

300 MW급 IGCC 플랜트의 열 설계 연구

이윤경* · 서석빈 · 김종진

한국전력 전력연구원

A Study on the Thermal Designs of 300 MW-Class IGCC Plant

Yun Kyoung Lee*, Seok Bin Seo and Jong Jin Kim

Korea Electric Power Research Institute

요 약

석탄가스화 복합발전(IGCC)은 석탄을 가스화하고 가스화된 연료를 사용하여 전기를 생산하는 기술로 기존의 석탄 전환 기술에 비해 전환율이 높고 환경 영향이 적은 것으로 알려져 있다. 특히 우리나라와 같이 전력 생산 분야에서 석탄 화력의 비중이 높은(2001년 6월 기준, 29.6%, 한전통계자료) 나라에서 급격히 강화되는 석탄 화력 발전 방식에 대한 오염물 배출량 제한에 대처하기 위해 기존 석탄 화력의 대안으로 석탄가스화 복합발전이 부각되고 있다. 본 연구에서는 국내 도입이 임박한 IGCC 상용설비를 대상으로 한 시스템 설계 연구를 수행하였다. 분류층 가스화 공정을 채용한 2가지 종류의 IGCC 시스템으로, 고효율 IGCC와 저비용 IGCC에 대해 시스템 연계 최적화를 고려하여 시스템을 설정하였다. 각 시스템에 대해 AspenPlus 등을 사용한 시스템 시뮬레이션 모델을 개발하고 성능 계산을 수행하였으며 특히 저비용 IGCC 시스템에 대해서는 시스템 옵션 스터디와 공기 추출율에 따른 민감도 분석을 수행하였다. 열 성능 계산 결과 고효율 IGCC 시스템의 효율이 42.6%(HHV, Net)으로, 저비용 IGCC 시스템에 75% 공기 추출율을 적용한 경우 40%(HHV, Net)으로 나타났다.

Abstract— IGCC (Integrated Coal Gasification Combined Cycle) is a technology that generates electric power using coal gasification and gasified fuel. Carbon conversion value of IGCC is higher and the influence on the environment is lower than the pulverized coal power plant. Especially, in the nations where the weight of fossil fuel for power generation is remarkably high like in Korea, IGCC stands out as an alternative plan to cope with sudden limitation for the emissions. In this paper, system design study for the commercial IGCC system which the introduction is imminent to Korea was performed. Two cases of entrained gasification process are adapted, one is FHR (full heat recovery) type IGCC system for high efficiency and the other is Quench type IGCC system for low cost. System simulations using common codes like AspenPlus were performed for each system. In the case of Quench system, system option study and sensitivity analysis of the air extraction rate was performed. Thermal performance result for the FHR system is 42.6% (HHV, Net) and for the quench system is 40% (HHV, net) when 75% air is extracted.

1. 서 론

가스화 공정은 약 60년 전 독일에서 개발되어 지난 40여 년 동안 화학 산업에서 널리 사용되어왔으나 이러한 가스화의 최신 적용사례들은 대부분이 전력생산을 위한 석탄가스화 복합발전(IGCC) 방식이다. IGCC는 여러 유형의 가스화기(고정층, 유동층 및 분류층 등)와 다양한 옵션(열회수 또는 급랭 방식 등) 및 다양한 기술공급사

가 있고 증기 또는 공기 흐름의 최대, 부분 혹은 최소 공정 연계와 같은 연계 과정의 옵션도 있다.

가스화기와 가스터빈 시스템의 연계 또한 사용된 터빈의 유형 등과 같은 여러 인자들에 따라 다양한 방법이 존재한다. 이러한 공정연계 정도와 적용 방법들은 투자비와 효율간의 상호 조정에 따라 선정되어진다.

국내에서도 기존 석탄화력 발전의 기술적 한계인 저효율, 환경특성 저하 등을 극복하고 환경규제 강화 등

미래의 여건 변화에 효과적으로 대응하기 위해서 청정 석탄 발전 기술(Clean Coal Technology)을 응용한 신기술 발전방식으로의 기술 전환 필요성이 요구되고 있다. 우리나라에서는 청정석탄 기술에 석탄가스화 복합발전(IGCC)과 가압유동층 복합발전(PFBC, Pressurized Fluidized Bed Combustion Combined Cycle)이 포함되며 제 5차 장기전력 수급 계획에 이 두가지 기술 중 한가지 기술을 선택하여 300 MW급 규모의 신규 발전소를 건설하도록 규정되어 있다. 본 연구에서는 특히 300 MW급 석탄가스화 복합발전 기술에 대한 설비 도입 타당성 검토 및 도입 계획시 적정 기술구성 등에 기술 지원을 제공하고 확보된 기술평가 기술을 활용, 최적 설비 구성을 제시함으로써 시행착오의 최소화에 기여하고자 하였다.

2. 본 론

2-1. 시스템 구성

석탄가스화 복합발전 기술(이하 IGCC)은 석탄을 가스화하는 가스화공정과 이 공정에 필요한 산소를 공급하는 산소분리공정, 석탄가스를 정제하는 탈황공정, 그리고 이 가스를 연소하여 발전하는 가스터빈 및 복합사이클 등으로 크게 구분할 수 있으며 이와 같이 여러 공정들로 구성되어있기 때문에 이 공정들간의 적절한 연계(integration)가 전체 플랜트 성능에 큰 영향을 미친다.

300 MW급 IGCC 열성능 설계를 위하여, 가스화 블록은 상용 공정설계 프로그램인 AspenPlus, 탈황 및 황회수 공정은 TSWEET(BR&E사 공급, 산성가스 제거, 유황회수, 잔류가스 처리 공정 시뮬레이션 전용 프로그램), 복합발전 설비는 GateCycle을 이용하여 모델개발 및 성능 해석을 수행하였고 열 및 물질수지를 작성하였으며 주요 선택 사항에 대해 최적화 검토를 수행하여 시스템 구성을 확정하였다.

본 IGCC 시스템 열성능 설계에서 가스화기는 습식으로 연료를 공급하고 산화제로 산소를 사용하는 분류층 가스화기인 텍사코 가스화 공정을 사용하였으며 연료탄은 가스화 공정에 적합한 대동탄을 사용하였고 석탄 정제 공정은 저온정제 공정 중 MDEA(methyldiethanolamine, 메틸다이에탄올아민) 공정을 채용하였다. 가스터빈은 IGCC 실증 플랜트에서 가장 많이 사용되고 있는 GE 7FA를 사용하였고 배열회수보일러(HRSG, Heat Recovery Steam Generator) 및 증기터빈을 포함한 IGCC 시스템 전체 성능 해석이 가능하도록 데이터 교환을 이용한 통합 모델을 구성하여 열성능 설계를 수행하였다.

본 시스템 성능해석을 위해 기본적으로 다음과 같이 기준을 설정하였으며 각 구성 요소별 세부 시스템 구성

Table 1. 시스템 구성을 위한 주요 설계 기준.

대기 조건	15°C(습도 60%)
설계 연료	Datong Coal
용량	300 MW 급 IGCC 1기
증기조건 (kg/cm ² /°C)	고압 : 103/538, 중압 : 25/538, 저압 : 4/143.8

Table 2. Properties of Datong coal.

분석항목	As received
Proximate analysis (wt.%)	
Moisture	2.9
Volatile	28.6
Fixed carbon	59.2
Ash	9.3
Ultimate analysis (wt.%)	
C	73.5
H	4.1
N	0.9
S	1.1
O	11.7
Ash	8.7
Gross heating value (kcal/kg)	6281

은 아래의 주요 설계 기준에 따른다.

2-1-1. 고효율 방식

석탄 가스화기에서 석탄에너지의 일부가 현열로 전환되는 분류층 가스화기 공정에서는 약 15~25%의 석탄이 현열로 전환된다. 이 현열을 효과적으로 회수함으로써 IGCC 플랜트의 효율을 높일 수 있으며 이는 가스화 플랜트와 복합사이클간의 적절한 증기 연계를 통해 달성할 수 있다. 석탄 가스의 현열을 회수하기 위한 방법은

Table 3. Main subsystems of high efficiency IGCC.

Items	Components
Gasifier	Texaco full heat recovery type, oxygen-blown, slurry feed
Gas cooling	N ₂ heat exchanger, fuel heat exchanger, middle pressure steam generator, condensate heater
Acid gas removal	Wet scrubber, COS hydrolysis, MDEA process
Gas turbine	GE 7FA, No air extraction
Steam cycle	3 pressure level, Unfired HRSG, reheat
Air separation unit	Cryogenic separator

로 석탄가스 냉각기(syngas cooler)를 채용하는 방식을 본 문에서는 고효율 방식(FHR, full heat recovery)이라 칭하며 석탄가스 냉각기는 복사 석탄가스 냉각기(Radiant Syngas Cooler, RSC)와 대류 석탄가스 냉각기(Convective Syngas Cooler, CSC)로 구성된다. 고효율 방식의 주요 시스템 구성은 Table 3에 요약하였다.

2-1-2. 저비용 방식

Texaco 가스화기에는 앞서 설명한 바와 같이 석탄가스의 현열을 회수하기 위한 석탄가스 냉각장치가 포함되어 있지 않은 방식이 있으며 이 방식은 석탄가스 냉각기가 없는 반면 가스화기 하부에 수조(water pool)가 있어 가스와 물의 접촉을 통해 고온의 석탄가스를 급냉한다. 이와 같은 구조의 가스화기를 quench 가스화기라 하며 본문에서는 이하 이를 저비용 방식이라 한다. Quench 가스화 공정⁽¹⁾은 고온의 현열을 회수하는 설비가 없어 투자비가 적은 반면, 효율이 FHR(full heat recovery) 가스화 공정에 비해 적다. 그러나 저온의 열원이 풍부하기 때문에 이를 최대한 이용하는 것이 시스템 효율을 상승시키는 방법이다. 저비용 방식에서의 주요 시스템 구성 요소는 Table 4와 같다.

2-1-3. 단위공정 구성

① 가스화기

석탄을 그레이 워터(grey water)와 함께 그라인딩 밀(grinding mill)에 넣어 슬러리를 만들고 이 슬러리를 가압하여 가스화기로 공급하며, 가스화기에 공급하기 전에 슬러리는 저압 증기를 이용하여 121°C까지 가열한다. 그레이 워터(grey water)라 함은 슬래그 섬프(slag sump)로부터 슬래그와 미분이 함유된 물을 침전조에서 고체 입자를 제거하고 상부로 배출되는 물로 스크러버의 비상용수 및 슬러리 제조에 사용한다. 가압된 미분탄 및 산소는 1개의 버너를 통하여 가스화기로 공급되며 고온,

고압 조건에서 가스화 된다. 이 조업조건은 석탄의 회용점에 따라 변화한다. 가스화실은 내화벽돌로 둘러싸인 압력용기로서 내부에 복사형 석탄가스 냉각기(RSC)를 가지고 있다. 석탄 중에 함유된 회는 용융되어 슬래그(slag)로 전환된 후 가스화기 하부에 위치한 수조로 흘러 내려 고형화 되어 외부로 배출된다. 이때 슬래그가 가지고 있는 열로 인해 수조에서 증발된 수증기가 석탄가스에 함유되게 된다.

② 석탄가스 냉각기(syngas cooler)

가스화기 내부에 있는 복사형 증기 발생기(RSC)에서 석탄 가스를 704°C로 냉각하고 대류형 석탄가스 냉각기(CSC)에서 482°C까지 냉각하도록 구성되었다. 대류 및 복사형 냉각기에서 고압의 증기를 발생하여 복합사이클에 공급한다. 비정제 석탄가스(raw syngas)는 석탄가스 냉각기에서 냉각되면서 고압증기를 생산한 후, 가스터빈 NO_x 제어용 질소를 가열하고 중앙 보일러 급수를 가열하여 중앙 증기를 생산하면서 추가로 냉각된다. 냉각된 석탄 가스는 분진 제거를 위해 스크러버로 들어간다.

③ COS 가수분해

석탄가스화에서 생성되는 비정제 석탄가스에는 다량의 H₂S 및 COS(carbonyl sulfide)가 포함되어 있다. 저온 습식 탈황에 사용되는 산성가스 제거용 용매는 가스 중에 존재하는 COS를 거의 제거할 수 없기 때문에 탈황 효율을 높이기 위해서는 COS 제거를 위한 별도의 공정이 필요하며 이는 탈황공정 전단에서 이루어진다.

가스화 플랜트에서 생성된 가스는 COS 가수분해 공정으로 유입된 후 열교환기를 거쳐 가드 베드(guard bed, 할로겐 화합물 및 미량 금속을 제거하여 COS 가수분해 공정에 사용되는 촉매의 비활성화를 저감하기 위한 장치) 반응 온도인 180°C까지 예열된다. 예열된 가스는 가드베드를 거쳐 할로겐 화합물과 미량 금속이 제거되고 가드베드를 통과한 석탄가스는 COS 가열기에서 230°C까지 가열된다. 가열된 가스는 COS 가수분해 반응기로 유입되어 반응을 거치고 배출되는 고온의 가스는 공정으로 유입되는 저온의 비정제 가스와 열교환 및 냉각수를 이용해 냉각된다.

④ 산성가스 제거 공정

산성가스 제거 공정(Acid gas removal process)은 아민 계열의 흡수제가 산성가스(CO₂, H₂S)를 적절한 온도 영역에서 잘 흡수하는 원리를 이용한 것이다. 특히 본 연구에 적용된 MDEA는 황화수소에 대하여 선택적 흡수가 가능한 흡수제로 IGCC의 정제에 널리 적용되고 있다. 공정은 크게 흡수탑(absorber)과 재생탑(regenerator)으로 구분되어지며, 산성가스를 함유한 석탄가스가 흡수탑의 하부로 유입되어 상부로 배출되면서 흡수탑의 상부로부터 내려오는 아민을 함유한 흡수제와의 접촉을 통

Table 4. Main subsystems of low Cost IGCC.

Items	Components
Gasifier	Texaco quench high pressure, oxygen-blown, slurry feed
Gas cooling	N ₂ heat exchanger, fuel heat exchanger, middle & low pressure steam generator, expander, condensate heater
Acid gas removal	Wet scrubber, COS hydrolysis, MDEA process
Gas turbine	GE 7FA, air extraction
Steam cycle	3 pressure level, unfired HRSG, reheat
Air separation unit	Cryogenic separator

해 가스 중의 황화수소가 흡수제에 흡수됨으로써 산성 가스가 제거되어진다. 한편 산성가스를 흡수한 아민 용액은 열교환기 등의 설비를 거쳐 재생탑에 유입되어, 재비기(reboiler)의 열원을 이용하여 황화수소가 분리되며 재생된 아민 용액은 다시 흡수탑으로 환류되는 과정을 반복하게 된다.

2-2. 시스템 모델링

IGCC 시스템은 가스화공정과 복합사이클이 결합되어 있기 때문에 단일의 시뮬레이션 코드를 사용하여 성능을 해석하기가 어렵다. 이를 보완하기 위해 Johnson^[2]은 ASPEN code와 GateCycle code를 사용하여 해석하였다. 본 연구에서는 시스템 성능해석을 위해 각 공정들의 전용코드를 사용하였다. 가스화공정은 ASPEN PLUS를, 복합사이클은 GateCycle을 사용하였으며 탈황공정 및 황회수공정은 TSWEET를 사용하였으며 전체 시스템 성능을 계산하기 위해 각 코드간의 데이터 교환을 통해 수행하였다^{[3][4]}. 이에 대한 절차는 Fig. 1에 나타내었으며 GateCycle로 구성된 복합사이클 모델의 그림이 Fig. 2에 나타내었다.

2-2-1. 가스터빈 및 복합사이클 모델링

① 가스터빈 모델

가스터빈 성능예측은 제작사가 제공하는 제한된 설계 데이터로부터 가스터빈 거동을 예측하는 시스템적인 방법이 발전플랜트 연구에 흔히 사용되고 있으며 본 연구에서는 이 방법에 의해 GateCycle 코드를 사용하여 가스터빈 성능을 해석하였다. 설계조건에서 제작사가 제공한 데이터를 사용하여 각 구성요소의 성능을 결정하였다. 단일축, 고정회전수를 갖는 가스터빈의 탈 설계점 성능해석은 팽창기 입구 유량이 쇼크(choke)된다는 가정하에서 다음과 같이 이상기체의 유량에 대한 관계식을 사용하였다.

$$\text{Constant} = \left(\frac{m\sqrt{T}}{xAP} \right)_{\text{nozzle inlet}}$$

- P : expander inlet pressure
- T : expander inlet temperature
- A : critical area
- κ : constant

② 복합사이클 모델

복합사이클은 배열회수보일러, 증기터빈 및 보조기기로 구성된다. 가스터빈 출구로부터 나온 고온의 가스 현열을 이용하여 배열회수보일러에서 회수하여 증기터빈을 운전하여 출력을 발생시킨다. 배열회수보일러 성능해석을 위한 설계기준은 다음과 같다.

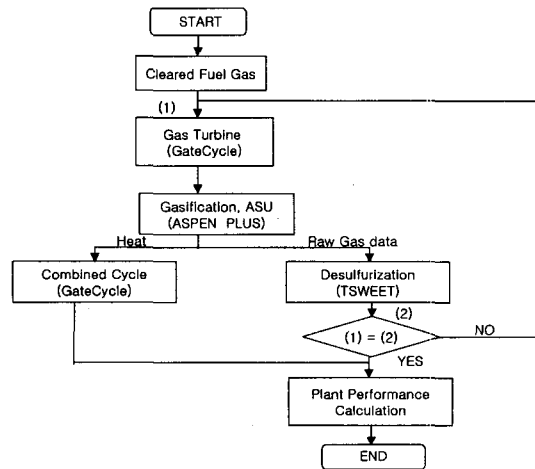


Fig. 1. Performance simulation flow chart.

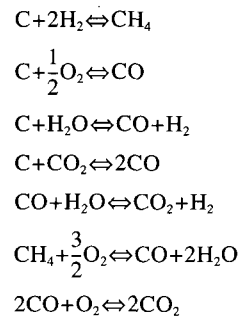
- 주증기 조건 : 538°C, 103 kg/cm²
 - HRSG 형식 : 3압(고압, 중압, 저압), 재열(reheat), 비조연(no supplement firing)
 - 배기가스온도 : 110°C 이상
 - 핀치점온도차(Pinch point temperature) : 10°C
 - 접근온도차(Economizer approach temperature) : 10°C
- 설계 접근온도차(approach temperature difference)와 핀치점 온도차(pinch point temperature difference)를 사용하고 열전달 해석은 effectiveness-NTU methodology에 기초하여 성능을 계산하였다. 증기터빈의 성능예측은 GE 증기터빈 성능데이터(Spencer, Cotton and Cannon; SCC)에 기초하였다.

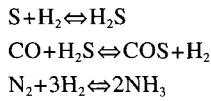
2-2-2. 가스화 블록 성능해석 모델

① 가스화기

AspenPlus를 사용하여 석탄가스의 성능을 해석할 수 있는 모델을 구성하였다.

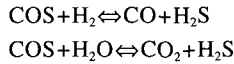
가스화기 모델은 Gibb's Free Energy 최소화법에 의하여 단일 조건에서 생성물질과 가스화기의 조건을 계산할 수 있도록 구성하였고 대상 반응들은 아래와 같다.





② COS 가수분해

COS conversion은 반응은 다음의 두 가지 반응식에 의해 일어난다.



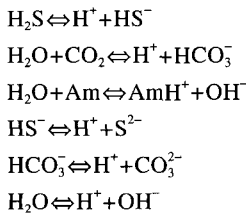
대부분의 경우 최저 운전조건은 가스의 이슬점을 기준으로 하는데 이는 이슬점보다 낮은 온도에서 관찰되는 촉매의 비활성화 현상을 방지하기 위함이다. 일반적인 운전조건은 200~250°C 정도이며 본 연구에서는 230°C를 적용하였다.

③ 산성가스 제거공정

산성가스 흡수제로는 아민 용액인 MDEA를 적용하였으며 흡수탑은 12단으로 구성되어 있다. 흡수탑에서 산성가스를 흡수한 아민(rich amine)은 재생탑에서 재생된 아민(lean amine)과의 열교환을 통해 100°C까지 가열되어 재생탑에 유입되도록 구성하였다.

재생탑은 상부에 응축기와 리플러스 펌프(reflux pump)가 있으며 하부에 아민의 재생을 위한 재비기가 있고 21단으로 구성되어 있다. 재생탑에 유입된 아민(rich amine)은 하부로 흘러내리면서 황화수소의 탈착이 이루어지며 탈착된 산성가스는 응축기를 거쳐 냉각된 후 유황회수 설비로 공급된다. 재비기에서는 중압 증기를 열원으로 아민을 재생하도록 하였으며 재생된 아민(lean amine)은 다수의 열교환기를 거쳐 흡수탑에 재공급된다.

아민 플랜트의 흡수탑은 CO₂/H₂S/MDEA/H₂O가 혼재된 시스템으로서 다양한 이온들이 관여하는 복잡한 반응이 일어나지만 주요한 반응은 다음과 같다.



2-3. Quench IGCC 시스템 옵션 스테디

Quench 가스화 공정은 고온의 현열을 회수하는 설비가 없어 투자비가 적은 반면, 효율은 고효율 가스화 방식에 비해 낮다. 그러나 저온의 열원이 풍부하기 때문에 이를 최대한 이용하는 것이 효율을 상승시키는 방법 중의 하나이다. 본 연구에서는 quench 가스화 공정 시스템의 최적 구성을 위한 전단계로 시스템 옵션 스테디

및 공기 연계 옵션 스테디를 수행하였다.

2-3-1. 시스템 옵션 스테디

① 기본구성

㉔ 중, 저압증기 생산

고압 가스화기로부터 나온 가스의 현열 및 잠열을 이용하기 위해 스크러버(scrubber)에서 나온 가스는 중압 가스 가열기, 저압 가스 가열기를 거쳐 중압 및 저압 증기를 생산하며 냉각된다. 증발량은 후단의 COS 가수분해 공정의 적정 운전 온도를 고려하여 결정한다. 여기서 발생된 중압 및 저압 증기는 일부 공정용으로 사용되고 나머지는 증기터빈에 공급되어 출력을 생산하게 된다.

㉕ 응축수 가열

응축수는 비정제 석탄가스의 열원을 회수하고 복합사이클로 되돌아가게 되는데 이때 응축수의 온도는 약 85°C 내외이다. 이보다 온도가 높게 되면 HRSG의 열 회수가 적게 되어 출구 가스온도를 상승시킨다. 이 적정 응축수의 온도는 비정제 석탄가스의 적정 출구온도(암모니아 응축에 의한 부식 고려), 비정제 석탄가스에서의 열 회수와 이에 따른 HRSG의 열회수량 감소의 득실, HRSG 출구 적정온도(산 노점 온도 고려)등을 고려하여 설정해야 한다. 냉각된 비정제 석탄가스는 산성가스 제거 공정에 들어가기 전에 녹아웃 드럼(K.O. drum)을 설치하여 석탄가스에 소량 포함된 암모니아의 응축수를 제거하도록 하였다.

㉖ 저준위 열원의 이용

- 복합사이클의 탈기기(deaerator) 급수를 공급하여 Claus 공정의 폐열회수 보일러에서 중압증기가 생산되며, 발생된 증기는 Claus 예열기와 Claus 아민 스트리퍼 재비기에 사용한다.

- 황 응축기에서는 저압증기가 발생되며 이 증기는 유황 피트(sulfur pit)에 공급된다.

- SCOT(Shell Claus Off-gas Treatment, 잔류가스 처리 공정) 폐열회수 보일러에서도 저압 증기가 발생되며 이 증기는 공정용 저압증기로 사용된다.

- 각종 가열기와 냉각기를 거친 저준위 열원은 플래쉬(flash)로 회수되며 여기서 발생된 저압 증기는 다시 공정용 저압 증기로 사용되며 응축수는 복합사이클 계통수로 회수된다.

② 석탄가스 팽창기(Syngas expander) 설치 위치

IGCC 효율을 증대시키기 위해 압력이 약 70bar인 고압가스화기를 채용함에 따라 석탄가스의 압력을 가스터빈의 사용 압력으로 낮추기 위해 석탄가스 팽창기를 설치하고 여기서 생산된 전기출력을 이용하였다. 이 팽창기의 설치위치에 따라 성능변화를 계산하였다.

③ 연료 가스 포화기(fuel saturator) 설치

연료 가스 포화기는 산성 가스 제거 계통에서 산성가

스의 제거가 완료된 청정 가스 중에 수분을 포화시켜 가스터빈 배가스 중의 NO_x 를 저감하고 출력을 증가시킬 수 있도록 하는데 그 설치 목적이 있으며 일정량의 수분이 포화된 청정가스 연료는 저온 가스 냉각 계통에 설치된 비정제가스/청정가스 열교환기와 청정가스 예열기를 경유하여 최종적으로 가스터빈으로 공급된다. 이 연료 포화기 설치 여부에 따라 성능을 비교하였다.

④ N_2 가열기 설치

ASU로부터 분리된 폐질소를 NO_x 제어를 위해 전량 가스터빈에 공급한다. 이때 공급질소의 온도를 상승시켜 석탄가스 소비량을 감소시키기 위해 N_2 가열기를 설치, 고압 급수를 이용하여 가열한다. 이 N_2 가열기 설치여부에 따른 성능을 비교하였다.

⑤ 공기 연계(Air Integration)

공기 연계는 가스터빈과 ASU간을 연계하는 방법이다. 가스터빈 압축기로부터 추출된 압축공기는 가스화에 공급되는 산소 생산에 필요한 공기량을 보충하게 되며 ASU에서 분리된 잉여질소는 회수되어 가스터빈 연소기에 주입되어 NO_x 제어를 위한 희석제로서 사용된다. 이 공기연계의 사용여부에 따른 성능을 비교하였다.

위와 같은 항목들에 대한 계통구성 옵션을 요약하면 Table 5와 같다.

계통구성 방안별 적합성을 검토한 결과 석탄가스 팽창기의 위치는 산성가스 제거 공정 후단에 전단에 위치하는 것이 열성능 측면과 신뢰성 측면에서 유리한 것으로 나타났으며 N_2 가열기의 설치 여부는 설치하지 않는 경우가 경제성 측면에서는 유리하지만 열성능 측면에서 불리한 것으로 나타났다. 공기 연계 적용 여부는 적용하는 경우가 열성능과 경제성에서 유리하고 연료 포화기 설치 여부는 공기 연계를 전제로 할 때 설치하는 것이 열성능 측면에서 유리하고 경제성 측면에서 불리한 것으로 검토되었다.

열성능 설계 시스템과 입수된 자료들 바탕으로 9가지

Table 5. Case matrix of the quench IGCC system.

Cases	Syngas expander position	Fuel saturator	N_2 heat exchanger	Air extraction
CASE 1	After AGR	Yes	No	No
CASE 2	After AGR	Yes	Yes	No
CASE 3	Before AGR	Yes	No	No
CASE 4	Before AGR	Yes	Yes	No
CASE 5	Before AGR	No	No	No
CASE 6	Before AGR	No	Yes	No
CASE 7	After AGR	Yes	Yes	Yes
CASE 8	Before AGR	Yes	Yes	Yes
CASE 9	Before AGR	No	Yes	Yes

Table 6. Quench 시스템 계통 구성 옵션별 성능계산 결과.

Cases	G/T output (MW)	S/T output (MW)	Net output (MW)	Plant thermal efficiency (HHV, %)
CASE 1	197	113	255	38.3
CASE 2	197	111	253	38.4
CASE 3	197	113	259	38.9
CASE 4	197	110	257	39.0
CASE 5	197	114	260	39.0
CASE 6	197	110	257	39.0
CASE 7	197	115	273	39.9
CASE 8	197	115	278	40.6
CASE 9	197	115	276	40.3

경우에 대한 성능을 계산하였으며 계산절차에 따라 성능해석을 수행하였고 계산 결과는 Table 6과 같다.

상기의 검토 내용과 성능계산 결과를 토대로 할 때, Quench 시스템 적용시 플랜트 효율을 최고로 유지하기 위해서는 공기 연계의 적용이 필요한 것으로 나타났으며 이 경우, 연료가스 포화기를 적용하지 않는 경우에는 가스터빈 연소기 내 공기/연료비가 증가하게 되어 공기 추출율에 영향을 미치게 되고 이에 따라 산소플랜트의 소비동력이 증가하게 되므로 전체 효율 변화에 비교적 큰 영향을 미치는 것으로 나타났다. 따라서 연료가스 포화기를 포함하는 Case 8이 가장 적절한 계통으로 판단되어 이를 기본 계통 구성으로 설정하였다.

2-3-2. 공기 추출을 민감도 분석^{[5][6][7]}

전통적인 복합사이클 플랜트에 사용되는 가스터빈과 비교하여, IGCC 플랜트에 설치되는 가스터빈은 상대적으로 낮은 발열량의 연료가스가 공급된다. 이에 따른 연료가스 유량의 증가는 다른 조건이 변화되지 않는다면 가스터빈 압축기에서 서지(surge) 문제를 가져오게 된다. 공기 연계는 이 문제를 해결하기 위해 가스터빈과 ASU(공기분리장치)간을 연계하는 방법이다. 가스터빈 압축기로부터 추출된 압축공기는 가스화에 공급되는 산소 생산에 필요한 공기량을 보충하게 된다. ASU에서 분리된 잉여질소는 회수되어 가스터빈 연소기에 주입되어 NO_x 제어를 위한 희석제로서 사용된다. 추출된 공기의 보유열은 적절한 열교환망을 사용하여 회수하게 된다. 가스터빈 압축기 출구로부터의 공기 추출은 IGCC와 같이 저열량의 가스를 연료로 사용하는데 따른 가스터빈의 압축비 상승과 이로 인한 가스터빈 서지 문제를 완화시킬 뿐 아니라, ASU 투자비와 동력을 감소시켜 플랜트의 성능과 경제성을 향상시킨다.

공기 연계시 공기 추출량을 결정하는 주요 인자는 기준 대기조건, 가스터빈 서지 마진(surge margin), 가스터

Table 7. Quench IGCC performance summary on air integration.

items	공기추출율			
	25%	50%	75%	100%
G/T output (MW)	197	197	191	173
S/T output (MW)	107	108	108	104
Aux. power (MW)	44	36	28	19
Net output (MW)	260	269	271	258
Net efficiency (HHV, %)	39	39	40	40

빈 축 토크(shaft torque)에 의한 출력제한, 공기 추출에 따른 가스터빈 출력과 ASU 주 공기압축기 소요 동력을 고려한 순출력(net power), 순효율(net efficiency) 등이며 이들 인자들은 단독으로 검토하기보다는 서로간 상호 관련성을 갖고 있으므로 동시에 검토하여야 한다.

- ① 공기 추출율에 따른 성능해석
- ② 설계기준
 - 대기조건 : 15°C, 습도 : 60%
 - NO_x 발생량 기준 : 60ppmd@6% O₂
 - 설계탄 : Datong coal
- ③ 공정유선 설정
 - 공기 및 질소연계
 - 공기추출율 : 25%, 50%, 75%, 100%
- ④ 공정 모델링

모든 경우에 대한 성능 해석시 가스터빈 연소온도는 일정하게 유지되며 가스터빈 출력은 축 토크(torque) 제

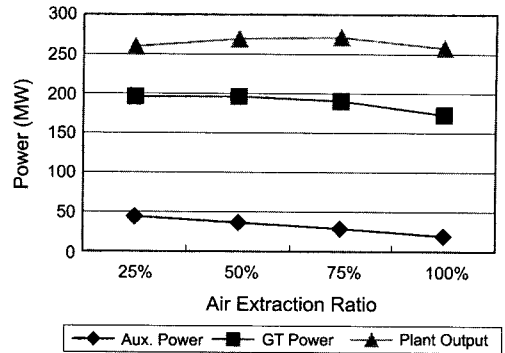


Fig. 2. Airt extraction ratio vs. power output.

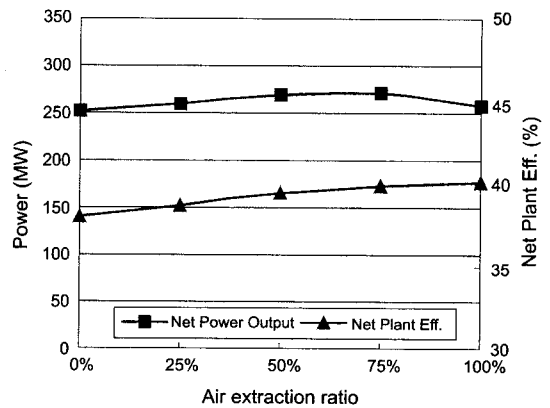


Fig. 3. Air extraction ratio vs. plant performance

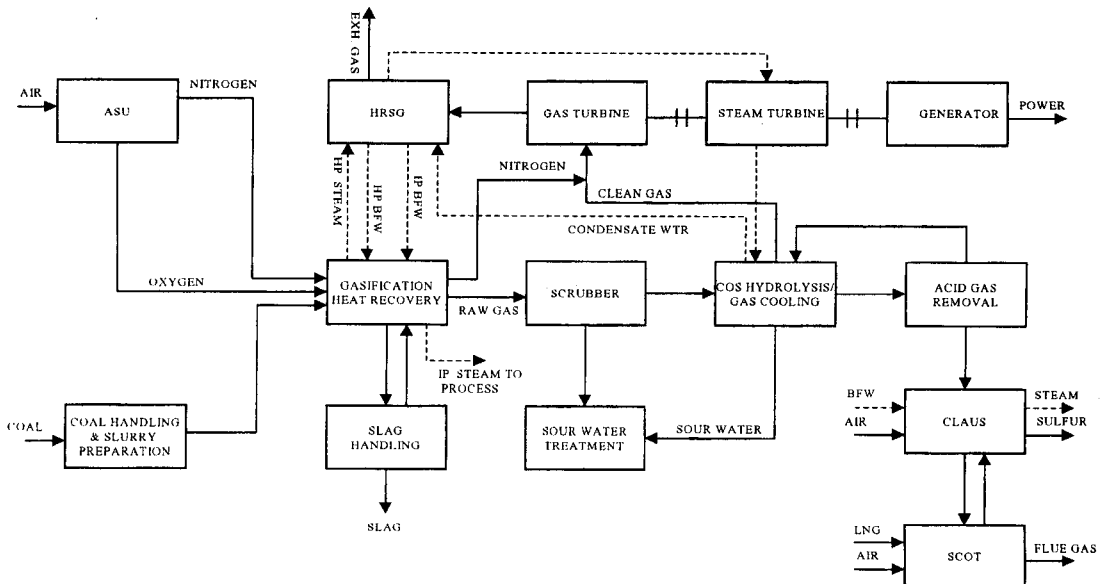


Fig. 4. High efficiency IGCC case block flow diagram.

한에 의해 제작사가 제시하는 최대출력 197 MW 이하가 유지되도록 하고 이를 위해 압축기 가이드 베인(guide vane)을 달아 출력을 제한하였다.

② 결과 및 고찰

가스터빈으로부터의 공기 추출 비율에 따른 IGCC 플랜트 출력과 효율을 Table 7에서 살펴보았다. Fig. 2 및 Fig. 3에서와 같이 공기 추출율이 증대될수록 플랜트 출력이 상승되다가 100% 연계에서 출력이 감소되는 현상을 보였다. 공기 추출율 75%까지는 공기 추출율의 증가에 따라 산소분리공정에서 보충용 공기 압축기의 소비동력이 적어져 보조동력이 감소되기 때문에 플랜트 출력이 증가하게 된다. 그러나 공기 추출율이 75%를 넘으면 플랜트 출력은 반대로 감소하게 되는데 이는 공기 추출율이 증가되면서 가스터빈 출력이 최대출력을 유지하지 못하고 감소되어 이 감소분이 산소분리 공정에서 보충용 공기 압축기의 동력 소비량 감소분을 초과하기

때문이다.

2-4. 고효율 방식 및 저비용 방식 IGCC 성능 해석

고효율 방식 및 저비용 방식 IGCC의 계통 구성은 각각 Fig. 4 및 Fig. 5과 같으며 2-2절에서 구성한 시뮬레이션 모델을 이용하여 고효율 방식과 저비용 방식 IGCC 시스템의 성능 시뮬레이션을 수행하고 2-3절에서와 같이 quench case의 경우 공기 연계 옵션 스테디 결과 가장 좋은 출력과 효율을 나타낸 75% 추출 경우를 대표 모델로 비교하면 그 결과는 Table 7과 같다.

시뮬레이션 결과 열효율은 고효율 IGCC의 경우 42.6%이며 저비용 IGCC는 40%로 나타났다. 고효율 IGCC의 경우 석탄가스 냉각기 등을 설치하여 고온 석탄가스의 현열을 회수하여 증기로 생산함으로써 증기터빈 출력이 상대적으로 높아 저비용 IGCC에 비해 시스템 효율이 높게 나타난 것으로 판단된다. 또한, 보조동력소비가 고효

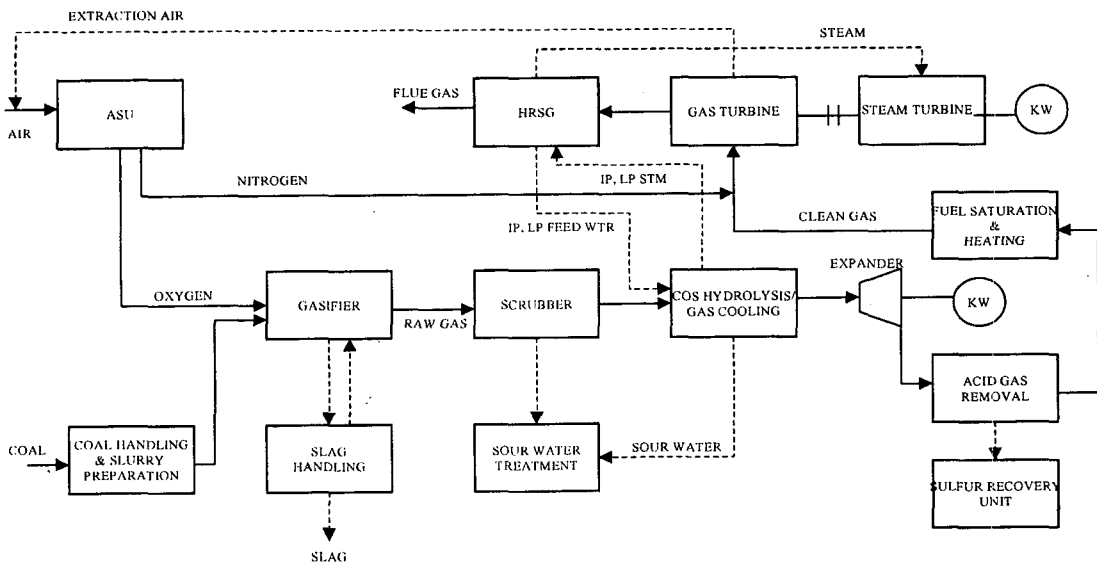


Fig. 5. Low cost IGCC case block flow diagram.

Table 8. Performance summary.

Items	High efficiency IGCC	Low cost IGCC
Gasifier heat input (kcal/h×10 ⁶)	560	583
Gas turbine heat input (LHV, kcal/h×10 ⁶)	410	423
Gas turbine air extraction rate (%)	0	75
Gas turbine power output (MW)	197	191
Steam turbine power output (MW)	134	108
Total power output (MW)	331	299
Auxiliary power consumption (MW)	53	28
Net power output (MW)	278	271
Thermal efficiency (% , HHV, Net)	42.6	40

을 IGCC가 저비용 IGCC에 비해 상대적으로 많은 것을 알 수가 있는데 이는 저비용 IGCC의 경우 가스터빈으로부터 압축공기의 일부를 추출하여 산소분리장치에 필요한 압축공기의 일부를 공급함으로써 산소분리장치의 소비동력이 감소되었기 때문이다.

3. 결 론

석탄가스화 복합발전은 기존의 발전 방식에 비해 황산화물, 질소산화물, 이산화탄소, 분진 등의 공해물질을 현저히 줄일 수 있으며 발전효율도 높아 석탄 사용에 따른 지구 환경 오염문제와 에너지의 효율적인 이용측면에서 차세대 석탄화력 발전기술의 하나로 주목받고 있다. 선진국에서 현재 실증 단계에 있는 250 MW급 IGCC 발전소의 효율은 42%에 근접하고 있으며 환경성이 우수하여 이 기술이 보다 발전될 경우 우리나라에서도 향후 전원설비의 상당부분을 차지하게 될 가능성이 있다. 이와 같은 배경에서 국내에 IGCC 상용설비 도입에 대비하여 여러 가지 종류의 가스화기 중 분류층 가스화공정을 채용한 IGCC 시스템 설계 연구를 수행하였다. 가스터빈은 IGCC 적용실적이 가장 우수한 GE7FA를 적용하였으며 산성가스 제거 공정은 MDEA를 적용한 아민 공정을 채택하였다.

IGCC는 크게 가스화 플랜트와 복합발전 플랜트, 그리고 가스화에 필요한 산화제를 공급하기 위한 공기분리 플랜트, 가스화 과정에서 생성되는 유황 화합물을 제거 및 회수하기 위한 정제공정으로 대별된다. 각 플랜트는 화학플랜트 및 발전플랜트의 고유 특성을 가지고 있으므로 각각의 특성에 맞는 범용 코드를 사용하여 모사 하였다. 가스화 플랜트는 AspenPlus, 복합사이클 및 가스터빈은 GateCycle, 정제 공정은 TSWEET을 이용하여 각각 모사 하였고 각 플랜트의 경계점에서 데이터를 교환하는 방식을 적용하였다.

또한 IGCC는 각 플랜트간의 연계 방식에 따라 시스템의 효율과 경제성, 신뢰성이 많은 영향을 받는다. 따라서 본격적인 시스템 성능 해석을 위한 시뮬레이션 모델 개발에 앞서 기본적인 공정의 구성과 기준을 설정하고 시스템 최적화를 위한 옵션 스터디를 실시하였다. 옵션 스터디에는 증기 생산 및 공급 조건, 응축수 가열 및 열원의 이용 등 기본 항목 외의 여러 항목이 고려되어 최적의 성능을 나타내는 시스템을 기본 시스템으로 선정하였으며 이 시스템에 대해 공기 연계 최적화 연구도 수행하였다. 최적화 결과 대상 플랜트에 대해 최대출력을 달성하기 위해 공기추출율 75%가 적절한 것으로 나

타났다.

한편 분류층 가스화기를 석탄가스 현열 회수 방식인 고효율 방식과 석탄가스의 현열을 회수하지 않는 대신 저렴한 저비용 IGCC의 두 가지 시스템에 대해 증기 및 공기연계 등을 적절히 고려하여 시스템을 설정, 모델을 개발하였다. 이를 이용하여 시스템 성능을 계산한 결과 고효율 IGCC의 경우 시스템 효율이 42.6%, 그리고 공기 추출율 75%를 적용한 저비용 IGCC 시스템의 경우 40%(HHV, Net)으로 나타났다.

이와 같은 결과를 바탕으로 IGCC 도입시 검토해야 할 시스템 옵션 사항과 옵션을 선택하는 경우에 효율이나 출력의 변화 추이를 알 수 있었으며 특히 시스템 연계가 중요한 IGCC에서 물, 증기 및 공기의 최적 연계 방식을 상세히 검토할 수 있었다. 또한 분류층 가스화기에서 석탄가스 냉각기의 채용여부에 따른 시스템 효율을 비교 검토하여 고효율 시스템을 위해서는 석탄가스 냉각기의 채용이 불가피 하지만 석탄가스 냉각기를 채용하지 않은 시스템 또한 경제적인 측면에서의 이점을 가지고 있으므로 플랜트 효율과 경제성을 동시에 고려하는 일정한 기준이 필요할 것으로 판단된다.

참고문헌

1. Rao, A.D. and Smith, A.R.: "Integration of Texaco TQ Gasification with Elevated Pressure ASU", 12th EPRI Coal Gasification Conference (1993).
2. John, M.S.: "The effects of gas turbine characteristics on IGCC power plant performance", Ph.D thesis (1990).
3. 김종진 외 5명: "Shell 석탄가스화 복합발전 시스템의 성능해석 연구", 한국에너지공학회, 제 6권 제 1호, pp. 104-113 (1997).
4. 서석빈 외 4명: "가스터빈과 산소분리공정의 연계방법에 따른 IGCC 플랜트 성능영향 분석", 한국에너지공학회, 제 8권 제 4호, pp. 536 (1999).
5. "Advanced air separation for coal gasification combined cycle power plant", Union Carbide Co., EPRI AP-5340.
6. Sorensen, J.C. and Smith, A.R.: "Cost-effective oxygen for GCC-matching the design to project", EPRI Coal Gasification Conference, pp. 3-4, (1991).
7. Smith, A.R., Sorensen, J.C. and Woodward, D.W.: "Integration of oxygen plants and gas turbines in IGCC facilities", presented at the American Power Conference 50th Annual Meeting, pp. 4-6 (1996).