

**⑨ 海洋温度差発電の仕様検討 発電コスト算定結果**

主要入力項目	1MW 沿岸設置式		10MW 洋上浮体式	
	1基目	商用化時	1基目	商用化時
発電端出力(発電機最大出力)	1,700kW		16,900kW	
発電端出力(年間平均)	1,490kW		15,100kW	
設備利用率	87.6%		89.3%	
所内率	32.8%		34.2%	
送電端出力(年間平均)	1,000kW		10,000kW	
建設費(*1)	発電部 33億円 取水管 30億円 (*2)	発電部 30億円 取水管 25億円 (*2)	401億円	277億円(*4)
人件費	2600万円/年		5100万円/年	
維持管理費	5200万円/年	4700万円/年	3.3億円/年	2.6億円/年
割引率	0~5%			
発電コスト算定手法	国家戦略室「コスト等検証委員会委員会」報告書(平成23年12月)による			
算定結果				
発電コスト[円/kWh](*3)	36.1~52.5	<b>31.0~44.5</b>	26.0~33.1	<b>18.6~23.5</b>

(\*1) 沖縄本島周辺での海水温条件による  
 (\*2) 複合利用設備と共用とし、費用(一基目60億円、商用時50億円)の半分を発電設備で負担するとして試算  
 (\*3) 数値の幅は割引率(利率)の変動幅による  
 (\*4) 浮体サイズの縮小によるコスト削減を含む

22

図 3-2 NEDO「次世代海洋エネルギー発電技術研究開発(海洋温度差発電)」による発電コスト<sup>2</sup>



図 3-3 NEDO「海洋エネルギー発電システム実証研究(海洋温度差発電)」による発電コスト<sup>3</sup>

<sup>2</sup> (株)神戸製鋼所・佐賀大学, 2014 年度 NEDO 新エネルギー成果報告会(海洋エネルギー分野)発表資料 p.22 (2014.9)

<sup>3</sup> ジャパン マリンユナイテッド(株)・佐賀大学, 佐賀大学, 2014 年度 NEDO 新エネルギー成果報告会(海洋エネルギー分野)発表資料 p.22 (2017.9), [https://www.nedo.go.jp/events/report/ZZFF\\_100015.html](https://www.nedo.go.jp/events/report/ZZFF_100015.html) (2019.3 閲覧)

### 2014年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	地熱	一般水力	小水力(80万円/kWh)	小水力(100万円/kWh)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(メガ)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30・10%	14%	12%	70%	40%
稼働年数	40年	40年	40年	20年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	20年	20年	30年	30年
発電コスト(円/kWh)	10.1~(8.8~)	12.3(12.2)	13.7(13.7)	21.6(15.6)	16.9※(10.9)	11.0(10.8)	23.3(20.4)	27.1(23.6)	29.7(28.1)	12.6(12.2)	30.6~43.4(30.6~43.3)	24.2(21.0)	29.4(27.3)	13.8~15.0(13.8~15.0)	24.0~27.9(24.0~27.8)
2011コスト等検証委	8.9~(7.8~)	9.5(9.5)	10.7(10.7)	9.9~17.3	9.2~11.6	10.6(10.5)	19.1~22.0	19.1~22.0	17.4~32.2	9.5~9.8	22.1~36.1(22.1~36.1)	30.1~45.8	33.4~38.3	10.6(10.6)	17.1(17.1)

追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増 再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.04
	+0.6

※1 燃料価格は足元では昨年と比較して下落。それを踏まえ、感度分析を下記に示す。

燃料価格10%の 変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭	LNG	石油
	約±0.4	約±0.9	約±1.5

※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

※3 ( )内の数値は政策経費を除いた発電コスト

※4 地熱については、その予算関連政策経費は今後の開発拡大のための予算が大部分であり、他の電源との比較が難しいが、ここでは、現在計画中のものを加えた合計143万kwで算出した発電量で関連予算を機械的に除いた値を記載。

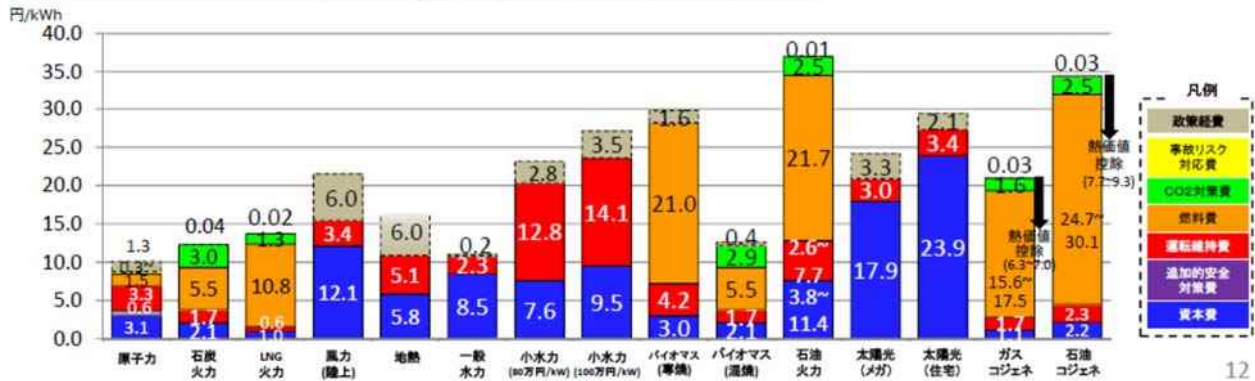


図 3-4 (参考) 資源エネルギー庁 発電コスト検証ワーキンググループによる発電コスト算定結果<sup>4</sup>

<sup>4</sup> 資源エネルギー庁 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」p.12 (2015.5)

表 3-1 要素技術の現状とコスト削減余地

項目	技術の現状と開発余地	成熟度	コスト削減余地	コスト削減法
<b>発電プラント部</b>				
タービン発電機	アンモニア媒体のタービン発電機としては、工場の排熱利用発電設備として富士石油(株)袖ヶ浦製油所で 4MW、住友金属(株)鹿島製鉄所で 3.45MW が稼働しており、既に商用レベルである。 ただし 10MW/基以上の場合、上記で採用された半径流型より軸流型の方がコスト面で優れると考えられ、この点で開発余地がある。	~ 10MW B  10MW ~ C	B	設計および製造の習熟効果
作動流体ポンプ	上記発電設備の他、アンモニア製造・利用プラントでも商用化された成熟技術である。	A	D	同型効果、量産化
熱交換器	NEDO*でゼネシスで海洋温度差発電に最適化した 10MW クラス用の熱交換器開発が完了している。量産化時のコスト削減のための製造方法には開発余地を残す。	C	A	量産化 製造自動化 性能改善
容器類、その他	一般的なアンモニアプラントの技術が流用可能な成熟技術である。	A	E	同型効果、量産化
海水ポンプ、海水前処理装置等	一般的な海水利用プラント（発電所や造水設備）の技術が流用可能な成熟技術である。	A	D	同型効果、量産化
土木・据付・配管、他	一般的なプラントと同様である。	A	E	習熟効果
電気	一般的なプラントと同様である。	A	E	習熟効果
計装		A	E	習熟効果

項目	技術の現状と開発余地	成熟度	コスト削減余地	コスト削減法
<b>深層水取水部</b>				
材料	【陸上式】世界最大の取水管は、ハワイ自然エネルギー研究所の直径 1.4m（高密度ポリエチレン製）である。現状の製造法では直径 1.6m より大きい管は製造が困難（後に詳述） 【浮体式】出力 10MW クラスに相当する取水管直径は、3.5m	陸上 C 洋上 D	B	量産化 材料開発
敷設工事	(×1 本)である。このような大口径の管を懸垂する構造物は世の中に存在しない。	D	A	工法改善 習熟効果
<b>表層水取水部</b>	一般的な海水利用プラント（発電所や造水設備）の技術が流用可能な成熟技術である。	A	D	習熟効果
<b>浮体構造</b>				
船体・艀装・曳航	浮体式石油掘削基地等の技術が流用可能な成熟技術である。ただし、船体の容積の決定要因は熱交換器の占有体積であることから、熱交換器の開発により間接的にコストを削減する余地はある。	B	A	浮体内配置改善による 容積縮小 習熟効果
係留	浮体式石油掘削基地等の技術が流用可能である。	B	C	習熟効果
送電	洋上風力発電等の技術が流用可能である。	C	C	工法改善 習熟効果

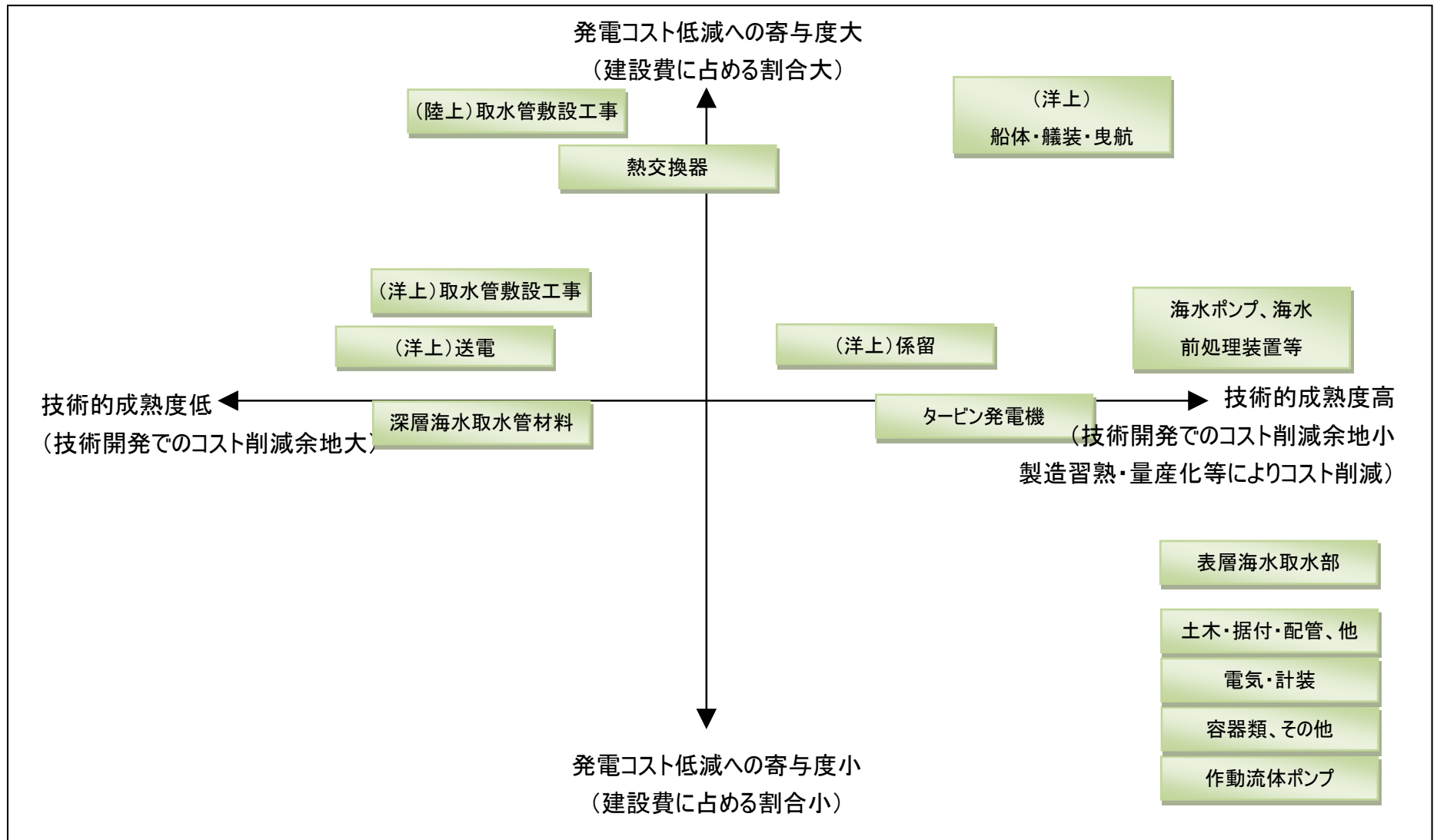


図 3-5 要素技術の成熟度と発電コスト低減寄与度のマッピング

### 3.1.3 熱交換器の費用低減シナリオ

規模を拡大した海洋温度差発電プラントにおいて、プレート式熱交換器を採用する場合は、一基あたりの伝熱面積を拡大する以上に、熱交換器サイズを規格化して基数を増やす仕様となる。前章の検討における 1MW 級プラントでは同型の熱交換器を 24 基、10MW 級プラントでは 200 基以上の熱交換器を搭載することとしている。このため、量産化による製造設備および体制の整備、および自動化の進展による省力化によるコスト削減が期待される。

また、材料となるチタンプレートについては、経済産業省補助事業「高機能チタン合金創製プロセス技術開発プロジェクト」(2005年～2008年)の一環として、海洋温度差発電用のプレート式熱交換器への使用を想定した「高強度高成形性チタン板作製および複雑形状成形加工技術の開発」が実施されている<sup>5</sup>。

さらに上記の新製錬プロセスを想定したチタン板を用いて、伝熱促進加工および高強度化といった付加価値を高めたチタンプレートを海洋温度差発電の熱交換器に適用する研究開発が、前出の NEDO「次世代海洋エネルギー発電技術研究開発(海洋温度差発電)」(2011～2014年度)において、株式会社神戸製鋼所により行われている。

これにより、海洋温度差発電の性能向上、発電コスト低減に資するとともに、本分野でのチタン産業としての我が国の優位性を確立すると期待されている。

上記を考慮した熱交換器の費用低減の見通しを図 3-6 に示す。

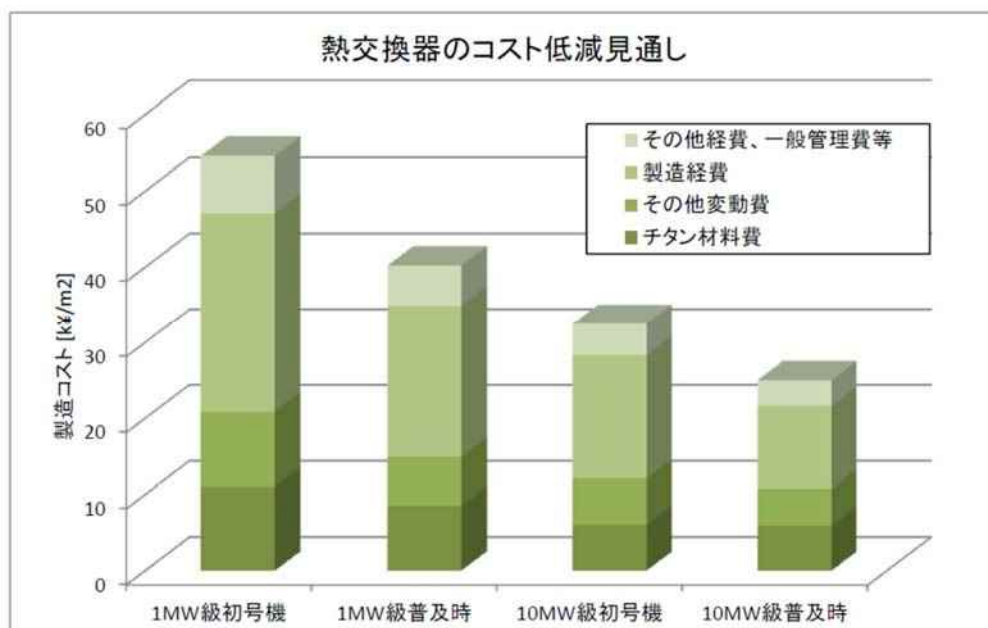


図 3-6 熱交換器の費用低減見通し

<sup>5</sup> 産業構造審議会産業技術分科会 評価小委員会, 高機能チタン合金創製プロセス技術開発プロジェクト事後評価報告書(2010.4)



図 3-7 海洋温度差発電プラントに用いられるプレート式熱交換器例  
(写真は(株)ゼネシス製)

#### 3.1.4 開放型取水システムによる陸上設置型プラントのコスト、機能改善

沖縄県海洋深層水研究所をはじめとした国内の海洋深層水取水設備においては、一般的に取水管と取水ポンプを直接的に接続する「ポンプダイレクト方式」が採用されている。一方、海洋温度差発電を含む、大規模な海洋深層水複合利用施設においては、水面より下方のレベルに設置した大気開放型貯水槽に一旦海水を貯留して、そのタンクから配水ポンプで送水を行う「開放型 自然流下方式」が提案されている。

本事業では、「ポンプダイレクト方式」と「自然流下方式」との比較と、自然流下方式の貯水槽の仕様についての検討を、海洋深層水取水設備に多くの実績を有する清水建設株式会社に外注して2012年度に実施した。検討結果のまとめを図3-8に示す。

大型の取水設備においては「自然流下方式」が様々な面でメリットがあり、用途毎に配水ポンプの仕様を変化させて消費電力を抑えることも出来るため、同方式の採用にメリットがある。

なお、本検討結果は、第Ⅲ部 4章における「規模拡大時の海水取配水システム」に活用され、「自然流下式方式」をベースとした検討が行われている。

取水方式	ポンプダイレクト取水方式	自然流下方式
概念図		
取水方式の概説	<ul style="list-style-type: none"> <li>・取水はポンプピット内に配置した取水ポンプで直接的に揚水する。</li> <li>・取水ポンプの形式は「片吸込み渦巻ポンプ」を使用するのが一般的である。</li> <li>・取水管を通して流入する生物連行に対しては「ストレーナー」で除去するのが一般的である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・取水は外海水位と着水槽内の水位差で流入させ、取水ポンプで揚水する。</li> <li>・取水ポンプの形式は「斜流ポンプ又は軸流ポンプ」を使用するのが一般的である。</li> <li>・取水管を通して流入する生物連行に対しては着水槽に配置した「スクリーン」で除去するのが一般的である。</li> </ul>
比較項目		
水理特性に対する取水の安定性	△ ・取水ポンプの吸込み側負圧が6.5mを超えると、液切れ現象が発生し、安定取水が図れない。	◎ ・取水管には常に正圧状態にあるため、液切れ現象は発生せず、安定取水が図れる。
ウォーターハンマーに対する構造上の対応性	× ・ウォーターハンマー現象に対して、耐圧性と気密性に優れた管材と機器類が必要となる。 ・流水速度が大きくなる程、ウォーターハンマー規模は大きくなるため、高速通水には不向きとなる(結果として、管路が大口径化するためコスト増大につながる)。	○ ・着水槽(集水ピット)の平面積を管路内径の50倍程度以上とすることで、急停に伴う、着水槽内の水面変動に対応可能であり、また、高速通水へも適応性が高い。
海生生物の流入に対する対応性	△ ・大口径管路の使用に伴う大型魚類の流入に対して、大型ストレーナーが必要となり、取水ピットの大スペース化につながる。 ・大型ストレーナーに対して、魚介類の除去作業等、その取扱いが難しくなる。 ・連続取水に対して、2系統以上のストレーナー設備が必要となる。	◎ ・流入生物が大型化し、また、量が多くても容易に除去可能であり、スクリーン等、現有機器類で対応できる。
取水動力量(運転費用)	○ ・所要動力は自然流下方式に対して、多少増となる。	◎ ・送水ポンプの吐出側動力は大きくなるものの、吸込み側動力が少なくなるため、ポンプダイレクト取水方式に比べて、多少減となる。
現有取水機器での対応性	△ ・大量取水に対して、吸込み側及び吐出側とも高揚程なポンプが必要となり、特注での対応か、又は複数台での対応が必要となる。ただし、1管路に対して複数台の取水ポンプを配置した場合、ポンプ効率は低下するため、その仕様選定に注意が必要である。	◎ ・取水ポンプ、弁類、ストレーナー等、現有機器類で対応可能である。
着水槽躯体の規模(建設費)	◎ ・自然流下方式の着水槽に比べて、ポンプピットの平面積は小さくなり、また、設置深さも浅くなるのが一般的である。	○ ・ポンプダイレクト取水方式に比べて、着水槽の設置深さが多少深くなり、また、所要平面寸法も大きくなるものの、取水管を含む取水施設として、多少、安価となる。
総合評価	× ・コスト低減化を図るためには、通水速度を高め、管路の小口径化を図ることが求められるが、安定取水に難しい。 ・取水形式としては、1管路に複数のポンプを配備して取水することになるが、安定取水面で難である。	○ ・生物連行への対応性が高く、また、高速通水への対応性が高く、大量・安定取水に最適である。 ・結果として、管路を含む取水施設費としてはポンプダイレクト取水方式に比べて安価となる。

図 3-8 取配水システムのメリット・デメリット比較(外注検討)



## 3.2 メンテナンス費用の最小化に関する検討

## 3.2.1 海洋温度差発電のメンテナンス費用

## (1) 一般的な発電所のメンテナンス費用

海洋温度差発電のメンテナンス費用を検討するにあたり、まず、一般的な発電所のメンテナンス費用を概観する。各種の発電所のメンテナンス費用をまとめた公開資料には「コスト等検証委員会報告書」があるので、抜粋して表 3-2 に示す。なお、表中の運転維持費のうち、「修繕費」がメンテナンス費にあたる。メンテナンス費は、プラント建設コストの 1~2% / 年が一般的な数値といえる。

表 3-2 各種の発電所のメンテナンス費用

発電方式	発電プラント 出力	運転維持費		
		人件費	修繕費	諸費
石炭火力	75 万 kW	4.1 億円/年	1.5%/年 <sup>(*)1</sup>	1.5%/年 <sup>(*)1</sup>
LNG 火力	135 万 kW	7.3 億円/年	2%/年 <sup>(*)1</sup>	0.9%/年 <sup>(*)1</sup>
石油火力	40 万 kW	2.1 億円/年	1.7%/年 <sup>(*)1</sup>	1.2%/年 <sup>(*)1</sup>
一般水力	1.2 万 kW	0.2 億円/年	0.5%/年 <sup>(*)1</sup>	0.5%/年 <sup>(*)1</sup>
小水力	200kW	700 万円/年	1%/年 <sup>(*)1</sup>	2%/年 <sup>(*)1</sup>
地熱	3 万 kW	1.2 億円/年	2.2%/年 <sup>(*)1</sup>	0.8%/年 <sup>(*)1</sup>
太陽光(メガソーラー)	1200kW	300 万円/年	1%/年 <sup>(*)1</sup>	0.6%/年 <sup>(*)1</sup>
太陽光(住宅)	4kW	-	1.5%/年 <sup>(*)1</sup>	-
風力(陸上)	2 万 kW	1.4%/年 <sup>(*)1</sup>		0.6%/年 <sup>(*)1</sup>
風力(洋上)	15 万 kW	1.4%/年 <sup>(*)1</sup>		0.6%/年 <sup>(*)1</sup>

(\*)1 建設費における比率

出典：コスト等検証委員会報告書<sup>6</sup>

## (2) 海洋温度差発電所のメンテナンス費用

一方、海洋温度差発電のメンテナンス費用は、次の点で注意が必要である。

- ・ 取水管については、メンテナンス困難であるため、メンテナンスフリーを前提とした計画・設計が行われる。このためメンテナンス費はほぼゼロである。
- ・ 発電プラントの建設コストの中で、熱交換器の占める比率は大きい。一方、熱交換器のメンテナンスはタービン発電機やポンプ等の回転機器、また、燃焼系の容器に比べてメンテナンスが容易である上、海水汚れの程度によっても方法が異なるため、一律「建設費用の〇%」ではなく、熱交換器専用のメンテナンス費用検討が必要である。

<sup>6</sup> コスト等検証委員会報告書、資料 1-参考資料 1、国家戦略室エネルギー・環境会議、コスト等検証委員会、2011 年 12 月 19 日

これをふまえて、前出の NEDO「次世代海洋エネルギー技術研究開発（海洋温度差発電）」にて、IHI プラント建設(株)および横河電機(株)が算定したメンテナンス費(維持管理費)を表 3-3 に示す。

表 3-3 海洋温度差発電のメンテナンス費用

	1MW 沿岸設置式	10MW 洋上浮体式
人件費	2600 万円/年	5100 万円/年
維持管理費	1.7%/年	1.0%/年

### 3.2.2 熱交換器メンテナンス費用の最小化

熱交換器のメンテナンスは、海水側の汚れによる熱伝達性能の低下と、それに伴う発電出力の低下を回復するための洗浄を指す。

洗浄を行う頻度が高いほど、発電出力低下による損失を小さくできるものの、洗浄のコストがかかる。一方、洗浄頻度を低くすれば、洗浄コストを節約できるものの発電量の損失が大きくなる。したがってここでは、損失と洗浄コストとのバランスを最適化することにより、熱交換器メンテナンス費用の最小化を図る検討を行う。

#### (1) 熱伝達性能および発電出力の低下のモデル化

2013 年度の試験結果から、蒸発器の性能（総括熱伝達係数）の低下度合いは、一年間で最大でも 10%程度想定された。凝縮器側は性能の低下は見られない。そこで、蒸発器側は一年間で総括熱伝達係数が 0.9 倍になるものとして、指数的に性能が劣化すると仮定する<sup>7</sup>。このとき、蒸発器総括熱伝達係数は次の式でモデル化される。

$$U = U_0 \cdot 0.9^x \quad \dots\dots\dots \text{式}$$

U: 洗浄から x 年経過後の総括熱伝達係数 [W/m<sup>2</sup>·K]  
 U<sub>0</sub>: 清浄時の総括熱伝達係数 [W/m<sup>2</sup>·K]  
 x: 経過年数[y]

発電出力は蒸発器総括熱伝達係数が 10%悪化したときに、およそ 3%低下してしまうことから、発電出力および発電量のロスそれぞれ次の式で表される。

$$W_{loss} = W_0 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.9^x) \quad \dots\dots\dots \text{式}$$

W<sub>loss</sub>: 洗浄から x 年経過後の発電出力ロス [kW]  
 W<sub>0</sub>: 清浄時の発電出力 [kW]  
 x: 経過年数[y]

<sup>7</sup> 実際は 2013 年度以降、蒸発器もほとんど性能低下が観察されなかったため（3.2.3 項参照）、実プラントの検討時は再度、本手法に基づいたコスト検討を行う必要がある

$$E_{loss} = E - E_0$$

$$E_{loss} = 24 \cdot 365 \cdot \int_0^x W_{loss} dx = 24 \cdot 365 \cdot 0.3 \cdot W_0 \cdot (x + (1 - 0.9^x) / \log 0.9) \text{ 式}$$

$E_{loss}$ : 洗浄から  $x$  年経過後の累積電力損失量 [kWh]  
 $W_0$ : 洗浄時の発電出力 [kW]  
 $x$ : 経過年数 [y]

**(2) 洗浄コストのモデル化**

今回検討するにあたり、本実証設備をベースに引合を行った洗浄コストは次のとおりである。

- 洗浄用薬剤： 120 万円 / 回
- 洗浄作業費用： 40 万円 / 回
- その他雑費等： 30 万円 / 回

薬剤については、購入量によって大きく単価が異なることから、発電出力に対する 0.6 乗則で見積もる。洗浄作業や雑費については大型化すると手待ち時間が短縮できることから効率化されるものの、その効率化には限度があることから発電出力に対する 0.7 乗則を適用する。なお、上記のコストは出力 100kW の発電設備の熱交換器洗浄コストと見なす。このとき洗浄コストは次の式で表すことができる。

$$C = 1,200,000 \cdot (W_0/100)^{0.6} + 700,000 \cdot (W_0/100)^{0.7} \text{ ……式}$$

$C$ : 洗浄コスト [円/回]

**(3) 1MW 規模の場合の最適頻度**

洗浄頻度を  $X$  年に一回とした場合、汚れによる発電出力低下による損失および洗浄コストの平均値は、次の式のとおりとなる。

$$L_x = T_E \cdot E_{loss} / X, C_x = C / X \text{ ……式}$$

$L_x$ : 累積電力損失量の平均値 [kWh/y]  
 $T_E$ : 売電単価 [円/kWh]  
 $C_x$ : 洗浄コストの平均値 [kWh/y]

1MW 規模の場合の売電単価を 40 円/kWh と仮定して、横軸に洗浄頻度、縦軸に平均損失と平均コストの和をとってグラフ化したものを図 3-9 に示す。

最適頻度は 1.5 ~ 2 年に 1 回、その場合の年間平均洗浄コストは 2 年に 1 回の場合 6.5 百万円 / 年 (建設費用に対しておよそ 0.35% / 年) となる。ただし、(1) ~ (3) の単価はあくまで近似式によるものであるため、実際のプロジェクトでは単価の見直しが必要である。

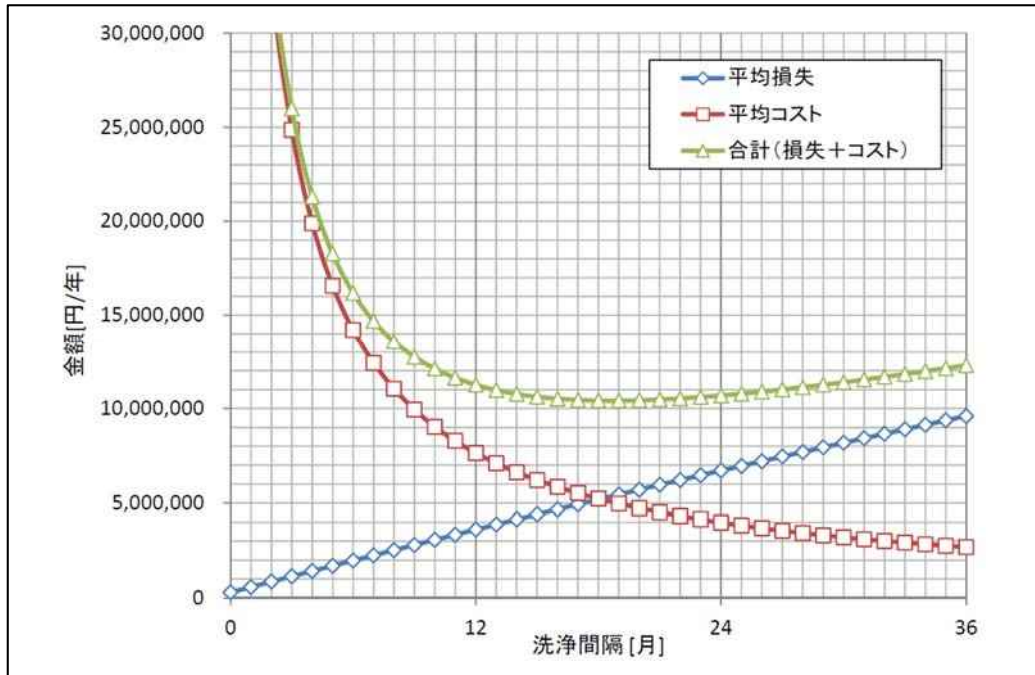


図 3-9 熱交換器洗淨頻度とコスト（損失）との関係（出力 1MW ケース）

(4) 10MW 規模の場合の最適頻度

前項と同様の計算手法を用いて、10MW 規模の場合の平均損失を求めると、図 3-10 のとおりとなる。最適頻度はおよそ 1 年に 1 回、その場合の年間平均洗淨コストは 37 百万円 / 年（建設費用に対しておよそ 0.33% / 年）である。

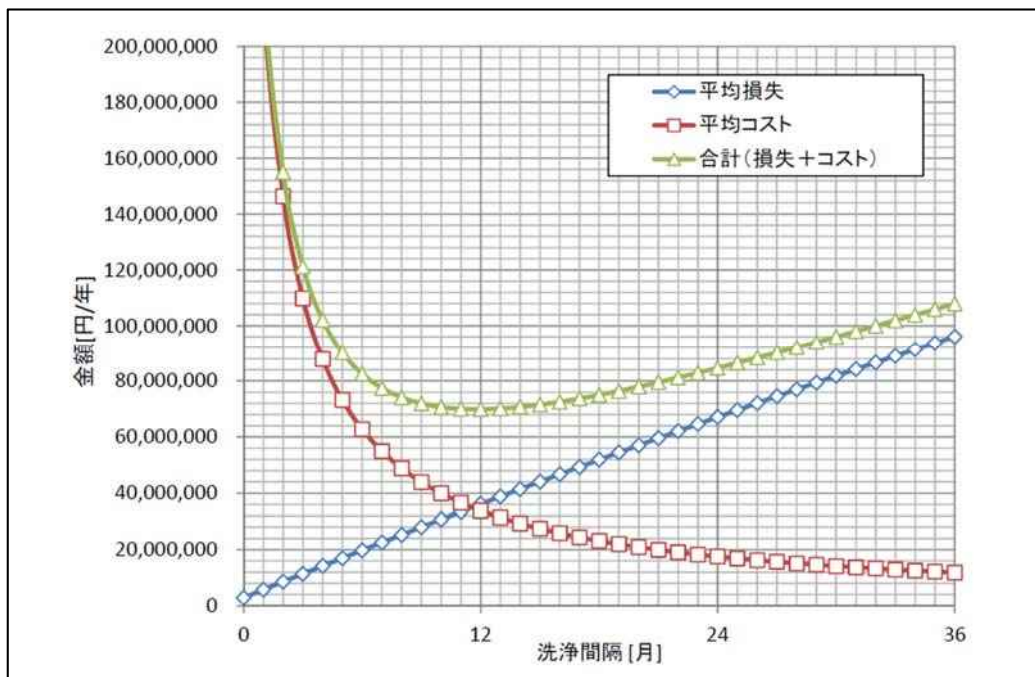


図 3-10 熱交換器洗淨頻度とコスト（損失）との関係（出力 10MW ケース）

### 3.2.3 沖縄周辺海域における海水汚れの影響

#### 沖縄県海域における熱交換器の汚れ対策

久米島での実証試験においては、2013年4月から2018年度末まで6年間の運転にも関わらず、熱交換器の海水汚れによる性能劣化がほとんど見られないことが、他地域に比べて大きな特徴となっている。

有機物が非常に少ない深層水を通水する熱交換器（凝縮器）については、本設備の計画時から汚れの付着がほとんど無いことが予想されていた。一方、表層水については、日本近海では一般的に生物等の付着が多くメンテナンスに大きなコストがかかることが知られており、本実証試験でも沖縄県海域での生物付着による熱交換器（蒸発器）の性能劣化は大きな関心の一つとなっていた。これに対して、蒸発器の性能面（総括熱伝達係数や海水通過時の圧力損失）では、設置時からほとんど劣化していないという予想外の結果となっている。

電気事業法に基づく開放点検の年に当たる2014年度、熱交換器海水側を開放し、内部の点検および洗浄を行った。また、本結果に基づき、次ステップのプロジェクトにおける熱交換器搭載上の注意点を検討した。

#### (1) ユニットA 熱交換器（蒸発器）海水側開放および洗浄

2014年7月12日から14日にかけて、ユニットA 熱交換器（蒸発器）の海水ヘッダを開放し、内部を点検、洗浄した。以下、特記事項を記す。

- 最も懸念されたプレート積層部（バンドル）入口部への生物等の付着は全く見られなかった。（一般的な沿岸海域では、この部分に貝類が付着する）。（図 3-11）
- また、各プレートの隙間にも、貝等の生物付着は見られない。
- 一方、プレート表面：特に下部は、薄く赤土が付着している。
- また、プレートバンドル出入り口の下部のよどみ部には、厚さ2センチ程度の土の堆積層が出来ていた。また、その中に貝等が生息していた。（図 3-12、図 3-13）
- 汚れの大部分は、ジェット水洗浄で落とすことが出来た。（図 3-14、図 3-15）

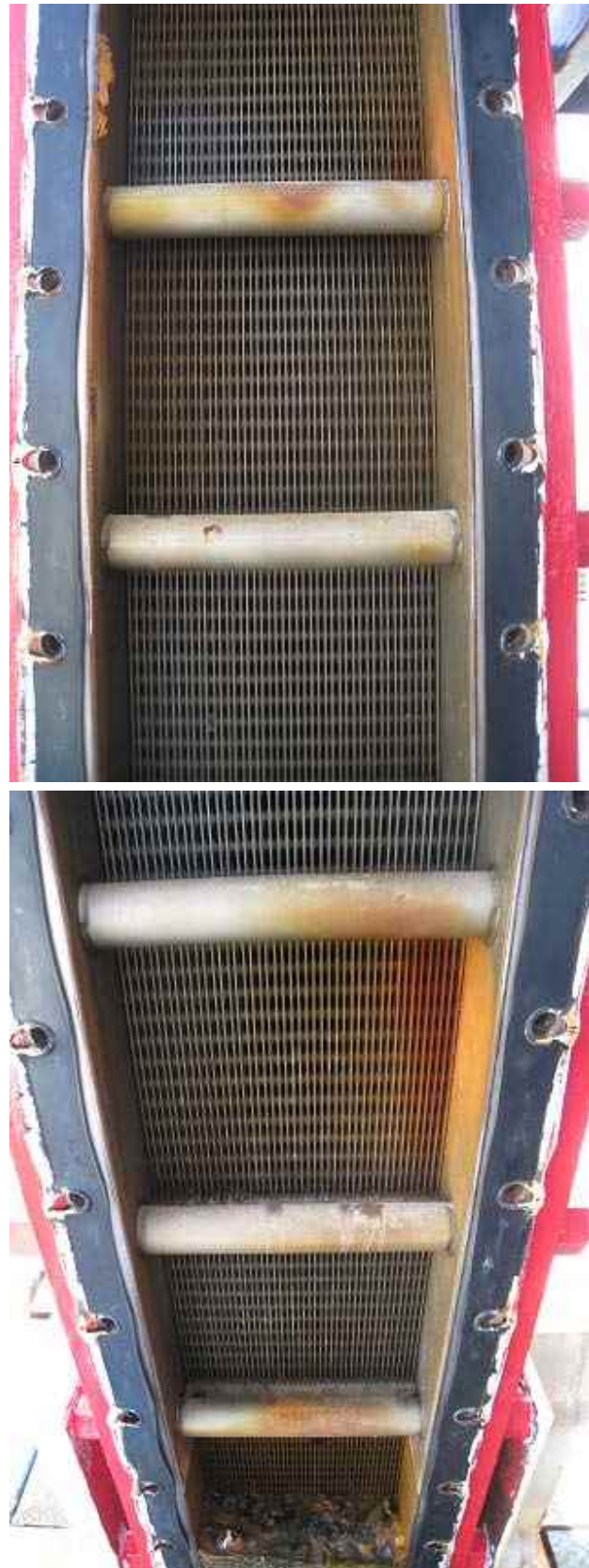


図 3-11 ユニット A 蒸発器プレートバンドル入口部開放状態（洗浄前）



図 3-12 ユニット A 蒸発器プレートバンドル入口下部の土の堆積（洗浄前）



図 3-13 ユニット A 蒸発器プレートバンドル入口下部の土の堆積（洗浄前）



図 3-14 ユニット A 蒸発器ジェット洗浄作業



図 3-15 ユニット A 蒸発器 洗浄作業後の状況



## (2) ユニット B 熱交換器（蒸発器・凝縮器）海水側点検

ユニット B では、2014 年 7 月 15 日に内閣官房総合海洋政策本部により選定された「海洋再生可能エネルギー実証フィールド」<sup>8</sup>の活用の一環として、国立大学法人佐賀大学およびジャパン マリンユナイテッド株式会社（JMU）が 2016 年 9 月から 2017 年 6 月にかけて実証試験を実施した。なお、この実証試験は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)「海洋エネルギー技術研究開発 / 海洋エネルギー発電システム実証研究」の一部である。

同実証試験の開始時において、佐賀大学と JMU は新たに開発した熱交換器を、本設備の既設熱交換器と換装する形で搭載した。このとき、取り外した後の既設熱交換器（蒸発器・凝縮器）の海水側点検を実施した。結果の概要を次に示す。

### 蒸発器

- 前項のユニット A 蒸発器側と同様、プレート積層部（バンドル）入口部への生物等の付着は全く見られなかった。また、各プレートの隙間にも、貝等の生物付着は見られない。（図 3-16）
- プレートバンドル下部の海水よどみ部には貝類が滞留していた。ただし、ユニット A で見られた土の堆積は、ユニット B では見られなかった。（図 3-17）
- ユニット A 同様、全体的に赤土が付着している。
- 鉛直の海水ヘッダ配管にも赤土がうっすらと付着しており、赤土の粘着性が高いことが分かる。（図 3-18）

### 凝縮器

- 出口側プレートバンドルには全く汚れが見られない。（図 3-19, 図 3-20）
- 蒸発器のような貝類等生物の滞留も見られなかった。コーナー部に若干の砂が溜まっていた。（図 3-21）
- 海水ヘッダ配管にも汚れが見られない。（図 3-23）

<sup>8</sup> 「海洋再生可能エネルギー実証フィールドの選定結果について」, 総合海洋政策本部事務局, 2014 年 7 月 15 日, <http://www.kantei.go.jp/jp/singi/kaiyou/energy/201407/testfield20140715.html>



図 3-16 ユニット B 蒸発器 プレートバンドル部入口



図 3-17 ユニット B 蒸発器 プレートバンドル部入口下部の貝類滞留



図 3-18 ユニット B 蒸発器 海水ヘッダ配管内



図 3-19 ユニット B 凝縮器 プレートバンドル入口

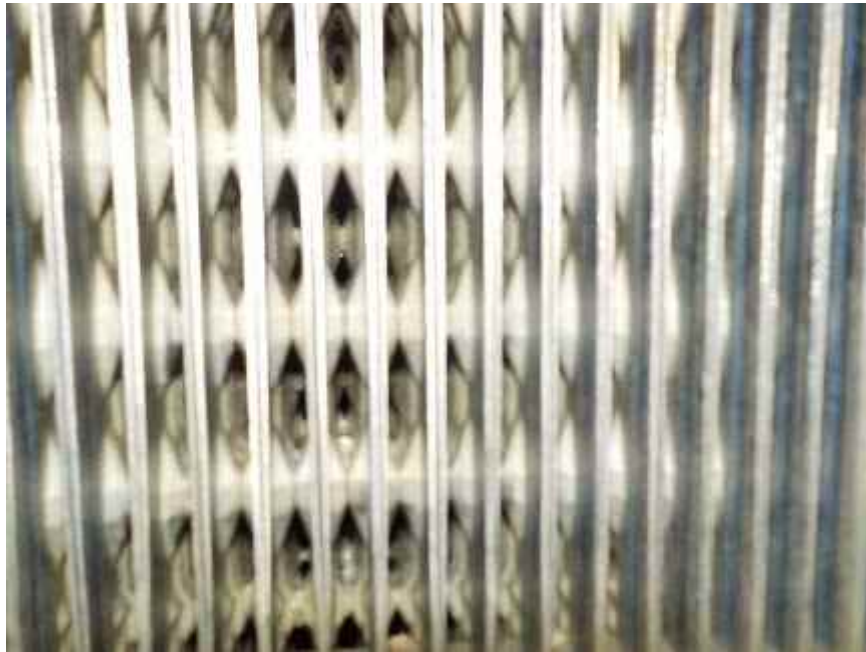


図 3-20 ユニット B 凝縮器 プレートバンドル入口



図 3-21 ユニット B 凝縮器 プレートバンドル入口下部



図 3-22 ユニット B 凝縮器 海水ヘッダ配管内

### (3) 出力 1MW 級 OTEC における熱交換器搭載上の注意点

本プロジェクトにおいては、配置上の制限や熱交換器サイズ等から、プレートバンドル部と海水ヘッダ配管を 4 つの接続管で接続している（図 3-23）。このため、プレートバンドル部に海水のよどみが発生し、土の堆積や貝類の滞留の原因になっていると考えられる（図 3-24）。

出力 1MW 級では、本プロジェクト同様のヘッダパイプを用いた方式で計画が立案されているが、よどみを無くすという観点からは、接続管の配置を図 3-25 のように改める、あるいは、出力 10MW 級のように海水路と熱交換器を直結させる方式（図 3-26）が有効であると考えられる。

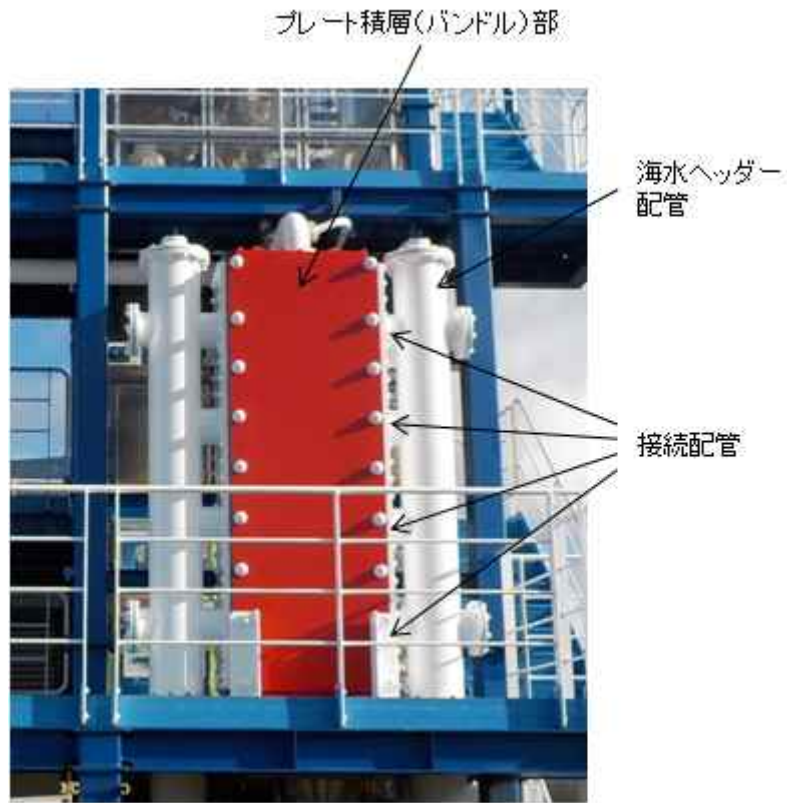


図 3-23 写真： 現状の熱交換器と海水ヘッダの接続

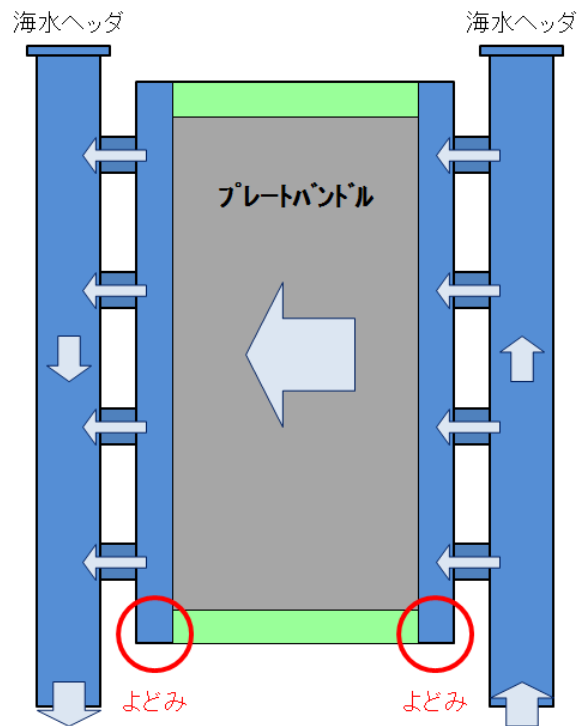


図 3-24 現状の熱交換器と海水ヘッダとの接続方法によるよどみ

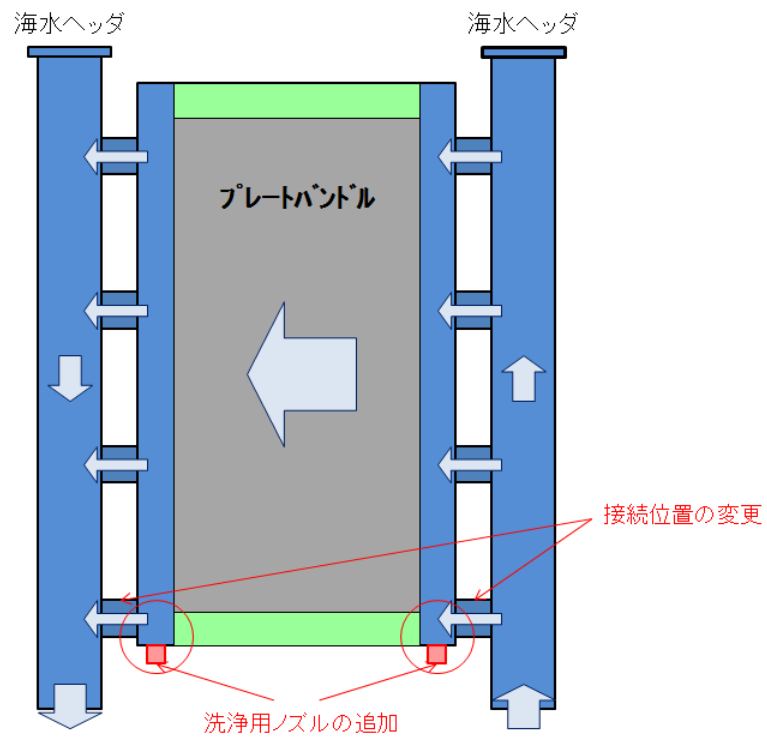


図 3-25 次プロジェクトにおける改良案

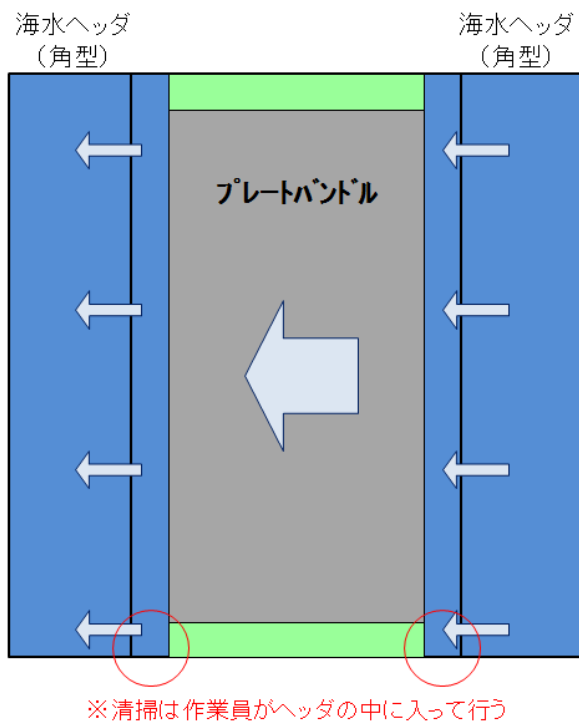


図 3-26 大規模プロジェクト（熱交換器複数台設置）における改良案

3.2.4 実証試験の実績をふまえたメンテナンス費用低減の可能性

2018年度、それまでの5年間の運用実績をふまえて、運転費、維持管理費に関する要因分析を実施し、長期的な視点で見た発電コストの中で大きな割合を占める運転費、維持管理費の低減策を検討した。

(1) 背景と前提条件

陸上式の海洋温度差発電プラントにおける運転費、維持管理費について、これまでの研究においては、たとえば「人件費 2,600 万円/年、維持管理費 4,700 万円/年（商用化時）」といった数値が公開されている（図 3-27）。

	1MW 沿岸設置式		10MW 洋上浮体式	
	1基目	商用化時	1基目	商用化時
主要入力項目				
発電端出力(発電機最大出力)	1,700kW		16,900kW	
発電端出力(年間平均)	1,490kW		15,100kW	
設備利用率	87.6%		89.3%	
所内率	32.8%		34.2%	
送電端出力(年間平均)	1,000kW		10,000kW	
建設費(*1)	発電部 33億円 取水管 30億円 (*2)	発電部 30億円 取水管 25億円 (*2)	401億円	277億円(*4)
人件費	2600万円/年		5100万円/年	
維持管理費	5200万円/年	4700万円/年	3.3億円/年	2.6億円/年
割引率	0~5%			
発電コスト算定手法	国家戦略室「コスト等検証委員会」報告書(平成23年12月)による			
算定結果				
発電コスト[円/kWh](*3)	36.1~52.5	<b>31.0~44.5</b>	26.0~33.1	<b>18.6~23.5</b>

図 3-27 (参考) 海洋温度差発電に関する費用 (NEDO)(再掲)<sup>9</sup>

これを出力あたりのコストで示すと、7,300[万円/年] / 1,700[kW] = 4.3[万円/kW/年]となる。これにさらに諸費および一般管理費を加えているため、運転費、維持管理費は合計で 6.3[万円/kW/年]となる。

一方、代表的な再生可能エネルギーである太陽光発電や風力発電の運転費、維持管理費は 0.6[万円/kW/年]、蒸気井の管理やスケール析出、高温劣化による維持管理費が高いとされる地熱発電ですら 3.3[万円/kW/年]であり（図 3-28）、海洋温度差発電の現在の運転費、維持管理費の見積は削減の余地が大きいと推測される（表 3-4）。

<sup>9</sup> NEDO「平成 27 年度 NEDO 新エネルギー成果報告会」海洋エネルギー分野 発表資料（海洋温度差発電）(2015.9)



<太陽光(メガソーラー/10kW以上)>

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	33~55万円/kW	29.4万円/kW <sup>(※)</sup>
	接続費用	—	1.35万円/kW
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	300万円	0.6万円/kW/年 (土地賃借料150円/m <sup>2</sup> /年を含む)
	修繕費	1.0%(対建設費)	
	諸費	0.6%(対建設費)	
	業務分担費	14.0%(対直接費)	
	土地賃借料	—	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	1,200kW	2,000kW
	設備利用率	12%	14%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	20年買取
	IRR(税引前)	—	5-6%

※調達価格等算定委員会については、システム費用(29.0万円/kW)と土地造成費(0.4万円/kW)の和とした。

<陸上風力>

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	20~35万円/kW	30万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	1.4%(対建設費)	0.6万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	20,000kW	20,000kW
	設備利用率	20%	20%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	20年買取
	IRR(税引前)	—	8%

図 3-28 (参考) 各種再生可能エネルギーに関する費用(資源エネルギー庁)<sup>10</sup>

<sup>10</sup> 資源エネルギー庁 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」 参考資料 1 (2015.5)

<地熱>

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)	
資本費	建設費	70~90万円/kW	79万円/kW	
	接続費用	—	15億円	
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)	
運転維持費	人件費	1.2億円	3.3万円/kW/年	
	修繕費	2.2%(対建設費)		
	諸費	0.8%(対建設費)		
	業務分担費	16.1%(対直接費)		
	土地賃借料	—		上記内数
	租税	固定資産税		1.40%
	事業税	—	1.289%	
その他	出力	30,000kW	30,000kW	
	設備利用率	10,50,60,70,80%	83%	
	所内率	10%	11%	
	法定耐用年数	15年	15年	
	稼働年数(調達期間)	30,40,50年	15年買取	
	IRR(税引前)	—	13%	

図 3-28 (参考) 各種再生可能エネルギーに関する費用(資源エネルギー庁)(Cont'd)

表 3-4 運転費、維持管理費の比較(前掲 2 資料より)

発電種別	OTEC (現見積)	太陽光 10kW 以上	陸上風力	洋上風力	地熱	バイオマス
運転・維持管理費 [万円/kW/年]	6.3	0.6	0.6	2.25	3.2	2.7

(2) 検討方法

まず、本設備のこれまで 5 年間の運転における実際の維持・管理費を分析し、本設備における平均的な運転費・維持管理費を算定する。

次に算定結果をもとに、商用化への次ステップとなる出力 1MW 級陸上式 OTEC における費用削減方策と、それを考慮した維持・管理費について推定を行った。

(3) 検討結果

(a) 本設備（100kW級）の平均的運転費・維持管理費

運転開始から5年間の運転費・維持管理費実績について、表3-5、図3-29のとおり算定した。

表 3-5 運転費、維持管理費実績

（単位：千円）

項目	H25-29年度 実績平均 <sup>(*)</sup>	備考
<b>定期点検・補修<sup>(*)2</sup></b>	<b>1,826</b>	電気事業法に基づく点検
タービン発電機	376	専門業者旅費含む
作動流体系統機器	470	専門業者旅費含む
電気・計装機器	980	専門業者旅費含む
<b>臨時点検・補修</b>	<b>2,130</b>	
塩害対応	1,838	防錆塗装補修および塩害由来の機器交換対応。人件費含む
その他	292	経年劣化および台風等災害対応
<b>日常巡視・点検等</b>	<b>1,584</b>	
<b>その他雑費</b>	<b>208</b>	見学対応用品・通信費等
<b>合計</b>	千円/年	<b>5,748</b>
	万円/kW/年	<b>5.7</b>

(\*) 初年度となるH25年度はメーカー保証期間内であるため、その範囲で補修を行ったものもある。このため、一部の費用については、H26年度～H29年度の平均値を示した。

(\*)2 定期点検の頻度については、電気事業法施工規則 第九十四条(下記)に次のとおり定められている。本設備のうち、タービン発電機は「蒸気タービン及びその附属設備」に、その他の作動流体関連設備は「液化ガス設備」に分類される。

---

第九十四条の二 定期事業者検査は、次に掲げる時期に行うものとする。

- 一 蒸気タービン本体及びその附属設備についての定期事業者検査にあっては、運転が開始された日又は定期事業者検査が終了した日以降四年を超えない時期
- 二 ガスタービン（出力一万キロワット未満の発電設備に係るものに限る。）についての定期事業者検査にあっては、運転が開始された日又は定期事業者検査が終了した日以降三年を超えない時期
- 三 ボイラー及びその附属設備、独立過熱器及びその附属設備、蒸気貯蔵器及びその附属設備、ガスタービン（出力一万キロワット以上の発電設備に係るものに限る。）、液化ガス設備又はガス化炉設備についての定期事業者検査にあっては、運転が開始された日又は定期事業者検査が終了した日以降二年を超えない時期
- 四 燃料電池用改質器についての定期事業者検査にあっては、運転が開始された日又は定期事業者検査が終了した日以降十三月を超えない時期

---

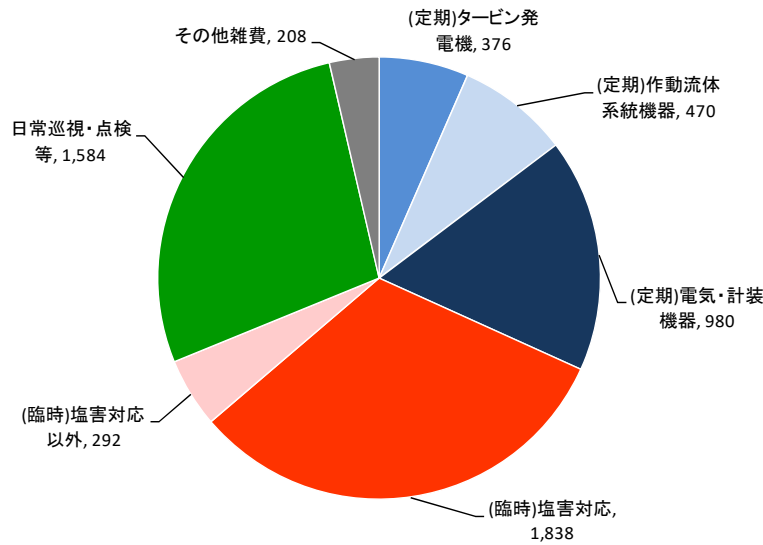


図 3-29 運転費、維持管理費実績

(b) 出力 1MW 級陸上式 OTEC における費用削減方策と運転費、維持管理費実績推定

前項の結果から、費用に占める比率が大きいのは、塩害対応(臨時点検補修)、日常巡視・点検、電気・計装機器(定期検査・補修)であると分かる。塩害対応については、本実証設備は沖縄県海洋深層水研究所の既存設備によるスペース面での制約から、屋外設備となっていることが、費用の大きい原因である。出力 1MW 級プラントで建屋を設けた場合は、塩害の軽減が期待される。日常巡視・点検は、スケールメリットが大きい項目である。現在は運転データ処理も含めて平均約 2 時間/日となっているが、10 倍規模のプラントでも日常巡視点検の対象箇所や運転データ数もほぼ同じであることから、所要時間は 2 倍にもならない程度であると推定される。電気・計装機器の点検補修については、特に電気設備についてスケールメリットは小さいため、規模拡大による kW あたり費用の削減効果は前 2 者ほど大きくはない。

これらの各種のスケールメリット要因や費用削減方策を考慮した、運転費、維持管理費実績推定結果を表 3-6 に示す。結果は 1.6 万円/kW/年となり、太陽光発電や風力発電の 0.6 万円/kW/年には及ばないものの、現状見積の 6.3 万円/kW/年を大きく削減できる余地があることが分かる。

表 3-6 1MW 級陸上式 OTEC の運転費、維持管理費推定

(単位：千円)

項目	100kW 級 実績	1MW 級 推定	備考
<b>定期点検・補修</b>	1,826	9,550	
タービン発電機	376	1,500	スケールリットを 0.6 乗則で評価 <sup>11</sup>
作動流体系統機器	470	1,870	スケールリットを 0.6 乗則で評価
電気・計装機器	980	6,180	スケールリットを 0.8 乗則で評価
<b>臨時点検・補修</b>	2,130	3,300	
塩害対応	1,838	1,460	屋内設置により 8 割削減とする スケールリットを 0.6 乗則で評価
その他	292	1,840	スケールリットを 0.6 乗則で評価
<b>日常巡視・点検等</b>	1,584	3,170	余裕を見て 2 倍程度の時間を要すると想定する。
<b>その他雑費</b>	208	210	ほぼ同額とする（通信費が主）
<b>一般管理費</b>		2,270	上記合計の 14%
<b>合計</b>	千円/年	5,748	19,500
	万円/kW/年	5.7	1.9

#### (4) 発電コスト削減への寄与度

出力 1MW 級 OTEC プラントの運転費、維持管理費を 6.3 万円/kW/年（図 3-27 参照）から 1.9 万円/kW/年（前項参照）に低減できた場合の、OTEC の発電コスト（円/kWh）への影響を試算する。試算においては、図 3-27 で発電コストを求める際に使用した国家戦略室（当時）「コスト等検証委員会」報告書添付の Excel シートを使用し、割引率を代表値として 3%とした。運転費、維持管理費以外の原単位は図 3-27 と同様とした。算定結果を図 3-30 に示す。

発電コストは 39.3 円/kWh から 29.7 円/kWh となり、約 25%もの削減効果が見込まれる。本検討においてはスケールアップ効果による削減分は概算値であるため更なる精査の余地はあるものの、本設備の運転費、維持管理費が NEDO プロジェクト時の見積より十分小さい範囲で推移しており、この知見を生かした大型 OTEC プラントについては、発電コスト削減の可能性があると見える。

<sup>11</sup> 一般的な工業プラントで用いられるコストの概算法。同形式のプラントで規模を 2 倍とした場合、コストは 2 倍にはならず、たとえば 2 の 0.6 乗倍のように 1 未満の累乗に近いことが経験則として知られている。累乗数により、「0.6 乗則」「0.8 乗則」のように呼称される。

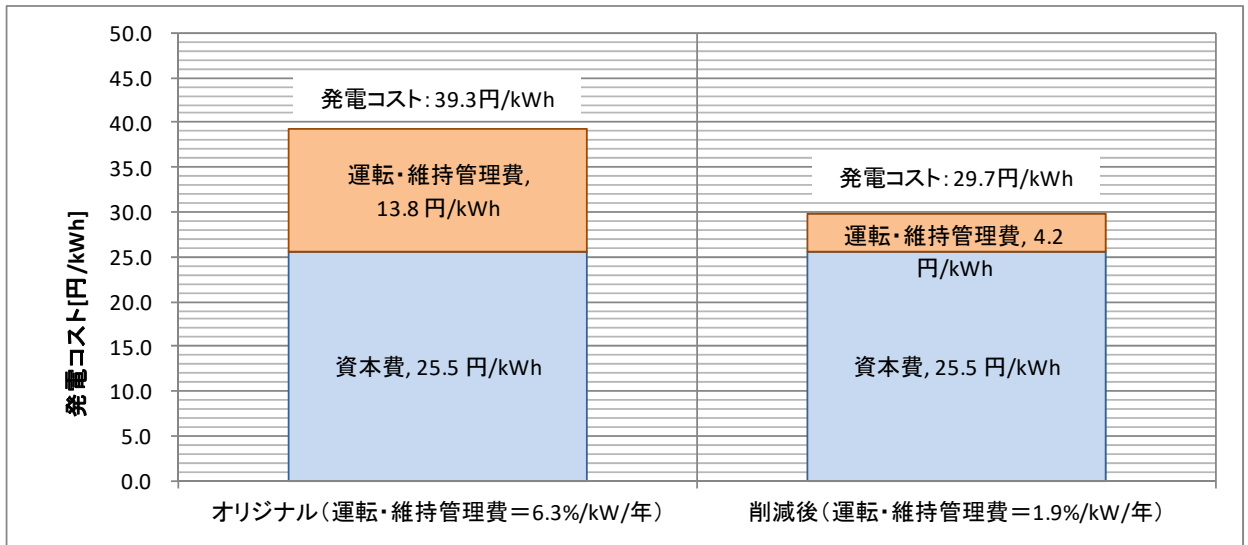


図 3-30 運転費、維持管理費削減による発電コスト削減効果の算定結果

### 3.3 沖縄県の海域における海洋温度差発電設備の設置の可能

#### 3.3.1 導入ポテンシャルおよび発電ポテンシャル

##### (1) 自然条件から見た導入ポテンシャル

###### 深層水利用可能量から算出した導入ポテンシャル

緑の分権改革推進事業「久米島海洋深層水複合利用基本調査」調査報告書（沖縄県久米島町、2011年3月）では、(社)資源協会が2001年度と2002年度の2年間実施した「海洋深層水の資源量に関する研究」（表3-7）を基に、久米島周辺海域（図3-31に示す北緯26度～27度、東経126度～127度のエリア）の深層水利用可能量を約2.2Gt/d（日量22億トン＝現在の沖縄県海洋深層水研究所の最大取水量である日量13,000トンの約1万8千倍）と推定している。

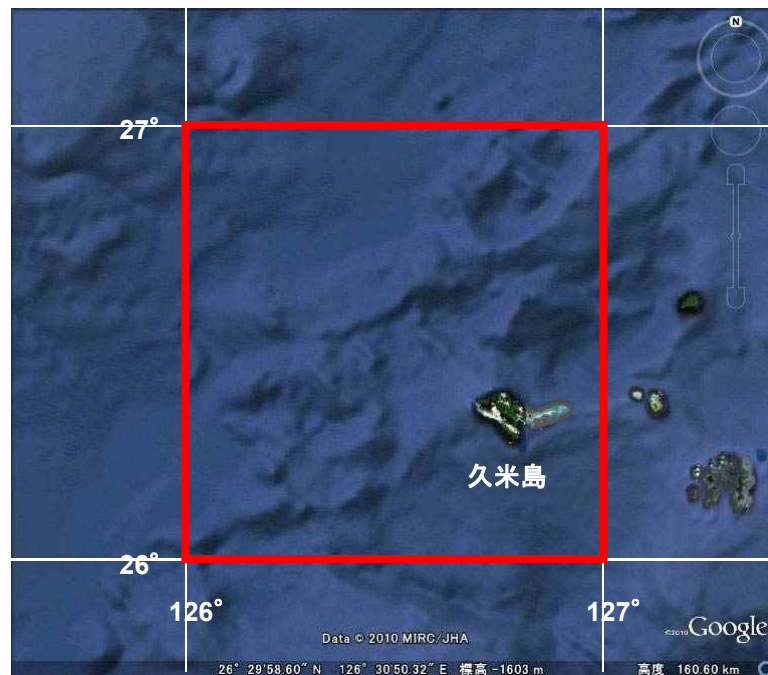


図 3-31 久米島周辺海域の設定エリア

表 3-7 久米島周辺海域内の各深度層内における水平流量および水質データ

緯度範囲(°)		26~27N							
経度範囲(°)		126~127E							
深度範囲(m)		0~50	50~100	100~200	200~300	300~400	400~500	500~1000	1000~2000
面積(m <sup>2</sup> )		1.098E+10	1.094E+10	1.087E+10	1.076E+10	1.068E+10	1.060E+10	1.046E+10	9.383E+09
容積(m <sup>3</sup> )		5.480E+11	5.453E+11	1.080E+12	1.071E+12	1.064E+12	1.053E+12	4.977E+12	5.567E+12
水平流量 (m <sup>3</sup> /d)	夏季	5.314E+10	4.845E+10	9.364E+10	5.975E+10	5.629E+10	4.431E+10	2.225E+11	3.976E+11
	冬季	6.374E+10	5.320E+10	1.022E+11	6.254E+10	5.827E+10	4.314E+10	2.182E+11	4.341E+11
NO <sub>3</sub> -N(mg/l)		0.002	0.020	0.043	0.099	0.159	0.251	0.462	0.570
PO <sub>4</sub> -P(mg/l)		0.004	0.005	0.009	0.016	0.027	0.043	0.070	0.085
SiO <sub>3</sub> -Si(mg/l)		0.103	0.090	0.096	0.166	0.263	0.594	1.596	2.544
DO(mg/l)		6.7	6.7	6.4	6.2	5.9	5.2	3.5	2.6
塩分(psu)		34.6	34.7	34.8	34.8	34.7	34.5	34.3	34.4
水温 (°C)	夏季	28.6	26.1	22.1	18.5	15.8	12.9	7.6	4.0
	冬季	22.4	22.2	21.5	18.8	15.9	13.1	7.9	4.0
	平均	26.0	24.6	22.0	18.6	15.8	13.0	7.6	4.1

一方、10MW級の所要深層水取水量は、2.5節で後述するとおり、147,000t/h(=3.53Mt/d)である。したがって、久米島周辺海域における導入ポテンシャルは、2.2Gt/d / 3.53MT/d・10MW = 約6,000MWとなる。

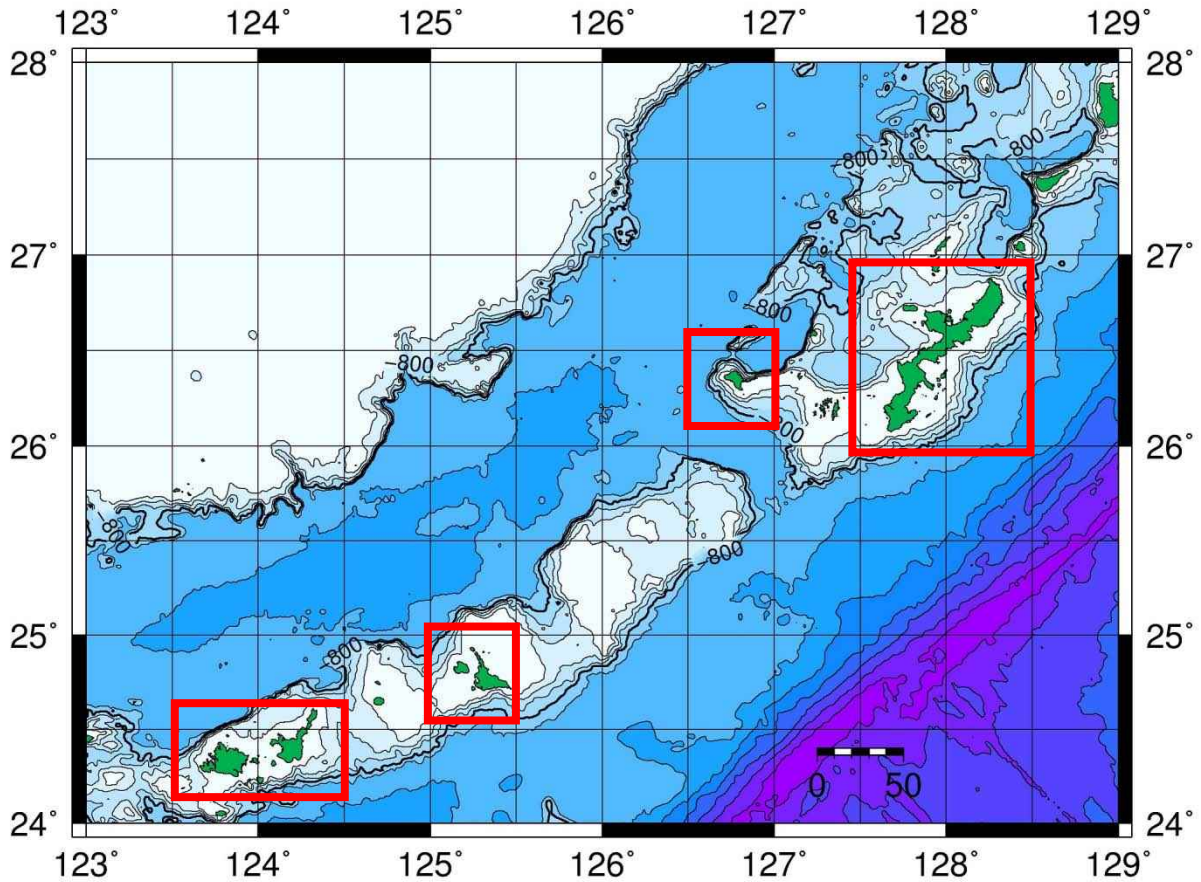


図 3-32 沖縄県周辺



沖縄県には久米島その他、沖縄島（本島）、宮古島、石垣島、西表島等の比較的大きな島が点在することから、沖縄県全体としてのポテンシャルを、久米島周辺の導入ポテンシャル：約 6000MW の 8 倍（図 2-10 赤枠内）とすれば約 50,000MW となると考えられる。

深層水利用可能量から見た導入ポテンシャル	約 50,000MW
----------------------	------------

### 設置密度から算出したポテンシャル

海洋温度差発電は、大量の表層水および深層水を取放水することから、過度に密集して設置した場合、海水の温度分布や海流に影響を及ぼす恐れがある。

Avery ら<sup>12</sup>は、上記の影響が無視できる設置密度として、それまでの各種研究から「32km 四方に 200MW 級を 1 基」を提唱している。

我が国でも、2010 年度に NEDO（独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構）が実施したポテンシャル調査<sup>13</sup>では、設置可能密度として「30km 四方に 100MW 級を 1 基」と、Avery らの調査より安全側の数値を採用している。この調査では、沖縄電力管内における導入ポテンシャルを、離岸距離 30km 以内で約 2,800MW、離岸距離無しで約 71,000MW と算定している（表 3-8）。

表 3-8 海洋温度差シナリオによる導入ポテンシャル

（出典：海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務，2011 年 3 月，NEDO）

電力管区	シナリオ 1 <sup>(※1)</sup>		シナリオ 2a <sup>(※2)</sup>		シナリオ 2b <sup>(※3)</sup>	
	15℃以上	20℃以上	15℃以上	20℃以上	15℃以上	20℃以上
北海道電力	11	0	31	0	44	0
東北電力	609	0	1,692	0	8,072	0
東京電力	2,450	880	6,806	2,444	139,625	83,294
北陸電力	232	0	644	0	4,475	0
中部電力	239	0	664	0	4,475	644
関西電力	178	30	494	83	8,558	1,139
中国電力	203	0	564	0	7,981	0
四国電力	215	23	597	64	6,583	1,928
九州電力	1,351	203	3,753	564	26,225	15,572
沖縄電力	1,628	1,007	4,522	2,797	74,453	70,992
合計	7,116	2,143	19,767	5,952	280,491	173,569

※1) 沿岸固定、離岸距離 30km 以内  
 ※2) 沖合浮体、離岸距離 30km 以内  
 ※3) 沖合浮体、離岸距離制限なし

<sup>12</sup> William H. Avery, Cih Wu, “Renewable Energy from the Ocean”, Oxford University Press, 1994

<sup>13</sup> 風力等自然エネルギー技術研究開発 / 洋上風力発電等技術研究開発 / 海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務，2011 年 3 月，独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構，（委託先）みずほ情報総研株式会社

設置可能密度から見た導入ポテンシャル	2,800MW（離岸距離 30km 以内）
	71,000MW（離岸距離制限なし）

## (2) 需要面から見たポテンシャル

沖縄県の主要な発電所を表 3-9 に示す。沖縄県の発電所の合計設備容量はおよそ 2,500MW（沖縄電力 約 2,150MW、電源開発 約 312MW）である。

表 3-9 沖縄県の主要発電設備(出典：沖縄電力ホームページ、電源開発ホームページ)

場所	名称	設備容量
沖縄本島	牧港（汽力）	125 MW
	金武（汽力）	440 MW
	具志（汽力）	312 MW
	吉の浦（汽力）	502 MW
	石川（汽力）	250 MW
	石川石炭火力（汽力）《電発》	312 MW
	牧港(ガスタービン)	163 MW
	石川(ガスタービン)	103 MW
	吉の浦マルチ(ガスタービン)	35 MW
宮古島	宮古	5.5 MW
	宮古第二	55 MW
	宮古（ガスタービン）	15 MW
石垣島	石垣発電所	20 MW
	石垣第二発電所	76 MW
	石垣 GT（ガスタービン）	10 MW
久米島	久米島発電所（内燃力）	18.5 MW
		<b>2,442 MW</b>

前項で検討した環境条件を制約とする導入ポテンシャルは、沖縄県の主要発電所の合計設備容量を上回っていることが分かる。

3.3.2 海底地形面から見た設置場所

前節では、環境面から見た導入ポテンシャルを検討したが、実際の発電プラント導入においては、電力消費地の付近に建設が可能かどうかも重要である。とりわけ海洋温度差発電は水深 800m 以上の深層からの海水汲み上げが必要であるため、そのような水深へのアクセス性が重要である。

そこで、沖縄本島および比較的人口の多い宮古島、石垣島、久米島について、等深線図から建設適否および設置候補場所を検討した。その結果のまとめを表 3-10、等深線図と設置候補場所を図 3-33 ~ 図 3-36 に示す。

表 3-10 沖縄本島、宮古島、石垣島、久米島の建設適否まとめ

	建設適否 <sup>(*1)</sup>		備考
	沿岸設置式	洋上浮体式	
沖縄本島	一部○		<ul style="list-style-type: none"> <li>・設置可能位置と電力需要の大きさから、大規模洋上浮体式が適している。</li> <li>・沿岸設置式の適地は限られる。</li> </ul>
宮古島	○		<ul style="list-style-type: none"> <li>・既存発電コストが高いため、比較的输出の小さい洋上浮体式でも経済的成立性が確保できる可能性がある。</li> </ul>
石垣島	○		
久米島		○	<ul style="list-style-type: none"> <li>・取水地点までの距離が最も近い。</li> <li>・海洋深層水利用産業が既に成立しており、沿岸設置式の場合の複合利用が容易である。</li> </ul>

(\*1) 適している、○やや適している、 検討が必要、×不適

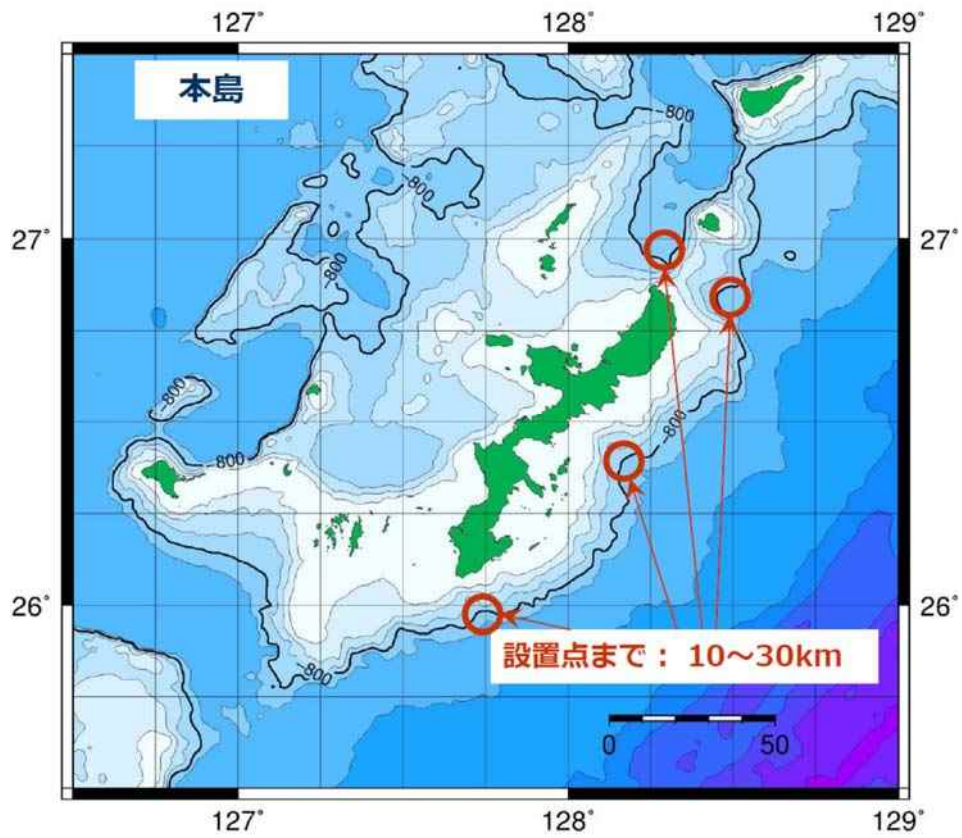


図 3-33 沖縄本島における設置候補場所



図 3-34 宮古島における設置候補場所



図 3-35 石垣島における設置候補場所



図 3-36 久米島における設置候補場所

## 3.3.3 初号機に関する既存電力系統および供給予備力から見た適正発電プラント規模

短期的将来において海洋温度差発電プラントの初号機を候補地に設置しようとした場合、既存の商用系統の供給予備力、既存系統電圧、負荷変動対策等の面で出力規模に制約を受ける。これについて、本調査では2012年度に、既存商用系統を保持する沖縄電力株式会社の子会社である株式会社沖縄エネテックに外注して整理した（別添資料Ⅱ-2）。結果の概要を表3-11に示す。

表 3-11 既存設備上で連系可能な出力規模

項目	久米島	石垣島	宮古島	沖縄本島
接続系統電圧 (基幹系統電圧)	6.6kV	6.6kV (22kV)	6.6kV (22kV)	66kV
OTEC 最大出力 (最小バンク容量)	2.0MVA	10MVA <sup>(*1)</sup> 2.0MVA <sup>(*2)</sup>	10MVA <sup>(*1)</sup> 2.0MVA <sup>(*2)</sup>	125MVA
OTEC 発電設備階級	1.2MW	6MW <sup>(*1)</sup> 1.2MW <sup>(*2)</sup>	6MW <sup>(*1)</sup> 1.2MW <sup>(*2)</sup>	75MW

(\*1) 22kV 基幹系統への接続が電力会社との協議にて許容される見込みがある場合

(\*2) 22kV 基幹系統への接続が不可の場合

## 3.3.4 環境影響評価項目

海洋温度差発電プラントの沖縄での設置に係る環境影響評価法令等の整備状況、周辺環境への影響についての課題の抽出、事前のアセスメント手法の方向性、及び予想される問題解決の難易度について、初期評価を行った。本評価についても、前項と同様に火力発電所建設における環境アセスメント実施の経験を持つ株式会社沖縄エネテックに外注して整理した（別添資料Ⅱ-3）

初期評価によれば特に技術的ブレークスルーを必要とする課題は無いが、沿岸に設備する際の富栄養化や生態系への影響には十分に注意を払う必要があることが分かる。

### 3.3.5 設置の可能性に関するまとめ

以上の検討をまとめると、次のとおりとなる。

- 沖縄県における海洋温度差発電の導入ポテンシャルは、既存の電力需要（さらには既存発電設備の設備容量）を上回る大きさを持っている。
- また、海底地形の観点でも、沖縄本島、宮古島、石垣島、久米島の人口の多い島には十分な適地が存在する。
- 短期的将来においても、1MW 級ならば沖縄本島、宮古島、石垣島、久米島の既存系統への接続には大きな課題は無い。10MW 級については、沖縄本島以外では既存系統では対応できないため、導入にはインフラ面での整備も必要となる。沖縄本島は 75MW 級まで対応できる。
- 環境アセス面では大きな課題は無いが、無機栄養塩類を多く含む冷海水の放水はこれまで例がないため、十分な事前検討を行う。

3.4 実証試験結果を基にした 1MW 級および 10MW 級海洋温度差発電システムの検証

海洋温度差発電は、発電出力が大きいほど発電コスト（円/kWh）が低くなるとされる。最終的な商用プラントは出力 100,000kW 規模であり、その発電コストは 10 円/kWh 強である。その中間段階のプラントである出力 10MW では 20 円/kWh 前後、1,000kW では 40～60 円/kWh と算定されている（第 3 部 3.1.1 項参照）。

一方、本実証設備の出力は 100kW 規模であり、本設備の技術評価をそのまま 10 倍規模、100 倍規模の発電プラントに適用することは困難である。技術面での違いについて、表 3-12 に示す。

したがって本実証試験では、データを解析・汎用化して、商用化への次のステップである 1MW(1,000kW)そして 10MW(10,000kW)の技術的信頼性向上に資する検証を行う（イメージ図：図 3-37）。

表 3-12 本実証設備と商用プラントの技術仕様の違い

項目	沖縄久米島 実証設備	商用規模プラント	備考
深層水取水深度	612m (水温 8～9 )	800～1000m (水温 4～6 )	発電効率、自己消費電力に影響する
深層水取水管径	280 mm	1MW 級で直径 1m 強 10MW 級で直径 3～4m	細い管は同じ流速でも圧力損失面で不利となる
機器の性能	小規模ゆえの特殊仕様・海水流量面でのオフデザイン運転となっている。	1MW 級、10MW 級は、より商用化された機器を、設計点付近で運転可能。	機器の単体性能の相違発電端出力、自己消費電力に影響する。

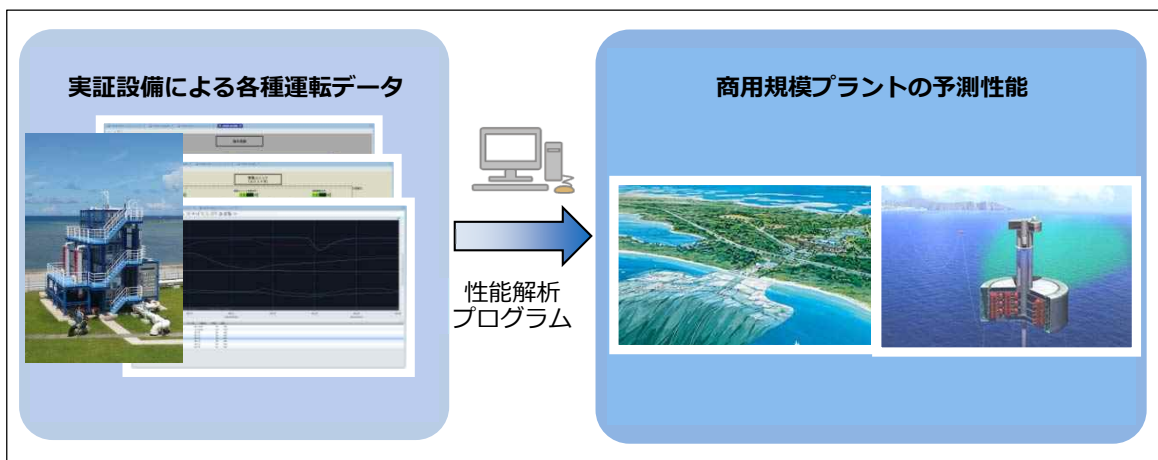


図 3-37 検証のイメージ



### 3.4.1 検証の方法

商用規模（出力 1MW および 10MW 級）の OTEC プラントの性能を推定するにあたり、次のステップを設定した。

今回の実証設備での取得データが正確なスケラビリティを持っており、商用規模のプラントにそのまま、あるいは比例等簡単な換算で適用できる場合、実証試験で得られたデータを用いて商用規模のプラントの性能推定を行う。

【対象：熱交換器性能】

実証試験データはそのまま使用できないが、汎用の設計式があり、性能推定手法が成熟している場合、その設計式をもちいて性能推定を行う。実験データは、可能な限り、この汎用設計式と結果が合致しているかを評価する。主な汎用設計式について、表 3-13 に示す。

【対象：熱サイクル設計、取水管損失水頭、取水管温度損失、配管圧損各種】

表 3-13 主な汎用設計式

項目	汎用設計式	備考
取水管損失水頭 ・圧力損失	・円管の圧力損失式: ダルシー・ワイス バツハ式 ・管摩擦係数: コールブルック式	海洋肥沃化装置「拓海」取水管 (1m φ)でもよく合致した。
取水管損失水頭 ・密度差静水頭	・海水の密度: 海水の状態方程式 (UNESCO1981) ・静水頭計算: 管内外の鉛直方向積 分による	日本国内の深層水取水設備の 計算で用いられている。
取水管温度損失	・円管周り及び円管内の汎用熱伝達推 定式(伝熱工学資料等)	沖縄県の実証でも、コンマ数℃ と推定され、計算と合致してい る。
配管圧損各種	・円管の圧力損失式: ダルシー・ワイス バツハ式 ・管摩擦係数: コールブルック式	取水管同様の計算。各種のプラ ント設計に用いられている。

また、自己消費電力の中で比率の大きい、表層水・深層水取水ポンプについては、下記の汎用的な式を用いて算定する。

$$W_{WSP} = \frac{Q_{WS} \cdot \rho \cdot g \cdot TH}{1000 \cdot \eta_P \cdot \eta_M}$$

$$TH = T_S + T_{HX} + T_{PI} + T_{PP} + T_{PD}$$

ただし

$W_{WSP}$ : 表層水取水ポンプ消費電力 [kW]

$Q_{WS}$ : 表層水流量 [ $m^3/s$ ]

$\rho$ : 海水密度 [ $kg/m^3$ ] (海水の状態方程式, UNESCO(1981))

$g$ : 重力加速度 [ $m/s^2$ ] (定数)

$TH$ : 全揚程 [m 液柱]

$\eta_P$ : ポンプ効率 [-] (ポンプ効率として一般的な数値)

$\eta_M$ : 電動機効率 [-] (電動機効率として一般的な数値)

$T_S$ : 静水頭 [m 液柱] (サイフォン式とする)

$T_{HX}$ : 熱交換器内損失水頭 [m 液柱]

$T_{PI}$ : 取水口～取水管内損失水頭 [m 液柱]

$T_{PP}$ : 設備内配管損失水頭 [m 液柱]

$T_{PD}$ : 放水管～放水口損失水頭 [m 液柱]

$$W_{CSP} = \frac{Q_{CS} \cdot \rho \cdot g \cdot TH}{1000 \cdot \eta_P \cdot \eta_M}$$

$$TH = T_S + T_{HX} + T_{PI} + T_{PP} + T_{PD} + T_{DD}$$

ただし

$W_{CSP}$ : 表層水取水ポンプ消費電力 [kW]

$Q_{CS}$ : 表層水流量 [ $m^3/s$ ]

$\rho$ : 海水密度 [ $kg/m^3$ ] (海水の状態方程式, UNESCO(1981))

$g$ : 重力加速度 [ $m/s^2$ ] [ $m/s^2$ ] (定数)

$TH$ : 全揚程 [m 液柱]

$\eta_P$ : ポンプ効率 [-] (ポンプ効率として一般的な数値)

$\eta_M$ : 電動機効率 [-] (電動機効率として一般的な数値)

$T_S$ : 静水頭 [m 液柱] (サイフォン式とする)

$T_{HX}$ : 熱交換器内損失水頭 [m 液柱]

$T_{PI}$ : 取水口～取水管内損失水頭 [m 液柱]

$T_{PP}$ : 設備内配管損失水頭 [m 液柱]

$T_{PD}$ : 放水管～放水口損失水頭

$T_{DD}$ : 密度差静水頭

実験データをそのまま使用できず、汎用の設計式がない場合、メーカーに情報を求める。特に、既に商用化された機器を用いる場合、精度のよい予測性能をメーカーから得ることが出来る。機器の商用化割合について、表 3-14 に示す（図 3-5 要素技術の成熟度と発電コスト低減寄与度のマッピングも参照）。

【対象：タービン発電機、作動流体ポンプ、海水取水ポンプ、その他機器類】

表 3-14 使用する機器の商用化割合

項目	実証試験 100kW 級	1MW(1,000kW)	10MW(10,000kW)
発電プラント部			
タービン発電機	△ 現状は実証レベル	◎ 商用機あり:地熱バイナリー発電用等(神戸製鋼, (国外では GE, Atlas Copco))	
熱交換器	◎ 納期:数ヶ月	◎ 納期:12ヶ月	○ 製造設備増強を考慮する要あり
作動流体ポンプ	○ 小流量高揚程で標準範囲外	◎ メーカー標準仕様範囲	
海水ポンプ	◎ 商用実績多数	◎ 商用実績多数	◎ 商用実績多数
プラント建設	◎ 汽力発電プラントと類似の技術であるため、我が国企業で実績多数(エンジニアリング会社・重工重機系企業)		
深層水取水管敷設	◎ 全国約 20 か所の深層水取水設備は、世界最多。実績面で我が国企業がリード(ゼネコン、海洋土木会社)	○ ハワイ 自然エネルギー研究所に、直径 1.4m の取水管(取水深度 900m)が設置されている(敷設:米国企業)	△ 技術的には可能であるが、これまで世界で実装された実績は無い。

～ どれにも当てはまらない、未商用の技術である場合、別途試験を実施して性能を確認する必要がある。

【対象：10MW 級浮体式発電設備の場合の取水管】

上記の性能推定手順のフローチャートを図 3-38 に示す。

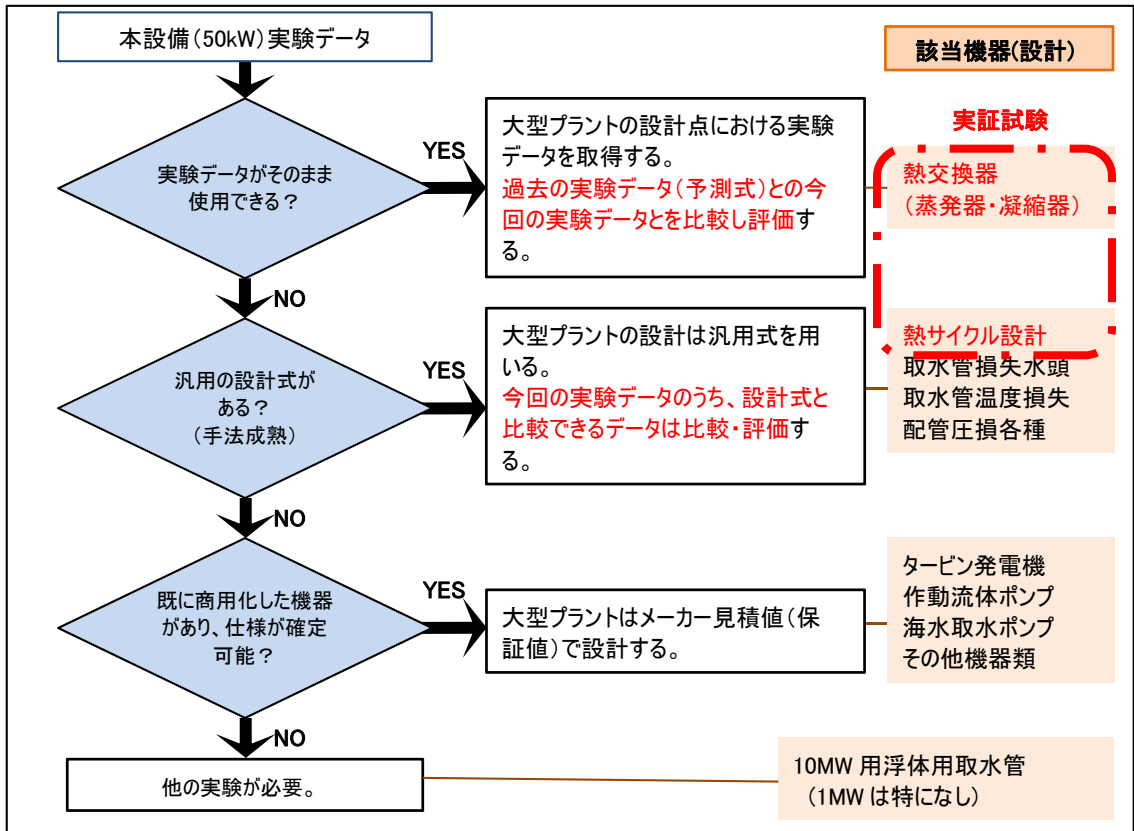


図 3-38 1MW 級、10MW 級の性能推定フローチャート

## 3.4.2 検証対象

前項の手法で検証を行う対象（出力 1MW プラントおよび 10MW プラント）については、本事業のアドバイザー（第 3 章参照）である国立大学法人佐賀大学から基本設計仕様の提供を受けた。この基本設計は、前出の「NEDO 次世代海洋エネルギー発電技術研究開発（海洋温度差発電）」でも用いられているとのことである。

本報告書では、概略仕様のみ、本実証試験設備との比較で表 3-15～表 3-18 に示す。

表 3-15 1MW プラントの概略仕様

項目	単位	計画値	備考	沖縄実証設備
表層水				
取水深度	m	15		15
取水温度		25.9(年間平均)	沖縄近海の JODC データ	
取水量	m <sup>3</sup> /h	10,950	計画値	
深層水				
取水深度	m	800		612
取水温度		5.7	沖縄近海の JODC データ	8～10
取水量	m <sup>3</sup> /h	8,350	計画値	
発電部仕様				
作動流体		無水アンモニア		HFC134a
最大発電端出力(夏期)	kW	1,750		50
年間平均発電端出力	kW	1,480		(水量による)
自己消費電力	kW	480		(既設流用)
年間平均送電端出力	kW	1,000		(水量による)

表 3-16 1MW プラントの設計値

項目	単位	数値
表層水ポンプ	[kW]	<b>138</b>
流量	[m <sup>3</sup> /h]	10,950
揚程	[m]	3.6
取放水管圧力損失	[m]	0.6
プラント内圧力損失	[m]	1.0
熱交換器圧力損失	[m]	2.0
ポンプ効率	[%]	85
電動機効率	[%]	94
深層水ポンプ	[kW]	<b>280</b>
流量	[m <sup>3</sup> /h]	8,350
揚程	[m]	9.6
取放水管圧力損失	[m]	4.8
プラント内圧力損失	[m]	1.0
熱交換器圧力損失	[m]	1.6
密度差静水頭	[m]	2.2
ポンプ効率	[%]	85
電動機効率	[%]	94
作動流体ポンプ	[kW]	<b>33</b>
その他雑補機	[kW]	<b>30</b>
合計	[kW]	<b>480</b>

表 3-17 10MW プラントの概略仕様

項目	単位	計画値	備考	沖縄実証設備
表層水				
取水深度	m	15		15
取水温度	℃	25.9(年間平均)	沖縄近海の JODC データ	
取水量	m <sup>3</sup> /h	96,700	計画値	
深層水				
取水深度	m	1,000		612
取水温度	℃	4.6	沖縄近海の JODC データ	8~10
取水量	m <sup>3</sup> /h	86,000	計画値	
発電部仕様				
作動流体		無水アンモニア		HFC134a
最大発電端出力(夏期)	kW	16,700		50
年間平均発電端出力	kW	<b>14,960</b>		(水量による)
自己消費電力	kW	4,960		(既設流用)
年間平均送電端出力	kW	<b>10,000</b>		(水量による)

表 3-18 10MW プラントの設計値

項目	単位	数値
表層水ポンプ	[kW]	<b>2,090</b>
流量	[m <sup>3</sup> /h]	96,700
揚程	[m]	6.2
取放水管圧力損失	[m]	0.4
プラント内圧力損失	[m]	1.0
熱交換器圧力損失	[m]	4.8
ポンプ効率	[%]	85
電動機効率	[%]	94
深層水ポンプ	[kW]	<b>2,250</b>
流量	[m <sup>3</sup> /h]	86,000
揚程	[m]	7.5
取放水管圧力損失	[m]	1.3
プラント内圧力損失	[m]	1.0
熱交換器圧力損失	[m]	2.8
密度差静水頭	[m]	2.4
ポンプ効率	[%]	85
電動機効率	[%]	94
作動流体ポンプ	[kW]	<b>320</b>
その他雑補機	[kW]	<b>300</b>
合計	[kW]	<b>4960</b>



3.4.3 設計面における検証結果

(1) ピンチ温度の比較

2.5.3 節で述べたとおり、ランキンサイクルにおける熱サイクル効率の決定要因は、蒸発器および凝縮器におけるピンチ温度である(図 3-39)。そこで、検証対象における設計値と、本実証試験設備の運転データ(実測値)から見た達成可能値を表 3-19 のとおり比較した。この結果、設計値は達成可能である(実測値を用いた設計を行うと、出力は現設計より少し上がる)と判断できる。

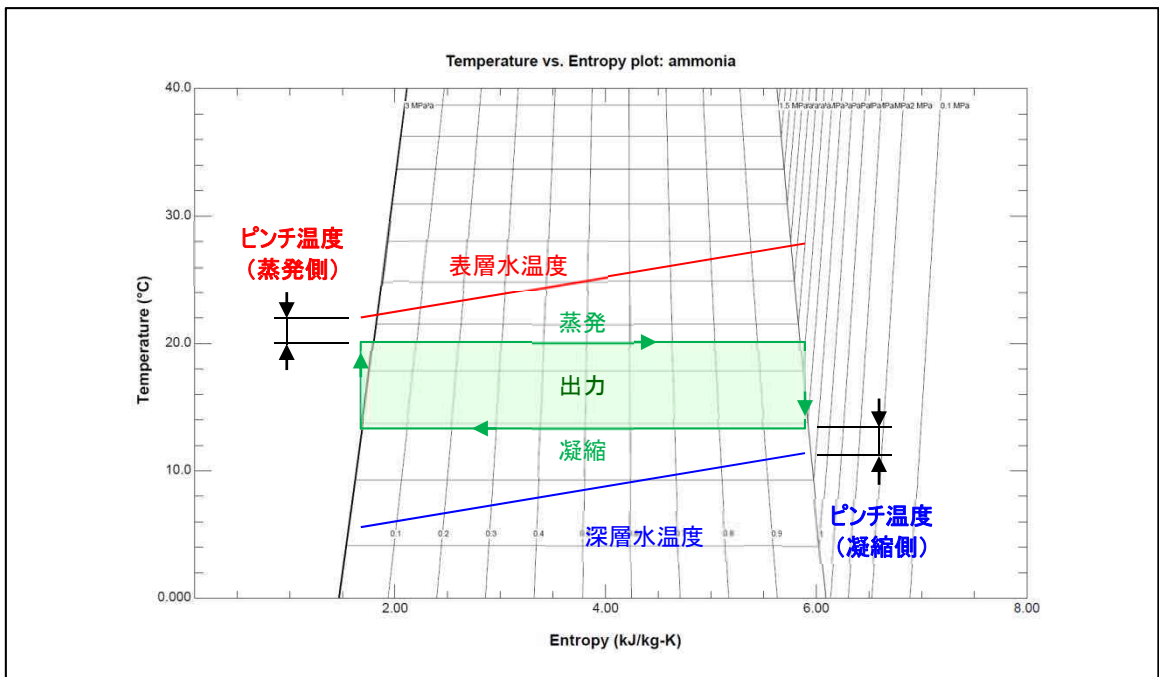


図 3-39 ランキンサイクルにおける出力決定要因(再掲)

表 3-19 熱交換器ピンチ温度に関する比較評価

	蒸発側		凝縮側	
	NEDO 研究開発 設計仕様	1MW 1.2	10MW 1.2	1MW 1.3
本設備の運転における 達成可能値	1.2		1.3	
実現性判定	OK	OK	OK	OK

(2) 海水側圧力損失の比較

次に海洋温度差発電の自己消費電力に大きな影響を持つ、熱交換器の海水側圧力損失について、評価を行う。NEDO 研究開発における設計値に対し、運転データに基づく近似式（図 3-40）がより低い圧力損失を与えるかについて評価し、表 3-20 海水側圧力損失に関する比較評価にまとめた。

表 3-20 海水側圧力損失に関する比較評価

		蒸発側		凝縮側	
発電出力		1MW	10MW	1MW	10MW
NEDO 研究開発 設計仕様	海水流速(m/s)	0.336	0.140	0.335	0.252
	圧力損失(kPa)	11.0	2.4	12.2	6.5
本設備の運転データ による近似値	海水流速(m/s)	0.336	0.140	0.335	0.252
	圧力損失(kPa)	7.5	1.6	7.5	4.5
実現性判定		OK	OK	OK	OK

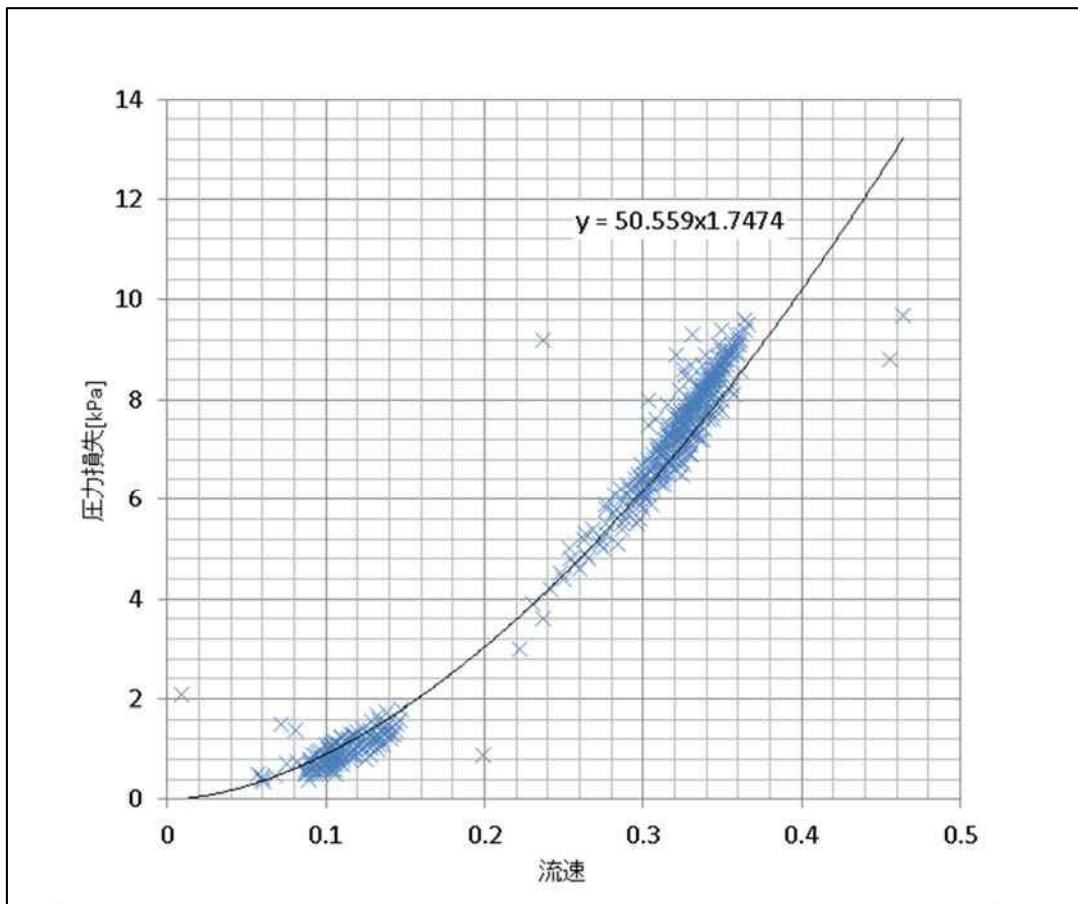


図 3-40 運転データと圧力損失近似式

## (3) 実測値を用いた熱サイクルシミュレーションによる出力の試算

上記(1)(2)の実測値を用いた熱サイクルシミュレーションを行い、発電端出力、自己消費電力、送電端出力を表層水温度別に算定し、検証対象の設計と比較した。結果は表 3-21 及び表 3-22 のとおり、1MW プラント、10MW プラントともに、約 4%送電端出力が上がる方向となった。

ただし、商用機の設計においては、コストと出力とのバランスがもっとも経済的になる設計点が採用されるため、必ずしも 4%向上が最良とは言えない可能性があることに注意が必要である。それでも、検証対象の設計におけるコスト 出力バランスよりも悪化することはありえないため、少なくとも検証対象において示された設計や発電コスト(3.1.1 節参照)は達成可能であると言える。

表 3-21 表層水温別 送電端出力 送電端出力 1MW 級 陸上設置式プラントのケース

(取水深度 = 800m, 深層水水温 = 5.5 )

表層水 温度	検証対象			ピンチ温度実測値による出力等		
	発電端 出力	自己消費 電力	送電端 出力	発電端 出力	自己消費 電力	送電端 出力
	kW	kW	kW	kW	kW	kW
31.0	2,050	450	1,600	2,090	450	1,640
30.0	2,050	450	1,600	2,090	450	1,640
29.0	1,980	450	1,530	2,020	450	1,570
28.0	1,880	450	1,430	1,920	450	1,470
27.0	1,770	450	1,320	1,810	450	1,360
26.0	1,650	450	1,200	1,690	450	1,240
25.0	1,532	450	1,082	1,570	450	1,120
24.0	1,410	450	960	1,440	450	990
23.0	1,270	450	820	1,300	450	850
22.0	1,130	450	680	1,160	450	710
21.0	990	450	540	1,020	450	570
20.0	840	450	390	870	450	420
19.0	690	450	240	710	450	260
<b>年平均</b>	<b>1,450</b>	<b>450</b>	<b>1,000</b>	<b>1,490</b>	<b>450</b>	<b>1,040</b>

表 3-22 表層水温別送電端出力 送電端出力 平均 10MW 級 洋上設置式プラントのケース

( 取水深度 = 1,000m, 深層水水温 = 4.4 )

表層水 温度	検証対象			ピンチ温度実測値による出力等		
	発電端 出力	自己消費 電力	送電端 出力	発電端 出力	自己消費 電力	送電端 出力
	kW	kW	kW	kW	kW	kW
31.0	20,800	5,200	15,600	21,200	5,200	16,000
30.0	20,800	5,200	15,600	21,200	5,200	16,000
29.0	20,100	5,200	14,900	20,500	5,200	15,300
28.0	19,100	5,200	13,900	19,500	5,200	14,300
27.0	18,100	5,200	12,900	18,500	5,200	13,300
26.0	17,100	5,200	11,900	17,500	5,200	12,300
25.0	16,000	5,200	10,800	16,400	5,200	11,200
24.0	14,800	5,200	9,600	15,200	5,200	10,000
23.0	13,600	5,200	8,400	14,000	5,200	8,800
22.0	12,400	5,200	7,200	12,700	5,200	7,500
21.0	11,000	5,200	5,800	11,300	5,200	6,100
20.0	9,700	5,200	4,500	10,000	5,200	4,800
19.0	8,200	5,200	3,000	8,500	5,200	3,300
<b>年平均</b>	<b>15,228</b>	<b>5,200</b>	<b>10,028</b>	<b>15,600</b>	<b>5,200</b>	<b>10,400</b>

### 3.4.4 年間発電量に関する考察

海洋温度差発電の発電出力が表層水と深層水との温度差で大きく変化することは、前項で示した。そこで、本項では、本実証運転にて取得した海水温データを用いて、年間発電量を算定する。

#### (1) 海水温の季節変動

図 3-41 に表層水温度、図 3-42 に深層水温度の月別平均値を、それぞれ日本海洋データセンター（JODC）公開データとの比較で示す。表層水は、夏期には JODC データより高くなり、冬期には低くなる傾向にある。特に冬期は 2 弱低い場合もあり、発電量の検討において注意が必要である。深層水は、年間を通じて若干温度が高い傾向にあるが、これは取水管内における温度上昇の予測値とほぼ一致する。したがって、概ね設計値とおりとなっているといえる。

#### (2) 表層水温の頻度分布

2014 年の表層水温の実測データについて、頻度分布を図 3-43 に示す。夏期と冬期で高温と低温に分かれるのが特徴的である。

#### (3) 年間発電量の計算

表 3-23 および図 3-43 を用いて、2014 年の発電量の推定値を算定した。出力 1MW の場合の結果を表 3-24、10MW の場合の結果を表 3-25 にそれぞれ示す。

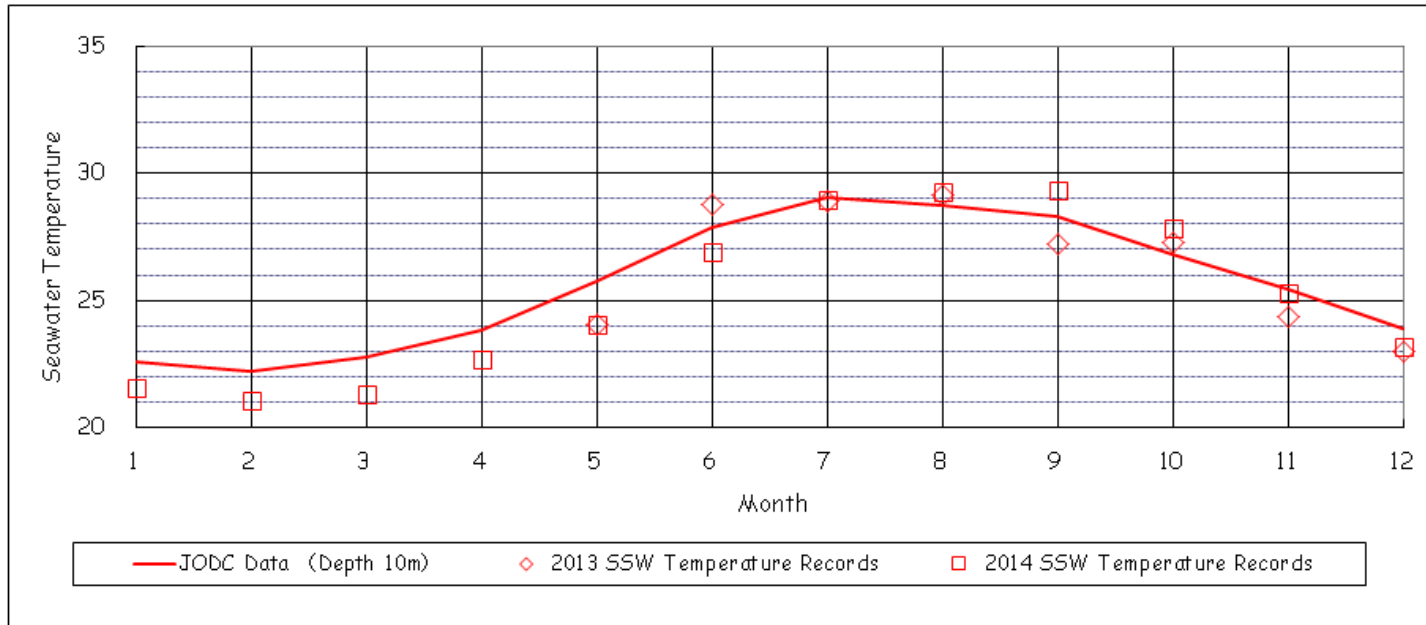
冬期の表層水が想定値より低かったため、平均送電端発電出力は、1MW 設備の場合で 1,137kW、10MW 設備の場合で 11,344kW と、単純平均より 5~10%大きい結果となった。これは、頻度分布において夏期の高水温日数の比率が高かったためと考えられる。

なお表層水温度が低い理由は現時点で不明であるが、浅い沿岸域での取水の場合、気温の影響を受けやすい可能性もある。10MW といった外洋設置の浮体式の場合はこのような現象が起こらないことも十分考えられるため、設置前に特に冬期海水温度を計測しておくことは重要である。

表 3-23 沖縄近海の海水温度の季節変動データ（出典：日本海洋データセンター 公表データ）

水深 (m)	平均水温 ( )												
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間平均
0	22.52	22.24	22.79	23.97	25.81	28.04	29.33	28.91	28.54	26.94	25.51	23.86	25.71
-10	22.58	22.19	22.78	23.84	25.77	27.88	29.06	28.77	28.28	26.84	25.43	23.89	25.61
-20	22.47	22.19	22.75	23.84	25.62	27.56	28.74	28.62	28.08	26.77	25.38	23.86	25.49
-30	22.46	22.18	22.71	23.79	25.43	27.14	28.08	28.29	27.87	26.72	25.40	23.86	25.33
-50	22.41	22.12	22.58	23.22	24.78	26.03	26.75	27.10	27.10	26.52	25.30	23.81	24.81
-75	22.36	22.04	22.40	22.68	23.89	24.55	25.16	25.31	25.64	25.57	25.04	23.70	24.03
-100	22.26	21.92	22.15	22.04	22.91	23.35	23.68	23.74	23.89	24.23	24.04	23.34	23.13
-125	21.96	21.70	21.80	21.43	21.99	22.24	22.57	22.43	22.31	22.81	22.60	22.43	22.19
-150	21.41	21.35	21.31	20.68	21.17	21.24	21.51	21.28	21.14	21.44	21.19	21.36	21.26
-200	19.60	19.77	20.01	19.59	19.54	19.46	19.76	19.36	19.22	19.33	19.18	19.47	19.52
-250	18.22	18.26	18.23	18.34	17.97	18.14	18.17	17.85	17.69	17.70	17.60	17.87	18.00
-300	17.08	16.95	16.75	16.76	16.70	16.73	17.00	16.49	16.29	16.25	16.39	16.62	16.67
-400	14.58	14.29	13.89	13.95	14.03	14.09	14.27	13.80	13.68	13.43	13.39	13.75	13.93
-500	11.23	11.32	10.78	10.78	10.96	11.07	11.23	11.01	10.56	10.77	10.44	11.47	10.97
-600	8.69	8.78	8.26	8.57	8.49	8.30	8.55	8.37	8.42	8.32	8.03	8.57	8.45
-700	6.77	6.91	6.61	6.89	6.59	6.73	6.46	6.58	6.73	6.62	6.39	6.62	6.66
-800	5.60	5.61	5.51	5.46	5.54	5.63	5.35	5.43	5.67	5.52	5.42	5.55	5.52
-900	4.86	4.83	4.85	4.80	4.85	4.94	4.70	4.70		4.82	4.76	4.72	4.80
-1000	4.43	4.42	4.51	4.49	4.41	4.45	4.41	4.34		4.55	4.39	4.34	4.43

**Comparison of Surface Seawater Temperature: JODC Database - 2013-2014 Record**

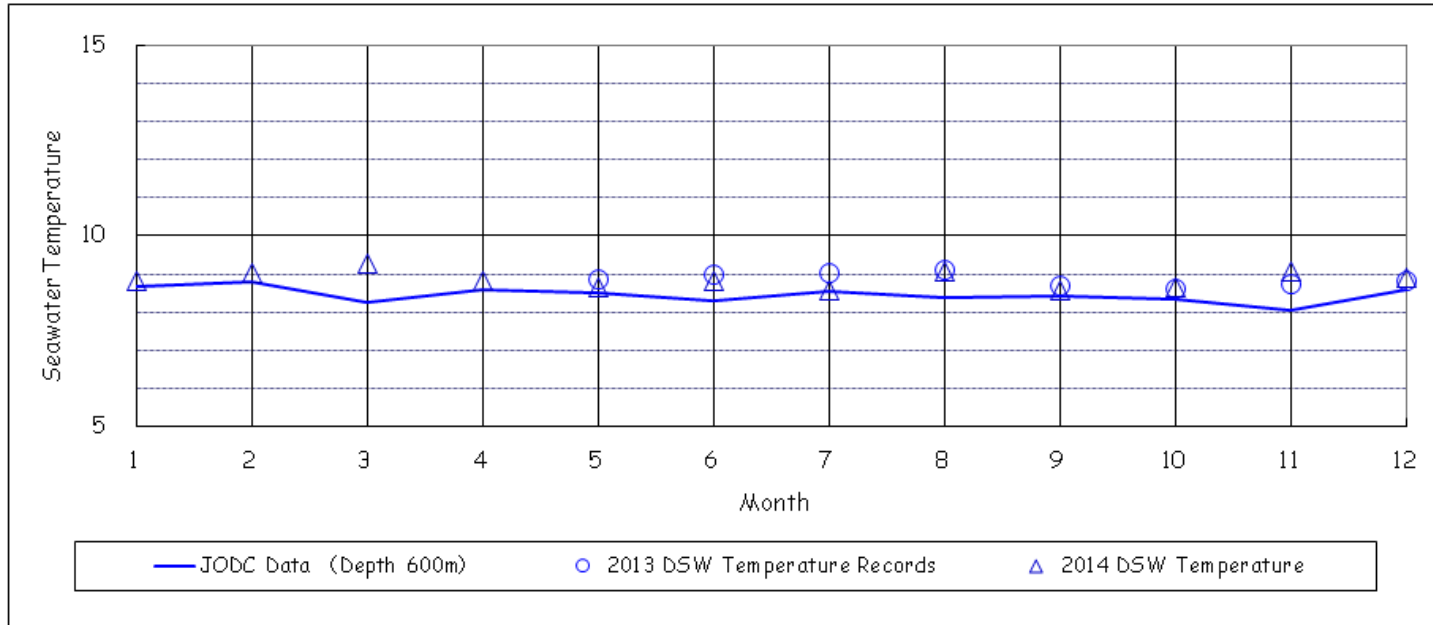


Surface Seawater Temperature (JODC Database)

	Month											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
JODC	22.58	22.19	22.78	23.84	25.77	27.88	29.06	28.77	28.28	26.84	25.43	23.89
2013 Data					24.04	28.79	28.89	29.18	27.23	27.26	24.33	23.00
2014 Data	21.53	21.08	21.31	22.68	24.07	26.90	28.99	29.28	29.32	27.82	25.30	23.19

図 3-41 表層水の実測温度と日本海洋データセンター（JODC）データとの比較

**Comparison of Deep Seawater Temperature: JODC Database - 2013-2014 Record**



Deep Seawater Temperature (JODC Database)

	Month											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
JODC	8.69	8.78	8.26	8.57	8.49	8.30	8.55	8.37	8.42	8.32	8.03	8.57
2013 Data					8.87	8.99	9.01	9.12	8.70	8.62	8.71	8.81
2014 Data	8.80	9.03	9.27	8.81	8.65	8.83	8.59	9.07	8.58	8.64	9.05	8.90

図 3-42 深層水の実測温度と日本海洋データセンター（JODC）データとの比



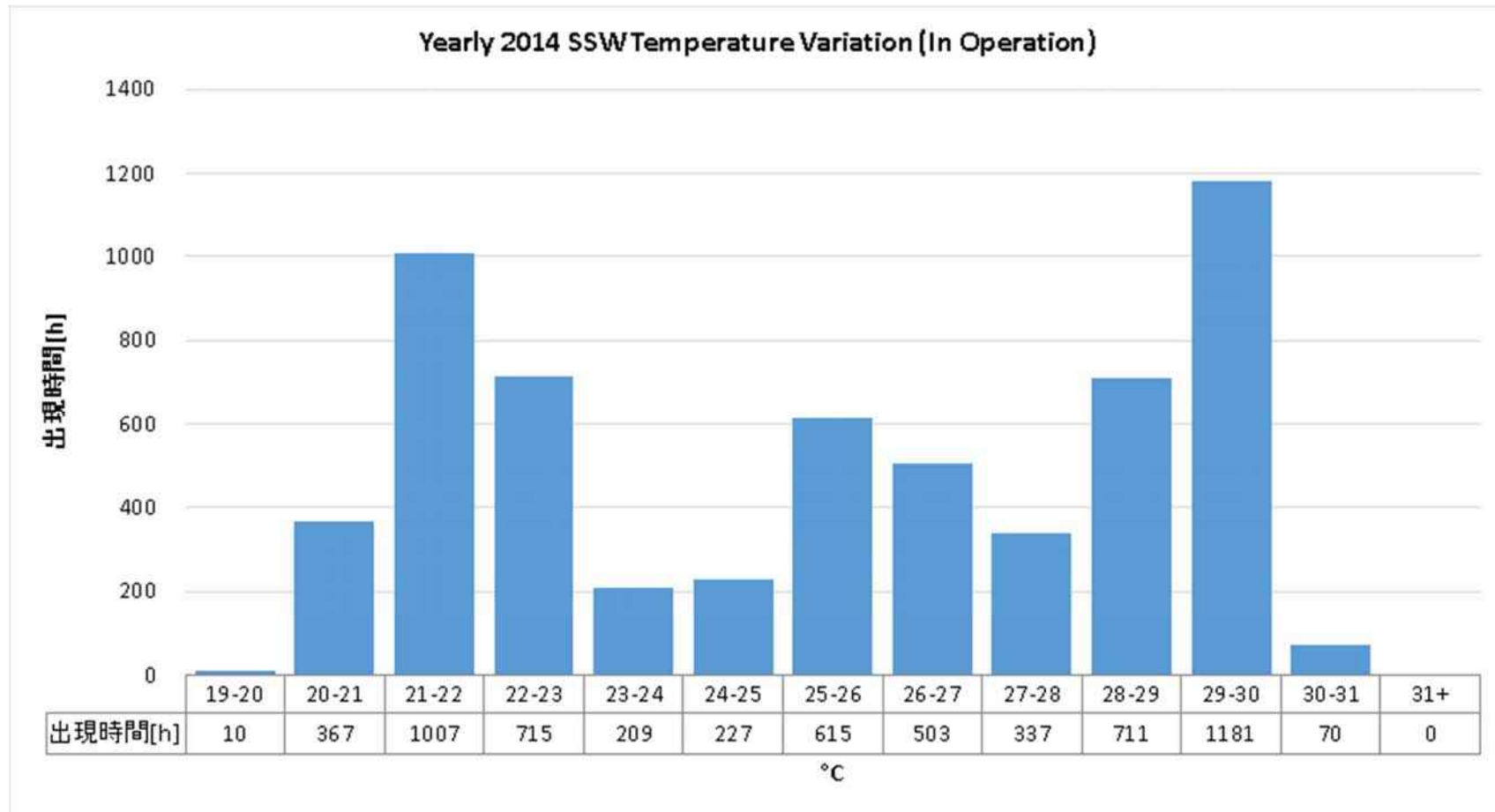


図 3-43 表層水温度の頻度分布（2014 年作成）

表 3-24 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果

表層水温	発電端出力	自己消費電力	送電端出力	頻度		発電量	送電量
	kW	kW	kW	h	%	kWh/年	kWh/年
19-20	790	450	340	10	0.2	12,100	5,200
20-21	945	450	495	367	6.2	510,900	267,600
21-22	1090	450	640	1007	16.9	1,615,200	948,400
22-23	1230	450	780	715	12.0	1,293,900	820,500
23-24	1370	450	920	209	3.5	420,700	282,500
24-25	1505	450	1055	227	3.8	503,700	353,100
25-26	1630	450	1180	615	10.3	1,475,100	1,067,900
26-27	1750	450	1300	503	8.4	1,295,300	962,200
27-28	1865	450	1415	337	5.7	926,300	702,800
28-29	1970	450	1520	711	11.9	2,060,800	1,590,100
29-30	2055	450	1605	1181	19.8	3,571,600	2,789,500
30-31	2090	450	1640	70	1.2	214,400	168,200
単純平均	1524	450	1074	合計[kWh]		13,900,000	9,958,000
				頻度考慮平均[kW]		1,587	1,137

表 3-25 出力 10MW 設備の年間発電量算定結果

表層水温	発電端出力	自己消費電力	送電端出力	頻度		発電量	送電量
	kW	kW	kW	h	%	kWh/年	kWh/年
19-20	9250	5200	4050	10	0.2	142,000	62,000
20-21	10650	5200	5450	367	6.2	5,758,000	2,947,000
21-22	12000	5200	6800	1007	16.9	17,782,000	10,076,000
22-23	13350	5200	8150	715	12.0	14,044,000	8,573,000
23-24	14600	5200	9400	209	3.5	4,483,000	2,887,000
24-25	15800	5200	10600	227	3.8	5,288,000	3,548,000
25-26	16950	5200	11750	615	10.3	15,339,000	10,633,000
26-27	18000	5200	12800	503	8.4	13,323,000	9,474,000
27-28	19000	5200	13800	337	5.7	9,437,000	6,854,000
28-29	20000	5200	14800	711	11.9	20,922,000	15,482,000
29-30	20850	5200	15650	1181	19.8	36,237,000	27,200,000
30-31	21200	5200	16000	70	1.2	2,175,000	1,641,000
単純平均	15971	5200	10771	合計[kWh]		144,930,000	99,377,000
				頻度考慮平均[kW]		16,545	11,344

### 3.4.5 費用効率を最大化するプラントの最大出力設定

ここまでの情報をもとに、費用効率を最大化するプラントの最大出力の設定を検討した。

#### (1) 検討方法

前項を踏まえ、発電出力上限（頭打ち）の数値を仮定した場合の年間発電量、建設費を概算し、一年間の単位発電量あたりの建設費（ / ）を最小化する上限値について検討する。

年間発電量：表 3-24 に発電出力上限を設けて算定する。

建設費：における最大出力 1,880kW - 建設費 30 億円を基準とし、0.6 乗則にて建設費を概算する<sup>14</sup>。

ここでは、発電端出力 = 1,800kW、1,900kW、2,000kW、2,090kW（上限なし）について比較を行う。

#### (2) 検討結果

##### 年間発電量

発電端出力 = 1,800kW、1,900kW、2,000kW の年間送電量の算定結果を表 3-26 ~ 表 3-28 に示す。これをグラフとして表すと図 3-44 となる。

表 3-26 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果（出力上限 = 1,800kW ケース）

表層水温	発電端出力 kW	自己消費 kW	送電端出力 kW	頻度		発電量 kWh/年	送電量 kWh/年
				h	%		
19-20	790	450	340	10	0	12,100	5,200
20-21	945	450	495	367	6	510,900	267,600
21-22	1,090	450	640	1,007	17	1,615,200	948,400
22-23	1,230	450	780	715	12	1,293,900	820,500
23-24	1,370	450	920	209	4	420,700	282,500
24-25	1,505	450	1,055	227	4	503,700	353,100
25-26	1,630	450	1,180	615	10	1,475,100	1,067,900
26-27	1,750	450	1,300	503	8	1,295,300	962,200
27-28	1,800	450	1,350	337	6	894,000	670,500
28-29	1,800	450	1,350	711	12	1,883,000	1,412,300
29-30	1,800	450	1,350	1,181	20	3,128,400	2,346,300
30-31	1,800	450	1,350	70	1	184,700	138,500
単純平均	1,459	450	1,009	5,952	合計[kWh]	13,217,000	9,275,000
					頻度考慮平均[kW]	1,509	1,059

<sup>14</sup> 各種のプラント建設分野において、建設工事費はプラント規模の 0.6 乗に比例するという経験則が良く知られており、初期検討段階で用いられることが多い。

表 3-27 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果（出力上限 = 1,900kW ケース）

表層水温	発電端出力	自己消費	送電端出力	頻度		発電量	送電量
	kW			kW	h		
19-20	790	450	340	10	0	12,100	5,200
20-21	945	450	495	367	6	510,900	267,600
21-22	1,090	450	640	1,007	17	1,615,200	948,400
22-23	1,230	450	780	715	12	1,293,900	820,500
23-24	1,370	450	920	209	4	420,700	282,500
24-25	1,505	450	1,055	227	4	503,700	353,100
25-26	1,630	450	1,180	615	10	1,475,100	1,067,900
26-27	1,750	450	1,300	503	8	1,295,300	962,200
27-28	1,865	450	1,415	337	6	926,300	702,800
28-29	1,900	450	1,450	711	12	1,987,600	1,516,900
29-30	1,900	450	1,450	1,181	20	3,302,200	2,520,100
30-31	1,900	450	1,450	70	1	194,900	148,700
単純平均	1,490	450	1,040	5,952	合計[kWh]	13,537,900	9,595,900
				頻度考慮平均[kW]		1,545	1,095

表 3-28 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果（出力上限 = 2,000kW ケース）

表層水温	発電端出力	自己消費	送電端出力	頻度		発電量	送電量
	kW			kW	h		
19-20	790	450	340	10	0	12,100	5,200
20-21	945	450	495	367	6	510,900	267,600
21-22	1,090	450	640	1,007	17	1,615,200	948,400
22-23	1,230	450	780	715	12	1,293,900	820,500
23-24	1,370	450	920	209	4	420,700	282,500
24-25	1,505	450	1,055	227	4	503,700	353,100
25-26	1,630	450	1,180	615	10	1,475,100	1,067,900
26-27	1,750	450	1,300	503	8	1,295,300	962,200
27-28	1,865	450	1,415	337	6	926,300	702,800
28-29	1,970	450	1,520	711	12	2,060,800	1,590,100
29-30	2,000	450	1,550	1,181	20	3,476,000	2,693,900
30-31	2,000	450	1,550	70	1	205,200	159,000
単純平均	1,512	450	1,062	5,952	合計[kWh]	13,795,200	9,853,200
				頻度考慮平均[kW]		1,575	1,125

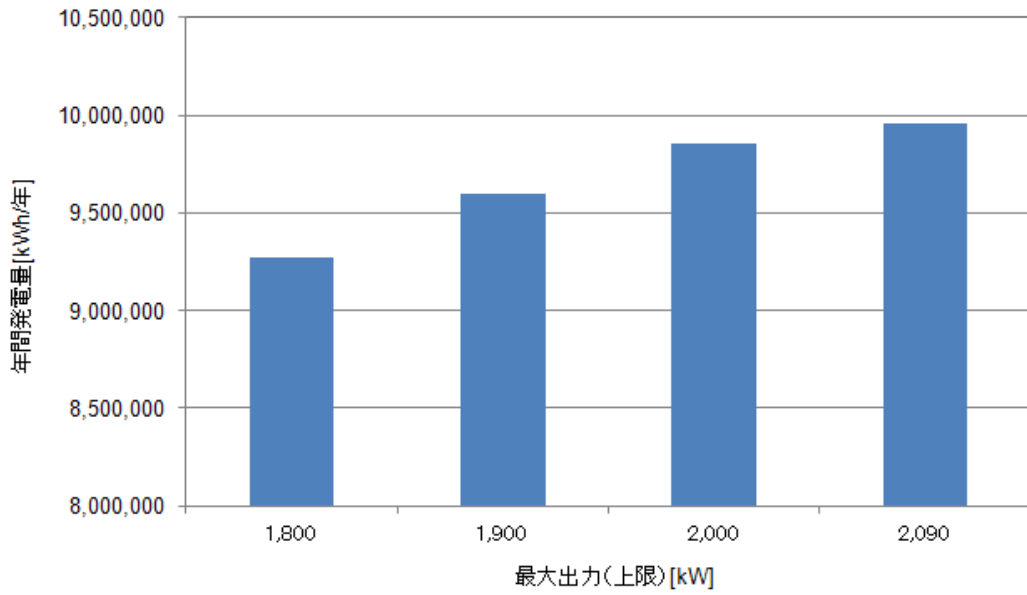


図 3-44 最大出力と年間発電量の関係

### 建設費

前述の 0.6 乗則を用いて概算した建設費を、表 3-29 および図 3-45 に示す。

表 3-29 発電所建設費の概算

項目	単位	基準値	設定値			最大値
			1,800	1,900	2,000	
最大出力(上限)	[kW]	1,880	1,800	1,900	2,000	2,090
建設費	[億円]	30.0	29.2	30.2	31.1	32.0

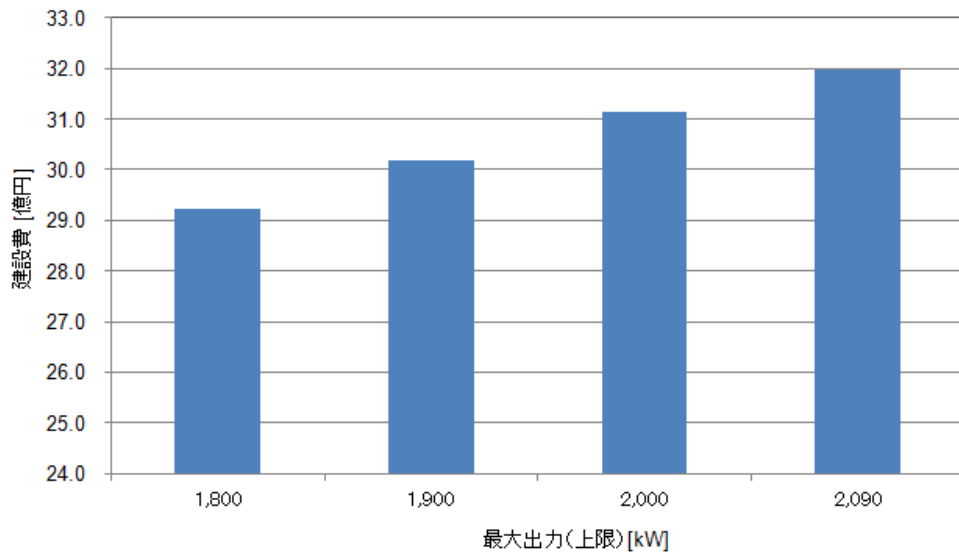


図 3-45 最大出力と発電所建設費の関係

発電量あたりの建設コスト

前項 を用いて算定した一年間の単位発電量 (kWh/年) あたりの建設コストを、表 3-30 および図 3-46 に示す。また、プラント寿命を 40 年として、運転期間全体を通した kWh あたりの建設コスト (上記をプラント寿命 40 年で除した値) を図 3-47 に示す。

表 3-30 一年間の単位発電量 (kWh/年) あたりの建設コスト

項目	単位	数値			
		1,800	1,900	2,000	2,090
最大出力(上限)	[kW]	1,800	1,900	2,000	2,090
年間発電量	[kWh/年]	9,275,000	9,595,900	9,853,200	9,958,000
建設費	[億円]	29.2	30.2	31.1	32.0
一年間の発電量あたり建設費	[円/(kWh/年)]	315.1	314.6	316.0	321.0

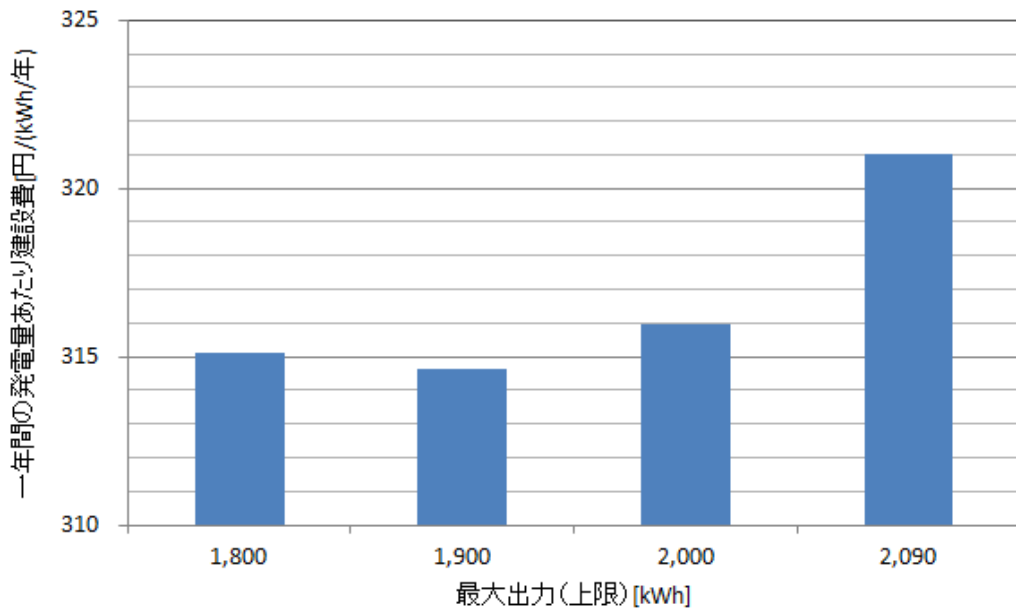


図 3-46 一年間の単位発電量 (kWh/年) あたりの建設コスト

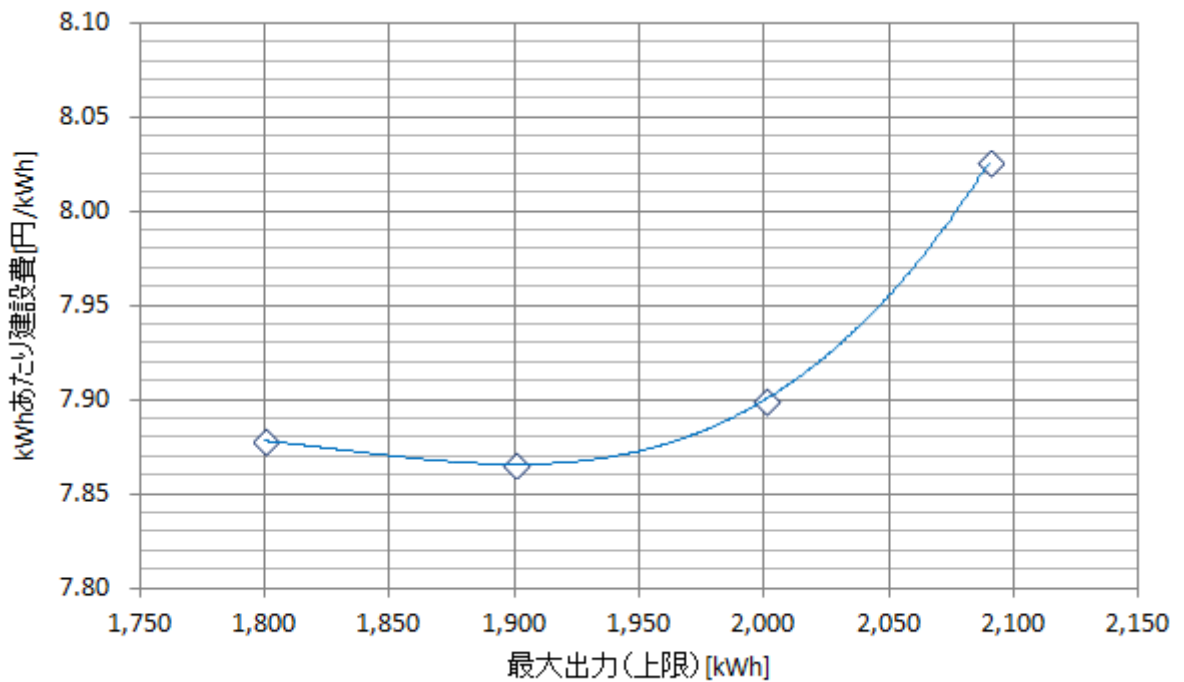


図 3-47 kWh あたりの建設コスト

### (3) まとめ

沖縄県の海水温データの特徴である二極分化性（冬季水温（21 - 22 ）と夏季（28 - 29 ）で出現頻度が 2 つのピークをとる性質：図 3-43 参照）の下、発電の最大出力（上限）の取り方の最適値を検討した。

kWh あたりの建設コストを指標として評価した場合、最大温度差時に合わせて設計・建設を行うケース（最大出力 2,090kW）は、数%の差ながら、上限を設定するケース（最大出力 1,800kW、1,900kW、2,000kW）に対して指標が悪化する。一方、最大出力 1,800kW、1,900kW、2,000kW の 3 ケースでは、その差は 1%以内となっており、ほとんど差が見られない。したがって、出力 1MW 級のプラント建設にあたっては、上記 3 ケースの範囲において、利便性や他の要素に基づいて最大出力を設定することが望ましい。

なお、本検討の成果は、第 4 部 4.7 節の考察に活用され、発電後海水利用の利便性の観点からも、最大出力抑制が効果的である可能性を示している。