

# 녹색 건설 사업의 FiT 및 CDM 보조방안에 의한 수익성 향상 분석에 관한 연구

## Evaluating the Economic Feasibility of Green Construction Projects using FiT and CDM Support Mechanisms

구 본 상\*  
Koo, Bonsang

### Abstract

Green infrastructure projects have the potential to reduce global warming and deliver sustainable energy solutions. Recently, the construction industry has been expanding their portfolios in New and Renewable (NRE) projects. However, the economic feasibility of NRE projects have not been validated and construction companies are not acquainted with their associated risks. This research performed a two-tiered feasibility study of the domestic projects registered for CDM in the UNFCCC. The first phase involved calculating the average IRR and NPV of the domestic CDM projects, which showed that their profitability to be very low. In the second phase, four NRE projects (Solar, Wind, Hydro, Landfill Gas) were selected and additional income generated from Feed-in-Tariff and CER sales were added to determine the improvements in the projects' IRR and NPV. Results indicate that Solar and Landfill Gas projects benefited the most from the two support mechanisms, while benefits to Wind and Hydro projects were minimal. While the Landfill Gas project had the highest IRR, the Wind project was the most investment attractive due to its NPV and minimal dependency on FiT and CER sales. Construction companies should enter into NRE projects with a long term view as related technologies mature.

**Keywords :** *Green Infrastructure, New and Renewable Energy, FiT, CDM, Economic Feasibility*

## 1. 서론

### 1.1 연구의 배경 및 목적

최근 국내 건설경기의 침체로 인해 차세대 신성장 동력 사업에 대한 요구가 증가하고 있다. 국내 건설기업들은 기존 공중에서 신재생에너지와 같은 '녹색 사업'으로 영역을 확대해 나가고 있다(최석진 2009). 이와 더불어 건설 기업들은 더 이상 시공에 국한하지 않고 초기 금융 조달에서 기획, 설계, 시공 및 운영단계까지 관여하면서 전체사업에 개발사업자 또는 지분 참여자로서 사업 영역 또한 넓혀가고 있다(이복남 2005).

이에 따라 녹색 성장과 연관된 건설 기업의 새로운 시장 창출 기회와 진입전략에 관한 다수의 연구가 나오고 있다. 장현승 외(2009), 김상범(2011)은 녹색건설상품의 범위를 진단하면서 이중 유망 상품을 전망하였고 최석진 외(2012)는 국내 시공사들의 향후 해외건설시장의 신성장동력 공중으로 환경 플랜트, 그린에너지 플랜트와 같은 신재생에너지 사업을 선정하였다. 이의동(2012)은 국내 건설기업들이 신규시장에 진출하기 위한 녹색건설 경쟁력 요인을 분석하였으며 오병상(2009)은 국내에서 추진하는 신재생에너지 시장의 주요 정책에 따른 건설기업들의 진출전략을 소개하였다.

\* 중신회원, 서울과학기술대학교 건설시스템디자인공학과 조교수, 공학박사, bonsang@seoultech.ac.kr

그러나 상기 연구들은 개별 녹색상품의 투자경제성을 평가하기 위한 수익성에 대한 분석은 제외되어 있다. 실제 신재생에너지 사업은 미상용화된 기술의 도입이 필요하고 석탄, 석유 등의 화석연료를 기반으로 하는 재래식 발전 사업보다 전력생산단가가 높아 수익성이 낮은 것으로 인식되고 있다. 수익성이 낮고 검증되지 않은 기술을 도입함에 따라 사업 리스크가 커지고 이에 따라 녹색 사업은 재래식 사업에 비해서 투자를 유치하기 힘든 실정이다(World Bank 2012).

녹색 성장을 표방한 정부에서는 신재생에너지 사업을 보조하기 위해 보급지원사업(예: 그린홈 100만호 보급사업), 기반조성 사업 및 각종 용자·세제지원 사업을 내세우고 있다(지식경제부 2009). 더불어, 기후변화협약(United Nations Framework Convention on Climate Change, 이하 UNFCCC) 및 다자간개발은행(Multi-lateral Development Bank, 이하 MDB)과 같은 국제기구도 지구 온난화의 해결 방안으로 녹색 상품을 권장하고 이에 따른 보조정책들을 실시하고 있다.

이중에서 신재생에너지사업에 추가 수입원 창출을 통해 투자경제성을 개선시켜 주는 것은 국내의 발전차액지원제도(Feed-in-Tariff, 이하 FiT) 및 UNFCCC의 청정개발체제(Clean Development Mechanism, 이하 CDM)가 있다.

FiT는 신재생에너지 투자경제성 확보를 위해 신재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 전력거래 가격이 기준가격보다 낮은 경우, 기준가격과 전력거래와의 차액(발전차액)을 지원해주는 제도이다(지식경제부 고시 제2010-176호).

CDM은 신재생에너지 사업의 수행을 통해 발생한 온실가스 저감 실적을 탄소배출권(Certified Emission Reductions, 이하 CER)이란 형태로 발급받고 국제 탄소시장에 판매할 수 있게 해주는 것이다(에너지관리공단 2007).

본 연구에서는 신재생에너지 사업에 대한 사업성 분석을 위해 1차적으로 국내 신재생에너지 사업 중 CDM 사업으로 등록된 사업들의 내부수익률(Internal Rate of Return, 이하 IRR) 및 NPV분석을 하고 2차적으로는 FiT와 CDM을 통해 얻은 추가 수입에 따른 수익성 향상 정도를 분석하는 데에 집중한다.

본 분석을 수행함으로써 신재생에너지 사업에 대한 객관적인 사업성을 이해하고 사업별(태양광, 풍력, 수력, 매립가스 등)로 두 보조방안의 실효성에 대해서도 정량적으로 파악할 수 있다. 더불어, FiT 및 CDM은 향후 정책방향에 따라 그 보조 규모가 변할 수 있기 때문에 녹색정책과 관련된 리스크를 이해함으로써 향후 신재생에너지 사업의 전략 구축에 활용될 것으로 사료된다.

## 1.2 연구의 범위 및 방법

본 연구는 <그림 1>과 같이 진행하였다. 우선 신재생에너지 사업을 위한 국내의 보조 방안에 대해 조사하였고, 특히 FiT와 CDM제도에 집중하여 이들의 보조를 통한 추가 수입원 산정 방법에 대해 파악하였다.

다음 단계에서는 국내 신재생에너지사업의 수익성 분석을 위하여 UNFCCC에 공개되어 있는 CDM 사업 자료를 취합하였다. 이 자료를 토대로 1 단계 분석에서는 모든 사업을 계통한계가격(System Marginal Price, 이하 SMP) 기준으로 현금흐름 분석을 실시했을 때 사업별로 평균 IRR 및 NPV를 산정하였다. 이때 CDM 사업 중 전력생산을 하지 않는 사업(예: 대체 연료 사업) 및 자료가 없거나 부실한 사업은 분석 대상에서 제외시켜 결국 4개의 사업별(태양광, 풍력, 수력, 매립가스)로 분석을 수행하였다. 1단계 분석을 통해 보조 수입 없이 신재생에너지사업의 순수한 투자경제성을 평가할 수 있었다.

2 단계 분석에서는 각 사업별로 IRR이 가장 낮은 사업을 선정하여, FiT 및 CDM을 통해 발생하는 현금흐름을 추가했을 때 상향된 IRR 및 NPV를 분석하였다. 이를 통해, 각 보조수입이 각각 사업에 얼마나 기여하는지를 정량적으로 비교 및 평가할 수 있었으며 보조 수입에도 불구하고 사업성이 없는 사업도 구별할 수 있었다.

마지막 단계에서는 신재생에너지 사업의 전반적인 수익성, 각 보조 방안의 추가 수입원으로서의 실효성, 그리고 각 보조 수입에 따르는 의존도와 연관된 리스크를 정성적으로 평가하여 시사점을 도출하였다.

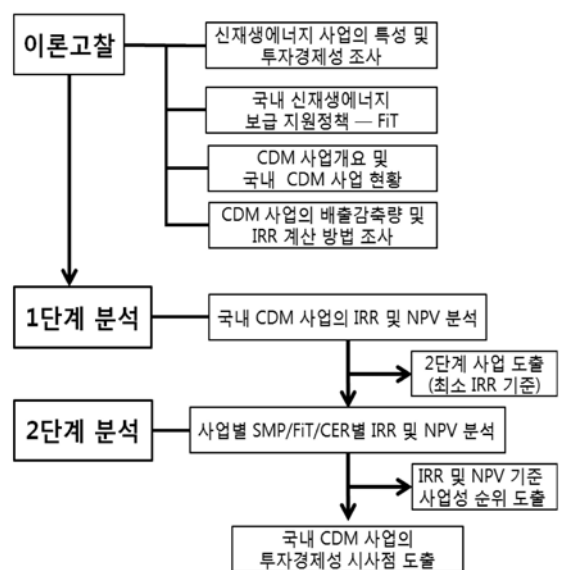


그림 1. 연구 흐름도

## 2. 이론적 고찰

### 2.1. 신재생에너지 사업의 특성과 보급 지원 정책

#### 2.1.1 신재생에너지 사업의 특성과 수익성 저조 원인

신재생에너지는 기존 화석연료를 이용하는 재래식 발전에 비해 환경친화적이며 지속가능한 개발을 가능케 한다는 측면에서 매우 중요한 미래에너지원이다. 그러나 사업성 측면에서는 기존 인프라·발전 사업과 크게 다르지 않다.

가) 자본 집약적 사업: 인프라 사업은 자본 집약적인 사업으로 초기에 막대한 자본투입이 요구되며 투자금을 회수하기 위해서는 통상 20년 이상이 넘는 오랜 회수 기간을 요한다. 이런 리스크 구조로 인해 인프라 사업은 프로젝트 금융(Project Finance)형태로 사업비용을 조달하며 이에 따라 사업참여자간 리스크를 분배하게 된다.

나) Off-taker와의 장기 구매 계약: 완공된 시설로부터 나오는 생산품(가스, 전력 등)을 구매할 수 있는 사업자와 장기 구매 계약이 이뤄져야만 사업이 성사되며 계약이 이뤄진다 해도 구매자가 지불을 하지 않거나 계약조건을 위배할 때 생기는 리스크가 존재한다.

다) 높은 인허가 리스크: 일반적으로 사회기반시설은 각종 인허가(환경, 교통, 수용, 시공 허가)에 대한 불확실성이 높아 이로 인한 공기 지연이나 사업비 증가에 대한 리스크를 내포하고 있다.

이와 더불어 신재생에너지사업은 일반 인프라 사업보다도 추가적인 리스크가 존재한다.

가) 상대적으로 높은 자본비용: 신재생에너지 사업은 재래식 사업보다 상대적으로 초기투자비용과 생애주기 비용이 높다.

나) 상대적으로 낮은 매출: 신재생에너지사업은 일반적으로 재래식 사업보다 '생산율'(capacity factor)이 낮다. 생산율이란 일정 시간에 대해 발전 시설이 가지고 있는 용량 대비 실제 생산한 양의 비를 의미한다. 예를 들어, 태양광 또는 풍력 플랜트는 생산율이 평균적으로 35-40%인데 비해 재래식 화력(석탄)발전소는 95%에 달한다. 즉, 신재생에너지 사업은 전력생산에 대한 불확실성이 높고 동일 전력용량을 설치하더라도 생산량이 낮게 책정된다. 이는 불확실한 현금흐름과 이어지고 이로 인해 부채상환비율(debt service coverage ratio, DSCR)이 높아지게 된다. 이러면 용자를 받기 어렵거나 부채비율(debt to equity ratio, D/E ratio)을 낮춰야 되는데 이는 궁극적으로 자본비용의 상승으로 귀결된다.

다) 높은 수익성 요구: 신재생에너지사업은 검증이 안 된 신기술을 이용하고 또한 저개발 국가에서 사업이 이뤄질 경우, 사

업 리스크가 증가함에 따라 더 높은 수익성을 요구하게 된다.

결국 신재생에너지 사업은 기존 인프라·발전 사업보다 더 많은 리스크를 보유하기에 투자가 원활히 이뤄지지 않게 되며 사실상 각종 보조정책 없이는 사업성을 갖추기가 어렵다(「신에너지 및 재생에너지개발·이용·보급촉진법」제2조).

#### 2.1.2 국내 신재생에너지 보급 지원 정책

녹색 성장을 표방한 정부에서는 신재생에너지 사업을 보조하기 위한 각종 보급정책을 실시하고 있다(〈표 1〉). 국내의 신재생에너지 지원체계는 1) 기술개발사업으로 연구기획, 정책연구, 성능평가, 실증연구가 지원되며, 2) 보급지원 사업은 일반보급, 그린홈 100만호 보급, 지방보급으로 구분된다. 또한 3) 기반조성사업은 인증제도, 발전차액제도, 설치의무화사업 등으로 구분되며 4) 각종 용자 및 세제혜택도 지원된다(지식경제부 고시 제2010-176호).

표 1. 국내 신재생에너지 보급지원 정책

| 사업 구분      | 세부구분            | 개요   |
|------------|-----------------|--|
| 보급 지원 사업   | 일반 보급사업         | 일반건물, 시설물 등에 자가 사용의 신재생에너지를 설치할 경우 설치비의 일부를 지원하는 사업  |
|            | 그린홈 100만호 보급사업  | 단독주택, 공동주택(공공임대주택 포함)에 자가 사용의 신재생에너지를 설치할 경우 설치비의 일부를 지원하는 사업  |
|            | 지방보급            | 지방자치단체가 소유, 관리하는 건물, 시설물(사회복지시설 포함) 등에 설치하는 신재생 에너지설비 설치비 일부를 지원하는 사업  |
| 기반 조성      | 공공의무화           | 공공기관이 신축·개축·증축하는 연면적 3,000㎡ 이상의 건축물에 대하여 총 건축공사비의 5%이상을 신재생 에너지 설비에 투자하도록 의무화하는 제도                               |
|            | 발전차액 지원제도 (FIT) | 신재생에너지 투자경제성 확보를 위해 신재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 전력거래 가격이 지식경제부 장관이 고시한 기준가격보다 낮은 경우, 기준가격과 전력거래와의 차액(발전차액)을 지원해주는 제도  |
|            | 공급의무화제도 (RPS)   | RPS제도는 발전사업자의 총발전량의 일정량 이상을 의무적으로 신재생에너지를 이용하여 공급하도록 의무화하는 제도로 발전차액제도를 대신하여 2012년부터 시행                           |
| 용자 및 세제 지원 | 용자지원            | 상용화가 완료된 분야의 신재생에너지시설 설치자 및 생산자를 대상으로 장기저리의 용자 지원을 통해 초기 투자비를 경감, 경제성을 확보하여 신재생에너지 설비 설치 및 관련 산업을 보급, 육성하기 위한 제도 |
|            | 세제 지원           | 신재생에너지 시설 투자 시 법인세(소득세) 공제   |

이중에서 신재생에너지 사업 운영을 통해 추가 매출을 가능케 하는 것으로서 발전차액지원제도(Feed-in-Tariff, FIT)가 있다.

FIT는 신재생에너지 투자경제성 확보를 위해 신재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 전력거래 가격이 지식경제부 장관이 고시한 기준가격보다 낮은 경우, 기준가격과 전력거래와의 차액(발전차액)을 지원해 주는 제도이다(지식경제부 고시 제2010-176호).

FiT 적용 대상 사업은 <표 2>, <표 3>에 제시된 바와 같이 [신재생에너지 개발·이용·보급촉진법 제2조]에서 규정하고 있는 신재생에너지 중 태양광, 풍력, 수력, 폐기물 소각(RDF 포함), 바이오에너지(LFG, 바이오가스, 바이오매스), 해양에너지(조력), 연료전지이다. 태양광의 경우 <표 2>에 제시된 대로 적용기간(15년 또는 20년) 및 용량 별로 기준가격을 선택하게 된다. 나머지 사업들은 <표 3>에 제시된 대로 용량별로 기준가격 중 고정 또는 변동 요금을 선택할 수 있다.

계산 방식은 기준가격과 전력시장의 계통한계가격(System Marginal Price, 이하 SMP)의 차액(발전차액)에 전력거래량을 곱한 금액 {차액지원금=(기준가격-계통한계가격) \* 전력거래량}으로 한다.

본 연구에서는 <표 2> 및 <표 3>에서 제시된 FiT 가격들을 2단계 분석 시 적용하여 수익성 산정에 활용하였다.

표 2. 태양광 FiT 기준 가격

| 적용 사업 | 설치 장소 | 적용 기간 | 30kW 이하 | 30kW 초과 200kW 이하 | 200kW 초과 1MW 이하 | 1MW 초과 3MW 이하 | 3MW 초과 |
|-------|-------|-------|---------|------------------|-----------------|---------------|--------|
|       |       |       | '09년    | -                | 15년 646.96      | 620.41        | 590.87 |
|       |       | 20년   | 589.64  | 562.84           | 536.04          | 509.24        | 428.83 |
| '10년  | 일반부지  | 15년   | 566.95  | 541.42           | 510.77          | 485.23        | 408.62 |
|       |       | 20년   | 514.34  | 491.17           | 463.37          | 440.20        | 370.70 |
|       | 건축물활용 | 15년   | 606.64  | 579.32           | 546.52          | -             | -      |
|       |       | 20년   | 550.34  | 525.55           | 495.81          | -             | -      |

표 3. 신재생에너지 FiT 기준 가격

| 전원              | 적용설비 용량기준 | 구분       | 기준가격(원/kWh) |        | 비고      |                    |
|-----------------|-----------|----------|-------------|--------|---------|--------------------|
|                 |           |          | 고정요금        | 변동요금   |         |                    |
| 풍력              | 10kW이상    | -        | 107.29      | -      | 감소율 2%  |                    |
| 수력              | 5MW이하     | 일반       | 1MW이상       | 86.04  | SMP+15  |                    |
|                 |           |          | 1MW미만       | 94.64  | SMP+20  |                    |
|                 |           | 기타       | 1MW이상       | 66.18  | SMP+ 5  |                    |
|                 |           |          | 1MW미만       | 72.80  | SMP+10  |                    |
| 폐기물 소각 (RDF 포함) | 20MW이하    | -        | -           | SMP+ 5 |         |                    |
| 바이오 에너지         | LFG       | 50MW이하   | 20MW 이상     | 68.0   | SMP+ 5  | 화석연료 투입비율 : 30% 미만 |
|                 |           |          | 20MW 미만     | 74.99  | SMP+ 10 |                    |
|                 | 바이오 가스    | 50MW이하   | 150kW 이상    | 72.73  | SMP+ 10 |                    |
|                 |           |          | 150kW 미만    | 85.71  | SMP+ 15 |                    |
| 바이오 매스          | 50MW이하    | 목질계 바이오  | 68.99       | SMP+ 5 |         |                    |
| 해양 에너지          | 조력        | 50MW이상   | 최대조차 8.5m이상 | 방조제유   | 62.81   | -                  |
|                 |           |          |             | 방조제무   | 76.63   | -                  |
|                 |           |          | 최대조차 8.5m미만 | 방조제유   | 75.59   | -                  |
|                 |           |          |             | 방조제무   | 90.50   | -                  |
| 연료전지            | 200kW이상   | 바이오가스 이용 | 227.49      | -      | 감소율 3%  |                    |
|                 |           | 기타연료 이용  | 274.06      | -      |         |                    |

## 2.2 CDM 사업

### 2.2.1 CDM 사업 개요

FiT와 더불어 신재생에너지사업에서 추가로 매출을 기대할 수 있는 것이 CDM 제도이다.

CDM의 주목적은 개발도상국(비부속서 I국가)의 지속가능한 개발을 돕는 동시에 선진국(부속서 I국가)의 온실가스 감축의무를 비용 효과적으로 달성하는데 기여함으로써 기후변화협약의 궁극적인 목적을 달성하는 데 있다(교토의정서 12조 2항). 따라서 CDM 사업을 통해 선진국은 개발도상국에서 보다 적은 비용으로 온실가스를 감축할 수 있는 사업을 찾아내어 수행하고, 그 결과 발생한 온실가스 감축실적을 자국의 감축실적으로 인정받고, 개발도상국은 선진국의 자본을 유치하거나 기술 이전을 받음으로써 지속가능한 발전에 기여할 수 있다. 이러한 CDM 사업을 수행하면 발생한 온실가스 저감 실적을 CER 형태로 발급받고 이의 판매를 통해 추가 수입을 얻을 수 있다(에너지관리공단 2007).

CDM 사업으로 인정을 받기 위해서는 '베이스라인(baseline)' 방법론에 따른 '추가성(additionality)'을 입증하는 것이 중요하다. '베이스라인'이란 해당 CDM 사업을 추진하지 않았을 경우, 현 상황 하에서의 온실가스 배출시나리오를 말하며, '추가성'은 CDM 사업 수행에 의한 감축량이 동 프로젝트를 수행하지 않았을 때에도 발생했을 감축에 추가적인 것을 의미한다.

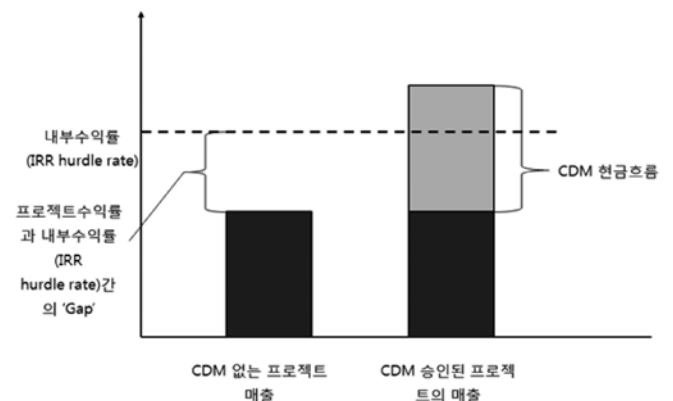


그림 2. CDM사업의 재정적 추가성 시나리오

이와 더불어 CDM 사업은 일반 투자사업과는 달리, 사업을 수행하여 발생하는 이득이 소요비용보다 작아서 상업적으로 추진이 불가능한 사업이 온실가스 배출저감실적의 판매 및 환경비용을 고려할 경우 상업성이 확보되어 진행되는 사업이다

(〈그림 2〉). 그러나, 현실적으로는 상업성이 있는 사업들도 다양한 장애요인(barriers)에 의해 실시되지 못하는 경우도 존재하기 때문에, 추가성을 단순히 재정적 추가성이나 환경적 추가성이라고 정의하여 적용하기보다는, 추가성을 온실가스 배출 저감 사업을 수행하는데 걸림돌이 되는 장애 요인극복(barrier test)을 통하여 증명하도록 되어 있다(에너지관리공단 2007).

**2.2.2 국내 CDM 사업 현황**

한국도 비부속서 I국가로서 국내 다수의 신재생에너지 사업을 CDM 사업으로 등록하고 있다. 〈표 4〉에서 보는 바와 같이 2012년 8월 기준으로 사업 종류는 10가지이며 총 등록 건수는 68개이다. 국내의 경우 태양광, 수력 및 풍력 사업이 가장 많은 것을 볼 수 있다. 이는 이들 사업이 수익성이 낮은 사업이기에 CDM 사업으로 등록하기에 용이한 점이 반영된 것으로 풀이된다.

CDM 사업은 지식경제부에서 고시한 신재생에너지 사업, 즉 '발전상품' 뿐 아니라 화석 연료에서 친환경 연료로 대체하는 대체연료 사업이나 HFC, N2O, PFC 및 SF6와 같이 지구온난화지수(Global Warming Potential, GWP)가 매우 높은 온실가스 저감 사업도 등록이 가능한 것을 볼 수 있다.

표 4. 국내 CDM 사업 현황

(x: 자료 부재)

| 종류                          | 사업개수 (등록) | 총사업비 평균(억원) | 용량평균 (MW) | 연간 탄소감축량 평균 (ktCO2e/yr) | CER crediting 기간(yr) | CER 가격(Euro/tCO2) (범위) |
|-----------------------------|-----------|-------------|-----------|-------------------------|----------------------|------------------------|
| 바이오메스 에너지                   | 1         | 14,500      | 3         | 21                      | 10                   |                        |
| 대체 연료                       | 4         | 597         | x         | 27                      | 7, 10                |                        |
| 수소불화탄소(HFC)                 | 1         | x           | x         | 1,400                   | 7                    |                        |
| 수력                          | 13        | 16,245      | 10.5      | 10                      | 7, 10                | 8-20                   |
| 아산화질소(N2O)                  | 5         | 1,767       | x         | 3,351                   | 7, 10                |                        |
| 매립가스                        | 4         | 1,537       | 17.7      | 422                     | 7, 10                | 7-18                   |
| 과불화탄소 및 육불화황 (PFCs and SF6) | 6         | 19,138      | x         | 744                     | 10                   |                        |
| 태양광                         | 21        | 46,037      | 6.94      | 6                       | 7, 10                | 8.4-20                 |
| 조력                          | 1         | x           | 254       | 315                     | 7, 10                |                        |
| 풍력                          | 12        | 53,976      | 29.2      | 48                      | 7, 10                | 8.4-20                 |
| 소계                          | 68        |             |           |                         |                      |                        |

**2.2.3 CDM 사업의 배출감축량 및 IRR 계산 방법**

CDM 사업의 IRR 및 NPV 분석을 위해서는 해당 사업의 배출감축량과 이를 통해 얻은 CER의 판매로 발생하는 추가 수입을 산정해야 한다.

CDM 사업에서 저감되는 온실가스를 산정하는 방법은 UNFCCC에서 제시하는 베이스라인방법론들 중 하나를 적용하여 계산하는데, 각각의 신재생에너지 및 사업 규모에 따라 적용 방법론이 다르다.

이중에서 일반적인 '재생에너지 통합방법론'(ACM0002)을 살펴보면 우선 기존 발전소 평균배출계수(Operating Margin, OM)과 전체 발전량 중 최근 20% 발전소의 가중평균 배출계수(Build Margin), BM)의 산술평균을 통해서 배출계수(Emission Factor, EF)를 구한 후, 배출계수를 해당 사업의 연간 발전량에 곱하여 연간 배출감축량을 산정한다. 즉, 〈그림 3〉과 같이 기존 전력그리드에 있는 발전소가 전력 생산을 통해 배출할 온실가스를 해당 신재생에너지 사업이 대체함으로써 그 만큼의 온실가스 감축량을 산정하는 식이다(에너지관리공단 2006).

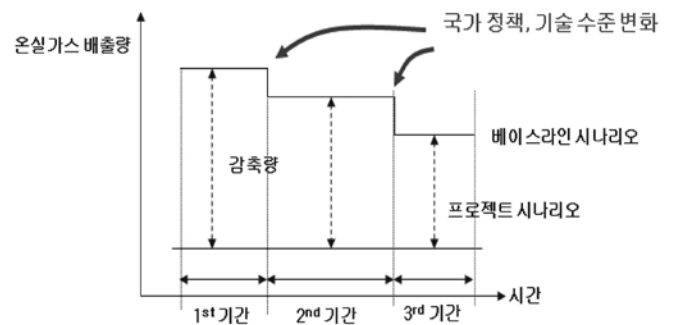


그림 3. 베이스라인을 이용한 CDM 사업 배출감축량 산정

연간 온실가스 감축량이 산정되면 이를 몇 년 동안 인증 받을 것인가를 선택할 수 있으며 이를 크레딧 인정기간(Crediting Period)이라 한다. 사업시행자는 최대 2번의 사업기간 갱신이 가능하며 1회당 최대 7년씩(최대 총 21년 가능)신청하되 갱신 시 베이스라인의 유효성 또는 새로운 베이스라인의 사용에 대해 재검증을 받아야 한다. 다른 방법은 베이스라인 갱신 없이 최대 10년 사업기간을 신청 받는 것이다. 참고로 크레딧 인정기간은 사업 총 운영기간과는 구별된다.

인증이 된 사업은 운영시점부터 크레딧 인정기간 동안 CER을 판매하여 추가 수익원으로 삼을 수 있게 된다. 이때 CER 가격은 국제 탄소 거래 시장(유럽의 ECX, 미국의 CCX 등)에서 공급자와 수요자 간의 수급에 의해서 결정된다. CDM 사업의 CER 공급물량은 중국이 절대적이며 중국에서 생산되는 CER의 제조원가는 톤당 8유로 정도로 탄소시장에서는 암묵적인 합의 가격으로 거래가 이뤄지고 있다. 반면에 EU-ETS에서는 의무감축 목표 미달성 시 페널티로 톤당 100유로의 벌금을 부과하기로 하였다. 이에 따라 배출권의 가격은 하한가 8유로에서 상한가 100유로의 밴드가 형성되고 있다(김태선, 2009, p. 137). 한편, 국내 CDM 사업의 자료에서는 IRR 분석 시 〈표 4〉의 'CER 가격 범위'에 제시된 바와 같이 통상 7-20유로로 가정한 것을 알 수 있다.

CER은 가격 변동 위험이 있어 신재생에너지 사업자는 구매자와 배출권구매협정(ERPA, Emission Reduction Purchase Agreements)을 통해 선물계약을 맺어 헤지 할 수 있다.

〈표 5〉에서는 98MW 강원 풍력 단지 CDM 사업에 대한 배출 감축량 및 투자 분석을 예시로 보여주고 있다(에너지관리공단, 2006). 앞서 언급한대로 재생에너지 통합 방법론(ACM0002)을 적용하여 연간 배출감축량을 산정하였으며 크레딧 인정기간은 1회 10년으로 선정하였다. CER 판매 가격을 15유로로 가정하였을 때 10년 동안 추가 수입은 291억원으로 본 사업의 IRR이 -3.80%에서 4.06%로 상승하는 것을 볼 수 있다.

앞절의 〈표 4〉에는 UNFCCC에 등록되어 있는 사업들의 연간배출감축량, 크레딧 인증기간 및 적용된 'CER 가격범위'를 정리하였다. 다음 장에서는 이들 사업들 중 신재생에너지 사업들의 IRR 및 NPV 분석을 실시하여 이들의 투자성과 리스크 요인에 대한 심층 분석을 수행하였다.

### 3. 분석 방법 및 결과

#### 3.1.1 단계 : 국내 CDM 사업의 IRR 분석

##### 3.1.1 분석 범위 및 방법

1단계 분석에서는 UNFCCC 사이트(<http://cdm.unfccc.int>)에 등록되어 있는 국내 CDM 사업 자료를 통하여 사업별로 수익성 분석을 위해 IRR 및 NPV 분석을 실시하였다.

표 5. 98MW 강원 풍력 단지 투자 분석 예시

| 구분      | 내용             | 비고                               |                        |
|---------|----------------|----------------------------------|------------------------|
| 사업개요    | 사업명            | 98MW 강원풍력단지 사업                   |                        |
| 배출감축량산정 | 사업 위치          | 강원도 평창군 횡계리                      |                        |
|         | 베이스라인 방법론      | 재생에너지 통합 방법론(ACM0002)            |                        |
|         | OM 배출계수        | 0.7849 CO2 톤/MWh                 |                        |
|         | BM 배출계수        | 0.4388 CO2 톤/MWh                 | (OM+BM)/2              |
|         | EF 배출계수        | 0.6119 CO2 톤/MWh                 |                        |
|         | 예상 발전량         | 244,400 MWh/년                    | 예상 발전량 * EF            |
|         | 베이스라인 배출량      | 149,536 CO2톤/년                   |                        |
|         | 사업배출량          | 0 CO2톤/년                         |                        |
| 배출감축량   | 149,536 CO2톤/년 |                                  |                        |
| 사업기간    | 가동 기간          | 20년                              |                        |
|         | 크레딧 인정기간       | 10년(갱신 없음)                       |                        |
| 투자분석    | 연간 CER 추가 수입   | 15 * 1300 * 149,536 CO2톤/년=291억원 | CER가격 15유로가정 환율1300원가정 |
|         | 총 CER 추가 수입    | 29.1 * 10년=291억원                 | 할인률 적용 안함              |
|         | IRR w/o CER    | -3.80%                           |                        |
|         | IRR w/ CER     | 4.06%                            |                        |

CDM 사업은 사업이 수행되는 전 기간 동안에 추가성이나 사업수행에서 비롯되는 환경영향 관련 자료 및 베이스라인 관련 자료를 일반대중에게 공개하여 투명성을 확보하도록 되어 있어(마라케쉬합의문 결정문 17/CP.7). 등록된 모든 사업에는 프로젝트 계획 문서(Project Design Document,

표 6. 1단계 분석 대상 국내 CDM 사업

| 사업 종류                       | CDM 등록 건 수 | 발전상품 여부 | 1단계분석포함 건수 | 불포함 이유 | IRR(%) |        |        | NPV(억원) |        |        | 2단계분석 최소IRR 사업명 (CDM 등록 번호)                                 |
|-----------------------------|------------|---------|------------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|---|
|                             |            |         |            |        | 평균 IRR | 최대 IRR | 최소 IRR | 평균 NPV  | 최대 NPV | 최소 NPV |   |
| 바이오매스 에너지                   | 1          | o       | 0          | 자료부재   |        |        |        |         |        |        |   |
| 대체 연료                       | 4          | x       |            | 자료부재   |        |        |        |         |        |        |   |
| 수소불화탄소 (HFC)                | 1          | x       |            | 자료부재   |        |        |        |         |        |        |   |
| 수력                          | 13         | o       | 8          |        | 2.74   | 6.20   | -0.59  | -26     | -3     | -77    | KWPCO Small Hydroelectric CDM Project In Taeam(3833)        |
| 아산화질소 (N2O)                 | 5          | x       | 0          | 자료부재   |        |        |        |         |        |        |   |
| 매립가스                        | 4          | o       | 2          |        | -9.01  | -4.88  | -13.14 | -27     | -21    | -33    | Mocpo Landfill Gas Recovery Project(2834)                   |
| 과불화탄소 및 육불화황 (PFCs and SF6) | 6          | x       |            | 자료부재   |        |        |        |         |        |        |   |
| 태양광                         | 21         | o       | 10         |        | -9.01  | 2.52   | -16.76 | -278    | -5     | -859   | 12MW Bundled Photovoltaic Power Plant In Jeollanam-Do(3155) |
| 조력                          | 1          | o       | 0          | 자료부재   |        |        |        |         |        |        |   |
| 풍력                          | 12         | o       | 9          |        | 2.53   | 4.85   | 2.28   | -74     | 7      | -182   | Taegisan Wind Power Project(2302)                           |
|                             | 총계 : 68    |         | 총계 : 29    |        | -3.19  |        |        | -101    |        |        |   |

이하 PDD)와 수익성 분석(Investment Analysis)자료가 공개되어 있다.

분석 대상 사업은 <표 6>에서 제시된 대로 국내 CDM 사업 중 등록이 완료된 총 68개 사업을 포함시키되, 이들 사업 중 “발전 상품”에 국한시켰다. 즉, 전력생산을 하고 이를 판매하여 수입을 창출하는 사업들이다. 이 기준으로 인하여 대체 연료, HFC, N2O, PFC 및 SF6 사업은 제외시켰다. 또한 UNFCCC사이트에 해당사업에 대한 수익성 분석 자료가 부재하는 경우에도 불가피하게 분석에서 제외시켰다. 그 결과 <표 6>에서와 같이 사업별로는 수력, 매립가스, 태양광 및 풍력으로 추려졌으며 총 29개 사업을 대상으로 분석하였다.

### 3.1.2 분석 결과

<표 6>에서와 같이 추려진 사업들에 대해 사업별 IRR NPV 값들을 산정하였다. 본 결과 값들은 SMP로만 계산된 결과들이다. 즉, FIT와 CER를 통한 추가 수입을 제외한 순수한 전력생산단가만 적용했을 때 사업의 수익성을 보여준다.

<그림 4>는 <표 6>의 IRR 분석 결과를 도식화 한 것이다. 그림에서 보듯이 전체적으로 모든 사업의 수익성이 매우 저조한 것을 볼 수 있다. 태양광 사업은 10개 사업의 평균이 -9.01%로 가장 낮으며 매립가스 역시 -9.01%로 낮다. 풍력 및 수력은 IRR값이 양의 값이지만 각각 2.53%, 2.73%로 역시 낮은 수치를 보인다.

대상 사업들의 할인율이 5.2-6%인 것을 감안할 때 평균 IRR이 모두 이보다 밑도는 수치이며 수력의 최대 IRR값만 5.75%로 할인율에 근접하고 있다. CDM 사업들이 SMP를 통한 수입만으로는 사업성이 없다는 것을 볼 수 있다.

<그림 5>의 NPV 분석 결과에서도 평균 NPV는 모두 음의 값으로 나왔으며 풍력 사업만 유일하게 최대 NPV가 7억원으로 양의 값으로 나왔다. IRR의 결과와 마찬가지로 수익성이 없는 것을 파악할 수 있다.

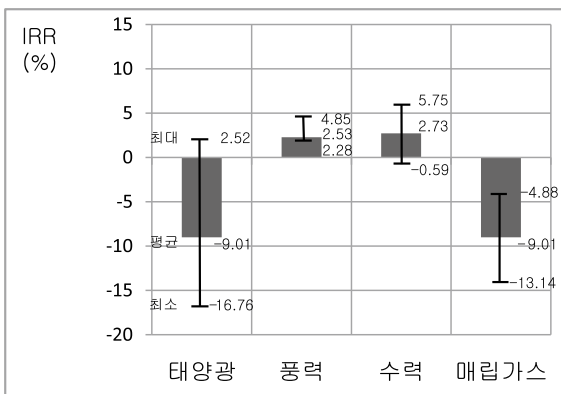


그림 4. 국내 CDM 사업의 1단계 사업별 IRR 분석

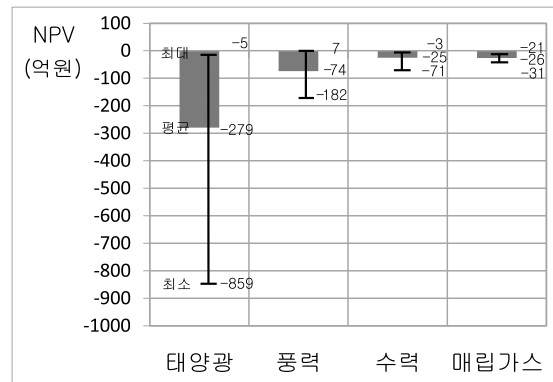


그림 5. 국내 CDM 사업의 1단계 사업별 NPV 분석

## 3.2 2 단계 : 보조 방안 적용했을 때 IRR 분석

### 3.2.1 분석 목적 및 방법

2단계 분석에서는 FIT 및 CER판매로 인해 사업성이 어느 정도 개선되는지를 알아보기 위해 두 보조방안이 각각 어느 정도로 보조를 해주는지 정량적으로 파악하고 이들 보조로 인해 궁극적으로 사업성 여부를 조사하는 것이었다.

우선 1단계에서 IRR이 가장 낮은 사업들을 사업별로 한 개씩 선정하여 분석 대상으로 삼았다. 이후 각각 사업의 FIT 단가 및 배출감축량에 맞춰서 보조방안을 통해 추가되는 수입을 산정하고 이에 따라 개선되는 IRR 및 NPV 값들을 계산하였다. 이를 통해 사업별로 각각의 보조 방안이 추가된 수입에 어느 정도의 비중으로 기여하는지를 파악할 수 있었다.

IRR 및 NPV 분석에서 현금 수입은 SMP, FIT 및 CER 단가를 기반으로 하는 연간 수입으로 삼되, SMP 및 FIT 수입은 총 가동기간 동안, CER 수입은 크레딧 인정기간 동안에만 발생하는 것으로 설정하였다. 현금 지출은 총 투자비용(Investment Cost)를 가동기간 동안 정액법으로 감가상각한 비용과 매년 발생하는 운영비용(Operation & Maintenance Cost, 이하 O&M Cost)의 합으로 설정하였다. 현금 수입과 지출 모두 정해진 할인율에 따라 할인되어 IRR 및 NPV값이 산정되도록 하였다.

사업성의 여부는 IRR의 경우 적용된 할인율보다 높은지로 판단되며 NPV의 경우는 0보다 큰 값 기준으로 판단된다.

### 3.2.2 사업별 분석 데이터

<표 6>에서는 사업별로 IRR이 최소인 사업을 제시하고 있으며 <표 7>은 이들 4개 사업의 투자경제성 분석을 위한 데이터를 정리한 것이다. 1단계 분석에서는 UNFCCC에 공개된 분석 데이터를 그대로 적용하였으나, 2단계 분석에서는 형평성 있는 분석을 위해서 SMP 단가, 할인율, CER 가격, 및 환율을 4개 사업의 평균값을 이용하여 분석에 반영하였다.

표 7. 2단계 분석 대상 국내 CDM 사업 개요

| 항목        | 단위                       | 태양광    | 풍력     | 수력    | 매립가스   | 비고         |
|-----------|--------------------------|--------|--------|-------|--------|------------|
| 사업번호      |                          | 3155   | 2302   | 3833  | 2834   |            |
| IRR       | %                        | -16.76 | 2.28   | -0.59 | -13.14 |            |
| 투자비용      | 억원                       | 211.3  | 823.0  | 109.0 | 30.2   |            |
| 운영 비용     | 억원                       | 2.1    | 18.6   | 1.9   | 5.7    |            |
| 발전량       | MWh/yr                   | 3,525  | 92,856 | 7,284 | 5,545  |            |
| 전력단가      | won/KWh                  | 86.71  | 75.69  | 60.42 | 81.5   | 평균 : 76.08 |
| FiT 단가    | won/KWh                  | 370.70 | 107.29 | 86.04 | 91.5   | 자식경제부 고시   |
| 배출감축량     | tCO <sub>2</sub> -e/yr   | 2,149  | 59,669 | 4,050 | 25,795 |            |
| CER 판매 가격 | euro/tCO <sub>2</sub> -e | 17.5   | 20     | 20    | 22.5   | 평균 : 20    |
| 가동기간      | 년                        | 20     | 20     | 30    | 15     |            |
| 크레딧 인 정기간 | 년                        | 10     | 10     | 10    | 10     |            |
| 할인율       | %                        | 4.89   | 5.23   | 4.39  | 5.24   | 평균 : 4.94  |
| 환율        | won/euro                 | 1,818  | 1,393  | 1,203 | 1,500  | 평균 : 1,479 |

3.2.3 분석 결과 데이터

<표 8>은 4개 사업에 대한 분석 결과를 정리하였다. 표의 내용에 대한 이해를 위해 '태양광 사업'의 분석 결과를 예시로 설명한다. '수입: SMP, FiT 및 CER'은 각 수입원에 의해 추가로 얻은 개별 수입의 현재가치(Present Value, PV)이다. '수입 비율'은 각 수입원의 비율로서 총 수입에서 각각의 수입이 차지하는 비중을 표현하였다. 태양광의 경우 0.20:0.76:0.05로서 CER 판매를 통해 얻어지는 수입이 가장 적은 것을 알 수 있다.

'IRR w/SMP'는 보조 수입 없이 순 전력생산단가만으로 계산했을 때의 IRR로서 -19.39%이며, 'IRR w/FiT' 및 'IRR w/CER'은 추가 수입에 의해서 개선된 누적 실적으로 각각 0.35%, 0.72%로 개선되는 것을 볼 수 있다. 즉, 최종 IRR은 0.72%가 된다. 'IRR 개선차'는 초기 IRR과 최종 IRR의 차이로 이 경우 20.11%이다.

'IRR 할인율'은 최종 IRR이 할인율(4.94%)을 넘었는지 여부로 'Y/N'로 표시하였다. 태양광사업의 경우 최종 IRR이 0.72%로 넘지 못하였다.

NPV도 같은 맥락으로 'NPV w/FiT' 및 'NPV w/CER'은 각 보조방안에 의해 추가 수입이 반영된 누적 실적으로 -70억원 및 -64.9억원이다. CER판매를 통해 추가 수익이 매우 적은 것을 볼 수 있으며 NPV가 개선되었으나 여전히 음의 값으로 사업성이 없는 것을 보여준다.

3.2.4 사업별 분석 결과

사업별 분석 결과는 다음과 같다.

가) 태양광 사업

태양광 사업은 IRR 개선차가 20.11%로 두 보조방안에 의한 수익성이 크게 증대되었다. 특히 FiT로 인한 개선이 컸는데 이는 태양광의 경우 FiT단가가 370.70원/kWh로 다른 사업보다

표 8. 2단계 4개 사업에 대한 IRR 및 NPV 분석

| 항목                     | 단위  | 태양광            | 풍력             | 수력             | 매립가스           |
|------------------------|-----|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 수입 : SMP               | 억원  | 32.2           | 884.9          | 85.8           | 44.9           |
| 수입 : FiT               | 억원  | 124.6          | 363.0          | 11.2           | 5.9            |
| 수입 : CER               | 억원  | 5.0            | 221.0          | 18.5           | 57.0           |
| 수입비율 (SMP : FiT : CER) |     | 0.20:0.76:0.04 | 0.60:0.25:0.15 | 0.74:0.10:0.16 | 0.42:0.05:0.53 |
| IRR w/SMP              | %   | -19.39         | 2.35           | 1.36           | -16.43         |
| IRR w/FiT(누적)          | %   | 0.35           | 7.55           | 2.46           | -15.01         |
| IRR w/CER (누적, 최종)     | %   | 0.72           | 10.30          | 4.09           | 18.60          |
| IRR 개선차                | %   | 20.11          | 7.95           | 2.73           | 35.03          |
| IRR할인율(4.94)           | Y/N | N              | Y              | N              | Y              |
| NPV w/SMP              | 억원  | -194.6         | -171           | -40.1          | -26.4          |
| NPV w/FiT (누적)         | 억원  | -70            | 192            | -28.9          | -20.6          |
| NPV w/CER (누적, 최종)     | 억원  | -64.9          | 413            | -10.3          | 24.7           |
| 배출감축량/발전량              |     |                |                |                |                |

3배 이상 높아(<표 7>), FiT로 인한 보조 수입의 비중이 0.76로 매우 높게 나왔다. 이에 비해 CER판매로 인한 비중은 0.04로 저조하다.

추가 수입에도 불구하고 최종 IRR이 0.72%로 할인율을 넘지 못했으며 4개 사업 중 가장 낮은 최종 IRR을 보였다. 또한 NPV도 가장 낮은 -64.9억원으로 사업성이 없음을 알 수 있다.

나) 풍력 사업

풍력 사업은 최종 IRR이 10.30%로 할인율(4.94%)을 넘었으며 NPV는 413억원으로 가장 높다. 특히, 풍력은 FiT 및 CER로 인한 보조 비중이 0.25, 0.15로 낮은 데 비해 수익성이 있는 사업이다. 즉, 자체적인 발전량이 높아 보조 수입원에 대한 의존도가 낮은 것으로 파악되었다.

다) 수력 사업

수력 사업은 최종 IRR이 4.09%, 최종 NPV가 -10.3억원으로 태양광 사업과 더불어 사업성이 없다. FiT와 CER에 의한 추가 수입이 비중이 0.10, 0.16으로 낮아, 보조방안에 의한 수익증대를 기대하기 어렵다.

라) 매립가스 사업

매립가스는 최종 IRR이 18.60%로 4개 사업 중 가장 수익성이 좋다. IRR이 초기보다 35.03%로 증가하였는데 이는 매립가스 사업의 배출감축량이 연간 25,795t-CO<sub>2</sub>(<표 7>)로 상대적으로 높고, 감축하는 다른 사업은 이산화탄소를 감축하지만 매립가스 사업은 메탄(CH<sub>4</sub>)의 배출을 줄이기 때문이다. 메탄은 지구온난화지수(Global Warming Potential, GWP)가



이산화탄소의 21배나 된다(EcoSecurities, 2007). 즉, 매립가스 사업은 CER판매로 얻는 수입이 매우 높아, 전체 수입원 중 비중이 0.53인 것이다. 상대적으로 FIT로 인한 수입 비중은 0.05로 미미한 것을 볼 수 있다.

**3.2.5 비교 분석 및 시사점**

〈표 9〉는 주요 지표를 토대로 4개 사업에 대한 결과를 재정리한 것이며 이와 연관된 시사점은 다음과 같다.

표 9. 2단계 주요 지표별 우선 순위

| 항목            | 순위           |             |            |             | 평균    |
|---------------|--------------|-------------|------------|-------------|-------|
|               | 1            | 2           | 3          | 4           |       |
| IRR (최종) (%)  | 18.6 (매립가스)  | 10.3 (풍력)   | 4.09 (수력)  | 0.72 (태양광)  | 8.43  |
| IRR 개선차 (%)   | 35.03 (매립가스) | 20.11 (태양광) | 7.95 (풍력)  | 2.73 (수력)   | 16.46 |
| NPV (최종) (억원) | 413 (풍력)     | 24.7 (매립가스) | -10.3 (수력) | -64.9 (태양광) | 90.6  |
| FIT 비중        | 0.76 (태양광)   | 0.25 (풍력)   | 0.1 (수력)   | 0.05 (매립가스) | 0.29  |
| CER 비중        | 0.53 (매립가스)  | 0.16 (수력)   | 0.15 (풍력)  | 0.04 (태양광)  | 0.22  |

가) 사업별로 보조방안의 비중이 상이

두 보조방안으로 인하여 가장 혜택을 본 사업은 매립가스 및 태양광 사업이나 두 사업은 정반대의 수입구조를 보이고 있다. 〈표 9〉에서 보듯이 FIT의 비중이 가장 큰 사업은 태양광이며, CER의 비중이 가장 큰 사업은 매립가스 사업이다. 앞서 언급한대로 태양광사업은 FIT단가가 높고, 매립가스 사업은 배출 감축량이 높기 때문에 나온 결과이다. 〈그림 6〉 및 〈그림 7〉은 각각의 비중을 도식화한 것이다.

이에 비해 풍력과 수력사업은 두 보조방안에 의한 추가 수입이 적어 수익성 개선에 큰 효과가 없는 것으로 드러났다.

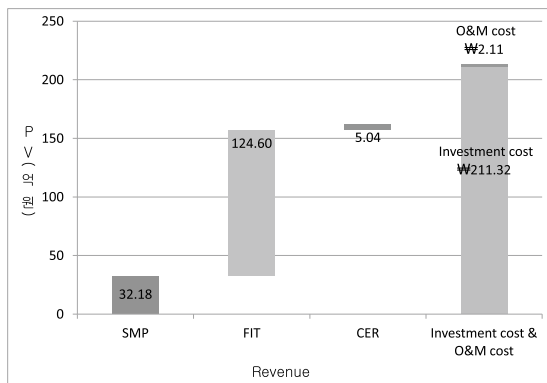


그림 6. 태양광 사업의 수입원별 비중 분석

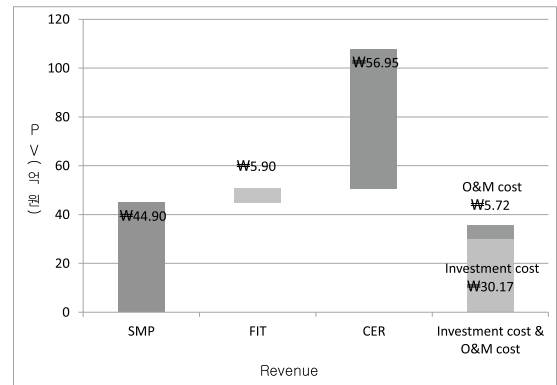


그림 7. 매립가스 사업의 수입원별 비중 분석

나) 두 보조방안의 정책적, 가격 변동 리스크에 노출 태양광 및 매립가스 사업처럼 FIT 및 CER에 크게 의존하는 사업들은 각 보조방안과 관련된 리스크에 노출되어 있다.

FIT는 앞서 언급한대로 정부가 고시한 가격으로 보전을 해주기 때문에 CER보다는 안정적인 수입원으로 볼 수 있다. 그러나, FIT는 신재생에너지 사업을 지원하기 위한 한시적인 제도이기에 에너지 시장이 성숙되거나 정책의 변화에 따라 FIT 단가의 조정이 단행될 수 있고 이에 따라 태양광 사업의 경우 수익성에 타격을 받을 수 있다. 실제로 국내에서도 2012년부터 FIT제도가 조정되고 공급의무화제도(RPS)제도로 전환이 될 예정이다(지식경제부 2009).

CER가격은 국제 시장에서 거래 되어 가격 변동 리스크와 환율 리스크까지 존재하여 불확실성이 매우 높다. 최근에는 CER의 초과공급으로 인해 CER가격이 계속 하락하고 있으며 2020년까지 2 유로까지 떨어질 수 있다는 전망까지 나오고 있다(Heimdal, C. et al., 2012). 이에 따라 매립가스처럼 CER에 의존도가 큰 사업은 CER가격이 하락함에 따라 수익성에 타격을 받게 된다.

다) 수익성은 매립가스, 투자매력도는 풍력 사업

IRR이 할인율을 넘긴 사업은 매립가스 및 풍력 사업이다. 매립가스 사업이 18.60%로 가장 좋았으나 앞서 언급한 대로 CER 가격 변동에 대한 위험이 존재한다. 이에 비해 풍력 사업은 두 보조 방안에 대한 의존성이 작으면서 IRR이 10.30%로 할인율을 넘었고 NPV가 413억원으로 가장 높아, 투자매력도가 가장 높은 사업인 것으로 드러났다.

**4. 결론**

본 연구에서는 녹색 건설 사업의 일환으로 국내에서 수행되고 UNFCCC에 CDM사업으로 등록된 신재생에너지 사업의 투자경제성에 관한 분석을 수행하였다.

1단계에서 국내 CDM 사업들을 분석한 결과 평균 IRR은 -3.19%, 평균 NPV는 -101.25억원으로 사업들의 수익성이 저조한 것을 파악하였다.

2단계에서는 사업별(태양광, 풍력, 수력, 매립가스)로 IRR이 가장 낮은 사업을 선정하여 국내의 FiT와 CDM 사업의 CER 판매를 통한 추가 수입을 적용하여 수익성 향상 정도를 정량적으로 분석하였다.

그 결과 투자경제성이 있는 사업은 매립가스 및 풍력 사업이었으며 두 보조방안에도 불구하고 태양광 및 수력 사업은 수익성이 없었다. 또한 사업별로 보조방안의 비중이 상이한 것을 볼 수 있었는데 특히 FiT는 태양광, CER판매는 매립가스 사업이 가장 혜택을 보았다. 이에 비해 풍력 및 수력 사업은 보조방안으로 인한 추가 수입이 적은 것을 파악하였다. 4개의 대상 사업 중 매립가스의 IRR이 가장 개선되었으나 풍력사업이 NPV가 가장 높고 보조방안에 대한 의존도가 낮아 투자매력도가 좋은 사업으로 드러났다.

전반적으로 FiT 및 CER 판매를 통해 수익성의 증대를 가져 오지만 각각의 관련 리스크로 인해 두 보조방안으로 안정적인 수입원을 기대하기는 힘들 것으로 본다.

궁극적으로는 신재생에너지 사업의 전력생산단가가 해당 기술의 개발로 인해 낮아져야 근본적으로 사업성이 향상이 될 것으로 판단된다. 건설 기업들은 신재생에너지 관련 기술이 성숙하면서 경쟁력이 높아짐에 따라 장기적 관점에서 관련 사업에 투자와 경험을 구축하는 것이 중요할 것으로 판단된다.

본 연구는 2단계 분석에서 4개 사업만을 대상으로 했기에 신재생에너지 사업의 전반적 특성에 대해 일반화하는 것은 한계가 있다. 또한 다수의 보조 방안 중 FiT 및 CER판매만으로 국한 시킨 점도 고려되어야 한다. 그러나, 신재생에너지 사업에서 FiT나 CER의 수익성 영향 정도를 파악하고 그 실효성을 정량적으로 분석하기 위한 객관적인 자료로 활용될 가치가 있는 것으로 사료된다.

### 감사의 글

이 연구는 서울과학기술대학교의 교내 연구비 지원으로 수행되었습니다.

### 참고문헌

김상범 (2011). “글로벌 녹색건설의 발전과 녹색 인프라 상품 및 시장.” 건설저널, 한국건설산업연구원  
 김태선 (2009). “탄소시장의 비밀.” 경문사.

오병삼 (2009). “저탄소 녹색 성장-지속 가능한 미래 건설 동력으로.” 건설저널, 한국건설산업연구원.  
 에너지관리공단 (2006). “CDM 사업 인증사업 안내.” CDM 인증원.  
 에너지관리공단 (2007). “기업을 위한 CDM 사업지침서.” 에너지관리공단, 화신 문화주식회사.  
 이복남 (2005). “해외건설시장과 경쟁패러다임의 새로운 추세.” 대한토목학회지, 제53권 제11호, pp. 64~69.  
 이의동 · 이재욱 · 김한수 (2012). “건설기업의 녹색건설 경쟁력 요인에 관한 연구.” 한국건설관리학회 논문집, 제13권 제5호, 한국건설관리학회, pp. 123~134.  
 장현승 · 이복남 · 김우영 · 장철기 (2009). “녹색건설상품 진단 및 전망”. 연구보고서, 한국건설산업연구원.  
 지식경제부 (2009). “신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격” 지침지식경제부 고시 제2009-207호  
 최석인 (2009). “세계 녹색건설시장 동향과 시사점 - 에너지 및 빌딩 시장을 중심으로.” 대한건설진흥회, 국토해양저널, 제26권 제4호, pp. 42~48.  
 최석진 · 이강욱 · 한승헌 (2012). “해외건설시장의 신성장동력 공중선정 및 진출전략 도출.” 한국건설관리학회 논문집, 제13권 제2호, 한국건설관리학회, pp. 25~36.  
 Carina Heimdal, Emil Dimantchev, Hongliang Chai, Emilie Mazzacurati, Anders Nordeng, Ingvild Sørhus, Natalia Yakymenko and Elizabeth Zelljadt (2012). “Carbon 2012. A Market Waiting for Godot.” Thomas Reuters Point Carbon.  
 EcoSecurities (2007). “Guidebook to financing CDM projects.” Roskilde UNEP-CD4CDM.  
 World Bank (2012). Green Infrastructure Finance : Framework Report. © Washington, DC.

논문제출일: 2013.02.07  
 논문심사일: 2013.02.10  
 심사완료일: 2013.03.08

---

## 요 약

지구온난화 문제에 대한 대책으로 녹색 사업에 대한 관심과 투자가 높아지고 있다. 국내 건설 기업들도 기존 토목 및 건축 공종에서 신재생에너지 사업으로 영역을 확대해 나가고자 한다. 그러나 신재생에너지 사업은 투자경제성이 검증되지 않고 건설 기업들은 관련 리스크에 대해 명확히 인지하지 못하고 있다. 본 연구에서는 녹색 건설 사업의 일환으로 국내에서 수행되고 청정개발체제(CDM)사업으로 등록된 신재생에너지 사업의 투자경제성에 관한 단계별 분석을 수행하였다. 1단계에서는 UNFCCC에 등록된 국내 CDM 사업을 대상으로 분석을 수행하였으며, 그 결과 평균 IRR은 -3.19%로 사업들의 수익성이 저조한 것을 파악하였다. 2단계에서는 사업별(태양광, 풍력, 수력, 매립가스)로 IRR이 가장 낮은 사업을 선정하여 국내의 발전차액지원제도(FIT)와 탄소배출권(CER)판매를 통한 추가 수입을 적용하여 수익성 향상 여부를 정량적으로 분석하였다. 그 결과 투자경제성이 있는 사업은 매립가스 및 풍력 사업이었으며 두 보조방안에도 불구하고 태양광 및 수력 사업은 수익성이 없었다. 또한 사업별로 보조방안의 비중이 상이한 것을 볼 수 있었는데 특히 FIT는 태양광, CER판매는 매립가스 사업이 가장 혜택을 보았다. 이에 비해 풍력 및 수력 사업은 보조방안으로 인한 추가 수입이 적은 것을 파악하였다. 4개의 대상 사업 중 매립가스의 IRR이 가장 개선되었으나 풍력사업이 NPV가 가장 높고 보조방안에 대한 의존도가 낮아 투자매력도가 좋은 사업으로 드러났다. 건설 기업들은 신재생에너지 관련 기술이 성숙하면서 경쟁력이 높아짐에 따라 장기적 관점에서 관련 사업에 투자와 경험을 구축하는 것이 중요할 것으로 판단된다.

**키워드** : 녹색건설, 신재생에너지, FIT, CDM, 투자경제성 분석

---