

## Development of Non-Concentrating type Solar Thermal Energy Conversion

Eisei NIGEME, Toshinori KOJIMA, Takuya ITO and Seiichi SUZUKI

(Submitted on June 30, 2016)

## 非集光型太陽熱温度差発電の開発

迹目英正\*1, 小島 紀徳\*2, 伊藤 拓哉\*2, 鈴木 誠一\*2

Although OTEC has good characteristics as a base load power supply, from view point of stability and resource amount, it has not been put to practical use because of its high power generation cost. In our previous paper<sup>1)</sup>, the OTEC generation cost was shown to be reduced to 43.4 ¥/kWh, with 1 MW output capacity facility by optimizing the system with water intake and generation equipment. However, it is still much higher than the value, 5 - 10 ¥/kWh, of the coal fired power generation cost. It causes the difficulty of commercial application of OTEC system. The major factor of the high generation cost is low temperature of high-temperature side heat source.

In this study, we conducted a conceptual design on the non-concentrating type solar heat collecting system as a low cost auxiliary equipment of the high-temperature side heat source in OTEC. And we also optimized the total system by optimizing of the power generation equipment to fit to the temperature range. And we also estimated its power generation cost for larger scale system. The present results were also compared with those of OTEC alone, OTECs with other auxiliary high-temperature source and solar power generation systems. By the calculated results with Kume island conditions, optimum high-temperature side temperature was 95 °C, and generation costs were 11.3 ¥/kWh for 10 MW, 7.0 ¥/kWh for 100 MW and 4.6 ¥/kWh for 1 GW output for each. These figures are comparable or even cheaper than the cost of other systems, and it suggests the competitiveness of OTEC to coal fired plant.

Although this power generation system is a combination of the past technologies, enjoying advanced technology in each field, the contribution of cost engineering and optimization to the cost reduction is great. And selecting the site blessed with solar radiation dramatically reduces the generation cost. Worldwide there are many sites suitable for this power generation method, suggesting that it will lead to full - commercialization of renewable energy as a base load power supply.

OTECは安定性や資源が無尽蔵など、基幹電源としての特性を有するものの、発電コストが高く実用化に至っていない。筆者らは前報<sup>1)</sup>で、取水設備および発電装置の諸元の最適化により発電コストを出力1000kWで43.4 ¥/kWhに下げられると試算した。しかしこのコストでは石炭火力発電の5~10 ¥/kWhに比べて高く、本格的普及には至らない。発電コストが高くなる主因に高温側熱源温度が低いこと、スケールメリットを得るに至っていないことがある。

本報ではOTECの高温側熱源の補助装置として「非集光型太陽熱集熱装置」を新たに概念設計し、取水装置、発電装置のコストエンジニアリングとともに仕様を最適化し、スケールアップしたいくつかのケースについて発電コストを試算した。本補助装置を用いた場合、高温側熱源温度の最適値は約95°Cとなり、久米島の条件の下で概算発電コストは出力1万kWで11.3 ¥/kWh、10万kWで7.0 ¥/kWh、100万kWで4.6 ¥/kWhとなった。これは比較した再生可能エネルギーに依る他の発電方式に比べても安価で、石炭火力発電に対しても価格競争力を持つ。

本発電方式は既往技術の組み合わせであるが、各分野の先端技術を楽しむ、コストエンジニアリングと最適化の効果は大きいことが分かった。また日射量に恵まれたサイトを選ぶことで発電コストは大幅な低減が期待できる。世界的には本発電方式に適したサイトは多く、再生可能エネルギーの基幹電源としての本格的普及につながることを示唆された。

## Key Words

Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC), Non-concentrating type, Solar heat, Cost engineering, Optimization

\*1 Design Water, Co., Ltd

530-1, Miwamachi, Machida-City, Tokyo 195-0054, Japan

\*2 Seikei University, Department of Science and Engineering

3-3-1, Kichijojikita-cho, Musashino-City, Tokyo 180-8633,

Japan

† Corresponding Author (kojima@st.seikei.ac.jp)

\*1 株式会社デザインウォーター

〒195-0054 東京都町田市三輪町530-1

\*2 成蹊大学 理工学部 物質生命理工学科

〒180-8633 東京都武蔵野市吉祥寺北町3-3-1

# 1. 緒言

## 1.1 研究の背景と目的

前報<sup>1)</sup>では、取水設備を含むOTECの諸元の最適化により、発電コスト低減の可能性を検討したが、基幹電源としての普及が可能になるような改善には至らなかった。そこで本報では、高温側熱源の補助装置として、「非集光型太陽熱集熱システム」を試設計し、コストエンジニアリングと最適化による発電コスト低減の可能性を検討した。

## 1.2 提案発電方式と最適化手法

### (1) 全体構成

本発電方式 (Non-Concentrating type Solar Thermal Energy Conversion : NC-STEC) は非集光型太陽熱集熱装置、熱媒体送水路 (Water way)、貯水池 (Reservoir)、海洋深層水取水装置 (Deep seawater intake facility)、発電装置 (Generator) により構成される。Fig. 1に全体配置図を示す。海洋深層水取水装置は世界的に見れば多くの実績を有し、新たな研究開発を必要としない。発電装置は最適化の結果、カーリーナサイクル機が適し市販品で調達できる。その際、熱交換器性能の影響が大きい。OTECで開発された高性能熱交換器を組み込むことができる。しかし集熱システムについては新規開発が必要となった。

### (2) 最適化手法

Fig. 2に集熱装置、取水装置、発電装置の諸設定の全体としての最適化手順を示す。熱サイクルにおける独立変数 (高温側流量、入・出温度、低温側流量、入・出温度) を一つずつ変化させながら、サブシステムの個別最適化を経た上で発電コストを算出し、その独立変数に対する最小値を探し、独立変数全てで発電コストが最小になる独立変数および諸設定の組み合わせと発電コストが得られる。

Fig. 3に集熱装置の最適化フローを示す。大凡の形態はSTEP 1で試行錯誤と経験的に求め、構造詳細はSTEP 2で装置・部品ごとに①~⑥の各寸法を前述最適化を試算した上で求めた。更に細目別には例えば①については以下の最適化が必要となる。

- a. 反射装置の断面の長さ
- b. 反射板の幅 (散乱光へ吸収、製作・施工誤差)  
具体的には、b1. 太陽視差、b2. 製作・設置、b3. 制御誤差・外力と撓み～支点距離・板厚、b4. 運搬性、b5. 施工性、維持管理のし易さ、b6. 仮定値に対し、発電コストを算出、設定値を少しずつしながら最適値を求める。
- c. 反射板の汚れ、設置傾き、清掃法
- d. 反射板の傾き
- e. 制御方法～エネルギーロス (発電コスト)
- f. 太陽高度が低い時処理～エネルギーロス (発電コスト) を最適化している。

同様に②~⑥、海洋深層水取水装置の構造詳細および発電装置の諸元も最適化を要するが、手法は同じなので割愛し、結論として得た形態、仕様、工事費を次に概観する。

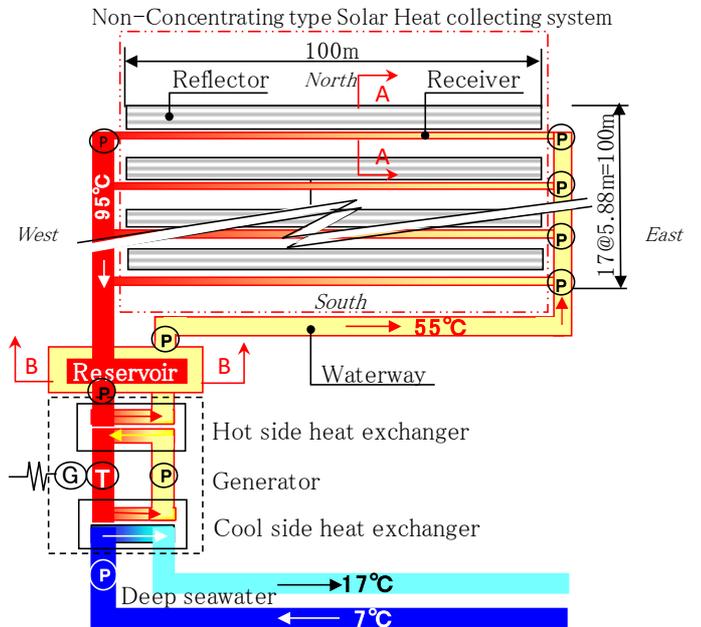


Fig. 1 Schematics of non-concentrating type solar thermal energy conversion system (NC-STEC)

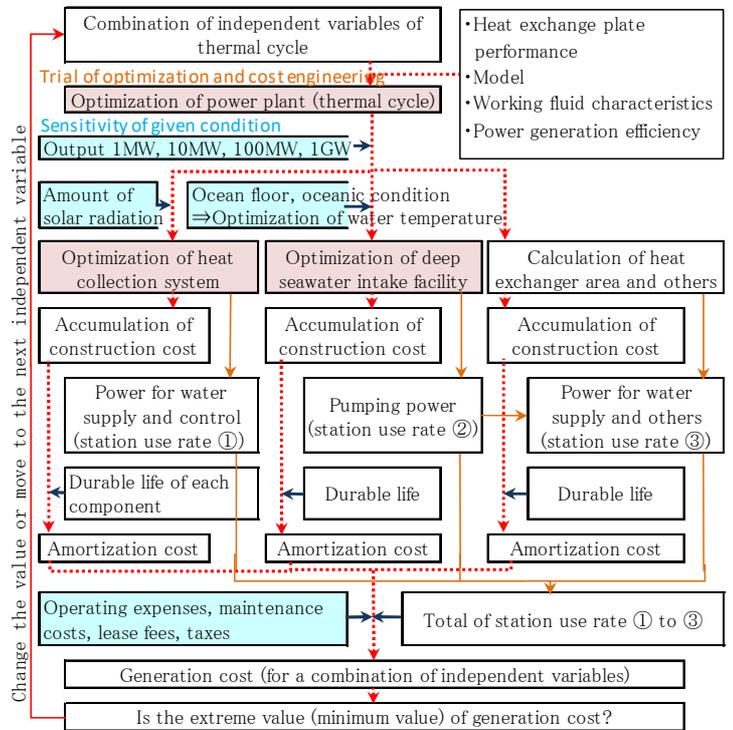


Fig. 2 Optimization procedure

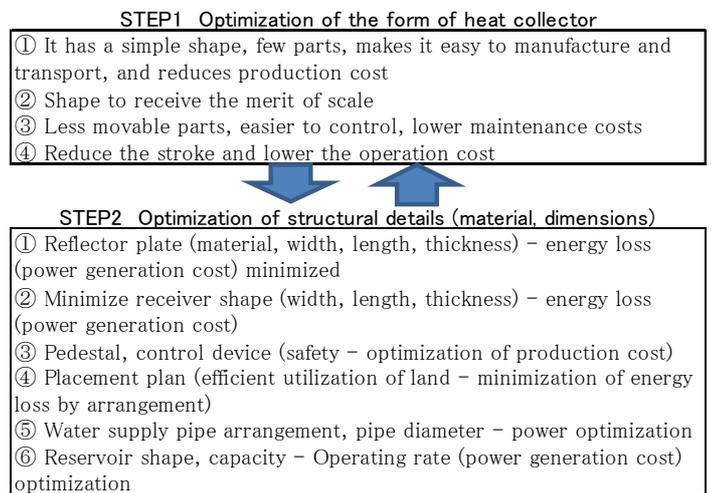


Fig. 3 Optimization procedure of heat collection system (sub flow)

## 2. 非集光型太陽熱温度差発電方式の概要

### 2.1 非集光型集熱システム (NC-SH)

Fig. 4に集熱装置の断面図を、Fig. 5に貯水池の断面図を、また各行程の熱効率をTable 1に示す。

高温側熱源補助装置では、トラフ型<sup>2,3)</sup>、フレネル型<sup>4)</sup>、ディッシュ型<sup>5,6)</sup>など既往集熱装置の適用性を検討したが、それぞれの目的・環境で最適化されており、海洋深層水冷熱(3℃~7℃)を活かして発電コストを低減するには不十分で、新たな集熱装置を開発することとした。

次にサブシステムごとに特徴および発電コストへの影響が大きい仕様、熱効率、工事費について述べる。

#### 2.1.1 反射板 (Reflector)

Fig. 4の反射板表面の点は平面鏡の分割を示す。平面を組み合わせることで、製作・制御が容易になるとともに、散乱光の一部も取り込める。太陽軌道の追尾機構、架台、基礎等は簡素な構造で、製作・制御・管理が容易となり、コストを抑えられる。集光過程での熱効率は、既往資料に基づきTable 1の(1)に示すように設定した。

#### 2.1.2 レシーバー (Receiver)

レシーバーの形状は太陽視半径、散乱光の取り入れ具合、反射板との距離、外力への安全性、エネルギーロスなどから決定した。エネルギーロスを抑えるため、反射光の透過面は反射防止剤を塗布した二重ガラスとし、残り三方は断熱材で覆う。ここでは経験的に内り横5cm×縦15cmの矩形水路を用い、計算に用いる熱効率は既往資料に基づき、Table 1の(2)のように設定した。なお、熱媒体の水温は日射量に応じて流速で調整できる。

#### 2.1.3 送水管 (Waterway) および貯水池 (Reservoir)

熱媒体送水管(熱水管、温水管の延長1km、流速1.0m/s)における水温低下は、伝熱計算により、熱水管で0.16℃、温水管で0.07℃、合計0.23℃、これは集熱量(水温上昇40℃)に対し99.4%となる(Table 1の(3))。貯水池は、出力1万kWで高温側流量は2.8万m<sup>3</sup>/d、天候不順に備え65時間分の容量は7.5万m<sup>3</sup>となり、熱水と温水を隔離した構造(Fig. 4)では、一辺100m、深さ15mとなる。

大規模貯水により、3日間貯水したとき伝熱による水温低下は0.24℃で、熱効率は99.4%となる(Table 1の(4))。熱水温度が95℃と低いため密閉状態で約1.3気圧となり、地下3mに設置することで特別な装置は必要としない。構造が単純でスケールメリットが大きく、コスト低減が図れる。

#### 2.1.4 総合的集熱効率

太陽光の行程に沿い、既往資料に基づき個別に熱効率を設定し、総合的集熱効率はその積で求めた(Table 1(5))。集熱温度は最適化の結果95℃となったが、太陽熱発電(400℃~1000℃)と比べ低いため、集熱・熱媒体輸送・蓄熱の全行程でエネルギーロスは小さくなる。

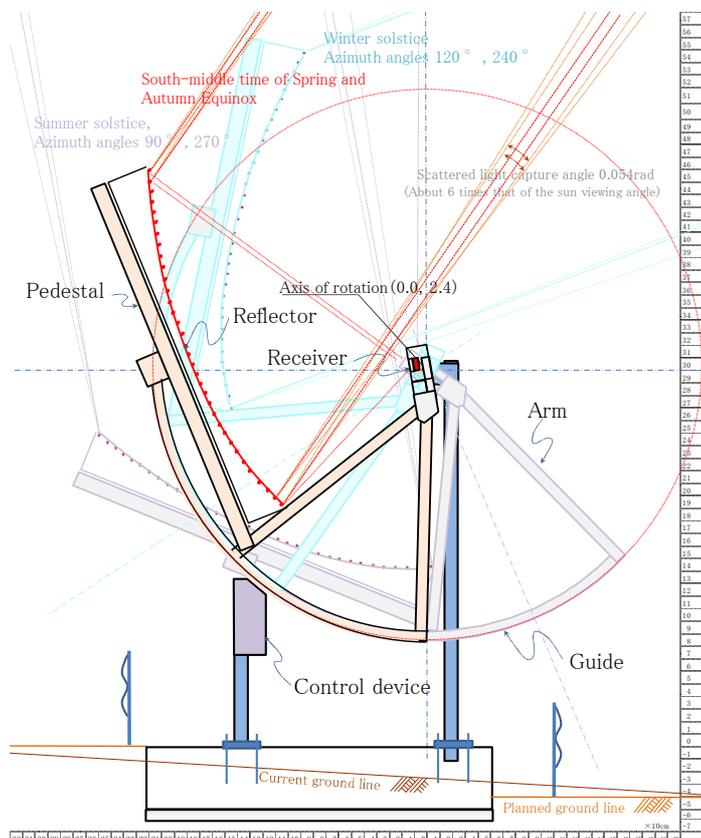


Fig. 4 Cross-sectional view of NC-SH  
(Plan with reduced movement and manual position control)

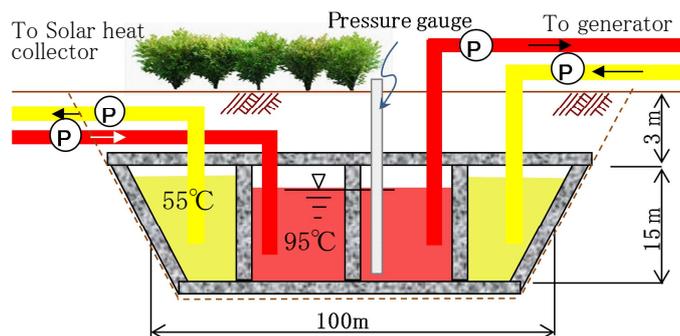


Fig. 5 Cross-sectional view of reservoir

Table 1 Heat efficiency

Item		Details	Standard*1	Calculation*2	
(1) Reflecting device	① Reflector	Dirt influence	95%~100%	97.50%	
	(See Fig. 4)	Reflectance	90%~95%	92.50%	
		Flatness errors	~100%	99.90%	
	② Ruler	Size errors	~100%	99.90%	
	③ Pedestal	Strain	~100%	99.90%	
(2) Receiver	④ Shifter	Sift error	~100%	99.90%	
	① Receiving rate	Solar parallax	~100%	99.90%	
	② Glass surface1	Transmittance	96%~98%	97.20%	
		Glass surface2	Transmittance	96%~98%	97.20%
	③ Heating body	Conversion rate	~100%	100%	
④ Insulator	1-heat loss	97%~99%	97.30%		
(3) Water way	(See Fig. 1)	⑤ External	Size errors	~100%	99.90%
		Conduction	99.4%~	99.40%	
(4) Reservoir	(See Fig. 5)	Radiation	~100%	99.90%	
		Conduction	99.4%~	99.40%	
(5) Heat efficiency				81.20%	

\*1 Distribution or theoretical value of past data

\*2 Value used for power generation cost calculation

### 2.1.5 材料、数量、単価、工事費

出力1万kW、久米島の環境において概略設計を行い、最適化を経た集熱装置の仕様、材料、数量、単価、工事費をTable 2に示す。材料単価等は公共事業に準じた。出力(反射板面積)拡大時は出力1万kWhを基準に前報<sup>1)</sup>同様、0.82乗で10万kW、100万kWの工事費を算出した。

## 2.2 海洋深層水取水装置

### 2.2.1 構造型式、工法

従来の日本の海洋深層水取水工法は研究施設の小規模取水を対象とし、発電施設の大規模取水には参考にならない。大規模取水に対応するものでは、ハワイNELHAの取水量25万m<sup>3</sup>/d(取水管φ1400mm, 設計・施工Makai社)、国内ではNEDOの研究報告書<sup>7)</sup>があるがコストは不十分であった。

そこで筆者らは新しい取水工法の設計・施工計画・見積などで海洋工事専門業者とコストエンジニアリング・最適化を協働し、Fig. 6に示すDW工法を完成した。提案工法の特徴は環境条件によらず、安全性、施工性、適用性に優れ、揚水動力を含めた諸設定の最適化と低コストにある。

本工法についても集熱装置同様、詳述すべきところであるが、前述検討は1995年～2006年と古いこと、2010年～2011年には本工法でモルディブの取水施設(日立製作所発注)を計画<sup>8)</sup>し関係者の合意を得たこと、2011年～2012年には同基本設計<sup>9)</sup>でハワイMakai社と協働し、大方の合意を得たことなどから、ここでは新たな研究開発は不要と考え既往技術を採用した。

### 2.2.2 仕様、工事費

久米島、出力1万kWを条件に、熱サイクルから最適化された流量、水温などに基づき、DW工法で概略設計を行い、全体として最適化された仕様、工事費をTable 3に示す。

工事費は施工会社との過去の協働による施工計画、見積を基準として算出したが、施工時の社会状況、物価の動向に留意が必要である。

## 2.3 発電装置

### 2.3.1 対象機種、設定温度と発電効率

高温側・低温側熱源の最適温度は発電方式、環境条件により異なるが、NC-STECでは高温側80℃～100℃、低温側5℃～10℃辺りが最適値となった。高温側と低温側の温度差が小さい場合、発電にはOrganic Rankine Cycle (ORC)機<sup>10), 11)</sup>、カーナサイクル機<sup>11)</sup>、OTEC用に熱交換器を改良した高性能ORC機<sup>12)</sup>等が使われる。これらの高温側温度入と発電効率の関係をFig. 7に示した。

#### (1) ORC機、高性能ORC機の比較

上記資料<sup>10), 12)</sup>によれば、ORC機の発電効率は、OTECの高温側入25.7℃、低温側出12.9℃で約1.3%に対し、高性能ORC機は2.2%と約1.7倍になる。NC-STECで高温側入95℃、低温側出17℃の場合、ORC機の発電効率は6.8%に対し、高性能ORC機は11.9%と約1.7倍になる。高温側温度と発電

Table 2 Specification and construction cost of the heat collection system

Classification	Item	Unit	Quantity	Unit price	Amount of money	Remarks
Reflector · Receiver · Control · Management System						
	Steel weight	ton	0.74	7.0~10	6.98	5m×2.7m
	Reflective agent	m <sup>2</sup>	7.27	0.100	0.73	"
	Plate glass	"	1.90	0.294	0.56	"
	Permeating agent	"	0.00	0.100	0.00	"
	Reflective agent	"	1.00	0.100	0.10	"
Insulation						
	Insulation	m <sup>3</sup>	0.28	0.400	0.11	"
	Heating element	m <sup>2</sup>	1.25	0.030	0.04	"
	concrete	m <sup>3</sup>	0.84	1.500	1.26	"
	Earthwork	"	0.78	0.300	0.24	"
	Control device	set	1.00	2.500	2.50	"
	Crockery	"	1.00	1.120	1.12	"
	Overhead expenses	"	1.0		6.82	50%
	Unit construction cost	10 <sup>4</sup> ¥/(5m×2.7m)			20.45	"
	Construction cost per m <sup>2</sup>	10 <sup>4</sup> ¥/m <sup>2</sup>			1.51	"
	Direct solar radiation	kWh (heat) / m <sup>2</sup> · day			1.78	Kumejima Island
	Scattered solar radiation	"			2.05	"
	Heat collector area	ha (output 10 <sup>4</sup> kW)			44.9	"
	Subtotal construction fee	10 <sup>8</sup> ¥ (output 10 <sup>4</sup> kW)			68.0	"
Heat transfer water passage						
	Site area	ha	98			Separately lease fee
	Trunk extension	m	2,000	1.8	0.36	Installation
	Branch extension	"	11,000	1.5	1.65	"
	Pump (trunk line)	pieces	2	100	0.02	"
	Pump (branch line 1)	"	22	50	0.11	"
	Pump (branch line 2)	"	1,666	21	3.50	"
	Overhead expenses	set	1		2.82	50%
	Subtotal construction fee	10 <sup>8</sup> ¥ (output 10 <sup>4</sup> kW)			8.46	"
Reservoir (Heat storage)						
	Capacity	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	15.2			Hot water · Warm water
	Area	ha	1.2			102m×102m
	Depth	m	15.0			
	Earthwork	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	31.2	0.18	5.46	Cut and Embankment
	Concrete	"	1.3	3.27	4.28	Reinforcing bar included
	Gauges	set	1.0	0.85	0.85	Installation included
	Overhead expenses	set	1.0		5.29	50%
	Subtotal construction fee	10 <sup>8</sup> ¥ (output 10 <sup>4</sup> kW)			15.87	"
	Total construction cost	10 <sup>8</sup> ¥ (output 10 <sup>4</sup> kW)			92.29	"
	Per heat collecting plate area	10 <sup>4</sup> ¥/m <sup>2</sup>			2.06	"

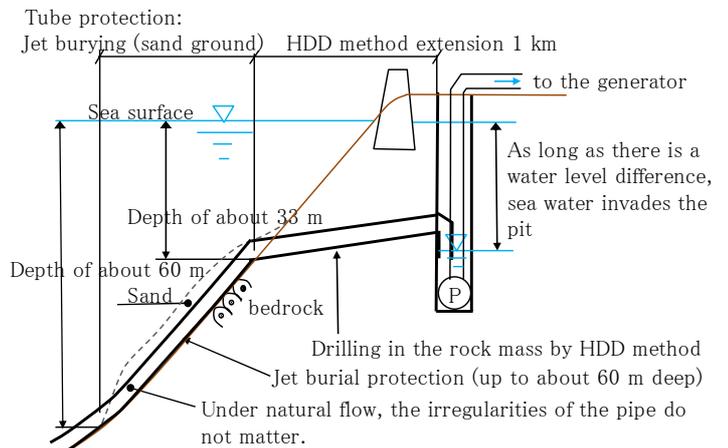


Fig. 6 Outline of water intake facilities

Table 3 Specification and construction cost of water intake facility

	Item	Unit	Quantity	Remarks
Specifications	Flow rate	m <sup>3</sup> /d	9.05	From thermal cycle
	Water temperature	°C	7.0	Optimized from condition of Kumejima
	Depth of water	m	700	"
	Extension of intake pipe	km	3,700	"
	Pipe diameter	mm	1,000	By optimization
Construction cost	Water head difference	m	7	"
	PE pipe	10 <sup>8</sup> ¥	3.43	HSPE pipe, SD 21
	Laying cost	"	3.75	Using GPS platform
	Tube protector	"	4.51	HDD method (Use DD 330)
	Pit	"	0.68	PC well φ 5,000
	Overhead expenses	"	4.24	30%
	Total	"	16.60	

効率に関するメーカーヒアリングでは Fig. 7 の  で示す範囲に分布した。これは主に低温側熱交換器の性能によると考えられ、熱交換器性能については同様の報告<sup>13)</sup>がある。

### (2) ORC 機、カーリーナサイクル機の比較

ORC 機とカーリーナサイクル機の高温側温度に対する発電量が参考文献<sup>11)</sup>に示されている。関連する諸設定を一般的な値とし、高温側熱源温度 95°C で両者の発電効率 (6.8% : 13.6%) の比は 2.0 とほぼピークを迎える。

### (3) 高性能カーリーナサイクル機

熱交換器の高性能化による高性能 ORC 機に対し、高性能カーリーナサイクル機は市販に至っていないが、ORC 機と高性能 ORC 機、ORC 機とカーリーナサイクル機の高温側温度と発電効率の関係から、高温側・低温側の出・入温度、所内率を仮定し、高性能カーリーナサイクル機発電効率を推定した。例えば高温側入 95°C、出 55°C、低温側入 7.0°C、出 17°C、温度差 78°C と設定した場合、高性能 ORC 機発電効率 11.9% に対し、高性能カーリーナサイクル機では 18.6% と 1.6 倍になる。これらから、NC-STEC では高性能カーリーナサイクル機が適するとした。

## 2.3.2 設備費

大規模出力に対応できる高性能カーリーナサイクル機は市販されていないが、市販済みの仕様と装置費を基準に、前報<sup>1)</sup>同様、タービン回り、熱交換器回りに分割し、カーリーナサイクル機のタービン回りは既往資料<sup>11)</sup>に従い、ORC 機の 1.64 倍とした。熱交換器回りは別途熱交換面積を算出

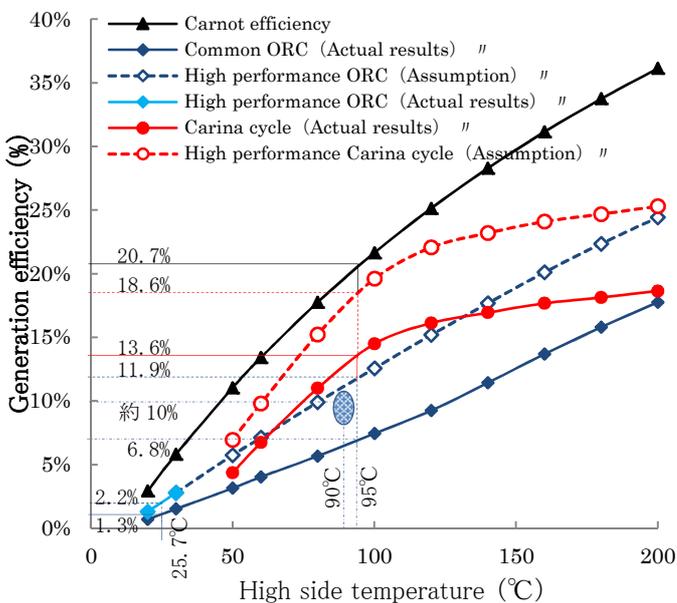


Fig. 7 Generation efficiency of each model - effect of temperature difference of heat cycle

Table 4 Power plant construction cost

Item	Unit	quantity	Remarks
Main equipment	Billion ¥	26.95	
Incidental equipment	"	7.19	
Total	"	34.14	

し、べき乗則を適用した。

乗数は一般的に 0.6~0.9 辺りで、事例として、公共事業は 0.9 程度 (雇用対策的な都合)、プラント工事は 0.7 程度 (ターボデン ORC 発電装置の例は 0.82)、太陽光発電は 0.45 程度 (NEDO, 規模と技術進歩込み) がある。ここでは、発電装置の例<sup>11)</sup>に倣い 0.82 とした。これは技術進歩も踏まえると達成可能な範囲と考える。

## 2.4 運用コスト

全体の耐用年数は部材ごとの耐用年数と工事費の重み付けで加重平均した。維持管理費は参考文献<sup>12)</sup>を基準に 0.82 乗則を仮定した。集熱装置の運転費は装置制御に要する仕事量から電力を算出した。

取水装置は管径拡大による取水コストの低減が大きいいため取水量ごとに概略設計を行った。その際、施工上、管径の上限を  $\phi 3,000 \text{ mm}^7$  とした。耐用年数は 30 年、維持管理費は文献<sup>12)</sup>を基準に 0.82 乗則を仮定した。

発電装置の維持管理費は文献<sup>12)</sup>を基準に 0.82 乗則を仮定した。

## 3. 発電コストの試算結果と評価

比較のため久米島の条件の下での、NC-STEC および OTEC における高温側熱源温度と発電コストとの関係を、1 万、10 万、100 万 kW の出力ごとに Fig. 8 に示す。

ここで OTEC、NC-STEC、高温側熱源温度、出力の違いにかかわらず、一連の計算手法、最適化手法は同じであり、OTEC の既往文献<sup>12)</sup> (1,250kW, 年平均水温 25.7°C で 120 円/kWh)<sup>1)</sup> をベンチマークとし、条件を揃え最適化後の OTEC 発電コスト (43.4 円/kWh)<sup>1)</sup> と出力拡大時発電コストの連続性を確認し、計算手法、最適化手法のおおよその妥当性を検証した。

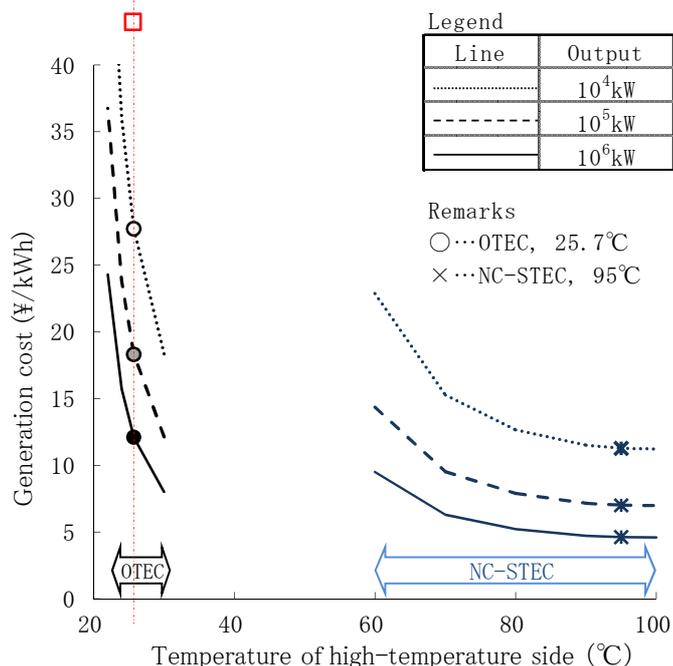


Fig. 8 Generation cost - effect of high-side temperature

### 3.1 OTEC

#### 3.1.1 発電装置、規模、表層水水温ごとの発電コスト

ORC機は本来、高温側熱源温度100℃～300℃で性能が発揮され、20℃～30℃では高性能ORC機との差は大きい。この温度帯ではアンモニア-水の特性からカーリーナサイクル機は使えないことから、高性能ORC機が選択される。Fig. 8の高温側熱源温度22℃～30℃の上から点線、破線、実線は出力1万規模の発電コスト（年平均水温25.7℃で27.7 ¥/kWh）、10万kW（18.3 ¥/kWh）、100万kW（12.1 ¥/kWh）を示す。注目すべき点に年平均表層水水温25.7℃の発電量に対し、水温22℃で56%、30℃で150%と変動し、水温変化（季節変動）の発電コストへの影響は大きいことがある。

#### 3.1.2 考察・評価

取水設備工事費はスケールメリットが大きいですが、出力1万kWで表層水取水量は128万m<sup>3</sup>/d、取水管はφ3,000mm×2本（φ3,000mmは施工上の上限）、深層水取水量は189万m<sup>3</sup>/d、取水管はφ3,000×2本と既にスケールメリットを享受しており、規模を拡大しても発電コストは大きくは低減しない。また、発電コストの45%を占める発電装置は実証段階にあり、今後量産化されればコスト低減が期待されるが、取水装置費は低減しないため、OTECでその機会を得ることは難しいと考える。

### 3.2 非集光型太陽熱温度差発電（NC-STEC）

#### 3.2.1 高温側熱源温度の最適化

発電コストは高温側熱源温度が高いほど有利になるが、熱媒体に常圧で水を使う場合、レーザーでの集熱温度は100℃未満となり、エネルギーロスと余裕を見て貯水池での水温を95℃と設定した。この時、熱媒体温度はレーザー、集合水路、貯水池の移動時に0.89℃低下すると計算され、レーザーでは95.9℃が必要となるが、温度分布の振れを含めても実現可能と考える。

#### 3.2.2 規模ごとの発電コスト

出力1万kWで11.3 ¥/kWh、10万kWで7.0 ¥/kWh、100万kWで4.6 ¥/kWhとなる。日射量は久米島の環境で、内外に比べて特に有利なことはないが、NC-STECの発電コストは火力発電に匹敵する。

#### 3.2.3 考察・評価

NC-STECは日射に恵まれれば火力発電に対しても競争力を持ち、集熱用地を確保できる地域において有力である。蓄熱（貯水）と低温安定した海洋深層水により、時間変動、季節変動の影響ないことも注目に値する。貯水容量は最適化の対象になるが、例えば3日間（65時間）雨天でも定格で24時間連続発電できるようにした場合、気象統計から稼働率を算出すると88.5%となった。NC-STECは日射に依存しながらもOTECの稼働率90.5%と同等が期待できる。（定期点検等は貯水池に熱水がなくなる期間に行う前提）

### 4. NC-STECの特徴、類似発電方式との違い

再生可能エネルギーに依拠する、CSP<sup>2)</sup>、陸上型OTEC<sup>12)</sup>、浮体式OTEC（NEMOモデル<sup>15)</sup>、NC-STEC、PV<sup>16)</sup>について、日射条件、熱効率、高温側・低温側熱源、発電装置仕様、集熱装置面積、敷地面積、事業費、減価償却費、維持管理費、借地料、租税公課などの年間経費、売上、利益、ROA（総資本利益率）など、それぞれの発電コスト算出過程、結果を通してTable 5に比較した。

#### 4.1 対象日射量、集熱効率、発電量

対象日射量（kWh(熱)/m<sup>2</sup>/d）は集熱方式により異なり、PVは4.04（年間最適傾斜角全天日射量）>NC-STEC 3.14（配置を含めた最適傾斜角直達日射量+散乱日射量の一部）>CSP 2.80（最適傾斜角直達日射量）となる。

集熱量（kWh(熱)/m<sup>2</sup>/d）は日射量に集熱効率を乗じ、PV 3.83>NC-STEC 2.55>CSP 1.45となる。集熱板面積当たりの発電量（kWh(電力)/m<sup>2</sup>/d）は集熱量に発電効率を乗じ、NC-STECが0.473となり、PVの0.422、CSPの0.384を上回る。地域ごとに設計、比較を要するが、NC-STECの熱効率が最も高い場合もあり得ることが分かった。

#### 4.2 高温側・低温側流量、熱交換面積（比）、所内率

NC-STECはOTECの改良を目指したものであるが、高温側流量は1/46、低温側流量は1/21、熱交換プレート面積（比）は1/32、所内率は1/8.4、送電量は1.32倍と、OTECとは全く異なる形態、運用になることが分かった。

#### 4.3 事業費

事業費（億円）は、浮体式OTEC 422<NC-STEC 910<PV 911<CSP 1,180<陸上式OTEC 2,290となる。

陸上式OTECは表層水・深層水取水量、熱交換面積（比）が大きく、工事費も高む。

浮体式OTECは表層水・深層水取水量、熱交換面積などは陸上式と同じであるが、取水管延長が短く工事費は低減する。NEMOモデルでは一般的ORC機を用い、熱交換器の耐用年数は短いですが工事費を抑え、ROAを改善している。

NC-STECではOTECに比べ海洋深層水取水量は1/21、工事費は1/16、発電装置は熱交換面積の減少に加え、高温側にチタンを使う必要がなく、価格の重みをつけた比較では1/75となり、全体の工事費でOTECの1/2.5となる。

PVは太陽エネルギーが希薄なことによる低圧直流の集約過程のロスは避けられない（所内率で控除）。また稼働率が低く、発電量に対する設備量（工事費）は大きくなるを得ないと考えられる。

#### 4.4 発電コスト

発電コスト（¥/kWh）は、NC-STEC 7.0<PV 9.7<浮体式OTEC 11.7<CSP 13.4<陸上式OTEC 18.3となる。NC-STECはスケールメリットが大きく、10万kW規模になれば、火力発電と比べても価格競争力を有することが分かった。

Table 5 Comparative study of various OTECs with solar heat and PV power generation systems

		Unit	CSP <sup>*1, 2)</sup>	OTEC Kume island <sup>12)</sup>	Floating OTEC Martinique <sup>15)</sup>	NC-STEC	PV <sup>16)</sup>	
Annual power generation		10MWh/y	77, 400	79, 200	79, 200	77, 500	77, 500	
Max. power output		kW	177, 000	100, 000	100, 000	100, 000	670, 000	
Hot side	Temperature	Entrance	℃	400	25. 7	25. 7	95	-
		Exit	"	250	18. 3	18. 3	55	-
	Intake amount		10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	-	1, 280	1, 890	27. 8	-
	Station use rate ①		%	-	5. 0%	1. 0%	0. 6%	-
Cool side	Temperature	Entrance	℃	- (20-30)	7. 0	7. 0	7. 0	-
		Exit	"	- (30-50)	11. 9	11. 9	17. 0	-
	Intake amount		10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	-	1, 890	2, 270	90. 5	-
	Station use rate ②		%	-	19. 2%	1. 0%	1. 5%	-
Power generator	Generator type		-	Rankine cycle	High perf. ORC	Common ORC	High perf. Carina	-
	Carnot efficiency		"	-	4. 0%	4. 0%	20. 7%	-
	Generation efficiency		"	26. 4%	2. 2%	1. 3%	18. 6%	11. 0% <sup>*7</sup>
	Heat exchanger area ratio		ratio	-	15,100(H), 6,700(L)	26,800(H), 11,400(L)	465(H), 225(L)	-
	Station use rate ③		%	-	3. 9%	-	1. 2%	-
	Station use(Σ①~③)		"	8. 0%	28. 1%	40. 9%	3. 4%	18. 0% <sup>*8</sup>
	Amount of transmitted power		10MWh/y	71, 200	56, 900	46, 800	74, 900	63, 600
Solar radiation	Global Horizontal Irradiation(GHI) <sup>*2</sup>		kWh/m <sup>2</sup> /d	3. 83	-	-	3. 83	3. 83
	Direct Normal Irradiation(DNI)		"	1. 78	-	-	1. 78	1. 78
	Scattering amount of solar radiation		"	2. 05	-	-	2. 05	2. 05
	DNI of annual optimum angle fixed <sup>*3</sup> ④		"	-	-	-	-	1. 99
	DNI of movable optimum angle <sup>*4</sup> ④		"	2. 80	-	-	2. 63	-
	Collected scattered radiation <sup>*5</sup> ⑤		"	-	-	-	0. 50	2. 05
	Collected heat/energy (④+⑤)		"	2. 80	-	-	3. 14	4. 04
Heat collection efficiency	Reflection/ control		%	80. 0%	-	-	89. 7%	95. 0%
	Receiver		"	90. 0%	-	-	91. 7%	-
	Transportation		"	80. 0%	-	-	99. 3%	-
	Heat storage		"	90. 0%	-	-	99. 3%	-
	Total		"	51. 8%	-	-	81. 2%	95. 0%
Installation area	effective heat/energy		kWh/m <sup>2</sup> /d	1. 45	-	-	2. 55	3. 83
	Per area generation		kWh/m <sup>2</sup> /d	0. 384	-	-	0. 473	0. 422
	Heat collection area		ha	552	-	-	449	504
	Site placement efficiency		%	50. 0%	-	-	45. 9%	56. 3%
	Site area		ha	1, 100	-	-	977	895
Initial cost	Heat collection etc.		10 <sup>8</sup> ¥	837	176	10. 6	610	857
	Their amortization expense(life time)		10 <sup>8</sup> ¥/y(y)	41. 8 (20)	5. 9 (30)	0. 4 (30)	23. 0 (26. 5)	45. 6 (20)
	Deep seawater		10 <sup>8</sup> ¥	-	639	40. 4	41. 2	-
	Their amortization expense(life time)		10 <sup>8</sup> ¥/y(y)	-	21. 3 (30)	1. 4 (30)	1. 4 (30)	-
	Generator etc.		10 <sup>8</sup> ¥	344	1, 477	371	259	55
	Their amortization expense(life time)		10 <sup>8</sup> ¥/y(y)	17. 2 (20)	49. 2 (30)	35. 7 (7. 5 <sup>*6</sup> , 30)	8. 6 (30)	2. 7 (20)
	Total Initial cost		10 <sup>8</sup> ¥	1, 180	2, 290	422	910	911
Year expenses and generation cost	Total amortization expense		10 <sup>8</sup> ¥/y	59. 0	76. 4	37. 4	33. 0	45. 6
	Operation and maintenance expense		"	22. 7	14. 8	14. 8	7. 9	5. 3
	Lease land fee expense		"	7. 3	-	-	6. 5	5. 9
	Taxes and dues expense		"	6. 7	13. 0	2. 4	5. 1	5. 1
	Total expense		"	95. 7	104. 2	54. 6	52. 5	61. 9
	Generation cost		¥/kWh	13. 4	18. 3	11. 7	7. 0	9. 7
Sales (unit price 10 ¥/kWh)		10 <sup>8</sup> ¥/y	71. 2	56. 9	46. 8	74. 9	63. 6	
Operating (ordinary) Profit		"	-24. 4	-47. 3	-7. 8	22. 4	1. 6	
ROA		%	-2. 1%	-2. 1%	-1. 8%	2. 5%	0. 2%	

Notes) \*1: SEGS LS-4, Mojave Desert, \*2: Horizontal area basis, \*3: Optimum angle in Kume island, \*4: Annual fixed optimum angle 26. 35° , \*5: Quoted from schematic design of NC-SH, \*6: Life time of aluminum used for heat exchanger only, \*7: Module conversion efficiency, \*8: Assumed to be improved from NEDO report (2011)<sup>11)</sup>

## 4.5 ROA

売電単価を 10 ¥/kWh と仮定したとき、ROA は、NC-STEC 2.5% > PV 0.2% > 浮体式 OTEC -1.8% > CSP -2.1%, 陸上式 OTEC -2.1% となる。PV が普及した際の ROA 6~7% と比べいずれも不十分で、久米島の環境、出力 10 万 kW ではどの方式でも事業化は難しいことが分かる。

## 4.6 発電方式別特性と評価

CSP では集熱温度を高めるため、結果としてエネルギーロス、集熱装置の工事費、制御費などが大きくなっており、これを上回る潤沢な日射量、広大な集熱用地が必要となるので、現実的には熱帯の砂漠向けと考える。

陸上式 OTEC、浮体式 OTEC は高温側熱源を表層水とする限り発電効率が低く、表層水・深層水取水量、熱交換面積は膨大になる。出力 1 万 kW でもスケールメリットは享受しており、規模拡大によるコスト低減は大きくはない。

PV ではセル温度上昇（モジュール効率低下）や太陽エネルギーが希薄なため低圧直流の集約過程のロス（慣例に倣い所内率で控除）は避けられない。

ここまで再生可能エネルギーによる発電方式で基幹電源に足るものは原理的にはなかったが、NC-STEC は発電コストの低減に加え、貯水（蓄熱）池により所定出力で 24 時間連続運転と稼働率 88.5% が可能で、安定性、負荷追随性、資源が無尽蔵など、基幹電源として優れる。サイト（日射量、集熱用地、深層水取水条件）と規模（電力需要）を確保できれば、売電価格を 10 ¥/kWh と安く抑えながら ROA は 6% と投資要件を適え、民間事業として普及できると考える。

### 【注】Table 5 の詳細条件の補足

Table 5 は発電方式による違いを確認することを目的とし、環境条件は久米島<sup>12)</sup>で統一した。発電方式ごとの諸元は参考文献<sup>2), 12), 15), 16)</sup>による。以下、項目ごとに設定理由を述べる。

#### (1) 年間発電量、出力、稼働率

出力 10 万 kW 規模の発電量で統一し、各方式の出力は年間発電量から稼働率を考慮し逆算した。稼働率は参考文献より CSP 50%、陸上式 OTEC (久米島) 90.4%、浮体式 OTEC 90.4%、PV 13.2% とし、NC-STEC は気象条件より貯水池容量を最適化し（発電コスト最小）88.5% とした。

#### (2) 熱サイクル設定温度、発電効率、熱交換面積

低温側入 7.0°C は久米島の環境下で水温・流量・取水施設工事費から最適化した。熱サイクル設定温度は前報<sup>1)</sup> Fig. 2 と同じように、流量、発電効率、高温側・低温側熱交換プレート面積(比)を最適化し、決定した。

#### (3) 所内率

所内率①、②は流量からポンプ動力を算出、発電量で除し、③は基準値<sup>12)</sup>に対する流量比から算出した。PV の所内率は NEDO の手引書 (2011)<sup>16)</sup> よりさらに改良されると仮定し 18% とした。太陽エネルギーが希薄なこと、直流で集め、直流・交流変換することに起因し、大幅な低減は難しい。

#### (4) 日射量、集熱効率など

CSP、NC-STEC は可動式で日射は最適傾斜角直達日射量となる。NC-STEC は非集光型の特性から散乱光の一部を集熱し、散乱光の取込率は概略設計に基づく。PV は固定式で年間最適傾斜角全天日射量となる。地域別全天日射量、直達日射量のデータは NEDO のデータベースから引用し、最適傾斜面直達日射量は緯度を考慮した計算値である。

#### (5) 工事費、耐用年数

それぞれの出典<sup>2)~6)</sup>の出力と工事費を基本に、必要面積は出力に比例、対象日射量に反比例し、工事費は 1 万 kW の面積（工事費）を基準に 0.82 乗則により算出した。耐用年数等はそれぞれの出典による。浮体式 OTEC は NEMO モデルを久米島の環境に適用したものである。発電装置は NEMO モデルに準じ、一般的 ORC 機とし、熱交換器の耐用年数は 7.5 年と仮定した。PV の工事費は実績の平均であり、耐用年数は 20 年と仮定した。

#### (6) 年間経費

運転維持費は参考文献<sup>12)</sup>に基づき、NC-STEC の運用環境から想定した。借地料は休耕地を前提に 100¥/m<sup>2</sup>/y とした。租税公課は対事業費率 0.565% とした。

## 5. 事業化に向けた考察

日射量、出力規模に対する発電コストの感度を分析し、事業化に向けてサイトの要件を確認する。

### 5.1 発電コストへの日射量の影響

日射量が発電コストに与える影響を出力（規模）ごとに CSP、PV と比較して Fig. 9 に、各サイトの年平均最適傾斜角全天日射量を Note に示す。

日射が大きくなると発電コストは低減するが、CSP では影響が顕著で、PV、NC-STEC と緩和される。NC-STEC は日射量に対し適用範囲が広いこと、また、1 万、10 万、100 万 kW スケールメリットを踏まえると、日射量は出力（電力需要）で代替できることが分かる。

### 5.2 世界の適地

Fig. 10 は世界の海底地形と日射量を重ね合わせたものである。**赤枠**で示す日射量に恵まれ、海洋深層水の良好な取水サイトは多い。また太陽熱、海洋深層水は実用的に無尽蔵で、NC-STEC の発電コスト低減により化石燃料を代替できると考える。

### 5.3 段階的拡張と海洋深層水のカスケード利用

#### 5.3.1 段階的拡張の必要性

規模が小さいときは、発電方式に依らず発電コストは高いが、売電価格を抑えることは地域の発展に重要である。NC-STEC はサイト（日射量、深層水取水条件）と規模（電力需要）に恵まれれば、売電単価を抑えても事業化が可能である。しかし多くの離島の電力需要は当初は 1 万 kW 以下、開発が進んでも 1 万~10 万 kW と想定でき、出力 1 万 kW、

売価を 10 ¥/kWh とした場合、ROA は 1.8% で民間事業として成り立たない。一方では事業化に際しては小規模から段階的に拡張、実績を積む必要がある。

これらへの対策として、陸上設置の NC-STEC は次に述べる海洋深層水のカスケード利用で収益を改善することができ、全体で所要の ROA<sup>17)</sup> を満足し、民間からの投資、融資を期待できると考える。

### 5.3.2 海洋深層水のカスケード利用

日本には 30 年に及ぶ研究の蓄積があるものの、海洋深層水は取水コストが高く、事業化は難しいとされてきたが、NC-STEC (陸上取水) では発電後の温排水をカスケード利用でき、取水コストをアロケーション<sup>17)</sup> することで小規模でも双方の事業性を確保できると考える。

カスケード利用における海洋深層水の需要では、ハワイの実績 (25 万 m<sup>3</sup>/d)、久米島の計画 (24 万 m<sup>3</sup>/d) などから、出力 10 万 kW における深層水取水量 90 万 m<sup>3</sup>/d 程度までは有効利用が可能と思う。4.2 項で述べたように NC-STEC の海洋深層水取水量 (低温側流量) は出力 1 万 kW で 9.1 万 m<sup>3</sup>/d と OTEC の 189 万 m<sup>3</sup>/d に比べて 1/21 と小さく、無駄が生じないことも事業化の重要な要件となる。

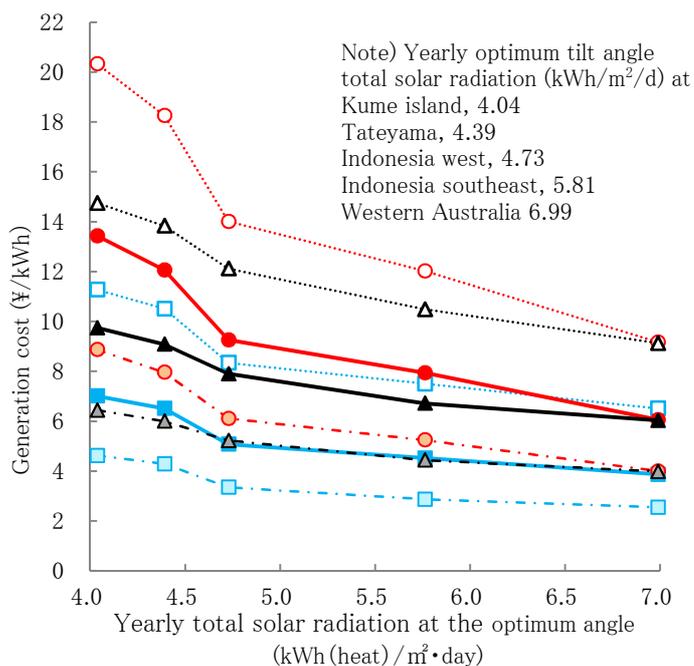


Fig. 9 Effect of solar radiation on generation cost

Legend	10 MW	100 MW	1,000 MW
CSP	○ (red dotted)	● (red solid)	○ (red dashed)
PV	△ (black dotted)	▲ (black solid)	△ (black dashed)
NC-STEC	□ (blue dotted)	■ (blue solid)	□ (blue dashed)



Fig. 10 Sites suitable for NC-STEC in the world

## 6. 結言

### 6.1 NC-STEC の発電コスト、事業性

久米島の条件で OTEC と NC-STEC を比較すると、発電コスト (¥/kWh) は、1 万 kW で 27.7 に対し 11.3、10 万 kW で 18.3 に対し 7.0、100 万 kW で 12.1 に対し 4.6 となる。世界を対象に例えば比較的日照に恵まれるインドネシアでは、1 万 kW で 7.5、10 万 kW で 4.5、100 万 kW で 3.0 となる。

NC-STEC は安全性、安定性、拡張性を備え、発電コストが火力発電より小さくなることで、基幹電源として普及を期待できる可能性がある。

### 6.2 今後の課題

NC-STEC は既往技術の組み合わせで、製作や施工に新たな研究開発を要しないが、発電方式として全体の組み合わせは初めてであり、各分野の最先端技術のカスタマイズ、施設諸元、運用の設定値の最適化を含め、実証を要する。

例えば非集光型太陽熱集熱装置の試設計では反射率や透過率はカタログ値を用い、各種設定値は最も確からしい値を採用しているが、発電コストに影響が大きい部材については必要に応じて要素技術の開発も望まれる。

### 6.3 多分野技術の融合、コストエンジニアリング、最適化 (マクロエンジニアリング) の普及

太陽熱発電、海洋温度差発電はそれぞれ単独では立地条件に限られるか、発電コストが高くなり、なかなか再生可能エネルギーの普及に至っていないが、それぞれ再生可能エネルギーを用いる最先端技術である。NC-STEC は太陽熱発電、海洋温度差発電の長所、更には多分野の先端技術成果を融合しながら、コストエンジニアリング、諸設定の最適化により、発電コストの低減を試みたもの (マクロエンジニアリング) である。

集熱装置の形態 (経験と設計力)、構造詳細、各種設定、制御、貯水池容量の最適化などでは、業際を超えるデータと全体的な最適化、コストエンジニアリングが事業化を可能ならしめると考える。また、発電コスト低減にはサイトを選ぶこと、スケールメリットの享受が望ましいが、事業化に当たっては小規模からの段階的拡張が求められる。その際、事業性を維持するため海洋深層水のカスケード利用が不可欠であろう。地球規模に及ぶような、従来にはない課題を対象にする場合、或いは従来の技術分野の枠にとられない解決策が求められ、異業種・多分野にわたる技術の融合が必要になるとき、本技術開発の手法 (マクロエンジニアリング) が効果を発揮する。

ここでは熱源を太陽熱および海洋深層水冷熱としたが、地熱を含め、地域に賦存する比較的低位な再生可能エネルギーを活用し、マクロエンジニアリング的アプローチにより発電コストを大幅に低減する、普遍性を有する手法と考える。改めて、設計力 (今回は試行錯誤で粘り強さであるが) を培い、コストエンジニアリング、最適化、およびマクロエンジニアリングの普及を訴えたい。

## 文献: References

- 1) Nigeme, E.; Kojima, T.; Ito, T.; Suzuki, S., Cost evaluation and reduction of OTEC by optimization of individual components including water intake facilities, *J. Jpn. Inst. Energy*, 95, 653-662 (2016): 辻目英正; 小島紀徳; 伊藤拓哉; 鈴木誠一, 取水設備を含む個別最適化による海洋温度差発電コストの低減と評価, *日エネ誌*, 95, 653-662 (2016)
- 2) Solaripedia, Solar Parabolic Trough, Table 4 Performance and cost indicators, SEGS LS-4 Mojave Desert, pp. 38-39, <http://www.solaripedia.com/files/967> (Last access: 2015. 8. 2)
- 3) TERADA IRON WORKS CO., LTD., Vacuum tube type solar heat utilization system (2014. 1): 寺田鉄工所; 真空管式太陽熱利用システム (2014. 1)
- 4) Michael J. Wagner, Results and Comparison from the SAM Linear Fresnel Technology Performance Model, 2012 World Renewable Energy Forum Denver, Colorado May 13-17, 2012
- 5) M. A. Mustafa; S. Abdelhady; A. A. Elweteedy, Analytical Study of an Innovated Solar Power Tower (PS10) in Aswan, *International Journal of Energy Engineering* 2012
- 6) Mitaka Kohki Co., Ltd., Personal communication (2014. 8. 11): 三鷹光器(株)のヒアリングに基づく概数 (2014. 8. 11)
- 7) New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) Technical evaluation committee Marine Resource Utilization System Development Subcommittee, Rational use of energy "Development of marine resource utilization system" Interim Evaluation Report (2002. 6): 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 技術評価委員会 海洋資源活用システム開発分科会, エネルギー使用合理化「海洋資源活用システム開発」中間評価報告書 (2002. 6)
- 8) Design Water Co., Ltd; Hitachi, Ltd., Composition study on infrastructure project of multi-stage use of deep seawater in the Republic of Maldives, Outline of basic plan of water intake facility of Hulhumale Island (2011. 9): (株) デザインウォーター; 日立製作所, モルディブ共和国における海洋深層水多段利用インフラ事業の案件組成調査 フルマレ島 取水施設 概略基本計画報告書 (2011. 9)
- 9) Makai ocean engineering, Inc.; Hitachi, Ltd., Infrastructure Systems Company, A proposal for engineering and conceptual design study for a deep seawater supply for Hulhumale, Maldives, 2012. 3
- 10) Pratt & Whitney Power Systems; Turboden Co., Ltd., Document of meeting 100511 ronzello Organic Rankine Cycle Waste Heat Power Generation. pdf (Last access: 2014. 1. 18)
- 11) Engineering Advancement Association of Japan, Feasibility studies report of the low-temperature geothermal power generation that will contribute to regional development (2012. 3): (一財)エンジニアリング協会, 地域開発に資する低温地熱発電の可能性調査研究報告書(2012. 3)
- 12) Kumejima-cho Okinawa-ken, Kumejima deep seawater compound use survey report, Green decentralization business of power reform promotion(2011. 3): 沖縄県久米島町, 久米島海洋深層水複合利用基本調査報告書, 緑の分権改革推進事業 (2011. 3)
- 13) Kobe Steel, Ltd.; Saga University, The next generation ocean energy power generation technology development (OTEC), 2014 NEDO New energy achievements report meeting proceedings (2014. 9. 16): 神戸製鋼所; 佐賀大学, 次世代海洋エネルギー発電技術開発 (海洋温度差発電), 平成 26 年度 NEDO 新エネルギー成果報告会予稿集 (2014. 9. 16)
- 14) NEDO, Large scale solar power generation system introduction guide (2011. 3): NEDO, 大規模太陽光発電システム導入手引書(2011. 3), <http://www.nedo.go.jp/library/mega-solar.html> (Last access:2014. 9)
- 15) Akuo Energy France, Press Releases, Video gallery and What we do from HP, <http://www.akuoenergy.com/en/home.html> (Last access: 2015.12), <http://www.akuoenergy.com/en/what-we-do/ocean-thermal-energy-conversion.html>, <http://www.akuoenergy.com/en/what-we-do/ocean-thermal-energy-conversion/nemo.html> (Last access: 2015.12), <http://www.akuoenergy.com/nemo> (Last access: 2015.12)
- 16) The Agency for Natural Resource and Energy, Investigation Committee for general resources energy, Long-range estimate of energy supply and demand subcommittee, Generation cost inspection working group, Report about inspection such as the generation cost for the long-range estimate of energy supply and demand subcommittee (2015. 5): 資源エネルギー庁, 総合資源エネルギー調査会, 長期エネルギー需給見通し小委員会, 発電コスト検証ワーキンググループ, 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告 (2015. 5)
- 17) Nigeme, E., Deep seawater project at Tateyama, Japan Macroengineering Society Symposium 2016~Local creation by utilizing deep seawater~ (2016. 11): 辻目英正, 館山における海洋深層水事業, 日本マクロエンジニアリング学会シンポジウム 2016~海洋深層水活用による地方創生~ (2016. 11)