

폐쇄형 해수온도차발전의 실증 적용을 위한 지역 경제성 분석 시뮬레이션

Simulation of Regional Economic Analysis of Closed Cycle OTEC for Empirical Application

임승택* · 이호생** · 문정현*** · 김현주****†

Seung-Taek Lim*, Ho-seang Lee**, Jung-Hyoen Moon***
and Hyoen-Ju Kim****†

(Received 31 January 2020, Revision received 02 April 2020, Accepted 02 April 2020)

Abstract : As a means to solve the power shortage problem in the South Pacific island nations and the equator, we studied the development characteristics of ocean thermal energy conversion (OTEC) using near-infinity clean ocean energy. Through the simulation of the closed OTEC plant under development, the generation amount and its economic efficiency were compared and the application characteristics of the power generation cycle according to the seawater temperature distribution were compared by applying various seawater temperature conditions. According to the characteristics of seawater heat sources in the region, the power generation output was about 759.9 kW in Kiribati, and the average power generation by region was about 590.9 kW. Regional electricity sales generated about 8,487 thousand dollars in Kiribati, which had a high power cost of 0.327 \$/kWh, and 1,278 thousand dollars in Australia, generating 0.29 \$/kWh. With the spread of 50 MW commercial plants, Australia and Kiribati have high net present values (NPV) of 108,000 and 580,000 thousand dollars, respectively, and their internal rate of return (IRR) are more than 8.5% and 19.6%, respectively. In the future, various benefits will be applied to secure economic feasibility and accelerate the spread of closed OTEC plant.

Key Words : Ocean thermal energy conversion, Closed cycle, Net present value, Internal rate of return

****† 김현주(ORCID:https://orcid.org/0000-0003-3042-5889)
: 책임연구원, 해양플랜트-에너지연구본부, 한국해양과학기술원 부설 선박해양플랜트연구소
E-mail : hyeonju@kriso.re.kr, Tel : 042-866-3700
*임승택(ORCID:https://orcid.org/0000-0001-6889-9698) : 연
구원, 해수에너지연구센터, 한국해양과학기술원 부설 선
박해양플랜트연구소
**이호생(ORCID:https://orcid.org/0000-0003-3042-5889) : 책
임연구원, 해수에너지연구센터, 한국해양과학기술원 부설
선박해양플랜트연구소
***문정현(ORCID:https://orcid.org/0000-0002-5247-1029) :
연구원, 해수에너지연구센터, 한국해양과학기술원 부설
선박해양플랜트연구소

****† Hyoen-Ju Kim(ORCID:https://orcid.org/0000-0003-3042-5889)
: Principal Researcher, Offshore Plant Research Department,
Korea Research Institute of Ships & Ocean Engineering.
E-mail : hyeonju@kriso.re.kr, Tel : 042-866-3700
*Seung-Taek Lim(ORCID:https://orcid.org/0000-0001-6889-9698)
: Researcher, Seawater Utilization Plant Research Center, Korea
Research Institute of Ships & Ocean Engineering.
**Ho-seang Lee(ORCID:https://orcid.org/0000-0003-3042-5889) :
Principal Researcher, Seawater Utilization Plant Research Center,
Korea Research Institute of Ships & Ocean Engineering.
***Jung-Hyoen Moon(ORCID:https://orcid.org/0000-0002-5247-1029) :
Researcher, Seawater Utilization Plant Research Center, Korea
Research Institute of Ships & Ocean Engineering.

1. 서 론

현재 키리바시, 투발루, 사모아 등과 같은 남태평양 도서국과 리베리아, 시에라 리온, 가나 등과 같은 서아프리카 지역은 낙후한 발전 설비의 이유로 높은 전력비용을 보이고 있어 전력 부족 문제를 해결하기 위한 방안이 필요하다.

이와 같은 전력부족을 해결하기 위한 방안으로 해수 온도차발전의 연구가 진행되고 있다. 해수 온도차에너지는 약 300 EJ/year 또는 세계 해양의 90% 에너지 잠재력을 가지고 있는 것으로 추정되고 있으며, 다른 해양 에너지와 비교하여 가장 큰 잠재력을 가지고 있는 기술이다.¹⁾ 또한 해수 온도차에너지의 잠재량은 세계적으로 넓게 퍼져 있어 최소 98개의 국가에서 경제성을 가지고 있을 것으로 예상된다.²⁾ 하와이대학의 Luis Vega에 따르면 아프리카와 인도 해안, 미 대륙의 열대 서부 및 남동부 해안 및 많은 카리브해 연안과 태평양 섬은 해수면 온도가 25°C~30°C라고 보고하였다.³⁾

Fig. 1은 세계 해수 온도차발전 (OTEC : Ocean Thermal Energy Conversion) 개발 가능 지역이다.⁴⁾

2010년 하와이 대학에서 보고되어진 80 MW급 OC-OTEC과 CC-OTEC과의 성능 비교에서는 전기 및 담수 생산량에서 CC-OTEC의 경우 432,609 MWh/y이며, OC-OTEC의 경우 414,415 MWh/y 및 118,434 m³/day를 나타내어 발전 방식에 따른 전력량을 비교하였으며, 향후 개방형 발전의 담수 생산량을 금액으로 전환하면 그 가치가 더 높을 것으로 보고하였다.⁵⁾

본 논문에서는 다양한 해수표층온도의 해수 온도차발전이 가능한 지역을 선정하여 전력생산에 따른 폐쇄형 온도차발전의 경제성 비교를 수행하였으며, 발전용량에 따른 지역별 적용 용량을 분석하였다.

2. 해수 온도차발전 경제성 분석 원리

2.1 온도차발전 사이클 경제성 분석 조건

해수 온도차발전의 실용화에 따른 경제성 분석은 편익/비용 분석, 순현재가치법 또는 순현재가법

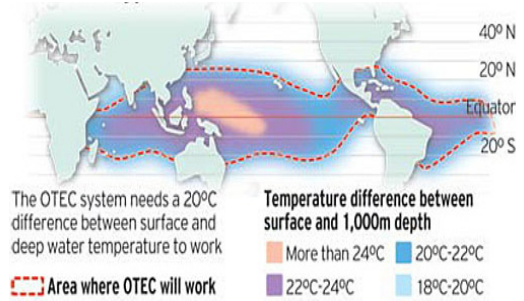


Fig. 1 Distribution of world surface sea temperature

(Net Present Value: NPV) 그리고 내부수익률법 (Internal Rate of Return: IRR) 등을 적용하여 경제적 가치를 분석하며, 사회적 자본의 직·간접 투자에 따른 투명성을 확보하기 위한 중요한 수단이다.

2.1.1 편익/비용 분석

편익/비용 분석(Benefit-Cost ratio: B/C ratio)은 경제적 가치를 판단함에 있어 이해가 용이하고 사업규모를 고려함에 따라 널리 활용된다.

총 편익과 총비용에 대해 할인된 현재가치 금액의 비율, 즉 미래에 발생될 편익과 비용을 현재 가치로 환산한 후 편익에 따른 현재가치를 비용에 따른 현재가치로 나눈 값이다. 일반적으로 B/C ratio ≥ 1.0이면 경제적 타당성이 있다고 판단되며, B/C ratio의 계산방법은 식 (1)과 같다

$$B/C \text{ Ratio} = \frac{\sum_{t=t_0}^n B_t / (1+r)^t}{\sum_{t=t_0}^n C_t / (1+r)^t} \quad (1)$$

2.1.2 순현재가치(NPV)

사업에 수반된 모든 비용과 편익을 기준연도의 현재가치로 할인하여 총 편익에서 총비용을 뺀 값을 나타낸다. 일반적으로 분석결과 NPV ≥ 0이면 경제적 타당성이 있다고 판단되며, NPV 계산방법은 식 (2)와 같다.

$$NPV = \sum_{t=t_0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=t_0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

2.1.3 내부수익률(IRR)

편익과 비용을 현재가치로 환산한 값이 같아지는 할인율을 구하는 방법으로, 즉 사업의 시행으로 인한 순현재가치를 0으로 만드는 할인율(r)을 구하는 방법을 의미한다. 일반적으로 분석결과 $IRR >$ 사회적 할인율보다 크면 경제적 타당성이 있다고 판단되며, IRR 계산방법은 식 (3)과 같다.

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+R)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+R)^t} = 0 \quad (3)$$

여기서 t 는 운영 연수이며, t_0 는 사업의 개시 이전, n 는 사업의 완료시점(분석기간), B_t 는 t 시점의 편익, C_t 는 t 시점의 비용, r 은 할인율을 나타낸다.

2.2 폐쇄형 온도차발전 사이클 설계

폐쇄형 온도차발전 사이클은 ORC사이클의 원리와 동일하며, Fig. 2와 같이 작동유체를 순환하여 증발과 응축을 반복하면 터빈을 통해 발전하는 방식이다. 표층수와 심층수는 열원의 역할로서 사용된다. 표층수에 의해 증발된 작동유체는 고온, 고압의 상태로 터빈을 통과하며, 감압되어 심층수에 의해 저온 액체로 응축된다. 이 사이클은 작동유체 펌프에 의해 순환되므로 열원이 공급되면 무한한 발전 사이클이 구성된다.⁶⁾ 또한 저온 열원으로는 수심 1,000 m 내외의 심층수를 이용하였으며, 5°C의 해수를 공급하는 조건으로 가정하였다. 심층수는 해안으로부터 5~10 km에 위치하는 수심 200 m 이하의 해수로서 해수의 온도는 수심에 따라 급격히 내려가며, 남태평양 도서 국가의 경우 1,000 m 지점에서 약 5°C 이하를 보인다.⁷⁾ 폐쇄형 발전의 터빈 출력은 식 (4)와 같으며, 순수 발전량은 식 (5)와 같다.

$$W_t = m_r(h_{ti} - h_{to}) = m_r \eta_t (h_{ti} - h_{tos}) \quad (4)$$

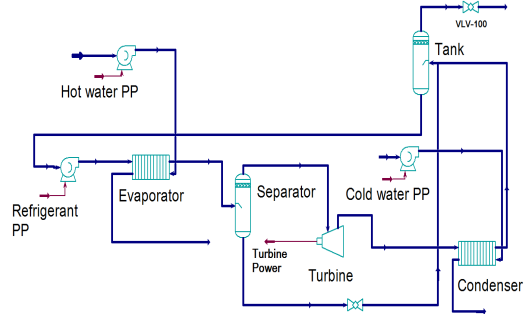


Fig. 2 1MW OTEC steady state cycle

$$W_{net} = W_t - w_{wpp} - w_{cwp} - w_{rp} \quad (5)$$

여기서 m_r 는 냉매의 질량유량을 나타내며, w_{rp} 는 작동유체의 순환 펌프를 나타낸다. 폐쇄형 온도차발전은 개방형과 비교하여 전력 효율이 낮으나 터빈의 소형화가 가능하며, 대형 온도차발전과 해상형 온도차발전을 구성하기에 적합하다.⁸⁾

3. 해수온도차발전 경제성 분석 기본가정

3.1 해수 온도차발전 경제적 요인

연구개발 사업의 예비타당성 분석은 한국개발연구원 ‘예비타당성 조사 수행을 위한 일반지침 수정·보완 연구(제5판)’ 및 한국과학기술기획평가원 ‘국가연구개발사업 예비타당성조사 수행 세부지침’에 따라 일반적으로 사업 시작 후 30년을 평가 대상기간으로 설정하였다.

또한 미래의 현금흐름을 현재가치화하기 위한 할인율은 5.5% 사회적 할인율을 적용하였으며, 비용과 편익 추정은 물가상승률을 반영하지 않는 불변가격(Constant Price)으로 추정함에 따라 실질 할인율인 사회적 할인율 적용하였다.

- ① 한국개발연구원 「예비타당성 조사 일반지침 4판」까지는 할인율 6.5%를 적용하였으나 5판에서는 사회적 할인율을 재추정하여 5.5%를 적용
- ② 또한 한국과학기술기획평가원 「연구개발부문 사업의 예비타당성조사 표준지침 연구(제1

판」에서도 급격한 사회적 할인을 조정을 피하고, 최근 금리의 상향 변동 가능성을 감안하여 5.5%를 적용

③ 플랜트 구축 완료 시점부터 약 20년간 비용이 발생하도록 가정하였으며, 이후에는 수리 및 주요 부품의 변경 주기가 발생하여 수익 발생이 없다고 가정

3.2 해수 온도차발전 경제성 분석 절차

3.1.1 비용 추정

총비용은 크게 초기설치에 필요한 소요비용인 총사업비와 사업이후 소요되는 운영비로 구분되며, 매년 운영비가 필요하기 때문에 총 사업비의 약 5%를 연간 운영비로 가산하여 비용을 산정한다. 총사업비는 초기 설치비용(Capital Costs)과 운영비용(Operating Costs)으로 나누며, 운영비는 초기설치 이후 소요되는 시설·장비 유지보수비, 관리 운영비를 포함한다.

경제적 타당성 분석 절차는 Fig. 3과 같이 시물레이션 결과를 바탕으로 비용 추정, 편익 추정, 경제적 타당성 평가 순으로 실시한다.

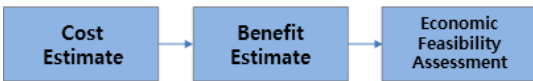


Fig. 3 Economic feasibility analysis procedure

3.1.2 편익 추정

편익 추정은 해수온도발전에서 발생하는 편익 항목 중에서 효용성이 높고 가시적인 결과를 확인할 수 있는 전력 생산량으로 계산되며, 냉난방 및 농/어업 이용 등과 같은 부수적인 이익 항목은 고려하지 않는다.

편익항목 결정 방법에 따라 NPV 및 IRR 분석 결과에 영향을 미치기 때문에 향후 변경 개선될 요지가 있으며, 일반적인 경제적 타당성 평가 절차는 Fig. 4와 같다. 또한 일반적으로 편익항목들의 측정에는 수많은 가정과 복잡한 절차가 동반되며, 이러한 편익추정의 어려움으로 인하여 전력 생산량만을 고려하였다.

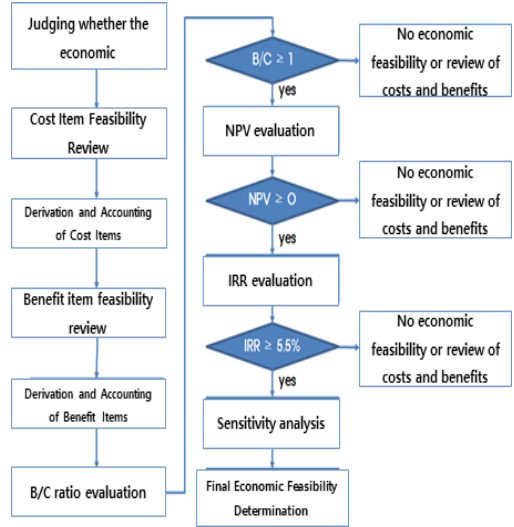


Fig. 4 Economic feasibility analysis procedure

3.3 해수 온도차발전 적용지 분석

해수온도차발전을 적용하기 위해서는 몇 가지 조건이 필요하다. 먼저 4~6℃의 저온 열원을 취수할 수 있는 수심 1,000 m 내외의 심층수가 분포해야 하며, 연간 표층 온도와와의 차가 20℃ 이상 유지가 필요하다. 심층수 취수거리가 증가함에 따라 제작비용 및 열손실, 압력손실이 발생하며, 본 시물레이션은 사이클 적용에 따른 배관 손실을 제외하고 동일 취수 조건과 터빈 효율을 가정하여 비교하였다.

표층수 온도와 발전 방식에 따른 전력 발생량을 비교하기 위하여 10개의 온도차발전 가능 지역을 선정하고 평균 해수온도를 적용한 온도차발전 사이클을 시물레이션하였다.

3.3.1 해수온도 분석

Table 1은 지역별 표층해수의 온도와 소비전력을 나타낸다. 온도차는 적도지역으로 갈수록 늘어나며 계절에 따라 최대 25℃의 표층과 심층의 온도차를 보인다. 상대적 고위도인 일본의 경우 평균 표층온도가 24.95℃를 보이며, 적도에 인접한 키리바시의 경우 평균 29.05℃의 최대 수온을 보인다.

Table 1 Expected country to apply

Nation	Surface temperature (°C)	Electric selling cost (\$/kWh)
Mexico	27.56	0.192
USA	25.56	0.12
Brazil	27	0.17
Australia	26.75	0.29
Fiji	27	0.13
Philippine	28	0.182
Malaysia	28.1	0.075
India	28	0.08
Kiribati	29.05	0.327
Indonesia	29	0.10
Japan	24.95	0.22

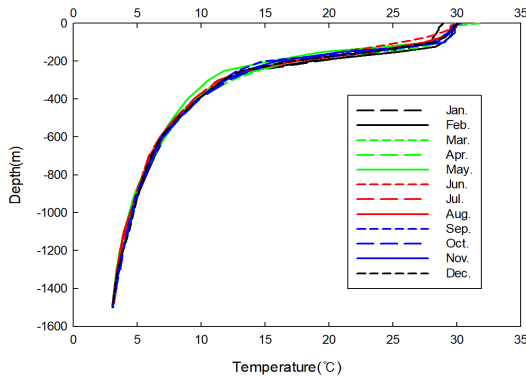


Fig. 5 Annual seawater temperature changes in Kiribati

Fig. 5는 지난 2016년에 조사된 키리바시 타라와 지역의 수심에 따른 연간 해수온도를 나타낸다. 표층 온도는 계절 변화에 따라 3~4°C의 차이를 나타내지만 심층수의 온도는 1,000 m 지점에서 연간 5°C를 유지한다.

3.3.2 초기 투자비용 분석

선정된 10개의 해수온도차발전적용지에서 생성되는 전력의 비용 경제성을 비교하기 위해서 각 지역의 전력 판매단가를 분석하였다. 선정된 지역

은 평균 0.17 \$/kWh의 판매단가를 보였으며, 남태평양 도서국인 키리바시는 전력 단가가 0.327 \$/kWh의 높은 수준을 보였다.

해수온도차발전으로부터 생산되는 전력 생산가격을 통하여 초기 투자비용 대비 순현재가치(NPV)와 내부수익률(IRR)을 비교하였으며, 초기 투자대비 최적 적용지를 선정하였다.

Table 2는 순수출력 변화에 따른 폐쇄형 온도차발전의 초기 투자비용을 나타내고 있다. 온도차발전은 실증 플랜트 개발이 전무한 만큼 초기 투자비용에 대한 정보가 부족하다. 그러나 Vega 및 Kim 등은 육상형 폐쇄형 온도차발전 초기 설비비용을 통해 경제성 분석을 수행하였으며, 1 MW의 전력생산을 위해 1일 100,000톤의 취수가 가능한 대용량 취수관을 개발하여 설치하는 것으로 가정하였다. Vega는 50 MW의 발전의 경우 열교환기 설치비용을 215 \$/m²에서 100 \$/m² 가량 발생할 것으로 적용하였으며, 해수의 취수 설비는 수심 1 km까지 도달하기 위한 10 km 이내의 해안을 가정하였다.⁹⁾

또한 Vega는 본인의 경제성 비교에서 기술의 발달이 향후 초기 투자비용의 감소를 야기할 것으로 예측하였으며, 약 30%의 감소율을 적용하였다. Kim도 초기 투자비용의 15%와 30%의 변화를 적용하여 경제성 분석을 수행하였다.¹⁰⁾

본 논문에서는 비판적인 관점으로 초기 투자비용 변화를 적용하였으며, 15%의 비용 변화와 설비 용량을 적용하여 경제성을 비교하였다. Table 3은 15%의 초기 투자비용 저감을 적용한 해수온도차발전 초기 투자비용을 나타내고 있다.

3.3.3 발전 사이클 분석

해수온도발전의 지역 비교를 위하여 폐쇄형(CC-OTEC) 발전을 설계하였고 순수 지역 해수온도 조건을 적용하여 발전 성능을 확인하였다. 폐쇄형 온도차발전을 설계하기 위하여 동일 표층수 유량으로 설계하였다. 지역에 따라 다양한 표층수 온도를 적용하였기 증발기 해수측 온도차를 5°C로 설계하였다. 표층수의 유량은 1,864 kg/s의 설계유량을 적용하였으며, 심층수의 유량은 동일 응축

Table 2 Initial investment cost for CC-OTEC system
(Unit : 1 Million)

Net power (MW)	1MW	10MW	50MW
Heat exchanger	3.6	35	123
Seawater system (Pipes and Pumps)	13.6	60	119
Turbine	2.7	25	61.5
Structure	3.6	15	73.8
Etc	1.8	15	32.7
Total cost (\$)	25.3	150	410
Initial cost (\$/kW)	0.0253	0.015	0.0082

Table 3 Initial investment cost for CC-OTEC system with 15% cost reduction
(Unit : 1 Million)

Net power (MW)	1MW	10MW	50MW
Heat exchanger	3.06	29.75	104.55
Seawater system (Pipes and Pumps)	11.56	51	101.15
Turbine	2.29	21.25	52.28
Structure	3.06	12.75	62.73
Etc	1.53	12.75	27.8
Total cost (\$)	21.5	127.5	348.5
Initial cost (\$/kW)	0.0215	0.0127	0.0069

기 입출구 온도차에서 표층수 온도 변화에 따라 변화한다.

해수 펌프의 효율과 터빈의 효율은 각각 75%와 85%를 적용하여 설계하였으며, 표층수와 심층수에서 발생하는 손실 수두는 육상형 라이저와 열교환기, 감압 챔버, 피팅 등의 다양한 요인으로 발생하며, 손실 수두는 표층해수에서 5.5 m, 심층해수에서 8.2 m로 설계하였다. 폐쇄형 온도차 발전의 설계 값은 Table 4와 같다.

Table 4 Parameters of CC-OTEC

Design conditions	
Warm water temperature (°C)	variable
Warm water delta temperature (°C)	5
Cold water temperature (°C)	5.5
Cold water out temperature (°C)	9.6
Warm water flow rate (kg/s)	1,864
Warm water head loss (m)	5.5
Cold water head loss (m)	8.2
Warm water pump efficiency (%)	75
Cold water pump efficiency (%)	75
Turbine efficiency (%)	80
Heat exchanger pinch temperature (°C)	1.5
Super heat temperature (°C)	0
Working fluid	R32

폐쇄형 온도차발전의 열교환기 설계를 위하여 핀치 온도를 1.5°C로 가정하였으며, 과열도는 1°C로 설계하였다. 작동유체의 유량은 해수 온도에 따라 변화되며, 적용 지역에서의 선택에 따라 온도차발전 구성장치의 소비 전력과 순수출력 발생량을 비교하였다.

4. 해수온도차발전 적용지의 경제적 특성

4.1 해수온도차발전 적용지의 발전 성능특성

4.1.1 총 출력

동일 발전 조건에서 지역별 특성을 비교하였다. 24.95°C의 상대적 저온의 표층 해수 조건을 가진 일본에서는 동일 유량 조건에서 727.9 kW의 발전량을 보였다. 그러나 해수온도 증가에 따라 29.1°C의 키리바시의 경우 최대 1,159 kW의 출력을 보여 59.2%의 출력 차이를 보였다. 피지와 필리핀의 경우에서 보면 1°C의 온도 증가에 따라 약 105 kW의 출력 증가가 발생하는 것을 확인하였다.

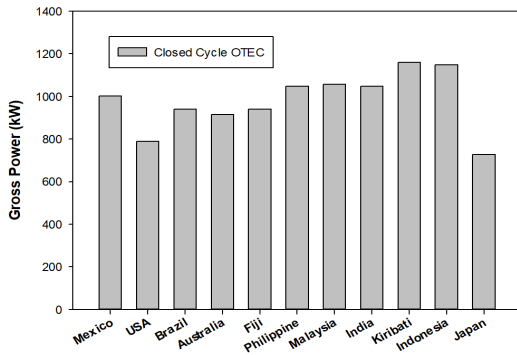


Fig. 6 Gross power for OTEC in application areas

Fig. 6은 폐쇄형 온도차발전의 지역별 총 출력을 나타낸다.

4.1.2 소요 전력

순수 출력을 구하기 위하여 해수온도차발전 구동을 위한 소요 전력을 분석하였으며, 심층, 표층, 작동유체의 펌프 소요동력을 비교하였다. 키리바시 지역 조건의 폐쇄형 사이클에서 최대 399.1 kW의 소요 동력을 보이고 일본에서는 374.4 kW의 소요 동력일 발생하여 약 24.7 kW의 출력차가 발생하는 것을 확인하였다. 이와 같이 펌프의 소요 동력 변화가 적은 것은 해수 온도조건과 관계없이 동일한 해수 취수량을 설계하여 도출된 것으로 판단된다. 소요 동력의 차이는 작동유체 펌프의 순환 유량과 밀접하게 관계되어 있으며, 해수 온도가 높은 지역에서 다량을 사이클 순환 작

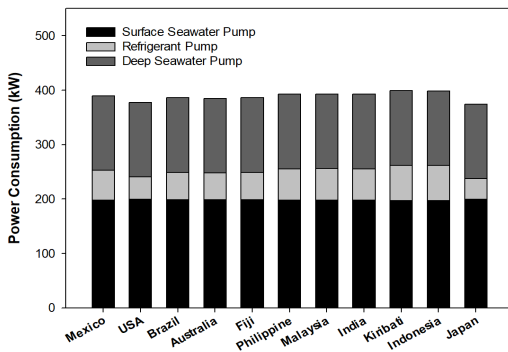


Fig. 7 Power consumptions for CC-OTEC

동유체가 소요되므로 지역별 차이를 보였다. Fig. 7은 온도차발전의 소요 전력을 나타낸다.

4.1.3 순수 출력

Fig. 8은 폐쇄형 온도차발전의 지역별 순수 출력을 나타낸다. 최대 순수 출력을 보이는 키리바시는 약 759.9 kW를 보이며, 일본의 경우 353.5 kW를 보인다. 지역별 평균 발전량은 약 590.9 kW이며, 일본과 미국을 제외하고는 지역별 약 637.2 kW를 보여 전력 수급이 부족한 도서지역 발전에 유용할 것으로 판단된다.

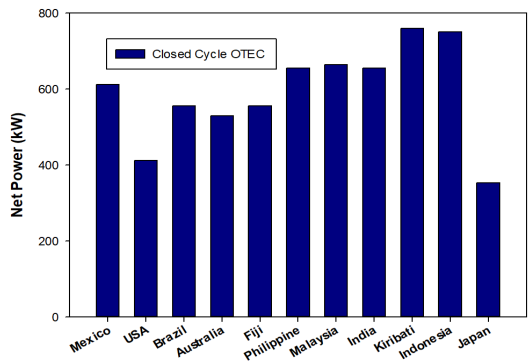


Fig. 8 Net power for OTEC in application areas

4.2 해수온도차발전의 경제성 분석 결과

4.2.1 B/C ratio

해수온도차발전이 가능한 적용지의 전기 요금을 적용하여 총 판매 비용을 분석하였다. 최대 판매수익은 키리바시에서 연간 2,068천 달러의 수익이 발생하였으며, 최저 수입은 미국에서 410천 달러를 기록하였다. 호주의 판매비용은 약 1,278천 달러로 해수 온도는 낮으나 전력비용이 높아 수입이 높으며, 키리바시의 경우 전력비용과 해수온도가 함께 높아 판매비용이 상승한 것으로 예상된다. 각 지역별 전력 생산금액은 Fig. 9와 같다.

1 MW급 온도차발전의 초기 투자비용과 20년간의 총 운영비용은 약 506,000천 달러로서 20년간의 발전 판매비용이 이를 상회해야 1 이상의 B/C ratio를 확보하게 되며, 판매량이 가장 높은 키리바시의 경우에도 0.817의 경제성 확보가 불가

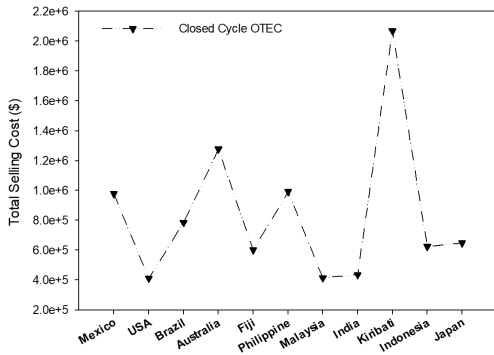


Fig. 9 Total selling cost for CC-OTEC in application areas

한 것으로 판단되었다.

하지만 10 MW급 이상에서는 1.38의 B/C ratio를 확보하는 것을 확인하였다.

4.2.2 NPV & IRR

1 MW 용량의 해수온도차발전은 높은 초기 투자비용 대비 순이익 측면이 적어 NPV와 IRR과 같은 경제적 가치를 도출하기 어렵다. 따라서 경제적 가치가 발생하는 10 MW급 해수온도차발전과 50 MW급 해수온도차 발전을 비교하였다.

10 MW급 규모의 해수온도차발전은 키리바시에서 전기로 대비 경제성이 우수한 것으로 판단되었다. 호주는 키리바시 다음으로 높은 전력 판매 단가를 보이나 -86,947천 달러의 NPV를 보였으며, -3.14%의 내부수익률을 보여 경제성 확보를 위한 발전 용량 증가 및 단가 감소가 필요할 것으로 예상된다. 10 MW급 온도차발전에서도 경제성을 확보한 키리바시에서는 7,505천 달러의 순현재가치와 6.10%의 내부 수익률을 보였다.

향후 기술 개발에 따라 초기 투자비용이 15% 감소될 것으로 예상되며, 감소된 초기 투자비용을 적용 할 경우 호주에서 0.04% 내부수익율을 보여 향후 온도차발전의 적용이 가장 유력할 것으로 예상된다.

반면 해수온도차발전의 초기 설비를 50 MW급으로 증가하였을 경우 키리바시와 호주에서 높은 NVP와 IRR을 보인다. 키리바시는 증가된 발전용

Table 5 Internal rate of return and net present value of 50MW CC-OTEC

(Unit : 1 Thousand)

Country	Economic value	
	NPV(\$)	-71,203
Mexico	IRR(%)	3.31
	NPV(\$)	-409,581
USA	IRR(%)	-
	NPV(\$)	-184,813
Brazil	IRR(%)	-0.83
	NPV(\$)	108,419
Australia	IRR(%)	8.52
	NPV(\$)	-296,206
Fiji	IRR(%)	-
	NPV(\$)	-62,494
Philippine	IRR(%)	3.59
	NPV(\$)	-407,286
Malaysia	IRR(%)	-
	NPV(\$)	-394,548
India	IRR(%)	-18.49
	NPV(\$)	580,682
Kiribati	IRR(%)	19.66
	NPV(\$)	-281,782
Indonesia	IRR(%)	-5.5
	NPV(\$)	-268,223
Japan	IRR(%)	-4.72

량에서 최대 580,682천 달러의 NPV를 보였으며, 19.67%의 높은 내부수익률을 보였다. 또한, 호주에서도 108,419천 달러의 NPV를 보였으며, 8.51%의 내부수익률을 보여 경제성을 확보하였다.

그밖에 멕시코와 필리핀에서도 각각 3.3%와 3.59%의 IRR로 차기 해수온도차발전 도입이 예상되었다. 50 MW급 해수온도차발전 초기 투자비용을 적용한 경제성 분석 결과는 Table 5와 같다.

또한 50 MW급 설비의 초기 투자비용이 15% 가량 감소되었을 경우 멕시코에서 27,044천 달러의 NPV와 6.41%의 IRR의 확보가 가능하며, 필리핀에서는 35,753천 달러의 NPV와 6.7%의 IRR 확보가 가능하다. 키리바시의 경우 NVP증가가 최대 678,929천 달러의 가치를 갖게 되며, IRR은 24.35%라는 최고 수치를 보인다. Table 6은 초기 투자비용이 15% 감소된 50 MW급 해수온도차발전의 NVP와 IRR의 변화이다.

Table 6 Internal rate of return and net present value of 50MW CC-OTEC including 15% cost reduction

(Unit : 1 Thousand)

Country	Economic value	
	NPV(\$)	IRR(%)
Mexico	27,044	6.41
USA	-311,333	-12.74
Brazil	-87,566	2.25
Australia	206,666	11.93
Fiji	-197,959	-2.91
Philippine	35,753	6.7
Malaysia	-309,038	-12.38
India	-296,300	-10.64
Kiribati	678,929	24.35
Indonesia	-183,535	-2.12
Japan	-169,976	-1.42

초기 설비 용량의 증가 또는 초기 투자비의 감소는 경제성 지표인 NVP와 IRR 상승에 영향을 미친다. 하지만 피지와 인도와 말레이시아의 경우 50 MW 용량에서도 최대 IRR 지표가 -10% 이하를 보여 발전소 온배수 또는 지열과 같은 미활용 열을 활용한 열원 온도 증가 또는 200 MW급 이상의 대형 플랜트를 정부의 지원 등으로 구축되어야 경제성이 확보될 것으로 판단된다.

5. 결 론

상용화를 위한 해수온도차발전 적용지의 전력 비용과 열원 조건을 비교하고 적용하고자 하는 설비의 용량의 비교하여 경제성을 검토하고 다음과 같은 결론을 얻었다.

1, 10, 50 MW급 해수온도차발전의 발전 단가는 각 0.0253, 0.015, 0.0082 \$/kW를 보이며, 1 MW를

기준으로 지역별 예상 발전 출력을 도출하였다. 해수열원이 29.05℃를 보이는 키리바시는 지역별 최대 순수 발전량인 759.9 kW를 보이며, 일본의 경우 24.75℃의 낮은 열원 온도의 원인으로 353.5 kW의 낮은 발전량을 확인하였다. 이를 전력 생산비용으로 환산하면 키리바시에서 연간 2,068천 달러 그리고 일본에서 약 647천 달러의 수익을 확인하였다.

사회적 할인율을 5.5%로 가정하고, 연간 운영비를 초기 투자비의 5%로 가정하여 10 MW급 규모에서 해수온도차발전이 키리바시에 적용될 경우 경제성을 보유하는 6.1%의 내부수익율을 보이며, 7,505 천달러의 순현재가치를 나타내었다.

초기 비용 감소에 따라 15% 가량 감소되었을 경우 NVP 증가가 최대 678,929 천달러의 가치를 갖게 되며, IRR은 24.35%까지 상승하게 되는 것을 확인하였다.

해수온도차발전은 심층수의 양식, 농업, 담수 등 다양한 수익 발생 항목이 발생하며, 본 논문에서는 적용되지 않았다. 향후 편익 항목을 확대하면 경제성을 확보하지 못한 피지, 인도, 말레이시아 등에서 내부수익율과 순현재가치가 높아질 것으로 예상된다. 일본은 쿠메즈마 섬에서 심층수를 활용한 양식으로 높은 수익을 얻고 있다. 이와 같이 다양한 수익 창출을 통해 해수온도차발전의 사용화 및 보급화를 앞당길 것으로 예상된다.

후 기

본 논문은 해양수산부의 국가 R&D 사업인 “1 MW급 해수온도차발전 실증플랜트 개발(5/6)” (PMS4320)에 의해 수행되었습니다.

Author Contributions

S. T. Lim and H. J. Kim; Conceptualization, S. T. Lim; Software, S. T. Lim; Validation, S. T. Lim and J. H. Moon; Formal Analysis, S. T. Lim; Data Curation, H. S. Lee; Writing—Original Draft Preparation, H. S. Lee; Writing—Review & Editing, Visualization, H. J. Kim; Project Administration, H. J. Kim; Funding Acquisition.

References

1. L. A. Vega and Segen Estefen, 2011, "Ocean Energy", IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Cambridge University Press, Cambridge and New York.
2. R. Kempener and F. Neumann, 2014, Ocean Thermal Energy Conversion Technology Brief, IRENA Ocean Energy Technology Brief 1, IRENA, Germany.
3. L. A. Vega, 2012, "Ocean Thermal Energy Conversion", Encyclopedia of Sustainability Science and Technology, Springer, pp. 7296-7328. (https://doi.org/10.1007/978-1-4419-0851-3_695)
4. <http://www.greenworldtrust.org.uk/Energy/OTEC.htm>
5. L. A. Vega, 2010, "Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC): An Update". Offshore Technology Conference, (in USA) [Online]. Available: <http://hinmrec.hnei.hawaii.edu/wp-content/uploads/2010/01/OTEC-Economics-2010.pdf>. (<https://doi.org/10.4043/21016-MS>)
6. S. T. Lim, H. S. Lee and H. J. Kim, 2019, "Simulation of power generation performance of MW-class open-cycle OTEC and closed-cycle OTEC", Journal of the Korean Society of Marine Engineering, Vol 43, No. 6, pp. 420-426. (<https://doi.org/10.5916/jkosme.2019.43.6.420>)
7. S. T. Lim, H. J. Kim and H. S. Lim, 2019, "Dynamic simulation of performance change of MW-class OTEC according to seawater flow rate". Journal of the Korean Society for Power System Engineering, Vol. 23, No. 1, pp. 48-56. (<http://dx.doi.org/10.9726/ksps.2019.23.1.048>)
8. J. I. Yoon, C. H. Son and S. M. Bark, 2012, "Power System for Ocean Thermal Energy Conversion(OTEC)", Journal of the Korean Society of Marine Engineering, Vol 36, No. 2, pp. 217-223. (<http://dx.doi.org/10.5916/jkosme.2013.37.8.836>)
9. L. A. Vega, 1992, "Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)", Published by the American Society of Civil Engineers (ASCE), pp. 152-181.
10. J. H. Kim et al., 2015, "A Feasibility Study on Thermal Energy Resource in Deep Ocean Water", Journal of the Korean Society for Marine Environmental Engineering, Vol 15, No. 1, pp 9-18. (<https://doi.org/10.7846/JKOSMEE.2012.15.1.009>)