

가스화 복합화력발전 플랜트에서 CO₂제거가 성능에 미치는 영향 해석

차규상* · 김영식* · 이종준* · 김동섭*** · 손정락*** · 주용진****

Analysis of the Influence of CO₂ Capture on the Performance of IGCC Plants

Kyu Sang Cha*, Young Sik Kim*, Jong-Jun Lee*, Tong Seop Kim***,
Jeong L. Sohn***, Yong Jin Joo****

Key Words : IGCC(가스화 복합 화력발전), Gas Turbine(가스터빈), Syngas(합성가스), CCS(이산화탄소 포집 및 저장), Integration Degree(결합도), Nitrogen Recirculation(질소 재순환)

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 environmentally friendly power generation method using coal. Moreover, pre-combustion CO₂ capture is possible in the IGCC system. Therefore, much effort is being made to develop advanced IGCC systems. However, removal of CO₂ prior to the gas turbine may affect the system performance and operation because the fuel flow, which is supplied to the gas turbine, is reduced in comparison with normal IGCC plants. This study predicts, through a parametric analysis, system performances of both an IGCC plant using normal syngas and a plant with CO₂ capture. Performance characteristics are compared and influence of CO₂ capture is discussed. By removing CO₂ from the syngas, the heating value of the fuel increases, and thus the required fuel flow to the gas turbine is reduced. The resulting reduction in turbine flow lowers the compressor pressure ratio, which alleviates the compressor surge problem. The performance of the bottoming cycle is not influenced much.

1. 서론

최근에 신재생에너지원의 하나로서 주목을 받고 있는 발전 방식인 가스화 복합화력발전(Integrated Gasification Combined Cycle, 이하 IGCC)은 기존에 사용되던 천연가스(Natural Gas, 이하 NG) 대신, 석탄, 코크스, 바이오매스 등의 원료를 가스화시켜 연료로 사용하는 방식이다. 에너지자원의 해외 의존도가 매우 높은 국내 실정에서 해외 의존도를 낮추는데 있어 중요한 기술이지만 석탄 등을 주원료로 사용하는 만큼 가스화 공정을

거쳐 생성된 합성가스(syngas)에는 다량의 CO₂가 포함되어 있다. 현재 전 세계적으로 CO₂배출을 저감하기 위해 노력하고 있고, 이 중에서도 IGCC 플랜트는 현재의 기술수준을 고려하였을 때 연소 전 CO₂ 제거(pre-combustion carbon capture) 기법을 도입하기에 가장 현실적인 발전 방식이라는 이점 때문에 선진국들을 중심으로 연구가 진행되고 있다.^(1,2) 현재, 미국 에너지성(DOE)에서는 CO₂ 제거를 고려한 IGCC 플랜트의 효율을 증가시키고, 궁극적으로는 수소 터빈을 사용하여 전체 IGCC 플랜트의 효율을 현재대비 5% 이상 증가시켜 전력 생산 단가를 현재 수준보다 낮추기 위한 연구를 진행 중이다.^(3~5) 국내에서는 현재 IGCC 플랜트를 건설하기에 앞서서 선행 연구가 진행되고 있지만,^(6~9) CO₂를 제거 하였을 경우의 IGCC 플랜트 성능 특성에 관한 연구는 아직 본격적으로 진행되지 않고 있다. 점점 강화되고 있는 대기 환경 규제와 세계적인 경향을

* 인하대학교 대학원 기계공학과

** 인하대학교 기계공학부

*** 서울대학교 항공우주공학부

**** 한국 전력연구원

† 교신저자, E-mail : kts@inha.ac.kr

불 때, IGCC 플랜트에서의 CO₂ 제거는 앞으로 반드시 적용될 기술로 판단된다. 이에 본 연구에서는 CO₂ 제거가 가스터빈 및 전체 복합화력 플랜트의 성능 특성에 미치는 영향, 특히 일반 IGCC 성능으로부터 출력 및 효율 변화를 중점적으로 살펴 고자 한다.

2. 시스템 모델링

본 연구에 사용된 IGCC 플랜트에 대한 개략도는 Fig. 1에 나타내었다. 기본적인 시스템 구성은 선행연구⁽⁹⁾의 구성과 동일하며, CO₂ 제거 및 저장을 위한 장치(carbon capture and storage, 이하 CCS)가 추가되었다. IGCC 플랜트는 크게 3개의 부분으로 나뉘어지는데 석탄을 합성가스로 바꾸기 위한 가스화 공정, 생성된 합성가스를 연료로 전력을 생산해 내는 가스터빈 그리고 가스터빈 배기가스의 열을 회수하여 추가 전력을 생산해내는 스팀터빈 사이클이 그것이다. 상용코드인 HYSYS⁽¹⁰⁾를 이용하여 가스화공정을 모델링 하였고, Gate Cycle⁽¹¹⁾을 이용하여 가스터빈 사이클과 스팀터빈 사이클을 모델링 하였으며, 두 프로그램 사이에 물질 및 에너지 균형을 맞추었다.

본 연구의 주 목적이 CO₂를 제거하였을 때 IGCC 플랜트의 성능, 특히 출력 및 효율의 변화를 살펴보는 것이기 때문에 가스화기(gasifier)와 CO₂ 포집장치를 제외한 산화환 및 기타 공

해 물질에 대한 제거 공정은 분리기(splitter)를 사용하여 단순 분리하는 것으로 간략하게 모델링하였다. 이러한 공해물질 제거 장치에서는 동력 소모가 압축기에 비해 무시할 만한 수준이기 때문에 본 연구 목적에는 큰 영향이 없다고 판단된다. 가스화공정은 미국 NETL 보고서⁽¹²⁾를 참고하여 모사하였으며, 그 과정에 대한 설명은 다음과 같다.

공기분리장치(ASU)로 유입된 공기는 산소와 질소로 나뉘어 지는데, 산소와 질소의 출구 압력은 문헌을 참고하였다.⁽¹²⁾ ASU에서 분리된 산소는 슬러리와 함께 가스화기로 들어가게 된다.

가스화기에서의 중요한 작동변수는 온도와 압력이다. 그 이유는 가스화기 내부의 연소 반응 및 개질 반응에서 온도, 압력 조건에 따라 생성되는 가스의 조성이 달라지기 때문이다. 문헌에 따르면 일반적인 작동 온도의 범위는 1000~1500℃이고 작동 압력의 범위는 10~100bar이다.⁽¹³⁾ 가스화기에서 반응이 일어난 후 밖으로 배출되는 가스의 온도는 1000℃ 내외인데, 이러한 고온의 합성가스는 열교환기를 통해 스팀터빈 사이클에 열에너지를 공급한 다음에 가스터빈의 연소기로 들어가게 된다. 본 논문에서는 가스화기 작동 온도는 1500℃로 가정하였고, 작동 압력은 일반적인 압력 범위의 중간 압력인 50 bar로 설정하였다. 다음은 문헌을 참고하여 가스화기에서 사용한 연소 반응과 개질 반응의 반응식이다.⁽¹³⁾

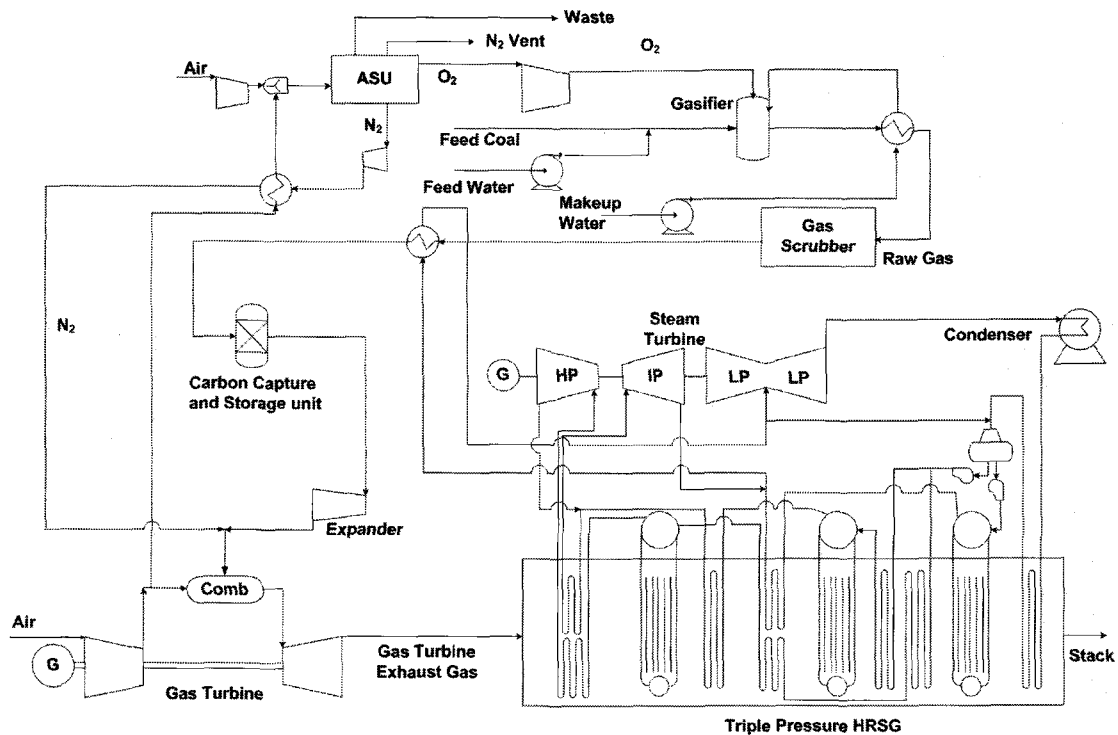


Fig. 1 Schematic diagram of IGCC power plant



가스화기에서 생성된 가스(raw gas)는 정화기(scrubber)를 통과하여 포함되어 있는 불순물 등이 제거된 다음에 스팀터빈 사이클과 열교환되어 온도가 낮아진 뒤 CO₂의 제거(포집) 및 저장장치(CCS)로 들어가게 된다. 가스화공정에 포함된 CCS는 문헌(1,2,14~16)을 참고하여 모델링하였고 개략도는 Fig. 2에 나타내었다. 이 부분은 Fig. 1의 carbon capture and storage unit에 해당하는 부분으로 Fig. 1에서는 설명의 편의를 위해 간단히 나타내었다. 합성가스 및 수증기가 CCS 장치내의 수성반응기(water gas shift reactor)로 들어간다. 이 때, 수성반응기로 들어가는 가스의 온도는 문헌(13)을 참고하여 40°C로 설정하였다. 수성반응은 합성가스 내에 존재하는 CO와 수증기가 반응을 하여 CO₂와 H₂를 생성하는 반응으로 반응식은 다음과 같다.



수성반응을 거친 가스는 CO₂ 제거유닛(carbon capture unit)으로 들어가 용매제에 의해 CO₂가 흡수되어 제거되는데, CO₂가 제거되는 비율이 높아질수록 CO₂의 성분비가 감소하면서 상대적으로 H₂의 성분비가 증가하게 되므로 발생하는 연료의 유량은 감소하고 발열량은 증가하게 된다. CO₂ 포집율(carbon capture ratio, 이하 CCR)을 아래 식 (8)과 같이 정의한 뒤, CCR에 따른 연료의 질량 유량과 저위발열량(LHV)을 CO₂ 포집 전후에 비교하여 Fig. 3에 나타내었다.

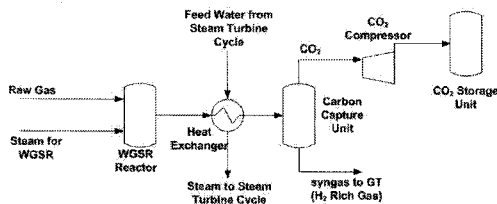


Fig. 2 Schematic diagram of carbon capture and storage unit

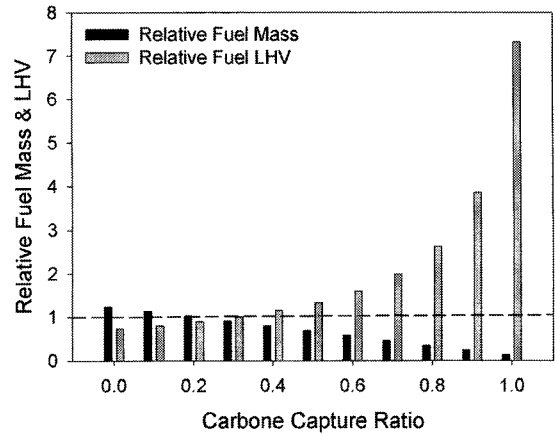


Fig. 3 Variation of relative mass flow rate and lower heating value with carbon capture ratio

Table 1 Composition of syngas

Component	General Composition of Syngas	100% CO ₂ capture	without CO ₂ capture
H ₂	25~40	90.23	35.4
CH ₄	0~5	7.75	0.4
CO	30~40	0.14	43.1
CO ₂	10~15	0	13.8
N ₂	0~3	1.42	1.9
H ₂ O	15~25	0.47	5.4
LHV [kJ/kg]	-	78428	10315

$$CCR = \frac{\text{Removed Volume Flow Rate of CO}_2}{\text{Total Volume Flow Rate of CO}_2} \quad (8)$$

그림의 값들은 수성반응기를 포함한 CO₂ 제거장치가 없을 때의 값으로 나눈 상대값이다. 이 결과에서 포집이 많이 될수록 연료의 발열량이 현저히 증가하면서 가스터빈에 필요한 연료 유량이 감소하는 것을 확인할 수 있다. 이상적으로 합성가스 내에 존재하는 모든 CO₂가 용매제에 의해 흡수 된다고 가정하면 Table 1의 결과를 얻게 된다. 결과의 타당성을 보이기 위해 Table 1에는 문헌을 참고하여(13) 일반적인 합성가스의 조성도 나타내었다. 조성을 맞추기 위해 반응물을 임의로 준다는 것은 현실성이 없으므로 여러 조건에서 계산을 한 다음, 일반적인 조성에 가장 근접한 경우의 조성을 사용하였다. 그 결과, 계산에 의해 나온 조성은 일반적인 조성의 범위에 잘 맞는 것을 확인할 수 있다. 이후 본 연구에서 CO₂가 포집된 경우라 함은 Table 1에서 100% 포집된 성분을 가지는 가스를 의미한다. 가스터빈은 문헌(17)을 참고하여 가장 많이 사용되는 GE 7FA를 모사하였고, 그 결과를 Table 2에 나타내었다. 모사된 결과

Table 2 Result of Gas Turbine Modeling

Item	Calculation	Reference
Pressure Ratio	16	16
Turbine Inlet Temperature [K]	1599	1599
Turbine Exit Temperature [K]	874	874.3
Exhaust Gas Flow Rate [kg/s]	445	445
H ₂ O mole fraction of Combustion Gas	0.089	-
Turbine Inlet Enthalpy [kJ/kg]	1564	-
Turbine Outlet Enthalpy [kJ/kg]	650	-
GT Net Power [MW]	171	171

가 공개되어 있는 GE7FA의 데이터와 잘 맞는 것을 확인 할 수 있다. IGCC 시스템의 주요 설계변수로서 결합도(intergration degree)와 질소 재순환율(nitrogen recirculation ratio)을 정의하였다. 결합도는 ASU로 유입되는 전체 공기와 가스터빈 압축기 출구에서 ASU로 유입되는 공기의 비로서 결정된다. 결합도가 0인 경우에는 ASU에서 필요한 모든 공기가 외부에서 유입되었다가 연료의 형태로 연소기로 들어가게 되므로 터빈을 통과하는 유량이 가장 많은 경우이고, 반대로 결합도가 1인 경우에는 ASU에서 필요한 모든 공기가 외부가 아닌 압축기 출구에서 분리되었다가 연소기로 들어가므로 터빈을 통과하는 유량이 가장 작게 된다.

질소 재순환율은 ASU에서 분리되는 전체 질소의 양과 그 중에서 희석(dilution) 및 출력의 증가를 위해 연소기로 유입되는 질소의 양의 비로 결정된다. 질소 재순환율이 0인 경우에는 ASU에서 분리되는 질소가 모두 외부로 내보내지게 되고, 질소 재순환율이 1인 경우에는 ASU에서 분리되는 질소가 모두 가스터빈 연소기로 유입된다.

결합도와 질소 재순환율은 식으로서 다음과 같이 정의된다. GT는 가스터빈을 의미한다.

$$\text{Integrated Degree} = \frac{\text{Air to ASU from GT}}{\text{Total Air to ASU}} \quad (9)$$

$$\text{N}_2 \text{ Recirculation Ratio} = \frac{\text{Recirculated N}_2}{\text{Separated N}_2 \text{ in ASU}} \quad (10)$$

결합도에 따라서 터빈 유량이 크게 변하게 되는데, (6,8,9) 결합도가 낮을수록 추가적인 공기압축기의 유량 공급이 커져서 터빈으로 유입되는 가스유량이 증가하게 된다. 또한 ASU에서 가스화과정에서 필요로 하는 산소를 분리 한 다음에 나오는 질소를 열 희석제 및 출력의 증가를 위해 사용하게 되는데 질소 재순환율이 높아질수록 터빈 유량이 증가한다.

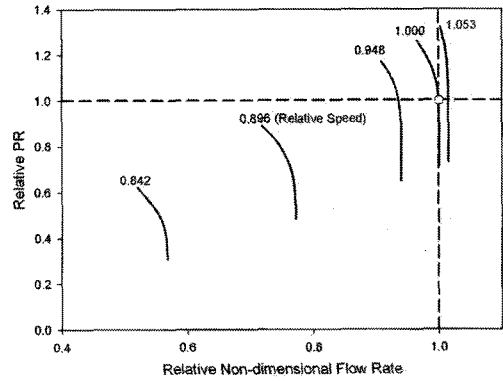


Fig. 4 Performance map of gas turbine compressor

결합도와 질소 재순환율에 따라 터빈 유량이 변하게 되고, 이는 곧 가스터빈의 작동점이 바뀌는 원인이 되기 때문에 이 두 설계 변수는 가스터빈의 작동점에 영향을 미치는 중요 변수이다. 본 논문에서는 결합도는 0%~100%의 범위에서 계산을 수행하였으며, 질소 재순환율은 50%와 100%의 경우를 대상으로 계산하여 CO₂ 제거에 따른 성능변화 경향을 살펴보았다.

기 설계된 가스터빈의 작동 특성을 예측하기 위해서는 탈설계 계산이 반드시 필요하다. 탈설계 계산을 위해서 압축기의 성능특성은 상용프로그램(11)에 포함되어 있는 성능선도(performance map)을 선정하여 모사하였고 Fig. 4에 나타내었다. 서지마진(surge margin)은 식 (11)과 같이 정의되며 일반적인 압축기의 수치를 참고하여 설계치를 20%로 설정하였다. 이 식에서 OP는 작동점(Operating Point)를 의미한다.

$$SM = \frac{PR_{\text{surge}} - PR_{OP}}{PR_{OP}} \quad (11)$$

터빈 특성은 아래와 같이 초강조건을 사용하여 모델링하였다.

$$\left(\frac{\dot{m} \sqrt{T}}{P} \right)_{\text{inlet}} = \text{Constant} \quad (12)$$

위 식에서 \dot{m} 은 질량유량, T 는 온도, 그리고 P 는 압력을 의미한다.

스팀터빈 사이클은 문헌(18)을 참고하여 모사하였다. 삼중압(triple pressure) 사이클을 사용하였고, 주요 조건은 실제 복합 화력발전 플랜트의 조건을 고려하여 설정하였다. 그 구성은 Fig. 1과 같고 주요 설계값들은 Table 3에 나타내었다.

전체 IGCC 플랜트의 출력과 효율은 다음과 같이 정의 하였다. \dot{W} 는 출력, η 는 효율을 의미하고, 하첨자에서는 IGCC는 전체 IGCC플랜트, GT는 가스터빈, ST는 스팀터빈, BOP는 나

Table 3 Conditions of steam turbine cycle

High Pressure [kPa]	14000
Intermediate Pressure [kPa]	4000
Low Pressure [kPa]	800
Condenser Pressure [kPa]	10
High pressure turbine inlet temperature [K]	833
Steam Turbine Isentropic Efficiency [%]	0.90
HRSNG Gas Side Pressure Loss [%]	3.2

머지 보조기기(Balance of Plant)들을 의미한다.

$$\dot{W}_{IGCC} = \dot{W}_{GT} + \dot{W}_{ST} - \dot{W}_{BOP} \quad (13)$$

$$\eta_{IGCC} = \frac{\dot{W}_{IGCC}}{(LHV \cdot \dot{m})_{coal}} \quad (14)$$

보조기기의 동력은 보조 공기압축기, 질소 및 산소 압축기와 펌프의 동력을 포함한다. 이외에도 CO₂를 밀도가 높은 상태로 처리(이송 포함)하기 위하여 별도의 동력이 소모되는데, CO₂ 처리과정 자체가 여러 가지 방법이 가능하기 때문에, 그 부분 최적 설계가 그 자체로서 하나의 연구 주제이므로 본 연구에서는 플랜트의 성능 분석 시 CO₂ 압축 소모 동력을 고려하지 않았다. 다만, Fig. 2와 같은 CCS 시스템에서 압축기 소모동력을 예측하여 보았으며, 결과에서 언급될 것이다.

3. 결과 및 고찰

3.1 CO₂ 제거에 따른 가스터빈의 성능 비교

결합도와 질소 재순환율이 고정된 상태(결합도 80%, 질소 재순환율 100%)에서 CCS를 적용한 경우와 적용하지 않은 경우의 계산 결과를 Table 4에 제시하였다. NG로 표시한 것은 천연가스로 운전하는 가스터빈의 설계 성능(즉, Table 2의 계산 값)이다. 터빈입구온도(Turbine Inlet Temperature, 이하 TIT)가 설계값으로 동일 할 때, CCS를 적용하지 않은 경우는 터빈을 통과하는 유량이 설계시보다 증가하여 출력이 상당히 증가한다. (171 MW에서 208 MW 로 증가) 그러나, 압력비가 17.05로 원래 가스터빈 압력비(표에서 NG 로 표시된 경우인 16.0)보다 높아진다. 즉, 서지마진이 많이 감소한다. 반면에 CCS를 고려한 경우는 연료 유량의 감소로 출력 자체는 CCS를 적용하지 않은 경우보다 낮게 나왔지만 (192 MW), 여전히 설계출력 171 MW 보다는 상당히 높다. 한편 압력비는 16.07로 GE 7FA의 설계 압력비에 근접한 것을 알 수 있다.

Table 4 Comparison of GT performances with and without CCS (Integrated Degree=80% / N₂ Recirculation Ratio=100%)

	NG	without CCS	with CCS
Pressure Ratio	16	17.05	16.07
Turbine Inlet Temperature [K]	1599	1599	1530
Turbine Exit Temperature [K]	874	883	804
Exhaust Gas Flow Rate [kg/s]	445	478	473
H ₂ O mole fraction of Combustion Gas	0.089	0.077	0.066
Turbine Inlet Enthalpy [kJ/kg]	1564	1570	1370
Turbine Outlet Enthalpy [kJ/kg]	650	657	561
GT Net Power [MW]	171	208	168

CCS를 적용하지 않은 경우에는 CCS적용 시와 같이 압력비를 16.07로 낮추고자 하면, 연료의 양을 감소시켜서 TIT를 설계 TIT 보다 상당히 낮은 1530 K로 운전하여야 한다. 터빈 유량은 CCS를 하지 않은 경우가 더 많지만 CCS를 적용하면 연료의 H₂ 성분비가 높아져서 연소가스의 H₂O 성분비가 더 높아지기 때문에 비열이 높아져서 가스터빈의 입출구 엔탈피의 차이가 커진다. 이로 인하여 CCS 적용 시에 동일한 TIT에서 CCS를 적용하지 않은 경우와 비교하여 출력 감소가 터빈유량 감소에 비례할 만큼 작지는 않다. 만일 압력비가 동일한 운전 조건이라면 오히려 CCS를 적용한 경우가 출력이 더 크다.

가스터빈에서 작동 유체인 연소가스의 유량이 증가하거나 감소하게 되면 가스터빈과 압축기의 매칭(matching)에 의해 압축기의 압력비가 변하게 되고, 압력비가 설계점에서 많이 벗어나게 되면 가스터빈 사이클의 안정적인 작동이 어려워진다. 특히 압력비가 증가하면 서지에 근접하므로 바람직한 운전이 아니다. 따라서, Table 4에 나타나 있는 결과를 보면, CCS를 적용하지 않을 경우에는 TIT를 설계값으로 유지하고자 할 때 서지마진이 감소하는 단점이 있는데, CCS를 적용할 경우에는 자연스럽게 압력비가 낮아지는 효과가 나타나서 서지 부담을 덜게 되면서도 비교적 높은 출력을 얻는 바람직한 효과를 가져온다.

가스터빈의 작동 특성을 살피기 위해 작동 조건을 바꾸어가며 계산을 진행하였고, 그 결과로서 CCS를 고려한 경우와 고려하지 않은 경우의 결합도에 따른 압력비 변화를 Fig. 5에 나타내었다. 앞으로의 해석결과는 CCS를 적용하지 않은 경우와 한 경우에 모두 TIT를 설계값으로 유지하는 운전에 대해서 분석한다. CCS를 적용한 경우와 적용하지 않은 경우 모두 결합도가 증가함에 따라 압축기 입구의 공기 유량은 거의 변화가 없지만, 압축기 출구에서 압축된 공기가 분리되어 가스화 공정으로 유입되는 양이 증가하기 때문에 실제 터빈을 통과하는 유

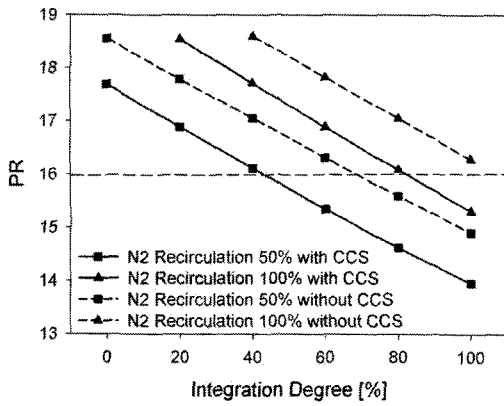


Fig. 5 Variation of pressure ratio with integration degree for a fixed TIT operation

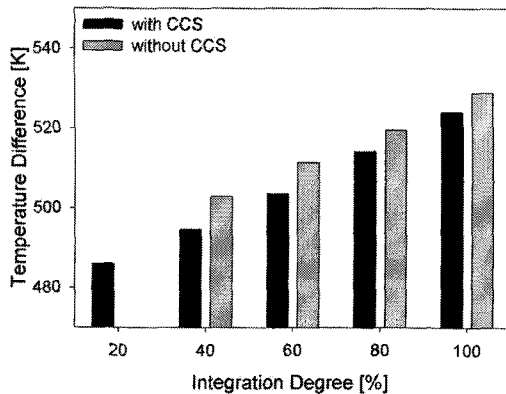


Fig. 6 Temperature difference between HRSG inlet and outlet

량은 감소하게 되고 가스터빈과 압축기의 매칭에 의해 압력비가 감소하는 경향을 나타낸다. 즉, 반대로 결합도가 낮아지면 외부 공기압축기에서 추가적으로 공급되는 공기량이 증가하므로 터빈유량이 증가하여 압력비가 상승하며 가스터빈의 작동점이 서지영역으로 접근하면서 불안정해지고 특정 영역에서는 서지마진이 완전히 소진되므로 작동이 불가능해진다. CCS를 적용한 경우에는 앞서 설명한 바와 같이 연료 유량이 감소하게 되고 더 낮은 압력비를 나타낸다. 그와 동시에 CCS를 적용하지 않는 경우에는 결합도 0%와 20%의 경우에는 작동점이 서지 영역으로 넘어가 작동을 할 수가 없었지만, CCS를 적용한 경우에는 결합도가 20%인 경우에도 상대적인 유량의 감소로 인하여 작동점이 서지 영역으로 넘어가지 않고 작동이 가능하다는 것을 확인하였다. 이처럼 CCS를 적용하게 되면 압력비의 감소로 인하여 기존의 IGCC 플랜트보다 더 넓은 결합도 범위에서 설계가 가능한 장점을 추가로 가짐을 확인하였다.

3.2 하부사이클 및 전체 플랜트의 성능

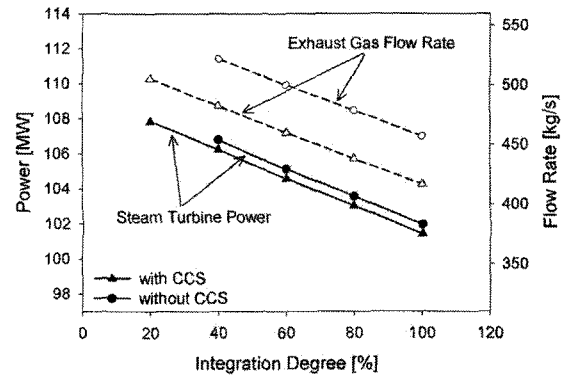


Fig. 7 Steam turbine power and exhaust flow rate

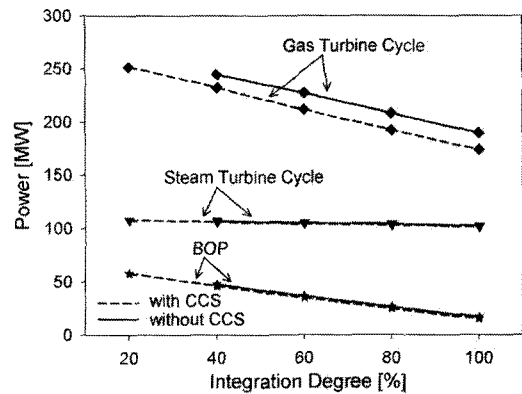


Fig. 8 Variations in power

Fig. 6과 Fig. 7에는 질소 재순환률 100%의 조건에서 결합도에 따른 열회수 증기발생기(Heat Recovery Steam Generator, 이하 HRSG) 입출구 온도 차이와 배기가스 유량, 그리고 스팀터빈 사이클의 출력을 나타내었다. 결합도가 증가할수록 HRSG 입출구 온도차이가 증가하는 이유는 상부사이클인 가스터빈 사이클에서 압력비가 감소하여 터빈 출구온도, 즉 HRSG 입구온도가 증가하기 때문이다. 그리고 HRSG의 입출구 온도 차이는 CCS를 적용한 경우가 더 작는데, 이는 CCS를 적용한 경우에는 앞서 설명한 바와 같이 가스 중에 H₂O의 조성이 높아지기 때문에 CCS를 적용하지 않은 경우에 비해 터빈출구 온도가 더 낮기 때문이다. 이 결과에서 결합도가 증가함에 따라 증가하는 HRSG의 입출구 온도 차이만을 볼 때에는 결합도가 증가할수록 더 많은 열량을 회수하여 더 높은 하부사이클 출력을 나타낼 것이라고 추측될 수 있다. 하지만, 실제로는 결합도가 증가함에 따라 HRSG에서의 열회수량에 영향을 끼치는 인자 중 하나인 배기가스의 유량이 감소하여 스팀터빈 사이클의 출력은 결합도가 증가함에 따라 다소 감소할 것으로 예상되었다. CCS에 의해서 가스터빈 출구가스 유량의 감소 영향으로

인하여 스팀터빈 출력은 다소 감소하는데 그 차이는 미미하다.

Fig. 8과 Fig. 9에는 질소 재순환률 100 %에서 TIT를 일정하게 고정시킨 상태에서 결합도에 따른 가스터빈 사이클, 스팀터빈 사이클의 출력과 BOP 소모 동력, 식 (14)로 정의되는 IGCC 플랜트의 효율을 나타내었다. 앞서 설명한 바와 같이 결합도가 증가할수록 터빈으로 유입되는 유량이 감소하기 때문에 가스터빈의 출력이 감소하는 경향을 나타내고, 스팀터빈 사이클 또한 증기를 생성하는 열원인 배기가스의 HRSG 입출구 온도차이는 증가하지만 유량이 감소하기 때문에 출력이 감소하게 된다. 그와 동시에 결합도가 증가할수록 가스터빈 압축기 출구에서 분리되어 ASU로 들어가는 공기의 양이 증가하게 되어 가스화 공정에서 필요로 하는 대기압 상태의 외부 공기의 양이 감소한다. 이는 곧 공기를 압축하기 위한 소모 동력의 감소로 이어지기 때문에 전체적인 BOP 동력이 감소하게 된다. 한편 CCS의 효과를 분석하면, 질량 유량이 바로 출력의 크기로 연결되는 가스터빈에서는 CCS로 인한 터빈 유량 감소로 가스터빈 출력은 다소 감소하지만, 스팀터빈 출력감소는 상대적으로 크지 않다 (Fig. 8의 스팀터빈 출력 변화는 Fig. 7을 다시 그린 것으로서 가스터빈과 비교해서 같이 나타내면 CCS에 의한 영향이 미미함을 알 수 있음). BOP의 경우 또한 가스터빈 사이클의 유량이 직접적으로 소모 동력에 영향을 주는 것이 아니기 때문에 CCS 유무에 따라 영향을 거의 받지 않는 결과를 나타낸다. 결과적으로 CCS 적용시에 IGCC 출력의 감소는 가스터빈 출력감소가 대부분을 차지한다.

결합도가 증가함에 따라 감소하는 출력의 경향과는 반대로 결합도가 증가할수록 효율은 상승하는 경향을 나타낸다. 이는 유량 감소로 인하여 출력이 감소하게 되지만 그에 비례하여 BOP 동력 또한 감소하고 동시에 TIT를 일정하게 맞추기 위해 가스터빈으로 유입되는 syngas의 유량이 감소하는 긍정적 효과가 더 크기 때문이다. CCS를 적용하면 IGCC 효율은 약 3 % 포인트 내외의 감소를 보인다.

분리된 CO₂의 처리에 소요되는 추가적인 소모동력의 규모를 파악하기 위하여 Fig. 2와 같이 압축하여 밀도를 높이는 처리 공정을 고려하였다. 압축 압력은 충분히 높은 110 bar를 가정하였다. 먼저 1단 압축을 한다고 가정할 경우에 CO₂를 압축하기 위한 소모 동력은 약 48 MW로 계산 되었다. IGCC의 출력이 Fig. 9에 보인 바와 같이 260~300 MW 정도이므로 처리 공정에 16~18.5 % 정도가 소요됨을 의미한다. 상당한 소모 동력이 필요한데, 이 동력은 압축기 압축과정을 다수로 나누고 중간냉각을 적용하면 감소시키는 것이 가능하다. 예로서 1개의 중간냉각과정을 추가하여 2단으로 압축하면 압축동력은 36.5 MW로 상당한 감소가 가능하다.

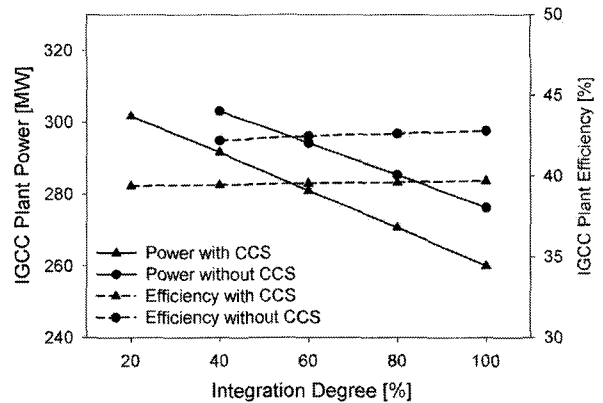


Fig. 9 IGCC plant power and Efficiency

4. 결 론

본 연구에서는 IGCC 플랜트에서 CO₂ 제거 기술을 사용한 경우의 가스터빈 작동 특성과 플랜트 성능을 제거 기술을 사용하지 않은 경우와 비교하여 분석하였다.

CCS를 사용하지 않는 일반적인 플랜트에서는 가스터빈 사이클에서 TIT를 설계값으로 고정 한 경우에 압력비가 설계값보다 높아진다. 반면에 이를 해결하기 위해 연료 유량을 감소시키면 TIT가 낮아지기 때문에 출력이 상당히 감소한다. CCS를 적용하면 연료의 유량이 상대적으로 감소하여 설계 TIT에서도 압력비가 상대적으로 낮으면서도 (즉, 자연스럽게 서지문제가 완화됨) 가스터빈 출력은 터빈유량 감소폭만큼 작아지는 않는다. 만일 압력비가 동일한 운전 조건이라면 오히려 출력이 더 크다. 또한 낮아지는 압력비로 인해서 보다 넓은 범위의 결합도에서 시스템 설계가 가능해진다.

CCS를 적용한 경우에 HRSG에서 입출구 온도차와 가스유량이 감소하므로 스팀터빈 출력이 감소하지만 감소폭은 크지 않다. 따라서 CCS 적용시에 IGCC 출력의 감소는 가스터빈 출력감소가 대부분을 차지한다. IGCC 플랜트 효율은 CCS에 의하여 3 % 포인트 내외로 감소한다.

제거된 CO₂의 압력을 110 bar로 압축하여 처리할 경우에 1단 압축시에는 IGCC 플랜트 출력의 16~18.5 %, 2단 압축시에는 12~14 %의 동력이 소요된다.

후 기

본 논문은 지식경제부에서 시행한 신재생 에너지 기술 개발 사업을 통한 연구 결과이다.

참고문헌

- (1) Sander, F. and Span, R., 2008, "Model of a Coal Fired IGCC Process with Hydrogen Membrane Reactor and Capture of CO₂," ASME paper 2008-50913.
- (2) 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 2008-51027.
- (3) Dennis, R. A. and Harp, R., 2007, "Overview of the U.S. Department of Energy's Office of Fossil Energy Advanced Turbine Program for Coal Based Power Systems with Carbon Capture," ASME paper 2007-28338.
- (4) Bancalari, E., Chan, P. and Diakunchak, I. S., 2007, "Advanced Hydrogen Gas Turbine Development Program," ASME paper 2007-27869.
- (5) Oluyede, E. O. and Phillips, J. N., 2007, "Fundamental Impact of Firing Syngas in Gas Turbines," ASME paper 2007-27385.
- (6) Lee, C, Lee, S. J. and Yun, Y., 2007, "Effect of Air Separation Unit Integration on Integrated Gasification Combined Cycle Performance and NO_x Emission Characteristics," Korean J. Chem. Eng., Vol. 24, No. 2, pp. 368~373.
- (7) 이종준, 차규상, 손정락, 김동섭, 주용진, 2008, "Syngas를 연료로 사용하는 발전용 가스터빈의 성능해석," 대한기계학회 논문집 B권, 제 32권, 제 1호, pp. 54~61.
- (8) 김영식, 이종준, 김동섭, 손정락, 주용진, 2008, "플랜트의 구성을 고려한 IGCC용 가스터빈의 성능해석," 대한기계학회 논문집 B권, 제 32권, 제 9호, pp. 704~711.
- (9) Lee, J. J., Kim, Y. S., Cha, K. S., Kim, T. S., Sohn, J. L. and Joo, Y. J., 2009, "Influence of system integration options on the performance of an integrated gasification combined cycle power plant," Applied Energy, Vol. 86, pp. 1788~1796.
- (10) Aspen Technology Incorporate, 2006, Aspen One HYSYS, ver. 2006. 05.
- (11) GE Power-Enter Software, 2006, GateCycle, ver. 6.0.
- (12) Shelton, J. and Lyons, J., 2000, Texaco Gasifier IGCC Base Cases, A Report to NETL, PED-IGCC-98-001, New York, pp. 1~33.
- (13) Higman, C., Van Der Bugt M., 2003, Gasification, New York, Gulf Professional Publishing.
- (14) 오광중, 이상섭, 최원준, 이재정, 손병현, 2003, "MEA & AMP 혼합 흡수제를 이용한 이산화탄소 흡수 및 재생 특성," 대한환경공학회지, 제 25권, 제 5호, pp. 609~615.
- (15) 심재구, 김준환, 장경룡, 임희문, 2003, "Pilot Plant를 이용한 화력발전소 배기가스 중 CO₂와 MEA의 흡수 특성," 대한환경공학회지, 제 25권, 제 12호, pp. 1557~1563.
- (16) Zachary, J. and Titus, S., 2008, "CO₂ Capture And Sequestration Options: Impact on Turbo-machinery Design," ASME Paper GT2008-50642.
- (17) 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.
- (18) 이봉렬, 김동섭, 노승탁, 신희태, 전용준, 2002, "삼중압 열회수 증기발전기와 증기터빈 시스템의 열설계 해석," 대한기계학회 논문집 B권, 제 26권, 제 3호, pp. 507~514.