

석탄가스화 복합발전 시스템

이진욱, 유영돈, 윤용승, 이찬, 김형택*, 정근모*

고등기술연구원 전력에너지연구소
* 아주대학교 에너지학과

1. 서론

최근 전세계적으로 전력수요는 급증하고 있으며 추가적인 전력공급을 위해 새로운 발전소의 건설이 불가피하게 되었다. 또한 최근 환경에 대한 관심이 높아짐에 따라 세계 각국들은 신규발전소 건설에 고효율/청정 에너지시스템을 채용하고자 많은 노력을 기울이고 있다. 국내적으로도, 생활수준의 향상 및 산업구조의 고급화 등으로 전력소비량의 급격한 증가로 인해 전력예비율이 위험한 수위에 이르는 상황이다. 이러한 상황에 대처하기 위해, 정부는 2000초까지 총 36,000MW 용량의 신규 발전 플랜트 건설을 계획하고 있다(표 1).

표 1. 국내 발전플랜트 건설계획 (1993 - 2006)
(MW, 플랜트 수)

Nuclear	Coal Fired	LNG/CC	Hydro	Oil Fired	Domestic Coal Fired	Total
12,800 (14)	13,170 (25)	6,326 (12)	2,980 (19)	452 (4)	400 (2)	36,128

정부는 신규 전력 수요를 충당하기 위한 신규발전소 건설에 있어서 발전형태별 다원화를 도모하고 있으며, 유연탄 화력발전의 경우에는 석탄가스화 복합발전(IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle)의 채택이 유력시 되고 있다. 석탄가스화 복합발전은 고청정 및 고효율 시스템일 뿐만 아니라, 기술의 진보에 따른 지속적인 시스템 개선의 기술적 요인과 저렴한 발전단가, 연료의 유연성, 단계적 건설 및 경제적인 부산물 생성 등의 요인으로 인하여 기존의 유연탄 화력발전 방식에 비하여 각광을 받고 있다. 예를 들어 고청정 환경성의 측면에서 석탄가스화 복합발전설비는 기존의 유연탄 화력발전 방식에 비해서 SOx 및 분진은 95%이상, NOx는 75%이상 감소시킬 수 있다(표 2). 재(ash)는 분진형태가 아닌 용융된 후 엉긴 슬래크형태로 수거하므로 환경적으로 안전하며, 슬래크와 탈황공정에서 만들어지는 황원소를 회수하여 경제성 있는 부산물로 활용할 수 있다는 장점이 있다. 현재 석탄가스화 복합발전 설비의 실용화에 가장 큰 걸림돌은 초기 건설비가 높다는 점이나, 향후에는 초기 건설비가 점점 낮아져서 2000년대 초에는 유연탄 화력발전소에 탈황설비를 갖춘 발전소의 건설경비와 비슷할 전망이다. 설비의 단계적 건설이라는 유연성으로 인하여 초기 건설비의 단점이 극복될 수 있으리라 보여진다. 더욱이 석탄가스화 복합발전 기술은 석탄가스화기, 가스정제장치, 가스터빈, 폐열회수보일러 등이 종합된 시스템이므로, 각 분야의 연구 및 개발 노력을 통해 시스템 성능의 지속적인 개선이 가능하다.

표 2. 공해물질 배출 허용기준 및 배출량 비교

Pollutants	현재 배출 허용 기준	1999년 이후 배출 허용기준	보령화력	삼천포화력	IGCC(Demkolec, Netherlands)
SOx (ppm)	700	270	502	451	15
NOx (ppm)	350	350	227	260	63
Particulates (mg/SM ³)	250	50	176	75	1.5

이러한 이유로 국내외적으로 석탄가스화 복합발전 시스템의 상업화를 위한 기초 및 응용 연구 개발에 관심이 집중되고 있다. 이에 본고에서는 석탄가스화기를 중심으로 석탄가스화 복합발전 기술에 대하여 간략하게 소개하고자 한다.

2. 석탄가스화 복합발전 플랜트 구성

2.1 석탄가스화 복합발전 시스템 개요

석탄가스화 복합발전 기술은 석탄가스화장치, 가스정제장치, 가스터빈 사이클 및 증기터빈 사이클 등으로 구성되는 복합적인 발전개념이다(그림 1). 석탄가스화의 기본원리는 복잡한 유기화합물로 구성된 천연 고분자로 존재하는 석탄을 고온/고압하에서 불완전 연소시켜 가연성 기체로 변환시키는 것이다. 즉 원료석탄을 분쇄하여 산화제(산소/수증기 또는 공기/수증기)와 함께 가스화기로 공급하여, 주성분이 CO, H₂, CH₄ 등인 연료가스를 생산한다. 생산된 가스의 조성 및 발열량은 가스화기의 반응 압력 및 온도, 산화제 및 공급탄의 종류 등에 따라 차이는 있으나, 고열량의 천연가스에 비하여 발열량이 낮은 중열량(≈2700Kcal/NM³, 산화제로 산소 사용시) 또는 저열량(≈1000Kcal/NM³, 산화제로 공기 사용시) 가스가 생성된다. 가스정화공정에서 생성가스 속에 함유된 유황성분 및 회분 등의 공해물질이 거의 완전히 제거되며, 이때 순도높은 순수 유탄이 경제성 있는 부산물로 생성된다. 정제된 후의 깨끗한 석탄가스는 가스터빈 사이클로 유입되어 일차적으로 전력을 생산하게 된다. 일반적으로 석탄가스화기의 산화제로서 공기보다는 산소가 많이 이용되며 공기분리장치(ASU : Air Separation Unit)가 필요하게 된다. 공기분리장치에 필요한 압축공기는 가스터빈 시스템에서 제공하며, 생산된 산소는 석탄가스화기의 산화제로 사용된다. 산소와 함께 생산되는 질소의 일부분은 석탄전처리 공정 및 석탄공급계통에서 이용되고, 나머지는 가스터빈 연소기로 유입되어 NOx 저감 및 유량증가의 목적으로 활용된다. 최근 가스터빈 기술의 발달로 인하여 가스터빈 시스템은 고압축 및 높은 입구온도에서 운전되며 이에 따라 배기가스의 온도도 높아지는 추세이다. 이러한 고온 배기가스내의 에너지는 폐열회수 보일러에서 회수되어 증기를 생산하고 증기터빈에서 2차 발전을 하게 된다. 석탄가스화 복합발전의 경우 가스터빈에서 약

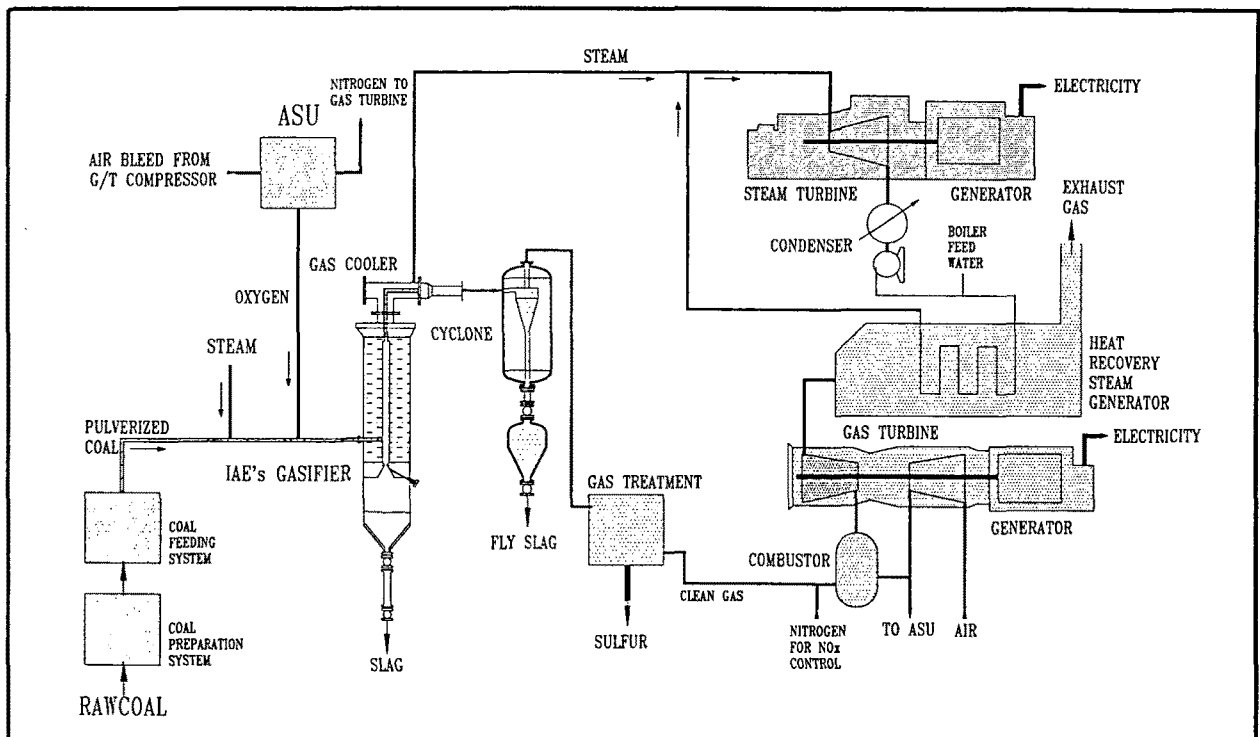


그림 1. 석탄 가스화 복합 발전 플랜트 구성도

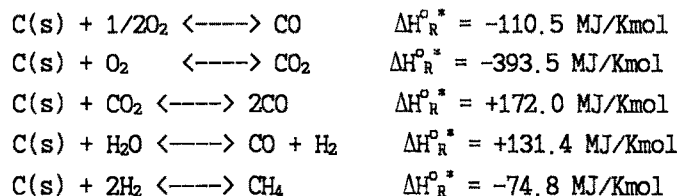
60%의 전력이 생산되며 나머지는 증기터빈에서 생산된다. 이와 같이 고체연료를 사용하면서도, 가스상태로 변환시켜 가스터빈과 증기터빈을 동시에 구동시키는 복합사이클을 구성할 수 있으므로 발전효율은 상승하게 된다. 또한 연소가 완료된 후의 배연탈황이 아니라 연료상태에서 연료탈황을 하므로 탈황효율이 월등히 우수하게 되는 것이다.

2.2 석탄가스화기

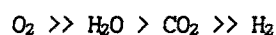
2.2.1 석탄가스화기내의 반응

석탄가스화의 기본원리는 석탄이 가스화기내로 공급된 산화제(산소 또는 공기)와의 산화반응 및 가스화기내에서 생성된 이산화탄소, 수증기, 수소 등의 기체와의 산화/환원반응에 의하여 주성분이 수소와 일산화탄소인 합성가스를 생성하는 것이다. 가스화에 적합한 석탄은 휘발분이 많은 석탄으로서 역청탄(Bituminous) 및 아역청탄(Sub-bituminous)이 적합하며 갈탄(Lignite)도 가능하나, 휘발분이 적은 무연탄은 부적격하다. 석탄가스화기내에서는 난류유동장내에서의 석탄 입자의 거동, 공급탄의 건조 및 예열, 휘발분이 분리되는 탈휘발분화(devolatilization), 착(char)의 가스화 반응, 위의 세 반응에 필요한 열을 공급하는 연소반응 및 생성된 가스들의 상호반응 등의 복잡한 물리/화학 반응이 존재한다. 이와 같은 반응들의 상세한 설명은 다음과 같다.

석탄은 가스화기내로 유입함과 동시에 고온가스에 의해 건조 및 예열되어 수분이 추출된다. 탈휘발분화는 석탄속에 존재하는 탄화수소 계열의 휘발성 물질이 매우 짧은 시간(미분탄의 경우 10-200ms)내에 열분해에 의하여 분리되는 과정으로서 350-400°C 이상의 온도에서 활성화되기 시작한다. 석탄입자의 가열에 의하여 거대분자 결합구조의 열적붕괴(thermal degradation)가 일어나며 주로 방향족 계열의 고분자 물질을 방출한다[1,2]. 휘발분이 분리된 후의 고정탄소 입자인 착은 생성가스들과의 다음의 반응에 의하여 연료로서의 효용성이 있는 석탄가스를 생성하게 된다.

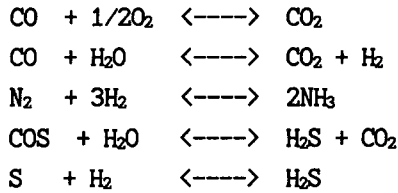


즉, 착(고정탄소)은 산소와 불완전 연소반응을 하여 주로 일산화탄소를 생성한다. 또한 착과 산소의 반응은 계속 진행되어 이산화탄소를 생성하기도 하며 생성된 이산화탄소는 여분의 착과 반응하여 다시 일산화탄소를 생성한다. 석탄가스화기에는 일반적으로 산화제로서 공기대신 산소를 공급하는 경우가 많다. 이 경우 생성가스의 온도는 상당히 고온이기 때문에 온도조절의 목적으로 수증기를 공급하기도 한다. 또한 수증기는 수소를 생산하여 생성가스의 발열량을 높이려는 목적으로 공급되는데, 착과의 전환반응(water-gas shift reaction)에 의하여 일산화탄소와 수소를 생산한다. 착과 이산화탄소의 반응 및 착과 수증기와의 반응은 흡열반응으로서 필요한 열은 착의 연소반응에서 공급된다. 또한 특정한 가스화 반응에는 수소가 공급되어 메탄을 생성하기도 하나 수소의 가격이 고가이므로 직접 수소를 공급하는 경우는 거의 없으며, 가스화기내의 반응의 결과로서 생성된 수소와 착과의 반응에 의하여 소량의 메탄이 생성되기도 한다. 이 반응은 압력이 높을 수록 활성화 되는 반응으로서 석탄가스화 복합발전의 경우는 약 20-30기압에서 작동되므로 메탄의 생성은 비교적 소량이다. 주어진 온도에서 착의 반응률은 각각의 반응제에 따라 크게 차이가 나며 일반적으로 다음과 같은 크기를 가진다[1].



가스화기내로 공급된 석탄/산소/수증기와 건조, 휘발 및 착의 가스화/연소반응에서 생성된 가스는 아주 빠른 속도로 반응을 하게된다. 또한 석탄속의 유향은 복잡한 경로를 거쳐 최종 생성물

질인 유황가스(H₂S 또는 COS)로 변환하게 된다. 이와 같은 반응을 화학적으로 정확하게 기술하기에는 어려움이 따르나 주된 반응을 간략하게 표현해 보면 다음과 같다.



이상에서 언급한 반응들은 순차적 또는 동시에 일어나서 연료로서의 효율성이 있는 가스를 생성하게 된다. 가스의 조성 및 발열량은 반응물의 종류, 석탄대 산화제의 비율 및 운전조건(온도, 압력) 등에 의하여 결정된다. 산소를 산화제로 사용하는 외국의 실증플랜트에서는 수소와 일산화탄소가 주성분인 합성가스가 생산되며 대표적인 조성은 표 3과 같다[3,4,5]. 다음과 같이 정의되는 냉가스효율(cold gas efficiency)은 일반적으로 70-80%이며, 나머지의 에너지는 생성가스의 현열로 변환된다.

$$\text{cold gas efficiency} = \frac{\text{calorific value of product gas}}{\text{calorific value of coal input}} \times 100$$

표 3에 포함된 전산해석의 결과[4]는 "Gibb's Free Energy Minimization Method"를 적용한 결과로서, 열적 평형상태라는 가정이 포함되어 있으나 실증 플랜트의 자료와 비교적 비슷한 결과를 보여주고 있다. 일본의 경우 수소와 일산화탄소의 양이 적은 이유는 공기공급형이기 때문이다.

표 3. 생성가스의 조성 예 (Vol. %)

	Koppers-Totzek [3]	TEAXCO [3]	BGC-Lurgi [3]	SHELL [3]	Westing House[3]	Simulation [4]	CRIEPI, Japan [5]
Test Coal	Illinois #6	<----	<----	<----	South Africa Sub-bit.	Alaska Usibelli Sub.-bit.	Australian Coal
CH ₄	trace	0.3	3.8	trace	4.6	0.3	0.2
C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆	-	-	0.4	-	-	-	-
H ₂	18.7	29.3	26.4	30.0	25.4	27.7	6.6
CO	43.4	41.0	46.0	60.3	34.6	52.0	20.2
CO ₂	6.1	10.2	2.9	1.6	14.0	7.1	6.1
H ₂ S	0.6	1.0	1.0	1.2	0.4	0.2	N/A
COS	0.1	0.1	0.1	0.1	-	trace	N/A
N ₂	0.9	0.7	2.8	3.6	0.9	3.6	62.6
Ar	-	0.1	-	1.1	0.1	1.0	0.7
H ₂ O	30.2	17.1	16.3	2.0	20.0	8.1	3.6
NH ₃	trace	0.2	0.3	0.1	-	trace	N/A

2.2.2 석탄가스화기의 종류

석탄의 직접연소의 경우에는 석탄입자의 크기에 따라 스톡어 연소로, 유동층 연소로 및 미분탄 연소로의 3가지 형태가 있다. 석탄가스화의 경우에도 석탄의 직접연소와 마찬가지로 고정층(Fixed Bed) 가스화기, 유동층(Fludized Bed) 가스화기 및 분류층(Entrained Bed) 가스화기의 3가지 형태가 있다(그림 2). 각 가스화기의 특징 및 주요 기술보유국을 간단히 설명하면 다음과 같으며, 표 4에 요약하였다[1].

표 4. 석탄가스화기의 종류(공정)에 따른 비교

	Fixed Bed	Fludized Bed	Entrained Bed
Residence Time	1-3 hr	20-150 min	0.4-12 sec.
Coal Size	6-50 mm	500-2400 μm	10-150 μm
O ₂ /Coal	0.14-0.81	0.25-0.97	0.28-1.17
Steam/Coal	0.28-3.09	0.11-1.93	0.1-1.20
Coal Type	most type (no fines)	non-caking coal	all types
Temp. Range (K)	1150-1300	600-1470	1150-2500
Pres. Range (atm)	1-20	1-100	1-300
Product Gases(mol %)			
CO + H ₂	39-66	2-80	35-91
CH ₄	2-15	3-68	0.1-17
Commercial Operations	extensive - Lurgi - BGC/Lurgi	slight - KRW - TAMPELLA - WINKLER	moderate - SHELL - TEXACO - DESTECH - PRENFLO
Principal Advantages	High turn-down ratio Mature technology Low thermal losses	Lower temperature Reduced thermal losses Variety of coal size Moderate residence time	Smaller, simple design All coal types Highest capacity

(a) 고정층 가스화기

고정층 가스화기는 스토크 연소로와 비슷한 개념으로서 비교적 큰 입자를 사용하며, 석탄과 산화제는 향류로 공급된다(그림 2(a)). 즉, 석탄은 가스화기의 상부에서 공급되어 하부로 이동하고, 산화제는 반대방향으로 이동하게 된다. 석탄은 하부로 이동하면서 상승가스에 의해 순차적으로 건조, 탈휘발분화, 가스화, 연소반응 등의 과정을 거치며, 회(ash)는 하부에서 건회 상태 또는 용융 상태로 제거된다. 고정층 가스화기는 충분한 반응시간을 가지기 때문에 열회수율 및 탄소전환율이 높고 산화제 요구량이 적을 뿐만 아니라 부하조절성도 우수하다. 그러나 반응시간이 너무 길다는 점이 중요한 단점으로 작용하여 대용량화가 불가능하다. 따라서 발전용에는 적합하지 않으며, 주로 화학연료 생산에 많이 활용된다. 고정층 가스화기에서는 산화제의 원활한 이동이 보장되어야 하기 때문에 분탄이 많은 석탄은 사용할 수가 없다. 이 기술은 비교적 많이 상용화되어 있으며 대표적인 고정층 가스화기로는 건회처리 방식의 Lurgi(독일) 가스화기와 용융회처리 방식의 BGC/Lurgi 가스화기 등이 있다.

(b) 유동층 가스화기

유동층 가스화기(그림 2(b))는 일차 분쇄(crushing)된 석탄 입자가 가스화기 내부에서 산화제와 유동화 상태에서 반응을 한다. 산화제로는 주로 공기를 사용하며, 대용량화에 적합한 순환유동층 방식을 주로 채택하고 있다. 유동화 입자로는 석탄 및 재순환되는 화이며 내부탈황방식을 채택하는 경우에는 석회석 입자도 포함된다. 초기의 유동층 가스화기는 회용융 온도보다 낮은 온도에서 운전되는 건회처리 방식이었다. 그러나 최근에는 가스화기의 하부에서 높은 온도로 유지되도록 설계하여, 회입자가 가열되어 서로 응집되면 유동매체에서 분리되어 떨어지는 용융회처리 방식을 채택하기도 한다(IGT의 U-GAS 또는 Kellogg의 KRW, 이상 미국). 독일의 고온 Winkler 가스화기는 고온에서 운전이 가능한 가스화기로서 최근 거의 개발이 완료된 것으로 알려져 있다[6].

(c) 분류층 가스화기

분류층 가스화기(그림 2(c))는 미분탄 연소로와 비교될 수 있는 가스화 기술이다. 즉, 미분탄과 산화제가 같은 방향으로 공급되며, 미분탄, 산소(또는 공기) 및 수증기가 매우 빠른 속도로 유입된다. 따라서 석탄의 가스화기내에 체류하는 시간이 아주 짧고 대용량화가 가능하므로 발전 시스템에 가장 많이 응용되고 있는 기술이다. 단위 석탄에 대한 산소의 요구량은 중량비로 1.0 이하인 경우가 대부분이며 다른 가스화기에 비해 상대적으로 산소의 소모량이 많은 편이다. 석탄회의 응용점 이상에서 운전되므로 건회처리 방식이 아닌 슬랙처리 방식으로 운전할 수 있어 화학적으로 안정된 슬랙을 부산물로 활용할 수 있다. 대표적인 분류층 가스화기로서 건식공급방식인 Shell(네덜란드) 가스화기와 습식공급방식인 Texaco(미국) 가스화기 및 DOW(미국) 가스화기 등을 들 수 있으며 세 공정 모두 산화제로서 산소를 이용하고 있다. 산소공급형 분류층 가스화기는 상용화에 가장 가까이 접근해 있는 공정이며, 가장 대형인 실증플랜트로서 1994년 초 완공하여 현재 실증운전중인 네덜란드의 250MW급 플랜트에 채택되어 있는 공정이다. 현재 거의 완료단계에 와 있는 일본의 200톤/일 가스화기는 공기공급방식을 채택한 분류층 가스화기이다.

(d) 산화제 및 석탄공급방식에 따른 가스화 특성

석탄연소로에서는 산화제로서 공기를 사용하지만 IGCC 기술에서는 산화제로서 주로 산소를 사용하며 경우에 따라서는 공기를 사용하기도 한다. 산화제로서 산소를 사용하면 중열량(발열량 약 2700Kcal/NM³) 가스가 생성되며, 공기를 사용하면 저열량(발열량 약 1000Kcal/NM³) 가스가 생산된다. 저열량 가스를 연소기에서 안정하게 연소시키는 데에는 진동, 소음 및 화염의 불안정 등의 문제점이 있으나, 제작업체(ABB/CE, Westinghouse)에서는 기술적으로 전부 해결하였다고 주장하고 있다[7,8,9]. 후술할 고온 가스정제 공정의 개발이 완료되면 산화제로서 공기를 사용하는 것도 좋은 선택이 될 수 있을 것으로 판단된다. 현재로서는 산소 또는 공기의 사용은 생성가스의 발열량보다는 고온 또는 저온 가스정제장치의 선택 및 재의 처리방법 등에 의하여 좌우된다고 볼 수 있다.

유동층 가스화기는 산화제로서 공기 및 산소의 사용에 따라 운전특성이 거의 같은 것으로 알려져 있으나, 비교적 큰 석탄입자를 유동화 시키기에 유리한 공기를 주로 사용한다. 분류층 가스화기는 산화제의 종류에 따라 매우 다른 운전 특성을 나타낸다. 즉, 산화제로 공기를 사용하면 탄소전환율이 낮고, 반응온도가 낮으므로 석탄재를 슬랙(응용회)으로 처리하기 어려워진다. 산화제로 산소를 사용하면 운전온도가 높아 슬랙으로 처리할 수가 있다. 마찬가지로 건회 처리방식의 고정층 가스화기는 산화제로서 공기를 사용해도 좋으나 슬랙 처리방식의 고정층 가스화기는 산소를 산화제로 사용해야 한다. 산화제 공급방식은 가스정화공정의 선택에도 영향을 미친다. 즉, 공기공급형 가스화기의 경우에는 공기속에 질소가 다량으로 포함되어 있기 때문에 생성가스가 보유하는 현열이 증가된다. 저온 가스정화공정을 선택하게 되면 많은 양의 고온가스를 상온으로 냉각하고 가스터빈 연소기로 보내기 전에 다시 가열하는 과정에서 열손실이 상대적으로 증가되므로 가능한 고온 가스정제장치와 연계되어 연구 개발중에 있다. 반면에 산소를 산화제로 사용하는 경우는 상대적으로 열교환기에서의 현열 손실이 적으므로 현재 완전히 상용화된 저온 가스정화공정을 선택하고 있다. 또한 산소공급의 경우 같은 용량의 석탄처리시 생성가스의 양이 공기공급방식에 비하여 훨씬 적기 때문에, 부피가 적은 가스내에서 탈황을 실시하므로 탈황효율을 높일 수 있다는 장점이 있다.

대용량 발전플랜트는 대부분 분류층 가스화기를 선택하고 있다. 즉 미분탄을 사용하고 있는데, 미분탄의 공급방식으로는 건조 후 질소(또는 공기)에 의한 공압수송 방식과, 미분탄을 물과 혼합하여 공급하는 슬러리 공급방식이 있다. 기계적인 특성으로는 슬러리 공급방식이 일반적으로 우세한 것으로 평가되고 있다. 즉, 1) 석탄의 처리과정에서 비교적 안전하며, 2) 건조공정이 필요없고, 3) 석탄의 정확한 정량수송이 비교적 쉽고, 4) 가스화기의 온도조절이 쉽다는 측면이 있다. 슬러리 농도가 높을수록 가스화 반응에는 유리하나 점도가 올라가 슬러리를 가스화기에 공급하기가 곤란하여 농도에 한계가 있다. 현 기술수준에서 슬러리 농도는 70% 이하이며 Texaco 가스

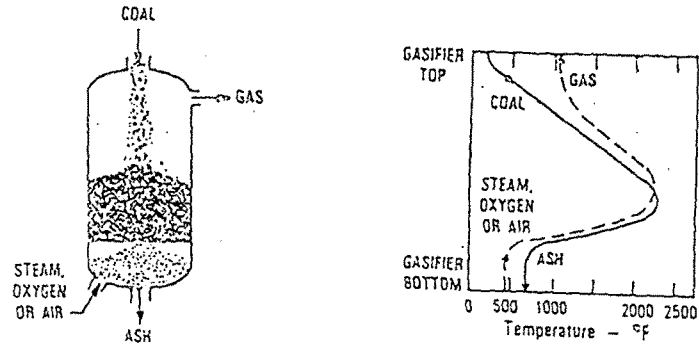


그림 2(a). 고정층 가스화기 개략도

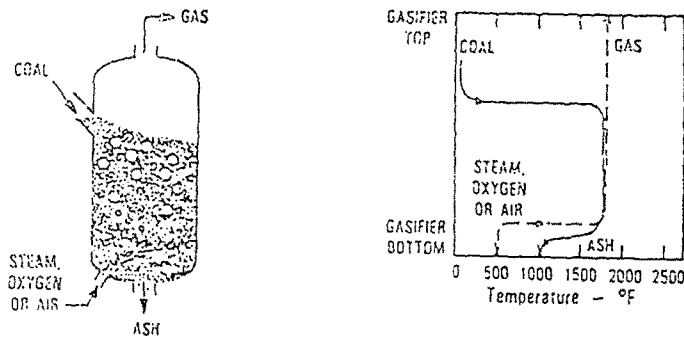


그림 2(b). 유동층 가스화기 개략도

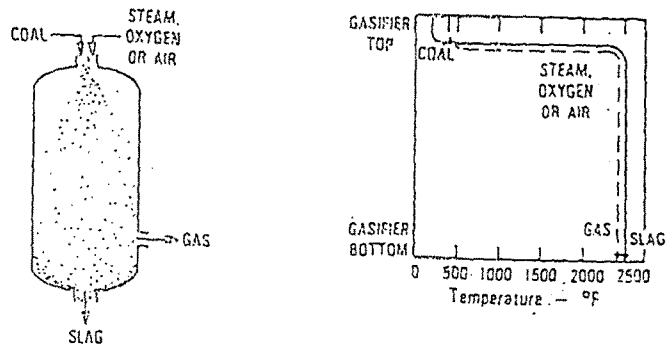


그림 2(c). 분류층 가스화기 개략도

그림 2. 가스화기의 형태

화기 운전시 역청탄인 경우 66.5%가 한계로 되어 있다[10]. 그러나 슬러리 공급의 경우 미분탄과 함께 공급되는 다량의 수분의 증발잠열 손실에 의하여 가스화기 열효율이 낮고, 또한 운전온도의 최대치에 한계가 있어 대부분의 분류층 가스화기에서 재를 슬랙상태로 처리하는 점을 고려할 때 재의 용융온도가 높은 석탄을 처리하기는 곤란하다. 건식으로 석탄을 공급하는 경우에는 이러한 단점을 해결할 수 있고, 특히 저발열량 석탄 또는 수분함량이 많은 석탄(아역청탄, 갈탄)의 가스화에 유리하다.

2.2.3 연료 및 산화제 공급 시스템

발전시스템에 적합한 분류층 가스화기에 연료 및 산화제를 공급하는 방식은 미분탄 연소의 경우와 개념상으로는 큰 차이가 없는 것으로 알려지고 있다. 즉, 그림 3(a)와 같이 미분탄은 일차기체의 흐름에 편성하여 공압수송된다. 건식 산소공급형의 경우 일차기체를 산소로 선정하면 폭발 또는 역화의 위험성이 존재하기 때문에 대신 질소를 이용하거나 질소와 산소의 혼합기체를 이용하기도 하는데, 이 경우에는 항상 농염연소한계 이하에서 운전되도록 하여야 한다. 일차 흐름을 둘러싸고 있는 동심원으로 산화제인 산소나 공기를 공급하며 경우에 따라서는 산화/환원반응에 적절한 양의 산화제를 삼차 산화제로 공급하기도 한다. 이단 분류층을 채택한 경우에는 하부 영역에 고온으로 운전되는 산화영역을 형성하여 석탄회를 슬랙으로 처리하고 상부영역에 추가의 석탄 및 산화제를 공급하여 환원영역을 형성하기도 한다. 이와 같이 공급된 연료 및 산화제는 대부분 선회유동장이 형성된 가스화기내에서 혼합 및 산화/환원 반응이 일어난다. 선회유동장을 형성하기 위해서는 선회기(Swirlor)에 의존할 수도 있겠으나, 그림 3(b)와 같은 사이클론형 가스화기 내에서 기하학적인 형상에 의하여 형성된 선회류에서 반응하게 유도하는 설계도 많이 응용되고 있다. 가스화기의 외벽은 미분탄 입자에 의한 침식 및 고온 슬랙에 의한 영향을 방지하기 위

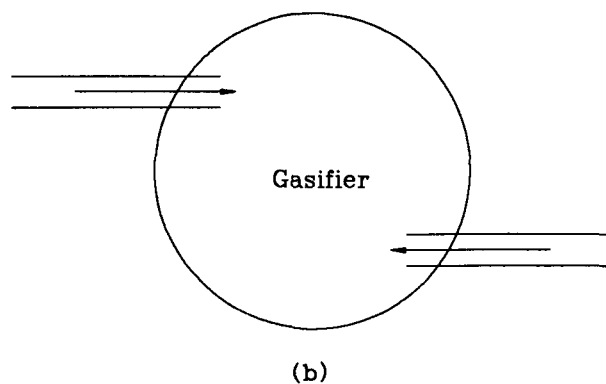
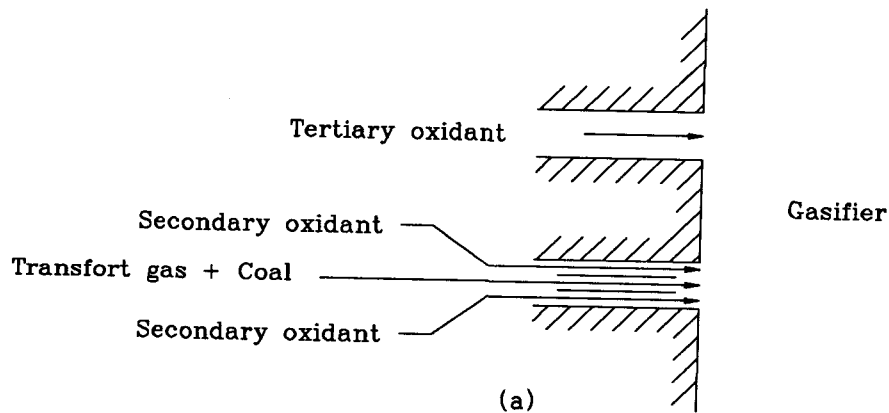


그림 3. 연료 및 산화제 공급 시스템 개략도

하여 내화재로 설치하는 경우가 대부분이나 경우에 따라서는 수관벽을 설치하기도 한다.

2.2.4 가스화기 설계 변수 및 영향

석탄가스화기내의 반응에 영향을 주는 변수는 상당히 많지만 그중에서도 가스화기의 운전온도 및 단위석탄량에 대한 산화제와 증기의 투입량 등이 중요한 변수이며 압력은 시스템의 주요 변수이다. 그림 4(a)는 대상탄으로서 Alaska Usibelli탄을 사용하고 다른 모든 조건이 고정된 상태에서 개념적으로 운전온도를 변화(즉, 가스화기와 외부와의 열교환량을 변화)시켰다고 가정할 때, 생성가스 조성의 변화를 나타내고 있다. 가스의 조성은 1000-1500K 사이에서 급격한 변화를 보여주고 있으며 이상의 온도에서는 비교적 완만한 변화를 보이고 있다. 이 경우에는 일산화탄소와 수소의 생산량 및 회용온도를 고려할 때, 가스화기는 1500K 이상에서 운전되어야 함을 알 수 있다. 가스화기내의 반응 특성에는 압력의 영향이 비교적 적는데(그림 4(b)), 이는 가스화기내의 반응이 대부분 반응전과 반응후의 몰(mole)수가 같은 반응이기 때문이다. 그러나 메탄의 생성반응은 가압인 경우 활성화 되는 반응이므로 압력이 증가할 수록 발생량이 조금씩 증가하지만 발전 시스템에 적합한 20-30기압사이에서는 그 영향이 아주 미세한 편이다. 단위 석탄량에 대한 산소량의 변화는 가스화 성능에 가장 많은 영향을 미치는 인자이다. 즉, 그림 4(c)에서 볼 수 있듯이 일산화탄소와 수소의 양을 최적화하는 범위가 존재하며 온도의 변화도 상당히 크므로, 일산화탄소 및 수소의 생산량과 슬랙처리에 주요한 변수인 가스화기의 운전온도와 연계하여 최적값을 선정하여야 한다. 이 값의 최적치는 공급탄의 조성 및 운전조건에 의하여 결정된다. 수증기는 가스화기의 운전온도 제어 및 수소생산량의 증대를 위하여 이용된다. 수증기 공급량이 많아질 수록 촉의 수증기와의 반응 및 전환반응(water-gas shift reaction)이 활성화 되어, 수소와 이산화탄소의 생성량은 증가하며 일산화탄소의 생성량은 감소하는 추세를 보이게 된다(그림 4(d)). 수소의 증가는 화학연료로서의 가치는 지나나, 일산화탄소의 감소와 연관하여 볼 때, 발전용 연료로서의 가치를 증가시키는 것은 아니므로, 발전시스템의 경우에는 주로 온도조절이 주목적인 것으로 판단된다. 실제로 수증기를 공급하지 않고 IGCC 시스템을 운전하는 실증플랜트도 있는 것으로 알려지고 있다.

2.3 가스정화공정

석탄가스화기내에서 생성된 가스 중에는 분진, 산성가스 및 암모니아 등의 공해물질이 포함되어 가스터빈을 비롯한 하류계통 기기들을 손상시킬 수 있을 뿐만 아니라 대기중으로 배출되어 환경공해를 야기시킨다. 이중 대표적인 것은 가스화기내의 환원분위기에 의하여 석탄속에 포함된 유황성분이 변환된 황화합물 산성가스(H_2S 와 CO_2)이다. 이러한 황화합물은 가스정화공정(탈황공정)에서 제거된다. 가스정화공정은 크게 고온 가스정화공정과 저온 가스정화공정으로 분류될 수 있다. 저온 가스정화공정은 상온에서 황화합물 산성가스를 제거하는 기술로서, 상당히 많은 공정이 이미 상용화되어 있고 황제거 능력 또한 매우 우수하다. 따라서 1994년 완공되어 운전중인 네덜란드의 250MW급 IGCC 플랜트를 비롯한 여러개의 실증플랜트에 이미 적용되고 있다. 그러나 가스화기에서 방출되는 고온의 가스를 저온으로 생각하고 탈황과정을 거친 후 이를 다시 가열하여 가스터빈에 보내주는 과정에서 지속적인 열교환이 이루어지고 이러한 열교환 과정에서 많은 양의 열손실이 발생하는 단점이 있다. 고온 가스정화공정은 고온(450-700°C)에서 황을 제거하는 기술로서 저온 가스정화공정의 열손실에 대한 단점을 극복하여 발전플랜트의 효율을 상승시키고자 하는 기술이다. 현재 세계적으로 많은 연구가 진행되고 있으나 완전히 상용화된 공정은 없고, 2000년 이전에 상용화가 이루어 질 것으로 전망되고 있다.

2.3.1 저온 가스정화공정

저온 가스정화공정은 고온의 생성가스를 열교환기에서의 열전달을 통하여 저온으로 만든 후 정화하는 기술로서 현재 상당히 많이 개발되어 있는 공정이다. 대규모 석탄가스화의 저온가스정화공정은 주로 산성가스의 흡수(Acid Gas Removal), 유황회수(Claus 공정) 및 잔류가스처리(Tail

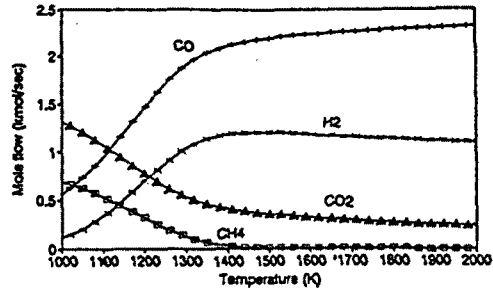


그림 4(a). 온도 변화에 따른 생성 가스 조성의 영향

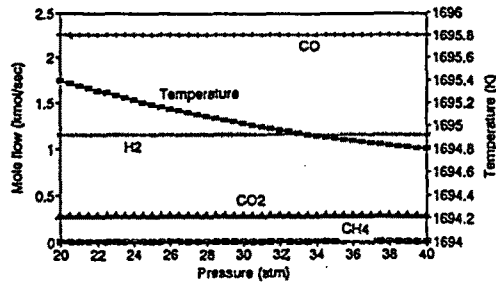


그림 4(b). 압력 변화에 따른 온도 및 생성 가스 조성의 영향

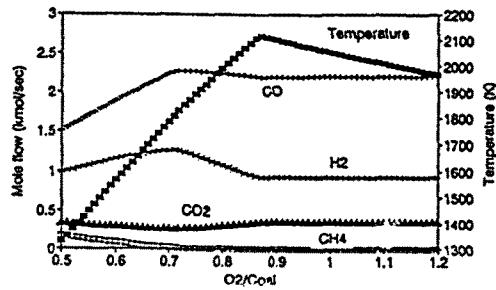


그림 4(c). 산소량 변화에 따른 온도 및 생성 가스 조성의 영향

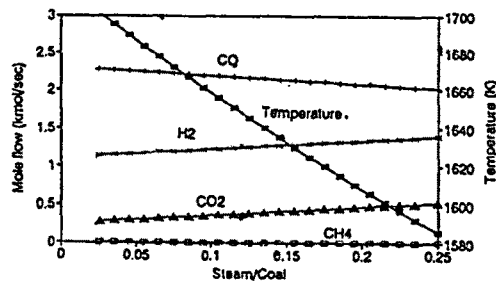
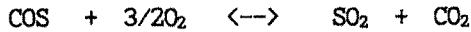
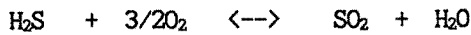


그림 4(d). 수증기량 변화에 따른 온도 및 생성 가스 조성의 영향

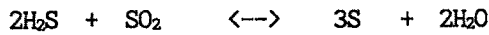
그림 4. 가스화기 운전 변수에 따른 생성 가스의 조성의 영향

Gas Treating)의 3단계로 이루어진다. 산성가스처리 단계에서는 석탄가스내의 H₂S와 COS가 산성가스 흡수기에서 용매에 녹은 후에 농축된 상태로 회수된다. 용매는 재생되어 산성가스 처리공정으로 재순환되고, 산성가스는 유황회수공정에서 순수한 황으로 변환되며, 이곳에서 완전히 처리되지 못한 잔류 유황가스는 재순환되거나 잔류가스처리 단계로 보내진다. 유황회수 공정에서 순수 황성분이 회수되는 화학반응은 다음과 같다.

- 산화반응



- 환원반응



산성가스 처리공정은 일반적으로 크게 1) 화학용매에 의한 공정, 2) 물리용매에 의한 공정, 3) 화학/물리 혼합용매에 의한 공정 및 4) 황의 직접 전환공정 등으로 분류된다[11]. 대부분의 공정에서 수용액상태의 용매와 산성가스가 향류로 흐르는 과정에서 산성가스의 흡수가 이루어지며, 대표적인 산성가스처리 공정은 표 5와 같다.

표 5. 저온 산성가스정화공정

1. Chemical Solvents <u>Amines</u> • MEA • DEA • SNPA-DEA • MDEA • Activated MDEA • DIPA/Fluor Econamine • Other Proprietary Solvents (Doe, Exxon, Union Carbide) <u>Prompted Hot Carbonates</u> • Benfield (Union Carbide) • Catacarb (Eickmeyer) • Flexsorb HP (Exxon) • Alkazid	2. Physical Solvents • Selexol • Rectisol (Lurgi/Linde) • Purisol (Lurgi) • Propylene Carbonate (Fluor Solvent) • Sepsolv (BASF)
	3. Hybrid Chemical/Physical Solvents • Sulfinol (Shell) • Amisol (Lurgi) • Flexsorb (Exxon)
	4. Direct Conversion <u>Wet Processes</u> • Streford • Giammarco-Vetrocoke • Takahax • LO-CAT <u>Dry Processes</u> • Seletox

화학용매를 이용한 공정은 가장 널리 이용되고 있는 공정으로서 주로 알카놀아민(Alkanolamine) 계통의 물질을 이용하고 있다. 화학용매를 이용하는 공정의 장점은 산성가스의 분압이 비교적 적은 경우에도 적용할 수 있으며 산성가스의 함량을 낮은 수준으로 유지할 수 있다는 것이다. 그러나 용매가 생성가스내의 유황가스뿐만 아니라 CO₂도 함께 흡수하므로 용매재생에 소요되는 에너지의 요구량이 상대적으로 높다는 단점이 있다. 물리용매를 이용하는 공정은 화학반응이 포함되지 않기 때문에 용매의 재생이 비교적 쉽고, H₂S에 대한 선택성이 높다는 장점이 있다. 그러나 산성가스의 흡수가 부분압 원리에 기초를 두기 때문에 산성가스의 분압이 비교적 높은 경우에 적합하다. 혼합용매는 화학작용에 의하여 저농도의 산성가스에서도 쉽게 유황가스를 제거하는 화학용매의 장점과, H₂S에 선택적이고 고압 및 고농도의 산성가스를 처리할 수 있는 물리용매의 장점을 서로 혼합하여 이용하는 것이다. Shell사의 Sulfinol 공정에서는 화학용매로서는 DIPA 또는 MDEA를, 물리용매로서는 Sulfolane((CH₂)₄SO₂)을 이용하고 있으며, 화학용매 및 물리용매의 장점을 함께 지니게 되나 용매의 가격은 비교적 비싼것으로 알려져 있다.

황의 직접 전환공정은 한 단계의 과정에서 산성가스의 제거 및 황의 회수가 동시에 처리될 수 있으며 황의 회수율도 99.99%에 이르는 장점이 있으나 일련의 화학반응으로 인하여 운전 및 제어

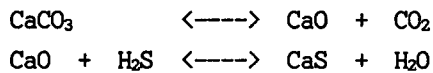
가 용이하지 않으며 많은 용량의 산성가스를 처리할 수 없다는 단점이 있다. 그러나 최근에는 황의 직접 전환공정을 대용량화하여 IGCC 발전시스템에도 적용하고자 하는 연구 및 실용화에 대한 노력이 기울여 지고 있다.

이와 같이 황의 회수율이 높은 많은 공정이 상용화되어 있지만, 고온의 가스를 냉각시켜 정화한 후 다시 가열하여 가스터빈 시스템에 공급하는 특성상 일련의 열교환기를 거치는 과정에서 상당한 양의 현열의 손실이 수반하게 된다. 따라서 같은 용량의 석탄을 가스화시킬 경우 생성가스의 양이 상대적으로 훨씬 적어서 현열의 손실이 적은 산소공급형 가스화기에 적합하다고 할 수 있다.

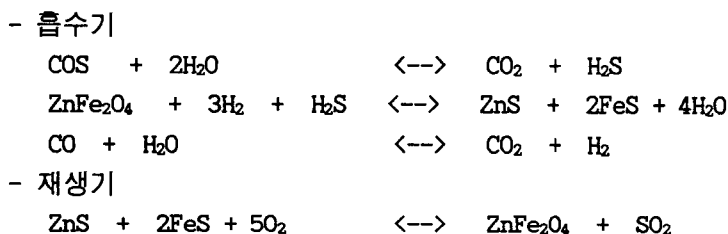
2.3.2 고온 가스정화공정

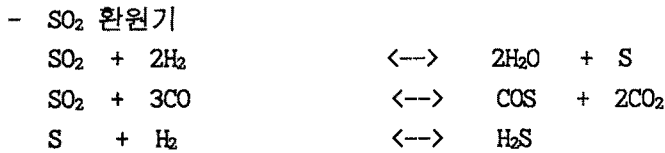
저온 가스정화공정에서 발생하는 현열의 손실을 최소화하자는 개념의 고온 가스정화공정은 칼슘을 기본용매로 사용하는 내부 탈황공정과, 회수가능한 혼합산화금속을 사용하는 외부 탈황공정이 있다. 내부 탈황공정은 석탄연소시 가스화기내에 황제거 흡수촉매를 석탄과 함께 첨가시키는 공정이고 외부 탈황공정은 가스화기 하류의 흡수촉매와 가스를 접촉시켜 황을 제거하는 공정이다. 내부 탈황공정은 설비투자비를 낮출 수 있고 설계가 간단한 반면, 외부 탈황공정은 황제거율이 매우 높고 이 공정에서 나오는 황 또는 황화합물을 상품화 할 수 있는 가능성을 지니고 있다.

내부 탈황공정에는 주로 칼슘탄산염 계통의 물질인 석회석(Limestone, CaCO₃) 혹은 고회석(Dolomite, Ca(Mg, Fe, Mn)(CO₃)₂) 등과 산화철계통의 화합물인 산화제2철 혹은 산화제2철/산화나트륨 등을 이용한 공정이 개발 또는 연구되고 있다. 특히 칼슘계통의 흡수촉매를 사용하는 많은 연구가 진행되었지만, 이 칼슘계통 흡수촉매는 황 보다는 석탄재의 실리콘과 더 잘 반응한다는 단점이 있다. 따라서 이 공정에 사용되는 새로운 흡수촉매에 대한 연구가 진행되고 있다. 일례로 미국의 Texaco사에서는 칼슘계통의 흡수촉매 대신 산화제2철을 사용하여 습식 분류층 가스화기의 산소공급방식과 공기공급방식에 적용하였다. 내부 탈황공정시 반응의 예로서 석회석을 이용할 경우의 가스화기내 화학반응은 다음과 같다. 이 반응의 최적온도는 900°C 근처이므로 유동층 가스화기에 적합한 공정이라고 할 수 있다.



외부 탈황공정은 가스화기에서 방출된 가스를 정화하는 공정으로 현재 선진국에서 집중적으로 연구개발하고 있다. 이 공정에 주로 쓰이는 물질은 금속산화물로 탈황공정에서 촉매의 역할을 하여 재가용율이 매우 우수한 장점이 있으며 황 제거율 또한 90%~ 99.9%로서 매우 우수하다. 따라서 이 공정에 쓰이는 흡수촉매로서 여러종류의 혼합된 금속산화물들이 연구되고 있으며, 특히 아연아산화철과 아연산화티탄늄 계통의 금속산화물들이 주로 연구되고 있다. 실제로 이 계통의 금속산화물들이 다른 산화물과 비교하여 황제거율이 매우 우수하고 재가용율 또한 매우 높은 것으로 알려지고 있다[12]. 따라서 현재 고온 탈황공정 연구의 주된 동향은 외부 탈황공정을 채택하여 산성가스인 황화수소를 제거하는 것으로서, 사용되는 각 흡수촉매의 특성과 황제거율 및 재가용율 등에 중점을 두고 연구되고 있다. 아연아산화철을 이용한 공정에서의 황 제거 반응은 다음과 같다.





공기공급 가스화기의 경우에는 산화제인 공기속에 다량의 질소가 포함되어 있기 때문에 같은 양의 석탄을 처리하는 산소공급 가스화기에 비해 생성가스의 양이 훨씬 많다. 따라서 저온 가스정화공정을 채택하면 생성가스의 현열손실이 크기 때문에, 이 손실을 줄이기 위하여서는 고온가스정화 공정의 채택이 필수적이라고 할 수 있다. 이러한 이유로 인하여 공기공급형 가스화 공정을 채택한 관련업체에서 고온 가스정화공정의 상용화에 박차를 가하고 있다.

2.4. 복합 발전 시스템

2.4.1 가스터빈 시스템

복합발전플랜트에서 플랜트의 성능을 좌우하는 가장 중요한 요소 중의 하나는 가스터빈이며 석탄가스를 연소시켜 발전용에 적용하기 위하여서는 대용량일수록 유리하다. 현재 개발되어 사용되고 있는 대용량 가스터빈의 축동력은 200MW(60Hz 기준) 미만으로서, 주로 미국의 GE와 Westing House, 유럽의 ABB/CE 및 Siemens/KWU사 등에 의해 생산된다. 이들 가스터빈에는 효율적인 터빈 블레이드 냉각기술과 고온환경에서 내열성이 뛰어난 합금응용기술 등을 채택하여 매년 압축비 및 터빈입구온도의 증가가 이루어 졌고, 그 결과로서 복합발전 구성시 발전효율이 55%(천연가스 사용 및 저위발열량 기준)이상에 이르고 있다. 석탄가스를 가스터빈에 이용할 경우에는 같은 가스터빈에 천연가스를 이용하는 경우보다 전력생산량이 증가하는 것으로 알려져 있는데, 이는 석탄가스의 발열량이 천연가스의 발열량보다 상당히 낮기 때문에 같은 열에너지 입력이나 같은 터빈입구온도의 제약조건하에서 가스터빈연소기로 흐르는 연료의 유량이 많아지기 때문이다. 예를 들어, GE사의 MS7001FA가스터빈의 천연가스 연소시 발전량은 159MW이나, 석탄가스를 이용할 경우에는 최대출력이 192MW에 이르는 것으로 보고되고 있다[13].

천연가스를 기준으로 제작된 가스터빈 시스템에 석탄가스를 연소시킬 경우 팽창터빈은 개조하지 않고 사용하고 있다. 그러나 연료의 특성 및 유량조건을 고려할 때 연소기의 개조는 불가피하다. 연료유량이 많은 점을 고려하여 연료 주입 노즐의 직경을 크게하고, 석탄가스속에 화염전파성이 뛰어난 수소가 다량 함유되어 있는 점을 고려하여 유동방향에 조정을 가한다[14]. 또한 산소공급장치(공기분리장치)와 연계하는 경우에는 압축기에서 압축공기의 일부를 추출할 수 있도록 개조되어야 한다. 산화제로서 공기를 사용하여 저열량 가스를 자사의 가스터빈에 연소시키는 실험을 수행한 Westing House사의 경우 연소시 진동과 소음이 심하여, 이를 줄이기 위한 연소기 설계에 많은 노력을 기울여 현재 거의 해결하였다고 하며[8], ABB/CE의 경우도 화염안정화에 특별한 설계[7]를 하였다고 하나 상세한 기술은 발표되지 않고 있다.

최근에는 고온에서 내열성이 우수한 세라믹재료를 이용하여 가스터빈의 팽창 깃을 제작하는 연구가 진행중이다. 이 기술이 실용화되면 터빈입구온도를 더욱 상승시킬 수 있으므로 복합발전 플랜트의 출력 및 발전효율에서 진보하게 될 것이며, IGCC 플랜트의 효율성이 더욱 높아질 수 있을 것으로 예측되나, 상업화는 2000년대 이후에 이루어질 것으로 전망되고 있다.

2.4.2 증기터빈 시스템

IGCC 플랜트에서의 증기터빈 시스템은 천연가스 복합발전 플랜트의 증기터빈 시스템과 거의 유사하다. 즉, 가스터빈의 배기가스의 열을 이용하여 폐열회수보일러(Heat Recovery Steam Generator, 이하 HRSG)에서 3가지의 다른 압력(고압, 중압, 저압)조건의 증기를 생산한다. 한가지 조건(일반적으로 고온고압)의 증기를 생산하는 기존의 미분탄 발전보일러와는 달리 HRSG에서

는 HRSG에서는 비교적 저압의 증기가 생산되는데, HRSG에서 생산되는 고압증기도 기존의 화력발전플랜트에서 생성되는 증기에 비하면 비교적 저압이다. 최근에는 가스터빈의 발달로 가스터빈입구온도가 높아짐에 따라 가스터빈 출구온도(즉, HRSG 입구온도)도 높아지게 되었고 이에 상응하여 HRSG에서 생성되는 증기의 압력 및 온도도 높아지고 있는 추세이며 재열사이클의 적용도 가능하게 되었다. 현재 외국의 석탄가스화 실증플랜트의 HRSG에서 생산되는 고압증기의 조건은 대부분 1450psig/1000°F이나, 대응량으로 갈수록 고압의 증기를 생산하는 점과 현재의 HRSG 설계에서도 고온고압의 증기를 생산하는 방향으로 기술이 발전하고 있는 점을 고려할 때[15], 수백 MW급 이상의 상용화 IGCC 플랜트에서는 이보다 높은 압력의 증기조건도 적용될 수 있을 것으로 판단된다. 그러나 현재로서는 압력을 증가시키는 노력보다는 3가지 압력의 적절한 선택, HRSG내의 열교환기의 적절한 배치 및 각 압력조건의 증기생산량의 적절한 조합에 의하여 최적조건을 찾아내려는 방향으로 연구가 진행되고 있다[16].

3. 국외 및 국내 기술개발 동향 및 추후 연구 방향

3.1 국외 기술개발 현황

IGCC 기술은 석유나 천연가스를 석탄으로 대체할 수 있으면서도 우수한 발전효율 및 환경보전성을 지닌 기술이므로 미국, 유럽 및 일본 등 기술선진국에서는 수백 MW급 이상의 대응량화가 가능한 차세대 화력발전 기술로 선정하여 기술우위 선점을 위하여 IGCC 기술개발을 적극 추진 중에 있다.

미국에서는 Texaco Syngas사, Dow Chemical, CE(Combustion Engineering, 현재 ABB/CE) 및 GE(General Electric Co.) 등의 회사에 의하여 IGCC 기술개발이 추진되고 있다. Texaco사는 비교적 일찍 기술개발을 추진하였으며, COOL WATER PROJECT에 의하여 1984년에는 발전용량 120MW급의 실증플랜트의 건설을 완료하였다. 이 실증플랜트에서는 1984년에 석탄가스를 생산하기 시작하였으며 1986년 말에는 발전을 시작하였다. 이 플랜트에는 Texaco사의 습식석탄공급 방식의 가스화기 및 GE사의 "STAG 107E" 복합발전사이클이 채택되었는데 현재 순발전량은 118MW이며, 건설단가는 2000\$/KW로서 비교적 높은 편이다[13]. 일본도 전력회사 중심으로 COOL WATER PROJECT에 Partnership으로 참가하였다. Dow에서는 비교적 대형인 160MW급 실증플랜트를 1985년 부터 Louisiana주의 Plaquemine에서 운전 중이다. 주로 역청탄 및 아역청탄을 사용하고 있으며 습식 석탄공급, 산소공급형 분류층 가스화기 및 저온 가스정화공정을 채택하고 있다. CE에서는 공기공급형 2단 분류층 가스화 기술을 채택한 12MW급 플랜트를 운전 중에 있다.

유럽에서 가장 진보된 IGCC 기술을 보유하고 있는 회사는 네덜란드를 중심으로 한 다국적 기업인 Shell International사라 할 수 있다. Shell사는 1978년에 독일 Hamburg에 150톤/일 플랜트를 건설하였으며, 1987년에는 미국의 Deer Park에 40MW급의 실증플랜트를 건설하였다. Shell사의 가스화플랜트는 질소에 의한 건식 석탄공급, 산소공급형 분류층 가스화기 및 저온 가스정화공정을 이용하고 있는데, 저온가스정화공정을 위한 열교환장치에 타공정과 달리 재순환냉각(Recycle Quench)방식을 채택하고 있다. Shell사는 Deer Park에 건설된 가스화기에서 역청탄, 아역청탄 및 갈탄 등 20여종의 다양한 석탄을 이용한 실험을 수행하였다. 특히 건식 석탄공급방식을 채택함으로써 플랜트 효율을 상승시킬 수 있을 뿐만 아니라 비교적 발열량이 적은 석탄에도 적용할 수 있는 것으로 알려지고 있다. 또한 Shell사는 네덜란드의 Buggenum에 상용화급 실증플랜트인 250MW급의 IGCC 플랜트의 건설을 1994년 초 완료하여 현재 실증운전을 하고 있으며, 실증운전이 완료되면 상업발전을 할 계획으로 있다.

독일은 초기에 Lurgi, Winkler, KT등에서 주로 상압 가스화기를 개발하였으나 1980년 이 후에는 주로 가압 가스화기를 개발하고 있다. Lurgi사에서는 가압 고정층 건회처리 가스화기를 개발하였으며 순환유동층보일러(CFB) 개념을 복합한 가스화기도 개발하였다. Krupp Koppers사에서는 상압 KT 공정을 개선하여, 가압 분류층 질소에 의한 건식 석탄공급 가스화기(PRENFLO)를 개발하였으며 저온 가스정화공정을 채택하고 있다. Deut. Babcock사에서는 건식 석탄공급, 산소공급형

분류층 및 저온 가스정화장치를 채택한 가스화 플랜트를 운전 중이다. RWE Energie사와 Rheinbraun AG사는 300MW급의 KoBra 프로젝트를 계획하여, 현재 설계를 마치고 올해(1994년) Goldenberg에서 건설에 들어갈 예정으로 있다[6]. 이 프로젝트는 HTW(High Temperature Winkler) 유동층 가스화공정, WTA(유동층 석탄건조)공정 및 저온 가스정화공정을 채택하고 있고, Siemens V94.3 가스터빈을 적용할 계획이다.

영국에서는 British Gas사에서 고정층 용융회처리 BGC/Lurgi 공정을 개발하였으며 1981년 이후 Scotland의 Westfield에서 항공기용 엔진 개조 가스터빈을 이용한 50MW급의 플랜트를 운전 중에 있다.

일본은 미국이나 유럽에 비해 기술개발을 늦게 시작하였지만 Sun-Shine 프로젝트의 일환으로서 IGCC 기술개발을 적극 추진중에 있다. 현재 일본의 기술개발 목표는 1기당 발전용량이 250MW급 이상인 가스화기를 2000년대 이전까지 개발하여 일본의 고유기술에 의한 상용화플랜트를 실현하는 것이다. 1983년에 일본전력중앙연구소(CRIEPI)에서 CE(현 ABB/CE) 가스화기를 모델로 하여 2톤/일 분류층 가스화기의 연구를 시작하여 성공적으로 완료하였다[5]. 1986년부터는 NEDO(신에너지 산업기술 종합개발기구) 주관하에 미쓰비시중공업(MHI), 이시가와지마중공업(IHI) 및 히다찌(Hitachi)등 일본 유수의 기업체들이 참여하여 200톤/일 가스화기 연구를 수행 중이다. 이 실증플랜트는 2톤/일 분류층 가스화기의 특성 및 기술을 확장(scale-up)한 것으로서 석탄의 건조공급, 공기공급형 분류층 가스화기 및 고온 건식 탈황공정을 채택하고 있다. 1993년말 현재까지 600억엔 가까운 비용이 투입된 것으로 알려져 있으며 거의 완료단계에 와 있다. NEDO 프로젝트에 자사의 가스터빈을 제공하여 참여하고 있는 Hitachi사는 NEDO 프로젝트와는 별도로 석탄처리용량이 50톤/일인 석탄가스화기를 제작하여 Chiba에서 운영하고 있다. 이 가스화기는 건식 석탄공급 및 산소공급형 분류층 가스화기를 채택하고 있으며 탈황공정과 연계하여 개발을 진행중이다.

3.2 국내 기술개발 현황

국내의 IGCC 관련 연구개발의 역사는 상당히 일천하여 기술축적도 기술선진국에 비교할 때 아주 미약한 실정이라고 할 수 있다. 그러나 최근에는 한국전력의 자체기술개발 노력 및 정부주도 하의 G7 사업의 일환으로서 비교적 적극적으로 추진되고 있다. 한국전력의 연구/기술 개발 방향은 어느 정도 소개되었으므로[17], 대체에너지 사업개발 및 G7 사업으로 IGCC 기술개발을 추진하고 있는 고등기술연구원/아주대학교의 연구를 간략하게 소개하고자 하면 다음과 같다.

고등기술연구원과 아주대학교는 1992년 이래 수행하고 있는 “석탄가스화 복합사이클 발전시스템 실용화개발” 프로젝트의 1단계 연구결과로서 3톤/일 Bench Scale Unit(BSU) 석탄가스화장치를 건설, 시운전중이다. 본 연구에서 사용되는 시험설비는 건식/분류층/산소공급 형태를 가지고, 30기압, 1500°C 에서 운전되는 가스화설비로서, 석탄분쇄/주입장치등의 부대설비를 포함하는 BSU(Bench Scale Unit)이다. 생성가스 냉각은 물 쉐어링방식에 의해 이루어진다. 그림 5 는 아주대 구내에 건설된 3톤/일 BSU 실험동의 개략도를 보여주고 있다. 본 설비를 이용하여 각종 IGCC 시스템 요소에 대한 실험과 각종 설계 변수에 따른 가스화 영향에 대한 실험을 진행하고 있다. 이와 병행하여 IGCC 분야별 연구결과 및 구성요소에 대한 기존의 기술자료, 설계프로그램들을 종합하는 IGCC 엔지니어링 패키지 개발에 노력을 기울이고 있다.

1차원적 해석을 통해 검증된 형상에 대해 2,3차원 열유동장을 해석하고, 가스화기의 국부적 현상을 규명하며, 이때 사용될 수 있는 프로그램은 상용 열유체코드인 PHOENICS 와 석탄가스화 전용 코드인 PCGC-2/3 를 들 수 있다. 2,3차원 해석과 더불어 석탄가스화 실험이 병행될 수 있으며, 실험을 통해 얻어진 유동장 및 화학반응 측정결과는 해석을 위한 2상유동, 난류 및 반응모델의 보완, 향상에 사용될 수 있으며, 역으로 프로그램을 이용한 매개변수해석을 통해 타당한 실험범위의 확정 및 제한된 크기의 실험장치로는 예측할 수 없는 scale-up 의 효과를 고려할 수 있다.

가스터빈 사이클의 공정평가체계는 가스화기 해석이나 BSU시험을 통해 얻은 생성가스에 석탄가스 정제효과를 고려한 결과를 입력자료로 사용하여 해석이 가능하고, 마찬가지로 터빈은 연소기의 출구 예측결과를 입력자료로 사용할 수 있다. 또한 고등기술연구원에서 향후 연구프로그램의

앞서 언급한 IGCC 구성 부분시스템에 대한 개념설계와 주요요소에 대한 설계해석/평가과정에 대한 연구결과들은 다른 기관들에서 병행되고 있는 고온탈황장치, 집진장치등의 연구결과들과 결합되어 IGCC 전체시스템의 설계 및 엔지니어링에 사용될수 있으리라 보여진다.

3.3 국내외 추후 연구 방향

석탄가스화기는 IGCC 기술의 핵심장치의 하나이지만, 기술개발은 성숙기에 이르렀다고 볼 수 있다. 그러나 자국의 독자기술을 확보하지 못한 국가에서는 고유모델의 개발에 관심을 기울일 것으로 판단되며 고등기술연구원/아주대학교의 석탄가스화기 개발도 이 범주에 속한다. 전세계적으로는 아직 상용화되지 못한 고온가스정화공정, 600°C-700°C이상에서의 고온집진공정 및 부속공정간의 연계기술개발에 적극적인 투자가 이루어 질것으로 예측할 수 있다. 특히 세라믹 팽창기를 이용한 가스터빈의 개발은 IGCC 시스템의 효율성을 한층 높일 수 있으므로 이에 대한 기술개발에도 관심이 집중될 것으로 전망된다. 국내의 한국전력에서는 상용화플랜트 도입과 이의 소화를 위한 기술개발에 주력하며 관련 연구를 진행할 계획으로 있는 것으로 알려지고 있다. 고등기술연구원/아주대학교에서는 고유모델 가스화기 개발 및 연계기술 확보를 목표로 하여 연구개발을 추진 중에 있으며 연구방향은 위에서 언급한 바와 같다.

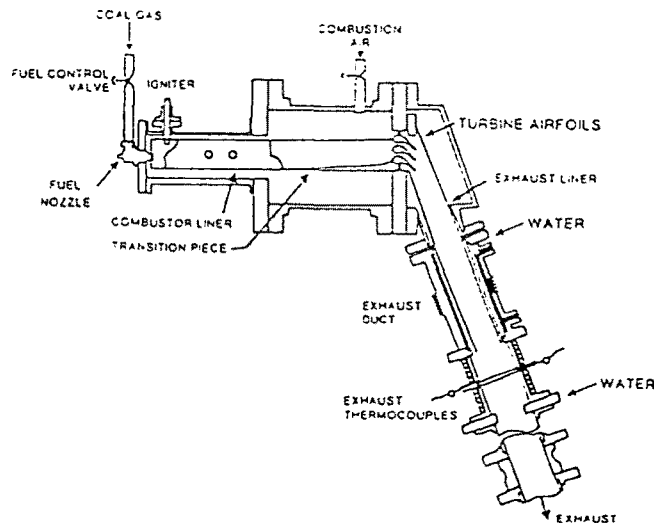


그림 6. 가스 터빈 시뮬레이터의 개략도

4. 결론

IGCC 시스템의 효율 및 초기건설비는 석탄가스화기의 종류, 산화제 공급방식, 가스정화공정의 선택 및 각 부속공정의 적절한 연계등에 의하여 차이가 날 수 있으나, 다음 표 7과 같이 예측되고 있다[14]. 이러한 기술개발 추세에 고무되어 현재 전세계적으로 IGCC 발전플랜트의 채택을 고려하고 있으며, 건설중이거나 계획중인 실증 또는 상업용 플랜트의 수 및 용량은 표 8과 같다 [14].

이와 같이 IGCC 시스템의 효율 및 건설단가는 계속 증가할 추세이나, IGCC 기술은 연료 및 처리공정의 특성상 발전효율 및 공해물질 배출특성은 천연가스 복합발전 플랜트보다 우수할 수 없다는 점은 명백한 사실이다. 따라서 IGCC 발전플랜트의 채택은 천연가스의 공급안정성 및 가격변동에 크게 좌우된다고 할 수 있으나, 우리나라와 같이 석유나 천연가스 자원이 전무한 경우에는 안정적인 공급이 가능한 석탄을 연료로 하는 IGCC 기술이 좋은 대안이 될 수 있을 것으로 판단된다. 현재로서는 초기투자비가 높고, 천연가스 및 석유의 가격이 안정추세에 있기 때문에 국내에서 활성화될 시점은 2000년 전후로 예측된다. 그러나 IGCC 기술은 전력사업뿐만 아니라, 각 분야

의 재래 및 첨단기술들이 결합된 종합체의 성격을 가지므로, 관련 기술개발 범위 및 관련 사업분야가 폭넓고 그에 따른 기술적 파급효과도 매우 크다. 또한 기술경쟁시대에 돌입하여 기술이전을 극히 기피하는, 특히 IGCC 공정의 경우 화학공정으로 분류되어 이러한 경향이 더욱 강한 세계적 추세를 고려할 때, 국내에서도 정부지원하에 산학연 주도하의 실용화개발을 통한 관련기술의 개발에 주력해야 할 것으로 판단된다.

표 7 IGCC 플랜트의 효율 및 건설단가 예측

	Efficiency	Capital Cost
Mid 90's	8000 Btu/Kwh HHV (44.6% LHV)	1300-1400 \$/Kw
2000s	7100 Btu/Kwh HHV (50.0% LHV)	1200-1300 \$/Kw

표 8 현재 건설중 또는 계획중인 IGCC 플랜트의 용량

	America	Europe	Asia/Pacific
Under Construction	1,690 MW (9)	4,490 MW (17)	1,820 MW (6)
In Evaluation	7,570 MW (20)	7,890 MW (23)	6,550 MW (18)

주 : ()는 플랜트 수

후 기

본 연구는 통상산업부 에너지자원기술연구센터에서 지원하는 "석탄가스화 복합사이클 발전 시스템 실용화개발(과제번호 : 92E105-348DG1)"의 일환으로 수행된 것 이며, 이에 센터 관계자들에게 심심한 사의를 표합니다.

참고문헌

1. L. D. Smoot & P. J. Smith, "Coal Combustion and Gasification", *Plenum Press*, New York & London, 1985
2. Edited by L. D. Smooth, "Fundamentals of Coal Combustion", *Elsevier Science Publisher*, 1993
3. Synthetic Fuels Associates, INC., "Coal Gasification Systems : A Guide to Status, Applications and Economics", *EPRi Report AP-3109*, 1983
4. 아주대학교/고등기술연구원, "석탄가스화 복합사이클 발전시스템 실용화 개발 (II)", 2차년도 보고서, p.268, 931E105-348DG1, 1994
5. J. Inumaru et al., "Characteristics of a 2T/D Pressurized Two-Stage Entrained Bed Coal Gasifier", *Central Research Institute of Electric Power Industry Report*, 1990
6. K. Schippers et al., "KoBra will demonstrate High Temperature Winkler IGCC", *Modern Power Systems*, Feb. 1993, pp. 41-50
7. H.E. Andrus, M.D. Mirolli & H.H. Vroom, "ABB Combustion Engineering Coal Gasification Systems for Combined Cycle Power Generation", *10th Korea-U.S.A. Joint Workshop on Coal Utilization Technology*, pp. 37-51, Taejeon, Korea, 1994
8. Westing House, "IGCC Lessons Learned : Westing House", *Presented at Special Session (IGCC Lessons Learned) of International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition*, Hague, Netherlands, June, 1994 (without publication)

9. W.F. Domeracki, T.E. Dowdy & D.M. Bachovchin, "Topping Combustor Development for Second Generation Pressurized Fluidized Bed Combined Cycle", *International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition*, 94-GT-176, Hague, Netherlands, June, 1994
10. 한국전력기술(주), "석탄가스화 복합발전 기술연구 종합보고서", pp. 286-288, 1988
11. F. E. Cumare, R. E. Meissner & J. B. Hamlin, "Sulfur Management of Coal Processing Complexes", *Energy Progress*, Vol. 4, 1984, pp. 205-213
12. A. Robin et al., "Integration and Testing of Hot Desulfurization and Entrained-Flow Gasification for Power Generation Systems", *Proceedings of 11th Annual Gasification and Gas Stream Cleanup Systems Contractors Review Meeting*, 1991, pp. 56-65
13. D. M. Todd, "Clean Coal Technologies for Gas Turbines", *37th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar*, GER-3650C, 1993
14. D. Todd, "IGCC Can Balance Fuel Supply in a Clean and Economic Maner", *1st U.S./Korea Electric Power Technologies Seminar*, Seoul, Korea, 1994, (without publication)
15. I. Stambler, "HRSG Design Keeping Pace with Gas and Steam Turbines", *Gas Turbine World*, Nov.-Dec., 1992
16. F. G. Baily, "Steam Turbines for Advanced Combined Cycles", *37th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar*, GER-3702B, 1993
17. 한국에너지기술연구소, "복합발전용 석탄가스화 장치 및 정제시스템 연구", 1993. 12.
18. 이찬, 유영돈, 이한구, 이인영, "IGCC용 가스터빈 사이클 공정개발을 위한 해석체계," 한국에너지공학회 춘계학술대회 논문집, 1995, pp.123