

## 바이오가스 생산시설의 비용·편익 사례 분석

윤영만\* 박현태\*\* 김연중\*\*\* 한혜성\*\*\*\*

### Keywords

바이오가스 생산시설(biogas plant), 신재생에너지(new and renewable energy), 비용-편익(cost-benefit), 청정에너지(clean energy)

### Abstract

This study conducted a case study analyzing the cost and benefits of biogas plants that use livestock manure to produce biogas. The purpose was to review the possibility of expanding the facilities across the country. According to the analysis results, it was found that in most cases economic viability would be very low if the revenue is earned through the selling of surplus electricity only. If we consider the sales revenue from surplus power as the direct benefit(Scenario 1), the compensation rate would be 24.8% of total facility cost. However, in Scenario 2 where we consider private investment as the only cost, the compensation rate would be 34.0% of the total cost. It was found that if indirect benefit is taken into account, only the biogas facility in Jeju Island would generate an economic benefit of 381 won/m<sup>3</sup>. In the cost analysis of private investment, it was estimated that the economic benefit of the biogas plants would be 2,565~4,809 won/m<sup>3</sup>, that is, excluding two plants in Suncheon and Changnyeong that are built with private investment only and another two plants in Anseong that are built for experimental purpose only. Therefore, in order to improve the economic viability of manure biogas plants, government support is needed more than anything else to share the initial facility cost.

### 차례

- |                    |             |
|--------------------|-------------|
| 1. 머리말             | 3. 사례 분석 결과 |
| 2. 비용·편익 분석을 위한 전제 | 4. 맺음말      |

본 논문은 한국농촌경제연구원에서 일반연구과제로 수행한 “농업부문의 청정에너지 생산·이용 실태 분석” 내용 중 일부를 발췌하여 재구성하였음.

\* 한경대학교 전임연구교수, \*\* 한국농촌경제연구원 선임연구위원, \*\*\* 연구위원, \*\*\*\* 전문연구원.

## 1. 머리말

최근 전 세계적으로 신재생에너지가 주목받고 있다. 신재생에너지는 기존의 화석연료나 원자력이 아닌 새로운(new) 기술을 활용한 에너지와 재생 가능한(renewable) 에너지를 의미한다. 신재생에너지원의 특징은 무한한 자연에너지를 이용함으로써 끊임없이 재생되고, 석탄 석유 등의 화석에너지와는 달리 이산화탄소의 발생과 같은 공해가 거의 없는 청정한 에너지라는 것이다. 특히 농업부문의 에너지 이용량은 지속적으로 증가하고 있고 농산물 생산비에서 농사용 에너지가 차지하는 비중이 높기 때문에 향후 에너지 공급 불안정에 대한 리스크 및 경영비 절감에 대한 농가들의 관심은 점차 높아지고 있다.

여러 신재생에너지원 중 농업부문에서 이용 가능성이 높은 것은 지열, 바이오에너지 중 목재펠릿, 가축분뇨를 이용한 바이오가스 등이라 할 수 있다. 특히 폐기물계 농산 바이오매스를 혐기 소화시켜 바이오가스를 생산하는 기술은 이산화탄소를 증가시키지 않으면서 화석연료를 직접 대체할 수 있는 농업부문의 주요한 에너지 생산기술이다.

2006년까지 국내 운전 중인 바이오가스 생산시설은 37개소로 이 중 기존 하수처리장에서 발생하는 하수슬러지의 감량화를 목적으로 하는 혐기소화 시설은 19개소로 가장 많다. 이용 원료를 기준으로 분류하면 가축분뇨 3개소, 음식물쓰레기 1개소, 음폐수 3개소, 병합 11개소이다. 이 중 가축분뇨 3개소와 병합 11개소는 대부분 환경부에서 추진하는 정화처리 목적의 가축분뇨 공공처리시설<sup>1</sup>이다. 2006년 이후에는 2012년 가축분뇨 해양투기 근절에 대응하여 가축분뇨를 원료로 활용하는 바이오가스 생산 시설의 설치가 급격히 증가하였다. 2010년 기준으로 총 51개의 바이오가스 생산 시설이 운전 중에 있으며, 가축분뇨 11개소, 음식물쓰레기 2개소, 음폐수 5개소, 하수슬러지 20개소, 병합<sup>2</sup> 13개소로 증가하였다.

혐기소화의 장점은 크게 유기물 분해효과, 슬러지 감량효과, 청정에너지(바이오가스) 생산 효과로 나눌 수 있다. 2006년 이전의 기존 하수처리장에 설치 운전 중인 하수슬러지 혐기소화조와 가축분뇨 공공처리시설은 이러한 혐기소화의 장점 중 슬러지 감량효과와 유기물 분해효과 측면에서 도입·운전되었으며, 청정에너지 생산 및 이용 측면에

1 가축분뇨 공공처리시설은 정화처리 시설로서 바이오가스 생산을 통한 청정에너지 생산보다는 폐수 중의 유기물 감량을 목적으로 혐기 소화조를 도입하는 시설임.

2 병합은 2종 이상의 원료를 혼입하여 처리하는 시설을 말함.

서는 활용이 미흡하였다. 그러나 근래에는 해양투기 금지<sup>3</sup>에 따른 유기성 폐기물 처리의 시급성으로 인하여 양돈 슬러리와 음폐수에 국한하여 여러 혐기소화 시설이 설치되었으며, 기후변화에 대응한 방안의 하나로 청정에너지 생산 개념이 적극적으로 도입되었다.

농산 바이오매스인 가축분뇨 분야에서는 2007년부터 청정에너지 생산 개념을 가지는 바이오가스 생산시설이 설치되기 시작하여, 2010년 11기의 바이오가스 생산시설이 설치·운전 중에 있다. 가축분뇨와 함께 2종 이상의 원료를 이용하는 바이오가스 생산시설은 2008년 설치된 2기를 포함하여 4기이며, 국내 바이오가스 생산시설 중 총 15기가 가축분뇨(양돈 슬러리)를 원료로 활용하고 있다.

본 연구는 주로 가축분뇨를 활용하는 바이오가스 생산시설의 확대보급 가능성 검토를 위해 사례지역을 선정하여 이들 시설의 비용·편익 분석을 시도하였다. 신재생에너지원에 대한 기존연구들을 살펴보면, 신재생에너지 생산·개발현황, 국가별 정책, 기술·산업동향, 발전방향에 대한 연구들이 주류를 이룬다. 최근에는 농업부문 신재생에너지의 경제성 분석에 대한 연구들도 지속적으로 발표되고 있다.

이상호(2005) 외는 바이오디젤 원료용 작물에 대한 경제성 분석을 하였다. 작물별 수입과 경영비를 토대로 추정하였으며 유채의 경우 석유수입대체, 환경개선 효과, 경관보존효과 등 총 효과만을 계측하였다. 배정환·안지운(2005)은 바이오디젤의 경제성을 2007~2017년간 예측하고 경유가격과 비교를 통해 면세규모를 제시하였다. 하지만 수입산 대두유, 팜유를 대상으로 가격 및 생산량에 한정하여 회기 분석을 하였다는 한계가 있다.

박현태 외(2007)는 농림업 바이오매스(퇴비와 사료, 가스, 목재칩과 펠릿 등)의 손익 분기점을 계측하고 유채, 대두, 현미, 고구마를 대상으로 비용편익을 분석하였다. 삼성경제연구소(2007)에서는 수송용 연료의 1%를 바이오디젤 및 에탄올로 대체할 때 발생하는 수입대체, 온실가스 감소 등의 사회적 편익을 제시하였다.

김연중 외(2009)는 시설원예분야의 신재생에너지 보급목표를 연차별로 설정하고 에너지 절감효과뿐만 아니라 정부의 재정지출효과, 단위면적당 증수효과, CO<sub>2</sub> 및 유류대체 효과 등을 추정하였다. 분석대상은 시설 난방용으로 이용되는 에너지원으로 지열히트펌프, 목재펠릿, 에너지보온 시설(열회수 환기장치, 배기열 회수장치 등)이다. 하지만 농업부문에서 이용되는 신재생에너지의 경우, 대부분 시범사업단계에 있기 때문에 비용·편익분석을 위한 자료 수집, 사례분석은 매우 제한적이다.

3 가축분뇨는 2012년부터 음폐수는 2013년부터 해양투기가 전면 금지될 예정임.

본 연구에서는 중소규모 형태로 상용화되고 있는 바이오가스 생산시설의 경제성을 분석하여 시사점을 제시하고자 한다. 국내 바이오가스 시설의 대부분은 중소규모의 상용화 실증연구시설이 대부분을 차지하고 있다. 즉 현재 우리나라의 바이오가스 시설은 상용화 보급 초기단계에 있는데 이러한 기술 보급 상황에서 경제성을 확보하기에는 한계가 있다. 이러한 한계 때문에 본 논문에서는 우리나라 바이오가스 생산시설의 실태를 파악하고 현 단계에서 접근이 가능한 시설별 경영성과 분석에 초점을 두었다.

## 2. 비용·편익 분석을 위한 전제

### 2.1. 사례 분석 대상 시설

바이오가스 생산시설의 비용·편익 사례 분석을 위하여 2010년 설치·운전 중인 51기 바이오가스 생산시설 중 가축분뇨 단독 또는 가축분뇨 병합 처리하는 바이오가스 생산시설 15기를 검토하였다. 국내에서 가축분뇨를 원료로 활용하는 15기의 바이오가스 생산시설을 시설 특성별로 구분하면, 바이오가스 생산목적보다는 정화처리 목적으로 설치·운전 중인 공공처리시설과 바이오가스 생산을 위한 연구 또는 보급시설로 구분할 수 있다. 한편 바이오가스 생산시설을 운전현황별로 구분하면 가동 중인 시설과 가동 중지된 시설로 구분할 수 있다. 생산시설의 설치 목적이 청정에너지 농업에 부합하고 경영성과 분석을 위한 충분한 운전 자료를 확보하고 있어야 한다는 점에서 15기의 시설 중 정화처리 목적의 5개 시설은 사례에서 제외하였다. 2008년 가동이 중단된 1개 시설과 동일한 기업에서 동일하게 설계·설치된 1개 시설을 제외하고, 총 8개 바이오가스 생산시설을 분석 대상 사례 시설로 선정하였다<표 1>.

표 1. 분석 대상 사례 시설 현황

구분	설치 지역	운영주체	설치기관	원천기술	설치년도	사업형태
단독	경기 안성1	광일농장	(주)DHM	한국 (DHM)	2009	연구사업
	경기 이천	모전영농 조합법인	(주)대우건설	한국 (대우건설)	2006	연구사업 <sup>2)</sup>
	전남 순천	(주)정립	(주)정립	독일 (LIPP사)	2008	민간투자설치 <sup>3)</sup>
	제주 제주	(주)제주축산 바이오	(주)유니슨 이테크	독일 (바이오가스협회)	2010	지경부 지방보급사업 <sup>4)</sup>
	충남 청양	여양농장	(주)유니슨 하이테크	독일 (바이오가스협회)	2007	연구사업
병합 <sup>1)</sup>	경기 안성2	한경대학교	(주)금호산업	한국 (금호산업, 한경대)	2008	연구사업
	경남 창녕	(주)이지바이오	(주)이지바이오	덴마크 (NIRAS사)	2008	민간투자설치
	충남 아산	(주)대우건설	(주)대우건설	한국 (대우건설)	2008	연구사업

주: 1) 병합은 2종 이상의 다른 원료를 혼입하여 처리하는 시설이다.  
 2) 연구 사업은 국책연구사업의 일환으로 추진된 연구 및 실증사업에 의한 설치시설이다.  
 3) 민간투자설치는 개인 또는 민간 기업이 자체 투자하여 설치한 시설이다.  
 4) 지경부 지방보급사업은 “신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법”에 근거하는 지방보급 사업에 의한 설치시설이다.  
 자료: 환경부(2009, 2010) 자료 수정.

사례분석 대상 시설은 습식<sup>4</sup> 혐기소화 공정이며, 이 중 경기이천과 충남아산의 시설은 상향류식 슬러지 반응기(UASB)를 채택하는 고율 혐기소화 공정이다. 또 경기안성2의 시설은 압출류식 반응기(PFR)를 이외의 시설은 연속 교반 반응기(CSTR)를 채택하고 있다. 경남창녕의 시설은 고온<sup>5</sup> 혐기소화 공정을 이용하고 있다(표 2).

4 혐기소화조로 유입·운전되는 원료의 고형물함량(TS)에 따라 혐기소화조를 ‘습식(wet)’과 ‘건식(dry)’로 구분하며 고형물함량(TS)이 약 15% 이하인 원료를 이용하는 경우 “습식”으로 분류하고, 고형물함량(TS)이 약 20% 이상인 원료를 이용하는 경우 “건식”으로 분류함.  
 5 혐기소화조는 운전 온도에 따라 ‘저온’, ‘중온’, ‘고온’으로 분류하며, 저온의 경우 15℃ 이하, 중온은 35~40℃, 고온은 55~60℃의 온도범위에서 운전됨.

표 2. 분석대상 사례 시설의 운전 특성

구분	설치 지역	운전 특성		시설 특성				비고
		원료	운전 상태	시설구분	시설용량 (m3/일)	발전용량 (kW)	공정	
단독	경기 안성1	양돈 슬러리	가동	농가형	20	50	단상, CSTR <sup>1)</sup>	중온혐기소화
	경기 이천	양돈 슬러리	중지	농가형	20	30	이상, UASB <sup>2)</sup>	중온혐기소화
	전남 순천	양돈 슬러리	가동	농가형	20	54	단상, CSTR	중온혐기소화
	제주 제주2	양돈 슬러리	가동	농가형	50	80	단상, CSTR	중온혐기소화
	충남 청양	양돈 슬러리	가동	농가형	20	60	단상, CSTR	중온혐기소화
병합	경기 안성2	양돈 슬러리(3.5) 음식물(1.5)	가동	농가형 (연구시설)	5	30	단상, PFR <sup>3)</sup>	중온혐기소화
	경남 창녕	양돈 슬러리(70) 음식물쓰레기(30)	가동	공동형	100	541	단상, CSTR	고온혐기소화
	충남 아산	양돈 슬러리(50) 음폐수(25) 하수 슬러지(20)	중지	공공처리 시설	95	150	이상, UASB	중온혐기소화

주: 1) Continuous stirred tank reactor.  
 2) Upflow anaerobic sludge blanket reactor.  
 3) Plug and flow reactor.

## 2.2. 사례 분석 기준 및 방법

바이오가스 플랜트에서 생산되는 에너지를 대상으로 비용·편익 분석을 시도하였다. 경제적 편익 항목으로는 잉여전력판매, 화석연료 대체, 화학비료 대체, 온실가스 저감, 해양배출 감축효과 등을 고려하였고, 비용 항목으로는 인건비, 수선유지비, 수도광열비, 감가상각비 등을 고려하였다. 경제적 편익은 직접편익, 간접편익, 환경적 편익으로 구분하였다. 잉여전력 판매는 플랜트 운영주체에 실질적인 현금 흐름을 창출하기 때문에 직접편익에 해당한다. 화석연료 대체, 화학비료 대체, 온실가스 저감 효과<sup>6</sup> 등은 현

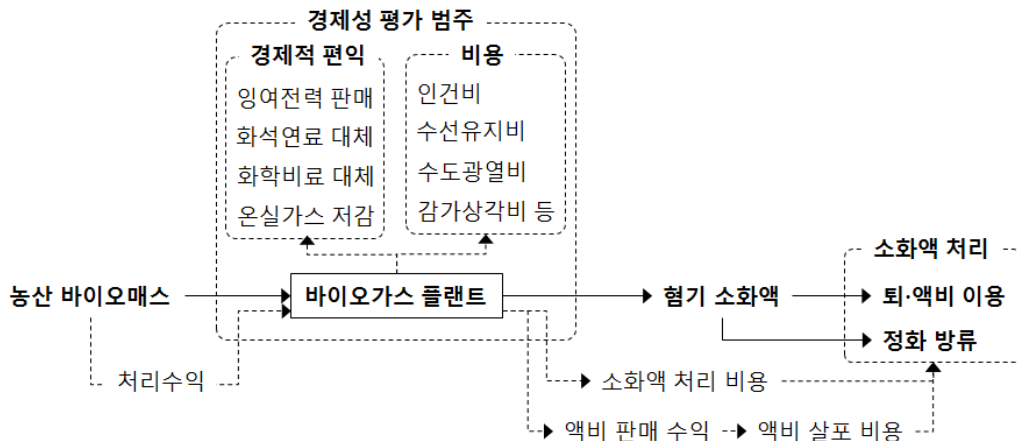
6 화석연료 대체효과는 화학적 성상(메탄)과 용도를 같이하는 천연가스의 수입대체비용으로 산출하였으며, 온실가스저감효과(이산화탄소 감소효과)는 유연탄을 사용하는 기존 발전소에서 대체효과를 기준으로 함. 특히 바이오가스 발전을 통한 온실가스 저감효과는 LCA적 방법론에 의거하여 정확히 산출되어야 하나, 국내 평가사례가 매우 미미하여 발전전력에 대한 부분만을 이산화탄소 저감분으로 간주하여 평가함.

금흐름의 창출은 가능하나 운영주체에는 직접적인 수익 창출에 한계가 있어 간접편익으로 분류하였다. 가축분뇨의 해양배출 감축효과는 바다오염을 줄이는 효과가 있기 때문에 환경적 편익으로 분류하였다.

한편 기존의 가축분뇨 자원화 처리시설은 분뇨유입 → 처리(퇴·액비화) → 이용(최종처리)의 단계로 구성되어 있어 분뇨 수거비가 처리시설의 수입원이 된다. 그러나 바이오가스 시설은 혐기소화조에서 바이오가스 생산 이후 발생하는 혐기 소화액을 퇴·액비화 처리하고 있는 상황이다. 즉 바이오가스 생산 후 소화액의 최종처리가 요구되고, 이는 바이오가스 시설이 아닌 별개의 처리시설에서 이루어진다. 특히 시설별 퇴·액비화 방법과 공정은 매우 다양하고 상이하다. 따라서 본 논문에서는 바이오가스 시설을 에너지생산을 위한 전처리 공정으로 간주하고, 에너지 생산과 관련한 경제성 분석에 초점을 두었으며, 수거비는 소화액의 최종처리(퇴·액비화)비용과 상쇄하는 것으로 간주하였다.

또한 액비 판매수익은 액비 살포비용으로 소모된다는 측면에서 액비 판매수익과 액비 살포 비용 모두 분석에서 고려하지 않았다. 바이오가스 생산시설의 경제성 사례분석에서 가정한 편익 및 비용 흐름을 나타내면 <그림 1>과 같다.

그림 1. 바이오가스 생산시설 경제성 분석 시 편익·비용 흐름도



바이오가스 생산시설의 비용·편익 분석에서 적용한 항목별 기준 계수는 <표3>과 같다. 우선 비용 부분 중 인건비는 사례별로 편차가 크기 때문에 시설규모 50m<sup>3</sup>/일 기준으로 차등 적용하였다. 전력비는 생산전력의 15%를 이용하는 조건으로 가정하고 비용을 별도로 산정하지 않았다. 감가상각비는 시설별로 정부지원의 비율이 상이하여 정책적 측면에서 비교가 가능하도록 총 공사비를 기준으로 계상하는 시나리오1과 민간부담금만을 기준으로 계상하는 시나리오2로 구분하였으며, 바이오가스 생산시설의 잔존가액은 총 시설비의 10%로 하였다.

직접편익에 해당하는 잉여전력 판매수익은 2010년도 한국전력거래소의 계통한계가격(SMP) 평균치를 활용하였다. 이는 대부분의 생산시설이 30% 이상의 정부지원을 받았다는 점과 지경부에서 운영하는 발전차액지원제도<sup>7</sup>가 실제 계통한계가격에서 20~25원 정도의 미흡한 지원규모를 보인다는 점을 고려한 것이다.

간접편익에 해당하는 화석연료 대체효과는 천연가스 에너지를 대비하여 산출하였으며, 화학비료 대체효과는 복합비료의 질소성분을 기준으로 산출하였다. 온실가스 저감 효과는 바이오가스 발전에 따른 기존 발전시스템의 발전량 대체를 통한 CO<sub>2</sub>의 감축효과를 배출원단위로 활용하고 일본 환경성(2008)의 산출방식을 적용하였다.

환경적 편익은 유기성 폐기물의 해양투기에 대한 사회적 편익을 의미하는 것으로 해양환경관리법 시행규칙 제10조 해양환경개선부과금을 이용하였다. 해양환경관리법 시행규칙 제10조에서는 오염자 부담원칙에 따라 폐기물 해양 배출자에게 부담금을 징수하여 수산발전기금을 조성하고 해양환경개선 자금으로 활용하도록 하고 있다.

---

7 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급촉진법에 정의된 신재생에너지를 이용하여 전력을 생산 판매하는 사업에서 바이오가스 발전사업의 경우 150KW 미만은 고정요금 85.71원/KWh, 변동요금 SMP+25원/KWh를 지원하고 있으며, 150KW 이상의 경우 고정요금 72.73원/KWh, 변동요금 SMP+20원/KWh를 지원하고 있음(2011. 1.1 이후).



표 3. 바이오가스 생산시설 비용·편익 분석 시 적용 기준

구분		적용 기준
비용	인건비 <sup>1)</sup>	• 시설규모 50m <sup>3</sup> /일 규모 이하 농가형 시설 24,000천 원/년 기준, 시설규모 100m <sup>3</sup> /일 규모 초과 공동형 시설 60,000천 원/년 기준
	전력비 <sup>2)</sup>	• 생산전력의 15% 적용
	수선유지비 <sup>3)</sup>	• 초기 시설비 대비 연간 0.2% 적용
	수도광열비	• 유기성 폐자원 에너지 활용시설 현황(환경부, 2010) 자료 적용
	감가상각비 <sup>4)</sup>	• 시나리오1(총공사비 기준), 시나리오2(민간부담비 기준) 분석 • 내구연한 15년, 잔존가액 10% 기준
	기타	• 유기성 폐자원 에너지 활용시설 현황(환경부, 2010) 자료 적용
직접 편익	잉여전력판매 <sup>5)</sup>	• 2010년도 계통한계가격(SMP) 평균 116.7원/kWh
	액비살포수입 <sup>6)</sup>	• 계상하지 않음
간접 편익	화석연료 대체 <sup>7)</sup> (수입대체)	• 천연가스 가격: \$4.58/MMBtu, \$1 = 1,140원(2010년 평균 환율)
	화학비료 대체 <sup>8)</sup>	• 혐기소화액 농지환원에 따른 복합비료 대체효과: 복합비료 대체비용(원/톤)
	온실가스 저감	• 바이오가스 발전에 따른 기존 발전시설에서 감소할 수 있는 CO <sub>2</sub> 배출량 원단위 <sup>9)</sup> 3.98×10 <sup>-4</sup> ton-CO <sub>2</sub> /kWh, 등유 보조연료 사용에 따른 CO <sub>2</sub> 배출 계수 2.49 ton-CO <sub>2</sub> /kl 적용 • 유럽기후거래소(ECX) 탄소가격 평균 <sup>10)</sup> : \$15.68/ton-C
환경적 편익	해양배출 경감	• 1,100원/톤(해양환경개선부과금) <sup>11)</sup>

- 주: 1) 유기성 폐자원 에너지 활용시설 현황(환경부, 2010) 자료에 기초하되, 사례별 편차를 줄이기 위하여 농가형 시설과 공동형 시설로 구분하여 차등 적용하였다.
- 2) 국내 시설 대부분이 생산 시설 소비전력을 감한 잉여전력을 판매하고 있다.
- 3) 유기성 폐자원 에너지 활용시설 현황(환경부, 2010) 중 평가 시설의 수선유지비 평균 비율을 적용하였다.
- 4) 비용 중 차지하는 비중이 큰 항목으로 시설측면과 운영주체 측면에서 총공사비 기준(시나리오 1)과 민간부담 기준(시나리오 2)으로 나누어 분석하였다.
- 5) 2010년도 전력시장통계(한국전력거래소, 2011)
- 6) 액비 살포 시 ha당 15만 원씩 정부에서 지원하고 있으나 이는 액비살포비용으로 충당되므로 직접 편익으로 계상하지 않았다(윤영만 등, 2009).
- 7) 뉴욕 상업 거래소 현물 시장 가격 2009. 6(\$3.22/MMBtu)~2010.8(\$8.29/MMBtu) 기간 평균을 사용하였으며, MMBtu는 Million metric British thermal unit를 의미하며, 1Btu = 1,055.06J = 0.252Kcal이다(에너지경제연구원, 2010).
- 8) 복합비료 대체비용(원/톤) = 연간 혐기소화액 발생량(톤)×0.25%(질소성분 이용률)÷17%(복합비료 대체량 환산계수, 복합비료 중 질소성분 비율)×250,000원/톤(복합비료가격)으로 산출하였다(윤영만 등, 2009).
- 9) 環境省大臣官房廢棄物・リサイクル對策部 廢棄物對策課. 2008.
- 10) 유럽기후거래소(ECX)의 2009.8~2010.8 기간 중 평균 가격이다(에너지경제연구원, 2010).
- 11) 해양환경관리법 시행규칙 제10조 해양환경개선부과금을 해양 투기 저감 편익으로 추정하였다.

### 3. 사례 분석 결과

#### 3.1. 사례시설의 운영 실적

분석 대상인 8개 바이오가스 생산시설의 운전실적은 <표 4>와 같다. 시설 가운데 상용화 연구시설인 경기안성2는 5m<sup>3</sup>/일 용량으로 최소 규모이며, 공동시설인 경남창녕은 100m<sup>3</sup>/일 용량으로 최대 규모로 나타났다. 실증연구시설인 충남아산 시설은 95m<sup>3</sup>/일 용량이며, 지경부 지방보급 사업으로 추진한 제주 시설은 50m<sup>3</sup>/일 용량이고, 나머지는 20m<sup>3</sup>/일 용량의 실증연구시설이다.

우리나라에서 바이오가스 생산을 목적으로 한 시설들은 상용화 연구 단계에서 보급 단계로 전환하는 시기에 있으며, 대부분 실증연구시설이다. 분석 대상 시설의 가동률은 65~100%이다. 생산 바이오가스의 전력변환 이용률은 충남아산 시설이 32.5%로 가장 낮았고, 경기안성2 시설이 97.4%로 가장 높았다.

국내 바이오가스 생산시설의 경제적 편익 효과는 <표 5>와 같다. 사례지역 시설의 설치비 및 운영비는 환경부의 ‘2010 폐자원 에너지 통계·자료집의 조사·보고’ 내용을 기초로 산정하였다(표 6).

표 4. 분석 대상 바이오가스 생산시설의 운영실적

구분	설치지역	시설 용량 (m <sup>3</sup> /일)	가동률 <sup>1)</sup> (%)	바이오가스 생산량 (Nm <sup>3</sup> /년)	전기 생산량 <sup>2)</sup> (MW/년)	전기 생산량 추산 <sup>3)</sup> (MW/년)	바이오가스 전력 변환 이용률 <sup>4,5)</sup> (%)
단독	경기안성1	20	100	144,000	240	297	80.7
	경기이천	20	100	96,342	154	199	77.4
	전남순천	20	100	127,750	219	264	83.0
	제주제주	50	99	324,700	660.3	671	98.5
	충남청양	20	89	142,052	255.6	293	87.1
병합	경기안성2	5	98.6	83,951	187.7	173	97.45
	경남창녕	100	65	873,565	1,728	1,804	95.8
	충남아산	95	71.8	373,000	250	770	32.5

주 1) ‘원료의 연간 총유입량(m<sup>3</sup>)÷365(일)÷시설용량(m<sup>3</sup>/일)’로 산출하였다.

2) 실제 전력생산량으로 환경부(2010) 자료에서 참조하였다.

3) 메탄농도를 65%(5,550Kcal/Nm<sup>3</sup>)로 하고 열병합발전 효율을 32%로 하여 산출하였다.

4) 생산 바이오가스 중 전력으로 변환된 비율을 의미하며, 전기생산량÷전기생산량 추산×100(%)로 산출하였다.

5) 발전 열원의 10%를 보조연료를 활용하는 혼소엔진발전시스템을 채택하는 시설로서 바이오가스 전력변환 이용률의 산출 시 보조연료에 의한 발전전력량 10%를 감하여 계산하였다.

표 5. 분석 대상 바이오가스 생산시설의 경제적 편익 효과

구분	설치지역	시설 용량 (m <sup>3</sup> /일)	잉여전력 판매 <sup>1)</sup> (MWh/년)	화석연료 대체효과 <sup>2)</sup> (MMBtu/년)	온실가스 저감효과 <sup>3)</sup> (톤-CO <sub>2</sub> /년)	화학비료 대체효과 <sup>4)</sup> (톤-N/년)
단 독	경기안성1	20	204	3,171	96	107
	경기이천	20	131	2,122	61	107
	전남순천	20	186	2,814	87	107
	제주제주	50	561	7,151	263	266
	충남청양	20	217	3,129	102	96
병 합	경기안성2 <sup>5)</sup>	5	160	1,849	645	26
	경남창녕	100	1,469	19,239	688	349
	충남아산	95	213	8,215	100	366

주1) 전력 생산량 - 생산 시설 소비전력량으로 산출하였다(생산전력의 15%는 생산 시설 자체 소비부분으로 가정).

2) 천연가스의 대체효과로서 생산 바이오 가스량(Nm<sup>3</sup>/년)×5,550 Kcal/Nm<sup>3</sup>(메탄농도 65%)÷0.252kcal/Btu÷106으로 산출하였다.

3) 생산시설 전기생산량(MWh/년)×1,000(단위환산계수)×3.98×10<sup>-4</sup> ton-CO<sub>2</sub>/kWh(기존 발전시설에서 저감되는 CO<sub>2</sub> 배출 원단위)으로 산출하였다.

4) 질소비료 대체량(톤-N/년)으로서 혐기소화액 발생량(톤/년)×0.25%(질소성분 이용률)÷17%(복합비료대체량 환산계수, 복합비료 중 질소성분 비율)로 산출하였다(윤영만 등, 2009).

5) 경기안성2 시설은 열병합발전에서 보조연료를 열량기준으로 10% 사용하고 있어 보조연료의 사용으로 인한 CO<sub>2</sub> 배출을 감하여, {생산 시설 전기생산량(MWh/년)×0.9(바이오가스 발전 부분)×1000(단위 환산 계수)×3.98×10<sup>-4</sup> ton-CO<sub>2</sub>/kWh(기존 발전시설에서 저감되는 CO<sub>2</sub> 배출 원단위)}-{(생산 시설 전기생산량(MWh/년)-바이오가스이용 전기생산량 추정치(MWh/년)×1000(단위 환산계수)×860kcal/KWh÷8700(kcal/ℓ, 보조연료 발열량)×2.49 ton-CO<sub>2</sub>/kℓ(보조연료의 CO<sub>2</sub> 배출계수)÷1000(단위환산계수)}으로 산출하였다.

표 6. 분석 대상 바이오가스 생산시설의 설치비 및 운전비

구분	설치지역	시설용량 (m <sup>3</sup> /일)	시설비 (백만 원)		시설운영비 (천원/년)				
			정부 <sup>1)</sup>	민간	계	인건비	수도 광열비	수선 유지비	기타
단독	경기안성1	20	1,334		108,000	72,000 (24,000)	0	0	36,000
			1,000	334					
	경기이천	20	1,000		28,100	24,000	500	2,000	1,600
			800	200					
	전남순천	20	1,300		13,000	12,000 (24,000)	0	1,000	0
0			1,300						
제주제주 <sup>2)</sup>	50	2,200		7,650	- (24,000)	1,650	6,000	0	
		1,200	1,000						
충남청양	20	1,390		2,500	- (24,000) <sup>3)</sup>	0	2,500	0	
		1,000	390						
병합	경기안성2	5	880		10,000	300 (24,000)	0	400	300
			440	440					
	경남창녕	100	5,000		90,000	60,000	18,000	12,000	0
0			5,000						
충남아산	95	2,250		12,200	5,000 (60,000)	1,200	4,000	2,000	
		1,920	330						

주 1) 국고지원, 시·도비 및 지방비를 포함한다.

2) 2010년 운전실적을 자체 조사하였다.

3) 사례별 인건비 편차를 조정하였다.

자료: 환경부(2010, 2011).

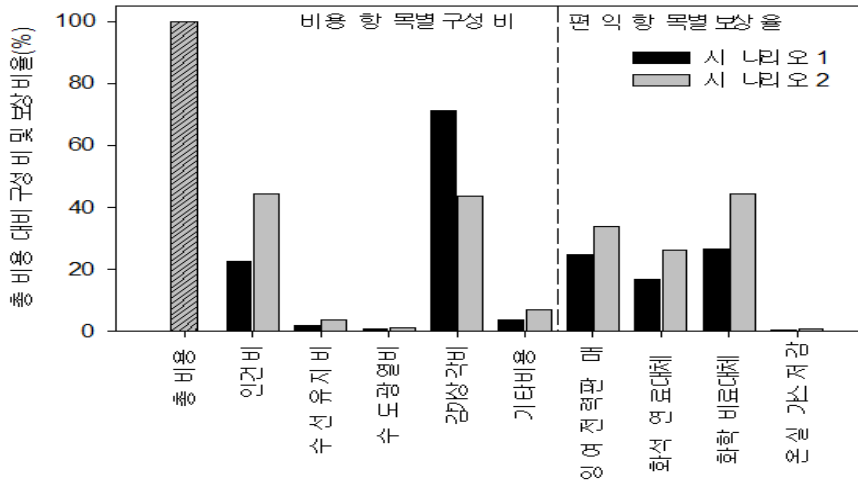
### 3.2. 사례시설의 비용·편익 분석 결과

농산 바이오매스를 이용하는 바이오가스 생산시설의 대부분은 잉여전력 판매만으로는 경제성이 매우 낮은 것으로 나타났다. 바이오가스 플랜트 총 시설비를 기준으로 한 비용분석(시나리오1)결과에 따르면 평균 인건비 비중은 22.5%, 수선유지비 1.8%, 수도광열비 0.8%, 감가상각비 71.2%, 기타 3.6%를 차지하는 것으로 나타나 감가상각비가 차지하는 비중이 매우 높음을 알 수 있다. 반면에 자부담을 기준으로 한 비용분석(시나리오2)에서는 인건비 비중이 44.4%, 수선유지비 3.6%, 수도광열비 1.28%, 감가상각비 43.6%, 기타 7.1%로 나타났다(그림2).

한편 직접적인 편익으로 가정한 잉여전력 판매 수익의 경우 시나리오1에서는 비용 대비 24.8%를 보상하는 것으로 나타났으며, 시나리오2의 경우 비용 대비 34.0%를 보상하는 것으로 나타났다. 간접편익의 경우 시나리오1에서는 화석연료 대체효과 17.0%,

화학비료 대체효과 26.8%, 온실가스 저감효과 0.5%의 비용을 보상하는 것으로 나타났으며, 시나리오2에서는 화석연료 대체효과 26.3%, 화학비료 대체효과 44.3%, 온실가스 저감효과 0.7%의 비용을 보상하는 것으로 나타나 혐기소화액의 자원화를 통한 액비활성화가 바이오가스 시설의 효용가치를 높이는데 중요한 구성 요소임을 알 수 있다.

그림 2. 총비용 대비 비용항목 구성비 및 편익항목 보상비율



화석연료 대체효과, 화학비료 대체효과, 온실가스 저감효과와 같은 간접적인 편익을 고려할 경우, 제주시설에서만 381원/㎡(10.4원/kWh) 경제적 편익이 발생하는 것으로 나타났다. 시설비중 자부담을 기준으로 한 비용분석(시나리오2)에서는 민간 투자로 설치된 전남순천, 경남창녕의 두 시설과 연구시설인 경기안성1, 경기안성2 시설을 제외하고는 2,565~4,809원/㎡(121.6~131.6원/kWh)의 편익이 추정되었다(표7~표10). 하지만 감가상각비를 고려할 때 바이오가스 플랜트의 경제성을 향상시키기 위해서는 초기 시설비에 대한 정부지원뿐만 아니라 설비·운영비용의 절감과 전력 생산성을 높일 수 있는 기술 개발이 필요한 것으로 판단된다.

표 7. 사례 시설(경기이천, 충남청양)의 비용·편익 분석 결과

시설 구분		경기 이천				충남 청양			
		시나리오1		시나리오2		시나리오1		시나리오2	
		원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh
비용①	인건비	3,288	155.8	3,288	155.8	3,694	93.9	3,694	93.9
	수선유지비	274	13.0	274	13.0	385	9.8	385	9.8
	수도광열비	68	3.2	68	3.2	0	0.0	0	0.0
	감가상각비	8,219	389.6	913	43.3	12,837	326.3	2,576	65.5
	기타	219	10.4	219	10.4	0	0.0	0	0.0
	소계	12,068	572.1	4,763	225.8	16,915	430.0	6,654	169.1
직접 편익②	잉여전력 판매	2,093	99.2	2,093	99.2	3,902	99.2	3,902	99.2
	화석연료 대체	1,518	71.9	1,518	71.9	2,514	63.9	2,514	63.9
간접 편익③	화학비료 대체	3,676	174.3	3,676	174.3	3,676	93.5	3,676	93.5
	온실가스 저감	41	1.9	41	1.9	76	1.9	76	1.9
	소계	5,235	248.2	5,235	248.2	6,267	159.3	6,267	159.3
	환경적 편익④	해양배출 감축효과	1,100	52.1	1,100	52.1	1,100	28.0	1,100
편익합	⑤=②+③	7,328	347.3	7,328	347.3	10,169	258.5	10,169	258.5
	⑥= ②+③+④	8,428	399.5	8,428	399.5	11,269	286.5	11,269	286.5
순편익	②-①	-9,976	-472.9	-2,670	-126.6	-13,013	-330.8	-2,752	-69.9
	⑤-①	-4,741	-224.7	2,565	121.6	-6,746	-171.5	3,515	89.3
	⑥-①	-3,641	-172.6	3,665	173.7	-5,646	-143.5	4,615	117.3

표 8. 사례 시설(전남순천, 경남창녕)의 비용·편익 분석 결과

시설 구분		전남 순천		경남 창녕	
		시나리오1, 2		시나리오1, 2	
		원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh
비용①	인건비	3,288	109.6	2,529	34.7
	수선유지비	137	4.6	506	6.9
	수도광열비	0	0.0	759	10.4
	감가상각비	10,685	356.2	12,645	173.6
	기타	0	0.0	0	0.0
	소계	14,110	470.3	16,438	225.7
직접편익②	잉여전력판매	2,976	99.2	7,225	99.2
	화석연료대체	2,012	67.1	4,234	58.1
간접편익③	화학비료대체	3,676	122.5	3,676	50.5
	온실가스저감	58	1.9	141	1.9
	소계	5,747	191.6	8,052	110.5
환경적편익④	해양배출 감축효과	1,100	36.7	1,100	15.1
편익합	⑤=②+③	8,723	290.8	15,277	209.7
	⑥=②+③+④	9,823	327.4	16,377	224.8
순편익	②-①	-11,134	-371.1	-9,214	-126.5
	⑤-①	-5,387	-179.6	-1,162	-16.0
	⑥-①	-4,287	-142.9	-62	-0.8

주: 전남순천과 경남창녕의 두 시설은 민간에서 100% 투자하여 설치·운영 중인 시설로 시나리오 1과 2의 분석결과가 동일하다.

표 9. 사례 시설(경기안성1, 제주) 비용·편익 분석 결과

시설 구분		경기 안성1				제주			
		시나리오1		시나리오2		시나리오1		시나리오2	
		원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh
비용①	인건비	3,288	100.0	3,288	100.0	1,328	36.3	1,328	36.3
	수선유지비	0	0.0	0	0.0	332	9.1	332	9.1
	수도광열비	0	0.0	0	0.0	91	2.5	91	2.5
	감가상각비	10,964	333.5	1,832	55.7	7,306	199.9	2,878	78.8
	기타	4,932	150.0	4,932	150.0	0	0.0	0	0.0
	소계	19,184	583.5	10,051	305.7	9,058	247.8	4,630	126.7
직접편익②	잉여전력판매	3,261	99.2	3,261	99.2	3,625	99.2	3,625	99.2
간접편익③	화석연료대체	2,268	69.0	2,268	69.0	2,067	56.5	2,067	56.5
	화학비료대체	3,676	111.8	3,676	111.8	3,676	100.6	3,676	100.6
	온실가스저감	64	1.9	64	1.9	71	1.9	71	1.9
	소계	6,009	182.8	6,009	182.8	5,814	159.1	5,814	159.1
환경적 편익④	해양배출 감축효과	1,100	33.5	1,100	33.5	1,100	30.1	1,100	30.1
편익합	⑤=②+③	9,270	282.0	9,270	282.0	9,439	258.3	9,439	258.3
	⑥=②+③+④	10,370	315.4	10,370	315.4	10,539	288.4	10,539	288.4
순편익	②-①	-15,922	-484.3	-6,790	-206.5	-5,432	-148.6	-1,005	-27.5
	⑤-①	-9,914	-301.5	-781	-23.8	381	10.4	4,809	131.6
	⑥-①	-8,814	-268.1	319	9.7	1,481	40.5	5,909	161.7

표 10. 사례 시설(충남아산, 경기안성2)의 비용·편익 분석 결과

시설 구분		충남 아산				경기 안성2			
		시나리오1		시나리오2		시나리오1		시나리오2	
		원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh	원/m <sup>3</sup>	원/kWh
비용①	인건비	2,410	240.0	2,410	240.0	13,337	127.9	13,337	127.9
	수선유지비	161	16.0	161	16.0	222	2.1	222	2.1
	수도광열비	48	4.8	48	4.8	0	0.0	0	0.0
	감가상각비	5,422	540.0	281	28.0	29,342	281.3	13,041	125.0
	기타	80	8.0	80	8.0	167	1.6	167	1.6
	소계	8,122	808.8	2,980	296.8	43,069	412.9	26,767	256.6
직접편익②	잉여전력판매	996	99.2	996	99.2	10,347	99.2	10,347	99.2
간접편익③	화석연료대체	1,723	171.6	1,723	171.6	5,365	51.4	5,365	51.4
	화학비료대체	3,676	366.1	3,676	366.1	3,676	35.2	3,676	35.2
	온실가스저감	19	1.9	19	1.9	173	1.7	173	1.7
	소계	5,419	539.6	5,419	539.6	9,214	88.3	9,214	88.3
환경적 편익④	해양배출 감축효과	1,100	109.5	1,100	109.5	1,100	10.5	1,100	10.5
편익합	⑤=②+③	6,415	638.8	6,415	638.8	19,561	187.5	19,561	187.5
	⑥=②+③+④	7,515	748.4	7,515	748.4	20,661	198.1	20,661	198.1
순편익	②-①	-7,126	-709.6	-1,984	-197.6	-32,722	-313.7	-16,420	-157.4
	⑤-①	-1,707	-170.0	3,434	342.0	-23,508	-225.4	-7,207	-69.1
	⑥-①	-607	-60.4	4,534	451.6	-22,408	-214.8	-6,107	-58.5

분석 대상 시설의 시설비 보조율에 따른 비용·편익 분석 결과 추이는 <그림 3~6>과 같다. 동일한 시설용량(20<sup>3</sup>/일)을 가진 4개의 시설(경기이천, 충남청양, 전남순천, 경기안성1)의 경우 경기이천 시설은 순편익(직접편익과 간접편익의 합에서 비용을 차감한 편익)이 설치비 보조율 53.1%에서 정(+)으로 나타났다. 충남청양의 시설은 보조율 47.45%, 전남순천의 시설은 보조율 45.5%에서 순편익이 정(+)으로 전환되었다. 경기안성1 시설의 경우 경제적 편익 수준은 다른 세 시설과 비슷하나 상대적으로 비용이 증가하여 81.7% 보조율에서 순편익이 플러스로 전환되었다. 이는 경기안성1의 시설은 농업부 실증화 연구시설로 추진된 실증연구시설로서 연구 활동 등으로 운영비가 증가된 것이 비용의 증가요인으로 보인다.

시설용량 50<sup>3</sup>/일의 제주 시설은 시설용량 20<sup>3</sup>/일급의 시설들과 비슷한 경제적 편익수준을 나타내고 있으나 운영비용은 감소하였다. 이는 시설용량의 증가를 통해 구현된 규모의 경제적 효과<sup>8</sup>로 인한 것으로 판단된다. 시설규모 100<sup>3</sup>/일의 경남창녕 시설은 국내 유일의 고온혐기소화조로 초기투자비와 유지관리비가 상대적으로 높아 비용이 16,438원/<sup>3</sup>로 나타났다. 반면에 바이오가스 생산량이 높아 직접편익의 경우 보조율 66.0%에서 정(+)으로 전환되었으며, 경제적 편익의 경우는 8.3%의 보조율에서 정(+)으로 전환되었다.

시설규모 95<sup>3</sup>/일의 충남아산의 시설은 감가상각비가 5,422원/<sup>3</sup>로 매우 낮게 나타나고 있는데, 실규모의 실증연구시설이면서 다른 평가시설과는 상이하게 혐기소화 공정으로 고효율 혐기반응기를 채택하고 있다는 점<sup>9</sup>에서 직접적인 경영성과의 비교는 무리가 있다. 경기안성2 시설은 5<sup>3</sup>/일 규모의 상용화 연구시설로 감가상각비가 29,342원/<sup>3</sup>으로 평가 시설 중에 가장 높다. 음식물쓰레기와의 통합혐기소화를 통해 직접 편익(잉여전력판매)은 10,347원/<sup>3</sup>로 가장 높게 나타났으며, 경제적 편익 합이 19,561원/<sup>3</sup>에 이른다. 따라서 경기안성2 시설의 경우 시설 규모의 확대를 통해 규모의 경제성을 구현한다면 매우 높은 경제적 효과를 기대할 수 있을 것으로 생각된다. 경기안성2의 경우 보조율 72.1%에서 순편익이 정(+)으로 전환되었다.

8 시나리오1을 기준으로 20<sup>3</sup>/일 규모시설인 경기이천 시설의 감가상각비는 8,219원/<sup>3</sup>, 충남청양 시설은 12,837원/<sup>3</sup>, 전남순천 시설은 10,685원/<sup>3</sup>, 경기안성1 시설은 10,964원/<sup>3</sup>인 반면, 50<sup>3</sup>/일 규모시설인 제주제주2 시설의 감가상각비는 7,306원/<sup>3</sup>으로 나타남.

9 충남아산의 시설은 체류시간이 10일 이내의 고효율 혐기반응기를 채택하고 있어, 소화조의 규모가 상대적으로 작음. 반면에 바이오가스 생산량은 관행의 혐기소화조와 비교하여 낮은 특성이 있음.



그림 3. 사례 시설(경기이천, 충남청양)의 보조율에 따른 경제성

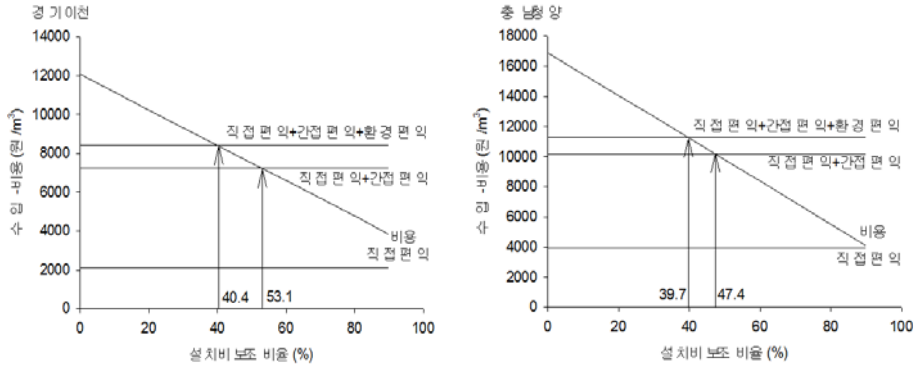


그림 4. 사례 시설(전남순천, 경남창녕)의 보조율에 따른 경제성

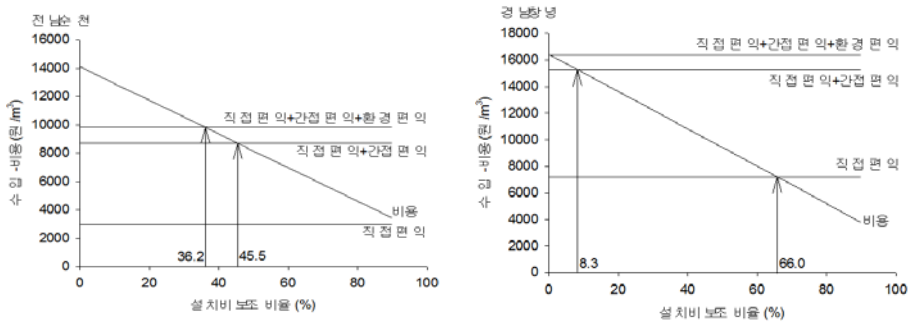


그림 5. 사례 시설(경기안성1, 제주)의 보조율에 따른 경제성

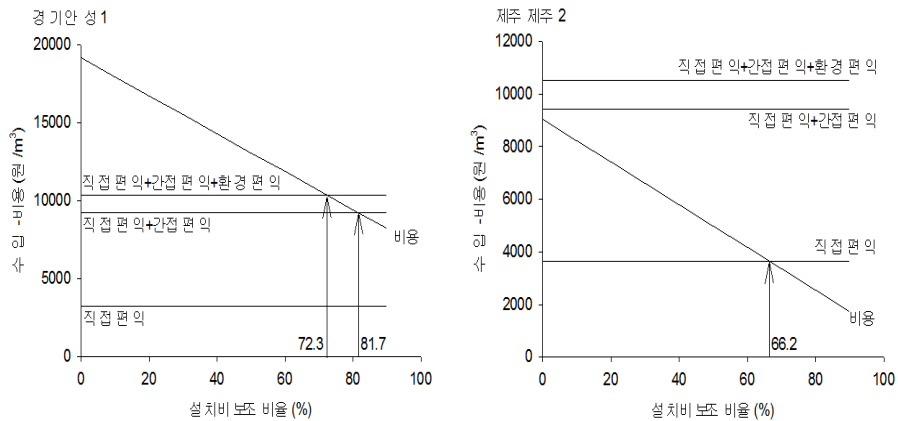
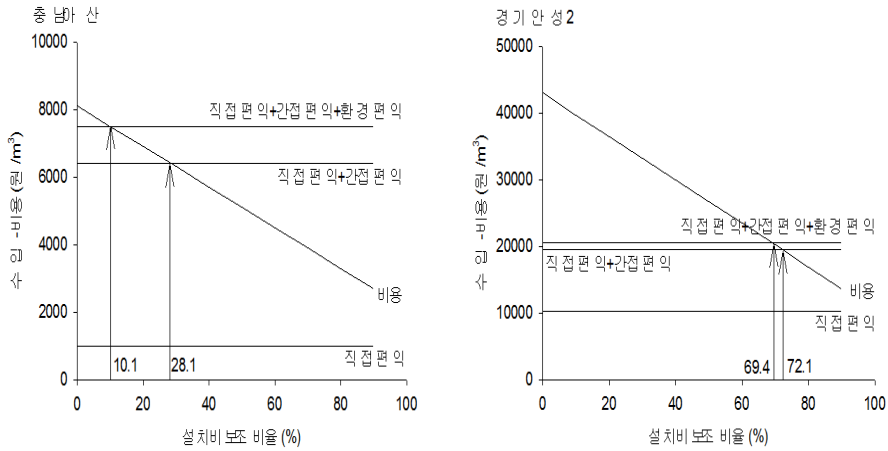


그림 6. 사례 시설(충남아산, 경기안성2)의 보조율에 따른 경제성



#### 4. 맺음말

우리나라에서 청정에너지 개발을 위한 정책은 신재생에너지 기술개발 정책이라 할 수 있다. 신재생에너지 기술개발의 법적 근거는 ‘에너지기본법’ 제11조, ‘신에너지 및 재생에너지개발이용보급촉진법’ 제5조에 기초하고 있다. 신재생에너지 활용은 현재 여건으로는 화석연료와 비교하여 경쟁력이 없지만, 화석연료의 고갈 이후 대체재로서 개발은 반드시 필요하다. 따라서 초기에는 정부 주도의 기술개발과 시장기반 조성이 요구된다. 즉 신재생에너지는 장기적인 선행투자와 사회적 수용이 필요한 공공성이 강한 분야로서 정부의 개입과 지원이 필요한 분야이다. 정부는 재원확보를 통해 신재생에너지 관련 연구개발 투자를 확대하고 보급을 장려하기 위한 다양한 정책을 추진함으로써 신재생에너지시장을 정착시켜 나가야 할 것이다.

농업부문에서 신재생에너지의 이용은 대체로 지역을 기반으로 하고 있기 때문에 지역단위에서 에너지를 생산하여 소비할 수 있는 소규모 분산형 시스템 개발이 중요하다. 그러나 앞의 분석에서도 나타난 바와 같이 신재생에너지 이용이 확산되지 못하는 이유는 초기 시설비의 부담과 운영 시스템의 미흡 등의 문제점이 해결되지 못하고 있기 때문이다. 따라서 농업부문의 신재생에너지 이용 활성화를 위해서는 시공기술 및 시설운영을 체계적으로 수립되어야 하고 지역특성을 반영한 에너지 기반 구성을 통해

지속가능한 농업으로의 생산 시스템이 구축되어야 한다. 특히 가축분뇨를 이용한 바이오가스 생산시설의 운영은 개별농가 단위로는 어렵고, 지역단위에서 집단적으로 사육하거나, 인접지역의 사육농가와 연계되어야 한다. 또한 가축분뇨를 바이오가스화 할지라도 소화액이 그대로 남아있기 때문에 소화액을 지역 내에서 이용할 수 있는 경지가 요구된다.

바이오가스 생산시설에서 생산되는 잉여전력 판매로는 경제성이 희박하다. 농산 부산물 활용을 촉진하고, 청정에너지 생산의 저변을 넓히기 위해서는 바이오가스 생산에 따른 화석연료 대체, 온실가스 저감 등 간접편익이나 환경적 편익에 대한 사회적 인식이 편익으로 평가되어야 한다. 또한 바이오가스 시설이 경제성을 가지기 위해서는 직접적인 시설 설치비 보조도 필요하지만, 시설설비·운영비용을 절감하고 생산성을 높일 수 있는 기술 개발이 무엇보다 중요하다.

한편, 효율적인 지원정책 추진을 위해서 시범사업 추진 시 중앙정부 및 도 보조비용을 높여 사업 참여 기회를 확대할 필요가 있다. 또한 기계, 설비에 대한 보조보다는 초기 설치비, 기술개발에 선택과 집중적인 지원이 이루어져야 한다. 이와 함께 정부에서는 R&D를 통한 기술개발 및 전문가 육성을 통해 사회적 인식도를 제고시키고 고부가가치 창출이 가능하도록 노력해야 할 것이다.

### 참고 문헌

- 강희찬. 2007. 「한국형 바이오연료의 가능성 평가 및 시사점」. 삼성경제연구소.
- 국립농업과학원. 2009. 「바이오에너지 이용체계 구축연구(시험연구보고서)」.
- 김연중 등. 2011. 「농업부문 에너지 수급전망과 청정에너지 농업시스템 구축」. 한국농촌경제연구원.
- 김연중, 박현태, 한혜성. 2009. 「농어업용 에너지 절감시설 보급효과 및 정책방안」. 한국농촌경제연구원.
- 박현태, 김연중, 이상민, 한혜성. 2007. 농업부문 바이오매스 이용활성화를 위한 정책방향과 전략 (2/2차 연도). 한국농촌경제연구원.
- 박현태, 한혜성. 2011. 「농업부문의 청정에너지 생산·이용실태 분석」. 한국농촌경제연구원.
- 배정환, 안지운. 2007. 「바이오디젤의 경제성 예측 및 지원제도 개선에 관한 연구」. 에너지경제연구원
- 에너지경제연구원. 2010. 「바이오에너지 산업육성을 통한 FTA 대응 전략연구: 축산물과 쓰레기를 이용한 바이오가스 생산의 환경적 가치 추정」.
- 윤영만, 김연중, 김창현. 2009. 양돈 바이오매스의 퇴·액비화 방법별 경제성 평가. 「농촌경제」. 제 31권 제6호. pp. 39-62.

- 지식경제부. 2007. 「신·재생에너지 RD&D 전략 2030[유기성폐자원 바이오에너지 분야]」.
- 환경대학교, 2011. 「한·독 기술협력을 위한 바이오가스 기술·정책 워크숍 자료집」.
- 환경부. 2009. 「유기성폐자원 에너지 활용시설 현황」.
- 환경부. 2010. 「2009 유기성폐자원 에너지 활용시설 현황」.
- 환경부. 2011. 「2010 폐자원 에너지 통계·자료집.(1권) 유기성 폐자원에너지활용시설」.
- EBA. 2010. Biogas perspective in Europe. Biogas region seminar. 30th June 2010. Brussels.
- IEA. 2001. Good practice in quality management of AD residues from biogas production.
- IEA Bioenergy Task37. <[http://www.iea-biogas.net/\\_content/publications/member-country-reports.html](http://www.iea-biogas.net/_content/publications/member-country-reports.html)>.
- EPA AgStar Project. <<http://www.epa.gov/agstar/projects/index.htm>>.
- Buswell, A.M. and Mueller, H.F. 1952. Mechanism of Methane Fermentation. *Industrial and Engineering Chemistry*. 44(3): 550-552.
- 環境省大臣官房廢棄物・リサイクル對策部 廢棄物對策課. 2011. 「日本の廢棄物處理(平成21年度版)」.
- 環境省大臣官房廢棄物・リサイクル對策部 廢棄物對策課. 2008. 「メタン가스化生ごみ(メタン) 施設整備マニュアル」.

원고 접수일: 2012년 7월 9일
원고 심사일: 2012년 7월 23일
심사 완료일: 2012년 10월 18일