

순산소연소 이산화탄소 포집을 적용한 석탄가스화 복합화력 발전시스템에서 산소공급방식 변경에 의한 효율향상 분석

조연우¹ · 안지호¹ · 김동섭^{2,†}

¹인하대학교 대학원, ²인하대학교 기계공학과

Analysis of Efficiency Enhancement of the Integrated Gasification Combined Cycle with Oxy-Combustion Carbon Capture by Changing the Oxygen Supply System

YEON WOO CHO¹, JI HO AHN¹, TONG SEOP KIM^{2,†}

¹Grad. School of Inha University, 100 Inha-ro, Nam-gu, Incheon 22212, Korea

²Department of Mechanical Engineering, Inha University, 100 Inha-ro, Nam-gu, Incheon 22212, Korea

† Corresponding author :
kts@inha.ac.kr

Received 25 July, 2019
Revised 21 August, 2019
Accepted 31 August, 2019

Abstract >> As a solution to the growing concern on the global warming, researches are being actively carried out to apply carbon dioxide capture and storage technology to power generation systems. In this study, the integrated gasification combined cycle (IGCC) adopting oxy-combustion carbon capture was modeled and the effect of replacing the conventional air separation unit (ASU) with the ion transport membrane (ITM) on the net system efficiency was analyzed. The ITM-based system was predicted to consume less net auxiliary power owing to an additional nitrogen expander. Even with a regular pressure ratio which is 21, the ITM-based system would provide a higher net efficiency than the optimized ASU-based system which should be designed with a very high pressure ratio around 90. The optimal net efficiency of the ITM-based system is more than 3% higher than that of the ASU-based system. The influence of the operating pressure and temperature of the ITM on system efficiency was predicted to be marginal.

Key words : IGCC(석탄가스화 복합화력 발전), Carbon capture and storage(이산화탄소 포집 및 저장), Semi-closed(반밀폐), Oxy-combustion(순산소연소), ITM(이온 전도성 분리 막)

1. 서론

전 세계적으로 사용하는 에너지의 85% 이상이 석

유 석탄, 천연가스와 같은 화석 연료이다. 화석 연료 사용은 이산화탄소를 배출하여 지구 온난화를 심화시킨다. 따라서 전 세계적으로 교토의정서¹⁾나 파리

기후협약²⁾을 채택하는 등 이산화탄소 배출 저감에 대한 노력을 지속하고 있다. 이 같은 추세에 힘입어 발전시장에서도 이산화탄소의 배출을 최소화하기 위해 이산화탄소 포집 및 저장(carbon capture and storage, CCS) 기술을 적용^{3,4)}하는 연구개발이 진행 중이다.

CCS는 크게 연소 후, 연소 전, 그리고 순산소연소 포집으로 구분된다⁵⁾. 연소 후 포집에서는 배기가스 내 포함된 이산화탄소가 Amine 공정으로 대표되는 흡수공정을 통해 포집된다. 연소 전 포집은 연료의 개질을 통해 이산화탄소를 분리, 포집 후 남은 수소를 연소하는 방식이다. 마지막으로 순산소연소 포집은 연소 시 공기 대신 고순도의 산소를 산화제로 사용함으로써, 주로 이산화탄소와 수증기로 이루어진 배기가스에서 상변화를 통해 이산화탄소를 분리하는 기술이다.

순산소연소 기술에서는 산소공급을 위한 소모동력이 발생하나, 전처리 또는 후처리 공정 없이 연소만으로 고순도의 이산화탄소를 포집한다는 장점이 있어 이를 적용한 다양한 연구가 진행되고 있다. 가스터빈 복합발전에서 순산소연소 기술을 적용하고 최적화하는 연구⁶⁻¹⁰⁾가 진행되었으며, 순산소연소와 다른 포집 방법을 비교하는 연구¹¹⁾도 진행된 바 있다. 최근에는 고체산화물 연료전지와 가스터빈 복합발전 하이브리드 시스템이나 용융탄산염 연료전지와 가스터빈 복합발전 하이브리드 시스템에 순산소연소 기술을 적용한 연구¹²⁻¹⁵⁾에 대해 많은 연구가 이뤄지고 있다.

석탄가스화 복합화력 발전시스템에서도 순산소연소 기술을 적용하는 연구¹⁶⁾가 진행되었다. 순산소연소 기술이 적용된 석탄가스화 복합화력 발전시스템은 산소를 극저온 공기 분리 장치(cryogenic air separation unit, ASU)로부터 공급받는다. 일반적으로 ASU의 소모동력은 시스템 출력에 큰 비중을 차지한다. 이로 인해 일반 석탄가스화 복합발전에서 ASU를 공기분리막(ion transport membrane, ITM)으로 교체하여 산소공급 장치의 소모동력을 저감시키기 위한 연구¹⁷⁾가 진행된 바 있다. ASU와 달리 ITM은 고온, 고

압에서 공기 중 산소를 분압으로 분리하는 장치다. 순산소연소 기술이 적용된 석탄가스화 복합발전 시스템의 경우, 석탄을 가스화하기 위한 산소뿐만 아니라 연소를 위한 산소도 요구되므로 ASU를 ITM으로 대체하였을 때 다른 순산소연소 시스템보다 더 큰 효과를 기대할 수 있다.

본 연구에서는 순산소연소 기술이 적용된 반밀폐 석탄가스화 복합화력 발전시스템에 산소공급 장치를 ASU에서 ITM으로 변경하는 방법을 제안하고 변경에 의한 플랜트 효율변화를 분석하였다. 또한 최고효율을 보장하는 가스터빈의 최적 압력비를 찾기 위한 대한 파라메트릭 해석을 수행하였다. 마지막으로 ITM의 작동 조건(13-20 bar, 700-900°C) 변화에 따른 출력과 효율 변화를 분석하였다.

2. 시스템 구성 및 모델링

2.1 시스템 구성

IGCC에 반밀폐 순산소연소 기술을 적용시킨 시스템(semi closed oxy-combustion-IGCC, SCOC-IGCC)¹⁶⁾의 구성을 Fig. 1에 나타내었다. 구성부로는 크게 ASU, 가스화기(gasifier), 가스터빈 복합발전(gas turbine combined cycle, GTCC), 탄소 분리기(carbon separation unit, CSU)가 있다. 필요한 산소를 ASU로부터 공급받기 때문에 SCOC-IGCC-ASU로 명명한다. ASU의 구성은 Fig. 2에 묘사하였다. ASU는 극저온에서 순산소연소와 석탄 가스화를 위한 필요한 산소를 분리한다. 가스화기에 산소를 공급하여 반응 시킴으로서 석탄을 가스화한 후 정제과정을 거쳐 CO와 H₂가 주성분인 합성가스(syngas)를 생성한다. 합성가스는 ASU로부터 공급된 산소 그리고 가스터빈 압축기에서 가압된 공기와 함께 연소한다. 고압, 고온의 연소가스는 가스터빈에서 팽창 후, 하부 사이클에서 배기가스의 열을 회수하여 증기터빈을 구동한다. 배기가스를 응축하여 수분을 분리한 후, 작동 유체로 사용될 이산화탄소는 가스터빈 압축기로 재순환되며 나머지 흐름에서 CSU를 사용하여 이산

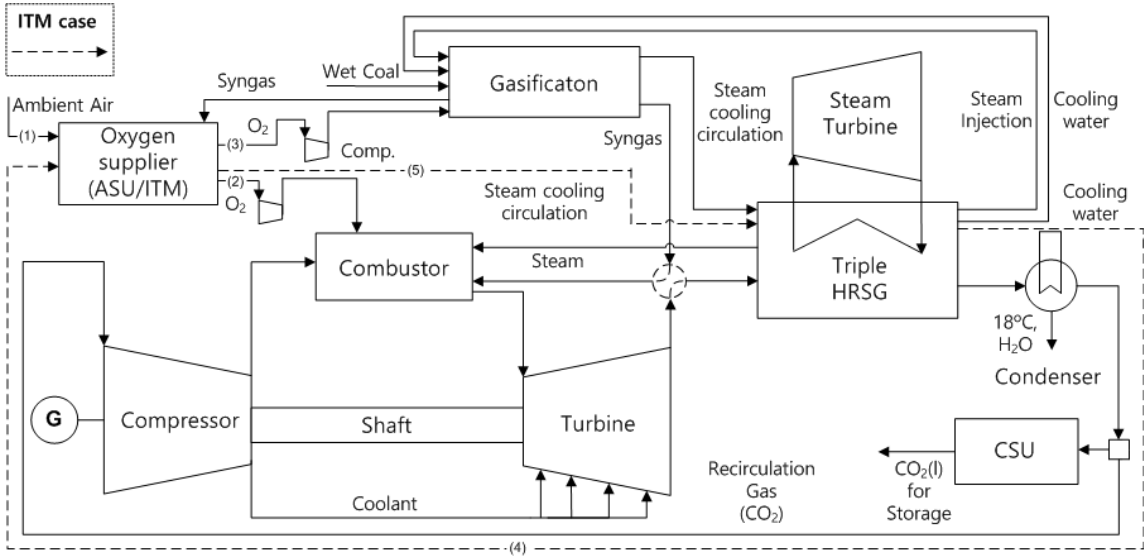


Fig. 1. Configuration of the SCOC-IGCC

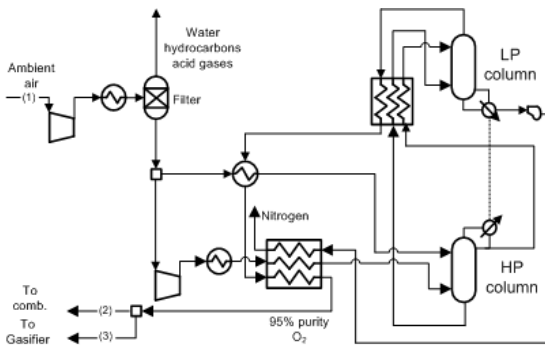


Fig. 2. Configuration of the ASU system

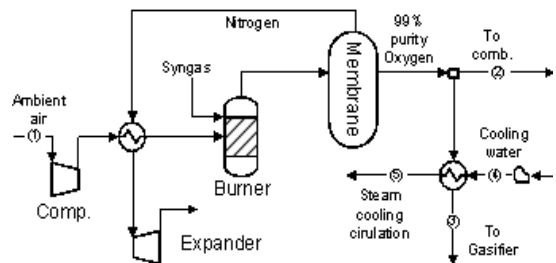


Fig. 3. Configuration of the ITM system

화탄소를 분리하여 포집한다.

SCOC-IGCC의 산소공급 장치를 ASU에서 ITM으로 교체한 시스템(이하 SCOC-IGCC-ITM) 또한 Fig. 1에 나타낸 구성과 동일하며, 추가적인 유동 흐름은 점선으로 나타내었다. Fig. 3에는 ITM 시스템의 자세한 구성을 보였다. Fig. 2와 Fig. 3에서 동일한 번호는 같은 흐름을 의미한다. ASU와 달리 고압, 고온에서 작동하는 ITM은 작동 조건을 유지하기 위해 대기 중 공기를 가압하여 합성가스의 일부와 버너에서 연소한다. 고온, 고압의 연소가스는 막(membrane)에서 산소와 질소로 분리된다. 질소는 ITM에 공급되는

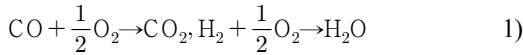
공기와 열교환 후 대기압(101.325 kPa)까지 팽창한 다음 대기 중으로 방출된다. 또한 가스화기로 공급되는 산소의 냉각을 위해 HRSG에서 가압된 물(선번호 4)과 열교환 후 고온의 증기를 고압 증기터빈에 공급한다. 이 외의 과정은 Fig. 1과 같이 ASU를 사용하는 시스템과 동일하다.

2.2 모델링

대기 상태는 ISO 조건(15°C, 1 atm, 상대습도 60%)으로 가정하였으며, 공급되는 연료의 상태와 함께 Table 1에 정리하였다. 해석을 위해 상용프로그램인 Aspen HYSYS¹⁸⁾을 사용하였다. IGCC의 연료인 석

탄의 조성은 O₂ 2.49%, N₂ 0.52%, H₂ 25.82%, H₂O 7.2%, C 61.43%, Cl₂ 1.63%, S 0.91%이며, 고위 발열량은 27,113 kJ/kg¹⁹⁾이다.

ASU는 비소모동력과 물성치를 문헌²⁰⁾으로부터 참고함으로써 요구되는 산소 유량에 따라 소모동력을 도출하였다. ASU로부터 분리되는 산소의 온도, 압력은 각각 32.3°C, 861.8 kPa이며, 조성은 O₂ 95.04%, N₂ 1.65%, CO₂ 0.01%, Ar 3.3%, 비출력(w_{O_2})은 260.2kWh/t-O₂이다. 가스화기기는 Shell 공정을 모사하였으며, 반응식은 식 1)을 사용하였다.



합성가스 조성은 CO 47.32%, H₂O 20.96%, H₂ 25.19%로 문헌¹⁹⁾과의 오차가 조성에 따라 최대 1.2%에 불과함으로써 가스화기기의 모델링이 신뢰할 수준으로 판단하였다. SCOC-IGCC 규모는 천연가스를 사용하는 총 출력 460 MW, 효율 61%로 고성능인 H급 GTCC²¹⁾를 기준으로 하였다. GTCC 모사에 사용되는 압력비와 같은 설계변수를 SCOC-IGCC의 모델링에도 같은 값을 적용하였다.

일반적인 터빈과 다르게 SCOC-IGCC는 작동 유체가 공기에서 이산화탄소로 변하는 등 작동 조건이 달라진다. 이에 따라 터빈에 걸리는 부하를 고려하여 적합한 터빈 단(stage) 효율을 Fig. 4의 Smith chart²²⁾와 식 2)-식 5)를 이용하여 구하였다.

$$\psi = \frac{\Delta h_{stage}}{U_{turb}^2}, \phi = \frac{C_m}{U} \quad 2)$$

Table 1. Boundary condition

Parameter	Value
Air temperature (°C)	15
Air Pressure (kPa)	101.3
Relative humidity (%)	60
Wet coal temperature (°C) ¹⁹⁾	16
Wet coal pressure (kPa) ¹⁹⁾	5,790

$$\varepsilon = \beta_2 + \beta_3 = \tan^{-1}\left(\frac{\psi+1}{2\phi}\right) + \tan^{-1}\left(\frac{\psi-1}{2\phi}\right) \quad 3)$$

$$\zeta = 0.04 + 0.06\left(\frac{\varepsilon}{100}\right)^2 \quad 4)$$

$$\eta_{tt} = \left\{1 + \frac{\zeta\phi^2}{\psi} \left[1 + \left(\frac{1+\psi}{2\phi}\right)^2\right]\right\}^{-1} \quad 5)$$

유량 계수(flow coefficient, ϕ)는 현재 기술 수준으로 정해지는 수치이며, 문헌²²⁾을 참고하여 0.75로 설정하였다. 축방향 속도 C_m 은 GTCC의 설계 값으로부터 도출한 399.7 m/s를 사용하였다. 이를 통해 식 2)에서 블레이드 회전 선속도 U 값을 구하였다. U 값과 현재 터빈에서의 엔탈피 차 값으로부터 식 2)를 이용하여 블레이드 부하 계수(Blade loading coefficient, ψ)값을 구하였다. 유량 계수와 블레이드 부하 계수를 이용하여 식 3)와 식 4)의 상수를 순차적으로 구하였으며, 이를 이용하여 식 5)에서 터빈 부하를 고려한 터빈 단 효율을 구하였다.

CSU에서는 3차레의 가압과 응축을 거쳐 이산화탄소를 15,000 kPa, 40°C²³⁾의 상태로 저장한다. ITM의 작동 조건은 Table 2에 나타내었다. 작동 온도와 압력은 815.6°C, 13.8 bar로 문헌²⁴⁾을 참고하였으며, 주요 파라미터는 Table 2에 정리하였다. ASU와 ITM 출력은 식 6과 식 7)에, 전체 시스템의 출력과 효율은 식 8)-식 10)에 나타내었다.

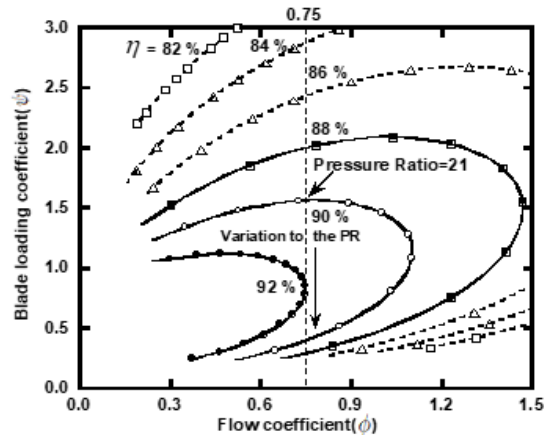


Fig. 4. Smith chart²²⁾

$$\dot{W}_{ASU} = \dot{m}_{O_2} \times w_{O_2} \quad (6)$$

$$\dot{W}_{ITM} = \frac{\dot{W}_{comp,air}}{\eta_{mech}} + \frac{\dot{W}_{pump}}{\eta_{motor}} \quad (7)$$

$$\dot{W}_{Net(SCOC-IGCC-ASU)} = \dot{W}_{GT} + \dot{W}_{ST} - \dot{W}_{ASU} - \dot{W}_{gasifier} - \dot{W}_{CSU} - \dot{W}_{Aux.} \quad (8)$$

$$\dot{W}_{Net(SCOC-IGCC-ITM)} = \dot{W}_{GT} + \dot{W}_{ST} - \dot{W}_{ITM} + \dot{W}_{N_2expander} - \dot{W}_{gasifier} - \dot{W}_{CSU} - \dot{W}_{Aux.} \quad (9)$$

$$\eta_{HHV} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{m}_{coal} \times HHV} \quad (10)$$

전체 시스템 출력은 GT와 ST 출력에 산소분리기(ASU 또는 ITM), 가스화공정, CSU 등의 소모동력을 제하여 계산하였다. 시스템효율은 전체 출력, 석탄의 고위 발열량(higher heating value, HHV) 그리고 질량 유량을 통해 구하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 산소공급 장치 교체에 따른 성능 변화

SCOC-IGCC의 산소공급 장치를 ASU와 ITM으로 적용한 시스템들의 성능을 Table 3에 각각 나타내었다. ITM 사용 시스템의 결과는 두 가지이다. 처음은

Table 2. Performance of ITM using the reference

Parameter	Value
Operating temperature (°C) ²⁴⁾	815.6
Operating pressure (bar) ²⁴⁾	13.8
Mechanical efficiency (%)	99.0
Generator efficiency (%)	98.5
Motor efficiency (%)	95.0
Main air compressor isentropic efficiency (%)	86.2
Oxygen compressor isentropic efficiency (%)	88.9
Nitrogen expander polytropic efficiency (%)	90

ASU 사용 시스템의 가스터빈 압력비 21을 그대로 사용한 경우이고 두 번째는 압력비를 최적 압력비로 예상되는 60으로 상승시킨 경우이다. 본 절에서는 우선 동일한 압력비를 사용한 경우를 살핀다. ASU 사용 시스템과 비교하여 ITM 사용 시스템의 특징을 분석한다. 최적 압력비 선정 과정과 결과는 다음 절에 자세히 설명된다.

ASU를 사용하는 시스템은 극저온의 분리된 질소를 ASU로 공급되는 공기와 열교환하여 승온시킨 후 배출한다. 반면 고온 고압에서 작동하는 ITM 때문에 SCOC-IGCC-ITM에서 분리된 질소는 ITM으로 공급되는 공기와 열교환 후, 팽창하여 추가적인 동력을 발생시킨다. 하지만 ITM 시스템은 단점도 가진다. 작동 온도 조건을 유지하기 위해 합성가스의 일부를 ITM에서 연소하여 연료 소모량이 증가한다. 이는 전체 시스템 측면에서 살펴볼 때 효율 감소를 야기하는 요소이다. 또한 산소공급 장치의 소모동력을 비교하였을 때, 소모동력은 ASU 시스템(109.2 MW)보다

Table 3. Performance of IGCC system depending on oxygen separation method

Parameter	Value		
	ASU	ITM	
Oxygen separation method			
Pressure ratio	21	21	60
Separated oxygen purity (%)	95	99.5	99.5
CO ₂ capture rate (%)	99.9	99.9	99.9
Wet Coal consumption (kg/s)	54.8	50.9	46.2
Oxygen consumption at combustor (kg/s)	75.8	60.7	54.8
Collected CO ₂ mass flow (kg/s)	138.2	114.8	103.6
GT power (MW)	461.2	429.7	474.8
ST power (MW)	331.7	297.2	236.9
ASU power consumption (MW)	109.2	-	-
ITM power consumption (MW)	-	183.6	165.8
Nitrogen expander power (MW)	-	119.0	107.5
Oxygen comp. power consumption (MW)	16.7	16.4	38.3
CSU power consumption (MW)	55.8	45.5	41.1
Aux. power (MW)	22.6	20.6	36.7
Net power (MW)	588.7	579.8	537.3
HHV Net efficiency (%)	39.6	42.0	43.1

ITM 시스템(183.6 MW)의 소모동력이 68.1% (72.4 MW) 증가한다. 하지만 장점과 단점을 비교하면 ITM 시스템은 질소 팽창에 의한 출력보상(119.0 MW) 효과와 소모동력 증가를 상쇄하고도 남기 때문에 순 소모동력(net power consumption)이 ASU 시스템 대비 40.8% (44.6MW) 감소한다.

산소의 유량은 순산소연소를 위해 연소기로 공급되는 산소의 순도와 비례한다. ASU에서의 산소의 순도는 95%에 그치는 반면, ITM은 99% 이상이다. 산소의 순도가 증가하여 연소에 요구되는 산소의 유량이 9.6% 감소하게 되는데 이로 인해 보조기기의 소모동력이 감소한다. 유용도(effectiveness) 90%의 열교환기를 통해 합성가스와 가스터빈 배기가스의 열교환하였다. ST의 출력이 17.4% 감소하나, 동시에 연료 소모량이 11.3%나 감소하여 결과적으로 시스템 효율이 1.1% (0.4%p) 증가하였다. 열교환 과정을 진행한 이유에 대해서는 결과 중 최적 압력비 선정에서 설명한다. 결과적으로 산소공급 장치 교체에 따라 시스템 순출력은 1.5% 감소하나 시스템 효율은 6.1% (2.4%p) 증가한다.

3.2 최적 압력비 선정

순산소연소 포집기술을 적용한 SCOC-IGCC의 작동유체가 일반적인 발전시스템과 달리 이산화탄소로 이루어져 있다. 발전시스템의 성능은 압력비와 TIT에 가장 큰 영향을 받는다²⁵⁾. TIT의 경우 재료의 한계로 인해 일정 온도 이상으로 증가시키지 못하기 때문에 기존 온도인 1,542°C로 고정하여 변화를 주지 않았다. 따라서 시스템 최적화를 위해 진행된 파라메트릭 해석은 압력비 변화에 대해서만 진행하였다.

Fig. 5에 압력비 변화에 따른 효율 변화를 나타내었다. 압력비가 증가할수록 가스터빈 압축기 배기 온도가 증가하여 연소기로 공급된다. 이는 TIT 유지를 위해 공급되는 합성가스의 유량 감소로 연결되며, 가스화기와 연소기로 공급되는 산소의 유량 역시 감소하게 된다. ITM 소모 동력 역시 압력비에 반비례하여 감소하게 된다. 하지만 연소기로 공급되는 여러

가지 요소(산소 등)를 추가로 가압해야 하므로 Table 3의 Oxygen compressor power consumption와 Aux. power consumption이 증가하게 된다.

저압부 압력이 101.325 kPa인 SCOC-IGCC-ASU은 압력비가 90(고압부 압력 9,119kPa)일 때 41.6%의 최고 효율을 보인다. 하지만 이는 ITM을 사용하는 시스템의 기존 압력비 21(고압부 압력 2,127 kPa)의 효율(42%)에도 미치지 못하는 값이다. ITM을 사용하는 시스템은 압력비 60(고압부 압력 6,079 kPa)에서 가장 높은 효율 43.1%를 보인다. 이는 기존 압력비 21일 때의 효율인 42%보다 2.6% (1.1%p) 높은 값이다. SCOC-IGCC의 최적 압력비가 GTCC보다 높게 형성되는 이유는 작동유체의 열역학적 특성의 차이에 있다. 작동유체가 이산화탄소인 SCOC-IGCC는 공기를 작동유체로 하는 상용 가스터빈보다 저온(압축기 부분)에서는 낮은 비열을 나타내며, 고온(연소기 출력)에서는 높은 비열을 나타내는 특징을 가지고 있다. 이와 같은 이유로 최적 압력비가 GTCC보다 높게 형성된다⁶⁾. SCOC-IGCC-ITM은 GTCC에 비해 지나치게 높게 형성된 압력비를 낮추기 위해 선행연구⁷⁾를 참고하여 가스터빈의 배기가스와 합성가스를 열교환하였다.

3.3 ITM 작동 조건에 따른 성능 분석

ITM의 일반적인 작동 범위는 13-20 bar, 700-900°C

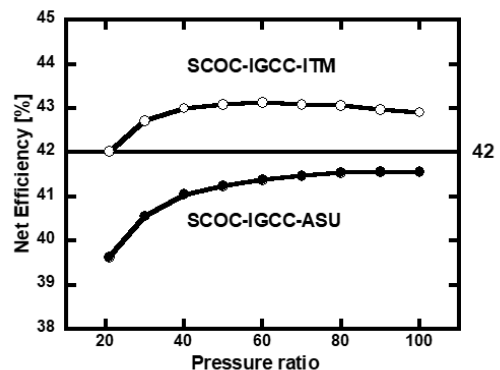


Fig. 5. Variation in the system efficiency with compressor pressure ratio

이다. 앞선 절에서의 결과는 13.8 bar, 815.6°C를 사용할 때의 결과이다. 본 절에서는 SCOC-IGCC-ITM에서 ITM의 작동 온도, 압력의 변화에 대한 성능 변화를 분석하였다.

Fig. 6에 작동 온도에 따른 시스템 효율과 출력 변화를 나타내었다. ITM 작동 온도가 증가할수록 질소 팽창으로 인한 출력이 증가한다. 또한 가스화기로 공급되는 산소의 냉각을 위한 증기량이 증가하여 ST의 출력이 증가한다. 하지만 작동 온도가 증가할수록 온도 유지를 위한 더 많은 양의 연료가 연소되어야 한다. 연소를 위해 더 많은 양의 산소가 요구되므로 ITM의 소모동력이 증가한다. 또한 합성가스의 증가는 포집되는 이산화탄소량을 상승시켜 CSU의 소모동력의 증가를 야기한다. 결과적으로 온도의 증가에 따라 전체 출력은 증가하지만 효율은 감소한다. 효율의 변화 폭은 0.4% 미만이다.

작동 압력에 따라 변하는 효율과 출력을 Fig. 7에 나타내었다. 작동 압력이 증가함에 따라 ITM에서 공기를 가압하기 위한 압축기의 소모 동력이 증가한다. 하지만 분리된 질소의 압력이 증가하여 질소 팽창기의 출력이 증가하고 가스화기와 가스터빈 연소기로 공급되는 산소를 가압하기 위한 소모동력이 감소한다. 위와 같은 과정들을 종합하면 공기가압으로 인한 압축기 소모동력 증가가 우세하여 작동압력이 증가할수록 전체 출력과 효율이 감소한다. 하지만 효율의

변화 폭은 0.2% 미만에 불과하다.

4. 결론

본 연구에서는 순산소연소 기술이 적용된 IGCC의 산소공급 방식을 ASU에서 ITM으로 대체하였을 때 성능 변화, 특히 효율상승효과를 분석하였다.

1) ASU를 ITM으로 교체하였을 때 산소공급 장치의 소모 동력이 18.4% 감소한다. 또한 산소의 순도가 95%에서 99%로 증가하여 요구되는 산소 유량이 12.6% 감소한다. ITM을 사용한 시스템은 ASU를 사용한 시스템 대비 출력은 1.5% 감소, 효율은 6.1% 증가한다.

2) 시스템의 최적 압력비를 선정하였다. ASU를 사용한 SCOC-IGCC는 압력비가 90일 때 최고 효율인 41.6%를 달성할 수 있으나, ITM을 사용한 시스템의 기준 압력비 21에서의 효율인 42%에 미치지 못한다. ITM을 사용한 시스템은 압력비 60일 때, 효율 43.1%로 기준 압력비 21의 설계 조건 대비 2.7% (1.1%p) 증가한다. 각 시스템의 최적 압력비끼리 비교할 때 ITM 시스템의 효율이 3.6% (1.5%p) 크다.

3) ITM의 작동 조건에 따른 성능 분석을 진행하였다. 작동 조건 안에서 온도와 압력의 변화 진행하였을 때 시스템의 효율 변화는 0.4% 미만에 불과하다.

본 연구에서는 순산소연소 기술이 적용된 SCOC-

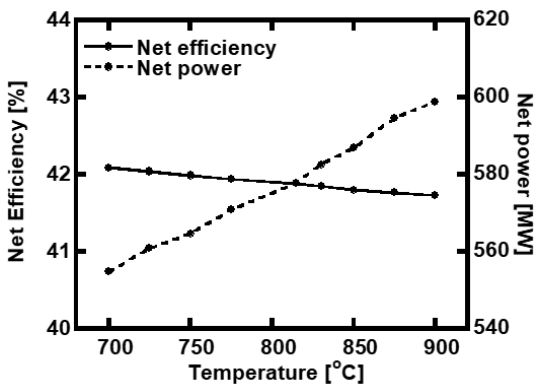


Fig. 6. Variation in net system efficiency and power with ITM operating temperature

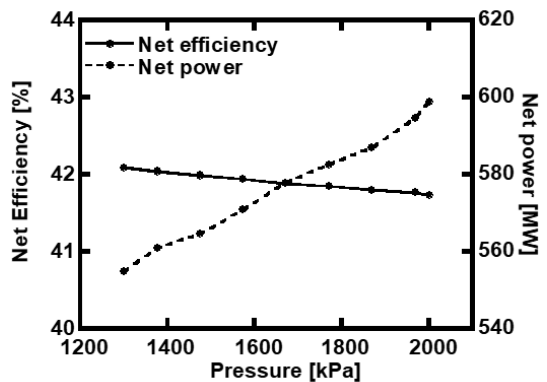


Fig. 7. Variation in net system efficiency and power with ITM operating pressure

IGCC에서 산소공급 장치의 소모동력을 줄이기 위한 시스템을 제시하였으며, 효율 상승을 위해 시스템 최적화를 진행하였다. 최적화된 SCOC-IGCC-ITM은 SCOC-IGCC-ASU과 비교했을 때 효율이 8.8% 증가할 뿐만 아니라 출력 대비 이산화탄소의 포집량이 17.9% 감소한다.

후 기

이 성과는 2019년도 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구이다(No.2017R1A2B4006859).

References

1. M. Grubb, C. Vrolijk, and D. Brack, "Routledge Revivals: Kyoto Protocol (1999): A Guide and Assessment", Routledge, UK, 2018, doi: <https://doi.org/10.4324/9781315147024>.
2. Conference of the Parties, "Adoption of the Paris Agreement", Framework Convention on Climate Change, 2015, doi: https://doi.org/10.1163/9789004322714_cclc_2015-0075-001.
3. C. Chen and E. S. Rubin, "CO₂ control technology effects on IGCC plant performance and cost", Energy Policy, Vol. 37, No. 3, 2009, pp. 915-924, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.093>.
4. M. Kanniche, R. Gros-Bonnivard, P. Jaud, J. Valle-Marcos, J. M. Amann, and C. Bouallou, "Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture", Applied Thermal Engineering, Vol. 30, No. 1, 2010, pp. 53-62, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2009.05.005>.
5. J. D. Figueroa, T. Fout, S. Plasynski, H. McIlvried, and R. D. Srivastava, "Advances in CO₂ capture technology—the U.S. Department of Energy's Carbon Sequestration Program", International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 2, No. 1, 2008, pp. 9-20, doi: [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00094-1](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00094-1).
6. H. J. Yang, D. W. Kang, J. H. Ahn, and T. S. Kim, "Evaluation of design performance of the semi-closed oxy-fuel combustion combined cycle", J. Eng. Gas Turbines Power, Vol. 134, No. 11, 2012, p. 111702, doi: <https://doi.org/10.1115/1.4007322>.
7. B. S. Choi, M. J. Kim, and T. S. Kim, "Influence of a recuperator on the performance of the semi-closed oxy-fuel combustion combined cycle", Applied Thermal Engineering, Vol. 124, 2017, pp. 1301-1311, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.06.055>.
8. F. J. Franco, T. Mina, G. Woollatt, and O. Bolland, "Characteristics of cycle components for CO₂ capture", In Proceedings of 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 2006. Retrieved from <http://graz-cycle.tugraz.at/>.
9. I. Ulizra and P. Pilidis, "A semiclosed-cycle gas turbine with carbon dioxide-argon as working fluid", Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 119, No. 3, 1997, pp. 612-616. Retrieved from <https://asmedigitalcollection.asme.org>.
10. A. J. B. Jackson, A. C. Neto, M. W. Whellens, and H. Audus, "Gas turbine performance using carbon dioxide as working fluid in closed cycle operation", ASME Turbo Expo 2000: Power for Land, Sea, and Air, 2000, p. V002T04A005, doi: <https://doi.org/10.1115/2000-gt-0153>.
11. C. Kunze and H. Spliethoff, "Assessment of oxy-fuel, pre-and post-combustion-based carbon capture for future IGCC plants", Applied Energy, Vol. 94, 2012, pp. 109-116, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.013>.
12. J. H. Ahn, J. H. Jeong, B.S. Choi, and T. S. Kim, "Influence of various carbon capture technologies on the performance of natural gas-fired combined cycle power plants", Journal of Mechanical Science and Technology, Vol. 33, No. 3, 2019, pp. 1431-1440, doi: <https://doi.org/10.1007/s12206-019-0245-x>.
13. J. H. Choi, J. H. Ahn, and T. S. Kim, "Performance of a triple power generation cycle combining gas/steam turbine combined cycle and solid oxide fuel cell and the influence of carbon capture", Applied Thermal Engineering, Vol. 71, No. 1, 2014, pp. 301-309, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.07.001>.
14. L. Duan, S. Sun, L. Yue, W. Qu, and Y. Yang, "Study on a new IGCC (integrated gasification combined cycle) system with CO₂ capture by integrating MCFC (molten carbonate fuel cell)", Energy, Vol. 87, 2015, pp. 490-503, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.011>.
15. J. H. Ahn and T. S. Kim, "Performance Evaluation of a Molten Carbonate Fuel Cell/Micro Gas Turbine Hybrid System With Oxy-Combustion Carbon Capture", J. Eng. Gas Turbines Power, Vol. 140, No. 4, 2018, p. 041502, doi: <https://doi.org/10.1115/1.4038038>.
16. Y. Oki, J. Inumaru, S. Hara, M. Kobayashi, H. Watanabe, S. Umemoto, and H. Makino, "Development of oxy-fuel IGCC system with CO₂ recirculation for CO₂ capture", Energy Procedia, Vol. 4, 2011, pp. 1066-1073, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.01.156>.
17. J. H. Ahn and T. S. Kim, "Influence of Oxygen Supply Method on the Performance of IGCC plants", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 23, No. 3, 2012, pp. 264-273, doi: <https://doi.org/10.7316/khnes.2012.23.3.264>.
18. Aspen Technology, "Aspen One HYSYS, ver. 7.3", Aspen Technology, Bedford, USA, 2011. Retrieved from

- <https://www.aspentech.com>.
19. N. Kuehn, J. Haslback, E. Lewis, L. L. Pinkerton, J. Simpson, M. J. Turner, E. Varghese, and M. Woods, "Cost and performance baseline for fossil energy plants volume 1: bituminous coal and natural gas to electricity", National Energy Technology Laboratory DOE/NETL, 2010/1397, NETL, 2013, doi: <https://doi.org/10.2172/1513268>.
 20. J. M. Amann, M. Kanniche, and C. Bouallos, "Natural gas combined cycle power plant modified into an O₂/CO₂ cycle for CO₂ capture", Energy Conversion and Management, Vol. 50, No. 3, 2009, pp. 510-521, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.11.012>.
 21. "Gas Turbine World 2017 Performance specs", Vol. 33, Gas Turbine World, Southport, USA, 2011. Retrieved from <https://gasturbineworld.com/>.
 22. H. Moustapha, M. F. Zelesky, N. C. Baines, and D. Japikse, "Axial and radial turbines", White River Junction, VT: Concepts NREC, Vol. 2, 2003. Retrieved from <https://www.conceptsnrec.com/home>.
 23. H. Li and J. Yan, "Preliminary study on CO₂ processing in CO₂ capture from oxy-fuel combustion", ASME Turbo Expo 2000: Power for Land, Sea, and Air, 2007, pp. 353-361. Retrieved from <https://asmedigitalcollection.asme.org>.
 24. P. N. Dyer, R. E. Richards, S. L. Russek, and D. M. Taylor, "Ion transport membrane technology for oxygen separation and syngas production", Solid State Ionics, Vol. 134, No. 1-2, 2000, pp. 21-33, doi: [https://doi.org/10.1016/S0167-2738\(00\)00710-4](https://doi.org/10.1016/S0167-2738(00)00710-4).
 25. N. V. Khartchenko and V. M. Kharchenko, "Advanced energy systems", CRC Press, USA, 2013, doi: <https://doi.org/10.1201/b14928>.