

# 베트남 CDM 프로젝트의 온실가스 한계감축비용 추정

손인성

에너지경제연구원 연구위원

## Estimating Marginal Abatement Cost of Greenhouse Gases from CDM Projects in Vietnam

Son, Insung

Research Fellow, Korea Energy Economics Institute, Ulsan, Korea

### ABSTRACT

Korea plans to use the international carbon market to achieve its goal of reducing greenhouse gases (GHGs) by 2030. To ensure overseas GHG mitigation projects are cost-effective, an analysis of the costs of such projects is needed. Thus, this study estimated the abatement cost of GHGs in Vietnam using a methodology that estimated the abatement cost of GHGs from investment analysis data for CDM projects. Estimates showed that the average marginal abatement cost for the projects analyzed was 10.26\$/tCO<sub>2</sub>eq. (as of 2020). By project type, the average marginal abatement cost of methane avoidance projects was the lowest, followed by small hydro power, biomass, efficiency improvement, landfill gas, and wind power projects. Estimated marginal abatement costs were significantly lower than the estimated total cost per reduction performance considering the total cost of the project and excluding benefits such as selling electricity or reduced fuel costs. In particular, small hydro power and biomass projects had the greatest benefits beyond emission reduction sales.

If carbon prices are low early in Vietnam's implementation of GHG reduction, methane recovery, hydro power generation, landfill gas, and biomass projects with low marginal abatement costs will be implemented first. In particular, landfill gas projects are expected to be implemented early due to their low marginal abatement costs and large amount of GHG reductions. On the other hand, if carbon prices rise due to stricter regulations on GHG reduction, investments are expected in efficiency improvement projects and wind power projects with relatively high marginal abatement costs.

We sought to determine whether there was an economy of scale in reducing GHGs and if there was a reduction in marginal cost over time, but this could not be confirmed due to the small number of samples and short time series.

*Key words* : Climate Change, Greenhouse Gases, Mitigation, Abatement Cost, Cdm, Carbon Market, Carbon Price

### 1. 서론

기후변화 대응 특히 온실가스 감축과 관련된 의사결정 시 중요한 요소는 감축비용이다. 새로운 시설의 도입, 생산 공정의 전환 등을 통한 온실가스 감축은 반드시 추가적인 비용을 발생시킨다. 따라서 의사결정자들은 감축잠재량과 투입 비용을 비교하여 비용효과적인 감축수단을 우선적으로 적용해나간다. 온실가스 감축에 있어서 비용효

과성은 비단 개별 사업 또는 개별 감축수단 적용에만 국한된 것은 아니다. 개별 국가의 온실가스 감축 목표 역시 비용효과적인 방법으로 달성되어야 한다. 각 국가가 온실가스 감축 목표를 비용효과적으로 달성할 수 있도록 기후대응을 위한 국제협약들은 다양한 수단들을 제공해왔다.

기후변화 대응과 온실가스 감축은 공공재적 성격을 갖고 있기 때문에 기후변화에 효과적으로 대응하기 위해서는 국제적 협력이 필요하다는 것은 널리 알려진 사실이

†Corresponding author : [isson23@gmail.com](mailto:isson23@gmail.com) (44543, Korea Energy Economics Institute, 405-11, Jongga-ro, Jung-gu, Ulsan, Tel. +82-52-714-2108) ORCID [손인성 0000-0001-6780-4626](https://orcid.org/0000-0001-6780-4626)

다. 세계 많은 국가들은 기후위기 대응 방안을 모색하기 위하여 논의하였고, 1992년 UN기후변화협약(United Nations Framework Convention on Climate Change; UNFCCC)을 채택하였다. 그리고 UN기후변화협약의 효과적 이행 방안을 마련하기 위해 계속해서 논의한 결과, 1997년에는 교토의정서(Kyoto Protocol)를 채택하였다.

교토의정서는 선진국(교토의정서 부속서B 국가)에게 구체적인 온실가스 감축 목표와 이를 달성해야 할 의무를 부여하였다. 한편 선진국들이 비용효과적으로 감축 목표를 달성할 수 있도록 시장기반의 세 가지 추가 수단을 제공하였는데, 그것들이 국제 배출권 거래제도(International Emissions Trading), 청정개발체제(Clean Development Mechanism), 공동이행(Joint Implementation)이다.

기후변화를 야기하는 온실가스는 국지적 오염물질들과는 달리 대기 중에 축적되어 지구 전체에 영향을 미치기 때문에, 반드시 특정 국가에서 감축될 필요가 없고 지역적으로 어디에서 감축되어도 된다<sup>1)</sup>. 따라서 선진국들은 개도국과 같이 온실가스 감축 비용이 낮은 곳에서부터 온실가스를 감축하고 그 실적을 감축 목표 달성에 사용할 수 있었다.

하지만 선진국에게만 감축 의무를 부여한 교토의정서 체계로는 기후변화 대응에 충분하지 못하였다. 이에 국제사회는 2011년 남아프리카 더반에서 열린 제17차 당사국 총회(COP17)에서 교토의정서와 달리 선·개도국 모두에게 적용되면서 2020년부터 이행되고 UN기후변화협약 하에서 법적 효력을 가지게 될 새로운 체제를 도출하기 위한 논의를 시작하기로 합의하였다(Son and Kim, 2020). 국제사회는 5년여의 긴 논의 끝에 2015년에 파리협정(Paris Agreement)을 채택하였다.

파리협정 역시 교토의정서와 마찬가지로 비용효과적인 감축 목표 달성을 위한 수단, 즉 시장메커니즘을 파리협정 제6조를 통해 제안하였다. 파리협정은 시장메커니즘을 통해 의욕적인 감축 목표를 설정할 수 있음을 인지하고 있다.

파리협정 제6조는 협력적 접근법, 지속가능 메커니즘 및 비시장 접근법의 세 가지 방안을 제안하고 있다. 협력적 접근법은 일본의 양자 협력사업(JCM)과 같이 국가와 국가 간 협력을 통해 온실가스를 감축하고 그 결과를 활용하는 제도이다(Noh et al., 2020). 지속가능 메커니즘은 교토의정서의 청정개발체제(CDM)와 유사한 제도로서 유엔의 중앙집권적인 구조를 통해 온실가스 감축사업이 관

리되고 감축결과가 시장에서 거래되는 제도이다(Noh et al., 2020). 비시장 접근법은 지속가능개발에 대한 기여 차원에서 사업이 추진되지만 온실가스 감축사업의 결과는 거래되지 않는 제도이다(Noh et al., 2020). 온실가스 감축 결과가 국제적으로 거래된다는 점에서 협력적 접근법과 지속가능 메커니즘을 파리협정의 시장메커니즘이라고 정의할 수 있다(Noh et al., 2020).

2020년 자발적 국가 기여(NDC)의 갱신을 통해 많은 국가들이 2030년 국가 감축 목표를 상향하였다. 또한 우리나라를 포함하여 2050년 탄소중립 목표를 선언하는 국가들 또한 증가하고 있는 추세이다. 이러한 야심찬 감축 목표 설정으로 온실가스 감축노력이 강화되면 파리협정의 시장메커니즘 활용이 활성화될 것이다.

우리나라 역시 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 국제탄소시장을 활용할 계획이다. 국제탄소시장 활용에는 탄소시장에서 감축결과를 구매하는 방안과 해외 온실가스 감축사업에 투자하는 방안이 가능하다(Noh et al., 2020). 2030년 감축 목표 달성을 위한 해외 감축 실적을 비용 효과적으로 확보하기 위해서는 해외 감축사업의 비용에 대한 분석이 선행되어야 한다. 이에 본 연구는 베트남에서 수행된 청정개발체제(CDM) 프로젝트들의 정보를 활용하여, 베트남 온실가스 감축사업의 한계감축비용을 추정하였다. 본 연구를 통해 해외 감축 실적 확보 방안을 수립해야 하는 정책입안자들과 실제 해외 감축 사업을 고려중인 사업자들에게 유용한 정보를 제공할 수 있을 것이라고 기대한다.

## 2. 분석 방법 및 대상

### 2.1 방법론 개요

CDM 프로젝트로 승인받기 위해서는 추가성(additionality)을 입증해야 한다. CDM 프로젝트의 추가성(additionality) 평가 방법에는 최초기술 분석법(first of its kind), 장애요인 분석법(barrier analysis), 투자분석법(investment analysis), 일상활동 분석법(common practice analysis) 등이 있다. 실제 추가성 평가에는 장애요인 분석법과 투자분석법 중에서 하나의 방법이 주로 적용되며, 일상활동 분석법은 추가성 평가의 신뢰도 향상을 위한 보조적 평가 절차이다(Schneider, 2009)<sup>2)</sup>. 투자분석법

1) [https://unfccc.int/kyoto\\_protocol](https://unfccc.int/kyoto_protocol)

(investment analysis)은 경제적 추가성을 평가하는 방법으로 CDM 프로젝트에서 발생하는 온실가스 감축 실적(CER)을 판매할 경우에만 프로젝트의 경제적 타당성이 확보되는 것을 보여주기 위한 방법이다.

본 연구에서는 CDM 프로젝트의 온실가스 감축비용을 추정하기 위해 투자분석법의 정보를 활용하여 CDM 프로젝트가 경제적 타당성을 갖기 위해 필요한 CER 가격을 추정하였다. 추정된 CER 가격은 감축 실적의 유보가격(Reservation price)으로 해석할 수 있다. 이는 감축실적을 만들어내기 위한 최소 가격이기여 한계감축비용으로 해석하고, 추정된 CER 가격을 CDM 프로젝트의 온실가스 감축비용으로 정의하였고 비용은 모두 2020년 가격으로 전환했다.

## 2.2 투자분석법을 이용한 감축비용 추정 방법론

본 논문에서 사용된 CDM 프로젝트의 CER 가격 추정과 관련된 방법론은 Noh et al. (2021 forthcoming)를 참조하였고, 여기서는 대략적인 개념만을 설명하겠다.

전술한 바와 같이 투자분석법은 CER 판매수입이 없다면 해당 프로젝트가 다른 대안(또는 사업)에 비해 경제적 매력력이 떨어져서 투자자로부터 선택받지 못한다는 것을 보이는 방법이다. 제안된 CDM프로젝트가 대안 시나리오들과 비교하여 가장 매력적이지 않은 투자안인 경우에, 대상 프로젝트는 추가성(additionality) 평가 결과를 통해 CDM사업 등록요건을 갖추게 된다. 여기서 추가적이라는 의미는 해당 프로젝트를 CDM으로 등록하고 감축실적(CER) 판매를 할 수 있는 요건을 갖추었다는 의미이다.

투자분석법에는 단순비용분석(simple cost analysis), 투자비교분석법(investment comparison analysis), 기준 내부수익률 분석법(benchmark analysis)이 사용되고 있다 (Schneider, 2009).

단순비용분석법은 감축 실적(CER) 판매 이외의 수입(전력판매수입 등)이 없을 경우에 적용되고, 해당 프로젝트로 인해 추가적인 비용이 발생한다는 것을 보여주는 방법이다.

투자비교분석법은 CER 판매 이외의 수입이 있고 프로젝트의 산출물이 다른 사업에서 생산되지 않는 경우에 적용한다. 제안 프로젝트의 경제성 지표(IRR, NPV, B/C

Ratio, LCOE 등)가 다른 대안보다 좋지 않으면 해당 프로젝트를 추가적이라고 평가한다.

기준 내부수익률 분석법은 CER 판매 이외의 수입이 있고 프로젝트의 산출물이 다른 사업에서도 생산되는 경우(예, 태양광, 풍력 발전)에 적용한다. CER 판매 수입이 없을 때의 프로젝트 내부수익률이 투자 유치국이 설정한 기준 내부수익률보다 낮으면 해당 프로젝트를 추가적이라고 평가한다.

본 연구에서 감축비용 추정에 활용한 프로젝트들은 대부분 기준 내부수익률 분석법을 사용했고, 일부 프로젝트는 단순비용분석법을 적용하기도 했다. 본 연구에서는 베트남 CDM 프로젝트들의 투자분석에 사용된 정보를 활용해 CDM 사업의 투자비와 운영비 등의 모든 비용을 회수하고 일정 수준의 이윤을 확보하기 위한 CER 판매단가를 도출하는 방법론을 적용하였다.

단순비용분석법을 적용한 프로젝트의 경우에는 CER 판매가 유일한 수입이기여 CER 판매수입을 감축량으로 나누어 CER 판매단가를 추정하고, 이를 온실가스 감축비용으로 정의했다. 투자비교 분석법을 사용한 프로젝트의 경우에는 해당 프로젝트의 경제성 지표(IRR, NPV 등)를 가장 매력적인 대안의 경제성 지표와 일치시키도록 하는 CER 판매가격을 추정하고 이를 감축량으로 나누어서 CER 판매단가와 온실가스 감축비용을 추정하였다. 마지막으로 기준 내부수익률 분석법을 사용한 프로젝트의 경우에는 해당 프로젝트의 내부수익률이 유치국이 설정한 기준 내부수익률과 일치하도록 하는 CER 판매수입을 추정하였고, 이를 감축량으로 나누어서 CER 판매단가와 온실가스 감축비용을 추정하였다.

## 2.3 투자 분석법 활용에 필요한 정보

CDM 프로젝트의 투자분석에는 비용(cost)과 수입(revenue) 정보가 필요하다. 비용은 투자비와 운영비로 구분되고, 투자비에는 기계 및 설비 구매비용 뿐만 아니라 대지 구입, 설계비용, 시공비용 등이 포함된다. 운영비에는 연료비, 인건비, 보험료, 수리비용 등이 포함된다. 수입은 전력판매 수입, CER 판매수입, 열판매 수입 등으로 구성된다.

투자분석에 필요한 또 다른 정보는 프로젝트의 온실가

2) 최초 활동법(first of its kind)은 대상 CDM 프로젝트가 해당 지역에 도입된 최초의 기술 또는 활동인지 여부를 평가함. 장애요인 분석법(barrier analysis)은 대상 프로젝트가 CDM에 등록되지 않으면 사업 추진에 장애 요인이 존재한다는 것을 증명하는 방법임. 일상활동 분석법(common practice analysis)은 대상 프로젝트가 해당 부문이나 지역에서 일상적으로 행해지는 활동이 아니라는 점을 증명하는 방법임.

Table 1. Distribution of Vietnam CDM project by project types (UNEP DTU)

Type	Hydro	Methane avoidance	Biomass	Landfill gas	Wind	Solar	Energy efficiency	Renewables hybrid	Forest	Fugitive	Sum
Total	204	23	18	7	6	5	8	3	1	1	276
Sample	20	5	5	5	4	-	3	-	-	-	42
2009	5	1		2	1						9
2010	4										4
2011	5	1									6
2012	5	1	4	3	3		2				18
2013		2	1				1				4
2015	1										1

data: UNFCCC Database for PAs and PoAs (<https://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>) 2020.10.05.

스 감축량으로서, CER 발행기간(crediting period)에 발생될 감축량을 의미한다. CER 발행기간은 갱신형(renewable)인 경우에는 최대 21년(산림부문 제외, 최초 7년의 발행기간 설정 후 2회 갱신 가능)이며, 고정형(fixed)인 경우에는 10년(산림부문은 30년)이다.

CDM 프로젝트 문서(PDD)에서는 CER 발행기간이 갱신 가능형인 경우에는 1차 발행기간(7년)에 대해서만 온실가스 감축량이 제시되어 있다. CDM 사업 문서와 함께 제시되기도 하는 재무분석 자료(IRR 분석자료)에는 상이한 발행기간과 연도별 온실가스 감축량이 제시되어 있으면 제시된 발행기간과 감축량을 본 연구에 사용했다. 그러나 발행기간과 연도별 감축량이 제시되지 않는 경우에는 발행기간을 21년(고정형은 10년)으로 설정하고, 제1차 발행기간과 동일한 규모의 온실가스 감축량이 발생할 것으로 가정했다. 투자분석에 필요한 정보는 모두 CDM 사업문서(PDD)와 재무분석 자료에서 확보했다. CER 판매가격은 베트남의 GDP deflator을 이용하여 2020년 가격으로 환산했다.

#### 2.4 베트남 CDM 사업 등록 현황 및 분석대상

베트남에서는 2006년 2건의 CDM 프로젝트(Rang Dong 유전의 가스회수 및 활용 프로젝트와 Song Muc 수력발전소 재건 프로젝트)가 등록된 후, 한동안 프로젝트 등록이 없었다. 2009년 프로젝트 등록이 재개되었고 이후부터 등록이 꾸준히 증가하였다. 특히, 교토의정서 1차 공약기간(2007~2012)의 마지막해인 2012년에는 가장 많은 147건의 사업이 등록되었다. 반면 교토의정서 2차 공약기간(2008~2020) 동안 연간 프로젝트 등록 건수는 급격히 감소하였다.

2006~2020년 기간 동안 등록된 베트남의 CDM 프로젝트를 UNEP DTU (UN Environment Programme Technical University of Denmark)의 분류에 따라 살펴보면, 전체 276

건의 프로젝트 중 수력발전 프로젝트가 204건으로 가장 많았고, 다음으로는 메탄회피(23건), 바이오매스(18건), 에너지 효율(8건), 매립가스(7건), 풍력(6건), 태양광/열(5건)의 순서였다.

본 연구에서는 베트남 CDM 프로젝트의 온실가스 한계 감축비용을 추정하기 위하여 총 276건의 프로젝트 중 전체 프로젝트들의 분야별 분포와 연도별 분포를 가능한 반영할 수 있도록 분석대상 프로젝트를 설정하였다. 그 결과 수력발전 프로젝트 20건, 메탄회피, 바이오매스, 매립가스 프로젝트 각 5건, 풍력발전 4건, 에너지효율 3건의 프로젝트를 포함해 총 42건의 프로젝트를 분석대상으로 설정하였다. 그리고 분석의 편의성을 위하여 전력판매를 포함하고 있는 프로젝트들을 우선적으로 분석대상에 포함하였다.

최근 국내외적으로 주목을 받고 있는 태양광 프로젝트의 경우, 2019년과 2020년에 각 2건씩 등록되었다. 그러나 태양광 프로젝트는 Positive List(추가성 자동입증 기술목록)의 대상으로서 추가성 분석이 면제되어 PDD (Project Design Document)로부터 비용 관련 정보를 확보할 수 없었기 때문에 본 연구에서는 분석대상에서 제외하였다. 한편, 대규모 수력발전의 경우 환경에 대한 영향으로 향후 온실가스 감축 사업으로 활용이 어려울 것으로 판단하여 분석에서 제외하였다. 따라서 분석대상에 포함된 수력발전 프로젝트는 모두 소규모 프로젝트만을 대상으로 포함하였다.

#### 2.5 분석대상 프로젝트들의 특성

본 논문에서는 프로젝트의 경제적 타당성을 확보하기 위해 필요한 CER 가격을 추정하고 있기 때문에, 추정 가격에 영향을 미치는 중요한 요소 중 하나는 프로젝트의 추가 수입이 존재하는지 여부이다. 수력, 풍력 발전 프로젝트와 바이오매스와 매립가스 프로젝트들은 전력 계통에

연결하여 전력을 판매함으로써 직접적인 수입을 얻을 수 있다. 한편 일부 바이오매스 프로젝트의 경우 기존의 화석연료 시설을 대체함으로써 절약되는 화석연료 비용을 간접적 수익으로 반영하기도 한다. 이에 분석대상 프로젝트들의 비용과 추가적 수입 현황을 먼저 살펴보도록 하겠다.

분석대상 42건의 프로젝트 중 31건의 프로젝트에서 전력 판매를 통한 추가적인 수입이 발생하였다. 수력과 풍력 프로젝트 외에도 바이오매스 프로젝트 3건, 에너지효율 프로젝트 2건, 매립가스 프로젝트 2건에서 전력 판매수입이 발생하였다. 총 31건의 전력판매 수입을 포함한 프로젝트들의 평균 전력판매 단가는 813 VND/KWh였다. 2009년 평균 757 VND였던 평균 전력 판매단가는 2010년 614 VND로 급격히 감소하였으나 2012년 995 VND까지 다시 상승하였다.

한편 풍력발전 프로젝트의 평균 전력판매단가는 1,590 VND로 분석대상 전체의 평균에 비해 높았고, 풍력발전 프로젝트를 제외한 나머지 프로젝트들의 평균 전력판매단가가 698 VND에 비해 약 2.3배 높았다. 이는 재생에너지 발전 프로젝트에 전력판매단가 이외에 추가적 보조금이 존재할 수 있다는 의문이 들게 하지만, CDM 프로젝트 문서 등에 명시적으로 언급되지 않아 본 논문에서는 특별히 고려하지 않았다.

CDM 프로젝트에는 전력판매 이외에도 다양한 수입들이 포함될 수 있다. 본 논문의 분석대상 중 2건의 바이오매스 프로젝트는 포집된 바이오가스로 생산한 스팀의 판매 수입을 포함하고 있었다. 그리고 5건의 매립가스 프로젝트 중 2건은 전력 판매 수입을 포함하고 있었던 반면에 나머지 3건은 전력 판매수입은 없었지만 폐기물 처리 비용과 재활용 물질 판매 수입 등을 포함하고 있었다. 마지막으로 5건의 메탄회피 프로젝트들은 모두 포집된 메탄을 활용해서 석탄·석유와 같은 화석연료 대체하는 내용을 포함하고 있었는데, 화석연료 비용 절감분을 간접 수입으로 포함하고 있었다.

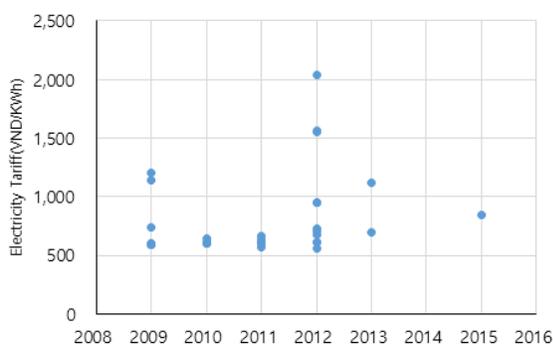


Fig. 1. Electricity tariffs of CDM projects in Vietnam

### 3. 분석 결과

#### 3.1 한계감축비용

##### 3.1.1 분석결과 종합

분석대상 프로젝트들(총 42건)의 평균 한계감축비용은 10.26\$/tCO<sub>2</sub>eq.이었다. 프로젝트 유형별로는 메탄회피 프로젝트들의 한계감축비용 평균이 2.90\$/tCO<sub>2</sub>eq.로 가장 낮게 나타났고, 다음으로 수력(7.10\$/tCO<sub>2</sub>eq.), 바이오매스(12.61\$/tCO<sub>2</sub>eq.), 효율개선(13.74\$/tCO<sub>2</sub>eq.), 매립가스(15.71\$/tCO<sub>2</sub>eq.), 풍력(22.94\$/tCO<sub>2</sub>eq.) 순이었다. 일부 유형에서는 추정된 한계감축비용이 유형내의 일반적 분포를 벗어나 이상치(outlier)로 의심되는 경우가 있었다. 수력과 바이오매스의 경우, 각 1건의 이상치를 제외하면 한계감축비용의 평균이 더욱 낮아졌다. 반면 매립가스의 경우, 1건의 이상치를 제외하면 한계감축비용 평균이 오히려 높아졌다.

Table 2. Average marginal abatement costs by project types

(Units: EA, 2020 \$/tCO<sub>2</sub>eq.)

Type	No.	Marginal abatement costs (A)	Total costs per reduction (B)	B/A
Hydro	20	7.10	43.18	6.1
	(19)	(6.28)	(41.36)	(6.6)
Methane avoidance	5	2.90	12.83	4.4
Biomass	5	12.61	75.54	6.0
	(4)	(4.25)	(60.05)	(14.1)
Landfill gas	5	15.71	35.89	2.3
	(4)	(18.82)	(39.96)	(2.1)
Wind	4	22.94	94.48	4.1
Energy efficiency	3	13.74	61.05	4.4
Total	42	10.26	48.72	4.7
	(39)	(9.21)	(46.40)	(5.0)

한계감축비용의 벤치마크로써 전력 판매 또는 연료비 절감 등의 편익과 감축실적 판매로부터 얻어지는 수입을 모두 고려하지 않고 단순히 프로젝트 총 비용(투자비용, 운영비용)만을 고려해 추정된 감축실적 당 총비용을 살펴 보았다. 전체 분석대상의 감축실적 당 총비용 평균은 한계감축비용 평균에 비해 4.7배 높게 나타났다. 프로젝트

유형별로는 수력이 6.1배로 가장 차이가 컸고, 다음으로 바이오매스 6.0배, 메탄회피와 효율개선 4.4배, 풍력 4.1배, 매립가스 2.3배 순서였다.

전력 판매 수입과 연료절감으로 인한 간접적 수입, 그 외 프로젝트의 수입까지 고려할 경우, 온실가스 한계감축비용은 단순히 총 비용만을 고려하였을 때에 비해 크게 낮아지는 것을 확인할 수 있었다. 그러한 감축실적 판매 외의 편익이 가장 크게 발생하는 유형은 수력과 바이오매스 프로젝트들로 나타났다. 하지만 일부 프로젝트들의 경우 투자비용 분석에 있어서 연료 대체로 인한 비용절감을 편익으로 잡지 않는 경우도 존재하였다. PDD 상에서 제공되지 않고 누락된 수입들을 고려할 경우, 추정된 한계감축비용은 더욱 낮아질 것으로 예상된다.

3.1.2 프로젝트 유형별 한계감축비용

프로젝트 유형별로 추정된 한계감축비용을 살펴보도록 하겠다. 수력발전 프로젝트의 경우, 연도별 평균 한계감축비용이 2009년 5.16\$/tCO<sub>2</sub>eq.에서 2010년에는 4.17\$/tCO<sub>2</sub>eq.로 감소하였지만, 그 이후부터는 2011년 6.63\$/tCO<sub>2</sub>eq., 2012년 8.75\$/tCO<sub>2</sub>eq.로 꾸준히 증가하였고 2015년 1개 프로젝트의 한계감축비용은 22.52\$/tCO<sub>2</sub>eq.이었다. 감축실적 당 총비용의 경우, 2009~2011년 기간 동안에는 평균 감축실적 당 총비용이 감소하였지만 2012년과 2015년에는 증가하여 한계감축비용과 비슷한 패턴을 보여주고 있다. 연도별 평균값을 기준으로 수력발전 프로젝트의 한계감축비용이 증가하고 있는 것으로 판단된다. 지리적 특성이 수력발전 프로젝트 성립과 비용에 미치는 영향이 크기 때문에 좋은 여건으로 비용이 낮은 프로젝트들이 우선적으로 수행되었기 때문으로 판단된다.

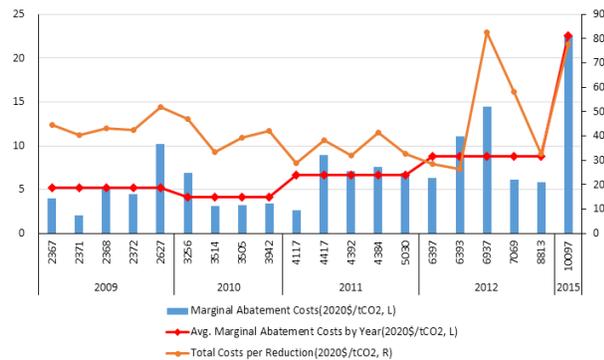


Fig. 2. Marginal abatement costs of Hydropower projects

다음으로 바이오매스 프로젝트의 경우, 분석대상에 포함된 5건 중 4건은 2012년에, 나머지 1건은 2013년에 등록되었다. 2012년에 등록된 한 건의 프로젝트가 다른 프로젝트들의 평균 한계감축비용에 10.8배나 되는 것으로 추정되었다. 이 프로젝트를 제외할 경우, 2012년 연평균 한계감축비용은 4.25\$/tCO<sub>2</sub>eq.이었고, 2013년 등록 프로젝트의 한계감축비용은 6.00\$/tCO<sub>2</sub>eq.이었다. 비록 표본 수가 많지는 않지만, 2013년 한계감축비용이 소폭 상승하였을 것으로 추측된다.

매립가스 프로젝트 5건 중 2건은 2009년에, 나머지 3건은 2012년에 등록되었다. 매립가스 프로젝트의 경우 2012년 등록된 1건의 프로젝트에서 추정된 한계감축비용이 다른 프로젝트들의 추정치에 비해 낮게 추정되었다. 그럼에도 불구하고 평균 한계감축비용은 2009년 12.22\$/tCO<sub>2</sub>eq.에서 2012년 18.03\$/tCO<sub>2</sub>eq.로 증가하였다. 2012년 이상치를 제외할 경우 평균 한계감축비용 증가치는 더욱 크게 나타날 것이다.

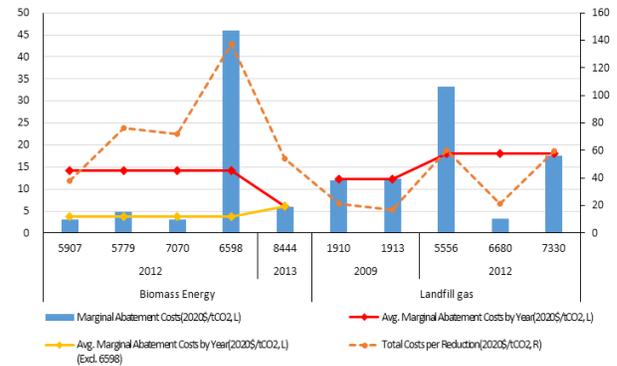


Fig. 3. Marginal abatement costs of Biomass energy and Landfill gas projects

다음으로 5건의 메탄회피 프로젝트의 등록연도 분포는 2009년 1건, 2011년 1건, 2012년 1건, 2013년 2건이었다. 메탄회피 프로젝트의 경우 연도한계감축비용 추정치가 완만히 감소하는 것을 확인할 수 있었다.

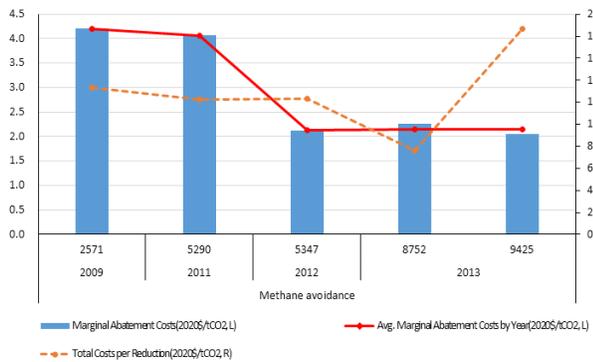


Fig. 4. Marginal abatement costs of Methane avoidance projects

마지막으로 4건의 풍력 발전 프로젝트들은 2009년에 1건, 2012년에 3건이 등록되었다. 2012년 등록된 프로젝트들의 평균 한계감축비용은 26.64\$/tCO<sub>2</sub>eq.로 2009년 등록된 프로젝트의 11.81\$/tCO<sub>2</sub>eq.에 비해 2.3배 높게 추정되었다.

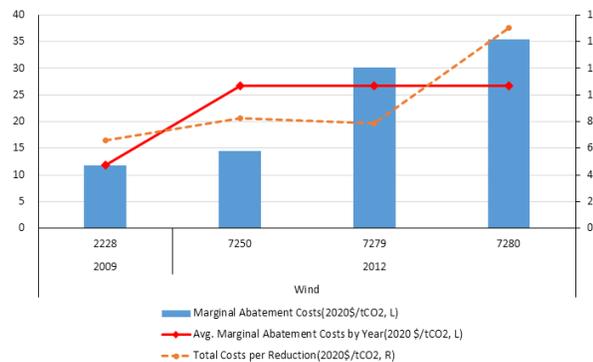


Fig. 5. Marginal abatement costs of Wind Power projects

결국, 메탄회피 프로젝트를 제외한 수력 발전, 바이오매스(이상치 제외 시), 매립가스, 풍력 발전 프로젝트 모두 시간이 지남에 따라 평균 한계감축비용이 증가하였을 것으로 판단된다. 분석대상 프로젝트들이 대부분 2009~2013년 기간 동안 등록되었는데, 이는 기술발달로 인한 비용절감 효과가 나타나기에는 너무 짧은 기간이었고, 오히려 비용 절감 효과 보다는 경제성장으로 인한 물가상승이 더 가파르게 나타났을 것으로 추측된다.

### 3.2 베트남 온실가스 감축 포트폴리오

이상 도출된 분석 결과를 활용해 프로젝트 유형별 그리

고 분석대상 전체의 한계감축비용곡선을 도식화해보았다. 여기에서 도출된 한계감축비용곡선은 베트남의 모든 CDM 프로젝트들로부터 도출된 것이 아니고 본 연구의 분석대상만의 정보로 도출된 것이기 때문에 베트남 전체의 한계감축비용곡선으로 확대해석 되어서는 안 된다. 다만 프로젝트 유형별 한계감축비용을 한 번에 도식화하여, 향후 베트남에서 온실가스 감축 정책이 도입되어 명시적 또는 암묵적으로 탄소가격이 발생하였을 때, 어떤 온실가스 감축 사업을 중심으로 감축을 이행해야 할지에 대한 시사점을 제공할 수 있을 것이라고 판단하였다.

온실가스 감축 이행 초기에 감축 규제 강도가 낮거나 탄소가격이 낮은 경우에는 한계감축비용이 낮은 메탄회수, 소수력 발전, 매립가스, 바이오매스 프로젝트가 우선적으로 투자되어 진행될 것이다. 특히 매립가스 프로젝트의 경우에는 단위 사업 당 온실가스 감축량이 다른 유형의 프로젝트에 비해 매우 큰 것을 확인할 수 있다. 따라서 한계감축비용이 낮고 감축효과가 큰 매립가스 사업이 가장 우선적으로 투자되어 진행될 것으로 예상된다.

한편, 온실가스 감축 규제가 강화되어 더 많은 감축이 요구되고 따라서 탄소가격이 점차 상승할 경우에는 상대적으로 한계감축비용이 큰 효율개선 사업과 풍력발전 사업 등에 투자가 이루어질 것으로 예상된다.

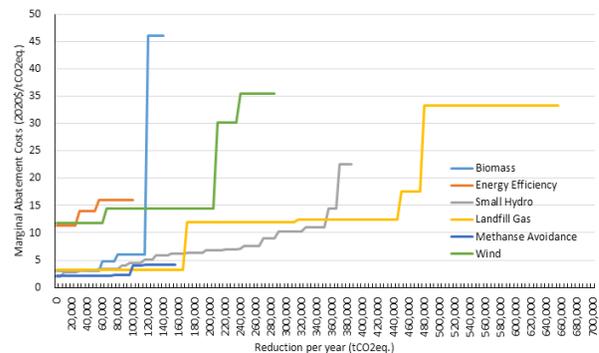


Fig. 6. Marginal abatement cost curves by project types

### 3.3 규모의 경제

#### 3.3.1 설비 규모, 투자비 및 운영비 측면

CDM 프로젝트를 통한 온실가스 감축에 규모의 경제가 있는지 확인하기 위해 프로젝트 설비규모, 발전량, 감축량

당 투자비와 운영비, 온실가스 예상 감축량 등이 추정된 한계감축비용과 어떤 관계를 갖는지 확인해 보았다.

우선 전력 판매 수입 또는 전력 소비 절감 편익이 포함된 32개 프로젝트(수력 20건, 바이오매스 3건, 효율개선 3건, 매립지가스 2건, 풍력 4건)를 대상으로 발전 설비 용량 또는 발전량 증가에 따른 한계감축비용의 감소 효과가 있는지 확인해보았다. 그 결과 설비 용량과 발전량이 증가할수록 한계감축비용과 감축실적 당 총비용은 모두 선형적으로 증가하는 것으로 나타났다. 한계감축비용과 설비 용량의 상관계수는 0.3695이었고, 발전량과의 상관계수는 0.2779이었다. 결국, 한계감축비용의 설비용량 또는 발전량 측면에서 규모의 경제를 확인할 수는 없었다.

다음으로 프로젝트의 감축량 당 투자비와 운영비를 기준으로 규모의 경제가 나타나는지를 확인해 보았지만, 비용측면에서도 규모의 경제를 확인할 수는 없었다. 감축량 당 투자비와 운영비가 증가할수록 한계감축비용과 감축 실적 당 총비용은 역시 선형적으로 증가하는 것으로 나타났다. 한계감축비용과 감축량 당 투자비와의 상관계수는 0.2511, 감축량 당 운영비와의 상관계수는 0.5929이었다.

결국, 설비 규모, 투자비와 운영비가 커질수록 한계감축비용 역시 증가한 것으로 나타났다. 설비 규모가 커질수록 투자비와 운영비는 증가할 것이고, 이에 따라 해당 프로젝트의 경제적 타당성을 확보하기 위해 필요한 감축 실적 판매수입 역시 증가하였기 때문이라고 판단된다.

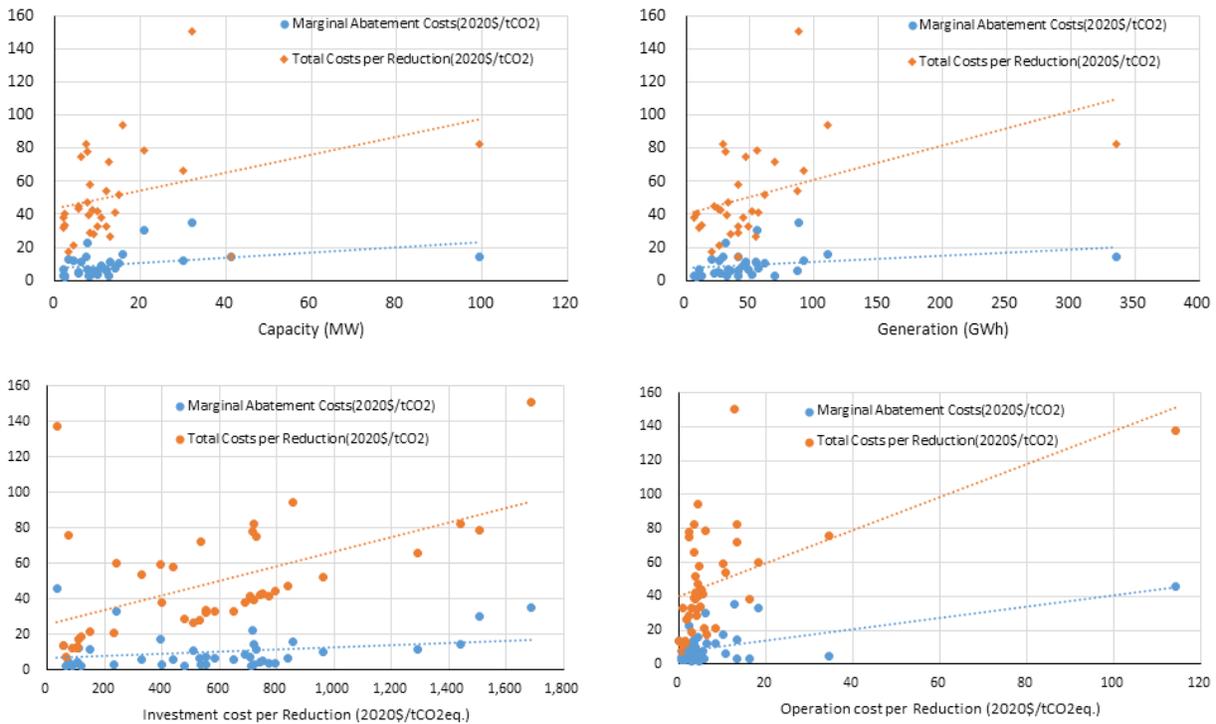


Fig. 7. Correlation of marginal abatement costs with capacity, generation, investment costs, and operating costs

### 3.3.2 감축량 측면

프로젝트의 연간 예상 감축량과 추정된 한계감축비용 간의 관계를 살펴보았다. 연간 감축량과 한계감축비용은 안의 설비 규모, 투자비 및 운영비와 같이 양의 상관관계를 보여주었고, 둘 간의 상관계수는 0.2677이었다.

하지만 연간 감축량과 감축실적 당 총비용은 비록 통계적으로 유의하지는 않았지만 모든 변수 조합 중 유일하게 음의 상관관계를 보여주었고, 둘 간의 상관계수는 -0.0054이었다.

#### 4. 결론 및 토의

우리나라는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 국제탄소시장을 활용할 계획인데, 해외 감축 실적은 비용 효과적으로 확보하기 위해서 해외 감축사업의 비용 분석이 선행되어야 한다. 이에 본 연구는 청정개발체제(CDM) 프로젝트들의 투자분석 정보를 활용해 한계감축비용을 추정하는 Noh et al. (2021 forthcoming)의 방법론을 활용하여 베트남 온실가스 감축사업의 한계감축비용을 추정하였다.

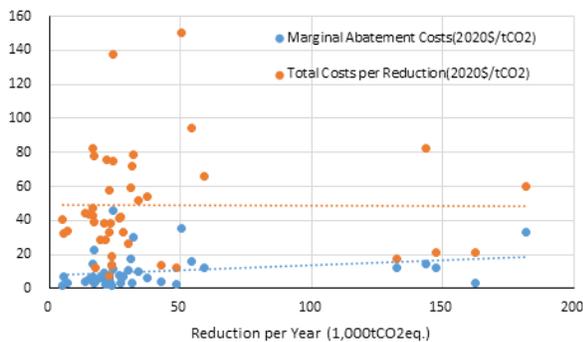


Fig. 8. Correlation between Marginal abatement costs and Reduction per Year

추정 결과, 분석대상 프로젝트들의 평균 한계감축비용은 10.26\$/tCO<sub>2</sub>eq.(2020년 기준)이었다. 프로젝트 유형별로는 메탄회피 프로젝트들의 한계감축비용 평균이 가장 낮았고, 다음으로 소수력, 바이오매스, 효율개선, 매립가스, 풍력발전 프로젝트 순이었다. 전력 판매 수입과 연료 절감으로 인한 간접적 수입, 그 외 프로젝트의 수입까지 고려할 경우, 온실가스 한계감축비용은 단순히 총 비용만을 고려하였을 때에 비해 크게 낮아지는 것을 확인할 수 있었다. 그러한 감축실적 판매외의 편익이 가장 크게 발생하는 유형은 수력과 바이오매스 프로젝트들로 나타났다.

메탄회피 프로젝트를 제외한 수력 발전, 바이오매스(이상치 제외 시), 매립가스, 풍력 발전 프로젝트 모두 시간이 지남에 따라 평균 한계감축비용이 증가하였을 것으로 판단되었다. 분석대상 프로젝트들이 대부분 2009~2013년 기간 동안 등록되었다. 이는 기술발달로 비용절감 효과가 나타나기에는 너무 짧은 기간이었고, 오히려 비용절감 효과보다는 경제성장으로 인한 물가상승이 더 가파르게 나타났을 것으로 추측된다.

개별 프로젝트들의 한계감축비용과 연간 감축량을 모

두 취합하여 프로젝트 유형별 한계감축비용곡선을 도식화하여 베트남 온실가스 감축의 포트폴리오에 대한 시사점을 도출해보았다. 베트남의 온실가스 감축 이행 초기에 탄소가격이 낮은 경우에는 한계감축비용이 낮은 메탄회수, 소수력 발전, 매립가스, 바이오매스 프로젝트가 우선적으로 투자되어 진행될 것이다. 특히 매립가스 프로젝트는 한계감축비용이 낮고 감축효과가 커서 우선적으로 투자되어 진행될 것으로 예상된다. 한편, 온실가스 감축 규제가 강화되어 탄소가격이 상승할 경우에는 상대적으로 한계감축비용이 큰 효율개선 사업과 풍력발전 사업 등에 투자가 이루어질 것으로 예상된다.

마지막으로 설비용량, 투자비, 운영비, 연간 감축량의 측면에서 한계감축비용에 규모의 경제가 나타나는지 확인해보았다. 하지만 한계감축비용에 규모의 경제는 나타나지 않았고, 오히려 설비 규모, 투자비와 운영비가 커질수록 한계감축비용 역시 증가한 것으로 나타났다. 설비 규모가 커질수록 투자비와 운영비는 증가할 것이고, 이에 따라 해당 프로젝트의 경제적 타당성을 확보하기 위해 필요한 감축실적 판매수입 역시 증가하였기 때문이라고 판단된다.

CDM 프로젝트 문서(PDD)는 사업계획서에 해당하기 때문에 프로젝트를 통해 실제 발생한 감축량 또는 실제 투입된 투자 비용을 반영하지 못한다는 한계가 존재한다. 그럼에도 PDD는 검증된 방법론에 따른 사전적 예상 감축량과 예상 투자 비용 등에 대한 많은 정보를 담고 있다. Noh et al. (2021 forthcoming)은 이러한 정보를 최대한 활용하여 프로젝트의 한계감축비용을 도출하는 방법론을 제시하였다. 본 연구는 Noh et al. (2021 forthcoming)에서 제시된 방법론을 베트남 CDM 프로젝트들에 적용하여 프로젝트 유형별 한계감축비용에 대한 유용한 정보를 도출하였고, 유형별 한계감축비용과 베트남 온실가스 감축 포트폴리오에 대한 시사점을 제시하였다고 생각한다. 베트남에서만 200여 건이 넘는 프로젝트가 진행되었는데, 더 많은 프로젝트를 분석에 포함할 경우, 베트남 전체의 한계감축비용에 대한 보다 정확한 파악이 가능할 것이라고 예상된다.

#### 사사

본 논문은 국무조정실의 지원을 받았습니다.

## References

- Noh DW, Son IS, Lim JM, Kim SI. 2020. Study on the Strategies for the Utilization of International Market Mechanism for GHG Reduction and Domestic Implementation, Office for Government Policy Coordination.
- Noh DW. 2021. Methodology to estimate GHG emission abatement cost of CDM projects, Journal of Climate Change Research (forthcoming).
- Schneider L. 2009. Assessing the additionality of CDM projects: practical experiences and lessons learned, Climate Policy, 9, 242-254.
- Son IS and Kim DK, 2020, The Paris Agreement Rulebook and its Implications for the Implementation of Mitigation Policies in Korea, Korea Energy Economics Institute.
- UNFCCC CDM, Database for PAs and PoAs; [accessed 2020. 10. 05]. <https://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>