

화력발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 모형 경제성분석 연구

엄병환[†] · 안차수*

국립한경대학교 화학공학과, 거대역새에너지사업단
17579 경기도 안성시 중앙로 327
*경남대학교 미디어커뮤니케이션학과
51767 경상남도 창원시 마산합포구 경남대학교 7
(2017년 8월 24일 접수, 2017년 9월 11일 수정본 접수, 2017년 9월 19일 채택)

An Economic Analysis of the Effluent Heat Supply from Thermal Power Plant to the Farm Facility House

Byung Hwan Um[†] and Cha Su Ahn*

Department of Chemical Engineering and Interagency Convergence Energy on New Biomass Industry, Hankyong National University,
327, Jungang-ro, Anseong-si, Gyeonggi-do, 17579, Korea
*Department of Media Communication, Kyungnam University,
7, Gyeongnamdaehak-ro, Masanhappo-gu, Changwon-si, Gyeongsangnam-do, 51767, Korea
(Received 24 August 2017; Received in revised form 11 September 2017; accepted 19 September 2017)

요 약

석탄화력발전소 온배수열 활용하여 발전소 인근지역 시설농업에 난방열을 공급하는 사업의 배관투자비는 설치거리
에 비례하여 증가하고 발전소와 떨어진 거리는 경제성 확보에 문제를 낳는다. 또한, 설치거리가 짧은 경우는 난방열 수
요 확보가 어려워 경제성 확보의 문제가 있을 수 있다. 본 연구에서는 기준 열배관로 신설길이 1 km에 대한 경제성 평
가와 열배관로 신설길이 변동에 따른 민감도를 정부지원금 수준, 난방열 수요량 수준과 정부지원금 증가에 따른 경제
성 확보가능 열배관로 신설거리 수준에서 분석하였다. 분석결과 기준 열배관로 신설길이에서는 NPV 131백만원, IRR
15.73%로 경제성을 확보 가능한 것으로 평가되었다. 다만, 민감도 분석결과 열배관로 신설길이가 2.6 km를 초과하는
경우 NPV가 음수로 나타나 경제성을 확보하지 못하는 것으로 분석되었다. 결과적으로 초기투자비의 50%를 정부가
지원하는 경우 5.3 km, 80%를 지원하는 경우 11.4 km 이내에서 경제성을 확보하는 것으로 분석되었다. 기준 열배관
로 신설길이에서는 난방열 수요가 기준 열수요 대비 62% 수준 이하로 감소하는 경우 경제성이 없으며, 열배관로 신설
길이가 2 km에서는 기준 열수요 대비 14%만 감소하여도 경제성을 확보하지 못하는 것으로 분석되었다. 초기투자비
대비 정부지원금 비율이 증가하는 경우 열배관로 신설거리의 탄력성이 증가하여, 열수요 1단위에서 부담하는 시설투
자비인 고정비가 감소한다. 이는 단위당 생산원가가 감소하는 효과로 나타나고 시설농업에 더 저렴한 수준으로 열을
공급할 수 있음을 의미한다. 정부지원금은 열배관로 신설거리가 증가하는 효과로 경제성이 확보될 수 있고, 열수요 개
발가능 범위 증가에 따라 추가적인 경제성을 확보할 수 있다. 초기투자비 대비 정부지원금 비율이 증가할수록 생산단
가 감소로 인한 시설농가의 에너지비용 또한 감소할 것으로 예측된다. 본 연구결과는 발전소 온배수열 활용사업에 대
한 정부지원금의 효과성을 경제적 평가측면에서 분석한 점에서 의의를 가지며, 향후 시범적용 또는 Pilot 단계의 실제
적용사례를 기반으로 한 경제성 평가결과에 대한 필요성을 제기할 수 있는 근거가 된다.

Abstract – Utilizing the heat of cooling water discharge of coal-fired power plant, pipeline investment costs for busi-
nesses that supply heat to agricultural facilities near power plants increase in proportion to installation distance. On one
hand, the distance from the power plant is a factor that brings difficulties to secure economic efficiency. On the other, if
the installation distance is short, there is a problem of securing the heating demands, facility houses, which causes eco-
nomical efficiency to suffer. In this study, the economic efficiency of 1km length of standard heat pipeline was evalu-
ated. The sensitivity of the heat pipe to the new length variation was analyzed at the level of government subsidy,

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: bhum11@hknu.ac.kr

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

amount of heating demand and the incremental rate of pipeline with additional government subsidy. As a result of the analysis, it was estimated that NPV 131 million won and IRR 15.73%. The sensitivity analysis showed that NPV was negative when the length of heat pipe facility exceeded 2.6 km. If the government supports 50% of the initial investment, the efficiency is secured within the estimated length of 5.3 km, and if it supports 80%, the length increases within 11.4 km. If the heat demand is reduced to less than 62% at the new length of the standard heat pipe, it is expected economic efficiency is not obtained. If the ratio of government subsidies to initial investment increases, the elasticity of the new bloc will increase, and the fixed investment, which is the cost of capital investment for one unit of heating demand, will decrease. This would result in a reduction in the cost of production per unit, and it would be possible to supply heat at a cheaper price level to the facility farming. Government subsidies will result in the increased economic availability of hot plumbing facilities and additional efficiencies due to increased demand. The greater government subsidies to initial investment, the less farms cost due to the decrease in the price per unit. The results of the study are significant in terms of the economic evaluation of the effectiveness of the government subsidy for the thermal power plant heat utilization project. The implication can be applied to any related pilot to come.

Key words: Coal power plant, Effluent heat, Economic feasibility, Farm facility heating, Facility house heating, Unutilizable heat, Heat reuse

1. 서 론

최근 2011년~2015년까지 국내 화력발전의 평균 발전효율이 무연탄의 경우 36% 이고, 유연탄은 39% 정도의 효율을 보인다고 보고된 바 있다[1]. 따라서, 단순계산으로도 60% 이상의 폐열이 온배수열로 버려지고 있다. 이렇게 버려지는 온배수열의 이론적 부존량은 대략 연간 3.4억 Gcal 이며[2], 현재 국내 시설원예에 필요한 열량의 88%를 이론적으로 공급 가능한 수치이다. 대부분의 국내 시설농업의 난방형태는 면세 경유보일러, 전기히터를 활용하고 있다. 겨울철에는 난방기 과다사용으로 인해 이산화탄소 배출증가, 화석연료의 지속적 사용 그리고, 화재발생 가능성이 높다는 문제점이 제기 되고 있는 실정이다. 이러한 대기환경 문제와 관련하여 기후변화는 기상 이변, 강수량 변화, 해수면 상승 등을 초래하여 생태계와 사회경제적 분야에 돌이킬 수 없는 영향을 미칠 것으로 예견되고 있다[3]. 또한, 시설하우스의 에너지 설비 기반의 기계적인 문제점과 연료비 변동에 따른 불안정한 연료확보 문제는 작물의 상품가치 저하와 농민들에게는 직접적인 경제활동 저해로 이어질 수 있다[2]. 정부는 이에 온배수열을 시설농업의 열원으로 적극 활용하는 정책적 방안과 재정지원 사업을 지속적으로 진행하고 있다. 온배수열 사업은 화력발전소에서 터빈 냉각 후 지속적으로 방류되고 있는 20~30℃의 온배수를 히트펌프(Heat Pump)라는 기계적 설비를 통하여 시설하우스에 적절한 열원을 공급하는 사업이다[4]. 기존 시설하우스에 공급되는 난방원료 사용대비 온배수열은 화재발생 위험이 낮고, 지속적이면서 안정정적으로 고품위 열원으로 활용가능하다는 점에서 경쟁력을 가질 수 있다. 또한, 국가적으로 화석연료 사용량의 감소로 인하여 에너지 절감, 온실가스 저감 및 신재생에너지 보급 확대효과를 기대 할 수 있다.

열원공급 방법적 측면에서 온배수열의 공급형태는 열배관(Heat Pipe-Line)을 통하여 공급되고 있는 실정이다. 환언하면, 시설하우스가 발전소의 지근거리에 위치하지 않는 경우 경제성 확보가 불투명하다. 또한, 온배수열 공급사업은 히트펌프, 열배관 등의 공사와 활용가능한 지근거리의 부지가 필수적이다. 결과적으로, 사업 초기에는 높은 수준의 투자비가 요구되고 있는 실정이다. 이처럼 석탄 화력발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업은 미활용 열에너지를 활용한다는 점에서 국가 전체적으로 보면 에너지의 효율적 이용과 신재생에너지 확대보급과 관련된 긍정적인 측면도 있지만, 열 생산설비와 수송설비의 높은 투자비로 인하여 사업 경제성의 확

보가 쉽지 않다는 어려운 측면도 있는 실정이다[5,6].

본 연구에서는 한국남부발전 남제주발전본부 온배수열 공급자와 사용자인 행복나눔농조합에서 운영하는 온배수열 실증사업모형을 기반으로 경제성을 분석하였으며, 사업의 장애요인인 공급처와 열 수요처의 거리에 따른 민감도를 정부지원금 수준 및 기본 가정용 열수요에 준하는 수준에서 분석하였다. 또한, 석탄화력발전소 온배수열 활용 시설농업 열공급 사업의 경제성분석과 민감도 분석 결과를 수행하였다.

2. 발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업 경제성 분석 방법

2-1. 사업구조 및 설비구성

발전소 온배수열 공급사업은 20~30℃로 버려지고 있는 석탄화력발전소의 온배수를 히트펌프로 가열하여 55~60℃의 온수를 시설농업에 공급하는 구조다. 기본적으로, 이 사업은 집중된 설비에서 열을 생산하여 많은 수의 사용자를 대상으로 열을 공급하는 형태이므로, 집단에너지사업에 해당된다. 따라서, 개발주체가 전기생산이 주업인 발전소가 되어야 하는지, 정부(지자체)가 되어야 하는지, 또 다른 별도의 사업자를 설립해야 되는지에 대한 다양한 의견이 발생할 수 있으며, 현재는 정부재정 지원사업이라 사업주체가 불분명한 상태에서 사업이 운영되고 있다. 이번 연구에서는 온배수를 직접적으로 배출하고 있는 발전소를 사업주체로 하여 경제성을 분석하였다.

석탄발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업은 신·재생에너지 공급의무화제도(Renewable Portfolio Standard, RPS)에 따라 발급하고 있는 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate, REC) 발급대상에 해당된다. 따라서, 현행 발전소 온배수열은 신재생에너지원 중 기타 신·재생에너지의 수열로 인정되며, 신재생에너지 공급인증서(REC) 발급 가중치는 1.5 이다. 수열에너지란 물의 표층의 열을 히트펌프를 사용하여 변환시켜 얻어지는 에너지로 해수의 표층 열을 변환시켜 얻어지는 에너지로 정의된다[7].

본 논문에서도 전기저널[7]에서 제시하고 있는 수열에 대한 REC 발급량 산정방식 (1)을 활용하여 신재생에너지 공급인증서(REC) 발급량을 산정하였다.

$$REC = (Q_{heat} \times 0.1) \div 0.23 \times 1.5 \quad (1)$$

여기서,

REC: 신재생에너지 공급인증서 발급량

Q_{heat} : 수요처 열공급량(Gcal)

REC가중치: '수열' 가중치 1.5

이번 연구의 분석대상 지역은 한국남부발전 남제주발전본부 인근 지역 시설농업 단지이며, 10 ha를 공급가능 시설농업 단지 면적으로 가정하였다. 면적에 따른 민감도 분석은 경제성분석 결과에 제시하였다.

2-2. 경제성 분석기준 및 초기투자비

신·재생에너지 공급의무화제도(RPS)는 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」에 의하면 500 MW 이상의 발전설비를 보유한 발전사업자에게 총 발전량의 일정비율 이상을 신·재생에너지를 이용하여 공급하도록 의무화한 제도이다. 신재생에너지 공급인증서(REC)는 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」에서 공급인증서의 발급 및 거래단위로써 공급인증서 발급대상 설비에서 공급된 MWh기준의 신재생에너지 전력량에 대해 가중치를 곱하여 부여하는 단위로 용어를 정리하여 제시하고 있다. 신재생에너지 발전설비를 제외한 발전설비를 보유하고 있는 발전소는 신·재생에너지 공급의무화 제도(RPS)에 따라 자체 신재생에너지 발전설비를 구축하여 전기 공급량의 일정비율을 생산하거나 전력거래소를 통하여 REC를 구입하여 신·재생에너지 공급의무비율을 달성해야 한다[5].

발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업의 핵심설비는 히트펌프이며, 전문 제조·판매 회사의 히트펌프 설비 성능과 투자비 정보를 참고하였다(Table 1). 열원은 남제주발전본부에서 배출되는 온배수(20~30 °C)로 히트펌프로 가열한 온수(55~60 °C)를 인근 시설농업에 공급하는 형태이며, 기존 시설하우스 개별열원시설은 전기히터(농업용 전기)로 가정하였다. 개발면적은 10 ha이며, 열배관로

길이는 남제주발전본부에서 애플망고 시설하우스까지의 직선거리를 참고하여 산정하였다(Table 2). 경제성 분석의 비용 적용 인자의 가격기준은 물가상승률을 반영하여 2016년 12월 기준으로 환산하였으며, 전력비용과 같이 2016년 1월~12월의 변동단가가 적용되는 것은 연평균단가로 기준단가를 적용하였다. 분석기간은 총 16년으로 집단에너지 설비 건설기간 1년과 사업기간 15년으로 구성된다. 감가상각률은 6.7%(15년)이며, 수선유지비는 열원시설, 열배관으로 구분하여 2017년 산업통상자원부 고시인 집단에너지 사업계획서 작성기준에 제시된 직접투자비의 일정비율을 곱하여 산정하였다. 기타비용으로 보험료는 직접투자비의 0.5%, 세금과공과는 열배관 투자비의 0.1%를 적용하였다[8]. 또한, 발전소 온배수 활용 시설하우스 열공급 사업의 자본구조는 20%의 자기자본과 80%의 타인자본으로 구성하였다. 인건비는 한국남부발전 1인당 평균보수액을 참고하여 7,000만원/인을 적용하였으며[9], 제경비는 인건비의 80%, 퇴직급여충당금은 인건비의 7%를 적용하였다. 시설은 야간을 포함하여 24시간 운영됨에 따라 운영인력을 5인으로 가정하였다(Table 3). 타인 자본에 대한 자본비용은 2016년 한국남부발전의 공모사채(36-1차~39차)의 사채이자율 평균인 1.74%를 적용하였다[10]. 또한 경제성 평가를 위한 할인율은 한국개발원(2013)에서 제시한 5.5%를 적용하였다[11]. 대상지역의 열공급량은 온실표면에 의한 열손실량과 환기에 의한 열손실량, 지표에 의한 열손실량의 합으로 산정하였다. 여기서, 열공급량 산정식은 다음의 식 (2), (3), (4), (5)와 같으며, 시간대별로 1년(8,760시간) 동안의 열공급량을 산정하였다[12].

경제성 분석의 비용 적용 인자의 가격기준은 물가상승률을 반영하여 2016년 12월 기준으로 환산하였으며, 전력비용과 같이 2016년 1월~12월의 변동단가가 적용되는 것은 연평균단가로 기준단가를 적용하였다.

Table 1. The configuration of heat pump system

Classification		Performance	Unit	Note
Supply heat	Cooling	589.4	kW/h	
	Heating	778.4	kW/h	
System efficiency (COP _{H,P})		4.17	COP	Coefficient of Performance
Evaporator Temp.	Entry	23	°C	
	Exit	18	°C	
Condenser Temp.	Entry	50	°C	
	Exit	55	°C	
Pump etc. auxiliary unit.		3.75	kW/h	Hourly power consumption of auxiliary device
Heat Pump Model Name		NRP 1800		
Input power		186.6	kW/h	
Capital Investment		1.5	Billion won/Set	Total installation costs (Engineering cost, Equipment, Installation, and Commissioning etc.)

Table 2. Basic assumption for the economic analysis of the heat supply to farm facility house using heat power plant effluent

Classification	Contents
Project heat source	Power plant effluent heat, Heat pump (Namjeju Thermal Power Plant)
Project area for heat supply	Namjeju Apple mango Farm facility house
Comparison heat source	Electric Boiler (Agricultural Electricity)
Development area	10 ha
Maximum heat load	28.3 Gcal/h
Length of the heat pipe	1 km (Straight length 400 m × 2x round trip × Adjustment factor 1.25)
Start point of development	December 2016
Main developer	KOREA SOUTHERN POWER Namjeju Thermal Power Plant

Table 3. A standard for the economic analysis of the heat supply to farm facility house using power plant effluent

Article	Standard	Note
Price criteria	December 2016 Base Price from January 2016 to December 2016	Constant Prices
Analysis period	Construction period 1 year Business period 15 years	Construction completed in 2018 (Operation January 2019)
Rate of depreciation	Except of land investment cost 6.7%(15 years)	From 2019 to 2033
Corporate tax	Pre-tax profit below 200 million 11% Pre-tax profit below 20 billion 22%	Corporate tax for December 2016
Insurance rate	0.5%	0.5% of direct investment cost
Labor costs	70 million won / person / year	
Overhead expenses	80% of labor costs	KOREA SOUTHERN POWER Average labor costs in 2016
Severance payment	7% of labor costs	
Tax and due	0.1%	0.1% of direct investment cost Standard for business plan integrated energy (July 21, 2017)
Maintenance expense	Heat source facility: 1 year (0.3%) 2~4 years (Increase by 0.3% per year) 5~10 years (Increase by 0.2% in 4 years) After 10 years (2.4%) Heat pipe 0.7%	Standard for business plan integrated energy (July 21, 2017)
Discount rate	5.5%	KDI (March 2013)
Construction cost contribution	-	Not considered

$$Q_g = Q_1 + Q_2 + Q_3 \quad (2)$$

여기서,

Q_g : 시설농업 열공급량

Q_1 : 온실표면에 의한 열손실(kcal/h)

Q_2 : 환기에 의한 열손실(kcal/h)

Q_3 : 지표에 의한 열손실(kcal/h)

온실표면에 의한 열손실(Q_1)을 산정하기 위하여 적용한 온실종류는 유리온실로써 온실표면 열전도 계수(K_1)는 5.3 kcal/hr·m²·°C, 유리온실의 외표면적(S_1)은 지붕, 출입벽, 측벽을 포함하여 148,203 m²를 적용하였다. 작물 생육적온과 온실외기의 온도차는 한국남부발전 남제주화력본부 인근 시설농업의 재배작물인 망고의 생육적온 25.5 °C와 기상청에서 제공하고 있는 제주도 안덕면 감산리의 2016년 시간대별 외기온도의 차이를 적용하였다[13]. 본 연구에 적용한 생육적온은 한국육종학회지(2016)를 참고하였다[14].

$$Q_1 = K_1 \times S_1 \times \Delta T \quad (3)$$

여기서,

Q_1 : 온실표면에 의한 열손실(kcal/h)

K_1 : 온실표면 열전도 계수(kcal/hr·m²·°C)

S_1 : 온실의 외표면적(m²)

ΔT : 작물 생육적온과 온실외기의 온도차

환기에 의한 열손실(Q_2)을 산정하기 위하여 적용한 환기 회수율은 0.5/hr, 온실의 용적은 49,000 m³, 공기의 비열은 0.24 kcal/kg·°C, 공기의 밀도는 1.2 kg/m³, 작물 생육적온과 온실외기의 온도차는 온실표면에 의한 열손실(Q_1) 산정에 적용한 수치와 동일하게 적용하였다.

$$Q_2 = R \times V \times C_p \times Y \times \Delta T \quad (4)$$

여기서,

Q_2 : 환기에 의한 열손실(kcal/h)

R : 환기회수율(/hr)

S_1 : 온실의 용적(m³)

C_p : 공기의 비열(kcal/kg·°C)

Y : 공기의 밀도(kg/m³)

ΔT : 작물 생육적온과 온실외기의 온도차

지표에 의한 열손실(Q_3)을 산정하기 위하여 적용한 지표는 토경 재배를 가정하였으며 지표면에 의한 전열계수(K_2)는 0.2 kcal/hr·m²·°C, 온실의 면적(S_2)은 1ha당 10,000 m²(5동 × 길이100 m × 폭 20 m)으로 10 ha 100,000 m²를 적용하였다. 작물 생육적온과 온실외기의 온도차는 온실표면에 의한 열손실(Q_1) 산정에 적용한 수치와 동일하게 적용하였다.

$$Q_3 = K_2 \times S_2 \times \Delta T \quad (5)$$

여기서,

Q_3 : 지표에 의한 열손실(kcal/h)

K_2 : 지표면에 의한 전열계수(kcal/hr·m²·°C)

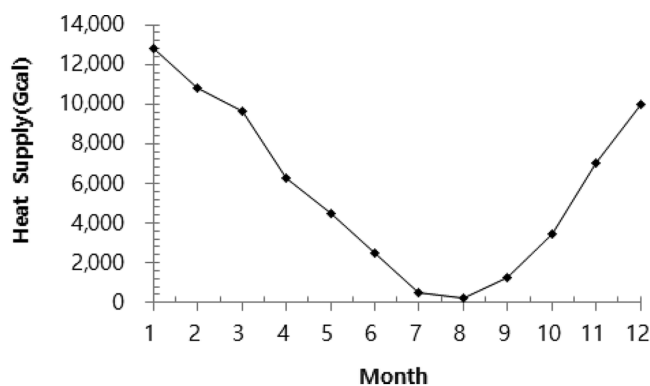
S_2 : 온실의 면적(m²)

ΔT : 작물 생육적온과 온실외기의 온도차

분석 대상지역(10 ha)에 대한 1년간 열공급량은 68,784 Gcal/yr, 가동시간은 7,546시간, 최대열부하는 28.3 Gcal/h로 산정되었다(Table 4). 열공급량은 외기온도에 따라 겨울철에 높고 여름철에는 낮은 수준으로 나타났다. 여름철 특정 시간대에서 망고 재배의 생육적온 25.5 °C보다 외기온도가 낮게 나타났기 때문에 일부 여름철에도 열을 공급하는 것으로 결과가 도출되었다(Fig. 1). 자체사용 및 공급관 열손실을 고려한 열손실율을 10%로 적용하여 연간 열공급량 68,784 Gcal/yr이 되도록 열생산량을 76,427 Gcal/yr로 산정하였다. 연료비는 히트펌프에 투입되는 전력비용으로 2016년 평균 산업용 전기요금인 107.41 원/kWh를 적용하였으며[15], 연간 전력사용량은 식 (6)과 같이 열생산량을 히트펌프 성능계수(COP)와 전

Table 4. The calculated result of annual heat supply to farm facility house using effluent

Month	Hours of operation(h)	Heat supply(Gcal)	Maximum heat load for month(Gcal/h)
Jan	744	12,807	28.3
Feb	672	10,793	23.0
Mar	744	9,655	23.0
Apr	720	6,244	12.8
May	741	4,457	11.3
Jun	711	2,472	8.5
Jul	354	465	3.9
Aug	109	200	4.0
Sept	577	1,259	6.0
Oct	710	3,420	10.4
Nov	720	6,995	17.2
Dec	744	10,017	21.4
Sum	7,546	68,784	28.3 (Maximum heat load for year)

**Fig. 1. Monthly heat supply calculation result for the effluent heat supply business to farm facility house.**

력환산계수 860 kcal/kWh로 나누어 산정하였다.

$$Q_{H.P.,elect} = Q_{heat} \div COP_{H.P.} \div 860 \quad (6)$$

여기서,

$Q_{H.P.,elect}$: Heat Pump 투입 전력량(kWh)

Q_{heat} : 시설농업 열공급량(kcal)

$COP_{H.P.}$: Heat Pump 성능계수

860: 전력 열량 환산계수(860 kcal/kWh)

기존 시설하우스에서 지출하고 있는 전기히터의 난방요금보다 발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업의 열요금이 높을 경우 시설농가에서 수용하지 않을 것이라 가정하고, 이에, 본 연구에 적용한 열요금은 기존 설치된 전기히터의 잔존가치를 고려하여 전기히터 난방요금의 80%를 적용하였다. 결과적으로, 열요금은 44,009원/Gcal로 산정되었다(Table 5)[16]. 신재생에너지 공급인증서(REC) 정산단가는 전력통계시스템(2017)에서 공표하고 있는 신재생에너지거래 정산단가 중 2016년 '수력'의 정산단가인 84.19원/kWh를 적용하였다(Table 6)[1]. 초기투자비용은 직접투자비와 간접투자비의 합으로 산정된다. 직접투자비는 열생산설비인 히트펌프와 배관투자비로 구성되어 있다. 히트펌프 투자비는 연간 최대열 부하 28.3 Gcal/h를 생산 가능하도록 45대가 필요하며, 총 67.5억원이 산정되었다. 배관투자비는 배관선로 길이 1 km에 한국도시가스협회(2016)의 보도자료에서 제시하고 있는 830만원/m를 반영하여 83억원으로 산정되었다[17]. 간접투자비는 직접투자비의 일정비율로 산정되며 일반관리비, 시운전비, 경상인건비, 기술용역비로 구성된다. 간접투자비는 13.8억원으로 산정되었다. 목표 자본구조에 따라 초기투자비의 80%를 타인자본으로 조달하고 건설기간 동안의 이자비용은 투자비에 합산되며, 총 2.3억원으로 산정되었다. 직접투자비, 간접투자비 및 건설이자를 합산한 166.6억원을 초기투자비용으로 적용하였다(Table 7).

Table 5. Heat rate calculation result of integrated energy for the project area (Goryeowon, a farming corporation)

Classification	Unit	Content	Note
Project area	Place	Deogyang-gu, Goyang-si	
Existing facilities	Type	Electric boiler	
Annual heat demand	Gcal	1,036.2	
Agricultural Electricity price	Won/kWh	47.31	Annually average for 2015
Conversion factor	Mcal/kWh	0.86	
Efficiency	%	100	Electric boiler efficiency
Annually total electricity cost (Heating)	Thousand won	57,003	
Annually average unit cost	Won/Gcal	55,012	
Heat price	Won/Gcal	44,009	80% of Annually average unit cost

Table 6. Calculated unit price of renewable energy certificate (REC) in 2016 (unit : won/kWh)

Year	New energy		Renewable energy					
	Fuel cell	Coal Gasification	Solar	Wind power	Water power	Marine	Bio	Waste
2016	106.6	76.1	200.8	82.8	84.2	75.7	88.0	96.2

Table 7. Calculated investment cost for the effluent heat supply business

Classification	Content	One million won	Note
Direct investment cost	1. Heat Pump	6,750	45set × 1.5 billion won/Set
	2. Heat pipe	8,300	1,000 m × 8.3 million won/m
	Total direct investment cost	15,050	
Indirect investment cost	1. General management expenses	452	3.0% of direct investment cost
	2. Commissioning	301	2.0% of direct investment cost
	3. Labor costs	75	0.5% of direct investment cost
	4. Engineering	556	
	1) Design	58	0.7% of direct investment cost
	2) Inspection & Supervision	332	4.0% of direct investment cost
	3) Reserve, Etc	166	2.0% of direct investment cost
	Total indirect investment cost	1,384	
	Total investment cost	16,434	
	Land Investment cost	-	Not considered
	Construction interest	412	
	Total investment cost	16,845	

2-3. 경제성 평가모형

경제성 평가모형은 적용에 따라 다양한 방법이 있으며, 대부분 경제성 분석대상 사업 또는 프로젝트의 편익(Benefit)과 비용(Cost)을 화폐가치로 환산하여 비교·분석하는 방법을 사용한다. 화폐가치로 환산하여 경제성을 평가는 모형은 분석과정에서 평가자의 주관에 개입될 여지가 적고 균일한 척도로 비교가 가능하기 때문에 일반적으로 적용되고 있다. 대표적인 경제성 평가모형으로 순현재가치법(NPV), 내부수익률법(IRR), 투자회수기간법(Payback Period Method, PPM), 편익/비용 비율분석법(Benefit Cost Ratio, B/C Ratio)이 있으며, 본 연구의 사례분석에서는 순현재가치법(NPV)과 내부수익률법(IRR)을 적용하였다. 순현재가치법은 식 (7)과 같이 사업 또는 프로젝트와 관련된 현금흐름을 현재가치로 할인하여 합산한 값으로 순현재가치를 산정하는 방법이다. 순현재가치가 '0'보다 크면 경제성이 있다는 의미로 해석할 수 있다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (7)$$

여기서,

NPV: 순현재가치

B_t : t시점의 Benefit

C_t : t시점의 Cost

r: 할인율 5.5%

n: 사업기간(또는 분석기간)

내부수익률법은 아래 식 (8)과 같이 사업 또는 프로젝트의 순현재가치가 '0'이 될 때의 할인율인 '내부수익률'을 산정하는 방법이다. 내부수익률이 사업 또는 프로젝트의 목표수익률보다 크면 경제성이 있다는 의미로 해석되며, 내부수익률이 클수록 투자 우선순위가 올라간다[18].

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+R)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+R)^t} \quad (8)$$

여기서,

R: 내부수익률

B_t : t시점의 Benefit

C_t : t시점의 Cost

n: 사업기간(또는 분석기간)

사업 또는 프로젝트의 현금흐름은 현금유입에서 현금유출을 차감하여 산정되며 아래 식 (9) 및 식 (10)과 같다.

$$\text{현금유입} = \text{당기순이익} + \text{감가상각비} + \text{정부지원금} + \text{지급이자} + \Delta \text{운전자본} \quad (9)$$

$$\text{현금유출} = \text{건설공사비} + \Delta \text{운전자본} \quad (10)$$

3. 발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업 경제성 분석 결과

경제성 평가 기본가정과 분석기준, 열공급량, 초기투자비 산정결과, 산업용 전기요금, '수열' REC 정산단가등이 반영된 발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업의 현금흐름에 대한 NPV와 IRR을 할인율(목표수익률) 5.5%하에서 산정하였다. 결과적으로 NPV는 131백만원, IRR은 15.73%의 결과를 도출할 수 있었다. 이는 발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업이 현재의 재정지원 체계와 운영방법으로는 경제성을 어느 정도 확보할 수 있는 것으로 해석할 수 있다. 그러나, 본 연구에서 분석한 발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급 사업의 열배관로 신설길이를 매우 낙관적인 수준인 1 km로 가정하였기 때문이다. 따라서 경제성 확보측면에서, 열수요처의 배관거리에 따른 민감도를 다음의 시나리오에 따라 추가 분석하였다.

(1) 정부지원금 수준

(2) 열수요량 수준

(3) 정부지원금 증가에 따른 경제성 확보가능 열배관 신설거리 수준

열배관로 신설길이에 대한 민감도 분석결과 Fig. 2에서 제시한 것처럼 열배관로 신설길이 2.6 km (직선거리 1 km)를 초과하는 경우 경제성이 없는 것으로 나타났다. 분석 전 예상한 것처럼, 전체 초기공정투자비의 50%를 정부차원에서 지원한다면 열배관로 신설길이 5.3 km (직선거리 2.1 km) 이내까지는 경제성이 있는 것으로 결과 값을 얻을 수 있었다(Fig. 3). 초기투자비용 80%을 정부에서

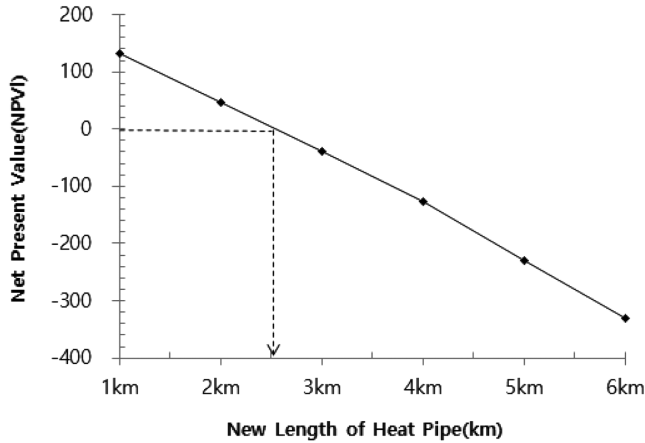


Fig. 2. Sensitivity analysis result about business in accordance with the new length of heat pipe.

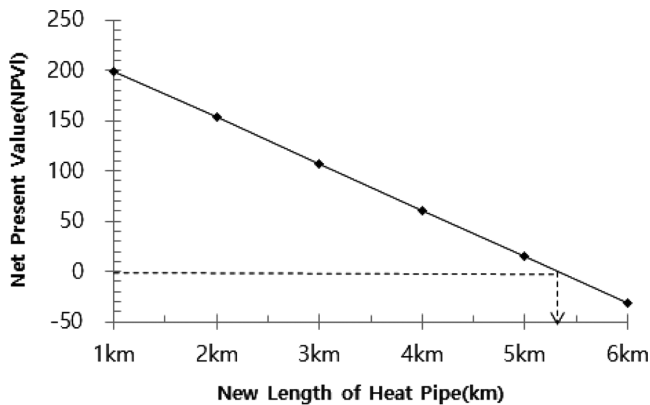


Fig. 3. Sensitivity analysis result about business in accordance with the length of new heat pipe under the condition of 50% government subsidy of the initial investment.

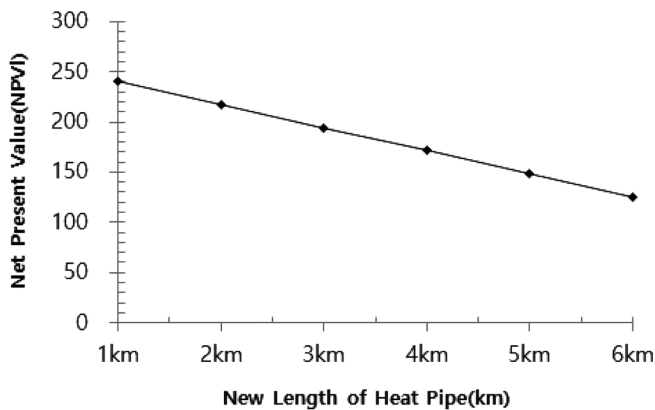


Fig. 4. Sensitivity analysis result about business in accordance with the length of new heat pipe under the condition of 80% government subsidy of the initial investment.

부담할 경우의 신설길이에 따른 결과를 Fig. 4에 제시하였다. 분석 결과에 의하면 열배관로 신설길이 11.4 km (직선거리 4.6 km) 이내까지의 열배관설비는 초기투입비용대비 경제성이 있는 것으로 나타났다. 열수요량 변동에 따른 민감도 분석을 한 결과 열배관로 신설길이 1 km (직선거리 0.4 km) 기준에 열수요량인 68,784 Gcal/yr

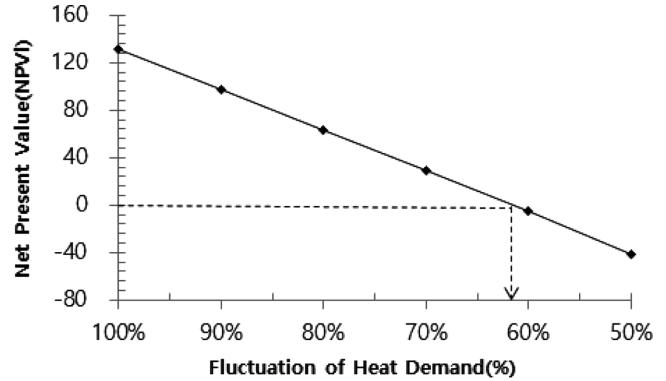


Fig. 5. Sensitivity analysis result about business in accordance with the fluctuation of heat demand that new heat pipe of length is 1 km.

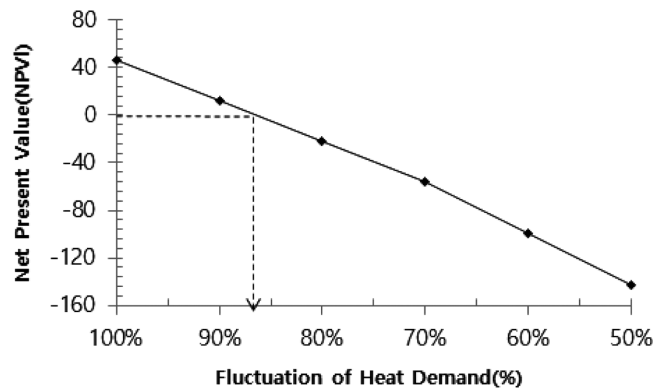


Fig. 6. Sensitivity analysis result about business in accordance with the fluctuation of heat demand that length of new heat pipe is 2 km.

의 62% 수준까지는 경제성이 있는 것으로 도출되었으며(Fig. 5), 열배관로 신설길이가 2 km (직선거리 0.8 km)로 증가 될 경우는 열수요가 14%만 감소하여도 경제성을 확보하지 못하는 것으로 결과를 얻었다(Fig. 6).

따라서, 민감도 분석결과 발전소 온배수열 활용 시설하우스 열공급사업의 경제성 확보를 위해서는 우선, 열원으로부터 수요지까지의 거리결정과 그에 따른 배관설비 기준이 최우선시 되어야 한다. 본 연구에 의하면 배관설비의 길이가 증가하면 할수록 경제성이 감소하는 경향을 보였다. 다만, 정부지원금 정도에 따라서 열배관로 신설길이가 증가하여도 다소 경제성을 확보할 수 있는 것으로 나타났다. 사업을 수익적 측면, 즉 다시 말해서 규모의 경제논리로 본다면 열배관로 신설길이가 증가하는 경우 추가적인 열수요량 확보가 가능하고 이에 따른 추가적인 경제성에 따른 수익이 증가할 것으로 기대된다. 실제로 신설길이의 증가에 따른 경제성은 정부지원 효과보다 더 높은 수준으로 나타날 것이다. 끝으로, Fig. 7을 보면 초기투자비 대비 정부지원금 비율의 증가에 따른 경제성 확보가능 열배관로 신설거리의 탄력성(기울기)이 증가하는 것을 확인할 수 있다. 이는 정부지원금이 증가하는 경우 열수요 1단위에서 부담하는 시설투자비(고정비) 수준이 감소되는 것을 의미하고 결과적으로 단위당 생산원가가 감소하게 된다. 단위당 생산원가가 감소되는 경우 시설농가에 보다 더 저렴한 수준으로 열을 공급할 수 있을 것으로 예측된다.

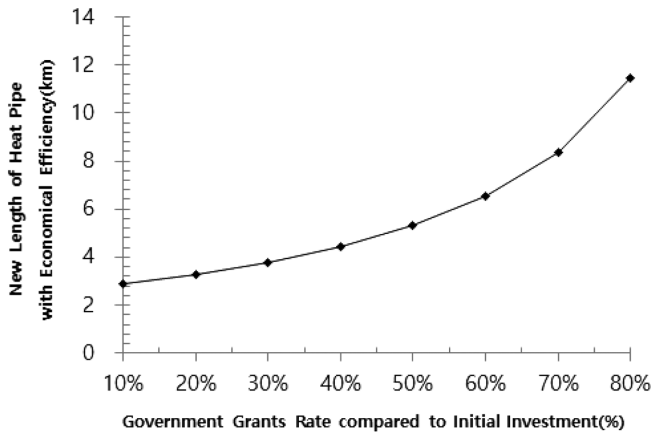


Fig. 7. Economic distance in accordance with government subsidy increase by the initial investment cost.

4. 결 론

석탄화력발전 유래 온배수열 공급 사업은 미활용 열원을 사용한다는 점에서 에너지절감, 온실가스 저감효과와 시설하우스에 안정적이고 지속적인 난방열을 공급 할 수 있다는 긍정적인 효과를 가진다. 본 연구에서는 석탄화력발전소 온배수열을 활용한 시설하우스 열공급 사업의 경우 열배관로 신설길이 1 km(직선거리 400 m) 내 난방공급면적 10 ha 에서는 NPV 131백만원, IRR 15.73%로 경제성을 확보할 수 있는 것으로 나타났으나, 열배관로 신설길이 2.6 km(직선거리 1 km)를 초과하는 경우 경제성을 확보하기 어려운 것으로 보인다. 이는 발전소와 시설하우스가 매우 가깝게 위치해 있어야만 경제성을 확보할 수 있고 열수요량 개발에도 거리로 인한 제약이 발생할 수 있음을 의미한다. 정부 초기 초기투자비에 따른 민감도 분석결과 정부지원금이 초기투자비 최대 80%인 경우 열배관로 신설거리 11.4 km(직선거리 4.6 km)까지 경제성을 확보할 수 있는 것으로 나타났다. 정부지원금에 따른 열배관로 신설거리 확장은 또 다른 열수요 증가와 추가적 경제성 확보로 이어질 가능성이 보인다. 본 연구에서 도출된 결과는 정부지원금의 효과를 경제성 측면에서 극대화 할 수 있는 방안과 정부의 전략적 에너지산업 지원 사업 활성화에 크게 기여할 수 있을 것으로 기대된다.

감 사

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술연구원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(과제번호: 20169210100140).

References

1. Electric Power Statistic Information System, <https://epsis.kpx.or.kr/>.
2. Kim, J. W. and Park, M. R., "Utilizing the Effluent Heat from

- Thermal Power Plant as a Source of Heat Energy for Heating the Gardening Facility," *Rural Research Institute Focus*, **44**, 1-26 (2015).
3. Sea, B. K., Park Y. I. and Lee, K. H., "Membrane Separation for CO₂ Emission Control," *Korean Chem. Eng. Res.*, **41**(4), 415-425 (2003).
4. Kang, Y. G., "Effects of Industrial Waste Heat on Agricultural Utilization (Case analysis)," The Korean Association for Public Administration-2015 International Conference, **12**, 1654-1662(2015).
5. Nam, T. S., Lee, K. Y. and Kim, K. N., "A Study on the Incentive-based Strategies for Utilization of Thermoelectric Power Plant Hot Waste Water : Focusing on the Analysis of Levelized Cost of Energy (LCOE)," *Journal of Energy Engineering*, **25**(1), 29-42 (2016).
6. Kim, H. S., Kim, G. B. and Kim, L. H., "Development of a Failure Probability Model based on Operation Data of Thermal Piping Network in District Heating System," *Korean Chem. Eng. Res.*, **55**(3), 322-331(2017).
7. Cho, G. S., "Supporting System of Renewable Energy Portfolio Standard (RPS) for Utilizing effluent heat from thermal power plant," *Journal of the Electric World*, **466**, 32-38(2015).
8. Ministry of Trade, Industry and Energy, Notification 2017-95, <http://www.motie.go.kr>.
9. Korea Southern Power CO., LTD (KOSPO), <https://www.kospo.co.kr/>.
10. DART; Data Analysis, Retrieval and Transfer System, <http://dart.fss.or.kr>.
11. Korea Development Institute, <http://www.kdi.re.kr/>.
12. Jeong, J. H., "A Feasibility Analysis on the Thermal Energy Utilization of Power Plants Cooling Water for Greenhouse Heating," Korea University, Master's degree thesis, 1-42(2012).
13. Korea Meteorological Administration, <https://data.kma.go.kr/>.
14. Lim, C. K., Moon, D. G., Seong, K. C., Kim, C. H., Jung, Y. B., Park, K. S. and Song, S. Y., "Selection of Mango (*Mangifera indica* L.) Cultivars Suitable for Fruit Production from Greenhouse Condition in Jeju Island, Korea," *Korean Journal of Breeding Science*, **48**(2), 126-132(2016).
15. Korea Electric Power Corporation (KEPCO) Economy & Management Research Institute, "Statistics of Electric Power in Korea (2016 record)," (2017).
16. Korea District Heating Corporation, <https://www.kdhc.co.kr/index.do?sgpr=S10>.
17. Korea City Gas Association, <http://www.energy-news.co.kr/news/articleView.html?idxno=40453>.
18. Chun, D. H., Kim, S. D., Rhim, Y. J. and Lee, S. H., "Economic Analysis of Upgrading Low Rank Coal Process," *Korean Chem. Eng. Res.*, **49**(5), 639-643(2011).