

칠레 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석

노동운

에너지경제연구원 선임연구위원

Estimation of Greenhouse Gas (GHG) Emissions Abatement Cost of Clean Development Mechanism (CDM) Activities in Chile

Noh, Dong-Woon

Senior Research Fellow, Korea Energy Economics Institute, Ulsan, Korea

ABSTRACT

The GHG emission abatement costs of clean development mechanism (CDM) projects are needed to forecast the abatement cost of the cooperative approaches and the sustainable mechanism of the Paris Agreement. The purpose of this paper is to estimate the GHG emission abatement cost of CDM projects in Chile using three kinds of investment analysis: simple cost analysis, investment comparison, and benchmark analysis. The average abatement cost of 53 CDM projects is \$13.87/tCO₂ (2020 price). The cost of wind projects is the highest (\$22.64/tCO₂), followed by fuel switch (\$22.39/tCO₂), biomass (\$16.19/tCO₂), PV16.17/tCO₂, small hydro (\$11.33/tCO₂), methane recovery (\$10.60/tCO₂), and LFG (\$4.35/tCO₂). Economies of scale are a factor in wind, LFG and methane avoidance projects, while higher investment leads to higher abatement cost for small hydro, PV, wind and biomass. Economies of time are a factor in LFG, and wind, LFG, and small hydro are affected by technology development. There was a relationship between abatement cost and share of CDM activities for small hydro, biomass and fuel switch. Cost-effective mitigation strategy is to consider projects with higher mitigation potential at the same marginal abatement cost (MAC). A cost-effective strategy at a MAC of \$10-20/tCO₂ is to consider LFG, wind/methane avoidance, PV, biomass, small hydro. The cost-effective strategy at a MAC of over \$30/tCO₂ is to consider wind, PV, biomass, small hydro.

Key words : GHG Emission Abatement Cost, Marginal Abatement Cost (MAC), Certified Emission Reduction, Clean Development Mechanism, Investment Analysis, Additionality

1. 서론

2015년 12월 프랑스 파리에서 개최된 제21차 기후변화 협약당사국총회(COP21)에서 파리협정(Paris Agreement)이 체결되었다. 파리협정 이행에 필요한 세부이행규칙을 마련하기 위한 3년 동안의 논의 끝에 2018년 12월 폴란드 카토비체에서 개최된 제24차 기후변화협약당사국총회(COP24, 2018.12)에서는 제6조 시장메커니즘을 제외한

파리협정 세부이행규칙(rulebook)이 마련되었다.

파리협정 제6조에는 협력적 접근법과 지속가능메커니즘 및 비시장메커니즘이 정의되어 있다. 협력적 접근법은 국가 간 협력을 통해 온실가스를 감축하고 그 결과를 활용하는 제도이며, 지속가능메커니즘(SDM, sustainable development mechanism)은 유엔의 중앙집권적인 구조를 통해 온실가스 감축사업이 관리되고 감축결과가 거래되는 제도이다. 비시장메커니즘은 지속가능개발에 대한 기

†Corresponding author : dwroh@keei.re.kr (Climate Change Research Team, Korea Energy Economics Institute, 405-11 Jongga-Ro, Jung-gu, Ulsan, 44543, Republic of Korea. Tel. +82-52-714-2282) ORCID 노동운 0000-0003-2473-1206

여 차원에서 사업이 추진되며 감축결과는 거래되지 않는 제도이다. 온실가스 감축결과가 국제적으로 거래된다는 점에서 협력적 접근법과 지속가능 메커니즘을 파리협정의 시장메커니즘이라고 정의할 수 있다(Noh et al, 2021).

유엔 기후변화 정상회의(2019.9)와 제25차 기후변화협약 당사국총회(2019.12, 스페인 마드리드)를 계기로 탄소중립 선언이 이어지고 있으며, 2030년의 자발적 기여(NDC)가 파리협정의 장기 온도상승 목표를 달성하기 어려울 것으로 평가되고 있다(UNFCCC, 2016, UNEP, 2020). 2023년에 파리협정의 제1차 지구적 이행점검(global stock-taking)이 시행되면 각국의 온실가스 감축노력을 강화해야 한다는 요구가 제기될 것이며, 2050년 탄소중립을 달성하기 위해서는 온실가스 감축노력을 더욱 강화해야 한다는 요구가 제기될 것으로 예상된다. 파리협정의 시장 메커니즘은 온실가스 감축목표를 상향 조정하는데 기여할 수 있는 제도이기 때문에 2030년 감축목표 강화와 2050년 탄소중립을 감안하면 향후 파리협정의 시장 메커니즘 활용이 활성화될 것으로 예상된다.

우리나라 정부는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 국제탄소시장을 활용하여 16.2백만 CO₂톤을 확보할 계획을 가지고 있다. 온실가스 배출권 거래제에 참여하고 있는 기업들은 배출권 제출량의 10%까지 외부사업의 감축실적으로 충당할 수 있기 때문에 민간기업 역시 국제탄소시장을 활용할 것으로 예상된다. 국제 탄소시장 활용은 지속가능 메커니즘을 활용하여 탄소시장에서 감축결과를 구매하는 방안과 협력적 접근법을 이용하여 해외 온실가스 감축사업에 투자하는 방안이 가능할 것이며, 따라서 국제 탄소시장을 통해 비용 효과적으로 온실가스 감축결과를 확보하기 위해서는 감축비용에 대한 분석이 선행될 필요가 있다. 지속가능 메커니즘은 교토의정서 체제의 청정개발제도(CDM, clean development mechanism)와 유사할 것이며, 협력적 접근법 역시 경제적 타당성을 기반으로 사업이 진행될 것으로 예상된다(UNFCCC, 2019). 교토메커니즘 중에서 CDM이 활발하게 추진되었기 때문에 CDM의 정보를 바탕으로 온실가스 감축비용을 분석하면 파리협정의 두 제도에 의해 추진될 온실가스 감축사업의 온실가스 감축비용을 전망하는데 도움이 될 것으로 판단된다.

2030년 온실가스 감축목표 달성에 필요한 해외 온실가스 감축결과를 비용 효과적으로 확보하기 위해서는 감축비용에 대한 분석이 필요하다. 우리나라가 베트남, 미얀마, 스리랑카, 칠레, 페루 등 5개 국가와 기후변화 양자협

력을 추진하고 있기 때문에 이들 5개 국가에서 파리협정의 시장 메커니즘을 활용한 감축사업이 우선적으로 추진될 가능성이 높다. 본 논문의 목적은 우리나라와 양자협력이 추진되고 있는 국가 중에서 향후 온실가스 감축사업 진출이 유망할 것으로 예상되는 칠레에서 추진된 CDM 사업의 온실가스 감축사업을 대상으로 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석하고, 비용 효과적인 온실가스 감축 전략을 제시하는 것이다. 분석 대상 CDM 사업으로는 바이오에너지, 연료전환, 대수력발전, 소수력발전, 매립가스, 메탄회수, 태양광발전, 풍력발전 등 53개 사업을 선정했다. 모든 비용은 2020년 가격 기준이다.

2. 분석 방법론 및 자료

2.1 방법론 및 자료

CDM 사업의 온실가스 감축비용은 칠레에서 추진된 청정개발제도 사업 관련 문서(PDD)에서 제공된 투자분석 정보를 바탕으로 분석을 실시했다. 청정개발제도의 투자분석 방법은 사업의 경제적 추가성(additionality)을 분석하는 방법으로서 사업에서 발생하는 감축결과(CER, Certified Emission Reduction)를 판매할 경우에 사업의 경제적 타당성이 확보될 수 있다는 점을 입증하는 방법이다.

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

단순비용분석법은 CER 판매수입 이외의 수입(전력판매 수입 등)이 없는 경우에 적용되는 방법으로서, 제안된 CDM 사업으로 인해 추가적인 비용이 발생한다는 점을 입증하는 방법이다. 추가적인 비용이 발생하면 사업이 추가적이라고 평가된다. 투자 비교분석법은 CER 판매수입 이외의 수입이 있고 사업의 산출물이 다른 사업에서 생산되지 않는 경우에 적용되는 방법으로서, 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV, B/C Ratio, LCOE 등)가 다른 대안의 지표보다 양호하지 않으면 제안된 사업이 추가적이라고 평가하는 방법론이다. 기준 내부수익률 분석법은 CER 판매수입 이외의 수입이 있고 태양광발전이나 풍력발전과 같이 제안된 사업의 산출물이 다른 사업에서도 생산되는 경우에 적용되는 방법론이다. CER 판매수입을 제외할 경우, 제안된 사업의 내부 수익률이 투자 유치국 정부가 제시하는 기준 내부수익률(혹은 할인율)에 미치지 못하면 제

Table 1. Information for abatement cost estimation using investment analysis

Methodology	Cost	Revenue	Economic indicators	Other information
Simple cost analysis	Investment, O&M cost, tax, etc	-	Cost	Emission factor, Emission reduction
Investment comparison analysis		Electricity sales, Heat sales, Other sales	IRR, NPV, B/C Ratio, LCOE	
Benchmark analysis			IRR	

안된 사업이 추가적이라고 평가된다(Noh et al, 2021).

본 연구의 대상인 53개 CDM 사업 중에서 발전사업(바이오매스, 태양광발전, 풍력발전, 소수력발전)은 대부분 내부수익률 분석법을 사용했고, 비발전사업(매립가스, 메탄회수, 연료전환)은 주로 단순비용분석법을 사용했으며 일부 사업은 투자비교분석 방법론을 사용했다.

단순비용분석법의 경우에는 CDM 사업 추진으로 인해 추가적으로 발생될 비용(할인율을 적용한 투자비와 운영비의 현재가치)을 사업 기간에 발생될 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정했다.

투자비교 분석법의 경우에는 CER 판매수입이 없을 경우의 CDM 사업의 경제적 지표(IRR, NPV, B/C Ratio, LCOE 등)가 비교 대상이 되는 가장 양호한 사업의 경제적 지표를 충족할 수 있는 수준의 CER 판매수입을 추정하고, 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정했다. NPV 지표가 사용된 경우를 예로 들면, CER 판매수입이 없는 CDM 사업의 NPV 값이 -\$500백만 이고, 비교 대상이 되는 사업의 NPV 값이 “0”일 경우 CDM 사업의 NPV가 “0”으로 상향 조정될 경우의 값을 CER 판매수입으로 정의하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 감축비용을 추정하게 된다.

내부수익률은 CER 판매수입이 없는 경우의 CDM 사업의 내부수익률이 투자 유치국인 칠레 정부가 제시하는 기준 내부수익률로 상향 조정될 경우의 CER 판매수입을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 감축비용을 추정하게 된다. 예를 들면, CER 판매수입이 없는 CDM 사업의 내부 수익률이 5%이고, 해당 국가가 제시하는 기준 내부 수익률이 12%일 경우 내부 수익률이 5%에서 12%로 상향될 경우에 해당하는 수입 증가분을 CER 판매수입으로 정의하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 감축비용을 추정하게 된다.

온실가스 감축비용을 추정하기 위해 필요한 정보는 비용과 수입, 그리고 온실가스 감축량 관련 자료로 대별할 수 있다. 비용에는 초기 투자비와 운영비, 그리고 다양한 세입 관련 정보가 필요하며, 수입에는 전력 판매수입이나

열 판매수입에 관한 정보가 필요하다. 온실가스 감축량을 추정하기 위해 필요한 정보는 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수, 연료별 온실가스 배출계수, 온실가스 감축량에 관한 정보가 필요하다. 또한 지표와 관련된 정보는 사업 및 기준 내부 수익률, 사업 및 기준이 되는 사업의 현재가치, 평균에너지비용(LCOE), 비용/편익비율(B/C Ratio) 등에 관한 정보가 필요하다. 이러한 모든 정보는 CDM 관련 문서(PDD)와 투자비 분석 관련 문서의 정보를 사용했다.

태양광발전과 풍력발전은 모두 대규모 사업으로서 재생에너지를 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급하므로 방법론으로는 ACM002 (Grid connected electricity generation from renewable sources)를 적용하여 온실가스 감축량과 추가성을 평가했다. 대규모 소수력발전은 신재생에너지 전력을 전력망에 연계하는 AM0026 (Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable source in Chile or in countries with merit order based dispatch grid) 방법론을 적용했으며, 소규모 프로젝트는 신재생에너지 전력을 전력망에 연계하는 AMS-I.D (Grid connected renewable electricity generation) 방법론을 적용했다. 매립가스 프로젝트는 대부분 대규모이기 때문에 방법론은 매립가스를 포집하여 연소 후에 대기중에 방류하는 사업에 적용하는 ACM0001 (Flaring or use of landfill gas)을 적용했으며, 메탄회수는 ACM0010방법론(Consolidated baseline methodology for GHG emission reduction from manure management systems)을 적용했고, 연료전환은 AM0008 방법론(Industrial fuel switching from coal and petroleum to natural gas without extension of capacity and lifetime of the facility)을 적용했다.

온실가스 감축비용 추정 방법론에 관한 구체적인 내용은 Noh (2021)에서 설명하고 있다. 비용은 2020년 가격 기준이다.

2.2 분석 대상 CDM

칠레의 분석대상 CDM 사업은 총 53개로서 소수력발전

Table 2. CDM projects in Chile (July 2020)

	Hydro	Wind	PV	LFG	Biomass	Methane	N2O	Fuel switch	Forest	Efficiency	Thermal	Transport	Total
Registered	34	21	20	15	12	7	3	2	2	2	1	1	120
Analysis (share)	16 (47%)	9 (43%)	6 (30%)	11 (73%)	6 (50%)	4 (57%)	-	1 (50%)	-	-	-	-	53 (44%)

source : UNFCCC, CDM DB

9개와 대수력발전 7개 등 수력발전이 16개, 풍력발전이 9개, 태양광발전이 6개, 매립가스가 11개, 바이오매스가 6개, 메탄회수사업이 4개, 연료전환이 1개이다. 2020년 7월 기준 UNFCCC에 등록된 칠레의 CDM 사업은 120개이며¹⁾, 본 연구의 분석 대상 사업은 UNFCCC에 등록된 칠레 CDM 사업의 44%를 차지하고 있는데, 분석대상 매립가스 CDM 사업은 등록된 CDM 사업의 73%를 차지하고, 메탄회수는 57%, 바이오매스와 연료전환 50%, 수력발전 47%, 풍력발전 43%, 태양광발전 30% 등 사업별로 비중은 상이하게 나타나고 있다. 분석에 포함되지 않은 사업은 N2O 파괴, 산림, 효율개선, 지열, 수송 등의 사업이다.

2.3 분석 대상 CDM 사업의 특성

2.3.1 CDM 사업의 형태 및 규모

분석대상 53개 CDM 사업은 부문별로 구분하면, 발전 부문 37개, 폐기물부문 11개, 농업부문 4개, 산업부문 1개 등 발전부문에서 추진된 CDM 사업이 가장 높은 비중을 차지하고 있다. 37개 발전부문 사업 중에서 수력발전은 16개, 바이오매스는 6개, 태양광발전은 6개, 풍력발전은 9개이다. 폐기물부문의 감축사업은 모두 매립가스를 활용하는 사업이고, 농업부문은 메탄회수사업이며, 산업부문은 에너지효율개선사업이다.

CDM 사업을 프로젝트 활동(PA)과 프로그램 활동(PoA)으로 구분하면 53개 CDM 사업 모두 프로젝트 활동이다²⁾. CDM 사업의 규모에서 대규모 사업은 42개, 소규모 사업은 11개로서 대규모 사업이 주를 이루고 있다. 바이오매스에서는 4개 사업이 대규모이고 2개 사업은 소규모이며, 연료전환과 매립가스 및 메탄회수는 모두 대규모,

수력발전은 7개 사업이 대규모이고, 9개 사업은 소규모 사업이고, 태양광발전과 풍력발전 사업은 모두 대규모 사업이다. CDM 사업의 등록일은 2005 ~ 2009년에 26개, 나머지 26개는 2010 ~ 2015년 기간에 등록되었다. CER 발행기간은 21년의 갱신형(renewable)이 45개³⁾, 10년의 고정형이 8개 사업으로서 갱신형이 주를 이루고 있으며, 고정형은 주로 매립가스 사업이 차지하고 있다. CER 발행기간은 2010년대 전반과 후반에 시작하여 2020년대와 2030년대까지 이어지고 있다.

2.3.2 CDM 사업의 설비용량 및 생산량

CDM 사업의 단위 설비용량과 사업당 설비용량은 다양한 규모를 나타내고 있다. 단위 설비용량은 소수력발전의 경우에는 2.3 ~ 9.0 MW, 태양광발전은 62.5 ~ 235 W/모듈이지만 235 MW가 주를 이루고 있으며, 풍력발전은 1.65 ~ 3 MW이지만 2 MW가 주를 이루고 있다. 사업당 평균 설비용량은 바이오매스가 23.7 MW, 대수력발전이 87.3 MW, 소수력발전이 7.2 MW, 태양광발전이 66.7 MW, 풍력발전이 88.9 MW로서 풍력발전과 대수력발전 및 태양광발전의 규모가 가장 크고, 바이오매스와 소수력발전이 작은 규모를 나타내고 있다.

CDM 사업의 사업당 평균 전력 생산량은 대수력발전이 435,962 MWh, 소수력발전이 29,883 MWh, 태양광발전이 161,849 MWh, 풍력발전이 227,314 MWh로서 대수력발전의 전력 생산량이 가장 많고 소수력발전의 생산량이 가장 낮은 수준이다.

전력망에 전력을 공급하는 수력발전, 태양광발전, 풍력발전의 경우, 사업당 설비용량은 풍력발전이 가장 크고(88.9 MW), 다음으로는 대수력발전(87.3 MW), 태양광발전(66.7 MW), 소수력발전(7.2 MW)이 가장 작은 규모이다.

1) 칠레의 등록된 120개 CDM 사업 중에서 수력발전이 34개, 풍력발전이 21개, 태양광발전이 20개로서 이들 3개 사업이 등록된 사업의 63%를 차지하고 있다.

2) La Hormiga 매립가스 사업은 2개의 매립지사업(La Hormiga와 El Bellatto)을 결합해서 하나의 사업으로 등록했다.

3) CER 발행기간이 공식적으로는 21년이지만 실제 사업 수행기간은 20년, 18년 등 다양하게 나타나는 경우가 있다.

CDM 사업당 평균 전력 생산량은 대수력발전(435,962 MWh), 풍력발전(227,314 MWh), 태양광발전(161,849 MWh), 소수력발전(29,883 MWh) 순서로서 설비용량과 전력 생산량이 높은 상관관계를 나타내고 있다.

2.3.3 칠레 CDM 사업의 투자비 및 운영비 구조

CDM 프로젝트의 사업당 투자비는 평균적으로 대수력발전(\$256,928천, 2020년 가격)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$241,715천), 태양광발전(\$190,493천)으로서 이들 3개 사업의 사업당 투자비는 가장 높은 수준이다. 소수력발전(\$24,902천), 바이오매스(\$24,637천), 메탄회수(\$14,417천)는 중간 규모의 투자비가 소요되는 사업이며, 매립가스(\$9,535천), 연료전환(\$1,167천)은 투자비가 가장 낮은 사업이다. 따라서 대수력발전과 태양광발전 및 풍력발전사업은 대규모의 자본이 소요되는 것으로 나타났다.

단위 용량당 투자비는 소수력발전(\$3,502천/MW), 태양광발전(\$3,489천/MW)이 가장 높고, 다음이 풍력발전(\$2,967천/MW), 대수력발전(\$2,811천/MW), 바이오매스(\$1,549천/MW) 순으로서 태양광발전과 풍력발전 및 소수력발전이 높은 것으로 나타났다. 발전사업을 제외한 나머지 사업의 용량당 투자비는 온실가스 감축량당 투자비로

추정했다.

사업당 운영비는 풍력발전(\$4,057천)이 가장 높고 다음으로는 태양광발전(\$2,227천), 대수력발전(\$1,351천), 바이오매스(\$1,106천), 메탄회수(\$722천), 매립가스(\$381천), 연료전환(\$248천), 소수력발전(\$210천) 순서이다. 풍력발전과 태양광발전 및 대수력발전은 다른 사업에 비해 더 많은 운영비가 소요되는 사업으로 나타났다.

2.3.4 CDM 사업의 수입 구조

수력발전, 태양광발전, 풍력발전 CDM 사업은 모두 전력 판매수입이 발생한 반면, 바이오매스, 매립가스, 메탄회수, 효율개선, 연료연소 사업은 전력판매수입이 발생하지 않은 사업이다⁴⁾. 수력발전은 대부분 칠레의 중앙전력망(SIC)에 전력을 공급하고(소수력발전 사업 중 한 사업은 SEN 전력망에 전력을 공급), 9개 풍력발전 사업 중에서 6개 사업은 중앙전력망(SIC)에, 나머지 3개 사업은 북부전력망(SING)에 전력을 공급했다. 수력발전과 풍력발전은 칠레 중부지역에 집중되어 있는 반면 태양광사업은 북부지역에 집중되어 있다.

대수력발전의 평균 전력 판매가격은 \$34.30/MWh(등록년도 기준)이며, 소수력발전의 전력 공급가격은 \$58.37/MWh,

Table 3. Investment per project and unit of CDM projects in Chile (\$, \$/MW,tCO₂)

	Investment per project (\$)		Investment per unit (\$/MW, tCO ₂)	
	Investment	O&M cost	Investment	O&M cost
Biomass	24,636,674	1,105,607	1,549,097	17.43
Fuel switch	1,167,017	247,664	86	18.28
LFG	9,535,190	380,923	150	6.04
Large hydro	256,927,808	1,350,735	2,811,486	23,326
Methane avoidance	14,417,232	721,802	171	8.96
Small hydro	24,901,909	210,263	3,502,400	28,722
PV	190,493,474	2,227,340	3,488,770	67,690
Wind	241,715,320	4,057,389	2,967,291	35,877
Total	106,651,956	1,418,617	2,040,325	35,487

* investment per unit is based on MW for electricity generating projects (hydro, PV, wind), and based on GHG emission reduction for non-electricity generating projects (biomass, fuel switch, LFG, methane avoidance)

4) 통상 바이오매스사업은 전력과 열을 생산하는 열병합발전 설비가 주를 이루고 있으나 칠레의 경우에는 5개 바이오매스 사업 중에서 1개 사업만 전력을 판매하고 나머지 4개 사업은 열을 판매하는 사업이기 때문에 비전력 사업으로 분류했다. 매립가스사업은 매립지에서 발생된 메탄가스를 소각하여 대기중에 방출하는 사업이며, 일부 사업이 2단계에서 발전설비를 갖춘다는 계획을 수립했으나 모두 발전사업을 포기했다.

태양광발전의 전력 공급가격은 \$120.97/MWh, 풍력발전의 전력 공급가격은 \$86.17/MWh로서 태양광발전의 전력 공급가격이 가장 높고 다음으로는 풍력, 소수력, 대수력 순으로 가격이 낮다. 태양광발전 6개 사업 중에서 5개 사업의 전력 공급가격(SING)은 주로 \$130.2/MWh로 동일한데, 이는 이들 5개 태양광발전 사업이 같은 시기에 추진(2012년 12월에 등록)되었기 때문이다.

사업당 전력 판매수입은 풍력발전이 가장 높은 \$19,461천이며, 다음으로는 대수력발전이 \$16,612천, 태양광발전이 \$16,249천이며 소수력발전은 가장 낮은 \$1,988천으로 나타났다. 사업당 설비용량은 풍력발전이 가장 크고, 다음이 대수력발전과 태양광발전 순이며, 사업당 전력 생산량은 대수력발전이 가장 많고 다음이 풍력발전, 태양광발전 순이라는 점을 감안하면 사업당 전력 판매수입은 사업당 설비용량과 전력 생산량의 영향을 가장 많이 받은 것으로 추정된다.

2.3.5 CDM 사업의 온실가스 감축량

CDM 사업이 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수는 태양광발전(0.7594 tCO₂/MWh, 대부분 북부 SING 전력망)이 가장 높고, 다음으로는 풍력발전(0.6809 tCO₂/MWh, 모두 중앙 전력망 SIC), 바이오매스(0.6175 tCO₂/MWh, 중앙 전력망 SIC), 대수력발전(0.5895 tCO₂/MWh, 중앙 전력망 SIC), 소수력발전(0.5704 tCO₂/MWh, 주로 중앙 전력망 SIC) 순으로서 소수력발전이 가장 낮은 수준으로 분석되었다. 전력망의 온실가스 배출계수는 전력망에 연결되어 있는 발전원과 시기에 의해 영향을 받고 있는데 전반적으로 북부 전

력망(SING)에 연결된 태양광의 배출계수가 높은 수준이다.

칠레 CDM 사업의 연간 예상 온실가스 감축량은 대수력발전(261,656 tCO₂/년)이 가장 높고, 다음으로는 풍력발전(166,112 tCO₂/년), 메탄회수(140,040 tCO₂/년), 매립가스(108,727 tCO₂/년), 태양광발전(104,436 tCO₂/년)으로서 이들 사업의 연간 온실가스 감축량은 100,000 tCO₂를 상회하는 수준이다. 바이오매스(75,821 tCO₂/년), 소수력발전(19,649 CO₂/년), 연료전환(13,545 tCO₂/년)의 연간 온실가스 감축량은 100,000 tCO₂ 이하 수준이다.

사업당 전력 생산량은 대수력발전이 가장 많고 다음이 풍력발전, 태양광발전 순이며 전력망의 온실가스 배출계수는 태양광발전이 가장 높고 다음이 풍력발전과 대수력발전임을 감안하면, 연간 온실가스 감축량은 배출계수보다는 전력 생산량의 영향을 더 많이 받은 것으로 추정된다.

CDM 사업의 CER 발행기간 전체의 예상 온실가스 감축량은 대수력발전(5,494,959 tCO₂)가 가장 많고, 다음으로는 풍력발전(3,317,165 tCO₂), 메탄회수(2,788,760 tCO₂), 태양광발전(2,507,623 tCO₂), 매립가스(1,949,160 tCO₂), 바이오매스(1,579,855 tCO₂), 소수력발전(399,879 CO₂/년), 연료전환(284,445 tCO₂/년)으로서 연료전환과 소수력발전이 가장 낮은 수준으로 나타났다.

CER 발행기간의 총 온실가스 예상 감축량 대비 발행된 CER 비중은 낮은 수준에 머물고 있다. 2020년 8월 현재 지금까지 발행된 사업당 CER 발행규모는 소규모 수력발전은 9개 사업 중에서 5개 사업만 CER을 발행했으며 그 규모는 3,426 ~ 67,078 tCO₂에 이르고, 7개 대규모 수력

Table 4. Emission factor and GHG emission reduction for CDM type (tCO₂/MWh, tCO₂)

	Emission factor for grid power (tCO ₂ /MWh)	GHG emission reduction (tCO ₂)		Share of CER issuance
		Annual	Period	
Biomass	0.6175	75,821	1,579,855	0.63
Fuel switch	-	13,545	284,445	0.13
LFG	0.0323	108,727	1,949,160	0.65
Large hydro	0.5895	261,665	5,494,959	0.17
Methane avoidance	-	140,040	2,788,760	0.63
Small hydro	0.5704	19,649	399,879	0.05
PV	0.7594	104,436	1,984,278	-
Wind	0.6809	166,112	3,317,365	0.07
Total	0.4529	119,901	2,380,848	0.30

발전은 모두 CER을 발행했으며 발행규모는 175,248 ~ 1,496,895 tCO₂에 이르고 있다. 2020년 8월 현재까지 달성한 온실가스 감축량에서 발행된 CER이 차지하는 비중은 바이오매스가 63%, 대규모 수력발전은 17%, 소수력발전은 5%, 메탄회수는 63%, 매립가스는 65%, 풍력발전은 7%이며, 태양광발전은 발행된 CER이 없다. CER 발행 비중이 낮다는 점은 현재까지 달성한 온실가스 감축량이 시장에 공급되지 않고 대기하고 있는 상태에 머물고 있다고 해석된다. 이는 교토메커니즘을 대체할 새로운 시장 메커니즘(다양한 접근법) 논의가 2013년부터 진행되어 왔다는 점, 그리고 파리협정이 2015년에 체결되면서 파리협정 제 6조의 시장메커니즘에 관한 세부이행규칙 논의가 2016년부터 지금까지 진행되고 있다는 점을 감안하였을 때 이들 사업의 일부는 파리협정의 세부이행규칙 완료 이후에 6.4 조로의 전환을 기대하고 있는 것으로 추측된다⁵⁾.

3. 분석 결과

3.1 CDM 사업의 온실가스 감축비용

분석방법을 활용하여 53개 CDM 사업의 온실가스 감

축비용을 분석한 결과, 칠레 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$13.87/tCO₂(2020년 가격 기준)로 분석되었다. CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용은 \$56.60/tCO₂로서 수입까지 고려한 온실가스 감축비용(\$13.87/tCO₂)에 비해 4.1배 높은 수준으로서, 이는 수입을 고려하지 않고 비용만 고려하여 추정된 온실가스 감축비용은 현실을 왜곡시킬 수 있다는 점을 말해주고 있다. CDM 사업이 등록된 연도를 기준으로 추정된 온실가스 감축비용은 \$8.91/tCO₂(등록년도 기준)로 나타났다.

칠레 CDM 사업의 온실가스 감축비용은 평균적으로 풍력발전이 가장 높은 \$22.64/tCO₂이며 다음으로는 연료전환이 \$22.39/tCO₂로서 두 사업 유형의 온실가스 감축비용은 \$20/tCO₂을 상회하고 있다. 다음으로는 바이오매스가 \$16.19/tCO₂, 태양광발전이 \$16.17/tCO₂, 대수력발전이 \$13.84/tCO₂, 소수력발전이 \$12.19/tCO₂, 메탄회수가 \$11.41/tCO₂로서 이들 사업의 감축비용은 \$10-20/tCO₂ 수준이다. 매립가스가 \$5.67/tCO₂로서 가장 낮은 수준이며 \$10/tCO₂ 이하의 감축비용을 나타내고 있다. 매립가스의 경우 CER 발행기간(10년)이 짧은 2개의 사업을 제외하면 매립가스의 온실가스 감축비용은 \$0.75/tCO₂로 분석되었다.

Table 5. GHG emission abatement cost for CDM types in Chile(\$/tCO₂, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Biomass	9.53	16.19	30.27
Fuel switch	10.56	22.39	22.39
LFG	2.88	5.67	6.69
Large hydro	8.49	13.84	52.76
Methane avoidance	5.73	11.41	11.41
Small hydro	8.48	12.19	78.40
PV	11.64	16.17	96.05
Wind	16.03	22.64	113.91
Total	8.91	13.87	56.60

5) 2020년 9월 1일 기준 현재 UNFCCC에 등록된 CDM 프로젝트에서 발행된 CER은 2,049,103,636 tCO₂, 프로그램에서 발행된 CER은 30,219,053 tCO₂ 등 발행된 CER은 총 2,079,322,689 tCO₂에 이르고 있다. 2020년 1월 기준 CDM 사업에서 발생될 2030년까지의 온실가스 감축량은 등록된 사업에서 16,525,079,000 tCO₂며 타당성 단계 등의 모든 단계에 있는 사업에서 발생될 온실가스 감축량은 22,853,367,000 tCO₂로 제시되고 있다. 따라서 등록된 CDM 사업의 예상 온실가스 감축량 대비 발행된 CER의 비중은 12.6%, 모든 단계에 있는 CDM 사업의 예상 온실가스 감축량 대비 발행된 CER의 비중은 9.1%에 이르고 있다. 칠레 전체의 CDM 사업 예상 감축량 대비 CER 발행 비중은 29.5%이기 때문에 유엔 전체 CDM 사업에 비하면 칠레 CDM 사업의 CER 발행 비중은 높은 수준이다.

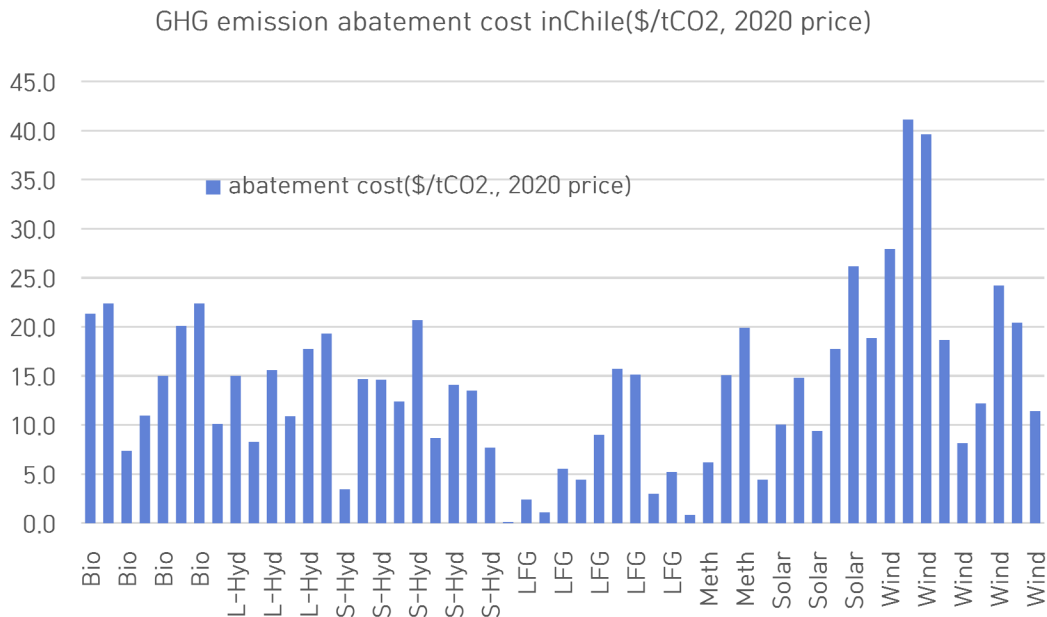


Fig. 1. GHG emission abatement cost for CDM types in Chile (\$/tCO₂, 2020 price)

전력판매 수입이나 CER 판매수입을 고려하지 않고 비용만 고려하여 온실가스 감축비용을 추정할 경우, 감축비용은 풍력발전이 가장 높은 \$113.91/tCO₂, 다음으로는 태양광발전이 \$96.05/tCO₂, 소수력발전이 \$78.40/tCO₂, 대수력발전이 \$52.76/tCO₂, 바이오매스가 \$30.27/tCO₂, 연료전환이 \$22.39/tCO₂, 메탄회수가 \$11.31/tCO₂, 매립가스가 \$6.69/tCO₂ 순으로 분석되었다. 매립가스 사업의 경우 CER 발행기간이 짧은(10년) 2개의 사업을 제외할 경우 CER 판매단가는 매우 낮은 수준인 \$2.30/tCO₂으로 분석되었다.

칠레 CDM 사업의 투자분석은 주로 내부수익률 분석법이 많이 사용되었다. 9개 풍력발전사업은 모두 내부수익률 분석방법론을 사용했고⁶⁾, 6개 태양광사업 역시 모두 내부수익률 분석방법론을 사용했다. 9개 소수력발전의 경우에는 7개 사업이 내부수익률 방법론을 적용했고 1개 사업이 투자비 비교분석법을 적용했다. 7개 대수력발전의 경우 3개 사업이 내부수익률법을 적용했고 4개 사업이 투자비 비교분석법을 적용했다.

바이오매스의 경우에는 대부분(4개 사업) 투자비 비교 분석법(investment comparison)을 적용했으며, 전력망에 전력을 공급하는 바이오매스 사업(1개)에는 내부수익률

분석법을 적용했다.

11개 매립가스 사업은 전력 판매수입이 없고 비용만 발생하는 사업이기 때문에 모두 단순비용분석법(simple cost analysis)이 적용되었다. 매립가스 사업은 매립지에서 발생된 메탄가스를 포집하여 연소 후에 대기 중에 방류하는 사업이 대부분이며, 전력을 공급하지 않고 비용만 발생하기 때문에 단순비용분석법을 적용한 것이다. 메탄회수 사업의 경우에도 전력을 생산하는 경우가 없기 때문에 단순비용분석법을 적용했다. 연료전환 사업 역시 단순비용분석법을 적용했다.

칠레 CDM 사업의 기준이 되는 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 수력발전을 포함한 발전사업의 경우에는 칠레 정부에서 10%로 제시했다. 그러나 비슷한 시기에 추진된 CDM 사업임에도 불구하고 사업별 적용된 내부수익률은 최저 10.3%에서 최고 11.2%까지 다양한 수익률을 적용한 것으로 나타났다.

3.2 CDM 사업의 설비당 투자비 추이

유엔의 국제재생에너지기구(IRENA, 2020)에 의하면 태양광발전이나 풍력발전 등의 재생에너지발전의 설비당 투자비는 2000년대에 급격하게 하락한 것으로 나타나고

6) 풍력발전 사업 중 1개 사업은 경제지표로서 내부수익률(IRR) 대신 평균전력가격(LCOE, Levelized Cost of Energy)을 사용했다.

있다. 태양광발전의 설치비는 2010년의 \$4,702/KW에서 2019년에는 \$995/KW로 하락하여 9년 동안 무려 79% 하락했으며, 설비 이용률은 14%에서 18%로 향상했다. 투자비 하락과 설비 이용률 상승으로 인해 신규 태양광발전의 평균전력생산비(LCOE)는 2010년의 \$0.378/KWh에서 2019년에는 \$0.068/KWh로 급락했다. 해상풍력발전의 설치비는 2010년의 \$4,650/KW에서 2019년 \$3,800/KW로 하락하여 9년 동안 18% 하락했으며 설비 이용률은 36.8%에서 43.5%로 상승하여 평균전력생산비는 2010년 \$0.161/KWh에서 2019년 \$0.115/KWh로 29% 하락했다. 육상풍력발전의 설치비는 2010년 \$1,949/KW에서 2019년에는 \$1,473/KW로 9년 동안 24% 하락했으며 설비 이용률은 27.1%에서 35.6%로 상승했고, 육상풍력의 평균전력생산비는 2010년의 \$0.086/KWh에서 2019년에는 \$0.053/KWh로 하락하여 36% 하락했다. 지열발전과 수력발전의 설비당 투자비와 평균전력생산비는 2010~2019년 기간에 상승한 반면 이들 두 재생에너지를 제외한 모든 재생에너지의 전력생산단가는 하락한 것으로 나타나고 있다(IRENA, 2020).

설비당 투자비 추이를 살펴보기 위해, 설비당 투자비는 발전사업의 경우에는 발전설비(MW)당 투자비로 정의하고 비발전사업의 경우에는 연간 온실가스 감축량당

투자비로 설정했다. 소수력발전의 경우에는 시간이 흐르면서 설비당 투자비가 상승하는 추이를 나타내고 있으며, 대수력의 경우에도 전반적으로 설비당 투자비가 상승하는 추이를 나타내고 있는데 이는 국제재생에너지기구(IRENA)가 분석한 결과와 일치하는 추이다. 풍력발전의 경우에는 전반적으로 국제재생에너지기구에서 분석한 바와 같이 시간이 흐르면서 설비당 투자비가 하락하고 있다. 풍력발전을 등록연도 순서로 나열한 그림에서 맨 왼쪽의 MW당 투자비가 \$3,500천/MW 이상의 높은 사업은 등록연도가 2009년, 2010년, 2011년이며, 투자비가 \$2,500천/MW 이하인 사업은 등록연도가 2012년이 4개(Fig. 2 왼쪽부터)이며 마지막 2개는 등록연도가 2015년이다. 그러나 태양광발전의 설비당 투자비는 특별한 추이가 나타나지 않고 있다. 매립가스와 메탄회수의 온실가스 감축량당 투자비는 상승한 이후에 하락하는 추이를 나타내고 있으며, 바이오매스 역시 상승한 이후 하락하는 추이를 나타내고 있다. 따라서 소수력과 대수력의 MW당 투자비는 상승하고 풍력발전의 MW당 투자비는 하락하는 추이를 나타내고 있으나 나머지 사업의 설비당 투자비는 뚜렷한 추이를 나타내지 않고 있다고 할 수 있다.

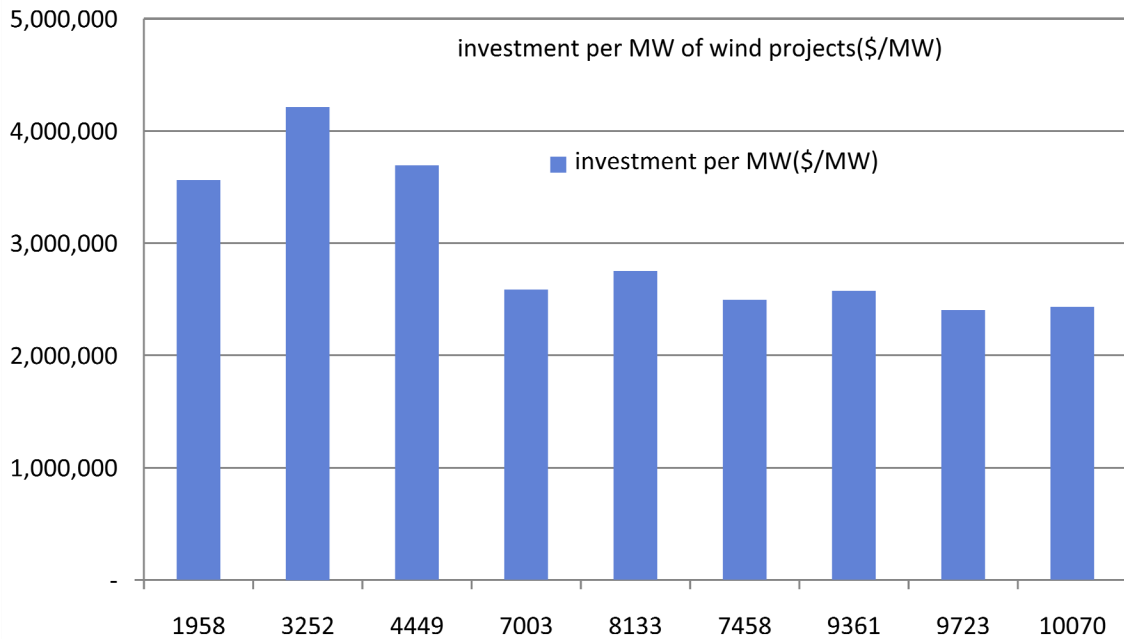


Fig. 2. Investment per unit for wind CDM projects in Chile (\$/MW, 2020 price)

3.3 온실가스 감축비용과 투자비

본 연구에서 온실가스 감축비용은 CDM 사업이 경제성을 갖는 경우의 CER 판매수입을 온실가스 감축량으로 나누어서 추정했다. 발전사업(풍력, 태양광, 소수력 및 대수력발전)의 수입은 전력판매수입과 CER 판매수입으로 구성되어 있으며, 비발전사업(바이오매스, 효율개선, 연료전환, 매립가스, 메탄회수)의 경우에는 CER 판매수입만 존재한다. 평균전력생산비(LCOE)는 기본적으로 사업기간의 수입에서 비용을 차감한 수입을 전력 생산량으로 나눈 값으로 추정한다. 따라서 투자비 하락은 비용의 감소로 이어지고, 비용이 하락하면 수입을 구성하고 있는 CER 판매수입도 하락할 가능성이 높기 때문에 온실가스 감축비용도 하락할 것으로 예상된다.

즉, 내부수익률 분석법의 경우에는 비용이 감소하면 비용과 수입을 일치시키는 내부수익률은 일정한 수준을 유지하기 때문에 수입 역시 감소할 것이며 이는 곧 CER 판매수입의 감소와 온실가스 감축비용 하락으로 연결될 것으로 예상된다. 비용의 변화만 고려한 단순비용분석법의 경우에도 비용이 감소하면 비용을 충당할 CER 판매수입도 감소하기 때문에 온실가스 감축비용도 하락할 것으로

예상된다. 투자비교분석법의 경우에도 주로 NPV나 LCOE 지표가 사용되었는데 비용이 감소하면 수입 역시 감소하고 이는 곧 CER 판매수입의 감소와 온실가스 감축비용 하락으로 이어질 것으로 예상된다. 따라서 투자비 규모가 높으면 온실가스 감축비용도 높고, 투자비 규모가 적으면 온실가스 감축비용도 낮을 것으로 예상된다. 투자비 규모는 투자비 전체 규모와 설비당 투자비로 구분하여 살펴보기로 한다.

첫째, 온실가스 감축비용과 설비당 투자비 관계에 있어서 발전사업의 경우 대수력발전과 소수력발전 및 풍력발전의 경우에는 투자비가 높은 사업의 온실가스 감축비용 역시 높은 상관관계를 나타내고 있다. 이는 P.Castro et al. (2010)의 연구와 같이 투자비가 높은 사업은 비용을 회수하기 위해 CER 판매수입도 높아야 하며 이는 곧 높은 감축비용을 요구하는 것으로 풀이된다. 태양광발전의 경우에는 투자비와 감축비용 간에 특별한 관계를 나타내지 않고 있으며, 바이오매스와 매립가스의 온실가스 감축량당 투자비와 감축비용도 특별한 상관관계를 나타내지 않고 있으나, 메탄회수는 약한 상관관계를 보이고 있다.

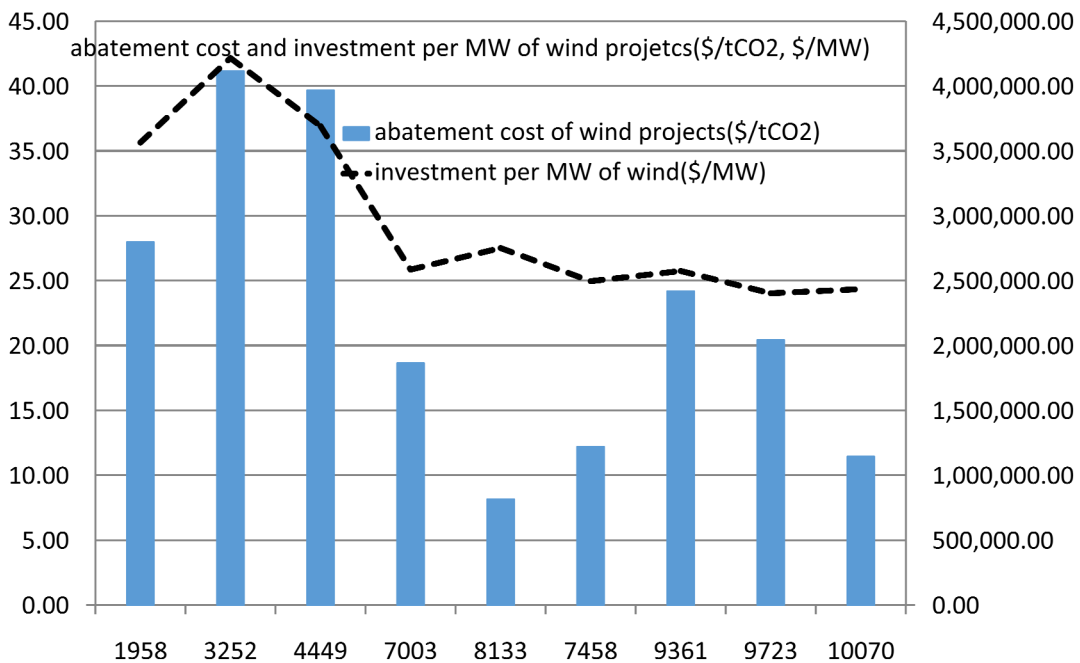


Fig. 3. Abatement cost and investment per MW of wind projects (\$/tCO₂, \$/MW, 2020 price)

둘째, 온실가스 감축비용과 사업당 투자비 관계는 풍력발전과 매립가스를 제외한 대부분의 사업에서 상관관계를 나타내고 있다. 특히 태양광발전에서는 가장 강한 상관관계(상관계수 0.826)를 나타내고 있으며 바이오매스(상관계수 0.425)와 소수력(상관계수 0.311)도 높은 상관관계를 나타내고 있다. 메탄회수는 낮은 상관관계(상관계수 0.032)를 나타내고 있지만 풍력(상관계수 -0.242)과 매립가스(상관계수 -0.071)는 부의 상관관계를 나타내고 있다.

3.4 온실가스 감축비용과 규모경제 효과

규모경제의 효과는 Rahman and Kirkman (2015)와 Rahman et al. (2015)의 연구와 같이 온실가스 감축량과 감축비용의 상관관계를 통해서 분석했다. 분석대상 CDM 사업에는 발전사업과 비발전사업이 존재하기 때문에 사업의 규모를 설비나 전력 생산량으로 규정하기 보다는 공통적으로 적용될 수 있는 온실가스 감축량으로 설정했다. 풍력발전과 매립가스 및 메탄회수는 온실가스 감축량이 많을수록 온실가스 감축비용은 하락하는 추이를 나타내고 있다. 메탄회수의 상관계수(-0.9132)는 강한 부의 관계를 말해주고 있으며, 매립가스와 풍력의 상관계수(각각 -0.3494, -0.3346) 역시 감축비용과 감축량의 부의 상관관

계를 말해주고 있다. 이들 3개 사업을 제외한 나머지 사업에서는 온실가스 감축량과 감축비용과 특별한 상관관계가 나타나지 않고 있다. 따라서 규모경제의 효과는 메탄회수와 매립가스 및 풍력발전에서 나타난다는 결론을 도출할 수 있다.

3.5 온실가스 감축비용과 시간효과(economies of time)

시간 효과(economies of time)에 의해 사업기간이 짧은 고정형(10년) 사업의 온실가스 감축비용이 사업기간이 긴 갱신형(21년) 사업의 온실가스 감축비용보다 높을 것으로 예상된다(Rahman and Kirkman (2015)와 Rahman et al. (2015)). 매립가스를 제외한 다른 사업의 사업기간은 대부분 갱신형이 차지하고 있기 때문에 시간효과를 분석할 수 없으므로 매립가스를 대상으로 분석했다. 11개의 매립가스 사업 중에서 6개의 사업이 고정형이며 나머지 5개 사업이 갱신형 사업이다. 매립가스의 평균 온실가스 감축비용은 \$5.67/tCO₂이며, 갱신형 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$2.40/tCO₂인 반면 고정형 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$9.61/tCO₂로서 고정형 사업의 감축비용이 갱신형 사업 감축비용에 비해 4배 높은 수준이다. 따라서 시간효과는 매립가스에서 상당히 뚜렷하게 나타나고 있다.

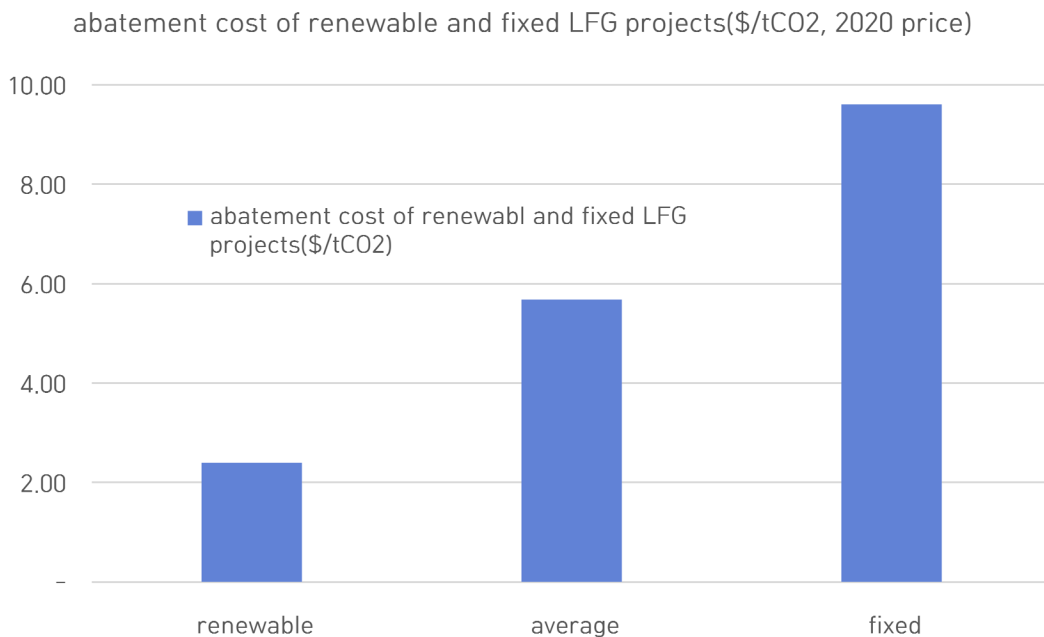


Fig. 4. Abatement cost for renewable and fixed LFG projects in Chile (\$/tCO₂)

3.6 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

기술발전의 효과에 의해 최근에 등록된 사업일수록 온실가스 감축비용이 낮아지는 효과를 분석했다. 바이오매스와 대수력발전 및 태양광발전, 메탄회수는 전반적으로 최근 등록된 사업일수록 온실가스 감축비용이 상승하는 반면, 풍력발전과 매립가스 및 소수력발전은 감축비용이 상승한 이후에 하락하는 추이를 나타내고 있다. 특히 풍력발전은 가장 뚜렷하게 온실가스 감축비용이 하락하는 추이는 나타내고 있기 때문에 풍력발전과 매립가스 및 소수력발전에서 기술발전의 효과가 나타난다고 할 수 있다. 소수력발전의 설비당 투자비가 최근에 등록된 사업일수록 상승했음에도 불구하고 온실가스 감축비용이 하락했다는 점은 운영비가 하락했거나 설비 이용률이 상승했을 가능성이 높다.

3.7 온실가스 감축비용과 감축사업의 분포

CDM 사업의 온실가스 감축비용이 낮은 사업일수록 우선적으로 감축사업을 추진하기 때문에 등록된 CDM 사업이 많을 것으로 예상된다. 온실가스 감축비용은 매립가스가 가장 낮는데 매립가스 사업은 등록된 전체 사업(11개)의 14%로서 분포 비중에서는 7개 사업 중에서 4위를 차지하고 있다. 매립가스 다음으로 온실가스 감축비용이 높은 사업은 메탄회수이며 등록사업의 6%로서 사업 분포의 비

중은 6위에 해당된다. 소수력발전이 3번째로 낮은 감축비용을 나타내고 있는데 등록된 사업은 18%로서 3위를 나타내고 있어서 감축비용 순서와 사업분포의 비중이 일관성을 지니고 있음을 보여준다. 태양광은 감축비용에서는 4위로 낮은 순위이지만 등록된 사업의 분포에서는 2위를 차지하고 있어서 감축비용과 사업 분포가 일관성을 갖지 못하고 있다. 그러나 바이오매스는 감축비용에서는 5위의 낮은 순위이며 등록된 사업도 5위를 차지하고 있어서 감축비용과 사업 분포가 일관성을 갖고 있다. 연료전환은 감축비용에서 6위를 차지했으며, 사업 분포에서는 7위를 차지하여 약하지만 감축비용과 사업분포가 일관성을 지니고 있는 것으로 평가된다. 풍력발전의 감축비용은 가장 높은 사업임에도 불구하고 등록된 사업은 가장 높은 비중을 차지하고 있어서 감축비용과 사업 분포가 극적인 대조를 이루고 있다. 따라서 온실가스 감축비용과 등록된 사업의 분포는 소수력과 바이오매스가 일관성을 갖고 있으며, 연료전환도 약하지만 일관성을 갖고 있지만 나머지 사업에서는 감축비용과 사업 분포가 일관성을 갖지 못하는 것으로 분석된다. 이러한 결과는 CDM 사업 추진에 대한 의사결정에 있어서 감축비용이 절대적인 기준이라기 보다는 칠레 정부의 지원정책이나 부존자원과 같은 다른 요인에 의해 영향을 받았을 것이라는 Rahman and Kirkman (2015)와 Rahman et al. (2015)의 연구와 상당히 일치한다는 볼 있다.

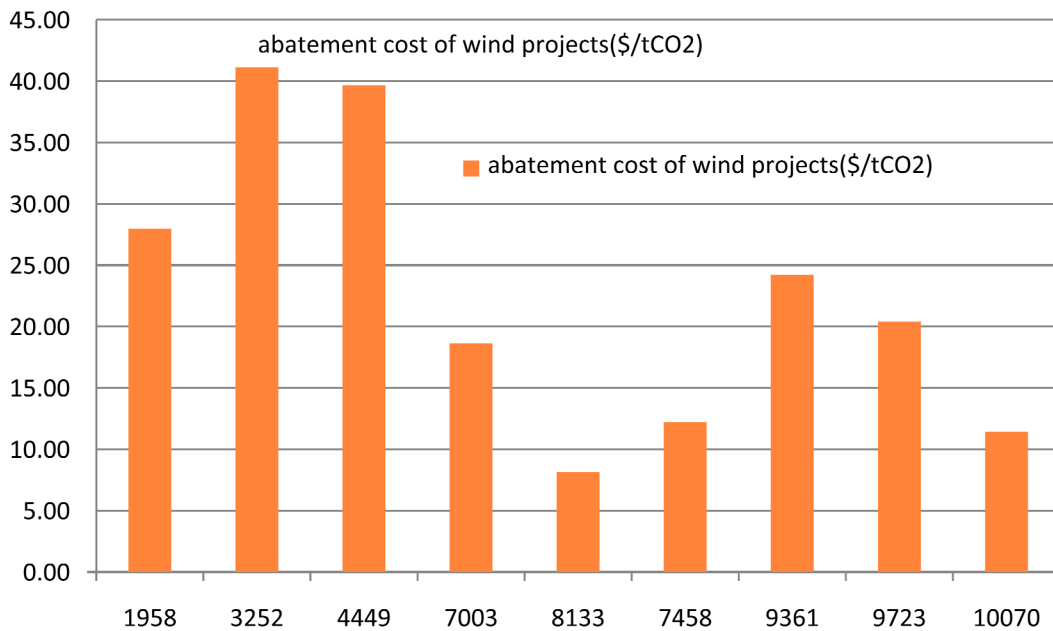


Fig. 5. Trend of abatement cost for wind projects in Chile (\$/tCO₂)

Table 6. Relationship between abatement cost and share of registered CDM types (\$/tCO₂, number)

Abatement cost (\$/tCO ₂ , 2020 price)			Number of registered CDM projects (%)		
	Cost	Type	Type	Share	
High ↑	22.64	Wind	Fuel switch	2(2%)	Low ↑
	22.39	Fuel switch	Methane avoidance	7(6%)	
	16.19	Biomass	Biomass	12(11%)	
↓	16.17	PV	LFG	15(14%)	↓
	12.19	Small hydro	Small hydro	20(18%)	
Low	11.41	Methane avoidance	PV	20(18%)	High
	5.67	LFG	Wind	21(19%)	

4. 비용 효과적인 온실가스 감축 전략

4.1 CDM 사업별 온실가스 한계감축비용

53개 CDM 사업의 온실가스 한계감축비용(marginal abatement cost, MAC)을 사업별로 나타내면 다음 그림과

같이 온실가스 감축량과 감축비용이 사업별로 큰 차이를 나타내고 있다. 지금까지 앞에서는 하나의 사업에 대해 온실가스 감축비용을 분석했는데 여기에서는 개별 사업의 감축비용을 나열하여 사업 유형별 온실가스 한계감축비용을 분석하기로 한다.

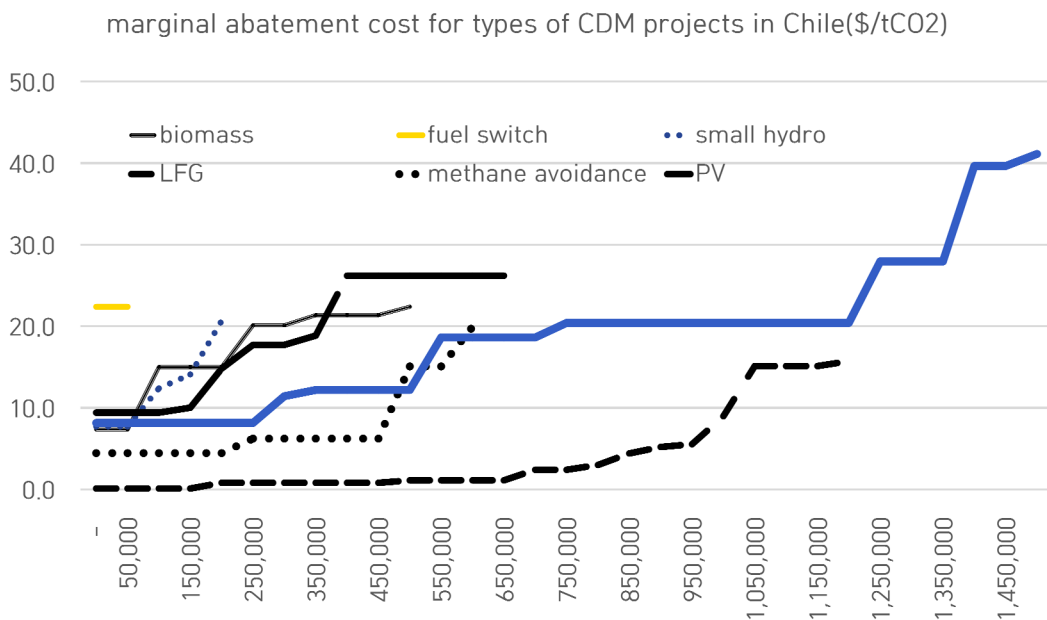


Fig. 6. Marginal abatement cost (MAC) for types of CDM projects in Chile (\$/tCO₂)

온실가스 감축량 측면에서는 풍력발전의 온실가스 감축량이 가장 많고 다음으로는 매립가스, 태양광, 메탄회수, 바이오매스, 소수력발전, 연료전환 순으로 온실가스 감축량이 적어지는 것으로 분석되었다. 감축비용의 측면에서는 매립가스의 한계감축비용이 가장 낮은 수준이며, 다음이 메탄회수, 풍력발전, 바이오매스, 태양광, 소수력발전, 연료전환 순으로 감축비용이 높아지는 것으로 분석되었다⁷⁾.

4.2 비용 효과적인 온실가스 감축전략

비용 효과적인 온실가스 감축전략은 온실가스 한계감축비용이 동일한 수준에서 연간 온실가스 감축량이 가장 많은 사업부터 감축사업을 추진하는 것이다.

온실가스 한계감축비용 \$10/tCO₂ 이하에서는 매립가스 사업의 연간 온실가스 감축량이 1,000천 tCO₂로 가장 높기 때문에 매립가스 사업을 가장 우선적으로 추진하고 다음으로는 메탄회수(450천 tCO₂), 풍력발전(250천 tCO₂), 태양광(100천 tCO₂), 소수력(50천 tCO₂)과 바이오매스(50천 tCO₂)을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다.

온실가스 한계감축비용이 \$20/tCO₂ 이하에서는 매립가스사업의 연간 온실가스 감축량이 1,200천 tCO₂로 가장 높기 때문에 매립가스 사업을 가장 우선적으로 추진하고 다음으로 풍력발전(700천 tCO₂), 메탄회수(600천 tCO₂), 태양광(350천 tCO₂), 바이오매스(200천 tCO₂)을 추진하고 마지막으로 소수력발전(200천 tCO₂)을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다.

온실가스 한계감축비용이 \$30/tCO₂ 이하에서는 풍력발전의 연간 온실가스 감축량이 1,350천 tCO₂로 가장 높기 때문에 풍력발전 사업을 가장 우선적으로 추진하고 다음

으로는 태양광발전(650천 tCO₂), 바이오매스(500천 tCO₂), 소수력(250천 tCO₂), 마지막으로 연료전환(50천 tCO₂)을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다.

온실가스 한계감축비용이 \$40/tCO₂ 이하에서는 풍력발전이 유일하게 1,450천 CO₂의 온실가스 감축량을 나타내기 때문에 풍력발전을 추진하고, 한계감축비용이 \$50/tCO₂ 이하에서도 풍력발전이 유일하게 1,500천 tCO₂의 감축 잠재량을 보이고 있다.

따라서 온실가스 한계감축비용 \$10/tCO₂ 이하에서는 매립가스, 메탄회수, 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스와 소수력 순으로 감축사업을 추진하고, 한계감축비용 \$20/tCO₂ 이하에서는 매립가스, 풍력발전, 메탄회수, 태양광발전, 바이오매스, 소수력 순으로 감축사업을 추진하는 등 한계비용 \$10-20/tCO₂에서는 매립가스, 풍력발전/메탄회수, 태양광, 바이오매스, 소수력발전 순으로 추진하는 것이 비용 효과적인 전략으로 분석되었다. 한계감축비용 \$30/tCO₂ 이하에서는 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스, 소수력발전, 연료전환 순으로 추진하고, \$40/tCO₂ 및 \$50/tCO₂ 이하에서는 풍력발전을 추진하는 등 한계비용 \$30/tCO₂ 이상에서는 풍력발전, 태양광, 바이오매스, 소수력, 연료전환 순으로 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략으로 분석되었다.

온실가스 한계감축비용 구간별로 달성 가능한 연간 온실가스 감축량을 분석하면 \$10/tCO₂ 이하에서는 연간 2,200천 tCO₂의 온실가스를 감축할 수 있을 것으로 예상된다. \$20/tCO₂ 이하의 한계비용에서는 연간 5,050천 tCO₂를, \$30/tCO₂ 이하에서는 6,450천 tCO₂, \$40/tCO₂ 이하에서는 6,550천 tCO₂, 마지막으로 \$50/tCO₂ 이하에서는 6,600천 tCO₂를 감축할 수 있을 것으로 분석된다.

Table 7. Marginal abatement cost (MAC) and cumulative emission reduction (\$/tCO₂, tCO₂)

MAC	Biomass	Fuel switch	Small hydro	LFG	Methane avoidance	PV	Wind	Total
\$10/tCO ₂	50,000		50,000	1,000,000	450,000	100,000	250,000	2,200,000
\$20/tCO ₂	200,000		150,000	1,200,000	600,000	350,000	700,000	5,050,000
	(150,000)		(100,000)	(200,000)	(150,000)	(250,000)	(450,000)	(2,850,000)
\$30/tCO ₂	500,000	50,000	250,000			650,000	1,350,000	6,450,000
	(300,000)		(100,000)			(300,000)	(650,000)	(1,400,000)
\$40/tCO ₂							1,450,000	6,550,000
							(100,000)	(100,000)
\$50/tCO ₂							1,500,000	6,600,000
							(50,000)	(50,000)

1) : () is the added emission reduction for each MAC

7) 일부 감축량 구간에서는 감축비용이 상호 교차하는 구간이 발생한 것으로 나타났다. 즉, 태양광발전의 온실가스 감축비용은 100,000tCO₂ 이하 구간에서는 바이오와 소수력발전의 온실가스 감축비용이 가장 낮고 다음으로는 태양광발전과 연료전환 순으로 높아지는 것으로 분석되었다. 100,000-400,000 tCO₂ 감축량 구간에서는 태양광발전의 감축비용이 가장 낮고 다음으로는 바이오, 소수력발전 순으로 높아지며, 400,000 tCO₂ 이상에서는 바이오매스의 감축비용이 태양광발전보다 낮은 것으로 분석되었다.

온실가스 한계감축비용 구간별로 달성 가능한 연간 온실가스 감축량을 그림으로 나타내면 한계감축비용 구간별 증가되는 감축량을 파악할 수 있는 장점이 있다(Fig. 8). 전체적으로 풍력발전의 온실가스 감축 잠재량이 가장 많고 다음으로는 매립가스, 태양광발전, 메탄회수, 바이오매스, 소수력발전, 연료전환 순으로 나타났다. \$10/tCO₂ 이하(파란색)에서는 매립가스가 가장 큰 감축 잠재량을 나타내며, 다음으로는 메탄회수가 큰 감축 잠재량을 보이고 있다. 감축비용 \$20/tCO₂(빨간색)에서는 풍력발전(450,000 tCO₂)이 가장 큰 폭으로 감축 잠재량이 증가하며, 다음으로는 태양광발전(250,000 tCO₂), 매립가스(200,000 tCO₂), 메탄회수와 바이오매스(150,000 tCO₂)가 동일한 감축량을 갖고, 마지막으로 소수력발전(100,000 tCO₂)이 가장 적은 폭으로 감축량이 증가한 것으로 분석되었다. 한계감축비용 \$30/tCO₂(갈색)에서는 풍력발전(650,000 tCO₂)의 감축량이 가장 많고 다음으로는 태양광발전과 바이오매스(300,000 tCO₂)가 동일한 감축량을 갖고, 소수력발전(100,000 tCO₂), 연료전환(50,000 tCO₂)이 감축량이

증가되는 것을 알 수 있다. \$40/tCO₂ 및 \$50/tCO₂에서는 풍력발전만 각각 100,000 tCO₂, 50,000 tCO₂의 감축량이 증가하는 것을 알 수 있다.

다만, 온실가스 한계감축비용곡선은 분석대상이 증가할수록 동일 감축비용에서 온실가스 감축량이 증가할 가능성이 높기 때문에 분석대상 사업이 증가할수록 온실가스 한계감축비용곡선이 보다 완만한 형태를 취할 것으로 예상된다. 분석대상 사업이 전체 등록된 사업에서 차지하는 비중은 44%이지만 사업별로 비중은 상이하게 나타나고 있기 때문에 분석대상이 확대될수록 온실가스 감축량은 증가될 가능성은 높지만 감축비용이 변화될 가능성은 크지 않을 것으로 예상된다.

온실가스 감축량의 변동 가능성을 감안하여 비용 효과적인 감축전략을 제시할 수 있는 대안으로 사업별 평균 온실가스 감축비용을 고려할 수 있다. 이 경우 평균 감축비용이 낮은 사업부터 감축사업을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축전략이 될 수 있다. 즉, 평균 감축비용이 가장 낮은 매립가스 사업을 먼저 추진하고 다음으로는 메탄회수,

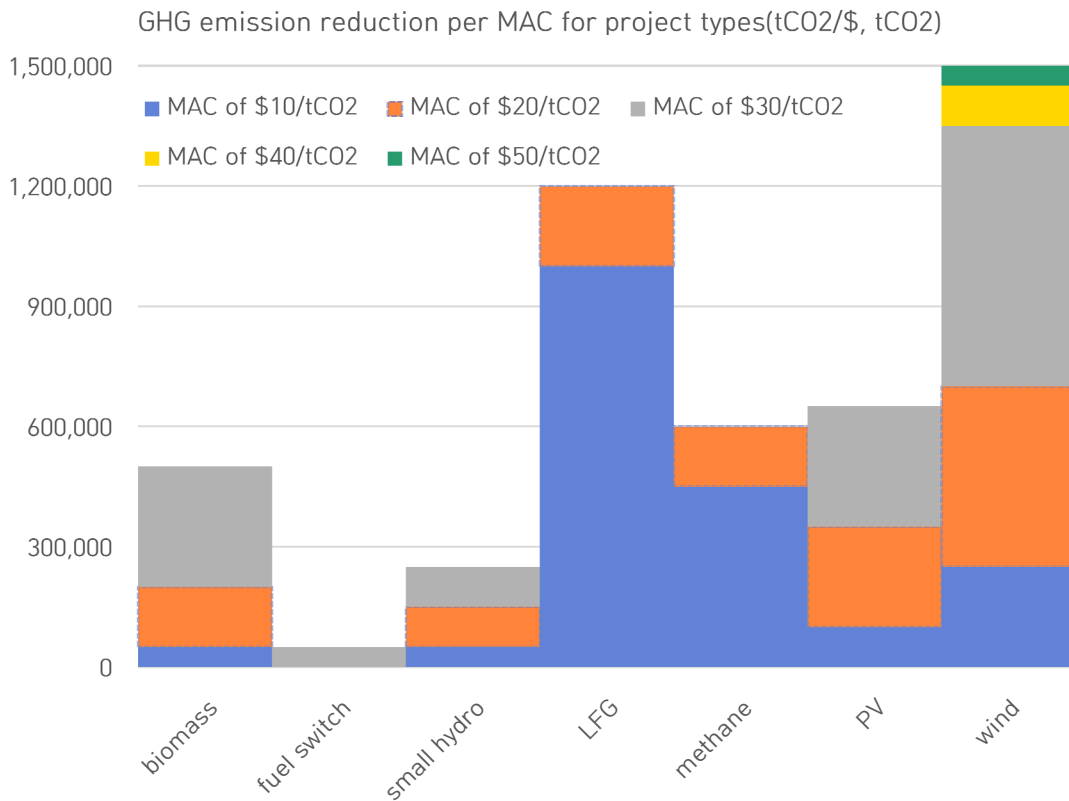


Fig. 7. GHG emission reduction per MAC for CDM types in Chile (tCO₂/\$, tCO₂)

Table 8. Available types of projects for MAC in Chile

감축비용	Biomass	Fuel switch	Small hydro	LFG	Methane avoidance	PV	Wind
\$10/tCO ₂	available	available	available	available	available	available	available
\$20/tCO ₂							
\$30/tCO ₂							
\$40/tCO ₂							
\$50/tCO ₂							

소수력발전, 태양광발전, 바이오매스, 연료전환, 마지막으로 감축비용이 가장 높은 풍력발전을 추진하는 것이다. 그러나 평균 감축비용은 해당 감축비용 수준에서 감축할 수 있는 감축량에 제한이 없다는 가정을 전제로 하기 때문에 칠레에서는 매립가스 사업을 통해서만 우리나라가 필요로 하는 온실가스 감축량을 모두 확보할 수 있으며 태양광이나 풍력발전과 같은 사업을 추진할 필요가 없다는 결론에 도달하는 오류를 범할 수 있다. 따라서 온실가스 감축비용

과 온실가스 감축량을 동시에 고려하되 온실가스 감축량에 대한 오류를 줄일 수 있는 방안은 감축비용 수준에서 이용 가능한 감축사업을 명기하는 방안이라고 할 수 있다. 온실가스 감축비용이 \$20/tCO₂ 이하에서는 8개 사업 모두 이용 가능하며, \$30/tCO₂ 이하에서는 바이오매스, 연료전환, 소수력, 태양광, 풍력이 이용 가능하지만 매립가스와 메탄회수 및 대수력은 이용 가능한 대안이 되지 못한다. \$50/tCO₂ 이하에서는 풍력발전만 이용 가능한 것으로 분석되었다.

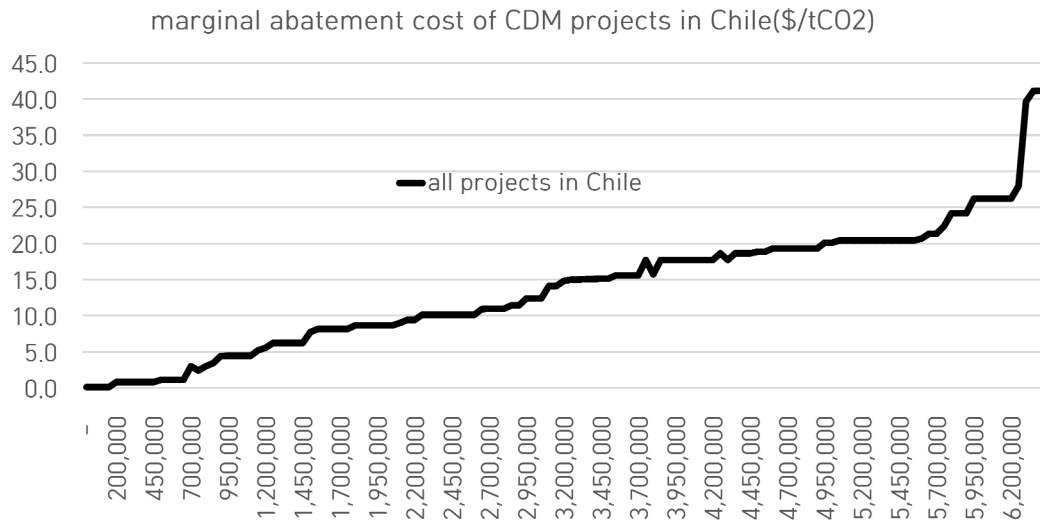


Fig. 8. Marginal abatement cost (MAC) curve in in Chile (\$/tCO₂)

칠레 53개 CDM 사업을 대상으로 온실가스 한계감축비용 순으로 나열하면 칠레의 온실가스 한계감축비용곡선을 도출할 수 있다. \$10/tCO₂ 이하에서는 연간 2,200천 tCO₂, \$20/tCO₂ 이하에서는 연간 5,050천 tCO₂, \$30/tCO₂ 이하에서는 연간 6,450천 tCO₂, \$40/tCO₂ 이하에서는 연간 6,550천 tCO₂, \$50/tCO₂ 이하에서는 연간 6,600천 tCO₂ 감축할 수 있으며 \$30/tCO₂ 이상에서는 한계감축비용곡선이 급격하게 상승한다는 점을 확인할 수 있다.

5. 결론 및 시사점

본 연구에서는 유엔의 CDM 투자분석 지침과 CDM 문서(PDD)의 투자분석 정보를 이용하여 칠레에 등록된 53개 CDM 사업을 대상으로 온실가스 감축비용을 분석했다. 칠레 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$13.87/tCO₂(2020년 가격)이며, 풍력발전이 가장 높은 \$22.64/tCO₂, 다음으로 연료전환이 \$22.39/tCO₂, 바이오매스 \$16.19/tCO₂, 태양

광발전 \$16.17/tCO₂, 대수력발전 \$13.84/tCO₂, 소수력발전 \$12.19/tCO₂, 메탄회수 \$11.41/tCO₂, 매립가스 \$5.67/tCO₂ 순으로 분석되었다. 매립가스의 경우 CER 발행기간(10년)이 짧은 2개의 사업을 제외하면 매립가스의 온실가스 감축비용은 \$0.75/tCO₂로 분석되었다.

설비당 투자비는 수력발전(대수력발전, 소수력발전)의 경우 시간이 흐를수록 상승하는 추이를 나타내는 반면 풍력발전의 설비당 투자비는 하락하는 추이를 나타내고 있으며, 나머지 사업에서는 설비당 투자비 추이가 일관성 있게 나타나지 않았다. 사업별 온실가스 감축비용과 설비당 투자비와의 관계에서는 수력발전(대수력발전, 소수력발전)과 풍력발전에서 설비당 투자비가 높을수록 온실가스 감축비용도 높게 나타나고 있으나, 다른 사업에서는 온실가스 감축비용과 설비당 투자비의 상관관계가 나타나지 않는 것으로 분석되었다. 온실가스 감축비용과 사업당 투자비의 관계에서는 풍력발전과 매립가스를 제외한 대부분의 사업에서 상관관계를 나타내고 있는데, 태양광 발전에서 가장 강한 양의 상관관계가 나타나고 바이오매스와 소수력에서도 상당한 양의 상관관계가 나타났고, 메탄회수는 약한 상관관계를 나타내고 있으나 풍력과 매립가스는 부의 상관관계를 나타내고 있다.

규모의 경제 효과는 온실가스 감축비용과 온실가스 감축량과의 관계를 통해서 분석했는데, 풍력발전과 매립가스 및 메탄회수에서 강한 상관관계가 나타나고 있으며, 특히 메탄회수에서 가장 강한 부의 상관관계가 나타났으며, 풍력발전과 매립가스에서도 비교적 높은 부의 상관관계가 나타났다. 나머지 사업에서는 상관관계가 나타나지 않았다. 시간효과는 사업기간이 긴 갱신형 사업과 사업기간이 짧은 고정형 사업의 온실가스 감축비용 비교를 통해 분석했다. 갱신형과 고정형 사업이 존재하고 있는 매립가스를 대상으로 비교한 결과 갱신형 사업의 온실가스 감축비용이 고정형 사업의 온실가스 감축비용보다 낮게 나타났다. 기술발전 효과를 분석하기 위해 등록된도 사업의 온실가스 감축비용 추이를 분석했다. 풍력발전과 매립가스 및 소수력발전에서 최근 연도에 등록한 사업일수록 온실가스 감축비용이 하락하는 추이가 나타났으나 다른 사업에서는 감축비용의 하락 추이가 나타나지 않았다. 특히 풍력발전은 온실가스 감축비용 하락 추이가 뚜렷하게 나타났다. 온실가스 감축비용과 감축사업의 분포와의 관계에서는 온실가스 감축비용이 낮다고 해서 CDM으로 등록된 비중이 높지 않은 것으로 나타났다. 이와 같은 결과는 CDM 사업의 추진 여부에 대한 의사결정에 반드시 온실

가스 감축비용에 입각해서 이루어지기 보다는 부존자원이나 투자 유치국의 지원정책과 같은 요인에 의해서도 많은 영향을 받는다는 점을 말해주고 있다.

사업별 온실가스 한계감축비용 곡선을 도출하고 동일한 한계감축비용에서 온실가스 감축량 규모를 기준으로 감축사업 추진 순서를 평가할 경우, 한계감축비용 \$10-20/tCO₂에서는 매립가스, 풍력발전/메탄회수, 태양광, 바이오매스, 소수력발전 순으로 추진하는 것이 비용 효과적인 전략으로 분석되었다. 한계감축비용 \$30/tCO₂ 이상에서는 풍력발전, 태양광, 바이오매스, 소수력, 연료전환 순으로 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략으로 분석되었다.

온실가스 한계감축비용 구간별로 달성 가능한 연간 온실가스 감축량을 분석하면 \$10/tCO₂ 이하에서는 연간 2,200천 tCO₂의 감축량을 확보할 수 있을 것으로 예상된다. \$20/tCO₂ 이하의 한계비용에서는 연간 5,050천 tCO₂를, \$30/tCO₂ 이하에서는 6,450천 tCO₂, \$40/tCO₂ 이하에서는 6,550천 tCO₂, 마지막으로 \$50/tCO₂ 이하에서는 6,600천 tCO₂를 감축할 수 있을 것으로 분석된다.

본 연구에서는 53개 CDM 사업을 대상으로 온실가스 감축비용을 도출하고 비용 효과적인 온실가스 감축전략을 분석했다. 등록된 사업의 44%를 대상으로 분석했지만 분석 대상의 사업이 증가할수록 동일 감축비용 수준에서 달성 가능한 온실가스 감축량이 증가할 가능성이 높다. 사업별로 분석 대상 비율이 상이하기 때문에 사업별 온실가스 감축비용과 온실가스 감축량을 비교하여 비용 효과적인 감축전략을 도출한 결과는 한계점을 가질 수 밖에 없다. 따라서 향후에는 분석 대상 사업을 더욱 증대시키면 보다 더 정확한 사업별 온실가스 감축비용을 추정하고 비용 효과적인 전략을 도출할 수 있을 것으로 예상된다. 다만, 유엔에 등록된 모든 CDM 사업이 온실가스 감축비용 분석에 필요한 자료를 제공하지 않기 때문에 등록된 모든 CDM 사업을 대상으로 온실가스 한계감축비용 곡선을 분석하기는 불가능하다. 본 연구에서 분석된 CDM 사업별 온실가스 한계감축비용 곡선을 유엔에 등록된 칠레 전체 CDM 사업의 사업별 연간 온실가스 감축량 비중을 감안하여 확대하는 방안이 칠레 여건을 반영한 온실가스 한계감축비용곡선 도출의 대안으로 고려할 수 있을 것이다.

이번 분석에서는 최근 빠른 속도로 증가하고 있는 태양광발전사업에 대한 분석이 많이 이루어지지 못했다. 최근에 도입되기 시작하면서 투자분석이 면제되는 positive list에 해당되어 분석에 필요한 비용 관련 자료를 확보할 수

없었기 때문이다. 후속 연구에서 보다 많은 태양광발전 사업을 대상으로 분석을 추진한다면 태양광발전의 감축비용을 보다 정교하게 분석할 수 있을 것으로 기대한다.

References

- Castro P and Michaelowa A. 2010. The impact of discounting emission credits on the competitiveness of different CDM host countries. *Energy Economics*, 70, 34-42.
- International Monetary Fund. International Financial Statistics. [accessed December 13, 2020]. <https://www.imf.org/en/Data#imffinancial>
- International Renewable Energy Agency. 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi.
- Noh D-W. 2021. Methodology to estimate GHG emission abatement cost of CDM projects, *Journal of Climate Change Research* (forthcoming).
- Noh D-W, Son IS, Lim JM, Kim SI. 2021. GHG emission abatement cost of small scale hydro CDM projects-Chile, Peru, Vietnam, Srilank, Korea Energy Economics Institute, *Energy Focus*, Spring, 2021.
- Rahman S.M and Kirkman G.A. 2015 a. Costs of certified emission reductions under the Clean Development Mechanism of the Kyoto Protocol. *Energy Economics*, 47, 129-141.
- Rahman S.M, Larson D.F and Dinar A. 2015 b. Costs of greenhouse gas emissions abatement under the clean development mechanism. *Climate Change Economics*, 47, 129-141.
- Schneider L. 2009. Assessing the additionality of CDM projects: practical experiences and lessons learned, *climate policy*, 9, 242-254.
- United Nations Environment programme. 2020. Emission Gap Report 2020.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2012. TOOL01, Tool for the demonstration and assessment of additionality, version 07.0.0.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2007. AM0026, Methodology for zero-emission grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid, version 03, sectoral scope 01, EB35.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2016. Aggregate effect of the intended nationally determined contributions : an update, synthesis report.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2019. ACM0001, Flaring or use of landfill gas, version 19.0, sectoral scope(s):01 and 13.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2019. ACM0010, GHG emission reductions from manure management systems, version 08.0, sectoral scope(s):13 and 15.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2019. AMS-I.D, Grid connected renewable electricity generation, version 18.0, sectoral scope(s):01.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2019. Draft Text on Matters relating to Article 6 of the Paris Agreement: Rules, modalities and procedures for the mechanism established by Article 6, paragraph 4, of the Paris Agreement, Version 3 of 15 December 1:10 hrs.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. Clean Development Mechanism(CDM). [accessed October 27, 2020]. <https://cdm.unfccc.int>
- Worldbank. World Development Indicators. [accessed December 13, 2020]. <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>;

부록

Table. GHG emission abatement cost for each project in Chile

CDM number	name of project	investment analysis	benchmark IRR	abatement cost (\$/tCO ₂ , 2020 price)		
				registered year	2020	cost-based
258	Nueva Aldea Biom 1	bench-analy	10.00	12.16	21.35	21.35
346	Nueva Aldea Biom 2	-	-	10.56	22.39	22.39
379	Russfin Biomass	bench-analy	10.00	4.18	7.34	7.34
259	Trupan Biomass	bench-analy	10.00	6.25	10.97	10.97
2325	PANITAO Biomass	bench-analy	-	9.40	14.99	15.85
8099	Lautaro Biomass	bench-analy	9.70	14.62	20.11	103.70
(average of biomass)		-	6.62	9.53	16.19	30.27
24	Graneros Fuel Switch	simp-cost	10.00	10.56	22.39	22.39
(average of fuel switch)		-	-	10.56	22.39	22.39
248	La Higuera Hydro	bench-analy	10.00	6.07	10.12	49.18
1052	Chacabuquito Hydro	bench-analy	10.00	6.26	14.97	51.90
1265	Quilleco Hydro	bench-analy	-	4.98	8.31	24.77
1374	Hornitos Hydro	bench-analy	10.00	9.34	15.59	27.13
2417	Lircay Hydro	bench-analy	10.00	6.54	10.90	76.06
4229	La Confluencia Hydro	bench-analy	10.00	12.49	17.72	56.68
6848	Chacayes Hydro	bench-analy	11.20	13.76	19.30	83.60
(average of large hydro)		-	8.74	8.49	13.84	52.76
1267	Puclaro Hydro	-	-	2.06	3.44	34.18
3791	La Paloma Hydro	bench-analy	9.70	9.21	14.69	104.01
4337	Trueno Hydro	bench-analy	10.30	10.29	14.59	68.53
3830	Guayacán Hydro	bench-analy	10.00	8.73	12.39	58.44
4800	San Clemente Hydro	bench-analy	10.00	14.57	20.67	104.30
8162	DONGO Hydro	bench-analy	13.15	6.16	8.64	94.17
8914	Bonito Hydro	bench-analy	10.00	10.05	14.10	82.99
8981	Nalcas Hydro	bench-analy	10.00	9.61	13.48	75.75
8867	Ensenada Hydro	bench-analy	10.00	5.61	7.71	83.20
(average of small hydro)		-	9.24	8.48	12.19	78.40
(average of hydro)		-	9.02	8.48	12.91	67.18
96	Copiulemu LFG	simp-cost	4.00	0.06	0.11	1.63
97	Cosmito LFG	simp-cost	10.00	1.22	2.41	n.e
170	El Molle LFG	simp-cost	10.00	0.46	1.11	3.90
254	Lepanto LFG	simp-cost	10.00	3.16	5.55	5.55
822	Colorados LFG	simp-cost	25.00	2.65	4.41	4.41
1219	Coronel LFG	simp-cost	10.00	5.39	8.98	12.29
1435	Regional LFG	simp-cost	10.00	9.42	15.72	15.72
2028	La Hormiga LFG	simp-cost	7.20	3.82	15.13	21.02
1911	El Empalme LFG	simp-cost	25.00	1.86	3.00	3.10
2512	El Panul LFG	simp-cost	25.00	3.26	5.20	5.20
799	Santa Marta LFG	simp-cost	10.00	0.34	0.81	0.81
(average of LFG)		-	13.29	2.88	5.67	7.36

Table. GHG emission abatement cost for each project in Chile (continued)

CDM number	name of project	investment analysis	benchmark IRR	abatement cost (\$/tCO ₂ , 2020 price)		
				registered year	2020	cost-based
33	Pocillas Methane	simp-cost	10.00	3.16	6.22	6.22
31	Corneche Methane	simp-cost	25.00	9.45	15.07	15.07
32	Peralillo Methane	simp-cost	25.00	8.05	19.92	19.92
458	Maitenlahue Methane	simp-cost	10.00	2.25	4.44	4.44
(average of methane avoid.)		-	17.50	5.73	11.41	11.41
8760	Altos de Pica Solar	bench-analy	11.09	7.14	10.01	115.07
9331	Huasco Solar	bench-analy	10.30	11.40	14.81	113.04
9127	Pica Solar	bench-analy	11.09	6.70	9.41	144.78
9213	Pintados Solar	bench-analy	11.09	12.49	17.72	20.83
9311	Atacama Solar	bench-analy	10.00	18.67	26.20	79.96
9248	Lagunas Solar	bench-analy	10.30	13.44	18.85	102.65
(average of PV)		-	10.65	11.64	16.17	96.05
1958	Canela Wind	bench-analy	-	17.54	27.96	131.63
3252	Total Wind	bench-analy	12.04	28.12	41.14	143.69
4449	Redondo Wind	bench-analy	10.00	27.95	39.66	119.08
7003	Lebu 1 Wind	bench-analy	10.30	13.28	18.63	83.57
8133	Arauco Wind	bench-analy	10.30	5.81	8.15	111.81
7458	Vientos Wind	bench-analy	13.34	8.69	12.19	91.52
9361	Parque Wind	bench-analy	10.30	17.24	24.19	93.61
9723	E.CL Wind	bench-analy	9.28	15.72	20.42	85.05
10070	Palmeras Wind	bench-analy	10.00	9.94	11.43	165.19
(average of wind)		-	9.51	16.03	22.64	113.91
(average of total projects)		-	10.38	8.91	13.87	57.69