

국제 탄소시장 활용 중장기 온실가스 감축전략 및 국내 이행방안 마련을 위한 기초연구

2020. 12. 10

연구수행기관 : 에너지경제연구원



국무조정실
국무총리비서실

제 출 문

국무조정실장 귀하

본 보고서를 “국제 탄소시장 활용 중장기 온실가스 감축 전략 및 국내 이행방안 마련을 위한 기초연구” 과제의 최종보고서로 제출합니다.

연구책임자 : 선임연구위원 노동운

연구참여자 : 부연구위원 손인성

부연구위원 임정민

전문연구원 김수인

외부 참여자 :

녹색기술센터 : 선임연구원 이수경

연구원 최가영

연구원 이은미

고려대학교 : 정서용 교수

2020년 12월 10일

에너지경제연구원장

요 약

1. 서론

- 2030년 온실가스 감축목표(NDC) 달성에 필요한 국외감축 16.2백만tCO₂ 확보에 필요한 국제 탄소시장(IMM) 활용 전략 수립 필요
- 과제 목적은 2030년 온실가스 감축목표의 국외감축량(16.2백만tCO₂)을 비용 효과적으로 달성하기 위한 기초연구
 - 6개 개도국(베트남, 스리랑카, 미얀마, 몽골, 칠레, 페루)의 온실가스 감축 사업(CDM, 파리협정 6조)의 감축량과 감축비용에 대한 시사점 도출
- 연구내용은 파리협정 논의 동향, 개도국 기술수요 및 정부 간 협력기반, 온실가스 감축사업 진출분야, 감축사업 진출전략 및 국내 이행 추진체계로 구성
 - 파리협정 논의 동향에서는 시장메커니즘, 6개 국가의 2030년 감축목표 달성 탄소시장 활용 계획, 파리협정 제6조 쟁점과 국내 영향 분석
 - 개도국 기술수요 및 정부 간 협력기반에서는 6개 개도국의 온실가스 배출 전망, 개도국의 기술수요 및 기술경쟁력, 정부 간 양자사업 추진현황 분석
 - 온실가스 감축사업 진출분야에서는 개도국의 CDM 추진실적을 바탕으로 온실가스 감축비용과 감축량 분석, 온실가스 감축기술 및 진출분야 분석
 - 감축사업 진출전략 및 국내 이행 추진체계에서는 국외감축실적 확보 시나리오 분석, 해외감축사업 추진을 위한 국내 이행체계 분석

2. 파리협정 제6조 협상쟁점 및 영향

가. 파리협정 제6조 협상 동향과 쟁점

1) 파리협정 이전의 탄소시장

- 교토메커니즘인 국제배출권거래제(IET), 청정개발제도(CDM), 공동이행제도(JI) 등 3가지 제도 중에서 청정개발제도는 활발하게 추진
- 2020년 7월 현재 UNFCCC에 등록된 CDM 프로젝트는 8,356개, 현재까지 발행된 CER은 20억 7,932만tCO₂

〈표 2-1〉 CDM 사업의 발행 및 예상 감축량(단위:tCO₂, 2020년 1월 기준)

구분	발행량(A)	2030년까지 감축량(B)	(A/B)
CDM 프로젝트	2,049,103,636	-	-
CDM 프로그램	30,219,053	-	-
소계	2,079,322,689	16,526,079,000(등록 기준) 22,853,367,000(모든 단계)	12.6%(등록 기준) 9.1%(모든 단계)

자료:UNFCCC CDM DB, IGES DB

- 교토메커니즘의 청정개발제도는 지역적 및 국가적 편중, 비용의 비효율성, 행정의 비효율성, 가격 폭락 등의 문제점이 발생했음
- CDM 사업은 대부분이 중국, 인도, 멕시코, 브라질에 집중되어 있어서 CDM 사업이 아시아와 중남미에 가장 많이 분포, EU ETS 제3기(2031-2020)부터 green CER만 사용(CER 가격 폭락)

2) 새로운 탄소시장 논의

- COP13(발리, 2007.12)에서는 NAMA와 다양한 접근법(various approach), COP17(더반, 2011.12)에서는 신규시장 메커니즘(New Market Mechanism)과 다양한 접근법(various approach) 논의
- 다양한 접근법은 협력적 접근법, 신규 메커니즘은 지속가능메커니즘 연계

3) 파리협정 제6조의 쟁점

- COP21(프랑스 파리, 2015.12)에서 파리협정 체결, 제6조 시장메커니즘 세부 이행규칙은 COP26(영국 글래스고, 2021.12)에서 완료 예정
- 파리협정 제6.2조(협력적 접근법)의 쟁점 사항은 상응조정 방식, 제6.4조(지속 가능메커니즘)의 쟁점은 교토메커니즘(프로젝트, CER) 전환
 - 제6.2조에서 단일년도 감축목표는 경로방식(총량방식)과 평균방식, 다년도 감축목표는 경로방식의 상응조정을 실시하되, 다른 상응조정방식(누적방식 등) 제안 가능. 부과금(SOP) 부과 및 전반적인 지구적 감축(OMGE)도 쟁점
 - 파리협정 제6.4조에서는 CDM 프로젝트와 CER의 전환 조건(규모와 시기)에 대한 입장 차이 존재

나. 주요 국가의 국제탄소시장 활용 계획

- 선진국 중에서는 일본이 JCM을 활용할 계획이며, 개도국 중에서는 몽골과 페루가 국제탄소시장 활용에 적극적
 - EU는 국제 탄소시장 메커니즘 활용 대신 EU ETS 활용 계획, EU ETS 3기(2013~2020)에 CER 사용 제한, 4기부터는 CER 활용 계획 없음
 - 영국은 2020년에 장기저탄소개발전략(LEDs) 제출 시 국가 목표 상향 및 국제탄소시장 활용 계획 제시 가능
 - 일본은 정부 예산(JCM)으로 2030년까지 온실가스 5천만~1억tCO₂ 감축 계획, 갱신 NDC('20.3.31)에서도 JCM에서 획득한 배출 감축량을 국가 감축에 포함
 - 미얀마와 스리랑카는 INDC에 탄소시장메커니즘 활용계획 미 제시
 - 베트남은 조건부 NDC를 양자/다자 협력. 파리협정 메커니즘으로 달성 계획
 - 몽골은 녹색기후기금(GCF)에 대한 접근과 국제크레딧메커니즘 활용 시사
 - 칠레는 국제탄소시장 활용을 위한 민관 원탁간담회 수립 예정
 - 페루는 자국의 국가 의무 준수에 방해되지 않는 한, 감축실적 판매 고려

〈표 2-2〉 주요 국가의 국제 탄소시장 메커니즘 활용 계획

	국제시장 메커니즘	국내 거래제도	CDM	JCM
EU	X	O	N/A	N/A
영국	X	O	N/A	N/A
일본	N/A	O	N/A	O
베트남	O	N/A	N/A	O
미얀마	N/A	N/A	N/A	O
스리랑카	N/A	N/A	N/A	N/A
몽골	O	N/A	N/A	O
칠레	고려 예정	N/A	N/A	O
페루	O	N/A	N/A	N/A

*N/A는 언급 없음.

다. 파리협정 제6조의 국내 영향

1) 상응조정방식별 국외감축실적(ITMO) 규모

- 2030년 온실가스 감축 로드맵 경로 달성 시 경로방식(총량), 평균방식, 누적방식, 발행연도방식별 국외감축실적(ITMO) 규모 분석
- 정부가 2021~2030년의 10년 동안 확보해야 할 총 국외감축실적(ITMO)은 상응조정방식에 따라 최소 16.2백만tCO₂에서 최대 162.0백만tCO₂로 분석
 - 경로/누적/발행연도방식은 16.2백만tCO₂, 평균방식은 162백만tCO₂
 - 2030년 온실가스 감축경로를 계획대로 달성하지 못하면 국외감축실적(ITMO)은 분석 대비 증가되며, 증가 규모는 배출경로에 의해 좌우
 - 정부의 국외감축실적(ITMO)은 국내 온실가스 감축량(기준배출량-배출경로, 1,666.3-1,697.3백만tCO₂) 대비 1.0%~9.5% 수준으로 분석

〈표 2-3〉 상응조정방식별 정부의 ITMO 필요량(단위:백만tCO₂/연, 백만tCO₂)

구분	2021-2023	2024-2026	2027-2029	2030	계(2021-2030)
상응조정 방식별 ITMO 확보 필요량(정부, 로드맵에 국외감축이 명백하게 구분된 경우)					
- 경로방식	-	-	-	16.2	16.2
- 누적방식	-	-	-	16.2	16.2
- 발행연도방식	-	-	-	16.2	16.2
- 평균방식	16.2	16.2	16.2	16.2	162.0

자료 : 기후변화학회(박순철/오채운, 2020)를 바탕으로 저자가 추정

2) 교토메커니즘 전환 예상 규모

- 국내 CDM 사업의 제6.4조 전환은 CDM 투자유치국(한국) 승인 하에 2023.12.31까지 전환 완료, 2020.1.1.일 이후 발생한 감축량 대상
 - 56개 국내 CDM 사업 중 전환 가능 사업은 50개(6개 HFC 및 N₂O 제외)이며, 전환 가능량은 누적 721만tCO₂(연평균 27만tCO₂)으로 추정됨.
 - * 6개 HFC·N₂O 사업의 잠재적 감축량은 약 9천만tCO₂(2028년까지)
- CER 전환은 특정 일자 이후에 등록된 CDM, 2020.12.31. 이전에 달성한 감축량, 2025.12.31까지 NDC에 사용, CDM 투자유치국은 상응조정 유예
 - 4개 사업에서 2020년 이전에 총 72,772tCO₂ 감축, 발행된 CER은 38,659tCO₂이지만 국내 KOC(Korea Offset Credit, 국내 배출권거래제 감축 실적)로 전환되어 사용된 것으로 추정되며, 미발행 pre-2021 CER은 약 3만 4천tCO₂
- 또한, 국내 기업이 다수의 해외 CDM PA/PoAs에 참여하고 있으며, 감축실적의 일부가 A6.4ERs의 형태로 국내에 공급될 가능성이 있음.
 - 현재 등록된 프로젝트 CDM(PA) 중 15개 PA에 국내 기업이 참여, 2020~2030년 누적 예상 감축량은 16.4백만tCO₂, 18개 해외 프로그램 CDM(PoA)의 2020~2030년 누적 예상 감축량은 203.2백만tCO₂으로 추정

3. 개도국의 기술수요 등 정부 간 협력기반 분석

가. 분석대상(양자협력) 개도국

- 2016년 ‘1차 기후변화대응 기본계획’을 통해 국제탄소시장 활용과 관련된 대응력 강화를 위해 다자 및 양자 협력의 중요성 강조
- 2017년부터 관련부처 회의를 통해 아시아 3개국(베트남, 미얀마, 스리랑카)과 남미 2개국(페루, 칠레)이 양자협력 우선 협상 대상국으로 선정됨. 몽골은 여건 상 협력 가능 개도국으로 선정

나. 6개 개도국의 온실가스 감축목표

1) 온실가스 감축목표

- 6개 개도국 중에서 4개 국가가 BAU 목표, 1개 국가는 정책 및 행동, 1개 국가는 배출량 목표 설정했으며, 3개 국가는 조건부 목표 설정

〈표 3-1〉 6개 개도국의 2030년 온실가스 감축 목표

국가명	목표유형	목표연도	감축 목표
베트남	BAU	2030	8%(무조건), 25%(조건부)
미얀마	정책 및 행동	2030	재생에너지 30% 확대
스리랑카	BAU	2030	에너지 부문: 4%(무조건), 20%(조건부) 그 외 부문: 3%(무조건), 10%(조건부)
몽골	BAU	2030	2030 BAU 대비 22.7% 감축(무조건) 특정 감축기술 이행 시 27.2% 감축(조건부) 산림흡수: 2.6MtCO ₂
칠레	배출량 정점/절대량	2030	· 배출허용총량 1,100MtCO ₂ · 2025년까지 배출량 정점 달성 · 2030년까지 배출량 목표 95MtCO ₂
페루	BAU	2030	20%(무조건), 30%(조건부)

2) 온실가스 배출 전망 및 온실가스 감축량

- GDP 추이, 에너지/GDP 집약도 추이, 최종에너지 소비에서 전력의 비중, 전환 손실률과 자가 소비량, 발전원 믹스, 온실가스에서 CO₂ 배출량 비중 등을 감안하여 국가 및 발전부문 CO₂ 배출량과 감축 필요량 추정
- 각 국가 NDC 달성을 위한 감축량을 발전부문과 발전 이외 부문으로 구분, 발전부문의 감축량이 절반 수준에 이르고 있음
 - 칠레 2030년 감축량의 49.0%, 베트남 감축량의 49.7%, 페루의 27.4%, 몽골의 65.8%, 스리랑카의 50.6%, 미얀마의 48.4%가 발전부문 감축량에 해당

〈표 3-2〉 6개 개도국의 2030년 온실가스 감축 목표 및 감축량(단위:백만tCO₂)

국가 및 감축목표		2030 BAU			2030 목표			2030 감축량		
		발전	발전외	전체	발전	발전외	전체	발전	발전외	전체
칠레		66.3	69.1	135.4	46.5	48.5	95.0	19.8	20.6	40.4
베 트 남	무조건	279.8	283.5	563.3	257.4	260.8	518.3	22.4	22.7	45.1
	조건부	279.8	283.5	563.3	209.9	212.6	422.5	70.0	70.9	140.8
	추가	-			-			47.6	48.2	95.8
페 루	무조건	31.2	82.5	113.7	25.0	66.0	90.9	6.2	16.5	22.7
	조건부	31.2	82.5	113.7	21.8	57.7	79.6	9.4	24.7	34.1
	추가	-			-			3.1	8.2	11.4
몽골		34.0	17.6	51.6	29.2	15.2	44.4	4.8	2.5	7.2
스 리 랑 카	무조건	18.4	17.9	36.3	17.7	17.3	35.0	0.7	0.6	1.3
	조건부	18.4	17.9	36.3	15.6	15.2	30.8	2.8	2.7	5.5
	추가	-			-			2.1	2.1	4.2
미얀마		130.0	139.0	269.0	97.6	104.0	201.6	32.8	35.0	67.8

다. 분석대상 개도국의 온실가스 감축정책 분석

1) 베트남의 온실가스 감축정책

- 기후변화 완화 관련 법률 제정, 전략 수립, 프로그램과 계획 수립
 - 에너지 효율 법률(2011), 2020 국가 에너지 개발 전략(2007), 녹색 성장 전략 (2012), 수송개발 전략(2013), 베트남 재생에너지 개발 전략(2015)
 - 에너지 효율 국가 목표 프로그램(2006), 바이오 연료 개발 계획(2007), 기후 변화 국가 행동 계획(2012), 파리협정 이행 계획(2016), 기후변화 대응 및 녹색성장 프로그램(2017), 온실가스 감축 국민행동 프로그램(2017)
- 재생에너지 지원제도
 - 재생에너지 의무할당제(RPS, Renewable Portfolio Standard)
 - Net Metering 제도 (2019년 1월. 폐지)
 - 발전차액지원제도(FIT, Feed-In Tariffs)
 - 재생에너지 사업 개인 및 기업을 대상으로 세제와 금리 혜택 제공

2) 미얀마의 온실가스 감축정책

- 산림부문 온실가스 감축 정책
 - 국가 영구산림면적 목표(National Permanent Forest Estate Target)
- 에너지부문 온실가스 감축정책
 - 2030년까지 수력발전 9.4GW 확충
 - 지방 전력화로 재생에너지 비율을 최소 30%로 설정
 - 산업공정 에너지 효율 개선과 쿼스토티브 보급 목표(2031년까지 26만대) 설정

3) 스리랑카의 온실가스 감축 정책

- 에너지 공급부문에서는 2030년까지 에너지 자급자족 목표 설정
 - 2030년까지 재생에너지의 발전비중을 80%로 확대
- 에너지 수요부문에서는 2023년까지 2015년 대비 에너지 소비 15% 감소

4) 몽골의 온실가스 감축 정책

- 에너지 공급부문의 온실가스 감축정책
 - 국가 에너지 정책(2015년 6월 국회결의)에서 신재생에너지 공급 비율을 2023년까지 20%, 2030년까지 30%로 확대
 - 재생에너지법(2007년 제정, 2008, 2012, 2015, 2019년 개정)
- 에너지 수요부문의 온실가스 감축정책
 - 수송부문의 연료/수송수단 전환, 건설부문의 연료 전환, 산업부문의 에너지 절약, 에너지 효율 향상을 위한 정책과 ESCO 제도 도입
- 비에너지부문의 온실가스 감축
 - 농업부문의 가축 분뇨 관리 개선, 산업공정에서는 시멘트 폐열 활용, 석탄층 메탄가스 활용, 폐기물 부문에서는 폐기물 처리 및 재활용 공정 개선

5) 칠레의 온실가스 감축정책

○ 에너지부문 정책

- '에너지 2050(Energia 2050, Decree N° 148)'을 발표하여 재생에너지 발전 비중을 2035년까지 60%, 2050년까지 70%로 확대 목표
- 에너지로드맵 2018-2022(Ruta Energetica 2018-2022) 수립을 통해 1) 에너지 현대화 2) 시민사회와 함께하는 에너지 3) 에너지개발: 성장을 위한 투자 4) 더 깨끗한 세상을 위한 저탄소 에너지 5) 교통 효율성 6) 모든 시민을 위한 에너지 효율성 7) 더 나은 에너지 문화 정착을 위한 교육 등 7대 목표 설정

○ 재생에너지 정책

- 비전통적 재생에너지원 법률(법률 20,257호, Law of Non-Conventional Renewable Energies, NCRE)을 통해 2025년까지 재생에너지 발전량 20% 목표 설정
- 재생에너지 발전 목표 달성을 위해 200MW 이상의 설비용량 보유 발전사에게 재생에너지 발전 의무 할당제도 시행
- 태양광 발전 산업을 장려하기 위해 ‘소규모 분산 발전(PMGD, Pequeños Medios de Generacion Distribuidos)’ 산업 육성
- 신재생에너지 소형발전업자에 대한 인센티브인 요금상계제도(Net Metering) 도입

6) 페루의 온실가스 감축정책

○ 페루의 에너지부문 정책 - 중장기 전략과 에너지 효율 향상

- 2010년 ‘2010-2040 에너지 계획(Politica Energetica Nacional del Peru 2010-2040)’ 목표는 ① 재생에너지 발전 비중을 확대한 다변화된 에너지 믹스 구성, ② 에너지 공급자 참여 기회 확대 및 경쟁시장 조성 ③ 에너지 사용과 생산부문의 에너지 효율 증대, ④ 천연가스 산업 육성, ⑤ 지역 에너지 시장의 장기적 통합으로 구성

- 국가 에너지 정책(NEP: National Energy Plan 2014~2025)에서는 2025년까지 BAU 대비 14.8%의 에너지 감축 목표 설정
- 2017년부터 에너지효율 라벨링(Supreme Decree No.009-2017-EM) 의무화
- 페루의 에너지부문 정책 - 신재생에너지
 - 2008년부터 지속적으로 재생에너지원 비중 증대를 목표로 신재생에너지 투자 촉진 법령 제정, 지역 재생에너지 보급확대 실행계획 수립, 에너지 효율 향상 및 재생에너지 확대에 중점을 둔 국가에너지계획(NEP) 수립 등 적극적으로 신재생에너지 부문 정책 시행

7) 각국 정책의 특징

- 에너지 공급부문에서는 신재생에너지를 확대하는 정책이 주를 이루고 있으며, 수요부문에서는 에너지 효율 개선과 연료 전환이 주를 이루고 있음

라. 정부 간 협력기반 여건 분석

1) 6개 개도국의 기술수요 분석

- 분석대상 5개국(칠레 제외)이 TNA를 통해 총 77건의 기술수요를 제출했으며 기술수요는 감축 분야 31건(40.3%), 적응분야 46건(59.7%)으로 구성
- 현재까지 추진된 CTCN TA 중, 5개국(몽골 제외)에서 총 14건의 TA가 수행되었으며, 감축(50%), 적응(36%), 감축 및 적응 복합(14%)으로 구성

2) 국내 기술 경쟁력 분석

- 특허 보유는 수송 효율화(7,667건, 1위), 건축 효율화(5,815건, 2위), 전력저장(4,658건, 3위), 태양광(3,275건, 4위), 송배전시스템(3,216건, 5위), 수자원과 관련된 수처리(1,070건, 8위) 및 수자원 확보 및 공급(605건, 12위)
- 감축분야 R&D 투자에서 2014년부터 2018년까지의 우리나라 기후기술 R&D 투자액은 연평균 1조 7,000억원으로서, 투자 비중은 에너지 수요, 비재생에너지,

재생에너지, 에너지 저장, 신에너지, 송배전·전력IT, 온실가스 고정 수입

- 우리나라 기업의 국외 CDM 사업은 주로 신재생에너지 발전사업과 폐열 회수 등의 사업은 ‘직접적인 추진’ 또는 ‘SPC’를 설립을 통해 추진, 신재생에너지 발전사업과 특정지역 내 냉매제 교환 등의 신기술을 적용한 냉장고 보급판매 및 쿽스토브 보급사업 등의 불특정 다수를 대상으로 진행

3) 부처별 온실가스 감축 양자사업 추진 사례

- 과학기술정보통신부 17건, 외교부 1건, 산업부 6건(5건 추진중, 1건 추진중/추진예정), 환경부 4건 및 산림청 3건 등 총 31건이 추진 중
 - 과기부는 기술메커니즘(CTCN), 외교부는 ODA, 산업부는 발전부문, 환경부는 폐기물 부문과 에너지 부문 연계, 산림청은 REDD+ 사업 추진
 - 부처별 양자 협력사업의 연간 온실가스 감축량은 454만 7,706tCO₂ 예상

4. 온실가스 감축사업 진출분야 분석

가. 6개 개도국의 CDM 추진실적 분석

1) 분석 방법론 및 정보

- 등록된 CDM PDD의 투자분석 자료를 활용하여 감축비용(CER 가격) 분석
 - 재정지표(투자비용, NPV, IRR)를 사용하여 경제적으로 타당할 경우의 감축비용(CER 가격)을 2019년 가격으로 추정

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1 + IRR)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + IRR)^t}$$

R_t : t 년도의 순현금 유입액

C_t : t 년도의 순현금 유출액

t : 기간

r : 내부 수익률(경제적 혹은 재무적 수익률)

- 분석대상 5개 국가(베트남, 스리랑카, 몽골, 페루, 칠레)의 CDM 사업(2020.7 기준)은 모두 135개 사업임
- UNFCCC에 등록된 CDM 프로젝트(2020년 7월 현재 484개) 중에서 모니터링 보고서가 제출되었고 1차 CER 발행이 완료된 사업을 중심으로 선정

〈표 4-1〉 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)

구분	수력 발전	풍력 발전	태양 광	매립 가스	바이오	메탄 회수	N2O 파괴	연료 전환	산림	효율 개선	지열	수송	합계
전체 프로젝트	294	36	30	28	33	33	3	5	4	14	1	1	484
분석 대상	46	22	11	20	14	10	-	3	-	9	-	-	135

자료:UNFCCC, CDM DB

2) 칠레 CDM사업의 온실가스 감축량 및 감축비용

- 칠레 CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간(예상)의 온실가스 감축량은 풍력발전(각각 166,112tCO₂/년, 3,317,165tCO₂)이 가장 많고, 메탄회수(각각 140,040tCO₂/년, 2,788,760tCO₂), 매립가스(각각 108,727tCO₂/년, 1,949,160tCO₂), 태양광발전(각각 104,436tCO₂/년, 1,984,278tCO₂)이며 소수력발전(19,649CO₂/년, 399,879tCO₂)이 가장 낮은 수준으로 분석
- 칠레 CDM의 CER 가격은 풍력발전(평균 \$21.19/tCO₂)이 가장 높고, 다음으로는 태양광발전(\$15.29/tCO₂), 바이오매스발전(\$13.85/tCO₂), 소수력발전(\$10.67/tCO₂), 메탄회수(\$10.60/tCO₂), 매립가스(\$4.25/tCO₂) 순으로 분석. CER 발행기간(10년)이 짧은 2개 사업을 제외하면 매립가스의 CER 가격은 가장 낮은 수준(\$0.75/tCO₂)으로 분석

〈표 4-2〉 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 감축비용(단위: tCO₂, \$/tCO₂)

CDM 번호	CO ₂ 감축량(tCO ₂)		감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)	
	연간	CER 발행기간 총량	CER 기준	비용 기준
바이오매스	75,821	1,579,855	13.85	26.91
연료전환	13,545	284,445	18.71	18.71
대수력	261,665	5,494,959	12.87	49.03
소수력	19,649	399,879	10.67	74.98
매립가스	108,727	1,949,160	4.25	5.12
메탄회수	140,040	2,788,760	10.60	10.60
태양광	104,436	1,984,278	15.29	97.31
풍력	166,112	3,317,365	21.19	118.64
전체	116,767	2,318,256	12.04	53.40

3) 페루 CDM사업의 온실가스 감축량 및 감축비용

- 페루 CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간(예상)의 온실가스 감축량은 연료전환(각각 156,901tCO₂/년, 3,298,349tCO₂)이 가장 많고, 풍력발전(각각 138,528tCO₂/년, 2,808,485tCO₂), 매립가스(각각 107,524tCO₂/년, 2,225,385tCO₂), 메탄회수(각각 38,299tCO₂/년, 804,279tCO₂), 태양광발전(각각 31,597tCO₂/년, 663,533tCO₂), 소수력발전(32,462CO₂/년, 638,204CO₂) 순서로 분석
- 페루 CDM의 CER 가격(2019년 USD 기준)은 연료전환(평균 \$8.79/tCO₂)이 가장 높고, 다음으로는 소수력발전(평균 \$7.83/tCO₂), 태양광발전(평균 \$5.77/tCO₂), 매립가스(\$4.06/tCO₂), 풍력발전(평균 \$3.83/tCO₂), 메탄회수(\$0.93/tCO₂) 순으로 분석

〈표 4-3〉 페루 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 감축비용(단위:tCO₂, \$/tCO₂)

구분	CO ₂ 감축량(tCO ₂)		감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)	
	연간	총량	CER 기준	비용 기준
매립가스	107,524	2,225,385	3.45	6.97
대수력	229,967	4,856,285	13.90	58.11
소수력	32,462	638,204	6.43	38.29
연료전환	156,901	3,298,349	7.05	130.26
효율개선	927,957	9,279,570	7.02	60.64
태양광	31,597	663,533	4.90	155.09
메탄	38,299	804,279	0.69	4.15
풍력	138,528	2,808,485	3.26	55.10
전체	112,438	1,954,874	8.10	65.13

4) 베트남 CDM사업의 온실가스 감축량 및 감축비용

- 베트남 CDM의 사업당 연간 및 CER 발행기간 동안의 예상 온실가스 감축량은 매립가스 사업(각각 131,044tCO₂/년, 2,059,389tCO₂)이 가장 높고, 다음으로 풍력발전(71,332tCO₂/년, 1,497,967tCO₂), 효율개선(33,956tCO₂/년, 292,403tCO₂), 메탄회수(29,973tCO₂/년, 299,730tCO₂)이며, 소수력발전(19,163tCO₂/년, 384,124tCO₂)이 가장 적은 수준으로 분석
- 베트남 CDM 사업의 CER 가격은 풍력발전이 가장 높은 수준(평균 \$24.86/tCO₂)이며, 다음으로는 바이오매스발전(\$17.85/tCO₂), 효율개선(\$13.82/tCO₂), 매립가스(\$11.67/tCO₂), 소수력발전(\$9.80/tCO₂), 메탄회수(\$4.64/tCO₂) 순으로 분석. 태양광발전은 비용 관련 자료가 없어서 분석 대상에서 제외했음

〈표 4-4〉 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 감축비용(단위:tCO₂, \$/tCO₂)

	CO ₂ 감축량(tCO ₂)		감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)	
	연간	총량	CER 기준	비용 기준
바이오	29,085	420,886	17.85	57.49
효율개선	33,956	292,403	13.82	61.95
대수력	72,160	1,378,238	11.26	72.50
소수력	19,163	384,124	9.80	65.19
매립가스	131,044	2,059,389	11.67	35.23

	CO ₂ 감축량(tCO ₂)		감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)	
	연간	총량	CER 기준	비용 기준
메탄회수	29,973	299,730	4.64	14.32
풍력	71,332	1,497,967	24.86	101.33
전체	46,248	686,899	9.68	61.83

5) 스리랑카 CDM사업의 온실가스 감축량 및 감축비용

- 스리랑카 CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간(예상) 온실가스 감축량은 대규모 매립가스 발전사업(각각 139,829tCO₂/년, 1,398,295tCO₂)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(각각 54,972tCO₂/년, 1,099,440tCO₂), 소수력발전(각각 13,573tCO₂/년, 283,143tCO₂) 순서로 분석
- 스리랑카 CDM 사업의 평균 CER 가격은 풍력발전이 가장 높은 수준(\$12.53/tCO₂)이며, 매립가스(\$12.25/tCO₂), 소수력발전(\$5.41/tCO₂) 순임. 비용만 고려한 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 풍력발전이 가장 높은 수준(\$100.9/tCO₂)이며 다음으로는 매립가스(\$78.34/tCO₂), 소수력발전(\$76.62/tCO₂) 순임

〈표 4-5〉 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 감축비용(단위:tCO₂, \$/tCO₂)

	CO ₂ 감축량(tCO ₂)		감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)	
	연간	총량(A)	CER 기준	비용 기준
소수력	11,560	212,128	5.41	76.62
매립가스	139,829	1,398,295	12.25	78.34
풍력	29,798	333,296	12.53	100.90
전체	34,662	412,542	10.19	96.59

나. 개도국 CDM 추진실적 종합분석

1) 소수력발전의 온실가스 감축비용(CER 가격 추정)

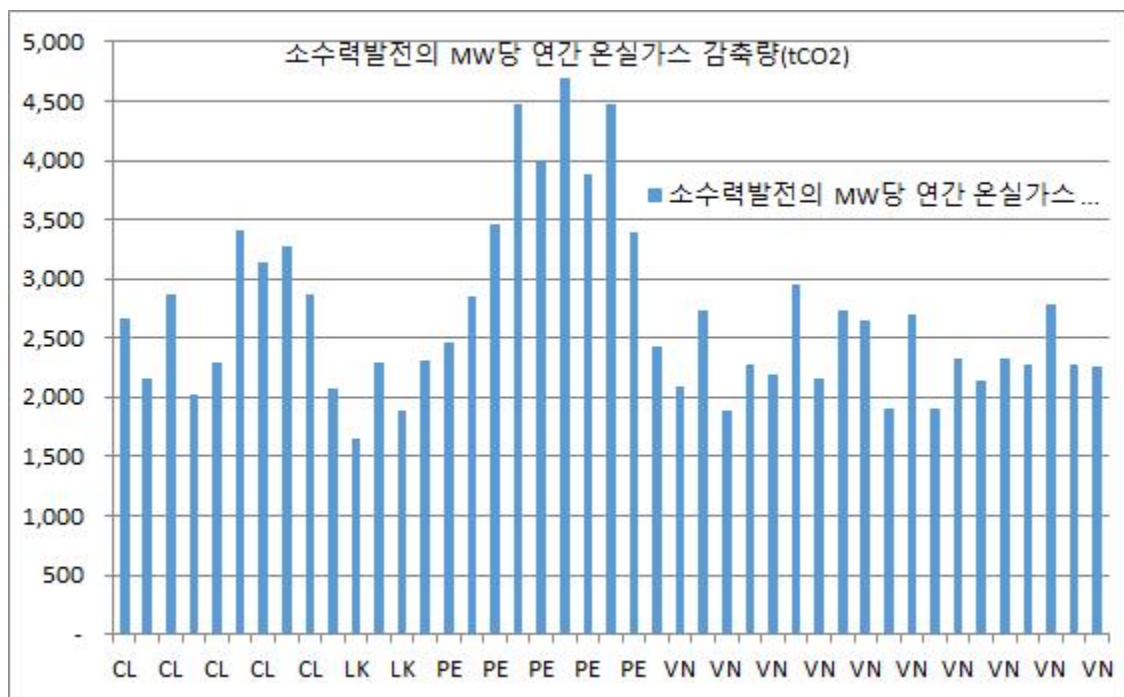
- 분석대상 43개 소수력발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.5994tCO₂/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 21,164tCO₂/건, 소수력발전 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 2,687tCO₂/MW로 나타났음

〈표 4-6〉 4개국 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력당 평균 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /년)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	0.5704	19,649	2,743
베트남	0.3420	19,163	2,349
페루	0.6223	32,462	3,741
스리랑카	0.6563	11,560	2,040
전체	0.5994	21,164	2,687

- 소수력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 3,741tCO₂/MW이며, 다음으로는 칠레가 2,743tCO₂/MW, 베트남이 2,349tCO₂/MW이며, 스리랑카가 가장 낮은 2,040tCO₂/MW으로 분석
- CDM 사업 건당 온실가스 감축량과 설비 용량당 온실가스 감축량이 높은 상관관계를 갖는 것으로 나타남에 따라 규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축량도 큰 것으로 나타났음

[그림 4-1] 4개국 소수력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/MW)



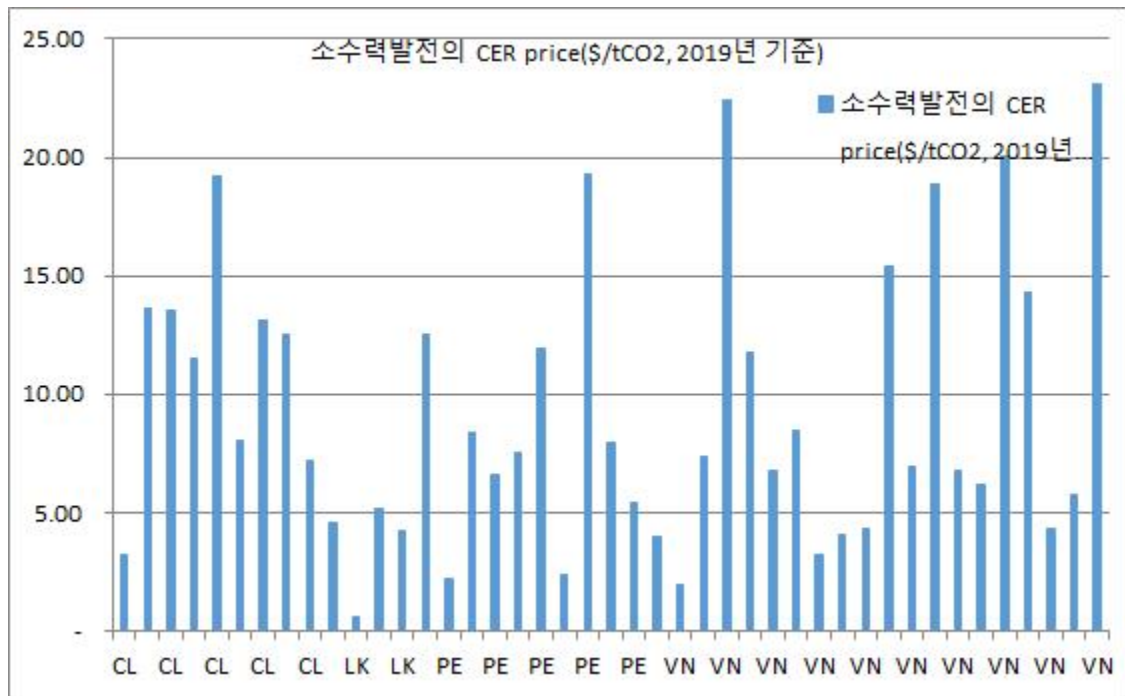
- 소수력발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$9.23/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$61.43/tCO₂로서 CER 기준의 감축비용에 비해 6.7배 높은 수준임. CDM 사업 등록연도를 기준으로 추정된 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$6.53/tCO₂로 분석

〈표 4-7〉 4개국 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	8.48	11.33	72.86
베트남	6.22	9.81	62.97
페루	6.56	7.97	38.11
스리랑카	4.22	5.41	76.62
전체	6.53	9.23	61.43

- 소수력발전 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 칠레가 가장 높은 \$11.33/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$9.81/tCO₂, 페루 \$7.97/tCO₂이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$5.41/tCO₂로 분석
- 칠레의 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 하락하는 추이를 나타내고 있으며, 페루의 비용 역시 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있으나, 베트남의 경우에는 시간에 따른 특별한 추이를 나타내지 않고 있음

[그림 4-2] 4개국 소수력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



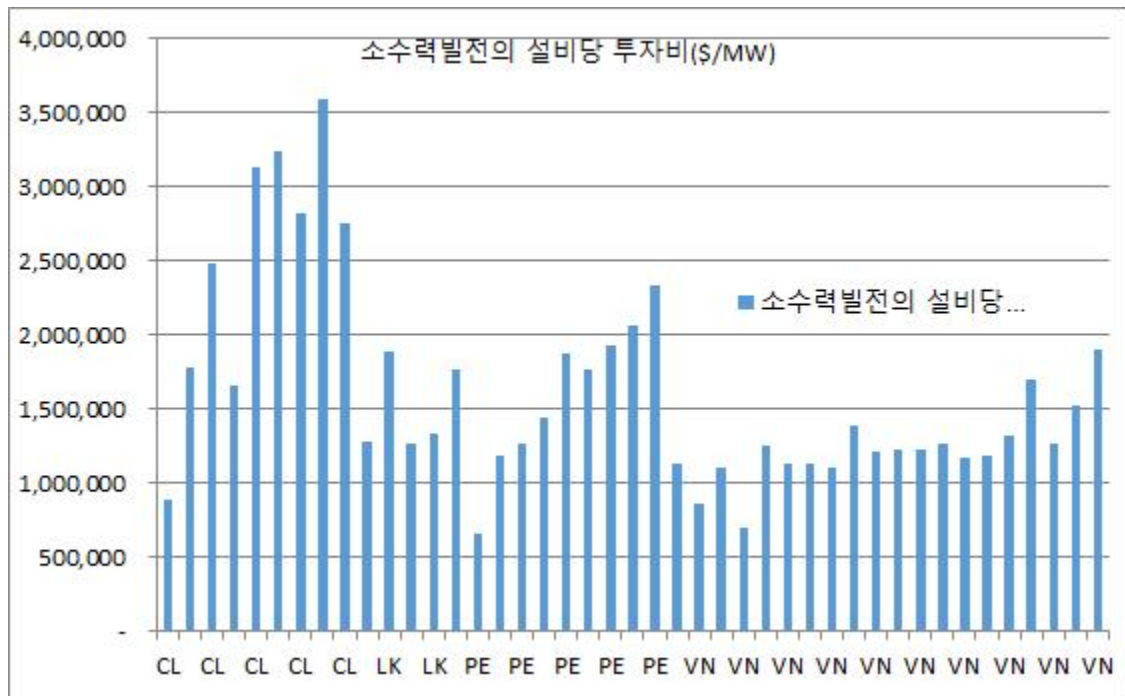
- 소수력발전 CDM 사업의 평균 투자비는 \$12,601,907, 설비(MW)당 투자비는 \$1,609,267로 분석. CDM 사업의 연간 운영비는 \$310,715, 설비(MW)당 연간 운영비는 \$41,415, 전력 생산량당 연간 운영비는 \$9.42/MWh로 나타남

〈표 4-8〉 4개국 소수력발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	17,736,423	468,021	2,483,951	65,747	14.47
베트남	10,531,715	154,992	1,239,233	18,018	4.40
페루	12,248,617	448,372	1,612,935	55,388	8.48
스리랑카	8,676,463	402,669	1,508,372	66,051	22.15
전체	12,601,907	310,715	1,609,267	41,415	9.42

- 소수력발전 설비(MW)당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$2,483,951이며, 다음으로 페루 \$1,612,935, 스리랑카 \$1,508,372이며, 베트남이 가장 낮은 \$1,239,233으로 나타남

[그림 4-3] 4개국 소수력발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)



- 소수력발전의 비용은 전반적으로 베트남이 가장 낮은 수준을 나타내고 칠레와 페루가 높은 수준을 나타내고 있음

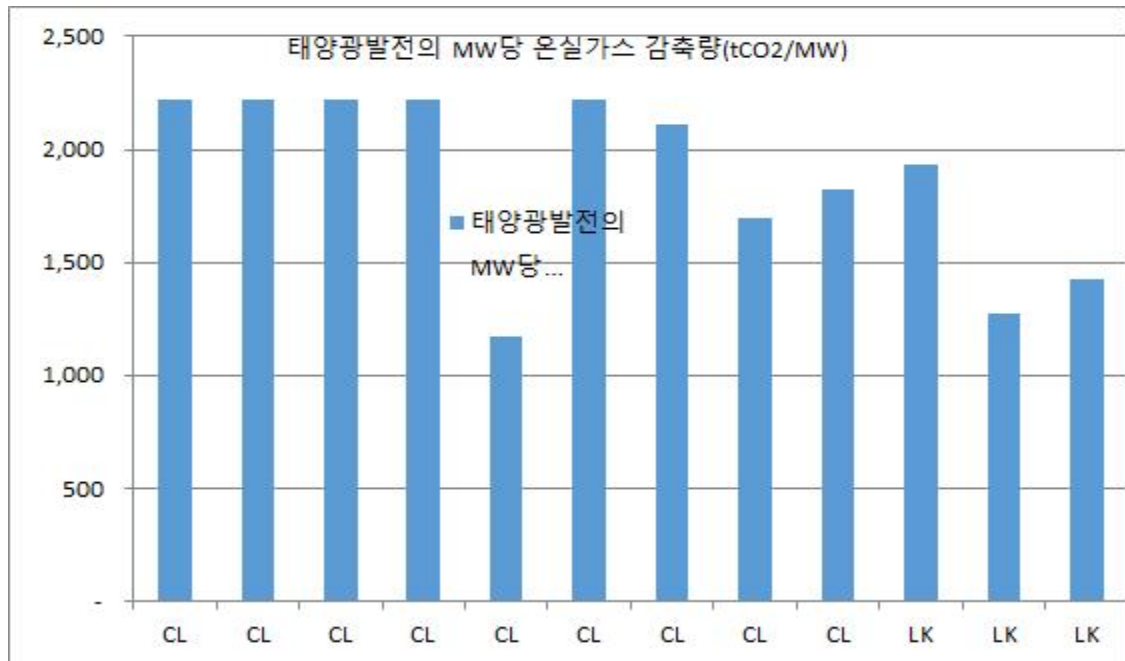
2) 태양광발전의 온실가스 감축비용

- 분석대상 12개 태양광발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.7286tCO₂/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 90,154tCO₂/건, 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 1,879tCO₂/MW로 나타났음

〈표 4-9〉 4개국 태양광발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

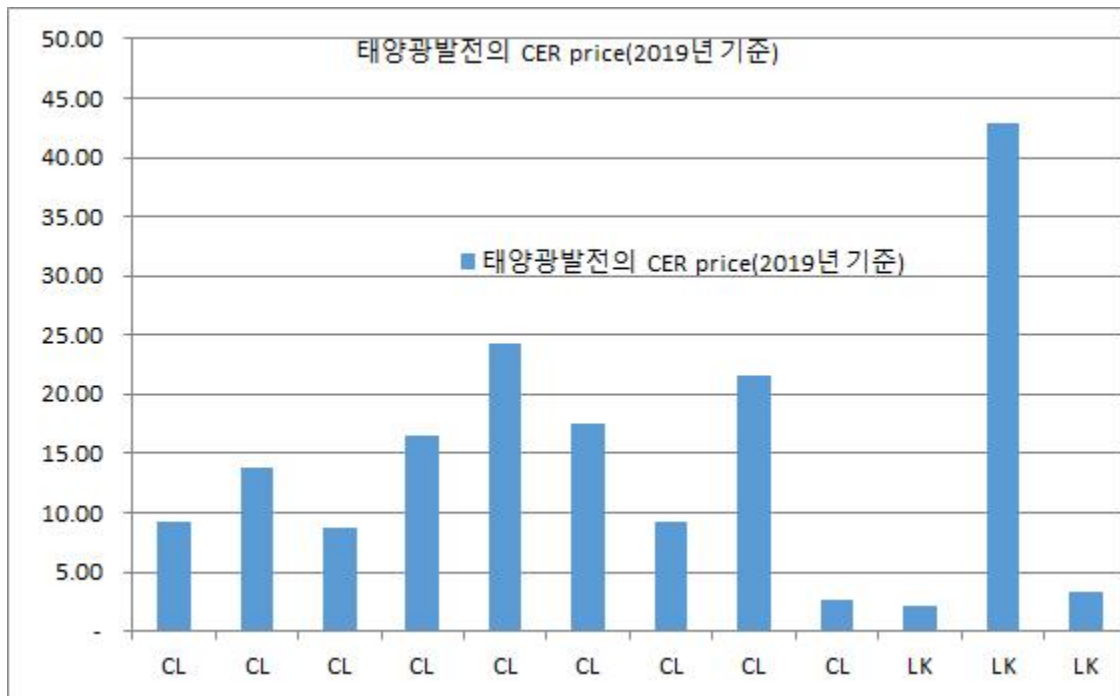
국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	0.7778	131,980	2,055
베트남	-	-	-
페루	0.6597	31,597	1,632
스리랑카	-	-	-
전체	0.7286	90,154	1,879

- 태양광발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량은 칠레가 가장 높은 2,055tCO₂/MW이며, 페루가 가장 낮은 1,632tCO₂/MW으로 분석. CDM 사업 건당 온실가스 감축량과 설비 용량당 온실가스 감축량이 높은 상관관계를 갖고 있어 규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축량도 큰 것으로 나타났음



〈표 4-10〉 4개국 태양광발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

[그림 4-5] 4개국 태양광발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



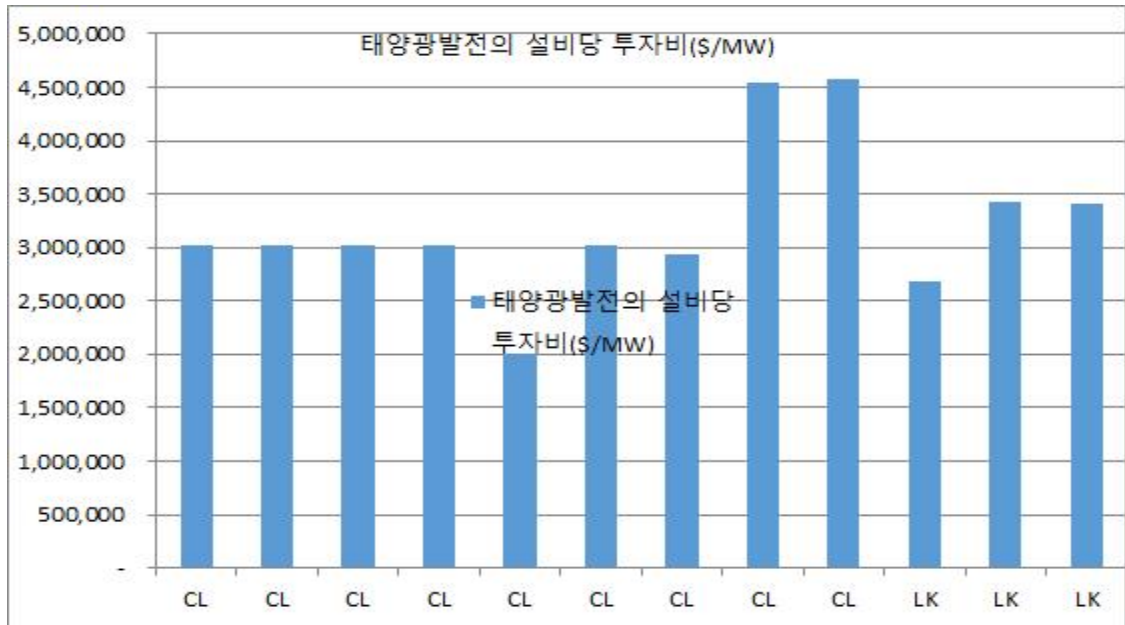
- 태양광발전의 평균 투자비는 \$145,304,982, 설비(MW)당 투자비는 \$3,226,640, 연간 운영비는 \$3,226,640, 설비(MW)당 연간 운영비는 \$37,863/MW이며, 전력 생산량당 연간 운영비는 \$15.00/MWh로 분석

〈표 4-11〉 4개국 태양광발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비(\$/MW, MWh)	
				설비당	생산량당
칠레	195,385,714	1,812,148	2,866,768	38,871	13.32
베트남	-	-	-	-	-
페루	75,191,956	755,549	3,730,461	36,453	17.35
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	145,304,982	1,371,899	3,226,640	37,863	15.00

- 설비(MW)당 투자비는 페루가 가장 높은 \$3,730,461/MW이며, 칠레가 가장 낮은 \$2,866,768/MW으로 나타남. 칠레의 2개 대형 사업을 제외하면 설비당 투자비는 전반적으로 고른 분포를 보이고 있음

[그림 4-6] 4개국 태양광발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)



3) 풍력발전의 온실가스 감축비용

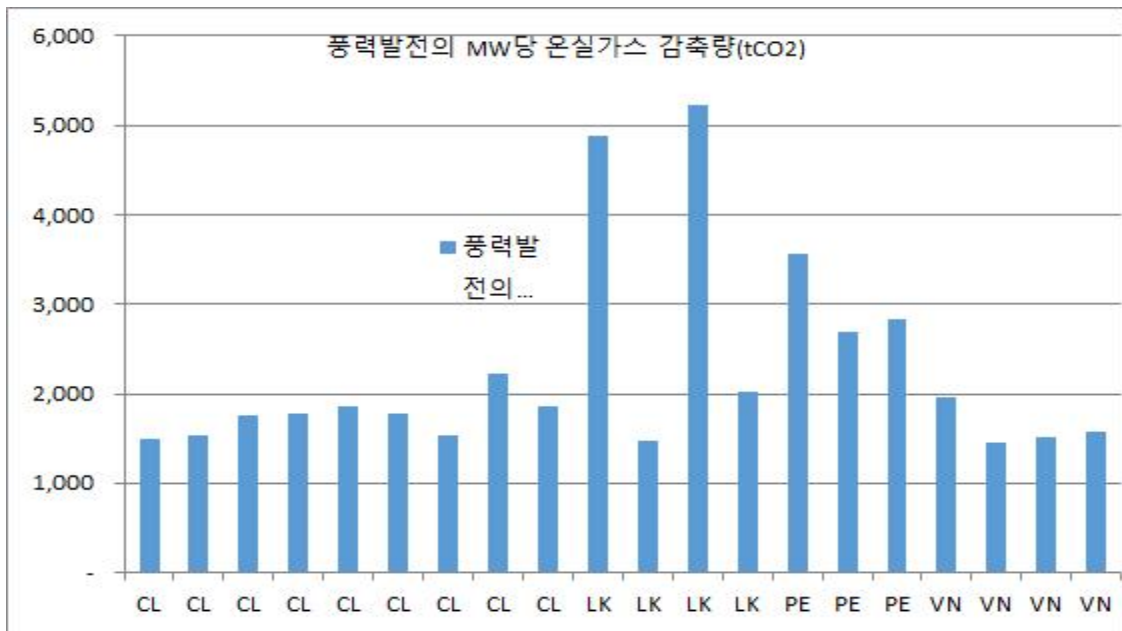
- 20개 풍력발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 $0.6634\text{tCO}_2/\text{MWh}$, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 $116,769\text{tCO}_2/\text{건}$, 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 $2,251\text{tCO}_2/\text{MW}$ 로 분석

〈표 4-12〉 4개국 풍력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO_2/MWh)	사업당 온실가스 감축량($\text{tCO}_2/\text{건}$)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO_2/MW)
칠레	0.6809	166,112	1,757
베트남	0.5926	71,332	1,630
페루	0.6623	138,528	3,027
스리랑카	0.6955	29,798	2,896
전체	0.6634	116,769	2,251

- 설비(MW)당 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 $3,027\text{tCO}_2/\text{MW}$ 이며, 다음으로는 스리랑카 $2,896\text{tCO}_2/\text{MW}$, 칠레 $1,757\text{tCO}_2/\text{MW}$ 이며, 베트남이 가장 낮은 $1,630\text{tCO}_2/\text{MW}$ 으로 분석되었음

[그림 4-7] 4개국 풍력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/MW)



- 풍력발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$17.56/tCO₂(2019년 가격 기준), CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$96.93/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 5.5배 높은 수준. CDM 사업 등록년도 기준의 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$13.76/tCO₂로 분석

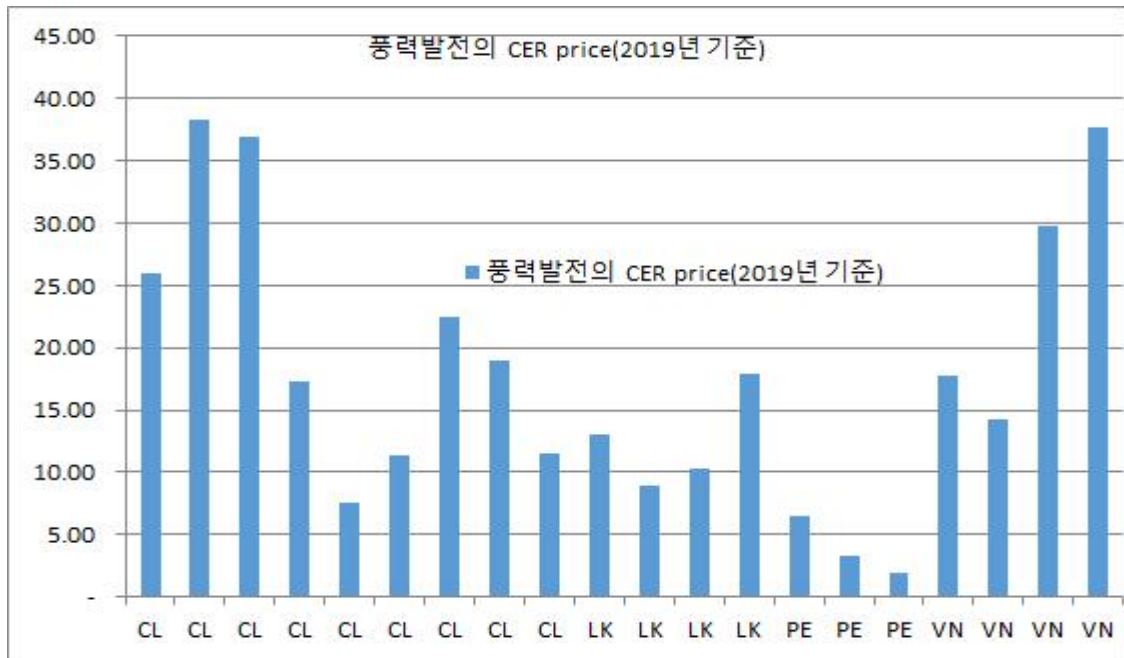
〈표 4-13〉 4개국 풍력발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	16.03	21.13	107.16
베트남	19.45	24.86	101.33
페루	3.26	3.83	55.09
스리랑카	10.82	12.53	100.90
전체	13.76	17.56	96.93

- 풍력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 베트남이 가장 높은 \$24.86/tCO₂이며, 다음으로는 칠레 \$21.13/tCO₂, 스리랑카 \$12.53/tCO₂이며, 페루가 가장 낮은 \$3.83/tCO₂으로 나타남. 칠레의 온실가스

감축비용은 시간이 지나면서 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있으며, 이러한 추이는 페루에서도 나타나고 있음. 스리랑카와 베트남에서는 시간이 흐르면서 오히려 온실가스 감축비용이 상승하는 추이를 나타내고 있음

[그림 4-8] 4개국 풍력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



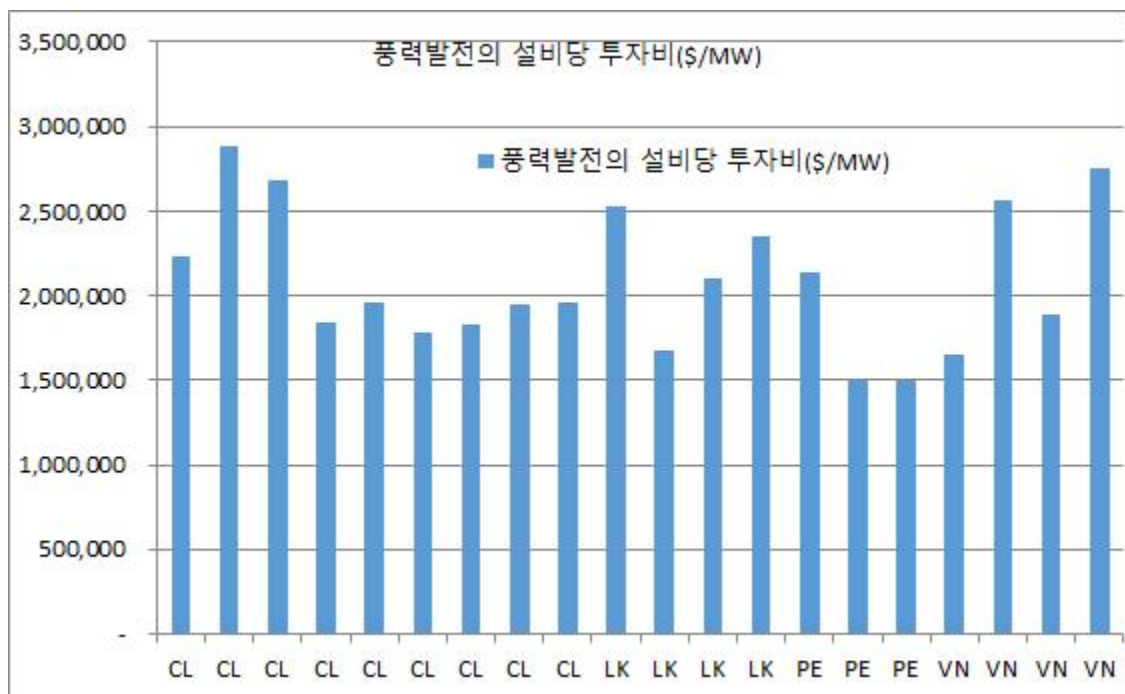
- 풍력발전 CDM사업의 평균 투자비는 \$118,018,475, 설비(MW)당 투자비는 \$2,089,407/MW로 분석. CDM 사업의 연간 운영비는 \$4,156,962, 설비(MW)당 연간 운영비는 \$59,177/MW, 전력 생산당 운영비는 \$21.30/MWh로 분석

〈표 4-14〉 4개국 풍력발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	178,364,252	6,547,402	2,125,223	54,677	21.25
베트남	108,057,125	3,003,346	2,216,348	52,465	17.35
페루	78,145,323	3,108,368	1,713,916	67,541	15.71
스리랑카	22,106,692	718,531	2,163,499	69,739	29.53
전체	118,018,475	4,156,962	2,089,407	59,177	21.30

- 풍력발전 설비(MW)당 투자비는 베트남이 가장 높은 \$2,216,348/MW이며, 다음으로는 스리랑카가 \$2,163,499/MW, 칠레 \$2,125,223/MW이며, 페루가 가장 낮은 \$1,713,916/MW으로 나타남. 칠레와 페루의 설비당 투자비는 시간이 흐르면서 하락하는 추이를 나타내고 있으나, 스리랑카와 베트남의 설비당 투자비는 시간이 흐르면서 상승하는 추이를 나타내고 있음

[그림 4-9] 4개국 풍력발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)



4) 바이오매스발전의 온실가스 감축비용

- 분석대상 10개 바이오매스발전은 칠레에서 6개, 베트남에서 4개의 CDM 사업이 추진되었으며, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 57,127CO₂. 칠레의 온실가스 감축량이 75,821tCO₂로 높고 베트남의 감축량은 29,085tCO₂으로 낮은 수준임

〈표 4-15〉 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /년)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	75,821	-
베트남	-	29,085	-
페루	-	-	-
스리랑카	-	-	-
전체	-	57,127	-

- 바이오매스발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$15.45/tCO₂(2019년 가격 기준), CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$39.15/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 2.5배 높은 수준. CDM 사업 등록년도 기준의 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$11.66/tCO₂로 분석

〈표 4-16〉 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	9.53	13.85	26.91
베트남	14.87	17.85	57.49
페루	-	-	-
스리랑카	-	-	-
전체	11.66	15.45	39.15

- 바이오매스발전 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 베트남이 \$17.85/tCO₂이며, 칠레가 \$13.85/tCO₂로서 베트남이 칠레보다 높은 수준임
- 바이오매스발전 CDM의 평균 투자비는 \$13,415,852이며 설비(MW)당 투자비는 \$1,286,104/MW로 분석. CDM 사업의 연간 운영비는 \$1,557,352, 설비(MW)당 운영비는 \$118,303/MW, 전력 생산당 운영비는 \$6.93/MWh로 분석

〈표 4-17〉 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	15,165,967	1,727,215	1,118,075	77,445	9.76
베트남	10,790,680	1,302,559	1,817,666	179,589	2.68
페루	-	-	-	-	-
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	13,415,852	1,557,352	1,286,104	118,303	6.93

- 바이오매스발전 CDM 사업의 투자비는 칠레가 \$15,165,967이며, 베트남은 \$10,790,680으로서 칠레의 투자비가 높은 수준임
- 바이오매스발전 설비(MW)당 투자비는 베트남이 \$1,817,666/MW, 칠레가 \$1,118,075/MW로서 베트남이 높은 수준임

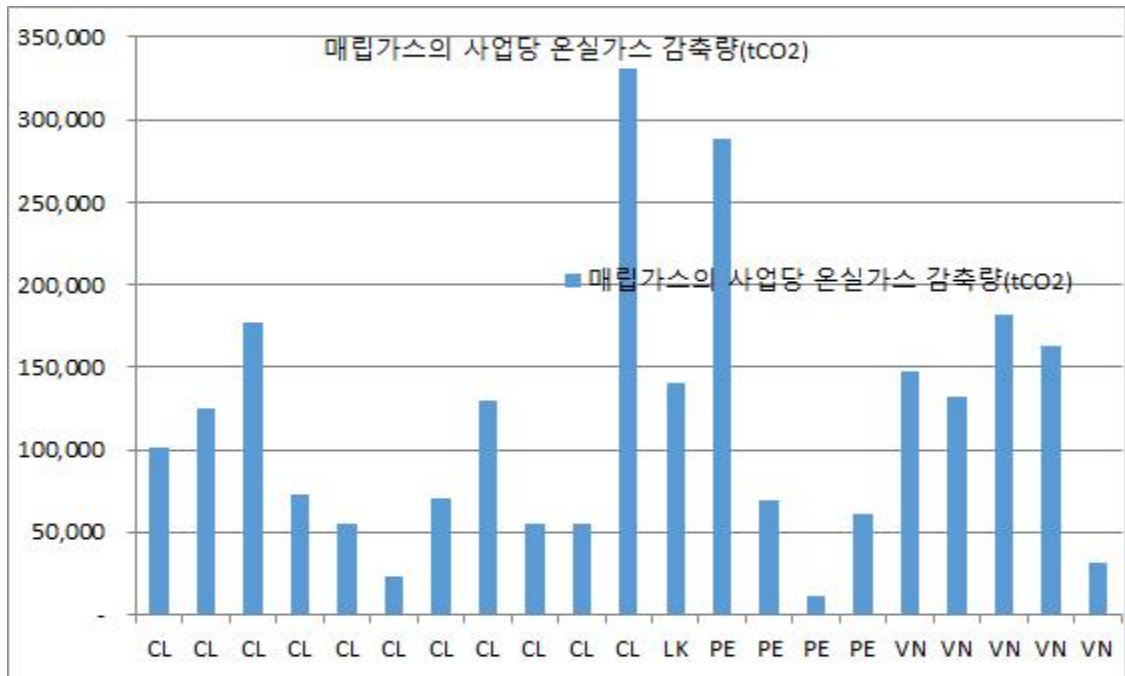
5) 매립가스(LFG)의 온실가스 감축비용

- 분석대상 21개 매립가스(LFG)의 CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 115,292tCO₂으로 분석. 스리랑카의 온실가스 감축량이 139,829tCO₂로서 가장 높고, 다음으로는 베트남 131,044tCO₂/건, 칠레 108,727tCO₂/건이며, 페루가 가장 낮은 107,524tCO₂/건으로 나타남

〈표 4-18〉 4개국 매립가스 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	108,727	-
베트남	-	131,044	-
페루	-	107,524	-
스리랑카	-	139,829	-
전체	-	115,292	-

[그림 4-10] 4개국 매립가스 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



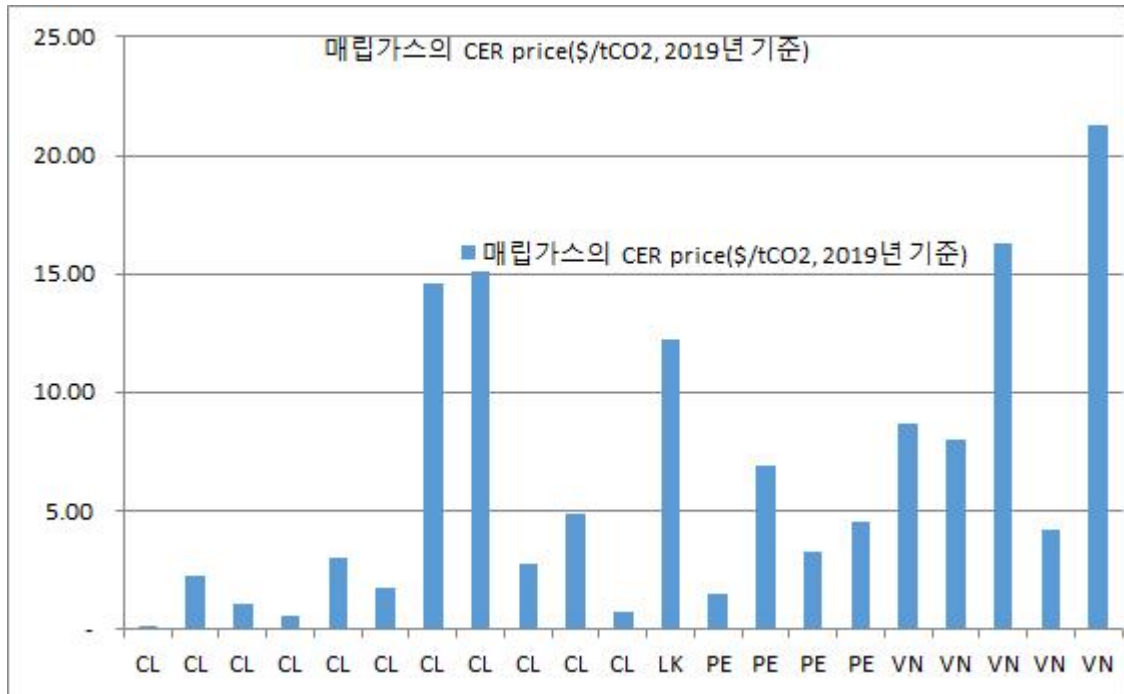
- 매립가스의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$6.36/tCO₂(2019년 가격 기준), CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$16.13/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 2.5배 높은 수준. CDM 사업 등록년도 기준의 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$4.36/tCO₂로 나타남

〈표 4-19〉 4개국 매립가스 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	2.17	4.25	5.12
베트남	9.79	11.67	35.23
페루	3.45	4.05	6.97
스리랑카	9.86	12.25	78.34
전체	4.36	6.36	16.13

- 매립가스 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 스리랑카가 가장 높은 \$12.25/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$11.67/tCO₂, 칠레 \$4.25/tCO₂이며, 페루가 가장 낮은 \$4.05/tCO₂로 나타남

[그림 4-11] 4개국 매립가스의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



- 매립가스 CDM사업의 평균 투자비는 \$10,457,255이며, 연간 운영비는 \$852,865로 나타남

〈표 4-20〉 매립가스 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	4,440,788	285,502	-	-	-
베트남	21,641,824	1,686,383	-	-	-
페루	2,456,414	470,130	-	-	-
스리랑카	1,398,295	11,652	-	-	-
전체	10,457,255	852,865	-	-	-

- 매립가스 CDM 사업의 투자비는 베트남이 가장 높은 수준이며, 다음으로는 칠레, 페루, 스리랑카 순이며, 운영비는 베트남이 가장 높고 다음이 페루, 칠레, 스리랑카 순으로 나타남

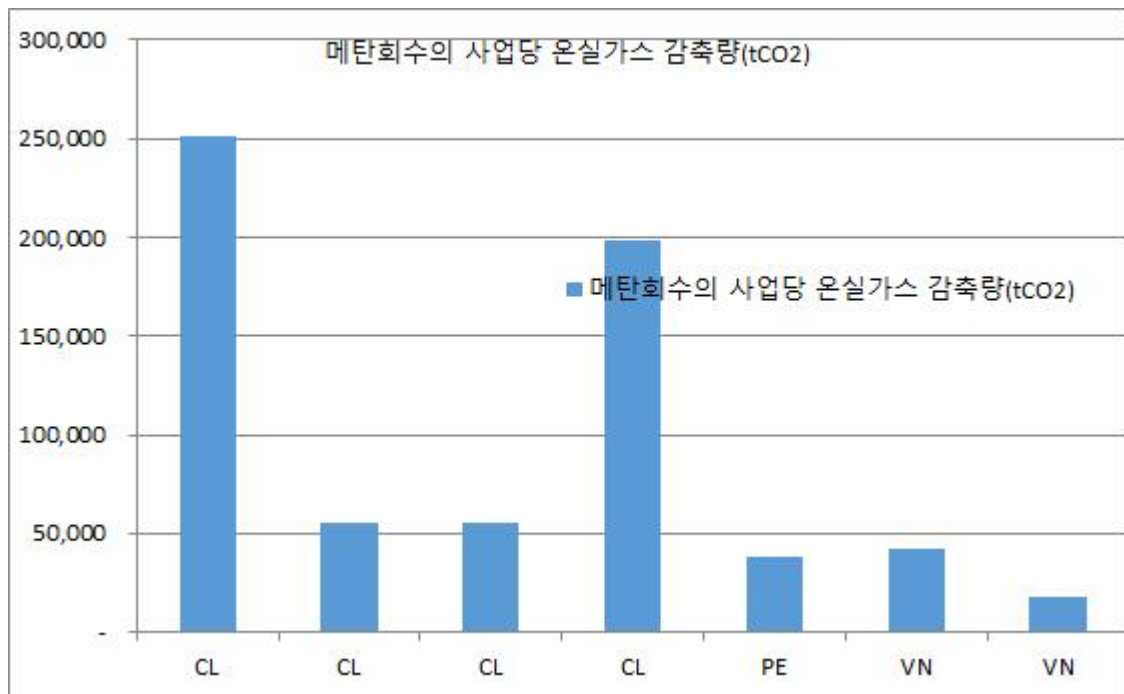
6) 메탄회수의 온실가스 감축비용

- 분석대상 7개 메탄회수 CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 94.058tCO₂으로 분석. 칠레의 온실가스 감축량이 140,040tCO₂로서 가장 높고, 다음으로는 페루 38,299tCO₂, 베트남이 가장 낮은 29,973tCO₂/건으로 나타남

〈표 4-21〉 4개국 메탄회수 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	140,040	-
베트남	-	29,973	-
페루	-	38,299	-
스리랑카	-	-	-
평균	-	94,058	-

[그림 4-12] 4개국 메탄회수 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



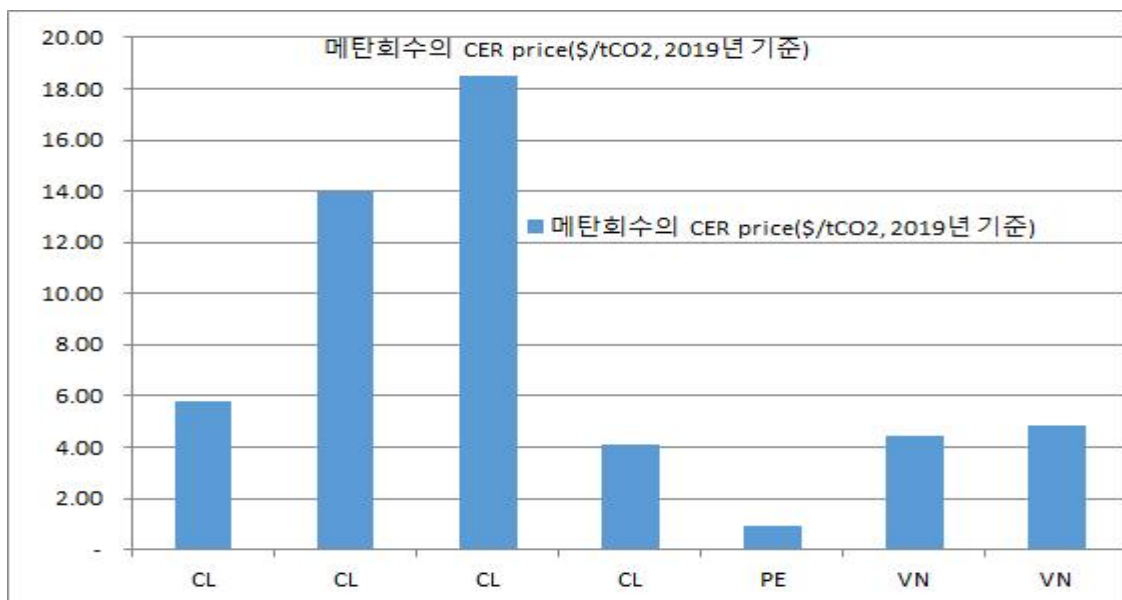
- 메탄회수의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$7.52/tCO₂(2019년 가격 기준), CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$10.74/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 1.4배 높은 수준. CDM 사업 등록년도 기준의 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$4.22/tCO₂로 나타남

〈표 4-22〉 4개국 메탄회수 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	5.73	10.60	10.60
베트남	2.97	4.64	14.32
페루	0.69	0.93	4.15
스리랑카	-	-	-
전체	4.22	7.52	10.74

- 메탄회수 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 칠레가 가장 높은 \$10.60/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$4.64/tCO₂, 페루 \$0.93/tCO₂으로 분석

[그림 4-13] 4개국 메탄회수의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



- 메탄회수 CDM사업의 평균 투자비는 \$3,307,194이며, 연간 운영비는 \$345,873로 나타남

〈표 4-23〉 4개국 메탄회수 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	4,453,516	520,960	-	-	-
베트남	2,053,147	39,896	-	-	-
페루	1,230,000	257,477	-	-	-
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	3,307,194	345,873	-	-	-

- 메탄회수 CDM 사업의 투자비는 칠레가 가장 높은 수준이며, 다음으로는 베트남, 페루 순이며, 운영비는 칠레가 가장 높고 다음으로는 페루, 베트남 순으로 나타남

7) 효율개선의 온실가스 감축비용

- 분석대상 4개 효율개선 CDM 사업당(베트남 3개, 페루 1개) 평균 온실가스 감축량은 257,456tCO₂으로 분석. 페루의 온실가스 감축량은 특이하게 높은 927,957tCO₂(Kalipa화력발전소의 Open Cycle Gas Turbine를 Combined Cycle로 개체)이며, 베트남은 33,956tCO₂/건으로 나타남

〈표 4-24〉 4개국 효율개선 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	-	-
베트남	-	33,956	-
페루	-	927,957	-
스리랑카	-	-	-
전체	-	257,456	-

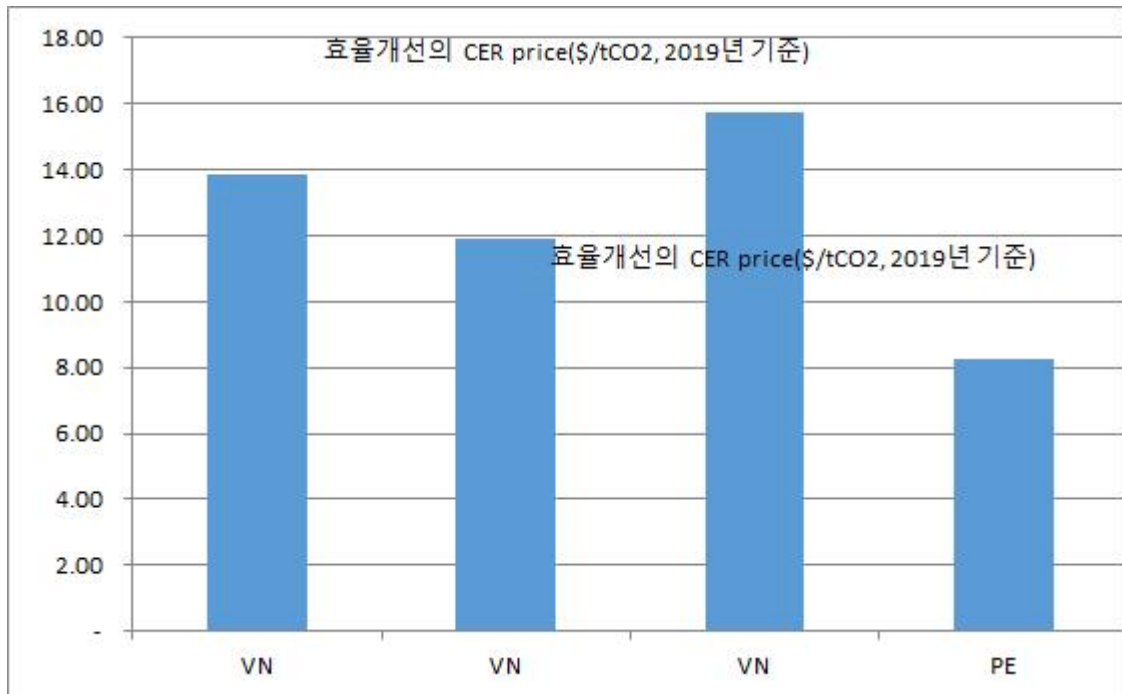
- 효율개선의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$12.43/tCO₂(2019년 가격 기준), CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$61.62/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 5.0배 높은 수준임. CDM 사업 등록연도 기준의 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$10.55/tCO₂로 나타남

〈표 4-25〉 4개국 효율개선 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	-	-	-
베트남	11.72	13.82	61.95
페루	7.02	8.26	60.64
스리랑카	-	-	-
전체	10.55	12.43	61.62

- 효율개선 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 베트남이 \$13.82/tCO₂로서 페루 \$8.26/tCO₂ 보다 높은 수준임

[그림 4-14] 4개국 효율개선의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



- 효율개선 CDM사업의 평균 투자비는 \$102,599,168이며, 연간 운영비는 \$3,584,912로 분석. 투자비는 페루가 베트남보다 높게 나타나고, 연간 운영비 역시 페루가 베트남보다 높게 나타나고 있음

〈표 4-26〉 4개국 효율개선 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	-	-	-	-	-
베트남	10,790,680	1,302,559	-	-	-
페루	350,472,992	13,535,936	-	-	-
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	102,599,168	3,584,912	-	-	-

8) 연료전환의 온실가스 감축비용

- 분석대상 3개 연료전환 CDM 사업당(칠레 1개, 페루 2개) 평균 온실가스 감축량은 109,115tCO₂/건에 이르고 있음. 페루의 온실가스 감축량이 156,900tCO₂로서 높고, 칠레는 13,545tCO₂/건으로 나타남

〈표 4-27〉 4개국 연료전환 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	13,545	-
베트남	-	-	-
페루	-	156,900	-
스리랑카	-	-	-
전체	-	109,115	-

- 연료전환의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$12.09/tCO₂(2019년 가격 기준), CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$93.08/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 7.7배 높은 수준. CDM 사업 등록년도 기준의 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$8.22/tCO₂로 나타남

〈표 4-28〉 4개국 연료전환 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	10.56	18.71	18.71
베트남	-	-	-
페루	7.05	8.78	130.26
스리랑카	-	-	-
전체	8.22	12.09	93.08

- 연료전환 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 칠레가 \$18.71/tCO₂로서 페루 \$8.78/tCO₂ 보다 높은 수준임
- 연료전환 CDM사업의 평균 투자비는 \$2,631,070이며, 연간 운영비는 \$1,839,106로 나타남. 투자비는 페루가 칠레보다 높게 나타나고, 연간 운영비 역시 페루가 칠레보다 높게 나타나고 있음

〈표 4-29〉 4개국 연료전환 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	550,270	210,738	-	-	-
베트남	-	-	-	-	-
페루	3,671,471	2,653,290	-	-	-
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	2,631,070	1,839,106	-	-	-

9) CDM 사업의 CER 비용 분석 종합

- 전체 135개 CDM 사업의 CER 가격 분포에서 매립가스 사업(LFG)과 메탄회수 사업의 CER 가격이 가장 낮고(\$6~7/tCO₂), 태양광발전과 바이오매스발전 및 풍력발전이 가장 높은 것으로 분석(\$14~17/tCO₂). 사업당 연간 온실가스 감축량은 소수력발전과 바이오매스발전이 가장 적고(21,164~57,127tCO₂/년), 매립가스와 풍력발전 및 효율개선이 가장 많은 것으로 분석(109,115~

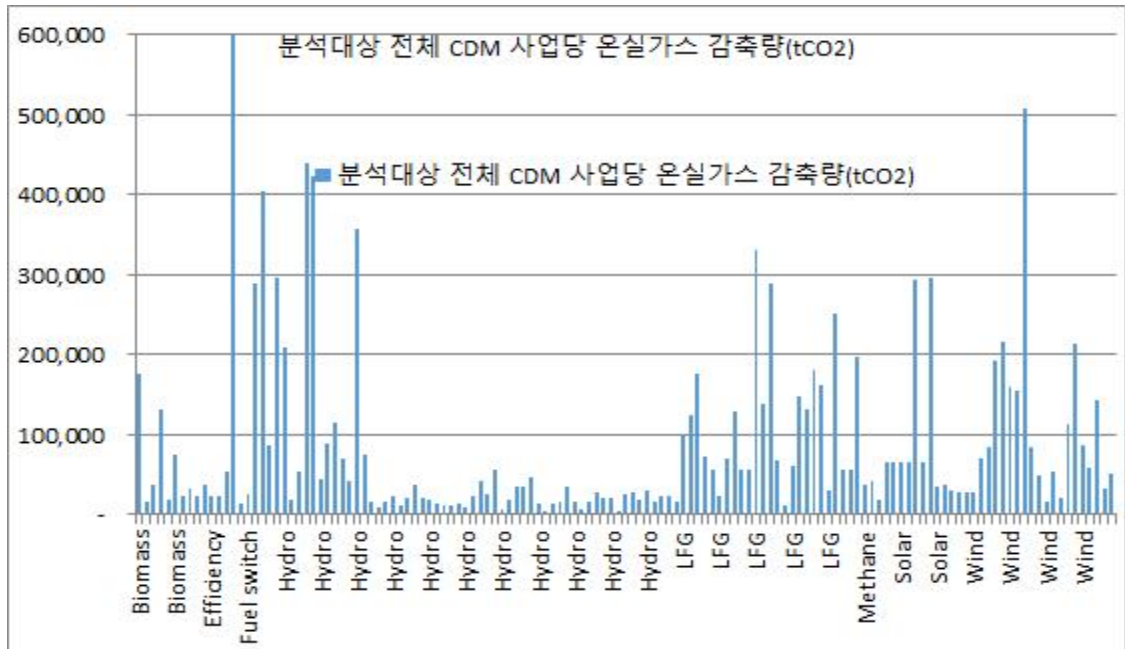
116,769tCO₂/건). 사업당 투자비는 연료전환과 메탄회수가 가장 적고 (\$2,631,070~3,307,194/건), 태양광발전과 풍력발전 및 효율개선이 가장 높은 것으로 분석(\$102,599,168~145,304,982/건). 투자비 당 온실가스 감축량은 태양광발전과 풍력발전이 가장 적고(\$0.610tCO₂~0.989tCO₂/천\$), 연료전환과 메탄회수가 가장 많은 것으로 분석(\$28.440tCO₂~41.472tCO₂/천\$)

〈표 4-30〉 CDM 사업의 분석 결과 종합(2019년 가격 기준)

구분	CER 가격 (\$/tCO ₂)	사업당 감축량(tCO ₂)	사업당 투자비(\$)	투자비당 감축량(tCO ₂ /천\$)	CER 발행 비율(%)
바이오매스발전	15.45	57,127	13,415,852	4.258	0.43
효율개선	12.43	257,456	102,599,168	2.509	0.01
연료전환	12.09	109,115	2,631,070	41.472	0.15
대수력발전	11.83	181,636	113,260,231	1.604	0.13
소수력발전	9.23	21,164	12,601,907	1.679	0.03
매립가스	6.36	115,292	10,457,255	11.025	0.36
메탄회수	7.52	94,058	3,307,194	28.440	0.43
태양광발전	14.34	90,154	145,304,982	0.620	-
풍력발전	17.56	116,769	118,018,475	0.989	0.05
평균	11.29	89,332	52,889,006	1.689	0.14

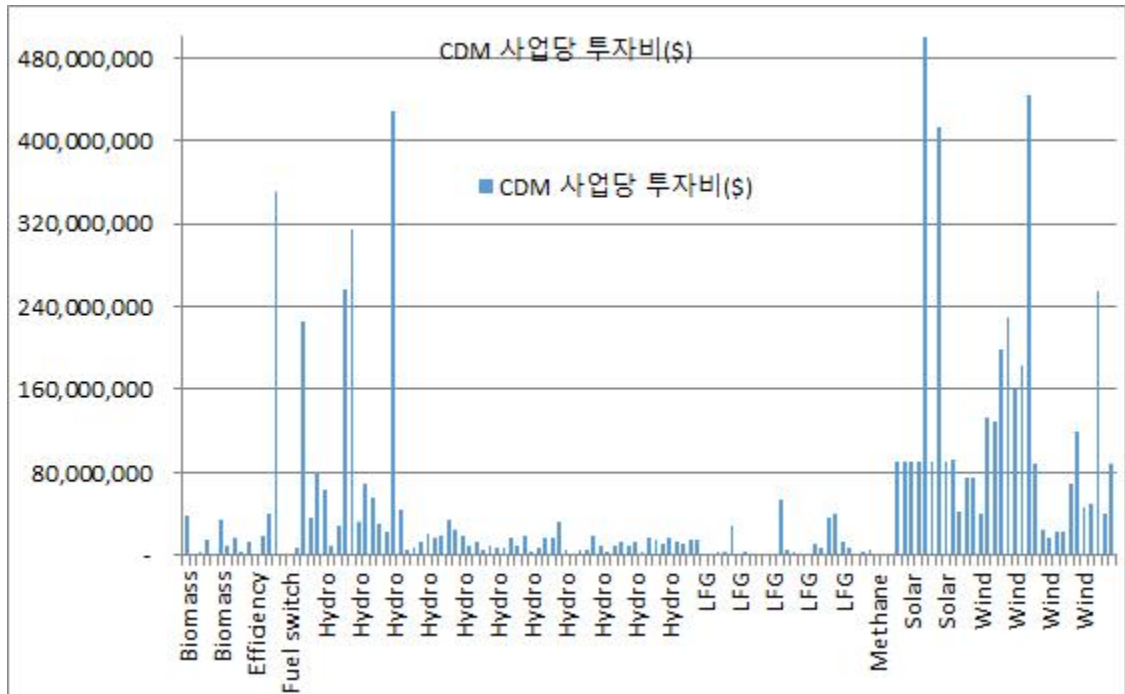
- 분석대상 135개 CDM 사업의 온실가스 감축비용 그림은 왼쪽부터 바이오매스발전 10개, 효율개선 4개, 연료전환 3개, 대수력발전 15개, 소수력발전 43개, 매립가스 21개, 메탄회수 7개, 태양광발전 12개, 풍력발전 20개 순임

[그림 4-16] 분석대상 전체 CDM 사업의 온실가스 감축량(단위:tCO₂/연)



- CDM 사업당 투자비는 태양광발전이 가장 높고 다음으로는 풍력발전과 대수력발전 및 효율개선 사업당 투자비가 \$1억을 상회하는 수준임. 다음으로는 바이오매스발전과 소수력발전 및 매립가스사업은 \$1,000만을 상회하는 수준이며, 메탄회수와 연료전환은 가장 낮은 \$2~3백만 수준으로 분석되었음
- 태양광발전사업의 평균 투자비는 \$145,304,982으로 가장 높은 수준으로 나타났다으며, 다음으로는 풍력발전이 \$118,018,475, 대수력발전이 \$113,260,231, 효율개선이 \$102,599,168으로서 사업당 투자비가 \$1억을 상회하는 수준임. 바이오매스발전의 투자비가 \$13,415,852, 소수력발전이 \$12,601,907, 매립가스가 \$10,457,255로서 사업당 투자비가 \$1,000만을 상회하는 수준임. 메탄회수의 사업당 투자비는 \$3,307,194, 연료전환은 \$2,631,070으로 가장 낮은 수준으로 분석되었음

[그림 4-17] CDM의 사업당 투자비 수준(단위:\$)



다. 6개 개도국의 온실가스 감축사업 진출 분야

1) CDM 사업의 분포

- UNFCCC에 등록(2020년 7월 기준)된 CDM 사업은 발전부문의 신재생에너지에 집중되어 있으며, 매립가스사업도 비교적 많이 추진되고 있음
- 5개 국가에서 등록된 484개의 CDM 사업 중에서 발전부문의 신재생에너지(수력발전, 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스발전)가 393개로서 전체 CDM 사업의 81%를 차지하고 있음

〈표 4-31〉 5개 개도국의 CDM 등록 실적(2020년 7월 기준)

구분	수력 발전	풍력 발전	태양 광	매립 가스	바이오	메탄 회피	N2O 파피	연료 전환	산 립	효율 개선	지열	기 타	합계
전체	294	36	30	28	33	33	3	5	4	14	1	1	484
(칠레)	34	21	20	15	12	7	3	2	2	2	1	-	120
(페루)	42	3	5	4	2	2	-	3	1	3	-	-	65
(베트남)	203	6	4	7	17	23	-	-	1	7	-	2	270
(몽골)	2	1-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	5
(스리랑카)	13	5	1	2	2	1	-	-	-	-	-	-	24

자료:UNFCCC, CDM DB

- 향후 온실가스 감축은 발전부문을 중심으로 이루어질 것으로 예상되며, 매립 가스 부문에서도 상당한 잠재력이 있을 것으로 예상됨
- 발전부문에 CDM 사업이 집중되어 있다는 점은 발전부문이 온실가스 감축에 적절한 기술(재생에너지발전기술)의 적용이 용이할 뿐만 아니라 온실가스 감축 잠재량이 높아 향후 저탄소 에너지 시스템 전환에서 가장 핵심적인 역할을 수행할 것이라는 점을 말해주고 있음
- 매립가스도 지속적으로 발생한다는 점을 감안하면 온실가스 감축사업의 대상으로 바람직하며, 특히 매립가스의 CER 가격이 다른 사업에 비해 낮다는 점도 우리나라에 대해서는 비용 효과적인 대안으로 평가됨

2) 온실가스 감축 진출분야

- UNFCCC의 CDM 사업 추진 실적과 본 연구결과를 감안하면 개도국의 온실 가스 감축 유망 진출 부문은 발전부문이며, 감축기술은 신재생에너지 발전기술이 가장 유망할 것으로 평가됨
- 저탄소 전환을 위해 발전부문은 화석연료 발전을 축소하고 신재생에너지 발전을 확대해야 할 것으로 예상됨. 에너지 소비부문에서 전기자동차의 확대, 가전기기 보급 확대, 화석연료 소비의 저탄소 전력으로 대체 등으로 인해 전력의 중요도가 증대될 것으로 예상됨

- 신재생에너지 발전기술인 소수력발전, 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스발전 기술을 발전부문에 적용하여 온실가스 감축을 추진
- 신재생발전기술의 발전단가는 빠른 속도로 하락하고 있으며 화석연료발전 대비 조만간 경쟁력을 확보할 것으로 예상됨

〈표 4-32〉 개도국의 온실가스 감축 진출 분야

부문	기술
발전부문	소수력발전, 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스발전
산업부문	연료전환, 효율개선
가정부문	효율개선(LED, 쿽스토브, 가전기기, 냉난방, 단열, 정수기 등)
상업부문	효율개선(LED, 가전기기, 냉난방, 단열, 정수기 등)
폐기물부문	매립가스
농림어업	메탄감축, CO ₂ 흡수(망그로브 등)

3) 온실가스 감축기술별 감축사업 진출 가능성 및 검토 사항

① 태양광발전과 풍력발전 및 소수력발전

- 온실가스 감축사업으로서 전력을 생산하여 전력망에 전력을 판매하는 태양광 발전, 풍력발전 및 수력발전 감축사업의 온실가스 감축량은 연결될 전력망의 온실가스 배출계수에 의해 직접적인 영향을 받기 때문에 전력망의 온실가스 배출계수에 대한 분석 및 전망이 이루어질 필요가 있음
- 전력망의 배출계수는 operating margin과 build margin의 비율에 의해 영향을 받기 때문에 두 방법론의 배출계수 파악이 중요함. 통상 operating margin의 온실가스 배출계수가 build margin의 배출계수에 비해 높은 수준임

〈표 4-33〉 국가별 전력망의 온실가스 배출계수(단위:tCO₂/MWh)

국가	combined margin			operating margin			build margin		
	평균	최대	최소	평균	최대	최소	평균	최대	최소
몽골	1.061	1.061	1.061	1.121	1.121	1.121	0.885	0.885	0.885
스리랑카	0.687	0.881	0.615	0.694	0.782	0.634	0.655	0.811	0.534
베트남	0.591	0.973	0.496	0.653	0.880	0.488	0.529	1.028	0.342
칠레	0.614	0.888	0.355	0.725	0.989	0.442	0.471	0.987	0.201
페루	0.594	0.756	0.224	0.692	0.858	0.178	0.486	0.653	0.232

자료 : IGES, GRID_EF Database, 2020.11

- 전력망은 국가별로 칠레의 경우와 같이 독립된 전력망을 갖고 있는 경우, 베트남과 같이 통합된 하나의 전력망을 갖고 있는 경우가 있을 수 있으며, 또한 칠레의 경우와 같이 중앙전력망(SIC)과 북부전력망(SING)이 통합되어 (2017년 말) 새로운 국가전력망(SEN)이 탄생하는 경우도 있기 때문에 전력망 통합에 대한 조사도 이루어질 필요
- 태양광발전과 풍력발전 및 수력발전은 자연조건에 의해 발전량과 발전효율이 영향을 받기 때문에 자원 잠재량과 여건에 관한 분석이 필요
- 소수력발전의 수력자원이 발전 이외에 농업용수와 같은 용도로 사용되는 경우가 자주 발생하기 때문에 농업용수 사용과의 상충문제 검토 필요
- 칠레와 같이 가뭄을 자연재해에서 제외함으로써 가뭄 발생 시 전력생산이 중단되는 책임을 발전사업자가 부담해야 하는 법적인 문제가 발생할 수 있기 때문에 수력발전과 같은 법적인 문제도 검토할 필요가 있음
- 태양광발전과 풍력발전 및 수력발전과 같이 전력을 전력망에 판매하는 경우에는 정부의 보조금(FIT 등) 지급 여부도 검토하여 이러한 사업에서 발생한 감축실적을 투자유치국 외부로 공급 가능한지의 여부를 검토할 필요가 있음
- 전력 판매가격에 투자유치국 정부의 지원이 포함되어 있다고 한다면 이러한 발전사업에서 발생된 온실가스 감축실적을 투자유치국 외부로 공급하는 것에 대한 거부감이 생길 수 있기 때문에 감축사업 추진 시 투자유치국 정부와 외부 공급 여부에 대해 명백하게 협의될 필요가 있음

② 메탄회수

- 메탄회수 사업은 메탄 발생에 대한 투자유치국 정부의 법적인 규제를 검토할 필요가 있음. 대부분의 경우 메탄이 대기중으로 방출되고 있는데, 대기 중 방출을 규제하는 법이 존재한다면 감축사업의 온실가스 감축량에 영향을 미치기 때문에 정부의 규제 여부를 검토할 필요가 있음
- 메탄회수 사업의 경우에는 특별히 고도의 기술을 요구하는 사업은 아니지만 메탄의 발생 규모에 대한 파악이 중요함

③ 바이오매스발전

- 바이오매스발전은 연료의 공급과 생산된 전력과 열의 판매가 사업의 성패를 좌우하는 중요한 요소이기 때문에 이에 대한 검토가 필요함
- 바이오매스 발전용 연료 확보를 위해서는 연료를 소유하고 있는 다수의 개인과 계약을 맺어야 하는 어려움이 있으며, 연료 확보를 위해 장거리 운송을 해야 하는 경우가 발생하면 예상보다 많은 비용이 소요될 위험이 있음. 따라서 충분한 연료는 비용 효과적으로 공급받을 수 있는 연료원을 확보할 수 있는 대안을 모색하는 것이 중요함
- 통상 바이오매스 발전의 경우에는 열병합발전설비(CHP)를 설치하여 사업을 추진하기 때문에 열과 전기를 충분하게 소비할 수 있는 수요처가 사업장 인근에 존재하는 것이 중요한. 열병합발전에서 열과 전기의 생산 비율을 자유롭게 조정하기 어려운 기술적 특성을 감안하여 열과 전기의 소비처가 존재하는 것이 중요함. 전력은 전력망에 연결하여 판매가 가능하지만 열의 경우에는 소비처가 사업장과 장거리일 경우에는 열 공급이 어렵기 때문에 열을 소비하는 수요처가 사업장 인근에 존재해야 함. 따라서 열소비 위주의 사업장 입지를 선정해야 한다는 차원에서 통상 바이오매스 사업은 열을 소비하는 공장이나 산업시설에 설치하는 것이 바람직함
- 바이오매스 발전사업의 연료 공급과 열 판매를 가능하면 장기계약에 의해 공급하는 계약을 체결하는 것이 중요함.

- 연료공급이나 열 판매가 단기계약을 통해 운영되는 경우에는 연료 공급과 열 판매가 장기적으로 안정화되지 못하는 경우가 발생하고 있기 때문에 가능한 장기계약을 통해 공급 및 판매하는 것이 중요함

④ 연료전환

- 산업시설의 경우에 연료전환 기회가 발생할 가능성이 높을 것으로 예상됨. 산업시설의 열과 스팀 생산이 주로 화석연료(석탄, 중유, LPG 등)에 의존하고 있다는 점을 감안하면 연료전환 기회 가능성에 대한 검토가 필요함
- 개도국의 산업부문 에너지원별 소비 자료를 확보하여 화석연료를 청정연료(천연가스, 신재생에너지)로 전환할 수 있는 잠재력을 검토할 필요가 있음
- 연료전환 검토에서는 청정연료와 전기요금과의 비교도 이루어질 필요가 있음. 우리나라와 같이 산업용 전기요금이 비교적 낮은 경우에 청정연료보다는 전력으로의 연료전환이 발생했다는 점을 감안하면 에너지원별 소비구조와 함께 연료전환 비용에 대한 검토도 이루어질 필요가 있음

⑤ 효율개선

- 효율개선은 투자비에 비해 온실가스 감축량이 적은 규모이기 때문에 통상 시장 기능에 의한 개선사업 투자가 충분하지 못한 수준임. 따라서 효율개선에 대해서는 다른 사업에 비해 인센티브를 제공하는 방안이 필요함
- 효율개선에 의한 온실가스 감축 잠재력은 신재생에너지와 함께 가장 큰 온실가스 감축 잠재력을 갖고 있기 때문에(IEA WEO 2020, UNEP GAP Report 2019) 효율개선을 촉진시킬 수 있는 정책적 배려가 필요함
- 정책적 배려에는 효율개선에서 발생한 온실가스 감축실적에 대해서는 할증이나 가중치를 부여하는 방안, 정부가 확보해야 할 국외감축실적에서 최소 비중을 설정하는 방안 등을 고려할 수 있음
- 최근 의욕적으로 추진되고 있는 쿽스토브는 비용 대비 수익이 양호하고 온실가스 감축에 기여하는 사업이며, 유엔에서 설정한 방법론에 의해서 추진된 사업이라는 점에서 정부가 국외감축실적(ITMO)으로 구매할 가능성도 있음

⑥ 매립가스

- 매립가스는 인간이 밀집해서 거주하는 대도시 지역에 대부분 산재해 있고, 인간활동과 관련되어 발생하기 때문에 이를 자원화하여 활용하는 것은 바람직함. 매립가스의 성상에 의해 온실가스 감축량이 영향을 받는 다는 점에서 매립가스지의 매립가스 성분에 대한 기술적 검토가 이루어질 필요가 있음
 - 매립가스의 감축사업은 매립가스의 성상에 의해 크게 좌우되는 특성이 있기 때문에 매립폐기물의 성상에 대한 기술적 검토가 이루어질 필요가 있음
- 매립가스 자원화에 가장 큰 영향을 미치는 요인 중 하나는 유기성폐기물(음식물쓰레기, 축분, 하수슬러지 등)에 대한 환경규제이기 때문에 환경규제 여부에 대한 검토가 필요함
 - 유기성폐기물의 관리에 관한 규제 여부에 따라 매립가스 사업의 온실가스 감축량이 직접적인 영향을 받기 때문에 규제 여부를 반드시 검토할 필요가 있음

⑦ 신재생에너지 자원 잠재량

- 분석대상 6개 개도국의 신재생에너지 자원 잠재량은 굉장히 높은 수준을 나타내고 있어 향후 신재생에너지 개발 가능성은 매우 높은 것으로 평가
- 칠레의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력이 매우 풍부하며 수력과 지열의 잠재량도 높은 수준임
 - 태양광의 잠재량은 1,704GW로서 지금까지 개발된 자원(2.1GW) 대비 800배 이상의 잠재량이 존재하고, 풍력의 잠재량(37GW)은 개발된 자원(1.5GW)의 25배 수준의 잠재량이 존재하며, 수력은 개발된 자원(6.7GW)만큼의 잠재량(7GW)이, 지열의 잠재량(2GW)은 개발된 자원(0.05GW)의 42배 수준의 잠재량이 존재하고 있음
- 페루의 신재생에너지 자원 잠재량은 수력과 태양광 및 풍력이 풍부한 편이며 지열과 바이오 잠재량도 높은 수준임
 - 수력의 잠재량(69GW)은 개발된 자원(5.3GW)의 13배, 태양광의 잠재량(25GW)은 개발된 자원(0.3GW)의 77배, 풍력의 잠재량(20GW)은 개발된 자원

- (0.37GW)의 53배, 바이오의 잠재량(0.9GW)은 개발된 자원(0.2GW)의 4배 수준이 존재하고 있음
- 베트남의 신재생에너지 자원 잠재량은 풍력과 태양광이 풍부한 편이며 바이오매스와 소수력 잠재량도 높은 수준임
 - 육상풍력의 잠재량(42GW)보다는 해상풍력의 잠재량(610GW)이 훨씬 높은 수준이며 개발된 풍력자원(0.2GW) 대비 2,751배의 잠재량이 존재하고, 태양광의 잠재량(48GW)은 개발된 자원(0.1GW)의 453배, 바이오의 잠재량(17GW)은 개발된 자원(0.38GW)의 45배, 수력의 잠재량(7GW)은 개발된 자원(18.0GW)의 39% 수준의 잠재량이 존재하고 있음
 - 미얀마의 신재생에너지 자원 잠재량은 수력과 풍력 및 태양광이 매우 풍부한 수준임
 - 수력의 잠재량(100GW)은 개발된 자원(3.3GW)의 30배, 풍력의 잠재량(34GW)은 풍부하지만 개발된 자원이 없는 상황이며, 태양광의 잠재량(27GW)은 개발된 자원(0.04GW)의 562배에 이르고 있음
 - 스리랑카의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력이 가장 풍부한 편이며 바이오와 소수력의 잠재량도 높은 수준임
 - 태양광의 잠재량(6GW)은 개발된 자원(0.18GW)의 32배, 풍력의 잠재량(5.65GW)은 풍부하지만 개발된 자원이 없으며, 바이오의 잠재량(2.37GW)은 개발된 자원(0.05GW)의 46배, 소수력의 잠재량(0.87GW)은 개발된 자원(1.8GW)의 49% 수준
 - 몽골의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력 및 수력이 풍부한 수준임
 - 태양광의 잠재량(5,000TWh/년)은 개발된 자원(59GWh/년) 대비 굉장히 많은 잠재량이 존재하고, 풍력의 잠재량(2,500TWh/년)은 개발된 자원(340GWh/년)의 7배, 수력의 잠재량(56TWh/년)은 개발된 자원(81GWh/년)의 691배의 잠재량이 존재하고 있음

〈표 4-34〉 국가별 신재생에너지 자원 잠재량

국가	발전설비용량/연간발전량(2018) ^{주1)}	잠재량 ^{주2)}
베트남	수력 17,989MW / 85,097GWh 풍력 237MW / 310GWh 태양 106MW / 106GWh 바이오에너지 380MW / 440GWh	소수력 7GW 풍력 육상 42GW + 해상 610GW 태양 48GW 바이오 17GW
미얀마	수력 3,304MW / 12,414GWh 풍력 - / - 태양에너지 48MW / 70GWh 바이오에너지 5MW / 23GWh	수력 100GW 풍력 34GW (365TWh/y) 태양 27GW 바이오 N/A
스리랑카	수력 1,798MW / 6,388GWh 풍력 128MW / 326GWh 태양에너지 185MW / 141GWh 바이오에너지 51W / 56GWh	소수력 873MW (3,061 GWh/y) 풍력 5,650MW 태양 6,000MW 바이오 2,370MW
몽골	수력 31MW / 81GWh 풍력 156MW / 340GWh 태양에너지 64MW / 59GWh	수력 56TWh/y 풍력 2,500TWh/y 태양 5,000TWh/y *재생에너지 총발전용량(잠재) 2,600GW
칠레	수력 6,679MW / 23,367GWh 풍력 1,524MW / 3,588GWh 태양에너지 2,137MW / 5,218GWh 바이오에너지 467MW / 6,128GWh 지열 48MW / 214GWh	수력 6GW 풍력 37GW 태양 1,704GW 바이오 N/A 지열 2GW
페루	수력 5,323MW / 30,731GWh 풍력 372MW / 1,502GWh 태양에너지 324MW / 797GWh 바이오에너지 202MW / 452GWh	수력 69GW 풍력 20GW 태양 25GW(평균 일사량 6KWh/m ²) 바이오 450-900MW 지열 3GW

주1) IRENA, <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation>

주2) - 베트남 : Renewable Energy for Vietnam, 2019, Institute for Sustainable Futures

- 미얀마 : Tun, Maw Maw. 2018. "An Overview of Renewable Energy Sources and Their Energy Potential for Sustainable Development in Myanmar."
- 스리랑카 : 스리랑카 Ministry of Power and Energy 발표 자료 (2014)
- 몽골 : 몽골 Ministry of Energy 발표 자료 (2019)
- 칠레 : Chilean Energy Overview, 2019, 칠레 Ministry of Energy
- 페루 : The Renewable Energy Market in Peru, 2020, Flanders Investment & Trade

라. 일본 JCM 분석

- 2020년 10월 기준 일본 정부와 양해각서(MOC)를 체결한 국가는 17개국이며 총 178건의 사업이 수행되었고, 이 중 JCM 사업으로 등록된 사업은 64건이며, 등록사업이 공식적으로 감축실적으로 인정받은 온실가스 상쇄사업임
- 사업추진 이행건수에 대한 상위 3개국은 인도네시아(22건) > 베트남(14건) > 태국(7건)의 순임
- 사업별 분포는 에너지효율(44건) > 재생에너지(18건) > 교통(1건)=폐기물관리 및 바이오매스 활용(1건) 순임
- 국가별 예상 온실가스 감축량은 인도네시아(773,315tCO₂) > 태국(593,660tCO₂) > 몽골(322,554tCO₂) 순임
- 분야별 예상 감축량은 에너지효율 > 재생에너지 > 폐기물관리 및 바이오매스 활용 > 교통 분야 순임

5. 해외 온실가스 감축사업 진출 전략

가. 해외 온실가스 감축 비용 시나리오 분석

1) 국가별 및 사업 형태별 CER 가격 전망

- 국가별 및 사업 형태별 2030년까지의 LCOE 전망 자료의 변화율을 CER 가격에 적용하여 2030년 CER 가격 전망
- 태양광발전의 칠레와 페루 및 베트남의 2030년 CER 가격 전망은 Bloomberg NEF(LCOE Database, 2020)의 국가별 및 기술별 2019~2030년의 태양광발전 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하고, 나머지 국가에 대해서는 IRENA(Global Renewables Outlook, 2020)이 제공한 2018~2030년 전체 태양광발전의 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하여 2030년 CER 가격 전망

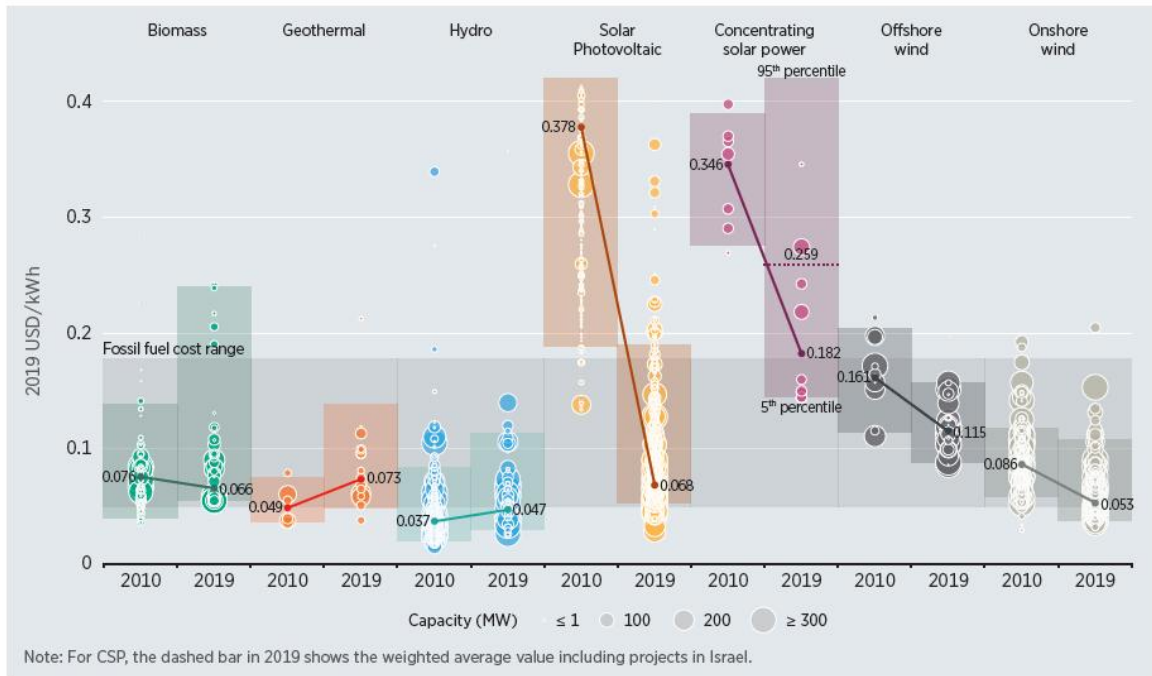
- 육상 풍력발전의 칠레와 페루 및 베트남의 CER 가격 전망은 Bloomberg NEF가 제공한 국가별 및 기술별 2019-2030년의 육상풍력발전 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하고, 나머지 국가에 대해서는 IRENA(Global Renewables Outlook, 2020)이 제공한 2018-2030년 육상풍력발전 전체의 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하여 2030년 CER 가격을 전망
- 바이오매스발전과 소수력발전은 IRENA(Renewable Power Generation Costs in 2019, 2020) DB의 2010~2019년 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하여 2030년 CER 가격을 전망
- 나머지 효율개선, 연료전환, 매립가스, 메탄회수는 2019년의 CER 가격이 2030년까지 유지된다고 가정
- 국가별 및 사업 형태별 2030년의 CER 가격 전망 결과, 소수력발전의 CER 가격은 상승하고 나머지 기술의 CER 가격은 하락할 것으로 전망
 - 태양광발전의 칠레와 페루 및 베트남의 2030년 CER 가격은 2019년 가격의 절반 수준으로 하락할 전망이며 나머지 국가는 55% 하락할 것으로 전망
 - 육상 풍력발전의 칠레와 페루 및 베트남의 2030년 CER 가격은 2019년 CER 가격 대비 25% 하락하고, 나머지 국가의 육상 풍력발전 CER 가격은 2019년 대비 23% 정도 하락할 전망이다
 - 바이오매스발전의 2030년 CER 가격은 2019년 가격 대비 15% 정도 하락할 전망이다
 - 소수력발전의 2030년 CER 가격은 2019년 대비 38% 정도 상승할 전망이다
 - 나머지 효율개선, 연료전환, 매립가스, 메탄회수의 2019년 CER 가격은 2030년까지 유지될 것으로 전망

〈표 5-1〉 국가 및 CDM 형태별 2030년 CER 가격 전망(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)

구분	칠레		페루		베트남		스리랑카/몽골/미얀마	
	2019	2030	2019	2030	2019	2030	2019	2030
바이오매스발전	13.85	11.78	15.45	13.14	17.85	15.18	15.45	13.14
효율개선	12.43	12.43	7.02	7.02	13.82	13.82	12.43	12.43
연료전환	18.71	18.71	7.05	7.05	12.09	12.09	12.09	12.09
소수력발전	10.67	14.77	6.43	8.90	9.80	13.57	5.41	7.49
매립가스	4.25	4.25	3.45	3.45	11.67	11.67	12.25	12.25
메탄회수	10.60	10.60	0.69	0.69	4.64	4.64	7.52	7.52
태양광발전	15.29	6.97	4.90	2.09	14.34	5.90	14.34	6.33
풍력발전	21.19	16.39	3.26	2.58	24.86	16.42	12.53	9.60

- 신재생에너지의 2030년 CER 가격이 하락할 것으로 전망한 요인은 현재의 LCOE 하락 추이가 향후에도 지속적으로 개선될 것으로 예상되기 때문임
 - 2010년부터 2019년 기간에 세계 태양광발전의 평균 LCOE는 2010년의 \$0.378/KWh에서 2019년에는 \$0.068/KWh에 이르러 9년 동안 82% 하락
 - 육상풍력의 LCOE는 2010년의 \$0.086/KWh에서 2019년에는 \$0.053/KWh로 38% 하락했으며, 해상풍력의 LCOE는 2010년의 \$0.161/KWh에서 2019년에 \$0.115/KWh로 29% 하락했음
 - 바이오매스는 2010년 \$0.076/KWh에서 2019년 \$0.066/KWh로 13% 하락
 - 소수력발전은 2010년 \$0.037/KWh에서 2019년 \$0.047/KWh로 27% 상승

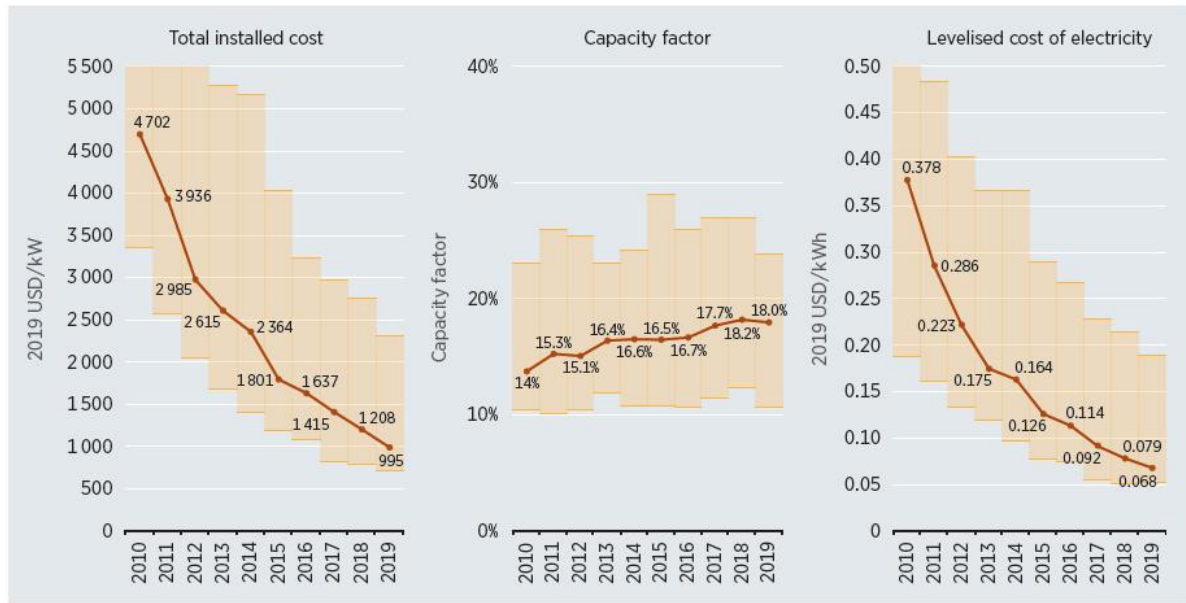
[그림 5-1] 세계 신재생에너지발전의 2010-2019년 LCOE 추이(단위:\$/KWh)



자료: IRENA, Renewable Power Costs in 2019, 2020

- 신재생에너지의 CER 가격이 하락할 것으로 전망되는 요인은 설비당 투자비의 지속적인 하락 추이가 계속되고 설비 가동율 및 효율 개선도 지속될 것이라는 가정에서 기인한 것임
- 2010년부터 2019년 기간에 세계 태양광발전의 설비 당 투자비는 2010년의 \$4,702/KW에서 2019년에는 \$995/KW에 이르러 9년 동안 79% 하락했으며, 설비 이용율은 2010년의 14%에서 2019년에는 18%로 향상되었음
- 이와 같은 현상은 소수력발전을 제외한 모든 신재생 에너지원에서 나타나고 있는 공통적인 현상임

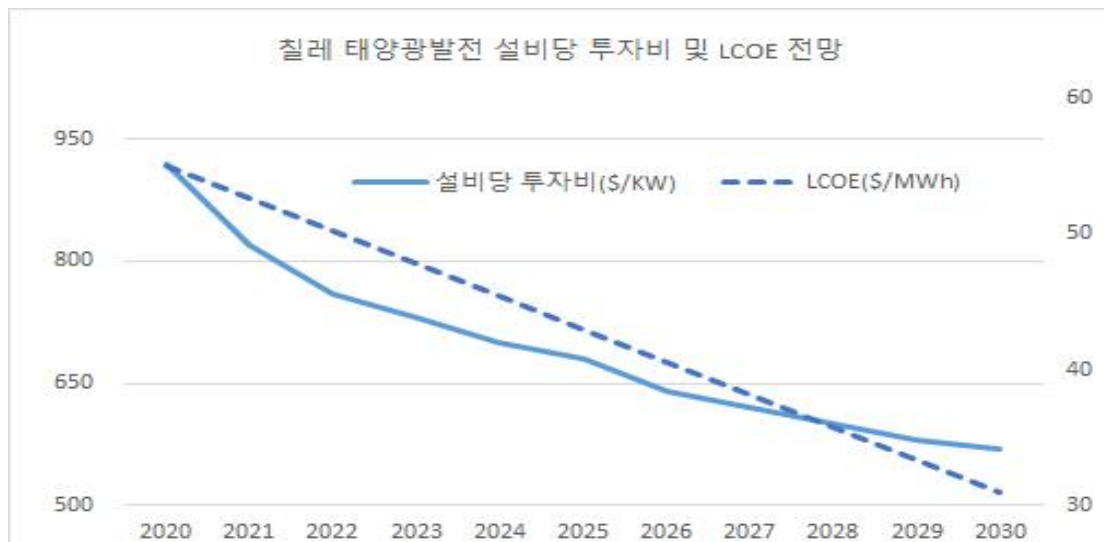
[그림 5-2] 세계 태양광발전의 설비당 투자비 및 설비 이용율 추이(단위:\$/KW, %)



자료: IRENA, Renewable Power Costs in 2019, 2020

- 칠레 태양광발전설비의 설비당 투자비(high 시나리오)는 2020년의 \$920/KW에서 2030년에는 \$570/KW로 하락하여 10년 동안 38% 하락할 전망이다. 신재생에너지 설비 특성상 투자비 비중이 높은 점을 감안하면 투자비는 곧바로 사업의 경제성과 연계되고 이는 CER 가격 하락에 연계될 것으로 예상

[그림 5-3] 칠레 태양광발전의 설비당 투자비 및 LCOE 전망(단위:\$/KW, \$/MWh)



자료: Bloomberg NEF, LCOE Database

2) 국가별 및 사업 형태별 감축 시나리오

- 분석대상 135개 CDM 사업의 온실가스 감축량의 국가별 비중과 국가내 CDM 사업 형태별 온실가스 감축량 비율을 적용하여 국가별 및 사업별 감축 사업을 할당하여 국외감축량 확보 비용 추정
- 분석대상 135개 CDM 사업의 온실가스 감축 총량(295.8백만tCO₂) 중에서 칠레는 13.7%의 비중을 차지하고 있으며, 베트남은 47.6%, 페루는 11.5%, 몽골은 2.4%, 스리랑카는 1.9%, 미얀마는 22.9%를 차지
- 2030년에 6개 개도국이 자국내에서 CDM 사업을 통해 감축할 경우 감축사업별 감축량은 바이오매스, 효율개선, 연료전환, 소수력발전, 매립가스, 메탄회수, 태양광, 풍력별 감축량 비중을 적용하여 추정

〈표 5-2〉 국가별 CDM 사업의 온실가스 감축량(단위:tCO₂/년)

구분	칠레	베트남	페루	스리랑카	평균(tCO ₂)
바이오매스발전	75,821	29,085	57,127	57,127	54,790
효율개선	33,956	33,956	33,956	33,956	257,456
연료전환	13,545	13,545	156,900	13,545	49,384
소수력발전	19,649	19,163	32,462	11,560	20,709
매립가스	108,727	131,044	107,524	139,829	121,781
메탄회수	140,040	29,973	38,299	94,058	75,593
태양광발전	131,980	90,154	31,597	90,154	85,971
풍력발전	166,112	71,332	138,528	29,798	101,443
계	689,830	418,252	1,490,393	470,027	767,126

3) 국가별 및 사업 형태별 감축 비용 시나리오

- 국가별 및 사업 형태별 감축량과 사업별 감축 비중을 적용하여 국가별 및 사업 형태별 감축비용 시나리오 분석
- 6개 개도국에서 감축사업을 2022년에 시작하고, 2024년부터 감축결과가 발생하기 시작하여 2030년까지 감축결과가 발생하며, 이러한 감축결과가 우리나라의 국외감축실적(ITMO)으로 공급된다고 가정

- 평균방식의 경우 국외감축실적 수요는 2024~2030년 기간에 162백만tCO₂, 경로방식 등은 2024~2030년 기간에 16.2백만tCO₂
- 경로방식에 의한 국외감축실적(ITMO) 16.2 백만tCO₂을 확보하기 위해 6개 개도국에서 감축사업을 실시할 경우, 감축사업의 총 감축비용(CER 구매비용)은 \$180,658,258이며, 이 경우 평균 온실가스 감축비용은 \$11.2/tCO₂로 분석
- 감축비용(CER 구매비용)이 가장 많은 국가는 베트남으로서 2024~2030년 기간에 총 \$97,109,895이며 온실가스 평균 감축비용은 \$12.6/tCO₂, 감축비용이 가장 적은 국가는 페루로서 2024~2030년 기간에 총 \$10,287,728이며 온실가스 평균 감축비용은 \$5.5/tCO₂로 가장 낮은 수준인데, 페루의 경우는 페루의 CDM 사업의 CER 가격이 다른 국가에 비해 낮기 때문에 나타난 결과임
- 시간이 지날수록 온실가스 감축비용이 하락하는 것으로 추정되는데, 이는 시간이 흐르면서 신재생에너지원의 CER 가격이 하락할 것이라는 전망에서 비롯된 결과임
- 이러한 분석은 비용 효과적인 감축비용이라기 보다는 현재의 CDM 감축 잠재량을 바탕으로 분석된 결과임

〈표 5-3〉 경로방식의 국가별 온실가스 감축비용 시나리오(단위:\$, CER 구매비용)

감축비용(\$)	칠레	페루	베트남	스리랑카	계
2024	8,229,697	3,313,747	22,058,809	10,393,357	43,995,610
2025	8,098,381	3,294,697	21,516,843	10,226,530	43,136,450
2026	7,967,492	3,276,040	20,976,075	10,060,184	42,279,791
2027	1,703,101	403,245	20,436,522	9,894,319	32,437,187
2028	-	-	12,121,646	6,687,574	18,809,220
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-
계	25,998,671	10,287,728	94,109,895	47,261,964	180,658,258
감축비용(\$/tCO ₂)	11.7	5.5	12.6	10.7	11.2

- 평균방식에 의한 국외감축실적(ITMO) 162백만tCO₂을 확보하기 위해 6개 개도국에서 실시할 감축사업의 총 감축비용(CER 구매비용)은 \$1,752,144,431이

며, 이 경우 평균 온실가스 감축비용은 \$10.8/tCO₂로 분석

- 평균방식의 연도별 온실가스 감축량은 경우, 감축비용(CER 구매비용)이 가장 많은 국가는 베트남으로서 2024~2030년 기간에 총 \$935,467,677이며 온실가스 평균 감축비용은 \$12.1/tCO₂, 감축비용이 가장 적은 국가는 페루로서 2024~2030년 기간에 총 \$101,990,949이며 온실가스 평균 감축비용은 \$5.5/tCO₂로 가장 낮은 수준인데, 페루의 경우는 페루의 CDM 사업의 CER 가격이 다른 국가에 비해 낮기 때문에 나타난 결과로 해석됨
- 시간이 지날수록 온실가스 감축비용이 하락하는 것으로 추정되는데, 이는 시간이 흐르면서 신재생에너지원의 CER 가격이 하락할 것이라는 전망에서 비롯된 결과임
- 이러한 분석은 비용 효과적인 감축비용이라기 보다는 현재의 CDM 감축 잠재량을 바탕으로 분석된 결과임

〈표 5-4〉 평균방식의 국가별 온실가스 감축비용 시나리오(단위:\$, CER 구매비용)

감축비용(\$)	칠레	페루	베트남	스리랑카	계
2024	41,148,486	16,568,734	132,352,855	62,360,140	252,430,214
2025	40,491,904	16,473,483	129,101,058	61,359,179	247,425,624
2026	39,837,461	16,380,199	125,856,448	60,361,106	242,435,215
2027	39,185,175	16,288,903	122,619,130	59,365,914	237,459,122
2028	38,535,063	16,199,616	119,389,215	58,373,596	232,497,490
2029	37,887,147	16,112,359	116,166,817	57,384,148	227,550,471
2030	16,186,207	3,967,655	189,982,154	102,210,278	312,346,293
계	253,271,443	101,990,949	935,467,677	461,414,363	1,752,144,431
감축비용(\$/tCO ₂)	11.4	5.5	12.1	10.5	10.8

4) 국외 감축사업의 비용 효과성

- 본 연구에서 분석한 협력대상 6개 개도국에서 온실가스 감축사업을 추진할 경우 온실가스 감축비용은 평균 \$10.8/tCO₂로 추정되었음. 이러한 온실가스 감축비용은 EU ETS의 2030년 탄소가격(\$33.48/tCO₂~\$44.70/tCO₂)에 비해 \$22.68/tCO₂~\$33.90/tCO₂ 낮은 수준이며, 우리나라의 2030년 탄소가격

(\$34.01/tCO₂)에 비해 \$23.21/tCO₂ 낮은 수준임. 즉, 개도국 온실가스 감축사업 추진 시 비용은 EU 탄소가격의 24%~32% 수준, 한국 탄소가격의 32% 수준에 불과한 수준이기 때문에 개도국에서의 온실가스 감축사업이 비용 효과적인 전략이라고 평가할 수 있음

- 본 연구에서 분석한 협력대상 6개 개도국에서 온실가스 감축사업을 추진할 경우, 경로방식의 온실가스 감축비용(\$180.658백만)과 평균방식의 온실가스 감축비용(\$1,752.144백만)은 EU 탄소시장에서 탄소를 구매할 경우의 경로방식 비용(\$542.376백만~\$724.14백만)의 25%~33% 수준이며, 평균방식 비용(\$5,423.76백만~\$7,241.4백만)의 24%~32% 수준이고, 국내에서 탄소를 구매할 경우의 비용(\$5,509.62백만)의 32% 수준에 불과하기 때문에 개도국에서의 온실가스 감축사업이 비용 효과적인 전략이라고 평가할 수 있음

〈표 5-5〉 개도국 온실가스 감축사업의 비용 효과성(단위:\$/tCO₂, \$백만)

	본 연구	EU ETS		한국시장
		ECRST	IETA	IETA
2030년 탄소가격(\$/tCO ₂)				
- 가격	10.8	33.48	44.70	34.01
- 가격 차이		+22.68	+33.90	+23.21
온실가스 감축비용(백만\$)				
- 경로방식	180.658	542.376	724.14	550.962
- 평균방식	1,752.144	5,423.76	7,241.4	5,509.62
감축비용 차이(백만\$)-개도국 감축 대비				
- 경로방식		+361.718	+543.482	+370.304
- 평균방식		+3,617.616	+5,489.256	+3,757.476

나. 외국의 온실가스 감축실적 확보 프로그램

1) 일본의 JCM

- JCM은 일본 정부 주도로 추진되고 있으며, 개도국 대상 기술이전 및 배출권 확보를 위한 투자 수행에서 CDM과 매우 유사하지만, 감축 실적 인정은 CDM에 비해 다소 보수적이지만 제도 운영 절차는 상대적으로 간소화

- JCM으로부터 발급된 실적 크레딧은 기본적으로 사업 참여자들 간 온실가스 감축에 대한 기여도를 고려하여 당사자 간 논의를 통해 결정
- 협약을 맺은 개도국은 국가 간 자발적 감축활동(NAMA)을 포함한 자체적 감축기여 또는 경제개발 등에 활용할 수 있도록 일본 정부와 합의 하 정립
- 일반적으로 일본 정부는 최소 50% 이상의 감축실적을 이전하는 조건으로 알려져 있으나, 현재까지 발급된 감축실적 이전 비율은 절반이 훨씬 넘는 약 80%가 일본으로, 나머지 20%정도가 개도국에서 활용
- 일본과 협약국 간 협약서에 따라 각 국가는 집행위원회가 규정한 공동 규약에 따라서 JCM 등록부(registry)를 개설하고 유지해야 함
 - 양측은 각국의 등록부를 관리할 관리자(manager) 및 해당 기관을 선정하고, 각 국가의 등록부가 개별적으로 통합된 형태로 운영될 수 있도록 함
 - 각 등록부는 정부계좌, 양측에서 승인한 기구의 보유계좌, JCM 크레딧 취소 계좌, JCM 크레딧 청산 계좌가 있음

2) 스위스 klik foundation

- 석유협회가 CO₂법안에 따른 온실가스 감축의무에 대응하고자 2012년 설립
 - CO₂법 초안에서는 연간 1,000tCO₂ 이상의 대규모 화석연료 수입자들을 대상으로 2021~2030년 탄소배출량 5,400만tCO₂의 감축의무 명시
 - 파리협정 6.2조의 협력적 접근법(cooperative approach)을 통해 2021년부터 해외감축실적(ITMO)을 구매할 계획임
 - 2030년 감축목표(1990년 대비 30% 감축)의 12.5%를 해외감축으로 달성
- Klik재단의 재정은 산업계의 지원과 자동차세로 충당하고 있음
 - 2리터당 1~2센트 수준인 자동차세를 5센트 수준으로 상향 조정할 계획임
- Klik재단의 감축분 상쇄 사업은 수송, 비즈니스, 건축, 농업 4가지 플랫폼으로 분류되어 진행되고 있음
- 민간기관과 정부기관 모두 스위스의 국외감축 사업에 감축결과 이전 협약을 위해 사업에 지원 가능

- 제안서 요청(CfP) 작성 및 등록 단계 : 정부기관은 등록 후 공장 감축활동 아이디어노트(MAIN, Mitigation Activity Idea Note) 제출, 민간기관은 지원 선발 후 별도의 제안서 요청(CfP, Call for Proposal) 과정을 거쳐야 함
- 감축활동 아이디어노트(MAIN) 제출 및 평가 단계 : 민간기관은 제출할 MAIN 작성 시 정부와 정부 간 양자협력에 동의한다는 호스트 국가의 의향서 (Letter of Intent), 즉, NDC 담당 정부기관의 승인을 받은 의향서(LoI)를 함께 제출해야 함
 - REDD+, LULUCF, 한 국가 이상을 포함한 활동, 원자력과 화석연료 발전소 사업은 제외
- 감축활동 설계 문서(MADD) 단계 : MAIN 평가에서 채택된 지원기관은 지원된 활동의 감축결과가 결정되는 방법에 대한 상세한 개념을 담은 감축활동 설계 문서(MADD, Mitigation Activity Design Document)를 마련함.
- 감축결과 구매계약(MOPA) 단계 : 양자 합의 체제 내에서 승인이 완료되면, Klik재단은 감축결과 구매계약(MOPA, Mitigation Outcome Purchase Agreement)을 통한 감축활동 지원을 고려하게 됨

3) 노르웨이의 탄소 크레딧 구매 프로그램

- 교토의정서 1기 공약 기간(2008~2012)의 목표달성을 위해 2007년에 설립
- 노르웨이 기후환경부(Ministry of Climate and Environment, MoCE)는 CDM 프로젝트 활동과 CDM 활동 프로그램(PoA)에서의 향후 CER 제공에 대한 제안서(proposals)를 요구
- 제안서는 구체적인 가격 상한은 없으며 개별적으로 평가되고, 신규 및 취약 사업을 대상으로 하는 기관(facility)의 목표 달성도와 가격을 조합하여 선정
 - (사업 유형) HFC-23, N₂O, 탄소 포집 및 저장 없는 석탄 기반의 에너지를 사용하는 프로젝트를 제외한 모든 CDM 프로젝트
 - (CER 가격) 평균 EUR 2~4로 거래됨

- 노르웨이는 KP 1기 동안에 총 23백만 개의 탄소크레딧 계약을 체결하였으며, 이 중 약 21백만 개가 노르웨이 자발적(unilateral) 공약을 10% 초과 달성하는 목표에 사용되었음¹⁾.
- KP 1기 동안의 CDM 사업 포트폴리오로는 수력 및 풍력 사업을 포함한 재생에너지 프로젝트가 대부분을 차지하였음.
- KP 2기(2013~2020) 동안 노르웨이 의회는 중단(discontinuation)에 취약한 사업이나 신규 사업에 대해 최대 60백만 개의 크레딧 구매를 승인
- KP 2기 포트폴리오의 반 이상은 매립지 메탄 프로젝트가 차지함.
- 쿡스토브 및 정수 등의 소규모 사업은 두 번째로 많은 사업

4) 스웨덴의 국제 기후투자 프로그램

- 스웨덴 기관의 CDM 사업은 개별 사업에 직접 참여하는 것과 다자간(multilateral) 기금에 참여하는 것으로서 29개국에서 양자 간 프로젝트 협정을 맺고 있으며, 9개의 다자기금에 참여하고 있음.
- 스웨덴 기관은 본래 부분적으로 교토의정서 하에서의 스웨덴의 2020년 국가 목표를 위해 CER을 최대 40백만 개까지 구매할 수 있는 위임사항을 지녔으나, KP 2기 동안의 CER은 17백만 개만 구매한 상태임.
- 직접적인 양자간(bilateral) 협정을 위해, 개별 CER 판매자들은 제안서(proposals)를 요구함. CER 판매자들에게 제출된 제안서들은 가격 및 품질 등을 포함한 다양한 고려사항들을 기반으로 개별적으로 평가됨.
- CER 가격 설정은 공정하다고 간주되는 가격대를 결정하기 위한 여러 제안의 평가를 기반으로, 사업 유형 및 빈티지에 따라서 다양함.
- 스웨덴 에너지기구(Swedish Energy Agency)가 교토의정서의 스웨덴 프로그램의 국가 승인기구임.
- 스웨덴 에너지 기구는 CDM 및 JI 기금에 참여함으로써 CER 크레딧을 확보

1) 노르웨이의 교토의정서 2차 공약기간 감축목표는 2020년까지 1990년 대비 30~40% 감축이며, 별도로 주요배출국이 2°C 목표에 부합하는 감축에 합의할 시 40%까지 감축을 목표로 설정

다. 온실가스 감축사업 중장기 추진 전략

1) 해외 온실가스 감축사업 추진 기구

- 해외 온실가스 감축사업(프로그램) 및 감축결과 국내이전을 통한 양자 기후변화 협력 및 국내 온실가스 감축목표 활용을 위한 추진 기구는 크게 공동위원회, 제6조 소위원회, 제6조 소위원회의 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF와 감축결과 국내 이전 TF, 사무국, 검증기구, 사업 참여자로 구성

[그림 5-4] 해외 온실가스 감축사업 추진 조직

< 해외 온실가스 감축사업 추진 기구 >



① 공동위원회

- 공동위원회는 양 국가의 온실가스 감축협력에 관한 최고 의사결정기구로, 양자협력 온실가스 감축사업에 관해서는 ① 감축사업의 기본 방향, ② 각종 지침의 제정과 개정, ③ 정부주도 사업에 관한 승인 등을 포함해 주요 사안에 대해 심의하고 의결하는 기능을 담당하며, ④ 상대 국가와 양자협정을 체결

- 공동 위원회는 양국 간 기후변화협력을 위한 최고 의사 결정기구로서 연1회 개최를 원칙으로 하되, 양국의 요청이 있을 경우 개최하는 것이 바람직함
- 구성은 우리의 경우 국무조정실장과 환경부장관을 비롯하여 외교부 기후변화대사, 관련 분야 부처 국장급 이상, 관련 분야 사업 및 국제 제도·거버넌스 전문가, 투자 참여 기업(옵저버)으로 구성
- 대안으로 외교부에서 공동위원회를 수립하고 상응조정과 같은 내용을 양자 협정에 담을 수 있다면 국무조정실의 공동위원회는 장관급에서 실장급으로 직급을 낮추어서 국무조정실의 국장급과 환경부의 국장급 및 외교부의 기후 변화 대사가 공동위원장을 담당할 수 있음

② 제6조 소위원회

- 제6조 소위원회는 민간주도 사업의 등록과 크레딧 발행 승인 여부 심의, 신규 방법론 승인, 기타 공동위원회의 위임사항을 담당
 - 민간주도 사업에 대한 승인은 사업계획서와 크레딧 발행에 관한 승인과 같은 기능을 수행하며, 제6조 소위원회에서 수행한 승인 결과 및 현황에 관한 사항은 주기적으로 공동위원회에 보고
 - 신규 방법론 승인 및 개정사항은 민간주도 사업과 정부 주도 사업 모두 해당되며, 공통적으로 사업 참여자의 신규 방법론 제안서를 승인하는 업무
- 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF는 온실가스 감축사업을 직접 개발하여 감축사업을 이행하거나 아니면 민간으로부터 접수된 민간주도 사업을 예비 심의하고 선정된 감축사업의 이행을 모니터링
- 감축결과 국내이전 TF는 해외의 온실가스 감축사업으로부터 발생한 감축결과를 국내로 이전하는 역할과 온실가스 감축사업 이행 국가의 역량강화 업무를 담당

③ 사무국

- 사무국은 공동위원회가 지정하며 온실가스 감축사업 운영에 필요한 ① 행정 업무와 ② 사업지원 업무를 담당하며, 양 국가에 사무국이 각각 설치되어 운

영되는 점을 감안하여 양 국가의 사무국은 상호 협력이 필요

④ 검증기관

- 검증기관은 온실가스 감축사업의 이해관계자와 독립된 제3의 기관으로서, 사업계획서의 타당성 평가, 감축 실적 모니터링 보고서의 검증 담당

⑤ 사업 참여자

- 사업 참여자는 민간주도 사업과 정부주도 사업으로 구분. 정부주도사업의 경우 해당 관계부처가 사업 참여자로 포함될 수 있으며, 민간주도 사업은 공공기관을 포함한 민간기업이 참여한 사업자가 온실가스 감축사업을 추진하는 경우이기 때문에 공공기관을 포함한 민간기업이 사업 참여자가 될 것임. 사업 참여자는 사업계획서의 작성 및 등록신청, 사업의 시행, 모니터링 보고서 작성, 크레딧 발행신청, 신규 방법론 등록 신청 등의 역할을 수행

2) 해외 온실가스 감축사업 운영 절차²⁾

- 양자협력 온실가스 감축사업은 사업계획서 작성→사업 타당성평가→사업계획서 승인→모니터링 보고서 작성→사업 실적 검증→크레딧 발행

① 신규 방법론 승인 심사

- 사업계획서 작성 이전단계에서 해당 사업에 대한 승인된 방법론이 부재한 경우, 사업 참여자는 신규 방법론을 승인 받은 이후에 사업계획서 작성
 - 방법론 제안서 초안이 작성되면 사업 참여자는 제안서 작성내용을 설명할 수 있는 보조 자료와 방법론 제안서 초안을 사무국에 제출하고, 사무국은 해당 방법론에 대한 공개의견 수렴과 내부 검토를 시행하며, 내부 검토가 완료되면 사무국은 검토의견서를 작성하여 제6조 소위원회로 송부
 - 제6조 소위원회는 제안자의 제안서와 보조 자료, 사무국에서 취합한 공개의견 수렴서, 사무국의 검토의견서를 기준으로 승인 또는 수정 후 승인 또는 기각 중의 하나로 심사결과를 결정. 심사결과 방법론 제안서가 승인으로 결정된 경우, 승인된 방법론은 일반인들이 활용할 수 있도록 웹 페이지에 공개

2) 해외 온실가스 감축 추진기구는 박순철(2018.2.12.) 보고서를 기준으로 제안

② 사업계획서 등록 심사

- 사업 참여자는 사업계획서를 검증기관에 제출하여 타당성 평가를 받고, 검증기관은 해당 사업이 양자협력 온실가스 감축사업에서 정한 기준에 부합여부를 확인하고 타당성 검토보고서를 작성하며, 이와 함께 사업 참여자는 사업수행국의 국가승인기구에 해당사업의 지속가능발전 기여 여부를 심의받음
 - 사무국의 해당사업에 대한 검토가 완료되면 민간주도 사업은 제6조 소위원회, 정부주도 사업은 공동위원회에서 최종 등록 심사를 수행. 승인된 사업계획서는 사무국이 고유 등록번호를 부여하여 웹 페이지에 공개
- 사업계획서 등록 심사 단계에서는 투자 유치국의 상응조정에 관한 의향서를 첨부. 단, 정부 간 협정이 체결된 국가에 한해서는 의향서 생략 가능

③ 모니터링 보고서 제출과 검증

- 사업 계획서가 등록되면 사업 참여자는 해당 사업을 이행하고, 사업계획서 상의 모니터링 계획에 따라서 온실가스 감축량 모니터링을 실시. 일정기간이 지난 후 사업 참여자는 감축량에 상응하는 크레딧을 발급받기 위해 모니터링 보고서를 작성

④ 크레딧의 발행 심사

- 사업 참여자는 크레딧 발행을 받기 위해 모니터링 보고서와 검증 보고서를 사무국에 제출하고, 사무국은 심사신청 자료를 검토하여 검토의견서를 작성. 사무국은 검토의견서를 완료한 후에 민간주도 사업은 제6조 소위원회, 정부주도 사업은 공동위원회에 송부하고 각 기관에서는 발행심사를 진행. 발행 심사 과정에서 추가 검토가 필요한 경우에는 일정 기간을 연장하여 심사할 수 있으며, 공동위원회와 제6조 소위원회의 심사결과 크레딧 발행이 승인된 경우, 사무국은 크레딧을 레지스트리의 해당 계좌로 발행하고, 발행사실을 웹 페이지에 공개

3) 해외 감축결과(MO)의 원만한 국내 이전을 위한 협력 방안

- 향후 대상국의 온실가스 감축결과의 자국 내 활용 등의 이유로 온실가스 감

축결과 해외 이전에 대한 통제 강화 가능성이 증가할 것으로 예상됨에 따라서, 해외 감축결과와 원만한 국내 이전을 위해서는 기술적인 측면과 아울러 정무적인 측면도 잘 고려하는 것이 중요함.

- 파리 협정상 온실가스 감축 이전에 관한 제6조 뿐만 아니라 제13조(투명성 체계)의 이행을 염두에 두고 추진될 필요가 있으므로 국내이전은 감축결과 국내이전 TF가 담당하는 것이 바람직
 - 사업 (프로그램) 발굴 및 확정단계
 - 이 단계에서는 대상국의 MRV 역량에 대한 평가와 함께 필요시 사업 (프로그램) 추진 기간 동안 온실가스 감축량 관련 측정 및 보고와 국가인벤토리에 반영을 위한 역량강화 요소를 포함시키도록 해야 함
 - 사업 (프로그램) 시행 중 온실가스 감축량 측정 및 등록 관리
 - 대상국의 MRV 역량 보유 여부에 따라서 사업 (프로그램) 시행에 따라 발생하는 온실가스 감축량을 측정 및 보고하여 궁극적으로는 국가 인벤토리에 반영할 수 있도록 해야 함.
 - 해외 온실가스 감축결과와 국내 이전 및 상응조정
 - 사업(프로그램) 계획 확정 단계에서 확정하는 것이 바람직하며, 확정이 어려운 경우 최소한 사업 (프로그램) 시행 기간 중 확정할 수 있는 협의 방식/기준 등에 대한 협의 필요
 - 상응조정 시점은 양국에서 동시 시행이 바람직
 - 우리나라의 경우에는 매년 상응조정 가능
 - 개도국의 경우에는 1) 경제 전반의 온실가스 감축목표를 NDC로 설정한 경우와, 2) 지역/부문/정책 및 수단 목표(Non-GHGs 목표 포함)로만 NDC를 설정한 경우로 나누어 살펴볼 필요가 있음.
- : 경제 전반의 온실가스 감축목표를 NDC로 설정한 경우에 개도국은 BTR 주기에 따라서 최소 격년 산정을 하도록 요청. 만약 해당 개도국이 국가 온

실가스 인벤토리를 매년 또는 격년으로 산정할 준비가 되어 있지 않다면, 차선택으로 상응조정 대신 ITMO의 이전과 관련된 정보를 기록할 수 있는 등록부를 먼저 구축할 필요가 있음

: 지역/부문/정책 및 수단 목표(Non-GHGs 목표 포함)로만 NDC를 설정한 경우에는 NDC 목표로 설정된 목표 유형을 고려하여 상응하는 조정이 이뤄질 것으로 전망이 됨.

- 해당 개도국이 부문별 온실가스 인벤토리를 매년 또는 격년으로 산정할 준비가 되어 있지 않다면, 차선택으로 상응조정 대신 ITMO의 이전과 관련된 정보를 기록할 수 있는 등록부를 먼저 구축할 수 있을 것임.

- 양국의 파리협정 제13조 투명성 원칙에 따른 보고

- 양국의 온실가스 감축결과 이전 관련 상응조정에 따른 양국의 온실가스 감축결과 활용 결과는 파리협정 제13조의 격년투명성보고서(BTR)에 포함(구조화된 요약)되어 보고

라. 협력대상 개도국의 온실가스 감축실적 외부 공급 가능성

1) 베트남

- 베트남은 다른 개도국에 비하여 파리협정 제6조에 대한 전반적인 이해도가 높고, 국외감축실적(ITMO) 공급을 금지하는 규정은 아직까지 없음

2) 미얀마

- 에너지와 산림 분야에 관심이 높으며, 특히 한국과 파트너 국가로써 사업을 함께 하고자 하는 의지가 강하고, 현재는 온실가스 감축실적을 국외로 공급하는 것을 금지하는 규정은 없음

3) 몽골, 스리랑카, 칠레, 페루

- 한국 각 정부 부처가 함께 선정한 주요 개도국 중 몽골, 스리랑카, 칠레의 정

부 담당자에게 11월 중순부터 인터뷰 요청을 시도했으나 COVID-19로 인한 현지 사정으로 인하여 아직까지 답변을 받지 못함

4) 감축실적의 국외 공급 가능성

- 기본적으로 조건부 감축목표에 해당하는 감축사업에 대해 정부 간 협정을 체결하면 감축실적을 국외로 공급 가능할 것으로 예상

마. 해외 온실가스 감축사업 추진을 위한 자원마련 방안

1) ITMO(가칭) 기금 설치 개요

- 해외 온실가스 감축사업 추진을 위한 가칭 ITMO 기금 설치 방안으로 공공재원과 민간부분재원으로 구분
 - 공공재원 확보 방안 : 조세 재원, 공공기관 재원, 교통에너지환경세, ETS 유상할당 재원
 - 민간부분재원 확보 방안 : 경매 방식, 펀드 투자 방식

① 공공재원 확보 방안

- 조세 재원 : 공공재원을 확보하는 방안으로 세금을 활용하는 방식이 있음
 - 벌금(규제), 환경세, 교통에너지환경세, ETS 유상 할당(경매) 재원 활용 방식
- 공공기관 재원 : 공기업 및 공공기관의 자금을 활용하는 방식
 - 한국전력공사, 수자원공사 등 온실가스 감축사업과 연관성이 있는 공기업 및 공공기관과의 협약을 통해 해외 온실가스 감축사업을 공동으로 진행하는 방식
 - 국제협력단(KOICA), 대한무역투자진흥공사(KOTRA), 수출입은행 등의 공공기관과의 공동 사업을 통해 해외 온실가스 감축 사업 추진 가능
- 기타 공공재원 : 교통에너지환경세 및 ETS 유상할당 재원 활용

② 민간부분 재원 확보 방안

- 국외감축결과(ITMO) 경매 방식
 - 국가가 해외 온실가스 감축사업을 통해서 ITMO를 가져오게 되면, 기업이

- 사용할 수 있는 KAU 혹은 KCU의 단위로 전환
 - 전환된 배출권은 ‘경매’의 방식을 통해서 필요한 기업들에게 판매
 - 경매에는 가격상·하한제 적용 가능
- 온실가스 감축결과 이전 펀드 조성 및 이에 대한 투자 방식 : 해외 온실가스 감축사업 (프로그램) 및 감축결과 이전을 위해 조성된 펀드에 대한 투자 방식

2) 국제기후기금 및 플랫폼을 활용한 자원 마련 방안

① 국제 다자 기후기금

- 개도국의 저탄소 발전과 지속가능한 개발을 위한 재정수단으로서 UNFCCC 제도의 틀 안과 밖에 다양한 다자기후기금이 조성·운영되고 있음
 - GCF(Green Climate Fund, 녹색기후기금), GEF(Global Environment Facility, 지구환경기금), AF(Adaptation Fund, 적응기금), SCCF(Special Climate Change Fund, 특별기후변화기금), CIF(Climate Investment Funds, 기후투자기금), FCPF(Forest Carbon Partnership Facility, 산림탄소협력기구)

② 플랫폼으로서 UNFCCC 기술메커니즘인 CTCN 활용

- 기후기술센터네트워크(CTCN)은 기술메커니즘의 이행기구로서, 컨소시엄 기관(12개) 및 네트워크 기관(50여개)을 통해 기술지원, 정보공유, 협력 및 네트워킹 활동을 수행
- CTCN의 TA사업의 결과물은 GCF의 준비프로그램 접근 및 Concept Note 작성을 위한 기반자료로 활용도가 높아, 향후 GCF 연계사업으로 발전시킬 수 있는 가능성이 매우 높을 것으로 판단
- CTCN TA 사업의 결과는 CDM 등 탄소시장과의 연계·확장 가능성이 높을 것으로 입증된 바 있어, 향후 국외 온실가스 감축사업 추진 시 CTCN TA 기반의 CDM 사업을 통한 자원조달 방식도 고려 가능

③ 민관협력(Public-Private Partnership) 기반 국제협력 플랫폼 활용 전략

- 국외 온실가스 감축사업 자원마련을 위해 현재 우리나라가 주도하는 국제 이니셔티브 중 민관협력의 ‘파트너십’을 강조하고 있는 P4G((Partnering for Green

Growth and the Global Goals 2030) 플랫폼을 활용해 볼 수 있음

- P4G의 재원조달은 재정지원 파트너십인 Start-up, Scale-up과 재정지원이 없는 State of the Art 파트너십으로 구분됨

6. 결어

가. 향후 연구 방향

- 온실가스 감축로드맵 재수립 시 국외감축실적(ITMO) 위상 변화 예상
 - 2050년까지 탄소중립을 달성하기 위해서는 2030년의 온실가스 감축목표를 수정해야 한다는 의견이 제기되고 있으며, 따라서 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위한 감축 로드맵 수정 가능성이 높은 상황
 - 온실가스 감축 로드맵이 수정되면 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모도 변경될 가능성이 있기 때문에 이를 반영할 수 있는 유연성이 필요함
 - * 유엔에 제출할 갱신 NDC에는 산림부문이 NDC 범위에 포함되었음
 - 우리나라를 비롯한 주요 선진국의 2050년 탄소중립 선언으로 향후 국제탄소 시장이 활성화될 것으로 예상
 - 선진국들이 탄소중립을 자국내의 온실가스 감축으로 국한시켜서 달성하기 위해서는 막대한 비용과 함께 많은 어려움이 존재할 것으로 예상됨
 - 따라서 국외감축실적(ITMO) 활용 가능성이 높아짐에 따라 파리협정 6.4조 뿐만 아니라 6.2조의 활용 가능성도 높아질 것으로 예상
 - 파리협정 6.2조 활용이 활성화되면 이에 대한 경쟁도 치열해질 것으로 예상되기 때문에 중점협력 대상국가와의 협력을 강화할 필요가 있음
 - 차기 연구에서는 해외 온실가스 감축사업 추진 조직의 구체적인 규정과 지침 작성, 해외 감축사업 개발 추진, 중점협력 대상국가의 정책에 대한 조사 필요
 - 국외감축실적(ITMO) 추진체계에서 제안한 조직의 각 구성요소의 기능과 구성 및 절차에 관한 사항을 규정하는 지침과 규정을 제정할 필요가 있음
- : 1) 공동위원회와 제6조 소위원회 및 두 개의 TF 구성과 역할 및 운영에 관

한 지침, 2) 감축실적 관리 및 추적을 위한 레지스트리의 구축과 운영, 3) 온실가스 감축사업 매칭 플랫폼의 구축과 운영, 4) 지정된 검증기관의 관리, 5) 전문가 풀의 구성 및 관리, 6) 제6조 소위원회 활동 보고서 작성, 7) 각종 작성 지침과 양식의 개발, 8) 온실가스 감축사업에 관한 우수사례집 작성 및 대외홍보, 9) 기타사항

- 공공기관을 포함한 감축사업 개발 추진

: KOICA, 수출입은행, 민간기업 등을 포함하여 현재 진행중이거나 계획을 중심으로 해외 온실가스 감축사업 개발 추진

: 아울러 중점 협력대상국가를 중심으로 온실가스 감축사업 추진과 관련된 정책에 대한 보다 심도있는 조사가 이루어질 필요가 있음

제 목 차 례

제1장 서론	1
1. 연구 배경 및 필요성	1
2. 연구 목적	1
3. 연구 방법	2
제2장 파리협정 제6조 협상쟁점 및 영향	5
1. 파리협정 제6조 협상 동향과 쟁점	5
2. 주요 국가의 국제탄소시장 활용 계획 분석	12
3. 파리협정 제6조의 국내 영향	18
제3장 개도국의 기술수요 및 양자협력 분석	51
1. 분석대상 개도국 선정 기준	51
2. 분석대상 개도국의 온실가스 감축목표	60
3. 분석대상 개도국의 온실가스 감축정책 분석	77
4. 분석대상 개도국의 기술수요 및 정부 간 협력사업 분석	95
5. 시사점	125
제4장 온실가스 감축사업 진출가능 분야 분석	129
1. CDM 사업의 방법론(methodology)	130
2. CDM 사업의 추가성 평가 방법	136
3. CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 방법론	152
4. 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석	159
5. 페루 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석	190

6. 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석	212
7. 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석	255
8. 몽골 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석	274
9. 5개 국가 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 종합	276
10. 분석대상 개도국의 온실가스 감축사업 진출분야 분석	320
11. 일본 JCM 분석	360
12. 협력대상 개도국의 온실가스 감축실적 외부 공급 가능성	368
제5장 해외 온실가스 감축사업 진출 전략	373
1. 해외 온실가스 감축 비용 시나리오 분석	373
2. 외국의 온실가스 감축실적 확보 프로그램	386
3. 온실가스 감축사업 중장기 추진 전략	400
4. 해외 온실가스 감축실적 확보 전략	415
5. 해외 온실가스 감축사업 추진을 위한 재원마련 방안	421
6. 해외 온실가스 감축사업 추진을 위한 국내 정책 및 제도 개선 방안	449
제6장 결어	455
1. 연구결과 요약	455
2. 향후 연구 방향	474
참고문헌	477

표 차례

<표 2-1> CDM 사업의 CER 발행 및 예상 감축량(단위:tCO ₂ , 2020년 1월 기준)	6
<표 2-2> 주요 선진국의 시장 메커니즘 활용 여부	15
<표 2-3> 6개 주요 개도국의 시장 메커니즘 활용 여부	17
<표 2-4> 주요 6개 개도국의 국가 온실가스 감축 목표	18
<표 2-5> 우리나라의 2030년 부문별 온실가스 감축목표(단위:백만tCO ₂ , %)	19
<표 2-6> 2021~2030년 기준 배출량과 배출경로(단위:백만tCO ₂ /연)	20
<표 2-7> 2021~2030년 국외감축실적(ITMO) 사용 예상 규모(단위:백만tCO ₂ /년)	27
<표 2-8> 상응조정방식별 ITMO 확보 필요량(단위:백만tCO ₂ /연, 백만tCO ₂)	30
<표 2-9> 국내 온실가스 감축량 대비 ITMO 필요량(단위:백만tCO ₂ /년)	32
<표 2-10> CDM 활동 전환에 관한 COP25 의장단 결정문 초안	33
<표 2-11> CER 유닛 전환에 관한 COP25 의장단 결정문 초안	36
<표 2-12> 국내 CDM 사업 등록 현황 및 사업 유형	39
<표 2-13> 국내 CDM 사업 CER 발행 실적 및 예상 감축량	40
<표 2-14> 국내 CDM 사업의 6.4조 전환 가능성	42
<표 2-15> 현재 등록된 CDM 사업(PA)의 2020년 이후 예상 감축량(단위:tCO ₂)	44
<표 2-16> 국내기업 참여 CDM 프로젝트 예상 감축량(단위:tCO ₂)	46
<표 3-1> 양자협력 우선 협상 대상국	52
<표 3-2> 아시아 국가별 CDM 프로젝트 수행 실적	53
<표 3-3> 라틴아메리카 국가별 CDM 프로젝트 수행 실적	54
<표 3-4> 국가별 및 프로젝트 유형별 JCM 수행 실적	55
<표 3-5> 아시아 및 라틴아메리카 주요 개도국 GDP 성장 추이 (단위:2010년 십억US\$)	57

<표 3-6> 아시아 및 라틴아메리카 주요 개도국 최종에너지 소비 추이 (단위:천TOE)	59
<표 3-7> 칠레 발전부문 추이 추정 결과(단위:백만TOE, 백만tCO ₂)	62
<표 3-8> 6개 개도국의 2030년 온실가스 감축 목표	69
<표 3-9> 6개 개도국의 2030년 온실가스 감축량(단위:백만tCO ₂)	77
<표 3-10> 베트남 재생에너지 발전설비용량 개발 목표(단위:MW)	79
<표 3-11> 베트남 RPS 대상 기업 및 할당 목표	80
<표 3-12> 베트남의 재생에너지 Tariffs(단위:VND/KWh)	81
<표 3-13> 스리랑카 중장기 에너지정책 목표	84
<표 3-14> 몽골의 재생에너지 Tariffs	87
<표 3-15> 페루 2025년 부문별 에너지 수요 목표(단위:PJ)	94
<표 3-16> 국가별 TNA 기술요청 주요내용(몽골)	102
<표 3-17> 국가별 TNA 기술요청 주요내용(미얀마)	102
<표 3-18> 국가별 TNA 기술요청 주요내용(베트남)	103
<표 3-19> 국가별 TNA 기술요청 주요내용(스리랑카)	103
<표 3-20> 국가별 TNA 기술요청 주요내용 (페루)	104
<표 3-21> 국가별 CTCN TA 기술요청 상세내용	106
<표 3-22> 우리나라의 45대 기후기술 분류체계	109
<표 3-23> 국내기업이 참여한 등록 CDM Project(2020년 9월 1일 기준)	114
<표 3-24> 부처별 국외 온실가스 감축사업 주요내용	118
<표 3-25> 주요 6개국 대상 기술수요 및 CDM 추진 현황	127
<표 4-1> CDM 사업의 방법론 구분	131
<표 4-2> CDM 사업의 부문(sectoral)별 구분 기준	132
<표 4-3> CDM 사업의 감축활동 형태에 의한 방법론 분류	134
<표 4-4> CDM 사업의 대규모 및 소규모 기준	135
<표 4-5> CDM 사업의 방법론적 수단	135
<표 4-6> CDM 프로젝트의 투자분석법	143

<표 4-7> 긍정목록(positive list)	147
<표 4-8> 긍정목록(positive list)(계속)	148
<표 4-9> 전력망의 배출계수 추정 방법론	151
<표 4-10> UNFCCC CDM 프로젝트 등록 현황(2020년 7월 기준)	153
<표 4-11> CDM 프로젝트의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 정보	155
<표 4-12> CDM 사업의 내부 수익률 구분	157
<표 4-13> 투자분석 방법에 따른 온실가스 감축비용 추정에 필요한 정보	158
<표 4-14> 국가별 프로젝트별 분석에 필요한 정보 이용 가능성	158
<표 4-15> 칠레의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)	159
<표 4-16> 칠레 CDM 사업의 형태 및 규모	161
<표 4-17> 칠레 CDM 사업의 설비용량 및 생산량	164
<표 4-18> 칠레 CDM 사업의 비용 구조	169
<표 4-19> 칠레 CDM 사업의 수입 구조	173
<표 4-20> 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론	176
<표 4-21> 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 배출계수	183
<표 4-22> 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축비용	187
<표 4-23> 페루의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)	190
<표 4-24> 페루 CDM 사업의 형태 및 규모	191
<표 4-25> 페루 CDM 사업의 설비 및 생산량	194
<표 4-26> 페루 CDM 사업의 비용 구조	196
<표 4-27> 페루 CDM 사업의 수입 구조	198
<표 4-28> 페루 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론	200
<표 4-29> 페루 CDM 사업의 온실가스 감축량	203
<표 4-30> 페루 CDM 사업의 온실가스 감축비용	207
<표 4-31> 베트남의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)	212
<표 4-32> 베트남 CDM 사업의 형태 및 규모	213
<표 4-33> 베트남 CDM 사업의 설비 및 생산량	217

<표 4-34> 베트남 CDM 사업의 비용 구조	221
<표 4-35> 베트남 CDM 사업의 수입 구조	224
<표 4-36> 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론	227
<표 4-37> 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축량	232
<표 4-38> 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축비용	236
<표 4-39> 스리랑카의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)	256
<표 4-40> 스리랑카 CDM 사업의 형태 및 규모	257
<표 4-41> 스리랑카 CDM 사업의 설비용량 및 생산량	259
<표 4-42> 스리랑카 CDM 사업의 비용 구조	261
<표 4-43> 스리랑카 CDM 사업의 수입 구조	263
<표 4-44> 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론	264
<표 4-45> 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축량	267
<표 4-46> 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축비용	268
<표 4-47> 몽골의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)	274
<표 4-48> 몽골 CDM 사업의 형태 및 규모	274
<표 4-49> 몽골 CDM 사업의 설비 및 생산량	274
<표 4-50> 몽골 CDM 사업의 비용 구조	274
<표 4-51> 몽골 CDM 사업의 수입 구조	275
<표 4-52> 몽골 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론	275
<표 4-53> 몽골 CDM 사업의 온실가스 감축량	275
<표 4-54> 몽골 CDM 사업의 온실가스 감축비용	275
<표 4-55> 4개국 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량	276
<표 4-56> 4개국 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂)	279
<표 4-57> 4개국 소수력발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비	281
<표 4-58> 4개국 태양광발전 CDM 사업의 온실가스 감축량	285
<표 4-59> 4개국 태양광발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂)	287
<표 4-60> 4개국 태양광발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비	289

<표 4-61> 4개국 풍력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량	293
<표 4-62> 4개국 풍력발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂)	295
<표 4-63> 4개국 풍력발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비	297
<표 4-64> 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 온실가스 감축량	300
<표 4-65> 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂)	301
<표 4-66> 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비	302
<표 4-67> 4개국 매립가스 CDM 사업의 온실가스 감축량	303
<표 4-68> 4개국 매립가스 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂)	304
<표 4-69> 4개국 매립가스 CDM 사업의 투자비 및 운영비	305
<표 4-70> 4개국 메탄회수 CDM 사업의 온실가스 감축량	306
<표 4-71> 4개국 메탄회수 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂)	307
<표 4-72> 4개국 메탄회수 CDM 사업의 투자비 및 운영비	308
<표 4-73> 4개국 효율개선 CDM 사업의 온실가스 감축량	309
<표 4-74> 4개국 효율개선 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂)	310
<표 4-75> 4개국 효율개선 CDM 사업의 투자비 및 운영비	311
<표 4-76> 4개국 연료전환 CDM 사업의 온실가스 감축량	312
<표 4-77> 4개국 연료전환 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂)	313
<표 4-78> 4개국 연료전환 CDM 사업의 투자비 및 운영비	314
<표 4-79> CDM 사업의 분석 결과 종합(2019년 가격 기준)	315
<표 4-80> 5개 개도국의 CDM 등록 실적(2020년 7월 기준)	321
<표 4-81> 배출경로 시나리오별 특징(단위:%, 2010년 대비 2030년)	322
<표 4-82> \$100/tCO ₂ 의 2030년 온실가스 감축 잠재량(단위:GtCO ₂)	323
<표 4-83> \$100/tCO ₂ 의 2030년 에너지부문 감축 잠재량(단위:GtCO ₂)	324
<표 4-84> 에너지부문의 2050년 온실가스 감축 잠재량(단위:GtCO ₂)	325
<표 4-85> 개도국의 온실가스 감축 진출 유망 분야	328
<표 4-86> 베트남의 신재생에너지 설비 확대 계획(단위:MW, %)	329
<표 4-87> 칠레의 전력망 현황(2010년 기준)	331

<표 4-88> 칠레의 매립가스 현황(2006년 3월 기준)	337
<표 4-89> 페루 신재생에너지원별 잠재량 및 개발 현황(단위:MW, %)	345
<표 4-90> 국가별 전력망의 온실가스 배출계수(단위:tCO ₂ /MWh)	352
<표 4-91> 국가별 신재생에너지 자원 잠재량	359
<표 4-92> JCM 감축실적(Credit) 발급 절차	360
<표 4-93> JCM 연도별 프로젝트 추진현황	363
<표 4-94> 국가별 예상 온실가스 감축량(단위:tCO ₂)	365
<표 4-95> 프로젝트 유형별 예상 온실가스 감축량(단위:tCO ₂)	365
<표 4-96> 발행된 크레딧 양(단위:tCO ₂)	366
<표 4-97> 등록까지 소요되는 기간	368
<표 4-98> 베트남의 국외감축실적(ITMO) 해외 공급 가능성	369
<표 4-99> 감축결과 해외 공급 가능성 분석 : 몽골	371
<표 5-1> 국가 및 CDM 형태별 2019년 CER 가격(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	373
<표 5-2> 국가 및 CDM 형태별 2030년 CER 가격 전망(단위:\$/tCO ₂)	376
<표 5-3> 6개 개도국의 2030년 온실가스 감축 목표 및 감축량(단위:백만tCO ₂)	379
<표 5-4> 국가별 CDM 사업의 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /년)	380
<표 5-5> 경로방식의 국가별 온실가스 감축비용(단위:\$)	381
<표 5-6> 평균방식의 국가별 온실가스 감축비용(단위:\$)	382
<표 5-7> 파리협정의 2℃상승 달성을 위한 탄소가격 전망(단위:€/tCO ₂)	385
<표 5-8> 개도국 온실가스 감축사업의 비용 효과성(단위:\$/tCO ₂ , \$백만)	386
<표 5-9> 스위스 klik 재단의 제안서 평가 기준	389
<표 5-10> 스웨덴의 CDM 감축사업 기금	399
<표 5-11> 기간별 온실가스 감축사업 추진 단계	416
<표 5-12> 국가 및 사업별 온실가스 감축사업 추진 규모	417
<표 5-13> 경로방식의 국가 및 기간별 ITMO 확보 규모(단위:tCO ₂)	418
<표 5-14> 평균방식의 국가 및 기간별 ITMO 확보 규모(단위:tCO ₂)	419
<표 5-15> 경로방식의 국가별 온실가스 감축비용(단위:\$)	420

<표 5-16> 평균방식의 국가별 온실가스 감축비용(단위:\$)	421
<표 5-17> 해외 경매수립 활용 사례	427
<표 5-18> 해외 경매수입금 관리·운용체계	428
<표 5-19> 「배출권거래제법」의 금융 및 세제상 지원 등에 관한 법령	430
<표 5-20> 배출권거래제 유상할당 경매수입 활용옵션	431
<표 5-21> 배출권 경매수입의 재정지원원칙	432
<표 5-22> 향후 추가·확대 지원을 희망하는 배출권거래제도 관련 사업	433
<표 5-23> 신규 온실가스 감축 지원 및 투자사업 목록	435
<표 5-24> 국제 다자기금별 주요내용	438
<표 5-25> GEF, AF, GCF 비교	439
<표 5-26> GCF 투자전략, 포트폴리오, 투자기준	443
<표 5-27> GCF 능력배양 프로그램 지원분야	444
<표 5-28> 국내 CTCN 회원기관 수행 기술지원 목록(2019년 11월 기준)	446
<표 5-29> 파트너십 선정조건	449

그림 차례

[그림 2-1] 우리나라의 온실가스 감축 경로(단위:백만tCO ₂)	20
[그림 3-1] 지역별 CDM 프로젝트 수행 실적	52
[그림 3-2] 칠레 GDP 추이 추정(단위:US\$ PPP)	60
[그림 3-3] 칠레 에너지집약도 추이 추정(단위:TOE/백만US\$ PPP)	61
[그림 3-4] 칠레 최종에너지 소비량 추이 추정(단위:백만TOE)	61
[그림 3-5] 칠레 CO ₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:백만tCO ₂)	63
[그림 3-6] 베트남 CO ₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:천tCO ₂)	64
[그림 3-7] 페루 CO ₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:천tCO ₂)	65
[그림 3-8] 몽골 CO ₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:천tCO ₂)	65
[그림 3-9] 스리랑카 CO ₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:천tCO ₂)	66
[그림 3-10] 미얀마 CO ₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:백만tCO ₂)	67
[그림 3-11] 칠레 감축경로 추정(단위:백만tCO ₂)	70
[그림 3-12] 베트남 감축 경로 추정(단위:천tCO ₂)	71
[그림 3-13] 페루 감축 경로 추정(단위:천tCO ₂)	72
[그림 3-14] 몽골 감축 경로 추정(단위:천tCO ₂)	73
[그림 3-15] 스리랑카의 감축 경로 추정(단위:천tCO ₂)	74
[그림 3-16] 미얀마의 감축 경로 추정(단위:천tCO ₂)	75
[그림 3-17] 5개국 대상 TNA 기술 수요 현황	101
[그림 3-18] 국가별 사업목적 분포	105
[그림 3-19] 기술 분야별 사업 분포	105
[그림 3-20] 기후기술 분류체계별 국내 특허보유 수 (상위 20대 항목)	110
[그림 3-21] TNA 건수와 국내 특허건수 간 중요도-성취도 분석 결과	110
[그림 3-22] 개도국 진출 유망 10대 기후기술 분야	110

[그림 3-23] 기후기술 분류체계 중분류별 집행 비중, 2014-2018	111
[그림 3-24] 기후기술 감축분야 R&D 부처별 투자 추이, 2014-2018	112
[그림 3-25] 기후기술 감축분야 R&D 연구수행주체별 투자 추이, 2014-2018	113
[그림 3-26] 기후기술 감축분야 R&D 연구개발단계별 비중 추이, 2014-2018	113
[그림 4-1] 추가성 평가 절차 : TOOL01	137
[그림 4-2] 칠레 CDM 사업당 설비 용량 및 전력 생산량(단위:MW, MWh)	163
[그림 4-3] 칠레 CDM 사업의 사업당 투자비와 용량당 투자비 (단위:천\$, 천\$/MW)	167
[그림 4-4] 칠레 CDM 사업의 사업당 운영비와 용량당 운영비 (단위:천\$, \$/MWh)	168
[그림 4-5] 칠레 CDM 사업의 전력 공급가격과 전력 판매수입 (단위:\$/MWh, 천\$)	172
[그림 4-6] 칠레 CDM 사업당 연간 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /년)	180
[그림 4-7] 칠레 CDM 사업의 전력망 전력 판매 단가(단위:\$/MWh)	181
[그림 4-8] 칠레 CDM 사업의 전력망 온실가스 배출계수(단위:tCO ₂ /MWh)	182
[그림 4-9] 칠레 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	185
[그림 4-10] 칠레 CDM 사업의 비용기준 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	186
[그림 4-11] 페루 CDM 사업당 설비용량 및 전력 생산량(단위:MW, MWh)	193
[그림 4-12] 페루 CDM 사업의 사업당 및 용량당 투자비(단위:천\$, 천\$/MW) ...	195
[그림 4-13] 페루 CDM 사업의 사업당 및 용량당 운영비(단위:천\$, 천\$/MWh) ·	196
[그림 4-14] 페루 CDM 사업의 전력 공급가격과 전력 판매수입 (단위:\$/MWh, 천\$)	199
[그림 4-15] 페루 CDM 사업당 연간 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /년)	201
[그림 4-16] 페루 CDM 사업의 전력망 온실가스 배출계수(단위:tCO ₂ /MWh)	202
[그림 4-17] 페루 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	204
[그림 4-18] 페루 CDM 사업의 비용기준 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	205
[그림 4-19] 페루 소수력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	208

[그림 4-20] 페루 소수력발전의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	209
[그림 4-21] 페루 소수력발전의 감축비용과 용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , k\$/MW)	209
[그림 4-22] 페루 태양광발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	210
[그림 4-23] 페루 태양광발전의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	211
[그림 4-24] 페루 태양광발전의 감축비용과 용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , k\$/MW)	211
[그림 4-25] 베트남 CDM 사업당 설비 용량 및 전력 생산(단위:MW, MWh)	216
[그림 4-26] 베트남 CDM 사업의 사업당 및 용량당 투자비(단위:천\$, 천\$/MW) ·	219
[그림 4-27] 베트남 CDM 사업의 사업당 운영비와 생산량당 운영비 (단위:천\$, \$/MWh)	220
[그림 4-28] 베트남 CDM 사업의 전력 판매가격과 전력 판매수입 (단위:\$/MWh, 천\$)	223
[그림 4-29] 베트남 CDM 사업당 연간 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /년)	229
[그림 4-30] 베트남 CDM 사업의 전력망 온실가스 배출계수(단위:tCO ₂ /MWh) ..	230
[그림 4-31] 베트남 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 가격)	234
[그림 4-32] 베트남 CDM 사업의 비용기준 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 가격)	235
[그림 4-33] 베트남 바이오매스의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	240
[그림 4-34] 베트남 바이오매스발전의 CER기준 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	241
[그림 4-35] 베트남 바이오매스발전의 비용기준 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	241
[그림 4-36] 베트남 바이오매스의 CER 기준 감축비용과 용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	242

[그림 4-37] 베트남 바이오매스발전의 비용 기준 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	242
[그림 4-38] 베트남 효율개선의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	243
[그림 4-39] 베트남 효율개선사업의 CER 기준 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	244
[그림 4-40] 베트남 효율개선사업의 비용기준 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	244
[그림 4-41] 베트남 효율개선사업의 감축비용과 용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	245
[그림 4-42] 베트남 효율개선사업의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	245
[그림 4-43] 베트남 대수력발전의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	246
[그림 4-44] 베트남 대수력발전의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	247
[그림 4-45] 베트남 대수력발전의 감축비용과 용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	247
[그림 4-46] 베트남 소수력발전의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	248
[그림 4-47] 베트남 소수력발전의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	249
[그림 4-48] 베트남 소수력발전의 감축비용과 용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	249
[그림 4-49] 베트남 매립가스 사업의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	250
[그림 4-50] 베트남 매립가스 사업의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	251

[그림 4-51] 베트남 매립가스 사업의 감축비용과 용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	251
[그림 4-52] 베트남 메탄회수 사업의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	252
[그림 4-53] 베트남 메탄회수 사업의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	253
[그림 4-54] 베트남 풍력발전 사업의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	254
[그림 4-55] 베트남 풍력발전 사업의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	254
[그림 4-56] 베트남 풍력발전 사업의 감축비용과 설비용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	255
[그림 4-57] 스리랑카 CDM 사업당 설비용량 및 전력생산량(단위:MW, MWh) ·	258
[그림 4-58] 스리랑카 CDM 사업의 사업당 및 용량당 투자비 (단위:천\$, 천\$/MW)	260
[그림 4-59] 스리랑카 CDM 사업의 사업당 및 용량당 운영비 (단위:천\$, \$/MWh)	261
[그림 4-60] 스리랑카 CDM 사업의 전력 공급가격과 전력 판매수입 (단위:\$/MWh, 천\$)	262
[그림 4-61] 스리랑카 사업당 연간 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /년)	265
[그림 4-62] 스리랑카 CDM 사업의 전력망 전력 판매 단가(단위:\$/MWh)	266
[그림 4-63] 스리랑카 CDM 사업의 전력망 온실가스 배출계수(단위:tCO ₂ /MWh) ..	266
[그림 4-64] 스리랑카 CDM 사업의 비용기준 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 가격)	268
[그림 4-65] 스리랑카 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂)	270

[그림 4-66] 스리랑카 소수력발전의 감축비용과 사업당 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	271
[그림 4-67] 스리랑카 소수력발전의 감축비용과 설비용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	271
[그림 4-68] 스리랑카 풍력발전의 온실가스 감축 비용(단위:\$/tCO ₂)	272
[그림 4-69] 스리랑카 풍력발전의 감축비용과 사업당 온실가스 감축량 (단위:\$/tCO ₂ , tCO ₂ /년)	273
[그림 4-70] 스리랑카 풍력발전의 감축비용과 설비용량당 투자비 (단위:\$/tCO ₂ , 천\$/MW)	273
[그림 4-71] 4개국 소수력발전의 전력망 온실가스 배출계수(단위:tCO ₂ /MWh)	277
[그림 4-72] 4개국 소수력발전의 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /년) ..	277
[그림 4-73] 4개국 소수력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량 (단위:tCO ₂ /MW)	278
[그림 4-74] 4개국 소수력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	279
[그림 4-75] 4개국 소수력발전의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 등록연도 기준)	280
[그림 4-76] 4개국 소수력발전의 투자비(단위:\$, 2019년 기준)	281
[그림 4-77] 4개국 소수력발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)	282
[그림 4-78] 4개국 소수력발전의 전력 생산량당 운영비 (단위:\$/MWh, 2019년 기준)	283
[그림 4-79] 4개국 소수력발전의 온실가스 감축규모와 감축비용 (단위:tCO ₂ , \$/tCO ₂)	284
[그림 4-80] 4개국 소수력발전의 투자비와 온실가스 감축비용 (단위:tCO ₂ , \$/tCO ₂)	284
[그림 4-81] 4개국 태양광발전 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /년)	286
[그림 4-82] 4개국 태양광발전의 설비용량당 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /MW) ..	287
[그림 4-83] 4개국 태양광발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	288

[그림 4-84] 4개국 태양광발전의 투자비(단위:\$, 2019년 기준)	289
[그림 4-85] 4개국 태양광발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)	290
[그림 4-86] 4개국 태양광발전의 전력 생산량당 운영비 (단위:\$/MWh, 2019년 기준)	291
[그림 4-87] 4개국 태양광발전 온실가스 감축규모와 감축비용 (단위:tCO ₂ , \$/tCO ₂)	292
[그림 4-88] 4개국 태양광발전의 투자비와 온실가스 감축비용(단위:\$, \$/tCO ₂) ..	293
[그림 4-89] 4개국 풍력발전 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /년)	294
[그림 4-90] 4개국 풍력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량 (단위:tCO ₂ /MW)	295
[그림 4-91] 4개국 풍력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	296
[그림 4-92] 4개국 풍력발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)	297
[그림 4-93] 4개국 풍력발전의 전력 생산량당 운영비 (단위:\$/MWh, 2019년 기준)	298
[그림 4-94] 4개국 풍력발전 온실가스 감축규모와 감축비용 (단위:tCO ₂ , \$/tCO ₂)	299
[그림 4-95] 4개국 풍력발전의 투자비와 온실가스 감축비용(단위:\$, \$/tCO ₂)	299
[그림 4-96] 4개국 바이오매스발전 CDM 사업당 온실가스 감축량 (단위:tCO ₂ /년)	300
[그림 4-97] 4개국 바이오매스발전의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	301
[그림 4-98] 4개국 바이오매스발전의 설비당 투자비 (단위:\$/MW, 2019년 기준)	302
[그림 4-99] 4개국 매립가스 CDM 사업당 온실가스 감축량 (단위:tCO ₂ /년)	303
[그림 4-100] 4개국 매립가스의 온실가스 감축비용 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	304

[그림 4-101] 4개국 매립가스의 CDM 사업당 투자비(단위:\$, 2019년 기준)	305
[그림 4-102] 4개국 메탄회수 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /건)	306
[그림 4-103] 4개국 메탄회수의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	307
[그림 4-104] 4개국 메탄회수 CDM 사업당 투자비(단위:\$, 2019년 기준)	308
[그림 4-105] 4개국 효율개선 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /건)	309
[그림 4-106] 4개국 효율개선의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	310
[그림 4-107] 4개국 효율개선 CDM 사업당 투자비(단위:\$, 2019년 기준)	311
[그림 4-108] 4개국 연료전환 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO ₂ /건)	312
[그림 4-109] 4개국 연료전환의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준) ..	313
[그림 4-110] 4개국 연료전환 CDM 사업당 투자비(단위:\$, 2019년 기준)	314
[그림 4-111] 분석대상 전체 CDM 사업의 CER 가격 (단위:\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	316
[그림 4-112] 분석대상 전체 CDM 사업의 온실가스 감축량(단위:tCO ₂)	317
[그림 4-113] CDM 사업당 투자비 수준(단위:\$)	318
[그림 4-114] EUA 및 CER futures 가격 추이(단위:€/tCO ₂)	319
[그림 4-115] 6개 국가의 GDP deflator 추이	320
[그림 4-116] 부문별 2015-2060년의 누적 감축 잠재량(단위:GtCO ₂)	326
[그림 4-117] 시나리오별 온실가스 감축 잠재량(단위:GtCO ₂)	327
[그림 4-118] 칠레의 전력망 현황(2010년 기준)	332
[그림 4-119] 일본 JCM 등록부	362
[그림 4-120] JCM 프로젝트 유형별 추진현황	363
[그림 4-121] 국가별 JCM 프로젝트 유형	364
[그림 4-122] 프로젝트 유형별 예상 온실가스 감축량	366
[그림 4-123] 발행된 크레딧 양(단위:tCO ₂)	367
[그림 4-124] 시기별 발행된 크레딧 양(단위:tCO ₂)	367
[그림 5-1] 세계 신재생에너지발전의 LCOE 추이(단위:\$/KWh)	377

[그림 5-2] 세계 태양광발전의 설비당 투자비 및 설비 이용율 추이 (단위:\$/KW, %)	378
[그림 5-3] 칠레 태양광발전의 설비당 투자비 및 LCOE 전망 (단위:\$/KW, \$/MWh)	378
[그림 5-4] EU ETS 탄소가격 전망(단위:€/tCO ₂)	383
[그림 5-5] 주요 탄소시장의 2020-2030년 탄소가격 전망(단위:€/tCO ₂)	384
[그림 5-6] Klik 사업 지원절차	388
[그림 5-7] 스위스 Klik 재단의 거래 구조	391
[그림 5-8] 해외 온실가스 감축사업 추진 기구	400
[그림 5-9] 정부주도와 민간주도의 해외 온실가스 감축사업 추진 절차	406
[그림 5-10] 제6조 활용을 위한 개념적 순서도	407
[그림 5-11] 해외 온실가스 감축사업 운영 절차	414
[그림 5-12] 해외 온실가스 감축 사업 추진 재원 마련 방안	422
[그림 5-13] GCF의 지역별 사업투자현황	441
[그림 5-14] GCF 재원규모 및 재원규모별 사업투자현황	442
[그림 5-15] CTCN TA-CDM 연계 모델 (방글라데시 사례)	448
[그림 5-16] 해외 온실가스 감축사업 추진을 위한 방안	450
[그림 5-17] 국내 BAU와 감축시 ITMO의 전환가능형태	453

제1장 서론

1. 연구 배경 및 필요성

- 2030년 온실가스 감축목표(NDC)의 비용 효과적 달성을 위한 국제 탄소시장 (IMM) 활용 전략 수립 필요
- 국제탄소시장 활용을 통해 2030년 온실가스 감축목표의 국외감축(산림부분 감축 가능량 22.1백만tCO₂ 제외 시 약 16.2백만tCO₂ 예상) 확보 필요
 - * 국내 배출권거래제에 참여하는 기업들 역시 국제탄소시장 활용을 통해 감축목표를 비용 효과적으로 달성 가능
- 비용 효과적 국외감축실적(ITMO) 확보를 위해 감축사업 진출 국가 및 부문 선정 방향, 감축 잠재량 및 감축비용 시사점, 재원조달 방안, 이행체계 수립 필요

2. 연구 목적

- 본 연구의 목적은 2030년 온실가스 감축목표의 국외감축실적(ITMO)을 비용 효과적으로 달성하고 국내 이행방안을 수립하기 위한 기초 연구를 수행하는 것임
- 감축대상 진출 개도국 및 부문의 온실가스 감축기술과 사업 형태, 감축량과 감축비용에 대한 시사점을 도출하는 과제
 - * 정부 간 협력사업이 논의 중인 5개국(베트남, 미얀마, 스리랑카, 페루, 칠레)과 협력 가능성이 높은 국가(몽골)를 분석대상으로 설정

3. 연구 방법

- 본 연구의 분석대상 국가는 양자협력이 가능한 6개 개도국, 분석 시계는 2030년, 분석대상 사업은 CDM과 파리협정 제6조, 기타 양자사업(JCM)으로 설정
 - 감축사업 협력대상 가능 국가는 양자협력이 논의 중인 5개 개도국(베트남, 미얀마, 스리랑카, 페루, 칠레)과 몽골 등 6개 개도국으로 설정
 - 온실가스 감축사업 진출부문은 전환부문, 산업부문, 수송부문, 건물부문(가정·상업), 농림어업산림부문, 폐기물부문 등으로 설정
 - 시계는 우리나라의 2030년 온실가스 감축목표, 파리협정 시장메커니즘 사업 기간, 장기 저탄소개발전략과의 연계를 감안하여 2030년까지 설정
 - 온실가스 감축사업 형태는 CDM(전환대상 가능한 CER 포함), 파리협정 메커니즘(6.2조, 6.4조 메커니즘), 기타 양자협력사업(JCM)에 국한
- 과제의 주요 추진방안은 문헌조사, 전문가 자문, 정부 부처 협력임
 - 파리협정 협상동향 및 상응조정방식의 영향, CDM 및 JCM의 감축량과 감축 비용 시사점, 개도국의 정책·기술 수요 분석, 탄소시장 활용 계획, NDC 달성 전략, 부문별 정책 및 조치 등은 문헌조사를 통해 추진
 - 개도국의 온실가스 감축 가능 분야, 상응조정 및 전환에 따른 국내 영향, 온실가스 감축결과의 국외 공급가능성, 국제탄소시장 활용 전략 강구 등은 탄소시장 전문가 자문 병행 실시
 - 양자협력사업과 해외개발원조 등 개도국 협력 및 지원 내용은 정부 부처의 협력을 통해 파악
- 연구결과는 온실가스 감축 협력사업 추진, 2030년 감축목표의 국외감축 달성 전략 수립을 위한 기초 자료로 활용 가능
 - 본 연구 결과를 통해 온실가스 감축사업 진출 개도국 및 부문, 감축사업의 형태 분석 가능

- 2030년 온실가스 감축목표의 국외 감축실적 확보 전략 수립에 활용
- 국내 기술과 기업의 해외시장 진출을 통한 성장동력 창출, 개도국 지원, 기후 변화 대응 노력 참여에 기여
- 본 연구의 주요 내용은 파리협정 제6조(시장) 관련 후속협상의 동향과 쟁점, 분석대상 개도국의 기술수요 등 정부 간 협력기반 분석, 온실가스 감축사업 진출분야 분석, 해외 온실가스 감축사업 진출전략 및 국내 이행추진 체계로 구성
- 제1장은 서론으로서 본 연구와 관련된 개요 설명
- 제2장은 파리협정 제6조(시장) 관련 후속협상의 동향과 쟁점으로서, 파리협정 이전과 이후의 논의 동향 및 쟁점사항, 주요 국가의 2030년 감축목표 달성 시 탄소시장 활용 계획, 파리협정 제6.2조 상응조정방식별 영향, CDM 및 CER 전환의 국내 영향을 분석
 - : 상응조정방식별 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모, CDM 및 CER 전환 시나리오에 따른 전환 가능량에 대한 시사점 도출
- 제3장은 개도국의 기술수요 등 정부 간 협력기반 분석으로서, 분석대상 개도국 선정기준, 개도국의 에너지 수요 및 온실가스 배출 전망, 개도국의 감축목표 및 감축 필요량, 개도국의 온실가스 감축정책, 개도국의 기술수요 및 기술경쟁력 분석, 정부 간 양자사업을 분석
 - : 6개 개도국의 2030년까지 온실가스 감축량 규모, 활용 가능한 감축기술에 관한 시사점 도출
- 제4장은 온실가스 감축사업 진출분야 분석으로서, 분석대상 개도국의 CDM과 JCM 추진실적을 대상으로 사업 형태별 온실가스 감축비용과 감축량 분석, 온실가스 감축기술 및 진출분야 분석, 개도국의 감축결과 외부 공급 가능성 분석을 실시
 - : 6개 개도국의 온실가스 감축사업 진출 분야 및 사업 형태와 감축비용에

대한 시사점 도출

- 제5장은 해외 온실가스 감축사업 진출전략 및 국내 이행추진 체계로서 해외 온실가스 감축사업 비용 분석, 해외 온실가스 감축사업 중장기 추진 전략, 국외감축실적(ITMO) 확보 자원마련 방안을 분석
: 6개 국가의 감축사업 진출을 위한 조직 구성, 정부 간 및 정부와 민간의 협력체계, 국내 자원 확보방안에 대한 시사점 도출
- 제6장은 결어로서 연구결과를 요약하여 시사점을 제시하고 차기 연구에서 추진해야 할 세부 사항을 설명

제2장 파리협정 제6조 협상쟁점 및 영향

1. 파리협정 제6조 협상 동향과 쟁점

- 본 절에서는 파리협정 제6조(시장 메커니즘) 이전의 논의 동향, 파리협정 체결 이후의 논의 동향, 그리고 파리협정 제6조의 쟁점 사항을 분석

가. 파리협정 이전의 탄소시장

1) 교토의정서 하의 탄소시장

- 기후변화 대응과 관련된 최초의 국제 탄소시장 제도는 교토의정서의 교토메커니즘으로서, 국제배출권거래제(IET), 청정개발제도(CDM), 공동이행제도(JI) 등 3가지 제도임
 - 국제배출권거래제도는 국가 간 온실가스 배출권을 거래하는 제도이며 국가별 배출권(AAU)을 할당하고 이를 달성하는 제도임
 - 청정개발제도는 부속서 I 국가가 비부속서 I 국가의 온실가스 감축사업에 투자하고 감축결과(CER)를 자국의 온실가스 감축목표에 활용하는 제도임
 - 공동이행제도는 부속서 I 국가가 다른 부속서 I 국가의 온실가스 감축사업에 투자하고 감축결과(ERU)를 자국의 감축목표 달성에 사용하는 제도임
- 교토메커니즘 중에서 국제배출권거래제도는 시행된 적이 없으며, 공동이행제도는 활동이 미약한 반면 청정개발제도는 활발하게 추진되었음
 - 교토의정서 이행과 관련된 세부이행규칙인 마라케시합의문이 2001년에 완결됨에 따라 2003년부터 CDM 프로젝트가 등록되기 시작했음
 - 2020년 7월 현재 UNFCCC에 등록된 CDM 프로젝트(프로젝트와 프로그램 포함)는 총 8,713개(등록 진행 중 사업 포함)에 이르고 있으며, 현재까지 발

- 행된 감축실적(CER)은 20억 7,932만tCO₂에 이르고 있음
- 지금까지 발행된 감축실적(CER)은 모든 단계의 CDM에서 2030년까지 발생될 것으로 예상되는 온실가스 감축량의 9.1%, 등록된 CDM에서 2030년까지 발생될 것으로 예상되는 온실가스 감축량의 12.6%에 이를 것으로 예상됨
 - 2030년까지 발생될 것으로 예상되는 감축량에 비해 지금까지 발행된 CER의 비중이 낮은 요인은 낮은 CER 가격으로 인해 많은 프로젝트의 추진이 지연 혹은 취소되었기 때문으로 추정됨

〈표 2-1〉 CDM 사업의 CER 발행 및 예상 감축량(단위:tCO₂, 2020년 1월 기준)

구분	발행량(A)	2030년까지 감축량(B)	(A/B)
CDM 프로젝트	2,049,103,636	-	-
CDM 프로그램	30,219,053	-	-
소계	2,079,322,689	16,526,079,000(등록 기준) 22,853,367,000(모든 단계)	12.6%(등록 기준) 9.1%(모든 단계)

자료:UNFCCC CDM DB, IGES DB를 바탕으로 저자가 정리

- 교토메커니즘의 청정개발제도는 지역적 및 국가적 편중, 비용의 비효율성, 행정의 비효율성 등의 문제점이 발생
 - CDM 사업은 중국, 인도, 멕시코, 브라질에 집중되어 있어서 아시아와 중남미의 일부 국가에 편중되는 지역적 불균형 문제가 발생했음
 - CDM 사업이 초기에는 지구온난화지수가 높은 non-CO₂ 중심의 대규모 감축량이 발생하는 사업이 추진되어 비용 효율성이 높은 수준이었으나, 시간이 지날수록 CDM 사업당 온실가스 감축규모가 적은 사업이 추진되어 비용 대비 감축량이 감소하는 결과가 나타났음
 - CDM 사업의 등록과 CER 발행 등의 주요 업무를 담당하고 있는 CDM 집행위원회(CDM EB)의 중앙집권적인 구조로 인한 업무 효율성이 낮아서 CDM 등록과 발행에 장기간의 시일이 소요되는 문제점이 발생하고 있음
 - CER의 주요 수요처인 EU ETS에서 제3기(2013~2020)부터는 최빈국에서만

추진되는 CDM 사업의 감축실적(green CER)을 사용함으로써 CER에 대한 수요가 감소하고 이로 인해 CER 가격이 폭락하는 문제가 발생

2) 새로운 탄소시장에 대한 논의

- COP13(인도네시아 발리, 2007.12)에서는 교토메커니즘의 탄소시장 체제에 대한 보완으로 개도국 감축행동(NAMA)에 대한 논의 시작
 - 교토의정서 제1차 공약기간(2008~2012년) 이후의 탄소시장에 관한 논의로서 제13차 기후변화협약당사국총회(COP13, 인도네시아 발리)에서 개도국의 감축행동(NAMA, Nationally Appropriate Mitigation Actions)과 부속서 I 국가의 온실가스 감축의무(NAMC, Nationally Appropriate Mitigation Commitments)에 대한 논의가 진행되어 결정문으로 채택되었음
 - NAMA와 함께 선진국과 개도국의 상이한 국가적 여건을 반영한 비용 효과적인 온실가스 감축활동으로서 다양한 접근법(various approach)에 대한 논의도 시작되었음
- COP17(남아공 더반, 2011.12)에서는 다양한 접근법(various approach)에 이어 신규시장 메커니즘(New Market Mechanism)에 대한 논의도 시작되었음
 - 선진국 내의 측정·보고·검증(MRV, Measurement, Reporting, Verification)에 관한 의견대립으로 인해 신규시장 메커니즘과 다양한 접근법에 대한 논의는 진전되지 못했음
 - COP18(카타르 도하, 2012.12)에서는 볼리비아를 중심으로 비시장 메커니즘의 도입 필요성이 제기되어 비시장 메커니즘도 논의되기 시작했음
- 신규시장 메커니즘, 다양한 접근법, 비시장 메커니즘에 대한 논의는 실질적인 합의를 거두지 못한 채 시장에 대한 논의는 파리협정으로 이어지게 되었음
 - EU는 신규시장 메커니즘과 다양한 접근법을 구분하여 논의하자고 주장한 반면, 선진국그룹은 다양한 접근법을 우선적으로 논의하자는 입장이고, 개도국은 탄소시장 공급과잉 문제를 해소하기 위해 탄소수요 창출방안을 먼저 논의

하자는 입장이었음

- 이러한 국가 및 협상그룹 간 의견차이로 인해 새로운 시장 메커니즘에 관한 논의는 큰 진전을 이루지 못한 상황에서 파리협정이 체결되었음
- 신규시장 메커니즘의 핵심 쟁점은 청정개발체제(CDM)의 한계점을 극복하기 위해 온실가스 감축규모의 확대를 통한 비용 효과성을 높이는 원칙을 채택하는 것이었으며, 다양한 접근법의 쟁점은 분권화를 채택하여 당사국의 자율성을 인정하는 권한과 범위를 확대하는 것이었음

나. 파리협정 제6조의 쟁점 사항

1) 교토메커니즘과 파리협정 탄소시장의 차이

- COP21(프랑스 파리, 2015.12)에서 파리협정이 체결되었으며, 시장메커니즘의 운영에 관한 세부이행규칙은 3년 후인 COP24(폴란드 카토비체, 2018.12)에서 완료될 예정이었음
- COP21에서 파리협정이 체결되었고, 파리협정 제6조에는 시장메커니즘이 규정되어 있으며, 기존에 논의되었던 다양한 접근법은 파리협정 6.2조인 협력적 접근법(cooperative mechanism)으로, 신규시장 메커니즘은 파리협정 제6.4조인 지속가능 메커니즘(sustainable mechanism)으로 연계되었으며, 비시장 메커니즘은 파리협정 제6.8조인 비시장 메커니즘(non-market mechanism)으로 연계되었음
- 2018년 12월 폴란드 카토비체에서 개최된 COP24에서는 시장 메커니즘의 세부이행규칙은 합의에 이르지 못했으나, 시장메커니즘을 제외한 나머지 파리협정의 세부이행규칙은 채택되었음
- 시장 메커니즘의 세부이행규칙에 대한 합의는 COP25(스페인 마드리드, 2019.12)로 미루어졌으나 COP25에서도 합의에 이르지 못함에 따라 2020년 12월에 개최될 COP26(영국 글래스고우, 2020.12)에서 합의될 예정이었음.

그러나 코로나바이러스(COVID-19)로 인해 COP26이 1년 연기되어 2021년 11월 영국 글래스고우에서 개최될 예정이므로 탄소시장의 세부이행규칙도 2021년 말에 완료될 것으로 예상됨

- 파리협정의 시장 메커니즘은 교토의정서 체제하의 교토메커니즘과 다양한 측면에서 상이한 구조와 개념을 갖고 있음
 - 교토메커니즘에서 탄소의 수요자는 부속서 I 국가인 반면 파리협정에서는 모든 국가가 공급자 및 수요자가 될 수 있음.
 - 파리협정 감축목표(NDC)의 다양성으로 인해 국가별 감축목표의 산정이 복잡해짐에 따라 탄소시장 산정 역시 복잡지게 되었음
 - 교토의정서 체제에서는 배출권거래제 개념에 입각하여 국가별 배출권(AAU, Assigned Amount Unit)을 할당하고 청정개발제도(CDM)의 감축실적(CER, Certified Emission Reduction)과 공동이행제도(JI)의 감축실적(ERU, Emission Reduction Unit)를 배출권거래제의 거래단위(AAU)로 치환함으로써 청정개발제도와 공동이행제도가 보완적인 제도로 이용되었음. 파리협정에서는 국가별 할당 개념이 사라지고 협력적 접근법과 지속가능메커니즘으로 구분되는 제도적인 접근법이 적용될 예정임

2) 파리협정 제6조의 쟁점 사항

- 파리협정 제6조의 대표적인 쟁점 사항으로는 제6.2조(협력적 접근법)에서는 상응조정방식, 부과금(SOP) 및 지구적 감축(OMGE)이며, 제6.4조(지속가능메커니즘)에서는 교토메커니즘(CDM, CER)의 전환임
- 파리협정 제6.2조(협력적 접근법)에서는 감축실적(ER, Emission Reduction)의 국가 간 거래에 대한 중복계산(double counting)을 방지하여 환경건전성을 확보하기 위한 상응조정(corresponding adjustment) 방식이 핵심 쟁점임
 - 이러한 쟁점은 NDC가 단년도 목표를 가진 경우와 다년도 목표를 가진 경우로 구분되면서 발생한 문제임

- COP25(스페인 마드리드, 2019.12) 논의까지 정리된 내용에 의하면 단일년도 감축목표에 대해서는 경로방식(총량방식)과 평균방식의 상응조정을 실시하고, 다년도 감축목표에 대해서는 경로방식의 상응조정을 실시하도록 되어 있음. 또한 당사국들이 경로방식과 평균방식 이외의 다른 상응조정방식(예를 들면 누적방식 등)을 제안할 수 있도록 가능성을 열어 두었음
- 파리협정 제6.4조에 부과하는 부과금(SOP, Share of Procedure)과 전반적인 지구적 감축(OMGE, Overall Mitigation in Global Emission)을 제6.2조에도 부과할 것인가의 문제임. 개도국은 제6.2조에도 부과해야 한다는 입장인 반면, 선진국은 부과금 부과는 사업활동을 축소시킬 수 있다는 입장임. 최종 문서(draft text, 2019.12.15., version 3.0)에는 제6.4조의 규정에 의한 부과금(SOP)을 제6.2조에서도 당사국들이 지급하도록 강력하게 권고하며, 전반적인 지구적 감축(OMGE)을 위한 ITMO 취소도 강력하게 권고한다고 되어 있어 부과금 부과에 대해서는 부정적인 입장으로 일단락되었음
- 파리협정 제6.4조(지속가능 메커니즘)의 쟁점은 교토메커니즘의 CDM 프로젝트와 CER을 파리협정 제6.4조의 활동 및 제6.4조의 감축으로 전환하는 방법, 부과금(SOP) 및 전반적 지구적 감축(OMGE)에 관한 사항임
- CDM 프로젝트의 경우에는 2023년 말까지 CDM 유치국(host country)이 전환하겠다는 결정을 내리고 6.4조 활동으로 이전이 완료되어야 하되, 다만 2020년 1월 1일 이후에 발생한 온실가스 감축에 대해서만 6.4조의 감축(A6.4ER)으로 인정하게 됨
- CDM의 CER을 6.4조 감축결과로 전환하기 위해서는 1) CDM 프로젝트와 프로그램은 CMA가 지정한 일자 이후에 등록되어야 하며, 2) CER은 2020년 12월 31일 이전에 발생한 온실가스 감축이나 제거 활동(reductions or removals)에서 발행된 CER이어야 하며, 3) CER은 2025년 12월 31일 이전까지 NDC에 사용되어야 하며, 4) CDM 유치국은 2025년 12월 31일 이전까지 NDC에 사용한 CER에 대해서는 6.2조의 상응조정을 실시하지 않아도 되

며, 5) NDC에 CER을 사용한 6.4조 활동 참가국은 6.2조 상응조정에 입각해서 상응조정을 실시해야 하며, 6) CER은 결정문(18/CMA1)에 입각해서 CDM 유치국과 6.4활동 참가국의 보고서에 2021년 이전 CER(pre-2020 CER)로 명기되어야 한다는 요건을 충족해야 함

- 이러한 요건을 충족하지 못한 CER은 예비분(reserve)으로 설정되어서 CMA의 향후 추가 결정에 따라서 NDC 달성에만 사용될 수 있을 것으로 예상됨
- 파리협정 제6.4조에는 적응비용을 충당하기 위해 기후변화에 특별히 취약한 개도국을 지원하기 위한 부과금(SOP, Share of Procedure)으로서 제6.4조 감축(A6.4ER) 발행 시 2%의 부과금을 부과함. 또한 전반적인 지구적 감축(OMGE, Overall Mitigation in Global Emission)을 위해 제6.4조 감축(A6.4ER) 발행 시 발행량의 최소 2%를 취소(cancel)하게 됨

다. 파리협정 제6조의 시사점

- CDM은 파리협정 제6.4조로 연계되어 추진될 가능성이 높으며, CDM 프로젝트 및 CER 전환에 관한 협상 결과에 따라서 CDM 프로젝트와 CER의 전환 규모가 결정될 것으로 예상됨
- CDM과 파리협정 6.4조(지속가능메커니즘)는 비슷한 구조를 지니고 있으며, 6.4조의 구체적인 내용(기준 배출량 설정, 추가성 평가 등)이 아직까지 논의되지 않았기 때문에 속단하기는 어렵지만, CDM의 방법론들을 개선하여 승계할 것으로 예상됨
- CDM 프로젝트와 CER의 전환에 대한 구체적인 기준(등록 시기 등)이 결정되면 전환 규모가 결정될 것으로 예상됨
- 파리협정 제6조의 상응조정방식은 경로(총량)방식과 평균방식으로 수렴되고 있으나 누적방식 등을 포함한 다른 상응조정 방식이 추가될 가능성은 여전히 남아 있음

- 지금까지 논의된 문서(draft text, 2019.12.13., version 1.0)에 의하면 경로방식과 평균방식을 제외한 나머지 상응조정 방식은 당사국들이 CMA의 추가적인 지침에 입각해서 제안할 수 있도록 되어 있음. 그러나 CMA가 추가적인 지침을 채택하기까지 많은 시일이 소요될 것이며, 지침을 충족할 수 있는 상응조정 방법론을 제안하기가 쉽지 않을 것으로 예상됨

2. 주요 국가의 국제탄소시장 활용 계획 분석

가. 주요 선진국의 국제탄소시장 활용계획

1) EU의 2030년 국제탄소시장 활용계획

- 유럽연합(EU)은 2015년 3월 UNFCCC에 제출한 NDC를 통해, 2030년까지 1990년 대비 국내 온실가스 배출량을 최소 40% 감축할 것을 공표
- EU가 제출한 NDC에서는 국제 크레딧을 활용하는 국제 탄소시장 메커니즘(IMM)이 EU의 온실가스 감축목표 달성에 기여하지 않을 것을 명시
- EU는 EU 배출권거래제(EU ETS, Emission Trading System)*를 활용할 계획
 - * EU ETS는 EU27개국과 영국, 아이슬란드, 노르웨이, 리히텐슈타인이 참여하고 있으며, 영국은 유럽연합 탈퇴(Brexit)로 인해 전환 기간인 2020년 12월 31일까지만 EU ETS에 참여함(GOV.UK, 2020).
- EU ETS 3기(2013-2020)에서는 교토 메커니즘을 통해 발생한 크레딧의 사용 제한 규정을 도입하였으며, 4기부터는 국제 크레딧 활용 계획이 없음(EU Commission, 2020)
- EU ETS 3기에서, 참여국들은 2020년까지 EU ETS하의 의무*를 이행하기 위해, CDM에서 발행된 국제 크레딧을 사용할 수 있으나 정성적, 정량적 제한이 존재함(EU Commission, 2020)
 - * EU ETS 3기 목표는 2020년까지 2005년 대비 온실가스 21% 감축이며, 배출권 한도를 2013년 2,084MtCO₂e에서 매년 1.74%씩 감소시켜 목표를 달성할 계획

- 원자력 프로젝트, LULUCF, 산업용 가스(HFC-23 및 N₂O) 관련 프로젝트에서 발행된 크레딧은 제한(사용할 수 없음)됨
- 2012년 이후 최빈개도국(Least Developed Country, LDC)에서 발행된 크레딧만 EU ETS 3기에서 활용할 수 있도록 제한됨
- EU ETS 4기(2021~2030)에서는 EU ETS 의무 준수를 위한 국제 크레딧을 사용할 계획은 없음(EU Commission, 2020)(EU Commission, 2020)
 - * *The EU has a domestic emissions reduction target and does not currently envisage continuing the use of international credits for EU ETS compliance after 2020 (European Commission).*

2) 영국의 2030년 국제탄소시장 활용계획

- 영국 정부는 2030년까지 온실가스 배출량을 1990년 대비 57% 감축으로 설정하였으며, EU ETS가 다루지 않는 배출량은 1090년 대비 37% 감축 목표를 설정(UNFCCC, 2020)
- 영국의 EU 탈퇴(Brexit) 선언으로 인해, EU ETS에 2020년까지만 참여
 - 영국은 2020년 2월 1일부터 12월 31일까지의 전환기간 동안 EU ETS에 완전히 참여한 국가임(GOV.UK, 2020)
 - 2021년 3월 31일에 2020년 배출량에 대한 검증된 배출량 보고서를 제출하고, 2021년 4월 30일까지는 2020년에 검증된 배출량에 상응하는 배출권을 제출
- 2018년 제출한 장기저탄소발전전략(LEDs)에서는 2050년까지 1990년 대비 온실가스 배출량을 80% 감축한다는 목표를 설정했지만, 2019년 영국 “기후 변화법(Climate Change Act)” 개정으로 2050년까지 탄소중립을 달성한다는 목표를 설정하여 감축목표를 상향 조정했음
 - * 영국 내 기후변화 관련 법정 독립 위원회인 “기후변화위원회(Committee on Climate Change, CCC)가 영국의 기후변화 관련 목표 설정에 핵심적 역할을 하며, “기후변화법(Climate Change Act)”의 개정을 통해 LEDs 목표의 법제화가 이루어짐

- 영국의 탄소중립 목표가 법제화됨에 따라, 이를 반영한 LEDS 개정본을 2020년 말까지 다시 제출할 가능성이 높으며, 이때 2030년 국가 목표 배출량 상향 조정 및 국제탄소시장 활용에 대한 계획이 제시될 수 있음

3) 일본의 2030년 국제탄소시장 활용계획

- 일본은 2011년에 자체적으로 구축한 시장 메커니즘인 ‘공동크레딧메커니즘 (Joint Crediting Mechanism, JCM)’을 활용하여 2030년 목표를 달성할 계획 (정유심, 2017)
- JCM은 양자간(Bilateral) 감축사업으로, 일본-개도국 간 체결한 협약서를 바탕으로 일본의 자본 및 기술을 개도국에 이전하고, 해당 프로젝트로 발생한 크레딧을 통해 일본의 배출량을 상쇄하는 제도*임(정유심, 2017)
 - * JCM 크레딧은 배출권 거래 시장에서 거래되지 않으며, 일본과 JCM 협약을 체결한 협력국 사이에서만 거래가 가능함
- 일본은 민간분야 사업은 제외하고, 정부의 연간 예산안에서 실행될 JCM을 통해 2030년 회계연도(2030년 3월)까지 온실가스 배출량을 5천만~1억 tCO₂ 까지 감축할 계획임(정유심, 2017)
 - 일본 경제산업성(METI)은 2050년까지 주요 개도국의 이산화탄소 배출 감축량이 일본 연간 배출량의 7배에 달하는 97억 톤으로 추산함. 때문에, JCM 활용에 적극적이며, JCM 활용이 일본 기업의 환경기술 비즈니스 기회를 확대시킬 것으로 기대함(에너지경제연구원, 2017)
- 2020년 현재 진행 중인 JCM 사업의 협력국은 총 17개국임(인도네시아, 태국, 베트남, 필리핀, 몽골, 미얀마, 캄보디아, 멕시코, 방글라데시, 라오스, 팔라우, 칠레, 케냐, 몰디브, 코스타리카, 에티오피아, 사우디아라비아)(UNFCCC, 2020)
 - 또한, 협력국은 협약서에 따라 JCM에서 발생한 크레딧의 일정 비율을 각 협력국의 감축 실적으로 인정함(IGES, 2020)

- JCM은 청정개발제도(CDM)나 공동이행제도(Joint Implementation, JI)와 같이 교토의정서(Kyoto Protocol)에서 규정된 국제적으로 공인된 메커니즘은 아님 (김길환 외, 2017)
 - 그러나, 일본은 협력적 접근법을 이용하여 JCM 감축사업의 크레딧을 자국의 NDC 이행에 활용할 수 있다는 근거로서 파리협정 6.2조* “국제적으로 이전된 감축 결과(Internationally Transferred Mitigation Outcomes, ITMO)는 당사국의 NDC 준수에 사용할 수 있음”을 제시하고 있음(김길환 외, 2017)
- * 파리협정 6조 2항: *Parties shall, where engaging on a voluntary basis in cooperative approaches that involve the use of internationally transferred mitigation outcomes towards nationally determined contributions, promote sustainable development and ensure environmental integrity and transparency, including in governance, and shall apply robust accounting to ensure, inter alia, the avoidance of double counting, consistent with guidance adopted by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement.*
- 일본은 2020년 3월 31일 UNFCCC에 제출한 2차 NDC에서도 JCM에서 획득한 감축량을 국가 감축에 포함하겠다고 밝힘.

〈표 2-2〉 주요 선진국의 시장 메커니즘 활용 여부

	국제시장 메커니즘	국내 거래제도	CDM	JCM
EU	X	O	N/A	N/A
영국	X	O	N/A	N/A
일본	N/A	O	N/A	O

*N/A는 미언급

자료: UNFCCC의 제출 LEDS를 바탕으로 저자 작성

나. 6개 개도국의 국제탄소시장 활용계획

1) 베트남, 미얀마, 스리랑카의 2030년 국제탄소시장 활용계획

- 미얀마와 스리랑카는 UNFCCC에 제출한 NDC에서 탄소시장메커니즘 활용계획을 제시하지 않았음(UNFCCC, 2020)
- 베트남은 국제탄소시장 메커니즘의 수용을 밝히며, 양자 간 시장 메커니즘 활용에 대해 언급함(UNFCCC, 2020)
 - 베트남의 2030년 조건부 NDC 감축목표인 BAU 대비 25% 감축은, 양자 및 다자간 협력을 통한 국제적 지원과 파리협정 하의 새로운 메커니즘으로 달성될 것을 계획(1차 NDC, 2016년 11월)(UNFCCC, 2020)
 - * *The above-mentioned 8% contribution could be increased to 25% if international support is received through bilateral and multilateral cooperation, as well as through the implementation of new mechanisms under the Global Climate Agreement, in which emission intensity per unit of GDP will be reduced by 30% compared to 2010 levels.*

2) 몽골, 페루, 칠레의 2030년 국제탄소시장 활용계획

- 몽골은 NDC에서, 향후 새로운 기술 확보 및 자원 조달을 위해 녹색기후기금(Green Climate Fund, GCF)에 대한 접근과 국제적으로 합의된 크레딧 메커니즘에 참여할 가능성이 있음을 시사(1차 NDC, 2016년 9월)(UNFCCC, 2020)
 - * *Those and other potentially more ambitious commitments are contingent upon gaining access to new technologies and sources of finance through internationally agreed mechanisms and instruments under the auspices of the UNFCCC . (...) Mongolia is interested in opportunities to access international climate funds namely the Green Climate Fund and in participation with crediting mechanisms to implement these measures.*

- 칠레는 국가차원의 국제탄소시장 활용의 구체적인 정책을 정의하고자 민관 원탁간담회(dialogue roundtable)를 수립할 예정(2차 NDC, 2020년 4월)(UNFCCC, 2020)

** Therefore, at the national level, in 2020 we will establish a public-private dialogue roundtable to define specific policy for the use of markets, taking into account clear guidelines that preserve environmental integrity, avoid double-counting and promote sustainable development.*

- 칠레는 NDC에서 파리협정 제6조가 국가 간 이전된 감축결과(ITMO)를 통해 비용효과적인 감축행동을 이행하며, 신기술을 발전시킨다고 명시

- 페루는 자국의 국가 의무(national commitment) 준수에 방해되지 않는 한, 감축실적 판매를 고려(1차 NDC, 2016년 7월)(UNFCCC, 2020)

** At the time of submitting the iNDC proposal, the acquisition of emission reductions through existing or new international market mechanisms is not considered for its compliance. This is in order to avoid adjustments or duplications for ownership or accounting reasons. However, Peru is considering selling emission reductions provided this is not an obstacle for the compliance with the national commitment.*

〈표 2-3〉 6개 주요 개도국의 시장 메커니즘 활용 여부

	국제시장 메커니즘	국내 거래제도	CDM	JCM
베트남	O	N/A	N/A	O
미얀마	N/A	N/A	N/A	O
스리랑카	N/A	N/A	N/A	N/A
몽골	O	N/A	N/A	O
칠레	<i>will be considered</i>	N/A	N/A	O
페루	O	N/A	N/A	N/A

*N/A는 미언급

자료: 정유심(2017)

〈표 2-4〉 주요 6개 개도국의 국가 온실가스 감축 목표

국가명	목표유형	기준연도	목표연도	감축 목표량
베트남	BAU	-	2030	8% (무조건), 25%(조건부)
미얀마	정책 및 행동	-	2030	재생에너지 30% 확대
스리랑카	BAU	-	2030	에너지 부문: 4%(무조건), 20%(조건부) 그 외 부문: 3%(무조건), 10%(조건부)
몽골	BAU	-	2030	2030 BAU 대비 22.7% 감축(무조건) 특정 감축기술 이행 시 27.2% 감축(조건부) 산림흡수: 2.6MtCO ₂
칠레	배출량 정점/ 절대량	-	2030	· 배출허용 총량(탄소예산) 1,100MtCO ₂ · 2025년까지 배출량 정점 달성 · 2030년까지 배출량 목표 95MtCO ₂
페루	BAU	-	2030	20% (무조건), 30%(조건부)

자료: UNFCCC의 NDC를 바탕으로 저자 작성

3. 파리협정 제6조의 국내 영향

- 본 절에서는 파리협정 제6.2조의 핵심 쟁점인 상응조정 방식에 따라 우리나라가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모, 그리고 국내 감축량 대비 국외감축실적(ITMO)의 비율, 교토메카니즘 하의 CDM 프로젝트와 CER을 파리협정 체제로 전환할 경우의 규모와 영향을 분석

가. 상응조정방식별 국외감축실적(ITMO) 확보 규모 분석

1) 우리나라의 2030년 온실가스 감축목표 및 배출경로

- 우리나라의 2030년 국가 전체 및 부문별 온실가스 감축목표는 다음 표와 같음
 - 2030년 기준 배출량(BAU)은 850.8백만tCO₂이며, 감축목표 달성 이후의 배출량은 536.0백만tCO₂에 이를 전망이다
 - 부문별 감축률은 산업부문 20.5%, 수송부문 29.3%, 폐기물부문 28.9%, 농축산부문 7.9%, 탈루 등 30.9%임. 이들 부문별 감축 이외에 전환부문에서 57.8백만tCO₂(국가 전체 배출량 대비 - 6.8%), 에너지산업에서 10.3백만tCO₂

(국가 전체 배출량 대비 - 1.2%), 산림 및 국외감축¹⁾에서 38.3백만tCO₂(국가 전체 배출량 대비 - 4.5%)을 감축할 계획임

- 부문별 기준 배출량 대비 감축량 규모에서는 산업부문이 가장 높고, 다음으로 건물부문, 수송부문 순서임

〈표 2-5〉 우리나라의 2030년 부문별 온실가스 감축목표(단위:백만tCO₂, %)

(단위 : 백만톤, %)

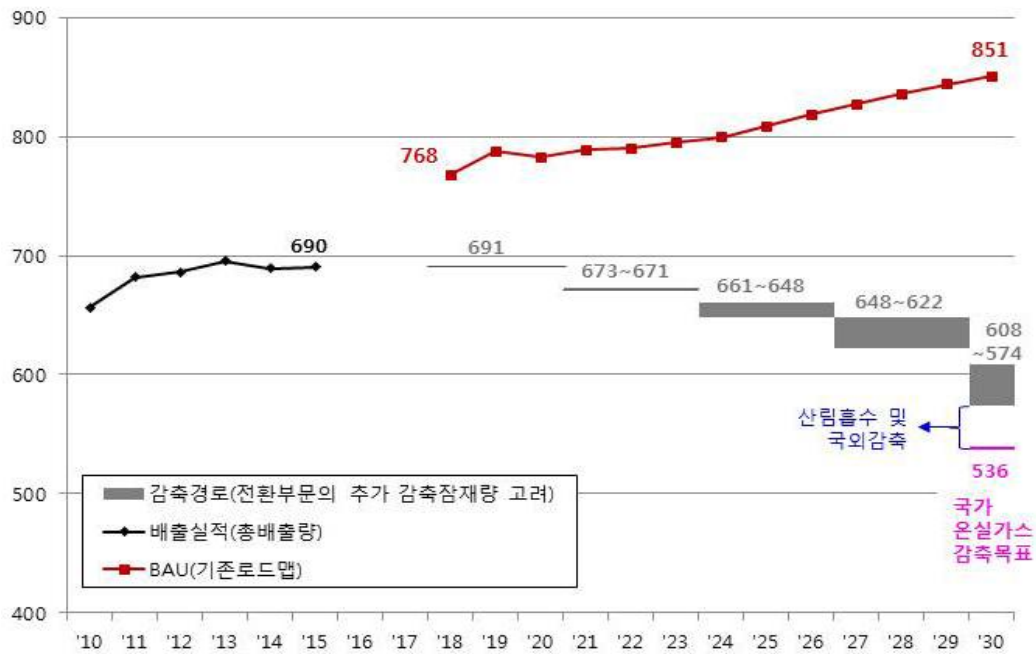
부문		배출 전당 (BAU)	기 존 로 드 맵		수 정 안	
			감축후 배출량 (감축량)	BAU 대비 감축률	감축후 배출량 (감축량)	BAU 대비 감축률
배출원 감축	산업	481.0	424.6	11.7%	382.4	20.5%
	건물	197.2	161.4	18.1%	132.7	32.7%
	수송	105.2	79.3	24.6%	74.4	29.3%
	폐기물	15.5	11.9	23.0%	11.0	28.9%
	공공(기타)	21.0	17.4	17.3%	15.7	25.3%
	농축산	20.7	19.7	4.8%	19.0	7.9%
	탈루 등	10.3	10.3	0.0%	7.2	30.5%
감축수단 활용	전환	(333.2) ¹	~ 64.5	-	(확정 감축량) ~23.7 (추가감축잠재량) ~34.1 ²	-
	E신산업/CCUS	-	~ 28.2	-	~ 10.3	-
	산림 흡수원	-	-	-	-	-
	국외감축 등	-	~ 95.9	11.3%	~ 38.3	4.5%
기존 국내감축			631.9	25.7%	574.3	32.5%
합계		850.8	536.0	37.0%	536.0	37.0%

자료 : 대한민국, 2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안, 2018

- 우리나라의 2030년 온실가스 감축 로드맵 상의 기준 배출량과 기간별 배출경로, 산림흡수 및 국외감축량을 그림으로 나타내면 다음과 같음

1) 2020년 말에 갱신된 대한민국 NDC에서는 산림부문이 NDC에 포함되어 있음(대한민국 정부)

[그림 2-1] 우리나라의 온실가스 감축 경로(단위:백만tCO₂)



자료 : 대한민국, 2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안, 2018

- 우리나라의 2021~2030년의 기준배출량(BAU), 3년 단위의 기간별 배출경로, 2030년의 산림 및 국외감축량을 표로 나타내면 다음과 같음

〈표 2-6〉 2021~2030년 기준 배출량과 배출경로(단위:백만tCO₂/연)

구분	2021-2023 (백만tCO ₂ /연)	2024-2026 (백만tCO ₂ /연)	2027-2029 (백만tCO ₂ /연)	2030 (백만tCO ₂ /연)
기준 배출량(BAU)	789-795	799-818	827-844	850.8
배출경로	671-673	648-661	622-648	574-608
산림 및 국외	-	-	-	38.3
(산림)	-	-	-	(22.1)
(국외)	-	-	-	(16.2)

자료 : 대한민국, 2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안, 2018

2) 상응조정 방식

- 파리협정 제6.2조의 상응조정 방식에 따라 우리나라가 확보해야 할 국외감축 실적(ITMO) 규모를 분석

- 상응조정방식은 현재 유엔에서 논의 중이며, 2021년 말에 개최되는 제26차 기후변화협약당사국총회(COP26)에서 완결될 예정
- 현재까지 논의된 상응조정 방식을 대상으로 우리나라가 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모를 분석
- 파리협정 제6.2조의 상응조정 방식은 경로방식(총량방식)과 평균방식으로 수립되고 있으나 누적방식과 발행연도 방식도 가능한 대안으로 남아 있음
- 파리협정 제6.2조의 협상문건(draft text, 2019.12.13., version 1.0)에서는 단일년도 목표(single-year NDC)에 대해서는 경로방식과 평균방식을 적용하고, 다년도 감축목표(multi-year NDC)에 대해서는 경로방식의 상응조정방식을 적용하도록 되어 있음(para 8, Draft Text on Matters relating to Article 6 of the Paris Agreement : Guidance on cooperative approaches to in Article 6, paragraph 2, of the Paris Agreement, 2019.12.13., version 1.0)
- 두 방식 이외에 당사국이 상응조정방식을 제안할 수 있도록 되어 있기 때문에(para 12) 우리나라가 그동안 주장했던 누적방식, 그리고 지금까지 논의목록에 포함되었던 발행연도 방식도 상응조정 방식으로 포함될 가능성이 있음
- 파리협정 제6.2조의 상응조정 적용의 기본 원칙과 상응조정은 다음과 같이 적용됨(para, 8, draft text).
- 상응조정 적용의 기본 원칙은 각 당사국이 투명성, 정확성, 완전성, 비교가능성, 일관성(TACCC, Transparency, Accuracy, Completeness, Comparability, Consistency)을 확보할 수 있도록 상응조정을 적용해야 한다는 것임. 또한 협력적 접근법으로 인해 NDC 이행기간 이내 및 이행기간 간 순배출량 증가가 발생하지 않아야 하며, 상응조정은 당사국의 NDC 이행 및 달성에 대해 일관성과 대표성을 가져야 함
- 단일년도 감축목표(single-year NDC)의 1) 경로방식(총량방식, trajectory, budget)의 상응조정은 당사국이 자국의 감축목표(NDC) 이행 및 달성과 일관성을 갖는 이행기간 동안의 배출경로(trajectory)나 다수의 배출경로

(trajectories), 혹은 배출허용총량(budget)을 제시하고, NDC 이행기간 동안 국외감축실적(ITMO) 총량에 대해 상응조정을 적용하며

- 단일년도 감축목표(single-year NDC)의 2) 평균방식(average)의 상응조정은 국외감축실적(ITMO) 총량을 지나간(소요된) 연도의 기간 수로 나누어서 평균 국외감축실적 규모를 계산하고, 동 연평균 감축실적을 NDC 이행기간의 모든 년도에 대하여 상응조정 적용
- 다년도 감축목표(multi-year NDC)의 경로방식(총량방식, trajectory, budget)의 상응조정은 당사국이 자국의 감축목표(NDC)와 일관성을 갖는 이행기간에 대해 다년도 배출경로(trajectory)나 다수의 배출경로(trajectories) 혹은 배출허용총량(budget)을 계산하고, 총 국외감축실적(ITMO)에 대해 매년 상응조정을 실시하고 NDC 이행기간 말에는 누적적으로 상응조정을 실시

3) 분석 방법론 및 가정

가) 가정

- 정부와 민간부문이 상응조정방식별 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모를 분석하기 위한 방법론의 가정은 기본적으로 우리나라가 2030년 온실가스 감축로드맵을 충실하게 이행한다는 점에서 출발
- 우리나라는 2030년에 국한된 단일년도의 온실가스 감축목표(NDC)를 설정
- 우리나라는 2030 온실가스 감축 로드맵의 경로를 충실하게 달성
- 감축목표 달성을 위해 2030년에 정부가 확보해야 할 국외감축실적은 16.2백만tCO₂으로서, 이는 2030년 온실가스 감축 로드맵에 반영된 것임
- 산림부문과 정부의 국외감축실적(산림부문의 22.1백만톤을 포함한 총 38.3백만tCO₂)을 제외한 나머지는 배출권거래제도와 기타 정책/조치를 통해 감축
- 배출권 거래제도는 국가 전체 온실가스 배출량의 73.5%를 담당하고²⁾, 배출

2) 제3차 배출권거래제 기간(2021~2025년)에는 배출권거래제 할당 대상업체의 배출량이 국가 전체 온실가스 배출량에서 차지하는 비중이 73.5%로 설정되어 있으며(환경부, 제3차 배출권거래제 할당계획 보도자료, 2020.9.29.), 제4차 계획기간(2026-2030년)에 대해서는 배출량 비중이 설정되어 있지 않기 때문에 제3

권거래제도에 참여하는 기업은 배출권 할당량의 5%까지 국외감축실적(ITMO)을 사용하며, 우리나라의 감축비용이 전반적으로 개도국의 감축비용에 비해 높기 때문에 배출권거래제 참여기업은 해외감축량을 최대한 활용할 것으로 가정

나) 국외감축실적(ITMO) 추정 방법론

- 이러한 가정을 바탕으로 우선 정부와 민간부문이 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적(ITMO) 규모를 분석. 이는 상응조정방식과 상관없이 실제 정부와 민간부문이 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 2021~2030년의 10년 동안 사용할 것으로 예상되는 규모를 의미함
 - 정부가 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적은 2030년에 국한된 국외감축실적을 의미함
 - 민간부문이 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적은 2021~2030년 기간에 배출권거래제(ETS)에서 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적을 의미함
- 다음으로는 2021~2030년 기간에 경로방식(총량방식), 평균방식, 누적방식, 발행연도방식에 따라 우리나라 정부와 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)을 분석하는 방법론을 개발함
- 먼저 우리나라 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모는 누적방식과 발행연도방식의 경우에는 2030년 한 해에 한정하여 확보해야 하는 규모이며, 경로방식의 경우에는 우리나라가 설정한 2030년 온실가스 감축로드맵을 달성할 경우의 정부가 확보해야 할 국외감축실적을 의미하며, 평균방식의 경우에는 2030년의 감축목표를 달성 시의 10배 규모로 정의함
 - 경로방식의 경우, 정부는 현재의 2030 온실가스 감축경로(대한민국 정부, 2018.9)를 제출할 것으로 예상되며, 이 경우 배출경로에는 정부가 확보해야 할 국외감축실적은 2030년에만 규정되어 있기 때문에 결국 경로방식의 국외

차 계획기간의 비중이 2030년까지 연장된다고 가정

- 감축실적은 누적방식이나 발행연도방식과 결국 동일해 질 것으로 평가
- 평균방식의 경우, 협상문서의 초안(draft text, 2019.12.13., version 1.0)의 방법대로 산정하면 2021년부터 매년 사용한 국외감축실적을 지나간 연도의 연수로 나눈 평균 값을 2021-2030년의 10년 동안 적용하는 방안이지만, 우리나라 정부가 설정한 2030 감축로드맵에서는 2030년에만 국외감축실적을 사용하기 때문에 2030년의 감축실적을 10년의 기간에 적용하는 방안이라고 할 수 있음
 - 다음으로는 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)은 2021~2030년 10년 동안의 온실가스 배출경로에서 배출권거래제(ETS)가 담당할 배출량 비중을 설정하고, 배출권 거래제도의 배출권 할당량에서 외부사업의 비중을 국외감축실적(ITMO)으로 정의하여 국외감축실적(ITMO)을 추정함. 누적방식과 발행연도방식의 경우에는 2030년 한 해에 한정하여 민간부문이 확보해야 하는 국외감축실적 규모이며, 경로방식의 경우에는 우리나라가 설정한 2030년 온실가스 감축로드맵을 달성할 경우의 배출권거래제도(ETS)에서 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적을 의미하며, 평균방식의 경우에는 2030년 한 해에 민간부문이 배출권거래제도에서 사용한 국외감축실적의 10배로 정의함.
 - 2021년부터 2030년까지의 우리나라의 온실가스 배출경로는 국가 온실가스 감축로드맵에서 제시한 배출경로를 적용함. 이는 국가가 설정한 온실가스 배출경로를 충실하게 달성한다는 점을 의미하며, 국가의 온실가스 배출경로가 곧 온실가스 감축목표를 달성하기 위한 배출경로라는 점을 말해주고 있음
 - 국가의 온실가스 배출경로 중에서 온실가스 배출권거래제도가 차지하는 비중은 73.5%로 가정함. 이는 국가계획(환경부, 제3차 배출권거래제 할당계획, 2020.9.29.)에서 정의한 비중임
 - 배출권 거래제도의 배출량 비중에서 외부사업이 차지하는 비중은 5%로 설정. 당초 국가 계획에 의하면 배출권 거래제의 배출권 할당량 중에서 10%를 상쇄(offset)로 충당(5%는 국내 상쇄, 나머지 5%는 해외 상쇄)하기로 되어 있었으나 수정된 국가 계획(환경부, 제3차 배출권거래제 할당계획, 2020.9.29.)

에 의하면 국내외 상쇄를 막론하고 외부사업을 5%로 제한하고 있음. 우리나라의 온실가스 감축비용이 다른 국가에 비해 높다는 일반적인 평가를 감안하면 배출권 거래제도의 외부사업은 모두 국외감축실적(ITMO)에서 공급될 가능성이 높기 때문에 외부사업의 전량을 국외감축실적(ITMO)으로 정의함

- 누적방식과 발행연도방식의 민간부문 국외감축실적은 2030년 한 해에 민간부문이 확보해야 하는 국외감축실적 규모이며, 경로방식의 국외감축실적은 우리나라가 설정한 2030년 온실가스 감축로드맵을 달성할 경우 2021-2030년에 배출권거래제도(ETS)에서 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적임. 평균방식의 국외감축실적은 경로를 제출한 것이 아니라 실제 사용한 국외감축실적을 연수로 나눈 값을 적용하며, 우리나라는 2030년 단일년도 목표이기 때문에 2030년에 국한해서 민간부문이 2030년에 사용한 국외감축실적을 2021~2030년의 10년 동안 매년 적용하게 됨

4) 국외감축실적 사용량 및 상응조정방식별 국외감축실적(ITMO) 확보 필요량 분석

가) 국외감축실적(ITMO) 사용량 분석

- 분석방법론을 사용하여 추정한 결과, 2030년 감축목표를 달성하기 위해 민간부문과 정부가 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적(ITMO)은 2021~2030년의 10년 동안 총 251.3~257.1백만tCO₂(연평균 25.1~25.7백만tCO₂)에 이를 것으로 분석됨. 정부가 사용할 국외감축실적은 2030년에 한정되어 16.2백만tCO₂에 불과하며, 민간부문이 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적은 2021-2030년 10년 동안 총 235.1~240.9백만tCO₂(연평균 23.5~24.1백만tCO₂)이며, 따라서 정부와 민간이 사용할 국외감축실적 규모는 총 251.3~257.1백만tCO₂(연평균 25.1~25.7백만tCO₂)에 이를 것으로 분석됨
- 우리나라가 2030 온실가스 감축 로드맵을 성실하게 이행할 경우 3년 단위의 배출경로는 2021-2030년 기간의 연간 671.0~673.0백만tCO₂/연에서 점진적으로 감소하여 2030년에는 574.0~608.0백만tCO₂/연에 이를 전망이다

- 배출권거래제는 전체 배출량의 73.5%(환경부, 제3차 계획기간 국가 배출권 할당계획 보도자료, 2020.9.29.)를 담당하기 때문에 배출권 할당량은 2021-2013년 기간의 연간 493.2~494.7백만tCO₂/연에서 점진적으로 축소되어 2030년에는 421.9~446.9백만tCO₂/연에 이를 전망이다
- 배출권 거래제에서는 배출권 할당량의 최대 5%를 상쇄로 충당할 수 있기 때문에 민간부문이 배출권 거래제에서 활용할 국외감축실적(ITMO) 규모는 2021-2013년 기간의 연간 24.7백만tCO₂/연에서 점차 축소되어 2030년에는 21.1~22.3백만tCO₂/연에 이를 전망이다
- 민간부문이 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적(ITMO) 규모는 2021~2030년 기간에 총 235.1~240.9백만tCO₂, 연평균 23.5~24.1백만tCO₂에 이를 것으로 분석됨
- 정부가 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적(ITMO) 규모는 2030년 국한되어 16.2백만tCO₂에 불과한 규모임. 우리나라 감축목표는 2030년 단일년도 목표이며, 온실가스 감축로드맵에서 정부가 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적(ITMO)은 2030년에만 존재하기 때문임
- 따라서 민간부문과 정부가 사용할 것으로 예상되는 국외감축실적(ITMO)의 합계는 2021~2030년의 10년 동안 총 251.3~257.1백만tCO₂, 연평균 25.1~25.7백만tCO₂에 이를 전망이다. 정부가 사용할 국외감축실적(ITMO)은 정부와 민간부문이 사용할 총 국외감축실적(251.3~257.1백만tCO₂)의 6.3%~6.4% 수준으로 분석

〈표 2-7〉 2021~2030년 국외감축실적(ITMO) 사용 예상 규모(단위:백만tCO₂/년)

구분	2021-2023	2024-2026	2027-2029	2030	계(2021-2030)
배출 경로	671.0~673.0	648.0~661.0	622.0~648.0	574.0~608.0	6,397.0~6,554.0
배출권 할당량	493.2~494.7	476.3~485.8	457.2~476.3	421.9~446.9	4,701.8~4,817.2
민간부문의 ETS용 ITMO	24.7~24.7	23.8~24.3	22.9~23.8	21.1~22.3	235.1~240.9
정부의 ITMO	-	-	-	16.2	16.2
ITMO 계	24.7~24.7	23.8~24.3	22.9~23.8	37.3~38.5	251.3~257.1

자료 : 기후변화학회(박순철/오채운)(2020)를 바탕으로 저자가 추정

나) 상응조정방식별 국외감축실적(ITMO) 확보 필요량 분석

- 상응조정 방식별 국외감축실적(ITMO) 확보 필요량을 분석한 결과, 우리나라가 2030년 감축목표를 달성하기 위해 2021~2030년의 10년 동안 확보해야 할 국외감축실적(민간부문 및 정부의 합계)은 상응조정방식에 따라 최소 37.3~38.5백만tCO₂에서 최대 이의 10배 이상인 372.9~385.4백만tCO₂으로 분석됨. 정부가 확보해야 할 국외감축실적은 최소 16.2백만tCO₂(경로방식, 누적방식, 발행연도방식)에서 최대 162.0백만tCO₂(평균방식)에 이르며, 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적은 최소 21.1~22.3백만tCO₂(누적방식, 발행연도방식)에서 최대 총 235.1~240.9백만tCO₂(경로방식)에 이르러 정부와 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적 규모의 합계는 최소 37.3~38.5백만tCO₂에서 최대 이의 10배 이상인 372.9~385.4백만tCO₂으로 분석됨
- 경로방식의 상응조정방식을 적용할 경우 우리나라 정부와 민간부문이 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 2021~2030년의 10년 동안 확보해야 할 총 국외감축실적(ITMO)은 251.3~257.1백만tCO₂으로 분석. 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적은 235.1~240.9백만tCO₂, 정부가 확보해야 할 국외감축실적은 16.2백만tCO₂으로 분석되어 대부분의 국외감축실적은 민간부문에서 확보해야 할 것으로 분석
- 누적방식과 발행연도방식의 상응조정방식을 적용할 경우 우리나라 정부와

- 민간부문이 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 확보해야 할 총 국외감축실적(ITMO)은 2030년에 국한되어 37.3~38.5백만tCO₂으로 분석됨. 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적은 21.1~22.3백만tCO₂, 정부가 확보해야 할 국외감축실적은 16.2백만tCO₂으로서 정부와 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적은 37.3~38.5백만tCO₂으로서 경로방식 국외감축실적(251.3~257.1백만tCO₂)의 약 15% 수준에 불과할 것으로 분석
- 평균방식의 상응조정방식을 적용할 경우 우리나라가 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 2021~2030년의 10년 동안 확보해야 할 총 국외감축실적(ITMO)은 372.9~385.4백만tCO₂으로서, 누적방식의 상응조정방식에 비해 10배, 경로방식의 국외감축실적(251.3~257.1백만tCO₂)에 비해 48%-50% 높은 수준으로 분석. 민간부문이 확보해야 할 국외감축실적은 210.9~223.4백만tCO₂, 정부가 확보해야 할 국외감축실적은 162.0백만tCO₂으로 분석
 - 따라서 누적방식과 발행연도방식의 상응조정을 적용할 경우에 우리나라 정부와 민간이 확보해야 할 국외감축실적(37.3~38.5백만tCO₂)이 가장 적고, 경로방식(251.3~257.1백만tCO₂)이 다음이며 평균방식(372.9~385.4백만tCO₂)은 가장 많은 국외감축실적(ITMO)을 확보해야 할 것으로 분석됨
 - 정부가 상응조정방식별로 2021-2030년에 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)을 별도로 설명하면, 경로방식과 누적방식 및 발행연도방식의 경우에는 2030년에 국한하여 16.2백만tCO₂에 불과하며, 평균방식은 2030년 경로방식(누적방식 및 발행연도방식)의 국외감축실적(ITMO)을 매 년도에 적용하므로 10년 동안의 총량은 162백만tCO₂에 이를 것으로 분석됨
- 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)은 우리나라 배출권 거래제 담당부문의 실제 배출량이 정부의 온실가스 감축 로드맵보다 증가할 경우나 배출권 거래제 이외 부문의 배출량이 감축 로드맵보다 증가할 경우에 앞의 분석보다 증가할 가능성이 있음

- 우리나라 배출권 거래제도부문의 온실가스 배출량이 온실가스 감축 로드맵의 배출권 거래제부문의 온실가스 배출경로보다 높을 경우에 정부가 확보해야 할 국외감축실적 규모는 앞의 분석보다 더 많은 규모의 국외감축실적(ITMO)을 확보해야 할 가능성이 있으며, 그 규모는 배출량 수준에 의해서 결정될 것으로 예상됨

: 실제 배출량이 배출경로보다 많을 경우, 초과된 배출량에 대한 책임을 배출권거래제도에 참가하는 민간부문에 모두 전가시킬 경우(배출권 할당량 조정을 통해서), 정부가 확보해야 할 국외감축실적 규모는 앞의 분석과 동일한 규모가 될 것으로 예상됨. 그러나 배출경로를 초과한 배출량에 대한 책임을 정부와 배출권거래제 참가 민간부문이 분담할 경우에는 정부가 확보해야 할 국외감축실적 규모도 증가할 것으로 예상됨

- 또한 배출권거래제 이외의 부문의 배출량이 정부의 로드맵보다 높을 경우에는 정부가 확보해야 할 국외감축실적 규모도 앞의 분석에 비해 증가될 가능성이 있음

: 우리나라 전체의 온실가스 배출량이 2030년 온실가스 감축 로드맵에서 설정된 배출경로와 일치할 경우, 국가 배출량의 26.5%는 배출권거래제 이외 부문의 배출량에 해당됨. 따라서 국가 전체의 배출량과 배출권거래제의 배출량이 정부의 온실가스 감축로드맵과 일치한다면 정부가 확보해야 할 국외감축실적의 규모는 앞의 분석과 동일함. 그러나 배출권 거래제 이외 부문의 온실가스 배출량이 국가 배출경로보다 높을 경우에는 정부가 국외감축실적을 확보하여 국가 감축목표를 달성해야 하기 때문에 정부의 국외감축실적 규모는 증가할 것으로 예상됨

〈표 2-8〉 상응조정방식별 ITMO 확보 필요량(단위:백만tCO₂/연, 백만tCO₂)

구분	2021-2023	2024-2026	2027-2029	2030	계(2021-2030)
상응조정 방식별 ITMO 확보 필요량(민간부문)					
- 경로방식	24.7~24.7	23.8~24.3	22.9~23.8	21.1~22.3	235.1~240.9
- 누적방식	-	-	-	21.2~22.3	21.2~22.3
- 발행년도방식	-	-	-	21.2~22.3	21.2~22.3
- 평균방식	21.2~22.3	21.2~22.3	21.2~22.3	21.2~22.3	210.9~223.4
상응조정 방식별 ITMO 확보 필요량(정부)					
- 경로방식	-	-	-	16.2	16.2
- 누적방식	-	-	-	16.2	16.2
- 발행년도방식	-	-	-	16.2	16.2
- 평균방식	16.2	16.2	16.2	16.2	162.0
상응조정 방식별 ITMO 확보 필요량 계(민간부문 + 정부)					
- 경로방식	24.7~24.7	23.8~24.3	22.9~23.8	37.3~38.5	251.3~257.1
- 누적방식	-	-	-	37.3~38.5	37.3~38.5
- 발행년도방식	-	-	-	37.3~38.5	37.3~38.5
- 평균방식	37.3~38.5	37.3~38.5	37.3~38.5	37.3~38.5	372.9~385.4

나. 국내 온실가스 감축량 대비 국외감축량(ITMO) 비율

- 민간부문과 정부가 확보해야 할 국외 온실가스 감축실적은 국내 온실가스 감축량 대비 최소 2%에서 최대 24%에 이르며, 정부가 확보해야 할 국외 감축실적은 국내 온실가스 감축량 대비 최소 1.0%에서 최대 9.5%에 이를 것으로 분석
- 국내 온실가스 감축량을 기준 배출량과 배출경로의 차이로 추정하면 2021~2030년 기간에 감축량은 최소 연간 117.5백만tCO₂/연(2021~2023년)에서 최대 276.8백만tCO₂/연(2030년)에 이를 것으로 분석됨
- 경로방식의 상응조정방식을 적용할 경우 우리나라가 2030 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 2021~2030년 기간에 확보해야 할 총 국외감축실적(251.3~257.1백만tCO₂)은 국내 총 온실가스 감축량(1,666.3~1,697.3백만tCO₂)의 15%에 이를 것으로 분석됨
- 평균방식의 상응조정방식을 적용할 경우 우리나라가 2030 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 2021~2030년 기간에 확보해야 할 총 국외감축실적

- (397.1~402.9백만tCO₂)은 국내 총 온실가스 감축량(1,666.3~1,697.3백만 tCO₂)의 23~24%에 이를 것으로 분석됨
- 누적방식과 발행년도방식의 상응조정방식을 적용할 경우 우리나라가 2030 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 2021~2030년 기간에 확보해야 할 총 국외감축실적(37.3~38.5백만tCO₂)은 국내 총 온실가스 감축량(1,666.3~1,697.3백만tCO₂)의 2%에 이를 것으로 분석됨
 - 따라서 민간부문과 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모는 국내 온실가스 감축 잠재량 대비 누적방식과 발행년도방식이 2%, 경로방식이 15%, 평균방식이 23~24%에 이르러, 평균방식이 가장 많은 국외감축실적(ITMO)을 활용할 것으로 분석됨
 - 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)을 별도로 설명하면, 경로방식, 누적방식, 발행년도 방식이 모두 2021~2030년 기간의 10년 동안 총 16.2백만 tCO₂이므로 국내 전체 감축량(1,666.3~1,697.3백만tCO₂)의 0.9~1.0%에 이를 것이며, 평균방식의 정부 확보 국외감축실적(ITMO)은 2021~2030년 10년 동안 162.0백만tCO₂으로서 국내 전체 감축량(1666.3~1697.3백만tCO₂)의 9.5-9.7%에 이를 것으로 분석

〈표 2-9〉 국내 온실가스 감축량 대비 ITMO 필요량(단위:백만tCO₂/년)

구분	2021-2023	2024-2026	2027-2029	2030	계(2021-2030)
기준배출량(A)	788.5~794.6	799.0~818.2	827.0~843.7	850.8	8,094.3~8,220.3
배출경로(B)	671.0~673.0	648.0~661.0	622.0~648.0	574.0~608.0	6,397.0~6,554.0
국내 감축량(A-B)	117.5~121.6	151.0~157.2	195.7~205.0	242.8~276.8	1,666.3~1,697.3
ITMO 필요량(민간, 정부)					
- 경로방식	24.7~24.7 (20~21%)	23.8~24.3 (15~16%)	22.9~23.8 (11~12%)	37.3~38.5 (13~15%)	251.3~257.1 (15%)
- 누적방식	-	-	-	37.3~38.5 (13~16%)	37.338.5 (2%)
- 발행년도방식	-	-	-	37.3~38.5 (13~16%)	37.3~38.5 (2%)
- 평균방식	37.3~38.5 (32%)	37.3~38.5 (25%)	37.3~38.5 (18~20%)	37.3~38.5 (13~15%)	372.9~385.4 (22~23%)
ITMO 필요량(정부)					
- 경로방식	-	-	-	16.2 (6~7%)	16.2 (1%)
- 누적방식	-	-	-	16.2 (6~7%)	16.2 (1%)
- 발행년도방식	-	-	-	16.2 (6~7%)	16.2 (1%)
- 평균방식	16.2 (13~14%)	16.2 (10~11%)	16.2 (8%)	16.2 (6~7%)	162.0 (10%)

다. 교토메커니즘 전환에 따른 국내 영향 분석

- 지난 COP25(2019.12, 스페인 마드리드)에서 제6.4조의 CDM 전환 및 상응조정 등에 관한 쟁점 사항을 담은 3개의 의장 명의 결정문 초안(Draft Decision Text, 2019.12.15., version 3.0)이 도출됨.
- 향후 협상에서는 의장단 1~3차 결정문 초안의 내용을 기반으로 논의가 지속될 예정임에 따라, 결정문 초안에 담긴 CDM 활동 및 CER 유닛 전환에 관한 주요 논의 사항을 바탕으로 국내 CDM 및 CER 전환 예상량 등에 대해 분석함.

1) CDM 활동의 전환에 따른 국내 영향 분석

□ COP25의 의장단 1-3차 초안 상의 CDM 활동(Activity)의 6.4조 전환 조건

- CDM 사업(PA) 및 프로그램 사업(PoA)(이하 PA/PoA)의 6.4조 활동으로의 전환은 CDM 투자 유치국가(host country)의 승인 하에 2023년 12월 31일까지 전환 절차가 완료되어야 함.
- 전환된 CDM PA/PoA 사업에서 2020년 1월 1일부터 발생한 감축량에 대해 A6.4ERs³⁾ 발행이 가능함.
 - 현재 승인된 CDM 방법론은 크레딧 발행기간의 완료시점 혹은 2023년 12월 31일 중 더 이른 시점까지 계속하여 적용할 수 있으며, 이후에는 6.4조 방법론 관련 결정에 따라 승인된 방법론을 적용해야 함.
- 감독기구(Supervisory Body)는 소규모 CDM PA/PoA의 신속한 전환 등록 절차를 보장해야 함.

〈표 2-10〉 CDM 활동 전환에 관한 COP25 의장단 결정문 초안

의장단 1차 초안 (DRAFT TEXT V1, 2019.12.13.)
XI. Transition from the Kyoto Protocol to Article 6, paragraph 4
A. 교토메커니즘 활동의 6.4조 활동으로의 전환: Transition of KP Activities
95. CDM의 PA/PoA 호스트 국가의 승인 하에 6.4조 활동으로 전환가능(may) - [[2023].12.31][X date] 까지 승인 제공된 경우
96. 다음과 같은 경우 상기 95항에 따라 활동 전환 가능: (a) [[2023].12.31.][X date]까지 모든 전환 절차 완료

3) Annex. I. Definitions. 1.(b) “제6조 제4항 배출 감축량”(A6.4ER)은 제6조 제4-6항, 본 규칙, 방식 및 절차 (RMP), CMA의 추가 관련 결정에 따라 달성된 감축량에 대해 발행됨. 이는 이산화탄소 등가량으로 측정되며, IPCC에 의해 평가된 방법론 및 메트릭 또는 CMA에 의해 채택된 RMP에 따른 여타 방법론 및 메트릭에 부합하도록 계산된 이산화탄소 등가량 1톤과 같음

[원문] An “Article 6, paragraph 4, emission reduction” (A6.4ER) is issued for mitigation achieved pursuant to Article 6, paragraphs 4-6, these rules, modalities and procedures, and any further relevant decisions of the CMA. It is measured in carbon dioxide equivalent and is equal to 1 tonne of carbon dioxide equivalent calculated in accordance with the methodologies and metrics assessed by the Intergovernmental Panel on Climate Change and adopted by the CMA or in other metrics adopted by the CMA pursuant to these rules, modalities and procedures.

-
- (b) [감독기구(Supervisory Body)는 소규모 CDM PA/PoA의 신속한 등록 절차 보장]
 - (c) [현재 크레딧 발행기간 완료시점 혹은 [[2023].12.31.][X date] 중 더 이른 시점까지 현재 승인된 CDM 방법론 계속 적용 가능]
 - (d) [전환된 CDM PA/PoA의 경우, 2020.1.1.로부터 발생한 감축량에 대해 A6.4ERs 발행 가능]
-

의장단 2차 초안 (DRAFT TEXT V2, 2019.12.14.)

XI. Transition of CDM activities and CERs

A. CDM 활동 전환: CDM activities transition

85. CDM의 PA/PoA 호스트 국가의 승인 하에 6.4조 활동으로 전환가능(may)
- [2023].12.31. 까지 승인 제공된 경우
86. 다음과 같은 경우 상기 85항에 따라 활동 전환 가능:
- (a) [2023].12.31.까지 전환 완료
 - (b) 현재 크레딧 발행기간 완료시점 혹은 [[2023].12.31.] 중 더 이른 시점까지 현재 승인된 CDM 방법론 계속 적용 가능(may), 이후 Ch.V.B (Methodologies)에 따라 승인된 방법론 적용(shall)
 - (c) 전환된 CDM PA/PoA의 경우, 2020.1.1.로부터 발생한 감축량에 대해 A6.4ERs 발행 가능
87. 감독기구(Supervisory Body)는 소규모 CDM PA/PoA의 신속한 등록 절차 보장

의장단 3차 초안 (DRAFT TEXT V3, 2019.12.15.)

XI. Transition of CDM activities and CERs

A. CDM 활동 전환: CDM activities transition

72. CDM의 PA/PoA 호스트 국가의 승인 하에 6.4조 활동으로 전환 가능(may)
- 2023.12.31.까지 승인 제공된 경우
73. 다음과 같은 경우 상기 72항에 따라 활동 전환 가능:
- (a) 2023.12.31.까지 전환 완료
 - (b) 현재 크레딧 발행기간 완료시점 혹은 2023.12.31. 중 더 이른 시점까지 현재 승인된 CDM 방법론 계속 적용 가능(may), 이후 Ch.V.B (Methodologies)에 따라 승인된 방법론 적용(shall)
 - (c) 전환된 CDM PA/PoA의 경우, 2020.1.1.로부터 발생한 감축량에 대해 A6.4ERs 발행 가능

74. 감독기구(Supervisory Body)는 소규모 CDM PA/PoA의 신속한 등록 절차 보장

자료: UNFCCC(2019a, 2019b, 2019c)⁴⁾을 바탕으로 저자 정리

4) UNFCCC(2019a) DT.CMA2_i11b_13 Dec_v.1

2) CER(Certified Emission Reductions)의 전환에 따른 국내 영향 분석

□ CER의 6.4조 전환 조건: COP25 의장단 1~3차 초안의 주요 내용

○ CDM에 따라 발행된 CER은 다음의 모든 조건에 부합할 경우 CDM 호스트 국가 또는 참여 국가의 NDC 이행에 사용할 수 있음:

- (a) CMA에 의해 추후 결정될(TBD) 특정 일자 이후에 등록된 CDM PA/PoA
※ COP25 의장단 Draft Text 상에 논의된 옵션은 [2013][X][2016]년 1월 1일
- (b) (pre-2021 CERs) 2020.12.31. 이전에 달성한 배출 감축/제거량에 대해 발행된 CER
- (c) (사용 기한) 2025.12.31. 이전까지 해당 CER을 NDC 이행에 사용(shall)
- (d) (상응 조정 유예) CDM 호스트 국가는 상응조정 적용 불필요 (즉, 2025.12.31.일까지 호스트 국가에 대한 상응조정 적용 유예)
- (e) CER을 NDC 이행에 사용하고자 하는 참여 국가는 상응조정 적용
- (f) CDM 호스트 국가 및 참여국의 보고 통해 pre-2021 CER임을 파악 가능

UNFCCC(2019b) DT.CMA2_i.11b_14Dec_v2

UNFCCC(2019c) DT.CMA2_i.11b_15Dec_v3 (<https://unfccc.int/documents/204686#eq-1>)

의장단 1차 초안 (DRAFT TEXT V1, 2019.12.13.)

XI. Transition from the Kyoto Protocol to Article 6, paragraph 4

B. 교토메커니즘 유닛의 6.4조 메커니즘으로의 전환: Transition of KP units

옵션 A

97. CER이 NDC에 사용되어서는 안됨(shall not).

옵션 B

98. CDM 호스트 국가는 자국의 NDC를 위해 CER을 사용해서는 안되며, 또는 CER을 자국 NDC 이행에 사용하기 위해 [X] CERs 이상을 {수량 제한 계산 공식} 타 참여국에 의해 [first transfer][forward]해서는 안됨(shall not).

옵션 C

99. 결정문 3/CMP.1에 따른 호스트 국가 이외의 국가는 다음 조건을 모두 충족할 경우 CER을 NDC 이행에 사용 가능:

- (a) CDM PA/PoA가 [X 일자] 이후에 등록됨;
- (b) 2020.12.31. 이전에 달성한 감축/제거와 관련하여 발행된 CERs;
- (c) [2023.12.31.] 이전까지 해당 CER이 NDC 이행에 사용됨;
- (d) [CDM 호스트 국가는 [2023년][X 일자]까지 사용하기로 파악된 CER에 대하여 결정문 X/CMA.2 (파리협정 제6.2조에 따른 협력적 접근에 대한 지침)에 부합하는 상응 조정을 적용할 필요가 없음(shall not be required)].

옵션 C1

100. CDM 호스트 국가는 다음 조건을 모두 충족할 경우, CER을 자국 NDC를 위해 사용 가능함:

- (a) [2023][X 일자] 이전까지 해당 CER이 NDC 이행에 사용됨;
- (b) CDM 호스트 국가의 요청에 의해 [2023.12.31.]일까지 메커니즘 레지스트리로 이전된 CER;
- (c) 해당 CER의 사용은 결정문 18/CMA.1에 따라 격년투명성보고서(BTR)에서 CDM 호스트 국가에 의해 보고됨.

101. [CDM 호스트 국가는 [2023년][X 일자]까지 사용하기로 파악된 CER에 대하여 결정문 X/CMA.2 (파리협정 제6.2조에 따른 협력적 접근에 대한 지침)에 부합하는 상응 조정을 적용할 필요가 없음(shall not be required)].

옵션 C2

{no further text}

옵션 D

105. CER은 결정문 X/CMA.2 (파리협정 제6.2조에 따른 협력적 접근에 대한 지침)에 부합하도록 NDC에 사용 가능

옵션 E

106 교토의정서 유닛 또는 그러한 유닛 하의 감축량은, NDC 이행 또는 다른 목적을 위해 사용되어서는 안 됨(shall)

옵션 F

{교토의정서 유닛에 대한 언급 없음}

의장단 2차 초안 (DRAFT TEXT V2, 2019.12.14.)

XI. Transition of CDM activities and CERs

B. CER 전환

옵션 A

88. 결정문 3/CMP.1에 따른 호스트 국가 이외의 국가는 다음 조건을 모두 충족할 경우 CER을 NDC 이행에 사용 가능:

- (a) CDM PA/PoA는 [X][2016].1.1. 이후에 등록됨;
- (b) 2020.12.31. 이전에 달성한 감축/제거와 관련하여 발행된 CER;
- (c) 2023.12.31. 이전까지 해당 CER이 NDC 이행에 사용됨;
- (d) CDM 호스트 국가는 2023.12.31.까지 사용하기로 한 CER에 대하여 결정문 X/CMA.2 (파리협정 제6.2조에 따른 협력적 접근에 대한 지침)에 부합하는 상응조정을 적용할 필요가 없음(shall not be required)

89. CDM 호스트 국가는 다음 조건을 모두 충족할 경우, 2020.12.31. 이전에 달성한 감축/제거와 관련하여 발행된 CER을 자국 NDC를 위해 사용 가능:

- (a) CER이 발행된 CDM 활동(PA/PoA)은 [2013][X][2016].1.1.일 이후에 등록됨;
- (b) 2023.12.31.일까지 메커니즘 레지스트리로 이전된 CER;
- (c) 2023.12.31. 이전까지 해당 CER이 NDC 이행에 사용됨;
- (d) CER의 사용은 결정문 18/CMA.1에 따라 격년투명성보고서(BTR)에서 CDM 호스트 국가에 의해 보고됨.

옵션 B

90. [본 Chapter에 부합하도록 사용된 CER을 제외하고, 교토의정서 유닛 또는 그러한 유닛 하의 감축량은, NDC 이행 또는 다른 목적을 위해 사용되어서는 안 됨(shall)]

91. [본 Chapter에 부합하도록 사용된 CER을 제외하고, 교토 의정서 유닛을 유보해둘 수 있음]

옵션 C

{CERs 이외의 교토의정서 유닛에 대한 언급 없음}

XI. Transition of CDM activities and CERs

B. CER 전환

75. CDM에 따라 발행된 CER은 다음의 모든 조건에 부합할 경우 CDM 호스트 국가 또는 참여 국가의 NDC로 사용 가능(may)
- (a) 해당 CDM PA/PoA는 CMA에 의해 결정될(TBD) 특정 일자 이후에 등록됨
 - (b) 2020.12.31. 이전에 달성한 배출 감축량 또는 제거와 관련하여 CER이 발행됨
 - (c) 2025.12.31. 이전까지 해당 CER이 NDC 이행에 사용됨
 - (d) CDM 호스트 국가는 위의 (c)항에 따라 2025.12.31.까지 사용하기로 확인된 CER에 대하여 결정문 X/CMA.2 (파리협정 제6.2조에 따른 협력적 접근에 대한 지침)에 부합하는 상응조정을 적용할 필요가 없음(shall not be required)
 - (e) CER을 NDC 이행에 사용하고자 하는 참여국은 결정문 X/CMA.2(파리협정 제6.2조에 따른 협력적 접근에 대한 지침)에 부합하도록 상응조정 적용(shall)
 - (f) 결정문 18/CMA.1에 따라 CDM 호스트 국가와 참여 국가의 보고(reporting)에서 해당 CER이 pre-2021 CER임이 파악되어야 함(shall)
76. 상기 75항의 조건을 충족하지 않는 CER은 유보되며(in reserve) 오직 CMA의 향후 결정에 따라 NDC 이행에 사용될 수 있음(may)

자료: UNFCCC(2019a, 2019b, 2019c)을 바탕으로 저자 정리

3) CDM 활동 및 CER 전환 조건 기준 국내 CDM 사업 및 유닛 분석

□ 국내 CDM 사업 등록 및 CER 발행 현황

- 현재 UNFCCC에 등록되어 있는 국내 CDM PA/PoA의 수는 총 97개(2020년 8월 4일 기준)로 그중 PA가 90개, PoA가 7개임. 97개 사업 중에서 CER 발행이 진행 중이거나 발행될 것으로 예상되는 사업은 63개, CER 발행이 이미 종료된 사업은 34개로 나타남
- 97개 사업 중 현재 등록된 것으로 분류된 사업은 총 63개임. 등록 및 CER 발행(Registered with Issuances)에 해당하는 사업 34개, CER 발행 없이 등록만 되어 있는(Registered) 사업 28개(6개 PoA 포함), 모니터링 보고서 단계 등록(Registered with Monitoring Report) 사업(PA) 1개로 구성되어 있음.
- 나머지 34개 사업(모두 PA)은 CER 발행기간이 이미 종료(End of Crediting

Period)된 사업이며, 2차 크레딧 발행기간(CP2) 종료 이후 갱신이 이루어지지 않은 1개 사업을 제외하고는 모두 1차 크레딧 발행기간(CP1) 이후 미갱신된 상태임.

- 등록된 63개 사업 중에서 갱신형 사업은 23개, 고정형 사업은 40개에 해당됨
 - 등록 및 CER 발행(Registered with Issuances)에 해당하는 사업 34개 중 13개 사업은 크레딧 발행기간 갱신형(Renewable)(PoA 1개 포함), 21개 사업은 기간 고정형(Fixed) 사업으로 기간 갱신이 불가능한 경우에 해당함.
 - 등록 및 CER 미발행(Registered)에 해당하는 28개 사업 중 9개는 크레딧 발행기간 갱신형(PA 3개/PoA 6개), 그 외 19개는 고정형 사업에 해당함.
 - 모니터링 보고서 단계 등록(Registered with Monitoring Report) 사업(PA) 1개는 갱신형 사업임

〈표 2-12〉 국내 CDM 사업 등록 현황 및 사업 유형

구분		등록된 사업 (CER 발행)	등록된 사업 (CER 미발행)	모니터링 보고서 단계 등록 사업	크레딧 발행 기간 종료	합계
PA	갱신형	12	3	1	8	24
	고정형	21	19	-	26	66
PoA	갱신형	1	6	-	-	7
	고정형	-	-	-	-	0
합계		34	28	1	34	97

자료: UNFCCC CDM Database for PAs and PoAs을 바탕으로 저자 작성

* UNFCCC CDM 웹사이트 상 Public Validation 및 Pending Publication으로 분류된 사업은 제외

- 등록된 CDM 사업의 CER 발행은 등록 및 CER 발행 사업(Registered with Issuances)과 CER 발행이 이미 종료된 사업(End of Crediting Period)에서 발행된 CER은 총 181.5백만tCO₂에 이르고 있음
 - 2020년 8월 4일 기준, 등록 및 CER 발행(Registered with Issuances)에 해당하는 국내 34개 사업의 총 CER 발행량은 164.8백만tCO₂이며, 크레딧 발행

기간 종료(End of Crediting Period)에 해당하는 34개 사업이 발행한 CER 발행량은 16.7백만tCO₂임.

- 그 외 CER 발행 없이 등록되어 있는(Registered) 사업 28개와 모니터링 보고서 단계 등록 사업 1개는 CER 발행 실적이 없음.

〈표 2-13〉 국내 CDM 사업 CER 발행 실적 및 예상 감축량

구분	등록된 사업 (CER 발행) Registered with Issuances	등록된 사업 (CER 미발행) Registered	모니터링 보고서 단계 등록 사업 Registered with Monitoring Report	크레딧 발행 기간 종료 End of Crediting Period	합계
사업수	34	28	1	34	97
CER 발행량(tCO ₂)	164,812,882	-	-	16,680,230	181,493,112

자료: UNFCCC CDM Database for PAs and PoAs을 바탕으로 저자 작성

□ 등록된 국내 CDM 사업의 전환 가능성

- 크레딧 발행기간이 종료되지 않고 등록되어 있는 63개⁵⁾ CDM 사업 중에서 6.4조 사업으로 전환되어 2020.1.1.일 이후 발생한 감축량에 대해 A6.4ERs 발행 가능한 사업은 56개로 분석됨.
- 63개 CDM 중에서 6.4조 사업으로 전환이 불가능한 Grey CERs로 구분되는 HFC 및 N₂O 감축 사업 6개 사업을 제외하면, 기간 고정형의 38개 사업과 기간 갱신형(Renewable CP)의 18개 사업 등 총 56개 사업이 6.4조로 전환이 가능한 사업으로 분석
- 기간 고정형(Fixed CP) 사업 40개 사업 중에서 2020년 이전에 갱신기간이 종료되는 2개 사업을 제외한 38개 사업에 대해 6.4조 사업으로 전환할 시 2020.1.1.일 이후에 발생한 감축량에 대해 A6.4ERs가 발행 가능

5) 크레딧 발행기간이 종료(End of Crediting Period)된 것으로 분류된 사업은 전환 가능성 분석에서 제외

- 크레딧 발행기간 고정형 총 38개 사업(모두 PA)은 1차 크레딧 발행기간 종료 시점이 2020.6.13.에서 2025.10.30.에 걸쳐 있음
- 기간 갱신형(Renewable CP)의 경우, 모든 CP1 사업의 CP2 갱신 가정 시, 23개 사업 중에서 모니터링 보고서 등록단계 사업과 전환조건에 해당되지 않은 4개 사업 등 총 5개 사업을 제외한 18개 사업이 현재 6.4조 의장단 결정문 초안에 명시된 CDM 활동 전환 조건에 해당함
- 현재 1차 크레딧 발행기간(이하, 1차 CP)에 해당되는 12개 사업은 모두 6.4조 활동으로 전환 가능한 사업임. 즉, 1차 크레딧 발행기간 종료 시점이 2020년 이후인 사업 6개는 갱신여부와 관계 없이 2020.1.1. 이후에 발생한 감축량에 대해 A6.4ERs 발행이 가능하며, 1차 CP 종료 시점이 2020년 이전인 경우에 해당하는 6개 사업도 2차 CP를 갱신할 경우 6.4조 활동으로 전환 가능
- 또한 현재 2차 크레딧 발행기간(이하, 2차 CP)에 해당하는 6개 사업은 갱신여부와 관계 없이 모두 6.4조 사업으로 전환할 경우 2020.1.1. 이후에 발생한 감축량에 대해 A6.4ERs가 발행 가능
- 따라서, 6.4조 사업으로 전환 가능한 CDM 사업 최대 수는 56개로 예상
- 현재 6.4조 의장단 결정문 초안에 명시된 CDM 활동 전환 조건에 해당하는 사업으로, 전환 가능한 국내 CDM 사업 62개 중, Grey CERs로 구분되는 HFC 및 N2O 감축 사업 6개를 제외하면, 기간 고정형 사업 38개와 갱신형 사업 18개 등 6.4조 사업으로 전환 가능한 CDM 사업은 56개로 분석됨

〈표 2-14〉 국내 CDM 사업의 6.4조 전환 가능성

구분	사업 수 ¹⁾	2020년 이전 종료	2020년 이후 종료	6.4조 전환 가능 사업	비고
기간 고정형	38		38	38	크레딧 발행기간 종료 시점: 2020.9.01.~2025.10.30.
1차 CP	12	6	6	6(12) ²⁾	크레딧 발행기간 종료 시점: 2018.10.18.~2033.2.28.
2차 CP	6		6	6	크레딧 발행기간 종료 시점: 2020.8.31.~2025.6.30.

자료: UNFCCC CDM Database for PAs and PoAs을 바탕으로 저자 작성

1) 현재 CDM에 등록된 62개 PA·PoA 사업 중, Grey CERs로 구분되는 HFC 및 N2O 감축사업 6개 제외

2) '20년 이전 종료하는 6개 사업(모두 PoA)이 CP2로 갱신할 시 총 12개 사업 전환 가능

4) CDM 활동 및 CER 유닛의 전환 예상량

□ 등록된 국내 CDM 사업 6.4조 활동 전환시 (예상) 감축량

- 앞서 설명한 56개 CDM 사업이 모두 6.4조 활동으로 전환된다는 가정을 바탕으로, 2020.1.1.부터 발생할 것으로 예상되는 감축량을 추정
 - <표 2-15>: 6.4조 활동으로 전환 가능한 현재 등록되어 있는 CDM 사업 중 2020년 이후 감축 실적을 발생시킬 것으로 예상되는 사업 수와 예상 감축량
- (연도별 CDM 사업 수) 2020년 50개 CDM PA 사업(총 63개 사업에서 6개의 PoA, 1개의 모니터링 보고 사업, 6개의 HFC 및 N2O 사업을 제외한 50개 사업)에서, 2022년 37개 사업, 2030년경 10개 이내로 지속적으로 감소
- (연도별 예상 감축량) 2020년 122만tCO₂을 시작으로 2027년까지 매년 약 50만tCO₂의 감축량(ERs)이 예상됨
- (총 예상 감축량) 전체 PA 사업을 대상으로 할 경우, 2020년 이후의 예상 감축량 누적치는 약 9,800만tCO₂이나, 6개 HFC·N2O 사업을 제외 시 2020년 이후 발생하게 될 감축량의 누적치는 약 721만tCO₂(연평균 27만tCO₂) 예상
 - * 6개 HFC·N2O 사업으로부터의 잠재적 감축량은 약 9천만tCO₂(2028년까지)

□ (국내 CDM) 잠재적 A6.4ERs 유닛 국내 공급량

- CDM 사업이 모두 6.4조 활동으로 전환될 것이라 가정하더라도, CDM 사업 주체 구성(예: 해외기업과 국내기업의 컨소시엄)과 지분 구조, 유닛 발행율에 따라 최종 A6.4ERs 유닛 발행량의 일부분만이 국내에 공급될 것으로 예상됨
 - CDM 사업이 국내외 여러 주체의 지분 참여 방식으로 이뤄짐에 따라, 사업 별로 상이한 비중으로 국내 활용을 위한 유닛을 확보할 수 있음
 - 또한, 예상 ERs 중 일부만이 A6.4ERs으로 발행될 가능성이 큼
- (국내 공급량 추정) CDM 사업의 국내기업 지분과 유닛 발행율에 따라, 75%, 50%의 A6.4ERs 유닛만이 잠재적으로 공급될 것임을 가정하여 국내공급량 추정(<표 2-15> 참조)
 - 발행된 감축실적의 75%를 확보할 수 있을 경우, 2030년까지 490만tCO₂, 2046년까지 총 541만tCO₂의 A6.4ERs 유닛 국내 공급 예상
 - 발행된 감축실적의 50%를 확보할 수 있을 경우, 2030년까지 327만tCO₂, 2046년까지 총 361만tCO₂의 A6.4ERs 유닛 국내 공급 예상
 - 단, 사업별 실제 지분구조 및 유닛 발행율에 따라 공급량 달라질 수 있음에 유의할 필요가 있음

〈표 2-15〉 현재 등록된 CDM 사업(PA)의 2020년 이후 예상 감축량(단위:tCO₂)

감축 발생연도	CDM PA 전체		HFC·N ₂ O 감축사업 제외		잠재적 A6.4ERs 공급량3)		
	연도별 사업 수	연도별 예상 감축량(톤)1)	연도별 사업 수	연도별 예상 감축량(톤)2)	100%	75%	50%
2020	56	13,862,312	50	1,223,241	1,223,241	917,430	611,620
2021	52	13,285,865	46	1,019,848	1,019,848	764,886	509,924
2022	42	12,793,049	37	814,973	814,973	611,230	407,486
2023	22	12,187,992	17	497,826	497,826	373,369	248,913
2024	17	11,708,334	14	492,160	492,160	369,120	246,080
2025	16	11,708,070	13	491,896	491,896	368,922	245,948
2026	15	11,707,784	12	491,610	491,610	368,708	245,805
2027	15	8,452,559	12	491,610	491,610	368,708	245,805
2028	14	607,576	12	418,269	418,269	313,701	209,134
2029	10	299,794	10	299,794	299,794	224,845	149,897
2030	9	294,434	9	294,434	294,434	220,825	147,217
2031	8	292,273	8	292,273	292,273	219,205	146,136
2032	7	165,342	7	165,342	165,342	124,006	82,671
2033	6	40,141	6	40,141	40,141	30,106	20,071
2034	6	40,141	6	40,141	40,141	30,106	20,071
2035	5	32,038	5	32,038	32,038	24,029	16,019
2036	4	27,527	4	27,527	27,527	20,645	13,764
2037	4	27,527	4	27,527	27,527	20,645	13,764
2038	4	20,674	4	20,674	20,674	15,505	10,337
2039	3	15,838	3	15,838	15,838	11,879	7,919
2040	3	13,337	3	13,337	13,337	10,002	6,668
2041	1	621	1	621	621	466	311
2042	1	621	1	621	621	466	311
2043	1	621	1	621	621	466	311
2044	1	621	1	621	621	466	311
2045	1	621	1	621	621	466	311
2046	1	621	1	621	621	466	311
누적 예상 감축량		97,586,331		7,214,223	7,214,223	5,410,667	3,607,111

자료: UNFCCC CDM Database 및 IGES CDM Database(20.07.27.) 바탕으로 저자 작성

- 1) 예상 감축량 분석에 사용된 IGES CDM Database에는 PA 자료만 포함하여, 현재 분석에서는 PoA가 제외됨에 따라 분석 대상이 된 CDM 사업은 총 56개임 (= 총 62개 - PoA 6개)
- 2) HFC 및 N₂O 제거 사업은 Grey-CERs로 구분되어 파리협정체제에서는 감축실적으로 인정받지 못할 가능성이 매우 큼에 따라, 이들을 제외한 사업을 대상으로 분석함
- 3) 예상 감축량(ERs)이 A6.4ERs 유닛으로 발행되는 비율과 사업 주체 및 지분 구조에 따라 사업별로 상이한 비중으로 국내시장에 A4.6ERs이 공급될 것을 고려하여 시나리오 분석. 따라서 사업별 실제 지분구조 및 유닛 발행 비율에 따라 공급량이 달라질 수 있음에 유의

○ (국내 CDM) CER의 6.4조 유닛(A6.4ERs)으로의 전환 예상량

- 현재 등록된 CDM 사업(PA) 중, 협상문건 (Draft Text V2)에 제시된 등록일자 옵션인 [2013.1.1.] 이후로 등록된 경우는 오직 4개 사업만이 해당됨
- 4개 사업으로부터 2020년 이전 발생한 총 감축량(ERs)은 72,772tCO₂으로 추정되며, 발행된 CER 유닛은 38,659tCO₂으로 국내 KOC(Korea Offset Credit, 국내 배출권거래제 감축실적) 전환을 위해 이미 사용된 것으로 파악됨에 따라, 현재 국내 CDM 사업에서 이미 발행된 pre-2021 CER 중 A.6.4ERs로 전환 가능한 유닛은 부재함
- 아직 CER을 발행받지 않은 pre-2021 ERs(예상 감축실적) 약 3만 4천tCO₂은 추후 CER 발행 후 A.6.4ERs로 전환 가능함. 해당 유닛은 국내 KOC로 전환되어 국내 배출권시장으로 공급되거나, 해외에 판매되는 방식으로 사용될 가능성이 있음. CER 유닛 전환에 대한 현재까지의 논의 사항(COP25 의장단 초안)에 따르면, 국내 감축 실적이 해외에 판매되어 다른 국가의 NDC 이행에 사용될지라도 호스트 국가인 우리나라는 2025.12.31.일까지 이에 대한 상응조정 적용이 유예될 수 있음(단, 추후 협상 결과에 따라 변동 가능)

□ 국내기업 참여 해외 CDM⁶⁾ 사업의 예상 감축량(A6.4ERs)

- 국내 기업은 다수의 해외 CDM PA/PoAs에 참여하고 있어 향후 해외 CDM 감축실적 중 일부가 (사업 참여 및 지분 구조에 따라 확보율 상이) CER 전환 및 CDM 사업 전환 등을 통해 A6.4ERs의 형태로 국내에 공급될 가능성이 있음
- 현재 등록된 프로젝트성 CDM(PA) 중 15개 PA에 국내 기업이 참여하고 있으며, 2030년까지의 예상 감축량은 누적 3,210만tCO₂, 그 중 1백만tCO₂가량의 감축 실적에 대해 CER 유닛이 발행됨. 2020~30년 예상 감축량은 1,640만 tCO₂임

6) 국내 기업이 참여하고 있는 해외 CDM 사업 목록 및 상세 내용은 3장 4절(분석대상 개도국의 기술수요 및 정부 간 협력사업 분석)의 “국내기업이 참여한 등록된 CDM Project” 표 참조

- 해외 프로그램 CDM(PoA)의 경우, 각 PoA에 포함된 다수의 개별사업(CPA) 중 일부에 국내기업이 참여하고 있는 형태임. 현재 CPA별 예상 감축량 정보가 가용한 18개(2018년 이후 등록된 6개 PoA는 CPA 정보 부재로 제외)의 PoA를 조사한 결과⁷⁾, 2020~2030년 누적 예상 감축량은 203.2백만tCO₂로 추정

〈표 2-16〉 국내기업 참여 CDM 프로젝트 예상 감축량(단위:tCO₂)

프로젝트성 CDM (PA)						
No.	Ref	Host Country	사업 형태	발행 시작일	예상 감축량(천tCO ₂ e)	
					CER발행량	2030년까지의 누적 감축량
1	6560	파키스탄	Hydro (Run of River)	2017-11-08	427	3,542
2	6916	인도	Energy Efficiency households (Appliances)	2013-02-25	565	5,801
3	7354	인도	Energy Efficiency households (Appliances)	2013-01-01		2,631
4	8110	중국	Biomass Energy (Agricultural Residues)	2012-12-01		1,253
5	9124	인도	Fossil fuel switch	2016-07-01	110	13,287
6	9252	스리랑카	Hydro (Run of River)	2015-06-01		1,296
7	9425	베트남	Methane avoidance (Waste Water)	2014-07-01		240
8	9826	인도네시아	Methane avoidance (Palm Oil Waste)	2014-04-01		5
9	10524	베트남	Solar PV	2020-01-01	24	1,085
10	10530	베트남	Solar PV	2019-11-20		742
11	10535	베트남	Solar PV	2019-11-25		744
12	10542	칠레	Solar PV	2020-01-31		117
13	10544	칠레	Solar PV	2020-01-31		165
14	10545	칠레	Solar PV	2020-01-31		194
15	10562	방글라데시	Fugitive(Natural gas pipelines)	2020-07-31		999
총 합계					1,126	32,100
국내 기업 참여 PA 2030년까지의 누적 예상 감축량(기존 발행량 제외)						30,974
2020-30년 누적 예상 감축량(2020년 이전 감축량 제외)						16,400

프로그램성 CDM (PoA)						
No.	Ref	Host Country	사업명	발행 시작일	예상 감축량(천tCO ₂ e)	
					CPA 수 ¹⁾	2020-2030년 누적 감축량
30	5341	케냐·남아공	EE households (Stoves)	2012-12-06	3	1,200

7) 단, 국내 기업이 확보 가능한 감축 실적을 정확하게 파악하는 데에 필요한 정보(국내기업 참여 CPA 리스트, 지분 구조 및 확보가능 감축실적 비중 등)의 제약으로 한국의 참여·지원이 명시적으로 표시된 CPA만을 분석 대상으로 예상 감축량을 분석함

31	5342	가나·리베리아 나이지리아	EE households (Stoves)	2012-12-06	9	3,791
32	7237	스리랑카	Landfill gas	2012-09-09	2	2.3
33	7997	인도·케냐 우간다	EE households (Stoves)	2012-12-30	30	8,847
34	8696	코트디부아르 카메룬	EE households (Stoves)	2012-12-19	3	1,233
35	9265	콩고 케냐·잠비아	EE households (Stoves)	2012-12-27	11	6,148
36	9705	스리랑카	Hydro (Run of river)	2013-08-06	12	397
37	9948	케냐·르완다 나이지리아 우간다	EE service (Water purification)	2014-05-01	68	25,638
38	9956	우간다	EE households (Stoves)	2014-07-22	22	6,345
39	10415	미얀마	EE households (Stoves)	2018-08-28	1	4,930
40	10416	미얀마	Fugitive (Charcoal production)	2020-01-15	N/A	N/A
41	10430	가나	EE households (Stoves)	2018-05-31	2	2,829
42	10431	방글라데시	EE households (Stoves)	2018-06-23	3	122,901
43	10441	스리랑카	Mixed renewables (Solar & wind)	2018-11-01	N/A	N/A
44	10443	마다가스카르	EE households (Stoves)	2018-09-07	9	3,277
45	10471	미얀마	EE households (Stoves)	2019-03-25	48	7,276
46	10474	부룬디	EE households (Stoves)	2019-04-08	1	3,479
47	10477	베트남	EE households (Stoves)	2019-05-03	8	2,583
48	10497	피지	EE households (Stoves)	2019-07-15	3	1,944
49	10505	베트남	EE households (Water purification)	2019-08-23	1	422
50	10538	방글라데시	EE service (Water purification)	2019-11-22	N/A	N/A
51	10554	미얀마	Reforestation (Mangroves)	2018-12-05	N/A	N/A
52	10564	마다가스카르	EE households (Stoves)	2020-05-20	N/A	N/A
53	10576	가나	EE households (Stoves)	2020-01-14	N/A	N/A
국내 기업 참여 PoAs		2021-30년 누적 예상 감축량(2020년 이전 감축량 제외) ²⁾			203,243	

자료: UNFCCC CDM Database 및 IGES CDM Database(20.07.27.) 바탕으로 저자 작성

- 1) 각 PoA에 등록된 다수의 CPAs 중 한국과 국내 기업의 참여 여부를 명시적으로 확인할 수 있는 CPAs만을 분석 대상으로 포함
- 2) 제시된 수치는 국내 기업이 참여하는 것으로 파악된 PA/PoAs의 예상 감축량 추정치로서, 실제 사업 참여 및 지분 구조에 따라 감축 실적의 국내 확보율이 상이할 것임에 유의

라. 시사점

- 현재까지의 협상에 의하면 파리협정 제6.2조(협력적 접근법)의 쟁점사항은 상응조정방식, 제6.4조(지속가능메커니즘)의 쟁점은 교토메커니즘의 전환임
- 파리협정 제6.2조(협력적 접근법)에서 단일년도 감축목표에 대해서는 경로방식(총량방식)과 평균방식의 상응조정, 다년도 감축목표에 대해서는 경로방식의 상응조정을 실시하되, 당사국들이 다른 형태의 상응조정방식(누적방식

등)을 제안할 수 있음. 부과금(SOP, Share of Procedure)과 전반적인 지구적 감축(OMGE, Overall Mitigation in Global Emission)을 6.2조 사업에 부과여 부도 쟁점 사항임

- 파리협정 제6.4조(지속가능 메커니즘)의 쟁점은 교토메커니즘의 CDM 프로젝트와 CER을 파리협정 6.4조의 활동과 감축으로 전환임.
- CDM은 파리협정 제6.4조로 연계되어 추진될 가능성이 높으며, 협상 결과(전환 조건)에 의해 CDM 프로젝트와 CER의 전환 규모가 결정될 것으로 예상
- CDM과 파리협정 6.4조(지속가능메커니즘)은 비슷한 구조를 지니고 있으며, 세부 내용(기준 배출량 설정, 추가성 평가 등)이 확정되면 CDM 프로젝트와 CER의 전환 규모가 결정될 것으로 예상
- 2021~2030년 10년 동안 정부가 사용할 국외감축실적(ITMO)은 2030년에 국한해서 16.2백만tCO₂이며 우리나라가 사용할 총 국외감축실적(251.3~257.1백만tCO₂)의 6.3%~6.4% 수준으로 분석
- 2021~2030년의 10년 동안 민간부문과 정부가 사용할 국외감축실적(ITMO)은 총 251.3~257.1백만tCO₂에 이를 전망이다. 정부가 사용보할 국외감축실적(ITMO)은 2030년에 국한해서 16.2백만tCO₂, 민간부문이 사용할 국외감축실적(ITMO)은 235.1~240.9백만tCO₂으로서, 정부가 사용할 국외감축실적(ITMO)은 우리나라 총 국외감축실적(251.3~257.1백만tCO₂)의 6.3%~6.4% 수준으로 분석
- 정부가 2021-2030년 10년 동안 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)은 경로방식과 누적방식 및 발행년도방식이 적용될 경우에는 2030년에 국한하여 16.2백만 tCO₂, 평균방식이 적용될 경우에는 162백만tCO₂에 이를 것으로 분석됨. 국가 온실가스 배출량이 배출경로를 달성하지 못할 경우에는 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)이 증가하며 그 규모는 배출량 수준에 따라 결정될 것임
- 2030년 감축목표를 달성하기 위해 2021~2030년의 10년 동안 확보해야 할 국외감축실적(민간부문 및 정부의 합계)은 상응조정방식에 따라 최소 37.3~

- 38.5백만tCO₂에서 최대 이의 10배 수준인 372.9~385.4백만tCO₂으로 분석.
 경로방식은 251.3~257.1백만tCO₂, 누적방식과 발행년도방식은 37.3~38.5백만tCO₂, 평균방식은 372.9~385.4백만tCO₂으로 분석
- 따라서 누적방식과 발행년도방식의 상응조정을 적용할 경우에 우리나라가 확보해야 할 국외감축실적(민간부문과 정부)이 가장 적고, 경로방식이 다음이며 평균방식은 가장 많은 국외감축실적(ITMO)을 확보해야 할 것으로 분석됨
 - 그러나 우리나라의 온실가스 배출량이 온실가스 감축 로드맵의 온실가스 배출경로를 달성하지 못할 경우, 정부는 위의 분석보다 더 많은 규모의 국외감축실적(ITMO)을 확보해야 할 것으로 예상되며, 그 규모는 배출량 수준에 의해서 결정될 것으로 예상됨
- 2021-2030년 10년 동안 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)은 경로방식, 누적방식, 발행년도 방식이 적용될 경우 16.2백만tCO₂으로서 국내 감축량(1,666.3~1,697.3백만tCO₂)의 0.9-1.0%, 평균방식의 경우 국외감축실적(ITMO)은 162.0백만tCO₂으로서 국내 전체 감축량의 9.5-9.7%에 이를 것으로 분석
- 국내 온실가스 감축량을 기준 배출량과 배출경로의 차이로 정의하면 2021~2030년 10년 동안 국내 감축량은 1,666.3~1,697.3백만tCO₂으로 분석
 - 경로방식의 국외감축실적(251.3~257.1백만tCO₂)은 국내 온실가스 감축량(1,666.3~1,697.3백만tCO₂)의 15%, 평균방식(372.9~385.4백만tCO₂)은 22~23%, 누적방식과 발행년도방식의 국외감축실적(37.3~38.5백만tCO₂)은 2%에 이를 것으로 분석됨
- 국내 CDM 프로젝트 전환 규모는 국내 감축량 대비 0.3~0.4%, 현재까지 발행된 pre-2021 CER 유닛은 모두 사용, 미발행 감축실적 약 3만4천tCO₂ 존재
- 프로젝트 전환 시 누적 감축량(ERs)은 2030년까지 654만tCO₂, 2046년까지 721만tCO₂ (연평균 27만tCO₂) 예상

- CDM 사업의 국내기업 지분과 유닛 발행율에 따라 발행된 감축실적의 75% 국내 공급 가정시, 2030년까지 490만톤, 2046년까지 총 541만톤의 A6.4ERs 유닛이 예상되며, 50% 가정 시 2030년까지 327만tCO₂, 2046년까지 총 361만tCO₂의 A6.4ERs 유닛이 잠재적으로 국내에 공급될 수 있음. 단, 사업별 실제 지분 구조 및 유닛 발행율에 따라 실제 공급량 달라질 수 있음
- CER 전환은 4개 사업에서 2020.12.31일 이전 예상 감축량(ERs)은 72,772tCO₂, 그 중 일부(38,659톤)가 CER 유닛으로 발행되었으나 이미 국내 배출권거래제에서 사용된 것으로 파악되며, pre-2021 예상감축량 72,772tCO₂ 중 CER 미발행분인 약 3만 4천tCO₂은 추후 CER을 발행받아 A.6.4ERs로 전환 가능성 있음
- 또한, 국내 기업 참여 해외 CDM PA/PoAs의 2020~2030년 기간 누적 예상 감축량은 총 219.6백만톤으로 추정되며, 해당 사업들이 6.4조 활동으로 전환될 시, 예상 감축 실적의 일부분(사업 참여 및 지분 구조에 의해 결정)이 A6.4ERs의 형태로 국내에 공급될 가능성이 있음
- 국내 기업 참여 15개 해외 프로젝트성 CDM(PA)의 2030년까지의 예상 감축량은 누적 3,210만tCO₂, 그 중 1백만tCO₂가량의 감축 실적에 대해 CER 유닛이 발행됨. 2020~30년 예상 감축량은 16.4백만tCO₂임
- 해외 프로그램성 CDM(PoA)의 경우, PoA에 포함된 일부 CPA에 국내기업이 참여하고 있으며. 현재 CPA별 예상 감축량 정보가 가용한 18개 PoA의 2020~30년 누적 예상 감축량은 203.2백만tCO₂으로 추정됨

제3장 개도국의 기술수요 및 양자협력 분석

1. 분석대상 개도국 선정 기준

가. 양자협력 논의 국가

- 정부는 2016년 ‘1차 기후변화대응 기본계획’(관계부처합동, 2016)을 통해 국제탄소시장 활용과 관련된 대응력 강화를 위해 다자 및 양자 협력의 중요성 강조
 - 특히 공적개발원조(ODA) 중점협력국과는 양자 간 감축결과 이전 체계를 포함한 기후변화 분야 포괄적 협력 협정 체결 추진을 결정
 - 포괄적 협력 협정의 주요 내용은 온실가스 감축 및 기후변화 적응 등 파리협정 이행 주요 분야에서 양국 간 정책 및 경험을 공유하고, 개도국 기술개발 및 역량배양을 위해 협력한다는 것임. 특히, 온실가스 감축사업 실시 및 해당 사업성과의 국가 간 이전을 명시하여 당사국의 감축목표 달성에 활용할 수 있는 근거도 마련할 계획
- 또한 한국형 양자협력모델 구축의 필요성과 지속가능 개발메커니즘(SDM) 활용을 위한 유망 기술군 및 주요 협력 대상국 선정 필요성도 제기됨
- 2017년부터 관련부처 회의를 통해 양자협력 우선 협상 대상국가 선정(한국품질재단, 2017)
 - 아시아 6개국, 남미 2개국, 아프리카 2개국 등 총 10개국을 대상으로 양자협력 우선 협상 대상국 선정 논의를 시작하였으나, 최종적으로 아시아 3개국(베트남, 미얀마, 스리랑카)과 남미 1개국(페루)이 양자협력 우선 협상 대상국으로 선정됨
 - 이후 칠레를 추가로 포함하여 총 5개국을 양자협력 우선협상 대상국으로 선정

〈표 3-1〉 양자협력 우선 협상 대상국

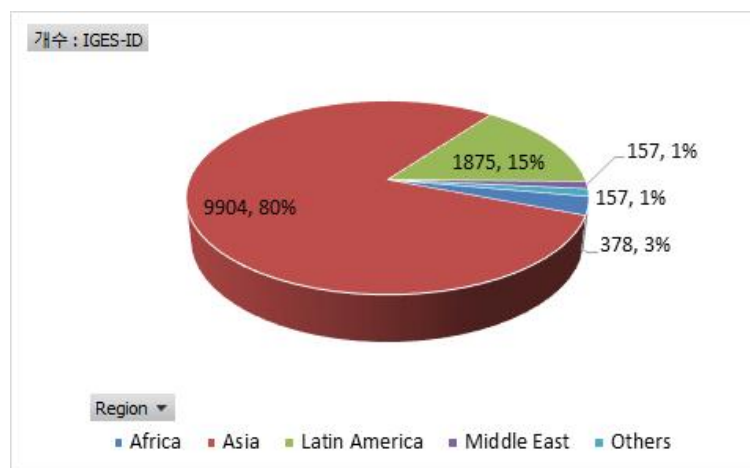
구분	양자협력 우선 협상 대상국		
	아시아	남미	아프리카
2017년 2월 회의 결과	인도네시아, 베트남, 필리핀, 캄보디아, 방글라데시, 미얀마	페루, 콜롬비아	가나, 에디오피아
2017년 5월 회의 결과	말레이시아, 베트남, 캄보디아, 미얀마, 스리랑카	페루	에디오피아
2017년 8월 회의 결과	베트남, 미얀마 스리랑카	페루	-
이후 회의 결과	베트남, 미얀마 스리랑카	칠레, 페루	-

자료: 한국품질재단(2017)

나. 주요 개도국별 CDM 및 JCM 사업 추진 실적

- 주요 개도국의 감축옵션 식별 능력과 감축옵션을 실제 감축사업으로 연계하는 능력을 간접적으로 파악하기 위하여 CDM과 JCM 프로젝트 수행 실적을 살펴봄
- IGES의 CDM 프로젝트 Database의 12,471개의 프로젝트를 대상으로 지역별 분포를 분석
 - 아시아지역에서 전체의 약 80%인 9,904개 프로젝트가 수행되어 가장 많은 프로젝트가 수행되었고, 다음으로 라틴아메리카 지역에서 전체의 약 15%인 1,875개의 프로젝트가 수행되어 두 번째로 높은 비중 차지

[그림 3-1] 지역별 CDM 프로젝트 수행 실적



자료: IGES CDM Project Database⁸⁾로부터 저자 작성

- 아시아에서 수행된 9,902개 프로젝트 국가별 CDM 추진실적을 살펴보면, 중국이 4,967개를 수행하여 가장 높은 비중을 차지하였고, 다음으로 인도가 3,342개를 수행함
- 중국과 인도를 제외한 나머지 국가들에서의 CDM 프로젝트 수행 실적을 살펴보면, 베트남, 태국, 말레이시아, 인도네시아, 대한민국, 필리핀, 파키스탄, 스리랑카 순서로 많은 프로젝트를 수행함

〈표 3-2〉 아시아 국가별 CDM 프로젝트 수행 실적

국가	프로젝트 개수	비중	비중 (중국, 인도 제외)
중국	4,967	50.2%	-
인도	3,342	33.7%	-
베트남	305	3.1%	19.1%
태국	270	2.7%	16.9%
말레이시아	253	2.6%	15.9%
인도네시아	242	2.4%	15.2%
대한민국	147	1.5%	9.2%
필리핀	133	1.3%	8.3%
파키스탄	75	0.8%	4.7%
스리랑카	57	0.6%	3.6%
라오스	38	0.4%	2.4%
방글라데시	16	0.2%	1.0%
싱가포르	15	0.2%	0.9%
캄보디아	11	0.1%	0.7%
네팔	10	0.1%	0.6%
부탄	8	0.1%	0.5%
북한	7	0.1%	0.4%
몽골	5	0.1%	0.3%
예멘	2	0.0%	0.1%
미얀마	1	0.0%	0.1%
합계	9,904	100.0%	100.0%

자료: IGES CDM Project Data⁹⁾로부터 저자 작성

8) <https://www.iges.or.jp/en/pub/iges-cdm-project-database/en>, 최종접속일: 2020.12.13.

9) <https://www.iges.or.jp/en/pub/iges-cdm-project-database/en>, 최종접속일: 2020.12.13.

- 라틴아메리카 국가 중 브라질에서 가장 많은 프로젝트가 수행되었고, 다음으로 멕시코, 칠레, 콜롬비아, 페루 등의 순서로 많은 프로젝트를 수행함
- 전체 1,875개의 39.5%인 741개의 프로젝트가 브라질에서 수행되었고, 다음으로 전체의 17.0%인 319개의 프로젝트가 멕시코에서 수행됨

〈표 3-3〉 라틴아메리카 국가별 CDM 프로젝트 수행 실적

국가	프로젝트 개수	비중
브라질	741	39.5%
멕시코	319	17.0%
칠레	182	9.7%
콜롬비아	132	7.0%
페루	79	4.2%
아르헨티나	73	3.9%
에콰도르	60	3.2%
온두라스	56	3.0%
파나마	52	2.8%
과테말라	39	2.1%
우루과이	33	1.8%
도미니카공화국	26	1.4%
코스타리카	19	1.0%
볼리비아	16	0.9%
니카라과	15	0.8%
엘살바도르	13	0.7%
쿠바	6	0.3%
파라과이	6	0.3%
자메이카	3	0.2%
벨리즈	2	0.1%
가이아나	2	0.1%
바하마	1	0.1%
합계	1,875	100.0%

자료: IGES CDM Project Data¹⁰⁾로부터 저자 작성

- IGES의 JCM 프로젝트 Database를 토대로 JCM 프로젝트의 국가별 수행 현황을 살펴봄. 2020년 4월 기준으로 인도네시아, 베트남 등 총 17개 국가에서 64개 프로젝트가 등록되어 수행 중임.

10) <https://www.iges.or.jp/en/pub/iges-cdm-project-database/en>, 최종접속일: 2020.12.13.

- 인도네시아에서 가장 많은 22개의 프로젝트가 수행되고 있고, 다음으로 베트남, 태국, 몽골의 순서임

〈표 3-4〉 국가별 및 프로젝트 유형별 JCM 수행 실적

	에너지효율	재생에너지	폐기물 및 바이오매스	수송	합계
인도네시아	20	2	0	0	22
베트남	12	1	0	1	14
태국	4	3	0	0	7
몽골	3	2	0	0	5
팔라우	0	3	0	0	3
방글라데시	2	1	0	0	3
케냐	0	2	0	0	2
캄보디아	1	1	0	0	2
사우디아라비아	1	0	0	0	1
몰디브	0	1	0	0	1
라오스	1	0	0	0	1
칠레	0	1	0	0	1
미얀마	0	0	1	0	1
코스타리카	0	1	0	0	1
필리핀	0	0	0	0	0
멕시코	0	0	0	0	0
에티오피아	0	0	0	0	0
합계	44	18	1	1	64

자료: IGES CDM Project Data¹¹⁾로부터 저자 작성

다. 경제성장 및 에너지 소비 증가

- 주요 개도국의 경제성장 및 에너지 소비 증가 추이를 살펴봄
- 아시아의 많은 개도국들은 2000년 이후 빠른 경제성장을 보여주고 있음
 - 2000~2019년 기간 연평균 GDP 증가율이 가장 높은 국가는 미얀마로서 매년 9.3%씩 GDP가 성장하였고, 다음으로 높은 증가율을 보인 국가는 중국임
 - 동 기간 캄보디아, 몽골, 라오스는 7%대의 연평균 성장률을 기록하였고, 베트남, 인도, 방글라데시는 6%대의 연평균 성장률을 기록함

11) <https://www.iges.or.jp/en/pub/iges-cdm-project-database/en>, 최종접속일: 2020.12.13.

- 태국(3.9%)과 예멘(-0.7%)을 제외한 이외의 국가들도 모두 4% 이상의 높은 연평균 성장률을 보임
- 아시아 개도국들의 최근 5년 연평균 성장률은 소폭 감소하였으나 여전히 2.9~7.6%의 높은 성장률을 기록 중임
 - 방글라데시, 네팔, 파키스탄, 필리핀, 베트남은 최근 5년 연평균 성장률이 과거 성장률에 비해 더 높아짐
 - 나머지 국가들의 최근 5년 연평균 성장률은 과거 성장률에 비해 소폭 하락했지만 여전히 2.9~7.1%의 높은 성장세를 유지
- 라틴아메리카 개도국의 GDP 성장률은 아시아 국가들에 비해 상대적으로 저조하였지만 높은 성장세를 보이는 개도국들이 다수 존재
 - 라틴아메리카에서 가장 경제규모가 큰 브라질과 멕시코의 2000~2019년 기간 연평균 성장률은 2.2%와 1.9%였음
 - 2000~2019년 기간 파나마, 도미니카공화국, 페루, 볼리비아 순으로 높은 성장률을 보였고, 다음으로 칠레, 콜롬비아, 코스타리카, 쿠바, 에콰도르, 과테말라, 가이아나, 온두라스, 니카라과, 파라과이가 3% 대의 연평균 성장률을 기록
- 많은 라틴아메리카 개도국의 최근 5년의 연평균 성장률이 과거 성장률에 비해 둔화된 가운데, 일부 국가들은 여전히 높은 경제 성장률을 유지
 - 바하마, 도미니카공화국, 엘살바도르, 가이아나, 자메이카를 제외한 국가들의 최근 5년 연평균 성장률은 과거 성장률에 비해 둔화됨
 - 그러나 성장률이 둔화되었음에도 볼리비아, 코스타리카, 과테말라, 온두라스, 파나마, 파라과이, 페루 등은 여전히 3%의 높은 연평균 성장률을 유지

〈표 3-5〉 아시아 및 라틴아메리카 주요 개도국 GDP 성장 추이(단위:2010년 십억US\$)

	2000	2010	2014	2015	2016	2017	2018	2019	00-최근 년 연평균 증가율	최근 5년 연평균 증가율
방글라데시	67.0	115.3	147.0	156.6	167.8	180.0	194.1	210.0	6.2%	7.6%
캄보디아	5.2	11.2	14.9	15.9	17.0	18.2	19.5	20.9	7.6%	7.1%
중국	2,232.1	6,087.2	8,326.9	8,913.3	9,523.8	10,185.3	10,873.0	11,537.2	9.0%	6.7%
인도	873.4	1,675.6	2,125.0	2,294.9	2,484.4	2,659.4	2,822.2	2,964.0	6.6%	6.6%
인도네시아	453.4	755.1	942.2	988.1	1,037.9	1,090.5	1,146.9	1,204.5	5.3%	5.1%
라오스	3.6	7.1	9.7	10.4	11.1	11.9	12.6	13.2	7.1%	6.2%
말레이시아	162.5	255.0	314.3	330.3	345.0	364.8	382.1	398.7	4.8%	4.8%
몽골	3.8	7.2	11.4	11.7	11.8	12.4	13.3	14.0	7.1%	4.7%
미얀마	16.0	49.5	65.7	70.3	74.4	79.1	84.5	86.9	9.3%	5.4%
네팔	10.9	16.0	19.1	19.8	19.9	21.5	23.0	24.6	4.4%	5.6%
파키스탄	116.8	177.2	205.9	215.6	227.6	240.2	254.2	256.7	4.2%	4.5%
필리핀	130.1	208.4	262.6	279.3	299.3	320.0	340.3	360.9	5.5%	6.6%
싱가포르	136.3	239.8	290.3	298.9	308.6	322.0	333.1	335.5	4.9%	2.9%
스리랑카	34.3	56.7	72.8	76.5	79.9	82.8	85.5	87.5	5.1%	3.4%
태국	217.7	341.1	382.5	394.5	408.0	424.6	442.3	452.8	3.9%	3.5%
베트남	61.1	115.9	144.8	154.5	164.1	175.3	187.7	200.9	6.5%	6.8%
예멘	20.3	30.9	28.9	20.8	18.9	17.9	18.0	-	-0.7%	-4.7%
아르헨티나	303.2	423.6	443.7	455.8	446.3	458.3	446.9	437.2	1.9%	-1.0%
바하마	9.4	10.1	10.2	10.3	10.3	10.4	10.5	10.7	0.7%	1.0%
벨리즈	1.0	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	2.8%	1.1%
볼리비아	13.5	19.6	24.5	25.7	26.8	27.9	29.1	29.7	4.2%	3.7%
브라질	1,538.7	2,208.9	2,423.3	2,337.3	2,260.8	2,290.7	2,320.9	2,347.2	2.2%	0.1%
칠레	144.5	218.5	258.6	264.6	269.1	272.3	283.0	286.0	3.7%	2.0%
콜롬비아	192.7	286.6	349.9	360.2	367.7	372.7	382.1	394.8	3.8%	2.3%
코스타리카	24.5	37.3	43.1	44.7	46.6	48.4	49.7	50.7	3.9%	3.2%
쿠바	38.7	64.3	70.7	73.9	74.2	75.6	77.3	-	3.9%	2.2%
도미니카 공화국	34.3	53.9	64.1	68.5	73.1	76.5	81.8	86.0	5.0%	5.8%
에콰도르	46.5	69.6	86.3	86.4	85.4	87.4	88.5	88.6	3.5%	0.6%
엘살바도르	15.7	18.4	20.5	21.0	21.5	22.0	22.5	23.1	2.0%	2.4%
과테말라	29.8	41.3	48.0	50.0	51.3	52.9	54.6	56.7	3.4%	3.2%
가이아나	1.8	2.3	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.3	3.2%	3.6%
온두라스	10.6	15.8	18.1	18.8	19.6	20.5	21.3	21.8	3.9%	3.8%
자메이카	12.4	13.2	13.5	13.7	13.8	14.0	14.2	14.3	0.8%	1.3%
멕시코	915.2	1,057.8	1,184.2	1,223.1	1,258.7	1,285.4	1,312.8	1,310.9	1.9%	1.7%
니카라과	6.6	8.8	10.9	11.4	11.9	12.5	12.0	11.5	3.0%	0.3%
파나마	16.6	29.4	40.4	42.7	44.8	47.4	49.1	50.6	6.0%	4.3%
파라과이	19.0	27.2	32.1	33.1	34.5	36.2	37.4	37.4	3.6%	3.1%
페루	85.8	147.5	180.4	186.3	193.7	198.5	206.4	210.9	4.8%	3.1%
우루과이	29.9	40.3	47.4	47.6	48.4	49.6	50.4	50.5	2.8%	1.5%

자료: Worldbank World Development Indicators(<https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>, 최종접속일: 2020. 12. 13.)

- 2000년 이후 빠른 경제성장과 함께 아시아 개도국들의 최종에너지 소비량 역시 빠르게 증가
 - 2000-2017년 기간 싱가포르의 최종에너지 소비 연평균 증가율이 6.6%로 가장 높았고, 중국과 베트남이 모두 5.7%의 증가율로서 다음으로 높은 증가세를 보임
 - 방글라데시, 캄보디아, 말레이시아, 태국의 최종에너지 소비량 또한 연평균 4% 이상씩 빠르게 증가
- 많은 아시아 개도국에서 최근 5년(2013~2017년) 동안의 최종에너지 소비 증가세는 더욱 가속화됨
 - 방글라데시, 캄보디아, 미얀마, 네팔, 파키스탄, 필리핀, 스리랑카의 경우 2013~2017년 기간 연평균 증가율이 2000~2017년 기간 연평균 증가율보다 높음
 - 최근 5년 최종에너지 소비 연평균 증가율이 가장 높은 국가는 싱가포르였고, 다음으로는 미얀마, 필리핀, 캄보디아의 순서임
 - 방글라데시, 파키스탄, 베트남 역시 5% 대의 높은 증가율을 유지
- 라틴아메리카 개도국들은 아시아 개도국에 비해 상대적으로 낮은 최종에너지 소비 증가세를 보임
 - 2000~2017년 기간 파나마의 최종에너지 소비량이 연평균 4.2%씩 가장 빠르게 증가함
 - 다음으로 콜롬비아, 에콰도르, 과테말라, 온두라스, 파라과이, 페루, 우루과이가 3%대의 빠른 증가세를 유지
- 많은 라틴아메리카 개도국들의 2013~2017년 기간 최종에너지 증가세가 과거에 비해 둔화됨
 - 아르헨티나, 브라질, 칠레, 콜롬비아, 코스타리카, 에콰도르, 온두라스, 자메이카, 멕시코, 파나마, 페루, 볼리비아의 2013~2017년 기간 최종에너지 증가율은 2000~2017년 기간에 비해 낮아짐
 - 반면 쿠바, 도미니카공화국, 엘살바도르, 과테말라, 니카라과, 파라과이, 우루과이는 최종에너지 소비 증가세가 더욱 가속화됨

〈표 3-6〉 아시아 및 라틴아메리카 주요 개도국 최종에너지 소비 추이(단위:천TOE)

	2000	2010	2013	2014	2015	2016	2017	00-17 증가율	13-17 증가율
방글라데시	15,163	22,815	24,851	25,652	28,043	28,999	30,817	4.3%	5.5%
캄보디아	2,955	4,556	5,224	5,495	5,925	6,357	6,625	4.9%	6.1%
중국	781,191	1,645,014	1,874,099	1,924,054	1,961,099	1,973,522	1,995,057	5.7%	1.6%
인도	314,090	484,498	522,537	539,406	554,367	569,367	591,233	3.8%	3.1%
인도네시아	120,234	141,451	164,572	169,462	167,890	165,024	173,726	2.2%	1.4%
말레이시아	29,109	41,741	52,963	52,104	50,738	55,127	60,591	4.4%	3.4%
몽골	1,465	2,675	3,411	3,268	3,122	3,331	3,530	5.3%	0.9%
미얀마	11,475	12,852	14,985	15,810	16,454	17,163	19,792	3.3%	7.2%
네팔	8,042	10,108	11,143	11,578	11,590	12,675	13,404	3.1%	4.7%
파키스탄	51,059	70,222	72,878	75,913	80,506	84,798	90,104	3.4%	5.4%
필리핀	23,920	23,714	25,299	26,470	28,989	31,640	33,409	2.0%	7.2%
싱가포르	8,306	15,272	16,920	17,871	18,775	23,396	24,673	6.6%	9.9%
스리랑카	7,360	8,791	8,993	9,152	9,939	9,797	10,153	1.9%	3.1%
태국	50,575	84,901	95,923	96,683	98,118	97,184	98,937	4.0%	0.8%
베트남	25,087	48,375	51,812	55,218	58,707	61,409	64,053	5.7%	5.4%
예멘	3,317	5,364	5,952	6,064	2,710	2,406	2,256	-2.2%	-21.5%
아르헨티나	47,210	56,701	59,841	60,561	62,036	61,999	61,030	1.5%	0.5%
브라질	153,485	211,300	228,413	232,603	227,631	224,621	227,809	2.4%	-0.1%
칠레	20,382	23,860	26,600	24,912	25,011	26,489	26,709	1.6%	0.1%
콜롬비아	21,110	22,426	28,044	29,364	28,948	31,288	29,415	2.0%	1.2%
코스타리카	2,267	3,427	3,563	3,610	3,737	3,909	3,980	3.4%	2.8%
쿠바	9,696	7,028	6,729	6,239	7,114	7,967	7,828	-1.3%	3.9%
도미니카공화국	4,735	5,449	5,769	5,314	5,828	6,344	6,245	1.6%	2.0%
에콰도르	6,720	10,279	11,456	12,351	12,015	11,743	12,283	3.6%	1.8%
엘살바도르	2,226	2,342	2,221	2,198	2,350	2,345	2,388	0.4%	1.8%
과테말라	5,975	8,497	9,091	9,631	10,182	10,844	11,394	3.9%	5.8%
온두라스	2,726	3,788	4,518	4,537	5,017	4,994	5,156	3.8%	3.4%
자메이카	2,013	1,766	2,006	1,981	1,909	2,027	1,913	-0.3%	-1.2%
멕시코	95,274	117,247	119,573	118,722	119,811	121,765	122,338	1.5%	0.6%
니카라과	1,908	2,046	2,232	2,331	2,478	2,595	2,581	1.8%	3.7%
파나마	1,805	2,875	3,270	3,448	3,513	3,564	3,627	4.2%	2.6%
파라과이	3,653	4,367	4,493	4,718	4,982	6,009	6,353	3.3%	9.0%
페루	10,604	15,245	17,163	17,077	18,094	18,520	19,193	3.6%	2.8%
우루과이	2,509	3,633	3,981	4,195	4,484	4,696	4,749	3.8%	4.5%
볼리비아	32,824	49,158	43,898	42,622	38,201	33,041	29,795	-0.6%	-9.2%

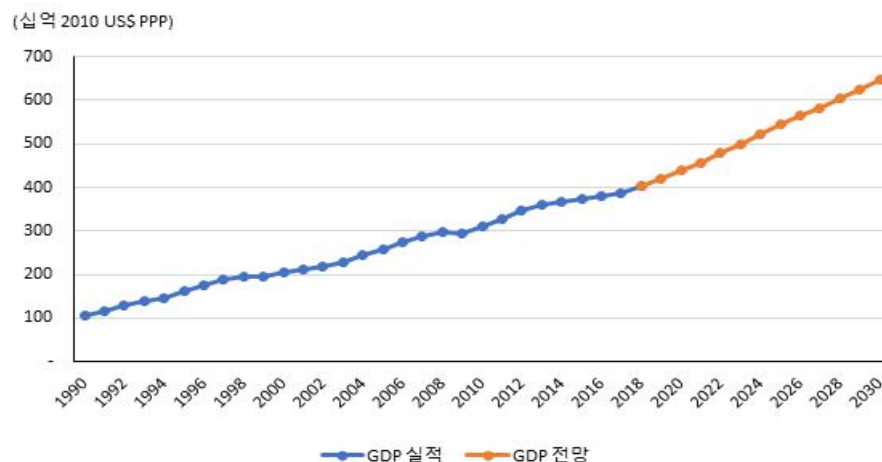
자료:IEA World Energy Balances 2020(https://stats.oecd.org/BrandedView.aspx?oecd_bv_id=enestats-data-en&doi=data-00512-en, 최종접속일: 2020. 12. 13.)

2. 분석대상 개도국의 온실가스 감축목표

가. 에너지 수요 및 온실가스 배출 전망

- GDP 증가 추이나 해외 전문기관의 전망치 존재 시 증가율을 활용하여 GDP 전망
 - 칠레, 페루, 베트남의 경우, APERC(2019)의 전망치를 활용
 - 미얀마의 경우, MOEE&ERIA(2020)¹²⁾와 아시아개발은행(ADB)의 GDP 증가율 전망¹³⁾을 활용
 - 몽골과 스리랑카는 ADB의 GDP 증가율과 과거 GDP 증가 추세 활용 예정

[그림 3-2] 칠레 GDP 추이 추정(단위:US\$ PPP)

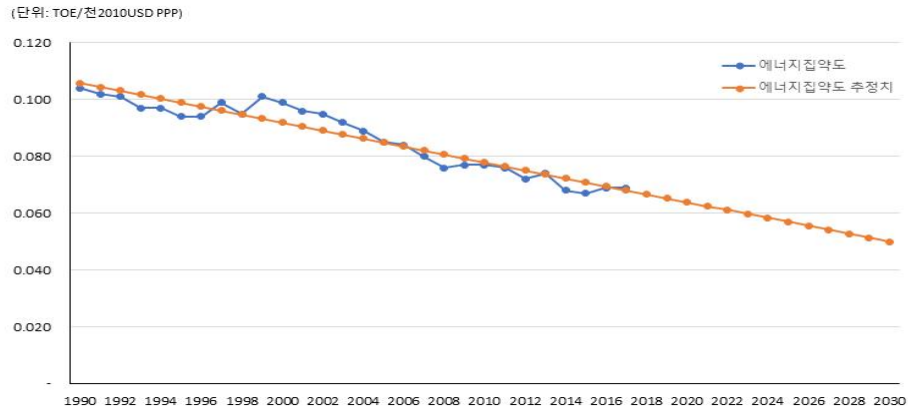


- 각 국가의 에너지집약도의 과거 추세가 유지된다는 가정 하에 에너지집약도 추이 추정
 - 각 국가의 에너지집약도는 최종에너지 소비량 기준으로 산정

12) Ministry of Electricity and Energy (Republic of the Union of Myanmar) and Economic Research Institute for ASEAN and East Asia(2020), Myanmar Energy Outlook 2020.

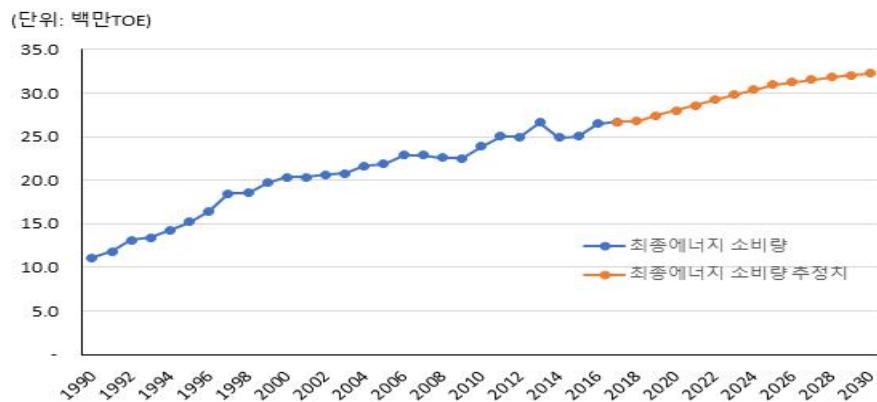
13) Asian Development Bank(2020). Asian Development OUTLOOK 2020 UPDATE.

[그림 3-3] 칠레 에너지집약도 추이 추정(단위:TOE/백만US\$ PPP)



- 추정된 GDP 추이와 에너지집약도를 활용하여 최종에너지 소비량 추이 추정

[그림 3-4] 칠레 최종에너지 소비량 추이 추정 (단위:백만TOE)



- 각국의 최종에너지 소비에서 전력 소비량이 차지하는 비중의 추세가 유지된다는 가정 하에 전력 소비량을 추정하고, 전환 손실율과 자가 소비량을 고려하여 전력 생산량을 추정
 - 2013~2017년 기간 전력 생산량과 전력 소비량 간의 비율을 활용하여 평균 손실률을 산정
 - 평균 손실률이 일정하게 유지된다는 가정 하에 전력 생산량 추정

- 전력 생산을 위한 현재의 에너지믹스가 유지된다는 가정 하에 전력 생산을 위한 연료 투입량을 추정하고, 발전부문 CO₂ 배출량을 산정함
- 가용 자료의 한계로 에너지원별 발전량을 구분할 수 없기 때문에 전력 생산량과 총 연료투입량의 평균비율을 통해 총 연료투입량을 추정
- 발전 연료 구성비가 일정하다는 가정 하에 에너지원별 연료 투입량 추정
- IPCC 2006 지침의 연료별 배출계수를 활용하여 발전부문 CO₂ 배출량 산정

〈표 3-7〉 칠레 발전부문 추이 추정 결과(단위:백만TOE, 백만tCO₂)

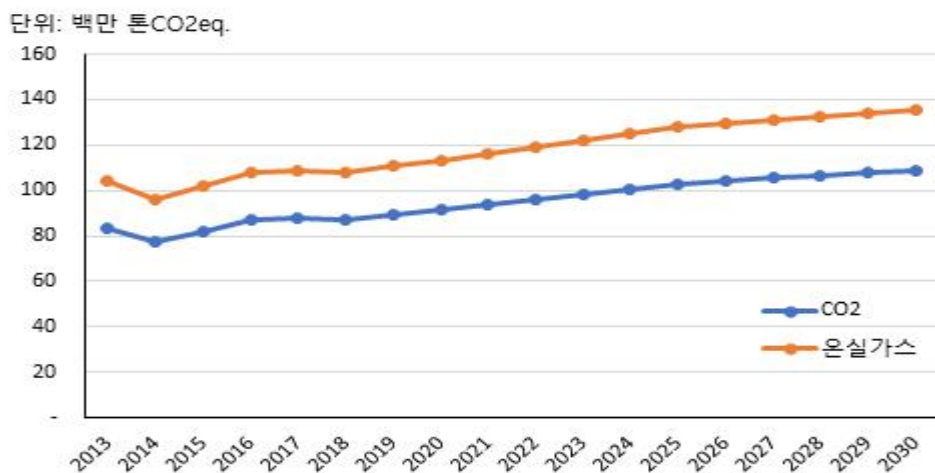
연 도	전력 소비량	전력 생산량	발전 에너지투입량					CO ₂ 배출량
			석탄	가스	석유류	재생 에너지	열	
2013	5.6	6.3	6.6	2.1	1.2	6.0	0.0	35.21
2014	5.8	6.1	5.6	1.7	1.0	5.6	0.0	29.54
2015	5.8	6.5	6.6	1.9	0.8	6.0	-	33.04
2016	6.0	6.8	7.0	2.1	0.8	6.6	-	35.12
2017	6.0	6.8	6.9	2.3	0.5	7.2	-	34.55
2018	6.4	7.2	7.2	2.2	0.9	6.9	0.0	36.80
2019	6.7	7.4	7.5	2.3	1.0	7.2	0.0	38.31
2020	7.0	7.7	7.8	2.4	1.0	7.4	0.0	39.84
2021	7.2	8.0	8.1	2.5	1.1	7.7	0.0	41.42
2022	7.5	8.4	8.4	2.6	1.1	8.0	0.0	43.03
2023	7.8	8.7	8.7	2.7	1.1	8.3	0.0	44.67
2024	8.1	9.0	9.0	2.8	1.2	8.7	0.0	46.33
2025	8.4	9.3	9.4	2.9	1.2	9.0	0.0	48.01
2026	8.6	9.6	9.6	3.0	1.3	9.2	0.0	49.24
2027	8.8	9.8	9.9	3.0	1.3	9.4	0.0	50.46
2028	9.0	10.0	10.1	3.1	1.3	9.7	0.0	51.67
2029	9.2	10.3	10.3	3.2	1.3	9.9	0.0	52.85
2030	9.4	10.5	10.5	3.3	1.4	10.1	0.0	54.00

주: 2013-2017년 기간은 실적치이고, 2018년부터는 추정치

- 최종에너지 소비에서 전력을 제외한 나머지 에너지원들의 구성은 2013~2017년 구성비 평균이 그대로 유지된다고 가정하여 에너지원별 최종에너지 소비량 추이를 추정하고, CO₂ 배출량 추정
- 2013~2017년 실적 자료를 바탕으로 부문별(산업, 수송, 건물, 농림어업) 최종에너지 소비량 추이 추정

- 발전부문, 에너지산업(발전 제외), 수요부문 CO₂ 배출량을 합하여 각 국가별 CO₂ 배출량 산정
- 각 국가의 온실가스 배출량에서 CO₂ 배출량이 차지하는 비중을 고려하여 CO₂ 배출 추이 추정 결과를 조정
 - CO₂ 배출량 비중이 일정하다는 가정 하에 온실가스 총배출량 추이 추정
- 칠레의 온실가스 배출량은 2021~2030년 기간 동안 연평균 1.78%씩 증가하여 2030년 BAU는 1억3천5백만tCO₂으로 추정됨.
 - UNFCCC에 보고된 2016년 칠레 온실가스 배출량은 108.8백만tCO₂이고, CO₂ 배출량은 87.4백만tCO₂으로서 총 배출량의 80.4%를 차지¹⁴⁾
 - 모형을 통해 추정된 CO₂ 배출량에 위의 비율을 적용하여 온실가스 배출량 추이 추정

[그림 3-5] 칠레 CO₂ 및 온실가스 배출량 추이 결과(단위:백만tCO₂)



- 추이 추정 결과, 베트남의 온실가스 배출량은 2021~2030년 기간 동안 연평균 4.04%씩 증가해 2030년 BAU는 약 5억6천3백만tCO₂으로 추정됨.
 - UNFCCC에 보고된 2013년 베트남 온실가스 배출량은 약 2억7천8백만tCO₂

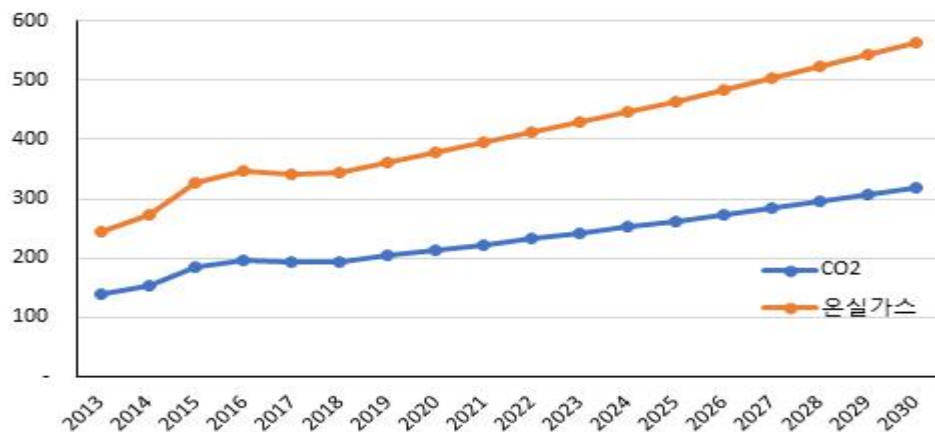
14) UNFCCC, GHG Profiles - Non-Annex I, https://di.unfccc.int/ghg_profile_non_annex1, 접속일: 2020년 10월 29일

이고, CO₂ 배출량은 약 1억5천7백만tCO₂으로서 총 배출량의 56.4%를 차지¹⁵⁾

- 베트남은 농업의 비중이 높고 따라서 메탄과 아산화질소의 배출량 비중이 우리나라와 같이 제조업 비중이 높은 국가에 비해 높은 수준임

[그림 3-6] 베트남 CO₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:천tCO₂)

단위: 천 톤CO₂eq.

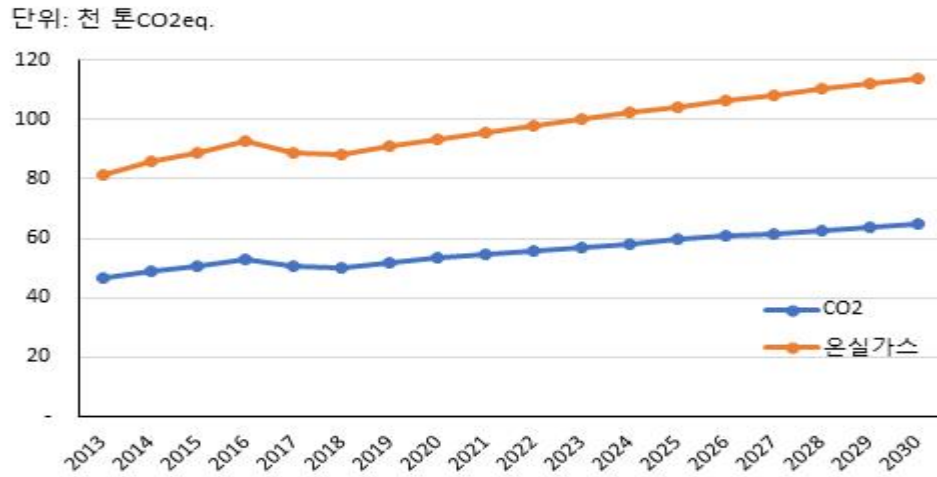


- 추이 추정 결과, 페루의 온실가스 배출량은 2021~2030년 기간 동안 연평균 1.97%씩 증가하여 2030년 BAU는 약 1억1천3백만tCO₂으로 추정됨.
- UNFCCC에 보고된 2012년 페루 온실가스 배출량은 약 8천5백만tCO₂이고, CO₂ 배출량은 약 4천8백만tCO₂으로 총 배출량의 57.0% 차지¹⁶⁾

15) UNFCCC, GHG Profiles - Non-Annex I, https://di.unfccc.int/ghg_profile_non_annex1, 접속일: 2020년 10월 29일

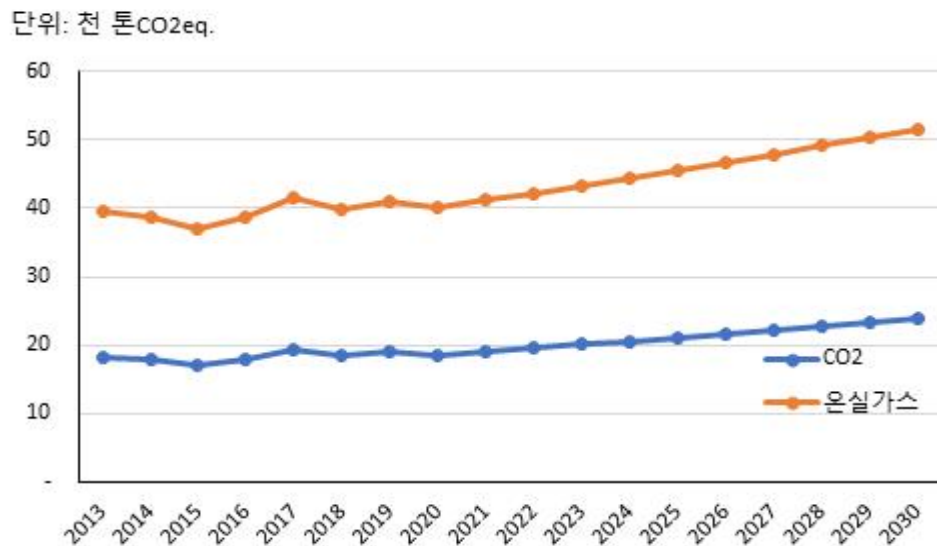
16) UNFCCC, GHG Profiles - Non-Annex I, https://di.unfccc.int/ghg_profile_non_annex1, 접속일: 2020년 10월 29일

[그림 3-7] 페루 CO₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:천tCO₂)



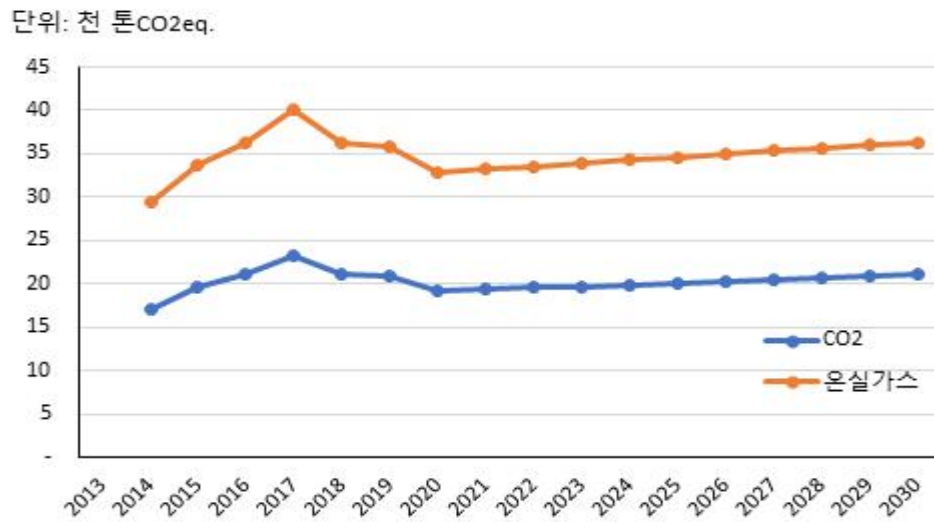
- 추이 추정 결과, 몽골의 온실가스 배출량은 2021~2030년 기간 동안 연평균 2.55%씩 증가하여 2030년 BAU는 약 5천2백만tCO₂으로 추정됨.
- UNFCCC에 보고된 2014년 몽골 온실가스 배출량은 약 3천4백만tCO₂이고, CO₂ 배출량은 약 1천6백만tCO₂으로 총 배출량의 46.4% 차지

[그림 3-8] 몽골 CO₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:천tCO₂)



- 추이 추정 결과, 스리랑카의 온실가스 배출량은 2021~2030년 기간 동안 연평균 0.99%씩 증가하여 2030년 BAU는 약 3천6백만tCO₂으로 추정됨.
- UNFCCC에 공개된 2000년 스리랑카의 온실가스 배출량은 약 1천9백만tCO₂이고, CO₂ 배출량은 약 1천1백만tCO₂으로 총 배출량의 58.1% 차지¹⁷⁾

[그림 3-9] 스리랑카 CO₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정 결과(단위:천tCO₂)

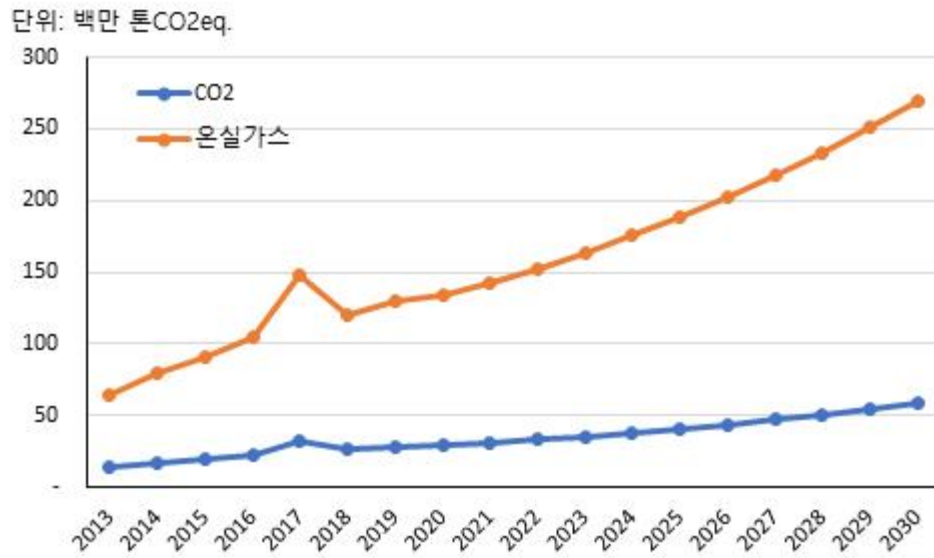


- 추이 추정 결과, 미얀마의 온실가스 배출량은 2021~2030년 기간 동안 연평균 7.29%씩 증가하여 2030년 BAU는 약 2억6천9백만tCO₂으로 추정됨.
- UNFCCC에 공개된 2005년 미얀마의 온실가스 배출량은 약 3천8백만tCO₂이고, CO₂ 배출량은 약 8.3백만tCO₂으로 총 배출량의 21.5% 차지¹⁸⁾
- 미얀마는 농업 비중이 매우 높기 때문에 연료연소에 의한 이산화탄소 배출량보다 농업부문의 메탄(CH₄) 배출량의 비중이 훨씬 더 높은 것으로 나타남

17) UNFCCC, GHG Profiles - Non-Annex I, https://di.unfccc.int/ghg_profile_non_annex1, 접속일: 2020년 10월 29일

18) UNFCCC, GHG Profiles - Non-Annex I, https://di.unfccc.int/ghg_profile_non_annex1, 접속일: 2020년 10월 29일

[그림 3-10] 미얀마 CO₂ 및 온실가스 배출량 추이 추정
결과(단위:백만tCO₂)



나. 온실가스 감축목표 및 감축량

- 6개 개도국 중에서 4개 국가가 BAU 목표, 1개 국가는 정책 및 행동, 1개 국가는 배출량 목표를 설정. 6개 국가 중에서 3개 국가는 조건부 목표를 설정
- 베트남은 현재의 국가상황과 최신 사회·경제전망에 기반하여 2020년 9월 11일에 NDC를 갱신하였고, 국내 자원을 통해 2030년 BAU 대비 9% 감축을 달성하고 국제 협력을 통해 27%까지 감축을 달성하겠다고 온실가스 감축 목표를 상향 조정함.
- 미얀마는 재생에너지 목표 설정으로 투자기회 창출을 기대하고 있음. 미얀마 에너지부문 목표는 1) 2030년까지 수력발전 시설을 9.4GW까지 확충, 2) 시골지역의 전력화를 확대하되, 전력공급의 최소 30%를 재생에너지원으로 충당, 3) 산업부문 에너지효율 개선, 에너지관리시스템(EMS) 보급에 집중, 에너지시스템 최적화를 통해 2030년까지 총 전력수요 전망치의 20% 절감, 4) 쿡스토브 보급 확대(2016~2031년 동안 26만대 보급 목표)

- 스리랑카의 경우, 에너지부문(발전부문)에 대한 감축목표와 그 외 부문(수송, 산업, 산림, 폐기물)에 대한 감축목표를 구분하여 설정함. 에너지부문은 2030 BAU 대비 20% 감축을 목표로 하고, 4% 감축은 무조건부로 이행하며 추가 16%의 감축은 조건부 목표로 설정함. 그 외부문은 2030 BAU 대비 10% 감축을 목표로 하고, 3% 감축은 무조건부로 이행하며 추가 7%의 감축은 조건부 목표로 설정함.
- 몽골은 2020년 10월 NDC를 갱신하며 2030년 온실가스 감축 목표를 갱신함. BAU 전망치를 최근 실적을 반영하여 조정하였으며, 기존 2030년 BAU 대비 14% 감축에서 22.7% 감축으로 목표를 강화함. 한편, 탄소 포집 및 저장(CCS), 폐기물 활용 에너지 기술(waste-to-energy technology)의 도입에 따라 27.2%까지 감축이 가능하다고 밝힘. 이외에 산림흡수를 통한 추가적 감축량 또한 2.6백만tCO₂으로 제시함.
- 칠레는 2020~2030년 기간 동안의 온실가스 배출허용량(carbon budget)을 1,100백만tCO₂로 설정하였고, 2025년까지 배출정점을 도달하여 2030년 배출량 목표는 95백만tCO₂까지 낮추겠다는 목표를 설정함.
- 페루는 2030년까지 BAU 대비 20%를 무조건부로 감축하고 조건부로 30%까지 감축하겠다는 목표를 설정하였고, 이에 따른 목표 배출량을 298.3백만 tCO₂로 설정함. 포함 부문은 에너지, 산업공정, 농업, 폐기물, LULUCF 부문이며, 온실가스는 CO₂, CH₄, N₂O 세 가지를 포함함.

〈표 3-8〉 6개 개도국의 2030년 온실가스 감축 목표

국가명	목표유형	목표연도	감축 목표	
베트남 ^{주1)}	BAU	2030	기존	2030 BAU 대비 8%(무조건), 25%(조건부) 감축
			갱신	2030 BAU 대비 9%(무조건), 27%(조건부) 감축
미얀마	정책 및 행동	2030	재생에너지 30% 확대	
스리랑카	BAU	2030	에너지 부문: 4%(무조건), 20%(조건부) 그 외 부문: 3%(무조건), 10%(조건부)	
몽골 ^{주2)}	BAU	2030	기존	2030 BAU 대비 14% 감축
			갱신	2030 BAU 대비 22.7%(무조건), 특정 감축기술 이행 시 27.2%(조건부) 감축 산림흡수: 2.6MtCO ₂
칠레	배출량 정점/절대량	2030	· 배출허용총량 1,100MtCO ₂ (2020-2030) · 2025년까지 배출량 정점 달성 · 2030년까지 배출량 목표 95MtCO ₂	
페루	BAU	2030	20%(무조건), 30%(조건부)	

주1: 베트남은 2020년 7월 NDC를 갱신하여 2020년 11월 UNFCCC에 제출함

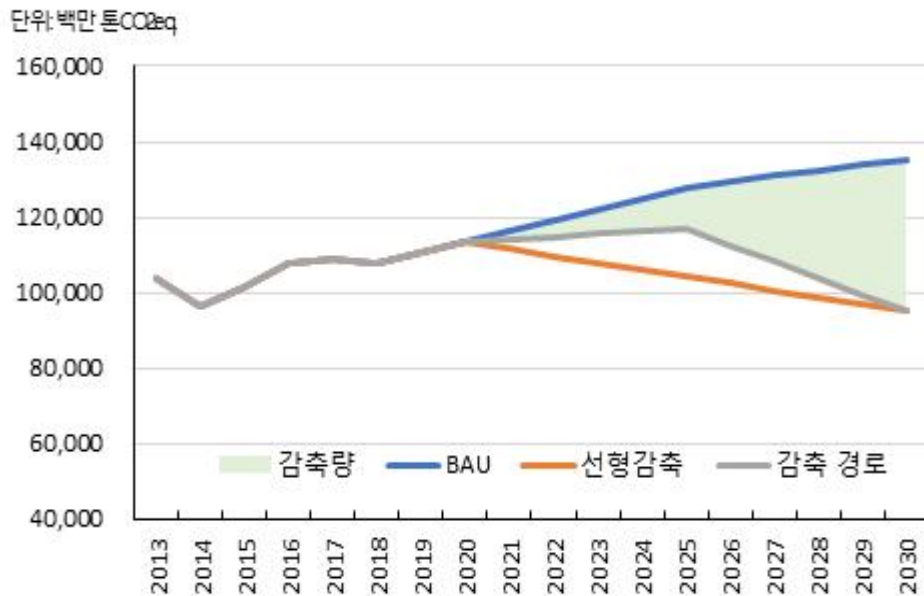
주2: 몽골은 2020년 10월 갱신된 NDC를 UNFCCC에 제출하였고, NDC에서 목표유형을 ‘정책 및 조치’로 밝히고 있으나 BAU 배출량 및 목표 배출량을 제시하였기에 BAU로 구분함.

자료: UNFCCC NDC Registry(interim)¹⁹⁾

- 온실가스 추이 추정치와 NDC 상의 감축 목표를 고려하여 각국의 예상 온실가스 감축량을 산정
- 칠레의 경우, 2021~2030년 기간 동안 배출량 허용총량이 11억tCO₂이고, 2025년 배출 정점을 달성하며, 2030년 목표 배출량 9천5백만tCO₂이 달성되도록 선형 감축경로를 설정
 - 2021~2030년 기간 동안 BAU 대비 총 감축량은 1억7천8백2십만tCO₂.
 - 2030년 BAU 대비 29.8%를 감축해야 하며, 2030년 감축량은 4천3십만tCO₂

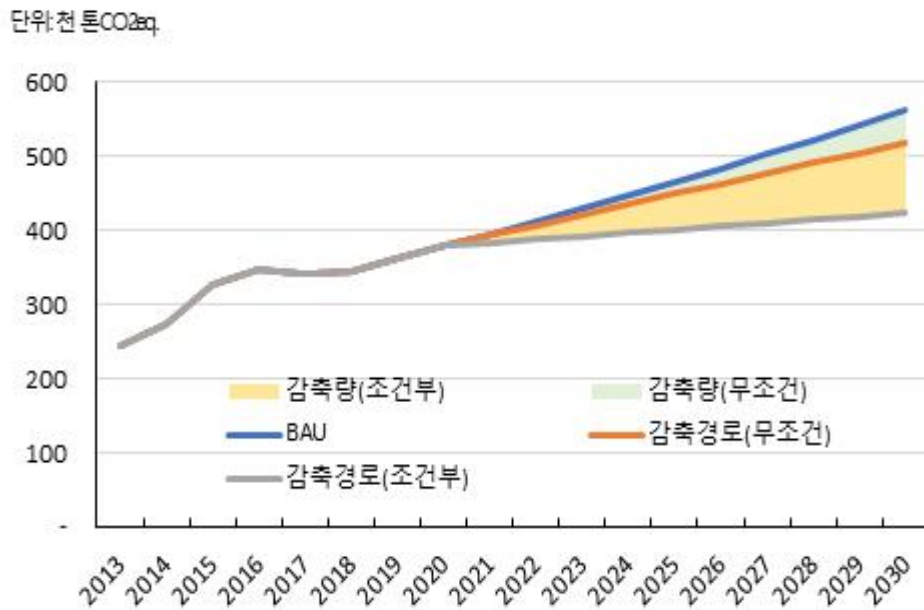
19) <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/Home.aspx>, 최종접속일: 2020. 12. 13.

[그림 3-11] 칠레 감축경로 추정(단위:백만tCO₂)



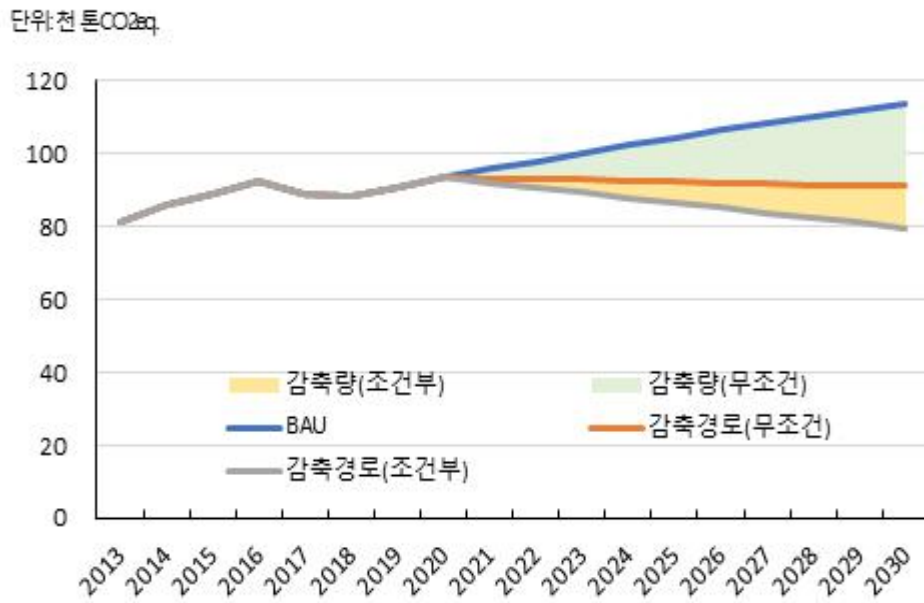
- 베트남의 경우, 국내적으로 2030 BAU 대비 8%의 감축을 목표로 하고, 국제 사회의 지원이 이뤄질 경우 2030 BAU 대비 25%까지 감축을 하겠다는 조건부 목표를 설정
 - 2030 BAU 대비 8%의 감축을 달성하기 위해서는 2030년에 4천5백만tCO₂을 감축해야 하며, 선형감축경로를 가정할 경우 2021~2030년 기간 동안 약 2억4백만tCO₂를 감축해야 함
 - 2030년 BAU 대비 25%의 감축을 달성하기 위해서는 무조건부의 8% 감축경로에 더하여 2030년 약 9천6백만tCO₂을 추가 감축해야 하며, 2021~2030년 기간 동안의 추가 감축량은 약 5억2천7백만tCO₂임

[그림 3-12] 베트남 감축 경로 추정(단위:천tCO₂)



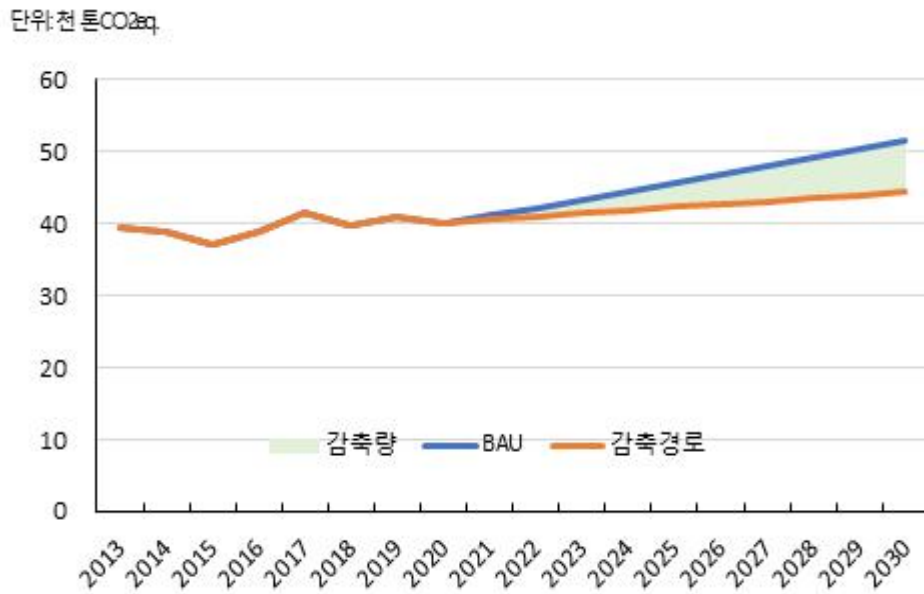
- 페루의 경우, 자발적으로 2030 BAU 대비 20%의 감축을 목표로 하고, 국제 사회의 지원이 이루어질 경우 2030 BAU 대비 30%까지 감축을 하겠다는 조건부 목표를 설정
- 2030 BAU 대비 20%의 감축을 달성하기 위해서는 2030년에 약 2천3백만 tCO₂을 감축해야 하며, 선형감축경로를 가정할 경우 2021~2030년 기간 동안 약 1억2천9백만tCO₂를 감축해야 함
- 2030년 BAU 대비 30%의 감축을 달성하기 위해서는 무조건부의 20% 감축 경로에 더하여 2030년 약 1천1백만tCO₂을 추가 감축해야 하며, 2021~2030년 기간 동안의 추가 감축량은 약 6천3백만tCO₂임

[그림 3-13] 페루 감축 경로 추정(단위:천tCO₂)



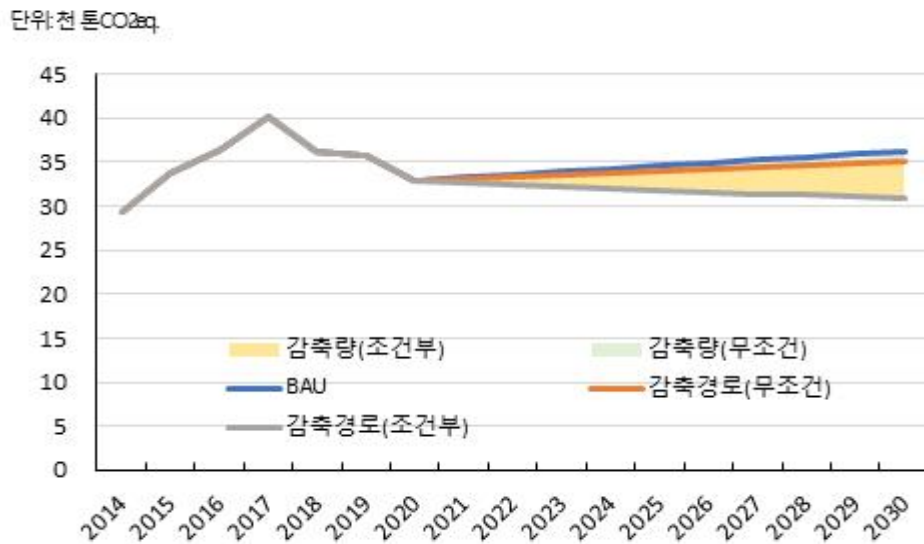
- 몽골의 경우, 2030 BAU 대비 14%의 감축을 목표로 설정
 - 2030 BAU 대비 20%의 감축을 달성하기 위해서는 2030년에 약 7백만tCO₂을 감축해야 하며, 선형감축경로를 가정할 경우 2021~2030년 기간 동안 약 3천8백만tCO₂를 감축해야 함

[그림 3-14] 몽골 감축 경로 추정(단위:천tCO₂)



- 스리랑카는 감축목표 설정 시 에너지부문(발전부문)과 그 외 부문(수송, 산업, 산림, 폐기물)에 대한 감축목표를 각각 설정하였고, 각 부문의 감축목표를 무조건부와 조건부로 표현함
 - 무조건부 감축목표 달성을 위해서는 2030 BAU 대비 3.5% 감축(약 1백3십 만tCO₂)을 이행해야 하고, 선형감축경로를 가정할 경우 2021~2030년 기간 동안 약 7백3십만tCO₂을 감축해야 함
 - 조건부 감축목표 달성을 위해서는 2030년 BAU 대비 11.6% 추가감축을 이행해야 하고 이는 2030년에 약 4백1십만tCO₂의 추가감축이 필요함을 의미함. 또한, 선형 감축경로를 가정할 경우 2021~2030년 기간 동안 약 2천3백 만tCO₂의 추가 감축이 이루어져야 함.

[그림 3-15] 스리랑카의 감축 경로 추정(단위:천tCO₂)



- 미얀마의 경우, NDC에 온실가스 감축량과 관련된 정략적 지표를 전혀 제시하지 않았고, 에너지부문에서의 세부 목표들만을 제시함. 이 세부 목표들을 반영하여 감축량을 산정하기 위해서는 방대한 모델링 작업이 필요하기 때문에 미얀마의 감축잠재량 산정을 위해서는 다른 국가들과 상이한 방식 사용함.
- ERIA(2019)은 아시아 주요 국가들의 에너지 절감 잠재량과 에너지부문 CO₂ 감축 잠재량에 대한 분석을 실시함. ERIA(2019)는 미얀마에서 최종에너지 소비 효율 개선, 화력발전 효율 개선, 신재생에너지 보급 확대 등을 종합할 경우 2040년 BAU 대비 38.3%의 CO₂ 배출량 감축이 가능하다는 결과를 제시함. 한편 ERIA(2019)는 이러한 효과뿐만 아니라 NDC에 제시된 에너지부문 목표를 포함하도록 시나리오를 설정함.
- 이에 본 연구는 상기 연구결과를 활용하여 2030년 미얀마의 최대 감축 잠재량을 산정하기로 함. 2040년 BAU 대비 38.3%의 온실가스 감축을 달성하기 위해서는 2015~2040년 기간 동안 각각 연평균 1.9%씩 온실가스 감축을 이행해야 함. 이 경우 2030년에는 BAU 대비 각각 25.2%의 감축이 이루어짐. 이 감축률과 추정된 BAU를 활용하여 감축 잠재량을 산정함.

- 2030년 대비 25.2%의 감축을 위해서는 2030년에 약 6천7백7십만tCO₂의 감축이 필요하고, 선형감축경로를 가정할 경우 2021~2030년 기간 동안 약 2억8천7백만tCO₂을 감축해야 함.

[그림 3-16] 미얀마의 감축 경로 추정(단위:천tCO₂)



- 각 국가 NDC 달성을 위한 감축량을 발전부문과 발전 이외 부문으로 구분
 - 추정된 각국의 감축 경로에 발전과 발전 이외 부문의 BAU 배출 비중을 곱하여 발전부문과 발전 이외 부문의 감축경로 도출
 - 칠레의 NDC 달성을 위한 2030년 감축량은 40.4백만tCO₂로 추정되고, 이 중 49.0%인 19.8백만tCO₂이 발전부문 감축량으로 예상되며 나머지 51.0%인 20.6백만tCO₂는 발전외 부문을 통해 이루어져야 함.
 - 베트남의 무조건부 감축목표인 2030 BAU 대비 8% 감축을 달성하기 위해서는 2030년 45.1백만tCO₂의 감축이 필요하고, 이 중 49.7%인 22.4백만tCO₂는 발전부문에서 나머지 22.7백만tCO₂는 발전외 부문에서 이루어져야 함
 - 베트남의 조건부 감축목표를 달성하기 위해서는 2030년에 총 95.8백만tCO₂의 추가 감축이 필요하며, 이 중 49.7%인 47.6백만tCO₂이 발전부문에서 이루어져야 하고, 나머지 48.2백만tCO₂은 발전 이외 부문에서 이루어져야 함

- 페루의 무조건부 감축목표인 2030 BAU 대비 20% 감축을 달성하려면 2030년에 22.7백만tCO₂의 감축이 필요하고, 이 중 27.4%인 6.2백만tCO₂가 발전 부문에서, 나머지 72.6%인 16.5백만tCO₂는 발전외 부문에서 이루어져야 함.
- 페루의 조건부 감축목표인 2030 BAU 대비 30% 감축을 달성하기 위해서는 2030년에 11.4백만tCO₂의 추가 감축이 필요하며, 마찬가지로 추가 감축량의 27.4%인 3.1백만tCO₂는 발전부문에서 나머지 72.6%인 8.2백만tCO₂는 발전 부문 이외에서 이루어져야 함
- 몽골의 NDC 감축목표인 2030 BAU 대비 14%의 감축을 위해서는 2030년에 7.2백만tCO₂가 필요할 것으로 추정됨. 이 중 65.8%인 4.8백만tCO₂는 발전부문에서 나머지 34.2%인 2.5백만tCO₂는 비발전부문에서 달성되어야 함
- 스리랑카의 무조건부 감축목표 달성을 위해서는 2030 BAU 대비 3.5% 감축이 필요하고, 이는 2030년에 1.3백만tCO₂의 감축 이행을 의미함. 이 중 50.6%인 0.7백만tCO₂는 발전부문에서 나머지 0.6백만tCO₂는 발전외 부문에서 이루어져야 함
- 스리랑카의 조건부 감축목표를 달성하기 위해서는 2030 BAU 대비 15.1% 감축이 필요하고, 이는 2030년에 약 5.5백만tCO₂를 감축해야 함을 의미함. 무조건부 감축목표 대비 2030년 총 4.2백만tCO₂의 추가 감축이 필요하며, 이 중 50.6%인 2.1백만tCO₂이 발전부문에서 이루어져야 하고, 나머지 2.1백만tCO₂은 발전외 부문에서 이루어져야 함
- 미얀마의 경우, 2030 BAU 대비 25.2%의 감축을 위해서는 2030년에 6천7백8십만 tCO₂의 감축 이행이 필요할 것으로 추정됨. 이 중 48.4%인 32.8백만tCO₂는 발전 부문에서 나머지 51.6%인 35.0백만tCO₂는 비발전부문에서 달성되어야 함

〈표 3-9〉 6개 개도국의 2030년 온실가스 감축량(단위:백만tCO₂)

국가 및 감축목표		2030 BAU			2030 목표			2030 감축량		
		발전	발전외	전체	발전	발전외	전체	발전	발전외	전체
칠레		66.3	69.1	135.4	46.5	48.5	95.0	19.8	20.6	40.4
베 트 남	무조건	279.8	283.5	563.3	257.4	260.8	518.3	22.4	22.7	45.1
	조건부	279.8	283.5	563.3	209.9	212.6	422.5	70.0	70.9	140.8
	추가	-			-			47.6	48.2	95.8
페 루	무조건	31.2	82.5	113.7	25.0	66.0	90.9	6.2	16.5	22.7
	조건부	31.2	82.5	113.7	21.8	57.7	79.6	9.4	24.7	34.1
	추가	-			-			3.1	8.2	11.4
몽골		34.0	17.6	51.6	29.2	15.2	44.4	4.8	2.5	7.2
스 리 랑 카	무조건	18.4	17.9	36.3	17.7	17.3	35.0	0.7	0.6	1.3
	조건부	18.4	17.9	36.3	15.6	15.2	30.8	2.8	2.7	5.5
	추가	-			-			2.1	2.1	4.2
미얀마		130.0	139.0	269.0	97.6	104.0	201.6	32.8	35.0	67.8

3. 분석대상 개도국의 온실가스 감축정책 분석

가. 베트남의 온실가스 감축 정책²⁰⁾

- 베트남은 현재의 국가상황과 최신 사회·경제전망에 기반하여 2020년 7월 NDC를 갱신하여 2020년 11월 UNFCCC에 제출함.
- 베트남은 국내 자원을 통해 2030년 BAU 대비 9% 감축을 달성하고, 국제 협력을 통해 27%까지 감축을 달성하겠다고 온실가스 감축 목표를 상향
 - BAU 전망치를 갱신하며 온실가스 감축 대상에 산업공정을 포함시켰고, 기 준연도를 2010년에서 2014년으로 갱신함
- 갱신된 NDC의 주요 국내 감축 수단들은 다음과 같음.
 - 에너지 절약 및 에너지효율 개선, 에너지 소비 절감
 - 산업 및 수송부문의 연료 및 에너지 구조 변화

20) 본 소절은 Vietnam(2020)과 한국에너지공단(2019, 2020a)을 발췌·요약하여 작성됨

- 승객 및 화물 운송모드 전환
- 재생에너지원의 효율적인 이용 촉진, 에너지 생산 및 소비에서 재생에너지원 비중 확대
- 지속 가능한 농업 개발을 통한 온실가스 감축, 농업 생산의 효과와 경쟁력 향상
- 지속 가능한 숲 관리 및 개발, 탄소 격리 및 환경 서비스 강화, 경제 개발과 관련된 생물다양성 보존 및 산림에 의존하는 지역사회와 사람들의 소득 증가
- 폐기물 관리
- 건설자재를 교체하고 시멘트 및 화학 생산 공정을 개선하여 온실가스 배출량을 줄이고 HFC의 소비를 줄임.

1) 주요 온실가스 감축정책

- 지난 수년간 베트남은 기후변화 완화와 관련된 정책들을 채택했음
 - 기후변화에 대한 선제적 대응, 천연자원 관리 및 환경보호 강화에 대한 베트남 공산당 중앙위원회 결정(2013), 적극적 기후변화 대응, 천연자원 관리 강화 및 환경보호 촉진에 대한 정치국 결론(2019), 2045 비전 제시 2030 국가 에너지 개발 전략에 대한 베트남 공산당 중앙위원회 결정(2020)
- 기후변화 완화 관련 법률
 - 에너지 효율에 관한 법률(2011), 수자원법(2012), 환경보호에 관한 법률(2014), 산림법(2017)
- 기후변화 완화 관련 전략
 - 2006-2020 베트남 산림 개발 전략(2007), 2050 비전 제시 2020 국가 에너지 개발 전략(2007), 기후 변화에 대한 국가 전략(2011), 베트남 녹색 성장 전략(2012), 2030 비전 제시 2020 베트남 수송개발 전략(2013), 2050 비전 제시 2030 베트남 재생에너지 개발 전략(2015)
- 온실가스 감축과 직접 관련된 프로그램, 계획 및 계획에는 다음과 같은 것들이 포함됨

- 에너지 절약 및 에너지 효율에 관한 국가 목표 프로그램(2006), 2025 비전 제시 2015년까지의 바이오 연료 개발 계획(2007), 2012~2020년 기후 변화에 관한 국가 행동 계획(2012), 기후변화 대응에 있어 2013~2020년 베트남의 도시 개발에 관한 국가 계획(2013), 온실가스 인벤토리를 위한 국가 시스템(2015), 2030년 비전 제시 2011~2020 국가 발전 개발 계획(2016), 파리협정 이행 계획(2016), 기후 변화 대응 지원 프로그램((SP-RCC), 2011~2015 기후변화 대응 국가 목표 프로그램, 2016~2020년 기후변화 대응 및 녹색성장에 관한 목표 프로그램(2017), 2011~2020년 산림훼손 및 산림저감, 산림자원의 지속가능한 관리, 산림의 탄소 보전 및 증진을 위한 노력을 통한 온실가스 감축에 관한 국민행동 프로그램(2017)

2) 재생에너지 지원 제도

- 재생에너지 의무할당제(RPS, Renewable Portfolio Standard)
 - 베트남 정부의 재생에너지 발전설비용량 확충 목표를 달성하기 위하여 재생에너지 의무할당제(RPS)를 시행 중
 - RPS 대상이 되는 기업은 목표연도까지 각 사의 총 발전량 중 목표 비중만큼을 재생에너지 발전 전력으로 충당해야 함
 - 베트남의 발전설비용량 확충 목표와 RPS 할당 목표는 다음과 같음

〈표 3-10〉 베트남 재생에너지 발전설비용량 개발 목표(단위:MW)

구분	2020	2025	2030
태양광	850	4,000	12,000
풍력	800	2,000	6,000
수력	21,600	24,600	27,800
바이오매스 ^주	1%	1.20%	2.10%

주: 바이오매스는 용량이 아닌 전체 전력의 비중으로 표기하는 것으로 설정됨.

자료: 한국에너지공단(2020a)

〈표 3-11〉 베트남 RPS 대상 기업 및 할당 목표

구분	2020	2025	2030
1,000MW 이상 규모 발전사	3%	10%	20%
전기 배전 업체(EVN)	5%	10%	20%

자료: 한국에너지공단(2020a)

○ Net Metering 제도 (2019년 1월. 폐지)

- 소규모 옥상 태양광 발전 설비 유도를 위해 2017년 도입되었으나 2019년 폐지됨
- 옥상 태양광 설치를 원하는 개인 및 기업을 대상으로 하며, 최대 설치 가능 용량은 50MW임.
- Net Metering은 자가소비를 우선으로 하므로 자가 소비 후 남은 재생에너지 발전 전력은 발전차액지원제도(FIT)와 동일한 가격 2,086VND/KWh에 베트남전력공사(EVN)가 구입함
- Decision No. 02/2019/QD-TTg를 통해 태양광 발전 촉진을 위한 체계 수정
- 소규모 옥상 태양광 발전 설비를 설치한 개인 또는 기업의 전력 사용량과 태양광 발전 전력량의 정산을 구분하여 실시하는 방식으로 수정됨.

○ 발전차액지원제도(FIT, Feed-In Tariffs)

- 베트남의 FIT는 태양광, 풍력, 바이오매스, 소수력을 대상으로 하며 에너지원 별로 순차적으로 도입되었음.
- 2020년 1월, EVN사에서 계약기간 20년인 100kW 미만의 지붕형 PV사업을 골자로 한 FIT를 승인함.
- Utility 규모 재생에너지 사업을 진행하는 개인 및 기업을 적용 대상으로 함
- FIT 프로젝트 승인 후, 사업자는 EVN과 PPA 체결하게 됨.
- 베트남은 동남아시아에서 가장 낮은 수준의 FIT 가격을 책정하고 있는 것으로 평가됨. 베트남 내 재생에너지 개발비용은 평균 10~11UScent/KWh 수준으로 FIT 제도 아래 정부가 구매하는 전력 가격에 비해 높은 수준임.
- 베트남 재생에너지 전력 구매 가격(VAT별도)은 다음과 같음.

〈표 3-12〉 베트남의 재생에너지 Tariffs(단위:VND/KWh)

구분	Tariffs (단위: VND/KWh)
태양광	2,086
해상풍력	2,223
육상풍력	1,928
바이오매스	평균 1,220
소수력	평균 5 UScent/KWh

주: 바이오매스 및 소수력 FIT 가격은 프로젝트별로 책정됨.

자료: 한국에너지공단(2020a)

- 재생에너지 사업을 진행하는 개인 및 기업을 대상으로 세제 혜택을 제공
 - 수입관세 면제 : 재생에너지 투자 장비, 기계에 대한 관세를 100% 면제 (단, 부품은 베트남 내에서 생산이 불가능한 경우에만 해당함)
 - 법인세 면제 : 처음 4년간은 100% 면제, 이후 9년 동안은 50% 면제
 - 토지세 면제 : 3년간 토지세 100% 면제
- 재생에너지 사업을 진행하는 개인 기업을 대상으로 금리 혜택을 제공
 - 최대 12~15년 동안 프로젝트 총 투자비의 70%까지 대출 가능
 - 금리는 정부 보증 채권 금리의 5년 평균 가중치로 산정

나. 미얀마의 온실가스 감축 정책²¹⁾

- 미얀마는 최빈 개도국임과 동시에 세계에서 두 번째로 기후변화에 취약한 국가로 선정됨.
- 미얀마는 NDC에 정량적 온실가스 감축 목표를 제시하지 않음. 다만, 산림과 에너지부문에서의 온실가스 감축 행동 및 정책에 대한 계획을 제시함.
 - 감축 행동 및 정책 선정 시 온실가스 감축뿐만이 아니라 사회·경제적 개발에 대한 공편익(co-benefit) 역시 고려함.

21) 본 소절은 Myanmar(2015)와 한국에너지공단(2020b)를 발췌·요약하여 작성됨.

- 미얀마는 지속가능개발의 맥락에서 국제적 지원의 조건 하에서 감축 행동을 이행할 계획임.
- 감축 행동 이행을 위해 역량배양 지원, 기술 개발 및 이전, 국제사회로부터의 재정 지원, 국내외 민간부문의 적극적 참여가 필요하다고 밝힘.

1) 산림부문 온실가스 감축정책

- 국가 영구산림면적 목표(National Permanent Forest Estate Target)
 - 2030년까지 미얀마의 영구산림면적 목표는 보존림(Reserved Forest)과 보호 공공임야(Potected Public Foreset)를 총 국토의 30%까지 확대하고, 보호구역(Protected Area Systems)을 총 국토의 10%까지 확대하는 것임.
 - 미얀마 정부는 2001년 수립된 30년 기간 국가 산림 마스터플랜(2021~2030)을 통해 수립된 이행계획을 따를 예정임.
 - 2011년 UN-REDD 프로그램에 가입하였고, 2013년 REDD+ 준비 로드맵을 개발함
 - 2015년 REDD+ 준비 로드맵의 이행에 대한 UN-REDD 지원을 위해 새로운 제안을 제출함.
 - 2014년에는 산림 관련 법적 측면에서의 역량배양을 지원해주는 EU의 Forest Law Enforcement Governance Trade 프로그램에 가입함

2) 에너지부문 온실가스 감축정책

- 재생에너지 - 수력발전
 - 수력발전의 기술적 잠재량 한도 내에서 수력발전 비중을 증대할 계획이며, 예시적 목표(Indicative Goal)로 2030년까지 9.4GW의 설비 확충을 제시
 - 이를 위해 장기 에너지 마스터플랜(Long Term Energy Master Plan)과 국가 전력화 마스터플랜(National Electrification Master Plan)을 수립
- 재생에너지 - 지방 전력화
 - 현재 전력이 공급되지 않는 지역과 가구들에게 청정 에너지원으로 생산된 전력에 대한 접근성을 강화시켜주는 것을 목표로 함.

- 이에 대한 예시적 목표(Indicative Goal)로서 재생에너지 비율을 최소 30%로 하여 지역의 전력화를 달성하겠다고 제시함.
 - 미얀마 가축, 어업 및 지방 개발부(The Ministry of Livestock, Fisheries and Rural Development)는 다수의 국제개발협력 파트너들로부터 통합적 마을 개발 계획(Comprehensive Village Development Plan)과 같은 감축 행동 개발을 위한 지원을 받을 예정임.
 - 이러한 행동을 통한 최종 결과는 지방의 6백만 명에게 다양한 에너지원으로 생산된 전력을 공급해주는 것이며, 최소 30%는 소수력, 바이오매스, 태양광, 풍력, 소규모 태양광과 같은 재생에너지를 통한 전력을 공급할 계획임.
- 에너지효율개선 - 산업공정
- 산업부문 에너지효율 개선, 국제 표준 ISO50001에 기반한 에너지관리시스템의 이행, 에너지시스템 최적화를 통해 빠르게 증가하고 있는 산업부문에서의 온실가스를 감축하겠다는 계획임.
 - 예시적 목표로서 2030 전력소비량 전망치의 20% 전력 절감 실현을 제시함.
 - 미얀마 정부는 유엔산업개발기구(UNIDO, United Nations Industrial Development Organization)와의 협력을 통해 ‘산업 효율 개선(Improvement of Industrial Energy Efficiency) 프로젝트(GEF 프로젝트)’를 시행 중에 있음.
 - 본 프로젝트의 목표는 정책 및 규제 프레임워크 개선, 정부 기관 역량 강화, ISO 50001에 기반한 에너지 관리 시스템 도입, 에너지 시스템 최적화를 통해 미얀마 산업부문의 온실가스 배출량을 감축하는 것임.
 - 본 프로젝트는 ‘미얀마 국가 에너지 효율 및 절약 정책, 전략, 로드맵(National Energy Efficiency and Conservation Policy, Strategy and Roadmap for Myanmar)’에 따라 진행 예정임.
- 에너지효율개선 - 쿽스토브
- 주방의 목재 연료 사용을 줄이기 위하여 에너지 효율이 높은 쿽스토브 보급 대수를 늘릴 계획이며, 예시적 목표(Indicative Goal)로 2016~2031년 기간

동안 약 260,000대를 보급을 설정함.

- 본 프로젝트는 주방의 목재 연료 사용을 줄이기 위한 것으로 국가 산림 마스터플랜과 국가 에너지 정책에 의거하여 진행됨.

다. 스리랑카의 온실가스 감축 정책

- 스리랑카의 에너지부문 NDC 목표는 2030년까지 BAU 대비 20% 감축목표(비조건부 4%, 조건부 16%)임. 수송, 산업, 산림 및 폐기물 부문에서는 10% 감축(비조건부 3%, 조건부 7%) 목표를 지님.

1) 스리랑카의 에너지부문 정책 - 공급부문

- 스리랑카 정부는 2030년까지 에너지 자급자족을 목표로 하는 ‘지식기반 경제를 위한 에너지부문 개발계획 2015~2025(Energy Sector Development Plan for a Knowledge-Based Economy 2015~2025)’를 발표하고, 중장기 에너지 발전계획을 수립하였음(양의석 외, 2017).

〈표 3-13〉 스리랑카 중장기 에너지정책 목표

부문	정책내용
기본목표	• 2030년까지 에너지 자급자족 달성 - 에너지 총 수요를 재생에너지 및 기타 자국 에너지원으로 충당
전원개발 및 전원구조 개편	• 발전설비 규모를 2025년까지 6,400MW로 확대 • 송전·배전 손실률을 2020년까지 8%로 감소 • 에너지 절약 및 효율개선 - 수요 증가율 2%이내 억제 • 효율적인 수송방식 도입 및 전기차 보급을 통해 석유제품 수요를 5%감축
재원조달	• 국채(bonds), 전환사채(debentures), 민관협력(PPP) 재원 및 기타 신규 금융 상품 개발을 통한 국가 에너지부문 투자재원 확보
기후변화 대응	• 2025년까지 에너지 부문의 탄소배출량 5% 감축

자료: 양의석 외(2017)

- 스리랑카 정부는 최근 5년간 전력 수요가 연평균 6%로 크게 증가함에 따라, 2030년까지 재생에너지원의 발전비중을 80%로 확대할 것을 발표하였음(한국에너지공단, 2020a).
- 브로드랜드(Broadland), 우마 오야(Uma Oya) 등 4개 지역에 각각 2020~2024년 기간에 수력발전소를 건설하여 전국에 230MW급 송전망 제공 예정
- 스리랑카 전력청(Ceylon Electricity Board, 이하 CEB)은 태양광발전 사업을 공개입찰로 진행하고 있으며, 2020년 3월 진행된 입찰에서 선정된 150MW 규모의 태양광 발전 설비가 스리랑카 20여개의 지역에 설치될 예정임(한국에너지공단, 2020a).
- CEB는 향후 20년간 해당 태양광 발전설비에서 발전된 전력을 구매할 계획
- 스리랑카는 국가 경제개발계획의 일환으로 자국 에너지원 활용 증대, 고품질 에너지공급 확대 등의 내용을 포함한 에너지·전력부문 발전계획을 수립(한국에너지공단, 2020a).
- 스리랑카 정부는 ‘15년까지 저렴한 전력가격 하에 전력화율 100% 달성을 목표했으며, 전력청의 ‘저렴한 전력 공급 프로그램(Ratama Eliyai-Andura Duralai)’ 등의 노력으로 2017년 말 전력 보급률을 100% 가까이 달성함

2) 스리랑카의 에너지부문 정책 - 수요부문

- 2019년 국가 에너지 정책 및 전략에서는 에너지 효율 및 절약 개선을 에너지 정책의 주요 축 중 하나로 여겨, 수요부문에서의 에너지 전략을 제시(한국에너지공단, 2020b)
- 스리랑카 지속가능에너지청(Sustainable Energy Authority, SEA)은 국가 에너지효율 및 절약 프로그램을 통해 2023년까지 최종소비자의 에너지소비를 2015년 대비 10% 감소시켜 그리드 발전량을 1,243GWh 절약하고자 함
- 2022년까지 효율적이며, 연기가 적고 그을음이 적은 바이오매스 쿡 스토브의 가정(households) 보급률을 10%까지 증대

- 스리랑카 정부는 에너지효율을 높이기 위해, 전력 수요관리 조치를 통해 전력 사용량을 구간별로 나누고, 사용량 구간에 따라 요금이 증가하는 점증적 구간 요금(Increasing Block Tariffs, IBTs)을 도입(한국에너지공단, 2020b)

라. 몽골의 온실가스 감축 정책²²⁾

- 몽골은 2020년 10월 NDC를 갱신하며 온실가스 감축 목표를 2030년 BAU 대비 14.0%에서 22.7%로 상향 조정함. 탄소 포집 및 저장(CCS)과 폐기물 활용 에너지 기술의 이행 시 27.2%까지 감축 가능함.

1) 에너지 공급부문의 온실가스 감축정책

- 갱신된 NDC에 따르면 에너지 공급부문의 주요 감축수단은 재생에너지원 확대와 에너지 생산의 효율성 개선이고, 이들을 통해 2030년에 8,340.5천 톤 CO₂의 감축을 예상함.
 - 수력, 풍력, 태양광, 히트펌프 공급 확대
 - 전기와 열의 송배전 손실 감축, 열병합발전(CHP)의 소내 사용량 절감, 발전 효율 개선, 열공급 개선(보일러 효율 개선)
- 국가 에너지 정책(2015년 6월 국회결의)
 - 1단계(2015년~2023년), 2단계(2024년~2030년)의 국가 에너지 정책을 마련하고, 지속가능한 사회·경제 발전 차원에서 신재생에너지 공급 비율을 2023년까지 20%, 2030년까지 30%로 확대해 나갈 계획이고 바이오매스 등 신규 재생에너지원 다각화 등 정책을 추진하고 있음.
 - 풍부한 석탄자원을 보유한 몽골은 2019년 기준 총 전력생산의 약 88.8%를 석탄에 의존하고 있으며, 디젤 1%, 신재생에너지 전력 생산은 약 10%를 차지하고 있음.
 - 재생에너지원 확대를 위해 풍력·태양광·수력·바이오매스 등 신재생에너지원

22) 본 소절은 Mongolia(2017, 2020)과 한국에너지공단(2020c, 2020d)를 발췌·요약하여 작성됨.

으로 전력을 연구 및 생산하는데 필요한 91개(HS코드 기준) 장비와 관련 부품의 수입관세 및 부가세를 2016년부터 면제하고 있음.

○ 재생에너지법(2007년 제정, 2008, 2012, 2015, 2019년 개정)

- 재생에너지 생산 및 공급을 확대하기 위해 2007년 재생에너지법규를 제정했으며, 이후 4번(2008년, 2012년, 2015년, 2019년)의 개정을 거쳐 현재에 이르고 있음.
- 2019년 법개정으로 신재생에너지 발전소를 자유롭게 설립할 수 없도록 했는데, 몽골 정부에서 지정지역에 공고한 신재생에너지 발전소 설립프로젝트에 따라 입찰에 성공한 기업이 설립할 수 있도록 규정을 작성. 이는 몽골정부의 신재생에너지원 확대라는 목표와는 상반되는 법규로 신재생에너지 관련 기관들이 이에 불만을 제기하고 있음.
- 또한 신재생에너지원 전력 구입 가격을 에너지조정국에서 아래와 같이 정하여 정부에서 구입하고 있음.

〈표 3-14〉 몽골의 재생에너지 Tariffs

구분	Tariffs
풍력	1KWh 당 0.085달러
수력	5MW 이하 수력발전소 대상, 1KWh 당 0.045-0.06달러
태양광	1KWh 당 0.12달러

자료: JAMBAA (2019)

- 신재생에너지를 생산 또는 공급·유통하기 위해서는 ‘몽골 에너지’ 관련법에 따라 특별면허를 취득해야 하며, 신재생 에너지 발전소를 건설할 때도 면허를 취득해야 함.

○ 2014년 국가 녹색개발 정책(National Green Development Policy: NGDP)을 채택하고, 2016년 국가녹색개발정책 이행계획(Action plan)을 채택함.

2) 에너지 소비부문의 온실가스 감축정책

- 갱신된 NDC에 따르면 수송부문에서는 유로5 기준 연료로의 전환, 석탄수출 수송수단의 전환(도로→철도), 철도 여객의 전기난방 방식으로 전환을 통해 1,048.8천tCO₂ 감축을 목표로 함.
- 건설부문에서는 울란바토르의 건물 단열, 가공되지 않은 석탄 사용 제한과 향상된 품질의 연료로의 전환을 통해 830.1천 톤CO₂을 감축할 계획임.
- 산업부문에서는 에너지 절약 수단들을 통해 1,045.2천 톤CO₂을 감축할 예정임.
- 에너지 효율 향상을 위한 정책과 ESCO 제도 도입 추진
 - 전기, 난방 및 수송 부문에서 화석 연료의 의존도가 높고 이로 인한 온실가스 배출량이 절대적이어서 몽골에서 배출되는 온실가스 중 50%이상이 해당 부문에서 발생되고 있음.
 - 몽골 에너지부는 2030년 발전량이 12,328백만 KWh로 2018년 대비 두 배로 증가할 것으로 예상하며, 에너지 부문의 온실가스 배출량은 2006년 대비 4배로 증가할 것으로 예상함.
 - 에너지 부문의 인적역량강화, 에너지 절약을 위한 정책 홍보 및 대중의 의식 제고, 건물 에너지 효율 향상 솔루션 개발, 건물 열손실 저감 등을 위한 정책 도입

3) 비에너지부문의 온실가스 감축

- 농업부문에서는 가축 수의 규제와 감축, 가축 분뇨 관리 개선을 통해 5,283.3천톤 CO₂를 감축할 예정임
- 산업공정 및 제품사용(IPPU) 부문에서는 시멘트 폐열 활용, 시멘트 fly ash 활용, 석탄층의 메탄가스(coal bed methane) 활용을 통해 234.1천톤 CO₂를 감축할 예정임.
- 폐기물 부문에서는 폐기물 처리 및 재활용 공정의 개선을 통해 매립 폐기물을 감축하고 위생시설 확충을 통해 106.1천톤 CO₂를 감축할 예정임.

마. 칠레의 온실가스 감축정책²³⁾

- 칠레는 2020-2030년 기간 동안의 온실가스 배출허용량(carbon budget)을 1,100MtCO₂로 설정하였고, 2025년까지 배출정점을 도달하여 2030년 배출량 목표는 95백만tCO₂까지 낮추겠다는 목표를 설정함.
- 이외에 단기기후오염물질(Short-lived Climate Pollutant)에 대한 목표 역시 포함하여, 총 black carbon 배출량을 2030년까지 2016년 수준의 약 25%으로 감축하는 목표를 설정함.
- 2017년 지속가능성 각료협의회(the Council of Ministers for Sustainability)는 ‘기후변화에 대한 新국가행동계획 201-2022(the new National Action Plan on Climate Change 2017-2022)’를 채택함.
- 동 계획은 기후변화 적응, 온실가스 감축, 이행 수단, 지역 수준에서의 기후 변화 관리 4개의 주요 행동라인으로 구성됨.

1) 칠레의 에너지부문 정책

- 2015년, 칠레 정부는 '에너지 2050(Energia 2050, Decree N° 148)'을 발표함.
- 동 계획은 1) 에너지 공급 안정성. 2) 성장동력으로서의 에너지 3) 환경과 양립 가능한 에너지. 4) 에너지 효율성 및 교육을 국가 장기 에너지 정책의 4대 축으로 삼음.
- 동 계획은 재생에너지 발전, 에너지효율개선, 청정연료 사용과 관련해 2035년과 2050년 각각의 목표를 제시함.
- 재생에너지 발전 비중을 2035년까지 60%, 2050년까지 70%로 확충하겠다는 목표를 제시함.
- 에너지효율 개선과 관련해서는 2050년에는 모든 대규모 에너지 소비자들이 에너지관리시스템(EMS)을 구축하도록 할 계획이며, 높은 에너지효율 등급 기기만을 사용토록 할 계획임.

23) 본 소절은 Chile(2018, 2020)와 한국에너지공단(2020e)을 발췌·요약하여 작성됨.

- 온실가스과 오염물질 배출이 적은 청정연료의 사용과 관련해서는 2035년에는 에너지 믹스의 50%, 2050년에는 65%까지 확대하겠다는 목표를 제시함.
- 2018년, 에너지로드맵 2018~2022(Ruta Energetica 2018-2022) 수립
 - 2018년 3월 출범한 피네라 2기 정부는 출범 초기인 2018년 5월 25일 향후 4년간 에너지부가 추진 예정인 ‘2018~2022 에너지 로드맵: 시민과 함께 주도하는 에너지 현대화’를 발표함.
 - 7대 주요 목표로 1) 에너지 현대화 2) 시민사회와 함께하는 에너지 3) 에너지개발: 성장을 위한 투자 4) 더 깨끗한 세상을 위한 저탄소 에너지 5) 교통 효율성: 이동 에너지 6) 모든 시민을 위한 에너지 효율성 7) 더 나은 에너지 문화 정착을 위한 교육을 설정함.
 - 에너지 현대화를 주제로 제시된 10개의 초대형 공약과 세부 전략은 다음과 같음.
 - 1) 전기가 공급되지 않는 벽지지역 가구 실태를 정확히 파악하여 전력서비스의 지역적 격차를 줄이고 국가 전체의 에너지 취약성 지도 작성
 - 2) 정부의 효율성 개선을 위한 에너지 관련 제도 현대화 및 전기연료감독원(SEC)과 국가원자력위원회(CChEN)의 대국민 서비스 개선
 - 3) 경제부 산하 대형프로젝트관리청(Oficina de Grandes Proyectos)이 지정한 에너지 프로젝트의 환경영향평가 처리기간을 최근 4년 평균 대비 25% 감축
 - 4) 300 KW 미만 소형 신재생에너지 발전용량을 2022년까지 4배 확대
 - 5) 칠레 내 전기차 보급대수를 현재 기준 10배 이상 확대
 - 6) 시민사회의 참여로 에너지 분야의 현실을 반영, 배전 관련 규정을 현대화
 - 7) 장작 등 고체 바이오연료를 정식 규제하고, 동 연료의 유통에 적용되는 규정을 수립토록 에너지부터 권한 부여
 - 8) 에너지 소비가 많은 분야(산업, 광업, 운송업, 대형빌딩 등)에서 에너지의 효율적 이용을 촉진하기 위한 인센티브 규정 등 규제체계를 수립 및 에너지효율 문화 정착

- 9) 석탄화력발전소의 철수·전환 및 전기이동성 관련 규정 확립을 통한 탈탄소화 추진
 - 10) 전기·연료·신재생에너지 관련 분야 근로자, 기술자 및 전문가 6,000명을 대상으로 에너지 관리 및 지속 가능한 사용 관련 역량 강화 훈련을 실시하고, 이중 최소 3,000여명에 인증 수여
- 2014년 9월에 공포된 법률 20,780호 제8조에 따라 2017년부터 칠레 내 50 MW 규모 이상의 모든 발전소는 매년 미립자오염물질(PM), 질소산화물(NOx), 아황산가스(SO₂), 이산화탄소(CO₂) 배출량에 따라 세금을 납부함.
 - 이산화탄소의 경우 1톤당 5달러의 세금을 납부해야 하고, 신재생에너지인 바이오매스 발전으로 배출되는 이산화탄소에 대해서는 세금이 면제됨.
 - 아직까지 칠레에서 신재생에너지 발전과 관련된 직접적인 세제 혜택은 없으나, 2014년 9월에 통과된 ‘법률 20,780호’에 의거한 탄소세(Carbon Tax) 납부 의무로 신재생에너지 발전에 간접적인 영향을 미치고 있음.

2) 칠레의 재생에너지 정책

- 비전통적 재생에너지원에 대한 법률(법률 20,257호; Law of Non-Conventional Renewable Energies, NCRE)
 - 2008년 4월 1일 발효된 이후 2013년 법률 20,698호에 의해 개정됨
 - 2008년 법률 20,257호에서는 2010~2014년 기간 동안 발전량의 5%를 재생에너지 발전으로 충당하고, 2015년부터 매해 0.5%씩 목표치를 증가하여 2024년 총 생산된 전력의 10%를 비전통 재생에너지로 대체하겠다고 발표
 - 2013년 법률 20,698호를 통해 관련 법안을 개정하여 10%로 예정되었던 목표치를 2025년까지 20%로 상향함.
 - 해당 법안에 명시된 재생에너지는 바이오매스, 20MW 이하 소규모 수력발전, 지열, 태양광, 풍력 에너지 및 칠레 국가에너지위원회가 지정한 발전 방식임.

- 재생에너지 발전 목표를 달성하기 위하여 200MW 이상의 설비용량을 보유한 발전사들을 대상으로 한 재생에너지 발전 의무 할당제도 시행
 - 의무 부과율은 2007년 8월 31일부터 2013년 7월 1일까지 체결된 계약에는 5%, 2010년부터 2014년까지는 기존 5%에 매년 0.5%가 상승하여 부과됨.
 - 2014년부터는 2020년 12%에 도달하기까지 매년 1%가 상승하며, 2021년부터는 2025년 20%에 도달할 때까지 매년 1.5%가 상승함
 - 이러한 의무할당제는 칠레 정부가 내세우는 신재생에너지 발전 장려책 중 가장 핵심적인 정책이며, 정부가 할당한 신재생에너지 발전량을 채우지 못할 경우, \$32/MWh를 벌금으로 납부해야 하고, 3년을 연이어 할당량을 채우지 못하면 이후 \$47/MWh를 납부해야 함.
- 태양광 발전 산업을 장려하기 위해 ‘소규모 분산 발전(PMGD, Pequeños Medios de Generación Distribuidos)’ 산업을 육성 중임.
 - PMGD 산업은 9 MW 규모 이하의 소규모 발전사업자를 의미하며, 전력시장 가격보다 높은 가격에 전력을 판매할 수 있는 혜택을 제공하여 소규모 발전 사업자들에게 유리한 시장구조를 형성해 줌.
- 신재생에너지 소형발전업자에 대한 인센티브 제도로 도입된 ‘요금상계제도(Net Metering)’는 ‘법률 20571호’에 의해 확정됐으며, 소비자당 설비용량이 최대 100 kW에 해당되는 열병합 발전(Cogeneration)과 신재생에너지 발전에 적용됨.
- 칠레 대규모 전력공급업체들은 장기간 전력수급계약을 맺는 기술중립적(Technology-neutral) 입찰들을 실시해 왔음. 이로 인해 칠레에는 대규모 태양광 및 풍력 프로젝트가 대거 들어섰으며, 가격경쟁이 심화되고 최근 수년간 발전비용이 크게 감소함. 이는 칠레의 전기요금 인하에 긍정적으로 작용함.

바. 페루의 온실가스 감축정책

- 페루는 2030년까지 BAU 대비 20%를 감축, 조건부 30% 감축으로 목표 배출량 298.3 MtCO₂e을 NDC 목표로 설정함. 포함 부문은 에너지, 산업공정, 농업, 폐기물, LULUCF 부문이며, 온실가스는 CO₂, CH₄, N₂O 세 가지를 포함

1) 페루의 에너지부문 정책 - 중장기 전략과 에너지 효율 향상

- 2010년 발표된 장기 에너지 정책 ‘2010-2040 에너지 계획(Politica Energetica Nacional del Peru 2010~2040)’은 신뢰할 수 있고 정기적·지속적·효율적인 방법으로 에너지 수요를 충족시키는 시스템을 보유하는 것을 비전으로 계획
 - 이를 위해 계획, 연구개발 및 혁신적인 기술 기반 지속가능 개발에 역점을 두고 있으며 환경영향을 최소화하고 탄소배출을 저감하는 목표를 신설함
 - 해당 에너지 정책의 중점 목표는 ① 재생에너지 발전비중을 확대한 다변화된 에너지 믹스 구성, ② 에너지 공급자 참여 기회 확대 및 경쟁시장 조성 ③ 에너지 사용과 생산부문의 에너지 효율 증대, ④ 천연가스 산업 육성, ⑤ 지역 에너지 시장의 장기적 통합으로 구성됨.
- 국가 에너지 정책(NEP: National Energy Plan 2014~2025)에서는 2025년까지 BAU 대비 14.8%의 에너지 감축 목표를 발표함.
 - 2025년 에너지 수요 전망 대비 14.8% 감축 계획1과, GDP 성장률 6.5%를 가정한 2025년 수요 대비 12.5% 감축 계획2를 수립함
 - BAU 대비 감축계획에 따른 2025년 에너지 수요 감축 목표는 총 229.2PJ로 부문별로 목표를 설정함(<표 3-15> 참조)

〈표 3-15〉 페루 2025년 부문별 에너지 수요 목표(단위:PJ)

부문	2025년 에너지 수요 목표
주거 및 상업 부문	18.7 PJ
제조 및 서비스 부문	22.7 PJ
수송 부문	0.09 PJ
총계	229.2 PJ

- 2017년부터 에너지효율 라벨링 제도(Supreme Decree No.009-2017-EM)를 실시하여 2009년 선택사항이었던 에너지 효율 라벨링 제도를 의무화함.
 - 해당 법령은 가전기기 및 조명기구에 대한 에너지 효율 라벨링 의무제와 기술적 요구사항, 인증절차를 명시함. 가전기기의 제조업자와 수입업자는 에너지효율 기술보고서 제출과 에너지효율 라벨 부착이 의무화됨.
 - 2018년 에어컨, 냉장고, 세척기, 의류 건조기가 의무화 대상품목에 추가, Supreme Decree No 009-2019-EM을 통해 가전기기별 법령 적용일을 공표함

2) 페루의 에너지부문 정책 - 신재생에너지

- 페루는 2008년부터 지속적으로 재생에너지원 비중 증대를 목표로 신재생에너지 투자 촉진 법령 제정, 지역 재생에너지 보급확대 실행계획 수립, 에너지 효율 향상 및 재생에너지 확대에 중점을 두어 국가에너지계획(NEP) 수립 등 적극적으로 신재생에너지 부문 정책을 펼쳐옴
 - 페루는 친환경에너지원 비중 확대를 위해 2008년 ‘신재생 에너지원 투자 촉진 법령’을 제정하였으며, 2011년 신재생 에너지 발전법을 통해 이를 강화
 - 지역 전력 향상계획(2013년)을 통해 가정 태양광 보급 정책 공표 및 지역 전력망, 태양광, 풍력, 소규모 수력발전 투자를 통한 재생에너지 확대 추진
 - ‘국가 에너지 계획’(National Energy Plan, 2014)에서 2025년까지 수력을 포함한 재생에너지 발전 비중 60% 확대 및 수력 이외 재생에너지 발전 비중 최소 5% 이상 확충 계획을 수립함
 - 수력 제외, 최대 200MW의 재생에너지 발전설비 구축을 단기 목표로 함

- 재생에너지 투자액은 2016년 기준 389백만USD로 2009년 2.7백만USD에 비해 대폭 증가하였음. 여타 재생에너지원의 잠재력에 비해 수력발전 비중이 큼
- 부존자원 대비 개발현황은 수력과 바이오가스가 6%를 상회하며, 태양광과 풍력의 개발 진행은 상대적으로 부진함에 따라 향후 수력 외 신재생에너지원 개발 및 활용 가능성이 높음

4. 분석대상 개도국의 기술수요 및 정부 간 협력사업 분석

가. 개도국 현황 분석

- 우리나라의 중점 양자협력 대상국인 5개국(베트남, 미얀마, 스리랑카, 칠레, 페루)과 몽골을 대상 국가현황 정보 (경제, 정치, 사회, 환경 등) 및 기후변화 대응 현황, 우리나라와의 관계(MoU 체결, 민간투자 현황 등) 분석

1) 베트남

- (기후변화대응 정책) 1993년 12월에 환경보호법을 처음 제정하였으며 2010년 국가환경보호 전략(National Strategies for Environmental Protection)을 수립, 이후 여러 차례에 걸쳐 보완 및 강화되었으며, 2008년 법령29(Decree 29) 산업단지 관리, 2014년 법령80(Decree 80) 폐수 및 하수처리, 2015년 법령38(Decree 38) 폐기물관리 등, 법 재개정에 따라 세부 규제가 발표 됨. 현재 베트남 정부는 2020년까지 대기, 토양, 수질환경 부분의 오염을 방지하고 환경의 질을 개선하여 국민들의 삶의 질을 개선하는 것을 목표
- (CDM 추진 현황) 6개국 중 가장 많은 CDM이 수행된 국가로, 2020년 6월 기준 총 353건 중 311건(88.10%)의 CDM이 에너지 분야에 집중되어 있음. 이외에 폐기물, 농업, LULUCF에서 각각 38건, 3건, 1건의 분포
- (우리나라와의 협력) 2018년 한국 과기정통부-베트남 과학기술부 장관급 공동위원회가 개최, 양국 간 기술이전 및 협력을 촉진하기 위하여 양해각서(MOU,

Memorandum Of Understanding)를 체결하였고, 2조에서 탄소감축 및 기후변화 대응 관련 8가지 주요 과학기술 아젠다가 명시, 국제개발협력 부문에서 가장 활발하게 협력하고 있는 중점협력국가로서 수자원, ICT, 농업 분야를 중심으로 활발하게 ODA 사업이 진행중

2) 스리랑카

- (기후변화대응 정책) 스리랑카의 NDC에 의하면, 스리랑카는 2030년까지 BAU 대비 7%(에너지 4%, 기타 3%), 국제지원 시 조건부 23%(에너지부문 16%, 기타 부문 7%) 감축목표를 제시하고 있으며, 수자원, 인프라, 관광, 농업 등이 있음
- (CDM 추진 현황) 2020년 6월 기준 총 78건의 CDM 사업이 시도 되었는데 71건(91.03%)이 에너지 분야 사업으로 주를 이루었고, 7건은 폐기물 사업 임
- (우리나라와의 협력) 1972년에 주 스리랑카 통상대표부를 개설하고 1977년 외교 관계를 수립하였음. 이 후 이중과세방지협정(1986년), 투자보장협정(1980년), 무역 협정(1984년) 등 다양한 체결협정을 맺으면서 협력을 가속화하고 있으며, 국제개발협력부문에 있어서 스리랑카는 ODA 중점협력국으로 ICT, 수자원, 농업, 의료, 등의 분야에서 활발하게 협력사업을 추진

3) 미얀마

- (기후변화대응 정책) 미얀마는 다른 국가들과 달리 NDC에 온실가스 배출 감축 목표를 설정하지 않았지만 향후 온실가스 배출 감축을 위한 관련 정책, 액션플랜을 제시하고 있음. 구체적으로 2030년까지 농업, 축산업, 에너지, 수송 분야 등 국가 온실가스 배출 비중이 높은 분야를 중심으로 감축할 것을 목표하고 있음
- (CDM 추진 현황) CDM 추진 형태로 고려되고 있는 주요 감축기술로는 태양광, 풍력, 폐기물 에너지화, 보일러 효율 개선, 친환경 자동차 개발, 연료전환 등이 있으며 환경 및 천연자원, 에너지 수송 및 산업, 기후위험 및 건강, 도시 마을 부문에 대해 감축 행동을 선호²⁴⁾하고 있으며, 실제 온실가스 감축 관련사업 추진

24) 신현우 외, 2018. 녹색기술센터

현황을 살펴보면 2020년 6월 기준 총 61건의 CDM 사업이 시도 되었는데 60건 (98.36%)이 에너지 분야 사업으로 대부분을 차지하였고, 1건은 LULUCF 사업 임²⁵⁾

- (우리나라와의 협력) 한국과 미얀마 무역협정(1964년 체결, 1967년 개정), 뉴스 교환협정(1972년), 항공협정(1978년), 임업약정(1999년), 이중과세방지협정(2002년), 서비스무역협정(2007년), 투자보장협정(2014년) 등을 통해 협력의 기반을 구축하였음²⁶⁾. 미얀마는 ODA 중점협력국 중의 하나로 농업분야에서의 협력이 두드러지며, 현재 추진 중인 사업은 이러닝 세계화 사업, 정보통신방송 개발협력지원 사업, 국제농업협력사업, 미얀마 농촌공동체개발사업, 농업생산성 증대를 위한 시범단지 조성사업, 기후변화적응을 위한 농촌지도 역량강화 사업 등 임²⁷⁾

4) 몽골

- (기후변화대응 정책) 몽골 NDC에 따르면, 온실가스 감축목표로서 2030년까지 BAU 대비 14%를 감축을 목표하고 있으며, 우선순위 분야로 에너지, 교통, 산업, 농업을 선정
- (CDM 추진 현황) 2020년 6월 기준 총 8건의 CDM 사업이 시도 되었는데 모두 에너지 분야 사업임. 하지만 파리협정이 체결된 이후에 단 1건의 온실가스 저감 사업이 이루어지지 않았고 다른 중점협력국에 비해 CDM 수가 절대적으로 저조한 특징을 보임
- (우리나라와의 협력) 한국과 몽골은 1990년 3월에 수교를 하였으며 2011년 8월 대한민국과 몽골의 양국 정상은 양국 관계를 ‘포괄적 동반자 관계’로 격상하고, 에너지·자원 분야의 협력을 대폭 강화하기로 합의. 2020년 올해로 수교 30주년을 맞이하게 된 몽골은 ODA 중점협력국으로 교육, 물관리, 공공행정, 교통분야를 중심으로 지원이 활발하며 ODA 추진중인 사업은 주로 ICT 기반 통합교실 구축사업, 해외 농업기술개발사업, 그린벨트 조립사업, 광해관리 마스터플랜 수립사업, 시외버스/국제버스 교체사업 등 임

25) Choi et al, 2020

26) 신현우 외, 2018. 녹색기술센터

27) 국무조정실 ODA 통합 홈페이지, <http://www.odakorea.go.kr>

5) 페루

- (기후변화대응 정책) 페루 NDC에 따르면, 페루는 온실가스 감축목표로서 2030년까지 BAU 대비 20%를 감축하고 조건부 30% 감축을 목표로 설정했음. 적응부문의 우선순위 분야로 수자원, 농업, 어업, 임업, 보건을 선정
- (CDM 추진 현황) 배출권 관련사업 추진 현황을 살펴보면 2020년 6월 기준 총 89건의 CDM 사업이 시도 되었는데 80건(89.89%)이 에너지 분야 사업으로 대부분 집중되어 있음을 알 수 있음. 이외에 폐기물, 농업, LULUCF에서 각각 7건, 1건, 1건이 시도됨
- (우리나라와의 협력) 1976년에 맺은 통상협정을 시작으로 경제협력관계를 먼저 구축하였으며, 1984년 경제과학기술공동위원회 설립을 시작으로 2011년 8월 한-페루 FTA 발효, 2012년 5월 포괄적 전략동반자관계 수립 등 매년 정상회담을 개최하면서 정치, 경제적으로 협력 관계를 발전시키고 있음. 최근, 기후변화 대응과 연구기관, 과학기술 협력을 강조하며 양측은 GCF(녹색기후기금), GGGI(글로벌녹색성장연구소), APEC, 태평양동맹 등의 다자무대에서 긴밀한 협력이 이루어지고 있는 점을 평가하고, 다양한 글로벌 이슈에 대한 양국 간의 공조를 지속·확대해 나가기로 합의 함²⁸⁾. 한국의 ODA 중점협력국으로서 중남미 국가들 중 최대 수원국이며, 중점지원 분야는 물관리 보건 위생, 공공행정, 환경보호, 교통분야임. 특히 페루 정부의 요청에 따라 한국의 ICT 기술을 활용한 협력 사업이 지속적으로 추진 중

6) 칠레

- (기후변화대응 정책) 칠레 NDC에 따르면, 온실가스 감축목표로서 2030년까지 2007년 대비 30%를 감축하고 조건부 40% 감축을 목표로, 우선순위 분야를 폐기물, LULUCF, 생태계, 해양으로 선정

28) 과학기술정보통신부 보도자료 재구성

- (CDM 추진 현황) 6개국 중 두 번째로 많은 CDM이 시도된 국가로, 2020년 6월 기준 총 199건 중 152건(76.38%)이 에너지 부문으로 분류되었음. 이외에는 폐기물, 농업, LULUCF에서 각각 30건, 14건, 3건의 CDM 사업이 시도 됨
- (우리나라와의 협력) 무역협정(1978년 발효), 경제기술협력협정(1983년 발효), 과학기술협력협정(1996년 발효), 원자력협력협정(2006년 발효), 한-칠레 FTA(2004년 4월 1일 발효), 인프라협력 MOU(2005년 서명), 환경협력 MOU(2008년 서명), 인적자원교류협력 MOU(2009년 서명), 전자정부 협력 MOU(2019.4 체결), ICT 협력 MOU(2019.4 체결), 교통협력 MOU(2019.4 체결), 한-칠레 보건의료 협력 MOU(2020.3 체결) 등 정치, 경제, 사회의 각 분야에서 협력의 고리를 이어왔으며, 우리나라 중점협력 대상국에는 포함되지 않지만, 제25차 유엔기후변화협약 당사국 총회의 의장국이며, 파리협정 이행력 제고와 기후변화대응 협력 저변 확대를 위하여 외교부를 중심으로 협정 체결을 추진. 한-칠레간 상호 합의된 안건 중 한-칠레 기후변화대응 협력 포럼에 따르면, 칠레의 주요 관심분야는 ① 온실가스 인벤토리 모델링 및 완화, ② 기후변화 대응을 위한 기술 솔루션, ③ 적응, ④ 탄소가격, ⑤ 정책과 과학협력 부문이었으며, 재정·기술·인적교류를 통한 실질적 협력 모색을 요청 함²⁹⁾

나. 6개 개도국의 기술수요 분석

- 개도국의 기후기술 수요와 실제 수행되었던 CDM 사업현황을 비교 분석하여 개도국과 선진국간의 잠재적 기술기반 온실가스 감축 사업을 구분
 - 온실가스 감축목표(Nationally Determined Contribution, NDC), 기술수요평가서(Technology Needs Assessment, TNA)와 CTCN(Climate Technology Center and Network)의 기술지원(Technical Assistance, TA) 및 CTCN 공식발표 자료 기반 분석 수행
 - 해당 국가에서 추진된 CDM 사업에 대한 기술사업화 분포 등을 분석 수행

²⁹⁾ 한-칠레 협정문(안)(2019) 재구성

1) 온실가스 감축목표(NDC)

가) NDC 비준 및 목표

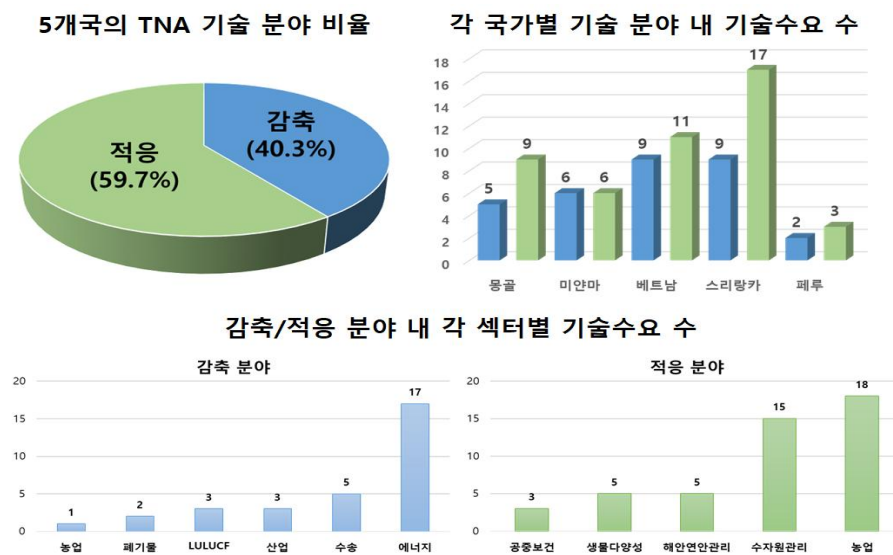
- 교토의정서(Kyoto Protocol) 체제에서는 37개 선진국(Annex-I)만이 온실가스 감축의무를 졌으나 파리협정(Paris Agreement)이 체결됨에 따라 개발도상국을 포함한 UNFCCC 모든 당사국(196개국)은 감축의무 대상이 됨
- 국가별로 NDC를 작성하기 위해 에너지 및 농업, 교통, 폐기물, 토지 이용, 토지 이용 변화 및 임업(LULUCF), 공업의 총 6개 부문을 구분
 - 베트남과 미얀마의 경우 모든 6가지 부문이 감축 대상에 포함
 - 스리랑카의 농업 부문, 페루의 교통부문, 칠레의 토지 이용, 토지 이용 변화 및 임업(LULUCF) 부문은 감축 대상에서 제외 됨
 - 본 연구에서 선정한 양자협력 대상국 중 페루, 스리랑카, 베트남의 경우, 각각 BAU 대비 20%, 7%, 8% 감축을 목표로 하고 있음
 - 칠레는 2030년의 연간 배출량 목표를 95 MtCO₂로 조정하였고, 2020년부터 2030년까지 총 1,100 MtCO₂의 온실가스 배출허용 총량을 설정했음. 또한 2016년 대비 블랙 카본(black carbon) 25% 감축을 목표로 설정
 - 몽골은 2030년까지 토지 이용, 토지 이용 변화 및 산림(Land Use and Land-Use Change and Forestry, LULUCF) 부문을 제외한 국가 총 온실가스 배출량 중 14% 감소 계획을 수립하였고, 미얀마는 온실가스 감축을 위한 계획으로 신재생 에너지 활용 비율 30%로 설정함

2) 기술수요평가서(TNA) 분석 결과

- TNA는 개도국의 국가 주도적(country-driven) 활동으로 온실가스 배출 감축(mitigation)과 기후변화 적응(adaptation)에 필요한 개도국의 기후기술 수요 파악과 기술의 우선순위 도출을 목적으로 함
- 분석대상 5개국에서 총 77건의 기술수요를 제출(칠레 제외)하였으며, 감축 분야 31건(40.3%), 적응분야 46건(59.7%)로 구성 됨([그림 3-17] 참고)

- 칠레는 분석시점(2020.07.14.) 기준으로 TNA 보고서를 제출하지 않음
- 이는 전체 개도국의 TNA 기술수요 조사 결과와 동일(녹색기술센터, 2019),
- 해당 5개 국가의 기술수요는 온실가스 감축 기술 보다는 기후변화 적응과 관련된 기술이 높은 수준임
- 개별 국가의 기술 수요 역시 전반적으로 감축 분야보다 적응 기술에 대한 수요가 더 높은 것으로 분석됨([그림 3-17] 참고)

[그림 3-17] 5개국 대상 TNA 기술 수요 현황



자료: Choi et al, 2020

〈표 3-16〉 국가별 TNA 기술요청 주요내용(몽골)

국가	TNA 요청내용	기술분야	구분
몽골	패널 아파트 건물의 단열 개선	에너지	감축
	효율적 조명		
	미분탄 연소 기술		
	대규모 수력발전		
	풍력공원		
	농업용 무 경작 기술	농업	적응
	점 관개 시스템		
	플라스틱 커버 아래 야채 심기		
	반추 동물 및 가축 생산의 개선에서 온실		
	가스 방출의 완화		
	양고기 생산		
	가축 질병관리		
	점 관개 시스템	물	
	홍수경보 시스템		
	지표면, 작은 저수지 및 미세 집수에서 빗물 수집		

자료 : <https://tech-action.unepdtu.org/country/mongolia/>

〈표 3-17〉 국가별 TNA 기술요청 주요내용(미얀마)

국가	TNA 요청내용	기술분야	구분
미얀마	태양 광 미니 그리드	에너지	감축
	백열등 및 형광등을 LED로 교체		
	가정용 조리용 연료목재의 LPG 대체		
	에너지 효율 보일러	산업	
	효율적인 전기 모터		
	태양열		
	현금성 작물 생산 및 재배에서의 태양열	농업	적응
	점적(drip) 관개 기술 적용		
	지속가능한 우량농업용지 보존농업(CA) 기술		
	연안 및 내륙 염도 지역의 "염도내성 쌀 품종" 개선		
	마을연못·우물의 혁신 및 개선	물	
	하천유역 재난관리를 위한 수자원 관리		
	해안지역의 태양열 담수화 및 정화 기술		

자료 : <https://tech-action.unepdtu.org/country/myanmar/>

〈표 3-18〉 국가별 TNA 기술요청 주요내용(베트남)

국가	TNA 요청내용	기술분야	구분
베트남	고속버스시스템	교통	감축
	젓소의 영양 증진	농업	
	망그로브숲 복원	LULUCF&임업	
	지속가능한 산림 관리		
	신규조림/재조림		
	바이오 가스 소화	에너지	
	열병합발전		
	소형 형광 램프		
	풍력		
	혼농 임업	농업	적응
	식물과학/식물육종		
	삼모작에서 이모작으로 전환과 농업 및 새우/어업/가금류 융합 경작(farming)		
	쌀 경작에 고지대 곡물로 전환		
	습식 및 건식 관개		
	식물 유전학 / 식물 육종		
	가정용 옥상 빗물 수확(harvesting)	물	
	유출수 수확		
	통합 하천 유역 관리		
바다 제방	연안관리		
해안 습지 복원			

자료 : <https://tech-action.unepdtu.org/country/vietnam/>

〈표 3-19〉 국가별 TNA 기술요청 주요내용(스리랑카)

국가	TNA 요청내용	기술분야	구분	
스리랑카	바이오 매스 잔류 물 기반 열병합 발전 (CHP)	에너지	감축	
	빌딩관리시스템			
	풍력 및 태양열과 수력 통합을 위한 스마트 그리드 기술			
	에너지 효율적인 모터			
	바이오 매스로 전환 및 폐기물 에너지 전환			
	기존 철도시스템의 전기화	교통	감축	
	무동력 교통수단과 정규화 된 대중교통 시스템 통합			
	혼잡 시간 및 차량이 많은 도로에서 카풀 링 및 주차			
	및 승차 시스템 홍보			
	모터용 가변 속도 드라이버			
	농작물 다양화 및 정밀농업	농업	적응	
	지속가능한 문화기반 어업			
	지속가능한 토지관리			
	의료진에게 지식 및 기술 이전	건강		
	조기 경보 시스템 및 네트워크 정보 교환			
보건폐기물 관리				

국가	TNA 요청내용	기술분야	구분
	옥상에서 빗물채취를 통한 취수	물	
	가정용 급수를 위한 시추/우물 등의 조치		
	소규모 탱크 네트워크 복원		
	맹그로브 복원(restoration)	연안	
	사구 재활(rehabilitation)		
	산호초 복원		
	보호지역 네트워크 내외부 황폐화된 지역 복원을 통한 회복력(resilience) 강화	생물다양성	
	멸종위기에 처한 종에 대한 현장보존 및 재도입		
	보호지역 증가, 관리향상, 취약성 높은 지역의 보호지역 지정 및 버려준 지정		
	멸종위기종 및 생태계 보존 자원 집중관리		
	복도, 조정/매트릭스 개선 및 관리(고도 및 기타 이동 포함)를 통한 연결성 증대		

자료 : <https://tech-action.unepdtu.org/country/sri-lanka/>

〈표 3-20〉 국가별 TNA 기술요청 주요내용(페루)

국가	TNA 요청내용	기술분야	구분
페루	재활용	폐기물관리	감축
	퇴비화		
	수동 매립		
	안개 수확	물	적응
	테라스 시스템		
	농촌 저수지 및 관개 시스템		

자료 : <https://tech-action.unepdtu.org/country/peru/>

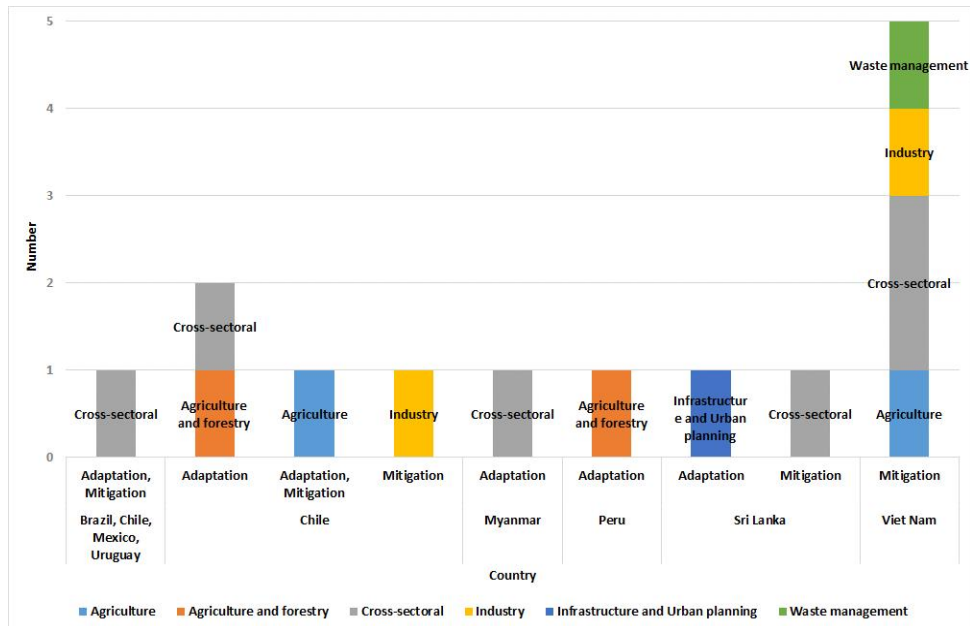
3) CTCN 기술수요(Technical Request) 분석 결과

- CTCN은 UN기후변화협약 하 기술 메커니즘을 촉진하기 위한 이행기구로, 다른 UN기구와의 독특한 차별점으로 개발도상국가가 직접 작성한 기술이전 요구서를 바탕으로 지원이 이루어짐
- 그 중에서도 ‘기술 지원’(Technical Assistance, TA)은 개발도상국에서 직접 작성하여 제출한 기술지원요청서(Technical Request, TR)를 기반으로 추진 됨
- 현재까지 추진된 CTCN TA 중, 중점협력 5개국(몽골 제외)에서는 총 14건의 TA가 수행되었으며, 추진 목적은 저감(50%), 적응(36%), 저감 및 적응 복합

(14%) 순으로 나타남([그림 3-18])

- 몽골은 분석 시점 기준(2020.7.14.) 진행된 CTCN TA 및 TR이 없음

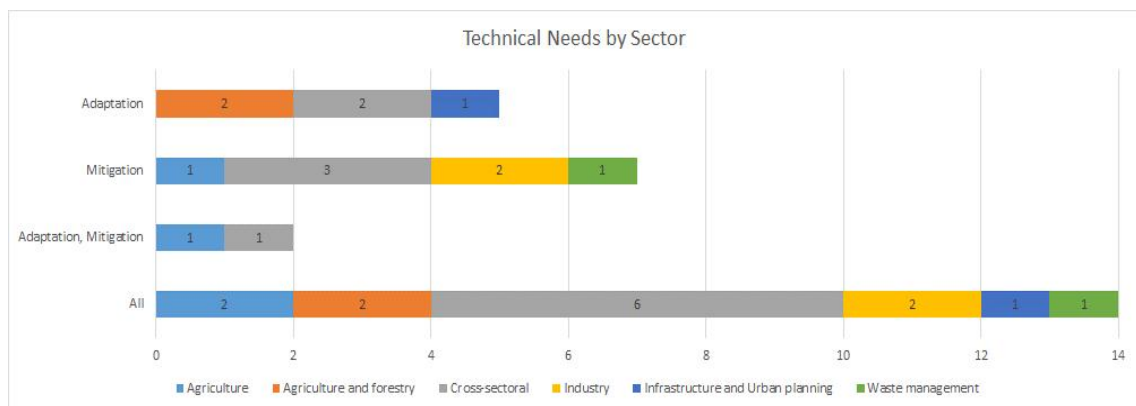
[그림 3-18] 국가별 사업목적 분포



자료 : Choi et al, 2020

- 기술분야에 따라서 살펴보면 저감 및 적응의 다분야(cross-sectoral)가 6개로 가장 많은 비율을 차지함([그림 3-19]). 구체적으로, 농림업과 임업(4개), 산업(2개), 인프라 및 도시계획(1개), 폐기물 관리(1개)의 순으로 분석됨

[그림 3-19] 기술 분야별 사업 분포



자료 : Choi et al, 2020

- CTCN TA에서 요청하고 있는 기술수요를 국가별로 살펴보면 다음과 같음
 - 칠레 : 복합분야(국가별 로드맵 작성 지원을 위한 순환경제 평가/생물다양성·외래종·토양 모니터링), 농림업분야(지식플랫폼 런칭을 통한 산불관리 대응 강화, 관련 이해관계자 파악, 지식 이전 모델 수립 및 실행, 교육을 통한 현실생활 적용), 농업분야(자금조달 메커니즘 및 농식품 공정개선), 산업분야(GWP가 낮은 냉각수 및 냉매로 전환, 식품보존)
 - 미얀마 : 복합분야(기후변화 모니터링, 홍수위험 맵핑, 기후변화시나리오 개발, 가뭄위험 맵핑)
 - 페루 : 농림업분야(생태계기반 적응방안 수립 지원)
 - 스리랑카 : 인프라 및 도시계획(기후변화 대응 종합계획 수립 지원, 기후위험 및 취약성 평가, 담당자 역량 강화), 복합분야(저탄소 전환을 위한 우선순위 도출 지원, 실행계획 수립 및 도시설계자 역량강화)
 - 베트남 : 에너지효율분야(화석 연료 화력 발전소의 배출 계수 (EF) 감사 및 계산을 위한 지침 개발을 통한 인벤토리 질 향상 지원), 복합분야(ASH-SLAG처리기술 이전에 대한 타당성 조사 및 Cao Ngan 화력 발전소 평가 보고서 작성 지원, 탄소 광물화를 위한 파일럿 플랜트 설계, 관련 기술 시연 및 모니터링 계획 수립), 산업분야(시멘트 생산), 폐기물관리 분야(바이오매스 전력)

〈표 3-21〉 국가별 CTCN TA 기술요청 상세내용

국가	TA 요청 내용	기술분야
칠레	순환 경제 평가 및 로드맵 작성	복합
	재난 위험 감소 생태계 및 생물 다양성	농업 및 임업
	자금 조달 메커니즘 / 농식품 공정 개선	농업
	GWP가 낮은 냉각수 및 냉매로 전환 / 음식 보존	산업
	생물 다양성 / 외래종 모니터링 / 토양 수분 모니터링	복합
미얀마	기후변화 모니터링 / 홍수위험 맵핑 / 기후 시나리오 개발 가뭄위험 맵핑	복합
페루	생태계 기반 적응	농업 및 임업
스리랑카	쿠루 네 갈라시의 기후 스마트 시티 구축을 위한 마스터 플랜 개발 /	인프라 및

국가	TA 요청 내용	기술분야
	기후 변화, 사회 경제적, 생태 학적 요소에 대한 기후 위험 / 취약성 평가 및 교외 기준 상태 조사 / 쿠루 네 갈라시의 기후 스마트 도시 구축을 위한 실행 계획 수립 / 도시 기획자 및 정책 입안자의 역량 구축	도시 계획
	저탄소 전환을 위한 우선순위 선정 분석 저탄소 사회로의 전환을 위한 도시계획자의 역량강화 실행계획	복합
베트남	에너지 부문의 온실가스 인벤토리 활동의 질을 높이기 위한 화력발전소의 배출계수(EF) 감사 및 산정 지침 개발	에너지 효율
	탄소 광물화(Carbon mineralization)에 의한 화-슬래그 처리 기술의 이전에 대한 타당성 조사 실시 및 Cao Ngan 화력 발전소 평가 / 도면, 용량, 위치 및 예상 비용 등을 포함하여 탄소 광물화 기술을 시연하는 파일럿 플랜트의 상세 설계 / 기술 시연 및 프로젝트 실행 모니터링 계획 개발	복합
	쌀 분야 완화조치의 비용 및 편익을 계산할 수 있는 도구 (Interactive & Dynamic) 개발 / 쌀 생산을 위한 지리 정보 시스템 (GIS) 분석 및 매핑 개발 / 기존 GIS 맵에 포함시킬 쌀 생산에 대한 사회경제적 적합성 평가 한계비용곡선(MACC) 및 GIS평가 적용에 대한 역량개발 및 정보보급	농업
	시멘트 생산	산업
	바이오 매스 전력	폐기물 관리

출처 : <https://www.ctc-n.org/technical-assistance/data>

4) CDM 사업 분야별 분포 현황 및 분석 결과

- 해당 6개국 중 가장 많은 CDM이 수행된 국가는 베트남으로, 총 353건 중 311건(88.10%)의 CDM이 에너지 분야에 집중
- 두 번째로 CDM이 많이 시도된 국가인 칠레의 경우, 199건 중 152건 (76.38%)이 에너지 부문의 CDM으로 분류
- 스리랑카, 페루는 각각 78건과 89건 중 71건(91.03%)과 80건(89.89%)으로 베트남과 칠레와 동일하게 에너지 분야가 지배적임

다. 국내 기술 경쟁력 분석 : 국내 기술별 특허, R&D 투자 및 민간주도 CDM 사업 추진 현황

- 기술수요와 보유기술의 매칭을 통해 향후 우리나라가 유리한 ‘잠재협력국’을 대상으로 ‘우리기술’을 통한 국외 온실가스 감축 포트폴리오 제언³⁰⁾ 가능
- 이에 연구진은 선행연구를 통해 우리나라가 보유한 기후변화 대응의 ‘특허’ 보유현황을 분석하고, 우리나라 현재 R&D 투자 현황을 분석하였으며, 전문가그룹인터뷰(Focus Group Interview, FGI) 및 담당자 심층 인터뷰(In-depth Interview)를 실시하여 2020년 9월 기준 현재 우리나라의 민간 주도형으로 추진중인 CDM 사업을 전수 조사하여 기술사업의 경향을 분석

1) 국내 기후기술 체계

- 녹색기술센터(2019)에서는 개발도상국의 기술수요 분석을 통한 소분류 체계에 따라, 국내 기업 및 연구기관이 보유한 기술의 현황을 파악
 - 대분류, 중분류, 소분류별 각 부문 기술에 따라 국내 기술보유 수준 점검
 - 총 45개 기후기술 분류체계(대분류: 3, 중분류: 14, 소분류: 45)
 - 기후기술 분류체계는 아래 <표 3-22>를 참고³¹⁾

2) 국내 기후기술 보유 특허 현황

- 국내 기후기술은 ‘감축’분야(83.4%)에 집중된 것으로 나타났으며, 그 다음은 적응(14.7%), 융합(1.9%)인 것으로 분석
 - 감축분야의 특허를 기후기술 분류체계에 따라 중분류로 살펴보면, 에너지수요(43.8%), 송배전·전력IT(19%), 에너지 저장(15%), 재생에너지(14.7%), 기타(0.1%)의 순으로 분석
 - 적응 분야는 (50.1%), 농업·축산(25.3%), 산림·육상(14.5%), 건강(5.9%), 기후변화예측 및 모니터링(2.5%)의 순서로 분석

30) 기후기술협력 중장기계획(2018). 과학기술정보통신부.

31) 각 분류별 정의 및 상세 내용은 녹색기술센터(2017)의 보고서를 참고

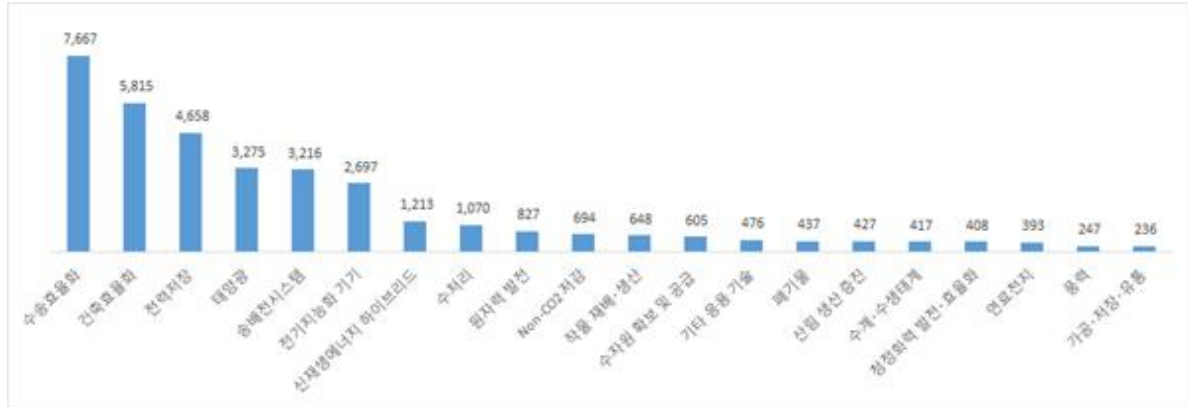
〈표 3-22〉 우리나라의 45대 기후기술 분류체계

대분류	중분류				소분류
감축	온실 가스 저감	에너지 생산 · 공급	발전 · 전환	(1) 비재생에너지	1. 원자력 발전
				(2) 재생에너지	2. 핵융합 발전
					3. 청정화력 발전 및 효율화
					4. 수력
					5. 태양광
					6. 태양열
					7. 지열
					8. 풍력
					9. 해양에너지
					10. 바이오에너지
		(3) 신에너지	11. 폐기물		
			12. 수소제조		
			13. 연료전지		
			14. 전력저장		
	에너지 저장 · 운송	(4) 에너지 저장	15. 수소저장		
		(5) 송배전 · 전력IT	16. 송배전시스템		
			17. 전기지능화 기기		
		(6) 에너지 수요			18. 수송효율화
				19. 산업효율화	
				20. 건축효율화	
				21. CCUS	
			22. Non-CO ₂ 저감		
적응	(8) 농업 · 축산			23. 유전자원, 개량	
				24. 작물 재배, 생산유전개량	
				25. 가축 질병 관리	
				26. 가공, 저장, 유통	
	(9) 물			27. 수계, 수생태계	
				28. 수자원 확보 및 공급	
				29. 수처리	
				30. 수재해 관리	
	(10) 기후변화예측 및 모니터링			31. 기후 예측 및 모델링	
				32. 기후 정보, 경보 시스템	
	(11) 해양 · 수산 · 연안			33. 해양생태계	
				34. 수산자원	
				35. 연안재해관리	
	(12) 건강			36. 감염 질병 관리	
				37. 식품 안전 예방	
	(13) 산림 · 육상			38. 산림 생산 증진	
				39. 산림 피해 저감	
40. 생태, 모니터링, 복원					
감축/적 응 융합	(14) 다분야 중첩			41. 신재생에너지 하이브리드	
				42. 저전력 소모 장비	
				43. 에너지 하베스팅	
				44. 인공광합성	
				45. 분류체계로 다루기 어려운 기후변화 관련 기타 기술	

자료 : 염성찬 외, 2017

○ 국내 특허보유 순서는 [그림 3-20]과 같음

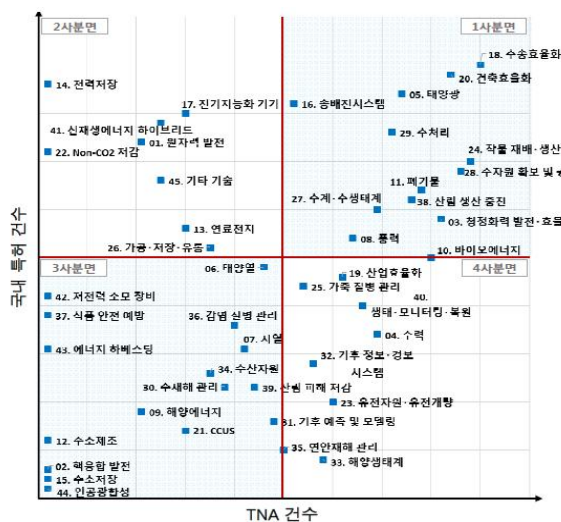
[그림 3-20] 기후기술 분류체계별 국내 특허보유 수(상위 20대 항목)



자료 : 이구용 외, 2019, p.25

○ 또한, 국내 특허보유 건수와 개도국 기술수요를 상호 비교하여 10대 유망기후 기술로서 수송효율화(1위), 작물 재배·생산(2위), 수자원 확보 및 공급(3위) 이 분석

[그림 3-21] TNA 건수와 국내 특허건수 중요도-성취도 분석 결과



[그림 3-22] 개도국 진출 유망 10대 기후기술 분야

순번	기후기술 분야	TNA건수	내국인이 보유한 국내외 특허 건수
1	18. 수송효율화	208	7,667
2	24. 작물 재배·생산	207	648
3	28. 수자원 확보 및 공급	158	605
4	20. 건축효율화	144	5,815
5	03. 청정화력 발전·효율화	118	408
6	10. 바이오에너지	104	220
7	11. 폐기물	96	437
8	29. 수처리	64	1,070
9	05. 태양광	74	3,275
10	16. 송배전 시스템	23	3,216

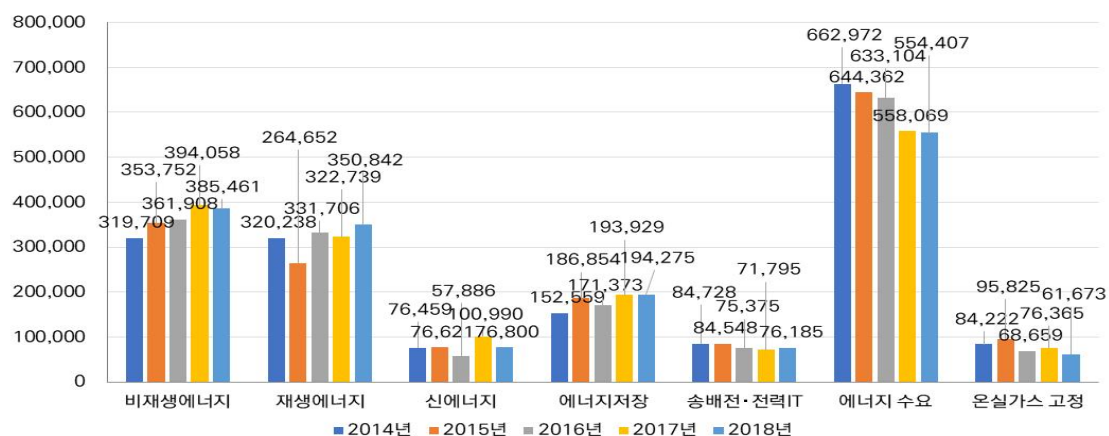
자료 : 이구용 외, 2019, p.24-25

- 종합적으로 우리나라가 현재 보유한 기술 특허는 수송효율화(7,667건, 1위)가 가장 많은 것으로 나타났으며, 이어 건축효율화(5,815건, 2위), 전력저장(4,658건, 3위), 태양광(3,275건, 4위), 송배전시스템(3,216건, 5위), 수자원과 관련된 수처리(1,070건, 8위) 및 수자원 확보 및 공급(605건, 12위), 농림분야에 해당하는 작물재배·생산(648건, 11위) 및 산림생산 증진(427건, 15위) 등의 보유기술 특허도 많은 것으로 나타남

3) 우리나라 온실가스 감축분야 R&D 투자 현황

- 녹색기술센터는 감축분야 R&D 투자현황을 <표 3-22>와 같은 온실가스 감축분야³²⁾에 대해 기간(2014년~2018년), 부처, 연구개발 단계, 연구수행 주체, 기술수명 주기 등의 기준에 따라 분석하였음(박철호 외, 2019)
- 동 보고서의 분석결과에 따르면, 2014년부터 2018년까지의 우리나라 기후기술 R&D 투자액은 연평균 1조 7,000억원 수준으로, 이를 다시 7개 중분류 기후기술에 따라 분야별 투자비중을 분석하면 에너지 수요, 비재생에너지, 재생에너지, 에너지 저장, 신에너지, 송배전·전력IT, 온실가스 고정 순으로 R&D 투자가 이루어지고 있는 것으로 분석 됨

[그림 3-23] 기후기술 분류체계 중분류별 집행 비중, 2014~2018

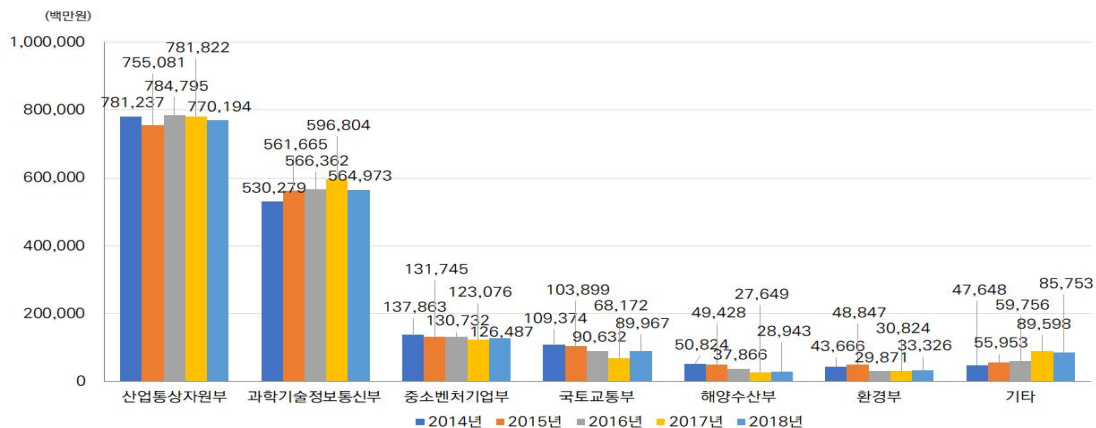


자료 : 박철호 외, 2020, p.11

32) 비재생에너지, 재생에너지, 신에너지, 에너지저장, 송배전·전력IT, 에너지수요, 온실가스 고정 7개의 중분류 및 22개 하위 기술 부문으로 결정

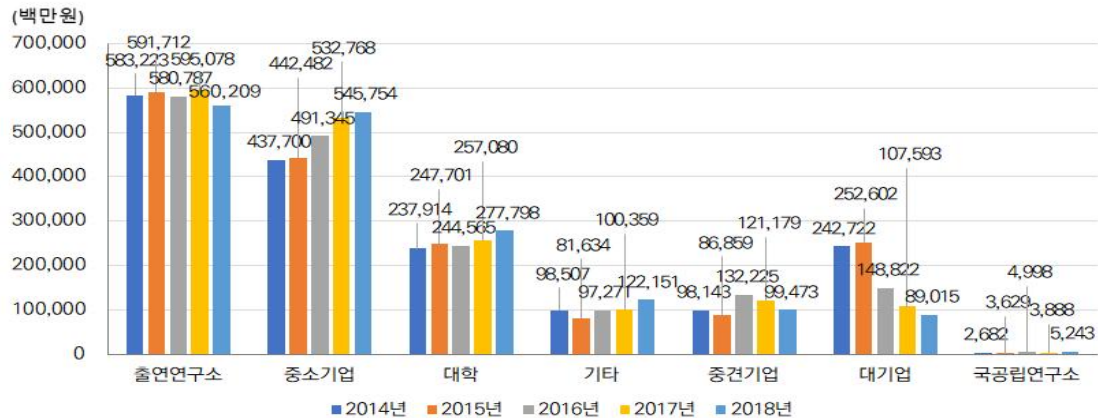
- R&D 투자액을 부처별로 분석하면, 산업통상자원부, 과학기술정보통신부, 중소벤처기업부, 국토교통부, 환경부의 투자가 총 R&D 투자의 90% 이상을 차지하는 것으로 나타났으며([그림 3-24]), 동 R&D 투자의 연구수행주체는 출연연구소(5,602억원), 중소기업(5,457억원), 대학(2,777억원), 중견기업, 대기업 순으로 분석 됨([그림 3-25])
- 연구개발 단계(기초→응용→개발, 기타)에 따른 분석결과, 개발연구(8,379억원), 기초연구(4,823억원), 응용연구(2,722억원), 기타(1,070억원) 순으로 나타났는데, 이는 온실가스 감축과 관련된 R&D 대부분이 개발연구에 집중되어 있음을 나타내는 것으로 해석 됨

[그림 3-24] 기후기술 감축분야 R&D 부처별 투자 추이, 2014~2018



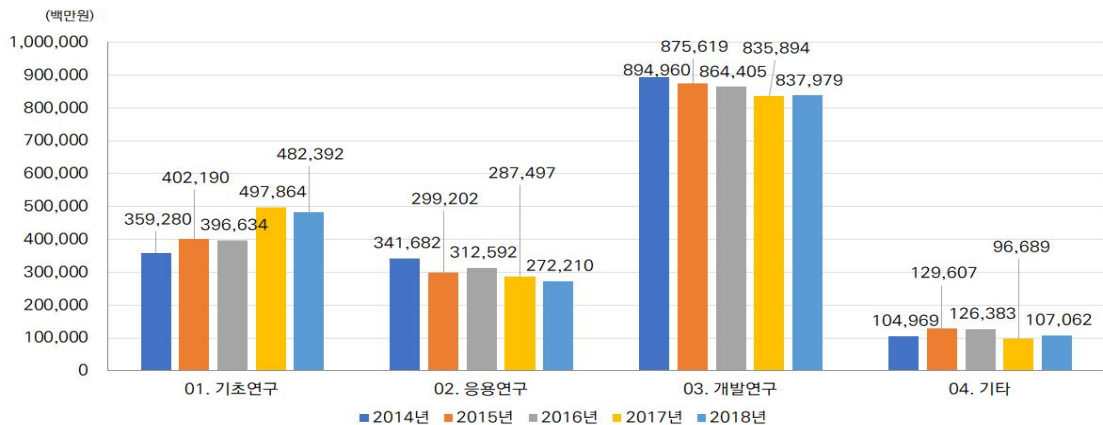
자료 : 박철호 외, 2020, p.12

[그림 3-25] 기후기술 감축분야 R&D 연구수행주체별 투자 추이, 2014~2018



자료 : 박철호 외, 2020, p.12

[그림 3-26] 기후기술 감축분야 R&D 연구개발단계별 비중 추이, 2014~2018



자료 : 박철호 외, 2020, p.13

- 이상의 R&D 투자현황 분석결과를 종합하면, 첫째, 기술별로 R&D 투자에 있어 큰 편차가 있음. 둘째, 기관과 기업 간 R&D 투자분야에도 차이가 있는 것으로 나타나고 있는데, 출연연은 전력저장, 중소기업은 산업부문 효율화 기술 등의 투자비중이 높은 것으로 나타났음. 향후 기술사업화와 국외 배출권 확보를 위해서는 기업의 수요가 높은 기술개발 단계의 과제를 보다 적극적으로 지원하는 것이 필요함

4) 민간주도형 CDM 사업 추진 현황

가) 분석 대상

- 연구진은 국내 기업이 참여한 국외 CDM 사업 중, 성공적으로 등록이 실현되어 CERs 발행이 이뤄질 수 있는 사업과 KOC 전환 조건을 충족하는 사업을 구분
- 아직은 CDM 등록이 되지 않고, 타당성 검토(validation) 과정 중에 있으나, 전문가 인터뷰를 통해 확인한 바, 해당 사업의 등록 성공률이 높은 경우 이를 추후 등록될 수 있는 사업으로 간주하여 대상군으로 포함
- 프로젝트성 CDM (PA)은 총 29건, 프로그램성 CDM(PoA)은 34건으로 합계 63건으로 조사되었으며, 이 중에서 국내 기업의 실질적인 투자가 이뤄지지 않은 프로젝트 CDM 1건과 프로그램 CDM 2건은 목록에서 제외

〈표 3-23〉 국내기업이 참여한 등록 CDM Project(2020년 9월 1일 기준)

프로젝트성 CDM		
No.	Ref	사업명
1	6560	Patrind Hydropower Project
2	6916	Domestic production and sales of enhanced energy-efficient refrigerators in India by LG Electronics India Pvt Ltd.
3	7354	Samsung Electronics energy efficient domestic refrigerators manufacturing project in India
4	8110	Shandong Pingyuan 30MW Biomass Cogeneration Project
5	9124	Grid connected natural gas based power project in Raigad District, Maharastra, India
6	9252	Broadlands Hydropower Project
7	9425	Biogas Recovery and Utilization project in Tay Ninh Province, Vietnam
8	9826	Biogas Recovery in Siak
9	10524	70MW Solar Power Plant Project in Ba Ria - Vung Tau, Vietnam
10	10530	Cam Lam KN Solar Power Plant
11	10535	Cam Lam VN Solar Power Plant
12	10542	8.6MW PV Bundling CDM Project
13	10544	12MW PV Bundling CDM Project
14	10545	Los Andes PV CDM Project
15	10562	Reducing Gas Leakages within the Pashchimanchal Gas Distribution Network in Bangladesh
16	타당성	Sol de Septiembre PV CDM Project

17	평가 진행 중	Shanxi Dongjin Line 1 N2O Abatement Project
18		Yingcheng Xindu Line 1 N2O Abatement Project
19		Sichuan Meifeng N2O Abatement Project
20		Guizhou Batian N2O Abatement Project
21		Yingcheng Xindu Line 2 N2O Abatement Project
22		Chongqing Huafeng Line 3 N2O Abatement Project
23		Chongqing Huafeng Line 2 N2O Abatement Project
24		N2O abatement project from nitric acid production at MICCO
25		Methane capture project at PT.Tintin Boyok Sawit Makmur
26		Methane capture project at PT. Parna Agromas
27		Hasang Hydro Electric Power Plant
28		12 MW Biomass Based Power Plant at Nabou, Fiji
29	125MW Laguna Solar Power Project in Mexico	
프로그램성 CDM		
30	PoA10564	Improved cookstove program for the sustainable development of Madagascar
31	PoA10576	Ghana Improved Cookstove Project by EWP in Republic of Korea
32	PoA10554	Restoration of degraded mangroves as a climate change mitigation and adaptation strategy in Asia, Myanmar
33	PoA10416	Sustainable Fuel Production Using Agricultural By-product In Place Of Traditional Wood Charcoal, Myanmar
34	PoA10538	Development of a sustainable drinking water supply platform based on clean development mechanism
35	PoA10505	Viet Nam Clean Water Program
36	PoA10497	Improved Cook Stove Programme in Fiji
37	PoA10474	Improved Cooking Stoves Programme in Burundi supported by Republic of Korea
38	PoA10471	The Project of CCC program of Activities (PoA) for Distribution of Improved Cookstoves (ICS) in Developing South and Southeast Asia Countries (Myanmar)
39	PoA10441	Programme of Activities for Small Scale Solar and Wind Power Generation in Sri Lanka
40	PoA10443	Madagascar Improved Cookstove Project by KCM
41	PoA10415	Clean Energy Program Supported by Republic of Korea
42	PoA10431	Improved cookstove program in Bangladesh supported by the Republic of Korea
43	PoA10430	Man and Man Enterprise Improved Cooking Stoves CDM Programme in Ghana supported by Republic of Korea
44	PoA10477	Viet Nam Improved Cookstove Project by KCM
45	PoA9956	Up Energy Improved Cookstove Programme, Uganda
46	PoA9948	Impact Carbon Global Safe Water Programme of Activities (PoA)
47	PoA9705	Programme of Activities for Small Scale Hydropower CDM in Sri Lanka
48	PoA7997	Improved Cook stoves Programme - India
49	PoA9265	Top Third Ventures Stove Programme
50	PoA8696	Côte d'Ivoire and Cameroon Efficient Cookstoves Program
51	PoA5342	African Improved Cooking Stoves Programme of Activities
52	PoA5341	Improved Cooking Stoves Programme of Activities in Africa
53	PoA7237	Municipal Waste Compost Programme in Sri Lanka
54	타당성	Drinking Water Treatment Program Supported by the Republic of Korea
55	평가	Improved Cookstove Programme in Papua New Guinea by KCM

56	진행 중	The Uganda Improved Cookstove and Water Purifier Project by the Korea East-West Power Company
57		Safe Drinking Water Programme in Least Developed Countries
58		Small Hydro Power Programme of Activities in DPRK
59		Programme for development of Biomass Industrial Thermal Heat Generation Supported by the Republic of Korea
60		Clean cooking and safe water programme in India
61		Programme for the Capture and Destruction of Landfill Gas in Republic of Korea
62		KOKO Kenya - Ethanol Cookstoves Program
63		Efficient Cookstoves in Africa by TASC Korea

나) 분석 결과

- 국외 CDM 사업은 주로 △신재생에너지 발전사업, △폐열 회수 등의 사업에 ‘직접적인 추진’ 또는 ‘SPC’를 설립하여 이뤄졌음을 확인하였고, △신재생에너지 발전사업, △특정지역 내 냉매제 교환 등의 신기술을 적용한 냉장고 보급판매, △쿡스토브 보급사업 등의 불특정 다수를 대상으로 진행하는 사업에 투자한 것으로 확인 됨
- 프로젝트성 CDM 사업을 추진한 지역은 베트남, 인도, 방글라데시, 캄보디아, 중국, 인도네시아 등으로 분석되며, 프로그램 CDM은 최근 아프리카 대륙의 마다가스카르, 케냐, 우간다, 코트디부아르 및 아태지역 내 베트남, 피지 등에서 추진된 가정용 에너지효율화 사업(쿡스토브 보급사업)을 주로 추진한 것으로 분석 됨. 스리랑카에 태양광 및 풍력발전을 시도한 사업이 1건 있으며, 북한의 소수력 발전 사업도 1건 타당성 평가가 진행 중인 것으로 분석 됨

라. 6개 개도국 대상 정부주도 진출 현황 분석

- 정부주도 주요 개도국 대상 우리나라의 기술사업화 추진 현황 분석
 - CTCN, CDM, REDD+, ODA 등 기후변화 대응을 위한 정부 주도형 플랫폼 기반의 기술사업화 추진 현황을 분석

1) 부처별 온실가스 감축사업 사례 조사

- 2018년 기준 우리나라에서는 다양한 부처별 양자 협력 기반 온실가스 대응과 연계된 CTCN, CDM, REDD+ ODA 기반 등 다양한 플랫폼을 기반으로 한 사업이 추진 중인 것으로 분석
- 구체적으로, 과학기술정보통신부 16건, 외교부 1건, 산업부 6건, 환경부 4건 및 산림청 3건 등 총 30건이 추진되었거나, 추진 중
 - (과학기술정보통신부) CTCN TA를 기반으로 한 방글라데시 수질개선 식수보급 사업을 통해 CDM 사업으로 등록 성공('19.11)하는 등 우리나라가 보유한 새로운 녹색·기후기술을 활용하여 온실가스 저감에 기여하는 사업을 추진 중³³⁾
 - (외교부) 갈라파고스의 디젤발전기를 태양광 발전소로 대체하여 온실가스 감축 사업으로 공적개발원조(ODA) 재원을 활용하여 추진 중
 - (환경부) 환경공단 및 수도권매립지공사를 통한 폐기물 자원화 사업 추진
 - (산업부) 한국전력 및 발전사를 통한 에너지 관련 사업을 중심으로 추진
 - (산림청) 직접 개도국 산림전용 및 황폐화 방지를 통한 온실가스 감축 저감(Reducing Emissions from Deforestation and Forest Degradation, REDD+) 시범사업을 추진 중이며, 이 중 최근 캄보디아에서 수행한 REDD+ 시범사업을 통해 65만톤 감축³⁴⁾하여 자발적 탄소시장(VCS)에서 인증받음

2) 부처별 온실가스 감축 사업 추진 특징

- 본 연구에서 중점적으로 대상하는 6개국 외 갈라파고스, 방글라데시, 캄보디아 등 다양한 국가에서 온실가스 감축 저감의 대응 사업들이 실현되고 있으며, 산림분야의 경우는 독특하게 CDM 뿐만 아니라 REDD+나 자발적 탄소시장의 플랫폼까지 확대된 형태의 기술사업이 이행중인 것으로 분석됨
- 부처별 업무의 범위와 특성에 맞추어 전략사업을 이행중인 것으로 분석 됨

33) 총 사업기간(10년) 간 17,696tCO₂e 이산화탄소 감축 기여

34) 온실가스 65만톤 감축(승용차 약 34만대가 연간 배출하는 온실가스량)

- (과학기술정보통신부) 개발된 기후기술을 개도국에 현지화하여 적용하고, 현재의 역량을 배양하는 방향으로 양자 협력 기반 온실가스 감축 해외 사업을 추진하고 있으며, UNFCCC의 기술메커니즘(CTCN)을 기반으로 한 온실가스 저감 효과 창출 전략을 수행하고 있는 것으로 보임
- (외교부) ODA 재원을 활용하여 온실가스 저감 효과 창출을 이루고자 함
- (산업부) 경우 한국전력공사 및 발전사를 중심으로 상대적으로 국외 CDM 사업 등록을 통한 실적 확보가 용이한 발전 부문에서의 사업을 통해 양자 협력 기반 해외 친환경에너지 발전소 설립을 추진해 옴
- (환경부) 폐기물 부문과 에너지 부문을 연계시킨 사업을 통해 온실가스 감축을 추진하고 있으며, 분야의 다양성에 따라 CDM 방법론 및 ODA 자금을 유기적으로 활용하고 있음
- (산림청) 주로 추진 중인 4건의 개도국 대상 REDD+ 사업은 향후 배출권 사업과 연계할 수 있어 양자 협력 기반 배출권 확보 사업으로서 연계 가능성이 높음

〈표 3-24〉 부처별 국외 온실가스 감축사업 주요내용

주관부처	사업명	사업기간/예산	내용	예상성과	특이사항
환경부	스리랑카 폐기물 퇴비화 및 소수력 발전		공단과 스리랑카 서부 폐기물관리청이 협력하여, 폐기물 퇴비화와 소수력 발전을 포함하는 P-CDM(프로그램 CDM) 사업 추진	8억원(정부, 지분 16.5%) / 배출권 연평균 5.3만[tCO ₂] 확보 예상(21년간)	P-CDM 사업, 대량의 해외배출권 확보 가능
	이란 아라드코 매립지 매립가스 발전 및		KR컨소시엄과 이란 테헤란시 폐기물관리공사가 협정을 체결하여, 이란 최대 매립지인 아라드코의 복원과 매립가스 발전시설을	1,650억원(민간) / 배출권 연평균 2.2백만[tCO ₂] 확보 예상('20~'29)	이란의 불안한 정치상황을 고려해야 하나 최초의 환경협력사업의

주관부처	사업명	사업기간/예산	내용	예상성과	특이사항
	태양광 발전		구축하는 CDM 사업		성과로서 의미
	DR 콩고 킨샤사 Mpsa 매립장 신재생에너지 사업		공단과 UNIDO ³⁵⁾ 가 GEF 자금 활용, DR 콩고 킨샤사시의 Mpsa 매립지를 매립가스 발전 등 신재생에너지 시설로 전환하는 사업	220억원(민간 110, GEF 110 예정) / 배출권 연평균 8만[tCO ₂] 확보 예상('19~'26)	① GEF 사업지원 검토중('17.7월~), ② 내전 등 정세불안으로 원활한 사업진행을 위해서는 DR 콩고 협조 필수
	베트남 하노이 남손매립장 매립가스 발전		SL공사와 베트남 T&T 등이 컨소시엄을 구성하여 베트남 남손매립장에 매립가스 발전시설을 건설하는 CDM 사업(갱신) 추진	315백만원(정부 192, 민간 123) / 배출권 연평균 7만[tCO ₂] 확보 예상('21~'31)	CDM 사업 등록이 아닌 갱신 시 참여한 국내기업이 발급받은 배출권은 국내 ETS에서 사용이 제한(환경부고시)
산업통상자원부	이란 SF6 가스 저장 CDM 사업		한전이 이란전력공사에 SF6 가스 회수설비를 제공하여, 탄소배출권 확보	30억원(10년간, 민간) / 배출권 연평균 5.7만[tCO ₂] 확보 예상(10년간)	現 사업성 검증 단계, CDM 방법론으로 인정되나, 국내 외부사업 지침에서 인정하는 사업유형에 해당되지 않는 문제 해소 필요
	인도네시아 얀푸 수력발전사업	(건설) '127~'164 (O&M) '164~'464 (총사업비) 1억 7000만달러	인니 현지 PT.MPM 社の 제안에 따라, 중부발전이 45MW급 수력발전소 건설	1,962억원(민간) / 전력구매계약, 배출권 연평균 24만[tCO ₂] 확보 예상(30년간)	인니 정부가 해외기업이 투자하는 신재생발전사업 경험이 부족하여 계약체결이 지연

주 관 부 처	사업명	사업기간/ 예산	내용	예상성과	특이사항
	인도네시아 땅가무스 수력발전 사업	(건설) '15.2 ~ '18.7 (O&M) '18.7 ~ '48.6 (총사업비) 1억 9000만달러	인니 현지 PT.BSE 社의 제안에 따라, 중부발전이 55.4MW급 수력발전소 건설	2,094억원(민간) / 전력구매계약, 배출권 연평균 20만[tCO ₂] 확보 예상(30년간)	
	방글라데시 고효율 스토브 보급사업	'18.2~ 10년간 12.5백만 달러	(주)에코아이와 현지 NGO인 BBF(방글라데시 본두 재단)이 협력하여 현지 가정에서 사용하는 스토브를 고효율 스토브로 대체	약 80억원(민간) / 배출권 연평균 50만[tCO ₂] 확보 예상(5년간)	시범으로 5만대 보급 진행하였고, '19.6월까지 60만대 추가 보급 추진
	인도 마하라쉬 트라 석탄화력 대체사업	'12.9 ~ 25년간 2.7억달러 (3,197억원)	서부발전이 현지 PPIL社와 협력하여 노후화된 석탄화력발전소를 고효율 가스복합화력발전소로 대체	498억원(민간, 지분 38.5%) / 감축량 연평균 51만[tCO ₂] 확보 예상	국내 배출권으로 전환·사용하기 위해서는 주주들과의 협의, 감축실적 이전에 대한 신기후체제 국제 규칙 등 검토 필요
	2018년 이후 추진 중 사업	'19년~ 진행 중, ('19년) 약9천만원	(주)베리위즈-국내DOE전소사업, KEA지원으로 캄보디아 E-Mobility 사업 P-CDM등록 추진	연평균 감축량 20,000t CO ₂ e/yr 예상, CPA 추가시 감축량 추가확보 가능	파리협정 제6.4조 관련 시범사업 발굴
	계획중인 사업	('20년) 약8천만원			
외 교 부	에콰도르 갈라파고스 1.5MW 태양광 발전소 건립사업		에콰도르 정부는 갈라파고스 군도의 기존 디젤발전기를 태양광발전소로 대체하기 위해 한국정부에 무상원조를 요청,	116억원(정부) / 배출권 미발급*(ODA 사업 ³⁶⁾)	1.5MW 태양광발전소를 통해 3,128MWh 전력을 생산하고, 온실가스 1,706[tCO ₂] 절감

주관부처	사업명	사업기간/예산	내용	예상성과	특이사항
			KOICA에서 ODA 사업으로 추진		
과학기술정보통신부	우즈베키스탄 농촌주택 에너지 효율화 실증사업	'17년/ 1.5억원	우즈베키스탄의 표준 농촌주택에 우리나라 보급형 건물외피기술(단열시스템)을 적용하는 기술실증을 통해 난방에너지 절감 도모	연평균 1.3만[tCO ₂] 감축 예상 (난방에너지 40% 절감, 1만가구 적용시)	동 기술실증 사업을 통해 샘플 농촌주택을 현지에 건립하였고, 현재 개발기술을 보급하기 위한 2차 실증사업 협의중
	부탄 GCF 녹색교통 프로그램 사업	'19~'21년/ 1,500,000 USD	우리나라의 버스정보시스템(BIS) 기술을 적용하는 기술실증을 통해 저탄소 녹색교통시스템 구축 추진	본사업 연계를 위해 GCF에 PPF(Project Preparatory Facility, 사업준비자금) 제안서 제출	NDE 기술지원 요청으로 시작, 동 기술실증 사업성과를 바탕으로 본사업 추진 준비중
	폐기물 관리체계 개선을 위한 마스터플랜 수립	'19~'20년/ 5억원	부탄 팀푸시 폐기물 관리체계 관련 마스터플랜수립, 최우선협력사업발굴, 시범사업수행, 가이드라인 작성	부탄 폐기물 관리 마스터플랜, 최우선 협력사업 선정, 기술적 가이드라인	코로나 19로 인하여 정부 관계자 비대면 협의, 역량강화 교육 자료 제작 및 현지 용역 등으로 전환
	방글라데시 연안지역 해수담수화 및 기후탄력적 주택기술 지원사업	'17~'18년/ 166,940 USD	연안지역 식수 염수화 문제와 빈곤지역 주택 붕괴 위험을 해소하기 위한 기술지원	염수정화 기술 및 주택건축 기술 모델 제안	CTCN TA기반 추진, 우리나라의 물정수 기술을 활용하여 CDM 사업으로 등록 성공('19.11) ³⁷⁾ , P-CDM으로 등록하여 다량의 배출권 확보 가능
	케냐 지속가능	'16~'18년/ 83,705 USD	케냐 건조지역에 신재생에너지 펌핑시스템	본사업 추진시 연평균 5.1만[tCO ₂]	CTCN TA 기반 추진, 상수도

주 관 부 처	사업명	사업기간/ 예산	내용	예상성과	특이사항
	저비용 녹색 상수도기술 촉진 사업		등 수자원 인프라 구축을 추진하기 위한 민관협력체계(PPP) 모델	감축 예상	분야에 국내기업의 진출 가능성 확대
	베트남 메콩델타 지역 IoT 물관리 프로젝트 (P4G Start-up)	'19~'20년/ 136,000 USD (P4G 지원)	메콩델타 지역을 대상으로 IoT기반 물관리 시스템 구축 및 기술사업화 모델 개발	베트남 메콩델타 지역 IoT기반 물관리 시스템 구축 및 한국-덴마크-베트 남 연계협력 체계 구축	P4G 기반으로 추진, 스케일업으로 확대 예정, 물관리/수재해 예방에 종합적인 국내 기술 도입, 수처리 등과 관련된 온실가스 저감효과 기대
	에티오피아 대중교통 시스템 구축 기술지원	'18~'19년/ 1.2억원	에티오피아 대중교통시스템 개선 방안 및 재원 조달 방안 제시	대중교통 중심 개발 추진 전략 수립 및 비즈니스 모델, 재원 조달 방안 제시	CTCN TA 기반 추진, 국토부 ODA 사업 연계 추진 중
	스리랑카 기후스마 트시티 구축 기술지원 (적응)	'18~'19년/ 1.2억원	스리랑카 쿠루네갈라시의 기후변화 적응력 강화를 기후기술 우선순위 도출 및 실행계획 수립	기후변화 취약성 및 위험도 분석 결과 기반 기후기술 우선순위 도출 및 실행계획 제시	CTCN TA 기반 추진, 물관리 분야 후속 사업 연계 가능
	스리랑카 기후스마 트시티 구축(저감)	'19~'20년/ 1.5억원	스리랑카 쿠루네갈라시의 온실가스 저감 관련 우선순위 분야와 관련 기후기술의 선별 및 실행계획 수립	저탄소 도시 에너지, 교통, 폐기물 분야 기술로드맵을 기반으로 한·스리랑카 기후기술 협력 수요 도출	CTCN TA 기반 추진, 국내 기업이 진출가능한 사업 파이프라인 개발 가능
	지역에너지 공급 기술지원	'18~'19년/ 1.6억 원	세르비아 베오그라드시에 적용가능한 에너지 공급 기술을 검토하고	현지 적용가능 5개 에너지 공급기술 적용	CTCN TA 기반 추진, '21. 과기부 기후기술협력기

주 관 부 처	사업명	사업기간/ 예산	내용	예상성과	특이사항
			예비타당성 조사를 통해 가장 적합한 기술 선정 및 사업 기획	가능성 검토 및 시범사업에 대한 예비타당성 검토	반조성사업으로 후속 연계 中
	캄보디아 저탄소 교통정책 및 재원조달 계획 개발	'19~'20년/ 1.5억원	캄보디아 저탄소 교통기술 도입을 위한 정책 로드맵 수립 및 기술이전 사업 실행을 위한 재원마련 방안 제시	E-모빌리티 교통기술 도입을 위한 정책 로드맵 및 실행계획 수립, 국제 기후재원 컨설팅페이퍼 작성	CTCN TA 기반 추진, 동 사업의 정책 로드맵 및 실행계획을 일부 활용한 GCF Readiness 사업 제안서(캄보디아 E-모빌리티 확산 로드맵) 개발 중
	탄자니아 지속가능한 가구용 태양광 물 펌프 기술지원	'19~'20년/ 1.5억원	탄자니아 반건조 지역의 지속가능한 물 공급을 위하여 현지 적용 가능한 태양광 물 펌프 모델을 설계하고 소규모 실증을 실시	탄자니아 현지 여건에 적합한 태양광 물 펌프 시스템 패키지 구성 및 실증, 비즈니스 모델 개발	CTCN TA기반 추진, 실증 결과물에 대한 대상지의 높은 만족도에 따라 현지담당자와 협력하여 확산 사업 준비 중
	토고 농촌지역 태양에너지 기술 보급지원	'20~'21년/ 1.5억원	토고 농촌지역의 전력보급률 제고를 위한 태양에너지 적정기술 검토 및 재원연계 방안 제시	태양에너지 기술적용 사업 컨설팅 및 기술타당성 조사 보고서 도출, 비즈니스 모델 및 재원 연계방안 도출	CTCN TA기반 추진, 서아프리카 대상 농촌지역 전력화를 지원하는 기후재원과 연계 모색
	캄보디아, 미얀마 중력식막 여과 정수장치 활용	'20~'21년/ 2.2억원	캄보디아와 미얀마 대상 지속 가능하고 안전한 식수 공급을 위한 GDM 기술 실증	저비용·고효율의 중력식 막여과 정수장치 보급을 통해 개선된 식수보급 및	CTCN TA기반 추진, 실증 사례를 확보하여 확산 및 기후재원 연계

주 관 부 처	사업명	사업기간/ 예산	내용	예상성과	특이사항
	식수 공급 기술지원			기후적응력 향상	추진예정
	IoT 기술을 접목한 세르비아 베오그라 드시 지역난방 수용가 스마트 모니터링	'21~'22년/ 6억 원 (정부자금)	IoT 기술을 접목한 세르비아 베오그라드시 지역난방 수용가 스마트 모니터링 시스템 도입 및 신재생에너지 연계 네트워크 계획 수립	IoT 접목 스마트 미터링, 모니터링 시스템 개발 및 실증, 재생에너지 연계 로드맵 수립	국내 IoT/지역난방 엔지니어링사 등 관련 기업들의 동유럽권 진출 기반 마련
	온두라스 ODA사업 추가	'21~'23년/ 5억원 (정부자금)	온두라스 과나하 섬 마이크로그리드 시스템 지속가능 운영 모델 개발 및 확산 기반 조성	마이크로그리드의 비즈니스 모델, 지속가능 운영모델 개발, 관련 국내 기관·기업의 중남미·캐러비안 도서국 진출을 위한 기반 마련	융합ODA (산업부ODA와 연계)
산 림 청	캄보디아 REDD+ 시범사업	'15~'21 /1백6십만 불	· 산단, 산독 지구(7a만ha)에서 산림전용 및 황폐화 방지 활동 추진 · VCS 및 CCBA 등록을 통한 산림탄소배출권 사업추진 역량 강화 · REDD+ 이해관계자 능력배양 및 캄보디아 정부의 정책수립 지원	예상감축량 : 33만CO ₂ /년 *참조: REDD+ 중장기 추진계획('20~'24)	· '20.9월 5년간('15~'19)에 사업성으로 65만CO ₂ VCS 탄소크레딧 발행 ※ 산림청 첫 성과 · 사업 경험을 기반으로, 국가감축목표달 성을 위한 해외감축사업 모델 마련 필요

주 관 부 처	사업명	사업기간/ 예산	내용	예상성과	특이사항
	미얀마 REDD+ 시범사업	'15~'22 /1백4십만 불	· 바고요마 지역(6.9만ha)에서 산림전용 및 황폐화 방지 활동 추진 · VCS 및 CCBA 등록을 통한 산림탄소배출권 사업추진 역량 강화 · REDD+ 이해관계자 능력배양 및 캄보디아 정부의 정책수립 지원	예상감축량 : 3만CO ₂ /년 *참조: REDD+ 중장기 추진계획('20~'24)	· VCS(국제 자발적 시장)를 통한 탄소크레딧 발행 목표 · 사업 경험을 기반으로, 국가감축목표달성을 위한 해외감축사업 모델 마련 필요
	라오스 REDD+ 시범사업	'18~'22 /7십만불	· 참파삭주 동하오사오 보호구역(11만ha)에서 산림전용 및 황폐화 방지 활동 추진 · VCS 및 CCBA 등록을 통한 산림탄소배출권 사업추진 역량 강화 · REDD+ 이해관계자 능력배양 및 캄보디아 정부의 정책수립 지원	예상감축량 : 19만CO ₂ /년 *참조: REDD+ 중장기 표3-18(90-97쪽)추진계획('20~'24)	· VCS(국제 자발적 시장)를 통한 탄소크레딧 발행 목표 · 사업 경험을 기반으로, 국가감축목표달성을 위한 해외감축사업 모델 마련 필요

5. 시사점

- 분석대상 6개국(베트남, 미얀마, 스리랑카, 몽골, 페루, 칠레)의 NDC 달성을 위한 감축량을 발전부문과 발전 이외 부문으로 구분할 경우, 발전부문의 온실가스 감축량이 국가 전체 온실가스 감축량의 절반 수준으로서 발전부문이 온실가스 감축의 핵심 부문으로 분석됨
- 칠레의 NDC 달성을 위한 2030년 감축량(40.4백만tCO₂)의 49.0%(19.8백만 tCO₂)는 발전부문이 차지하며, 베트남의 조건부 감축목표를 달성하기 위한 감

35) UN공업개발기구

36) 마라케시 합의문에 따라, ODA 사업을 통해 발급된 배출권은 원조지원금에서 공제

37) 이수경 등, 2019 논문 참고

축량(95.8백만tCO₂)의 49.7%(47.6백만tCO₂), 페루의 조건부 감축목표 달성 감축량(11.4백만tCO₂)의 27.4%(3.1백만tCO₂), 몽골 감축량(7.2백만tCO₂)의 65.8%(4.8백만tCO₂), 스리랑카의 무조건부 감축목표 달성 감축량(4.2백만tCO₂)의 50.6%(2.1백만tCO₂), 미얀마 감축량(6천7백8십만tCO₂)의 48.4%(32.8백만tCO₂)는 발전부문이 차지

- 분석대상 6개국의 NDC 달성을 위한 기후변화 대응 정책은 대부분 에너지부문의 온실가스 감축에 중점을 두고 있음. 또한 6개 개도국에서 추진되고 있는 CDM 사업의 대부분 역시 에너지부문이 가장 큰 비중을 차지하고 있음. 이는 에너지부문에 온실가스 감축 기회가 많다는 점을 말해주고 있음
- TNA 분석 결과 분석대상이 되는 5개국에서 총 77건의 기술수요를 제출(칠레 제외)하였으며, 감축 분야는 31건(40.3%), 적응분야는 46건(59.7%)으로서 기술수요가 온실가스 감축 기술보다는 적응 기술이 높은 편임
- CTCN의 TA 분석 결과 중점협력 5개국(몽골 제외)에서 총 14건의 TA가 수행되었으며, 추진 목적은 저감(50%), 적응(36%), 저감 및 적응 복합(14%)순으로서 감축부문이 절반을 차지
- 최근 10년 이내 우리나라의 특허 대상 분석 결과 국내 기술 특허는 감축 분야에 집중(31,164건, 83.4%)되어 있으며, 적응 분야는 5,498건(14.7%), 융합 분야는 696건(1.9%)으로 분석됨
- 2014년부터 2018년까지의 우리나라 기후기술 R&D 투자액은 연평균 1조 7,000 억원 수준으로, 분야별 투자비중을 분석하면 에너지 수요, 비재생에너지, 재생에너지, 에너지 저장, 신에너지, 송배전·전력IT, 온실가스 고정 순으로 R&D 투자가 이루어지고 있는 것으로 분석됨
- 개도국을 대상으로 한 진출 유망 10대 기후기술 분야는 수송효율화, 작물 재배, 생산, 수자원 확보 및 공급, 건축효율화, 청정화력 발전 및 효율화, 바이오에너지, 폐기물, 수처리, 태양광, 송배전 시스템임
- 2018년 기준 우리 정부가 주도적으로 주요 6개국을 대상으로 추진 중인 양자

협력 사업은 베트남 매립지CDM 사업 1건, 미얀마 REDD+ 사업 1건, 스리랑카 폐기물 및 소수력발전 CDM사업 1건으로 총 3건인 것으로 분석. 분석된 국가 주도의 양자협력 사업은 아프리카, 아태지역, 아세안 지역으로 확장·분산되어 있으며, 사업의 유형은 구체적으로 온실가스 감축을 위한 직접적인 연계사업이 아닌 ‘역량강화’ ‘기반구축’ ‘토지기반형 사업(LULUCF)’ 인 것으로 분석됨. 이 같은 사업의 ‘유형’은 개도국 NDC, TNA, CTCN TR에 부합하기는 하나 ‘국외 온실가스 감축목표’ 달성을 위한 국가별 포트폴리오 작성을 위한 전략의 사업으로써 연계 전략이 요구됨

- 현재 민간주도로 추진 중인 CDM 사업은 물정수, 바이오가스, 태양광발전, 가정용 쿡스토브 보급, 망그로브 조림, 농업부산물 CDM, 소수력발전, 폐기물 CDM, 소수력 태양광발전 등 CDM 주요 등록사업군에 포함하는 전력사업 뿐만 아니라 재생에너지를 활용한 사업, 지역주민에 실질적인 도움이 될 수 있는 사업의 유형의 사업을 추진 중에 있는 것으로 분석 됨

〈표 3-25〉 주요 6개국 대상 기술수요 및 CDM 추진 현황

	베트남		미얀마		스리랑카		칠레		페루		몽골	
	총 20건	감축(9) 적응(11)	총 12건	감축(6) 적응(6)	총 26건	감축(9) 적응(17)	-	-	총 5건	감축(2) 적응(3)	총 14건	감축(5) 적응(9)
TNA (건)	농업(7) 에너지(4) 수자원관리(3) LULUCF(3) 연안관리(2) 교통(1)		농업(3) 산업(3) 수자원관리(3) 에너지(3)		에너지(5), 생물다양성(5) 수송(4) 농업(3) 수자원관리(3) 해안연안관리(3) 공중보건(3)				수자원관리(3) 폐기물(2)		농업(6) 에너지(5) 수자원관리(3)	
CTCN TR (건)	총 5건 감축(5)		총1건 적응(1)		총2건 감축(1), 적응(1)		총5건 적응(2), 감축(1), 복합(2)		총1건 적응(1)		-	
	복합(2) 농업(1), 산업(1), 폐기물(1)		복합(1)		인프라 및 도시계획(1) 복합(1)		농업(1), 농림업(1) 산업(1) 복합(2)		농림업(1)		-	

	베트남	미얀마	스리랑카	칠레	페루	몽골
국가 주도 양자 협력 추진 사례 38)	[환경부 1건] 하노이 남손 매립장 매립가스 발전 및 CDM	[산림청 1건] REDD+ 시범사업, [과기부 1건] 해수담수화 역량강화 Joint R&D	[환경부 1건] 스리랑카 폐기물퇴비화 & 소수력발전 CDM	-	-	-
민간 주도 CDM 추진 사례	물정수 CDM (PoA 10505), 바이오가스 CDM (PA9425), 태양광발전 CDM (PA10524, 10535)	가정용에너지효 율화 (콕스토브보급) (PoA10471), 망그로브조림 CDM M (PoA10554), 농업부산물 CDM (PoA10416)	소수력발전 CDM (PoA9705), 폐기물발전 CDM (PoA7237), 소수력태양광 & 풍력 CDM (PoA10441)	-	-	-

- 현재 부처별 다양한 양자 협력사업이 추진 중인데, 과학기술정보통신부 16건, 외교부 1건, 산업부 6건, 환경부 4건 및 산림청 3건 등 총 30건이 추진 중임. 대부분의 사업들은 2030년 이후에도 온실가스 감축실적이 발생될 것이며, 연간 온실가스 감축량은 최소 454만 7,706tCO₂에 이를 것으로 예상. 이는 정부가 국외감축실적(ITMO) 확보를 위한 감축사업을 시작하기 이전에 정부의 국외감축실적(ITMO)으로 확보할 수 있는 사업으로 평가할 수 있음. 부처별 양자사업에는 공공기관이 사업 참여자로 포함되어 있기 때문에 감축규모의 전량을 정부의 국외감축실적(ITMO)로 이전하기는 어려울 것으로 예상됨
- 환경부가 추진 중인 4개 사업에서는 온실가스 감축량이 연간 240만 5천tCO₂에 이를 것으로 예상되며, 산업통상자원부가 추진 중인 6개 사업에서는 연간 152만 7천tCO₂, 외교부가 추진 중인 1개 사업에서는 연간 1,706tCO₂, 과학기술정보통신부의 16건에서는 6만 4천tCO₂, 산림청이 추진 중인 3개 사업에서는 연간 55만tCO₂이 발생할 것으로 분석됨

38) 국무조정실 녹색성장지원단. 2018. 국외 온실가스 감축사업 사례자료집

제4장 온실가스 감축사업 진출가능 분야 분석

- 본 장에서는 분석대상 5개 개도국(분석대상 CDM 사업이 없는 미얀마 제외) CDM 사업의 온실가스 감축비용과 온실가스 감축기술을 분석하여 각국의 부문별 온실가스 감축사업 진출에 유망한 프로젝트 형태와 기술에 대한 시사점을 도출함
 - 분석대상에 적절한 미얀마의 CDM 프로젝트가 UNFCCC에 등록되지 않았기 때문에 온실가스 감축비용 분석에서 미얀마를 제외
- 제1절에서는 CDM 사업의 방법론을 고찰하기로 함. 사업 형태별 방법론의 구분을 통해 적용되는 방법론과 방법론별 수단(tool)에 대한 내용을 검토함
- 제2절에서는 CDM 사업의 추가성(additionality)을 평가하는 투자분석(investment analysis) 방법론, 특히 기준 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 통해 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 정보 확보 방안을 제시
 - 기준 내부수익률 분석법(benchmark analysis) 과정에서 활용되는 정보와 자료를 본 과제에 활용
- 제3절에서는 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석하는 방법론을 개발함. 즉, 기준 내부수익률 분석법(benchmark analysis)의 비용과 수입 관련 자료를 활용하여 CDM 사업의 온실가스 감축비용(CER 판매가격)을 추정하는 방법론을 개발함
 - 기준 내부수익률을 달성하기 위한 CER 판매수입을 추정하여 CER 판매가격을 분석하는 방법론을 개발하고, CER 판매가격을 온실가스 감축비용으로 정의
- 제4절부터 제8절까지는 5개 국가별 CDM 사업의 온실가스 감축비용 및 감축량 분석결과를 제시함
 - 국가별 CDM 사업의 구체적인 분석결과를 감축비용 및 감축량과 함께 제시

- 제9절에서는 5개 국가별 분석결과 종합 및 기술별 분석결과를 제시함
 - 기술별 특성을 파악하기 위해 분석결과를 제시
- 제10절에서는 앞 절에서의 분석결과를 바탕으로 5개 개도국에 대한 온실가스 감축사업 진출 분야 및 감축기술을 설명
 - 감축사업 진출이 가능한 부문 및 부문별 감축기술을 설명
- 제11절에서는 일본 JCM의 진출분야 등의 세부사항을 분석
- 제12절에서는 5개 개도국의 감축실적 국외 공급가능성을 분석

1. CDM 사업의 방법론(methodology)

가. CDM 사업의 방법론 구분 개요

- CDM 사업의 방법론(methodologies)은 사업의 감축량(CER) 결정에 필요한 정보를 제공하고 감축량을 결정하는 방법임. CDM 개발 사업자가 필요할 경우에 새로운 방법론을 제안하거나 수정할 수 있음.
 - CDM 개발자는 제안할 프로젝트의 활동이 기존 활동과 현저하게 달라서 적용할 수 있는 기존의 적당한 방법론이 없을 경우 새로운 방법론을 제안할 수 있음
 - 제안할 프로젝트가 적용할 방법론의 큰 범위에서는 기존 프로젝트와 유사하지만 제안할 프로젝트에 기존 방법론을 적용하기 어려울 경우 CDM 개발자는 방법론이나 방법론적인 수단(methodological tool)의 수정(revision)을 요청할 수 있음
 - 기존의 승인된 방법론을 적용할 수 있으나 프로젝트의 고유한 특성으로 인해 기존 방법론의 미미한 변화가 필요할 경우에는 기존 승인된 방법론의 변경(deviation)을 요청할 수 있음
- CDM 사업의 방법론은 대규모 방법론, 소규모 방법론, 조립 및 재조립의 대규모 방법론, 조립 및 재조립의 소규모 방법론, 이산화탄소 포집 및 저장 방

법론 등 크게 5가지로 구분됨(UNFCCC, CDM Methodologies Booklet, 2019.11). 규모별 방법론에는 일반방법론과 통합방법론(consolidated methodology)으로 구분됨

- 대규모 방법론에는 일반 방법론이 90개, 통합방법론이 25개 등 총 115개의 방법론이 있음
- 소규모 방법론에는 일반방법론만 99개가 있음
- 대규모 조립 및 재조립 방법론에는 일반 방법론과 통합방법론이 각각 1개씩 있음
- 소규모 조립 및 재조립 방법론에는 일반방법론만 2개 있음

〈표 4-1〉 CDM 사업의 방법론 구분

규모에 따른 방법론	승인된 방법론	
	일반 방법론	통합방법론
대규모 방법론	90개(AM0001 ~ AM0120)	25개(ACM0001 ~ ACM0026)
소규모 방법론	99개(AMS-I.A ~ AMS-III.BP)	-
대규모 조립 및 재조립	1개(AR-AM0014)	1개(AR-ACM0003)
소규모 조립 및 재조립	2개(AR-AMS0003, AR-AMS0007)	-

자료 : UNFCCC, CDM Methodology Booklet, 2019.11을 바탕으로 저자가 정리

나. CDM 사업의 사업형태별 분류 기준

- CDM 사업의 부문별 분류는 sectoral scope 구분 기준(UNFCCC, CDM Methodology Booklet, 2019.11)에 의해서 구분
 - sectoral scope는 15개로 구분되어 있으며, 에너지 공급과 소비(1-13번) 이외에 농업과 산림이 추가되어 있음

〈표 4-2〉 CDM 사업의 부문(sectoral)별 구분 기준

번호	sectoral scope	세부 항목						
		형태	전력 생산/공급	산업용 에너지	수송용 에너지	가정·산업용 에너지		
1	에너지 산업	재생에너지	발전	산업	수송	가정·산업		
		저탄소 전력			-	-		
		에너지효율			-	가정·산업		
		연료/원료 전환			-	-		
2	에너지 수송	재생에너지	발전	-	-	-		
		에너지효율		-	-	-		
		연료/원료 전환		산업	-	-		
3	에너지 소비	재생에너지	-	-	-	가정/산업		
		에너지효율	발전	산업	-			
		연료/원료 전환			-			
		재생 에너지	에너지 효율	GHG 감축	GHG 회피	연료/원료 전환	GHG 흡수	GHG 대체
4	제조업	산업					-	산업
5	화학산업	산업					-	산업
6	건설	-	-	-	-	산업	-	-
7	수송	수송		-	-	수송	-	-
8	광업	산업	-	산업	-	산업	-	-
9	금속생산	산업			산업	산업	-	-
10	탈루배출(고체, 액체, 기체)	-	-	산업				
11	탈루배출(할로카본, SF6)	-	-	산업			-	-
12	솔벤트 사용	-	-	-	-	-	-	-
13	폐기물 처리	폐기물				-	-	-
14	조림/재조림	-	-	-	-	-	산림	-
15	농업	-	-	농업			-	-

자료 : UNFCCC, CDM Methodology Booklet, 2019.11을 바탕으로 저자가 정리

다. CDM 사업의 방법론 구분

- CDM 사업의 방법론(methodologies)을 감축활동의 형태에 의해 구분하면 다음 표와 같이 구분됨
- 사업형태(sectoral scope)가 에너지 생산(scope 1)과 에너지 수송(scope 2) 및 에너지 소비(scope 3) 등 에너지의 생산과 수송 및 소비 활동은 전력의 생산

- 과 공급, 산업용 에너지, 수송용 에너지, 가정 및 건물용 에너지부문에 의해 구분된 이후에 감축활동의 형태에 의해 온실가스 집약적 산출물의 대체(재생 에너지, 저탄소 전력), 에너지효율, 연료 및 원료 전환으로 구분됨
- 에너지의 생산과 수송 및 소비 이외(scope 1~3)의 사업형태(scope 4~15)는 온실가스 집약적 산출물의 대체, 재생에너지, 에너지효율, GHG 감축, GHG 회피, 연료 및 원료 전환, GHG 흡수로 구분됨
 - : 온실가스 소각(GHG destruction)은 온실가스를 포집하거나 회복하는 활동으로서 주로 온실가스의 연소나 촉매분해(catalytic conversion) 활동임
 - : 온실가스 회피(GHG emission avoidance)는 대기중 온실가스 방출을 감소시키거나 회피하는 활동으로서, 대표적으로는 혐기성 바이오매스 부패 회피(avoidance of anaerobic decay of biomass)와 비료사용의 감소가 있음

〈표 4-3〉 CDM 사업의 감축활동 형태에 의한 방법론 분류

번호	sectoral scope	감축활동 형태						
		형태	전력 생산/공급	산업용 에너지	수송용 에너지	가정·상업용 에너지		
1	에너지 산업	재생에너지	대/소규모		대규모		대/소규모	
		저탄소 전력	대규모		-		-	
		에너지효율	대/소규모	대규모	-		대규모	
		연료/원료 전환	대규모/소규모		-		대규모	
2	에너지 수송	재생에너지	소규모	대규모	-		소규모	
		에너지효율	대/소규모	-	-		-	
		연료/원료 전환	소규모	대규모	-		-	
3	에너지 소비	재생에너지	-	-	-		소규모	
		에너지효율	소규모	대/소규모	-		대/소규모	
		연료/원료 전환	소규모	대/소규모	-		소규모	
		재생 에너지	에너지 효율	GHG 소각	GHG 회피	연료/원료 전환	GHG 흡수	GHG 대체
4	제조업	대/소규모					-	대규모
5	화학산업	대규모	대/소규모				-	대규모
6	건설	-	-	-	-	소규모	-	소규모
7	수송	소규모	대/소규모	-	-	소규모	-	-
8	광업	대규모	-	대/소규모	-	대/소규모	-	-
9	금속생산	대규모	대/소규모	-	대/소규모	대규모	-	-
10	탈루배출 (고체 액체 기체)	-	-	대/소규모	대/소규모	대규모	대규모	대규모
11	탈루배출(할로카본, SF6)	-	-	대/소규모			-	-
12	솔벤트 사용	-	-	-	-	-	-	-
13	폐기물 처리	대/소규모	소규모	대/소규모		-	-	-
14	조림/재조림	-	-	-	-	-	대/소규모	-
15	농업	-	-	대/소규모	소규모		-	-

자료 : UNFCCC, CDM Methodology Booklet, 2019.11을 바탕으로 저자가 정리

라. CDM 사업의 대규모 및 소규모 구분 기준

- CDM 사업의 대규모와 소규모 구분은 UNFCCC의 CDM Methodology Booklet(2019.11)의 기준에 의해서 구분
 - 일반 CDM 사업의 규모 구분은 크게 재생에너지 발전, 에너지효율, 기타 온실가스 감축으로 구분하여 상이한 기준을 적용하며 이러한 기준 이하의 사업은 소규모 사업으로 구분됨
 - 조림 및 재조림 CDM 사업은 연간 온실가스 흡수량이 16,000tCO₂이고, CDM 개발과 이행을 저소득 지역사회나 개인이 수행할 경우의 두 요건이 충족되어야 소규모 사업으로 인정됨

- 소규모 CDM(Decision 1/CMP.2)은 3가지 형태로 분류
 - Type I는 신재생에너지 발전(태양광, 수력, 조력, 풍력, 지열, 바이오매) 프로젝트로서 최소 한 개 이상의 화력발전이 운영되는 전력망에 연결되는 발전능력 15MW 이하의 프로젝트
 - Type II는 에너지 효율개선(수요/공급) 프로젝트로서 설비능력 60GWh 이하의 프로젝트
 - Type III는 기타 프로젝트로서 온실가스 감축량이 연간 60천tCO₂ 이하의 프로젝트

〈표 4-4〉 CDM 사업의 대규모 및 소규모 기준

type	구분 기준
일반 CDM	
I : 재생에너지	설비의 생산능력 15MW(이와 상응)
II : 에너지 효율	에너지 공급과 소비에서 연 60GWh(이와 상응)의 에너지 소비 감소
III : 기타 감축활동	온실가스 감축량이 연간 60,000tCO ₂
조립 및 재조립 CDM	순 온실가스 흡수량이 연간 16,000tCO ₂
	프로젝트 활동이 저소득 지역사회나 개인에 의해 개발되고 이행(투자 유치국이 결정)

자료 : UNFCCC, CDM Methodology Booklet, 2019.11을 바탕으로 저자가 정리

마. CDM 사업의 추가성 평가 및 온실가스 감축량 추정 방법론 수단

- CDM 사업의 추가성(환경적, 경제적)을 평가하고 사업의 온실가스 감축량을 추정하기 위한 구체적인 조건을 결정하기 위해 대규모 및 소규모 방법론에서 적용되는 모듈로서 방법론적 수단(methodological tool)에는 다양한 수단이 있으며 적용되는 방법론(methodologies)에 따라서 다양한 수단이 선택됨
 - 방법론적인 수단에는 현재까지 총 32개의 수단이 있음

〈표 4-5〉 CDM 사업의 방법론적 수단

방법론(methodologies)	방법론적 수단(methodological tools)
대규모/소규모 방법론	32개(TOOL 01 ~ TOOL 32)
대규모/소규모 조립 및 재조립 방법론	12개(AR-TOOL 02 ~ AR-TOOL 19) - TOOL 1, TOOL 4-7, TOOL 13 없음

자료 : UNFCCC, CDM Methodology Booklet, 2019.11을 바탕으로 저자가 정리

2. CDM 사업의 추가성 평가 방법

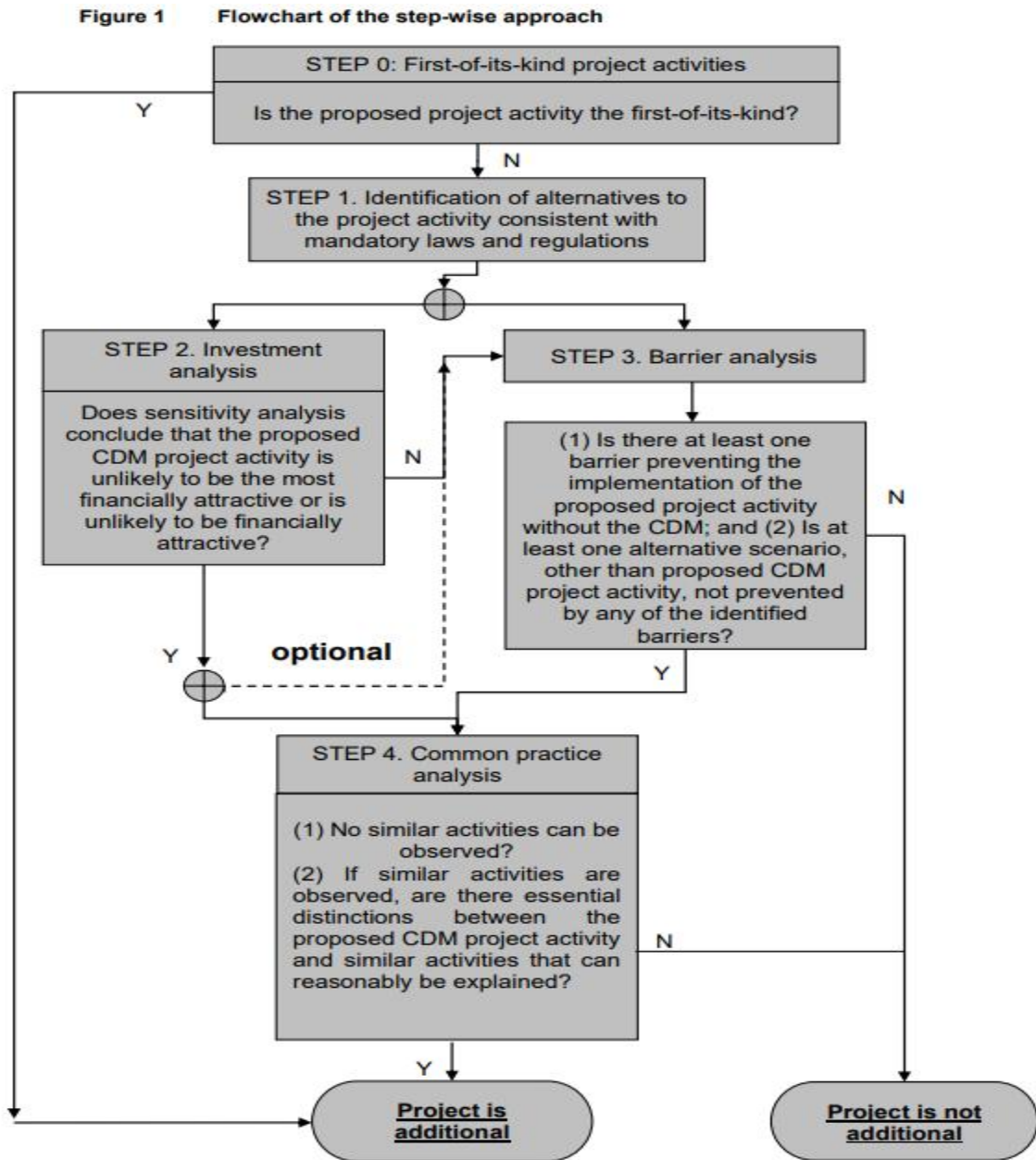
가. 추가성 평가 개요

- CDM의 추가성(additionality)을 평가하는 방법에는 최초기술 파악, 현실적 대안 파악, 장애요인 분석 혹은 투자분석, 일상활동 분석 접근법이 있음³⁹⁾. 장애요인 분석법과 투자분석법 중에서 하나를 적용할 수 있으며, 일상활동 분석법은 추가성 평가의 신뢰도를 향상시키기 위해 사용되는 보조적인 평가 절차임 (Lambert Schneider, 2009)⁴⁰⁾
- 최초 활동(first of its kind)은 제안된 활동(프로젝트)이 적용되는 지리적 범위에서 최초로 적용되는 기술이나 활동 여부를 파악하는 절차임
- 대안적인 시나리오는 제안된 활동의 산출물과 동일한 질의 산출물을 생산하는 활동을 파악하는 절차임
- 장애요인 분석법(Barrier Analysis) : 프로젝트 활동이 CDM으로 등록되지 않으면 제안된 프로젝트가 이행되는 것을 방해하는 장애요인이 존재한다는 점을 증명하는 접근법
- 투자분석법(Investment Analysis) : 제안된 프로젝트가 최소 한 개 이상의 다른 대안에 비해 경제적으로 가장 매력적이지 않거나 제안된 프로젝트가 경제적으로 매력적이지 않다는 점을 증명하는 접근법
- 일상활동 분석(Common Practice Analysis) : 제안된 프로젝트가 관련된 부문이나 지역에서 일상적으로 행해지는 것이 아니라는 점을 증명하는 접근법
- 대규모 프로젝트의 추가성 평가에는 “추가성 평가 방법(Tool for the demonstration and assessment of additionality)”과 “기준배출량 및 추가성 입증을 위한 병합 방법(Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality)”의 두 방법을 사용하며, 소규모 프로젝트의 추가성 평가에는 단순 장애요인 분석법 사용 가능

39) 프로젝트의 약 1/3은 추가성 평가에 투자분석을 적용하고 나머지는 대부분 장애요인 분석법을 적용

40) CDM 사업의 CER 발행기간(crediting period)을 갱신하는 경우에는 “CDM project standard for project activities version 2.0”의 280항에 의거하여 추가성 평가를 재 실시하지 않음

[그림 4-1] 추가성 평가 절차 : TOOL01



나. 최초기술 분석법(First-of-its-kind)

- 최초 활동(first of its kind) : 제안된 활동(프로젝트)이 적용되는 지리적 범위에서 다음과 같은 요건을 충족하면 최초의 활동(first of its kind)으로서 제안된 활동이 추가적이라고 평가됨⁴¹⁾.

41) 추가성 평가에 TOOL 01(demonstration and assessment of additionality)이나 TOOL 02(combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality)를 적용하는 절차(UNFCCC, TOOL23,

- a) 제안된 프로젝트가, 적용된 지리적 범위에서 다른 프로젝트가 적용한 기술과 상이한 기술을 최초로 적용하는 경우(다른 프로젝트는 제안된 프로젝트와 동일한 산출물을 생산하고 PDD가 의견수렴용으로 발표되기 이전이나 제안된 프로젝트 시작 이전에 상업적 운전을 시작해야 함),
- b) 제안된 프로젝트가 감축활동(연료 및 원료 전환, 에너지효율 개선이나 재생에너지를 포함하여 에너지를 변경 혹은 변경하지 않는 기술 변경, 메탄 소각, 메탄발생 회피) 중에서 하나 혹은 하나 이상의 감축 활동을 이행,
- c) 제안된 프로젝트가 CER 발행기간 연장없이 고정형인 10년을 선택

다. 대안적인 시나리오 파악(identification of alternative scenario)

- 제안된 프로젝트와 비교될 수 있는 현실적이고 신뢰할만한 대안적인 활동은 제안된 활동의 산출물과 동일한 질의 산출물을 생산하는 활동으로서, 투자유치국의 규정과 법의 요건을 충족해야 함. 규정과 법의 요건을 충족하지 못하면 대안에서 제외
- 제안된 프로젝트와 비교될 수 있는 현실적이고 신뢰할만한 대안을 파악해야 하는데 이러한 대안에는 a) CDM으로 등록되지 않은 제안된 프로젝트, b) 제안된 활동과 질과 특성 및 지역에서 유사한 산출물과 서비스를 제공하는 활동, c) 현재 상황의 연속 등이 포함됨
- 제안된 프로젝트가 다양한 설비와 기술 및 산출물이나 서비스를 포함하고 있을 경우에는 각각에 상응하는 대안을 모두 파악해야 하며 이를 결합한 활동은 대안으로 간주됨
- 관련된 시나리오를 파악하기 위한 목적이라면, 프로젝트 참여자는 제안된 활동에 상응하는 질과 특성 및 지역에서 유사한 산출물이나 서비스를 제공하는 기술이나 사업(practices)을 포함해야 함
- 파악된 대안은 모두 투자유치국의 법과 규정을 준수해야 하며, 준수하지 못할

Additionality of first-of-its-kind project activities, version 3.0, 2015.5.28.)

경우에는 이러한 법과 규제가 해당 지역에서는 체계적으로 이행되지 않고 준수되지 않고 있다는 점을 설명해야 함. 만약 제안된 활동만이 법과 규제를 준수할 수 있는 유일한 활동이라면 제안된 활동은 추가적이지 않음

라. 장애요인 분석법(barrier analysis)

- 장애요인 분석법(barrier analysis)은 제안된 프로젝트가 CDM 사업으로 등록되지 않으면 장애요인에 의해 이행되지 못하고 이러한 장애요인을 완화하는데 기여하며, 다른 대안적인 활동의 이행이 장애요인에 의해 저해되지 않는다는 점을 입증하는 절차임
- 제안된 프로젝트가 CDM으로 등록되지 않으면 현실적이고 신뢰할만한 장애요인이 프로젝트 이행을 저해할 것이라는 점을 입증해야 하며, 이러한 장애요인이 확인되면 제안된 활동이 추가적이라고 평가
 - : 투자 장애요인으로는 1) 민간기업의 활동이 비상업적인 자금을 통해서 운영되고, 2) 투자유치국의 높은 리스크로 인해 민간자금을 이용하지 못함
 - : 기술적 장애요인으로는 1) 기술을 운전하고 유지할 숙련된 노동력이 없고, 2) 기술을 운영하는데 필요한 인프라가 부족하고, 3) 지역의 공정이나 기술이 실패할 리스크가 높고, 4) 프로젝트에 사용될 특정 기술이 지역에 없음
- 확인된 장애요인이 다른 대안적인 활동 중의 하나를 이행하지 못하도록 저해하는 강도가 제안된 활동을 저해하는 정도에 비해 약하다는 점을 입증하면 제안된 프로젝트가 추가적이라고 평가.
 - : 이를 입증하기 위해서는 1) 관련 법, 규제, 2) 대학이나 연구기관이 수행한 관련 연구나 조사, 3) 국가 및 국제 통계, 4) 시장 자료, 5) 독립적인 전문가의 논술 등이 필요함
- CDM의 장애요인 분석법(barrier analysis)에서 핵심은 제안된 프로젝트가 CDM으로 등록되지 않을 경우에 실현되지 않는다는 점에서 장애요인이 신뢰할 만하고(reliable) 절대적(prohibitive)이나 하는 것임(Lambert Schneider, 2009)

- 장애요인 분석법에서 오류로 나타나는 경우는 신뢰할만하지 않는 장애요인을 제시하는 경우, 비용을 장애요인으로 잘못 제시하는 경우, 지배적인 실행을 장애요인으로 제시하는 경우 등이 있음
- 장애요인이 신뢰할만하지 못한 경우는 일반적인 금융 장애요인, 기술적 장애요인, 정책 리스크, 관리 장애요인 등이 있음
 - 일반적인 금융 장애요인으로는 환 리스크, 전력판매요금(feed-in-tariff) 하락 리스크 등이 거론되었으며, 기술적 장애요인으로는 기술의 불확실성 등이 언급되었고, 정책 리스크로는 전력판매정책 변경 리스크 등이 거론되었으며, 관리 장애요인으로는 관리층의 투자의지 부족 등이 거론되었는데, 일반적으로 이러한 장애요인들이 프로젝트 활동 이행을 어떻게 저해하는지에 대한 설명이 누락되는 경우가 많음
- 비용을 장애요인으로 제시하여 기본적인 지침을 이해하지 못하는 경우가 많이 발생함(Lambert Schneider, 2009)
 - 장애요인 분석에서 소규모 프로젝트나 대규모 프로젝트 모두 자본에 대한 접근성만 장애요인으로 평가하고 비용(cost)은 투자분석에서 평가할 항목임에도 불구하고 비용을 장애요인으로 제시한 경우가 많은 실정임
 - 소규모 프로젝트에서도 대규모 프로젝트의 추가성 평가에 적용하는 두 가지 방법론(“추가성 평가 방법(Tool for the demonstration and assessment of additionality)”과 “기준배출량 및 추가성 입증을 위한 통합 방법(Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality)”)을 활용할 수 있으며 장애요인 분석에서는 자본에 대한 접근성이 부족하다는 점을 입증해야 하는 반면 비용은 투자분석에서 평가할 요인임에도 불구하고 비용을 장애요인으로 제시한 경우가 많음
- 관련 부문에서 동일한 기술이 빈번하게 사용되고 있음에도 불구하고 지배적인 실행(prevaling practice)을 장애요인으로 제시한 경우가 많음(Lambert Schneider, 2009)
 - 관련 부문이나 주변에 제안된 프로젝트에서 사용할 기술이 빈번하게 사용되

- 고 있음에도 불구하고 “처음으로 사용(first of its kind)” 한다거나 지배적인 실행이 아니라는 점을 장애요인으로 제시하고 있음
- 동 기술이 속한 부문(control group)을 광범위하게 정의한 반면 기술은 협의로 정의하여 동 기술의 지배적으로 실행되지 않는 경우라고 제시하는 경우가 있음(예를 들면 기술이 속한 부문은 국가 전체의 발전량으로, 기술은 소수력 발전기술로 정의하여, 소수력발전이 차지하는 비중이 극히 미미한 수준이라고 제시하는 경우)
 - 장애요인에 대한 증거가 제시되지 않는 경우나 프로젝트가 장애요인을 어떻게 극복할 것인가에 대한 설명이 결여된 경우가 있음
 - 장애요인이 있다고 주장하면서 장애요인에 대한 증거를 제시하지 않거나, 증거를 기업내의 정보를 장애요인으로 제시하여 객관성을 결여한 경우가 있음
 - 제안된 프로젝트가 확인된 장애요인을 어떻게 극복하거나 경감시킬 것인가에 대한 설명이 누락된 경우가 많음⁴²⁾
 - 타당성평가 보고서에 DOE가 장애요인을 평가했다는 구체적인 정보가 누락된 경우가 있음
 - 타당성평가 보고서(validation report)에서 PDD에서 제시된 장애요인에 대한 평가를 실시해야 하지만 이에 대한 정보가 누락된 경우가 대다수이며, 소수에 국한해서 각 장애요인에 대한 구체적이고 투명한 평가가 제시되었음
 - 장애요인 분석에서 주요 문제점은 장애요인 분석의 적용이 주관적이고, 애매하며 객관적이고 투명한 방법으로 타당성을 평가하기 어렵다는 것임. PDD에 제시된 장애요인이 신뢰할만하지 않고, 장애요인에 대한 증거가 제시되지 않으며, 프로젝트가 어떻게 장애요인에 영향을 미치는(장애요인 극복이나 경감)지의 여부가 명확하지 않는 경우가 많음. 또한 DOE가 타당성평가 보고서에서 장애요인을 구체적이고 투명하게 평가하지 않는 것도 문제로 거론됨

42) 소규모 프로젝트의 71%, 대규모 프로젝트의 39%가 여기에 해당

마. 투자 분석법(investment analysis)

- 추가성 평가 방법론에서는 CDM의 투자분석(investment analysis)을 평가하는 방법으로 단순비용분석, 투자비교분석, 기준 내부수익률 분석법이 사용되고 있음(Lambert Schneider, 2009)
 - 단순비용분석(Simple Cost Analysis) : CER 이외의 수입(전력망에 대한 전력 판매수입 등)이 없을 경우, 제안된 프로젝트가 추가적인 비용을 발생시킨다는 점을 입증하는 방법
 - 투자 비교분석(investment comparison analysis) : CER 이외의 수입이 있을 경우(전력망에 대한 전력 판매수입 혹은 비용이 감소할 경우 등), 제안된 프로젝트의 경제적 매력을 신뢰할만한 다른 대안(비슷한 규모의 프로젝트가 추진될 경우)의 매력과 비교하는 방법. 기준배출량(baseline)이 제안된 CDM 프로젝트와 유사한 경우에 적용 가능한 투자 분석법임(전력망에 전력을 공급하는 태양광이나 풍력발전의 경우에는 여기에 해당되지 못하므로 내부수익률 방법을 적용해야 함)
 - 기준 내부수익률 분석법(benchmark analysis) : CER 이외의 수입이 있을 경우(전력망에 대한 전력 판매수입 혹은 비용이 감소할 경우 등), 제안된 프로젝트의 경제적 매력을 프로젝트가 소속된 분야의 시장에서 통용되는 일정 수준의 기준 내부수익률(hurdle rate of IRR)과 비교하는 방법임. 동 분석법은 제안된 활동이 전력망에 전력을 공급하는 기술의 일부로 추진되거나, 전력망에 전력을 공급하는 유일한 공급원(독점적 공급)인 경우에는 반드시 동 분석법을 적용해야 함
- : 칠레의 경우 송전망과 발전시설에 적용하는 10%의 할인율을 국가에서 발표한 칙령(Chilean National Decree No4)에 의해 기준 내부수익률로 설정한 바 있으며, 대부분의 정부에서도 기준이 되는 내부수익률을 공표하고 있음

〈표 4-6〉 CDM 프로젝트의 투자분석법

분석법	적용 경우
단순비용분석 (simple cost analysis)	CER 이외 수입이 없을 경우, 최소 한 개 이상의 대안에 비해 제안된 프로젝트의 비용이 추가되면 추가적으로 평가
투자비교분석 (investment comparison analysis)	CER 이외 수입이 있고, 프로젝트의 산출물이 제안된 프로젝트에서만 생산되는 경우, IRR, NPV, 비용편익비율, 평균화된 전력이나 열 비용(LCOE) 지표에서 대안 중의 한 대안이 최고의 지표를 나타내면 제안된 프로젝트가 가장 경제적으로 매력적이지 않다고 평가(추가적으로 평가)
기준 내부수익률 분석 (benchmark analysis)	CER 이외 수입이 있고, 프로젝트의 산출물이 다른 프로젝트에서도 생산되는 경우, IRR이 기준 IRR 보다 낮은 경우 제안된 프로젝트가 매력적이라고 평가하기 어려움(추가적이라고 평가) - 할인율이나 내부수익률은 a) 중앙정부 국채이자율에 적절한 리스크 프리미엄이 더해진 수치 b) 자본에 대한 필요 비용 추정치 사용 c) 기업의 내부 기준 수익률은 특별한 경우에 적용 d) 정부 혹은 공식적으로 인정된 기준 수익률(통상 투자결정에 사용) e) 기타 다른 지표(사익 지표가 적절하지 않을 경우) . 동 분석법은 전력망에 전력을 공급하는 기술의 일부로 추진되거나, 제안된 활동이 전력망에 전력을 공급하는 유일한 공급원인 경우에는 반드시 적용해야 함

자료:UNFCCC, TOOL01, Tool for the demonstration and assessment of additionality, version 7.0, 2012.11.23

- 투자분석 실시 이후에 현실적인 범위의 가정에 입각한 민감도 분석을 실시하여 투자분석 결과가 확고(robust)하다는 점(재정 및 경제적으로 가장 매력적이지 않거나, 재정적 혹은 경제적으로 매력적이지 않다는 점)을 입증해야 함
- 투자분석에서는 대부분 기준 내부수익률 분석법을 사용했으나 비용과 수입에 대한 구체적인 정보를 제공하지 않는 등 정보가 투명하지 않는 경우가 많았음⁴³⁾.
- 투자분석에 사용한 정보가 투자분석을 재평가할 경우 제시한 내부수익률이

43) 프로젝트의 약 45%는 비용과 수입에 대한 구체적인 정보를 제공했으나 나머지는 구체적인 정보를 제공하지 않았음. 프로젝트의 약 1/3은 투자분석법을 적용했으며, 이 중에서 61%는 기준 분석법을 적용하고, 26%는 투자비교분석법을, 나머지 13%는 단순비용분석법을 적용함

재생산할 수 있을 정도의 충분한 정보를 제공하지 않는 경우, 분석결과만 제시한 경우, 투자비용과 분석결과만 제시한 경우가 있는 반면 비용과 수입에 대한 구체적인 정보를 제공한 경우는 절반에 미치지 못하는 사례가 자주 발생하고 있음

- 기준 내부수익률(benchmark IRR)이 투명하게 제시되지 못하는 경우가 많은데 이는 외부로부터 제공된 것이 아니라 기업의 내부정보를 사용한 경우로서 기준 내부수익률은 시장의 표준 수익률을 반영해야 한다는 원칙에 위배되는 경우임
 - 한 국가 내에서도 기준 내부수익률이 상이하고, 국가마다 4%에서 최고 22%에 이르는 등 그 폭이 상당한 수준에 이르는 등 객관적인 기준 내부수익률 도출이 이루어지지 않고 있음
 - 이는 기준 내부수익률이 외부로부터 제공된 것이 아니라 기업의 내부수익률을 사용한 경우에 발생하고 있는데, 이는 투자분석 방법론에서 기준 내부수익률은 프로젝트의 특정 리스크를 감안하여 시장의 표준 수익률을 반영해야 한다는 원칙에 위배되는 경우임
- 민감도 분석에서 시나리오 수, 모수의 숫자 및 범위가 매우 다양하게 제시되고 있는데 이는 방법론에서 민감도 분석에 적용될 모수에 대한 명확한 기준이 없기 때문에 발생하는 문제임
 - 투자비교분석법과 기준 내부수익률분석법을 사용할 경우에는 민감도 분석을 실시해야 함
 - 그러나 시나리오의 숫자가 적게는 1에서 많게는 8개, 모수(parameters)의 숫자는 1에서 7개까지, 그리고 모수의 범위는 2%에서 50%까지 다양하게 분포되어 있음. 이는 방법론에서 민감도 분석에 적용될 모수에 대한 명확한 기준이 없기 때문에 발생하는 문제임
- 기준 내부수익률분석법에서 CER 판매수입을 감안해도 기준 내부수익률을 상회하지 못하는 프로젝트임에도 불구하고 동 프로젝트가 경제적으로 추가적이

라고 주장하는 경우가 발생하고 있으며, CER 판매수입이 IRR을 0.5%p에서 많게는 29%p까지 상승시키는 것으로 나타났음

- 인도 풍력발전의 경우 CER 판매가 없을 경우 내부수익률은 7.36%, CER 판매가 이루어지면 내부수익률은 7.87%, 기준 내부수익률은 10.75%임에도 불구하고 프로젝트가 경제적으로 추가적이라고 주장한 경우도 있음
- 세제우대(tax benefit)가 포함되지 않는 경우도 있는데 이는 방법론에서 세제 혜택의 포함여부에 대한 명확한 지침이 없기 때문임
- 투자분석법에서 주요 문제점은 투자분석이 구체적이고 투명하게 이루어지지 않으며, 30%는 분석결과를 재생산하고 가정을 확인할 수 있는 정보를 제공하지 않았으며, 내부수익률에 대한 자료를 외부의 객관적인 기관에서 확보하는 대신 기업 내부의 수익률을 사용하는 경우도 있으며, 투자분석에 사용된 수치가 정확하지 않은 경우가 있었음

바. 일상활동 분석법(common practice analysis)

- 일상활동 분석법은 제안된 프로젝트가 해당 지역이나 국가에서 일상적으로 추진되는 것이 아니라는 점을 입증하는 신뢰도 점검 방법으로서 투자분석이나 장애요인분석법을 보완해주는 절차임. 제안된 프로젝트가 일상적으로 행해지는 활동이 아니라면 추가적이라고 평가됨
- 제안된 프로젝트와 유사(규모, 환경, 규제, 지리적 범위에서 유사)한 활동이 이전이나 현재 어느 정도 이행되고 있는지를 분석하여 이러한 유사한 활동이 적용 가능한 지리적 범위에서 어느 정도 보급되어 있는지를 제시
- 제안된 활동과 유사한 활동의 차이를 비교하여 근본적인 차이가 무엇인지를 평가하고, 유사한 활동이 편익(보조금이나 재정적 지원)을 누리거나 장애요인을 갖고 있지 않는 이유를 설명
- 제안된 활동과 유사한 활동 간의 근본적인 차이에는 제안된 활동이 이행될 여건의 변화가 포함될 수 있음. 즉, 새로운 장애요인이 등장하거나, 지원정책

- 이 중단되거나 등의 여건변화로서 이는 제안된 활동이 CDM에 의해 제공되는 인센티브가 없으면 추진되기 어려운 상황으로 연결되어야 함
- 제안된 활동과 유사한 활동의 근본적인 차이가 없으면 제안된 활동을 일상활동으로 간주되어 추가성이 없는 것으로 평가
 - 일상활동 분석법은 제안된 프로젝트가 해당 지역이나 국가에서 일상적으로 추진되는 것이 아니라는 점을 입증하는 신뢰도 점점 방법임(Lambert Schneider, 2009)
 - 일상적인 활동인지를 구분하는 기준(threshold)이 명확하지 않아서 어떤 프로젝트는 점유율이 5% 미만인 경우에 일상적이지 않다고 평가한 반면 어떤 프로젝트는 33% 이하인 경우에 일상적이지 않다고 평가했음
 - 시장 보급율(penetration rate)에 대한 명백한 정량적인 기준을 제시하는 것이 과제임
 - 일상활동 분석법에서는 비교가능한 기술의 정확한 구분을 제공하지 못하는 단점이 있음
 - 어떤 경우에는 기술을 매우 협소적으로 정의하며 프로젝트에 사용될 기술(예를 들면 고압의 바이오매스 열병합발전기술)이 해당 국가에서 빈번하게 사용되고 있음에도 불구하고 극히 일부의 경우에만 기술이 사용된 것으로 평가했음. 반면 비교 대상이 되는 부문을 매우 광범위하게 설정(전국의 발전량)하여 프로젝트에 사용될 기술의 시장 점유율이 매우 낮아 일상적이지 않다고 평가하는 경우도 있음

사. 긍정목록(positive list)

- 긍정목록⁴⁴⁾에 해당되는 기술이나 요건을 충족하는 프로젝트나 프로그램은 자동적으로 추가적이라고 평가됨.

44) Positive List는 2021년 11월 28일까지만 유효하며, CDM project standard for project activities, CDM project standard for programme of activities에 적용하는 절차임.

〈표 4-7〉 긍정목록(positive list)

기술		요건
폐기물 관리 및 처분	매립가스 회수 및 사용	. 제안된 활동(프로젝트/프로그램)이 기존 혹은 신규 매립가스 부지에 건설되기 이전에 매립가스를 에너지 생산용으로 사용하지 않고 대기중에 방류(vent) 혹은 소각(flare)했으며, 다음 요건을 충족해야 함 a) 매립가스를 10MW 이하의 발전설비로 한 개 혹은 여러 개의 공장에 전력을 공급하는 데 사용 b) 매립가스를 내부나 외부 소비용 열 생산에 사용 c) 매립가스를 대기중에 방류
	폐수처리에서 메탄 회수	. 현 설비에서 제안된 활동이 a) 현재의 폐수처리 시스템이 혐기성 높이며 폐수가 투자유치국의 규제를 충족 b) 가정/산업/농업부문에서 발생한 바이오가스 관리 규정이 없음 c) 폐수처리시스템 설비능력 증대가 없음 d) 현재의 높에서 추가적인 경제활동이 이루어지지 않을 것으로 기대 e) 바이오가스는 5MW 이하의 설비를 통해 한 개 혹은 다수의 공장에 전력을 공급하는데 사용
재생 에너지	전력망에 연계된 대규모 재생에너지 기술	. 해당하는 기술목록은 다음과 같음 a) 태양광기술 b) CSP를 포함한 태양열 발전기술 c) 해양풍력기술 d) 파력기술 e) 조수기술 f) 해양열기술 . 상기 기술이 PDD 제출 시 다음 요건 중 하나를 충족해야 함 a) 연계된 전력망에서 해당 발전기술이 차지하는 비중이 2% 이하 b) 투자유치국 전체에서 해당 기술의 설비능력이 50MW 이하
	전력망과 분리된 대규모 재생에너지 기술	. 해당하는 기술목록은 다음과 같음 a) 태양광기술 b) CSP를 포함한 태양열 발전기술 c) 해양풍력기술 d) 파력기술 e) 조수기술 f) 해양열기술 . 상기 기술이 PDD 제출 시 다음 요건 중 하나를 충족해야 함 a) 분리된 전력망 전체에서 해당 발전기술이 차지하는 비중이 2% 이하 b) 투자유치국의 분리된 전력망 전체에서 해당 기술의 설비능력이 50MW 이하

〈표 4-8〉 긍정목록(positive list)(계속)

기술		요건
재생 에너지	전력망에 연계된 소규모 재생에너지 기술	. 해당하는 기술목록은 다음과 같음 a) 태양광기술 b) CSP를 포함한 태양열 발전기술 c) 해양풍력기술 d) 파력기술 e) 조수기술 f) 100KW 이하의 건물융합협 혹은 가정 옥상에 설치된 풍력발전기 g) 바이오매스 가스복합기술(BIGCC, biomass internal gasfication combined cycle)
	전력망과 분리된 소규모 재생에너지 기술	. 개별 기술의 용량이 아래 규격을 상회하지 않으면서 전체 설비용량이 15MW 이하인 경우 자동적으로 추가적임 a) 소수력발전(100KW까지) b) 소규모 풍력발전(100KW까지) c) 태양광-풍력 결합(100KW까지) d) 지열(200KW까지) e) 바이오매스 가스화(100KW까지)
농촌의 전력화 프로젝트		. 최근 통계(없을 시 3년 이전 통계 사용 가능)에 의해 농촌의 전력화율이 50% 이하인 국가에서 재생에너지를 사용한 농촌 전력화 프로젝트 . 전력망을 확장한 농촌전력화 사업은 다음 요건을 모두 충족 시 자동적으로 추가적으로 평가 a) 농촌 전력화율이 50% 이하 b) 지역이 최빈국(LDC), 소도서국가(SIDS), 특별저개발국가(SUZ, Special Under Developed Zone) c) 최근 10년 동안 전력화율이 20% 이상 증가하지 않음 d) 전력망에서 CDM 사업이 수행되는 지역까지 최소 3km 이상의 전력망 확장

자료:UNFCCC, TOOL32, Positive Lists of Technologies, version 2.0, 2019.11.28

아. 전력망의 온실가스 배출계수 추정 방법론

- CDM 사업 PDD 작성 시 CDM 사업의 온실가스 감축 잠재량 추정 중에서 1) 전력망에 전력을 공급하거나, 2) 전력망에서 공급받아 왔던 전력을 대체하는

사업의 온실가스 감축량 추정 시 전력망의 온실가스 배출계수 추정은 다음의 방법론(TOOL07, Tool to calculate the emission factor for an electricity system)을 사용하여 operating margin과 build margin을 추정하여 combined margin을 도출

- operating margin은 제안된 CDM 사업에 의해서 현재의 전력 생산이 영향을 받게 될 일련의 발전소들의 배출계수를 의미
 - build margin은 제안된 CDM 사업에 의해서 건설과 미래의 운영이 영향을 받게 될 일련의 미래(prospective) 발전소들의 배출계수를 의미
 - combined margin은 두 배출계수에 가중치를 더하여 산출한 배출계수임
- operating margin에는 CDM 사업 PDD 작성 시 CDM 사업의 온실가스 감축 잠재량 추정 중에서 1) 전력망에 전력을 공급하거나, 2) 전력망에서 공급받아 왔던 전력을 대체하는 사업의 온실가스 감축량 추정 시 전력망의 온실가스 배출계수 추정은 다음의 방법론(TOOL07, Tool to calculate the emission factor for an electricity system)을 사용하여 operating margin과 build margin을 추정하여 combined margin을 도출
- operating margin에는 Simple OM, Simple adjusted OM, Dispatched data analysis OM, Average OM이 있음
 - operating margin에는 전력망의 저비용의 상시운영(low-cost/must-run) 발전원의 비중이 50% 이하인 경우에는 simple OM을 사용하고, 50% 이상인 경우에는 adjusted OM방법을 사용
- build margin은 전력망에 가장 최근에 추가된 5개의 발전원이나 설비능력의 20%에 해당되는 발전원의 전력생산량 중에서 많은 경우를 사용함
- Option 1 : 제1차 CER 발행기간에는 제안된 CDM 프로젝트가 타당성 검토(validation)를 위해 PDD를 제출한 연도의 동일 그룹에 속한 발전원을 대상으로 사전(ex-ante) 배출계수를 산정하며, 제2차 CER 발행기간에는 DOE에 CER발행기간 갱신을 요청한 시기에 이미 건설된 동일 그룹의 발전원의 배

출계수를 갱신해야 하며, 제3차 CER 발행기간에는 제2차 CER 발행기간의 배출계수를 사용해야 함

- Option 2 : 제1차 CER 발행기간에는 매년 사후적(ex post)으로 CDM을 등록하는 연도까지 건설된 발전원을 포함하여 배출계수를 갱신해야 하거나, 등록 연도까지의 정보가 이용 가능하지 않을 경우에는 정보가 이용 가능한 연도까지 건설된 발전원을 포함하여 배출계수를 사후적으로 매년 갱신해야 하며, 제2차 CER 발행기간에는 사전적으로 배출계수를 산정해야 하며, 제3차 CER 발행기간에는 제2차 CER 발행기간의 배출계수를 사용해야 함
- option 1과 2 중에서 결정한 이후에 최근에 건설된 5개의 발전소와 전력망의 20%에 해당하는 발전소의 발전량을 비교하여 더 큰 발전량을 선정하여 BM을 계산함
- combined margin에는 OM과 BM의 비율이 50:50, 75:25, 25:75의 경우로 구분하여 가중치를 산정함
- 풍력과 태양광발전은 간헐성으로 인해 1차 및 이후 CER 발행기간에 대해 OM:BM=75:25를 적용
- 풍력과 태양광발전 이외의 프로젝트의 1차 CER 발행기간에 대해서는 OM:BM=50:50, 2차와 3차 CER 발행기간에 대해서는 OM:BM=25:75를 적용

〈표 4-9〉 전력망의 배출계수 추정 방법론

방법론		적용 요건
Operating Margin (OM)	Simple OM	. 전력망의 최근 3년 평균 LCMR(Low-Cost/Must-Run) 비중이 50% 이하(off-grid 제외) . 50% 이상이지만 LCMR의 평균부하가 전력망의 최소연간부하(LASL)보다 높을 경우 . 최근 5년 동안의 평균 배출계수나 저탄소발전원의 장기 평균 배출계수
	Simple adjusted OM	. 전력망의 최근 3년 평균 LCMR(Low-Cost/Must-Run) 비중이 50% 이상 . 50% 이상이지만 LCMR의 평균부하가 전력망의 최소연간부하(LASL)보다 낮고 시간부하자료가 있을 경우
	Dispatched OM	. 각 발전소의 전력 생산량, 연료형태 및 연료 소비량에 대한 시간별 자료가 있을 경우
	Average OM	
Build Margin (BM)	option A:최근 건설된 5개 발전소	. 제안된 CDM을 제외한 두 변수 중 큰 수치를 사용하여 발전량을 가중 평균한 배출계수 산정 . 선정된 발전원 중에서 10년 이전에 전력을 생산한 경우가 없으면 이들 발전원의 배출계수를 적용
	option B:발전능력의 20%	. 선정된 발전원 중에서 10년 이전에 전력을 생산한 발전원을 제외하고 등록된 CDM을 포함하여 전력망 발전량의 20%까지 발전원을 포함하여 배출계수 산정 . 선정된 발전원 중에서 10년 이전의 발전원을 포함하여 20%까지 발전량이 채워질 때까지 발전원을 포함하여 배출계수를 산정
Combined Margin (CM)	OM:BM=75:25	풍력과 태양광발전의 모든 CER 발행기간(CP)에 적용
	OM:BM=50:50	풍력과 태양광발전 이외 1차 CER 발행기간(CP)에 적용
	OM:BM=15:75	풍력과 태양광발전 이외 2차 및 3차 CER 발행기간(CP)에 적용
		weighted average CM simple CM : LDC 국가에서 적용하거나 혹은 타당성 평가 시작 시 CDM 프로젝트가 10개 미만인 경우에 적용

3. CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 방법론

가. 온실가스 감축비용 분석 방법론

- 2020년 7월까지 UNFCCC에 등록된 CDM 프로젝트 중에서 분석에 활용할 수 있는 정보를 갖고 있는 5개 개도국의 CDM 사업(Project Activity, Programme of Activities)의 정보를 이용하여 각국의 기준 내부수익률(benchmark IRR)을 달성할 경우의 CDM의 CER 가격을 추정
 - CDM 사업의 문서(PDD)와 회계정보(financial sheet)를 활용하여 CDM 사업의 비용(투자비, 운영유지비), 수입(전력판매 수입, CER 판매 수입), 온실가스 감축량, 프로젝트 기간(기술적 기간, CER 발행기간(crediting period)), CER 판매 시의 내부수익률, 기준 내부수익률(benchmark IRR) 등의 정보를 이용하여 기준 내부수익률을 달성할 경우의 CER 판매가격을 추정
- CDM 사업의 온실가스 감축비용은 해당 국가의 정부가 제시하는 기준 내부수익률(benchmark IRR)을 달성할 경우의 CER 판매가격으로 정의함. 이는 기준 내부수익률을 충족하면 기회비용의 측면에서 사업으로서의 타당성을 가진 것으로 평가하기 때문임
 - CDM 사업의 투자분석 방법으로 기준수익률 분석법(benchmark analysis)을 적용할 경우, CDM 사업이 기준 수익률을 달성할 경우의 CER 판매가격이 CDM 사업의 온실가스 감축비용으로 정의될 수 있음
- CDM 사업의 온실가스 감축비용(CER 판매가격)을 일정한 기준으로 비교하기 위해 2019년 가격으로 환산하여 표기
 - CDM 사업의 온실가스 감축비용(CER 판매가격)은 CDM 등록 년도를 기준으로 현재가치(present value)로 산정 한 이후에 각 국가별 GDP deflator을 이용하여 2019년 가격으로 일괄 환산
- 본 연구에서 추정한 CDM 사업의 온실가스 감축비용은 CER 판매가격을 의미하며, 이는 CDM 사업에 대한 비용(초기 투자비와 운영비 합계)을 수입(전

력판매수입과 CER 판매수입의 합계)과 일치시킬 경우, 즉, CDM 사업의 비용을 모두 회수할 경우의 CER 판매 가격을 의미함

- CDM 사업이 경제적 타당성을 갖기 위해서는 CER 판매가 이루어져야 하며, 이럴 경우의 CER 판매가격을 CDM 사업의 온실가스 감축비용으로 정의

나. 5개 개도국의 분석대상 CDM 프로젝트

- 2020년 7월까지 UNFCCC에 등록된 프로젝트 중에서 비용 관련 자료가 이용 가능한 분석대상 5개 개도국의 CDM 프로젝트는 총 135개에 이르고 있음 (UNFCCC).
- 칠레가 가장 많은 53개, 다음으로 베트남이 44개, 페루가 27개, 스리랑카 10개, 몽골이 1개를 차지하고 있음
- 2020년 7월까지 UNFCCC에 등록된 프로젝트(프로그램 포함, 등록 중 프로젝트 포함)는 총 8,356개, 6개 개도국이 투자유치국인 등록된 프로젝트는 498개, 이 중에서 프로젝트의 비용 관련 일부 자료가 이용 가능한 프로젝트는 135개에 이르고 있음

〈표 4-10〉 UNFCCC CDM 프로젝트 등록 현황(2020년 7월 기준)

구분	베트남	스리랑카	미얀마	몽골	페루	칠레	합계
세계 등록	-						8,356
국가별 등록	279	24	5	5	65	120	498
분석대상	44	10	-	1	27	53	135

자료:UNFCCC, CDM DB

다. CDM 온실가스 감축비용 분석에 필요한 정보

- CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석하기 위해 필요한 정보는 크게 프로젝트의 비용, 수입, 온실가스 감축량, 프로젝트 기간, 내부수익률 등임
- 분석에 필요한 정보는 CDM 사업의 문서(PDD), 타당성보고서(validation report), 회계정보(financial sheet) 등에서 확보

- CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석은 CDM 사업의 투자분석에 적용된 정보를 활용하는 방법으로서 내부수익률 분석방법은 다음과 같음

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+IRR)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t}$$

R_t : t 년도의 순현금 유입액

C_t : t 년도의 순현금 유출액

t : 기간, IRR : 내부 수익률(경제적 혹은 재무적 수익률)

- 내부수익률 분석방법은 순현재가치법(NPV)과 유사하며 단지 내부수익률과 할인율이 사용되었다는 점에서 차이가 발생⁴⁵⁾

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

NPV : 순현재가치

R_t : t 년도의 순현금 유입액

C_t : t 년도의 순현금 유출액

t : 기간, r : 할인율

45) capital cost는 equity와 debt의 가중평균 방법(WACC)을 이용하여 추정(베트남의 수력발전 CDM PDD(3256))

$$WACC = E/V * Re + D/V * Rd * (1 - Tc)$$

Re : cost of equity

Rd : cost of debt

E : amount of equity in the project

D : amount of debt in the project

V : total investment cost(E+D)

Tc : average enterprise tax rate

- 부채 비용은 통상 장기 대출 이자를 사용

- 자기자본 비용은 CAPM 식을 이용하여 계산

$$Re = Rf + b * (Rm - Rf)$$

Re : cost of equity for electricity generation project type(39.58%)

Rf : risk free rate return(정부 채권 이자, 9.25% for 15 years term)

b : beta of the security for electricity generation project type(1.49)

Rm-Rf : market risk premium(29.6%)

- CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 정보와 정보를 확보할 출처를 정리하면 다음 표와 같음

〈표 4-11〉 CDM 프로젝트의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 정보

구분	세부 항목	자료 출처
프로젝트 개요	프로젝트 사업기간	PDD
	CER 발행기간(crediting period)	PDD, Investment Analysis
프로젝트 비용	투자비	PDD, Investment Analysis
	- 감가상각비	
	운영비	PDD, Investment Analysis
	- 세금	
	- 환경비용	
프로젝트 수입	- 운영비용	
	전력/열 판매수입	PDD, Investment Analysis
온실가스 감축량	CER 판매수입	PDD, Investment Analysis
	기간 총 감축량	PDD, Emission Reduction
내부 수익률	연평균 감축량	
	IRR without CER sales	PDD, Investment Analysis
	기준 수익률(benchmark IRR)	
	IRR with CER sales	

PDD, Investment Analysis 등의 자료는 UNFCCC CDM website에서 확인 가능

- CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 비용(cost)은 크게 프로젝트 투자비와 운영유지비용으로 구분됨
 - 프로젝트 투자비는 통상 사전에 투자된 비용으로서 프로젝트에 필요한 기계 및 설비의 구매비용 뿐만 아니라 대지 구입, 설계비용 등이 모두 포함된 비용임
 - 운영유지비용은 연료비용과 인건비 등을 의미함
- CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 수입(revenue)은 크게 CER 판매수입, 전력판매 등의 수입으로 구성되어 있음
 - 전력판매 수입은 전력망에 연계되는 신재생에너지 프로젝트에 해당되는 수입
 - CER 판매수입은 CDM 사업이 UNFCCC에 등록되고 운영되어 온실가스 감축이 발생하고 이를 발행하여 판매함으로써 얻게 될 수입을 의미

- CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 온실가스 감축량은 CER 발행기간에 발생할 감축량으로 가정하여 분석
 - CER 발행기간(creditation period)이 갱신 가능(renewable)한 경우의 감축량 발생기간은 통상 21년(7년씩 3회, 산림부문은 20년씩 3회 갱신 가능한 60년)이며, CER 발행기간(creditation period)이 고정형(fixed)인 경우의 감축량 발생기간은 10년(산림부문은 30년)임
 - 통상 PDD에서는 CER 발행기간이 갱신 가능한 경우에는 1차 발행기간(7년)에 대해서만 온실가스 감축량을 설명해 주고 있지만, 본 연구에서는 특별한 언급이 없으면 21년 동안 제1차 발행기간과 동일한 규모의 온실가스 감축(emission reduction)이 발생되고 이러한 온실가스 감축량이 CER로 발행될 것으로 가정함
- CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 프로젝트 기간은 기술적인 기간과 CER 발행기간(crediting period)으로 구분
 - 기술적인 프로젝트 기간은 해당 프로젝트가 기술적으로 수명을 다하는 기간을 의미하며(수력발전의 경우 통상 100년의 기술적 수명기간 설정), 동 기간에는 운영유지비용이 소요되고, 온실가스 감축도 이루어지지만 온실가스 감축을 CER로 인정하는 기간은 CER 발행기간(crediting period)으로 국한함
 - CER 발행기간이 갱신 가능한 경우는 CER 발행기간이 통상 21년(7년씩 3회, 산림부문은 20년씩 3회 갱신가능한 60년)이며, CER 발행기간(crediting period)이 고정형(fixed)인 경우의 CER 발생기간은 10년(산림부문은 30년)으로 가정함
- CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 내부수익률은 CER 판매가 없는 경우의 내부수익률, 해당 국가의 기준 내부수익률, CER 판매가 포함될 경우의 내부수익률로 구분
 - CER 판매가 없는 경우의 CDM 프로젝트의 내부수익률은 해당 프로젝트의 경제적 추가성을 평가하는 출발점이 되고 있음. 즉, CER 판매가 없는 경우(전력판매와 같은 부수입이 있는 경우에는 이러한 부수입을 포함)의 내부수

익률이 해당 국가의 기준 내부수익률(benchmark IRR)을 상회하지 못하면 경제적으로 추가적이라고 평가할 수 있음

- 기준 내부수익률은 CDM 프로젝트의 경제적 추가성을 평가하는 기준이 되는 내부 수익률로서, 제안된 CDM 프로젝트가 경제적으로 매력적이지 않다는 점(경제적으로 추가적)을 입증하는 기준이 되는 내부 수익률임
- CER 판매가 이루어진 경우의 내부 수익률은 제안된 프로젝트가 CDM으로 등록되어 CER을 판매할 경우의 내부 수익률로서 통상 기준 내부수익률을 상회하는 것이 일반적이지만, PDD 정보에 의하면 내부수익률이 기준 내부수익률에도 미치지 못하는 경우가 나타나기도 함

〈표 4-12〉 CDM 사업의 내부 수익률 구분

IRR 구분	정의	비고
CER 미판매 내부수익률	통상 가장 낮은 수준	-
기준 내부수익률	해당 국가의 기준 내부수익률	기준 수익률 달성 시 CER 판매가격을 감축비용으로 가정
CER 판매 내부수익률	통상 기준 수익률을 초과	-

- CDM 사업의 투자분석 방법에 따라 온실가스 감축비용 분석에 필요한 정보가 상이
- 투자분석에 단순비용분석을 활용할 경우 필요한 정보는 비용(투자비, 운영비) 정보임
- 투자분석에 비용비교분석이나 기준 내부수익률방법을 활용할 경우에 필요한 정보는 비용(투자비, 운영비), 수입(전력판매수입, 기타 수입), 기준내부수익률임

〈표 4-13〉 투자분석 방법에 따른 온실가스 감축비용 추정에 필요한 정보

투자분석방법	비용	수입	수익률
단순비용분석	투자비, 운영비	-	cost
비용비교분석	투자비, 운영비	전력판매수입	IRR, NPV, B/C Ratio, 기타
내부내부수익률	투자비, 운영비	전력판매수입	IRR

- 5개 개도국 분석 대상 CDM 프로젝트의 분석에 필요한 항목 중에서 설비능력, 투자비, 기준 IRR에 대한 정보는 비교적 많이 제공되고 있으나 운영비와 CER 판매 여부에 따른 IRR에 관한 정보는 많이 제공되지 않는 편임
- 프로젝트의 설비능력에 대한 정보는 비교적 많이 제공되고 있음
- 비용 관련 정보 중에서 투자비는 비교적 많은 프로젝트에서 정보가 제공되고 있으나 운영비에 대한 정보는 미흡한 수준임
- 추가수입(대부분 전력 판매수입)에 관한 정보가 제공되고 있는 프로젝트는 많지 않은 상황임
- 기준이 IRR에 관한 정보는 비교적 많이 제공되고 있으나 CER 판매수입이 포함되거나 제외된 경우의 IRR에 관한 정보는 많이 제공되지 않는 편임
- 온실가스 감축량 정보는 기본적인 정보이기 때문에 PDD에 포함되어 있음

〈표 4-14〉 국가별 프로젝트별 분석에 필요한 정보 이용 가능성

구분	분석 대상	설비 능력	투자비	운영비	수입	IRR			감축량
						benchm ark	excl. CER	incl. CER	
베트남	77	61	71	43	47	67	64	27	77
스리랑카	13	12	6	1	2	6	6	3	13
몽골	4	3	3	2	2	2	2	-	4
페루	17	11	16	12	10	8	9	8	17
칠레	42	23	36	18	9	16	10	6	42

자료:UNFCCC, CDM DB를 바탕으로 저자가 작성

4. 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석

가. 칠레의 분석대상 CDM 프로젝트

- 칠레 CDM 분석대상 프로젝트는 총 53개로서 수력발전이 16개, 풍력발전이 9개, 태양광발전이 6개, 매립가스가 11개, 바이오매스발전이 6, 메탄회피가 4개, 연료전환이 1개의 분포를 이루고 있음
- 2020년 7월 기준 UNFCCC에 등록된 칠레의 CDM 프로젝트는 120개이며, 수력발전이 34개, 풍력발전이 21개, 태양광발전이 20개로서 이들 3개 프로젝트가 전체의 63%를 차지하고 있음

〈표 4-15〉 칠레의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)

구분	수력발전	풍력발전	태양광	매립가스	바이오	메탄회피	N2O파괴	연료전환	산림	효율개선	지열	수송	합계
전체	34	21	20	15	12	7	3	2	2	2	1	1	120
분석	16	9	6	11	6	4	-	1	-	-	-	-	53

자료:UNFCCC, CDM DB

나. 칠레 CDM 사업의 형태 및 규모

- 칠레의 분석대상 53개 CDM 프로젝트는 발전부문, 폐기물부문, 농업부문, 산업부문 등에서 추진된 감축사업으로서 발전부문에서 추진된 사업이 가장 많음. 모든 사업이 프로젝트 활동이며 프로그램 활동은 없고, 규모는 대부분 대규모 사업이 주를 이루고 있음. 등록일은 2000년대 후반이나 2010년대 초반이 주를 이루며, CER 발행기간(crediting period)은 대부분 갱신형(renewable)인 21년이며, 고정형인 10년의 발행기간 프로젝트도 일부 있음
- CDM 프로젝트의 부문별 분포에서 발전부문에는 37개, 폐기물부문에는 11개, 농업부문에는 4개, 산업부문에는 1개 등 발전부문에서 추진된 CDM 사업이 가장 큰 비중을 차지하고 있음

- CDM 사업을 프로젝트 활동(PA)과 프로그램 활동(PoA)으로 구분하면 53개 모든 CDM 사업이 프로젝트 활동이며 프로그램 활동은 없음. La Hormiga LFG 사업은 2개의 매립지사업(La Hormiga와 El Bellatto)을 결합해서 하나의 사업으로 등록했음
- CDM 사업의 규모에 있어서 대규모 사업은 42개, 소규모 사업은 11개 등 대규모 사업이 주를 이루고 있음. 바이오매스발전에서는 4개가 대규모이고 2개는 소규모이며, 연료전환은 대규모이며, 수력발전은 7개가 대규모, 9개가 소규모이며, 매립가스는 모두 대규모이고, 메탄회수는 모두 대규모사업이며, 태양광과 풍력 모두 대규모 사업임
- CDM 사업의 등록일은 2005~2009년 기간에 속한 사업이 26개, 나머지 26개는 2010~2015년 기간에 등록되었음
- CER 발행기간은 21년의 갱신형이 45개, 10년의 고정형이 8개로 대부분 갱신형이며, 고정형은 주로 매립가스 사업에서 이루어지고 있음
- CER 발행기간은 등록일과 비슷한 추이를 나타내기 때문에 2010년대 후반과 2010년대 전반에 시작하여 2020년대와 2030년대까지 이어지고 있음

〈표 4-16〉 칠레 CDM 사업의 형태 및 규모

CDM 번호	프로젝트명	부문	활동	규모	형태	등록일	CER발행기간	
							년 수	기간
258	Nueva Aldea Bio 1	발전	PA	대	바이오	‘06.3.31	21	‘05.1.1-’25.12.31
346	Nueva Aldea Bio 2	발전	PA	대	바이오	‘06.6.2	21	‘07.4.1-’27.3.30
379	Russfin Biomass	발전	PA	소	바이오	‘06.6.4	21	‘05.1.1-’25.12.31
259	Trupan Biomass	발전	PA	대	바이오	‘06.6.6	21	‘05.1.1-’25.12.31
2325	PANITAO Biomass	발전	PA	소	바이오	‘09.3.5	21	‘09.3.5-’29.3.14
8099	Lautaro Biomass	발전	PA	대	바이오	‘13.1.31	20	‘13.1.1-’33.12.31
24	Graneros Fuel Switch	산업	PA	대	연료전환	‘05.7.18	21	‘04.1.1-’14.12.31
248	La Higuera Hydro	발전	PA	대	수력	‘06.3.20	21	‘08.1.1-’27.12.31
1052	Chacabuquito Hydro	발전	PA	대	수력	‘07.7.7	21	‘02.7.1-’29.6.30
1265	Quilleco Hydro	발전	PA	대	수력	‘08.7.9	21	‘08.7.9-’29.7.8
1374	Hornitos Hydro	발전	PA	대	수력	‘08.7.9	21	‘08.7.9-’29.7.8
2417	Lircay Hydro	발전	PA	대	수력	‘09.8.4	21	‘08.5.1-’29.4.30
4229	La Confluencia Hydro	발전	PA	대	수력	‘11.2.2	21	‘11.4.1-’31.3.30
6848	Chacayes Hydro	발전	PA	대	수력	‘12.7.26	21	‘12.7.30-’32.7.29
1267	Puclaro Hydro	발전	PA	소	수력	‘07.9.15	21	‘08.5.1-’28.4.30
3791	La Paloma Hydro	발전	PA	소	수력	‘10.11.20	21	‘10.11.20-’30.11.19
4337	Trueno Hydro	발전	PA	소	수력	‘11.1.12	21	‘11.1.12-’31.1.11
3830	Guayacán Hydro	발전	PA	소	수력	‘11.4.30	21	‘10.4.1-’30.3.31
4800	San Clemente Hydro	발전	PA	소	수력	‘11.9.22	21	‘11.11.1-’31.10.31
8162	DONGO Hydro	발전	PA	소	수력	‘12.12.5	20	‘13.1.1-’32.12.31
8914	Bonito Hydro	발전	PA	소	수력	‘12.12.19	20	‘13.5.1-’32.4.30
8981	Nalcas Hydro	발전	PA	소	수력	‘12.12.24	21	‘13.7.1-’32.6.30
8867	Ensenada Hydro	발전	PA	소	수력	‘13.4.10	18	‘13.4.15-’30.4.14
96	Copiulemu LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘05.12.3	21	‘06.1.15-’26.1.14
97	Cosmito LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘05.12.3	21	‘06.1.15-’27.1.14
170	El Molle LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘06.2.19	21	‘06.12.15-’26.12.14
254	Lepanto LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘06.3.31	21	‘13.3.31-’33.3.30
822	Colorados LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘07.3.17	21	‘14.3.7-’35.3.6
1219	Coronel LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘07.12.17	10	‘07.8.27-’16.8.26
1435	Regional LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘08.7.4	10	‘08.1.14-’28.1.13
2028	La Hormiga LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘09.1.30	10	‘08.10.15-’18.10.14
1911	El Empalme LFG	폐기물	PA	대	LFG	09.3.21	10	‘08.10.1-’18.9.30
2512	El Panul LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘09.10.6	10	‘09.6.15-’19.6.14
799	Santa Marta LFG	폐기물	PA	대	LFG	‘02.2.15	21	‘02.2.15-’22.2.14
33	Pocillas Methane	농업	PA	대	메탄	‘05.9.2	21	‘03.1.1-’24.12.31
31	Corneche Methane	농업	PA	대	메탄	‘05.9.2	21	‘09.5.1-’30.4.30
32	Peralillo swine	농업	PA	대	메탄	‘05.9.2	10	‘08.10.1-’18.9.30
458	Maitenlahue swine	농업	PA	대	메탄	‘06.9.9	21	‘05.2.1-’25.1.31

〈표 4-16〉 칠레 CDM 사업의 형태 및 규모(계속)

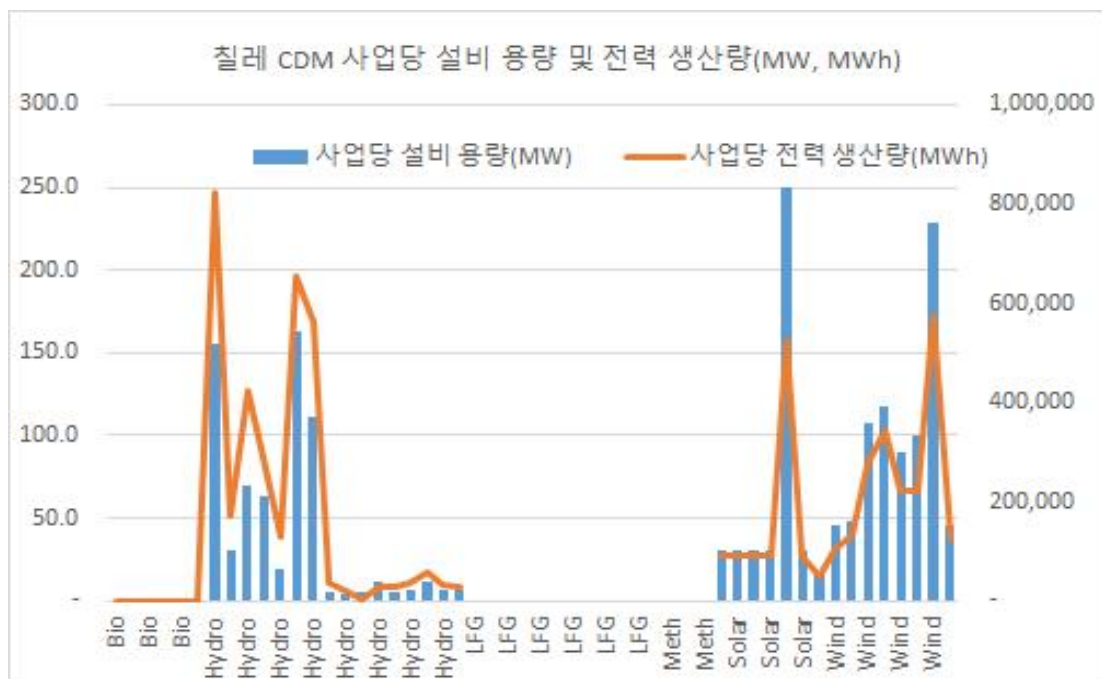
CDM 번호	프로젝트명	부문	활동	규모	형태	등록일	CER발행기간	
							년 수	기간
8760	Altos de Pica Solar	발전	PA	대	태양광	‘12.12.20	19	‘14.1.1.-’32.12.31
9331	Huasco Solar	발전	PA	대	태양광	‘12.12.28	19	‘14.1.1.-’34.12.31
9127	Pica Solar	발전	PA	대	태양광	‘12.12.28	21	‘14.1.1.-’34.12.31
9213	Pintados Solar	발전	PA	대	태양광	‘12.12.28	21	‘14.1.1.-’34.12.31
9311	Atacama Solar	발전	PA	대	태양광	‘12.12.28	21	‘14.1.1.-’34.12.31
9248	Lagunas Solar	발전	PA	대	태양광	‘12.12.31	19	‘14.1.1.-’32.12.31
1958	Canela Wind	발전	PA	대	풍력	09.4.3	20	‘08.9.18.-’37.9.17
3252	Totoral Wind	발전	PA	대	풍력	‘10.12.7	21	‘10.12.7.-’30.12.6
4449	Redondo Wind	발전	PA	대	풍력	‘11.5.12	21	‘11.5.12.-’31.5.11
7003	Lebu 1 Wind	발전	PA	대	풍력	‘12.8.31	21	‘15.6.1.-’35.5.30
8133	Arauco Wind	발전	PA	대	풍력	‘12.11.23	19	‘14.1.1.-’32.12.31
7458	Vientos Wind	발전	PA	대	풍력	‘12.12.13	20	‘14.1.1.-’32.12.31
9361	Parque Wind	발전	PA	대	풍력	‘12.12.31	21	‘13.1.1.-’33.12.31
9723	E.CL Wind	발전	PA	대	풍력	‘14.1.23	21	‘14.12.15.-’25.12.14
10070	Palmeras Wind	발전	PA	대	풍력	‘14.12.18	10	‘15.1.1.-’25.12.31

다. 칠레 CDM 사업의 설비용량 및 생산량

- CDM 사업의 설비용량은 다양한 규모를 지니고 있으나 단위 설비용량은 소수력발전의 경우에는 2.25~9MW, 태양광발전은 235W/모듈, 풍력발전의 경우 2MW가 주를 이루고 있음. 총 설비용량(평균)은 풍력발전이 가장 큰 규모(88.9MW)이며 다음으로는 대수력발전(87.3MW), 태양광발전(66.7MW)이며 소수력발전의 설비용량이 가장 적은 규모(7.2MW)임. CDM 사업의 사업당 평균 전력 생산량은 대수력발전이 435,962MWh, 소수력발전이 29,883MWh, 태양광발전이 161,849MWh, 풍력발전이 227,314MWh로서 대수력발전의 생산량이 가장 많고 소수력발전의 생산량이 가장 낮은 수준으로 나타났음
- 바이오매스의 설비용량의 평균은 23.7MW(1.2~41.7MW)임
- 대수력발전의 설비용량의 평균은 87.3MW(19.0~163.2MW)의 규모를 지니고 있으며, 단위 용량은 9.5~95.8MW에 이르고 있음. 평균 전력 생산량은 435,962MWh임

- 소수력발전의 설비용량 평균은 7.2MW(4.5~12.0MW)이며, 단위 용량은 2~3MW의 분포를 지니고 있음. 평균 전력 생산량은 207,543MWh임
- 태양광발전은 모두 대규모로서 총 설비용량의 평균은 66.7MW(30~250MW)이며 설비용량은 30MW가 주를 이루고 있고, 단위 용량은 대부분 235W/모듈임. 평균 전력 생산량은 161,849MWh임
- 풍력발전의 총 설비용량의 평균은 88.9MW(18.2~228.0MW)이며, 단위 용량은 대부분 2MW이고, 평균 전력 생산량은 227,314MWh임
- 전력망에 전력을 공급하는 수력발전, 태양광발전, 풍력발전의 경우 설비용량과 전력 생산량은 밀접한 상관관계를 나타내고 있음. 총 설비용량은 풍력발전이 가장 크고(88.9MW), 다음으로는 대수력발전(87.3MW), 태양광발전(66.7MW), 소수력발전(7.2MW)이며, CDM 사업당 평균 전력 생산량은 대수력발전(435,962MWh), 풍력발전(227,314MWh), 태양광발전(161,849MWh), 소수력발전(29,883MWh) 순서임.

[그림 4-2] 칠레 CDM 사업당 설비 용량 및 전력 생산량(단위:MW, MWh)



〈표 4-17〉 칠레 CDM 사업의 설비용량 및 생산량

CDM 번호	프로젝트명	설비 용량				가동율 (%)	생산량 및 판매량		
		단위	용량	기 수	설비		단위	생산량	판매량
258	Nueva Aldea Bio 1	MW	-	-	30.0	-	-	-	-
346	Nueva Aldea Bio 2	MW	-	-	41.7	-	-	-	-
379	Russfin Biomass	MW	-	-	1.2	-	-	-	-
259	Trupan Biomass	MW	-	-	30.0	-	-	-	-
2325	PANITAO Biomass	MW	-	-	15.3	-	-	-	-
8099	Lautaro Biomass	MW	-	-	24.0	72.90	MWh	153,265	151,051
	(바이오 평균)	-	-	-	23.7	-	-	-	-
24	Graneros Fuel Switch	-	-	-	-	-	-	-	-
	(연료전환 평균)	-	-	-	-	-	-	-	-
248	La Higuera Hydro	MW	77.5	2	155.0	60.00	MWh	823,000	823,000
1052	Chacabucito Hydro	MW	-		30.0	64.70	MWh	170,000	170,000
1265	Quilleco Hydro	MW	35.88	2	70.0	68.80	MWh	422,000	422,000
1374	Hornitos Hydro	MW			63.1	52.52	MWh	290,275	290,275
2417	Lircay Hydro	MW	9.5	2	19.0	78.10	MWh	130,000	130,000
4229	Confluencia Hydro	MW	95.8	2	163.2	45.90	MWh	656,000	656,000
6848	Chacayes Hydro	MW	56.68	2	110.8	57.74	MWh	560,457	560,457
	(대수력 평균)				87.3	61.1		435,962	435,962
1267	Puclaro Hydro	MW	2.60	2	5.8	77.50	MWh	35,239	35,200
3791	La Paloma Hydro	MW	2.25	2	4.5	48.20	MWh	19,000	19,000
4337	Trueno Hydro	MW	-	-	5.6	56.00	MWh	2,747	26,656
3830	Guayacán Hydro	MW	6	2	12.0	26.50	MWh	27,900	27,900
4800	San Clemente Hydro	MW	-	-	5.5	59.10	MWh	28,470	28,470
8162	DONGO Hydro	MW	3	2	6.0	68.70	MWh	36,109	35,979
8914	Bonito Hydro	MW	9		12.0	54.60	MWh	57,396	57,396
8981	Nalcas Hydro	MW	-	-	6.7	57.00	MWh	33,237	33,237
8867	Ensenada Hydro	MW	2.3	3	6.6	49.90	MWh	28,850	28,850
	(소수력 평균)	-	-	-	7.2	55.3	-	29,883	32,521
	(수력 평균)	-	-	-	42.2	57.8	-	207,543	209,026
96	Copiulemu LFG	-	-	-	-	-	-	-	-
97	Cosmito LFG	-	-	-	-	-	-	-	-
170	El Molle LFG	-	1.5	3	4.5	92.40	-	36,420	36,420
254	Lepanto LFG	-	-	-	-	-	-	-	-
822	Colorados LFG	-	-	-	10.0	-	-	-	-
1219	Coronel LFG	-	-	-	-	-	-	-	-
1435	Regional LFG	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	La Hormiga LFG	-	-	-	-	-	-	-	-
1911	El Empalme LFG	-	-	-	-	-	-	-	-
2512	El Panul LFG	-	-	-	1.6	-	-	-	-
799	Santa Marta LFG	-	-	-	-	-	-	-	-
	(LFG 평균)	-	-	-	-	-	-	-	-

〈표 4-17〉 칠레 CDM 사업의 설비용량 및 생산량(계속)

CDM 번호	프로젝트명	설비 용량				가동 율	생산량 및 판매량		
		단위	용량	기 수	설비		단위	생산량	판매량
33	Pocillas Methane	-	-	-	-	-	-	-	-
31	Corneche Methane	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Peralillo Methane	-	-	-	-	-	-	-	-
458	Maitenlahue Methane	-	-	-	-	-	-	-	-
	(메탄 평균)	-	-	-	-	-	-	-	-
8760	Altos de Pica Solar	MW	235W	-	30.0	34.15	MWh	89,742	89,742
9331	Huasco Solar	MW	235W	-	30.0	34.15	MWh	89,742	89,742
9127	Pica Solar	MW	235W	-	30.0	34.15	MWh	89,742	89,742
9213	Pintados Solar	MW	235W	-	30.0	34.15	MWh	89,742	89,742
9311	Atacama Solar	MW	62.5W	-	250.0	23.85	MWh	522,385	522,385
9248	Lagunas Solar	MW	235W	-	30.0	34.15	MWh	89,742	89,742
	(태양광 평균)	-	-	-	66.7	32.4	-	161,849	161,849
1958	Canela Wind	MW	1.65	11	18.2	30.00	MWh	47,698	47,698
3252	Totoral Wind	MW	2	23	46.0	25.60	MWh	103,237	103,237
4449	Redondo Wind	MW	2	24	48.0	31.50	MWh	132,534	132,534
7003	Lebu 1 Wind	MW	2	54	108.0	29.30	MWh	277,201	277,201
8133	Arauco Wind	MW	3	39	117.0	33.70	MWh	345,074	345,074
7458	Vientos Wind	MW	2	45	90.0	27.82	MWh	219,330	219,330
9361	Parque Wind	MW	2	50	100.0	25.49	MWh	223,300	223,300
9723	E.CL Wind	MW	2	114	228.0	30.57	MWh	573,299	573,299
10070	Palmeras Wind	MW	3	15	45.0	31.50	MWh	124,155	124,155
	(풍력 평균)	-	-	-	88.9	29.5	-	227,314	227,314
	(전체 평균)	-	-	-	36.7	28.7	-	118,867	119,274

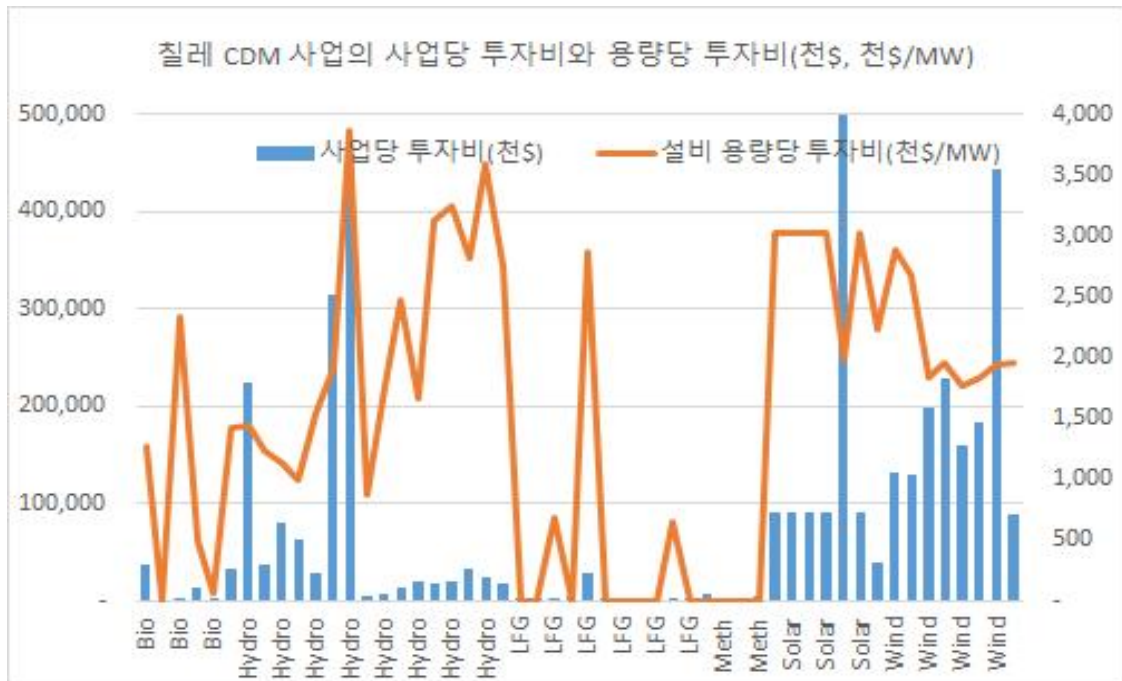
라. 칠레 CDM 사업의 비용 구조

- CDM 프로젝트의 사업당 투자비는 풍력발전(\$178,364천)이 가장 높고 다음으로는 대수력 발전(\$168,156천), 태양광발전(\$159,000천), 소수력발전(\$17,736천), 바이오매스발전(\$15,166천), 메탄회수(\$4,454천), 매립가스(\$4,441천) 순임. 단위 용량당 투자비는 태양광발전(\$2,856천/MW)이 가장 높고, 다음이 소수력발전(\$2,484천/MW), 풍력발전(\$2,125천/MW), 대수력발전(\$1,738천/MW) 순임. 사업당 운영비는 풍력발전(\$6,547천)이 가장 높고 다음으로는 대수력발전(\$1,905천), 태양광발전(\$1,887천), 바이오매스발전(\$1,727천), 메탄회수(\$521천), 소수력발전(\$468천), 매립가스(\$167천) 순서이며, 용량

- 당 운영비는 소수력발전(\$26.99/MWh)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$21.25/MWh), 태양광발전(\$15.0/MWh), 대수력발전(\$4.12/MWh) 순서임
- 바이오매스발전의 사업당 투자비는 \$15,166천(1,000-38,277천\$), 단위 용량당 투자비는 \$932천/MW(65~2,333천\$/MW) 수준임
 - 대수력발전의 사업당 투자비는 \$168,156천(\$29,500~427,900천), 단위 용량당 투자비는 \$1,738천/MW(\$995~3,862천\$/MW)임. 사업당 연간 운영비는 \$1,905천(\$300~4,580천\$)이며, 단위 용량당 운영비는 \$4.12/MWh(\$1.76~6.98/MWh)로서 다른 사업에 비해 낮은 수준임
 - 소수력발전의 사업당 투자비는 \$17,736천(\$5,107~33,870천), 단위 용량당 투자비는 \$2,484천/MW(\$881~3,597천\$/MW)로서 대수력보다는 높은 수준임. 사업당 연간 운영비는 \$468천(\$280~1,25천), 단위 용량당 운영비는 \$26.99/MWh(\$9.1~125.23/MWh)로서 대수력발전에 비해 높은 수준임
 - 매립가스의 사업당 투자비는 \$4,441천(3,101~28,700천), 사업당 운영비는 \$167천(\$57~440천)임
 - 메탄 회수사업의 사업당 투자비는 \$4,454천(432~7,498천), 운영비는 \$521천(\$48~1,040천) 수준임
 - 태양광발전의 사업당 투자비는 \$159,000천(\$90,800~500,000천), 단위 용량당 투자비는 \$2,856천/MW(\$2,000~3,0267천\$/MW)임. 사업당 연간 운영비는 \$1,887천(\$1,362~3,920천)이며, 단위 용량당 운영비는 \$15.0/MWh(\$7.5~21.78/MWh)임
 - 풍력발전의 사업당 투자비는 \$178,363천(\$40,567~443,036천), 단위 용량당 투자비는 \$2,125/MW(\$1,778~2,880\$/MW)임. 사업당 연간 운영비는 \$6,542천(\$520~3,0293천), 단위 용량당 운영비는 \$21.25/MWh(\$10.85~52.84/MWh) 수준임
 - CDM 사업당 투자비는 풍력발전(\$178,364천)이 가장 높고 다음으로는 대수력 발전(\$168,156천), 태양광발전(\$159,000천), 소수력발전(\$17,736천), 바이오매스발전(\$15,166천), 메탄회수(\$4,454천), 매립가스(\$4,441천) 순임. 단위

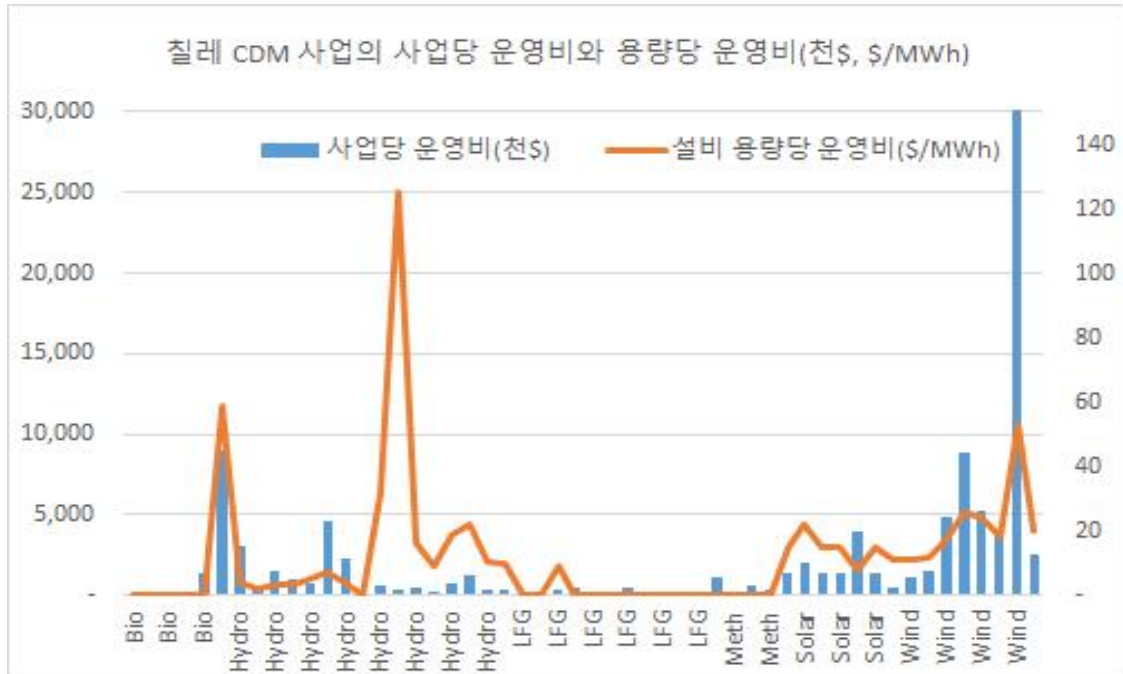
용량당 투자비는 태양광발전(\$2,856천/MW)이 가장 높고, 다음이 소수력발전(\$2,484천/MW), 풍력발전(\$2,125천/MW), 대수력발전(\$1,738천/MW) 순임

[그림 4-3] 칠레 CDM 사업의 사업당 및 용량당 투자비(단위:천\$, 천\$/MW)



- CDM 사업당 운영비는 풍력발전(\$6,547천)이 가장 높고 다음으로는 대수력발전(\$1,905천), 태양광발전(\$1,887천), 바이오매스발전(\$1,727천), 메탄회수(\$521천), 소수력발전(\$468천), 매립가스(\$167천) 순서이며, 용량당 운영비는 소수력발전(\$26.99/MWh)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$21.25/MWh), 태양광발전(\$15.0/MWh), 대수력발전(\$4.12/MWh) 순서임

[그림 4-4] 칠레 CDM 사업의 사업당 및 용량당 운영비(단위:천\$, \$/MWh)



〈표 4-18〉 칠레 CDM 사업의 비용 구조

CDM 번호	프로젝트명	투자비 및 운영비			단위당 투자비 및 운영비			
		단위	비용	운영비	단위	투자비	단위	운영비
258	Nueva Aldea Biom 1	(k\$)	38,277	-	(k\$/MW)	1,276	(\$/MWh)	-
346	Nueva Aldea Biom 2	(k\$)	-	-	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
379	Russfin Biomass	(k\$)	2,800	-	(k\$/MW)	2,333	(\$/MWh)	-
259	Trupan Biomass	(k\$)	14,700	-	(k\$/MW)	490	(\$/MWh)	-
2325	PANTAO Biomass	(k\$)	1,000	1,387	(k\$/MW)	65	(\$/MWh)	-
8099	Lautaro Biomass	(k\$)	34,219	8,976	(k\$/MW)	1,426	(\$/MWh)	58.57
(바이오 평균)			15,166	1,727	-	932	-	9.76
24	Graneros Fuel Switch	(k\$)	550	211	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
(연료전환 평균)			-	-	-	-	-	-
248	La Higuera Hydro	(k\$)	225,000	3,000	(k\$/MW)	1,452	(\$/MWh)	3.65
1052	Chacabucuito Hydro	(k\$)	37,000	300	(k\$/MW)	1,233	(\$/MWh)	1.76
1265	Quilleco Hydro	(k\$)	79,600	1,500	(k\$/MW)	1,137	(\$/MWh)	3.55
1374	Homitos Hydro	(k\$)	62,800	1,000	(k\$/MW)	995	(\$/MWh)	3.45
2417	Lircay Hydro	(k\$)	29,500	710	(k\$/MW)	1,553	(\$/MWh)	5.46
4229	La Confluencia Hydro	(k\$)	315,290	4,580	(k\$/MW)	1,932	(\$/MWh)	6.98
6848	Chacayes Hydro	(k\$)	427,900	2,242	(k\$/MW)	3,862	(\$/MWh)	4.00
(대수력 평균)			168,156	1,905	-	1,738	-	4.12
1267	Puclaro Hydro	(k\$)	5,107	-	(k\$/MW)	881	(\$/MWh)	-
3791	La Paloma Hydro	(k\$)	8,000	600	(k\$/MW)	1,778	(\$/MWh)	31.58
4337	Trueno Hydro	(k\$)	13,889	344	(k\$/MW)	2,480	(\$/MWh)	125.23
3830	Guayacán Hydro	(k\$)	19,923	451	(k\$/MW)	1,660	(\$/MWh)	16.17
4800	San Clemente Hydro	(k\$)	17,241	259	(k\$/MW)	3,135	(\$/MWh)	9.10
8162	DONGO Hydro	(k\$)	19,465	681	(k\$/MW)	3,244	(\$/MWh)	18.87
8914	Bonito Hydro	(k\$)	33,870	1,250	(k\$/MW)	2,823	(\$/MWh)	21.78
8981	Nalcas Hydro	(k\$)	23,927	338	(k\$/MW)	3,597	(\$/MWh)	10.17
8867	Ensenada Hydro	(k\$)	18,204	289	(k\$/MW)	2,758	(\$/MWh)	10.00
(소수력 평균)			17,736	468	-	2,484	-	26.99
(수력 평균)			83,545	1,097	-	2,157	-	16.98
96	Copiulemu LFG	(k\$)	1,035	81	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
97	Cosmito LFG	(k\$)	1,821	-	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
170	El Molle LFG	(k\$)	3,101	341	(k\$/MW)	689	(\$/MWh)	9.35
254	Lepanto LFG	(k\$)	4,300	440	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
822	Colorados LFG	(k\$)	28,700	-	(k\$/MW)	2,870	(\$/MWh)	-
1219	Coronel LFG	(k\$)	1,292	57	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
1435	Regional LFG	(k\$)	3,086	412	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
2028	La Horniga LFG	(k\$)	1,071	130	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
1911	El Empalme LFG	(k\$)	1,117	120	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
2512	El Panul LFG	(k\$)	1,045	169	(k\$/MW)	653	(\$/MWh)	-
799	Santa Marta LFG	(k\$)	2,280	85	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
(LFG 평균)			4,441	167	-	383	-	0.85

〈표 4-18〉 칠레 CDM 사업의 비용 구조(계속)

CDM 번호	프로젝트명	투자비 및 운영비			단위당 투자비 및 운영비			
		단위	비용	운영비	단위	투자비	단위	운영비
33	Pocillas Methane	(k\$)	7,498	1,040	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
31	Corneche Methane	(k\$)	432	48	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
32	Peralillo Methane	(k\$)	3,959	646	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
458	Maitenlahue Methane	(k\$)	5,925	350	(k\$/MW)	-	(\$/MWh)	-
(메탄 평균)			4,454	521	-	-	-	-
8760	Altos Pica Solar	(k\$)	90,800	1,362	(k\$/MW)	3,027	(\$/MWh)	15.18
9331	Huasco Solar	(k\$)	90,800	1,955	(k\$/MW)	3,027	(\$/MWh)	21.78
9127	Pica Solar	(k\$)	90,800	1,362	(k\$/MW)	3,027	(\$/MWh)	15.18
9213	Pintados Solar	(k\$)	90,800	1,362	(k\$/MW)	3,027	(\$/MWh)	15.18
9311	Atacama Solar	(k\$)	500,000	3,920	(k\$/MW)	2,000	(\$/MWh)	7.50
9248	Lagunas Solar	(k\$)	90,800	1,362	(k\$/MW)	3,027	(\$/MWh)	15.18
(태양광 평균)			159,000	1,887	-	2,856	-	15.00
1958	Canela Wind	(k\$)	40,567	520	(k\$/MW)	2,235	(\$/MWh)	10.90
3252	Totoral Wind	(k\$)	132,500	1,120	(k\$/MW)	2,880	(\$/MWh)	10.85
4449	Redondo Wind	(k\$)	129,047	1,541	(k\$/MW)	2,688	(\$/MWh)	11.63
7003	Lebu 1 Wind	(k\$)	198,909	4,815	(k\$/MW)	1,842	(\$/MWh)	17.37
8133	Arauco Wind	(k\$)	229,320	8,835	(k\$/MW)	1,960	(\$/MWh)	25.60
7458	Vientos Wind	(k\$)	160,029	5,288	(k\$/MW)	1,778	(\$/MWh)	24.11
9361	Parque Wind	(k\$)	183,400	4,049	(k\$/MW)	1,834	(\$/MWh)	18.13
9723	E.CL Wind	(k\$)	443,036	30,293	(k\$/MW)	1,943	(\$/MWh)	52.84
10070	Palmeras Wind	(k\$)	88,470	2,465	(k\$/MW)	1,966	(\$/MWh)	19.86
(풍력 평균)			178,364	6,547	-	2,125	-	21.25
(전체 평균)			73,129	1,806	-	1,480	-	11.32

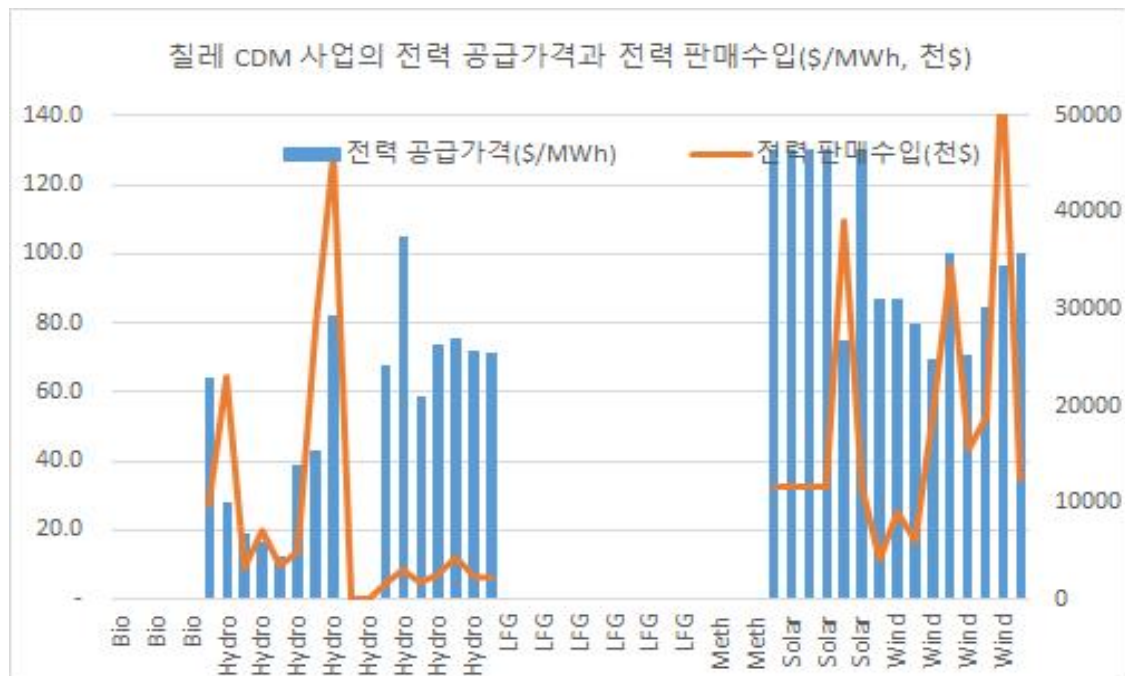
마. 칠레 CDM 사업의 수입 구조

- 수력발전과 태양광발전 및 풍력발전은 모두 전력 판매수입이 발생한 반면, 바이오매스발전, 매립가스, 메탄회수사업은 전력판매수입이 없는 사업임. 수력발전과 풍력발전은 대부분 중앙전력망(SIC)에 전력을 공급하고, 태양광발전은 북부지역의 전력망(SING)에 전력을 공급함. 대수력발전의 전력 공급가격은 \$34.30/MWh이며, 소수력발전의 전력 공급가격은 \$58.37/MWh, 태양광발전의 전력 공급가격은 \$120.97/MWh, 풍력발전의 전력 공급가격은 \$86.17/MWh로서 태양광발전의 전력 공급가격이 가장 높고 대수력발전의 전력 공급가격이 가장 낮은 수준임. 사업당 전력 판매수입은 풍력발전이 가장

높은 \$19,461천이며, 다음으로는 대수력발전이 \$16,612천, 태양광발전이 \$16,249천이며 소수력발전은 가장 낮은 \$1,988천으로 나타남

- 대수력발전의 전력 공급가격(SIC)은 \$12.11~82.28/MWh, 소수력발전의 전력 공급가격(SIC)은 \$58.87~105.19/MWh의 분포로서 소수력 발전의 전력 공급 가격이 대수력 발전의 전력 공급가격에 비해 높은 수준을 나타내고 있음
- 태양광발전의 전력 공급가격(SING)은 \$74.8~130.2/MWh로서 주로 \$130.2/MWh가 주를 이루고 있는데 이들 태양광발전 사업은 동일한 시기에 추진된 사업임
- 풍력발전의 전력 공급가격(SING)은 \$70.82~100.0/MWh의 분포임
- 전력망에 대한 대수력발전의 전력 평균 공급가격은 \$34.30/MWh이며, 소수력발전의 전력 공급가격은 \$58.37/MWh, 태양광발전의 전력 공급가격은 \$120.97/MWh, 풍력발전의 전력 공급가격은 \$86.17/MWh로서 태양광발전의 전력 공급가격이 가장 높고 대수력발전의 전력 공급가격이 가장 낮은 수준임. 전력 판매수입은 풍력발전이 가장 높은 \$19,461천이며, 다음으로는 대수력발전이 \$16,612천, 태양광발전이 \$16,249천이며 소수력발전은 가장 낮은 \$1,988천으로 나타남

[그림 4-5] 칠레 CDM 사업의 전력 공급가격과 전력 판매수입(단위:\$/MWh, 천\$)



〈표 4-19〉 칠레 CDM 사업의 수입 구조

CDM 번호	프로젝트명	전력 판매 단가			전력 판매 수입		기타 수입	
		단위	전력망	단가	단위	금액	단위	금액
258	Nueva Aldea Biom 1	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
346	Nueva Aldea Biom 2	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
379	Russfin Biomass	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
259	Trupan Biomass	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
2325	PANITAO Biomass	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
8099	Lautaro Biomass	(\$/MWh)	SIC	64.00	(k\$)	9,667	(k\$)	-
	(바이오 평균)		-	-	-	-	-	-
24	Graneros Fuel Switch	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
	(연료전환 평균)		-	-	-	-	-	-
248	La Higuera Hydro	(\$/MWh)	SIC	28.00	(k\$)	23,044	(k\$)	-
1052	Chacabuquito Hydro	(\$/MWh)	SIC	19.16	(k\$)	3,257	(k\$)	-
1265	Quilleco Hydro	(\$/MWh)	SIC	16.86	(k\$)	7,114	(k\$)	-
1374	Hornitos Hydro	(\$/MWh)	SIC	12.11	(k\$)	3,514	(k\$)	-
2417	Lircay Hydro	(\$/MWh)	SIC	38.69	(k\$)	5,029	(k\$)	-
4229	La Confluencia Hydro	(\$/MWh)	SIC	43.00	(k\$)	28,208	(k\$)	-
6848	Chacayes Hydro	(\$/MWh)	SIC	82.28	(k\$)	46,115	(k\$)	-
	(대수력 평균)		-	34.30	-	16,612		-
1267	Puclaro Hydro	(\$/MWh)	SIC	-	(k\$)	-	(k\$)	-
3791	La Paloma Hydro	(\$/MWh)	SIC	-	(k\$)	-	(k\$)	-
4337	Trueno Hydro	(\$/MWh)	SIC	68.00	(k\$)	1,813	(k\$)	-
3830	Guayacán Hydro	(\$/MWh)	SIC	105.19	(k\$)	2,935	(k\$)	-
4800	San Clemente Hydro	(\$/MWh)	SEN	58.87	(k\$)	1,676	(k\$)	-
8162	DONGO Hydro	(\$/MWh)	SIC	73.98	(k\$)	2,662	(k\$)	-
8914	Bonito Hydro	(\$/MWh)	SIC	75.82	(k\$)	4,352	(k\$)	-
8981	Nalcas Hydro	(\$/MWh)	SIC	72.00	(k\$)	2,393	(k\$)	-
8867	Ensenada Hydro	(\$/MWh)	SIC	71.50	(k\$)	2,063	(k\$)	-
	(소수력 평균)		-	58.37	-	1,988		-
	(수력 평균)		-	47.84	-	8,386		-
96	Copiulemu LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
97	Cosmito LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
170	El Molle LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
254	Lepanto LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
822	Colorados LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
1219	Coronel LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
1435	Regional LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
2028	La Hormiga LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
1911	El Empalme LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
2512	El Panul LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
799	Santa Marta LFG	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
	(LFG 평균)		-	-		-		-

〈표 4-19〉 칠레 CDM 사업의 수입 구조(계속)

CDM 번호	프로젝트명	전력 판매 단가			전력 판매 수입		기타 수입	
		단위	전력망	금액	단위	금액	단위	금액
33	Pocillas Methane	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
31	Corneche Methane	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
32	Peralillo Methane	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
458	Maitenlahue Methane	(\$/MWh)	-	-	(k\$)	-	(k\$)	-
	(메탄 평균)	-	-	-	-	-	-	-
8760	Altos de Pica Solar	(\$/MWh)	SING	130.20	(k\$)	11,684	(k\$)	-
9331	Huasco Solar	(\$/MWh)	SING	130.20	(k\$)	11,684	(k\$)	-
9127	Pica Solar	(\$/MWh)	SING	130.20	(k\$)	11,684	(k\$)	-
9213	Pintados Solar	(\$/MWh)	SING	130.20	(k\$)	11,684	(k\$)	-
9311	Atacama Solar	(\$/MWh)	SING	74.80	(k\$)	39,074	(k\$)	-
9248	Lagunas Solar	(\$/MWh)	SING	130.20	(k\$)	11,684	(k\$)	-
	(태양광 평균)	-	-	120.97	-	16,249	-	-
1958	Canela Wind	(\$/MWh)	SIC	87.18	(k\$)	4,158	(k\$)	-
3252	Totoral Wind	(\$/MWh)	SIC	87.18	(k\$)	9,000	(k\$)	-
4449	Redondo Wind	(\$/MWh)	SEN	79.70	(k\$)	6,102	(k\$)	-
7003	Lebu 1 Wind	(\$/MWh)	SIC	69.50	(k\$)	19,265	(k\$)	-
8133	Arauco Wind	(\$/MWh)	SIC	100.00	(k\$)	34,507	(k\$)	-
7458	Vientos Wind	(\$/MWh)	SING	70.82	(k\$)	15,533	(k\$)	-
9361	Parque Wind	(\$/MWh)	SIC	84.87	(k\$)	18,951	(k\$)	-
9723	E.CL Wind	(\$/MWh)	SING	96.32	(k\$)	55,220	(k\$)	-
10070	Palmeras Wind	(\$/MWh)	SIC	100.00	(k\$)	12,416	(k\$)	-
	(풍력 평균)	-	-	86.17	-	19,461	-	-
	(전체 평균)	-	-	42.35	-	7,491	-	-

바. 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축량

- 칠레 CDM 사업은 대부분 대규모 사업으로 추진되고 있음. 태양광발전, 풍력발전, 매립가스, 메탄회수, 연료전환은 모두 대규모 사업이며, 수력은 대규모 사업이 7개이며 소규모 사업이 9개, 바이오매스발전의 경우에는 4개가 대규모사업이고 2개가 소규모 사업임
- 태양광발전과 풍력발전은 모두 대규모 사업으로서 재생에너지를 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급하므로 방법론으로는 ACM0002(Grid connected electricity generation from renewable sources)를 적용하여 온실가스 감축량과 추가성을 평가했음

- 수력발전의 경우 대규모 CDM 프로젝트는 신재생에너지 발전의 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)를 적용했음
- 매립가스 프로젝트는 대부분 대규모이기 때문에 방법론은 매립가스를 포집하여 연소 후에 대기중에 방류하는 사업에 적용하는 ACM0001(Flaring or use of landfill gas)을 적용했음
- 메탄회수는 AM0006방법론을 적용했으며, 연료전환은 AM0008 방법론을 적용했음

〈표 4-20〉 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론

CDM 번호	프로젝트명	형태	규모	방법론
258	Nueva Aldea Biom 1	바이오매스	대규모	ACM0006
346	Nueva Aldea Biom 2	바이오매스	대규모	ACM0006
379	Russfin Biomass	바이오매스	소규모	AMS-I.C.; AMS-III.E.
259	Trupan Biomass	바이오매스	대규모	ACM0006
2325	PANITAO Biomass	바이오매스	소규모	AMS-I.C.
8099	Lautaro Biomass	바이오매스	대규모	ACM0018
24	Graneros Fuel Switch	연료전환	대규모	AM0008
248	La Higuera Hydro	수력발전	대규모	ACM0002
1052	Chacabuquito Hydro	수력발전	대규모	AM0026
1265	Quilleco Hydro	수력발전	대규모	AM0026
1374	Hornitos Hydro	수력발전	대규모	AM0026
2417	Lircay Hydro	수력발전	대규모	AM0026
4229	La Confluencia Hydro	수력발전	대규모	ACM0002
6848	Chacayes Hydro	수력발전	대규모	ACM0002
1267	Puclaro Hydro	수력발전	소규모	ACM0002; AMS-I.D.
3791	La Paloma Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
4337	Trueno Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
3830	Guayacán Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
4800	San Clemente Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
8162	DONGO Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
8914	Bonito Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
8981	Nalcas Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
8867	Ensenada Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
96	Copiulemu LFG	매립가스	대규모	ACM0001
97	Cosmito LFG	매립가스	대규모	ACM0001
170	El Molle LFG	매립가스	대규모	ACM0001
254	Lepanto LFG	매립가스	대규모	ACM0001
822	Colorados LFG	매립가스	대규모	ACM0001; ACM0002
1219	Coronel LFG	매립가스	대규모	ACM0001
1435	Regional LFG	매립가스	대규모	ACM0001
2028	La Hormiga LFG	매립가스	대규모	ACM0001
1911	El Empalme LFG	매립가스	대규모	ACM0001; AMS-I.D.
2512	El Panul LFG	매립가스	대규모	ACM0001
799	Santa Marta LFG	매립가스	대규모	ACM0001
33	Pocillas Methane	메탄회수	대규모	AM0006
31	Corneche Methane	메탄회수	대규모	AM0006
32	Peralillo Methane	메탄회수	대규모	AM0006
458	Maitenlahue Methane	메탄회수	대규모	AM0006

〈표 4-20〉 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론(계속)

CDM 번호	프로젝트명	형태	규모	방법론
8760	Altos de Pica Solar	태양광발전	대규모	ACM0002
9331	Huasco Solar	태양광발전	대규모	ACM0002
9127	Pica Solar	태양광발전	대규모	ACM0002
9213	Pintados Solar	태양광발전	대규모	ACM0002
9311	Atacama Solar	태양광발전	대규모	ACM0002
9248	Lagunas Solar	태양광발전	대규모	ACM0002
1958	Canela Wind	풍력발전	대규모	ACM0002
3252	Totoral Wind	풍력발전	대규모	ACM0002
4449	Redondo Wind	풍력발전	대규모	ACM0002
7003	Lebu 1 Wind	풍력발전	대규모	ACM0002
8133	Arauco Wind	풍력발전	대규모	ACM0002
7458	Vientos Wind	풍력발전	대규모	ACM0002
9361	Parque Wind	풍력발전	대규모	ACM0002
9723	E.CL Wind	풍력발전	대규모	ACM0002
10070	Palmeras Wind	풍력발전	대규모	ACM0002

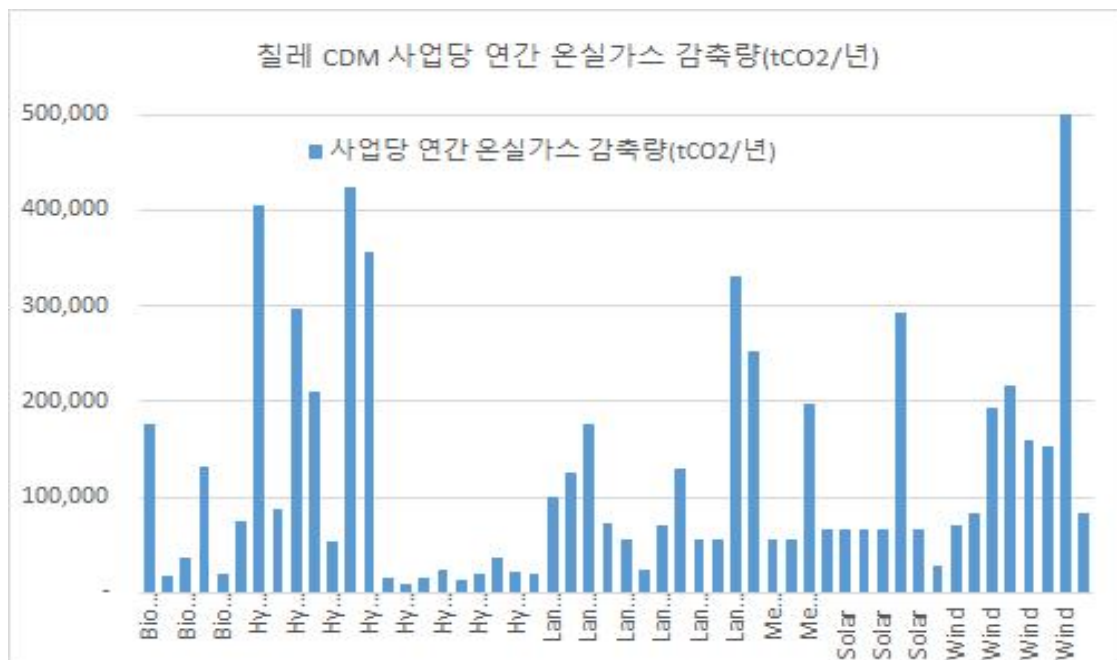
- 칠레 CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간(예상)의 온실가스 감축량은 대수력 발전(각각 261,656tCO₂/년, 5,494,959tCO₂)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(각각 166,112tCO₂/년, 3,317,165tCO₂), 메탄회수(각각 140,040tCO₂/년, 2,788,760tCO₂), 매립가스(각각 108,727tCO₂/년, 1,949,160tCO₂), 태양광발전(각각 104,436tCO₂/년, 1,984,278tCO₂)이며 소수력발전이 가장 낮은 수준(19,649CO₂/년, 399,879CO₂)임. CDM 사업이 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수는 태양광발전이 가장 높고(0.7594tCO₂/MWh) 다음으로는 풍력발전, 바이오매스발전, 대수력발전 순서이며, 소수력발전의 배출계수가 가장 낮은 수준(0.5704tCO₂/MWh)임. CER 발행기간의 총 온실가스 예상 감축량 대비 지금까지 발행된 CER 비중은 낮은 수준에 머물고 있어 미발행된 감축량이 향후 시장에 공급될 가능성이 높을 것으로 예상됨
- 바이오매스발전 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량 평균은 75,821tCO₂/년(16,686~175,873tCO₂/년), CER 발행기간(10년, 21년)의 총 온실가스 감축 예상량 평균은 1,579,855tCO₂(350,406~3,693,333tCO₂), 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수는 0.6175tCO₂/MWh(0.3221~0.9000tCO₂/MWh) 수준임

- 대수력발전 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량 평균은 261,665tCO₂/년 (86,905~405,446tCO₂/년), CER 발행기간(10년, 21년)의 총 온실가스 감축 예상량 평균은 5,494,959tCO₂(1,825,005~8,885,520tCO₂), 전력을 공급하는 칠레 중앙전력 망(SIC)의 온실가스 배출계수는 0.5895tCO₂/MWh(0.4080~0.7209tCO₂/MWh) 수준임
- 소수력발전 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량 평균은 19,649tCO₂/년 (9,713~37,594tCO₂/년), CER 발행기간(10년, 21년)의 총 온실가스 감축 예상량 평균은 399,879tCO₂(203,973~751,880tCO₂), 전력을 공급하는 전력망(대부분 SIC)의 온실가스 배출계수는 0.5704tCO₂/MWh(0.4380~0.6550tCO₂/MWh) 수준임
- 매립가스 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량 평균은 108,727tCO₂/년 (23,303~331,095tCO₂/년), CER 발행기간(10년, 21년)의 총 온실가스 감축 예상량 평균은 1,949,160tCO₂(233,030~6,952,995tCO₂) 수준임
- 메탄회수 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량 평균은 140,040tCO₂/년 (55,300~251,534tCO₂/년), CER 발행기간(10년, 21년)의 총 온실가스 감축 예상량 평균은 2,788,760tCO₂(553,000~5,282,214tCO₂) 수준임
- 태양광발전 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량 평균은 104,436tCO₂/년 (66,636~293,434tCO₂/년), CER 발행기간(10년, 21년)의 총 온실가스 감축 예상량 평균은 1,984,278tCO₂(1,266,084~5,575,246tCO₂), 전력을 공급하는 칠레 북부전력 망(SING)의 온실가스 배출계수는 0.7594tCO₂/MWh(0.7540~0.7865tCO₂/MWh) 수준임
- 풍력발전 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량 평균은 166,112tCO₂/년 (27,251~507,358tCO₂/년), CER 발행기간(10년, 21년)의 총 온실가스 감축 예상량 평균은 3,317,356tCO₂(545,020~10,645,518tCO₂), 전력을 공급하는 전력망(SIC 6개, SING 2개, SEN 1개)의 온실가스 배출계수는 0.6809tCO₂/MWh(0.5700~0.8310tCO₂/MWh) 수준임
- 2020년 8월 현재 지금까지 발행된 사업당 CER 발행규모는 소규모 수력발전은

- 3,426-67,078 tCO₂, 대규모 수력발전의 경우에는 318,953 tCO₂에 이르고 있음
- 2020년 8월 현재까지 달성한 온실가스 감축량에서 발행된 CER이 차지하는 비중은 바이오매스발전이 0.63, 대규모 수력발전은 0.17, 수규모 수력발전은 0.05, 매립가스는 0.65로서 가장 높으며, 메탄회수는 0.63, 태양광발전과 풍력발전은 발행된 CER이 없거나 거의 없음. 따라서 이와 같이 CER 발행 비중이 낮다는 점은 현재까지 달성한 온실가스 감축량이 시장에 나오지 못하고 대기하고 있는 상태에 머물고 있다는 점으로 해석되고 있음. 이는 교토메카니즘을 대체할 새로운 시장 메커니즘(다양한 접근법) 논의가 2013년부터 진행되어 왔다는 점, 그리고 파리협정이 2015년에 체결되면서 파리협정 제6조의 시장메커니즘에 관한 세부이행규칙 논의가 2016년부터 지금까지 진행되고 있다는 점을 감안하면 그동안 진행되었던 CDM 사업이 파리협정의 시장 메커니즘 세부이행규칙 완료 이후에 추진하기 위해 대기하고 있다는 점으로 추정됨. 따라서 대기 상태에 머물고 있는 막대한 규모의 온실가스 감축량이 시장에 공급될 가능성이 있으며, 이러한 대기 감축량과 대기 사업을 파리협정의 시장 메커니즘으로 전환하기 위한 논의가 현재 진행 중에 있기 때문에 논의결과에 의해 시장에 공급될 규모가 결정될 것으로 예상됨
 - 2020년 9월 1일 기준 현재 UNFCCC에 등록된 CDM 프로젝트에서 발행된 CER은 2,049,103,636tCO₂, 프로그램에서 발행된 CER은 30,219,053tCO₂ 등 총 2,079,322,689tCO₂에 이르고 있음. 2020년 1월 기준 CDM 사업에서 발생될 2030년까지의 온실가스 감축량은 등록된 사업에서 16,525,079,000 tCO₂이며 타당성 단계 등의 모든 단계에 있는 사업에서 발생될 온실가스 감축량은 22,853,367,000tCO₂으로 제시되고 있음(UNFCCC CDM 홈페이지). 따라서 등록된 CDM 사업의 달성될 온실가스 감축량 대비 발행된 CER의 비중은 12.6%, 모든 단계에 있는 CDM 사업의 달성될 온실가스 감축량 대비 발행된 CER의 비중은 9.1%에 이르고 있음. 칠레 전체의 CDM 사업 예상 감축량 대비 CER 발행 비중은 29.5%이기 때문에 유엔 전체 CDM 사업에 비하면 칠레 CDM 사업의 CER 발행 비중이 높은 수준임.

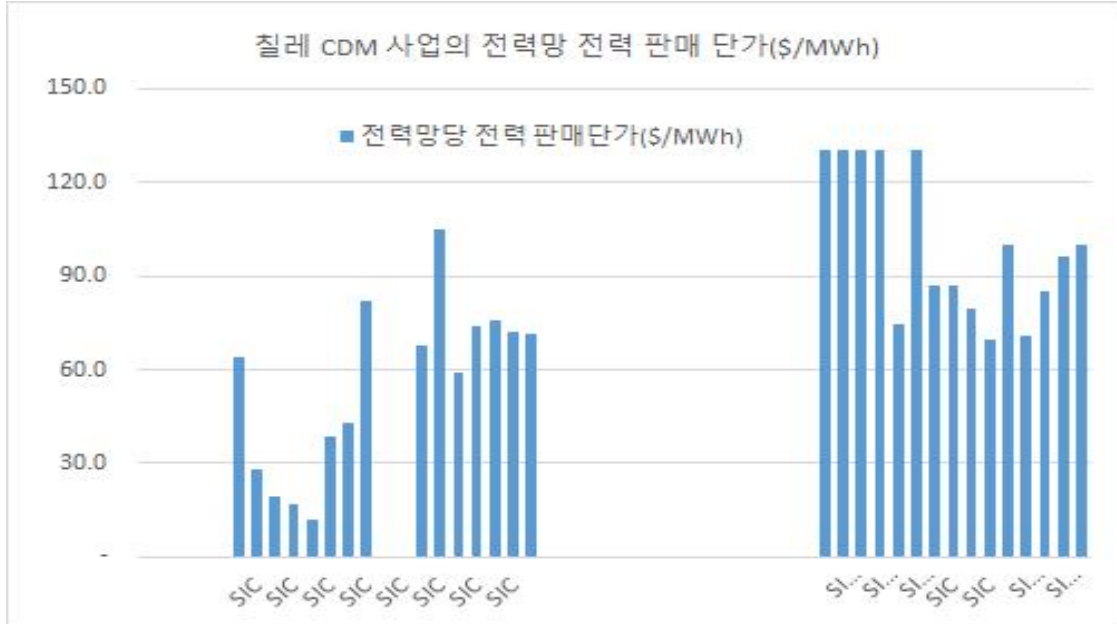
- CDM 사업당 온실가스 감축량을 그림으로 나타내면 대수력발전(각각 261,656tCO₂/년, 5,494,959tCO₂)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(각각 166,112tCO₂/년, 3,317,165tCO₂), 메탄회수(각각 140,040tCO₂/년, 2,788,760tCO₂), 매립가스(각각 108,727tCO₂/년, 1,949,160tCO₂), 태양광발전(각각 104,436tCO₂/년, 1,984,278tCO₂)이며 소수력발전이 가장 낮은 수준(19,649CO₂/년, 399,879CO₂)임.

[그림 4-6] 칠레 CDM 사업당 연간 온실가스 감축량(단위:tCO₂/년)



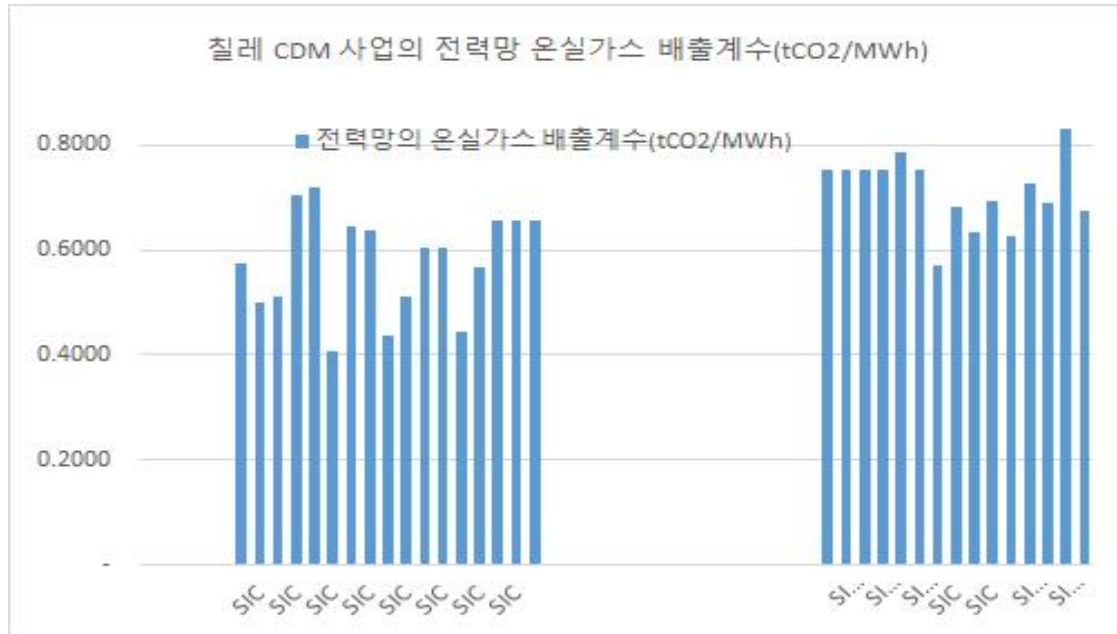
- 전력망에 전력을 공급하는 CDM 사업의 전력망 전력 판매단가를 그림으로 나타내면 태양광발전(SING 전력망)이 가장 높은 수준(\$120.97/MWh)이며, 다음으로는 풍력발전(SIC 전력망, \$86.17/MWh)이며, 소수력발전(대부분 SIC 전력망, \$58.37/MWh)이며 대수력발전(주로 SIC 전력망, \$34.30/MWh)이 가장 낮은 수준임

[그림 4-7] 칠레 CDM 사업의 전력망 전력 판매 단가(단위:\$/MWh)



- 전력망에 전력을 공급하는 CDM 사업의 전력망 온실가스 배출계수를 그림으로 나타내면 배출계수는 태양광발전(SING 전력망)이 가장 높은 수준(0.7594tCO₂/MWh)이며, 다음으로는 풍력발전(SIC 전력망, 0.6809CO₂/MWh)이며, 대수력발전(대부분 SIC 전력망, 0.5895tCO₂/MWh), 소수력발전(주로 SIC 전력망, 0.5704tCO₂/MWh) 순서임

[그림 4-8] 칠레 CDM 사업의 전력망 온실가스 배출계수(단위:tCO₂/MWh)



〈표 4-21〉 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 배출계수

CDM 번호	프로젝트명	배출계수 (kgCO ₂ /KWh)		CO ₂ 감축량(tCO ₂ 톤)		발행 CER(tCO ₂ , B)	B/A (%)
		전력망	계수	연간	총량(A)		
258	Nueva Aldea Biom 1	-	0.7130	175,873	3,693,333	1,451,256	0.39
346	Nueva Aldea Biom 2	-	0.6877	16,686	350,406	908,828	2.59
379	Russfin Biomass	-	0.9000	37,405	785,505	178,327	0.23
259	Trupan Biomass	-	0.5090	131,433	2,760,093	1,377,667	0.50
2325	PANITAO Biomass	-	0.3221	19,235	403,935	24,350	0.06
8099	Lautaro Biomass	SIC	0.5730	74,293	1,485,860	-	-
	(바이오 평균)	-	0.6175	75,821	1,579,855	656,738	0.63
24	Graneros Fuel Switch	-	na	13,545	284,445	36,583	0.13
	(연료전환 평균)	-	-	-	-	-	-
248	La Higuera Hydro	SIC	0.5010	405,446	8,514,366	175,248	0.02
1052	Chacabuquito Hydro	SIC	0.5112	86,905	1,825,005	652,764	0.36
1265	Quilleco Hydro	SIC	0.7035	296,882	6,234,522	1,496,895	0.24
1374	Hornitos Hydro	SIC	0.7209	209,249	4,394,229	555,944	0.13
2417	Lircay Hydro	SIC	0.4080	53,040	1,113,840	345,862	0.31
4229	La Confluencia Hydro	SIC	0.6450	423,120	8,885,520	512,333	0.06
6848	Chacayes Hydro	SIC	0.6370	357,011	7,497,231	318,953	0.04
	(대수력 평균)	-	0.5895	261,665	5,494,959	579,714	0.17
1267	Puclaro Hydro	SIC	0.4380	15,418	323,778	67,078	0.21
3791	La Paloma Hydro	SIC	0.5112	9,713	203,973	3,426	0.02
4337	Trueno Hydro	SIC	0.6040	16,098	338,058	13,809	0.04
3830	Guayacán Hydro	SIC	0.6040	24,230	508,830	20,665	0.04
4800	San Clemente Hydro	SEN	0.4433	12,620	265,020	28,100	0.11
8162	DONGO Hydro	SIC	0.5680	20,503	410,060	-	-
8914	Bonito Hydro	SIC	0.6550	37,594	751,880	-	-
8981	Nalcas Hydro	SIC	0.6550	21,770	457,170	-	-
8867	Ensenada Hydro	SIC	0.6550	18,897	340,146	-	-
	(소수력 평균)	-	0.5704	19,649	399,879	14,786	0.05
	(수력 평균)	-	0.5788	125,531	2,628,977	261,942	0.10
96	Copiulemu LFG	-	-	101,055	2,122,155	32,036	0.02
97	Cosmito LFG	-	-	125,140	2,627,940	47,080	0.02
170	El Molle LFG	-	0.3552	176,617	3,708,957	484,201	0.13
254	Lepanto LFG	-	-	72,686	1,526,406	277,174	0.18
822	Colorados LFG	-	-	55,300	1,161,300	6,891,053	5.93
1219	Coronel LFG	-	-	23,303	233,030	90,547	0.39
1435	Regional LFG	-	-	70,298	702,980	54,341	0.08
2028	La Hormiga LFG	-	-	129,900	1,299,000	113,057	0.09
1911	El Empalme LFG	-	-	55,300	553,000	23,126	0.04
2512	El Panul LFG	-	-	55,300	553,000	24,575	0.04
799	Santa Marta LFG	-	-	331,095	6,952,995	1,246,680	0.18
	(LFG 평균)	-	0.0323	108,727	1,949,160	843,988	0.65

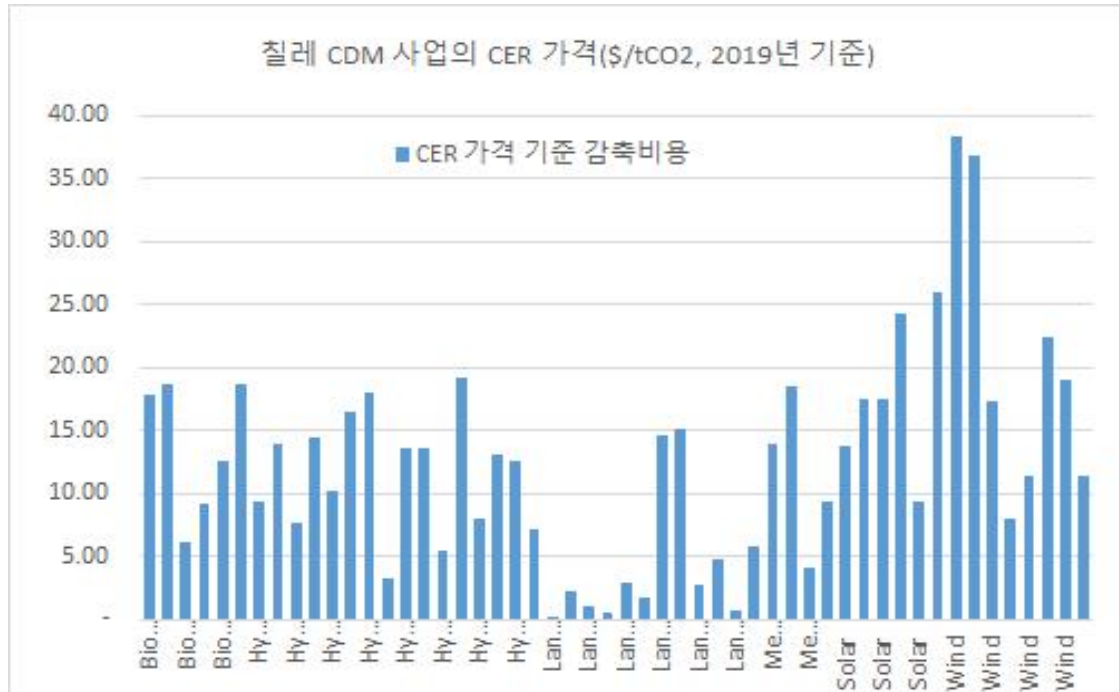
〈표 4-21〉 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 배출계수(계속)

CDM 번호	프로젝트명	배출계수		CO ₂ 감축량(CO톤)		발행 CER (tCO ₂ , B)	B/A (%)
		전력망	배출계수	연간	총량(A)		
33	Pocillas Methane	-	-	251,534	5,282,214	2,275,337	0.43
31	Corneche Methane	-	-	55,300	1,161,300	710,017	0.61
32	Peralillo Methane	-	-	55,300	553,000	637,671	1.15
458	Maitenlahue Methane	-	-	198,025	4,158,525	1,420,594	0.34
	(메탄 평균)	-	-	140,040	2,788,760	1,260,905	0.63
8760	Altos de Pica Solar	SING	0.7540	66,636	1,266,084	-	-
9331	Huasco Solar	SING	0.7540	66,636	1,266,084	-	-
9127	Pica Solar	SING	0.7540	66,636	1,266,084	-	-
9213	Pintados Solar	SING	0.7540	66,636	1,266,084	-	-
9311	Atacama Solar	SING	0.7865	293,434	5,575,246	-	-
9248	Lagunas Solar	SING	0.7540	66,636	1,266,084	-	-
	(태양광 평균)	-	0.7594	104,436	1,984,278	-	-
1958	Canela Wind	SIC	0.5700	27,251	545,020	44,919	0.08
3252	Totoral Wind	SIC	0.6830	70,511	1,480,731	90,984	0.06
4449	Redondo Wind	SEN	0.6330	83,893	1,761,753	125,061	0.07
7003	Lebu 1 Wind	SIC	0.6940	192,498	4,042,458	-	-
8133	Arauco Wind	SIC	0.6270	216,363	4,110,897	-	-
7458	Vientos Wind	SING	0.7271	159,474	3,189,480	-	-
9361	Parque Wind	SIC	0.6900	154,077	3,235,617	-	-
9723	E.CL Wind	SING	0.8310	507,358	10,654,518	-	-
10070	Palmeras Wind	SIC	0.6732	83,581	835,810	318,973	0.38
	(풍력 평균)	-	0.6809	166,112	3,317,365	64,437	0.07
	(전체 평균)	-	0.4401	116,767	2,318,256	434,171	0.29

사. 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축비용

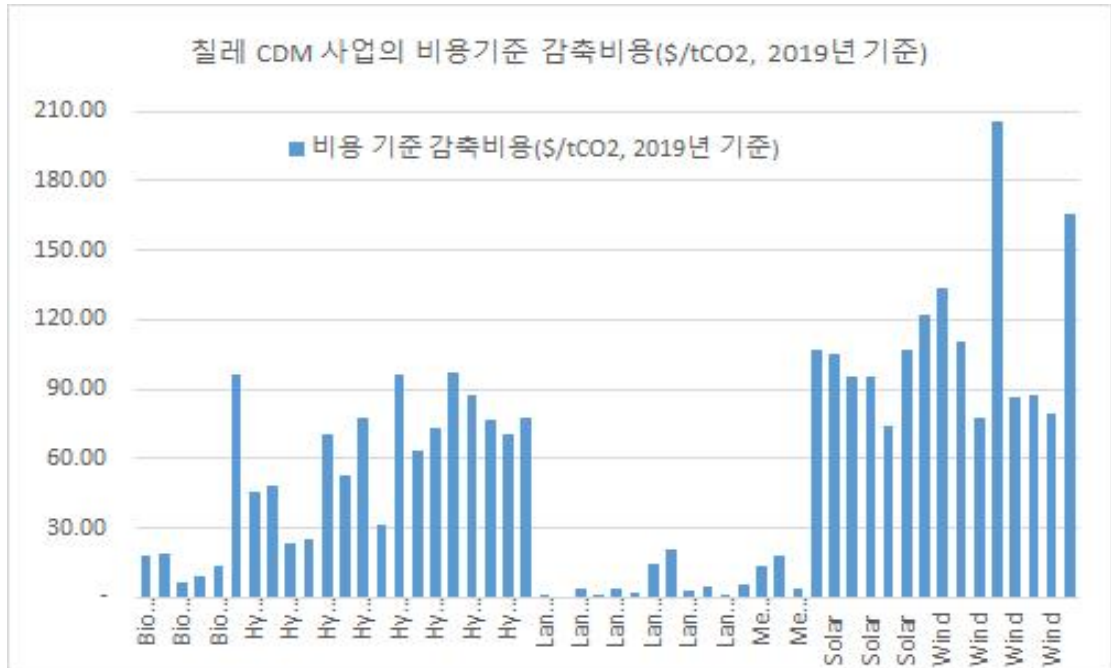
- 칠레 CDM 사업의 CER 가격은 풍력발전이 가장 높은 수준(평균 \$21.19/tCO₂)이며 다음으로는 태양광발전(\$15.29/tCO₂), 바이오매스발전(\$13.85/tCO₂), 대수력발전(\$12.87/tCO₂), 소수력발전(\$10.67/tCO₂), 메탄회수(\$10.60/tCO₂), 매립가스(\$4.25/tCO₂), 순으로 나타나고 있음. 매립가스의 경우 CER 발행기간(10년)이 짧은 2개의 사업을 제외하면 매립가스의 CER 가격은 가장 낮은 수준(\$0.75/tCO₂)로 나타나고 있음

[그림 4-9] 칠레 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



- 비용만 고려한 CDM 사업의 온실가스 감축비용은 풍력발전이 가장 높은 수준(평균 \$118.64/tCO₂)이며 다음으로는 태양광발전(\$97.31/tCO₂), 소수력발전(\$74.98/tCO₂), 대수력발전(\$49.03/tCO₂), 바이오매스발전(\$26.91/tCO₂), 메탄 회수(\$10.60/tCO₂), 매립가스(\$5.12/tCO₂) 순으로 나타나고 있음. 매립가스 사업의 경우 CER 발행기간이 짧은(10년) 2개의 사업을 제외할 경우 감축비용은 매우 낮은 수준(\$2.30/tCO₂)으로 나타나고 있음

[그림 4-10] 칠레 CDM 사업의 비용기준 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



〈표 4-22〉 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
258	Nueva Aldea Biom 1	inv-comp	10.00	9.40	-	17.85	17.85
346	Nueva Aldea Biom 2	-	-	-	-	18.71	18.71
379	Russfin Biomass	inv-comp	10.00	-	-	6.14	6.14
259	Trupan Biomass	inv-comp	10.00	-	-	9.17	9.17
2325	PANITAO Biomass	inv-comp	-	9.40	15.30	12.53	13.25
8099	Lautaro Biomass	bench-analy	9.70	1.90		18.69	96.37
	(바이오 평균)	-	6.62	2.82	2.55	13.85	26.91
24	Graneros Fuel Switch	simp-cost	10.00	-	-	18.71	18.71
	(연료전환 평균)	-	-	-	-	-	-
248	La Higuera Hydro	inv-comp	10.00	-	-	9.41	45.70
1052	Chacabuquito Hydro	inv-comp	10.00	-	-	13.92	48.23
1265	Quilleco Hydro	inv-comp	-	10.00	10.00	7.72	23.02
1374	Hornitos Hydro	inv-comp	10.00	-	-	14.49	25.21
2417	Lircay Hydro	bench-analy	10.00	8.62	11.75	10.13	70.69
4229	La Confluencia Hydro	bench-analy	10.00	7.75	9.18	16.46	52.67
6848	Chacayes Hydro	bench-analy	11.20	7.40	-	17.94	77.69
	(대수력 평균)	-	8.74	4.82	4.42	12.87	49.03
1267	Puclaro Hydro	-	-	-	-	3.20	31.76
3791	La Paloma Hydro	inv-comp	9.70	-	-	13.65	96.66
4337	Trueno Hydro	bench-analy	10.30	10.30	14.08	13.56	63.69
3830	Guayacán Hydro	bench-analy	10.00	8.42		5.56	73.39
4800	San Clemente Hydro	bench-analy	10.00	8.78	10.70	19.21	96.94
8162	DONGO Hydro	bench-analy	13.15	8.27	-	8.03	87.51
8914	Bonito Hydro	bench-analy	10.00	8.54	-	13.10	77.13
8981	Nalcas Hydro	bench-analy	10.00	6.44	-	12.53	70.40
8867	Ensenada Hydro	bench-analy	10.00	8.57	-	7.17	77.32
	(소수력 평균)	-	9.24	6.59	2.75	10.67	74.98
	(수력 평균)	-	9.02	5.82	3.48	11.63	63.63
96	Copiulemu LFG	simp-cost	4.00	-	-	0.10	1.52
97	Cosmito LFG	simp-cost	10.00	-	-	2.24	n.e
170	El Molle LFG	simp-cost	10.00	-	-	1.03	3.62
254	Lepanto LFG	simp-cost	10.00	-	-	0.56	0.56
822	Colorados LFG	simp-cost	25.00	-	-	3.00	4.10
1219	Coronel LFG	simp-cost	10.00	-	-	1.76	2.40
1435	Regional LFG	simp-cost	10.00	-	-	14.61	14.61
2028	La Hormiga LFG	simp-cost	7.20	-	-	15.13	21.02
1911	El Empalme LFG	simp-cost	25.00	-	-	2.78	2.88
2512	El Panul LFG	simp-cost	25.00	4.40	28.80	4.84	4.84
799	Santa Marta LFG	simp-cost	10.00	2.14	-	0.75	0.75
	(LFG 평균)	-	13.29	0.21	2.62	4.25	5.12

〈표 4-22〉 칠레 CDM 사업의 온실가스 감축비용(계속)

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
33	Pocillas Methane	simp-cost	10.00	-		5.78	5.78
31	Corneche Methane	simp-cost	25.00	-	-	14.00	14.00
32	Peralillo Methane	simp-cost	25.00	-	-	18.51	18.51
458	Maitenlahue Methane	simp-cost	10.00	-	-	4.13	4.13
	(메탄 평균)	-	17.50	-	-	10.60	10.60
8760	Altos de Pica Solar	bench-analy	11.09	7.10	-	9.31	106.85
9331	Huasco Solar	bench-analy	10.30	7.10	8.30	13.76	105.05
9127	Pica Solar	bench-analy	11.09	7.10	8.34	17.52	95.40
9213	Pintados Solar	bench-analy	11.09	7.10	8.30	17.52	95.40
9311	Atacama Solar	bench-analy	10.00	5.88	-	24.35	74.31
9248	Lagunas Solar	bench-analy	10.30	7.10	-	9.30	106.84
	(태양광 평균)	-	10.65	6.90	4.16	15.29	97.31
1958	Canela Wind	LCOE	-	-	-	25.98	122.33
3252	Totoral Wind	bench-analy	12.04	4.82	6.22	38.23	133.54
4449	Redondo Wind	bench-analy	10.00	2.56	-	36.86	110.67
7003	Lebu 1 Wind	bench-analy	10.30	5.80	-	17.32	77.66
8133	Arauco Wind	bench-analy	10.30	6.80	-	8.10	205.43
7458	Vientos Wind	bench-analy	13.34	6.52	-	11.33	86.93
9361	Parque Wind	bench-analy	10.30	5.30	-	22.48	87.00
9723	E.CL Wind	bench-analy	9.28	3.21	-	18.98	79.04
10070	Palmeras Wind	bench-analy	10.00	8.18	-	11.43	165.19
	(풍력 평균)		9.51	4.80	0.69	21.19	118.64
	(전체 평균)		10.38	3.62	2.46	12.04	53.40

- 칠레 CDM 사업의 투자분석은 주로 내부수익률 분석법이 많이 사용되었는데, 이는 재생에너지를 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급하는 수력발전, 태양광발전, 풍력발전 등의 CDM 사업에 적용하는 투자분석 방법론이기 때문임. 바이오매스발전의 경우에는 주로 투자비 비교분석법(investment comparison)이 주로 적용되었으며, 매립가스 사업은 전력 판매수입이 없고 비용만 발생하는 사업이기 때문에 단순비용분석법(simple cost analysis)이 적용되었음
- 수력발전, 태양광발전, 풍력발전과 같이 생산한 전력을 전력망에 판매하는 경우에는 CER 이외의 판매수입이 있기 때문에 단순비용분석법(simple cost

- analysis)을 적용할 수 없으며, 투자비 비교분석법(investment comparison)이나 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 사용해야 하지만, 전력망에 전력을 공급하는 경우에는 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 사용해야 함
- 바이오매스발전 사업의 경우에는 대부분(4개 사업) 투자비 비교분석법을 적용했으며, 전력망에 전력을 공급하는 사업(1개)에는 내부수익률 분석법을 적용했음
 - 매립가스 사업은 매립지에서 발생된 메탄가스를 포집하여 연소 후에 대기 중에 방류하는 사업이 대부분이며, 전력을 공급하지 않고 비용만 발생하기 때문에 단순비용분석법을 적용했음
 - 메탄회수 사업의 경우에도 전력을 생산하는 경우가 없기 때문에 단순비용분석법을 적용했음
- 칠레 CDM 사업의 기준이 되는 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 약 10%로 제시되고 있으나 칠레 내에서 비슷한 시기임에도 불구하고 사업별 차이를 나타내고 있으며, CER 판매 이후의 내부수익률에 관한 정보는 대부분 제공되지 않고 있으나 최소한 기준 내부수익률을 상회했을 것으로 예상됨
- CDM 사업의 경제적 추가성 평가 기준이 되는 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 수력발전을 포함한 발전사업의 경우에는 정부에서 내부수익률 기준을 10%로 제시했으며, 사업에 따라서는 10.3%에서 11.2%의 기준 내부수익률이 적용되기도 했음.
- : Chacyes Hydro 프로젝트는 2012년 7월에 등록되었고, Trueno Hydro프로젝트는 2011년 1월에 등록이 된 프로젝트로서 불과 7개월의 차이임에도 불구하고 기준 내부수익률이 차이를 나타내는 것은 기준 수익률 기준이 상이하기 때문에 발생한 것으로 평가됨

5. 페루 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석

가. 페루의 분석대상 CDM 프로젝트

- 페루 CDM 분석대상 프로젝트는 총 27개로서 수력발전이 11개, 풍력발전이 3개, 태양광발전이 5개, 매립가스가 4개, 메탄회피가 1개, 연료전환 2개, 효율 개선이 1개의 분포를 이루고 있음
- 32개의 프로젝트를 분석 대상으로 설정했으나 비용에 관한 정보가 없는 등 CER 가격을 추정하기 어려운 5개의 프로젝트는 분석결과에서 제외했음
- 2020년 7월 기준 UNFCCC에 등록된 페루의 CDM 프로젝트는 65개이며, 수력발전이 42개, 풍력발전이 3개, 태양광발전이 5개로서 이들 3개 프로젝트가 전체의 77%를 차지하고 있음

〈표 4-23〉 페루의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)

구분	수력 발전	풍력 발전	태양 광	매립 가스	바이 오	메탄 회피	N2O 파괴	연료 전환	산업	효율 개선	지열	수송	합계
전체	42	3	5	4	2	2	-	3	1	3	-	-	65
분석	11	3	5	4	-	1	-	2	-	1	-	-	27

자료:UNFCCC, CDM DB

나. 페루 CDM 사업의 형태 및 규모

- 페루의 분석대상 27개 CDM 프로젝트는 발전부문, 폐기물부문, 산업부문 등에서 추진된 감축사업으로서 발전부문에서 추진된 사업이 가장 많음. 모든 사업이 프로젝트 활동이며 프로그램 활동은 없고, 규모는 대규모 사업 16개, 소규모 사업 11개로 구성되어 있음. 등록일은 2000년대 후반이나 2010년대 초반이 주를 이루며, CER 발행기간(crediting period)은 대부분 갱신형(renewable)인 21년이며, 고정형인 10년의 발행기간 프로젝트도 일부 있음
- CDM 프로젝트의 부문별 분포에서 발전부문에는 20개, 폐기물부문에는 4개,

산업부문에는 2개, 농업부문 1개, 효율개선 1개 등 발전부문에서 추진된 CDM 사업이 가장 큰 비중을 차지하고 있음

- CDM 사업을 프로젝트 활동(PA)과 프로그램 활동(PoA)으로 구분하면 53개 모든 CDM 사업이 프로젝트 활동이며 프로그램 활동은 없음.

〈표 4-24〉 페루 CDM 사업의 형태 및 규모

CDM 번호	프로젝트명	부문	PA/ PoA	규 모	형태	등록일	CER발행기간	
							년 수	기간
708	Huaycoloro LFG	매립가스	PA	대	LF발전	'07.03.05	21	'07.03.05-'28.03.04
1104	Ancon EcoMethane LFG	매립가스	PA	대	LF소각	'07.11.30	21	'07.11.30-'28.11.29
2402	Bionersis Project Perul	매립가스	PA	소	LF소각	'09.05.04	10	'09.05.04-'19.05.03
5619	Modelo del Callao LFG	매립가스	PA	대	LF소각	'12.08.20	21	'12.08.20-'33.08.19
(매립가스 평균)								
1836	Poechos II Hydro	발전	PA	대	수력	'08.11.24	21	'09.04.01-'30.03.31
2426	El Platanal Hydro	발전	PA	대	수력	'09.09.17	21	'10.02.01-'31.01.31
(대수력 평균)								
1424	Carhuaquero IV Hydro	발전	PA	소	수력	'08.05.03	21	'08.05.03-'29.05.02
1889	La Joya Hydro	발전	PA	소	수력	'08.11.22	21	'09.07.25-'30.07.24
3337	Santa Cruz II Hydro	발전	PA	소	수력	'10.10.12	21	'10.10.12-'31.10.11
5400	Pias I Hydro	발전	PA	소	수력	'11.12.01	21	'11.12.01-'32.11.30
5455	Purmacana Hydro	발전	PA	소	수력	'12.02.24	21	'12.03.01-'33.02.28
6693	Nuevo Imperial Hydro	발전	PA	소	수력	'12.07.26	21	'12.08.01-'33.07.31
5538	Baños V Hydro	발전	PA	소	수력	'12.09.06	10	'12.09.06-'22.09.05
9318	Taurichuco Hydro	발전	PA	소	수력	'12.12.28	21	'15.07.01-'36.06.30
7746	Nueva Esperanza	발전	PA	소	수력	'12.10.25	21	'15.01.01-'36.12.31
(소수력 평균)								
1073	Peruvian Fuel-Switch	연료전환	PA	대	연료전환	'07.07.06	10	'05.01.01-'14.12.31
1902	Atocongo Fuel Switch	연료전환	PA	대	연료전환	'08.11.10	21	'08.11.10-'29.11.09
(연료전환 평균)								
7609	Kallpa Thermoelectric	효율개선	PA	대	열병합	'12.12.31	10	'12.12.31-'22.12.30
(효율개선 평균)								
5721	TACNA SOLAR 20 TS	발전	PA	대	태양광	'12.01.31	21	'12.11.01-'33.10.31
5722	Panamericana Solar	발전	PA	대	태양광	'12.03.12	21	'13.01.01-'33.12.31
9090	MAJES SOLAR 20T	발전	PA	대	태양광	'12.12.24	21	'13.07.01-'34.06.30
9092	Reparticion Solar	발전	PA	대	태양광	'12.12.24	21	'13.07.01-'34.06.30
6956	Moquegua FV Solar	발전	PA	대	태양광	'12.09.94	21	'15.01.01-'35.12.31
(태양광 평균)								
1249	Palmas del Espino Biogas	메탄회수	PA	소	폐수	'07.09.23	21	'07.09.23-'28.09.22
(메탄회수 평균)								
7419	Marcona Wind Farm	발전	PA	대	풍력	'12.09.28	21	'13.11.27-'34.11.26
7487	Cupisnique Wind	발전	PA	대	풍력	'13.03.19	20	'13.06.20-'33.06.19
7594	Talara Wind	발전	PA	대	풍력	'13.03.22	20	'13.06.20-'33.06.19
(풍력 평균)								

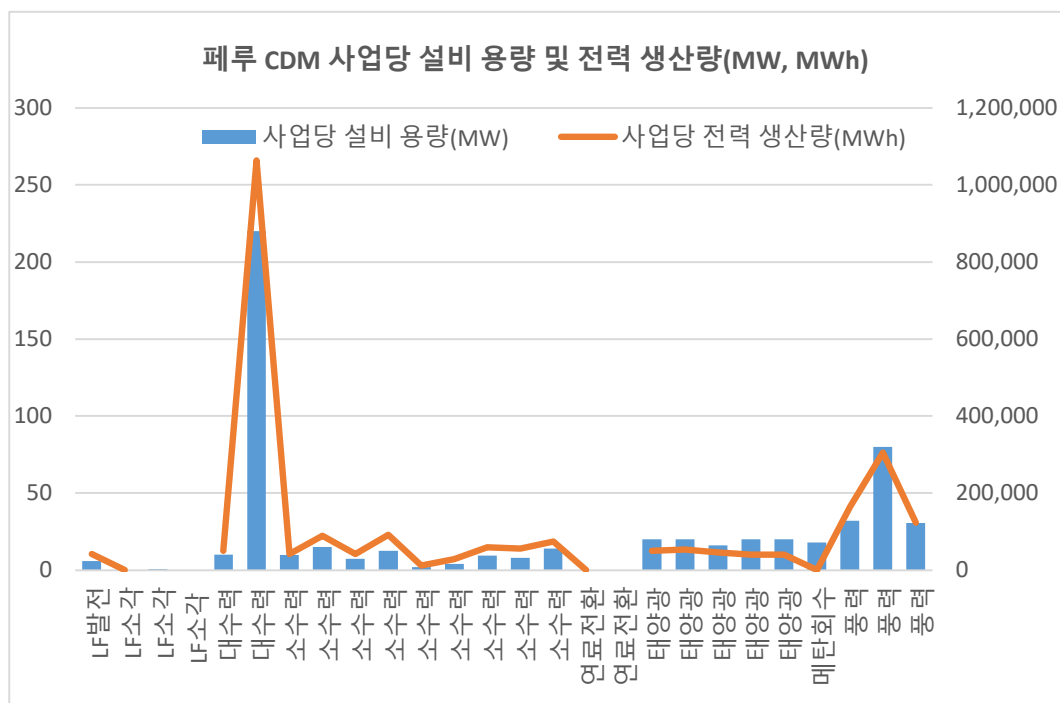
- CDM 사업의 규모에 있어서 대규모 사업은 16개, 소규모 사업은 11개로 대규모 사업이 60%를 차지함. 매립가스는 3개가 대규모이고 1개는 소규모이며, 연료전환은 2개 모두 대규모이며, 수력발전은 9개가 소규모, 2개가 대규모임. 메탄회수는 소규모사업이고, 태양광과 풍력은 모두 대규모 사업임
- CDM 사업의 등록일은 2007~2009년 기간에 속한 사업이 10개, 나머지 17개는 2010-2013년 기간에 등록되었음
- CER 발행기간은 최대 21년 갱신형이 23개, 10년의 고정형이 4개로 대부분 갱신형이 주를 이루고 있음. 고정형은 연료전환, 효율개선, 매립가스 사업 등에서 이루어지고 있음
- CER 발행기간은 등록일과 비슷한 추이를 나타내기 때문에 2000년대 후반과 2010년대 전반에 시작하여 2020년대와 2030년대까지 이어지고 있음

다. 페루 CDM 사업의 설비용량 및 생산량

- CDM 사업의 설비용량은 다양한 규모를 지니고 있으나 단위 설비용량은 소수력발전의 경우에는 1.8-9.7MW, 태양광발전은 290W-360W/모듈, 풍력발전의 경우 1.8MW-2MW 규모임. 총 설비용량의 평균은 효율개선이 가장 큰 규모(854MW)이며, 다음으로는 대수력발전(115MW), 풍력발전(47.5MW), 태양광발전(19.6MW)이며, 소수력발전의 설비용량이 가장 적은 규모(9MW)임. CDM 사업의 사업당 평균 전력 생산량은 대수력발전이 556,268MWh, 소수력발전이 54,864MWh, 태양광발전이 45,763MWh, 풍력발전이 197,295MWh로서 대수력발전의 생산량이 가장 높고 소수력발전의 생산량이 가장 낮은 수준으로 나타났음
- 대수력발전의 설비용량의 평균은 115MW의 규모를 지니고 있으며, 최대 단위 용량은 220MW에 이르고 있음. 평균 전력 생산량은 556,268MWh(49,530~1,063,005MWh)임
- 소수력발전의 설비용량의 평균은 9MW(1.8~14.9MW)이며, 단위 용량은

- 1.8-12.6MW의 분포를 지니고 있음. 평균 전력 생산량은 54,864MWh(11,671~91,700MWh)임
- 태양광발전은 모두 대규모로서 설비용량의 평균은 19.2MW(16~22MW)이며 설비용량은 20MW가 주를 이루고 있고, 단위 용량은 290-360W/모듈임. 평균 전력 생산량은 45,763MWh(40,572~53,343MWh)임
 - 풍력발전의 설비용량의 평균은 47.5MW(32~30.6MW)이며, 단위 용량은 1.8-2MW임. 평균 전력 생산량은 197,295MWh(123,306~305,111MWh)임
 - 전력망에 전력을 공급하는 수력발전, 태양광발전, 풍력발전의 경우 설비용량과 전력 생산량은 밀접한 상관관계를 나타내고 있음. 총 설비용량은 대수력발전이 가장 크고(115MW), 다음으로는 풍력발전(47.5MW), 태양광발전(19.6MW), 소수력발전(9MW)이며, CDM 사업당 평균 전력 생산량은 대수력발전(556,268MWh), 풍력발전(197,295MWh), 소수력발전(54,864MWh), 태양광발전(45,763MWh) 순서임.

[그림 4-11] 페루 CDM 사업당 설비용량 및 전력 생산량(단위:MW, MWh)



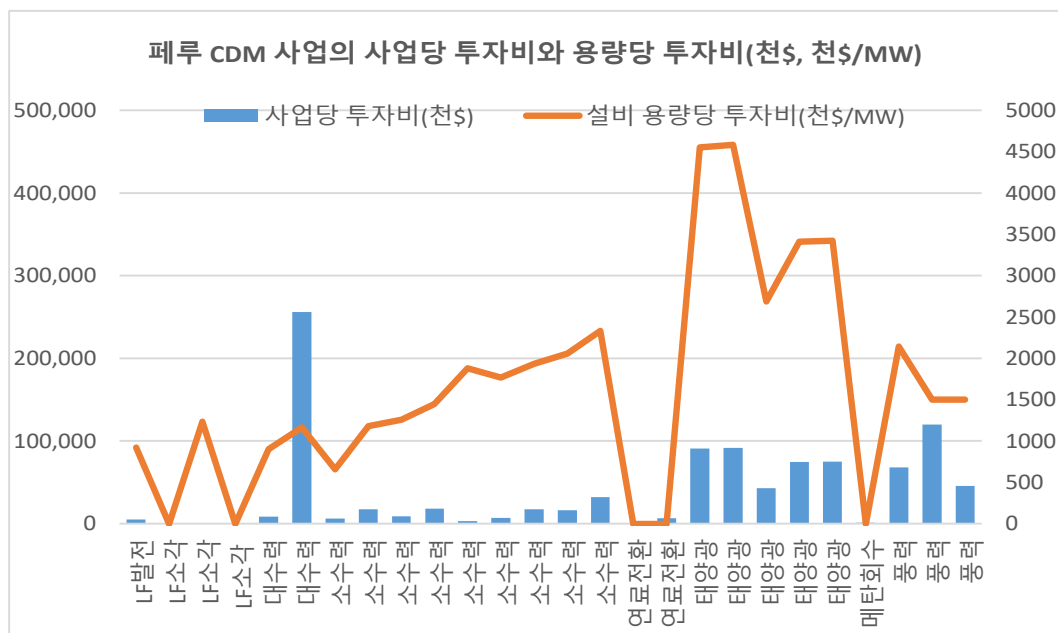
〈표 4-25〉 페루 CDM 사업의 설비 및 생산량

CDM 번호	프로젝트명	설비 용량				가동율 (%)	생산량 및 판매량		
		단위	용량	기수	총량		단위	생산량	판매량
708	Huaycoloro LFG	MW	5.74	1	5.7	90	MWh	42,101	42,101
1104	Ancon EcoMethane LFG		-	-	-	-	-	-	-
2402	Bionersis Project Peru1	MW	0.6	1	0.6	-	-	-	2,767
5619	Modelo del Callao LFG				n.a.	-	-	-	-
(매립가스 평균)									
1836	Poecho II Hydro	MW	5	2	10	57	MWh	49,530	49,530
2426	El Platanal Hydro	MW	220	1	220	55.2	MWh	1,063,005	1,063,000
(대수력 평균)			113	-	115	-	-	556,268	
1424	Carhuaquero IV Hydro	MW	9.7	1	9.7	49.5	MWh	42,000	41,976
1889	La Joya Hydro	MW	5.23 4.5	2 1	14.9	68	MWh	88,552	88,185
3337	Santa Cruz II Hydro	MW	3.7	2	7.4	64.1	MWh	41,543	41,543
5400	Pias I Hydro	MW	12.6	1	12.6	83.1	MWh	91,700	91,700
5455	Purmacana Hydro	MW	1.8	1	1.8	74	MWh	11,671	11,671
6693	Nuevo Imperial Hydro	MW	3.97	1	3.97	81.34	MWh	28,288	28,288
5538	Baños V Hydro	MW	9.18	1	9.18	74	MWh	59,525	59,508
9318	Taurichuco Hydro	MW	6.88	2	13.76	61.75	MWh	74,432	74,432
7746	Nueva Esperanza	MW	4	2	8	80	MWh	56,064	54,334
(수소력 평균)			6.83	-	9	-	-	54,714	
1073	Peruvian Fuel-Switch	MW	80.1	-	-	-	MWh	-	-
1902	Atocongo Fuel Switch	-	-	-	-	-	-	-	-
(연료전환 평균)			-	-	-	-	-		
7609	Kallpa Thermoelectric	MW	176 193 293	1 2 1	854.1	93.7	MWh	2,404,158	2,220,715
(효율개선 평균)			-	-	-	-	-	-	-
5721	TACNA SOLAR 20 TS	MW	290	68,966	20	28.4	MWh	49,680	47,196
5722	Panamericana Solar	MW	290	68,966	20	30.4	MWh	53,343	53,343
9090	MAJES SOLAR 20T	MW	360	55,620	20	21.5	MWh	39,956	39,869
9092	Reparticion Solar	MW	360	55,704	20	21.4	MWh	40,572	40,572
6956	Moquegua FV Solar	MW	290	55,173	16	32.3	MWh	45,263	45,263
(태양광 평균)			318	60,886	19	-	-	45,763	
1249	Palmas del Espino Biogas	MW	16.6 0.6	1 2	17.8	-	-	자체 소비	자체 소비
(메탄회수 평균)			-	-	-	-	-	-	
7419	Marcona Wind Farm	MW	2	16	32	58.3	MWh	163,469	163,469
7487	Cupisnique Wind	MW	1.8	45	80	43	MWh	305,111	305,111
7594	Talara Wind	MW	1.8	17	30.6	46	MWh	123,306	123,306
(풍력 평균)			2	26	48	-	-	197,295	

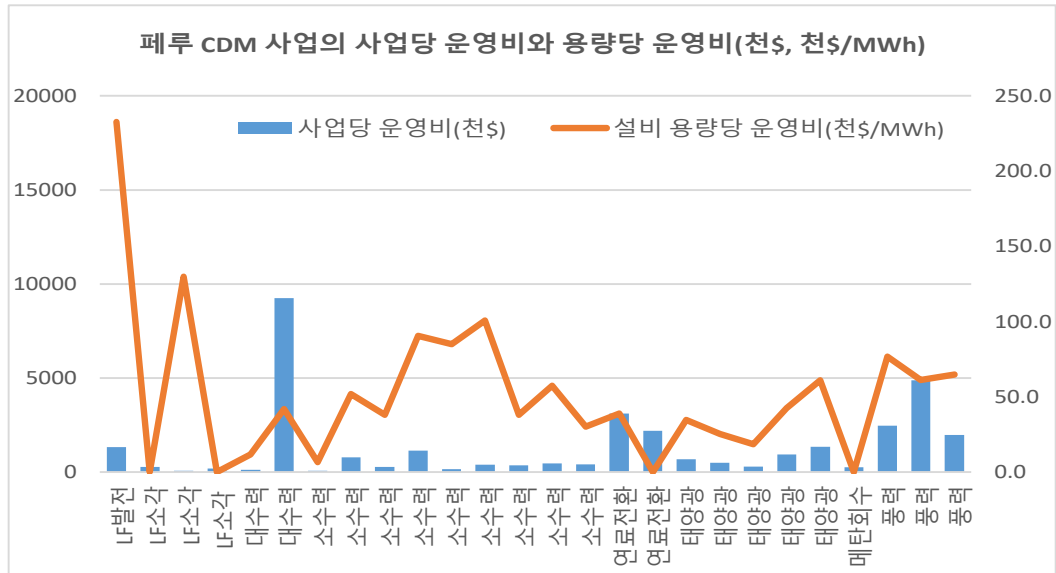
라. 페루 CDM 사업의 비용 구조

- CDM 프로젝트의 사업당 투자비는 대수력발전(\$132,619천)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$78,145천), 태양광발전(\$75,192천), 소수력발전(\$14,249천), 매립가스(\$2,323천), 메탄회수(\$1,230천) 순임. 단위 용량당 투자비는 태양광발전(\$3,730천/MW)이 가장 높고, 다음이 풍력발전(\$1,714천/MW), 소수력발전(\$1,613천/MW), 대수력발전(\$1,032,천/MW) 순임
- 사업당 운영비는 대수력발전(\$4,678천)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$3,108천), 태양광발전(\$756천), 매립가스(\$470천), 소수력발전(\$448천), 메탄회수(\$257천) 순서이며, 단위 용량당 운영비는 매립가스(\$181천/MWh)가 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$67.5/MWh), 소수력발전(\$55.4/MWh), 태양광발전(\$36.5/MWh), 대수력발전(\$26.8/MWh) 순서임

[그림 4-12] 페루 CDM 사업의 사업당 및 용량당 투자비(단위:천\$, 천\$/MW)



[그림 4-13] 페루 CDM 사업의 사업당 및 용량당 운영비(단위:천\$, 천\$/MWh)



〈표 4-26〉 페루 CDM 사업의 비용 구조

CDM 번호	프로젝트명	투자비		운영비		단위당 투자비 및 운영비	
		단위	비용	단위	운영비	단위	투자비
708	Huaycoloro LFG	K\$	5,300	\$/y	1,335,854	\$/MW(h)	923.345
1104	Ancon EcoMethane LFG	K\$	2,57	\$/y	266,798	\$/MW(h)	-
2402	Bionersis Project Peru1	K\$	739	\$/y	77,867	\$/MW(h)	1232.614
5619	Modelo del Callao LFG	K\$	929	\$/y	200,000	\$/MW(h)	-
(매립가스 평균)			2,323		470,130		1,078
1836	Poecho II Hydro	K\$	9,000	\$/y	116,383	\$/MW(h)	900.000
2426	El Platanal Hydro	K\$	256,237	\$/y	9,239,520	\$/MW(h)	1164.715
(대수력 평균)			132,619		4,677,952		1,032
1424	Carhuaquero IV Hydro	K\$	6,400	\$/y	63,779	\$/MW(h)	659.794
1889	La Joya Hydro	K\$	17,557	\$/y	773,082	\$/MW(h)	1178.292
3337	Santa Cruz II Hydro	K\$	9,321	\$/y	282,186	\$/MW(h)	1259.597
5400	Pias I Hydro	K\$	18,239	\$/y	1,140,527	\$/MW(h)	1447.548
5455	Purmacana Hydro	K\$	3,382	\$/y	153,008		1878.707
6693	Nuevo Imperial Hydro	K\$	7,013	\$/y	400,245		1766.562
5538	Baños V Hydro	K\$	17,762	\$/y	349,842		1934.858
9318	Taurichuco Hydro	K\$	32,096	\$/y	413,456	\$/MW(h)	2332.557
7746	Nueva Esperanza	K\$	16,468	\$/y	459,225	\$/MW(h)	2058.496
(소수력 평균)			13,971		448,372		1,613
1073	Peruvian Fuel-Switch	K\$	-	\$/y	3,117,168	\$/MW(h)	-
1902	Atocongo Fuel Switch	K\$	6,645	\$/y	2,189,413	\$/MW(h)	-
(연료전환 평균)							
7609	Kallpa Thermoelectric	K\$	350,473	\$/y	13,535,936	\$/MW(h)	410.356
(효율개선 평균)							
5721	TACNA SOLAR 20 TS	K\$	91,000	\$/y	694,553	\$/MW(h)	4550
5722	Panamericana Solar	K\$	91,660	\$/y	506,768	\$/MW(h)	4582.989
9090	MAJES SOLAR 20T	K\$	75,300	\$/y	1,342,149	\$/MW(h)	3422.727
9092	Reparticion Solar	K\$	75,000	\$/y	935,656	\$/MW(h)	3409.091
6956	Moquegua FV Solar	K\$	43,000	\$/y	298,620	\$/MW(h)	2687.5
(태양광 평균)			75,192		755,549		3,730
1249	Palmas del Espino Biogas	K\$	1,230	\$/y	257,477	\$/MW(h)	-
(메탄회수 평균)							
7419	Marcona Wind Farm	K\$	68,536	\$/y	2,455,098	\$/MW(h)	2141.749
7487	Cupisnique Wind	K\$	120,000	\$/y	4,886,515	\$/MW(h)	1500.000
7594	Talara Wind	K\$	45,900	\$/y	1,983,492	\$/MW(h)	1500.000
(풍력 평균)			78,145		3,108,368		1,714

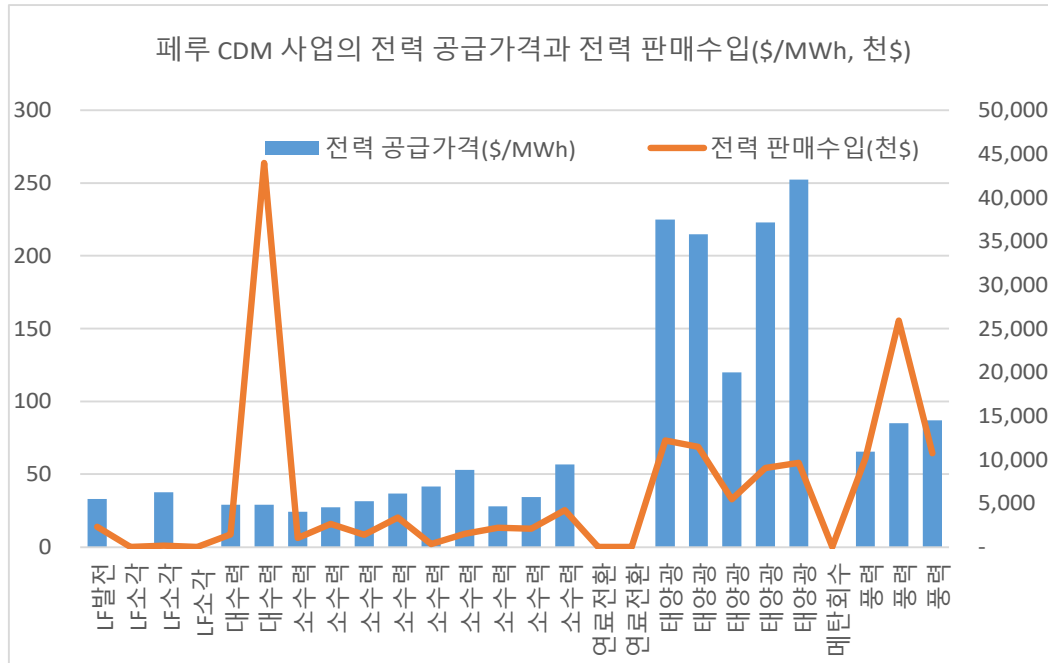
마. 페루 CDM 사업의 수입 구조

- 수력발전과 태양광발전 및 풍력발전은 모두 전력 판매수입이 발생한 반면, 메탄회수사업, 연료전환 및 대부분의 매립가스 사업은 전력판매수입이 없는 사업임.
- 대수력발전의 전력 공급가격은 \$29/MWh이며, 소수력발전의 전력 공급가격은 \$37/MWh, 매립가스 \$33/MWh이며, 연료전환 \$31.7/MWh, 태양광발전의 전력 공급가격은 \$207.1/MWh, 풍력발전의 전력 공급가격은 \$79.2/MWh로서 태양광발전의 전력 공급가격이 가장 높고 대수력발전의 전력 공급가격이 가장 낮은 수준임.
- 대수력발전의 전력 공급가격은 \$29/MWh, 소수력발전의 전력 공급가격은 \$24.3~56.7/MWh의 분포로서 소수력 발전의 전력 공급가격이 대수력 발전의 전력 공급가격에 비해 높은 수준을 나타내고 있음
- 태양광발전의 전력 공급가격은 \$120~252.5/MWh로서, \$200/MWh 이상의 가격이 주를 이루고 있음
- 전력 판매수입은 연료전환이 \$88,533천으로 가장 높으며, 다음으로 대수력발전이 \$22,716천, 풍력발전이 \$15,621천이며, 태양광발전이 \$9,563천, LF발전이 \$2,316천, 소수력발전은 가장 낮은 \$2,085천 순으로 나타남

〈표 4-27〉 페루 CDM 사업의 수입 구조

CDM 번호	프로젝트명	전력 판매 단가		전력 판매 수입		기타 수입	
		단위	금액	단위	금액	단위	금액
708	Huaycoloro LFG	\$/MWh	33.0	K\$/y	2,316	-	-
1104	Ancon EcoMethane LFG	-	-	-	-	-	-
2402	Bionersis Project Peru1	\$/MWh	37.6	K\$/y	145	-	-
5619	Modelo del Callao LFG	\$/MWh	-	-	-	-	-
(매립가스 평균)			35.3	-	615		
1836	Poechos II Hydro	\$/MWh	29.0	K\$/y	1,436	-	-
2426	El Platanal Hydro	\$/MWh	29.0	K\$/y	43,996	-	-
(대수력 평균)			29.0	-	22,716		
1424	Carhuaquero IV Hydro	\$/MWh	24.3	K\$/y	1,021	-	-
1889	La Joya Hydro	\$/MWh	27.4	K\$/y	2,631	-	-
3337	Santa Cruz II Hydro	\$/MWh	31.4	K\$/y	1,406	-	-
5400	Pias I Hydro	\$/MWh	36.8	K\$/y	3,371	-	-
5455	Purmacana Hydro	\$/MWh	41.6	K\$/y	327	-	-
6693	Nuevo Imperial Hydro	\$/MWh	53.0	K\$/y	1,498	-	-
5538	Baños V Hydro	\$/MWh	28.0	K\$/y	2,188	-	-
9318	Taurichuco Hydro	\$/MWh	56.7	K\$/y	4,220	-	-
7746	Nueva Esperanza	\$/MWh	34.3	K\$/y	2,102	-	-
(소수력 평균)			37.0		2,085		
1073	Peruvian Fuel-Switch	\$/MWh	-	K\$/y	-	-	-
1902	Atocongo Fuel Switch	\$/MWh	-	-	-	-	-
(연료전환 평균)		\$/MWh	-	-	-	-	-
7609	Kallpa Thermoelectric	\$/MWh	31.7	K\$/y	88,533	-	-
(효율개선 평균)			31.7		88,533		
5721	TACNA SOLAR 20 TS	\$/MWh	225.0	K\$/y	12,215	-	-
5722	Panamericana Solar	\$/MWh	215.0	K\$/y	11,469	-	-
9090	MAJES SOLAR 20T	\$/MWh	252.5	K\$/y	9,653	-	-
9092	Reparticion Solar	\$/MWh	223.0	K\$/y	9,048	-	-
6956	Moquegua FV Solar	\$/MWh	120.0	K\$/y	5,432	-	-
(태양광 평균)			207.1		9,563		
1249	Palmas del Espino Biogas	\$/MWh	-	-	-	K\$/y	537.6 (연료절약)
(메탄회수 평균)							
7419	Marcona Wind Farm	\$/MWh	65.5	K\$/y	10,200	-	-
7487	Cupisnique Wind	\$/MWh	85.0	K\$/y	25,934	-	-
7594	Talara Wind	\$/MWh	87.0	K\$/y	10,728	-	-
(풍력 평균)			79.2	-	15,621		

[그림 4-14] 페루 CDM 사업의 전력 공급가격과 전력 판매수입(단위:\$/MWh, 천\$)



바. 페루 CDM 사업의 온실가스 감축량

- 페루의 CDM 사업은 대부분 대규모 사업으로 추진되고 있음. 태양광발전, 풍력발전, 매립가스, 연료전환은 대규모 사업이며, 분석대상 수력 사업 중 대규모 사업은 2개, 소규모 사업은 9개 있으며, 메탄회수 1개 사업은 소규모 사업
- 태양광발전과 풍력발전, 대수력은 모두 대규모 사업으로서 재생에너지원을 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급하므로 방법론으로는 ACM0002(Grid connected electricity generation from renewable sources)를 적용하여 온실가스 감축량과 추가성을 평가했음
- 소규모 수력발전의 경우 신재생에너지 전력을 전력망에 연계하는 AMS-I.D(Grid connected renewable electricity generation)를 적용했음
- 매립가스 프로젝트는 대부분 대규모이기 때문에 방법론은 매립가스를 포집하여 연소 후에 대기중에 방출하는 사업에 적용하는 ACM0001(Flaring or use of landfill gas)을 적용했음. 매립가스 연소를 통한 발전까지 활동에 포함

하고 있는 사업의 경우 AMS-I.D(Grid connected renewable electricity generation) 또한 적용됨.

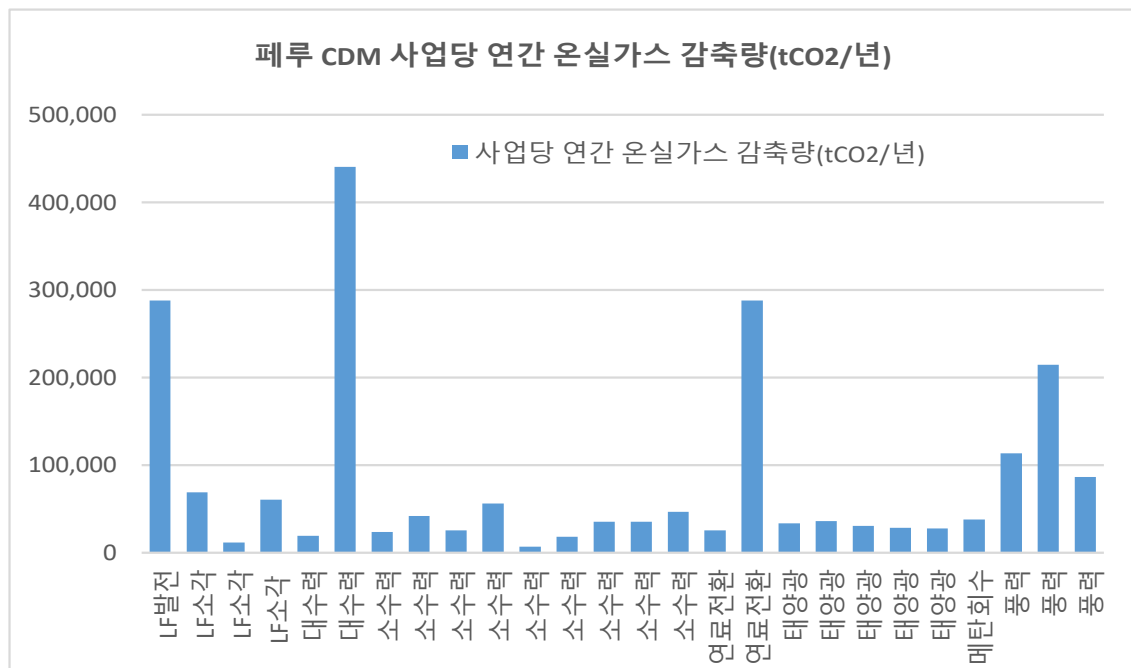
- 메탄회수는 AMS-I.C. 및 AMS-III.H. 방법론을 적용했으며, 연료전환은 AM0003 혹은 AM0009 방법론을 적용했음

〈표 4-28〉 페루 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론

CDM 번호	프로젝트명	규모	형태	방법론
708	Huaycoloro LFG	대	매립가스	ACM0001; AMS-I.D.
1104	Ancon EcoMethane LFG	대	매립가스	ACM0001
2402	Bionersis Project Peru1	소	매립가스	AMS-III.G.
5619	Modelo del Callao LFG	대	매립가스	ACM0001
1836	Poechos II Hydro	대	수력	ACM0002
2426	El Platanal Hydro	대	수력	ACM0002
1424	Carhuaquero IV Hydro	소	수력	AMS-I.D.
1889	La Joya Hydro	소	수력	AMS-I.D.
3337	Santa Cruz II Hydro	소	수력	AMS-I.D.
5400	Pias I Hydro	소	수력	AMS-I.D.
5455	Purmacana Hydro	소	수력	AMS-I.D.
6693	Nuevo Imperial Hydro	소	수력	AMS-I.D.
5538	Baños V Hydro	소	수력	AMS-I.D.
9318	Taurichuco Hydro	소	수력	AMS-I.D.
7746	Nueva Esperanza	소	수력	AMS-I.D.
1073	Peruvian Fuel-Switch	대	연료전환	ACM0009
1902	Atocongo Fuel Switch	대	연료전환	ACM0003
7609	Kallpa Thermoelectric	대	효율개선	ACM0007
5721	TACNA SOLAR 20 TS	대	태양광	ACM0002
5722	Panamericana Solar	대	태양광	ACM0002
9090	MAJES SOLAR 20T	대	태양광	ACM0002
9092	Reparticion Solar	대	태양광	ACM0002
6956	Moquegua FV Solar	대	태양광	ACM0002
1249	Palmas del Espino Biogas	소	메탄회수	AMS-I.C.; AMS-III.H.
7419	Marcona Wind Farm	대	풍력	ACM0002
7487	Cupisnique Wind	대	풍력	ACM0002
7594	Talara Wind	대	풍력	ACM0002

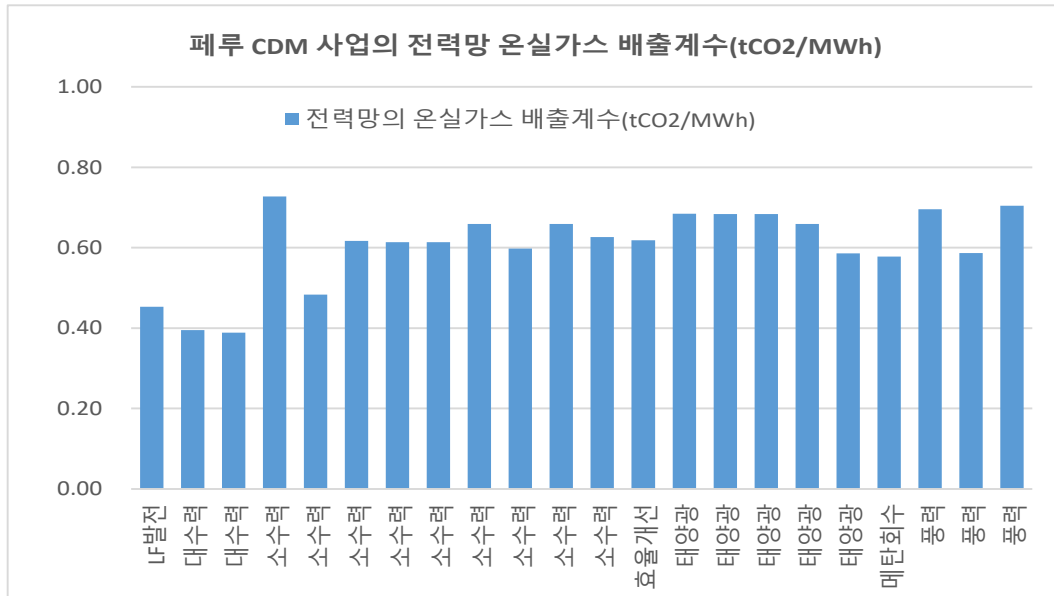
- 페루 CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간(예상)의 온실가스 감축량은 대수력 발전(각각 229,967CO₂/년, 4,856,285tCO₂)이 가장 높고 다음으로는 연료전환(각각 156,901tCO₂/년, 3,298,349tCO₂), 풍력발전(각각 138,528tCO₂/년, 2,808,485tCO₂), 매립가스(각각 107,524tCO₂/년, 2,225,385tCO₂), 메탄회수(각각 38,299tCO₂/년, 804,279tCO₂)이며, 태양광발전(각각 31,597tCO₂/년, 663,533tCO₂)과 소수력발전(32,462CO₂/년, 638,204CO₂)이 상대적으로 가장 낮은 감축량을 가짐

[그림 4-15] 페루 CDM 사업당 연간 온실가스 감축량(단위:tCO₂/년)



- CDM 사업이 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수는 평균적으로 풍력 발전이 가장 높고(0.662tCO₂/MWh) 다음으로는 태양광발전(0.660tCO₂/MWh), 소수력발전(0.622tCO₂/MWh)이며, 대수력발전의 배출계수가 가장 낮은 수준 (0.3924tCO₂/MWh)임.

[그림 4-16] 페루 CDM 사업의 전력망 온실가스 배출계수(단위:tCO₂/MWh)



- CER 발행기간 총 온실가스 예상 감축량 대비 지금까지 발행된 CER 비중은 대수력(36%) 이외 모든 사업에서 낮은 수준에 머물고 있어 미발행된 감축량이 향후 시장에 공급될 가능성이 높을 것으로 예상됨
- 2020년 8월 현재 지금까지 발행된 사업당 CER 발행규모는 소규모 수력발전은 3,426~67,078 tCO₂, 대규모 수력발전의 경우에는 318,953 tCO₂에 이르고 있음
- 2020년 8월 현재까지 달성한 온실가스 감축량에서 발행된 CER이 차지하는 비중은 대규모 수력발전이 36.25%로서 가장 높으며, 메탄회수 22.7%, 연료 전환 16%, 매립가스가 8.65%, 소규모 수력발전은 2.22%, 태양광발전과 풍력 발전은 발행된 CER이 없음.

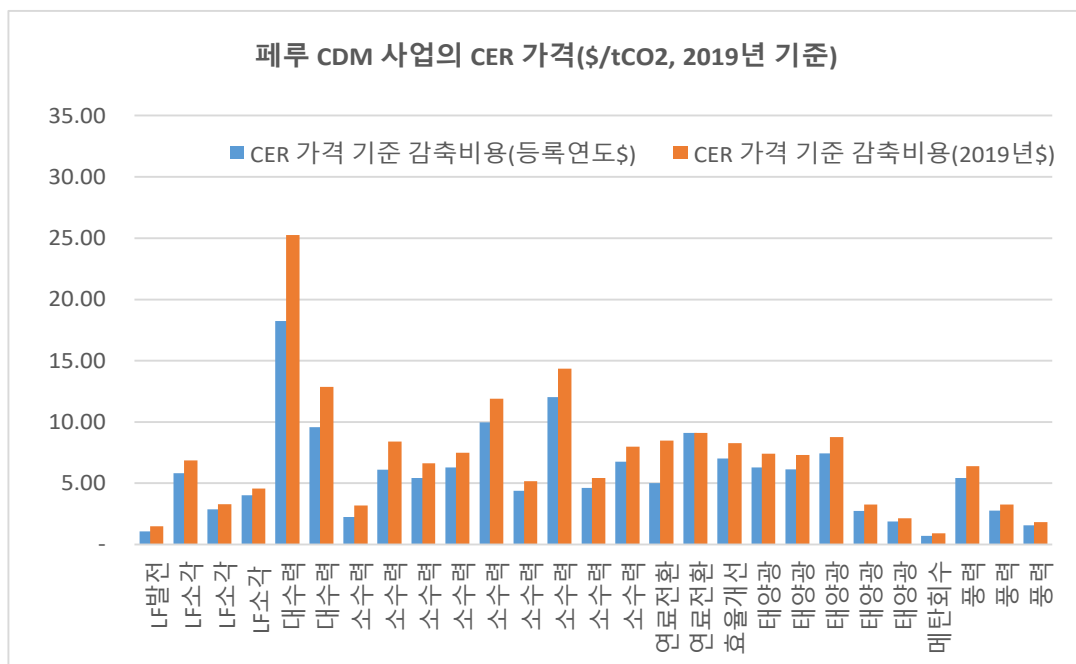
〈표 4-29〉 페루 CDM 사업의 온실가스 감축량

CDM 번호	프로젝트명	배출계수 (kgCO ₂ /kwh)	CO ₂ 감축량(CO톤)		발행 CER (tCO ₂ , B)	B/A (%)
			연간	총량(A)		
708	Huaycoloro LFG	0.453	288,188	6,051,956	1,438,647	23.80%
1104	Ancon EcoMethane LFG	(전력망) 1.00	69,021	1,449,441	20,512	1.40%
2402	Bionersis Project Peru1	(전력망) 1.30	11,864	118,638	-	0%
5619	Modelo del Callao LFG	(전력망) 1.50	61,024	1,281,504	120,413	9.40%
(매립가스 평균)		0.453	107,524	2,225,385	526,524	8.65%
1836	Poechos II Hydro	0.3954	19,582	411,222	203,526	49.50%
2426	El Platanal Hydro	0.389	440,352	9,301,348	2,141,261	23.00%
(대수력 평균)		0.392	229,967	4,856,285	1,172,394	36.25%
1424	Carhuaquero IV Hydro	0.7276	23,909	502,096	32,558	6.50%
1889	La Joya Hydro	0.484	42,405	890,502	83,859	9.40%
3337	Santa Cruz II Hydro	0.617	25,644	538,524	22,016	4.10%
5400	Pias I Hydro	0.614	56,292	1,182,132	-	0%
5455	Purmacana Hydro	0.614	7,164	150,444	-	0%
6693	Nuevo Imperial Hydro	0.659	18,652	391,692	-	0%
5538	Baños V Hydro	0.598	35,590	355,900	-	0%
9318	Taurichuco Hydro	0.627	46,676	980,196	-	0%
7746	Nueva Esperanza	0.659	35,826	752,346	-	0%
(소수력 평균)		0.622	32,462	638,204	46,144	2.22%
1073	Peruvian Fuel-Switch	-	25,577	255,769	69,183	27.00%
1902	Atocongo Fuel Switch	-	288,224	6,340,929	316,306	5.00%
(연료전환 평균)		-	156,901	3,298,349	192,745	16.00%
7609	Kallpa Thermoelectric	0.619	927,957	9,279,570	272,816	2.90%
(효율개선 평균)		0.619	927,957	9,279,570	272,816	2.90%
5721	TACNA SOLAR 20 TS	0.685	34,006	714,126	-	0%
5722	Panamericana Solar	0.6845	36,513	766,773	-	0%
9090	MAJES SOLAR 20T	0.586	27,994	587,874	-	0%
9092	Reparticion Solar	0.6588	28,488	598,248	-	0%
6956	Moquegua FV Solar	0.6845	30,983	650,643	-	0%
(태양광 평균)		0.660	31,597	663,533	-	0%
1249	Palmas del Espino Biogas	0.578	38,299	804,279	182,750	22.70%
(메탄회수 평균)		0.578	38,299	804,279	182,750	22.70%
7419	Marcona Wind Farm	0.696	113,774	2,389,254	-	0%
7487	Cupisnique Wind	0.5864	214,944	4,298,880	-	0%
7594	Talara Wind	0.7045	86,866	1,737,320	-	0%
(풍력 평균)		0.662	138,528	2,808,485	-	0%

사. 페루 CDM 사업의 온실가스 감축비용

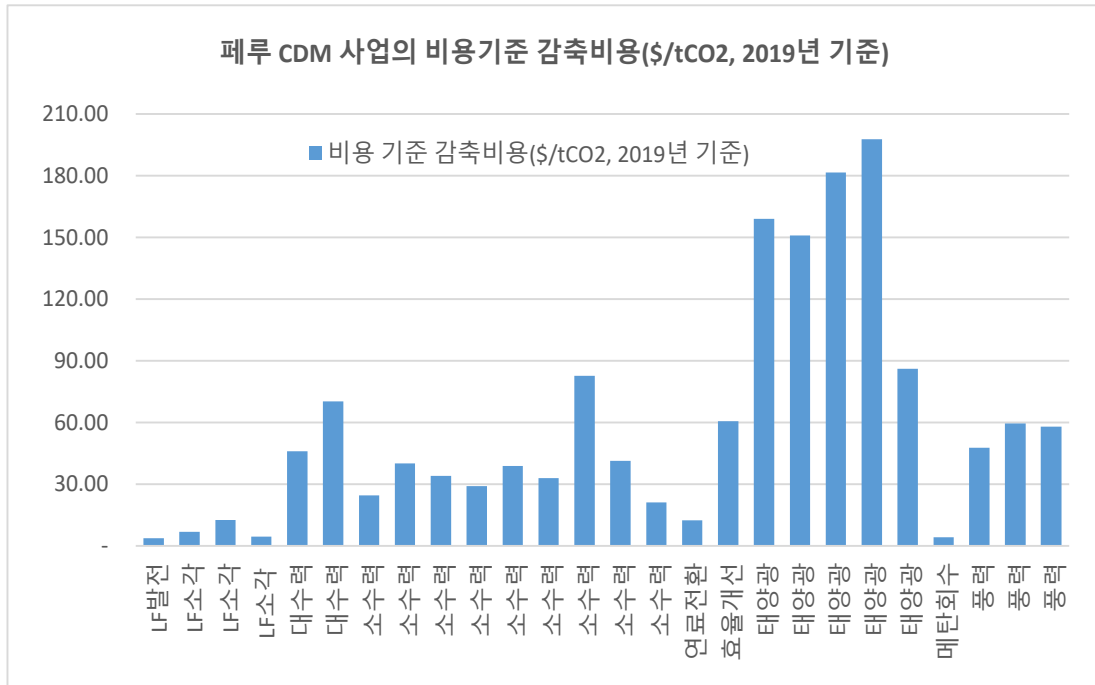
- 페루 CDM 사업의 CER 가격(2019년 USD 기준)은 평균적으로 대수력발전이 가장 높은 수준(평균 \$19.06/tCO₂)이며 다음으로는 연료전환(평균 \$8.79/tCO₂), 소수력발전(평균 \$7.83/tCO₂), 태양광발전(평균 \$5.77/tCO₂), 매립가스(\$4.06/tCO₂), 풍력발전(평균 \$3.83/tCO₂), 메탄회수(1개 사업 \$0.93/tCO₂) 순으로 나타나고 있음. 개별 사업 기준으로, 가장 낮은 수준의 CER 가격은 풍력, 소수력, 태양광발전 사업에서 나타나고 있음

[그림 4-17] 페루 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



- 비용만 고려한 CDM 사업의 온실가스 감축비용은 태양광발전이 가장 높은 수준(평균 \$156.82/tCO₂)이며 다음으로는 연료전환(\$130.26/tCO₂), 대수력발전(\$58.11/tCO₂), 풍력발전(\$55.10/tCO₂), 소수력(\$38.47/tCO₂), 매립가스(\$6.97/tCO₂) 순으로 나타나고 있음. 비용기준 온실가스 감축비용은 매립가스, 메탄회수, 소수력발전 사업에서 낮은 수준을 보임.

[그림 4-18] 페루 CDM 사업의 비용기준 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



- 페루 CDM 사업의 투자분석은 주로 내부수익률 분석법이 많이 사용되었는데, 이는 재생에너지원을 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급하는 수력발전, 태양광발전, 풍력발전 등의 CDM 사업에 적용하는 투자분석 방법론이기 때문임. 전력 판매수입이 없고 비용만 발생하는 매립가스, 연료전환 사업에는 단순비용분석법(simple cost analysis)이 적용되었음
- 수력발전, 태양광발전, 풍력발전과 같이 생산한 전력을 전력망에 판매하는 경우에는 CER 이외의 판매수입이 있기 때문에 단순비용분석법(simple cost analysis)을 적용할 수 없으며, 투자비 비교분석법(investment comparison)이나 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 사용해야 하지만, 전력망에 전력을 공급하는 경우에는 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 사용함
- 매립가스 사업은 매립지에서 발생된 메탄가스를 포집하여 연소 후에 대기 중에 방류하는 사업이 대부분이며, 전력을 공급하지 않고 비용만 발생할 경우 단순비용분석법을 적용했으며, LF발전의 경우, 전력을 생산함에 따라 내부수익률 분석법이 적용됨

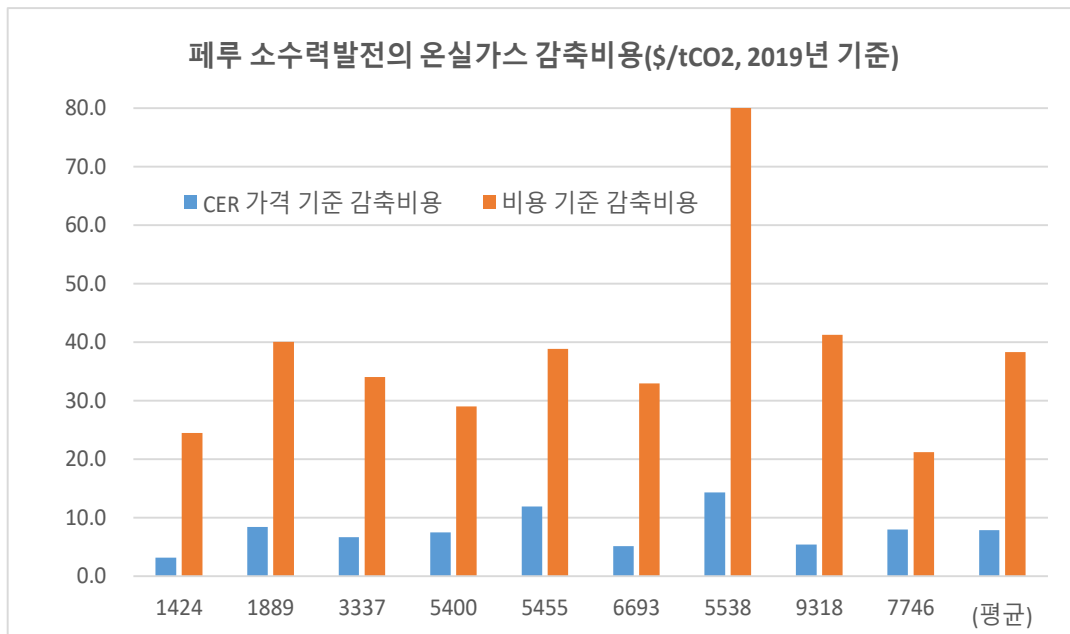
- 페루 CDM 사업의 기준이 되는 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 약 12%로 제시되고 있으나 일부 사업(LF발전, 태양광발전)은 14%~15%의 상이한 내부수익률을 적용하는 등 사업별 차이를 나타내고 있음. CER 판매 이후의 내부수익률에 관한 정보는 대부분 제공되지 않고 있으나 최소한 기준 내부수익률을 상회했을 것으로 예상됨

〈표 4-30〉 페루 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)		
			기준 수익 률	CER 제외	CER 포함	CER 기준		비용 기준
						2019년\$	등록연도 \$	
708	Huaycoloro LFG	Benchmark	14	-4	-	1.49	1.07	3.75
1104	Ancon EcoMethane LFG	Simple Cost	0	-	-	6.88	5.84	6.88
2402	Bionersis Project Peru1	Simple Cost	0	-	-	3.28	2.87	12.68
5619	Modelo del Callao LFG	Simple Cost	0	-	-	4.57	4.00	4.57
(매립가스 평균)						4.06	3.45	6.97
1836	Poechos II Hydro	Benchmark	12	9.68	12.28	25.26	18.23	46.03
2426	El Platanal Hydro	Benchmark	12	9.25	10.91	12.86	9.57	70.18
(대수력 평균)						19.06	13.90	58.11
1424	Carhuaquero IV Hydro	Benchmark	12	10.46	12.23	3.18	2.26	24.50
1889	La Joya Hydro	Benchmark	12	7.74	10.66	8.4	6.13	40.05
3337	Santa Cruz II Hydro	Benchmark	12	8.29	10.84	6.64	5.41	34.01
5400	Pias I Hydro	Benchmark	12	8.41	-	7.5	6.30	29.01
5455	Purmacana Hydro	Benchmark	12	7.29	9.49	11.89	9.99	38.89
6693	Nuevo Imperial Hydro	Benchmark	12	10.65	13.83	5.15	4.38	32.95
5538	Baños V Hydro	Benchmark	12	7.48	10.47	14.33	12.04	82.74
9318	Taurichuco Hydro	Benchmark	12	10.3	12.73	5.41	4.60	41.24
7746	Nueva Esperanza	Benchmark	12	6.42	7.43	7.97	6.77	21.22
(소수력 평균)						7.83	6.43	38.29
1073	Peruvian Fuel-Switch	Benchmark	12	153.1	-	8.48	5.00	248.05
1902	Atocongo Fuel Switch	Simple Cost	-	-	-	9.09	9.09	12.47
(연료전환 평균)						8.79	7.05	130.26
7609	Kallpa Thermoelectric	Benchmark	12	12.34	15.61	8.26	7.02	60.64
(효율개선 평균)						8.26	7.02	60.64
5721	TACNA SOLAR 20 TS	Benchmark	12	10.18	10.77	7.40	6.29	159.06
5722	Panamericana Solar	Benchmark	12	10.34	10.96	7.30	6.13	150.97
9090	MAJES SOLAR 20T	Benchmark	12	8.01	8.68	8.75	7.44	181.63
9092	Reparticion Solar	Benchmark	12	8.2	8.88	3.25	2.73	197.75
6956	Moquegua FV Solar	Benchmark	12	10.1	10.96	2.15	1.89	86.05
(태양광 평균)						5.77	4.90	155.09
1249	Palmas del Espino Biogas	Benchmark	15	11.8	26.1	0.93	0.69	4.15
(메탄회수 평균)						0.93	0.69	4.15
7419	Marcona Wind Farm	Benchmark	12	9.58	11.58	6.41	5.45	47.77
7487	Cupisnique Wind	Benchmark	12	8.2	11.78	3.25	2.76	59.58
7594	Talara Wind	Benchmark	12	9.86	13.55	1.84	1.57	57.94
(풍력 평균)						3.83	3.26	55.10

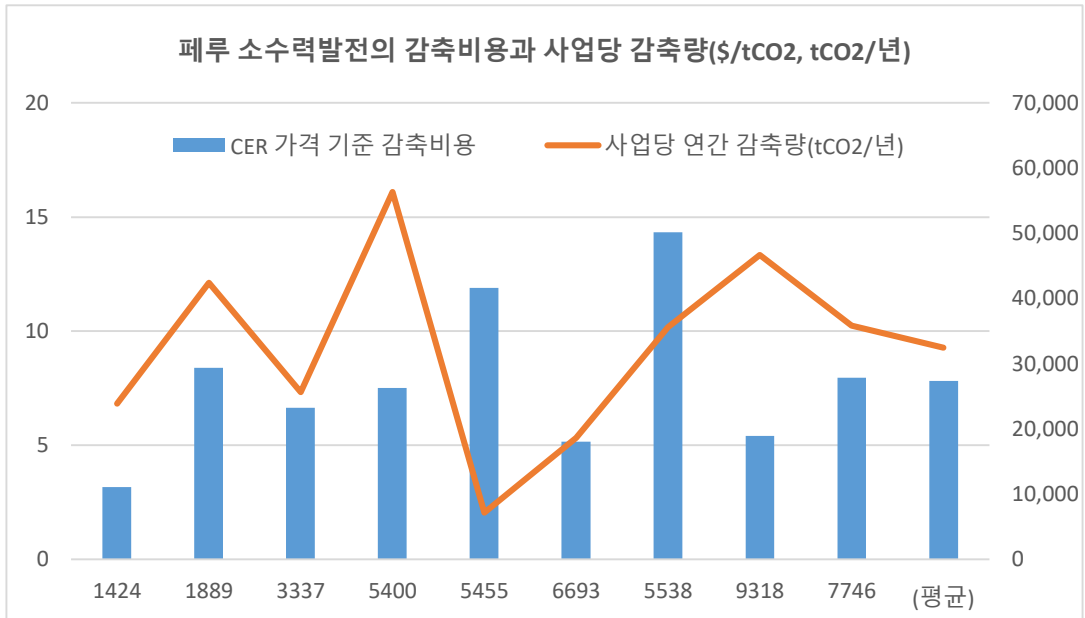
- 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$7.83/CO₂(\$3.18~14.33/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$38.29/tCO₂(\$21.22~82.74/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 3배~8배 수준인 것으로 나타났다.
- 5538 소수력발전 사업은 CER 발행기간이 10년으로 고정된 사업으로, 다른 갱신형 사업에 비해 투자비 대비 CER 판매수익 발생의 기간이 짧은 관계로, 비용기준 감축비용이 매우 높게 나타남.

[그림 4-19] 페루 소수력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



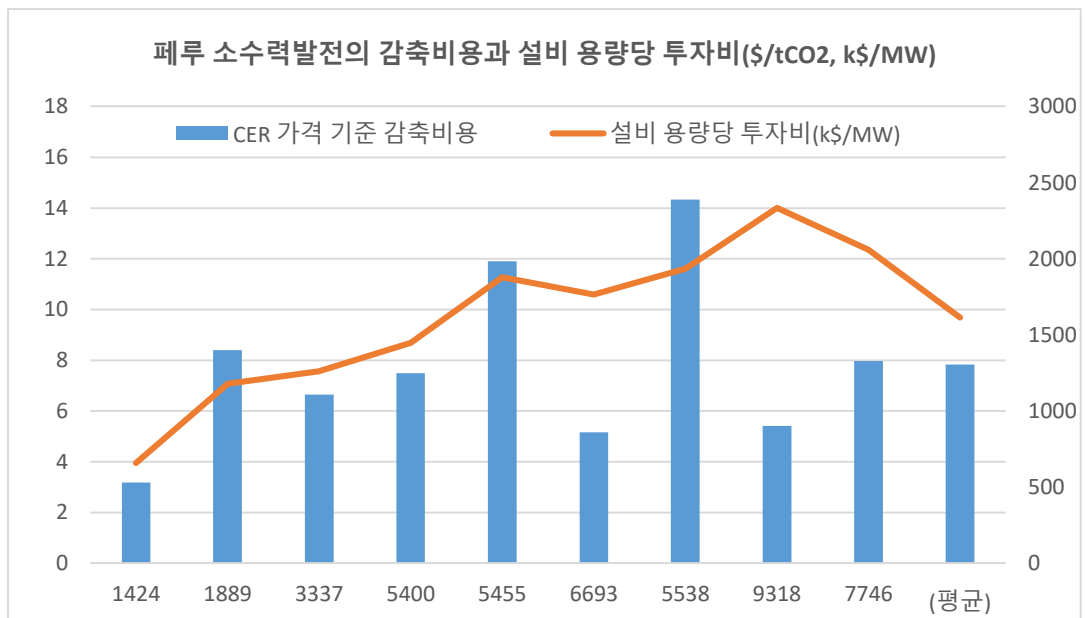
- CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량과의 관계를 보면, 사업당 온실가스 감축량이 높은 사업의 CER 가격은 낮은 경향이 있고, 사업당 온실가스 감축량이 낮은 사업의 CER 가격은 높은 편으로 나타남.

[그림 4-20] 페루 소수력발전의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



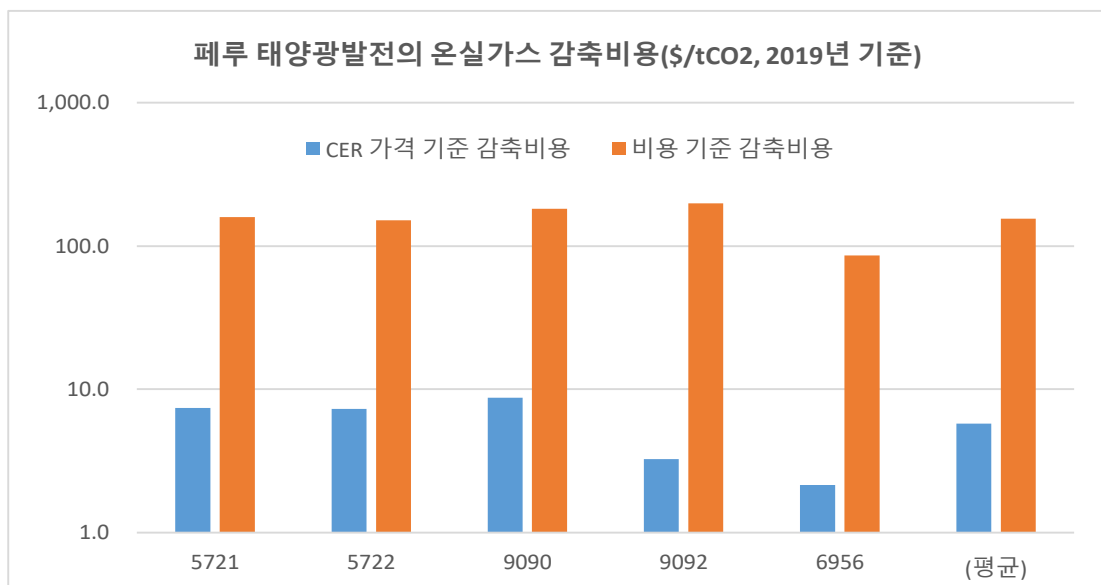
- 페루 소수력발전 CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계에
는 설비당 투자비가 높은 사업의 감축비용은 비교적 높게 나타나고, 반대로
사업당 투자비가 낮은 사업의 감축비용은 낮게 나타나는 경향이 있음

[그림 4-21] 페루 소수력발전의 감축비용과 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, k\$/MW)



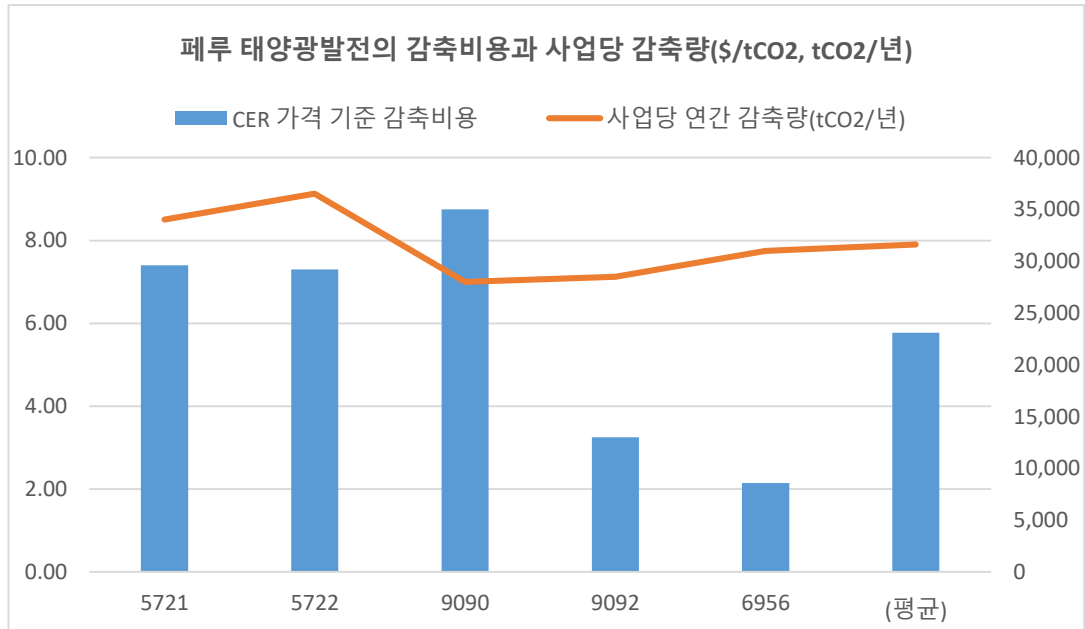
- 태양광발전 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$5.77/tCO₂(\$2.15~8.75/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$155.09/tCO₂(\$86.05~150.97/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 30배에 달하는 것으로 분석되었음. 페루의 태양광발전 사업은 모두 2012년에 등록하여 시간 경과에 따른 감축 비용의 변화는 파악이 어려움.

[그림 4-22] 페루 태양광발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



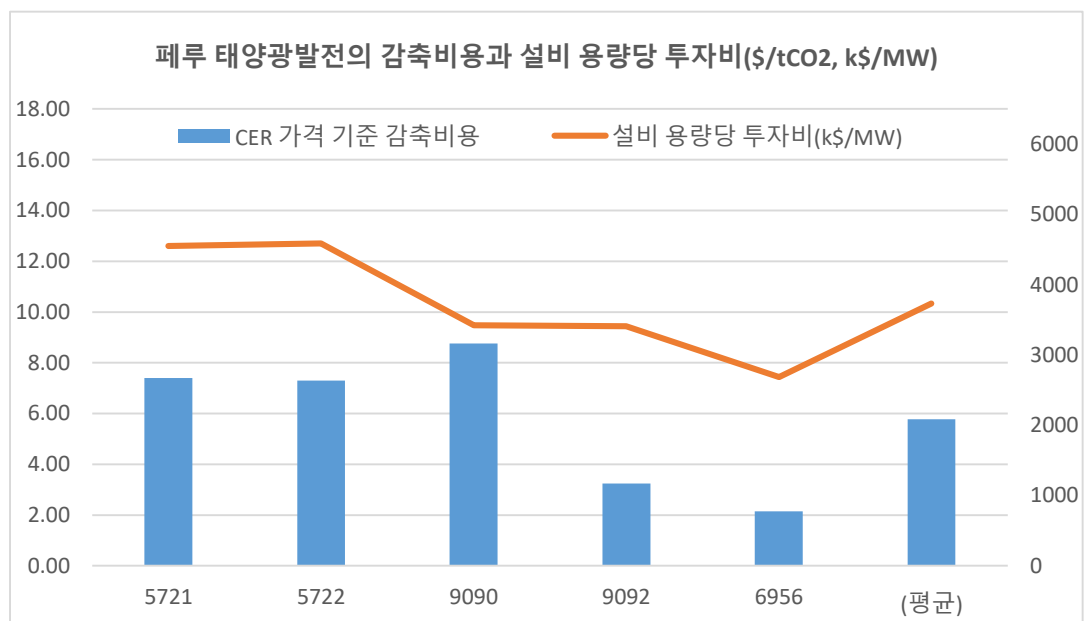
- 페루 태양광발전 CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량과의 관계에서는 약한 반비례의 상관관계가 나타남. 사업당 감축량이 높은 사업의 감축비용은 낮고 반대로 사업당 감축량이 적은 사업의 감축비용은 높은 경향을 보임

[그림 4-23] 페루 태양광발전의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



- 페루 태양광발전의 CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비는 약한 양의 관계를 확인할 수 있으나, 뚜렷한 상관관계를 나타내고 있지 않음.

[그림 4-24] 페루 태양광발전의 감축비용과 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, k\$/MW)



6. 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석

가. 베트남의 분석대상 CDM 프로젝트

- 베트남 CDM 분석대상 프로젝트는 총 44개로서 수력발전이 26개, 풍력발전이 4개, 매립가스가 5개, 바이오매스발전이 4개, 메탄회피가 2개, 효율개선이 3개의 분포를 이루고 있음
- 2020년 7월 기준 UNFCCC에 등록된 베트남의 CDM 프로젝트는 270개이며, 수력발전이 203개, 풍력발전이 6개, 태양광발전이 4개로서 이들 3개 프로젝트가 전체의 78.9%를 차지하고 있음

〈표 4-31〉 베트남의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)

구분	수력 발전	풍력 발전	태양 광/열	매립 가스	바이 오	메탄 회피	산업	효율 개선	재생 에너지	탈루	합계
전체 프로 젝트	203	6	4	7	17	23	1	7	1	1	270
분석 대상	26	4	-	5	4	2	-	3	-	-	44

자료:UNFCCC, CDM DB

나. 베트남 CDM 사업의 형태 및 규모

- 베트남의 분석대상 44개 CDM 프로젝트는 발전부문, 폐기물부문, 산업부문과 가정부문에서 추진된 감축사업으로서 발전부문에서 추진된 사업이 가장 많음. 모든 사업이 프로젝트 활동이며 프로그램 활동은 없고, 규모는 대부분 대규모 사업이 주를 이루고 있음. 등록일은 2000년대 후반이나 2010년대 초반이 주를 이루며, CER 발행기간(crediting period)은 대부분 갱신타(renewable)인 21년이며, 고정형인 10년의 발행기간 프로젝트도 일부 있음
- CDM 프로젝트의 부문별 분포를 살펴보면, 발전부문에 34개, 폐기물부문에

- 7개, 산업부문에 2개, 가정부문에 1개의 분석대상 프로젝트가 존재하여 발전 부문에서 추진된 CDM 사업이 가장 큰 비중을 차지하고 있음
- CDM 사업을 프로젝트 활동(PA)과 프로그램 활동(PoA)으로 구분하면 44개 모든 CDM 사업이 프로젝트 활동이며 프로그램 활동은 없음.
 - CDM 사업의 규모에 있어서 대규모 사업은 15개, 소규모 사업은 24개로 소규모 사업이 주를 이루고 있음. 바이오매스발전에서는 4개 모두 소규모이며, 효율개선 역시 3개 모두 소규모이며, 수력발전은 대규모가 6개이고 소규모가 20개이며, 매립가스는 5개 모두 대규모이며, 메탄회수는 모두 소규모사업이고, 풍력은 모두 대규모 사업임
 - CDM 사업의 등록일은 2005-2009년 기간에 속한 사업이 9개, 나머지 35개는 2010-2015년 기간에 등록되었음
 - CER 발행기간은 21년의 갱신형이 25개, 10년의 고정형이 11개로 대부분 갱신형이 주를 이루고 있음.
 - CER 발행기간은 등록일과 비슷한 추이를 나타내기 때문에 2010년대 후반과 2010년대 전반에 시작하여 2020년대와 2030년대까지 이어지고 있음

〈표 4-32〉 베트남 CDM 사업의 형태 및 규모

CDM 번호	프로젝트명	부문	PA/ PoA	규 모	형태	등록일	CER발행기간	
							년 수	기간
5907	Dinh Hai rice husk cogeneration	발전	PA	소	바이오	'12-03-20	21	'12.4.1-'33.3.30
7070	Bagasse cogeneration at Lam Son Sugar JSC	발전	PA	소	바이오	'12-09-05	10	'12.9.5-'22.9.4
6598	Boiler Fuel Conversion from Fuel Oil to Biomass Briquette	발전	PA	소	바이오	'12-10-17	21	'12.10.17-'33.10.16
8444	Biomass Power Project of Gia Lai Cane Sugar and Thermoelectricity JSC	발전	PA	소	바이오	'13-12-30	10	'14.1.1-'23.12.31
6236	01 million Compact Fluorescent Lamps(EVN-2010)	가정	PA	소	에너지 효율	'12-07-05	4	'12.7.5-'16.7.4

CDM 번호	프로젝트명	부문	PA/ PoA	규모	형태	등록일	CER발행기간	
							년 수	기간
7738	Hon Chong Waste Heat Recovery Power Plant	산업	PA	소	에너지 효율	'12-10-23	10	'12.11.1-'22.10.31
9641	Nghi Son Waste Heat Recovery and Utilization	산업	PA	소	에너지 효율	'13-05-30	10	'14.7.1-'24.6.30
3389	Dak Srong 2 Hydropower	발전	PA	대	수력	'11-02-23	7	'10.01.01-'16.12.31
4891	Dak Psi 3 and 4 Hydropower	발전	PA	대	수력	'11-11-06	21	'11.7.1-'18.6.30
4809	Song Con 2 Hydro Power	발전	PA	대	수력	'11-11-11	7	'11.7.1-'18.6.30
4551	Za Hung Hydropower	발전	PA	대	수력	'11-12-12	21	
6103	Tra Xom Hydropower	발전	PA	대	수력	'12-05-31	21	
7120	Huong Son Hydropower	발전	PA	대	수력	'12-09-26	10	'12.10.1-'22.9.30
2367	Phu Mau hydropower	발전	PA	소	수력	'09-06-05	21	
2371	Muong Sang hydropower	발전	PA	소	수력	'09-06-05	21	
2368	Suoi Tan hydropower	발전	PA	소	수력	'09-07-27	21	'09.1.1-'15.12.31
2372	So Lo hydropower	발전	PA	소	수력	'09-08-17	7	'09.1.1-'15.12.31
2627	Nam Pia Hydropower	발전	PA	소	수력	'09-09-05	21	
3256	Coc Dam Hydropower	발전	PA	소	수력	'10-05-30	21	'10.5.30-'31.5.29
3514	Pa Khoang hydropower	발전	PA	소	수력	'10-08-27	21	'10.8.1-'17.7.31
3505	Dak Rung Hydropower	발전	PA	소	수력	'10-09-04	21	'10.9.4-'31.9.3
3942	Dak N'Teng Hydropower	발전	PA	소	수력	'10-12-18	21	'11.6.20-'32.6.29
4117	Song Ong Hydropower	발전	PA	소	수력	'11-02-04	21	'11.3.1-'32.2.28
4417	Ha Nang Hydropower	발전	PA	소	수력	'11-03-08	7	'11.3.31-'18.2.28
4392	Dak Hnol Hydropower	발전	PA	소	수력	'11-03-16	21	
4384	Dak Doa Hydropower	발전	PA	소	수력	'11-04-11	21	'11.03.01-'18.02.28
5030	Nam Khanh Hydropower	발전	PA	소	수력	'11-09-05	21	
6397	Ha Tay Hydropower	발전	PA	소	수력	'12-06-25	21	
6393	Trung Ho & Van Ho Hydropower	발전	PA	소	수력	'12-06-29	7	'12.9.1-'19.8.31
6937	A Roang Hydropower	발전	PA	소	수력	'12-08-30	10	
7069	Ia H?Rung and Chu Prong Hydropower	발전	PA	소	수력	'12-10-02	21	'13.1.1-'32.12.31
8813	Chieng Ngam Thuong hydro-power	발전	PA	소	수력	'12-12-20	21	
10097	Dak Pring Hydropower	발전	PA	소	수력	'15-01-20	10	'16.08.01-'26.07.31
1910	Dong Thanh Landfill gas	폐기 물	PA	대	매립 가스	'09-01-17	20	'09.4.1-'30.3.30
1913	Phuoc Hiep I sanitary Landfill gas	폐기 물	PA	대	매립 가스	'09-11-25	21	'09.11.25-'30.11.24
5556	Avoided methane emission through aerobic composting	폐기 물	PA	대	매립 가스	'12-06-06	10	'13.1.6-'23.1.5
6680	Cu Chi Municipal Solid Waste (MSW) Treatment Plant	폐기 물	PA	대	매립 가스	'12-07-18	15	'12.10.1-'27.9.30

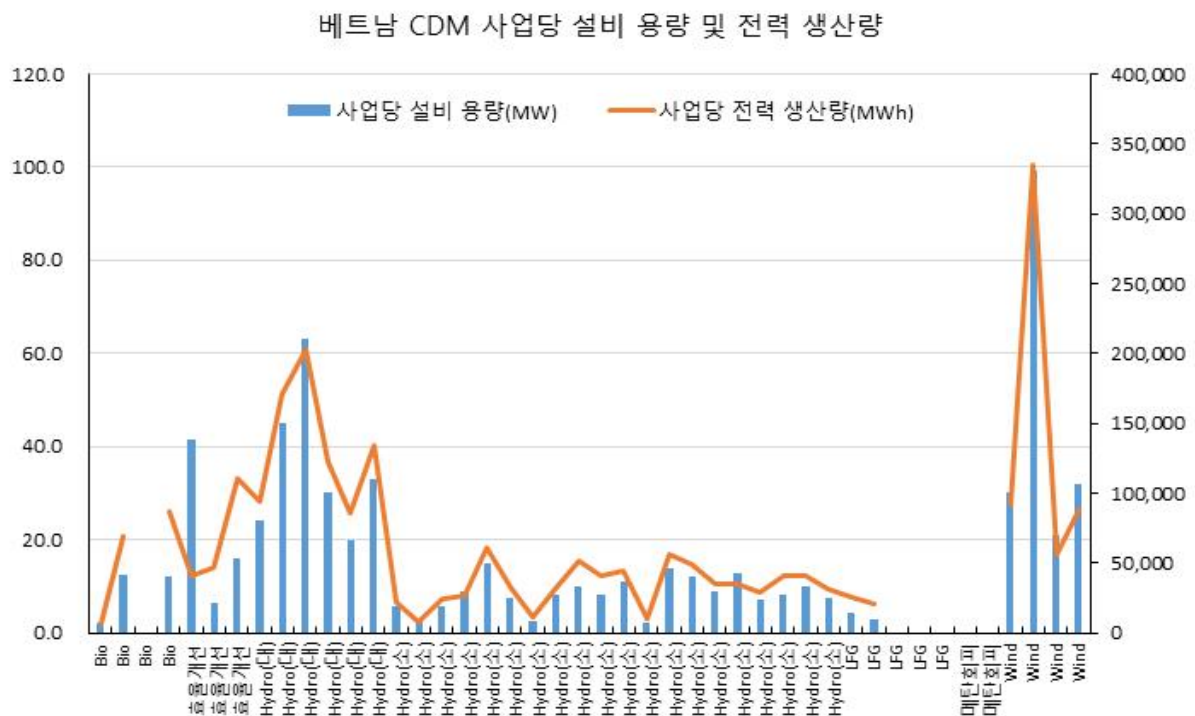
CDM 번호	프로젝트명	부문	PA/ PoA	규모	형태	등록일	CER발행기간	
							년 수	기간
7330	Avoid methane emission through aerobic composting	폐기물	PA	대	매립가스	'12-11-29	10	'13.6.1-'23.5.31
2571	Wastewater treatment with Anaerobic Digester	폐기물	PA	소	메탄회피	'09-10-20	10	'09.7.1-'19.6.30
5290	DAKFOCAM Wastewater project	폐기물	PA	소	메탄회피	'11-10-07	10	'11.11.1-'22.10.31
2228	Wind Power Plant No.1 - Binh Thuan 30MW	발전	PA	대	풍력	'09-04-06	21	'09.8.22-'29.8.21
7250	Bac Lieu Province Wind Power Plant	발전	PA	대	풍력	'12-09-13	21	'13.6.20-'33.6.19
7279	PHUONG MAI 3 WIND POWER	발전	PA	대	풍력	'12-11-08	21	'14.3.1-'35.2.28
7280	THUAN NHIEU PHONG WIND POWER	발전	PA	대	풍력	'12-11-08	21	'13.4.1-'33.3.30

다. 베트남 CDM 사업의 설비용량 및 생산량

- CDM 사업의 설비용량은 다양한 규모를 지니고 있으나 단위 설비용량은 소수력발전의 경우에는 0.5-7.5MW, 풍력발전의 경우 1.5MW와 1.6MW가 주를 이루고 있음.
- 총 설비용량의 평균은 풍력발전이 가장 큰 규모(45.55MW)이며 다음으로는 대수력발전(35.83MW)이며 소수력발전의 설비용량이 가장 적은 규모(8.36MW)임.
 - 바이오매스의 설비용량의 평균은 8.83MW(2.0~12.5MW)이고, 단위 설비용량은 2.0-12.5MW임.
 - 대수력발전의 설비용량 평균은 35.83MW(20.0~63.0MW)이고, 단위 설비용량은 3.0-16.5MW에 이르고 있음.
 - 소수력발전의 설비용량의 평균은 8.36MW(2.4~15.0MW)이며, 단위 설비용량은 0.5-7.5MW의 분포를 지니고 있음.
 - 풍력발전의 설비용량의 평균은 45.55MW(21.0~99.2MW)이며, 단위 설비용량은 1.5MW 또는 1.6MW임.

- CDM 사업의 사업당 평균 전력 생산량은 풍력발전이 가장 높고, 다음으로 대수력발전과 소수력발전의 순서임.
- 풍력발전의 평균 전력 생산은 145,562MWh(55,597~335,200MWh)이고, 대수력발전은 134,994MWh(85,640~203,100MWh), 소수력발전은 34,074MWh(8,199~61,320MW)임.
- 전력망에 전력을 공급하는 소규모 및 대규모 수력발전과 풍력발전의 경우 설비용량과 전력 생산량은 밀접한 상관관계를 나타내고 있음. 총 설비용량은 풍력발전이 가장 크고(45.55MW) 다음으로 대수력발전(35.83MW)과 소수력발전(8.36MW)의 순서이며, CDM 사업당 평균 전력 생산량 역시 풍력발전(145,562MWh), 대수력발전(134,994MWh), 소수력발전(34,074MWh) 순서임.

[그림 4-25] 베트남 CDM 사업당 설비 용량 및 전력 생산(단위:MW, MWh)



〈표 4-33〉 베트남 CDM 사업의 설비 및 생산량

CDM 번호	프로젝트명	설비 용량				가동율 (%)	생산량 및 판매량		
		단위	용량	기수	총량		단위	생산량	판매량
5907	Dinh Hai rice husk cogeneration	MW	2.0	1	2.0	34.8	MWh	6,090	6,029
7070	Bagasse cogeneration at Lam Son Sugar JSC	MW	12.5	1	12.5	63.5	MWh	69,570	57,047
6598	Boiler Fuel Conversion from Fuel Oil to Biomass Briquette	-	-	-	-	-	-	-	-
8444	Biomass Power Project of Gia Lai Cane Sugar and Thermoelectricity JSC	MW	12.0	1	12.0	82.2	MWh	86,400	64,800
바이오 평균		MW	-	-	8.83	60.17	MWh	54,020	42,625
6236	01 million Compact Fluorescent Lamps(EVN-2010)	MW	18 (W)	784,0 67	41.3	-	MWh	40,903	40,903
7738	Hon Chong Waste Heat Recovery Power Plant	MW	6.27	1	6.2	85.60	MWh	47,031	43,716
9641	Nghi Son Waste Heat Recovery and Utilization	MW	16.0	1	16.0	78.90	MWh	110,565	99,840
효율개선 평균		MW	-	-	21.2	82.25	MWh	66,166	61,486
3389	Dak Srong 2 Hydropower	MW	8.0	3	24.0	44.60	MWh	93,690	91,816
4891	Dak Psi 3 and 4 Hydropower	MW	5.0, 10.0	각3기	45.0	45.60	MWh	170,756	167,341
4809	Song Con 2 Hydro Power	MW	3.0 60.0	2 1	63.0	40.33	MWh	203,100	199,038
4551	Za Hung Hydropower	MW	15.5	2	30.0	46.69	MWh	122,700	120,246
6103	Tra Xom Hydropower	MW	10.0	2	20.0	48.88	MWh	85,640	84,800
7120	Huong Son Hydropower	MW	16.5	2	33.0	46.38	MWh	134,079	129,762
대수력 평균		MW	-	-	35.83	45.41	MWh	134,994	132,167
2367	Phu Mau hydropower	MW	0.7- 1.2	6	5.6	45.50	MWh	22,320	21,874
2371	Muong Sang hydropower	MW	0.8	3	2.4	39.00	MWh	8,199	8,035
2368	Suoi Tan hydropower	MW	0.5 1.0	1 5	5.5	51.23	MWh	24,187	23,703
2372	So Lo hydropower	MW	0.6- 2.0	7	8.7	35.11	MWh	26,760	26,225
2627	Nam Pia Hydropower	MW	7.5	2	15.0	46.67	MWh	61,320	60,584
3256	Coc Dam Hydropower	MW	2.5	3	7.5	49.60	MWh	32,600	32,274
3514	Pa Khoang hydropower	MW	1.2	2	2.4	57.08	MWh	11,760	11,525
3505	Dak Rung Hydropower	MW	1.0, 3.0	각2기	8.0	45.40	MWh	31,810	31,492

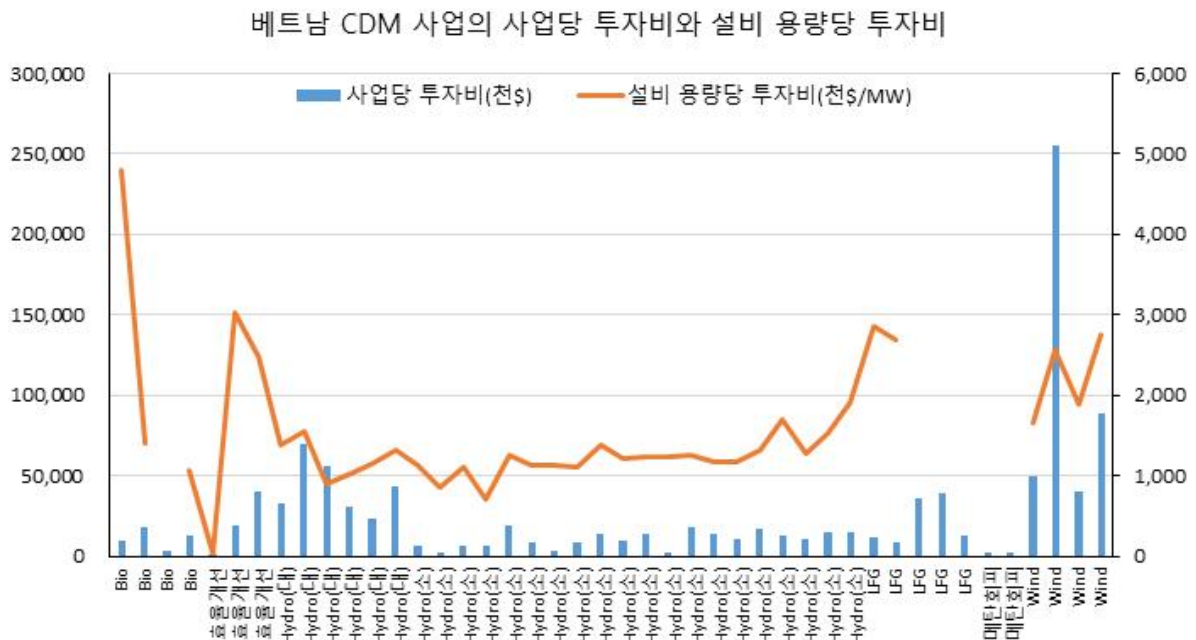
CDM 번호	프로젝트명	설비 용량				가동율 (%)	생산량 및 판매량		
		단위	용량	기수	총량		단위	생산량	판매량
3942	Dak N'Teng Hydropower	MW	5.0	2	10.0	58.80	MWh	51,500	49,860
4117	Song Ong Hydropower	MW	2.7	3	8.1	57.10	MWh	40,500	39,994
4417	Ha Nang Hydropower	MW	5.5	2	11.0	45.95	MWh	44,280	43,394
4392	Dak Hnol Hydropower	MW	0.7	3	2.1	54.52	MWh	10,030	9,829
4384	Dak Doa Hydropower	MW	7.0	2	14.0	45.91	MWh	56,300	55,174
5030	Nam Khanh Hydropower	MW	4.0	3	12.0	46.52	MWh	48,900	48,411
6397	Ha Tay Hydropower	MW	4.5	2	9.0	44.65	MWh	35,200	34,672
6393	Trung Ho & Van Ho Hydropower	MW	4.2	2	12.9	47.90	MWh	34,700	34,180
			1.5	3					
6937	A Roang Hydropower	MW	3.6	2	7.2	45.93	MWh	28,970	28,391
7069	Ia H'Rung and Chu Prong Hydropower	MW	3.75	1	8.25	55.90	MWh	40,367	39,963
			4.5	1					
8813	Chiang Ngam Thuong hydro-power	MW	5.0	2	10.0	46.82	MWh	41,010	40,600
10097	Dak Pring Hydropower	MW	3.75	2	7.5	46.83	MWh	30,770	30,155
	소수력 평균	MW	-	-	8.36	48.32	MWh	34,074	33,517
	수력 평균	MW	-	-	14.7	47.65	MWh	57,363	56,282
1910	Dong Thanh Landfill gas	MW	1.06 3	4	4.25	68.60	MWh	25,839	25,839
1913	Phuoc Hiep I sanitary Landfill gas	MW	3.0	1	3.0	76.60	MWh	20,118	20,118
5556	Avoided methane emission through aerobic composting	-	-	-	-	-	-	-	-
6680	Cu Chi Municipal Solid Waste (MSW) Treatment Plant	-	-	-	-	-	-	-	-
7330	Avoid methane emission through aerobic composting	-	-	-	-	-	-	-	-
	매립가스 평균	MW	-	-	3.63	72.60	MWh	22,979	22,979
2571	Wastewater treatment with Anaerobic Digester	-	-	-	-	-	-	-	-
5290	DAKFOCAM Wastewater project	-	-	-	-	-	-	-	-
	메탄회피 평균	-	-	-	-	-	-	-	-
2228	Wind Power Plant No.1 - Binh Thuan 30MW	MW	1.5	20	30.0	37.10	MWh	91,571	91,571
7250	Bac Lieu Province Wind Power Plant	MW	1.6	62	99.2	37.70	MWh	335,200	327,826
7279	PHUONG MAI 3 WIND POWER	MW	1.5	14	21.0	30.22	MWh	55,597	55,597

CDM 번호	프로젝트명	설비 용량				가동율 (%)	생산량 및 판매량		
		단위	용량	기수	총량		단위	생산량	판매량
7280	THUAN NHIEU PHONG WIND POWER	MW	1.6	20	32.0	31.35	MWh	87,878	87,878
	풍력 평균	MW	-	-	45.55	34.09	MWh	145,562	140,718

라. 베트남 CDM 사업의 비용 구조

- 베트남에서 수행된 CDM 프로젝트의 사업당 투자비는 풍력발전(\$108,057천)이 가장 높고 다음으로는 대수력 발전(\$42,763천), 매립가스(\$21,642천), 바이오매스발전(\$10,791천), 소수력발전(\$10,532천), 메탄회수(\$2,053천) 순임.
- 발전 설비 용량당 투자비는 매립가스(\$2,773천/MW)가 가장 높고, 다음이 바이오매스발전(\$2,424천/MW), 풍력발전(\$2,216천/MW), 수력발전(\$1,239천/MW), 대수력발전(\$1,220천/MW)의 순서임.

[그림 4-26] 베트남 CDM 사업의 사업당 및 용량당 투자비(단위:천\$, 천\$/MW)



- [그림 4-27] 베트남 CDM 사업의 사업당 운영비와 생산량당 운영비(단위:천\$, \$/MWh)



〈표 4-34〉 베트남 CDM 사업의 비용 구조

CD M 번호	프로젝트명	투자비 및 운영비			단위당 투자비 및 운영비			
		단 위	투자비	운영비	단위	투자비	단위	운영비
5907	Dinh Hai rice husk cogeneration	(k\$)	9,603	1,311	\$/MW	4,801	\$/MWh	215.3
7070	Bagasse cogeneration at Lam Son Sugar JSC	(k\$)	17,580	545	\$/MW	1,406	\$/MWh	7.8
6598	Boiler Fuel Conversion from Fuel Oil to Biomass Briquette	(k\$)	3,225	3,124	-	-	-	-
8444	Biomass Power Project of Gia Lai Cane Sugar and Thermoelectricity JSC	(k\$)	12,755	231	\$/MW	1,063	\$/MWh	2.7
바이오 평균		(k\$)	10,791	1,303	\$/MW	2,424	\$/MWh	75.3
6236	01 million Compact Fluorescent Lamps(EVN-2010)	(k\$)	1,144	-	\$/MW	28	\$/MWh	-
7738	Hon Chong Waste Heat Recovery Power Plant	(k\$)	19,002	214	\$/MW	3,031	\$/MWh	4.5
9641	Nghi Son Waste Heat Recovery and Utilization	(k\$)	39,778	590	\$/MW	2,486	\$/MWh	5.3
효율개선 평균		(k\$)	19,975	268	\$/MW	1,848	\$/MWh	4.9
3389	Dak Srong 2 Hydropower	(k\$)	33,112	120	\$/MW	1,380	\$/MWh	1.3
4891	Dak Psi 3 and 4 Hydropower	(k\$)	70,090	50	\$/MW	1,558	\$/MWh	0.3
4809	Song Con 2 Hydro Power	(k\$)	56,168	48	\$/MW	892	\$/MWh	0.2
4551	Za Hung Hydropower	(k\$)	30,625	371	\$/MW	1,021	\$/MWh	3.0
6103	Tra Xom Hydropower	(k\$)	22,856	182	\$/MW	1,143	\$/MWh	2.1
7120	Huong Son Hydropower	(k\$)	43,726	127	\$/MW	1,325	\$/MWh	0.9
대수력 평균		(k\$)	42,763	150	\$/MW	1,220	\$/MWh	1.3
2367	Phu Mau hydropower	(k\$)	6,320	95	\$/MW	1,129	\$/MWh	4.2
2371	Muong Sang hydropower	(k\$)	2,065	47	\$/MW	860	\$/MWh	5.7
2368	Suoi Tan hydropower	(k\$)	6,101	6	\$/MW	1,109	\$/MWh	0.2
2372	So Lo hydropower	(k\$)	6,084	203	\$/MW	699	\$/MWh	7.6
2627	Nam Pia Hydropower	(k\$)	18,779	225	\$/MW	1,252	\$/MWh	3.7
3256	Coc Dam Hydropower	(k\$)	8,435	119	\$/MW	1,125	\$/MWh	3.7
3514	Pa Khoang hydropower	(k\$)	2,714	2	\$/MW	1,131	\$/MWh	0.2
3505	Dak Rung Hydropower	(k\$)	8,784	88	\$/MW	1,098	\$/MWh	2.8
3942	Dak N'Teng Hydropower	(k\$)	13,825	138	\$/MW	1,383	\$/MWh	2.7
4117	Song Ong Hydropower	(k\$)	9,813	138	\$/MW	1,211	\$/MWh	3.4
4417	Ha Nang Hydropower	(k\$)	13,482	590	\$/MW	1,226	\$/MWh	13.3
4392	Dak Hnol Hydropower	(k\$)	2,577	78	\$/MW	1,227	\$/MWh	7.8

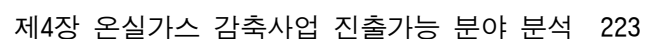
CD M 번호	프로젝트명	투자비 및 운영비			단위당 투자비 및 운영비			
		단 위	투자비	운영비	단위	투자비	단위	운영비
4384	Dak Doa Hydropower	(k\$)	17,653	404	\$/MW	1,261	\$/MWh	7.2
5030	Nam Khanh Hydropower	(k\$)	14,069	281	k\$/MW	1,172	\$/MWh	5.8
6397	Ha Tay Hydropower	(k\$)	10,618	127	k\$/MW	1,180	\$/MWh	3.6
6393	Trung Ho & Van Ho Hydropower	(k\$)	17,086	2	k\$/MW	1,324	\$/MWh	0.1
6937	A Roang Hydropower	(k\$)	12,217	244	k\$/MW	1,697	\$/MWh	8.4
7069	Ia H?Rung and Chu Prong Hydropower	(k\$)	10,485	157	k\$/MW	1,271	\$/MWh	3.9
8813	Chieng Ngam Thuong hydro-power	(k\$)	15,220	152	k\$/MW	1,522	\$/MWh	3.7
1009 7	Dak Pring Hydropower	(k\$)	14,307	3	k\$/MW	1,908	\$/MWh	0.1
소수력 평균		(k\$)	10,532	155	k\$/MW	1,239	\$/MWh	4.4
수력 평균		(k\$)	17,970	154	k\$/MW	1,235	\$/MWh	3.7
1910	Dong Thanh Landfill gas	(k\$)	12,125	153	k\$/MW	2,852	\$/MWh	5.9
1913	Phuoc Hiep I sanitary Landfill gas	(k\$)	8,083	102	k\$/MW	2,694	\$/MWh	5.1
5556	Avoided methane emission through aerobic composting	(k\$)	35,993	-	-	-	-	-
6680	Cu Chi Municipal Solid Waste (MSW) Treatment Plant	(k\$)	39,270	2,893	-	-	-	-
7330	Avoid methane emission through aerobic composting	(k\$)	12,738	1,108	-	-	-	-
매립가스 평균		(k\$)	21,642	851	k\$/MW	2,773	\$/MWh	5.5
2571	Wastewater treatment with Anaerobic Digester	(k\$)	2,400	23	-	-	-	-
5290	DAKFOCAM Wastewater project	(k\$)	1,706	57	-	-	-	-
메탄회피 평균		(k\$)	2,053	40	-	-	-	-
2228	Wind Power Plant No.1 - Binh Thuan 30MW	(k\$)	49,717	1,316	k\$/MW	1,657	\$/MWh	14.4
7250	Bac Lieu Province Wind Power Plant	(k\$)	254,800	8,380	k\$/MW	2,569	\$/MWh	25.0
7279	PHUONG MAI 3 WIND POWER	(k\$)	39,625	556	k\$/MW	1,887	\$/MWh	10.0
7280	THUAN NHIEU PHONG WIND POWER	(k\$)	88,087	1,762	k\$/MW	2,753	\$/MWh	20.0
풍력 평균		(k\$)	108,057	3,003	k\$/MW	2,216	\$/MWh	17.4

마. 베트남 CDM 사업의 수입 구조

- 수력발전, 풍력발전과 같이 발전부문의 사업뿐만 아니라 바이오매스발전, 폐에너지 활용 효율개선 사업, 매립가스 사업에서도 전력 판매수입이 발생하였

- 대수력발전의 전력 공급가격은 \$0.034/KWh이며, 소수력발전의 전력 공급가격은 \$0.036/KWh, 풍력발전의 전력 공급가격은 \$0.083/KWh로서 풍력발전의 전력 공급가격이 가장 높고 대수력발전의 전력 공급가격이 가장 낮은 수준임
- 바이오매스 발전의 전력 공급가격은 \$0.033/KWh이고, 효율개선 사업 중 폐에너지 활용 사업의 전력 공급가격은 \$0.051/KWh, 매립가스 사업의 전력 공급가격은 \$0.043/KWh이었음.
- 전력 판매수입은 풍력발전이 가장 높은 \$11,922천이며, 다음으로는 대수력발전이 \$4,466천이며, 소수력발전은 가장 낮은 \$1,208천으로 나타남
- 일부 메탄회수 사업의 경우 바이오가스 판매를 통해 \$256천의 기타 수입이 발생함

베트남 CDM 사업의 전력 판매가격과 전력 판매수입



〈표 4-35〉 베트남 CDM 사업의 수입 구조

CDM 번호	프로젝트명	전력 판매 단가			전력 수입		기타 수입	
		단위	전력량	단가	단위	금액	단위	금액
5907	Dinh Hai rice husk cogeneration	\$/KWh	-	0.038	k\$	228	-	-
7070	Bagasse cogeneration at Lam Son Sugar JSC	\$/KWh	-	0.035	k\$	2,003	-	-
6598	Boiler Fuel Conversion from Fuel Oil to Biomass Briquette	-	-	-	-	-	-	-
8444	Biomass Power Project of Gia Lai Cane Sugar and Thermoelectricity JSC	\$/KWh	-	0.025	k\$	1,648	-	-
바이오 평균		\$/KWh		0.033	k\$	1,293		
6236	01 million Compact Fluorescent Lamps(EVN-2010)	-	-	-	-	-	-	-
7738	Hon Chong Waste Heat Recovery Power Plant	\$/KWh	-	0.049	k\$	2,132	-	-
9641	Nghi Son Waste Heat Recovery and Utilization	\$/KWh	-	0.054	k\$	5,346	-	-
효율개선 평균		\$/KWh		0.051	k\$	3,739		
3389	Dak Srong 2 Hydropower	\$/KWh	-	0.046	k\$	4,212	-	-
4891	Dak Psi 3 and 4 Hydropower	\$/KWh	-	0.035	k\$	5,796	-	-
4809	Song Con 2 Hydro Power	\$/KWh	-	0.031	k\$	6,232	-	-
4551	Za Hung Hydropower	\$/KWh	-	0.030	k\$	3,565	-	-
6103	Tra Xom Hydropower	\$/KWh	-	0.029	k\$	2,475	-	-
7120	Huong Son Hydropower	\$/KWh	-	0.035	k\$	4,517	-	-
대수력 평균		\$/KWh		0.034	k\$	4,466		
2367	Phu Mau hydropower	\$/KWh	-	0.038	k\$	825	-	-
2371	Muong Sang hydropower	\$/KWh	-	0.037	k\$	298	-	-
2368	Suoi Tan hydropower	\$/KWh	-	0.038	k\$	895	-	-
2372	So Lo hydropower	\$/KWh	-	0.037	k\$	970	-	-
2627	Nam Pia Hydropower	\$/KWh	-	0.037	k\$	2,249	-	-
3256	Coc Dam Hydropower	\$/KWh	-	0.038	k\$	1,228	-	-
3514	Pa Khoang hydropower	\$/KWh	-	0.038	k\$	439	-	-
3505	Dak Rung Hydropower	\$/KWh	-	0.037	k\$	1,179	-	-
3942	Dak N'Teng Hydropower	\$/KWh	-	0.037	k\$	1,846	-	-
4117	Song Ong Hydropower	\$/KWh	-	0.036	k\$	1,442	-	-
4417	Ha Nang Hydropower	\$/KWh	-	0.038	k\$	1,660	-	-
4392	Dak Hnol Hydropower	\$/KWh	-	0.034	k\$	339	-	-
4384	Dak Doa Hydropower	\$/KWh	-	0.032	k\$	1,790	-	-

CDM 번호	프로젝트명	전력 판매 단가			전력 수입		기타 수입	
		단위	전력량	단가	단위	금액	단위	금액
5030	Nam Khanh Hydropower	\$/KWh	-	0.034	k\$	1,664	-	-
6397	Ha Tay Hydropower	\$/KWh	-	0.032	k\$	1,115	-	-
6393	Trung Ho & Van Ho Hydropower	\$/KWh	-	0.029	k\$	1,008	-	-
6937	A Roang Hydropower	\$/KWh	-	0.045	k\$	1,271	-	-
7069	Ia H?Rung and Chu Prong Hydropower	\$/KWh	-	0.034	k\$	1,353	-	-
8813	Chieng Ngam Thuong hydro-power	\$/KWh	-	0.035	k\$	1,423	-	-
10097	Dak Pring Hydropower	\$/KWh	-	0.039	k\$	1,167	-	-
	소수력 평균	\$/KWh		0.036	k\$	1,208		
	수력 평균	\$/KWh		0.036	k\$	1,960		
1910	Dong Thanh Landfill gas	\$/KWh	-	0.032	k\$	816	-	-
1913	Phuoc Hiep I sanitary Landfill gas	\$/KWh	-	0.054	k\$	1,088	-	-
5556	Avoided methane emission through aerobic composting	-	-	-	-	-	-	-
6680	Cu Chi Municipal Solid Waste (MSW) Treatment Plant	-	-	-	-	-	-	-
7330	Avoid methane emission through aerobic composting	-	-	-	-	-	-	-
	매립가스 평균	\$/KWh		0.043	k\$	952		
2571	Wastewater treatment with Anaerobic Digester	-	-	-	-	204	k\$	204
5290	DAKFOCAM Wastewater project	-	-	-	-	307	k\$	307
	메탄회수 평균	-		-	-	256	k\$	256
2228	Wind Power Plant No.1 - Binh Thuan 30MW	\$/KWh	-	0.075	k\$	4,104	-	-
7250	Bac Lieu Province Wind Power Plant	\$/KWh	-	0.098	k\$	32,061	-	-
7279	PHUONG MAI 3 WIND POWER	\$/KWh	-	0.081	k\$	4,492	-	-
7280	THUAN NHIEU PHONG WIND POWER	\$/KWh	-	0.080	k\$	7,030	-	-
	풍력 평균	\$/KWh		0.083	k\$	11,922		

바. 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축량

- 베트남 CDM 사업 중 수력발전의 경우 대규모사업과 소규모사업이 혼재되어 있으나 소규모 사업의 비중이 좀 더 높은 편임. 바이오매스발전, 효율개선, 메탄회수 사업은 소규모로 추진되었고, 매립가스과 풍력발전 사업은 대규모사업으로 추진되었음.
- 대규모 수력발전과 풍력발전은 모두 대규모 사업으로서 재생에너지원을 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급하므로 방법론은 ACM0002(Grid connected electricity generation from renewable sources)를 적용하여 온실가스 감축량과 추가성을 평가했음
- 소규모 수력발전의 경우 신재생에너지 전력을 전력망에 연계하는 AMS-I.D(Grid connected renewable electricity generation)를 적용했음
- 매립가스 프로젝트는 대부분 대규모이기 때문에 방법론은 매립가스를 포집하여 연소 후에 대기 중에 방류하는 사업에 적용하는 ACM0001(Flaring or use of landfill gas)을 적용하였고, 매립가스를 활용하여 발전과 전력망 연계가 이루어지는 일부 프로젝트의 경우 AMS-I.D(Grid connected renewable electricity generation)를 동시에 적용했음
- 일부 매립가스 프로젝트는 폐기물 처리 대안 공정을 위한 AM0025(Alternative waste treatment processes)⁴⁶⁾을 적용해 감축량을 평가함
- 메탄회수 프로젝트의 경우, 폐기물에서 발생하는 메탄가스 회수에는 방법론 AMS-III.H.(Methane recovery in wastewater treatment)을 적용하였고, 회수된 메탄가스를 활용한 열 생산에 대해서는 방법론 AMS-I.C.(Thermal energy production with or without electricity)를 적용함
- 바이오매스를 활용한 발전 프로젝트의 경우, 바이오매스를 포함한 재생가능 에너지를 통한 발전 및 열병합 발전에 적용되는 방법론 AMS-I.C.(Thermal energy production with or without electricity)를 적용함

46) 동 방법론은 2014년 11월부터 ACM0022(Alternative waste treatment processes)으로 대체됨

- 효율개선 프로젝트의 경우, 수요부문에서 에너지효율이 좋은 전등의 보급 및 확대에 적용되는 방법론 AMS-II.J.(Demand-side activities for efficient lighting technologies)와 사용되지 않고 배출되는 폐에너지(전기, 열 등)를 활용하는 경우에 적용되는 AMS-III.Q.(Waste energy recovery)이 적용됨

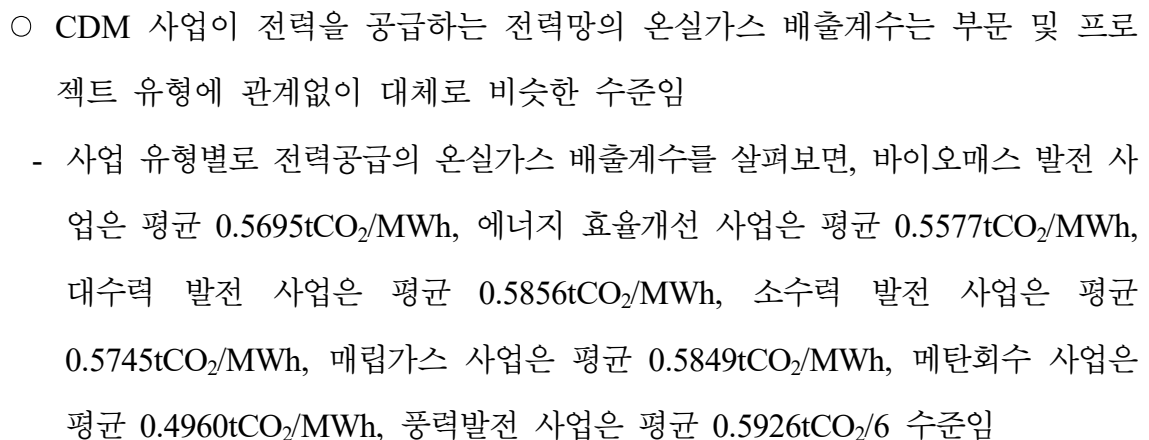
〈표 4-36〉 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론

CDM 번호	프로젝트명	규모	형태	방법론
5907	Dinh Hai rice husk cogeneration	소	바이오	AMS-I.C.
7070	Bagasse cogeneration at Lam Son Sugar JSC	소	바이오	AMS-I.C.
6598	Boiler Fuel Conversion from Fuel Oil to Biomass Briquette	소	바이오	AMS-I.C.
8444	Biomass Power Project of Gia Lai Cane Sugar and Thermoelectricity JSC	소	바이오	AMS-I.C.
6236	01 million Compact Fluorescent Lamps(EVN-2010)	소	효율 개선	AMS-II.J.
7738	Hon Chong Waste Heat Recovery Power Plant	소	효율 개선	AMS-III.Q.
9641	Nghi Son Waste Heat Recovery and Utilization	소	효율 개선	AMS-III.Q.
3389	Dak Srong 2 Hydropower	대	수력	ACM0002
4891	Dak Psi 3 and 4 Hydropower	대	수력	ACM0002
4809	Song Con 2 Hydro Power	대	수력	ACM0002
4551	Za Hung Hydropower	대	수력	ACM0002
6103	Tra Xom Hydropower	대	수력	ACM0002
7120	Huong Son Hydropower	대	수력	ACM0002
2367	Phu Mau hydropower	소	수력	AMS-I.D.
2371	Muong Sang hydropower	소	수력	AMS-I.D.
2368	Suoi Tan hydropower	소	수력	AMS-I.D.
2372	So Lo hydropower	소	수력	AMS-I.D.
2627	Nam Pia Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
3256	Coc Dam Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
3514	Pa Khoang hydropower	소	수력	AMS-I.D.
3505	Dak Rung Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
3942	Dak N'Teng Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
4117	Song Ong Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
4417	Ha Nang Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
4392	Dak Hnol Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
4384	Dak Doa Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
5030	Nam Khanh Hydropower	소	수력	AMS-I.D.

CDM 번호	프로젝트명	규모	형태	방법론
6397	Ha Tay Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
6393	Trung Ho & Van Ho Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
6937	A Roang Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
7069	Ia H?Rung and Chu Prong Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
8813	Chieng Ngam Thuong hydro-power	소	수력	AMS-I.D.
10097	Dak Pring Hydropower	소	수력	AMS-I.D.
1910	Dong Thanh Landfill gas	대	매립 가스	ACM0001; AMS-I.D.
1913	Phuoc Hiep I sanitary Landfill gas	대	매립 가스	ACM0001; AMS-I.D.
5556	Avoided methane emission through aerobic composting	대	매립 가스	AM0025
6680	Cu Chi Municipal Solid Waste (MSW) Treatment Plant	대	매립 가스	AM0025
7330	Avoid methane emission through aerobic composting	대	매립 가스	AM0025
2571	Wastewater treatment with Anaerobic Digester	소	메탄 회수	AMS-I.C.; AMS-III.H.
5290	DAKFOCAM Wastewater project	소	메탄 회수	AMS-I.C.; AMS-III.H.
2228	Wind Power Plant No.1 - Binh Thuan 30MW	대	풍력	ACM0002
7250	Bac Lieu Province Wind Power Plant	대	풍력	ACM0002
7279	PHUONG MAI 3 WIND POWER	대	풍력	ACM0002
7280	THUAN NHIEN PHONG WIND POWER	대	풍력	ACM0002

- 베트남 CDM 사업의 사업당 연간 및 CER 발행기간 동안의 예상 온실가스 감축량은 매립가스 사업이 평균 131,044tCO₂/년과 2,059,389tCO₂로 가장 높게 나타났고, 다음으로 대수력발전과 풍력발전의 감축량이 높은 수준임
- 대수력발전의 연간 및 CER 발행기간(10년, 21년) 동안의 예상 온실가스 감축량은 평균 72,160tCO₂/년과 평균 1,378,238tCO₂임
- 풍력발전의 연간 및 CER 발행기간(21년) 동안의 예상 온실가스 감축량은 각각 평균 71,332tCO₂/년과 평균 1,497,967tCO₂임
- 바이오매스 발전 사업의 연간 및 CER 발행기간(10년, 21년) 동안의 예상 온실가스 감축량은 각각 29,085tCO₂/년과 420,886tCO₂임

- [그림 4-29] 베트남 CDM 사업당 연간 온실가스 감축량(단위:tCO₂/년)



베트남 CDM 사업의 전력량 온실가스 배출계수

■ 전력량 온실가스 배출계수(tCO2/MWh)

CDM 사업 유형	전력량 온실가스 배출계수 (tCO2/MWh)
Bio	0.58
Bio	0.56
Bio	0.58
Bio	0.58
호 열개진	0.56
호 열개진	0.54
호 열개진	0.54
Hydro(대)	0.65
Hydro(대)	0.58
Hydro(대)	0.56
Hydro(대)	0.58
Hydro(대)	0.58
Hydro(대)	0.58
Hydro(소)	0.62
Hydro(소)	0.62
Hydro(소)	0.62
Hydro(소)	0.62
Hydro(소)	0.56
Hydro(소)	0.51
Hydro(소)	0.60
Hydro(소)	0.55
Hydro(소)	0.55
Hydro(소)	0.54
Hydro(소)	0.58
Hydro(소)	0.58
Hydro(소)	0.58
Hydro(소)	0.58
Hydro(소)	0.56
Hydro(소)	0.56
Hydro(소)	0.58
Hydro(소)	0.58
Hydro(소)	0.56
Hydro(소)	0.56
LFG	0.62
LFG	0.62
LFG	0.58
LFG	0.56
LFG	0.56
매탄회피	0.50
매탄회피	0.65
Wind	0.58
Wind	0.58
Wind	0.58

- 230

- 풍력발전 사업들의 경우, 총 예상 감축량 5,991,867tCO₂ 중 오직 8.6%인 512,506tCO₂만이 CER로 발행됨
- 이와 같이 CER 발행 비중이 낮다는 점은 현재까지 달성한 온실가스 감축량이 시장에 나오지 못하고 대기하고 있는 상태에 머물고 있다는 점으로 해석되고 있음.
- 이는 교토메카니즘을 대체할 새로운 시장 메커니즘(다양한 접근법) 논의가 2013년부터 진행되어 왔다는 점, 그리고 파리협정이 2015년에 체결되면서 파리협정 제6조의 시장메커니즘에 관한 세부이행규칙 논의가 2016년부터 지금까지 진행되고 있다는 점을 감안하면 그동안 진행되었던 CDM 사업이 파리협정의 시장 메커니즘 세부이행규칙 완료 이후에 추진하기 위해 대기하고 있다는 점으로 추정됨.
- 따라서 대기 상태에 머물고 있는 막대한 규모의 온실가스 감축량이 시장에 공급될 가능성이 있으며, 이러한 대기 감축량과 대기 사업을 파리협정의 시장 메커니즘으로 전환하기 위한 논의가 현재 진행 중에 있기 때문에 논의결과에 의해 시장에 공급될 규모가 결정될 것으로 예상됨
- 2020년 9월 1일 기준 현재 UNFCCC에 등록된 CDM 프로젝트에서 발행된 CER은 2,049,103,636tCO₂, 프로그램에서 발행된 CER은 30,219,053tCO₂ 등 총 2,079,322,689tCO₂에 이르고 있음. 2020년 1월 기준 CDM 사업에서 발생될 2030년까지의 온실가스 감축량은 등록된 사업에서 16,525,079,000 tCO₂이며 타당성 단계 등의 모든 단계에 있는 사업에서 발생될 온실가스 감축량은 22,853,367,000tCO₂으로 제시되고 있음(UNFCCC CDM 홈페이지)
- 따라서 등록된 CDM 사업의 달성될 온실가스 감축량 대비 발행된 CER의 비중은 12.6%, 모든 단계에 있는 CDM 사업의 달성될 온실가스 감축량 대비 발행된 CER의 비중은 9.1%에 이르고 있음.
- 베트남 전체의 CDM 사업 예상 감축량 대비 CER 발행 비중은 8.3%이기 때문에 유엔 전체 CDM 사업보다 베트남 CDM 사업의 CER 발행 비중이 낮은 수준임.

〈표 4-37〉 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축량

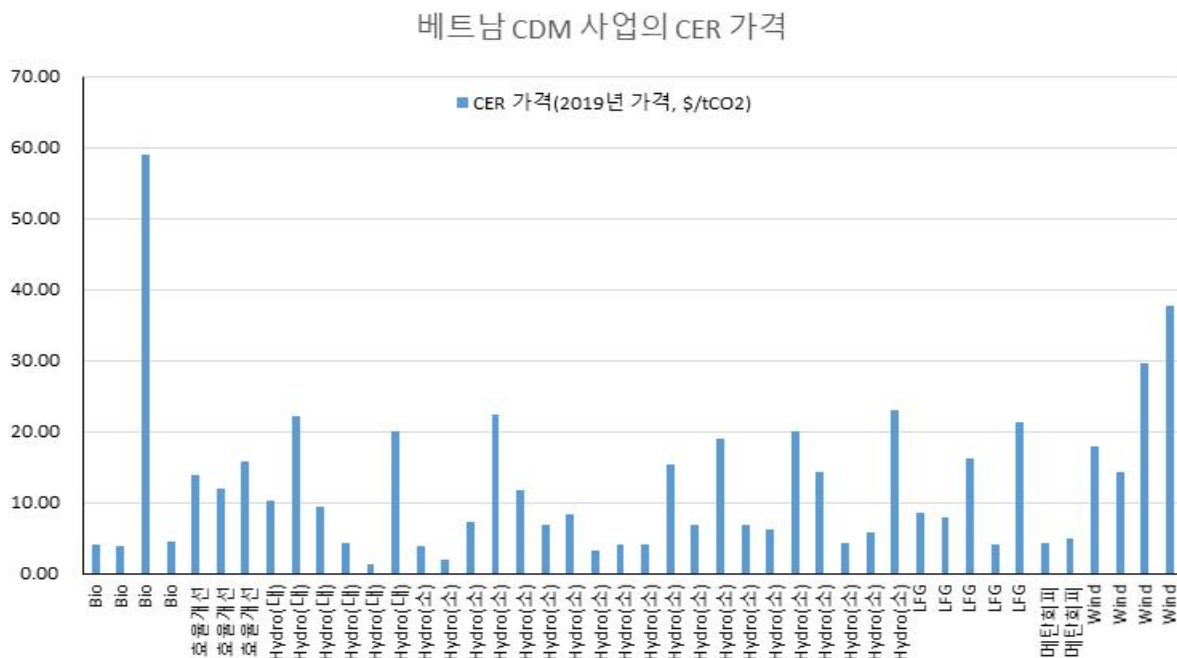
CDM 번호	프로젝트명	배출계수 (kgCO ₂ /KWh)		CO ₂ 감축량 (tCO ₂)		발행 CER (tCO ₂ , B)	B/A (%)
		전력망	계수	연간	총량(A)		
5907	Dinh Hai rice husk cogeneration	ENV	0.5764	23,245	488,145	-	-
7070	Bagasse cogeneration at Lam Son Sugar JSC	ENV	0.5558	31,706	317,060	159,307	50.2
6598	Boiler Fuel Conversion from Fuel Oil to Biomass Briquette	-	-	24,040	504,840	-	-
8444	Biomass Power Project of Gia Lai Cane Sugar and Thermoelectricity JSC	ENV	0.5764	37,350	373,500	-	-
바이오 평균		-	0.5695	29,085	420,886	159,307	37.9
6236	01 million Compact Fluorescent Lamps(EVN-2010)	ENV	0.5764	23,577	94,308	-	-
7738	Hon Chong Waste Heat Recovery Power Plant	ENV	0.5558	24,297	242,970	-	-
9641	Nghi Son Waste Heat Recovery and Utilization	ENV	0.5408	53,993	539,930	-	-
효율개선 평균		-	0.5577	33,956	292,403	-	-
3389	Dak Srong 2 Hydropower	-	0.6465	44,466	933,786	41,560	4.5
4891	Dak Psi 3 and 4 Hydropower	-	0.5764	88,752	1,863,792	60,836	3.3
4809	Song Con 2 Hydro Power	-	0.5614	114,478	2,404,038	103,969	4.3
4551	Za Hung Hydropower	-	0.5764	69,309	1,455,489	405,067	27.8
6103	Tra Xom Hydropower	-	0.5764	41,161	864,381	225,894	26.1
7120	Huong Son Hydropower	-	0.5764	74,794	747,940	153,268	20.5
대수력 평균		-	0.5856	72,160	1,378,238	165,099	12.0
2367	Phu Mau hydropower	-	0.6233	13,634	286,314	50,314	17.6
2371	Muong Sang hydropower	-	0.6233	5,008	105,168	11,056	10.5
2368	Suoi Tan hydropower	-	0.6233	15,076	316,596	11,883	3.8
2372	So Lo hydropower	-	0.6233	16,346	343,266	16,468	4.8
2627	Nam Pia Hydropower	-	0.5629	34,103	716,163	97,048	13.6
3256	Coc Dam Hydropower	ENV	0.5104	16,472	345,912	23,928	6.9
3514	Pa Khoang hydropower	-	0.6020	7,080	148,680	6,177	4.2
3505	Dak Rung Hydropower	ENV	0.5480	17,257	362,397	21,142	5.8
3942	Dak N'Teng Hydropower	ENV	0.5480	27,323	573,783	33,517	5.8
4117	Song Ong Hydropower	ENV	0.5355	21,416	449,736	21,848	4.9
4417	Ha Nang Hydropower	-	0.5764	21,028	441,588	28,905	6.5
4392	Dak Hnol Hydropower	-	0.5764	5,666	118,986	10,516	8.8
4384	Dak Doa Hydropower	-	0.5764	26,735	561,435	23,440	4.2
5030	Nam Khanh Hydropower	-	0.5764	27,904	585,984	135,546	23.1

CDM 번호	프로젝트명	배출계수 (kgCO ₂ /KWh)		CO ₂ 감축량 (tCO ₂)		발행 CER (tCO ₂ , B)	B/A (%)
		전력망	계수	연간	총량(A)		
6397	Ha Tay Hydropower	-	0.5558	19,270	404,670	72,445	17.9
6393	Trung Ho & Van Ho Hydropower	-	0.5558	29,947	628,887	13,356	2.1
6937	A Roang Hydropower	-	0.5764	16,364	163,640	47,666	29.1
7069	Ia H?Rung and Chu Prong Hydropower	ENV	0.5764	23,034	483,714	58,885	12.2
8813	Chieng Ngam Thuong hydro-power	-	0.5590	22,695	476,595	62,371	13.1
1009 7	Dak Pring Hydropower	-	0.5603	16,896	168,960	9,108	5.4
소수력 평균		-	0.5745	19,163	384,124	37,781	9.8
수력 평균		-	0.5770	31,393	613,535	67,162	10.9
1910	Dong Thanh Landfill gas	ENV	0.6176	147,618	2,952,360	-	-
1913	Phuoc Hiep I sanitary Landfill gas	ENV	0.6176	132,351	2,779,371	-	-
5556	Avoided methane emission through aerobic composting	ENV	0.5764	181,492	1,814,920	472,618	26.0
6680	Cu Chi Municipal Solid Waste (MSW) Treatment Plant	ENV	0.5569	162,539	2,438,085	-	-
7330	Avoid methane emission through aerobic composting	ENV	0.5558	31,221	312,210	-	-
매립가스 평균		-	0.5849	131,044	2,059,389	472,618	22.9
2571	Wastewater treatment with Anaerobic Digester	-	0.4960	42,389	423,890	40,048	9.4
5290	DAKFOCAM Wastewater project	ENV	-	17,557	175,570	24,289	13.8
메탄회수 평균		-	0.4960	29,973	299,730	32,169	10.7
2228	Wind Power Plant No.1 - Binh Thuan 30MW	ENV	0.6448	59,043	1,239,903	143,165	11.5
7250	Bac Lieu Province Wind Power Plant	ENV	0.5751	143,761	3,018,981	369,341	12.2
7279	PHUONG MAI 3 WIND POWER	ENV	0.5752	31,978	671,538	-	-
7280	THUAN NHIEEN PHONG WIND POWER	ENV	0.5752	50,545	1,061,445	-	-
풍력 평균		-	0.5926	71,332	1,497,967	256,253	17.1

사. 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축비용

- 베트남 CDM 사업의 CER 가격은 풍력발전이 가장 높은 수준(평균 \$24.86/tCO₂)이며, 다음으로는 바이오매스발전(\$17.85/tCO₂), 효율개선(\$13.82/tCO₂), 대수력발전(\$11.26/tCO₂), 매립가스(\$11.67/tCO₂), 소수력발전(\$9.80/tCO₂), 메탄회수(\$4.64/tCO₂) 순으로 나타나고 있음.
- 바이오매스발전의 경우, 투자분석 방법이 다르고 CER 가격 추정치가 다른 사업들에 비해 과도하게 높게 추정된 하나의 사업을 제외하면, 평균 \$4.15/tCO₂ 수준으로 낮아짐

[그림 4-31] 베트남 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂, 2019년 가격)



- 비용만 고려한 CDM 사업의 온실가스 감축비용은 풍력발전이 가장 높은 수준(평균 \$101.33/tCO₂)이며, 다음으로는 대수력발전(\$72.50/tCO₂), 소수력발전(\$65.19/tCO₂), 효율개선(\$61.95/tCO₂), 바이오매스발전(\$57.49/tCO₂), 매립가스(\$35.23/tCO₂), 메탄회수(\$14.32/tCO₂) 순으로 나타나고 있음

베트남 CDM 사업의 비용기준 감축비용

■ 총 비용기준 감축비용(2019년, \$/tCO2)

CDM 사업 유형	총 비용기준 감축비용(2019년, \$/tCO2)
Bio	0.00
Bio	0.05
Bio	0.02
Bio	0.02
농업개신	0.01
농업개신	0.05
농업개신	0.08
농업개신	0.05
Hydro(대)	0.10
Hydro(대)	0.05
Hydro(대)	0.04
Hydro(대)	0.04
Hydro(대)	0.10
Hydro(소)	0.02
Hydro(소)	0.02
Hydro(소)	0.05
Hydro(소)	1.00
Hydro(소)	0.01
Hydro(소)	0.02
Hydro(소)	0.02
Hydro(소)	0.01
Hydro(소)	0.01
Hydro(소)	0.05
Hydro(소)	0.02
Hydro(소)	0.01
Hydro(소)	0.01
Hydro(소)	0.05
Hydro(소)	0.02
Hydro(소)	0.02
Hydro(소)	0.05
LFG	0.01
LFG	0.01
LFG	0.02
LFG	0.01
LFG	0.05
매탄회피	0.01
매탄회피	0.01
Wind	0.05
Wind	0.05
Wind	0.05
Wind	0.05

- 제4장 온실가스 감축사업 진출가능 분야 분석 235

- 효율개선 사업(총 3건) 중 1개 사업은 순현재가치(Net Present Value: NPV)에 기반한 투자비 비교분석법을 적용하였고, 나머지 사업들은 내부수익률 분석법을 적용함
- 매립가스 사업(총 5건) 중 2개 사업은 순현재가치(Net Present Value: NPV)에 기반한 투자비 비교분석법을 적용하였고, 나머지 사업들은 내부수익률 분석법을 적용함
- 베트남 CDM 사업의 기준이 되는 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 평균 13.48%이고 사업별로 차이를 나타내고 있으며, CER 판매 이후의 내부수익률에 관한 정보는 대부분 제공되지 않고 있으나 최소한 기준 내부수익률을 상회했을 것으로 예상됨
- 풍력발전 사업과 매립가스 사업의 내부수익률 분석법에 적용된 기준 내부수익률(benchmark IRR)이 각각 평균 14.58%와 14.34%로서 높게 나타남
- 메탄회수, 효율개선, 대수력 발전, 소수력 발전 사업의 평균 기준 내부수익률은 각각 13.94%, 13.80%, 13.41%, 13.24%로서 베트남 CDM 사업 평균 수준임
- 바이오매스발전 사업들의 평균 기준 내부수익률은 12.63%로 베트남 CDM 사업 평균에 비해 낮은 수준임

〈표 4-38〉 베트남 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
5907	Dinh Hai rice husk cogeneration	Benchmark Analysis	12.38	8.99	-	4.02	49.06
7070	Bagasse cogeneration at Lam Son Sugar JSC	Benchmark Analysis	13.50	11.65	-	3.91	81.41
6598	Boiler Fuel Conversion from Fuel Oil to Biomass Briquette	Simple Cost	-	-	-	58.95	58.95

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
8444	Biomass Power Project of Gia Lai Cane Sugar and Thermoelectricity JSC	Benchmark Analysis	12.00	9.14	12.52	4.52	40.55
바이오 평균		-	12.63	9.93	12.52	17.85	57.49
6236	01 million Compact Fluorescent Lamps(EVN-2010)	Investment Comparison (NPV)	0.00*	-906.4*	319.6*	13.83	13.83
7738	Hon Chong Waste Heat Recovery Power Plant	Benchmark Analysis	13.50	10.80	13.86	11.91	79.06
9641	Nghi Son Waste Heat Recovery and Utilization	Benchmark Analysis	13.50	10.37	13.65	15.72	92.95
효율개선 평균		-	13.50	10.59	13.76	13.82	61.95
3389	Dak Srong 2 Hydropower	Benchmark Analysis	12.38	10.36	13.24	10.29	75.60
4891	Dak Psi 3 and 4 Hydropower	Benchmark Analysis	12.28	8.14	14.27	22.07	118.36
4809	Song Con 2 Hydro Power	Benchmark Analysis	14.40	12.00	-	9.49	62.46
4551	Za Hung Hydropower	Benchmark Analysis	15.41	9.43	-	4.21	25.30
6103	Tra Xom Hydropower	Benchmark Analysis	12.84	10.51	-	1.42	27.83
7120	Huong Son Hydropower	Benchmark Analysis	13.13	10.11	12.24	20.06	125.47
대수력 평균		-	13.41	10.09	13.25	11.26	72.50
2367	Phu Mau hydropower	Benchmark Analysis	11.70	9.09	12.44	3.98	44.04
2371	Muong Sang hydropower	Benchmark Analysis	12.38	9.32	12.51	1.99	39.75
2368	Suoi Tan hydropower	Benchmark Analysis	12.38	9.96	12.58	7.34	84.67
2372	So Lo hydropower	Benchmark Analysis	12.38	9.96	13.09	22.40	253.86
2627	Nam Pia Hydropower	Benchmark Analysis	14.30	9.91	-	11.80	51.43
3256	Coc Dam Hydropower	Benchmark Analysis	13.44	9.81	-	6.81	46.44

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
3514	Pa Khoang hydropower	Benchmark Analysis	12.38	10.47	15.19	8.45	59.87
3505	Dak Rung Hydropower	Benchmark Analysis	12.38	10.60	13.06	3.20	38.76
3942	Dak N'Teng Hydropower	Benchmark Analysis	12.38	10.45	12.61	4.08	48.11
4117	Song Ong Hydropower	Benchmark Analysis	12.60	10.83	-	4.13	44.38
4417	Ha Nang Hydropower	Benchmark Analysis	13.13	8.73	13.99	15.39	114.01
4392	Dak Hnol Hydropower	Benchmark Analysis	13.57	9.07	15.60	6.96	31.60
4384	Dak Doa Hydropower	Benchmark Analysis	12.31	8.88	14.27	18.90	101.99
5030	Nam Khanh Hydropower	Benchmark Analysis	12.50	7.86	-	6.77	32.39
6397	Ha Tay Hydropower	Benchmark Analysis	15.00	10.40	-	6.20	28.01
6393	Trung Ho & Van Ho Hydropower	Benchmark Analysis	16.81	8.87	-	20.03	51.78
6937	A Roang Hydropower	Benchmark Analysis	13.80	10.04	15.46	14.31	81.60
7069	Ia H'Rung and Chu Prong Hydropower	Benchmark Analysis	14.10	11.91	14.33	4.32	41.08
8813	Chieng Ngam Thuong hydro-power	Benchmark Analysis	13.50	11.07	12.65	5.78	32.34
1009 7	Dak Pring Hydropower	Benchmark Analysis	13.80	8.60	13.83	23.12	77.78
소수력 평균		-	13.24	9.79	13.69	9.80	65.19
수력 평균		-	13.28	9.86	13.61	10.14	66.88
1910	Dong Thanh Landfill gas	Investment Comparison (NPV)	0.00**	- 13,174**	922**	8.64	8.64
1913	Phuoc Hiep I sanitary Landfill gas	Investment Comparison (NPV)	0.00**	- 1,936**	10,354**	8.00	8.00
5556	Avoided methane emission through aerobic composting	Benchmark Analysis	12.38	2.26	-	16.29	60.38

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
6680	Cu Chi Municipal Solid Waste (MSW) Treatment Plant	Benchmark Analysis	13.72	12.31	16.68	4.17	27.27
7330	Avoid methane emission through aerobic composting	Benchmark Analysis	16.93	7.12	-	21.26	71.88
	매립가스 평균	-	14.34	7.23	16.68	11.67	35.23
2571	Wastewater treatment with Anaerobic Digester	Benchmark Analysis	6.88	1.00	-	4.41	13.99
5290	DAKFOCAM Wastewater project	Benchmark Analysis	21.00	12.00	32.00	4.86	14.65
	메탄회수 평균	-	13.94	6.50	32.00	4.64	14.32
2228	Wind Power Plant No.1 - Binh Thuan 30MW	Benchmark Analysis	13.72	10.34	12.44	17.82	85.98
7250	Bac Lieu Province Wind Power Plant	Benchmark Analysis	14.29	10.31	-	14.25	81.44
7279	PHUONG MAI 3 WIND POWER	Benchmark Analysis	16.30	8.05	10.42	29.71	77.87
7280	THUAN NHIEN PHONG WIND POWER	Benchmark Analysis	14.00	5.23	9.12	37.65	160.05
	풍력 평균	-	14.58	8.48	10.66	24.86	101.33

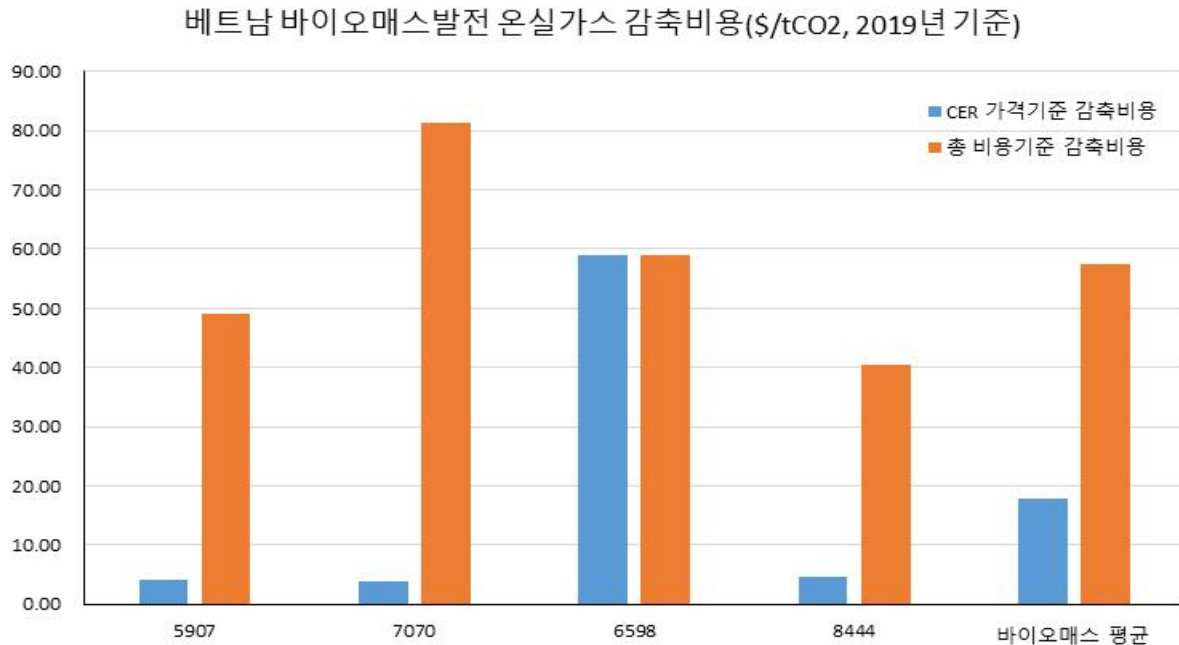
* : 단위는 천유로

** : 단위는 천\$

- 바이오매스발전 CDM 사업의 CER 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$17.86/tCO₂(\$3.91~58.95/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$57.49/tCO₂(\$40.55~81.41/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 기준 감축비용의 세 배 이상으로 나타났다.
- 단순비용분석법을 적용한 한 개 사업(CDM 번호: 6598)을 제외할 경우, CER 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준)은 평균 \$4.15/tCO₂, 비용 기준 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준)은 평균 \$57.01/tCO₂ 등 전반적으로 비용이 낮아지는 특징이 있음

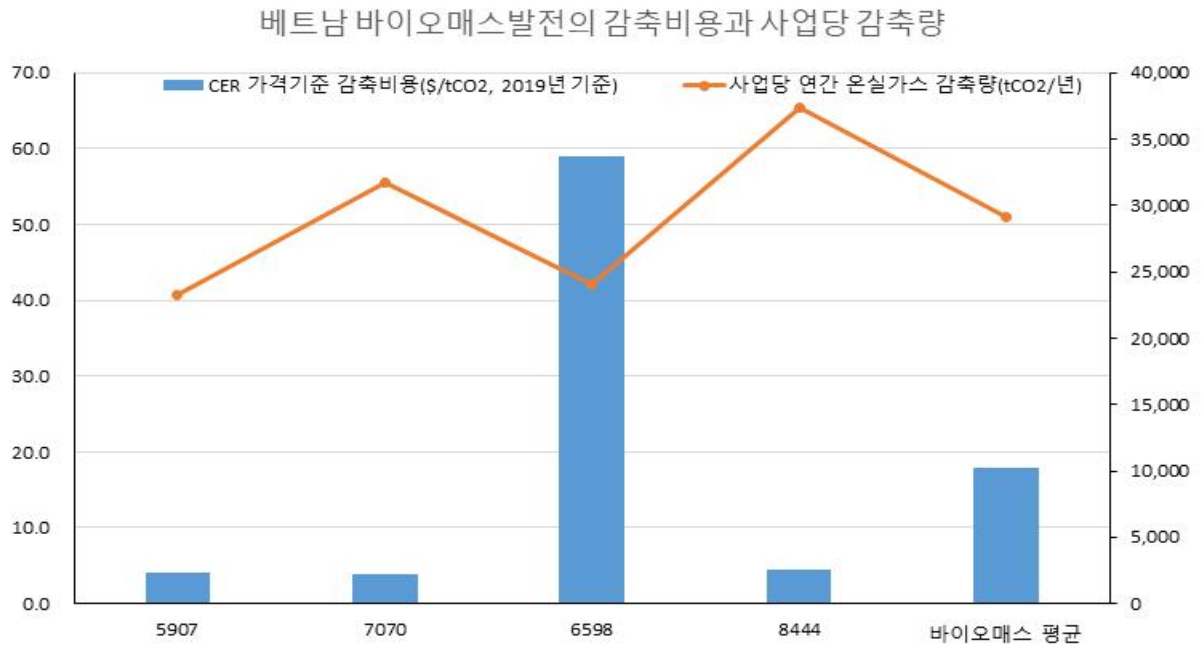
- 비록 분석대상 사업 건수가 많지 않지만, 등록연도가 최근일수록 비용 기준 온실가스 감축비용이 낮아지는 경향이 있음

[그림 4-33] 베트남 바이오매스의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)

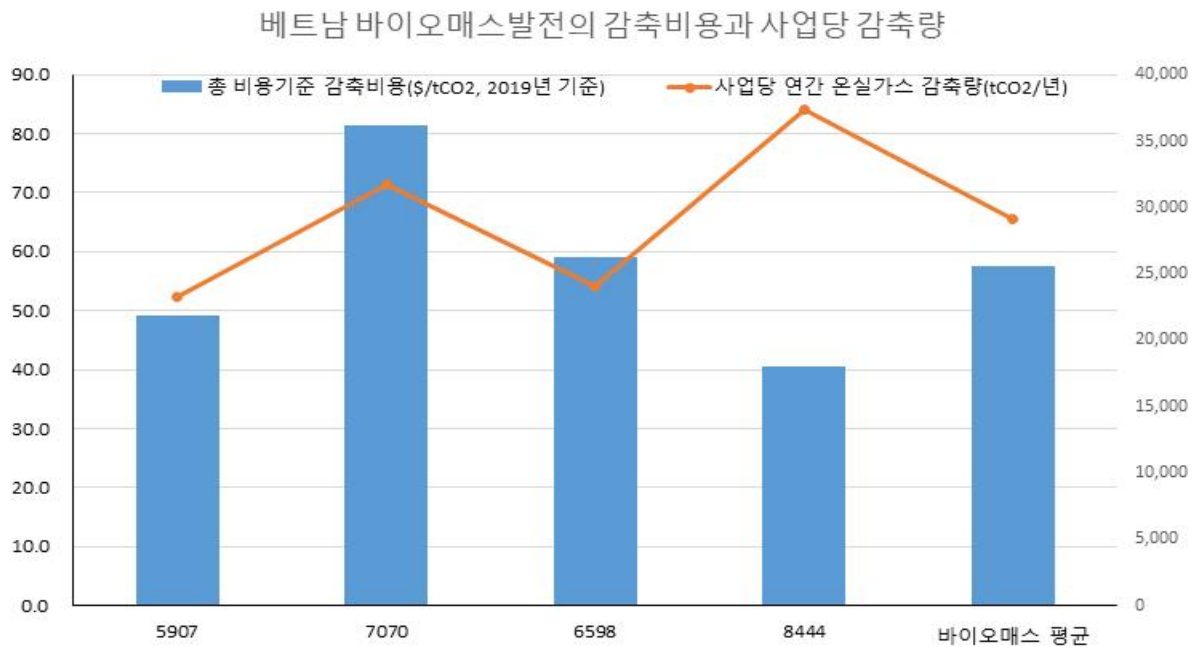


- 바이오매스발전 사업의 CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량과의 관계에는 특별한 상관관계가 나타나지 않고 있음. 반면, 비용기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량은 비슷한 방향으로 움직이는 것을 확인할 수 있음
- 이는 바이오매스발전 사업에서 사업당 온실가스 감축규모가 큰 사업의 감축비용은 낮고, 반대로 사업당 온실가스 감축규모가 적은 사업의 감축비용은 상대적으로 높은 규모경제에 의한 온실가스 감축비용 변화 효과가 나타나지 않고 있다고 볼 수 있음

[그림 4-34] 베트남 바이오매스발전의 CER 기준 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)

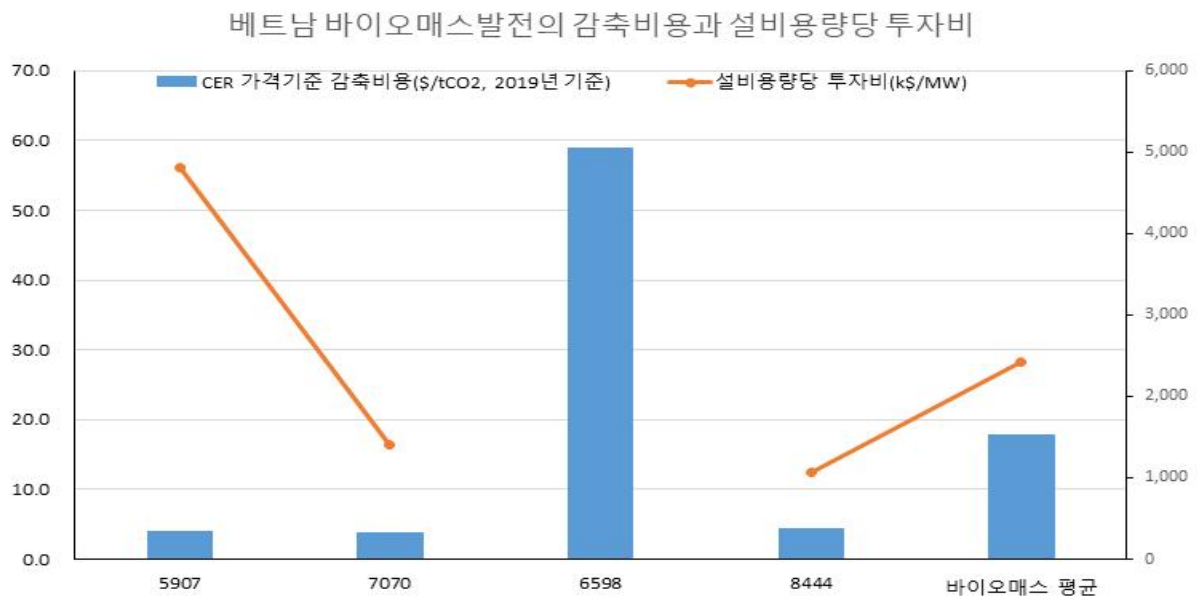


[그림 4-35] 베트남 바이오매스발전의 비용기준 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



- CER 가격 기준 감축비용과 설비용량당 투자비 간, 그리고 총비용 기준 감축비용과 설비용량당 투자비 간 모두에서 명확한 상관관계를 확인할 수 없음

[그림 4-36] 베트남 바이오매스의 CER 기준 감축비용과 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)

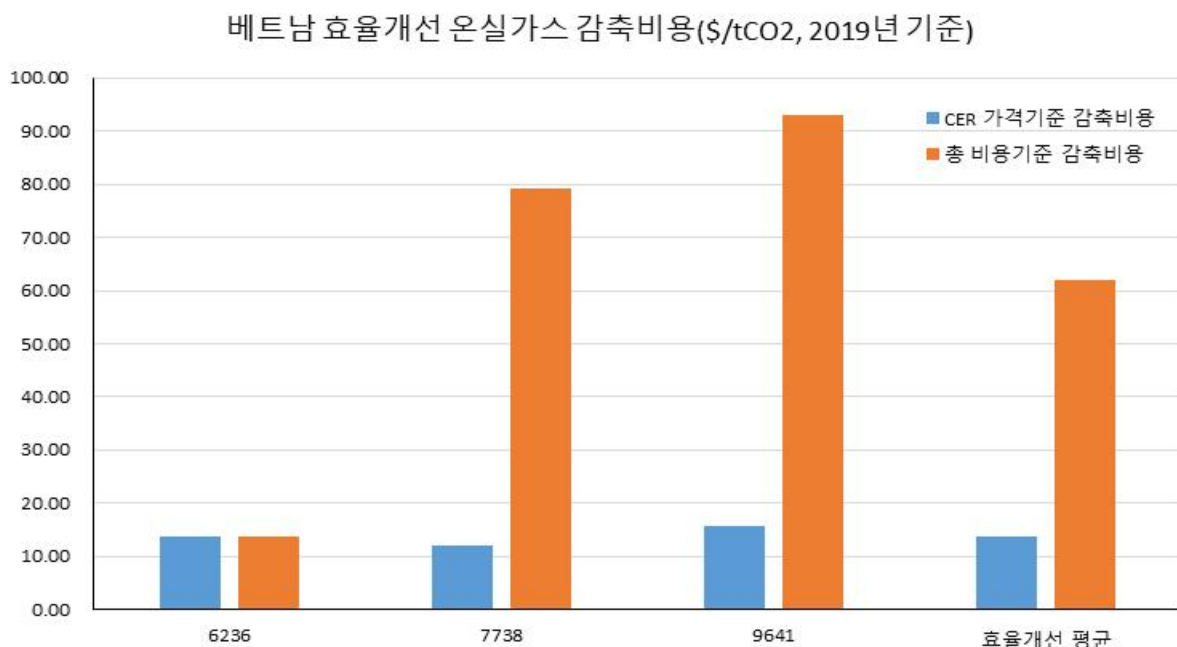


[그림 4-37] 베트남 바이오매스발전의 비용 기준 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)



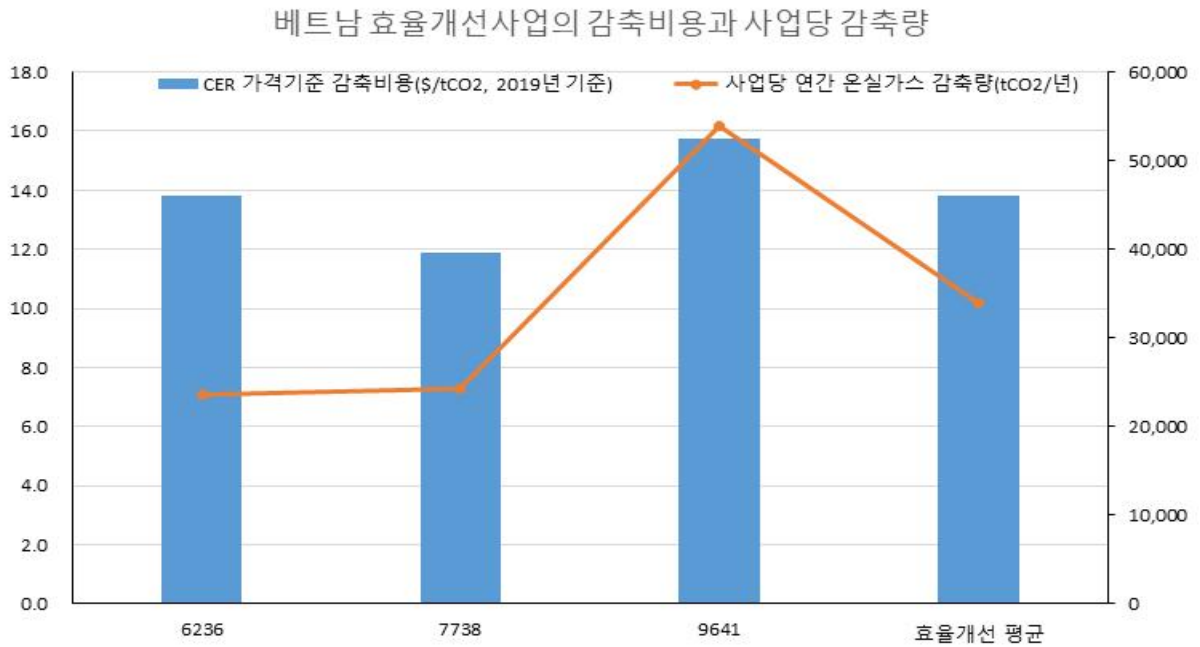
- 에너지효율개선 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준)은 평균 \$13.82/tCO₂(\$11.91~15.72/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준)은 평균 \$61.95/tCO₂(\$13.83~92.95/tCO₂)로 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격기준 감축비용의 4.5배 수준임
- 한편, CER 가격기준 온실가스 감축비용이 등록연도가 최근일수록 낮아지는 효과는 나타나지 않고, 총비용 기준 온실가스 감축비용은 오히려 최근일수록 높아지는 것으로 나타남

[그림 4-38] 베트남 효율개선의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)

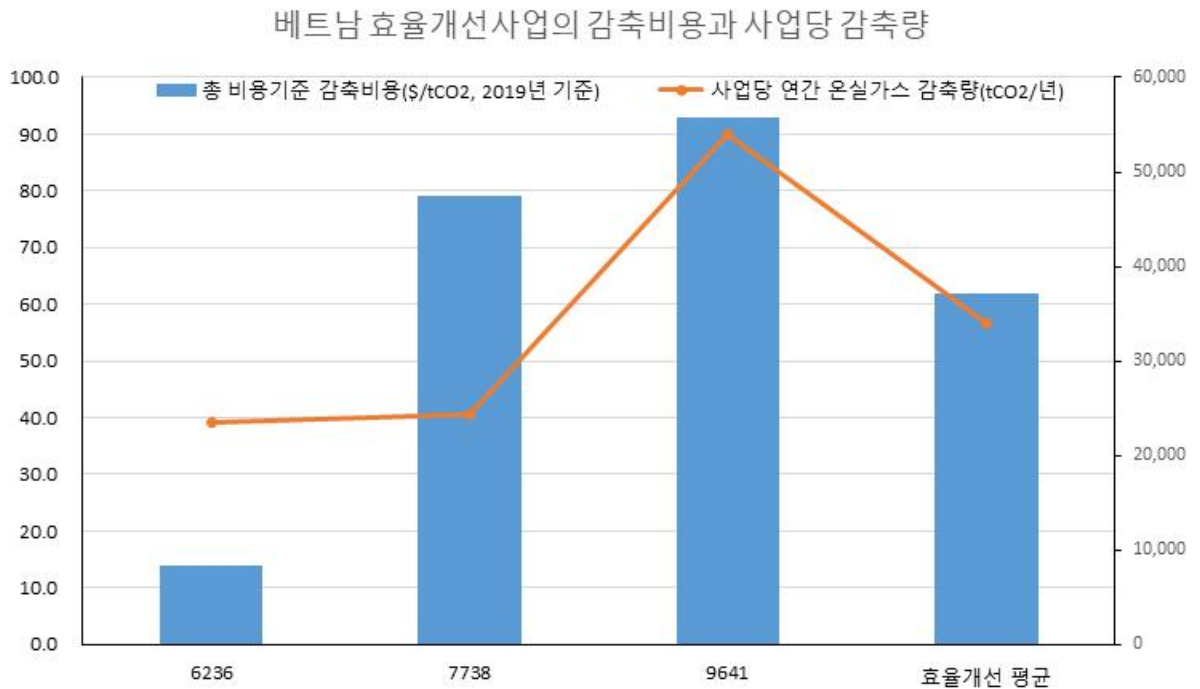


- 효율개선사업의 CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량 간에는 특별한 상관관계를 확인할 수 없었음. 반면, 총비용기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량은 비슷한 방향으로 움직이는 것을 확인할 수 있음.
- 이는 효율개선사업에서 규모경제에 의해 사업당 온실가스 감축규모가 큰 사업의 감축비용은 낮고, 사업당 온실가스 감축규모가 적은 사업의 감축비용은 상대적으로 높은 효과가 나타나지 않고 있다고 볼 수 있음

[그림 4-39] 베트남 효율개선사업의 CER 기준 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)

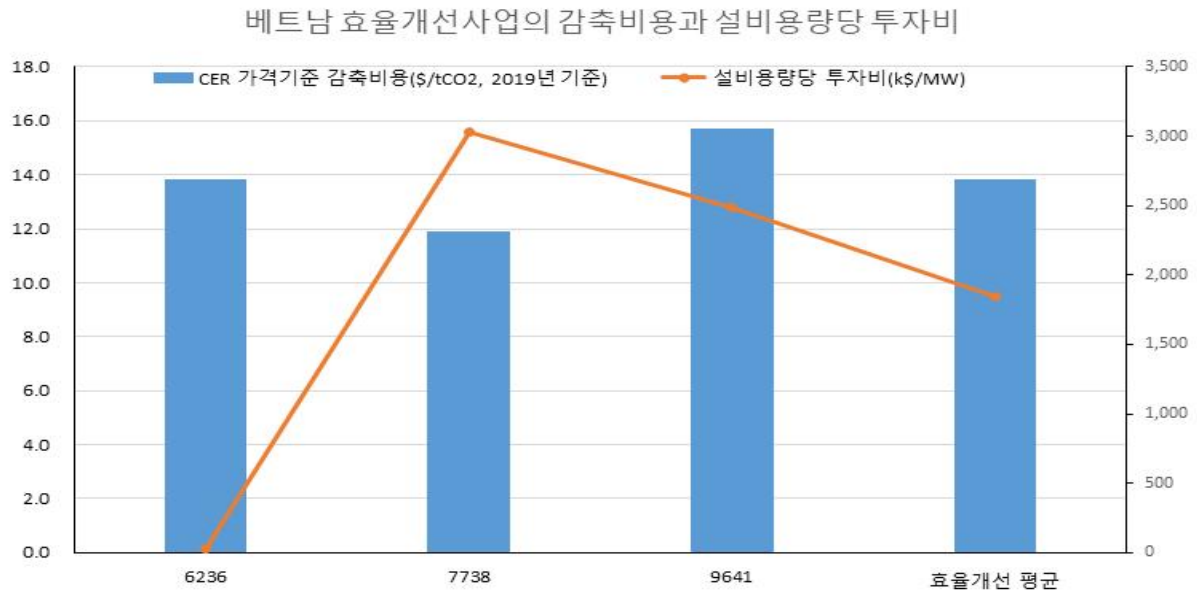


[그림 4-40] 베트남 효율개선사업의 비용기준 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)

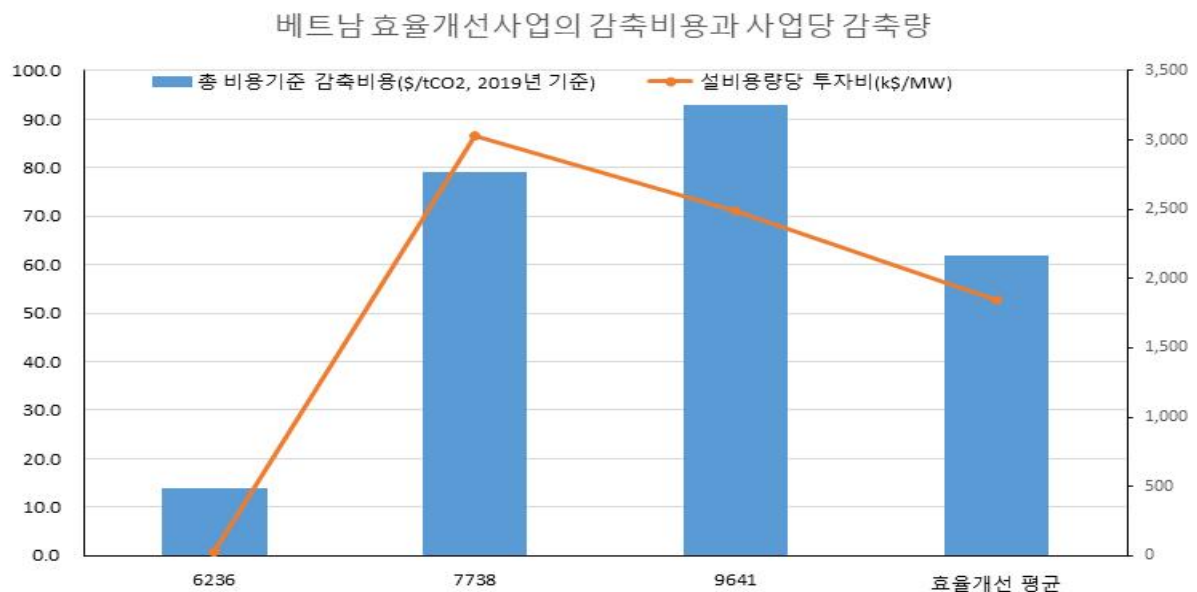


- CER 가격 기준 감축비용과 설비용량당 투자비 간, 그리고 총비용 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비 간 모두에서 명확한 상관관계를 확인할 수 없음

[그림 4-41] 베트남 효율개선사업의 감축비용과 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)

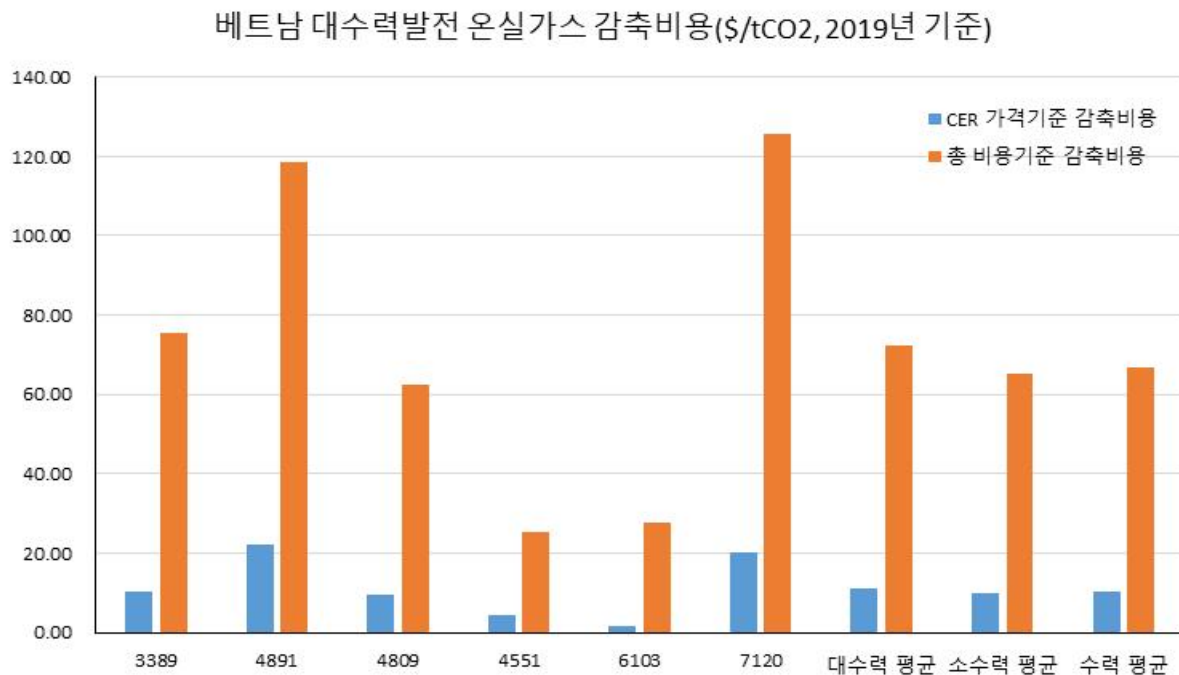


[그림 4-42] 베트남 효율개선사업의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)



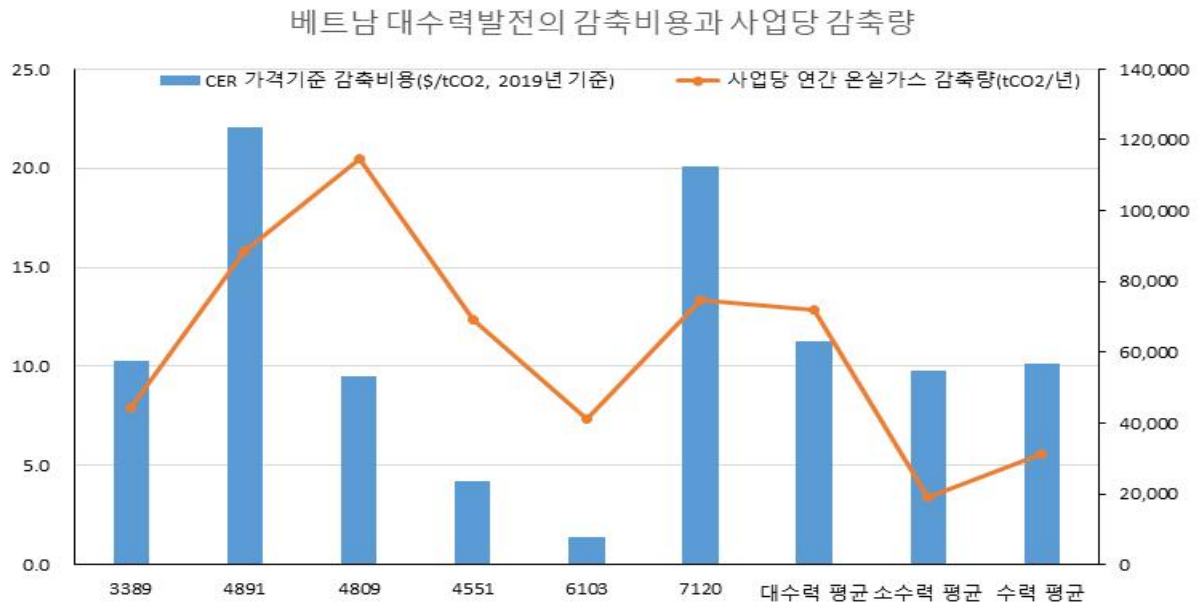
- 대수력발전 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$11.26/tCO₂(\$1.42~22.07/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$72.50/tCO₂(\$25.30~125.47/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격기준 감축비용의 6.4배에 달함.
- 가장 최근에 등록된 1개 사업(CDM 등록번호: 7120)을 제외하면, 등록연도가 최근일수록 온실가스 감축비용이 낮아지는 효과를 확인할 수 있음

[그림 4-43] 베트남 대수력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



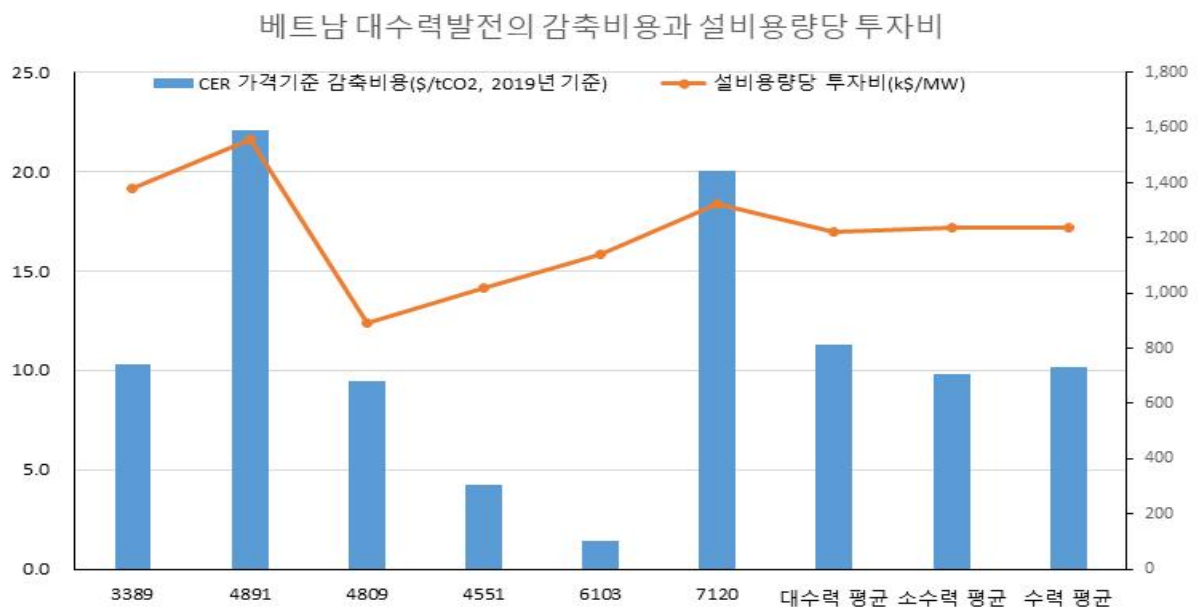
- CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량은 동일한 방향으로 움직이는 경향이 있는 것으로 판단됨. 따라서 규모경제에 의한 온실가스 감축 비용 효과가 나타나지 않고 있다고 볼 수 있음

[그림 4-44] 베트남 대수력발전의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



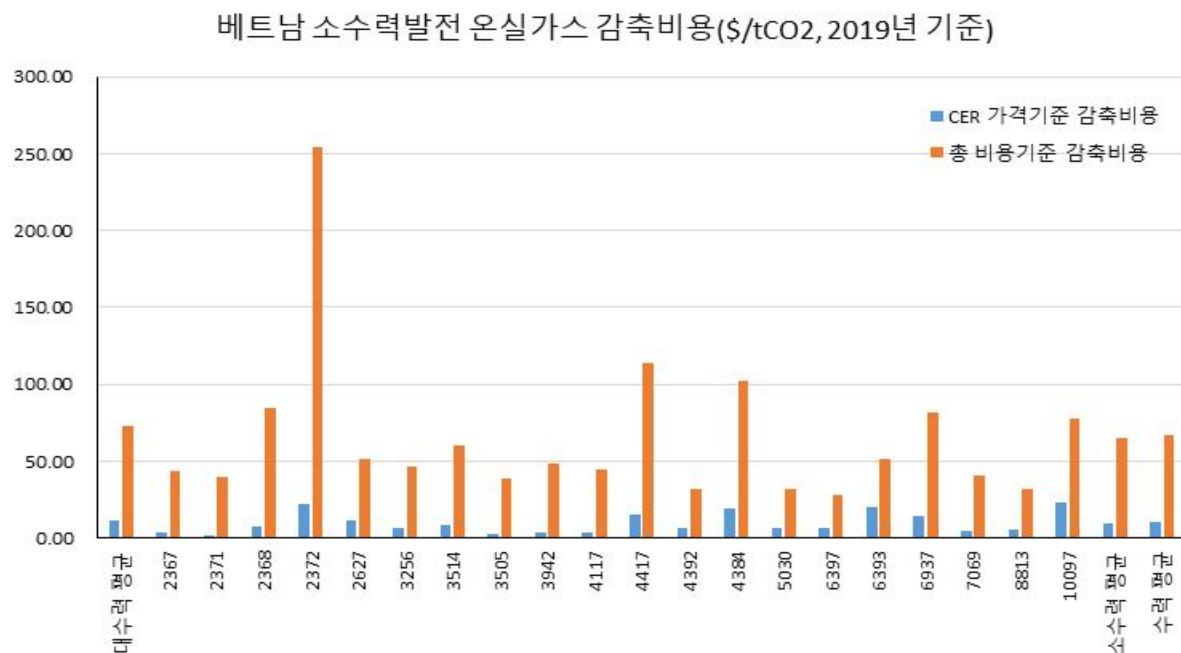
- CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비 간에는 양의 상관관계가 나타나고 있어서, 설비 용량당 투자비와 CER 가격이 동일한 방향으로 움직이는 경향을 보임

[그림 4-45] 베트남 대수력발전의 감축비용과 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)



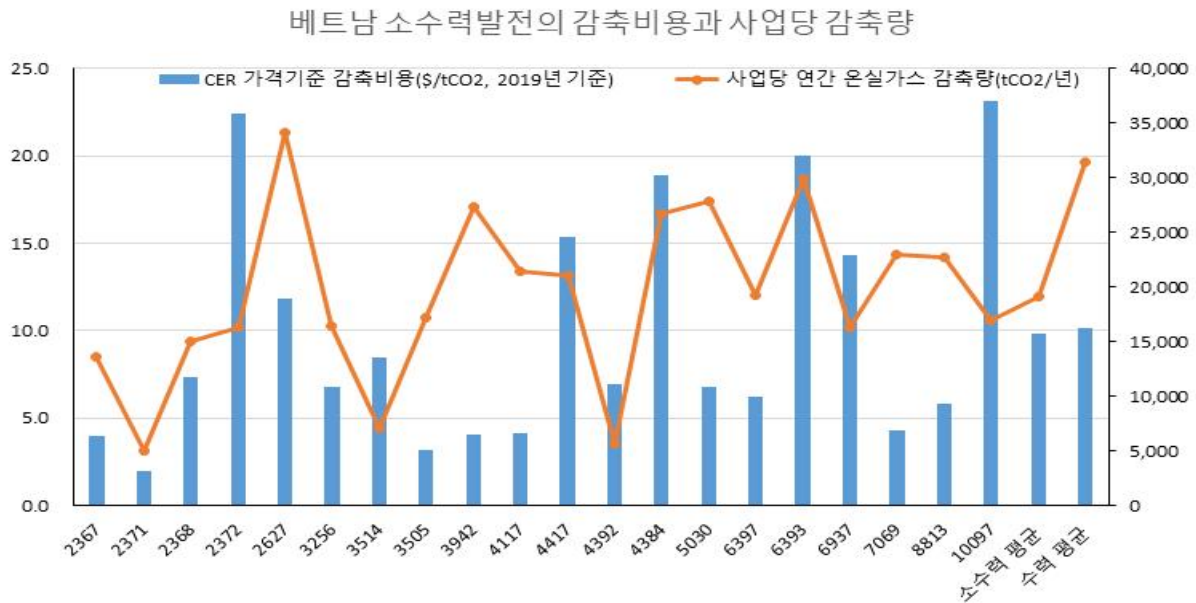
- 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$9.80/tCO₂(\$1.99~23.12/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$65.19/tCO₂(\$28.01~253.86/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 6.7배 수준으로 나타났음.
- 일부 사업들의 추세를 벗어난 높은 비용을 제외할 경우, 전반적으로 온실가스 감축비용이 등록연도가 최근일수록 낮아지는 효과가 나타나고 있음.

[그림 4-46] 베트남 소수력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



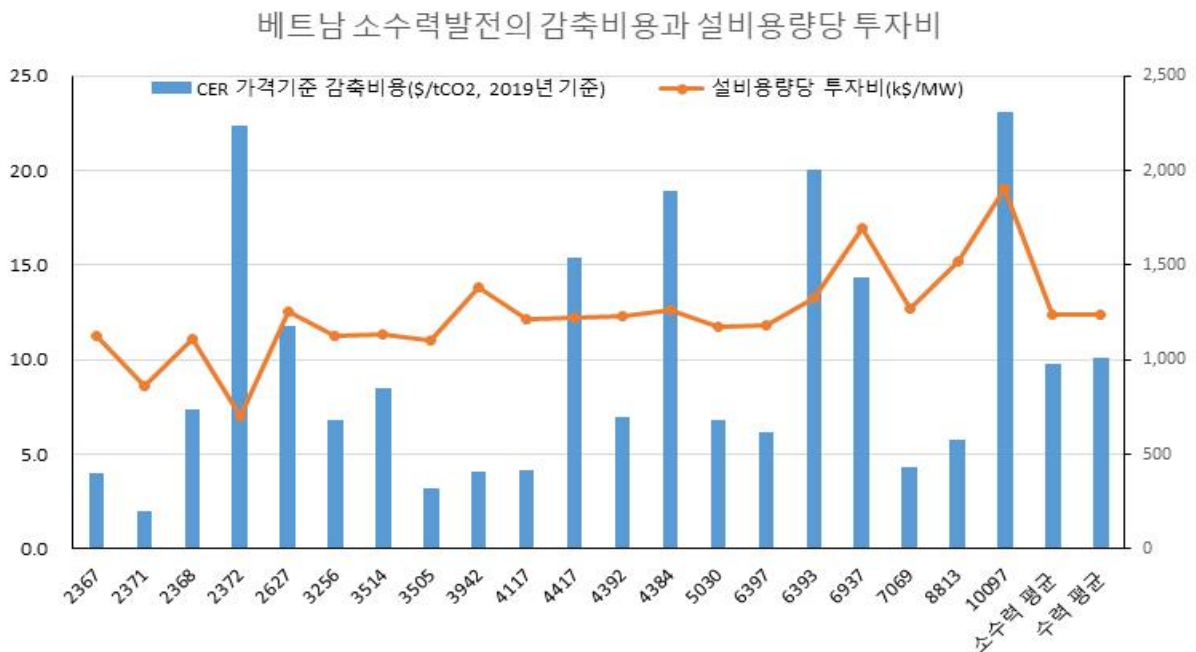
- CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량 간의 관계에는 양의 상관관계가 나타나고 있음. 사업당 온실가스 감축량이 높은 사업의 CER 가격은 높고, 반대로 사업당 온실가스 감축량이 낮은 사업의 CER 가격은 낮은 경향을 보임.

[그림 4-47] 베트남 소수력발전의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



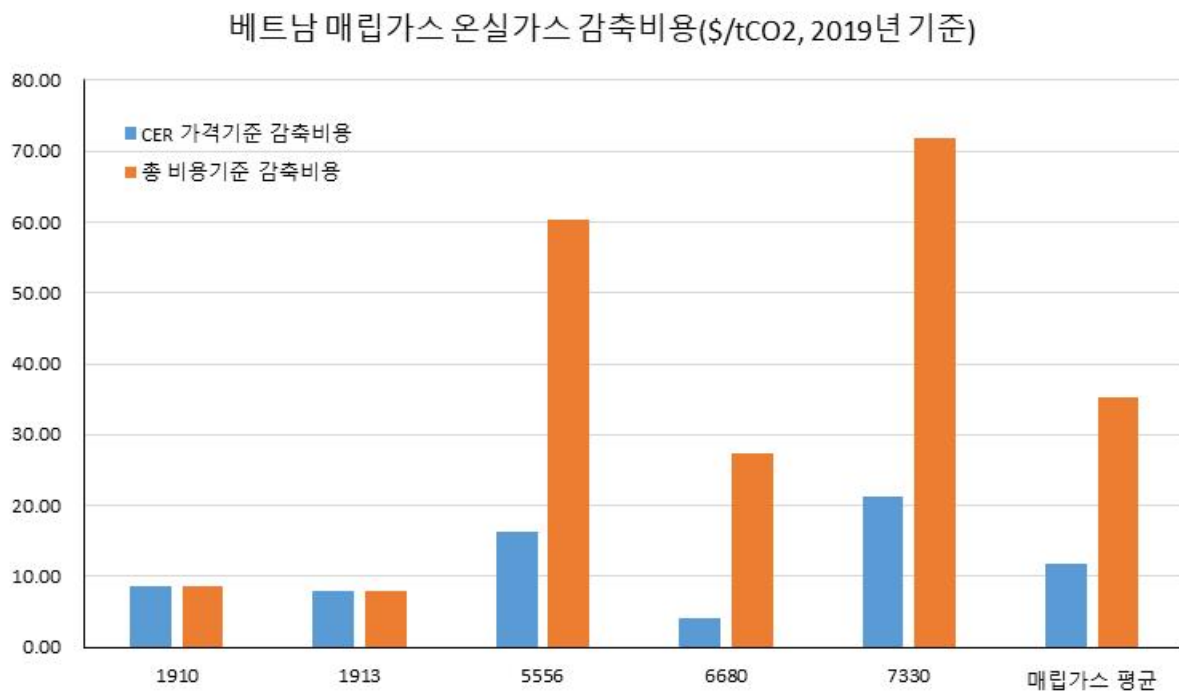
- CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계에는 특별한 상관관계가 나타나지 않고 있으며, 설비 용량당 투자비는 대부분의 사업에서 비슷한 수준이었으나 최근 등록된 사업들에서 완만히 상승하는 추세임

[그림 4-48] 베트남 소수력발전의 감축비용과 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)



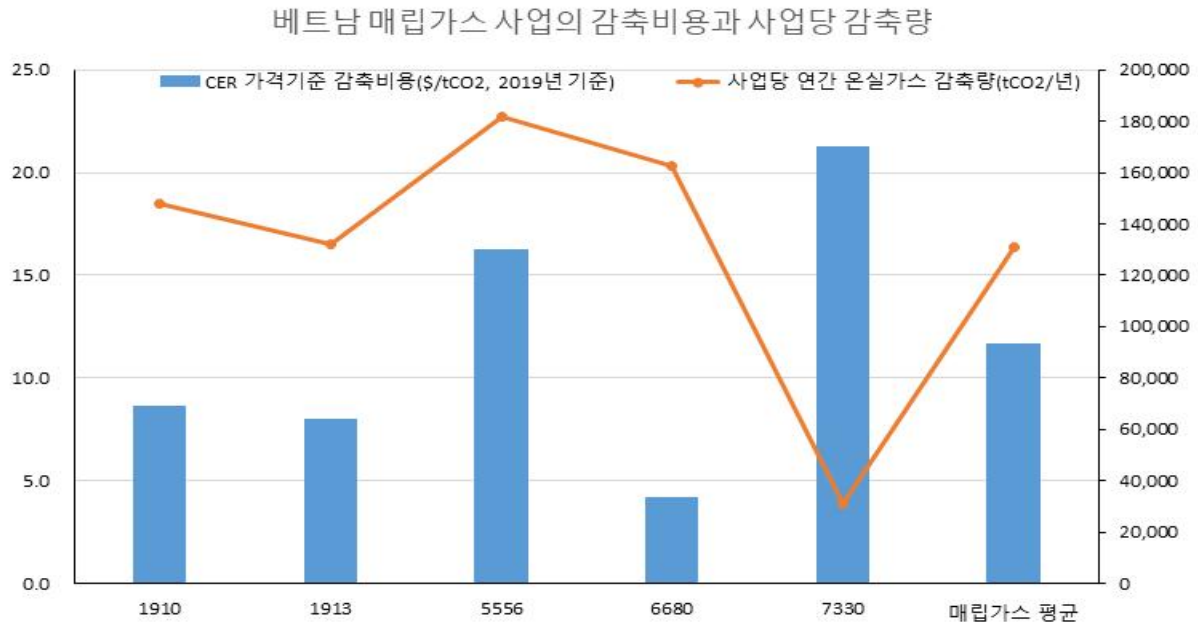
- 매립가스 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$11.67/tCO₂(\$4.17~21.26/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$35.23/tCO₂(\$8.00~71.88/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 3.0배 수준으로 나타났다.
- 베트남 매립가스 사업의 온실가스 감축비용은 등록연도가 최근일수록 높아지는 추세인 것으로 판단됨

[그림 4-49] 베트남 매립가스 사업의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



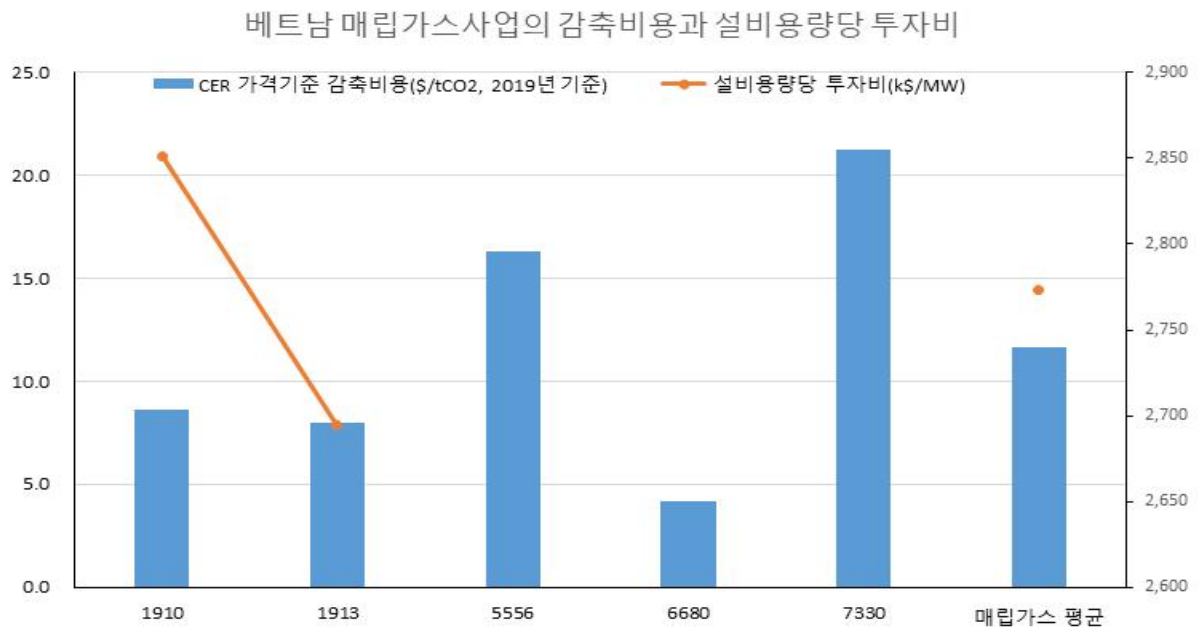
- CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량 간에는 특별한 가장 최근에 등록된 사업(CDM 번호: 7330)을 제외할 경우, 양의 상관관계가 있는 것으로 판단됨

[그림 4-50] 베트남 매립가스 사업의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



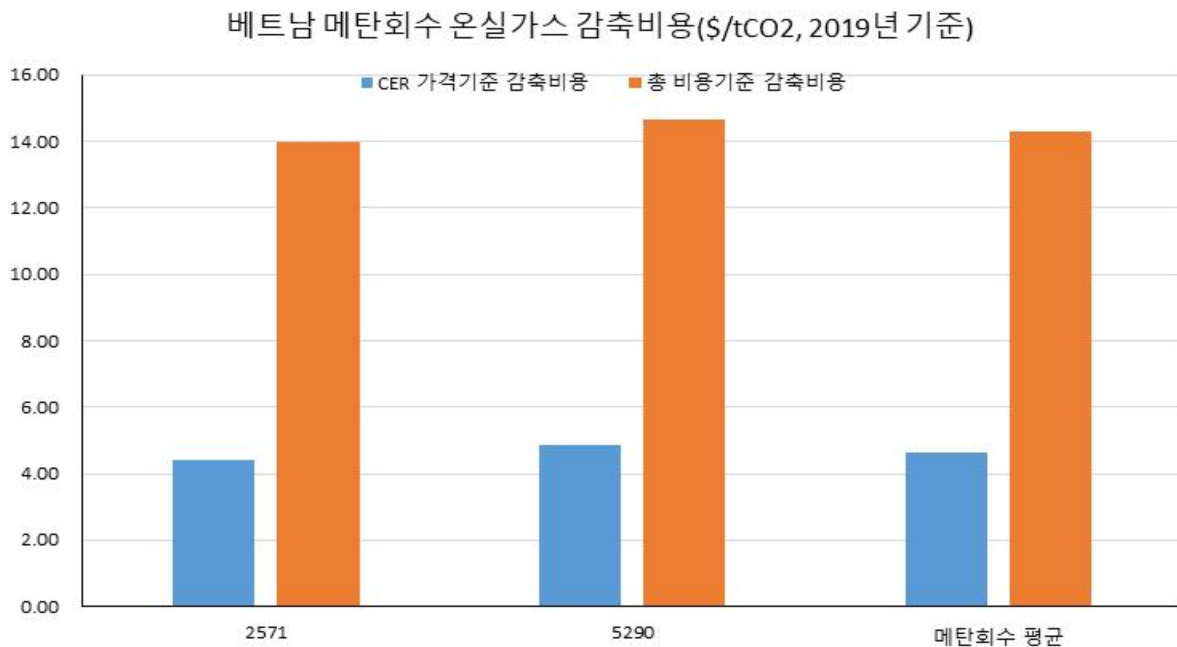
- 투자비에 대한 정보가 누락된 사업이 많아서 CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계는 확인할 수 없었음

[그림 4-51] 베트남 매립가스 사업의 감축비용과 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)



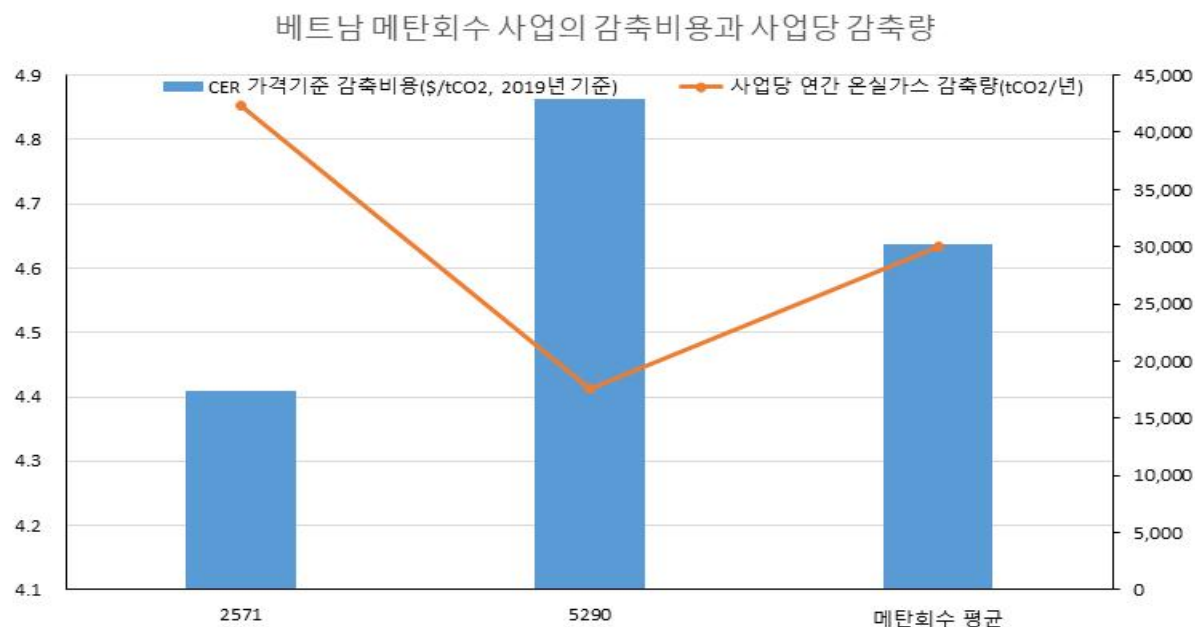
- 분석대상 메탄회수 CDM 사업 2개의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용 (2019년 가격 기준)은 각각 \$4.41/tCO₂와 \$4.86/tCO₂로 비슷한 수준이었고, 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 역시 \$13.99/tCO₂와 \$14.65/tCO₂로 비슷한 수준으로 온실가스 감축비용이 등록년도가 최근일수록 높아지고 있음.

[그림 4-52] 베트남 메탄회수 사업의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



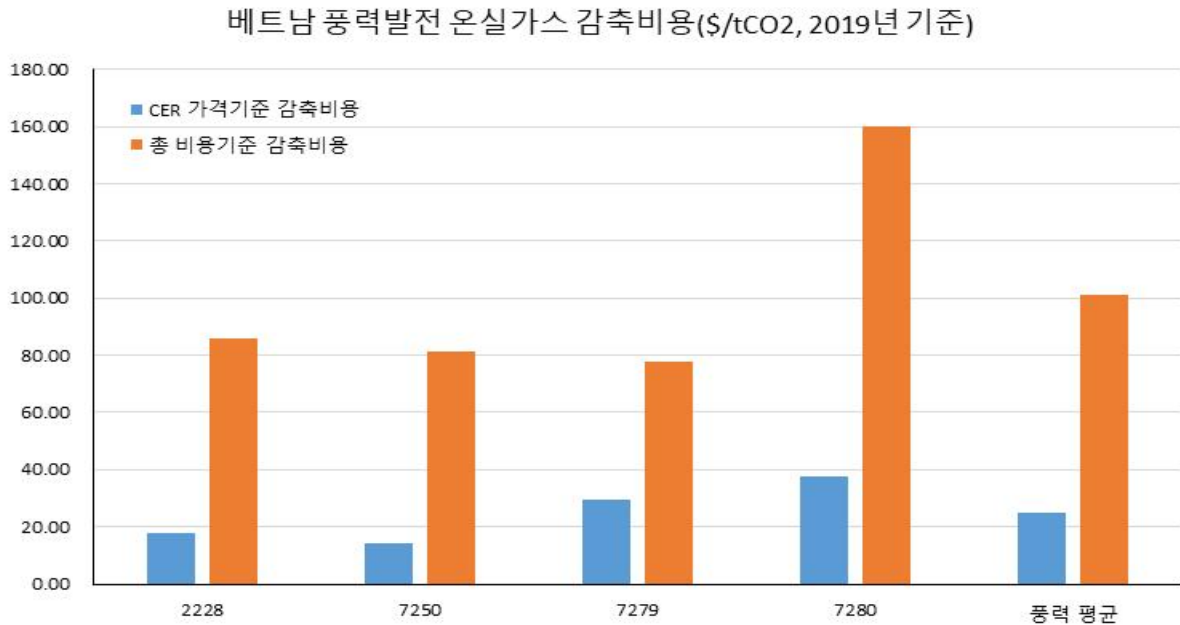
- CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량 간에는 사업당 감축량이 높은 사업의 감축비용은 낮고 반대로 사업당 감축량이 적은 사업의 감축비용은 높았음.

[그림 4-53] 베트남 메탄회수 사업의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



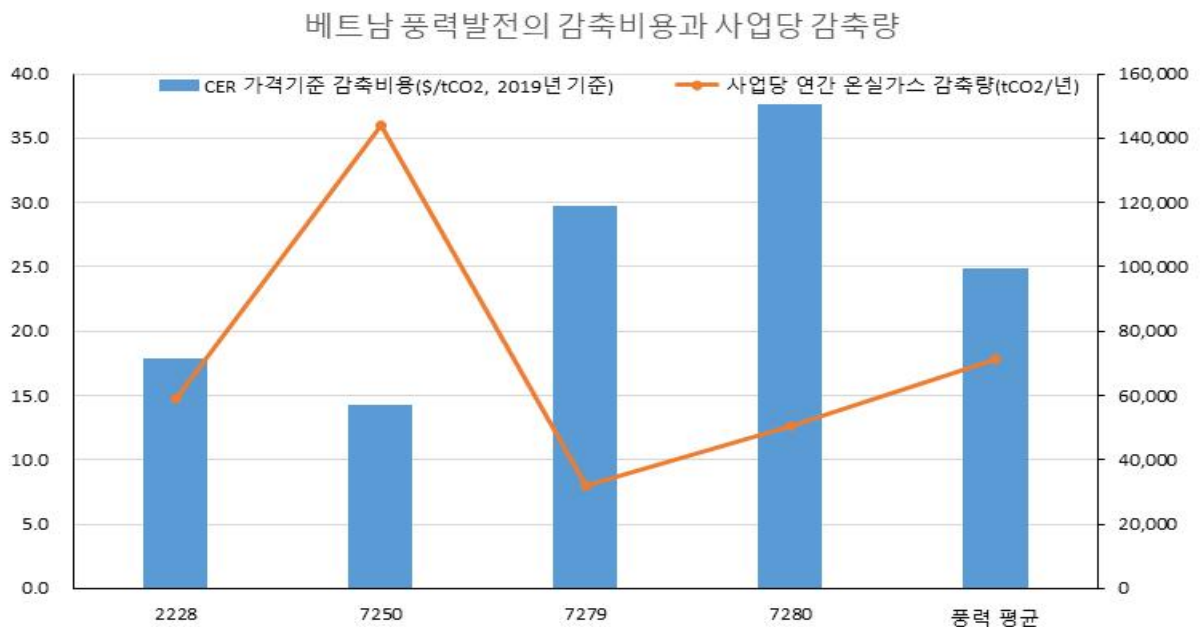
- 투자비에 대한 정보가 누락된 사업이 많아서 CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계는 확인할 수 없었음
- 풍력발전 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$24.86/tCO₂(\$14.25~37.65/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$101.33/tCO₂(\$77.87~160.05/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 4.1배 수준으로 나타났음.
- CER 가격 기준 온실가스 감축비용은 완만히 증가하는 추세이나, 비용기준 감축비용은 완만히 감소하는 추세였으나 최근 등록된 사업들에서 다시 증가하는 것으로 나타남.

[그림 4-54] 베트남 풍력발전 사업의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



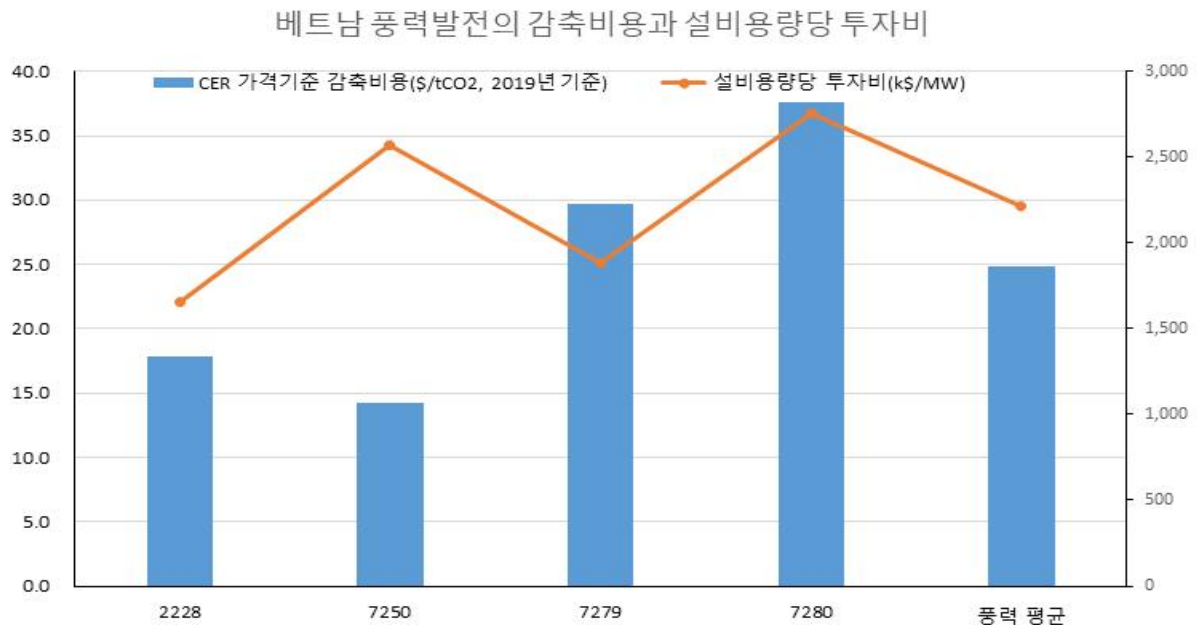
- CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량 간에는 양의 상관관계가 나타나서 규모경제 효과가 발현되지 않는 것으로 판단됨

[그림 4-55] 베트남 풍력발전 사업의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



- CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계에는 설비당 투자비가 높은 사업의 감축비용은 비교적 높게 나타나고, 반대로 사업당 투자비가 낮은 사업의 감축비용은 낮게 나타나는 경향이 있음

[그림 4-56] 베트남 풍력발전 사업의 감축비용과 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)



7. 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석⁴⁷⁾

가. 스리랑카의 분석대상 CDM 프로젝트

- 스리랑카 CDM 분석대상 프로젝트는 총 10개로서 수력발전이 5개, 풍력발전이 4개, 매립가스가 1개의 분포를 이루고 있음
- 13개의 프로젝트를 분석 대상으로 설정했으나 비용에 관한 정보가 없는 등 CER 가격을 추정하기 어려운 3개의 프로젝트는 분석결과에서 제외했음
- 2020년 7월 기준 UNFCCC에 등록된 스리랑카의 CDM 프로젝트는 24개이며, 수력발전이 13개, 풍력발전이 5개로 대부분의 프로젝트가 집중되어 있음

47) UNFCCC CDM(<https://cdm.unfccc.int/>)에 등록되어 있는 프로젝트에 기반함.

〈표 4-39〉 스리랑카의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)

구분	수력 발전	풍력 발전	태양 광	풍력 · 태양광 발전	매립 가스	바이오	메탄 회피	N ₂ O 파괴	연료 전환	산림	효율 개선	지열	수송	합계
전체 프로젝트	13	5	-	1	2	2	1	-	-	-	-	-	-	24
분석 대상	5	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	10

자료:UNFCCC, CDM DB

나. 스리랑카 CDM 사업의 형태 및 규모

- 스리랑카의 분석대상 10개 CDM 프로젝트는 발전부문과 폐기물부문에서 추진된 감축사업으로 구성되어 있으며 발전부문에서 추진된 사업이 대부분을 차지함. 모든 사업이 프로젝트 활동이며 프로그램 활동은 없고, 규모는 대부분 소규모 사업이 주를 이루고 있음. 등록일은 2000년대 후반이나 2010년대 초반이 주를 이루며, CER 발행기간(crediting period)은 대부분 갱신형(renewable)인 21년이며, 고정형인 10년의 발행기간 프로젝트도 일부 있음
- CDM 프로젝트의 부문별 분포에서 발전부문에는 9개, 폐기물부문에는 1개로 발전부문에서 추진된 CDM 사업이 대부분을 차지하고 있음
- CDM 사업을 프로젝트 활동(PA)과 프로그램 활동(PoA)으로 구분하면 10개 모든 CDM 사업이 프로젝트 활동이며 프로그램 활동은 없음
- CDM 사업의 규모에 있어서 대규모 사업은 1개, 소규모 사업은 9개로 소규모 사업이 주를 이루고 있음. 대상 프로젝트에서 수력과 풍력 발전이 소규모이며 매립가스가 대규모 사업임
- CDM 사업의 등록일은 2010-2012년 기간에 속한 사업이 3개, 나머지 7개 사업은 2013-2018년 기간에 등록되었음
- CER 발행기간은 20년 혹은 21년의 갱신형이 7개, 10년의 고정형이 3개로 대부분 갱신형이 주를 이루고 있음. 고정형은 수력발전 사업에서 2개, 매립가스 사업에서 1개임

- CER 발행기간은 등록일과 비슷한 추이를 나타내기 때문에 대부분 2010년대 초중반에 시작하여 2020년대와 2030년대까지 이어짐

〈표 4-40〉 스리랑카 CDM 사업의 형태 및 규모

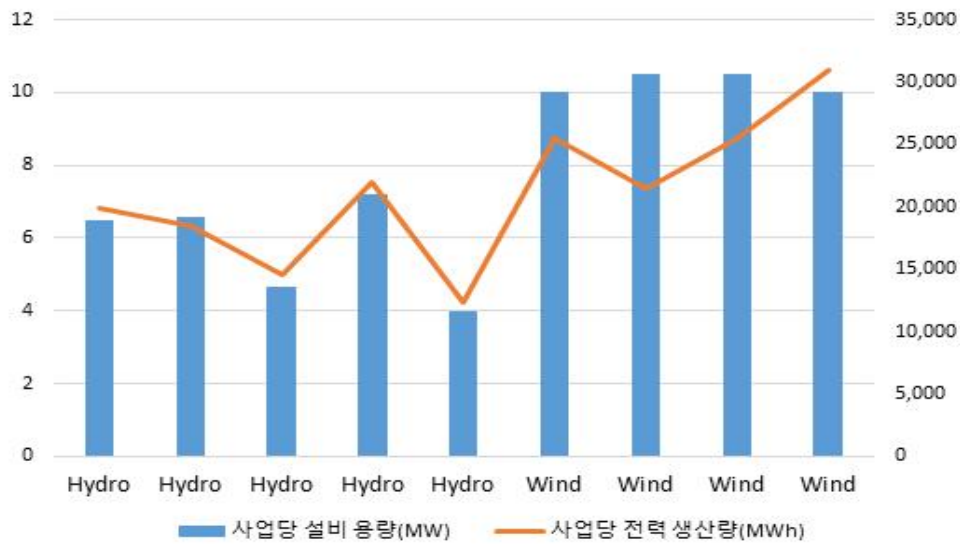
CDM 번호	프로젝트명	부문	활동	규모	형태	등록일	CER발행기간	
							년수	기간
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	발전	PA	소	수력	‘10.8.24	21	‘10.8.24-‘17.8.23
5753	Grid connected hydro	발전	PA	소	수력	‘12.10.9	10	‘12.10.9-‘22.10.8
9743	Kiriwaneliya Hydro	발전	PA	소	수력	‘13.9.25	20	‘14.1.1-‘23.12.31
9831	Denawaka Ganga Hydro	발전	PA	소	수력	‘13.12.23	21	‘13.12.25-‘20.12.24
9760	Kirkoswald Hydro	발전	PA	소	수력	‘13.12.31	20	‘13.12.31-‘20.12.3
9104	Municipal Solid Waste to Energy	폐기물	PA	대	매립가스	‘13.5.14	20	‘13.10.1-‘22.09.30
7374	Mampuri Wind 2	발전	PA	소	풍력	‘12.11.20	21	‘14.1.31-‘21.1.30
9824	10.5MW PowerGen Wind	발전	PA	소	풍력	‘14.1.28	20	‘14.1.28-‘21.1.27
9990	Mampuri Wind 3	발전	PA	소	풍력	‘14.9.23	20	‘14.12.1-‘21.11.30
10439	Musalpetti Wind	발전	PA	소	풍력	‘18.5.30	20	‘18.6.1-‘25.5.31

다. 스리랑카 CDM 사업의 설비용량 및 생산량

- CDM 사업의 단위 설비용량은 수력발전은 1.3-3.3MW, 풍력발전은 2-3.3MW, 매립가스는 3.3MW를 지님. 설비용량의 평균은 매립가스가 가장 큰 규모(12MW)이며 다음으로는 풍력발전(10.25MW)과 소수력발전(5.79MW)임. CDM 사업당 평균 전력 생산량은 수력발전이 17,473MWh, 풍력발전이 25,834MWh, 매립가스가 84,096MWh로서 매립가스의 생산량이 가장 높고 소수력발전이 가장 낮은 것으로 나타났음
- 매립가스의 설비용량의 평균은 12MW(한 개의 프로젝트)임
- 소수력발전의 설비용량의 평균은 5.79MW(4~7.2MW)의 규모를 지니고 있으며, 단위용량은 1.3-3.3MW에 이르고 있음. 평균 전력 생산량은 17,473MWh(12,300~22,000MWh)임
- 풍력발전의 설비용량의 평균은 10.25MW(10~10.25MW)이며, 단위 용량은 대부분 2-3.3MW을 이루고 있음. 평균 전력 생산량은 25,834MWh(21,462~30,923MWh)임

- 전력망에 전력을 공급하는 수력발전과 풍력발전의 경우 설비용량과 전력 생산량은 밀접한 상관관계를 나타내고 있음. 설비용량은 풍력발전(10.25MW), 소수력발전(5.79MW)이며, CDM 사업당 평균 전력 생산량은 풍력발전(25,301MWh), 소수력발전(17,466MWh)임.

[그림 4-57] 스리랑카 CDM 사업당 설비용량 및 전력생산량(단위:MW, MWh)



〈표 4-41〉 스리랑카 CDM 사업의 설비용량 및 생산량

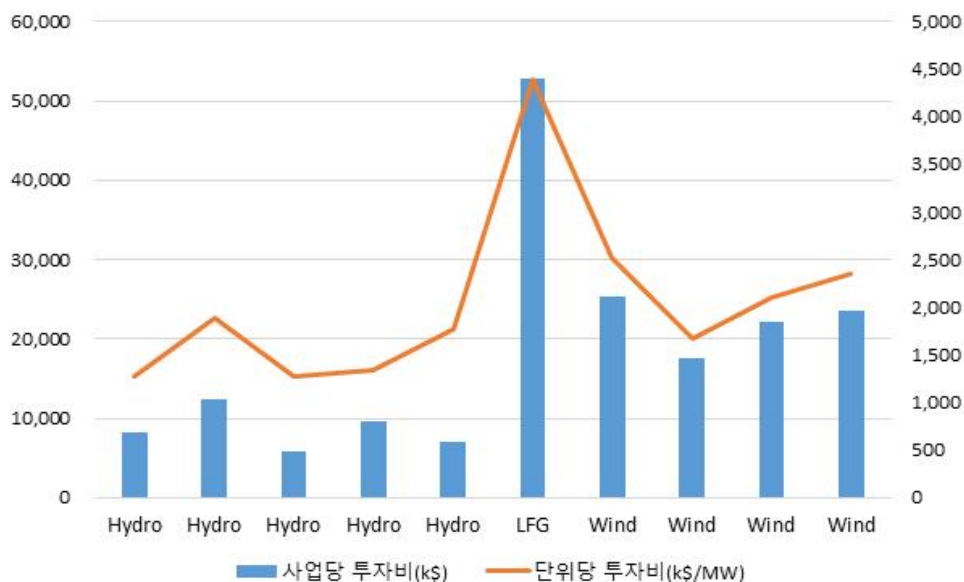
CDM 번호	프로젝트명	설비 용량				가동율 (%)	생산량 및 판매량		
		단위	용량	기수	설비		단위	생산량	판매량
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	MW	2.2	3	6.5	35	MWh	19,930	19,930
5753	Grid connected hydro	MW	3.3	2	6.6	32	MWh	18,502	18,502
9743	Kiriwaneliya Hydro	MW	2.3	2	4.6	35.9	MWh	14,632	14,632
9831	Denawaka Ganga Hydro	MW	3.3	4	7.2	35	MWh	22,000	22,000
9760	Kirkoswald Hydro	MW	1.3	3	4	35	MWh	12,300	12,264
	(소수력 평균)	MW			5.79		MWh	17,473	17,466
9104	Municipal Solid Waste to Energy	MW	3.3	1	12	80	MWh	84,096	70,080
	(매립가스 평균)	MW			12		MWh	84,096	70,080
7374	Mampuri Wind 2	MW	2.0	5	10	29.7	MWh	25,476	25,476
9824	10.5MW PowerGen Wind	MW	3.3	7	10.5	24.5	MWh	21,462	21,462
9990	Mampuri Wind 3	MW	2.1	5	10.5	-	MWh	25,476	25,476
10439	Musalpetti Wind	MW	3.3	5	10	35.3	MWh	30,923	28,789
	(풍력 평균)	MW			10.3		MWh	25,834	25,301

라. 스리랑카 CDM 사업의 비용 구조

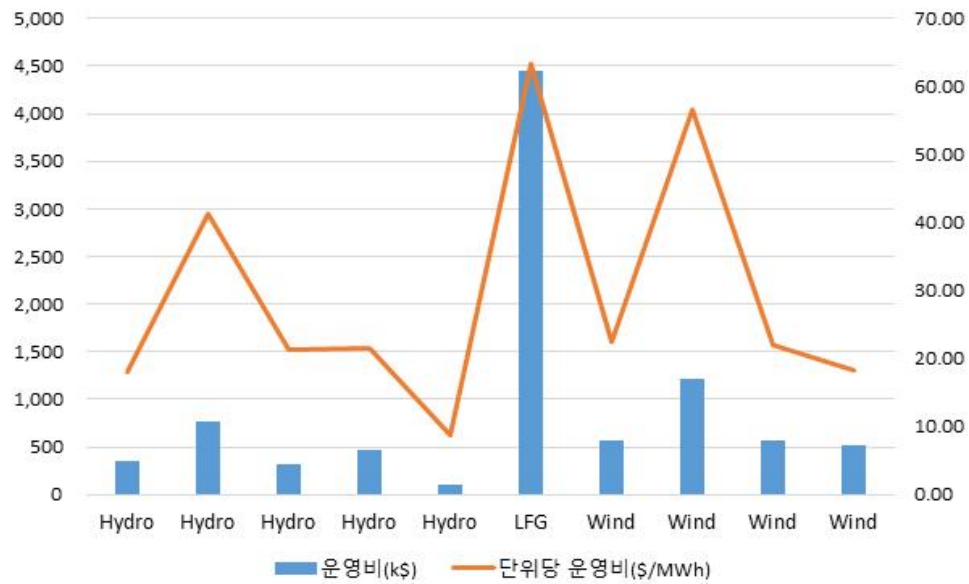
- CDM 프로젝트의 사업당 투자비는 대규모 사업인 매립가스 사업(\$52,719천)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$22,107천), 소수력발전(\$8,676천) 순임. 단위용량 당 투자비 역시 대규모 사업인 매립가스(\$4,393천/MW)가 가장 높고, 다음이 풍력발전(\$2,163천/MW), 소수력발전(\$1,508천/MW) 순임. 사업당 운영비는 매립가스(\$4,446/MWh)가 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$719/MWh), 소수력발전(\$403/MWh) 순서이며, 단위용량 당 운영비는 매립가스(\$63/MWh)가 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$30/MWh), 소수력발전(\$22/MWh) 순서임.
- 매립가스의 투자비는 \$52,719천, 운영비는 \$370,512천/MW임. 사업당 연간 운영비는 \$63임.
- 소수력발전의 사업당 투자비는 \$8,676천(\$5,892~12,483천), 단위 용량당 투자

- 비는 \$1,508천/MW(\$1,274~1,891천/MW)임. 사업당 연간 운영비는 \$403천(\$106-763천), 단위 용량당 운영비는 \$22.15/MWh(\$8.66~41.23/MWh)임
- 풍력발전의 사업당 투자비는 \$22,107천(\$17,559~25,240천), 단위 용량당 투자비는 \$2,163/MW(\$1,672~2,524\$/MW)임. 사업당 연간 운영비는 \$719천(\$523~1,214천), 단위 용량당 운영비는 \$29.84/MWh(\$18.18~56.57/MWh) 수준임
 - CDM 사업당 투자비는 매립가스(\$52,719천)가 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$22,107천), 소수력발전(\$8,676천) 순임. 단위 용량당 투자비는 매립가스(\$4,393천/MW)가 가장 높고, 다음이 풍력발전(\$2,163천/MW), 소수력발전(\$1,508천/MW) 순임
 - CDM 사업당 운영비는 매립가스(\$4,446천)가 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$719천), 소수력발전(\$403천) 순서이며, 용량당 운영비는 매립가스(\$63.44/MWh)가 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$29.84/MWh), 소수력발전(\$22.15/MWh) 순서임

[그림 4-58] 스리랑카 CDM 사업의 사업당 및 용량당 투자비(단위:천\$, 천\$/MW)



[그림 4-59] 스리랑카 CDM 사업의 사업당 및 용량당
운영비(단위:천\$, \$/MWh)



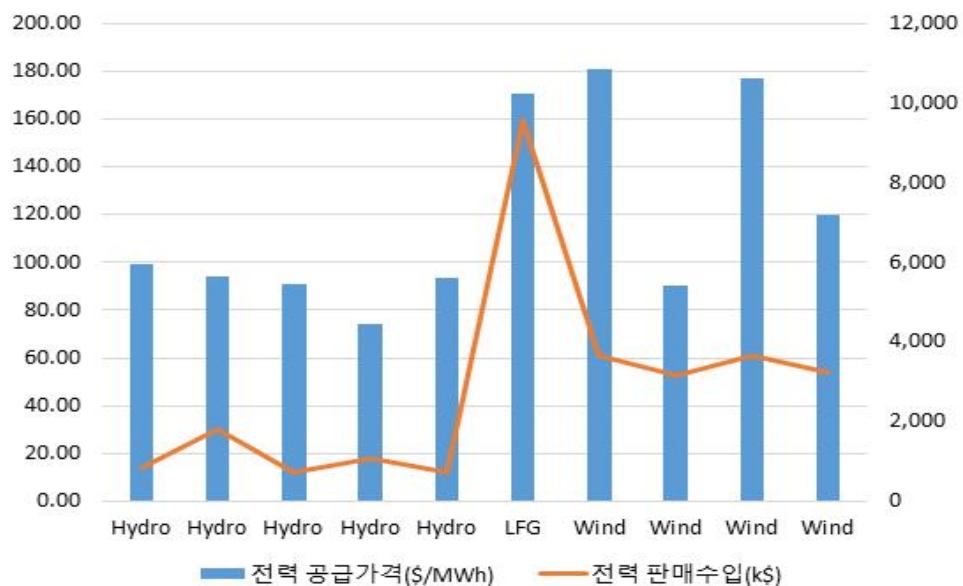
〈표 4-42〉 스리랑카 CDM 사업의 비용 구조

CDM 번호	프로젝트명	투자비 및 운영비			단위당 투자비 및 운영비			
		단위	비용	운영비	단위	투자비	단위	운영비
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	k\$	8,283	358	k\$/MW	1,274	\$/MWh	17.98
5753	Grid connected hydro	k\$	12,483	763	k\$/MW	1,891	\$/MWh	41.23
9743	Kiriwaneliya Hydro	k\$	5,892	313	k\$/MW	1,267	\$/MWh	21.39
9831	Denawaka Ganga Hydro	k\$	9,648	473	k\$/MW	1,340	\$/MWh	21.51
9760	Kirkoswald Hydro	k\$	7,076	106	k\$/MW	1,769	\$/MWh	8.66
	(소수력 평균)		8,676	403		1,508		22
9104	Municipal Solid Waste to Energy	k\$	52,719	4,446	k\$/MW	4,393	\$/MWh	63.44
	(매립가스 평균)		52,719	4,446		4,393		63
7374	Mampuri Wind 2	k\$	25,240	575	k\$/MW	2,524	\$/MWh	22.57
9824	10.5MW PowerGen Wind	k\$	17,559	1,214	k\$/MW	1,672	\$/MWh	56.57
9990	Mampuri Wind 3	k\$	22,064	562	k\$/MW	2,101	\$/MWh	22.05
10439	Musalpetti Wind	k\$	23,563	523	k\$/MW	2,356	\$/MWh	18.18
	(풍력 평균)		22,107	719		2,163		30

마. 스리랑카 CDM 사업의 수입 구조

- 수력발전과 풍력발전 및 매립가스 사업 모두 전력 판매수입이 발생하는 사업임. 스리랑카 CDM 분석대상 사업은 모두 스리랑카 국가전력청인 Ceylon Electricity Board(CEB)의 전력망을 이용함.
- CEB은 스리랑카 전역에 효율적이고 경제적인 전력공급을 관장하는 정부조직으로, 독립전력생산자(Independent Power Producers, IPP)의 생산전력을 구입하여 전국 CEB 전력망을 통해 전력을 공급하는 역할도 수행함.
- 발전사업 대부분이 국가 전력망(National grid)을 이용하며, 국가전력망에 연결되지 않은 독자 발전(off-grid)은 스리랑카 총 발전량의 약 1% 미만임.
- 소수력발전의 평균 전력 공급가격은 \$90.41/MWh이며, 매립가스는 \$170.61/MWh, 풍력발전의 평균 전력 공급가격은 \$141.77/MWh로서 매립가스 사업의 전력 공급가격이 가장 높고 소수력발전의 전력 공급가격이 가장 낮은 수준임. 전력 판매수입은 대규모 매립가스 발전이 \$9,565천이며, 소규모 발전으로는 풍력발전이 \$3,421천, 소수력발전이 \$1,042천임

[그림 4-60] 스리랑카 CDM 사업의 전력 공급가격과 전력 판매수입(단위:\$/MWh, 천\$)



〈표 4-43〉 스리랑카 CDM 사업의 수입 구조

CDM 번호	프로젝트명	전력 판매 단가			전력 판매 수입		기타 수입	
		단위	전력망	단가	단위	금액	단위	금액
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	\$/MWh	CEB	99.06	k\$	861	k\$	-
5753	Grid connected hydro	\$/MWh	CEB	94.33	k\$	1,791	k\$	-
9743	Kiriwaneliya Hydro	\$/MWh	CEB	91.19	k\$	726	k\$	-
9831	Denawaka Ganga Hydro	\$/MWh	CEB	74.24	k\$	1,083	k\$	-
9760	Kirkoswald Hydro	\$/MWh	CEB	93.26	k\$	747	k\$	-
	(소수력 평균)			90.41		1,042		-
9104	Municipal Solid Waste to Energy	\$/MWh	CEB	170.61	k\$	9,565	k\$	-
	(매립가스 평균)			170.61		9,565		-
7374	Mampuri Wind 2	\$/MWh	CEB	180.79	k\$	3,647	k\$	-
9824	10.5MW PowerGen Wind	\$/MWh	CEB	90.00	k\$	3,149	k\$	-
9990	Mampuri Wind 3	\$/MWh	CEB	176.69	k\$	3,646	k\$	-
10439	Musalpetti Wind	\$/MWh	CEB	119.60	k\$	3,240	k\$	-
	(풍력 평균)			141.77		3,421		-

바. 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축량

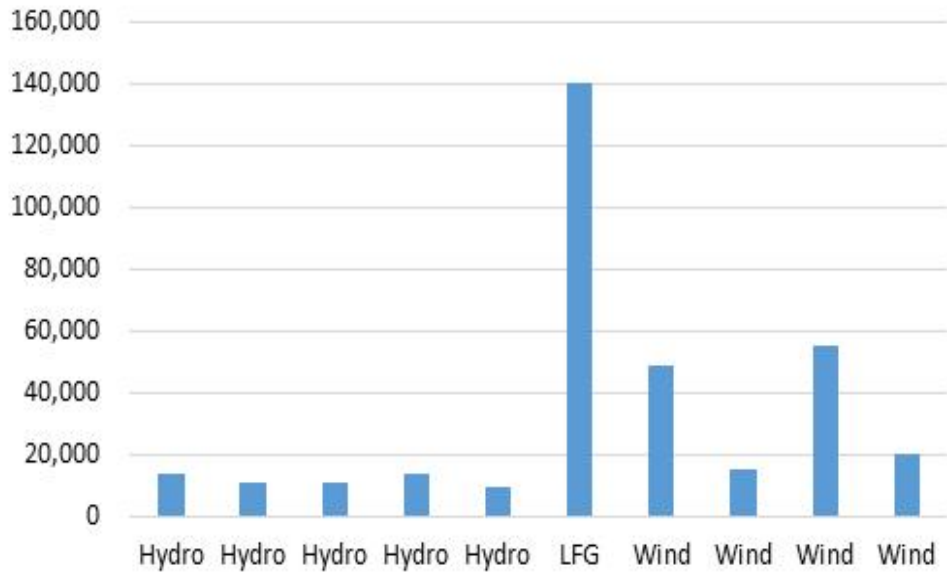
- 스리랑카 CDM 사업은 대부분 소규모 사업으로 추진되고 있음. 수력발전, 풍력발전은 모두 대규모 사업이며, 매립가스 발전만이 소규모 사업임
- 스리랑카의 소수력발전과 풍력발전 프로젝트는 신재생에너지 전력을 전력망에 연계하는 AMS-I.D(Grid connected renewable electricity generation)를, 매립가스 프로젝트는 폐기물 처리 사업에 적용하는 ACM0022(Alternative waste treatment processes)를 적용했음

〈표 4-44〉 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론

CDM 번호	프로젝트명	형태	규모	방법론
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
5753	Grid connected hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
9743	Kiriwaneliya Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
9831	Denawaka Ganga Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
9760	Kirkoswald Hydro	수력발전	소규모	AMS-I.D.
9104	Municipal Solid Waste to Energy	매립가스	대규모	ACM0022
7374	Mampuri Wind 2	풍력발전	소규모	AMS-I.D.
9824	10.5MW PowerGen Wind	풍력발전	소규모	AMS-I.D.
9990	Mampuri Wind 3	풍력발전	소규모	AMS-I.D.
10439	Musalpetti Wind	풍력발전	소규모	AMS-I.D.

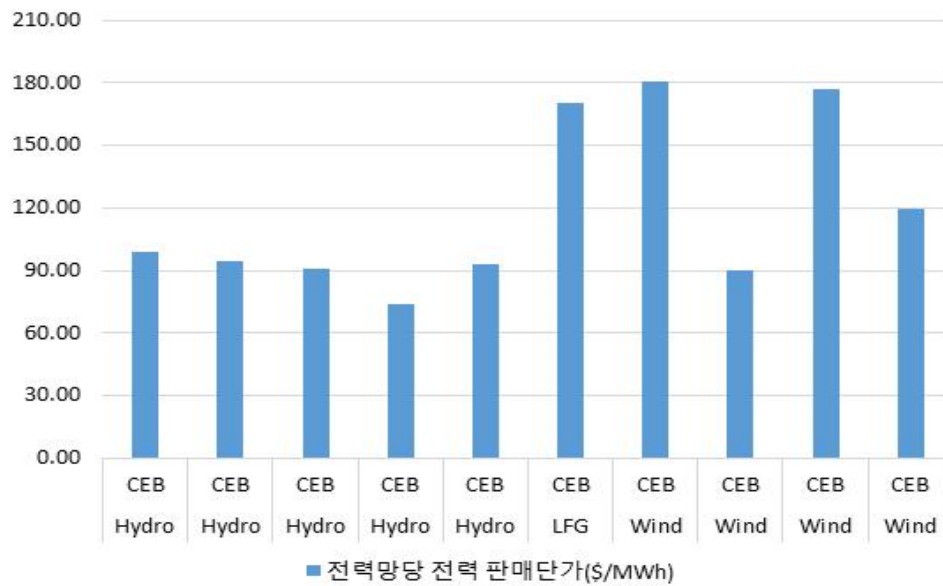
- 스리랑카 CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간(예상) 온실가스 감축량은 대규모 매립가스 발전사업(각각 139,829tCO₂/년, 1,398,295tCO₂)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(각각 54,972tCO₂/년, 1,099,440tCO₂), 소수력발전(각각 13,573tCO₂/년, 283,143tCO₂)임
- CDM 사업이 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수는 대규모 매립가스 발전사업(0.7538tCO₂/MWh)이 가장 높고, 다음으로는 소수력발전(0.7269tCO₂/MWh), 풍력발전(0.7202tCO₂/MWh)임. CER 발행기간 총 온실가스 예상 감축량 대비 지금까지 발행된 CER 비중은 낮은 수준에 머물고 있어 미발행된 감축량이 향후 시장에 공급될 가능성이 높을 것으로 예상됨
- 2020년 8월까지 발행된 사업당 CER 발행규모는 소수력발전에서는 두 개의 프로젝트에서 23,440tCO₂와 86,687tCO₂이 발행되었음. 매립가스 발전 사업에서는 현재까지 발행된 CER이 없으며, 풍력발전에서는 두 개의 프로젝트에서 55,085tCO₂과 70,013tCO₂이 발행되었음
- 스리랑카 전체의 CDM 사업 예상 감축량 대비 CER 발행 비중은 4.4%로, UNFCCC에 등록된 프로젝트 기준의 발행 CER비중 9.1%에 비하면 낮은 수준임.

[그림 4-61] 스리랑카 사업당 연간 온실가스 감축량(단위:tCO₂/년)



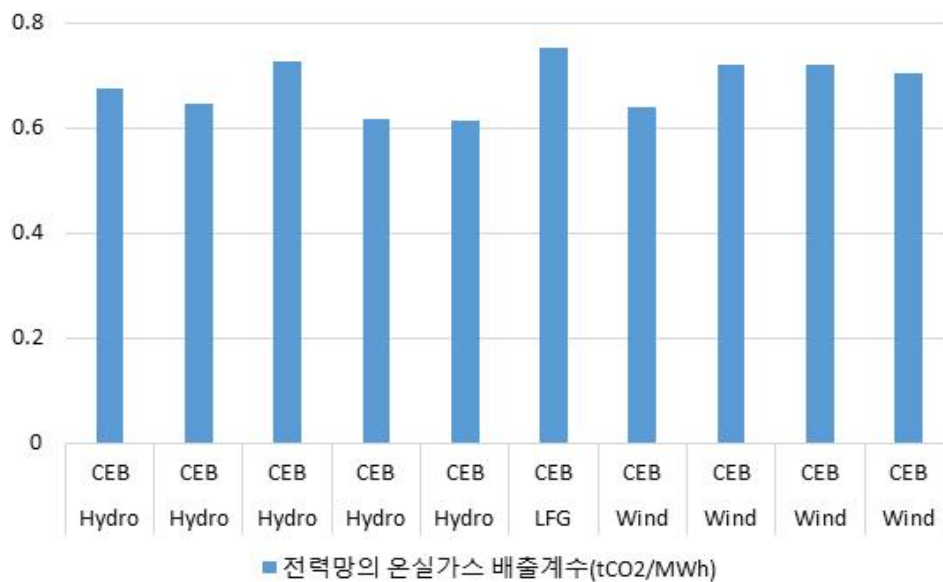
- 스리랑카의 발전사업은 대부분 스리랑카 전력청(CEB) 전력망인 국가전력망 (national grid)을 이용함. 소수력발전의 전력망 전력 판매단가는 평균 \$90.41/MWh, 풍력발전은 평균 \$141.77/MWh임. 분석 프로젝트 대상이 하나 인 매립가스 발전사업은 \$170.61/MWh임

[그림 4-62] 스리랑카 CDM 사업의 전력망 전력 판매
단가(단위:\$/MWh)



- 전력망에 전력을 공급하는 CDM 사업의 전력망 온실가스 배출계수는 모두 0.6kgCO₂/KWh 이상으로 유사한 수준을 지니고 있음

[그림 4-63] 스리랑카 CDM 사업의 전력망 온실가스
배출계수(단위:tCO₂/MWh)



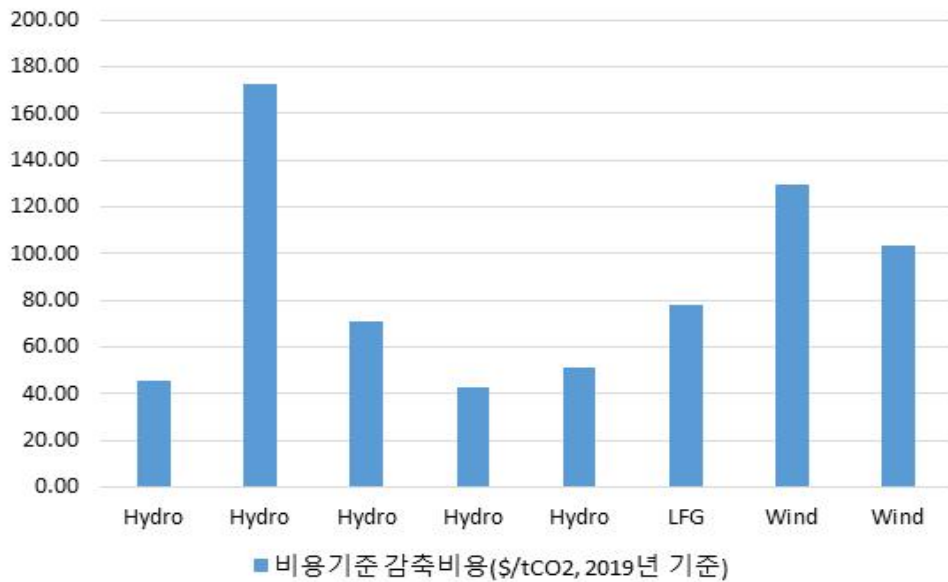
〈표 4-45〉 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축량

CDM 번호	프로젝트명	배출계수 (kgCO ₂ /KWh)		CO ₂ 감축량(tCO ₂ 톤)		발행 CER (tCO ₂ , B)	B/A (%)
		전력망	계수	연간	총량(A)		
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	CEB	0.6766	13,483	283,143	86,687	0.31
5753	Grid connected hydro	CEB	0.6471	10,883	108,837	-	-
9743	Kiriwaneliya Hydro	CEB	0.7269	10,636	212,720	23,440	0.11
9831	Denawaka Ganga Hydro	CEB	0.6160	13,573	271,460	-	-
9760	Kirkoswald Hydro	CEB	0.6149	9,224	184,480	-	-
9104	Municipal Solid Waste to Energy	CEB	0.7538	139,829	1,398,295	-	-
7374	Mampuri Wind 2	CEB	0.6380	48,765	1,024,065	70,013	0.07
9824	10.5MW PowerGen Wind	CEB	0.7202	15,456	309,120	-	-
9990	Mampuri Wind 3	CEB	0.7193	54,972	1,099,440	55,085	0.05
10439	Musalpetti Wind	CEB	0.7043	20,277	405,540	-	-

사. 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축비용

- 스리랑카 CDM 사업의 평균 CER 가격은 풍력발전이 가장 높은 수준(\$12.53/tCO₂)이며, 매립가스(\$12.25/tCO₂), 소수력발전(\$5.41/tCO₂) 순임
- 비용만 고려한 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 풍력발전이 가장 높은 수준(\$100.9/tCO₂)이며 다음으로는 매립가스(\$78.34/tCO₂), 소수력발전(\$76.62/tCO₂) 순임

[그림 4-64] 스리랑카 CDM 사업의 비용기준
감축비용(단위:\$/tCO₂)

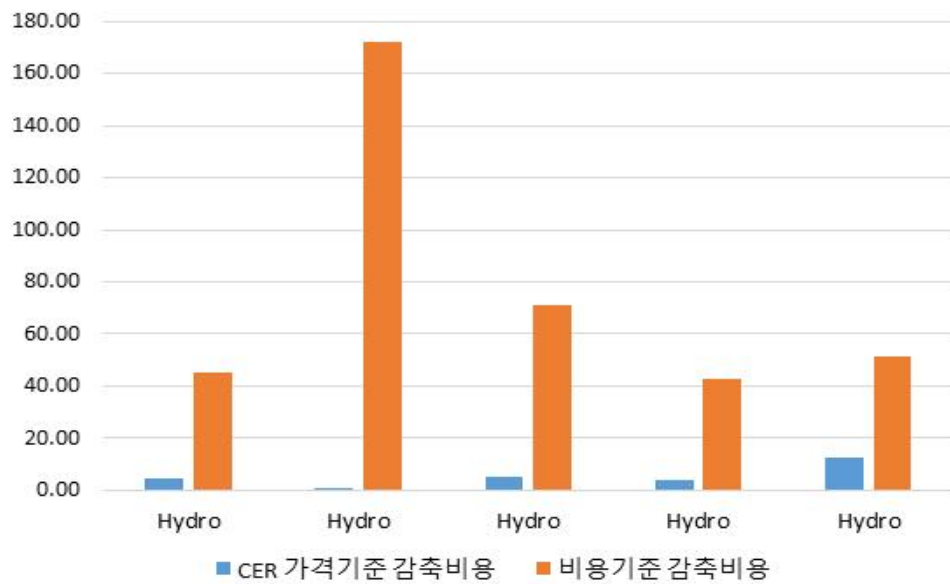


〈표 4-46〉 스리랑카 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년 기준)	
			기준 수익 률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	bench-analy	18.31	16.13	18.59	4.53	45.48
5753	Grid connected hydro	bench-analy	10.00	9.8	11.64	0.60	172.38
9743	Kiriwaneliya Hydro	bench-analy	19.17	17.12	18.99	5.15	71.03
9831	Denawaka Ganga Hydro	bench-analy	19.61	16.53	-	4.24	42.71
9760	Kirkoswald Hydro	bench-analy	19.38	15.23	21.42	12.55	51.51
	(소수력 평균)		17.29	14.96	17.66	5.41	76.62
9104	Municipal Solid Waste to Energy	bench-analy	15.08	8.38	-	12.25	78.34
	(매립가스 평균)		15.08	8.38	-	12.25	78.34
7374	Mampuri Wind 2	bench-analy	15.1	11.78	-	13.03	129.37
9824	10.5MW PowerGen Wind	bench-analy	13.81	11.65	13.85	8.89	103.32
9990	Mampuri Wind 3	bench-analy	15.1	11.79	-	10.33	102.58
10439	Musalpetti Wind	bench-analy	16.45	7.4	-	17.85	68.31
	(풍력 평균)		15.12	10.65	13.85	12.53	100.90

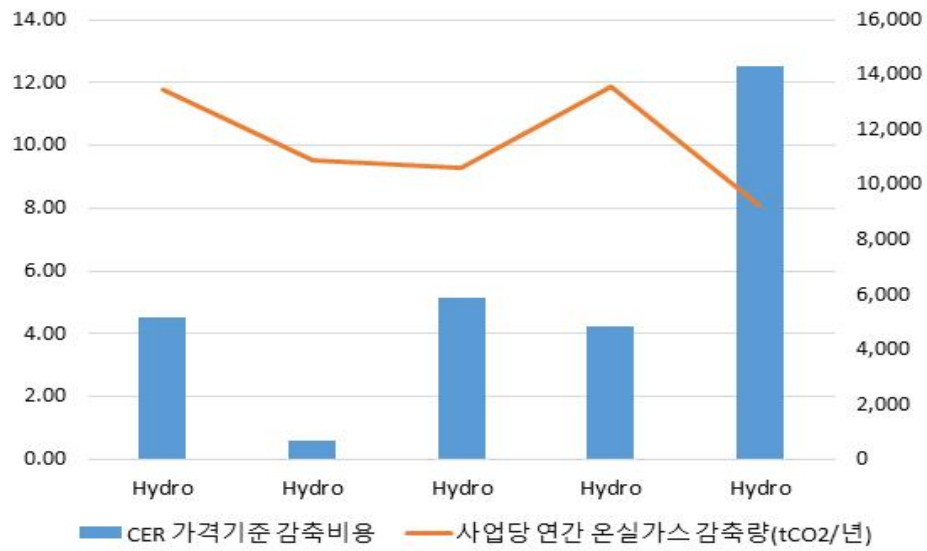
- 스리랑카 CDM 사업의 투자분석은 모두 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 사용하였음. 이는 재생에너지를 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급하는 수력발전, 풍력발전, 매립지가스 발전 등의 CDM 사업에 적용하는 투자분석 방법론이기 때문임
 - 수력발전, 태양광발전, 풍력발전과 같이 생산한 전력을 전력망에 판매하는 경우에는 CER 이외의 판매수입이 있기 때문에 단순비용분석법(simple cost analysis)을 적용할 수 없으며, 투자비 비교분석법(investment comparison)이나 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 사용해야 하지만, 전력망에 전력을 공급하는 경우에는 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 사용해야 함
 - 다른 국가의 CDM 사업 중 전력 판매수입이 없고 비용만 발생하는 매립가스 사업은 단순비용분석법(simple cost analysis)이 적용되었으나, 스리랑카의 해당 매립가스 CDM 사업은 발전용 매립가스로서, 전력수입이 발생하여 내부수익률 분석법을 적용
- 스리랑카 CDM 사업의 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 사업별로 차이를 나타내고 있으며, CER 판매 이후의 내부수익률에 관한 정보는 대부분 제공되지 않고 있으나 최소한 기준 내부수익률을 상회했을 것으로 예상됨
 - CDM 사업의 경제적 추가성 평가 기준이 되는 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 사업별로 수력발전은 18-19%, 매립가스는 15%, 풍력발전은 13-16%로 제시되었으며, 그 수준은 추가성이 평가되는 사업 등록년도 및 사업 유형에 따라 다름
- 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$5.41/tCO₂(\$0.60~12.55/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$76.62/tCO₂(\$42.71~172.38tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 14배 수준으로 나타났음

[그림 4-65] 스리랑카 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂)



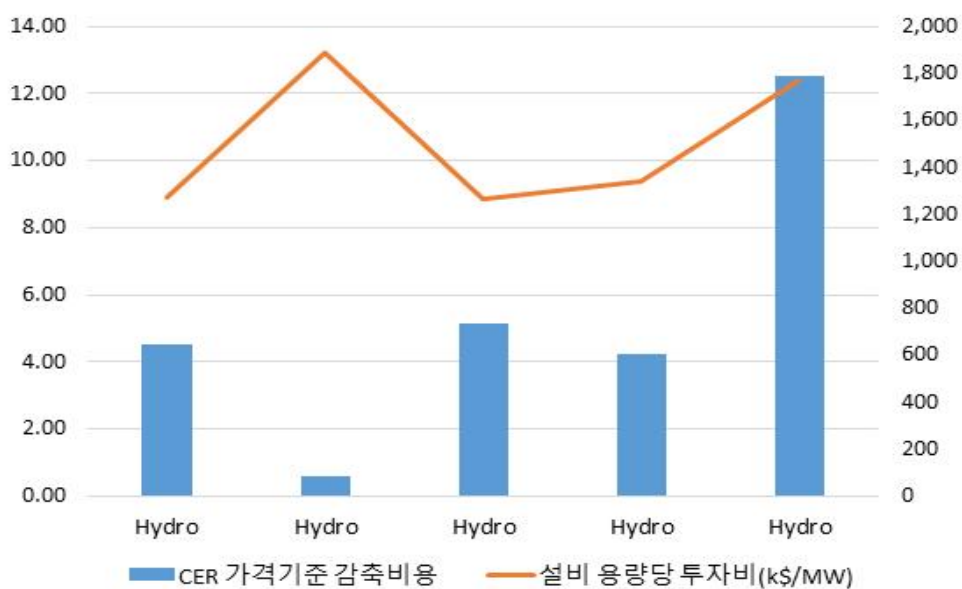
- CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량과의 관계에는 부의 상관관계가 나타나고 있음. 사업당 온실가스 감축량이 높은 사업의 CER 가격은 낮고, 반대로 사업당 온실가스 감축량이 낮은 사업의 CER 가격은 높은 규모경제 효과가 전반적으로 나타나고 있음

[그림 4-66] 스리랑카 소수력발전의 감축비용과 사업당 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



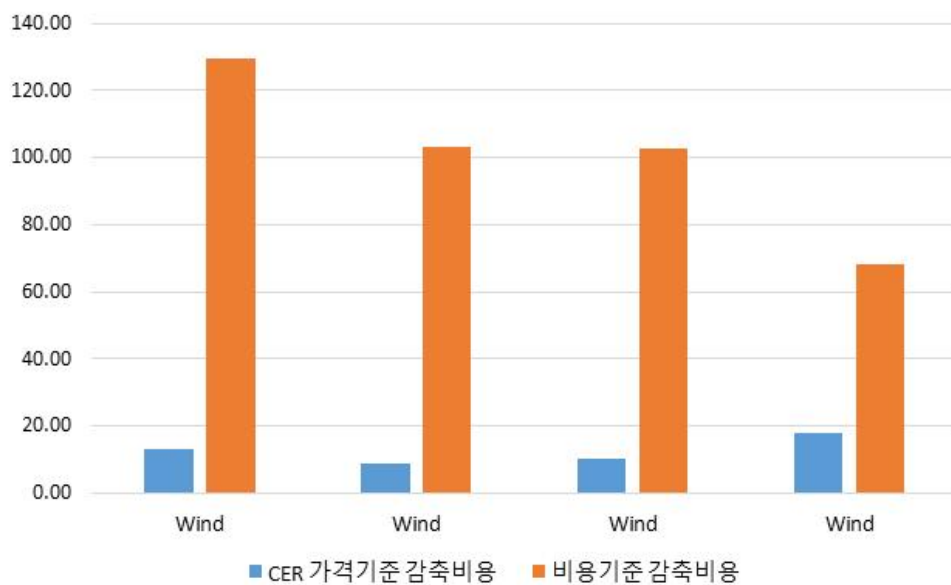
- CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계에는 특별한 상관관계가 나타나지 않고 있음

[그림 4-67] 스리랑카 소수력발전의 감축비용과 설비 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)



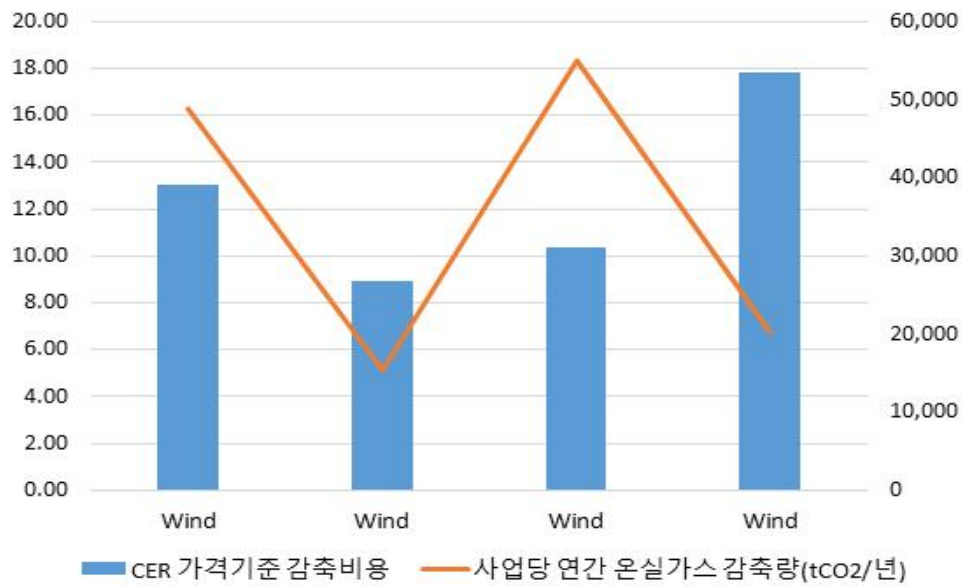
- 매립가스 CDM 사업은 하나만 분석 대상에 포함되었음. CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준)은 \$12.25/tCO₂, 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준)은 \$78.34/tCO₂로 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 6.3배 수준으로 나타났음. 다만, 하나의 사업만이 분석대상이기 때문에 매립가스 사업의 대표성을 갖는다고 판단하기는 어려움
- 풍력발전 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$12.53/tCO₂(\$8.89~17.85/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2019년 가격 기준) 평균은 \$100.9/tCO₂(\$68.31~129.37/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 8배 수준으로 나타났음

[그림 4-68] 스리랑카 풍력발전의 온실가스 감축 비용(단위:\$/tCO₂)



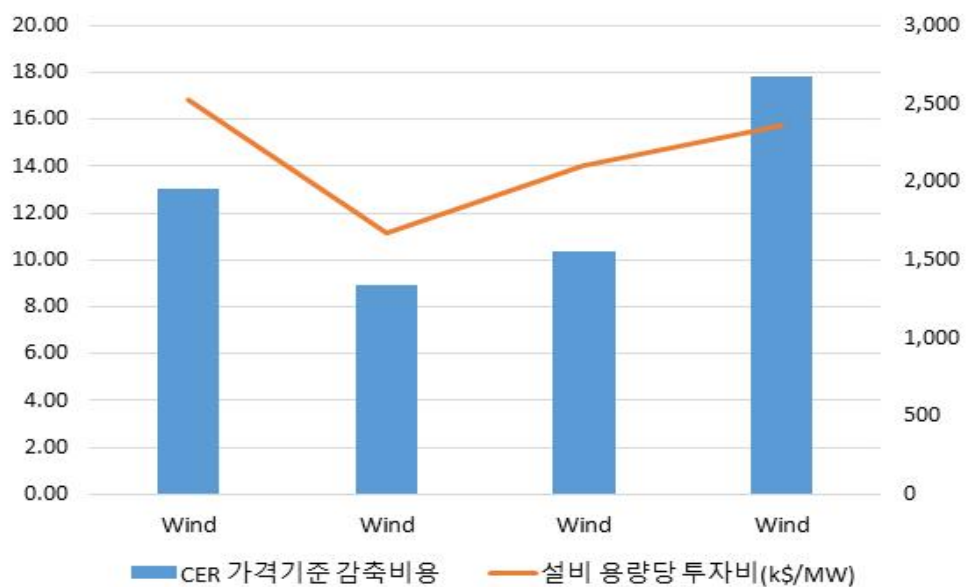
- CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량과의 관계에는 상관관계가 나타나지 않고 있음

[그림 4-69] 스리랑카 풍력발전의 감축비용과 사업당 온실가스 감축량(단위:\$/tCO₂, tCO₂/년)



- 설비 용량 당 투자비가 높은 사업의 감축비용은 비교적 높게 나타나고, 반대로 투자비가 낮은 사업의 감축비용은 낮게 나타나는 경향이 있음

[그림 4-70] 스리랑카 풍력발전의 감축비용과 설비 용량당 투자비(단위:\$/tCO₂, 천\$/MW)



8. 몽골 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석

가. 몽골의 분석대상 CDM 프로젝트

- 투자분석 대상은 CER 발행 경력 및 모니터링 보고서가 존재하는 사업으로 선정했는데 1개에 불과

〈표 4-47〉 몽골의 분석대상 CDM 프로젝트(2020년 7월 기준)

구분	수력 발전	풍력 발전	태양 광	매립 가스	바이오	메탄 회피	N ₂ O 파괴	연료 전환	산림	효율 개선	지열	수송	합계
전체 프로젝트	2	1	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	5
분석 대상	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1

자료:UNFCCC, CDM DB

〈표 4-48〉 몽골 CDM 사업의 형태 및 규모

CDM 번호	프로젝트명	부문	PA/ PoA	규모	형태	등록일	CER발행기간	
							년수	기간
몽골								
786	Durgun Hydropower	발전	PA	소	수력	'07.03.23	21	'08.11.01-'28.10.31

〈표 4-49〉 몽골 CDM 사업의 설비 및 생산량

CDM 번호	프로젝트명	설비 용량				가동 율 (%)	생산량 및 판매량		
		단위	용 량	기 수	총량		단위	생산량	판매량
몽골									
786	Durgun Hydropower	MW	4.0	3	12.0	36.2	MWh	38,053	36,100

〈표 4-50〉 몽골 CDM 사업의 비용 구조

CDM 번호	프로젝트명	투자비		운영비		단위당 투자비 및 운영비		
		단위	비용	단위	운영비	단위	투자비	운영비
몽골								
786	Durgun Hydropower	K\$	26,500	\$/y	191,000	\$/MW(h)	2,208,333	15,917

〈표 4-51〉 몽골 CDM 사업의 수입 구조

CDM 번호	프로젝트명	전력 판매 단가		전력 판매 수입		기타 수입	
		단위	금액	단위	금액	단위	금액
몽골							
786	Durgun Hydropower	\$/KWh	0.042	\$/y	1,516		

〈표 4-52〉 몽골 CDM 사업의 온실가스 감축 추정 방법론

CDM 번호	프로젝트명	규모	형태	방법론
몽골				
786	Durgun Hydropower	소	수력	AMS-I.D.

〈표 4-53〉 몽골 CDM 사업의 온실가스 감축량

CDM 번호	프로젝트명	배출계수		CO ₂ 감축량(CO톤)		발행 CER(tCO ₂ , B)	B/A (%)
		단위	계수	연간	총량(A)		
몽골							
786	Durgun Hydropower	kgCO ₂ /kwh	0.8	28,800	604,800	57,768	9.6

〈표 4-54〉 몽골 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자 분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
몽골							
786	Durgun Hydropower	benchmark	8.0	4.98	-	57.15	167.30

9. 5개 국가 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 종합

가. 소수력발전의 온실가스 감축비용(CER 가격 추정)

1) 소수력발전의 온실가스 감축량

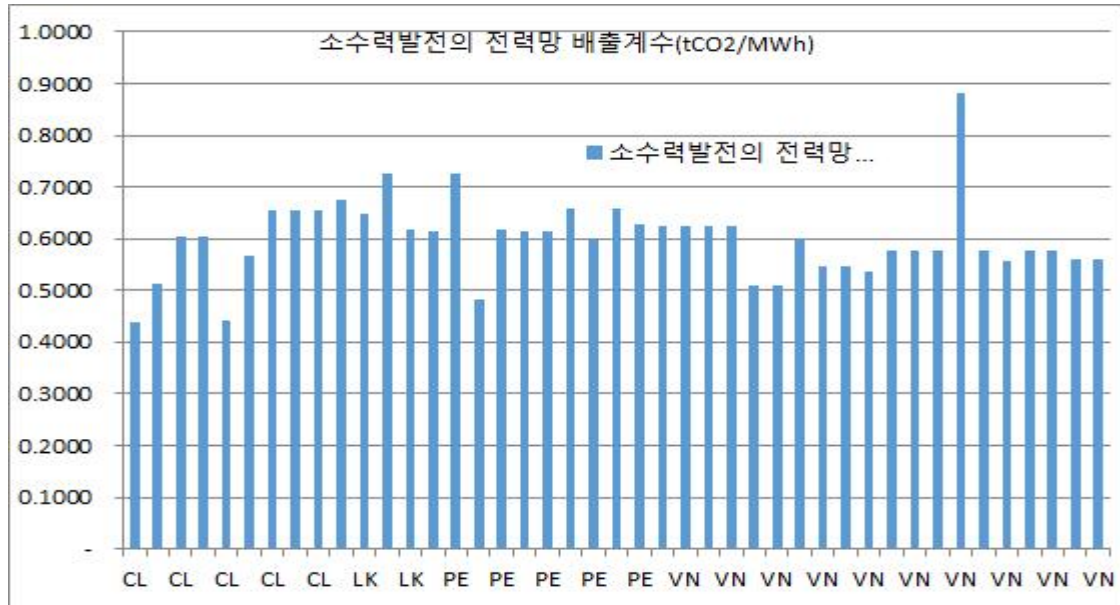
- 분석대상 43개 소수력발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.5994tCO₂/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 21,164tCO₂/건, 소수력발전 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 2,687tCO₂/MW로 나타났음

〈표 4-55〉 4개국 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 평균 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	0.5704	19,649	2,743
베트남	0.3420	19,163	2,349
페루	0.6223	32,462	3,741
스리랑카	0.6563	11,560	2,040
전체	0.5994	21,164	2,687

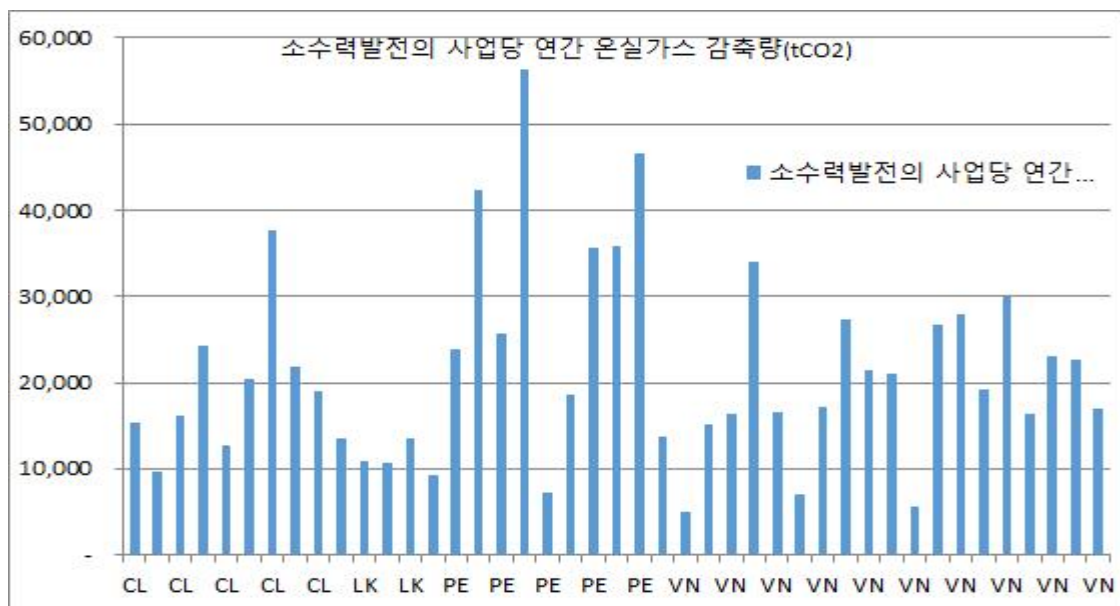
- 소수력발전이 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수는 스리랑카가 가장 높은 0.6563tCO₂/MWh, 다음으로는 페루 0.6223tCO₂/MWh, 칠레 0.5704tCO₂/MWh이며, 베트남이 가장 낮은 0.3420tCO₂/MWh임. 전력망의 배출계수는 전력망의 온실가스 배출계수 산정방법 및 개별 전력망에 따라 상이하기 때문에 배출계수를 통해서 전력망의 저탄소 발전원 비중을 평가하기는 어려울 것으로 예상됨

[그림 4-71] 4개국 소수력발전의 전력망 온실가스 배출계수(단위:tCO₂/MWh)



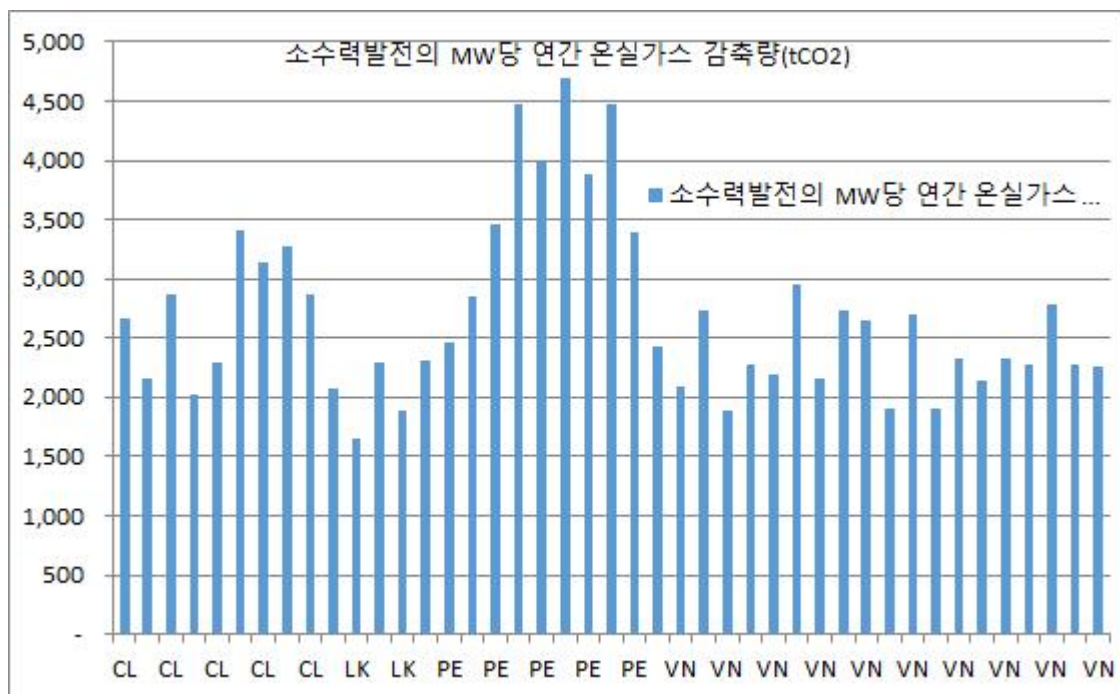
- 소수력발전 CDM 사업당 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 32,462tCO₂/건이며, 다음으로는 칠레가 19,649tCO₂/건, 베트남이 19,163tCO₂/건이며 스리랑카가 가장 낮은 11,560tCO₂/건으로 분석되었음

[그림 4-72] 4개국 소수력발전의 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



- 소수력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 3,741tCO₂/MW이며, 다음으로는 칠레 2,743tCO₂/MW, 베트남 2,349tCO₂/MW이며, 스리랑카가 가장 낮은 2,040tCO₂/MW으로 분석되었음. CDM 사업 건당 온실가스 감축량과 설비 용량당 온실가스 감축량은 높은 상관관계를 갖게 됨에 따라 규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축량도 큰 것으로 나타났음

[그림 4-73] 4개국 소수력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/MW)



2) 소수력발전의 온실가스 감축 비용

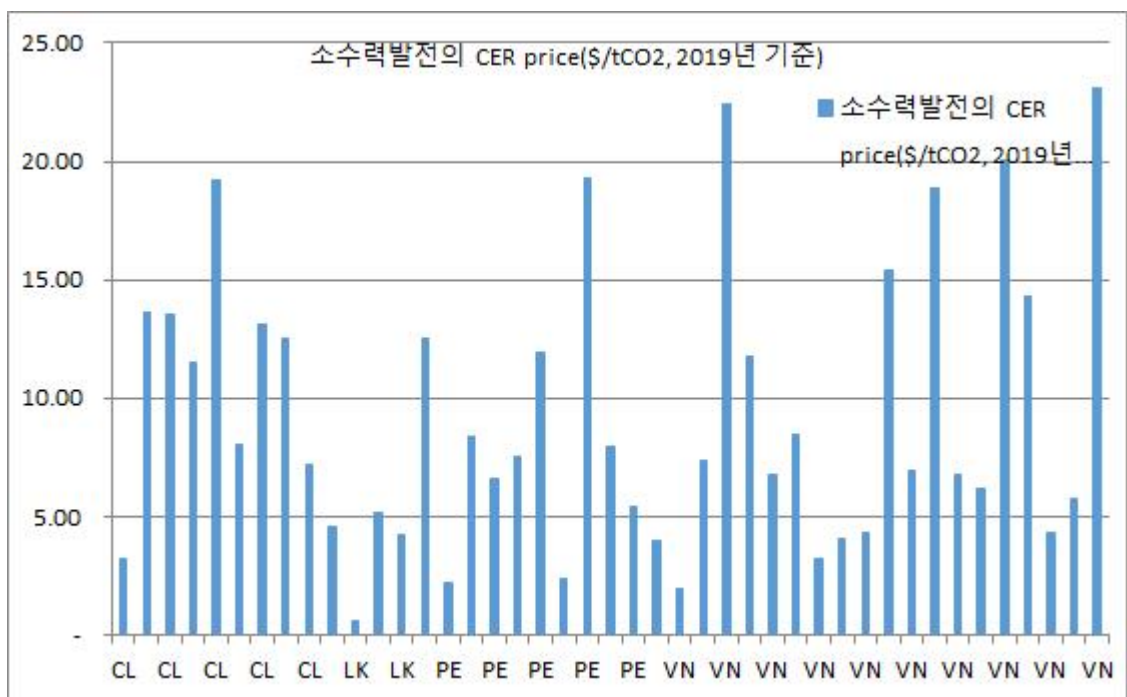
- 분석대상 43개 소수력발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$9.23/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$61.43/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 6.7배 높은 수준임. CDM 사업의 등록된 년도를 기준으로 추정한 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$6.53/tCO₂로서 나타남

〈표 4-56〉 4개국 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	8.48	11.33	72.86
베트남	6.22	9.81	62.97
페루	6.56	7.97	38.11
스리랑카	4.22	5.41	76.62
전체	6.53	9.23	61.43

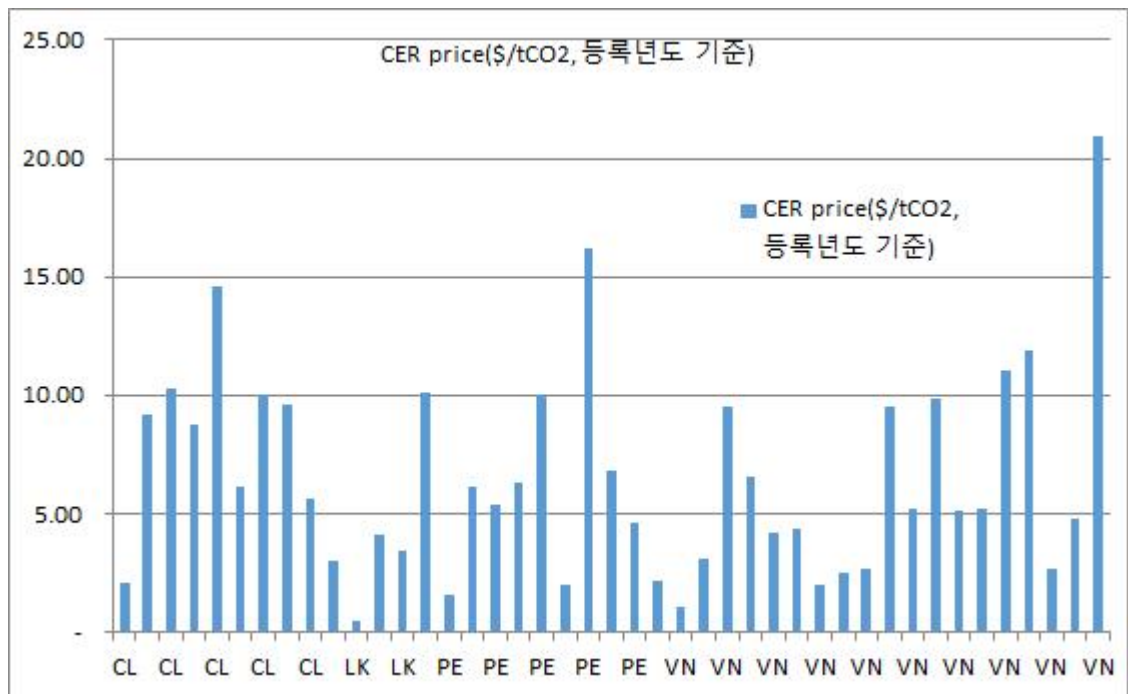
- 소수력발전 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 칠레가 가장 높은 \$11.33/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$9.81/tCO₂, 페루 \$7.97/tCO₂이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$5.41/tCO₂로 나타남
- 칠레의 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 하락하는 추이를 나타내고 있으며, 페루의 비용 역시 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있으나, 베트남의 경우에는 시간에 따른 특별한 추이를 나타내지 않고 있음

[그림 4-74] 4개국 소수력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



- 소수력발전 CDM 사업을 등록연도 기준으로 나타내면 시간의 경과에 따른 온실가스 감축비용 하락 추이가 더욱 뚜렷하게 나타나고 있음. 물가상승에 따른 가격효과를 제외할 경우(경상가격 기준) 칠레와 페루의 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 하락하는 추이를 나타내고 있음

[그림 4-75] 4개국 소수력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 등록연도 기준)



3) 소수력발전의 설비당 투자비

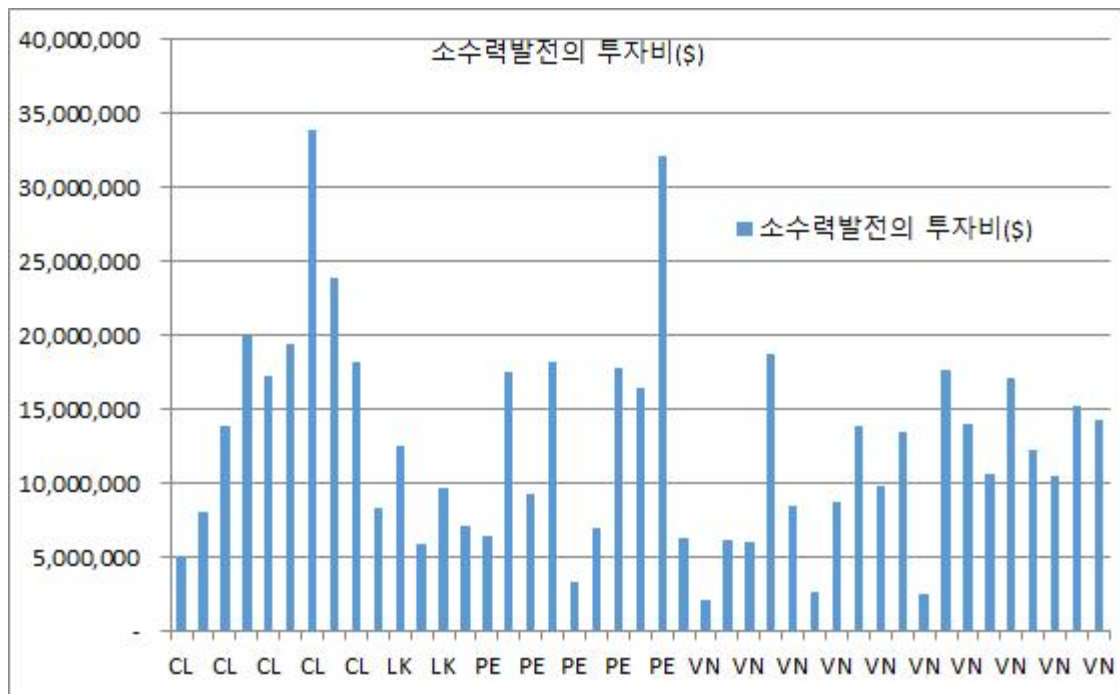
- 분석대상 43개 소수력발전 CDM사업의 평균 투자비는 \$12,601,907이며 설비(MW)당 투자비는 \$1,609,267로 나타남. CDM 사업의 연간 운영비는 \$310,715이며 설비(MW)당 연간 운영비는 \$41,415이며, 전력 생산량 당 연간 운영비는 \$9.42/MWh로 나타남

〈표 4-57〉 4개국 소수력발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	17,736,423	468,021	2,483,951	65,747	14.47
베트남	10,531,715	154,992	1,239,233	18,018	4.40
페루	12,248,617	448,372	1,612,935	55,388	8.48
스리랑카	8,676,463	402,669	1,508,372	66,051	22.15
전체	12,601,907	310,715	1,609,267	41,415	9.42

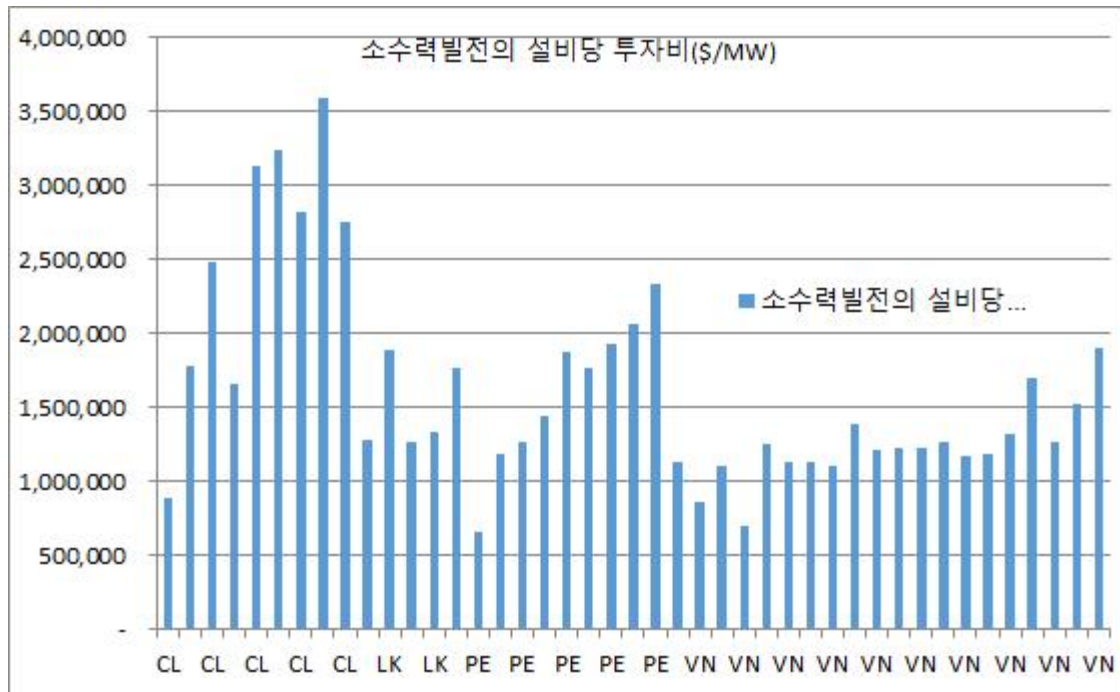
- 소수력발전 CDM 사업의 투자비는 칠레가 가장 높은 \$17,736,423이며, 다음으로는 페루 \$12,248,617, 베트남 \$10,531,715이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$8,676,463을 나타남

[그림 4-76] 4개국 소수력발전의 투자비(단위:\$, 2019년 기준)



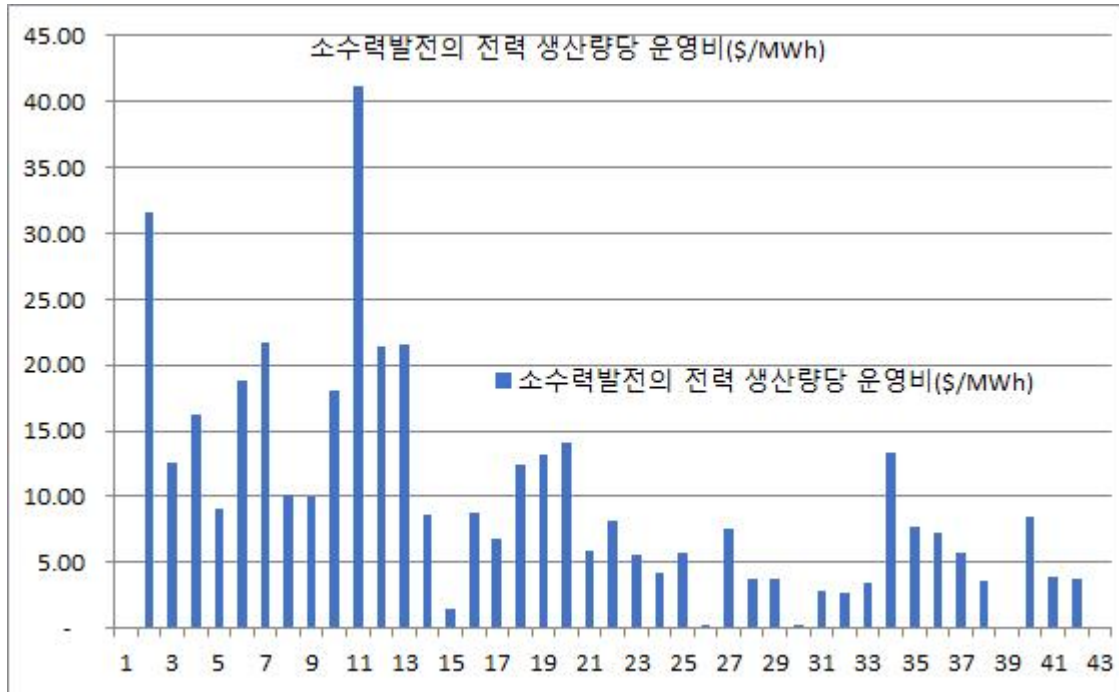
- 소수력발전 설비(MW)당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$2,483,951이며, 다음으로는 페루 \$1,612,935, 스리랑카 \$1,508,372이며, 베트남이 가장 낮은 \$1,239,233으로 나타남

[그림 4-77] 4개국 소수력발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)



- 소수력발전의 운영비는 칠레가 가장 높은 \$468,021이며, 다음으로는 페루 \$448,372, 스리랑카 \$402,669이며, 베트남이 가장 낮은 \$154,992로 나타남
- 소수력발전의 전력 생산량(MWh)당 운영비는 스리랑카가 가장 높은 \$22.15/MWh이며, 다음으로는 칠레 \$14.47, 페루 \$8.48이며, 베트남이 가장 낮은 \$4.40으로 나타남

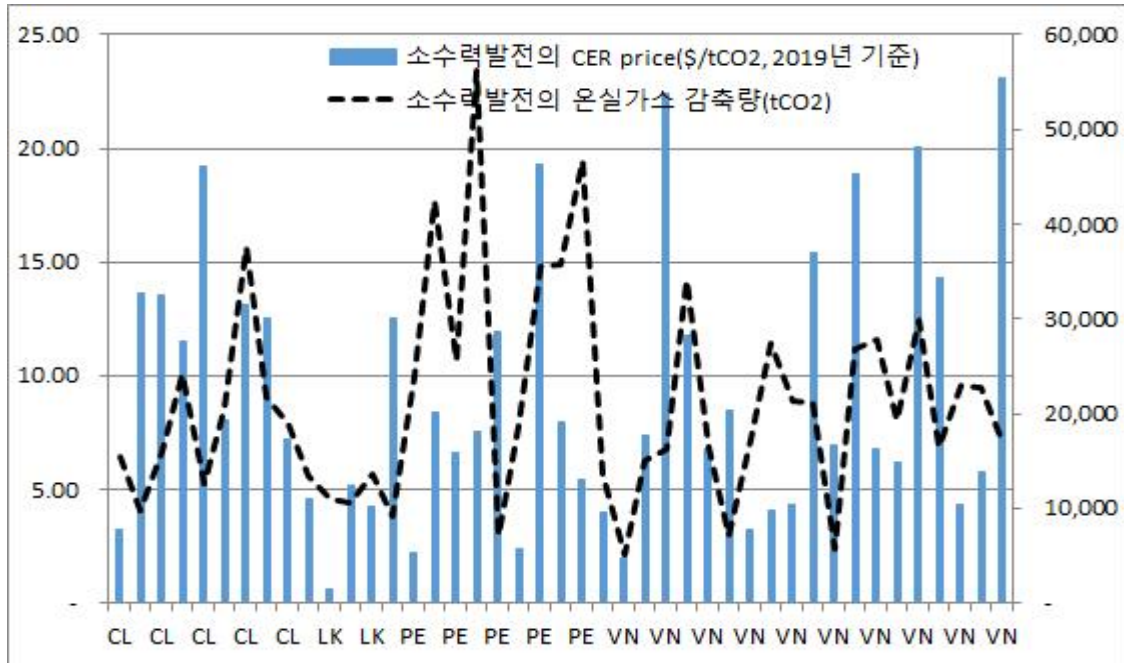
[그림 4-78] 4개국 소수력발전의 전력 생산량당 운영비(단위:\$/MWh, 2019년 기준)



4) 소수력발전의 온실가스 감축규모 및 투자비와 온실가스 감축비용 관계

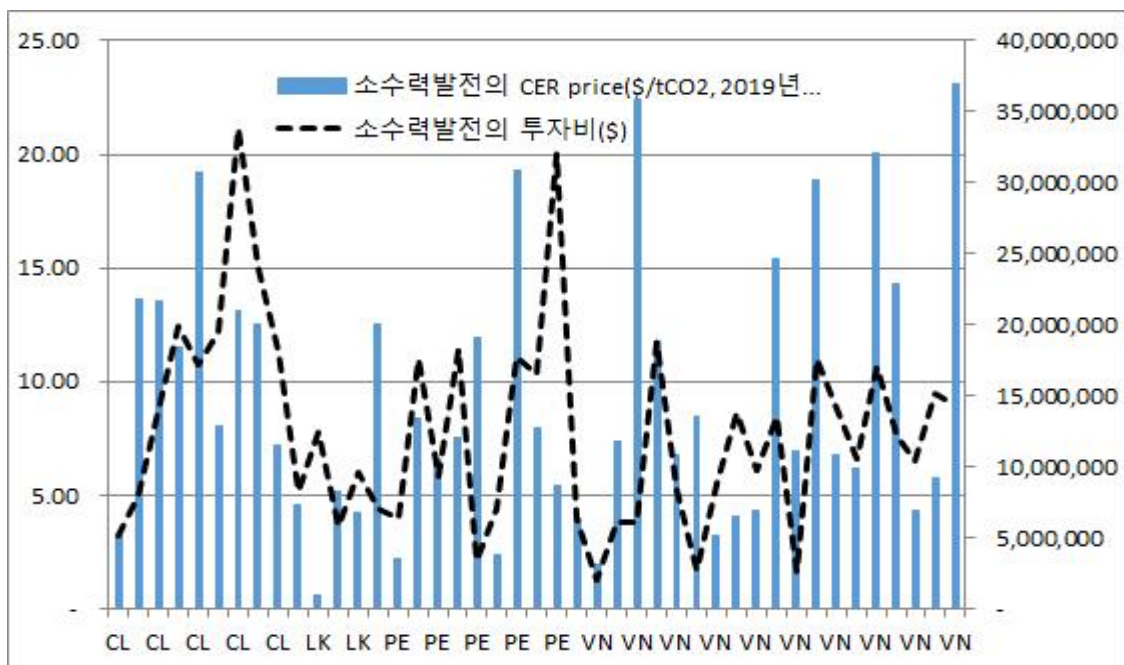
- 분석대상 43개 소수력발전 CDM사업의 온실가스 감축량 규모와 온실가스 감축비용은 전반적으로 온실가스 감축규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축비용이 높은 관계를 나타내고 있어서 소수력발전 CDM 사업에서는 규모경제 효과가 나타나지 않은 것으로 분석됨

[그림 4-79] 4개국 소수력발전의 온실가스 감축규모와 감축비용(단위:tCO₂, \$/tCO₂)



- 소수력발전 CDM사업의 투자비와 온실가스 감축비용은 전반적으로 투자비가 높을수록 온실가스 감축비용이 높은 관계를 나타내고 있음

[그림 4-80] 4개국 소수력발전의 투자비와 온실가스 감축비용(단위:tCO₂, \$/tCO₂)



- 이상의 결과를 종합하면 소수력발전의 비용은 전반적으로 베트남이 가장 낮은 수준을 나타내고 칠레와 페루가 높은 수준을 나타내고 있음. 이는 베트남의 수력발전 여건이 양호하다는 점을 말해주고 있음

나. 태양광발전의 온실가스 감축비용

1) 태양광발전의 온실가스 감축량

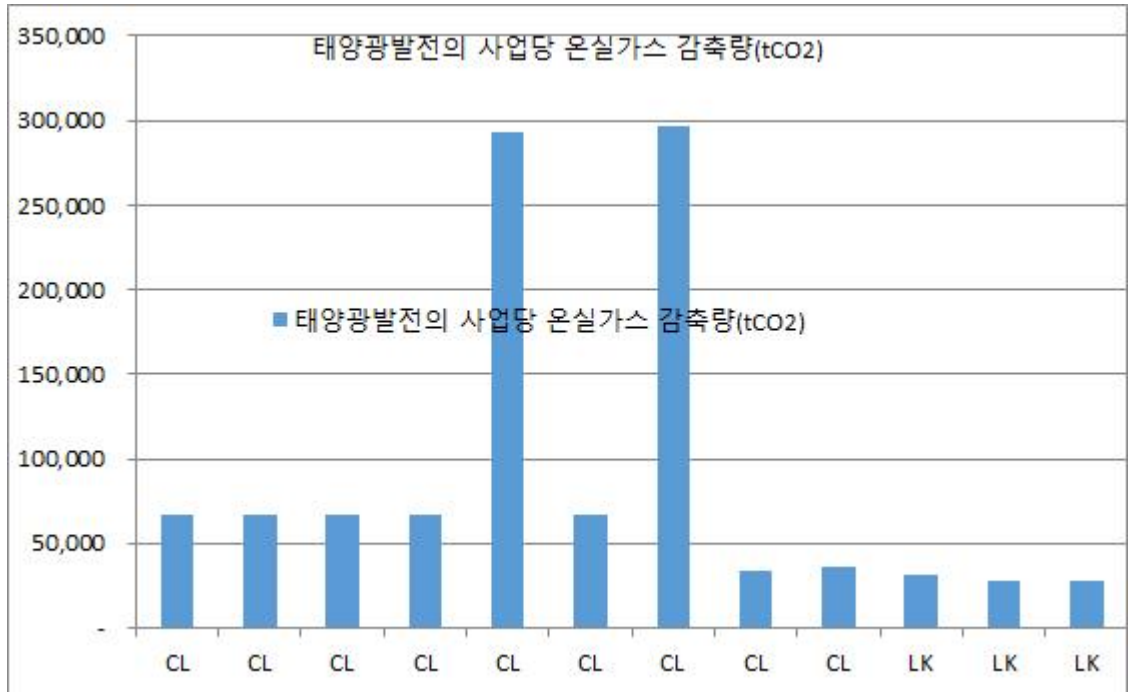
- 분석대상 12개 태양광발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.7286tCO₂/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 90,154tCO₂/건, 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 1,879tCO₂/MW로 나타났음

〈표 4-58〉 4개국 태양광발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	0.7778	131,980	2,055
베트남	-	-	-
페루	0.6597	31,597	1,632
스리랑카	-	-	-
전체	0.7286	90,154	1,879

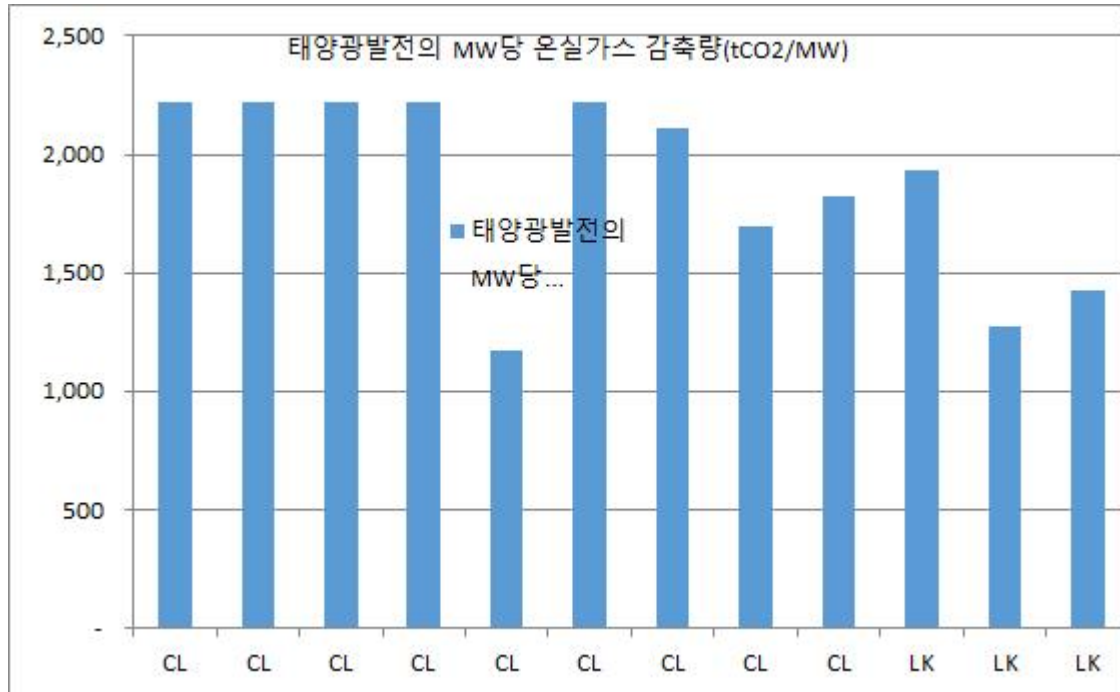
- 태양광발전이 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수는 칠레가 가장 높은 0.7778tCO₂/MWh이며 페루가 가장 낮은 0.6597tCO₂/MWh로서 소수력발전의 배출계수에 비해 높은 수준임. 베트남의 경우, CDM으로 등록된 태양광발전의 설비능력이 전력망 설비능력의 2%에도 미치지 못함에 따라 PDD에 비용 관련 자료가 없어서 분석 대상으로 설정하지 못했음
- 태양광발전 CDM 사업당 온실가스 감축량은 칠레가 가장 높은 131,980tCO₂/건이며, 페루가 가장 낮은 31,597tCO₂/건으로 분석되었음. 칠레 태양광발전 CDM 사업 중에서 2개의 사업의 온실가스 감축량이 높게 나타난 것은 설비용량이 다른 사업에 비해 월등하게 큰 사업(250MW, 141MW)이기 때문임

[그림 4-81] 4개국 태양광발전 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



- 태양광발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량은 칠레가 가장 높은 2,055tCO₂/MW이며, 페루가 가장 낮은 1,632tCO₂/MW으로 분석되었음. CDM 사업 건당 온실가스 감축량과 설비 용량당 온실가스 감축량이 높은 상관관계를 갖는 것으로 나타남에 따라 규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축량도 큰 것으로 나타났음

[그림 4-82] 4개국 태양광발전의 설비용량당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/MW)



2) 태양광발전의 온실가스 감축 비용

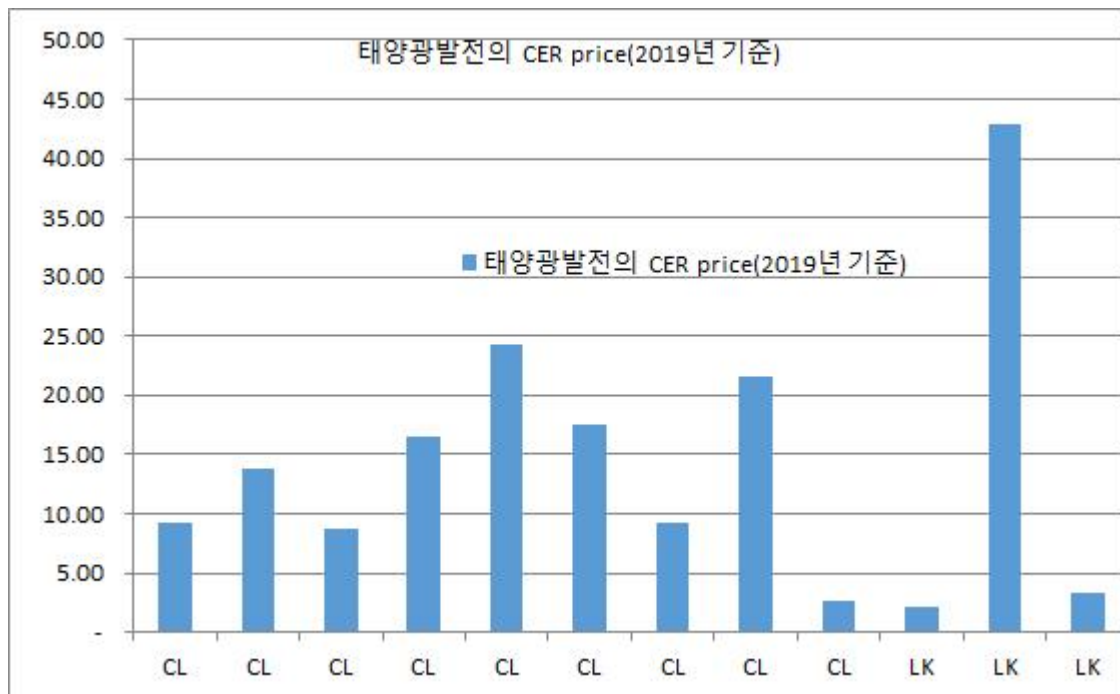
- 분석대상 12개 태양광발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$14.34/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$121.31/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 8.5배 높은 수준임. CDM 사업이 등록된 년도를 기준으로 추정한 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$11.56/tCO₂로 나타남

〈표 4-59〉 4개국 태양광발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	10.99	14.21	96.55
베트남	-	-	-
페루	12.34	14.52	155.97
스리랑카	-	-	-
전체	11.56	14.34	121.31

- 태양광발전 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 페루가 가장 높은 \$14.52/tCO₂이며, 칠레가 가장 낮은 \$14.21/tCO₂로 나타남. 칠레의 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 상승한 이후에 하락하는 추이를 나타내고 있음

[그림 4-83] 4개국 태양광발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



3) 태양광발전의 설비당 투자비

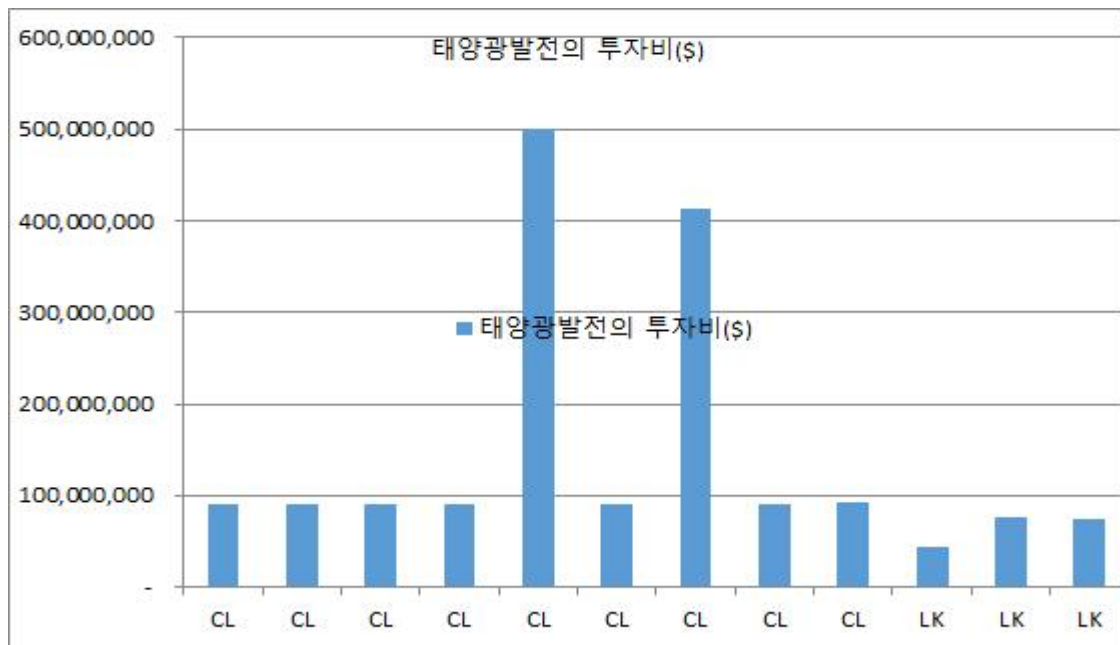
- 분석대상 12개 태양광발전 CDM사업의 평균 투자비는 \$145,304,982이며 설비(MW)당 투자비는 \$3,226,640로 나타남. CDM 사업의 연간 운영비는 \$3,226,640이며 설비(MW)당 연간 운영비는 \$37,863/MW이며, 전력 생산량당 연간 운영비는 \$15.00/MWh로 나타남

〈표 4-60〉 4개국 태양광발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	195,385,714	1,812,148	2,866,768	38,871	13.32
베트남	-	-	-	-	-
페루	75,191,956	755,549	3,730,461	36,453	17.35
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	145,304,982	1,371,899	3,226,640	37,863	15.00

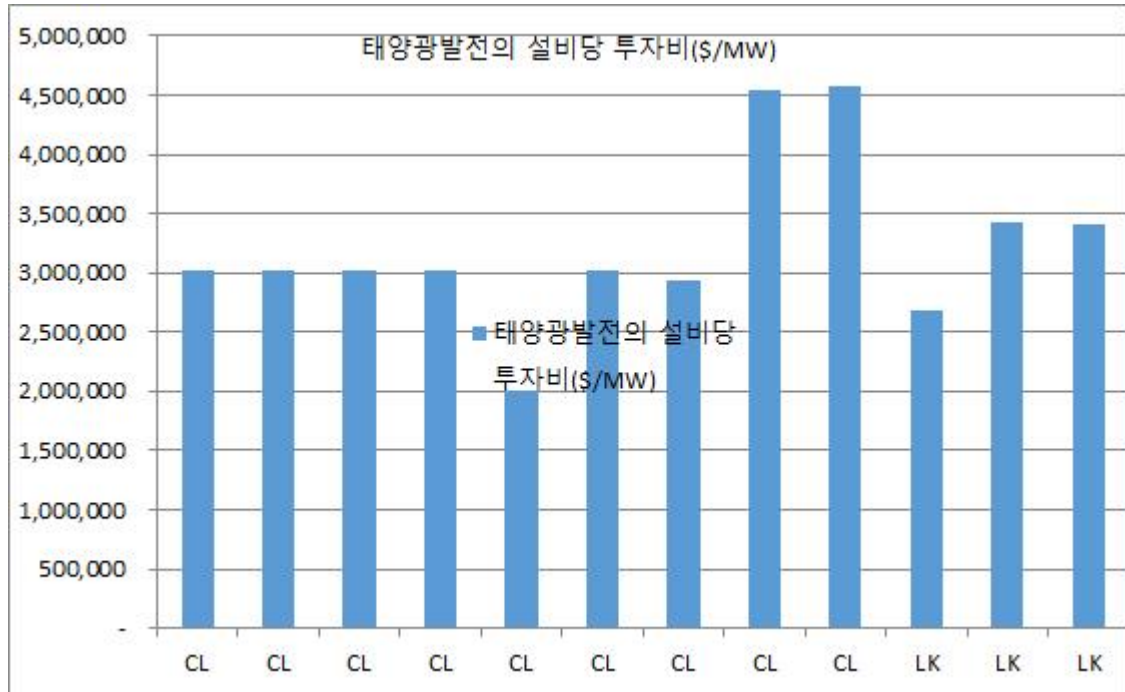
- 태양광발전 CDM 사업의 투자비는 칠레가 가장 높은 \$195,385,714이며, 페루가 가장 낮은 \$75,191,956로 나타남. 태양광설비 능력이 월등하게 높은 칠레 2개 사업을 제외하면 전반적으로 투자비는 일정한 수준을 나타내고 있음

[그림 4-84] 4개국 태양광발전의 투자비(단위:\$, 2019년 기준)



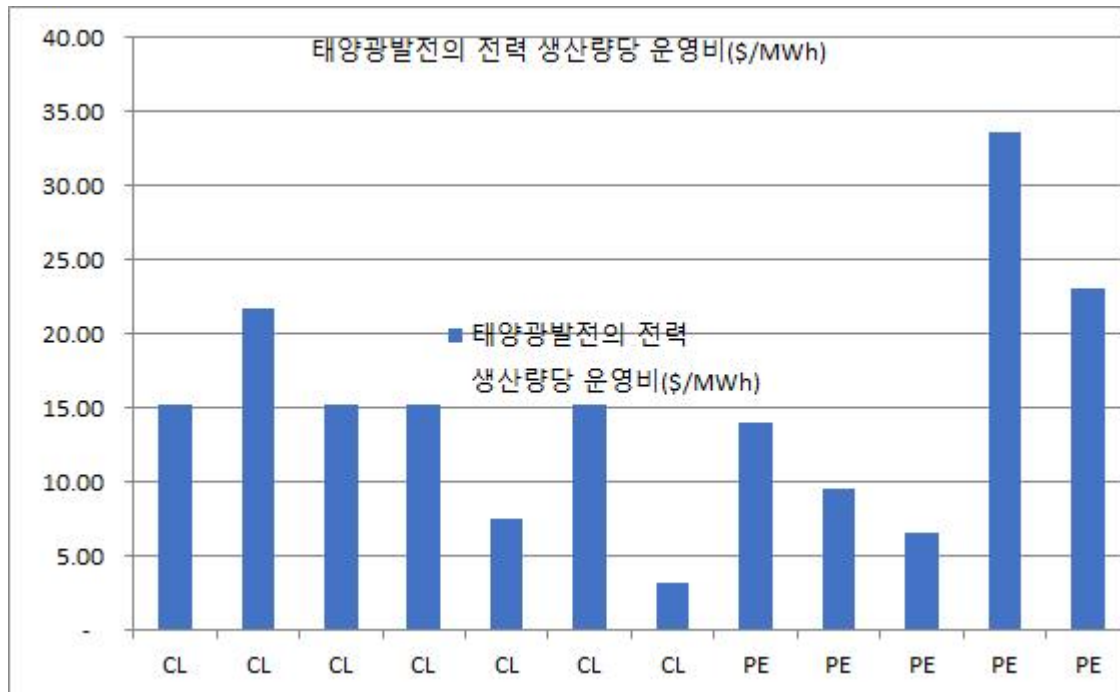
- 태양광발전 설비(MW)당 투자비는 페루가 가장 높은 \$3,730,461/MW이며, 칠레가 가장 낮은 \$2,866,768/MW으로 나타남. 칠레의 2개 사업을 제외하면 설비당 투자비는 전반적으로 고른 분포를 보이고 있으며 시간이 지나면서 설비당 투자비가 하락하는 효과는 나타나지 않고 있음

[그림 4-85] 4개국 태양광발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)



- 태양광발전의 운영비는 칠레가 높게 나타나고, 설비당 운영비는 칠레가 높고 전력 생산량당 운영비는 페루가 높게 나타나고 있음. 전력 생산량당 운영비는 칠레의 경우 시간이 흐르면서 하락하는 추이가 나타나고 있으나 페루의 경우에는 특별한 추이가 나타나지 않고 있음

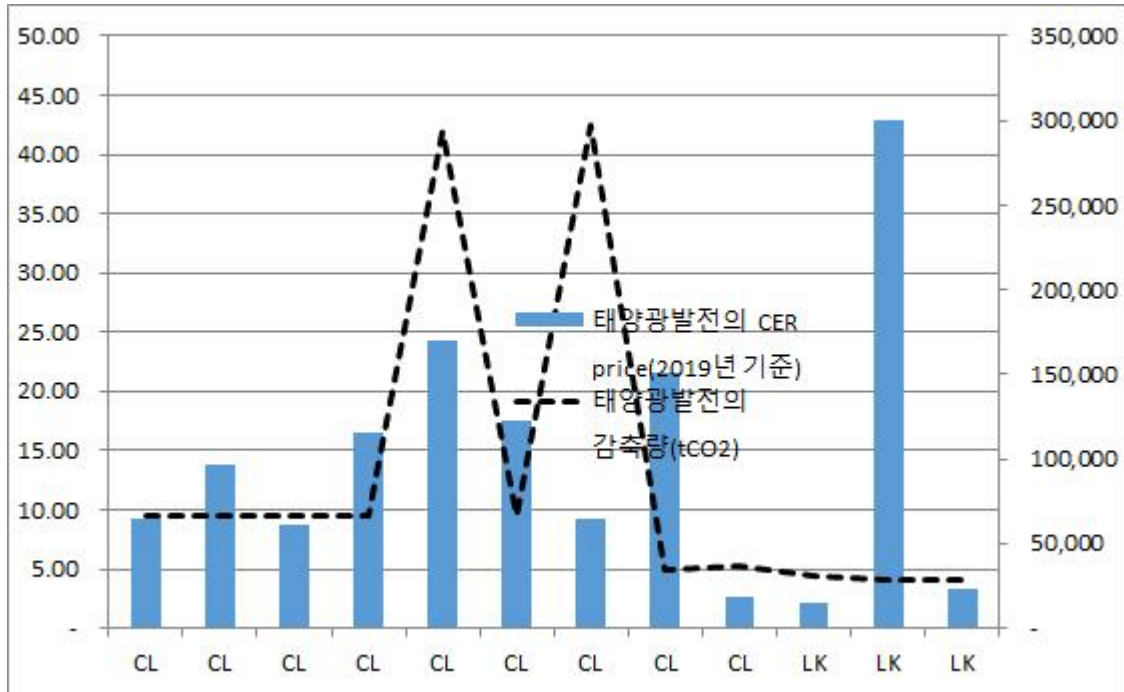
[그림 4-86] 4개국 태양광발전의 전력 생산량당 운영비(단위:\$/MWh, 2019년 기준)



4) 태양광발전의 온실가스 감축규모 및 투자비와 온실가스 감축비용 관계

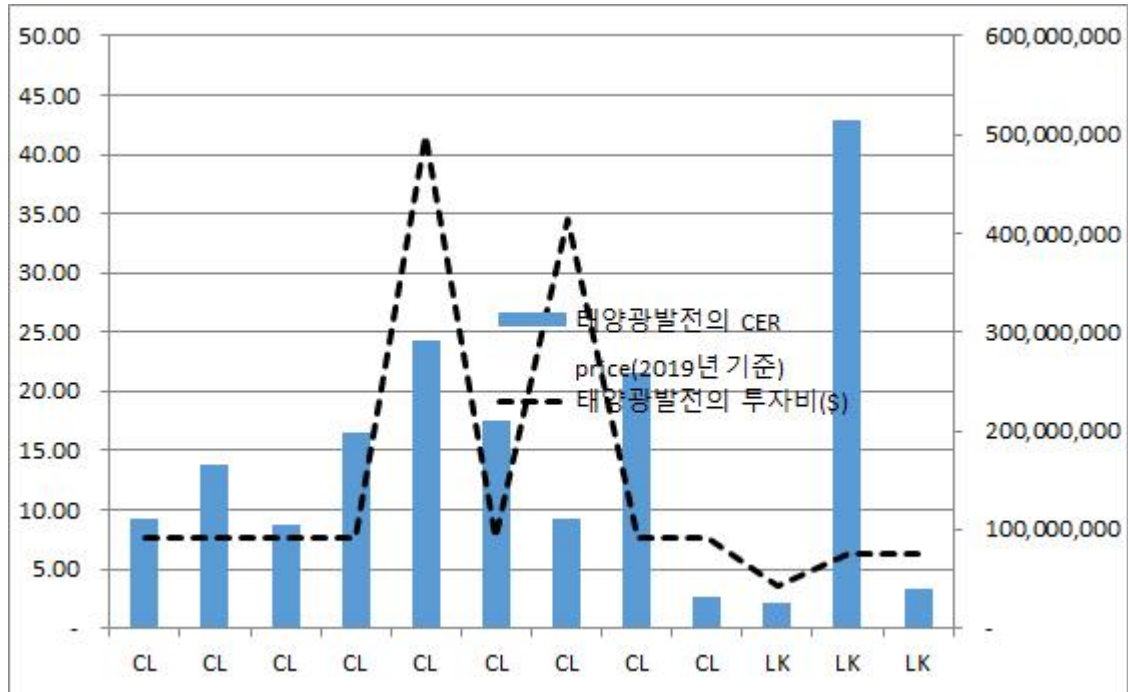
- 분석대상 12개 태양광발전 CDM 사업의 온실가스 감축량 규모와 온실가스 감축비용은 별다른 상관관계를 나타내지 못한 것으로 나타남. 역으로 감축량 규모가 큰 사업의 온실가스 감축비용이 높고, 반대로 온실가스 감축규모가 적은 사업의 온실가스 감축비용이 낮게 나타나고 있어 태양광발전 CDM 사업에서는 규모경제 효과가 나타나지 않은 것으로 분석됨

[그림 4-87] 4개국 태양광발전 온실가스 감축규모와 감축비용(단위:tCO₂, \$/tCO₂)



- 분석대상 12개 태양광발전 CDM 사업의 투자비가 클수록 온실가스 감축비용도 상승하는 상관관계를 나타내고 있음

[그림 4-88] 4개국 태양광발전의 투자비와 온실가스 감축비용(단위:\$, \$/tCO₂)



다. 풍력발전의 온실가스 감축비용

1) 풍력발전의 온실가스 감축량

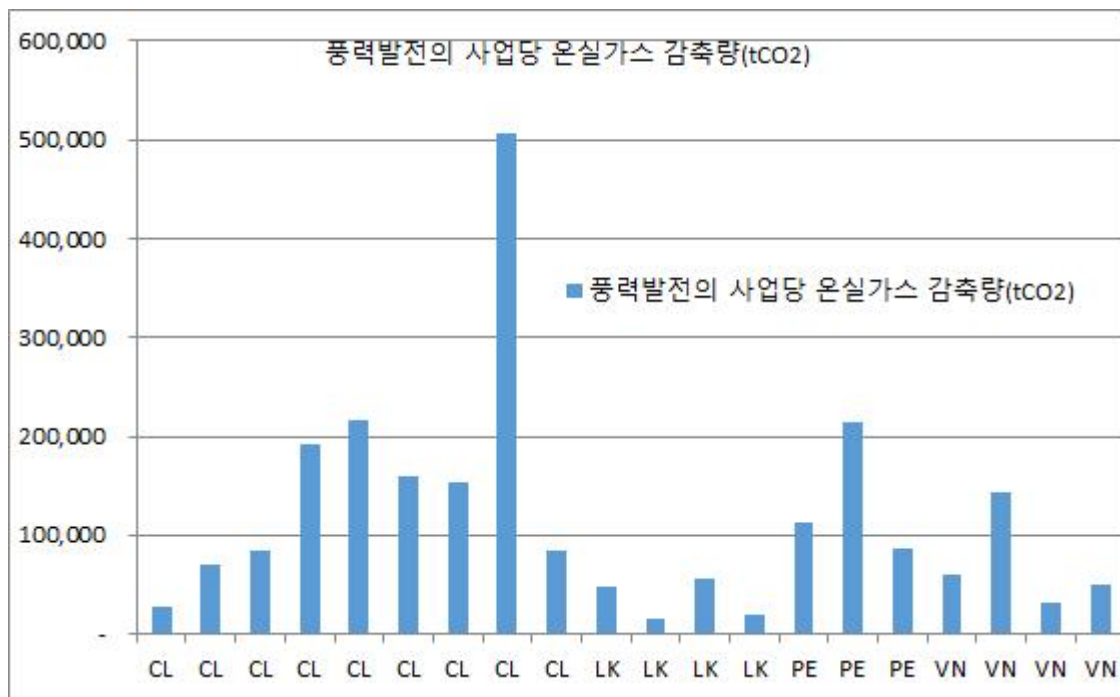
- 분석대상 20개 풍력발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.6634tCO₂/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 116,769tCO₂/건, 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 2,251tCO₂/MW로 나타났다

〈표 4-61〉 4개국 풍력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	0.6809	166,112	1,757
베트남	0.5926	71,332	1,630
페루	0.6623	138,528	3,027
스리랑카	0.6955	29,798	2,896
전체	0.6634	116,769	2,251

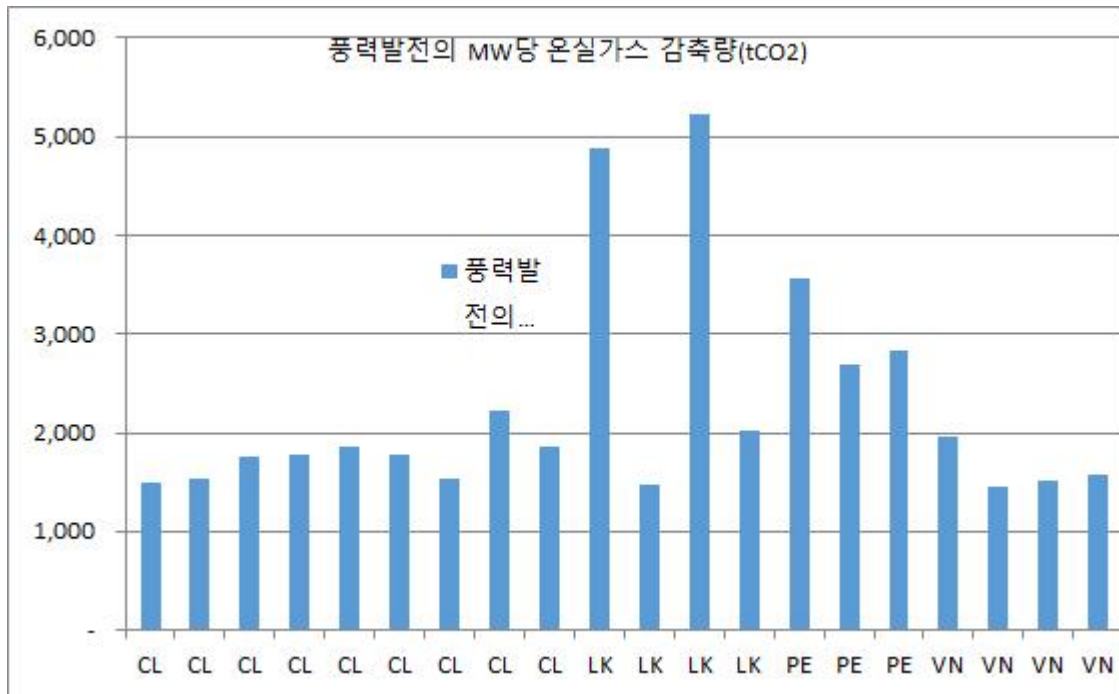
- 풍력발전이 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수는 스리랑카가 가장 높은 $0.6955\text{tCO}_2/\text{MWh}$ 이며, 다음은 칠레 $0.6809\text{tCO}_2/\text{MWh}$, 페루 $0.6623\text{tCO}_2/\text{MWh}$ 이며, 베트남이 가장 낮은 $0.5926\text{tCO}_2/\text{MWh}$ 임
- 풍력발전 CDM 사업당 온실가스 감축량은 칠레가 가장 높은 $166,112\text{tCO}_2/\text{건}$ 이며, 다음으로는 페루 $138,528\text{tCO}_2/\text{건}$, 베트남 $71,332\text{tCO}_2/\text{건}$ 이며, 스리랑카가 가장 낮은 $29,798\text{tCO}_2/\text{건}$ 으로 분석되었음

[그림 4-89] 4개국 풍력발전 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



- 풍력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 $3,027\text{tCO}_2/\text{MW}$ 이며, 다음으로는 스리랑카 $2,896\text{tCO}_2/\text{MW}$, 칠레 $1,757\text{tCO}_2/\text{MW}$ 이며, 베트남이 가장 낮은 $1,630\text{tCO}_2/\text{MW}$ 으로 분석되었음

[그림 4-90] 4개국 풍력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/MW)



2) 풍력발전의 온실가스 감축 비용

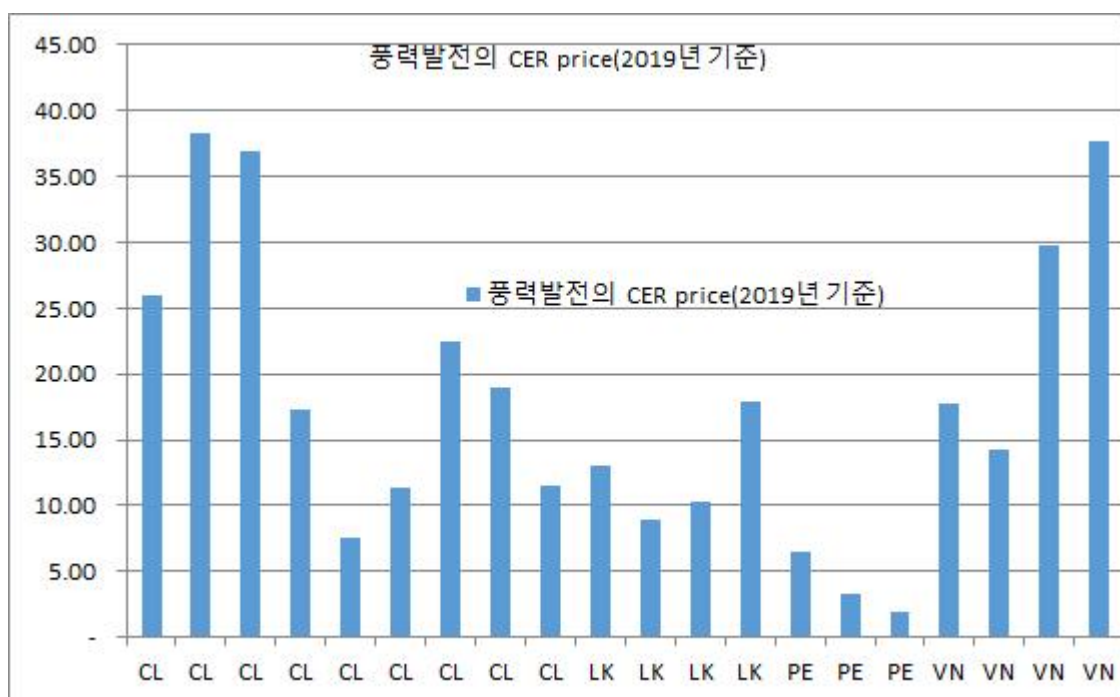
- 분석대상 20개 풍력발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$17.56/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$96.93/tCO₂로서 CER 기준 온실가스 감축비용에 비해 5.5배 높은 수준임. CDM 사업이 등록된 년도를 기준으로 추정한 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$13.76/tCO₂로 나타남

〈표 4-62〉 4개국 풍력발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	16.03	21.13	107.16
베트남	19.45	24.86	101.33
페루	3.26	3.83	55.09
스리랑카	10.82	12.53	100.90
전체	13.76	17.56	96.93

- 풍력발전 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 베트남이 가장 높은 \$24.86/tCO₂이며, 다음으로는 칠레 \$21.13/tCO₂, 스리랑카 \$12.53/tCO₂이며, 페루가 가장 낮은 \$3.83/tCO₂으로 나타남. 칠레의 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있으며, 이러한 추이는 페루에서도 나타나고 있음. 스리랑카와 베트남에서는 시간이 흐르면서 오히려 온실가스 감축비용이 상승하는 추이를 나타내고 있음

[그림 4-91] 4개국 풍력발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



3) 풍력발전의 설비당 투자비

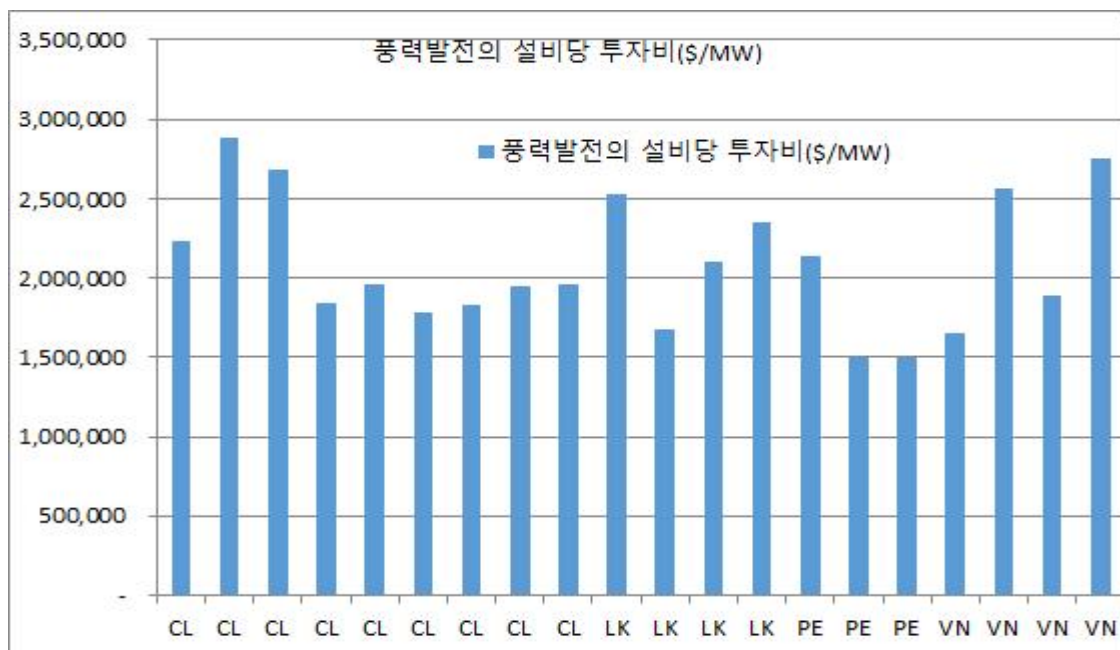
- 분석대상 20개 풍력발전 CDM사업의 평균 투자비는 \$118,018,475이며 설비(MW)당 투자비는 \$2,089,407/MW로 나타남. CDM 사업의 연간 운영비는 \$4,156,962이며 설비(MW)당 연간 운영비는 \$59,177/MW이며, 전력 생산당 연간 운영비는 \$21.30/MWh로 나타남

〈표 4-63〉 4개국 풍력발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	178,364,252	6,547,402	2,125,223	54,677	21.25
베트남	108,057,125	3,003,346	2,216,348	52,465	17.35
페루	78,145,323	3,108,368	1,713,916	67,541	15.71
스리랑카	22,106,692	718,531	2,163,499	69,739	29.53
전체	118,018,475	4,156,962	2,089,407	59,177	21.30

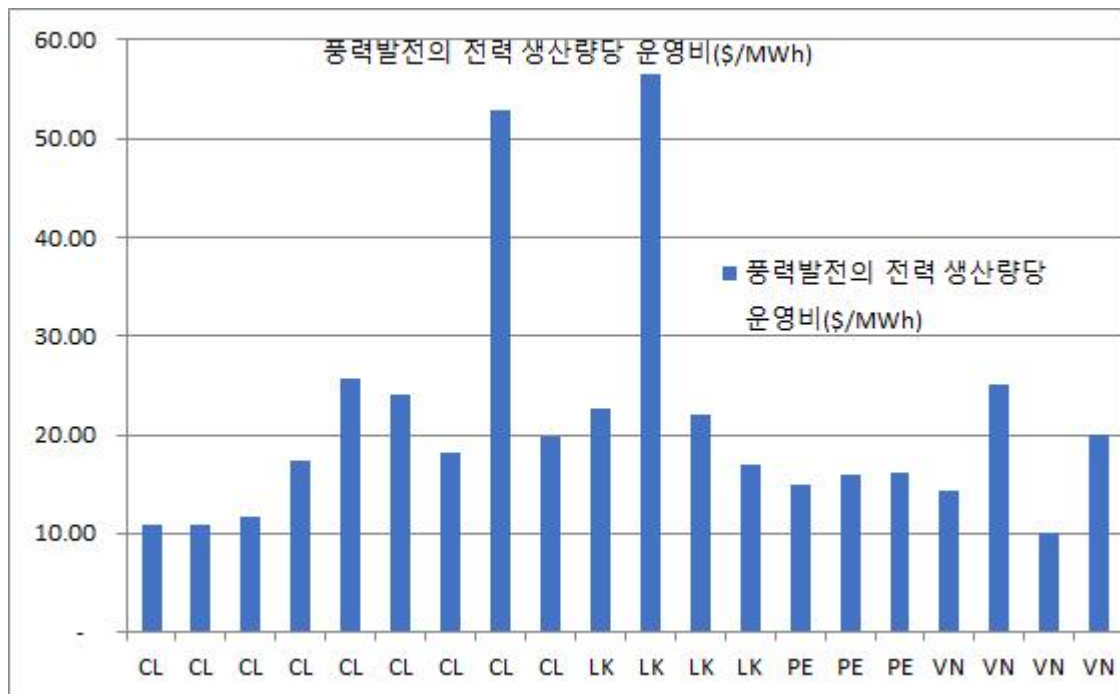
- 풍력발전 CDM 사업의 투자비는 칠레가 가장 높은 \$178,364,252이며, 다음으로는 베트남 \$108,057,125, 페루 \$78,145,323이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$22,106,692로 나타남.
- 풍력발전 설비(MW)당 투자비는 베트남이 가장 높은 \$2,216,348/MW이며, 다음으로는 스리랑카가 \$2,163,499/MW, 칠레 \$2,125,223/MW이며, 페루가 가장 낮은 \$1,713,916/MW으로 나타남. 칠레와 페루의 설비당 투자비는 시간이 흐르면서 하락하는 추이를 나타내고 있으나, 스리랑카와 베트남의 설비당 투자비는 시간이 흐르면서 상승하는 추이를 나타내고 있음

[그림 4-92] 4개국 풍력발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)



- 태양광발전의 운영비는 칠레가 가장 높고 다음으로는 페루, 베트남, 스리랑카 순임. 설비당 운영비는 스리랑카가 가장 높고 다음으로는 페루, 칠레, 베트남 순서임. 전력 생산량당 운영비는 스리랑카가 가장 높고 다음으로는 칠레, 베트남, 페루 순서임

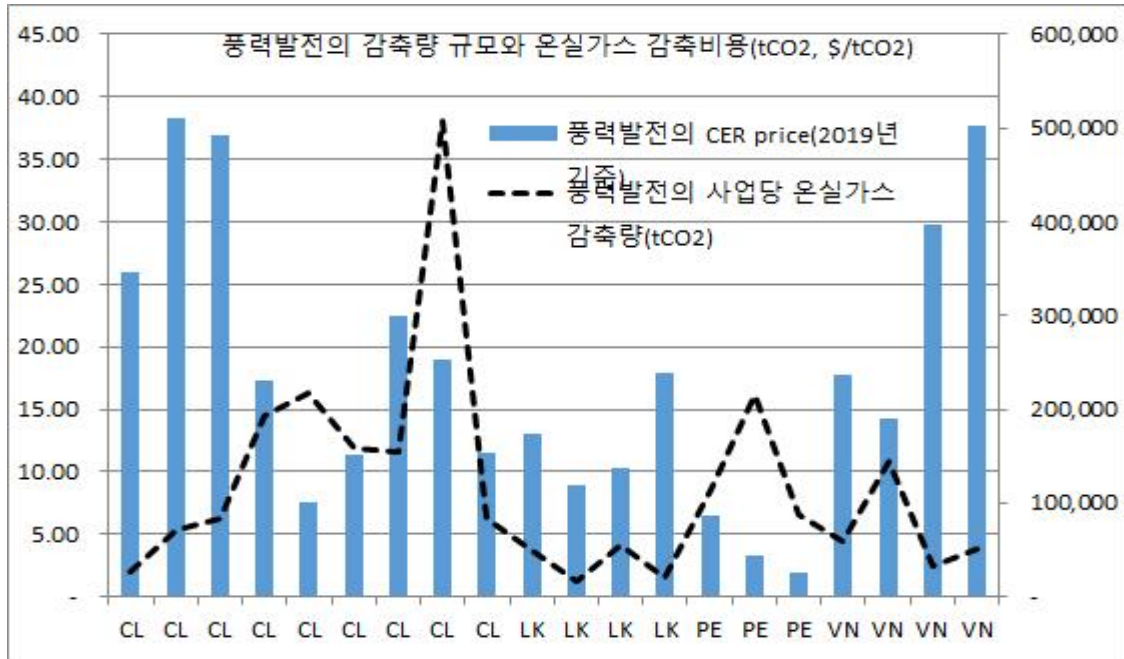
[그림 4-93] 4개국 풍력발전의 전력 생산량당 운영비(단위:\$/MWh, 2019년 기준)



4) 풍력발전의 온실가스 감축규모 및 투자비와 온실가스 감축비용 관계

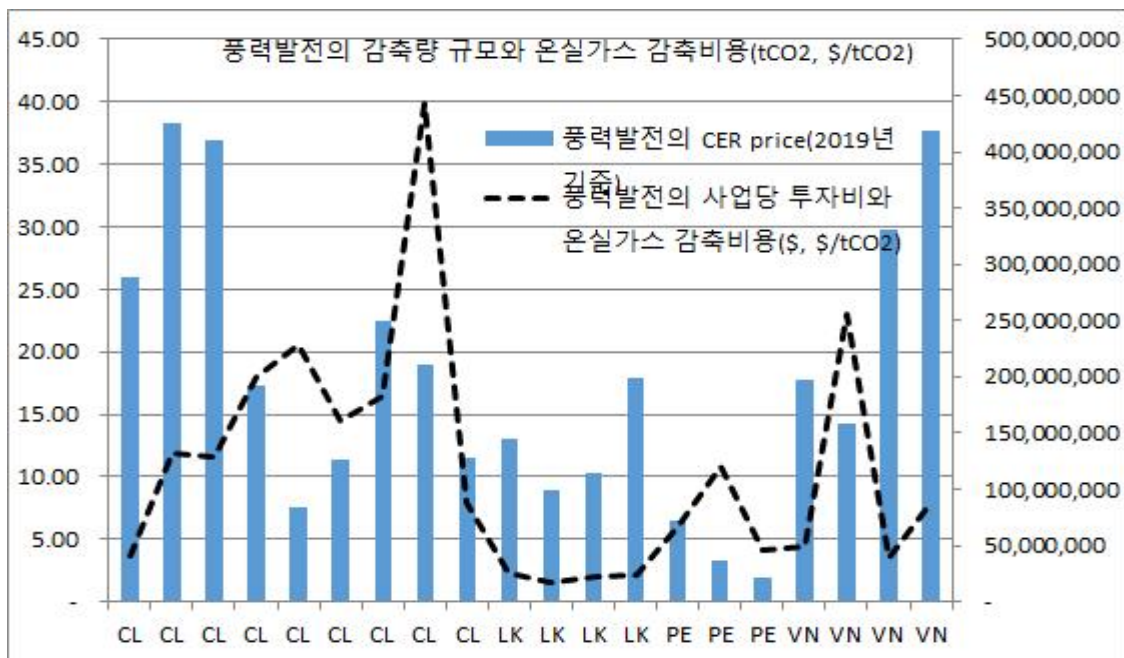
- 분석대상 20개 풍력발전 CDM사업의 온실가스 감축량 규모와 온실가스 감축비용은 별다른 상관관계를 나타내지 못한 것으로 나타남. 역으로 감축량 규모가 큰 사업의 온실가스 감축비용이 높고, 반대로 온실가스 감축규모가 적은 사업의 온실가스 감축비용이 낮게 나타나고 있음

[그림 4-94] 4개국 풍력발전 온실가스 감축규모와 감축비용(단위:tCO₂, \$/tCO₂)



- 분석대상 20개 풍력발전 CDM사업의 투자비가 클수록 온실가스 감축비용도 상승하는 상관관계를 나타내고 있음

[그림 4-95] 4개국 풍력발전의 투자비와 온실가스 감축비용(단위:\$, \$/tCO₂)



라. 바이오매스발전의 온실가스 감축비용

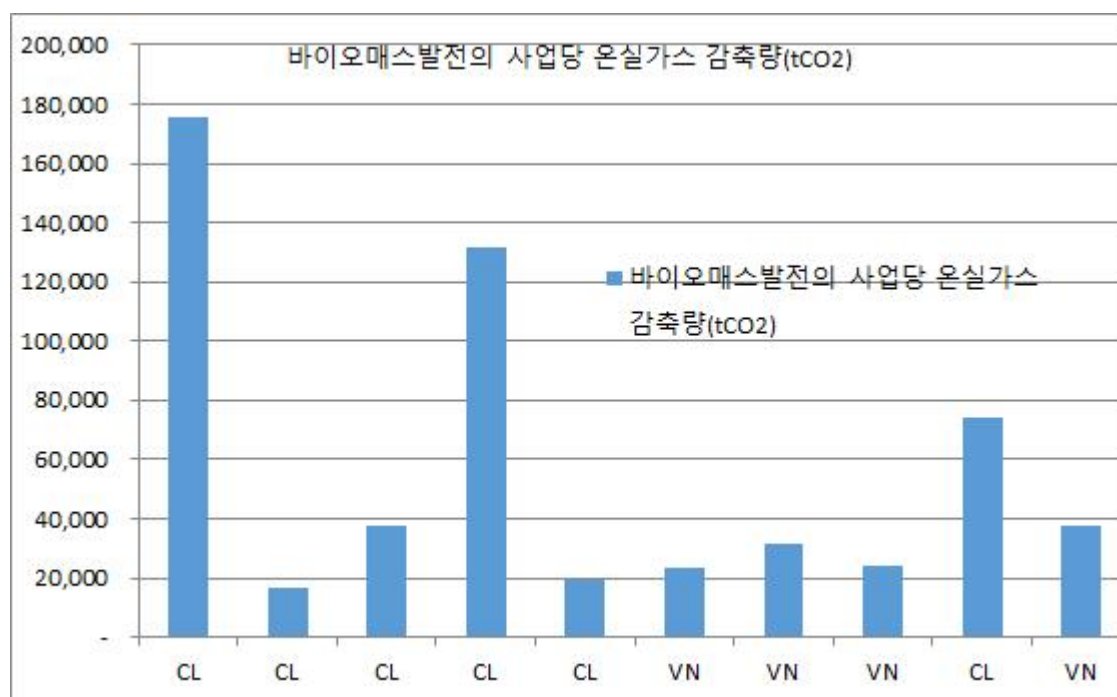
1) 바이오매스발전의 온실가스 감축량

- 분석대상 10개 바이오매스발전은 칠레에서 6개, 베트남에서 4개의 CDM 사업이 추진되었으며, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 57,127CO₂/건임. 칠레의 온실가스 감축량이 75,821tCO₂로 높고 베트남의 감축량은 29,085tCO₂으로 낮은 수준임

〈표 4-64〉 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	75,821	-
베트남	-	29,085	-
페루	-	-	-
스리랑카	-	-	-
전체	-	57,127	-

[그림 4-96] 4개국 바이오매스발전 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



2) 바이오매스발전의 온실가스 감축 비용

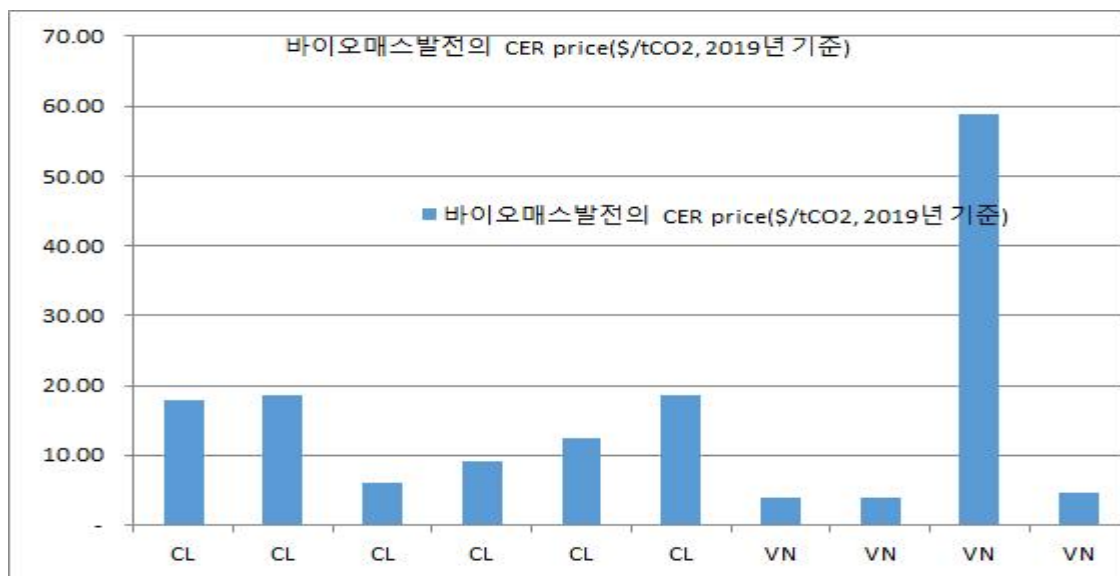
- 바이오매스발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$15.45/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$39.15/tCO₂로서 전력판매 수입까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 2.5배 높은 수준임. CDM 사업이 등록된 년도를 기준으로 추정한 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$11.66/tCO₂로 나타남

〈표 4-65〉 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	9.53	13.85	26.91
베트남	14.87	17.85	57.49
페루	-	-	-
스리랑카	-	-	-
전체	11.66	15.45	39.15

- 바이오매스발전 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 베트남이 \$17.85/tCO₂이며, 칠레가 \$13.85/tCO₂로서 베트남이 칠레보다 높은 수준임

[그림 4-97] 4개국 바이오매스발전의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



3) 바이오매스발전의 설비당 투자비

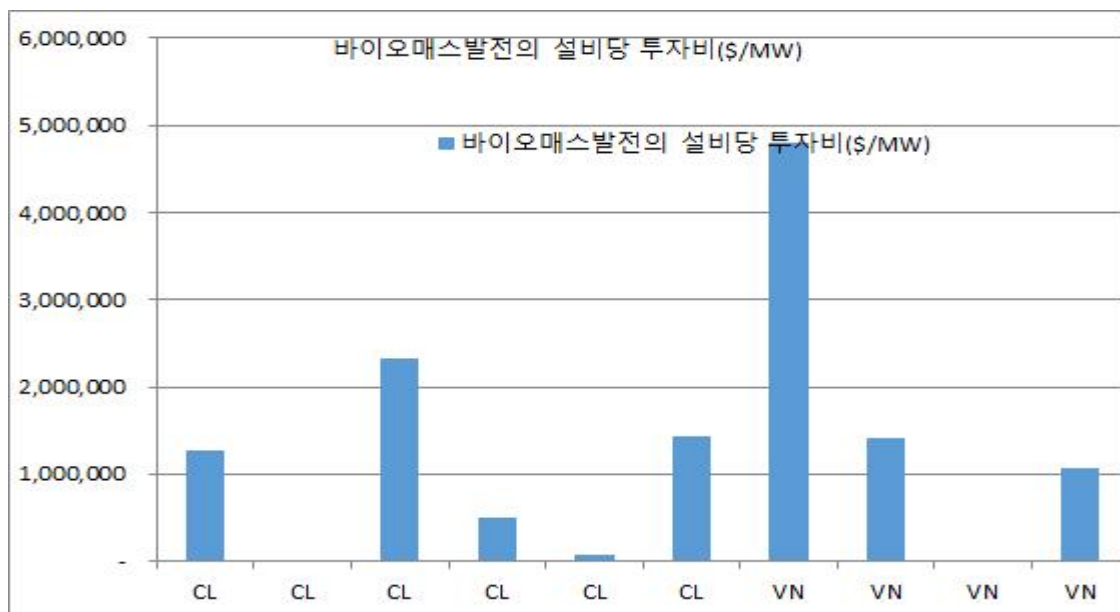
- 바이오매스발전 CDM사업의 평균 투자비는 \$13,415,852이며 설비(MW)당 투자비는 \$1,286,104/MW로 나타남. CDM 사업의 연간 운영비는 \$1,557,352이며 설비(MW)당 연간 운영비는 \$118,303/MW이며, 전력 생산당 연간 운영비는 \$6.93/MWh로 나타남

〈표 4-66〉 4개국 바이오매스발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	15,165,967	1,727,215	1,118,075	77,445	9.76
베트남	10,790,680	1,302,559	1,817,666	179,589	2.68
페루	-	-	-	-	-
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	13,415,852	1,557,352	1,286,104	118,303	6.93

- 바이오매스발전 CDM 사업의 투자비는 칠레가 \$15,165,967이며, 베트남은 \$10,790,680으로서 칠레의 투자비가 높은 수준임
- 바이오매스발전 설비(MW)당 투자비는 베트남이 \$1,817,666/MW, 칠레가 \$1,118,075/MW로서 베트남이 높은 수준임

[그림 4-98] 4개국 바이오매스발전의 설비당 투자비(단위:\$/MW, 2019년 기준)



- 바이오매스발전의 운영비는 베트남보다 칠레가 높고, 설비당 운영비는 베트남이 칠레보다 높으나 전력 생산량당 운영비는 칠레가 베트남보다 높은 수준임

마. 매립가스(LFG)의 온실가스 감축비용

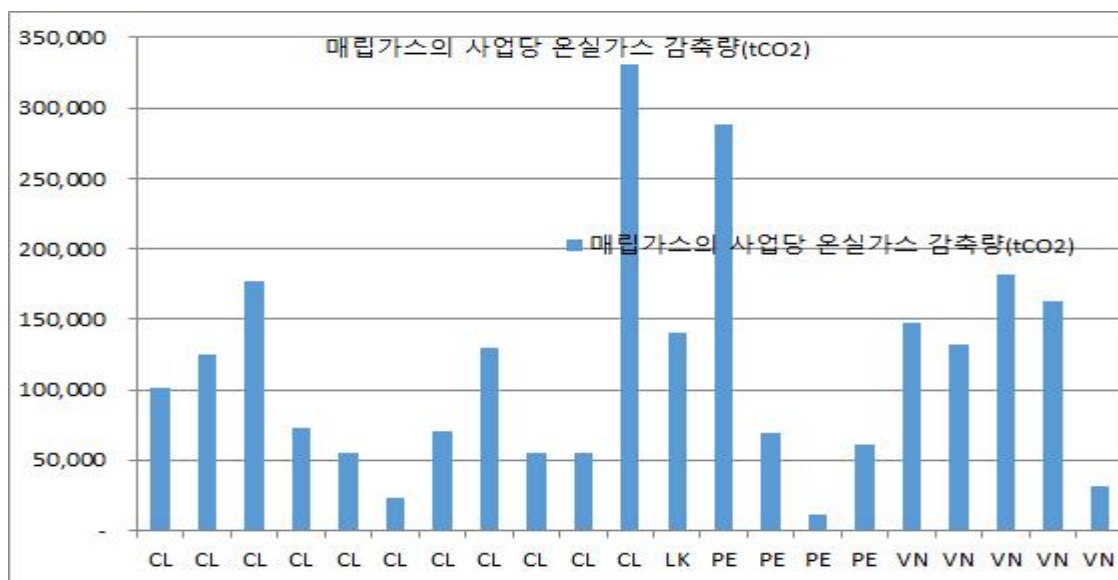
1) 매립가스의 온실가스 감축량

- 분석대상 21개 매립가스(LFG)의 CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 115,292tCO₂/건에 이르고 있음. 스리랑카의 온실가스 감축량이 139,829tCO₂로서 가장 높고, 다음으로는 베트남 131,044tCO₂/건, 칠레 108,727tCO₂/건이며, 페루가 가장 낮은 107,524tCO₂/건으로 나타남

〈표 4-67〉 4개국 매립가스 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력당 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	108,727	-
베트남	-	131,044	-
페루	-	107,524	-
스리랑카	-	139,829	-
전체	-	115,292	-

[그림 4-99] 4개국 매립가스 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



2) 매립가스의 온실가스 감축 비용

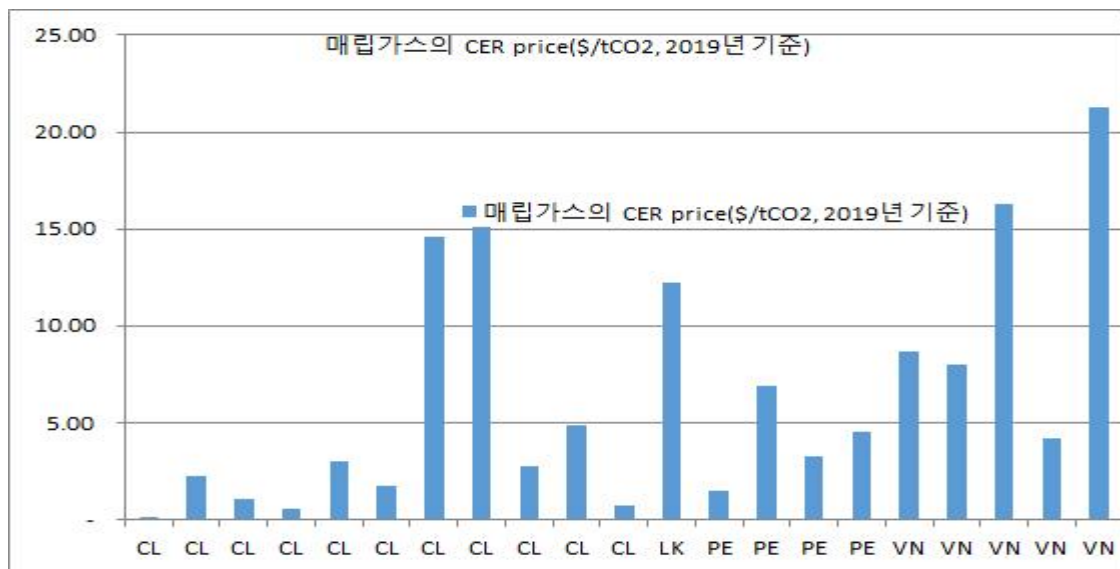
- 매립가스의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$6.36/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$16.13/tCO₂로서 전력판매 수입까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 2.5배 높은 수준임. CDM 사업이 등록된 년도를 기준으로 추정한 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$4.36/tCO₂로 나타남

〈표 4-68〉 4개국 매립가스 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	2.17	4.25	5.12
베트남	9.79	11.67	35.23
페루	3.45	4.05	6.97
스리랑카	9.86	12.25	78.34
전체	4.36	6.36	16.13

- 매립가스 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 스리랑카가 가장 높은 \$12.25/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$11.67/tCO₂, 칠레 \$4.25/tCO₂이며, 페루가 가장 낮은 \$4.05/tCO₂로 나타남

[그림 4-100] 4개국 매립가스의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



3) 매립가스의 설비당 투자비

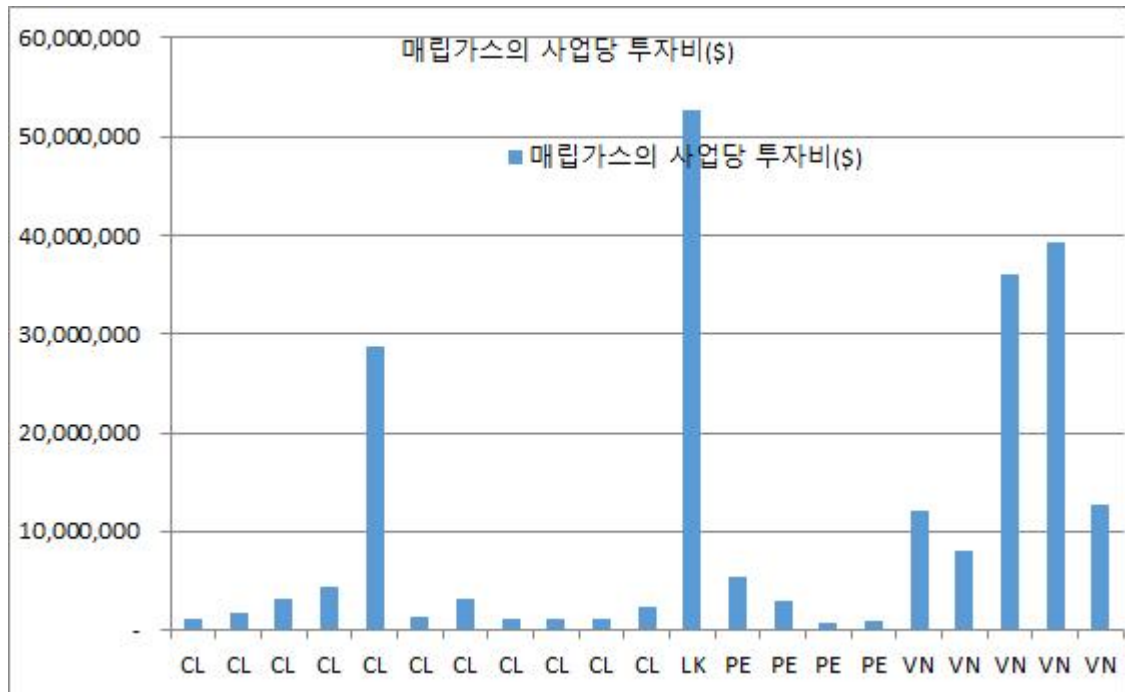
- 매립가스 CDM사업의 평균 투자비는 \$10,457,255이며, 연간 운영비는 \$852,865로 나타남

〈표 4-69〉 4개국 매립가스 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	4,440,788	285,502	-	-	-
베트남	21,641,824	1,686,383	-	-	-
페루	2,456,414	470,130	-	-	-
스리랑카	1,398,295	11,652	-	-	-
전체	10,457,255	852,865	-	-	-

- 매립가스 CDM 사업의 투자비는 베트남이 가장 높은 수준이며, 다음으로는 칠레, 페루, 스리랑카 순이며, 운영비는 베트남이 가장 높고 다음이 페루, 칠레, 스리랑카 순으로 나타남

[그림 4-101] 4개국 매립가스의 CDM 사업당 투자비(단위:\$, 2019년 기준)



바. 메탄회수의 온실가스 감축비용

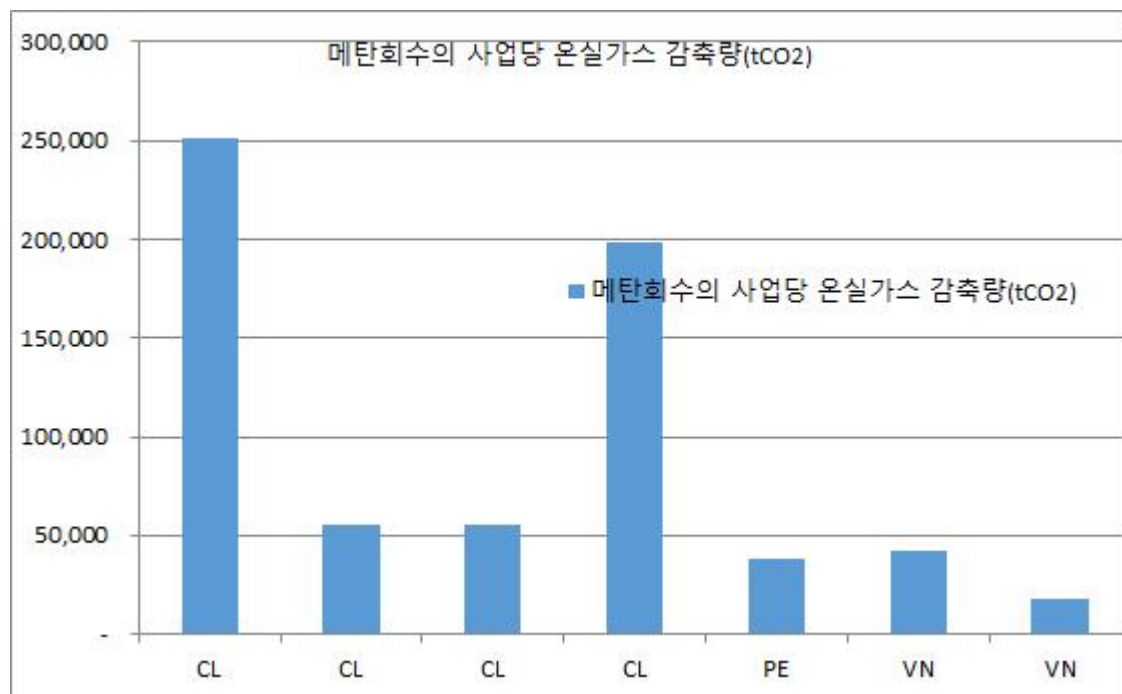
1) 메탄회수의 온실가스 감축량

- 분석대상 7개 메탄회수 CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 94.058tCO₂/건에 이르고 있음. 칠레의 온실가스 감축량이 140,040tCO₂로서 가장 높고, 다음으로는 페루 38,299tCO₂, 베트남이 가장 낮은 29,973tCO₂/건으로 나타남

〈표 4-70〉 4개국 메탄회수 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	140,040	-
베트남	-	29,973	-
페루	-	38,299	-
스리랑카	-	-	-
전체	-	94,058	-

[그림 4-102] 4개국 메탄회수 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



2) 메탄회수의 온실가스 감축 비용

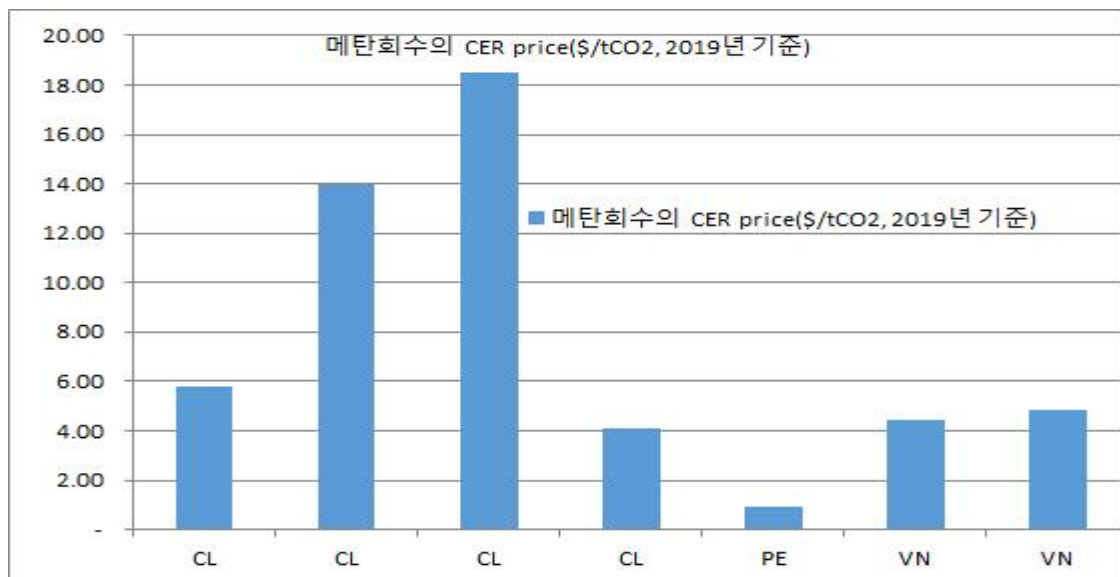
- 메탄회수의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$7.52/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$10.74/tCO₂로서 수입까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 1.4배 높은 수준임. CDM 사업이 등록된 년도를 기준으로 추정한 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$4.22/tCO₂로 나타남

〈표 4-71〉 4개국 메탄회수 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	5.73	10.60	10.60
베트남	2.97	4.64	14.32
페루	0.69	0.93	4.15
스리랑카	-	-	-
전체	4.22	7.52	10.74

- 메탄회수 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 칠레가 가장 높은 \$10.60/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$4.64/tCO₂, 페루 \$0.93/tCO₂으로 나타남

[그림 4-103] 4개국 메탄회수의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



3) 메탄회수의 CDM 사업당 투자비

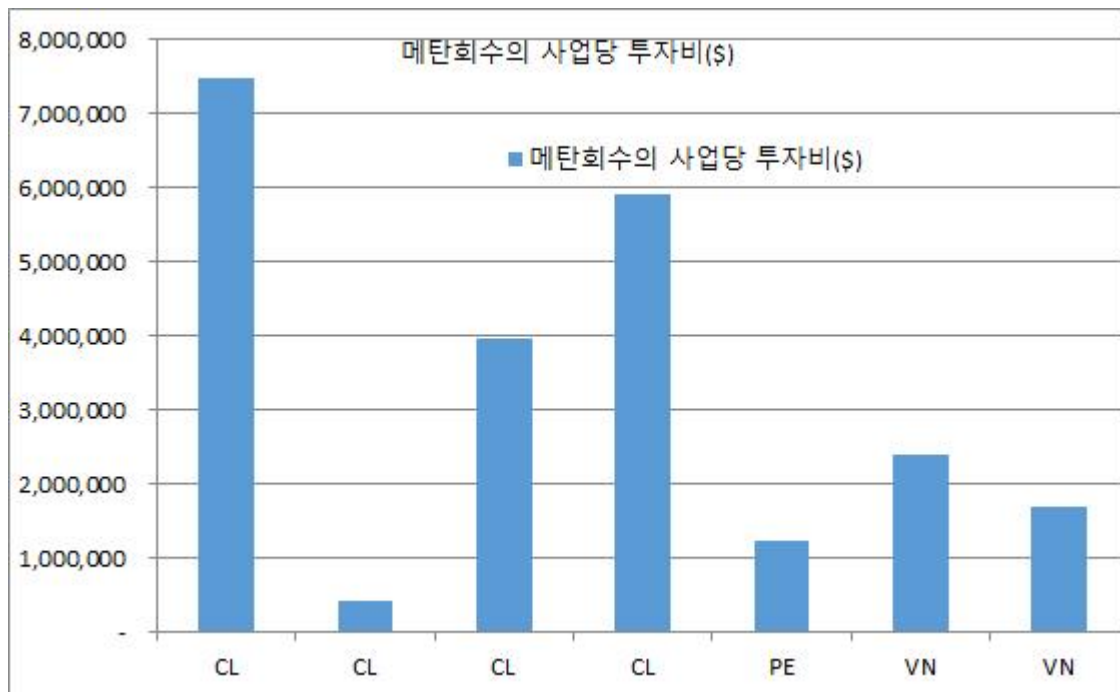
- 메탄회수 CDM사업의 평균 투자비는 \$3,307,194이며, 연간 운영비는 \$345,873로 나타남

〈표 4-72〉 4개국 메탄회수 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	4,453,516	520,960	-	-	-
베트남	2,053,147	39,896	-	-	-
페루	1,230,000	257,477	-	-	-
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	3,307,194	345,873	-	-	-

- 메탄회수 CDM 사업의 투자비는 칠레가 가장 높은 수준이며, 다음으로는 베트남, 페루 순이며, 운영비는 칠레가 가장 높고 다음으로는 페루, 베트남 순으로 나타남

[그림 4-104] 4개국 메탄회수 CDM 사업당 투자비(단위:\$, 2019년 기준)



사. 효율개선의 온실가스 감축비용

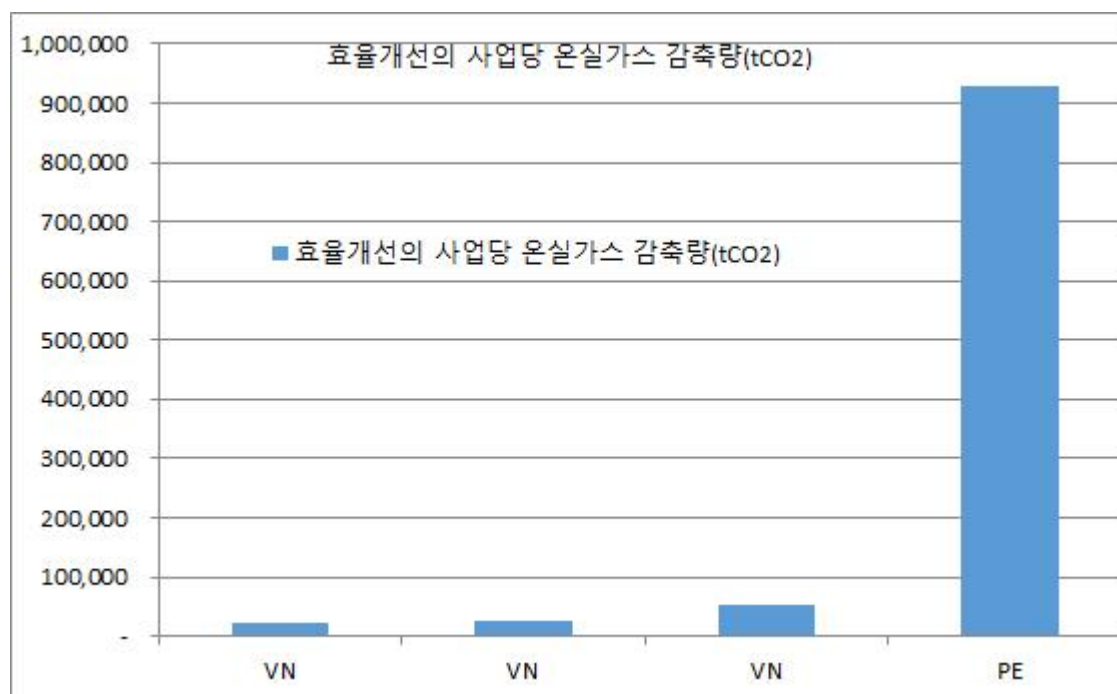
1) 효율개선의 온실가스 감축량

- 분석대상 4개 효율개선 CDM 사업당(베트남 3개, 페루 1개) 평균 온실가스 감축량은 257,456tCO₂/건에 이르고 있음. 페루의 온실가스 감축량이 927,957tCO₂로서 높고, 베트남은 33,956tCO₂/건으로 나타남

〈표 4-73〉 4개국 효율개선 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	-	-
베트남	-	33,956	-
페루	-	927,957	-
스리랑카	-	-	-
전체	-	257,456	-

[그림 4-105] 4개국 효율개선 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



2) 효율개선의 온실가스 감축 비용

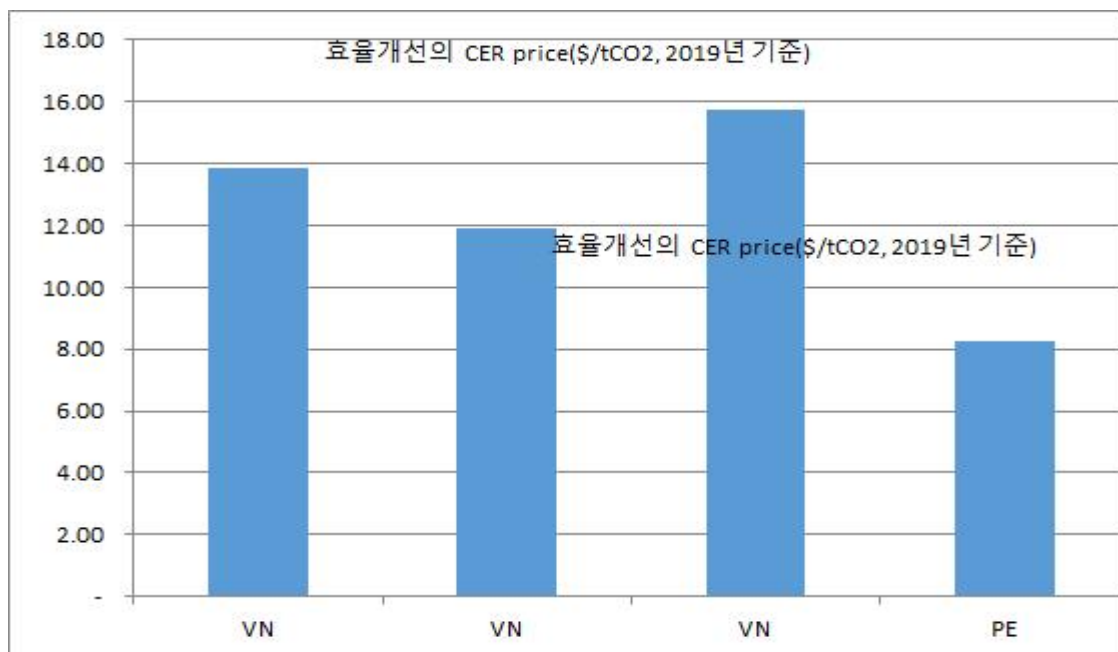
- 효율개선의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$12.43/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$61.62/tCO₂로서 수입까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 5.0배 높은 수준임. CDM 사업이 등록된 년도를 기준으로 추정한 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$10.55/tCO₂로 나타남

〈표 4-74〉 4개국 효율개선 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	-	-	-
베트남	11.72	13.82	61.95
페루	7.02	8.26	60.64
스리랑카	-	-	-
전체	10.55	12.43	61.62

- 효율개선 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 베트남이 \$13.82/tCO₂로서 페루 \$8.26/tCO₂ 보다 높은 수준임

[그림 4-106] 4개국 효율개선의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



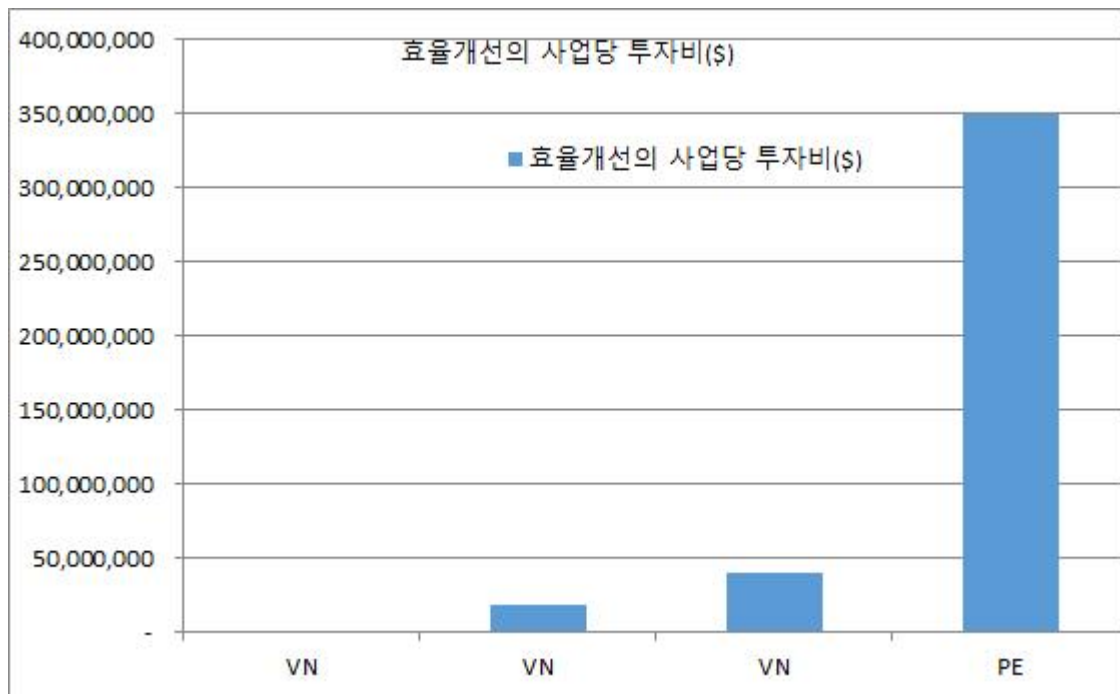
3) 효율개선 CDM 사업당 투자비

- 효율개선 CDM사업의 평균 투자비는 \$102,599,168이며, 연간 운영비는 \$3,584,912로 나타남. 투자비는 페루가 베트남보다 높게 나타나고, 연간 운영비 역시 페루가 베트남보다 높게 나타나고 있음

〈표 4-75〉 4개국 효율개선 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	-	-	-	-	-
베트남	10,790,680	1,302,559	-	-	-
페루	350,472,992	13,535,936	-	-	-
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	102,599,168	3,584,912	-	-	-

[그림 4-107] 4개국 효율개선 CDM 사업당 투자비(단위:\$, 2019년 기준)



아. 연료전환의 온실가스 감축비용

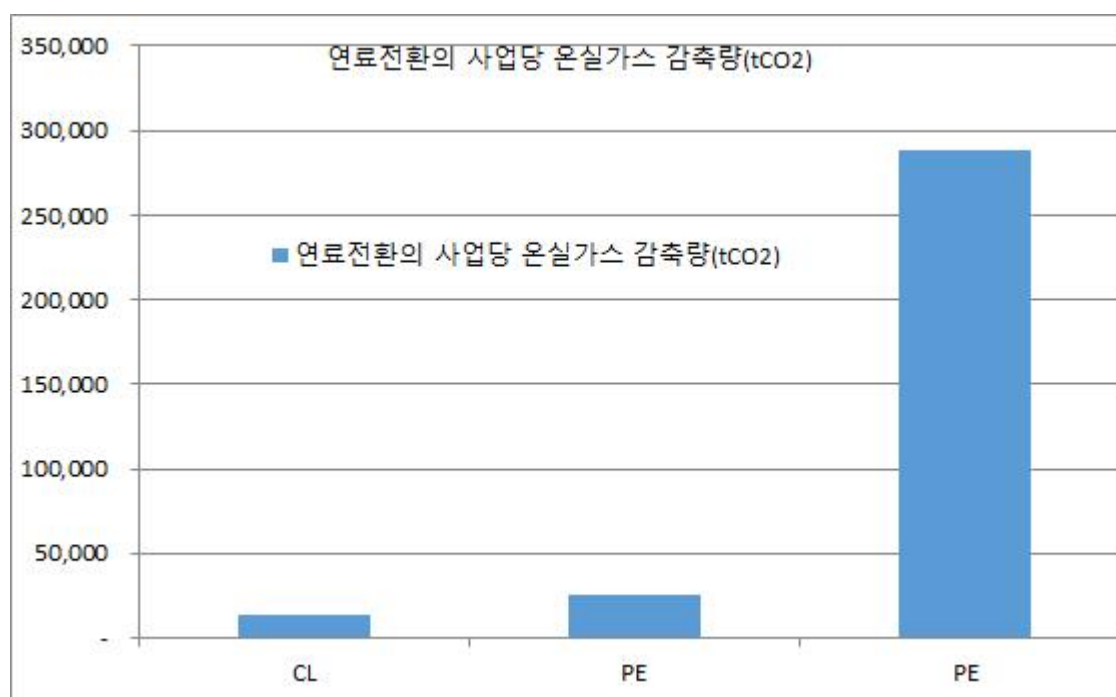
1) 연료전환의 온실가스 감축량

- 분석대상 3개 연료전환 CDM 사업당(칠레 1개, 페루 2개) 평균 온실가스 감축량은 109,115tCO₂/건에 이르고 있음. 페루의 온실가스 감축량이 156,900tCO₂로서 높고, 칠레는 13,545tCO₂/건으로 나타남

〈표 4-76〉 4개국 연료전환 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력당 배출계수(tCO ₂ /MWh)	사업당 온실가스 감축량(tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량(tCO ₂ /MW)
칠레	-	13,545	-
베트남	-	-	-
페루	-	156,900	-
스리랑카	-	-	-
전체	-	109,115	-

[그림 4-108] 4개국 연료전환 CDM 사업당 온실가스 감축량(단위:tCO₂/건)



2) 연료전환의 온실가스 감축 비용

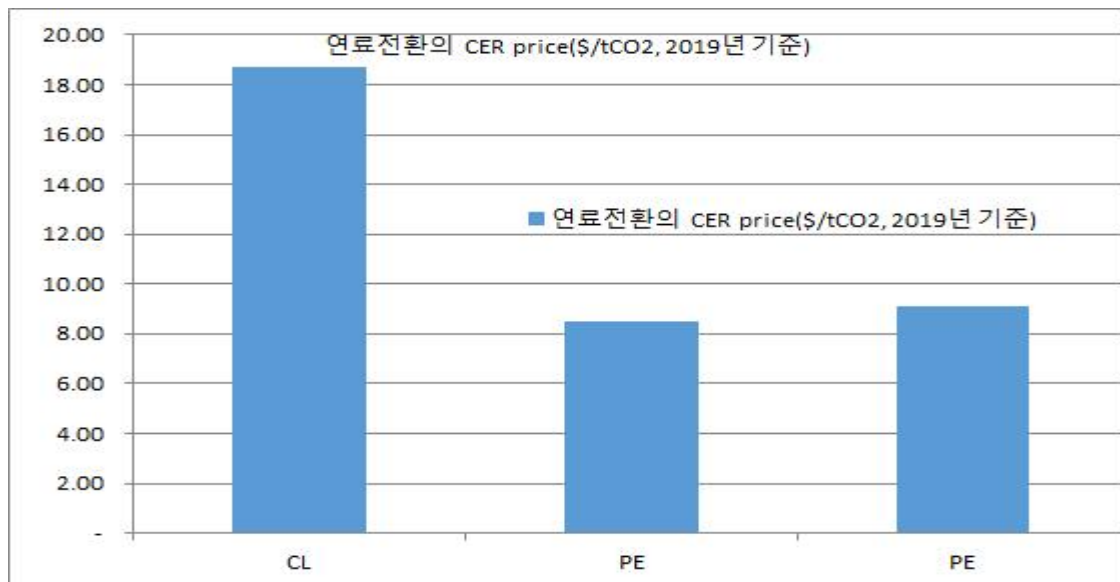
- 연료전환의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$12.09/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용(CER 가격)은 \$93.08/tCO₂로서 수입까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 7.7배 높은 수준임. CDM 사업이 등록된 년도를 기준으로 추정한 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$8.22/tCO₂로 나타남

〈표 4-77〉 4개국 연료전환 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂)

국가	등록연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	10.56	18.71	18.71
베트남	-	-	-
페루	7.05	8.78	130.26
스리랑카	-	-	-
전체	8.22	12.09	93.08

- 연료전환 CDM사업의 온실가스 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)은 칠레가 \$18.71/tCO₂로서 페루 \$8.78/tCO₂ 보다 높은 수준임

[그림 4-109] 4개국 연료전환의 온실가스 감축비용(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)



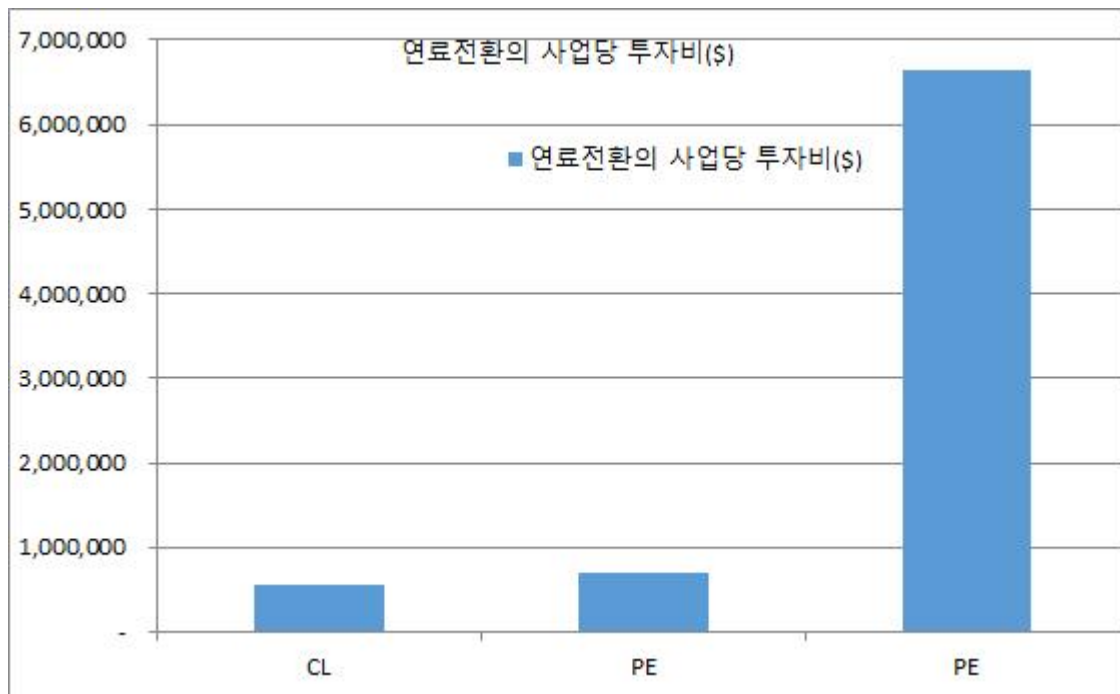
3) 연료전환의 CDM 사업당 투자비

- 연료전환 CDM사업의 평균 투자비는 \$2,631,070이며, 연간 운영비는 \$1,839,106로 나타남. 투자비는 페루가 칠레보다 높게 나타나고, 연간 운영비 역시 페루가 칠레보다 높게 나타나고 있음

〈표 4-78〉 4개국 연료전환 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비(\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	550,270	210,738	-	-	-
베트남	-	-	-	-	-
페루	3,671,471	2,653,290	-	-	-
스리랑카	-	-	-	-	-
전체	2,631,070	1,839,106	-	-	-

[그림 4-110] 4개국 연료전환 CDM 사업당 투자비(단위:\$, 2019년 기준)



자. CDM 사업의 CER 비용 분석 종합

- 전체 135개 CDM 사업의 CER 가격 분포에서 매립가스사업(LFG)과 메탄회수사업의 CER 가격이 가장 낮게 나타나고, 다음으로는 수력발전(대수력, 소수력)으로서 이들 사업의 온실가스 감축비용은 \$10/tCO₂ 이내로 분석되었음. 그 다음으로는 효율개선과 연료전환으로서 감축비용은 \$12/tCO₂ 내외 수준이며, 태양광발전과 바이오매스발전 및 풍력발전은 비교적 높은 감축비용인 \$14~17/tCO₂ 수준을 나타내고 있음
- 매립가스(LFG) 사업의 평균 감축비용은 \$6.36/tCO₂, 메탄회수의 감축비용은 \$7.52/tCO₂, 소수력발전은 \$9.23/tCO₂ 수준으로 분석되었으며, 대수력발전은 \$11.83/tCO₂, 연료전환은 \$12.09/tCO₂, 효율개선은 \$12.43/tCO₂, 태양광발전은 \$14.43/tCO₂, 바이오매스발전은 \$15.45/tCO₂, 풍력발전은 \$17.56/tCO₂ 수준으로 분석되었음

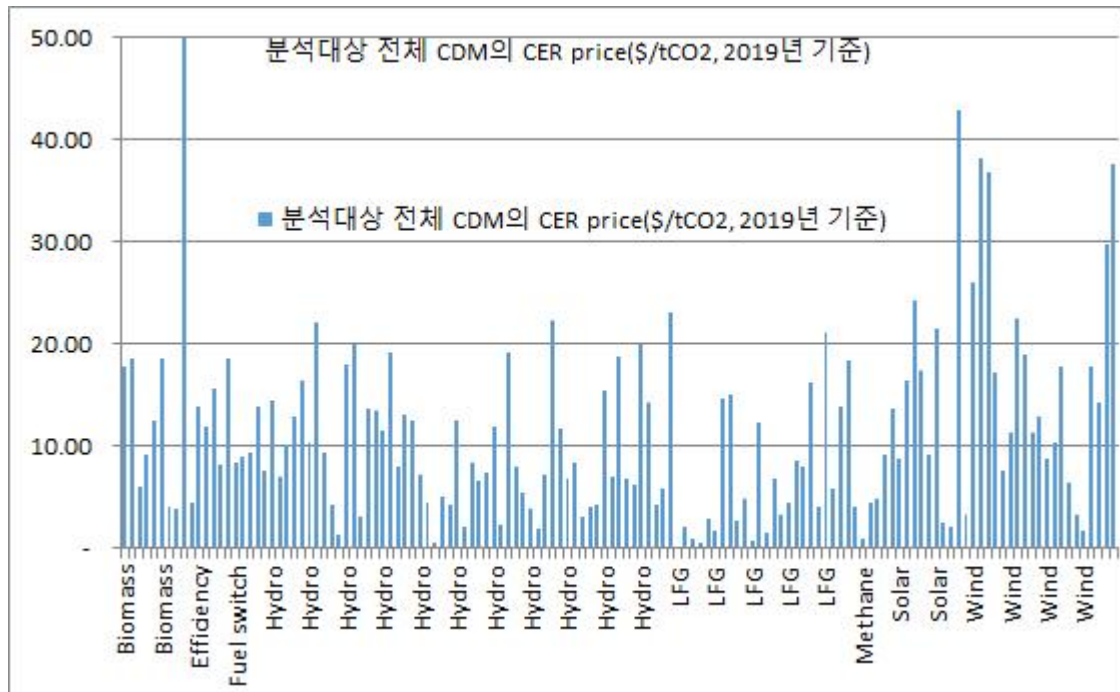
〈표 4-79〉 CDM 사업의 분석 결과 종합(2019년 가격 기준)

구분	CER 가격 (\$/tCO ₂)	사업당 감축량(tCO ₂)	사업당 투자비(\$/건)	투자비당 감축량(tCO ₂ /천\$)	CER 발행 비율(%)
바이오매스발전	15.45	57,127	13,415,852	4.258	0.43
효율개선	12.43	257,456	102,599,168	2.509	0.01
연료전환	12.09	109,115	2,631,070	41.472	0.15
대수력발전	11.83	181,636	113,260,231	1.604	0.13
소수력발전	9.23	21,164	12,601,907	1.679	0.03
매립가스	6.36	115,292	10,457,255	11.025	0.36
메탄회수	7.52	94,058	3,307,194	28.440	0.43
태양광발전	14.34	90,154	145,304,982	0.620	-
풍력발전	17.56	116,769	118,018,475	0.989	0.05
계	11.29	89,332	52,889,006	1.689	0.14

- 분석대상 153개 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 사업별로 나타내면 맨 왼쪽부터 바이오매스발전 10개, 효율개선 4개, 연료전환 3개, 대수력발전 15

개, 소수력발전 43개, 매립가스 21개, 메탄회수 7개, 태양광발전 12개, 풍력발전 20개 순임

[그림 4-111] 분석대상 전체 CDM 사업의 CER 가격(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)

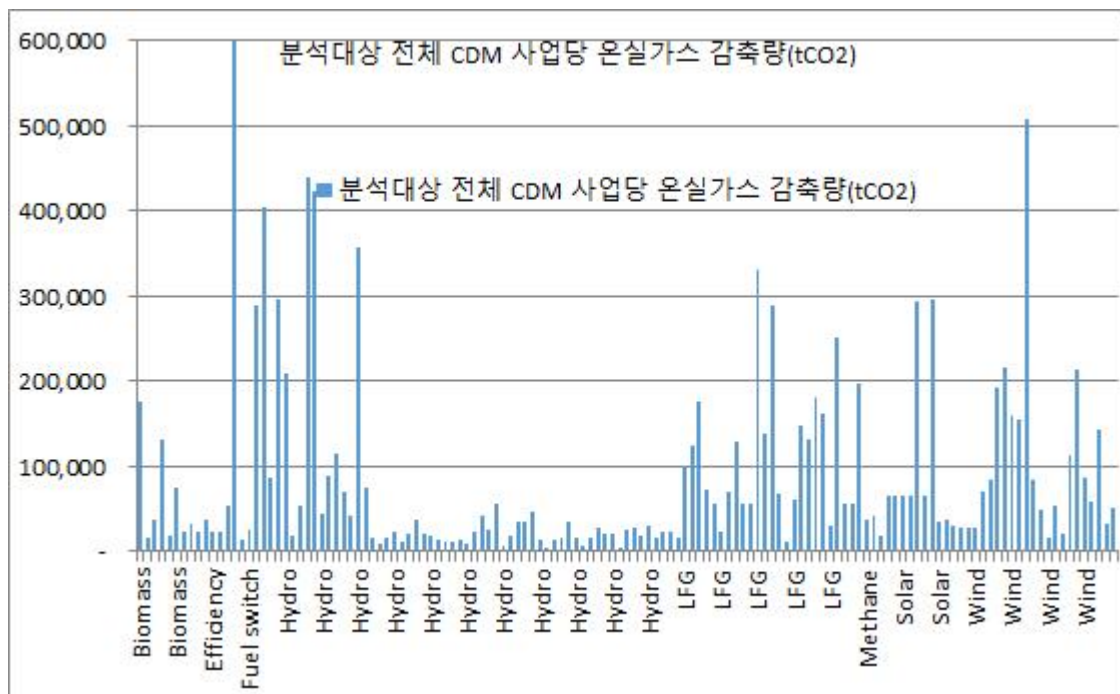


- CDM 사업의 사업당 연간 온실가스 감축량은 효율개선이 가장 많고 다음으로는 대수력발전이 180,000tCO₂에 이르는 수준으로 많은 수준임. 그러나 효율개선에서 특이하게 감축량이 높은 1개 사업을 제외하면 효율개선의 감축량은 24,000~54,000tCO₂에 불과한 수준이기 때문에 대수력발전의 온실가스 감축량이 가장 많은 수준이라고 할 수 있음. 다음으로는 풍력발전, 매립가스, 연료전환으로서 이들 사업의 평균 온실가스 감축량은 110,000tCO₂ 수준으로 분석되었음. 다음으로는 메탄회수와 태양광발전이 90,000tCO₂ 수준이며 바이오매스발전은 50,000tCO₂ 수준이고, 효율개선과 소수력발전이 가장 낮은 수준인 20,000~50,000tCO₂ 수준으로 분석되었음
- 대수력발전의 사업당 평균 온실가스 감축량은 181,636tCO₂으로 가장 높게

분석되었으며, 다음으로는 풍력발전이 116,769tCO₂, 매립가스가 115,292tCO₂, 연료전환이 109,115tCO₂로 비슷한 수준으로 나타났다. 메탄회수의 온실가스 감축량은 94,058tCO₂, 태양광발전이 90,154tCO₂ 수준이며 바이오매스발전은 57,127tCO₂ 수준이고, 효율개선은 대규모 사업을 제외할 경우에는 평균 감축량이 33,956tCO₂, 소수력발전이 가장 낮은 수준인 21,164tCO₂ 수준으로 분석되었음

- 분석대상 135개 CDM 사업당 온실가스 감축량을 사업별로 나타내면 맨 왼쪽부터 바이오매스발전 10개, 효율개선 4개, 연료전환 3개, 대수력발전 15개, 소수력발전 43개, 매립가스 21개, 메탄회수 7개, 태양광발전 12개, 풍력발전 20개 순임

[그림 4-112] 분석대상 전체 CDM 사업의 온실가스 감축량(단위:tCO₂)



- CDM 사업당 투자비는 태양광발전이 가장 높고 다음으로는 풍력발전과 대수력발전 및 효율개선 사업당 투자비가 \$1억을 상회하는 수준임. 다음으로는 바

- 태양광발전사업의 평균 투자비는 \$145,304,982으로 가장 높은 수준으로 나타났다으며, 다음으로는 풍력발전이 \$118,018,475, 대수력발전이 \$113,260,231, 효율개선이 \$102,599,168으로서 사업당 투자비가 \$1억을 상회하는 수준임. 바이오매스발전의 투자비가 \$13,415,852, 소수력발전이 \$12,601,907, 매립가스가 \$10,457,255로서 사업당 투자비가 \$1,000만을 상회하는 수준임. 메탄회수의 사업당 투자비는 \$3,307,194, 연료전환은 \$2,631,070으로 가장 낮은 수준으로 분석되었음

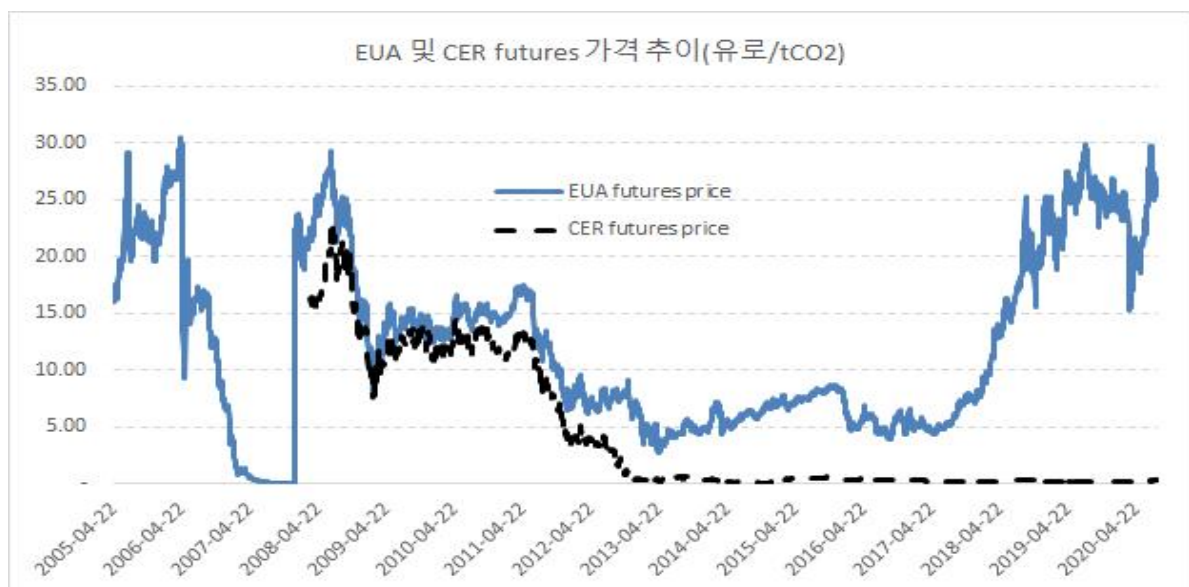
CDM 사업당 투자비(\$)

CDM 사업당 투자비(\$)

318

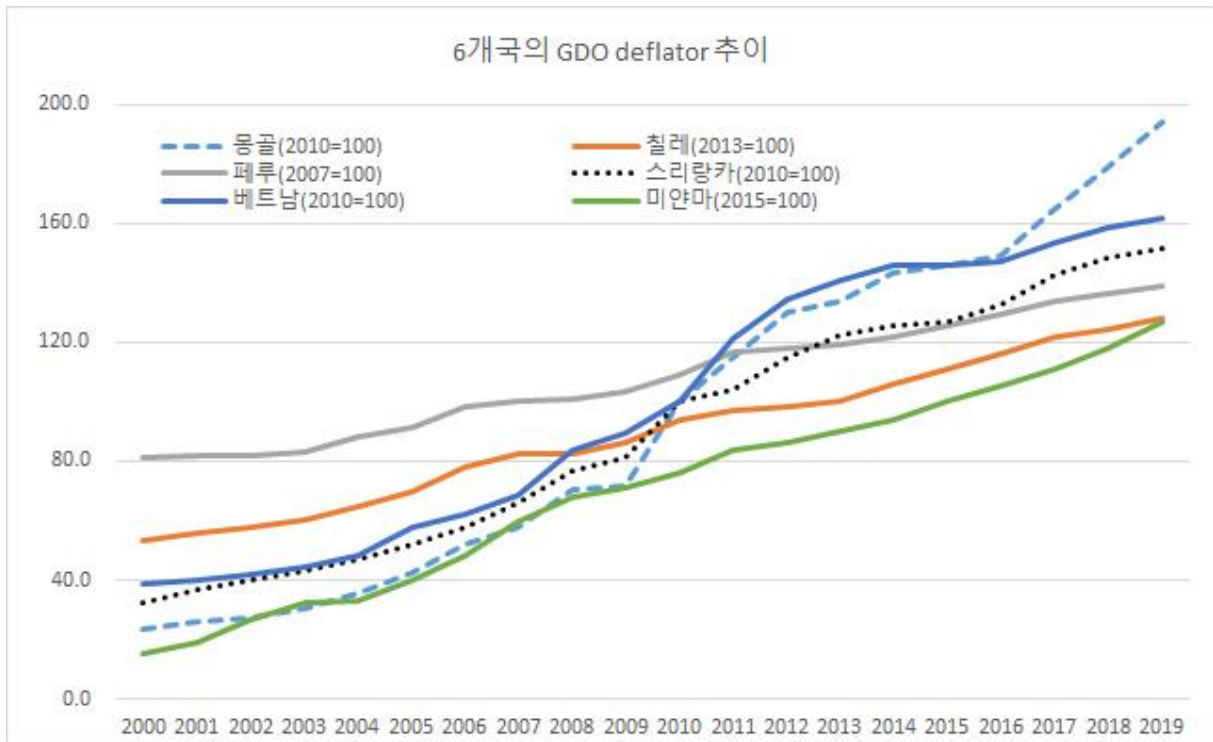
- 바이오매스발전의 CER 발행 비중은 0.43, 효율개선은 0.01, 연료전환은 0.15, 대수력발전은 0.13, 소수력발전은 0.03, 매립가스는 0.36, 메탄회수는 0.43, 태양광발전은 CER 발행 실적이 아직까지 없으며, 풍력발전은 0.05로 나타남
- 대부분의 CDM 프로젝트 등록연도가 2000년대 중반부터 2010년대 초반에 분포되어 있으며, 당시 2020년의 세계 탄소가격이 최소 \$20~30/tCO₂에 이를 것이라는 전망이 지배적이었다는 점을 감안하면 당시에 추진되었던 CDM 사업의 CER 가격이 대부분 \$20/tCO₂ 이하이기 때문에 CDM 사업이 비용 효과적인 대안이었다고 평가할 수 있음
- EUA futures 가격은 2019년 이후 약 €20-30/tCO₂ 추이를 나타내고 있다는 점을 감안해도 당시의 CDM 사업은 비용 효과적인 사업으로 평가할 수 있음
- 다만 CER futures 가격이 2010년대 초반 이후 낮은 수준을 회복하지 못한 것은 주요 수요처인 EU의 수요가 급감한 특이한 요인에 의한 효과로 풀이되기 때문에 CDM 사업과 CER 가격과의 상관관계를 통해 CDM 사업을 평가하기에는 무리가 있을 것으로 사료됨

[그림 4-114] EUA 및 CER futures 가격 추이(단위:€/tCO₂)



- 분석 대상 6개 국가의 GDP deflator는 2000년대 초반 이후 4배 수준으로 급 상승하여 일부 사업의 온실가스 감축비용 상승 요인의 하나로 작용
- 수력발전의 CER 가격이 \$50/tCO₂ 이상으로 분석된 몽골의 경우는 등록년도 (2007년) 대비 2019년의 deflator가 3배 이상 상승한 요인이 가장 크게 작용

[그림 4-115] 6개 국가의 GDP deflator 추이



10. 분석대상 개도국의 온실가스 감축사업 진출분야 분석

가. 온실가스 감축사업 진출분야 배경

1) CDM 사업의 분포

- UNFCCC에 등록(2020년 7월 기준)된 CDM 사업은 주로 발전부문의 신재생 에너지에 집중되어 있으며, 매립가스사업도 비교적 많이 추진되고 있음
- 5개 국가에서 등록된 484개의 CDM 사업 중에서 발전부문의 신재생에너지

(수력발전, 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스발전)가 393개로서 전체 CDM 사업의 81%를 차지하고 있음

- 발전부문 이외에서는 메탄감축이 33개 사업, 매립가스가 28개 사업이 추진되었으며, 효율개선은 14개, 연료전환 5개, 산림 4개, 지열과 기타에서 각각 1개씩의 사업이 추진되었음

〈표 4-80〉 5개 개도국의 CDM 등록 실적(2020년 7월 기준)

구분	수력 발전	풍력 발전	태양 광	매립 가스	바이 오	메탄 회피	N ₂ O 파괴	연료 전환	산림	효율 개선	지열	기타	합계
전체	294	36	30	28	33	33	3	5	4	14	1	1	484
(칠레)	34	21	20	15	12	7	3	2	2	2	1	-	120
(페루)	42	3	5	4	2	2	-	3	1	3	-	-	65
(베트남)	203	6	4	7	17	23	-	-	1	7	-	2	270
(몽골)	2	1-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	5
(스리랑카)	13	5	1	2	2	1	-	-	-	-	-	-	24

자료:UNFCCC, CDM DBdp 의거하여 저자가 작성

- 향후 온실가스 감축사업 역시 발전부문을 중심으로 이루어질 것으로 예상되며, 매립가스 부문에서도 상당한 잠재력이 있을 것으로 예상됨
- 발전부문에 CDM 사업이 집중되어 있다는 점은 발전부문이 온실가스 감축에 적절한 기술(재생에너지발전기술)의 적용이 용이할 뿐만 아니라 온실가스 감축 잠재량이 높아 향후 저탄소 에너지 시스템 전환에서 가장 핵심적인 역할을 수행할 것으로 예상됨
- 매립가스도 지속적으로 발생한다는 점을 감안하면 온실가스 감축사업의 대상으로 바람직할 것으로 예상되며, 특히 매립가스의 CER 가격이 다른 사업에 비해 낮다는 점도 비용 효과적인 대안으로 평가됨

2) IPCC 1.5도 특별보고서의 신재생에너지 확대 전망

- IPCC의 1.5도 특별보고서에 의하면 산업화 이전 대비 1.5도 온도상승을 달성하기 위해서는 발전부문의 전력생산에서 신재생에너지가 차지하는 비중이 2030년까지 25~60%, 2050년까지는 63-81%에 이르러야 하며, 1차 에너지 공급량 중에서 신재생에너지의 사용량이 2010년 대비 2030년까지 110~470% 증가하고, 2050년까지는 832~1,327% 증가할 것으로 제시
- 1.5도 온도상승을 달성하기 위해서는 에너지부문이 핵심적인 역할을 해야 할 것으로 제시되었음. 즉, 전력의 무탄소(저탄소)화를 달성하고, 에너지 소비부문의 화석연료 소비를 무(저)탄소 전력으로 대체하며, 에너지 수요를 감소시키는 핵심전략을 제시하고 있음

〈표 4-81〉 배출경로 시나리오별 특징(단위:%, 2010년 대비 2030년)

주요 지표	시나리오			
	P1	P2	P3	P4
CO ₂ 배출량	-58(-93)	-47(-95)	-41(-91)	4(-97)
교토의정서 온실가스	-50(-82)	-49(-89)	-35(-78)	-2(-80)
최종에너지소비	-15(-32)	-5(2)	17(21)	39(44)
전력의 신재생 비중	60(77)	58(81)	48(63)	25(70)
에너지 공급 비중				
- 석탄	-78(-97)	-61(-77)	-75(-73)	-59(-97)
- 석유	-37(-87)	-13(-50)	-3(-81)	86(-32)
- 가스	-25(-74)	-20(-53)	33(21)	37(-48)
- 원자력	59(150)	83(98)	98(501)	106(468)
- 바이오매스	-11(-16)	0(49)	36(121)	-1(418)
- 비바이오매스 신재생	430(832)	470(1,327)	315(878)	110(1,137)
2100년까지 누적CCS(GtCO ₂)	0	348	687	1,218
- BECCS	0	151	414	1,191
2050년 바이오경작지(백만ha)	22	93	283	724
농업부문의 CH ₄ 배출량	-24(-33)	-48(-69)	1(-23)	14(2)
농업부문의 N ₂ O 배출량	5(6)	-26(-26)	15(0)	3(39)

자료: IPCC, 1.5℃ 특별보고서, SPM-19, 2018

3) UNEP Gap Report의 온실가스 감축 잠재량

- UNEP의 Gap Report(2017)에 의하면 \$100/tCO₂의 비용에서 달성할 수 있는 2030년의 감축 잠재량은 380억tCO₂에 이르며, 이 중에서 에너지부문의 감축 잠재량이 125억tCO₂으로서 가장 큰 비중을 차지할 것으로 나타남

〈표 4-82〉 \$100/tCO₂의 2030년 온실가스 감축 잠재량(단위:GtCO₂)

부문	2030년 기준 감축량	2030년 추가 감축량	2030년 총 감축량
	(GtCO ₂ e)	(GtCO ₂ e)	(GtCO ₂ e)
농업	3.0	0.7	3.7
건물	1.9	-	1.9
에너지	12.2	0.3	12.5
산림	5.3	-	5.3
산업	5.4	-	5.4
수송	4.7	-	4.7
기타	0.4	1.0	1.4
계	33.0	2.0	38.0

자료: UNEP, Gap Report 2017, p.35

- 2030년까지 온실가스 감축 잠재량에서 에너지부문의 감축 잠재량은 대부분 신재생에너지가 차지하고 있는 것으로 나타나고 있음. 신재생에너지 감축 잠재량은 2030년에 104억tCO₂으로서 에너지부문 전체 감축량(125억tCO₂)의 83.2%를 차지할 것으로 분석됨

〈표 4-83〉 \$100/tCO₂의 2030년 에너지부문 감축 잠재량(단위:GtCO₂)

기술	2030년 기준 감축량	구분	2030년 총 감축량
	(GtCO ₂ e)		(GtCO ₂ e)
태양	3.0-6.0	basic	10(9.3-10.6)
풍력	2.6-4.1		-
수력	0.32		-
원자력	0.87		-
바이오	0.85		-
지열	0.73		-
CCS	0.53		-
BECCS	0.31	additional	0.3(0.2-0.4)
석탄부문 메탄	0.41	basic	2.2(1.7-2.6)
석유가스부문 메탄	1.78		-
소계	12.5		12.5

자료: UNEP, Gap Report 2017, p.35

- UNEP의 최근 GAP Report(2019)에 의하면 에너지부문의 저탄소화를 위한 주요 수단은 신재생에너지 확대, 석탄화력발전 퇴출, 자동차의 탈탄소화(전기 자동차), 에너지 집약적 산업의 탈탄소화, 에너지 접근성 개선과 향후 배출 회피 등이 제시되었음. 이와 같은 5가지 주요 감축수단의 2050년까지 온실가스 감축 잠재량은 총 270억tCO₂에 이를 것이며, 이는 2℃ 배출경로를 충분히 달성할 수 있는 충분한 감축량이며, 1.5℃ 배출경로 달성에 근접한 감축량으로 분석됨

: 이와 같은 5가지 주요 감축수단의 2050년까지 온실가스 감축 잠재력은 1) 신재생에너지 발전 확대에 의해 발전부문에서 81억tCO₂, 건물부문에서 21억tCO₂, 지역난방에서 19억tCO₂ 등 총 121억tCO₂의 감축이 가능하며, 2) 석탄화력 퇴출로 인해 40억tCO₂(OECD에서 10억tCO₂, 비OECD에서 30억tCO₂)의 감축 잠재량이 있으며, 3) 수송부문의 전력화로 61억tCO₂의 잠재량, 4) 산업부문의 탈탄소화로 48억tCO₂의 잠재량이 발생할 것으로 전망

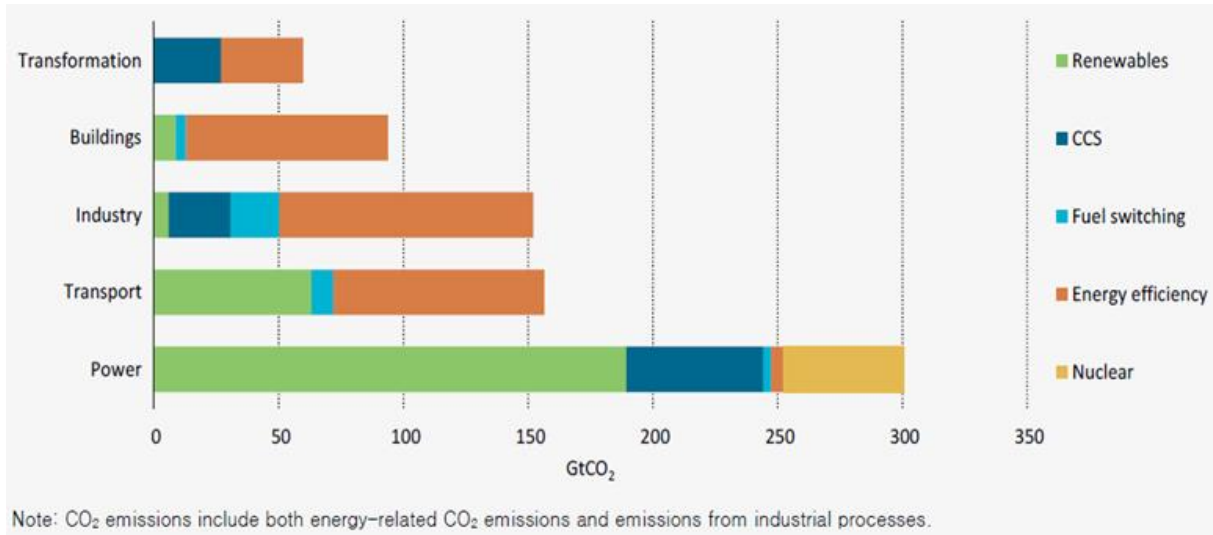
〈표 4-84〉 에너지부문의 2050년 온실가스 감축 잠재량(단위:GtCO₂)

감축수단	2050년 온실가스 감축 잠재량
	(GtCO ₂ e)
신재생에너지 발전 확대	발전부문 : 8.1 건물부문 : 2.1 지역난방 : 1.9 합계 : 12.1
석탄화력발전 퇴출	OECD : 1.0 non-OECD : 3.0 합계 : 4.0
수송부문 전력화	6.1
산업부문 탈탄소화	4.8
미래 배출회피	n.a
에너지부문 소계	27.0

자료: UNEP, Gap Report 2019, p.31

- 또한 2℃ 상승을 달성하기 위해서는 연료연소에서 발생하는 CO₂ 배출량을 2015-2060년 기간에 총 7.600억tCO₂을 감축할 필요가 있으며, 이중 절반에 가까운 3,000억tCO₂이 발전부문에서 발생하고 수송부문과 산업부문은 각각 1,500억tCO₂에 이르고, 건물부문은 약 900억tCO₂, 나머지 전환부문은 약 600억tCO₂에 이를 것으로 예상됨
- 전환부문에서는 CO₂ 감축 잠재량(3,000억tCO₂)의 60% 이상인 1,900억tCO₂을 신재생에너지가 차지하고, 각각 500억tCO₂을 CCS와 에너지효율이 차지할 것으로 전망되어, 발전부문에서는 신재생에너지가 온실가스 감축에서 가장 중요한 역할을 담당할 것으로 예상됨
- 발전부문을 제외한 수송부문과 산업부문, 건물부문, 나머지 전환부문에서는 에너지 효율개선이 가장 큰 감축 잠재량을 갖고 있는 것으로 분석됨

[그림 4-116] 부문별 2015-2060년의 누적 감축 잠재량(단위:GtCO₂)

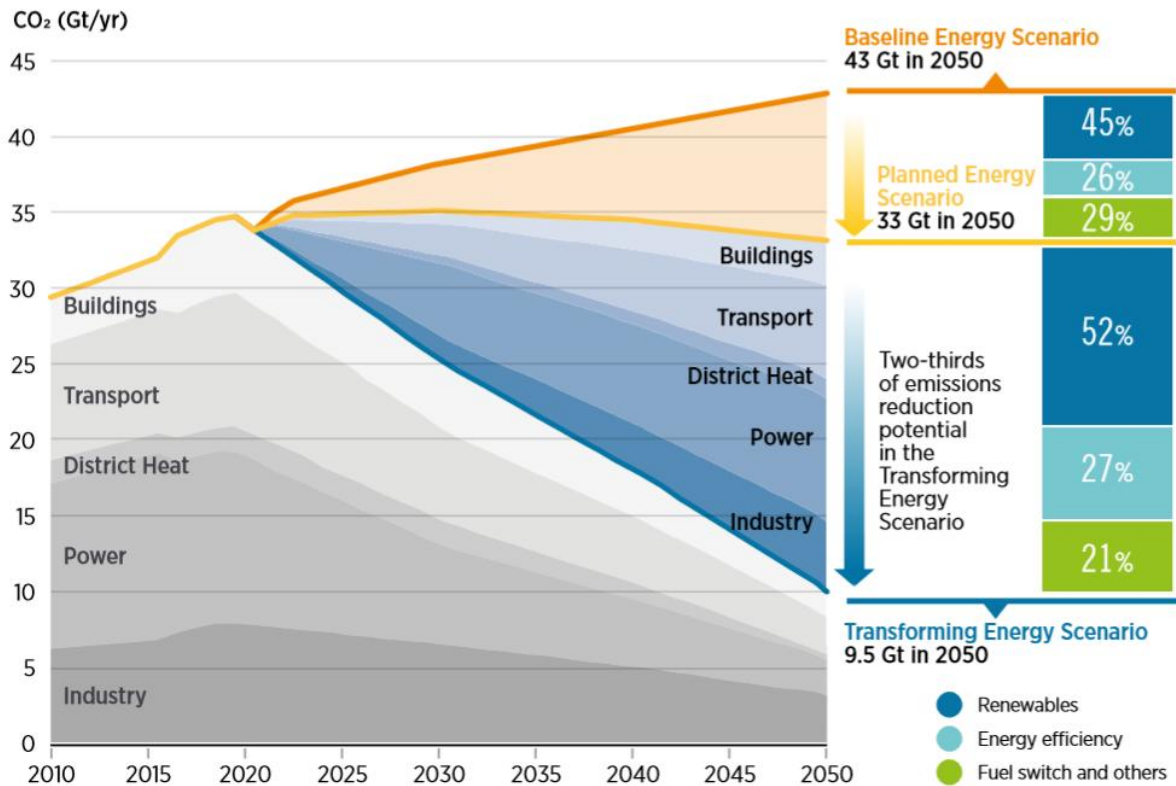


자료: UNEP, GAP Report, 2017. p. 32

4) 국제신재생에너지기구(IRENA)의 신재생에너지 확대 전망

- 2℃ 상승을 달성(전환 시나리오)하기 위해서는 연료연소에서 발생하는 CO₂ 배출량을 현재 대비 70% 이상 감축하여 2019년 연간 340억tCO₂에서 2050년에는 95억tCO₂으로 감축해야 함. 계획 시나리오(NDC 시나리오) 대비 온실가스 감축량의 52%는 신재생에너지(발전 및 소비부문의 신재생에너지 사용)가 차지하고 27%는 에너지 효율이 차지하며, 나머지 21%는 연료전환과 기타 수단이 차지할 전망이다
- 2℃ 달성을 위한 온실가스 감축량의 가장 큰 부분이 발전부문에서 발생하고 다음은 수송부문, 산업부문, 건물부문에서 발생할 것으로 전망됨
- 전환 시나리오 대비 심화 시나리오(1.5℃ 달성을 위한 시나리오)의 온실가스 감축량의 3/4은 전력화가 어려운 부문(화물, 선박, 항공, 중화학공업)에서 발생되어야 하며, 감축수단은 추가적인 신재생에너지 확대, 전력화(직접사용 및 녹색수소), 에너지 효율, 탄소관리, 구조적 변화 및 행태변화 등이 포함됨

[그림 4-117] 시나리오별 온실가스 감축 잠재량(단위:GtCO₂)



자료: IRENA, Global Renewables Outlook-Energy Transformation 2050, 2020, p.33

나. 온실가스 감축 진출분야 개요

- UNFCCC의 CDM 사업 추진 실적 분석, 우리나라와 분석대상 개도국의 온실가스 감축기술 경쟁력 분석, CDM 사업 분포 등을 종합적으로 감안하면 분석대상 개도국에서 온실가스 감축사업을 추진하기에 가장 유망한 부문은 에너지부문, 특히 발전부문으로 분석되며, 온실가스 감축기술로는 신재생에너지발전기술(태양광발전, 풍력발전, 소수력발전, 바이오매스발전 등)이 가장 유망한 것으로 분석됨
- 발전부문은 온실가스 배출량의 가장 큰 비중을 차지하고 있기 때문에 저탄소 에너지 전환에서 가장 핵심적인 역할을 수행할 것으로 기대됨
- 저탄소 전환을 위해 발전부문은 화석연료 발전을 축소하고 신재생에너지 발

- 전을 확대해야 할 것으로 예상됨. 에너지 소비부문에서 전기자동차의 확대, 전력사용의 확대 등으로 인해 전력의 소비가 확대될 뿐만 아니라 에너지 소비부문의 화석연료 소비를 저탄소 전력으로 대체해야 함
- 신재생에너지 발전기술인 소수력발전, 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스발전은 지속가능발전에 기여할 수 있는 바람직한 발전수단이기 때문에 이들 기술을 적용하여 온실가스 감축을 추진하는 것이 바람직한 감축전략으로 평가됨
 - 신재생발전기술의 발전단가는 빠른 속도로 하락하고 있으며 이러한 추이는 향후에도 지속될 것으로 예상되기 때문에 신재생에너지발전은 화석연료발전 대비 조만간 경쟁력을 확보할 것으로 예상됨
 - 폐기물부문에서는 매립가스를 소각시키는 방법 이외에 매립가스를 발전에 활용하거나 에너지원(천연가스 대체, 열 생산 등)으로 활용하는 방안도 지속가능발전에 기여할 수 있는 전략임
 - 농림어업부문에서는 가축 폐기물에서 발생하는 메탄을 회수하여 이를 소각하거나 에너지원으로 활용하는 방안도 온실가스 감축수단으로 고려할 필요도 있음

〈표 4-85〉 개도국의 온실가스 감축 진출 유망 분야

부문	기술
발전부문	소수력발전, 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스발전
산업부문	연료전환, 효율개선
가정부문	효율개선(LED, 쿼스토프, 가전기기, 냉난방, 단열 등)
상업부문	효율개선(LED, 가전기기, 냉난방, 단열 등)
폐기물부문	매립가스
농림어업산림	메탄감축, CO ₂ 흡수(망그로브 등), REDD+

- 신재생에너지 확대는 기후변화 대응의 핵심과제이기 때문에 모든 국가가 적극적으로 추진할 것으로 예상됨.
- 이러한 신재생에너지 확대 계획은 베트남의 전원계획(제7차 전력개발계획, 2016년)에서도 나타나고 있는데, 베트남은 2018년 현재 7.2%에 불과한 신재

생에너지(태양광, 풍력, 수력, 바이오매스) 설비 비중을 2030년에는 21%까지 증대시킬 계획이며, 이를 위해 신재생에너지 설비용량을 2018년의 3,476MW에서 2030년에는 무려 53,000MW로 증대시킬 계획이며 주로 태양광과 풍력 설비를 대폭 확대할 계획임

- 베트남은 전력보조금(Feed in Tariff) 지급으로 인해 신재생에너지 설비가 빠르게 보급되고 있는 추이임

〈표 4-86〉 베트남의 신재생에너지 설비 확대 계획(단위:MW, %)

	2020년	2025년	2030년
태양광	850(0.5)	4,000(1.6)	12,000(3.3)
풍력	800(0.8)	2,000(1.0)	6,600(2.1)
(소)수력	21,600(29.5)	24,600(20.5)	27,800(15.5)
바이오매스	1,700(1.0)	3,000(1.2)	6,600(2.1)
계	24,950(9.9)	33,600()	53,000(21.0)

자료 : KDI(2020)

다. 칠레의 기술별 감축사업 진출 가능성 및 검토 사항

1) 태양광발전

- 칠레에는 현재(2020년 7월 기준)까지 총 20건의 태양광발전 사업이 CDM 사업으로 등록되었으며, 소규모 풍력사업은 9건이며 나머지 11건은 대규모 태양광발전 CDM으로 개발되었음. 본 연구에서는 7개의 태양광발전 CDM 사업을 분석했으며 모두 대규모 사업임
- 칠레 태양광발전 CDM 사업(분석대상 7건)은 모두 북부지역의 전력망(SING)에 연결되어 있는데 이는 태양광발전 여건이 칠레 북부지역이 양호하다는 점, 북부 전력망의 전력 구매단가(대부분 \$0.1302/KWh)가 중앙전력망(SIC)의 구매 단가(주로 \$0.0872/KWh)에 비해 높다는 점, 그리고 북부지역 전력망(SING)의 화력 발전의 비중이 높아 온실가스 배출계수(0.7540tCO₂/MWh)가 중앙전력망(SIC)의

온실가스 배출계수($0.57\sim0.69\text{tCO}_2/\text{MWh}$)에 비해 높다는 점이 태양광발전사업 개발 요인으로 작용한 것으로 추정됨. 따라서 태양광발전을 개발하기 위해서는 칠레 지역별 태양광발전 여건과 전력망 접근에 대한 조사가 이루어질 필요가 있음

2) 풍력발전

- 칠레에는 현재(2020년 7월 기준)까지 총 21건의 풍력발전 사업이 CDM 사업으로 등록되었으며, 소규모 풍력사업은 2건에 불과하고 나머지는 모두 대규모 풍력발전 CDM으로 개발되었음. 본 연구에서는 9개의 CDM 사업을 분석했음
- 칠레의 풍력발전 CDM 사업은 대부분 육상풍력으로 개발되고 있으며, 바다와 인접한 산악지역에 설치되고 있는 상황인데 이는 해안지역이 풍력발전에 양호한 여건을 갖고 있는 것으로 추정됨. 해상풍력 CDM은 개발되지 않은 상태이므로 향후 해상풍력발전 사업 개발 가능성에 대한 검토가 필요함
- 칠레의 풍력발전은 대부분 중앙전력망(SIC)에 연결되어 건설되고 있는데 이는 풍력발전이 대부분 칠레의 중앙지역에서 집중적으로 개발되고 있다는 의미임(분석대상 9건 중에서 SIC 전력망에 연결된 사업은 7건이며, 북부의 SING 전력망에 연결된 사업은 2건임). 2017년 말에 중앙전력망(SIC)과 북부지역 전력망(SING)이 통합되어 국가전력망(SEN)으로 탄생했기 때문에 풍력발전 CDM 사업을 개발할 경우에는 전력망의 통합여부 및 전력망 배출계수 변화를 고려할 필요가 있음
 - 칠레의 중앙전력망(SIC)은 칠레 발전능력의 73.8%(2010년 기준)를 차지하고 있으며 북부지역의 전력망(SING)은 25.6%를 차지하고 있어 두 전력망의 칠레 발전능력의 대부분을 차지하고 있음. 따라서 풍력발전 CDM 사업은 전력망 연계가 비교적 용이한 중앙지역을 중심으로 개발된다는 의미임
 - 칠레에는 4개의 전력망이 독립적으로 운영되고 있었는데, 북부에는 SING(발전량의 25.6%, 발전능력 3,601.9MW, 대부분 화력발전), 중부에는 SIC(칠레 발전량의 73.8%, 발전능력 9,385.7MW), 절반 이상이 수력발전), 남부에는

Aysen System(발전량의 0.2%, 발전설비능력 50.45MW, 절반 이상이 화력발전), 남부 끝에는 Magallanes System(발전량의 0.4%, 98.7MW, 모두 화력발전)의 전력망이 존재(ref. no 4449 PDD, 2011.5.12)했으나 2017년에 말에 SIC 전력망이 SING(Sistema Interconectado del Norte Grande:Great North Interconnected Electricity System) 전력망과 연계되어 국가전력망인 SEN(Sistema Electrico Nacional: National Electricity System)이 탄생했음

- 국가전력망(SEN) 이전에 등록한 CDM 사업이 국가전력망 탄생 이후에 사업기간을 갱신할 경우에는 전력망 배출계수를 조정해야 함. 예를 들면 Monte Redondo Wind Farm Project(48MW, 등록번호 4449)는 2011년 5월 12일에 등록되어 바로 제1기 CER 발행기간(2011.5.12.~2018.5.11.)이 시작되었고, 당시에는 SIC 전력망의 배출계수를 적용하여 온실가스 감축량을 추정했으나, 2019년 12월 9일에 제2기 발행기간(2018.5.12.~2025.5.11.) 갱신 시에는 SIC와 SING 전력망이 통합되어 새로 탄생한 국가전력망(SEN)의 배출계수를 적용했음. 따라서 풍력발전 CDM 사업을 개발할 경우에는 전력망의 통합 여부 및 전력망 배출계수 변화를 고려할 필요가 있음

〈표 4-87〉 칠레의 전력망 현황(2010년 기준)

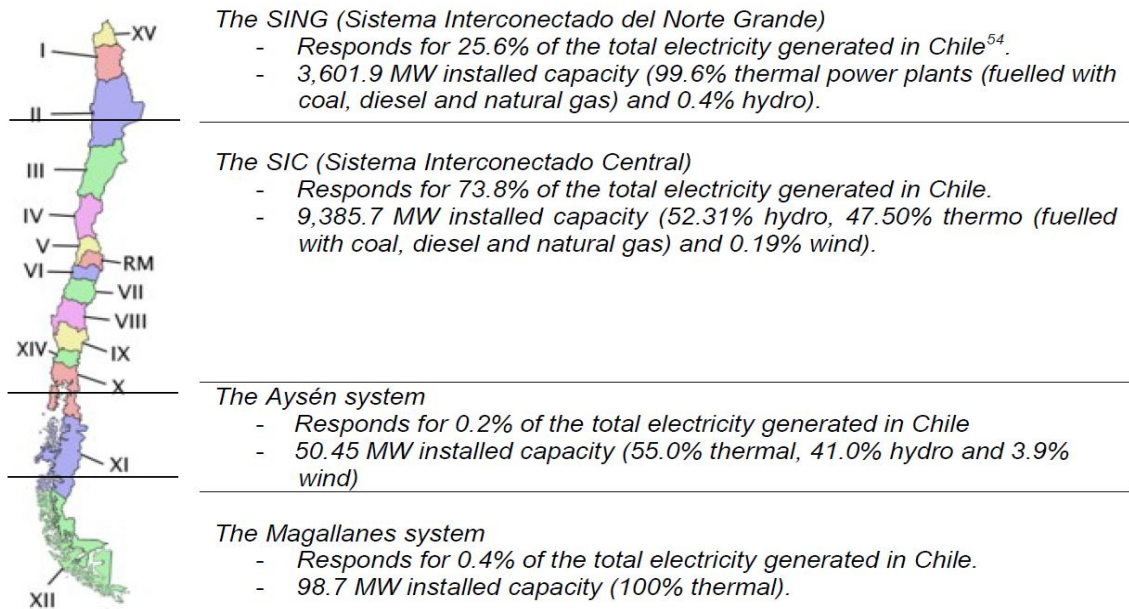
전력망	발전량 비중(%)	발전설비	
		설비(MW)	설비 구성비(%)
SING	25.6	3,601.9	화력(석탄, 디젤, 천연가스) 99.6%, 수력 0.4%
SIC	73.8	9,385.7	화력(석탄, 디젤, 천연가스) 47.5%, 수력 52.31%, 풍력 0.19%
Aysen	0.2	50.45	화력 55.0%, 수력 41.0%, 풍력 3%
Magallanes	0.4	98.7	화력 100%

자료 : 칠레 Monte Redondo Wind Farm Project(CDM 등록번호 4449)를 바탕으로 저자가 작성

- 참고로 중앙전력망(SIC)에는 2006~2015년 기간에 총 6,205MW의 발전설비가 건설될 예정이었는데 신재생에너지 발전설비는 19%인 1,185MW에 불과한 수준이어서 발전설비 증설이 화력발전 위주로 추진될 계획임. 이러한 경

우에는 중앙전력망의 온실가스 배출계수가 상승할 가능성이 높으며, 이는 온실가스 감축사업당 온실가스 감축량이 증대되는 효과를 가져오기 때문에 감축사업 개발자들에게는 유리한 요인으로 작용할 수 있음

[그림 4-118] 칠레의 전력망 현황(2010년 기준)



자료 : 칠레 Monte Redondo Wind Farm Project(ref. no 4449 PDD, 2011.5.12)

3) 수력발전

- 칠레에는 현재(2020년 7월 기준)까지 총 34건의 수력발전 사업이 CDM 사업으로 등록되었으며, 소규모 수력발전사업은 19건이며 나머지 15건은 대규모 수력발전임. 칠레 CDM 사업 중에서 수력발전이 가장 큰 비중을 차지하고 있는데 이는 칠레가 수력발전 자원이 풍부하다는 점을 말해주고 있음. 본 연구에서는 16개의 수력발전 CDM 사업을 분석했음(소규모 수력발전은 9건, 대규모 수력발전은 7건)
- 수력발전을 감축사업으로 추진하기 위해서는 수력발전 자원 잠재량과 수력발전, 특히 소수력발전으로 개발 가능한지에 대한 기술적인 조사가 선행될 필요가 있음

- 칠레의 수력발전은 모두 중앙전력망(SIC)에 연결되어 건설되고 있는데 이는 연결될 전력망이 존재하고 수력발전 여건이 비교적 양호한 것으로 추정됨. 향후 수력발전을 감축사업으로 추진하기 위해서는 국가전력망(SEN, SIC와 SING 통합 전력망)과 연계될 수 있는 칠레 북부지역의 수력발전 가능성에 대한 검토가 필요함. 가능성에 대한 검토 시에는 소수력발전의 경우에는 대부분 농업 용수와 수력발전이 혼합된 경우가 다수이기 때문에 농업용수 사용에 따른 발전제약 가능성도 함께 고려하는 것이 필요함
- 1999년에 칠레에 가뭄으로 인해 중앙전력망의 전력공급이 차단되자 칠레 정부가 법(Article 99bis)을 도입하여 가뭄을 자연재해 목록에서 제외시켰음. 따라서 가뭄으로 인하 전력생산 중단에 대한 책임이 발전사업자에게 귀속되도록 되어 있으므로 향후 수력발전 사업 개발 시 이를 참조할 필요가 있음(등록번호 1267, Puclaro 수력발전 PDD)

4) 매립가스(LFG)

- 칠레에는 현재(2020년 7월 기준)까지 총 15건의 매립가스 사업이 CDM 사업으로 등록되었으며, 모두 대규모 사업임. 본 연구에서는 11건의 매립가스 CDM 사업을 분석했음
- 매립가스(LFG) 사업은 특별한 처리를 거치지 않고 대기로 방출되는 매립가스를 포집하여 대부분의 경우에는 연소 이후에 대기로 방출하며, 일부 사업의 경우에는 매립가스 연소를 통해 열을 생산하여 침출수(lechate)를 증발시키거나 전력을 생산하여 판매하는 사업도 있음.
 - 매립가스에는 약 50%의 메탄이 포함되어 있는데 메탄은 화재, 폭발, 악취, 대기오염(휘발성 물질)을 발생시키기 때문에 메탄을 파괴하여 대기에 방출해야 할 필요가 있음.
 - 칠레 매립가스 CDM 사업에는 대부분 ACM0-001 방법론(Flaring or use of landfill gas)과 기준선 방법론(Consolidated baseline methodology for landfill

gas project activities)이 적용되었는데, 이는 기준선(baseline)이 포집된 매립가스의 일부 혹은 전부가 방류되고, 프로젝트 활동은 포집된 매립가스를 연소하거나 활용하는 경우에 적용되는 방법론임

: Santa Marta 매립가스(LFG) 프로젝트(등록번호 799)는 매립지에서 발생된 매립가스를 포집 및 연소시키는 프로젝트로서, 1단계(2007.2)에 연소기 3기($3,000\text{Nm}^3/\text{h}$, $3\text{기}\times 1,000\text{Nm}^3/\text{h}$), 2단계(2008.2)에는 1기($2,000\text{Nm}^3/\text{h}$), 3단계(2020.1)에는 1기($5,000\text{Nm}^3/\text{h}$), 4단계(2012.10)에는 1기($5,000\text{Nm}^3/\text{h}$) 등 총 $15,000\text{Nm}^3/\text{h}$ 의 연소설비를 설치했음. 매립가스를 연소하여 전력을 생산하는 시설을 추가할 계획이지만 현재까지 결정된 내용이 없음

: El Molle 매립가스(LFG) 프로젝트(등록번호 170)는 2001년에 CDM으로 등록되었으며 21년 동안(2002~2022) 매립지에서 발생된 매립가스를 포집 및 연소시키는 사업으로서, 2016년부터는 4.5MW ($1.5\text{MW}\times 3\text{기}$, 향후 8MW 까지 증설할 계획)의 발전설비를 가동하여 연간 $36,420\text{MWh}$ 의 전력을 SIC 전력망에 공급하고 연평균 $176,617\text{tCO}_2$ 의 온실가스를 감축하는 사업임. 1단계(2007.2)에 연소기 3기($3,000\text{Nm}^3/\text{h}$, $3\text{기}\times 1,000\text{Nm}^3/\text{h}$), 2단계(2008.2)에는 1기($2,000\text{Nm}^3/\text{h}$), 3단계(2020.1)에는 1기($5,000\text{Nm}^3/\text{h}$), 4단계(2012.10)에는 1기($5,000\text{Nm}^3/\text{h}$) 등 총 $15,000\text{Nm}^3/\text{h}$ 의 연소능력이 설치되었음

: Coronel 매립가스(LFG) 프로젝트(등록번호 1219)는 매립가스를 포집해서 연소하여 방류하는 사업임

: La Hormiga 매립가스(LFG) 프로젝트(등록번호 2028)는 매립가스를 포집 및 연소해서 방류하는 트로젝트로서 향후 발전설비를 추가할 계획임

: Copiulemu 매립가스(LFG) 프로젝트(등록번호 96)는 매립가스를 포집해서 연소하고 열을 생산하여 침출수(racheat)를 증발시키는 프로젝트임

- 2006년 현재 칠레는 매립가스를 연소시켜야 한다는 등의 법적인 규제는 없으나 포집된 매립가스의 일부(2-3%)는 연소하여 대기로 방출하고 있으나 매립가스를 활용한 감축사업 추진 시에는 매립가스 처리에 관한 법적인 규제의

도입 여부를 확인하는 절차가 필요함

- 매립가스를 포집해서 연소시켜서 대기로 방출해야 한다는 법적인 규제가 도입되면 매립가스 CDM 사업의 기준 배출량(baseline)이 법적인 규제가 없는 경우에 비해 축소될 가능성이 있기 때문에 매립가스를 활용한 감축사업 진출 시에는 매립가스 처리에 관한 법적인 규제 여부를 확인하는 절차가 필요함
- 칠레 매립가스(LFG) 프로젝트는 대부분 매립가스를 단순 연소하여 대기중에 방출하는 사업이 대부분이며, 일부 사업은 매립가스를 사용하여 열을 생산하는 경우도 있지만 열을 상업적으로 판매하는 경우는 거의 없음. 또한 매립가스를 이용하여 전력을 생산하는 계획을 수립한 경우도 있지만 대부분 발전사업을 포기했는데 이는 매립가스의 규모가 발전사업의 경제적 타당성을 확보(전력판매 수입 및 CER 판매수입까지 고려할 경우)할 수 있는 규모가 되지 못하기 때문인 것으로 알려지고 있음. 매립가스를 발전사업과 연계하는 사업이 선호되기 때문에 매립가스의 규모가 발전사업을 수행하기에 충분한 규모인가에 대한 기술적인 검토가 필요함
- 칠레의 온실가스 감축분야에서 폐기물부문의 매립가스 부지가 많으며, 현재 (2006년 3월 기준, La Hormiga LFG 프로젝트) 매립가스를 활용하지 않고 대부분 대기에 방류하고 있기 때문에 매립가스를 포집하고 이를 이용하여 전력이나 열을 생산하는 온실가스 감축사업이 가능할 것임. 전력을 생산하기 위해서는 추가적인 투자가 이루어져야 하지만 포집되는 매립가스의 규모가 적기 때문에 전력 생산은 경제적이지 않다는 것이 대부분의 PDD에서 언급된 부분임. 따라서 열을 생산하여 침출수를 증발시키는 데 사용하는 방안이 가능함. 그러나 칠레 정부(Ministry of Health, 96 Copiulemu LFG PDD)가 폭발위험을 축소시키기 위해 국가적인 차원에서 매립가스의 일부를 포집해서 연소시켜야 하는 법을 추진 중이기 때문에 이런 법이 도입될 경우 경제성과 온실가스 감축량에 영향을 미칠 수 있음
- 칠레에는 많은 수의 매립지가 존재하고 있으며 대부분 관리되지 못한 채 매

탄가스를 대기 중에 방출하고 있는 상황이기 때문에 매립가스 감축사업 개발 잠재력이 많은 수준임. 이러한 정보는 오래된 정보이기 때문에 칠레 전국의 매립지가 CDM으로 어느 정도 개발되었는지에 대한 조사가 추진될 필요가 있음. 칠레 매립가스 현황은 다음 표와 같음

〈표 4-88〉 칠레의 매립가스 현황(2006년 3월 기준)

Regio	Name landfill	Location	Biogas recollection system	Chimney	Flare	CDM
I Region	Camíña	Iquique	yes	no	no	no
	El Boro	Iquique	yes	yes	no	no
	Pica	Iquique	yes	yes	no	no
II Region	Calama	Tocopilla	no	yes	no	no
	Radomiro Tomic	Calama	yes	yes	no	no
	Sociedad Chilena del Litio	Salar de Atacama	no	no	no	no
III Region	Diego De Almagro	Chañaral	yes	yes	no	no
IV Region	Andacollo	Elqui	no	no	no	no
	Rio Hurtado	Limari	yes	no	no	no
	Ovalle	Ovalle	yes	no	no	no
V Region	La Hormiga	San Felipe	yes	yes	no	no
	Puchuncavi	Valparaiso	yes	yes	no	no
	El Molle	Con Con	no	no	no	no
VI Region	Collihues- La Yesca	Cauquenes	no	no	no	no
	Las Quilas	Pichilemu	yes	yes	no	no
	Vichuquen	Vichuquen	no	no	no	no
VII Region	Ecomaulle	Rio Claro	yes	yes	no	no
	El Retamo	San Javier	no	no	no	no
	La Lioica	Linares	no	no	no	no
VIII Region	Vertedero La Mancha	Cabrero	yes	yes	no	no
	Vertedero San Ignacio	Chillán	yes	no	no	no
	Mulchen	Mulchen	yes	yes	no	no
	Cosmito	Concepción	yes	yes	yes	yes
	Playa Negra	Coronel	yes	yes	yes	yes
	Copilemu	Chalmavida	yes	yes	yes	yes
IX Region	Vertedero de Lumaco	Lumaco	no	no	no	no
	Vertedero de Victoria	Victoria	no	no	no	no
	Freire	Freire	yes	no	no	no
X Region	Vertedero Quilche	Panguipulli	yes	no	no	no
	Vertedero Morrompulli	Valdivia	yes	yes	no	no
	Vertedero Palliaco	Pallaco-Valdivia	yes	no	no	no
XI Region	Vertedero Puerto Aguirre	Aisen	no	no	no	no
	Vertedero Pulluhupapi	Aisen	no	no	no	no
	El toqui	Mañihuales	yes	no	no	no
XII Region	Puerto Eden	Puerto Natales	no	no	no	no
	Vertedero Leña Dura	Punta Arenas	yes	no	no	no
	Vertedero Cameron	Porvenir	no	no	no	no
RM	Melipilla	Melipilla	yes	yes	no	no
	Lepanto	santiago	yes	yes	yes	yes
	Vertedero Popeta	Melipilla	no	no	no	no
	Santiago Poniente	Malpu	yes	yes	no	no

자료:칠레 La Hormiga and El Belloto LFG PDD

5) 연료전환

- 칠레에는 현재(2020년 7월 기준)까지 2건의 연료전환 사업이 CDM 사업으로 등록되었으며, 본 연구에서는 1건의 CDM 사업을 분석했음. 경제성장이 지속되면서 산업시설의 연료전환 기회도 증가할 것으로 예상됨
- Graneros 공장의 연료전환 프로젝트는 Nestle 칠레 공장으로서 석탄과 경유 및 LPG를 사용한 보일러와 로를 천연가스로 전환하는 프로젝트임. 할인율 10% 기준 시 NPV는 -\$2,729,990이며, 연료가격에 대한 민감도 분석 시에도 NPV가 마이너스 수준을 벗어나지 못함에도 불구하고 CDM 사업을 추진하는 이유는 Nestle 본사의 방침이 환경기준을 강화하여 노후 보일러의 연료를 교체하며 지역사회에 기여하기 위한 목표를 충족하기 위한 것이라고 설명
- 산업부문의 연료전환 사업을 감축사업으로 추진하기 위해서는 특히 산업부문의 에너지원별 소비에 대한 최신 정보를 바탕으로 연료전환 가능성을 검토하는 작업이 선행될 필요가 있음

6) 바이오매스 발전

- 칠레에는 현재(2020년 7월 기준)까지 12건의 바이오매스 사업이 CDM 사업으로 등록되었으며, 본 연구에서는 6건의 CDM 사업을 분석했음
- Nueva Aldea Biomass Power Plant Phase-2 사업(CDM 번호 346)은 41.7MW의 열병합발전설비(steam-Rankine 기술)를 건설하여 크라프트 펄프 공정에서 배출되는 잔사물(residue)인 black liquor, CNCG(methanol and non-condensable gases)을 연료로 사용하여 전력과 열을 생산하고 잉여전력은 중앙전력망(SIC)에 판매하는 사업임
- Panitao Biomass Power Plant 재생에너지(목재 부산물)를 원료로 사용하는 15.5MWth(20,000kg/h)의 보일러를 설치하여 기존의 노후화된 소형 보일러를 대체하고, 새로 건설되는 연어가공공장에 스팀을 공급함으로써 석탄에 의해 공급되는 스팀을 대체하는 사업임

- 산업시설의 부산물을 사용하여 열병합발전설비를 건설하여 열과 전기를 공급하는 바이오매스 발전사업에 대한 기회를 선행적으로 검토할 필요가 있으나 열과 전기의 동시 생산이라는 특성과 열과 전기의 수요처를 감안하면 사업기회는 많지 않을 것으로 예상됨
- 특히 바이오매스 발전사업의 경우에는 연료의 비용 효과적인 확보에 따른 불확실성이 높기 때문에 연료 확보와 함께 전기와 열에 대한 지속적인 판매가 동시에 이루어져야 하는 여건이 바이오매스 사업의 성패를 결정하는 중요한 요소로 알려지고 있음

7) 메탄회수

- 칠레에는 현재(2020년 7월 기준)까지 7건의 메탄회수 사업이 CDM 사업으로 등록되었으며, 본 연구에서는 4건의 CDM 사업을 분석했음. 가축사육농장에서 주로 사업이 추진되고 있다는 점을 감안하면 사업기회는 존재할 것으로 예상됨
- Peralillo Methane Capture 사업(CDM 번호 32)은 돼지사육농장의 메탄을 회수하여 소각하는 사업임

라. 베트남의 기술별 감축사업 진출 가능성 및 검토 사항

1) 풍력발전

- 현재(2020년 7월 기준)까지 베트남에서 총 6건의 풍력발전 사업이 CDM 사업으로 등록되었고, 본 연구에서는 4건의 사업을 분석함.
- 태양광, 소수력, 풍력, 바이오매스 등 풍부한 신재생에너지 개발 잠재력을 보유하고 있으나, 소수력을 제외한 신재생에너지 활용도는 매우 미미한 수준임
- 2019년 4월 기준, 베트남의 총 풍력발전 설비용량은 약 190MW에 달하며, 추가로 263MW의 풍력발전 설비가 건설 중이고 412MW의 설비가 승인 절차 중에 있는 것으로 알려짐(한국에너지공단, 2019)

- 베트남은 태양광 발전 중심의 재생에너지 개발 정책을 펼치고 있으나, 현재 개발이 가장 활발히 진행되고 있는 에너지원은 풍력임
- 베트남의 해안지역은 3,000km에 달하고, 해안지역의 풍속은 평균 5.6m/s 수준이며 일부 섬들은 8m/s에 달하여 풍력발전의 잠재력이 높은 편임
 - 풍속 6m/s 이상인 지역들의 개발 잠재력이 8,000MW에 달함
- 2018년 풍력발전에 대한 발전차액 지원금이 상향되었음
 - 기존 KWh 당 7.8센트에서 내륙의 경우 8.5센트로, 연안의 경우 9.8센트로 인상

2) 메탄회수

- 메탄회수는 베트남에서 수력발전 다음으로 많은 CDM 사업이 등록된 부문임
- 현재(2020년 7월 기준)까지 베트남에서 총 23건의 메탄회수 사업이 CDM 사업으로 등록되었고, 본 연구에서는 2건의 사업을 분석함.
 - 2건의 사업은 모두 타피오카 전분공장의 유기폐수를 혐기발효 과정에서 발생하는 메탄을 포집하여 열 생산에 사용함
 - 사업 이전 개방된 저류지(open lagoon)에서 자연 혐기 발효되도록 방치되어 있고 따라서 발효과정에서 발생하는 메탄이 그대로 대기로 방출됨
 - 발효과정에서 배출되는 메탄을 포집하여 연료로 사용함으로써 기존에 열 생산에 사용되었던 석탄을 대체

3) 바이오매스발전

- 현재(2020년 7월 기준)까지 베트남에서 총 17건의 바이오매스발전 사업이 CDM 사업으로 등록되었고, 본 연구에서는 4건의 사업을 분석함.
 - 4건의 사업 모두 왕겨(rice husk) 또는 사탕수수 찌꺼기(bagasse)를 원료로 사용하여 전력 또는 열을 생산하는 사업임
- 베트남은 농업 비중이 높은 만큼 왕겨, 사탕수수 찌꺼기 등의 비목재(non-woody) 바이오매스가 풍부
 - 메콩강 삼각주의 왕겨 생산량은 연간 4,850천만톤 정도로 추정됨⁴⁸⁾

- 대부분의 농업 잔여물들이 자원회수 또는 오염물질에 대한 대책 없이 폐기장(dumping site)에 방치
- 메콩강 삼각주에 위치한 Can Tho City의 2006년 쌀 생산량은 1,153천톤이었고, 왕겨 생산량은 약 230천톤이었음. 이 지역에 수행된 Dinh Hai 왕겨 열병합 프로젝트(ref no. 5907)의 연간 왕겨 소비량은 약 48천톤이었음.
- 메콩강 삼각주에 위치한 Long An 지역의 2007년 쌀 생산량은 1,950천톤이었고, 왕겨 생산량은 390천톤이었음. 당시 전체 왕겨 중 15%~20%만 요리, 경작, 난방, 비료 등을 위해 사용되었고, 나머지 80%는 밭, 운하, 강 등에 방치되었음
- 베트남 청정생산센터(Vietnam Cleaner Production Center, VCPC)는 2017년 바이오폐기물 전환 사업의 잠재력 실현과 비 부문에 있어서의 규모 확장을 위해 기후기술 센터 및 네트워크(Climate Technology Centre and Network: CTCN)에 지원을 요청했음⁴⁹⁾
- 원활한 원료 확보가 반드시 선결되어야 하고, 추가적으로 전력 또는 열 사용자 중심으로 진행 시 사업진행이 용이할 것으로 판단됨
- 4건의 사업 중 왕겨를 원료로 하는 2건의 사업은 곡창지대에서 수행되어 원료의 원활한 공급이 보장될 수 있도록 함
- 사탕수수 찌꺼기를 원료로 하는 2건의 사업은 사탕수수공장 내 또는 인근에서 수행됨
- 3건의 사업은 사탕수수공장, 의류 제조업과 같이 전력 또는 열 사용자가 사업수행자로 직접 참여
- 왕겨를 사용한 사업들은 쌀 생산량이 가장 많은 메콩강 삼각주 지역에서 주로 이루어졌고, 사탕수수 찌꺼기를 사용한 사업들은 베트남 중부와 북부지역에서 수행됨

48) Hon Nam NGUYEN (2018), "Rice residues burning in Vietnam and possible technological solutions"

49) CTCN (2017). 'CTCN in Vietnam: Exploring Rice Husk Valorisation in the Mekong Delta Region (photos)'. (<https://www.ctc-n.org/news/ctcn-vietnam-exploring-rice-husk-valorisation-mekong-delta-region-photos>; 접속일: 2020년 11월 11일)

- 현재는 왕겨나 사탕수수 찌꺼기 등의 잔여물이 폐기물로 처리되고 있지만, 바이오에너지 원료로 재활용될 경우 농가에 부수입 창출에 기여할 수 있는데 이는 원료 확보 비용이 증가함을 의미하기도 함

4) 효율개선

- 현재(2020년 7월 기준)까지 베트남에서 총 7건의 에너지 효율 개선 사업이 CDM 사업으로 등록되었고, 본 연구에서는 3건의 사업을 분석함.
 - 분석에서 제외된 4건은 수처리, 쿡스토브 사업에 대한 PoA 사업임.
 - 본 연구에서 분석한 3건 중 1건은 베트남 남서, 남동 지역 저소득 가구들의 백열등을 CFL(Compact Fluorescent Lamp)로 무상 교체하는 사업이고, 나머지 2건은 시멘트 공장의 폐열을 회수하여 전력을 생산하는 사업임
- 백열전구 교체 사업의 경우, 무료 배포되는 CFL의 재판매를 방지하기 위해 백열등과 상이한 소켓을 사용하였고, 백열등을 수거하여 적절한 절차에 따라 일괄 폐기 처분함
- 경제성장과 함께 제조업의 비중이 증가함에 따라 산업부문 에너지 효율 개선이 중요해짐
 - 업종별 에너지 사용 실태, 나아가 폐열 배출 및 회수 실태 파악이 필요함
 - CDM 사업이 이미 진행된 시멘트 산업처럼 폐열을 자체 재활용하거나, 폐열 배출 업체와 열 수요업체를 정확히 파악하고 연결시켜주는 방안도 고려 필요
- CDM 사업이 이미 진행된 시멘트 산업의 경우, 최근 베트남의 경제성장과 함께 건설경기가 살아남에 따라 시멘트 수요 역시 증가⁵⁰⁾
 - 2015년 말 기준으로 오직 4개의 업체만이 폐열회수 시설을 도입하였고, 정부의 권고에도 불구하고 늦어진 이유로는 높은 시설 투자비용과 당시 시멘트 업황이 저조하였기 때문임⁵¹⁾

50) Inside VINA (2020). ‘올해 베트남 시멘트 수요 4~5% 늘 듯...1억100만~1억300만톤’. (<http://www.insidevina.com/news/articleView.html?idxno=12636>; 접속일: 2020년 11월 11일)

5) 매립가스

- 현재(2020년 7월 기준)까지 베트남에서 총 7건의 매립가스 사업이 CDM 사업으로 등록되었고, 본 연구에서는 5건의 사업을 분석함.
 - 5건의 사업 중 4건의 사업이 호치민시 인근의 매립지에서 수행됨.
- 베트남 매립지의 20%만 위생적으로 관리되고 있음⁵²⁾
 - 660개의 매립지 중 오직 20%만이 위생적이고, 나머지 매립지들은 환경적으로 취약
 - 하노이, 호치민, 다낭 등의 주요 대도시의 매립지역들은 이미 과부하상태임⁵³⁾
- 원료의 원활한 확보를 위하여 인구가 많은 호치민, 하노이, 하이퐁 등의 대도시 인근의 매립지가 사업수행의 유력 후보지가 될 수 있을 것으로 예상
 - 주요 대도시 인근 매립지들의 메탄 포집 및 활용시설 운영 현황 확인 필요
 - 호치민시 매립장의 경우 메탄 포집 및 활용시설을 설치하여 CDM 사업을 수행하고 있는 곳들이 있음
 - 하지만 하노이 하이퐁, 다낭 등의 매립지의 경우 메탄 포집 및 활용시설들이 CDM 사업으로 등록된 경우가 많지 않은 실정임
- 매립가스 자원화에 가장 큰 영향을 미치는 요인 중 하나는 유기성폐기물(음식물쓰레기, 축분, 하수슬러지 등)에 대한 환경규제이기 때문에 현재 베트남의 유기성폐기물 규제 수준 확인 필요
 - 유기성폐기물의 직매립 금지에 관한 법령 이행 시, 매립폐기물의 성상이 크

51) Global Cement (2016). 'Vietnam cement companies fail to build waste heat recovery systems'. (<https://www.globalcement.com/news/item/4681-vietnam-cement-companies-fail-to-build-waste-heat-recovery-systems>; 접속일: 2020년 11월 11일)

52) VNEXPRESS (2019). 'Only 20pct of Vietnam's landfills are hygienic: expert'. (<https://e.vnexpress.net/news/news/only-20-pct-of-vietnam-s-landfills-are-hygienic-expert-3994486.html>; 접속일: 2020년 11월 11일)

53) VNEXPRESS (2020). 'HCMC to close its largest landfill in 2024'. (<https://e.vnexpress.net/news/news/hcmc-to-close-its-largest-landfill-in-2024-4037195.html>; 접속일: 2020년 11월 11일)

게 변화되어 매립가스의 발생이 급격히 줄어들며, 이는 CDM 사업의 온실가스 감축량에 영향을 미치기 때문이다.

마. 페루의 기술별 감축사업 진출 가능성 및 검토 사항⁵⁴⁾

1) 신재생에너지

- 페루의 발전용 에너지 믹스에서 재생에너지 발전이 차지하는 비중이 40%(2017년 기준)에 달하며, 재생에너지원의 발전량이 지속적으로 증가하는 추세임
 - 2017년 발전량 기준 수력이 19,699GWh(37.2%), 풍력이 1,073GWh(2%), 태양광이 287GWh(0.5%)를 차지함
 - 수력은 천연가스와 함께 페루의 주요 발전원으로서, 2008년 수력 발전의 비중이 60%에 육박하기도 했으며, 지속적으로 페루의 기저발전을 담당함
- 페루는 2008년부터 지속적으로 재생에너지원 비중 증대를 목표로 신재생에너지 투자 촉진 법령 제정, 지역 재생에너지 보급 확대 실행계획 수립, 에너지 효율 향상 및 재생에너지 확대에 중점을 두어 국가에너지계획(NEP) 수립 등 적극적으로 신재생에너지 부문 정책을 펼치고 있음
 - 페루는 친환경에너지원 비중 확대를 위해 2008년 ‘신재생 에너지원 투자 촉진 법령’을 제정하였으며, 2011년 신재생 에너지 발전법을 통해 이를 강화
 - 지역 전력 향상계획(2013년)을 통해 가정용 태양광 보급 정책 공표 및 지역 전력망, 태양광, 풍력, 소규모 수력발전 투자를 통한 재생에너지 확대 추진
 - ‘국가 에너지 계획’(National Energy Plan, 2014)에서 2025년까지 수력을 포함한 재생에너지 발전 비중을 60%까지 확대 및 수력 이외 재생에너지 발전 비중 최소 5% 이상 확충 계획을 수립함
 - 수력 제외, 최대 200MW의 재생에너지 발전설비 구축을 단기 목표로 설정함

54) 페루 CDM 사업의 PDD 문서 및 한국에너지공단 페루 에너지 이슈 리포트(2020) 참조

- 재생에너지 투자액은 2016년 기준 389백만USD로 2009년 2.7백만USD에 비해 대폭 증가하였음. 여타 재생에너지원의 잠재력에 비해 수력발전 비중이 큼
- 부존자원 대비 개발현황은 수력과 바이오가스가 6%를 상회하며, 태양광과 풍력의 개발 진행은 상대적으로 부진함에 따라 향후 수력 외 신재생에너지원 개발 및 활용 가능성이 높음

〈표 4-89〉 페루 신재생에너지원별 잠재량 및 개발 현황(단위:MW, %)

Renewable Energy	Installed Capacity MW	Potential MW	Percent of resource utilized
Hydroelectric (conventional ≥20MW)	4,224	70,000	6.4%
Hydroelectric (non- conventional <20MW)	230		
Wind	233	20,500	1.1%
Solar	96	25,000*	0.4%
Biomass	31	450*	6%
Geothermal	0	3,000	0%
Total	4,814	118,950	4.0%

* 한국에너지공단 페루 에너지 이슈 리포트(2020), 그림 20(p.31) 재인용

2) 메탄회수

- 페루의 법률 상으로는 폐수 방류 전 처리를 의무화하고 있으나, 여전히 폐수가 인근 강으로 배출되는 경우가 많은 것으로 파악됨(CDM 1249 PDD 참조). 폐수 관련 규정 준수를 위해 폐수 처리제 시행이 요구됨에 따라, 폐수의 메탄회수 관련 사업 또한 확대될 가능성이 있음
- 폐수 처리 과정 중 형성되어 대기 중으로 방출되는 메탄 회수 시스템을 설치하고 이를 온실가스 감축사업으로 개발할 수 있는 기회가 확대될 가능성

- 또한, 회수된 바이오가스가 열 에너지 생산에 활용되어 디젤 사용량을 감소시킴으로써 추가적 온실가스 감축 실적을 발생시킬 수 있음

3) 효율개선

- 페루의 향후 전력 수요 증가에 따른 온실가스 배출 증가 가능성과 추가 전력 설비의 수요 증가 등을 고려했을 때, 효율개선 감축사업에 대한 수요가 증대될 가능성이 있음
 - 공급 측면의 효율개선 사업으로 화석연료 소비량을 감소시키며, 추가 전력을 발생시켜 국가 전체의 지속가능한 발전에 기여할 수 있음
 - 온실가스 감축 효과에 따른 연간 감축량(ERs)은 장기간 동일하게 발생
- 특히, 페루에서 추진된 총 3개의 연료전환 CDM 중 유일하게 실제 감축실적을 발생시킨(CER 발행) 사업은 한국의 포스코건설이 프로젝트의 설계, 조달, 시공에 참여한 CDM 7609 사업임. 해당 프로젝트를 통한 페루와의 협력 관계 및 사업 경험을 바탕으로 추후 효율개선 관련 감축사업이 추진 가능할 것임
 - Kallpa 화력발전소의 3개의 개방사이클 가스터빈(Open Cycle Gas Turbines)에서 발생하는 폐기열/가스를 사용하여 증기를 생산하는 3개의 복합사이클 시스템(배열회수보일러(Heat Recovery System Generator)과 증기터빈발전기(Steam Turbine Generator)로 전환한 프로젝트임
 - 해당 프로젝트는 발전소의 위치가 전력 소비지와 근접하여 송전 손실 감소의 장점을 가졌으며, 연간 감축량이 90만톤CO₂ 이상으로 감축 규모가 매우 큼

4) 매립가스

- 매립가스 포집 및 소각 활동은 현 규제 하에 의무시되는 사항이 아니기 때문에 매립장 매립가스의 수동적 대기 방출(Passive LFG Venting) 관행은 페루에서 흔하게 이루어지고 있음. 페루의 온실가스 배출량 감축 목표 달성을 위해 향후 매립가스 관련 감축사업이 점차 활성화될 가능성이 있음
 - 페루 전역의 9개 매립지 중 오직 2개(Huaycoloro, Ancon, 2015년 기준)의 소

각장만 CDM 사업을 통해 매립가스 포집과 소각을 시행 중임

- 특히, 매립가스의 단순 소각에서 벗어나 매립가스를 활용하여 수익을 창출할 수 있는 발전사업으로 연계하여 전력 공급이 가능한 여건일 경우 감축사업으로서의 잠재성과 경제적·환경적 편익이 증대될 수 있음
 - 단, 매립장이 잠재적 소비지인 주거단지 및 산업단지와 고립되어 위치하거나 송전망 등 기반시설이 부재할 경우에는, 매립가스와 발전사업의 연계가 현실적으로 어려울 수 있음
 - 페루는 열대 지역으로 열 수요가 거의 없어 매립가스를 활용한 열 생산은 적합하지 않음

5) 외교관계 및 경제·사회적 여건 검토

- 감축사업 진출 가능성 기회 요인
 - 4-5%대의 견고한 경제성장을 유지해오고 있으며, 풍부한 수력 자원 및 여타 신재생에너지원에 대한 높은 잠재성이 있음
 - 부패 정권의 교체로 정치적 투명성이 제고된 것으로 평가되어, 장기적으로 사회경제적 투명성이 향상될 것으로 예상됨
 - 페루는 칠레에 이어 중남미 국가로는 두 번째로 한국과 자유무역협정(FTA)을 체결했으며, 에너지 산업, ICT 등 다양한 산업 분야에 대한 협력 진행 중
 - 지역별 경제성장 불균형 등 사회적 문제 해결과 기후변화 대응을 위한 기술·인프라 투자에 적극적이므로, 국내 IT 및 분산전원(BEMS, V2G) 개발 및 보급, 풍력·연료전지 등 재생에너지 관련 기술 보급 등을 중심으로 국가간 협력 증대 및 진출 기회가 확대될 가능성이 있음
- 감축사업 진출 가능성 위기 요인
 - 기후변화로 안데스 빙하 감소가 진행되고 있으므로 물자원이 감소하는 추세에 있음. 이로 인해 페루 일부 지역의 식수 및 농업용수 리스크가 증가하고 있음. 또한 주요 수원인 마라논 유역의 수력발전 건설 계획을 잠정 중단하여,

- 수력발전에 대한 공급 신뢰성이 저하되는 문제가 대두됨
- 2016년 페루 정부가 환경·사회적 피해 등을 고려해 정글 지역의 수력댐 건설 중단 계획을 발표함에 따라 신규 댐건설이 잠정적으로 보류되어 대체 발전원에 대한 계획이 필요한 상황을 감축사업 진출 시 고려할 필요가 있음

바. 스리랑카의 기술별 감축사업 진출 가능성 및 검토 사항

1) 스리랑카 국외사업 진출의 기회요인과 위험요인

- 스리랑카 정부의 핵심 국정과제로 재생에너지에 대한 대규모 투자가 추진되고 있어 에너지 시장이 확대될 예정(한국에너지공단, 2020a)
- 스리랑카 정부는 전력 공급의 절반 이상을 차지하는 화석연료를 대체하기 위한 에너지원의 대대적인 전환 계획으로 2030년까지 재생에너지 전력 공급 비율을 80%로 확대할 계획임(한국에너지공단, 2020a)
- 전력 수입으로 인한 CEB(전력청) 적자 해결을 위해 자급률을 높이하고자 함
- 지난 20년간 스리랑카의 전력 수요는 연 평균 5-6%씩 꾸준히 증가한 반면, 발전소의 수는 부족한 실정임(한국에너지공단, 2020a). 이는 스리랑카 정부가 계획하고 있는 재생에너지 확대 정책에 따라 우리나라 국외 감축사업의 기회가 될 수 있음
- 2019년 3월 스리랑카의 수도 콜롬보에서 전력공급 부족으로 인한 대규모 정전사태가 발생하였으나, 현재 건설 중인 신규 발전소가 부재한 상황임(한국에너지공단, 2020a). 이는 향후 신규 발전소 증설의 필요성을 시사하고 있음
- 현 스리랑카의 정부는 친(親) 외국인투자 성향으로, 에너지 업종의 외국인투자 규제를 완화하였음. 따라서 우리나라의 투자가 용이해질 가능성이 높음
- 외국인투자 규제 완화로 인해 현지 한국법인의 수익 및 배당금 전액을 본국으로 송금 할 수 있음(한국에너지공단, 2020a)

- 스리랑카 정부의 재생에너지 발전 확대 계획 발표에도 불구하고, CEB(스리랑카 전력청)의 재생에너지원 발전 비중이 점차 감소할 것으로 전망되어 정책 목표 달성에 대한 불확실성이 존재함(한국에너지공단, 2020a)
- 친(親) 중국 성향의 여당이 2019년 11월 정부를 재집권하면서, 중국의 SOC 사업 영역이 확대될 가능성이 있으며 이는 한국 민간기업이 국외 감축사업을 시행하는 데에 불리하게 작용할 수 있음(한국에너지공단, 2020a)

2) 태양광발전

- 스리랑카 정부는 민간 전력회사와의 협력을 통해 태양광발전 사업을 추진하여 국가 전력망에 공급할 태양광 발전량을 확대할 예정임(한국에너지공단, 2019)
 - 전력·재생에너지부(Ministry of Power and Renewable Energy)는 지속가능 에너지청(SEA), 전력청(CEB), 스리랑카 전력회사(민간)와 공동으로 옥상 태양광발전사업 ‘수리아 발라 상라마야(Soorya Bala Sangramaya or Battle for Solar Energy)’에 착수하여 2020년에는 200MW, 2025년에는 1,000MW를 전력망으로 공급할 것을 계획함
 - 정부와 민간의 협력을 통해 스리랑카 전역에 800MW의 태양광 및 풍력사업을 추가하기 위해 향후 5년 내 태양광 발전 설치에 필요한 비용 대출 시 이자 절감 등의 혜택을 제공하는 등 태양광 발전 비중을 높이려는 노력을 추진 중임
- 스리랑카 전력청(Ceylon Electricity Board, 이하 CEB)은 태양광발전 사업을 공개입찰로 진행하고 있으며, 2020년 3월 진행된 입찰에서 선정된 150MW 규모의 태양광 발전 설비가 스리랑카 20여개의 지역에 설치될 예정임(한국에너지공단, 2019)
 - CEB는 향후 20년간 해당 태양광 발전설비에서 발전된 전력을 구매할 계획
- 스리랑카는 2018년 1월 31일 국제태양광연합(ISA) 기본협정에 서명하고 동

년도 2월 5일 협정을 비준하여 ISA 창립멤버임(한국에너지공단, 2019)

- 국제태양광연합(ISA)은 전 세계의 미래 태양광발전, 저장, 기술 등 태양광 프로젝트 수행을 위한 1조 달러를 동원하는 것을 목표로 하는 세계 태양광은행으로(한국에너지공단, 2019), 스리랑카 내 태양광발전 사업 축진이 기대됨
- 상기 요인들은 향후 스리랑카가 태양광 발전사업 투자를 확대시킬 가능성이 높음을 시사하며, 이는 우리나라 CDM 사업에 기회요인이 될 수 있음

3) 소수력발전

- 수력발전소 건설을 통해 2020~2024년까지 전국에 230MW급 송전망을 제공할 예정이며, 스마트 그리드를 적용하여 에너지 효율을 극대화할 계획임(한국에너지공단, 2020a)
- 브로드랜드(Broadland), 우마 오야(Uma Oya), 모라골라(Moragolla), 탈라피티갈라 및 시쓰와카(Talapitigala/ Seethwaka) 지역에 각각 2020~2024년까지 수력발전소를 완공할 예정
- 스리랑카는 2019년 발생한 극심한 가뭄으로 수력발전이 중단되어 전력난이 발생하였고, 이후 스리랑카 정부는 대대적인 전력 감축안을 공포하였음(한국에너지공단, 2020a)
- 가뭄으로 인한 전력난을 경험함에 따라 향후 수력발전이 아닌 다른 재생에너지원에 대한 투자를 보다 확대할 가능성도 있음

4) 바이오매스발전

- 2017년 기준 스리랑카의 바이오매스 발전량은 전체 에너지 공급량의 37%를 차지함. 스리랑카의 가장 일반적인 바이오매스는 장작(firewood), 도시 폐기물(Municipal waste), 산업 폐기물, 농업 잔여물임(한국에너지공단, 2020a)
- 장작은 가정용 및 산업용 에너지원으로 주요 공급원 역할을 하며, 특히 농어촌 지역의 가정에서 바이오매스 의존도가 높음
- 스리랑카에서 바이오매스는 신재생에너지 발전목표 달성을 위한 주요한 자원

임. 때문에 스리랑카 정부는 폐기물 활용 에너지 사업을 적극적으로 장려하고 있음(한국에너지공단, 2020a)

사. 기술별 감축사업 진출 가능성 및 검토 사항 종합

1) 태양광발전과 풍력발전 및 소수력발전

- 온실가스 감축사업으로서 전력을 생산하여 전력망에 전력을 판매하는 태양광 발전, 풍력발전 및 수력발전 감축사업의 온실가스 감축량은 연결될 전력망의 온실가스 배출계수에 의해 직접적인 영향을 받기 때문에 전력망의 온실가스 배출계수에 대한 분석 및 전망에 대한 조사가 이루어질 필요가 있음
- 전력망의 배출계수는 현재의 전력생산이 감축사업(CDM)에 의해 영향을 받는 발전원의 온실가스 배출계수인 *operating margin*, 그리고 제안된 감축사업(CDM)에 의해 건설과 미래의 운영이 영향을 받을 발전원의 온실가스 배출계수인 *build margin*의 혼합지수인 *combined margin*을 사용하여 계산되며, 방법론에 따라 *operating margin*과 *build margin*의 비율이 다르기 때문에 두 방법론의 배출계수를 파악하는 것이 중요함. 통상 *operating margin*의 온실가스 배출계수가 *build margin*의 배출계수에 비해 높은 수준을 나타내고 있음
- 다음 표는 일본 IGES가 국가별 배출계수를 제공한 것으로서 국가내의 전력망 종류를 구분하지 않고 평균 배출계수를 제공하고 있음

〈표 4-90〉 국가별 전력망의 온실가스 배출계수(단위:tCO₂/MWh)

국가	combined margin			operating margin			build margin		
	평균	최대	최소	평균	최대	최소	평균	최대	최소
몽골	1.061	1.061	1.061	1.121	1.121	1.121	0.885	0.885	0.885
스리랑카	0.687	0.881	0.615	0.694	0.782	0.634	0.655	0.811	0.534
베트남	0.591	0.973	0.496	0.653	0.880	0.488	0.529	1.028	0.342
칠레	0.614	0.888	0.355	0.725	0.989	0.442	0.471	0.987	0.201
페루	0.594	0.756	0.224	0.692	0.858	0.178	0.486	0.653	0.232

자료 : IGES, GRID_EF Database, 2020.11

- 전력망은 국가별로 칠레의 경우와 같이 독립된 전력망을 갖고 있는 경우, 베트남과 같이 통합된 하나의 전력망을 갖고 있는 경우가 있을 수 있으며, 또한 칠레의 경우와 같이 중앙전력망(SIC)이 북부전력망(SING)과 통합되어 (2017년 말) 새로운 국가전력망(SEN)이 탄생하는 경우도 있기 때문에 전력망 통합에 대한 조사도 이루어질 필요가 있음. 파리협정의 온실가스 감축목표를 달성하기 위해서는 대부분의 국가가 신재생에너지 발전을 확대할 것으로 예상되며, 신재생에너지 발전 확대에 따른 전력망 변동성에 대응하기 위해서는 점진적으로 통합된 전력망을 구축할 것으로 예상됨
- 태양광발전과 풍력발전 및 수력발전은 자연조건에 의해 발전량과 발전효율이 좌우되기 때문에 태양광발전과 풍력발전의 자원 잠재량과 여건에 관한 분석이 필요함
- 국가별 및 지역별 태양광과 풍력발전의 자원 잠재량에 대한 체계적인 조사가 이루어진 결과보고서를 참조하면 바람직하지만 개도국의 경우에 이러한 자료를 확보하기 어려울 것으로 예상됨. 따라서 신재생에너지 전문 연구기관(IRENA)의 자료를 이용하여 국가별 자원 잠재량을 조사하는 것도 대안이 될 수 있음
- 수력발전 중에서 소수력발전의 경우에는 수력자원이 발전 이외에 농업용수와 같은 용도로 사용되는 경우가 자주 발생하기 때문에 농업용수 사용과의 상충문제를 검토할 필요가 있음

- 수력발전의 경우 칠레와 같이 가뭄을 자연재해에서 제외함으로써 가뭄 발생 시 전력생산이 중단되는 책임을 발전사업자가 부담해야 하는 법적인 문제가 발생할 수 있기 때문에 수력발전과 같은 법적인 문제도 검토할 필요가 있음
- 태양광발전과 풍력발전 및 수력발전과 같이 전력을 전력망에 판매하는 경우에는 정부의 보조금(FIT 등) 지급 여부도 검토하여 이러한 사업에서 발생한 감축실적을 투자유치국 외부로 공급 가능한지의 여부를 검토할 필요가 있음
- 전력 판매가격에 투자유치국 정부의 지원이 포함되어 있다고 한다면 이러한 발전사업에서 발생된 온실가스 감축실적을 투자유치국 외부로 공급하는 것에 대한 거부감이 생길 수 있기 때문에 감축사업 추진 시 투자유치국 정부와 외부 공급 여부에 대해 명백하게 협의될 필요가 있음

2) 메탄회수

- 메탄회수 사업은 메탄 발생에 대한 투자유치국 정부의 법적인 규제를 검토할 필요가 있음. 대부분의 경우 메탄이 대기중으로 방출되고 있는데, 대기 중 방출을 규제하는 법이 존재한다면 감축사업의 온실가스 감축량에 영향을 미치기 때문에 정부의 규제 여부를 검토할 필요가 있음
- 메탄회수 사업의 경우에는 특별히 고도의 기술을 요구하는 사업은 아니지만 메탄 발생의 규모에 대한 파악이 중요한 것으로 알려지고 있음

3) 바이오매스발전

- 바이오매스발전은 연료의 공급과 생산된 전력과 열의 판매가 사업의 성패를 좌우하는 중요한 요소로 언급되고 있기 때문에 이에 대한 검토가 필요함
- 바이오매스 발전용 연료 확보를 위해서는 연료를 소유하고 있는 다수의 개인과 계약을 맺어야 하는 어려움이 있으며, 연료 확보를 위해 장거리 운송을 해야 하는 경우가 발생하면 예상보다 많은 비용이 소요될 위험이 있음. 따라서 충분한 연료는 비용 효과적으로 공급받을 수 있는 연료원을 확보할 수 있는 대안을 모색하는 것이 중요함

- 통상 바이오매스 발전의 경우에는 열병합발전설비(CHP)를 설치하여 사업을 추진하기 때문에 열과 전기를 충분하게 소비할 수 있는 수요처가 사업장 인근에 존재하는 것이 중요한. 열병합발전에서 열과 전기의 생산 비율을 자유롭게 조정하기 어려운 기술적 특성을 감안하여 열과 전기의 소비처가 존재하는 것이 중요함. 전력은 전력망에 연결하여 판매가 가능하지만 열의 경우에는 소비처가 사업장과 장거리일 경우에는 열 공급이 어렵기 때문에 열을 소비하는 수요처가 사업장 인근에 존재해야 함. 따라서 열소비 위주의 사업장 입지를 선정해야 한다는 차원에서 바이오매스 사업은 열을 소비하는 공장이나 산업시설에 설치하는 것이 바람직함
- 바이오매스 발전사업의 연료 공급과 열 판매를 가능하면 장기계약에 의해 공급하는 계약을 체결하는 것이 중요함.
- 연료공급이나 열 판매가 단기계약을 통해 운영되는 경우에는 연료 공급과 열 판매가 장기적으로 안정화되지 못하는 경우가 발생하고 있기 때문에 가능하면 장기계약을 통해 공급 및 판매하는 것이 중요함

4) 연료전환

- 산업시설의 경우에 연료전환 기회가 발생할 가능성이 높을 것으로 예상됨. 산업시설의 열과 스팀 생산이 주로 화석연료(석탄, 중유, LPG 등)에 의존하고 있었다는 점을 감안하면 향후 연료전환 기회도 발생할 가능성에 대한 검토가 필요함
- 개도국의 산업부문의 에너지원별 소비 자료를 확보하여 화석연료를 청정연료(천연가스, 신재생에너지)로 전환할 수 있는 잠재력을 검토할 필요가 있음
- 연료전환 검토에서는 청정연료와 전기요금의 비교도 이루어질 필요가 있음. 우리나라와 같이 산업용 전기요금이 비교적 낮은 경우에는 청정연료보다는 전력으로의 연료전환이 발생했다는 점을 감안하면 에너지원별 소비구조와 함께 연료전환 비용에 대한 검토도 이루어질 필요가 있음

5) 효율개선

- 효율개선은 투자비에 비해 온실가스 감축량이 적은 규모이기 때문에 통상 시장 기능에 의한 개선사업 투자가 미진한 수준에 머물고 있음. 따라서 효율개선에 대해서는 다른 사업에 비해 인센티브를 제공하는 방안이 필요함
- 효율개선에 의한 온실가스 감축 잠재력은 신재생에너지와 함께 가장 큰 온실가스 감축 잠재력을 갖고 있는 것으로 알려지고 있기 때문에(IEA) 효율개선을 촉진시킬 수 있는 정책적 배려가 필요함
- 정책적 배려에는 효율개선에서 발생한 온실가스 감축실적에 대해서는 할증이나 가중치를 부여하는 방안, 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)에서 최소 비중을 설정하는 방안 등을 고려할 수 있음
- 최근 의욕적으로 추진되고 있는 쿽스토브는 비용 대비 수익이 양호하고 온실가스 감축에 기여하는 사업이며, 유엔에서 설정한 방법론에 의해서 추진되는 사업이기 때문에 정부가 국외감축실적(ITMO)으로 구매하는 방안도 가능함

6) 매립가스

- 매립가스는 인간이 밀집해서 거주하는 대도시 지역에 대부분 산재해 있고 규모가 다수이기 때문에, 그리고 인간활동과 관련되어 항상 발생하는 매립가스이기 때문에 이를 자원화하여 활용하는 것은 바람직한 사업이지만 매립가스의 기술적 특성에 의해 감축량이 영향을 받는다는 점에서 매립가스지의 매립가스 성분에 대한 기술적 검토가 이루어질 필요가 있음
- 매립가스의 감축사업은 매립가스의 성분에 의해 크게 좌우되는 특성이 있기 때문에 매립폐기물의 성상에 대한 기술적 검토가 이루어질 필요가 있음
- 매립가스 자원화에 가장 큰 영향을 미치는 요인 중 하나는 유기성폐기물(음식물쓰레기, 축분, 하수슬러지 등)에 대한 환경규제이기 때문에 환경규제 여부에 대한 검토가 필요함
- 유기성폐기물의 관리에 관한 규제 여부에 따라 매립가스 사업의 온실가스 감축량이 직접적인 영향을 받기 때문에 규제 여부를 반드시 검토할 필요가 있음

7) 쿽스토브 보급사업

- 최근 쿽스토브가 CDM 사업으로 등록하는 건수가 증가하고 있기 때문에 쿽스토브도 온실가스 감축사업에 포함하는 것이 합리적임
- 쿽스토브는 비교적 단순한 기술을 통해서 온실가스를 감축할 수 있는 잠재력이 높고, 쿽스토브 제품을 투자유치국에서 생산하고 공급망을 통해서 공급함으로써 투자 유치국의 지속가능개발에 기여한다는 점에서 감축수단으로서의 가치가 높은 사업임
- 다만 쿽스토브 제품을 투자 유치국에서 생산하지 않고 다른 국가에서 제품을 도입하는 경우에는 지속가능개발에 기여하는 정도가 낮다는 점에서 이를 지양할 필요가 있음. 따라서 감축사업으로서의 가치를 고려하기 위해서는 쿽스토브 제품을 투자유치국에서 생산하는 경우를 감안할 필요가 있음

8) REDD+사업

- 우리나라 산림청이 정부 간 협력사업으로 추진 중인 사업으로서 감축결과를 발생시키기도 한 사업이지만 불확실성이 높기 때문에 통상 감축수단에서 제외되는 경향이 있으므로 감축수단으로 고려 시에는 신중을 기하는 것이 필요
- 감축결과의 영속성에 따른 문제와 함께 기본적으로 감축결과로 인정되지 않는 사업이며, 스위스나 스웨덴의 크레딧 구매 프로그램에서도 배제하고 있다는 점을 감안하면 감축수단으로 적절하지 않을 것으로 사료됨
- 따라서 파리협정 6.4조의 협상 결과 이후에 감축수단으로 고려하는 것이 바람직함

9) CCS 사업

- CCS 사업이 CDM으로 등록된 사례는 없으며, 영속성과 불확실성의 문제가 있기 때문에 감축수단으로 포함하기에는 무리가 있을 것으로 사료됨

10) 망그로브 등 기타 사업

- 최근 망그로브 사업이 추진되는 사례가 있고, 온실가스 감축에 기여한다는 점을 감안하면 온실가스 감축수단으로 포함하는 것이 바람직함
- 최근 정수기사업도 CDM 사업으로 등록되는 사례가 있기 때문에 감축수단으로 포함하여 검토할 필요가 있음

11) 신재생에너지 자원 잠재량

- 분석대상 6개 개도국의 신재생에너지 자원 잠재량은 굉장히 높은 수준을 나타내고 있어 향후 개발 잠재량은 매우 높은 수준으로 평가
- 칠레의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력이 매우 풍부하며 수력과 지열의 잠재량도 높은 수준임
- 태양광의 잠재량은 1,704GW로서 지금까지 개발된 자원(2.1GW) 대비 800배 이상의 잠재량이 존재하고, 풍력의 잠재량(37GW)은 개발된 자원(1.5GW)의 25배 수준의 잠재량이 존재하며, 수력은 지금까지 개발된 자원(6.7GW)만큼의 잠재량(7GW)이, 지열의 잠재량(2GW)은 개발된 자원(0.05GW)의 42배 수준에 이르고 있음
- 페루의 신재생에너지 자원 잠재량은 수력과 태양광 및 풍력이 풍부한 편이며 지열과 바이오 잠재량도 높은 수준임
- 수력의 잠재량(69GW)은 개발된 자원(5.3GW) 대비 13배의 잠재량이 존재하고, 태양광의 잠재량(25GW)은 개발된 자원(0.3GW)의 77배, 풍력의 잠재량(20GW)은 개발된 자원(0.37GW)의 53배, 바이오의 잠재량(0.9GW)은 개발된 자원(0.2GW)의 4배 수준의 잠재량이 존재하고 있음
- 베트남의 신재생에너지 자원 잠재량은 풍력과 태양광이 풍부한 편이며 바이오와 소수력 잠재량도 높은 수준임
- 육상풍력의 잠재량(42GW)보다는 해상풍력의 잠재량(610GW)이 훨씬 높은 수준이며 개발된 풍력자원(0.2GW) 대비 2,751배의 잠재량이 존재하고, 태양광의

- 잠재량(48GW)은 개발된 자원(0.1GW)의 453배, 바이오의 잠재량(17GW)은 개발된 자원(0.38GW)의 45배, 수력의 잠재량(7GW)은 개발된 자원(18.0GW)의 39% 수준의 잠재량이 존재하고 있음
- 미얀마의 신재생에너지 자원 잠재량은 수력과 풍력 및 태양광이 매우 풍부한 수준임
 - 수력의 잠재량(100GW)은 개발된 자원(3.3GW) 대비 30배의 잠재량이 존재하고, 풍력의 잠재량(34GW)은 풍부하지만 개발된 자원이 없는 상황이며, 태양광의 잠재량(27GW)은 개발된 자원(0.04GW)의 562배의 잠재량이 존재하고 있음
 - 스리랑카의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력이 가장 풍부한 편이며 바이오와 소수력의 잠재량도 높은 수준임
 - 태양광의 잠재량(6GW)은 개발된 자원(0.18GW) 대비 32배의 잠재량이 존재하고, 풍력의 잠재량(5.65GW)은 풍부하지만 개발된 자원이 없으며, 바이오의 잠재량(2.37GW)은 개발된 자원(0.05GW)의 46배, 소수력의 잠재량(0.87GW)은 개발된 자원(1.8GW)의 49% 수준의 잠재량이 존재하고 있음
 - 몽골의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력 및 수력이 풍부한 수준임
 - 태양광의 잠재량(5,000TWh/년)은 개발된 자원(59GWh/년) 대비 굉장히 많은 잠재량이 존재하고, 풍력의 잠재량(2,500TWh/년)은 개발된 자원(340GWh/년)의 7배, 수력의 잠재량(56TWh/년)은 개발된 자원(81GWh/년)의 691배의 잠재량이 존재하고 있음

〈표 4-91〉 국가별 신재생에너지 자원 잠재량

국가	발전설비용량/연간발전량(2018)주1)	잠재력 주2)
베트남	수력 17,989MW / 85,097GWh 풍력 237MW / 310GWh 태양 106MW / 106GWh 바이오에너지 380MW / 440GWh	소수력 7GW 풍력 육상 42GW + 해상 610GW 태양 48GW 바이오 17GW
미얀마	수력 3,304MW / 12,414GWh 풍력 - / - 태양에너지 48MW / 70GWh 바이오에너지 5MW / 23GWh	수력 100GW 풍력 34GW (365TWh/y) 태양 27GW 바이오 N/A
스리랑카	수력 1,798MW / 6,388GWh 풍력 128MW / 326GWh 태양에너지 185MW / 141GWh 바이오에너지 51W / 56GWh	소수력 873MW (3,061 GWh/y) 풍력 5,650MW 태양 6,000MW 바이오 2,370MW
몽골	수력 31MW / 81GWh 풍력 156MW / 340GWh 태양에너지 64MW / 59GWh	수력 56TWh/y 풍력 2,500TWh/y 태양 5,000TWh/y *재생에너지 총발전용량(잠재) 2,600GW
칠레	수력 6,679MW / 23,367GWh 풍력 1,524MW / 3,588GWh 태양에너지 2,137MW / 5,218GWh 바이오에너지 467MW / 6,128GWh 지열 48MW / 214GWh	수력 6GW 풍력 37GW 태양 1,704GW 바이오 N/A 지열 2GW
페루	수력 5,323MW / 30,731GWh 풍력 372MW / 1,502GWh 태양에너지 324MW / 797GWh 바이오에너지 202MW / 452GWh	수력 69GW 풍력 20GW 태양 25GW(평균 일사량 6KWh/m2) 바이오 450-900MW 지열 3GW

주1) IRENA, <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation>

- 주2) - 베트남 : Renewable Energy for Vietnam, 2019, Institute for Sustainable Futures
 - 미얀마 : Tun, Maw Maw. 2018. “An Overview of Renewable Energy Sources and Their Energy Potential for Sustainable Development in Myanmar.”
 - 스리랑카 : 스리랑카 Ministry of Power and Energy 발표 자료 (2014)
 - 몽골 : 몽골 Ministry of Energy 발표 자료 (2019)
 - 칠레 : Chilean Energy Overview, 2019, 칠레 Ministry of Energy
 - 페루 : The Renewable Energy Market in Peru, 2020, Flanders Investment & Trade

11. 일본 JCM 분석

가. 일본 JCM 개요

- 일본 정부 주도하에 수립된 JCM (Joint Crediting Mechanism)에 대한 분석을 수행함
- JCM은 대표적인 양자 간 온실가스 감축사업으로, 현재 일본 정부는 총 17개국⁵⁵⁾과 양해각서(MoU)⁵⁶⁾를 체결하여 온실가스 감축 활동을 추진 중
 - 감축 사업의 종류, 방법론의 채택 여부, 감축 실적에 대한 분배 기준 등은 구체적인 운영 규정은 각 협력국과의 별도 협의를 통해 결정하여 협력국별로 상이함
- JCM은 일본 정부 주도로 이뤄지고 있으며, 개도국 대상 기술이전 및 배출권 확보를 위한 투자를 수행한다는 점에서 CDM과 매우 유사하지만, 감축 실적 인정은 CDM에 비해 다소 보수적인 대신 제도 운영 절차는 상대적으로 간소화되어 있는 경향이 있음

〈표 4-92〉 JCM 감축실적(Credit) 발급 절차

발급 단계별 절차	
1	사업 참여자들은 제3자 검증기구(TPE)가 감축된 온실가스 배출량에 대한 검증을 완료한 이후, 일본과 협약국 각 국가의 등록부에 계정을 개설
2	사업 참여자들은 감축활동으로부터 발생한 JCM 크레딧 발급 요청서를 사무국을 통해 공동위원회(JC)에 제출
3	사무국은 사업 참여자들에게 발급요청서 수령사실을 통보
4	사무국은 요청서에 대하여 완성도 체크를 수행
5	공동 위원회가 크레딧 발급 여부를 최종 결정
6	사무국은 양 국가, 사업 참여자와 제3자 검증기구에 결정내용을 통보
7	일본과 협약국 양측은 등록부의 사업 참여자 계정에 크레딧을 발급하고, 이를 사무국을 통해 공동위원회에 고지
8	사무국은 JCM 웹사이트를 통해 정보를 공개

자료: JCM 웹사이트, Common Specifications of the JCM Registry (ver.1.0)

55) 국회예산정책처 사업평가국 경제사업평가과, “Post-2020 국가 온실가스 감축목표 평가 및 해외배출권 확보 방안 분석”, 2016, p.63

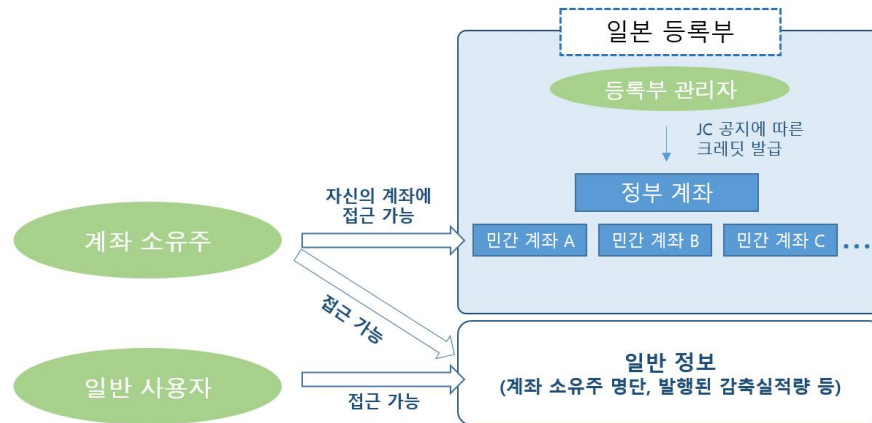
56) 라오스, 멕시코, 몰디브, 몽골, 미얀마, 방글라데시, 베트남, 사우디아라비아, 에티오피아, 인도네시아, 칠레, 캄보디아, 케냐, 코스타리카, 태국, 팔라우, 필리핀 - 출처: JCM 홈페이지, “Projects/Studies”, (URL: <http://gec.jp/jcm/projects/>)

- JCM으로부터 발급된 실적 크레딧은 기본적으로 사업 참여자들 간 온실가스 감축에 대한 기여도를 고려하여 당사자 간 논의를 통해 결정하도록 제도화 되어있으며, 분배된 크레딧에 대한 일본 정부는 배출량 감축 목표 달성을 위해 활용할 수 있음
- 협약을 맺은 개도국은 국가 간 자발적 감축활동(NAMA)을 포함한 자체적 감축기여 또는 경제개발 등에 활용할 수 있도록 일본 정부와 합의하여 설정
- 일반적으로 일본 정부는 최소 50% 이상의 감축실적을 이전하는 조건으로 알려져 있으나, 김영선(2017)에 따르면 현재까지 발급된 감축실적 이전 비율은 절반이 훨씬 넘는 약 80%가 일본으로, 나머지 20%정도가 파트너 국가인 개도국에서 활용 된 것으로 분석 됨⁵⁷⁾
- 일본과 협약국 간 협약서에 따라 각 국가는 집행위원회가 규정한 공동 규약에 따라서 JCM 등록부(registry)를 개설하고 유지해야 함(녹색기술센터, 2017)⁵⁸⁾
 - 등록부란, JCM 크레딧의 발급, 보유, 이전, 획득, 취소, 청산과 관련된 정보를 정확하고 투명하며 효율적으로 관리할 수 있도록 DB로 존재
 - 양측은 각국의 등록부를 관리할 관리자(manager) 및 해당 기관을 선정하고, 각 국가의 등록부가 개별적으로 통합된 형태로 운영 될 수 있도록 함
 - 각 등록부는 정부계좌, 양측에서 승인한 기구의 보유계좌, JCM 크레딧 취소 계좌, JCM 크레딧 청산 계좌가 있으며 각 JCM 크레딧은 이 중 한 계좌에만 존재할 수 있음

57) 2017, 김영선, ‘일본의 NDC 이행을 위한 공동감축실적이전 분석’

58) 2017, 녹색기술센터, ‘신기후체제 하, 협력적 접근에 대한 대응 방향: 일본 경험 사례를 중심으로’

[그림 4-119] 일본 JCM 등록부



나. 일본 JCM 추진 현황⁵⁹⁾

- IGES(2020)에 따르면, 2020년 10월 기준 일본 정부와 양해각서(MOC)를 체결한 국가는 총 17개국이며 일본 정부에 의해 총 178건의 사업이 수행되었고, 이 중 JCM 사업으로 등록된 총 64건의 사업은 공식적으로 감축실적으로 인정받은 온실가스 상쇄사업을 뜻함
- 등록(Registered Project, RP)한 64건의 사업에 대한 특성을 분석하면 다음과 같음
 - 사업추진 이행 건수에 대한 상위 3개국은 인도네시아(22건) > 베트남(14건) > 태국(7건) 순으로 나타남

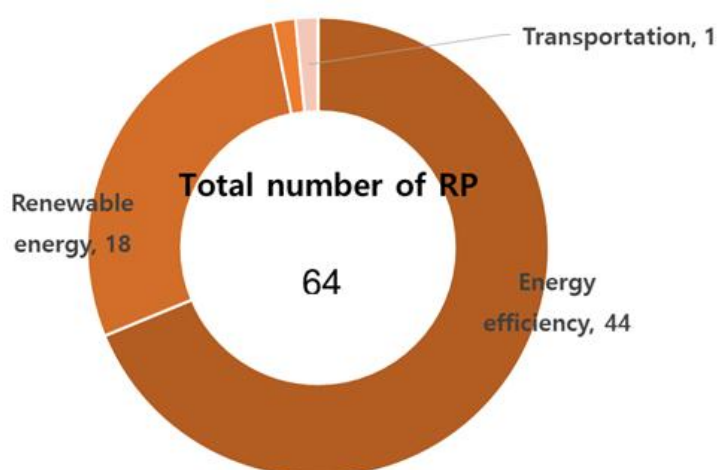
59) 본 챗터에 활용된 JCM 추진실적은 IGES(2020) 자료를 참조로 작성되었음
 IGES (2020). IGES Joint Crediting Mechanism (JCM) Database, updated as of 08 September 2020.
 Available at: <https://pub.iges.or.jp/pub/iges-joint-crediting-mechanism-jcm-database>

〈표 4-93〉 JCM 연도별 프로젝트 추진현황

Host country	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total	Registered projects
Indonesia	0	7	6	8	5	2	5	4	1	38	22
Thailand	0	0	0	7	14	1	6	4	2	34	7
Viet Nam	0	2	2	8	4	3	3	5	5	32	14
Philippines	0	0	0	0	0	5	3	4	1	13	0
Mongolia	0	2	0	2	1	1	2	2	0	10	5
Myanmar	0	0	0	1	4	0	2	0	0	7	1
Cambodia	0	0	0	2	2	1	0	2	0	7	2
Mexico	0	0	0	0	2	1	2	1	0	6	0
Bangladesh	0	0	1	3	0	0	1	0	0	5	3
Lao PDR	0	0	1	1	0	2	1	0	1	6	1
Palau	0	1	2	0	0	0	1	1	0	5	3
Chile	0	0	0	0	1	0	1	2	0	4	1
Kenya	1	0	0	1	0	0	1	0	0	3	2
Maldives	0	0	2	0	0	0	0	0	1	3	1
Costa Rica	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1
Ethiopia	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
Saudi Arabia	0	0	0	1	0	0	0	0	1	2	1
Total	1	12	14	34	35	16	28	26	12	178	64

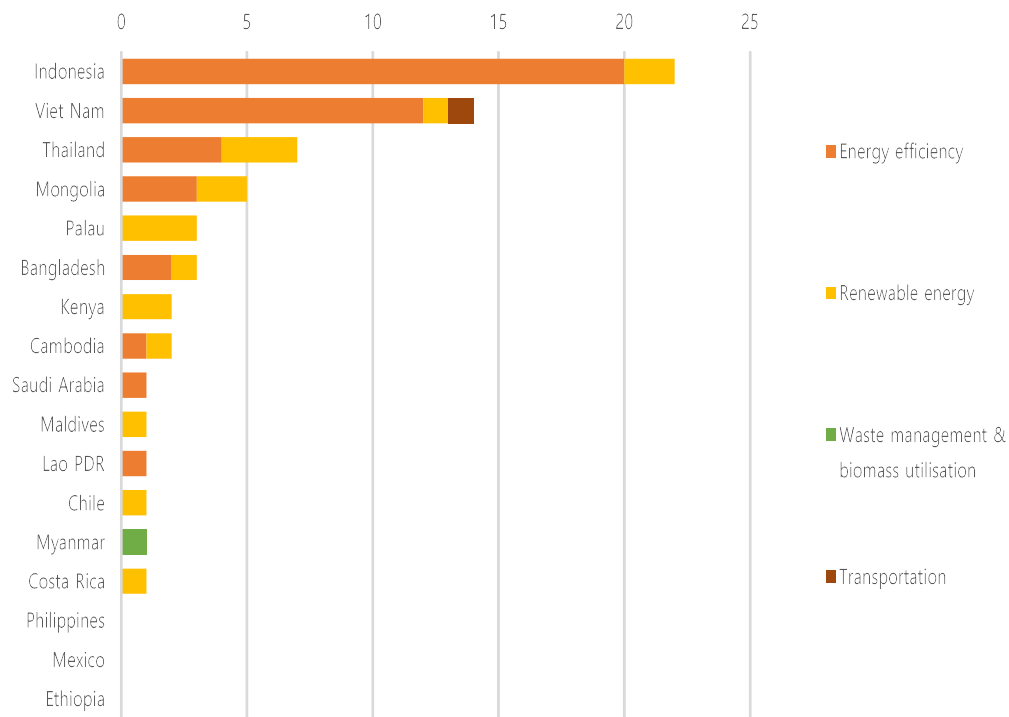
- 사업별 분포는 에너지효율(44건) > 재생에너지(18건) > 교통(1건)=폐기물관리 및 바이오매스 활용(1건) 순으로 나타남

[그림 4-120] JCM 프로젝트 유형별 추진현황



- 국가별로 추진된 사업별 분포를 살펴보면, 인도네시아는 에너지효율 > 재생에너지, 베트남은 에너지효율 > 재생에너지 > 교통, 태국은 에너지효율 > 재생에너지 순으로 나타남

[그림 4-121] 국가별 JCM 프로젝트 유형



- 국가별 예상 온실가스 감축량은 <표 4-94>와 같고, 인도네시아(773,315tCO₂) > 태국(593,660tCO₂) > 몽골(322,554tCO₂)순으로 예상 감축량이 높을 것으로 나타남

〈표 4-94〉 국가별 예상 온실가스 감축량(단위:tCO₂)

Host Country	Total (tCO ₂)
Indonesia	773,315
Viet Nam	59,999
Thailand	593,660
Mongolia	322,554
Palau	3,712
Bangladesh	7,034
Saudi Arabia	16,445
Maldives	517
Lao PDR	2,269
Cambodia	7,085
Philippines	0
Myanmar	56,946
Mexico	0
Kenya	3,828
Ethiopia	0
Costa Rica	29,559
Chile	6,006
Total	1,882,929

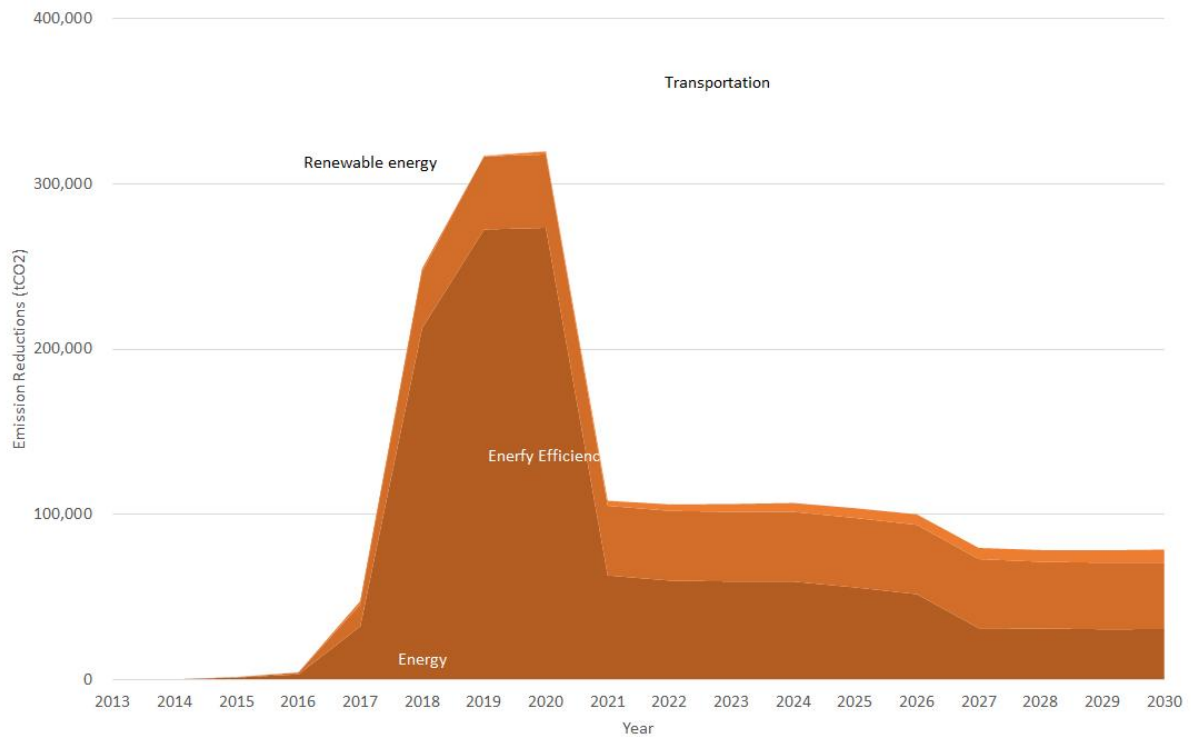
- 분야별 예상감축량은 에너지효율 > 재생에너지 > 폐기물관리 및 바이오매스 활용 > 교통 분야 순으로 높을 것으로 나타남 (<표 4-95>)

〈표 4-95〉 프로젝트 유형별 예상 온실가스 감축량(단위:tCO₂)

	Total (tCO ₂)
Energy efficiency	1,267,458
Renewable energy	556,771
Waste management & biomass utilisation	56,946
Transportation	1,754
Total	1,882,929

- 프로젝트 유형별 예상 온실가스 감축량을 연도별로 살펴보면 2016~2020년 사이 가장 많은 온실가스 감축이 일어날 것으로 예상되며, 2021년 이후 서서히 감소하는 경향을 나타냄([그림 4-122])

[그림 4-122] 프로젝트 유형별 예상 온실가스 감축량(단위:tCO₂)



- 프로젝트별 발행된 크레딧 양은 <표 4-96>, [그림 4-123]와 같이 일본 (59,430tCO₂) > 파트너국가(25,531tCO₂)으로, 일본이 파트너 국가보다 2배 정도 많은 양의 크레딧을 확보한 것으로 나타남

<표 4-96> 발행된 크레딧 양(단위:tCO₂)

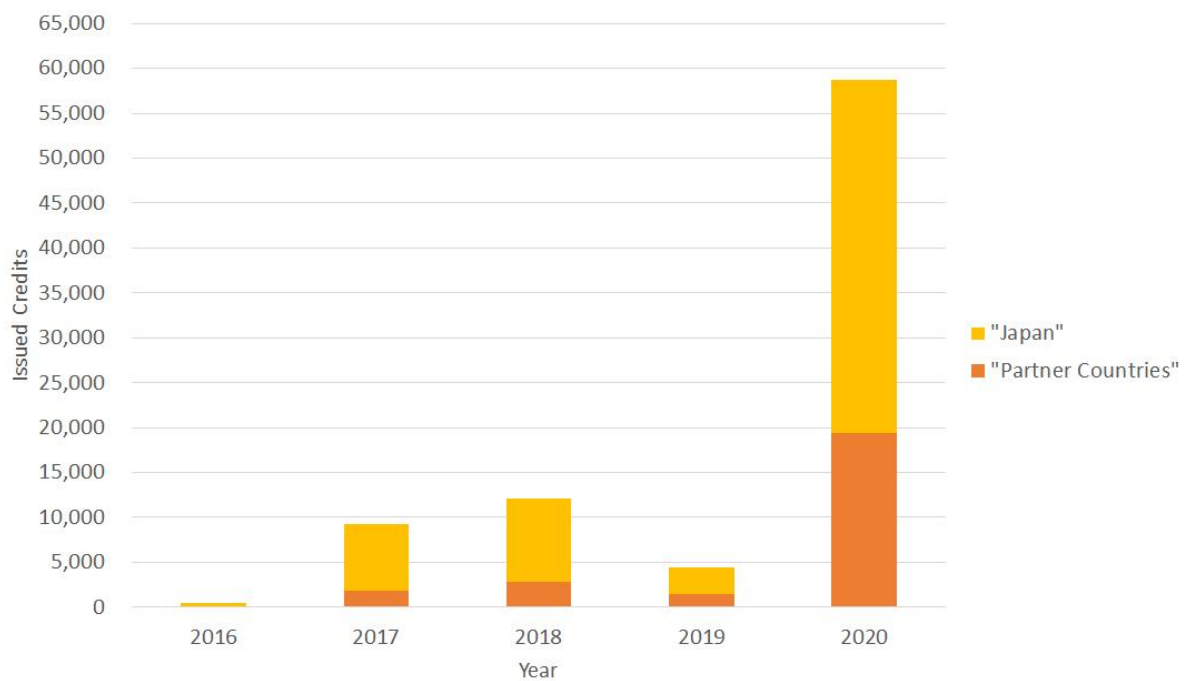
	Total(tCO ₂)
To Japan	59,430
To Partner Countries	25,531
Total	84,961

[그림 4-123] 발행된 크레딧 양(단위:tCO₂)



- 이를 보다 자세히 시기별로 살펴보면, JCM을 통해 발행된 크레딧은 2016년부터 2020년까지 발생하였고, 2020년에 가장 많은 양이 발행된 것으로 나타남

[그림 4-124] 시기별 발행된 크레딧 양(단위:tCO₂)



- 프로젝트 신청 후 등록까지 평균적으로 소요되는 기간은 약 110일 정도인 것으로 나타남

〈표 4-97〉 등록까지 소요되는 기간

Registration time, from request (cal. days)	No. of projects
≤ 30	16
31 - 180	39
> 180	10
Average no. of cal. days	110

12. 협력대상 개도국의 온실가스 감축실적 외부 공급 가능성

가. 베트남

- 베트남은 비부속서I 국가⁶⁰⁾에 속하지만 파리협정에 서명한 175개 국가 중 하나로써 기후변화에 대한 주요 참여국으로써의 위치를 유지해 왔음.
- 다른 개도국에 비하여 파리협정 제6조에 대한 전반적인 이해도가 높고, 역량 강화를 위한 여건이 비교적 좋은 것으로 보이며, 향후 우리나라와 협력하여 메커니즘을 개발할 기회에 대해 높은 관심도를 보임
- 기후변화 부문에서 베트남 정부는 UNDP 베트남 사무소와 긴밀하게 협력하고 있으며, 주로 베트남 에너지 워킹그룹 선도 업무를 비롯하여, 국제기구, 정부, 기업 및 시민사회의 의견을 조정해 나가는데 중추적인 역할을 수행함.
- UNDP 베트남 사무소에서는 주로 NDC 작성을 총괄 지원하고 기후변화 감축 관련 각 부처별 자문을 제공하고 있으며, 향후 한국과 베트남 정부 간의 협력 증진을 위해 협력 가능한 활동으로는 베트남 정부 협의 및 코디네이션 지원, 프로젝트 계획/실행/모니터링, 글로벌 네트워크를 활용한 협력 확대 등이 있음.

60) 부속서 I 국가는 OECD 회원국 등 선진국을 중심으로 감축 의무를 부담하는 국가들이 명시되어 있으며, 영국, 미국을 포함한 총 42개국과 EU가 이에 포함됨.

〈표 4-98〉 베트남의 국외감축실적(ITMO) 해외 공급 가능성

해당국 제6조 관련 이해 정도
▶ 베트남 담당관의 제6조 이해수준은 높으며, 6.2와 6.4 메커니즘의 차이점도 잘 파악하고 있는 것으로 확인됨.
해당국 제6조 관련 메커니즘 활용 계획 (관련 부문 포함)
▶ 제6조와 관련된 구체적인 계획은 없으나, 향후 제6조 메커니즘을 활용한다면 재생에너지 분야가 유력할 것이라고 답변함.
▶ 국가 인벤토리 관련해서는 일정부분 역량 강화가 필요하다고 인지하고 있음.
온실가스 감축결과 해외 이전 금지 여부
▶ 현재로서는 계획에 없으나 온실가스 감축결과 해외이전을 금지하는 국가가 있다면 해당국가의 사례를 기반으로 향후 고려 가능할 수도 있을 것으로 보임.
제6조 메커니즘 활용을 위한 해당 정부 조직 완비 여부
▶ 현재 청정개발 메커니즘 (Clean Development Mechanism: CDM) 사업에 중점을 두고 있으며 제6조 메커니즘 활용을 위한 별도 조직이 구성되어 있지는 않음.
▶ 다만 기후변화 주제를 다루고 있는 부처간의 협력과 조정이 원활하게 이루어지지 않고 있으며, 향후 제6조 관련 전담 정부 조직을 구성한다면 관련 이슈의 효과적인 처리가 가능할 것으로 보임
CDM, JCM 사업 존재 여부
▶ 베트남은 소규모 수력 발전 분야를 포함한 CDM 사업경험이 있으며, 에너지 사업에 관심이 높은 것으로 보임.

나. 미얀마

- 에너지와 산림 분야에 관심이 높으며, 특히 한국과 파트너 국가로써 사업을 함께 하고자 하는 의지가 강함.
- 산림분야의 경우 기존 우리나라 산림청과 협력이 잘 구축되어 있는 것으로 보임

해당국 제6조 관련 이해 정도
▶ 전반적으로 미얀마 정부에서는 제6조에 대한 이해를 가지고 있으나 각 부처별로 이해도의 편차는 있음.
해당국 제6조 관련 메커니즘 활용 계획 (관련 sector 포함)
▶ 현재 기준 천연자원 및 환경보존부는 제6조 메커니즘 활용에 대한 구체적인 계획은 없음. ▪ 특히 정부관계자는 미얀마는 현재에는 제6조에서 요구하는 보고서 작성에 대한 역량이 부족하다고 판단하기 때문에 당장 제6조 메커니즘을 활용하기는 어려울 것이라고 답변함.
▶ 향후 제6조 관련 메커니즘을 활용한다면 산림과 에너지 분야가 주를 이룰 것이라고 전망함.
온실가스 감축결과 해외 이전 금지 여부
▶ 현재 기준으로 미얀마는 온실가스 감축결과를 해외로 이전하는 것을 금지하는 법률이나 규정은 존재하지 않음.
제6조 메커니즘 활용을 위한 해당 정부 조직 완비 여부
▶ 미얀마 정부는 현재 제6조 메커니즘 활용을 위한 별도의 조직이 없지만, 향후 인적자원이 충분하다는 가정 하에 작은 규모의 태스크포스(Task Force)를 만들 수도 있다는 의견을 피력함.
CDM, JCM 사업 존재 여부
▶ 2016년에 일본정부와 협정을 맺고 지금까지 JCM 사업을 진행중이며, REDD+ 사업에 대해서 JCM Guideline을 따르고 있음.
▶ 과거에 인도네시아 정부의 지원을 받아 CDM 사업을 해본 경험은 있으나, 현재 진행 중인 CDM 사업은 없음.

다. 몽골

- 몽골은 에너지 분야에 높은 관심도를 보이고 있으며, 타 국가와 협력하여 기후변화 활동에 동참하고자 하는 의지가 강함.

〈표 4-99〉 감축결과 해외 공급 가능성 분석 : 몽골

해당국 제6조 관련 이해 정도
▶ 몽골 담당관의 제6조 이해수준은 높으며, 6.2와 6.4 메커니즘의 차이점도 잘 파악하고 있는 것으로 확인됨.
해당국 제6조 관련 메커니즘 활용 계획 (관련 부문 포함)
▶ 현재 몽골 정부는 연구 및 실험 단계에 있는 관계로 제6조 관련 메커니즘 활용에 대한 구체적인 계획은 없으나, 국제적인 레벨에서의 제6조가 확정되면 체계적인 분석을 통해 국제기준에 맞춘 국가계획을 만들 것이라고 답변함.
▶ 향후 제6조 관련 메커니즘을 활용한다면 에너지 분야가 주를 이룰 것이라고 전망함.
온실가스 감축결과 해외 이전 금지 여부
▶ 현재 온실가스 감축결과 해외 이전을 금지하는 법률이나 규정은 없음.
제6조 메커니즘 활용을 위한 해당 정부 조직 완비 여부
▶ 몽골 정부는 현재 제6조 메커니즘 활용을 위한 별도의 조직이 없지만, 향후 제6조에 대한 국제 규정이 어떻게 정해지느냐에 따라 해당 조직이 결정될 것으로 전망함.
CDM, JCM 사업 존재 여부
▶ 몽골은 CDM과 JCM 사업 모두 활발하게 수행해 왔음.

라. 감축실적의 국외 공급 가능성

- 기본적으로 조건부 감축목표에 해당하는 감축사업에 대해 정부 간 협정을 체결하면 감축실적을 국외로 공급 가능할 것으로 예상

제5장 해외 온실가스 감축사업 진출 전략

1. 해외 온실가스 감축 비용 시나리오 분석

- 본 절에서는 분석대상 6개 개도국의 감축사업 형태별 온실가스 감축비용(CER 가격)을 2030년까지 전망하고 이를 바탕으로 우리나라 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)의 확보 비용을 분석

가. 국가별 및 사업 형태별 2030년 CER 가격 전망

- 제4장에서 분석된 국가별 및 CDM 사업 형태별 온실가스 감축비용(CER 가격)을 정리하면 다음 표와 같음
 - 바이오매스, 효율개선, 연료전환, 소수력발전, 매립가스, 메탄회수, 태양광발전, 풍력발전 등 8개 감축사업 형태(대수력발전 제외)별 온실가스 감축비용
 - 국가별 해당 사업의 온실가스 감축비용이 결여된 경우에는 해당 사업의 평균 감축비용을 적용
 - 몽골과 미얀마는 스리랑카와 동일한 감축비용을 적용

〈표 5-1〉 국가 및 CDM 형태별 2019년 CER 가격(단위:\$/tCO₂, 2019년 기준)

구분	칠레	페루	베트남	스리랑카/몽골/미얀마	평균
바이오매스발전	13.85	15.45	17.85	15.45	15.45
효율개선	12.43	7.02	13.82	12.43	12.43
연료전환	18.71	7.05	12.09	12.09	12.09
소수력발전	10.67	6.43	9.80	5.41	9.23
매립가스	4.25	3.45	11.67	12.25	6.36
메탄회수	10.60	0.69	4.64	7.52	7.52
태양광발전	15.29	4.90	14.34	14.34	14.34
풍력발전	21.19	3.26	24.86	12.53	17.56
소계	12.04	8.10	9.68	10.19	11.29

- 국가별 및 사업형태별 LCOE 전망자료의 2020~2030년 변화율을 CER 가격에 적용하여 2030년의 국가별 및 사업별 CER 가격 전망
 - 칠레와 페루 및 베트남의 2030년 태양광발전의 CER 가격은 Bloomberg NEF가 제공한 국가별 및 기술별 2019~2030년의 태양광발전 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하여 전망하고, 나머지 국가에 대해서는 IRENA(Global Renewables Outlook, 2020)이 제공한 2018~2030년 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하여 2030년 CER 가격을 전망
 - 칠레와 페루 및 베트남의 2030년 육상 풍력발전의 CER 가격은 Bloomberg NEF가 제공한 국가별 및 기술별 2019-2030년의 육상 풍력발전의 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하여 전망하고, 나머지 국가에 대해서는 IRENA(Global Renewables Outlook, 2020)이 제공한 2018~2030년 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하여 2030년 CER 가격을 전망
 - 바이오매스발전과 소수력발전은 IRENA(Renewable Power Generation Costs in 2019, 2020) DB의 2010~2019년 LCOE 변화율을 2019년 CER 가격에 적용하여 2030년 CER 가격을 전망
 - 나머지 효율개선, 연료전환, 매립가스, 메탄회수는 2019년의 CER 가격을 유지한다고 가정
- 이러한 방법론과 가정을 적용하여 국가별 및 사업 형태별 2030년의 CER 가격을 전망한 결과, 소수력발전의 CER 가격은 상승하고 나머지 기술의 CER 가격은 하락할 것으로 전망
 - 태양광발전의 칠레와 페루 및 베트남의 2030년 CER 가격은 2019년 가격의 절반 수준으로 하락할 전망이며 나머지 국가의 경우에도 55% 정도 하락할 것으로 전망됨. 칠레 태양광발전의 CER 가격은 2019년의 \$15.29/tCO₂에서 2030년에는 \$6.97/tCO₂로 약 55% 하락할 전망이며, 페루의 태양광발전 CER 가격 역시 2019년의 \$4.90/tCO₂에서 2030년에는 \$2.09/tCO₂으로 하락하고, 베트남의 태양광발전 CER 가격은 2019년의 \$14.34/tCO₂에서 2030년에는

- \$5.90/tCO₂로 하락하며, 몽골과 스리랑카 및 미얀마의 태양광발전 CER 가격 역시 2019년의 \$14.34/tCO₂에서 2030년에는 \$6.33/tCO₂로 하락할 전망이다.
- 육상 풍력발전의 칠레와 페루 및 베트남의 2030년 CER 가격은 2019년 CER 가격 대비 25% 정도 하락할 것으로 전망됨. 나머지 국가의 육상 풍력발전의 CER 가격은 2019년 대비 23% 정도 하락할 전망이다. 칠레 육상풍력의 CER 가격은 2019년의 \$21.19/tCO₂에서 2030년에는 \$16.39/tCO₂로 하락할 전망이며, 페루의 풍력발전 CER 가격 역시 2019년의 \$3.26/tCO₂에서 2030년에는 \$2.58/tCO₂으로 하락하고, 베트남의 풍력발전 CER 가격은 2019년의 \$24.86/tCO₂에서 2030년에는 \$16.42/tCO₂로 하락하며, 몽골과 스리랑카 및 미얀마의 풍력발전 CER 가격 역시 2019년의 \$12.53/tCO₂에서 2030년에는 \$9.60/tCO₂으로 하락할 전망이다.
 - 바이오매스발전의 2030년 CER 가격은 2019년 가격 대비 15% 정도 하락할 전망이다. 칠레 바이오매스발전의 CER 가격은 2019년의 \$13.85/tCO₂에서 2030년에는 \$11.78/tCO₂로 하락할 전망이며, 페루의 바이오매스발전 CER 가격 역시 2019년의 \$15.45/tCO₂에서 2030년에는 \$13.14/tCO₂으로 하락하고, 베트남의 바이오매스발전 CER 가격은 2019년의 \$17.85/tCO₂에서 2030년에는 \$15.18/tCO₂로 하락하며, 몽골과 스리랑카 및 미얀마의 바이오매스발전 CER 가격 역시 2019년의 \$15.45/tCO₂에서 2030년에는 \$13.14/tCO₂로 하락할 전망이다.
 - 소수력발전의 2030년 CER 가격은 2019년 가격 대비 38% 정도 상승할 전망이어서 신재생에너지 중에서 유일하게 상승할 것으로 전망됨. 칠레 소수력발전의 CER 가격은 2019년의 \$10.67/tCO₂에서 2030년에는 \$14.77/tCO₂로 상승할 전망이며, 페루의 소수력발전 CER 가격 역시 2019년의 \$6.43/tCO₂에서 2030년에는 \$8.90/tCO₂으로 상승하고, 베트남의 소수력발전 CER 가격은 2019년의 \$9.80/tCO₂에서 2030년에는 \$13.57/tCO₂로 상승하며, 몽골과 스리랑카 및 미얀마의 소수력발전 CER 가격 역시 2019년의 \$5.41/tCO₂에서

2030년에는 \$7.49/tCO₂으로 하락할 전망이다.

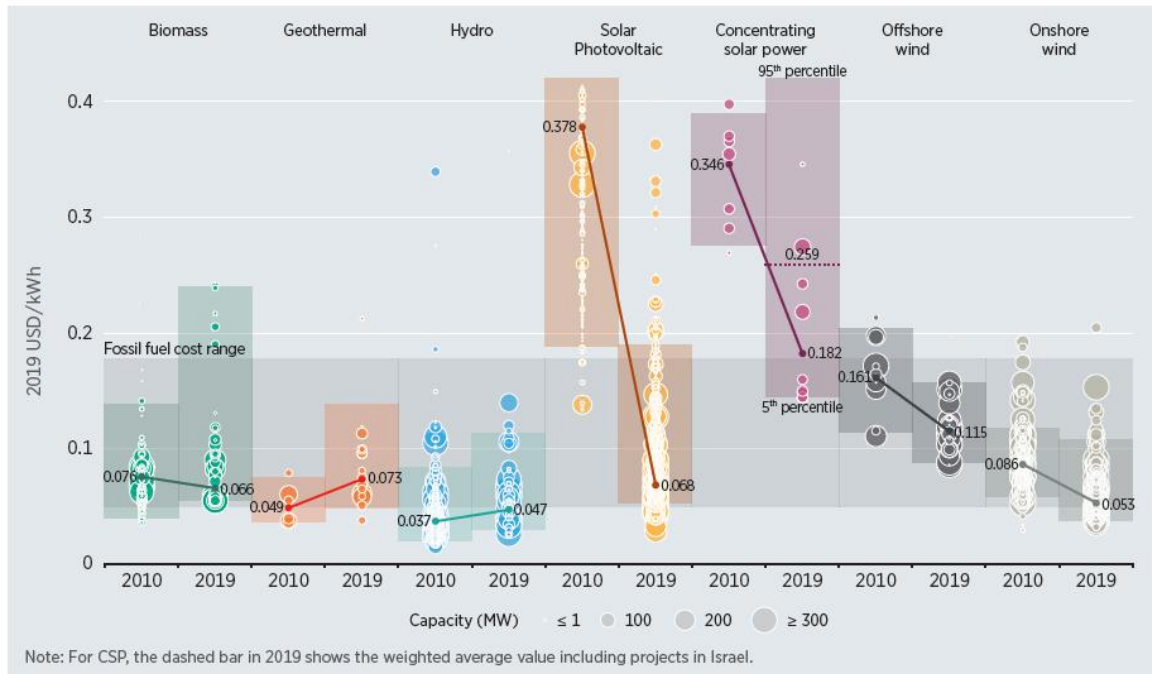
- 나머지 효율개선, 연료전환, 매립가스, 메탄회수의 2019년 CER 가격이 2030년까지 유지될 전망이다

〈표 5-2〉 국가 및 CDM 형태별 2030년 CER 가격 전망(단위:\$/tCO₂)

구분	칠레		페루		베트남		스리랑카/몽골/미얀마	
	2019	2030	2019	2030	2019	2030	2019	2030
바이오매스발전	13.85	11.78	15.45	13.14	17.85	15.18	15.45	13.14
효율개선	12.43	12.43	7.02	7.02	13.82	13.82	12.43	12.43
연료전환	18.71	18.71	7.05	7.05	12.09	12.09	12.09	12.09
소수력발전	10.67	14.77	6.43	8.90	9.80	13.57	5.41	7.49
매립가스	4.25	4.25	3.45	3.45	11.67	11.67	12.25	12.25
메탄회수	10.60	10.60	0.69	0.69	4.64	4.64	7.52	7.52
태양광발전	15.29	6.97	4.90	2.09	14.34	5.90	14.34	6.33
풍력발전	21.19	16.39	3.26	2.58	24.86	16.42	12.53	9.60

- 신재생에너지의 CER 가격이 하락할 것으로 전망한 배경에는 설비당 투자비가 지속적으로 하락하고 설비 가동율 및 효율이 지속적으로 개선된 과거 추이가 반영되었음
- 2010년부터 2019년 기간에 세계 태양광발전의 평균 LCOE는 2010년의 \$0.378/KWh에서 2019년에는 \$0.068/KWh에 이르러 9년 동안 82% 하락했음
- 육상풍력의 LCOE는 2010년의 \$0.086/KWh에서 2019년에는 \$0.053/KWh로 38% 하락했으며, 해상풍력의 LCOE는 2010년의 \$0.161/KWh에서 2019년에 \$0.115/KWh로 29% 하락했음
- 바이오매스는 2010년의 \$0.076/KWh에서 2019년에 \$0.066/KWh로 하락하여 13% 하락했음
- 소수력발전은 2010년의 \$0.037/KWh에서 2019년에 \$0.047/KWh에 이르러 다른 신재생에너지원과 달리 9년 동안 27% 상승했음

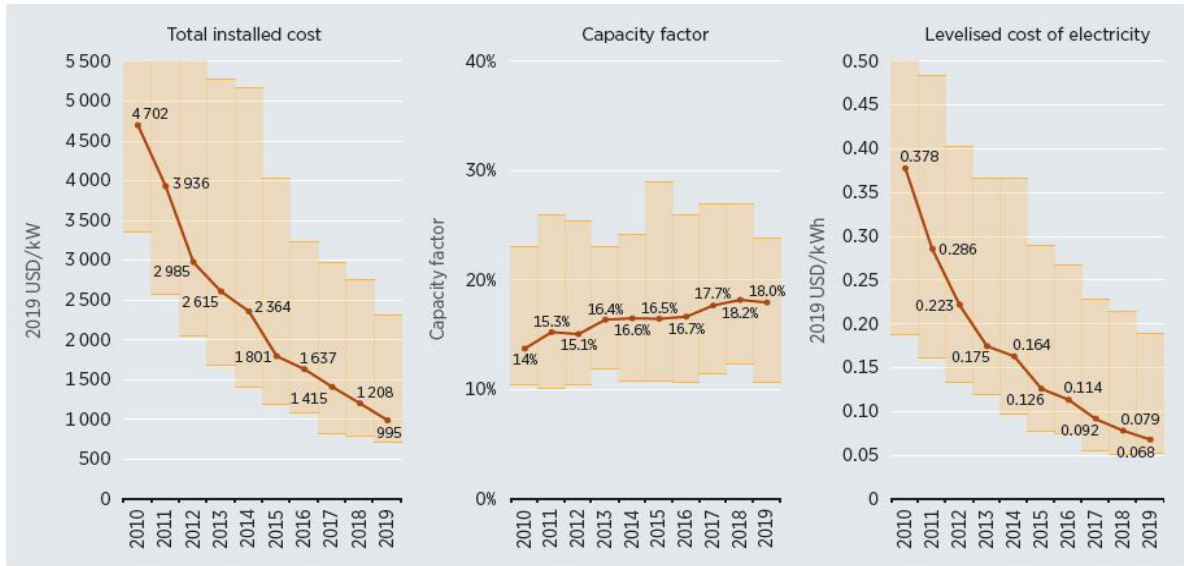
[그림 5-1] 세계 신재생에너지발전의 LCOE 추이(단위:\$/KWh)



자료: IRENA, Renewable Power Costs in 2019, 2020

- 신재생에너지의 CER 가격이 하락할 것으로 전망되는 또 다른 요인은 설비당 투자비의 지속적인 하락 추이가 계속되고 설비 가동율 및 효율 개선도 지속될 것이라는 가정에서 기인한 것임
- 2010년부터 2019년 기간에 세계 태양광발전의 설비당 투자비는 2010년의 \$4,702/KW에서 2019년에는 \$995/KW에 이르러 9년 동안 무려 79% 하락했으며, 설비 이용율은 2010년의 14%에서 2019년에는 18%로 향상되어 29% 상승했음
- 이와 같은 현상은 소수력발전을 제외한 모든 신재생에너지원에서 모두 나타나고 있는 공통 현상임

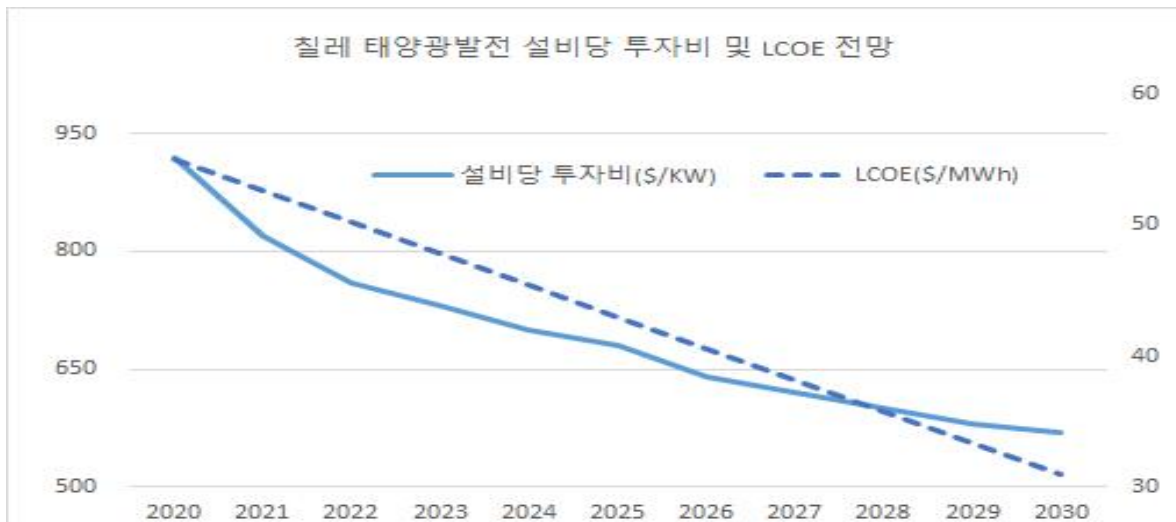
[그림 5-2] 세계 태양광발전의 설비당 투자비 및 설비 이용률 추이(단위:\$/KW, %)



자료: IRENA, Renewable Power Costs in 2019, 2020

- 칠레 태양광발전설비의 설비당 투자비(high 시나리오)는 2020년의 \$920/KW에서 2030년에는 \$570/KW로 하락하여 10년 동안 38% 하락할 전망이다. 신재생에너지 설비 특성상 투자비 비중이 높은 점을 감안하면 투자비는 곧바로 사업의 경제성과 연계되어 있음

[그림 5-3] 칠레 태양광발전의 설비당 투자비 및 LCOE 전망(단위:\$/KW, \$/MWh)



자료: Bloomberg NEF, LCOE Database

나. 국가별 및 사업 형태별 감축 시나리오

- 2030년 전체 CO₂ 감축 필요량(295.8백만tCO₂)의 국가별 비중과 국가내 CDM 사업 형태별 온실가스 감축량 비율을 적용하여 국가별 및 사업별 감축사업을 할당하여 국외감축량 확보 비용 추정
- 제4장의 분석에 의하면 2030년에 6개 개도국이 감축해야 할 감축량(295.8백만tCO₂) 중에서 칠레는 13.7%의 비중을 차지하고 있으며, 베트남은 47.6%, 페루는 11.5%, 몽골은 2.4%, 스리랑카는 1.9%, 미얀마는 22.9%를 차지
 - 칠레의 비중이 13.7%이므로 우리나라가 확보해야 할 감축량을 16.2백만tCO₂으로 가정하면 칠레에서는 2.2백만tCO₂을 감축해야 한다는 점을 의미함.

〈표 5-3〉 6개 개도국의 2030년 온실가스 감축 목표 및 감축량(단위:백만tCO₂)

국가 및 감축목표		2030 BAU			2030 목표			2030 감축량		
		발전	발전외	전체	발전	발전 외	전체	발전	발전외	전체
칠레		66.3	69.1	135.4	46.5	48.5	95.0	19.8	20.6	40.4
베 트 남	무조건	279.8	283.5	563.3	257.4	260.8	518.3	22.4	22.7	45.1
	조건부	279.8	283.5	563.3	209.9	212.6	422.5	70.0	70.9	140.8
	(추가)	-			-			47.6	48.2	95.8
페 루	무조건	31.2	82.5	113.7	25.0	66.0	90.9	6.2	16.5	22.7
	조건부	31.2	82.5	113.7	21.8	57.7	79.6	9.4	24.7	34.1
	(추가)	-			-			3.1	8.2	11.4
몽골		34.0	17.6	51.6	29.2	15.2	44.4	4.8	2.5	7.2
스 리 랑 카	무조건	18.4	17.9	36.3	17.7	17.3	35.0	0.7	0.6	1.3
	조건부	18.4	17.9	36.3	15.6	15.2	30.8	2.8	2.7	5.5
	(추가)	-			-			2.1	2.1	4.2
미얀마		130.0	139.0	269.0	97.6	104.0	201.6	32.8	35.0	67.8
합계		559.7	609.6	1,169.3	420.6	453.2	873.9	139.6	156.4	295.8

- 2030년에 6개 개도국이 자국내에서 감축해야 할 감축사업별 감축량은 바이오매스, 효율개선, 연료전환, 소수력발전, 매립가스, 메탄회수, 태양광, 풍력별 감축량 비중을 적용하여 사업별 감축량을 추정
 - 칠레의 경우 온실가스 감축 사업별 비중은 바이오매스가 11.0%, 효율개선이

4.9%, 연료전환이 2.0%, 소수력발전이 2.8%, 매립가스가 15.8%, 메탄회수가 20.3%, 태양광발전이 19.1%, 풍력발전이 24.1%를 차지하고 있음

- 따라서 우리나라가 확보해야 할 감축량을 16.2백만tCO₂으로 가정하면 칠레에서는 2.2백만tCO₂을 감축해야 하며, 바이오매스 감축사업을 통해서 243.9천tCO₂을 감축하고, 효율개선을 통해서 108.2천tCO₂, 연료전환을 통해서 43.6천tCO₂, 소수력발전을 통해서 63.2천tCO₂, 매립가스를 통해서 349.8천tCO₂, 메탄회수를 통해서 450.6천tCO₂, 태양광발전을 통해서 424.6천tCO₂, 풍력발전을 통해서 534.4천tCO₂을 감축해야 한다는 가정을 의미함

〈표 5-4〉 국가별 CDM 사업의 온실가스 감축량(단위:tCO₂/년)

구분	칠레	베트남	페루	스리랑카	평균(tCO ₂)
바이오매스발전	75,821	29,085	57,127	57,127	54,790
효율개선	33,956	33,956	33,956	33,956	257,456
연료전환	13,545	13,545	156,900	13,545	49,384
소수력발전	19,649	19,163	32,462	11,560	20,709
매립가스	108,727	131,044	107,524	139,829	121,781
메탄회수	140,040	29,973	38,299	94,058	75,593
태양광발전	131,980	90,154	31,597	90,154	85,971
풍력발전	166,112	71,332	138,528	29,798	101,443
계	689,830	418,252	1,490,393	470,027	767,126

다. 국가별 및 사업 형태별 감축 비용 시나리오

- 6개 개도국에서 감축사업을 2022년에 시작하면 2024년부터 감축결과가 발생하기 시작하여 2030년까지의 감축결과가 우리나라의 국외 감축결과(ITMO)를 충족하는 것으로 가정
- 평균방식의 경우 국외감축결과는 2024-2030년 기간에 162백만tCO₂, 경로방식 등은 2024-2030년 기간에 16.2백만tCO₂을 확보
- 경로방식에 의한 국외감축실적(ITMO) 16.2백만tCO₂을 확보하기 위해 6개 개도국에서 감축사업을 실시할 경우, 감축사업의 총 감축비용(CER 구매비용)은 \$180,658,258이며, 이 경우 평균 온실가스 감축비용은 \$11.2/tCO₂로 분석

- 감축비용(CER 구매비용)이 가장 많은 국가는 베트남으로서 2024~2030년 기간에 총 \$97,109,895이며 온실가스 평균 감축비용은 \$12.6/tCO₂, 감축비용이 가장 적은 국가는 페루로서 2024~2030년 기간에 총 \$10,287,728이며 온실가스 평균 감축비용은 \$5.5/tCO₂로 가장 낮은 수준인데, 페루의 경우는 페루의 CDM 사업의 CER 가격이 다른 국가에 비해 낮기 때문에 나타난 결과임
- 시간이 지날수록 온실가스 감축비용이 하락하는 것으로 추정되는데, 이는 시간이 흐르면서 신재생에너지원의 CER 가격이 하락할 것이라는 전망에서 비롯된 결과임
- 이러한 분석은 비용 효과적인 감축비용이라기 보다는 현재의 CDM 감축 잠재량을 바탕으로 분석된 결과임

〈표 5-5〉 경로방식의 국가별 온실가스 감축비용(단위:\$)

감축비용(\$)	칠레	페루	베트남	스리랑카	계
2024	8,229,697	3,313,747	22,058,809	10,393,357	43,995,610
2025	8,098,381	3,294,697	21,516,843	10,226,530	43,136,450
2026	7,967,492	3,276,040	20,976,075	10,060,184	42,279,791
2027	1,703,101	403,245	20,436,522	9,894,319	32,437,187
2028	-	-	12,121,646	6,687,574	18,809,220
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-
계	25,998,671	10,287,728	94,109,895	47,261,964	180,658,258
감축비용(\$/tCO ₂)	11.7	5.5	12.6	10.7	11.2

- 평균방식에 의한 국외감축실적(ITMO) 162백만tCO₂을 확보하기 위해 6개 개도국에서 실시할 감축사업의 총 감축비용(CER 구매비용)은 \$1,752,144,431이며, 이 경우 평균 온실가스 감축비용은 \$10.8/tCO₂로 분석
- 평균방식의 년도별 온실가스 감축량은 경우, 감축비용(CER 구매비용)이 가장 많은 국가는 베트남으로서 2024~2030년 기간에 총 \$935,467,677이며 온실가스 평균 감축비용은 \$12.1/tCO₂, 감축비용이 가장 적은 국가는 페루로서 2024~2030년 기간에 총 \$101,990,949이며 온실가스 평균 감축비용은

\$5.5/tCO₂로 가장 낮은 수준인데, 페루의 경우는 페루의 CDM 사업의 CER 가격이 다른 국가에 비해 낮기 때문에 나타난 결과임

- 시간이 지날수록 온실가스 감축비용이 하락하는 것으로 추정되는데, 이는 시간이 흐르면서 신재생에너지원의 CER 가격이 하락할 것이라는 전망에서 비롯된 결과임
- 이러한 분석은 비용 효과적인 감축비용이라기 보다는 현재의 CDM 감축 잠재량을 바탕으로 분석된 결과임

〈표 5-6〉 평균방식의 국가별 온실가스 감축비용(단위:\$)

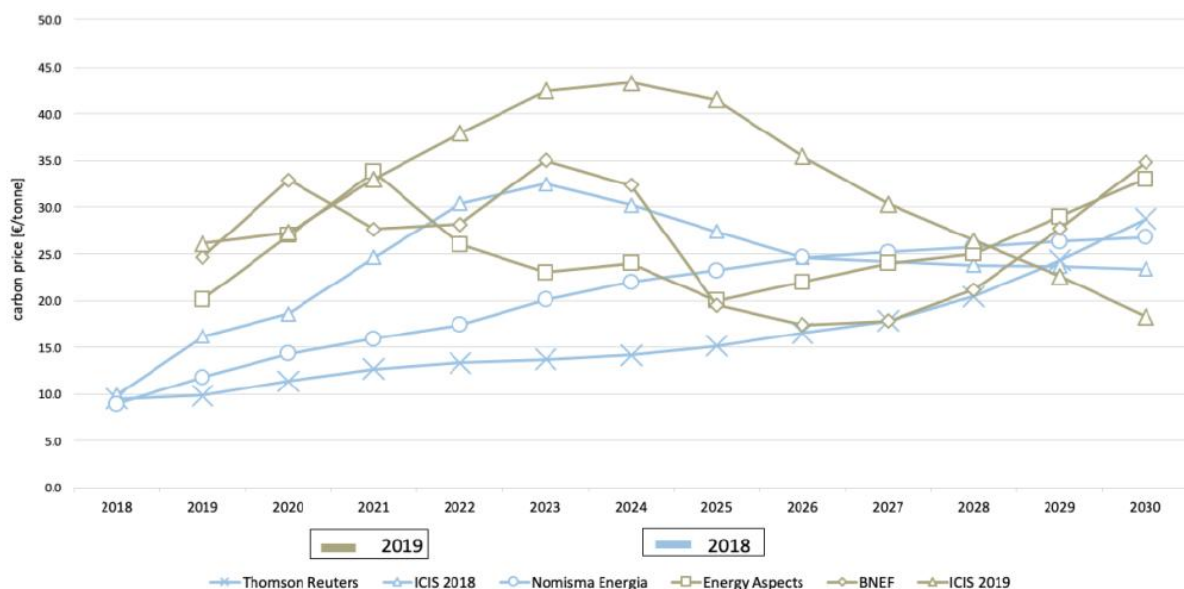
감축비용(\$)	칠레	페루	베트남	스리랑카	계
2024	41,148,486	16,568,734	132,352,855	62,360,140	252,430,214
2025	40,491,904	16,473,483	129,101,058	61,359,179	247,425,624
2026	39,837,461	16,380,199	125,856,448	60,361,106	242,435,215
2027	39,185,175	16,288,903	122,619,130	59,365,914	237,459,122
2028	38,535,063	16,199,616	119,389,215	58,373,596	232,497,490
2029	37,887,147	16,112,359	116,166,817	57,384,148	227,550,471
2030	16,186,207	3,967,655	189,982,154	102,210,278	312,346,293
계	253,271,443	101,990,949	935,467,677	461,414,363	1,752,144,431
감축비용(\$/tCO ₂)	11.4	5.5	12.1	10.5	10.8

라. 국외 감축사업의 비용 효과성

- 우리나라가 양자협력 대상으로 설정한 6개 개도국에서 온실가스 감축사업을 추진할 경우의 비용 효과성은 2030년의 탄소가격 전망과 본 연구에서 제시한 온실가스 감축비용과의 비교를 통해서 분석 가능
- 2030년의 탄소가격에 비해 본 연구에서 제시한 온실가스 감축비용이 낮으면 감축사업을 추진하는 것이 비용 효과적이라고 할 수 있음
- ECRST가 조사한 바에 따르면 대표적인 세계 탄소시장인 EU ETS의 2030년 가격은 최소 수준이 €17/tCO₂, 중간 수준이 €27/tCO₂, 최고 수준이 €35/tCO₂ 수준으로 전망되었음(ECRST, 2019). 이를 2019년 12월의 환율(\$1.24/€1.0)을 적용하면 2030년 EU ETS 가격은 최소 수준이 \$21.08/tCO₂, 중간 수준이 \$33.48/tCO₂, 최고 수준이 \$43.4/tCO₂로 전망됨

- 2018년에 조사한 EU ETS 전망 가격에 비해 2019년에 조사한 전망가격이 전반적으로 더 높은 것으로 나타남
- 2018년에 조사한 EU ETS 전망가격은 2018년의 €10/tCO₂수준에서 시작하여 기관 별로 전망 가격이 다르지만, 2023년에는 최소 수준이 €14/tCO₂(Thomson Reuters), 중간 수준이 €20/tCO₂(Nomisma Energia), 최고 수준이 €33/tCO₂(ICIS)으로 제시 되었으며 2030년에는 최소 수준이 €24/tCO₂(ICIS), 중간 수준이 €27/tCO₂(Nomisma Energia), 최고 수준이 €29/tCO₂(Thomson Reuters)로 조사되었음
- 2019년에 조사한 EU ETS 전망가격은 2019년의 €20/tCO₂(Energy Aspects), €25/tCO₂(BNEF), €26/tCO₂(ICIS) 수준에서 시작하여, 2024년에는 최소 수준이 €24/tCO₂(Energy Aspects), 중간 수준이 €32/tCO₂(BNEF), 최고 수준이 €43/tCO₂(ICIS)으로 제시되었으며 전반적인 하락세를 유지하여 2030년에는 최소 수준이 €17/tCO₂(ICIS), 중간 수준이 €34/tCO₂(Energy Aspects), 최고 수준이 €35/tCO₂(BNEF)로 조사되어 2018년 조사에 비해 전반적으로 높게 전망되었음

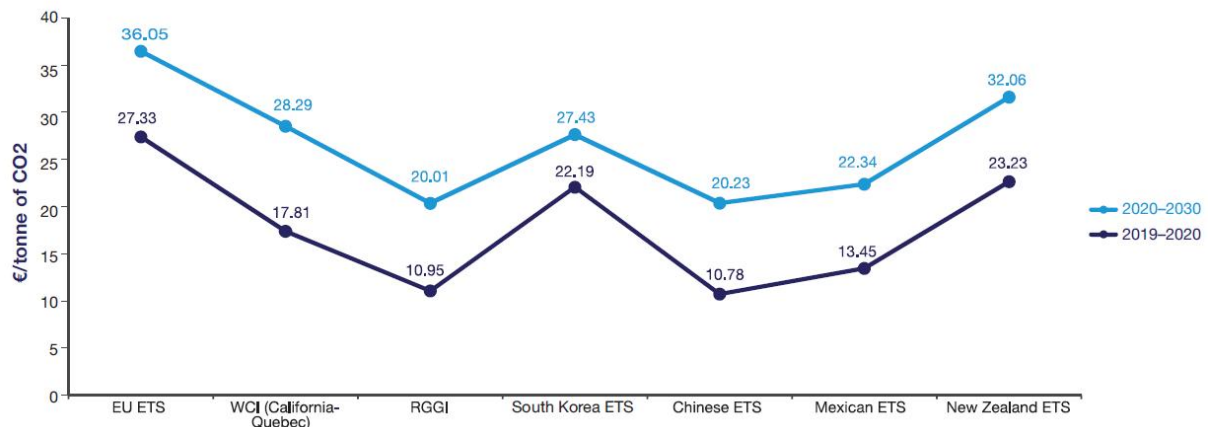
[그림 5-4] EU ETS 탄소가격 전망(단위:€/tCO₂)



자료: ERCST, 2019 State of the EU ETS Report, 2019

- 세계배출권협회(IETA)가 회원 기업을 대상으로 조사한 바에 의하면 2020-2030년의 EU ETS 탄소가격은 €36.05/tCO₂, 우리나라 탄소시장의 탄소가격은 €27.43/tCO₂에 이를 것으로 조사되었음. 2019년 12월의 환율(\$1.24/€1.0)을 적용하면 2030년 EU ETS 가격은 \$44.70/tCO₂, 한국의 탄소가격은 \$34.01/tCO₂로 전망됨
- 미국 동부지역의 탄소가격이 가장 낮은 €20.01/tCO₂, 중국 시장의 탄소가격(€20.23/tCO₂), 멕시코 시장의 탄소가격(€22.34/tCO₂), 한국 시장의 탄소가격(€27.43/tCO₂), 미국 서부시장인 WCI의 탄소가격(€28.29/tCO₂), 뉴질랜드 시장의 탄소가격(€32.06/tCO₂) 순으로 높아지며 EU ETS의 탄소가격이 가장 높은 €36.05/tCO₂로 전망되었음
- 2020-2030년의 탄소가격은 2019~2020년의 탄소가격에 비해 모든 시장에서 약 €10/tCO₂ 높은 수준으로 전망되었음

[그림 5-5] 주요 탄소시장의 2020-2030년 탄소가격 전망(단위:€/tCO₂)



자료: IETA, GHG Market Sentiment Survey 2019, 2019

- 2019년 회원사를 대상으로 실시한 조사에서 응답자의 37%는 파리협정의 장기 온도목표인 2℃를 달성하기 위해서는 2030년에 탄소가격이 €50.00/tCO₂ 수준에 이르러야 한다고 응답했는데 이러한 가격 수준(median average)은 2018년 조사 시의 수준과 동일하게 나타남. 그러나 평균 탄소가격 수준

(mean average)은 2018년의 €51.17/tCO₂에서 2019년에는 €56.37/tCO₂로 상승했음

〈표 5-7〉 파리협정의 2°C상승 달성을 위한 탄소가격 전망(단위:€/tCO₂)

Year	Median average	Mean average	Min value	Max value
2019	€50.00	€56.37	€20.00	€150.00
2018	€50.00	€51.17	€15.00	€160.00

- 본 연구에서 분석한 협력대상 6개 개도국에서 온실가스 감축사업을 추진할 경우 평균 탄소가격은 평균 \$10.8/tCO₂로 추정되었음. 이러한 온실가스 감축 비용은 EU ETS 탄소가격(\$33.48/tCO₂~\$44.70/tCO₂)에 비해 \$22.68/tCO₂~\$33.90/tCO₂ 낮은 수준이며, 우리나라의 탄소가격(\$34.01/tCO₂)에 비해 \$23.21/tCO₂ 낮은 수준임. 즉, 개도국 온실가스 감축사업 추진 시 비용은 EU 탄소가격의 24%~32% 수준, 한국 시장 탄소가격의 32% 수준에 불과한 수준이기 때문에 개도국에서의 온실가스 감축사업이 비용 효과적인 전략이라고 평가할 수 있음
- 본 연구의 개도국 온실가스 감축사업 탄소가격은 평균 \$10.8/tCO₂로 분석되었으며, EU ETS의 2030년 탄소가격은 \$33.48/tCO₂(ECRST 조사)에서 \$44.70/tCO₂(IETA), 한국시장의 탄소가격은 \$34.01/tCO₂(IETA 조사)으로 전망. 따라서 개도국 온실가스 감축사업의 탄소가격은 EU 탄소시장에서 탄소를 구매할 경우의 탄소가격의 24%~32%에 불과하며, 국내에서 탄소를 구매할 경우의 탄소가격의 32% 수준에 불과한 수준으로 분석됨
- 본 연구에서 분석한 협력대상 6개 개도국에서 온실가스 감축사업을 추진할 경우, 경로방식의 온실가스 감축비용(\$180.658백만)과 평균방식의 온실가스 감축비용(\$1,752.144백만)은 EU 탄소시장에서 탄소를 구매할 경우의 경로방식의 비용(\$542.376백만~\$724.14백만)의 25%~33% 수준이며, 평균방식의

비용(\$5,423.76백만~\$7,241.4백만)의 24%~32% 수준이고, 국내에서 탄소를 구매할 경우의 비용(\$5,509.62백만)의 32% 수준에 불과할 것으로 분석

〈표 5-8〉 개도국 온실가스 감축사업의 비용 효과성(단위:\$/tCO₂, \$백만)

	본 연구	EU ETS		한국시장
		ECRST	IETA	IETA
2030년 탄소가격(\$/tCO ₂)				
- 가격	10.8	33.48	44.70	34.01
- 가격 차이		+22.68	+33.90	+23.21
온실가스 감축비용(백만\$)				
- 경로방식	180.658	542.376	724.14	550.962
- 평균방식	1,752.144	5,423.76	7,241.4	5,509.62
감축비용 차이(백만\$)-개도국 감축 대비				
- 경로방식		+361.718	+543.482	+370.304
- 평균방식		+3,617.616	+5,489.256	+3,757.476

2. 외국의 온실가스 감축실적 확보 프로그램

가. 스위스 klik 재단⁶¹⁾

- 본 절에서는 스위스의 해외 온실가스 감축실적을 구매하는 프로그램(klik foundation)을 조사하고, 페루와 체결한 온실가스 감축실적 사례를 소개함으로써 우리나라에 적용 가능한 모델을 찾는데 활용하고자 함

1) Klik 재단의 등장배경

- 스위스 석유협회는 CO₂법안에 따른 온실가스 감축의무에 대응하고자 2012년 Klik재단을 자발적으로 설립하였음
- CO₂법 초안에서는 연간 1,000톤CO₂e이상을 배출하는 대규모 화석연료 수입자들을 대상으로 2021-2030년까지 탄소배출량 5,400만 톤CO₂e의 감축의무를 명시함

61) 스위스 klik 재단에 관한 내용은 Klik(Foundation for Climate Protection and Carbon Offset Klik) 홈페이지 <https://www.international.klik.ch/en>를 기반으로 함.

- 동 법에 대응하고자 2012년 석유협회는 Klik(Climate Protection and Carbon Offset)재단을 설립하여 파리협정 6.2조의 협력적 접근법(cooperative approach)을 통해 2021년부터 국외감축실적(ITMO)을 구매할 계획임
- 스위스 석유협회는 파리협정 6.2조 이용은 상응조정에도 불구하고 감축실적을 이전(판매)하는 국가에게 다양한 편익을 줄 것으로 생각하고 있음
 - 협력적 접근법에서는 감축활동이 지속가능개발에 기여하도록 되어 있기 때문에 감축사업실적을 이전(판매)하는 국가에게 온실가스 감축 이외의 공편익(건강, 비용 절감, 직업 창출, 투자 촉진 등)을 발생시킬 것임
 - klik 재단의 감축활동은 비용이 높거나, 기술적으로 도전적이거나 혹은 원격지에 있는 감축기회를 실현시킬 수 있음
 - 이전하는 국가의 입장에서는 이전한 감축실적보다 감축사업으로 인한 감축량이 많으면 국가적으로는 이익이 될 수 있음
 - klik 재단의 감축활동 이행으로 인해 자국의 자원과 능력으로 감축사업을 유지함으로써 NDC를 달성할 수 있는 능력배양 기회를 가질 수 있음
 - klik 재단의 감축활동 종료 이후에도 외부의 지원없이 감축사업을 지속함으로써 시스템 전환이 이루어질 수 있음
- Klik재단의 재정은 산업계의 지원과 자동차세로 충당하고 있음
 - 2013-2020년에 미네랄오일이 Klik 재단에 10억 스위스 프랑을 지원하고, 현재 평균 리터당 1-2센트 수준인 자동차세를 CO₂법 개정을 통해 리터당 5센트 수준으로 상향 조정할 계획임
- 2013년 1월 1일 개정 스위스 CO₂법(Swiss CO₂ Act)에는 시장 기반의 탄소거래 메커니즘을 포함한 스위스의 기후변화 목표, 조치 및 전략 등을 설정함
 - 동 법에 따라서 스위스는 Post-2020을 위한 파리협정 제6조 시장 메커니즘의 국외감축 사업을 적극적으로 추진함
- Klik재단은 탄소배출감축을 위한 재정적 지원으로 펀드를 제공하거나, 감축사업을 진행함

- Klik재단의 감축분 상쇄 사업은 수송, 비즈니스, 건축, 농업 4가지 플랫폼으로 분류되어 진행되고 있음

2) 사업진행 절차

- 민간기관과 정부기관 모두 스위스의 국외감축 사업에 감축결과 이전 협약을 위해 사업에 지원할 수 있으나 지원 절차는 상이함

[그림 5-6] Klik 사업 지원절차



CfP: Call for Proposal

MAIN: Mitigation Activity Idea Notes

MADD: Mitigation Activity Design Document

MOPA: Mitigation Outcome Purchase Agreement

자료: 저자 작성

- 제안서 요청(CfP) 작성 및 등록 단계 : 사업지원의 모든 절차는 온라인으로 가능하며 정부기관은 등록 후 곧장 감축활동 아이디어노트(MAIN, Mitigation Activity Idea Note)를 제출할 수 있으나, 민간기관은 지원 선발 후 별도의 제안서 요청(CfP, Call for Proposal) 과정을 거쳐야 함
 - 정부는 Klik에 등록만으로도 사업참여가 가능하지만 민간은 CfP 단계에서 MAIN을 제출할 때 예상되는 크레딧 기간과 Klik재단에 판매할 예상되는 탄소배출 감축분을 기재해야 함
 - klik에 지원하기 위해서는 사업 지원자의 간단한 정보(기업, 기술, 연락처 등)를 기입한 사업참가 희망서(Expression of Interest)를 제출해야 함
 - 제안서(CfP) 평가 기준은 다음 표와 같음

〈표 5-9〉 스위스 klik 재단의 제안서 평가 기준

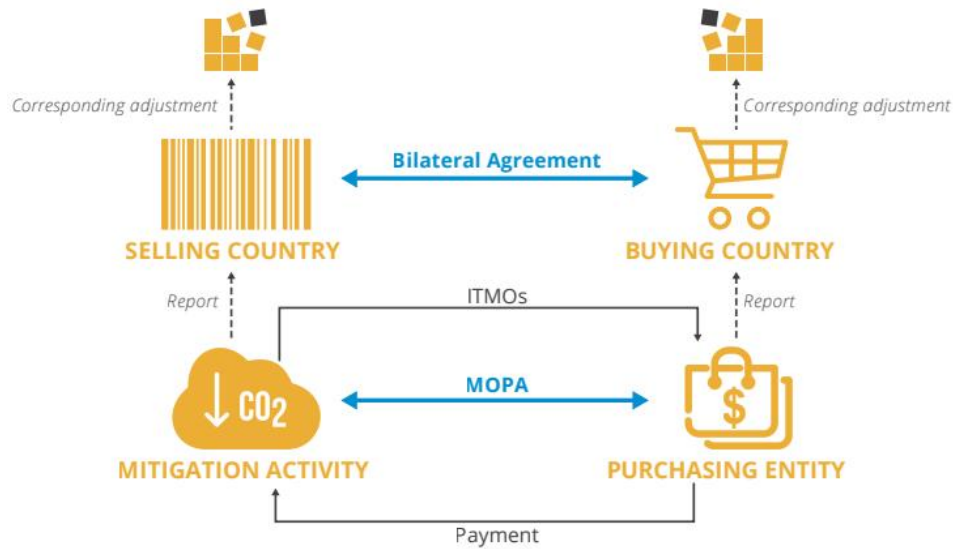
	기준	비고
1	사업의 적격성	원자력과 화력발전 포함 여부
2	LoI	LoI 구비 여부
3	NDC 포함 여부	NDC 범위 내에서 상응조정이 가능해야 함
4	환경건전성	실제 감축량, NDC와 BAU 시나리오 외의 감축인지, 감축의 영속성
5	중복계산	중복계산 위험
6	지속가능발전 기여	SDGs에 기여 여부
7	인권침해 여부	국제 인권조약 위배 여부
8	부패와 악성 거버넌스	사업 운영기관의 부패 여부
9	비즈니스 안정성	사업진행의 안정성, 경험, 재정적 안정성, 비즈니스의 적절한 시기 판단
10	재정형태 준수여부	사업이 RBF(Result Based Finance)과 부합 여부(선도거래는 없음)
11	탄소감축 역할	klik의 RBF 지불이 활동의 이행과 운영에 활용 여부
12	자가 지속가능성	klik의 지원없이 탄소배출 이전 국가의 정부지원 등의 활동을 해나갈 수 있는지의 여부
13	프로젝트 위험성	정치적 안정성, 법체계의 건전성, 거버넌스의 올바른 이행, 비즈니스
14	계약 당사자의 적격성	MAIN 서류 외에 공개된 정보와 사업에 상당한 주의를 기울이는지의 여부

자료: klik 재단 사이트에 기반해 저자 작성

- 감축활동 아이디어노트(MAIN) 제출 및 평가 단계 : 민간기관은 제출할 MAIN 작성 시 정부 간 양자협력에 동의한다는 호스트 국가의 의향서(LoI, Letter of Intent), 즉, NDC 담당 정부기관의 승인을 받은 의향서(LoI)를 함께 제출해야 함
- 정부의 의향서를 받지 못했다며 현재 의향서를 정부기관에 이미 요청했다는 사실을 기술해야 함
- REDD+, LULUCF, 한 국가 이상을 포함한 활동, 원자력과 화석연료 발전소 사업은 제안서를 받지 않는데, REDD+와 LULUCF 사업은 기준이 명확하지 않기 때문에 제안서를 받지 않는 것임
- LoI 제출을 통해 양국은 법적 구속력은 없지만 사업 절차의 시작 전에 제안된 사업에 대한 근본적인 이의가 없음을 선언하는 것으로서, LoI 절차는 Klik재단의 경쟁입찰(competitive tendering)을 위해 필요한 단계이며, 지원국의 입찰문서는 선정된 이후 발급된 계정에서 접근할 수 있음

- 정부기관에서 제출한 MAIN은 스위스 정부와의 협의를 통해 Klik재단에서 평가하고 채택됨.
- 감축활동 설계 문서(MADD) 단계 : MAIN 평가에서 채택된 지원기관은 지원된 활동의 감축결과가 결정되는 방법에 대한 상세한 개념을 담은 감축활동 설계 문서(MADD, Mitigation Activity Design Document)를 마련함.
- 해당 MADD 단계에서 지원기관은 이전국가(transferring country)와 스위스의 관련 정부기관과 협의함
- MADD 단계에서 klik 재단은 지원서(LoS, Letter of Support)를 통해 재정적으로 지원함
- MADD를 기반으로 정부는 ITMO 이전을 허용하기 위한 관련 양자협력의 조항에 따라 활동을 승인함
- MADD 단계에서는 양국 정부 간의 감축결과 구매계약(MOPA)이 반드시 체결되어야 함
- 감축결과 구매계약(MOPA) 단계 : 양자 합의 체제 내에서 승인이 완료되면, Klik재단은 감축결과 구매계약(MOPA, Mitigation Outcome Purchase Agreement)을 통한 감축활동 지원을 고려하게 됨
- MADD 과정에서 반드시 양국 정부 간의 MOPA가 마지막으로 체결되어야 함
- 사업 지원자는 MADD 과정을 끝으로 정부 간 MOU를 체결하고 klik 및 구매자는 프로젝트 개발자와 구매계약(MOPA)을 체결함
- 구매계약에 따라 offset 프로젝트에서 발생한 감축실적(ITMO)을 이전하고 구매국은 계약금을 지급함
- 이러한 계약구조는 정부와 비정부 간 책임을 분산시키고 프로젝트의 중복계산을 방지하며 확실한 상응조정을 실시하고 환경건전성을 보장하는 장점을 지니고 있음

[그림 5-7] 스위스 Klik 재단의 거래 구조



자료: Greiner, S., et al. (2019)

- Klik재단은 파리협정 이행규칙(Rulebook)과 충돌을 피하기 위해 호스트 국가와 이전(transfer) 가능한 부문은 NDC 범위 내의 활동만을 인정함
- 2019년 4월과 11월에 진행된 두 차례의 CFP에서 Klik재단은 파리협정 6조 시장이 최종 결정되지 않아 NDC 범위를 벗어난 활동에 대한 인정은 파리협정 이행규칙에 어긋난다고 명시함.
- * *The Paris Agreement rulebook still under development might allow Art. 6 activities outside of the scope of the NDC without requesting a corresponding adjustment. This is considered an undesirable outcome, so to avoid a possible conflict with the rulebook, only activities within the scope of the NDC are eligible.*

3) Klik재단-페루 양자협력 체결

- 페루와 체결한 이행협정(Implementation Agreement)은 파리협정 하에서의 첫 탄소 상쇄 계약으로, 이로 인해 파리협정 6.2조에 따른 협력을 위한 법적 프레임워크가 확립되었음

- 페루와 스위스의 이행협정(Agreement)은 2018년 공식협상을 시작하여 2020년 10월 20일 서명
- 2021년부터 Klik재단은 자체 웹사이트를 통해 지속적으로 페루에서의 감축사업 과정 및 활동에 관한 정보를 게시할 예정임
- 페루와 스위스의 국가적 절차는 2020년 9월 현재 아직 발효되지 않았으나, Klik재단의 재원지원 및 감축결과 이전 등의 절차는 이행협정(Implementation Agreement) 문서를 따를 수 있음
- 스위스와 페루 정부는 탄소 크레딧을 발생시킬 수 있는 활동을 결정할 것임
- Klik 대표는 중소기업이 에너지 효율 및 전기 버스에 투자할 수 있는 5천만 달러의 녹색 신용한도(green credit line)와 같은 이니셔티브를 고려하고 있다고 언급함
- Klik 재단은 스위스-페루 협정과 유사한 협정을 체결하기 위해 다른 국가들과 협상중이라고 밝힘
- 가나, 세네갈, 모로코, 태국, 멕시코, 칠레, 아르헨티나와 협의가 진행 중임
- ① 스위스와 페루의 양자협력 개요
- 스위스가 체결한 이행협약(Implementation Agreement)은 양국 간 해외 온실가스 감축실적의 이전에 대한 법적인 틀을 제공하고, 이전될 감축실적의 인식과 산정을 규정하며, 양국 간 협력에 관한 기술적이고 행정적인 사항과 최소의 품질요건을 규정하고 있음
- 스위스는 2030년까지 온실가스 배출량을 1990년 배출량 대비 30% 감축하는 NDC를 제출했으며 이중에서 12.5%를 해외감축을 통해서 달성할 계획임
- 이행협약(Implementation Agreement)은 최소한의 규정과 절차를 지닌 매우 단순한 구조를 지니고 있음. 일본의 JCM과 같은 공동위원회를 설치하지 않고 해당 국가의 의사결정 위원회, 규제 및 절차에 입각하고 있기 때문에 협력적 접근법의 감축실적의 구매 승인과 감축실적의 이전은 이행협약하의 양국 관련 기구에서 서명만 받으면 가능한 구조임

- 국외감축실적(ITMO)은 협약에 의해 정의되지만, 양국 간 ITMO를 발행하거나 이전하는 대신 양국의 계약 당사자들이 국가의 승인에 의해 감축실적에 대한 인증서(certificates)를 발행하게 됨. 감축실적의 이전은 중복계산을 방지하기 위해 특정 산정방법을 통해 협약에 의해 통제받게 됨
- 민간부문의 거래는 협약에 의해 통제받지 않고 사적인 계약법에 의해 통제를 받게 됨
- 협약은 기본적으로 파리협정하의 스위스 의무를 달성하는 데 활용되지만 공공행정기관의 목표달성과 기업 본사의 목표 달성을 위해 사용될 수 있음

② 국외감축실적의 구매과정

- Klik Foundation은 2021년부터 구매과정에 대한 정보를 발간하고 페루에서의 온실가스 감축활동을 웹사이트에 계속 공지할 계획임. 절차는 다음과 같음

의향서(Letter of Intent)

- 양국은 프로젝트의 절차가 시작되기 전에 제안된 프로젝트에 대해 반대하지 않는다는 비구속적인 선언을 하게 되는데, 이는 협약의 일부는 아니지만 Klik 재단 경매제도의 맥락에서 필요한 절차임

프로젝트 문서 개발(Development of the project documentation)

- 프로젝트 문서는 페루가 사전에 설정한 형식에 따라 작성되며, 나중에 스위스의 공식적인 형식으로 대체됨. Klik 재단은 두 형식이 상호 일관성을 갖게 되고 최대한 중복을 피한다는 점을 확인해야 함. 형식은 작성(create)-타당성(validation)-승인(authorization)의 과정을 거치게 됨

프로젝트 문서의 타당성 평가(Validation of the project documentation)

- 프로젝트 문서는 국가의 관련기구 중 하나가 인정하는 측정센터가 타당성을 실시하며, 현재의 제도(CDM, VCS, ISO 등)에 비해 단순화와 변형을 가할

수 있어야 하는데, 이러한 단순화와 변형은 양국과 검증센터가 이러한 단순화와 변형이 보수적이라고 판단한 경우에 한정되어 가능함

페루 등록부에 등록(Registration in the Peruvian register)

- 타당성 평가가 긍정적으로 도출되면 프로젝트를 페루 국가의 절차에 따라 페루 등록부에 등록하게 됨. 이러한 등록은 스위스 정부의 승인과 별개로 이루어지는 절차이며, 페루 정부의 승인을 의미하지도 않음. 등록된 프로젝트는 상이한 목적과 상이한 기준(CORSIA, VCS, 페루의 감축 프로젝트)을 위한 감축실적을 발생시킬 수 있음

협약하 승인(Authorization under the Agreement)

- 문서화된 프로젝트는 관련 국가의 절차와 관련 기관의 승인을 받아서 협약하의 승인으로 인정받게 됨. 이 절차는 프로젝트 소유자의 지원서 제출(submission of application)에 영향을 미치게 됨. 프로젝트를 승인하면서 페루와 스위스는 협약과 관련 국가의 법적인 요건이 충족되었다는 점을 확인하게 됨(특히 환경건전성, 파리협약하 국가 감축의무의 관점에서 프로젝트의 정당성, 지속가능개발). 승인은 먼저 페루에 의해 승인되고 이후에는 스위스에 의해 승인을 받게 됨

검증(Verification)

- 검증은 승인된 문서에 의해 양국 정부가 인정한 검증기구가 온실가스 감축을 결정하고 문서화하여 검증함

확증(Confirmation)

- 검증된 온실가스 감축은 1) 온실가스 감축이 다른 국가 시스템이나 국제 시스템에서 인증(certified)받지 않았으며, 2) 승인된 프로젝트 문서에 의해 이

행된 결과이며, 3) 인권을 침해하지 않았다는 조건하에서 페루가 평가하고
확증하게 됨. 페루 정부의 확증에 대해 스위스가 이의를 제기하지 않으면 온
실가스 감축은 양국의 이행협약에 의해 이전이 승인된 것이라는 점을 문서로
확증받게 됨

이전(Transfer)

- 온실가스 감축 소유자가 일단 신청서를 제출하면 양국 정부의 승인이라는 조
건이나 추가적인 조사 없이 즉각 이전이 이루어짐. 이전된 온실가스 감축은
페루의 등록부에서 산출(output)로 등록되며 발행된 국가 단위(unit)는 모두
삭제됨. 스위스 측에서는 온실가스 감축이 감축실적(ITMO)으로 인식되며,
스위스 정부의 구매자 계정(account of purchaser)에는 모든 ITMO에 대해 국
제 인증서(international certificate)로 기록이 됨
- 이행협약은 모든 이전된 감축실적에 대해 중복계산 방지를 보장하는데, 이는
스위스가 감축실적(ITMO)을 외부사업으로 사용한 시기와 상관없이, 그리고
감축실적이 파리협정하의 감축목표나 자발적 시장에서 사용한 것과 상관없이
페루는 2030년 감축목표 달성에 대해 파리협정하의 보고서(투명성보고서)에
서 상응조정을 실시해야 하기 때문임

나. 노르웨이의 탄소 크레딧 구매 프로그램⁶²⁾

1) 탄소크레딧 구매프로그램 절차

- 탄소크레딧 구매프로그램은 교토의정서(Kyoto Protocol, 이하 KP) 1기 공약
기간(2008-2012)의 배출목표 준수를 위해 2007년에 수립되었음.

62) 노르웨이의 탄소 크레딧 구매 프로그램 절차에 관한 내용은 Thomas Day, et al(2019)의 내용을 기반
으로 함.

- 노르웨이 기후환경부(Ministry of Climate and Environment, MoCE)는 CDM 프로젝트 활동과 CDM 활동 프로그램(PoA)에서의 향후 CER 제공에 대한 제안서(proposals)를 요구
- 제안서는 구체적인 가격 상한은 없으며 개별적으로 평가되고, 신규 및 취약 사업을 대상으로 하는 기관(facility)의 목표 달성도와 가격을 조합하여 선정
 - (사업 대상) 신규 사업과 취약(Vulnerable) 사업에서 CER을 구매해야 함
 - * 취약한 프로젝트(Vulnerable Projects)란 배출권 판매(sales of emissions) 감소로 인한 수입 감소로 인해 좌초되거나 중단 될 위기에 처한 등록 및 위탁 사업임.
 - (사업 유형) HFC-23, N₂O, 탄소 포집 및 저장 없는 석탄 기반의 에너지를 사용하는 프로젝트를 제외한 모든 CDM 프로젝트
 - (CER 가격) 평균 EUR 2-4로 거래됨.
 - 적용 가능한 빈티지에는 2016년 6월부터 2020년까지 발생한 배출량 감축이 포함됨. 계약된 모든 CER은 늦어도 2021년 6월 30일까지 제공됨.
- (첫 번째 제안서 공고) 2015년 1월 환경부는 2014년 1월 마감된 노르웨이 탄소 구매기관(Carbon Procurement Facility, NorCap)의 첫 번째 제안서 공고(Call for Proposals, CfP1) 결과를 발표함.
 - 10개의 사업(번들링 사업 포함)에서 총 18.86백만 개의 CER이 평균 EUR 2.19/CER로 계약되었음
 - 계약된 프로젝트는 제출된 총 232개의 제안서 중에서 선정되었음. 선정의 핵심 기준은 탄소 금융과 비용 효율성 없이는 사업이 이뤄지지 않는 취약성(Vulnerability)이었음.
- (두 번째 제안서 공고) CfP2는 2014년 9월 Nordic Environment Finance Corporation(NEFCO)와 Carbon Fund(NeCF)가 공동으로 공고(joint Call)함.⁶³⁾
- 취약한 사업들은 재정 적자로 인해 폐업 위기에 처한 프로젝트로, 노르웨이의 CER 구매가 수입을 발생시킴.

63) Norway: an emissions trading case study(EDF, IETA, 2015)

- 예를 들어, 노르웨이의 매립가스 CDM 사업(UN 0171)⁶⁴⁾을 통해 호스트 국가인 브라질의 기존 소각(flaring) 전용 사업이 총 용량이 29.4MW인 발전기 21기로 전기를 생산하는 발전사업으로 변경되었음. 해당 프로젝트는 노르웨이에 CER 6백만 개 이상을 제공할 것으로 예상됨.

2) 탄소크레딧 구매프로그램의 크레딧 사용

- 노르웨이는 KP 1기 동안에 총 23백만 개의 탄소크레딧 계약을 체결하였으며, 이 중 약 21백만 개가 노르웨이 자발적(unilateral) 공약을 10% 초과 달성하는 목표에 사용되었음⁶⁵⁾.
- KP 1기 동안의 CDM 사업 포트폴리오는 수력 및 풍력 사업을 포함한 재생 에너지 프로젝트가 대부분을 차지하였음.
- KP 2기(2013-2020) 동안 노르웨이 의회는 중단(discontinuation)에 취약한 사업이나 신규 사업에 대해 최대 60백만 개의 크레딧 구매를 승인함.
- 해당 크레딧이 KP 2기 동안 노르웨이의 목표 준수를 위해 사용될지, 취소될지는 아직 결정되지 않았음.
- KP 2기 포트폴리오의 반 이상은 매립지에서 발생한 메탄을 파괴하는 프로젝트가 차지함.
- 쿽스토브 및 정수 등의 소규모 사업은 노르웨이 CDM 감축 사업에서 두 번째로 많은 사업임. 소규모 프로그램들의 대부분은 아프리카에 위치하고 있으며, 매립지 프로젝트의 대부분은 라틴 아메리카(특히, 브라질)에 위치함. 노르웨이 크레딧 구매프로그램은 25개국의 62개 사업을 포함함.
- 2017년 기준으로 총 50백만 개의 CER을 구매함. 최종 구매 목표는 EU ETS에서 배출량을 다루기 위한 AAU의 기여가 미정인 동안에는 아직 결정된 바가 없음

64) Project: 0171 Caieiras landfill gas emission reduction - Crediting Period Renewal Request

65) 노르웨이의 교토의정서 2차 공약기간 감축목표는 2020년까지 1990년 대비 30~40% 감축이며, 별도로 주요배출국이 2℃ 목표에 부합하는 감축에 합의할 시 40% 까지 감축을 목표로 설정함.

다. 스웨덴의 국제 기후투자 프로그램⁶⁶⁾

- 국제 기후투자 프로그램의 목적은 지속적이고 확장된 국제 기후협력의 기반을 마련하고, 비용 효율적인 온실가스 감축을 달성하여 프로젝트 호스트 국가들의 지속가능한 발전에 기여하는 유연한 메커니즘을 추가 개발하는 것임.
 - 해당 프로그램은 전 세계 저탄소 개발에 대한 실제 사례를 보여주고, 호스트 커뮤니티에 다른 개발 편익을 제공하는 프로젝트를 지원함.
- 스웨덴 기관의 CDM 사업은 개별 사업에 직접 참여하는 것과 다자(multilateral) 기금에 참여하는 것 모두에 초점을 맞추고 있음.
 - 스웨덴은 29개국에서 양자 간 프로젝트 협정을 맺고 있으며, 9개의 다자기금에 참여하고 있음.
- 스웨덴 기관은 본래 부분적으로 교토의정서 하에서의 스웨덴의 2020년 국가 목표를 위해 CER을 최대 40백만 개까지 구매할 수 있는 위임사항을 지녔으나, KP 2기 동안의 CER은 17백만 개만 구매한 상태임.
- 직접적인 양자간(bilateral) 협정을 위해, 개별 CER 판매자들은 제안서(proposals)를 요구함. CER 판매자들에게 제출된 제안서들은 가격 및 품질 등을 포함한 다양한 고려사항들을 기반으로 개별적으로 평가됨.
- CER 가격 설정은 공정하다고 간주되는 가격대를 결정하기 위한 여러 제안의 평가를 기반으로, 사업 유형 및 빈티지에 따라서 다양함.
 - 다양한 범주의 사업 유형에 따라서 CER이 구매되지만, 특정 사업 유형은 우선순위로 간주됨. 그러한 유형의 사업들은 지리적으로 사하라 이남 아프리카, 동남아시아, 최빈개도국 등에 집중된 재생에너지, 에너지 효율 및 폐기물 관리 사업 등이 포함됨.

66) 스웨덴의 국제 기후투자 프로그램은 스웨덴 에너지청(Swedish Energy Agency)의 Swedish programme for international climate change mitigation을 기반으로 작성함.

<http://www.energimyndigheten.se/en/cooperation/international-climate-cooperation/flexible-mechanisms---cdm-ji--et/the-swedish-cdm-and-ji-programme/>

- 스웨덴 에너지기구(Swedish Energy Agency)는 국제 기후변화 감축에 대한 교토의정서의 스웨덴 프로그램의 국가 승인기구임.
- 스웨덴 에너지 기구의 자체적 양자 프로그램 포트폴리오는 2002년부터 운영되었으며, 신규 활동에 대한 포트폴리오를 더 확장하고 다각화하는 것이 목적임.
- 스웨덴 에너지 기구는 CDM 및 JI 기금에 참여함으로써 CER 크레딧을 확보

〈표 5-10〉 스웨덴의 CDM 감축사업 기금

기금	상세설명
아시아 태평양 탄소기금 (Asia Pacific Carbon Fund, APCF)	• 아시아 개발은행(ADB)이 관리하는 신탁 기금 • 아시아 개발도상국들의 재생에너지, 에너지효율 및 메탄 회수 프로젝트의 CDM 사업참여를 목표 • 기금 자본의 일부는 KP 1기 이후에 발생된 탄소 배출권을 구매하는 데 사용
미래 탄소 기금 (Future Carbon Fund, FCF)	• 아시아 개발은행(ADB)가 운영하는 두 번째 기금 • 2008년 12월 포즈난에서 열린 UN기후변화회의에서 시작 • 2012년 이후의 CER 구매를 목표 • ADB의 재생에너지, 에너지 효율 및 기타 온실가스 감축 사업에 자금을 조달하는 데 기여 • 2015년 기준으로, 투자자는 스웨덴, 핀란드, 벨기에 및 한국이며, 향후 다른 국가와 민간 기업도 참여할 가능성이 높음
다자 탄소크레딧 기금 (Multilateral Carbon Credit Fund, MCCF)	• EBRD(European Bank for Reconstruction and Development)와 EIB(European Investment Bank)에서 관리 • 동유럽 및 중앙아시아의 JI 및 CDM 프로젝트에 투자하며, 민간기업과 정부 모두 기금에 투자 • 우크라이나와 러시아의 재생에너지 및 에너지효율 프로젝트는 MCCF가 지원하는 주요 프로젝트 유형
Prototype Carbon Fund(PCF)	• 2000년에 시장에 출시된 최초의 CDM 및 JI 펀드 중 하나 • 필리핀, 콜롬비아 및 중국의 풍력발전 프로젝트와 코스타리카, 과테말라 및 우간다의 소수력 발전 프로젝트
UCF T2	• 주로 에너지효율과 재생에너지 부문의 17개 프로젝트로 구성 • 4개의 프로젝트는 최빈국인 세네갈, 말리, 방글라데시 및 네팔에서 진행 • 6개 프로젝트는 백열등을 형광등으로 교체하는 등의 PoA로 수행
CPF	• 2012년 이후의 CER 구매를 위해 효과적으로 배출량을 감축시키고자 함 • 프로그램 기반의 접근방식으로, 전력부문, 에너지효율성, 수송, 폐기물 관리 시스템 및 도시개발과 같은 부문에서 사용 • 배출권을 생성, 판매 및 구매하기 위해 서로 다른 파트너를 모집

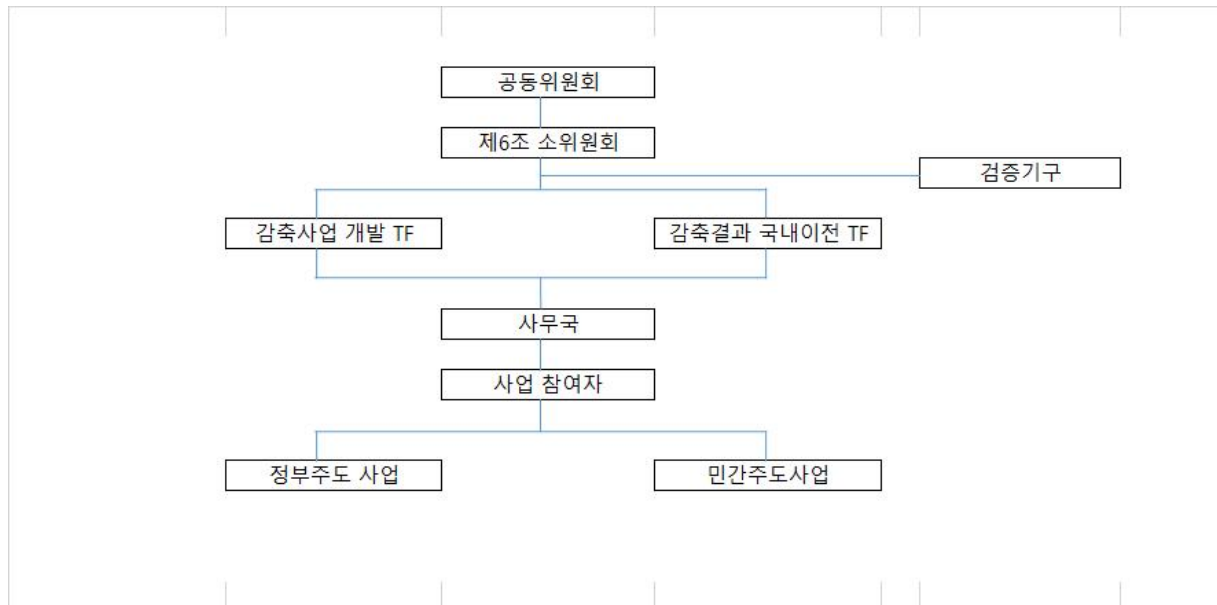
자료: 스웨덴 에너지청 사이트를 기반해 저자 작성

3. 온실가스 감축사업 중장기 추진 전략

가. 해외 온실가스 감축사업 추진 기구

- 해외 온실가스 감축사업(프로그램) 및 감축결과 국내이전을 통한 양자 기후변화 협력 및 국내 온실가스 감축목표에 활용을 위한 추진 기구는 크게 공동위원회, 제6조 소위원회 및 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF와 감축결과 국내이전 TF, 사무국, 검증기관, 사업 참여자로 구성⁶⁷⁾

[그림 5-8] 해외 온실가스 감축사업 추진 기구



1) 공동위원회

- 공동위원회는 양 국가의 온실가스 감축협력에 관한 최고 의사결정기구로, 양자협력 온실가스 감축사업에 관해서는 ① 감축사업의 기본 방향, ② 각종 지침의 제정과 개정, ③ 정부주도 사업에 관한 승인 등을 포함한 주요 사안에 대해 심의하고 의결하는 기능을 담당하며, ④ 상대 국가와 양자협정을 체결하

67) 조직의 기본적인 구성은 “박순철, 협력적 접근법 활용을 위한 국내 이행체계 수립 연구, 2018.2.12.”의 연구결과를 준용

여 온실가스 감축사업에 필요한 상응조정에 관한 사항을 담당

- 공동 위원회는 양국 간 기후변화협력을 위한 최고 의사 결정기구로서 연1회 개최를 원칙으로 하되, 양국의 요청이 있을 경우 추가적으로 공동위원회를 개최하는 것이 바람직함
- 공동위원회의는 국무조정실장과 환경부 장관을 비롯하여 외교부 기후변화대사, 관련 분야 부처 국장급 이상, 관련 분야 사업 및 국제 제도·거버넌스 전문가, 투자 참여 기업(옵저버)으로 구성
- 우리나라 공동위원회의 위원장은 국무조정실장과 환경부장관이 공동위원장을 담당. 공동위원회는 양자협정을 체결할 경우 우리나라를 대표하기 때문에 장관급 인사가 위원장을 맡는 것이 합리적임. 또한 국내에서는 기후변화 대사와 각 부처 국장급 이상이 공동위원회에 참여하기 때문에 국무조정실장이 위원장을 맡는 것이 합리적임
- 대안으로 외교부에서 공동위원회를 수립하고 상응조정과 같은 내용을 양자협정에 담을 수 있다면 국무조정실의 공동위원회는 장관급에서 실장급으로 직급을 낮추어서 국무조정실의 국장급과 환경부의 국장급 및 외교부의 기후변화 대사가 공동위원장을 담당할 수 있음
- 감축사업의 기본방향은 양 국가의 온실가스 감축사업에 관한 기본계획의 수립과 조정, 양자협력 온실가스 감축사업 운영지침의 제정과 개정, 제6조 소위원회가 제출한 연차보고서 승인 역할 등이 있음
- 지침의 제정과 개정은 세부 운영에 필요한 지침과 양식의 개발 및 개정, 사업의 등록 및 크레딧 발행에 필요한 세부 지침 및 양식, 검증기관의 지정 및 관리, 분야별 지원기관의 지정 및 관리, 등록부(레지스트리) 구축, 기타 사항 등에 관한 지침을 제정하고 개정
- 사업의 등록 및 크레딧 발행에 필요한 세부 지침 및 양식에는 1) 사업 참여자의 사업계획서 승인신청 양식, 사업계획서 작성을 위한 지침, 2) 검증기관의 타당성평가 시행을 위한 양식과 타당성 평가보고서 작성을 위한 지침, 3)

사업참여자의 크레딧 발행신청을 위한 모니터링 보고서 작성 양식, 모니터링 보고서 작성을 위한 지침, 4) 검증기관의 모니터링 보고서 검증을 위한 양식과 검증보고서 작성을 위한 지침, 5) 신규방법론 승인을 위한 제안서 양식과 신규방법론 제안을 위한 지침, 6) 신규방법론 제안서의 검토를 위한 지침 등이 있음

- 정부주도 사업에 관한 승인은 정부주도사업의 사업계획서를 승인하여 공식인정하고, 모니터링 보고서와 검증결과에 기초해 크레딧 발행 여부를 승인하는 업무 수행
- 공동위원회는 상대 국가와 양자협정을 체결하여 온실가스 감축사업을 추진하고 감축결과(ITMO)를 이전할 경우에 상응조정을 실시한다는 내용을 공유하는 기능을 담당해야 함
 - 파리협정 이행으로 인해 감축결과가 외국으로 이전될 경우에는 이전된 국의 감축실적(ITMO)에 대해 상응조정을 실시해야 함.
 - 상응조정에 대한 사항이 명백하게 규정되지 않으면 사업시행의 결과로 발생한 감축실적의 이전 시 분쟁이 발생할 가능성이 있음

2) 제6조 소위원회

- 제6조 소위원회는 민간주도 사업의 등록과 크레딧 발행 승인 여부를 심의하고, 결과를 공동위원회에 보고하는 역할을 담당하며, 주요 기능은 ① 공공기관을 포함한 민간주도 사업에 대한 승인, ② 신규 방법론 승인, ③ 기타 공동위원회의 위임사항에 대한 처리로 구분. 제6조 소위원회에는 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF와 감축결과 국내이전 TF를 설치함
 - 민간주도 사업에 대한 승인은 사업계획서와 크레딧 발행 승인과 같이 정부주도 사업에서 공통적으로 요구하는 기능을 수행하며, 제6조 소위원회에서 수행한 승인 결과 및 현황에 관한 사항은 주기적으로 공동위원회에 보고
 - 신규 방법론 승인 및 개정사항은 민간주도 사업과 정부 주도 사업 모두에 해당

- 하며, 공통적으로 사업 참여자의 신규 방법론 제안서에 관한 승인 업무를 의미
- 공동위원회 위임사항에 관한 처리 중에서 중요한 사안에 대해서는 처리 결과를 공동위원회에 보고
 - 제6조 소위원회는 과장급 이상의 실무급을 포함하여, 유관 공공기관, 국제제도 및 거버넌스 전문가, 투자기업으로 구성
 - 제6조 소위원회는 1년에 2회 개최하며, 그 중 1회는 공동위원회와 공동으로 개최
- 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF는 온실가스 감축사업을 직접 개발하여 감축사업을 이행하거나 아니면 민간으로부터 접수된 민간주도 사업에 예비 심의하고 선정된 감축사업의 이행을 모니터링하는 업무를 담당
- 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF는 온실가스 감축 대상 지역의 특성과 여건을 잘 반영하기 위해 아시아지역(베트남, 미얀마, 스리랑카, 몽골)과 중남미지역(페루, 칠레)에서 온실가스 감축사업을 개발했거나 추진한 경험이 있는 전문가들로 구성.
 - 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF는 중점협력 대상 국가(베트남, 미얀마, 스리랑카, 몽골, 페루, 칠레)에서 추진할 온실가스 감축사업을 직접 개발하거나 아니면 민간부문이 신청한 온실가스 감축사업을 예비 심의하고 예비심의 결과를 제6조 소위원회에 보고. 단, 심의 대상인 온실가스 감축사업과 관련된 전문가는 TF에서 제외하는 것이 바람직
 - 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF에서 예비심의를 담당
 - 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF는 제6조 소위원회에서 선정된 온실가스 감축사업을 이행하거나 아니면 민간부문 사업의 이행을 모니터링하는 역할을 수행
- 감축결과 국내이전 TF는 해외의 온실가스 감축사업으로부터 발생한 감축결과를 국내로 이전하는 역할과 온실가스 감축사업 이행 국가의 역량강화 업무를 담당
- 온실가스 감축결과를 국내로 이전하기 위해서는 파리협정 제6.2조에 입각한

국가 간 상응조정을 실시해야 함. 또한 이전된 국외감축실적(ITMO)은 파리 협정 제13조의 투명성체계에 의해 격년 투명성보고서(BTR)와 전자 보고 양식인 투명성체계의 구조화된 요약(structured summary)에 배출수지(emission balance)에 기록되어야 하기 때문에 이와 관련된 업무를 담당

- 온실가스 감축사업이 이행되는 개도국과 상응조정을 하기 위해서는 개도국의 인벤토리가 정확하게 구축되어 있고, 감축실적(ITMO)의 이전과 관련된 정보를 기록할 수 있는 등록부가 개설되어 있어야 함. 그러나 이러한 시스템이 구축되어 있지 않은 경우에는 대상 개도국의 역량배양을 추진해야 함

3) 사무국

- 사무국은 공동위원회에서 지정하며 온실가스 감축사업 운영에 필요한 ① 행정업무와 ② 사업지원 업무를 담당하며, 양 국가에 사무국이 각각 설치되어 운영되는 점을 감안하여 양 국가의 사무국은 상호 협력 필요
- 행정업무로서는 1) 공동위원회와 제6조 소위원회 회의 준비와 운영지원, 2) 감축실적 관리 및 추적을 위한 레지스트리의 구축과 운영, 3) 온실가스 감축사업 매칭 플랫폼의 구축과 운영, 4) 지정된 검증기관과 분야별 지원기관의 관리, 5) 전문가 풀의 구성 및 관리, 6) 제6조 소위원회 및 TF의 활동에 대한 연차보고서 작성, 7) 각종 작성 지침과 양식의 개발, 8) 온실가스 감축사업에 관한 우수사례집 작성 및 대외홍보, 9) 기타사항
- 지원업무는 민간주도와 정부주도 사업을 운영하면서 발생할 수 있는 사업관리, 보고서 작성, 대외 홍보 등의 행정적인 지원 기능으로서, 1) 민간·정부 주도 사업의 사업계획서 등록 신청 접수, 2) 민간·정부 주도 사업의 신규 방법론 제안서 접수, 3) 민간·정부 주도 사업의 크레딧 발행 신청 접수, 4) 지정된 검증기관과 분야별 지원기관의 관리, 5) 전문가풀의 구성 및 관리, 6) 제6조 소위원회 활동에 대한 연차보고서 작성, 7) 각종 작성지침과 양식의 개발, 8) 온실가스 감축사업에 관한 우수사례집 작성 및 대외홍보, 9) 기타사항

4) 검증기관

- 검증기관은 온실가스 감축사업의 이해관계자와는 독립된 제3의 기관으로서, 사업계획서의 타당성 평가, 감축 실적 모니터링 보고서의 검증 담당
- 검증기관은 국내의 CDM 검증기관인 DOE를 활용하는 방안이 합리적임

5) 사업 참여자

- 정부주도 사업은 해당 관계부처가 주도하여 온실가스 감축사업을 추진하는 경우이기 때문에 사업 참여자는 해당 부처가 될 것임. 민간주도 사업은 공공기관을 포함한 민간기업이 참여한 사업자가 온실가스 감축사업을 추진하는 경우이기 때문에 공공기관을 포함한 민간기업이 사업 참여자가 될 것임. 사업 참여자는 사업계획서의 작성 및 등록신청, 사업의 시행, 모니터링 보고서 작성, 크레딧 발행신청, 신규 방법론 등록 신청 등의 역할을 수행

나. 해외 온실가스 감축사업 운영 절차

- 양자협력 온실가스 감축사업은 감축실적 기반의 크레딧 발행 메커니즘을 기반으로 운영되며, 민간주도 사업과 정부주도 사업의 사업운영 기본절차는 사업계획서 작성 → 사업 타당성평가 → 사업계획서 승인 → 모니터링 보고서 작성 → 사업 실적 검증 → 크레딧 발행의 기본 절차로 구성⁶⁸⁾
- 운영자의 관점에서 절차는 1) 신규 방법론 승인 심사 단계(만일 사업 참여자가 사업계획서 작성 시 적용에 필요한 승인된 방법론이 없는 경우 방법론을 신규로 제안하여 승인심사를 받아 사용), 2) 사업계획서 등록심사 단계(사업 참여자가 작성·제출한 사업계획서에 대해 타당성 평가를 시행하고 해당 사업이 양자협력 온실가스 감축사업의 기준에 합당한가를 심의하는 단계), 3) 감축 실적의 정량화 결과에 대한 심의단계(사업 참여자가 제출한 모니터링 보고서를 대상으로 검증기관에서 검증을 수행하여 검증보고서를 작성하는

68) 해외 온실가스 감축사업 운영절차는 박순철(2018.2.12.) 보고서를 기준으로 제안

단계), 4) 크레딧의 발행 심사 단계(제출된 관련 자료를 기준으로 감축실적 정량화를 확정), 5) 크레딧의 배분단계(발행된 크레딧을 사업 참여자 간의 합의사항에 따라 배분하여 레지스트리에 발행)로 구성

[그림 5-9] 정부주도와 민간주도의 해외 온실가스 감축사업 추진 절차



자료 : 박순철, 협력적 접근법 활용을 위한 국내 이행체계 수립 연구, 2018.2.12

- 해외 온실가스 감축사업(프로그램) 및 감축결과 국내이전을 통한 양자 기후변화 협력 및 국내 온실가스 감축목표에 활용을 위한 개념적 추진 순서는 아래와 같음. 추진에 있어서 기후변화 협력 협정을 활용하기 위한 준비 및 결과 활용 차원에서 국내차원의 활동, 온실가스 감축사업 (프로그램) 시행 단계 및 감축 결과 이전 단계를 구분하여 기후변화협력협정상 제6조 소위원회 설치 후 온실가스 감축 사업 이행 TF와 감축결과 국내이전 TF를 운용의 차원에서 각 관련 활동별로 구분하는 것이 바람직함.

[그림 5-10] 제6조 활용을 위한 개념적 순서도



1) 신규 방법론 승인 심사

- 사업계획서 작성 이전단계에서 해당 사업에 대한 승인된 방법론이 부재한 경우, 사업 참여자는 신규 방법론을 승인 받은 이후에 사업계획서 작성
- 방법론 제안서 초안이 작성되면 사업 참여자는 제안서 작성내용을 설명할 수 있는 보조 자료와 함께 사무국에 제출하고, 사무국은 해당 방법론에 대한 공개의견 수렴과 내부 검토를 시행하며, 내부 검토가 완료되면 사무국은 검토 의견서를 작성하여 제6조 소위원회로 송부
- 제6조 소위원회는 제안자의 제안서와 보조자료, 사무국에서 취합한 공개의견 수렴서, 사무국의 검토의견서를 기준으로 승인 또는 수정 후 승인 또는 기각 중의 하나로 심사결과를 결정. 심사결과 방법론 제안서가 승인으로 결정된 경우, 승인된 방법론은 일반인들이 활용할 수 있도록 웹 페이지에 공개

2) 사업계획서 등록 심사

- 사업 참여자가 사업계획서 등록 심사를 받기 위해서는 사업계획서 등록심사 절차를 거쳐야 함. 정부주도 사업과 민간주도 사업에서의 차이는 사업계획서의 등록 심사의 최종 심사권한의 보유권자 차이임
 - 작성된 사업계획서는 검증기관에 제출하여 타당성 평가를 받음. 검증기관은 해당 사업이 양자협력 온실가스 감축사업에서 정한 기준에 부합여부를 확인하고 타당성 검토보고서를 작성하며, 이와 함께 사업 참여자는 사업수행국가의 국가승인기구에 해당사업이 지속가능발전에 기여하는지 여부를 심의받음
 - 사무국의 해당사업에 대한 검토가 완료되면 민간주도 사업은 제6조 소위원회에서, 정부주도 사업은 공동위원회에서 최종 등록 심사를 수행. 만일 사업계획서 등록이 승인된 경우에 사무국은 해당 사업에 고유 등록번호를 부여하여 웹 페이지에 공개
- 대상 사업 (프로그램) 및 사업지 선정단계(최소 1년)에서는 사업 대상국가의 국가적기여 (NDC)에 바탕을 둔 주요 온실가스 감축 부문에 대한 대상국가의 수요를 반영하여 대상 사업 (프로그램) 및 사업자를 선정한 이후 사업 추진 계획 (Concept Note)을 작성하여 제6조 소위원회와 공동위원회의 심의를 거쳐야 함.
 - 온실가스 감축사업은 정부주도 사업과 민간주도 사업으로 구분되며, 제6조 소위원회에서 사업을 개발하거나 아니면 민간부문이 신청한 사업을 심의하여 선정할 수 있음
 - 온실가스 감축 결과 이전을 위해서는 사업 내용에 필수적으로 온실가스 감축량에 관한 data를 추적 관리하고 국가 인벤토리에 반영하는 사업 요소를 포함하고, 향후 온실가스 감축 결과를 이전할지에 관한 상호 합의 내용을 사업 (프로그램) 계획서 (Concept Note)에 포함하는 것이 바람직함.
 - 사업 (프로그램)의 시행을 위해서 사업 (프로그램) 시행기간 동안 이행기관 지정이 필수적인데, 관련 국가 및 사업 (프로그램)에 대한 전문성이 확보된

국제기구 또는 국내 또는 대상국 전문성을 갖춘 이행 기관을 선정하여 사업 (프로그램) 이행 책임을 부여할 수 있음.

- 사업 (프로그램) 계획서 (Concept Note)에 기본적으로 포함되어야 할 내용은 다음 표와 같음

온실가스 감축 사업 (프로그램) 계획서 포함 요소
1. 사업 (프로그램) 개요 2. 온실가스 감축결과 국내이전 활용 정책과의 부합성 분석 3. 수원국 정책 정합성 분석 4. 사업 추진여건 분석 - 문제 분석, 수요 분석 - 수원국 정책 환경 및 관련 법제도 분석 * 수원국 NDC상 주요 온실가스 감축 부분 및 MRV 역량 평가 분석
포함 필수
- 사업대상지 분석 - 이해관계자 분석
5. 사업 타당성
6. 사업추진계획
- 사업의 정의 - 사업수행체계 - 사업논리모형 (PDM) 및 산출물 내역 * 온실가스 감축결과 측정 및 보고, 국가인벤토리 반영, 역량강화 포함 필수 * PDM에 사업관리 조직 운영, 역량강화 (대상국 6조 관련 활동 전담 부서 신설 또는 강화 포함), 탄소량 측정 관리 및 인벤토리 보고서 관리 포함 필수 - 예산 및 일정 - 조달관리

- 위험관리
- 7. 온실가스 감축결과 이전계획
- 8. 기후변화협력협정 절차 이행 계획

3) 모니터링 보고서 제출과 검증

- 사업 계획서가 등록되면 사업 참여자는 해당 사업을 이행하고, 사업계획서 상의 모니터링 계획에 따라서 온실가스 감축량 모니터링을 실시. 일정기간이 지난 후 사업 참여자는 감축량에 상응하는 크레딧을 발급받기 위해서 제공된 모니터링 보고서 양식에 따라 모니터링 보고서를 작성하며, 사업 참여자는 작성한 모니터링 보고서를 검증기관으로부터 감축량의 정확성에 대해 검증받음
- 온실가스 감축사업(프로그램) 시행단계(3~5년 소요)에서는 사업시행 계획에 따라서 실제 사업은 통상 3-5년간 시행하며, 그 이상의 장기간 사업 시행이 필요한 경우에는 제2단계, 제3단계 등 단계별로 사업 기간을 연장하면서 단계별 사업성과 관리를 하는 것이 바람직
 - 사업 시행 기간 동안은 매년 사업 성과관리를 하여 소위원회의 검토를 받아 공동위원회에 보고하고 차년도 사업에 대한 계획 승인을 받는 것이 필요함
 - 개도국 대상 사업을 진행하는 경우에는 대상 사업(프로그램) 이행을 위한 역량이 부족한 경우가 대부분이기 때문에 반드시 역량강화 활동을 사업 내용에 포함하는 것이 중요함
 - 개도국의 경우에는 국내 정세가 불안정한 경우도 다수 발생하므로 사업 시행 시 위험 관리체계 구축도 반드시 포함하여야 함

4) 크레딧의 발행 심사

- 사업 참여자는 크레딧 발행을 받기 위해 모니터링 보고서와 검증 보고서를 사무국에 제출하고, 사무국은 심사신청 자료를 검토하여 검토의견서를 작성. 사무국은 검토의견서를 완료한 후에 민간주도 사업은 제6조 소위원회, 정부주

도 사업은 공동위원회에 송부하고 각 기관에서는 발행심사를 진행. 발행 심사 과정에서 추가 검토가 필요한 경우에는 일정 기간을 연장하여 심사할 수 있으며, 공동위원회와 제6조 소위원회의 심사결과 크레딧 발행이 승인된 경우, 사무국은 크레딧을 레지스트리의 해당 계좌로 발행하고, 발행사실을 웹 페이지에 공개

5) 감축실적의 국내 이전

- 향후 대상국의 온실가스 감축결과의 자국 내 활용 등의 이유로 온실가스 감축결과 해외 이전에 대한 통제 강화 가능성이 증가할 것으로 예상됨에 따라, 해외 감축결과의 원만한 국내 이전을 위해서는 기술적인 측면과 아울러 정무적인 측면도 고려하는 것이 중요함.
- 해외 온실가스 감축결과의 국내 이전은 궁극적으로는 국내 온실가스 감축 목표 달성 차원에서 추진되는 것이므로, 파리 협정상 온실가스 감축 이전에 관한 제6조 뿐만이 아니라 국가적 기여 (NDC) 이행에 관한 보고에 관한 제13조 투명성체계의 이행을 염두에 두고 추진될 필요가 있음.
 - 이러한 측면에서 위에서 설명한 제6조 활용을 위한 순서도에 따라 관련 활동을 감축결과 국내이전 TF의 소관 하에 추진하는 것이 필요함.
- 사업(프로그램) 발굴 및 확정단계에서는 대상국의 MRV 역량에 대한 평가와 함께 필요 시 사업(프로그램) 추진 기간 동안 온실가스 감축량 관련 측정 및 보고 및 국가인벤토리 반영을 위한 역량강화 요소를 포함시키도록 해야 함.
 - 또한 가급적 대상국에 향후 온실가스 감축사업(프로그램) 이행부터 감축결과 이전 및 향후 유엔 보고까지 업무를 총괄할 수 있는 제6조 담당 정부조직을 대상국에 신설하는 것도 포함하면 더욱 효율적으로 온실가스 감축결과 이전에 관한 문제를 다룰 수 있을 것임.
- 사업(프로그램) 시행 중 온실가스 감축량 측정 및 등록 관리단계에서는 대상국의 MRV 역량 보유 여부에 따라서 사업(프로그램) 시행에 따라 발생하는

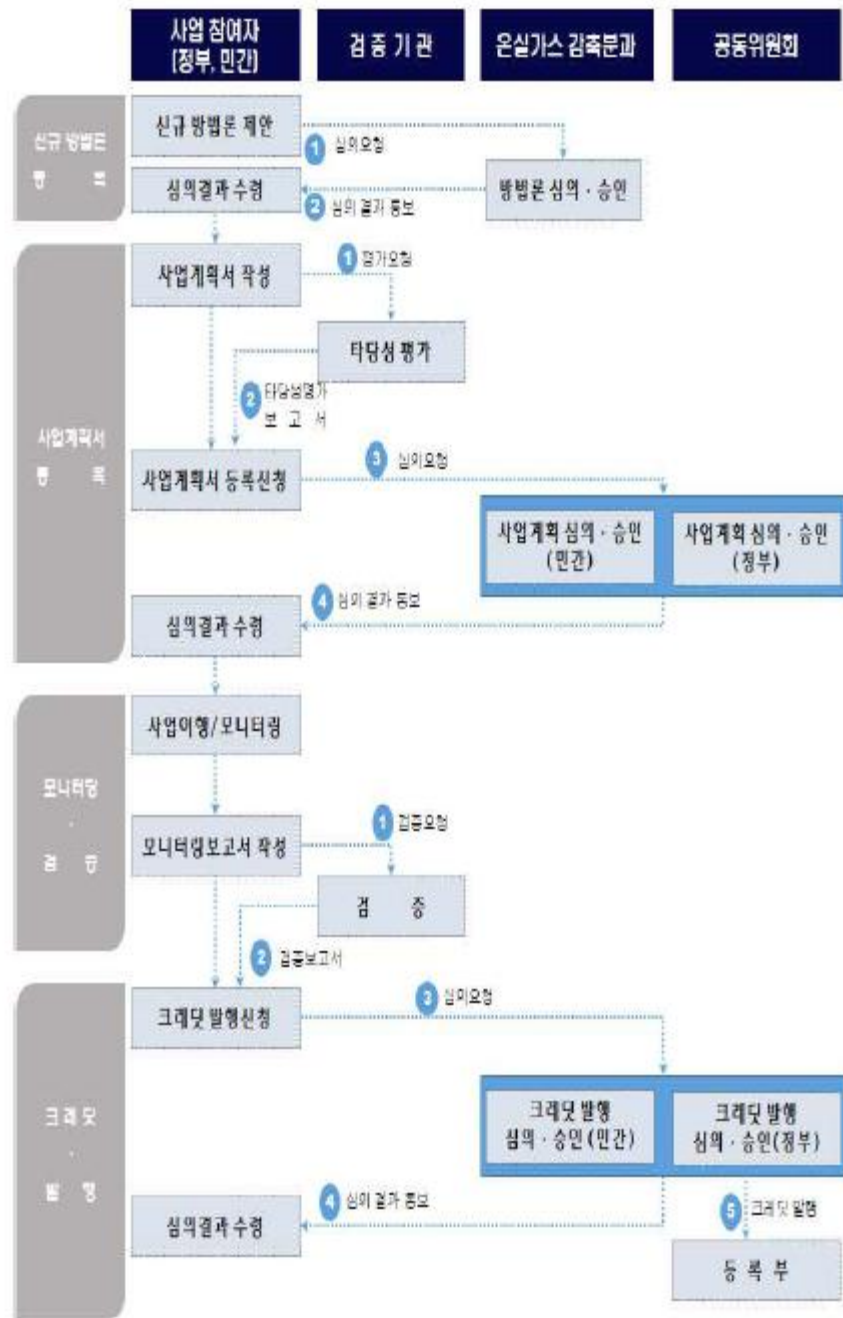
온실가스 감축량을 측정 및 보고하여 궁극적으로는 국가 인벤토리에 반영할 수 있도록 해야 함.

- 이 경우, 후에 우리나라로 이전하기 위한 상응조정 원칙에 대해서 양국 간에 미리 합의를 하고 이를 염두에 두고 측정, 등록 및 관리하는 것이 필요함.
 - 해외 온실가스 감축결과의 국내 이전 및 상응조정 단계에서는 양국 간에 온실가스 감축사업(프로그램)을 통하여 발생하는 온실가스 감축량 중 얼마를 우리나라로 온실가스 감축결과를 이전할 것인가에 대한 합의가 존재하는 것을 전제로 함. 이러한 합의는 사업(프로그램) 계획 확정 단계에서 같이 확정하는 것이 바람직하며, 확정이 어려운 경우 최소한 사업(프로그램) 시행 기간 중 확정할 수 있는 협의 방식/기준 등에 대해서는 합의가 되어 있을 필요가 있음.
 - 온실가스 감축결과의 대상국과 우리나라와의 공유 기준에 따라서 온실가스 감축결과를 우리나라로 이전하면서, 양국 간에 파리협정 제6조 상의 상응조정이 이뤄져야 할 필요가 있음
 - 이 경우, 양국의 상응조정 시점(예컨대 매년, 격년 또는 사업 기간 종료 시점 등)에 따라서 동시에 상응조정이 이뤄지는 것이 필요할 것임.
 - 우리나라의 경우에는 2011년 이후 1년에 한 번 국내적으로 국가 온실가스 인벤토리 보고서를 발간해왔기 때문에 COP26에서 제6조 협상이 완료되는 경우 매년 상응조정을 시행하기로 합의되는 경우, 매년 상응조정이 가능할 것임
 - 다만, 개도국의 경우에는 1) 경제 전반의 온실가스 감축목표를 NDC로 설정한 경우와, 2) 지역/부문/정책 및 수단 목표(Non-GHGs 목표 포함)로만 NDC를 설정한 경우로 나누어 살펴볼 필요가 있음.
- : 1) 경제 전반의 온실가스 감축목표를 NDC로 설정한 경우에는 상응조정의 기반이 국가 온실가스 인벤토리가 되는데, 대부분의 개도국의 현황을 살펴보면 국가 인벤토리를 매년 산정하는 것은 현실적으로 어려울 것으로 보임. 따라서 BTR 주기에 따라서 최소 격년 산정을 하도록 할 필요가 있음. 만약

해당 개도국이 국가 온실가스 인벤토리를 매년 또는 격년으로 산정할 준비가 되어 있지 않다면, 차선택으로 상응조정 대신 ITMO의 이전과 관련된 정보를 기록할 수 있는 등록부를 선 구축할 필요가 있음. 과거 CDM 사업에서 Host 국가로 참여한 개도국이라면 관련 등록부 구축이 가능할 수도 있음.

- : 2) 지역/부문/정책 및 수단 목표(Non-GHGs 목표 포함)로만 NDC를 설정한 경우에는 NDC 목표로 설정된 목표 유형을 고려하여 상응하는 조정이 이뤄질 것으로 전망이 됨. 예컨대 2030년까지 1차에너지 또는 최종에너지 중 신재생에너지 비중을 30%까지 확대하겠다고 NDC를 수립한 국가에 대해서 상응조정이 가능할 것인지는 제6조 협상결과에 따라 결정될 것임. 즉 신재생에너지 비중 30%를 달성하기 위하여 석탄 발전 1kwh를 태양광 발전 1kwh로 대체하는 경우라면 반드시 이를 온실가스 감축량으로 대체할 수 있도록 해야 할 필요가 있음. 이 경우라면 해당 개도국은 해당 발전부문의 부문별 온실가스 인벤토리 구축을 해야 할 것임
- 상당 수의 개도국의 경우에는 산림부문에서 별도 FAO의 지원 등으로 국가 인벤토리 구축이 되어 있거나 구축을 할 계획이 있는데, 이 경우에도 국가 인벤토리 구축이 어렵다면 산림부문에 국한하여 인벤토리를 활용하는 방법을 고려할 수 있을 것임
- 산정 주기와 관련해서는 1) 경제전반의 온실가스 감축목표를 갖고 있는 경우와 마찬가지로 만약 해당 개도국이 부문별 온실가스 인벤토리를 매년 또는 격년으로 산정할 준비가 되어 있지 않다면, 차선택으로 상응조정 대신 ITMO의 이전과 관련된 정보를 기록할 수 있는 등록부를 먼저 구축할 수 있을 것임

[그림 5-11] 해외 온실가스 감축사업 운영 절차



자료 : 박순철, 협력적 접근법 활용을 위한 국내 이행체계 수립 연구, 2018.2.12

4. 해외 온실가스 감축실적 확보 전략

가. 기간별 온실가스 감축사업 추진 전략

- 해외 온실가스 감축실적을 확보하기 위해서는 국내의 국외감축실적(ITMO) 확보를 위한 국내 체계가 확립될 필요가 있으며, 국내 체계가 수립되기까지는 1-2년이 소요된 이후에 온실가스 감축사업이 이행되고 온실가스 감축실적이 발생될 것으로 예상
- 국내 이행체계 준비기 : 2021년의 1년으로서, 동 기간에는 공동위원회 설치, 제6조 소위원회 및 2개의 TF 설치, 사무국 및 검증기관 등에 관한 구성 및 운영 지침 등을 준비해야 함
 - 1) 공동위원회와 제6조 소위원회 및 두 개의 TF 구성과 역할 및 운영에 관한 지침 마련
 - 2) 감축실적 관리 및 추적을 위한 레지스트리의 구축과 운영에 관한 지침 준비
 - 3) 온실가스 감축사업 매칭 플랫폼의 구축과 운영에 관한 지침 준비
 - 4) 전문가 풀의 구성 및 관리에 관한 지침
 - 5) 제6조 소위원회의 활동에 대한 연차보고서 작성
 - 6) 각종 지침과 양식의 개발
 - 7) 온실가스 감축사업에 관한 우수사례집 작성 및 대외홍보
 - 8) 기타사항
- 온실가스 감축사업 발굴 단계 : 국외 감축실적 추진 기구에서 온실가스 감축사업이 2022년부터 선정될 것으로 예상
 - 정부 주도의 온실가스 감축사업은 2022년부터 국외감축실적(ITMO) 기구에서 온실가스 감축사업으로 선정될 것으로 예상
 - 민간 주도의 온실가스 감축사업 역시 2022년부터 국외감축실적(ITMO) 기구에서 온실가스 감축사업으로 선정될 것으로 예상
- 온실가스 감축사업 이행 및 감축실적 발생 단계 : 국외 감축실적 추진 기구에

서 선정된 온실가스 감축사업은 2023년부터 이행되거나, 그 이전부터 이행될 것이며, 온실가스 감축실적 역시 2024년부터는 발생될 것으로 예상

- 정부 주도의 온실가스 감축사업은 오래전부터 추진된 사업들이 많기 때문에 온실가스 감축실적이 조기에 발생될 가능성이 높음
- 민간 주도의 온실가스 감축사업은 국외 감축실적 기구에서 2022년에 선정되어서 2023년부터 이행에 들어간 온실가스 감축사업의 경우에는 2024년이나 2025년부터 온실가스 감축실적이 발생될 가능성이 높음. 그러나 민간 주도의 온실가스 감축사업 역시 정부 주도의 온실가스 감축사업과 같이 이전부터 추진되어 온 사업이 국외 온실가스 감축사업으로 선정될 가능성이 높음

〈표 5-11〉 기간별 온실가스 감축사업 추진 단계

	국내 이행체계 준비기	온실가스 감축사업 발굴	온실가스 감축사업 이행	온실가스 감축실적 발생
2020~2021년				
2022~2030년				
2023~2030년				
2024~2030년				

나. 국가별 기간별 및 사업별 온실가스 감축사업 발굴 및 이행 전략

- 먼저 우리 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO)을 확보하기 위해서 국가별 추진해야 할 감축사업의 규모를 발굴 및 설정하고 이를 이행하는 전략 수립이 필요함
- 국가별 및 감축사업별 온실가스 감축사업의 추진 규모는 온실가스 감축사업 진출분야에서 분석했던 온실가스 감축사업을 대상으로 분석하여 추진 규모를 추정해야 함. 즉, 국가별 바이오매스, 효율개선, 연료전환, 소수력발전, 매립가스, 메탄회수, 태양광발전, 풍력발전사업별 2021~2030년(실제 2024~2030년)에 감축해야 할 온실가스 감축량을 사업별 감축량으로 나누면 추진해야 할 사업의 수를 산정해야 함

- 예를 들면 칠레의 바이오매스발전을 통해서 2020~2030년 기간에 감축해야 할 온실가스 감축량은 경로방식이 243,940tCO₂, 평균방식이 2,439,400tCO₂이며, 칠레 바이오매스 사업 1건당 평균 감축량은 75,821tCO₂이므로 칠레에서는 경로방식의 국외감축실적(ITMO)을 확보하기 위해서는 3.2개의 바이오매스발전 사업을 추진해야 하며, 평균방식에 의한 국외감축실적(ITMO)을 확보하기 위해서는 32.2개의 바이오매스발전 사업을 추진해야 함
- 이러한 절차를 통해 도출한 국가별 및 사업별 온실가스 감축사업 추진 규모는 다음 표와 같음
- 칠레의 경우 경로방식에 의한 국외감축실적(ITMO)을 확보하기 위해서는 2020~2030년 기간(실제 기간은 2024~2030년의 7년 동안)에 바이오매스, 효율개선 등 8개 사업을 모두 3.2개씩 추진해야 하며(2024~2027년의 4년 동안 매년 1건씩 추진), 평균방식의 국외감축실적(ITMO)을 확보하기 위해서는 2020~2030년 기간(실제 기간은 2024~2030년의 7년 동안)에 바이오매스, 효율개선 등 8개 사업을 모두 32.2개씩 추진해야 함(2024~2030년의 7년 동안 매년 5건씩 추진).

〈표 5-12〉 국가 및 사업별 온실가스 감축사업 추진 규모

		바이오매스/효율개선/연료전환/소수력발전/ 매립가스/메탄회수/태양광발전/풍력발전
칠레	(경로방식)	3.2개
	(평균방식)	32.2개
페루	(경로방식)	3.1개
	(평균방식)	31.2개
베트남	(경로방식)	18.4개
	(평균방식)	184.4개
몽골 /미얀마/스리랑카	(경로방식)	9.4개
	(평균방식)	93.7개

- 이러한 추정 절차를 거치면 국가별 및 연도별, 그리고 상응조정 방식별 달성해야 할 온실가스 감축량 규모가 추정될 수 있음

- 경로방식의 경우 칠레에서는 8개 온실가스 감축사업을 3.2개씩 추진하여 국외감축실적(ITMO)을 2024~2026년의 3년 동안 매년 689,830tCO₂ 확보해야 하며, 마지막 년도인 2027년에는 149,910tCO₂를 확보해야 함
- 경로방식의 경우 칠레, 페루, 베트남, 스리랑카, 몽골, 미얀마 등 6개 국가에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모는 2024-2026년 3년 동안 매년 3,899,285tCO₂를 확보하고, 2027년에는 2,836,793tCO₂, 마지막 년도인 2028년에는 1,665,352tCO₂를 확보해야 함

〈표 5-13〉 경로방식의 국가 및 기간별 ITMO 확보 규모(단위:tCO₂)

	칠레	페루	베트남	스리랑카/몽골/ 미얀마	계
2024	689,830	596,393	1,673,008	940,054	3,899,285
2025	689,830	596,393	1,673,008	940,054	3,899,285
2026	689,830	596,393	1,673,008	940,054	3,899,285
2027	149,910	73,821	1,673,008	940,054	2,836,793
2028	-	-	1,019,168	646,184	1,665,352
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-
계	2,219,400	1,863,000	7,711,200	4,406,400	16,200,000

- 평균방식의 경우 칠레에서는 8개 온실가스 감축사업을 32.2개씩 추진하여 국외감축실적(ITMO)을 2024-2029년의 6년 동안 매년 3,449,1500tCO₂를 확보해야 하며, 마지막 년도인 2030년에는 1,499,100tCO₂를 확보해야 함
- 평균방식의 경우 칠레, 페루, 베트남, 스리랑카, 몽골, 미얀마 등 6개 국가에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모는 2024-2029년의 6년 동안 매년 22,109,487tCO₂를 확보하고, 마지막 년도인 2030년에는 29,343,078tCO₂를 확보해야 함
- 평균방식의 국외감축실적(ITMO) 확보 규모는 경로방식의 10배 수준임

〈표 5-14〉 평균방식의 국가 및 기간별 ITMO 확보 규모(단위:tCO₂)

	칠레	페루	베트남	스리랑카/몽골/ 미얀마	계
2024	3,449,150	2,981,965	10,038,048	5,640,324	22,109,487
2025	3,449,150	2,981,965	10,038,048	5,640,324	22,109,487
2026	3,449,150	2,981,965	10,038,048	5,640,324	22,109,487
2027	3,449,150	2,981,965	10,038,048	5,640,324	22,109,487
2028	3,449,150	2,981,965	10,038,048	5,640,324	22,109,487
2029	3,449,150	2,981,965	10,038,048	5,640,324	22,109,487
2030	1,499,100	738,210	16,883,712	10,222,056	29,343,078
계	22,194,000	18,630,000	77,112,000	44,064,000	162,000,000

다. 국가별 및 기간별 온실가스 감축비용

- 국가별 및 감축사업별 온실가스 감축사업을 추진하고 여기에서 우리 정부에 필요한 국외감축실적(ITMO)를 확보하기 위해 필요한 비용을 추정하고 이러한 비용을 충당할 재원조달방안을 수립해야 함
- 경로방식에 의한 국외감축실적(ITMO) 16,200,000tCO₂을 확보하기 위해 6개 개도국에서 감축사업을 실시할 경우, 감축사업의 총 감축비용(CER 구매비용)은 \$180,658,258이며, 이 경우 평균 온실가스 감축비용은 \$11.2/tCO₂
 - 칠레에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 확보 비용은 2024~2030년 기간에 총 \$25,998,671이며 온실가스 평균 감축비용은 \$11.7/tCO₂로 분석
 - 페루에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 확보 비용은 2024~2030년 기간에 총 \$10,287,728이며 온실가스 평균 감축비용은 \$5.5/tCO₂로 분석
 - 베트남에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 확보 비용은 2024~2030년 기간에 총 \$94,109,895이며 온실가스 평균 감축비용은 \$12.6/tCO₂로 분석
 - 스리랑카/미얀마/몽골 등 3개 국가에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 확보 비용은 2024~2030년 기간에 총 \$47,261,964이며 온실가스 평균 감축비용은 \$10.7/tCO₂로 분석

〈표 5-15〉 경로방식의 국가별 온실가스 감축비용(단위:\$)

	칠레	페루	베트남	스리랑카/미얀마/몽골	계
2024	8,229,697	3,313,747	22,058,809	10,393,357	43,995,610
2025	8,098,381	3,294,697	21,516,843	10,226,530	43,136,450
2026	7,967,492	3,276,040	20,976,075	10,060,184	42,279,791
2027	1,703,101	403,245	20,436,522	9,894,319	32,437,187
2028	-	-	12,121,646	6,687,574	18,809,220
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-
계	25,998,671	10,287,728	94,109,895	47,261,964	180,658,258
감축비용(\$/tCO ₂)	11.7	5.5	12.6	10.7	11.2

- 평균방식에 의한 국외감축실적(ITMO) 162,000,000tCO₂을 확보하기 위해 6개 개도국에서 실시할 감축사업의 총 감축비용(CER 구매비용)은 \$1,752,144,431이며, 이 경우 평균 온실가스 감축비용은 \$10.8/tCO₂로 분석
- 칠레에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 확보 비용은 2024-2030년 기간에 총 \$253,271,443이며 온실가스 평균 감축비용은 \$11.4/tCO₂로 분석
- 페루에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 확보 비용은 2024~2030년 기간에 총 \$101,990,940이며 온실가스 평균 감축비용은 \$5.5/tCO₂로 분석
- 베트남에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 확보 비용은 2024~2030년 기간에 총 \$935,467,677이며 온실가스 평균 감축비용은 \$12.1/tCO₂로 분석
- 스리랑카/미얀마/몽골 등 3개 국가에서 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 확보 비용은 2024~2030년 기간에 총 \$461,414,363이며 온실가스 평균 감축비용은 \$10.5/tCO₂로 분석

〈표 5-16〉 평균방식의 국가별 온실가스 감축비용(단위:\$)

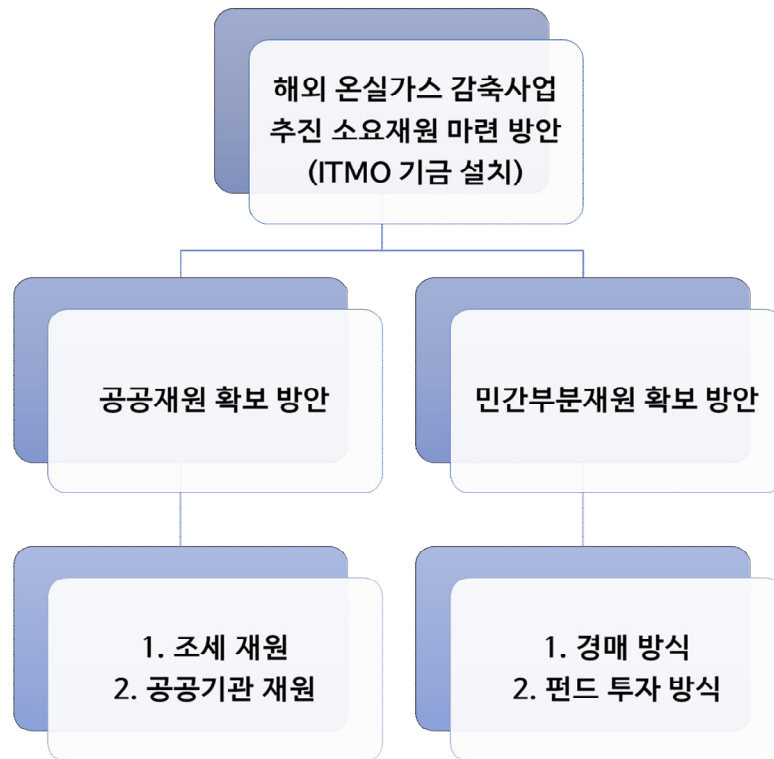
	칠레	페루	베트남	스리랑카/미얀마/몽골	계
2024	41,148,486	16,568,734	132,352,855	62,360,140	252,430,214
2025	40,491,904	16,473,483	129,101,058	61,359,179	247,425,624
2026	39,837,461	16,380,199	125,856,448	60,361,106	242,435,215
2027	39,185,175	16,288,903	122,619,130	59,365,914	237,459,122
2028	38,535,063	16,199,616	119,389,215	58,373,596	232,497,490
2029	37,887,147	16,112,359	116,166,817	57,384,148	227,550,471
2030	16,186,207	3,967,655	189,982,154	102,210,278	312,346,293
계	253,271,443	101,990,949	935,467,677	461,414,363	1,752,144,431
감축비용(\$/tCO ₂)	11.4	5.5	12.1	10.5	10.8

5. 해외 온실가스 감축사업 추진을 위한 재원마련 방안

가. ITMO(가칭) 기금 설치 개요

- 해외 온실가스 감축사업 추진을 위해 가칭 ITMO 기금을 설치하는 방안으로 2가지 재원 마련 방안이 존재함. 첫째는 조세나 관련 유관기관 등과 같이 공공재원을 통한 기금을 마련하는 것이며, 둘째는 배출권 거래시장에서 ITMO 경매 또는 펀드 투자 방식을 통해 민간부분 재원을 확보하는 것임.
- 공공재원 확보 방안 : 조세 재원, 공공기관 재원, 교통에너지환경세, ETS 유상할당 재원
- 민간부분재원 확보 방안 : 경매 방식, 펀드 투자 방식

[그림 5-12] 해외 온실가스 감축 사업 추진 소요재원 마련 방안



1) 공공재원 확보 방안

- 공공재원을 확보하는 방안에는 크게 조세재원과 공공기관 재원 등 2가지가 있음.
- 조세 재원 : 공공재원을 확보하는 방안으로 세금을 활용하는 방식이 있음
 - 정부 예산은 기본적으로 국민들의 세금을 통해서 마련되므로, 해외 온실가스 감축사업을 추진하는 데 있어 기본적으로 세금이라는 공공재원이 사용될 수 있음.
 - 세금을 확보하는 첫 번째 방식은 벌금(규제)의 방식이 있음. 온실가스 배출기업을 대상으로 정해진 기준을 초과하여 온실가스를 감축한 추가분에 대해서 벌금을 부과할 수 있음.
 - 세금을 확보하는 두 번째 방식은 환경세를 부과하는 방식이 있음. 온실가스 배출기업들에게 기본적으로 환경세를 부과하고, 국민들에게 자발적인 기부금의 방식으로 환경세를 걷을 수 있음.

- 세 번째 방식은 교통에너지환경세를 활용하는 방식이 있음. 국세청에 따르면, 2019년 기준 14,771,779,000,000(약 14조 7,718억) 원이 세액으로 신고되었고, 최근 5년(2015년~ 2019년)을 기준으로 연평균 약 15조 원가량의 세액이 신고되었음. 교통에너지환경세 재원은 SOC(사회간접자본) 혹은 환경개선을 위해 지출되고 있으며, 해외 온실가스 감축 사업의 재원으로 일부 활용할 수 있음.
- 네 번째 방식은 ETS 유상 할당(경매)재원을 활용하는 방식이 있음. 한국거래소(KRX)에 따르면, 시행 첫해인 2019년 기준 8,090,000톤을 입찰하여 총 232,429,775,000원의 경매 수익이 확보되었음. 현재는 배출권거래제 제2차 계획기간(2018년~2020년)이므로 유상할당 비율이 3%인 것을 감안하면, 추후 제3차 계획기간(21년~25년)에는 유상할당 비율이 10%로 확대되므로 더 많은 재원을 확보할 것으로 예상됨. 따라서 이를 해외 온실가스 감축 사업의 재원으로 활용할 수 있음. 유상할당은 향후 지속적으로 진행되기 때문에 재원 역시 지속적으로 발생하고 규모도 증대될 것으로 예상됨
- 세금을 통해 확보된 예산은 해외 온실가스 감축사업(프로그램) 시행 및 온실가스 감축결과 이전과 관련된 비용으로 사용될 수 있을 것임
- 공공기관 재원 : 공기업 및 공공기관의 자금을 활용하는 방식이 있음.
 - 한국전력공사, 수자원공사 등 온실가스 감축사업과 연관성이 있는 공기업 및 공공기관과의 협약을 통해 해외 온실가스 감축사업을 공동으로 진행하는 방식임.
 - 정부와 공공기관이 하나의 해외 온실가스 감축사업을 공동으로 시행하여 정부 예산과 공공기관의 재원을 모두 확보할 수 있음.
 - 공공기관과 공기업 등은 준정부기관으로서 정부 산하 기구이거나 나름의 공익성을 추구하기 때문에 국가 사업에 협력적으로 참여할 수 있음.
 - 나아가 국제협력단 (KOICA), 대한무역투자진흥공사 (KOTRA), 수출입은행 등의 공공기관은 여러 방면에서 해외 사업을 추진하고 있으므로, 해외 사업과 관련된 공공기관과의 공동 사업을 통해 효율적이고 효과적인 해외 온실가스 감축 사업을 추진할 수 있음.

- 단, 이들 기관의 예산 및 온실가스 감축 활동 결과의 극대화를 위해서는 통합적 논의를 할 수 있는 방안을 마련하는 것이 필요함

2) 민간부문 재원 확보 방안

- 민간부문의 재원을 확보하는 방안에는 크게 2가지가 있음
 - 현재까지는 소위 해외배출권 거래사업으로 알려진 방식으로 CDM 체제에서는 기업이 직접 해외에 가서 사업을 추진하여 CER을 가져오는 방식이었음. 기업이 필요한 만큼 CER을 사용하고, 남은 부분은 다시 배출권 거래 시장에 판매하는 방식이었음.
 - 그러나 파리협정에 의해서 온실가스 감축이전은 국가 중심으로 추진되게 될 가능성이 매우 높아지고 있는 상황임. 이는 앞서서도 언급한 에쿠아도르 등 일부 개도국은 민간기업의 온실가스 감축활동으로 인한 크레딧의 해외 이전을 금지하는 법률을 제정하는 등 적극적인 행동을 취하고 있는 것에서 실례를 찾아볼 수 있음,
 - 이에 우리나라의 기업은 새로운 방식으로 해외온실가스 감축사업 등에 관여하는 방안을 모색할 필요가 있음.
- 온실가스 감축결과 (ITMO) 경매 방식 : 이는 기존의 배출권 거래제 하에서 시행되는 유상할당(경매) 방식과는 다른 개념임. 순수한 의미의 ‘경매 (Auction)’ 방식을 민간부문 재원을 확보하는 방식에 적용한 것임.
 - 국가가 해외 온실가스 감축사업을 통해서 ITMO를 가져오게 되면, 기업이 사용할 수 있는 KAU 혹은 KCU의 단위로 전환시켜주는 방식을 거침.
 - 현재 우리나라의 2030 국가 온실가스 감축 기본로드맵 수정안에 따르면 과거 국가 감축목표 유형인 2030년 배출전망치(BAU) 대비 37% 감축을 기준으로 약 4.5%인 약 3,800백만톤을 “국외감축 등”으로 감축할 계획임. 국외감축 등”은 산림흡수를 통한 감축 행동을 포함하고 있는데 산림흡수를 제외할 경우, 국외감축을 통해서는 약 1,620만톤 감축이 필요함.

- 여기서 1,620만톤을 ITMO라고 규정할 경우, 우리 정부는 ITMO를 국외 감축으로 명확히 구분해두었다고 볼 수 있음. 즉, 16.2백만tCO₂에 대해서는 부문별 감축목표에 산입되지 않고 별도로 설정되어 있는 상황임. 현재까지 16.2백만tCO₂은 기업들이 배출권거래제를 통해 감축해야만 하는 감축분이 아닌, 정부의 감축 몫임
- 정부의 감축 몫인 ITMO를 기업이 배출권거래제를 통하여 활용하게 되는 경우, 우리나라 국가 온실가스 감축목표 상 해외온실가스 감축분을 국내 온실가스 감축분으로 전환하는 효과가 발생하므로 이에 따른 국가 온실가스 감축 목표 관리 및 국가 인벤토리에 이에 상응하는 조정 및 국내 배출권 거래제도 수정 및 보완이 필요함.
- 전환된 배출권은 ‘경매’의 방식을 통해서 필요한 기업들에게 판매할 수 있음. 경매를 통해 구매한 배출권은 기존에 기업이 자체적으로 해외에서 온실가스 감축 사업을 추진하여 CER을 가져오는 것과 동일한 효과를 갖게 됨.
- 이러한 방식으로 민간부분의 재원을 확보할 수 있는데, 가격 상·하한제를 활용하면 3가지 형태로 분류할 수 있음.

: 첫째는 가격 상한제를 실시하여, 지정된 가격 이상으로 가격이 올라가지 않는 형태. 국가가 기업의 배출권 가격 부담을 완화해줄 수 있음. 이는 ITMO 경매제도 초기화 단계에서 적절한 방안으로, ITMO 경매제도의 신속한 제도화와 기업의 ITMO 경매시장 참여를 촉진하는 방안이 될 수 있음. 단, 국가는 해외 온실가스 감축사업 시행 비용을 회수하지 못할 수 있고 적자 발생의 상황도 고려해야 함

: 둘째는 가격 하한제와 가격 상한제를 동시에 시행하여, 형식상 ‘경매’의 방식을 차용하지만 실질적으로 가격의 범위가 정해져 있는 형태. 이는 국가가 해외 온실가스 감축사업을 시행하는데 사용한 투자금액을 크게 벗어나지 않는 정도에서 금액을 회수하는 방법으로, 기업은 매회 경매 시 비슷한 금액 수준에서 배출권을 안정적으로 구매할 수 있음.

- : 셋째는 가격 하한제를 실시하여, 특정 가격 이상으로 거래가 이루어지도록 유도하는 형태. 실제 국가가 해외 온실가스 감축사업을 시행하는데 사용했던 투자금 이상의 수익을 회수하기 쉬운 방식임(수수료 등의 인센티브제를 도입하면 또 다른 추가적인 수익을 창출할 수 있음). 이때는 입찰가격이 상이해지므로, 기업은 매번 다른 가격으로 배출권을 구매하게 됨.
- 이처럼 ‘경매(Auction)’의 방식을 통해 재원을 확보하는 것이 민간부문 재원 확보 방안임. 추가로 정부는 거래의 중심에서 수익구조 확보 여부를 고려해야 하며, 초기 ITMO 경매 시장의 상황과 경매 방식을 설정한 후, 점진적으로 국내 상황에 맞는 맞춤형 정책을 마련할 필요가 있음.
 - 온실가스 감축결과 이전 펀드 조성 및 이에 대한 투자 방식 : 가칭 ITMO 펀드와 같은 해외 온실가스 감축사업 (프로그램) 및 이에 기반한 온실가스 감축결과 이전을 위하여 조성된 펀드에 대한 투자는 해외 온실가스 감축 사업을 시행하여 만들어진 ITMO를 경매를 통해 판매할 때 생기는 ‘수익금’에 대한 투자의 방식으로 이루어짐.
 - CDM 체제하에서 일부 기업은 해외 감축 사업을 통해 발행한 CER을 배출권 거래시장에서 판매하여 수익을 내기도 하였음. 즉, 해외 배출권 수익 사업을 시행하였던 것임.
 - 해외 온실가스 감축결과 국내이전의 경우 국가가 직접 해당 대상국과 온실가스 감축결과 이전의 주체로 참여해야 하기 때문에 기업이 주체가 될 수는 없게 될 것으로 보임. 따라서 기업은 다른 방식으로 배출권 수익 사업을 시행할 수 있는데, 그 방식의 하나는 가칭 ITMO 펀드에 투자하는 방식임.
 - 이전처럼 기업이 직접 해외에서 감축 사업을 하는 방식이 아니라, ITMO 펀드에 간접적으로 투자하는 방식임. 국가가 해외 온실가스 감축사업 (프로그램) 시행을 통해 온실가스 감축결과를 국내로 이전하여, 이를 배출권 시장에 판매하여 수익을 창출하면, 기업은 투자금에 대한 수익을 얻을 수 있음
 - 이처럼 ‘펀드 투자(Investment)’의 방식을 통해 재원을 확보하는 것이 민간부문재원 확보의 2번째 방안임.

나. 배출권거래제 유상할당 경매수입 활용 방안

1) 배출권거래제 유상할당 경매수입 활용 국외 사례

- 한국조세재정연구원(2017)⁶⁹⁾은 배출권거래제도를 먼저 도입하여 운영하고 있는 국가들(EU, 미국, 캐나다)의 배출권거래제 유상할당 경매수입의 활용 사례를 조사한 바 있음
- 이에 따르면, 경매수입에 따른 재정지원의 범위를 기후변화 대응을 위한 포괄적 분야에 적용하고 있어 일부 온실가스 감축과 직접 관련성이 낮은 사업에 대한 투자도 포함하고 있으며, 분야별 활용사례를 정리하면 아래 표와 같음

〈표 5-17〉 해외 경매수입 활용 사례

구분	해외 경매수입 활용 사업
교통·운송	• 전기차 및 하이브리드 자동차 등 구매 지원, 직장내 전기충전소 설치 비용 지원(캐나다 퀘벡) • 저소득층 구형, 노후차량을 전기차로 교체시 환급(캐나다 온타리오) • 교통부문 전기화 사업 지원(독일) • 바이오 연료 및 인프라 구축을 위한 연료유통업체의 자금 지원(캐나다 온타리오) • 통근 자전거 네트워크 개선, 도보 인프라 구축(캐나다 온타리오)
주택·건축	• 건물 에너지 효율 개선에 필요한 비용 고정금리 장기 대출(미국 코네티컷주) • 고효율 에너지 성능 건물 건설 지원(체코) • 가정의 에너지효율 증대를 위한 개보수 지원(캐나다 퀘벡) • 정부기관시설 에너지효율 증대 및 배출가스 감소, 공공시설 청정기술 조기 도입(캐나다 온타리오) • 에너지 소비 절감 및 온실가스 배출 감소를 위한 중소건설업자 지원(체코)
농·어업	• 유기폐기물 처리 등을 통한 바이오 연료 생산 지원(캐나다 퀘벡) • 환경보호와 농업이 공존할 수 있는 프로그램 설계 지원(캐나다 퀘벡)
산업·기업	• 기업, 산업체의 저탄소 기술시설 도입 지원(캐나다 온타리오) • 기업체 에너지 소비효율 증대 및 온실가스 배출 감소를 위한 지원(캐나다 퀘벡) • 식품 및 음료 가공분야의 탄소배출량 감축을 위한 기술 도입 지원(캐나다 온타리오)
환경보호·개선	• 기후보호사업 지원(독일)

69) 윤성주 외, 2017

구분	해외 경매수입 활용 사업
	• 산림보호 지원(독일) • 생물 다양성 분야 지원(독일) • 물관리 인프라 개선 및 홍수 위험 감소(체코)
연구·개발지원	• 재생가능에너지(RES) 및 탄소포집 및 저장(CCS) 기술 개발 및 상용화 지원(EU) • 태양광발전 등 신재생에너지 개발 프로그램(미국 캘리포니아) • 배터리 및 에너지저장기술 컨소시엄 테스트·상용화 센터 지원(미국 RGGI) • 에너지효율 제고 기술, 온실가스 감축 기술, 신재생에너지 개발 등 연구개발 지원(캐나다 퀘벡) • 습지 및 초원 조성 개발을 통한 탄소 포집 기술 활용(캐나다 온타리오)
보조금	• 저소득층 단열 프로그램(미국) • 저소득층 소비자를 위한 에너지효율사업 지원(그리스) • 가정 및 공공의 에너지원의 효율적 사용 지원(EU) • 온실가스 배출권으로 인한 전력 구매·생산자의 에너지 비용 상승 보상(그리스) • 직업훈련 및 특수건축 프로그램에 보조금(미국)
국제·민간협력	• 국제기후협력 프로그램을 통한 개도국 온실가스 감축 기술 전파(캐나다 퀘벡) • 온실가스 배출 감축을 격려하는 민간주도 활동 지원(캐나다 퀘벡)

자료 : 윤성주 외, 2017

- 또한, 국가별로 경매수입금 관리 및 운용체계를 살펴보면 <표 5-18>와 같이 대부분은 기금을 통해 운영하고 있었으나 일반회계를 통해 운영하는 사례도 있는 것으로 나타남

〈표 5-18〉 해외 경매수입금 관리·운용체계

국가	경매수입금 운용	재원 출처
독일	특별에너지기후기금(100%)	배출권 경매수입(100%)
체코	국가환경기금(50%)	배출권 경매수입(50%), 그 외 환경관련 요금
	국고(50%)	
그리스	재생에너지 특별회계(100%)	배출권 경매수입, 재생에너지 특별징수, 갈탄사업자 특별징수, 지역방송사 세금의 25%, 연대세금
영국	정리공채기금(100%)	배출권 경매수입(0.1%), 조세수입(79.2%), 기타수입(20.8%)
캘리포니아	온실가스감축기금(100%)	배출권 경매수입(100%)
R G G	뉴욕 에너지 효율 및 청정에너지기술 일반회계(100%)	배출권 경매수입(100%)

국가		경매수입금 운용	재원 출처
I	메인	RGGI 신탁기금(100%)	배출권 경매수입(100%)
	메릴랜드	전략적 에너지투자기금(100%)	배출권 경매수입(70%), 해상풍력발전회계 및 고객투자펀드 수입, Cove Point LNG터미널 수입, 주정부 재생에너지 포트폴리오 기준 준수 기관, 이자수입, 연방에너지규제위원회 수입, 기타수입
	코네티컷	에너지효율성기금, 에너지협동조합, 윌링포드타운 전기회사, 코네티컷 전력회사, UI전력공사(69.5%)	-
		청정에너지기금(23%)	배출권 경매수입(8.2%), 전기선도용량시장, 전기요금, 보존 조정메커니즘 전기 및 가스 고객의 추가 요금, 코네티컷 납세자 전기요금
		에너지환경보호부(7.5%)	-
	뉴햄프셔	에너지효율성기금(배출권판매당 1달러씩)	배출권 경매수입(100%)
		전기요금납부자리베이트(나머지)	-
	매사추세츠	RGGI 경매신탁기금(100%)	배출권 경매수입(100%)
	로드아일랜드	환경관리부 예산안의 restricted receipts account(100%)	배출권 경매수입 및 기타 수입
	버몬트	연료효율성기금(50%)	배출권 경매수입 및 납세자들의 전기요금
		전기효율성기금(50%)	배출권 경매수입, 납세자 전기요금, 미국지역 송전회사 지불금
	델라웨어	환경관리천연자원부 충당특별기금(100%)	배출권 경매수입(23.6%), 유해물질제거법에 의한 석유제품에 대한 세금, 기타
캐나다	퀘벡	녹색기금(100%)	배출권 경매수입(86.5%), 폐기물 처리 수익, 수자원관리를 통한 수익 및 댐운영 유지 지원금, 기타 환경보호 관련 수익
	온타리오	온실가스감축계정(100%)	배출권 경매수입(100%)

자료 : 윤성주 외, 2017

2) 국내 배출권거래제 유상할당 경매수입 활용을 위한 법.제도적 기반

- 배출권거래제 유상할당에 따라 발생하는 수입은 「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률」(이하 “배출권거래제법”) 제35조(<표 5-19>)에 의거 배출권거래제 도입으로 인한 기업의 경쟁력 감소를 방지하고 배출권 거래를 활성화하기 위해 동법 시행령 제44조에서 정하는 사업을 대상으로 금융상·세제상 지원 또는 보조금 지급, 그 밖의 필요한 지원을 할 수 있음
- 동법 시행령 제53조에 명시되어 있는 각 호의 사업에 온실가스 감축과 관련된 사업을 포괄적으로 제시하고 있음
- 특히 시행령 제53조에서는 “중소기업이 하는 사업에 준하여 배출권 전부를 무상으로 할당받지 못하는 할당대상업체가 하는 사업을 우선적으로 지원” 한다고 명시하고 있음

〈표 5-19〉 「배출권거래제법」의 금융 및 세제상 지원 등에 관한 법령

구분	내용
배출권거래제법 제35조 (금융상·세제상의 지원 등)	① 정부는 배출권거래제 도입으로 인한 기업의 경쟁력 감소를 방지하고 배출권 거래를 활성화하기 위하여 온실가스 감축설비를 설치하거나 관련 기술을 개발하는 사업 등 대통령령으로 정하는 사업에 대하여는 금융상·세제상의 지원 또는 보조금의 지급, 그 밖에 필요한 지원을 할 수 있다. ② 정부는 제1항에 따른 지원을 하는 경우 「중소기업기본법」 제2조에 따른 중소기업이 하는 사업에 우선적으로 지원할 수 있다. ③ 정부는 제12조제3항에 따라 배출권을 유상으로 할당하는 경우 발생하는 수입과 제33조에 따른 과징금, 제39조에 따른 수수료 및 제43조에 따른 과태료 수입의 전부 또는 일부를 제1항 및 제2항에 따른 지원활동에 사용할 수 있다.
배출권거래제법 시행령 제53조 (금융상·세제상의 지원)	① 법 제35조제1항에서 "대통령령으로 정하는 사업"이란 다음 각 호의 사업을 말한다. 1. 온실가스 감축 관련 기술·제품·시설·장비의 개발 및 보급 사업 2. 온실가스 배출량에 대한 측정 및 체계적 관리시스템의 구축 사업 3. 온실가스 저장기술 개발 및 저장설비 설치 사업 4. 온실가스 감축모형 개발 및 배출량 통계 고도화 사업 5. 부문별 온실가스 배출·흡수 계수의 검증·평가 기술개발 사업 6. 온실가스 감축을 위한 신재생에너지 기술개발 및 보급 사업 7. 온실가스 감축을 위한 에너지 절약, 효율 향상 등의 촉진 및 설비투자 사업 8. 그 밖에 온실가스 감축과 관련된 중요 사업으로서 할당위원회의 심의를 거쳐 인정된 사업 ② 정부는 법 제35조제1항에 따른 지원을 하는 경우 같은 조 제2항에 따른 중소기업이 하는 사업에 준하여 배출권 전부를 무상으로 할당받지 못하는 할당대상업체가 하는 사업을 우선적으로 지원할 수 있다.

3) 국내 배출권거래제 유상할당 경매수입 활용이 가능한 사업분야

- 유상할당 경매수입 활용과 관련하여 산업연구원(2013)⁷⁰⁾, 한국조세재정연구원(2017)⁷¹⁾, 에너지관리공단(2018)⁷²⁾ 등은 기존사업의 검토 등을 통해 향후 지원할 수 있는 사업목록을 발굴하고자 한 바 있으며 자세한 내용은 다음과 같음
 - 산업연구원(2013)은 경매수입의 활용방안을 크게 세 가지 방향(△조세부담 경감, △일반재정 지출, △신재생에너지 및 에너지효율 증대)으로 제시하였음 (<표 5-20>)
 - 동 연구에서, 경매수입을 조세부담 경감이나 일반 정부 재정지출로 활용하는 것이 서비스·제조업 부문을 동시에 진작시켜 전체 경제 측면에서는 상대적으로 높은 파급효과를 나타냈으나, 온실가스 배출이 집약되어 있는 제조업과 전력에 대한 경매수입 활용은 신재생에너지 도입으로 인한 산업활동 단위당 온실가스 배출량을 감소시킬 뿐만 아니라 해당 부문의 산업활동 증대와 더불어 규제에 따른 부담을 완화할 수 있다는 데 장점이 있는 것으로 나타남

〈표 5-20〉 배출권거래제 유상할당 경매수입 활용옵션

경매수입 활용방안	활용방안 세부 구분
경매수입 전액을 해당 산업의 조세부담 경감을 위해 사용	조세 직접 환류
경매수입 전액을 일반 재정지출에 사용	일반 재정 지출 및 금융지원 (신재생에너지 포함)
경매수입 전액을 신재생에너지 개발 및 보급이나 에너지 효율 증대와 같은 기술적 정책 접근방식에 활용	에너지효율 개선
	신재생에너지
	온실가스 감축 재정지원
	교통부문 저탄소 기술혁신 지원 • 투자
	기타 온실가스 및 에너지 저감 사업 지원

자료 : 한기주 외, 2013

70) 산업연구원(2013), 배출권거래제 경매수입의 활용방법에 따른 업종별 영향분석

71) 한국조세재정연구원(2017), 배출권 경매 수입 관리·활용 방안 연구

72) 에너지관리공단(2018), 산업·발전부문 유상할당 경매수입금 활용방안 정책연구

- 한국조세재정연구원(2017)은 정책타당성, 경제적 효과성 및 형평성, 수입중립성 등에 기초하여 경매수입의 활용원칙을 <표 5-21>와 같이 제시하였음
- 제도도입 초기에는 배출권 경매수입의 불안정성과 현행 에너지 및 지원사업 특별회계 지원사업 중 온실가스 감축사업이 존재한다는 점을 고려하여, 이와 분리하여 별도 기금을 만들기 어렵기 때문에 동 특별회계 내에서 경매수입금을 관리하고, 장기적으로는 기금을 통한 운용관리를 제안하였음

〈표 5-21〉 배출권 경매수입의 재정지원원칙

재정지원원칙	내용 및 근거
온실가스 감축과 직접적으로 연관성이 높은 사업(법령 제44조 사업) 지원	제도의 수입원인 배출권 경매수입은 온실가스 감축과 직접적으로 관련성이 높은 사업에 우선적으로 배정되는 것이 정책적으로 타당
과급효과가 높은 사업 지원	과급효과가 높은 사업에 대한 재정 투자를 우선적으로 수행하여 경제적 효과성 제고 필요
경쟁력 약화 방지를 위한 관리업체 지원	제도 도입으로 인해 발생하는 수입을 이용해 제도 도입으로 인해 발생하는 비용 대응·지원이 수입 중립성 측면에서 관리업체 지원이 타당. 또한 조세저항 감소를 위해서도 재원부담업체들에 대한 지원 필요
타 정책, 타 기금·예산 사업과의 중복 배제	경매수입을 통해 이루어지는 온실가스 감축 사업은 기존의 사업들과의 중복성을 배제하여 효율성 제고 필요
국제협력·협상 관련 국제적 기준에 적합한 사업	국제협력 및 협상과 관련해서도 재정 지원이 필요하며, 지원사업 선정 시 국제기준 고려 필요
그 밖에 국민적 공감대 형성, 참여기반 마련 등 온실가스 감축 관련 교육·홍보 등과 제도의 운영	가능한 사업들에 대해 일몰제를 도입하여 재정지원 효과를 모니터링해 재정지원 계속여부 판단 필요

자료 : 윤성주 외, 2017

- 이를 기반으로, 한국조세재정연구원(2017)은 배출권거래제 유상할당 경매수입 활용 시 온실가스 감축과 직접 연관성이 높은 사업 지원을 우선으로 하는 재정지원원칙과 함께 아래 <표5-22>과 같은 향후 추가·확대 지원을 희망하는 관련사업 목록을 제시함

〈표 5-22〉 향후 추가·확대 지원을 희망하는 배출권거래제도 관련 사업

사업명	신규/기존 사업확대	배출권 거래제법 시행령 제53조와 연계성	지원 필요성
탄소제로 건축물구축 지원사업 (신축)	신규	①항1	- 건축·기계·전기·신재생 기술의 융합을 통해 탄소배출을 제로화하는 건축물을 구축 - 현재 건설 비용이 높아 확산에 어려움이 있어 기술촉진 및 시장활성화를 위한 정부 지원 사업 필요
탄소저감을 위한 건축물 리트로핏 (건물 성능개선) 지원 사업(기축)	신규	①항1	- 강화된 설계기준이 적용되지 않은 기존 건축물 성능개선 시 온실가스 감축 잠재량이 상당할 것으로 예상 - 국가 연구개발사업으로 진행되고 있는 건축물 성능개선 기술과 연계하여 기술고도화 및 시장활성화 가능 - 저소득층 가구 및 중소기업 우선 지원을 통한 환경개선 효과 동반
온실가스 감축잠재량 진단을 위한 업체 컨설팅	신규	①항7	업체 스스로 감축노력을 기울이고 있으나 예산 및 제도이해가 부족한 업체를 대상으로 감축가능한 설비 등 진단을 위한 컨설팅
배출권거래제 해외 외부사업 타당성조사 지원	신규	①항6, 7	기업의 해외 온실가스 감축사업 실행을 위한 사전 타당성조사 지원을 통해 해외 감축 목표 달성 전략 수립 및 기반 확보
온실가스 감축설비 성과검증 사업	신규	①항7	기존의 감축설비 구축 지원 사업 내 성과 검증 부분을 별도의 사업으로 진행하여 실제 성과가 우수한 감축설비(기술)에 대해 검토할 수 있는 기회를 마련하고 우수기술을 다른 기업/업종에 보급할 수 있는 기반 마련
음식료품 ·목재업종 감축계획 수립 및 평가 지원	신규	①항7	업체 자발적 감축계획 수립 및 결과 피드백을 통해 업체 온실가스 감축 효율성 제고
배출권거래제 참여기업 온실가스 감축설비 지원사업	기존사업 확대	①항1·6·7	현재 배출권거래제 참여기업 중 중소(견)기업을 대상으로 온실가스 감축설비 지원사업을 시행중이나 감축잠재량이 큰 대기업까지 확대지원 필요. 다만 대기업의 경우 예산 투

사업명	신규/기존 사업확대	배출권 거래제법 시행령 제53조와 연계성	지원 필요성
			자 여력이 크므로 지원비율 조정 필요
해외배출권 확보 지원사업	기존사업 확대	①항1·6·7	• 현재 국내기업의 해외배출권 확보를 위해 초기단계인 사전 현지타당성조사 시 예산을 지원하고 있으나 예산부족에 따라 확대지원필요
건물 에너지·온실가스 진단 및 감축기술 지원사업	기존사업 확대	①항2	• 건물부문 특성상 에너지 계통이 복잡한 경우가 많아 에너지수요·온실가스 배출 현황에 대한 분석 선행이 필요 • 진단을 통한 에너지·온실가스 감축 컨설팅 및 진단결과에 따른 감축기술지원사업 연계 필요
건물부문 외부사업 발굴 및 극소규모사업 활성화	기존사업 확대	①항1	• 국내외 배출권 상쇄시장 활성화 전망에 따라 건물부문 외부감축사업 추진을 위한 체계 구축필요 • 특히 건물부문의 경우 비규제 대상 건물이 많아 외부사업을 통한 잠재감축량이 클 것으로 기대되나 제도 초기의 인식부족 및 높은 검증비용으로 참여 저조 • 방법론 개발 및 검증비용 지원 등 참여유인 제공을 통해한 인식 제고 기대

※ 시행령 제53조 제1항 6호, 7호와의 연계성을 근거로 배출권거래제 해외 외부사업 타당성조사 지원, 해외배출권 확보 지원사업에의 재정지원 추가 및 확대를 제안

자료 : 윤성주 외, 2017

- 에너지관리공단(2018)은 기존에 운영하고 있던 지원사업을 기초로 하여, 「배출권거래제법 시행령」 제44조의 사업목록을 기반으로 유상할당 경매수입을 활용한 신규사업을 <표 5-23>와 같이 구체화하여 제시하였음
- 특히, 활용방안을 사업체 규모별(대/중소기업)·발전업종을 대상으로 중점 지원방향을 제시하였는데, 대기업의 경우 자금력이 충분하기 때문에 민간과의 협력을 통해 공동으로 국외 감축사업 추진을 통해 △협력사와의 상생을 통한 감축분 확보 △기업사회공헌 연계 감축사업 등을 달성할 것을 제안하였고, 중소기업은 직접적인 설비투자에 대한 지원을 할 것을 제시하

였으며, 발전업종에 대해서는 CCUS 기술개발 등의 R&D 기술지원을 제
안하였음

〈표 5-23〉 신규 온실가스 감축 지원 및 투자사업 목록

구분	지원분야	주요내용
1. 온실가스 감축 관련 기술·제 품·시설·장 비의 개발 및 보급 사업	1.1 온실가스 감축관 련 제품 생산(판매) 에 대한 외부사업 연계추진	(필요성) 공급측면에서 에너지고효율 제품의 보급·확산을 위한 인센티브 체계 마련이 필요 - 현재 외부사업 방법론에 고효율제품 판매에 대한 적용 가능 방법론이 부재하여 이에 대한 개발 필요 (주요내용) 기본계획 등에서 명시하고 있는 온실가스 감축 관련 제품에 대한 보급/축진을 위하여 이를 인정할 수 있 는 외부사업 방법론으로 방법론을 개발
2. 온실가스 배출 량에 대한 측 정 및 체계적 관리시스템의 구축 사업	2.1 그린마켓 플랫폼 보급 2.2 중소기업 배출권 펀드 구성	(필요성) 배출권거래제 참여업체에서 온실가스 감축을 위 한 정보가 부족하여 이에 대하여 종합적으로 정보를 제공 할 수 있는 플랫폼 개발 필요 (주요내용) 다자간 참여가능한 플랫폼을 구축하여 검증을 거친 온실가스 감축과 연관된 감축프로젝트, 감축기술, 아 이디어, 감축방법론 등을 연계 (필요성) 중소기업의 경우 전문인력 부족으로 인하여 배출 권 구입/판매에 대하여 애로사항이 발생 (주요내용) 중소기업의 배출권 구입/판매에 도움이 될 수 있는 배출권 펀드 구성
3. 온실가스 저장 기술 개발 및 저장설비 설치 사업	3.1 CCS 설치에 대한 R&D 및 설비지원	(필요성) CO ₂ 포집은 기술적으로 안정화 되었으나, 저장장 소 확보가 되지 않아 이에 대한 감축화 이루어지지 않고 있어 이에 대한 정부주도의 연구 필요 (주요내용) 탄소저장부지 확보 또는 탄소저장 공간설치에 대한 R&D 및 설비투자비용을 지원
4. 온실가스 감축 모형 개발 및 배출량 통계 고도화 사업	4.1 상·하향식 통계 연 계분석 4.2 업체단위 온실가 스 감축모형 개발	(필요성) 업체 단위 감축여력 및 잠재량을 고려하여 업체 별 맞춤형 정책수립 필요 (주요내용) 산업발전 부문 국가통계 및 사업장통계 비교분 석을 통한 국가목표-사업장통계 정합성 마련을 위하여 추진 (필요성) 업체단위 감축여력 및 잠재량을 고려하여 업체별 맞춤형 정책수립 필요 (주요내용) 산업발전부문 온실가스감축잠재량을 산정을 위 한 업체단위 배출량통계 모형 구축
5. 부문별 온실가 스 배출·흡수	5.1 반도체 공정가스 국가계수 개발	(필요성) 저감효율 측정(MRV) 비용이 배출권 구매비용 보 다 높아 감축설비가 이미 설치되어 있음에도 불구하고 온

구분	지원분야	주요내용
계수의 검증·평가 기술개발 사업		영을 안하고 있는 상황 (주요내용) 저감효율에 대한 실태조사를 통하여 국가개수를 개발하고, 이를 지침에 반영
6. 온실가스 감축을 위한 신재생에너지 기술개발 및 보급 사업	6.1 국가 열지도 구축 및 폐열 활용 프로젝트	(주요내용) 국가 주요업체의 열사용량을 분석하여, 활용가능 폐열을 파악하고 이에 대한 계획을 수립할 수 있는 R&D진행
	6.2 대중소기업 폐열 상생 프로젝트	(주요내용) 대기업의 대규모 폐열을 주변 중소기업에 저가로 공급하고, 정부에서 폐열 공급망 투자지원 및 감축효과 인정방안 마련
	6.3 중·저온 폐열을 이용한 에너지 회수 기술	(주요내용) 현재 버려지고 있는 중저온 폐열을 회수할 수 있는 기술을 개발하는 R&D진행
	6.4 폐기물 및 부생가스 활용 프로젝트	(주요내용) 업체에서 사용 또는 버려지는 폐기물 및 부생가스를 효과적으로 활용할 수 있는 방안을 마련할 수 있는 R&D 진행
7. 온실가스 감축을 위한 에너지 절약, 효율향상 등의 촉진 및 설비투자 사업	7.1 에너지·온실가스 절약 모델링 공장 프로젝트 (그린팩토리)	(주요내용) 공장의 설계부터 운영전반에 대하여 에너지를 절감할 수 있는 구조를 설계하고, 이에 대한 보급을 위한 보조금 지원
	7.2 자원재활용 확대를 위한 기술 개발	(주요내용) 유리생산 경우, 유리 제조의 경우 그 원료로 파유리(컬릿)를 많이 사용하는데, 파유리를 사용하는 경우 녹는점이 낮고 로의 부하도 적어서 궁극적으로 온실가스 감축
	7.3 F가스감축 기술개발 및 보급	(주요내용) GWP가 높은 불화계 온실가스에 대해 폐냉매 회수 및 재사용, 냉매 전환 등에 대한 기술 개발하여 보급
8. 그 밖에 온실가스 감축과 관련된 중요사업으로서 할당위원회의 심의를 거쳐 인정된 사업	8.1 외부사업 검증지원	(필요성) 외부사업에서 의무로 명시되어 있는 검증절차로 인하여, 중소기업에서 소규모 사업에 대한 신청이 어려움 (주요내용) 외부사업 활성화를 위하여, 중소기업에 대한 검증비용 일부를 지원
	8.2 외부사업 컨설팅 지원	(필요성) 외부사업에서 의무로 명시되어 있는 검증절차로 인하여, 중소기업에서 소규모 사업에 대한 신청이 어려움 (주요내용) 외부사업 활성화를 위하여, 중소기업에 대한 사업계획서작성 및 행정지원 컨설팅 지원
	8.3 배출권거래제 제도 대응 컨설팅지원	(필요성) 온실가스 감축을 위하여 기술 정보 전문인력이 부족한 중소기업에게 컨설팅을 지원
	8.4 K-JCM 연계 해외 감축사업	(주요내용) 해외 감축사업을 통한 배출권 확보방안을 JCM과 연계하여 참여 대상 및 사업범위를 확대함으로써 해외 배출권 확보에 관심 있는 기업들의 감축이행 방안 확대

자료 : 에너지관리공단(2018)

다. 국제기후기금 및 플랫폼을 활용한 자원 마련 방안

1) 개요

- 국외 온실가스 감축을 위해서는 적절한 자원마련이 필수적이므로, 국제 탄소시장 메커니즘을 활용해 감축목표의 일부를 달성하기 위해서는 이를 원활히 추진할 수 있도록 금융지원 방안이 함께 마련되어야 함
- 이러한 맥락에서, 다자개발은행 및 국제다자기후기금의 활용은 국외 온실가스 감축사업 추진을 위한 비용효율적인 수단이자 국제 기후이니셔티브를 주도해 나갈 수 있는 기회가 될 수 있음
- 이에 본 연구에서는, 가장 활용 가능성이 높은 국제다자기후기금을 중심으로 자원마련 방안을 살펴보고자 하였음

2) 국제 다자기후기금

<국제다자기후기금 사례>

- 개도국의 저탄소 발전과 지속가능한 개발을 위한 재정수단으로서 기후기금의 중요성이 부각됨에 따라, UNFCCC 제도의 틀 안과 밖에 다양한 다자기후기금이 조성·운영되어 있음
- 다자기후기금은 일반적으로 다자(Multilateral) 및 국가/지역의 복수후원자(national/regional donor)가 조성한 기후기금을 통칭함(문진영 외, 2018)⁷³⁾
- UNFCCC 제도 내 대표적인 기후기금으로는 GCF(Green Climate Fund, 녹색기후기금), GEF(Global Environment Facility, 지구환경기금), AF(Adaptation Fund, 적응기금), SCCF(Special Climate Change Fund, 특별기후변화기금) 등이 있고, 제도 밖의 기금으로는 CIF(Climate Investment Funds, 기후투자기금), FCPF(Forest Carbon Partnership Facility, 산림탄소협력기구) 등이 있음
- 각 기금별 특징은 <표 5-24>와 같음

73) 문진영, 나승권, 이성희, 김은미 (2018) 국제사회의 기후변화 대응 인프라 투자와 한국의 정책과제, 대외경제정책연구원 연구보고서 18-07

〈표 5-24〉 국제 다자기금별 주요내용

구분	내용
GCF	• 녹색기후기금(Green Climate Fund)은 개도국의 기후변화 대응을 위한 다자 재원 메커니즘의 필요성이 인정되어 2010년 제16차 유엔기후변화협약 당사국 총회(UNFCCC COP 16)에서 설립 승인이 이루어졌으며, 2013년 공식 출범하여 인천 송도에 사무국을 유치하여 운영 중 • 녹색기후기금(Green Climate Fund)의 재원은 개발도상국들의 저탄소 배출과 기후 복원력향상을 위하여 사용되며, 녹색기후기금(Green Climate Fund)은 특히 최빈개도국(LDCs), 군소도서개발국(SIDS), 아프리카 국가 등 기후변화의 영향에 매우 취약한 사회의 기후변화 대응에 관심 • GCF는 43개국으로부터 지원금을 받고 있으며, 이 중 선진국이 아닌 개발도상국 계열에 속하는 9개국도 포함
GEF	• GEF는 환경이슈와 관련한 다자간 금융기구로 1991년 설립되었고, 세계은행의 10억달러 규모의 파일럿 프로그램을 통한 시범기간을 거쳐 1994년 공식 출범 • 지구환경기금(Global Environment Facility)은 유엔기후변화협약에 의해 설립된 것은 아니지만, 제2차 기후변화 당사국 총회(1996년 스위스 제네바)의 양해각서(MOU)에 근거하여, 협약의 재정메커니즘으로 지정 • 개발도상국들이 국가 개발 이익에 더해 전 지구적인 환경 측면의 이익을 추구할 때 추가로 드는 비용을 감수할 수 있도록 지원 • 전체 회원국이 참여하는 총회는 3-4년마다 개최되며 운영전반을 논의하고 규칙의 개정 권한을 가지지만, 운영에 관한 주요 결정은 32개국 대표로 구성 • 지구환경기금(Global Environment Facility)은 당사국총회의 지침에 따라 유엔기후변화협약과 관련된 기금인 특수기후변화기금과 최빈국기금의 이행을 지원
AF	• 적응기금(Adaptation Fund)은 1997년 개최된 제3차 UNFCCC 당사국 총회에서 채택된 교토의정서 직할로 2001년에 설립되었으며, 2010년 4월 처음으로 사업계획서 제출을 요구한 이후 4년여 간 개도국 내 여러적응 사업에 기금을 분배해 옴 • 적응기금은 재원 측면에 다른 기금과 차별화된 특징을 가지는데, 적응기금은 교토의정서하의 탄소시장 메커니즘 중 하나인 청정개발체제(Clean Development Mechanism, CDM)의 수익금의 2%를 기금으로 활용하고 있으며, 개도국이 직접적으로 접근하는 것을 허용한다(직접 접근 방식)는 점에서 타 기금과 비교하여 고유의 특징을 지님
SCCF	• 특별기후기금(Special Climate Change Fund; SCCF)은 2001년 마라케시 당사국총회(COP)에서 기후변화 적응 관련으로 개도국을 지원하기 위해 설립됨 • SCCF는 전 세계적으로 기후변화에 취약한(vulnerable) 개도국을 위한 유일한 기금이며, 주요 부분을 기후변화 적응(Adaptation)과 관련 기술이전(technology transfer) 임 • 각국으로부터의 지원금이 SCCF의 주요 조성 재원이거나, SCCF에 대한 요구는 지속적으로 증가하고 있는데 반해 조성되는 재원은 상대적으로 매우 적은 편으로 나타나고 있음

구분	내용
LDCF	• 최빈개도국기금(Least Developed Countries Fund; LDCF)은 2001년 마라케시 당사국총회(COP)에서 특별기후기금(Special Climate Change Fund; SCCF)와 함께 개도국을 지원하기 위해 설립됨 • 최빈개도국들(Least Developed Countries; LDC)을 대상으로 기후변화 적응 관련 수요에 대응하고 지원하기 위한 목적으로 조성되었으며, 세부적으로 LDCF는 국가 적응 프로그램(National Adaptation Programs of Action; NAPA)에 대한 준비와 적응을 통해 최빈국의 현재 상황을 기반으로 최우선적으로 필요한 적응 활동(Adapation action)을 도출/확인하고자 함 • LDCF의 주요 운영과 관리는 GEF에서 담당하고 있음 • LDCF는 49개국으로부터 약 10억 달러의 자발적 기여 형태로 재원이 조성되었으며, 이는 최빈국 대상으로 기후변화 적응에 대해 가장 큰 기금 규모이지만, 수요에 비해 현저히 부족한 상황임

자료 : 성지연 외, 2017⁷⁴⁾ 재작성

- 이상의 결과를 바탕으로, UNFCCC 체제 하 주요 기금은 GEF, AF, GCF의 특징을 비교 분석하면 다음 <표 5-25>과 같음

<표 5-25> GEF, AF, GCF 비교

구분	GEF	AF	GCF
설립시기	1991	2001	2010
집중분야	감축, 역량배양	적응	적응, 감축
금융수단	공여	공여	공여, 양허성차관, 위험감축, 지분투자
지원대상	UNFCCC 하 개도국, 세계은행, UNDP 지원대상국	교토의정사 하 기후변화 취약개도국	UNFCCC 하 개도국
기금수립자	세계은행	세계은행(임시)	세계은행(임시)
조성규모(십억불)	3.03	0.54	10.3
공여국(개)	39(개도국 :13)	14	43 (개도국:9)
승인규모(십억불)	2.54	0.34	1.48
승인사업(개)	379	52	35
협조용자(십억불)	24.7	-	3.25
사무국	독립	독립	독립
이행기구(개)	18	43	48

자료 : 성지연 외, 2017⁷⁵⁾ 재인용

74) 성지연, 신경남, 신종석 (2017) 신기후체제 이행을 위한 기후금융 조성 및 운영방안 연구, 녹색기술센터

75) 성지연, 신경남, 신종석 (2017) 신기후체제 이행을 위한 기후금융 조성 및 운영방안 연구, 녹색기술센터

<녹색기후기금(GCF)의 활용>

- 이처럼 다양한 국제다자기후기금이 존재하는 가운데, GCF는 국내기업이 국외 온실가스 감축을 위한 재원조달을 함에 있어 접근성이 가장 양호한 것으로 평가됨
 - GCF는 인천 송도에 위치하고 국내 금융기관(산업은행)이 이행기구로 지정된 바 사업제안 및 검토가 용이하다는 장점이 있으나, 이와 같은 장점에도 불구하고 우리나라 기업의 GCF 기금 활용은 매우 저조한 편임
 - GCF의 조달금리가 0인 점을 고려하였을 때, 국내 이행기구인 산업은행을 통해 GCF 자금을 활용하는 것은 국내 기업들에게 비용효율적 재원조달의 수단일 수 있음(유인식, 2018)⁷⁶⁾
 - 현재, GCF를 통해 총 159개⁷⁷⁾의 사업이 추진되고 있으며, 지역별 분포를 살펴보면([그림 5-13]) 아시아태평양(64개) > 아프리카(63개) > 라틴&캐리비언(38개) > 동유럽(10개)으로 나타나, 국외 온실가스 감축 중점협력국(베트남, 미얀마 등) 을 고려할 때 가능성이 높을 것으로 판단됨

76) 유인식 (2018) 온실가스 감축사업 투자재원 조달방안, 국내IP 환경동향보고, 한국환경산업기술원

77) <https://www.greenclimate.fund/projects/dashboard>

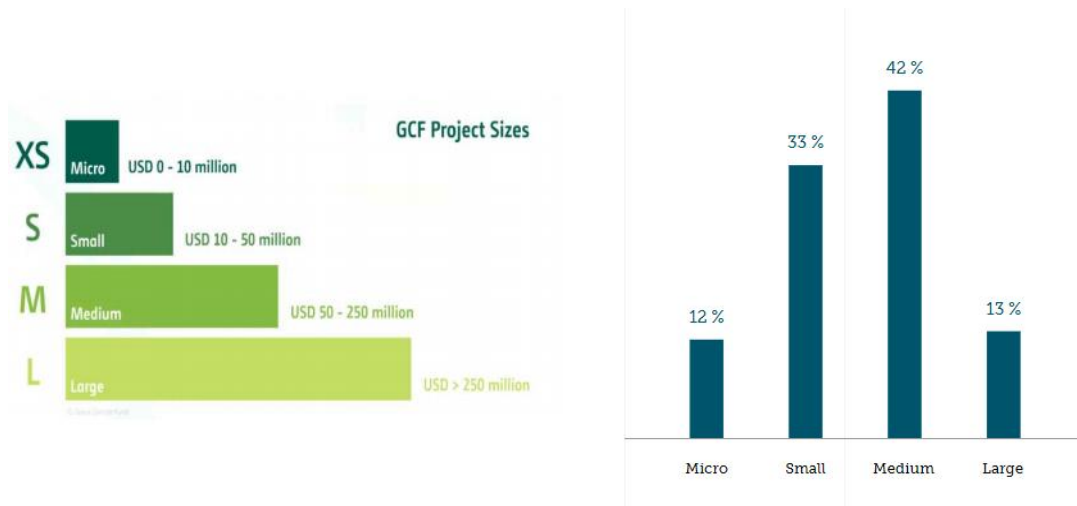
[그림 5-13] GCF의 지역별 사업투자현황



자료 : GCF 홈페이지 <https://www.greenclimate.fund/projects/dashboard>,

- GCF는 사업규모를 Micro(1,000만불 이하), Small(1,000만불 이상), Medium(5,000만불 이상~2억 5,000만불 이하), Large(2억 5,000만불 이상)의 4가지로 구분하고 있으며, 현재는 Medium(42%) > Small(33%) > Large(13%) > Micro(12%)의 순서로 투자가 이루어짐을 보았을 때([그림 5-14])국외 온실가스 감축사업 포트폴리오 마련 시 분야별 사업특성을 충분히 고려하여 전략을 수립하는 것이 필요함

[그림 5-14] GCF 재원규모 및 재원규모별 사업투자현황



자료 : GCF 홈페이지 <https://www.greenclimate.fund/projects/dashboard>,

- GCF의 사업분야는 감축과 적응으로 구분되어 있으며, 총 8개의 사업분야로 추진되고 있음
 - 감축 : 저탄소에너지 생산 및 보급, 저탄소 교통, 건물·도시·산업 및 기기의 에너지 효율개선, 산림 및 토지이용
 - 적응 : 기후변화에 취약한 주민과 지역사회의 생계, 인프라 및 인공환경, 보건·식량·물안보, 생태계 및 생태계서비스
- GCF의 재원을 효율적으로 활용하기 위해서는 GCF에서 제시하고 있는 투자 기준을 고려하여 접근하는 것이 필요함(<표 5-26>)

〈표 5-26〉 GCF 투자전략, 포트폴리오, 투자기준

구분		내용
투자전략		• 감축과 적응 간의 균형 • 기후변화 취약국(LDCs, SIDS, 아프리카 국가)를 위한 적응 할당 • 지정학적 균형, 민간참여 • 능력배양 프로그램
포트폴리오 목표		• 감축 및 적응 포트폴리오 (50:50) • 기후변화 취약국가에 적응사업의 최소 50% 할당 • 국가간의 합리적이고 공정한 할당 • PSF 등을 통해 민간참여 최대화 • 상기활동에 대한 충분한 능력배양 지원
투자 기준	영향잠재력	• 해당사업이 GCF의 설립 목적 실현에 기여하는 정도 • 온실가스 감축 및 기후변화 적응 증진에 미치는 효과 등
	패러다임 전환 잠재력	• 사업실행이후 추가사업이 이루어지도록 긍정적인 환경조성/패러다임 전환에 대한 기여 정도(사업 추후 확장, 복제 가능성, 혁신성 등)
	지속가능한 개발 잠재력	• 사업 실행으로 인한 직접적 효과 외 추가적인 혜택(환경 사회 경제적 다양한 혜택증진 및 성평등 개선 효과 등)
	수원국 수요	• 수원국의 기후변화 취약성과 재정 지원 필요성(수원국, 주민 등의 기후변화 대응) • 능력, 대체 자원 존재여부 등)
	수원국 주민의식	• 해당 사업에 대한 수원국의 주인의식 및 수행 역량(수원국 국가 전략과의 부합도, 사업수행기구의 역량 등)
	효율성 및 효과성	• 경제 재무적 측면의 사업성(해당 사업의 비용 효과성 및 효율성, GCF 투자로 인한 추가 투자 증대 효과(공동 파이낸싱 규모) 등)

자료 : <https://www.greenclimate.fund>; GCF. Status of the GCF portfolio : pipeline and approved projects. GCF/B.15/Inf.10; 기획재정부(2017)78), “GCF 사업 참여방안 안내” 재구성, 성지연 외(2017) 재인용

- GCF는 직접적인 본 사업 투자 이외에도, 능력배양 프로그램(Readiness Program), 프로젝트 준비지원 금융(PPF, Project Preparation Facility) 등의 다양한 준비 프로그램을 제공하고 있음을 고려하여 GCF 재원 활용을 위한 보다 전략적인 접근방안을 수립하는 것이 필요함(김형주 외, 2016)⁷⁹⁾
- GCF 능력배양(Readiness) 프로그램 : GCF 능력배양 사업은 개도국의 GCF 사업 참여와 스스로 기후변화 대응에 대한 역량을 개발하여 대응할 수 있도록 지원하는 프로그램임(<표 5-27>)

78) 기획재정부(2017), 2017 기금현황 자료

79) 김형주, 문명욱, 손지희 양리원, 장창선, 이소담 (2016) UNFCCC 기술 메커니즘(CTCN) 활용 기후기술 협력방안 연구, 녹색기술센터

- 사업절차 : 사업요청서 제출 → 제안서 제출 → 사무국 제안서 검토 및 승인 → 공여금(Grant) 협정 체결 → 자원배분
- 지원범위 : ① 국가지정기구/포컬포인트 설립 및 역량강화 지원, ② 전략적 프레임워크 설정, ③ 이행기구 선정, ④ 사업준비단계 제안지원, ⑤ 핵심 정보·경험·지식 전수 및 공유
- 지원한도 : 국가별 1백만 달러/Year, 한도 내 지원요청 다수 가능

〈표 5-27〉 GCF 능력배양 프로그램 지원분야

활동내용		세부내용
Activity 1	NDA/FP 역량 강화	- NDA/FP 역량강화 - 기존 국가계획 및 이해관계자와의 연계 - Direct/Delivery Partner - 150,000 USD 까지 지원
Activity 2	기후변화 대응 전략수립	- 국가 프로그램 개발 - 이해관계자와의 협력 및 국가 프로그램 개발 - Direct/Delivery Partner - 150,000 USD 까지 지원
Activity 3	국가이행기구 인증지원	- 잠재 기관의 Gap 분석 - Gap을 줄이기 위한 역량강화 지원 - Delivery Partner/ Accredited Entity - 1,000,000 USD 까지 지원
Activity 4	사업개발 지원	- 프로젝트 준비(기술, 재무, 법, 운영 등 분석) - 모니터링 및 영향 평가 - Delivery Partner/ Accredited Entity - 저감+적응의 Hybrid 형 선호 - 1,000,000 USD 까지 지원

자료 : GCF 홈페이지 <https://www.greenclimate.fund>

- GCF 프로젝트 준비지원 금융(Project Preparation Facility, PPF) : GCF 사업으로 준비하고 있거나 계획중인 사업을 대상으로, 지원요청금액의 최대 10%, 150만 달러를 지원하는 프로그램
- 사업절차 : 펀딩제안서 제출 → 제안서 평가 → 사업준비 금융 요청서 이사회 송부 → 이사회의 지급 결정

- 지원범위 : ① 사전타당성조사, 타당성조사, 프로젝트 디자인 ② 환경, 사회, 젠더 연구 ③ 리스크 평가 ④ 프로그램/프로젝트 지표 확립 ⑤ 입찰서류 검토 등 계약 체결 전 필요한 서비스 ⑥ 제안사업의 재원 구조 설계 ⑦ 기타 프로젝트 준비 활동
- 지원한도 : GCF 사업의 지원요청금액의 최대 10%, 150만 달러를 지원

3) 플랫폼으로서 UNFCCC 기술메커니즘인 CTCN 활용

- UNFCCC에서는 2010년 COP19에서, 개도국을 대상으로 온실가스 감축과 기후변화 적응을 위한 기술개발과 이전을 적극적으로 지원하기 위해 기술집행위원회(TEC)와 기후기술센터네트워크(CTCN)로 구성된 기술메커니즘(Technology Mechanism)을 공식적으로 출범시킴
- CTCN은 기술메커니즘의 이행기구로서, 기후기술센터 사무국(CTC, Climate Technology Center, 덴마크 코펜하겐 위치)을 중심으로 하여 컨소시엄 기관(12개) 및 네트워크 기관(50여개)⁸⁰⁾을 통해 ▲기술지원, ▲정보공유, ▲협력 및 네트워킹 활동을 수행중
- 과학기술정보통신부가 2015년 12월 UNFCCC의 기술메커니즘 협력 담당창구인 국가지정기구(National Designated Entity, NDE)로 지정되며, 한국의 CTCN 참여는 더욱 활발히 이루어지고 있으며 적극적인 네트워크 회원기관 유치를 통해 현재 국내 CTCN 회원기관 수는 총 62개(2019년 기준)로 단일 국가 최대 회원기관을 보유 중임
- 뿐만 아니라, CTCN의 국내 회원기관의 기술지원(Technical Assistance) 활동도 적극적으로 이루어지고 있으며(4개 사업 수주, 2019년 기준), 녹색기술센터와 CTCN이 공동으로 기획한 프로보노 TA 프로그램도 활발히 추진중에 있음(2019년까지 8개 사업추진)(<표 5-28>)

80) 2019년 기준

〈표 5-28〉 국내 CTCN 회원기관 수행 기술지원 목록(2019년 11월 기준)

유형	No	연도	기술지원(TA) 요청	국가	수행기관	재원
기술 지원 (TA)	1	2016	기후변화 적응을 위한 기술 프로젝트 재정 접근성 최적화 사업	기니	GERES*, 녹색기술센터	CTCN
	2	2016	지속가능 저비용 녹색 상수도 기술 촉진 사업(1)	케냐	녹색기술센터*, 한국건설기술연구원, 한국전력공사	CTCN
	3	2017	지속가능 저비용 녹색 상수도 기술 촉진 사업(2)	케냐	녹색기술센터*	CTCN
	4	2017	연안지역 염수담수화 및 기후탄력적 주택기술 지원 사업	방글라데시	녹색기술센터*, 한국건설기술연구원, 글로벌엔텍	CTCN
프로 보노 기술 지원 (TA)	5	2018	아디스아바바 대상 경전철 기반 대중교통시스템 구축 기술지원	에티오피아	엔벨롭스*	과기정통부
	6	2018	쿠루네갈라 기후스마트 도시 개발 (적응 분야)	스리랑카	한국환경정책평가연구원*	과기정통부
	7	2018	재생에너지 기반 지역 난방시스템 구축 기술지원	세르비아	한국지역난방공사*, 유진엔지니어링컨설팅	과기정통부
	8	2019	쿠루네갈라 기후스마트 도시 개발 (저감 분야)	스리랑카	선발 예정	과기정통부
	9	2019	저탄소 교통 정책 및 재원조달계획 개발	캄보디아	선발 예정	과기정통부
	10	2019	수자원 재활용 기술 도입	나미비아	KPMG*, 유신엔지니어링	KEITI
	11	2019	농촌지역 태양에너지 기술 보급 지원	토고	선발 예정	과기정통부
	12	2019	신재생에너지 확대를 위한 국가 로드맵 개발	우루과이	선발 예정	과기정통부

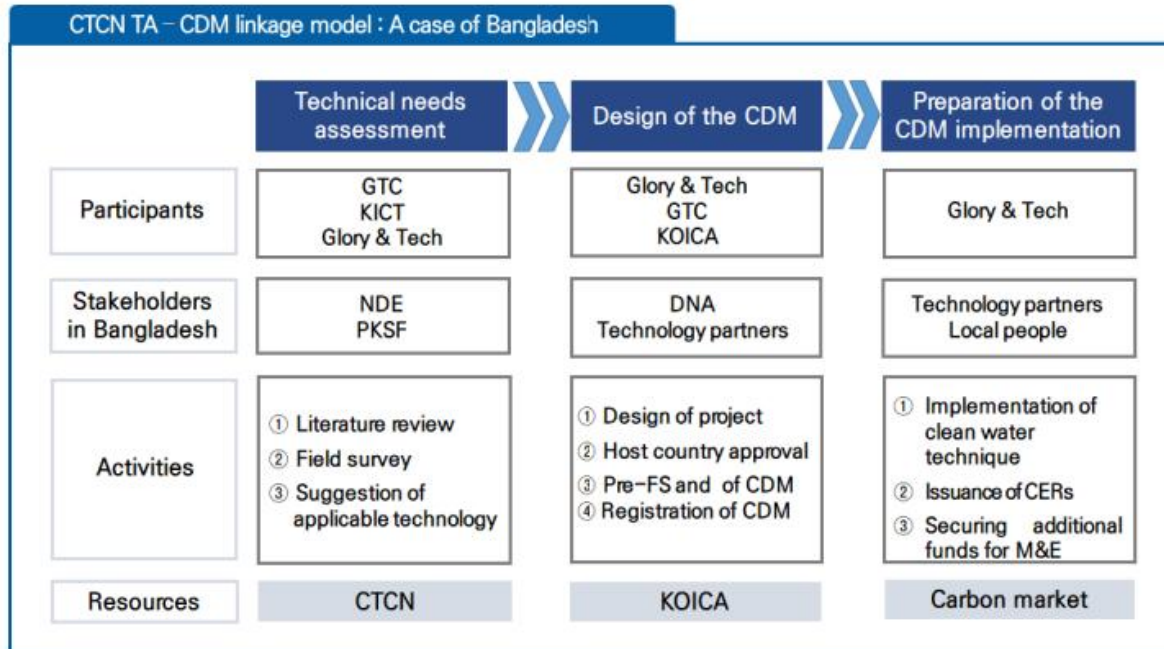
자료 : 박동운 외, 2019⁸¹⁾

- 이처럼 국내 네트워크 기관들의 참여가 적극적으로 이루어지고 있는 가운데, CTCN의 TA사업의 결과물은 GCF의 준비프로그램 접근 및 Concept Note 작성을 위한 기반자료로 활용도가 높아, 향후 GCF 연계사업으로 발전시킬 수 있는 가능성이 매우 높을 것으로 판단됨(김형주 외, 2016)

81) 박동운, 신경남, 박인혜, 양리원, 이수경, 김휘진 (2019) 한-CTCN 기술협력 강화를 위한 거버넌스 구축에 관한 연구 : 플랫폼 개발 및 프로그램 확대를 중심으로. 녹색기술센터

- 따라서 CTCN TA 사업 시, 단발성 사업으로 끝내는 것이 아니라 TA결과를 바탕으로 대상 개도국의 국가지정기구(Nationally Designated Authority, NDA)와 긴밀한 협력 네트워크 구축 및 지원 현황(지원금 요청)을 파악하여 GCF 프로젝트로 확대해 나가는 것이 필요함
- 특히, GCF PPF 사업의 경우 지원수단으로 증여, 상환조건부 증여 등으로 이루어지고 있고, 민간 프로젝트인 경우 지분투자도 가능하여 국내 기업/기관의 적극적인 사업참여가 가능할 것으로 판단되는 바, 국외 온실가스 감축사업 개발의 재원조달 수단으로서 적극 고려해 볼 필요가 있음
- 뿐만 아니라 CTCN TA 사업의 결과는 CDM 등 탄소시장과의 연계·확장 가능성이 높을 것으로 입증된 바 있어(이수경 외, 2019), 향후 국외 온실가스 감축사업추진 시 CTCN TA 기반의 CDM 사업을 통한 재원조달 방식([그림 5-15])도 고려할 수 있음
- CTCN TA - CDM 연계사업 성공 요인은, ① CTCN을 플랫폼으로 해당 개도국이 직접 발굴한 기술수요에 기반한 TA 사업이 수행되었고, ② CTCN TA 지원활동을 통해 CDM의 추가성 입증 자료를 마련할 수 있었으며, ③ CTCN TA를 추진하며 현지 상황을 파악하고 적절한 기술을 보급하는 과정을 통해 개도국 정부와 지역주민으로부터 우호적인 평가를 받을 수 있었고 ④ 지속적인 기술활용 및 수질개선 사업이 이행될 수 있도록 CDM 배출권 활용을 통한 cash-flow를 형성했다는 점임
- CTCN TA를 기반으로 한 CDM의 사업의 경우에는 추후 파리협약 6.2조의 양자협약을 기반으로 한 대응전략으로도 활용될 수 있을 것으로 예상됨

[그림 5-15] CTCN TA-CDM 연계 모델 (방글라데시 사례)



자료 : 이수경 외, 2019

4) 민관협력(Public-Private Partnership) 기반 국제협력 플랫폼 활용 전략

- 국외 온실가스 감축사업 재원마련을 위해 현재 우리나라가 주도하는 국제 이니셔티브 중 민관협력의 ‘파트너십’을 강조하고 있는 P4G((Partnering for Green Growth and the Global Goals 2030) 플랫폼을 활용해 볼 수 있음
- P4G는 민관협력을 통해 전지구적 문제해결을 위한 혁신적인 솔루션 개발을 위한 다양한 이해관계자(정부, 기업, 시민사회 등)의 파트너십을 지원하는 것을 목적으로 함
- P4G의 재원조달은 재정지원 파트너십인 Start-up, Scale-up과 재정지원이 없는 State of the Art 파트너십으로 구분됨
 - 스타트업 : 10만불 규모, 타당성분석 등을 위해 지원이 필요한 초기단계 사업
 - 스케일업 : 100만불 규모, 사업규모 확대를 위해 지원이 필요한 혁신적 사업
- P4G 재정지원 파트너십의 선정조건은 <표 5-29>과 같음

〈표 5-29〉 파트너십 선정조건

구분	내용
파트너십 선정조건	- 파트너십은 하나 이상의 영리적 파트너(commercial partner)와 비영리 파트너(non-commercial partner)를 포함 - 파트너십의 사업은 5개 SDG 분야 중 하나 이상을 목표 - 파트너십의 사업은 하나 이상의 개발도상국(ODA 수급 자격이 있는 OECD DAC 목록 포함)에 혜택을 발생시키는 것이어야 함 - 파트너십의 결과는 P4G 자금지원으로 인해 새롭고 추가적으로 발생해야 함 - 파트너십은 SDGs 달성 장애요인(재정, 제도, 운영 등)을 신적이고 확장 가능하며, 상업적으로 실행 - 가능한 대안을 개발하여 이를 극복할 수 있도록 구성되어야 함

자료: P4G 홈페이지 <https://p4gpartnerships.org/>

- 우리나라는 외교부 주관으로 2018년 국내 플랫폼을 출범한 이래, 외교부 기후변화대사가 이사회 위원으로 활동 중에 있으며 국내에서는 2020년 현재 총 4개의 사업을 수주하여 운영 중에 있음
- P4G 정상회의가 2021년 한국 개최 예정인 바, 한국의 P4G사업 참여는 더욱 확대될 것으로 전망되며, 국외 온실가스 감축사업을 위한 초기 재원조달의 방안으로서 적극 고려해 볼 필요가 있음

6. 해외 온실가스 감축사업 추진을 위한 국내 정책 및 제도 개선 방안

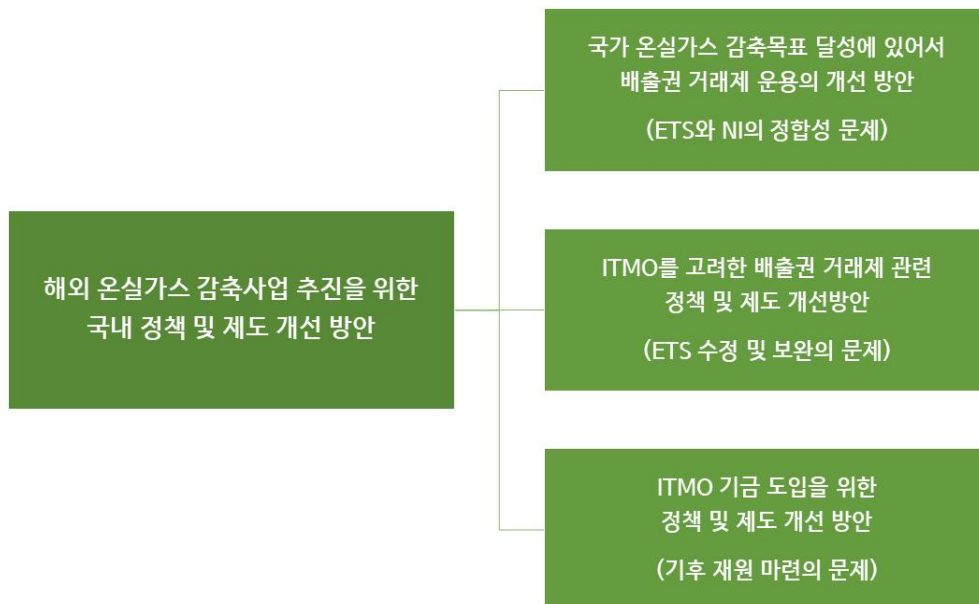
가. 개요

- 해외 온실가스 감축사업 추진을 위해서 국내 정책 및 제도를 개선하는 방안으로써 3가지 개선 방안이 존재함. 첫째는 국가 인벤토리와 배출권거래제 간의 정합성 문제 해결을 위해 NDC 달성에 있어 배출권 거래제 개선 방안이고, 둘째는 배출권 거래제하에서 이전된 온실가스 감축결과 (ITMO)의 배출권 거래제 하에서 배출권으로 전환하여 경매를 허용하기 위한 현 배출권 거래제 개선 방안이며, 셋째는 기후 재원 마련 문제 해결을 위한 가칭 ITMO 기금

도입 제도 개선 방안임

- 국가 온실가스 감축목표 달성에 있어서 배출권 거래제 운용의 개선 방안 : 국가 인벤토리와 배출권 거래제 간 정합성 확보
- ITMO를 고려한 배출권 거래제 관련 정책 및 제도 개선 방안 : 배출권 거래제의 수정 및 보완 문제
- ITMO 기금 도입을 위한 정책 및 제도 개선 방안 : 기후 자원 마련의 문제

[그림 5-16] 해외 온실가스 감축사업 추진을 위한 방안



나. 국가 인벤토리와 배출권 거래제 간 정합성의 문제

- 국가 온실가스 감축목표 달성에 있어서 배출권 거래제 운용의 개선 방안으로서 해외 온실가스 감축사업을 통해 국가가 온실가스 감축결과 (ITMO)를 이전해오면, 이는 국가 온실가스 감축 목표 상 해외 감축분에 해당됨. 그러나 국내로 이전된 온실가스 감축결과를 국내 배출권 (KAU 혹은 KCU)으로 전환하여 민간기업들에게 판매하게 되면 이는 국내 감축분으로 전환되어야 함.

- 국내 이전된 온실가스 감축결과를 배출권 거래제 하의 KCU 혹은 KAU 등으로 전환하게 되면, 어떻게 국가 인벤토리에 반영을 할 것인가와 관련하여 문제가 있음.
- 첫째, ITMO가 국가 온실가스 감축목표 달성에 있어서 해외 감축분으로 들어왔다가 다시 국내 감축분으로 넘어가는 문제임. 이 과정에서 이중계산의 문제(회계 문제)와 환경건전성 문제가 발생할 수 있게 됨.
- 둘째, 국가인벤토리와의 정합성 문제가 발생함. 해외 온실가스 감축분을 배출권 거래제 상의 배출권으로 전환을 하는 경우, 현재 우리나라의 배출권 거래제도와 국가인벤토리의 정합성 문제로 인하여 국가 온실가스 감축목표에 관한 측정 및 보고 상 발생할 수 있는 문제를 해결할 필요가 있음
 - 제3차 배출권거래제 기본계획에 따르면, 파리협정 제6조 협상이 마무리 되고 결정되는 국제시장메커니즘에 따라 ITMO의 국내 유입 및 사용 방안이 결정될 것으로 보임
 - 한편, 민간기업들의 경우 그간 해외에서 이전해오는 배출권을 국내 배출권거래제하에서 사용할 경우, 산정 관련 정합성 문제는 KOC(상쇄배출권) 전환제도에 따라 이미 민간기업들이 활용하고 있지만, MRV 방법을 명확히 할 필요가 있음. 이에 대해서는 추후 추가 연구가 필요함.
- 국가 인벤토리 보고서(NIR)는 통계 작성 기반이 배출권거래제가 아닌 국가 통계이므로, IPCC 지침에 따라 산정하고, 향후 ITMO에 대한 정보는 격년투명성보고서 (BTR)의 관련 보고항목하에 작성하게 될 예정임. 이미 선진국은 NIR과 별개로 협약하 격년보고서(BR)의 공통표양식(CTF)를 활용하여 교토의정서하 시장메커니즘 크레딧 관련 사항을 2014년부터 보고하고 있음. 파리협정의 강화된 투명성체계하에서는 국가 인벤토리와 ITMO의 사용 정보를 “한눈에 확인할 수 있도록” 현재 구조화된 요약(Structured Summary)에 보고하기 위한 협상이 진행 중이며, 파리협정 이행 기간 중 구조화된 요약을 통해서 국가 인벤토리와 ITMO 이전 및 사용 간 정합성을 확인할 수 있을 것임

- 특정기간 국가별로 감축량을 할당하는 체제인 교토의정서는 단년도 목표를 주로 이루고 있는 관계로, 국가 온실가스 인벤토리를 기반으로 NDC 진전을 확인하는 파리협정과 차이가 있으므로 구조화된 요약이 제6조 및 제13조 협상을 통해 완성되어야 환경건전성 및 정합성을 모두 확보할 수 있을 것임.
- 보다 구체적으로, 먼저 국가 온실가스 인벤토리를 IPCC 가이드라인에 따라서 모든 국가가 산정해야만 함. 이렇게 산정된 인벤토리 중, 국가 총 배출량/흡수량을 연도별로 확인할 수 있는 연도별 추세(trend) 정보를 구조화된 요약의 첫 번째 열에 보고토록 함. 그 이하에 그 외 산림흡수를 통한 감축이 있을 경우의 연도별 정보를 두 번째 열에 보고토록 함. 마지막으로 마지막 세 번째 열에 ITMO를 “사용”한 정보를 보고토록 할 수 있을 것임.
- 따라서 배출권 거래제도에 기초한 기존의 CDM 활용 방안과 국가 인벤토리 기반 제6조 활용은 차이가 있다는 점을 명확히 할 필요가 있음.
- 하지만 개도국의 경우, 국가 인벤토리가 NDC의 범위를 모두 포함하도록 산정 가능할지 어려운 부분이 있고, 연도별로 인벤토리를 산정해내기 힘든 제약들이 존재함. 그리고 제6조의 경우에도 개도국에서 수행된 MRV에 대한 신뢰를 담보하기 어려운 측면이 있다고 알려져 있음. 이를 해결하기 위한 추후 연구가 필요함.

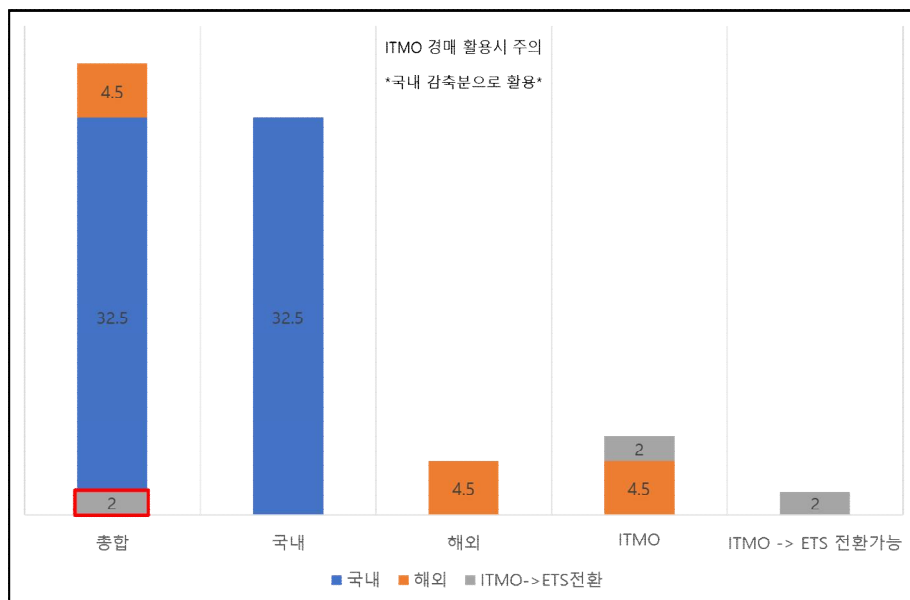
다. 배출권 거래제의 수정 및 보완 문제

- 국내 이전된 온실가스 감축결과 (ITMO)를 고려한 배출권 거래제 관련 정책 및 제도 개선 방안으로서, 기존의 배출권 거래제는 KAU 혹은 KCU로 기업 간 배출권 거래가 이루어졌으나 이후로는 파리협정에 따라 전체 배출예측량 (BAU)에서 4.5%가 해외 감축분으로 활용되어야 함
- 우리나라의 경우 해외 감축분 4.5% 비율을 달성해야 하는데, 해외 감축분을 배출권 거래제로 전환시키는 경우 국내 감축분으로 성격이 변경되는 문제가

있음. 따라서, 배출권 거래제를 활용함에 따라서 해외 감축분을 국내 감축분으로 전환하기 위해서는 온실가스 감축결과의 추가확보가 필요할 것으로 보임.

- 국가 온실가스 감축 목표를 달성하는 데 있어서 ITMO가 해외 감축분이 아닌 국내 감축분으로 사용되기 때문에 상응조정의 문제와 환경건전성의 문제가 추가적으로 발생할 우려가 있음.

[그림 5-17] 국내 BAU와 감축시 ITMO의 전환가능형태



제6장 결어

1. 연구결과 요약

가. 파리협정 제6조 협상쟁점 및 영향

- 교토메커니즘인 국제배출권거래제(IET), 청정개발제도(CDM), 공동이행제도(JI) 등 3가지 제도 중에서 청정개발제도는 활발하게 추진
 - 2020년 7월 현재 UNFCCC에 등록된 CDM 프로젝트는 8,356개, 현재까지 발행된 CER은 20억 7,932만tCO₂
- 교토메커니즘의 청정개발제도는 지역적 및 국가적 편중, 비용의 비효율성, 행정의 비효율성, 가격 폭락 등의 문제점이 발생했음
 - CDM 사업은 대부분이 중국, 인도, 멕시코, 브라질에 집중되어 있어서 CDM 사업이 아시아와 중남미에 가장 많이 분포, EU ETS 제3기(2031~2020)부터 green CER만 사용(CER 가격 폭락)
- COP13(발리, 2007.12)에서는 NAMA와 다양한 접근법(various approach), COP17(더반, 2011.12)에서는 신규시장 메커니즘(New Market Mechanism)과 다양한 접근법(various approach) 논의
- 다양한 접근법은 파리협정의 협력적 접근법, 신규 메커니즘은 파리협정의 지속가능메커니즘으로 연계
- 파리협정 제6.2조(협력적 접근법)의 쟁점사항은 상응조정방식, 제6.4조(지속가능메커니즘)의 쟁점은 교토메커니즘(프로젝트, CER) 전환
 - 제6.2조에서 단일년도 감축목표는 경로방식(총량방식)과 평균방식, 다년도 감축목표는 경로방식의 상응조정 실시하되, 다른 상응조정방식(누적방식 등) 제안 가능. 부과금(SOP) 부과와 전반적인 지구적 감축(OMGE)도 쟁점

- 파리협정 제6.4조에서는 CDM 프로젝트와 CER의 전환 조건(규모와 시기)에 대한 입장차 존재
- 선진국 중에서는 일본이 JCM을 활용할 계획이며, 개도국 중에서는 몽골과 페루가 국제탄소시장 활용에 적극적
- 정부가 2021-2030년의 10년 동안 확보해야 할 총 국외감축실적(ITMO)은 상응조정방식에 따라 최소 16.2백만tCO₂에서 최대 162.0백만tCO₂으로 분석
 - 경로/누적/발행년도방식은 16.2백만tCO₂, 평균방식은 162백만tCO₂
 - 2030년 온실가스 감축경로를 계획대로 달성하지 못하면 국외감축실적(ITMO)은 분석 대비 증가되며, 증가 규모는 배출경로에 의해 좌우
 - 정부의 국외감축실적(ITMO)은 국내 온실가스 감축량(기준배출량-배출경로, 1,666.3~1,697.3백만tCO₂) 대비 1.0%~9.5% 수준으로 분석
- 국내 CDM 사업의 제6.4조 전환은 56개 사업 중 전환 가능 사업은 50개(6개 HFC 및 N₂O 제외)이며, 전환 가능량은 누적 721만tCO₂(연평균 27만tCO₂)
 - * 6개 HFC·N₂O 사업의 잠재적 감축량은 약 9천만tCO₂(2028년까지)
- 국내에서 발행된 CER의 전환은 4개 사업에서 2020년 말까지 총 72,772tCO₂의 CER 발행 예상, 이 중에서 발행된 CER은 38,659tCO₂은 국내 KOC(Korea Offset Credit, 국내 배출권거래제 감축실적)로 전환되어 사용된 것으로 추정되며, 미발행 pre-2021 CER은 약 3만 4천tCO₂
- 또한, 국내 기업이 다수의 해외 CDM PA/PoAs에 참여하고 있으며, 현재 등록된 프로젝트 CDM(PA) 중 15개 PA의 2020~2030년 누적 예상 감축량은 16.4백만톤, 18개 해외 프로그램 CDM(PoA)의 2020~2030년 누적 예상 감축량은 203.2백만tCO₂으로 추정

나. 개도국의 기술수요 등 정부 간 협력기반 분석

- 2017년부터 관련부처 회의를 통해 아시아 3개국(베트남, 미얀마, 스리랑카)과 남미 2개국(페루, 칠레)이 양자협력 우선 협상 대상국으로 선정됨. 몽골은 여

건 상 협력 가능 개도국으로 선정

- 6개 개도국 중에서 4개 국가가 BAU 목표, 1개 국가는 정책 및 행동, 1개 국가는 배출량 목표 설정했으며, 3개 국가는 조건부 목표 설정
- 분석대상 6개 개도국의 2030년 국가 전체 및 발전부문의 기준 배출량과 온실가스 감축량을 추정한 결과, 각 국가 NDC 달성을 위한 감축량을 발전부문과 발전 이외 부문으로 구분, 발전부문의 감축량이 절반 수준에 이르고 있음
 - 칠레의 2030년 감축량의 49.0%, 베트남 감축량의 49.7%, 페루의 27.4%, 몽골의 65.8%, 스리랑카의 50.6%, 미얀마의 48.4%가 발전부문의 감축량임
 - 2030년 온실가스 배출량과 감축량은 GDP 추이, 에너지/GDP 집약도 추이, 최종에너지 소비에서 전력의 비중, 전환 손실율과 자가 소비량, 발전원 믹스, 온실가스에서 CO₂ 배출량 비중 등을 감안하여 국가 및 발전부문 CO₂ 배출량과 감축 필요량 추정
- 분석대상 6개 개도국에서는 다양한 정책이 추진되고 있으며, 에너지공급부문에서는 신재생에너지를 확대하는 정책이 주를 이루고 있고, 수요부문에서는 에너지 효율 개선과 연료전환이 주를 이루고 있는 것으로 나타남
- 분석대상 5개국(칠레 제외)이 TNA를 통해 총 77건의 기술수요를 제출했으며 이중 감축 분야 31건(40.3%), 적응분야 46건(59.7%)으로 구성
 - 현재까지 추진된 CTCN TA 중, 5개국(몽골 제외)에서 총 14건의 TA가 수행되었으며, 감축(50%), 적응(36%), 감축 및 적응 복합(14%)순으로 분포
 - 특히보유는 수송효율화(7,667건, 1위), 건축효율화(5,815건, 2위), 전력저장(4,658건, 3위), 태양광(3,275건, 4위), 송배전시스템(3,216건, 5위), 수자원과 관련된 수처리(1,070건, 8위) 및 수자원 확보 및 공급(605건, 12위)
- 과학기술정보통신부 17건, 외교부 1건, 산업부 6건(5건 추진중, 1건 추진중/추진예정), 환경부 4건 및 산림청 3건 등 총 31건이 추진 중이며 연간 온실가스 감축 예상량은 454만 7,706tCO₂으로 분석

다. 온실가스 감축사업 진출분야 분석

- 등록된 CDM PDD의 재정지표(투자비용, NPV, IRR)를 사용하여 경제적으로 타당할 경우의 CER 가격을 감축비용(CER 가격, 2019년 기준)으로 분석
- 분석대상 5개 국가(베트남, 스리랑카, 몽골, 페루, 칠레)의 CDM 사업(2020.7 기준)은 전체 484개 중에서 모니터링 보고서가 제출되었고 1차 CER 발행이 완료된 사업 중심으로 135개 사업을 선정
- 칠레 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량은 풍력발전(166,112tCO₂/년)이 가장 많고, 메탄회수(140,040tCO₂/년), 매립가스(108,727tCO₂/년), 태양광발전(104,436tCO₂/년)이며 소수력발전(19,649CO₂/년)이 가장 낮은 수준. CER 가격은 풍력발전(평균 \$21.19/tCO₂)이 가장 높고, 다음으로는 태양광발전(\$15.29/tCO₂), 바이오매스발전(\$13.85/tCO₂), 소수력발전(\$10.67/tCO₂), 메탄회수(\$10.60/tCO₂), 매립가스(\$4.25/tCO₂) 순으로 분석. CER 발행기간(10년)이 짧은 2개 사업을 제외하면 매립가스의 CER 가격은 가장 낮은 수준(\$0.75/tCO₂)으로 분석
- 페루 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량은 연료전환(156,901tCO₂/년), 풍력발전(138,528tCO₂/년), 매립가스(107,524tCO₂/년), 메탄회수(38,299tCO₂/년), 태양광발전(31,597tCO₂/년), 소수력발전(32,462CO₂/년) 순서로 분석. CER 가격(2019년 USD 기준)은 연료전환(평균 \$8.79/tCO₂)이 가장 높고, 다음으로는 소수력발전(평균 \$7.83/tCO₂), 태양광발전(평균 \$5.77/tCO₂), 매립가스(\$4.06/tCO₂), 풍력발전(평균 \$3.83/tCO₂), 메탄회수(\$0.93/tCO₂) 순으로 분석
- 베트남 CDM의 사업당 연간 온실가스 감축량은 매립가스 사업이 131,044tCO₂/년로 가장 높고, 다음으로 풍력발전(71,332tCO₂/년), 효율개선(33,956tCO₂/년), 메탄회수(29,973tCO₂/년), 소수력발전(19,163tCO₂/년) 순으로 분석. CER 가격은 풍력발전이 가장 높고(평균 \$24.86/tCO₂), 다음으로는 바이오매스발전(\$17.85/tCO₂), 효율개선(\$13.82/tCO₂), 매립가스(\$11.67/tCO₂), 소수력발전(\$9.80/tCO₂), 메탄회수(\$4.64/tCO₂) 순으로 분석.

- 스리랑카 CDM 사업의 연간 온실가스 감축량은 매립가스 발전사업 (139,829tCO₂/년)이 가장 높고 다음으로는 풍력발전(54,972tCO₂/년), 소수력 발전(13,573tCO₂/년) 순서로 분석. CER 가격은 풍력발전이 가장 높은 수준(\$12.53/tCO₂)이며, 매립가스(\$12.25/tCO₂), 소수력발전(\$5.41/tCO₂) 순임. 비용만 고려한 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 풍력발전이 가장 높은 수준(\$100.9/tCO₂)이며 다음으로는 매립가스(\$78.34/tCO₂), 소수력발전(\$76.62/tCO₂) 순임
- 분석대상 43개 소수력발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.5994tCO₂/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 21,164tCO₂/건, 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 2,687tCO₂/MW로 분석
 - 소수력발전의 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$9.23/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, 칠레가 가장 높은 \$11.33/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$9.81/tCO₂, 페루 \$7.97/tCO₂이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$5.41/tCO₂임
 - 소수력발전 CDM 사업의 평균 투자비는 \$12,601,907, 설비(MW)당 투자비는 \$1,609,267로 분석. CDM 사업의 연간 운영비는 \$310,715, 설비(MW)당 연간 운영비는 \$41,415, 전력 생산량당 연간 운영비는 \$9.42/MWh로 분석. 설비(MW)당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$2,483,951이며, 다음으로는 페루 \$1,612,935, 스리랑카 \$1,508,372이며, 베트남이 가장 낮은 \$1,239,233
- 분석대상 12개 태양광발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.7286tCO₂/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 90,154tCO₂, 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 1,879tCO₂/MW로 분석. 설비용량(MW)당 온실가스 감축량은 칠레가 가장 높은 2,055tCO₂/MW이며, 페루가 가장 낮은 1,632tCO₂/MW으로 분석
 - 태양광발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$14.34/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, 평균 투자비는 \$145,304,982, 설비(MW)당 투자비는 \$3,226,640, 연간 운영비는 \$3,226,640, 설비(MW)당 연간 운영비는

- \$37,863/MW이며, 전력 생산량당 연간 운영비는 \$15.00/MWh로 분석. 설비(MW)당 투자비는 페루가 가장 높은 \$3,730,461/MW이며, 칠레가 가장 낮은 \$2,866,768/MW
- 20개 풍력발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.6634tCO₂/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 116,769tCO₂/년, 설비(MW)당 평균 온실가스 감축량은 2,251tCO₂/MW로 분석. 설비(MW)당 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 3,027tCO₂/MW이며, 다음으로는 스리랑카 2,896tCO₂/MW, 칠레 1,757tCO₂/MW이며, 베트남이 가장 낮은 1,630tCO₂/MW으로 분석
 - 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$17.56/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, 베트남이 가장 높은 \$24.86/tCO₂이며, 다음으로는 칠레 \$21.13/tCO₂, 스리랑카 \$12.53/tCO₂이며, 페루가 가장 낮은 \$3.83/tCO₂으로 분석
 - 사업당 평균 투자비는 \$118,018,475, 설비(MW)당 투자비는 \$2,089,407/MW로 분석. CDM 사업의 연간 운영비는 \$4,156,962, 설비(MW)당 연간 운영비는 \$59,177/MW, 전력 생산당 운영비는 \$21.30/MWh로 분석. 풍력발전 설비(MW)당 투자비는 베트남이 가장 높은 \$2,216,348/MW이며, 다음으로는 스리랑카가 \$2,163,499/MW, 칠레 \$2,125,223/MW이며, 페루가 가장 낮은 \$1,713,916/MW으로 분석
 - 분석대상 10개 바이오매스발전은 칠레에서 6개, 베트남에서 4개의 CDM 사업이 추진되었으며, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 57,127CO₂. 칠레의 온실가스 감축량이 75,821tCO₂로 높고 베트남의 감축량은 29,085tCO₂로 낮은 수준임
 - 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$15.45/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, 베트남이 \$17.85/tCO₂이며, 칠레가 \$13.85/tCO₂로 분석
 - 사업당 평균 투자비는 \$13,415,852이며 설비(MW)당 투자비는 \$1,286,104/MW로 분석. CDM 사업의 연간 운영비는 \$1,557,352, 설비(MW)당 운영비는 \$118,303/MW, 전력 생산당 운영비는 \$6.93/MWh로 분석.

- CDM 사업의 투자비는 칠레가 \$15,165,967이며, 베트남은 \$10,790,680으로서 칠레의 투자비가 높은 수준임. 설비(MW)당 투자비는 베트남이 \$1,817,666/MW, 칠레가 \$1,118,075/MW로서 베트남이 높은 수준임
- 분석대상 21개 매립가스(LFG)의 CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 115,292tCO₂으로 분석. 스리랑카의 온실가스 감축량이 139,829tCO₂로서 가장 높고, 다음으로는 베트남 131,044tCO₂/건, 칠레 108,727tCO₂/건이며, 페루가 가장 낮은 107.5245tCO₂/건으로 나타남
 - 매립가스의 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$6.36/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, 스리랑카가 가장 높은 \$12.25/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$11.67/tCO₂, 칠레 \$4.25/tCO₂이며, 페루가 가장 낮은 \$4.05/tCO₂로 나타남
 - CDM사업의 평균 투자비는 \$10,457,255이며, 연간 운영비는 \$852,865로 나타남. CDM 사업의 투자비는 베트남이 가장 높은 수준이며, 다음으로는 칠레, 페루, 스리랑카 순이며, 운영비는 베트남이 가장 높고 다음이 페루, 칠레, 스리랑카 순으로 나타남
 - 분석대상 7개 메탄회수 CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 94.058tCO₂으로 분석. 칠레의 온실가스 감축량이 140,040tCO₂로서 가장 높고, 다음으로는 페루 38,299tCO₂, 베트남이 가장 낮은 29,973tCO₂/건으로 나타남
 - 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$7.52/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, 칠레가 가장 높은 \$10.60/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$4.64/tCO₂, 페루 \$0.93/tCO₂으로 분석
 - CDM사업의 평균 투자비는 \$3,307,194, 연간 운영비는 \$345,873로 나타남. CDM 사업의 투자비는 칠레가 가장 높은 수준이며, 다음으로는 베트남, 페루 순이며, 운영비는 칠레가 가장 높고 다음으로는 페루, 베트남 순으로 나타남
 - 분석대상 4개 효율개선 CDM 사업당(베트남 3개, 페루 1개) 평균 온실가스 감축량은 257,456tCO₂으로 분석. 페루의 온실가스 감축량은 특이하게 높은 927,957tCO₂(Kalipa화력발전소의 Open Cycle Gas Turbine를 Combined

Cycle로 개체)이며, 베트남은 33,956tCO₂/건으로 나타남

- 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$12.43/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, 베트남이 \$13.82/tCO₂로서 페루 \$8.26/tCO₂ 보다 높은 수준임
- 평균 투자비는 \$102,599,168이며, 연간 운영비는 \$3,584,912로 분석. 투자비는 페루가 베트남보다 높게 나타나고, 연간 운영비 역시 페루가 베트남보다 높게 나타나고 있음
- 분석대상 3개 연료전환 CDM 사업당(칠레 1개, 페루 2개) 평균 온실가스 감축량은 109,115tCO₂/건에 이르고 있음. 페루의 온실가스 감축량이 156,900tCO₂로서 높음
- 평균 온실가스 감축비용(CER 가격)은 \$12.09/tCO₂(2019년 가격 기준)이며, 칠레가 \$18.71/tCO₂로서 페루 \$8.78/tCO₂ 보다 높은 수준임
- 사업의 평균 투자비는 \$2,631,070이며, 연간 운영비는 \$1,839,106로 나타남. 투자비는 페루가 칠레보다 높게 나타나고, 연간 운영비 역시 페루가 칠레보다 높게 나타나고 있음
- 전체 135개 CDM 사업의 CER 가격 분포에서 매립가스사업(LFG)과 메탄회수사업의 CER 가격이 가장 낮고(\$10/tCO₂ 이하), 태양광발전과 바이오매스발전 및 풍력발전은 가장 높은 것으로 분석(\$14-17/tCO₂). 사업당 연간 온실가스 감축량은 소수력발전과 바이오매스발전이 가장 적고(21,164~57,127tCO₂/건), 매립가스와 풍력발전 및 효율개선이 가장 많은 것으로 분석(109,115~116,769tCO₂/건). 사업당 투자비는 연료전환과 메탄회수가 가장 적고(\$2,631,070~3,307,194/건), 태양광발전과 풍력발전 및 효율개선이 가장 높은 것으로 분석(\$102,599,168~145,304,982/건). 투자비당 온실가스 감축량은 태양광발전과 풍력발전이 가장 적고(\$0.610tCO₂~0.989tCO₂/천\$), 연료전환과 메탄회수가 가장 많은 것으로 분석(\$28.440tCO₂~41.472tCO₂/천\$)
- UNFCCC의 CDM 사업 추진 실적과 최근 연구결과를 감안하면 개도국의 온실가스 감축 유망 진출 부문은 발전부문이며, 감축기술로는 신재생에너지발

전기술이 가장 유망할 것으로 평가됨

- 저탄소 전환을 위해 발전부문은 화석연료 발전을 축소하고 신재생에너지 발전을 확대해야 할 것으로 예상됨. 에너지 소비부문에서 전기자동차의 확대, 전력사용의 확대 등으로 인해 전력의 소비가 확대될 뿐만 아니라 에너지 소비부문의 화석연료 소비를 저탄소 전력으로 대체해야 함
- 신재생에너지 발전기술인 소수력발전, 풍력발전, 태양광발전, 바이오매스발전 기술을 발전부문에 적용하여 온실가스 감축을 추진
- 신재생발전기술의 발전단가는 빠른 속도로 하락하고 있으며 화석연료발전 대비 조만간 경쟁력을 확보할 것으로 예상됨

① 태양광발전과 풍력발전 및 소수력발전

- 온실가스 감축사업으로서 전력을 생산하여 전력망에 전력을 판매하는 태양광발전, 풍력발전 및 수력발전 감축사업의 온실가스 감축량은 연결될 전력망의 온실가스 배출계수에 의해 직접적인 영향을 받기 때문에 전력망의 온실가스 배출계수에 대한 분석 및 전망이 이루어질 필요가 있음
- 태양광발전과 풍력발전 및 수력발전은 자연조건에 의해 발전량과 발전효율이 좌우되기 때문에 자원 잠재량과 여건에 관한 분석이 필요. 소수력발전의 수력 자원이 발전 이외에 농업용수와 같은 용도로 사용되는 경우가 자주 발생하기 때문에 농업용수 사용과의 상충문제 검토, 가뭄 발생 시 전력생산이 중단되는 책임을 발전사업자가 부담해야 하는 법적인 문제 검토 필요
- 태양광발전과 풍력발전 및 수력발전과 같이 전력을 전력망에 판매하는 경우에는 정부의 보조금(FIT 등) 지급 여부도 검토하여 이러한 사업에서 발생한 감축실적을 투자유치국 외부로 공급 가능한지의 여부를 검토할 필요가 있음

② 메탄회수

- 메탄회수 사업은 메탄 발생에 대한 투자유치국 정부의 법적인 규제를 검토할 필요가 있음. 대부분의 경우 메탄이 대기중으로 방출되고 있는데, 대기 중 방출을 규제하는 법이 존재한다면 감축사업의 온실가스 감축량에 영향을 미치

기 때문에 정부의 규제 여부를 검토할 필요가 있음

③ 바이오매스발전

- 바이오매스발전은 연료의 공급과 생산된 전력과 열의 판매가 사업의 성패를 좌우하는 중요한 요소이므로, 충분한 연료를 비용 효과적으로 공급받을 수 있는 연료원을 확보와 대안 모색이 중요. 통상 바이오매스 발전의 경우에는 열병합발전설비(CHP)를 설치하여 사업을 추진하기 때문에 열과 전기를 충분하게 소비할 수 있는 수요처가 사업장 인근에 존재하는 것이 중요
- 바이오매스 발전사업의 연료 공급과 열 판매를 가능하면 장기계약에 의해 공급하는 계약을 체결하는 것이 중요

④ 연료전환

- 산업시설의 경우에 연료전환 기회가 발생할 가능성이 높을 것으로 예상됨. 산업시설의 열과 스팀 생산이 주로 화석연료(석탄, 중유, LPG 등)에 의존하고 있다는 점을 감안하면 연료전환 기회 가능성에 대한 검토가 필요함

⑤ 효율개선

- 효율개선은 투자비에 비해 온실가스 감축량이 적은 규모이지만 막대한 온실가스 감축 잠재량을 갖고 있기 때문에 통상 시장 기능에 의한 개선사업 투자가 충분하지 못한 수준임. 따라서 효율개선에 대해서는 다른 사업에 비해 인센티브를 제공하는 방안이 필요함. 최근 의욕적으로 추진되고 있는 쿽스토브는 비용 대비 수익이 양호하고 온실가스 감축에 기여하는 사업이며, 유엔에서 설정한 방법론에 의해서 추진된 사업이라는 점에서 정부가 국외감축실적으로 구매할 가능성도 있음

⑥ 매립가스

- 매립가스는 인간이 밀집해서 거주하는 대도시 지역에 대부분 산재해 있고, 인간활동과 관련되어 발생하기 때문에 이를 자원화하여 활용하는 것은 바람직함. 매립가스의 성상에 의해 온실가스 감축량이 영향을 받는 다는 점에서 매립가스지의 매립가스 성분에 대한 기술적 검토가 이루어질 필요가 있음

- 매립가스 자원화에 가장 큰 영향을 미치는 요인 중 하나는 유기성폐기물(음식물쓰레기, 축분, 하수슬러지 등)에 대한 환경규제이기 때문에 환경규제 여부에 대한 검토가 필요함
- ⑦ 신재생에너지 자원 잠재량
 - 분석대상 6개 개도국의 신재생에너지 자원 잠재량은 굉장히 높은 수준을 나타내고 있어 향후 신재생에너지 개발 가능성은 매우 높은 수준으로 평가
 - 칠레의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력이 매우 풍부하며 수력과 지열의 잠재량도 높은 수준으로서, 태양광의 잠재량은 1,704GW로서 개발된 자원(2.1GW) 대비 800배, 풍력의 잠재량(37GW)은 개발된 자원(1.5GW)의 25배, 수력은 개발된 자원(6.7GW)만큼의 잠재량(7GW), 지열의 잠재량(2GW)은 개발된 자원(0.05GW)의 42배 수준
 - 페루의 신재생에너지 자원 잠재량은 수력과 태양광 및 풍력이 풍부한 편이며 지열과 바이오 잠재량도 높은 수준임. 수력의 잠재량(69GW)은 개발된 자원(5.3GW)의 13배, 태양광의 잠재량(25GW)은 개발된 자원(0.3GW)의 77배, 풍력의 잠재량(20GW)은 개발된 자원(0.37GW)의 53배, 바이오의 잠재량(0.9GW)은 개발된 자원(0.2GW)의 4배 수준이 존재하고 있음
 - 베트남의 신재생에너지 자원 잠재량은 풍력과 태양광이 풍부한 편이며 바이오매스와 소수력 잠재량도 높은 수준임. 육상풍력의 잠재량(42GW)보다는 해상풍력의 잠재량(610GW)이 훨씬 높은 수준이며 개발된 풍력자원(0.2GW) 대비 2,751배의 잠재량이 존재하고, 태양광의 잠재량(48GW)은 개발된 자원(0.1GW)의 453배, 바이오의 잠재량(17GW)은 개발된 자원(0.38GW)의 45배, 수력의 잠재량(7GW)은 개발된 자원(18.0GW)의 39% 수준의 잠재량이 존재하고 있음
 - 미얀마의 신재생에너지 자원 잠재량은 수력과 풍력 및 태양광이 매우 풍부한 수준임. 수력의 잠재량(100GW)은 개발된 자원(3.3GW)의 30배, 풍력의 잠재량(34GW)은 풍부하지만 개발된 자원이 없는 상황이며, 태양광의 잠재량

(27GW)은 개발된 자원(0.04GW)의 562배에 이르고 있음

- 스리랑카의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력이 가장 풍부한 편이며 바이오와 소수력의 잠재량도 높은 수준임. 태양광의 잠재량(6GW)은 개발된 자원(0.18GW)의 32배, 풍력의 잠재량(5.65GW)은 풍부하지만 개발된 자원이 없으며, 바이오의 잠재량(2.37GW)은 개발된 자원(0.05GW)의 46배, 소수력의 잠재량(0.87GW)은 개발된 자원(1.8GW)의 49% 수준.
- 몽골의 신재생에너지 자원 잠재량은 태양광과 풍력 및 수력이 풍부한 수준임. 태양광의 잠재량(5,000TWh/년)은 개발된 자원(59GWh/년) 대비 굉장히 많은 잠재량이 존재하고, 풍력의 잠재량(2,500TWh/년)은 개발된 자원(340GWh/년)의 7배, 수력의 잠재량(56TWh/년)은 개발된 자원(81GWh/년)의 691배의 잠재량이 존재하고 있음
- 일본 JCM은 64건이며, 사업추진 이행건수 3개국은 인도네시아(22건)>베트남(14건)>태국(7건), 사업별 분포는 에너지효율(44건)>재생에너지(18건)>교통(1건)=폐기물관리 및 바이오매스 활용(1건), 국가별 예상 온실가스 감축량은 인도네시아(773,315tCO₂)>태국(593,660tCO₂)>몽골(322,554tCO₂)순, 분야별 예상 감축량은 에너지효율>재생에너지>폐기물관리 및 바이오매스 활용>교통 분야 순임

라. 해외 온실가스 감축사업 진출 전략

- Bloomberg NEF(LCOE Database, 2020)의 국가별 및 기술별 2019~2030년의 LCOE 변화율과 IRENA(Global Renewables Outlook, 2020) 자료를 사용하여 국가별 및 사업형태별 2030년까지의 LCOE 전망 자료의 변화율을 CER 가격에 적용하여 2030년 CER 가격 전망
- 국가별 및 사업형태별 2030년의 CER 가격 전망 결과 소수력발전의 CER 가격은 상승하고 나머지 기술의 CER 가격은 하락할 것으로 전망
 - 태양광발전의 2030년 CER 가격은 2019년 가격의 절반 수준으로 하락하며,

- 육상 풍력발전은 2019년 CER 가격 대비 25% 하락하고, 바이오매스발전의 2030년 CER 가격은 2019년 가격 대비 15% 정도 하락하며, 효율개선, 연료 전환, 매립가스, 메탄회수의 2019년 CER 가격이 2030년까지 유지되지만, 소수력발전의 2030년 CER 가격은 2019년 대비 38% 정도 상승할 전망
- 신재생에너지의 CER 가격이 하락할 것으로 전망한 요인은 현재의 LCOE 하락 추이가 지속되고, 설비당 투자비의 지속적인 하락 추이와 설비 가동을 및 효율 개선도 지속될 것이라는 가정에서 기인한 것임
 - 칠레 태양광발전설비의 설비당 투자비(high 시나리오)는 2020년의 \$920/KW에서 2030년에는 \$570/KW로 하락하여 10년 동안 38% 하락할 전망이다. 신재생에너지 설비 특성상 투자비 비중이 높은 점을 감안하면 투자비는 곧바로 사업의 경제성과 연계되고 이는 CER 가격 하락에 연계될 것으로 예상
 - 2030년 전체 CO₂ 감축 필요량(295.8백만tCO₂)의 국가별 비중과 국가내 CDM 사업 형태별 온실가스 감축량 비율을 적용하여 국가별 및 사업 형태별 감축비용 시나리오를 분석
 - 6개 개도국에서 감축사업을 2022년에 시작하고, 2024년부터 감축결과가 발생하기 시작하여 2030년까지 감축결과 발생하며, 이러한 감축결과가 우리나라의 국외감축실적(ITMO)을 충족하는 것으로 가정
 - 평균방식의 경우 국외감축실적 수요는 2024~2030년 기간에 162백만tCO₂, 경로방식 등은 2024~2030년 기간에 16.2백만tCO₂
 - 경로방식에 의한 국외감축실적(ITMO) 16.2백만tCO₂을 확보하기 위해 6개 개도국에서 감축사업을 실시할 경우, 감축사업의 총 감축비용(CER 구매비용)은 \$180,658,258이며, 이 경우 평균 온실가스 감축비용은 \$11.2/tCO₂로 분석
 - 평균방식에 의한 국외감축실적(ITMO) 162백만tCO₂을 확보하기 위해 6개 개도국에서 실시할 감축사업의 총 감축비용(CER 구매비용)은 \$1,752,144,431이며, 이 경우 평균 온실가스 감축비용은 \$10.8/tCO₂로 분석

- 이러한 분석은 비용 효과적인 감축비용이라기 보다는 현재의 CDM 감축 잠재량을 바탕으로 분석된 결과임
- 본 연구에서 분석한 협력대상 6개 개도국에서 온실가스 감축사업을 추진할 경우 2030년 평균 탄소가격은 평균 \$10.8/tCO₂로 전망. 이러한 감축비용은 EU ETS의 2030년 탄소가격 전망(\$33.48/tCO₂~\$44.70/tCO₂)의 24%~32% 수준, 우리나라의 2030년 탄소가격 전망(\$34.01/tCO₂)의 32% 수준에 불과한 수준이기 때문에 개도국에서의 온실가스 감축사업이 비용 효과적인 전략이라고 평가할 수 있음
- 또한 본 연구에서 분석한 협력대상 6개 개도국에서 온실가스 감축사업을 추진할 경우, 경로방식의 온실가스 감축비용(\$180.658백만)과 평균방식의 온실가스 감축비용(\$1,752.144백만)은 EU 탄소시장에서 탄소를 구매할 경우의 경로방식 비용(\$542.376백만~\$724.14백만)의 25%~33% 수준이며, 평균방식 비용(\$5,423.76백만~\$7,241.4백만)의 24%~32% 수준이고, 국내에서 탄소를 구매할 경우의 비용(\$5,509.62백만)의 32% 수준에 불과하기 때문에 개도국에서의 온실가스 감축사업이 비용 효과적인 전략이라고 평가할 수 있음
- 일본의 JCM은 정부 주도로 추진되고 있으며, 개도국 대상 기술이전 및 배출권 확보를 위한 투자 수행에서 CDM과 매우 유사하지만, 감축 실적 인정은 CDM에 비해 다소 보수적인 대신 제도 운영 절차는 상대적으로 간소화
- JCM으로부터 발급된 실적 크레딧은 기본적으로 사업 참여자들 간 온실가스 감축에 대한 기여도를 고려하여 당사자 간 논의를 통해 결정. 일본 정부는 최소 50% 이상의 감축실적을 이전하는 조건으로 알려져 있으나, 현재까지 발급된 감축실적 이전 비율은 절반이 훨씬 넘는 약 80%가 일본으로, 나머지 20%정도가 개도국에서 활용
- 스위스의 klik 재단은 석유협회가 CO₂법안에 따른 온실가스 감축의무에 대응하고자 2012년 설립
- CO₂법 초안에서는 연간 1,000톤CO₂e 이상의 대규모 화석연료 수입자들을

대상으로 2021-2030년 탄소배출량 5,400만 톤CO₂e의 감축의무를 명시하고, 파리협정 6.2조의 협력적 접근법(cooperative approach)을 통해 2021년부터 해외감축실적(ITMO)을 구매할 계획. Klik재단의 재정은 산업계의 지원과 자동차세로 충당하고 있으며, Klik재단의 감축분 상쇄 사업은 수송, 비즈니스, 건축, 농업 4가지 플랫폼으로 분류되어 진행되고 있음. 민간기관과 정부기관 모두 스위스의 국외감축 사업에 감축결과 이전 협약을 위해 사업에 지원 가능하지만 REDD+, LULUCF, 한 국가 이상을 포함한 활동, 원자력과 화석연료 발전소 사업은 제외

- 노르웨이의 탄소 크레딧 구매 프로그램은 교토의정서 1기 공약 기간(2008-2012)의 목표달성을 위해 2007년에 설립
 - 노르웨이 기후환경부(Ministry of Climate and Environment, MoCE)는 CDM 프로젝트 활동과 CDM 활동 프로그램(PoA)에서의 향후 CER 제공에 대한 제안서(proposals)를 요구. 사업 유형은 HFC-23, N₂O, 탄소 포집 및 저장 없는 석탄 기반의 에너지를 사용하는 프로젝트를 제외한 모든 CDM 프로젝트로서 CER 가격의 평균은 EUR 2~4 수준이었음.
- 스웨덴의 국제 기후투자 프로젝트는 개별 사업에 직접 참여하는 것과 다자간(multilateral) 기금에 참여하는 것으로서 29개국에서 양자간 프로젝트 협정을 맺고 있으며, 9개의 다자기금에 참여하고 있음.
 - 스웨덴은 KP 2기 동안의 CER은 17백만 개만 구매한 상태임. 직접적인 양자간(bilateral) 협정을 위해, 개별 CER 판매자들은 제안서(proposals)를 요구함. CER 판매자들에게 제출된 제안서들은 가격 및 품질 등을 포함한 다양한 고려사항들을 기반으로 개별적으로 평가됨. 스웨덴 에너지기구(Swedish Energy Agency)가 교토의정서의 스웨덴 프로그램의 국가 승인기구
- 해외 온실가스 감축사업(프로그램) 및 감축결과 국내이전을 통한 양자 기후변화 협력 및 국내 온실가스 감축목표에 활용을 위한 추진 기구는 크게 공동위원회, 제6조 소위원회, 제6조 소위원회의 온실가스 감축사업 개발과 심의 및

이행 TF와 감축결과 국내 이전 TF, 사무국, 검증기구, 사업참여자로 구성

① 공동위원회

- 공동위원회는 양 국가의 온실가스 감축협력에 관한 최고 의사결정기구로, 양자협력 온실가스 감축사업에 관해서는 ① 감축사업의 기본 방향, ② 각종 지침의 제정과 개정, ③ 정부주도 사업에 관한 승인 등을 포함해 주요 사안에 대해 심의하고 의결하는 기능을 담당하며, ④ 상대 국가와 양자협정을 체결
- 공동 위원회는 양국 간 기후변화협력을 위한 최고 의사 결정기구로서 연1회 개최를 원칙으로 하되, 양국의 요청이 있을 경우 개최. 구성은 국무조정실장과 환경부장관을 비롯하여 외교부 기후변화대사, 관련 분야 부처 국장급 이상, 관련 분야 사업 및 국제 제도·거버넌스 전문가, 투자 참여 기업(옵저버)으로 구성

② 제6조 소위원회

- 제6조 소위원회는 민간주도 사업의 등록과 크레딧 발행 승인 여부를 심의, 신규 방법론 승인, 기타 공동위원회의 위임사항 처리를 담당
- 민간주도 사업에 대한 승인은 사업계획서와 크레딧 발행에 관한 승인과 같은 기능을 수행하며, 제6조 소위원회에서 수행한 승인 결과 및 현황에 관한 사항은 주기적으로 공동위원회에 보고
- 신규 방법론 승인 및 개정사항은 민간주도 사업과 정부 주도 사업 모두 해당되며, 공통적으로 사업 참여자의 신규 방법론 제안서를 승인하는 업무
- 온실가스 감축사업 개발과 심의 및 이행 TF는 온실가스 감축사업을 직접 개발하여 감축사업을 이행하거나 아니면 민간으로부터 접수된 민간주도 사업을 예비 심의하고 선정된 감축사업의 이행을 모니터링. 감축결과 국내이전 TF는 해외의 온실가스 감축사업으로부터 발생한 감축결과를 국내로 이전하는 역할과 온실가스 감축사업 이행 국가의 역량강화 업무를 담당

③ 사무국

- 감사무국은 공동위원회에서 지정하며 온실가스 감축사업 운영에 필요한 ①

행정업무와 ② 사업지원 업무를 담당하며, 양 국가에 사무국이 각각 설치되어 운영되는 점을 감안하여 양 국가의 사무국은 상호 협력이 필요

④ 검증기관

- 검증기관은 온실가스 감축사업의 이해관계자와는 독립된 제3의 기관으로서, 사업계획서의 타당성 평가, 감축 실적 모니터링 보고서의 검증 담당

⑤ 사업 참여자

- 사업 참여자는 민간주도 사업과 정부주도 사업으로 구분. 정부주도사업의 경우 해당 관계부처가 사업 참여자로 포함될 수 있으며, 민간주도 사업은 공공기관을 포함한 민간기업이 참여한 사업자가 온실가스 감축사업을 추진하는 경우이기 때문에 공공기관을 포함한 민간기업이 사업 참여자가 될 것임. 사업 참여자는 사업계획서의 작성 및 등록신청, 사업의 시행, 모니터링 보고서 작성, 크레딧 발행신청, 신규 방법론 등록 신청 등의 역할을 수행
- 양자협력 온실가스 감축사업은 사업계획서 작성→사업 타당성평가→사업계획서 승인→모니터링 보고서 작성→사업 실적 검증→크레딧 발행 단계로 진행

① 신규 방법론 승인 심사

- 사업계획서 작성 이전단계에서 해당 사업에 대한 승인된 방법론이 부재한 경우, 사업 참여자는 신규 방법론을 승인 받은 이후에 사업계획서 작성

② 사업계획서 등록 심사

- 사업 참여자는 사업계획서를 검증기관에 제출하여 타당성 평가를 받고, 검증기관은 해당 사업이 양자협력 온실가스 감축사업에서 정한 기준에 부합여부를 확인하고 타당성 검토보고서를 작성하며, 이와 함께 사업 참여자는 사업수행국의 국가승인기구에 해당사업의 지속가능발전 기여 여부를 심의 받음
- 사업계획서 등록 심사 단계에서는 투자 유치국의 상응조정에 관한 의향서를 첨부. 단, 정부 간 협정이 체결된 국가에 한해서는 의향서 생략 가능

③ 모니터링 보고서 제출과 검증

- 사업 계획서가 등록되면 사업 참여자는 해당 사업을 이행하고, 사업계획서 상

의 모니터링 계획에 따라서 온실가스 감축량 모니터링을 실시. 일정기간이 지난 후 사업 참여자는 감축량에 상응하는 크레딧을 발급받기 위해 모니터링 보고서를 작성

④ 크레딧의 발행 심사

- 사업 참여자는 크레딧 발행을 받기 위해 모니터링 보고서와 검증 보고서를 사무국에 제출하고, 사무국은 심사신청 자료를 검토하여 검토의견서를 작성. 사무국은 검토의견서를 완료한 후에 민간주도 사업은 제6조 소위원회, 정부주도 사업은 공동위원회에 송부하고 각 기관에서는 발행심사를 진행. 발행 심사 과정에서 추가 검토가 필요한 경우에는 일정 기간을 연장하여 심사할 수 있으며, 공동위원회와 제6조 소위원회의 심사결과 크레딧 발행이 승인된 경우, 사무국은 크레딧을 레지스트리의 해당 계좌로 발행하고, 발행사실을 웹 페이지에 공개
- 베트남은 다른 개도국에 비하여 파리협정 제6조에 대한 전반적인 이해도가 높고, 국외감축실적(ITMO) 공급을 금지하는 규정은 아직까지 없음
- 미얀마는 에너지와 산림 분야에 관심이 높으며, 특히 한국과 파트너 국가로써 사업을 함께 하고자 하는 의지가 강하고, 현재는 온실가스 감축실적을 국외로 공급하는 것을 금지하는 규정은 없음
- 기본적으로 조건부 감축목표에 해당하는 감축사업에 대해 정부 간 협정을 체결하면 감축실적을 국외로 공급 가능할 것으로 예상
- 해외 온실가스 감축사업 추진을 위해 가칭 ITMO 기금 설치 방안으로 공공재원과 민간부분재원으로 구분

① 공공재원 확보 방안

- 조세 재원 : 공공재원을 확보하는 방안으로 세금을 활용하는 방식이 있음
 - 벌금(규제), 환경세, 교통에너지환경세, ETS 유상 할당(경매) 재원 활용 방식
- 공공기관 재원 : 공기업 및 공공기관의 자금을 활용하는 방식
 - 한국전력공사, 수자원공사 등 온실가스 감축사업과 연관성이 있는 공기업 및

- 공공기관과의 협약을 통해 해외 온실가스 감축사업을 공동으로 진행하는 방식
 - 국제협력단 (KOICA), 대한무역투자진흥공사 (KOTRA), 수출입은행 등의 공공기관과의 공동 사업을 통해 해외 온실가스 감축 사업 추진 가능
- ② 민간부문 자원 확보 방안
 - 온실가스 감축결과 (ITMO) 경매 방식
 - 국가가 해외 온실가스 감축사업을 통해서 ITMO를 가져오게 되면, 기업이 사용할 수 있는 KAU 혹은 KCU의 단위로 전환
 - 전환된 배출권은 ‘경매’의 방식을 통해서 필요한 기업들에게 판매
 - 경매에는 가격 상·하한제 적용 가능
 - 온실가스 감축결과 이전 펀드 조성 및 이에 대한 투자 방식 : 해외 온실가스 감축사업 (프로그램) 및 감축결과 이전을 위해 조성된 펀드에 대한 투자 방식
 - 이외에 국제 기후기금 및 플랫폼을 활용한 자원마련 방안도 가능한 대안임
- ① 국제 다자 기후기금
 - 개도국의 저탄소 발전과 지속가능한 개발을 위한 재정수단으로서 UNFCCC 제도의 틀 안과 밖에 다양한 다자기후기금(GCF, GEF, AF, SCCF, CIF, FCPF)이 조성·운영되고 있음
- ② 플랫폼으로서 UNFCCC 기술메커니즘인 CTCN 활용
 - 기후기술센터네트워크(CTCN)은 기술메커니즘의 이행기구로서, 컨소시엄 기관(12개) 및 네트워크 기관(50여개)을 통해 기술지원, 정보공유, 협력 및 네트워킹 활동을 수행. CTCN TA 사업의 결과는 CDM 등 탄소시장과의 연계·확장 가능성이 높으므로 향후 국외 온실가스 감축사업 추진 시 CTCN TA 기반의 CDM 사업을 통한 자원조달 방식도 고려 가능
- ③ 민관협력(Public-Private Partnership) 기반 국제협력 플랫폼 활용 전략
 - 국외 온실가스 감축사업 자원마련을 위해 현재 우리나라가 주도하는 국제 이니셔티브 중 민관협력의 ‘파트너십’을 강조하고 있는 P4G((Partnering for Green Growth and the Global Goals 2030) 플랫폼을 활용해 볼 수 있음

- P4G의 재원조달은 재정지원 파트너십인 Start-up, Scale-up과 재정지원이 없는 State of the Art 파트너십으로 구분됨

2. 향후 연구 방향

- 온실가스 감축로드맵 재수립 시 국외감축실적(ITMO) 위상 변화 예상
 - 2050년까지 탄소중립을 달성하기 위해서는 2030년의 온실가스 감축목표를 수정해야 한다는 의견이 제기되고 있으며, 따라서 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위한 감축 로드맵 수정 가능성이 높은 상황
 - 온실가스 감축 로드맵이 수정되면 정부가 확보해야 할 국외감축실적(ITMO) 규모도 변경될 가능성이 있기 때문에 이를 반영할 수 있는 유연성이 필요함
 - * 유엔에 제출할 갱신 NDC에는 산림부문이 NDC 범위에 포함되어 있음
- 우리나라를 비롯한 주요 선진국의 2050년 탄소중립 선언으로 향후 국제탄소 시장이 활성화될 것으로 예상
 - 선진국들이 탄소중립을 자국내의 온실가스 감축으로 국한시켜서 달성하기 위해서는 막대한 비용과 함께 많은 어려움이 존재할 것으로 예상됨
 - 따라서 국외감축실적(ITMO)을 활용 가능성이 높아짐에 따라 파리협정 6.4조 뿐만 아니라 6.2조의 활용 가능성도 높아질 것으로 예상
 - 파리협정 6.2조 활용이 활성화되면 이에 대한 경쟁도 치열해질 것으로 예상되기 때문에 6개 중점협력대상국가와 협력을 강화할 필요가 있음
- 차기 연구에서는 우선적으로 다양하고 구체적인 규정과 지침 작성, 공공부문을 중심으로 한 감축사업 개발 추진 필요
 - 국외감축실적(ITMO) 추진체계에서 제안한 각 구성요소의 기능과 구성에 관한 사항, 절차에 관한 사항을 규정하는 지침과 규정을 제정할 필요가 있음
: 즉, 1) 공동위원회와 제6조 소위원회 및 두 개의 TF 구성과 역할 및 운영에

관한 지침, 2) 감축실적 관리 및 추적을 위한 레지스트리의 구축과 운영, 3) 온실가스 감축사업 매칭 플랫폼의 구축과 운영, 4) 지정된 검증기관의 관리, 5) 전문가 풀의 구성 및 관리, 6) 제6조 소위원회 활동 보고서 작성, 7) 각종 작성 지침과 양식의 개발, 8) 온실가스 감축사업에 관한 우수사례집 작성 및 대외홍보, 9) 기타사항

- 공공부문을 포함한 감축사업 개발 추진

: KOICA, 수출입은행, 민간기업 등을 포함하여 현재 진행중이거나 개발계획을 갖고 있는 기업을 중심으로 해외온실가스 감축사업에 대한 개발 추진

: 아울러 중점 협력대상국가를 중심으로 온실가스 감축사업 추진과 관련된 정책에 대한 보다 심도있는 조사가 이루어질 필요가 있음

참고문헌

<국내 문헌>

관계부처합동, 제1차 기후변화대응 기본계획, 2016.12

국무조정실 녹색성장지원단. 국외 온실가스 감축사업 사례자료집, 2018

국회예산정책처 사업평가국 경제사업평가과, Post-2020 국가 온실가스 감축목표 평가 및 해외 배출권 확보 방안 분석, 2016, p.63

기획재정부, 기금현황 자료, 2017

기획재정부, 무공해차 보조금 체계 개편, 2020.1.20.

김길환, 이상립, 이지웅., 신기후체제 하의 국제탄소시장에 관한 최신 논의 현황과 시사점, 한국기후변화 학회지 8(1), p.78, 2017

김영선, 일본의 NDC 이행을 위한 공동감축실적이전 분석, 한국기후변화학회지 8(4):297-303, 2017

김형주, 문명욱, 손지희 양리원, 장창선, 이소담., UNFCCC 기술 메커니즘(CTCN) 활용 기후기술협력방안 연구, 녹색기술센터, 2016

대한민국 정부, 수소경제 활성화 로드맵, 2019.12

_____, 2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안, 2018.9

문진영, 나승권, 이성희, 김은미., 국제사회의 기후변화 대응 인프라 투자와 한국의 정책과제, 대외경제정책연구원 연구보고서 18-07, 2018

박동운, 신경남, 박인혜, 양리원, 이수경, 김휘진.. 한-CTCN 기술협력 강화를 위한 거버넌스 구축에 관한 연구 : 플랫폼 개발 및 프로그램 확대를 중심으로, 녹색기술센터, 2019

박순철, 오채운. 파리협정 제6조의 상응조정 방식에 관한 연구:ITMO와 배출권거래제의 연관성을 중심으로, 한국기후변화학회지 11(3):163-176, 2020

박순철. 협력적 접근법 활용을 위한 국내 이행체계 수립 연구, 국무조정실, 2018.2.12

- 박철호, 손범석, 염성찬, 이구용, 안세진, 오상진, 윤순옥, 이민아, 이종석, 이주영., 기후변화 대응 국가 R&D 및 국내외 기관 조사분석 연구. 녹색기술센터. 국가과학기술자문회의 정책 연구, 2020
- 성지연, 신경남, 신종석., 신기후체제 이행을 위한 기후금융 조성 및 운영방안 연구, 녹색기술 센터, 2017
- 신현우, 김기만, 강문정, 이한비, 김문현., 국제 양자협력 체제 기반 기후기술 실증(RD&D) 지원방안 연구, 녹색기술센터, 2018
- 양의석, 김아름, 김비아, 김유리., 에너지경제연구원 세계 에너지시장 인사이트 17-11호, pp.3-10, 2017
- 에너지경제연구원, 세계 에너지시장 인사이트 제17-41호, p.24. 2017
- 염성찬, 안세진, 이종석, 김강배., 기후기술 분류체계 적용 국가연구개발 투자성과분석 보고서. 녹색기술센터. 2018
- 오채운, 문성삼, 이화영, 최경란, 양수연., 신기후체제 하, 협력적 접근에 대한 대응방향 : 일본 경험 사례를 중심으로, 녹색기술센터. 2017
- 유인식, 온실가스 감축사업 투자재원 조달방안, 국내IP 환경동향보고, 한국환경산업기술원. 2018
- 윤성주, 최승문., 배출권 경매수입 관리·활용 방안 연구. 한국조세재정연구원. 2017
- 이구용, 오상진., 개도국 진출 유망 기후기술 분야별 국내 보유역량 조사. 녹색기술센터. 2019
- 이수경, 박인혜, 양리원., 신기후체제 대응 CTCN과 CDM의 사업연계 성공요인 분석 : 방글라데시 실증연구를 중심으로. 한국기후변화학회지 10(4):415-425. 2019
- 정유심, 파리협정 체제하의 글로벌 감축사업 검인증역량 강화 방안 마련, 2017
- 한국에너지공단, 개도국 이슈리포트 동남아권역 권역 내 주요국 재생에너지 지원제도, 2020a
- _____, 개도국 이슈리포트 동남아권역 미얀마, 2020
- _____, 개도국 이슈리포트 동남아권역 베트남, 2019
- _____, 개도국 이슈리포트 서남아권역 스리랑카, 2020
- _____, 개도국 이슈리포트 중앙아시아 이슈리포트 몽골, 2020
- _____, 몽골 에너지 이슈리포트, 2020
- _____, 산업·발전부문 유상할당 경매수입금 활용방안 정책연구, 2018

_____, 에너지 시장동향 및 정책리포트 서남아권역 스리랑카, 2019

_____, 에너지 시장동향 및 정책리포트 서남아권역 스리랑카, 2020

_____, 칠레 에너지 이슈 리포트, 2020

_____, 페루 에너지 이슈 리포트, 2020

한국품질재단, 파리협정 체제하의 글로벌 감축사업 검인증역량 강화방안 마련, 2017

한기주, 임동순, 배출권거래제 경매수입의 활용방법에 따른 업종별 영향분석, 산업연구원, 2013

환경부, 온실가스 배출권거래제 제3차 계획기간(2021-2025년) 국가 배출권 할당계획(안), 2020.9

<해외 문헌>

ADB (Asian Development Bank), Asian Development OUTLOOK 2020 UPDATE Wellness in Worrying Times, 2020.

APECRC (Asia Pacific Energy Research Center), APEC Energy Demand and Supply Outlook 7th Edition Volume II, 2019.

CARB(California Air Resources Board), Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle Deployment & Hydrogen Fuel Station Network Development, 2019.

Chile, Chile's Third Biennial Update Report, 2018.

_____, Chile's Nationally Determined Contribution Update, 2020.

CTCN, 'CTCN in Vietnam: Exploring Rice Husk Valorisation in the Mekong Delta Region (photos)' (Available at <https://www.ctc-n.org/news/ctcn-vietnam-exploring-rice-husk-valorisation-mekong-delta-region-photos>, 최종접속일: 2020. 11. 11.), 2017.

ERCST, 2019 State of the EU ETS Report, 2019.

ERIA(Economic Research Institute for ASEAN and East Asia), Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2019, 2019.

Gayoung Choi, Hansu Hwang, Eunmi Lee, Sue Kyoung Lee, Taeyoung Jin., A Strategy for Responding to New Market Mechanisms based on the Technology Demands of

- Developing Countries: A Comparison of Technology Needs Assessment (TNA), Technical Assistance (TA) of the Climate Technology Center and Network (CTCN), and Clean Development Mechanism (CDM) in Six Priority Partner Countries, 2019.
- Global Cement, ‘Vietnam cement companies fail to build waste heat recovery systems’ (Available at <https://www.globalcement.com/news/item/4681-vietnam-cement-companies-fail-to-build-waste-heat-recovery-systems>; 최종접속일: 2020. 11. 11.), 2016.
- Greiner, S., Chagas, T., Krämer, N., Michaelowa, A., Brescia, D., Hoch, S., & Climate Focus, C. F., Moving towards next generation carbon markets: Observations from Article 6 pilots, 2019.
- Hon Nam Nguyen, Rice residues burning in Vietnam and possible technological solutions, 2018.
- IEA, World Energy Outlook, 2020.
- IETA, GHG Market Sentiment Survey, 2019.
- Inside VINA, ‘올해 베트남 시멘트 수요 4~5% 늘 듯...1억100만~1억300만톤’ (Available at <http://www.insidevina.com/news/articleView.html?idxno=12636>; 최종접속일: 2020. 11. 11.), 2020.
- IPCC, Summary for Policymakers, Global Warming of 1.5°C, 2018.10
- IRENA, Global Renewables Outlook-Energy Transformation 2050, 2020
- IRENA, Renewable Power Costs in 2019, 2019
- JAMBAA Lkhagva., Renewable Energy Policy in Monogolia Feed-in tariff to Auction, 2nd International Forum on Low Carbon Development for Cities: Acting Together for Low Carbon, Livable, and Prosperous Cities (02 Sep. 2019 to 05 Sep. 2019), 2019.
- Lara Dahan, Emilie Alberola, Katherine Rittenhouse, Peter Sopher, Daniel Francis & Jeff Swartz, Norway: an emissions trading case study, 2015.
- Lambert Schneider, Assessing the additionality of CDM projects : practical experiences and lessons learned, Oko-Institut, 2009
- MOEE (Ministry of Electricity and Energy, Republic of the Union of Myanmar) and ERIA(Economic Research Institute for ASEAN and East Asia), 2020. Myanmar Energy Outlook, 2020.
- Mongolia., Mongolia’s Initial Biennial Update Report, 2017.

Mongolia, Mongolia's Nationally Determined Contribution to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2020.

Myanmar, Tun, Maw Maw, 2018 "An Overview of Renewable Energy Sources and Their Energy Potential for Sustainable Development in Myanmar

Srilanka Ministry of Power and Energy 발표자료(2014)

Thomas Day, Harry Fearnough & Carsten Warnecke., Supporting vulnerable CDM projects through credit purchase facilities, 2019.

UNEP, The Gap Report, 2017.

_____, The Gap Report, 2019.

UNFCCC, DRAFT TEXT on Matters relating to Article 6 of the Paris Agreement : Guidance on cooperative approaches referred to in Article 6, paragraph 2, of the Paris Agreement, Version 1 of 13 December 11:15 hrs, 2019.12.

_____, 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, 2019.12.

_____, CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM, CDM Methodology Booklet, eleventh edition, November 2019

_____, CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM TOOL 01, Tool for the demonstration and assessment of additionality, version 07.0.0, 2012.11.23

_____, CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM TOOL 07, Tool to calculate the emission factor for an electricity system, version 07.0, 2012.11.23

_____, CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM TOOL 32, Positive lists of technologies, version 02.0, 2012.11.23

Vietnam (The Socialist Republic of Viet Nam), Updated Nationally Determined Contribution (NDC), 2020.

_____, Renewable Energy for Vietnam, 2019, Institute for Sustainable Futures

<웹페이지>

국무조정실 ODA 통합 홈페이지, <http://www.odakorea.go.kr>, 2020. 7.1.

_____, <http://www.odakorea.go.kr>, 2020. 7.1.

대한민국 통계청 국가통계포털, <http://kosis.kr/statisticsList/>, 2020. 3. 5.

스웨덴 에너지청. <http://www.energimyndigheten.se/en>, 2020. 12. 17.

스위스 klik 재단. <https://www.international.klik.ch/en>, 2020. 12. 17.

BNEF LCOE Database, <https://www.bnef.com/interactive-datasets/2d5d59acd9000009>

EU Commission, EU Emissions Trading System(EU ETS) Revision for phase 4(2010-2030).
https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en, 2020. 8.19

GCF 홈페이지, <https://www.greenclimate.fund/projects/dashboard>, 2020. 8.4.

GOV.UK(Department for Business, Energy & Industrial Strategy), Guidance Meeting
climate change requirements from 1 January 2021 Updated 28 April 2020.
<https://www.gov.uk/government/publications/meeting-climate-change-requirements-if-there-s-no-brexit-deal/meeting-climate-change-requirements-if-theres-no-brexit-deal>, 2020.8.19.

IEA World Energy Balance 2020.

Available at

https://stats.oecd.org/BrandedView.aspx?oecd_bv_id=enestats-data-en&doi=data-00512-en;
최종접속일: 2020. 12. 13.

IGES CDM Project Database,

Available at <https://www.iges.or.jp/en/pub/iges-cdm-project-database/en>
최종접속일: 2020. 12. 02.

IGES CDM Project Database.

Available at <https://www.iges.or.jp/en/pub/iges-cdm-project-database/en>;
최종접속일: 2020. 12. 13.

IGES :List of Grid Emission Factors Database.

Available at <https://www.iges.or.jp/en/pub/list-grid-emission-factor/en>

최종접속일: 2020. 11.

IGES Joint Crediting Mechanism (JCM) Database, updated as of 08 September 2020.
Available at: <https://pub.iges.or.jp/pub/iges-joint-crediting-mechanism-jcm-database>,
2020. 10.1.

JCM 홈페이지, “Projects/Studies”, <http://gec.jp/jcm/projects/>, 2020. 9.1.

_____, Common Specifications of the JCM Registry (ver.1.0)
https://www.jcm.go.jp/jc_decisions/913/JCM_MN_Spec_Registry_ver01.0.pdf, 2020. 8.2.

P4G 홈페이지, <https://p4gpartnerships.org/>, 2020. 8.1.

TNA 홈페이지, <https://tech-action.unepdtu.org/country/mongolia/> 2020.6.3.

_____, <https://tech-action.unepdtu.org/country/myanmar/> 2020.6.3

_____, <https://tech-action.unepdtu.org/country/peru/> 2020.6.3

_____, <https://tech-action.unepdtu.org/country/sri-lanka/> 2020.6.3

_____, <https://tech-action.unepdtu.org/country/vietnam/> 2020.6.3

_____, <https://www.ctc-n.org/technical-assistance/data> 2020.6.3.

UNFCCC Clean Development Mechanism(CDM),

Available at <https://cdm.unfccc.int/>

최종접속일: 2020. 10. 27.

UNFCCC Dabase for PAs and PoAs,

Available at <https://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

최종접속일: 2020. 10. 05.

UNFCCC GHG Profiles – Non-Annex I.

Available at https://di.unfccc.int/ghg_profile_non_annex1;

최종접속일: 2020년 10월 29일

UNFCCC <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/long-term-strategies>. 2020.12.17.

UNFCCC <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/All.aspx>

UNFCCC NDC Registry(interim).

Available at <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/Home.aspx>;

최종접속일: 2020. 12. 13.

UNFCCC NDC Registry-Chile.

https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Chile%20First/Chile%27s_NDC_2020_english.pdf 2020.12.17.

UNFCCC NDC Registry-Mogolish.

<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Mongolia%20First/First%20Submission%20of%20Mongolia%27s%20NDC.pdf> 2020.12.17.

UNFCCC NDC Registry-Myanmmar.

<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Myanmar%20First/Myanmar%27s%20INDC.pdf> 2020.12.17.

UNFCCC NDC Registry-Peru.

<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Peru%20First/iNDC%20Per%20C3%BA%20english.pdf> 2020.12.17.

UNFCCC NDC Registry-Sri Lanka.

<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Sri%20Lanka%20First/NDCs%20of%20Sri%20Lanka.pdf> 2020.12.17.

UNFCCC NDC Registry-Vietnam.

<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Viet%20Nam%20First/VIETNAM%27S%20INDC.pdf> 2020.12.17.

VNEXPRESS, ‘HCMC to close its largest landfill in 2024’ (Available at

<https://e.vnexpress.net/news/news/hcmc-to-close-its-largest-landfill-in-2024-4037195.html>;
최종접속일: 2020. 11. 11.), 2020.

VNEXPRESS, ‘Only 20pct of Vietnam’s landfills are hygienic: expert’ (Available at

<https://e.vnexpress.net/news/news/only-20-pct-of-vietnam-s-landfills-are-hygienic-expert-3994486.html>; 최종접속일: 2020. 11. 11.), 2019.

Worldbank World Development Indicators.

Available at <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>;
최종접속일: 2020. 12. 13.