

(연구관리번호)

2003-N-PS04-P-11

**신·재생에너지 원별 경제성 분석과
통계체계 개선 방안 연구**
(최종보고서)

2004. 12

산 업 자 원 부

제 출 문

산업자원부장관 귀하

본 보고서를 “신·재생에너지 원별 경제성 분석과 통계 체계 개선 방안 연구” 과제의 최종보고서로 제출합니다.

2004. 12. 30.

사업주관기관명 : 신·재생에너지센터	위탁사업기관명 : 에너지경제연구원
수행책임자 : 손창식 민간보급실장	수행책임자 : 김정완 연구위원
연구원 : 최장봉 팀장	연구원 : 김진오 선임연구위원
연구원 : 김성우 대리	연구원 : 박태식 연구위원
연구원 : 김상호	연구원 : 안재호 연구위원
	연구원 : 부경진 연구위원
	위탁사업기관명 : 에너지기술연구원
	수행책임자 : 이의준 책임연구위원
	연구원 : 김기세 선임연구위원
	연구원 : 강은철 위촉연구위원
	연구원 : 박상현 위촉연구위원

이 보고서는 산업자원부에서 시행한
에너지·자원 정책개발 연구사업의 최종보고서입니다.

[초 록]

1. 신·재생에너지 원별 경제성 분석

원 별		설 비 규 모	기 준 가 격	생 산 원 가	경제성 검토
전기 에너지 (원/kWh)	태양광 발전	3KW	716.40 ¹⁾ (71) (139) ²⁾	667-993	<ul style="list-style-type: none"> 0 월간 300kWh 이하를 사용하는 가정의 경우, 현행 설비 설치비의 70% 보조에서 90% 이상 보조지원 시, 경제성 확보 0 사업용은 현재의 30% 보조지원 시, 일사량이 좋은 지역은 경제성 있음.
		10KW		634-943	
	풍력 발전	20KW	107.66	373	<ul style="list-style-type: none"> 0 설비이용률 20% 기준 0 소형 : 현행 투자비의 70%에서 80% 이상 직접 보조지원 시 경제성 확보(주택용 전력 가격 대비) 0 중, 대형 : 풍황(風況) 이 좋고, 저리용자지원 시 경제성 확보
		750KW		128	
		2MW		118	
	소수력 발전	200KW	73.69	94	<ul style="list-style-type: none"> 0 설비이용률 200KW급은 60%, 3000KW급은 30%를 기준. 0 200KW급: 보조지원 30% 이상 0 3000KW급: 보조지원 50% 이상, 기준가격 110-122원/kWh 이상으로 인상 시 경제성 확보
3000KW		115-128			
조력 발전	25만KW	62.81	63-85	<ul style="list-style-type: none"> 0 시화 조력발전 기준, 25만KW 0 정부의 정책적 기준가격, 할인율 5% 적용 0 순현재가치: 140억원 	
열 에너지 (원/1만Kcal)	태양열 (급탕용)	평판형	보일러 등유 (1,131) 도시가스 (689)	1,620- 2,310	<ul style="list-style-type: none"> 0 온수 급탕용 0 평판형 정부 보조지원 50% 시 등유 보일러를 이용한 열공급가격과 같은 수준, 정부 보조지원 75% 이상 시 도시가스의 열공급가격과 같은 수준 0 단일 진공관식은 60% 보조지원 시 등유보일러를 사용한 열공급과 같은 가격. 이중 진공관식은 50%일 때 등유 보일러 열공급 가격과 같은 수준
		단일 진공관식		2,070- 2,920	
		이중 진공관식		1,650- 2,470	
	지 열 (급탕 및 난방용)	수직형 (70RT)	등유 (1,119-1,135) 도시가스 (684-703)	915- 1,150	<ul style="list-style-type: none"> 0 급탕 및 난방용 0 열 생산원가는 등유 보일러를 이용한 열공급 가격 수준, 정부 보조지원 50% 시 도시가스 열공급가격과 같은 수준

주 : 1) 2003년 평균 전력생산원가.

2) 월간 301kWh(3KW 태양광 발전설비의 월간 표준 생산량)를 사용하는 가정의 kWh당 평균 전력 요금.

2. 신·재생에너지 통계체계 개선

- 국내 신·재생에너지 통계체계의 IEA 통계체계로의 점진적 변환.
- 태양광 발전과 태양열 에너지 산출방식의 개선.

초기 이론적 통계치 → 실측 통계치

요 약 문

신·재생에너지 원별 경제성 및 지원 수준

1. 태양광 발전

- 태양광 발전은 독립형(축전지 사용)이나 연계형이냐에 따라 발전원가가 크게 차이가 남.
- 정부 보조지원이 없는 경우, 계통 연계형 태양광 발전의 생산원가는 3KW급 기준 kWh당 667-993원, 10KW급은 634-943원으로 분석됨. 이는 국내 발전원가 대비 각각 9.4-14.0배, 8.9-13.3배가 높은 것임.
 - 한국전력(주)의 2003년 국내 총 발전원가 평균은 kWh당 70.72원이고, 판매단가 평균은 kWh당 74.68원임.
- 정부의 현 보조지원을 70%를 감안한 생산원가는 연계형 3KW급의 경우 kWh당 252-365원, 10KW급은 227-328원으로 나타나고 있음. 이는 주택의 일반 가정용 평균 전력요금 대비 각각 1.8-2.6배, 1.6-2.4배가 높은 것임
 - 현 한국전력의 가정용 전력요금을 감안할 때, 월간 300kWh를 사용

하는 가정의 경우 평균 전력요금은 139원/kWh¹⁾으로 주택용 태양광 발전은 경제성이 결여됨. 하지만 월 평균 550kWh 이상을 사용하는 주택의 경우는 경제성이 있음.

- 저압 주택용 전력요금은 300kWh 이상은 235.20원, 400kWh 이상은 345.90원, 500kWh 이상은 606.80원임.

- 정부의 주택용 3KW 설비투자비 보조지원이 90% 이상일 때 태양광 발전원가가 월간 300kWh를 사용하는 가정용 전력요금인 139원과 비교될 수 있음.

o 정부의 보조지원율에 따른 태양광 발전원가는 다음과 같음.

<표> 연계형 태양광 발전설비의 전력 생산 원가.

(단위 : 원/kWh)

구 분	정부 보조 지원율					비 고
	0%	법인세 7%감면	30%	70%	90%	
3KW	667- 993	-	489- 724	252- 365	133- 185	전기를 월평균 550kWh 이상을 사용하는 가정은 경제성 있음.
10KW	634- 943	594- 884	437- 646	227- 328	122- 170	전국적으로 태양광 발전 설비이용률을 높일 수 있는 지역은 현 기준가격에서도 경제성을 확보할 수 있음.

주 : 1) 할인율 7% 적용.

2) 태양광 발전설비 설치비용은 3KW급은 3천만원, 10KW급은 9,500만원 수명은 20-30년을 기준으로 함.

3) 설비이용률은 12.0-15.5% 적용. 운영비는 투자비의 1.0%를 적용.

1) 3KW 태양광 발전설비로 하루 10kWh(하루 3.3시간 가동, 설비이용률 13.75%), 월간 301kWh의 전력을 생산하여 소비하는 가정을 기준으로 경우. 2004년 10월.

- 4) 10KW 설비를 사업용으로 사용하는 경우, 행정비용 및 안전관리비, 토지임대비용은 산입하지 않은 수치임.
- 사업용으로 10KW급을 설치하는 경우, 정부지원 30% 하에서의 발전 원가는 kWh당 437-646원으로 산출되는데 이는 현 기준가격 716.40원을 감안하면 설비이용률이 높은 지역에서는 경제성이 있을 것으로 판단됨. 하지만 여기에는 안전관리비, 행정비용, 토지임대비용이 산입되지 않은 것으로 설비이용률이 낮은 지역에서는 경제성을 확보하기가 용이하지 않을 것으로 사료됨.
 - 태양광 발전설비의 보급을 확대하기 위해서는 전기를 많이 사용하는 가정에 대한 태양광 발전의 경제성에 대한 홍보와 전국적으로 태양광 발전 설비이용률을 높일 수 있는 지역에 대한 사업목적의 투자유치, 권유가 필요함.
 - 해외의 태양광 발전 설비의 공급가격은 단기적으로는 강세를 보일 수도 있으나 장기적으로는 기술발전 등으로 매년 5-15%씩 하락할 것으로 전망됨. 이러한 전망은 과거 일본과 독일의 설비가격 하락에 그 근거를 두고 있음.

2. 풍력 발전

- 풍력 발전은 신·재생에너지 중 비교적 경제성이 있는 에너지로 평가되고 있음. 따라서 20KW급의 소형을 제외 한 중, 대형의 경우는, 정부의 저리융자지원은 있으나 직접 보조지원은 없음.

- 정부지원이 없는 경우 발전원가는 설비이용률 20-25% 범위에서 kWh 당 소형은 298-373원, 중형은 102-128원, 대형은 95-118원으로 분석됨. 향후 관련 기술개발에 따른 풍력발전설비 비용이 하락하는 경우 생산원가는 크게 낮아질 수 있는데 이 경우 풍력발전의 경쟁력은 현재보다 제고될 수 있을 것임.
- 2003년 평균 발전원가보다 중형은 1.4-1.8배가 높으며, 대형은 1.3-1.7배가 높은 것임.
- 설비이용률 및 정부의 보조지원율에 변화에 따른 풍력 발전원가는 다음과 같음.

<표> 풍력 발전 원가

(단위 : 원/kWh)

구 분	설비용량	기준 가격	정부 지원			비 고
			0%	법인세 7% 감면	70% 지원 ⁴⁾	
설비이용률 20%	20KW		373	354	179	70% 보조지원
	750KW	107.66	128	120	110	저리용자지원
	2MW×7기		118	111	101	//
설비이용률 25%	20KW		298	283	143	70% 보조지원
	750KW	107.66	102	96	88	저리용자지원
	2MW×7기		95	89	81	//

주 : 1) 할인율 7% 적용.

2) 풍력 발전설비 설치비용은 1KW당 소형은 500만원, 중대형은 190-200만원(입지타당성조사비용, 도로개설비용 등은 포함되지 않은 비용임), 수명은 20년, 잔존가치는 10%.

3) 연간 운영비는 소형의 경우 투자비의 3.0%, 중형 2%, 대형은 1.73%를 적용.

- 4) 정부 지원은 20KW 이하는 직접 보조지원 70%, 중대형은 70% 저리 용자 지원하는 것으로 산정함.
 - 5) 소형 풍력발전의 경우 10년 후 배터리 교체비용 1천만원 감안.
- 정부지원이 있을 때의 - 소형은 70% 직접 보조, 중·대형은 저리 용자 지원 - 발전원가는 설비이용률 20-25%에서 소형은 kWh당 143-179 원으로, 중형은 88-110원, 대형은 81-101원으로 산정되는데, 소형을 제외한 중대형은 설비이용률이 높은 경우, 전력생산원가가 현 기준가격 kWh당 107.66원 수준을 하회함.
- 소형의 경우는 현행 70% 직접 보조지원 시의 발전원가는 설비이용률 20-25%에서 일반 가정의 평균 전력요금을 다소 상회하여 80% 이상 지원 시 경제성을 확보할 수 있을 것으로 분석되나, 설비를 설치하는 위치에 따라서 송, 배전망이 부설되지 않은 원격지의 경우발전을 대체하는 경우라면 현재도 경제성을 확보할 수 있음.
 - 중, 대형은 입지선정을 위한 타당성 조사비용, 금융비용 조달비용이 들어가지 않는 기존 풍력발전 단지에 대한 증설의 경우는 현 기준가격 하에서 경제성 확보가 가능하나 입지조사비용, 사업타당성조사비용, 금융비용 등 부대비용이 소요되는 경우에는 발전원가가 상승하므로 신규 풍력발전 설비의 건설은 현 기준가격 하에서 용이하지 않을 것으로 판단됨.

3. 소수력 발전

- 소수력 발전의 발전원가는 설비이용률에 따라 큰 폭의 차이를 보임. 국내 소수력 발전 설비이용률은 25-70%까지 다양한데, 일반적으로

25-35% 수준임.

- 정부지원이 없는 경우 전력 생산원가는 3000KW급 기준, 설비이용률 25%에서 kWh당 139-154원으로, 30%에서 115-128원, 35%에서 99-110원, 50%에서 69-77원으로 분석됨. 현행 기준가격 kWh당 73.69원임을 감안하면 설비이용률이 50%인 경우의 생산원가는 지원이 없는 경우도 경제성이 있지만 일반적인 설비이용률 25-35% 하에서는 정부의 지원이 없이는 신규 진입이 용이하지 않을 것으로 판단됨.
- 순수한 소수력 발전만을 위한 발전소를 건설하는 경우 설비이용률 및 정부의 지원수준에 따른 발전원가를 산정하면 다음과 같음.

<표> 소수력 발전 원가

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	기준가격	설비용량	정부 지원				비 고
			0%	법인세 7% 감면	30% 보조	50% 보조	
25%	73.69 원/kWh	3천KW	139-154	132-147	107-119	91-101	
30%		3천KW	115-128	110-122	89-99	76-84	50% 이상 보조 지원 기준가격 116원 이상
50%		2백KW	112	108	88	75	
		3천KW	69-77	66-74	54-60	45-50	현 기준가격에서 경제성 있음
60%		2백KW	94	90	73	63	30% 이상 보조 지원 기준가격 90원 이상

주 : 1) 할인율 7% 적용.

2) 소수력 발전설비 용량은 200KW급은 건설비용은 1KW당 380만원, 3,000KW급은 270-300만원을 기준으로 함. 수명은 건설 부문 50년, 기전 부문 30년으로 산정함. 기전부문 설비교체비 산입. 잔존가치는 10%.

3) 설비이용률은 25-60% 기준. 운영비는 200KW급은 투자비의 5%, 3000KW급은 3.63% 적용.

o 200KW급 전력 생산원가는 정부지원이 없는 경우, 설비이용률 50-60%에서 kWh당 94-112원으로, 정부지원을 30%에서 73-88원으로, 그리고 50%에서 63-75원으로 산정되어, 정부의 지원율이 최소한 30% 이상이어야 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단됨.

o 3000KW급의 소수력 발전소의 평균 설비이용률이 30%라고 가정하면 신규 진입을 용이하게 하기 위해서는 보조지원율이 최소한 투자비용의 50% 이상이거나 기준가격을 kWh당 116원 이상으로 인상할 필요가 있음.

o 국내 소수력 발전소가 농사용 저수지 등 수자원을 복합 이용하는 경우는 타 이용부문의 편익을 제한 비용을 발전비용으로 보아야 하는데, 이 경우는 소수력 발전원가는 많이 낮아짐. 농업 목적의 수자원 이용을 위해서 저수지를 건설한 경우라면 기전부분의 투자비용과 발전소 운영비만을 발전원가에 산입하는 것이 바람직함. 이러한 경우 발전원가는 현 소수력 발전의 기준가격 이하로 분석됨.

4. 조력 발전

o 정부지원이 없는 경우 생산원가는 kWh당 63-85원으로 분석됨. 현행

기준가격은 kWh당 62.81원임.

- 대체에너지정책심의회에서 kWh당 62.81원으로 결정(2004년 11월)
- 수자원공사가 공공목적의 법인임을 감안하여 할인율 5% 적용(시화호 조력발전 기준).

<표> 조력 발전 생산 원가

(단위 : 원/kWh)

구 분	기준 가격	정부 보조	비 고
		0%	
25만KW (시화조력)	62.81	63-85	순현재가치(NPV) 140억원

주 : 1) 할인율 5-7% 적용.

2) 조력 발전설비 용량은 25만KW, 건설비용은 3,640억원. 수명은 30년으로 산정함.

3) 설비이용률은 23% 기준. 운영비는 투자비의 2.07%를 적용.

5. 태양열 온수(급탕)

o 평판형 태양열 온수급탕 설비에 의한 열생산원가는, 투자비용, 설비수명, 운영비, 설비효율, 지역 일사량 등에 따라 차이가 나는데, 정부지원이 없는 경우 평판형의 경우, 1만Kcal당 1,620-2,310원 수준으로 산출됨. 이는 등유 보일러에서 생산된 열생산원가보다 작게는 1.4배에서 크게는 2.0배가 높은 것이며, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가보다 역시 작게는 2.4배에서 크게는 3.4배가 높은 것임.

- 주요 에너지원별 온수생산을 위한 열공급가격은 다음과 같음.

- 도시가스 보일러 온수공급비용 : 689원/1만Kcal(40만 Kcal/일 생산 기준)
 - 등유 보일러 온수공급비용 : 1,131원/1만Kcal(//)
- 단일 진공관식의 열생산원가는 정부지원이 없을 때, 1만Kcal당 2,070-2,920원으로 등유 보일러에서 생산된 열생산원가보다 작게는 1.8배에서 크게는 2.6배가 높으며, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가보다 역시 작게는 3.0배에서 크게는 4.2배가 높은 것임.

<표> 태양열 온수 생산 원가

(단위 : 원/1만Kcal)

구 분	정부 보조					비 고
	0%	30%	50%	60%	70%	
평판형	1,620-2,310	1,150-1,630	900-1,270	780-1,080	660-900	보조지원을 50% 등유 보일러의 열공급과 같은 수준
진공관식	단일	2,070-2,920	1,480-2,060	1,160-1,600	1,000-1,380	보조지원을 50-60% 등유보일러의 열공급과 같은 수준
	이중	1,650-2,470	1,170-1,740	920-1,350	790-1,160	

주 : 1) 할인율 7% 적용.

2) 설비 수명 15-20년, 연간 운영비는 투자비용의 2.0% 적용

3) 평판형 설비 설치비용 M² 당, 75만원, 단일 진공관식 120만원, 이중 진공관식 90만원 적용

4) 설비이용률(효율)은 평판형 35.6-42.4%, 단일 진공관식 45.0-53.0%, 이중 진공관식은 40.0-50.0% 적용.

- 현 평판형 태양열 온수공급 가격은 매우 높은 수준이나 정부의 직접

보조지원율 50%인 경우의 태양열 공급 원가는 900-1,270원/1만Kcal으로 등유 보일러를 이용한 열공급가격과 비슷한 수준으로 낮아짐.(도시가스 사용 지역은 경제성 결여) 도시가스를 이용한 열공급가격과 같이 되기 위한 보조지원율은 75% 수준임.

- 현 지원 수준은 등유 보일러 사용지역에서 경쟁력을 갖게 함.

- o 단일 진공관식은 보조지원 60% 수준에서 등유 보일러에 의한 열공급 가격과 같은 수준.

6. 지열(Ground Source Heat Pump)

- o 지열 냉난방 설비는 급탕전용 설비가 아닌 온열과 냉열을 함께 공급하는 냉난방 설비로 정부지원이 없는 경우 생산원가는 온열의 경우 916-1,150원/1만Kcal(70RT 기준) 수준임. 이는 등유 보일러를 이용한 열공급가격과 비슷한 수준임. 도시가스를 이용한 열공급 가격보다는 매우 높은 것임.

- 도시가스 보일러 온수공급비용 : 684-703원/1만Kcal(30만 Kcal/h 생산 기준)

- 등유 보일러 온수공급비용 : 1,119-1,135원/1만Kcal(//)

- o 정부의 직접 보조지원이 50%인 경우의 지열 냉난방 설비에 의한 난방용 온열 공급비용은 682-836원/1만Kcal로 수준으로 평가됨. 이는 도시가스를 이용한 열공급 가격보다 조금 높은 수준임.

- 상기 분석은 도시의 사무실 및 냉온열을 사용하는 시설에 지열 냉난방 설비를 설치하였을 경우의 온열생산원가인데, 이러한 온열생산 원가는 농업용 등으로 온열만을 사용하는 경우, 냉열의 이용량이 많을 경우, 설비이용률이 분석 기준범위를 넘어서는 경우 원가는 다르게 산출될 것임. 지열 부분은 이처럼 다양한 용도와 경우에 따른 경제성을 세부적으로 심도 있게 연구할 필요가 있음. 본 분석은 단지 도시지역의 사무실을 기준으로한 분석임. 이 같은 문제점은 태양열 온수부분에서도 마찬가지임.

<표> 지열에너지 생산 원가

(단위 : 원/1만Kcal)

구 분	정부 보조			비 고
	0%	30%	50%	
70RT (사무실 700평 기준)	916-1,150	763-945	682-836	50% 지원 시 도시가스를 이용한 열공급 가격에 접근

주 : 1) 할인율 7% 적용.

- 2) 70RT vertical type 지열 냉난방 설비 초기 투자비 324백만원(광진구 청소년수련원, 실내 시설비용은 제외). 수명 30-40년, 운영비는 투자비의 1% 적용.
- 3) 설비이용률 냉난방 18.8-23.6% 적용. 냉난방 설비의 고정비 부분은 50:50으로 산정.
- 4) 온열:냉열 생산비율 64:36

신·재생에너지 통계 개선방안

1. 신·재생에너지 통계 조사현황

- 국가에너지통계에서의 신·재생에너지 통계
 - 에너지관리공단의 대체에너지보급통계
 - 산림청의 임산연료
- 신·재생(대체)에너지 통계조사
 - 실제조사 : 바이오(성형탄, 바이오디젤, LFG), 폐기물(대형도시쓰레기, 폐타이어, 정제폐유), 풍력, 소수력
 - 추정통계 : 이용설비 보급실적, 기후 특성 고려 추정

2. 신·재생에너지의 분류와 범위

- 국내 신·재생에너지 범위
 - “대체에너지개발 및 이용·보급촉진법”에 규정
 - “대체에너지보급통계” : 태양열, 태양광, 바이오, 폐기물 에너지, 풍력, 소수력 등 크게 7개 제품으로 분류
 - 바이오 : 메탄가스, 성형탄(대체탄/착화탄), 매립지가스, 바이오디젤
 - 폐기물에너지 : 폐기물 소각열, 대형도시쓰레기 소각열, 폐타이어,

폐고무, 정제 폐유 및 윤활유

구 분	범 위
태 양 열	태양열
태 양 광	태양광
바 이 오	메탄가스, 성형탄(대체탄/착화탄), 매립지가스, 바이오디젤
폐기물 에너지	폐기물 소각열, 대형도시쓰레기 소각열, 페타이어, 폐고무, 정제 폐유 및 윤활유
풍 력	풍력
소 수 력	소수력
지 열	지열
대 수 력	대수력

- 최근에는 국제기준에 따라 대수력을 포함하는 추세

o IEA 재생에너지 및 폐에너지 분류 및 범위

구 분	범 위
수력(Hydro-power)	1 MW, 1-10 MW, 10+ MW
지열 (Geothermal energy)	발전, 직접 열이용
태양에너지 (Solar Energy) ¹⁾	태양열(solar thermal), 태양광(Photovoltaics, PV), 태양열발전(Solar thermal-electric)
해양에너지(Tide/Wave/ Ocean energy)	전기에너지
풍력(Wind energy)	전기에너지
고체바이오 (Solid Biomass)	숯, 나무, 폐목, 기타고체폐기물 : 톱밥, 나무껍질, 쌀겨, 호두껍질, 가금 두엄, 흑액
바이오가스(Biogas)	매립지가스(LFG), 하수가스(Sewage sludge gas) 및 기타바이오가스, 혐기성 발효로 발생하는 바이오가스
바이오연료 (Liquid Biofuel)	바이오에탄올, 바이오디젤, 바이오메탄올, 바이오오일
폐기물(Waste)	산업폐기물(Industrial Waste), 재생가능 도시고체폐기물(Municipal solid waste, renewables), 비재생 도시고체폐기물(Municipal solid waste, non-renewables)

주 : 1) 태양열의 단순 이용 시스템인 설비형(Passive solar energy) 제외

o IEA 조사항목과 국내 대체에너지통계 비교

IEA 재생에너지 및 폐기물	국내 대체에너지
수력(Hydro-power)	소수력, 대수력
지열(Geothermal energy)	지열
태양에너지(Solar energy)	태양열, 태양광
해양에너지(Tide/Wave/Ocean energy)	조력
풍력(Wind energy)	풍력
고체바이오(Solid Biomass)	성형탄(착화탄), 임산연료(산림청)*
바이오가스(Biogas)	매립지 가스, 메탄가스
바이오연료(Liquid Biofuel)	바이오디젤
폐기물(Waste) · Industrial Waste (non-renewables) · Municipal Solid Wastes	폐기물에너지 · 폐기물 소각열, 시멘트 킬른(폐타이어, 폐고무), 정제폐유, 윤활유 · 대형 도시쓰레기 소각열

주 : * 표시는 대체에너지통계에서 제외

자료 : 대체에너지 보급통계(2004), 에너지관리공단, Renewables Information(2003), IEA

3. 신·재생에너지 통계 개선방안

o 대체에너지 분류체계 및 범위 조정

- 국제 기준에 따라 고체 바이오에는 성형탄 이외 산업폐기물 중 폐목에 의한 소각열과 산림청에 관리하는 임산연료를 포함
- 산업폐기물 중에서 재생가능한 에너지는 바이오연료로 분류, 도시폐

기물은 재생 및 비재생에너지로 구분하여 폐기물에너지에 포함

- 폐기물 에너지에서 다루는 폐가스는 석유화학과 철강산업에서 발생되는 부생가스 및 부생연료가 대부분으로, 정부의 대체에너지 보급 목표에서 차지하는 비중이 매우 큰 만큼 세밀한 자료관리가 필요함. 산업체 부생가스는 에너지 전환과정에서 산출되므로 국가 에너지발란스에 대한 조정에서는 재검토가 필요함

o 산출방법 개선방안

- 태양열 및 태양광의 에너지환산기준 변경

구 분	태양열	태양광
기존 환산치	0.064toe/m ² ·년 (예기연: 신재생600-5537)	0.34toe/KW·년 (예기연: 신재생600-5537)
신규 적용치	0.047toe/m ² ·년	0.30toe/KW·년 1,360kWh→1,205kWh
비 고	기상여건에 따른 발생기준 변경 <ul style="list-style-type: none"> • 국내 일평균 일사량 : 3,334 kcal/m²·day • 태양열 시스템 평균 효율 : 35.6-42.4% (39% 적용) 	<ul style="list-style-type: none"> • 태양광 발전 시스템의 설비 이용률 : 12.0-15.5% (13.8% 적용) • 열량기준에서 전력량으로 표현

- 메탄가스의 에너지환산량

- 실사를 통한 최근의 업계 사용실태를 정밀히 조사하여 관련 계수를 조정할 필요가 있음.
- 석유제품 가격 상승으로 최근 보조연료 사용률이 현저히 감소함.

<제 목 차 례>

제 1 장 서 론	1
제 2 장 신·재생에너지의 개념	4
제 1 절 국내 신·재생에너지의 개념	5
제 2 절 IEA의 신·재생에너지 개념	7
제 3 절 IEA와 국내 신·재생에너지 항목	10
제 3 장 국내외 신·재생에너지 보급 개관	12
제 1 절 세계 재생에너지 보급 현황	12
제 2 절 국내 신·재생에너지 보급 현황	14
제 4 장 신·재생에너지의 경제성 평가	18
제 1 절 경제성 평가 방법	18
1. 기본적 경제성 평가 방법	18
2. 에너지공급 설비 자체에 대한 편익/비용 분석 방법	21
3. 수명주기비용(LCC, Life Cycle Cost) 분석 방법	25
4. 신·재생에너지 원별 경제성 분석의 방법 및 문제점	30
제 2 절 신·재생에너지 원별 경제성 분석	35
1. 태양광 발전의 경제성 분석	35
2. 태양열 온수급탕 설비의 경제성 분석	45

3. 풍력 발전의 경제성 분석	56
4. 소수력 발전의 경제성 분석	65
5. 지열 냉난방 설비의 경제성 분석	72
6. 조력 발전의 경제성 분석	84
제 5 장 신·재생에너지 원별 경제성과 지원 수준	90
제 1 절 태양광 발전의 경제성과 지원 수준	91
제 2 절 태양열 온수급탕 설비의 경제성과 지원 수준	96
제 3 절 풍력 발전의 경제성과 지원 수준	98
제 4 절 소수력 발전의 경제성과 지원 수준	101
제 5 절 지열 냉난방 설비의 경제성과 지원 수준	103
제 6 절 조력 발전의 경제성과 지원 수준	104
제 7 절 신·재생에너지의 경제성과 정부 지원	105
제 6 장 신·재생에너지 보급 전망	107
제 1 절 지속가능발전과 신·재생에너지 보급	107
1. 신·재생에너지 기술 개발 사업	107
2. 신·재생에너지 보급 사업	110
제 2 절 신·재생에너지 보급 전망	121
제 3 절 신·재생에너지 보급 확대를 위한 정부 소요 예산	125
제 7 장 신·재생에너지 통계의 문제점 및 개선 방안	129
제 1 절 신·재생에너지 통계 작성방법	129
1. 신·재생에너지 통계 조사방법	129
2. 신·재생에너지 통계 산출방법	138
3. 신·재생에너지 통계 작성현황	149

제 2 절 신·재생에너지 통계의 문제점 및 개선 방안	167
1. 신·재생에너지의 분류와 범위의 개선 방안	168
2. 신·재생에너지의 산출방법 개선 방안	174
제 8 장 결 론	180
참고 문헌	188
부 록	191

<표 차례>

<표 2-1> IEA와 한국의 신·재생에너지 원별 비교	10
<표 3-1> 세계 신·재생에너지 주요 지표	13
<표 3-2> OECD의 신재생에너지 원별 공급구조	14
<표 3-3> 신·재생에너지 공급 추이 및 점유율	14
<표 3-4> 연도별 신·재생에너지 원별 공급량	16
<표 3-5> 2003년 신·재생에너지 원별 증가율 및 점유비	17
<표 4-1> 태양광 발전 원가(할인율 7%)	40
<표 4-2> 태양광 발전 원가(할인율 6%)	43
<표 4-3> 태양열 온수 급탕 설비의 열생산 원가(할인율 7%)	49
<표 4-4> 태양열 온수 급탕 설비의 열생산 원가(할인율 6%)	54
<표 4-5> 풍력발전 설비규모에 따른 풍력 발전 원가(할인율 7%)	60
<표 4-6> 풍력발전 설비규모에 따른 풍력 발전 원가(할인율 6%)	61
<표 4-7> 풍력발전 설비규모에 따른 풍력 발전 원가(할인율 5.5%)	63
<표 4-8> 최근 국내 소수력 발전소 건설비용 및 설비이용률	65
<표 4-9> 소수력 발전 원가(할인율 7%)	68
<표 4-10> 소수력 발전원가 시산(할인율 6%)	71
<표 4-11> 지열 냉난방을 위한 설비 가동 시간 및 생산 열량(사무실 700평)	76
<표 4-12> 난방 시스템별 열효율	77
<표 4-13> 지열 냉난방과 도시가스 및 등유 난방 시스템의 경제성 비교(할인율 7%)	78
<표 4-14> 지열 냉난방과 도시가스 및 등유 난방 시스템의 경제성 비교(할인율 6%)	80
<표 4-15> 지열 냉난방 설비의 열생산 원가(할인율 7%)	81
<표 4-16> 지열 냉난방 설비의 열생산 원가(할인율 6%)	83
<표 4-17> 할인율에 따른 조력 발전소 건설비 변화	85
<표 4-18> 시화 조력발전소의 발전원가	86

<표 4-19> 할인율 변화에 따른 조력 발전소 건설비 및 발전원가 변동	86
<표 4-20> 시화 조력발전소 건설비 변화에 따른 발전원가 변동	87
<표 4-21> 시화 조력발전의 기준가격에 따른 경제성 분석	88
<표 5-1> 일본의 연도별 태양광 주택 보급과 설비단가 변화 추이	94
<표 6-1> 대체에너지 기술부문의 지원 실적	108
<표 6-2> 대체에너지 기술개발 주요 실적	109
<표 6-3> 대체에너지 기술개발 기본 계획의 단계별 목표	110
<표 6-4> 시범보급사업 지원 현황	111
<표 6-5> 지역에너지사업 추진 현황	112
<표 6-6> 시범보급사업 대체에너지 원별 지원 내역	113
<표 6-7> 지역별 시범보급사업 지원 내역(2003년)	113
<표 6-8> 대체에너지보급 용가지원 실적	115
<표 6-9> 적용대상 전원별 기준가격	116
<표 6-10> 적용대상 전원 및 발전소 변화 추이	117
<표 6-11> 발전차액 지원 세부 집행 내역	117
<표 6-12> 보급보조 사업 지원 조건	119
<표 6-13> 보급 보조사업 지원 실적(2004년)	119
<표 6-14> 태양광 주택 보급 사업 지원대상 및 지원율	120
<표 6-15> 태양광 주택 보급 사업 현황(2004년)	120
<표 6-16> 연도별 신·재생에너지 보급 전망	121
<표 6-17> 신·재생에너지 열/전기 보급 전망	121
<표 6-18> 신·재생에너지 원별 열에너지 보급 전망	122
<표 6-19> 신·재생에너지 원별 전기에너지 보급 전망	123
<표 6-20> 신·재생에너지 원별·연도별 보급 목표	124
<표 6-21> 신·재생에너지 분야별 예산비중 전망	125
<표 6-22> 신·재생에너지 보급목표달성을 위한 연차별 소요예산	126
<표 6-23> 신·재생에너지 원별 소요예산	127

<표 6-24> 신·재생에너지 원별 및 부문별 소요예산	128
<표 7-1> 대체에너지보급실적조사의 승인 내역	130
<표 7-2> 태양열 이용시설 보급실적 조사표	131
<표 7-3> 태양광 발전시스템 보급실적 조사표	132
<표 7-4> 풍력발전기 운용현황 조사표	133
<표 7-5> LFG 보급실적 조사표	134
<표 7-6> 바이오디젤 보급실적 조사표	134
<표 7-7> 대체탄 보급실적 조사표	135
<표 7-8> 소수력발전 매입량 조사표	135
<표 7-9> 신설 폐기물 소각열 이용 보일러 가동현황 조사표	136
<표 7-10> 정제 폐유 판매실적 조사표	136
<표 7-11> 폐타이어(폐고무 등) 재활용 조사표	137
<표 7-12> 지열 보급실적 조사표	137
<표 7-13> 2003년도 대체에너지 공급량 산출내역	138
<표 7-14> 2003년도 태양열 공급량 산출내역	141
<표 7-15> 태양광 이용량 산출방법	142
<표 7-16> 바이오 에너지 이용량 산출방법	143
<표 7-17> 폐기물 이용량 산출방법	147
<표 7-18> 소수력 이용량 산출방법	148
<표 7-19> 풍력 이용량 산출방법	148
<표 7-20> 지열 이용량 산출방법	149
<표 7-21> 2000년 이후 추가된 에너지원의 비중	150
<표 7-22> 태양열 이용시설 보급현황	152
<표 7-23> 태양광 이용시설 보급현황	152
<표 7-24> 태양열 이용시설의 용도별 보급현황	153
<표 7-25> 2003년 바이오에너지 이용현황	153
<표 7-26> 연도별 메탄가스 이용시설의 보급현황	154

<표 7-27> 성형탄(대체탄, 착화탄) 보급현황	154
<표 7-28> LFG(매립지가스) 설치현황	155
<표 7-29> LFG(매립지가스) 생산 및 판매현황	155
<표 7-30> 바이오디젤 시설규모 및 보급현황	156
<표 7-31> 2003년 폐기물 에너지 이용현황	156
<표 7-32> 연도별 폐기물 소각열 이용보일러 시설 설치 가동현황	157
<표 7-33> 2003년 소각연료별 가동현황	157
<표 7-34> 대형 도시쓰레기 소각시설 현황	158
<표 7-35> 시멘트 킬른 보조연료 사용현황	160
<표 7-36> 정제 폐유 생산·판매현황	160
<표 7-37> 2003년도 발전용량별 가동현황	161
<표 7-38> 소수력 발전시설 보급현황	161
<표 7-39> 지열이용시설 보급현황	162
<표 7-40> 신·재생에너지원별 지역분류 기준	163
<표 7-41> 신·재생에너지원별 지역공급량 현황(2003년)	164
<표 7-42> 바이오에너지의 지역공급량 현황(2003년)	165
<표 7-43> 폐기물에너지의 지역공급량 현황(2003년)	166
<표 7-44> 국내 대체에너지 분류 및 포함 범위	169
<표 7-45> IEA의 재생에너지 및 폐에너지 분류 및 범위	170
<표 7-46> IEA와 국내 바이오 에너지 분야 분류현황 비교	171
<표 7-47> IEA와 국내 폐기물 분야 분류현황 비교	173
<표 7-48> 태양열 및 태양광의 에너지환산기준 변경	176

<그림 차례>

[그림 5-1] 독일의 태양광 발전설비 가격 전망	94
[그림 5-2] 태양광발전 설비의 규모에 따른 설비 가격	95
[그림 5-3] 풍력발전 설비의 규모에 따른 설비 가격	100

제 1 장 서 론

에너지안보의식 강화와 기후변화협약(교토의정서) 채택에 따른 세계적인 온실가스 배출저감 움직임의 확대로 신·재생에너지(대체에너지)는 개발에서부터 이용·보급에 이르기까지 새로운 정책방향을 요구하고 있다.

20세기 동안 꾸준히 신·재생에너지 기술개발에 주력해 오던 선진국들은 2002년 8월, 남아공 요하네스버그에서 개최된 지속가능발전 세계정상회의에서 신·재생에너지 문제와 관련하여 두 가지 획기적인 조치를 취하였는데, 그 중 하나는 지구온난화 문제에 있어서 그동안 유럽연합(EU, European Union) 국가들이 주도해 오던 교토의정서의 비준을 촉구하는 수준으로 합의하였고, 다른 하나는 2010년까지 재생에너지를 1차 에너지 비율의 15%로 늘리자는 EU의 주장에 대해 미국과 개발도상국 모임인 77그룹의 반대로 무산되기는 하였지만 신·재생에너지 사용비율을 신속히 늘리도록 협력하는 데 합의하였다는 사실이다.

이와 같은 움직임은 전 세계적으로 화석연료의 고갈에 대비하고 에너지의 해외의존도가 높은 국가에서는 순수 국산에너지의 비율을 높이며 지구온난화 문제를 위해서 신·재생에너지비중을 확대하는 것이 바람직하다는 판단 때문이다.

이로 인해 향후 국제사회로부터 이산화탄소(CO₂) 감축과 더불어 신·재생에너지 사용량 증대에 대한 압력이 가중될 것으로 예상된다. 2003년 말 현재 온실가스 배출량이 세계 10위인 우리나라는 온실가스 감축의무 부담이 가시화될 경우 산업·경제활동 전반에 미치는 영향이 매우 클 것으로 판단된다.

정부는 2003년 말 기준 총에너지 중 1.5%¹⁾에 불과한 신·재생에너지 비중을

1) 대수력 발전량 포함 시 2.1%.

2006년 3%, 그리고 2011년 5%까지 증대시키기 위하여 “제 2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획(2003-12)”을 마련하였고 신·재생에너지 정책 심의회의 심의를 거쳐 동 계획을 확정된 바 있다.²⁾ 또, 기존 법으로 풀기 어려운 문제를 해결하기 위한 방안으로 정부는 “대체에너지 개발 및 이용·보급 촉진법”을 특별법으로 제정하려고 개정 중에 있으며, 명칭도 대체에너지에서 신·재생에너지로 변경하기로 하였다.

신·재생에너지란 기존의 석유, 석탄, 원자력, 천연가스가 아닌 에너지로서, 이산화탄소(CO₂) 발생이 없는 환경친화성을 가진 신에너지이거나, 재생가능한 비고갈성(非枯渴性), 혹은 기술개발에 의해 경제성 확보가 가능한 기술 주도형으로 장기적으로 선행투자과 정부지원이 필요한 공공성이 강한 미래에너지라는 특징을 가진다. 이러한 에너지들로는 태양에너지, 바이오에너지, 풍력, 소수력, 연료전지, 석탄을 액화·가스화한 에너지, 해양에너지, 폐기물에너지, 지열에너지, 수소에너지 등이 있다.³⁾

신·재생에너지들은 대체로 기존 화석에너지에 비하여 그 이용 경제성이 떨어지는데, 경제성을 확보하기 위한 기술개발과 산업화를 위한 정부의 지원은 필수적이다.

본 연구는 이들 신·재생에너지의 보급 활성화를 위해 현 기술수준 하에서의 경제성을 분석하고 이를 바탕으로 정부의 보급지원 프로그램을 검토한 후, 신·재생에너지 원별 적정 지원수준을 모색함과 아울러 최근 신·재생에너지를 둘러싼 통계집계상의 문제점을 분석하고 국제화 시대에 한국의 위상에 걸맞도록 국제에너지기구(IEA, International Energy Agency)의 신·재생에너지 관련 통계기준에 가급적 부합되도록 하는 방안을 모색하는데 그 목적이 있다.

2) 대체에너지 기술개발 및 이용·보급 촉진법 제4조 ‘기본 계획의 주요 사항’은 목표와 기간, 기술개발 및 이용 보급의 목표, 추진방식, 기술수준의 평가와 보급전망 및 기대효과를 담도록 되어 있음.

3) 대체에너지 기술개발 및 이용·보급 촉진법 제2조 ‘신·재생에너지의 정의’

이 같은 목적을 위한 연구의 주요 내용을 보면, 2장에서는 신·재생에너지의 개념에 관해서 국내 통계와 IEA의 통계상에 나타나는 항목을 중심으로 기술하였고, 3장에서는 국내외 신·재생에너지 보급 현황에 대해서 개괄적으로 살펴보았다. 4장에서는 현 국내 신·재생에너지의 보급에 따른 경제성을 주요 원별(源別)로 분석하였고, 5장에서는 이를 바탕으로 정부의 원별 적정 지원 수준을 제시하였다. 6장에서는 향후 정부의 신·재생에너지 보급정책을 “2차 신·재생에너지 기본계획”에 나타난 것을 중심으로 기술하였고, 7장에서는 국내 신·재생에너지 통계 작성 방법과 IEA의 통계와의 차이점을 검토하고 문제점을 분석하여, 보다 합리적인 국내 신·재생에너지 통계체계를 제시하였다. 또, 8장에서는 앞의 연구내용을 종합하여 결론을 도출하고 있다.

신·재생에너지는 아직 그 기술수준이 낮으나 향후 에너지안보, 지구온난화에 따른 국제적 압력으로 정부의 지원 등에 의해 기술이 급속히 발전할 것으로 보이는데, 몇몇 신·재생에너지는 기술이 일정 수준에 이르면 기존 화석에너지와의 경쟁에서도 경제성을 확보할 수 있을 것으로 전망되고 있다. 특히 풍력발전의 경우는 현재에도 입지에 따라서 경제성을 확보할 수 있는 것으로 나타나고 있으며, 지열 냉난방 설비의 경우 환경 친화적이라는 면에서는 다른 신·재생에너지 원(源)에 비하여는 못하지만 현재 경제성이 있는 것으로 밝혀지고 있다. 일본은 향후 10년 내에 태양광 발전의 경제성을 확보할 수 있을 것으로 전망하고 있는데 그 결과는 기술이 얼마만큼 빨리 뒷받침될 수 있는가에 달려 있다고 할 것이다. 결국은 기술개발 노력과 투자 그리고 시간이 문제인데, 석유자원은 향후 40년간 인류가 사용할 수 있으며 다른 석탄이나 천연가스 등 연료도 결국 고갈성 연료로 언젠가는 소진된다는 점을 감안하면, 신·재생에너지의 보급 활성화는 시간문제일 뿐 필연적인 것으로 간주되고 있다.

이러한 관점에서 본 연구의 중요성이 매우 크다고 할 것이다.

제 2 장 신·재생에너지의 개념

인류가 불을 발견한 이후부터 임산연료 등의 재생에너지를 사용하여 왔지만, 그 중요성을 더욱 인식하게 된 것은 최근의 일로, 20세기 중반이후 과도한 화석에너지 소비에 따른 지구온난화현상의 발생으로 친 환경적인 에너지에 대한 요구가 대두되면서부터이다. 특히, 기후변화에 대한 관심과 논쟁이 고조되면서 유엔기후변화협약(UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change)의 Annex 1 국가에서는 온실가스 배출을 줄이기 위해 신·재생에너지의 개발을 촉진하고 있는데, 이 결과 재생에너지 개발, 보급이 크게 확대되어 왔다.

또, 국제 에너지 수급불안을 둘러싼 에너지가격의 상승은 자국 내에 부존된 에너지의 활용이란 관점에서 신·재생에너지에 대한 연구와 보급을 확대시켜 왔는데 최근에는 국가별로 신·재생에너지 보급이 주요 에너지 정책의 한 가닥으로 자리매김하게 되었다.

이에 따라 이를 효과적으로 모니터링 할 필요성이 생겼고, 각 국별로 신·재생에너지에 대한 신뢰성 있는 자료를 신속하게 작성하고 배포하는 노력이 강화되고 있다.

국내에서 신·재생에너지는 대체에너지라는 용어로 일반적으로 표현하여 왔으나 최근에는 “신·재생에너지”라는 명칭으로 개정 중에 있다. 국제적으로는 재생에너지(Renewables)로 많이 표현되고 있으나, 그 개념은 기술되는 자료에 따라 다양하게 표현되고 있다. 국제 에너지시장상황을 분석할 때 IEA 자료를 많이 인용하게 되는데, 동 기구에서는 “재생에너지 및 폐에너지 (Renewables and Waste)”라는 용어로 사용하고 있으며, ‘재생에너지’(Renewables)라는 용어

의 개념에는 '신에너지'를 포함하고 있다.

한편, 국내에서는 현재 신·재생에너지를 대체에너지와 혼용하여 사용하고 있는데, 제도적으로는 “대체에너지개발 및 이용·보급촉진법”에서처럼 아직은 대체에너지란 용어로 표현하고 있다. 다만 최근 국제적인 추세에 따라 관련 용어와 그 내용을 일부 개정하여 신·재생에너지로 이를 법제화하고 있다.

다음은 현행 국내 제도상 신·재생에너지(대체에너지)의 개념과 IEA의 개념을 서로 비교하면서 그 차이를 살펴보고자 한다.

제 1 절 국내 신·재생에너지의 개념

신·재생에너지의 개념을 기존의 석유, 석탄, 원자력, 천연가스 등과는 달리 관련 사업법을 가지고 있지 않는 모든 에너지로, 기존의 에너지를 대체할 수 있는 에너지⁴⁾의 총칭으로 넓게 해석하는 경우도 있으나, 여기서는 신·재생에너지의 개념을 현행 “대체에너지개발 및 이용·보급촉진법” 제2조에 규정하고 있는 대체에너지에 대한 개념으로 대신하기로 하고 동 법에서의 대체에너지의 정의를 보면 다음과 같다.

“대체에너지”라 함은 석유·석탄·원자력 또는 천연가스가 아닌 에너지로서 태양에너지, 바이오에너지, 풍력, 소수력(小水力), 연료전지(燃料電池), 석탄을 액화·가스화한 에너지 및 중질잔사유(重質殘渣油)를 가스화한 에너지, 해양에너지, 폐기물에너지, 지열에너지, 수소에너지, 그 밖에 대통령령이 정하는 에너지로 규정하고 있다. 여기서 “중질잔사유”라 함은 원유를 정제하고 남은 최종잔재물로서, 감압증류 과정에서 나오는 감압잔사유 및 아스팔트와 열분해공정에서 나오는 코크·타르·피치 등을 말한다고 정의하고 있다.

동법 시행령에 “그 밖에 대통령령이 정하는 에너지”라 함은 “석탄에 석탄

4) 현재는 경제성 결여 등으로 시장에서 경쟁할 수 없으나 기술개발 등으로 향후 경제성을 가질 수 있다고 판단되는 에너지.

외(外)의 물질을 혼합한 유동상태의 연료를 말한다. 다만, 석탄외의 물질이 석유를 함유하는 경우에는 그 함유량이 당해 물질의 가연성물질 전 중량의 100분의 70 이상인 것을 제외한다"고 규정하고 있다.

한편, 시행규칙에서는 "대체에너지설비"라 함은 "대체에너지를 생산하거나 이용하는 설비로서 산업자원부령이 정하는 것"이라 규정하고, 각 호에서는 설비와 대체에너지와의 관계를 잘 설명해 주고 있는데 이를 보면 다음과 같다.

① 태양에너지설비

- 태양열설비 : 태양의 열에너지를 집열·저장·변환하여 에너지원으로 이용하는 설비
- 태양광설비 : 태양의 빛에너지를 직접 전기에너지로 변환하거나 채광에 이용하는 설비

② 바이오에너지설비 : 생물유기체를 변환하여 바이오에탄올·바이오가스 및 바이오디젤 등의 에너지를 생산하는 설비

③ 풍력설비 : 바람의 에너지를 동력으로 변환하여 발전 등에 이용하는 설비

④ 소수력설비 : 물의 유동에너지를 이용하여 시설용량 1만킬로와트 이하의 발전을 하는 설비

⑤ 연료전지설비 : 천연가스·메탄올 등의 연료와 공기를 전기화학 반응으로 전기 또는 열로 직접 변환하는 설비

⑥ 석탄을 액화·가스화한 에너지 및 중질잔사유를 가스화한 에너지설비 : 석탄, 중질잔사유의 저급연료를 액화 또는 가스화하여 고급에너지로 변환하는 설비

⑦ 해양에너지설비 : 해양의 조수·파도·해류·온도차 등을 이용한 발전설비

⑧ 폐기물에너지설비 : 폐기물을 열분해·고형화 등의 처리를 통하여 연료화 및 에너지를 생산하는 설비

⑨ 지열에너지설비 : 지하의 열을 이용하여 냉·난방 또는 전기로 변환하는 설비

⑩ 수소에너지설비 : 물이나 그 밖의 연료로부터 에너지원인 수소를 제조·저장·이용하는 설비

이외에도 산업자원부 홈페이지의 용어사전에서 신·재생에너지에 대한 정의를 보면 다음과 같이, "대체에너지이용보급촉진법 제2조에 의한 신에너지 3종과 재생가능한 에너지인 태양열, 태양광, 풍력, 소수력, 바이오매스, 해양에너지, 지열, 폐기물에너지 등 8종을 총칭하는 말이다." 라고 기술되어 있다.

제 2 절 IEA의 신·재생에너지 개념

IEA에서는 신·재생에너지를 재생에너지로 표기하고 자연현상에서 발생하며, 끊임없이 보충되는 에너지로 보고 있다. 여기서 끊임없이 보충된다는 말에서, 시간적인 범위를 어떻게 설정할 수 있는가에 대한 논란의 여지는 있지만 그렇게 사용하고 있는 것은 사실이다.

태양이나 지구 내부의 열로부터 직·간접적으로 파생되는 재생가능한 형태의 에너지는 다양하다. 여기에는 태양(solar), 바람(wind), 바이오매스(biomass), 지열(geothermal), 수력(hydropower), 해양자원(ocean sources), 고체 바이오매스(solid biomass), 바이오가스(biogas)와 액체 바이오연료(liquid biofuel)를 포함하고 있다.

폐(廢)에너지는 산업체, 기관, 병원 및 가정의 연소 가능한 쓰레기에서 발생하는 여러 물질로 구성되어진 연료로 보고 있으며, 이에 는 고무, 플라스틱, 폐유(wasted fossil oils)와 기타 유사품 등을 들 수 있다. 그것은 고체 상태나 액체상태일 수 있고, 생 분해가 가능할 수도 불가능할 수도 있다.

IEA 개념에 따르면, 재생에너지 및 폐에너지에는 수력(대수력, 소수력 구분 없음), 지열, 태양광(solar photovoltaics), 태양열, 조력, 파력, 해양에너지, 풍력, 고체 바이오매스, 바이오매스 가스, 액체 바이오연료, 재생가능 도시고체폐기물 등을 포함한다.

IEA에서 재생에너지 및 폐에너지는 크게 8가지로 분류하고 있는데, 이들에 대한 의미를 보면, 아래와 같다.

- ① Hydro(수력) : 수력발전에서의 전기로 전환된 물의 위치에너지와 운동에너지를 말하며, 양수발전에 의한 발전량도 수력발전량에 포함한다. 또한 발전량은 1MW, 1-10 MW, 10+ MW와 양수발전으로 나누어 분류한다.
- ② Geothermal(지열) : 땅속에서 온수나 증기 형태로 배출된 열에너지로서, 발전이나 직접 열로 이용한다. 지열의 발전 투입량은 효율 10%로 가정하여 추론하며, 이외 지역난방, 농업 및 온실용으로 열에너지를 직접 이용하기도 한다.
- ③ Solar Energy(태양에너지) : 온수 및 전기를 생산하는데 이용되는 태양의 복사열로서, 태양열 발전도 포함한다. 여기에는
 - 집열판을 이용한 온수 생산에 의해 난방과 수영장 온수 공급
 - Photovoltaics(PV,태양광) : PV cell에 의한 태양광 발전 이용 에너지
 - 태양열 발전

단, 여기서는 냉난방 및 주거 조명용으로 직접 이용하는 Passive 태양에너지는 제외한다.

- ④ Tide/Wave/Ocean Energy(조력/파력/해양에너지) : 조수차와 파도의 운동에서 발생된 기계 에너지를 이용하여 발전
- ⑤ Wind(풍력) : 풍차(wind turbines)를 이용하여 발전하는 운동에너지
- ⑥ Solid Biomass(고체 바이오) : 열생산이나 발전 연료로 사용되는 생물학적 기원을 가진 비화석 유기물질로, 여기에는
 - Charcoal(숯) : 목재나 식물질을 증류 및 열분해로 얻은 고형 잔사물
 - Wood, wood waste, other solid wastes(목재, 폐목재, 기타 고체폐기물) : 에너지 이용 목적으로 키운 포플러, 버드나무 등과 산업 공정에서 발생한 나무성분의 물질(나무/종이산업), 숲이나 농업을 통해 제공되는 신탄, 나무토막, 나무껍질, 톱밥, 대패질한 토막 등과 밀짚, 쌀 껍질, 호두껍질,

축산 두엄, 포도찌꺼 등을 포함한다. 에너지는 진발열량 기준으로 작성되고 있다.

- ⑦ Biogas(바이오 가스) : 주성분이 메탄과 이산화탄소로 바이오매스, 고체폐기물이 혐기성 발효 과정을 통해 발생. 여기에는
 - 침전지 폐기물의 분해 과정에서 발생된 매립지가스(landfill gas)
 - 하수 슬러지의 혐기성 발효 과정에서 발생한 슬러지가스(sludge gas)
 - 동물 슬러리와 도살장, 양조용 효모, 농산식품 산업의 폐기물의 혐기성 발효 과정에서 발생하는 기타 바이오가스
- ⑧ Liquid Biomass(액체 바이오연료) : 바이오에탄올, 바이오디젤, 바이오메탄올, 바이오메칠에테르 및 바이오오일과 같은 첨가제를 포함한다.
 - 바이오에탄올: 바이오매스나 폐기물의 생 분해과정에서 발생하는 에탄올
 - 바이오디젤: 바이오매스나 폐식용유에서 발생하는 디젤 성분의 연료
 - 바이오메탄올: 바이오매스나 폐기물의 생 분해과정에서 발생하는 메탄올
 - 바이오메칠에테르: 바이오매스나 폐기물의 생 분해과정에서 발생하는 디젤 성분의 연료
 - 바이오오일: 바이오매스에서 열분해 오일연료
- ⑨ Waste(폐기물) :
 - Industrial Waste(산업폐기물) : 열/동력 생산을 위해 직접 연소되는 비재생 고체나 액체 상태의 산업폐기물로 진발열량 기준으로 작성된다. 재생가능 산업폐기물은 고체 바이오매스, 바이오가스, 액체 바이오연료에 포함한다.
 - Municipal Solid Waste(renewables, 재생가능 도시폐기물) : 열/동력을 생산하기 위해 직접 연소하는 도시폐기물 중 생 분해가 가능한 고체 폐기물로 특수 설비에서 소각된다. 가정, 산업, 병원 및 공공분야에서 발생하는 폐기물이며, 진발열량을 기준으로 한다.
 - Municipal Solid Waste(non-renewables, 비재생 도시폐기물) : 도시폐

기물 중 생 분해가 안 되는 고체 폐기물로 특수 설비에서 소각된다. 가정, 산업, 병원 및 공공분야에서 발생하는 폐기물이다.

제 3 절 IEA와 국내 신·재생에너지 항목

IEA의 재생에너지와 우리나라 대체에너지통계의 주요 항목을 비교하면서 실제 국내에서 신·재생에너지로 생산, 분류되는 에너지에 대해서 알아보면 다음과 같다. 우선 국내 신·재생에너지 생산량 집계 항목을 보면 태양열, 태양광, 바이오, 폐기물 에너지, 풍력, 소수력 등 크게 7개의 항목으로 분류하고 있다.

<표 2-1> IEA와 한국의 신·재생에너지 원별 비교

IEA		한 국
수력(hydro)	(전기)	
	-1, 1-10, 10+MW	소수력, 대수력
	양수 발전	
지열(geothermal)	(전기/열)	지열
태양광 (photovoltaics(PV))	(전기)	태양광
태양열(solar thermal)	(전기/열)	태양열
해양에너지(tide, wave)	(전기)	
풍력(wind)	(전기)	풍력
산업폐기물 (industrial Waste) (non-renewables)	(전기/열)	폐기물 소각열, 시멘트 킬른(페타이어, 폐고무), 정제폐유, 윤활유
산업 고체 폐기물 (municipal solid wastes)	(재생에너지)	대형 도시쓰레기 소각열
	(비재생에너지)	
고체 바이오매스 (solid biomass)	목재/폐목 /기타 고체 폐기물	성형탄(착화탄)
	숯	
바이오가스 (biogas)	매립지 가스	매립지 가스
	하수처리 가스	메탄가스
	기타 바이오가스	메탄가스
액체 바이오 연료 (liquid biofuels)	-	바이오디젤

자료 : 대체에너지 보급통계(2004), 에너지관리공단, Renewables Information(2003), IEA

이 중 바이오에너지는 다시 메탄가스, 성형탄(대체탄/착화탄), 매립지가스, 바이오디젤 등으로 분류되며, 폐기물 에너지는 폐기물 소각열, 대형도시쓰레기 소각열, 시멘트 킬른의 폐타이어와 폐고무, 정제 폐유 및 윤활유로 분류하고 있다. 국내 대체에너지의 공급량을 산출하는데 반영하고 있는 세부 항목들을 IEA 체계와 비교해보면 <표 2-1>에서와 같이 대응시켜 볼 수 있다.

<표 2-1>에서 보면 대부분 에너지의 분류 형태는 용어상 엇비슷하게 잘 구성되어 있는 것처럼 보이지만 국내 대체에너지의 93%⁵⁾를 차지하는 폐기물 에너지에 대한 세부 에너지 항목 중 정제폐유와 윤활유 등은 상기 IEA 개념에서는 포함되지 않는 항목이다. 이에 대한 보다 자세한 내역은 “제7장 신·재생에너지 통계의 문제점 및 개선 방안”에서 기술하고 있다.

신·재생에너지의 개념은 국가별로는 대체로 유사하나,⁶⁾ 산업하는 세부 항목은 각국의 입장과 여건에 따라서 다소 차이를 보인다.

5) 2003년 기준

6) [부록 3] ‘일본의 재생가능·미활용 에너지의 정의’ 및 [부록 4] ‘지속가능한 에너지원에 대한 통계작성 지침 보고서(네덜란드)’ 참조.

제 3 장 국내외 신·재생에너지 보급 개관

세계적으로 신·재생에너지가 총에너지 소비구조에서 어떤 역할과 의미를 부여하고 있는지 IEA 통계보고서를 통해 먼저 살펴보고, 최근 국내 신·재생에너지의 보급현황은 어떠한지에 관해서 개략적으로 살펴보면 다음과 같다.

제 1 절 세계 재생에너지 보급 현황

2001년 전 세계의 1차 에너지 소비는 10,038Mtoe⁷⁾이었는데, 이중 13.5%인 1,352Mtoe⁸⁾가 재생에너지에서 공급된 것이었다. 이것은 석유 35.0%, 석탄 23.4%, 천연가스 21.2%, 원자력 6.9%와 비교되는 양이다.

세계적으로 가장 많이 소비하는 재생에너지는 고체 바이오매스(주로 개발도상국의 임산연료)로서, 현재 세계 1차 에너지 소비의 10.4% 이상을 담당하고 재생에너지 공급량의 77.4%를 차지한다. 두 번째로 수력이 차지하는데, 1차 에너지의 2.2%, 재생에너지의 16.4%를 점하고 있다. 지열이 세 번째이나, 그 비중은 1차에너지의 0.5%, 재생에너지의 3.2%에 불과하며, “신”재생에너지(태양력 풍력, 조력)는 아주 제한적이어서 1차에너지의 0.1% 미만, 재생에너지의 0.5%를 담당하고 있을 뿐이다.

1990년 이후 전 세계 재생에너지는 1차 에너지 소비 증가율 1.4% 보다 다소 높은 연평균 1.7% 씩 증가하여 왔다. “신” 재생에너지(풍력, 태양에너지)는 동

7) IEA Renewables Information, 2004

8) IEA 개념으로 재생에너지는 연소가능 재생 및 폐에너지(바이오매스, 숯, 도시쓰레기, 바이오 가스), 수력, 태양력, 풍력, 조력 등임. 비재생 폐기물(비재생 산업쓰레기, 도시쓰레기)은 본 분류에서 제외되어 있음.

기간 중 연평균 19%씩 증가하였으나, 1990년의 소비 수준이 낮았기 때문에 여전히 얼마 되지 않는 양이다.

<표 3-1> 세계 신·재생에너지 주요 지표(2001년)

구 분	1차 에너지 (Mtoe)	재생에너지 (Mtoe)	재생에너지 비중 (%)	재생에너지 원별 비중(%)		
				수력	지열,태양력, 풍력,조수	연소가능/ 폐에너지
Africa	514.3	257.5	50.1	2.6	0.2	97.2
Latin America	449.9	125.3	27.9	35.4	1.5	63.0
Asia	1152.2	384.1	33.3	3.9	3.0	93.1
China	1155.6	239.8	20.8	9.9	0.0	90.1
Non-OECD Europe	99.2	8.8	8.9	46.5	0.7	52.8
Former USSR	944.6	29.6	3.1	69.0	0.3	30.7
Middle East	389.6	3.1	0.8	44.0	22.3	33.7
OECD	5332.8	303.7	5.7	34.8	11.6	53.6
World	10038.3	1351.9	13.5	16.4	3.7	79.9

주 : IEA Renewables Information, 2004

“신” 재생에너지의 생산과 증가는 주로 OECD 국가에서 발생하였는데, 덴마크와 독일의 대규모 풍력 프로그램에 힘입은 바 크다. 다시 말해 기후변화에 대한 위기감으로 말미암아 UNFCCC의 Annex 1 국가에서 온실가스 배출을 줄이기 위해 재생에너지의 개발을 촉진하여 온 결과라고 볼 수 있다.

OECD의 재생에너지 원별 소비구조에서도 세계적 추세와 마찬가지로, 바이오매스를 포함하는 재생가능 CRW(combustible renewables and waste), 수력, 지열의 순으로 그 비중을 차지하고 있다. 하지만, 태양력, 풍력에 의한 “신” 재

생에너지의 비중은 세계 평균비중의 2배에 달하는 2%를 보이고 있다.

<표 3-2> OECD의 신·재생에너지 원별 공급구조(2001년)

(단위 : 백만toe)

구 분	수력	풍력	태양력/ 조수	지열	재생에너지 CRW ¹⁾	비재생에너지 CRW ²⁾	합계*
공급량	105.7	2.9	3.2	29.1	162.7	10.6	303.7
비중(%)	34.8%	1.0%	1.0%	9.6%	53.6%	3.5%	100.0%

주 : 1) Renewable combustible renewables and waste(CRW) include solid biomass, renewable municipal waste and biogas.

2) Non-Renewable combustible renewables and waste(CRW) include industrial waste and non-renewable municipal waste. *Total does not include non-renewable biomass

제 2 절 국내 신·재생에너지 보급 현황

2003년 국내 신·재생에너지 공급은 3,257.7천toe를 보여, 지난 1990년 335.3천toe에 비하여 9.7배가 증가하였는데, 이는 연평균으로 19.1%씩 증가해 온 것이다. 이 같은 신·재생에너지 공급 증가율은 같은 기간 중 국내 1차 에너지 공급 증가율 6.7%의 약 3배에 달하는 것인데, 이 결과 1990년 0.4%에 불과하던 신·재생에너지 점유율이 2003년에는 1.5%로 늘어났다.

<표 3-3> 신·재생에너지 공급 추이 및 점유율

연도별	1차 에너지		신·재생에너지		신·재생에 너지 점유율(%)
	공급량 (천toe)	전년비 증가율(%)	공급량 (천toe)	전년비 증가율(%)	
1990	93,192	14.1	335.3	56.6	0.4

1991	103,662	11.1	411.5	22.8	0.4
1992	116,010	11.9	551.1	33.9	0.5
1993	126,879	9.4	648.1	17.6	0.5
1994	137,234	8.2	776.3	19.8	0.6
1995	150,437	9.6	906.9	16.8	0.6
1996	165,209	9.8	1,159.9	27.9	0.7
1997	180,639	9.3	1,419.0	22.3	0.8
1998	165,932	△8.1	1,712.9	20.7	1.0
1999	181,365	9.3	1,897.3	10.8	1.1
2000	192,888	6.4	2,127.3	12.1	1.1
2001	198,410	2.8	2,453.2	15.3	1.2
2002	208,636	5.1	2,917.3	18.9	1.4
2003	215,223	3.2	3,257.7	11.7	1.5
'90-'03년 연평균 증가율(%)		6.7		19.1	

자료 : "2003년도 대체에너지보급통계", 대체에너지개발보급센터, 산업자원부

이러한 신·재생에너지의 원별 공급 비중을 보면, 폐기물 에너지가 93%로 대종을 이루고 있고, 그 다음으로 바이오 에너지, 소수력 발전, 태양열, 풍력 순으로 나타나고 있는데, 1993년에서 2003년까지의 신·재생에너지 원별 공급 추이를 보면 다음의 <표 3-4>에서와 같다.

<표 3-4> 연도별 신·재생에너지 원별 공급량

(단위 : toe)

구 분	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
태양열	14,141	16,839	22,083	32,016	45,543	43,957	42,105	41,689	37,174	34,777	32,914
태양광	497	533	557	639	775	949	1,143	1,321	1,546	1,761	1,938
바이오	58,830	57,239	59,174	50,421	67,582	63,178	64,949	82,004	82,457	116,790	131,068
폐기물	545,550	678,832	804,496	1,056,440	1,282,457	1,577,194	1,760,510	1,977,662	2,308,001	2,732,515	3,039,312
소수력	28,785	22,538	20,435	20,349	22,451	27,228	27,123	20,456	20,933	27,645	46,903
풍 력	313	303	108	87	202	369	1,460	4,171	3,148	3,720	5,216
지 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122	393
합 계	648,116	776,284	906,853	1,159,952	1,419,010	1,712,875	1,897,290	2,127,303	2,453,259	2,917,330	3,257,744

자료 : "2003년도 대체에너지보급통계", 대체에너지개발보급센터, 산업자원부

2003년 신·재생에너지 총공급 3,257.7천toe는 전년 대비 11.7%가 증가한 것인데, 이러한 신·재생에너지의 2003년 원별 점유율 및 증감률을 보면 폐기물 에너지가 93.3%로 대부분을 차지하는 가운데 전년 대비 11.2% 증가하였고, 그 다음은 바이오 에너지인데 4.0%를 점유하는 가운데 12.2% 증가하였다. 소수력은 전체 신·재생에너지 공급의 단지 1.4%를 점하고 있으나, 69.7%나 증가하여 지열 다음으로 높은 증가율을 보이고 있다. 지열은 비록 점유율 면에서는 미미하나 가장 큰 폭으로 증가하였다.

태양열 부문은 1.0%의 점유율을 보이는 가운데 5.4%가 감소한 것으로 나타나고 있는데, 이는 정부의 보조지원과 관련된다. 한편 풍력은 0.2%의 점유율을 보이는 가운데 신규 발전단지 건립으로 41.0%가 증가하였다.

신·재생에너지를 신에너지와 재생에너지로 분류하여 보면 신에너지의 점유율은 전체 신·재생에너지원 중 7% 정도이고, 폐기물을 중심으로 하는 재활용 에너지가 93%로 대종을 이룬다.

<표 3-5> 2003년 신·재생에너지 원별 증가율 및 점유비

(단위 : 천toe)

구 분	폐기물	바이오	소수력	태양열	풍력	태양광	지열	계
2003년 공급량	3,039.3	131.1	46.9	32.9	5.2	1.9	0.4	3,257.7
점유율,%	93.3	4.0	1.4	1.0	0.2	0.1	0.0	100.0
전년대비 증가율,%	11.2	12.2	69.7	△5.4	41.0	10.1	221.0	

자료 : “2003년도 대체에너지보급통계”, 대체에너지개발보급센터, 산업자원부

또, 신·재생에너지 중 폐기물과 바이오 에너지를 제외한 순수한 의미의 신에너지는 87.4천toe, 2.7% 정도에 지나지 않아 국내 1차 에너지 공급에서 차지하는 비중은 극히 미미하며, 여기에 바이오 에너지를 포함하여도, 2003년 공급량은 218.4천toe로 신·재생에너지의 6.7%를 점할 뿐이다. 또, 이는 국내 총 1차 에너지 공급물량 215,223천toe에 비하면 0.1%에 지나지 않는 양이다.

신·재생에너지의 구성을 열과 전력으로 구분하는 경우 열에너지의 비중이 전력에 비하여 매우 높는데 이는 폐기물 부문에서의 열에너지 공급이 월등히 많기 때문이다.

제 4 장 신·재생에너지의 경제성 평가

본 장에서는 이러한 친환경적 신·재생에너지의 경제성에 관해서 고찰하고자 한다. 태양광이나 열, 풍력 등을 이용한 신·재생에너지는 아직까지는 관련 기술이 발전하는 단계에 있다. 현 기술수준 하에서는 일반적으로는 기존의 화석에너지와 비교하여 경제성이 많이 떨어지는 것으로 나타나고 있는데, 이러한 신·재생에너지를 기존 화석에너지와 비교하여 원별(源別)로 어느 정도의 경제성을 가지는가에 대해서 살펴보면 다음과 같다.

제 1절 경제성 평가 방법

우선 에너지 공급에 대한 경제성을 평가하는 방법을 보면, 보통 크게 두 가지 방법이 있다. 하나는 비교가능한 대체기기를 상정하여 에너지 공급의 원가 면에서 기존 에너지 공급과의 비교에서 수익성을 찾아내는, 비교 우위적 경제성 평가방법이고, 다른 하나는 기기 자체에 대한 비용투입과 에너지 산출량을 계산하고 이를 비용편익 분석(B/C, benefit/cost analysis), 투자수익률 분석(IRR, internal rate of return analysis) 그리고 투자회수기간 분석(PB, pay back period analysis) 등을 통하여 경제성을 평가하는 방법이다. 또, 경제성 평가방법은 실적원가를 중심으로 한 단순한 경제성 평가방법과 미래에 발생할 수익과 비용의 순현재가치를 현재가치로 환산한 경제성 평가방법 등이 있다.

1. 기본적 경제성 평가 방법⁹⁾

9) 본 내용은 당 연구원의 정책연구보고서(2000-02)인 “대체에너지산업 촉진을 위한 지원체제 연구” 김진오 외, 2000년. 내용 중 ‘제 5장 경제성 평가 방법’을 인용한 것임.

가. 실적원가 중심의 회계적 분석방법

실적원가 중심의 회계적 원가분석방법은 연료비, 운전유지비, 고정비(주로 에너지 공급 설비의 감가상각 부분) 등 당해연도 에너지발생에 투입된 총비용을 당해연도 총발생에너지량으로 나누어 계산하는 방법이다. 이러한 실적원가 중심의 경제성 평가는 미래에 설치해야할 관련 부분 설비의 경비 등을 감안한 비용이 감안되지 않는 단점이 있다.

그러나 가정 등에서 타 연료를 사용하는 에너지 공급설비와의 단순 경제성을 비교하는 경우 이 방법을 많이 사용하고 있다.

$$\begin{aligned} \text{실적원가} &= \frac{\text{연간 총 투입 비용}}{\text{연간 총 에너지 발생량}} \\ &= \frac{\text{감가상각비} + \text{연간연료비} + \text{운전유지비} + \text{세금} + \text{보험료}}{\text{연간 총 에너지 발생량}} = \text{단위당 생산원가} \end{aligned}$$

나. 할인율을 적용한 경제성 분석방법

위와 같은 실적원가 분석은 초기 투자비를 제품수명으로 나눈 감가상각비와 운전조건 등을 반영한 연료비, 그리고 운전관리비를 기초로 함으로 미래에 발생할 비용을 제대로 반영하지 못하는 단점이 있다.

이러한 단점을 보완하는 방법으로 미래의 비용에 대한 순현금흐름을 사회적 할인율로 할인하여 현재가치화하여 현재의 비용으로 산입하는 방법이 많이 사용되고 있다.

현금(cash)을 투자하는 경우, 일반적으로 투자대상은 미래에 수익을 실현하여 보다 많은 현금수익을 가져다주는 것이 상례이다. 이는 역으로 미래의 비용을 산정 시, 미래에 발생할 비용에 대한 현금흐름을 현재가치로 환산할 필요가 있다. 미래의 현금흐름을 현재가치로 환산할 때의 환산계수가 일반적으로 할인율

이며 이는 대개 무위험 이자율(은행정기예금이자율 기준)이 적용되고 있다.

일반적으로 장기간 사용하는 에너지 공급설비의 투자에 대해서 설비투자에 대한 비용(고정비)은 투자에 대한 이자를 감안해야 하는데, 이는 단순히 투자 비용을 설비수명으로 나누는 경우보다 다소 높게 나타난다.

이러한 설비투자에 이자비용을 감안한 연간고정비를 산정하는 경우, 보통 간편히 자본회수계수(CRF, capital recovery factor)를 이용하는데 이는 할인율과 제품의 수명기간을 변수로 하고 있다. 이 같은 자본회수 계수는 다음 식으로 표현된다.

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \dots\dots\dots (식 4-1)$$

여기서,

n = 수명기간

i = 할인율

따라서 할인율을 적용한 에너지 공급 설비를 가동하는데 드는 연간비용 계산방식은 다음과 같은 수식으로 기술될 수 있다.

$$AK = I_0 \cdot CRF + K_0$$

여기서,

AK : 연간 소요 비용(constant annuity)

I_0 : 초기투자비

$I_0 \cdot CRF$: 초기투자비를 일정한 금액으로 설비수명기간 동안 매년 회수하는 비용.

K_0 : 연간유지비용(연료비 포함)

여기서 연간 소요비용을 생산량으로 나누면 단위당 생산원가가 산출된다. 이 같은 방식을 사용하는 원가분석 방법을 균등화 비용 방식이라고 한다.

다. 기타의 경제성분석

그밖에 특수한 경우의 경제성 평가는 다음과 같은 검토를 거칠 수 있다. 하나는 초기투자비 산정 시 차입금리와 연간 물가상승률 등을 고려하여 자본회수 계수를 정하는 것이고, 그 다음에 연간 운영비를 시산하여, 상기 두 계정을 합쳐서 연간 경상비를 결정하는 방식이다.

에너지 공급 설비 이용에 따른 연간 소요 비용 =

$$\frac{(i-k)(1+i)^n}{\{(1+i)^n - (1+k)^n\}(1+k)} C+A - \frac{(i-k)(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - (1+k)^n} (F-T) \quad \dots\dots (\text{식 4-2})$$

여기서,

A : 운영비(전력요금 + 가스요금 + 석유류요금 + 유지수선비 등)

i : 차입금리 (%)

k : 연간물가상승률 (%)

n : 감가상각년수 (년)

C : 초기투자비(건설비+제반세금(부동산취득세 등))

A : 변동비(제반세금(고정자산세 등)+보험+연간에너지소비비용)

F : 잔존단가

T : 철거처리비

여기서 연간 소요비용을 생산량으로 나누면 단위당 생산원가가 산출된다.

2. 에너지공급 설비 자체에 대한 편익/비용 분석 방법

에너지공급 설비자체에 대한 경제성을 평가하는 비용/편익 분석(benefit/cost analysis) 방법은 순현재가치(NPV, net present value)법, 비용/편익 비율(benefit/cost ratio) 방법, 내부수익률(IRR, internal rate of return) 방법 등이

있다.

비용/편익 분석의 기법은 설비수명 동안의 자체기기에 대한 총편익과 총비용을 비교하는 경제성 분석 기법이다. 이를 위하여 미래의 편익과 비용의 흐름, 즉, 현금흐름을 어떻게 측정하며, 마지막으로 측정된 미래의 현금흐름을 일정 할인율을 사용하여 현재 가치화하는 과정이 비용편익 분석의 요체이다. 비용편익 분석방법은 크게 할인율을 사용하지 않는 단순한 방법인 비할인방법(non-discounted cash flow method)과 할인율을 사용하는 현금흐름 할인방법(discounted cash flow method)으로 구분된다. 이 중에서 비할인방법은 계산과정이 간단명료하여 누구나 쉽게 이해할 수 있다는 장점을 가지고 있는 반면, 현금흐름의 시간성을 고려하지 않는다는 단점이 있다.

가. 순현재가치 방법

순현재가치(NPV)란 일정 기간의 수입(수익)과 지출(비용)의 현금흐름의 차이를 할인율로 현재시점으로 할인한 금액의 총합이다. 즉 할인한 투자편익에서 같은 방법으로 할인한 총비용을 차감한 금액이다. 사업투자에서 발생한 순수익의 흐름을 현재가치로 환산함을 말한다.

사업기간을 n 년, t 기의 편익을 B_t , t 기의 비용을 C_t , t 기의 순편익을 NB_t ($NB_t = B_t - C_t$), 할인율을 r 이라 하고 r 이 시간에 따라 변하지 않는다고 하면, 순현재가치 NPV는 다음과 같다.

$$\begin{aligned} NPV &= (B_0 - C_0) + \frac{B_1 - C_1}{(1+r)} + \frac{B_2 - C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n - C_n}{(1+r)^n} \\ &= NB_0 + \frac{NB_1}{(1+r)} + \frac{NB_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{NB_n}{(1+r)^n} \end{aligned}$$

$$= \sum_{t=0}^n \frac{NB_t}{(1+r)^t} \dots\dots\dots(\text{식 4-3})$$

그런데, 순 현재가치방법에 의하면 NPV가 최소한 정(positive)의 값을 가져야 투자사업이 경제성을 갖게 되는데, 순현재가치 방법은 곧, 다음의 조건을 만족시키는 것을 의미한다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NB_t}{(1+r)^t} \geq 0 \dots\dots\dots(\text{식 4-4})$$

나. 내부수익률 방법

내부수익률 방법은 투자에 따른 수익률이 얼마가 되는가를 알아보는 방법이다. 여기서 내부수익률(IRR)이란 투자사업에서 발생하는 총수익의 현재가치와 총비용의 현재가치를 동일하게 하는 할인율이다. 즉,

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+\lambda)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+\lambda)^t} \dots\dots\dots(\text{식 4-5})$$

여기서 할인율 λ 가 내부수익률이 되는데 투자사업의 순현재가치를 영(zero)이 되도록 하는 할인율이다.

$$\sum_{t=0}^n \frac{NB_t}{(1+\lambda)^t} = 0 \dots\dots\dots(\text{식 4-6})$$

내부수익률은 내부적인 이유로 해서 외부의 특정 할인율과는 상관없이 오직 순수익의 흐름에 따라 자체적으로 결정된다. 그러나 부(negative)의 순수익(편익)이 사업초기에만 발생하지 않고 그 이후에도 발생하는 경우, 내부수익률은 더 이상 내부적일 수 없다. 왜냐하면 사업기간 중에 순편익이 부(-)가 되면 추가지출을 요하게 되고, 따라서 IRR은 추가자본비용에 해당하는 할인율에 의존하게 되기 때문이다. 사업기간 중 추가자본지출에 의하여 순편익의 부호가

변하는 횟수만큼 IRR은 그 만큼의 해(解)를 갖게 되므로, 어느 것이 진정한 IRR인지를 판단해야 하는 어려움이 있다. 일반적으로 IRR이 유일한 해를 갖기 위해서는 사업초기에만 순편익이 부(-)가 되고 시설이 완성된 후에는 순편익이 정(+)이 되어야 한다. 내부수익률이 유일한 해(解)를 갖는 경우, 단일투자사업에 대한 평가결과는 NPV이나 IRR 방법이 모두 동일하다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NB_t}{(1+r)^t} \dots\dots\dots(\text{식 4-7})$$

따라서 투자사업의 순현재가치 NPV가 정의 값을 갖기 위해서는 투자자본비용 r보다 한계효율, 즉 내부수익률 λ 가 더 커야 한다. 따라서 IRR방법에 의한 투자사업 평가기준은 $\lambda > r$ 가 된다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \left[\frac{NB_t}{(1+r)^t} - \frac{NB_t}{(1+\lambda)^t} \right] \geq 0 \dots\dots\dots(\text{식 4-8})$$

다. 편익/비용 비율방법

편익/비용 비율 방법은 근본적으로 순현재가치 방법과 비슷하나 순현재가치와 같이 절대액에 의존하는 것이 아니라 현금흐름을 지수로써 표시하여 투자가치를 평가하는 방법이다. 따라서 이 방법을 수익률지수(profitability index) 방법이라고도 한다. 편익/비용 비율은 비용의 현재가치에 대한 편익의 현재가치의 비율이다. 사업이 경제성을 가지기 위한 조건은 다음과 같다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \left[\frac{B_t}{(1+r)^t} - \frac{C_t}{(1+r)^t} \right] \geq 0 \dots\dots\dots(\text{식 4-9})$$

이는 다시 다음과 같이 변형될 수 있다.

$$B/C \text{ 비율} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \geq 1 \dots\dots\dots(\text{식 4-10})$$

이러한 방법에 의하면 B/C 비율이 '1'보다 클 때 투자사업이 경제성을 갖는 것을 의미한다. 투자사업의 평가에 있어서 위 3가지 기법 중 어느 것을 선택하여도 결과는 동일하게 나온다. 왜냐하면 어떤 투자사업의 내부수익률이 자본비용보다 클 때 순현재가치는 반드시 정(+)의 값을 갖게 되고, 순 현재가치가 정(+)이면 편익/비용 비율은 항상 '1'보다 크기 때문이다.

3. 수명주기비용(LCC, Life Cycle Cost) 분석 방법¹⁰⁾

근래 건설업계를 중심으로, 사업의 경제성 평가를 위한 방법으로 수명주기비용(LCC, Life Cycle Cost) 분석 방법이 늘어나고 있다.¹¹⁾ 또 최근에는 기술연구소를 중심으로 신·재생에너지 공급설비의 경제성 평가를 위해 이 방법을 도입하는 경우가 증가하고 있는데 이 분석기법은 보다 긴 사업기간에 발생하는 여러 가지 세부 편익과 비용을 보다 현실적인 측면에서 분석하고 있지만 분석을 세밀히 하기 위해서는 보다 많은 시간과 노력을 요하는 단점이 있다. 여기

10) 주요 내용은 www.ihevi.com에서 인용

11) LCC 분석은 1930년 이후 미국 국방성에 의해 연구개발이 시작되어 군관계 병참지원을 위한 비용평가 방법으로 이용되다가 1960년에 처음으로 LCC라는 용어로 사용되기 시작하였음. 국내에서의 LCC 기법 소개는 일본보다 늦은 1980년대 초에 정부의 의사결정 수단으로서 장래에 발생하는 비용의 체계적인 분석에 관심을 갖는데서 시작하여 1981년 병참지원을 위한 비용산정 수단을 위한 지침서로서 “체계분석과 비용”이란 자료를 출판하면서 부터임. 최근 건설분야에서 투자예산계획 및 비용편익분석 분야의 할인을 적용원리가 건설의 특정분야에서 적용되고 있는데, 이에 대한 예가 Life Cycle Cost 분석기법이라고 할 수 있음. LCC 개념이 도입된 이후 20년이 경과되어 이론적인 체계와 용어의 정확한 개념은 어느 정도 확립되었지만 실용화는 아직 초기 단계임. LCC가 실용화되기 위해서는 LCC에 입각한 의식의 사회적 확립, LCC 분석에 필요한 설비의 수명과 보수율 등의 자료수집과 축적, 보전성에 대한 이해의 확립, 유지보전 기술의 향상 등 여러 가지 문제가 선결되어야 하는 것으로 나타나고 있음.

서 수명주기 분석 방법에 대해서 간단히 기술하면 다음과 같다.

수명주기비용은 일반적으로 제품의 생산, 사용, 폐기처분의 각 단계에서 생기는 비용을 합한 총비용을 말하며, Life Cycle Costing(LCCing)은 이 총 비용을 산정하는 순서를 말한다.

약어로 LCC라고 하면 앞서 기술한 비용을 지칭하는 경우와 후자의 비용을 산정하는 방법을 지칭하는 경우가 있는데 일본에서는 Life Cycle Cost를 “생애주기비용”이라고 하고 Life Cycle Costing을 “생애주기비용산정”으로 구분하고 있다. Life Cycle Costing은 그 개념상 수명주기를 갖는 어떠한 하드웨어 시스템(예: 빌딩, 기계 등)이나 소프트웨어 시스템(예: 컴퓨터 프로그램 등)에도 적용될 수 있는데, 2000년 3월 건설기술관리법 시행령 개정시 총 공사비 500억원 이상의 1종 시설물이 포함된 건설공사에서는 “설계의 경제성 등 검토” 조항이 신설되어 설계 VE(value engineering) 제도와 LCC 검토가 의무화되면서 각종 턴키프로젝트(turn-key project)에서 VE와 수명주기 비용산정을 수행하고 있다.

이러한 LCCing 분석의 절차를 개괄적으로 요약하면 다음과 같다.

- ① 분석 목표 확인
- ② LCC 구성 항목 조사
- ③ 분석을 위한 기본가정
- ④ 구성항목별 비용산정
- ⑤ 전체 비용 종합
- ⑥ 자료축적 및 Feedback
- ⑦ LCC분석에 근거한 의사결정

가. 분석목표 확인

LCCing 분석의 최초단계는 분석의 목표를 명확히 하는 일이다. 분석 목표의 예를 들면 설계대안들의 평가, 특정 건물부품들에 대한 평가, 발주자의 의사결

정 지원 등이다. 이러한 분석목표에 따라 이후 LCCing 분석단계들의 작업내용이 결정된다.

나. LCC 구성항목

분석목표에 따라 결정되는, 일반적인 건축이나 토목인 경우의 LCC 구성항목은 다음에서와 같다.

Life Cycle Cost 구성항목의 분류

구 성 항 목	내 용
기획비	- 계획비 - 타당성 조사비
설계비	- 건축부문 - 기술부문
건설비	- 직접공사비 - 간접공사비(현장관리비, 산재보험료, 안전관리비, 일반관리비 등)
운영비 (1) - 운영 및 일상 수선비 (가동 및 소규모 수선유지비)	- 일반관리비 - 청소비 (오물수거비 포함) - 일상(소) 수선비 - 전기료 - 수도료 - 난방비 - 엘리베이터 전기료
운영비 (2) - 장기(주요) 수선유지비	- 건축공사 - 토목공사 - 조경공사 - 전기설비공사 - 기계설비공사 - 통신공사
잔존가치와 철거비용	- 잔존가치 - 폐기처분비

다. 분석을 위한 기본가정

건축물의 LCC 분석은 구조물의 미래를 대상으로 하기 때문에 분석을 위해서는 기본적인 가정이 필수적으로 요구된다. 대표적인 가정사항은 분석기간,

할인율 등이다.

1) 분석기간

분석기간은 수명주기를 얼마동안으로 산정할 것인가에 대한 가정이다. 분석기간의 가정에는 다음과 같은 건축물/건물부품의 수명에 대한 고려가 필요하다.

<기계설비, 건축물/건물부품의 수명>

- 물리적 수명: 물리적인 노후화에 의해 결정되는 수명이다.
- 기능적 수명: 원래의 기능을 충분히 달성하지 못함으로써 결정되는 수명이다.
- 사회적 수명: 기술의 발달로 사용가치가 현저히 떨어지는 것에 의해 결정되는 수명이다.
- 경제적 수명: 지가의 상승, 기술의 발달 등으로 인해 경제성이 현저히 떨어지는 것에 의해 결정되는 수명이다.
- 법적 수명: 공공의 안전등을 위해 법으로 정해 놓은 수명이다.

2) 할인율

LCCing 분석에는 미래의 발생비용을 현재의 가치로 환산하는 과정도 포함한다. 환산 시에는 돈의 시간가치 계산 시 사용되는 할인율이 이용되는데, 할인율에는 공칭할인율(nominal discount rate)과 실질할인율(real discount rate)이 있다. 공칭할인율은 인플레이션 효과가 고려된 할인율이고, 실질할인율은 인플레이션 효과가 제거된 할인율이다. 그러므로 할인현금흐름 분석(DCFA, discounted cash flow analysis) 시에는 현금흐름이 일반(시중) 현금흐름이면 할인율도 일반(시중) 할인율을 사용해야 되고, 현금흐름이 일정(실질) 현금 흐름이면 할인율도 일정(실질) 할인율을 사용해야 된다.

일반할인율과 실질할인율의 관계는 다음과 같다.

$$\text{일반할인율} = \text{실질할인율} \times \text{인플레이션율}$$

시중할인율은 장기정부채권의 이자율을 사용하는 것이 원칙이나 국내의 경우 장기정부채권의 시장규모가 적어 금리의 주도적 역할을 담당하지 못하므로 흔히 은행 이자율을 시중할인율로 사용한다.

라. 구성 항목별 비용산정

다음 단계는 LCC 구성항목별로 비용을 산정하는 작업이다. 이들 비용은 모두 미래의 발생비용에 대한 예측이다. 이를 위해서는 과거의 유사건물에 대한 실측자료가 매우 중요하게 사용된다. 그러므로 자료수집을 통해 필요한 자료를 수집하고, 이들 중 해당 LCC 분석에 이용될 수 있는 자료를 엄선하여 구성항목별 비용산정에 사용하여야 한다.

마. 전체비용 종합

구성항목별 비용산정이 완료되면 이들 비용을 종합함으로써 총비용(LCC)을 구할 수 있다. 총비용에는 2가지 종류가 있으며 이들은 다음과 같다.

- 1) 불변 총비용: 구성항목별 비용들을 단순히 더한 비용이다. 이는 구성항목별 비용들 간의 상호 비교목적으로 사용된다.
- 2) 할인 총비용: 구성항목별 비용들을 현가로 환산하여 더한 비용이다. 이는 현가에 기초한 의사결정 목적에 사용된다.

또한 위의 불변 총비용과 할인 총비용에 대해 비용항목들의 위험과 불확실성을 다루는 방법에 따라 전체비용종합을 위한 모델링법(Modelling Approach)은 다음과 같이 구별될 수 있다.

- 가) Deterministic Modelling: 구성항목별 비용들의 위험을 고려 안하고 단순히 더하는 방법이다. 이 방법은 간단은 하나 비용의 대표성이 부족한 단점이 있다.
- 나) Probabilistic Modelling: 구성항목별 비용들의 Risk를 고려하여 더하는 방법이다. 이 방법은 대표성은 있으나 계산이 복잡한 단점이 있다.

바. LCC 분석에 근거한 의사결정

위의 단계에서 LCC가 구해지면 이를 기초로 각종 분석(경제적 평가)을 실시하는 단계이다. 이러한 경제적 평가를 바탕으로 최종 의사결정을 하게 된다.

사. 자료축적 및 Feedback

최종단계는 자료축적 및 Feedback의 단계이다. 즉 실무가 진행되어감에 따라 LCC 분석시의 예상과 실재를 비교하고, 문제점을 찾아내고, 가능한 경우 의사결정을 조정/수정해 가는 단계로 이 단계는 체계적인 자료의 수집 및 이들 자료의 미래 활용방안에 대한 준비도 포함한다.

이러한 수명주기비용 분석방법은 그 분석이 다른 분석방법에 비하여 정확도는 증대할 것이나 많은 관련 자료와 시간, 그리고 노력을 요한다. 따라서 본 분석에서는 많은 신·재생에너지 원별 설비를 다루어야 한다는 점을 감안하여 이 방법은 소개에 그치기로 한다.

4. 신·재생에너지 원별 경제성 분석 방법 및 문제점

신·재생에너지의 경제성을 논하는 목적은 신·재생에너지 원(源) 혹은 설비를 가지고 생산한 전기나 열에너지 - 온열과 냉열 -가 기존 석유나 석탄, 천연가스의 화석에너지로 생산한 전기나 열에너지를 사용하는 경우와 비교하여 그 공급이 경제적으로 얼마나 효율적인가를 알고자 함이다.

이 같은 목적을 위한 분석방법은 필요한 에너지를 얻기 위하여 이용하는 신·재생에너지 설비에 투입되는 총비용을, 타에너지 공급설비를 가정하여 여기에 투입되는 총비용과 비교하는 방법이 있고, 또 다른 하나는 신·재생에너지 설비에서 생산된 전기나 열에너지의 단위당 생산원가를 산정하여 기존 화석에너지로 생산한 전기나 열에너지의 단위당 생산원가와 비교하는 방법이 있

는데, 여기서는 후자의 방법을 주로 채택하고자 한다. 이는 전기나 열의 생산 원가를 알 경우에 손쉽게 상호 비교함으로써 쉽게 그 경제성이 파악되기 때문이다.

이러한 신·재생에너지로 생산된 전기나 열에너지의 단위당 생산원가를 산정하는 방법은 앞의 경제성 분석 방법론에서 제시된 바와 같이 간단히 두 가지로 요약될 수 있다. 하나는 단순히 연간 총 비용을 연간 총 생산한 전기나 열에너지의 양으로 나누어 생산원가를 산정하는 일이고 다른 하나는 상기 현재가치법을 이용하여, 설비의 사용이 장기적이라는 점을 감안, 수명기간 동안 투입될 총비용을 현재가치화하고 또, 설비수명기간 동안 생산될 전기나 열에너지를 할인율로 할인하여 총현재가치를 할인된 물량의 합으로 나누어 비용을 산정하는 것이다.¹²⁾

후자의 경우 기존의 에너지공급 원가 산정에서 많이 사용되는 방법으로 미래의 비용과 생산을 현재가치화하여 설비사용기간에 발생할 제반 비용과 생산에 따른 제반 요인을 생산원가에 반영함으로써 미래의 비용과 생산이 원가에 미치는 요인을 보다 합리적으로 현재의 생산원가에 반영하는데 그 목적이 있다.

이러한 생산원가를 도출하기 위한 산출공식을 기술하면 아래와 같다.

$$\begin{aligned}
 & Q_0 \cdot P_0 + \frac{Q_1 \cdot P_1}{(1+r)} + \frac{Q_2 \cdot P_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_n \cdot P_n}{(1+r)^n} \\
 & = C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n} \dots\dots\dots(\text{식 4-11})
 \end{aligned}$$

12) 앞에서 CRF를 사용한 연간 소요 비용을 생산물량으로 나누어 생산원가를 산정하는 균등화 비용 방식과 같은 값이 도출됨. 설비 중간교체 비용이나 저리금융지원 부분은 프로그램을 이용하여야 원가를 보다 정확히 산출할 수 있음.

n = 사업기간(년)

Q_t = t 기의 생산물량(단위 : 전기; kWh, 열에너지; 1만kcal)

P_t = t 기의 생산된 전기나 열에너지의 단위당 가격(단위 : 전기; 원/kWh, 열에너지; 원/만kcal)

C_t = t 기에 투입된 총 비용(설비투자비, 감가상각비, 중간설비교체비용, 운영비, 지급이자 등)¹³⁾

r = 할인율(%)

(식 4-11)에서 사업기간동안 다른 요인이 변하지 않는 한 생산원가가 동일하다고 보고 이를 산정하면 다음과 같다.

$$P(\text{생산원가}) = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}} \dots\dots\dots(\text{식 4-12})$$

한편, 신·재생에너지 원별 에너지 생산원가 산정 시에 적용되는 사회적 할인율¹⁴⁾은 원가에 많은 영향을 미치는 변수 중의 하나인데, 할인율이 높으면 생산원가가 높게 산정되고 낮으면 낮게 산정된다.¹⁵⁾ 이러한 할인율은 시대의 상황에 따라 변하는 현상을 보여 왔다. 국내 할인율은 국제 시장의 금리에도 많

13) 지열 냉난방 설비의 경우 연료비가 추가됨. 태양열 설비에서와 같이 소규모 전기 사용의 경우 연료비는 운영비에 포함.

14) 여기서의 할인율은 실질금리에 인플레이션율이 합쳐진 것으로 국내 사업 타당성 분석 시에 일반적으로 사용되는 할인율임.

15) 어떤 한 산업을 육성하기 위한 경우에는 보다 높은 할인율을 적용함.

은 영향을 받는데, 과거에는 10% 이상의 높은 현상을 보이기도 하였다. 국내 시장금리의 경우 특히 1997년 말의 IMF사태(국제금융위기) 이후 일시적으로 매우 높게 형성되기도 하였으나, 최근에는 매우 낮은 양상을 보이고 있다. 이 같은 현상은 2001년 미국의 911 사태 이후 미국 내 경기를 부양시키기 위해 저금리 추세를 지속하여 온데다 국내에서도 이와 함께 경기부양 등을 목적으로 저금리 정책을 유지하였기 때문이다. 하지만 미국 내 경기회복과 더불어 2004년 중반부터는 금리를 소폭 올렸고 - 0.25% - 연말에도 같은 수준으로 인상할 계획으로 있는데 이 영향이 국내에도 미칠 것으로 예상된다. 아직까지는 국내에서는 경기 부양을 목적으로 저금리 추세를 견지하고 있어 최근의 시중 은행의 장기에금금리가 4% 이하를 유지하는 현상을 보이고 있다. 이러한 금리 수준은 과거에 비하면 매우 낮은 수준으로 1-2년 내로 그리 큰 폭은 아니나 인상될 가능성은 상존한다. 따라서 설비투자의 장기성에 비추어 장기적 관점에서 할인율을 결정할 필요가 있는데, 이를 하나의 수치로 확정하여 경제성을 분석하기에는 향후의 전망이 유동적이다. 따라서 본 연구에서는 현재 본 연구원에서 전력요금 산정이나 가스요금 산정 시 적용하고 있는 7%¹⁶⁾와 한국개발연구원(KDI) 권고 할인율 6%를 함께 분석함으로써 각 할인율에서 산출되는 신·재생에너지 원별 에너지 생산원가를 보다 합리적인 차원에서 분석하여 상호 비교하고자 하였다.

신·재생에너지 생산원가 산정 시 기존의 화석에너지를 사용하여 전기나 열 에너지를 생산할 때보다 많은 어려운 점을 내포하고 있는데 이는 주로 신·재생에너지 산업이 아직 일천하기 때문이다. 신·재생에너지의 생산원가 산정을 위한 주요 변수들이 신·재생에너지원별로 다르며, 각 변수 값이 기존 화석에너지를 이용한 전기나 열의 공급가격을 산정할 때와 같이 확정된 것이 드물고 원별로 산발적이라는 문제는 신·재생에너지의 생산원가 산정을 매우 어렵게

16) 한국전력의 발전소건설 투자비용 및 원가산정 시 적용하는 할인율.

하는 요인이다.

설비의 감가상각비용을 산정하기 위해서 꼭 필요한, 신·재생에너지 공급설비의 수명도 회사마다 차이가 나는 것은 물론, 아직 원별 설비 사용년수에 대해서도 확정되지 않은 것이 많아 신·재생에너지원별 경제성 분석에서 분석자의 주관적 의사개입의 소지가 적지 않은 문제점이 있는 것으로 나타나고 있다.

태양광 발전설비의 경우, 국내에 보급된 지가 그리 오래지 않아, 생산원가분석에 사용되는 설비사용년수가 20년에서 30년으로 범위가 크며, 기술적인 면을 감안하더라도 평가자의 자의적 의사 개입의 소지가 커서 공정한 원가산정에 문제점이 되고 있다. 지열 설비의 경우도 일부에서 지하열교환 부분은 반영구적이라는 견해가 있는가 하면 건물을 철거하는 경우를 감안하여 30년 이상은 무리라는 견해가 있다. 여기서는 외국의 적용 예(例)¹⁷⁾와 국내 현실을 감안하여 30-40년으로 산정하고 있다.

신·재생에너지 설비에서 생산된 에너지 양(量)을 산정 시, 태양광 발전이나 태양열 이용, 그리고 풍력발전의 경우, 지역적으로 일사량에 차이가 나고 풍량에도 차이가 있어, 합리적이고 전국적으로 통일된, 신·재생에너지 원별 설비 이용률(capacity factor)에 대한 확정된 자료가 필요하나 아직 신·재생에너지 산업이 일천하고 관련 연구가 부족하여 자료가 미흡한 면이 많다.¹⁸⁾

지열생산의 경우 동일설비로 동절기 온열(溫熱)을 생산하고 하절기 냉열(冷熱)을 생산하여 사용함으로 원가 산정 시 동일설비로 온열과 냉열 생산에 따른 비용배분 시, 설비의 이용률에 따른 합리적이고 타당한 논리를 개발할 필요가 있는데 이에 대해 심도 있는 연구한 자료가 부족하다. 이러한 요인들은 신·재생에너지의 경제성 분석을 어렵게 하는 요인 들이다.

17) 지열 냉난방 설비의 경제성 분석 시 25년을 적용하는 경우도 있음.

18) 이러한 점을 감안하여 기술적인 측면에서 주요 신·재생에너지 원별 전국 평균의 설비이용률을 알아보기 위해 [부록 5]에 에너지기술연구소의 “원단위 분석 연구”를 실었음. 상호 비교하여 표준화된 설비의 에너지 생산량 산정에 꼭 필요한 보다 합리적인 설비이용률을 책정하는 일은 국내 신·재생에너지의 경제성 분석을 위해 매우 중요한 일임.

신·재생에너지는 전반적으로 기존의 화석에너지와 경쟁할 때 경제성이 떨어지는 것으로 나타나고 있다. 따라서 정부는 이와 같은 점을 감안하여 신·재생에너지 생산설비를 설치하는 법인이나 사업자에 대하여 재정적인 지원을 하고 있는데, 이 같은 지원방법에는 법인세(소득세) 감면, 저리융자지원, 투자비에 대한 직접 보조지원 등이 있다. 이 중 법인세(소득세) 감면은 현재 투자비용의 7%를 감면하고 있으며, 융자자금에 대해서는 시중 금리보다 1.5-2.0%가 저렴한 이자율(시중금리에 연동된 변동금리)을 적용하여 신·재생에너지 설비에 대한 투자확대를 지원하고 있다.

더욱 이러한 지원만으로는 신·재생에너지 확대가 어렵다고 판단하여, 신·재생에너지를 이용하여 전력을 생산하는 설비에 대해서는 투자비용의 70%까지, 그리고 열에너지에 대해서는 50%까지를 직접 보조지원하여 신·재생에너지 보급의 저변 확대를 꾀하고 있다. 하지만 비교적 경제성이 확보되었다고 판단한 중·대형 풍력발전 설비에 대하여는 직접 보조지원은 하지 않고 있다.

본 신·재생에너지 원별 생산원가 산정은 11개의 신·재생에너지 태양광발전, 태양열, 소수력 발전, 풍력 발전, 지열, 조력 발전, 폐기물 발전 및 열생산, 연료전지, IGCC 등의 원(源)중에서 앞의 5개에 관해서 분석하고, 조력 발전에 대한 원가산정은 타보고서의 분석내용을 인용하였다.

제 2 절 신·재생에너지 원별 경제성 분석

1. 태양광 발전의 경제성 분석

가. 태양광 발전원가 산정의 기본 전제

태양광 발전의 경제성을 분석하기 위해서는 우선 태양광 발전설비의 특성에 대한 지식¹⁹⁾과 이를 바탕으로 한 태양광 발전원가 산정을 위한 제반 변수의

범위 설정이 필요하다.

앞의 신·재생에너지 원별 경제성 분석 방법론에서 기술된 바와 같이 태양광 발전원가는 설비의 운전기간 중에 발생하는 현가화(現價化)된 총 비용을 할인된 총생산량으로 나누어 산정하였는데 이러한 생산원가는 할인을, 설비투자비용, 설비의 규모와 수명, 운전비용에 따라서 차이가 나며, 생산량은 설비의 이용률에 따라서 차이를 보인다. 또 일반적으로 모든 설비가 그 차이는 있으나 규모의 경제성이 적용된다는 점을 감안할 때 원가산정을 위한 기준 설비 규모를 정할 필요가 있다. 태양광 발전은 태양광을 전력으로 전환하는 발전설비로 그 규모는 집광판을 얼마나 많이 연결하느냐에 따라서 달라지는데, 우선 기준이 되는 태양광 발전설비 규모를 설정하기 위해서는 통상 많이 보급된 규모를 상정하는 것이 합리적일 것이다. 국내에서는 일반가정에서 보통 사용하는 전력량을 기준으로 한 3KW 규모의 설비가 많이 보급되어 있으며, 그 외에 1KW, 2KW, 5KW, 10KW 등이 있으나 본 연구에서는 제일 많이 보급된 3KW 용량의 태양광 발전설비를 기준으로 하고, 사업성을 감안한 규모의 경제성을 알아보기 위하여 10KW 설비에 대해서도 발전원가를 산정하였다.

발전원가 산정을 위한 주요 부문은 비용부문인데, 비용부문에서 제일 중요한 항목 가운데 하나는 설비투자부문이다. 태양광 발전설비를 설치하기 위한 투자비용은 설비의 형태에 따라서 차이가 나며, 설비 형태는 축전지를 사용하는 분리 독립형과 기존 전력공급망과 연결되는 계통 연계형으로 나뉘는데, 독립형의 경우 축전지를 사용하는 비용이 추가되기 때문에 다소 비싸다. 이러한 태양광 발전의 설비 설치비용은 설비를 시공하는 회사와 설치하는 위치에 따라서도 다소 차이가 난다.

태양광 발전 설비의 투자비용은 축전지를 사용하는 독립형의 경우는 시공업체마다 다소 차이가 있으나 3KW 설비의 경우 현재 32,500천원²⁰⁾이 소요되는

19) [부록 5] 태양전지 부문 참조

20) 부가가치세 포함 비용임. 매 5년마다 배터리를 교체 함. 배터리 교체비는 2,500천원임.

것으로 나타나고 있으며, 기존 전력망과의 계통 연계형은 시공업체에 따라 다소 차이가 있으나 30,000천원이 소요되는 것으로 밝혀지고 있다. 또, 10KW 설비의 경우 규모의 경제성으로 95,000천원이 소요되는 것으로 나타나고 있다. 일반적으로 집광판의 생산원가가 기술발전으로 점차 낮아지고 있어 향후 이러한 설치비용은 낮아질 것으로 전망되고 있다.²¹⁾

본 연구에서는 설비의 형태와 설비 규모에 따라 3KW 분리 독립형, 그리고 3KW와 10KW의 계통 연계형을 중심으로 태양광 발전원가를 비교 분석하였다.

다른 비용은 설비 운영에 따른 운영비인데, 태양광 발전 설비가 자동화되어 있고, 설비가 견고하여 운영비는 많이 소요되지 않으나 설비의 점검 및 예기치 않은 부품의 파손 등 설비가동에 따른 운영비용이 소요되는 점을 감안, 여기서는 초기 투자비용의 1.0%를 연간 운영비로 산정하였다.

발전원가 산정의 주요 변수 중 하나는 태양광 발전설비의 수명으로, 이는 설비를 생산하는 회사와 설비유지, 보수에 따라 차이가 날 수 있는데, 통상 20-30년을 사용하는 것으로 알려지고 있다. 태양광 발전설비의 보급기간이 오래되지 않아 아직까지 이에 대해 정확히 표준화된 것이 없어, 본 연구에서는 설비수명을 20년과 30년의 경우를 각각 전제하여 태양광 발전원가를 산정하여 비교 검토하였다.²²⁾

발전원가 산정의 또 다른 주요 변수 중의 하나는 전력생산량인데, 이는 태양광 발전설비제조회사의 생산제품의 성능에 따라서 다소 차이가 나며, 지역별 일사량에 따라서 차이가 있다. 국내 기준이 되는 태양광 발전원가를 산정하기

21) 국내 태양광 발전 설비 단가는 연계형 3KW 기준 2003년 4천만원 수준에서, 36백만원으로 그리고 3천만원 수준으로 하락하여 왔음. 일본의 경우 3KW 설비단가는 1994년 6백만엔에서 2003년 1.65백만엔으로 연평균 15% 이상의 하락을 보여 왔음. EU보고서(PV status Report, Research Solar Cell Production and Market Implementation in Japan, USA, and the European Union, 2003. 9.) 다음 장 '태양광 발전 지원 수준'에서 자세히 기술하고 있음.

22) 일본에서는 태양광 발전설비의 수명을 20년으로 보는 전문가들이 많음. 캐나다의 신·재생에너지 경제성 평가 프로그램인 RETScreen에서는 태양광 발전의 경제성 평가 시 설비의 수명을 30년으로 산정하고 있음.

위해서는 전국적으로 통일된 기준 설비의 발전량에 대한 통계자료가 필요하나 아직 이에 대해 심도 있게 연구된 자료가 없다.²³⁾ 여기서는 설비용량에 설비이용률(capacity factor)을 곱하여 사용하였는데, 설비이용률은 연간 동일설비로 발전할 수 있는 최대 발전량에 대한 실제 발전량의 비율²⁴⁾로 주요 선진국에서도 이 같은 방법으로 태양광 발전량을 산정하고 있다. 국내 태양광 발전의 설비이용률은 현재 대체에너지 보급통계작성 시 15.5%를 적용하고 있으나 이는 한국의 위도 상 위치를 감안할 때, 다소 높은 것으로 평가되고 있다. 설비이용률이 클수록 발전량이 많아 태양광 발전 단가는 낮아지는데 여기서는 국내 최소치로 알려지고 있는 12%와 국내에서 사용하던 기존의 15.5%의 경우를 함께 대비하여 발전원가를 산정하였다.²⁵⁾

태양광발전 경제성 분석의 주요 변수인 할인율은 앞의 방법론에서 기술한대로 7%와 6%인 경우로 나누어 두 가지를 분석하여 할인율의 변동이 생산원가에 미치는 영향을 고찰하였다.

신·재생에너지는 일반적으로 기존의 화석에너지와 경쟁할 때 경제성이 많이 떨어지고 있어, 정부는 이와 같은 점을 감안하여 신·재생에너지 생산설비를 설치하는 법인이나 사업자에 대하여 재정적인 지원을 하고 있는데, 이 같은 지원방법에는 투자비에 대한 직접 보조지원, 법인세(소득세) 감면, 저리융자지

23) [부록 5] “RETSscreen을 활용한 국내 신·재생에너지 원별 원단위 분석” 중 태양전지 부분 참조. 국내에는 태양광 발전의 전국을 대표하는 평균 설비이용률에 관해서 심도 있게 연구된 자료가 없음. 따라서 본 연구의 일환으로 NASA의 위성 자료 등을 이용한 캐나다의 신·재생에너지 경제성 평가 프로그램인 RETScreen을 활용한 한국의 태양광, 태양열, 풍력, 지열 관련 원단위를 분석하여 참고 자료로 삼고자 하였음.(캐나다의 RETScreen 프로그램 전문가 초청, 관련 work shop 개최를 통한 신·재생에너지 경제성 평가 프로그램의 업계 홍보, 교육 포함)

24) 설비이용률(capacity factor)은 연간 태양광 총발전량을 동일설비로 생산할 수 있는 연간 총 발전가능량으로 나누어 산정함.(설비이용률 = 연간 총 태양광 발전량(kWh) ÷ (설비용량(KW) × 24 시간 × 365일)) 국내에 설치된 태양광 발전설비의 설비이용률은 위치에 따라서 13-14%를 보이는 등 차이가 큼. 전국에 설치된 태양광 발전설비에서 생산된 발전량이 설비마다 다소 차이가 있는 것은 지역별 연간 일사량의 차이 때문임.

25) [부록 5] 태양전지 부분을 보면 한반도 남부의 진주 지역 설비이용률은 15%에 달하는 것으로 나타나고 있으며 기타 지역도 12%는 되는 것으로 나타나고 있음.

원 등이 있다. 현재 태양광 발전 설비를 설치하는 경우, 심사를 거쳐, 설비설치 비용의 70%를 직접보조 지원하고 있으며, 나머지 본인 부담분에 대해서는 7%를 세금감면(법인세, 소득세) 해 주고 있다.

앞에서 기술된 태양광 발전원가 산정을 위한 제반 변수를 바탕으로, 각 변수의 변동에 따른 태양광 발전 원가가 어떻게 변하는가를 분석하면, 실제 국내 태양광 발전 원가가 어느 수준인가를 알 수 있다.

여기서는 설비이용률을 15.5%와 12.0%로 구분하고, 정부의 보조지원이 없는 경우와 둘째 법인세(소득세) 감면만 있는 경우, 셋째, 지원금액이 설비투자비용의 30%인 경우²⁶⁾, 넷째 70%²⁷⁾인 경우, 다섯째 90%²⁸⁾인 경우로 나누어 각 경우들을 상정하여 생산원가를 도출하였다. 또, 설비의 수명이 20년인 경우와 30년인 경우로 나누어 설비의 수명이 태양광 발전원가에 미치는 영향을 함께 분석하였다.

설비가 수명이 다한 후, 설비의 잔존가치는 철거비용과 상쇄하여 없는 것으로 간주하고, 건물의 지붕에 태양광 발전설비를 설치하는 것을 가정하여, 토지 비용은 산입하지 않고 있다.

나. 태양광 발전 생산원가

앞에서 열거한 전제를 바탕으로 할인율이 7%인 경우, 앞에서 기술된 현가방식(現價方式)으로 각 경우에 따른 국내 태양광 발전 원가를 산정하면 다음 <표 4-1>과 같다.

할인율이 7%인 경우의 원가산정 결과에 따르면, 국내 태양광발전 전력 생산원가는 설비의 형태, 설비설치 비용, 설비이용률, 정부 직접 보조지원금의 크기, 설비 수명에 따라서 큰 차이를 보이는데, 정부의 지원이 없는 경우, 3KW

26) 정부의 보조가 초기 투자비용의 30% 이상인 경우는 태양광 발전 전력을 전력거래소를 통하여 기준가격(716.40원/kWh)으로 판매할 수 없음.

27) 현재 정부의 태양광 발전설비에 대한 직접 보조지원 수준.

28) 전력생산원가가 기존 주택용 전력공급요금과 비슷한 수준일 것으로 판단되는 지원 수준.

급의 분리 독립형은 kWh당 891-1,275²⁹⁾원으로 산출되고 있고, 연계형은 667-993원의 범위를 보이고 있다. 10KW급의 연계형은 규모의 경제성이 적용되는 가운데, kWh당 634-943원으로 산출되고 있다. 이는 2003년 전국 평균 전력 생산원가인 kWh당 약 71원³⁰⁾ 수준에 비하면 3KW급 분리 독립형은 12.0-17.2배, 연계형은 9.4-14.0배, 10KW급 연계형은 8.9-13.3배가 높은 것이다.

3KW급의 분리 독립형은 정부의 직접 보조지원이 90%, 설비이용률이 15.5%, 설비수명이 20년인 경우, kWh당 최저 309원에서 정부의 지원이 전혀 없고, 설비이용률이 12%이며, 설비수명이 20년인 경우는 최대 1,275원에 달하고 있다.

<표 4-1> 태양광 발전 원가(할인율 7%)

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	정부보조	분리 독립형		계통 연계형			
		(3KW, 3,250만원)		(10KW, 9,500만원)		(3KW, 3,000만원)	
		30년	20년	30년	20년	30년	20년
15.5%	0%	891	987	634	730	667	769
	법인세 감면	-	-	594	684	-	-
	30%	698	761	437	500	489	560
	70%	441	460	227	254	252	282
	90%	313	309	122	131	133	143
12.0%	0%	1,151	1,275	819	943	862	993
	법인세 감면	-	-	768	884	-	-
	30%	902	983	564	646	632	724
	70%	570	594	294	328	325	365
	90%	404	400	158	170	172	185

주 : 1) 태양광 발전 설비의 연간 운영비는 초기 투자비용의 1.0%로 산정.

2) 10KW 설비를 사업용으로 사용하는 경우, 행정비용 및 안전관리비, 토지임대비용 등은 산입되지 않은 수치임.

29) 매 5년마다 축전지 교체비용은 2,500천원으로 설비수명이 20년인 경우는 7,500천원, 30년인 경우는 12,500천원이 계통 연계형보다 많이 소요됨.

30) 한국전력의 2003년 전국 평균 발전원가는 kWh당 70.72원(송배전 비용 포함)이고 판매원가는 74.68원임. 판매원가 대비 수익률은 5.6% 임.(단 부가가치세와 전력산업기반기금은 제외)

- 3) 신·재생에너지 설비를 설치하는 경우 본인 투자비의 7%에 해당하는 세금을 감면 받을 수 있는데, 이는 투자자가 사업을 하는 경우에 해당함. 따라서 설비를 설치하는 자가 직장인인 경우는 세금감면 혜택이 없음.
- 4) 독립형의 경우 지원율이 90%일 때 설비수명 20년인 경우의 발전원가가 30년인 경우보다 낮은 것은 5년마다 교체되는 배터리의 비용은 지원이 되지 않기 때문임.

계통 연계형 3KW급 태양광 발전원가는 정부의 직접 보조지원이 90%에 달하는 경우, kWh당 최저 133원에서 정부의 지원이 전혀 없는 경우는 최대 993원인 것으로 나타나고 있다. 또, 규모의 경제성을 알아보기 위한 10KW 규모의 발전원가는 같은 조건 하에서 kWh당 최저 122원에서 최대 943원인 것으로 나타나고 있는데 이는 3KW인 경우보다 5.0-8.3%가 낮은 것이다. 이러한 태양광 발전 원가는 설비이용률과 정부의 보조지원이 높을수록, 할인율과 설비 수명 및 설치비용이 적을수록 낮아진다.

현재 정부는 태양광 발전 설비의 보급 확대를 위하여, 설치비용의 70%를 직접 보조지원하고 있는데, 이 경우 태양광 발전원가는 설비의 수명, 설비이용률에 따라 3KW 계통 연계형의 경우 kWh당 252원에서 365원으로 분석되고 있다. 이는 기존 월간 300kWh를 사용하는 가정용 전기 사용 시의 평균 kWh당 요금인 139원³¹⁾보다 1.8-2.6배가 높은 것이다. 월간 300kWh 이하의 전력을 사용하는 일반 가정의 경우, 정부의 70% 직접 보조지원에도 불구하고 태양광 발전설비의 설치에 경제성이 결여된다는 것을 의미한다. 월간 300kWh 이하를 사용하는 가정용 주택전력요금을 감안하면 일반 주택에 태양광 발전설비를 이용한 전력이 경제성을 갖기 위해서는 현 설치비용의 90%를 이상을 직접 보조지원하는 것이 필요한 것으로 분석되고 있다.

하지만 주택용 전력요금은 많이 사용할수록 점진적으로 높아지는데, 월간 550kWh 이상의 전력을 사용³²⁾하는 가정의 경우는 현 정부의 70% 보조지원

31) 3KW 태양광 발전설비로 하루 10kWh(하루 3.3시간 가동, 태양광 발전 설비이용률 전국 평균치 13.75%), 월간 301kWh의 전력을 생산하여 소비하는 가정을 기준으로 하는 경우의 한국전력(주)의 kWh당 평균 전력요금. 이하 월간 300kWh를 사용하는 가정으로 지칭.

수준에서도 경제성이 있다. 이는 월간 전력사용량이 300kWh 이상부터는 전력요금이 kWh당 235.2원이 되고, 400kWh부터는 345.9원, 500kWh부터는 606.8원으로 전력사용량이 많을수록 요금은 증가하기 때문이다.³³⁾

태양광 발전설비 용량 10KW급을 사업용으로 설치하는 경우, 30%의 보조지원을 받는다면 발전원가는 kWh당 437-646원으로 산정되는데, 이는 현재의 태양광 발전 전력의 기준가격이 kWh당 716.4³⁴⁾원인 점을 감안하면 설비를 설치하는 위치에 따른 설비이용률에 따라서 아주 양호한 지역은 경제성이 있을 것으로 판단된다. 하지만 <표 4-1>에 나타난 10KW급의 발전원가가 사업에 따른 행정비용, 안전관리비용, 토지비용 등이 산입되지 않은 점을 감안하면 설비이용률이 낮은 지역에서는 경제성을 확보하기가 용이하지 않을 것으로 판단된다.³⁵⁾

한편, 분리 독립형 3KW급 태양광 발전설비의 경우 설치비용이 32,500천원으로 높는데, 정부의 직접 보조지원이 70%에 달한다고 해도 kWh당 발전원가는 441-594원으로, 기존 가정용 전기 사용 시의 kWh당 139원보다 3.2-4.3배 높게 나타나고 있어 일반적으로는 경제성이 낮다. 하지만 앞의 계통 연계형에서 분

32) 저압 주택용 : 가정용 고객(아파트 고객 포함) 계약전력 3KW이하의 고객, 독신자 합숙소(기숙사 포함) 또는 집단주거용 사회복지시설로서 고객이 주택용 전력의 적용을 희망하는 경우에 적용(단, 아파트고객의 공동설비는 일반용 전력 적용 가능)

기본요금(원/호)		전력량 요금(원/kWh)	
100kWh 이하 사용	370	처음 100kWh 까지	54.60
101 ~ 200kWh 사용	810	다음 100kWh 까지	112.80
201 ~ 300kWh 사용	1,390	다음 100kWh 까지	162.90
301 ~ 400kWh 사용	3,330	다음 100kWh 까지	235.20
401 ~ 500kWh 사용	6,240	다음 100kWh 까지	345.90
500kWh 초과 사용	11,440	500kWh 초과	606.80

o kWh 당 전력요금에는 상기요금 외에 10%의 부가가치세와 4.591%의 전력산업기반기금이 포함됨.

33) 월간 전기사용량이 550kWh 이상인 가정의 경우 일반적으로 부유한 가정인데, 업계는 이 경우 경제적으로는 다소 유리하더라도 주택의 미관을 해친다는 이유로 태양광 발전 설비의 설치를 원하지 않기 때문에 동 부문에 대한 태양광 발전 설비 수요는 기대하기 어렵다고 피력하고 있음.

34) 정부에서 매입하는 태양광 전력 가격

35) 일반적으로 태양광 발전 원가산정 시 인건비가 추가되면 발전원가는 급격히 상승함.

석된 바와 같이 전력을 많이 사용하는 가정의 경우는 설치를 고려해 볼 만하지만, 일반 주택의 경우는 경제성이 결여된다. 따라서 산간오지(山間奧地)나 낙도 등 송전망 설치비용이 매우 높은 지역에 설치함으로써 송배전비용을 절감하여 경제성을 확보한다는 차원이 아니고서는 현 기술과 태양광 발전설비 공급가격으로는 경제성이 낮은 것으로 나타나고 있다.

소규모 전력을 사용하는 일반 가정의 경우는 정부의 직접 보조지원이 90% 이상인 경우 태양광 발전원가가 기존 전력요금과 유사한 수준이 되어 경제성을 확보할 수 있을 것으로 분석되었지만, 독립형의 태양광 발전원가는 정부의 보조지원이 90%가 되어도 kWh당 309-404원대를 보여 일반적인 가정에서의 사용은 경제성이 결여된다.

<표 4-2> 태양광 발전 원가(할인율 6%)

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	정부보조	분리 독립형 (3KW, 3,250만원)		계통 연계형			
				(10KW, 9,500만원)		(3KW, 3,000만원)	
		30년	20년	30년	20년	30년	20년
15.5%	0%	831	932	578	680	609	716
	법인세 감면	-	-	543	637	-	-
	30%	657	723	400	467	448	523
	70%	425	445	212	240	234	266
	90%	309	306	117	127	127	138
	0%	1,074	1,204	747	878	786	925
12.0%	법인세 감면	-	-	701	823	-	-
	30%	849	934	518	603	579	676
	70%	549	575	274	310	302	344
	90%	400	395	151	164	164	178

- 주 : 1) 태양광 발전 설비의 연간 운영비는 초기 투자비용의 1.0%로 산정.
 2) 10KW 설비를 사업용으로 사용하는 경우, 행정비용 및 안전관리비, 토지임대비용 등은 산입되지 않은 수치임.
 3) 신·재생에너지 설비를 설치하는 경우 본인 투자비의 7%에 해당하는 세금을 감면 받을 수 있는데, 이는 투자자가 사업을 하는 경우에 해당함. 따라서 설비를 설치하는 자가 직장인인 경우는 세금감면 혜택이 없음.

4) 독립형의 경우 지원율이 90%일 때 설비수명 20년인 경우의 발전원가가 30년인 경우보다 낮은 것은 5년마다 교체되는 배터리의 비용은 지원이 되지 않기 때문이다.

한편, 할인율이 6%인 경우 국내 태양광발전 전력 생산원가를 산정해 보면, 역시 설비설치 비용, 설비이용률, 정부 보조금의 크기, 설비 수명에 따라서 큰 차이를 보이는데, 3KW급의 분리 독립형은 상기의 각 경우에 따른 분석에서 kWh당 최저 306원에서 최대 1,204원인 것으로 나타나고 있다. 이러한 생산원가는 할인율이 7%인 경우보다 kWh당 최저가격에서는 3원, 1.0%에서 최대가격에서는 71원, 5.6%가 낮은 수준이다.

3KW급의 계통 연계형은 상기의 각 경우에 따른 분석에서 kWh당 최저 127원에서 최대 925원인 것으로 나타나고 있다. 이러한 생산원가는 할인율이 7%인 경우보다 kWh당 최저가격에서는 6원, 4.5%에서 최대가격에서는 68원, 6.8%가 낮은 수준이다.

또, 10KW의 연계형은 상기의 각 경우에 따른 분석에서 kWh당 최저 117원에서 최대 878원인 것으로 나타나고 있는데, 이러한 생산원가는 할인율이 7%인 경우보다 kWh당 최저 5원 4.1%, 최대 65원, 6.9%가 낮은 것이다.

정부가 설치비용의 70%를 직접 보조지원하고 있는 경우의 태양광 발전원가는 설비의 수명, 설비이용률에 따라서 3KW 계통 연계형의 경우 상기 설정된 각 경우의 한도 내에서는 kWh당 태양광 발전원가가 234원에서 344원으로 기존 가정용 전기 사용 시 보다 1.7-2.5배 높은 수준이지만 발전원가는 할인율이 7%인 경우보다 5.8-7.2%가 낮은 것이다.

발전설비 용량 10KW의 경우는 규모의 경제성으로 전력생산원가가 낮아지는데, 정부의 70% 보조지원을 받는다면 발전원가는 kWh당 212-310원으로 할인율이 7%인 경우보다 5.5-6.6%가 낮게 나타나고 있다.

또, 70% 직접 보조지원 시 분리 독립형 3KW급의 kWh당 발전원가는 425-575원으로 기존 가정용 전기 사용 시 보다 역시 3.1-4.1배 높게 나타나고 있지만, 할인율이 1% 포인트 낮아지면서, 발전원가는 3.2-3.6%가 낮아지는 것

으로 분석되고 있다.

태양광 발전이 경쟁력을 확보하기 위해서는 설비설치비용과 축전지의 가격 인하 및 설비성능 향상이 관건인데 이는 향후 관련 기술이 얼마나 빨리 발전할 수 있는가에 달려 있다고 할 것이다.

2. 태양열 온수급탕 설비의 경제성 분석

가. 태양열의 경제성 분석을 위한 기본 전제

태양열 이용의 경제성을 분석함에 있어서도 앞의 태양광 발전원가 분석에서와 같이 태양열 공급설비의 특성³⁶⁾과 열에너지 생산원가 산정을 위한 변수에 대한 범위 설정이 필요하다. 또, 태양열에너지의 경제성 분석은 신·재생에너지 경제성 분석 방법론에서 언급된 바와 같이 태양열 공급설비에서 생산된 열에너지 1만kcal당 생산원가를 기존화석연료인 도시가스나 보일러 등유를 사용하여 생산한 열에너지의 생산가격과 비교하는 방법을 사용하고자 한다.

태양열 집열설비(시스템)는 그 용도에 따라서 크게 저온형(低溫型, 100℃ 이하), 중온형(中溫型, 100℃-200℃), 고온형(高溫型, 200℃ 이상)의 3 가지로 구분되는데, 국내에서는 주로 주민들의 급탕, 난방용으로 이용되는 중저온형은 평판형³⁷⁾과 진공관식 집열시스템을 사용하고 있다. 진공관식은 단일 진공관식과 이중 진공관식으로 나뉘는데, 진공관식은 산업공정용 열공급을 위해서 많이 사용되고 있다. 이중 진공관식은 비교적 높은 열을 얻을 수는 있으나 효율은 단일 진공관식에 비하여 떨어지는 것으로 나타나고 있다. 고온형은 주로 산업체 등에서 산업공정용으로 많이 사용되고 있는데, 고온의 열을 생산하기 위한 태양열 집열시스템은 CPC(compound parabolic collector) type과 PTC(parabolic through collector) type으로 구분된다.

36) [부록 5] 태양열 부분 참조

37) 유창 평판형 집열기(Glazed liquid flat-plate collector)

태양열 이용의 경제성 분석은 열을 이용하는 온도의 범위에 따라서 설비의 효율이 변하며, 그 용도가 가정·상업 분야의 온수급탕, 난방 혹은 산업공정용 등으로 매우 다양하여 어느 한 경우를 기준으로 잡기가 매우 어려운 점이 있다. 여기서는 기존 화석에너지를 이용한 열공급 설비에 대한 보조 설비로서 50-70도 이하의 저온 급탕용 온수설비를 기준으로 그 경제성을 분석하고자 한다.³⁸⁾

태양열 생산원가 산정을 위한 비용부문의 주요 항목인 저온 급탕용 설비투자 비용을 보면, 설비의 형태에 따라서 차이를 보이며, 성능에 따라서도 많은 차이를 보이는데, 개략적으로 평판형의 경우 태양열 집열판 m²당 75만원으로 나타나고 있으며, 진공관식의 경우 단일 진공관식은 m²당 120만원, 이중 진공관식은 90만원으로 나타나고 있다.³⁹⁾

감가상각비용 산정을 위한 주요 변수인 태양열 온수 설비의 수명은 대략 20년인 것으로 알려져 왔으나, 국내에서는 실제 15년 정도를 사용하는 것으로 평가되고 있다.⁴⁰⁾ 이러한 설비수명은 사용자의 관심과 노력에 따라서 많이 차이가 나며, 외국의 경우 경제성 평가 사례에서 수명을 25년으로 산정하는 경우도 있다. 본 연구에서는 향후 태양열 온수설비의 성능도 향상될 것이며, 태양열 온수 설비에 대한 주민들의 관심이 높아지면 설비의 수명은 상당히 증가할 것으로 보여 15년과 20년을 태양열 온수공급 설비의 수명으로 전제하였다.

태양열 온수설비 가동 시 필요한 설비의 점검 및 예기치 않은 부품의 파손 등 운영비용은 초기투자비의 2.0%⁴¹⁾를 적용하였다.

또, 태양열 공급의 경제성 평가에서 제일 중요한 요인 중의 하나도 태양광

38) 저온 급탕용만으로 태양열 설비 전체의 경제성을 판단하는 것은 무리일 수 있음.

39) 이중 진공관식은 주로 국내 관련 설비업체가 외국과의 기술합작으로 중국에서 싼 인건비를 이용, 제품을 생산하여 수입하는 제품이 많음.

40) 국내에 설치된 태양열 온수 설비의 수명에 대해서 실제로는 15년에 불과하다는 주장이 있음. 이에 대해서 공식적으로 조사된 자료는 없으나 태양열 설비의 유지보수 부진 및 성능저하로 수명을 다하지 못하고 폐기되는 경우가 많다는 의견은 분분함.

41) 주요 선진국에서 적용하는 운영비 지수.

발전에서와 같이 설비의 열생산량에 기초가 되는 우리나라의 일사량에 관한 변수이다. 한국의 일사량은 계절별 그리고 지역에 따라 차이가 있으나 중부지역은 개략적으로 일평균 m^2 당 약 3,000-3,500 kcal 수준으로 밝혀지고 있다. 에너지기술연구원에서 집계한 통계자료에 따르면 전국 평균 수평면 일사량은 m^2 당 3,059 kcal/일이며 비교적 광황(光況)이 좋은 광주지역 남향 39도 경사 연평균 일사량은 3,426 kcal/일⁴²⁾ 인 것으로 나타나고 있다. 이러한 일사량에 대한 자료는 다음에 기술하는 시스템의 효율과 함께 태양열 온수 생산에 대한 주요 변수가 되는데, 본 연구에서는 태양열 설비를 설치하는 위치와 시공방법에 따라 여러 가지로 달라지는 문제점 등을 감안하여 범위를 설정하여 적용하였다. 이때 일사량의 상한은 광주지역 남향 39도 연평균 일사량 m^2 당 3,426kcal/일을 기준으로 하였고, 하한은 수평면 전국 평균 일사량인 m^2 당 3,059kcal/일와 상한 일사량의 평균치 - 3,243kcal/일 - 를 적용하였다.

일사량은 전량(全量)을 이용할 수 있는 것이 아니고 설비의 성능과 태양열 의존율 - 전체 열수요(온수 수요)에서 차지하는 태양열의 비율 - 에 따라 이용률이 달라진다. 설비의 성능은 설비 생산업체들의 제품마다 다소 차이가 있고, 태양열 의존율이 낮을수록 태양열 설비(시스템)의 효율(성능)은 높아지는데, 본 연구에서는 관련 보고서와 전문가들의 의견을 종합하여 평판형의 온수급탕용 설비효율은 35.6-42.4%로, 단일 진공관식은 45.0-53.0%로 그리고 이중 진공관식은 40.0-50.0%로 설정하였다.⁴³⁾

42) “국내 태양에너지 자원 분석 및 측정기술 연구”, p 338, 산업자원부, 2002, 12.

43) 태양열 공급 시스템의 효율

1. 평판형 태양열 공급 시스템의 성능

- o 태양열 공급 설비의 성능은 태양열 의존율, 집열기 성능, 부하 패턴(사용온도, 시간대별 분포), 열교환기 용량 등 여러 가지 요소에 의해서 변하므로 단정적으로 정할 수는 없음. 하지만 이론 및 실증 시험결과로 보면 다음과 같음.
- 태양열 의존율은 현장여건, 급탕부하, 비용 등에 따라서 결정됨. 미국의 Active solar heating system design manual, ASHRAE(American Society of Heating, Refrigerating, and Air-conditioning Engineers, Inc.)에 따르면, 태양열 온수급탕용의 경우 의존율을 50-70%가 되도록 권고하고 있음.

언급된 바와 같이 여기서는 온수급탕용을 기준으로 한 것으로 난방용이 아닌데, 난방용의 경우는 설비 효율이 많이 떨어진다. 이 경우 열공급원가가 상승하게 되는데 이 점은 본 분석에서 간과되어서는 안 될 사항이다.44)

태양열 생산원가 분석의 주요 변수인 할인율도 앞의 방법론에서 기술한대로 7%와 6%인 경우로 나누어 할인율이 태양열 생산원가에 미치는 영향을 분석하였고, 설비가 수명을 다한 후, 설비의 잔존가치는 철거비용과 상쇄되어 없는 것으로 간주하였다.

- 이를 감안하면 태양열 공급 시스템의 효율(성능)은 국내 고효율 태양열 설비의 경우 38(의존율 70%) - 49(의존율 50)%에 달하고 있으며, 설비 인증기준 효율은 25(의존율 70%) - 38(의존율 50)%로 나타나고 있음.<부록 1]의 [그림 1] 참조>
- 본 연구에서는 백남준 외, “태양열 시스템 최적화와 신뢰성 향상을 위한 설계 및 성능기준 개발과 실증시험 연구”, 2003. 1. 한국에너지기술연구소의 연구 결과(55 페이지)중 평판형 고효율 집열기의 대전지역 효율을 대표치로 선정하였음.

지역별 태양열 시스템의 성능 범위

지 역	태양열 의존율 50%		태양열 의존율 70%	
	고효율 집열기	저효율 집열기	고효율 집열기	저효율 집열기
서 울	39.7%	30.2%	32.5%	24.7%
대 전	42.4%	33.3%	35.6%	26.5%
광 주	42.2%	33.0%	35.3%	26.3%

2. 진공관식 태양열 공급 시스템의 성능

- o 진공관식 태양열 공급 시스템의 성능은 에너지기술연구소 태양열연구센터의 자료에 따르면 단일 진공관식의 경우 43(의존율 70%) - 52(의존율 50)%로 평판형보다 다소 높으며, 이중 진공관식은 그 효율범위가 제품에 따라 매우 넓은데 아직 연구 중에 있음. 전문가들의 견해는 단일 진공관식보다는 다소 떨어지는 40(의존율 70%) - 50(의존율 50)%에 달하는 것으로 보고 있음.<부록 1]의 [그림 2] 참조>

3. 집열판 소요 면적

- o 단순히 10℃ 물 300 리터(litter) - 4-5인의 일 사용량 - 을 60℃로 올리기 위한 열량을 산출해 보면 15,000 kcal가 되며, 이러한 열량을 얻기 위한 일사량 3,450Kcal/m² /일, 평판형 설비의 효율 40%인 지역에서 필요한 집열판의 면적은 10.9m²가 되는 것으로 산정됨.

$$(15,000 \text{ kcal} \div 3,450 \text{ kcal/m}^2) \div 0.4(\text{시스템 효율}) = 10.9\text{m}^2$$

44) 본 분석에서의 태양열 급탕설비는 온수사용을 위해 단지 온수만을 공급하는 급탕설비이며, 난방설비가 아님.

태양열 에너지도 기존 화석연료를 사용한 열공급의 경우보다 일반적으로 경제성이 떨어지는데, 태양열 설비의 보급 확대를 위해서는 정부의 지원이 필요하기 때문에 정부는 현재 태양열 온수를 이용하기 위해 설비를 설치하는 법인이나 개인(사업자)에 대하여 설치비용의 7%를 법인세와 소득세에서 감면하여 주며, 중대형 설비의 경우 투자비용의 50%까지 정부가 대체에너지개발센터를 통하여 직접 보조지원하고 있다.

여기서는 태양열 온수급탕 설비를 이용한 열생산원가를 정부의 직접 보조지원이 없는 경우, 법인세(소득세) 7% 감면만 있는 경우, 보조지원금액이 설비투자비용의 10%인 경우, 그리고 20%인 경우, 70%인 경우까지 각 경우에서의 태양열 온수 생산원가를 산정하였다.

이러한 열생산원가의 경제성을 알아보기 위해 기존의 도시가스 및 등유 보일러를 사용하였을 경우의 열생산원가와 비교하였다.

나. 태양열 에너지 생산원가

앞에서 열거한 전제를 바탕으로 할인율이 7%와 6%인 경우를 중심으로 저온 평판형과 진공관식 태양열 온수 설비의 각 생산원가 산정 요인의 변화에 따른 국내 태양열 온수 생산원가를 산정하면 <표 4-3>에서와 같다.

국내 태양열 온수공급 설비도 다른 화석연료를 사용하는 설비에서와 같이 보편화된 것이 아니어서 열생산원가를 산정함에 있어 어려운 점이 많은데, 특히 설비설치 비용의 경우 일반적으로 규모에 따라 차이가 있으나 아직 관련 자료가 미비하여 규모의 경제성을 분석하기도 어렵다. 여기서는 일간 약 40만 kcal 열에너지 수요를 가정하여, 태양열 온수급탕 설비와 도시가스 및 등유 보일러를 사용하여 온수를 공급하였을 경우의 열생산원가를 비교 분석하였다.

<표 4-3> 태양열 온수급탕 설비의 열생산 원가(할인율 7%)

구 분	평판식 태양열	진공관식 태양열 온수 설비 ³⁾	도시가스	등유
-----	---------	------------------------------	------	----

	온수 설비	단일 진공관식	이중 진공관식	보일러	보일러
설비투자비용 (집열판 면적)	225,000천원 (300m ²)	240,000천원 (200m ²)	225,000천원 (250m ²)	5,000 천원	5,000 천원
집열판 면적당 비용 (천원/m ²)	750	1,200	900		
일사량(kcal/m ² ·일)	3,243-3,426	3,243-3,426	3,243-3,426		
시스템 효율(%)	35.6-42.4	45.0-53.0	40.0-50.0	85	85
일간 총 열에너지 생산량(천kcal/일)	346-435	344-391	324-428	400	400

에너지원(源) 및 설비수명 별 열생산원가(원/만kcal)

설비 수명	20년	15년	20년	15년	20년	15년	10년	10년
무지원	1,620 - 2,040	1,840 - 2,310	2,070 - 2,580	2,350 - 2,920	1,650 - 2,170	1,870 - 2,470	689 ¹⁾	1,131 ²⁾
법인세 7% 감면	1,530 - 1,920	1,730 - 2,170	1,950 - 2,430	2,210 - 2,750	1,550 - 2,050	1,760 - 2,320		
10% 지원	1,400 - 1,760	1,580 - 1,990	1,790 - 2,230	2,030 - 2,520	1,430 - 1,880	1,610 - 2,130		
20% 지원	1,280 - 1,610	1,440 - 1,810	1,630 - 2,030	1,840 - 2,290	1,300 - 1,720	1,460 - 1,930		
30% 지원	1,150 - 1,450	1,290 - 1,630	1,480 - 1,840	1,660 - 2,060	1,170 - 1,550	1,320 - 1,740		
40% 지원	1,030 - 1,290	1,150 - 1,450	1,320 - 1,640	1,470 - 1,830	1,050 - 1,380	1,170 - 1,550		
50% 지원	900 - 1,140	1,010 - 1,270	1,160 - 1,440	1,290 - 1,600	920 - 1,210	1,020 - 1,350		
60% 지원	780 - 980	860 - 1,080	1,000 - 1,240	1,100 - 1,380	790 - 1,050	880 - 1,160		
70% 지원	660 - 830	720 - 900	840 - 1,040	920 - 1,140	670 - 880	730 - 960		
비 고	o 저온 급탕용							

주 : 1) 태양열 온수설비로 생산된 열에너지와 같은 양(量)을 효율 85%의 도시가스(10,500kcal/m³) 보일러를 사용하여 동일열량을 생산할 때의 1만kcal당 열생산 원가. 연간 운영비는 투자비의 8%. 도시가스 가격은 547원/Nm³으로 산정.

2) 태양열 온수설비로 생산된 열에너지와 같은 양(量)을 효율 85%의 등유(8,700kcal/ℓ) 보일러를 사용하여 동일 열량을 생산할 때의 1만kcal당 열생산 원가. 연간 운영비는 투자비의 8%. 등유 가격은 780원/ℓ으로 산정.

3) 산업공정용 열공급을 위한 것임.

4) 태양열 온수공급 설비의 일사량은 상한을 광주지역 남향 39도 경사 연평균 일사량

3,426kcal/m²·일 로 잡고 하한을 수평면 전국 평균 일사량인 3,059kcal/m²·일과 상한 일사량의 평균인 3,243kcal/m²·일 로 산정.

- 5) 태양열 온수 공급 설비의 효율은 평판형의 경우 대전지역 태양열 급탕시스템의 성능 35.6-42.4%, 진공관식은 단일 45.0-53.0%, 이중 40.0-50.0%(에너지기술연구원 태양열 온수 설비 시스템 효율 자료)를 적용.
- 6) 태양열 온수 공급 설비의 운영비는 투자비의 2%를 적용
- 7) 원단위 이하는 사사오입.

태양열 온수 생산원가는 설비설치 비용, 설비효율(설비이용률), 정부 보조지원율, 설비 수명에 따라서 차이를 보이는데, 할인율 7% 하에서 정부지원이 없다면, 평판형 설비의 열생산원가는 설비수명이 20년과 15년의 경우 각각 1만kcal당 1,620-2,040원, 그리고 1,840-2,310원으로 산정되었다. 이러한 열생산원가는 등유 보일러에서 생산된 열생산원가의 설비수명과 설비의 효율에 따라서 차이가 있으나 작게는 1.4배에서 크게는 2.0배가 높은 것이며, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가보다 역시 작게는 2.4배에서 크게는 3.4배가 높은 것이다.

진공관식의 열생산원가를 단일 진공관식과 이중 진공관식으로 나누어 보면 단일진공관식의 경우 정부지원이 없는 경우 생산원가는 1만kcal당 설비수명이 20년과 15년에서 각각 2,070-2,580원에서 2,350-2,920원으로 산정되었다. 단일 진공관식의 열생산원가는 등유 보일러에서 생산된 열생산원가의 설비수명과 설비의 효율에 따라서 차이가 있으나 작게는 1.8배에서 크게는 2.6배가 높은 것이며, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가보다 역시 작게는 3.0배에서 크게는 4.2배가 높은 것이다.

단일 진공관식의 열생산원가가 평판형보다 높은 것은 설비가격이 높기 때문이며, 진공관식은 산업공정용으로 많이 사용하는데, 진공관식은 일반적인 열이용의 경우도 온수급탕용 쪽보다는 난방용으로 사용하는 쪽이 효율적이라는 이용상의 문제가 있다. 따라서 확일적으로 단순 비교하는 데는 무리가 있다는 점은 간과되어서는 안 될 것이다.⁴⁵⁾

45) 평판형 설비의 경우에서도 급탕용보다 난방용에서는 비교적 높은 온도의 열을 이용하게 되는데 이 경우 설비의 효율은 떨어져서 태양열 생산원가는 상승하게 됨. 이에 따른 열이용상의 문

한편, 이중 진공관식의 열생산원가는 정부지원이 없는 경우 1만kcal당 역시 설비수명이 20년과 15년, 그리고 설비효율의 범위에 따라서 각각 1,650-2,170원과 1,870-2,470원으로 산정되었다. 이러한 열생산원가는 등유 보일러에서 생산된 열생산원가의 설비수명과 설비의 효율에 따라서 차이가 있으나 작게는 1.5배에서 크게는 2.2배가 높은 것이며, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가보다 역시 작게는 2.4배에서 크게는 3.6배가 높은 것이다.⁴⁶⁾ 이중 진공관식의 열생산원가가 단일 진공관식보다 낮고 평판형의 열생산원가와 거의 같게 나타나는 것은 현재 국내에 설치되고 있는 이중 진공관식이 한국 업체가 선진 외국기술과의 합작으로 중국에서 저렴한 인건비를 이용하여 생산한 제품이 많아 설비가격이 저렴한 것이 주요 원인이다. 이 같은 결과는 현재의 태양열 온수공급설비관련 기술로는 경제성 면에서 도저히 기존의 화석에너지를 이용한 열공급과는 경쟁하기가 어렵다는 것을 의미한다.

따라서 정부는 현재 본 태양열 온수공급설비에 대하여 설치비용의 50%를 직접 보조지원하고 있는데 이 같은 지원은 상기의 <표 4-3>에서 보면 태양열 온수 공급가격을 평판형의 경우 1만kcal당 900-1,270원 수준으로 떨어뜨리는 역할을 하며, 단일 진공관식의 경우는 1,160-1,600원 수준으로, 그리고 이중 진공관식은 920-1,350원으로 떨어뜨리는 역할을 한다. 이 경우 생산원가는 평판형과 이중 진공관식의 경우, 등유 보일러를 이용하여 생산한 열에너지의 경우와 유사한 수준이 되는 반면, 단일 진공관식은 이 경우에도 등유 보일러를 이용하여 생산한 열생산원가보다 약 1.2배가 높게 나타나고 있다.⁴⁷⁾

제가 함께 고려될 경우 진공관식의 열생산원가는 좀 다른 각도에서 평가되어질 수 있을 것임. 여기서는 단순 급탕용 온수생산원가를 비교하고 있음.

- 46) 이중 진공관식은 내부로 물이 직접 흐르는 일반형과 특수형으로 분류되는데 특수형은 이중 진공관 + U관형, 그리고 이중 진공관 + 히트파이프형으로 구분됨. 이러한 특수형의 경우는 설비 설치비용이 일반형보다 높은 m²당 110만원 수준으로 나타나고 있음. 따라서 특수형 이중 진공관을 사용한 태양열 설비의 열생산원가는 기(既) 분석된 일반형의 경우보다 약 20%가 증가함.
- 47) 범위 상의 열생산원가에 평균개념을 도입하는 경우 - $\{(상한가격 + 하한가격) \div 2\}$ 의 공식을 적용하는 경우 - 정부지원이 없을 때, 평판형은 1만kcal당 1,085원, 단일 진공관식은 1,380원,

이는 현행 태양열 온수설비에 대한 정부의 직접 보조지원은 개략적으로 평판형과 이중 진공관의 경우는 등유 보일러를 이용하여 열을 생산하는 것과 경제적으로 같은 역할을 하게하며, 단일 진공관식의 경우는 비록 정부의 보조지원이 50%에 달해도 등유 보일러를 이용하는 경우보다 경제적이지 못하다. 하지만 산업공정용으로 열을 공급하는 경우는 다른 각도에서 경제성을 평가하여야 할 것으로 판단된다.

만약 정부가 태양열 온수공급설비를 이용한 열공급원가를 도시가스 열공급과 같은 수준으로 공급하려면 평판형의 경우는 설비설치비용의 약 75%를, 단일 진공관식은 약 85%를 보조지원하여야 할 것으로 분석되고 있다.

현재 정부의 태양열 온수공급설비에 대한 50%의 보조지원은 도시가스가 들어가지 않고, 등유 보일러를 사용하는 지역에서는 동 태양열 온수공급설비가 경제적으로 그 타당성을 인정받을 수 있을 것이나 그 외의 지역에서는 특별한 경우가 아니고서는 경제성이 결여된다. 하지만 상업적으로 태양열 공급설비의 청정성을 이용한다든지⁴⁸⁾ 환경단체에 몸담고 있는 사람들의 경제성과 무관한 환경적 측면에서의 사용⁴⁹⁾, 그리고 학교에서 학생들에게 신·재생에너지 중 태양열 이용에 관한 학습목적의 이용을 위한 설비를 설치하는 경우는 열공급의 경제성과 무관하게 보급이 이루어 질 것으로 판단된다. 하지만 태양열 설비의 보급은 소비자들 측면에서 경제성이 결여된다면 한정적일 수밖에 없을 것이다. 보급 확대의 핵심적인 요소는 소비자들 측면에서는 경제성이 얼마나 큰 가하는 것이 문제이기 때문이다.

상기의 태양열 온수급탕 설비에 대한 생산원가 분석은 설비를 연중 가동하여 생산된 온수를 이용한다는 것이나 초등학교나 고등학교의 경우, 휴일과 방학 등으로 연중 이용률이 50% 정도에 그친다는 점을 감안하면 실제 태양열 온

이중 진공관식은 1,135원으로 산출됨.

48) 연중 열에너지를 이용하는 목욕탕 등

49) 전국적으로 극소수인 것으로 밝혀지고 있음.

수 공급설비의 생산·이용원가는, 연료비는 들지 않지만 태양열 온수공급설비의 감가상각비용이 높고, 연중 동일하게 투입되는 운영비 등으로 기(既) 분석된 원가보다 높게 산정될 것으로 판단되며, 양노원에서와 같이 노인들을 위해 난방기간이 긴 경우는 설비이용률이 상기의 예(例)에서보다 증가하여 열생산원가는 낮아지게 될 것이다.

기술된 바와 같이 아직은 태양열 온수설비와 관련된 기술이 계속적으로 발전하고 있는데 향후 기술진보와 더불어 열생산원가가 낮아지는 경우 태양열 온수급탕 설비의 경제성은 지금의 분석에서와는 또 다른 형태를 보일 것으로 판단되는데 그것이 언제쯤인가는 현재로서 미지수이다.

<표 4-4> 태양열 온수급탕 설비의 열생산 원가(할인을 6%)

구 분	평판식 태양열 온수 설비	진공관식 태양열 온수 설비 ³⁾		도시가스 보일러	등유 보일러			
		단일 진공관식	이중 진공관식					
설비투자비용 (집열판 면적)	225,000천원 (300㎡)	240,000천원 (200㎡)	225,000천원 (250㎡)	5,000 천원	5,000 천원			
집열판 면적당 비용 (천원/㎡)	750	1,200	900					
일사량(kcal/㎡·일)	3,243-3,426	3,243-3,426	3,243-3,426					
시스템 효율(%)	35.6-42.4	45.0-53.0	40.0-50.0	85	85			
일간 총 열에너지 생산량(천kcal/일)	346-435	344-391	324-428	400	400			
에너지원(源) 및 설비수명 별 열생산원가(원/만kcal)								
설비 수명	20년	15년	20년	15년	20년	15년	10년	10년
무지원	1,520 - 1,910	1,740 - 2,190	1,940 - 2,420	2,230 - 2,770	1,540 - 2,040	1,770 - 2,340	687 ¹⁾	1,129 ²⁾
법인세 7% 감면	1,430 - 1,800	1,640 - 2,060	1,830 - 2,280	2,100 - 2,610	1,460 - 1,920	1,670 - 2,200		
10% 지원	1,320 - 1,660	1,500 - 1,890	1,680 - 2,100	1,920 - 2,390	1,340 - 1,770	1,530 - 2,020		
20% 지원	1,200 - 1,510	1,370 - 1,720	1,540 - 1,910	1,750 - 2,180	1,220 - 1,610	1,390 - 1,840		
30% 지원	1,090 - 1,370	1,230 - 1,550	1,390 - 1,730	1,580 - 1,960	1,110 - 1,460	1,250 - 1,650		
40% 지원	970 - 1,220	1,100 - 1,380	1,240 - 1,550	1,400 - 1,750	990 - 1,310	1,120 - 1,470		
50% 지원	860 -	960 -	1,100 -	1,230 -	870 -	980 -		

	1,080	1,210	1,360	1,530	1,150	1,290		
60% 지원	740 - 930	830 - 1,040	950 - 1,180	1,060 - 1,310	760 - 1,000	840 - 1,110		
70% 지원	630 - 790	690 - 870	800 - 1,000	880 - 1,100	640 - 840	700 - 930		
비 고	o 저온 급탕용							

- 주 : 1) 태양열 온수설비로 생산된 열에너지와 같은 양(量)을 효율 85%의 도시가스(10,500kcal/m³) 보일러를 사용하여 동일열량을 생산할 때의 1만kcal당 열생산 원가. 연간 운영비는 투자비의 8%. 도시가스 가격은 547원/Nm³으로 산정.
- 2) 태양열 온수설비로 생산된 열에너지와 같은 양(量)을 효율 85%의 등유(8,700kcal/ℓ) 보일러를 사용하여 동일 열량을 생산할 때의 1만kcal당 열생산 원가. 연간 운영비는 투자비의 8%. 등유 가격은 780원/ℓ으로 산정.
- 3) 산업공정용 열공급을 위한 것임.
- 4) 태양열 온수공급 설비의 일사량은 상한을 광주지역 남향 39도 경사 연평균 일사량 3,426kcal/m²·일 로 잡고 하한을 수평면 전국 평균 일사량인 3,059kcal/m²·일과 상한 일사량의 평균인 3,243kcal/m²·일 로 산정.
- 5) 태양열 온수 공급 설비의 효율은 평판형의 경우 대전지역 태양열 급탕시스템의 성능 35.6-42.4%, 진공관식은 단일 45.0-53.0%, 이중 40.0-50.0%(에너지기술연구원 태양열 온수 설비 시스템 효율 자료)를 적용.
- 6) 태양열 온수 공급 설비의 운영비는 투자비의 2%를 적용
- 7) 원단위 이하는 사사오입.

한편, 할인율이 6%인 경우 국내 태양열 에너지 생산원가는 역시 평판형 설비의 경우 열생산원가는 정부지원이 없는 경우 1만kcal당 설비수명이 20년과 15년의 경우 각각 1,520-1,910원, 그리고 1,740-2,190원으로 산출되고 있다. 이러한 열생산원가는 할인율이 7%인 경우보다 5.2-6.2%가 낮은 것이다.

진공관식 설비의 열생산원가를 보면, 단일진공관식의 경우 정부지원이 없을 때, 설비수명이 20년과 15년에서 각각 1,940-2,420원과 2,230-2,770원, 그리고 이중 진공관식은 1,540-2,040원과 1,770-2,340원으로 산정되었다. 이는 할인율 7%인 경우에 비해, 단일 진공관식은 5.1-6.3%가 낮은 것이며, 이중 진공관식은 5.3-6.7%가 낮은 것이다. 이 같은 결과는 결국 할인율을 6%로 적용하는 경우 태양열 온수공급원가는 전체적으로 5.1-6.7%가 낮아진다는 것을 의미하여 할인율이 생산원가에 미치는 영향이 그 만큼 크다는 것을 말하고 있다.

이는 정부의 동 부문에 대한 보조지원 수준이 할인율 7%의 분석에서 나타나

는 것보다 경우별로 약 5%가 낮아져도 열생산원가는 같은 값을 가져온다는 것을 시사하고 있는 것이다.

3. 풍력 발전의 경제성 분석

가. 풍력발전의 경제성 분석을 위한 기본 전제

풍력 발전의 경제성을 분석하기 위해서도 역시 풍력을 이용한 전력생산원가를 산정함에 앞서 풍력설비의 특성⁵⁰⁾과 전력생산원가 산정을 위한 변수에 대한 범위 설정이 필요하며, 앞에서 언급된 바와 같이 풍력을 이용한 kWh당 전력생산원가를 국내 기존화력발전소의 전력생산원가와 비교함으로써 그 경제성을 분석하고자 한다.

풍력발전은 세계적으로 신·재생에너지원 중 기존 화석에너지를 사용한 전력 생산의 경우와 경쟁하여도 그 경제성을 확보할 수 있는 신·재생에너지로 인정받고 있다. 따라서 국내에서도 설비용량 20KW 이하의 소형 풍력발전설비를 제외하고는 중, 대형 풍력발전 설비에 대해서는 정부의 세금 및 저리융자지원 외에, 직접 보조지원은 없다.

풍력발전설비는 기술발전과 더불어 그 상업성의 인정과 함께 설비규모가 점차 커지는 양상을 보이고 있다. 국내에 많이 설치되던 750KW급 풍력발전설비는 최근 1,000-2,000KW급(1-2MW급)으로 그 규모가 점차 커지고 있는데 이는 규모가 커질수록 발전원가가 낮아지는 규모의 경제성 때문이다.

풍력발전원가 산정의 주요 변수인 풍력발전 설비의 건설비용은 설비를 시공하는 회사와 그 건설위치에 따라서 많은 차이가 나는데, 이는 발전설비를 운반할 수 있는 도로가 개설되었느냐 혹은 지반에 파일을 시공해야 하느냐에 따라서 비용이 크게 차이가 나기 때문이다. 또, 입지 선정을 위한 타당성 조사비용이나 초기에 막대한 투자비용을 조달해야 하는 금융비용 문제는 기준이 되는

50) [부록 5] 풍력 부분 참조

원가산정을 어렵게 하는 다른 요인들이다.

이러한 문제점 때문에 풍력발전에 대한 기준이 되는 풍력발전 설비의 투자비용을 책정하기가 용이하지 않아, 지난 풍력발전에 관련된 연구 보고서들에서 적용된 투자비와 최근의 업계 상황을 감안, 750KW급 중형 풍력발전설비의 경우 KW당 2,000천원으로, 또 2MW급 단지로 형성된 대형 풍력발전설비는 규모의 경제성을 감안하여 KW당 1,900천원으로 책정하여 풍력발전원가를 산정하는 것이 합리적으로 판단되어 이를 적용하였다. 또, 20KW급 소형 풍력발전설비의 경우 투자비는 KW당 5,000천원으로 책정하여 함께 풍력발전원가를 산정하였다.

원가산정의 주요 요인인 설비의 수명은 일반적으로 20년으로 평가하고 있는데 이에 대해서는 별다른 이견이 없어 이를 그대로 적용하였다.

풍력발전 원가 산정 시 필요한 비용중인 하나인 운영비는 설비의 운영을 위한 인건비 및 유지보수 비용 등으로 국내 관련 자료의 부족 등으로 외국의 경우를 원용하여 소형은 초기 투자비용의 3.0%를, 중형은 2.0%를 그리고 대형은 1.73%를 적용하여 산정하였다.

풍력발전 원가를 산정하기 위해서 없어서는 안 될 항목은 풍력발전설비에 의한 연간 발전량에 관한 변수이다. 일반적으로 풍력발전 설비에 의한 발전량도 설치지역의 풍량에 따라 차이가 크다.⁵¹⁾ 통상 풍력 발전량은 태양광 발전량을 산정할 때와 마찬가지로 설비용량에 설비이용률(capacity factor)⁵²⁾을 곱하여 연간 발전량을 산정하는데, 한국의 경우 풍력발전 설비이용률은 20-30%인 것으로 나타나고 있다. 본 풍력발전의 생산원가 산정에서는 설비이용률을 20%와

51) 네덜란드의 경우 육상 풍력발전은 설비용량 1KW를 기준으로 할 때 연간 평균 2,000kWh의 전력을 생산하며, 연안지역 해상의 경우는 연간 평균 3,000kWh를 생산하는 것을 기준으로 통계를 작성함. 이는 설비이용률이 각각 22.8%와 34.2%가 됨을 뜻하는 것임.<부록 4] 참조>

52) 풍력발전의 설비이용률(capacity factor)은 연간 총 풍력발전량을 동일설비로 생산할 수 있는 연간 총 최대발전 가능량으로 나누어 산정함.

$$\text{설비이용률} = \text{연간 총 풍력 발전량(kWh)} \div (\text{설비용량(KW)} \times 24 \text{ 시간} \times 365 \text{ 일})$$

25%, 그리고 30%를 가정하여 각 경우의 발전원가를 산출하였다.

풍력발전 생산원가의 주요 항목인 할인율도 앞의 방법론에서 기술한대로 7%와 6%인 경우로 나누어 두 가지로 분석하였다.

앞에서 언급된 바와 같이 중, 대형 풍력발전 설비에 대해서는 정부의 직접 보조지원이 없다. 하지만 현재 신·재생에너지를 이용하기 위해 설비에 투자하는 법인이나 사업자에 대하여 설치비용의 7%를 법인세나 소득세에서 감면하여 주는데 역시 풍력 발전 생산원가 산정 시에도 이 요인을 그대로 반영하였다.

중형과 대형의 풍력발전 투자비용에 대해서는 대체에너지개발센터를 통한 저리 융자가 가능하며, 투자비용에 대한 저리 융자지원은 소요자금의 100%까지 할 수 있으나 동 부문의 자금사정에 따라 달라지는데, 현재는 1개 풍력발전 사업당 150억원까지만 융자지원이 가능한 것으로 되어 있다.⁵³⁾ 대출금리는 일반적으로 시중대출금리에 연동되는데, 시중 금리보다 1.5-2.0% 포인트가 저렴하다. 본 풍력발전 원가산정에서는 중, 대형의 경우 70%를 시중 금리보다 2% 포인트가 저렴한 융자자금을 받는 것으로 산정하였다. 풍력발전의 원가 산정 시, 제일 많은 영향을 미치는 요인 중의 하나인 설비의 이용률은 언급한대로 20%와 25%, 그리고 30%를 기준으로 하고, 풍력발전 설비의 규모를 20KW의 소형과 750KW급 및 2MW급의 중, 대형 설비를 기준으로 각 경우별 원가를 산정하여 비교하였는데, 발전설비가 수명이 다한 후, 설비의 잔존가치는 초기 투자비용의 10%로 산정하였다.⁵⁴⁾

나. 풍력 발전의 전력 생산원가

53) 이는 대단지 풍력발전 건립을 위한 자금으로는 부족하며, 자금조달 시 통상 담보가 요구되기 때문에 실제로 자금력이 부족한 법인이나 사업자들이 풍력발전사업을 하는 경우는 추가 금융 비용이 많이 드는 것으로 나타나고 있는데, 이에 대해서는 보다 심도 있는 연구가 요구됨. 또, 투자비의 7%에 해당하는 법인세 경감혜택도 중소기업의 경우 기존에 세금이 없으면 받지 못하는 것으로 나타나고 있음.

54) 잔존가치 10%가 발전원가에 미치는 영향은 중형과 대형에서 kWh당 1-2원 정도로 크지 않음.

앞에서 열거한 전제와 설비이용률 그리고 설비투자비를 바탕으로 할인율이 7%와 6%인 경우를 중심으로 설비이용률에 따른 풍력발전의 생산원가를 현가 방식으로 산정하여 보면 <표 4-5>에서와 같다.

할인율이 7%인 경우 풍력발전에 의한 생산원가는 설비이용률과 건설비용에 따라서 많이 차이가 나는데, 소형이면서 설비이용률이 20%로 낮고 정부보조가 없을 때, 20KW급의 경우 발전원가는 kWh당 373원으로 높게 나타나고 있지만 설비이용률이 30%에 달하면 249원으로 낮아진다. 또, 투자비의 70%에 대한 정부의 직접 보조지원⁵⁵⁾이 있는 경우에는 설비이용률이 20%인 경우 179원에서, 30%인 경우 119원으로 산출되고 있다. 이는 현재 월평균 300kWh를 사용하고 있는 가정의 주택용 평균 전력요금인 kWh당 139원과 비교하면 설비이용률이 높은 곳에서는 비록 소형 풍력발전이라도 경제성이 있음을 의미하는 것이다. 하지만 소형의 경우 실제 설비이용률이 20% 수준임을 감안하면 경제성을 확보할 수 있는 지역은 매우 한정적일 것으로 판단된다. 이 같은 분석은 신·재생 에너지의 경제성을 논함에 있어 정부의 보조지원과 설비의 이용률이 생산원가에 미치는 영향이 얼마나 큰가하는 것을 말하고 있다.

한편 외국에서는 기존 화석연료를 이용하는 화력발전과 대비하여도 경쟁력이 있는 것으로 알려지고 있는 중, 대형 풍력발전의 전력생산원가를 보면, 중형인 750KW급은 정부지원이 없는 경우 설비이용률 20%에서 kWh당 128원, 25%에서 102원, 30%에서는 85원으로 나타나고 있다. 또, 2MW×7급의 단지인 경우는 정부의 지원이 없는 경우, 설비이용률 20%에서 kWh당 118원, 25%에서 95원, 30%인 경우 79원으로 중형보다 다소 낮게 나타나고 있다.

이 같은 발전원가는 2003년 국내 총 화석에너지를 이용한 발전원가인 71원/kWh 보다는 높은 것이지만 현 풍력발전 기준가격이 kWh당 107.66원인 점을 감안하면, 설비이용률이 20% 이상이고 정부의 저리용자지원을 70% 받게 되면

55) 풍력발전에서 설비용량이 20KW급 이하인 소형은 설비비용의 70%까지 정부의 직접 보조지원을 받을 수 있음.

중, 대형 풍력발전 원가는 기준가격을 하회하고 있어 경제성을 확보할 수 있는 것으로 분석되고 있다. 이 경우 설비이용률이 30%이고 저리용자를 받는다면 중형이나 대형의 경우 kWh당 발전원가가 67-73원으로 현재의 화석연료를 사용한 발전원가와 비슷한 수준으로까지 떨어져 풍력발전의 경제성이 높다고 말할 수 있지만 풍력발전의 경우 연간 발전설비를 30% 이상 가동할 수 있는 입지가 극히 제한적일 것임을 감안하면 이는 현실적으로 어려울 것으로 판단된다.

<표 4-5> 풍력발전 설비규모에 따른 풍력 발전 원가(할인율 7%)

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	정부의 지원 혹은 용자	20KW (10KW×2기,1억원)	750KW (15억원)	2MW×7 ⁵⁾ (266억원)
		20년	20년	20년
20.0%	무지원	373	128	118
	법인세 7%만 경감	354	120	111
	○ 20KW 이하는 투자비 의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 우대금리 용자	179	110	101
25.0%	무지원	298	102	95
	법인세 7%만 경감	283	96	89
	○ 20KW 이하는 투자비 의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 우대금리 용자	143	88	81
30.0%	무지원	249	85	79
	법인세 7%만 경감	236	80	74
	○ 20KW 이하는 투자비 의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 우대금리 용자	119	73	67

주 : 1) 풍력발전설비의 잔존가치 10% 전제

- 2) 연간 운영비용은 국내 축적된 자료가 없는 관계로 외국의 경우를 원용하여, 소형은 초기 투자비의 3%, 중형은 2%, 대형은 1.73%로 간주
- 3) 20KW의 소규모 용량설비는 초기투자비의 70%를 정부지원 받으며, 그 외의 중대형 풍력발전 설비는 투자액의 70%를 저금리 용자지원 받는 것으로 산정.
- 4) 에너지관리공단의 용자금리는 최근 시중대출금리보다 1.5-2%낮은 2.5%(2004년 4/4분기) 수준이나 이는 3개월 변동금리로 시중금리인상 시, 이에 따라 인상됨. 여기서는 10년 이상의 장기우대 대출금리라는 점을 감안하여 할인율보다 2%가 낮은 것으로 산정.

- 5) 신규 풍력발전단지의 타당성 조사비용이라든지, 금융조달비용은 따로 산입하지 않은 시공조건이 양호한 지역에 대한 순수 2MW×7기 건설 투자비용임.
- 6) 20KW급은 10년 후 배터리 교체 비용 1천만원 산입.

이러한 분석은 기존 풍력단지에 풍황이 좋은 지점을 선정하여 설비를 설치하는 경우이고, 신규로 중대형 풍력발전 설비나 단지를 건설하는 경우 입지 선정에 따르는 조사비용이나 타당성 검토 비용, 금융비용, 그리고 부지 임대비용은 배제된 것으로 신규 풍력단지를 조성하는 경우 이러한 비용은 추가로 산입되어야 할 것으로 판단된다. 이와 관련된 자료의 확보가 용이하지 않아 본 연구에서는 그 부분을 산입하지 못하였다.

<표 4-6> 풍력발전 설비규모에 따른 풍력 발전 원가(할인율 6%)

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	정부의 지원 혹은 용자	20KW (10KW×2기,1억원)	750KW (15억원)	2MW×7 ⁵⁾ (266억원)
		20년	20년	20년
20.0%	무지원	352	119	110
	법인세 7%만 감면	335	112	104
	○ 20KW 이하는 투자비의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 우대금리 용자	173	102	94
25.0%	무지원	282	95	88
	법인세 7%만 감면	268	90	83
	○ 20KW 이하는 투자비의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 우대금리 용자	138	81	75
30.0%	무지원	235	80	74
	법인세 7%만 감면	223	75	69
	○ 20KW 이하는 투자비의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 우대금리 용자	115	68	63

주 : 1) 풍력발전설비의 잔존가치 10% 전제

- 2) 연간 운영비용은 국내 축적된 자료가 없는 관계로 외국의 경우를 원용하여, 소형은 초기 투자비의 3%, 중형은 2%, 대형은 1.73%로 간주.
- 3) 20KW의 소규모 용량설비는 초기투자비의 70%를 정부지원 받으며, 그 외의 중대형 풍력발전 설비는 투자액의 70%를 저금리 융자지원 받는 것으로 산정.
- 4) 에너지관리공단의 융자금리는 최근 시중대출금리보다 1.5-2%낮은 2.5%(2004년 4/4분기) 수준이나 이는 3개월 변동금리로 시중금리인상 시, 이에 따라 인상될. 여기서는 10년 이상의 장기우대 대출금리라는 점을 감안하여 할인율보다 2%가 낮은 것으로 산정.
- 5) 신규 풍력발전단지의 타당성 조사비용이라든지, 금융조달비용은 따로 산입하지 않은 시공조건이 양호한 지역에 대한 순수 2MW×7기 건설 투자비용임.
- 6) 20KW급은 10년 후 배터리 교체 비용 1천만원 산입.

한편, 할인율이 6%인 경우, 풍력발전 설비의 규모가 소형이면서 설비이용률이 20%대로 낮고 정부보조가 거의 없을 때, 20KW급의 경우 발전원가가 kWh당 352원으로 나타나고 있는데 이는 할인율 7%인 경우보다 21원, 5.6%가 낮은 것이며, 70%의 정부 보조지원이 있는 경우에는 173원으로 6원 3.4%가 낮게 나타나고 있다.

비록 소형 풍력발전이라도 이용률이 25%에 이르고, 70%의 보조지원을 받는 경우 kWh당 발전원가가 138원으로, 할인율 7%인 경우보다 5원, 3.5%가 낮게 나타나고 있어 일반 주택에서의 사용 시에, 경제성이 있는 것으로 분석되고 있다.

할인율 6%인 경우의 중, 대형 풍력 발전의 전력생산원가를 보면, 중형인 750KW급은 정부지원이 없을 때, 설비이용률 20%에서 119원으로 분석되고 있으며, 2MW급의 대형인 경우는 kWh당 110원으로 나타나고 있다.

이는 중형 풍력발전의 경우 할인율이 7%일 때보다, kWh당 9원, 대형의 경우는 kWh당 8원이 낮은 것으로 분석되고 있는데, 이는 kWh당 액수로는 크지 않으나 생산원가에 대한 비율로 보면 중형은 7.0%, 대형은 6.8%가 낮은 것으로 분석되고 있어 할인율이 풍력발전 생산원가에 미치는 영향은 어느 신·재생에너지 원에서 보다 작지 않음을 말해 주고 있다. 이 같은 원인은 중대형 풍력 발전설비의 건설비용이 매우 커서 자본비용이 생산원가에 미치는 영향이 크기 때문이다.

여기서 풍력발전 원가의 할인율에 따른 민감도를 보기 위해 최근과 같이 시

중금리가 낮은 때를 감안, 할인율을 5.5%인 경우의 발전원가를 살펴보면, 중형인 750KW급은 정부지원이 없을 때, 설비이용률에 따라서 kWh당 77-115원으로 나타나고 있으며, 2MW×7기의 대형인 경우는 kWh당 70.9-106.4원으로 나타나고 있다.

특히 국내 풍력발전 이용률이 25%이고, 저리용자를 받는 경우 중형 750KW급의 발전원가는 kWh당 78원으로 분석되고 있으며, 대형 2MW×7기 단지의 발전원가는 kWh당 72.2원, 그리고 이 용자금액을 90% 수준까지 높이는 경우, 발전원가는 70.0원으로까지 낮아지는 것으로 분석되고 있다.

이는 할인율을 6%에서 5.5%로 인하하는 경우, 0.5% 포인트의 인하가 풍력발전 원가에 미치는 영향은 설비이용률 및 지원수준에 따라 중형의 경우 kWh당 3-4원, 대형의 경우 2.3-3.9원으로 미미하지만 생산원가에 대한 비율로는 중형의 경우 설비이용률에 따라 다소 차이가 있어 3.2-4.4%, 대형의 경우도 거의 같은 3.3-4.4%가 되는 것으로 분석되고 있다.

<표 4-7> 풍력발전 설비규모에 따른 풍력 발전 원가(할인율 5.5%)

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	정부의 지원 혹은 용자	20KW (10.692만원)	750KW (15억원)	2MW×7 ⁵⁾ (266억원)	
		20년	20년	20년	
20.0%	무지원	342	115	106.4	
	법인세 7%만 감면	325	108	100.1	
	○ 20KW 이하는 투자비의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 저리 용자	170	98	90.3	87.5 (90%용자)
25.0%	무지원	274	92	85.1	
	법인세 7%만 감면	260	87	80.0	
	○ 20KW 이하는 투자비의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 저리 용자	136	78	72.2	70.0 (90%용자)
30.0%	무지원	228	77	70.9	
	법인세 7%만 감면	217	72	66.7	

<ul style="list-style-type: none"> ○ 20KW 이하의 투자비의 70% 정부지원 ○ 중대형은 투자비의 70% 저리 용자 	113	65	60.2	58.3 (90%용자)
---	-----	----	------	-----------------

- 주 : 1) 풍력발전설비의 잔존가치 10% 전제
- 2) 연간 운영비용은 국내 축적된 자료가 없는 관계로 외국의 경우를 원용하여, 소형은 초기 투자비의 3%, 중형은 2%, 대형은 1.73%로 간주.
- 3) 1-20KW의 소규모 용량설비는 초기투자비의 70%를 정부지원 받으며, 그 외의 중대형 풍력발전 설비는 투자액의 70%를 저금리 용자지원 받는 것으로 산정.
- 4) 에너지관리공단의 용자금리는 최근 시중대출금리보다 1.5-2% 낮은 2.5%(2004년 4/4분기) 수준이나 이는 3개월 변동금리로 시중금리인상 시, 이에 따라 인상됨. 여기서는 10년 이상의 장기우대 대출금리라는 점을 감안하여 할인율보다 2%가 낮은 것으로 산정.
- 5) 신규 풍력발전단지의 타당성 조사비용이라든지, 금융조달비용은 따로 산입하지 않은 시공조건이 양호한 지역에 대한 순수 2MW×7기 건설 투자비용임.
- 6) 20KW급은 10년 후 배터리 교체 비용 1천만원 산입.

따라서, 중·대형 풍력발전의 할인율과 설비용을 변화에 따른 발전원가의 변화를 종합해 보면, 설비용률 20%에서 할인율이 7%에서 6%로 낮아짐에 따른 발전원가 인하는 6.8-7.0%에 달하며 6%에서 5.5%로 낮아지면 발전원가는 3.3-4.4%가 인하되는 것으로 나타나고 있다. 설비용률이 25%인 경우나 30%인 경우에서도 할인율 변화에 따른 풍력 발전원가 변화는 거의 같은 수준으로 분석되고 있다.

또, 할인율이 7%인 경우, 설비용률이 20%에서 25%로 증가하면 발전원가는 19.5-20.3%가 하락하며, 설비용률이 25%에서 30%로 증가하면 발전원가는 16.7-16.8%가 하락하는 것으로 분석되고 있다. 이 같은 설비용률 증가에 따른 발전원가하락률은 할인율이 6%인 경우나 5.5%인 경우도 거의 유사하게 나타나고 있다.

이 같은 분석은 할인율 1% 포인트의 하락은 발전원가를 약 7% 인하시키는 효과를 가져온다는 것을 뜻한다. 또, 설비용률이 20%에서 25%로 증가하면 전력생산량은 25%가 증가하게 되는데 이 경우 생산원가는 19.5-20.3%가 인하되는 것을 의미하며, 설비용률이 25%에서 30%로 증가하면 전력생산량은 20%가 증가하게 되는데 이 경우 생산원가는 16.7-16.8%가 떨어진다는 것을 의

미한다.

이러한 분석은 기존의 풍력단지에 추가 설비를 도입하는 경우의 할인율, 설비이용률에 따른 원가분석치이고 신규 풍력단지를 개설하는 경우는 앞에서 기술한대로 입지조사, 사업타당성, 토지임대비용 등이 산입되지 않은 비용으로 이를 산입하는 경우 풍력발전원가는 한층 높아진다.

4. 소수력 발전의 경제성 분석

가. 소수력 발전원가 산정의 기본 전제

소수력 발전의 경제성을 분석하기 위해서도 소수력 발전에 대한 특성과 발전원가 산정을 위한 변수의 범위설정이 필요하다.

소수력 발전은 발전설비 규모가 1만KW 이하인 소규모의 수력 발전을 말하는 것으로 본 발전원가 산정에서는 그 기준을 3,000KW로 한정하였다.

이러한 소수력 발전 원가산정을 위한 비용부문 중 설비투자부문은 발전소 건설에 소요되는 비용으로 역시 발전소 건립 위치에 따라서 많은 차이를 보인다. 이는 소수력 발전소 건설 위치까지 도로가 개설되었느냐 혹은 기존의 댐이나 저수지를 이용할 수 있느냐에 따라서 건설비용은 크게 차이가 나기 때문이다. 소수력 발전소 건설은 크게, 토목부문과 기전(起電)부문으로 나뉘지는데, 특별한 경우가 아니면 총 건설비용의 약 60%가 토목부문에 투입되며 40%가 기전부문에 소요되는 것으로 분석되고 있다. 소수력 발전소의 건설비용을 추정하기 위하여 수자원공사의 최근 건설이 완료되었거나 건설 중인 소수력 발전소의 건설비용과 소수력 발전 업계에서 추정하고 있는 소수력 발전소 건설비용을 보면 다음의 <표 4-8>에서와 같다.

<표 4-8> 최근 국내 소수력 발전소 건설비용 및 설비이용률

구 분	각동 소수력	안동 소수력	용담 소수력	(주)크린 에너지
-----	-----------	-----------	-----------	--------------

발전시설 규모	2,820KW	500KW×3기	1,800KW	1,500KW
총투자비용(백만원)	7,722	3,811	3,184	4,500
토목부문(점유율,%)	4,134(53.5)	1,505(39.5)	1,199(37.7)	2,700(60.0)
기전부문(점유율,%)	3,588(46.5)	2,306(60.5)	1,985(62.3)	1,800(40.0)
KW당 건설비용(천원)	2,738	2,541	1,769	3,000
시설 이용률(%)	53.4	77.4	72.3	30.0
산정 기준년도	1998년	2003년	건설 중	2004년
비 고		○ 수자원공사	○ 수자원공사 자체 운영 ○ 기존 1,150KW × 2기 에 대한 추가 발전 설비	○ 크린에너지(주) 자체 산정

1998년에 완공된 각동 소수력 발전의 경우 1KW당 274만원 선을 보인 반면, 수자원공사에서 건설 중이거나 최근 건설한 용담과 안동 소수력은 177만원과 254만원 선을 보이고 있다. 반면 (주)크린에너지는 1KW당 300만원 선으로 추정하고 있다.

일반적으로 수자원공사에서 건설하는 소수력 발전소 건설의 경우 자체 댐이나 저수지를 이용함으로 건설비용이 그렇지 않은 경우보다 저렴한 것으로 나타나고 있다. 소수력 발전소 건설비용은 수자원공사의 기존 소수력 발전소에 추가 소수력 발전설비 건설과 같은 경우를 제외하고는, 기존의 댐이나 저수지를 이용하지 않을 경우, 대체로 발전설비 1KW당 2,700-3,000천원이 소요되는 것으로 평가되나 앞에서 언급한 대로 발전소 건설입지의 여건에 따라 많이 달라질 수 있다.

이러한 소수력 발전 설비의 수명은 토목부문은 50년 그리고 기전부문은 30년인 것으로 나타나고 있다.⁵⁶⁾

56) 토목부문과 기전부문의 설비 수명이 다른 관계로 발전원가 분석 시, 기전부문은 상각기금계수를 사용한 연간등가 중간교체비용을 산출하여 이를 적용한 균등화 비용 방식을 사용하기도

소수력 발전 생산원가 산정을 위한 주요 요인의 하나는 발전소 운영비이다. 여기에는 제반 세금, 설비 운영을 위한 인건비, 설비 점검 및 보수, 유지비용이 포함되는데, 이는 각 기관 및 평가자에 따라 약간의 차이를 보일 수 있다. 본 연구에서는 초기 투자비용의 3.63%를 적용하여 소수력 발전원가를 산정하였다.⁵⁷⁾

소수력 발전소의 연간 발전량은 소수력 발전설비의 이용률에 달려 있는데, 이는 소수력 발전이 위치하는 댐이나 저수지에서 연중 얼마나 풍부한 물을 이용할 수 있는가에 달려 있다. 소수력 발전소의 설비이용률⁵⁸⁾은 각 소수력 발전소마다 많은 차이를 보이는데, 전국적으로 20-70%의 큰 차이를 보이는 것으로 나타나고 있다. 수자원공사가 운영 중인 소수력 발전소 들은 자체 저수지나 댐을 이용한 소수력 발전으로 설비이용률이 50-70%로 매우 높은 면을 보이는 반면 기타 소수력 발전소 들은 20-36%의 비교적 낮은 이용률을 보이고 있다. 이러한 설비이용률이 발전원가에 미치는 영향이 매우 크기 때문에 본 연구에서는 20%, 25%, 30%, 50%, 60%인 각 경우에서의 원가를 산정하여 비교하였다.

한편 최근 폐수처리장의 수자원 이용문제가 관심의 대상이 되고 있는데, 여기에 이용할 200KW급의 소형 발전기의 발전원가에 대해서도 함께 고찰하였다.⁵⁹⁾

소수력 발전원가 산정 시, 주요 변수인 할인율은 앞의 방법론에서 기술한대로 7%와 6%인 경우로 나누어 두 가지로 분석하였고, 현재 신·재생에너지 생

하지만, 원가산정 프로그램을 이용하는 경우 기전부문의 투자비용을 30년간 감가상각 후, 신규 설비에 대한 투자비용을 20년간 다시 감가상각하게 되는데 산출값은 전자의 경우가 다소 높게 나타남.

57) 운영비용 3.63%의 세부항목은 법인세 및 제세 0.51%, 보험료 0.22%, 유지 및 수선비용 2.90%이며, 중대형 수력발전의 경우는 3.0% 이하로 떨어짐. 시화조력발전의 원가산정 시 2.07%를 적용하였음.

58) 소수력 발전소 설비이용률

$$= \text{연간 총 소수력 발전량(kWh)} \div (\text{설비용량(KW)} \times 24 \text{ 시간} \times 365 \text{ 일})$$

59) 발전설비 설치하는 주로 기전부문으로 설치비용은 평균 KW당 3,800천원, 설비 수명 30년, 운영비는 투자비의 5%, 설비이용률은 50-60%를 기준으로 하였음. 토목부문은 제외된 것임.

산설비를 설치하는 법인이나 사업자에 대하여 설치비용의 7%를 법인세와 소득세에서 감면하여 주는데 소수력 발전 생산원가 산정 시에도 이 요인을 그대로 반영한다. 또, 설비수명 후, 설비의 잔존가치는 초기 투자비용의 10%가 있는 것으로 산정하였다.

소수력 부문도 직접 보조지원이 있는 경우를 가정하여, 정도에 따른 소수력 발전의 생산원가를 분석하였다. 소수력 발전의 전력생산원가가 특히 설비이용률에 크게 좌우된다는 점을 감안하여, 설비이용률이 20%, 25%, 30%, 50%, 60%인 경우와 발전소 건설비용의 크기에 따라서 분류하고 이를, 정부 보조지원이 없는 경우, 법인세(소득세) 감면만 있는 경우, 지원금액이 설비투자비용의 30%인 경우, 셋째 50%인 경우로 나누어 각 경우에서의 소수력 발전 생산원가를 산정하였다.

나. 소수력 발전원가 분석

앞에서 열거한 소수력 발전 원가산정을 위한 전제를 바탕으로 할인율이 7%와 6%인 경우를 중심으로, 설비이용률과 정부의 보조지원을, 그리고 각 산정요인의 변동에 따른 국내 소수력 발전 원가를 산정하면 다음 <표 4-9>와 같다.

<표 4-9> 소수력 발전 원가(할인율 7%)

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	정부 지원	200KW	3000KW	
		발전소 건설 단가 (380만원/KW)	발전소 건설 단가 (270만원/KW)	발전소 건설 단가 (300만원/KW)
25.0%	무지원	-	138.5	153.9
	법인세 7%만 감면	-	132.2	146.9
	30% 지원	-	107.3	119.2
	50% 지원	-	90.7	100.8
30.0%	무지원	-	115.4	128.2

	법인세 7%만 감면	-	110.2	122.4
	30% 지원	-	89.4	99.4
	50% 지원	-	75.6	84.0
35.0%	무지원	-	98.9	109.9
	법인세 7%만 감면	-	94.4	104.9
	30% 지원	-	76.6	85.2
	50% 지원	-	64.8	72.0
50.0%	무지원	112.4	69.2	76.9
	법인세 7%만 감면	107.5	66.1	73.5
	30% 지원	88.0	53.7	59.6
	50% 지원	75.0	45.3	50.4
60.0%	무지원	93.6	57.7	64.1
	법인세 7%만 감면	89.6	55.1	61.2
	30% 지원	73.3	44.7	49.7
	50% 지원	62.5	37.8	42.0

주 : 1) 잔존가치는 초기 투자비의 10%. 연간 운영비는 200KW급은 초기 투자비의 5%, 3000KW급은 3.63%로 산정함.

2) 발전원가 산정 시, 200KW급은 하수처리장에 설치하는 것을 가정하여, 기전 부문의 설비 수명을 30년을 기준으로 하였으며, 3000KW급은 기전부문과 토목부문의 시설 수명이 30년과 50년으로 차이가 나는 점을 감안, 기전부문의 중간설비교체비용을 산입하였음.

할인율이 7%인 경우 소수력 발전의 생산원가는 초기 투자비와 정부의 지원 수준 그리고 특히 설비가동률에 따라서 큰 폭의 차이를 보이고 있다. 상기 <표 4-9>에서 3000KW급의 발전원가를 보면, 정부지원이 없을 때, 25-35%의 설비이용률에서 kWh당 98.9-153.9원의 분포를 보이고 있다.

이는 2003년 국내 평균 전력생산원가인 kWh당 71원보다 1.4-2.2배가 높은 것이고, 현재의 소수력발전 기준가격인 kWh당 73.69원임을 감안해도 역시 높은 것이다. 일반적인 경우 신규 소수력 발전건설은 용이하지 않다는 것을 의미한다. 하지만 설비이용률이 50%에 달하면, 3000KW급의 발전원가는 정부의 지원

이 없는 경우라도 kWh당 69.2-76.9원으로 현 기준가격 하에서 경제성을 확보할 수 있을 것으로 나타나고 있는데, 전문가들은 전국적으로 수자원공사가 보유한 댐이나 저수지를 이용하는 경우가 아니고서는 설비이용률을 50% 이상 높일 수 있는 입지 선정이 매우 어려운 것으로 피력하고 있어 실제로 이러한 설비이용률을 달성할 수 있는 지역은 극히 한정적인 것으로 보인다.

일반적 소수력 발전 설비이용률 25-35% 수준 하에서는 법인세 7%를 감면받는 경우라도 발전원가가 초기 투자비용의 크기에 관계없이 kWh당 94.4-146.9원으로 현 기준가격을 상회하고 있다

이 같은 사실은 수자원공사가 운영하는 설비이용률이 높은 소수력 발전소를 제외한, 설비이용률 25-35% 수준의 국내 일반 소수력 발전소는 소수력 발전 자체만을 목적으로 하는 경우는 경제성이 떨어진다는 것을 의미한다.⁶⁰⁾

전국 소수력 발전소의 설비이용률을 평균 30%로 가정하면, 정부지원이 없는 경우 발전원가는 kWh당 115.4-128.2원으로, 또, 7%의 세금을 감면 받는 경우라도 kWh당 110.2-122.4원으로 높게 나타나고 있어, 적어도 기준가격이 kWh당 116.3원 이상⁶¹⁾이 되어야 신규 소수력 발전소의 건설이 용이할 것으로 판단된다. 현 기준가격 하에서 신규 소수력 발전소의 건립이 용이하기 위해서는 상기 <표 4-9>의 발전원가 범위를 보면 정부의 동 부문 보조지원이 최소한 50% 이상이 되어야 경제성을 확보할 수 있을 것으로 보인다. 이는 보조 지원율 50%에서 kWh당 발전원가가 75.6-84.0원이 되기 때문이다.

초기 투자비용이 발전설비용량 1KW당 3,000천원이고 정부지원이 없는 경우, 설비이용률에 변화에 따른 발전원가 차이를 보면 설비이용률 50%에서는 kWh당 76.9원인 반면, 25%에서는 153.9원으로 2.0배가 차이가 나고 있다. 이는 설

60) 수자원공사가 운영하지 않는 소수력 발전의 경우, 일반적으로 농업용 용수를 목적으로 한 저수지라든지 다른 목적으로 설립된 저수지나 댐의 수자원을 소수력 발전에 이용하는 경우는 그 편익으로 인하여 소수력 발전원가 중 토목부분의 고정비용부분은 제해야 하는데 이 경우 발전원가는 일반적으로 현 기준가격을 하회하여 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단됨.

61) kWh당 110.2-122.4원의 평균 원가

비이용률이 원가에 직접적으로 영향을 미치고 있음을 말하는 것인데, 소수력발전의 경우 발전에 따른 연료비가 없기 때문에 설비에 대한 감가상각 및 자본비와 운영비가 주를 이루는 가운데 소수력의 발전량에 상관없이 고정비용은 투입되기 때문이다. 이처럼 설비이용률이 발전원가에 미치는 영향은 크다.

한편, 200KW급은 정부지원이 없을 때, 50-60%의 설비이용률에서 발전원가는 kWh당 93.6-112.4원 수준을 보이고 있는데 발전원가가 3000KW급보다 낮은 것은 토목부문의 비용이 거의 들지 않았고, 폐수처리장의 수자원을 이용하는 경우 설비이용률이 거의 2배로 높기 때문이다.⁶²⁾ 하지만 발전원가는 기준가격보다 상당히 높아 적어도 설비투자비의 30% 이상 보조지원이 있어야 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단된다. 이는 보조지원을 30%에서의 발전원가가 kWh당 73.3-88.0원이 되기 때문이다.

<표 4-10> 소수력 발전 원가(할인을 6%)

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	정부 지원	200KW	3000KW	
		발전소 건설 단가 (380만원/KW)	발전소 건설 단가 (270만원/KW)	발전소 건설 단가 (300만원/KW)
25.0%	무지원	-	128.0	142.2
	법인세 7%만 감면	-	122.5	136.1
	30% 지원	-	100.7	111.9
	50% 지원	-	86.1	95.7
30.0%	무지원	-	106.7	118.5
	법인세 7%만 감면	-	102.1	113.4
	30% 지원	-	83.9	93.2
	50% 지원	-	71.8	79.8

62) 폐수처리장의 물을 연중 이용하는 관계로 설비이용률이 높음.

35.0%	무지원	-	91.4	101.6
	법인세 7%만 감면	-	87.5	97.2
	30% 지원	-	71.9	79.9
	50% 지원	-	61.5	68.4
50.0%	무지원	105.3	64.0	71.1
	법인세 7%만 감면	100.9	61.3	68.1
	30% 지원	83.3	50.3	55.9
	50% 지원	71.6	43.1	47.9
60.0%	무지원	87.8	53.3	59.3
	법인세 7%만 감면	84.1	51.0	56.7
	30% 지원	69.4	42.0	46.6
	50% 지원	59.7	35.9	39.9

주 : 1) 잔존가치는 초기 투자비의 10%. 연간 운영비는 200KW급은 초기 투자비의 5%, 3000KW급은 3.63%로 산정함.

2) 발전원가 산정 시, 200KW급은 하수처리장에 설치하는 것을 가정하여, 기전 부문의 설비 수명을 30년을 기준으로 하였으며, 3000KW급은 기전부문과 토목부문의 시설 수명이 30년과 50년으로 차이가 나는 점을 감안, 기전부문의 중간설비교체비용을 산입하였음.

한편, 할인율이 6%로 1% 포인트 낮아짐에 따라 발전원가는 3000KW급의 경우 정부지원이 없을 때, 설비이용률 25-35%에서 kWh당 91.4-142.2원으로 7.5-11.7원이 낮아지는 것으로 분석되고 있는데 이는 7.6%의 인하효과가 있음을 의미한다. 할인율이 발전원가에 미치는 영향이 그 만큼 크다는 것을 뜻한다.

5. 지열 냉난방 설비의 경제성 분석

가. 지열 이용의 경제성 분석을 위한 기본 전제

지열 냉난방 설비는 온열(溫熱)과 냉열(冷熱)을 동시에 생산하는 설비로 경제성 분석은 이러한 특성⁶³⁾이 감안되어야 한다.⁶⁴⁾

여기서는 지열 냉난방 설비를 이용하여 필요한 열에너지를 얻기 위해서 투입된 연간 총 비용과 생산된 온열(溫熱)과 냉열(冷熱)의 1만kcal당 생산원가를 각각 산출하여, 이 중 온열의 생산원가를 기존 도시가스나 등유 보일러를 이용하여 생산한 온열 생산원가와 비교하는 방법을 사용하였다.⁶⁵⁾

국내 지열 이용은 산업용에서 주택의 냉난방등 다양하다. 지열 이용은 용도에 따라서 농촌의 원예용의 경우, 겨울철 온열만을 이용하는 경우가 있고, 체육관 같은 경우는 연중 온열보다 냉열의 이용이 많으며, 양노시설에는 난방기간이 긴 관계로 온열의 수요가 훨씬 많다. 일반적으로는 온열의 수요가 훨씬 많다고 보아야 할 것이다. 이러한 이용상의 문제점 때문에 지열의 경제성을 분석하기가 용이하지 않고 지열의 경제성을 세부적으로 분석하기 위해서는 지열 한 분야에 관해서도 세부 분야별로 분석해야 할 정도로 표준이 되는 지열 설비이용의 경우를 찾기가 용이하지 않다.

따라서 여기서는 동절기에는 온열을 그리고 하절기에는 냉열을 사용하는 일반 사무실의 경우를 가정하여 이 경우만을 대상으로 지열 냉난방 설비의 경제성을 분석하고자 한다. 이러한 경우의 지열 경제성을 분석하기 위해서도 역시 지열 냉난방 설비의 특성에 따른 열생산원가 산정을 위한 변수의 범위 설정이 필요하다.

지열 냉난방 설비의 경제성 분석에서 주요 비용부분은 설비에 대한 투자부

63) [부록 5]의 지열 부분 참조

64) 지열 냉난방 공급 시스템은 지중열(地中熱)을 이용하는 것으로 IEA의 지열 개념과는 차이가 있음. IEA에서는 화산대 지역의 지하 뜨거운 물을 이용한 발전 등 열에너지 이용을 뜻하는 반면, 국내의 지열 이용은 지하의 연중 15℃의 온도변화가 거의 없는 지중열을 히트 펌프에 의한 열교환 방식으로 이용하는 것을 말함. 네덜란드의 경우 이러한 지중열 이용은 season storage라는 용어로 표현하고 지열과 함께 환경에너지라는 항목에 산입하고 있음.<[부록 4] 참조> 국내 지열 이용방식은 지하 5-6m 정도의 얇은 곳의 지중열을 이용하는 방식도 있고 50-150m의 지중열을 이용하는 방식도 있는데, 전자를 horizontal 방식이라고 하고 후자를 vertical 방식이라고 함. 여기서는 후자의 방식에 대한 경제성을 평가하고 있음.

65) 냉열 이용의 경제성 분석은 연구 분량 상, 추후 세부 분야별 지열 이용의 경제성 연구 시에 보다 심층적으로 분석.

문이다. 지열 설비의 투자비는 건물의 내부 시설비가 포함되었느냐 혹은 열공급부분만의 비용이냐에 많은 차이가 나고 시공회사나 위치에 따라서도 차이가 난다. 본 분석에서는 건물의 내부 시설비용은 포함하지 않은, 단지 지열 에너지 공급 시설설치만의 비용을 기준으로 하였다. 이러한 비용은 1RT당 약 4,600천원이 소요되는 것으로 나타나고 있는데, 여기서는 70RT 규모의 지열 냉난방 설비를 기준으로 열생산원가를 산정하였다.⁶⁶⁾

지열 냉난방 설비의 수명은 설비제조회사에 따라 다소 차이가 나며 평가자에 따라서 다소 차이가 나는데, 통상 설비수명을 40-50년으로 보는 경향이 있으나 일반화된 것이 없고, 외국의 경우 지열 설비의 경제성을 평가할 때 25년으로 산정하는 경우도 있다. 여기서는 지하의 열교환 루프설비는 30-40년으로 그리고 지상의 히트 펌프 및 전기설비 등은 15-20년 만에 설비를 중간 교체하는 것으로 하여 원가를 산정하였다.

비용부문의 다른 주요 항목은 설비의 운영비인데, 이는 설비 운전, 유지보수 및 점검 및 예기치 않은 부품의 파손 등 운영에 따른 비용으로 초기 투자비용의 1%를 적용하였다.

한편 지열 원가산정을 위해 꼭 필요한 생산측면을 보면, 지열 에너지 생산량도 설비의 용량과 설비이용률에 따라 결정되는데, 설비이용률은 전적으로 소비

66) RT(refrigeration ton)는 냉동톤(1톤의 열매체가 지하에 매설된 루프를 통과하면서 1 시간당 지중(地中)에서 교환하는 열량)으로 1RT당 열량은 3,024 kcal/시간 이며, 1RT의 냉난방 설비는 8-12 평을 냉난방 할 수 있는 용량임. 100평의 사무실 혹은 주택의 냉난방을 위한 지열설비 규모는 약 10RT 용량의 설비가 필요함. 70RT의 설비는 700평의 사무실을 냉난방할 수 있는 설비 규모임.

지열 냉난방 설비의 구성 장비 및 시설비(70RT 기준)

구성 장비	전동기 용량(KW)	시설비(천원)
지열 히트 펌프(50USRT 1대)	39.4KW(냉방), 40.4KW(난방)	31,400
지열 히트 펌프(20USRT 1대)	13.7KW(냉방), 19.2KW(난방)	12,500
냉각수 순환펌프(500LPM/30M 3대)(예비 1대)	3KW 2대(예비 1대)	8,400
냉각수 순환펌프(500LPM/15M 3대)(예비 1대)	2KW 2대(예비 1대)	7,800
지열 천공/그라우팅 열전도 검사	3KW(지하 순환펌프)	171,075
배관 및 제어 공사		92,870
설비비용 계		324,045

자들의 필요에 따라 결정된다고 보아야 할 것이다. 일반적으로 사무실의 냉난방을 위한 연간 설비이용률은 18-23% 수준이며, 연간 국내 지열 생산통계 작성 시에는 총 설비용량의 23.6%로 잡고 있다.

지열 냉난방 시스템은 온열과 냉열의 두 가지 열(熱)을 한 설비에서 같이 얻기 때문에 열생산원가 산정 시 동일 설비로 온열과 냉열을 생산함에 따른 비용 배분문제가 제기된다. 여기서는 냉난방 설비용에 따르는 비용은 연간 온열과 냉열의 생산량에 생산열량에 비례하지 않고 같이 50%씩 소요되고⁶⁷⁾, 온열과 냉열을 생산 시 투입되는 다른 연료비용은 각각의 열생산 시 소비되는 양별로 달리 적용하여 온열과 냉열의 생산원가를 산정하였다.

지열 냉난방 설비를 이용한 열생산에서 중요한 변수의 하나는 지열 냉동톤(RT, refrigeration ton)당 열량에 관한 자료인데 이는 3,024 kcal/시간으로 산정하였다.

지열 생산원가 분석의 주요 변수인 할인율도 역시 7%와 6%인 경우로 나누어 두 가지로 분석하였다. 현재 신·재생에너지 생산설비를 설치하는 법인이나 사업자에 대하여 설치비용의 7%를 법인세와 소득세에서 감면하여 주며, 대체에너지개발센터를 통하여 초기 설비투자 비용의 50%를 보조지원하고 있는데, 본 지열 에너지 생산원가 산정에 이러한 요인을 반영하여 정부의 보조지원이 첫째, 전혀 없는 경우, 둘째, 법인세(소득세) 7% 감면만 있는 경우, 그리고 정부지원이 투자비의 매 10% 증가되는 경우의 지열 에너지 생산원가를 산정하였다. 지열 냉난방 설비는, 태양열 이용의 경우 온수 공급설비가 급탕용인데 비하여, 온열을 생산하여 급탕과 난방에 공히 사용하는 설비로 투자비에는 이러한 시설비용이 산입되어 있다.

각 냉난방 시스템의 설비수명 후, 잔존가치는 철거비용과 상쇄하여 없는 것

67) 연간 소요되는 온열과 냉열의 양은 지열 냉난방 설비 이용자들의 필요에 따라서 결정되는데 사무실의 경우 온열이 필요한 동절기가 냉열이 필요한 하절기보다 길어, 통상 온열의 소비량이 약 3:2 이상 많은 현상을 보임. 온열과 냉열의 생산원가 산정 시 설비투자에 따른 고정비는 온열과 냉열이 50:50으로 같게 산정하였음.

으로 간주하였다.

나. 지열 에너지 생산원가

본 지열 냉난방 공급의 경제성을 분석함에 있어 70RT 규모를 기준이 되는 설비로는 잡고, 앞에서 언급한 바와 같이 설비비용은 도시지역의 사무실을 가정하였다. 따라서 여기에서 분석되는 수치가 지열 설비를 이용하는 모든 경우에서의 경제성과 같다고 보는 데는 분명 무리가 있을 수 있다.

우선, 지열 냉난방 70RT 설비로 시간당 이용할 수 있는 최대 열량은 211,680 Kcal⁶⁸⁾인데, 동절기 온열생산을 위해서 평균부하율 70%로 매일 10-12.5시간씩 5개월간 가동한다고 가정할 때 생산되는 총 온열량은 222-278백만Kcal에 달한다. 또, 하절기의 경우, 평균부하율 50%로 일 10-12.5시간씩 4개월간 가동한다고 가정하는 경우, 생산한 총 냉열량은 127-159백만Kcal에 달한다.

<표 4-11> 지열 냉난방을 위한 설비 가동 시간 및 생산 열량(사무실 700평)

구 분	항 목	난 방	냉 방	비 고
부하기준	기준부하	211,680 Kcal/h	211,680 Kcal/h	10평 / RT 기준
	운전기간	5개월	4개월	30일/ 1개월
	운전시간	10-12.5시간	10-12.5시간	
	평균부하율	70%	50%	
	전체부하	222-278백만Kcal/년	127-159백만Kcal/년	
	설비이용률	12.0-15.0%	6.8-8.6%	18.8-23.5%

이 경우 지열 냉난방 설비의 설비이용률을 동절기 12.0-15.5%, 하절기 6.8-8.5%로 연간 18.8-23.5%에 달하는 것으로 집계되고 있다.

한편, 지열 설비의 열효율을 보면 다음의 <표 4-12>에서와 같이 전기를 사용함으로 거의 100%에 달한다. 반면 도시가스나 등유의 경우는 85% 정도로 나

68) $3,024 \text{ kcal/시간/RT} \times 70\text{RT} = 211,680 \text{ Kcal}$

타나고 있다.⁶⁹⁾

<표 4-12> 난방 시스템별 열효율

구 분		도시가스 보일러	경유 보일러	냉동기
연료기준	기준 발열량	10,500 Kcal/h · Nm ³	8,700 Kcal/h · ℓ	860 Kcal/h · KW
	설비의 열효율	0.85	0.85	1
	적용 발열량	8,925Kcal/h · Nm ³	7,395 Kcal/h · ℓ	860 Kcal/h · KW

이를 바탕으로 70RT 규모 지열 냉난방 설비와 700평 규모 사무실의 난방용 도시가스 보일러와 등유 보일러의 연간 총비용 및 열생산원가를 중심으로 경제성을 분석하면 다음 <표 4-13>과 같다.

우선 도시가스 보일러를 사용하는 경우 보일러 구입에 따른 연간 이자와 감가상각비용 등의 연간등가투자비용은 1,281천원에 달하며, 연간 운영비를 설비비용의 8%로 잡을 경우 720천원이 되어, 자본과 운전비용이 총 1,991천원이 소요되는 것으로 나타나고 있다. 또, 연간 연료비는 설비가동률에 따라 13,606-17,038천원으로 산출되어 도시가스 보일러를 사용함에 따른 연간 총비용은 15,597-19,029천원이 소요되는 것으로 집계되고 있다. 이를 연간 온열생산량 222-278백만 Kcal로 나누면 열생산원가는 1만Kcal당 684-703원으로 분석된다

한편, 등유 보일러를 사용하는 경우 보일러 구입에 따른 연간 이자와 감가상각 등 연간등가투자비용은 1,139천원이며, 연간 운영비를 설비비용의 8%로 잡을 경우 720천원이 되어, 연간 자본과 운전비용이 1,779천원이 소요되는 것으로 산출되고 있다. 또, 연간 연료비는 설비가동률에 따라 23,418-31,102천원으로 산출되어 등유 보일러를 사용함에 따른 연간 총비용은 25,193-31,102천원이

69) 최근 보일러의 열효율이 90%에 달하는 것도 있으나 처음 보일러 가동 시와 끝 때의 열효율은 많이 떨어지는 것으로 나타나 85%로 보는 것이 타당함. 외국에서 신·재생에너지 경제성 분석 시 75%로 적용하기도 함.

소요되는 것으로 집계되고 있다. 이를 연간 온열생산량 222-278백만 Kcal로 나누면 열생산 1만 Kcal당 1,119-1,135원으로 나타나고 있다.

도시가스화 등유 보일러를 이용한 열생산원가가 이 같이 차이가 많이 나는 것은 전적으로 연료가격의 차이 때문인데, 설비의 감가상각 등에 의한 원가요인을 제외한 순수연료가격은 도시가스의 경우 1만Kcal당 613원인 반면, 등유는 경우 1,055원이나 되기 때문이다.⁷⁰⁾

<표 4-13> 지열 냉난방과 도시가스 및 등유 난방 시스템의 경제성 비교(할인율 7%)

구 분		기존 난방 설비(보일러)		지열 냉난방 설비	
		도시가스 보일러	등유 보일러		
초기 투자비		9백만원	8백만원	324백만원	
설비 사용기간		10년	10년	30-40년 (15-20년 후 펌프 및 전기 부문 교체)	
연간 등가 투자비용		1,281천원	1,139천원	12,152-13,055천원 (난방 부문 비용 1/2)	
설비 중간교체 연간등가 상각비용		-	-	1,976-3,224천원 (난방 부문 비용 1/2)	
연간 운영비		720천원 (투자비의 8%)	640천원 (투자비의 8%)	1,620천원 ⁵⁾ (투자비의 1%) (난방 부문 비용 1/2)	
자본 및 운전비용 계		1,991천원	1,779천원	15,748-17,899천원	
연 료 비	난방운전 (286-357 백만Kcal /년)	연료 소비량	24,874-31,148Nm ³ (효율 85%)	30,020-37,593 ℓ (효율 85%)	97,724-122,155kWh ⁴⁾ (cop3.3)
		기준 단가	547원/m ³	780원/ℓ	64.9원/KW
		사용 금액	13,606-17,038천원	23,416-29,323천원	6,342-7,928천원
		기본요금	-	-	2,264천원 ³⁾
연간 총비용 계		15,597-19,029천원	25,195-31,102천원	24,354-28,091천원	

70) 보일러 효율 85% 감안한 경우의 순수 연료 가격.

(자본 및 운전비용 포함)			
열에너지 생산 원가			
열에너지	온 열 ¹⁾	온 열 ²⁾	온 열
평균 생산비용	684-703 원/만kcal	1,119-1,135 원/만kcal	916-1,150 ⁵⁾ 원/만kcal

- 주 : 1) 도시가스 보일러 수명은 10년으로 산정. 연간 운영비는 투자비의 8%로 산정. 운영비에는 유지보수비와 소형 실내 순환펌프 사용 전력요금이 포함되어 있음.
- 2) 등유 보일러 수명은 10년으로 산정. 연간 운영비는 투자비의 8%로 산정. 운영비에는 유지보수비와 소형 실내 순환펌프 사용 전력요금이 포함되어 있음.
- 3) 냉온열 생산가격 산정 시 설비투자비용에 대한 경비와 운영비 할당은 냉열 : 온열의 비율을 5 : 5 로 산정. 지열 설비의 추가 소형 펌프사용에 따른 전력비 포함.
- 4) 13KW의 부속 순환 펌프의 하절기 5개월 간 사용 전기량 포함. 히트 펌프 등 총 75KW 전기설비용량에 대한 기본요금의 반을 산입함(5,147원/KW/월)
- 5) 지열 생산원가를 도시가스나 등유 보일러의 열생산원가 산정에서와 같이 균등화 비용 방식을 이용하는 경우와 프로그램을 이용하는 경우에서 다소 차이가 있을 수 있는데 이는 설비 중간교체비용 적용의 방법상 차이 때문임.

한편 지열 냉난방 설비를 사용함에 따른 연간 자본 및 운전비용은 설비 중간교체비용 등을 합하여 설비수명에 따라서 연간 15,748-17,899천원이 소요되는 것으로 분석되고 있는데 이는 도시가스나 등유 보일러를 사용하는 경우보다 연간 자본비용이 거의 10배에 달하는 비용이다. 하지만 연료비가 연간 6,342-7,928천원으로 도시가스나 등유 보일러에 비하여 매우 저렴하여 연간 총 소요비용은 24,354-28,091천원으로 산출되고 있다. 이는 도시가스의 경우보다는 매우 높지만 등유 보일러를 사용하는 경우보다는 다소 낮거나 비슷한 수준이다. 이를 연간 온열 생산량 222-278백만 Kcal로 나누면, 1만Kcal당 생산원가는 916-1,150원으로 산출되고 있다.

할인율이 6%인 경우의 도시가스와 등유 보일러를 이용하는 경우, 그리고 지열 냉난방 설비를 이용하는 경우의 열생산원가를 보면, 도시가스 보일러를 사용하는 경우 1만Kcal당 683-700원으로 할인율 7%인 경우보다 겨우 1-3원의 차이를 보이고 있고, 등유 보일러를 이용하는 경우 1,117-1,133원으로 1만Kcal당

겨우 2원의 차이를 보일 뿐이다. 이는 설비의 감가상각 등 고정비용이 적어 할인율 1% 포인트 인하에 따른 비용은 얼마 되지 않기 때문이다. 반면 지열 설비의 경우는 1만Kcal당 870-1,096원으로 46-54원의 차이가 나는데 이는 초기 설비투자비용이 큰 데 원인이 있으며, 할인율이 생산원가에 크게 반영된 때문이다. 할인율 1% 포인트 인하가 지열에너지 생산원가에 미치는 영향은 4.7-5.0%가 된다.

<표 4-14> 지열 냉난방과 도시가스 및 등유 난방 시스템의 경제성 비교(할인율 6%)

구 분		기존 난방 설비(보일러)		지열 냉난방 설비	
		도시가스 보일러	등유 보일러		
초기 투자비		9백만원	8백만원	324백만원	
설비 사용기간		10년	10년	30-40년 (15-20년 후 펌프 및 전기 부문 교체)	
연간 증가 투자비용		1,223천원	1,086천원	10,767-11,769천원 (난방 부문 비용 1/2)	
설비 중간교체		-	-	2,202-3,480원	
연간 증가 상각비용		-	-	(난방 부문 비용 1/2)	
연간 운영비		720천원 (투자비의 8%)	640천원 (투자비의 8%)	1,620천원 ⁵⁾ (투자비의 1%) (난방 부문 비용 1/2)	
자본 및 운전비용 계		1,943천원	1,726천원	14,589-16,869천원	
연료비	난방운전 (286-357 백만Kcal/ 년)	연료 소비량	24,874-31,148N ^m (효율 85%)	30,020-37,593 ℓ (효율 85%)	97,724-122,155kWh ⁴⁾ (cop3.3)
		기준 단가	547원/m ³	780원/ℓ	64.9원/KW
		사용 금액	13,606-17,038천원	23,416-29,323천원	6,342-7,928천원
		기본요금	-	-	2,264천원 ³⁾⁴⁾
연간 총비용 계 (자본 및 운전비용 포함)		15,549-18,981천원	25,142-31,049천원	23,195-27,061원	
열에너지 생산 원가					
열에너지		온 열 ¹⁾ 683-700	온 열 ²⁾ 1,117-1,133	온 열 870-1,096 ⁵⁾	
평균 생산비용		원/만kcal	원/만kcal	원/만kcal	

주 : 1) 도시가스 보일러 수명은 10년으로 산정. 연간 운영비는 투자비의 8%로 산정. 운영비에는 유지보수비와 소형 실내 순환펌프 사용전력요금 포함되어 있음.

2) 등유 보일러 수명은 10년으로 산정. 연간 운영비는 투자비의 8%로 산정. 운영비에는 유

- 지보수비와 소형 실내 순환펌프 사용전력요금에 포함되어 있음.
- 3) 냉온열 생산가격 산정 시 설비투자비용에 대한 경비와 운영비 할당은 냉열 : 온열의 비율을 5 : 5 로 산정. 지열 설비의 추가 소형 펌프사용에 따른 전력비 포함.
 - 4) 13KW의 부속 순환 펌프의 하절기 5개월 간 사용 전기량 포함. 히트 펌프 등 총 75KW 전기설비용량에 대한 기본요금의 반을 산입함(5,147원/KW/월)
 - 5) 지열 생산원가를 도시가스나 등유 보일러의 열생산원가 산정에서와 같이 균등화 비용 방식을 이용하는 경우와 프로그램을 이용하는 경우에서 다소 차이가 있을 수 있는데 이는 설비 중간교체비용 적용의 방법상 차이 때문임.

한편 정부의 지원율에 따른 지열 냉난방 설비를 이용한 열생산원가를 보면, 다음의 <표 4-15>에서와 같은데, 지원율이 10% 증가하면 온열의 경우 생산원가는 지원범위에 따라서 4.9-6.2%씩 감소하는 것으로 나타나고 있다.

따라서 정부의 지원이 50%에 달하면 지열 냉난방 설비를 이용한 1만Kcal당 온열 생산원가는 682-836원으로, 거의 도시가스를 이용한 열생산 원가 수준에 도달하는 것으로 분석되고 있다.

<표 4-15> 지열 냉난방 설비의 열생산 원가(할인율 7%)

구 분	수직형(vertical type) 지열 냉난방 시스템							
설비용량(RT)	70							
총투자비용(백만원)	324							
RT당 열생산량 (kcal/RT/시간)	3,024							
설비 이용률(%)	23.5				18.8			
연간 열생산량 (백만kcal/년)	436				349			
열에너지 생산 원가 (원/만kcal)								
설비 수명	40년		30년		40년		30년	
무지원	온열	916	온열	976	온열	1,073	온열	1,150
	냉열	1,476	냉열	1,584	냉열	1,756	냉열	1,892
법인세 7%만 지원	온열	885	온열	944	온열	1,035	온열	1,109
	냉열	1,421	냉열	1,526	냉열	1,688	냉열	1,819
10% 보조지원	온열	845	온열	900	온열	985	온열	1,054
	냉열	1,349	냉열	1,448	냉열	1,598	냉열	1,722
20% 보조지원	온열	804	온열	857	온열	934	온열	1,000

	냉열	1,277	냉열	1,371	냉열	1,508	냉열	1,625
30% 보조지원	온열	763	온열	813	온열	883	온열	945
	냉열	1,205	냉열	1,294	냉열	1,418	냉열	1,529
40% 보조지원	온열	723	온열	770	온열	833	온열	891
	냉열	1,133	냉열	1,216	냉열	1,328	냉열	1,432
50% 보조지원	온열	682	온열	726	온열	782	온열	836
	냉열	1,061	냉열	1,139	냉열	1,238	냉열	1,335
o 설비투자비는 1RT 당 4,629천원을 기준으로 함.								

주 : 1) 지열 냉난방 설비의 운영비는 투자비의 1%로 산정함.

2) 냉온열 생산가격 산정 시 설비투자비용에 대한 경비와 운영비 할당은 냉열 : 온열 비율을 50 : 50 으로하고, 생산은 36 : 64를 적용함.

한편 냉열 생산원가는 온열생산원가보다 상당히 높아 정부 지원이 없을 때, 1만Kcal당 1,476-1,892원에 달하는 것으로 나타나고 있다.71) 이는 연료(전기비용)비는 얼마 되지 않으나 설비사용에 따른 감가상각비용 등 자본비용이 생산되는 냉열량에 비하여 매우 높기 때문으로 분석된다. 이 같은 현상은 비단 지열 냉방 설비뿐만 아니고 일반 사무실용 에어컨이나 냉방설비에서도 같은 현상을 보일 것으로 예상되는데 이 부분의 비교 연구에 관해서는 자료부족 등으로 본 연구에서는 제외하기로 하였다.

한편 할인율을 6%로 적용하는 경우 지열 냉난방 설비의 열생산원가는 7%를

71) 냉열 원가 산정을 위한 주요 변수(70RT)

냉방운전 (127-159 백만Kcal/년)	전 기 소비량	48,417-60,521 kWh (cop4.5)
	기준 단가	91.6 원/kWh
	사용 금액	4,435-5,544 천원
	기본요금	2,264 천원
	합 계	6,699-7,808 천원

주 : 1) 하절기 전력 지열냉난방 설비는 순환펌프 등의 전력사용량 포함.

o 100평 규모 사무실의 냉난방 복합설비 1) 도시가스 + 에어컨 설비, 2) 등유 보일러 + 에어컨 설비, 3) 지열 냉난방 설비에 대해서 경제성을 간이 분석한 결과에 따르면, 냉열 생산원가는 3개의 각 시스템에서 1만Kcal 당 1,600-1,700원 수준으로 크게 차이가 나지 않음. 냉열 생산원가는 설비이용률이 높을수록 많이 낮아지는 경향을 보이는데, 본 분석에서 냉열 생산원가가 1,890원 수준까지 나타나는 것은 설비이용률이 낮고 설비수명이 작은 경우로, 고정비가 많이 산입되었기 때문이며, 전반적으로는 다른 설비들보다 큰 차이가 없는 것으로 사료됨. 이에 대해서는 지열 냉난방 설비의 단독 경제성 분석을 통한 보다 심도 있는 연구가 요구됨.

적용 시 보다 앞의 균등화 비용 방식으로 자본회수계수(CRF, capital recovery factor)를 사용하여 원가산정 시 기술한 바와 같이 도시가스나 등유 보일러를 사용하는 경우는 열생산원가에 거의 영향을 미치지 않으나 지열 냉난방 설비를 이용한 열생산원가는 원가구성상 설비사용에 따르는 비용이 차지하는 몫이 커서 정부지원이 없을 때, 4.7-5.0%가 낮아지는 것으로 분석되고 있고, 원가 인하는 정부 지원율이 높을수록 낮아지는데 지원율이 30%인 경우 인하효과는 온열에서 3.5-3.7%가 되는 것으로 분석되고 있다.

<표 4-16> 지열 냉난방 설비의 열생산 원가(할인을 6%)

구 분	수직형(vertical type) 지열 냉난방 시스템							
설비용량(RT)	70							
총투자비용(백만원)	324							
RT당 열생산량 (kcal/RT/시간)	3,024							
설비 이용률(%)	23.5				18.8			
연간 열생산량 (백만kcal/년)	436				349			
열에너지 생산 원가 (원/만kcal)								
설비 수명	40년		30년		40년		30년	
무지원	온열	870	온열	934	온열	1,016	온열	1,096
	냉열	1,394	냉열	1,508	냉열	1,655	냉열	1,796
법인세 7%만 지원	온열	843	온열	904	온열	982	온열	1,059
	냉열	1,346	냉열	1,455	냉열	1,595	냉열	1,731
10% 보조지원	온열	807	온열	865	온열	938	온열	1,010
	냉열	1,282	냉열	1,385	냉열	1,515	냉열	1,643
20% 보조지원	온열	771	온열	826	온열	893	온열	961
	냉열	1,219	냉열	1,316	냉열	1,435	냉열	1,556
30% 보조지원	온열	735	온열	786	온열	848	온열	912
	냉열	1,155	냉열	1,246	냉열	1,355	냉열	1,469
40% 보조지원	온열	699	온열	747	온열	803	온열	863
	냉열	1,091	냉열	1,176	냉열	1,275	냉열	1,382

50% 보조지원	온열	663	온열	708	온열	758	온열	814
	냉열	1,027	냉열	1,106	냉열	1,196	냉열	1,295
o 설비투자비는 1RT 당 4,629천원을 기준으로 함.								

주 : 1) 도시가스, 등유, 지열냉난방 설비의 운영비는 투자비의 1%로 산정함.

2) 냉온열 생산가격 산정 시 설비투자비용에 대한 경비와 운영비 할당은 냉열 : 온열 비율을 50 : 50 로, 생산은 36 : 64를 적용함.

6. 조력 발전의 경제성 분석

가. 조력발전 원가 산정의 기본 전제

조력발전의 경제성 분석은 조력발전에 관해 당 연구원에서 기(既) 연구된 내용을 중심으로 기술하고자 한다.⁷²⁾

조력발전의 원가산정을 위해 시화조력발전소를 기준으로 산정한 발전원가를 기존 한국전력의 발전원가와 비교함으로써 조력발전의 경제성을 분석하고자 하는데,⁷³⁾ 조력발전은 조수(潮水)의 운동에너지를 이용하여 발전하는 것으로 기존 화석연료를 사용하는 화력발전에서와는 달리 수력발전과 같이 연료비가 필요 없고, 단지 건설비와 운전유지비가 모든 발전원가를 구성하는 요소가 된다.

비용부문의 제일 중요한 항목인 건설비용의 경우, 소수력 발전에서와 같이 토목 부문과 기전 부문 비용으로 나뉘어 지는데, 시화조력발전소 건설에 따르는 토목 부문 비용은 방조제 공사 완료 후, 여건변화에 따라 추진되는 사업이므로 방조제비용 및 방조제 관리비 분담금은 건설비에 포함하지 않아도 되는 장점이 있다. 단지 발전소 건설을 위해 필요한 가물막이댐의 축조, 제거비용만 건설비에 포함하고 있다. 또, 가물막이댐 공사를 위한 토취장 구입비용은 시화방조제 건설 당시 기 확보된 토취장을 활용할 계획이므로 매몰비용으로

72) 본 내용은 송광희 외, “조력발전 기준가격 산정 및 경제성 분석 연구”, 에너지경제연구원, 한국수자원공사, 2003.10.의 주요 내용을 인용한 것임

73) 국내에서는 아직 조력발전소가 한 곳도 건설된 것이 없고, 수자원공사가 시화호에 조력발전소를 건설할 예정으로 있음.

간주하여 건설비에 포함시키지 않았다.

기본계획 수립 후, 여건변화에 의해 필요하다고 인정되는 송전선로의 지중화에 의한 추가비용, PC 비용, 조사사업비 등은 공사비에 반영하여 공정한 비용 평가가 되도록 하였다. 비용산정을 위한 주요 항목인 조력발전소의 수명은 30년으로 산정하였다.

시화호의 조수를 이용해서 발전할 수 있는 조력발전설비용량은 252천KW로 산정되고 있으며, 발전설비이용률은 22-25%에 달하는 것으로 밝혀지고 있다.⁷⁴⁾

운전유지비는 건설비를 제외한 모든 비용을 포함하는 것으로 조력발전소의 실제 운전비를 산정할 수 있는 실적이 없어 수력발전소의 평균운전 유지비율 2.35%를 적용하였다. 소내(所內) 소비율과 보수율은 프랑스 랑스 발전소의 실적자료를 조사하여 이를 활용하였는데, 국내 수력발전소의 실적치와 비교하여 사용상 무리가 없는 것으로 판단하여 그대로 적용하였다.

발전원가 계산식은 한전의 발전원가 계산식을 적용하여 그대로 산정하였다.

나. 조력 발전 원가 산정

조력발전 생산원가 산정을 위해서 제일 중요한 사항 가운데 하나인 시화조력발전소의 건설비를 보면, 322,780백만원이 되는 것으로 나타나고 있다.

이러한 건설비는 건설기간이 5년인 점을 감안, 할인율이 5%, 6%, 7%, 8%를 중심으로 준공 시의 가격으로 총건설투자비를 산출하면 다음의 <표 4-17>에서와 같다.

<표 4-17> 할인율에 따른 조력 발전소 건설비 변화

(단위: 백만원)

구 분	1차년도	2차년도	3차년도	4차년도	5차년도	계	건설단가 (천원/KW)
공 사 비	64,339	60,423	78,923	80,223	38,872	322,780	
준공시점의 r = 8%	96,442	82,205	99,420	93,572	55,135	426,775	1,694
총공사비 r = 7%	92,059	79,202	96,684	91,847	54,625	414,417	1,645

74) 설비이용률 25%인 경우, 연간 실제 발전량은 552.5백만 kWh임.

	r = 6%	87,837	76,283	93,999	90,139	54,114	402,371	1,597
	r = 5%	83,771	73,445	91,363	88,449	53,604	390,628	1,550

주 : r = 할인율

자료 : '조력발전 기준가격 산정 및 경제성 분석 연구', 2003. 10. 에너지경제연구원

산출결과에 따르면, 할인율이 7%인 경우 준공연도의 총 투자비용은 414,417백만원으로 산출되는 반면, 할인율이 6%인 경우는 402,371백만원으로 나타나고 있다. 이를 기초로 할인율이 7%인 경우의 시화호조력발전 원가를 산출하여 보면 kWh당 85.15원으로 산출되고 있다. 이는 2003년 전국 평균 발전원가에 비하면 약 1.2배가 높은 수준이다.

<표 4-18> 시화 조력발전소의 발전 원가

총건설비(천원/KW)	1,644.51
발전설비 수명(년)	30
할인율(%)	7.0
자본회수계수(%)	8.0586
법인세율(%)	0.018
운전유지비(%)	2.35
고정비율(%)	10.4266
연간비용(억원)	432.10
발전원가(원/kWh)	85.15

자료 : '조력발전 기준가격 산정 및 경제성 분석 연구', 2003. 10. 에너지경제연구원

할인율 변화에 따른 발전원가 변화를 보면 다음의 <표 4-19>에서와 같은데, 할인율이 6%인 경우의 발전원가는 kWh당 76.38원으로, 7%인 경우보다 kWh당 8.77원이 저렴하고 10.3%가 낮은 것이다. 조력발전의 경우 할인율 1% 포인트의 하락이 발전원가에 미치는 영향이 매우 높음을 말하는 것인데 이는 초기 건설투자비용이 발전원가에 미치는 영향이 절대적으로 크기 때문이다.

<표 4-19> 할인율 변화에 따른 조력 발전소 건설비 및 발전 원가 변동

할인율(%)	8.0	7.0	6.0	5.0
건설비(천원/KW)	1,694	1,644	1,597	1,550
연간비용(억원)	480.15	532.10	387.60	346.61
발전원가(원/KW)	94.62	85.15	76.38	68.30

자료 : '조력발전 기준가격 산정 및 경제성 분석 연구', 2003. 10. 에너지경제연구원

한편, 건설비의 변화가 발전원가에 미치는 민감도를 분석하기 위해, 할인율 별로 기존의 건설비에서 건설비가 10% 많을 때와 적을 때를 기준으로 하여 발전원가의 변화를 보면, 할인율이 7%인 경우 건설비가 10% 많아지면 발전원가는 10.0% 증가하고, 건설비가 10% 적어지면 발전원가는 10.0%가 감소하는 것으로 나타나고 있는데 이는 건설비용의 변동은 거의 그대로 발전원가에 반영되는 것을 의미한다. 또, 할인율이 8%인 경우나 6%인 경우 건설비 증감에 따른 발전원가의 증감도 그대로 반영되는 것으로 나타나고 있는데 이는 기존 화력발전의 경우 발전원가에서 차지하는 연료비의 비중이 큰 반면 조력발전은 연료비가 들지 않는 특성 때문에 당연한 일일 것이다.

<표 4-20> 시화 조력발전소 건설비 변화에 따른 발전 원가 변동

할인율(%)	8.0			7.0			6.0		
건설비 변화	-10%	불변	+10%	-10%	불변	+10%	-10%	불변	+10%
발전원가(원/KW)	85.16	94.62	104.08	76.64	85.15	93.67	68.74	76.38	84.02

자료 : '조력발전 기준가격 산정 및 경제성 분석 연구', 2003. 10. 에너지경제연구원

한편, 2004년 수자원공사의 “시화호 조력발전소 건설사업 기준가격 산정에 따른 경제성 분석” 연구결과에 따르면, 시화호 조력발전의 발전원가 및 수익은 할인율 및 운영비의 크기에 따라 차이를 보이는 것으로 나타나고 있는데 건설비용, 할인율, 설비이용률, 운전유지비의 설정 범위 내에서 B/C 분석결과를 보면, 할인율 5-7%, 설비이용률 23%와 24%, 운전유지비 1.79-2.35% 내에서 B/C

비율이 모두 '1' 이상을 보여 경제성이 있는 것으로 분석되고 있다.

<표 4-21> 시화 조력발전의 기준가격에 따른 경제성 분석

할인율	총 건설비용 (백만원)	소내 소비율 (%)	운전 유지비 비율(%)	기준가격 (원/kWh)	B/C (편익/비용)		순 현재 가치(백만원)	
					이용률		이용률	
					23%	24%	23%	24%
5.0%	낙찰가액기준 (364,192)	2.0%	2.35	64.82	1.036	1.081	14,341	32,436
			2.07	62.81	1.037	1.082	14,338	31,871
			1.79	60.80	1.038	1.083	14,318	31,288
	기본계획기준 (376,184)		2.35	66.96	1.036	1.081	14,860	33,541
			2.07	64.88	1.037	1.082	14,823	32,923
			1.79	62.81	1.038	1.083	14,848	32,381
5.5%	낙찰가액기준 (369,631)	2.35	68.52	1.040	1.085	15,616	33,355	
		2.07	66.48	1.041	1.086	15,606	32,819	
		1.79	64.45	1.043	1.088	15,652	32,345	
	기본계획기준 (381,917)	2.35	70.80	1.040	1.085	16,152	34,491	
		2.07	68.69	1.041	1.086	16,133	33,917	
		1.79	66.59	1.042	1.088	16,166	33,399	
6.0%	낙찰가액기준 (375,140)	2.35	72.38	1.044	1.089	16,868	34,293	
		2.07	70.32	1.045	1.091	16,925	33,848	
		1.79	68.25	1.047	1.082	16,921	33,342	
	기본계획기준 (387,724)	2.35	74.81	1.044	1.089	17,453	35,457	
		2.07	72.67	1.045	1.091	17,443	34,930	
		1.79	70.54	1.045	1.092	17,481	34,460	
7.0%	낙찰가액기준 (386,371)	2.35	80.62	1.053	1.099	19,490	36,343	
		2.07	78.49	1.055	1.100	19,501	35,894	
		1.79	76.36	1.056	1.102	19,488	35,452	
	기본계획기준 (399,565)	2.35	83.38	1.053	1.099	20,191	37,612	
		2.07	81.17	1.054	1.100	20,158	37,121	
		1.79	78.97	1.056	1.102	20,176	36,686	

주 : 운전유지비 비율은 총 건설비용에 대한 점유율임.

자료 : 수자원개발공사

산정된 조력발전 기준가격을 보면 할인율 7%에서 kWh당 76.36-83.38원으로,

할인율 6%에서 kWh당 68.25-74.81원으로, 그리고 5%에서는 kWh당 60.80-66.96원으로 산출되고 있다.

정부에서는 본 사업이 공익적 목적으로 설립된 수자원공사에 의해서 수행되는 점을 감안하여 할인율은 5%, 운전유지비율은 2.07%를 적용하여 기준가격을 kWh당 62.81원으로 책정한 것으로 알려지고 있다.⁷⁵⁾

조력발전에서도 할인율이 발전원가에 미치는 영향은 매우 큰데, 다른 조건이 같다면 적용할인율이 7%에서 5%로 낮아짐에 따른 발전원가 인하효과는 19.6-20.5%로 나타나고 있다. 이는 할인율 1% 포인트 인하에 따라 발전원가가 약 10% 하락하는 것을 의미하는데, 할인율이 발전원가에 미치는 영향이 그 만큼 크다는 것을 알 수 있다. 이같은 원인은 조력발전의 경우도 발전소건설에 따른 투자비용이 커서, 고정비가 생산원가에 미치는 영향이 절대적이기 때문이다.

75) 2004년 11월 12일 대체에너지정책심의회

제 5 장 신·재생에너지 원별 경제성과 지원 수준

신·재생에너지는 폐기물을 재활용하는 경우가 아니면 일반적으로 환경적 장점이 많은 에너지인 반면, 대부분 생산비용이 기존 화석에너지에 비하여 비싼 것이 단점이다. 앞 장에서 분석한 신·재생에너지 원(源)들의 에너지 생산 원가는 향후의 기술진보에 따라 점차 설비공급가격이 하락하면 낮아지겠지만 현재의 기술수준에서는 화석에너지와 경쟁할 수 없는 것만은 사실이다.

신·재생에너지 관련 기술진보도 단 기간에 이루어질 수 있는 성질의 것이 아니고 꾸준한 투자와 연구결과의 축적을 요하기 때문에 기술발달로 경제성을 가질 때까지는 정부의 지원이 불가피하다. 이는 세계 주요 선진국에서도 신·재생에너지에 대해서 비슷한 정책을 구사하고 있는 데서도 잘 나타나고 있다.

그러면 각 신·재생에너지 원별 지원 수준이 어느 정도가 적정수준인가에 대해서 많은 논란이 있다. 일반적으로는 기존 화석에너지와 어느 영역의 시장에서 경쟁할 수 있는 수준으로, 신·재생에너지를 생산함에 따른 추가비용 분을 정부가 보전해 주는 수준이 보통이다. 하지만 정부가 어느 한 신·재생에너지 원(源)의 보급을 정책적으로 확대시키고자 한다면 그 지원수준을 증대시키는 방법이 있을 수 있지만 여기에는 많은 재정적 부담을 요한다는 것이 문제이다.⁷⁶⁾

여기서는 앞 장에서 분석된 각 원별 경제성을 기초로 국내 신·재생에너지의 지원 수준에 대해서 고찰해 보고자 한다.

76) 미국을 비롯한 몇몇 선진국에서 신·재생에너지 의무할당제(RPS, renewables portpolio standard)를 도입하여 정부가 신·재생에너지의 공급비율을 정해 주면 시장에서 효율적으로 공급되도록 하는 제도를 도입하고 있음. 국내에서는 현재 이에 관한 연구가 진행 중임.

제 1 절 태양광 발전의 경제성과 지원 수준

앞 장에서 태양광 발전의 경제성을 분석하여 본 결과 태양광 발전원가는 할 인율 7%를 기준으로 할 때, 설비의 형태, 설비설치 비용, 설비이용률, 정부 직접 보조지원율의 크기, 설비 수명에 따라 큰 차이를 보이는데, 정부의 지원이 없는 경우, 3KW급의 분리 독립형은 kWh당 891-1,275원으로 산출되고 있고, 계통 연계형은 667-993원으로 나타나고 있다. 또, 10KW급의 연계형은 규모의 경제성이 적용되는 가운데, kWh당 634-943원 수준으로 산출되고 있는데, 이는 2003년 전국 전력 평균생산원가인 kWh당 약 71원을 기준으로 했을 때, 3KW 급 분리 독립형은 12.5-18.0배, 연계형은 9.4-14.0배, 10KW급 연계형은 8.9-13.3 배가 높은 수준이다.

결국 현 태양광 발전관련 기술로는 용도별로 특별한 경우가 아니면 시장에서 기존의 화석에너지를 이용한 전기와 경쟁할 수 없음을 말하는 것이다. 정부는 이 같은 점을 감안하여 일반 주택용의 경우 설비투자비의 70%를 지원하여 왔으며, 잉여 전력 및 사업용 태양광 발전 전기의 경우 기준가격을 kWh당 716.4원으로 정하여 매입하여 주는 제도를 시행하여 왔다. 하지만 최근까지도 높은 설비가격 등으로 인하여 경제성을 확보하기가 용이하지 않았고 보조지원 금도 한정적이어서 태양광 발전설비의 보급이 제한적인 면을 보여 왔다.

2004년 들어 그 간의 태양광 관련 기술의 발달로 설비공급가격이 3KW 계통 연계형의 경우, 종래의 4천만원 수준에서, 36백만원으로 연말에는 3천만원 수준으로 하락하였는데, 이는 태양광 발전원가 인하에 직접적 영향을 주고 있다. 이 같은 현상은 태양광 발전설비 보급을 위해서 매우 바람직하나 여전히 태양광 발전원가는 높은 수준이다.

최근 설비가격 하락과 정부의 70% 직접 보조지원에도 불구하고 3KW급 계통 연계형 발전원가는 kWh당 252-365원으로 산정되는데 이는 일반적으로 월

300kWh의 전력을 사용하는 가정에서의 사용은 경제성이 결여된다는 것을 의미한다. 현재의 월 300kWh를 사용하는 가정에서의 전력요금이 평균 kWh당 139원⁷⁷⁾인 점을 감안하면 할인율 7% 하에서 정부의 보조지원은 설비설치가격의 90% 이상이 되어야 태양열 발전원가가 kWh당 133-185원 이하로 낮아져 경제성을 확보할 수 있을 것으로 분석되고 있다.

하지만 주택용 전력요금은 많이 사용할수록 점진적으로 많아지는데, 월간 550kWh 이상의 전력을 사용하는 가정의 경우는 현 정부의 70% 보조지원 수준에서도 경제성이 큰 데, 이는 월간 전력사용량이 300kWh 이상부터는 전력요금이 kWh당 235.2원이 되고, 400kWh부터는 345.9원, 500kWh부터는 606.8원으로 전력사용량이 많을수록 요금은 증가하기 때문이다

사업용으로 10KW급 태양광 발전 설비를 운영하는 경우 앞 장의 분석에서처럼 30%를 보조지원을 받는다면 발전원가는 kWh당 437-646원으로 산출되고 있다. 현재의 태양광 발전 전력의 기준가격이 kWh당 716.4원인 점을 감안하면 설비를 설치하는 위치에 따른 설비이용률에 따라서 아주 양호한 지역은 경제성이 있을 것으로 판단된다. 하지만 산출된 발전원가가 사업에 따른 행정비용, 안전관리비용, 토지비용 등이 산입되지 않은 점을 감안하면 설비이용률이 낮은 지역에서는 경제성을 확보하기가 그리 용이하지 않을 것으로 판단된다. 여기에 관해서는 보다 심도 있는 연구가 필요한데 이는 산업이 일천하여 태양광 발전 사업 시에 소요되는 비용관련 자료가 축적된 것이 없기 때문이다. 최근 사업용 태양광 발전량이 크게 증대되지 않는다는 사실은 설비가격의 30%에 달하는 직접 보조지원과 716.4원/kWh의 기준가격 하에서도 사업자들은 경제성이 희박하다고 판단하기 때문으로 풀이된다.

한편, 분리 독립형 3KW급 태양광 발전설비의 경우 설치비용이 32.5백만원으로, 정부의 직접 보조지원이 70%에 달한다고 해도 kWh당 발전원가는 441-594원으로 기존 가정용 전기 사용 시의 kWh당 139원보다 3.2-4.3배 높게 나타나

77) 앞 장의 태양광 발전 경제성 분석 부문 참조

고 있어 일반적으로는 경제성이 희박하다. 하지만 앞의 계통 연계형에서 분석된 바와 같이 전력을 많이 사용하는 가정의 경우는 설치를 고려해 볼 만하지만, 일반 주택의 경우는 경제성이 결여된다. 산간오지(山間奧地)나 낙도 혹은 소규모 경유발전을 대체하는 경우가 아니고서는 현 기술과 태양광 발전설비 공급가격으로서는 경제성이 희박하다.

한편, 향후의 태양광 발전의 경제성에 관해서 살펴보면, 태양광 발전원가는 기술발전에 의한 설비의 가격이 얼마나 낮아질 수 있느냐에 달려 있고, 또, 이는 얼마나 많은 설비를 동시에 설치하느냐는 규모에도 크게 좌우되기 때문에 이 두 가지 항목이 태양광 발전의 경제성을 결정짓는 주요 요인이 된다.

태양광 발전설비의 설치비용에 대해서는 전망하기가 그리 용이하지 않지만 중장기적으로 기술발전에 따라 하락할 것이라는 데에 대해서는 전문가들의 의견이 일치하고 있다.

일본의 경우 점진적인 기술향상 등으로 획기적 설치비용의 인하를 실현하여 왔으며, 향후 10년 내에 태양광 발전은 경제성 확보가 가능할 것이라고 일본 신에너지·산업기술종합기구(NEDO)의 관련 전문가는 전망하고 있다. 일본은 태양광 발전관련 기술개발로 태양광 발전설비의 단가를 낮추어 왔는데, 일본의 태양광 주택보급과 설비공급가격 및 지원에 대해서 보면 다음의 <표 5-1>에서와 같다.

<표 5-1> 일본의 연도별 태양광 주택 보급과 설비단가 변화 추이

연 도	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
호수누적	539	1,604	3,590	9,244	15,596	31,475	52,352	77,503	115,785	168,468
누적규모 (MW)	1,860	5,776	13,312	32,798	56,921	114,614	188,995	279,995	420,995	621,995
3KW단가 (백만엔)	6	4.3	3.5	3.1	3.0	2.8	2.6	2.3	2.0	1.65
시스템당	3.76	3.1	2.81	1.96	2.31	0.92	0.56	0.44	0.35	0.32

지원액										
-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

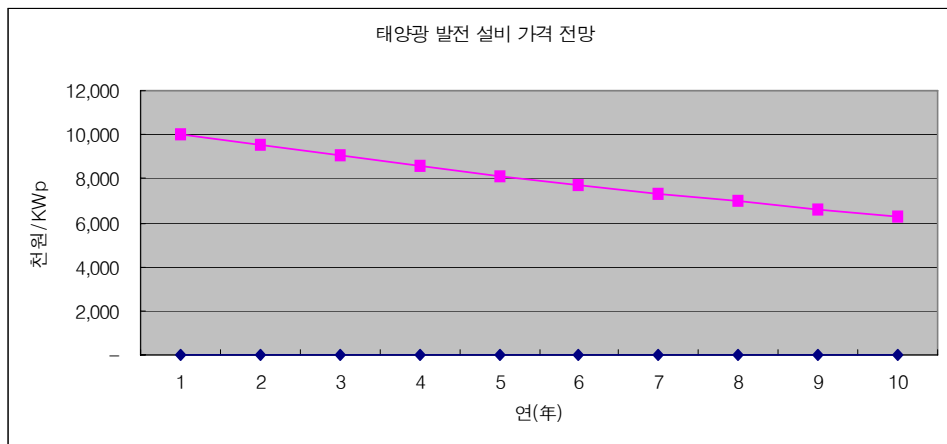
자료 : 1) Renewable Energy World: 2004. 7.

2) PV status Report, Research Solar Cell Production and Market Implementation in Japan, USA, and the European Union)

표에서 보면 일본의 태양광 발전설비 단가는 1994-03년간 연평균 15.5%씩 하락하여 왔으며, 이와 함께 이들 설비에 대한 정부지원도 점차 감소되어 온 것으로 나타나고 있다. 이러한 설비가격 하락의 영향으로 설비(모듈)를 수입하여 설치하여 온 국내 태양광 발전설비 가격도 수년간 하락하여 왔다. 이는 결국 태양광 발전원가를 낮추어 경쟁력을 제고시킬 수 있는 핵심적 요소이다.

독일의 경우를 보면, 태양광 발전 설비가격은 과거 연평균 5%씩 하락하여 온 것으로 나타나고 있으며, 전문가들은 독일에서의 이 같은 현상은 지속될 것으로 보고 있다. 이 같은 하락률을 국내에 적용하는 경우 3KW급 태양광 발전 설비의 1KW당 가격은 다음의 [그림 5-1]에서와 현재의 1천만원 수준에서 10년 후에는 600만원 수준으로 낮아질 것으로 전망된다.

[그림 5-1] 독일의 태양광 발전 설비 가격 전망

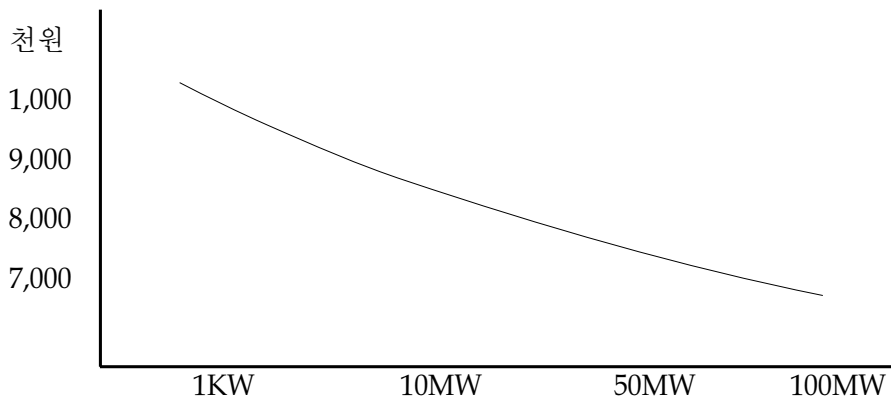


이 같은 추론은 물론 독일 태양광 발전 설비제조 업계의 상황과 과거의 기

술발전을 토대로 관련 기술의 진보가 이루어진다는 가정 하에 추론한 것이다. 이들 내용을 종합하면 단기적으로는 설비의 수급상황에 따라서 가격의 변동은 있겠지만 중장기적으로 연평균 최소한 5%의 가격하락이 예상된다.

한편, 규모의 경제성을 감안한 태양광 발전 설비 설치가격은 1KWp급을 1천만원으로 하여, 10MWp급 KWp당 850만원, 50MWp급 800만원, 100MWp급은 700만원 수준이 될 것으로 전문가들은 전망하고 있다. 이는 동시에 대단위 태양광 발전 설비 단지를 설립하는 경우 설비의 단가가 그 만큼 낮아져서 규모의 경제성으로 태양광 발전원가가 그 만큼 낮아질 수 있음을 말하는 것이다.

[그림 5-2] 태양광발전 설비의 규모에 따른 설비 가격



이 같은 사실을 종합하면, 태양광 발전원가는 기술발전에 따른 설비단가의 인하와 증대하는 설비규모로 인하여 점차 낮아질 것이라는 데 많은 전문가들이 의견을 같이 하고 있다. 향후 정부의 동 부문 보조지원도 태양광 발전이 과연 얼마나 경제성을 확보할 수 있느냐에 따라서 변할 것이며, 태양광 발전설비의 경제성은 설치비용이 얼마나 될 것인가에 거의 달려 있다. 이는 태양광 발전원가의 대부분이 설치비용의 감가상각 등 고정비가 거의 전부이기 때문이다.

중장기적으로 국내 태양광 발전설비의 보급 확대를 가속화하기 위해서는 기초 수요 확보를 통해 국내에서도 자체적으로 태양광 발전설비를 생산할 수 있

는 환경을 마련함으로써 설비공급가격을 낮추는 정책이 필요하다. 일본과 독일은 동 분야 기술개발을 위해 계속적 지원해 오고 있는데, 우리도 태양광 발전 분야에 대한 정부의 지속적인 기술개발지원과 많은 투자가 요구된다고 할 것이다.⁷⁸⁾

단기적으로 국내 태양광 발전설비의 보급은 정부의 신규 공공부문 건설비용의 5%를 신·재생에너지 설비로 갖추어야 한다는 설치 의무화 강제규정이 효력을 제대로 발휘하는 경우 크게 활성화될 것으로 판단된다.

제 2 절 태양열 온수급탕 설비의 경제성과 지원 수준

앞장에서 할인율 7%인 경우 산정된 태양열 온수 급탕용 설비의 온수생산원가 분석에 따르면 정부의 지원이 없는 경우, 평판형의 온수 생산비용은 1만kcal 당 1,620-2,310원으로 산정되고 있는데, 이는 등유 보일러에서 생산된 열생산원가보다 작게는 1.4배에서 크게는 2.0배가 높은 것으로 분석되고 있다. 또, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가보다 역시 작게는 2.4배에서 크게는 3.4배가 높은 것으로 나타나고 있다.

진공관식 중에서 단일 진공관식의 경우는 정부지원이 없을 때 1만kcal당 2,070-2,920원으로 등유 보일러에서 생산된 열생산원가보다 적게는 1.8배에서 많게는 2.6배가 높은 것으로 분석되고 있으며, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가보다 역시 작게는 3.0배에서 크게는 4.3배가 높게 나타나고 있다. 이중 진공관식의 열생산원가는 같은 경우 1,650-2,470원으로 산출되고 있는데, 이러한 열생산원가는 등유 보일러에서 생산된 열생산원가보다 작게는 1.5배에서 크게는 2.2배가 높은 것이며, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가보다 역시 작게는 2.4배에서 크게는 3.6배가 높은 것이다.

78) 정부는 2004년 신·재생에너지 분야의 기술개발을 위해서 연료전지, 태양광, 풍력 발전 부문에 각각 100-200억원씩 연구비를 중점 지원하였음.

이는 일반적으로 정부의 지원이 없는 경우 태양열 온수공급은 기존 화석연료를 이용한 열공급에 비하여 경제성이 매우 뒤떨어지는 것을 의미한다. 따라서 정부는 태양열 온수 급탕설비에 대하여 설비투자비의 50%의 직접 보조지원하고 있는데 이는 평판형의 경우 태양열 생산원가를 900-1,270원 수준으로 낮추는 역할을 한다. 이 경우 태양열 설비를 이용한 온수 생산원가는 등유 보일러를 이용한 열공급 가격과 비슷한 수준이 된다. 따라서 태양열 온수공급 설비는 현재 도시가스가 들어가지 못하는 등유 보일러를 사용하는 지역에서는 경쟁이 가능하여 보급이 이루어 질 것이다. 하지만 그 외의 지역은 경제성 결여로 특별한 경우가 아니고서는 보급이 어려울 것으로 판단된다.

한편, 진공관식의 경우를 보면, 이중 진공관식은 앞에서 고찰한 바와 같이 열생산원가가 평판형과 유사하여 평판형의 보급과 같은 현상을 보일 것으로 판단되나, 단일 진공관식은 정부가 설비비용의 50%를 지원하여도 1만kcal당 생산원가가 1,160-1,600원 수준으로 등유 보일러를 이용한 열생산원가를 상회하여 특별한 용도가 아니고서는 등유 보일러를 사용하는 지역에서도 보급 확대가 용이하지 않을 것으로 판단된다. 진공관식의 경우는 산업공정용이나 혹은 난방용으로 쓰이느냐의 용도에 따라서 경제성이 많이 달라질 수 있다. 이 점은 간과되어서는 안 될 것이다.

만약 도시가스 공급지역에서 태양열 급탕설비가 경제성을 갖기 위해서는 평판형의 경우 현재 설치가격의 75%를 그리고 단일 진공관식은 거의 85%를 보조지원하여야 이들 지역에서 태양열 온수공급설비의 보급이 확대될 수 있을 것으로 판단된다.

또, 전국적으로 어디서나 태양열 급탕공급 설비가 보급되기 위해서는 현 태양열급탕설비에 대한 주민의 인식도 등 제반 사항을 고려할 때, 지역난방 가격 수준으로 열공급가격이 낮아져야 할 것인데, 이 같은 가격수준으로 낮아지기 위해서는 정부의 보조가 설비가격의 거의 90% 수준이 되어야함을 의미한다.

이는 막대한 투자를 의미하고, 그 비용은 결국 국민들에게 전가된다. 현 동

부문 정부의 예산을 감안하면, 현 태양열 온수공급 기술과 설비가격으로는 보급 확대에 한계가 있을 수밖에 없다.

태양열 급탕설비를 상업용 혹은 교육용이거나, 환경적 측면에서 이용하는 경우는 일반 화석연료 대비 경제성을 감안하지 않더라도 보급이 이루어질 것이나 이러한 수요는 매우 한정적일 수밖에 없다. 일반적으로는 열공급의 경제성 확보가 보급 확대의 관건인 점을 감안하면, 향후 태양열 급탕설비의 보급은 정부의 지원에 의한 열생산원가 인하와 기술발전에 의한 열생산원가 저감이 설비보급 확대를 좌우할 것으로 판단된다.

현재 정부의 한정된 예산으로 동 부문에 대한 지원을 효율적으로 하는 방안은 태양열 온수급탕설비의 이용률이 높은 사업을 선별하여 우선적으로 지원하는 방안이 보다 바람직할 것이다.

제 3 절 풍력 발전의 경제성과 지원 수준

앞장에서의 할인율 7% 하에서의 풍력발전 경제성 분석에 따르면, 중, 대형 풍력발전의 전력생산원가는, 중형인 750KW급은 정부지원이 없는 경우 설비이용률 20%에서 kWh당 128원으로, 25%에서 102원으로, 그리고 30%에서는 85원으로 나타나고 있다. 또, 2MW×7급의 단지인 경우는 정부의 지원이 없는 경우, 설비이용률 20%에서 kWh당 118원으로, 25%에서 95원으로, 30%에서는 79원으로 중형보다 다소 낮게 나타나고 있다.

이 같은 발전원가는 2003년 국내 총 화석에너지를 이용한 발전원가 kWh당 71원 수준보다는 높은 것이지만 현 풍력발전 기준가격이 kWh당 107.66원인 점을 감안하면, 설비이용률이 25% 이상이고 정부의 저리용자지원을 70% 받게 되면 중, 대형 풍력발전 원가는 기준가격을 하회하고 있어 경제성을 확보할 수 있는 것으로 분석되고 있다. 이 경우 설비이용률이 30%만 된다면 중형이나 대

형의 경우 kWh당 발전원가가 67-73원으로 현재의 화석연료를 사용한 발전원가와 비슷한 수준으로까지 떨어져 풍력발전의 경제성이 높다고 말 할 수 있지만, 풍력발전의 경우 연간 발전설비를 30% 이상 가동할 수 있는 입지가 극히 제한적일 것임을 감안하면 이는 현실적으로 어려울 것으로 판단된다.

이러한 분석은 기존 풍력단지에 풍황이 좋은 지점을 선정하여 설비를 설치하는 경우이고, 신규로 중대형 풍력발전 설비나 단지를 건설하는 경우 입지 선정에 따르는 조사비용이나 타당성 검토 비용, 금융비용, 그리고 부지 임대비용은 배제된 것으로 신규 풍력단지를 조성하는 경우 이러한 비용은 추가로 산입되어야 할 것으로 판단된다. 특히 대형 2MW×7기의 대규모 단지의 경우 거의 270여억원에 달하는 대규모 투자비용을 어려움 없이 확보할 수 있느냐 하는 문제와 비록 법인세를 투자비의 7%까지 감면받는다 고 하더라도 대기업은 가능할 것이나 중소기업은 그 혜택을 누릴 수 없다는 어려움이 있다.

만약 대기업이 아닌 중소기업이 풍력발전사업에 투자하기 위하여 막대한 자금을 융자받는 경우, 담보 확보문제와 자기자본이 아닌 타인자본을 사용하는 경우의 금융조달비용이 과연 얼마나 될 것인가는 산정하기 어려운 문제이다. 이러한 요인이 풍력발전원가에 산입되는 경우 금융조달비용의 크기에 따라서 풍력발전 생산원가가 10-30% 증가할 수 있다는 점을 감안하면 상기의 풍력발전원가는 상당히 증가할 수 있다.

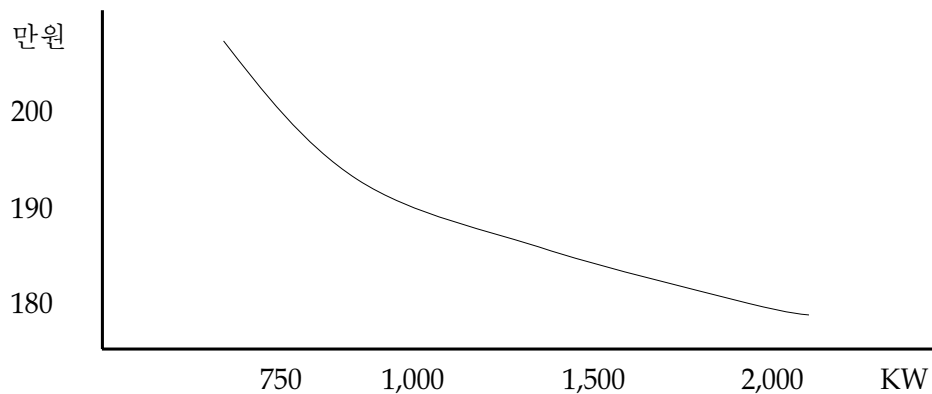
설비이용률이 20%로 낮고 정부보조가 없을 때, 20KW급의 경우 발전원가는 kWh당 373원으로 높게 나타나고 있지만 설비이용률이 30%에 달하면 249원으로 낮아진다. 또, 투자비의 70%에 대한 정부의 직접 보조지원⁷⁹⁾이 있는 경우에는 설비이용률이 20%인 경우 179원에서, 30%인 경우 119원으로 분석되어 월 평균 300kWh를 사용하고 있는 가정의 주택용 평균 전력요금인 kWh당 139원과 비교하면 설비이용률이 높은 곳에서는 비록 소형 풍력발전이라도 경제성이

79) 풍력발전에서 설비용량이 20KW급 이하인 소형은 투자비의 70%까지 정부의 직접 보조지원을 받을 수 있음.

있음을 말하지만 소형의 경우 실제 설비이용률이 20% 수준임을 감안하면 경제성을 확보할 수 있는 지역은 매우 한정적일 것으로 판단된다.⁸⁰⁾ 20KW 이하의 소형 풍력발전은 현 정부의 설비투자에 대한 70% 지원에도 불구하고 설비이용률이 30%에 이르지 않는 한 할인율 6, 7%에 관계없이 발전원가는 기존의 화석연료를 사용하는 경우의 발전원가에 비하여 높아 대규모의 송전비용이 들어가는 심산오지나 새로운 발전설비를 갖추어야 하는 낙도와 같은 원격지를 제외하고는 대체로 경제성이 희박하다.

향후 풍력발전 설비의 가격도 기술발전과 더불어 낮아질 것으로 전망되고 있는데 설비가격이 얼마나 낮아질 수 있는가를 전망하기는 용이하지 않다. 풍력발전의 경우도 규모의 경제성이 적용되나 전문가들의 견해는 태양광 발전 설비에서처럼 큰 폭은 아닌 것으로 피력되고 있다.

[그림 5-3] 풍력발전 설비의 규모에 따른 설비 가격



2004년 말 현재 풍력발전설비의 설치비용은 750KW급의 경우 KW당 200만원 선에서 1MW급은 190만원, 1.5-2MW급은 180만원선으로 나타나고 있다는데, 향후 기술발전에 의한 설비투자비용의 저감효과가 얼마나 될 것인가에 관해서 전망은 용이하지 않다.⁸¹⁾

80) 여기서의 발전원가는 10년 후 배터리 교체비용이 산입된 것이나 계통 연계하는 경우 발전원가는 다소 낮아져 경제성이 이보다 증대될 수 있음.

81) 2004년 초(初)에 비하여 말(末)에는 2MW급 풍력발전 설비 설치비용은 KW당 10만원 정도

단지 750KW급의 경우 현재 국산이 개발되어 KW당 160만원선에서 보급이 가능한 것으로 나타나고 있으며, 1MW급과 1.5-2MW급은 아직 개발단계이나 개발이 되면 144만원과 128만원 수준에서 보급이 가능할 것으로 전문가들은 진단하고 있다.⁸²⁾ 이는 향후 국내 풍력발전 설비가격을 낮추는 역할을 할 것으로 전망되며, 저렴한 국산 풍력발전 설비보급은 풍력발전의 경쟁력을 강화하여, 신·재생에너지 보급 확대에 크게 기여할 것으로 기대된다.

제 4 절 소수력 발전의 경제성과 지원 수준

앞 장에서 소수력 발전원가를 산출하여 본 결과에 따르면, 발전원가는 할인율이나 설비투자비용의 고저에서 보다 설비의 이용률에 따라서 보다 크게 영향을 받는 것으로 나타나고 있다. 특히 설비이용률이 25%에서 70%까지 변화가 심하기 때문에 발전원가의 변화도 심하다. 이는 설비투자에 대한 투자비용과 운영비용은 고정적으로 거의 일정하게 투입되는 반면 수자원 이용률에 따라서 결정되는 전력생산량은 설비이용률이 클수록 증가하고 전력생산원가는 낮아지며, 설비이용률이 작을수록 감소하고 전력생산원가는 높아지기 때문이다. 비록 초기 소수력 발전설비의 투자비용이 다소 높더라도 소수력 발전 설비 이용률이 높은 사업을 선택하는 것이 보다 경제적이다.

3000KW 기준, 할인율 7%인 경우 산정된 소수력 발전 원가분석 결과에 따르면 정부지원이 없을 때, 일반적인 설비이용률이 25-35%에서는 발전원가가 kWh당 98.9-153.9원의 분포를 보이고 있다. 이는 국내 평균 발전원가보다 상당히 높고, 현재의 소수력발전 기준가격이 kWh당 73.69원임을 감안하더라도, 일반적인 경우 신규 소수력 발전건립은 용이하지 않다는 것을 의미한다.

하지만 설비이용률이 50% 이상에 달하면, 3000KW급의 발전원가는 정부의

하락한 것으로 나타나고 있음.

82) 750KW급 풍력발전 설비가격의 90%와 80% 수준

보조지원이 없어도 kWh당 69.2-76.9원으로 현 기준가격 하에서 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단된다. 이에 대해 전문가들은 전국적으로 수자원공사가 보유한 댐이나 저수지를 이용하는 경우가 아니고서는 설비이용률을 50% 이상 높일 수 있는 입지 선정이 매우 어려운 것으로 피력하고 있다.

소수력 보급 활성화는 정부의 소수력 발전 정책과 직결되는데 설비이용률의 25-35% 대의 소수력 발전소를 개발하기 위해서는 정부의 지원 확대가 꼭 필요하다. 지원 수준은 앞 장의 소수력 경제성 분석에서 보면, 할인율이 7%인 경우 신규 소수력 발전소의 평균 설비이용률이 30%라면 KW당 건설단가에 따라 차이가 있으나 소수력의 기준가격을 현재의 kWh당 76.39원 수준을 유지한다면, 최소한 총건설비용의 50% 이상의 직접 보조지원이 필요하며, 직접 보조지원이 없는 경우라면 기준가격을 kWh당 110.2-122.4원⁸³⁾ 이상으로 인상할 필요가 있다. 이에 대해 보다 심층적인 분석을 위해서는 전국 소수력 발전소의 운영실태와 수자원이용 효율을 높일 수 있는 방안에 대한 보다 세부적인 연구가 필요하다.

한편 폐수처리장의 수자원을 이용하기 위한 200KW급 소형발전설비의 경제성을 분석한 결과에 따르면, 발전원가는 정부지원이 없을 때 설비이용률 50-60%에서 kWh당 93.6-112.4원으로 나타나고 있다. 이는 현 소수력 발전의 기준가격인 kWh당 73.69원을 기준으로 할 때 경제성이 결여됨을 의미한다. 따라서 200KW급의 소형 소수력발전설비가 경제성을 갖기 위해서는 최소한 설비가격의 30% 이상의 보조지원이나 kWh당 89.6-107.5원⁸⁴⁾ 이상으로의 기준가격 인상이 요구된다.

한편, 수자원공사가 운영하지 않는 소수력 발전의 경우, 일반적으로 농업용 용수를 목적으로 한 저수지라든지 다른 목적으로 설립된 저수지나 댐의 수자원을 소수력 발전에 이용하는 경우는 그 편익으로 인하여 소수력 발전원가 중

83) 법인세 7% 감면을 감안한 생산원가 수준.

84) 법인세 7% 감면을 감안한 생산원가 수준.

토목부문의 고정비용부분은 제외되어야 하는데 이 경우 발전원가는 일반적으로 현 기준가격을 하회하는 것으로 분석되고 있다. 따라서 이 경우는 현 기준가격 하에서도 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단된다.

제 5 절 지열 냉난방 설비의 경제성과 지원 수준

70RT 규모 지열 냉난방 설비⁸⁵⁾와 도시가스 보일러와 등유 보일러의 연간 총비용 및 열생산원가를 중심으로 지열에너지의 경제성을 분석한 결과에 따르면, 도시가스 보일러를 사용하는 경우의 열생산원가는 설비이용률에 따라서 1만 Kcal당 684-703원, 그리고 등유 보일러는 1,119-1,135원으로 나타나고 있는 반면 지열 냉난방 설비를 이용한 온열생산원가는 916-1,150원으로 산출되고 있어 지열 설비에 의한 온열생산원가는 도시가스를 이용한 열생산원가보다는 상당히 높지만, 등유 보일러를 이용하는 경우의 열생산원가와 비슷하거나 다소 낮은 수준으로 분석되고 있다.⁸⁶⁾

정부는 지열 냉난방 설비의 보급을 위해 현재 50%를 지원하고 있는데, 앞의 경제성 분석 부분의 결과에 따르면 지원율이 10% 증가하면 온열의 경우 생산원가는 지원범위에 따라서 4.8-5.8%씩 감소하는 것으로 나타나고 있다. 따라서 정부의 보조지원이 50%에 달하면 지열 냉난방 설비를 이용한 1만Kcal당 온열생산원가는 682-836원으로 도시가스를 이용한 열생산원가와 거의 비슷하거나

85) 700평 규모 사무실의 냉난방용

86) 앞 장의 지열 경제성 분석에서 언급된 바와 같이, 지열 냉난방 설비를 이용하는 경우의 온열과 냉열 생산원가는 두 가지 열을 하나의 설비로 같이 생산함에 따른 원가배분상의 문제도 있는데 여기서는 설비가동에 따른 연간 총 고정비용을 50:50으로 같이 산정한 수치로 온열생산원가만을 비교하는데 다소 무리가 있을 수 있으나 - 연료비는 따로 산정 - 이는 설비의 특성 때문임. 한편 70RT 경제성 분석에서 냉열 생산원가가 1만Kcal당 1,476-1,892원으로 산정되고 있는데 100평 규모 사무실의 냉난방 복합설비 설치에 따른 냉열 생산원가는 도시가스 보일러와 에어컨 시스템, 등유 보일러와 에어컨 시스템, 지열 냉난방 시스템에서 공히 1만kcal당 1,600-1,700원 수준으로 평균치는 비슷한 것으로 나타나고 있음.

다소 높은 수준에 도달하는 것으로 분석되고 있다.

앞장에서 분석된 신·재생에너지 원(源)들에 대한 경제성 평가 중, 소비자 측면에서는 지열 냉난방 설비의 경제성이 다른 원에 비하여 제일 경제적인 것으로 나타나고 있다. 이는 정부의 보조지원이 없는 경우에도 온열생산원가가 거의 등유 보일러를 이용한 열생산원가와 같이 나타나기 때문이다.

지열 냉난방 설비의 보급 확대를 위해서는 정부의 홍보와 설비투자비에 대한 지속적인 직접 보조지원이 필요하다. 이는 동 설비에 대한 초기 투자비용이 크기 때문에 설비이용에 따르는 경제적 효과가 크지 않으면 소비자들이 아직 피부로 느끼지 못하는 지열 냉난방 설비의 이용을 꺼리기 때문에 보급이 이루어질 수 없기 때문이다. 따라서 향후 국내 지열 냉난방 설비 보급 확대는 정부의 설비설치 비용에 대한 지원 수준에 전적으로 달려 있다고 하여도 과언은 아닐 것이다.

한편 국내 지열 냉난방 설비는 사무실용이나 기타 중대형 건물의 냉난방을 위주로 보급되고 있는데, 이는 일반 주택의 경우는 전력요금이 누진적으로 적용되어 요금이 비싸서 지열 냉난방 설비의 경제성이 떨어지기 때문이다. 따라서 주택용 소형 지열 냉난방 설비의 보급을 확대를 하기 위해서는 주택용 지열 냉난방 설비에 사용하는 전기요금의 누진제를 일반 사무실에 적용되는 전력요금과 같은 구조로 변환하는 것이 필요할 것으로 판단된다.

제 6 절 조력 발전의 경제성과 지원 수준

조력발전의 경제성 분석은 조력발전에 관해 기(既) 연구된 내용을 중심으로 기술하면 경제성 분석 부분에서 기술된 대로 조력발전 원가는 연료비가 필요 없기 때문에 단지 건설비와 운전유지비가 모든 발전원가를 구성하는 요소이다.

보고서들의 시화호 조력발전 원가분석치에 따르면, 조력 발전원가는 적용할 인율과 설비이용률, 그리고 운전비용을 어떻게 적용하느냐에 따라서 많은 차이

를 보이고 있다.

할인율을 7%로 적용하고, 운전비용을 초기 투자비의 2.35%를 적용한 경우 kWh당 85.15원으로 산출되는 반면, 최근 신·재생에너지 정책심의회에서 시화호 조력발전 기준가격을 결정한 내용을 보면 할인율 5%에 운영비를 투자비용의 2.07%를 적용하여 책정하였는데, 후자의 경우 시화호 조력발전 기준가격은 kWh당 62.81원으로 산정된 바 있다. 이는 시화호 조력발전을 하겠다는 수자원 공사가 공공기관으로 할인율을 5%로 적용하였기 때문에 보다 낮게 책정된 것이다

타 신·재생에너지에서도 마찬가지로이지만 조력발전의 경우도 보급 확대를 위해 정부가 동 부문에 대한 지원을 어떤 수준으로 유지하느냐가 관건이다. 조력발전은 발전소 건설 위치에 따른 발전량에 따라서 전력생산원가가 차이나는데 국내 조력발전을 위한 좋은 입지의 확보가 그리 용이하지 않다는 점을 감안하면 현 기준가격 하에서 조력발전량의 획기적 증가는 기대하기 어려울 것으로 판단된다.

향후 조력발전 분야에 대한 민간의 참여는 동 부문 투자에 대한 수익률이 사회적 할인율보다 한층 높을 때 확대될 것으로 판단된다.

제 7 절 신·재생에너지의 보급과 정부 지원

앞에서 기술된 바와 같이 신·재생에너지 보급 활성화는 결국 정부의 정책 의지에 따른 보조지원 수준에 달려 있다고 할 것이다.

보조지원을 위한 정부개입은 설비투자비용에 직접 보조지원하는 재정적 수단과 저금리로 융자하는 금융적 수단, 그리고 세제지원이 주(主)가 되지만, 최근 여기에 추가하여 기초수요 확보를 위한 신설 공공기관 건물에 대한 신·재생에너지 사용의무화 등의 조치가 취해지고 있다. 이는 국내 신·재생에너지 보급 활성화를 위해서 중요한 역할을 할 것으로 기대된다.

하지만 현재 정부의 지원수준이, 많은 경우에서 신·재생에너지 보급 활성화에 크게 기여하지 못하고 있는 것이 사실이다.

최근 관련 예산이 다소 증대되기는 하였으나 2차 신·재생에너지 기본계획상 소요 예산의 60% 정도로 낮아, 보급 활성화를 통한 신·재생에너지 보급 목표 달성에 어려움이 있다. 이러한 목표달성을 위해서는 예산증대가 꼭 필요하다.

정부의 지원 없이도 기존화석연료에 대해 경쟁력을 갖도록 하기 위해서는 정부가 우선적으로 종자돈(seed money)을 뿌려 관련 산업을 육성할 수밖에 없는데, 이것은 독일을 위시한 주요 선진국들이 신·재생에너지 보급 확대를 위해 사용해온 Feed-in-tariff 정책이다. 미국을 위시한 영국 등이 신·재생에너지 발전전력 할당률이라고 하는 RPS(Renewable Portfolio Standard) 제도를 시행하여 효과를 거두고 있긴 하지만, 이렇게 성공한 국가의 모델이 곧 우리에게 벤치마킹 될 수는 없다.

우리는 전력산업의 구조조정을 기다려 가면서 같은 보폭으로 신·재생에너지발전 시장의 구조에 접근하는 자세가 필요하다. 일부에서는 아직 경제성도 결여되고 국내 기술성숙도도 미약한 단계에서 신·재생에너지발전원에 대한 대량보급 확대체제로 나아가면 국내 기술이 성숙되기도 전에 외국기술이 도입되어 국내 개발기술이 사장될 것을 우려하고 있다. 따라서 비교우위성이 있는 기술은 특화하고 비교열위에 있는 기술은 전략적 제휴를 통하여 외국수준으로 따라가는 기술정책이 병행되어야 한다는 것이다.

하지만 현 국내 신·재생에너지 산업의 취약성을 감안할 때, 시장이 왜소하여 참여를 꺼리는 대기업이 보다 적극적으로 참여할 수 있는 저변을 확대하는 노력은 당연히 계속되어야 할 것으로 판단된다.

제 6 장 신·재생에너지 보급 전망

제 1 절 지속가능발전과 신·재생에너지 보급

1, 2차 석유위기를 거치면서 정부는 안정적 에너지공급의 중요성을 재인식하게 되었다. 지속가능한 발전을 위해서는 신·재생에너지(대체에너지)의 보급이 필수적이라는 판단에 따라, 관련 기술개발과 보급사업을 중심으로 신·재생에너지의 저변 확대를 위해 노력해 왔다. 그간 정부의 기술개발 지원실적과 보급사업의 주요 내용을 보면 다음과 같다.

1. 신·재생에너지 기술 개발 사업

대체에너지와 관련된 기술개발은 1970년대 1, 2차에 걸친 석유과동을 거치면서 대체에너지에 대한 관심이 고조됨에 따라, 당시 KIST를 중심으로 태양열, 풍력 분야에 대한 기초 연구가 시작되었다. 1980년대 저유가와 석유공급의 안정화가 지속되면서 대체에너지에 대한 인식이 감소되기는 하였으나 태양열, 태양광 등 신·재생에너지 11개 분야의 기술개발이 계속되어 왔고, 1980년대 중반에는 태양열 온수기를 중심으로 관련 설비가 처음 보급되기 시작하였다. 1987년 12월에는 “대체에너지 기술개발 촉진법”이 제정, 공포되었고, 2001년까지 총에너지 사용량 중 대체에너지 비중을 3%까지 제고하도록 대체에너지 기술개발 기본계획을 수립되기도 하였으나 국제 석유공급의 안정화 속에 대체에너지에 대한 중요성이 감소되면서 제대로 실행되지 못 하였다.

하지만 1990년대에 들어서면서 국제환경규제 등으로 대체에너지 기술개발에 대한 필요성이 재인식되었고 대체에너지, 에너지절약, 청정에너지 기술에 대한 통합적이고 체계적인 “에너지 기술 개발 10개년 계획, 97-2006”을 수립, 추진하

게 되었다.

2000년대에 들어 2001-03년까지 총에너지의 2%를 대체에너지로 공급하기 위한 기술개발 보급 기본계획을 수립하였고, 대체에너지의 보급을 제도적으로 강화하기 위해 대체에너지 발전을 추가하여 “대체에너지 개발 및 이용·보급 촉진법”을 대폭적으로 개정하였다. 또, 공공부문에서 대체에너지 사용을 의무화함으로써 초기 시장을 창출하기 위한 법적 장치를 마련하였고, 2004년에 들어 의무화 시행이 본 궤도에 진입하게 되었다.

지난 1988년부터 2003년까지 대체에너지 기술개발 분야에 지원된 분야별 지원 실적을 보면 <표 6-1>에서와 같은데, 총 2,991억원이 투입되었고, 이 중 약 60%인 1,835억원은 정부의 지원이다.

원별로 보면 연료전지에 대한 정부지원이 41과제 429억원으로 제일 많았고 그 다음으로 태양광 분야에 54과제 233억원으로 나타나고 있다. 소수력, 해양, 지열 분야는 지원이 미미하였다.

<표 6-1> 대체에너지 기술부문의 지원 실적

분 야	과제수	사 업 비(백만원)		
		정부	민간	계
태 양 열	48	10,732	3,384	14,116
태 양 광	54	23,274	15,037	38,311
바 이 오	81	20,025	10,902	30,927
폐 기 물	38	12,386	12,631	25,017
석탄이용	39	17,682	11,644	29,326
소 수 력	4	1,082	353	1,435
풍 력	12	14,305	10,104	24,409
수 소	18	6,540	2,634	9,174
연료전지	41	42,929	38,645	81,574
해 양	2	1,165	150	1,315
지 열	5	1,760	601	2,361
정 책	34	10,476	240	10,716

학술진흥	93	3,176	0	3,176
연구소출연	10	613	0	613
성능평가	22	7,110	137	7,247
실증연구	31	10,259	9,076	19,335
합 계	532	183,514	115,538	299,052

자료 : 대체에너지개발센터

이러한 연구, 개발의 결과 태양열 온수급탕, 태양광발전, 바이오, 폐기물소각 및 폐열회수기술 등은 상용화 내지 실용화 단계에 와 있는데, 이에 관한 주요 기술개발 실적을 보면 다음의 <표 6-2>에서와 같다.

<표 6-2 > 대체에너지 기술개발 주요 실적

분야별	주요성과
태양열	온수급탕용 집열기 개발, 태양열 온수기 상용화 보급 중
태양광	결정질 Si태양전지 및 주변장치 국산화 보급 중
바이오	대체탄 개발, 메탄발효시스템 상용화 보급 중
폐기물	고형 폐기물 연료 생산 및 연소 시스템 개발
석탄이용	석탄가스화기설치 및 시험운전 중(3톤/일)
풍력	750KW급 수평축 풍력발전시스템의 제어 및 계통연계장치 개발
연료전지	100KW급 용융탄산염형 및 3KW급 고분자전해질형 연료전지 개발 중
소수력	카프란수차 설계기술 및 국산화 개발
기타	수소, 해양, 지열 등은 기초연구 수행 중

자료 : 대체에너지개발센터

한편, 2030년까지의 장기 대체에너지 개발·보급 추진전략을 보면, 2020년에는 기술수준을 선진국 수준으로 확보하여, 산업기반을 확립하고, 에너지산업 구조개편을 이룩하는 것으로 되어 있는데, 대체에너지 기술개발 기본계획의 단계별

목표를 보면 다음의 <표 6-3>에서와 같다.

<표 6-3> 대체에너지 기술개발 기본계획의 단계별 목표

구 분	1단계(2001~2010)	2단계(2011~2020)	3단계(2021~2030)
기술개발	중점기술개발 (유망기술 확인 평가)	유망기술 기업화 (산·학·연 공동연구)	유망기술 세계화 (고부가 첨단기술 개발)
보급추진전략	산업기반확립 국가 전략산업 지원	산업 활성화 에너지산업 구조개편	산업 세계화 청정사회 구조개편

자료 : 대체에너지개발센터

2. 신·재생에너지 보급 사업

그간 정부의 대체에너지 보급 확대를 위한 제반 사업을 보면, 시범보급사업, 지역에너지사업, 용자지원사업, 공공의무화 사업, 발전차액지원 사업 등으로 나뉘는데 이들 사업에 대한 세부 지원 내역은 다음과 같다.

가. 시범보급사업

시범보급사업은 대체에너지로 사용될 수 있는 관련 설비나 에너지 개발이 완료되었으나 경제성이 낮고 시장이 성숙되지 않아 아직 상용화 진입이 어려운 경우, 기술의 기반구축 및 홍보 등을 위해서 추진해 온 사업이다. 이는 공공기관 이나 민가부분에 시설비의 일정 부분을 국고로 보조지원하여 대체에너지 공급기반구축을 유도하여 보급을 확대하기 위함이다.⁸⁷⁾

주요 지원대상을 보면, 홍보·시설설치 적합성 등이 우수한 공공 및 민간부분에 대한 대체에너지 시범보급과 대체에너지 발전차액보전 제외대상 설비에 대한 보조사업으로, 여기서의 공공부문은 지자체를 제외한 학교, 사회복지시설

87) 이 같은 지원은 대체에너지 개발 및 이용·보급촉진법 제13조(시범사업) “산업자원부장관은 기술 개발된 대체에너지의 이용·보급을 촉진하기 위하여 필요하다고 인정할 경우에는 대통령령이 정하는 바에 따라 시범보급사업·시범단지조성사업 등 시범사업을 할 수 있다.”에 근거함. 이 사업은 2004년부터 다음 “사. 보급보조 및 태양광 주택 보급 사업”으로 변환됨.

및 공공기관이며, 민간부문은 개인주택과 기타 적합시설 등이다.

주요 지원내용은, 시범사업의 경우 소요시설비용의 80% 이내, 설비보조사업은 소요시설비용의 70% 이내를 지원한 바 있다.

지원내역을 보면, 1993년부터 2003년까지 총 105억원을 지원하였는데, 그 간 외환위기로 보조금 지원이 감소되기도 하였으나 2002년 12억원으로 증가하였고, 2차 정부의 대체에너지 확대정책으로 2003년에는 20.7억원으로 크게 증가하였다.

<표 6-4 > 시범보급사업 지원 현황

(단위: 백만원)

구 분	~94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	합계
보조금	1,965	495	849	900	900	700	700	735	1,200	2,075	10,519
자부담	-	-	130	170	450	771	300	322	570	812	3,525
합 계	1,965	495	979	1,070	1,350	1,471	1,000	1,057	1,770	2,887	14,044

주 : 보조금은 사업예산 기준

자료 : 산업자원부 · 에너지관리공단, 대체에너지 보급통계, 2003

나. 지역에너지사업

지역 에너지 사업은 지방자치단체가 주관하여 관할지역 내에 대체에너지보급 등 에너지이용합리화를 추진하는 사업으로 지역 내의 에너지를 효율적으로 개발하거나 활용하기 위한 능력을 확충하기 위한 “기반구축사업”과 지역 내의 에너지이용합리화를 도모하기 위한 시범적 목적의 설비투자사업인 “시범사업”으로 구분된다.⁸⁸⁾

88) 지역에너지 사업은 에너지이용합리화법 “제5조 (지역에너지계획) ①특별시장 · 광역시장 또는 도지사(이하 “시 · 도지사”라 한다)는 관할지역의 지역적 특성을 참작하여 제4조의 규정에 의한 국가에너지기본계획의 효과적 달성과 지역경제의 발전을 기하기 위한 지역에너지계획을 5년마다 수립하여 시행하여야 한다.”, “산업자원부 공고 제2001-208호 (지역에너지사업 운용지침)”에 근거를 두고 있음.

지원대상은 기반구축사업의 경우, 1) 지자체의 에너지부문 인력양성을 위한 국내외 연수교육, 2) 지역에너지의 개발·활용 및 사업화를 위한 타당성·자원조사 3) 에너지절약 또는 대체에너지 보급을 위한 홍보사업으로 구분되며, 시범사업은 1) 대체에너지, 미활용에너지, 에너지절약시설 보급 2) 특정지역을 지정하여 에너지이용합리화를 중점적으로 추진한 사업 등이다.

지원은, 자치단체에 대한 경상보조 형식으로 기반구축사업은 소요자금의 100%이내, 시범사업은 70% 이내로 하고 있다.

1996년부터 2003년까지 지원현황을 보면, 총 947억원이 지원되었는데, 동기간 중 기반구축사업에 103억원, 시범사업에 844억원이 지원되었다.⁸⁹⁾

<표 6-5> 지역에너지사업 추진 현황

(단위 : 백만원)

구분	96	97	98	99	00	01	02	03	계
기반	1,000	1,500	1,480	1,495	980	1,132	1,188	1,528	10,303
시범	-	3,500	5,520	6,316	7,620	15,860	20,804	24,794	84,414
계	1,000	5,000	7,000	7,811	8,600	16,992	21,992	26,322	94,717

주 : 지방자치단체의 자부담은 별도임.

자료 : 산업자원부·에너지관리공단, 대체에너지 보급통계, 2003

사업추진 절차를 보면, 시·도에서 지역에너지 사업계획서를 에너지관리공단에 제출하면 지역에너지사업 평가위원회에서 평가하여, 이를 산업자원부의 심의위원회에서 최종적으로 심의, 확정한다.

시범보급사업의 대체에너지 원별 2003년까지의 세부 지원내역을 보면 <표 6-6>에서와 같은데, 주요 원별로 보면 풍력발전 부문이 40.3%, 태양열·태양광 부문이 37.9% 순으로 나타나고 있다.

89) 지역에너지 계획수립 등 기반조성에 213개 사업 103억원이 지원되었으며, 신·재생에너지 설비 설치에 116개 사업 844억원이 지원되었음.

<표 6-6> 시범보급사업 대체에너지 원별 지원 내역

(단위 : 억원, %)

분야	보조금 (비중)	toe (비중)	주요 내용
풍력	338 (40.3)	12,703 (50.9)	제주, 전북, 강원, 경북 등에 33기(23MW) 지원(24기 가동, 9기 2004년 설치)
태양열/ 태양광	318 (37.9)	3,658 (14.7)	도서지역, 지자체 청사 등에 태양광발전 2,254KW, 태양광가로등 174기 보급, 사회복지시설 등 152개소에 태양열 시설 보급
소수력	47 (5.6)	2,981 (11.9)	하수처리장, 농업용저수지 등 9개소에 3,767KW 보급
폐기물	40 (4.8)	1,016 (4.1)	생활폐기물 소각열 3,550Mcal/h, 폐타이어 소각열 19기 보급
바이오	38 (4.5)	2,480 (9.9)	바이오디젤연료 1,744kl 보급
Green Village	24 (2.9)	-	3개소 지정(대구, 광주, 제주)
지열 등	33 (3.9)	2,128 (8.5)	사회복지시설 등 3개소에 275RT 보급, LED 교통신호등 설치 등 절약시설 보급
계	838 (100)	24,966 (100)	신·재생에너지: 23천toe, 절약: 2천toe

자료 : 대체에너지개발센터

한편, 지원내역을 지역별로 보면, 제주, 강원, 광주 등의 순으로 사업이 활성화된 것으로 나타나고 있다.

<표 6-7> 지역별 시범보급사업 지원 내역(2003년)

(단위 : 억원, %)

지역	제주	강원	광주	전북	경북	대구	전남	경기	충남	경남	울산	인천	충북	대전	부산	서울	합계
금액	182 (20)	117 (13)	114 (12)	84 (9)	79 (8)	75 (8)	67 (7)	51 (5)	40 (4)	38 (4)	22 (2)	22 (2)	19 (2)	18 (2)	9 (1)	6 (1)	943 (100)

자료 : 대체에너지개발센터

다. 공공의무화 사업

정부는 대체에너지의 공급비중을 선진국 수준으로 확대하기 위한 추진 방안의 하나로 국가 및 공공기관의 대체에너지 이용 의무화를 시행하였다.

이와 같은 공공부문의 대체에너지 이용에 대한 선도적 참여를 통해 초기 시장기반이 취약한 민간부문의 대체에너지이용을 촉진시켜 국내 대체에너지산업의 육성 및 보급을 확대하고 기반을 강화하기 위함이다.

그 간의 추진상황을 보면, 2002년 3월 “대체에너지 개발 및 이용·보급 촉진법” 개정에 따라 국가기관·지방자치단체·정부기관 등이 건축물을 신축하는 경우 대체에너지를 의무적으로 이용하는 근거를 마련하였고, 2004년 4월 시행령 등 관련 세부규정을 마련하였는데,⁹⁰⁾ 의무화 대상기관은 정부의 공공 신축 건물에 대해 건설투자비의 5%에 해당하는 액수를 신·재생에너지 관련 설비에 투자해야 하는 것으로 되어 있다.

실시된 지 얼마 되지 않아 실적이 집계되지 않고 있으나 향후 대체에너지 보급 확대에 크게 기여할 것으로 보인다.

라. 용자지원사업

용자지원사업은 상용화가 완료되어 시장의 진입이 용이한 분야의 대체에너지시설 설치자 및 생산자를 대상으로 소요 자금을 장기 저리로 - 2004년 4/4분기 2.5% - 융자해 주는 지원 사업이다.⁹¹⁾

지원대상은 대체에너지이용시설 및 생산시설, 대체에너지이용시설 생산자, A/S를 위한 공동망관리자, 대체에너지 생산공급자, 태양열온수기 등이며, 지원

90) 산업자원부 공고 제2004-110호, “공공기관 대체에너지 이용 의무화 운영규정” 참조.

91) 지원근거는 대체에너지개발 및 이용보급촉진법 “제8조 (대체에너지 기술개발 및 이용·보급 사업비의 조성) : 정부는 실행계획을 시행하는데 필요한 사업비를 회계 연도마다 세출예산에 계상하여야 한다.”와 “2003년도 에너지이용합리화사업을 위한 자금지원지침(산자부 공고 제 2002-239호)”에 두고 있음.

내용은 대체에너지이용시설 및 생산시설 설치 소요자금의 100% 이내에서 동일사업자당 150억원 이내이며, 대상 조건에 따라서 다르나 조건은 5년 거치 10년 분할상환이다. 또, 대체에너지이용시설 생산자, A/S를 위한 공동망관리자, 대체에너지 생산공급자들에게는 운전자금이 용자의 대상이 되는데, 이 경우 소요자금의 90% 이내에서 동일사업자당 5억원 이내(1년 거치 2년 분할상환)의 자금을 용자지원하고 있다.

2003년까지 시설 및 운전자금으로 용자지원한 실적을 보면, 3,536억원으로 집계되고 있다.

<표 6-8> 대체에너지보급 용자지원 실적

(단위:백만원, 건)

분야		연도	~'98		'99		'00		'01		'02		'03		총 계	
			건수	금액	건수	금액	건수	금액	건수	금액	건수	금액	건수	금액	건수	금액
시	태양열	중대형 태양열	1,122	25,128	22	3,915	5	800	8	1,157	2	67	7	1,327	1,166	32,394
		태양열 온수기	47,604	107,496	2,439	4,859	1,210	3,587	371	1,110	132	395	45	159	51,801	117,606
		계	48,726	132,624	2,461	8,774	1,215	4,387	379	2,267	134	462	52	1,486	52,967	150,000
설	태양광	3	1,006	1	215	-	-	1	12	1	1,280	2	2,003	8	4,516	
	바이오	107	22,757	2	1,025	2	2,900	1	3,000	4	5,218	6	24,121	122	59,021	
자	폐기물	230	57,271	7	2,672	6	3,569	5	2,123	6	5,904	8	10,099	262	81,638	
	석탄이용	3	6,555	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	6,555	
금	소수력	28	22,899	3	1,636	2	851	2	1,039	4	2,802	4	1,137	43	30,364	
	풍력	1	241	-	-	-	-	-	-	-	-	3	6,759	4	7,000	
	지열	-	-	-	-	-	-	-	-	4	409	8	1,790	12	2,199	
	소 계	49,098	243,353	2,474	14,322	1,225	11,707	388	8,441	153	16,075	83	47,395	53,421	341,293	
	운전자금	24	4,388	-	-	-	-	1	57	4	905	2	380	31	5,730	
	합 계	49,122	247,741	2,474	14,322	1,225	11,707	389	8,498	157	16,980	85	47,775	53,452	347,023	
	대체에너지 기술개발	23	5,179	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	5,179	

에너지절약 기술개발	17	1,362	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	1,362
합 계	40	6,541	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	6,541
총 계	49,162	254,282	2,474	14,322	1,225	11,707	389	8,498	157	16,980	85	47,775	53,492	353,564	

자료 : 대체에너지 개발센터

마. 차액보전사업

차액보전사업은 대체에너지를 이용하여 발전한 전력의 기준가격을 원별로 정하고 경제성 확보를 위하여 전력거래가격과의 차액을 지원하여 대체에너지 보급 활성화를 도모하는데 두고 있다.⁹²⁾

지원내용을 보면 대체에너지이용발전 설비용량 및 기준가격에 따르는데 적용 원별(源別) 기준가격은 <표 6-9>에서와 같다.

<표 6-9> 적용대상 전원별 기준가격

대상전원	기준가격(원/kWh)		
	자가용설비	사업용설비	
태양광	716.40		
풍 력	계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량가격(CP)	107.66	
소수력	계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량가격(CP)	73.69	
조 력	62.81		
매립지가스	계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량가격(CP)	20MW미만	65.20
		20MW이상~50MW이하	61.80
폐기물소각 (RDF 포함)	계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량가격(CP)		

92) 대체에너지 개발 및 이용·보급 촉진법 제11조, “대체에너지이용 발전전력의 기준가격지침” (공고2002-108호, 2002. 5. 29)

- 주: 1) 전기사업법 제31조 제2항, 동법 시행령 제19조 제2항에 따라 자가용전기설비를 설치한 자가 전력시장에서 전력거래를 할 수 있는 경우는 자기가 생산한 전력의 연간 총 생산량의 50%미만의 범위 안에서 전력을 거래함.
 2) 연료전지, 바이오매스 등은 추후 검토하여 기준가격을 정함.

2004년 2월 현재 현재 소수력, LFG 발전 등 32개 발전소, 16개 발전사에 발전차액을 지원하고 있는데, 총 발전시설용량은 63.8MW - LFG 8개소, 26.5MW, 소수력 23개소, 31.3MW, 풍력 1개소, 6.0MW - 이다.

연도별 적용대상 전원 및 발전소 변화 추이를 보면 <표 6-10>에서와 같다.

<표 6-10> 적용대상 전원 및 발전소 변화 추이

구 분	발전원	발전소	발전업체	발전용량 (KW)
2002년	소수력, LFG	22	12	46,339
2003년	소수력, LFG	30	15	56,819
2004년 ¹⁾	소수력, LFG, 풍력	32	16	63,819
'05년 전망	소수력, LFG, 풍력, 태양광	40	20	191,000

주 : 1) 2004년 2월 기준
 자료 : 대체에너지 개발센터

2000-03년까지의 발전차액 세부집행 내역을 보면 다음의 <표 6-11>에서와 같은데 2003년은 46억원이 지원된 것으로 나타나고 있다.

<표 6-11> 발전차액 지원 세부 집행 내역

구 분	소수력발전		LFG발전		계	
	거래량(MWh)	금 액(천원)	거래량(MWh)	금 액(천원)	거래량(MWh)	금 액(천원)
'01년 결산	1,580	30,063	3,525	38,408	5,105	68,471
'02년 결산	46,016	1,315,298	35,912	577,706	81,928	1,893,004
'03년 1월	4,511	84,100	3,088	31,150	7,599	115,250
2월	5,466	103,327	3,722	43,784	9,188	147,111

3월	10,247	177,928	4,528	40,979	14,775	218,907
4월	11,444	210,908	6,202	62,008	17,646	272,916
5월	12,246	215,975	8,102	72,548	20,348	288,523
6월	10,368	255,699	9,018	147,361	19,386	403,060
7월	13,663	486,005	9,974	270,825	23,637	756,830
8월	13,505	512,950	9,845	289,653	23,350	802,603
9월	12,234	412,359	8,270	205,404	20,504	617,763
10월	8,966	242,348	9,960	187,009	18,926	429,357
11월	8,534	200,813	9,560	146,272	18,094	347,085
12월	8,095	146,334	9,778	95,500	17,873	241,834
'03년 소계	119,278	3,048,745	92,046	1,592,492	211,324	4,641,237
총 계	166,874	4,394,106	131,483	2,208,606	298,357	6,602,712

자료 : 대체에너지 개발센터

바. 보급보조 및 태양광 주택 보급 사업

대체에너지(신·재생에너지) 설비에 대한 투자는 초기 설치비용이 과다하고 회수기간이 장기이어서 보급의 어려움이 많은 점을 감안하여, 정부에서 설비 설치 시 일정 부분을 무상으로 보조지원하고 있다. 이는 설비설치에 따른 경제적 부담을 완화하여 보급 확대에 기여하기 위함이다.⁹³⁾

1) 보급보조 사업

보급보조 사업의 지원조건을 보면 다음의 <표 6-12>에서와 같은데 신기술적용사업은 주로 태양광과 태양열 부문, 복합기술적용 사업은 태양광, 태양열과 지열 부문, 일반 보급사업은 태양광과 태양열, 지열, 소형 풍력부문이 되고 있다.

93) 이는 2003년까지 실시한 종래 시범보급사업을 확대하는 사업으로 대체에너지보급사업 운영 규정(산업자원부 고시 2003-91호)에 의거 실시.

<표 6-12> 보급 보조사업 지원 조건

사업 대상		시설규모(단위사업 당)	지원예산 (백만원)	지원대상 및 지원비율
신기술 적용사업	○태양광집광조명 ○진공관형 태양열	집광면적 100㎡이내 집열면적 300㎡이내	292	-햇빛으로 직접 조명이 어려운 지하공간 -건물 및 산업체
복합기술 적용사업	○복합적용시스템 (열+전기)	태양광: 20KW이상 지 열: 30RT이상 태양열: 100㎡이상	657	-복합설치 가능시설물 (동일 건물) -지원율: 설치비의 80%
일반보급	○태양광(건물)	5KW-10KW	550	-제한 없음(단독/주거용 주택 제외) -지원율: 태양열, 지열 50% -지원율: 태양광, 풍력 70%
	○태양열	300㎡ 이내	1,094	
	○지열	100RT 이내	1,715	
	○소형풍력	20KW 이내	388	
	소 계	-	3,747	
합계		-	4,696	-

자료 : 대체에너지 개발센터

한편, 2004년 보급 보조사업의 지원 내역을 보면 다음의 <표 6-13>에서와 같다.

<표 6-13> 보급 보조사업 지원 실적(2004년)

(단위: 백만원)

구 분	신기술 적용		복합 기술	일반보급사업				합계
	태양열 진공관	채광		태양광	태양열	지열	풍력	
건수	3	1	2	8	17	9	6	46
시설 용량	252㎡	39.1㎡	50KW 70RT 186㎡	65KW	3,104㎡	723RT	101KW	-
보조 규모	205	87	657	550	1,094	1,715	388	4,696

자료 : 대체에너지 개발센터

2) 태양광 주택 보급 보조사업

태양광 발전 설비 보급대상 규모는 단독주택은 1-5KW이며, 집단주택은 20-100KW으로 10호 이상이며, 지원율은 설치비의 70%이다.

<표 6-14> 태양광 주택 보급 사업 지원대상 및 지원율

사업대상		규모(단위사업당)	예산 (백만원)	지원대상 및 지원비율
태양광주택 보급사업	○태양광 발전 설비	단독주택 : 1-5KW 집단 : 20KW-100KW (10호 이상)	6,300	-단독 및 집단 주택 -집단주택의 경우, 동일 지역 - 설치비 70%

자료 : 대체에너지 개발센터

태양광 주택 보급보조 사업을 보면 2004년 집단주택은 9건에 192호, 단독 주택은 118건에 118호 인데 총 설비용량은 771KW인 것으로 집계되고 있고, 총 63억원을 보조지원한 것으로 나타나고 있다.⁹⁴⁾

<표 6-15> 태양광 주택 보급 사업 현황(2004년)

구 분	태양광주택보급사업		합 계
	집단주택	단독주택	
건수(호)	9(192)	118(118)	127(310)
시설 용량(KW)	402	369	771
보조 규모(백만원)	3,182	3,228	6,300

자료 : 대체에너지 개발센터

94) 2005년 보급 보조지원 부문의 예산은 보급 보조지원 233원, 태양광 주택 보조지원 160억원으로 증대될 예정인데, 현 계획에 따르면 태양광 주택을 600-800호로 확대 지원할 계획이며, 보조지원 분야를 태양열, 태양광, 소형 풍력, 지열, 소수력으로 다양화할 계획으로 있음.

제 2 절 신·재생에너지 보급 전망

제 2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획(2003-12)에 있는 주요 내용을 중심으로 2012년까지의 연차별 국내 신·재생에너지 보급 전망을 보면, 2006년 총에너지 소비의 3% 수준에서 2008년 3.6%, 그리고 2011년에는 5% 수준으로 확대될 것으로 보인다.

<표 6-16> 연도별 신·재생에너지 보급 전망

(단위: 천toe)

구 분	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
총에너지 소비(천toe)	230,947	237,589	243,664	250,486	257,513	263,555	269,323	274,978
신·재생에너지 보급계획(천toe)	6,073	7,001	8,054	9,029	10,276	11,385	13,335	15,531
총에너지 중 신·재생에너지 비중(%)	2.63	3.00	3.30	3.60	3.99	4.32	5.00	5.60

주 : 1) IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle) : 가스화 복합 발전

자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

이러한 신·재생에너지 보급을 열에너지와 전기에너지로 구분하여 2012년까지의 보급량 및 신·재생에너지 중 이들이 차지하는 구성비를 보면 다음의 <표 6-17>에서와 같은데, 전체 신·재생에너지의 보급 중 열에너지 비중은 2005년 77.5% 수준에서 2012년 65.8% 수준으로 감소가 예상되는 반면, 전기에너지는 같은 기간 중 22.5% 수준에서 2012년 34.2% 수준으로 증가할 것으로 전망된다.

<표 6-17> 신·재생에너지 열/전기 보급 전망

(단위: 천toe)

구 분	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
-----	------	------	------	------	------	------	------	------

열에너지	4,707	5,447	6,259	6,838	7,631	7,967	8,699	10,227
비중(%)	77.5	77.8	77.7	75.7	74.3	69.9	65.2	65.8
전기에너지	299	472	713	1,100	1,535	2,256	3,423	4,037
비중(%)	4.9	6.7	8.9	12.2	14.9	19.8	25.7	26.0
수 력	1,067	1,082	1,081	1,091	1,109	1,161	1,213	1,267
비중(%)	17.6	15.5	13.4	12.1	10.8	10.3	9.1	8.2
총보급량 (천toe)	6,073	7,001	8,053	9,029	10,275	11,384	13,335	15,531

자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

상기 2012년까지의 열에너지 보급을 신·재생에너지 원별로 구분하여 보면, 역시 폐기물 분야가 2012년에 가서도 8,930천toe로 대종을 이루는 가운데, 바이오, 태양열, 지열 순으로 현재와 같은 순위를 나타낼 것으로 보인다.

<표 6-18> 신·재생에너지 원별 열에너지 보급 전망

(단위: 천toe)

구 분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
태양열	52.9	74.4	101.5	133.8	169.1	208.4	258.1	318.1	385.1
수소	-	-	-	-	0.1	0.1	1.3	1.3	1.3
폐기물	3,850	4,350	5,050	5,630	6,150	6,870	7,110	7,540	8,930
바이오	236	277	283	472	477	483	489	679	685
지열	2.5	6	12	23	42	70	109	161	225
소계	4,141	4,707	5,447	6,259	6,838	7,631	7,967	8,699	10,227
비중(%)	76.5	77.5	77.8	77.7	75.7	74.3	69.9	65.2	65.8
신·재생에너지 총보급량 (천toe)	5,412	6,073	7,001	8,053	9,029	10,275	11,384	13,335	15,531

자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

또, 2012년까지 전기에너지의 보급을 신·재생에너지 원별로 구분하여 보면, 현재는 바이오 에너지, 소수력, 풍력, 태양광 발전 순으로 나타나고 있으나 2012년에 가면, 풍력 분야가 현재의 38toe에서 1,456toe로 앞서는 가운데, IGCC, 소수력, 태양광, 해양의 조력 발전, 바이오, 연료전지 순으로 바뀔 전망이다. 이는 정부의 기술개발 및 보조지원 정책에 따라 원별 보급이 달라지는데 원인이 있다.

<표 6-19> 신·재생에너지 원별 전기에너지 보급 전망

(단위: 천toe, 백만kWh)

구 분		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
태양광	공급	3.94	9.8	21.9	39.5	65.4	102.5	191.8	341.2	447.9
	발전	15.5	39.1	87.6	158.2	261.6	409.9	767.0	1,365	1,793
풍력	공급	38	68	126	230	361	652	882	1,311	1,456
	발전	153.3	273.8	503.7	919.8	1,445.4	2,606.1	3,525.9	5,245.7	6,639.1
소수력	공급	55	62	111	170	229	298	367	446	534
	발전	223.9	247.6	444.6	681.2	917.7	1,193.6	1,469.5	1,785.9	2,139.7
IGCC	공급	-	-	-	6.81	6.81	6.81	183.8	374.6	544.9
	발전	-	-	-	79.2	79.2	79.2	2,138.4	4,356.0	6,336.6
바이오 (LFG)	공급	106	159	212	265	291	318	344	371	397
	발전	1,232.6	1,848.8	2,465.1	3,081.4	3,383.7	3,697.7	4,000.0	4,313.9	4,616.3
연료전지	공급	0.08	0.11	0.40	1.09	3.62	15.11	76.9	147.14	225.5
	발전	0.8	0.6	4.6	12.6	42.2	175.4	894.3	1,710.9	2,621.7
해양	공급	-	-	0.75	0.75	143.3	143.3	210.8	431.5	431.5
	발전	-	-	3.0	3.0	573.0	573.0	843.0	1,726.0	1,726.0
소 계(천toe)		203	299	472	713	1,100	1,535	2,256	3,423	4,037
신·재생에너지 중 전기 비중(%)		3.8	4.9	6.7	8.9	12.2	14.9	19.8	25.7	26.0
수 력(천toe)		1,068	1,067	1,082	1,081	1,091	1,109	1,161	1,213	1,267
신·재생에너지 중 수력 비중(%)		19.7	17.6	15.5	13.4	12.1	10.8	10.3	9.1	8.2
신·재생에너지 중 총전기 비중(%)		23.5	22.5	22.2	22.3	24.3	25.7	30.1	34.8	34.2
신·재생에너지 총보급량 (천toe)		5,412	6,073	7,001	8,053	9,029	10,275	11,384	13,335	15,531

주 : 1) IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle) : 가스화 복합 발전

2) LFG(Land Fill Gas) : 매립지 가스

자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

2006-12년 간 이러한 신·재생에너지의 원별 구성변화를 보면, 태양광은 2006년 0.3%에서 2012년 2.6%로 획기적 증가가 예상되며, 풍력은 1.8%에서 9.8%로, 소수력은 1.6%에서 3.3%로, 태양열은 1.5%에서 2.4%로, 지열은 0.1%에서 1.5%로 증가할 것으로 전망되는 반면, 폐기물은 언급된 바와 같이 72.2%에서 56.5%로 감소할 것으로 전망되고 있다.

현재는 보급이 없으나 해양의 조력 발전과 IGCC, 연료전지는 2012년 각각 3.2%, 2.8%와 1.5%를 점할 것으로 보이며, 바이오 에너지는 동 기간 중 7.1%에서 7.9%로 거의 큰 변동은 없을 것으로 전망된다.

<표 6-20> 신·재생에너지 원별·연도별 보급 목표

(단위: 천toe)

구 분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
태양열	53	74	102 (1.5%)	134	169	208	258	318 (2.4%)	385
태양광	4	10	22 (0.3%)	40	65	103	192	341 (2.6%)	448
풍 력	38	68	126 (1.8%)	230	361	652	882	1,311 (9.8%)	1,456
소수력	55	62	111 (1.6%)	170	229	298	367	446 (3.3%)	534
수 소	-	-	-	-	0.1	0.1	1.3	1.3 (-)	1.3
IGCC	-	-	-	6.8	6.8	6.8	184	375 (2.8%)	545
폐기물	3,850	4,350	5,050 (72.2%)	5,630	6,150	6,870	7,110	7,540 (56.5%)	8,930
바이오	342	436	495 (7.1%)	737	768	801	833	1,050 (7.9%)	1,082
연료전지	0.08	0.1	0.4 (-)	1.1	3.6	15	77	147 (1.5%)	226
해 양	-	-	0.8 (-)	0.8	143	143	211	432 (3.2%)	432
지 열	2.5	6	12 (0.1%)	23	42	70	109	161 (1.2%)	225
소 계	4,345	5,006	5,919	6,973	7,938	9,167	10,224	12,122	14,264
총에너지 비중(%)	1.95	2.17	2.49	2.86	3.17	3.56	3.88	4.5	5.19
수 력	1,068	1,067	1,082 (15.5%)	1,081	1,091	1,109	1,161	1,213 (9.1%)	1,267
총 계	5,413	6,073	7,001 (100%)	8,054	9,029	10,276	11,385	13,335 (100%)	15,531
총에너지 소비(천toe)	223,218	230,947	237,589	243,664	250,486	257,513	263,555	269,323	274,978
총에너지 비중(%)	2.42	2.63	3.00	3.30	3.60	3.99	4.32	5.00	5.60

주 : 1) IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle) : 가스화 복합 발전
 자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

제 3 절 신·재생에너지 보급 확대를 위한 정부 소요 예산

이 같은 신·재생에너지의 보급 확대를 위한 정부의 추정 소요 예산을 보면, 2006년 6,617억원 그리고 2011년에는 26,043억원으로 급격히 증가되는 것으로 나타나고 있다.

동 부문에 대한 예산은 크게 기술개발, 보급지원 및 보급 용자부문으로 나뉘어 있는데, 2012년까지 각 부문별로 소요 예산은 절대 액수 면에서는 증가하는 것으로 나타나고 있으나, 전체 예산에서 차지하는 부문별 비중은 기술개발 부문은 현재의 27% 수준에서 13% 수준으로 감소하는 반면, 용자지원 부문은 26%에서 40%로 증가하는 것으로 나타나고 있다.

<표 6-21> 신·재생에너지 분야별 예산비중 전망

(단위: %)

구 분	개발부문 (기술개발, 실증연구, 성능평가)	보급부문 (차액지원, 보급보조)	보급용자
2004	27	47	26
2007	21	49	30
2011	13	46	40

자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

2012년까지의 각 부문별 및 연도별 세부 소요 예산을 보면 다음의 <표 6-22>에서와 같다.

<표 6-22> 신·재생에너지 보급목표달성을 위한 연차별 소요예산

(단위: 억원)

구 분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	계
○ 개발부문	950	1,130	1,405	1,625	2,025	2,460	2,895	3,335	3,820	19,645
- 기술개발	650	755	1,005	1,110	1,275	1,560	1,945	2,300	2,670	13,270
- 실증연구	200	225	235	315	450	550	600	650	700	3,925
- 성능평가	100	150	165	200	300	350	350	385	450	2,450
○ 보급부문	1,670	2,110	3,412	3,824	5,352	7,217	8,888	12,108	14,280	58,861
- 차액지원	105	485	827	1,319	2,217	3,297	4,918	7,643	9,445	30,256
- 보급보조	1,565	1,625	2,585	2,505	3,135	3,920	3,970	4,465	4,835	28,605
소 계	2,620	3,240	4,817	5,449	7,377	9,677	11,783	15,443	18,100	78,506
○ 보급용자	900	1,340	1,800	2,280	3,300	4,100	6,300	10,600	9,600	40,220
합 계	3,520	4,580	6,617	7,729	10,677	13,777	18,083	26,043	27,700	118,726
○ 민간투자	1,300	4,900	7,000	9,000	12,400	18,300	21,700	28,500	30,100	133,200

자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

동 부문에 대한 민간부문의 예상 투자를 보면, 2004년에는 1,300억원 수준으로 정부에 비하여 훨씬 적으나 2005년부터는 4,900억원으로 정부보다 다소 늘어나기 시작하여 2010년에는 28,500억원, 그리고 2012년에는 30,100억원으로 정부의 투자보다 많아지는 것으로 나타나고 있다.

정부의 신·재생에너지 보급목표 달성을 위한 정부의 소요 예산을 원별로 보면 다음의 <표 6-23>에서와 같은데, 2004-12년까지 원별로 1,017억원에서 19,010억원에 달한다. 제일 많은 예산이 투입되는 부문은 태양광 부문이며, 그 다음으로 풍력, 폐기물, 태양열 순으로 나타나고 있다.

<표 6-23> 신·재생에너지 원별 소요예산

(단위: 억원)

구분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	계
태양광	435	515	1,160	1,150	1,620	2,180	3,010	4,090	4,850	19,010
풍력	360	505	855	795	1,205	2,000	2,580	3,540	4,330	16,170
연료전지	190	195	255	285	430	350	500	450	500	3,155
태양열	310	325	465	540	640	780	1,030	1,250	1,500	6,840
바이오	90	260	355	425	465	505	560	620	720	4,000
폐기물	670	750	715	935	890	1,310	580	985	1,145	7,980
석탄이용	40	40	60	67	72	82	148	218	290	1,017
소수력	65	85	250	315	370	455	515	580	690	3,325
수소	60	70	110	120	220	230	750	800	850	3,210
지열	100	100	160	270	380	550	675	910	1,110	4,255
해양	-	20	32	32	335	335	485	965	965	3,169
성능평가 실증연구	300	375	400	515	750	900	950	1,035	1,150	6,375
용자	900	1,340	1,800	2,280	3,300	4,100	6,300	10,600	9,600	40,220
총계	3,520	4,580	6,617	7,729	10,677	13,777	18,083	26,043	27,700	118,726

주 : 1) 성능평가, 실증연구사업은 원별 구분 없이 기술개발(출연) 예산으로 추진

2) 용자사업은 원별 구분 없이 지원함

자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

정부의 신·재생에너지 보급목표 달성을 위한 원별 소요 예산을 다시 기술개발, 보조지원, 차액보전 부문으로 세분화해 보면 다음의 <표 6-24>에서와 같은데, 2004-12년까지 기술개발에 투입되는 예산이 제일 많은 곳은 연료전지이며, 그 다음으로 태양광, 풍력 순으로 각각 2천억원 이상에 달한다. 폐기물과 수소 에너지 분야도 1천억원 이상이 되고 있다. 또, 보급 확대를 지원하기 위한 직접 보조지원은 폐기물 분야가 6,605억원으로 제일 많으며, 그 다음으로 태양광, 태양열 순으로 6천억원 수준이 되고, 지열은 3,550억원으로 나타나고 있다. 한편, 2004-12년까지의 발전차액 보주는 풍력이 11,230억원으로 제일 많고 그 다음으로 태양광 분야가 10,710억원인 반면, 소수력 분야는 국내 소수력 발전 입지의 한계 등으로 1,775억원 수준이 될 것으로 전망되고 있다.

<표 6-24> 신·재생에너지 원별 및 부문별 소요예산

(단위: 억원)

분 야	구 분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	계
태양광	기술개발	120	130	150	170	210	280	350	410	450	2,270
	보급보조	300	300	820	630	840	1,000	960	680	500	6,030
	차액보전	15	85	190	350	570	900	1,700	3,000	3,900	10,710
풍 력	기술개발	110	130	150	170	200	260	350	400	450	2,220
	보급보조	230	230	440	140	240	360	360	360	360	2,720
	차액보전	20	145	265	485	765	1,380	1,870	2,780	3,520	11,230
연 료 전 지	기술개발	140	140	150	180	210	280	400	450	500	2,450
	보급보조	50	50	100	100	200	-	-	-	-	500
	차액보전	-	5	5	5	20	70	100	-	-	205
태양열	기술개발	30	45	65	70	80	100	110	150	200	850
	보급보조	280	280	400	470	560	680	920	1,100	1,300	5,990
바이오	기술개발	50	60	80	80	85	95	110	140	200	900
	차액보전	40	200	275	345	380	410	450	480	520	3,200
폐기물	기술개발	40	60	130	135	150	170	210	230	250	1,375
	보급보조	630	690	585	800	740	1,140	370	755	895	6,605
	차액보전	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
석 탄 이 용	기술개발	40	40	60	65	70	80	90	100	120	665
	보급보조	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	차액보전	-	-	-	2	2	2	58	118	170	352
소수력	기술개발	20	20	30	30	35	40	45	60	80	360
	보급보조	15	15	130	155	155	180	180	170	190	1,190
	차액보전	30	50	90	130	180	235	290	350	420	1,775
수 소	기술개발	60	70	100	110	120	130	150	200	250	1,190
	보급보조	-	-	10	10	100	100	600	600	600	2,020
	차액보전	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
지 열	기술개발	40	40	60	70	80	90	95	110	120	705
	보급보조	60	60	100	200	300	460	580	800	990	3,550
	차액보전	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
해 양	기술개발		20	30	30	35	35	35	50	50	285
	보급보조	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	차액보전	-	-	2	2	300	300	450	915	915	2,884
실증연구		200	225	235	315	450	550	600	650	700	3,925
성능평가		100	150	165	200	300	350	350	385	450	2,450
보급용자		900	1,340	1,800	2,280	3,300	4,100	6,300	10,600	9,600	40,220
총 계		3,520	4,580	6,617	7,729	10,677	13,777	18,083	26,043	27,700	118,726

주 : 1) 성능평가, 실증연구사업은 원별 구분 없이 기술개발(출연) 예산으로 추진

2) 용자사업은 원별 구분 없이 지원함

자료 : “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획”, 2003년, 산업자원부

제 7 장 신·재생에너지 통계의 문제점 및 개선 방안

제 1 절 신·재생에너지 통계 작성방법

1. 신·재생에너지 통계 조사방법

가. 신·재생에너지통계와 작성근거

현재 신·재생에너지(대체에너지) 통계는 통계법시행규칙 제4조(통계작성의 승인신청 등)에 의거, 통계작성 승인신청을 통해 2001년도에 통계청에서 일반조사통계(승인번호 33701)로 승인을 받아 매년 작성되고 있다.

따라서 대체에너지 보급통계는 통계법 제8조 및 제9조에 의거, 모든 통계작성기관이 새로운 통계를 작성하고자 하거나 작성하고 있는 통계를 변경 또는 중지하고자 할 때에는 통계청장의 승인을 얻거나 통계청장과 협의를 하도록 되어 있다.

이는 통계작성이 완벽하게 이루어져 부실한 통계가 원천적으로 작성될 수 없도록 하고자 하는 것이다. 즉 통계조사에서 사용하는 개념의 정의, 자료수집의 시기와 방법, 표본의 설계, 조사의 내용, 자료처리 계획의 관리 등에 대하여 변경, 중지, 공표협의 등에 대해서는 통계청의 통계조정 절차를 밟아야 한다. 현재 통계청 홈페이지에 기재된 내용 즉, 통계청 승인 내역을 보면 <표 7-1>의 내역과 같다.

따라서 본 통계는 통계법의 규정에 따라 통계청의 통계조정과 통계품질관리 업무에 대한 법적인 영향을 받는다.

<표 7-1> 대체에너지보급실적조사의 승인 내역

구 분	승 인 내 역
승인번호	33701
통계명칭	대체에너지보급실적조사
최초실시연도	2001년
작성기관	에너지관리공단 대체에너지보급센터 보급지원처
전화번호	031-260-4672
통계분야	에너지
통계종류	일반통계 - 조사통계
조사범위	전국
조사단위	사업체
조사방법	전수 - 우편(모사전송)
조사주기	1년
작성체계	사업체 - 에너지관리공단
조사목적	국내의 대체에너지 이용시설의 보급실적을 파악하여 에너지정책수립 및 대체에너지 연구의 기초자료로 활용
조사내용	대체에너지 중 국내보급이 이루어지고 있는 태양열, 태양광, 폐기물, 바이오, 소수력, 풍력 지열 등의 대체에너지 연간보급실적

나. 통계작성의 조사방법과 조사표(보고서 서식)

통계청 통계승인 신청 시 제출한 통계승인 신청 내역과 첨부한 서류 1. 조사표(보고서 서식), 2. 결과표서식, 3. 조사요령서 또는 조사사항에 대한 용어해설 자료, 4. 표본설계내역(표본조사의 경우) 중에서 조사방법과 조사표에 대해 기술하면 다음과 같다.

1) 태양열

가) 조사방법: 태양열시스템 설치 업체에 조사표 송부

나) 조사표 주요구성: 업체현황, 태양열온수기 판매실적, 중대형온수기(장소, 매수, 면적)

<표 7-2> 태양열 이용시설 보급실적 조사표

(1) 업체현황

업체명				대표자	
주소(본사)	전화 :		팩스 :		
설립일	년	월	일	자본금	백만원
직원수 (대리점제외)	명			담당자	성명 : 전화 :
생산시설 현황(공장)	국내생산 :		수입제품:		
	공장위치:				
	전화 :		팩스 :		
	연간 생산능력 :		/년, 1대(set)당 집열판매수 :		매
주요생산품목(용량기준) : ℓ.					

(2) 2003년도 판매실적

(가) 지역별 및 월별 가정용 태양열온수기 현황

지역	대리점수	판매실적 (대/년)	지역	대리점수	판매실적 (대/년)
서울			충남		
부산			충북		
대구			경남		
인천			경북		
광주			전남		
울산			전북		
대전			제주		
경기			총계		
강원					

(나) 중·대형 태양열 급탕시설

시설명 (대표자)	전화	설치장소 (주소)	집열판 매수	면적/1대 (㎡)	용도 (비고)

2) 태양광

가) 조사방법: 태양광 관련 업체에 조사표 송부

나) 조사표 주요구성: 업체현황, 시설용량, 설치장소

<표 7-3> 태양광 발전시스템 보급실적 조사표

1. 업체현황

업체명			대표자	
주소				
연락처	담당자:	전화:	팩스:	
설립일			자본금	백만원
생산시설 현황(공장)	주소:			
	전화:		팩스:	
	생산능력			
	생산품			
	제품명			
특기사항 (자체생산라인 이 없을 경우)	공급처			
	제품명			
	규격			

2. 2003년 시설보급 현황

설치 기간	용도	단위시설 용량(KW/기)	총시설용량 (기, KW)	설치장소(주소)	시설연락처 (담당자)

3) 풍력

가) 조사방법: 풍력발전기 운용중인 지방자치단체, 설치업체, 민간운영기구,

연구소 등에 조사표 송부

나) 조사표 주요구성:

- 운용조사표: 시설용량, 제작사, 장소, 가동현황, 전력생산량 및 이용량
- 보급조사표: 업체현황, 시설용량, 제작사, 장소, 가동여부, 완공후발전량

<표 7-4> 풍력발전기 운용현황 조사표

구분	시설용량 (KW×기)	설치자 및 제작사	설치장소	가동 현황	2003년 운용현황		
					전력생산량 (MWh)	이용량 (MWh)	이용처

4) 바이오 에너지

가) 조사방법: 에너지관리공단 지사 활용을 통한 조사, 업체송부

나) 조사표 주요구성

- ① LFG: 업체현황, 매립지주소, 시설규모, 생산량, 판매량
- ② 바이오디젤: 업체현황, 시설용량, 제작사, 장소, 생산량, 판매량
- ③ 대체탄: 생산업체현황, 생산업체별 세부현황(업체명, 소재지, 보급실적)
- ④ 메탄가스: 업체명, 소재지, 용량, 가동률, 보조연료 사용률(폐기물 조사표와 동일)

<표 7-5> LFG 보급실적 조사표

1. 일반현황

업체명		대표자	
주 소			
연락처	담당부서: 담당자:	전화:	팩스:
위탁 기관	기관명: 담당부서: 담당자:	전화:	팩스:

2. 2003년 시설운영 현황

시설 준공년월	매립지 주소	시설규모	생산량	판매량	용도

<표 7-6> 바이오디젤 보급실적 조사표

1. 일반현황

업체명		대표자	
주 소			
연락처	담당부서: 담당자:	전화:	팩스:

2. 2003년 시설운영 현황

주소(생산설비)	시설규모	생산량(kℓ)	판매량(kℓ)	용도

<표 7-7> 대체탄 보급실적 조사표

1) 생산업체 현황

구분	부산	대전	인천	경기	강원	충북	충남	전북	전남	경북	계
업체수 (대체탄/ 착화탄)											

2) 생산업체별 세부현황

업체명(대표자)	소재지	전화번호	보급실적(톤/년)

3) 해외수입물량

구분	인도네시아	말레이시아	중국	타이	필리핀	카메룬	기타 (국명)	계
총수입물량 (톤/년)								

5) 소수력

가) 조사방법: 전력거래소, 한국전력에 조사표 송부

나) 조사표 주요구성: 발전소명, 시설용량, 매전량, 시설장소, 소유법인

<표 7-8> 소수력발전 매입량 조사표

발전소	전력수급 개시일	시설용량 (KW×기)	2003년도 매전량(MWh/년)	시설장소	소유법인

주 : 전력매입단가: 원/kWh

6) 폐기물

가) 조사방법: 에너지관리공단 지사활용, 협회 및 업체

나) 조사표 주요구성

- ① 폐기물보일러 (폐목재, 산업폐기물, 폐가스, 생활쓰레기) : 업체명, 소재지, 용량, 가동률, 보조연료 사용률
- ② 정제 폐유 및 윤활유: 업체명, 주소, 재활용량, 판매량, 재활용 제품
- ③ 시멘트 킬른용 폐타이어, 폐고무, 폐플라스틱: 업체명, 주소, 총사용량, 종류

<표 7-9> 신설 폐기물 소각열 이용 보일러 가동현황 조사표

번호	업체명 (전화번호)	소재지	폐기물 종류	보일러용량 (증기톤/시간)	보일러가동률		검사증 번호	보조연료 사용률(%)	비고
					(시간/일)	(일/년)			

※ 신규 설치검사를 받은 폐기물 소각열 이용 보일러 시설에 한함(조사년도 기준)

<표 7-10> 정제 폐유 판매실적 조사표

업체명 (대표자)	주소 (담당자 및 전화)	2003년 정제유 재활용량(kℓ)	2003년 정제유 판매량(kℓ)	재활용 제품명	처리방법

<표 7-11> 페타이어(폐고무 등) 재활용 조사표

업체명 (대표자)	주소 (담당자 및 전화)	2003년 총사용량 (톤/년)	폐기물 종류 (톤/년)	에너지 사용용도

7) 지열

가) 조사방법: 태양광 관련 업체에 조사표 송부

나) 조사표 주요구성: 업체현황, 시설용량, 설치장소

<표 7-12> 지열 보급실적 조사표

1. 일반현황

업체명		대표자	
주소			
연락처	담당부서: 담당자:	전화:	팩스:

2. 2003년 시설설치 및 운영 현황

년월	업체명	주소	용량 (RT)	운전 시간	냉난방 면적(m ²)	연락처 (Tel)	용도
				냉방:			
				난방:			
				냉방:			
				난방:			
				냉방:			
				난방:			

2. 신·재생에너지 통계 산출방법

가. 2003년도 대체에너지원별 에너지공급량 산출내역

<표 7-13> 2003년도 대체에너지 공급량 산출내역

구 분	공급량 (toe)	비 율 (%)	산 출 근 거 및 방 법
태 양 열	32,914	1.0 (0.7)	<p>▶ 태양열에너지 이용량</p> <p>* 2001년까지 이용량 : 37,174toe/년 × 95% = 35,315</p> <p>= [(35,315toe/년 + (11,215m² × 0.064toe/m² · 년)) × 90%] + (15,135m² × 0.064toe/m² · 년) × 50%</p> <p>= 32,914toe/년</p> <p>※ 에너지환산기준 : 0.064toe/m² · 년(예기연: 신재생600-5537)</p> <p>※ 시설가동률 : 전년 이용실적 90%, 2003년 시설 가동률 50% 적용</p>
태 양 광	1,938	0.1 (0.1)	<p>▶ 태양광에너지 이용량</p> <p>= 0.34toe/KW · 년 × (5,418KW + 563KW × 50%)</p> <p>= 1,938toe/년</p> <p>※ 에너지환산기준 : 0.34toe/KW · 년(예기연: 신재생600-5537)</p> <p>※ 시설가동률 : 2003년 시설 가동률 50% 적용</p>
바 이 오	131,068	4.0 (2.9)	<p>▶ 메탄가스 시설 에너지 이용량</p> <p>= 1,391 × 10³톤/년 × 0.8 × 0.8 × 539,000 kcal/톤 ÷ 10⁷kcal/toe</p> <p>= 47,984toe/년</p> <p>※ 에너지환산기준 : 전수조사 결과101개소의 연간 총 증기 발생량, 운전 부하율 80%, 보조연료 사용률 20%를 적용</p> <p>▶ 성형탄(대체탄/착화탄) 에너지 이용량</p> <p>= 103,140톤/년 × 0.42toe/톤 = 43,319toe/년</p> <p>※ 에너지환산기준 : 평균 발열량, 2003년 판매 실적치 기준</p> <p>▶ 매립지가스 에너지 이용량</p> <p>= 100,193MWh/년 × 0.25toe/MWh = 25,048toe/년(전기)</p> <p>= 130,198Gcal/년 ÷ 10⁷kcal/toe=13,020toe/년(열 및 연료)</p> <p>= 38,068toe/년(합계)</p> <p>▶ 바이오디젤 에너지 이용량</p> <p>= 1,845kl/년 × 9,200kcal/ℓ ÷ 10⁷kcal/toe= 1,697toe/년</p> <p>※ 에너지환산기준 : 경유 발열량, 2003년 판매 실적치 기준</p>

구 분	공급량 (toe)	비 율 (%)	산 출 근 거 및 방 법
폐기물 에너지	3,039,312	93.3 (68.5)	▶ 폐기물 소각열 에너지 이용량 = $53,777 \times 10^3 \text{톤/년} \times 0.8 \times 0.9 \times 539,000 \text{kcal/톤} \div 10^7 \text{kcal/toe}$ = 2,086,978toe/년 ※ 에너지환산기준 : 전수조사 결과461기의 연간 총증기 발생량, 운전 부하율 80%, 보조연료 사용률 10%를 적용
			▶ 대형도시쓰레기 소각열 이용량 = $4,166,286 \text{Gcal/년} \div 10^7 \text{kcal/toe} = 416,629 \text{toe/년}$
			▶ 2003년 시멘트 킬른에 페타이어, 폐고무 등 사용량(실적치 기준) = $360,647 \text{톤/년} \times 10^3 \text{kg/톤} \times 7,650 \text{kcal/kg} \div 10^7 \text{kcal/toe}$ = 275,895toe/년
			▶ 2003년 정제 폐유 및 윤활유 판매량(실적치 기준) = $262,435 \text{kℓ} \times 9,900 \text{kcal/ℓ} \div 10^7 \text{kcal/toe} = 259,811 \text{toe/년}$
풍 력	5,216	0.2 (0.1)	▶ 풍력 발전 에너지 이용량 = $20,863 \text{MWh/년} \times 0.25 \text{toe/MWh} = 5,216 \text{toe/년}$ ※ 에너지환산기준 (석유환산, 실적치 기준)
소 수 력	46,903	1.4 (1.1)	▶ 소수력 발전 에너지 이용량 = $187,612 \text{MWh/년} \times 0.25 \text{toe/MWh} = 46,903 \text{toe/년}$ ※ 에너지환산기준 (석유환산, 실적치 기준)
지 열	393	0.0 (0.0)	▶ 지열 에너지 이용량: = 난방: $44 \text{toe} + \{(207 \text{Rt} + (670 \text{Rt} \times 0.5)) \times 3,024 \text{kcal/Rt} \times 14 \text{시간/일} \times 150 \text{일} \times 0.7\} \div 10^7 \text{kcal/toe} = 285 \text{toe}$ = 냉방: $15 \text{toe} + \{(197 \text{Rt} + (670 \text{Rt} \times 0.5)) \times 3,024 \text{kcal/Rt} \times 8 \text{시간/일} \times 120 \text{일} \times 0.6\} \div 10^7 \text{kcal/toe} = 108 \text{toe}$ = 393toe(냉난방 이용량 합계) ※ 부하율 난방 70%, 냉방 60%, 2003년 시설가동률 50% 적용 2001년까지 이용량: 난방 44toe(98Rt), 냉방 15toe(85Rt)
소 계	3,257,744	100 (73.4)	
대수력	1,178,684	(26.6)	▶ 대수력 발전 에너지 이용량 = $4,714,735 \text{MWh/년} \times 0.25 \text{toe/MWh} = 1,178,684 \text{toe/년}$ ※ 양수발전량 2,001,406MWh는 제외함
합 계	4,436,428	(100)	

주 : ()안 수치는 대수력을 포함한 비율임

나. 대체에너지원별 에너지공급량 산출 방식

1) 태양열 이용량 산출방법

계산식의 기본은 태양열 집열기 보급대수에 연도별 차등 가동률과 에너지환산기준을 곱하여 추정하는데, 태양열 소비량의 추정공식이 2000년 이후 매년 바뀌고 있다.

우선 에너지환산기준의 경우 2003년에는 [예기연; 신재생 600-5537]에 의거 $0.064 \text{ toe}/\text{m}^2 \cdot \text{년}$ 으로 변경하여 적용하였다. 이는 2002년 까지 적용해온 기존의 한국동력자원연구소의 1982년 연구보고서(KT-82T-6, 공문 태양 600-1705호)에서 제시한 집열판 1매당 연간 에너지 생산량 0.14toe 를 적용하여 추정하던 방식을 변경한 것이다. 즉 기존에 집열판 매당 $0.14\text{toe}/\text{매} \cdot \text{년}$ 이던 것을 $0.064\text{toe}/\text{m}^2 \cdot \text{년}$ 으로 환산기준을 변경한 것이다. 따라서 이용량의 통계집계도 기존의 매수에서 면적 기준으로 바뀌었다.

설비가동률도 2000년부터는 계속 바뀌고 있는데 계산방식들을 비교해 보면 기존의 태양열 이용기기의 누적 보급대수에 대해서는 고장 및 철거 등에 따른 가동중지 등을 감안하고 있다. 기존 설치 된 것은 전수조사의 과정을 거치지 않는 이상 가동률이 얼마인지, 철거 또는 중단대수가 얼마인지를 파악하기가 어렵기 때문에 추정 소비량의 90-95% 정도가 이용된 것으로 가정하고 있다. 그리고 당해연도에 설치된 태양열 이용기기의 경우는 가동률을 50%로 잡고 있다.

태양열 이용량(toe)

1999년 이전은

= (전년도 소비량 × 90%)

+ {(금년도 보급대수 × 가동률(50%)) × 표준원단위($0.14\text{toe}/\text{매} \cdot \text{년}$)}

2000년부터 2002년까지는

$$\begin{aligned}
 &= [(2000년까지 이용량 \times 90\%) \\
 &+ (2001년 보급면수 \times 표준원단위(0.14toe/매 \cdot 년))] \times 가동률(90\%) \\
 &+ [(2002년 보급면수 \times 가동률(50\%)) \times 표준원단위(0.14toe/매 \cdot 년)]
 \end{aligned}$$

2003년도

$$\begin{aligned}
 &= [(2001년까지 이용량 \times 95\%) \\
 &+ (2002년 보급면적 \times 표준원단위(0.064toe/m^2 \cdot 년))] \times 가동률(90\%) \\
 &+ (2003년 보급면적 \times 가동률(50\%)) \times 표준원단위(0.064toe/m^2 \cdot 년)
 \end{aligned}$$

<표 7-14> 2003년도 태양열 공급량 산출내역

구 분	공급량 (toe)	산 출 근 거 및 방 법
태양열	32,914	<p>▶ 태양열에너지 이용량</p> <p>* 2001년까지 이용량 : 37,174toe/년 \times 95% =35,315</p> <p>= (35,315toe/년 + (11,215m² \times 0.064toe/m² \cdot 년)) \times 90%</p> <p>+ (15,135m² \times 0.064toe/m² \cdot 년) \times 50%</p> <p>= 32,914toe/년</p> <p>※ 에너지환산기준: 0.064toe/m² \cdot 년(예기연: 신재생600-5537)</p> <p>※ 시설가동률: 전년 이용실적 90%, 2003년 시설 가동률 50% 적용</p>

2) 태양광 이용량 산출방법

태양광 발전시스템의 보급실적은 보급대수 및 발전용량으로 파악되고 있다. 태양광 에너지 소비량은 태양광발전 시설용량(KWp)에 에너지환산기준을 곱하여 추정되고 있다.

에너지환산기준의 경우 2003년에는 [예기연; 신재생 600-5537]에 의거 0.34 toe/KW \cdot 년으로 변경하여 적용하였다. 이는 2002년 까지 적용해온 기존의 환산기준, 즉 한국동력자원연구소에서 1986년에 제시한 동자(연)공문 (태광

600-1705호)에 의한 1.3toe/KWp·년 에 비해 74% 정도 줄인 것이다.

여기서 기 설치된 태양광 발전시스템의 대해서는 100% 가동되고 있는 것으로 가정하고, 당해연도에 신규로 설치된 시스템의 경우 50%가 가동되고 있는 것으로 가정하고 있다.

태양광 에너지의 소비량은 다음과 같은 방식으로 추정되고 있다.

태양광 이용량(toe)

2002년 까지

= 표준원단위(1.3toe/KW·년) ×

(누적설치 발전용량 × 가동률(100%) + 금년설치 발전용량 × 가동률(50%))

2003년도

= 표준원단위(0.34toe/KW·년) ×

(누적설치 발전용량 × 가동률(100%) + 금년설치 발전용량 × 가동률(50%) }

<표 7-15> 태양광 이용량 산출방법

구 분	공급량 (toe)	산 출 근 거 및 방 법
태 양 광	1,938	<p>▶ 태양광에너지 이용량 = 0.34toe/KW·년 × (5,418KW + 563KW × 50%) = 1,938toe/년</p> <p>※ 에너지환산기준: 0.34toe/KW·년(예기연: 신재생600-5537) ※ 시설가동률 : 2003년 시설 가동률 50% 적용</p>

3) 바이오 에너지

바이오에너지의 경우 성형탄(대체탄/착화탄)과 바이오디젤의 생산량과 매립지가스(LFG)와 메탄가스 시설 이용량에 대해 통계가 집계되고 있다

<표 7-16> 바이오 에너지 이용량 산출방법

구 분	공급량 (toe)	산출근거 및 방법
바 이 오	131,068	▶ 메탄가스 시설 에너지 이용량 $= 1,391 \times 10^3 \text{톤/년} \times 0.8 \times 0.8 \times 539,000 \text{ kcal/톤} \div 10^7 \text{kcal/toe}$ $= 47,984 \text{toe/년}$ ※ 에너지환산기준 : 전수조사 결과 101개소의 연간 총 증기 발생량, 운전 부하율 80%, 보조연료 사용률 20%를 적용
		▶ 성형탄(대체탄/착화탄) 에너지 이용량 $= 103,140 \text{톤/년} \times 0.42 \text{toe/톤} = 43,319 \text{toe/년}$ ※ 에너지환산기준 : 평균 발열량, 2003년 판매 실적치 기준
		▶ 매립지가스 에너지 이용량 $= 100,193 \text{MWh/년} \times 0.25 \text{toe/MWh} = 25,048 \text{toe/년(전기)}$ $= 130,198 \text{Gcal/년} \div 10^7 \text{kcal/toe} = 13,020 \text{toe/년(열 및 연료)}$ $= 38,068 \text{toe/년(합계)}$
		▶ 바이오디젤 에너지 이용량 $= 1,845 \text{kℓ/년} \times 9,200 \text{kcal/L} \div 10^7 \text{kcal/toe} = 1,697 \text{toe/년}$ ※ 에너지환산기준 : 경유 발열량, 2003년 판매 실적치 기준

가) 메탄가스 소비량 산출방법

메탄가스 이용시설의 보급대수는 에너지관리공단의 계속 사용검사를 받는 보일러를 기준으로 집계되고 있다. 메탄가스의 에너지소비량은 메탄가스 이용시설을 보유하고 있는 보일러의 증기 발생량(설비용량)에 대해 전수 조사하고,

여기에 운전부하율 80%, 보조연료 사용률 30~20%를 뺀 메탄가스 사용률 70~80%를 적용하여 메탄가스를 이용한 증기생산량을 추정하여 이를 메탄가스 소비량으로 집계되고 있다. 이를 수식으로 표현하면 다음과 같다.

메탄가스 이용량(toe)

2002년 까지

$$= [\text{증기 발생량(톤)} \times \text{운전부하율(80\%)} \times \text{메탄가스 이용률(70\%)}] \\ \times \text{증기 발열량 (539,000kcal/톤)} \div 10^7 \text{kcal/toe}$$

2003년도

$$= [\text{증기 발생량(톤)} \times \text{운전부하율(80\%)} \times \text{메탄가스 이용률(80\%)}] \\ \times \text{증기 발열량 (539,000kcal/톤)} \div 10^7 \text{kcal/toe}$$

나) 성형탄(대체탄/착화탄) 소비량 산출방법

성형탄(대체탄/착화탄)의 경우는 공급량에 당해연도 평균 발열량을 곱하여 추정되고 있다. 성형탄 소비실적은 협회 및 판매업체를 통해 공급량에 대한 자료를 수집하고, 공급량에 평균 발열량 4,200kcal/kg을 적용하여 집계되고 있다.

성형탄 소비량(toe)

$$= \text{판매량(톤)} \times \text{평균 발열량(0.42toe/톤)}$$

다) 매립지가스(LFG) 생산 산출방법 (2002년도부터 산출)

쓰레기 매립지에서는 쓰레기가 썩으면서 메탄·이산화탄소·질소·산소 등 각종 매립지가스(LFG; Landfill Gas)가 분출되는데, 이 가스는 열생산 및 발전에 이용할 수 있다. 현재 발전은 7개 지역에 26,518KW 용량에서 발전하는 전력량의 평균 발열량(0.25toe/MWh)과 열 및 연료생산량(Gcal)으로 계산하고 있

다.

매립지가스(LFG) 생산량(toe)

전력 = 발전량(MWh) × 평균 발열량(0.25toe/MWh)

열 및 연료 = 생산량(Gcal)

라) 바이오디젤 판매량 산출방법 (2002년도부터 산출)

현재 바이오 디젤은 BD20으로 경유에 20% 혼합하여 사용되어지고 있으며 가격은 일반 경유와 동일하게 판매되고 있다.

바이오디젤 판매량(toe) = 판매량(kℓ) × 경유 발열량 (9,200kcal/ℓ) 적용

4) 폐기물에너지

우리나라에서 소비실적 통계가 집계되고 있는 폐기물 에너지로는 4종류가 있는데 이들은 폐기물 소각열 이용(산업폐기물 및 생활쓰레기 소각), 대형도시쓰레기, 폐유정제 및 시멘트킬른 보조연료(폐타이어, 폐고무 등)이다.

가) 폐기물 소각열 이용량 산출방법

폐기물 이용설비의 보급대수는 에너지관리공단의 계속 사용검사를 받는 보일러를 기준으로 시설통계가 집계되고 있다. 폐기물 이용시설 통계는 폐목재, 폐가스, 생활쓰레기 및 산업폐기물의 소각열 보일러 등을 포함한다. 폐기물 에너지 소비량은 다음과 같이 집계 되고 있다.

폐기물 소각열 이용량은 소각열 회수시설을 보유하고 있는 시설에 대상으로 보일러의 증기 발생량을 전수조사하고, 여기에 운전부하율 80%, 보조연료 사용률 10~30%를 적용하여 에너지 이용량을 추정하고 있다. 그리고 증기 발열량으로 539,000kcal/톤가 적용되고 있다. 특히, 보조연료 사용률이 2001년까지는 30%이었으나, 2002년도에는 15%, 2003년도에는 10%로 점차적으로 감소하고 있다.

폐기물 소각열 이용량(toe)

2001년 까지

$$= [\text{증기 발생량(톤)} \times \text{운전부하율(80\%)} \times \text{폐기물 사용률(70\%)}] \\ \times \text{증기 발열량 (539,000kcal/톤)} \div 10^7 \text{kcal/toe}$$

2002년도

$$= [\text{증기 발생량(톤)} \times \text{운전부하율(80\%)} \times \text{폐기물 사용률(85\%)}] \\ \times \text{증기 발열량 (539,000kcal/톤)} \div 10^7 \text{kcal/toe}$$

2003년도

$$= [\text{증기 발생량(톤)} \times \text{운전부하율(80\%)} \times \text{폐기물 사용률(90\%)}] \\ \times \text{증기 발열량 (539,000kcal/톤)} \div 10^7 \text{kcal/toe}$$

나) 대형도시쓰레기 소각열 이용량 산출방법(2001년도부터 산출)

대형도시쓰레기 소각장의 경우 총 열생산(Gcal)을 계산하고 있는데 이중에는 43,000KW의 발전설비용량에서 전력생산이 99,307MWh 이며, 지역난방 등에 공급하는 열 판매량 등에 대해 세부적인 통계는 누락되어 있다.

$$\text{폐기물 소각열 생산량(toe)} = \text{총 열생산량(Gcal)}$$

다) 시멘트 킬른용 폐기물 이용량 산출방법(2001년도부터 산출)

시멘트 킬른용 폐기물 이용량은 시멘트공장에서 에너지로 활용한 폐타이어, 폐고무, 폐플라스틱, 플라이애쉬 등으로 사용한 물량에 폐타이어 발열량 7,650 kcal/ℓ를 적용하여 집계하고 있다.

폐기물 소각열 이용량(toe)

$$= \text{사용량(톤)} \times \text{평균 발열량 (7,650kcal/kg)}$$

라) 정제폐유 이용량 산출방법(2001년도부터 산출)

정제 연료유 소비량의 경우는 정제 연료유 판매량에 대한 통계자료를 수집하고 판매 실적량에 벵커-C유 발열량 9,900kcal/ℓ를 적용하여 집계하고 있다.

폐기물 소각열 이용량(toe)

$$= \text{판매량(kℓ)} \times \text{평균 발열량 (9,900kcal/ℓ)}$$

<표 7-17> 폐기물 이용량 산출방법

구 분	공급량 (toe)	산 출 근 거 및 방 법
폐기물 에너지	3,039,312	▶ 폐기물 소각열 에너지 이용량 $= 53,777 \times 10^3 \text{톤/년} \times 0.8 \times 0.9 \times 539,000 \text{kcal/톤} \div 10^7 \text{kcal/toe}$ $= 2,086,978 \text{toe/년}$ ※ 에너지환산기준 : 전수조사 결과 461기의 연간 총증기 발생량, 운전 부하율 80%, 보조연료 사용률 10%를 적용
		▶ 대형도시쓰레기 소각열 이용량 $= 4,166,286 \text{Gcal/년} \div 10^7 \text{kcal/toe} = 416,629 \text{toe/년}$
		▶ 2003년 시멘트 킬른에 폐타이어, 폐고무 등 사용량(실적치 기준) $= 360,647 \text{톤/년} \times 10^3 \text{kg/톤} \times 7,650 \text{kcal/kg} \div 10^7 \text{kcal/toe}$ $= 275,895 \text{toe/년}$
		▶ 2003년 정제 폐유 및 윤활유 판매량(실적치 기준) $= 262,435 \text{kℓ} \times 9,900 \text{kcal/L} \div 10^7 \text{kcal/toe} = 259,811 \text{toe/년}$

5) 소수력

소수력 발전량은 한국전력공사에서 전량을 구입하고 있어 자료수집이 용이하다. 따라서 한전이 소수력 발전소에서 구입한 전력량을 기준으로 2,500kcal/kWh의 발열량을 적용하여 소비량을 집계하고 있다.

$$\text{소수력 이용량(toe)} = \text{매전량(MWh)} \times \text{평균 발열량 (0.25toe/MWh)}$$

<표 7-18> 소수력 이용량 산출방법

구 분	공급량 (toe)	산 출 근 거 및 방 법
소수력	46,903	▶ 소수력 발전 에너지 이용량 = 187,612MWh/년 × 0.25toe/MWh = 46,903toe/년 ※ 에너지환산기준 (석유환산, 실적치 기준)

6) 풍력

풍력발전은 대규모 설비가 점진적으로 증설됨에 따라 한전의 계통에 연계가 늘어나는 추세이며, 이에 대한 소비통계는 발전량에 대한 조사통계로 소수력과 같이 2,500kcal/kWh의 발열량을 적용하여 집계되고 있다. 따라서

$$\text{풍력 이용량(toe)} = \text{발전량(MWh)} \times \text{평균 발열량 (0.25toe/MWh)}$$

<표 7-19> 풍력 이용량 산출방법

구 분	공급량 (toe)	산 출 근 거 및 방 법
풍 력	5,216	▶ 풍력 발전 에너지 이용량 = 20,863MWh/년 × 0.25toe/MWh = 5,216toe/년 ※ 에너지환산기준 (석유환산, 실적치 기준)

7) 지열 이용량 산출방법 (2002년도부터 산출)

지열이용 시설의 경우 2003년 까지 설치된 냉방·난방용 기기보급이 28기 952RT로 난방의 2기 23RT에 비해 매우 많기 때문에 냉난방 열이용을 각각 산

출하고 있다.

난방의 경우 70%부하율에 14시간/일, 150일/년

냉방의 경우 60%부하율에 8시간/일, 120일/년

당해연도 시설 가동률은 50%, 3,024kcal/Rt를 적용하고 있다.

2003년도 난방용 열이용량 산출방법(toe)

= 2002년도까지 이용량(toe)

$$+ [2002년도 난방용량 + (2003년도 난방용량 \times 가동률(50\%)) \times 3,024kcal/Rt \times 14시간/일 \times 150일 \times 부하율(70\%)] / 10^7kcal/toe$$

2003년도 냉방용 열이용량 산출방법(toe)

= 2002년도까지 이용량(toe)

$$+ [2002년도 냉방용량 + (2003년도 냉방용량 \times 가동률(50\%)) \times 3,024kcal/Rt \times 8시간/일 \times 120일 \times 부하율(70\%)] / 10^7kcal/toe$$

<표 7-20> 지열 이용량 산출방법

구 분	공급량 (toe)	산 출 근 거 및 방 법
지열	393	<p>▶ 지열 에너지 이용량:</p> <p>= 난방: $44toe + \{(207Rt + (670Rt \times 0.5)) \times 3,024kcal/Rt \times 14시간/일 \times 150일 \times 0.7\} \div 10^7kcal/toe$</p> <p>= 285toe</p> <p>= 냉방: $15toe + \{(197Rt + (670Rt \times 0.5)) \times 3,024kcal/Rt \times 8시간/일 \times 120일 \times 0.6\} \div 10^7kcal/toe$</p> <p>= 108toe</p> <p>= 393toe(냉난방 이용량 합계)</p> <p>※ 부하율 난방 70%, 냉방 60%, 2003년 시설가동률 50% 적용 2001년까지 이용량: 난방 44toe(98Rt), 냉방 15toe(85Rt)</p>

3. 신·재생에너지 통계 작성 현황

가. 개요

신·재생에너지는 에너지원이 다양하고 각각의 에너지원에 따른 세부 에너지 유형이 다르기 때문에 통계작성을 위한 대상과 방법이 복잡하다.

현재 국내 신·재생에너지통계는 각 에너지원별로 제조, 생산, 이용업체 및 한국전력, 전력거래소, 관련 협회, 기관 등과 협조하여 작성되고 있으며, IEA에 제출되는 통계수치와는 차이가 난다. 이는 IEA의 분류기준과 작성방법 등의 차이로 인해 발생하는 오차로 볼 수 있다.

국내 신·재생에너지 통계는 2001년 이후 새로운 형태의 에너지원들이 포함되기 시작하였는데 2001년에는 대형도시쓰레기 및 시멘트 킬른용 폐에너지, 정제폐유가 포함되었고, 2002년에는 지열 및 LFG가스, 바이오디젤이 포함되었다. 2003년 현재 2001년 이후 새로이 투입된 에너지원의 비중이 전체 신·재생에너지의 30.5%를 차지하고 있다. 향후에는 연료전지, 수소, 해양에너지 등 그 범위는 계속해서 넓어질 것으로 보인다.

<표 7-21> 2000년 이후 추가된 에너지원의 비중

(단위:toe)

구 분	LFG가스	바이오 디젤	대형도시 쓰레기	페타이어	정제폐유	지 열	합 계	비 중
1990	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	264,556	177,510	371,827	-	813,893	33.2%
2002	27,903	845	395,801	197,855	258,611	122	881,137	30.2%
2003	38,068	1,697	416,629	275,895	259,811	393	992,493	30.5%

나. 신·재생에너지 원별 작성통계 현황

신·재생에너지 통계는 크게 두 가지로 나누어 볼 수 있다. 하나는 주로 생산

자와 판매자를 통하여 수집할 수 있는 이용시설 보급통계이고 다른 하나는 이용자를 통하여 획득할 수 있는 이용실적(생산 및 소비실적)통계이다.

이용시설 보급통계는 생산자 및 판매자를 통해 자료 입수가 비교적 용이하고 통계자료의 신뢰성도 이용통계에 비하여 높다. 대체에너지 이용시설 보급대수 통계는 대체에너지 이용시설에 대한 자금 지원 시, 자료 및 간접적으로 생산 및 판매업체로부터 보급실적에 관한 정보를 소집하여 작성되고 있다.

이용실적 통계는 이용설비의 보급통계에 비하여 재생에너지원의 일반적 특성으로 인해 자료의 수집 및 통계를 작성하는데 상당한 시간과 노력이 요구될 뿐만 아니라 통계 자체에도 어느 정도 한계성을 가지게 된다. 대체에너지원의 이용통계는 이용설비의 보급통계를 기준으로 추정 또는 이용실적 자료를 수집하여 작성되고 있다.

1) 태양열 에너지

태양열 이용시설은 열전환 방법이 기계적인 순환에 의존하는 설비형(Active) 시스템과 비기계적인 자연 순환에 의존하는 자연형(Passive)시스템으로 구분되기도 하는데, 우리나라에서 설비형 시설은 ① 가정용 온수기 ② 골프장용 대형 급탕 ③ 양어장용 온수기 ④ 지중난방용(비닐하우스) 등이 보급되고 있다. 자연형 설비는 주택, 학교 등에 주로 보급되었으나 1994년 이후에는 보급실적이 전무하다.

1975년 처음으로 태양열 주택이 건설된 이래 2003년까지 국내에 보급된 태양열 이용설비의 보급실적을 <표 7-22>에서 보는 바와 같이 총 190,523개소에 이른다.

<표 7-22> 태양열 이용시설 보급현황

(단위 : 개소)

구 분	'93이전	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	계
가 정 용	19,657	7,796	16,106	41,149	77,226	12,012	4,833	5,924	1,206	826	735	187,470
골 프 장	66	3	6	6	11	11	0	0	0	0	1	104
양 어 장	16	3	5	5	5	10	0	4	0	0	4	52
지중난방	0	0	0	9	71	40	31	23	5	0	1	180
기타시설	2,463	5	1	9	28	49	18	19	17	48	60	2,717
합 계	22,202	9,801	18,113	41,178	77,341	12,122	4,882	5,970	1,228	874	801	190,523

주 : 기타시설은 목욕탕, 여관, 기숙사, 공장 등에 설치된 급탕시설임(자연형 시설 제외)

2) 태양광 발전시설 보급현황

국내의 태양광 발전시스템을 1972년 해운항만청에서 등대부표에 태양전지와 축전지를 이용하여 야간 표시등으로 사용한 것을 효시로 1980년대 들어서 본격적으로 보급되기 시작하였다. 2003년 말 현재 총 설치용량은 5,981KWp에 달하고 있으며 한전 계통선이 미치지 않는 도서벽지, 등대, 통신 등 특수 용도로 주로 이용되다가 1995년부터 도서 전원용 및 계통연계형의 보급에 힘입어 다시 증가세를 보이고 있다.

<표 7-23> 태양광 이용시설 보급현황

구 분	'93이전	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	계
설치용량 (KWp)	1,543	50	92	388	410	619	518	531	792	475	563	5,981

<표 7-24> 태양광 이용시설의 용도별 보급현황

(단위 : KWp)

구 분	電 化 시 설	통신 및 비상전화	가로등, 해양용	수 질 개선용	도 로 표시등	기 타	계
1993	101.3	14.8	38.5	0	0	5.0	159.6
1994	34.8	11.3	4.1	0	0	0	50.2
1995	69.3	20.0	3.0	0	0	0	92.3
1996	219.3	36.6	45.1	3.0	6.5	77.5	388.0
1997	106.0	114.5	40.3	42.0	9.0	98.0	409.8
1998	167.6	116.0	104.1	32.0	92.0	107.0	618.7
1999	44.0	90.0	254.0	19.0	10.0	101.0	518.0
2000	68.0	40.7	31.2	26.6	177.3	186.7	530.5
2001	259.0	62.8	203.9	46.0	80.0	139.8	791.5
2002	245.8	19.2	62.8	17.0	30.0	100.7	475.5
2003	357.0	3.9	105.6	13.0	0.0	83.6	563.1
계	424.7	197.2	131	45	15.5	180.5	993.9

3) 바이오에너지

바이오매스로부터 생산된 에너지는 고체연료, 액체연료, 가스연료 등의 형태로 이용이 가능하다. 국내에서는 바이오매스 생산하여 이용중인 에너지원으로는 고체연료인 성형탄(대체탄, 착화탄)과 기체연료인 메탄가스, 매립지가스(LFG), 액체연료로는 바이오디젤 등이 있다.

<표 7-25> 2003년 바이오에너지 이용현황

메탄가스 이용		성형탄 (대체탄, 착화탄)		매립지가스(LFG)		바이오디젤	
천톤/년	시설수(기)	천톤/년	업체수	생산량	시설장소	판매량(kℓ)	업체수
1,391	101	103	10	100,193MWh 130,198Gcal	7 2	1,845	2

가) 메탄가스 이용시설 보급현황

국내에 보급·이용되고 있는 메탄가스 이용시설은 <표 7-26>에서 보는 바와 같으며, 메탄가스는 산업체 및 하수처리장에서 폐수의 혐기성 처리과정에서 발생하는 메탄가스를 에너지원으로 이용되고 있다. 산업체의 메탄가스 이용은 대부분 주정공장, 식품공장에 이루어지고 있다.

<표 7-26> 연도별 메탄가스 이용시설의 보급현황

구 분	'94이전	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	계
시 설 수	31	8	5	13	2	9	10	8	9	6	101
시설용량 (증기톤/시간)	129.3	14.2	12.5	27.7	2.5	21.1	29.9	23.6	30.8	13.3	304.9
증기톤×10 ³ / 년	699	50	49	84	7	135	96	85	130	56	1,391

주 : 2003년 현재 각 연도별로 설치된 보일러 중 가동 중인 보일러 현황으로, 각 연도별 설치 보일러 중 가동중지, 폐기된 보일러는 제외함

나) 성형탄 (대체탄, 착화탄) 보급현황

바이오매스 고체연료는 바이오매스(왕겨와 톱밥 등) 분쇄 → 고온압축 → 성형사출(혹은 탄화) 등의 과정을 거쳐 생산된다. 국내에서는 1980년대 초에 왕겨탄 등 대체탄 생산기술이 개발되어 생산 시설의 보급이 이루어져왔다. 2003년 말 기준으로 대체탄(왕겨탄, 착화탄)의 총보급량은 103천톤으로 이는 10개 생산업체에서의 생산량과 64천톤의 수입량으로 구분 된다.

<표 7-27> 성형탄(대체탄, 착화탄) 보급현황

구 분	'93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
이용량(천톤)	54	48	48	12	67	57	54	102	100	113	103

주 : 2003년 해외수입물량 64,060톤 포함

다) LFG(매립지가스) 보급현황

2002년부터 매립지 가스로부터 에너지를 생산하는 곳은 총 8개 지역으로 전력을 생산하는 경우는 인천 백석동 등 6개 지역이며, 열 및 기타연료를 생산하는 곳은 마포 상암동과 울산 성암동의 2개 지역이다.

<표 7-28> LFG(매립지가스) 설치현황

구 분	시설규모	가동년도	생산량	판매량
전 기	인천 백석동(9,880KW)	2002	48,165	43,773
	군산 내초동(1,058KW)	2002	4,434	4,434
	부산 생곡(6,000KW)	2002	23,047	21,895
	포항 호동(2,000KW)	2002	14,270	13,556
	대전 금고동(3,460KW)	2003	3,369	2,838
	광주 운정동(2,120KW)	2003	858	802
	제주 회천동(2,000KW)	2003	6,050	5,655
	합계 26,518KW(26기)		100,193MWh	92,953MWh
열 및 기타(연료)	마포 상암동(50Gcal)	2002	92,767Gcal	92,767Gcal
	울산 성암동(2,400Nm ³ /h)	2002	37,431Gcal	37,431Gcal
	합계		130,198Gcal	130,198Gcal

이들 지역으로부터 2003년도 생산한 전력은 100,193MWh이며, 열 및 기타연료는 130,198Gcal 인데 이 중에 판매한 량은 전력이 92,953MWh이며, 열 및 기타연료는 130,198Gcal 이다.

<표 7-29> LFG(매립지가스) 생산 및 판매현황

구 분	시설규모	생산량	판매량
2002년	전 기	70,783MWh	36,862MWh
	열 및 기타(연료)	102,081Gcal	0 Gcal
2003년	전 기	100,193MWh	92,953MWh
	열 및 기타(연료)	130,198Gcal	130,198Gcal

라) 바이오디젤 보급현황

바이오디젤은 2002년부터 생산하여 판매하기 시작하였다. 2003년 말 시설규모는 106,000톤/년이며 생산량은 1,845kl이다.

<표 7-30> 바이오디젤 시설규모 및 보급현황

구 분	시설규모(톤/년)	생산량(kl)	판매량(kl)
2002	6,000	930	918
2003	106,000	2,444	1,845

4) 폐기물에너지 이용시설 보급현황

환경정책과 폐기물에너지 이용은 폐기물 발생과 관련하여 보면 매립장의 부족으로 폐기물의 소각 및 소각열의 에너지로 이용이 증대되고 있다.

환경부의 자료에 의한 2003년 폐기물 처리현황을 보면 하루 50.7천톤이 발생하는 생활폐기물의 경우 소각이 14.5%, 재활용 45.2%, 매립 40.3% 이며, 98.9천톤이 발생하는 사업장배출시설계 폐기물인 경우 소각이 7.8%, 재활용 67.5%, 매립 및 기타 24.7%로 나타나고 있다. 소각시설(2003. 12 기준)은 총 4,937개소로 자치단체 305개소, 자가처리 4,563개, 처리업체 69개소로 집계되고 있다. 일반적으로 에너지 회수가 가능한 가연성 폐기물로는 가연일반폐기물성 쓰레기, 폐타이어, 폐유, 폐플라스틱, 폐유기용재 등을 들 수 있다.

<표 7-31> 2003년 폐기물 에너지 이용현황

구 분	소각열이용보일러 (산업폐기물, 폐목재 등)	대형 도시쓰레기	시멘트킬른보조연료 (폐타이어, 폐고무 등)	정제폐유
시 설	461기	32개소	7개소	36개소
공급량	53,777천톤	4,166,286Gcal	360,647톤	262,435

폐기물을 이용한 에너지의 회수기술은 소각, 열분해에 의한 연료회수, 폐유

류의 정제에 의한 연료화, 고체폐기물을 이용한 고체연료(Refuse Derived Fuel, RDF) 등의 제조로 구분할 수 있다.

가) 소각열 이용 보일러 보급현황

<표 7-32> 연도별 폐기물 소각열 이용보일러 시설 설치 가동현황

구 분	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	계
시 설 수	140	30	31	44	28	31	28	44	43	42	461
시설용량 (증기톤/시간)	3,339.8	462.6	332.6	682.9	742.2	338.6	186.6	601	616	440.1	7,742.4
증기톤 ×10 ³ /년	23,978	3,234	1,997	4,547	4,955	2,007	1,200	4,485	4,360	3,014	53,777

주 : 2003년 현재 각 연도별로 설치된 보일러 중 가동 중인 보일러 현황으로, 각 연도별 설치 보일러 중 가동중지, 폐기된 보일러는 제외하였음.

전국 자가처리 및 처리업체의 경우 총 4,432개소가 가동 중에 있는데, 이중에 폐기물에너지로는 제지, 목재공장, 섬유공장, 고무공장, 화학공장 등에서 자체 생산 공정에서 발생하는 폐목재, 폐섬유, 폐고무, 폐유 등의 소각열이 이용되고 있다. 산업체에서 이용되고 있는 매탄가스를 제외한 폐기물소각보일러(검사 대상기기)의 에너지회수 시설을 갖춘 경우는 461기로 파악되고 있다.

<표 7-33> 2003년 소각연료별 가동현황

구 분	폐가스	산업폐기물	폐목재	생활쓰레기	계
시설수 (기)	160	190	74	37	461
시설용량 (증기톤/시간)	4,902.8	2,169.8	570.7	99.1	7,742.4
증기톤×10 ³ /년	36,779	14,093	2,506	399	53,777

나) 대형 도시쓰레기 소각시설 현황

또한 자치단체의 소각시설(2003. 12 기준)이 305개소인데, 이중에 현재 폐기

물에너지와 연관된 대형도시쓰레기 소각장의 경우 발생하는 소각폐열인 증기의 사용처는 지역난방과 연계되어 있거나, 열병합발전을 겸하고 있거나, 전력 생산만 하는 경우로 32개소에서 에너지로 이용하고 있다.

<표 7-34> 대형 도시쓰레기 소각시설 현황

소각장	발전시설용량 (KW)	보일러 용량 (ton/hr)	소각용량 (ton/day)	전력생산량 (MWh)	열생산량 (Gcal)
서울/양천	4,500KW	30t/hr, 1기	200톤/일,2기	2,848	136,345
서울/노원		46.4t/hr, 2기	400톤/일, 2기		130,274
서울/강남		41.5t/hr, 3기	300톤/일,3기		165,449
광명	1,500KW	25t/hr, 2기	150톤/일,2기	7,297	174,762
과천		12.3t/hr, 1기	80톤/일,1기		31,826
경기/용인		-	100톤/일,1기(소각)		7,667(자체)
경기/수지		4.2t/hr, 2기	35톤/일,2기(소각)		2,526(자체)
경기/안산		33.95t/hr, 1기	200톤/일,1기		110,181
경기/군포		30.6t/hr, 1기	200톤/일,1기		83,975
경기/구리	800KW	13.9t/hr, 2기	100톤/일,2기	5,852	97,019
수원		44.46t/hr, 2기	300톤/일,2기		290,758
경기/의정부	1,200KW	14.3t/hr, 2기	100톤/일,2기	2,549	70,058
경기/파주	1,200KW	15t/hr, 2기	100톤/일,2기	248	52,483
성남	4,500KW	44t/hr, 2기	300톤/일,2기	25,450	384,354
안양/평촌		26t/hr, 1기	200톤/일,1기		98,484
일산/고양		40.8t/hr, 1기	300톤/일,1기		140,750
인천공항		9.4t/hr, 2기	70톤/일,2기		3,180
인천/청라	1,800KW	36.9t/hr, 2기	250톤/일,2기	7,253	298,122

소각장	발전시설용량 (W)	보일러 용량 (ton/hr)	소각용량 (ton/day)	전력생산량 (MWh)	열생산량 (Gcal)
부천/대장	2,600kW	41t/hr, 1기	300톤/일,1기	5,577	193,660
부천/중동		27t/hr, 1기	200톤/일,1기		113,836
대전		31.2/hr, 1기	200톤/일,1기	1	75,731
천안	800KW	27t/hr, 1기	200톤/일,1기	4,235	115,927
광주/상무	1,800KW	26t/hr, 2기	200톤/일,2기	7,042	129,401
대구/성서	700KW(1기) 2,000W(2기)	27.6t/hr, 1기 29.85t/hr, 2기	200톤/일,3기	1,704	333,101
부산/다대	700W	27t/hr, 1기	200톤/일,1기	4,009	83,878
부산/해운대		30t/hr, 2기	200톤/일,2기		163,908
부산/명지	3,000KWW	31.66t/hr, 2기	200톤/일,2기	3,667	70,854
경남/창원	1,100KW(2기)	26t/hr, 2기	200톤/일,2기	8,712	235,891
울산	1,500KWW	32t/hr, 2기	200톤/일,2기	9,627	233,287
김해		29.8t/hr, 1기	200톤/일,1기		96,203
제주/북부	1,200KW	12.77t/hr, 2기	100톤/일,2기	3,237	42,396
제주/남부		8.86t/hr, 1기	70톤/일,1기		'04년부터 가동
합계	34,000KW	-	-	99,307	4,166,286

주 : 열생산 및 이용실적이 있는 소각장에 한함(자료, 쓰레기소각장협의회)

다) 시멘트 킬른 보조연료 사용현황

페타이어를 비롯한 폐고무류는 발열량이 매우 높은 에너지원으로서 시멘트 킬른, 제지공장, 열병합발전소 등에서 연료로 사용할 수 있으나, 페타이어는 일반폐기물과는 달리 소각할 때 그을음과 분진이 많이 발생하며, 불완전 연소로 인하여 악취와 유해가스가 발생되기 때문에 고도의 소각기술과 완전한 후처리

시설이 요구된다. 국내의 경우는 시멘트공장에서 소각하여 연료로 사용할 수 있는 시설을 갖추고 폐타이어, 폐플라스틱, 폐고무, 기타(합성수지 등)를 보조연료로 소각하여 사용하고 있다.

<표 7-35> 시멘트 킬른 보조연료 사용현황

(단위: 톤)

구분	폐타이어	폐플라스틱	폐고무	기타 (폐합성수지 등)	합계
2001					486,049
2002	207,932	13,689	24,420	12,593	258,634
2003	269,894	22,850	23,133	44,770	360,647

라) 정제 폐유 생산 및 판매 현황

자동차 폐윤활유 등의 폐유를 이온정제법, 열분해 정제법, 감압증류법 등의 공정으로 정제하여 생산된 재생유의 경우 2002년부터 생산 및 판매를 시작하였다. 폐유 정제 기술은 미국의 경우 열분해 및 증류공정을 통한 고급정제유 생산기술을 개발하여 실용화하였고, 일본의 경우, 정제유를 생산하여 연료유로 활용하고 있다.

<표 7-36> 정제 폐유 생산·판매현황

(단위:kℓ)

구분	폐윤활유	폐유	합계
2001	-	-	179,394
2002	재활용량	147,712	38,279
	판매량	193,019	68,204
2003	재활용량	217,525	52,489
	판매량	207,776	54,659

5) 풍력 발전시설 보급 현황

1970년대의 석유과동 이후 풍력발전 연구를 시작하였는데, 한국과학기술원
1975년도에 경기도 화성군 엇섬에 설치한 25KW급 풍력발전기가 국내 풍력발
전기의 효시이다. 전원용으로 보급이 되기 시작한 것은 1990년 3월에 전북 옥
구군 신시도에 설치된 20KW급 풍력발전기가 최초이다.

2003년 말 현재 115기의 풍력발전기가 가동 중에 있으며 총 발전용량은
18,690.8KW에 달하고 이용량은 20,863MWh 이다.

<표 7-37> 2003년도 발전용량별 가동현황

구 분(KW)	10이하	11-100	101이상	계
가동시설수(기)	79	8	28	115
총시설용량(KW)	175.8	260	18,255	18,690.8
이용량(MWh)	131	432	20,300	20,863

6) 소수력 발전시설 보급현황

소수력 발전은 물의 운동에너지와 위치 에너지를 이용하여 수차를 회전시켜
전기를 생산하는 방식으로 우리나라에서는 설비용량이 10MW급⁹⁵⁾ 이하의 규
모를 소수력 발전으로 정의하고 있다.

<표 7-38> 소수력 발전시설 보급현황

구 분	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
발전량 (MWh/년)	81,395	89,803	108,910	108,491	81,825	83,734	110,579	187,612

우리나라에서 소수력 발전은 1957년에 충북 괴산군에 2,600KW급 규모의 발
전소를 가동한 것이 효시이며, 1982년 제정된 「소수력 개발 활성화 방안」 이
공포되면서부터 본격적으로 개발되었다. 소수력 발전은 2003년 말 기준으로 총
33개소가 설치되어 운전 중에 있으며 총 발전용량은 총 48,055KW이며, 한전에

95) 중전에는 3000KW급 이하였음.

판매한 전력량은 187,612MWh에 달한다.

7) 지열이용시설 보급현황

2000년부터 보급되기 시작한 지열시설은 2002년부터 신·재생에너지원으로서의 공급량을 계산하기 시작하였다.

<표 7-39> 지열이용시설 보급현황

구 분	2000년		2001년		2002년		2003년		합 계	
	용량 (RT)	개소	용량 (RT)	개소	용량 (RT)	개소	용량 (RT)	개소	용량 (RT)	개소
난방(RT)	0	0	13	1	10	1	0	0	23	2
냉난방(RT)	10	1	75	4	197	9	670	14	952	28
합계	10	1	88	5	207	10	670	14	975	30

주 : 사용실적은 2002년부터 적용

라. 지역별 통계분류

2003년 신·재생에너지원별 지역별 분류작업은 대체에너지통계자료집에서 다음과 같은 원칙으로 분류작업을 하고 있다.

첫째, 지역별로 직접분류가 되어있는 태양열 및 바이오 중 메탄가스, 폐기물 에너지 중 폐기물 소각열(폐가스, 산업폐기물, 폐목재, 생활쓰레기)은 우선작업을 한다.

둘째, 기초 자료를 기준으로 분류가 가능한 바이오 중 LFG 및 폐기물 중 대형도시쓰레기, 풍력, 소수력, 지열은 사업체별로 지역분류를 한다.

셋째, 기초 자료가 있지만 지역분류 자료가 불분명한 태양광, 바이오에너지 중 성형탄, 바이오 디젤, 폐기물 중 시멘트 킬른 보조연료, 정제폐유의 경우는 보급사업 및 지역에너지 사업을 참조, 지역별 인구비례, 지역별 경유 소비량 비례, 지역별 시멘트 생산능력 비례, 지역별 B-C유 소비비례 등 가장 적합한

자료를 찾아서 추정 배분하고 있다.

<표 7-40> 신·재생에너지 원별 지역분류 기준

구분	신·재생에너지원별	지역별	시도별 추정 방법	비고
1	태양열	○	시설·판매량 통계 작성	
2	태양광	X	보급사업 및 지역에너지사업 참조	
3	바이오			
	31 성형탄	X	지역별 인구 비례	
	32 바이오 디젤	X	지역별 경유 소비 비례	
	33 L F G	○	시설·보급량 통계 작성	
	34 메탄가스	○	시설기준 통계 작성	
4	폐기물에너지			
	41 폐기물 소각열	○	시설기준 통계 작성	
	411 폐가스	○	시설기준 통계 작성	
	412 산업폐기물	○	시설기준 통계 작성	
	413 폐목재	○	시설기준 통계 작성	
	414 생활쓰레기	○	시설기준 통계 작성	
	42 대형도시쓰레기	○	시설기준 통계 작성	
	43 시멘트 킬른 보조연료	X	시멘트 공장 생산 능력 기준	
	44 정제 폐유	X	지역별 B-C유 소비 비례	
5	풍력	○	시설·판매량 통계 작성	
6	소수력	○	시설·판매량 통계 작성	
7	지열	○	시설기준 통계 작성	

주 : ○ 지역별통계 작성, X 지역별통계 추정작성

이렇게 배분한 2003년의 신·재생에너지 원별 지역별 공급량은 전남, 울산, 경기, 경북, 인천, 강원, 충북, 충남, 경남, 전북, 서울, 부산, 대구, 광주, 대전, 제주 순으로 나타나고 있다.

<표 7-41> 신·재생에너지 원별 지역공급량 현황(2003년)

(단위 : toe)

구 분	합 계	태양열	태양광	소수력	풍 력	바이오계	폐기물계	지 열
전 국	3,257,744	32,914	1,938	46,903	5,216	131,068	3,039,312	393
서 울	78,261	2,477	71	-	42	27,369	48,288	15
부 산	73,338	675	77	-	1	9,176	63,409	-
대 구	54,857	1,549	55	-	2	4,282	48,970	-
인 천	185,805	1,190	91	-	3	14,525	169,955	41
광 주	43,752	1,561	134	-	2	4,664	37,392	-
대 전	21,768	1,579	162	-	-	2,159	17,862	6
울 산	464,790	214	23	-	1	4,782	459,763	6
경 기	396,737	7,200	191	1,322	11	22,140	365,701	172
강 원	184,697	1,784	166	4,166	157	2,372	176,011	41
충 북	156,197	2,040	101	6,995	-	3,027	143,950	82
충 남	125,818	3,140	138	3,718	4	2,590	116,211	18
전 북	90,173	2,402	93	9,290	684	13,978	63,725	2
전 남	982,102	2,064	155	6,560	64	2,114	971,144	-
경 북	271,745	1,661	85	12,368	223	7,168	250,229	11
경 남	109,646	2,686	323	2,484	4	8,418	95,732	-
제 주	18,059	694	72	-	4,017	2,305	10,971	-

<표 7-42> 바이오에너지의 지역공급량 현황(2003년)

(단위 : toe)

구 분	메탄가스	대체탄	LFG	바이오디젤	바이오계
전 국	47,984	43,319	38,068	1,697	131,068
서 울	8,831	9,118	9,277	143	27,369
부 산	-	3,293	5,762	121	9,176
대 구	1,966	2,258	-	58	4,282
인 천	69	2,308	12,041	107	14,525
광 주	3,174	1,243	215	33	4,664
대 전	-	1,277	842	40	2,159
울 산	-	957	3,743	81	4,782
경 기	12,626	9,193	-	321	22,140
강 원	931	1,360	-	80	2,372
충 북	1,621	1,331	-	75	3,027
충 남	759	1,713	-	118	2,590
전 북	11,039	1,742	1,109	89	13,978
전 남	172	1,796	-	146	2,114
경 북	1,035	2,433	3,568	133	7,168
경 남	5,485	2,806	-	127	8,418
제 주	276	491	1,513	25	2,305

<표 7-43> 폐기물에너지의 지역공급량 현황(2003년)

(단위 : toe)

구 분	소각열	대형도시쓰레기	폐타이어	폐유	폐기물계
전 국	2,086,978	416,629	275,895	259,811	3,039,312
서 울	854	43,207	-	4,227	48,288
부 산	15,911	31,864	-	15,634	63,409
대 구	8,654	33,310	-	7,005	48,970
인 천	124,729	30,130	-	15,096	169,955
광 주	23,401	12,940	-	1,050	37,392
대 전	6,908	7,573	-	3,382	17,862
울 산	365,494	23,329	-	70,941	459,763
경 기	126,902	185,234	-	53,565	365,701
강 원	1,940	-	169,035	5,035	176,011
충 북	35,548	-	102,452	5,950	143,950
충 남	90,850	11,593	-	13,769	116,211
전 북	49,209	-	-	14,516	63,725
전 남	954,017	-	-	17,127	971,144
경 북	231,412	-	4,408	14,409	250,229
경 남	50,955	33,209	-	11,568	95,732
제 주	194	4,240	-	6,537	10,971

제 2 절 신·재생에너지 통계의 문제점 및 개선방안

앞에서도 언급한 바대로 국가 에너지통계에서 다루고 있는 신·재생에너지 및 기타에너지의 대상범위에는 에너지관리공단의 「대체에너지 보급통계」에서의 대체에너지와 산림청의 「임업통계연보」의 임산연료를 포함하고 있다.

1980년대까지만 하더라도 국가 에너지통계에서 신·재생에너지는 신탄이란 이름으로 임산연료를 대상으로 집계해 왔다. 1980년 후반부터 임산연료 소비가 급감함과 때를 같이하여 새로운 에너지원으로서 대체에너지가 등장하였다. 1990년대 초반부터 대체에너지는 국가에너지통계에서 하나의 에너지원으로 자리 잡기 시작하였으며, 신탄에너지의 감소 폭을 메우는 계기를 마련하였다.

그동안 대체에너지는 정부의 지원과 관심으로 양적으로 증가하였으며, 에너지관리공단에서는 대체에너지 통계에 대한 추계 및 조사방법을 발전시켜왔다. 그러나 아직 국제적으로 통용되는 기준과는 거리가 있어 이에 대한 문제점과 개선방안을 살펴보고자 한다. 단, 임산연료는 산림청의 고유통계로서 조사·집계되고 있으므로 여기서는 대체에너지에 대해서만 다루고 있다.

일반적으로 모집단에 관한 어떤 특성을 알고 싶을 때, 모집단 전체에 대한 조사 대상단위가 무엇인지 살펴본 후 이에 대한 특성을 조사·집계해야 한다. 모집단의 범위는 연구결과의 타당성과 신뢰성의 평가에 가장 중요한 기준이 되므로 적정수준을 결정해야 한다. 또한 의사결정에 도움을 주기 위해서 연구 대상에 대한 명확한 규정과 더불어 시간적, 공간적인 경계선도 모집단의 규정에 포함되어야 한다.

마찬가지로 신·재생에너지통계에 있어서는 조사대상을 어디까지 고려할 것인지 정하는 것은 매우 중요한 일이다. 국내의 경우 “대체에너지개발 및 이용·보급촉진법”에 규정하고 있는 대체에너지를 신·재생에너지로 정의할 때, 국제적인 개념과 범위에서 여러 가지 차이가 발생한다. 따라서 국내 현황을 국

제기준과의 비교를 통해 대상 범위와 분류체계에 대한 개선방향을 제시코자 한다. 국제기준은 앞에서 언급된 바와 같이 세계 에너지시장에 대한 분석과 통계정보에 대해서 구심체 역할을 수행하는 국제에너지기구(IEA)의 분류방법을 이용하고자 한다.

신·재생에너지는 그 특성상 소규모 시설물로 넓게 분포되어 있어 모든 조사 단위를 대상으로 조사·집계한다는 것은 매우 어려운 일이다. 따라서 일부는 실제조사에 의존하고 있지만, 대부분은 이용설비 보급실적을 토대로 설비의 이용률, 가동률 및 부하율 등을 활용하여 산출하는데, 이 경우 신·재생에너지의 이용량은 설비 및 기후의 특성에 따라 변화하므로, 이들 요인들에 대한 분석이 매우 중요하다.

1. 신·재생에너지의 분류와 범위의 개선방안

가. 국내 신·재생에너지 분류체계

2장에서 언급한 바와 같이 국내 신·재생에너지(대체에너지)의 포괄 범위는 “대체에너지개발 및 이용·보급촉진법”에 규정하고 있으며, 실제 통계상으로는 “대체에너지보급통계”에서 찾아볼 수 있다. 태양열, 태양광, 메탄가스, 성형탄(대체탄/착화탄), 매립지가스, 바이오디젤, 폐기물 소각열, 대형도시쓰레기 소각열, 시멘트 킬른의 폐타이어, 폐고무 등, 정제 폐유 및 윤활유, 풍력, 소수력, 지열, 대수력이 바로 그것들이다. 국내 대체에너지보급통계는 아래의 <표 7-44>와 같이 태양열, 태양광, 바이오, 폐기물 에너지, 풍력, 소수력 등 크게 7개의 원(源)으로 분류되어 있다.

또한 최근 국제기준에 따라 소수력에 대수력이 포함되는 추세에 있다. 바이오에너지에는 메탄가스, 성형탄(대체탄/착화탄), 매립지가스, 바이오디젤을 포함하며, 폐기물에너지에는 폐기물 소각열, 대형도시쓰레기 소각열, 폐타이어, 폐고무, 정제 폐유 및 윤활유 등을 망라하고 있다.

<표 7-44> 국내 대체에너지 분류 및 포함 범위

구 분	범 위
태 양 열	태양열
태 양 광	태양광
바이오 에너지	메탄가스, 성형탄(대체탄/착화탄), 매립지가스, 바이오디젤
폐기물 에너지	폐기물소각열(폐가스, 폐목재, 산업폐기물, 생활폐기물), 대형도시쓰레기 소각열, 폐타이어, 폐고무, 정제 폐유 및 윤활유
풍 력	풍력
소수력	소수력
지 열	지열
대수력	대수력

나. IEA의 신·재생에너지 분류체계

이에 비해 국제에너지기구(IEA)에서는 수력(Hydro), 지열(Geothermal), 태양에너지(Solar), 조수 및 해양에너지(Tide/Wave/Ocean), 풍력(Wind), 고체바이오매스(Solid Biomass), 바이오가스(Biogas), 액체 바이오연료(Liquid biofuels), 폐기물(Waste)로 크게 구분한다. 이중 고체바이오매스는 숯(Charcoal), 나무, 폐목, 기타고체폐기물을 포함하고, 바이오가스는 매립지가스(LFG), 하수가스(Sewage sludge gas) 및 기타바이오가스를 포함한다. 액체바이오연료는 바이오에탄올, 바이오디젤, 바이오메탄올, 바이오오일로 구성된다.

한편, 폐기물(Waste)은 직접 연소과정을 통해 전기/열에너지를 생산하는 산업폐기물(Industrial Waste)과 가정, 산업 및 병원 등에서 발생하는 쓰레기 중 특수설비에서 소각하여 에너지를 발생시키는 도시고체폐기물(Municipal solid waste)을 포함하고 있다. 산업폐기물 중에서 재생가능한 폐기물은 바이오매스나 바이오가스 및 바이오연료로 분류하며, 도시폐기물은 생분해되는가 여부에

따라 재생 및 비재생에너지로 재분류하고 있다.

<표 7-45> IEA의 재생에너지 및 폐에너지 분류 및 범위

구 분	범 위
수력(Hydro-power)	1 MW, 1-10 MW, 10+ MW
지열(Geothermal energy)	발전, 직접 열이용
태양에너지(Solar energy)	태양열(Solar thermal), 태양광(Photovoltaics, PV), 태양열발전(Solar thermal-electric)
해양에너지(Tide/Wave/Ocean energy)	전기에너지
풍력(Wind energy)	전기에너지
고체바이오(Solid Biomass)	숯, 나무, 폐목, 기타고체폐기물 : 톱밥, 나무껍질, 쌀겨, 호두껍질, 가금 두엄, 흑액
바이오가스(Biogas)	매립지가스(LFG), 하수가스(Sewage sludge gas) 및 기타바이오가스, 혐기성 발효로 발생하는 바이오가스
바이오연료(Liquid Biofuel)	바이오에탄올, 바이오디젤, 바이오메탄올, 바이오오일
폐기물(Waste)	산업폐기물(Industrial Waste), 재생가능 도시고체폐기물(Municipal solid waste, renewables), 비재생 도시고체폐기물(Municipal solid waste, non-renewables)

여기서 태양에너지는 태양열(Solar thermal)과 태양광(Photovoltaics, PV) 및 태양열발전(Solar thermal-electric)을 포함하며, 태양열의 단순 이용 시스템인 Passive solar energy는 제외하고 있다.

다. 신·재생에너지 분류체계 개선방안

국제에너지기구(IEA)는 세계적으로 에너지통계에 대한 선도적 역할을 수행하고 있다. OECD/IEA는 회원국으로부터 매년 에너지통계정보를 의무사항으로 보고받고 있으며, 최근 IEA는 신·재생에너지에 대해서도 조사내용을 재정

립하여 별도 조사를 수행하기 시작하였다. 국내 신·재생에너지 통계를 IEA 기준에 부합되도록 하기 위해서는 부분적으로 분류체계의 조정이 필요하다. 여기서는 IEA 기준에 미치지 못하는 대체에너지 분류체계를 중심으로 개선방향을 살펴보고자 한다.

1) 수력

IEA에서 수력은 소수력 및 대수력 등 모든 수력을 포함하며 용량범위는 1MW이하, 10MW이하 그리고 10MW 이상으로 나누고, 여기에서 양수발전(pumped storage)을 구분하여 분류하고 규모에 관계없이 수력발전 전체를 신·재생에너지로 보고 있다. 국내 소수력은 10MW이하를 기준으로 하기 때문에 한전에서 발표되는 전력통계를 참조하여 작성되어야 한다. 다만 양수발전량은 에너지밸런스의 1차에너지에서 제외한다.

2) 바이오에너지

IEA의 바이오에너지는 성상별로 고체, 액체 및 기체로 분류하여, 고체바이오매스(solid biomass)에는 나무, 폐목재, 기타 고체폐기물을 포함하고, 바이오가스(biogas)에는 매립지가스, 슬러지가스, 기타가스로 분류하고, 바이오디젤 및 알콜 성분은 바이오연료에 포함한다. 이에 비해 국내의 바이오는 메탄가스, 매립지가스, 바이오디젤, 성형탄으로 분류하고 있다.

<표 7-46> IEA와 국내 바이오 에너지 분야 분류현황 비교

대 상	국 내	IEA
바 이 오	○ 메탄가스	○ 바이오매스(solid biomass)
	○ LFG(매립지가스)	- 숯(charcoal)
	○ 바이오디젤	- 목재, 폐목재, 기타 등
	○ 대체탄(성형탄)	○ 바이오가스(biogas)
	○ 임산연료	- LFG, 하수슬러지가스, 기타 바이오가스
		○ 바이오연료(liquid biofuel)
		- 바이오디젤, 바이오에탄올, 바이오디메틸

IEA의 바이오에너지 분류기준에 맞추기 위해서는 국내의 바이오에너지와 대체에너지를 다음과 같이 재분류해야 한다.

- ▶ 메탄가스 → 바이오가스/기타바이오가스
- ▶ LFG → 바이오가스/LFG
- ▶ 바이오디젤 → 바이오연료/바이오디젤
- ▶ 성형탄, 임산연료 → 바이오매스/목재, 폐목재, 기타 등

여기서 메탄가스는 IEA 기준으로 기타 바이오가스로 분류할 수 있으며, 국내 메탄가스통계는 하수처리장에서 생성되는 슬러지가스와 주정 등에 의한 기타바이오가스로 세분할 필요가 있다. 국내 성형탄은 대체탄과 착화탄을 의미하며, 현재 국내에서 생산되는 숯(Charcoal)도 포함하고 있어 이를 세분해야 한다. 숯은 국제기준에 의해 목재의 전환산출 에너지로 구분하기 위해서 숯에 대해서는 별도 분류가 필요하다.

임산연료는 국내 대체에너지통계에는 포함하지 않으나 IEA 기준에 의하면 바이오매스의 중요한 부분을 차지하는 만큼 관련통계에 포함토록 해야 할 것이다. 임산통계는 산림청에서 매년 발간하고 있으며, 발간 시점상의 문제는 산림청과의 협조 하에 조정해 나갈 필요가 있다.

3) 폐기물에너지

국내 폐기물은 보일러를 이용한 폐기물소각에너지를 대상으로 산업폐기물, 폐가스, 폐목재, 생활쓰레기를 분류하고 특히 생활쓰레기 소각대상으로 규모가 큰 설비를 따로 대형도시쓰레기 폐기물소각시설로 분류하여 통계를 작성하고 있다. 그 밖에 시멘트킬른 보조열원으로 폐타이어, 폐고무를 분류하고, 정제 폐유 및 운할유 등을 폐기물분야의 통계대상으로 하고 있다. 이에 반해 IEA는 산업폐기물(non-renewable)과 도시폐기물(renewable, non-renewable)로 크게 분류하고 있다. 여기서 도시쓰레기는 가정, 상업 및 병원에서 발생하는 폐기물

로 지방정부에 의해 수집 처리되는 것을 말한다. 이러한 개념으로 접근하면, 국내통계의 폐기물 소각열과 생활폐기물이 여기에 해당된다. 이 외에 폐타이어, 폐고무, 폐윤활유 등은 대부분 생활쓰레기에서 발생하는 폐기물이나, 실제 산업체에서 활용되므로 산업폐기물로 구분하는 것이 타당하다.

<표 7-47> IEA와 국내 폐기물 분야 분류현황 비교

대 상	국 내	IEA
폐 기 물	○ 폐기물 소각열 - 폐가스 - 폐목재 - 산업폐기물 - 생활폐기물 ○ 대형도시쓰레기 ○ 폐타이어, 폐고무 ○ 정제 폐유·윤활유	○ 산업폐기물(nonrenewable) ○ 도시폐기물(renewable) ○ 도시폐기물(nonrenewable)

국내 대체에너지의 폐기물에너지를 세목별로 IEA 기준으로 분류하면 다음과 같다.

- ▶ 산업폐기물 → 산업폐기물
- ▶ 폐타이어, 폐고무 → 산업폐기물
- ▶ 정제·폐윤활유 → 산업폐기물
- ▶ 폐목재 → 바이오매스(biomass)
- ▶ 폐가스 → 산업폐기물
- ▶ 생활폐기물 → 도시폐기물(nonrenewable)
- ▶ 대형도시쓰레기 → 도시폐기물(nonrenewable)

다만, 국내 지방정부의 대형 소각시설에서 처리하는 도시쓰레기에는 일반쓰레기 이외 음식물 쓰레기가 혼합되어 있어 이를 재생 및 비재생에너지로 구분

하기는 어렵다. 금년부터 전국적으로 시작하는 음식물쓰레기 분리수거를 통해 일반 쓰레기만을 소각시킨다면 비재생에너지로 분류해 볼 수 있다.

폐목재는 소각용 보일러를 이용하여 생산되는 열원으로 국내 통계에서는 폐기물로 분류되고 있다. 폐목재의 상당량이 펄프, 제지 공장에서 발생되는데, 단지 폐기물보일러의 열원이란 이유로 폐기물로 분류한다. 국제기준으로는 폐목재 등은 바이오매스로 작성되어야 한다. 그러나 일본의 경우는 폐기물에 포함하여 분류하고 있다.

폐윤활유의 경우는 석유의 순환제품(recycled)으로 석유통계에서 다루는 것으로 IEA의 조사 설명서에 언급되어 있으나, 최근 재생에너지 및 폐기물로 취급하려는 경향도 함께 있어 큰 문제로는 인식되지 않는다.

현행 대체에너지통계에는 정유시설 및 산업공정에서 나오는 폐가스(부생가스 포함)는 산업쓰레기로 분류되어 있다. 이들 폐가스는 대부분 석유화학공정에서 발생하는 부산물(by-products)과 철강산업의 석탄 변환과정에서 발생하는 폐가스로 이루어져 있다. 석유 및 화학공정에서의 폐가스는 원료용 납사를 분해하는 과정에서 발생하는 부산물로 부생연료와 함께 산출되고 있다. 또, 철강산업에서의 폐가스는 용광로와 고로에서 각각 발생하는 코크스가스, 고로가스 및 전로가스로 구성된다. 따라서 상기의 폐가스는 석유 및 석탄을 전환하는 공정에서 산출되는 제품으로 볼 수 있다.

그밖에 IEA의 신재생에너지통계 자료집에서는 풍력, 태양광 및 수력에 대한 발열량을 발생 기준으로 860kcal/kWh을 적용하고, 양수발전을 전환에너지의 개념으로 1차에너지에서 제외하는 등으로 국내통계와 차이가 나고 있다.

2. 신·재생에너지 산출방법 개선 방안

가. 태양열 이용량

지금까지 태양열 이용량은 실측에 의한 조사결과가 아니라, 집열기 보급면수와 면적을 조사하여 이에 면당 또는 면적당 표준 생산원단위를 곱하여 산출하는 방식을 취하여 왔다. 2001년까지 보급면수를 기준으로 태양열을 산정하였으나, 집열판 규격으로 인한 차이를 보정하기 위해 2002년부터 집열판 면적으로 태양열의 이용량을 추정하였다.

1) 태양열 환산기준

최근 2002년부터 적용한 태양열의 환산기준은 면적당 $0.064\text{toe}/\text{m}^2 \cdot \text{년}^{96)}$ 를 사용하고 있다. 이는 이전까지 적용해온 집열판 면당 에너지 생산량 추정방법에 비해 진일보한 방법으로 판단된다. 왜냐하면 기술변화가 없는 한, 태양열 생산량의 차이는 집열판의 규격에 의존하기 때문이다.

집열판 면적당 에너지 환산기준인 $0.064\text{toe}/\text{m}^2 \cdot \text{년}$ 은 국내 1일 평균 일사량 $3,334\text{kcal}$ 및 태양열 시스템의 효율 36-42%에 의해 생산된 열량보다 다소 높은 값으로 평가된다. 국내 평균 일사량과 시스템 평균 효율(39%)을 토대로 태양열 환산기준을 재 산정해보면 $0.047\text{toe}/\text{m}^2 \cdot \text{년}$ 으로 계산된다. 즉, 대체에너지통계의 환산기준인 0.064toe 는 국내 기후조건에 비해 35% 정도 높게 산정되어 있다고 말할 수 있다. 태양열의 환산기준은 기상조건에 따른 시스템의 이용률을 반영하여야 하므로 이에 대해 주기적으로 기술적인 평가가 따라야 할 것으로 사료된다.

2) 시스템 가동률

2003년 태양열의 이용량 산출방식에 의하면 2001년의 태양열 이용량 중 95%에 해당하는 설비를 활용하는 것으로 간주하였으며, 동 설비에 대한 가동률은 2002년 설비와 동일하게 90%를 적용하고 있다. 이는 2001년까지 설치한 태양열 누적대수의 5%를 폐기하는 것과 같은 효과를 가진다. 해마다 이러한 계산

96) 예기연; 신재생 600-5537

방식을 단순하게 적용할 때 5년 후인 2008년에는 아래에서 보는 바와 같이 1995년까지의 보급량은 모두 폐기시키는 결과를 낳게 된다. 이는 이론상의 설비수명인 20년보다 훨씬 짧은 13년에 해당한다.

전전년 설비에 대해 매년 일률적으로 5% 씩 감하는 것은 위와 같은 문제를 야기하므로 설치년도에 대한 구간별 할인율을 달리하는 방안을 제시코자 한다.

연 도	1995년 까지	1996-2000	2001	2002	2003	합 계
설치대수	46,127	141,493	1,228	874	801	190,523
비중	24.2%	74.3%	0.6%	0.5%	0.4%	100.0%

$$2003년도\ 이용량 = [(2001년까지\ 이용량 \times 95\%) + (2002년\ 보급면적 \times \text{표준원단위}(0.064\text{toe}/\text{m}^2 \cdot \text{년})] \times \text{가동률}(90\%) + (2003년\ 보급면적 \times \text{가동률}(50\%)) \times \text{표준원단위}(0.064\text{toe}/\text{m}^2 \cdot \text{년})]$$

<표 7-48> 태양열 및 태양광의 에너지환산기준 변경

구 분	태양열	태양광
기준 환산치	0.064toe/m ² ·년 (예기연: 신재생600-5537)	0.34toe/KW·년 (예기연: 신재생600-5537)
신규 적용치	0.047toe/m ² ·년	0.30toe/KW·년 1,360kWh→1,205kWh
비 고	기상여건에 따른 발생기준 변경 <ul style="list-style-type: none"> • 국내 일평균 일사량 : 3,334kcal/m²·day • 태양열 시스템 효율 : 35.6-42.4%(평균 39% 적용) 	<ul style="list-style-type: none"> • 태양광 발전 설비 이용률 : 12.0-15.5%(평균 13.8% 적용) • 열량기준에서 전력량으로 표현

나. 태양광 이용량

태양광 이용량에 있어서도 태양열 추정식과 마찬가지로, 태양광 발전설비용량(KWp)에 에너지환산 기준을 곱하여 추정하고 있으며, 여기에 사용된 에너지 환산기준은 에너지기술연구원의 “신재생 600-5537”에 근거 0.34toe/KW·년으로 적용하고 있다. 이는 2002년 까지 적용해온 기존의 한국동력자원연구소의 동자(연)공문 태광 600-1705호(1986)에 의한 1.3toe/KWp·년의 기준에 비해 매우 낮게 조정된 수치이다.

동 환산 원단위는 $2,500\text{kcal/KWp} \times 8,760\text{h} \times 15.5\% = 0.34\text{toe}$ 로 계산된 수치로, 설비의 효율을 15.5%를 가정하고 있다. 이는 일본의 12%에 비해 매우 높은 계수로, 기술적인 검토가 필요한 부분이라 사료된다. 최근 분석에 따르면, 국내 태양광 발전 시스템의 설비이용률은 지역에 따라 차이가 있는데, 12-15% 수준인 것으로 나타나고 있다.<부록 5] 태양광 부분 참조>

따라서 현실적인 이용률(평균 13.8%)을 적용할 경우, 태양전지 1KWp당 연간 1,205kWh의 전기를 생산하는 것으로 계산할 수 있다.

이러한 방법으로 태양열과 태양광의 환산 기준을 현실적으로 조정하면 상기 <표 7-48>에서 보는 바와 같다. 또한 태양광의 발생량으로 표기하고 있는 발열량 기준을 전력량 기준으로 표기할 것을 제기해 본다.

다. 바이오에너지 이용량

바이오에너지는 메탄가스, 성형탄, 매립지가스 및 바이오디젤의 이용량의 합으로, 대부분 실제 발생량을 기준으로 집계하고 있으므로 기준상의 큰 문제는 없어 보인다.

다만, 메탄가스 이용량은 보일러의 증기 발생량에 운전부하율 80%⁹⁷⁾, 보조연

97) 실제 통계작성 흐름(식)을 보면 운전부하율에는 보일러의 효율과 열이용률이 함께 고려된 것처럼 보이나 확인은 어려움. 이에 대해서는 관련 업체의 열이용에 관한 전수조사를 통해 현실

료 사용률 20%를 고려하여 64%만을 메탄가스 이용량으로 계산하고 있으나, 실제 조사에 의하면 이보다 이용률이 다소 높게 나타나고 있다.⁹⁸⁾

매립지가스에 의해 발생하는 에너지는 원별 공급량에서 전기와 열에너지로 각각 구분하여 표기하는 방법을 제시해 볼 수 있다.

라. 폐기물에너지

우리나라에서 소비실적 통계가 집계되고 있는 폐기물 에너지는 4종류로써 이는 폐기물 소각열 이용(산업폐기물 및 생활쓰레기 소각), 대형도시쓰레기, 폐유정제 및 시멘트킬른 보조연료(폐타이어, 폐고무 등)이다.

폐기물 소각열 이용량은 소각열 회수시설을 보유하고 있는 시설을 대상으로 보일러의 증기 발생량을 전수조사하고, 여기에 운전부하율 80%⁹⁹⁾, 보조연료 사용률 10-30%를 적용하여 에너지 이용량을 추정하고 있다. 폐기물 이용설비는 에너지관리공단의 사용검사를 받는 보일러를 기준으로 집계되고 있다.

폐기물 소각열로 이용되는 주 연료는 폐가스, 폐목재, 생활쓰레기 및 산업폐기물의 소각열 등을 포함한다. 단, 대체에너지에서 다루는 폐가스는 석유화학 과 철강산업에서 발생하는 부생가스 및 부생연료로서 각각 에너지의 전환과정에서 산출된다. 이 경우 전환과정에서 발생하는 폐가스는 이미 화석에너지 소비에 포함되어 있다고 볼 수 있다. 따라서 폐가스에 의한 대체에너지를 국가 에너지발란스에 집계한다면 이는 이중 계산을 초래하게 되므로 총에너지 소비 통계에서는 제외함이 합당하다고 사료된다. 그러나 산업체의 폐가스는 정부의 대체에너지 보급 목표에서 차지하는 비중이 매우 큰 만큼 별도의 자료관리가 필요하다.

을 정확히 반영할 수 있는 계수의 조정이 필요한 것으로 사료됨.

98) 메탄가스 생산 100여개 업체 전수 조사 결과

99) 바이오에너지의 메탄가스 부문에서와 같이 운전부하율에는 보일러의 효율과 열이용률이 함께 고려된 것처럼 보이나 역시 확인은 어려움. 이에 대해서도 관련 업체의 열이용에 관한 전수조사를 통해 현실을 정확히 반영할 수 있는 계수의 조정이 필요한 것으로 사료됨.

마. 소수력/풍력/지열

소수력 발전량은 한국전력공사에서 구입한 전력량을 기준으로 집계하며, 풍력 또한 발전량 조사를 토대로 산정하고 있으므로 별 무리는 없는 것으로 판단된다.

이외에도 여타 재생에너지의 발전 전력은 모두 전력량으로 표기할 것을 제기하며, 이로써 총발전량에 대한 재생에너지의 발전비중을 분석하는데 상당히 도움이 될 것으로 생각된다.

제 8 장 결 론

1, 2차 석유위기로 인한 에너지에 대한 안보의식 강화와 최근의 기후변화협약 채택에 따른 세계적인 온실가스 배출저감 움직임의 고조로 신·재생에너지는 개발에서부터 이용보급에 이르기까지 새로운 정책방향을 요구하고 있다.

이는 전 세계적으로 화석연료의 고갈에 대비하고 에너지의 해외의존도가 높은 국가에서는 순수 국산에너지의 비율을 높이며 환경보존을 위하여 신·재생에너지비중을 확대하는 것이 바람직하다는 판단 때문이다. 2002년 8월, 남아공 요하네스버그에서 개최된 지속가능발전 세계정상회의에서 신·재생에너지 문제와 관련하여 신·재생에너지 사용비율을 신속히 늘리도록 협력하는 수준으로 합의하였고, 최근 미-이라크전쟁이후 고유가행진을 바라보면서 에너지안보가 화두로 떠오르는 가운데, 러시아가 2004년 11월 18일 교토의정서 비준서를 기탁하였는데 이는 2005년 2월 16일부터 발효하게 된다. 이 두 가지 사건만으로도 신·재생에너지의 개발과 보급 확대의 충분한 이유가 된다.

향후 국제사회로부터 CO₂ 감축과 더불어 신·재생에너지 사용량 증대에 대한 압력도 가중될 것으로 예상된다. 2003년 말 현재 온실가스 배출량이 세계 10위인 우리나라는 온실가스 감축의무 부담이 가시화될 경우 산업·경제활동 전반에 미치는 영향이 매우 클 것으로 판단된다.

정부는 2003년 말 기준 국내 총에너지 소비 중 1.5%¹⁰⁰⁾에 불과한 신·재생에너지 비중을 2006년 3%, 그리고 2011년 5%까지 증대시킬 목표로 “제 2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획(2003-12)”을 마련하였고, 기존

100) 대수력 발전량 포함 시 2.1%

법으로 풀기 어려운 문제를 해결하기 위한 방안으로 정부는 “대체에너지 개발 및 이용·보급 촉진법”을 개정하여 이를 특별법으로 개정 중에 있으며, 명칭도 ‘대체에너지’에서 ‘신·재생에너지’로 변경하기로 하였다.

신·재생에너지는 아직 시장에서 기존 화석에너지와 경쟁하기에는 미흡한 점이 많다. 다만 조력, 풍력, 소수력, LFG 발전의 경우 상당히 유망한 것으로 알려져 있고 가까운 장래에 경쟁가능한 발전원으로 등장할 것이란 전망도 있지만 현재로서는 역부족이다. 따라서, 경제성을 가지기 위한 기술개발과 신·재생에너지 공급설비의 산업화를 위해서는 시간이 필요하며 경쟁력을 가질 때까지 정부의 지원은 무엇보다도 중요하다.

앞의 제4장에서 각 원별 기존 화석연료 대비 경제성을 분석하였고 이를 기초로 신·재생에너지 원별 지원수준을 검토하였다. 분석결과에 따르면, 태양광 발전원가는 3KW급의 분리 독립형의 경우 kWh당 891-1,275원, 계통 연계형은 667-993원, 또, 10KW급 연계형은 634-943원으로 산출되고 있다. 이는 2003년 전국 평균 전력생산원가인 kWh당 약 71원 수준에 비하면 3KW급 분리 독립형은 12.5-18.0배, 계통 연계형은 9.4-14.0배, 10KW급 연계형은 8.9-13.3배가 높은 것이다.

태양광 발전은 독립형의 경우 송, 배전망이 들어가지 못하는 지역이나 무인 등대, 가로등 등 이용 상 그 나름대로의 장점이 있어 경제성을 가지는 분야도 있지만 전력공급이라는 측면에서는 현재의 기술로서는 위에서와 같이 경제성이 매우 떨어진다. 따라서 태양광 발전 설비의 보급을 위해서는 정부의 지원이 필요한데, 그 지원수준은 3KW급이 일반 주택용임을 감안할 때, 현행 설비투자비용의 70%에서 90% 이상이 되어야 태양광 발전원가가 일반 가정의 주택용 전력요금인 kWh당 139원과 맞출 수 있는 것으로 분석되고 있다.

또 30% 이하의 보조지원을 받는 사업용의 경우는 현행 기준가격이 kWh당 716.4원임을 감안할 때, 일부 광황(光況)이 좋은 지역에서는 현 보조지원을 하

에서 경제성을 확보할 수 있을 것으로 보이나, 토지임대에 소요되는 비용, 안전관리비용, 그리고 기타 행정비용 등이 적지 않음을 감안하면 광황이 좋지 않은 지역에서는 경제성을 확보하기가 그리 용이하지 않을 것으로 판단된다.¹⁰¹⁾

또, 태양열 온수급탕 설비의 경우 열생산원가는 평판형의 경우 1만kcal당 1,620-2,310원으로 산출되고 있는데, 이는 등유 보일러에서 생산된 열생산원가인 1,131원보다 작게는 1.4배에서 크게는 2.0배가 높은 것이며, 도시가스 보일러에서 생산된 열생산원가 689원보다 작게는 2.4배에서 크게는 3.4배가 높은 것이다. 진공관식의 생산원가를 단일 진공관식과 이중 진공관식으로 나누어 보면 단일진공관식의 경우 정부지원이 없는 경우 생산원가는 1만kcal당 2,070-2,920원으로 산출되고 있는데, 이는 등유 보일러 열생산원가 대비 작게는 1.8배에서 크게는 2.6배가 높으며, 도시가스 보일러 열생산원가보다는 3.0배에서 크게는 4.3배가 높은 것이다. 이중 진공관식은 평판형과 비슷한 수준을 보이는 것으로 분석되고 있다.

이 같은 원가수준에서는 기존 화석에너지 시장에서 도저히 경쟁할 수 없는데, 평판형이나 이중 진공관식 온수공급 설비가 등유 보일러와 경쟁하기 위해서는 적어도 설비비용의 50%를 직접 보조지원하여야 등유 보일러가 공급되는 시장에서 경쟁할 수 있을 것으로 보인다. 이는 이 수준에서 태양열 온수설비를 이용한 열생산가격이 등유 보일러 수준으로 떨어지기 때문이다. 주로 산업공정용으로 사용되는 단일 진공관식은 거의 60%를 보조지원하여야 등유 보일러와 경쟁이 가능한 것으로 분석되고 있다. 만약 태양열 온수공급 설비를 도시가스 지역까지 확대시키기를 원한다면 평판형은 설비공급가격의 거의 75%를 지원하여야 하는 것으로 분석되고 있다.

외국에서 제일 경쟁력 있는 신·재생에너지 발전원 중의 하나로 인정받고

101) 최근 태양광 발전 설비의 단가가 많이 낮아졌음에도 불구하고 사업용으로서의 태양광 발전량은 크게 증가하지 못한 것으로 나타나고 있는데 이는 결국 현 지원수준과 기준가격 하에서는 태양광 발전의 경제성이 낮다고 업자들은 판단하기 때문으로 풀이됨.

있는 풍력발전의 경우는 설비이용률 20%를 기준으로 할 때, 중형의 발전원가가 kWh당 128원, 대형의 경우는 118원으로 대형이 7.8% 정도 낮은 것으로 분석되고 있다.¹⁰²⁾ 이는 국내 평균 전력판매가격에 비하면 1.7-1.8배가 높은 것이며, 또, 현재의 풍력발전 기준가격인 kWh당 107.66원에 비하여도 다소 높은 것이다. 하지만 설비이용률이 25% 이상으로 높아지고 투자비에 대한 정부의 저리용자를 받는다면 중·대형 모두 현 기준가격 하에서도 경제성을 확보할 수 있는 것으로 분석되고 있다. 이같은 풍력 발전원가는 발전설비가 기존 단지 내에 건설된다는 가정 하에 산정된 것으로 신규 풍력단지를 건설하는 경우는 입지조사, 건설타당성조사, 토지비용 등을 산입하여야 할 것으로 판단되는데 이 경우는 풍력발전원가는 상승하게 된다.

20KW급의 풍력발전의 경우는, 현행 70%의 보조지원율에서도 설비이용률 20% 수준에서는 발전원가가 179원으로 높게 나타나고 있다.

소수력 발전의 경우 3000KW급 기준, 생산원가는 설비이용률에 따라 많이 변하는 것으로 나타나고 있는데, 정부지원이 없고 설비이용률이 30%인 경우를 기준으로 하면, kWh당 115-128원의 분포를 보이고 있다. 이는 현 기준가격인 73.69원에 비하면 매우 높은 것이다.

하지만 소수력 발전소가 농업용 용수를 저장하기 위하여 건설된 저수지나 댐의 수자원을 이용하는 경우는 이 부분의 편익이 발전원가에서 제하여 저야 하는데 이 경우 소수력 발전원가는 현 기준가격을 하회하여 경제성을 확보할 수 있을 것으로 보인다. 또, 순수 소수력 발전을 목적으로 하는 경우에도 설비 이용률이 50%에 달하면 현 기준가격 하에서도 경제성 확보가 가능하다. 하지만 현실적으로 수자원공사와 같이 자체 보유 댐이나 저수지를 이용하는 경우가 아니면 설비이용률이 50%에 달하는 소수력 발전소 건설이 용이하지 않은 것으로 나타나고 있어 현 기준가격 하에서 순수 발전을 목적으로 하는 신규

102) 법인세 7%를 감면 받는다 가정하면 발전원가는 kWh당 중형은 120원, 대형은 111원으로 각각 6.3%와 5.9% 인하됨.

소수력 발전소의 진입은 용이하지 않을 것으로 판단된다.

신규 소수력 발전소의 건립을 용이하게 하기 위해서는 설비이용률 30%를 기준으로 할 때, 기준가격을 kWh당 110-122원 수준¹⁰³⁾ 이상으로 인상하거나 최소한 소수력 발전소 건설 투자비의 50% 이상의 직접 보조지원이 필요한 것으로 분석되고 있다.

최근 폐수처리장에 200KW급의 소형 발전기 설치가 효율적인 수자원 이용을 위해서 필요하다는 의견이 제시되고 있다. 이 경우 경제성을 가지기 위해서는 설치비용의 30% 이상의 보조지원이 필요한 것으로 나타나고 있다. 이는 수자원 이용의 효율성이 높아 3000KW급의 소수력 발전에서보다 경제적이다.

한편, 지열 냉난방 설비는 하나의 설비에서 온열과 냉열을 동시에 생산하는 설비로 일반 사무실의 냉온열 수요를 감안하여 온열생산원가를 산정하면, 열생산원가는 1만Kcal당 916-1,150원으로 분석되고 있다. 이 같은 생산원가는 등유 보일러를 이용하여 열을 생산하는 경우와 비슷한 수준으로 폐기물을 이용한 낮은 열생산가격과는 비교될 수 없으나 다른 신·재생에너지를 이용한 열생산원가보다는 훨씬 낮은 것으로 분석되고 있다. 현재 지열 냉난방 설비에 대해서 설비투자비의 50% 직접 보조지원이 주어지고 있는데, 이는 온열공급가격을 도시가스를 이용한 열공급가격과 비슷한 수준으로 낮추어 등유 보일러 공급지역 뿐만 아니라 도시가스 공급지역에서도 경쟁력을 가질 수 있게 하는 지원 수준으로, 보급 확대에 중요한 역할을 하고 있다. 태양열 설비에서도 마찬가지로 지열 냉난방 설비도 아직 열에너지를 이용하려는 일반 소비자들에게는 익숙하지 않은 열공급설비이다. 이들 설비를 설치하는 경우 환경적으로는 편익이 크나 초기에 들어가는 투자비용이 기존의 등유나 도시가스 보일러를 이용하는 경우에 비하여 막대하기 때문에 비록 경제적으로는 같은 비용이 든다고 하더

103) 설비이용률 30%에서 사업자로서 소수력 발전소 건설 투자비의 7%에 해당하는 법인세를 감면 받는다는 가정하면 발전원가는 kWh당 110-122원으로 정부지원이 없을 때보다 4.5-4.6% 낮아짐. 110-122원의 평균값은 116원이 됨.

라도 소비자들이 쉽사리 설치하려고 하지 않는 단점이 있다. 또, 이들 설비의 보급기간이 일천하여 성능이 소비자들에게 확인되지 않은 점도 보급 확대에 큰 걸림돌이 되고 있다. 따라서 특히 지열 냉난방 설비의 경우, 현재 보조지원이 없는 경우에도 등유 보일러를 사용하는 지역에서는 경쟁이 가능하다고 하더라도 설비에 대한 소비자들의 인식이 크게 개선되기 전까지는 보조지원을 계속하는 것이 보급 확대를 위해서 꼭 필요할 것으로 판단된다.

한편, 국내 신·재생에너지 통계상의 문제점과 이의 개선을 위한 방안을 보면, 앞장에서 국제기준과 비교하여 국내 신·재생에너지 원별 분류체계를 제시하였으며, 국내 폐기물에너지에서 다루고 있는 석유화학공정에서 발생하는 부산물과 철강산업의 폐가스는 에너지의 전환공정 또는 효율의 향상 개념에서 접근하도록 권유하였다. 철강공정에서의 폐가스는 석탄 전환공정의 산출물로서, 이는 이미 석탄 소비량으로 집계되어 고려치 않는 것이 타당하다고 생각된다. 그러나 산업체의 폐가스는 정부의 대체에너지 보급목표에서 큰 몫을 차지하는 만큼 별도의 자료관리는 필요하다.

태양열과 태양광의 이용량을 계산할 때 기상조건과 설비이용률이 중요한 요소로서, 이를 정확하게 반영할 필요가 있다. 우선 경제성 분석에서 적용했던 것과 같이 태양열의 경우 국내 일평균 일사량과 태양열 설비 효율 36-42%를 적용할 것을 제시해 본다. 현재까지의 여러 여건을 종합할 때, 기존의 에너지 환산량보다 낮은 $0.047\text{toe}/\text{m}^2 \cdot \text{년}$ 을 대표치로 사용하는 것이 보다 합리적인 것으로 판단된다. 관련 설비 이용의 다양성과 시장 상황을 고려하여 지속적인 조사, 연구를 통한 전국을 대표할 수 있는 설비효율 상수의 도출이 요구된다.

태양광 발전 시스템에서 발전량을 환산할 때 가장 중요한 설비이용률은 현재 15.5%로 보고 있는데, 이는 실제 이용률 12-15%에 비해 다소 높게 적용된 값이다. 따라서 현실적인 이용률(평균 13.8%)을 적용할 때 태양광 발전설비 1KW당 연간 1,205kWh의 전기를 생산하는 것으로 계산할 수 있다. 이에 관해

서도 보다 심도 있는 연구를 통해 전국을 대표할 수 있는 태양광 설비이용률의 도출이 필요할 것으로 판단된다.

한편, 메탄가스 이용률은 현재 보일러의 증기 발생량에 운전부하율 80%, 보조연료 사용률 20%를 고려하여 64%만을 메탄가스 이용량으로 계산하고 있으나, 실제 조사에 의하면 이보다 이용률이 다소 높게 나타나고 있다.

일반적으로 1차에너지 공급량은 투입 에너지 기준으로 산정한다. 이러한 관점에서 메탄가스의 실제 이용률은 보일러의 증기 발생량이 아니라 증기 생산을 위해 소비된 에너지량이 될 것이다. 현재 바이오에너지의 메탄가스 에너지와 폐기물에너지의 폐기물 소각열 이용부분의 에너지집계 시 적용되고 있는 운전부하율 80%에는 설비의 효율¹⁰⁴⁾과 실제 열이용률이 고려된 것처럼 보이나 이는 확실하지 않다. 이에 대해서는 국내 관련업체의 에너지이용에 대한 전수 조사와 심도 있는 분석을 통해서만 계수조정이 가능할 것으로 판단된다.

또 매립지가스에 의해 발생하는 에너지는 원별 공급량에서 전기와 열에너지로 각각 구분하여 표기하는 방법이 보다 합리적인 방법으로 사료된다.

국내 신·재생에너지 산업은 아직 유치(幼稚)산업 단계로 앞으로 계속 발전하여 갈 것으로 전망된다. 아직까지는 기술이 미진하여 경제성 부족으로 시장에서 기존 화석에너지와 경쟁이 어려운 점을 감안하여, 기술개발로 경제성을 확보할 수 있을 때까지는 정부의 지원이 필수적이다. 하지만 동 부문에 대한 사회의 인식부족과 정부 예산의 한계 등으로 최근까지만 해도 지원이 여러 각도에서 만족스럽지 못한 것이 사실이었다. 금년부터 신·재생에너지 산업을 차세대 전략산업으로 육성하겠다는 정부의 의지와 함께 예산이 다소 증대되면서 업계는 다소 활기를 찾고 있지만 관련 예산이 주요 선진국에 비하여는 매우 낮은 수준인 것만은 사실이다. 2005년부터는 정부의 동 부문 예산이 한층 증대될 것으로 보여 관련 기관이나, 연구소, 업계에서는 매우 고무적이다.

104) 보일러의 효율(μ)이 고려되었다면 투입에너지는 { 증기발생량 / (μ) } 으로 확대시켜 주어야 함.

향후 화석에너지의 고갈과 화석에너지 과다 사용으로 야기되는 지구 온난화 문제를 해결하기 위해서는 신·재생에너지 보급 확대가 필수적이며, 앞으로 다가오는 신·재생에너지 시대에 부응하기 위해서는 정부의 지속적인 관심과 지원이 무엇보다도 필요하다고 할 것이다.

참고 문헌

[국내 문헌]

1. 산업자원부, 에너지관리공단, 대체에너지 이용의무화제도 안내, 2004.
2. -----, 에너지관리공단, 대체에너지 사업·지원 안내, 2004.
3. 에너지경제연구원, 신·재생에너지 산업의 역할과 전망, 2004. 5.
4. 한국에너지기술연구원, 공공기술연구회, 제15회 신·재생에너지 Workshop, 2003.11.
5. 산업자원부, 제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(2003-12), 2003. 12
6. -----, 대체에너지보급목표 달성을 위한 세부실천계획수립연구, 2003. 6.
7. -----, 대체에너지 기술개발 및 보급촉진을 위한 특별법 제정방안 연구, 2003.
8. -----, WSSD 이행계획에 따른 대체에너지 대응전략연구, 2003.
9. -----, 대체에너지 보급목표 달성을 위한 중장기 계획수립연구, 2003.
10. 대체에너지개발보급센터, 대체에너지보급 통계, 2003. 5. 및 각년호
11. 에너지경제연구원, 국가에너지 기본계획, 2002.
12. 산업자원부, 경쟁적 전력시장에서의 재생에너지활성화 방안, 2002.
13. -----, 대체에너지 보급 확대를 위한 제도개선방안 연구, 2001.
14. -----, 대체에너지 보급 확대를 위한 법제 개선방안, 2001
15. 한국전력공사, 대체에너지를 이용한 발전전력의 의무구매방안 연구, 2000.
16. 산업자원부, 대체에너지산업 촉진을 위한 지원체제 연구, 2000.
17. -----, 신재생에너지 구입요금 산정기준에 관한 연구, 1999. 8.
18. 대한송유관공사, 한국의 에너지절약 연구, 1999. 5.
19. 산업자원부, 대체에너지 이용보급 촉진을 위한 기본계획수립연구, 1999. 2.

20. -----, 대체에너지 통계체계의 구축방안 연구, 1998. 12.
21. -----, 에너지절약 기술의 성과분석 및 사후관리 방안 연구, 1997. 6.
22. 통상산업부, 중·소규모 에너지 이용자를 위한 제도적 개선방안 연구, 1995. 12.
23. -----, 신·재생에너지보급확대를 위한 관련법 제도개선 연구, 1995. 3.
24. 경기도, 서울시, 인천시, 미활용에너지 실태조사 및 이용방안 연구, 1995.
25. 통상산업부, 대체에너지 발전전력의 보급 및 지원정책수립방안연구, 1994.
26. 상공자원부, 대체에너지기술 기업화방안 연구, 1993. 12.
27. -----, 에너지 절약기술개발사업 성과분석 및 사후관리 방안 연구, 1993. "
28. 동력자원부, 대체에너지 R&D 투자 지원 효율화 제고방안 연구, 1992. 12.
29. -----, 대체에너지 수급통계 정비 방안, 1992.
30. 아주대학교, 한국의술진흥재단, 에너지기술평가 기법의 실용화 연구, 1991. 12.
31. 동력자원부, 國內 代替에너지 消費實績 調査, 1991. 2.
32. -----, 代替에너지 消費統計體制 構築을 위한 情報네트워크 구성 및 計算프로그램 開發 研究, 1990. 2.
33. -----, 대체에너지 R&D 경제효과 분석 및 필요기술 확보방안, 1989
34. 에너지통계연보, 각년호

[국외 문헌]

1. OECD/IEA, RENEWABLE ENERGY Market & Policy Trends in IEA Countries 1998, 2004.
2. OECD/IEA, Energy Policies of IEA Countries. 1999.
3. OECD/IEA, Energy Balances of OECD Countries. 2003.
4. 廢棄物發電導入 マニュアル, NEDO, 平成 14年, 2004. 5
5. 新에너지 便覽, 資源에너지廳, 日本, 1999.

6. Commonwealth of Australia, "New Energy", Renewable Energy Action Agenda/Discussion Paper, 2000.

[附 錄]

부록 목차

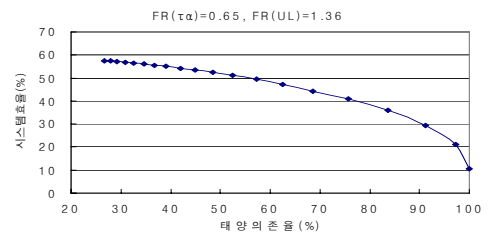
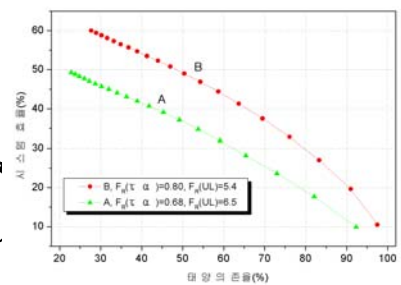
[부록 1] 태양열 시스템 효율 193

[부록 2] 주요 신·재생에너지 원별 보조지원율에
따른 생산원가 195

[부록 3] 일본의 재생가능·미활용 에너지의 정의 .. 211

[부록 4] 지속가능한 에너지원에 대한 투게자서
지침 보고서(네덜란드)

[부록 5] RETScreen을 활용한 신·재
원별(源別) 원단위(原單位) 분



[부록 2] 주요 신·재생에너지 원별

보조지원율에 따른 생산원가

<표> 3KW급 계통 연계형 태양광 발전 원가(할인율 7%)

(단위 : 원/kWh)

설비 이용률	보조 지원율	계통 연계형 (3KW, 3,000만원)		설비 이용률	보조 지원율	계통 연계형 (3KW, 3,000만원)	
		30년	20년			30년	20년
15.5%	0%	667	769	12.0%	0%	862	993
	10%	608	699		10%	785	903
	20%	548	630		20%	708	813
	30%	489	560		30%	632	724
	40%	430	491		40%	555	634
	50%	370	421		50%	478	544
	60%	311	352		60%	402	454
	70%	252	282		70%	325	365
	80%	192	213		80%	248	275
	90%	133	143		90%	172	185

가격 범위	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
	667 - 993	608 - 903	548 - 813	489 - 724	430 - 634	370 - 544	311 - 454	252 - 365	192 - 275	133 - 185

주 : 1) 태양광 발전 설비의 연간 운영비는 초기 투자비용의 1.0%로 산정.

<표> 태양열 온수 급탕 설비의 열생산원가(할인을 7%)

구분	평판식 태양열 온수 설비	진공관식 태양열 온수 설비	도시가스 보일러	등유 보일러
설비투자비용 (제열환 면적)	225,000천원 (300㎡)	240,000천원 (200㎡)	225,000 (250㎡)	5,000천원
집열판 면적당 비용 (천원/㎡)	750	1,200	900	
일사량(kcal/㎡·일)	3,243-3,426	3,243-3,426	3,243-3,426	5,000천원
시스템 효율(%)	35.6-42.4	45.0-53.0	40.0-50.0	85
일가 총 열에너지 생산량(천kcal/일)	346-435	344-391	324-428	400

에너지원(源) 및 설비수명 별 열생산비용(원/만kcal)

설비 수명	20년	15년	20년	15년	20년	15년	10년	10년
무지원	1,620 - 2,040	1,840 - 2,310	2,070 - 2,580	2,350 - 2,920	1,650 - 2,170	1,870 - 2,470	689 ¹⁾	1,131 ²⁾
법인세 7% 감면	1,530 - 1,920	1,730 - 2,170	1,950 - 2,430	2,210 - 2,750	1,550 - 2,050	1,760 - 2,320		
10% 지원	1,400 - 1,760	1,580 - 1,990	1,790 - 2,230	2,030 - 2,520	1,430 - 1,880	1,610 - 2,130		
20% 지원	1,280 - 1,610	1,440 - 1,810	1,630 - 2,030	1,840 - 2,290	1,300 - 1,720	1,460 - 1,930		
30% 지원	1,150 - 1,450	1,290 - 1,630	1,480 - 1,840	1,660 - 2,060	1,170 - 1,550	1,320 - 1,740		
40% 지원	1,030 - 1,290	1,150 - 1,450	1,320 - 1,640	1,470 - 1,830	1,050 - 1,380	1,170 - 1,550		
50% 지원	900 - 1,140	1,010 - 1,270	1,160 - 1,440	1,290 - 1,600	920 - 1,210	1,020 - 1,350		
60% 지원	780 - 980	860 - 1,080	1,000 - 1,240	1,100 - 1,380	790 - 1,050	880 - 1,160		
70% 지원	660 - 830	720 - 900	840 - 1,040	920 - 1,140	670 - 880	730 - 960		
80% 지원	530 - 670	570 - 720	680 - 850	730 - 910	540 - 710	580 - 770		
90% 지원	410 - 510	430 - 540	520 - 650	550 - 680	410 - 550	440 - 570		

비 고 0 저온 급탕용

- 주 : 1) 태양열 온수 설비로 생산된 열에너지와 같은 물량을 효율 85%의 도시가스(10,500kcal/㎡) 보일러를 사용하여 동일열량을 생산할 때의 1만kcal당 열생산 원가. 연간 운영비는 투자비의 8%. 도시가스 가격은 547원/N㎡으로 산정.
- 2) 태양열 온수 설비로 생산된 열에너지와 같은 물량을 효율 85%의 등유(8,700kcal/ℓ) 보일러를 사용하여 동일 열량을 생산할 때의 1만kcal당 열생산 원가. 연간 운영비는 투자비의 8%. 등유 가격은 780원/ℓ으로 산정.
- 3) 태양열 온수 급탕 설비의 일사량은 상한을 광주지역 남향 39도 경사 연평균 일사량 3,426kcal/㎡·일 으로 잡고 하한을 수평면 전국 평균 일사량인 3,059kcal/㎡·일과 광주지역 연평균 일사량과의 평균으로 산정.
- 4) 태양열 온수 급탕 설비의 효율은 평판형의 경우 대전지역 태양열 급탕시스템의 성능 35.6-42.4%, 진공관식은 단일 45.0-53.0%, 이중 40.0-50.0%(여기엔 시스템 효율 자료) 적용함.
- 5) 태양열 온수 급탕 설비의 운영비는 투자비의 2%로 산정.
- 6) 원단위 이하는 사사오입.

[부록 3] 일본의 재생가능·미활용 에너지의 정의

I. 재생가능·미활용 에너지의 정의

재생가능·미활용 에너지란 기존의 신규 연료소비를 수반하지 않는 에너지원의 공급·이용 형태로,

- 태양, 풍력, 바이오 매스(bio-mass) 등을 에너지원(源)으로 하는 비고갈성(非枯渴性) 에너지원(자연 에너지)
- 지열 에너지
- 중소 규모 수력발전
- 폐기물 에너지 이용, 폐에너지 회수 등, 다른 에너지원이 일단 사용된 후 폐기 방산 되어 있는 부분을 유효하게 활용하여 사용하는 에너지원(미활용 에너지)을 총칭하는 에너지의 수급을 말한다.

수력발전에 대해서는 유하(수로)식, 저수식 수력발전은 재생가능 에너지이지만, 양수식 또는 혼합식 수력발전에 있어서는 앞서 오는 달리 1차에너지원을 필요로 함으로 "재생가능"이 아니지만, 수력발전에서 엄밀하게 자연 유하분/양수분을 분할해서 산정한다는 것은 곤란하다. 이미 대 출력을 얻을 수 있는 입지는 고갈되고 있다는 점 등의 이유로 (일정 규모 이상의)수력발전을 분리해서 사업용 수력발전으로서 취급한다.

재생가능·미활용 에너지에 관해서 "열"에 재생가능·미활용 에너지의 에너지원별 항목을 표시하는 것으로 하고 "행"은 종합 에너지 통계와 공통의 부문으로서 에너지 수급을 표시한 "재생가능·미활용 에너지표"를 작성하면 다음과 같다.

태양광발전이란 태양전지에 의하여 태양광이 갖는 빛 에너지를 전력으로 직접 변환하는 발전 방식에 의해 얻어진 전력의 수급을 나타낸 항목을 말한다.

(해설)

태양열을 집열하여 열기관에 의해 발전하는 방식(태양열 발전)을 포함한다.

(계량)

태양광발전에 있어서는 현재 상태로서는 통계가 없어 산업·운수부문에 있어서 소비량을 파악할 수 없고 기기 보급량의 대부분이 민생용 기기(전자계산기, 손목시계, 태양전지판)이기 때문에 기기 보급량으로부터 추계한 발전량을 1차에너지공급/국내산출 및 최종 에너지 소비/민생부문에 계상한다.

태양광발전의 발전량 산정에 있어서는 태양전지 보급량·평균 일조시간 등에 의한 추계치를 이용한다.

\$ N112 (소항목) 태양열 이용

(정의)

태양열 이용이란 태양광이 갖는 열에너지를 온수·가열 공기 등의 형태로 변환하여 이용한 방법에 의해 얻어진 에너지의 수급을 나타낸 항목을 말한다.

(해설)

태양열을 집열하여 열기관에 의하여 발전하는 방식(태양열 발전)은 포함하지 않는다. 태양열 이용에 관해서는 현재까지는 산업·운수 부문의 소비량을 파악할 수 없고 기기 보급량의 대부분이 주택용 기기(옥상 설치형 온수기, 태양열 냉난방 장치)이기 때문에 기기 보급량으로부터 추계한 에너지 수급량을 1차에너지공급/국내산출 및 최종에너지 소비/민생부문에 계상한다.

(계량)

태양열 이용량의 산정에 있어서는 태양열 이용기기 보급량·평균 일조 시간에 의한 추계치를 이용한다.

- 기타 온도차 에너지의 에너지 전환량에 대해서는 다음에 따른다.

#2350 지역열 공급

열공급사업 편람에서의 '기타 에너지원' 투입량은 지하수·하천수 온도차 등이 기 때문에 해당 수치를 계상한다.

\$ N150 (중항목) 기타 자연 에너지

(정의)

기타 자연에너지란 자연에서 얻어지는 비고갈성의 에너지원으로서 수력, 지열 및 \$N111~\$N142의 어느 것에도 해당하지 않는 것을 말한다.

구체적으로는 파력발전, 조력발전 등이 포함된다.

(계량)

해당하는 에너지원의 에너지량이 판명되는 대로 계상한다.

\$ N300 (대 항목) 지열 에너지

(정의)

지열 에너지란 지열 발전, 지열 수, 증기 이용 등 지구 내부의 열을 이용한 에너지의 수급을 나타낸 항목을 말한다.

(계량)

지열 에너지량의 산정에 있어서는, \$N310 지열 발전 및 \$N320 지열 직접 이용 에너지량의 합계량을 계상한다.

\$ N310 (중항목) 지열 발전

(정의)

지열발전이란 지구 내부의 열을 이용해서 발전한 전력의 수급을 나타낸 항목을 말한다.

(계량)

(해설)

쓰레기 발전에 있어서는 연소 보조나 회수 효율 향상을 위해 석탄, 석유 제품, 도시가스 등의 연료를 사용하는 경우에는 이러한 연료의 에너지량에 비례해서 에너지 회수량을 공제한다.

(계량)

쓰레기 발전 양의 산정에 있어서는 경제 산업성(부) 조사에 의한 지방공공단체의 청소 공장 등에서의 일반 전기사업자의 매전량(買電量)을 이용하여 1차에너지 공급/국내산출(1차 환산량) 및 에너지전환/사업용 발전에 수치를 계상한다.

일반 전기사업자에 의해서 매전되지 않는 부분에 관해서는 민생 업무 부분의 자가용 전력소비에 계상한다.

\$ N522 (참고 항목) 흑액 직접 이용**\$ N523 (참고 항목) 폐재 직접 이용****(정의)**

흑액 직접 이용, 폐재 직접 이용이란 각각 제지, 펄프 공장에서 발생하는 목재를 기원으로 한 폐기물을 이용한 에너지의 수급을 나타낸 항목을 말한다.

(해설)

제지 공정에 있어서는, 원목을 재단하고 칩을 제조 할 때의 표피, 분지(分枝) 등이나 펄프 제조시의 잔재 등의 폐재가 발생하고, 다시 칩을 세단(細斷)해 처리하여 크라프트 펄프로 가공할 때 리그닌(lignin) 분 등의 '수지'가 흑액으로서 발생, 회수되고 있다.

흑액, 폐재는 모두 바이오매스의 일종이지만 제지 펄프 공장의 부산물로서 고유하게 얻을 수 있는 것이며 흑액, 폐재는 산업증기 발생 및 자가용 발전의 연료로서 특수한 보일러로만 에너지로 회수되고 있어 일반적인 이용이 곤란한 점 등으로 인하여 바이오매스와 구분하여 본 항목에다 해당 회수된 에너지량을 계상

\$ N532 (참고 항목) 폐기물 가스

(정 의)

폐기물 가스란 일반폐기물 또는 산업폐기물의 매립 처분장에 있어서 부산물로 생성된 메탄 등의 가연성 가스를 회수하여 도시 가스 원료 등으로 이용한 것의 에너지 수급을 나타낸 항목을 말한다.

(해 설)

하수처리장에서 발생하는 '소화 가스'를 포함한다.

(계 량)

폐기물 가스의 발열량은 하수 처리에 있어서의 '소화 가스'의 실적인 23.4 MJ/Nm³을 이용한다.

#2400 도시 가스 제조

가스사업 편람에 있어서의 '소화 가스'의 이용 실적치를 계상한다.

\$ N533 (참고 항목) 재생 유

(정 의)

재생유란 일반폐기물 또는 산업폐기물중 윤활유 등 바이오매스에서 유래한 이외의 폐유를 분리, 화학 처리하고 연료로서 이용할 수 있는 형태로 가공한 것을 말한다.

(해 설)

현재로서는 폐유의 처분방법은 대부분이 소각 처분을 하고 있고 또한 그 대부분이 에너지로서 회수되지 못하기 때문에 본 항목을 미활용 에너지로 설정한다.

현재 폐윤활유를 침전 여과 처리하여 열공급용 연료로 이용하는 사례가 있다. 폐식용유를 가공하여 연료로 한 것은 전량이 바이오매스 유래라고 생각되기 때문에 재생유의 일종이지만 \$N132 바이오매스 직접 이용에 계상한다.

(계 량)

환경 및 지열의 이용

히트펌프와 지중열(Storage of heat/cold)⁴⁾은 정부에 의해 지속가능한 에너지로 간주된다. 이러한 기술들은, 만약 지속가능한 에너지공급에 대한 기여량을 결정해야 할 경우, 일정량의 구동에너지(drive energy)를 소비한다는 사실을 감안해야 한다. 이것은 사용가능한 기술기준(reference technology)에 대한 합의를 요한다(계속 참조). 본 보고서에는 만약 히트펌프와 season storage로 하는 열이용 프로젝트가 화석에너지원으로 생산된 폐열을 사용하는 경우에는 이것들을 지속가능한 에너지기술로 간주하지 않는다.

반면 지중열 에너지회수(geothermal energy gain, '지열')는 지속가능한 에너지원으로 간주된다.

폐기물 및 바이오매스 에너지

특히 폐기물 및 바이오매스에서 나온 에너지의 경우 폐기물 및/혹은 잔여물에서의 재생가능한 부분과 고갈되는 부분간의 구분이 중요하다. 본 보고서에는 오직 재생가능한 부분(비화석 바이오매스)의 기여만을 지속가능한 에너지원으로 간주한다.

앞으로 개별적 지속가능한 에너지원을 기술할 때 이러한 점들이 보다 상세히 다루어 질 것이다.

지리적 기술(정의)

CBS(네덜란드통계청)와 국제기구(Eurostat, IEA 및 ECE)들에 의해 사용되는

4) 국내에서는 Ground source heat pump에 의한 열이용을 지열로 분류하고 있으나 이는 IEA의 분류기준과는 다르며, 네덜란드에서는 Storage of heat/cold로 분류하여 환경에너지로 분류하고 있음. 여기서는 번역 시, Ground source heat pump의 열이용을 '지중열'이라고 명칭함.

을 및/혹은 에너지변환 배출율이 영향을 받을 수 있다. 그럴 경우 이에 대한 수정이 이루어져야 한다.

주: 수정 소급력

가능하면 CBS(네덜란드통계청)의 방법론에 따른다. 이것은 새로운 시각과 자료들이 이전의 자료에 적용될 수 있다는 것을 의미한다. 이전의 자료가 가능하면 일관성 있게 유지된다. 차이점과 그 차이점에 대한 설명은 네덜란드 정부, CBS 및 Novem에 보고 될 것이다.

3.1 특정 에너지제품의 모니터링

특정 에너지제품과 관련하여 에너지공급에 대한 지속가능한 에너지원의 기여도는 되도록 관찰을 토대로 평가되어야 한다. 그러나 대개의 경우 이러한 양은 다른 양에서 재 유도된다. 그러한 경우 다음 장에서 각각의 지속가능한 에너지원 별로 이에 대하여 설명되어질 것이다.

특정 에너지제품과 관련한 에너지원의 기여도에 대한 자료와 더불어 또한 일반적으로 다음과 같은 자료들이 관련되어 있다:

- 설치된 열 및/혹은 전기용량
- 가스생산, 가스회수 및 가스이용 용량
- 열생산, 전기생산 및/혹은 연료생산 (순/총)
- 가스생산(합성가스/발효가스)(순/총) 혹은 연료생산
- 단위수

폐기물 및 바이오매스의 효과적 이용 시:

- 사용연료 및 연료의 에너지함량
- energetic 변환의 직접배출량

2a. 온수장치 - 일반적

지속가능한 에너지원이 수돗물난방을 위해 사용되었을 경우에는, 일반적으로 이것은 단지 필요한 열의 일부분만을 제공한 것이다. 나머지 열은 기존의 온수장치에 의해 생산된다. 그것의 정지손실(standstil losses)은 이 장치가 전체적인 열 생산을 담당하고 있는 상황과 관련하여(비교해 보았을 때) 일반적으로 거의 저하되지 않는다. 그렇기 때문에 절약된 1차에너지로 전환하기 위해서는 사용(소비) 효율(energy utilization rate)이 아닌 발전효율(energy generation rate)이 이용된다. 발전효율에는 물에 의해 흡수된 에너지와 공급된 에너지의 비율이 포함되어 있다(그러므로 정지손실 및 점화손실은 제외). 실제로 이러한 유형은 종종 큰 편차를 보여주고 있으며, 일부 경우 지속가능한 에너지원에 의해 영향을 받는다. 그렇기 때문에 다음과 같은 고정기준(fixed reference)이 사용된다.

온수생산 기준

65%_{net}(net value) 온수생산용 발생효율을 가진 가스연료를 사용하는 온수기구

<표 3-2> 온수 및 공간난방을 위한 열변환효율 및 배출량
(’90-’20, 기준 2a, 2b 및 3)

구 분	단위	1990	2000	2005	2010	2020
전환효율						
- 온수(2a)	%	65	65	65	65	65
- 공간난방(2b)	%	95	95	95	95	95
- 열생산(> 100kW _{th})(3)	%	90	90	90	90	90
배출량						
- CO ₂	Kg/GJ	56	56	56	56	56
- NO _x 소용량(2)	g/GJ	55	55	50	45	45
대용량(3)	g/GJ	55	55	50	40	40
- SO ₂	g/GJ	0.3	0.3	0	0	0

그러므로 온수생산을 위해 사용된 지속가능한 에너지원을 특히 높은 발생효율

			부록 255	

와 같이 구분된다(Ecofys, 1999). 수영장시스템의 경우 태양에너지시스템을 통한 열생산량이 열생산 절약량과 실제로는 동일하지 않다는 것에 주의해야 한다. 그 이유는 태양에너지의 공급과 열수요가 전체적으로 서로 조정(조율)될 수 없기 때문이다.

<표 4-3>은 기술기준과 비교한 태양열시스템의 추가적인 전기소비량의 지수를 보여주고 있다. 이것은 건조를 위한 태양박막(solar lamella) 및 태양열시스템의 자체소비량은 기준기술의 에너지소비량과 일치하는 것에서부터 시작된다. 10 kWh/m²/year 가 기타 태양열에너지시스템의 자체 전기소비량으로 사용된다. 오직 순생산량만이 고려된다. 태양열시스템의 자체전기소비량은 기준방법에 따라 1차에너지원으로 전환되며 열생산량(절약된 1차에너지로 표시된)에서 뺀다.

3. 태양에너지와 지중열(season storage)

태양열에너지와 공동으로 지중열(season storage)을 이용하는 적용방법에 대해 선 2장에서 설명된 기준에 따라 각각의 프로젝트에 대해 에너지절약량을 정해야만 한다.

<표 4-2> 적용사례 및 집열기유형에 따른 타 active 태양열 에너지시스템의 구분 및 열생산량 (단위: MJ/m²/년)

집열기유형	Covered		공기		Uncovered	
	>6 m ²	>6 m ²	>100 m ²	>100 m ²	Solar lamella	
적용사례						
수영장난방	1500		900	600	600	
건조	511		650			
공간난방	540		650			
수돗물	1500					
수돗물+공간난방	540		650			

출량이 보다 높은(KW_p 당) 새로운 기술의 시장점유율확대로 증가할 것이다.

여기서 우리는 가이드라인으로 2010년부터 2020년까지 $850-900kWh/KW_p/year$ 의 최적수치(optimal value)를 사용하는데 이것은 계통 연계형 PV의 구체적인 산출량이 이상적인 경사각 및 방위(orientation), 차광손실(shading losses)이 없고 이용 가능한 최적의 인버터(inverter)하에 있을 때의 수치이다 .

계통연계형 PV의 전기생산량을 위한 평균지수로서, 기존시스템과 신규시스템을 혼합한, 다음과 같은 수치가 사용된다.

-2005: $700kWh/KW_p/year$

-2010: $750kWh/KW_p/year$

-2020: $750kWh/KW_p/year$

사이사이의 연도에서는 내삽법(interpolation)을 기준으로 수치를 계산할 수 있다.

2. 독립형 PV

독립형 PV시스템은 특정한 곳에 적용할 때 특정치수로 만들어진다. 여기에서 산출량의 극대화는 별로 중요하지 않다. 예를 들어 선상가옥에 적용했을 때의 구체적인 산출량은 $230-550 kWh/KW_p/year$ 사이이며 평균 $450kWh/KW_p/year$ 이다. 모든 독립형 PV의 적용을 위한 평균 산출량으로서 $400kWh/KW_p/year$ 의 수치가 사용된다.

기술기준

전기(소비자에게 공급된)

주의

독립형 PV시스템을 위해 여기에서 사용되는 기준은 대개의 경우 실제로는 적용이 불가능하다. 그래서 그 기준은 예를 들어 디젤집합체(diesel aggregate)를

4.8 히트펌프

정의

- 정부는 필요한 에너지가 환경(공기, 지면(바닥), 지표수)에서 나올 경우에만 히트펌프를 지속가능한 에너지 옵션으로 간주한다. 또한 이러한 기술은 자체 에너지를 소비하기 때문에 에너지공급에 대한 기여도를 결정할 경우에는 보정이 이루어져야 한다.
- 환경에너지(environment energy)를 사용하지 않은 히트펌프는 에너지절약으로 간주된다. 이것은 산업체 혹은 전기발전소의 폐기열을 재평가할 때의 경우이다(소위 'kalte Fernwärme'). 현재는 이 같은 폐열은 항상 화석에너지원에서 발생되어진다.
- 지중, 지표수 및 공기에서 열을 추출할 경우 본 보고서는 환경에너지가 이용되었다고 말한다. 여기에서 주의해야 할 것은 대부분의 경우 내부공기(환기공기)는 부분적으로 화석에너지원에 의해 데워진다(가열된다)는 점이다. 만약 특정한 경우에서 열원에 대한 자료가 부족하다면, 가정 및 사무용건물부문의 히트펌프는 지속가능한 에너지원으로 간주된다는 것을 가이드라인으로 사용할 것이다.
- 이 정의에 따라 산업체 혹은 전기발전소에서의 폐기열재회수는 고려되지 않는다(이것은 에너지절약으로 간주된다)
- 냉각을 이차기능으로 가진 히트펌프범주는 이중기능 혹은 가역 히트펌프라고 불린다. 이러한 히트펌프 중에서 오직 열생산을 통한 에너지절약만이 고려의 대상이 된다.

기초자료

- 시스템 수(#)
- 설치된 열(난방)용량(MW_{th})

아직 구체적으로 확인되지 않은 프로젝트를 위해서는 <표 4-6>에 나오는 평균지수가 사용되는 것이 바람직하다(EnergieNed, 1997). 위에서 언급되지 않은 기타 범주의 프로젝트를 위해서는 어떤 지수를 이용할 것인지에 대해 예측보고서에서 언급되어지는 것이 타당하다.

V. 보 고

지속가능한 에너지원의 기여도에 대한 개관에서는 다음과 같은 자료들을 보여 주어야 한다(경우에 따라서는 본 보고서와 관련하여)

- 지속가능한 에너지원의 선택 및 정의
- 특정 에너지원의 선택 및 정의
- 사용된 기준기술의 선택 및 정의
- 특정 에너지제품에서 나온 절약된 1차에너지 절약량과 이산화탄소 및 zuurequivalenten(환경산성화를 나타내는 단위)의 배출 절약량을 계산하기 위한 산출방법
- 사용된 기초자료

본 보고서는 일관성 있게 보고할 수 있는 방법에 대해 언급함으로써, 각각의 지속가능한 에너지원에 대한 통계개관과 지속가능한 에너지의 총개관을 상호 비교할 수 있게 된다. 또한 어떻게 하면 쉽게 물리단위에 관한 목표(치)를 1차에너지 절약량으로 표시된 목표로부터 이끌어 낼 수 있는지에 대한 방법을 규정하고 있다.

1차에너지 및 배출 절약량을 계산할 경우, 목표를 실험하기 위해 (이전년도의) 매년마다의 지수를 이용할 것인지 아니면 특정연도(예를 들어, 2010년)의 지수를 이용할 것인지에 대해 언급해야만 한다.

1차에너지 및 배출절약량 계산을 위해 이 보고서에 기술되어 있는 지수 및 산

우리는 여기에서 '재생가능한(renewable)'이라는 용어를 '지속가능한(sustainable)'이라는 용어와 구분하여 사용한다('renewable' 및 'sustainable', EnergieNed(1997)참조).

지속가능한 에너지원은 동시에 기후변화, 산성화, 부영양화(entrophication), 확산, 채취, 방해(disturbance), 건조(desiccation) 및 낭비 등과 같은 환경테마와 관련하여 전통적인 에너지원보다 환경을 덜 악화시키는 재생 가능한 에너지원이다.

이러한 구분을 통해 표현되는 것은 재생에너지원 이용은 지속가능한 개발의 범주 내에서 각각의 정의마다 들어맞지 않는다는 것이다. 에너지원의 지속성(내구성)실험은 실제로(그중에서도 특히) 에너지원 및 기준기술마다 생명주기(life cycle)분석을 요한다. 본 보고서에서는 재생성과 지속성(내구성)사이의 구분에 대해 상세히 설명하지 않고 첫 번째 정의가 사용된다.

[그림 A] 지상에서의 재생 가능한 에너지원 개관(ETSU(1994)에 따라)

무한 과정	재생가능 과정	재생가능 에너지원	2차 에너지원
중력	조수작용	조력에너지	↑ ↑ ↑ 전기, 열 및/혹은 가스
	증발/감수	수력	
	바람	풍력	↑ ← 에너지변환기
	파도	파력	
	얼음의 융해	빙하에너지	

전기생산을 위한 이산화탄소배출률(Emission factor)은 전기생산에 이용된 사용 연료를 기준으로 한다(이전 문단의 공식에 따라 모든 부문에 대해 계산됨). 각각의 연료그룹마다 이용된 사용연료를 <표 A>에 나타나있는 배출률로 곱한다. 그런 다음 전기생산에 이용된 이산화탄소 총배출률을 이전 문단에서 결정된 전기순생산총계로 나눈다. 보고서본문에 있는 <표 3-1>은 이산화탄소 배출률에 대한 개관을 보여주고 있다. 이를 공식으로 나타내면 다음과 같다:

$$e_{co2} = (\sum_{co2j} \cdot B_{ej})/E$$

기호에 대한 설명:

e_{co2} : 전통적인 전기총생산을 위한 CO₂ 배출율

$co2j$: 연료(그룹) j 에 대한 특정 CO₂ 배출율.<표 A> 참조

B_{ej} : 전기생산에 이용된 연료(그룹) j의 사용연료(엔탈피)

E: 전기순생산(엔탈피)

<표 A> 전기생산을 위해 사용된 연료구분별 배출률(VROM,1997)

연 료	배출률(단위: kg CO ₂ /GJ primair)
천연가스	56
석탄 및 석탄제품	94
원유재료	77
원유제품	73
우라늄(증기)	0

산성화된(Acidified) 배출량

Zuurequivalenten⁷⁾ (환경산성화를 나타내는 단위)로 표시된 질소산화물(NO_x)

7) zuurequivalenten(환경산성화를 나타내는 단위)의 계산법: 1 z.e.= gram NO_x/46 + gram SO₂/32

<표 B> 폐기물 내 Deelstroom의 에너지함량(op onderwaarde)

재생에너지	폐기물 범주	가연성 (종이/판자)	목재 (나무)	폐기물			
				유기물 (Organic)	기타 가연성	합성물	기타 비가연성
야채, 과일 및 과수원 폐기물(GFT)	HHA			100%	0%	0%	0%
가공하지 않은 가정폐기물	GHA	4%	28%	11%	16%	14%	27%
가정폐기물	HHA	33%	2%	36%	0%	12%	17%
농업/위예	BA			100%	0%	0%	0%
산업폐기물	BA	25%	4%	34%	15%	12%	10%
나무폐기물	BA		100%		0%	0%	0%
산업폐기물	BA	36%	30%	5%	1%	15%	13%
병원폐기물(비구체적)	BA				100%	0%	0%
종이 및 판지	BA	100%			0%	0%	0%
shredder	BA	3%	3%		60%	27%	7%
병원폐기물(구체적)	BA				100%	0%	0%
섬유	BA			50%	0%	50%	0%
식품, 음료 및 담배	BA			100%	0%	0%	0%
분리후 혼합, 비활성 HHA	RSS				0%	0%	100%
RDF-HHA	RSS	22%	15%	30%	15%	15%	3%
RDF-BA	RSS	22%	15%	30%	15%	15%	3%
HA/BA 분리 후 잔여물	RSS			20%	80%	0%	0%
석수생산	기타				100%	0%	0%
건축 및 잔여물(BSA)	기타	8%	55%	0%	14%	23%	0%
건축 및 잔여물(BSA-RsS)	기타	8%	55%	0%	14%	23%	0%
혼합 HHA-RDA	기타	20%	2%	50%	2%	6%	20%
위험폐기물	기타				100%	0%	0%
공중위생폐기물 (RDA)	기타	9%	2%	80%	9%	0%	0%
퇴비화 후 잔여물	기타			100%	0%	0%	0%
하수 슬러지	기타			100%	0%	0%	0%
Net Heating value	MJ/Kg	10	14	3	10	33	0
w. v. 바이오제닉, 비화석	%	100%	100%	100%	50%	0%	0%
탄소함량 (d. s.)	%	43%	50%	45%	45%	60%	1%
w. v 바이오제닉, 비화석(d. s.)	%	100%	100%	100%	60%	0%	0%
w. v. fossiel (d, s)	%	0%	0%	0%	40%	100%	100%
건성물질(d, s) 함량	%	70%	90%	60%	70%	90%	98~99%
탄소함량 (wet)	%	30%	45%	27%	32%	54%	1%
탄소함량, biogenic, 비화석(wet)	%	30%	45%	27%	19%	0%	0%
탄소함량, 화석 (wet)	%	0%	0%	0%	13%	54%	1%

자료 : 1) AOO/RIVM/VVAV, 2001, Afvalverwerking in Nederland, gegevens 2000.
 (AOO/RIVM/VVAV, 2001, 네덜란드 폐기물처리, data 2000)
 2) ECN, 2001, Phyllis database on the composition of biomass and waste.
 3) CE, 1996, Financiële waardering van de milieu-effecten van afvalverbranding in Nederland.(CE, 1996, 네덜란드 폐기물소각의 환경효과에 대한 재정적 평가)

	히트 펌프 회전시간	

	주거건물, monovalent	
	히트펌프 보일러	
	단순(단일) 히트펌프	
	가역 히트펌프	

공간	Tap
0	1600
1500	0
1500	0

사무용건물, monovalent

히트펌프 보일러
단순(단일) 히트펌프
가역 히트펌프

공간	Tap
0	1000
800	0
800	0

주거건물, bivalent

히트펌프 보일러
단순(단일) 히트펌프
가역 히트펌프

공간	Tap
0	6000
3,500	0
3,500	0

사무용건물, bivalent

히트펌프 보일러
단순(단일) 히트펌프
가역 히트펌프

공간	Tap
0	1500
2500	0
2500	0

[부록 5]

RETScreen을 활용한 신·재생에너지

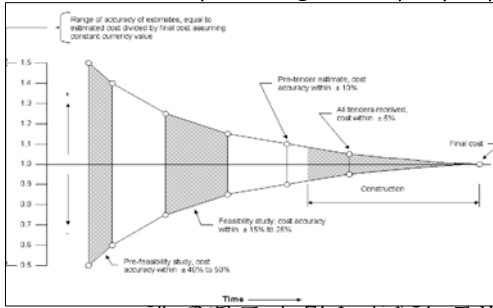
원별(源別) 원단위(原單位) 분석

- 태양광, 태양열, 풍력, 지열을 중심으로 -

1. 모델링 입력 값	380
2. 에너지절감량 산정	380
제 4 절 SAH 시스템 원단위 분석	386
1. 개 요	386
2. 모델 선정	386
3. 지역별 기상조건	392
4. SAH 시스템의 원단위 분석	394
제 6 장 PV(PhotoVoltaics) 시스템 원단위 분석	396
제 1 절 PV 시스템 개념	396
1. 배 경	396
2. PV 시스템의 구성	397
3. PV 적용 시장	402
제 2 절 PV 시스템 성능평가 지원 도구의 구성	406
제 3 절 PV시스템 생산에너지 산정 알고리즘	412
1. 개 요	412
2. PV Array Model	414
3. On-Grid Model	415
4. Off-grid Model	416
제 4 절 PV시스템 원단위 분석	425
1. 개 요	425
2. 모델 선정	425
3. 지역별 기상조건	430
4. PV 시스템의 원단위 분석	431
제 7 장 GSHP(Ground-Source Heat Pumps) 시스템 원단위 분석	433
제 1 절 GSHP 시스템 개념	433
1. 개 요	433

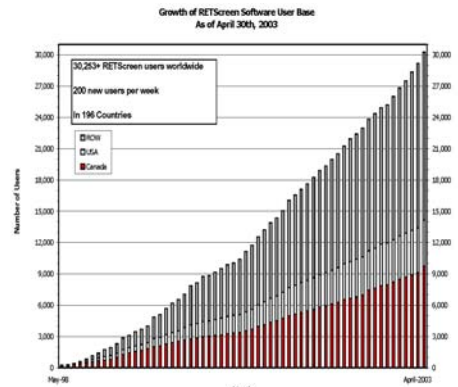
<표 6-10> PV시스템의 위도와 집열기 방향	428
<표 6-11> 지역별 월별 일사조건(단위 kWh/m ² · day)	430
<표 6-12> 지역별 월별 외기온도(단위:°C)	431
<표 6-13> PV시스템의 지역별 원단위 분석표	432
<표 7-1> GSHP 시스템의 Earth connection 방식	435
<표 7-2> 대지 정보(Site conditions)	445
<표 7-3> 건물의 냉난방부하값(Building Heating and Cooling Load)	447
<표 7-4> GSHP 시스템의 대지조건에 관련된 입력값	448
<표 7-5> GSHP 적용건물의 기존 HAVC 시스템 정보	450
<표 7-6> 지중열 교환 시스템(Ground Heat Exchanger System) 특성 입력값	450
<표 7-7> 히트펌프 시스템(Heat Pump System) 특성 입력값	451
<표 7-8> 필요 보조 냉난방 시스템 (Supplemental Heating and Heat Rejection System)	451
<표 7-9> 연중 난방 에너지 생산량	452
<표 7-10> 연중 냉방 에너지 생산량	453
<표 7-11> 시스템의 총생산에너지	455
<표 8-1> Wind 시스템의 에너지 모델 계산 흐름도	471
<표 8-2> 풍력발전시스템 사용 윈드터빈의 제원(VESTAS-V80)	473
<표 8-3> 실측 풍력자료 분석결과(진도군 가사도)	475
<표 9-1> 시스템 지역별 원단위 분석	478
<표 9-2> 대체에너지 원별 용량당 생산량	479

제 2 장 대체에너지 시스템

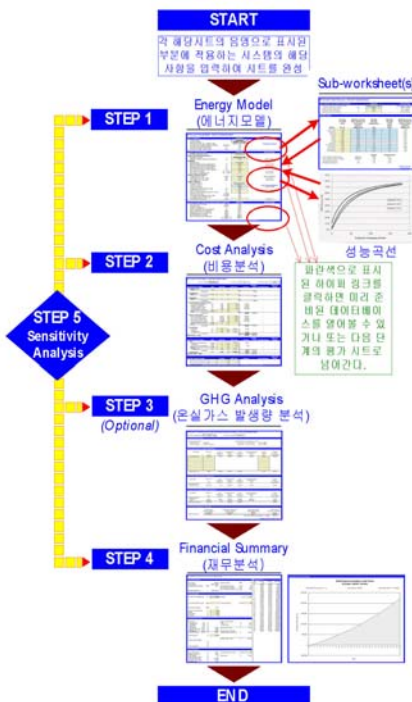


제 1 절 개요

할 경우 설계 단계가 발전됨에 따라 비용이 줄어들게 된다. (그림 참조) 대체에너지의 성능



컴퓨터의 도움이 필수적이며 빠른 시간 내에 대략적인 결과를 얻기 위해 단순기법이나 수기계산법이 이용되기도 한다. 실시설계단계에서는 이러한 초기 단계의 단순한 프로그램을 바탕으로 좀더 정확한 실시간 분석 프로그램을 이용하거나 건물부와 다른 시스템과 통합을 연계하여 자세한 성능을 분석하기도 한다.



설계 단계별 비용과 정확도의 관계

제 3 장 표준 기상 모듈

제 1 절 개요

프로그램을 이용한 정확한 신·재생에너지의 성능평가를 위해서는 입력자료의 가장 기본이 되는 기상데이터에 대한 분석이 선행되어야 한다. 국내에서는 지역별로 다양한 기후 조건을 가지고 있으며 이에 따른 최적의 신·재생 시스템의 선정이 필요하다. 이번 장에서는 성능평가에 사용될 수 있는 기상데이터를 종류를 비교하고, 다양한 양식의 기상데이터를 원하는 양식으로 변환을 할 수 있도록 이에 필요한 프로그램과 간단한 사용방법을 설명하였다. 마지막으로 이런 변환기술을 신·재생에너지 성능에 큰 영향을 미치는 외부기온, 풍속 그리고 일사를 분석하여 각 기상데이터를 비교분석하여 최종적으로 신·재생에너지 성능분석에 필요한 최적의 기상데이터 도출을 목적으로 하고 있다.

제 2 절 기상데이터별 특징

현재 국내에서 입수 가능한 기상데이터로는 IWEC 데이터, 1984~1993년 기상 정리데이터, 기상청의 평년 기상데이터의 특징을 정리하면 다음과 같다.



은 기상데이터로 각

1. IWEC(International Weather for Energy Calculations)

가. 소개

1977년 미국 냉난방공조학회(American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, ASHRAE)는 에너지 계산을 위한 국제 기상 년 개발 프로젝트를 수행하였다. 이 프로젝트를 통한 자료는 2001년 3월에 완성되어 북미를

기 7개의 기상요소와 대응하도록 구성되어 있다. 매시간의 값을 3열로 기록하여 72열과 역정보 7열 및 데이터의 순서를 나타내는 1열의 총 80열로 구성된다. 역정보란 연, 월, 요일, 국경일 등의 정보로서 이것들은 기상의 요소와 무관하나 건물의 사용 조건을 정하는 데 필요하다.

공조학회 데이터의 기상항목 및 단위는 아래 <표 3-2>와 같다.

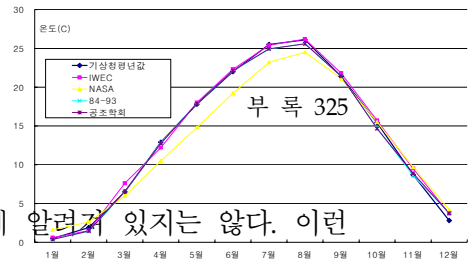
<표 3-2> 공조학회 표준기상데이터 구조

기상항목	내 용
건구 온도	1~72열에 기록되었으며 1시간의 값은 3열씩 기재된 정수치로 단위는 0.1℃ "-"값이 존재할 경우가 발생하므로 전데이터에 일률적으로 500을 더하여 표기함
절대 습도	데이터는 정수값으로 매시 각 값을 2열씩 기재하였으며 단위는 0.1g/kg
직달일사량	매시의 법선면 직달일사량을 kcal/m ² h의 단위로 표기
확산일사량	천공의 수평면 천공일사량을 kcal/m ² h의 단위로 표기
운 량	매시의 운량을 0~10의 두자리 정수로 기록
풍 향	매시의 풍향을 2자리 정수로 표기하였으며, 0.2%이하의 풍향은 없는 것으로 간주
풍 속	매시의 풍속을 f3자리 정수로 표시하며 단위는 0.1%
역 정보	78~79열 사이에 기재되며 연, 월, 날짜, 요일 순으로 기록

4. 1984~1993년도를 변환한 기상파일

기존 연구(공기조화냉동공학회, 건물의 공조부하계산용 표준 전산프로그램 개발 및 기상자료의 표준화 연구에 관한 최종보고서, 통상산업부, 1996.9)를 통해 작성된 국내 13개 도시(강릉, 광주, 대구, 대전, 목포, 부산, 서울, 인천, 전주, 제주, 진주, 청주, 포항)의 WYEC 기후데이터 파일을 사용하였다.

ASHRAE에 의해 개발된 WYEC 기후데이터는 장기간의 기온 평균값에 해당되는 월을 선정하여 다음 일부 일자와 시간의 자료를 다른 해 같은 달의 자료로 대체하여 작성된다. WYEC의 데이터 포맷은 TRY와 같으며, 기후데이터 파일 작성에 사용된 원 기상자료의 통계기간은 1984~1993년이다



가정된다. 하지만 측정된 자료의 부정확성도 정확하게 알려주지는 않는다. 이런 이유로 기상청에서 측정값과 기상데이터값의 차이는 부정확성의 가능성을 평가할 수 있을 것으로 사료된다.

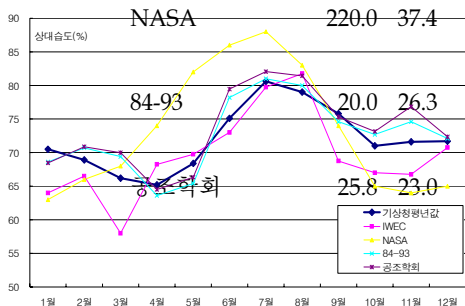
가. 건구온도

<표 3-9> 기상데이터별 월별 평균 온도(°C)

구분	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월	평균
기상청평년값	0.5	1.9	6.5	12.9	17.8	22.0	25.5	26.1	21.4	15.4	8.7	2.8	13.5
IWEC	0.6	1.5	7.6	12.2	18	22.3	25.4	26.2	21.8	15.7	9.5	3.7	13.7
NASA	1.6	2.6	6.0	10.5	14.8	19.2	23.2	24.5	21.1	15.5	9.7	4.2	12.7
84-93	0.4	1.4	6.5	12.8	17.9	22.1	24.9	25.6	21.4	14.7	8.6	3.8	13.3
공조학회	0.4	1.5	6.6	12.7	17.9	22.1	24.9	25.6	21.4	14.7	8.9	3.8	13.4

<표 3-10> 기상청 평년값과 오차 비교(온도)

구분	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월	평균
기상청평년값	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IWEC	20.0	21.1	16.9	5.4	1.1	1.4	0.4	0.4	1.9	1.9	9.2	32.1	1.9
NASA	220.0	37.4	-8.3	18.6	16.9	12.7	9.0	-6.1	1.4	0.6	11.4	50.0	5.3
84-93	20.0	26.3	0.0	0.8	0.6	0.5	2.4	1.9	0.0	4.5	1.1	35.7	0.9
공조학회	25.8	23.0	0.8	1.2	0.4	0.5	2.2	2.0	0.1	4.8	2.2	34.4	0.4





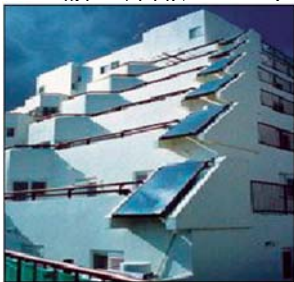
또한 [그림 4-1]과 같은 발전된 형태의 집열기가 세계적으로 널리 설치되어 있다. 심지어, 이스라엘과 같은 몇몇의 국가에서는 태양열 급탕 시스템 설치를 법적으로 의무화하고 있다.

태양열급탕시스템은 에너지 절감 외에도 몇 가지 다른 이점을 얻을 수 있다. 대부분의 태양열 급탕 시스템은 보조탱크를 가지고 있고, 일반적으로 사용되는 급탕용 탱크에 온수를 공급하게 된다. 사용자는 추가의 급탕시스템을 확보할 수 있게 되어 단수의 위험성을 줄일 수 있다. 자연형 태양열 급탕시스템 경우 시스템의 작동에 위한 전력을 필요하지 않아서, 전원이 연결되어 있지 않은 상태에서도 일사만 충분하면 충분히 급탕 할 수 있다. 수영장도 태양열을 이용하여 직접 물을 데울 수 있다. 이를 이용하면 실외 풀장의 경우에는 입영 기간을 늘릴 수 있는 장점이 있다.

가. 시스템의 적용

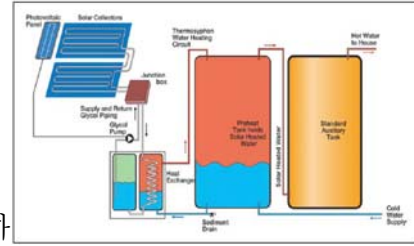
태양열 급탕 시스템의 경우에는 최종적으로 어떤 기술을 적용 하는냐에 따라 적용 분야를 나누게 된다. 대표적으로 이용되는 분야는 태양열 급탕과 수영장과 양어장에 온수를 공급하는 분야이다.

(가) 급탕 (Direct hot water)



적용하는 방법은 다양하다. 그중 대표적인 것은 Direct Hot Water Systems(DHWS)이다. 일반적으로 주택이나 완성품 형태로 판매된다.





파를 막기 위하
 사가 강할 때 과열을 방지할 수 있어야
 한다. 많은 시스템이 일사가 충분하지 않
 은 날에도 사용자의 급탕 요구를 만족
 시킬 수 있는 보조 열원시스템을 가지고
 있다. 태양열 급탕시스템의 3가지의 기본
 적인 기능을 수행할 수 있도록 설계되어
 있다.

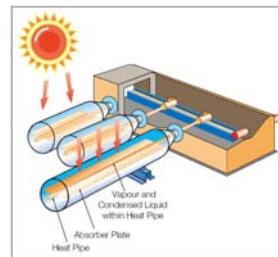
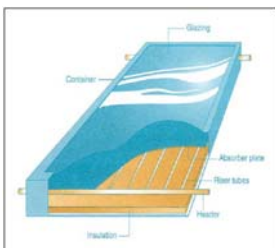
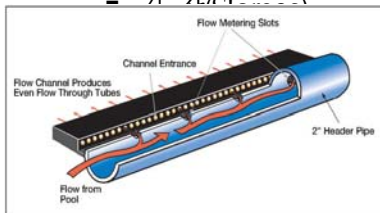
■ 집 열(Collection) : 태양열 집
 열기에 의해서 일사가 집열된다.

■ 이 동(Transfer) : 집열된 에너지를 순
 환되는 열유
 체에 의하여
 집 열 탱 크 로
 이동한다. 순

[그림 4-6] 수영장 온수공급에 이용된
 집열기

환은 자연형(사이편 시스템) 혹은 순환펌프를 이용한
 강제시스템이 있다.

: 차후 이용을 위해서 기계실이나 천칭의 탱크에 온수를
 저장시킨다.





태양열 시스템의 순환시스템을 사용하는 외부수영장의 경우에는 사용되지 않는다.) 밸브, strainer, 열팽창탱크(thermal expansion tank)로 구성된다.

[그림 4-11]

집열판 지지구조

■ 조절장치(Controller)

집열판의 열을 효과적으로 이용할 수 있도록 순환기를 조절한다. (자연형 시스템이나 PV를 이용하여 순환시키는 경우에는 적용되지 않는다.)

■ 동결방지(Freeze protection)

하여 필요하다. 일반적인 유체를 열교환기를 이용하

결방지장치, 계절별 동파방

요하지 않는 수영장을 저

보조용으로 사용된다.

시스템 성능평가 기

시스템 성능평가 지원 도

RETScreen® Solar Resource and Heating Load Calculation - Solar Water Heating Project					
Site Latitude and Collector Orientation		Estimate		Notes/Range	
Nearest location for weather data	-	St Hubert A. QC	-	-90.0 to 90.0	See Weather Database
Latitude of project location	'N	43.5	-	0.0 to 90.0	
Slope of solar collector	-	25.0	-	0.0 to 180.0	
Azimuth of solar collector	-	0.0	-	0.0 to 180.0	

Monthly Inputs						
Month	Fraction of month used (0 - 1)	Monthly average daily radiation on horizontal surface (kWh/m ² /d)	Monthly average temperature (°C)	Monthly average relative humidity (%)	Monthly average wind speed (m/s)	Monthly average daily radiation in plane of solar collector (kWh/m ² /d)
January	0.00	1.72	-10.2	72.5	5.0	3.01
February	0.00	2.60	-8.9	72.0	5.0	4.26
March	0.00	4.05	-5.3	69.0	5.0	5.11
April	0.00	4.64	5.6	65.0	4.7	4.99
May	0.25	5.73	12.7	64.0	4.4	5.70
June	1.00	6.11	17.9	67.0	4.2	5.87
July	1.00	6.14	20.6	69.0	3.6	5.99
August	1.00	5.18	19.0	73.5	3.6	5.39
September	0.25	3.63	14.2	75.0	3.9	4.44
October	0.00	2.52	8.0	74.0	4.4	3.38
November	0.00	1.49	1.4	77.0	4.7	2.25
December	0.00	1.34	-7.5	77.0	4.7	2.38
Annual		1.29	0.51			
Season of Use		1.61	0.61			

Water Heating Load Calculation			
Application type		Estimate	
Type of pool	-	Outdoor	
Pool area	m ²	48	20 to 1,000
Use of cover	nd	16	0 to 24
Desired pool temperature	°C	27	22 to 35
Make up water ratio	%/wk	5%	5% to 10%
Wind sheltering coefficient	-	0.20	0.10 to 0.30
Pool shading factor	%	20%	0% to 90%
Cold water temperature	°C	10	10 to 10.0
Minimum	°C	11.1	5.0 to 15.0
Maximum	°C	11.1	
Months BWH in use	month	3.5	
Ener. demand for months analysed	MWh	16.39	
	GJ	59.02	

RETScreen® Energy Model - Solar Water Heating Project			
Site Conditions		Estimate	
Project name	-	Pool example	
Project location	-	Longueuil, Canada	
Nearest location for weather data	-	St Hubert A. QC	Complete SRES/C sheet
Annual solar radiation (tilted surface)	MWh/m ²	1.61	
Annual average temperature	°C	5.9	
Annual average wind speed	m/s	4.4	
Desired load temperature	°C	27	
Number of months analysed	month	3.5	
Energy demand for months analysed	MWh	16.39	

System Characteristics			
Application type		Estimate	
Application type	-	Swimming pool (outdoor)	
Base Case Water Heating System	-	Electricity	
Heating fuel type	-	Electricity	
Heating system seasonal efficiency	%	250%	60% to 300%
Solar Collector	-	Unglazed	See Technical Note 1 See Product Database
Collector type	-	Unglazed	
Solar water heating collector manufacturer	-	ABC	
Solar water heating collector model	-	332	
Area per collector	m ²	4.00	1.00 to 5.00
Fr (beta alpha) coefficient	-	0.85	0.50 to 0.90
Wind correction for Fr (beta alpha)	km	0.040	0.030 to 0.050
Fr UL coefficient	(W/m ² /°C)	11.56	10.00 to 15.00
Wind correction for Fr UL	(km ² /°C)	4.37	3.00 to 15.00
Suggested number of collectors	-	11	
Number of collectors	-	7	
Total collector area	m ²	28.0	
Balance of System	-	No	
Heat exchanger/antifreeze protection	yes/no	No	8 to 25 or PVC 30 to 38
Suggested pipe diameter	mm	31	8 to 25 or PVC 30 to 38
Pipe diameter	mm	38	8 to 25 or PVC 30 to 38
Pumping power per collector area	W/m ²	0	3 to 22, or 0
Piping and solar tank losses	%	1%	1% to 10%
Losses due to snow and/or dirt	%	3%	2% to 10%
Horiz. dist. from mech. room to collector	m	5	5 to 20
# of floors from mech. room to collector	-	2	0 to 20

Annual Energy Production (3.50 months analysed)			
Application type		Estimate	
Pumping energy (electricity)	MWh	0.00	
Specific yield	Wh/m ²	270	
System efficiency	%	45%	
Solar fraction for months analysed	%	46%	
Renewable energy delivered	MWh	7.57	
	GJ	27.25	

RETScreen® Financial Summary - Solar Water Heating Project

Annual Energy Balance				Yearly Cash Flow			
Project name	Pool example	Electricity required	MWh	Year	Pre-tax	After-tax	Cumulative
Project location	Lungau, Canada			0	156	156	156
Renewable energy balance	MWh	7.57	GHG analysis show used?	years	1	116	116
				2	191	191	232
				3	187	187	420
				4	162	162	581
				5	198	198	780
				6	204	204	984
				7	211	211	1205
				8	217	217	1442
				9	221	221	1683
				10	226	226	1939
				11	231	231	2210
				12	238	238	2498
				13	245	245	2803
				14	253	253	3126
				15	261	261	3467
				16	269	269	3826
				17	277	277	4203
				18	286	286	4599
				19	294	294	5013
				20	303	303	5446
				21	313	313	5899
				22	323	323	6372
				23	332	332	6864
				24	342	342	7376
				25	353	353	7909

Financial Parameters			
Account cost of heating energy	\$/MWh	0.085	Delta ratio
	%	0.0%	
Income tax analysis?	years		No
Real price of electricity	\$/MWh		
Energy cost escalation rate	%	3.0%	
Inflation	%	2.0%	
Discount rate	%	10.0%	
Project life	yr	25	

Project Costs and Savings			
Initial Costs		Annual Costs and Debt	
Feasibility study	0.0%	\$	0.00
Development	0.0%	\$	0.00
Engineering	0.0%	\$	0.00
EC equipment	42.4%	\$	220
Balance of system	51.2%	\$	272
Miscellaneous	38.2%	\$	201
Initial Costs - Total	100.0%	\$	694
Incentive/Gains		\$	360
Annual Savings - Total		\$	182
Periodic Costs (Credits)			
Values and Strings	\$	260	Schedule yr # 10,20
Pool heat pump compressor	\$	(200)	Schedule yr # 10,20
End of project life	\$	-	

Financial Feasibility			
Payback (RR) and ICD	%	80.0%	
Payback (RR) and ICD	%	80.0%	
Simple Payback	yr	1.8	Project equity
Year to payback and low	yr	1.8	
Net Present Value (NPV)	\$	2,000	
Annual Life Cycle Savings	\$	257	
Profitability Index (PI)	-	2.90	

RETScreen® Greenhouse Gas (GHG) Emission Reduction Analysis - Solar Water Heating Project

Use GHG analysis sheet? Yes Type of analysis: Standard

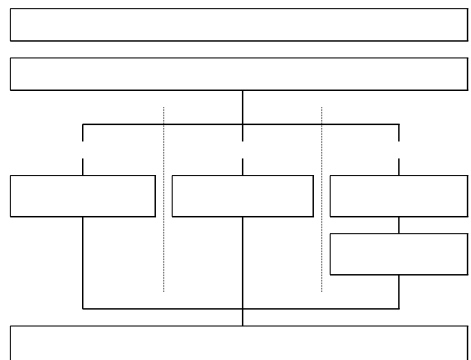
Background Information					
Project name	Pool example	Global Warming Potential of GHG			
Project location	Lungau, Canada	1 ton CH ₄ =	21 tons CO ₂	(IPCC 1996)	
		1 ton N ₂ O =	310 tons CO ₂	(IPCC 1996)	

Base Case Electricity System (Reference)						
Fuel type	Fuel mix (%)	CO ₂ emission factor (kg/GJ)	CH ₄ emission factor (kg/GJ)	N ₂ O emission factor (kg/GJ)	T & D losses (%)	GHG emission factor (tCO ₂ e/MWh)
Natural gas	100.0%	56.1	0.0030	0.0010	0.0%	0.491
Electricity mix	100%	136.5	0.0072	0.0024	0.0%	0.491

Base Case Heating System (Reference)					
Fuel type	Fuel mix (%)	CO ₂ emission factor (kg/GJ)	CH ₄ emission factor (kg/GJ)	N ₂ O emission factor (kg/GJ)	GHG emission factor (tCO ₂ e/MWh)
Heating system	100.0%	136.5	0.0072	0.0024	0.196

Proposed Case Heating System (Mitigation)					
Fuel type	Fuel mix (%)	CO ₂ emission factor (kg/GJ)	CH ₄ emission factor (kg/GJ)	N ₂ O emission factor (kg/GJ)	GHG emission factor (tCO ₂ e/MWh)
Electricity	0.0%	136.5	0.0072	0.0024	0.000
Solar	100.0%	0.0	0.0000	0.0000	0.000
Heating energy mix	100.0%	0.0	0.0000	0.0000	0.000

GHG Emission Reduction Summary					
Base case GHG emission factor (tCO ₂ e/MWh)	0.196	Proposed case GHG emission factor (tCO ₂ e/MWh)	0.000	End-use annual energy delivered (MWh)	7.57
Annual GHG emission reduction (tCO ₂ e/yr)				1.48	
Net GHG emission reduction: 1.48 tCO ₂ e/yr					



[그림 4-14] SWH 시스템의 Financial Summary 작업시트

유창형/진공관 집열기는 다음의 식으로 표현될 수 있다.(Duffie and Beckman, 1991, eq. 6.17.2)

$$Q_{coll} = F_R (G - F_R U_L T) \quad \text{(식 4-1)}$$

- 여기서
- Q_{coll} : 단위시간의 단위 면적당 집열 에너지
 - G : 집열기에 수열된 일사에너지
 - T : 집열기의 유체와 외기의 온도차
 - F_R : 집열기의 열손실 계수
 - : 커버의 투과율
 - : 흡열기의 단파 흡수율
 - U_L : 집열기의 평균 열손실 계수

F_R 와 $F_R U_L$ 값은 사용자에게 의해 지정되거나, RETScreen의 *Online Product Database*에서 선택된 집열기에 의해 결정된다. 유창형이나 진공관 집열기 모두 F_R 와 $F_R U_L$ 값은 바람의 영향을 받지 않는다.

무창형과 진공관 집열기의 일반적인 값은 제공된다. 일반적인 유창형 집열기는 F_R 은 0.68와 $F_R U_L$ 은 $4.90(W/m^2)/^\circ C$ 값을 가진다. 이 값은 집열기의 열역학적인 실험결과와 상통한다.(Chandrashekar and Thevenard, 1995). 일반적인 진공관 집열기는 F_R 은 0.58와 $F_R U_L$ 은 $0.7(W/m^2)/^\circ C$ 값을 가진다. 이 값은 Fournelle 진공관 튜브와 일치한다.(Chandrashekar and Thevenard, 1995)

나. 무창형 집열기(Glazed of evacuated collectors)

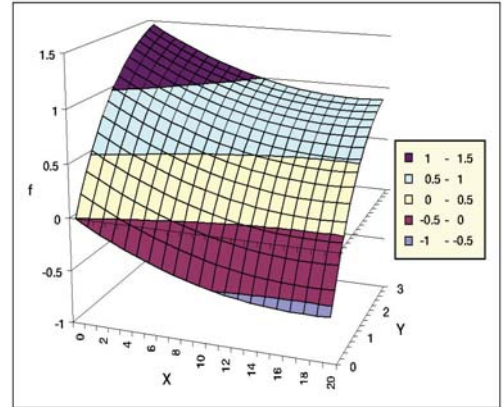
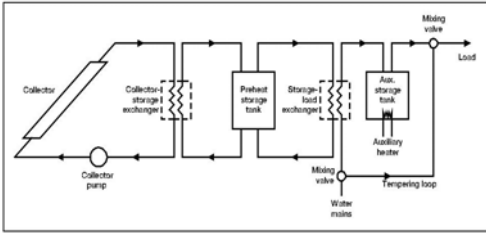
무창형 집열기에 집열되는 양은 다음의 (식 4-2)와 같이 표현된다.(Soltau,1992)

$$Q_{coll} = (F_r) \left(G + (L) \right) - (F_R U_L) T \quad \text{(식 4-2)}$$

- 여기서
- : 흡수기의 단파 흡수율
 - : 습수기의 장파 방사율
 - L : 상대 천공 복사(the relative longwave sky irradiance)

여기서 L 은 다음의 (식 4-3)과 같이 정의된다.

$$L = L_{sky} - (T_a + 273.2)^4 \quad \text{(식 4-3)}$$



[그림 4-16] 가정용 급탕시스템의 개념도

만약에 시스템에 열교환기가 없다면 F_R' 값은 F_R 값과 같아진다. 이 경우에는, 모델은 양쪽의 유량이 같다고 가정한다. 물의 비열은 $4.2(\text{kJ}/\text{kg})/^\circ\text{C}$ 이고, 유체로 사용되는 글리콜(glycol)은 비열이 $3,85(\text{kJ}/\text{kg})/^\circ\text{C}$ 로 적용된다. 또한 A_c/m 의 비는 $140\text{m}^2/\text{kg}$ 으로 가정된다.

X 값은 탱크의 크기와 시수온도에 의해 수정되어야 한다. f -chart 방법은 단위면적 (1m^2)당 75ℓ 의 탱크를 기준으로 개발되었다 다른 용량의 탱크에 대해서는 X 는 다음의 (식 4-12)로 정의되는 보정계수 X_c/X 를 이용하여 보정하면 된다.

$$G \geq \frac{F_R U_L (T_i - T_a)}{F_R (\tau \alpha)} \quad \frac{X_c}{X} = \left(\frac{\text{Actual storage capacity}}{\text{Standard storage capacity}} \right)^{-0.25} \quad \text{(식 4-12)}$$

이 식은 Actual storage capacity/Standard storage capacity가 0.5에서 4사이에 있을 경우에 유용하다. 온도의 변동 (T_m)과 최소 허용 급탕온도 (T_w)가 태양열 급탕시스템의 성능에 영향을 미치므로 X 값은 보정계수 X_{cc}/X 를 곱해주어야 한다.

$$\frac{X_{cc}}{X} = \frac{11.6 + 1.18 T_w + 3.86 T_m - 2.32 T_a}{100 - T_a} \quad \text{(식 4-13)}$$

총급탕 부하에서 태양열 급탕시스템이 담당하는 비율 f 는 다음의 (식 4-14)와 같이 X 와 Y 의 함수로 나타낼 수 있다.

식을 이용하여 정오 때의 $r_{d,n}$ 값이 계산된다.

$$\bar{r}_{d,n} = \frac{1 - \cos \phi_s}{24 \sin \phi_s \cos \phi_s} \quad (\text{식 4-25})$$

다. 필수 일사량 수준(X_c) 계산

X_c 는 각 월의 전형적인 일(日)에 정오의 일사량에 대한 필수일사량의 수준의 비이다.

$$X_c = \frac{G_c}{r_{t,n} R_n H} \quad (\text{식 4-26})$$

라. 월별 하루 평균 이용율() 계산

마지막으로 두 개의 변수 R/R_n 와 X_c 를 이용하여 월별 하루 평균 이용율()를 보정한다.

$$= \exp\{[a + b \frac{R_n}{R}][X_c + c X_c^2]\} \quad (\text{식 4-27})$$

$$a = 2.943 - 9.271 K_r + 4.031 K_r^2 \quad (\text{식 4-28a})$$

$$b = -4.345 + 8.853 K_T - 3.602 K_T^2 \quad (\text{식 4-28b})$$

$$c = -0.170 - 0.306 K_T + 2.936 K_T^2 \quad (\text{식 4-28c})$$

이를 이용하여 보정하면 언급된 (식 4-19)에서 보여 주었듯이 집열된 에너지가 계산된다.

제 4 절 SWH 시스템 원단위 분석

		부 록 361	
	ra		

<표 4-5> 난방시스템의 일반적인 효율

Heating Energy Avoided				Typical Annual Heating System Efficiency(%)			
			Standard boiler/furnaces(with pilot light)				60 ~ 70
			Mid-efficiency boiler/furnaces(spark ignition)				70 ~ 80
			High-efficiency of condensing boiler/furnaces				80 ~ 90
			Electric resistance				100
			Air-source heat pump				130 ~ 200
			Ground-source heat pump				200 ~ 350

분석을 위하여 사용된 시스템의 경우에는 <표 4-6>과 같이 난방연료는 디젤을 난방시스템의 효율은 75%로 설정하였다.

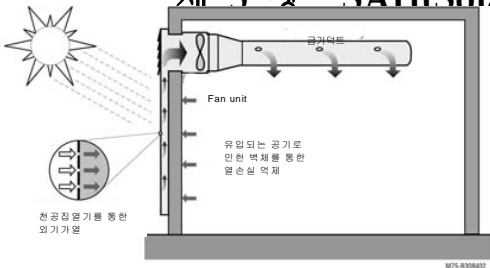
<표 4-6> 기존 난방시스템 정보

구분	단위	값	값 특성
Heatng fuel type	난방연료	-	선택값 1. Natural gas 2. Propane 3. Disel(# 2oil) 4. #6 oil 5. Electricity 6. Other
Heating system seasonal efficiency	시스템의 계절별 효율	%	75% 입력값

라. SWH 시스템 태양열 집열기

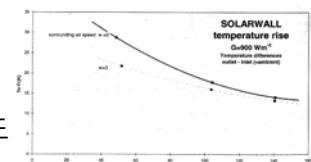
사용할 수 있는 집열기로는 유창형, 무창형, 진공관형으로 3가지 종류가 있는데 그중 가장 일반적으로 많이 사용되는 유창형(Glazed) 집열기를 사용하였으며, 집열기의 단위면적은 2.00m ² 값을 가지고 있으며, 집열기의 성능을 나타내는 Fr(tau alpha)값과 F _r U _L 계수는 RETScreen의 기본값으로 지정된 0.68, 4.90((W/m ²)°C)값을

제 5 장 SAH(Solar Air Heating) 시스템 원단위 분석



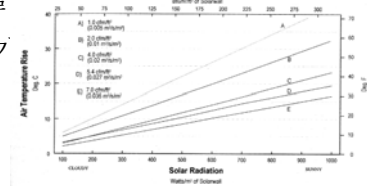
절 SAH 시스템 개념

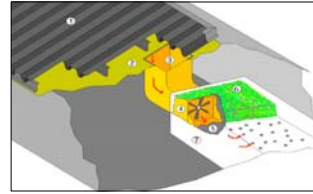
SAH 시스템은 태양열을 열원으로 일정한 흡수율 및 방사율에 의하여 SAH 모듈을 통하여 직달, 산란 및 반사로 구성되는 일사를 흡수한다.([그림 5-1]) 흡수된 에너지의 일부는 집열판과 외기와의 온도차에 의하여 대류와 장파 복사의 형식으로 손실이 되고, 나머지 에너지는 일정한 형상을 지닌 기공으로 유입되어진다.



[그림 5-1] SAH 시스템의 작동 개념도

유입되어진 공기는 SAH 전면, 기공 및 후면 전열면에서의 대류 열전달에 의하여 가열되게 된다. 가열된 외기는 공기층(plenum) 유로를 따라 전방으로 흐르면서 기공의 유로에서 전방으로 흐르도록 유도하면서 팬 및 덕트 시스템에 의하여 건물 환기





373

1 시스템이 저요



현재 북미의 공기난방과 환기를 위한 가장 뛰어난 시스템이다. SAH 집열기의 가장 효율적으로 적용될 수 있는 건물의 형태는 [그림



을 가진 산업용 건물, 스포츠센터, 학교, 병원, 사무소, 정비 카트와 같은 주거용 건물에서는 서비스공간이나 창을 이용한 있다[그림 5-5]. 또한 저온이 필요한 농작물 건조나 저온공정

이 필요한 공장에 적용될 수 있다[그림 5-6]

[그림 5-4] SAH 시스템 적용 사례 (산업용 건물)

Site Latitude and Collector Orientation				Estimate	Notes/Range
Nearest location for weather data				Fajon	See Weather Database
Latitude of project location	°N	36.2		-90.0 to 90.0	
Slope of solar collector	°	90.0		0.0 to 90.0	
Azimuth of solar collector	°	0.0		0.0 to 180.0	

Monthly inputs					
Month	Fraction of month used (# - 1)	Monthly average daily radiation on horizontal surface (kWh/m ² /d)	Monthly average temperature (°C)	Monthly average wind speed (m/s)	Monthly average daily radiation in plane of solar collector (kWh/m ² /d)
January	1.00	2.62	-3.1	4.2	4.49
February	1.00	2.45	-1.2	4.3	4.29
March	1.00	4.34	3.9	4.5	3.49
April	1.00	6.29	10.5	4.2	2.88
May	0.50	5.67	15.5	3.7	2.40
June	0.00	5.26	20.1	3.0	2.11
July	0.00	4.33	23.7	3.3	1.93
August	0.00	4.68	24.9	3.1	2.33
September	0.30	4.11	20.5	2.8	2.78
October	1.00	3.70	14.4	3.0	3.79
November	1.00	2.62	7.0	4.0	3.88
December	1.00	2.23	0.0	4.1	3.83

	Annual	Season of use
Solar radiation (horizontal)	1.47	0.86
Solar radiation (tilted surface)	1.15	0.86
Average temperature	11.4	5.8
Average wind speed	3.7	4.0

[Return to Energy Model sheet](#)

[그림 5-5] SAH 시스템 적용 사례(주거용)

RETScreen® Energy Model - Solar Air Heating Project			
Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name		Example	
Project location		KSAH	
Nearest location for weather data		Tajon	Complete SR sheet
Annual solar radiation (tilted surface)	MWh/m ²	1.15	
Annual average temperature	°C	11.4	
Annual average wind speed	m/s	3.7	
System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Heating application type		Ventilation air	
Base Case Heating System		Electricity	
Heating fuel type	-	Electricity	
Heating system seasonal efficiency	%	90%	0% to 350%
Building			
Building type	-	Industrial	
Minimum delivered air temperature	°C	18.0	5.0 to 21.0
Maximum delivered air temperature	°C	40.0	18.0 to 60.0
Building temperature stratification	°C	0.0	0.0 to 15.0
Floor area served by solar collector	m ²	8	
RSI-value of ceiling	m ² · °C/W	2.2	0.1 to 10.0
RSI-value of building wall	m ² · °C/W	2.2	0.1 to 10.0
Airflow Requirements			
Design airflow rate	m ³ /h	800	50 to 1,000,000
Operating days per week	d/w	7.0	1.0 to 7.0
Operating hours per day	h/d	24.0	5.0 to 24.0
Solar Collector			
Design objective	-	High efficiency	
Collector colour	-	Dark brown	See Product Database
Solar absorptivity	-	0.90	0.20 to 0.99
Suggested solar collector area	m ²	6	
Solar collector area	m ²	6	
Percent shading during season of use	%	0%	0% to 50%
SAH fan flow rate	m ³ /hr	131	
Average solar collector flow rate	m ³ /hr	54.9	
Average air temperature rise	°C	6.7	
Incremental fan power	W/m ²	1.0	0.0 to 7.0
Annual Energy Production (7.8 months analysed)		Estimate	Notes/Range
Incremental fan energy	MWh	0.0	
Specific yield	kWh/m ²	962	
Collector efficiency	%	84%	
Solar availability while operating	%	75%	
Renewable energy collected	MWh	3.4	
Building heat loss recaptured	MWh	0.2	
De-stratification savings	MWh	0.0	
Renewable energy delivered	MWh	3.6	
	\$/kWh	12.8	Complete Post analysis sheet

가. SAH 시스템 설치 조건

이 창에는 먼저 프로젝트 이름을 입력하고, Solar Resource Worksheet의 UTC 집열기 경사면 연간일사량과 연간 월평균 온도를 지정해 주어야 합니다.

나. SAH 시스템 구성요소설비 지정

SAH 시스템의 적용에 따라 건물난방용 또는 농수산물냉장용 난방시스템이 적용하게되며, SAH 시스템의 구성 설비 요소인 주난방시스템, 보조난방시스템, 팬유량 및 팬 작동 공조계획 및 UTC 집열기의 주요 사양을 입력할 수 있도록 되어있다.

(1) 난방설비 선정

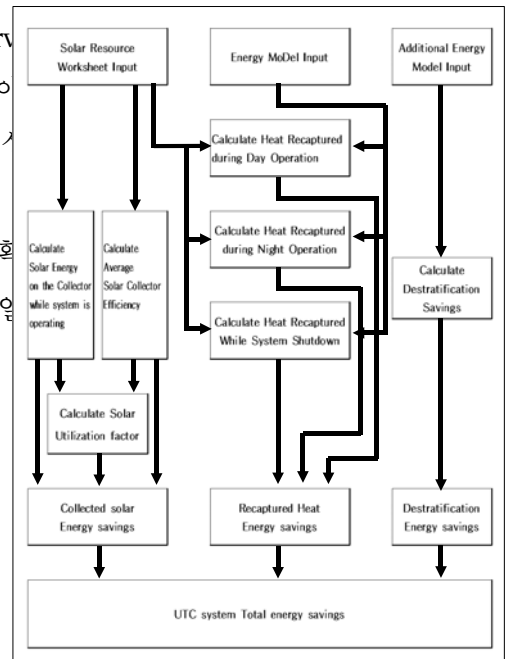
여기서는 주 난방설비의 사양과 난방설비의 효율을 지정하도록 되어있다.

(2) SAH 시스템 적용 건물 선정

건물의 용도는 상업용, 주거 및 공장형 건물 형태로 구별할 수 있는데, 상업 건물은 "Commercial", 주거 건물은 "Residential", 그리고 공장형 건물은 "Industrial"을 입력한다. 특히 천고가 상대적으로 높은 공장형 건물의 경우 공장실내 덕트 설치에 따른 성층화 보완에너지지를 얻을 수 있으며 건물유입 최소 및 최대 온도와 천장과 바닥의 온도차, 건물의 바닥면적(Floor area served by solar collector) 그리고 천장 및 바닥의 열 저항 값(RSI-value of ceiling)이 높을수록 바닥면적은 SAH 시스템에 의해 환기되는 바닥면적으로 계산되는 실내의 감소 값을 계산할 때 사용된다.

(3) 건물요구 최소신선공기도입량 및 팬 작동 계획

여기에서 요구하는 입력 값은 건물요구 환기량과 팬 작동 시간을 지정한다.



1. 모델링 입력 값

모델입력은 SAH 시스템의 설치위치에 대한 정보입력 값과 월평균 형식으로 제공되어지는 외기 기상데이터 및 SAH 시스템의 설계주요변수들의 입력값으로 구성 되어진다.

2. 에너지절감량 산정

SAH 시스템 적용건물의 에너지절감량은 UTC 집열기 수열 일사량을 기준으로 태양열유용에너지, 단열보완에너지 및 성층화보완에너지로 구성되어진다.

가. UTC 집열기 수열 일사량 산정(Usable incident solar energy calculation)

태양열유용에너지의 정량적 평가 과정은 일차적으로 외부 수평면 일사량 데이터를 근거로 UTC 집열기 경사면 일사량 산정후 SAH 시스템의 작동 운영스케줄 영향을 고려하여 설치집열기의 총 일사량 (식 5-1)에 의하여 산정되어진다.

$$G_{collector,i} = G_{t,i} \times \frac{A_{wall}}{3600} \times f_{sched,i} \tag{식 5-1}$$

여기서,

$G_{t,i}$: 일평균 UTC 집열기 경사면 일사량

A_{wall} : UTC 집열기 설치 면적

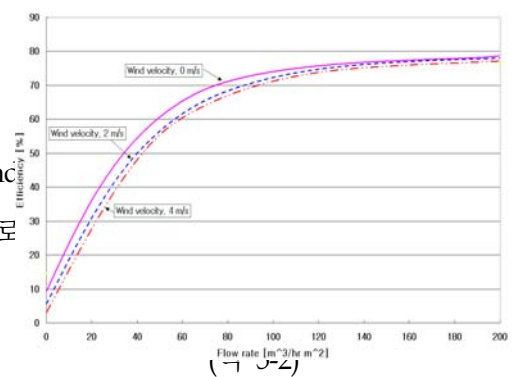
$f_{sched,i}$: 월 SAH 시스템 작동율

일평균 UTC 집열기 경사면 일사량 $G_{t,i}$ 는 Liu and 기상데이터에 의하여 제공되어지는 수평면 일사량으로 스템작동률은 (식 5-2)와 같이 산정되어진다.

$$f_{sched,i} = n_{days,i} \times f_{sys,i} \times \frac{h_{op, daytime}}{h_{sunlight,i}} \times \frac{d_{op}}{7}$$

여기서,

$n_{days,i}$: 월별 일수



(식 5-2)

$$Q_{recap} = \sum_{i=1}^{12} [(Q_{recap, op, daytime, i} + Q_{recap, op, nighttime, i}) \times f_{sys, i} + Q_{recap, shutdown, i}] \quad (식 5-9)$$

여기서,

- Q_{recap} : 총 열회수에너지
- $Q_{recap, op, daytime, i}$: AHU 작동시 주간 열회수에너지
- $Q_{recap, op, nighttime, i}$: AHU 작동시 야간 열회수에너지
- $Q_{recap, shutdown, i}$: AHU 중지시 열회수에너지
- $f_{sys, i}$: 월별 SAH 시스템 작동율을 나타낸다

AHU 작동시 주간 열회수에너지절감액은 (식 5-10)과 같이 표현되어진다.

$$Q_{recap, op, daytime, i} = \frac{d_{op}}{7} \times n_{days} \times h_{op, daytime, i} \times \left[\frac{A_{wall}}{R_{wall}} (21 - (0.66 T_{coll, i} + T_{amb, i})) \right] \quad (식 5-10)$$

AHU 작동시 야간 열회수에너지절감액은 (식 5-11)과 같이 표현되어진다.

$$Q_{recap, op, nighttime, i} = \frac{d_{op}}{7} \times n_{days, i} \times h_{op, nighttime, i} \times \left[\frac{A_{wall}}{R_{wall}} (21 - T_{amb, i}) \right] \quad (식 5-11)$$

AHU 중지시 열회수에너지절감액은 (식 5-12)와 같이 표현되어진다.

$$Q_{recap, shutdown, i} = \frac{d_{op}}{7} \times n_{days, i} \times (24 - h_{op}) \times \left[\frac{A_{wall}}{R_{wall}} - \frac{A_{wall}}{R_{wall+0.33}} \right] \times (21 - T_{amb, i}) \quad (식 5-12)$$

여기서,

- d_{op} : 주당 AHU 작동일
- $n_{days, i}$: 월별 일수,
- $h_{op, daytime, i}$: 월별 주간 기간동안 AHU 작동시간
- $h_{op, nighttime, i}$: 월별 야간 기간동안 AHU 작동시간

h_{op}				: 월별 AHU 작동시간
----------	--	--	--	---------------

제 6 장 PV(PhotoVoltaics) 시스템 원단위 분석



절 PV 시스템 개념

최근 PV 시스템에 대한 수요가 꾸준히 증가해 왔다. 현재 PV 시스템의 가장 큰 성장 동력원은 격오지의 신뢰성있는 전기동력원의 확보이다. 이런 곳에 적용될 수 있는 시스템 중에서 PV 기술은 가장 간단한 기술이다. 현재 일반적 사용되는 PV의 적용용도는 격오지 주택에서의 전력공급, 해안가의 네비게이션 시스템, 군사용 통신시스템, 농가의 워터펌프, 사람이 적은 고속도로나 캠퍼스의 긴급통화 박스 등에서 독립전원을 위하여 사용된다. [그림 6-1]은 집중형 변형 태양광 발전 설비(태양전지 시스템)의 예이다.



[그림 6-1] Centralised Hybrid Photovoltaic System in Escuain

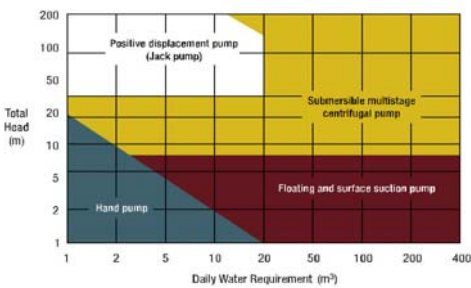
lead-antimony을 이용한 건전지이다. 건전지가 넓은 온도범위에서 사용이 필요할 때 nickel-cadmium 이용된다. 건전지는 다양한 일사조건에서 손실 없이 충전과 방전의 과정이 수없이 반복될 수 있어야 한다. 배터리의 손실없이 방전할 수 있는 배터리의 용량은 배터리의 종류에 따라 다르다. lead-calcium 배터리의 경우에는 각 사이클의 20%정도의 방전이 이루어지는 "shallow cycle"에 적합하다. nickel-cadmium의 경우에는 방전이 80%이상 이루어지는 "deep cycle"에 적합하다.

설치된 지역의 조건과 보조 발전기의 유무에 따라서 시스템이 독립적으로 몇일 혹은 몇 주를 사용할 수 있는 배터리가 요구된다. 배터리는 보통 12V의 배수가 되는 전압과 일반적으로 Ampere-hours(Ah)로 표시되는 용량에 의하여 특성이 표시된다. 예를 들어 50Ah, 48V의 배터리의 경우 일반적인 상황에서 $50 \times 48 = 2,400\text{Wh}$ 의 전력을 저장할 수 있다.

최적의 배터리 용량을 결정하는 것은 배터리의 수명, 시스템의 지속성, 최적의 경제성 확보에 가장 중요한 요인이다. 불필요한 배터리의 교환은 많은 비용을 초래하며, 특히 격오지에서는 많은 손실을 초래한다.

다 전원조정(Power conditioning)

PV에서 새사된 저려의 조절하고 조정하는 데는 몇 가지 전기기기가 필요하다.



attery charge controllers)

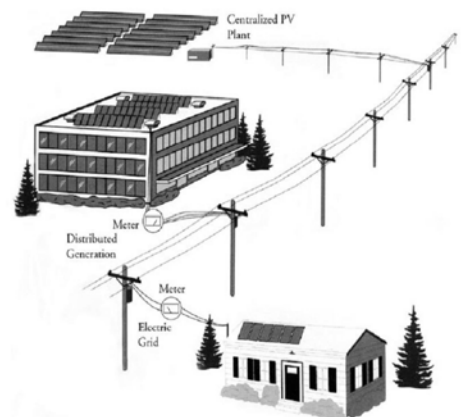
사이클을 조절한다.

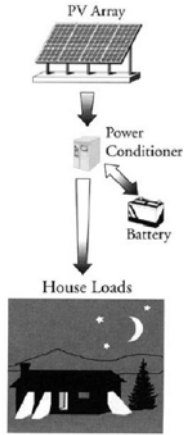
r point trackers)

하여 작동 전압을 유지한다

■ 인버터(Inverter)

직류(DC)를 교류(AC)로 변환시킨다. AC전원의 사용이 이용된다. 또한 전력선의 경우에는 AC사용하기 때는 반드시 인버터가 필요하다.

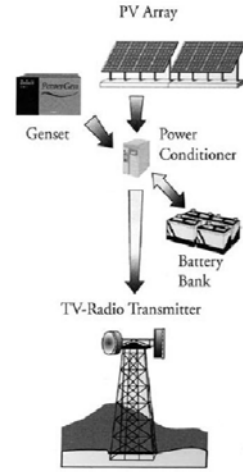




탐의 경우에도 청정 에너지원으로서의 PV사
회사의 장기적인 전략이 필요하다.

m

| 떨어져 있고, 10kWp 미만의 소전력이 필
요를 가지고 있다. 이러한 off-grid 시스템의 경
우에 사용되고 저장된 전기는 필요시에 사용자에게 공급하게 된다.



[그림 6-5] 독립 off-grid PV 시스템

Site Latitude and PV Array Orientation				Estimate	Notes/Range
Nearest location for weather data	°N		Neuquén A		See Weather Database
Latitude of project location	°N		39.0		-90.0 to 90.0
PV array tracking mode	-		Fixed		
Slope of PV array	°		55.0		0.0 to 90.0
Azimuth of PV array	°		190.0		0.0 to 180.0

Month	(B - I)	Fraction of month used	Monthly average daily radiation on horizontal surface (MWh/m ² /d)	Monthly average temperature (°C)	Monthly average daily radiation in plane of PV array (MWh/m ² /d)	Monthly solar fraction (%)
January	1.00	1.00	6.33	23.3	4.54	42%
February	1.00	1.00	5.89	22.0	5.21	44%
March	1.00	1.00	4.56	18.3	4.82	42%
April	1.00	1.00	3.36	13.2	4.39	39%
May	1.00	1.00	2.33	9.2	3.88	30%
June	1.00	1.00	1.78	6.1	3.27	30%
July	1.00	1.00	2.00	6.6	3.51	32%
August	1.00	1.00	2.64	8.9	4.32	39%
September	1.00	1.00	3.72	11.9	4.17	37%
October	1.00	1.00	5.28	15.3	4.93	43%
November	1.00	1.00	6.33	19.3	5.08	44%
December	1.00	1.00	6.36	22.2	4.81	41%
				Annual	1.55	Season of use
Solar radiation (horizontal)				MWh/m ²	1.55	
Solar radiation (tilted surface)				MWh/m ²	1.82	
Average temperature				°C	14.5	

Load Characteristics		Estimate	Notes/Range		
Application type		Off-grid			
Use detailed load calculator?	yes/no	Yes			
Description	AC/DC	Solar-load correlation	Load (kW)	Hours of use per day (hr/d)	Days of use per week (d/wk)
Radios	DC	Zero	0.360	24.00	7
Monitoring System	DC	Zero	0.045	24.00	7
Fans & Temp Controls	AC	Zero	0.360	18.00	7
Service Lights	DC	Zero	0.400	2.00	1
		Daily average	7.784	2,844.9	
DC energy demand		kWh (DC)	7.784	2,844.9	
AC energy demand		kWh (AC)	5.760	2,102.4	
AC peak load		kW (AC)		0.360	

Version 2000 - Release 3 © Minister of Natural Resources Canada 1997 - 2000. NRC/CNRC/CEPR.

■ 워터펌프 시스템

PV성능평가 지원모듈은 5개의 워크시트(Energy System Load Calculation (SR&SLC), Cost Analysis, Reduction Analysis(GHG Analysis), Financial Summary 6-기의 SR&SLC 시트는 고려중인 시스템의 종류와 는 데 사용된다. 또한 수평면 전일사량을 이용하여 기 을 계산하게 된다.

모듈은 PV시스템의 비용과 에너지 성능을 평가하기에 앞서 시스템을 특징짓는 것을 도와 주기 위하여 사용자에게 컴포넌트 용량에 대한 값을 제공한다. 제안된 값은 입력자료를 바탕으로 하여, 분석의 유용한 도구로 활용될 수 있으나, 반드시 최적의 계산값은 아니다.

Energy Model([그림 6-8])과 **SR&SLC** 작업시트가 먼저 완성된다. **Cost Analysis**([그림 6-9])가 완성되어야 하고, 마지막으로 **Financial Summary**([그림 6-11])가 완성되어야 한다. GHG Analysis 워크시트([그림 6-10])는 옵션으로 분석될 수 있다. 이 워크 시트는 사용자로 하여금 제안되는 프로젝트의 잠재적인 GHG (GreenHouse Gas) 바츠라오 세사츠는 데 도움이 되는 도구이다. 이바저오르 시요키는 가 자어

RETScreen® Cost Analysis - Photovoltaic Project

Type of project	Custom	Currency	Cost references	None
Initial Costs (Credits)				
Feasibility Study				
Site investigation	p-h	8	\$ 85	\$ 820
Preliminary design	p-h	20	\$ 85	\$ 1,700
Report preparation	p-h	10	\$ 85	\$ 850
Travel and accommodation	p-trip	1	\$ 2,000	\$ 2,000
Other	Cost	-		
Credit - Base case system	Credit	-1	\$ 3,000	\$ (3,000)
Sub-total				\$ 1,970
Development				\$ 280
Permits and approvals	p-h	4	\$ 85	\$ 340
Project management	p-h	30	\$ 85	\$ 2,550
Travel and accommodation	p-trip	1	\$ 2,000	\$ 2,000
Other	Cost	-		
Credit - Base case system	Credit	-1	\$ 5,000	\$ (5,000)
Sub-total				\$ 2,944
Engineering				\$ 976
PV system design	p-h	15	\$ 85	\$ 1,275
Structural design	p-h	20	\$ 85	\$ 1,700
Electrical design	p-h	30	\$ 85	\$ 2,550
Tenders and contracting	p-h	11	\$ 85	\$ 935
Construction supervision	p-h	15	\$ 85	\$ 1,275
Other	Cost	-		
Credit - Base case system	Credit	-1	\$ 4,000	\$ (4,000)
Sub-total				\$ 7,744
Renewable Energy (RE) Equipment				\$ 10,205
PV modules	kWp	1.30	\$ 7,850	\$ 10,205
Transportation	project	1	\$ 800	\$ 800
Other	Cost	-		
Credit - RE Equipment	Credit	-1	\$ -	\$ -
Sub-total				\$ 11,005
Balance of Equipment				\$ 1,900
Module support structure	m ²	10.0	\$ 190	\$ 1,900
Inverter	kW AC	0.5	\$ 3,800	\$ 1,900
Generator	kW	7.5	\$ 1,400	\$ 10,500
Batteries (1770 Ah @ 24 V)	kWh	42	\$ 262.5	\$ 11,025
Other electrical equipment	kWp	1.30	\$ 1,900	\$ 2,470
System installation	kWp	1.30	\$ 1,900	\$ 2,470
Transportation	project	1	\$ 8,000	\$ 8,000
Other	Cost	-		
Credit - Generator	Credit	-1	\$ 13,000	\$ (13,000)
Credit - Back-up generator	Credit	-1	\$ 18,000	\$ (18,000)
Sub-total				\$ 28,389
Miscellaneous				\$ 360
Training	p-h	8	\$ 85	\$ 680
Contingencies	%	10%	\$ 40,517	\$ 4,052
Other	Cost	-		
Sub-total				\$ 4,732
Initial Costs - Total				\$ 44,985
Annual Costs (Credits)				
Property taxes/insurance	project	1	\$ 3,000	\$ 3,000
O&M labor	h	10	\$ 85	\$ 850
Other	Cost	-		
Credit - O&M and transport	Credit	-1	\$ 5,000	\$ (5,000)
Contingencies	%	4%	\$ 3,825	\$ 153
Sub-total				\$ (1,020)
Fuel (Diesel #2 oil)	l	1,800	\$ 2,350	\$ 3,651
Transportation	project	1	\$ 2,600	\$ 2,600
Sub-total				\$ 2,600
Annual Costs - Total				\$ 2,600
Periodic Costs (Credits)				
Property taxes/insurance	Cost	1	\$ 3,000	\$ 3,000
Generator overhaul	Cost	8 yr	\$ 18,000	\$ 18,000
Generator overhaul	Cost	3 yr	\$ 15,000	\$ (15,000)
End of project life	Cost	-		
Sub-total				\$ (15,000)
Periodic Costs - Total				\$ (15,000)

RETScreen® Energy Model - Photovoltaic Project

Site Conditions	Estimate	Notes/Range
Project name	Telecom Station	
Project location	Nahuel Mapi, Argentina	
Nearest location for weather data	Neuquen A	Complete SR&SLC sheet
Latitude of project location	-39.0	-92.0 to 90.0
Annual solar radiation (tilted surface)	MWh/m ²	1.62
Annual average temperature	°C	14.5
DC energy demand for months analysed	MWh	2.845
AC energy demand for months analysed	MWh	2.102
System Characteristics		
Application type	Off-grid	
PV system configuration	PV/bat/genset	
Base Case Power System		
Source	Genset	
Fuel type	Propane	
Specific fuel consumption	L/kWh	0.5502000
Power Conditioning		
Suggested inverter (DC to AC) capacity	kW (AC)	0.36
Inverter capacity	kW (AC)	0.5
Average inverter efficiency	%	90%
Miscellaneous power conditioning losses	%	0%
Battery		
Days of autonomy required	d	2.0
Nominal battery voltage	V	24.0
Battery efficiency	%	85%
Maximum depth of discharge	%	70%
Charge controller (DC to DC) efficiency	%	95%
Battery temperature control	-	Minimum
Minimum battery temperature	°C	15.0
Average battery temperature derating	%	3%
Suggested nominal battery capacity	Ah	1,770
Nominal battery capacity	Ah	1,770
PV Array		
PV module type	mono-Si	
PV module manufacturer / model #	ABC Inc.	See Product Database
Nominal PV module efficiency	%	13.0%
NOCT	°C	45
PV temperature coefficient	% / °C	0.42%
PV array controller	MPPT	
Miscellaneous PV array losses	%	0.0%
Suggested nominal PV array power	kWp	1.30
Nominal PV array power	kWp	1.30
PV array area	m ²	10.0
Genset		
Charger (AC to DC) efficiency	%	95%
Charger capacity	kW	0.5
Genset capacity	kW	7.5
Fuel type	Diesel (#2 oil)	
Specific fuel consumption	L/kWh	0.46
Annual Energy Production (12.00 months analysed)		
Equivalent DC energy demand	MWh	5.191
Energy from genset (Diesel #2 oil)	MWh	3.160
Equivalent DC demand not met	MWh	0.000
Specific yield	kWh/m ²	202.1
Overall PV system efficiency	%	12.5%
Renewable energy delivered	MWh	2.621
	kWh	2021

으로 입력을 하게 된다
최적의 PV시스템을 설계

RETScreen® Greenhouse Gas (GHG) Emission Reduction Analysis - Photovoltaic Project

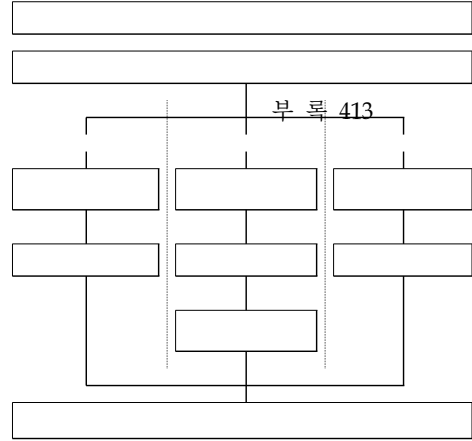
Use GHG analysis sheet?	Yes	Type of analysis	Standard
Background Information			
Project name	Telecom Station	Global Warming Potential of GHG	
Project location	Nahuel Mapi, Argentina	1 ton CH ₄ = 21 tons CO ₂ (IPCC 1996) 1 ton N ₂ O = 310 tons CO ₂ (IPCC 1996)	
Base Case Electricity System (Reference)			
Fuel type	Fuel mix	CO ₂ emission factor	CH ₄ emission factor
Propane	100.0%	63.1 (kg/GJ)	0.0010 (kg/GJ)
	(%)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
		efficiency (%)	GHG emission factor (t _{CO₂} /MWh)
		24.9%	0.828
Proposed Case Electricity System (Mitigation)			
Fuel type	Fuel mix	CO ₂ emission factor	CH ₄ emission factor
Solar	39.0%	0.0	0.0000 (kg/GJ)
Diesel (#2 oil)	61.0%	74.1	0.0020 (kg/GJ)
Electricity mix	100.0%	276.5	0.0075 (kg/GJ)
	(%)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
		efficiency (%)	GHG emission factor (t _{CO₂} /MWh)
		19.3%	1.024
GHG Emission Reduction Summary			
Electricity system	Base case GHG emission factor (t _{CO₂} /MWh)	Proposed case GHG emission factor (t _{CO₂} /MWh)	Annual energy delivered (MWh)
	0.828	1.024	5.191
			Net GHG emission reduction (t _{CO₂} /yr)
			-0.40

RETScreen® Financial Summary - Photovoltaic Project

Annual Energy Balance		Current capacity		Yearly Cash Flows	
Project name	Temuco Station	Capacity (kW)	1.0	Year	1
Project location	Natural Map, Argentina	Normal PV array power	kWp	#	1
Energy from animal	MWh	Equipment DC energy demand	MWh	1	3,220
Renewable energy delivered	MWh	GHG analysis sheet used?	yes/no	2	3,262
From PV capacity	kWh	Net GHG emission reduction	kgCO ₂ e	3	18,614
Production base	100.0%	Year of last dispatch	Project	4	5,963
				5	2,766
				6	21,236
				7	3,916
				8	18,159
				9	32,964
				10	48,399
				11	4,571
				12	24,567
				13	4,803
				14	8,076
				15	26,984
				16	19,825
				17	5,843
				18	49,243
				19	6,055
				20	81,879
				21	31,888
				22	6,733
				23	6,876
				24	7,227
				25	7,486
				26	7,760
				27	37,244
				28	8,333
				29	8,826
				30	133,000

Project Parameters		Annual Costs and Savings	
Accumulated cost of energy	\$/kWh	2,000	
GHG emission reduction credit	\$/tCO ₂ e		
Energy cost escalation rate	%	2.5%	
Inflation	%	2.5%	
Discount rate	%	5.0%	
Project life	yr		
Initial Costs	\$	44,958	
Annual Savings - Total	\$	1,688	
Periodic Costs (Credits)	\$		
Battery replacement	\$	38,000	
General overhaul	\$	10,000	
Control overhaul	\$	10,000	
End of project \$/kWh	\$		

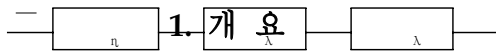
Financial Feasibility	
Pay back (IRR and IRR)	%
After tax IRR and IRR	%
Simple Payback	yr
Net Present Value (NPV)	\$
Annual Life Cycle Savings	\$
Profitability Index - PV	



[그림 6-11] PV 시스템의 Financial Summary 작업 스위트

제 3 절 PV시스템 생산에너지 산정 알고리즘

			β



이 절은 월별 데이터를 바탕으로 PV 시스템의 연간 에너지 생산량 계산을 위한 다양한 알고리즘을 설명하기 위한 장이다. 알고리즘의 흐름도는 <표 6-1>과 같다.

η η β

η
 β

η

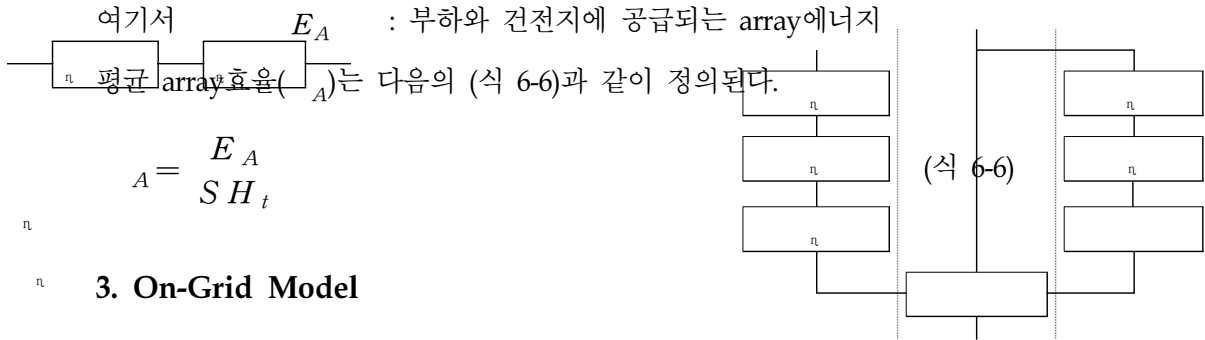
λ

λ

λ

λ

β



3. On-Grid Model

on-grid 모델의 경우에는 <표 6-4>와 같이 단순화된 모델이다.

<표 6-4> PV On-grid 모델의 흐름도

E_A	인버터효율	전력선 흡수	E_{dlvd}
	(inv)	(abs)	

특별하게 부하가 지정되거나 배열사이즈가 결정되지 않는다. 대신 배열의 크기는 사용자가 지정한다. 제안되는 인버터는 일반적인 array파워와 동일하다. 전력선에 공급되는 가용에너지는 생산되어 인버터에 의해 감소된 양이다.

$$E_{grid} = E_A \cdot inv \tag{식 6-7}$$

여기서 inv : 인버터 효율

전력선의 연결되었을 때 이 모든 에너지가 전력선에 흡수되지 않는다. 실제로 공급되는 에너지는 다음의 (식 6-8)과 같다.

$$E_{dlvd} = E_{grid} \cdot abs \tag{식 6-8}$$

여기서 abs : PV에너지의 흡수율

4. Off-grid Model

가. 개념

다. Utilisability method

앞서 언급이 되었듯이 부하는 전체 혹은 부분의 일정한 양으로 취급된다. 배터리에 저장됨이 없이 PV array에 의해서 바로 일정한 부하를 만족할 것인가를 고려하는 것이 이 장의 목적이다. utilisability 방법은 이러한 부하비를 계산할 때 사용된다. 이 방법은 Duffie and Beckman(1991)의 2장과 21장에 자세히 설명되어 있고 여기서는 간단하게 다룬다.

(1) 월 중 하루평균 이용능력(Monthly average daily utilisability)

상부부하에 의하여 즉각 사용되는 양보다 많은 양의 에너지를 생산할 수 있는 일사량을 정의하는 I_{TC} 는 다음의 (식 6-12)와 같이 정의된다.

$$I_{TC} = \frac{P_{crit}}{A} S \tag{식 6-12}$$

- 여기서 P_{crit} : 주 PV흡수 수준(the critical PV absorption level)
- A : 전반적인 array 효율
- S : PV array 면적

월평균 평균값과 같은 날의 정오의 복사량과 주 복사량의 비로 정의 되는 월평균 요구 최소 복사 수준(X_c)은 다음의 (식 6-13)과 같다.

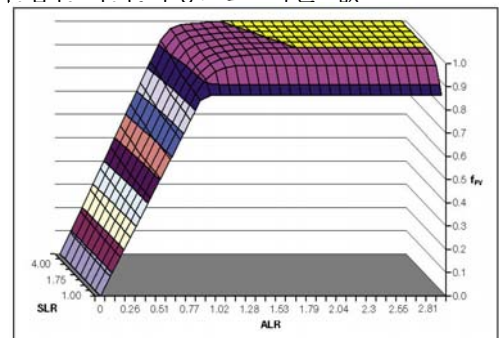
$$X_c = \frac{I_{TC}}{r_t R_n H} \tag{식 6-13}$$

여기서 $r_{t,n}$ 과 R_n 은 나중에 설명된다. 마지막으로 월평균 이용율(U), 즉 필요한 수준보다 높은 양의 일사량의 모든 시간에 대한 월합을 월일사량으로 나눈 값은 다음의 (식 6-14)와 같이 나타난다.

$$U = \exp\{ [a + b \frac{R_n}{R}] [X_c + c X_c^2] \}$$

(식 6-14)

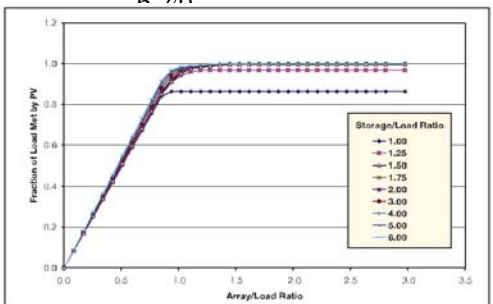
여기서



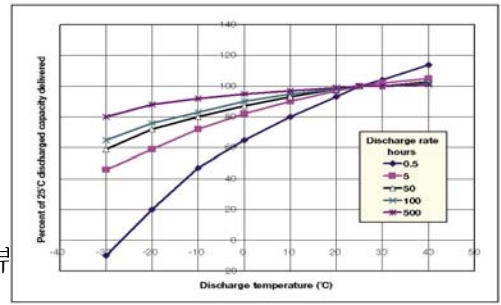
η η
η η

$$SLR = Q_U / L'$$

6-21)



에 의해 바로 만족하는 부



(식

로 공급되는 에너지에 의한 가능 array출력의 감소분

(식 6-26) η

여기서 c : 충전조절기의 효율
 b : 배터리의 효율

[그림 6-13]은 [그림 6-12]의 단면을 나타낸 것이다.

η

[그림 6-13] PV에 의해 공급되는 부하의 비

[그림 6-13]을 도표화하여 모듈에 사용되었다. ALR과 SLR을 구하기 위해 사용된 (식 6-23)에서 (식 6-26)을 사용하여 시스템이 제공하는 부하의 L 를 계산하였다.

일반적인 용량(Q_B)에 대한 사용하는 배터리의 용량(Q_U)는 (식 6-27)과 같다

			부 록 429	

나. PV Array 특성

PV 시스템의 특성에서 가장 중요한 모듈은 mono-Ps, Poly-Si, a-Si, CdTe, CIS, 등이 있는데 이러한 PV 모듈의 명목효율은 <표 6-7>과 같다.

<표 6-7> PV모듈의 명목 효율

셀 종류	초기 효율값(%)	초기 온도계수(W/°C)
mono-Si	13	0.004
poly-Si	11	0.004
a-Si	5	0.0011
CdTe	7	0.0024
CIS	7.5	0.0046

셀의 종류에 따라서 초기 효율값과 초기 온도계수가 정해지는데 poly-Si를 사용하였으므로 효율은 11%, 초기 온도계수는 0.004(W/°C)값을 가지게 된다. 셀작동온도인 NOCT의 경우에는 계산값인 45°C를 입력하였고

일반적으로 0~10%값을 가지며 중간값이 5%를 입력
 산량은 10.0kWp로 설정하였으며, 이를 바탕으로 계
 90.9m²이다. 이를 바탕으로 입력된 값을 정리하면 다음

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name	PV일단위 표준-대전		
Project location	대전		
Nearest location for weather data	- 대전		Complete SRASL sheet
Latitude of project location	°N	36.2	-90.0 to 90.0
Annual solar radiation (tilted surface)	MWh/m ²	1.45	
Annual average temperature	°C	12.3	-20.0 to 30.0

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Application type	-	On-grid	
Grid type	-	Central-grid	
PV energy absorption rate	%	100.0%	
PV Array			
PV module type	-	poly-Si	
PV module manufacturer / model #	-		See Product Database
Nominal PV module efficiency	%	11.0%	4.0% to 15.0%
NOCT	°C	45	40 to 55
PV temperature coefficient	% / °C	0.40%	0.10% to 0.50%
Miscellaneous PV array losses	%	5.0%	0.0% to 20.0%
Nominal PV array power	kWp	10.00	
PV array area	m ²	90.9	
Power Conditioning			
Average inverter efficiency	%	90%	80% to 95%
Suggested inverter (DC to AC) capacity	kW (AC)	9.0	
Inverter capacity	kW (AC)	9.0	
Miscellaneous power conditioning losses	%	0%	0% to 10%

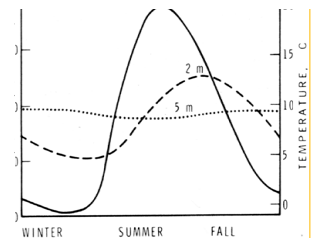
Annual Energy Production (12.00 months analysed)		Estimate	Notes/Range
Specific yield	kWh/m ²	132.8	
Overall PV system efficiency	%	9.2%	
Renewable energy collected	MWh	13.414	
Renewable energy delivered	MWh	12.073	
Excess RE available	MWh	12073	
		0.000	Complete Cost Analysis sheet

3. 지역별 기상조건

PV 시스템이 겨울 이시 이기온, 에 영향을 받는다. 국내 지역별 월단위 분석을 기온도에 대한 분석내용은 <표 6-11~12>와 같이 나타 나고 있다.

<표 6-11> 지역별 월별 일사조건(단위 kWh/m² · day)

구분	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월	연평균
춘천	2.04	2.80	3.59	4.55	4.92	4.88	4.06	4.21	3.71	2.90	1.99	1.69	3.44
강릉	2.34	2.94	3.57	4.58	5.01	4.48	4.08	3.81	3.63	3.11	2.29	2.07	3.49
서울	1.97	2.74	3.40	4.33	4.59	4.35	3.34	3.56	3.53	2.97	2.00	1.64	3.20
원주	2.06	2.81	3.47	4.48	4.82	4.74	3.95	4.14	3.74	3.11	2.12	1.77	3.43
서산	2.25	3.06	3.84	4.81	5.29	5.08	4.13	4.39	4.03	3.38	2.22	1.90	3.70
청주	2.17	2.95	3.56	4.57	5.01	4.75	4.12	4.18	3.80	3.24	2.20	1.85	3.53
대전	2.22	3.02	3.75	4.75	4.93	4.58	4.21	4.32	3.78	3.31	2.31	1.97	3.60
포항	2.43	3.02	3.62	4.63	5.08	4.60	4.06	4.11	3.54	3.21	2.46	2.21	3.58
대구	2.28	2.93	3.70	4.60	4.95	4.55	4.04	3.96	3.53	3.19	2.34	2.07	3.51
전주	2.05	2.71	3.40	4.42	4.73	4.43	3.92	3.97	3.59	3.19	2.14	1.80	3.36
광주	2.26	2.99	3.72	4.68	5.02	4.54	4.15	4.33	3.92	3.46	2.39	1.98	3.62
부산	2.52	3.17	3.67	4.49	4.93	4.48	4.23	4.37	3.59	3.40	2.60	2.29	3.65
목포	2.31	3.07	3.92	4.95	5.35	4.89	4.52	4.92	4.15	3.68	2.53	2.04	3.86
제주	1.41	2.21	3.14	4.37	4.99	4.60	4.89	4.52	3.71	3.24	2.16		
진주	2.74	3.42	4.01	4.83	5.15	4.59	4.35	4.37	3.85	3.59	2.73		
영주	2.34	3.03	3.84	4.85	5.28	4.85	4.20	4.24	3.95	3.33	2.37		
평균													





건물에 적용된 GSHP시스템이 공랭이 되기 때문에 이러한 긴 투자비 회수기간이 될 수 있다. 하지만, 다른 시스템과의 효과적인 연동에 할 수 있는 장점을 가지고 있다.

RETScreen® Heating and Cooling Load Calculation - Ground-Source Heat Pump Project

Site Conditions	Estimate	Notes/Range
Nearest location for weather data	Halifax (Int'l. A. NS)	See Weather Database
Heating design temperature	-17.0 °C	-40.0 to 15.0
Cooling design temperature	25.3 °C	10.0 to 40.0
Average summer daily temperature range	9.3 °C	5.0 to 15.0
Cooling humidity level	Medium	
Latitude of project location	44.5 °N	-90.0 to 90.0
Mean earth temperature	9.0 °C	Your NASA satellite data site
Annual earth temperature amplitude	14.0 °C	5.0 to 20.0

Building Heating and Cooling Load	Estimate	Notes/Range
Type of building	Commercial	
Available information	Descriptive data	
Building floor area	1,000 m ²	
Number of floors	1	1 to 6
Window area	Standard	
Insulation level	Medium	
Occupancy type	Daytime	
Equipment and lighting usage	Moderate	
Building design heating load	30.3 kW	
Building heating energy demand	89.7 MWh	
Building design cooling load	57.5 kW	
Building cooling energy demand	70.7 MWh	

[그림 7-7] GSHP시스템이 적용된 학교건물(Canada)

제 2 절 GSHP 시스템 성능평가 지원 도구의 구성

GSHP(Ground-Source Heat Pumps) 모듈은 세계 어느 지역이든 소규모 주거용 GSHP 시스템에서부터 대규모의 상업용/공공건물 시스템에 이르기 까지 생산되는 에너지량 계산과 경제성 분석이 가능한 있는 모델이

RETScreen® Energy Model - Ground-Source Heat Pump Project

Site Conditions	Estimate	Notes/Range
Project name	Example	
Project location	Halifax, Canada	
Available land area	2,000 m ²	
Soil type	Light rock	
Design heating load	30.3 kW	Consult NRC.ca sheet
Design cooling load	57.5 kW	

System Characteristics	Estimate	Notes/Range
Base Case HVAC System		
Building has air-conditioning?	Yes	
Heating fuel type	Electricity	50% to 350%
Heating system seasonal efficiency	100%	
Air-conditioner seasonal COP	3.0	2.0 to 5.0
Ground Heat Exchanger System		
System type	Vertical closed-loop	
Design criteria	Cooling	
Typical land area required	233 m ²	
Ground heat exchanger layout	Standard	
Total borehole length	836.9 m	
Heat Pump System		
Average heat pump efficiency	High	
Standard cooling COP	5.50	
Standard heating COP	4.00	
Total standard heating capacity	38.4 kW	
Total standard cooling capacity	10.9 (ton cooling)	
	55.6 kW	
	15.8 (ton cooling)	
Supplemental Heating and Heat Rejection System		
Suggested supplemental heating capacity	0 kW	
Suggested supplemental heat rejection	0.0 (ton cooling)	
	0.0 (ton cooling)	
	0.0 (ton cooling)	

Annual Energy Production	Estimate	Notes/Range
Heating		
Electricity used	22.0 MWh	
Supplemental energy delivered	0.0 MWh	
GSHP heating energy delivered	69.7 (million Btu)	
Seasonal heating COP	3.2	2.0 to 5.0
Cooling		
Electricity used	13.2 MWh	
GSHP cooling energy delivered	70.7 (million Btu)	
Seasonal cooling COP	5.4	2.0 to 5.5
Seasonal cooling EER	16.3 (Btu/h)W	7.0 to 19.0

수 있다.

스

스

모듈은 5개의 워크시트(Worksheet)로 구성된다. 이 중에서

Greenhouse Gas Emission)로 구성된다. 이 중에서

가장 중요한 시스템의 종류와

시스템의 선정에 중요한 지

수준의 선정에 중요한 지

수준이 된다.

RETScreen® Cost Analysis - Ground-Source Heat Pump Project

Initial Costs (Credits)	Unit	Quantity	Unit Cost	Amount	Relative Costs	Quantity Range	Unit Cost Range
Equipment					0.0%		
Heat pumps	kW cooling	55.6	\$ 330	\$ 18,341			
Chilling pumps	kW	0.9	\$ 850	\$ 803			
Chilling fuel	m ³	0.15	\$ 2,000	\$ 300			
Plate heat exchangers	kW	0.0	\$ -	\$ -			
Trailing and backfill	m	0.0	\$ -	\$ -			
Cabling and grouting	m	801	\$ 13.00	\$ 10,569			
Ground-Pipe loop pipes	m	1,674	\$ 2.90	\$ 4,885			
Flanges and valves	kW cooling	55.6	\$ 12.00	\$ 667			
Other	Credit	0	\$ -	\$ -			
Electric central heating system	Credit	0	\$ 20,000	\$ (20,000)	71.2%		
Balance of System					11.3%		
Supplemental heating system	kW	0.0	\$ -	\$ -			
Supplemental heat rejection	kW	0.0	\$ -	\$ -			
Internal piping and insulation	kW cooling	55.6	\$ 60	\$ 3,336			
Other	Credit	0	\$ -	\$ -			
Credit: Balance of system	Credit	0	\$ 1,000	\$ (1,000)			
Manufacture					19.3%		
Training	p/h	14	\$ 70	\$ 980			
Contingencies	%	10%	\$ 16,757	\$ 2,754			
Initial Costs - Total				\$ 28,281	100.0%		

Annual Costs (Credits)	Unit	Quantity	Unit Cost	Amount	Relative Costs	Quantity Range	Unit Cost Range
Cost					19.3%		
Property taxes/insurance	project	0	\$ -	\$ -			
GSHP fuel	p/h	6,000	\$ 2.50	\$ 15,000			
Travel and accommodation	p/h	0	\$ -	\$ -			
Other	Credit	0	\$ -	\$ -			
Credit: GSHP	Credit	0	\$ 3,330	\$ (3,330)			
Contingencies	%	2%	\$ 16,757	\$ 335			
Annual Costs - Total				\$ (182)	19.3%		
Electricity					20.9%		
Electricity	kWh	35,194	\$ 0.560	\$ 19,508			
Incremental electricity load	kWh	150	\$ 1.50	\$ 225			
Annual Costs - Total				\$ (182)	100.0%		

RETScreen® Energy Model - Ground-Source Heat Pump Project

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name		기후에너지	
Project location		서울, 남원동	
Available land area	m ²	2,000	
Soil type	-	Heavy soil - damp	
Design heating load	kW	70.3	Complete H&C sheet
Design cooling load	kW	110.7	

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Base Case HVAC System			
Building has air conditioning?	yes/no	Yes	
Heating fuel type	-	Electricity	
Heating system seasonal efficiency	%	100%	50% to 350%
Air-conditioner seasonal COP	-	3.0	2.0 to 5.0
Ground Heat Exchanger System			
System type	-	Vertical closed-loop	
Design criteria	-	Cooling	
Typical land area required	m ²	730	
Ground heat exchanger layout	-	Standard	
Total borehole length	m	2,575.9	
Heat Pump System			
Average heat pump efficiency	-	Medium	
Standard cooling COP	-	4.50	
Standard heating COP	-	3.20	
Total standard heating capacity	kW	83.1	
	(ton cooling)	23.6	
Total standard cooling capacity	kW	106.6	
	(ton cooling)	30.3	
Supplemental Heating and Heat Rejection System			
Suggested supplemental heating capacity	kW	0.0	
	(ton cooling)	0	
Suggested supplemental heat rejection	kW	0.0	
	(ton cooling)	0	

Annual Energy Production		Estimate	Notes/Range
Heating			
Electricity used	MWh	51.3	
Supplemental energy delivered	MWh	0.0	
GSHP heating energy delivered	MWh	134.9	
	(million Btu)	460.2	
Seasonal heating COP	-	2.6	2.0 to 5.0
Cooling			
Electricity used	MWh	32.3	
GSHP cooling energy delivered	MWh	139.0	
	(million Btu)	474.2	
Seasonal cooling COP	-	4.3	2.0 to 5.5
Seasonal cooling EER	(Btu/h)W	14.7	7.0 to 19.0

Complete Cost Analysis sheet

Version 2002 - Release 3 © Minister of Natural Resources Canada 1997 - 2000 NRC/Cen/CEDR/L

부 록 457

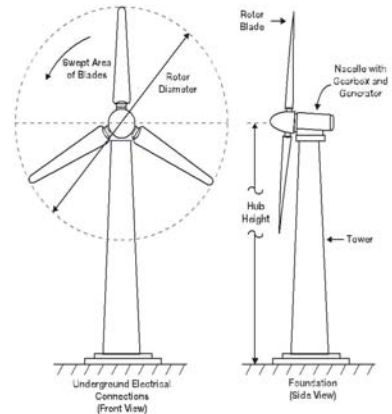


[그림 7-19] 입력된 에너지 모듈(Energy



이러한 거대한 스케일의 적용과 더불어, 윈드터빈의 규모의 전지 충전이나 펌프용으로 사용하기 위한 iso 적용이 그러한 용도이다.

바람이 많은 지역에서는 풍력발전 프로젝트의 경우 이러한 것은 풍력발전의 잠재력은 풍력의 3승에 비례하지만, 실제적인 풍력터빈의 생산능력은 일반적으로 평균 이러한 차이는 공기역학, 기계적 전기적 변환 특징과 윈드터빈의 효율로 설명될 수 있다. 이는 풍속이 10% 증가할때마다 윈드터빈에 의하여 20%정도의 에너지의 향상이 있다는 것을 의미한다. 풍력발전시스템의 설치는 경제적으로 유망하다는 것에는 비평적이다. 사람들의 바람에 대한 인식은 폭풍이나 차가운 바람같은 단기간의 기후의 극한에 대한 느낌에 기인하기 때문에, 이러한 풍속이 바람이 많이 대지로 잘못인식될 수 있다. 적절한 풍력자원분석이 대부분의 풍력에너지 프로젝트 개발의 기본적인이며 중요한 부분이다.



2. 윈드터빈

세계적인 상업적인 경쟁, 대량생산과 연구개발에서의 계속된 성공으로 지난 15년간 윈드터빈기술은 성숙한 단계에 이르렀다. 윈드터빈은 고가이고, 믿을 수 없다는 생각들은 대부분 완화되었다. 풍력발전비용은 감소하였으며 현재의 윈드터빈의 기술적인 가능성은 97%에 이른다. 바람이 좋은 지역에 대한 풍력에너지 프로젝트 설비이용률(capacity factors)은 15%에서 30%로 발전되었다.

현대 풍력발전시스템은 자동으로 작동된다. 윈드터빈은 추진을 야기하는 비행기의 날개와 같은 공기역학의 힘에 의존한다. 풍력조절시스템의 가장 중요한 부분은 계속 풍력을 측정하는 풍력계이다. 윈드터빈의 동력전달체계의 마찰력을 극복할 정

이 불게되면 콘트롤 시스템은 날개를 회전하게 한다. 따라서 적은 양은 안하게 된다. 날개가 돌게 되는 풍속 4m/s 정도이다. 풍속이 증가함에 생산량은 급격히 증가한다. 출력이 디자인된 최대 수준에 이르게 되면, 조절장치는 정격출력으로 조절하게 된다. 정격과위에 도달하게 되는 풍속 정격 풍속이라고 하며 일반적으로 15m/s를 의미한다. 실질적으로 풍속





[그림 8-5] 극지방의 50kW급 Isolated-Grid 윈드터빈



■ Central-grids

풍력발전시스템에 있어서 Central-grid 시스템의 경우 점점 더 일반화 되고 있다. 상대적으로 바람이 많은 지역에서, 수메가와트급의 용량을 가진 풍력발전기를 사용하여 대규모의 터빈을 구성하였다. 윈드팜의 대지는 넓은 도로 사용된다. 풍력발전의 또다른 일반적인 접근방식 하나 혹은 대규모의 윈드터빈을 세우는 것이다. windfarm은 윈드터빈, 접근을 위한 도로, 전력 연결장치와 컨트롤 시스템과 더 큰 팜을 위한 보수유지를 위한 발전 프로젝트의 개발은 풍력자원의 결정, 허가와 승인적인 인프라, 윈드터빈의 배치, 기기의 구입, 건설과 유지 보수에 있다. 건설은 대지의 구입, 대지의 고르기, 건물 기

RETScreen® Energy Model - Wind Energy Project

Units: Metric

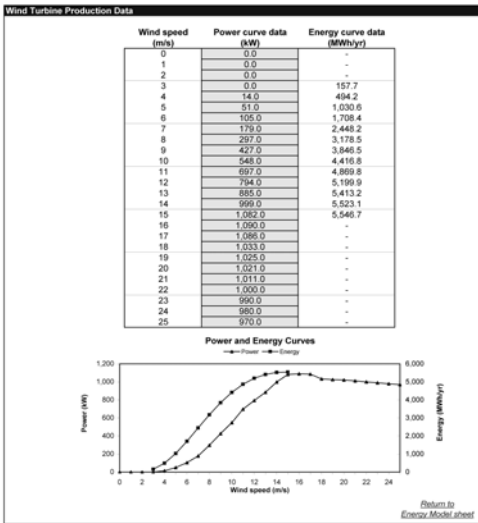
Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name	-	Wind Farm	See Online Manual
Project location	-	Andhra, India	
Wind data source	-	Wind speed	
Nearest location for weather data	-	Hyderabad	See Weather Database
Annual average wind speed	m/s	6.2	
Height of wind measurement	m	30.0	3.0 to 100.0 m
Wind shear exponent	-	0.16	0.10 to 0.40
Wind speed at 10 m	m/s	5.2	
Average atmospheric pressure	kPa	94.4	60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	°C	27	-20 to 30 °C

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Grid type	-	Central-grid	
Wind turbine rated power	kW	1,000	Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	-	20	
Wind plant capacity	kW	20,000	
Hub height	m	70.0	6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	m/s	7.1	
Wind power density at hub height	W/m²	420	
Airfoil losses	%	3%	0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%	1% to 10%
Other downtime losses	%	2%	2% to 7%
Miscellaneous losses	%	3%	2% to 6%

Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,000	20,000	
Unadjusted energy production	MWh	1,000	20,000	
Pressure adjustment coefficient	-	0.93	0.93	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0.96	0.96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	2,251	45,020	
Losses coefficient	-	0.90	0.90	0.75 to 1.00
Specific yield	W/m²	368	368	150 to 1,500 W/m²
Wind plant capacity factor	%	23%	23%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	2,034	40,682	
	GJ	7,323	146,456	Complete Cost Analysis sheet

RETScreen® Equipment Data - Wind Energy Project

Wind Turbine Characteristics	Estimate	Notes/Range
Wind turbine rated power	1,000 kW	See Product Database
Hub height	70.0 m	6.0 to 100.0 m
Rotor diameter	54 m	7 to 80 m
Swept area	2,250 m²	35 to 5,027 m²
Wind turbine manufacturer	ABC, S.A.	
Wind turbine model	model XYZ	
Energy curve data source	Standard	Rayleigh wind distribution
Shape factor	2.0	



RETScreen® Cost Analysis - Wind Energy Project

Type of project: Currency: Cost references:

Initial Costs (Credits)	Unit	Quantity	Unit Cost	Amount	Relative Costs	Quantity Range	Unit Cost Range
Feasibility Study							
Feasibility study	Cost	1	\$ 245,200	\$ 245,200			
Development							
Development	Cost	1	\$ 635,500	\$ 635,500	2.7%		
Engineering							
Engineering	Cost	1	\$ 610,500	\$ 610,500	2.6%		
Energy Equipment							
Wind turbine(s)	kW	20,000	\$ 1,000	20,000,000			
Spares parts	%	3.0%	\$ 20,000,000	600,000			
Transportation	turns	20	\$ 30,000	600,000			
Other - Energy equipment	Cost	0	\$ -	-			
Balance of Plant							
Balance of plant	Cost	1	\$ 5,868,000	\$ 5,868,000	18.8%		
Miscellaneous							
Contingencies	%	5%	\$ 28,818,200	1,440,910			
Interest during construction	6.0% (12 months)		\$ 30,260,160	907,805			
Initial Costs - Total				\$ 31,167,965	100.0%		
Annual Costs (Credits)							
O&M							
O&M	Cost	1	\$ 700,000	\$ 700,000			
Contingencies	%	10%	\$ 700,000	\$ 70,000			
Annual Costs - Total				\$ 770,000	100.0%		
Periodic Costs (Credits)							
Drive train	Cost	10 yr	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000			
Blades	Cost	15 yr	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000			
End of project life	Credit	-	\$ -	-			

RETScreen® Greenhouse Gas (GHG) Emission Reduction Analysis - Wind Energy Project

Use GHG analysis sheet? Yes No Type of analysis:

Potential CDM project? Yes No

Background Information

Project name: Wind Farm Andhra, India Project capacity: 20.00 MW Global Warming Potential of GHG: 21 tonnes CO₂ = 1 tonne CH₄ (PCC 1996) 310 tonnes CO₂ = 1 tonne N₂O (PCC 1996)

Base Case Electricity System (Baseline)

Fuel type	Fuel mix (%)	CO ₂ emission factor (kg/GJ)	CH ₄ emission factor (kg/GJ)	N ₂ O emission factor (kg/GJ)	Fuel conversion efficiency (%)	T & D losses (%)	GHG emission factor (tCO ₂ /MWh)
Coal	50.0%	94.6	0.020	0.0030	35.0%	12.0%	1.117
Large hydro	50.0%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	12.0%	0.000
Electricity mix	100%	153.6	0.0032	0.0049		12.0%	0.559

Does baseline change during project life? No

Proposed Case Electricity System (Wind Energy Project)

Fuel type	Fuel mix (%)	CO ₂ emission factor (kg/GJ)	CH ₄ emission factor (kg/GJ)	N ₂ O emission factor (kg/GJ)	Fuel conversion efficiency (%)	T & D losses (%)	GHG emission factor (tCO ₂ /MWh)
Electricity system	100.0%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	12.0%	0.000

GHG Emission Reduction Summary

Base case GHG emission factor (tCO ₂ /MWh)	Proposed case GHG emission factor (tCO ₂ /MWh)	End-use annual energy delivered (MWh)	Gross annual GHG emission reduction (tCO ₂)	GHG credits transaction fee (tCO ₂)	Net annual GHG emission reduction (tCO ₂)
0.559	0.000	35,000	19,998	2.0%	19,996

Complete Financial Summary sheet

RETScreen® Financial Summary - Wind Energy Project

Annual Energy Balance

Year	Project name	Wind Farm Andhra, India	Net GHG reduction (tCO ₂ /yr)	19,996
0	Renewable energy delivered	MWh	42,692	
1	Export RE available	MWh	42,692	
2	Firm RE capacity	MW	20	
3	GHG type	Central-grid	Net GHG emission reduction - 25 yrs	498,958

Financial Parameters

Year	Accrued cost of energy (\$/MWh)	RE production credit (\$/MWh)	RE credit escalation rate (%)	GHG emission reduction credit (\$/tCO ₂)	GHG credit escalation rate (%)	Energy cost escalation rate (%)	Inflation (%)	Discount rate (%)	Project life (yr)
7	1,993.0	2,019.89	14.9%	12.0%	12.0%	5.0%	2.5%	12.0%	25

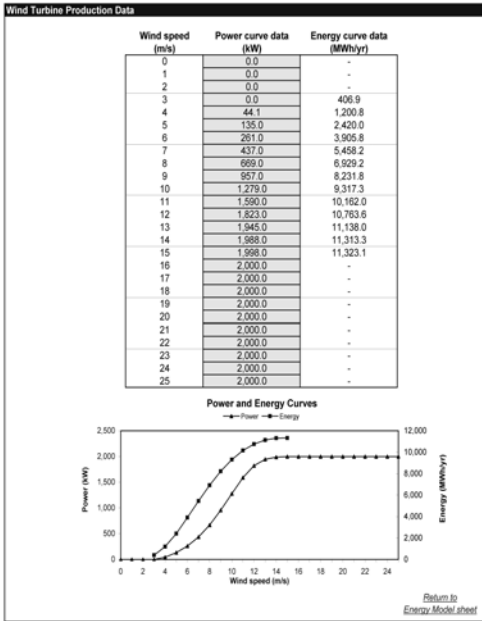
Project Costs and Savings

Year	Initial Costs	Annual Costs and Debt	Annual Savings or Income
0	Feasibility study	245,200	0
1	Development	635,500	0
2	Engineering	610,500	0
3	Energy equipment	21,260,000	0
4	Balance of plant	5,868,000	0
5	Miscellaneous	2,348,765	0
6	Initial Costs - Total	31,167,965	0
7	Income/Gross	0	3,854,812
8	GHG production credit income - 10 yrs	0	1,017,056
9	GHG production credit income - 21 yrs	0	89,579
10	Periodic Costs (Credits)	0	4,897,547
11	Drive train	1,000,000	0
12	Blades	1,000,000	0
13	End of project life - Credit	0	0

Financial Feasibility

Year	Payback (IRR and ICR)	20.0%	20.0%	Calculate energy production cost?	Yes/No
1	Simple Payback	yr	7.4	Calculate GHG reduction cost?	Yes/No
2	Year to positive cash flow	yr	6.4	Project equity	\$ 3,350,389
3	Net Present Value - NPV	\$	11,830,361	Project debt	\$ 21,817,576
4	Annual Life Cycle Savings	\$/yr	1,589,519	Debt payments	\$ 3,932,007
5	Benefit Cost (B-C) ratio	-	2.27	Debt service coverage	1.24

Wind system Equipment



부 록 477

System Characteristics	Estimate	Notes/Range
Grid type	Central-grid	
Wind turbine rated power	2,000 kW	Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	1	
Wind plant capacity	2,000 kW	
Wind speed at 60 m	5.5 m/s	
Hub height	60.0 m	6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	5.5 m/s	
Array losses	0%	0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	2%	1% to 10%
Other downtime losses	2%	2% to 7%
Miscellaneous losses	3%	2% to 6%

Site Conditions	Estimate	Notes/Range
Project name	신남도	See Outline Report
Project location	진도, 한국	
Wind data source	Wind power density	
Nearest location for weather data	진도	See Weather Database
Annual wind power density	159 W/m ²	
Height of wind power density	60.0 m	
Wind shear exponent	0.17	0.10 to 0.40
Average atmospheric pressure	101.3 kPa	60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	13 °C	-20 to 30 °C

Annual Energy Production	Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	2,000 kW	2,000	
Unadjusted energy production	3,150 MWh	3,150	
Pressure adjustment coefficient	1.00	1.00	0.99 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	1.01	1.01	0.98 to 1.15
Gross energy production	3,182 MWh	3,182	
Losses coefficient	0.93	0.93	0.75 to 1.00
Specific yield	590 kWh/m ²	590	150 to 1,500 kWh/m ²
Wind plant capacity factor	17%	17%	20% to 40%
Renewable energy delivered	2,964 MWh	2,964	
	10,671 GJ	10,671	Complete Cost Analysis sheet

풍력에 따른 생산에너지 표와 그래프

나. 시스템의 특성

시스템의 그리드 타입은 "Central-grid," "Isolated-grid," "Off-grid"로 분류할 수

을 실제 적용할 수 있는 사례와 분석방법, 적용 결과를 사용자가 참고 할 수 있도록 하였고 기본시스템을 설정하여 각 신·재생에너지(SAH, SWH, PV, GSHP, WIND) 시스템의 지역별 원단위 분석 및 분석 방법을 제시하였으며, 기본시스템으로 설정된 SAH, SWH, PV 시스템의 지역별 원단위 생산에너지량은 <표 9-1>과 같이 도출되었음. 일괄적인 분석이 힘든 GSHP, WIND 시스템의 경우에는 차후의 시스템의 성능을 효과적으로 분석하고 각 시스템, 위치별 원단위 분석을 위한 분석방법을 사례를 들어 자세히 설명하였음.

<표 9-1> 시스템 지역별 원단위 분석

구 분	열에너지		전기에너지	
	SAH 시스템 (kWh/m2-yr)	SWH시스템 (kWh/m2-yr)	PV 시스템 (kWh/m2-yr)	(kWh/kWp)
춘 천	658	290	127	1,157
강 룡	531	316	131	1,194
서 울	469	260	118	1,076
원 주	522	294	128	1,160
서 산	527	333	137	1,242
청 주	497	304	130	1,183
대 전	517	333	133	1,207
포 향	522	318	132	1,199
대 구	495	304	129	1,168
전 주	460	269	122	1,104
광 주	504	315	132	1,198
부 산	516	325	134	1,221
목 포	525	348	139	1,267
제 주	375	245	116	1,055
진 주	581	366	144	1,309
영 주	525	339	138	1,253
평 균	514	310	131	1,187

생산된 에너지를 TOE로 환산하여 각 시스템이 용량으로 나누면 다음의 <표 9-2>와 같이 정리됨.