

IGCC 플랜트에서 CO₂ 제거가 성능에 미치는 영향

*차 규상¹⁾, 김 영식¹⁾, 이 종준¹⁾, **김 동섭²⁾, 손 정락³⁾, 주 용진⁴⁾

Influence of CO₂ Removal on the Performance of IGCC plant

*Kyu Sang Cha, Young Sik Kim, Jong Jun Lee, **Tong Seop Kim, Jeong Lak Sohn, Young Jin Joo

Key words : IGCC(가스화 복합화력발전), syngas(합성가스), CO₂(이산화탄소), CCS(이산화탄소 포집 및 저장)

Abstract : In the power generation industry, various efforts are needed to cope with tightening regulation on carbon dioxide emission. Integrated gasification combined cycle (IGCC) is a relatively environment friendly power generation method using coal. Moreover, pre-combustion CO₂ removal is possible in the IGCC system. Therefore, much effort is being made to develop advanced IGCC systems. However, removal of CO₂ may affect the system performance and operation through reduction of fuel gas supplied to the gas turbine. This study predicts system performance change due to CO₂ capture by pre-combustion process from the normal IGCC performance without CO₂ capture and presents results of design parametric analysis.

Nomenclature

IGCC : intergrated gasification combined cycle
CCS : carbon capture and storage
LHV : lower heating value
ASU : air separation unit
ID : intergration degree
NRR : N₂ recirculation ratio
WGSR : water gas shift reaction
CCR : carbon capture ratio
TIT : turbine inlet temperature
PR : pressure ratio
HRSG : heat recovery steam generator
BOP : balance of power
T : temperature
P : pressure
 \dot{m} : mass flow rate
 \dot{W} : power

Subscript

GT : gas turbine
ST : steam turbine

1. 서론

최근에 신재생에너지원의 하나로서 주목을 받고 있는 발전 방식인 가스화 복합화력 발전(Integrated Gasification Combined Cycle, 이하 IGCC)는 기존에 사용되던 천연가스 대신, 석탄,

Pet Coke, Biomass 등의 원료를 가스화 시켜 연료로 사용하는 방식이다. 에너지 자원의 해외 의존도가 매우 높은 국내 실정에서 해외 의존도를 낮추는데 있어 중요한 기술이지만 석탄 등을 주원료로 사용하는 만큼 그 가스에는 다량의 CO₂가 포함되어 있다. CO₂는 현재 전 세계적으로 배출을 저감하기 위해 노력하고 있고, 이 중에서도 IGCC 플랜트는 현실적인 기술수준을 고려하였을 때 Pre-combustion CO₂ capture 기법 중 가장 현실적인 기법이라는 이점 때문에 몇몇 선진국들을 중심으로 연구가 진행되고 있다. 이에 본 논문에서는 그 선행 연구로서 syngas에서 CO₂의 제거가 플랜트 성능에 미치는 영향을 살펴보았다.

2. 시스템 모델링

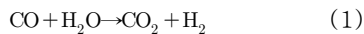
본 논문에 사용된 IGCC 플랜트에 대한 Schematic Diagram을 다음 Fig.1에 나타나 있다. IGCC 플랜트는 크게 3개의 부분으로 나누어져 있다. 석탄을 가스터빈에서 사용되는 연료로 바꾸기 위한 가스화기와 생성된 syngas를 연료로 전력을

-
- 1) 인하대학교 대학원 기계공학과
Tel : (032)876-7308 Fax : (032)868-1716
 - 2) 인하대학교 기계공학부
E-mail : kts@inha.ac.kr
Tel : (032)860-7307 FAX : (032)868-1716
 - 3) 서울대학교 기계항공공학부
E-mail : JIsohn@snu.ac.kr
 - 4) 한국 전력 연구원
E-mail : yongjj@kepri.re.kr

생산 해 내는 가스터빈 사이클, 마지막으로 가스터빈 배기가스의 열을 회수하여 추가 전력을 생산해내는 스팀터빈 사이클이다. 모델링 시 상용코드인 HYSYS¹⁾를 이용하여 가스화기를 모델링 하였다. 그리고 Gate Cycle²⁾을 이용하여 가스터빈 사이클과 스팀터빈 사이클을 모델링 하였다.

가스화기의 모델링은 미국 NETL 보고서를 참고하여³⁾ 모델링을 하였다. 이 때, 가스화기의 작동 온도와 압력에 따라 가스의 조성은 변하게 되는데, 일반적인 온도의 범위는 1000~1500℃ 이고 압력의 범위는 10~100bar이다.⁴⁾ 본 논문에서는 하부 사이클인 스팀터빈 사이클로의 열 회수량을 높이기 위해 작동온도는 1500℃로 맞추고 작동압력은 일반적인 압력 범위의 중간 압력인 50bar로 설정을 하였다. 가스화기에 포함 된 CCS Unit에 대한 모델링은 문헌을 참고하여⁵⁻⁹⁾ 설계하였으며, Fig.2에 나타내었다. CCS unit은 CO₂를 분리한 후에 저장을 위해 압축을 하게 되는데, 이 때, CO₂ 압축 시 소모되는 동력의 일부는 inter-cooling을 사용하여 열에너지로 회수하여 스팀터빈 사이클에서 사용이 가능하지만, 본 논문에서는 inter-cooling을 고려하지 않았을 경우의 소모 동력을 계산 하였고, 압력을 110bar까지 압력을 올리도록 모델링을 하였다.⁷⁾ CO₂을 압축하기 위한 소모 동력은 약 48MW이다.

CCS 내에 존재하는 수성가스반응(Water Gas Shift Reaction, 이하 WGSR)반응식은 다음과 같고, CCS를 적용하여 생성한 syngas의 조성은 H₂ 90.23%, CH₄ 7.75%, CO 0.14%, N₂ 1.42%, H₂O 0.47%이고 저위 발열량(Lower Heating Value, 이하 LHV)은 78428.14kJ/kg이다.



가스터빈에 대한 모델링은 문헌을¹⁰⁾ 참고하여 GE7FA를 모사 하였다. CCS(Carbon Capture & Storage, 이하 CCS)를 사용하면 CO₂의 제거되기 때문에 연료의 LHV가 크게 증가하여 연료의 유량이 줄어들게 되지만, 공기분리장치(Air Separation Unit, 이하 ASU)에서 가스화과정에서 필요로 하는

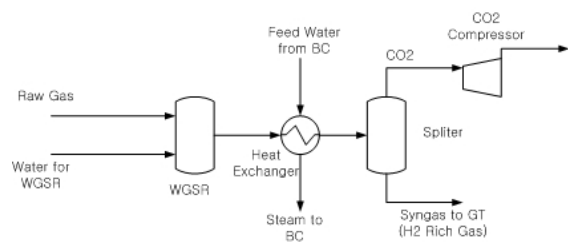


Fig. 2 Schematic diagram of carbon capture and storage unit

산소를 분리 한 다음에 나오는 질소를 열 회식제로서 사용하게 되는데, 질소의 재순환률(N₂ Recirculation Ratio, 이하 NRR)에 따라 터빈 내 유량이 변하게 된다. 그리고 NRR과 더불어 결합도(Integration Degree, 이하 ID)에 따라서도 터빈 내 유량이 변하게 된다. ID를 높게 되면 압축기 출구에서 빠져 나간 공기와 석탄이 반응하여 연료로 다시 터빈으로 들어가기 때문에 가스터빈을 지나는 유량은 ID가 낮은 경우와 비교하면 감소하게 되기 때문에 가스터빈의 작동점이 바뀌게 된다. 이처럼 NRR과 ID는 가스터빈의 작동점에 영향을 미치는 중요 변수이기 때문에 ID는 0%~100%의 범위에서 계산을 수행하였으며, NRR은 50%와 100%의 경우만을 대상으로 계산 하였다. ID와 NRR은 다음 식에 의해 정의 되었다.

$$\text{ID} = \frac{\text{Air to ASU from GT}}{\text{Total Air to ASU}} \quad (2)$$

$$\text{NRR} = \frac{\text{Recirculation N}_2}{\text{Separation N}_2 \text{ in ASU}} \quad (3)$$

가스터빈의 작동특성을 살펴보기 위해서는 off-design이 반드시 필요하다. off-design을 계산하기 위해서 압축기의 맵은 상용프로그램에 포함되어 있는 맵을 선정하여 사용하였다. 그리고 ID에 따른 가스 터빈의 특성을 살펴보기 위해서 터빈에서의

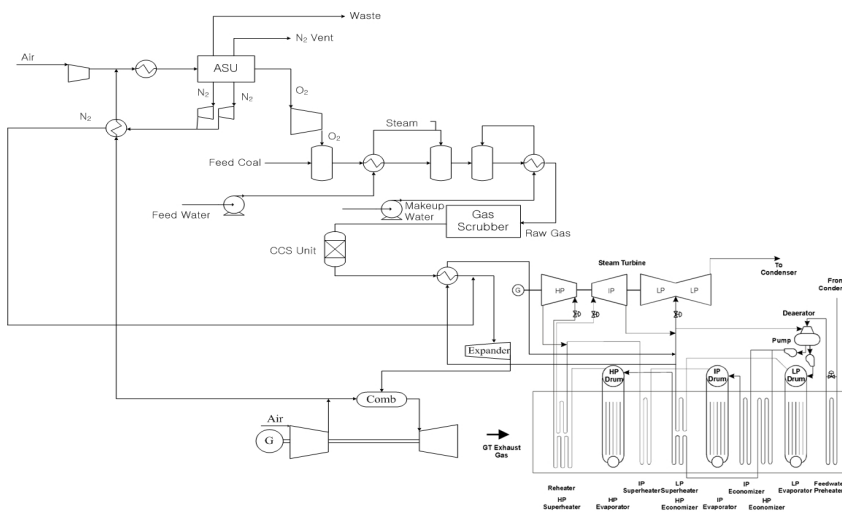


Fig. 1 Schematic diagram of IGCC power plant

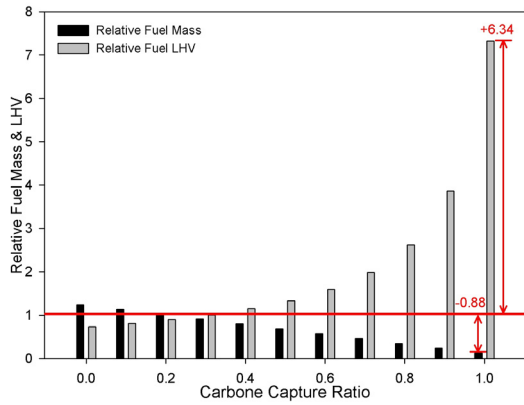


Fig. 3 Variation of relative mass flow rate and lower heating value with carbon capture ratio

초킹 조건을 사용하여 계산 하였으며, 이때의 초킹 조건은 다음과 같다.

$$\frac{\dot{m} \sqrt{T}}{P} = \text{Constant} \quad (4)$$

마지막으로 스팀터빈 사이클에 대한 모사는 문헌을 참고하여¹¹⁾ 모델링을 하였다. 작동 압력은 저압 스팀 터빈은 310kPa로 고정을 시켜두고, 고압 및 중압 터빈에 대해서 최적화를 시켰다.

CCS를 고려한 IGCC 플랜트 전체의 열효율은 다음과 같은 식에 의해 계산하였다.

$$\dot{W}_{IGCC} = \dot{W}_{GT} + \dot{W}_{ST} - \dot{W}_{BOP} \quad (5)$$

$$\eta_{IGCC} = \frac{\dot{W}_{IGCC}}{(\text{LHV} \times \dot{m})_{\text{coal}}} \quad (6)$$

CCS Unit에서 이산화탄소의 제거율(Carbon Capture Ratio, 이하 CCR)에 따라 생산되는 syngas의 질량 유량 및 LHV는 다음 Fig.3과 같이 변화하게 된다.

Table 1 Compare of GT with CCS unit and GT without CCS unit in ID=80% / NRR=100%

	without CCS		with CCS
PR	17.05	16.07	16.07
TIT [K]	1599	1530	1599
TET [K]	883.13	804.46	876.59
Exhaust Gas Flow Rate [kg/s]	478.43	473.38	437.93
H ₂ O mole fraction in Combustion Gas	0.077	0.066	0.126
Turbine Inlet Enthalpy [kJ/kg]	1570.35	1370.38	1621.08
Turbine Outlet Enthalpy [kJ/kg]	657.77	561.24	670.72
GT Net Power [MW]	208.14	167.52	192.36

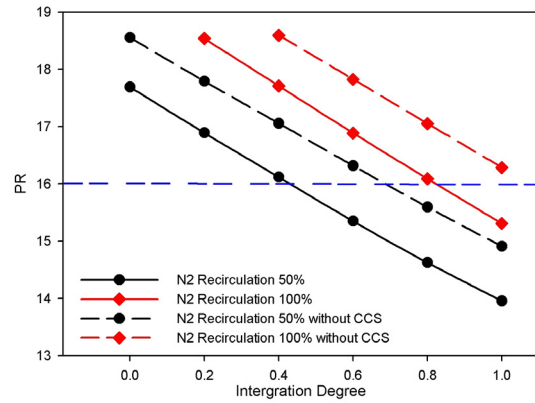


Fig. 4 Variation of pressure ratio with intergration degree for a fixed TIT operation

3. 해석 결과

3.1 CCS적용에 따른 가스터빈의 성능 비교

ID와 NRR이 같은 상태에서 CCS기술을 적용한 경우와 CCS 기술을 적용하지 않은 경우에 대한 결과를 Table 1에 나타내었다. 터빈 입구 온도(Turbine Inlet Temperature, 이하 TIT)를 일정하게 한 경우, CCS를 적용하지 않은 모델은 출력은 더 높게 나오지만 압력비(Pressure Ratio, 이하 PR)는 17.05가 되었고, CCS를 고려한 모델은 유량의 감소로 인하여 16.07로 GE7FA의 설계 PR에 근접한 것을 알 수 있다.

TIT가 아닌 PR을 동일하게 맞춘 경우, CCS를 적용하지 않은 모델은 TIT가 가스터빈의 설계값보다 낮은 온도인 1530K이 되었다. 유량은 CCS를 하지 않은 경우가 더 많지만 온도와 조성에 의해 비열이 바뀌고, 비열로 인해 입출구 엔탈피의 차이가 벌어지기 때문에 CCS를 사용한 경우가 더 높은 출력을 나타냈다.

PR에 상관없이 출력만을 고려할 때에는 TIT를 일정하게 맞춘 경우가 가장 높은 출력을 나타내지만, 가스터빈의 안정적인 운전과 높은 출력을 위해서는 CCS를 적용해야 할 것으로 판단된다.

CCS를 고려한 경우와 고려하지 않은 경우, ID에 따른 압력비 변화는 Fig.4에 나타내었다. 결과에 나타나듯이 CCS를 한 경우에는 CCS를 하지 않은 경우와 비교하여 유량의 감소로 인하여 압축기의 압력비가 낮아졌다. CCS를 고려하지 않은 가스터빈은 NRR=100% 일 때, ID가 0%와 20%의 경우에는 작동점이 서지 영역으로 넘어가 작동을 할 수가 없었다. 이와 같은 결과에서 볼 때, CCS를 한 경우에 더 넓은 ID의 범위에서 작동이 가능한 것을 확인 할 수 있다.

3.2 CCS를 고려한 허부 사이클 및 플랜트의 성능

Fig.5에는 ID에 따른 HRSG의 입출구 온도 차이와 스팀터빈 사이클의 출력을 나타내었다. 온도 차이는 ID에 따라 그 차이가 커진다. 하지만, ID가 증가함에 따라 열원인 HRSG를 통과하는

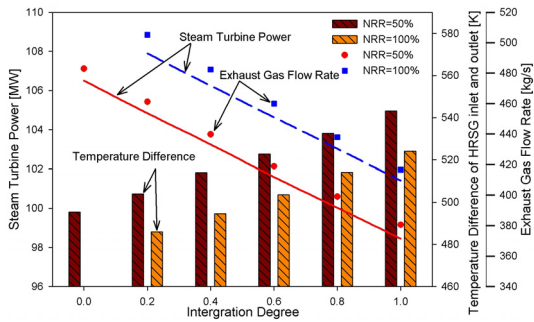


Fig. 5 Variation of steam cycle performance

배기가스 유량의 감소로 출력은 감소하는 경향을 나타낸다.

Fig.6에는 CCS를 고려 한 경우, TIT를 일정하게 고정시킨 상태에서의 ID에 따른 가스터빈 사이클, 스팀터빈 사이클, BOP(Balance of Power, 이하 BOP)의 소모 동력과 IGCC 플랜트의 효율을 나타내었다. ID가 증가 할수록 터빈 내 유량의 감소하기 때문에 가스터빈의 출력이 감소하는 경향을 나타낸다. 스팀터빈 사이클의 경우에도 스팀을 생성하는 열원인 배기가스의 유량이 감소하기 때문에 출력이 감소하게 된다. 그와 동시에 ID가 증가 할수록 ASU로 들어가는 공기의 압축을 위한 동력의 소모도 줄어들게 되어 전체 BOP 또한 감소한다. 효율의 경우, 연료인 syngas의 유량이 감소하여 증가하는 경향을 나타낸다. 이와 같은 결과를 볼 때, 출력과 효율은 경향이 반대로 나타나므로 플랜트의 목적에 맞는 설계점을 선정해야 한다.

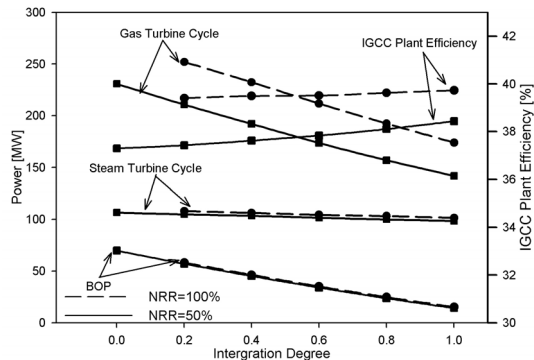


Fig. 6 Power variations and IGCC plant Efficiency

4. 결론

본 연구에서는 CCS를 사용한 경우와 사용하지 않은 경우에 대해 가스터빈의 특성을 비교/분석 하였으며, CCS를 사용한 경우의 플랜트의 성능을 고찰 하였다.

가스터빈의 경우 TIT가 1599K로 고정 한 경우, 출력은 높지만 PR이 설계치보다 높은 관계로 안정적인 작동이 힘들고, PR을 16으로 낮추면 낮은 TIT로 인하여 출력이 떨어지게 된다. 하지만 CCS를 함으로서 TIT를 1599K, PR을 16으로 맞춘 상태에서 GE7FA의 설계 출력보다 높은 출력을 나타내었다.

NRR 100%, ID 80% 또는 NRR 50%, ID 40%에서는 가스터빈의 높은 출력과 안정적인 작동이 가능하다.

ID가 높아질수록 HRSG의 입출구 온도 차이는 증가하지만, 스팀 생성의 열원이 되는 배기가스 유량의 감소로 실질적으로 스팀터빈에서 발생하는 출력은 감소하는 경향을 나타낸다.

ID가 높아질수록 유량이 감소하여 플랜트의 출력은 떨어지지만, CCS를 함으로서 LHV의 증가로 인한 연료유량이 0.12배까지 감소하였기 때문에 CCS를 적용하지 않은 플랜트보다 넓은 ID 범위에서 설계가 가능하다. 플랜트의 출력과 효율을 보면, 그 증감하는 경향이 서로 반대로 나오기 때문에 플랜트의 목적에 맞는 설계점을 선정하여야 한다.

후 기

본 논문은 산업자원부에서 시행한 신재생에너지 기술 개발 사업을 통한 연구 결과이다.

References

- [1] Aspen Technology Incorporate, 2006, Aspen One HYSYS, ver. 2006. 05.
- [2] GE Power-Enter Software, 2006, GateCycle, ver. 6.0.
- [3] TEXACO, 2000, "Texaco Gasifier IGCC Base Cases," A Report to NETL, PED-IGCC-98-001.
- [4] Higman, C., 2003, "Gasification," Elsevier
- [5] Oh, K. J., Lee, S. S., Choi, W. J., Lee, J. J. and Shon, B. H., 2003, "Absorption and Regeneration Characteristics of Carbon Dioxide by Aqueous MEA/AMP Solutions," J. of KSEE, vol.25, pp 609-615.
- [6] Shim, J. G., Kim, J. H., Jang, K. R. and Eum, H. M., 2003, "Absorption Characteristics of MEA with Carbon Dioxide from the Real Flue Gas using a Pilot Plant," J. of KSEE, vol.25, pp 1557-1563.
- [7] Zachary, J. and Titus, S., 2008, "CO2 Capture And Sequestration Options: Impact on Turbo-machinery Design," ASME Paper GT2008-50642.
- [8] Hoffmann, S., Bartlett, M., Finkenrath, M., Evulet, A. and Ursin, T. P., 2008, "Performance And Cost Analysis of Advanced Gas Turbine Cycles with Pre-combustion CO2 Capture," ASME Paper GT2008-51027.
- [9] Sander, F. and Span, R., 2008, "Model of A Coal Fired IGCC Process with Hydrogen Membrane Reactor And Capture of CO2," ASME Paper GT2008 -50913.
- [10] Dennis, R. A., Shelton, W. W. and Le, P., 2007, "Development of Baseline Performance Values for Turbines in Existing IGCC Applications," ASME paper GT 2007-28096.
- [11] Lee, B. R., Kim, T. S., Ro, S. T., Shin, H. T. and Jeon, Y. J., 2002, "Thermal Design Analysis of Triple-Pressure Heat Recovery Steam Generator and Steam Turbine Systems," Trans. KSME(B), Vol. 26, pp. 507-514.