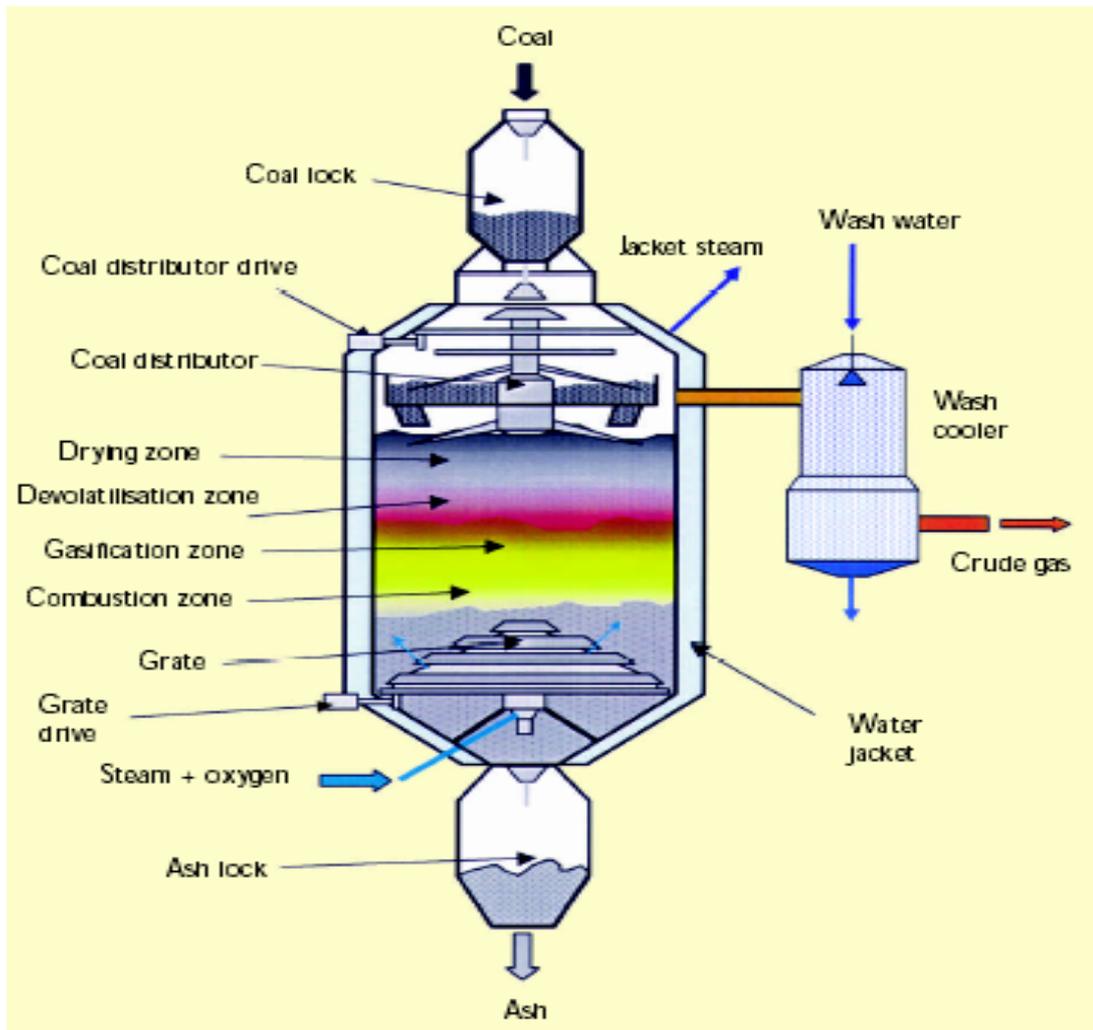
- * Westinghouse Electric사에서 개발한 KRW 유동층 가스화 공정은 미국의 Pinon Pine (100MWe) 프로젝트에 사용된 가스화기로 고온건식 석탄가스 정제시스템을 채택한 공기주입 가압유동층 IGCC 공정이다. 가스화 온도는 950-980℃정도이며, 고온정제를 채택한 황과 분진 제거 공정으로 인해 저온정제 가스화 시스템보다 고효율(40.7%)의 성능을 나타내고 있으며, 갈탄에서 무연탄까지 광범위한 연료사용이 가능하다. 또한, 황성분의 일부는 가스화기 내에서 석회석을 사용하여 제거하는 공정을 띄며, 나머지는 고온건식 탈황설비에서 고속 유동층을 이용한 흡수탑과 재생탑에서 연속적 제거 공정을 갖도록 구성되어 있다.

- * British Coal Co.에 의해 개발된 MBEL 유동층 가스화기는 ABGC (Air Blown Gasification Cycle) 공정으로 이루어져 있으며, 가스화기에서 공기에 의해 연료의 가스화가 약 80%정도 이루어지며 나머지 미전환 탄소는 순환유동층에서 연소를 이루는 공정으로 구성되어 있다([그림 31] 참조).

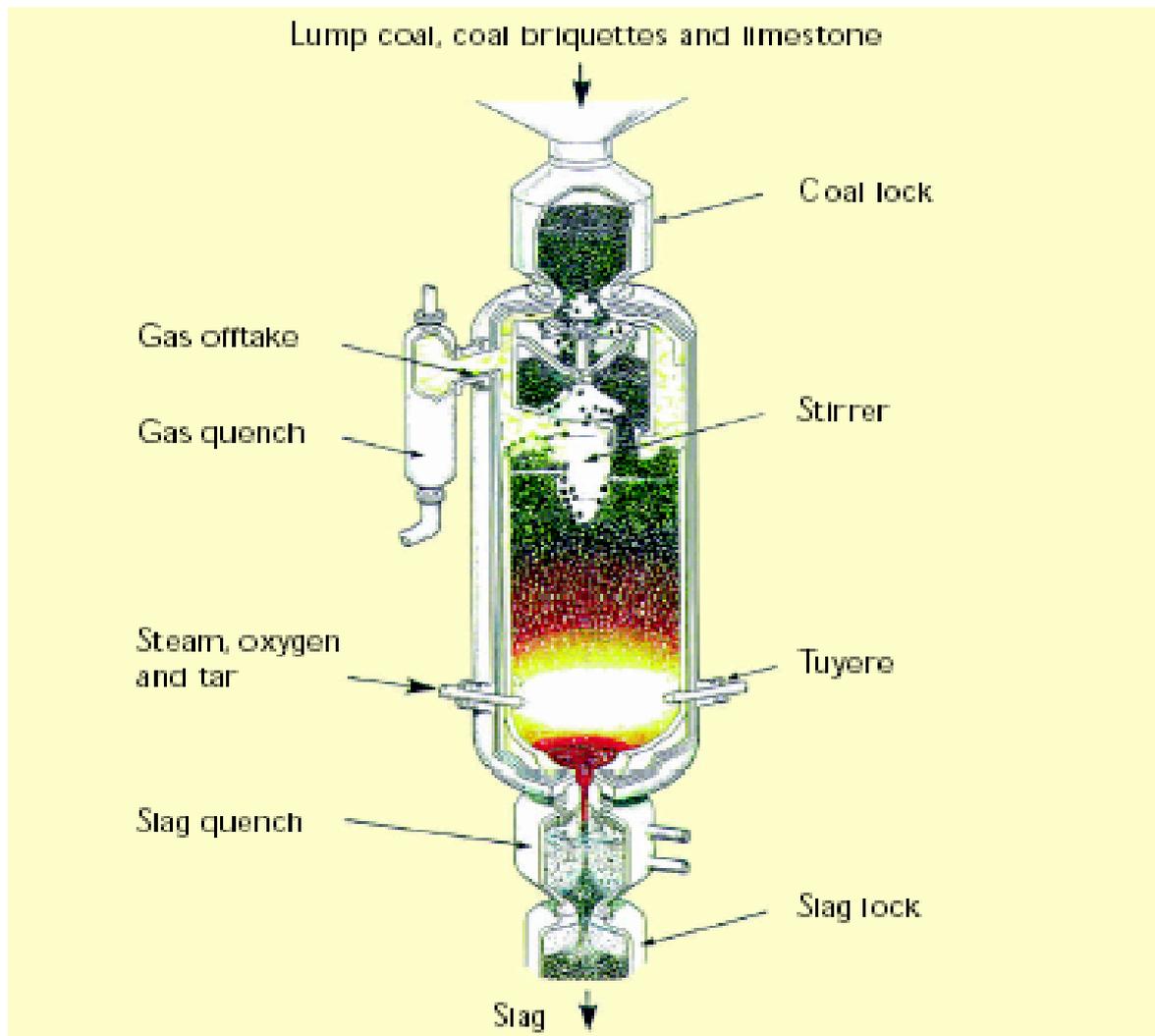
- * 가스화공정에서는 20-25bar의 가압된 약 1,000℃의 가스화기에서 연료 탄소분의 80%정도를 가스화하여 저 열량 가스를 생성, 가스터빈을 구동시키며, 나머지 미전환 탄소는 냉각, 감압되어 순환유동층으로 이송되어 상압에서 연소를 이뤄 스팀을 생성하게 된다. 가스화기 내부에서 황성분은 석회석에 의해 calcium sulphide로 전환되고 이는 다시 순환유동층으로 보내져 연소에 의해 calcium sulphate로 전환된다. 이러한 ABGC 시스템은 비교적 높은 효율(44.7%)을 나타낼 것으로 평가된다.

methanol 그리고 liquid fuel 등의 생산을 목적으로 한 Town Gas 및 syngas의 제조에 사용되었다. Lurgi 가스화 공정을 이용한 전력생산은 독일의 Lünen에 공기를 이용한 가스화기 설치가 처음으로 시도되었으며, 이 밖에 미국 북부 Dakota의 Great Plains SNG 공정과 남아프리카 공화국의 Sasol 공정이 대표적이다.

- * Lurgi dry ash 가스화기는 [그림 32]에 나타난 바와 같이 lump형태의 연료가 상부에서 가압·투입된 후, 건조 및 탈 휘발 과정을 통해 가스화 영역으로 점차 하향 이동되어 가스화 및 부분 연소가 이루어진다. 이때 가스화 영역의 온도는 1,000℃정도이며, 상부 가스출구의 온도는 300~500℃정도로 비교적 온도차가 크게 나타난다. Lurgi 가스화기의 특징은 하단부로 주입되는 수증기와 산소의 비가 비교적 높아(4~5 : 1) 온도가 낮게 유지되고, 이로 인해 회재의 배출이 dry 형태로 가능하게 된다. 가스화기는 water jacket으로 둘러싸여 있어 스팀을 생성하게 되며, 이 스팀은 다시 공정에 사용된다.
- * British Gas' Westfield Development Center에서 1970년대 석탄으로부터 SNG 생성을 위해 개발된 BGL 가스화기는 Lurgi dry ash 가스화기와 조업 및 그 구성 형태가 비슷하나, [그림 33]에서 보는 바와 같이 BGL 가스화기는 상부에 caking coal의 분산투입을 위한 교반기가 있으며, 상부로 배출된 미반응 탄소와 tar는 배가스 처리부를 지나 다시 층하단부의 산소와 스팀 공급용 tuyser를 통해 재순환하는 구성을 지닌 점이 다르다. 또한 공급되는 수증기와 산소비가 비교적 작아 (0.5 : 1) 연소 및 가스화 온도가 Lurgi dry ash 가스화기보다 높아 회재의 배출이 molten slag로 이루어진다. 총괄 가스화 반응은 Lurgi dry ash 가스화기와 마찬가지로 가스화기 상부에서는 건조 및 탈휘발이, 중간영역에서는 가스화가 이루어지며, 하단부에서는 연소가 이루어지는 공정으로 구성된다. 이러한 반응으로 인해 하부에서 생성된 CO₂는 중간 가스화 영역에 가스화제로 이용되며, 상부에서의 탈휘발은 배가스 내에 많은 tar 및 메탄 등의 고발열량의 생성가스를 포함하게 된다. BGL 가스화기는 운전형식이 moving bed임에도 불구하고 재순환 장치의 구성으로 인해 비교적 적은 입자(<6 mm)의 처리가 가능하다는 장점이 있다. 현재는 SNG 생성 공정의 이용뿐만 아니라, IGCC 공정에도 적용되고 있으며, Fife Power에서 석탄 및 슬러지 그리고 도시 폐기물에 이르는 광범위한 연료를 사용한 대규모 가스화 공정(400 MWe)을 개발 적용 중에 있다



[그림 7] Lurgi dry ash gasifier



[그림 8] The BGL gasifier

<표 1> 상용가스화기 프로젝트

Gasification Plant Owner	Location	Gasification Technology	MW th SG output	Startup Year	Feed/Product
Sasol-II	South Africa	Lurgi DryAsh	4,130	1977	Subbit.coal/FT liquids
Sasol-III	South Africa	Lurgi DryAsh	4,130	1982	Subbit.coal/FT liquids
Repsol/Iberdrola	Spain	Texaco	1,654	2004 ^a	Vac.residue/Electricity
Dakota Gasification Co.	United States	Lurgi DryAsh	1,545	1984	Lignite&Refinery residue /electricity &H ₂
SARLUX srl	Italy	Texaco	1,067	2000 ^b	Visbreaker residue /Electricity &H ₂
Shell MDS Sdn. Bhd.	Malaysia	Shell	1,032	1993	Natural gas /mid-distillates
Linde AG	Germany	Shell	984	1997	Visbreaker residue /H ₂ & methanol
ISAB Energy	Italy	Texaco	982	1999 ^b	ROSE asphalt /Electricity & H ₂
Sasol - I	South Africa	Lurgi DryAsh	911	1955	Subbit.coal/FT liquids
Total France/EDF/Texaco	France	Texaco	895	2003 ^a	Fuel oil/Electricity &H ₂
Unspecified owner	United State	Texaco	656	1979	Natural gas /Methanol & CO
Shell Nederland Raffinaderij BV	Netherlands	Shell	637	1997	Visbreaker residue /Electricity &H ₂
SUV/EGT	Czech Republic	Lurgi DryAsh	636	1996	Coal/Electricity &Steam
Chinese Petroleum Corp.	Taiwan	Texaco	621	1984	Bitumen/H ₂ & CO
Hydro Agri Brunsbuttel	Germany	Shell	615	1978	Hvy.vac.residue/Ammonia
Public Service of Indiana	United State	Destec	591	1995	Bit.coal/ Electricity
VEBA Chemie AG	Germany	Shell	588	1973	Vac.residue /Ammonia &Methanol
Elcogas SA	Spain	PRENFLO	588	1997	Coal & Petcoke /Electricity
Motiva Enterprises LLC	United State	Texaco	558	1999 ^b	Fluid petcoke /Electricity & Steam
API Raffineria di Ancona S.p.A.	Italy	Texaco	496	1999 ^b	Visbreaker residue /Electricity
Chemopetrol a.s.	Czech Republi	Shell	492	1971	Vac.residue /Methanol & Ammonia
Demkolec BV	Netherlands	Shell	466	1994	Bit.coal/ Electricity
Tempa Electric Co.	United State	Texaco	455	1996	Coal/ Electricity
Ultrafertil S.A.	Brazil	Shell	451	1979	Asphalt residue/Ammonia
Shanghai Pacific Chemical Corp.	China	Texaco	439	1995	Anthracite coal /Methanol & Towngas
Exxon USA Inc.	United State	Texaco	436	2000 ^b	Petcoke/Electricity &Syngas
Shanghai Pacific Chemical Corp.	China	IGT U-GAS	410	1994	Bit.coal /Fuel gas & Town gas
Gujarat National Fertilizer Co.	India	Texaco	405	1982	Ref.residue /Ammonia & Methanol
Esso Singapore Pty.Ltd.	Singapore	Texaco	364	2000 ^b	Residual oil/Electricity&H ₂
Quimigas Adubos	Poryugal	Shell	328	1984	Vac.residue/Ammonia

^a Plant is currently in advanced engineering

^b Plant is currently under construction

^c SG Output : Synthesis gas output

o 관련 기술의 국내외 현황

가. 국내의 경우

* 석탄가스화의 원리를 이용한 사업의 국내 첫 사례로서 1950년대 말에 전남 나주비료공장에 설치된 국내 무연탄을 이용한 석탄가스화 암모니아 제조 플랜트를 들 수 있으나 탄종에 따른 공정선택이 잘못되어 실패하였다. 이후 석탄가스화복합발전에 관한 연구는 학계 및 연구소 주도하의 기초연구를 제외하면 거의 없다고도 할 수 있는 실정이었으며 국내기술 축적도 아주 부족한 실정이었다. 이는 가스화복합발전 관련기술이 고도의 첨단성을 요구하며, 연구개발에 소요되는 비용이 막대하며 몇 십 년 이상의 장기적인 기술개발이 요구되나, 인적·물적 자원이 부족한 국내의 여건상 기술개발에의 투자가 부족하였기 때문으로 분석된다.

* 석탄가스화복합발전에 대한 지금까지의 현황은 다음과 같다.

- 1988 ~ 2002년까지 IGCC 분야의 기술개발에 총 282억원을 투자 (37개 과제, 정부 171억원)하였음.
- 투자환경의 열세로 기반기술 및 BSU(Bench Scale Unit)급 설비 설계, 설계 및 운전기술 개발에 주력 되어 왔음.
- 고온탈황 및 고온집진 분야는 선진국 수준의 기술력 확보함. 설비 규모면에서는 크게 열세임.
- 석탄 간접액화기술은 파일럿급 가스화 설비는 갖추어져 있으나, 간접액화 기술 자체에 대한 개발 투자는 아직 이루어지지 못함.
- 1-3톤/일급 Pilot 설비 기술개발로 장시간 석탄합성가스 공급이 가능해 짐에 따라, 복합발전 이외에 Dimethyl Ether(DME), 메탄올, 디젤유/휘발유 생산 공정 연구 등이 가능한 수준 도달함.
- 공정 및 단위장치 전산해석 분야는 선진국 수준이나, 대형 플랜트 설계 및 운전경험이 없음.
- 일부 분석설비와 전계장 부품류의 대부분을 국내업체로부터 공급받는 수준에 도달하여 기술개발 자금의 국내 선순환이 이루어짐.

<표 2> 2002년까지의 국내 IGCC 기술개발 투자설비 내역

설비	위치 (설치년)	연구기간	투자내역 (순수설비비)	연구 및 운전 목적
건식석탄 가스화설비 (3톤/일)	아주대 (1994)	'93-'02	설비투자비 37억원	-국내수입 탄종별 가스화 특성 자료 구축 -IGCC용 최적 석탄특성인자 결정 -가스화/탈황/집진시스템 연계 공정 및 운전기술 개발
습식석탄 가스화설비 (1톤/일)	에기연 (1994)	'93-'02	설비투자비 13억원	-국내수입 탄종별 가스화 특성 자료 구축 -습식가스화 운전기술 개발
액상시료 가스화설비 (1톤/일)	에기연, 고기원 (2002)	'01-'02	설비투자비 7억원 (과기부 NRL 3.5억원)	-정유사 등 향후 액상시료 가스화 기반기술 확보
고온탈황설비 (10m ³ /hr)	에기연 (1997)	'95-'02	설비투자비 8억원	-탈황제 제조공법 개발 -고온탈황공정 기술 개발

나. 국외의 경우

- * 최근 주요 선진국들은 실증플랜트 건설·운영을 위해 민간과 정부가 공동 노력중이며, 차세대 발전기술 분야의 수출전략 산업으로 육성 중이다.
- * 가스화복합 발전기술은 미국, 독일, 네덜란드 일본이 각국의 정부지원에 입어 (미국 50%, 유럽 10%, 일본 90%) 차세대 환경친화적 발전기술로서 상용화 바로 전(前)단계인 실증 플랜트의 설계/건설/운전 단계에 이르렀으며, 300 MW급 5기(미국 3기, 네덜란드, 스페인 각각 1기)가 실증 플랜트가 운전중이다.
- * 미국은 Vision 21 프로그램을 통하여 가스화기술의 개발이 key core technology의 하나로 인식하여 중점개발하고 있으며, 특히 fuel-flexible 발전소의 개발에 주요한 초점을 맞추고 있는데, 석탄을 사용한 경우 2015년까지 60%의 효율 달성이 가능한 시스템구성을 목표로 하고 있다. 석탄 IGCC 발전소는 250-300 MW급 3기를 운영중이다.
- * 일본은 Sunshine 프로젝트의 일환으로서 1983년부터 수조원을 지원하여 2톤/일급 설비로부터 1997년에 200톤/일급 IGCC 시험플랜트에 대한 가동을 마쳤고, 200톤/일급 시험플랜트에 90%의 비용을 정부에서 지원하

였다. 그 동안 자체기술로 개발하여 온 가스화기술 등을 일본 업체들의 설계와 제작을 거쳐 250 MW급 석탄 IGCC발전플랜트를 9,700억원중 정부 1/3 보조를 받아 2004년부터 건설중에 있다. 특히, 일본은 Chiyoda가 엔지니어링 설계분야를 담당하고 미쓰비시 중공업이 설비제작을 담당하는 등 자체 국산화가 가능하도록 정부와 업체가 협조하여 대처하고 있다.

- * 중국은 외국기술을 도입하여 석탄 2,000톤/일급 3기와 900톤/일급 1기를 '04년과 '05년에 준공하여 운전예정인데 석탄가스를 암모니아가스로 합성하여 비료를 생산하거나 합성가스를 가공하여 화학원료로 사용하고자 하며, 비료생산용 990톤/일급 석탄가스화플랜트는 2000년부터 운전중에 있다.
- * 대만은 2002년도에 1톤/일급 석탄 IGCC pilot 설비를 미국 GTI에 용역을 맡겨 설계하여 2004년 12월에 완공하였다.
- * 호주는 1999년 10월에 독일 DMT로부터 270만 호주달러 (21.6억원)를 들여 10 kg/hr를 10기압까지 가스화 시킬 수 있는 분류층 건식 가스화설비를 준공하였으며, 2000년 6월부터 운전중이다.

<표 3> 주요 선진국의 석탄 IGCC 기술개발 현황

미국	- 상용급 IGCC 플랜트에 대해 건설비와 운영비의 50%까지 지원 (DOE 프로젝트) - Vision21 프로그램으로 고효율(60%)의 Fuel-flexible 기술개발 추진
일본	- 200톤/일 규모의 IGCC Pilot plant에 대해 90% 정부지원(Sunshine 프로젝트) - 250MW급 석탄IGCC 발전플랜트 건설중 (총 9,700억원중 정부보조 1/3)
유럽	- 네덜란드, 독일, 스페인, 이탈리아 중심으로 IGCC 실용플랜트 건설·운영

<표 4> 국외 석탄가스화 에너지 활용 Project 현황

프로젝트	원료	내용
Wabash river repowering project (미국)	석탄	<ul style="list-style-type: none"> · 100 MW 미분탄연소발전 플랜트를 262 MW IGCC 플랜트로 repowering(1998부터 실증 실험중) · Single-train, 산소사용 DESTEC 가스화기 · GE 7FA 가스터빈 채용 · 세라믹필터 및 염소성분 침적 문제점 발생 · 총 건설비용 438백만달러 소요 · SO₂ 92%, NO_x 90% 제거 효율
Demkolec Buggenum (네델란드)	석탄	<ul style="list-style-type: none"> · 253 MW greenfield 플랜트(1995년부터 가동) · Single train, 산소사용 Shell 가스화기 (2,000T/D)
Puertollano Project (스페인)	석탄, petroleum coke	<ul style="list-style-type: none"> · 335 MW greenfield 플랜트(1995년부터 가동) · Single-train, 산소사용 Prenflo 가스화기 : firing 50/50 petroleum coke/coal · 190 MW Siemens V94.3 가스터빈, 145 Siemens reheat 스팀터빈 사용
German Trigeneration Project (독일)	석탄, 도시폐기물	<ul style="list-style-type: none"> · 2기의 산소사용, 용융가압 고정층 가스화기 · 석탄, Municipal wastes를 사용 · GE frame 6 가스터빈 채택 · 전기, 메탄올, 스팀, Gypsum 생산

o 기술개발의 중요성

- * 우리나라와 같이 에너지원의 97%를 수입에 의존하고 전체발전량의 30% 가량을 석탄에서 충당하는 현실에서는 환경문제를 근원적으로 해결하면서 50%이상 60%까지 효율을 높일 수 있는 가스화복합발전과 같은 기술이 석탄에너지의 효율적 활용 측면에서는 반드시 필요하다.
- * 환경과 에너지 문제가 점차 심각해지고 일반인들의 인식도가 높아지는 상황에서는 현재와 같이 연소보일러 방식의 석탄에너지 활용은 점차 환경문제가 적은 가스화에 근거한 방식으로 전이될 것이다. 단지, 얼마나 경제성 있고 안정성 있게 공정을 구성하는가가 실용화를 결정하는 가장 중요한 기술개발의 인자이다. 현재 국내의 IGCC 기술은 대형 플랜트에 대한 경험이 부족한 실정이지만, 각 단위 장치 또는 단위 시스템에 대한 운전경험 및 설계능력은 선진국에 비하여 떨어지지 않는 상황이므로 부족한 기술에 대한 대비가 필요하다.

* 석탄 신발전기술중에서 가장 환경오염물질의 배출이 적고 연료전지 기술과 연계될 때에는 에너지 이용효율이 최대 60% 이상에 달하고, 이에 따라 CO₂ 저감도 25%까지 가능한 기술이 석탄가스화 복합발전 기술이다. 아직 1930년대부터 발전되어 사용되고 있는 미분탄연소발전 기술에 비해 공정의 신뢰도가 낮고 건설비가 15% 정도 고가이나, 차세대 발전기술로서 국내에 조만간 활용될 것은 자명하다. 따라서 국내의 석탄발전소 신규건설과 re-powering 때에 가스화 방식이 적용하는 경우에 대한 국내기술의 축적이 요구되고 있다.

o 당면과제 및 애로기술 확보방안

* 해외 상용규모인 300 MW급 대형 플랜트를 건조할 투자비용 및 설계/건설/운전 등을 위한 기반기술이 부족하다. 강점인 국내 중공업체들의 대형 플랜트 건조능력을 활용하는 추진체계 구축이 필요하다.

* 국내 SO_x, NO_x, CO₂ 등 환경규제치가 기존설비를 일부 보완하여 달성 가능하므로 신석탄발전소 건설에 대한 시급성이 없어 석탄 IGCC 발전소의 건설이 지연되고 있다.

* 전력회사 분할에 따른 신석탄발전소 건설주체가 불명확하고 단기이익을 위해 천연가스 발전소를 선호하는 추세로 인해 국내 석탄가스화 시장의 창출이 지연되고 있다. 이에 대해서는 외국과 같이 정부주도의 지원책이 필요한 상황이다.

* 석탄가스화 에너지와 같이 수백 MW 규모의 대규모로 활용이 되는 부분에서 국내기술 개발에 대한 인센티브가 없는 상황에서는 외국기술을 그대로 도입하여 사용하게 되는데, 적어도 설비의 대부분을 국내에서 제작할 여건의 구비는 정책적으로 추진될 필요가 있다. 가스화와 같은 고온 고압 공정기술에 막대한 자금과 기술 인력이 투입되나 개발된 이후 사용에 대한 인센티브가 없으므로 비싸더라도 외국설비를 도입하게 되는 상황을 타파키 위해서는 국내 민간 기업에서의 수요가 있다면 적극적인 기술개발 투자에 대한 인센티브가 필요하다.

* 석탄가스화 및 합성가스 정제기술은 비용을 더 지불할 의지만 있다면 turn-key로 외국에서 도입하고 운전도 해외용역으로 추진할 수 있다. 그러나 미국, 일본의 추진방향을 참조하여 보면 석탄가스화기술은 향후 석탄발전 기술자체가 나아가야 할 방향으로 알려지고 있으므로, 국내 자체 기술의 필요성은 상존한다. 석탄 IGCC 발전소의 경우는 1기가 4,000억 원이 넘는 대형 설비투자 사업이므로, 이를 외국에 전적으로 의존하는 데는 한계가 있을 수밖에 없다. 이에 대한 민간과 정부의 인식전환이 필요한 시점이다.

* 국내의 제한된 자금과 인력으로 석탄 IGCC와 같은 대형 플랜트기술에서 외국과 경쟁하는데 한계가 있는 점과 민간 기술개발 투자에 대한 회수율이 낮다는 점이 가장 큰 제한요인이다.

○ 국산화 필요 여부

가. 개발기술의 보급 환경

* IGCC 는 석탄을 이용하면서도 환경친화적 발전이 가능하다는 장점으로 인해, 최근 들어서는 차세대 석탄 화력 발전 기술로서 부각되고 있으며 더 나아가 IGCC 는 미분탄 연소방식으로 운전되고 있는 종래의 노후 화력 발전소의 repowering 에도 매우 강력한 대안으로도 평가되고 있다. 또한 IGCC 는 석탄 이외에도 오리멸전, 중질잔사유, biomass 및 폐기물을 대체연료로 활용이 가능하므로, 에너지 자원이 적은 우리나라의 실정에 매우 적합한 발전 방식으로 고려되고 있다.

* 국내에서도 이러한 IGCC 기술의 중요성 및 미래 수요를 일찍이 예측하여, 1980년대 후반부터 본격적인 기술 개발 노력이 이루어 졌으며, 근 10여 년간의 기술개발 과정을 거치면서 한국형 IGCC 의 개발을 위한 요소 및 시스템 기술들이 국내 기술진들에 의해 독자적으로 완성되었다. 그리고 이러한 IGCC 관련 기술들은 향후 지속적으로 이루어질 연구/개발 프로젝트를 통해 통합, 보완돼 나아가면서 국내 IGCC 발전소 설계 및 엔지니어링을 위한 기술 기반으로 활용될 수 있을 것이며, 이를 통해 국내에서도 IGCC 발전소라는 국제경쟁력을 갖춘 고부가가치의 상품 창조가 가능하리라 보인다.

나. 국산화 필요성 및 개발 전략

- * 차세대 석탄이용 기술의 핵심에 해당하는 석탄가스화기술은 미국과 일본, 유럽의 상용화 추세로 보아, 향후 21세기 석탄에너지 이용기술의 큰 축이 될 것이다. 에너지기술을 전적으로 해외에 의존할 수 없으므로, 국내 가용한 자원을 최대한으로 활용하는 기술개발이 필요한 시점이며 관련 기반기술의 축적을 위해서 국산화 기술 개발이 더욱 필요하다.
- * 1기당 4,000-8,000억원에 달하는 석탄 IGCC 플랜트에서 설비 국산화율을 극대화 위해서는 석탄가스화 실증 test bed가 필요하며, 국내 IGCC 플랜트에서 사용할 석탄에 대한 가스화 자료는 자체 확보하여 국내에 건설되는 신규 플랜트에 대한 시행오차를 줄이는 자료 축적과 이를 통한 장기적 해외 플랜트기술 수출을 위해서도 국산화 기술 개발이 필수적이다.
- * 향후 60% 이상의 발전효율이 가능한 가스화연료전지(IGFC) 기술의 핵심기술로서 가스화, 고온탈황, 고온집진 기술이 활용 가능하므로 이에 대한 설비와 공정기술에 대한 개발이 이루어져야 하며 가스화를 통한 합성가스를 사용하여 합성 휘발유/디젤유 및 DME 등 대체연료 공정기술 개발 등의 다양한 기술개발이 가능하도록, 합성가스 제조설비 체계를 국내에 구축할 필요가 있다.
- * 현재 미국, 유럽, 일본에서 진행되고 있는 가스화, 탈황, 집진부분들에 대한 기술개발의 문제점들과 현재 조치하고 있는 내용, 그리고 이에 수반되는 핵심기술 내용, 이에 대한 국내 연구진들이 개선하여 경쟁할 수 있는 방안을 다음과 같이 요약하였다.

<표 5> 가스화 공정의 국산화 기술 사항 검토 분석표

문제점	대상플랜트	현황(조치내용)	핵심기술	국내 개선 방안
석탄가스화 장치				
버너팁의 마모	Ube Ammonia	고강도 버너팁 재질교체	고강도 합금	버너팁 구조 및 팁의 고온부 냉각
슬랙탭의 파손	Nakoso IGCC	내화재 재질 보완	고온 내화재성분 및 냉각방식	고온 합성 내화재설치
석탄의 전환 반응	Tampa(Texaco)	6 개 탄종선정시험	반응성 사전시험 및 주요물성	탄의 Reactivity 분석 및 주요 물성 데이터 적용
Coal Slurry 유동성	Tampa(Texaco)	슬러리 유동성 증가를 위해 첨가제	계면활성제 및 화학 조성	슬러리 농도에 따른 계면활성제 첨가
가스화기 용융슬랙 형성 부위				
Throat 부위에 슬랙 침적	200t/d Nakoso Pilot plant (일본)	Throat 부위의 직경을 확대 슬랙의 침적을 최소화 /슬랙의 원활한 배출 유도	슬랙의 유동 특성	<ol style="list-style-type: none"> 1. 슬랙의 유동 특성을 고려한 슬랙 배출 부위 설계 2. 고융점 슬랙의 경우 용제 첨가량과 용점과의 상관관계 도출
회용점 강화 방안	Destec, Prenflo, Shell, Texaco	회용점 강화 때문에 용제를 사용함	회용점 강화용 용제 사용	<ol style="list-style-type: none"> 1. 용제로서 석회석 대신 백운석 사용 가능성 검토 2. 슬랙 흐름 특성과 가스화기 온도와의 상관관계 도출 3. DTA 및 회분조성에 의한 간편한 용융 특성 평가 기술 4. 회분중 염기성 성분이 높은 탄을 선정하여 슬래깅온도를 낮추어야 함 5. 용제첨가시 CO₂ 반응성이 증가되므로 용점강화를 위해 석탄 혼합방법이 요구됨
가스화기로부터 생성된 slag의 fine 과 slag의 혼합	Tampa	<ol style="list-style-type: none"> 1. 현재장치로는 높은 O&M cost 소요 2. 생성 slag의 recycling (rotary vaccum drum system) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 연속적인 slagging 운전기술 2. 무기물 용융 mechanism 규명 및 설계용융 기술 3. 회용융온도/상평형도/중금속거동 해석기술 	선회식 가스화기 설계로 slag 생성 극대화
내화재 수명단축	Tampa(Texaco)	내화재 수명 : 6 개월	내화재/재료부식 선정/평가기술	국산 내화재 제조, hot test 실시
Slag taphole plugging	Destec	Excessive foreign material in coal feed에 의한 plugging	Dense phase 고압 분체이송 기술	Slag tap 고압 pilot burner system 설계/운용
좌 및 비산회의 재순환 부위				
좌 및 비산회의 재순환	Prenflo	좌 및 비산회를 재순환하여 가스화기로 공급함	좌 및 비산회의 재순환 기술	국내의 경우 좌 및 비산회의 재순환 기술을 적용한 테스트가 필요

문제점	대상플랜트	현황(조치내용)	핵심기술	국내 개선 방안
IGCC Process 운전시 슬래깅 현상에 의한 문제점				
가스화 공정 물리/수학적 모델링에 대한 계산 data 결여	British Gas/Lurgi slagging gasifier (United Kingdom)	1. 1400-1800K 의 온도범위에서 측정된 용융범위, density, thermal expansion, surface tension 및 점도에 대한 data 취득 2. 실험 data 와 비교하여 슬래깅의 화학적 조성의 기초를 바탕으로 수학적 모델 설계	1. CaO Flux 첨가를 통한 용융 슬래깅의 성질 조절 2. Mossbauer 분석을 통한 (Fe/Fe ²⁺ /Fe ³⁺)비를 비교하여 슬래깅 성향 평가	1. 가스화기에 적합한 탄을 대상으로 FeO/Fe ₂ O ₃ /Fe 사이의 철의 분포에 따라 슬래깅의 물리적 성질 2. 대상탄과 가스화기 내벽을 구성하는 내화제와의 반응성 및 용착 성상 비교
IGCC Process 운전시 슬래깅 현상에 의한 문제점				
고압 가스화 조건에서의 슬래깅 용착현상에 대한 data 결여	Edison's Cool Water power station (USA)	가압, 환원성 분위기, 긴 residence time, 시스템의 복잡성 등이 bench scale 운전과 열역학적 계산을 어렵게 함	1. 열전달 튜브에서 생성되는 회용착 입자는 1µm- 10 µm 사이의 입자임을 밝힘 2. Metal sulfide 와 fluoride, chloride 의 화합물이 수관벽과 비산화입자 표면에 형성	1. 가스화기에서의 생성된 배가스와 비산화기 열전달면에서 생성하는 용착회분에 대한 운전조건에 따른 data 습득 2. 가스화기 용착회분제거 plant design 제시
가스화 과정의 효율, 장시간 연속운전, 대상탄의 적용성, 환경적 적합성면에서 슬래깅에 의한 문제발생	HYCOL (hydrogen from coal) Japan's national coal gasification programme	초기 장시간 연속운전에 슬래깅 문제발생	1. 용착면과 슬래깅 사이의 점착력에 대하여 산화/환원 조건에서의 온도 함수로 도출 2. 냉각 튜브내에서 용착 성장의 요소중 iron sulfide가 핵심 요소로 파악	1. 가스화기에 적합한 탄을 대상으로 상이한 운전조건에 대한 슬래깅 성상 파악 2. 대상탄과 가스화기 내벽을 구성하는 내화제와의 반응성 및 용착 성상 비교
열교환기				
Ash plugging	Tampa	1. Erosion 과 velocity 의 상관관계가 중요한 전변수 2. 현재 long radius elbow 사용	1. 용융물질 연속 유동성 유지기술 2. 시료특성별 용융로 설계/운전/제어기술	Slag 별 특성조사 및 최적 운전 조건 확립
Gas to gas 열교환기의 corrosion 발생	Tampa	1. 무기물중 Cl 에 의한 pitting 과 plugging 으로 corrosion 발생 2. Gas to gas 열교환기 해체	무기물 용융 mechanism 규명 및 설계 응용 기술	1. Radiant cooler 내 fouling factor 값의 정확한 측정 및 예측모델 개발 2. Cl 의 정확한 거동 측정 및 예측모델 개발
Radiant cooler 의 ash deposition	Destec	Geometry/Velocity change	최적 열회수용 radiant cooler 설계 기술	요소부위 설계 simulator 개발
Radiant cooler 의 설계오류	Tampa(Texaco)	부적절한 fouling factor 선정으로 cooler 성능 저하	“	Radiant cooler 내 fouling factor 값의 정확한 측정 및 예측모델 개발

- * 석탄가스화 기술개발은 상용급 규모가 수백 MW급에 해당하므로, 국내의 기술개발 투자규모로는 선진국과 같은 규모의 설비를 통한 기술개발이 불가능하므로 이에 따른 추진전략이 필요하다.
- * 기술전략의 방향은 크게 두 가지로 나눌 수 있다. 국내에서 가용한 자금 규모에 맞는 pilot 설비를 구축하고 국내에서 사용할 시료를 사용하여 전체공정을 실증하는 전략으로서, 미국과 유럽 등지에서 겪었던 운전상 문제점들이 국내에서 재발되지 않도록 운전 및 설비의 특성 자료를 제공하는 것이 첫째 방향이다. 그 다음은 국내에 건설되어 운전될 때 필요한 핵심 설비와 부품에 대한 국산화율을 제고하기 위한 제반 기술개발의 방향이다. 이를 요약하면 다음과 같다.
 - 국내 투자규모, 기술수준 및 향후 국내 보급 환경에 적합한 규모의 실증설비 개발 추진
 - 국내업체의 제작/건설기술 등 산학연의 기반기술을 활용할 수 있는 추진체계 구성하여 기술개발의 효율성 제고
- * 석탄가스화 이용기술을 선진국 수준으로 조기에 진입시키기 위해 국가적 콘소시움을 구성하여 추진
 - 차세대 대형 발전기술 확보를 위해 산·학·연 공동체 구성
 - 민간기업 및 연구기관의 보유시설, 장비 및 인력을 공동 활용하는 콘소시움을 구성
- * 석탄 IGCC에 대한 국내 고유기술분야 집중개발로 보급기반 조성
 - IGCC 핵심부분에 대한 국내 고유 공정기술로 선택적 개발
 - 국내 중공업 업체의 강점인 module화 설계·제작 능력과 IT 기술을 접목한 설계기술 개발
 - 상용화 플랜트 설계·운전기술력 확보를 위한 실증공정 연구
 - 50-100 톤/일급 플랜트 건설을 통한 실증 연구 추진
 - 기술개발 기반확보를 위한 기술전문 인력 pool 구축