

석탄 가스화를 통한 전력 생산과 DME 병산 공정에 대한 기초 경제성 분석

유영돈[†] · 김수현 · 조원준* · 모용기* · 송용택*

고등기술연구원 플랜트엔지니어링본부
449-863 경기도 용인시 처인구 백암면 고안리 633-2
*한국가스공사 DME 기술연구센터
406-130 인천시 연수구 동춘동 973

(2014년 4월 2일 접수, 2014년 5월 7일 수정본 접수, 2014년 5월 25일 채택)

Basic Economic Analysis for Co-production Process of DME and Electricity using Syngas Obtained by Coal Gasification

Young Don Yoo[†], Su Hyun Kim, Wonjun Cho*, Yonggi Mo* and Taekyong Song*

Plant Engineering Center, Institute for Advanced Engineering, 633-2 Baegam-myeon, Yongin-si, Gyeonggi 449-863, Korea
*Korea Gas Corporation R&D, Resources Technology Research Center, 973 Dongchun-Dong Yeonsu-Ku, Incheon, 406-130, Korea
(Received 2 April 2014; Received in revised form 7 May 2014; accepted 25 May 2014)

요 약

석탄가스화를 기반으로 한 발전(IGCC 발전) 및 화학원료 제조공정의 상업화 관건은 화석연료인 원유 또는 천연가스를 기반으로 생산되는 경우와 비교하여 경제성을 확보할 수 있는지 여부이다. 경제성 확보를 위한 가장 현실적인 방법으로는 석탄 가스화를 통해 얻어진 합성가스로부터 2개 이상의 생산물(예: 발전과 화학원료를 동시 생산)을 병산(co-production 또는 poly-generation)하는 것이다. 본 연구에서는 석탄 가스화를 기반으로 하여 발전과 수송용, 발전용 및 가정용 연료로 사용이 가능한 DME(dimethyl ether)를 병산하는 공정에 대한 경제성 분석을 실시하였다. 경제성 분석을 위한 병산 공정에서는 250 MW 전력생산 연간 30만 톤의 DMZ 생산을 기준으로 하였다. 병산 공정에서 DME 판매 가격이 50만원/톤인 경우, 전기 생산원가는 34.8~58.4원/kWh으로 SMP(계통한계가격) 가중평균인 150.69원/kWh(2013년 1월~12월까지의 평균값)의 33~58% 수준으로 산정되었다. 따라서, DME 판매가격이 적정하게 유지될 경우 석탄 IGCC+DME 병산공정은 IGCC 단독 발전과 비교하여 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단된다. 현재 중국에서 DME 판매가격이 900,000원/톤 내외이므로, 전력과 DME를 병산할 경우, IGCC 단독으로 전력을 생산할 경우와 비교하여 전력 생산 원가를 월등하게 낮출 수 있음을 알 수 있다. 이와 같이 석탄 가스화를 기반으로 한 병산 공정을 통해 전력과 DME를 병산하는 시스템에서, 시장 여건에 따라 전력과 DME 생산비를 제어가 가능하고, 석탄 가스화기 및 정제 시스템을 공통 설비로 활용함으로써, 개별적으로 생산하는 것보다 생산 원가를 낮출 수 있다는 결과를 얻었다.

Abstract – The key for the commercial deployment of IGCC power plants or chemical (methanol, dimethyl ether, etc.) production plants based on coal gasification is their economic advantage over plants producing electricity or chemicals from crude oil or natural gas. The better economy of coal gasification based plants can be obtained by co-production of electricity and chemicals. In this study, we carried out the economic feasibility analysis on the process of co-producing electricity and DME (dimethyl ether) using coal gasification. The plant's capacity was 250 MW electric and DME production of 300,000 ton per year. Assuming that the sales price of DME is 500,000 won/ton, the production cost of electricity is in the range of 33~58% of 150.69 won/kwh which is the average of SMP (system marginal price) in 2013, Korea. At present, the sales price of DME in China is approximately 900,000 won/ton. Therefore, there are more potential for lowering the price of co-produced electricity when comparing that from IGCC only. Since the co-production system can not only use the coal gasifier and the gas purification process as a common facility but also can control production rates of electricity and DME depending on the market demand, the production cost of electricity and DME can be significantly reduced compared to the process of producing electricity or DME separately.

Key words: Gasification, Co-production, Poly Generation, Electricity, Di-methyl Ether

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: ydnyoo@iae.re.kr

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

1. 서론

석탄 가스화(gasification)는 석탄을 산소(또는 증기)와 반응시켜 CO, H₂, CO₂, CH₄가 주성분인 합성가스(syngas)로 전환하는 과정으로, 얻어진 합성가스는 발전용 연료 또는 화학원료로 이용되고 있다[1]. 석탄 가스화 기술은 청정 석탄 기술(CCT, clean coal technology)로 세계 각국에서 CCT 기술 개발에 많은 노력을 기울이고 있다.[2] 석탄 가스화를 통해 생산되는 합성가스 성상은 석탄의 조성, 공급된 산소 또는 증기의 양, 가스화기 운전 조건에 의해 결정되며, 합성가스 내에 포함된 오염물질은 합성가스 이용 목적에 따라 적절한 수준까지 제거되어야 한다. 석탄 가스화를 통해 얻어진 합성가스 이용 방법 중에서 국내에서 가장 잘 알려진 방법으로는 석탄가스화복합발전(IGCC, integrated gasification combined cycle)이다. 일반적으로 IGCC 발전은 기존 천연가스복합발전용 연료인 천연가스 대신 석탄 가스화를 통해 얻어진 합성가스를 사용한다는 점에서 가장 큰 차이가 있으며 기존 석탄을 이용한 발전 방식(미분탄 화력발전)에 비해 발전 효율이 높으며, 환경 오염물질을 천연가스 복합발전 수준까지 낮출 수 있다는 측면에서 차세대 석탄화력 발전으로 국내외에서 많은 관심을 갖고 있다.

석탄으로부터 얻어진 합성가스를 이용한 또 다른 방법으로는 합성가스로부터 다양한 원료 및 연료의 합성이다. 대표적인 예로는 메탄올, DME(dimethyl ether), 합성천연가스(SNG, synthetic natural gas), 인조합성원유(Fischer-Tropsch 합성유), 수소 등을 들 수 있으며, 이러한 합성공정은 이미 기술적으로 상업화되어 남아공, 중국 등에서 많은 상업용 설비가 가동되고 있다.

석탄을 기반으로 한 발전 또는 화학원료 제조 사업의 성공 관건은 기존 천연가스 또는 원유를 기반으로 한 화학원료 및 연료 가격과 비교하여 석탄으로부터 생산될 때 가격 경쟁력 확보 여부이다. 이와 같이 석탄화학 사업의 타당성을 평가하는데 비교 기준이 되는 천연

가스나 원유가격은 지정학적, 정치적 요인에 의해 변동이 심하여 신뢰할만한 수준으로 이들 가격에 대한 장기 예측이 어려울 뿐만 아니라 관련 설비의 건설비가 최소 1조원 이상 소요되는 대규모 사업으로 사업 추진에 따른 많은 위험요인이 상존하기 때문에 사업 추진 타당성 평가가 용이하지 않다.

이와 같이 많은 요인에 의해 영향을 미치는 석탄을 기반으로 한 석탄화학사업 및 발전사업의 경제성을 확보하면서 외부환경에 능동적이며 유연하게 대처할 수 있는 방안 중에 상업화까지 가능한 사업 모델로 제시되고 있는 것이 2개 이상의 생산물을 동시에 생산하는 병산 시스템이다. 전형적인 병산 시스템의 예로는 합성가스의 일부는 전기를 생산하고 나머지 합성가스를 이용하여 메탄올 또는 DME를 생산하는 방법을 들 수 있다. 이러한 병산 시스템은 전력과 메탄올 또는 DME의 시장 가격에 따라 생산 비율을 제어함으로써 전체 설비의 가동율을 최대화 할 수 있어 설비를 가장 경제적인 방법으로 운영할 수 있다. 또한, 주간과 야간의 전기 판매 가격 차이가 있을 때, 전력 판매 가격이 비싼 주간에는 전력을 주로 생산하고, 전력 판매 가격이 상대적으로 낮은 야간에는 메탄올 또는 DME를 주로 생산함으로써 플랜트를 경제적으로 운영할 수 있다. 특히, DME는 상대적으로 높은 세탄가와 낮은 오염물질(CO, NOx, 분진 등) 배출로 수송용 연료인 디젤의 대체 연료로 제안되고 있으며, LPG와 유사한 특성을 가지고 있어 가정용 연료로서 LPG를 대체할 수 있는 것으로 평가되고 있다[3].

본 논문에서는 석탄 가스화를 통해 얻어진 합성가스를 이용하여 발전(IGCC 발전)과 DME를 병산하였을 때, 개별적으로 생산한 경우와 비교하여 가격 경쟁력을 확보할 수 있는지 여부를 판단할 수 있는 정량적인 자료를 제시하고자 한다. 이를 위해서, 전력과 DME를 병산할 경우에 각각의 생산물에 대한 생산 원가 산정과 생산 원가에 영향을 미치는 요인을 분석하여 병산에 따른 공정 분석을 실시하였다.

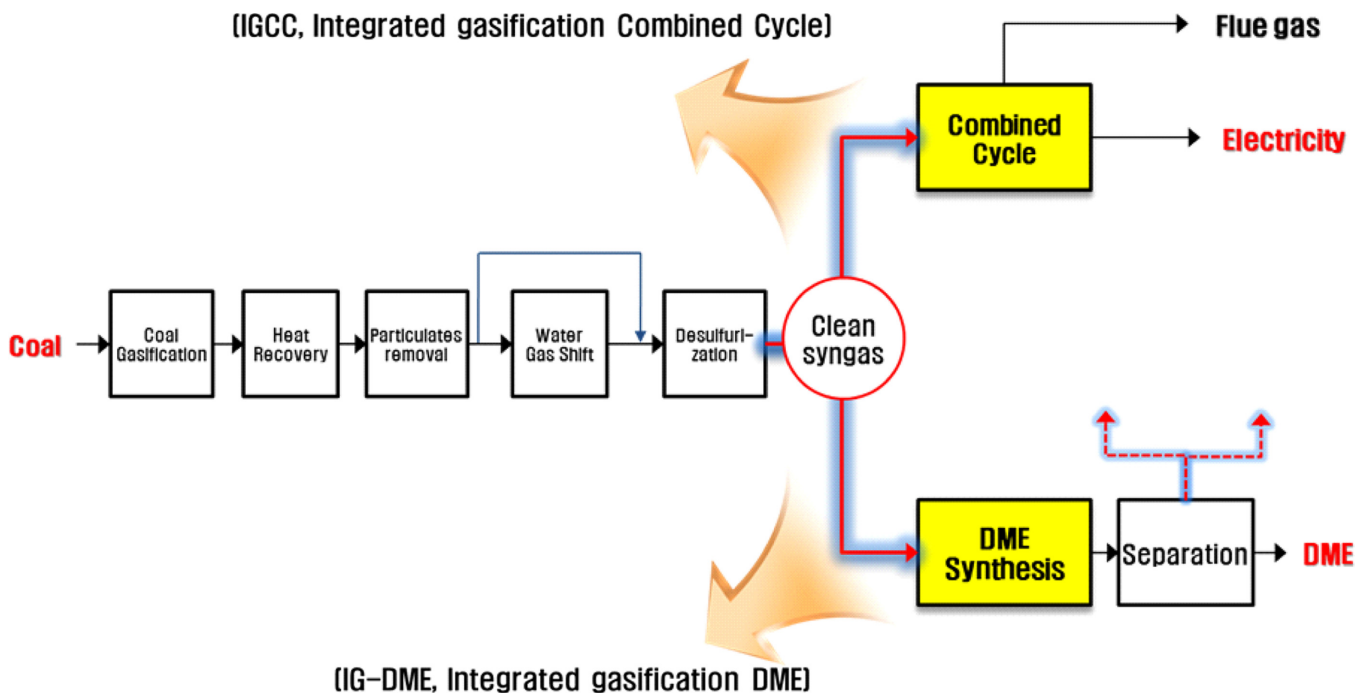


Fig. 1. Conceptual diagram for IGCC and DME co-production system.

2. 경제성 분석을 위한 공정 구성

2-1. 공정 선정 기준

석탄 IGCC 및 DME 생산 공정은 석탄을 가스화하여 생산된 합성 가스를 이용하여 전기와 DME를 동시에 생산하는 공정으로 합성 가스의 일부는 복합발전을 통해 전기를 생산하고, 나머지는 DME 합성 공정을 통해 DME를 생산한다. 공정은 크게 석탄 전처리 공정(석탄 파쇄, 건조 공정), 산소 제조 공정, 석탄 가스화 공정, 열회수 공정, 합성가스 정제 및 성분 제어 공정, DME 합성 공정, 복합발전 공정으로 구성된다. 본 논문에서는 IGCC 발전을 통해 250 MW(net power 기준)의 전력을 생산하면서 1일 1,000톤(연산 30만 톤)의 DME 생산 공정을 경제성 분석 대상으로 하였다. Fig. 1에 본 연구에서 제안한 공정의 개략도를 나타내었다.

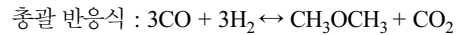
2-2. 구성 공정 선정

가스화 방식은 크게 분류층, 유동층, 고정층으로 구분할 수 있고, 각 가스화기 기술사에 따라 가스화기 형식, 석탄 공급 방법 등에 차이가 있다. 본 논문에서는 이들 가스화 공정의 분석을 통해 대용량 처리가 가능하고 발전용으로 적합한 분류층 가스화 방식을 대상 공정으로 택하였고, 대상탄으로 저급탄 처리가 가능한 건식 가스화 방식을 선정하였다. 분류층 건식 가스화기술을 보유한 대표적인 기술사로는 네델란드의 Shell사, 독일의 Uhde사, 일본의 MHI사를 들 수 있다. 이 중에서 Uhde사는 스페인 IGCC 발전소 1개소에 가스화기를 적용하고 있으며, MHI는 일본에서 1개소의 IGCC 실증설비에 가스화기를 적용하고 있다. Shell사는 최초 상용 IGCC 플랜트인 네델란드 Nuon Power의 Buggenum IGCC 플랜트를 1994년부터 운영을 시작하였으며, 2000년대에 들어서면서 중국에서 석탄 가스화를 통한 메탄올 제조 플랜트 건설 및 운영 실적을 다수 보유하고 있다. 특히, 우리나라 서부발전에서 건설하고 있는 태안 300 MW IGCC

설비의 가스화기 형식도 Shell 방식이다. 따라서, 본 경제성 분석을 위한 가스화기 형식을 Shell사의 분류층 건식 가스화기로 적용하였다.

석탄 가스화기에서 배출된 합성가스 내 포함된 입자상 오염물질(분진 등), 가스상 오염물질(H_2S , COS , NH_3 등)은 발전이나 합성을 위해서는 부식이나 촉매의 피독을 방지하기 위하여 적절한 수준까지 제거하는 정제공정이 필요하다. 가스화기에서 배출된 합성가스는 열회수 보일러에서 냉각시킨 후, 분진을 제거한 집진기를 거친 후, NH_3 등을 제거하기 위한 세정장치를 통과한다. 세정된 합성가스의 일부는 수성가스전환반응기에서 H_2 농도를 높여서, DME 합성에 최적 H_2/CO 비인 1.0이 되도록 조정한다. 일반적으로 분류층 건식 가스화기에서 배출된 합성가스 내의 H_2/CO 비는 0.5~0.6 정도로, 수성가스전환공정에서 합성가스 일부를 $CO+H_2O \rightarrow H_2+CO_2$ 반응에 의해 CO 를 H_2 로 전환하여 H_2/CO 비를 높일 수 있다. 탈황공정은 Sulfinol-M 공정을 적용하였으며, DME 합성을 위해서는 별도의 ZnO 를 설치한 추가 탈황을 실시하였다.

석탄으로부터 얻어진 합성가스를 이용하여 DME를 합성하는 방법에는 합성가스로부터 직접 DME를 합성하는 직접법과 합성가스를 이용하여 메탄올을 제조한 후, 탈수 반응을 통해 DME를 얻는 간접법이 있다. 직접법은 석탄 가스화를 통해 얻어진 합성가스 내 CO 와 H_2 를 원료로 하고, 메탄올 합성반응과 메탄올 탈수반응이 하나의 반응기 내에서 동시에 진행된다. 합성가스 이용 DME 직접 합성 기술에 대한 연구가 활발히 진행되고 있지만, 대규모 상업화 생산까지는 아직 도달되지 못한 상태이다[4]. 합성가스 이용 DME 합성 반응식은 다음과 같다.



국내에서 DME 합성 연구를 수행하고 있는 한국가스공사에서 개발 중인 DME 합성 공정은 직접법으로, 본 연구에서는 한국가스공사

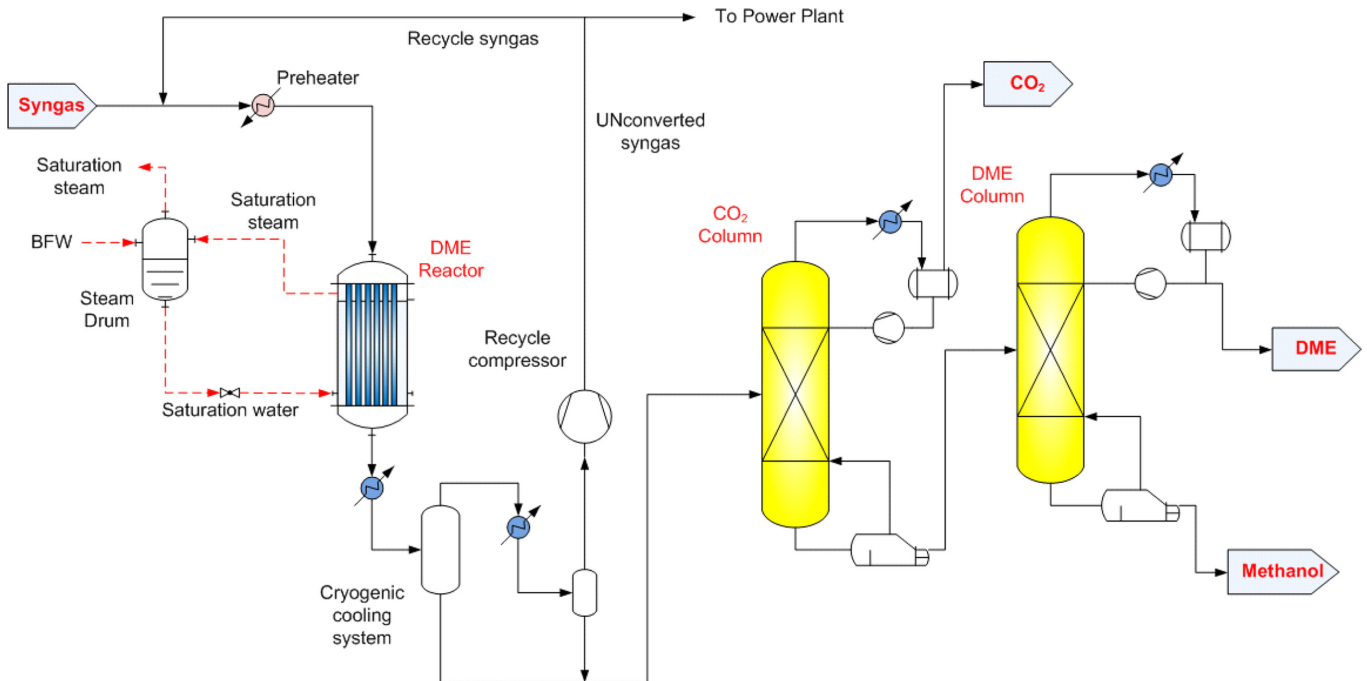


Fig. 2. Schematic diagram for DME synthesis of KOGAS.

Table 1. Subbituminous, Lignite design coal analysis

Rank	CASE 1 (Subbituminous)		CASE2 (Lignite)	
Seam	PRB		North Dakota	
Proximate Analysis (weight %)				
	As received basis(%)	Dry basis (%)	As received basis (%)	Dry basis (%)
Moisture	25.77	0	36.08	0
Ash	8.19	11.04	9.86	15.43
VM	30.34	40.87	26.52	41.49
Fixed Carbon	35.7	48.0935	27.54	43.09
Total	100	100	100	100
HHV, kJ/kg	19,920	26,787	15,391	24,254
LHV, kJ/kg (kcal/kg)	19,195 (4,592)	25,810 (6,175)	14,804 (3,542)	23,335 (5,583)
Ultimate Analysis (weight %)				
Moisture	25.77	0	36.08	0
Carbon	50.07	67.45	39.55	61.88
Hydrogen	3.38	4.56	2.74	4.29
Nitrogen	0.71	0.96	0.63	0.98
Chlorine	0.01	0.01	0	0
Sulfur	0.73	0.98	0.63	0.98
Ash	8.19	11.03	9.86	15.43
Oxygen	11.14	15.01	10.51	16.44
Total	100	100	100	100

에서 기술을 보유한 직접법을 대상 공정으로 하였으며, Fig. 2에 공정 구성의 개략도를 나타내었다. DME 합성 공정으로 공급된 합성 가스는 예열기를 거쳐 쉘/튜브 형태의 DME 합성반응기로 공급된다. 배출된 가스를 냉각기에서 액체와 기체를 분리한 후, 기체는 DME 합성반응기 전단으로 재순환하거나, 별도의 보일러에서 연소하여 발전용 증기를 얻는데 사용된다. 액상물질은 CO₂와 메탄올 분리를 통해 DME를 얻을 수 있다.

가스화기에서 배출된 합성가스의 일부는 DME 합성공정으로 공급되고 일일 1000 톤의 DME를 생산하고, 나머지는 복합발전공정으로 공급하여 250 MW 전력을 생산한다. 본 연구에서 채택한 복합 발전 공정은 F Class 가스터빈 시스템을 적용하였다.

2-3. 대상탄 성상

석탄 IGCC 및 DME 생산공정에 대한 경제성 분석을 위하여 대상탄으로 아역청탄인 Powder River Basin탄, 갈탄인 North Dakota탄을 선정하였다. 이들 탄에 대한 성상은 미국 NETL(national energy technology laboratory) 보고서[5]에 제시된 성상 분석 값을 사용하였다. 아역청탄인 Powder River Basin탄과 갈탄인 North Dakota탄 저위발열량(low heating value)은 각각 4,592 kcal/kg, 3,542 kcal/kg으로 역청탄의 6,256 kcal/kg(Illinois No. 6 기준)와 비교하여 상당히 낮은 수준이며, 이는 아역청탄과 갈탄의 수분함량이 역청탄에 비해 높기 때문이다. 대상탄 특성은 Table 1에 나타내었다. 건조 후의 이들 탄종에 대한 저위발열량은 각각 6,175 kcal/kg, 5,583 kcal/kg이고 역청탄의 경우는 7,068 kcal/kg으로 건조후의 발열량도 역청탄의 건조 후 발열량 보다 낮으며, 따라서 동일한 합성가스 유량 및 열량을 위해서는 역청탄을 사용하는 경우와 비교하여 아역청탄과 갈탄을 사용하는 경우에는 더 많은 양의 석탄이 필요하게 된다.

본 연구에서 대상이 되는 공정 특징을 Table 2에 요약하여 나타내었다. DME 1000 톤/일, 전력 250 MW를 생산 기준으로, 아역청탄을 대상으로 할 경우는 5,103 톤/일, 갈탄의 경우는 6,326 톤/일을 사

Table 2. Plant study configuration matrix

Coal	Subbituminous	Lignite
Coal feed rate (Ton/d)	5103	6326
Gasifier Pressure (MPa)	4.2	
O ₂ : Coal Ratio, (kg O ₂ /kg dry coal)	0.780	0.736
Carbon Conversion (%)	99.5	
Syngas HHV at Gasifier Outlet (kJ/Nm ³)	10,389	9,384
Nominal Steam Cycle (MPa/°C/°C)	12.4/566/566	
Combustion Turbine	Advanced F Class	
Gasifier Technology	Shell (SCGP)	
Oxidant	95 vol.% Oxygen	
Coal Feed Moisture Content (%)	6	12
H ₂ S Separation	Sulfinol-M	
Sulfur Recovery	Claus Plant with Tail Gas Treatment / Elemental Sulfur	
Particulate Control	Cyclone, Candle Filter, Scrubber, and AGR Absorber	
Mercury Control	Carbon Bed	
NOx Control	MNQC (LNB) and N ₂ Dilution	
DME synthesis	KOGAS DME process (Direct process)	

용한다. 즉 갈탄을 사용할 경우, 아역청탄을 사용할 경우와 비교하여 석탄 사용량이 24% 정도 증가함을 알 수 있다. NETL 보고서에 제시된 IGCC 설비는 가스화기 운전 압력은 43 bar를 기준으로 하였고, 필요 산소 공급량은 아역청탄인 경우, 건조 석탄 무게의 0.78배, 갈탄의 경우 0.74배 공급 기준이 적용되었으며, 탄소전환율은 99.5%가 적용되었다. 각각의 석탄으로부터 얻어진 합성가스의 발열량은 10,389 kJ/Nm³, 9,384 kJ/Nm³이다. 아역청탄과 갈탄이 건조 후 가스화기로 공급되는 미분탄의 수분 함량은 각각 6%, 12%로, 고유수분의 함량이 많은 갈탄의 경우 건조 후 수분함량이 높다. 공정 구성의 개략도는 Fig. 3에 나타내었다.

공정 설계 용역에 사용되는 비용으로 엔지니어링산업진흥법 제31조 제2항 규정에 근거, 『엔지니어링사업대가의 기준』 고시(2011년 4월 27일 지식경제부)에 제시된 요율에 따라 산정하였다. 본 사업의 경우 기본설계와 실시설계를 동시에 하는 것으로 간주하고, 공사비 규모에 따라 실시 설계 요율의 1.31배를 적용하였다. 조사 및 측량비는 2010년 상반기 『예비타당성 조사 및 간이 예비타당성 조사 착수회의』(KDI, 2010.4.13.) 적용기준인 공사비의 1%를 반영하였으며, 외자조 작비는 해외기자재의 수입과 관련된 비용으로써, 수입관세, 해상운송 보험료, 승선(하역)수송비 등으로 구성되며, 「제4차 전력수급기본계획 수립을 위한 발전원별 건설공사비 산정」(전력거래소, 2008.07)에서 제시된 기준을 따라, 기자재비 외자분에 16%의 요율을 적용하여 산정하였다. 시설부대비는 『2011년도 예산안 작성 세부지침』(기획재정부, 2010.05)의 건설부문 요율을 적용하여 산정하였으며, 공사비 5,000억원까지 시설부대비 요율은 공사비의 0.17%로 제시되어 있다. 5,000억원 이상의 공사비에 대한 기준은 제시되어 있지 않으나, 5,000억 이상의 공사비에 대해서도 0.17%를 적용하였다. 예비비는 직접공사비의 3%를 적용하였다.

기타 비용 항목 중에서 운영자금은 2개월분의 연료비와 변동비, 3개월의 인건비의 합이 1.25배로 산정하였고, 시운전비용은 1개월분의 고정비와 변동비, 1주일 분량의 연료비, 총건설비(용지비 제외)의 2%의 합으로 산정하였다[10].

3-2. 경제성 분석 방법

본 연구에서는 DME와 전력을 단독으로 생산할 경우와 DME와 전력을 병산할 경우의 비교를 위하여 각각에 대한 생산원가를 계산하는 것이 중요하다. 따라서, 본 연구에서는 연간등가분석 방법을 적용하여 균등화(levelization)된 생산원가를 산정하였다. 이 방법에서는 먼저, 전체 운전 기간(T) 동안 매년(t로 표시) 필요한 모든 비용(C_t)에서 매년 발생하는 부산물 판매 수익(B_t)을 뺀 실제연간요구매출액(C)을 구한다. DME 생산원가를 구할 경우 부산물 판매수익은 전력판매 수익과 메탄올 판매 수익의 합이 되고, 전력판매 원가를 구할 경우에는 부산물 판매수익은 DME 판매 수익과 메탄올 판매 수익의 합이 된다. 이렇게 구한 실제연간요구매출액을 현재가(present value)로 할인(discount)된 총비용(P_C)을 구한다. 총비용을 전체 운전 기간 동안에 균일한 값으로 환산한 균등 비용(A)을 구하고, 균등비용(A)을 당해연도 생산량(Y)으로 나누어 DME 또는 전력의 원가(C_L)를 계산할 수 있다[11]. 아래 식에서 t는 할인율, T는 전체 설비 가동연수를 나타낸다.

$$C = C_t - B_t$$

$$P_C = \sum_{t=0}^T \frac{C}{(1+i)^t}$$

$$A = P_C \frac{i(1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

$$C_L = \frac{A}{Y}$$

매년 수반된 모든 비용(C_t)의 구성은 감가상각액과 자기자본에 대한 건설기간 중 이자(recovery of common equity)의 합인 자본회수(capital recovery), 투자금에 대한 회수율(return on equity and debt), 소득세, 보험료, 연료비용 그리고 운전비용의 합으로 나타내었다. 연

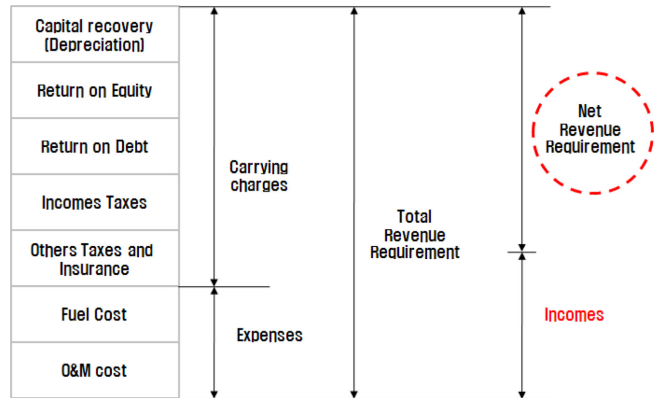


Fig. 4. Revenue categories for the revenue requirement.

Table 4. Parameters and assumptions used in the calculation of the total revenue requirement

Category	Standard
Average inflation (except coal, 2014~2047, %)	1.9
Average inflation (coal, 2014~2047, %)	1.9 (variable)
Ratio of common equity (%) / Discount rate (%)	50/7.5
Ratio of debt (%) / Discount rate (%)	50/5.5
Nominal discount rate (%)	6.5
Construction duration (Months)	36
Income tax rate (2014~2047, %)	22
Property tax rate (2014~2047, %)	0
Insurance ratio (2014~2047, %)	0.5
Average availability (% , 1st year 75%, 2nd year 80%)	85
Employment (persons)	132
Average wage (million Won/year)	58.194
O&M cost (Subbituminous, except fuel cost, million Won/year)	49,314
O&M cost (Lignite, except fuel cost, million Won/year)	49,610
Electricity sales cost (Won/kWh)	variable
DME sales cost (Won/ton)	variable
Fuel cost (Coal, \$/GJ-LHV)	variable
Fuel cost (Coal, Subbituminous, Won/ton)	variable
Fuel cost (Coal, Lignite, Won/ton)	variable

간요구매출액과 실제연간요구매출액의 구성 및 관계를 Fig. 4에 나타내었다.

경제성 분석에 적용되는 기준은 Table 4에 정리하였다. 경제성 분석에 적용되는 기준 중에서 물가상승률은 석탄 물가상승률과 석탄을 제외한 물가상승률로 구분하였으며, 석탄을 제외한 물가상승률은 한국은행 통계자료인 생산자 물가지수의 5년 평균값을 적용하였고, 석탄의 물가상승률은 석탄가격과 함께 민감도 분석을 수행하였다. 소득세율은 국내 법인세율인 22%를 적용하였으며, 재산세율은 현재 재산세 부과 대상이 토지, 주택, 건축물, 항공, 선박에 한하므로 이번 경제성 분석 산정에서는 제외하였으며, 향후 용지비가 포함되는 경우에는 용지비에 대한 재산세율 0.2% 반영이 필요하다.

건설비 확보 방법으로는 자기자본 비율과 타인자본 비율은 각각 50%로 가정하고, 자기자본 할인율은 7.5%, 타인자본 할인율은 5.5%를 적용하였다. 평균 가동율(capacity factor)은 85%로 가정하였고, 상업운전 첫해에는 75%, 둘째 해에는 80%를 기준으로 하여 3차년도부터 정상적인 가동율인 85%에 도달되는 것으로 하였다. 석

Table 5. Estimated total capital cost for IGCC and DME co-production (Subbituminous coal)

Category		Cost (Million Won)		
	Equipment		547,631	
		Mechanical	163,705	
	Syngas production	Construction and Materials	Electrical	included in mechanical part
			Civil	28,784
			Buildings	6,624
			Total	199,113
	Sub-total		773,745	
	Direct cost	Equipment		26,056
			Mechanical	27,438
		DME Synthesis and Separation	Construction and Materials	Electrical
Civil				46,822
Buildings				46,822
Total				148,521
Sub-total		174,576		
Combined cycle		Equipment		132,582
			Mechanical	14,016
		Construction and Materials	Electrical	19,210
	Civil		3,165	
	Buildings		3,186	
	Total		39,578	
Sub-total		172,159		
Direct cost (Total)		1,120,480		
Engineering costs		26,002		
Land		0		
Investigation and measuring costs (1% of construction and materials)		3,872		
Indirect cost	Handling cost for imported parts (16% of imported parts)		58,661	
	Facility incidental costs (0.17% of construction and materials)		6,583	
	Contingency		36,468	
	Indirect cost (Total)		131,586	
Facility Cost Investment (FCI)		1,252,067		
Working Capital		23,198		
Start-up costs		31,135		
Allowance for funds used during construction		112,055		
Total Capital Cost (TCI)		1,418,454		

Table 6. Estimated total capital cost for IGCC and DME co-production (Lignite coal)

Category		Cost (Million Won)		
	Equipment		582,173	
		Mechanical	165,758	
	Syngas production	Construction and Materials	Electrical	included in mechanical part
			Civil	30,365
			Buildings	6,180
			Total	202,303
	Sub-total		784,476	
	Direct cost	Equipment		26,056
			Mechanical	27,438
		DME Synthesis and Separation	Construction and Materials	Electrical
Civil				46,822
Buildings				46,822
Total				148,521
Sub-total		174,576		
Combined cycle		Equipment		129,230
			Mechanical	13,764
		Construction and Materials	Electrical	18,920
	Civil		3,102	
	Buildings		3,190	
	Total		38,977	
Sub-total		168,207		
Direct cost (Total)		1,127,259		
Engineering costs		26,102		
Land		0		
Investigation and measuring costs (1% of construction and materials)		3,898		
Indirect cost	Handling cost for imported parts (16% of imported parts)		58,997	
	Facility incidental costs (0.17% of construction and materials)		6,627	
	Contingency		36,686	
	Indirect cost (Total)		132,309	
Facility Cost Investment (FCI)		1,259,569		
Working Capital		22,286		
Start-up costs		31,225		
Allowance for funds used during construction		112,726		
Total Capital Cost (TCI)		1,425,806		

탄 IGCC 및 DME 병산 공정의 운영비 중 인건비 산정을 위한 기준으로는 한국개발연구원의 『한국형 300 MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발 사업: 2010년 예비타당성조사 보고서』(2010년 9월)[10]에 제시된 연간인건비를 참고하여, 7,682 백만원/연을 적용하였다.

본 연구에서 대상으로한 석탄 IGCC 및 DME 병산 공정의 공사기간은 2014년 1월부터 2016년 12월까지 3년에 걸쳐 건설하는 것을 기준으로 하였고, 상업운전은 2017년 1월부터 2046년 12월까지 30년 동안 운전하는 것을 기준으로 하였다.

3-3. 건설비 산정

용량보정, 국가보정, 물가보정, 환율적용의 과정을 거쳐 산정된 각 단위 공정의 건설비를 이용하여 아역청탄과 갈탄 두 가지 경우에 대하여 각각 석탄 IGCC 및 DME 병산 공정에 대하여 아역청탄, 갈탄을

사용할 경우에 대한 총 건설비는 Table 5, Table 6에 각각 나타내었다.

3-4. 운영비 산정

산정된 총건설비를 바탕으로 연간 등가 분석 방법을 이용하여 아역청탄과 갈탄을 사용하는 경우의 생산물에 대한 원가를 산정하기 위해서 연간 요구되는 매출액(연간 소요되는 비용의 합)을 구해야 한다. 석탄 구입 비용이 3 \$/GJ(아역청탄인 경우 63,054 원/톤, 갈탄인 경우 48,630 원/톤), 부산물인 전기 판매비용이 60 원/kWh인 경우, DME 생산원가를 계산하기 위한 연간요구 매출액을 아역청탄과 갈탄인 경우를 각각 Table 7, 8에 각각에 나타내었다. DME 생산 원가를 구하는 경우이므로, 전력 및 메탄을 판매비용은 부산물 판매 수익으로 산정하였다. 이와 같이 매년 요구되는 매출액이 균일하지 않기 때문에 할인율을 적용하여 현재가치화하고, 균등화 과정이 필요

Table 7. Year-by-year revenue requirement analysis for IGCC+DME co-production (Subbituminous coal) (Million Won)

Year	Calendar year	Capital recovery	Return on common equity	Interest on debt	Income taxes	Other taxes and insurance	Fuel cost	O&M costs	Electricity costs + Methanol cost	Total revenue requirement
1	2017	48,501	55,492	40,694	16,302	6,682	93,144	50,083	(120,893)	190,005
2	2018	48,501	53,704	39,338	15,798	6,682	101,222	51,024	(131,377)	184,892
3	2019	48,501	51,916	37,981	15,294	6,682	109,570	51,983	(142,212)	179,716
4	2020	48,501	50,129	36,625	14,789	6,682	111,630	52,961	(144,885)	176,431
5	2021	48,501	48,341	35,268	14,285	6,682	113,728	53,956	(147,609)	173,153
6	2022	48,501	46,553	33,912	13,781	6,682	115,866	54,971	(150,384)	169,881
7	2023	48,501	44,765	32,555	13,277	6,682	118,045	56,004	(153,212)	166,617
8	2024	48,501	42,977	31,199	12,772	6,682	120,264	57,057	(156,092)	163,361
9	2025	48,501	41,189	29,842	12,268	6,682	122,525	58,130	(159,027)	160,111
10	2026	48,501	39,402	28,486	11,764	6,682	124,828	59,223	(162,016)	156,869
11	2027	48,501	37,614	27,129	11,260	6,682	127,175	60,336	(165,062)	153,635
12	2028	48,501	35,826	25,773	10,755	6,682	129,566	61,470	(168,165)	150,408
13	2029	48,501	34,038	24,417	10,251	6,682	132,002	62,626	(171,327)	147,190
14	2030	48,501	32,250	23,060	9,747	6,682	134,483	63,803	(174,548)	143,979
15	2031	48,501	30,462	21,704	9,242	6,682	137,012	65,003	(177,829)	140,777
16	2032	48,501	28,675	20,347	8,738	6,682	139,588	66,225	(181,172)	137,583
17	2033	48,501	26,887	18,991	8,234	6,682	142,212	67,470	(184,578)	134,398
18	2034	48,501	25,099	17,634	7,730	6,682	144,885	68,738	(188,049)	131,221
19	2035	48,501	23,311	16,278	7,225	6,682	147,609	70,031	(191,584)	128,053
20	2036	48,501	21,523	14,921	6,721	6,682	150,384	71,347	(195,186)	124,895
21	2037	48,501	19,735	13,565	6,217	6,682	153,212	72,689	(198,855)	121,745
22	2038	48,501	17,948	12,208	5,713	6,682	156,092	74,055	(202,594)	118,605
23	2039	48,501	16,160	10,852	5,208	6,682	159,026	75,447	(206,402)	115,474
24	2040	48,501	14,372	9,495	4,704	6,682	162,016	76,866	(210,283)	112,354
25	2041	48,501	12,584	8,139	4,200	6,682	165,062	78,311	(214,236)	109,243
26	2042	48,501	10,796	6,782	3,696	6,682	168,165	79,783	(218,264)	106,142
27	2043	48,501	9,008	5,426	3,191	6,682	171,327	81,283	(222,367)	103,051
28	2044	48,501	7,221	4,069	2,687	6,682	174,548	82,811	(226,548)	99,971
29	2045	48,501	5,433	2,713	2,183	6,682	177,829	84,368	(230,807)	96,902
30	2046	48,501	0	1,356	651	6,682	181,172	85,954	(235,146)	89,171

하다.

Fig. 5, 6에는 아역청탄과 갈탄인 경우 연간요구 매출액의 구성 비율을 각각 나타내었다. 아역청탄인 경우, 연료비인 석탄 구입비용이 전체의 43.5%로 가장 많은 비율을 차지하고 있으며, 운전유지비용 20.7%, 건설비와 관련된 항목인 capital recovery가 15.1% 정도임을 알 수 있다. 갈탄인 경우에도 아역청탄인 경우와 큰 차이가 없음을 알 수 있다.

4. 결과 및 검토

먼저 전력 판매 가격이 40 원/kWh~110 원/kWh까지 변경하는 경우의 DME 생산원가를 Fig. 7에 나타내었다. 부산물로 얻어지는 메탄올 가격은 톤당 250,000 원으로 가정할 것이고, 전기 판매가격이 40 원/kWh 일때 톤당 DME 생산원가는 아역청탄을 사용할 경우, 약 77 만원, 갈탄을 사용할 경우 약 75 만원이다. 갈탄을 사용할 경우에 DME 생산원가는 톤당 2 만원 정도 낮아짐을 알 수 있다. 전기 판매 가격이 높아지면 톤당 DME 생산원가는 낮아지는데 전기 판매가격이 110 원/kWh 일때는 톤당 DME 생산원가가 아역청탄의 경우 약 13 만원, 갈탄의 경우 약 11 만원으로, DME 생산원가는 전기 판매 가격에 따라 큰 영향을 받는다는 것을 알 수 있다.

아직까지 국내에서는 상업용으로 DME 판매가 이루어지고 있지 않기 때문에 시장에서 형성되어 있는 DME 판매 가격은 알 수 없지만, 중국에서의 2011년 5월부터 9월까지 DME 판매 가격 추세[12]를 보면, 화베이(Huabei, 華北) 지역의 경우 2011년 5월과 6월달 평균 가격 751,800 원/톤(환율 1 위엔=179원 적용)에서 2011년 9월 말에는 921,850 원/톤으로 상승하였다. 화난(Huanan, 華南) 지역의 DME 가격은 966,600 원/톤원, 옌쑹(Yanjiang, 沿江)지역의 DME 가격은 868,150~912,900 원/톤이고, 화둥(Huadong, 華東) 지역의 DME 가격은 912,900~921,850 원/톤, 쑤베이(Xibei, 西北) 지역의 DME 가격은 886,050~930,800 원/톤, 쑤난(Xinan, 西南) 지역의 DME 가격은 850,250~903,950 원/톤으로 나타났다. 이 결과로부터 DME 판매 가격이 톤당 600,000원 이상이라면, 전력 생산원가가 40 원/kWh 미만으로, 전력 생산원가를 획기적으로 낮출 수 있음을 알 수 있다. 현재 전기 생산원가는 SMP 가중평균값을 기준으로 150.69 원/kwh (2013년 1월~12월까지의 평균값)와 비교하면, DME와 전력을 병산할 경우 전력 생산원가가 현재 SMP의 25% 수준(아역청탄, 기준물가 적용)임을 알 수 있다.

전력과 DME 생산원가에 가장 큰 영향을 미치는 석탄 가격에 대한 영향을 파악하기 위하여, 석탄의 물가 상승률 변화에 따라 DME 판매가격에 따른 전력 생산 원가를 산정하였으며, 그 결과를 Fig. 8에

Table 8. Year-by-year revenue requirement analysis for IGCC+DME co-production (Lignite coal) (Million Won)

Year	Calendar year	Capital recovery	Return on common equity	Interest on debt	Income taxes	Other taxes and insurance	Fuel cost	O&M costs	Electricity costs+ Methanol cost	Total revenue requirement
1	2017	48,788	55,779	40,904	16,387	6,722	89,060	50,383	(120,893)	187,130
2	2018	48,788	53,979	39,541	15,879	6,722	96,783	51,330	(131,377)	181,646
3	2019	48,788	52,179	38,177	15,372	6,722	104,765	52,295	(142,212)	176,087
4	2020	48,788	50,379	36,814	14,864	6,722	106,735	53,278	(144,885)	172,695
5	2021	48,788	48,579	35,450	14,356	6,722	108,741	54,280	(147,609)	169,308
6	2022	48,788	46,780	34,087	13,849	6,722	110,786	55,300	(150,384)	165,927
7	2023	48,788	44,980	32,724	13,341	6,722	112,868	56,340	(153,212)	162,551
8	2024	48,788	43,180	31,360	12,833	6,722	114,990	57,399	(156,092)	159,181
9	2025	48,788	41,380	29,997	12,326	6,722	117,152	58,478	(159,027)	155,816
10	2026	48,788	39,580	28,633	11,818	6,722	119,355	59,578	(162,016)	152,458
11	2027	48,788	37,781	27,270	11,310	6,722	121,598	60,698	(165,062)	149,105
12	2028	48,788	35,981	25,906	10,803	6,722	123,885	61,839	(168,165)	145,758
13	2029	48,788	34,181	24,543	10,295	6,722	126,214	63,001	(171,327)	142,417
14	2030	48,788	32,381	23,179	9,788	6,722	128,586	64,186	(174,548)	139,082
15	2031	48,788	30,581	21,816	9,280	6,722	131,004	65,392	(177,829)	135,754
16	2032	48,788	28,781	20,452	8,772	6,722	133,467	66,622	(181,172)	132,432
17	2033	48,788	26,982	19,089	8,265	6,722	135,976	67,874	(184,578)	129,117
18	2034	48,788	25,182	17,725	7,757	6,722	138,532	69,150	(188,049)	125,808
19	2035	48,788	23,382	16,362	7,249	6,722	141,137	70,450	(191,584)	122,506
20	2036	48,788	21,582	14,998	6,742	6,722	143,790	71,775	(195,186)	119,211
21	2037	48,788	19,782	13,635	6,234	6,722	146,493	73,124	(198,855)	115,924
22	2038	48,788	17,982	12,271	5,726	6,722	149,247	74,499	(202,594)	112,643
23	2039	48,788	16,183	10,908	5,219	6,722	152,053	75,899	(206,402)	109,370
24	2040	48,788	14,383	9,544	4,711	6,722	154,912	77,326	(210,283)	106,104
25	2041	48,788	12,583	8,181	4,203	6,722	157,824	78,780	(214,236)	102,846
26	2042	48,788	10,783	6,817	3,696	6,722	160,791	80,261	(218,264)	99,595
27	2043	48,788	8,983	5,454	3,188	6,722	163,814	81,770	(222,367)	96,353
28	2044	48,788	7,183	4,090	2,681	6,722	166,894	83,307	(226,548)	93,118
29	2045	48,788	5,384	2,727	2,173	6,722	170,031	84,874	(230,807)	89,892
30	2046	48,788	0	1,363	654	6,722	173,228	86,469	(235,146)	82,079

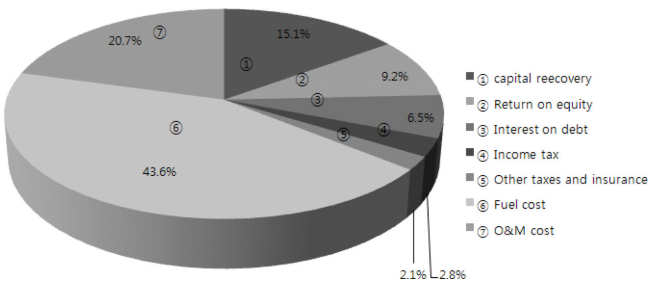


Fig. 5. Revenue requirement analysis for IGCC and DME co-production (Subbituminous coal).

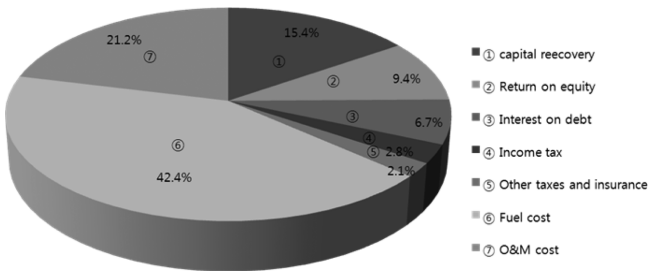


Fig. 6. Revenue requirement analysis for IGCC and DME co-production (Lignite coal).

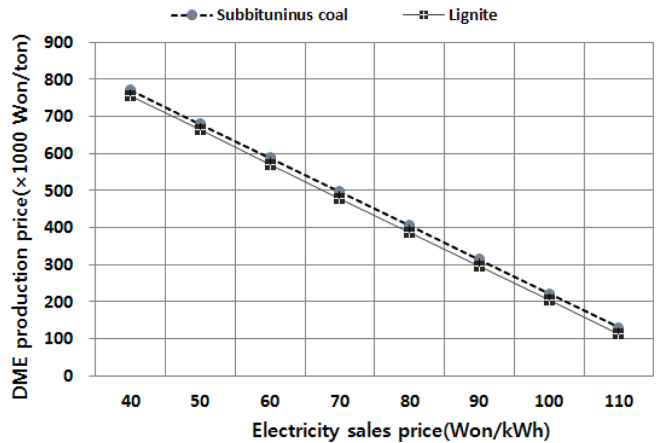


Fig. 7. DME production price with the variation of electricity production price.

나타내었다. 아역청탄과 갈탄에 적용한 석탄 물가 상승률 1.9%를 기준으로, 석탄의 물가 상승률이 기준과 비교하여 50% 증가하는 경우, 100% 증가하는 경우를 각각 고물가(a), 고물가(b)로 가정하였고, 50% 감소하는 경우는 저물가로 가정하여 DME 판매 가격에 따른 전력 생산 원가를 산정하였다. 아역청탄과 갈탄의 가격은 초기에 각

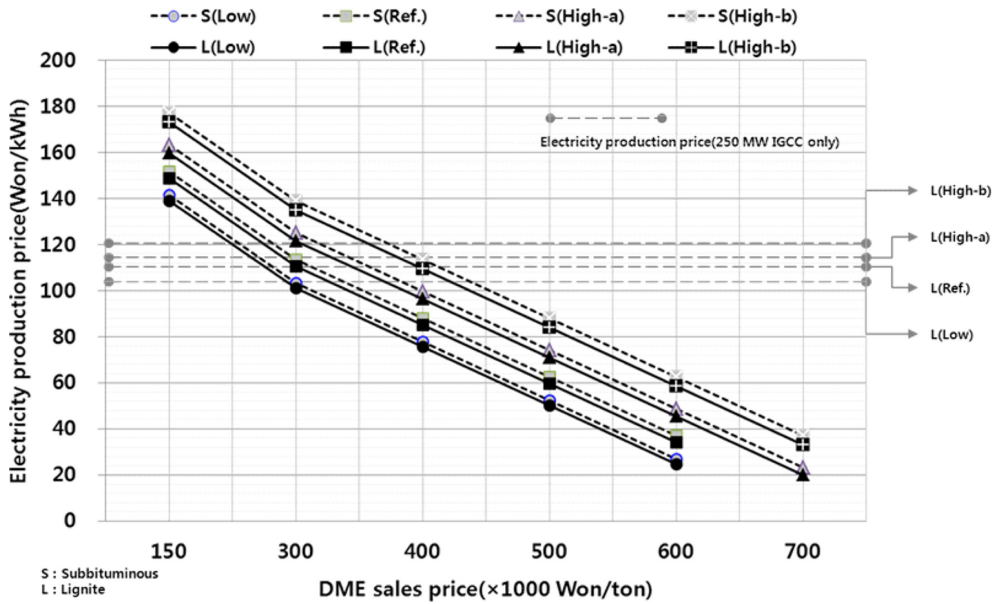


Fig. 8. DME and electricity production price with the variation of the coal price.

Table 9. Electricity production price (electricity production only) with inflation rate of coal

Fuel cost (Coal)	Electricity production price (Won/kwh)							
	Reference (1.9%)		Low (0.94%)		High (a) (2.82%)		High (b) (3.76%)	
\$/GJ-LHV	S	L	S	L	S	L	S	L
3.0	97.9	101.1	92.8	96.0	103.7	107.0	110.8	114.0

S: Subbituminous
L: Lignite

Table 10. Electricity production price (electricity production only, 250 MW) with inflation rate of coal

Fuel cost (Coal)	Electricity production price (Won/kwh)							
	Reference (1.9%)		Low (0.94%)		High (a) (2.82%)		High (b) (3.76%)	
\$/GJ-LHV	S	L	S	L	S	L	S	L
3.0	105.3	107.4	100.4	102.4	111.0	113.0	117.8	119.8

S: Subbituminous
L: Lignite

각 63,054 원/톤과 48,630 원/톤이고, 석탄에 대한 물가 상승률을 저물가, 기준 물가, 고물가(a), 고물가(b)에 대하여 각각 0.94%, 1.9%, 2.82%, 3.76%를 적용하였다. DME 판매가격이 50만 원/톤일 때 석탄 물가상승률이 1.9%인 경우 아역청탄과 갈탄사용시 발전원가는 각각 62.7 원/kWh, 59.8 원/kWh이고, 석탄물가상승률이 0.94%인 경우는 각각 52.6 원/kWh, 50.1 원/kWh, 석탄물가상승률이 2.82%인 경우는 각각 74.2 원/kWh, 70.8 원/kWh, 석탄물가상승률이 3.76%인 경우는 각각 88.1 원/kWh, 84.1 원/kWh로 석탄의 물가상승률이 낮을 수록 경제성이 높아진다.

Table 9에는 DME를 생산하지 않고 석탄 가스화를 통해 얻어진 합성가스를 이용하여 전량 발전하는 경우(아역청탄을 사용하는 경우 495 MW, 갈탄을 사용하는 경우 472 MW)의 발전원가를 나타낸 것으로 이 경우 역시 병산 공정과 동일하게 저물가, 기준물가, 고물가(a), 고물가(b)를 적용하여 계산하였으며, 이때의 발전원가는 92.8 원/kWh~114 원/kWh 범위로 나타났다. Table 10에는 DME를 생산하지 않고 전량 발전하는 경우, 발전량이 250 MW에 대한 IGCC 발전원가를 나타낸 것으로, 발전원가는 100.4 원/kWh~119.8 원/kWh

범위로 산정되었다. 이상과 같은 결과로부터 단순히 발전만 하는 경우보다는 석탄 IGCC+DME 병산할 경우 발전단가가 낮은 것을 알 수 있다.

또한 DME와 전력을 병산하는 경우 DME 판매 가격이 저물가 약 300,000 원, 기준물가 약 320,000 원, 고물가(a) 약 350,000 원, 고물가(b) 약 380,000 원 이상 구간에서는 250 MW IGCC 발전단가와 비교하여 더 낮은 전력 생산원가로 산정되었다.

5. 결 론

본 연구에서는 석탄 가스화를 통해 얻어진 합성가스를 이용하여 250 MW 전력과 연간 30 만 톤의 DME를 병산할 경우, 생산 원가 산정을 통한 경제성 분석을 실시하였다. DME 판매가격 500,000 원/톤인 경우 전기 생산원가는 SMP(계통한계가격) 가중평균인 150.69 원/kwh(2013년 1월~12월까지의 평균값)의 33~58% 수준으로 DME 판매가격이 적정하게 유지될 경우 석탄 IGCC와 DME 병산공정은 IGCC 단독 발전과 비교하여 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단

된다. 현재 중국에서 DME 판매가격이 900,000 원/톤 내외이므로, 전력과 DME를 병산할 경우, 현재 IGCC 단독으로 전력을 생산할 경우와 비교하여 전력 생산 원가를 월등하게 낮출 수 있음을 알 수 있다.

이와 같이 석탄 가스화를 기반으로 한 병산 공정을 통해 전력과 DME를 병산하는 시스템에서, 시장 여건에 따라 생산량의 비율과 양의 제어가 가능하며, 석탄 가스화기 및 정제 시스템을 공통 설비로 활용함으로써, 개별적으로 생산하는 것보다, 생산 원가를 월등하게 낮출 수 있다는 결과를 얻었다.

References

1. Yoo, Y. D., Lee, S. J. and Yun, Y. S., "Conversion Technology from Syngas to DME and Methanol in Coal Gasification," *KIC News*, **11**(2), 16-25(2008).
2. Ra, H. W., Lee, S. H., Yoon, S. J., Choi, Y. C., Kim, J. H. and Lee, J. G., "Entrained-Flow Coal Water Slurry Gasification," *Korean Chem. Eng. Res.*, **48**(2), 129-139(2010).
3. Shim, H. M., Lee, S. J., Yoo, Y. D., Yun, Y. S. and Kim, H. T., "Simulation of DME Synthesis from Coal Syngas by Kinetics model," *Korean J. Chem. Eng.*, **26**(3), 641-648(2009).
4. <http://www.baiinfo.com/article/jiachun/1568/6614893.html>.
5. Black, J. B., Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, Volume 3a : Low Rank Coal to Electricity : IGCC Cases, DOE/NETL-2010-1399, Final Report, DOE(2011).
6. Curl, S., McConville, R. and Bramble J., Global Construction Cost and Reference Yearbook, 12th annual ed., Compass International Consultants Inc., Pennsylvania, PA(2012).
7. <http://data.bls.gov/cgi-bin/dsrv>.
8. <http://ecos.bok.or.kr>.
9. http://www.cak.or.kr/board/boardList.do?boardId=spend_wage&menuId=61.
10. Lee., S. I., Korean 300 MW IGCC Demonstration Plant Technology Development(Pre-feasibility Report), Korea Development Institute(2010).
11. Bejan, A., Tsatsaronis, G and Moran, M., Thermal Design & Optimization, 1st ed., Wiley-Interscience(1995).
12. <http://www.315.com.cn>.