

ASPEN PLUS를 이용한 석탄성상의 IGCC성능 영향 분석

김종진, 박명호, 김희수, 김종영
전력연구원

Analysis of IGCC performance for different coal characteristics using ASPEN PLUS

Jong-Jin Kim, Myung-Ho Park, Hee-Soo Kim, Chong-Young Kim
Korea Electric Power Research Institute

서론

석탄을 이용한 새로운 발전방식으로는 석탄가스화복합발전(IGCC)과 가압유동층 복합발전(PFBC-CC)을 들 수 있는데, 선진국에서는 이미 일부 상용화되고 있다. 본 연구에서는 복합사이클이나 가스화기, 탈황공정 등 단위 공정 및 일부분의 해석을 통한 IGCC시스템의 성능분석이 시스템의 효율을 최적으로 평가하지 못하는 단점을 보완하고자, 상용모사기인 ASPEN PLUS를 이용하여 전체시스템에 대한 성능해석모델을 개발하여 IGCC시스템의 최적 공정을 평가하고 개념설계 기술을 정립하여 설계기술 자립에 기여하고자 한다. 개발된 모델을 이용한 결과가 참고 자료[1]와 잘 일치하여 성능해석모델의 건전성을 입증하였으며, 개발되어진 모델에 Illinois#6탄과, Northern appalachian탄을 이용한 성능분석을 통하여, IGCC시스템의 성능에 대상탄의 성상이 미치는 영향에 대하여 알아보았다.

공정개요

본 연구에서 채택한 IGCC시스템은 Shell 가스화기와, 복사 및 대류냉각기, 저온열회수시스템, 산성가스제거공정(AGR)으로 Sulfinol-M을 사용하며, Cryogenic방식에 의한 ASU를 적용하였으며, GE MS7001FA가스터빈과 세가지압력에 재열방식의 HRSG와 증기터빈을 구비하였다. 가스화시스템[2]에서 대상탄은 미분되어 95%순도의 산소 및 증기와 함께 가스화기로 투입되어 CO, H₂와 미량의 CO₂, CH₄, H₂S등을 생성하며, 회분은 용융슬래그로 하부로 배출되며, 비산슬래그는 저온의 정제가스를 이용하여 900℃정도까지 급냉시켜 비산슬래그를 고형화시킨다. 가스냉각기는 복사형과 대류형 가스냉각기를 이용하여 고압 및 중압증기를 생산한다. 분진은 사이클론과 필터에 의하여 일차로 회수된 후에 가스화기로 재순환되며, 습식세정탑에 의하여 미세분진이 제거된다. 분진이 제거된 가스는 HCN/COS 가수분해공정을 거친 후에 열교환시스템에 의하여 AGR이 요구하는 온도까지 냉각된다. 산성가스제거공정(AGR)은 Sulfinol-M공정을 적용하였으며, MDEA, Sulfolane 및 물로 이루어진 용제를 이용하여 H₂S를 흡수탑에서 선택적으로 흡수한다. 산성가스를 흡착한 용제는 재생탑에서 산성가와 분리되어 흡수탑으로 재 유입되며, 제거되어진 산성가는 Claus공정에 의하여 순수황으로 제거된다. 현재 적용가능한 가스터빈은 천연가스용으로 설계되어 석탄가스 연소시 가스터빈의 공기압축기의 유량이 많아지므로 GE터빈의 경우에 과잉공기를 ASU로

추기한다. ASU는 중압형으로 하며, 보충용 공기는 원심형 공기압축기에 의하여 공급된다. ASU에서 공기는 압축, 냉각, 불순물제거, 극저온분리 등의 과정을 거치며, 산소와 질소로 분리되어 가스화기로 공급되며, 생산된 질소의 일부는 직접 압력으로 압축된 후에 가스터빈으로 유입된다. 복합사이클은 가스터빈, HRSG, 증기터빈, 복수기, 복수 및 급수계통으로 구성된다. 복합사이클에 적합하도록 개발된 GE MS7001FA 가스터빈은 석탄가스연소가 가능하며, 고효율 축류압축기를 사용하고 터빈입구온도가 1,260℃로서 높아 가스터빈의 비출력이 크고, 복합사이클의 효율이 높다. 가스터빈의 공기압축기는 ASU와 연계되어있으며, 연소기에서는 정제된 석탄가스가 압축공기와 연소되며, ASU에서 생성된 질소를 수분에 포화시켜 공급함으로써 NO_x의 저감 및 출력증대를 도모한다. 이를 통하여 천연가스 사용시 159MW의 출력에서 207MW의 출력이 가능하게 되며, 질소산화물의 생성 또한 줄어들게 된다.[3] 증기터빈은 재열, 복수형으로서 증기조건은 103kg/cm², 538℃/538℃이고, HRSG는 3압, 재열, 자연순환형으로 고압과열기, 고압드럼, 고압증발기, 고압절탄기, 재열기, 중압증발기, 중압드럼, 중압절탄기, 저압증발기, 탈기기가 취부된 저압드럼, 응축수예열기로 구성된다.

성능해석모델

IGCC시스템의 성능해석 모델개발을 위하여 가스화기, 가스냉각기, 탈황공정, 가스터빈, 증기터빈, HRSG 및 ASU등은 상용모사기인 ASPENPLUS를 사용하였으며, Design Spec.과 Fortran을 이용하여 설계기준에 맞는 시스템을 구성하였다. [4,5,6] IGCC시스템의 성능해석은 단위공정들 간의 연계성(Integration)이 중요한데, 본 모델에서는 최적설계를 위하여 시스템의 연계성을 최대한 고려하였다. 시스템의 연계는 가스(공기), 증기, 급수 등의 세 부분으로 나누어 생각할 수 있는데, 가스(공기)측의 연계는 가스터빈의 공기압축기에서 추기한 공기를 이용하는 ASU와 여기서 생성된 산소를 이용하는 가스화기, ASU에서 생성된 질소를 이용하는 가스터빈 등으로 구성하였다. 증기 및 급수측의 연계는 단위공정들에서 필요로하는 급수 및 증기에 대한 경계조건을 이용하여 구성하였다.

성능해석결과

모델의 결과를 참고자료와 비교한 결과 잘 일치하였으며 설계기준탄인 Datong 탄과 비교목적의 Illinois#6 및 Northern Appalachian탄을 이용하여 탄종별 시스템의 성능해석을 수행하였다. 대상탄들의 분석치는 Table 1[4,7], 모델에 적용된 계산절차는 Fig. 1에 나타내었으며, 결과는 Table. 2에 나타내었다. 참고문헌과 Datong탄은 동일한 탄으로서, 이 때의 결과는 매우 유사함을 알 수 있다.

투입되는 석탄의 양이 일정한 경우

- 가스화기의 온도는 Datong, Illinois, N.Appala.탄이 각각 2643, 2602, 2586°F으로 나타났는데, 이는 석탄에 함유된 수분의 양에 기인한다.
- 가스화시스템의 냉가스 효율은 Illinois, Datong, N.Appala.탄이 각각 79.4, 78.5, 77.7%로 나타났는데, 이는 대상탄에 함유된 고정탄소와 휘발분의 양에 따라 달라지는 것으로 나타났다.
- 복합사이클의 효율은 N.Appala., Datong, Illinois의 순으로 각각 66, 65.3, 63.7%(LHV)이며, 출력은 소모동력을 고려할때 이의 역순으로 각각 268, 277, 283MW로 나타났다. 복합사이클의 효율차이는 가스화시스템에서 생성된 가스의 품질에 기인하며, 출력은 대상탄중에 함유된 회분 및 황성분의 양과 비례하여 부산물의 생성량은 늘지만 상대적으로 가스터빈에 유입되는 연료가스열량이 줄어들기 때문이다

- 이를 통한 IGCC시스템의 효율에서는 Datong, N.Appala., Illinois의 순으로 각각 44.0, 43.67, 43.31%로 나타났다.
- N.Appala.탄은 수분과 회분의 양이 많음에도 불구하고 시스템의 효율이 Illinois탄보다 높는데, 이는 N.Appala.탄에 함유된 휘발분의 양이 많으므로 생성가스의 질이 우수하여 효율측면에서 가스화시스템에서의 손실보다 복합사이클에서의 효율증가 효과가 더욱 큰 것으로 나타났다.

가스터빈 입열량이 일정한 경우

- 가스터빈 입열량을 일정하게 한 경우에 설계탄과 비교하여 Illinois#6는 43톤/일, N.Appala.는 103톤/일 만큼 더 공급하여야 하며, 동일한 가스터빈 출력을 위하여 가스화부분과, 정제공정 등이 더욱 커져서 투자비를 증가시킨다.
- 회분의 함량이 N.Appala., Illinois, Datong의 경우에 각각 16.28, 9.90, 9.3%이며 이는 가스화시스템의 효율과 일치하는 경향을 보인다. 부산물로서의 슬래그는 각각 350톤/일, 207톤/일, 178톤/일로서 처리를 위한 장치가 커져야하고, 슬래그를 통한 현열손실을 유발한다. 그러나 생성슬래그가 적절히 재사용된다면 시스템의 경제성에 긍정적인 영향을 미칠 것으로 예상된다.
- 황성분은 Illinois, N.Appala., Datong의 순이며, 황성분이 많은 경우 AGR 및 부대시설에 소모되는 장치비가 늘어나는 반면에, 부산물인 순수황이 각각 75톤/일, 53톤/일, 21톤/일로 증가하여 시스템의 경제성을 증가시킨다.
- NOx의 경우에 15~30ppm이며, SOx는 2~7.5ppm으로 어느 경우나 환경적으로 안정한 것으로 나타났다.

결론

IGCC성능해석모델을 개발하고, 몇가지 탄종을 적용하여 성능분석을 하고 대상탄이 시스템의 성능에 미치는 영향을 분석하였다. 가스화시스템의 효율은 Illinois, Datong, N.Appala.탄의 순이며, 대상탄에 함유된 고정탄소와 휘발분의 양에 따라 달라진다. 복합사이클만의 효율은 N.Appala.탄이 가장 우수한 것으로 나타났지만, 가스화시스템에서의 석탄전환효율까지를 고려한 전체시스템의 효율과 출력에서는 설계탄이 가장 우수한 것을 알 수 있었다. 출력은 설계탄, Illinois탄, N.Appala.탄의 순으로 나타났는데, 이는 대상탄에 함유된 회분 및 황의 함량에 기인하는 것으로 나타났다. 본 연구의 결과를 통하여 IGCC같은 단위공정의 조합으로 구성된 복잡한 시스템에서는 개별시스템의 효율분석방법 보다는 전체시스템을 하나의 모델내에 표현하여 시스템을 예측하는 방법이 타당함을 알 수 있었다.

참고문헌

1. Bechtel corp. : "IGCC process evaluation", (1995)
2. 김종진, 김남호, 한국전력공사 해외귀국보고서: "석탄가스화복합발전 최적공정 선정 및 개념 설계기법", (1994)
3. 김종진 외, 기계학회: "95년 추계 학술발표회 논문집", (1995)
4. J.H.Hirschenhofer, J.S.White: "ASPEN model of a coal fueled molten carbonate fuel cell power plant", DOE, Report No.2861, August 6, (1990)
5. Ulrich Buskies: "Efficiency Analysis as a useful tool to improve IGCC-technology" Conference on New Power Generation Technology, October 25-27, (1995)
6. K.R.Stone: "ASPEN Simulations of Fluidized-Bed and Entrained-flow Integrated Gasification Combined-Cycle Power Plants", DOE/METC-85/4027, (1985)
7. J.J.Hartman, T.A.Matchak: "Shell-based gasification combined-cycle power plant evaluations", EPRI AP-3129, June, (1983)

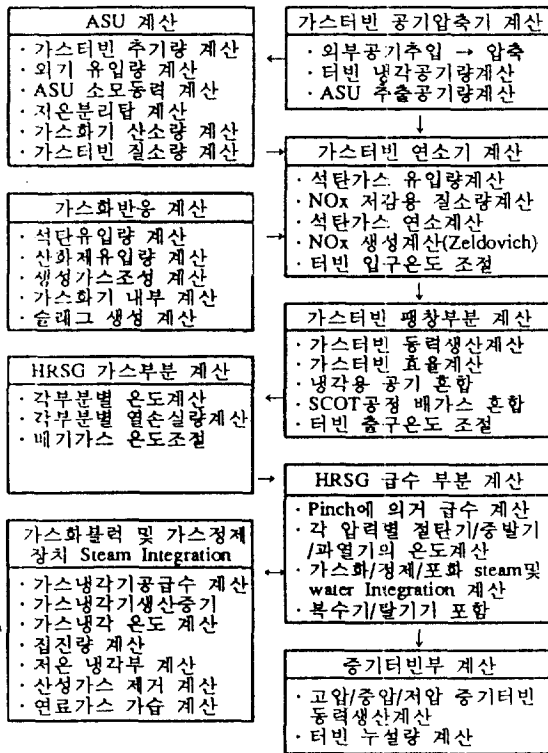


Table 1. Coal analysis

	Design	Illinois#6	N.Appala.
<u>Ultimate</u>	Wt%	Wt%	Wt%
Ash	8.7	9.90	16.28
C	73.5	69.62	67.74
H	4.1	5.33	4.62
N	0.9	1.25	1.39
S	1.1	3.87	2.70
O	11.7	10.03	7.27
<u>Proximate</u>	Wt %	Wt%	Wt%
Moisture	2.9	5.04	6.72
Carbon	59.2	54.30	47.32
Volatile	28.6	35.80	35.9
Ash	9.3	9.90	16.28
<u>Heating Value(Btu/lb)</u>	AR 11,306	AR 11,241	AR 10,800

Fig 1. Calculation Flow Chart

Table 2. Simulation results

	Ref.	Design coal	Illinois#6		N.Appala.	
<u>Gasifier input</u>			Equiv.mass	Equiv.heat	Equiv.mass	Equiv.heat
Coal(lb/hr)	194,073	194,073	194,073	197,975	194,073	203,928
O ₂ (95%)	139,641	139,678	139,643	142,450	139,646	146,719
Steam	39,200	39,125	39,102	39,954	39,100	41,098
Temp(°F)	2552~3092	2642.583	2601.929	2601.485	2586.388	2586.229
<u>Syngas(Mole %)</u>						
CO	64.57	64.31974	60.3928	60.38803	61.45447	61.45176
H ₂	29.33	28.90477	32.7223	32.72695	31.17208	31.17263
CO ₂	0.71	0.92297	1.0234	1.02553	1.15273	1.1532
H ₂ O	0.14	0.13973	0.14148	0.14149	0.14134	0.14133
COS+H ₂ S	0.001	0.00123	0.00429	0.00428	0.00316	0.00316
<u>Power output(MW)</u>						
Gas turbine	207.2	207.088	203.391	207.579	197.727	207.863
Steam turbine	121.8	122.470	120.000	121.965	116.914	121.653
Consumption	46.9	46.505	46.492	47.414	46.405	48.717
Net power output	282.1	283.052	276.898	282.130	268.235	280.799
<u>Waste & by-product</u>						
Stack Exhaust(lb/hr)	3,930,837	3,929,301	3,808,483	3,887,118	3,688,129	3,877,564
Stack Temp.(°F)	210.92	211.015	210.413	210.838	209.731	210.789
Slag(lb/hr)	17,549	16,339	18,593	18,966	30,574	32,127
Sulfur(lb/hr)	1,897	1,896	6,697	6,830	4,661	4,897
NOx(6%O ₂ , ppm)	45	15.75	30.1525	29.56	15.43	14.7
SOx(6%O ₂ , ppm)	2	2.1175	7.41	7.4125	5.38	5.38
<u>Efficiency(%)</u>						
Gasification	-	78.5	79.4	79.45	77.6	77.7
Gas turbine	-	41.0	40.1	40.1	41.5	41.4
Steam turbine	-	24.3	23.6	23.5	24.5	24.3
Total	43.9	44.0	43.31	43.26	43.67	43.5
<u>Heat Rate(Btu/kWh)</u>	7,778	7,750	7,879	7,888	7,814	7,843