석탄가스화 합성가스 제조공정 및 발전시스템 기술개발

윤용승
고등기술연구원 플랜트엔지니어링센터
ysyun@iae.re.kr

요 약

석탄가스화는 화석연료인 석탄을 기존의 공해물질 발생을 90% 이상 줄이면서 고효율로 활용할 수 있는 방법이다. 3톤/일급 pilot급 석탄가스화 설비에서 생산된 CO와 수소가 주성분인 합성가스를 소형 LPG 엔진과 중형 천연가스 엔진에 연계시켜 발전시스템을 구성하였으며 전기생산까지 구현하였다. 합성가스의 고온집진과 탈황을 자체기술로 구현하여 합성가스내 H_2S와 COS 성분들을 1 ppm 이하 정제와 99% 이상의 고온집진 효율을 확인하였다. 선진국들의 설비 규모에 비해서는 극히 열세인 국내 현황이지만, 고온고압의 석탄가스화로부터 탈황과 집진, 전기 생산까지 전 과정을 pilot 설비규모에서 실증하는 성과를 얻었으며 향후 전체 시스템의 최적화와 연속운전 기술의 개발로 이어진다면 중소형 석탄가스화 부분에서는 선진국과 차별화된 틈새시장 실용화 기술의 확보가 가능할 것이다.

1. 본 론

가. 가스화 기술의 내용 및 현황

가스화용융 기술의 요체는 더러운 시료로 여겨졌던 고유황, 고회분의 저급 석탄 및 도시쓰레기까지도 기존 방식보다 높은 효율을 얻으면서도 향후 강화될 환경규제치도 만족할 정도로 깨끗한 에너지원으로서 활용할 수 있다는 점이다. 생성가스의 최종 사용처는 발생가스의 정제를 통하면 연료전지의 원료가스로도 적용이 가능하고 암모니아 및 비료생산에도 사용할 수 있다.

가스화용융 분야에서 가장 먼저 상업화되고 있는 공정으로는 석탄 가스화를 이용한 복합 발전 분야이다. 이 기술은 석탄에 포함된 탄소, 수소 성분은 가스 연료인 일산화탄소와 수소 가스로 전환함과 동시에 석탄 내에 포함된 회재를 용융하여 슬랙으로 배출한 후, 발생된 석탄가스는 사용 목적에 따라 세정 공정을 거친 후 가스 터빈과 폐열을 이용한 증기 터빈을 구동한 발전을 하는 방식으로서, 기존 석탄 화력 발전 방식보다 고효율, 고청정 발전기술이다.

일본은 Sun-shine 프로젝트의 일환으로서 200톤/일 규모의 IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle: 가스화복합발전) 파일롯 플랜트에 90%의 비용을 정부에서 지원하여 추진하여 왔고, 현재는 250 MW 전기생산을 위한 석탄 IGCC 실증발전소를 970억엔을 들여 건설 중에 있다. 중국의 경우에는 자체 석탄매장량이 풍부하기 때문에 석탄가스화를 통하여 도시가스와 비료생산을 하는 공장이 이미 10여기 운영되고 있다.

미국 · 일본 · 독일 · 네델란드에서는 각국의 정부지원에 힘입어 일부기술이 상용화 전단계까지 도달해 있다. 그러나, 250 MW급의 석탄사용 IGCC 발전소는 아직 기술개발과 운전경험이 더 필요한 상태로서 석탄분체 주입 및 내화재마모, 용융재에 의한 열교환기의 막힘 현상 등 아직 해결해야할 기술이 많이 있는 상황이다. 이러한 기술적 문제점의 해결과 에너지효율의 극대화를 위한 고온가스정제 기술의 개발에는 5-10년의 기간이 소요될 것으로 판단된다. 또한, 1500oC 이상의 고온가스터빈이 5년 이후에는 실용화될 것으로 예측되므로 IGCC기술에 의한 발전효율은 2010년 이후 기존 미분탄 석탄발전 효율 36-38%보다 높은 42-53%에 이를 것으로 전망된다. 가스화연료전지 시스템으로 연계될 때에는 발전효율이 55-70%에 이르게 된다.

미국의 Vision 21 프로그램에서는 가스화기술을 핵심기술의 하나로 인식하여 중점개발하고 있으며, 특히 다양한 원료를 사용할 수 있는 (fuel-flexible) 발전소의 개발에 주요한 초점을 맞추고 있다. 미국의 차세대 석탄발전 플랜트 개발 프로젝트인 Vision 21에서는 발전만을 대상으로 하는 것이 아니라 현재 원유에서 출발하는 C1화학의 원료를 IGCC 기술로부터 얻고자 하는 것도 주요 관심대상이다. 이들 결과가 가시화되고 공정신뢰도가 95%에 이르게 되면 전세계적으로 석탄 등 저급 원료의 발전은 이러한 신발전기술이 주도해나갈 것으로 보이며 화학공장에 필요한 여러 원료를 공급하는 고부가가치 산업으로 발전할 것이다.

IGCC 기술은 CO와 H2가 주성분인 합성가스를 생산하며, 필요에 따라 수소를 분리정제하여 비료 등의 공업원료와 효율이 60% 이상까지 이르는 가스화복합 연료전지(IGFC: Integrated Gasification Fuel Cell)의 원료가스로도 사용된다. 또한, 고온고압 가스정제 및 집진기술은 차세대 발전기술인 IGCC, IGFC, 2세대 PFBC(Pressurized Fluidized Bed Combustion: 가압 유동층연소) 모두에 필수적인 공정기술이다.

이외에 IGCC 기술은 환경 오염물질 배출 측면에서도 LNG 복합발전과 유사할 정도로 석탄을 깨끗한 발전원료로 사용할 수 있도록 하면서, 복합발전의 최신기술을 모두 접목시킴에 따라 발전소 효율이 기존 발전소보다 높은 50%이상까지도 가능하도록 점진적인 기술향상이 가능하다는 점 등의 장점이 있다. 신규 발전소의 운전기간을 30년 이상으로 본다면, 점차 강화되는 21세기 초의 환경 규제치를 고

려하여 석탄을 깨끗하게 사용할 수 있는 IGCC 기술은 국내에서 반드시 적용될 차세대 발전기술로 판단된다. 국내에서 앞으로 30~50년 내에는 발전연료의 최소한 30%는 석탄이 담당해야만 할 상황이고, 그 이후도 획기적인 에너지 전환방법이 개발되지 않는 한 IGCC 기술이 가장 적절한 석탄이용 환경 친화적 발전기술임이 분명하다. 또한, 향후 IGCC 기술이 연료전지에 연계된 고효율의 발전방식으로 향상될 것이므로 향후 석탄발전의 신기술 추이는 IGCC 기술로 나아가리라 판단된다.

IGCC 기술은 지난 30년대부터의 지속되어온 석탄 완전연소 반응에 근거한 화력발전 방식과는 여러 부분에서 차이가 많아 화공공정에 가까운 특성을 지니고 있고, 외관상의 발전소 모양도 기존 발전소보다는 오히려 정유공장과 더 유사하다. 지난 수십년간 발전기술로서 정립된 미분탄연소 발전방식이 있음에도 불구하고 이러한 IGCC 석탄발전 기술이 고려되기 시작한 것은 지난 70년대 두 번에 걸친 석유파동과 80년대에 들어서면서 환경오염 문제가 대두된 것이 주요 원인이다. 즉, 석탄은 전세계적으로 고르게 분포되어 있으므로 에너지원 수급면에서 석유에 비해 상대적으로 안정적이기 때문에 석유파동에 대한 대안이 될 수 있었으며, 환경적 측면에서는 미분탄 연소방식에 의한 화력발전이 석탄내 함유된 S, N 성분을 SOx 및 NOx로 발생시켜 환경오염을 야기하는데 반해 불완전 연소반응에 근거한 석탄가스화에서는 석탄내 S와 N성분이 H2S와 NH3 형태로 발생되어 이들 가스의 정제가 SOx 및 NOx에 비해 대단히 용이하고 그 효율도 또한 높기 때문에 IGCC 기술의 개발을 추진한 이유가 되었다.

IGCC 발전기술의 최종 적용처는 IGFC 형태가 될 것이다. IGFC 기술은 그 동안 더러운 시료로 여겨졌던 고유황 석탄이나 정유공장 중잔유(heavy residual oil) 등을 사용하여 일산화탄소와 수소를 생산한 후 정제공정을 거쳐 연료전지에서 사용하는 효율 60%이상의 가장 환경적으로 앞선 2010년 이후 상용화가 예상되는 차세대기술이다. 고발열량의 일부 도시쓰레기의 가스화를 통해서 연료전지에 필요한 일산화탄소와 수소를 공급할 수 있고, 값비싼 청정연료인 수소만을 연료전지에서 사용하는 것이 아니라 일산화탄소도 같이 연료로 사용함으로써 대용량 적용처를 찾을 수 있다는 큰 장점이 있다.

나. 신석탄발전 기술의 선택

석탄을 사용하여 전기를 생산하는 경우에는 신석탄발전기술이 중장기적으로는 대안이 될 수 밖에 없음은 미국, 일본, 중국의 예에서 잘 알 수 있다. 저렴한 천연가스의 대량 공급이 가능하다면 천연가스복합발전이 국지적으로는 당연히 가장 좋은 대안일 것이다. 그러나, 불행하게도 전기발전을 위한 대량 공급은 거의 불가

능한 것으로 예측되고, 고유가 상황이 지속되는 한 원자력과 석탄발전이 대부분을 차지할 수 밖에 없는 것이 현실이다.

신석탄발전기술 중에서 어떤 기술을 선택하느냐는 여러 요인에 달려 있으나, 우선적으로는 비용을 더 감수하더라도 효율과 초청정성을 우선할 것이냐 아니면 우선은 기존 방식보다 크게 비싸지 않은 범위에서 효율과 환경청정성을 찾을 것인가에 달려 있다. 또한, 향후 석탄을 사용하는 경우에는 CO2 문제를 해결하지 못하면, 장기적으로 석탄을 사용하는 전력생산에 대해서 사회적 저항이 예상되므로 이에 대한 기술적 대안도 포함할 것이냐가 기술 선택에 큰 영향을 미치게 된다.

현재 우리나라와 일본, 중국에서 신석탄발전 기술로 대표되는 기술로는 초임계 발전, 가압유동층발전, 석탄가스화복합발전, 순환유동층 발전이 있다.

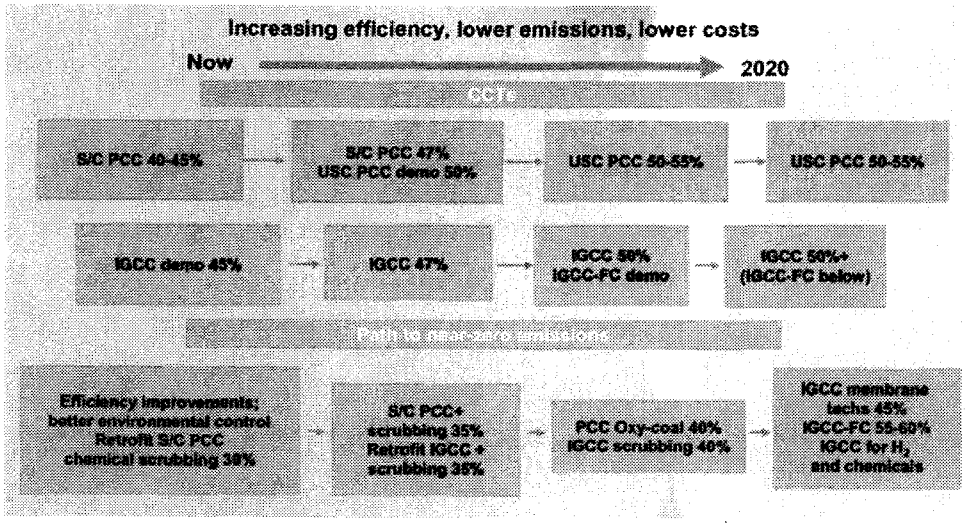
기본적으로 분류하면, 연소에 근간한 기술은 CO2 문제에 대해서는 일단 불리한 입장에서 출발하게 된다. CO2 문제에 대한 대비가 상대적으로 쉬운 기술은 가스화나 열분해 등 CO2 생성을 최소화하는 route를 거쳐 가게 하는 방식이다. 따라서 기후변화협약 문제가 현안으로 대두되기 시작한 최근에 이르러서는 유럽의 PFBC 원천기술 보유사들이 모두 사업을 접는 결과로 이어졌다. 일본은 자국의 기술 강점을 살릴 수 있는 분야로 보고 계속 지원을 하고는 있으나, 최근에는 주로 석탄가스화에 근간한 기술개발에 중점을 두고 있다. 순환유동층도 연소에 기초하고 있으므로 초청정이나 CO2 문제에서는 한계가 있게 된다. 그러나, 순환유동층은 규제가 실제로 강화되기 전까지는 상당한 규모로 실용화가 진행되고 있고, 대부분 전기도 일부분 생산하나 주로 스팀 공급에 목적을 두고 있다. 순환유동층은 국내에서도 많은 산업단지에서 현재 운영되고 있으며, 중국은 이미 300기 이상을 운영 중에 있고 중소형 규모에서는 자체기술로 설계부터 제작 운전까지 해결하고 있다.

세계에너지기구에서 발표한 OECD 국가와 비OECD 국가에 대한 신석탄발전 기술의 로드맵 자료인 [그림 1]과 [그림 2]를 보면, OECD 국가들에 대해서는 투자비용이 더 들더라도 초청정기술로 빨리 석탄 발전기술을 변이하여야 한다는 점을 강조하고 있다. 비OECD 국가들에 대해서는 막대한 투자비용을 마련하기가 어려우므로 일단 초청정성과 고효율은 일부 희생을 하더라도 현재 가용한 신석탄발전 기술을 활용하는 것을 제안하고 있다.

즉, 2020년까지 OECD 국가에서는 IGCC기술, 연료전지가 연계된 IGCC기술, 초초임계 기술을 석탄발전 기술방향을 제시하고 있고, 비OECD 국가들에 대해서는 IGCC 기술과 초초임계 석탄발전 기술방향을 제시하고 있다. 한국이 명목상으로는 OECD 국가이지만, 석탄발전과 같은 주요 에너지시장에서는 자체기술과 자금투자 여력이 선진국 OECD 국가들보다 열악한 현실이므로 비OECD 국가로 구분하는 것이 타당하다고 보여진다. 따라서, 일단은 IGCC기술과 초초임계 발전기술을 사

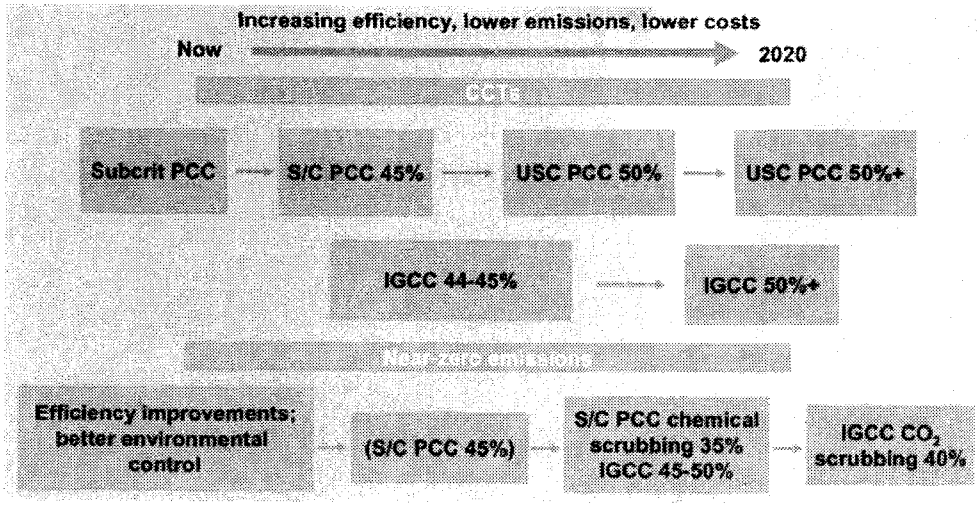
용한 발전소 형태로 가고 이들 기술을 소화 흡수한 연후에 고효율 IGCC와 IGFC (Integrated Gasification Guel Cell) 등으로 발전하는 것이 가장 타당할 것으로 판단된다.

국내에서는 산업자원부의 장기전력수급계획에서 CCT 기술로는 PFBC와 IGCC 기술이 대상이나, 최근의 기후변화협약 추세와PFBC 기술제공처가 유럽업체들이 모두 빠지고 일본업체로 단일화되는 사정 등으로 인하여 IGCC 기술로 좁혀지는 과정에 있다.



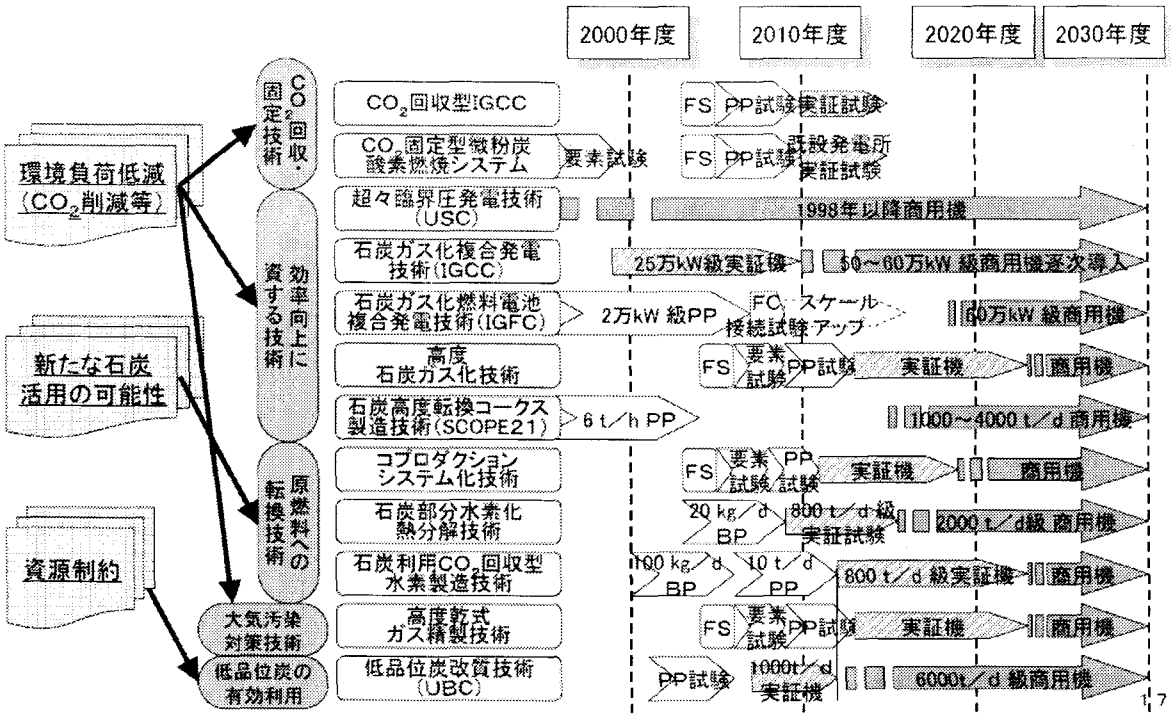
주) S/C: Supercritical, USC: Ultra Supercritical, PCC: Pulverized Coal Combustion, IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle

[그림 1 : IEA Clean Coal Center가 제시한 OECD국가 신석탄발전 로드맵 (Ref.: IEA ZETs Asia Pacific Conference, February 2004, Brisbane, Australia)]



[그림 2 : IEA Clean Coal Center가 제시한 비OECD국가 신석탄발전 로드맵 (Ref.: IEA ZETs Asia Pacific Conference, February 2004, Brisbane, Australia)]

[그림 3]에는 현재 주로 진행되고 있는 일본의 CCT 기술개발 분야에서 2030년도까지의 개발 내용을 요약한 자료가 나타나있다. CO_2 회수, IGCC, 수소제조, 초임계가 가장 핵심이 되는 화두 기술임을 볼 수 있다.



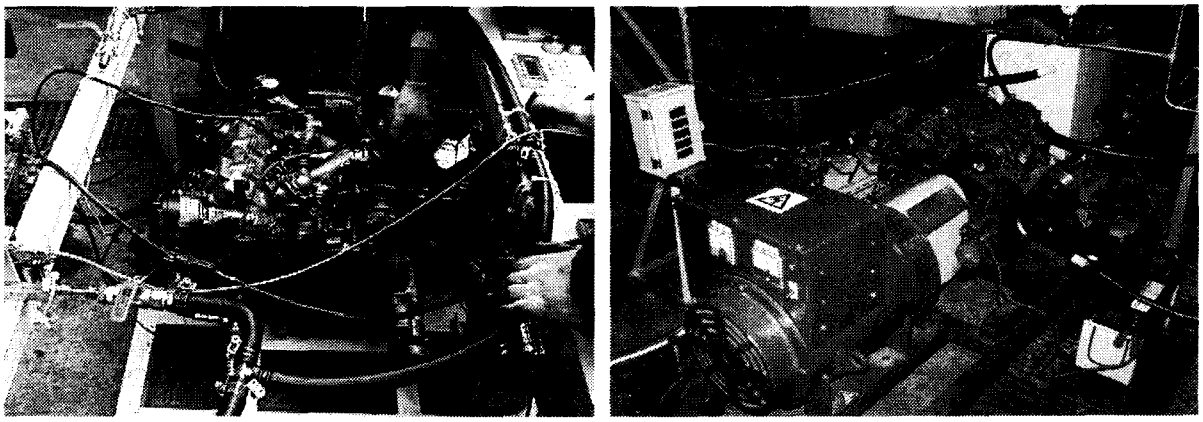
[그림 3 : 일본의 신석탄발전기술 스케쥴 (일본 자원에너지청 석탄과 2004년 2월 자료)]

다. 석탄 합성가스 사용 가스엔진 시스템 구성 및 운전

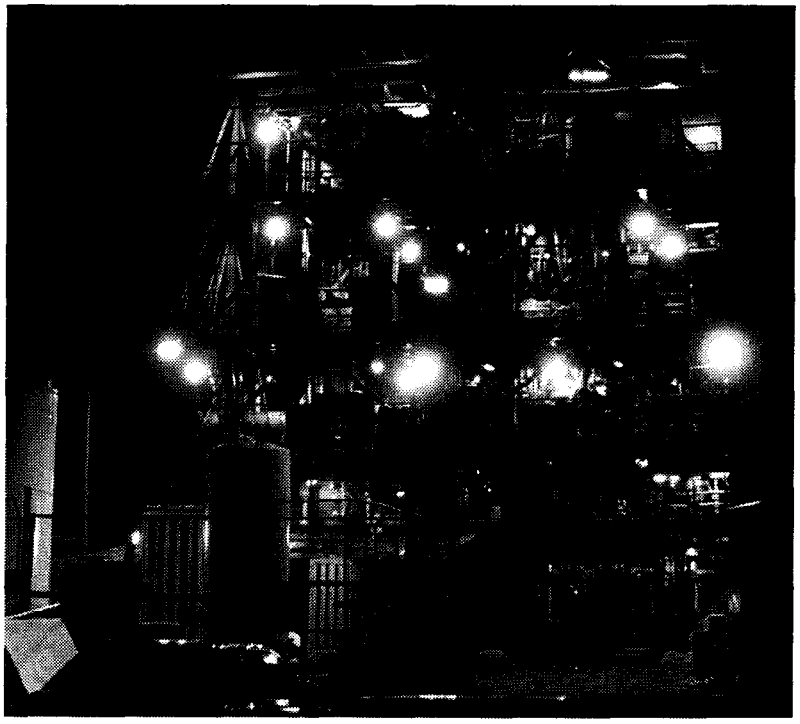
LPG에 비해 발열량이 낮은 합성가스를 연료로 사용하기 위하여 개조된 가스엔진에 발전기 동체를 장착하여 발전시스템을 구성하였다. 우선은 국내에서 구할 수 있는 최소규모의 가스엔진인 796 cc 다마스 LPG 소형차 엔진을 구하여 [그림 4]와 같이 개조한 후 사용하였다. 가스엔진의 연료장치(gas mixer, vaporizer, pre-heater, regulator & valve, fuel tank 등)와 전기장치, 각종 장치를 개조 및 제작하여 가스엔진에 적합한 발전기 동체의 사양을 선정하였고, 이를 가스엔진에 부착하여 발전기로 개조하였다. 또한 가스엔진이 발전기 동체의 부하에 관계없이 정속운전을 유지하기 위한 정속운전시스템을 개발하여 부하에 따른 생산전력을 확인하였다. 본 실험을 통하여 큰 규모의 가스엔진 설비 구성을 위한 기초 자료를 얻고자 하였다.

실험에 사용한 석탄 합성가스는 [그림 5]의 3톤/일급 석탄가스화 pilot 플랜트에서 인도네시아 아역청탄을 사용하여 생산하였다. 사용된 합성가스의 조성은 CO 39.5%, H_2 16.1%, CO_2 8.75%, N_2 30.65%, H_2O 5.0%로서 가스의 발열량은 1,691 kcal/Nm^3이었다.

실험은 석탄 가스화기 시스템이 정상운전 상태에 도달한 후 엔진의 회전속도를 1800 rpm 으로 유지하였을 때 발생되는 전력량을 측정함으로써 수행하였다. 부하량은 켜지는 전구의 수에 따라 나타내었으며 엔진 회전속도, 연료량, 배기가스 농도를 계측하였다. 운전결과, 엔진연소 후 배출되는 CO와 과잉산소의 농도 저감에 대한 가스엔진의 추가 개조가 필요하며 대형 가스엔진에 적용하기 위한 합성가스 정제 등의 기술이 추가로 요구됨을 확인하였다.



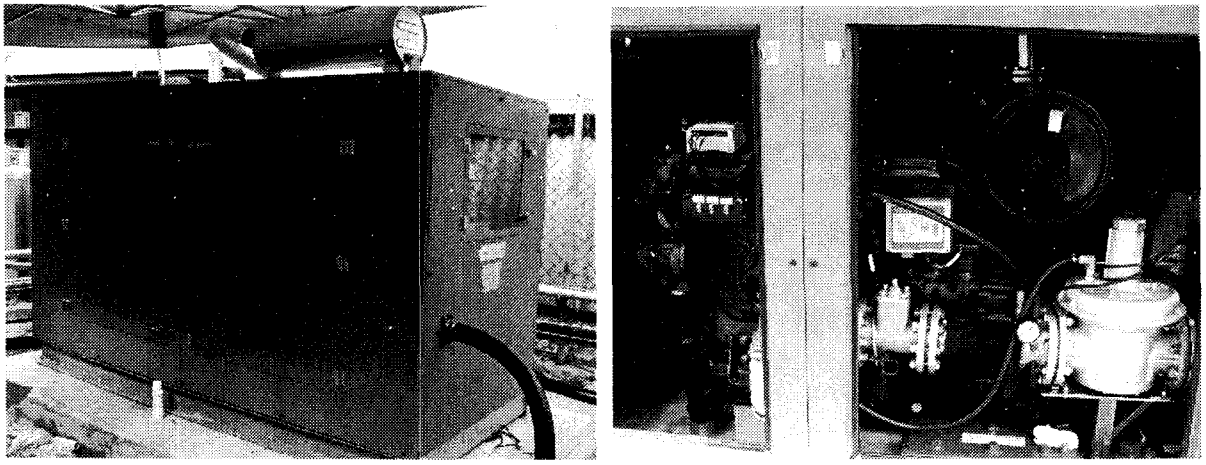
[그림 4 : 석탄 합성가스 사용 796 cc 가스엔진 시스템의 1차 prototype (왼쪽)과 2차 prototype (오른쪽) 사진]



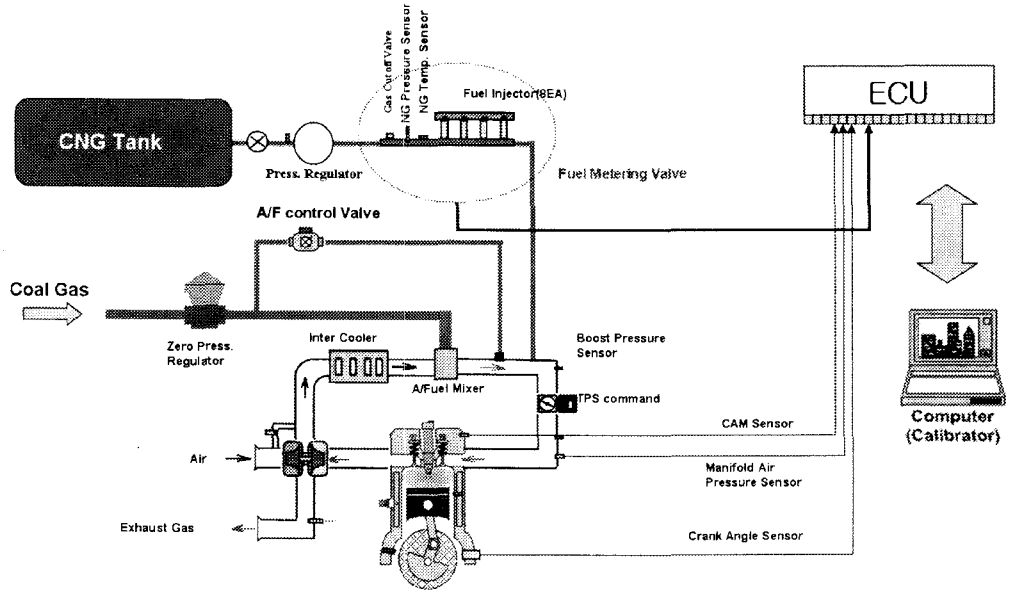
[그림 5 : 3톤/일급 석탄 가스화 pilot 플랜트 전경]

가스엔진의 1, 2차 prototype에 대한 실험결과를 통하여 국내에서 구할 수 있는 가장 큰 천연가스 버스 엔진(11,149 cc)에 적용할 수 있는 기본 자료를 확보하고 [그림 6]과 같은 가스엔진 시스템을 구성하였다. 이 시스템은 석탄 합성가스 100 Nm^3을 공급하여 발전을 할 수 있는 시스템으로서, 발생된 전기는 할로겐등과 전

열기를 통하여 소모되도록 하였으며 천연가스로도 실험이 가능하여 비교자료 도출이 가능하도록 하였다. 설치된 dual mode의 연료공급과 공급 공기량 및 엔진실린더 제어의 개념도를 [그림 7]과 나타내었다.

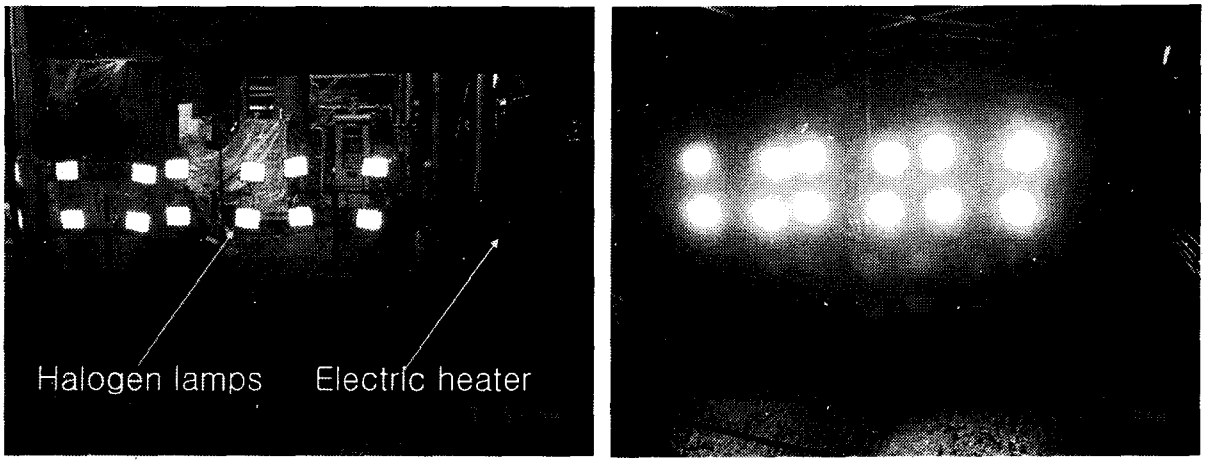


[그림 6 : 최종 구성된 석탄 합성가스 사용 11,149 cc 가스엔진 시스템의 외견 및 내부 사진]



[그림 7 : 석탄가스와 압축천연가스 dual 공급설비 및 공기량과 엔진실린더 제어 개념도.]

[그림 6] 설비를 사용하여 발전된 전기를 할로겐 램프와 전열기에 사용한 경우의 모습을 [그림 8]에 보여주고 있다. 그림에서 왼쪽은 저부하 상태 전기생산의 경우로서 5-10 kW에 해당하여, 오른쪽 사진은 정상부하 상태로서 30-40 kW 전기량에 해당한다.



[그림 8 : 석탄 합성가스를 사용한 가스엔진 발전기 생산 전기의 사용 모습
(왼쪽: 저부하, 오른쪽: 정상부하 경우)]

라. 기술의 향후 전망

전 세계적으로 재생가능에너지가 실용화되기 전까지는 석탄과 같은 화석원료의 사용은 불가피하며, 2030년 이후까지 화석연료의 에너지원 비중이 전세계적으로 증대될 것으로 예상되는 현실에서는 화석연료를 사용하더라도 고효율이면서 환경오염물질의 배출을 최소화하는 IGCC와 같은 ZET(Zero Emission Technology) 기술의 사용이 향후 점차 강화될 기후변화협약 및 환경적인 비용으로 인하여 필수적일 것이다. 즉, IGCC와 같은 가스화기술이 중단기적으로 화석연료를 사용하는 새로운 에너지시스템으로서는 경제적이고 수소나 합성석유의 대량생산에도 적합하다. 특히, 2015년 전후에 미국, 유럽을 중심으로 화석연료 사용에 대해 예상되는 이산화탄소 저감 강제화 등에 대비한 기후변화 협약 대책이 시급한데, 가스화기술이 대안이 될 수 있을 것이다.

국내 IGCC 발전소의 건설 일정에 대하여는 산업자원부 장기전력수급계획상 2009년, 2013년, 2014년 각 30만kW Clean Coal Technology(CCT) 발전소 건설 계획으로 되어 있으나 계속 연기되고 있는 상태이며, 국내 2곳의 정유회사에서는 중잔유사용 30-60만kW IGCC발전 타당성 검토를 수년전 이미 완료하였고 신재생에너지로서의 전력가격 등 제반조건이 충족된다면 투자를 할 가능성은 있으나 막대한 비용에 대한 정부의 지원 여부는 쉽게 해결될 상황은 아니다. 환경적인 측면에서는 2005년부터 국내에서 신규로 건설되는 발전소의 NOx 규제치가 80 ppm으로 강화되므로 IGCC기술과 같은 신석탄발전기술의 상대적 우위점이 더욱 부각될 수 있을 것이다.

국내에서 IGCC기술의 실용화 변수로는 다음과 같이 고려할 여러 한계조건이 현재는 있으나, 2010-2020년 사이에는 국내에 상용급 발전소가 운전될 것으로 판

단된다. 우선, 한전의 수화력분야 분할에 따른 변수를 들 수 있으며, 분할된 발전회사들의 건설비 저렴한 LNG발전소 선호 경향과 국내경기가 불확실한 상황에 따른 대규모 신규투자의 지연, 그리고 선진국의 기후변화 협약 등을 앞세운 배출권 거래제도 활성화 시점 등의 여러 측면이 있다.

장기적으로는 IGCC와 같이 수천억원의 건설비용이 투입되는 플랜트의 경우에는 설비의 적어도 20-30% 이상을 국내에서 생산할 기술적 기반을 구축하여야 할 것이다. 대응이 부적절할 경우에는 기술과 설비 일체가 turn-key 형식으로 일본과 독일 등지로부터 수입될 것은 자명하다. 향후 석탄화력발전소의 대부분이 점차 IGCC와 같은 신발전기술로 전이한다고 볼 때, 국내시장 규모만도 매년 5천억원 이상이 될 수 있으므로 이에 대한 기술적 대비가 필요한 시점이다.

2010년 이후에 국내에도 가스화복합발전 플랜트의 건조가 IMF 사태와 같은 극단적인 사건이 발생하지 않는 한 이루어질 것으로 판단되는데, 이때 필요한 기반기술의 축적은 현재까지 선진외국에서의 설계와 운전상의 시행오차를 감안하면 반드시 필요한 사항으로 판단된다. 국내의 에너지원이 한정되어 있고 점차 공해물질 발생규제와 CO2 등 온실가스 규제가 강화되는 추세는 필연적이라고 볼 때, 석탄의 전력생산을 위한 기술로는 가스화에 근간한 공정기술이 가장 효과적인 대응방안중 하나로 보인다.

3. 결 론

국내의 현실에서 미국이나 일본의 기술개발 규모와 방향을 그대로 모방하기에는 연구개발비 총액이 절대 열세이므로 선진국이 개발된 기술을 항상 뒤따르는 상황이 되고, 개발하더라도 대규모로 검증할 기회가 주어지지 않기 때문에 노력에 비해 실용화에서는 뒤지는 것이 국내의 현재 실정이다. 선진외국에서도 나름대로 값비싼 시행오차를 겪으면서 추려서 뽑은 결과가 fuel-flexible 가스화와 같은 핵심기술이라면 이러한 기반기술의 축적에는 국내에서도 적극적인 자세를 가지고 대비가 이루어져야 할 것으로 보인다.

본 연구의 내용은 전체 석탄가스화로부터 집진과 탈황, 가스엔진 발전시스템 전체를 순수 국내기술과 국내 제작을 통하여 구현한 것이 핵심으로서, 아직 최적화되지는 못하였지만 석탄 합성가스를 사용하여 전기생산까지를 구현한 성과를 이루었다. 향후 이들 설비 연계와 운전기술에서 최적화가 이루어지고 국내에서 제작된 설비 및 부품들이 고온고압 및 합성가스의 부식성 조건에서 장기간 기계적 문제없이 운영될 수 있는 제작기술까지 구현된다면 석탄가스화에 대한 국내 기반기술은 국내에 건설될 석탄 IGCC 발전소뿐만이 아니라 수출용 중소형 석탄가스화 발전시스템에서도 국제적인 경쟁력을 확보할 수 있을 것이다.