

플랜트 부하률에 따른 IGCC 플랜트 복합발전시스템 평가

정 수용, 심 현민, 왕 홍약, 김 형택

Evaluation of IGCC Plant with Load Factor of Plant

Su-yong Jung, Hyun-min Shim, Hong-yue Wang, Hyung-taek Kim

Key words : IGCC(석탄가스화복합발전), Combined Cycle(복합발전)

Abstract : 국내에서 IGCC 플랜트의 복합발전시스템의 평가는 여러 분야별로 진행되어 왔다. 크게 살펴 보면 다음과 같다. 첫 번째는 가스터빈 쪽의 기술이다. 즉, 기존 천연가스를 이용하는 가스터빈을 어떻게 하면 석탄가스를 사용하는 IGCC 플랜트에 적합하게 맞출 것인가 하는 문제이다. 두 번째는 효율을 어떻게 하면 높일 수 있는가의 문제로서 석탄의 종류, 가스화 방법을 효율적으로 선택, HRSG(heat recovery steam generator)를 효율적으로 설계, 그리고 정제공정에서의 에너지 소비를 줄이는 분야였다. 세 번째는 어떻게 하면 오염을 줄일가의 문제로서 질소나 스팀 분사를 연계하여 NOx를 감소시키고 정제공정에 사용되는 촉매를 개발한다던지 공정을 발달시키는 분야였다. 이 외에도 여러 종류의 연구가 이 분야에서 있었으나 주로 설계 분야의 연구가 주되었다. 이것은 발전소의 건설을 위한 초기 단계로서 당연한 결과일 수 있다. 그러나, 지금 IGCC 플랜트가 건설되는 과정에 있으므로 우리나라 전력계통 연계와의 문제도 생각해 보아야 한다고 생각한다.

따라서 이번 연구에서는 IGCC 플랜트 운영의 불확실성이 약간이라도 존재하기에 이 플랜트가 기저발전 보다는 첨두발전 쪽이나 태양열/광발전, 풍력발전 등 다른 신재생에너지 자원처럼 독립된 전력 시스템으로 운영될 것이라 생각하고 이렇게 운영될 때는 발전소의 부하률의 변화가 심할 수 있다는 가정하에 플랜트의 부하률에 따른 석탄의 합성가스, 연료가스 전환량 및 전환효율 및 발전량 및 발전효율을 전산모사를 통해 예측해보았다.

subscrip

IGCC : integrated gasification combined cycle
HRSG : heat recovery steam generator

이번 연구에서는 산소공급형 가압 분류층 가스화기, 저온가스정제공정, 가스터빈 사이클 및 증기터빈 사이클로 플랜트를 구성하여 상용 공정 해석용 프로그램인 ASPEN(Advanced System for Process Engineering) 코드를 이용하여 플랜트 부하를 별로 300 MW급 IGCC 플랜트에 대한 성능을 전산모사하였다.

1. 서론

석탄가스화 복합발전시스템 (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)은 간단히 말하면 석탄을 불완전연소시켜 가스를 생성하고 이 가스로 가스터빈을 돌리고 이 때의 폐열을 이용하여 증기터빈을 돌려 발전하는 시스템이다. 이러한 IGCC는 크게 석탄을 불완전연소시켜 가스를 생산하는 석탄 가스화공정, 생성가스중 산성가스를 제거하는 가스정제공정, 정제된 가스를 통해 가스터빈을 돌리고 배출되는 폐열을 이용하여 증기터빈을 돌리는 복합발전 공정으로 구성된다.

가스화기에서는 석탄 가스화반응이 일어나는데, 이 반응은 열분해반응, 가스화반응 및 수증기 개질반응 등 여러 단계로 구성되어 있다. 정제공정에서는 생성된 미세분진을 분진제거장치(사이클론 및 세라믹 필터)로 제거하고 생성된 산성가스는 저온가스정제공정인 MEA 공정을 통해 제거한다. 이후 정제된 가스는 가스터빈 연소기에서 압축공기와 혼합되어 연소 후 발전을 하는데 여기서 사용된 가스터빈은 GE(General Electric)사

1) 아주대학교 에너지시스템 학부
E-mail : seamiree@ajou.ac.kr
Tel : (031)219-2972 Fax : (031)219-2692

의 가스터빈(7FA)이다. 가스터빈에서 배출된 고온의 배기가스는 폐열회수 보일러의 열교환기를 통해 열을 빼기고 배기된다. 폐열회수 보일러에서 회수된 열은 증기터빈에 사용될 작동유체를 가열하여 발전을 하게된다. Figure 1은 IGCC 플랜트의 대략도를 보여준다.

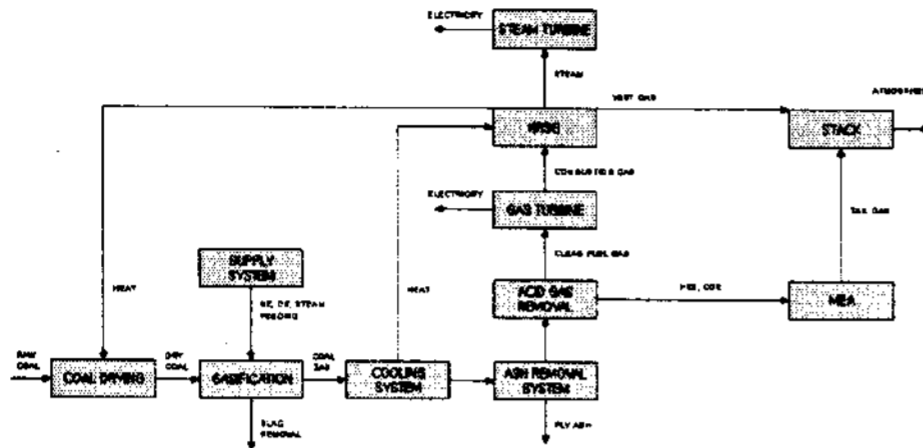


Fig. 1 Simplified IGCC plant flow diagram

2. 모델링

2.1 석탄가스화 공정

Table 1 Analysis of sample coals

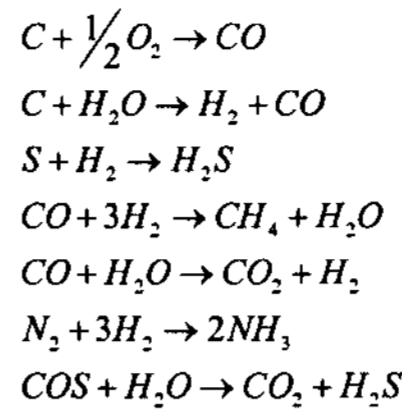
Proximate Analysis (as-received, wt%)						
Moisture	Fixed Carbon	Volatiles	Ash			
11.12	44.19	34.99	9.7			
Ultimate Analysis (dry basis, wt%)						
Carbon	Hydrogen	Nitrogen	Sulfur	Oxygen	Ash	
71.72	5.06	1.41	2.82	8.08	10.91	
HV (MJ/kg HHV)					30.20	

일단 전산 모사 구성에 있어서의 신빙성을 검토하기 위해 시뮬레이션 결과와 기존 데이터의 비교를 통해 검증작업을 하였다. 이 때 사용된 Illinois No. 6탄의 공업분석 및 원소분석 자료는 Table 1에 나타내었다.

사용된 분류층 가스화기는 건식 석탄공급 방식을 사용한다. 석탄을 우선 미분화하고 이후 질소에 의한 공압 수송으로 가스화기에 공급되고 산화제 및 증기와 섞여 가스화반응이 일어난다.

가스화기에서 운전온도를 결정하는 주요 변수는 회용점온도이다. 회가 녹아서 가스화로 벽을 타고 밑으로 떨어져 회수되어야 하기 때문이다. 이에 여기서는 문헌을 참고하여 가스화기 온도를 1350℃로 정하였다.

일반적으로 화학반응 속도가 매우 빠른 경우에는 열역학적 평형으로 가스의 농도를 계산하므로, 석탄가스화반응은 Gibbs 에너지 최소화법에 바탕으로 생성가스의 조성을 계산하였다. 이 때 사용된 반응은 아래와 같다.



2.2 가스정제 공정

가스화기에서 생성된 고온의 합성가스는 저온 가스정제공정을 위해 열교환기를 통해 냉각된다. 이 때 회수된 열은 HRSG를 통해 증기를 생산하게 된다. 열교환기를 통과한 생성가스는 사이클론과 세라믹 필터에서 분진이 제거되고 저온가스 정제공정인 MEA 공정을 거쳐 연료가스를 생성하고 가스터빈 연소기로 들어간다.

2.3 가스터빈 / 증기터빈 장치

가스터빈은 GE사의 7FA 가스터빈을 선택하였다. 가스터빈의 효율은 압축비의 함수로 나타나는데 여기서 사용된 가스터빈의 압축비는 16:1이다. 그 외 다른 조건은 GE 사의 자료를 바탕으로 전산모사를 수행하였다.

스팀터빈 장치는 폐열회수보일러, 증기터빈으로 구성된다. 폐열회수 보일러에서는 가스화과정, 생성가스 냉각시, 그리고 가스터빈 배기가스의 폐열을 회수하여 증기를 생성하여 증기터빈을 발전시킨다. 증기터빈은 고압, 중압 그리고 저압터빈으로 구성하였고 재열 사이클을 적용하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 석탄가스화 공정

가스화 공정의 신뢰도 검증을 위해 시뮬레이션 결과와 기존 문헌의 데이터를 비교하였다. 비교결과는 Figure 2에 나와있다. 이 그림을 참고하면 각각의 생성가스가 비슷함으로 작성된 시뮬레이션이 신빙성이 있다고 생각할 수 있겠다.

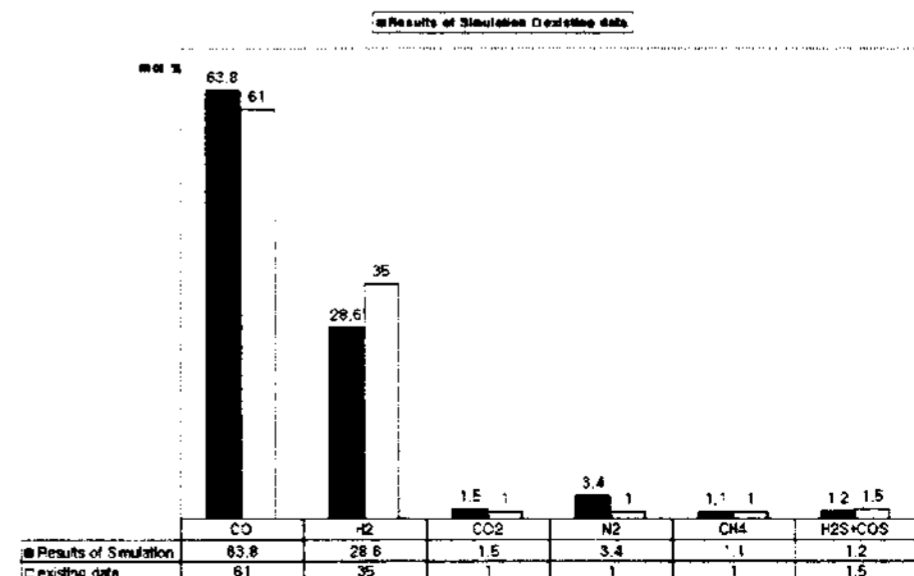


Fig. 2 Comparison of raw gas compositions between simulated and existing data

이를 토대로 플랜트의 부하를 60%부터 100%까지 10%씩 변화해가면서 전산모사를 수행하였다. 각각의 부하에 따른 석탄 투입량은 Table 2에 나와있다. 이 때 합성가스의 질량유량, 발열량 및 전환효율을 Table 3에 나타내었다.

Table 2 Feeding amounts for load factor

Load Factor (%)	100	90	80	70	60
Coal (as received)	98566.4	88471	78615.7	68757.6	59128.9
Feed Coal (dry)	89580.4	80405	71447.8	62488.4	53737.5
(kg/hr) Oxidant (99% O ₂)	73455.9	65932.1	58587.2	51240.5	44064.8
Nitrogen	6091.5	5467.5	4858.5	4249.2	3654.1

Table 3 Raw gas composition for load factor

Load Factor (%)	100	90	80	70	60
CO	142544.5	127944.2	113691.1	99434.5	85509.7
H ₂	4475.5	4017	3569.5	3121.9	2684.7
CO ₂	101	90.7	80.6	70.5	60.6
N ₂	7337.2	6585.7	5852	5118.2	4401.5
CH ₄	115.7	103.9	92.3	80.7	69.4
H ₂ S+COS	2805.1	2517.8	2237.3	1956.7	1682.7
기타	287.9	258.4	229.7	200.9	172.7
Total	157666.9	141517.7	125752.5	109983.4	94581.3
MJ/hr	2098864.7	1883872.8	1674007.3	1464091.7	1259059.1
Efficiency	77.59	77.58	77.58	77.577	77.574

각각의 부하를 계산하기 위해 석탄의 투입량을 조절하였다. Table 3에 각각의 부하에 따른 전환효율이 나와있는데 거의 비슷함을 알 수 있다. 즉 가스화기에서는 석탄 투입량의 변화에 의해 에너지 소비의 증감이 덜한 것을 알 수 있었다. 일단 가스화를 위해 쓰이는 에너지의 양은 일정하고 이것에 비해 석탄량 차이에 의한 에너지 소비는 작기 때문일 것이라 생각된다.

3.2 가스정제 공정

저온가스정제공정인 MEA 공정을 통과한 연료 가스는 가스터빈 연소기로 들어가는데 전산모사를 통해 연료가스의 질량유량, 발열량, 전환효율을 Table 4에 나타내었다. MEA 공정에 사용되는 MEA의 량이 변화하고 합성가스에서 이산화탄소와 황화수소가 제거되나 특별히 에너지 효율 측면에서는 급격한 감소는 없고 석탄 투입량에 대해 대체적으로 비슷한 결과를 보였다. 냉각시 소비된 에너지를 HRSG에서 흡수하게 됨으로 냉각에 따른 에너지 소비도 작고 석탄량 차이에서 오는 압축일의 차이는 석탄량 차이가 그리 크지 않으므로 비슷한 결과를 나타내는 것으로 생각된다.

Table 4 Fuel gas composition for load factor

Load Factor (%)	100	90	80	70	60
CO	142544.4	127944.1	113691	99434.4	85509.6
H ₂	4475.5	4017	3569.5	3121.9	2684.7
CO ₂					
N ₂	7337.2	6585.7	5852	5118.2	4401.5
CH ₄	115.7	103.9	92.3	80.7	69.4
H ₂ S+COS	381.8	342.7	304.5	266.3	228.9
기타	1174.5	1050.2	936.1	815.4	703.4
Total	156029.1	140043.6	124445.4	108836.9	93597.5
MJ/hr	2098863.7	1883871.8	1674006.3	1464090.7	1259058.1
Efficiency	77.58	77.57	77.57	77.567	77.564

3.3 가스터빈 / 증기터빈 장치

생성된 연료가스를 가스터빈 연소기에서 압축공기와 함께 연소시켜 발전을 하고 폐열을 이용

하여 증기터빈 발전을 하는 것으로 전산모사를 한 각각의 발전량과 효율이 Table 5에 나와있다. 이 때 압축공기의 량과 증기터빈에 들어가는 작동유체 물의 량을 각각의 부하량에 따라 변화를 주었다. 전산모사 결과 석탄량 감소에 따라 출력과 효율 모두 감소하였다. 효율의 차이가 작다고 생각할 수 있으나, 부하량이 100%에서 60%로 떨어졌을 때는 거의 2%의 효율 차이가 있다. 대규모 플랜트에서 효율 1% 차이는 엄청난 연료비의 낭비를 가져오게 됨으로 작은 차이라 생각하기에는 문제가 있을 듯 싶다. 따라서 플랜트 가동시 부하량에 대한 고려를 해야할 것이다.

Table 5 Evaluations of oxygen-blown entrained-bed IGCC plant for coals

IGCC System Description					
Type of Gasifier	Oxygen-blown Entrained-bed Gasifier				
Gas Cleaning Process	MEA Process				
Gas Turbine	GE-7FA				
Steam Turbine	Triple-Pressure / Reheating				
Load Factor (%)	100	90	80	70	60
Overall Plant Performance					
- Coal Energy Input (HHV, MW)	751.51	674.61	599.46	524.31	450.90
- Gas Turbine Power (MW)	206.94	186.17	165.48	144.78	124.2
- Steam Turbine Power (MW)	114.83	102.94	91.46	79.97	68.88
- Auxiliary Power Needs (MW)	28.71	27.56	26.41	25.26	24.11
- Net Power Output (MW)	301.06	268.05	235.53	202.99	170.96
- Plant Efficiency (%)	40.061	39.734	39.291	38.716	37.915

4. 결론

부하량에 따른 가스 생성, 발전량, 효율 등을 계산해 본 결과, 합성 / 연료가스 생성에는 에너지 손실이 별로 없음을 알 수 있었다. 이는 합성 가스 생성에서 가스화 반응에 필요한 에너지 외에 석탄량의 차이에 따라 특별히 에너지 소비가 없었기 때문이고, 또한 생성가스가 저온가스정제공정에 들어갈 때 냉각이 되는데 이 때의 폐열은 HRSG에 흡수되기 때문에 정제공정에서도 약간의 에너지 손실만이 있기 때문이다.

부하량에 따른 발전량은 차이가 있었다. 특별히 효율 부분에서 따져보면 100% 부하와 60% 부하로 가동시에 효율 차이는 2% 이상이었다. 이는 가스터빈과 증기터빈이 300MW급으로 정해져있기에 그 출력을 다 발휘할 수 있는 열량이 들어오지 않을 경우 작은 터빈을 사용해야 더 효율적인데 큰 터빈을 돌리기에 에너지 소비가 크다고 할 수 있겠다. 발전 플랜트에서 효율 2% 차이는 큰 연료비 차이를 가져오게 된다. 또한 부하량에 따라 어떤 문제점이 나타날지 모르는 상황에서 위험성이 크다고 할 수 있다. 따라서 이 부분의 연구를 좀 더 해볼 필요가 있을 것이라 생각한다.

후 기

본 연구는 산업자원부와 에너지관리공단에서 주관하는 신재생에너지 인력양성사업의 일환인 “최우수실험실” 과제의 지원으로 이루어졌습니다.

References

- [1] Chris Higman and Maartem van der Burgt: "Gasification", 85-170 (2003)
- [2] U.S. Department of Energy/NETL: "Evaluation of innovative fossil fuel power plants with CO2 removal", 4.1-4.86
- [3] Yun-Kyoung Lee: "A study on the thermal designs of 300MW-class IGCC plant", Korea Electric Power Research Institute (2002)
- [4] Seung-Jong Lee: "Performance Evaluation of IGCC plants with variation in coal rank and coal feeding system", Institute for Advanced Engineering and Department of Systems Engineering (1997)
- [5] Ph. D. chae: "Combustion Engineering", 23-38 (1994)