

Shell 석탄가스화 복합발전 시스템의 성능해석 연구

김종진 · 박명호 · 송규소 · 조상기 · 서석빈 · 김종영

전력연구원

Performance Analysis of Shell Coal Gasification Combined Cycle systems

Jong Jin Kim, Moungh Ho Park, Kyu So Song, Sang Ki Cho,

Seok Bin Seo and Chong Young Kim

Korea Electric Power Research Institute

요 약

본 연구에서는 상용공정모사기인 ASPEN PLUS를 이용하여 건식탄공급, 산소사용 분류층 가스화기인 Shell가스화공정, 저온가스정제공정, GE MS7001FA가스터빈, 삼압·자연순환식 폐열회수보일러, 재열복수식 증기터빈 및 극저온 산소분리공정을 채용한 IGCC 시스템에 대하여 성능해석 모델을 개발하고 시스템 성능해석을 위한 민감도분석을 수행하였다. 본 모델의 적정성은 설계조건에서 대상탄을 이용한 정상상태 성능해석 결과를 타 시뮬레이션 결과와 비교함으로써 검증하였다. Illinois#6탄을 대상으로 수행한 시뮬레이션 결과는 투입되는 탄에 함유된 수분의 양이 증가함에 따라 가스화기의 온도가 감소하며, 회분 및 황이 많은 경우에 현열손실이 증가하여 시스템 효율이 감소하였다. 개발된 모델을 이용하여 가스화기의 운전압력, 증기/석탄비율 및 산소/석탄비율에 따르는 시스템의 민감도분석을 수행한 결과 운전압력 증가에 따라 가스화기 노내온도가 상승하며, 가연성가스(CO+H₂) 생성율이 감소하였다. 증기/석탄비율 변화분석에서는 공급증기의 양을 변화시키면 가연성가스의 최고생성점이 보다 낮은 산소/석탄비율에서 나타남을 알 수 있었다. 또한 산소/석탄비율 변화분석에서는 증기/석탄 공급비율 0.2에서 산소/석탄 공급비율이 0.77인 경우에 가장 최적의 운전조건임을 알 수 있었다.

Abstract— This study aims to develop an analysis model using a commercial process simulator-ASPEN PLUS for an IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) system consisting a dry coal feeding, oxygen-blown entrained gasification process by Shell, a low temperature gas clean up process, a General Electric MS7001FA gas turbine, a three pressure, natural recirculation heat recovery steam generator, a regenerative, condensing steam turbine and a cryogenic air separation unit. The comparison between those results of this study and reference one done by other engineer at design conditions shows consistency which means the soundness of this model. The greater moisture contents in Illinois#6 coal causes decreasing gasifier temperature and the greater ash and sulfur content hurt system efficiency due to increased heat loss. As the results of sensitivity analysis using developed model for the parameters of gasifier operating pressure, steam/coal ratio and oxygen/coal ratio, the gasifier temperature increases while combustible gases (CO+H₂) decreases throughout the pressure going up. In the steam/coal ratio analysis, when the feeding steam increases the maximum combustible gas generation point moves to lower oxygen/coal ratio feeding condition. Finally, for the oxygen/coal ratio analysis, it shows oxygen/coal ratio 0.77 as a optimum operating condition at steam/coal feeding ratio 0.2.

1. 서 론

석탄은 풍부한 매장량, 저렴한 가격, 지역적으로 편재

되지 않고 분포되어 있어서 공급의 안정성이 매우 우수하다. 이러한 이유로 청정석탄이용기술(CCT: Clean Coal Technology)에 대한 연구가 널리 진행되고 있는데,

그 중에서도 석탄가스화복합발전(IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle)기술은 기존의 석탄발전기술을 대체하면서 전력에너지의 안정적 공급과 환경오염물질 감소라는 요구조건을 충족시키고, 기술과급효과가 큰 발전방식으로 선진각국에서는 이미 상용화에 근접하고 있는 기술이다. 그러나 IGCC 시스템이 일부 상용화되면서 핵심 요소기술들에 대한 연구보다는 요소기술들의 적절한 조합에 의한 최적시스템 설계기술이 핵심사항으로 부각되고 있으며, 이러한 연구는 각 단위공정들의 바탕 위에서 열역학 및 경제적으로 가능한 조합을 만들고, 이를 최적화 하여야 하며, 설계된 시스템의 유효성, 이용성, 운전가능성 등도 검토에 포함되어야 한다. IGCC 시스템 시뮬레이션 기술은 현재 미국을 중심으로 하는 몇몇 엔지니어링사들에 의하여 IGCC 상용화 프로젝트의 일환으로 상용모사기를 이용하여 수행되고 있으며, 최적화연구는 대학 및 연구소 등을 중심으로 여러 기법에 대한 적응성 등이 연구되고 있으나²³⁾, 실제 프로젝트에 적용시키기에는 미흡한 실정이다. 한편 단위공정들의 설계 및 최적화는 공정보유사들을 중심으로 실시되고 있으며, 이러한 단위공정들의 최적조합을 위한 시스템설계기술 개발이 IGCC시스템의 상용화를 위한 설계기술확보에는 필수적이라 하겠다.

전력연구원에서는 IGCC 시스템의 설계기술확보를 위한 시뮬레이션 연구를 진행하고 있다^{4,10,14)}. 본 연구에서는 IGCC 시스템의 최적설계를 위한 시뮬레이션 기술 개발의 일환으로서 Shell가스화공정/저온가스정제공정/Cryogenic 공기분리공정/GE MS 7001FA 가스터빈을 채용한 복합사이클공정 등으로 IGCC 시스템을 구성하고, 상용모사기인 ASPEN(Advanced System for Process ENgineering) PLUS를 이용하여 정상상태 성능해석이 가능한 모델을 개발하였다. 개발되어진 모델에 Datong 탄 및 Illinois#6탄을 대상탄으로 하여 설계조건에서 성

능해석을 수행하였고, 대상탄의 성상은 Table 1에 나타내었다. 또한 IGCC 시스템의 부분부하 성능특성의 해석이 가능한 모듈을 개발하여 Datong탄을 대상으로 부분부하에서 시스템의 성능특성을 분석하였다.

2. 본 론

2-1. 공정개요

본 연구에서 대상으로 하는 공정은 분류층가스화기를 사용하고, 석탄가스중의 불순물을 제거하기 위한 여러 공정들이 포함되어진 Shell 석탄가스화설비를 채택하였다. 가스화기에서 산화제로 사용되는 95% 순도의 산소를 생산하는 중압 Cryogenic 공기분리설비(ASU: Air Separation Unit)를 적용하였으며, 공기분리설비에서 생성되는 폐질소는 회수된 후에 수증기로 포화(Saturation)되어 NO_x 제어를 위한 회석제로서 가스터빈 연소기에 주입된다. 또한 가스터빈 압축기에서 추출된 공기는 공기분리공정의 보충용공기의 일부로 사용된다. 복합발전설비에서 가스터빈은 GE MS7001FA 터빈을 적용하였으며, 재열증기터빈, 발전기가 단일축으로 구성되는 것으로 하였다. 보조설비는 냉각수 및 용수계통, 압축공기계통, 전기설비, 계측제어설비, 보조연료계통 그리고 폐수처리설비 등이 포함되었다. 본 연구에서 대상으로 하는 IGCC 시스템의 개요도를 Fig. 1에 나타내었다.

◇ Shell 가스화설비

Shell 가스화 및 가스정제계통은 다음의 공정들로 구성되어졌다.

- 석탄 미분 및 건조, 가압/급탄
- 가스화, 가스급냉(Gas Quenching), 고온석탄가스냉각(Syngas Cooling)
- 고형물제거(Solids Removal)
- HCN/COS 가수분해, 저온석탄가스냉각(Low Temp. Syngas Cooling)
- 산성가스제거(AGR: Acid Gas Removal)
- 배출수처리(SWS: Sour Water Stripping)
- 유황회수(Sulfur Recovery)
- 잔류가스처리(TGT: Tail Gas Treating)

◇ 공기분리공정(ASU)

본 연구에 적용된 ASU는 소요되는 공기의 20% 정도는 가스터빈의 압축기에서 추출하여 공급하며, 나머지는 별도의 보충용 공기압축기에서 담당한다. 공기분리공정에서 생산된 질소는 증기터빈 사이클로부터 유입되는 급수를 이용하여 포화기에서 가습된 후에 가스터빈의 공기압축기에서 추출되어진 공기에 의하여 가열된다. ASU는 가스터빈 압축기로부터 추출된 공기의 압력을 고려하여 중압형으로 하며, 보충용 공기는 원심형 공

Table 1. Coal analysis.

Proximate Analysis: (Wt%)	Datong	Illinois#6
Moisture	2.9	5.04
Ash	9.3	9.9
Fixed Carbon	59.2	54.3
Volatile Matter	28.6	35.8
Ultimate Analysis: (Wt%)		
Carbon	73.5	69.92
Hydrogen	4.1	5.33
Oxygen	11.7	10.03
Nitrogen	0.9	1.25
Sulphur	1.1	3.87
Ash	8.7	9.9
Higher Heating Value (Btu/b)	11,306	11,241

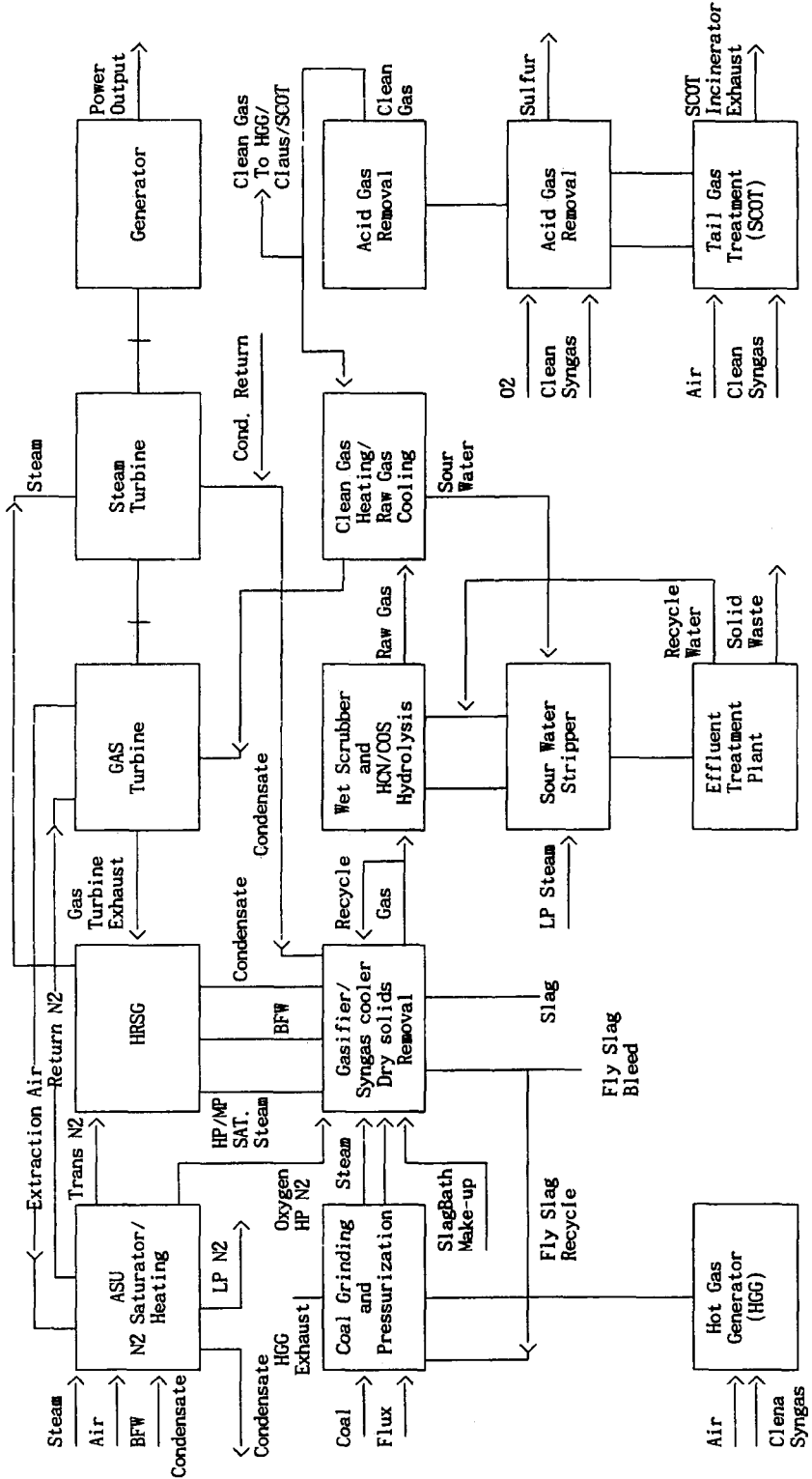


Fig. 1. IGCC block flow diagram.

기압축기를 이용하여 공급된다. ASU에서 분리된 산소와 질소는 가스화기로 공급되며, 나머지 질소는 적정압력으로 압축된 후, 가스터빈으로 유입된다. ASU는 다음과 같이 5부분으로 나눌 수 있다.

- 공기압축 및 냉각설비
 - 공기 전처리설비
 - 열교환기 및 팽창설비
 - 증류설비
 - 생산 및 저장설비
 - ◇ 가스터빈 복합사이클
- 가스터빈 복합사이클의 구성은 다음과 같다.
- 복합발전사이클
 - 배열회수보일러(HRSG: Heat Recovery Steam Generator)
 - 복수기(Condenser)
 - 복수 및 급수계통
 - ◇ 보조설비(BOP: Balance of Plant)
- IGCC의 주요 보조계통은 다음과 같다.
- 석탄 및 회처리 계통
 - 냉각수 계통
 - 원수 및 순수 공급계통
 - 압축공기계통
 - 보조연료계통
 - 폐수처리계통
 - 전기설비
 - 계측제어설비

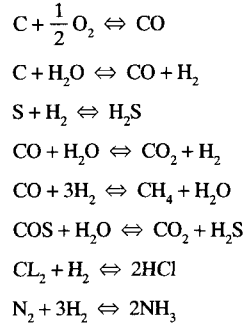
2-2. 시뮬레이션 모델 개발⁵⁷⁾

본 연구에서의 시뮬레이션 모델은 ASPEN PLUS를 이용하여 개발하였으며, 앞에서의 연구에서 개발되어진 단위공정 모델들은 대상공정에 적절하게 변경되어진 후에 적용되었다. 모델 개발의 순서는 단위공정 모델들을 작성한 후에 설계조건에서의 민감도분석 등을 통하여 모델의 적용성을 검증하고, 이들을 조합하여 설계조건에서의 성능해석이 가능한 모델을 작성하였다. 이 모델에 비정상상태 성능해석을 위한 모듈을 첨가하여 모델을 완성하였으며, 이를 이용한 성능평가를 실시하였다. 본 연구에서 적용한 단위공정모델들과 시스템 통합과정은 다음과 같다.

◇ 가스화부분

가스화공정의 모델은 가스화기, 가스급냉, 가스냉각, 분진제거, 슬래그제거모델로 구분되어진다. 가스화기 모델은 Gibbs 자유에너지최소화법에 의하여 단열조건에서 생성물질과 가스화기의 조건을 계산할 수 있게 구성하였으며 투입되는 석탄열량의 약 2%를 수냉벽을 통하여 회수할 수 있도록 구성하였다. 가스화기모델은 초기

조건으로서 1480°C, 30 atm를 적용하였으며 대상반응들은 다음과 같다.



가스화기를 빠져나오는 1500°C 정도의 생성가스는 약 200°C의 저온가스와 섞여서 900°C 정도로 급냉되는데 Mixer 모델이 적용되었고, 환류되는 냉각가스의 양을 이용하여 온도를 조절하도록 구성하였다. 가스냉각기는 Heater, Splitter, Heat Exchanger 모델을 조합하여 구성하였으며 약 250°C 정도로 가스를 냉각시키고, 폐열회수보일러(HRSG)로부터 공급된 급수를 증발시켜서 일부는 가스화기로 공급하고, 나머지는 HRSG에서 과열증기가되어 증기터빈으로 공급된다. 가스냉각기를 빠져나온 가스는 Separator 모델에 의하여 분진이 제거된 후에 HCN/COS 가수분해공정으로 유입된다.

◇ 가스정제공정

HCN/COS 공정은 다수의 열교환기모델을 조합하여 반응에 적합한 온도를 조절한 후에, RSTOIC 반응기 모델을 이용하여 약 180°C의 온도에서, 함유되어진 COS의 약 95%가 H₂S로 전환되며, Separator 모델을 이용하여 생성가스중에 함유된 H₂S를 제거한 후에 가열되어 가스터빈으로 유입된다.

◇ 복합사이클

가스터빈 모델은 공기압축기, 연소기, 팽창기 등의 주요요소에 대한 모델링과, 압축기에서 추출한 공기를 이용하여 팽창기를 냉각시키는 냉각계통을 고려하였으며 냉각공기량 및 냉각공기가 터빈효율에 미치는 영향은 In-line Fortran을 이용하여 적용하였다. 공기압축기는 등엔트로피로 가정하였으며, 이때의 효율과, 소모동력 그리고 기계적 효율은 다음의 식으로 계산하였다.

$$\text{압축기: } \eta_s = \frac{(h_{out}^s - h_{in}^s)}{(h_{out} - h_{in}^s)}, \quad \text{팽창기: } \eta_s = \frac{(h_{out} - h_{in}^s)}{(h_{out}^s - h_{in}^s)}$$

$$IHP = F \Delta h$$

$$BHP = IHP / \eta_m$$

여기서, η_s : Isentropic efficiency

h : Molar enthalpy (in: inlet, out: outlet)

h_{out}^s : Outlet molar enthalpy assuming isentropic compression or expansion to the specified outlet pressure

IHP : Indicated horsepower

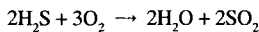
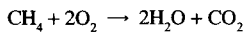
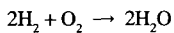
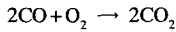
F : Mole flow rate

Δh : Enthalpy change per mole

BHP: Brake horsepower

η_m : Mechanical efficiency

연소기 모델은 두 개의 RSTOIC 반응기 모델을 사용하여 포화질소, 압축공기, 예열된 연료가스 등의 연소반응을 모사하였으며, 연소기에서의 압력손실은 4%를 적용하였다. 연소기모델에 적용된 반응은 다음과 같다.



연소기 압력손실: 0.5 atm

팽창기는 동력생산부분과 냉각공기 혼합부분으로 나누어진다. 터빈의 팽창비는 GE MS7001FA의 압축비를 적용하였으며, 등엔트로피 조건으로 가정하였다. 가스 터빈의 블레이드는 고온에서 동작하는 관계로, 터빈 블레이드의 냉각계통이 필수적이며, 이에 필요한 냉각공기는 공기압축기 중간단으로 부터 추출한다. 터빈날개 냉각에 필요한 추출공기량은 터빈입구온도(TIT)에 의해 영향을 받는데 본 연구에서는 터빈냉각을 위한 추출공기량의 결정을 위하여 GE의 연구에 바탕을 두고, 본 연구에 적용이 가능하도록 Air Integration을 고려하여 적용하였다⁹⁾.

$$Z_1 = (M_{AIR} - M_{ASU}) \times (T_F / 1.0E4 - 0.15)$$

$$Z_2 = (M_{AIR} - M_{ASU}) \times (T_F / 1.0E4 - 0.13)$$

$$Z_3 = (M_{AIR} - M_{ASU}) \times (T_F / 2.0E4 - 0.07)$$

여기서, Z_1, Z_2, Z_3 : 압축기의 각 단에서 가스터빈 냉각을 위해 추출된 공기량

M_{AIR} : Air flow rate to the compressor (Lb/hr)

M_{ASU} : Air flow rate from compressor to the Air Separation Unit (Lb/hr)

T_F : Gas turbine inlet temperature (°F)

증기터빈모델은 가스터빈과 동일한 팽창기모델을 적용하였다.

폐열회수보일러 모델은 참고문헌과 GATE/CYCLE을 이용하여 생성되어진 결과를 기준으로 하여 적용되었으며, 폐열회수보일러 모델을 위한 각 구간별 온도변화는 Fig. 2와 같다. 여기서 핀치온도는 고압, 중압 및 저압에

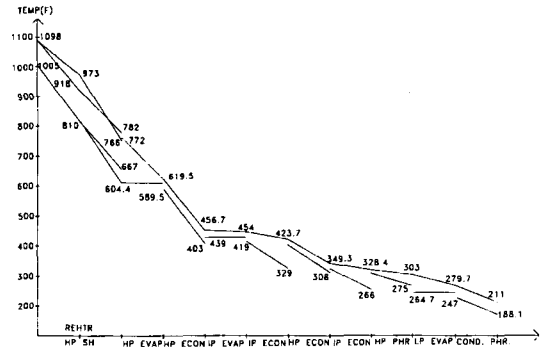


Fig. 2. Temperature profile for heat recovery steam generator.

서 각각 15°F를 적용하였으며, 중압 및 고압절탄기와 증발기사이의 접근온도는 20°F 및 15°F를 적용하였다. 본 모델에서는 위에 언급되어진 핀치온도를 조절하여 정상상태 및 부분부하시에 증기사이클의 압력별 유량을 조절하도록 구성되어 졌다.

◇ 공기분리공정

중압형 Cryogenics 공정이 적용되었는데, 본 모델에서는 가스터빈 공기압축기에서 추가되는 공기와, 유입되는 외기의 유량조절이 가능하게 적용하였는데, 이는 가스화기에서 필요로하는 산소의 유량을 조절하는 방법을 적용하였다. 공기분리공정의 소모동력을 계산하는 모델은 실제 공정과 동일한 구성을 통하여 공기분리공정내의 압축기들이 소모하는 동력을 계산할 수 있도록 하였다.

◇ 공정연계(Integration)

석탄가스화 복합발전 시스템처럼 복잡한 시스템에서는 각 단위공정들의 최적조합에 의해 전체 플랜트의 성능이 크게 달라질 수 있는데 본 연구에서는 Steam Integration과 Air Integration으로 나누어서 고려하였다⁹⁾.

Steam Integration은 1400°C 이상인 석탄가스화기 출구 가스의 현열을 최대한 회수하여 IGCC 시스템의 출력 및 효율을 증대시키기 위한 부분과, 여러 단위공정에 필요로 하는 공정용 증기등을 최적으로 조합하는 부분으로 나누어진다. 본 연구에 사용되어진 Steam Integration을 고려한 복합사이클은 Fig. 3과 같다. 여기에 나타난 번호는 본 연구에서 적용되어진 경제조건에서의 증기/급수/공기/가스 등의 흐름들을 나타낸다.

- ① 가스터빈으로 유입되는 석탄가스의 흐름
- ② 가스터빈으로 유입되는 회석제(질소)의 흐름
- ③ 가스터빈의 공기압축기에서 산소분리공정으로 추가되는 공기의 흐름
- ④ 공기압축기로 유입되는 외기의 흐름
- ⑤ HRSG의 고압절탄기 출구에서 고압가스냉각기로

추가되는 흐름

- ⑥ 고압가스냉각기에서 회수되는 증기의 흐름
- ⑦ 석탄분쇄 및 건조공정에서의 환류
- ⑧ 가스화공정에 필요한 증기공급
- ⑨ 가스화공정을 위한 중압증기의 흐름
- ⑩ 가스화공정에서의 열회수를 위한 급수의 흐름
- ⑪ 석탄분쇄 및 건조공정으로의 흐름
- ⑫ HRSG 출구 가스의 흐름
- ⑬ 보충수 흐름

여기서 사용되어진 Steam Integration의 주요 내용은 다음과 같고 이러한 Integration은 개발된 모델내에서 Design-Specification과 ASPEN PLUS의 In-line Fortran을 사용하여 계산하였다.

- 저압 Condensate는 가스정제시스템에서 석탄가스를 냉각시킨 후 Warm Condensate로 회수된다.
- 고압급수는 폐열회수보일러의 고압절단기에서 추출되어 일부는 가스냉각기에서 포화된 후, 폐열회수보일러로 회수되며, 여기서 과열되어 증기터빈에 공급된다. 고압급수의 일부는 가스 화기의 수냉벽에서 포화되어 가스화기로 일부 공급되며, 나머지는 증기 사이클로 환류된다.
- 저압 Feedwater는 중압 절단기에서 추출되어 가스냉각기에서 포화된 후 산성가스제거공정, SCOT(Shell Claus Offgas Treatment) 공정, SWS(Sour Water Sweetening) 공정, WWT(Waste Water Treatment) 공정, Claus 공정 등에서 공정용으로 사용된 후 증기사이클로 회수된다.
- 복수기를 빠져나온 급수는 공정회수열에 의해 가열되어 급수가열기로 들어간다.
- 탈기에서 추출된 중압 급수는 Claus 공정에서 포화된 후 COS 가수분해 장치의 열원으로 사용되고 나머지는 응축수의 형태로 증기사이클로 회수되어진다.
- 탈기에서 추출되어진 저압 급수는 SCOT/Claus 공

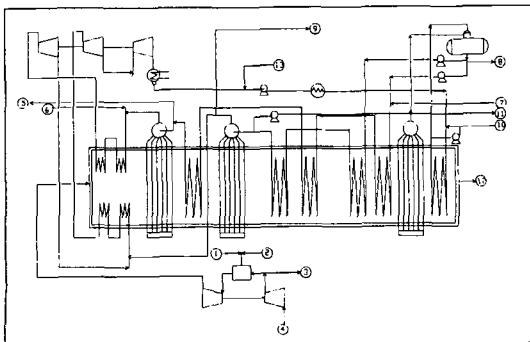


Fig. 3. Combined cycle block flow diagram.

정에서 가열되어져서 공정용 증기로 사용된 후 일부는 응축수의 형태로 증기사이클로 되돌아온다. 폐열회수 보일러에서 생성되어진 중압증기의 일부는 석탄분쇄 및 건조공정에서의 열원으로 사용된 후에 증기사이클로 환류된다.

Air Integration은 산소분리공정에서 필요한 가압공기의 일부 또는 전부를 가스터빈 압축기로 부터 추가하여 사용하며, 산소분리장치에서 생성된 질소를 가스터빈에 공급하여 질소산화물을 제어하는데 사용하는 개념으로서 전체 시스템의 효율을 상승시키는 것으로 가스터빈, 산소분리공정(ASU), 가스화기가 상호 연계되어 설계되며, 각 가스터빈 제작사의 설계조건에 따라 최적의 Integration 방법을 선택하여야 한다. Air Integration을 함으로써 별도의 독립된 ASU 압축기에 대한 소비동력을 감소할 수 있으며 가스터빈 압축기의 Surge에 대한 여유, 유량의 증가에 의한 출력증가 및 사이클 전체 효율 증가와 고압의 추출공기를 사용함으로써 설비규모 축소(고압운전 ASU 채택)에 따른 비용절감 등의 잇점이 있다. 그러나 가스터빈 출력변화나 대기조건에 따라 가스터빈 공기압축기의 압력이 변동되므로 이에 따라 변압운전 ASU 설계 및 그에 따른 제어의 복잡성, 추출 공기

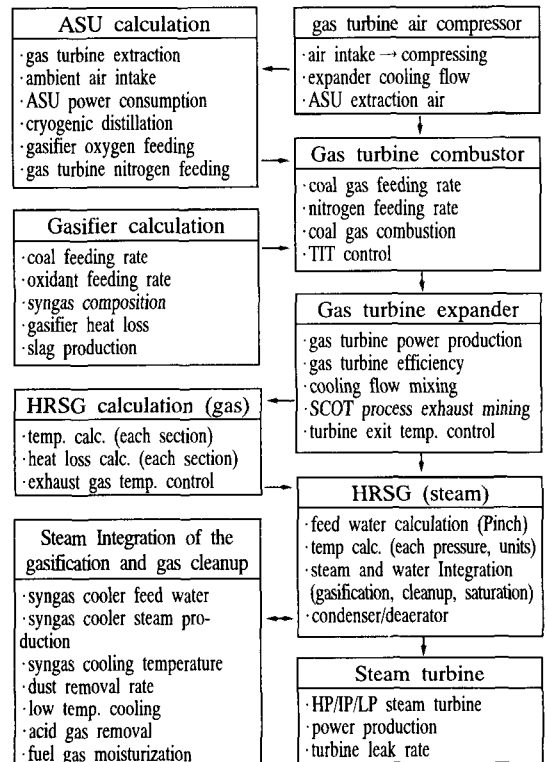


Fig. 4. Calculation flowcharts.

량의 정도에 따라 가스터빈의 출력변화 및 운전의 복잡성 등의 단점도 있다.

본 연구에서는 ASU 필요 공기의 20% 정도를 가스터빈에서 추출하는 Partially Integrated ASU를 채택하였다. 이 경우에 가스터빈의 공기압축기에서의 공기추출량과, 산소분리공정에서의 질소환류 등은 In-line Fortran과 Design-specification을 위하여 설계값을 유지하도록 하였다.

개발되어진 석탄가스사용 복합사이클 발전시스템 모델은 ASPEN Code에 내장되어져 있는 단위조작 모델, Design Specification과 In-line Fortran을 사용하여 설계 조건에서 공정의 열 및 물질수지와 성능을 해석할 수 있도록 하였다. 개발되어진 모델의 계산절차는 Fig. 4에 나타내었으며, 점선으로 구성되어진 부분은 기 수행되어진 부분으로서 본 연구에서는 Design-specification과 In-line Fortran을 사용하여 모델의 입력조건으로 사용하였다.

부분부하 성능특성 해석모델은 증기사이클의 핀치온도(Pinch Point)가 가스터빈 출구가스의 조건에 따라 변화되는 특성을 고려하여 적용되었으며, 이는 가스화기로 투입되는 석탄의 양이 변화될 때 가스터빈의 유입량이 변화되며, 이로 인하여 가스터빈의 출구조건이 달라

지고 증기사이클의 최소접근온도인 핀치온도가 변하여 증기사이클의 조건을 변화시킨다. 여기서 가스화부분, 가스화기, 가스냉각기, 산성가스제거장치 등은 설계 조건에 대하여 비례적으로 변하도록 구성하였다.

3. 결과해석

본 연구에서 개발되어진 Shell 공정에 대한 성능해석 모델을 Datong탄과 Illinois#6탄에 적용하였으며, 이를 참고자료와 비교한 결과는 Table 2에 나타내었다. 여기서 참고자료는 본 연구에서 수행한 Datong탄의 입력조건과 동일한 조건에서 수행되었다. 본 연구의 설계탄인 Datong탄의 성능해석결과에서 가스터빈 및 증기터빈의 출력은 참고자료의 수치를 적용하여 계산하였다. 시뮬레이션의 결과 시스템의 소모동력은 정상상태에서 46.5 MW를 나타내었는데, 이는 산소분리공정, 가스화부분, BOP 부분에서 각각 35.6, 4.3, 6.6 MW를 소모하고 있는 것으로 나타났으며, 참고자료와 거의 유사한 결과를 나타내었다. 또한 가스터빈 및 증기터빈의 출력이 거의 유사하며, 시스템의 효율 및 SO_x는 비슷한 결과를 나타내었다. 질소산화물의 발생량은 본 연구에 적용되어진 가스터빈인 GE MS7001FA 터빈에 대한 질소산화물 생성

Table 2. Simulation results.

구 분	Reference	Datong	Illinois #6	
			Equiv. mass	Equiv. Heat
Dry Coal Flow Rate (kg/hr)	88,030	88,030	88,030	89,800
Oxygen Flow Rate (kg/hr)	63,340	63,357	63,341	64,614
Steam Flow Rate (kg/hr)	17,780	17,685	17,736	19,526
Gasifier heat Input (MW)	643.022	642.927	639.334	652.173
Gasifier Temperature (°C)	1,400 - 1,700	1450.8	1427.8	1427.5
Gasifier pressure (bar)	-	30.4	30.4	30.4
Syngas Composition (Mole%)				
H ₂	29.33	28.90	32.72	32.73
CO	64.57	64.32	60.39	60.39
CO ₂	0.71	0.92	1.02	1.03
H ₂ O	0.14	0.14	0.14	0.14
COS/H ₂ S	0.001	0.001	0.004	0.004
Gas Turbine Output (MW)	207.2	207.117	203.391	207.579
Steam Turbine Output (MW)	121.8	121.886	120.000	121.965
Total Auxiliary Load (MW)	46.9	46.475	46.492	47.414
Net Power Output (MW)	282.1	282.585	276.898	282.130
Stack Exhaust Flow (kg/hr)	1,783,000	1,781,693	1,727,501	1,763,169
Stack Exhaust Temp (°C)	99.4	99.5	99.12	99.35
Slag Exhaust Flow (kg/hr)	7,404	7,411	8,434	8,603
NO _x	69.3	15.737	30.15	29.56
SO _x	2	2.117	7.41	7.41
Sulfur Production (kg/hr)	860.3	860	3,038	3,098
Plant Thermal Efficiency (%)	43.9	44.0	43.31	43.26

계산 자료의 확보가 어려워 실제현상을 정확하게 묘사하지 못하였는바, 추후 연구에서 보완할 계획이다.

이상의 결과로 미루어, 본 연구에서 개발되어진 Shell 공정에 대한 성능해석 모델이 정상상태 성능해석에 유용하게 적용될 수 있음을 알 수 있다.

본 연구에서 개발되어진 모델에 비교탄으로 Illinois #6탄을 투입석탄의 양이 일정한 경우와 가스화기로 투입되는 열량이 일정한 경우의 두가지로 나누어서 해석하였다.

본 연구에서의 가스화기 온도는 가스화기에서 수냉벽 열전달을 감안한 단열화염온도이며, Datong탄의 경우에 1450°C이고, Illinois#6탄의 경우는 1428°C로 나타났다. 여기서 나타난 가스화기에서의 온도의 차이는 주로 대상탄인 Datong과 Illinois#6탄의 수분의 함량차이에 기인한다.

Illinois#6탄의 경우 Datong탄에 비하여 회분과 황성분의 양이 많아서, 가스화시스템의 외부로 배출되는 고형물질(슬래그 및 황)의 양이 증대하여, 부산물로서의 이득이 발생한다. 반면에 고형물질 배출시 현열의 손실 및 유량의 손실로 인하여 전체시스템의 효율측면에서는 부정적인 영향을 미친다. 또한 Illinois#6탄은 황의 함량이 많고, 생성가스의 열량이 Datong탄에 비하여 높아서 가스터빈 연소기의 온도가 높기 때문에, NO_x 및 SO_x의 발생량이 Datong탄에 비하여 2~3배 정도 증가하는 반면에, 유량이 적어진다. 이로 인하여 동일한 석탄투입량의 경우에 Illinois#6탄은 가스터빈의 출력이 설계조건인 207 MW에 미치지 못하는 203 MW로 나타나며, 따라서 동일한 가스터빈 출력을 발생하기 위해서는 투입되는 석탄의 양이 대략 45톤/일 정도 증가하는 관계로, 가스화시스템의 장치가 더욱 커져야 하는 부담이 있다.

본 연구에서 개발되어진 모델에 Datong 탄을 적용하여 부하를 60에서 100%까지 변화시키면서 부분부하 성능해석을 수행하였으며, 그 결과는 다음과 같다.

본 모델에서 가스화기 입력조건은 증기/석탄, 산소/석

탄이 각각 0.2 및 0.73을 적용한 관계로 가스화기의 운전조건인 온도 및 압력은 거의 변화가 없으며, 생성가스의 조성 또한 일정하게 나타났다. 부하변화에 따르는 출력 및 소모동력의 변화를 Fig. 5에 나타내었다. 부하감소에 따라 순출력이 감소하는데, 증기터빈에 비하여 가스터빈의 출력감소가 더욱 큰 것으로 나타났는데, 이는 본 모델의 증기사이클의 경우에 가스화부분의 생성가스 냉각기에서 생성되는 증기의 양이 일정한 가스화기의 온도로 인하여 크게 감소하지 않은 관계로, 증기터빈의 출력감소가 상대적으로 적은 것으로 추정된다.

또한 부분부하시의 플랜트 효율변화를 Fig. 6에 나타내었다. 이론적으로는 부하가 감소함에 따라 효율이 감소되는데, 실제 플랜트의 경우에 비하여 본 모델에서는 효율 감소율이 크게 나타나지 않았다. 이는 부분부하시 가스화부분이 정상상태에 대하여 일정한 비율로 고려되었기 때문이며, 실제로는 가스화기 방열손실, 기타 가스화손실, 증기터빈 및 발전기손실, 배관손실 및 plant loss 등을 고려해야 하므로, 가스화부분 및 증기사이클의 부분부하 성능특성은 지속적인 연구를 통하여 보완할 예정이다.

본 모델을 이용하여 가스화기의 온도 및 압력변화에 따르는 석탄가스화복합발전시스템에 대한 민감도분석을 수행하였다. 가스화기의 운전압력의 변화에 대한 가스화기의 온도 및 생성가스의 변화를 Fig. 7, 8에 나타내었다. 가스화기의 운전압력이 상승함에 따라 가스화기의 온도가 상승하였으며, 생성가스 중에 CO와 H₂의 생성량이 조금씩 감소함을 나타내었다.

가스화기의 온도변화에 따르는 시스템의 특성을 해석하기 위하여 가스화기내로 투입되는 산화제의 양을 변화시켜 조절하였다. 본 민감도분석에서는 산화제의 양을 시스템의 설계값과 비교하여 0.4~1.4까지 변화시키면서 시스템의 변화를 측정하였고, 이를 Fig. 9와 10에 나타내었다. 산화제의 양이 증가함에 따라 가스화기의 온도는 상승하였으며, 이에 따른 생성가스의 조성은 CO와 H₂는 산화제의 양이 어느정도 증가할 때까지는

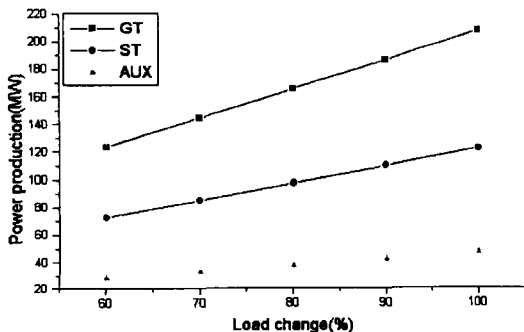


Fig. 5. Load change versus power production.

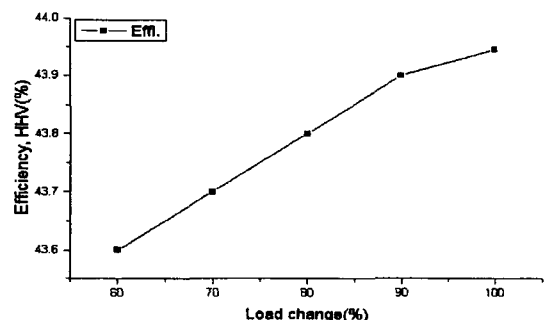


Fig. 6. Load change versus system efficiency.

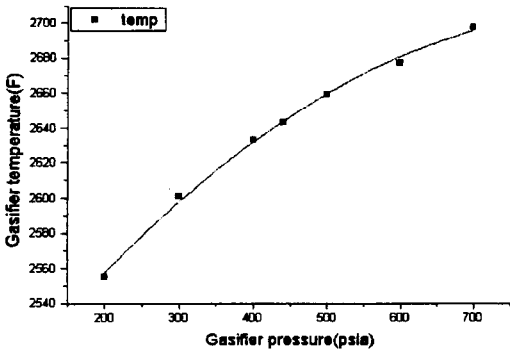


Fig. 7. Gasifier pressure versus gasifier temperature.

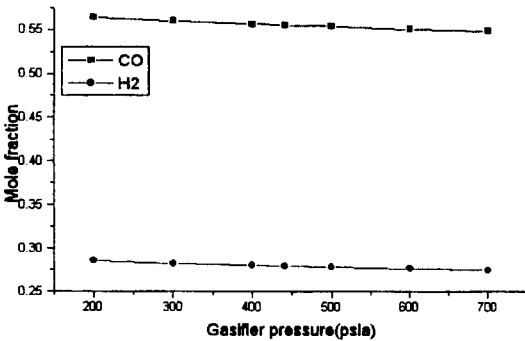


Fig. 8. Gasifier pressure versus syngas production.

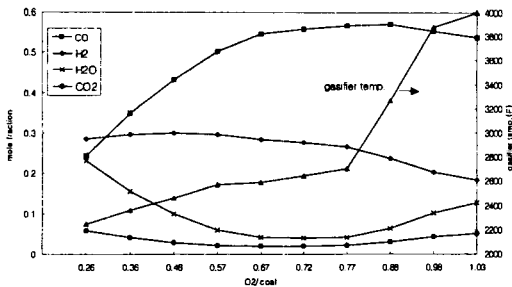


Fig. 9. O₂/coal versus gasifier temp. and syngas conc.

생성량이 증가하다가, 산화제의 양이 더욱 많아지면 감소하는 것으로 나타났다. 이는 Shell 가스화공정의 가스화반응에 투입되는 수분의 양과 관련된 것으로 나타났는데, Fig. 9와 10에서의 증기/석탄비는 0.2이었다. 가스화기에 대한 세부적인 시뮬레이션을 통한 검증결과, 증기를 가스화기로 공급하지 않는 경우(즉 증기/석탄비=0)에는 이러한 변곡점이 생성되지 않는 것으로 나타났으며, 첨가되는 수분의 양을 증가시키면 변곡점이 Fig. 9의 왼쪽으로 이동하는 것으로 나타났다. 시뮬레이션 결과 변곡점 근처에서 원하는 생성가스인 CO와 H₂가 가장 많이 생성됨을 알 수 있었고, 본 연구에서는 산소/

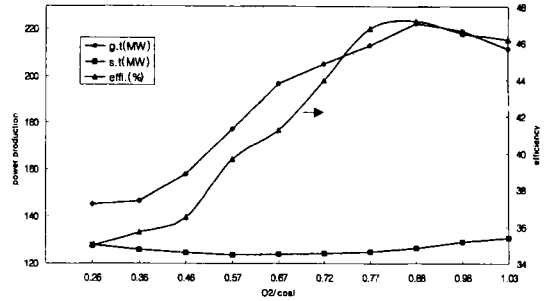


Fig. 10. O₂/coal versus power and efficiency.

석탄이 약 0.77 근처에서 최적임을 알 수 있었다.

4. 결론 및 향후 연구계획

본 연구에서는 석탄이용 신발전기술인 IGCC를 대상으로 하는 성능해석 연구의 일환으로서, Shell IGCC 시스템에 대하여 상용모사기인 ASPEN PLUS를 이용하여 정상상태 및 부분부하 성능해석을 수행하였다. 정상상태 성능해석은 공정사 및 엔지니어링사의 참고자료와 본 연구에서 개발되어진 모델의 결과가 잘 일치하므로, 본 연구에서 개발된 성능해석 모델이 타당성이 있는 것으로 판단되고 따라서 이 모델을 바탕으로 Shell IGCC 공정의 설계조건에서의 성능예측에 적용할 수 있을 것으로 생각된다.

이에 덧붙여 비정상상태 성능해석이 가능한 모듈을 개발하여, 정상상태 해석모델에 적용시킨 결과 부분부하시에 IGCC 시스템의 정성적 해석을 수행할 수 있었으며, 향후 정량적 해석이 가능한 모델로의 보완을 위한 연구를 진행할 예정이다. 또한 가스화기의 운전압력 및 온도를 변수로 하여 시스템의 민감도분석을 수행하였다. 운전압력이 증가함에 따라 운전온도가 상승하였으며, 생성가스 중의 CO와 H₂의 양이 조금씩 감소하였다. 공급되는 산소/석탄의 비율을 조정함으로써 가스화기의 온도를 조절하였으며, 투입되는 증기/석탄 공급비율이 0.2일 때 가연성가스(CO+H₂) 최대발생 조건은 산소/석탄 투입비율이 약 0.77인 것으로 나타났다.

본 연구를 바탕으로 향후 IGCC 시스템에 대한 정상상태 및 비정상상태 거동에 대한 자료를 입수하여, 개발되어진 모델을 지속적으로 보완하고, Texaco, Destec, Prenflo 공정 등에 대한 성능해석 모델개발도 추진할 예정이다.

참고문헌

1. Bechtel Power Corp.: "IGCC Process Evaluation",

- (1995).
2. Tsatsaronis, G., Lin, L., Pisa, J., Tawfik, T.: "Design Optimization of IGCC Power Plants", APC, p. 1220 (1991).
 3. Johnson, M.S.: Ph. D. Dissertation, Stanford Univ., California, U.S.A. (1989).
 4. 전력연구원: "석탄가스화 복합발전 기술개발(I)", 연차보고서 (1995).
 5. Stone, K.R.: "ASPEN Simulations of Fluidized-Bed and Entrained-Flow Integrated Gasification Combined-Cycle Power Plants", U.S. DOE/METC-85/4027 (1985).
 6. White, J.S., Chen, H.T., Buchanan, T.L.: "ASPEN model and economics of a BGC/LURGI Slagging gasifier with hot gas desulfurization in a combined-cycle mode", Gilbert/Commonwealth Report No. 2885 (1991).
 7. Hirschenhofer, J.H., White, J.S.: "ASPEN model of a coal fueled molten carbonate fuel cell power plant", Gilbert/Commonwealth Report No. 2861 (1990).
 8. 김종진, 박명호, 안달홍, 김남호, 송규소, 김종영: "석탄가스를 사용하는 복합발전 플랜트의 열 성능 해석", 한국에너지공학회지, **5**(1), (1996).
 9. 김종진, 김남호: "IGCC 최적공정 선정 및 개념설계 기법", 한국전력공사 해외교육 보고서 (1994).
 10. Kim, J.J. *et al*: "A Strategic Technology Assessment for Developing IGCC in Korea", APEC Expert's Group on Clean Coal Technology (1995).
 11. Kim, J.J. *et al*: "A Status of Developing IGCC in Korea", 1st Korea-Australia Joint Workshop in Clean Energy Program (1996).
 12. 김종진, 김종영: "상용석탄가스화 복합발전 기술평가", 화학공업과기술, **14**(2), (1996).
 13. 김종진, 박명호, 김희수, 김종영: "ASPEN PLUS를 이용한 석탄성상의 IGCC 성능 영향 분석", 화학공학의 이론과 응용, **2**(1), (1996).
 14. 김종영, 김종진: "석탄가스화 복합발전(IGCC) 기술 특성", 대한기계학회지, **35**(12), (1995).