

연구논문

## GCAM을 이용한 부문별 한계저감비용곡선 도출

노민영<sup>1)</sup> · 김수덕<sup>2)\*</sup>

### Derivation of Sectoral Marginal Abatement Cost Curves using GCAM

Minyoung Roh and Suduk Kim\*

(Received 17 November 2016; Final version Received 16 February 2017; Accepted 16 February 2017)

**Abstract :** This paper discusses the impacts of domestic emission reduction target or INDC(Intended Nationally Determined Contribution) on energy technology choices using GCAM-based MACC. With the introduction of 25.7% carbon cap to reference case, results obtained for carbon emission reductions by coal generation technologies and AgLU(Agriculture and Land Use) sector are 38.9% and 28.4%, respectively, showing 67.3% of the total target. For building and industrial sector, technologies using electricity show higher emission reduction potential with relatively higher MACs(Marginal Abatement Costs). For the case of transportation sector, many technologies show negative MAC due to the rapid decrease in oil liquids consumptions, resulting in the negative emission abatement. Referring to the negative MAC discussed in earlier studies, this study also confirms that this type of problem can occur in the derivation of technology-detailed MACC.

**Key words :** Intended Nationally Determined Contribution(INDC), Marginal Abatement Cost Curve(MACC), Global Change Assessment Model(GCAM)

**요약:** 본 연구에서는 GCAM기반 한계저감비용곡선을 도출하여, 국내의 자발적 온실가스 감축목표가 에너지시스템에 미치는 영향을 분석하고, 더불어 통상의 한계저감비용곡선에서 발생하는 문제점에 대해 논의하였다. 분석 결과, 전체 배출 저감량 중 발전 부문의 석탄기술이 38.9%, AgLU(Agriculture and Land Use) 부문이 28.4%를 차지하였다. 건물, 산업 부문에서 전력을 사용하는 기술에서 높은 배출저감 잠재력을 보이지만, 그 한계저감비용은 다소 높은 것으로 나타났다. 대부분 유류를 사용하는 수송 부문의 경우, 비교안에서 급격한 유류 소비가 감소하여 해당기술의 절반 이상이 음의 한계저감비용으로 나타났다. 음의 한계저감비용에 대한 문제점은 이미 많은 선행연구에서도 지적되었던 바, 본 연구에서도 세부 기술별 한계저감비용곡선을 도출하는 경우 이러한 문제가 발생함을 다시 한 번 확인하였다.

**주요어 :** 자발적 국가 온실가스 감축목표, 한계저감비용곡선, Global Change Assessment Model(GCAM)

## 서 론

전 지구적으로 온실가스 배출 감축을 위해 2015년 12월, 196개의 국가가 파리협정을 맺고 이에 따라 각 국가는 자발적 국가 온실가스 감축목표(Intended Nationally Determined Contribution, INDC)를 제출했다. 우리나라에는 국제 탄소시장을 활용해 2030년 BAU 대비 37%를 감축하되, 국내에서는 25.7%감축하겠다는 목표를 설정했다(UNFCCC, 2016). 정부는 INDC 감축 목표를 달성하고자 '2030 에너지 신

산업 확산전략'을 수립하여 향후 5년간 19조원을 투자를 계획하고 '청정에너지기술 발전전략(안)'을 수립하여 신재생, 효율향상, 수요관리, 원자력, 화력·송배전, 마지막으로 CCUS(Carbon Capture, Utilization and Storage)로 총 6개의 분야를 중점 투자 분야로 선정하였다. 관련 중점분야는 전문가 설문(AHP, Analytic Hierarchy Process), 기술지표 심층자료 정량분석, 정부정책의 정합성을 종합하여 도출하였다(Ministry of Trade, Industry and Energy, 2015, 2016). 하지만, INDC 배출 감축 목표가 전체 에너지시스템에 어떤 영향을 주며, 그에 따른 각 부문(또는 기술)별 온실가스 저감 잠재력과 발생되는 비용에 대한 연구는 부족한 실정이다.

본 논문에서는 INDC 감축 목표가 에너지시스템에 미치는 영향을 한계저감비용곡선(Marginal Abatement Cost

1) 아주대학교 에너지시스템학과 박사과정

2) 아주대학교 에너지시스템학과 교수

\*Corresponding Author(김수덕)

E-mail; suduk@ajou.ac.kr

Address; Dept. of Energy Systems Research, Ajou University, Suwon, Korea

Curve, MACC)으로 제시하고, INDC목표 달성을 위한 주요 기술들을 살펴보기로 한다. 또한, 한계저감비용곡선으로 분석할 경우 발생하는 문제점도 함께 논의하기로 한다.

### 한계저감비용곡선

한계저감곡선이란, 아무런 제제를 하지 않았을 때(기준안)의 비용과 배출량을 새로운 정책이나 진보된 기술(비교안)에 의해 변화된 배출량과 비용을 그래프에 나타낸 것으로 IPCC(2015)에서도 사용하는 분석 방법 중 하나이다. 한계저감비용곡선은 기준안과 비교안의 직관적인 배출량 비교와 한계저감비용의 우선순위를 나타냄으로써, 결과를 쉽게 이해할 수 있도록 도와주지만, 특정 시점의 결과에 주목하기 때문에 시간의 흐름에 따른 동적변화를 분석하기에는 어려움이 있다.

Kesicki(2010)에서는 한계저감비용곡선의 도출 방법에 따른 장단점을 비교하였다(Fig. 1). 전문가기반 한계저감비용곡선(Expert-based MACC)은 전문가의 의견에 의해 할인율, 보조금 및 세금을 달리하여 한계저감비용과 저감량을 상세한 기술별로 도출한다. 이 방법은 McKinsey & Company(2009)에서 전 지구적으로 한계저감비용과 저감량을 분석하면서 널리 알려져 있으나, 도출방법 특성상 기술간의 상호작용과 거시적인 측면을 분석하기에는 부적절하다. 모형기반 한계저감비용곡선(Model-based MACC)

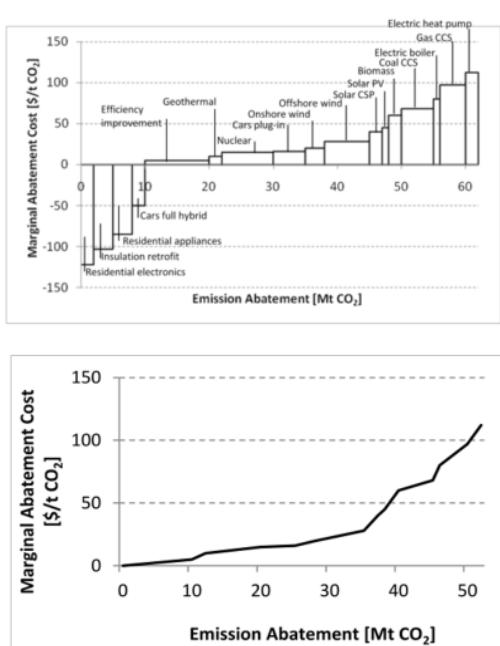
은 에너지모형으로부터 도출하기 때문에 에너지시스템 내의 기술 간의 상호경쟁 결과를 반영할 수 있다. 모형기반 한계저감비용곡선은 하향식 모형기반과 상향식 모형기반으로 분류할 수 있다. 하향식 모형<sup>1)</sup>기반은 거시지표를 반영하여 분석할 수 있지만, 부문별 또는 상세 기술별 저감량과 한계저감비용을 나타낼 수 없는 한계가 있다. 반면, 상향식 모형기반<sup>2)</sup>은 에너지시스템의 전체 변화를 반영하고 부문별 또는 상세 기술별 분석이 가능하지만, 일반균형모형과 같은 거시적 지표의 피드백 효과를 반영하기에는 한계가 있다.

본 연구에서는 미국 PNNL/JGCRI(Pacific Northwest National Lab./Joint Global Change Research Institute)에서 개발되었으며, EPA(Environmental Protection Agency)에서 기후변화를 분석하기 위한 하나의 툴로 사용하고 있는 GCAM(Global Change Assessment Model)을 활용하였다. 분석을 위해서, 우선 기준안과 비교안의 결과를 GCAM을 통해 얻고, 이 결과로부터 세부 부문별 한계저감비용곡선을 도출하였다. GCAM은 IPCC(Intergovernmental Panel for Climate Change)의 제5차 평가보고서 작성의 기준시나리오가 되는 RCP4.5<sup>3)</sup> 작성(van Vuuren et al., 2011)에도 활용된 바 있다.

### 모형 및 분석방법

GCAM은 상향식모형 중 하나로, 경제와 에너지시스템, AgLU(Agriculture and Land Use), 기후시스템을 서로 연계하여 기후 변화 완화 정책(탄소세, 탄소거래, 규제 등)의 효과를 통합적으로 분석할 수 있는 통합평가모형(Integrated Assessment Model, IAM)이기도 하다. 에너지 및 토지 수요는 인구 및 노동 생산성의 가정으로부터 결정되며 (Brenkert et al., 2003), Logit share를 통한 기술 선택으로 사용자의 입력제약 없이도 Knife cutting solution<sup>4)</sup>을 방지할 수 있는 장점이 있다.

본 연구는 기준안 설정을 위해 GCAM의 내부 자료와 Table 1의 자료를 기반으로 한 입력 자료를 사용하였다. 그리고 입력 자료의 가정 및 기타 자세한 내용은 아래 Table 1에서 확인할 수 있다. 비교안은 2030년 INDC의 국내 배출



**Fig. 1.** Expert-based MACC(Top) and Model-derived MACC(Bottom).

- 1) Wing(2008), McFarlanda et al. (2004), Böhringer et al. (2009) 등이 있다.
- 2) 대표적 모형으로 MARKAL, MESSAGE 등이 국내에서 운용되고 있다.
- 3) Stabilization without overshoot pathway to 4.5 W/m<sup>2</sup>(~650 ppm CO<sub>2</sub> eq) at stabilization after 2100.
- 4) 저비용 기술이 다른 고비용 기술의 수요량을 모두 지배하는 것을 말한다.

저감 목표인 BAU 대비 25.7% 배출량을 저감하는 것으로 제약을 주었다.

### 한계저감비용곡선 도출방법

각 기술( $t$ )별 저감 잠재량( $\Delta E_{s,t,f}$ )을 산출하기에 앞서, 기술이 사용하는 연료( $f$ )가 탄소를 함유하고 있지 않을 때, 즉 배출량( $E_{s,t,f}$ )이 0인 기술에 대한 논의가 필요하다. 발전부문( $s$ )에서 탄소를 함유하지 않은 연료라 함은 신재생에너지원(Renewable Energy Sources, RES; 원자력 포함<sup>5)</sup>)을 의미하고, 반대로 탄소를 함유한 연료는 화석연료(Coal, Gas, Liquids; 바이오매스 포함)이다. 화석연료기술 발전량을 RES기술이 대체한다면 그 만큼 탄소 배출량이 감소하게 될 것이다. 따라서 본 연구에서는 탄소를 함유하고 있지 않은 연료를  $f_n$ 이라고 구분하고, RES기술의 발전량은  $Q_{s,t,f}$ 와 구분된  $Q_{s,t,f_n}$ 로 표시한다. 그리고 RES 에너지원의 회피 배출량( $E_{s,t,f_n}$ )은 해당 시점의 전력 전환 부문의 탄소 배출계수(식 1)를 통해 회피 배출량으로 별도 환산하였다(식 2).

$$C^{elect} = \sum_t \frac{E_{s,t,f}}{Q_{s,t,f}} \quad (1)$$

$$E_{s,t,f_n} \equiv -Q_{s,t,f_n} C^{elect} \quad (2)$$

탄소 배출의 중복계산을 방지하기 위해, 전력 생산시 배출된 탄소를 발전 부문에 포함시키거나, 또는 전력 배분 후 최종 전력 소비 단계(건물, 산업, 수송 부문)에서 집계하는 방식으로 분류했다. 즉, 발전부분에서 탄소 배출량을 집계할 경우, 최종 전력 소비 단계에서는 배출량이 0이 되고, 반대로 최종 전력 소비 단계에서 배출량을 집계하면 발전 부문의 탄소 배출량은 전환손실 부분을 제외하면 0이 된다. 마찬가지로 수소도 생산 단계와 최종 수소 소비 단계로 나뉘어 탄소를 집계하였다. 식(3)은 정유/전환 부문에서 수소 생산 단계에서 발생하는 평균 배출량을 의미하고, 이를 수소의 탄소 배출계수( $C^{hydrogen}$ )라 한다.

$$C^{hydrogen} = \sum_t \frac{E_{s,t,f}}{Q_{s,t,f}}, s = H_2 production \quad (3)$$

다음의 식(4)는 수소와 전력의 최종 소비 단계에서 탄소 배출량을 환산하기 위한 것이다. 수소를 사용하는 기술의 배출량은 수소의 탄소 배출계수로, 전력을 사용하는 기술의 배출량은 전력의 탄소 배출계수로 환산한다.

$$E_{s,t,f} = \begin{cases} Q_{s,t,f} C^{hydrogen}, & f = H_2 enduse \\ Q_{s,t,f} C^{elect}, & f = electricity \end{cases} \quad (4)$$

부문( $s$ )별 한계저감비용( $MAC_s$ )은 한 단위 탄소를 저감

**Table 1.** Data sources of the compilation of base scenario

Sector	Data	Data Source
Building	Energy consumptions by building type and service	MCIE(2006), MKE(2009, 2012)
	Building area by building type	MOLIT(2015)
Industry	Energy consumption by subsector and source-wise	MKE(2012), Wise(2007)
	Efficiency, Non-energy cost	Kyle(2011)
Transportation	Passenger-km, Ton-km, Vehicle-km	KTDB(2015)
	Energy consumptions and displacement by mode	MCIE(2003, 2006), MKE(2009, 2012), MOTIE(2015a)
Power	Labor force, Labor productivity growth	MOTIE(2014, 2015b)
	Energy supply of nuclear and hydro power according to the future construction plan.	MOTIE(2015b)
	Capacity of power plant, Life, Capacity factor	EPSIS(2016)
	Capital cost, O&M cost, Efficiency	EIA(2010), KETEP*

Note: This study is conducted using GCAM v4.0 which utilizes IEA energy balance.

\* Internally available information from KETEP(Korea Energy Technology Evaluation and Planning) are partially utilized.

5) 원자력설비와 관련된 carbon footprint는 명시적으로 고려되고 있지 않다는 한계가 있다.

할 때 발생하는 평균 비용으로 식(5)와 같이 정리할 수 있다.

$$MAC_s = \frac{\sum_t \sum_f \Delta TC_{s,t,f}}{\sum_t \sum_f \Delta E_{s,t,f}} \quad (5)$$

여기서 기술( $t$ )별, 연료( $f$ )별 총저감비용의 변화(식 6)는 비교안의 총비용( $TC_{s,t,f}'$ )을 기준안의 총비용( $TC_{s,t,f}$ )에 차감한 값이다. 아래 식에서  $C_{s,t,f}$ 는 단위 생산당  $t$ 기술의 비용을 나타내며, 이는 비에너지비용(투자비, O&M 등), 에너지비용 그리고 탄소 가격의 합을 의미한다.

$$\Delta TC_{s,t,f} = TC_{s,t,f}' - TC_{s,t,f} = C_{s,t,f}' Q_{s,t,f}' - C_{s,t,f} Q_{s,t,f} \quad (6)$$

여기서 탄소 가격은 Fig. 2를 통해 쉽게 이해할 수 있다. 탄소 배출 제약이 있기 전에는 한계저감비용이 0이 될 때까지

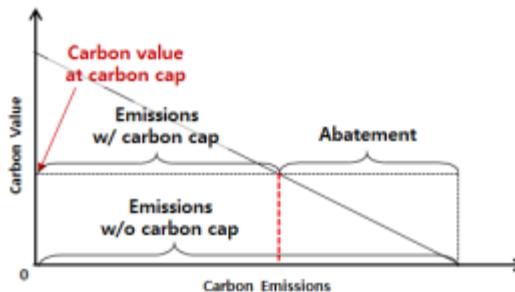


Fig. 2. Carbon value and restriction on carbon emissions.

탄소를 배출하지만, 제약이 생긴 후로부터는 탄소에 가격이 발생함에 따라 탄소 배출에 제약이 생긴다. 탄소 가격은, 석탄과 같이 탄소함유가 높은 연료를 사용하는 기술의 비용을 증가시키게 됨에 따라, RES의 비용은 상대적으로 낮아지게 될 것이다.

저감 잠재량(식 7)은 기준안의 탄소 배출량( $E_{s,t,f}$ )에서 비교안의 탄소 배출량( $E_{s,t,f}'$ )을 차감한 값이다. 통상적인 화석연료기술의 경우, 탄소 가격이 주어짐에 따라 배출량이 감소하게 되고, 따라서 저감 잠재량은 양의 값을 갖는다. 하지만, 기준안보다 비교안의 배출량이 증가하는 경우, 예를 들어 화석연료를 사용하는 신기술의 채택 등의 경우, 저감 잠재량이 음으로 나타날 수 있음을 지적한다.

$$\Delta E_{s,t,f} = E_{s,t,f} - E_{s,t,f}' \quad (7)$$

본 연구에서는 대분류로 발전, 건물, 산업, 수송 마지막으로 AgLU로 분류하였고 각 대분류의 세부 부문( $s$ )은 다음과 같다. 발전 부문은 연료별, 건물은 서비스유형, 산업 부문은 공정유형, 수송 부문은 수단별로 분류하였고 AgLU는 단일 부문이다. 본 연구에서는 상세 기술 단위가 아닌 부문 단위의 한계저감비용으로 분석하였는데, 그 이유는 ‘분석 결과’의 ‘한계저감비용곡선의 평가’에서 논의하기로 한다.

## 분석 결과

Table 2는 Fig. 3의 한계저감비용곡선을 대분류별로 간략하게 요약한 표이다. 기준안의 탄소 배출량은 218.96 MtC이고 비교안은 기준안의 탄소 배출량의 25.7%인 56.27

Table 2. Summary of carbon emissions(MtC) and TC(Billion USD) in 2030

Keyword	No Distribution						Distribution					
	$E$	$E'$	$\Delta E$	$TC$	$TC'$	$\Delta TC$	$E$	$E'$	$\Delta E$	$TC$	$TC'$	$\Delta TC$
Power(W/O $f_n$ )	83.14	59.47	23.67	18.51	24.59	6.07						
Power( $f_n$ )	-27.59	-24.07	-3.52	9.38	11.33	1.95						
Power(Loss)				5.52	3.20	2.32	2.08	2.20	0.11			
Building	24.53	24.34	0.18	18.19	22.05	3.86	65.99	56.09	9.90	51.00	61.31	10.31
Industry	80.03	66.56	13.47	103.25	106.85	3.60	111.92	87.64	24.28	125.42	130.87	5.45
Transportation	46.58	43.63	2.95	162.02	162.93	0.91	50.84	47.07	3.78	193.70	194.37	0.68
AgLU	-15.32	-31.31	15.99	2.82	1.30	-1.52	-15.32	-31.31	15.99	2.82	1.30	-1.52
Total(W/O $f_n$ )	218.96	162.69	56.27	304.79	317.72	12.93	218.96	162.69	56.27	375.01	390.05	15.04
Total(W/ $f_n$ )	191.37	138.62	52.75	314.17	329.05	14.89						

Note:  $E$ ,  $TC$  denote emissions and total abatement costs in the reference scenario. Apostrophe( ') on the notations represents the results of the carbon cap scenario and delta( $\Delta$ ) denotes the difference between the two scenarios.

MtC를 저감하여 총 162.69 MtC의 탄소를 배출하는 것으로 추정되었다(Table 2의 Total(W/O  $f_n$ )). Table 2에서 Power( $f_n$ )은 신재생원 발전기술의 회피 배출량을 의미하고 앞서 언급했듯이 실제 배출량이 아닌 저감 잠재력을 확인하기 위한 가상의 배출량이다. 회피 배출량을 계산하기 위한 전력전환의 배출계수와 수소전환의 배출계수는 기준안에서 각 34.96 MtC/EJ, 25.20 MtC/EJ, 비교안에는 29.54 MtC/EJ, 21.30 MtC/EJ이다. 그리고 탄소 가격은 142.49 \$/tC으로 추정되었다. Table 2에서 Power(Loss)는 전력 배분 손실과 최종 전력 소비에서 발생한 손실의 합을 의미한다.

### 한계저감비용곡선 분석

분석 결과는 세부 부문별로 정리하여 Fig. 3에 제시되어 있다. 전력·수소배분 전의 한계저감비용곡선의 원편 하단에 -4.92 (MtC)는 누적 탄소 배출 증가량을 의미하고 오른편 하단의 57.67 (MtC)는 누적 탄소배출 저감량을 의미한다. 그렇다면 순 탄소 배출 저감량은 52.75 (MtC)가 되고, Table 2에서 Total(W/  $f_n$ )의  $\Delta E$ 와 일치함을 알 수 있다. 마찬가지로 전력·수소배분 후 한계저감비용곡선의 누적 탄소 배출 저감량은 56.27 (MtC)이고 Table 2에서 Total (W/O  $f_n$ )의  $\Delta E$ 와 일치한다.

우선 발전 부문의 결과를 살펴보면, 발전 부문 탄소 배출의 90%이상은 석탄발전기술에 의해 저감하는 것으로 나타

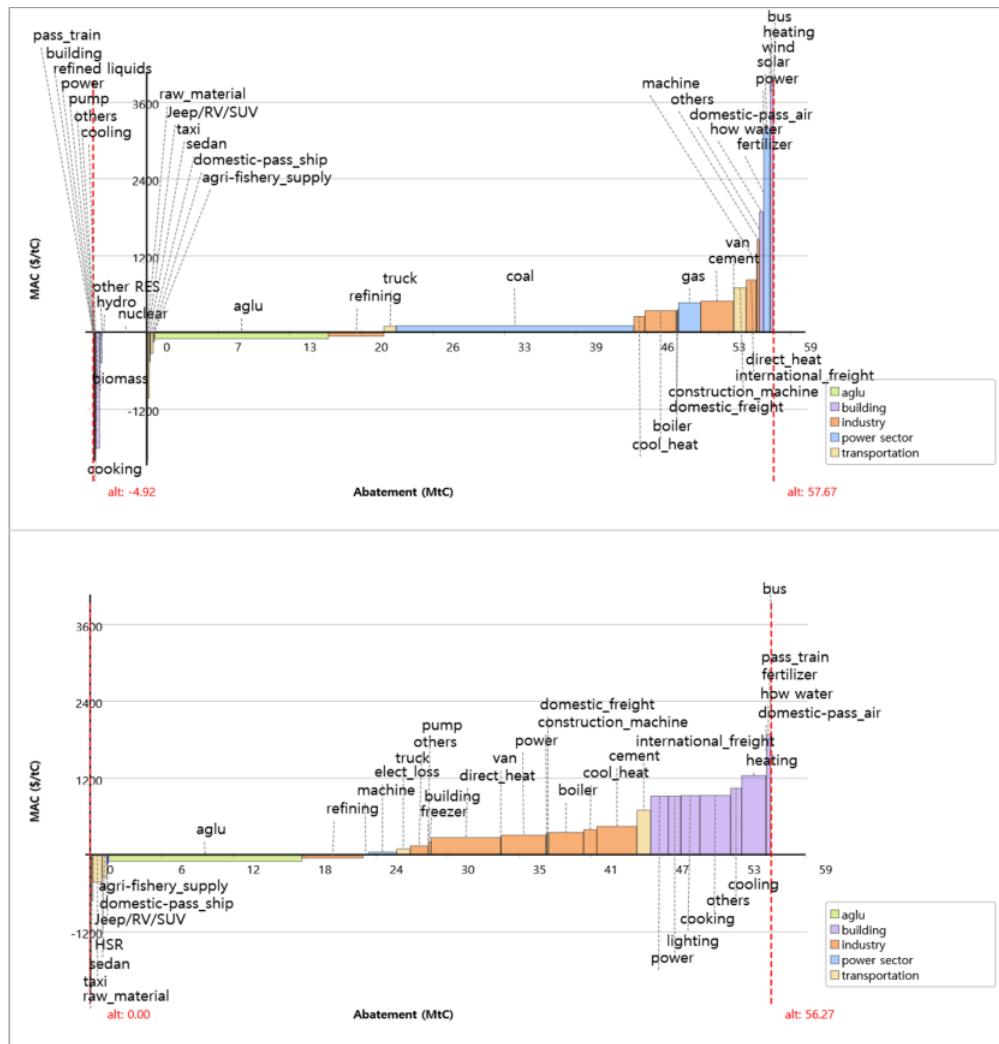


Fig. 3. Sectoral marginal abatement cost curves (Top: no distribution, Bottom: after distribution)

나는데, 이것은 탄소 함유량이 높은 석탄에 상대적으로 높은 탄소 가격이 부과되고, 이에 따라 석탄 발전 기술의 생산 비용이 상승했기 때문이다.

이와는 반대로 유류와 바이오매스 발전기술의 배출량은 오히려 증가하였는데, 바이오매스는 다른 전원에 비해 가격이 저렴해지면서 발전량이 증가함에 따른 것이며 유류 또한 바이오매스와 같은 이유로 배출량이 증가한 것으로 해석할 수 있다. RES발전기술의 배출량은 전환 부문의에너지원 구성에 따라서 전력의 탄소 배출계수가 결정된다는 점을 지적한다. 비교안에서 RES발전기술의 발전량은 원자력과 수력<sup>6)</sup>을 제외하고 모두 증가하였지만, 비교안에서 전력의 탄소 배출계수(29.54 MtC/EJ)는 기준안의 전력 탄소 배출계수(34.96 MtC/EJ)보다 작아지며 오히려 회피 배출량이 감소한 것처럼 보여진다.<sup>7)</sup> 그럼에도 불구하고 풍력과 태양광 발전기술의 회피 배출량이 증가하는 것으로 보이고 있으며, 실제로는 더 많은 저감 잠재력을 가진 기술이라 할 수 있다. 발전 부문에서는 음(-)의 한계저감비용을 제외하면 석탄발전기술이 탄소 배출을 저감하기에 가장 저렴한 기술되고, 그 다음은 가스발전기술이 된다. 반면, RES발전은 전 부문 중에서도 높은 한계저감비용을 보여주었다.

건물과 산업, 수송 부문은 전력의 탄소 배출량을 포함시킬지 여부에 따라서 저감 잠재력이 다른 양상을 보였다. Fig. 3에서 알 수 있듯이 전력을 전력전환 부문에 모두 포함시키면, 건물 부문은 저감량이 거의 없는 것으로 나타나는 반면, 건물 부문에 전력을 포함시키는 경우, 저감 잠재력이 커지는 것을 알 수 있다. 건물 부문의 대부분 배출 저감량은 전력 사용 감소에 의한 것이고, 전력사용의 감소는 전력 가격의 상승에 의한 것으로 설명할 수 있다. 또한 전력 가격의 상승은 한계저감비용도 상승시키는 것으로 해석할 수 있다.

산업 부문 또한 건물 부분과 비슷하게 전력을 포함하면 그 저감 잠재량이 증가하는 것을 Fig. 3을 통해 알 수 있다. 탄소 배출량이 기본적으로 많은 시멘트공정을 제외하면, 전력을 많이 사용하는 냉/난방용(cool\_heat), 직접·간접가열(direct\_heat, boiler), 동력용(power) 등의 공정유형에서 많은 저감 잠재량을 보였다. 산업용 전력 가격은 건물용 전력 가격보다 좀 더 저렴하기 때문에 산업공정들의 한계저감비용은 대체적으로 건물 부문보다 저렴한 것으로 분석되었다.

수송 부문은 대부분 유류소비에 의한 탄소 배출량이지만, 전력배분 이후 FCEV(Fuel Cell Electric Vehicle)과

6) 7차 전력수급계획에 따라서 원자력과 수력은 고정수요로 입력 했기 때문에 기준안과 비교안의 발전량은 같다.

7) 만약, 전력의 탄소 배출계수를 두 시나리오에서 같은 값으로 사용한다면 전력의 배분전과 후의 총 배출량 추계합이 달라지는 문제가 발생한다.

BEV(Better Electric Vehicle)의 수요 증가로 인하여 약간의 배출량 차이를 보이고 있다. 수송 부문은 다른 부문에 비해 저감 잠재량이 작게 보이고 있으며, 수요량 급감에 의해 총비용이 감소하면서, 기술의 절반가량이 음의 한계저감비용을 보이고 있다.

AgLU는 흡수원으로 탄소 배출을 감소시키는 부문이고, 발전 부문 다음으로 가장 높은 저감 잠재력을 가진 것으로 나타났다. 심지어 저감비용까지 여타 기술보다 저렴하기 때문에 사실상 AgLU 없이는 INDC의 목표에 도달하기 어려울 것으로 분석된다.

Kesicki(2013)에서는 본 연구와 마찬가지로 UK MARKAL이라는 상향식모형을 사용하여 영국의 화석 연료 생산비 시나리오를 분석한 후, 그 결과로부터 한계저감비용곡선을 도출하였다. 비록 분석 시나리오는 다른지만, 발전 부문의 한계저감비용은 낮고 저감 잠재량이 크게 나왔다는 점과 최종 에너지서비스 부문은 높은 한계저감비용을 보이고 있다는 점에서는 비슷한 결과를 보여준다. 하지만, 산업 부문과 수송 부문의 한계저감비용이 건물 부문보다 대체로 높게 나타나는 차이를 보이고 있다. McKinsey & Company (2009)는 전문가기반의 한계저감비용곡선으로, 2D 시나리오<sup>8)</sup>를 분석한 결과, 발전 부문의 신기술과 신재생기술은 한계저감비용이 높은 것으로 나왔으며, AgLU 부문은 낮은 한계저감비용을 보여주었다. 반면, 산업 부문과 건물 부문의 다수 기술들은 음의 한계저감비용을 가진 것으로 나타났다.

### 한계저감비용곡선의 평가

본 연구의 상향식 모형기반 한계저감비용곡선은 상세 기술 단위가 아닌 세부 부문 단위의 한계저감비용임을 지적 한 바 있다. 한계저감비용곡선을 도출하는 목적 중 하나는 한계저감비용이 작은 기술이 어떤 것들로 나타나는가를 확인하기 위함인데, 음의 한계저감비용은 양의 한계저감비용보다 작기 때문에 항상 상위순위로 기술이 선택되는 특이한 문제가 발생한다. 예를 들어 CCUS(Carbon Capture, Utilization and Storage), USC(Ultra Super Critical), 수소 연료전지와 같이, 탄소 가격이 생성됨에 따라 새로이 진입한 기술들은 기준안의 탄소 배출량과 총비용이 항상 0이기 때문에 식 (5)의 분모는 음, 분자는 양이 됨으로써, 항상 음의 한계저감비용이 되는 문제가 발생한다. 이는 본 연구 결과에서도 마찬가지로, 세부 기술별로 한계저감비용을 산정하는 경우, 신기술들의 한계저감비용은 항상 음이 될 수 밖에 없음을 알 수 있다(Table. 3 B조합).

8) McKinsey & Company(2009)에 의하면, “holding the rise in global mean temperatures below 2 degrees Celsius compared with pre-industrial times”에 해당한다.

**Table 3.** Combination of marginal abatement cost

Combination	A	B	C	D
$\Delta TC$	$TC < TC'$ (+)	$TC < TC'$ (+)	$TC > TC'$ (-)	$TC > TC'$ (-)
$\Delta E$	$E > E'$ (+)	$E < E'$ (-)	$E > E'$ (+)	$E < E'$ (-)
$MAC$	$MAC > 0$	$MAC < 0$	$MAC < 0$	$MAC > 0$
Interpretation	More Cost Less Emission	More Cost More Emission	Less Cost Less Emission	Less Cost More Emission

Levihn(2016)과 Ponz-Tienda *et al.* (2016)에서도 상향식 모형기반 한계저감비용곡선에서는 이와 같은 문제가 발생하고 있다고 언급하였으며, 그럼에도 불구하고 여전히 많은 연구에서 잘못된 우선순위를 사용하고 있다고 지적했다. Ponz-Tienda *et al.* (2016)에서는 음의 한계저감비용의 순위를 투자자와 환경운동가들의 Pareto 균형측면으로 설명하기 했지만, Table 3 C조합으로 발생한 음의 한계저감비용에 대해서만 언급하였다.<sup>9)</sup>

음의 한계저감비용은 우선순위 설정의 왜곡 문제 외에도 다른 문제점이 존재한다. 음의 비용이란, 경제적 이윤으로 해석할 수 있고, 탄소 배출을 추가적으로 저감할수록 경제적 이윤이 발생하는 것을 의미한다. 그럼에도 불구하고 실제에서는 투자자들이 왜 이러한 기술에 몰리지 않는가에 대한 의문을 제기할 수 있다. Brown(2001)에서는 ‘Efficiency Gap’ 또는 ‘Efficiency paradox’의 가설로 다음과 같은 현상을 설명하였다. 저비용 효율개선 수단에 대한 투자가 시장실패와 진입장벽으로 인해 실제로 투자가 이뤄지지 않음을 말하며, 불확실성 등으로 인해 투자를 주저하고 빠른 시간 안에 투자금이 회수되지 않으면 투자자들은 투자를 하지 않는다는 것이다. 즉, 한계저감비용에는 시장장벽 등의 실제비용이 포함되어 있지 않기 때문에 한계저감비용곡선 분석만으로 투자를 결정하는 것은 올바른 판단이라 할 수 없다.

기존 연구들에서는 한계저감비용을 Table 3의 A와 C조합에 대해서만 언급하였지만, 실제 연구에서는 B조합도 발생하였으며, 수학적으로는 D조합 또한 발생이 가능하다. 한계저감비용은 발생 조합에 따라 달리 해석되므로, 한계저감비용곡선을 통한 기술선택은 단순히 한계저감비용이

작은 순으로만 결정되어서는 안 될 것이다.

본 연구에서는 다양한 조합에 따라 발생하는 음의 한계저감비용 문제와 관련하여, 상세 기술 단위가 아닌 보다 넓은 세부 부분 단위의 한계저감비용곡선을 제시하여 해석의 단순화를 추구하였다. 그러나 전력 배분 전의 한계저감비용곡선에는 여전히 탄소 배출량이 증가하는 경우가 발생했으며, 이것을 GCAM모형의 특성으로 해석하였다. GCAM은 다른 비용최소화 모형과는 달리, Logit share에 의해 Knife cutting solution이 배제되면서 아무리 고비용의 기술이라 할지라도 작은 비율로 에너지를 생산하게 되고, 그로부터 배출된 탄소가 증가한 것으로 볼 수 있다.

## 결 론

본 연구에서는 INDC 25.7% 탄소 배출저감 목표가 에너지시스템에 미치는 영향을 한계저감비용곡선을 통해 분석하였다. 전력 배분 전에는 발전 부문과 AgLU 부문이 전체 탄소 배출 저감량의 90% 이상을 차지하였고, 특히 발전 부문의 석탄발전기술이 가장 많은 저감 잠재량과 여타 다른 기술에 비해 저렴한 한계저감비용을 가진 것으로 분석되었다. 서론에서 언급했듯이, 정부는 RES 기술, CCUS 등과 같은 신기술에 많은 투자를 할 예정이다. 하지만 본 연구 결과에 의하면 기존의 석탄발전기술의 지원에 대한 논의가 필요할 것으로 판단된다. 예로 들자면, 석탄발전소의 연료전환, CCS Retrofit 등이 있으며, 탄소 배출저감이 가장 크게 이뤄지는 기존의 석탄발전기술에 대해서는 보조금을 지급하여 빠른 퇴출을 유도하는 방안이 있을 것이다. 건물과 산업 부문에서는 전력에 의한 저감 잠재력이 큰 것으로 나타났으며, 한계저감비용은 전력을 많이 사용하는 기술일수록 높아지는 것으로 분석되었다. 효과적인 탄소 배출저감을 위해서는 전력을 사용하는 기술의 다양한 효율개선 및 고효율 기기 보급지원 등을 검토해 볼 수 있을 것이다. 이와는 달리, 수송 부문은 대부분의 탄소 배출저감이 유류 소비량의 감소에 의한 것이며, 기술의 절반가량이 음의 한계비기술을 선호한다.

9) A기술은 총 저감비용이 -10, 탄소저감량이 5이고, B기술은 각 -15, 10일 때, A기술의 한계저감비용은 -2, B는 -1.5이 된다. 한계저감비용이 작은 순으로 기술선택 순위를 결정하면 A기술이지만, 저감량 기준으로는 A기술보다 B기술이 더 우선순위가 된다. 또한 투자자 입장에서는 총비용이 적게 드는 A기술을 선호하고, 환경가 입장에서는 더 많은 온실가스를 저감하는 B기술을 선호한다.

용으로 나타나 해석의 어려움이 존재하였다.

전통적인 한계저감비용곡선의 해석은 한계저감비용이 저렴한 기술을 우선시했다. 그러나 실제 분석 결과에서는 단순히 한계저감비용곡선만으로 분석하기에 난해한 점들을 발견하였다. 첫째, 상세 기술 단위의 한계저감비용곡선을 분석할 경우, 새로 진입한 신기술에 대해서는 항상 음의 한계저감비용이 발생한다는 것이다. 이와 같은 음의 한계저감비용은 양의 한계저감비용보다 저렴한 기술로 판단되는 오류를 범할 수 있다. 둘째, 기존 연구에서 음의 한계비용은 기본적으로 배출량은 저감되고 비용이 감소한다는 점에서 분석했지만, 분석 결과에서는 배출량과 비용 모두가 증가하면서 음의 한계비용이 발생할 수 있다는 점을 살펴보았다. 셋째, 이러한 경우, 어떤 기술을 우선적으로 선택할 것인지에 관한 문제이다. 이것은 비용적인 측면을 우선시 할 것인지, 저감량을 우선시할 것인지에 따라 달리 해석할 수 있으며, 심지어 보이지 않는 시장진입비용은 한계저감비용에 반영할 수 없기 때문에 현실에서는 다른 기술이 선택될 수도 있다는 점이다. 음의 한계저감비용의 해석상 오류는 여러 선행연구에서도 지적되었던 바, 본 연구에서도 세부 기술별 MACC을 도출하는 경우 이러한 문제가 발생함을 다시 한 번 확인하였다.

## 사    사

본 논문에 사용된 GCAM의 기본모형작업을 함께한 Dr. Oh, Dr. Yurnaidi, 백민호, 전승호, 그리고, 논문심사를 통해 조언해주신 세 분의 익명 심사자께도 감사드립니다.

## References

- Böhringer, C. and Rutherford, T.F., 2009, "Integrated Assessment of Energy Policies: Decomposing Top-Down and Bottom-Up," *Journal of Economic Dynamics and Control*, Vol. 33, No. 9, pp. 1648-1661.
- Brenkert, A.L., Kim, S.H., Smith, A.J. and Pitcher, H.M., 2003, "Model Documentation for the MiniCAM," *Pacific Northwest National Laboratory*, pp. 1-69.
- Brown, M.A., 2001, "Market failures and barriers as a basis for clean energy policies," *Energy Policy*, Vol. 29, No. 14, pp. 1197-1207.
- EIA, 2010, Updated capital cost estimates for electricity generation plants, *U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy*, pp. 7-8.
- EPSIS, 2016.1.10., <http://epsis.kpx.or.kr>.
- IPCC, 2015, "AR5:3 climate change 2014: mitigation of climate change," *Cambridge University Press*, p. 249, 543.
- Kesicki, F., 2010, "Marginal abatement cost curves for policy making—expert-based vs model-derived curves," *Energy Institute*, University College London, pp. 1-8.
- Kesicki, F., 2013, "Marginal abatement cost curves: Combining Energy System Modelling and Decomposition Analysis," *Energy Institute*, University College London, p. 11.
- Kim, S.H., Edmonds, J., Lurz, J., Smith, S.J. and Wise, M., "The objECTS Framework for integrated Assessment: Hybrid Modeling of Transportation," *The Energy Journal*, Vol. 27, Special Issue, pp. 63-91.
- KTDB, 2015, 2014 Korea Transportation Statistics, *Korea Transport Data Base*, pp. 81-83, 120-121, 156-157.
- Kyle, P., Clarke, L., Smith, S.J., Kim, S., Nathan, M. and Wise, M., 2011, "The Value of Advanced End-Use Energy Technologies in Meeting U.S. Climate Policy Goals," *The Energy Journal*, Vol. 21, No. I, pp. 61-88.
- Levihn, F., 2016, "On the problem of optimizing through least cost per unit, when costs are negative: Implications for cost curves and the definition of economic efficiency," *Energy*, Vol. 114, pp. 1155-1163.
- McFarlanda, J.R., Reillyb, J.M. and Herzog, H.J., 2004, "Representing energy technologies in top-down economic models using bottom-up information," *Energy Economics*, Vol. 26, No. 4, pp. 685-707.
- MCIE, 2003, 2002 Energy Consumption Survey, *Ministry of Commerce, Industry and Energy*, pp. 525-668.
- MCIE, 2006, 2005 Energy Consumption Survey, *Ministry of Commerce, Industry and Energy*, pp. 529-957.
- McKinsey & Company, 2009, "Pathways to a Low-Carbon Economy: Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve," *McKinsey & Company*, pp. 1-192.
- Ministry of Trade, Industry and Energy, 2015, Preemptive response to the new climate system, 「2030 Strategy for the diffusion of new energy industries」- 5 years basic plan for achieving the future vision of 2030., *Ministry of Trade, Industry and Energy*, pp. 1-27.
- Ministry of Trade, Industry and Energy, 2016, Strategy for the development of clean energy technology to cope with climate change and create new industry(plan), *Ministry of Trade, Industry and Energy*, p. 10.
- MKE, 2009, 2008 Energy Consumption Survey, *Ministry of Knowledge Economy*, pp. 359-682.
- MKE, 2012, 2011 Energy Consumption Survey, *Ministry of Knowledge Economy*, pp. 379-682.
- MOLIT, 2015.08.03, [www.molit.go.kr](http://www.molit.go.kr).
- MOTIE, 2014, The 2<sup>nd</sup> national energy master plan, *Ministry of Trade, Industry and Energy*, pp. 33-34.

- MOTIE, 2015a, 2014 Energy Consumption Survey, *Ministry of Trade, Industry and Energy*, pp. 407-478.
- MOTIE, 2015b, The 7<sup>th</sup> basic plan of long-term electricity supply and demand (2015-2029), *Ministry of Trade, Industry and Energy*, pp. 2-77.
- Ponz-Tienda, J.L., Prada-Hernández, A.V. and Salcedo-Bernal, A., 2016, “The Problem of ranking CO<sub>2</sub> Abatement Measures: A Methodological Proposal,” *Sustainable Cities and Society*, Vol. 26, pp. 306-317.
- UNFCCC, 2016, “Intended Nationally Determined Contribution: Submission by the Republic of Korea,” *United Nations Framework Convention on Climate Change*, pp. 1-4.
- Van Vuuren, D. P., Edmonds, J., Kainuma, M., Riahi, K., Thomson, A., Hibbard, K., Hurtt, G.C., Kram, T., Krey, V., Lamarque, J.F., Masui, T., Meinshausen, M., Nakicenovic, N., Smith, S.J. and Rose, S.K., 2011, “The representative concentration pathways: an overview,” *Climatic Change*, Vol. 109, pp. 5-31.
- Wing, I.S., 2008, “The synthesis of bottom-up and top-down approaches to climate policy modeling: Electric power technology detail in a social accounting framework,” *Energy Economics*, Vol. 30, No. 2, pp. 547-573.
- Wise, M.A., Smith, S.J., Sinha, P. and Lurz, J.P., 2007, Long-Term US Industrial Energy Use and CO<sub>2</sub> Emissions, *Pacific Northwest National Laboratory*, pp. 2-34.



노 민 영

2013년 건양대학교 의료공과대학 의공  
학과 공학사

현재 아주대학교 에너지시스템학과 박사과정  
(E-mail; rohmin9122@gmail.com)

김 수 덕

현재 아주대학교 에너지시스템학과 교수  
(本 學會誌 第53卷 第1号 參照)