

# 석탄가스화 복합발전 시스템의 성능평가를 위한 시뮬레이션 연구<sup>1)</sup> Simulation Study for IGCC System Performance Evaluation

마수만\*, 이한구, 이찬, 김형택, 정근모  
(아주대 에너지학과 / 고등기술연구원 전력에너지 연구실)

## 1. 서론

석탄가스화 공정과 복합발전 사이클을 결합한 IGCC 발전 시스템은 기존의 석탄연소 발전방식에 비해 열효율이나 공해배출 문제등에서 월등히 우수한 특성을 가지므로 차세대 발전개념으로 크게 각광받고 있다. 이러한 이유로 선진공업국들은 70년대 석유 파동 이래 IGCC 기술을 중점 개발하여 왔고, 머지않아 상업화에 도달할 전망이다. 국내적으로도 전기수요량의 급격한 증가와 엄격한 환경규제등의 현실적 요인으로 인해 IGCC 발전에 관심이 집중되고 있으며, 이와 더불어 우리실정에 맞는 IGCC 공정기술의 개발이 시급한 실정이다.

본 연구는 IGCC 발전시스템 개발 프로젝트의 일환으로서, 상용 ASPEN 코드를 사용하여 IGCC 시스템의 분석/평가를 위한 시뮬레이션 프로그램을 개발하였고, 이를 적용하여 2가지 상이한 석탄가스화기 및 정화공정을 포함하는 IGCC 시스템에 대한 성능해석을 수행하였으며 그 결과를 논의하였다.

## 2. 시뮬레이션 모델링

본 연구에서 고려한 첫번째 IGCC 시스템은 산소공급 분류층 가스화기, 저온탈황장치, 2개의 가스터빈 및 3가지 압력계통의 폐열회수 보일러와 증기터빈으로 구성되어 있고, 두번째 IGCC 시스템은 동일한 형태의 가스 및 증기터빈, 폐열회수 보일러 설비에 공기공급 유동층 가스화기 및 고온탈황장치를 결합한 형태이다. 또한 본 연구의 대상탄은 표1 과 같은 성분을 가지며, 대기조건은 상대습도 60%, 온도 15.5 °C, 압력 1 atm 으로 가정하였다.

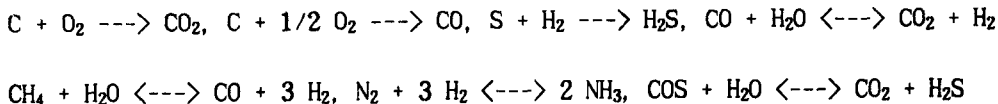
### (1) 산소공급 분류층 가스화기 및 저온 탈황장치

가스화기에 들어가는 미분탄 (70% - 200 mesh) 은 수분함유량 5% 로 건조시켜 주입시키며, 건조를 위해 필요한 열은 폐열회수보일러(HRSG)에서 생성된 증압증기를 응축하는 과정에서 얻어지며 응축된 증압증기는 탈기기로 되돌아 간다. 산소공급 플랜트로부터 나오는 산소(95% 순도)와 질소는 각각 28.6, 32.0 atm 으로 압축되어 가스화기에 공급된다. 가스화기에 유입되는 증기는 31.3 atm, 352 °C 상태로 증기터빈으로부터 공급된다. 이때 증기, 산소 및 질소의 석탄에 대한 유량비는 각각 0.030, 0.852, 0.084 이다.

가스화기는 26.54 atm, 1382.7 °C 에서 운전되며, 가스화기 내의 주 반응들은 다음과 같이 가정하였고 Gibbs Free Energy 최소화법[1]을 이용하여 생성가스의 조성을 구

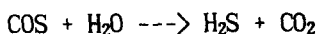
1본 연구과제는 '92년 2월 부터 '94년 12월까지 진행 중인 에너지자원기술개발지원센터에서 지원하고 아주대학교/고등기술연구원에서 주관하는 "석탄가스화 복합사이클 발전시스템 실용화 개발"의 일환으로 '92년에 수행된 것이다.

하였다.



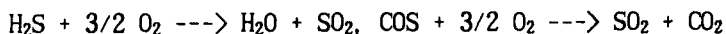
고온의 생성가스는 배출되기전에 재순환된 생성가스와 함께 1037.7 °C 까지 냉각되며, 생성된 슬래크은 가스화기 하부를 통해 배출된다. 냉각 가스는 폐열회수보일러 내에서의 열교환과정과 사이클론에 수반되는 열교환과정을 거치면서 93.3 °C 까지 내려가며, 이러한 가스는 물과 접촉하여 미량의 고형물이 제거된후 179.4 °C 로 재가열되어 탈황공정을 거치게 된다.

저온 탈황공정에서는 아래와 같은 촉매반응을 거치며 COS 가 H<sub>2</sub>S 로 전환되며,

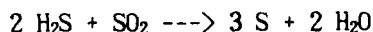


이렇게 생성된 가스는 물세척을 통해 NH<sub>3</sub> 를 제거하고, 더 나아가 산성흡수기를 거치면서 대부분의 H<sub>2</sub>S 와 약간의 COS, CO<sub>2</sub> 도 제거된다. 처리된 연료가스는 흡수기 출구에서 약 35 °C 로 방출되어, 가스터빈 연소기로 들어가기 전에 고온의 생성가스를 냉각하는 과정에서 발생하는 열에 의해 약 398.9 °C 까지 재가열 된다.

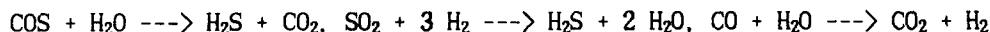
산성가스 흡수기를 나와 Flash Tank, 재생기를 거친 가스는 Claus 유황 회수공정으로 유입되며, 이때의 산화반응은 다음과 같다.



연소기로 부터 흘러 나오는 가스는 SO<sub>2</sub>:H<sub>2</sub>S 가 1:2 의 비를 갖는데 이 가스는 촉매반응에 의해 황원소로 전환되고



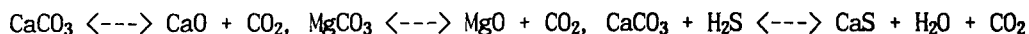
이때 황의 전환은 열역학적 평형 제한조건에 의해 95% 이다. Claus 공정으로 부터 나온 가스는 수소화 반응기내 에서 아래와 같은 반응을 보이며,



수소화 반응기에서 유출된 가스는 산성가스 흡수기로 유입되어 H<sub>2</sub>S 가 제거된 후 연들로 배출된다.

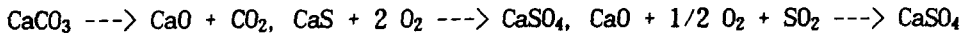
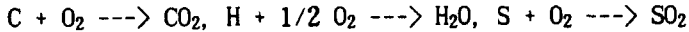
## (2) 공기공급 유동층 가스화기 및 고온 탈황장치

유동층 가스화기는 27.2 atm, 1038 °C 에서 운전되며, 공기및 증기의 공급량은 건조된 석탄의 약 270%, 3% 정도이다. 가스화기 내의 주요 반응들은 분류층 가스화기 내의 것들과 동일하다고 가정하였으며, 생성가스의 탈황을 위해 첨가되는 석회석 흡착제( CaCO<sub>3</sub> 93 % 조성 )와의 반응은 아래와 같다.



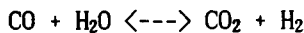
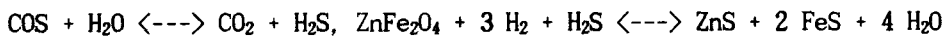
가스화기에서 나오는 생성가스의 온도는 약 1037.8 °C 이며, 사이클론 과 간극여과기를 거치면서 고체물질들은 분리되어 Sulfator 로 유입되고 가스는 Zinc ferrite 흡수기로 들어간다.

Sulfator 에서는 최악 연소와 환원된 흡수제 물질의 산화를 위해 과잉공기가 공급되며, 주된 반응들은 다음과 같다

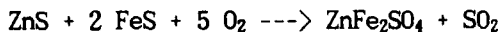


이때 sulfator 의 운전조건은 871.1 °C , 1.36 atm 이다.

간극여과기로 부터 나온 가스는 zinc ferrite 흡수기 내의 아래 같은 반응들을 거치며



위의 전환반응은 발열반응 이므로 가스의 온도를 648.9 °C 까지 증가시킨다. 소비된 흡수제는 재생기로 유입되어 다음과 같이 재생되어 진다.



위 반응에 의해 생성된 SO<sub>2</sub> 함유가스는 가스화기로 재순환되고, 재생 zinc ferrite 는 흡수기 내에서 재사용 된다.

### (3) 가스터빈

석탄 연료가스는 가스터빈 연소실로 유입 연소되어 고온의 배기가스를 생성하며, 가스팽창을 통한 터빈의 구동으로 인해 전력생산이 가능하다. 본 IGCC 시스템의 성능 평가에 사용된 가스터빈은 GE 의 MS 7001F 로 가정하였다[2]. IGCC 플랜트의 가스터빈설비로 부터 400 MW 의 순출력을 얻기 위하여, 본 연구에서는 MS 7001F 가스터빈 2 기를 병렬로 사용하였다. 15:1 로 압축된 공기는 주로 연소실에서 석탄 가스와 혼합되어 반응하며, 일부는 by-pass 되어 터빈날개의 냉각에도 사용된다. 연소기출구의 고온 배기가스는 터빈으로 유입되기전에 설계 요구사항인 터빈입구온도를 맞추어 주기위해 냉각되며, 터빈에서 팽창된 가스는 폐열회수 보일러로 주입되어 증기생성의 열원으로 사용된다.

### (4) 폐열회수 보일러및 증기터빈

폐열회수 보일러는 가스터빈의 배기가스를 이용하여 고압, 중압및 저압 증기를 생성하는 일련의 열교환기로 구성되어 있으며, 이때 중압증기는 가스화기에 공급되어 가스화반응에 사용되거나 고온탈황 용매재생기와 생성가스의 습도조절에도 사용된다. 본 성능평가에 사용된 증기터빈은 비재열 응축터빈으로 3가지 압력계통의 터빈부위들로 구성되며, 펌프, 응축기 및 급수 가열기등의 보조장치들과 함께 증기터빈 사이클을

형성한다.

앞서 서술된 산소 분류층 및 공기 유동층 IGCC 시스템의 구성도는 그림 1, 2 와 같으며 [3], 이와 같은 process flow 를 바탕으로 ASPEN 시뮬레이션 프로그램을 작성하였다 [4].

### 3. 시뮬레이션 결과 및 검토

표 2는 분류층 및 유동층 가스화기에서 생성되는 가스와 그에 상응하는 가스정화장치를 통과하여 가스터빈 연소기로 주입되는 연료가스의 조성을 보여주고 있다. 분류층 가스조성이 유동층에 비해 일산화탄소의 비율이 높은 반면, 질소의 비율은 낮은 경향을 보여준다. 또한 유동층의 경우 연료가스내 일산화탄소 함유량이 생성가스에 비해 줄어드는 결과를 나타내며, 이는 분진제거와 탈황을 거친 후 연료가스가 water-gas 전환 평형을 이루기 때문이다. 또한 두가지 가스화기로 부터 나오는 석탄가스를 천연가스나 증유를 바탕으로 설계된 가스터빈 연소기에 응용함에 있어서 생기는 탈설계점 성능상의 문제는 연소기내의 압력을 증가시키거나 온도를 낮추어 줌으로써 해결이 가능하며 [5], 본 연구에서는 압력을 조절하여 주었다.

전체 성능 시뮬레이션 결과( 표 3 참조 )에 따르면, 분류층인 경우는 453.9 MW 를 유동층인 경우는 440.3 MW 의 순출력을 보여주고 있다. 또한 전체 시스템 효율( 고위 발열량 기준 )은 분류층, 유동층인 경우 각각 38.7, 38.9 % 이다. 즉 가스화기 공정으로 어떤 형태를 사용하더라도 전체 효율이나 출력에는 큰 영향을 미치지 않음을 알 수 있다. 그러나 냉가스효율은 분류층의 경우가 유동층에 비해 약 1.7 % 정도 큼을 볼 수 있다. 이러한 결과로 부터 분류층 가스화기는 유동층에 비해 높은 열량의 가스를 생성한다는 것을 알 수 있다.

또한 표 3 의 결과로 부터 가스화기내 탄소 전환율이 분류층의 경우 유동층에 비해 약 3.7 % 정도 높게 나타나고 있으며, 유동층의 경우도 sulfator 내의 작용을 포함하면 전환율이 99.9 % 까지 향상되나 sulfator 라는 추가적인 장비를 필요로 하는 단점을 가진다. 전체 황 회수율은 분류층과 유동층의 경우 각각 98.0, 99.6 % 로 거의 비슷하나, 유동층 가스화기와 결합된 고온 탈황공정은 아직 검증되지 않은 기술이라는 면에서 저온 탈황공정에 비해 단점으로 작용한다. 더 나아가 분류층 가스화기의 경우는 Claus 공정으로 부터 회수되는 원소형태의 황은 경제성 있는 부산물로 활용될 수 있으나, 유동층 가스화기의 부산물인 석회석/회분은 매립되며 이를 위해 추가적 비용이 소요되는 단점을 가진다. 그러나, 표 3 에서 볼 수 있듯이 분류층 IGCC 시스템은 유동층에 비해 좀 더 많은 보조부하를 필요로 하며, 이는 황회수 공정상에 펌프, 압축기 등의 여러 보조설비가 필요하기 때문이다.

가스터빈 성능이 IGCC 시스템 전체성능에 미치는 영향을 검토하기 위해, 앞서 선택된 분류층 가스화 공정과 증기터빈 사이클에 GE 의 개량형 가스터빈( MS 7001FA )을 결합하여 시뮬레이션을 수행하였다. MS 7001FA 의 설계사양은 순출력 178 MW, 압축비 16, 터빈입구온도 1441 °C 로서 MS 7001F 에 비해 향상된 특성을 가진다 [6]. 시뮬레이션 수행결과 IGCC 전체 열효율은 39.4 % 로 증가하였다. 이와 같은 효율상승은 투입되는 화학에너지를 가스터빈내에서 효율적으로 이용한 결과이다. 즉 MS 7001F 의 출력은 공급 석탄에너지의 28.98 % 이며 부가적으로 증기터빈을 통해 15.5 % 에 해당되는 출력을 생성하였으나, MS 7001FA 를 적용하였을 경우에는 그 비율이 30.99 %, 14.22 % 이었다 [3]. 이러한 결과는 전체 IGCC 시스템의 효율향상에 가스터빈의 성능 개선이 크게 기여함을 보여준다

#### 4. 결론

상용 ASPEN Code 를 이용하여 IGCC 시스템의 성능평가를 위한 시뮬레이션 기법을 확립하고 이를 분류층또는 유동층 가스화기를 가지는 2가지 IGCC 시스템에 적용하여 보았다. 두 시스템의 전체효율은 큰 차이를 보이지 않았으며, IGCC 선정에 있어서 가스화 방식은 효율에 큰 영향을 미치지 않음을 알수 있었다. 두가지 대상 시스템의 황회수 능력면에서도 분류층이나 유동층의 경우 모두 99 % 이상의 능력을 보여주었으나, 유동층의 경우 sulfator 같은 추가적 장비의 필요와 입증되지 않은 기술이라는 단점을 가지며 분류층의 경우는 유동층에 비해 좀더 많은 보조부하를 필요로 하는 단점을 가지므로 탈황설비 선택에 세심한 고려가 요구되어 진다.

IGCC 의 구성부위인 가스터빈의 선택이 전체효율에 미치는 영향이 크다는 사실이 규명되었다. 개선된 성능의 가스터빈의 응용은 전체 IGCC 시스템의 효율을 향상시킴이 드러났고, 이러한 결과는 앞으로 시뮬레이션 연구의 방향이 각 구성부위들의 통합에 따른 IGCC 성능최적화에 초점이 맞추어져야 함을 의미한다.

#### 5. 참고문헌

- 1) 정근모 외, "화학평형을 이용한 가스화 반응 모델링," 에너지공학회 추계학술대회 초록집, pp. 115-116, (1992)
- 2) D.E. Brandt, "MS 7001F Gas Turbine Design Evolution and Verification," General Electric Reference GER-3622 (1991)
- 3) 정근모 외, "석탄가스화 복합사이클 발전시스템 실용화 개발(I)," 921E105-348DG1, 동력자원부(1993)
- 4) ASPEN PLUS User Guide, ASPEN Tech. Inc., (1988)
- 5) M.S. Johnson, "Prediction of Gas Turbine On- and Off-Design Performance When Firing Coal Derived Syngas," ASME J. of Eng. for Gas Turbines and Power, pp. 380-385 (1992)
- 6) D.E. Brandt, "MS 7001FA Gas Turbine Design Evolution and Verification," General Electric Reference (1991)

표1 대상탄의 분석 데이터

PROXIMATE ANALYSIS(AR wt.%)	
Fixed Carbon	29.95
Volatile Matter	37.42
Moisture	24.03
Ash	8.60
ULTIMATE ANALYSIS (AR wt.%)	
Carbon	47.63
Hydrogen	3.67
Oxygen	15.18
Nitrogen	0.55
Sulfur	0.34
H <sub>2</sub> O	24.03
Ash	8.60
HHV(Btu/lb)	8,141

표2 분류층 및 유동층 가스화기에서의 가스조성( Volume Percent )

Component	Entrained Bed		Fluidized Bed	
	Raw Gas	Fuel Gas	Raw Gas	Fuel Gas
Ar	1.11	1.19	0.59	0.42
CH <sub>4</sub>	0.01	0.01	0.47	0.35
CO	56.12	60.07	25.27	8.13
CO <sub>2</sub>	5.44	5.50	5.29	14.59
COS	0.01	0.00	0.01	trace
H <sub>2</sub>	27.16	29.07	15.05	21.84
H <sub>2</sub> O	6.10	0.23	5.62	19.18
H <sub>2</sub> S	0.15	0.00	0.15	trace
N <sub>2</sub>	3.63	3.89	47.32	35.20
NH <sub>3</sub>	0.23	0.00	0.34	0.25

표3 2개의 IGCC 플랜트의 전체 성능비교

NOMINAL PLANT SIZE (MW)	400	400
GASIFIER TYPE	Entrained Bed	Fluidized Bed
<u>GASIFIER FEEDS:</u>		
COAL (AR lb/hr)	492,391	474,186
OXIDANT (lb/hr)	282,629(95%O <sub>2</sub> )	1,023,838(AIR)
STEAM (lb/hr)	9,951	12,360
LIMESTONE SORBENT (lb/hr)	.....	13,522
<u>GASIFICATION ISLAND PRODUCTS:</u>		
FUEL GAS TO G/T (lb/hr)	628,107	1,777,684
SLAG/ASH (lb/hr)	44,690	40,779
ELEMENTAL SULFUR (lb/hr)	1,651	.....
SPENT LIMESTONE SORBENT	.....	11,725
<u>GASIFICATION ISLAND PERFORMANCE:</u>		
COLD GAS EFFICIENCY - HHV (%)	79.5	77.8
CARBON CONVERSION IN GASIFIER (%)	99.0	95.3
CARBON CONVERSION OVERALL (%)	99.0	99.9
SULFUR RECOVERY IN GASIFIER (%)	0.0	89.1
SULFUR RECOVERY OVERALL (%)	98.0	99.6
<u>OVERALL PLANT PERFORMANCE:</u>		
COAL ENERGY INPUT - HHV (MW)	1174.1	1131.41
GROSS POWER OUTPUT (MW)		
GAS TURBINE (MW)	340.25	333.22
STEAM TURBINE (MW)	182.65	149.02
TOTAL POWER (MW)	522.91	482.24
AUXILIARY POWER NEED (MW)	69.00	41.98
NET POWER OUTPUT (MW)	453.91	440.26
NET HEAT RATE - HHV (BTU/kW-hr)	8,825.9	8,769.31
THERMAL EFFICIENCY - HHV (%)	38.66	38.91

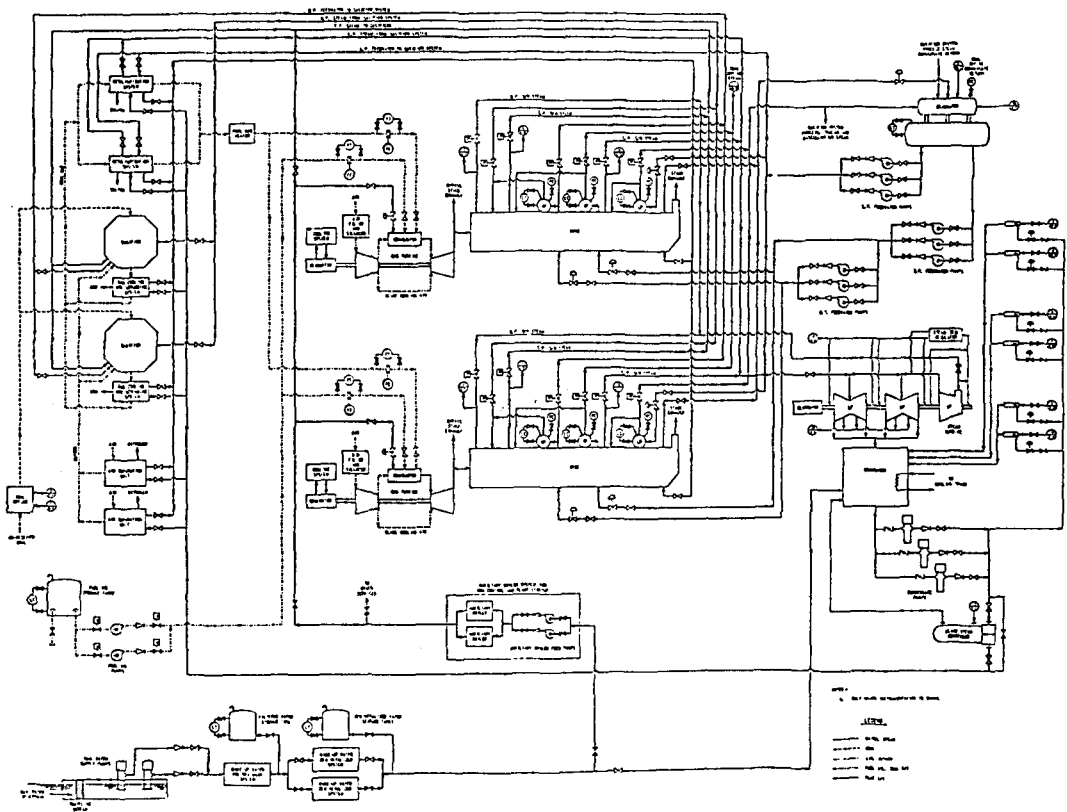


그림1 산소공급 분류층 IGCC 시스템 구성도

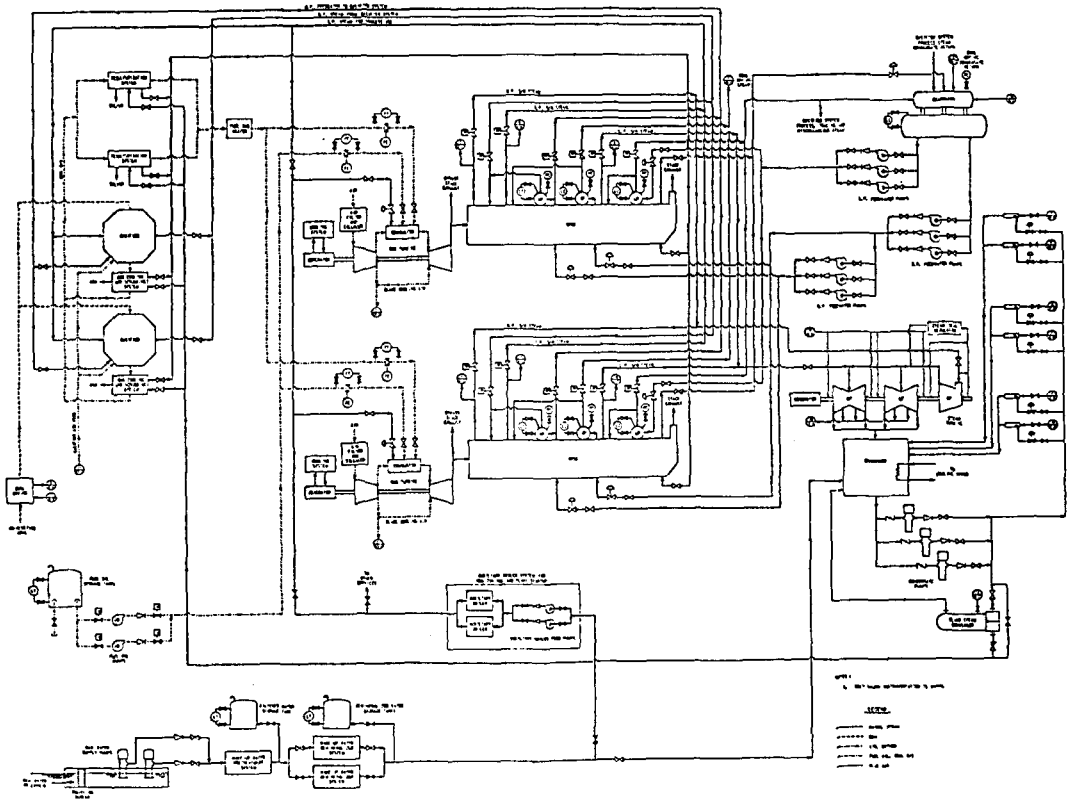


그림2 공기공급 유동층 IGCC 시스템 구성도