

最終報告書本編

(1) OTECの動向調査	6
① OTEC動向調査	6
②-1. 電気事業法に基づく手続きにおける課題	28
②-2. FIT・FIPの適用可能性	37
③ 他実証との競合分析	44
④ 国内での海洋再生可能エネルギー及び国内外のOTECへの投資実績	55
⑤ 設置費用に関する調査	66
①～⑤ を踏まえた商用化の可能性	81
(2) OTECの特性比較	83
(3) 沖縄県での活用可能性調査	89
① 導入可能性地域調査	89
② エネルギー需給状況調査	126
③ 商用化可能性分析	160
ヒアリングによる本調査の妥当性検証	188

(1) OTECの動向調査

① OTECの技術動向

OTECの技術状況

- 近年、政府補助等でも活用されている技術成熟度を測る考え方としてTRLがある。一般にレベル8以上が実用化段階とされるが、OTECについてはその一手手前であるレベル6～7に位置づけられることが多い。

環境省「CO2 排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業」におけるTRLの定義

レベル	定義	開始時の状況	アウトプット	実験環境	フェーズ*
8	製造・導入プロセスを含め、開発機器・システムの改良が完了しており、製品の量産化又はモデルの水平展開の段階となっている。	最終製品/ 最終地域モデルの 性能の把握	最終製品/ 最終地域 モデル	—	量産化/ 水平展開
7	機器・システムが最終化され、製造・導入プロセスを含め、実際の導入環境における実証が完了している。	実用型プロトタイプ の実環境での 性能の確認		実際の 導入環境	フィールド実証
6	機器・システムの実用型プロトタイプ/実用型地域モデルが、実際の導入環境において実証されており、量産化/水平展開に向けた具体的なスケジュール等が確定している。	実用型プロトタイプ の基本性能の 把握	実用型プロトタイプ/ 実用型地域 モデル	実際に近い 導入環境	模擬実証
5	機器・システムの実用型プロトタイプ/実用型地域モデルが、実際の導入環境に近い状態で実証されており、量産化/水平展開に十分な条件が理論的に満たされている。	限定的なプロトタイプ の性能の 把握	限定的なプロトタイプ/ 限定的な 地域モデル	実験室・工場	実用研究
4	主要な構成要素が限定的なプロトタイプ/限定的な地域モデルが機器・システムとして機能することが確認されており、量産化/水平展開に向け必要となる基礎情報が明確になっている。	試作部品/ 試験的モデルの 性能の把握	主要な構成要素 の試作部品/ 試験的モデル	—	応用研究
3	主要構成要素の性能に関する研究・実験が実施されており、量産化/水平展開に関するコスト等の分析が行われている。	要素技術の 基本特性の把握	報告書・分析 レポート等	—	基礎研究
2	将来的な性能の目標値が設定されており、実際の技術開発に向けた情報収集や分析が実施されている。	基本原理の 明確化	論文・報告書等	—	基礎研究
1	要素技術の基本的な特性に関する論文研究やレポーティング等が完了しており、基礎研究から応用研究への展開が行われている。				

文献によって様々であるが、OTECの技術成熟度としてはレベル6～7（商用化一手手前）に位置づけられていることが多い

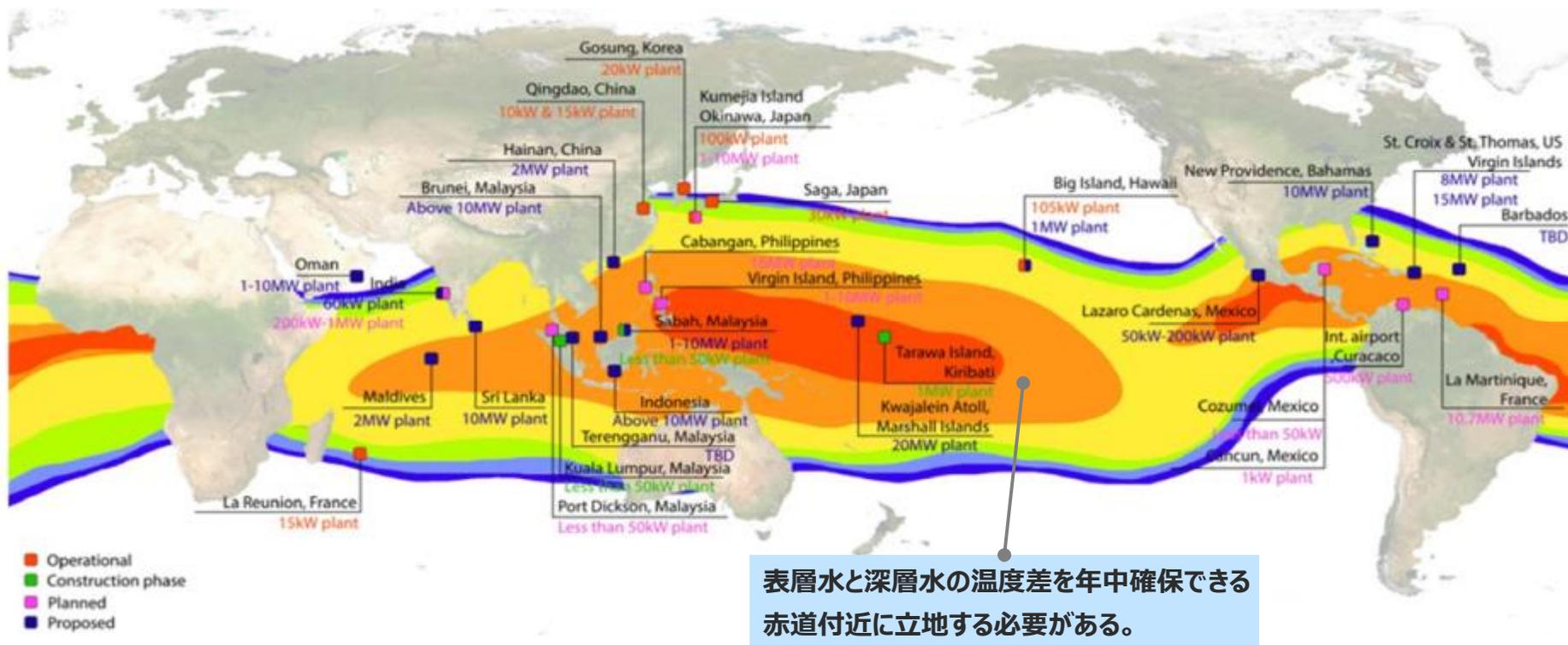
※機関によって少し定義や区分が異なるが、基本的にはレベル8以上が商用化・実用化の段階とされている

出所：環境省「TRL 計算ツール利用マニュアル 第三版（平成28年12月）」を基に日本総研作成

OTECの適地

- OTECは、表層水と深層水の温度差を利用して発電するため、表層水の温度が年中高くなる赤道付近に設置する必要がある。

OTEC/SWAC（海洋深層水冷房）の設置地、設置予定地（2021年）



出所：OEA「WHITE PAPER OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION OTEC」を基に日本総研作成

OTECの設置費用

- 陸上型OTECは冷水パイプのコストから小規模発電(~5 MW) 、浮体型OTECは規模の経済を発揮しやすく大型発電(10 MW~)に向いている。
- 設置費用の観点ではクローズドサイクルがオープンサイクルより優位といえる。
- ただし、オープンサイクルでは発電副産物として淡水が得られる。

OTEC設置費用(円/kW)まとめ (IEA資料に基づく) (為替は150円/ドルで試算)

	1 MW	5 MW	10 MW	50 MW
陸上オープン	4,944,300	6,049,950	-	-
陸上クローズ	3,504,450	5,073,000	-	-
浮体オープン	-	8,024,700	5,564,700	3,829,800
浮体クローズ	-	6,509,400	4,295,400	2,660,550

※MWは平均出力であることに留意。

冷水取水管のコスト | 試算結果と設置費用全体に占める割合

- 取水管総延長は取水管のコストに大きな影響を与える。
- 特に1 MWなどの小規模容量の場合、3 km以上の総延長で取水管関連のコストがCAPEXの半分以上を占める。

試算条件	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 体積単価3,680 \$のHDPE管を採用し、設備費用はNEDO試算(2014)を元に0.6乗則で算出する。 ✓ 流速1.18 m/s、中効率(3.25 L/s・kW)、管外径/肉厚=21の久米島想定に近いモデル(陸上型クローズド2段ランキンサイクル)を採用する。 ✓ 浮遊曳航法では敷設工事費は取水管長とともに単調に増加する変動要素と地理条件等に依存する固定要素を考慮する。(詳細はp78参照) ✓ 為替は150円/ドルで試算
備考	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 圧力損失等は考慮していないため、実際のコストより低く算出されている。 ✓ 厳密なコストを求めるためには詳細な水理計算を行う必要がある。 ✓ 工事費は地形や海洋条件で大きく変化するため、参考程度。

取水管材料費 (百万円) 工事費を除く		取水管総延長(km)				
		1	3	5	7	10
ネット発電容量(MW)	1	216	647	1,078	1,509	2,156
	2	431	1,293	2,156	3,019	4,313
	3	647	1,941	3,234	4,528	6,469
	4	863	2,587	4,313	6,038	8,625
	5	1,078	3,234	5,391	7,547	10,781

<凡例>	
取水管と取水管工事費の設置費用全体に占める割合が	
	50 %以下
	50 ~ 60 %
	60 ~ 70 %
	70 ~ 80 %
	80 %以上

出所：日本総研作成

- 沖縄県は、2012年度から2018年度にかけて「海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業」を実施し、2019年3月にその報告書を公開している。

沖縄県「海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業」報告書(2019) 構成

章	節	要点
1. 実施内容の構成と結果概要		<ul style="list-style-type: none"> シミュレーション予測値から一定以内に誤差範囲が収まるかどうかを検証し、結果は概ね良好。
2. 発電利用実証試験	2.1. 試験概要とスケジュール	<ul style="list-style-type: none"> 主要機器に大きな故障はなく、2014年度からは自動無人連続運転を完遂。 「①熱サイクル効率」「②熱交換器性能」「③制御性」全てにおいて、シミュレーション予測値から一定以内に誤差範囲が収束。
	2.2. 実証試験設備の仕様	
	2.3. 建設工事	
	2.4. 設備維持管理	
	2.5. 実証試験の実施と解析	
3. 海洋温度差発電システムの確立に関する検討	3.1. OTEC建設費用低減に関する検討	<ul style="list-style-type: none"> 実証実験の結果、要素技術の商用化動向を踏まえ、1MW/10MWプラントの仕様/設計値および年間発電量を推計。
	3.2. メンテナンス費用の最小化に関する検討	
	3.3. 沖縄県海域でのOTEC設備の設置可能性	
	3.4. 実証試験結果を基にした1MW/10MW OTECシステムの検証	

出所：沖縄県HPを基に日本総研作成

沖縄県 | 実証実験概要

- 本実証実験では、主に「①熱サイクル効率」「②熱交換器性能」「③制御性」の観点で、シミュレーション予測値から一定以内に誤差範囲が収まるかどうかを検証し、結果は概ね良好だったとされている。

商用化に向けたOTECプラントの性能検証

性能	シミュレーション方法	検証結果
熱サイクル効率	<ul style="list-style-type: none"> 実証設備の取得データから予測値を算出し、実際の取得データそのものと比較。 <ul style="list-style-type: none"> - 入力：表層水/深層水流量、入口温度、各機器のスペック、制御方式等 - 出力：表層水/深層水の出口温度、作業流体の圧力/温度、タービン出力等 	<ul style="list-style-type: none"> すべての年度において、シミュレーション予測を年間平均で約5%上回る良好な結果が得られた。 熱交換器性能が計画値よりも高かったことが要因と考えられる。
熱交換器性能		<ul style="list-style-type: none"> 特に蒸発器において、各年度ともシミュレーション予測値より平均約5~7%性能が高かった。 本設備の設計時の想定よりも海水による汚損がはるかに小さく、蒸発器の海水側の性能が経時的に落ちなかったためと考えられる。
制御性		<ul style="list-style-type: none"> 最終年度の2018年度には運転時間の90%以上において出力がシミュレーション予測値の±5%以内に収まる制御が可能に。

沖縄県 | 取得データを活用したシミュレーション

- 加えて、実証実験で取得したデータと各機器の商用化動向を基に、1MW/10MWのOTECプラント性能のシミュレーションが実施されている。

要素技術の商用化動向(2019年度)

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。

※各メーカーへのヒアリング結果を基に情報を整理

1MWプラントの概略仕様(2019年度)

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 ³ /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 ³ /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)

出所：沖縄県HPを基に日本総研作成

海外文献 | 調査対象一覧

- 今回調査対象とした海外文献は、以下の3つ。

調査済み文献一覧

執筆者	文献タイトル	公開日	概要
OES	WHITE PAPER OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION OTEC	2021	<ul style="list-style-type: none">• 世界的なOTECプロジェクト、技術開発の現状と障壁等を整理。• 小規模実証プラントから商用化へ移行する上での推奨事項を提言。
IEA	OTEC Economics: Updates and Strategies	2024	<ul style="list-style-type: none">• OTECシステムのコストおよび今後の経済性を検証。• 経済性向上に不可欠な技術開発の可能性にも言及。
Jorge Herrera	Ocean Thermal Energy Conversion and Other Uses of Deep Sea Water	2021	<ul style="list-style-type: none">• 世界のOTEC技術の進歩と課題、各発電方法の長所・短所、世界中の開発プロジェクト、および計画段階にあるプロジェクト等を説明。

※その他の文献は、OTEC技術/商用化動向の分析に寄与しない内容(特定エリアでの実現可能性分析等)と判断。

- OESが2021年に公開した文献では、主に世界的なOTECプロジェクト、技術開発の現状と障壁等が整理されている他、小規模実証プラントから商用化へ移行する上での推奨事項が提言されている。

OES “WHITE PAPER OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION OTEC” 構成(一部抜粋)

章	節	要点
4. OTECの歴史と世界的なプロジェクト開発状況	4.1. OTEC開発/実証の歴史	<ul style="list-style-type: none"> • 直近の代表的な実証例として、久米島(沖縄県)、キリバス島(韓国/2021-2022)、ハワイ(Makai)を紹介
	4.2. 特に重要な過去プロジェクト	
	4.3. 現在進行中あるいは計画段階のプロジェクト	
8. 技術開発状況	8.1. OTEC発電装置の構成	<ul style="list-style-type: none"> • OTECの商用化には、深層水取水管の耐久性/経済性の向上が不可欠 • 約2.5MWの陸上OTECに必要な直径約2.5mの深層水取水管の設置事例を紹介
	8.2. OTECエンジニアリングの国際基準	
	8.3. 深層水取水管の技術動向	
	8.4. 約2.5MWの陸上OTECは技術的に可能	
	8.5. 約10MWの洋上OTECも技術的に実現可能	
	8.6. 石油・ガス浮体式発電技術と不要な船舶を活用した浮体式OTEC	

出所：OES “WHITE PAPER OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION OTEC(2021)” を基に日本総研作成

- OESの文献(2021年公開)では、アルジェリアのガスタービン発電所およびハワイでのパイプライン実証実験にて、約2.5MWの陸上OTECに資するとされる、直径約2.5mの深層水取水管が設置されたとされている。

アルジェリア/ガスタービン発電所の深層水取水管



- 約2.5MWの陸上OTECプラントには、直径約2.5mの冷水パイプが必要だ。これは、アルジェリアのラスジネットガスタービン発電所の深層水取水管に設置された。

ハワイ/パイプライン実証実験の深層水取水管



- 直径約2.5mの深層水取水管は、ハワイで実施された30度傾斜のパイプライン実証とも似ている。
- 深層水取水管を除けば、**2.5MWシステムのその他の機器は従来と同様**であり、ハワイや久米島で実証されているように信頼性が高いはずだ。

OES | 実証動向分析

- OESの文献(2021年公開)では、直近の代表的なOTEC実証事例として、久米島(沖縄県)、キリバス島(韓国)、ハワイ(Makai)の取り組みを紹介している。

OTECの主要研究開発プロジェクト一覧(OES/2021年)

No.	実証主体(企業/団体等)	年度	地域	容量(kW)
1	Claude(フランス)	1930	キューバ	22
2	Mini OTEC(アメリカ)	1979	ハワイ	53
3	OTEC-1(アメリカ)	1980	ハワイ	1,000
⋮				
10	Naval Group(フランス)	2012	リュニオン島	15
11	KRISO(韓国)	2012	固城	20
12	沖縄県(日本)	2013-	久米島	100
13	Makai,ハワイ	2015	コナ	105
14	KRISO,韓国	2019	(船搭載)	1,000

直近のOTEC実証事例(OES/2021年)

実証事例	概要
KRISO	<ul style="list-style-type: none"> • 韓国船舶海洋工学研究所(KRISO)は、2021年から2022年にかけて、バージ船に搭載したOTEC装置をキリバス島のタラワに移転する計画。
Makai	<ul style="list-style-type: none"> • Makai Ocean Engineeringが建設したOTECプラントが2015年8月にハワイで稼働開始。 • アメリカの電力網に接続された最初のクローズドサイクルOTECプラント。
沖縄県	<ul style="list-style-type: none"> • 佐賀大学/民間企業等の支援を受け、2013年に100kWのOTEC実証施設を建設。 • グリッド接続されたユニットであり、現在も稼働。

出所：OES “WHITE PAPER OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION OTEC(2021)” を基に日本総研作成

- IEAが2024年に公開した文献では、主にOTECシステムのコストおよび今後の経済性の検証結果が整理されているが、一部経済性向上に不可欠な技術開発の可能性にも言及されている。

IEA “OTEC Economics: Updates and Strategies” 構成(一部抜粋)

章	節	要点
3. OTECコスト試算	3.1. OTECプラットフォームサービス	<ul style="list-style-type: none"> 内径3mのHDPEパイプ(深層水取水管)が提供されており、5MWの陸上OTECに適用可能。 OTEC専用にコスト最適化された熱交換器が提供されているが、現時点では製造能力が限られている。
	3.2. 深層水取水管	
	3.3. 係留システム	
	⋮	
	3.12. 技術開発	
5. 陸上OTEC	5.1. 1MW OTECケースの仕様(例：沖縄県)	<ul style="list-style-type: none"> 陸上OTECの最新事例として、久米島(沖縄県)、ハワイ(Makai)の実証実験を紹介 1MW OTECの設置コスト/運用コストとして、沖縄県の1MWプラント検証の結果を引用
	5.2. 陸上OTECの設置コスト	
	5.3. 陸上OTECの運用コスト	
	5.4. 陸上OTECの実装	
	5.5. 陸上OTECの実装に向けたシナリオ	

出所：IEA “OTEC Economics: Updates and Strategies (2024)” を基に日本総研作成

- IEAが2024年に公開した文献では、直径約3mの深層水取水管が既に提供されていること、コスト最適化にはOTEC専用の熱交換器の技術開発が必要になること等が言及されている。

コスト最適化に向けた技術開発の要点(IEA文献)

要素技術	概要
深層水取水管	<ul style="list-style-type: none"> 高密度ポリエチレン(HDPE)パイプの技術開発は、パイプバンドルの選択に繋がる。 HDPEパイプは、5MWプラントの深層水取水管として使用可能な直径3mで入手可能。 ただし、深層水取水管の設置技術の限界により、現時点ではOTECの陸上プラントは約5MW未満にする必要がある。
海水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 「低落差/高流量」が求められるため、既製のポンプの連結は困難。 OTECの大型化に伴い、将来的に代替的な吸気技術が開発される可能性がある。
クローズドサイクル熱交換器	<ul style="list-style-type: none"> 既製のユニットでは、互換性に乏しい多数のユニットを連結させる必要がある。 この課題に対処するため、OTEC専用コスト最適化された熱交換器が提供されているが、現時点では製造能力が限られている。

- IEAが2024年に公開した文献では、1MWの陸上OTECの設置/運用コストに沖縄県が実施したシミュレーション結果が引用されており、その他ソースの試算とも遜色ないとされている。

1MW陸上OTECプラントの設置コスト(IEA/2024年)

- 日本の大手建設会社であるIHIプラントコンストラクション社が、NEDOが支援するプロジェクトにおいて、商業用陸上1MWのOTEC設置コストを計算した。
- 各構成要素のコストは、設計、建物、およびその他の関連コストとともに集計されました。合計は27億円、インフレと米ドルへの為替レートを考慮して2,200万ドルでした。**コストは概ね、他のソースでのコスト試算と一致している。**
- また沖縄県のOTEC実証施設は、OTECプラントの実際の**運用コストを決定する上での参考資料としても有用**である。

1MW陸上OTECプラントの運用コスト(IEA/2024年)

Table 24 - Updated Onshore OTEC Operation Costs

Item	1MW Class Estimate (Kumejima USD 2022)
Periodic Inspection/ Repair	\$71,100
Turbine Generator	\$11,000
Working Fluid System Equipment	\$13,900
Electrical Equipment and Instrumentation	\$46,000
Irregular Inspection / Repair	\$24,600
Corrosion Response	\$10,900
Other	\$13,700
Daily Inspection, etc.	\$23,600
Other Expenses	\$9,000
General and Administrative Expenses	\$16,900
Total	\$145,200

出所：IEA "OTEC Economics: Updates and Strategies (2024)" を基に日本総研作成

PLOTEC (EUコンソーシアム) | 商用化動向

- 2022年11月にヨーロッパの企業/研究機関等によって設立されたコンソーシアム「PLOTEC」は、熱帯地域の小島嶼開発途上国 (SIDS) におけるOTECの商用化を目指している。

PLOTEC (EUコンソーシアム) 概要

拠点	スペイン
設立	2022年11月
目的	• OTECポテンシャルは大きい、気象条件の厳しい 熱帯地域の小島嶼開発途上国 (SIDS) での OTECの商用化
構成員	• イギリス、オーストリア、スペイン、ポルトガル、イタリア等の大学、企業、研究機関
助成主体	• EU • イギリスの政府系研究機関
取り組み	• スペイン/カナリア諸島での浮体式OTEC実証

PLOTEC/浮体式OTECシステム(イメージ)



- PLOTECのOTEC構造は、熱帯暴風雨の生存性を考慮して設計されており、**極端な気象条件が発生した場合はシステムの一部を港まで退避**できる。
- 気象条件が落ち着いたら沖合に送り返して再接続し、発電を再開することができる。

出所：PLOTECのHPを基に日本総研作成

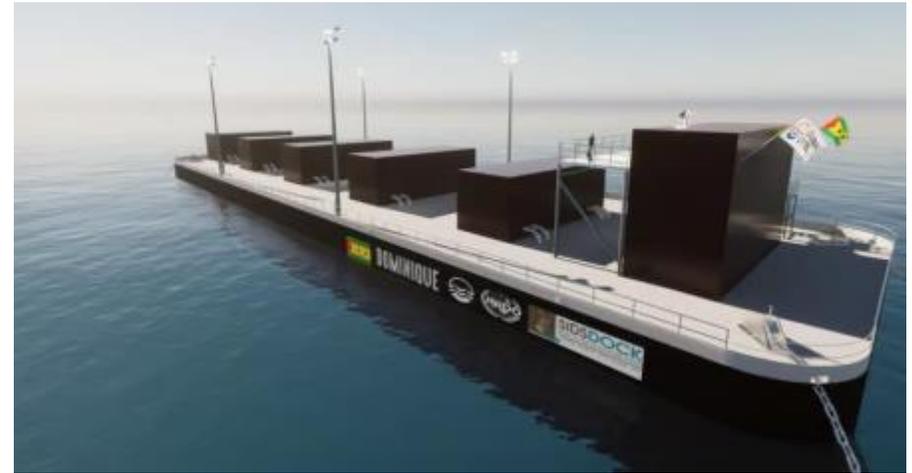
Global OTEC社（イギリス） | 商用化動向

- 「PLOTTEC」のコンソーシアムメンバーであるイギリスのスタートアップ企業「Global OTEC」は、サントメ・プリンシペに1.5MW浮体式OTECを2025年頃に導入し、同政府と世界初のPPA契約を結ぶことで合意している。

Global OTEC社（イギリス）概要

所在地	イギリス/ロンドン
設立	2017年
従業員数	10名程度
事業内容	• 浮体式OTECプラットフォームの開発/事業化 - PLOTTECに所属
主要実績	• モルディブ諸島でのOTEC実現可能性調査 - モルディブ政府から支援を受けるも、フィージビリティはコロナ影響で頓挫 • サントメ・プリンシペでのOTEC実現可能性調査 • etc…

Global OTEC/浮体式OTECシステム(イメージ)



- 小島嶼開発途上国32カ国からなるSIDS DOCK(コンソーシアム)の支援を受けて、サントメ・プリンシペとGlobal OTECは、**世界初のOTECでのPPA契約締結で合意。**
- 1.5MW浮体式OTECシステム“Dominique”は、2025年頃にサントメ島沖合に設置される予定。

出所：Global OTECのHPを基に日本総研作成

OTEC技術開発/商用化動向

- 小規模な陸上OTECの場合、コスト最適化された要素技術の導入で、実証時点より経済性が向上する可能性がある。一方、大規模商用化に向けては、EUコンソーシアムが熱帯地域の開発途上国への参入を検討している。

OTEC技術開発/商用化動向

カテゴリー		概要
技術開発※	要素技術	<ul style="list-style-type: none"> 最大直径3mの深層水取水管の開発が進められ、最大5MWの陸上OTECが実現可能に。 クローズドサイクル熱交換器も、OTEC専用にコスト最適化する技術開発が為されている。
	実証実験 (シミュレーション)	<ul style="list-style-type: none"> 1MW陸上OTECの設置/運用コストシミュレーションは、現時点では沖縄県の検証結果が標準化されている。(直近で実施された実証実験の結果等で更新される可能性はある。)
商用化動向		<ul style="list-style-type: none"> 熱帯地域の開発途上国(SIDS)でのOTEC商用化を目指すEUコンソーシアム(PLOTEC)が、2022年11月に発足している。 サントメ・プリンシペ(アフリカ島嶼国)が民間企業(PLOTEC所属)と世界初のPPA契約を2025年頃に締結予定。

※沖縄県の実証実験(2019年時点)との比較を前提に、100kW-1MW規模の陸上OTECに関連する動向を整理

要素技術のコスト削減進捗

- OTEC専用にコスト最適化された熱交換器の開発は進んでいる一方で、取水管敷設工事/取水管材料/海水ポンプのコスト削減進捗は現時点では確認できていない。

要素技術開発の最新動向

要素技術	技術開発動向(IEA,2024/03時点)	直近の開発動向(2024/09/11時点)
取水管敷設工事	<ul style="list-style-type: none"> • n/a(コスト削減に向けた方向性が不明) 	<ul style="list-style-type: none"> • n/a(目立った開発動向はなし)
深層水取水管 (材料)	<ul style="list-style-type: none"> • 発電規模拡大に向けて、より直径の大きな取水管を実現する材料開発は進む。 	<ul style="list-style-type: none"> • n/a(目立った開発動向はなし)
クローズドサイクル 熱交換器	<ul style="list-style-type: none"> • OTEC専用にコスト最適化された熱交換器が提供されているが、現時点では製造能力が限られている。 	<ul style="list-style-type: none"> • ドイツOctopus Energy/ハワイMakai Ocean Engineering等が、コスト削減に向けて「薄箔熱交換器」の開発を進める。 • etc…
海水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> • OTECの大型化に伴い、将来的に代替的な吸気技術が開発される可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> • n/a(目立った開発動向はなし)

出所：IEA “OTEC Economics: Updates and Strategies (2024)” 等を基に日本総研作成

ヒアリングにおける本調査の妥当性検証

- OTEC関連機器メーカーおよび大学研究機関に、前頁までの調査結果の妥当性をヒアリングし、要素技術開発の最新動向の理解として概ね認識に相違ないことに加え、熱交換器コスト削減見通しについてもコメントが得られた。

要素技術開発の最新動向に関するヒアリング

OTEC関連機器メーカーのコメント

- 現時点ではクローズドサイクルの熱交換器の製造能力に限りがあるが、**今後量産化/製造工程の自動化によってコスト低減が進む可能性**は考えられる。
 - OTECが普及した場合、熱交換器の製作費は初号機の製作費に対し1MW級でおよそ30%、10MW級でおよそ60%の削減見通しと試算している。
- **その他の技術に関しては、コスト削減に向けた技術開発は進んでいない**認識だ。

大学研究機関のコメント

- **OTECの熱交換器はプレート式熱交換器を採用している。**（火力、原子力はチューブ式交換機である。OTECも以前はチューブ式だったが、実現できないとして、プレート式を開発。）
 - NEDO事業でもプレート式熱交換器を基に評価している。
 - （OTEC関連機器メーカーが試算している）量産化による30～60%のコストカット見通しは大きく外れておらず、期待できる範囲である。より大きく削減できる見通しもある。

OTECの国内外実証動向

- 日系団体（佐賀大学、ゼネシス、商船三井など）が国内にとどまらず、国際的に実証事業を推進している。

	発電方式	事業者	エリア	コスト	発電能力	取水量・海水活用
ハワイ・ Makai Ocean Engineering	<ul style="list-style-type: none"> • クローズドサイクル方式 	<ul style="list-style-type: none"> • NELHA • Makai Ocean Engineering 	<ul style="list-style-type: none"> • ハワイ島の西にあるケアホレ岬沖合 	<ul style="list-style-type: none"> • 30円/kWh 台前半 ※試算値 	<ul style="list-style-type: none"> • 105kW 	<ul style="list-style-type: none"> • くみ上げ能力は深層水64m³/分、表層水 43m³/分 • 海水活用：水産養殖、バイオテクノロジー、海洋深層水商品等
キリバス・ 韓国船舶海洋工学研究院 (KRISO) 等	<ul style="list-style-type: none"> • クローズドサイクル方式 	<ul style="list-style-type: none"> • KIOST • KRISO • Ho-Saeng Lee 	<ul style="list-style-type: none"> • キリバス共和国南タラワ沖（釜山沖の船から移管） 	<ul style="list-style-type: none"> • 50円/kWh 程度 	<ul style="list-style-type: none"> • 1MW 	<ul style="list-style-type: none"> • 取水量：－ • 海水活用：排水の淡水化や水耕栽培
インドネシア・ 佐賀大学、インドネシア政府、 ゼネシス等	<ul style="list-style-type: none"> • － 	<ul style="list-style-type: none"> • 佐賀大学 • インドネシア政府 • ゼネシス • 豊田通商 	<ul style="list-style-type: none"> • バリ州北部 	<ul style="list-style-type: none"> • － 	<ul style="list-style-type: none"> • 3000～5000kW 	<ul style="list-style-type: none"> • 取水量：－ • 海水活用：農業用水や冷却水
マレーシア・ マレーシア工科大学、佐賀大学、 JICA等	<ul style="list-style-type: none"> • ハイブリッド方式 	<ul style="list-style-type: none"> • マレーシア工科大学、マレーシア・プトラ大学 • 佐賀大学、JICA、JST 	<ul style="list-style-type: none"> • ヌグリスビラン州ポートディクソン（マレーシア・プトラ大学の国際水産科学研究所） 	<ul style="list-style-type: none"> • － 	<ul style="list-style-type: none"> • 3kW 	<ul style="list-style-type: none"> • H-OTECはマレーシアの環境に合わせて開発され、発電に加えて海水の淡水化も同時に行うシステムが特徴
モーリシャス・ 商船三井	<ul style="list-style-type: none"> • クローズドサイクル方式 	<ul style="list-style-type: none"> • 商船三井 	<ul style="list-style-type: none"> • モーリシャスの南南西部 	<ul style="list-style-type: none"> • － 	<ul style="list-style-type: none"> • 数MW 	<ul style="list-style-type: none"> • 取水量：－ • 海水活用：農業用水や海洋冷却システムでの活用を検討

出所：日本総研作成

OTECの国内外投資動向

- 直近における主要なOTECの投資案件をリストアップした。英国企業によるアフリカへの投資もあるが、中国やインドにおいてOTECの投資案件が目立っており、今後はこれらの案件についてもフォローアップする必要がある。

#	事業主体	地域	投資額	投資時期	投資したプロジェクト内容（ステータス含む）
1	Global OTEC（英国）、 Enogia SA（フランス）	サントメプリンシペ	33.9万USD	2022年	<ul style="list-style-type: none"> 2025年より1.5MW級浮体式海洋温度差発電プラットフォームを設置予定。(2022年にClimate VCより339千ドルの投資を受けた)
2	中国地質調査局、広州海洋地質調査局	中国 南シナ海	—	2023年	<ul style="list-style-type: none"> 海洋浮遊式海洋温度差発電装置の海上試験運転に成功した。 科学試験船「海洋地質2号」は先日、中国初の浮体式海洋温度差発電装置を搭載し、南海の水深1900メートルの海域で初の海上試験を行った。試験発電の総時間は4時間を超え、最大発電出力は16.4kW。
3	USTDA（米国貿易開発庁）、インド国立海洋技術研究所(NIOT)、PCCI（米国バージニア州）	インド アンダマン・ニコバル諸島	—	2023年	<ul style="list-style-type: none"> 米国貿易開発庁は、アンダマン・ニコバル諸島における化石燃料発電に代わるクリーンエネルギーの開発を支援するための実現可能性調査のために、インドの国立海洋技術研究所に助成金を出して、OTEC技術を評価する。 OTEC発電所2か所の実装可能性を検討し、最大26MWベースロード電力を供給することを目指している。
4	国立海洋技術研究所(NIOT)、新再生可能エネルギー省(MNRE)、地球科学省(MoES)	インド ラクシャディーブ諸島のカヴァラッティ	—	2023年	<ul style="list-style-type: none"> インドの国立海洋技術研究所がラクシャディーブ諸島のカヴァラッティに海洋温度差発電(OTEC)海水淡水化プラントを導入することを公表した。 OTECで発電された約65kWの電力を動力源とする海洋温度差発電(OTEC)海水淡水化プラントを導入するとしている。

出所：日本総研作成

(1) OTECの動向調査

②-1.電気事業法に基づく手続きにおける課題

電気事業法に関する手続きの整理 | 前提

- 下記のOTEC設備およびそれに付随する前提を基に電気情報に関する手続きを整理する。

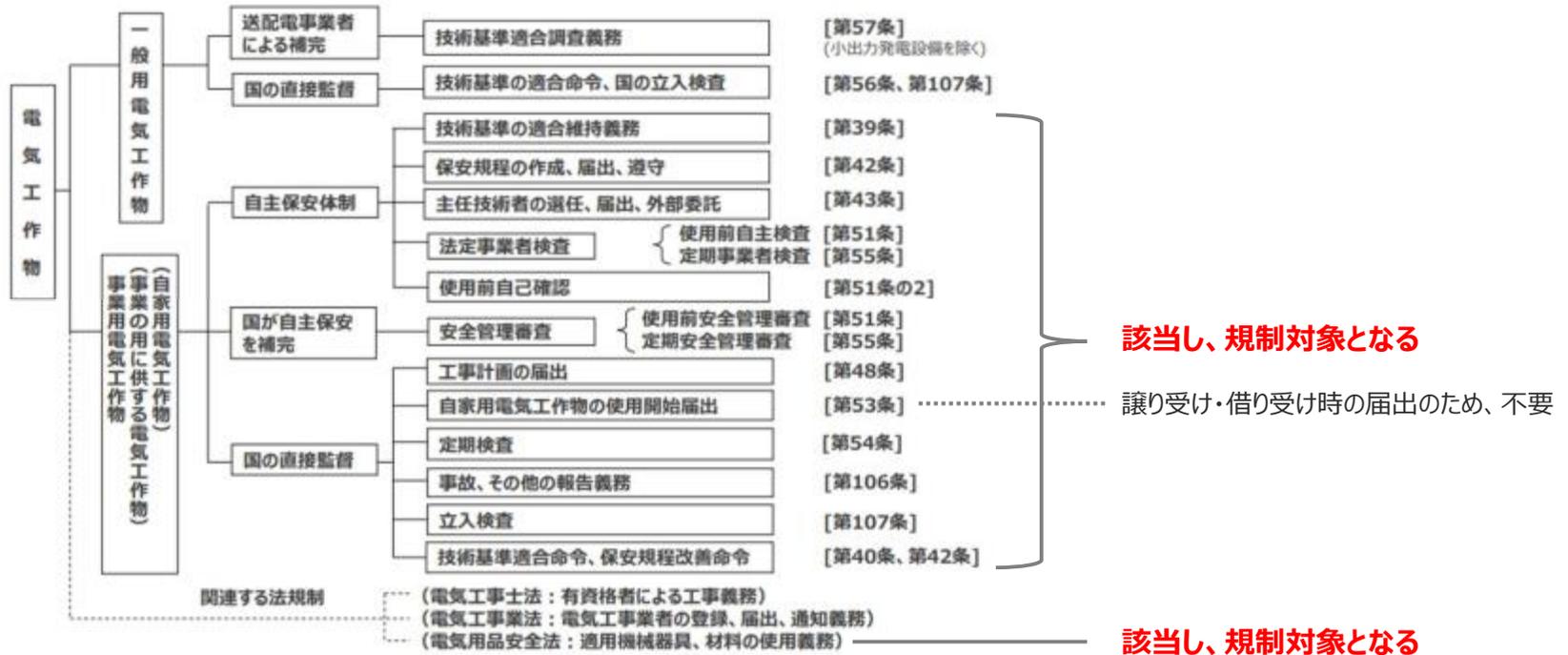
前提条件

- ✓ 1,000 kW~5,000 kW級であり、6,000 V級の高圧系統への連携を想定する。
- ✓ クローズドサイクル方式であり、作動流体としてアンモニア(毒性ガス)を使用する。
- ✓ 自家用電気工作物に該当する。
- ✓ バイナリー発電の一種であり、電気事業法の分類上、火力発電-汽力を原動機とするものに分類される。
- ✓ 経済産業省の定める発電事業（計1万kW以上の小売り供給）には該当しない。

電気事業法に関する手続きの整理 | 規制概要

- 電気事業法に基づく電気保安体系において、本事業が規制対象となる範囲は以下に示す通り。

1-1. 電気保安体系



出所: 経済産業省関東東北産業保安監督部「令和3年度自家用電気工作物設置者及び電気主任技術者セミナー 説明資料」を基に日本総研作成

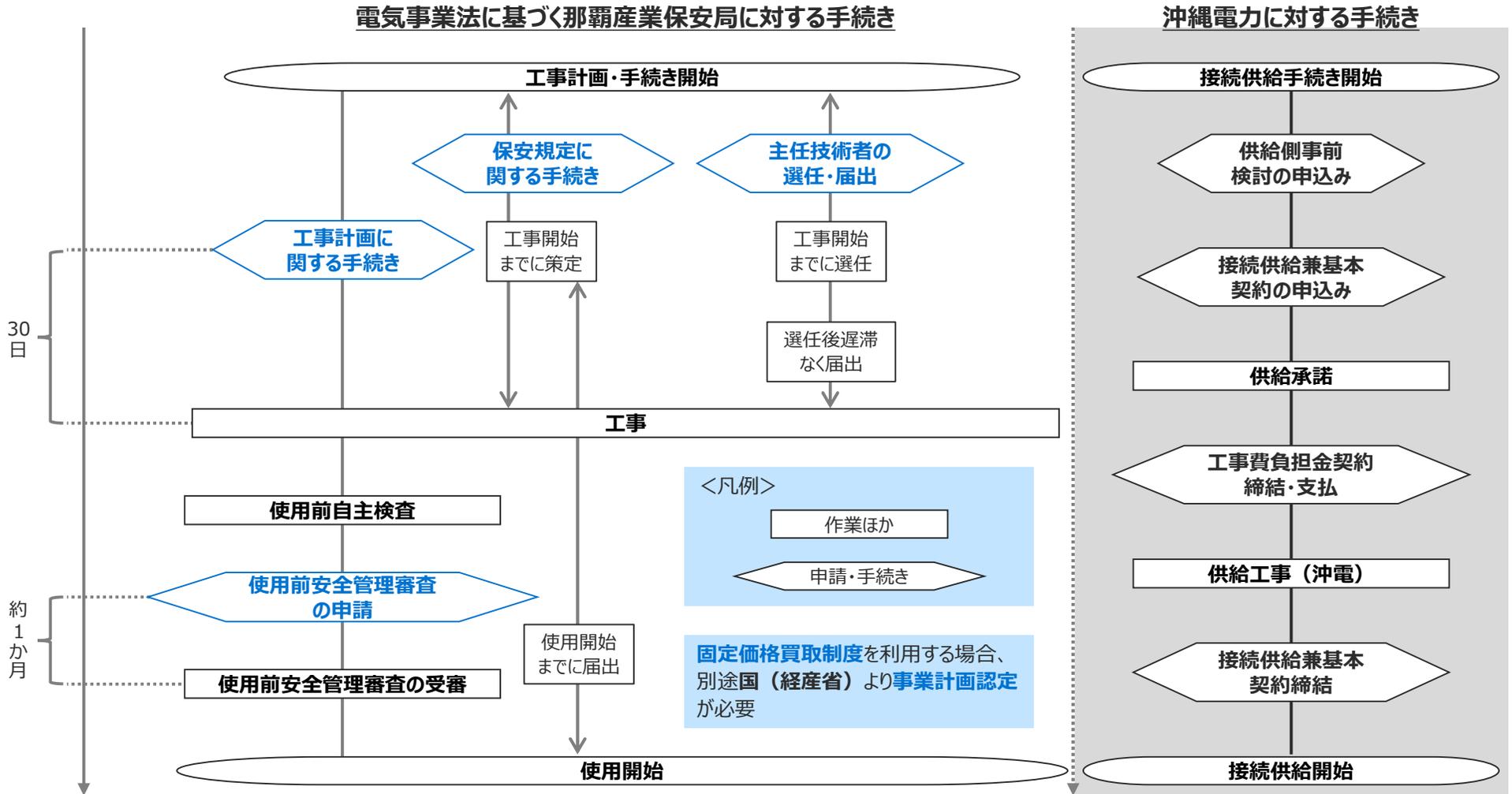
電気事業法に基づく手続きの最新化

- 平成30年度貴県事業「海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業及び海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証事業」の報告書における整理を最新化し、以下に示す。

項目	前事業での実施状況		本事業（NH ₃ 利用を想定）	備考
	建設時(R134a)	NH ₃ 切り替え（想定）		
那覇産業保安監督事務協議	実施	実施	実施する	—
工事計画届出	届出不要	記載なし（不活性ガス項目に反するため必要と考えられる）	届出を行う	バイナリー発電の規制緩和対象(<300 kW、不活性ガス使用)に該当しない。
保安規定届出	届出を行った	届出を行う	届出を行う	—
BT主任技術者選任届	規制緩和対象	選任する（or特区申請）	選任する（許可主任技術者）	バイナリー発電の規制緩和対象(<300 kW、不活性ガス使用)に該当しない。
電気主任技術者選任届	選任した（研究所兼任）	選任する（兼任）	選任する（条件によって外部委託可能）	2,000 kW未満なら外部委託可能
沖縄電力との系統連系協議	実施した	実施する	実施する	—
溶接安全管理審査申請	規制緩和対象	受審する	受審せず自主検査を実施する	平成29年の電気事業法改正において溶接安全管理審査は廃止され、自主検査項目となった。
使用前安全管理審査	規制緩和対象	受審する	受審する	工事計画を届け出た場合、実施しなければならない。

出所：沖縄県「海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業及び海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証事業」を基に日本総研作成

発電設備使用開始・接続供給開始までの流れ



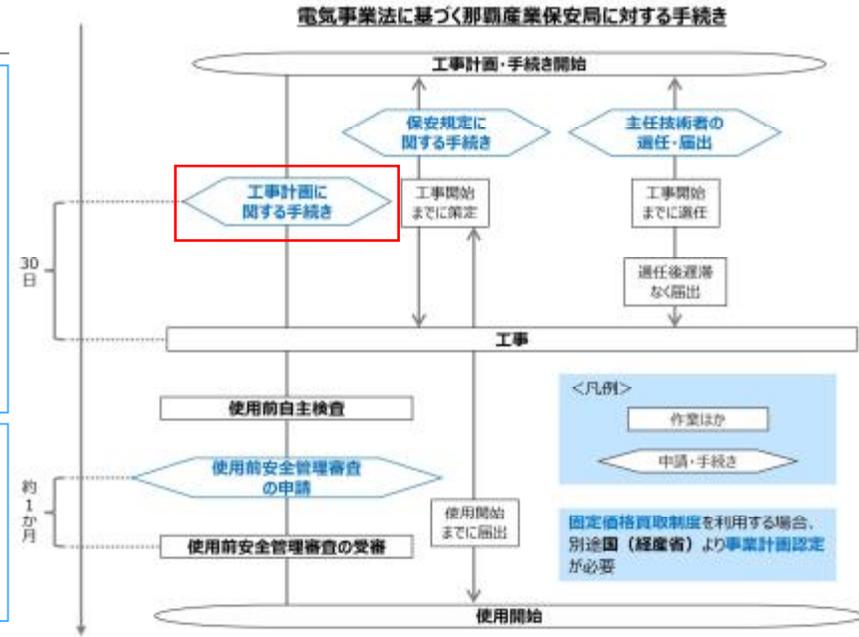
出所:那覇産業保安局、電気事業法及び施行規則を基に日本総研作成

工事計画に関する手続き

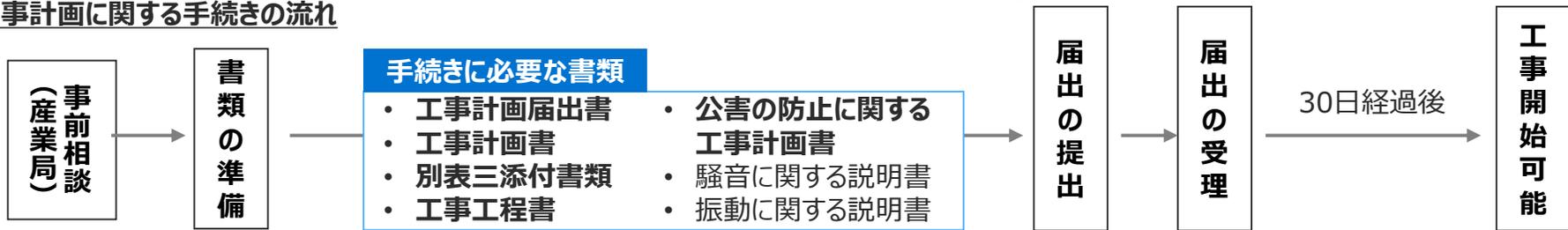
- 本事業に伴う工事は電気事業法施行規則の別表第2に該当し、別表第4に該当する可能性があり、電気事業法第四十八条第一項に基づき、**那覇産業保安監督事務所長に各種工事計画を届け出なければならない。**
- 工事計画の提出にあたって、那覇産業保安監督事務所は**事前相談を必要**としている。

工事計画届出の対象となる工事

電気事業法 施行規則 別表第二 (R6.4.1施行) ※一部抜粋	<ul style="list-style-type: none"> 水力発電所の設置 火力発電所又は火力発電所の発電設備であって汽力を原動力とするもの設置 出力1,000 kW以上の火力発電設備であってガスタービンを原動力とするものの設置 出力10,000 kW以上の火力発電所の設置であって内燃力を原動力とするものの設置 出力2,000 kW以上の太陽光電池発電所又は太陽光発電設備の設置
電気事業法 施行規則 別表第四 (R6.4.1施行) ※一部抜粋	<ul style="list-style-type: none"> ばい煙発生・処理施設 粉じん発生施設 水銀・ダイオキシン発生施設 騒音発生施設 振動発生施設



工事計画に関する手続きの流れ



出所:那覇産業保安局、電気事業法及び施行規則を基に日本総研作成

保安規定に関する手続き

- 電気事業法第四十二条に基づき、自家用電気工作物を設置する場合、**すべての設置者が保安規定に関する手続きを実施しなければならない。**

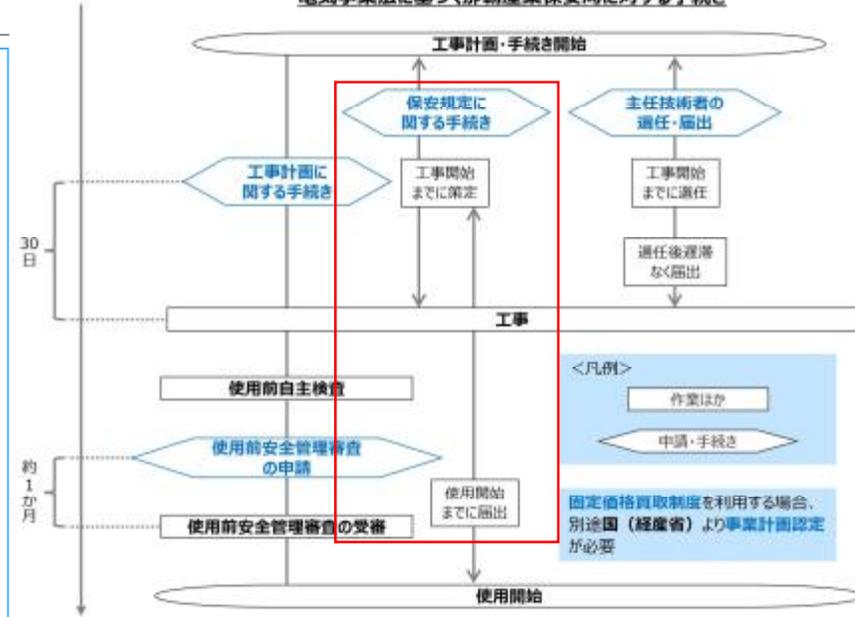
保安規定に定める事項

電気事業法
施行規則
(R6.4.1施行)
※一部抜粋

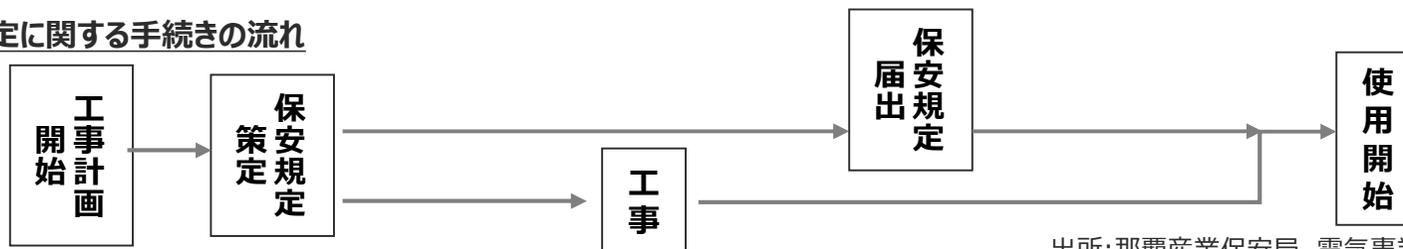
第五十条第三項

- 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する**業務を管理する者の職務及び組織**に関すること。
- 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に従事する者に対する**保安教育**に関すること。
- 事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安のための**巡視、点検及び検査**に関すること。
- 事業用電気工作物の**運転又は操作**に関すること。
- 発電所又は蓄電所の運転を相当期間**停止する場合における保全の方法**に関すること。
- 災害その他非常の場合に採るべき措置に関すること。
- 事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する**保安についての記録**に関すること。
- 事業用電気工作物の**法定自主検査又は使用前自己確認に係る実施体制及び記録の保存**に関すること。
- その他事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安に関し必要な事項

電気事業法に基づく那覇産業保安局に対する手続き



保安規定に関する手続きの流れ



出所:那覇産業保安局、電気事業法及び施行規則を基に日本総研作成

主任技術者に関する手続き

- OTEC発電の実施にあたり、**ボイラ・タービン主任技術者(BT)と電気主任技術者を選任しなければならない。**
- 想定される設備ではBTについては免状の交付を受けていないが産業保安監督部長の許可を受けた者(許可主任技術者)、電気主任技術者については外部委託で良い可能性が高い。

BT許可主任技術者選任の要件

BTについてはおおよそ許可主任技術者に選任が可能だが、設置物により許可対象者が変動する。(syuningijutsusya_naike.pdf (meti.go.jp) P7~11参照)

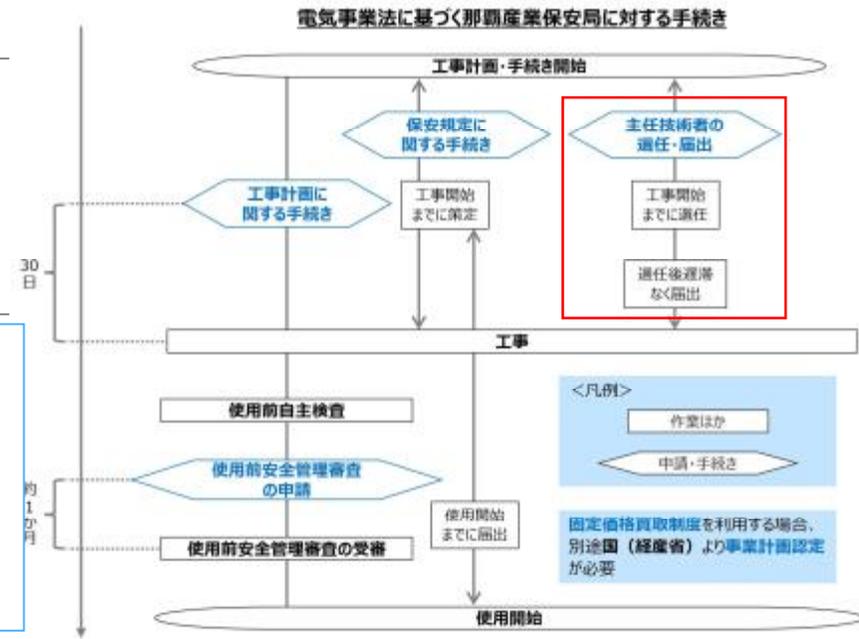
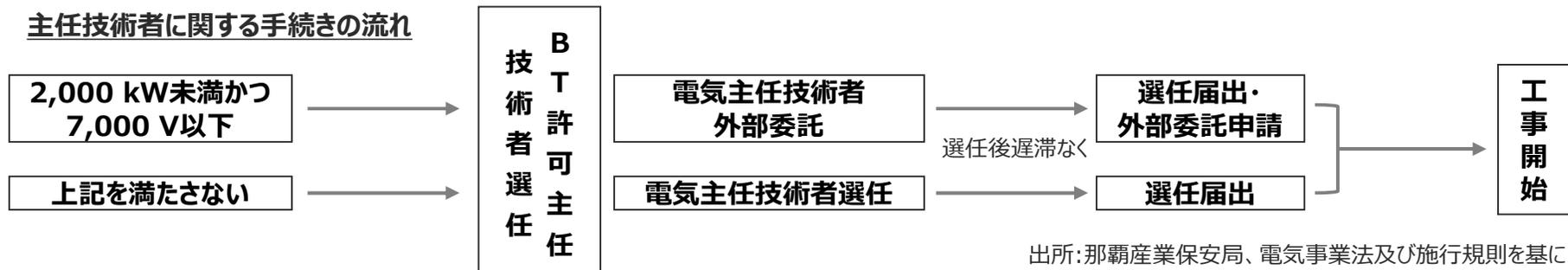
電気主任技術者外部委託の要件

電気事業法
施行規則
(R6.4.1施行)
※一部抜粋

第五十二条第二項

- 5,000kW未満の太陽光発電所又は蓄電所であって、電圧7,000V以下で連系する事業場
- **2,000kW未満の発電所(水力、火力、風力)であって、電圧7,000V以下で連系する事業場**
- 1,000kW未満の発電所(水力、火力、風力除く)であって、電圧7,000V以下で連系する事業場
- 電圧7,000V以下で受電する需要設備を設置する事業場

主任技術者に関する手続きの流れ



出所:那覇産業保安局、電気事業法及び施行規則を基に日本総研作成

使用前安全管理審査に関する手続き

- 電気事業法施行規則別表2に規定する工事に係る工事計画を届出した場合、電気事業法第五十一条に基づき、**使用の開始前に使用前自主検査**を行い、その結果を記録し、保存するとともに、**使用前自主検査の実施体制について審査を受けなければならない。**

自主検査に求める条件

電気事業法 (R6.4.1施行) ※一部抜粋

第五十一条第二項

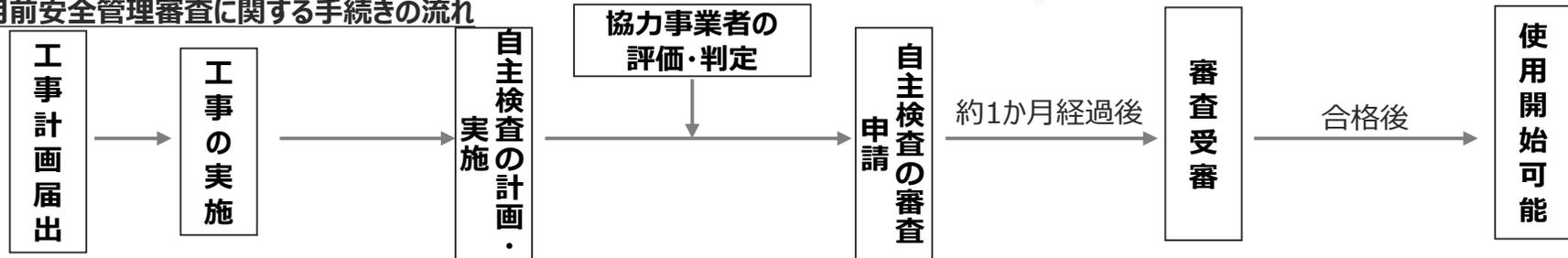
使用前自主検査においては、その事業用電気工作物が次の各号のいずれにも適合していることを確認しなければならない

- 工事が届け出た工事計画書に従って行われたものであること。
- 第三十九条第二項を満たす主務省令の定める技術基準に適合すること。

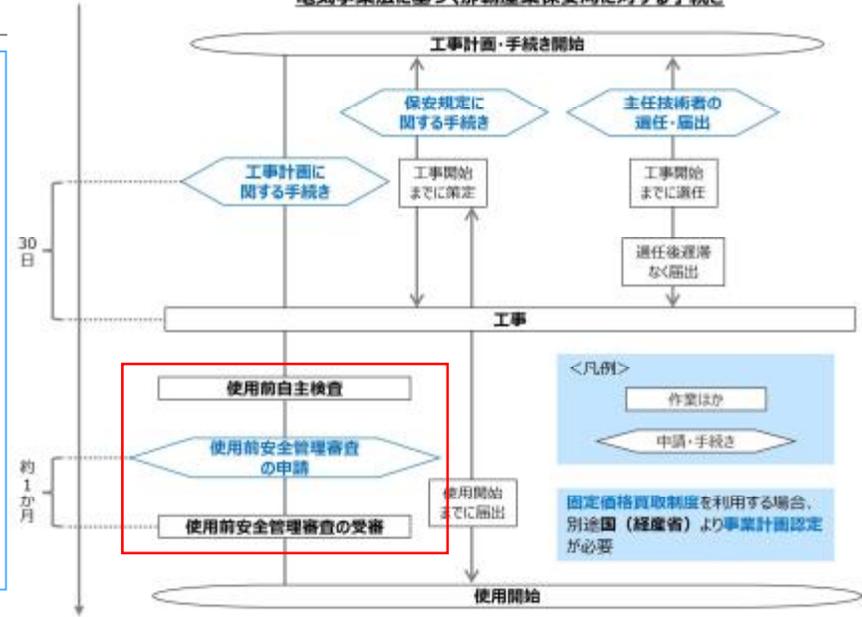
第三十九条第二項

- 人体に危害を及ぼし、又は物件に損傷を与えないようにすること。
- 他の電氣的設備その他の物件の機能に電氣的又は磁氣的な障害を与えないようにすること。
- 事業用電気工作物の損壊により一般送配電事業者又は配電事業者の電気の供給に著しい支障を及ぼさないようにすること。

使用前安全管理審査に関する手続きの流れ



電気事業法に基づく那覇産業保安局に対する手続き



出所:那覇産業保安局、電気事業法及び施行規則を基に日本総研作成

(1) OTECの動向調査

②-2.FIT・FIPの適用可能性

FIT・FIPの適用可能性 | まとめ

- OTECのFIT・FIP適用可能性について、実用化の要件をクリアすることができれば、適用電源となる可能性はある。
- 技術的には地熱と同じであるため、その他基本的な要件は問題ないと考えられる。

再生可能エネルギー の定義

- OTEC含む海洋エネルギーは再生可能エネルギーの1つとして位置付けられている

FIT・FIP制度における 対象電源の要件

- FIT制度設計時の基本概念として、対象とする電源は非化石エネルギー源であり、持続的に利用できると認められるもの（実用化段階にあるもの）と規定されている

FIT制度設計時における OTECの扱い

- FIT制度設計時においては、OTEC等の海洋エネルギー発電技術は実用化には至っておらず、FIT制度の対象電源要件の考えから外れるため、対象外として位置付けられた（同じ温度差発電を行う地熱発電については実用化にあるとして対象に認められた）
- 内閣府や環境省の当時の文書においても、実用化の目途が立ち次第、FIT制度の対象電源として検討される可能性があることが記載されている

OTECの現在の 技術成熟度

- OTECは実用化の一手手前の段階にあるとされており、技術成熟度レベル（TRL）ではレベル6～7に位置づけられることが多い

今後、OTECの実用化が国内外で実現できれば、FIT・FIP制度が適用される電源となる可能性はある
※ただし、実用化事例はまずはFITによる支援がない中で作っていく必要がある

日本における再生可能エネルギーの定義

- 海洋エネルギーは広義の再生可能エネルギーには含まれているものの、実用化技術を対象としている高度化法やFIT制度においては対象に含まれていないのが現状である。

再生可能エネルギー

エネルギー供給構造高度化法における定義

FIT・FIP制度における定義

- 太陽光
- 風力（陸上、洋上）
- 中小水力
- 地熱
- バイオマス（電気）

- 大気中の熱
- バイオマス（熱利用）
- 太陽熱
- その他自然界に存在する熱（地中熱、温度差エネルギー、雪氷熱、未利用熱等）
- 大型水力

- 海洋エネルギー（波力、潮力、海洋温度差）

FIT (FIP) 制度における対象電源の考え方①

- FIT制度における対象電源は、2012年施行の再エネ特措法において規定されており、制度開始当初から認められている5つの電源に加え、永続的に利用可能と認められた電源については、政令で追加するとされている。

再生可能エネルギー電気の 利用の促進に関する 特別措置法 (2012年7月施行)

第一条 (目的)

この法律は、エネルギー源としての再生可能エネルギー源を利用することが、内外の経済的社会的環境に応じた**エネルギーの安定的かつ適切な供給の確保及びエネルギーの供給に係る環境への負荷の低減を図る**上で重要となっていることに鑑み、再生可能エネルギー電気の市場取引等による供給を促進するための交付金その他の特別の措置を講ずることにより、電気についてエネルギー源としての**再生可能エネルギー源の利用を促進し、もって我が国の国際競争力の強化及び我が国産業の振興、地域の活性化その他国民経済の健全な発展に寄与することを目的**とする。

第二条 (定義)

この法律において「再生可能エネルギー電気」とは、再生可能エネルギー発電設備を用いて再生可能エネルギー源を変換して得られる電気をいう。

2 この法律において「再生可能エネルギー発電設備」とは、再生可能エネルギー源を電気に変換する設備及びその附属設備をいう。

3 この法律において「再生可能エネルギー源」とは、次に掲げるエネルギー源をいう。

- 一. 太陽光
- 二. 風力
- 三. 水力
- 四. 地熱
- 五. バイオマス（動植物に由来する有機物であってエネルギー源として利用することができるもの（原油、石油ガス、可燃性天然ガス及び石炭並びにこれらから製造される製品を除く。）をいう。第九条第五項及び第七項において同じ。）
- 六. **前各号に掲げるもののほか、原油、石油ガス、可燃性天然ガス及び石炭並びにこれらから製造される製品以外のエネルギー源のうち、電気のエネルギー源として永続的に利用できると認められるものとして政令で定めるもの**

出所：「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（平成二十三年法律第百八号）」を基に日本総研作成

FIT (FIP) 制度における対象電源の考え方②

- 「永続的に利用することができる」とは、簡潔に表現すると実用化に至っているということと考えられる。
- 2012年当時、OTECは実用化に至っていない技術として対象電源に入れることが見送られた。

再生可能エネルギー 全量買取制度の導入に 向けた論議 ～電気事業者による 再生可能エネルギー 電気の調達に関する 特別措置法～ (2011年11月)

(1) 買取対象及び買取義務

太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスを用いて発電された電気を買取りの対象となる。電気事業者は、発電設備等について経済産業大臣に認定を受けた発電事業者との間で、契約の締結や必要な接続に応じ、発電された電気を買取る義務を負う。買取りの対象となる電気が、実際に再生可能エネルギーに由来する一定の品質の電気であることを担保するため、再生可能エネルギー電気の発電設備及び発電方法についての認定制度が整備されることとなる。

(注記)

- 風力については、小型の風力も含まれる。
- 水力については、3万 kW 未満の中小水力発電を対象とする。
- バイオマスについては、紙パルプなど既存の用途に影響を及ぼさず、実用化されたものに限る。
- **その他の再生可能エネルギーとして、現在、研究段階で実用化には至っていない海洋温度差、波力等が存在するが、将来は政令によって指定される可能性がある**

FIT (FIP) 制度における対象電源の考え方③

- 内閣府や環境省の文書においても、OTEC等の海洋再生可能エネルギーについては、実用化の目途が立った段階においてFIT等の対象として検討が行われる可能性が記載されている（同じ温度差を利用する発電方式としては、実用化段階にあった地熱発電がすでにFIT対象電源に指定されている）。

海洋再生可能エネルギー 利用促進に関する 今後の取組方針 (2012年5月)

3. 政府として今後推進すべき施策 (2) 実用化・事業化を促進するための施策

(オ) 普及・コスト低減に向けた取組み

今後の海洋再生可能エネルギーを利用した発電の事業化に向けて、海洋特有のコスト面に関する課題に対応するため、以下の取組みを進める。なお、**事業化の見通しが立った段階においては、固定価格買取制度の活用も視野に入れる。**

2013年以降の対策・ 施策に関する報告書 (地球温暖化対策の 選択肢の原案について) (2012年6月)

海洋エネルギー発電（波力発電、潮流・海流発電）について（考察）

従来の日本海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）の普及見通しでは、波力発電、潮流・海流発電、海洋温度差発電が普及することが見込まれていたが、**技術的な普及可能性を精査し（温度差を利用する発電としては地上の地熱発電の方が開発が比較優位であり、規模も大きく、温度差も大きいいためより多くのエネルギーを得ることが可能）、波力発電と潮流・海流発電に絞って普及を見込んで**いる。

技術成熟度レベル (TRL、Technology readiness levels)

- 近年、政府補助等でも活用されている技術成熟度を測る考え方としてTRLがある。一般にレベル8以上が実用化段階とされるが、OTECについてはその一手手前であるレベル6～7に位置づけられることが多い。

環境省「CO2 排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業」におけるTRLの定義

レベル	定義	開始時の状況	アウトプット	実験環境	フェーズ
8	製造・導入プロセスを含め、開発機器・システムの改良が完了しており、製品の量産化又はモデルの水平展開の段階となっている。	最終製品／最終地域モデルの性能の把握	最終製品／最終地域モデル	—	量産化／水平展開
7	機器・システムが最終化され、製造・導入プロセスを含め、実際の導入環境における実証が完了している。	実用型プロトタイプの実環境での性能の確認		実際の導入環境	フィールド実証
6	機器・システムの実用型プロトタイプ／実用型地域モデルが、実際の導入環境において実証されており、量産化／水平展開に向けた具体的なスケジュール等が確定している。	実用型プロトタイプの基本性能の把握	実用型プロトタイプ／実用型地域モデル		
5	機器・システムの実用型プロトタイプ／実用型地域モデルが、実際の導入環境に近い状態で実証されており、量産化／水平展開に十分な条件が理論的に満たされている。	限定的なプロトタイプのパフォーマンスの把握		実際に近い導入環境	模擬実証
4	主要な構成要素が限定的なプロトタイプ／限定的な地域モデルが機器・システムとして機能することが確認されており、量産化／水平展開に向け必要となる基礎情報が明確になっている。	試作部品／試験的モデルの性能の把握	限定的なプロトタイプ／限定的な地域モデル	実験室・工場	実用研究
3	主要構成要素の性能に関する研究・実験が実施されており、量産化／水平展開に関するコスト等の分析が行われている。	主要な構成要素の機能の確認	主要構成要素の試作部品／試験的モデル	—	応用研究
2	将来的な性能の目標値が設定されており、実際の技術開発に向けた情報収集や分析が実施されている。	要素技術の基本特性の把握	報告書・分析レポート等	—	
1	要素技術の基本的な特性に関する論文研究やレポート等が完了しており、基礎研究から応用研究への展開が行われている。	基本原理の明確化	論文・報告書等	—	基礎研究

文献によって様々であるが、OTECの技術成熟度としてはレベル6～7（商用化一手手前）に位置づけられていることが多い

※機関によって少し定義や区分が異なるが、基本的にはレベル8以上が商用化・実用化の段階とされている

出所：環境省「TRL 計算ツール利用マニュアル 第三版（平成28年12月）」を基に日本総研作成

(1) OTECの動向調査

③ 他実証との競合分析

OTEC実証事業の競合分析 | まとめ

- 日系団体（佐賀大学、ゼネシス、商船三井など）が国内にとどまらず、国際的に実証事業を推進している。世界でも実証事業ではクローズドサイクル方式が主であるが、マレーシアではハイブリッド方式を用いている。

	発電方式	事業者	エリア	コスト	発電能力	取水量・海水活用
ハワイ・ Makai Ocean Engineering	<ul style="list-style-type: none"> クローズドサイクル方式 	<ul style="list-style-type: none"> NELHA Makai Ocean Engineering 	<ul style="list-style-type: none"> ハワイ島の西にあるケアホレ岬沖合 	<ul style="list-style-type: none"> 30円/kWh 台前半 ※試算値 	<ul style="list-style-type: none"> 105kW 	<ul style="list-style-type: none"> くみ上げ能力：深層水64m³/分、表層水 43m³/分 海水活用：水産養殖、バイオテクノロジー、海洋深層水商品等
キリバス・ 韓国船舶海洋工学研究院 (KRISO) 等	<ul style="list-style-type: none"> クローズドサイクル方式 	<ul style="list-style-type: none"> KIOST KRISO Ho-Saeng Lee 	<ul style="list-style-type: none"> キリバス共和国南タラワ沖（釜山沖の船から移管） 	<ul style="list-style-type: none"> 50円/kWh程度 	<ul style="list-style-type: none"> 1MW 	<ul style="list-style-type: none"> 海水活用：排水の淡水化や水耕栽培
インドネシア・ 佐賀大学、インドネシア政府、 ゼネシス等	<ul style="list-style-type: none"> — 	<ul style="list-style-type: none"> 佐賀大学 インドネシア政府 ゼネシス 豊田通商 	<ul style="list-style-type: none"> バリ州北部 	<ul style="list-style-type: none"> — 	<ul style="list-style-type: none"> 3000～5000kW 	<ul style="list-style-type: none"> 海水活用：農業用水や冷却水
マレーシア・ マレーシア工科大学、佐賀大学、 JICA等	<ul style="list-style-type: none"> ハイブリッド方式 	<ul style="list-style-type: none"> マレーシア工科大学、マレーシア・プトラ大学 佐賀大学、JICA、JST 	<ul style="list-style-type: none"> メグリスピラン州ポートディクソン（マレーシア・プトラ大学の国際水産科学研究所） 	<ul style="list-style-type: none"> — 	<ul style="list-style-type: none"> 3kW 	<ul style="list-style-type: none"> H-OTECはマレーシアの環境に合わせて開発され、発電に加えて海水の淡水化も同時に行うシステムが特徴
モーリシャス・ 商船三井	<ul style="list-style-type: none"> クローズドサイクル方式 	<ul style="list-style-type: none"> 商船三井 	<ul style="list-style-type: none"> モーリシャスの南南西部 	<ul style="list-style-type: none"> — 	<ul style="list-style-type: none"> 数MW 	<ul style="list-style-type: none"> 海水活用：農業用水や海洋冷却システムでの活用を検討

出所：各種資料を基に日本総研作成

OTEC実証事業の競合分析 | Makai Ocean Engineering・ハワイ (1/3)

- NELHAによるハワイの実証プラントでは、100kWレベルの発電能力でkWhあたり20セント台前半の発電単価と試算されている。海洋深層水を様々な方法で利用する試みが行われてきた。

Makai Ocean Engineeringとシェルによるハワイの海洋温度差発電の実証事業に関する概要

発電方式	<ul style="list-style-type: none"> ✓ クローズドサイクル方式 (作動流体：アンモニア) 	発電能力	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 出力105kW (今後5 – 10MWの発電プラント建設に向け研究)
事業者	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Natural Energy Laboratory of Hawaii(NELHA)：ハワイ島の粉に位置し、海洋温度差発電の実証実験を行っている ✓ Makai Ocean Engineering 	取水量・海水活用	<p>【取水量】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 内径140cmで日量約22万トンの取水管の敷設が進められている ✓ 深層水の汲み上げ能力は64m³/分、表層水は43m³/分となっている(水深915mから海洋深層水を取水している) <p>【海洋深層水活用例】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 水産養殖(アワビ、あさり、カキ、エビ、ヒラメ、スピルリナ等) バイオテクノロジー ✓ 海洋深層水商品(脱塩飲料水、塩、にがりなど) ✓ 熱交換アプリケーション(エアコンの代わりに、深層水を利用した室内冷却システム) ✓ エネルギーアプリケーション ✓ 植物生産システムの開発(光源はLED、空調は海洋深層水を熱源としたチラー方式)
エリア	<p>ハワイ島の西にあるケアホレ岬沖合</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 表層水の水温は常時24 – 26℃ ✓ 深層水の水温は常時4 – 6℃ 		
コスト	<p>ハワイ実証プラントの発電単価は20セント/kWh台前半(30円/kWh台前半)であると試算されている</p>		

出所：各種資料を基に日本総研作成

OTEC実証事業の競合分析 | Makai Ocean Engineering・ハワイ (2/3)

- ハワイのプラントは、米国の電力網に接続された最初のクローズドサイクル型 OTEC プラントで、作動流体にはアンモニアが用いられてきた。

Makai Ocean Engineeringによるハワイの海洋温度差発電の実証事業に関する概要

プロジェクト 内容

- マカイ・オーシャン・エンジニアリングが建設したOTECプラントが、2015年8月にハワイで稼働を開始した。これは、米国の電力網に接続された最初のクローズドサイクル型 OTEC プラントである（作動流体：アンモニア）。約120世帯分の電力に相当する105 kWの発電が可能な実証プラントです。海洋深層水の取水はハワイ州立自然エネルギー研究所（NELHA）が実施している
- このプロジェクトは、ハワイ自然エネルギー研究所を通じて海軍研究局から資金提供を受けました。このインフラは、海軍施設技術司令部(Naval Facilities Engineering Command)から資金提供を受けている
- OTEC 発電所には、次のような利点がある
 1. OTEC 電力制御および自動化システムの開発
 2. 実際の電力出力と予測電力出力の測定
 3. 長期運用データを使用して、将来の商用 OTEC プラントの設計とコスト予測を改善
- このプロジェクトにより、OTEC のリスクが大幅に軽減され、米国のエネルギー供給業者としての実現可能性が証明された
- この施設は、熱交換器・タービン発電機およびシステム制御・耐腐食性材料および接合方法・海洋パイプラインの研究開発に使用され、各分野から得られる開発は最終的にはよりコスト効率がよく技術的に高度なOTEC発電所の設計に反映される

OTEC実証事業の競合分析 | Makai Ocean Engineering・ハワイ (3/3)

- ハワイのOTECプラントは2014年に発電機が取り付けられ発電を開始しており、将来的には5-10MW規模での運用に向けた研究が進められてきた。

ハワイの事例：追加調査項目

<p>ハワイにおける海洋深層水事業のこれまでの経緯</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 1973年のオイルショックを機に、ハワイ州は石油に依存しないエネルギーを開発しようと、翌1974年「ハワイ自然エネルギー研究所」(NELHA)を設立 ✓ 1981年、大規模な取水施設を整備し、深層水の研究に乗り出した 	<p>ハワイの海洋温度差発電事業におけるこれまでの経緯</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 1974年：ハワイ州立自然エネルギー研究所(NELHA)設立 ✓ 1979年：アメリカではじめて正味出力を得ることに成功したMini-OTECプラントが稼働 ✓ 1981年：ハワイでOTEC-1と呼ばれる1MWの発電プラントが海軍の輸送船に設置され、実証実験が行われた ✓ 1993年：210KWのオープンサイクル方式OTECでプラントにくみ上げた海水を発電に用いることにより正味電力60kWを含む総電力213KWの発電を成功 ✓ 2014年：ハワイのマカイ・オーシャン・エンジニアリングが出力100kWの発電機を取り付け発電を開始
<p>ハワイの海洋深層水事業の現在</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 深層水利用の基本構想は、温度差発電と冷房と農水産業などのプロジェクトを連続するものである ✓ 水産養殖と海洋バイオテクノロジー産物の約70%がNELHA産である。またNELHAと同テナントはエアコンの代わりに、深層水を利用した室内冷却システムを使用して、80%近くの節電に成功している ✓ 2000年からは日本の数社が深層水を利用した脱塩飲料水、塩、にがりを開発・販売しており、ハワイ州最大の輸出額となっている 	<p>ハワイの海洋温度差発電事業の現在</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 現在のアメリカにおける研究として、マーシャル諸島におけるOTEC計画あり ✓ 5~10MW規模で陸上設置型OTECプラントの設計、経済性、財政上の実現可能性に関する研究は完了

出所：各種資料を基に日本総研作成

OTEC実証事業の競合分析 | 韓国船舶海洋工学研究院 (KRISO) 等・キリバス

- 韓国船舶海洋研究所 (KRISO) は、1MWのOTEC発電プラントを建設しており、電源単価50円/kWh程度と想定されている。将来的には100MWの商用システム構築を目指している。

韓国におけるの海洋温度差発電の実証事業に関する概要

発電方式	✓ クローズドサイクル方式 (作動流体：フロンR32)	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 2019年9月 釜山沖 (韓国) で試験 約17℃の温度差で338 kWの発電に成功 1MWのOTEC プラントを建設するため、2014年に出力20kW、2015年には200kWの実験機を製作 本事業は、試運転後キリバスに輸送・設置予定 韓国船舶海洋研究所 (KRISO) は、2021年から22年にかけてバージ船に搭載した K-OTEC 1000 をキリバス島タラワに移設する計画であったが、新型コロナウイルスの影響で移設は延期 KRISOの1MWのOTECプラントは、100MWの商用システムを構築するための最初の実用プラント 水深1,300m、沖合6kmに係留された幅35mの八角形の4階建て浮きプラットフォームで構成されており、直径1.2mである1,000mのパイプを使用して深部から冷水を汲み上げ、プラットフォーム上のプロセスプラントに供給 世界有数の国際船級協会であるビュローベリタスは、KRISOが南太平洋のキリバス共和国南タラワ沖に設置するために建設する1MWプラントに対して、海洋温度差発電コンバータに関する初の原則承認を発行
事業者	✓ 韓国海洋科学技術研究院(KIOST) ✓ 韓国船舶海洋工学研究院(KRISO) ✓ Ho-Saeng Lee		
エリア	✓ キリバス共和国南タラワ沖 ※韓国周辺の海域では OTEC に必要な表層-深層間の温度差が得られないため、ターゲットを海外にしぼっている。		
コスト	✓ 50円/kWh 程度 (40~60円/kWh) ※量産によって、40 円/kWh以下になる可能性あり。		
発電能力	✓ 1MW		
取水量・海水活用	✓ 直径1.2mの1,000mのパイプを使用して深部から取水 (取水量は不明) ✓ 排水の淡水化や水耕栽培への利用		

出所：各種資料を基に日本総研作成

OTEC実証事業の競合分析 | 佐賀大学、インドネシア政府、ゼネシス等・インドネシア

- インドネシアのエネルギー・鉱物資源省は、佐賀大学と共同でバリ州北部に3,000-5,000kW規模のOTEC実証プラントを建設しており、将来的には1万kWに引き上げを予定している。

インドネシア バリ州におけるの海洋温度差発電の実証事業に関する概要

発電方式	—	プロジェクト内容	<ul style="list-style-type: none"> インドネシアのエネルギー・鉱物資源省は2019年7月19日、佐賀大学と共同でバリ州北部に海洋温度差発電所（OTEC）を建設する方針を発表 研究開発庁は佐賀大海洋エネルギー研究センターと協議し、バリ州が最適だと判断 発電所の建設に向けて、日本政府に資金援助を求める計画 商業運転では1万キロワットに引き上げる予定 西ジャワ州バンドンの海洋地質学研究・開発センターが実施した調査によると、バリ州北部の海域では表層と水深500～1,000メートルで20度の差があり、発電に適合 バリ島における海洋温度差発電ポテンシャル(OTEC) 海洋温度差発電(OTEC)のためのインドネシアの海洋温度分布の計算は、海洋温度差表層からの統計を用いて行われる。カルノーエンジンの最大効率(η_{max})は、バリ海北部で0.788813が得られ、数値はインドネシアの他の地域よりも優れる
事業者	✓ 佐賀大学、インドネシア政府（エネルギー・鉱物資源省）、ゼネシス、豊田通商		
エリア	✓ バリ州北部		
コスト	—		
発電能力	✓ 3000～5000kW（パイロットプロジェクト） ※商用運転では1万kWへの引き上げを予定		
取水量・海水活用	✓ 農業用水や冷却水として活用		

出所：各種資料を基に日本総研作成

OTEC実証事業の競合分析 | マレーシア工科大学、佐賀大学、JICA等・マレーシア

- 海洋温度差発電（OTEC）の研究を進める佐賀大は、発電と同時に海水の淡水化も可能にする新しいハイブリッド方式の実証設備（H-OTEC）を完成。2022年よりマレーシアにて実証実験を開始、2024年4月にプラントの試運転を開始した後に、正式稼働し2025年1月に実験施設を開所した。

マレーシアのハイブリッド方式海洋温度差発電（H-OTEC）の実証実験に関する概要

発電方式	✓ ハイブリッド方式：表層海水を一度沸騰させ、水蒸気の熱でアンモニアを気化させるのが特徴で、水蒸気を冷却することで淡水が得られる	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 佐賀大学は当分野の研究を40年以上続け、2014年マレーシア工科大学と連携協定を締結 ハイブリッド方式：水蒸気には塩分などの不純物が含まれないため、海水を直接使うよりも伝熱効率が向上するほか、汚れによる能力低下や機械の腐食も抑えられる。素材も高価なチタンからステンレス鋼材に代替でき、コストダウンも可能 H-OTECの実証事業は、国際協力機構と科学技術振興機構の地球規模課題対応国際科学技術協定プログラム（SATREPS）として進められている。JICAとJSTから2,200万リンギ（約7億円）、マレーシア高等教育省から600万（約2億円）リンギの支援 H-OTECはマレーシアの環境に合わせて開発され、発電に加えて海水の淡水化も同時に行う最も先進的なシステム 本国内で実験機（3キロワット）の開発を2年がかりで進め、3年目にマレーシアに設置する予定。マレーシア工科大学は、これをベースに出力1万キロワットの商用機の開発を目指す 2024年4月にプラントの試運転を開始後、正式稼働し2025年1月に実験施設を開所
事業者	✓ マレーシア工科大学（UTM）、マレーシア・プトラ大学（UPM）、佐賀大学、国際協力機構（JICA）と科学技術振興機構（JST）		
エリア	✓ ヌグリスンビラン州ポートディクソンにあるマレーシア・プトラ大学（UPM）の国際水産科学研究所		
コスト	—		
発電能力	✓ 3kW（実証設備2025年1月時点） ※将来的には5千～1万kW商用化		
取水量・海水活用	—		

出所：各種資料を基に日本総研作成

OTEC実証事業の競合分析 | 商船三井・モーリシャス

- 商船三井のモーリシャスにおける海洋温度差発電の実証事業では、OTEC設備の設置条件等から適地を選定しており、今後その他諸条件に関する調査・分析を行い、候補地の妥当性を検証する。

商船三井によるモーリシャスの海洋温度差発電の実証事業に関する概要

発電方式	✓ クローズドサイクル方式	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 当社は、2022年5月から2023年5月にかけて、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）より受託した「モーリシャスにおける海洋温度差発電を核とした海洋深層水複合利用に関する実証要件適合性等調査」（註2）の中で、モーリシャス側開発主体の実行力、OTEC設備の設置条件等のレビューを実施し、候補地を絞り込み、同国の南南西部を適地として選定しました。 次のステップとして行う、その適地に取水管を設置する際の様々な条件を調査・分析し、候補地の妥当性を検証することが、この度METIに採択された調査事業の主な内容となります。 <p>…（中略）…</p> <ul style="list-style-type: none"> モーリシャスは、インド洋の熱帯地域に属するという地の利を十分に活用できることのみならず、2030年までに再生可能エネルギーの割合を60%まで引き上げるロードマップを策定し、OTECの導入に向けた実証プロジェクトを国家予算計画に含める等、国家戦略的にもOTEC導入に向けた下地があります。
事業者	✓ 商船三井		
エリア	✓ モーリシャスの南南西部		
コスト	-		
発電能力	✓ 数MW		
取水量・海水活用	✓ 農業用水や海洋冷却システムでの活用を検討		

出所：各種資料を基に日本総研作成

(1) OTECの動向調査

④国内での海洋再生可能エネルギー及び 国内外のOTECへの投資実績

国内の海洋再エネ投資実績 | まとめ

- ・ 沖縄の小規模離島では、OTECに加えて波力発電が一定の発電効率は確保しうるため適合性が見込みうるものの、導入コストやメンテナンスコストのような一定の課題を克服する必要がある。

	発電方法の概要	特徴・課題	国内での投資状況	小規模離島での適合性
海洋温度差発電 (OTEC)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海洋表層の温水と深海の冷水の温度差を利用して発電を行う方法 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 安定して発電するためベースロード電源として活用できる ・ 表層水と深層水の温度差が必要、かつ導入コストが高い傾向にある 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国内では久米島での実証事業に向けた投資が行われており、なお海外でも投資案件が多くみられる 	<p>温度差があり沖縄の小規模離島で一定の発電効率は確保できるものの、導入コストが高い点に難しさがある</p>
波力発電	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海水などの波のエネルギーを利用して発電する方法（発電方式には様々なタイプがある） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 波があれば発電できるため、海上の広範なエリアで安定して発電が可能 ・ 設備の腐食が激しくメンテナンスコストが高い 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国内で多くの実証事業が存在するものの、1MW規模以上の投資に至る案件は現状では確認できず 	<p>小規模離島でも極端に低い発電効率にはならないものの、メンテナンスコストが高い点に難しさがある</p>
潮力発電	<ul style="list-style-type: none"> ・ 潮流そのものもしくは、潮汐に伴う潮位差を利用してタービンを回し発電する方法 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高い発電効率は、大きな潮流がある場所もしくは潮汐エネルギーが狭い水路に集約される場所に限定される 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 長崎県の奈留瀬戸海域では1,000kW級の潮力発電に計24.5億円以上の投資が行われている 	<p>潮力発電において高い発電効率を実現できる地理的条件を有している場所がなく、適合性が低いと想定される</p>
洋上風力発電	<ul style="list-style-type: none"> ・ 洋上に風力発電設備を建設して、風力でタービンを回して発電する方法 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 他の発電方法よりは基本的な発電効率が高い ・ 発電設備の輸送やメンテナンスをする拠点が必要になる 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国の入札を通じて大型投資が実施されてきた ・ 国内に島しょ部での投資実績はないが、海外ではある 	<p>離島で洋上風力発電が可能になるのは、風況が良好かつその島に大量に導入する場合に限られるため、適合性が低いと想定される</p>
海水濃度差発電	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海水の塩水と河川などの淡水間に存在する塩分濃度の差を利用し発電を行う方法 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 安定して発電はできるが、かなりの濃度差が必要で、一般の海水の塩分濃度では十分な発電量が得られない 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 福岡市で投資実績がある（湧水対策で生じた塩分濃度の高い海水を活用） 	<p>小規模離島では大規模な湧水対策設備がないため、適合性が低いと想定される</p>

出所：各種資料を基に日本総研作成

国内の海洋再エネ投資実績 | 奈留瀬戸海域の潮力発電

- 国内における潮力発電は、九電みらいエナジーが奈留瀬戸海域で出力1000kW級の設備で、環境省実証事業の一環として手掛けられており、投資額は総額で24.5億円とみられる。

奈留瀬戸海域における潮力発電の実証事業に関する概要

発電方法 ・容量	✓ 潮力発電・出力1000kW級	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 長崎県五島市の奈留島と久賀島の間にある「奈留瀬戸」海域。その水深40mほどの海底で、わが国初となる商用スケールの大型潮流発電（出力1000kW級）の実証試験（2022～25年度）が行われている。手掛けるのは、九州電力グループの九電みらいエナジー。環境省の「潮流発電による地域の脱炭素化モデル構築事業」の一環として採択されたものだ。 潮の満ち引きで生じる海水の流れを利用する潮流発電のメリットは、大きく三つある。①潮の干潮に規則性があるため発電量の予測が可能、②海底への設置のため天候に左右されず災害に強い、③視覚・聴覚的な影響がほとんどなく環境負荷が少ない。19～22年度の実証第一フェーズは干潮時だけの一方方向発電（500kW級）だったが、予測との誤差は1%程度で台風の影響も回避できるなど、一定の成果を確認することができた。 お天気任せの不安定な発電で、環境影響なども懸念される太陽光や風力とは一線を画す潮流発電。海洋国・日本には200万kWものポテンシャルがあるという。隠れたる次世代再生可能エネルギーとして今後の商用化に期待が掛かる。
事業者	✓ 九電みらいエナジー		
ステータス	✓ 実証事業（環境省「潮流発電技術実用化推進事業」、環境省「潮流発電による地域の脱炭素化モデル構築事業」）		
エリア	✓ 長崎県五島市の奈留島と久賀島の間にある「奈留瀬戸」海域		
投資額	✓ 2021年度：18億円 ✓ 2022年度：6.5億円		
投資時期	✓ 2021年度に投資し出力500kW、2022年度に投資し出力1,000kW		

出所：各種資料を基に日本総研作成

国内の海洋再エネ投資実績 | 南島原市の潮力発電

- 世界初の垂直軸タービンによる潮力発電実証実験を南島原沖合で実施している。早崎潮流発電推進研究会と商船三井が、2023年11月25日から南島原市口之津町の沖合700mで共同実験をしている。

南島原沖合における潮力発電の実証事業に関する概要

発電方法 ・容量	✓ 潮力発電	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 地元企業や大学など30の個人や団体が構成する「早崎潮流発電推進研究会」と「商船三井」が、2023年11月25日から南島原市口之津町の沖合700mで共同実験を行った。実験に使う小型発電機は、研究会が日本財団の支援を受け、1150万円かけて制作。 実験期間は2023年11月25日～12月17日の2週間 日本大学理工学部の居駒知樹教授（54）と共同開発した「ダリウス型」と呼ばれる「垂直軸」のタービンを海中に設置し、潮の流れで回転させて電気を生み出す。潮流発電のタービンはプロペラ式の「水平軸」が主流だが、「垂直軸」にすることでどの方向から潮が流れてきてもタービンを回すことが可能。タービンの回転翼の角度を変えることもでき、潮流に合わせて調節できる。 研究会によると、この垂直タービンを使った潮流発電の実証実験は世界初。潮の流れには規則性があるため、「潮流発電」は発電量の予測ができ、天候の影響を受けにくいのが特長。 約1.5m/s以下の潮流が大宗を占める我が国の海域において、低速潮流で長時間回る水車を開発することが重要であるところであり、今般可変ピッチ機能付き垂直軸ダリウス型タービンにより、0.7m/sで始動し2m/s超の流速域にいたるまで対応可能であることが実海域で実証された。
事業者	✓ 早崎潮流発電推進研究会 ✓ 商船三井 ✓ 日本大学理工学部		
ステータス	✓ 実証実験		
エリア	✓ 長崎県南島原市の口之津港周辺		
投資額	✓ 出資者は日本財団（投資額は不明）		
投資時期	—		

出所：各種資料を基に日本総研作成

国内の海洋再エネ投資実績 | 平塚市の波力発電実証事業

- 平塚市と東大生産技術研究所は、漁業の脱炭素化に向けた取り組みの一つとして波力発電の実証研究を行っている。2025年に波力発電を商用化させることを目指して発電コストの低減等の取り組みを行っている。

平塚における波力発電の実証事業に関する概要

発電方法 ・容量	✓ 波力発電	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 平塚発のクリーンエネルギーの実用化を目指し、平塚市が官民で波力発電関連分野の技術研究を進めている新産業創出促進事業が、「企業版ふるさと納税」によるIT大手ヤフーから2年連続で寄付対象に選定された。強力な支援を受け、波力発電所を活用した漁業のカーボンニュートラル化を目指した様々な実証研究を進めてきました。 同市ではこれまで、平塚新港で波力電力の研究開発を推進。2021年9月に企業版ふるさと納税制度を活用したヤフーからの寄付を受け、産官学が連携して漁業の脱炭素化を目指し実証研究を重ねてきた。事業支援の継続で2022年度も引き続き寄附を受けた本事業は、2023年度も継続し、波力発電の低コスト化に向けた新型発電機の研究開発等を支援を受けた。 協定継続で、今後は第2平塚波力発電所を設置して研究開発や人材育成の拠点とするほか、福島県浪江町にも波力発電所を設置して実用化への可能性を探る。企業版ふるさと納税を活用した海洋再生可能エネルギー利用モデルも構築する。 2025年を目標に波力発電の商用化を掲げており、今後は発電の低コスト化なども課題になるという。
事業者	✓ 平塚海洋エネルギー研究会 ✓ 東大生産技術研究所 ✓ 株式会社e-ウェーブR&D		
ステータス	✓ 社会実装に向けた検討		
エリア	✓ 平塚新港		
投資額	✓ ヤフーなど2社から企業版ふるさと納税として3年間で計5,500万円		
投資時期	✓ 2021年度～		

出所：各種資料を基に日本総研作成

国内の海洋再エネ投資実績 | 島根県海士町の波力発電

- 慶応義塾大学発のベンチャーであるグローバルエナジーハーベストは、小型波力発電「往復型回転加速式波力発電」の実証を行っており、2024年度内の製品化を目指して動き始めている。

島根県海士町における波力発電の実証事業に関する概要

発電方法 ・容量	✓ 波力発電（往復型回転加速式）・出力1kW	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 慶応義塾大学発のベンチャーであるグローバルエナジーハーベストは、小型波力発電「往復型回転加速式波力発電」の実証を完了した。 島根県海士町の港に装置を設置。発電した電力を蓄電し、港内に仮設置したLED街路灯を一晩中稼働させることに成功した。今後は暴風高波対策の実証を経て、2024年度内の製品化を目指す。 往復型回転加速式波力発電は、波が海面で上下する力を利用し、フライホイール（円盤）を回転させてタービンを回し発電する。装置は1基当たり幅約1.4メートル、高さ約2メートル、出力は1キロワットを見込む。20基で1システムとし、港の岸壁に設置しての使用を想定する。実証は2024年1月15～19日に実施。実証は国土交通省の「23年度スマートアイランド推進実証調査業務」に採択されている。 港内の波高は常時10～20センチメートル程度と低い状況だったが、発電出力0.7キロワットを確認。実証期間中の発電出力データと波高データを解析した結果、製品化のめどとする波高50センチメートル時に発電出力1キロワットが可能と結論付けた。景観を損ねることなく未利用地の有効活用が可能。実証時は装置周辺で魚が遊泳しており、生き物の生育環境に影響を与えないことも確認した。現在、追加の第三者割当増資を計画しており、24年度内の製品化に向けて順調に歩みを進めている段階だ。
事業者	✓ グローバルエナジーハーベスト		
ステータス	✓ 実証段階（国土交通省の「23年度スマートアイランド推進実証調査業務」に採択）		
エリア	✓ 島根県海士町港内		
投資額	✓ 2-2.5億円		
投資時期	✓ 2024年度		

出所：各種資料を基に日本総研作成

国内の海洋再エネ投資実績 | 釜石市の波力発電

- 釜石港の防波堤でインテリジェント吸波式波力発電の実証実験が行われている。岩手において再エネの地産地消を目指しており、将来的には33万2,800kWh程度の年間発電量に拡大させることも計画されている。

釜石港防波堤における波力発電の実証事業に関する概要

発電方法 ・容量	✓ インテリジェント吸波式波力発電・出力20kW	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 釜石港湾口防波堤を舞台に、波の力で発電してエネルギーを地産地消する仕組みづくりに向けた実証試験が2022年7月31日、始まった。釜石市内の4社が立ち上げた「マリンエナジー」を主体に、環境省から委託を受けて実施。 波力発電装置の設計から製造、設置、システム開発、維持管理までを地元や県内事業者の技術を結集させた「オール岩手」の取り組みで、関係者は「地域活性化につながる」と期待を寄せる。 既設の防波堤に波力発電装置を設置するのは世界初の試みでもあり、実用化されれば全国、世界への幅広い展開という可能性を秘める。またアワビとナマコを養殖し、脱炭素の特産品としてブランド化を目指している。 将来的には装置を5台に増やす計画も。その場合の年間発電量は一般家庭約80世帯分に相当する約33万2,800kWhを見込む。 「マリンエナジー」は釜石市の海洋土木会社や電気工事会社など4社が共同で設立し、波力発電に必要な部品も地元企業を中心に製造している。
事業者	✓ マリンエナジー		
ステータス	✓ 実証 (環境省「令和2年度CO2排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業」に採択)		
エリア	✓ 釜石港 防波堤		
投資額	✓ 2020年～2022年度までの3年間で3億9000万円		
投資時期	✓ 2020年～2022年度		

出所：各種資料を基に日本総研作成

国内の海洋再エネ投資実績 | 福島県浪江町の波力発電

- 浪江町の請戸漁港に、波力発電所の建設が計画されている。波力発電所の計画は、特定復興再生拠点区域を対象に脱炭素のまちづくりを進める環境省事業の一環として行われている。

福島県浪江町における波力発電事業に関する概要

発電方法 ・容量	✓ 波力発電（1基当たり、最大200kW/時×3基）	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 広野町の建設業エイブルなどが浪江町の請戸漁港で計画している波力発電事業は、2022（令和五）年の発電、2025年の売電を目指す。 波力発電所の計画は、特定復興再生拠点区域（復興拠点）を対象に「脱炭素のまちづくり」を進める環境省事業の一環で、広野町の建設業エイブル、東大生産技術研究所（東大生研）、九電工などの4企業・研究機関が建設場所の選定などに関する業務の委託を受けた。 波力発電施設を防波堤付近に計3基設ける。1基当たり、最大200kW/時の発電能力を持つ予定。今月下旬にも海底調査を始め、2021年3月まで事業の実現可能性を見極める。同4月から2年間かけ、詳細設計や施設建設に当たる。 波力発電事業に加わっている東大生産技術研究所の丸山康樹特任教授が発電方法を解説した。波力発電は技術的に難しく、世界で商業化できていないとして、「波力エネルギーが豊富な浪江で事業化できれば人類初となる。事業化が進めば国内三番目の波力発電所となる見通し。
事業者	✓ エイブル ✓ 九電工、東京久栄、東京大学生産技術研究所		
ステータス	✓ 事業化調査		
エリア	✓ 福島県浪江町の請戸漁港		
投資額	-		
投資時期	-		

出所：各種資料を基に日本総研作成

国内の海洋再エネ投資実績 | 久慈港の波力発電

- 岩手県久慈港に波力発電所が建設された。発電能力は43kWで、電力会社の送配電ネットワークに電力を供給できる日本で初めての波力発電所となった。

岩手県久慈における波力発電の実証事業に関する概要

発電方法 ・容量	✓ 波力発電（油圧駆動振り子式波力発電装置）・出力43kW（波高 4 m）	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 2016年9月8日、岩手県久慈市の漁港に、波力発電が今年8月に設置され、試験的な電力供給が開始。その後2017年3月まで実証運転を続けて発電量や安全性などを確認する予定。 同プロジェクトは、被災地を拠点に次世代エネルギーの開発を進め、復興につなげる文部科学省の「東北復興次世代エネルギー研究開発プロジェクト」の一環で、東京大学の生産技術研究所が開発を進めてきた。 自然エネルギーとして期待される波力発電だが、これまでは実際に電気を使う陸への送電費用が高く、実用化には至っていない。今回のプロジェクトでは、発電装置を漁港に設置するため、既存の送電網を利用できる方式。 実証実験に使う発電装置は、水中で幅4メートル、高さ2メートルの波受け板が海からの波を受けて動いた後に、防波堤からの反射波を受けて反対方向にも動く振り子式で、波力を効率的に発電に利用します。最大で43kWの電力を作ることが可能だが、波力は風力と同様に季節や天候によって変動するため、平均すると10kW程度の電力を供給できる見通し。 年間での発電量は8万7600kWh（キロワット時）となり、一般家庭の使用量（年間3600kWh）から、約24世帯分の電力使用量を賄うことが可能となる。
事業者	✓ 東京大学生産技術研究所		
ステータス	✓ 実証段階(文部科学省「東北復興次世代エネルギー研究開発プロジェクト」による波力発電実証調査事業)		
エリア	✓ 久慈市久慈港 脇防波堤前		
投資額	-		
投資時期	-		

出所：各種資料を基に日本総研作成

国内の海洋再エネ投資実績 | 福岡市の海水濃度差発電

- 国内初で実用化された海洋濃度差発電として、福岡市で渇水対策によって生じた塩分濃度の高い海水を利用して海洋濃度差発電（浸透圧発電）年間88万kWhの建設を開始しており、2025年度に稼働する予定である。

福岡市における海水濃度差発電（浸透圧発電）の実証事業に関する概要

発電方法・容量	✓ 海洋濃度差発電（浸透圧発電）・年間88万kWh（一般家庭300戸分）	プロジェクト内容	<ul style="list-style-type: none"> 福岡市は6日、海水と淡水の塩分濃度差によって生じる浸透圧を利用した「浸透圧発電」を実用化すると発表した。海水淡水化センター（渇水対策のために海水を淡水化するための設備で、淡水化する際に塩分濃度8%の濃縮海水が発生するため、それを発電に利用）に発電設備を設置して、2025年度から自家消費向けに稼働する予定。年間発電量は88万キロワット時の見込みで、センターで使用する電力の約2%に相当する。現時点では実用化するのは日本で初めてで、世界ではデンマークに続き2例目という。 浸透圧発電では、海水の淡水化装置から出る濃縮海水と淡水の下水処理水の2つの排水を活用する。濃縮海水と下水処理水を浸透膜で隔てると、浸透圧で下水処理水側から濃縮海水側に向かう水流が発生。この水流で水車を回して発電する仕組みだ。太陽光発電などと比べて、昼夜や天候に左右されないことから稼働率は高い。 総建設費用は約7億円。プラントメーカーの協和機電工業（長崎市）が発電設備の設置・運転を手掛け、実際の発電量・発電効率の検証や性能確認を行う。
事業者	✓ 福岡市（海水淡水化センターで自家消費）		
ステータス	✓ 25年度に実用化		
エリア	✓ 福岡県福岡市東区		
投資額	✓ 建設費で7億円		
投資時期	✓ 2024年度に建設開始		

出所：各種資料を基に日本総研作成

(参考) デンマークのエネルギー島における洋上風力発電

- 国内に島しょ部における洋上風力発電の投資実績がなかったが、海外ではデンマークでエネルギー島として風況のよい場所で大量の洋上風力発電を導入（バルト海の島に2GW、北海の島に3GW）している事例があった。

デンマーク周辺の島における洋上風力発電の大規模導入に関する概要

発電方法 ・容量	✓ 洋上風力発電 (バルト海の島で2GW、北海の島で3GW)	プロジェクト 内容	<ul style="list-style-type: none"> 2020年6月、デンマーク議会は北海に3GW（将来的には最大10GW）、バルト海に2GWの洋上風力発電を併設する2つのエネルギー島を建設することを決定。（北海は完全に人口島であり、世界初のエネルギー人口島となる） エネルギー島は、複数の洋上ウインドファームからの電力をプールし、地域間連携線を介して数か国に直接送電することになる。 そのため、本プロジェクトは、1つの国だけに電力供給する孤立した洋上風力発電を建設するという従来の考え方とは根本的に異なる先進的なものである。 エネルギー島で発電された電力は将来的にPtoXに活用する方針であり、エネルギー島から供給された電力によりヨーロッパでの化石燃料の段階的廃止に貢献することを目指している。
事業者	✓ デンマーク周辺の島		
ステータス	✓ 建設中で、33年までには発電設備の建設を完了予定		
エリア	✓ バルト海の島で2GW ✓ 北海の島で3GW（将来は最大10GWに拡大予定）		
投資額	✓ 約300億ドル		
投資時期	✓ 2020年～		

出所：各種資料を基に日本総研作成

海外でのOTECへの投資案件調査リスト

- 直近における主要なOTECの投資案件をリストアップした。英国企業によるアフリカへの投資もあるが、中国やインドにおいてOTECの投資案件が目立っており、今後はこれらの案件についてもフォローアップする必要がある。

#	事業主体	地域	投資額	投資時期	投資したプロジェクト内容（ステータス含む）
1	Global OTEC（英国）、 Enogia SA（フランス）	サントメプリンシペ	33.9万USD	2022年	<ul style="list-style-type: none"> 2025年より1.5MW級浮体式海洋温度差発電プラットフォームを設置予定。(2022年にClimate VCより339千ドルの投資を受けた)
2	中国地質調査局、広州海洋地質調査局	中国 南シナ海	—	2023年	<ul style="list-style-type: none"> 海洋浮遊式海洋温度差発電装置の海上試験運転に成功した。 科学試験船「海洋地質2号」は先日、中国初の浮体式海洋温度差発電装置を搭載し、南海の水深1900メートルの海域で初の海上試験を行った。試験発電の総時間は4時間を超え、最大発電出力は16.4kW。
3	USTDA（米国貿易開発庁）、インド国立海洋技術研究所(NIOT)、PCCI（米国バージニア州）	インド アンダマン・ニコバル諸島	—	2023年	<ul style="list-style-type: none"> 米国貿易開発庁は、アンダマン・ニコバル諸島における化石燃料発電に代わるクリーンエネルギーの開発を支援するための実現可能性調査のために、インドの国立海洋技術研究所に助成金を出して、OTEC技術を評価する。 OTEC発電所2か所の実装可能性を検討し、最大26MWベースロード電力を供給することを目指している。
4	国立海洋技術研究所(NIOT)、新再生可能エネルギー省(MNRE)、地球科学省(MoES)	インド ラクシャディーブ諸島のカヴァラッティ	—	2023年	<ul style="list-style-type: none"> インドの国立海洋技術研究所がラクシャディーブ諸島のカヴァラッティに海洋温度差発電(OTEC)海水淡水化プラントを導入することを公表した。 OTECで発電された約65kWの電力を動力源とする海洋温度差発電(OTEC)海水淡水化プラントを導入するとしている。

出所：各種資料を基に日本総研作成

(参考) IEA-OESにおけるOTECの主要プレイヤー

- IEA-OESのレポートにおいて整理されているOTECの主要プレイヤーは従来から積極的に取り組んでいる日本のゼネシスや韓国KRISOに加えて、インドの国立海洋技術研究所 (NIOT) と中国の広州海洋地質調査局 (Guangzhou Marine Geological Survey) が挙げられている。

OTEC

Country	Name of Project	Technology Developer	Installed Capacity
Korea	OTEC Pilot Plant at Goseong	KRISO	20 kW
India	OTEC powered desalination plant at Kavaratti (<i>under construction</i>)	NIOT	65 kW
China	OTEC Floating OTEC device	Guangzhou Marine Geological Survey	20 kW
Japan	Okinawa OTEC plant	Xenesys	100 kW

出所：IEA「OES Annual Report 2023」を基に日本総研作成

(1) OTECの動向調査

⑤ 設置費用に関する調査

OTEC設置費用試算 | 参考情報の整理

- 小規模離島におけるOTEC設置費用を試算するにあたり、参考となる試算としてNEDOの試算（2014年）とIEAの試算（2024年）があるが、これらには発電部と取水部のコストそれぞれに大きな乖離が存在する。
- 発電部の乖離は発電方式の違い、取水部の乖離は取水管の種類の違いによるものと推測する。
- 本試算においては各試算の差異や現状の技術実証、有識者ヒアリングを踏まえ、**発電方式として2段ランキンサイクル、取水管素材としてHDPE管**を採用する。

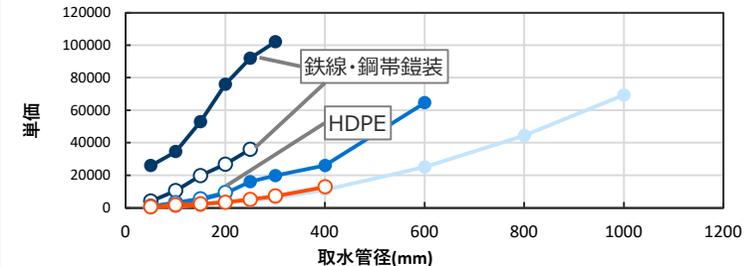
項目	NEDO試算	IEA試算①※1	IEA試算②※1
設置方式	沿岸設置	沿岸設置	沿岸設置
発電方式	2段ランキン	単段ランキン(CC)	OC
グロス発電平均容量	1.66 MW	1.8 MW	1.8 MW
ネット発電平均容量	1.0 MW	1.3 MW	1.3 MW
建設費総額	93億	45億	64億
工事費総額	-	33億	33億
発電部（工事費含）	33億	13.7億	33億
発電部	-	4.7億	24億
発電部工事費	-	9億	9億
取水部（工事費含）	60億※2	30億	30億
取水部	-	6億	6億
取水部工事費	-	24億	24億

差異① 発電部のコスト

- ✓ 想定する**発電方式の違い（単段・2段）により発電部のコスト差が生じている**と思料。
- ✓ H30年貴県実証事業では2段ランキンサイクルを採用しており、現状実用化に最も近い方式である。

差異② 取水管のコスト

- ✓ NEDOの試算は神戸製鋼・佐賀大学の2014年度NEDO事業に由来するものであり、2014年時点の過去事例を参考にコスト算出したと記載がある。
- ✓ HDPE管は低コストな大規模取水管として海外で実証事例があり久米島町の試算(R5)においても採用されている。



出所：NEDO「次世代海洋エネルギー発電技術研究開発 委託事業 成果報告書(2014年度)」等を基に日本総研作成

【参考】NEDO（神戸製鋼・佐賀大学）による試算

- NEDO実証において、神戸製鋼と佐賀大学は2014年に以下のとおり1 MW沿岸設置式OTECのコスト試算を行っており、総設置費は93億円と試算されている。

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)	1,880kW		18,880kW	
発電端出力(年間平均)	1,660kW		17,300kW	
設備利用率	85.6%		92.0%	
所内率	39.8%		42.2%	
送電端出力(年間平均)	1,000kW		10,000kW	
建設費(*1)	発電設備 33億円 取水管 30億円 (*2)	発電設備 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
富留率	0~5%			
算定結果				
発電コスト[円/kWh] ^{(*)3}	36.1~52.5	31.0~44.5	26.0~33.1	18.6~23.5

取水管建設費については海洋深層水利用事業と発電事業で折半するスキームとなっており、1基目のトータルコストは
発電設備33億円、取水管60億円
である。

(*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た試算

(*3) 数値の幅は割引率（利子率）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

出所：NEDO「次世代海洋エネルギー発電技術研究開発 委託事業 成果報告書(2014年度)」を基に日本総研作成

【参考】IEAによる試算

- IEA(2024)では1.3 MW OTEC（オープンサイクル）や5.8 MW 超級（クローズドサイクル）のコスト試算が公表されており、それら情報を基に1.3 MW OTEC（クローズドサイクル）のコストを推計した。

ネット^{※1}1.3 MW(グロス^{※2}1.8 MW)陸上式OTECの設置費用

項目		オープンサイクル(OC) (千円)	クローズドサイクル(CC) (千円)
熱交換器	蒸発器	255,000	240,000
	コンデンサ	690,000	165,000
真空ポンプ		525,000	-
NH3	フィードポンプ	-	1,500
	再循環ポンプ	-	1,500
タービン発電機		885,000	63,000
海水ポンプ	温水用	135,000	
	冷水用	60,000	
設置組立費 (取水管敷設工事費を含む)		3,285,000	
取水パイプ		600,000	
合計		6,435,500	4,551,000
円/kW		4,944,300 ^{※3}	3,504,450 ^{※3}

※1 ネット発電容量 : 発電施設が生み出すkWの総量(グロス発電容量)から発電施設内で消費されるkWを差し引いたkW

※2 グロス発電容量 : 発電施設が生み出すkWの総量

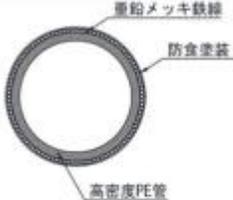
※3 ネット1.3MWで割り算した値。平均出力の観点では、さらに費用が掛かる可能性があることに留意。ただし、本検討では設備容量ベースで試算するため、試算値に影響はない。

出所 : IEA「Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Economics: Updates and Strategies」を基に株式会社日本総合研究所作成

冷水取水管のコスト | 前提_取水管の選定

- 冷水取水管については小規模離島ごとに必要な発電容量、取水管距離に応じてコストを算出できるよう、発電容量と取水管総延長を変数とした算出方式の組立を行う。
- 1 MW超級OTEC取水管は180,000 m³/日以上 of 取水量が求められ、大口径で製作可能な**高密度ポリエチレン管(HDPE)**が**適切な素材**である。
- HDPEは主に浮遊曳航法で敷設され、本事業でも**浮遊曳航法を前提とする**。

取水管と敷設方法の選定

性能項目	管種	鉄線鍍装ポリエチレン管	鋼帯鍍装ポリエチレン管	高密度ポリエチレン管 HDPE-PE100
				
製造可能口径 (内径: mm)		50~280	20~250*	16~3000
管 材 の 特 性	比重	0,94~0,96	0,94~0,96	0,95
	引張強度 (kg/cm ²)	200~280	200~280	224
	伸び (%)	100~500	100~500	500以上
	熱伝導率 (Kcal/m・hr・°C)	0,3~0,4	0,3~0,4	0,38
	線膨張係数 (10 ⁻⁶ /°C)	120~130	120~130	110~130
主とする敷設方法		リールバージ方法	リールバージ方法	浮遊曳航法
久米島海域への適用性		【計画取水量 30,000m ³ /日】 調達性及び管強度、施工実績から、当該海域への適用可。 ◎	【計画取水量 30,000m ³ /日】 鉄線鍍装管に比べ、調達可能な管径が小さく適用性に劣る。 ×	【計画取水量 30,000m ³ /日】 管強度及び施工性に劣る。 ×
		【計画取水量 180,000m ³ /日】 管径が小さく、大容量取水には適用が困難である。 ×	【計画取水量 180,000m ³ /日】 管径が小さく、大容量取水には適用が困難である。 ×	【計画取水量 180,000m ³ /日】 管強度には劣るが、大容量取水に対応した大口径管の調達が可能である。 ○

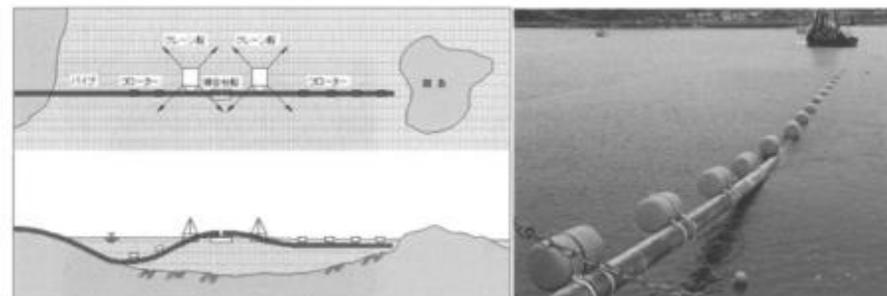
出所：久米島町「久米島海洋深層水活用・漁業用設備全体計画策定業務 報告書」を基に日本総研作成

冷水取水管のコスト | 前提_取水管の敷設手法

- 海底パイプの敷設手法の内、**HDPE管は主として浮遊曳航法**で敷設される。
- 浮遊曳航法はある程度の長さの取水管を海上で溶接し、敷設する手法である。

海底パイプ敷設手法の比較

各種工法	海底曳航法	浮遊曳航法	布設船法
概要	陸上にパイプヤードを設置し、パイプヤード上で製作された長尺管を沖合の曳船用バarge（海上固定）または対岸のウインチによって海底を曳航して布設する方法	陸上または海上で製作した長尺管を海上に浮かべた状態で布設する位置まで曳航し、接合台船上で海底配管を浮上させて洋上接合し沈設する方法	作業船の上で海底配管と単管を溶接接合し、その都度、作業船を移動させながら沈設する方法
適用範囲	長大な配管：○ 陸上ヤード：必要 複雑な管路：△ 気象の変化：○ 必要設備：大型曳航設備 パイプヤード、海底条件の許す所では大型の工事にも適用可能である。航路内、特に船舶航行の頻繁な所に適する。	長大な配管：△ 陸上ヤード：必要 複雑な管路：○ 気象の変化：× 必要設備：溶接台船 小規模の工事に適する。	長大な配管：○ 陸上ヤード：不要 複雑な管路：× 気象の変化：○ 必要設備：布設船 比較的長大な海底配管に適する。



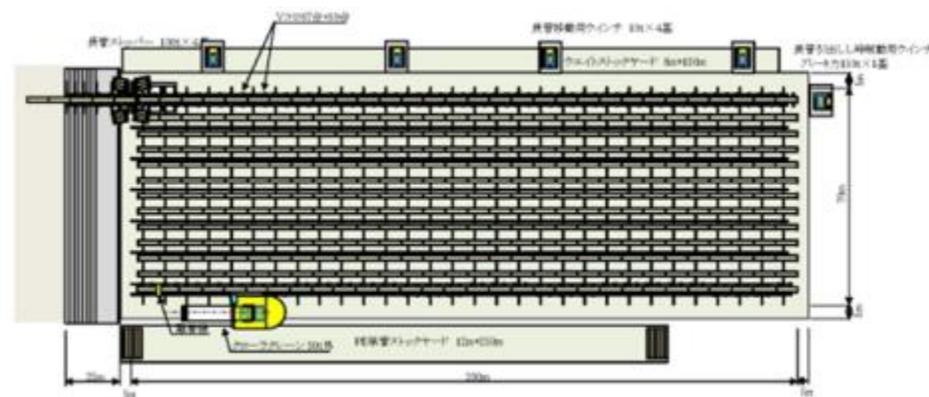
浮遊曳航法では、短尺管(10 m)の取水管を陸上ヤードでつなげて長尺管(300 m)を作成し、海上で長尺管を溶接し、目的長さの取水管を作成する。

そのため、取水管コストは

短尺管単価 × 必要個数

で表され、**長い取水管作成によるm単価低減効果は見込めない**

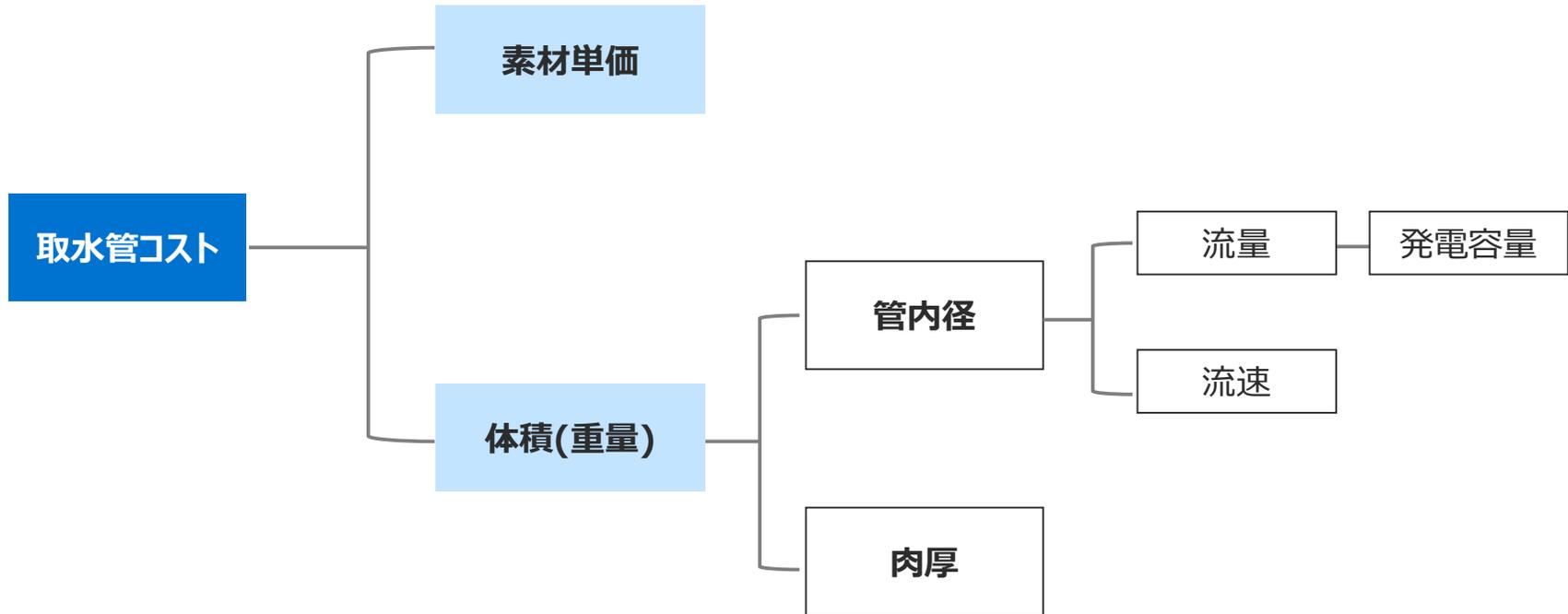
また、製造や輸送時の制約から長大な配管を作成することは現実的ではなく、どの手法においても短尺管の接続が必要となり、m単価は固定と考えられる。



浮遊曳航法における引き出しヤードの概要

冷水取水管のコスト | 試算の手順

- HDPEのような均一材料管の場合、価格は体積(重量)を単位として決定されると仮定し、取水管コストの試算にあたり、**素材単価**と**取水管体積**を推定する。
- 取水管体積の推定手順は以下のとおり。
- 厳密な水理計算を伴わない、簡易な推計であることに留意

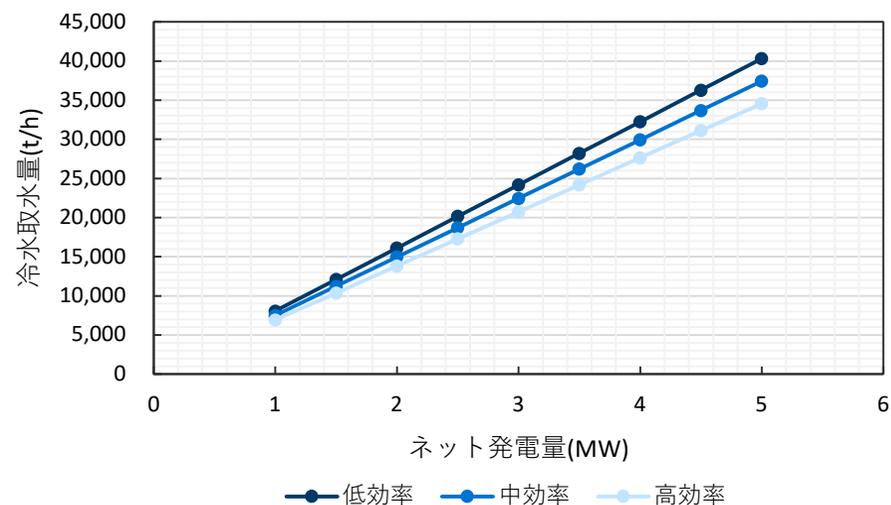


冷水取水管のコスト | 試算①発電容量と取水量

- 必要取水量は発電容量によって決定される。
- 過去に建設されたOTEC実証設備と調査論文から発電容量と冷水取水量の関係を抽出する。

発電容量と必要取水量の関係

事例	発電容量 (kW)	総取水量 (t/H)	効率 (L/s・kW)
Mini-OTEC (1978~1979)	50	75.0	0.4
ナウル (1982~1983)	100	1,410.0	3.9
徳之島 (1982~1984)	50	500.0	2.8
インド (1997~)	1000	12,924.0	3.6
久米島 (2000~)	50	541.7	3.0



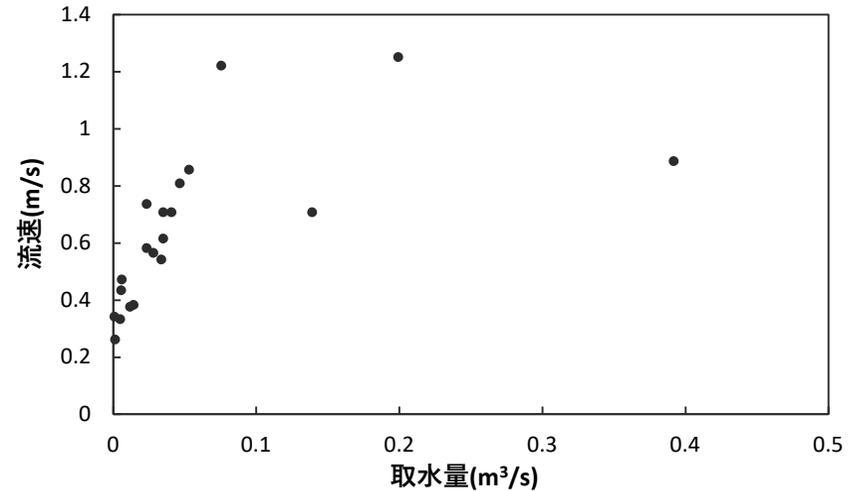
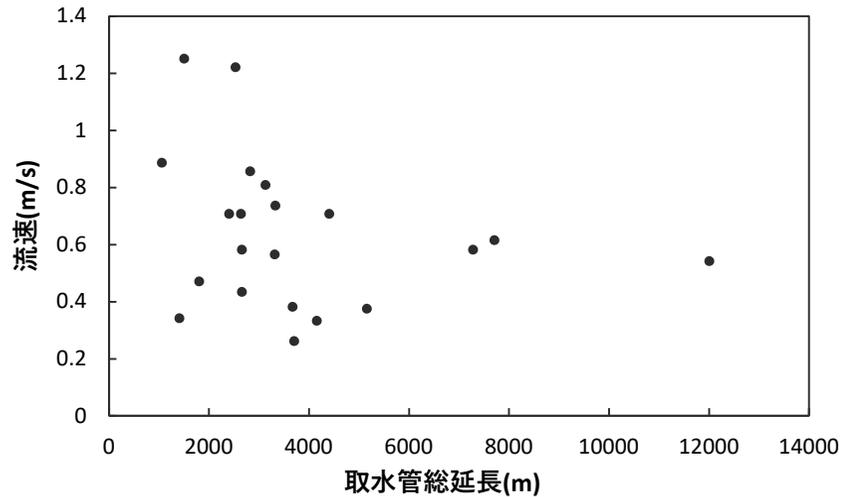
- ✓ 1 kWあたり3 ~ 3.5 L/sになると推測され、文献値(梶川武信「海洋エネルギーの変換」)の値(3 ~ 5 L/s)と整合する。
- ✓ R5.10に公表された久米島1 MW級OTEC取水量試算では冷水取水量180,000 t/日(7,500 t/h)とされており、本試算結果と整合する。
- ✓ 低効率(3 L/s・kW)、中効率(3.25 L/s・kW)、高効率(3.5 L/s・kW)として発電容量事の冷水取水量を推計。
- ✓ 取水総量の内、40 %が冷水と仮定。(ポンプ消費電力より推計)

出所：NEDO「再生可能エネルギー技術白書(初版) 第7章 海洋温度差発電の技術の現状とロードマップ」、梶川武信「海洋エネルギーの変換」を基に日本総研作成

冷水取水管のコスト | 試算②取水管内の流速

- 取水管内径は必要取水量および流速によって決定される。
- 過去に建設された取水設備から取水管総延長および取水量と流速の関係を抽出する。
- 流速は大流量範囲では取水管径を小さくするためにおおよそ1 ~ 1.5 m/sの範囲が選択される。

取水管総延長および取水量と流速の関係

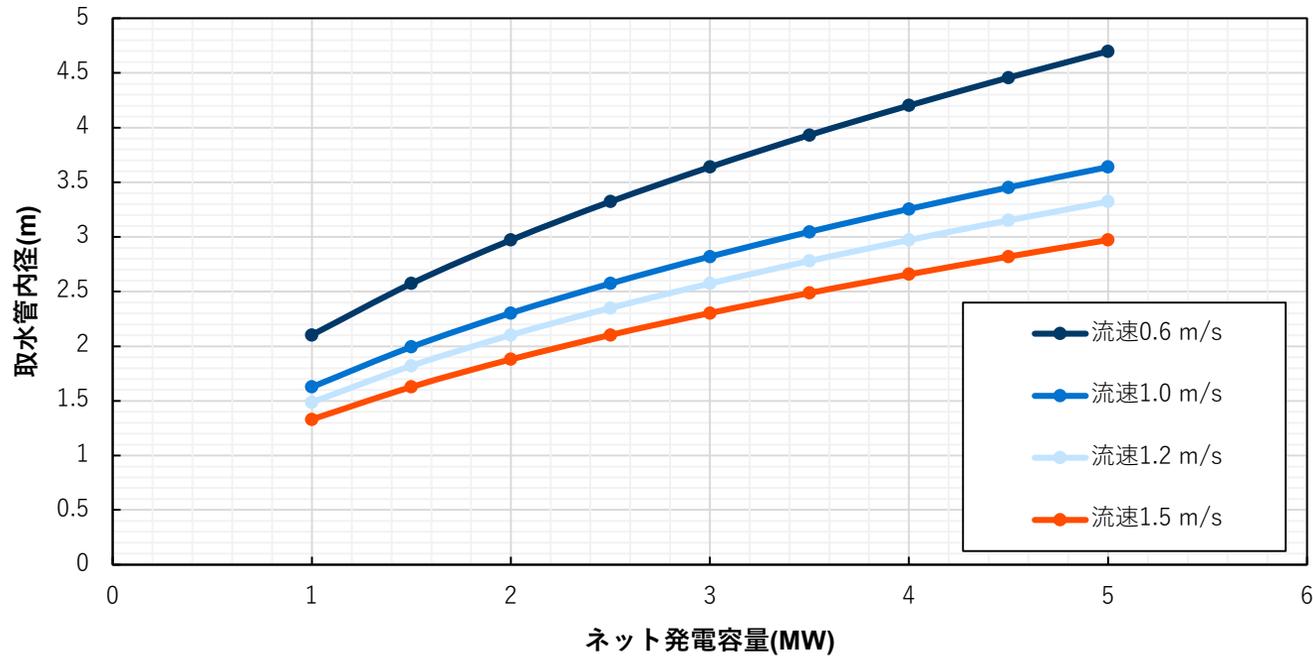


- ✓ 管内流速は取水管総延長に依存せず、取水量の増大に伴い速くなる傾向がある。
- ✓ ただし、ウォーターハンマー現象が発生しないよう管内流速は2 m/s以下が目安であり、**管内流速は1 ~ 1.5 m/s程度と仮定**する。
- ✓ **久米島の検討(取水量:2.08 m³/s)では1.18 m/sが採用**された。

冷水取水管のコスト | 試算③取水管内径

- 取水管内径は必要取水量および流速によって決定される。
- 発電容量と取水量の関係および取水速度の選択により発電容量と取水管径の関係を算出できる。

発電量と取水管内径の関係

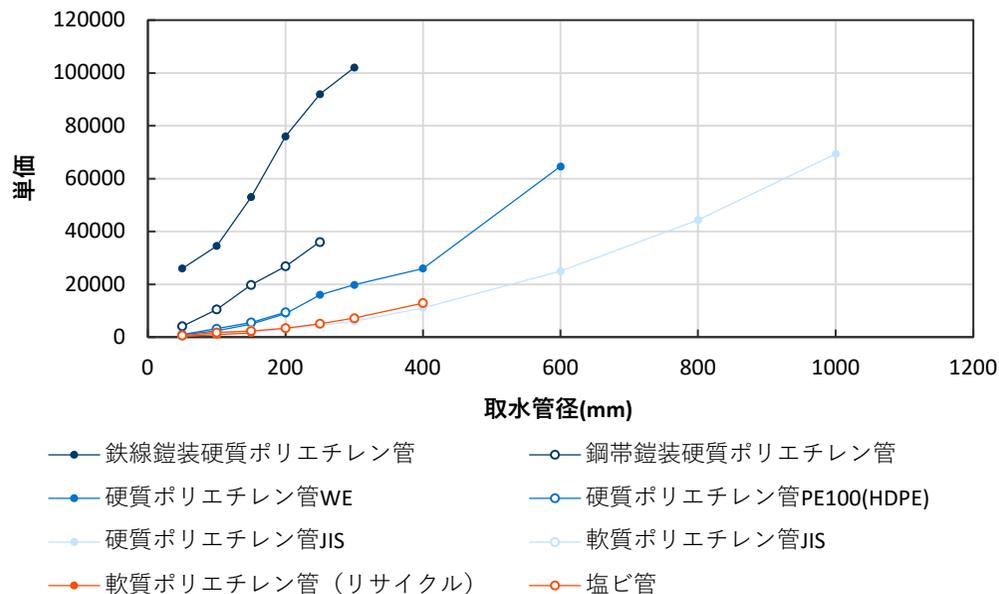


✓ 流速を高め、取水管内径を抑えることで取水管コストの低減が可能である。

冷水取水管のコスト | 試算④取水管の単位価格_素材による価格特性

- 取水管コストに関する文献やIEAの試算においてもHDPE取水管の価格は素材体積(重量)を単位として考えられるとされている。

取水管素材による価格特性



- ✓ 低付加価値素材は**素材体積(重量)で価格が決まる**ため、取水管径の2乗に比例する傾向がある。
- ✓ 高付加価値素材(鉄線鎧装、鋼帯鎧装)は線形に近い。
- ✓ 日本で用いられる取水管素材は鉄線鎧装硬質ポリエチレンもしくは鋼帯鎧装硬質ポリエチレン。久米島は両者のハイブリッドだが、大規模化構想ではHDPEを使用予定である。
- ✓ **HDPEは大口径化に適している。**

出所：辻目英正・吉原進「海洋深層水取水コストの低減と事業化の研究(2004)」、IEA「Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Economics: Updates and Strategies」を基に日本総研作成

冷水取水管のコスト | 試算④取水管の単位価格_HDPE管の素材単価

- IEAの冷水取水管費用を参考にHDPE管の単価はおおよそ3680 \$/m³と算出された。

取水管の単位価格

Table 8 – HDPE Cold Water Pipe Factory Cost Estimates

Class	Length(m)	OD(m)	DR	PC-A
1.3 MW-net	1200	1.6	32.5	\$ 1,057,900
	600	1.6	26	\$ 651,050
	600	1.6	21	\$ 801,860
5 MW-net	1000	3.26	26	\$ 4,733,060
10 MW-net	2x1000	3.26	26	\$ 9,466,120
50 MW-net	8x1000	3.26	26	\$ 37,864,480

体積単価を用いて試算
\$ 1,057,900
\$ 655,940
\$ 804,382
\$ 4,538,456
\$ 9,076,911
\$ 36,307,644

✓ IEAのコスト調査においても価格はおよそ体積に比例しているため、肉厚を決定すればIEA試算を基準に距離・発電容量ごとのコスト試算が可能

1 MW OTEC設置費用試算の前提条件

- 発電設備については主にNEDOの実証（2014）、取水管設備については久米島の試算条件とIEA等による最新の技術動向を基に試算条件を以下のとおり設定した。

発電設備

発電設備は以下の条件を基に試算する。

- 2段ランキンサイクルは久米島の実証で想定されていること、二重化システムのため故障やメンテナンスに対応しやすいことを理由に採用する。
- 2段ランキンサイクルの発電設備のコスト内訳について、参照先であるNEDO（2013）は公表していないため、IEA（2024）を基に推測する。
- 設置組立工事費について、非離島の輸送費等固定費:発電規模による変動費=2:8として離島設置による固定費増大(1.5倍)を加味する。

項目	数値	諸元
発電容量	1 MW（正味出力）	
発電方式	2段ランキンサイクル	久米島実証より

取水管

取水管は以下の条件のもと試算する。

- 敷設工事費は取水管総延長とともに単調に増加する比例要素と比例しない固定要素に分離できるが、離島で敷設する場合、船で輸送する費用も固定費に相当するため、固定費の割合が高くなる。保守的に非離島の取水管総延長5 km時の敷設工事費を取水管材料費の4倍と仮定し、久米島における固定要素:比例要素=2:8を基に比例要素と固定要素を算出する。なお、離島の固定要素は非離島の1.5倍とする。

項目	数値	諸元
変換効率	3.25 L/(s・kW)	複数の過去事例を基に算出
冷水取水量	2.08 m ³ /s（180,000 t/日）	発電容量、変換効率から算出
管内流速	1.18 m/s	久米島実証事例より
内径	1,500 mm	冷水取水量、管内流速より算出
外径	1,660 mm	外径/肉厚比(=21、IEAより)、内径から算出
材質	硬質ポリエチレン（HDPE） 体積単価3680 \$/m ³	久米島の試算およびハワイ実証事例より IEAより

出所：日本総研作成

1 MW OTEC設置費用試算の結果

- ・ 沖縄小規模離島におけるネット※1 MW(グロス※2 1.6 MW)陸上式OTECの設置費用試算結果は以下のとおり。
- ・ 各設置規模の設置費用を算出する際は、発電設備においては0.6乗則を用い、冷水取水管設備においては発電容量、冷水取水管総延長を変数とした関数を用いて算出する。

区分	設備	価格 (百万円)					
発電設備	熱交換器	蒸発器	509 ※普及時には30 %の削減可能性あり				
		コンデンサ	359 ※普及時には30 %の削減可能性あり				
	NH3系統	フィードポンプ	3				
		再循環ポンプ	4				
	タービン発電機	135					
	海水ポンプ	温水用	286				
		冷水用	127				
	設置組立工事費	2,253					
発電設備合計	3,488						
取水管	総延長	1 km	2 km	3 km	4 km	5 km	
	材料費	215	431	647	863	1,078	
	敷設工事費	1,984					
		(内訳)固定要素	1,294				
	(内訳)比例要素	690	1,380	2,070	2,760	3,795	
取水管合計	2,199	3,105	4,011	4,916	5,822		
合計	5,587						
		6,593	7,499	8,404	9,310		

NEDO試算による設備費33億円を基に離島による工事費増加を加味して算出

0.6乗則にて各設置規模の設置費用を算出する。

HDPE管の素材単価をIEA試算より算出し、久米島の水利計算を参考に必要素材量を推計

発電容量、総延長を変数とした関数から算出する。

※1 ネット発電容量 : 発電施設が生み出すkWの総量(グロス発電容量)から発電施設内で消費されるkWを差し引いたkW

※2 グロス発電容量 : 発電施設が生み出すkWの総量

出所：日本総研作成

OTEC設置費用試算 | 冷水取水管関連費用が全体に占める割合

- 取水管総延長は取水管のコストに大きな影響を与える。
- 特に**1 MWなどの小規模容量の場合、3 km以上の総延長で取水管関連のコストがCAPEXの半分以上を占める。**

試算条件	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 各発電規模の設備費用はNEDO試算(2014)を元に0.6乗則で算出する。 ✓ その他の試算条件はP78を参照。
備考	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 圧力損失等は考慮していないため、実際のコストより低く算出されている。 ✓ 厳密なコストを求めるためには詳細な水理計算を行う必要がある。 ✓ 工事費は地形や海洋条件で大きく変化するため、参考程度。

取水管材料費 (百万円) 工事費を除く		取水管総延長(km)				
		1	3	5	7	10
ネット発電容量(MW)	1	216	647	1,078	1,509	2,156
	2	431	1,293	2,156	3,019	4,313
	3	647	1,941	3,234	4,528	6,469
	4	863	2,587	4,313	6,038	8,625
	5	1,078	3,234	5,391	7,547	10,781

<凡例>	
取水管と取水管工事費の設置費用全体に占める割合が	
	50 %以下
	50 ~ 60 %
	60 ~ 70 %
	70 ~ 80 %
	80 %以上

出所：日本総研作成

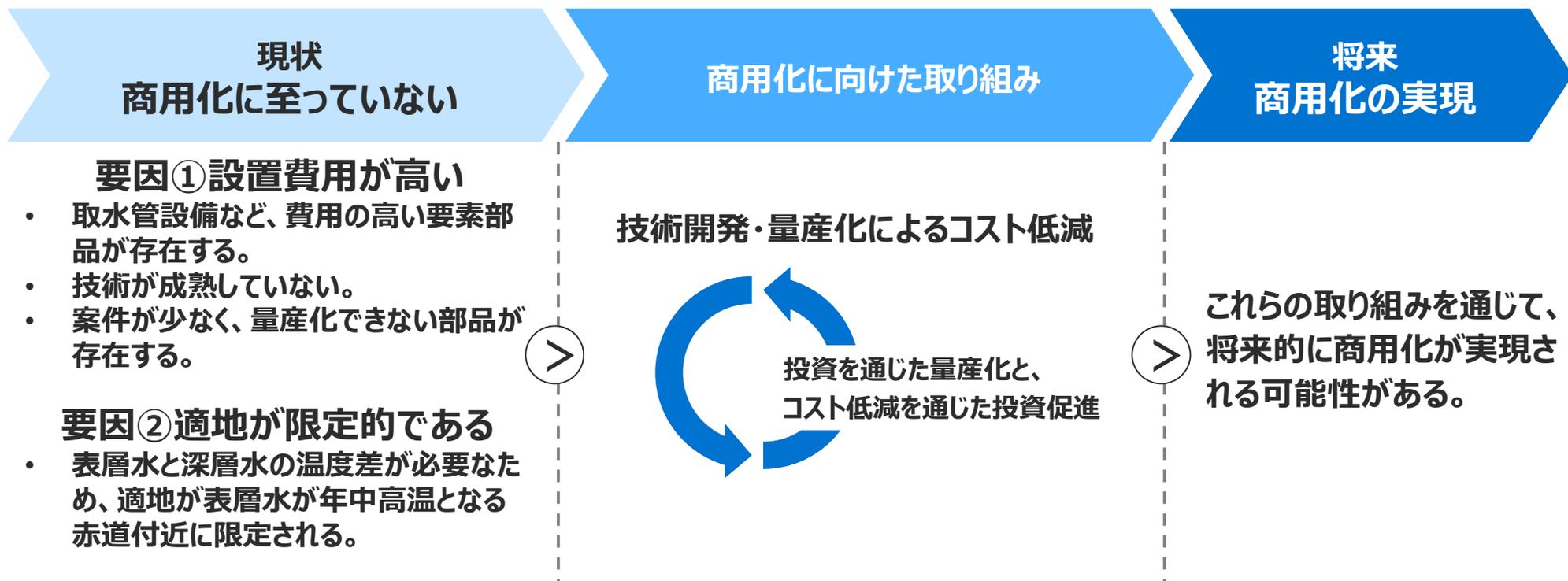
(1) OTECの動向調査

①～⑤を踏まえた商用化の可能性

OTECの動向まとめ

- OTECは現状設置費用が高く、設置可能な地域も限られるため、商用化に至っていない状況である。一方で、技術開発・量産化、国内外を問わない適地への投資を通じて、商用化を実現できる可能性がある。

OTEC商用化に向けた課題と取り組み



出所：日本総研作成

(2) OTECの特性比較

再生エネルギー別特性比較

- 太陽光/陸上風力/その他海洋エネルギーと比較して、出力安定性すなわち設備利用率が高いOTECは、ベースロード電源としての役割が期待される一方、**CAPEXが非常に高く、導入に向けた大きな障壁となっている。**

再生エネルギー別特性比較^{※1}

		太陽光	陸上風力	波力発電 (2MW)	潮流発電 (3MW)	OTEC (1MW)
コスト	CAPEX	20.8万円/kW	34.7万円/kW	32.4万円/kW	39.6万円/kW	630~930万円/kW^{※2}
	OPEX	0.48万円/kW/年	1.04万円/kW/年	0.84万円/kW/年	1.08万円/kW/年	1.9~7.8万円/kW/年 ^{※3}
	耐用年数	25年	25年	20年	20年	40年
制約条件	立地	特になし	年間平均風速 5.5 m/s以上	海上/海岸	海流が強い地域 (沖合等)	表層水と深層水の 温度差が20℃以上
	発電特性	晴天時のみ	風が強い時のみ	安定	安定 (規則的)	安定
	設備利用率	低 (17.2%)	低 (25.4%)	中 (35.0%)	中 (35.0%)	高 (87.6%)

※1：太陽光/陸上風力は資源エネルギー庁「各電源の諸源一覧(2021)」、波力/潮流発電はOES「COST OF ENERGY」(2015)、OTECは沖縄県実証事業報告書を参照

※2：最安値では、取配水事業を実施する場合、発電事業と取配水事業で取水管のCAPEXを折半すると仮定

※3：最安値では、沖縄県実証事業報告書(2019)の1MW陸上OTECシミュレーションを参照

出所：各種資料を基に日本総研作成

再エネ併設蓄電池を加味したコスト比較(1/3)

- 太陽光/陸上風力発電設備に蓄電池を併設した場合でも、太陽光/陸上風力の発電コストは20円/kWhを大きく下回ると考えられる。

蓄電池併設再エネ電源の発電コスト(JRI試算)

蓄電池併設太陽光発電設備

(発電出力1 MW, 蓄電池出力500 kW, 稼働年数20年)

発電コスト	16.4	円/kWh
発電設備コスト	30,400	万円
イニシャルコスト	20,800	万円
ランニングコスト	9,600	万円
蓄電池コスト	19,050	万円
イニシャルコスト	14,750	万円
ランニングコスト	4,300	万円
発電量	30,134,400	kWh

蓄電池併設陸上風力発電設備

(発電出力1 MW, 蓄電池出力500 kW, 稼働年数20年)

発電コスト	16.8	円/kWh
発電設備コスト	55,500	万円
イニシャルコスト	34,700	万円
ランニングコスト	20,800	万円
蓄電池コスト	19,050	万円
イニシャルコスト	14,750	万円
ランニングコスト	4,300	万円
発電量	44,500,800	kWh

※太陽光発電協会「FIP再エネ併設型蓄電池の実態調査」(2024/3)より、蓄電池出力(発電出力の50%程度)、蓄電池イニシャルコスト(29.5万円/kW)、蓄電池ランニングコスト(0.43万円/kW/年)と仮定

出所：太陽光発電協会「FIP再エネ併設型蓄電池の実態調査」(2024/3)を基に日本総研作成

再エネ併設蓄電池を加味したコスト比較(2/3)

- 取配水事業収益を得られた場合でも、**OTECの発電コストは蓄電池併設太陽光発電/陸上風力発電を大きく上回ると考えられる。**

取配水事業収益を加味したOTECの発電コスト(JRI試算)^{※1}

OTEC

(1 MW, 稼働年数40年, 取配水事業なし)

発電コスト	40.5	円/kWh
発電設備コスト	1,242,000	万円
イニシャルコスト	930,000	万円
ランニングコスト	312,000	万円
発電量	306,950,400	kWh

OTEC

(1 MW, 稼働年数40年, **取配水事業あり**)

発電コスト	27.2	円/kWh
発電設備コスト	942,000	万円
イニシャルコスト	630,000	万円
ランニングコスト	312,000	万円
取水事業収益^{※2}	106,200	万円
発電量	306,950,400	kWh

- ※1：各諸元は沖縄県実証事業報告書（2019）の1MW陸上OTECシミュレーションを参照
 ※2：同諸元では、深層水を周辺エリアの海ぶどう・車えび・冷熱利用農業・地域冷房等に最大限活用した場合、深層水需要約886万m³/年×売水価格6円/m³=5,310万円/年の取水事業収益が見込まれると試算されている。本資料では、その40年分の収益を発電事業と取水事業で折半すると仮定。

出所：沖縄県実証事業報告書(2019)を基に日本総研作成

再エネ併設蓄電池を加味したコスト比較(3/3)

- 仮に沖縄県実証事業報告書(2019)の1 MW陸上OTECシミュレーションと同水準までOPEXのスケールメリットが生まれたとしても、**OTECの発電コストは蓄電池併設太陽光発電/陸上風力発電を上回ると考えられる。**

取配水事業収益/OPEXスケールメリットを加味したOTECの発電コスト(JRI試算)^{※1}

OTEC

(1 MW, 稼働年数40年, 取配水事業あり)

発電コスト	27.2	円/kWh
発電設備コスト	942,000	万円
イニシャルコスト	630,000	万円
ランニングコスト	312,000	万円
取水事業収益	106,200	万円
発電量	306,950,400	kWh

OTEC

(1 MW, 稼働年数40年, **取配水事業あり/OPEXスケールメリット加味**)

発電コスト	19.5	円/kWh
発電設備コスト	706,000	万円
イニシャルコスト	630,000	万円
ランニングコスト^{※2}	76,000	万円
取水事業収益 ^{※3}	106,200	万円
発電量	306,950,400	kWh

※1：各諸元は沖縄県実証事業報告書（2019）の1MW陸上OTECシミュレーションを参照

※2：同諸元では、沖縄県実証（100kWプラント）の定期点検・補修、臨時点検・補修、日常巡視等の費用実績を基に、0.6乗即/0.8乗即等で1MW時のスケールメリットを評価

※3：同諸元では、深層水を周辺エリアの海ぶどう・車えび・冷熱利用農業・地域冷房等に最大限活用した場合、深層水需要約886万m³/年×売水価格6円/m³=5,310万円/年の取水事業収益が見込まれると試算されている。本資料では、その40年分の収益を発電事業と取水事業で折半すると仮定。

出所：沖縄県実証事業報告書(2019)を基に日本総研作成

OTECの経済波及効果（定性・定量的な強み）

- OTEC事業に伴う経済波及効果としては、地域事業者への支出や雇用創出、税収増加に加えて海洋深層水産業の創出やOTECの見学・研修が挙げられ、数十億円以上の経済波及効果を見込みうる。

		ハワイNELHAの事例	久米島の事例
直接的な 経済効果	● OTECの建設・設備投資及び運営に係る地域事業者への支出	✓ 9,030万ドルをハワイの地域事業者へ支出（150円/ドルとした場合、約135億円）	✓ 総事業費60億円、うち26億円は取水設備に向けた費用
	● OTECの建設・運営に伴う雇用創出	✓ 714名の雇用創出（給与700万円/年とした場合、約50億円）	—
	● OTECによる税収増加	✓ 700万ドルの税収増加（150円/ドルとした場合、10.5億円）	—
間接的な 経済効果	● OTECに伴う地域の産業創出（海洋深層水を利用した産業）	—	✓ 久米島における海洋深層水利用産業規模24.8億円
	● OTECの見学・研修	—	✓ 24年度は30カ国から106名（一人当たりの滞在費10万円とした場合、1,060万円）

出所：沖縄県からの受領資料（2022年のハワイ州におけるNELHAのテナントの経済効果、ODRC Posters、海洋深層水研究所への海外来場者リスト等）を基に日本総研作成

(3) 沖縄県での活用可能性調査

① 導入可能性地域調査

導入可能性のある小規模離島のスクリーニングまとめ

- 小規模離島への海洋温度差発電導入を検討するにあたり、詳細な需給・経済性の検討を行う離島を5件まで絞り込んだ。

スクリーニング方法

一次スクリーニング

沖縄県離島
→7件

- 本検討の前提条件を満たす離島に絞り込むスクリーニングで、条件は下記のとおり
- ①人口2,000人以下であること
- ②平成30年度実証で未検討であること
- ③システムが独立していること

二次スクリーニング

7件→5件

- 海洋温度差発電導入に対する適地を検討するスクリーニングで、条件は下記のとおり
- ①水深800 m以深となる離岸距離が30km以内になること
- ②取水管設置場所付近に冷熱需要・平地があること
- ③交通のアクセスが良いこと（メンテナンス・視察等を見据える）

需給・経済性検討

一次スクリーニング①人口2,000人以下の離島

- 人口2,000人以下の小規模離島であるのは、伊平屋村、伊是名村、本部町、うるま市、南城市、粟国村、渡名喜村、北大東村、南大東村、多良間村、与那国町、波照間島（竹富町）である。

人口2,000人以下の離島

指定離島 (市町村単位)	令和5年1月1日時点 住民基本台帳人口(人)
伊平屋村	1,213
伊是名村	1,308
本部町	20
うるま市	371
南城市	231
粟国村	666
渡名喜村	317
座間味村	895
渡嘉敷村	695
北大東村	542
南大東村	1,210
多良間村	1,081
与那国町	1,725
波照間島※	468

※波照間島は竹富町の系統から独立している
(1島で独立した系統である)ため、追加的に検討

出所：令和5年度沖縄県離島関係資料を基に日本総研作成

一次スクリーニング②平成30年度実証で検討された離島

- 貴県の「海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業及び海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証事業委託業務実績報告書」において、**宮古島、石垣島、久米島はOTEC建設適否を検討されている。**

平成30年度実証でのOTEC建設適否まとめ

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 ^(*)		備考
	沿岸設置式	洋上浮体式	
沖縄本島	一部○ △	◎	<ul style="list-style-type: none"> 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。 沿岸設置式の適地は限られる。
宮古島	○	◎	<ul style="list-style-type: none"> 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。
石垣島	○	◎	
久米島	◎	○	<ul style="list-style-type: none"> 取水地点までの距離が最も近い。 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。

出所：沖縄県「海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業及び海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証事業委託業務実績報告書」を基に日本総研作成

一次スクリーニング③独立した系統である離島（1/2）

- 人口2,000人以下で今までOTEC導入が検討されていない離島のうち、沖縄本島から系統が独立している離島は、粟国島、渡名喜島、北大東島、南大東島、多良間島（水納島）、波照間島、与那国島である。

(1) 島別電化状況

令和5年3月31日現在

島名	市町村名	島内発電 能力(kW)	電化状況				経営主体	備考
			契約口数	需要量 (MWh)	電化率 (%)	送電時間 (時間)		
伊平屋島	伊平屋村	0	1,136	7,528	100	24時間	沖縄電力㈱	伊是名島から海底ケーブル
野甫島		0	105	173				伊平屋島から橋梁添架ケーブル
伊是名島	伊是名村	0	1,454	8,627				沖縄本島から海底ケーブル
伊江島	伊江村	0	4,450	19,688				瀬底島から海底ケーブル
水納島	本部町	0	50	125				
北部圏域計		0	7,195	36,141	-	-	-	
津堅島	うるま市	0	423	1,144				沖縄本島から海底ケーブル
久高島	南城市	0	150	1,223				
粟国島	粟国村	1,645	1,056	3,937				
渡名喜島	渡名喜村	780	488	2,062				
座間味島	座間味村	0	638	3,057	100	24時間	沖縄電力㈱	渡嘉敷島から海底ケーブル
阿嘉島		0	260	1,537				慶留間島から橋梁添架ケーブル 座間味島から海底ケーブル
慶留間島	0	71	182	渡嘉敷島から海底ケーブル				
渡嘉敷島	渡嘉敷村	3,210	776	3,741				沖縄本島から海底ケーブル
久米島	久米島町	16,500	7,537	47,255				
奥武島		0	54	286	久米島から橋梁添架ケーブル			
オーハ島		0	1	5	奥武島から架空線			
北大東島	北大東村	1,440	649	5,217				
南大東島	南大東村	3,530	1,283	8,505				

出所：令和5年度沖縄県離島関係資料を基に日本総研作成

一次スクリーニング③独立した系統である離島 (2/2)

- (つづき)

宮古島	宮古島市	94,000	40,397	272,773	100	24時間	沖縄電力㈱	
池間島		0	548	1,654				宮古島から橋梁添架ケーブル
大神島		0	27	56				宮古島から海底ケーブル
来間島		0	221	3,886				宮古島から橋梁添架ケーブル
伊良部島		0	3,384	19,013				宮古島から海底ケーブル 宮古島から橋梁添架ケーブル
下地島		0	119	2,734				伊良部島から架空線
多良間島	多良間村	2,140	1,150	6,437				
水納島		0	10	13	多良間島から海底ケーブル			
宮古圏域計		96,140	45,856	306,568	-	-	-	
石垣島	石垣市	106,000	40,098	307,296	100	24時間	沖縄電力㈱	
竹富島	竹富町	0	470	4,911				石垣島から海底ケーブル
西表島		0	2,545	14,598				小浜島から海底ケーブル
鳩間島		0	101	281				西表島から海底ケーブル
由布島		0	22	310				西表島から架空線
小浜島		0	636	8,319				竹富島から海底ケーブル 石垣島から海底ケーブル
黒島		0	365	1,120				竹富島から海底ケーブル
新城島(上地)		0	52	61				新城島(下地)から海底ケーブル
新城島(下地)		0	3	3				西表島から海底ケーブル
波照間島			1,740	646				4,160
与那国島	与那国町	4,910	1,683	15,299				
八重山圏域計		112,650	46,621	356,358	-	-	-	

出所：令和5年度沖縄県離島関係資料を基に日本総研作成

導入可能性のある小規模離島のスクリーニング__一次スクリーニングまとめ

- 検討の対象は粟国島、渡名喜島、北大東島、南大東島、多良間島（水納島）、波照間島、与那国島とする。（系統単位で区別）

一次スクリーニング結果

①人口2,000人以下か

- 本検討では小規模なOTEC設備を導入することを想定するため、人口2,000人以下の離島に限定。
- 人口は自治体単位で計算するが、同一の自治体内であっても系統が独立している島（波照間島）は追加検討する。

②平成30年度実証で検討されたか

- 平成30年度にOTECの導入可能性を検討した「宮古島」、「石垣島」、「久米島」は除外する。

③系統が独立しているか

- 本検討では、沖縄本島から系統が独立している離島に対してOTECの導入可能性を調査することが目的である。
- そのため、沖縄本島から系統が独立している離島を対象とする。

粟国島、渡名喜島、北大東島、南大東島、多良間島（水納島）、波照間島、与那国島を
対象として、海底地形図・周辺産業の調査を行う。

二次スクリーニング基準

- 検討の対象は粟国島、渡名喜島、北大東島、南大東島、多良間島（水納島）、波照間島、与那国島とする。（系統単位で区別）

検討すべき離島のスクリーニング基準

①水深800m以深になる離岸距離 (30km以上は不適)

- 陸上OTECの導入を想定するため、水深800 mとなる**離岸距離が短いほど海洋深層水の入手が容易となる。**
- また、取水管コストが安価になるため、より離岸距離が短い離島が優位となる。（他国の事例を踏まえ、10 km以内が望ましい。）

②取水管設置可能地付近の 平地・冷熱需要

- 取水管設置場所付近に平地がある場合、漁業（養殖業）、農業など、**海洋深層水の活用に展開できる可能性も高い。**
- また、海洋深層水の活用方法として有望である冷熱需要も加味する。

③交通のアクセス

- 離島までの交通が発達しており、アクセスが充実している場合、設備建設や将来の施設の充実が容易となる。
- ただし、本検討では、小規模離島を対象にするため、**基本的にいずれの離島もアクセスが容易なわけではないことに留意。**

(参考) 久米島の海洋深層水研究所設置の背景

- 久米島に海洋深層水研究所が設置されたいきさつとして、沖合に通じる海底斜面が急なこと、平地が一定規模存在すること、交通のアクセスが良いこと、という条件への適合があげられる。
- 本検討でも、スクリーニングにあたって、当該条件を参照した。

久米島の海洋深層水研究所設置の背景と本検討との対応

海洋深層水研究所設置場所選択の条件

- ・ 沖合に通じる海底傾斜が急なこと—陸側から低水温の深層海水が得やすい
- ・ 平地—少なくとも数ヘクタールが確保できること—水産養殖とハウレンソウなどの冷熱利用農業の展開のために海面レベル近く
- ・ 設備建設や将来の施設の充実のために交通が発達していてアクセスが容易なこと

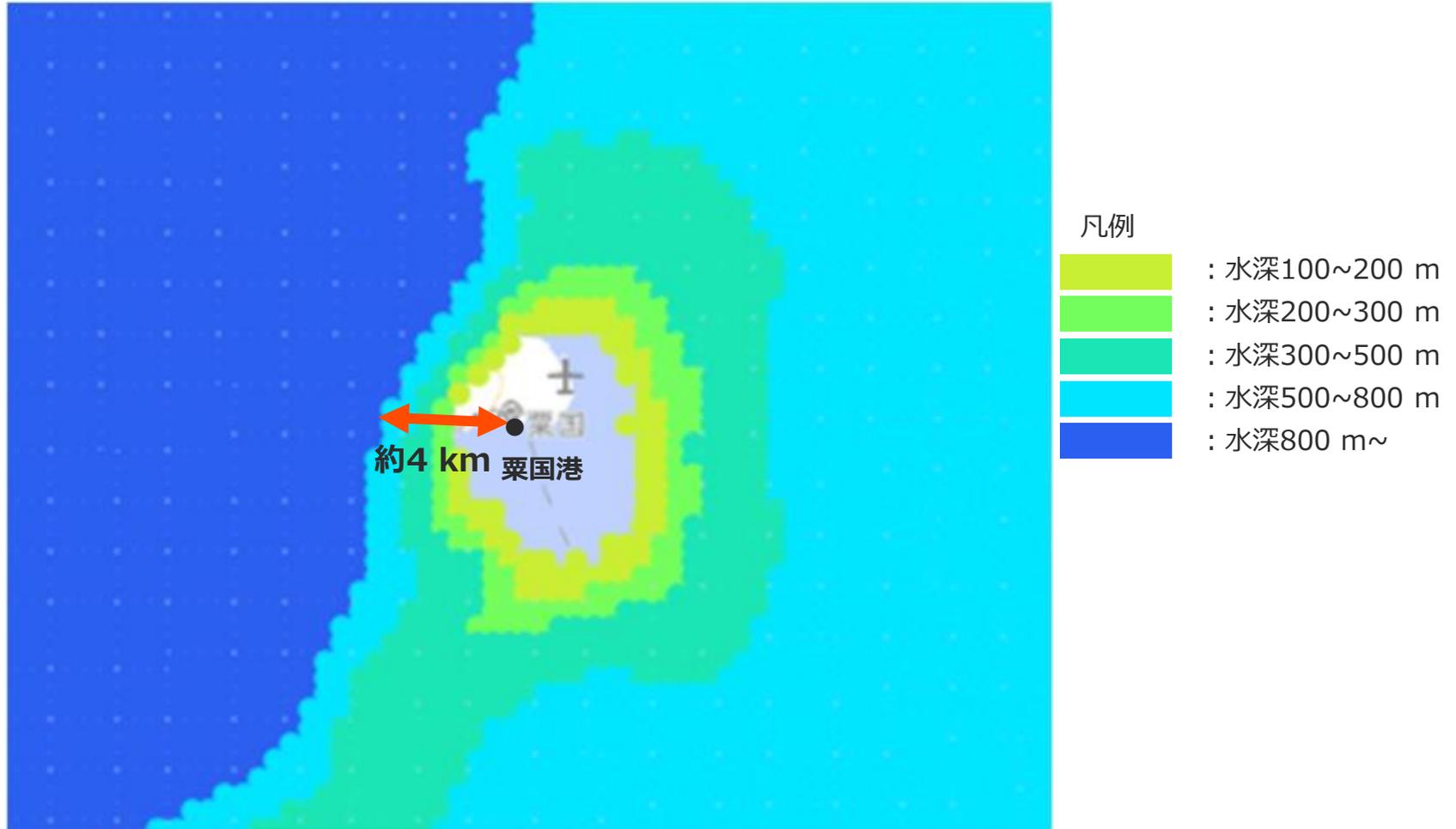
本検討スクリーニングとの対応

- ・ 沖合に通じる海底斜面が急
⇒①水深800 m以深になる離岸距離
- ・ 平地
⇒②取水管設置場所付近に平地があるか
- ・ 交通のアクセス
⇒③交通のアクセスが良いか

加えて、海洋深層水の活用を見込めることから、冷熱需要についても調査を行う。

二次スクリーニング①離岸距離__栗国島

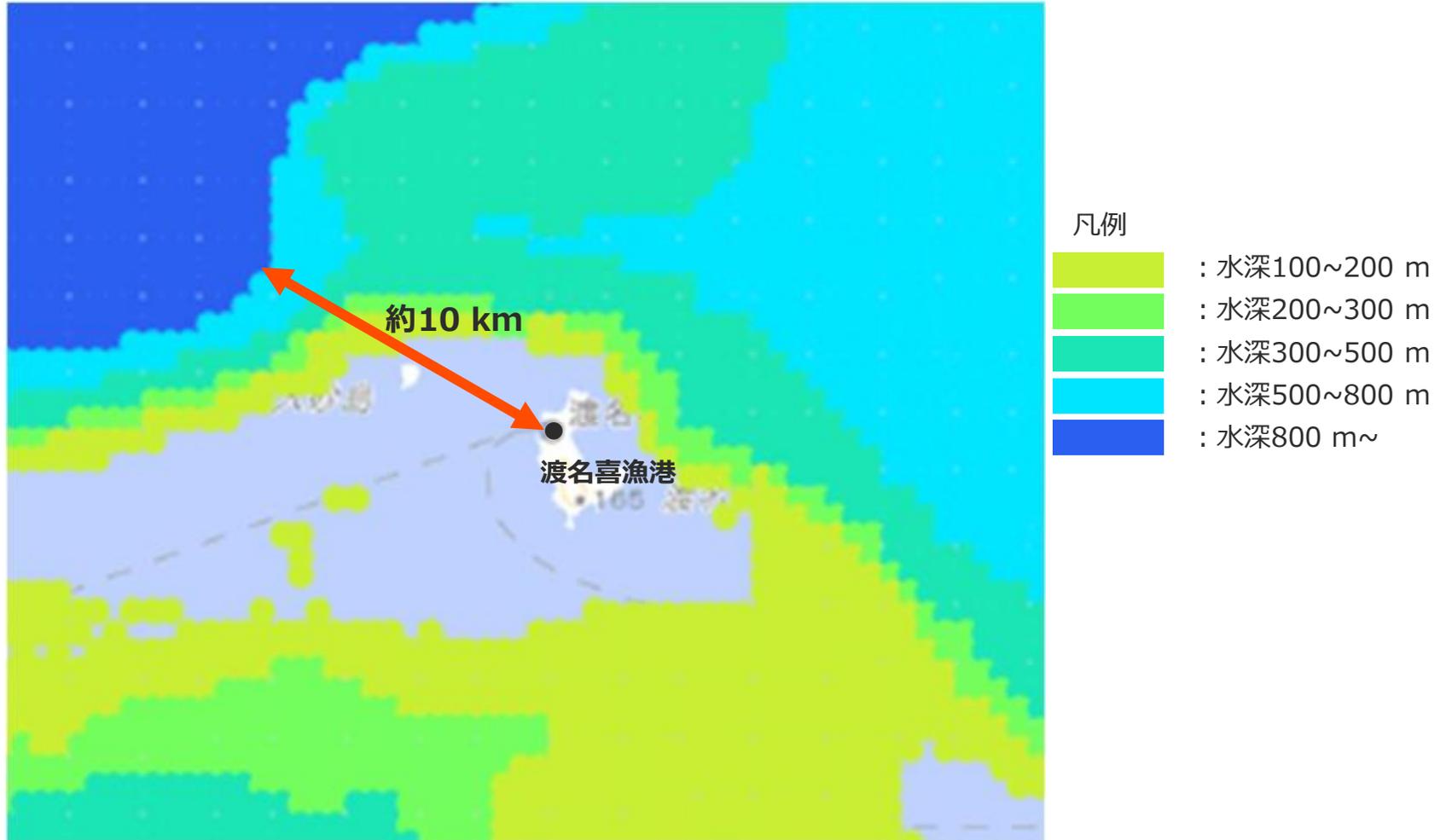
- 栗国島は約4 kmの距離で水深800 m以下となる。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング①離岸距離__渡名喜島

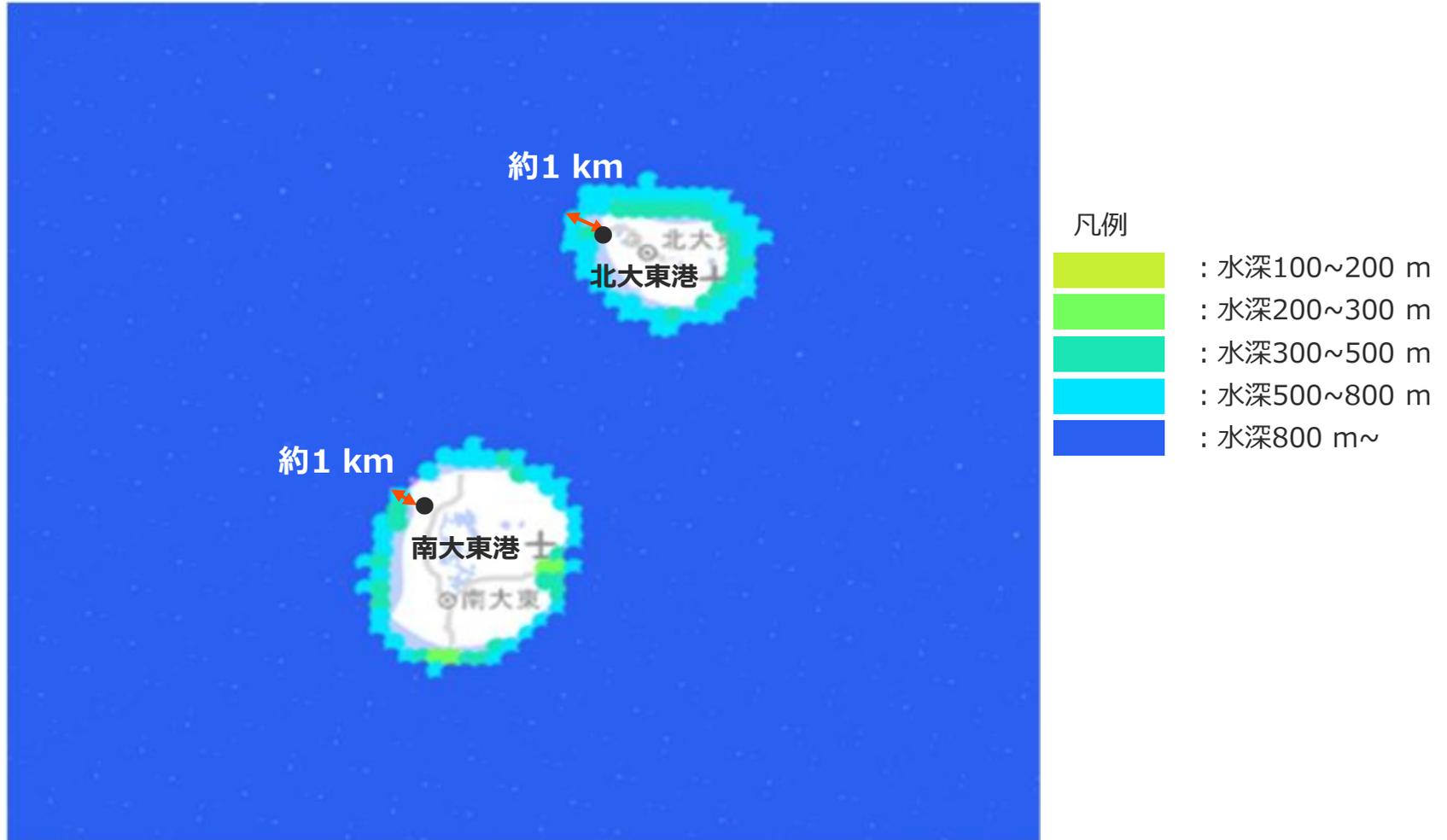
- 渡名喜島は約10 kmの距離で水深800 m以下となる。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング①離岸距離__南大東島・北大東島

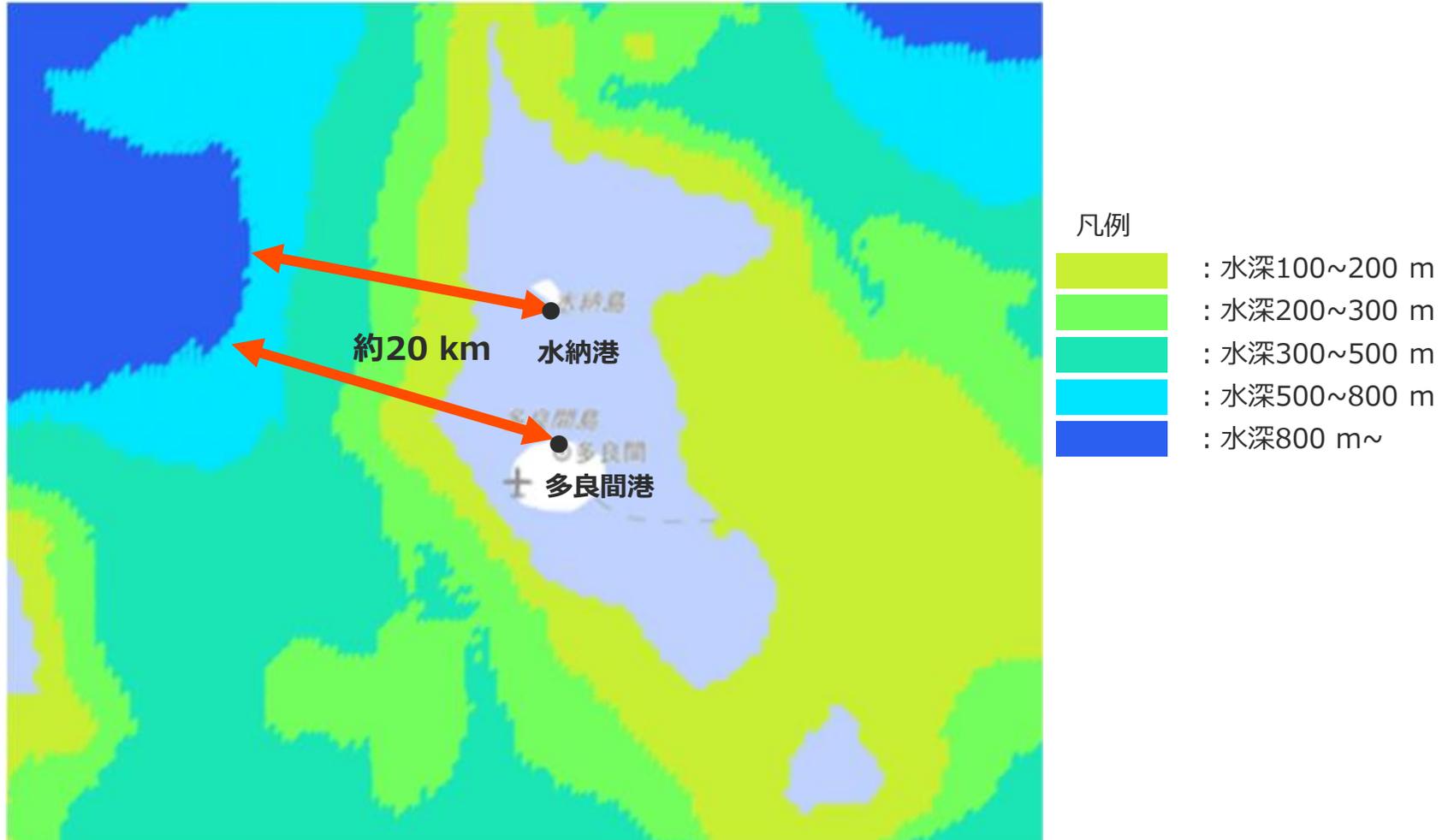
- 南大東島・北大東島は約1 kmの距離で水深800 m以下となる。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング①離岸距離__多良間島・水納島

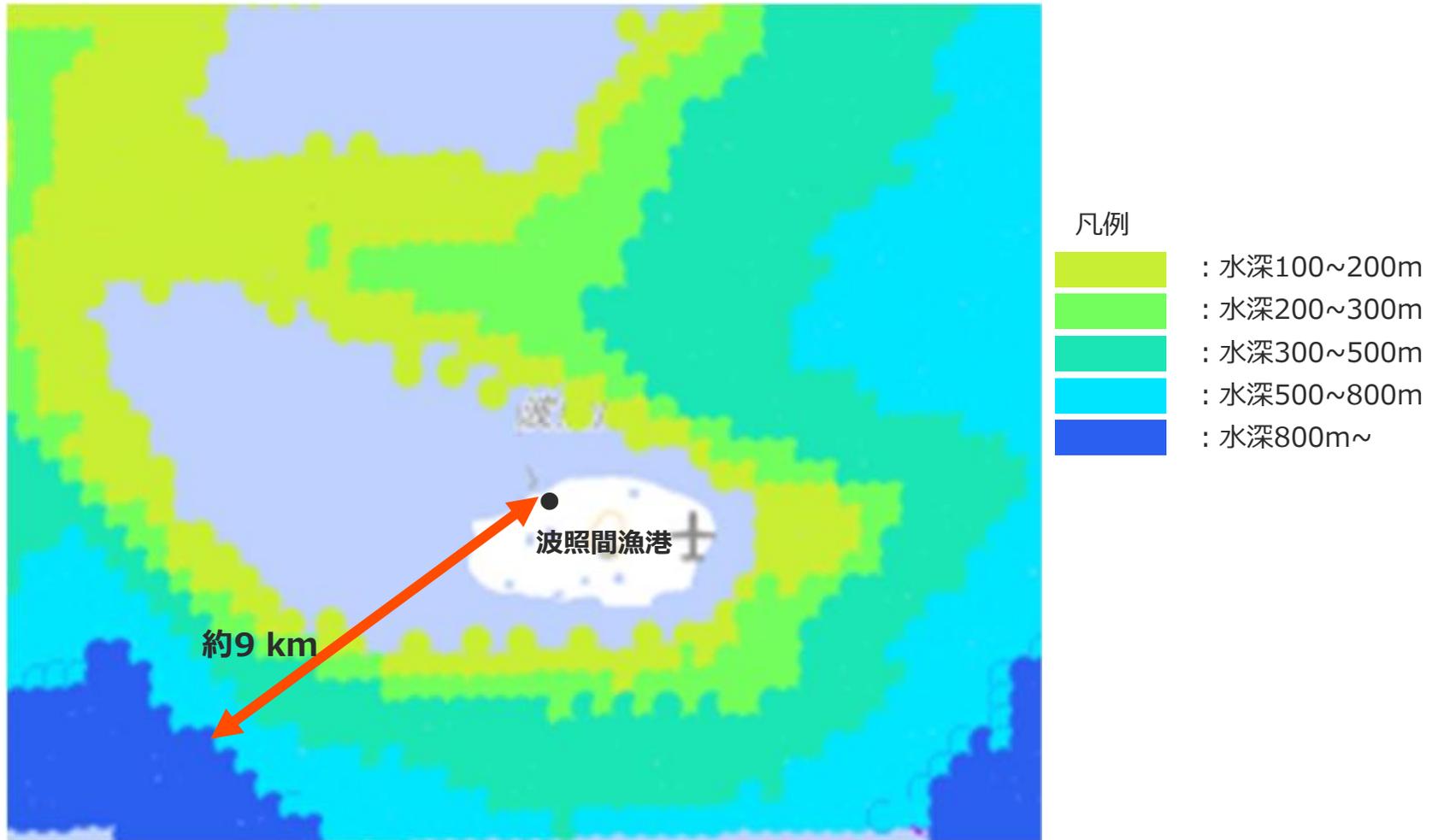
- 多良間島、水納島は約20 kmの距離で水深800 m以下となる。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング①離岸距離_波照間島

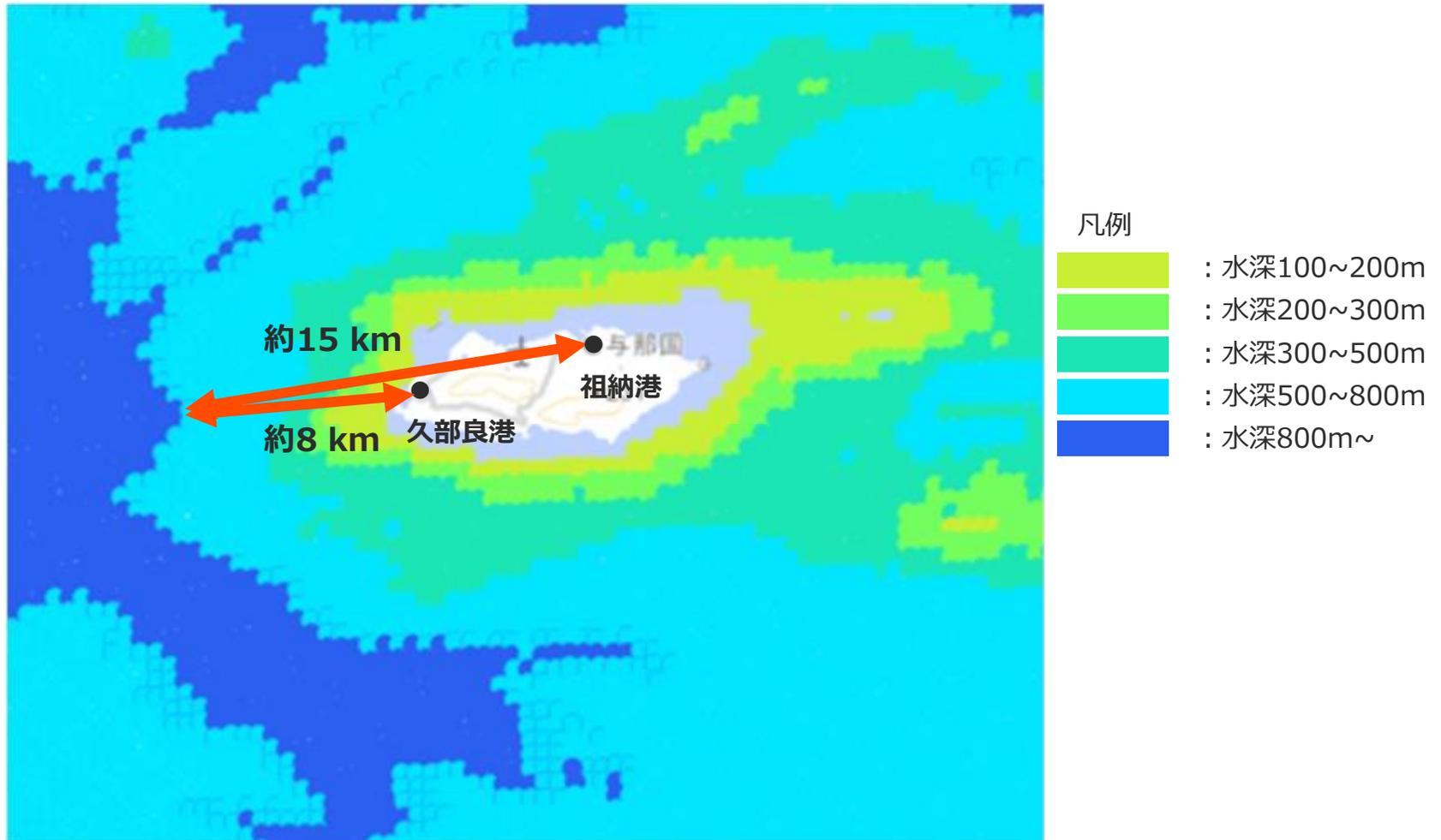
- 波照間島は約7 kmの距離で水深800 m以下となる。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング①離岸距離__与那国島

- 与那国島は約8~15 kmの距離で水深800 m以下となる



出所：日本総研作成

二次スクリーニング①離岸距離_結果

- 今回検討したいずれの島も、30 km以内に水深が800 m以深になるという条件を満たす。
- ただし、他国の事例等を踏まえると、離岸距離10 km以内が望ましく、多良間島および水納島は相対的に劣後とする。

対象	水深800 m以深になる距離	30 km以内スクリーニング	導入想定場所
栗国島	約4 km		島の南側にある地方港湾 (栗国港)
渡名喜島	約10 km		島の北西側にある漁港 (渡名喜漁港)
北大東島	約1 km		島の西側・北側・南側にある地方港湾のいずれか (北大東港)
南大東島	約1 km		島の西側、北側に存在する地方港湾のいずれか (南大東港)
多良間島 (水納島)	約20 km		島の北側にある地方港湾 (多良間港)
波照間島	約9 km		島の北側にある漁港 (波照間漁港)
与那国島	約8~15 km	 ~ 	島の北側にある地方港湾 (祖納港)、あるいは島の西側にある漁港 (久部良港)

出所：日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | まとめ

- 各島の冷熱需要、港湾の後背地・未開発平地は以下のとおりである。
- 渡名喜島を除き、一定の冷熱需要や深層海洋水の農業活用などが見込まれる。**

対象	港湾近辺の冷熱需要	港湾の後背地	港湾付近の未開発平地	備考
粟国島	200万 kWh/年	3.3 km ² 農地と市街地	0.2 km ²	-
渡名喜島	100万 kWh/年	0.4 km ² 主に市街地	0.05 km ²	海洋深層水の農業活用は見込まれない。
北大東島	250万 kWh/年	8.9 km ² 主に農地	1.0 km ² (北港) 0.3 km ² (西港)	主な冷熱需要地は港から約1.5 kmの内陸部に所在
南大東島	270万 kWh/年 (西港)	23.3 km ² 主に農地	0.6 km ² (南大東漁港)	主な冷熱需要地は港から約1.5 kmの内陸部に所在
多良間島 (水納島)	280万 kWh/年 (前泊港)	12.7 km ² 主に農地	0.4 km ² (前泊港) 2.9 km ² (普天間港)	水納島に冷熱需要地はないが、港には0.2 km ² の後背地と0.5 km ² の未開発平地あり
波照間島	200万 kWh/年	7.7 km ² 主に農地	2.2 km ²	地方港湾はないが、整備された漁港がある。需要地は漁港から約1 kmの内陸部に所在
与那国島	300万 kWh/年 (祖納港) 150万 kWh/年 (久部良港)	7.4 km ² (祖納港) 0.6 km ² (久部良港)	0.9 km ² (祖納港) 0.3 km ² (久部良港)	祖納港は冷熱需要と深層海洋水の活用に優れ、久部良港は取水管を短縮可能

出所：日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 粟国島

- 需要地は粟国港付近から西側に集中しており、住宅を除き、約200万 kWh/年の冷熱需要が見込まれる。
- 主な冷熱需要地はすべて両港から4 km圏内に位置する。

粟国島の冷熱需要分布と推計



区分		延べ床面積(m ²)	冷熱需要(kWh/年)
公共	教育	5,817	473,504
	役場	1,384	112,658
	文化施設	3,407	495,037
	その他公共施設	1,995	162,393
民間	医療施設	336	31,248
	介護施設	5,042	49,891
	事務所	327	26,618
	商業施設	1,322	192,087
	宿泊施設	4,336	504,330
需要合計			2,044,765

出所：粟国村「公共施設等総合管理計画」等を基に日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 粟国島

- 島の南部に位置する粟国港は3.3 km²の後背地と付近に0.20 km²の未開発平地を有する。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 渡名喜島

- 需要地は渡名喜港付近に集中しており、住宅を除き、約100万 kWh/年の冷熱需要が見込まれる。
- 主な冷熱需要地はすべて港から4 km圏内に位置する。

渡名喜島の冷熱需要分布と推計



区分		延べ床面積(m ²)	冷熱需要(kWh/年)
公共	教育	5,635	456,869
	役場	693	56,410
	文化施設	855	124,232
	その他公共施設	1,085	88,319
民間	医療施設	1,675	155,775
	介護施設	189	1,758
	事務所	352	28,653
	商業施設	351	51,000
	宿泊施設	571	66,407
需要合計			1,031,243

出所：渡名喜村「公共施設等総合管理計画」等を基に日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 渡名喜島

- 島の北西部に位置する渡名喜港は0.43 km²の後背地と付近に0.05 km²の未開発平地を有する。
- 畑は少なく、海洋深層水の農業活用は見込まれない。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 北大東島

- 需要地は西港付近と内陸部に分布しており、住宅を除き、約250万 kWh/年の冷熱需要が見込まれる。
- 行政や福祉施設を多く含む内陸需要地は北大東島に存在する3つの港からおおよそ1.5 kmの位置しており、すべての需要地が港から4 km圏内に位置する。

北大東島の冷熱需要分布と推計



※北港、西港、江崎港は統合して北大東港として地方港湾に登録されている。

※3港のうち西港が主に利用される。

区分		延べ床面積(m ²)	冷熱需要(kWh/年)
公共	教育	4,925	400,895
	役場	970	78,958
	文化施設	8,073	1,173,007
	その他公共施設	567	46,154
民間	医療施設	395	36,735
	介護施設	0	0
	事務所	3,162	257,387
	商業施設	2,369	344,216
	宿泊施設	1,759	204,572
需要合計			2,541,923

出所：北大東村「公共施設等総合管理計画」等を基に日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 北大東島

- 北大東島は島全体が平地であり、それぞれ島の北部、西部、南西部、南部に位置する北港、西港、北大東港、江崎港はすべて8.9 km²の後背地を有する。
- 北港は1.0 km²、西港は0.3 km²の未開発平地を有する。
- 港に面する畑が広大であり、海洋深層水の農業活用が見込まれる。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 南大東島

- 需要地は内陸部に集中しており、住宅を除き、約270万 kWh/年の冷熱需要が見込まれる。
- 主な冷熱需要地は西港の4 km圏内に位置しており、南大東漁港からは冷熱需要地が4~5 km程度離れている。

南大東島の冷熱需要分布と推計



※北港、西港、亀池港は統合して南大東港として地方港湾に登録されている。

※3港のうち西港が主に利用される。

区分		延べ床面積(m ²)	冷熱需要(kWh/年)
公共	教育	6,739	548,555
	役場	1,838	149,613
	文化施設	4,041	587,157
	その他公共施設	296	24,094
民間	医療施設	1,394	129,642
	介護施設	517	4,808
	事務所	7,225	588,115
	商業施設	2,474	359,472
	宿泊施設	2,430	282,609
需要合計			2,674,066

出所：南大東村「公共施設等総合管理計画」等を基に日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 南大東島

- 南大東島は中心部のため池部を除き島全体が平地であり、それぞれ島の北部、西部、南部に位置する南大東漁港、西港、亀池港はすべて23.3 km²の後背地を有する。
- 南大東漁港は0.64 km²の未開発平地を有する。
- 港に面する畑が広大であり、海洋深層水の農業活用が見込まれる。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 多良間島

- 需要地は前泊港付近に集中しており、住宅を除き、約280万 kWh/年の冷熱需要が見込まれる。
- 前泊港および多良間漁港からであればほぼすべての需要地が4 km圏内に位置する。

多良間島の冷熱需要分布と推計



※前泊港と普天間港は統合して多良間港として地方港湾に登録されている。

区分		延べ床面積(m ²)	冷熱需要(kWh/年)
公共	教育	8,239	670,655
	役場	1,929	157,021
	文化施設	4,433	644,115
	その他公共施設	3,489	284,005
民間	医療施設	165	15,345
	介護施設	1,240	11,532
	事務所	478	38,909
	商業施設	3,069	445,780
	宿泊施設	4,644	540,097
需要合計			2,807,459

出所：多良間村「公共施設等総合管理計画」等を基に日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 多良間島

- それぞれ島の北部、南部、東部に位置する前泊港、多良間港、普天間港はすべて12.7 km²の後背地を有する。
- 前泊港は0.36 km²、多良間港と普天間港は2.9 km²の未開発平地を付近に有する。
- 島全体に広大な畑を有し、海洋深層水の農業活用が見込まれる。



港付近の空き地（現在開発されていない平地）：北部



港付近の空き地（現在開発されていない平地）：南部



二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 水納島

- 水納島には主たる冷熱需要施設は存在しない。
- 島の南部に位置する水納港は0.2 km²の後背地と付近に0.5 km²の未開発平地を有する。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 波照間島

- 需要地は波照間漁港および漁港から内陸1 km付近に集中しており、住宅を除き、約200万 kWh/年の冷熱需要が見込まれる。
- 主な冷熱需要地はすべて港から4 km圏内に位置する。

多良間島の冷熱需要分布と推計



区分		延べ床面積(m ²)	冷熱需要(kWh/年)
公共	教育	3,568	290,435
	役場	898	73,097
	文化施設	727	105,633
	その他公共施設	4,974	404,884
民間	医療施設	354	32,922
	介護施設	191	1,776
	事務所	1,128	91,819
	商業施設	2,643	384,028
	宿泊施設	5,419	630,230
需要合計			2,014,824

出所：竹富町「公共施設等総合管理計画」等を基に日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 波照間島

- 島の北部に位置する波照間漁港は7.7 km²の後背地と付近に2.2 km²の未開発平地を有する
- 島全体に広大な畑を有し、海洋深層水の農業活用が見込まれる。



出所：日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 与那国島

- 需要地は祖納港、久部良港および島南部のビーチ付近に集中しており、住宅を除き、約500万 kWh/年の冷熱需要が見込まれる。
- 島全体の冷熱需要の内、祖納港域に約300万 kWh/年、久部良港域に約150万 kWh/年存在する。

与那国島の冷熱需要分布と推計



区分		延べ床面積(m ²)	冷熱需要(kWh/年)
公共	教育	15,530	1,264,142
	役場	1,805	146,927
	文化施設	3,069	455,926
	その他公共施設	8,068	656,735
民間	医療施設	1,143	106,299
	介護施設	1,632	15,178
	事務所	5,313	432,478
	商業施設	5,660	822,398
	宿泊施設	10,284	1,196,029
需要合計			5,086,112

出所：与那国町「公共施設等総合管理計画」等を基に日本総研作成

二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 与那国島

- 島の東部に位置する祖納港は港の東側に2.5 km²、港の西側に4.9 km²の後背地と0.09 km²の未開発平地を有する。
- 主に東側に冷熱需要地が広がり、西側に海洋深層水の農業活用が見込まれる畑が広がっている。



二次スクリーニング②冷熱需要と港の後背地 | 与那国島

- 島の西部に位置する久部良港は0.6 km²の後背地と0.3 km²の未開発平地を有する。
- 久部良港は祖納港と比較して冷熱需要、海洋深層水の農業活用の見込みは劣るが冷水管の距離を7.5 kmほど短縮することができる。



出所：日本総研作成

【参考】久米島取水設備の後背地

- 久米島海洋深層水取水設備は7.9 km²の後背地を有する。



出所：日本総研作成

冷熱需要と港の後背地 | まとめ (再掲)

- ・ 渡名喜島を除き、一定の冷熱需要や深層海洋水の農業活用などが見込まれる。
- ・ 各島、取水管敷設に必要な陸上の長管製作・引出しヤードの設置が可能な平地を付近に持つ港を有する。

対象	港近辺の冷熱需要	港湾の後背地	港湾付近の未開発平地	備考
栗国島	200万 kWh/年	3.3 km ² 農地と市街地	0.2 km ²	-
渡名喜島	100万 kWh/年	0.4 km ² 主に市街地	0.05 km ²	海洋深層水の農業活用は見込まれない。
北大東島	250万 kWh/年	8.9 km ² 主に農地	1.0 km ² (北港) 0.3 km ² (西港)	主な冷熱需要地は港から約1.5 kmの内陸部に所在
南大東島	270万 kWh/年 (西港)	23.3 km ² 主に農地	0.6 km ² (南大東漁港)	主な冷熱需要地は港から約1.5 kmの内陸部に所在
多良間島 (水納島)	280万 kWh/年 (前泊港)	12.7 km ² 主に農地	0.4 km ² (前泊港) 2.9 km ² (普天間港)	水納島に冷熱需要地はないが、港には0.2 km ² の後背地と0.5 km ² の未開発平地あり
波照間島	200万 kWh/年	7.7 km ² 主に農地	2.2 km ²	地方港湾はないが、整備された漁港がある。需要地は漁港から約1 kmの内陸部に所在
与那国島	300万 kWh/年 (祖納港) 150万 kWh/年 (久部良港)	7.4 km ² (祖納港) 0.6 km ² (久部良港)	0.9 km ² (祖納港) 0.3 km ² (久部良港)	祖納港は冷熱需要と深層海洋水の活用に優れ、久部良港は取水管を短縮可能 出所：日本総研作成

二次スクリーニング③本島からのアクセス

- 多良間島、波照間島は二次離島であり、本島からのアクセスに時間を要する。

対象	本島からのアクセス手段・本数	所要時間	その他のアクセス
粟国島	フェリー・2本/日 航空機・3本/週	片道2時間 片道20分	なし
渡名喜島	フェリー・1、2本/日	片道2時間	なし
北大東島	フェリー・2、3本/月 航空機・1本/日	片道15時間 片道1時間	なし (ただし、左記一部は南大東島経由)
南大東島	フェリー・2、3本/月 航空機・1、2本/日	片道15時間 片道1時間	なし
多良間島（水納島）	多良間島への直通便なし 宮古島経由でフェリー（1日1便・片道2時間）、航空機（一日2便・片道20分）を利用可能。		なし (水納島は多良間島からのチャーター便のみ)
波照間島	波照間島への直通便なし 石垣島経由でフェリー（1日3便・片道90時間）、航空機（週3便・片道20分）を利用可能。		なし
与那国島	航空機・2本/日（往路） ・1本/日（復路）	片道80分	石垣島からフェリーが週2便、航空機が一日2～3便ほど

出所：各島ホームページ等を基に日本総研作成

二次スクリーニング結果

- スクリーニング結果を参照し、導入可能性を検討する対象から渡名喜島、多良間島を除外する。

対象	30km以内スクリーニング	後背地・冷熱需要	アクセス
粟国島	◎	○	○
渡名喜島	○	✕	○
北大東島※	◎	○	○
南大東島※	◎	○	○
多良間島（水納島）	△	○	△
波照間島	○	○	△
与那国島	△ ~ ○	◎	○

※また、北大東島、南大東島は沖縄本土から離れており、燃料の輸送費が高い。内燃力発電のコストが高い分、OTECに優位性があり、導入可能性が高くなる。

出所：日本総研作成

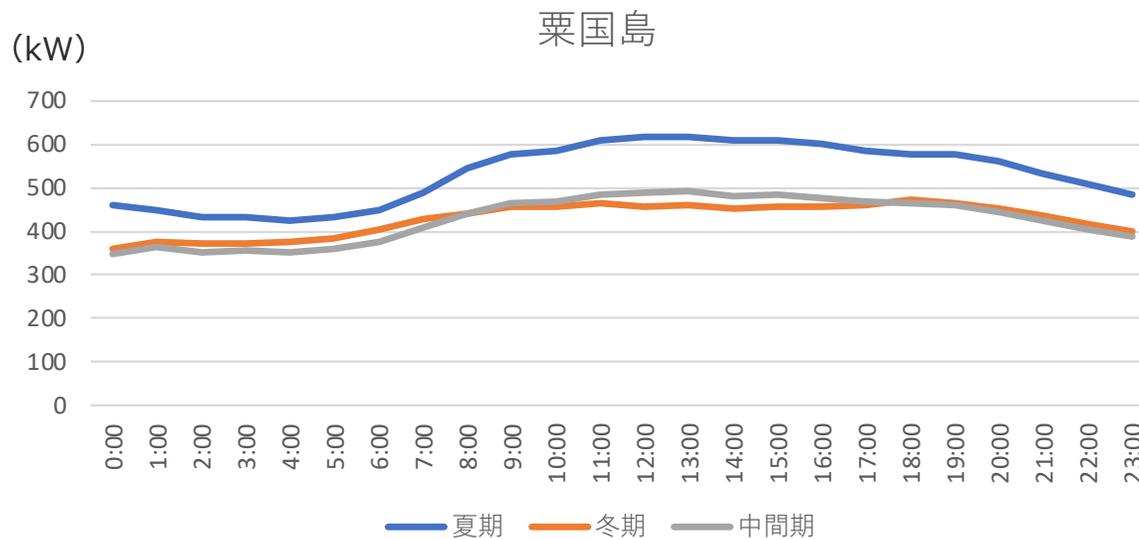
(3) 沖縄県での活用可能性調査

②エネルギー需給状況調査

需要カーブ分析_粟国島

- 沖縄電力から受領したデータを基に、夏期（6～8月）、冬期（12～2月）、中間期（3～5月、9～11月）の時別需要カーブを作成した。
- 粟国島は夏期が最も需要量が多く、ピーク時の需要は600 kWほど、年間需要は約400万 kWhである。

粟国島の時別カーブ



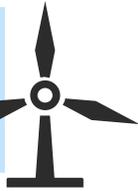
出所：沖縄電力受領データを基に日本総研作成

供給カーブの作成__栗国島

- ISEPのデータ（都道府県・発電種別のロードカーブ）を基に、各時期別の供給曲線を作成した。栗国島における内燃力発電（設備容量1,400kW）の出力規模は300~600kW程度であった。

栗国島の発電設備に基づく供給カーブ

風力発電：設備容量245kW
(ISEPのデータに基づき時別発電量想定)



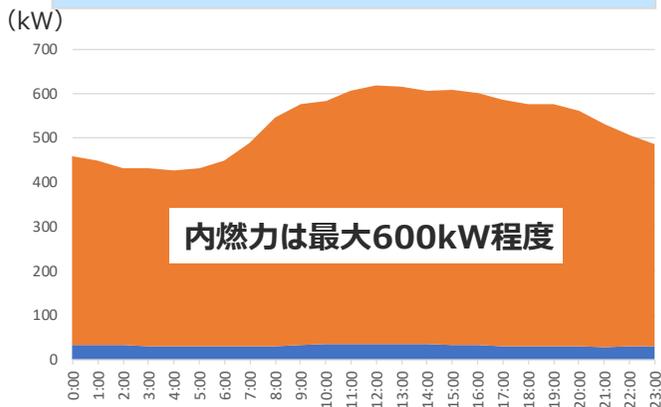
内燃力発電：設備容量1,400kW
(再エネ供給を補うかたちで時別発電量想定)



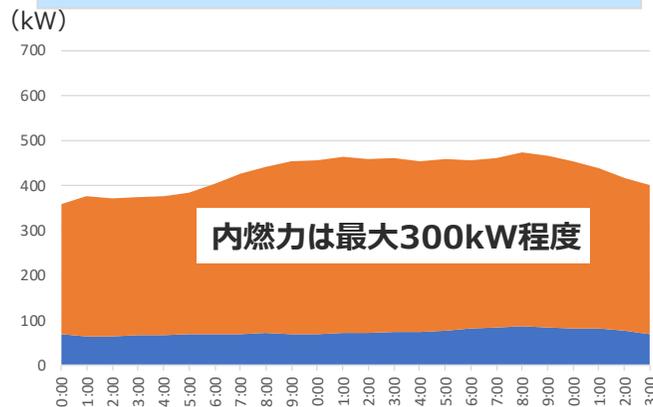
凡例

- 内燃力
- 風力

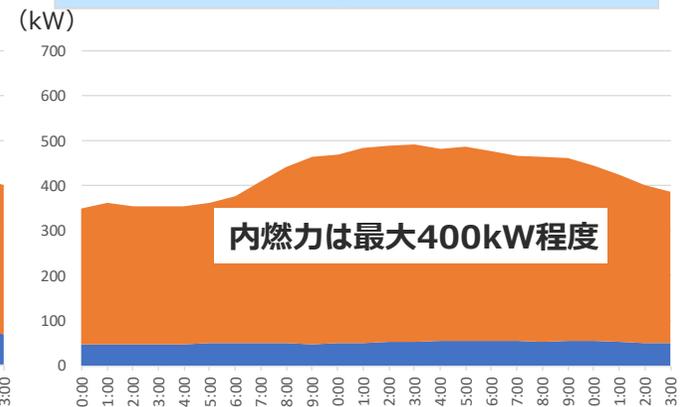
夏期



冬期



中間期



出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

導入するOTECの導入可能量

- OTECの導入可能量は各島の①需要、②変動再エネの発電量、③内燃力発電の発電量、によって限界づけられる。
- 本検討では、これらの3点を踏まえた8,760時間のOTECの導入可能量（=送電可能量）を検討する。

OTECの導入量可能量算定イメージ

OTECの導入可能量

①各島の需要

各島の8,760時間の需要カーブを基に算定

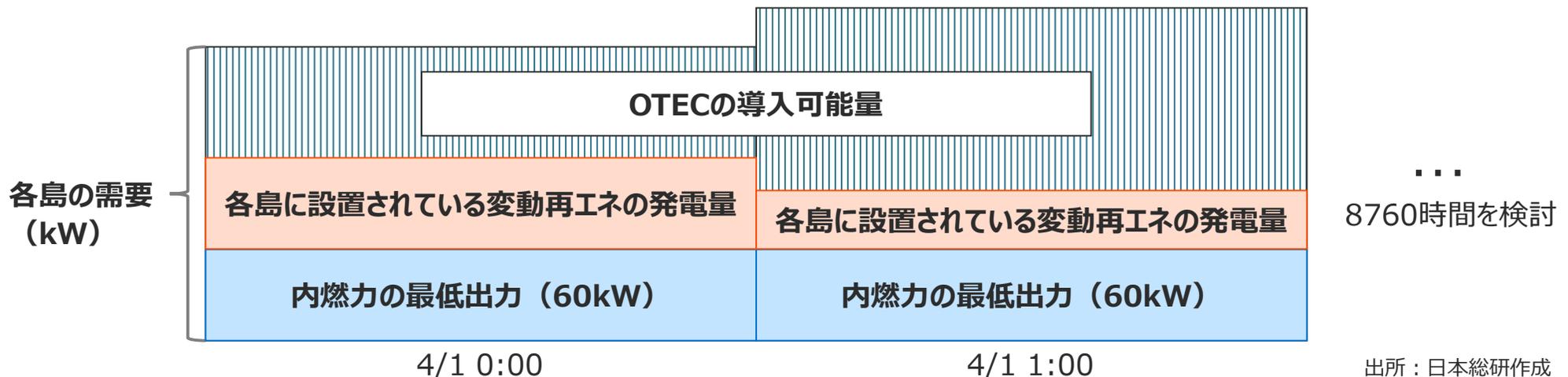
②変動再エネの発電量

ISEPデータに基づき8760時間の供給カーブを作成

③内燃力発電の最低出力

200kWの内燃力発電の30%出力（60kW）を想定

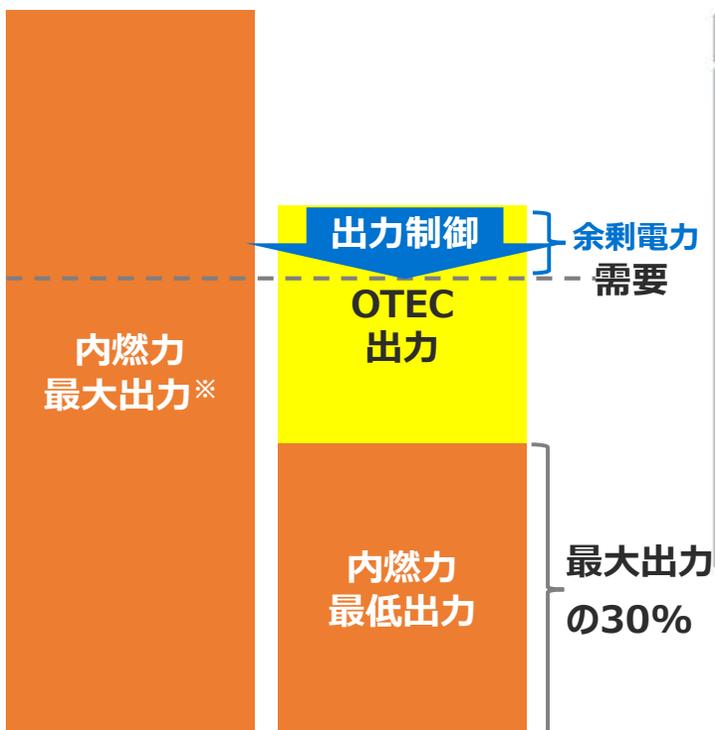
各時間におけるOTECの導入可能量イメージ



(参考) 内燃力発電の最低出力

- 内燃力発電は、出力を一定以下に落とすと燃焼効率が落ちることから、常に一定以上の出力を出す必要がある。
- 現状の運用では最低出力は最大出力の50%だが、今後30%への統一が想定されるため、今回検討では、最低出力30%を想定した。

最低出力のイメージ



※各離島の最低出力は、ディーゼル発電1機(200kW)を1台稼働させる場合を想定する。

OCCTO「運転時の最低出力」2023年12月26日

● 発電事業者が取り得る対策

【対象電源種、対象容量】

対象電源種：火力発電設備（混焼バイオマス発電設備を含む）およびコジェネ設備

対象容量：全容量

(特別高圧・高圧・低圧)・・・最低出力を現行の50%から30%に引き下げる。

最低出力30%を実現できない発電設備は、抑制指令時に発電設備を停止する対応も可とする。

自家消費の都合等で上記対応が困難な発電設備は、個別の事情を踏まえて個別協議とする。

水素・アンモニア専焼および水素・アンモニア混焼については、現在開発中の技術であることを踏まえて個別協議とする。

最大出力
の30%

- 2023年5月29日の系統WGにおいて、火力発電設備を新設する場合の**最低出力が現行の50%から30%に引き下げられた**。また出力制御時に発電停止できない**既設火力についても同様の基準の遵守を求めている**。
- 再エネの導入量増加に伴い、出力制御量が増加するが、最新火力発電設備の能力を考慮し、最低出力を引き下げることで、再エネ出力制御量の低減が期待できる。

出所：OCCTO「運転時の最低出力」を基に日本総研作成

(参考) 本検討における出力制御時間の確認方法

- 24時間365日の状況を比較し、供給が需要を上回る時間を算出する。
- この合計時間を出力制御時間とした。

島内の需要量 (例)

単位 : kWh

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	...
4/1	100	90	100	100	100	...
4/2	100	100	100	100	100	...
4/3	100	100	100	100	100	...
4/4	100	100	100	100	100	...
4/5	100	100	100	100	100	...
4/6	100	90	100	100	100	...
...

需要と供給
を比較

発電量 (例)

単位 : kWh

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	...
4/1	100	100	100	100	100	...
4/2	100	100	100	100	100	...
4/3	100	100	100	130	100	...
4/4	100	100	120	100	100	...
4/5	100	100	100	100	100	...
4/6	100	100	100	100	110	...
...

赤色部分が需要量 < 発電量となり、余剰電力が発生（出力制御）する。

需要が少ない時間や、風力発電などの変動再エネの発電量が多い時間は、
「需要量」 < 「内燃力の最低出力 + 再エネ出力」となるため、電力に余剰が発生する。

出所：日本総研作成

導入するOTECの出力想定_導入可能量想定

- 導入するOTECは①平均出力1,000kWの場合、②出力抑制時間を720時間以内に抑える場合、③内燃力発電を最低出力で稼働させる場合、の3パターンにて想定する。

OTECの最大導入可能量

1

出力抑制時間を720時間に抑える場合

国内におけるFIT制度下では、風力発電設備の出力制限の無制限・無補償の上限時間を720時間に設定している。(一部エリア・出力等除く)

本検討でも一つの指標として、出力制御時間を720時間に抑えるOTECの平均出力を算出する。

2

平均出力が1,000kWの場合

一般的に商用化のラインとされる平均出力1,000kWで検討する。

ただし、粟国島・北大東島・波照間島では、平均出力1,000kWは島内需要を大きく超過するため、検討対象外とした。(参考までに、設備容量ベースで1,000kWだった場合を試算)

3

内燃力発電を最低出力で稼働させる場合

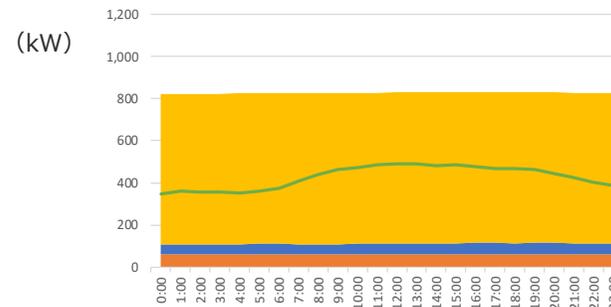
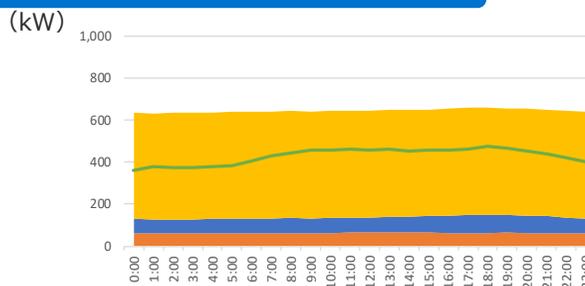
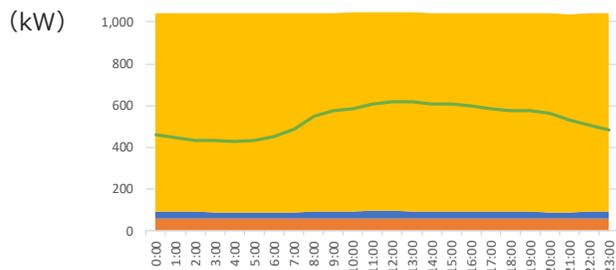
各島において、200kWの内燃力発電を調整力として常に稼働させ続けることを想定し、それ以外を再生可能エネルギーで補うと想定した場合のOTECの平均出力を算出する。*

*ただし、全時間で最低出力とすると、OTECの出力が過大となるため、需要の上位1%は外れ値として除外する。

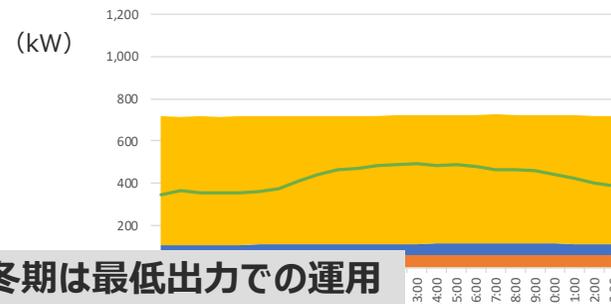
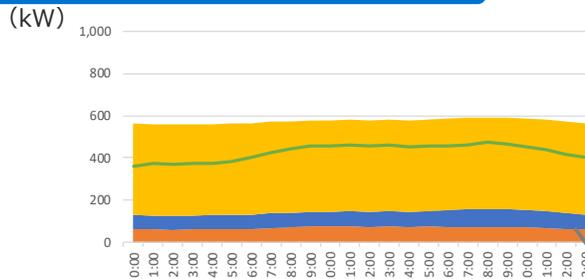
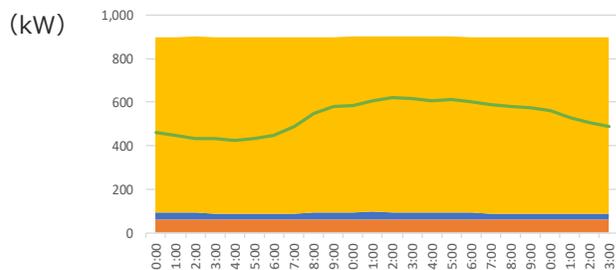
(参考) 最低出力パターンの考え方 (粟国島の例)

- 粟国島の場合、外れ値 (需要が急に短時間だけ大きくなるような時間帯) を5%除外する設定した場合、出力は約15%減少し、外れ値を10%除外した場合、出力は25%減少する。

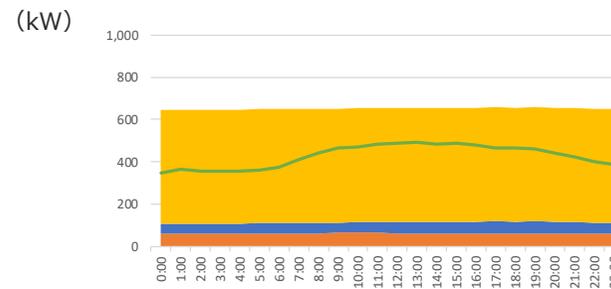
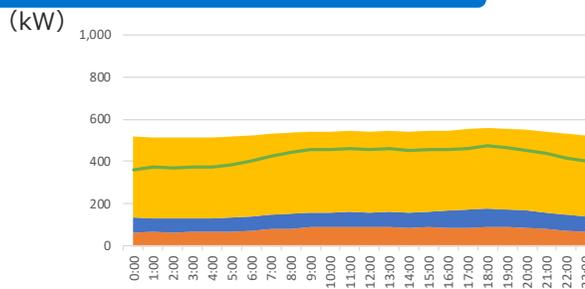
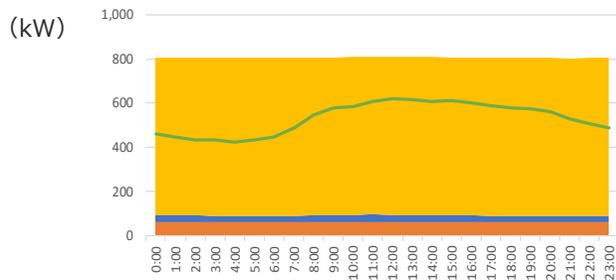
現状の想定 : 636kW (需要の上位1%を外れ値として除外)



追加想定① : 540kW (需要の上位5%を外れ値として除外)



追加想定② : 478kW (需要の上位10%を外れ値として除外)



冬期は最低出力での運用が少なくなる。

(参考) 導入するOTECの出力想定_出力制御に基づくアプローチ

- 再エネ接続可能量は、蓄電池の導入を前提としない場合、**内燃力発電を通じて「変動を吸収できるか」という観点が重要になるが、OTECは変動が少なく導入しやすい。**風力発電は出力制御の無制限・無補償上限時間を720時間に設定していることから、本検討でも出力抑制時間が720時間に達するところをOTECの導入上限とした。

離島自治体や電力会社等へのヒアリング (環境省)

- 基本的に島内需要の数%となる。蓄電池の充放電制御により系統への影響を抑えたとしても、内燃力の下げ代制約(最低出力運転)が存在する。最低出力は定格の約50%
- 再エネ接続可能量は需要が一番厳しい断面で内燃力発電所の下げ代で変動を吸収できるかで決定する。**そのため需要が少ないオフピーク断面において検討することになる。調整用蓄電池が増えれば接続可能量は増えると考えてよい
- 現在は、接続可能量の考え方は無いが、内燃力発電機の制限があるため無保証、無制限で出力制御を行う。なお、出力変動緩和対策を発電事業者に求めており、**離島は基本的に50kW以上で系統安定化装置(≒蓄電池)の導入を求めている**

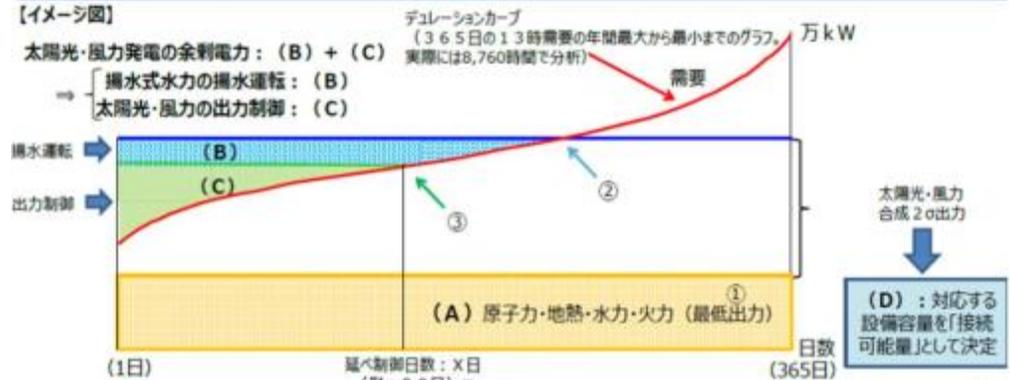
- 再エネ接続可能量は、「**変動を吸収できるか**」が重要となる。
- 一方で、OTECは、変動が少ないため、内燃力発電の下げ代にて変動を吸収することは容易であると思料する。
- = (蓄電池を入れなくても) **OTECは離島に多く導入することが可能である。**

出所：沖縄電力「宮古島系統、石垣島系統及び久米島系統における再生可能エネルギー発電設備に対する接続可能量算定結果及び接続申込みの回答再開について」、環境省「離島における再エネ自給率の向上に向けた調査・検討」を基に日本総研作成

宮古島における導入限界の考え方 (2015年)

年間を通しての「接続可能量(2015年度算定値)」算定のイメージ

- 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源を安定供給に必要な最低出力とする。・・・(A)
- その上で、電気の供給量が需要量を超える場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再エネ電気を吸収。・・・(B)
- それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、年間30日、年間360時間(太陽光)、年間720時間(風力)を上限とする出力制御を実施。・・・(C)
- 1発電所当たりの再エネ電気の出力制御日数が年間30日、年間360時間(太陽光)、年間720時間(風力)まで達するまで、太陽光発電・風力発電を受入れることとし、「接続可能量」を算定。(D)



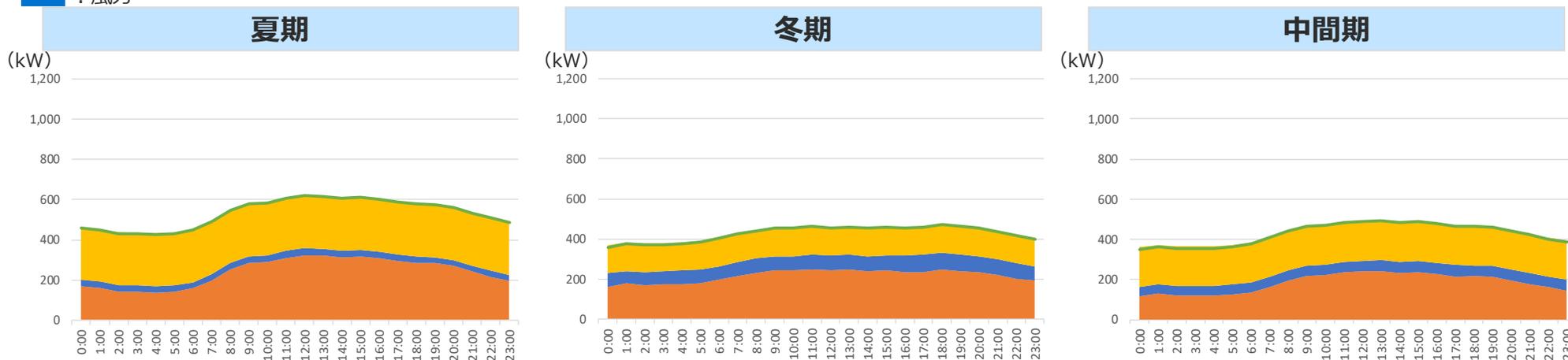
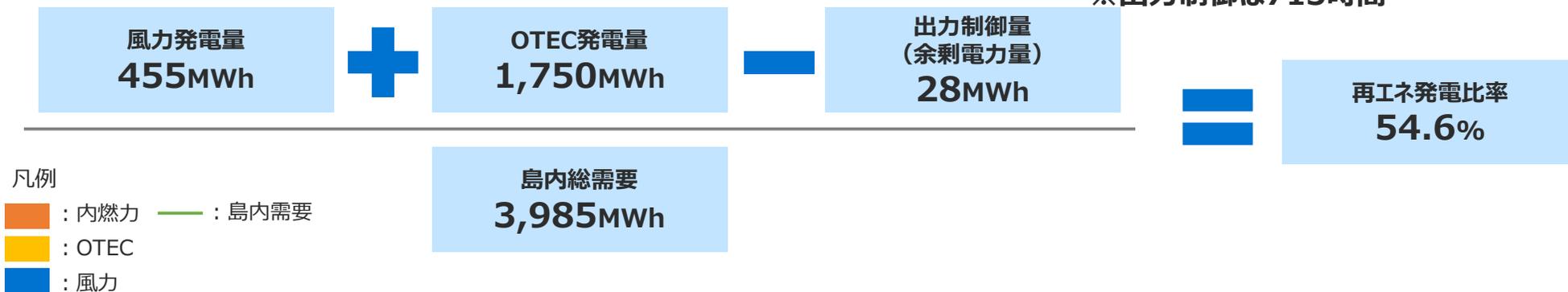
- 風力発電設備の出力制限の無制限・無補償の上限時間を720時間に設定している。(一部エリア除く)
- 必ずしもOTECに同一ルールを類推可能なわけではないが、**ひとつの参考値として、本検討も720時間を出力制御の上限とした。**

パターン①出力抑制時間を720時間に抑える場合_粟国島 (175kW)

- 粟国島において出力制御720時間以内となるOTECの平均出力は175kWであり、出力制御は28MWh（出力制御は713時間）ほど発生する。

粟国島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力175kWのOTECを想定）

※出力制御は713時間



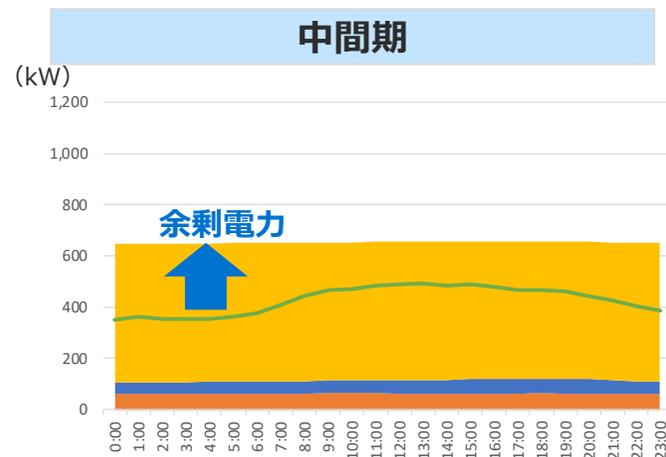
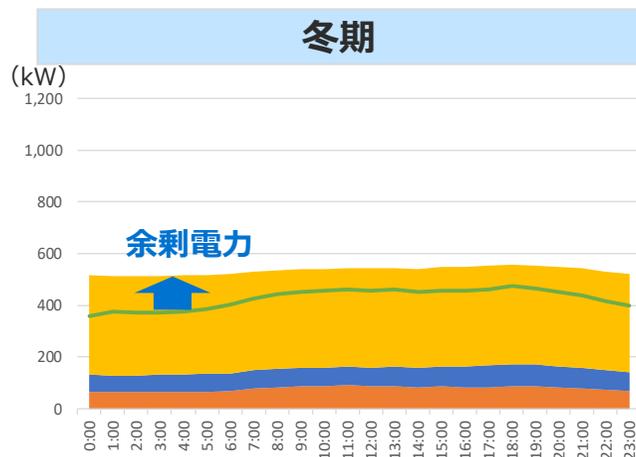
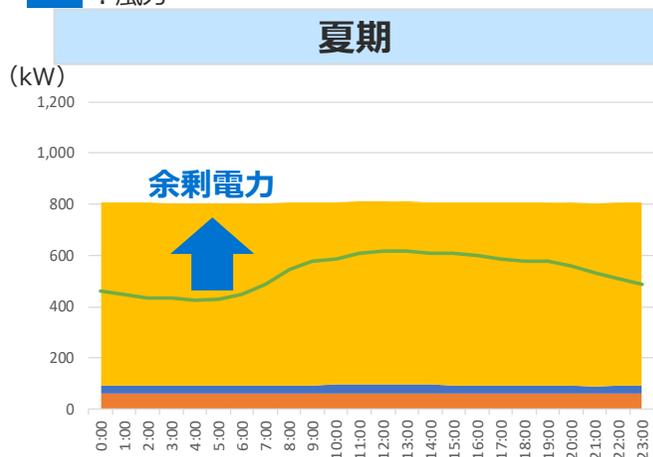
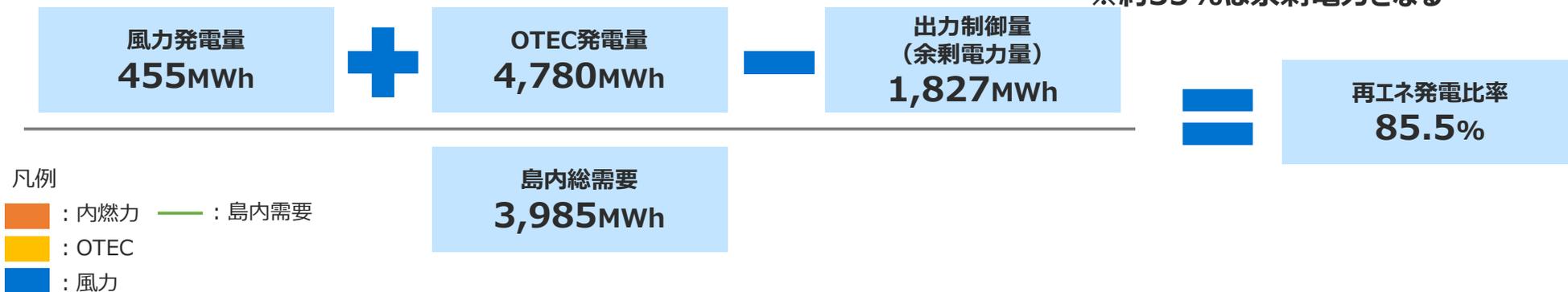
出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

(参考) パターン② 設備容量が1,000kWの場合_粟国島 (478kW)

- 粟国島において平均出力478kW（設備容量1,000kW）の場合、出力制御は1,827MWh（発電量の約22%）ほど発生する。

粟国島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力478kWのOTECを想定）

※約35%は余剰電力となる



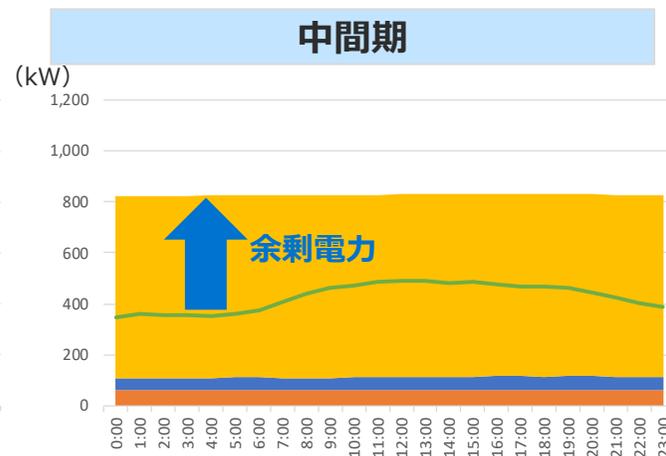
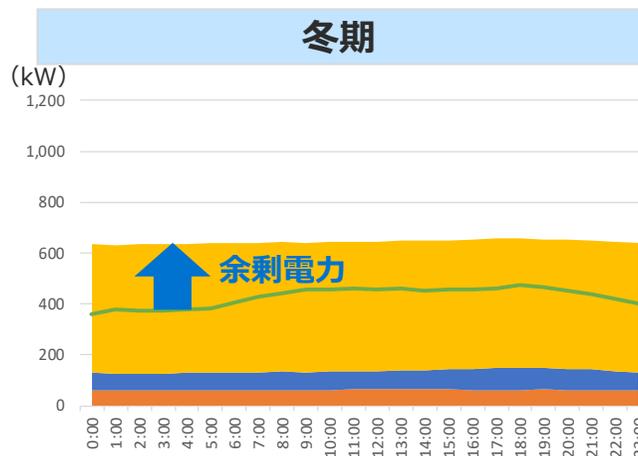
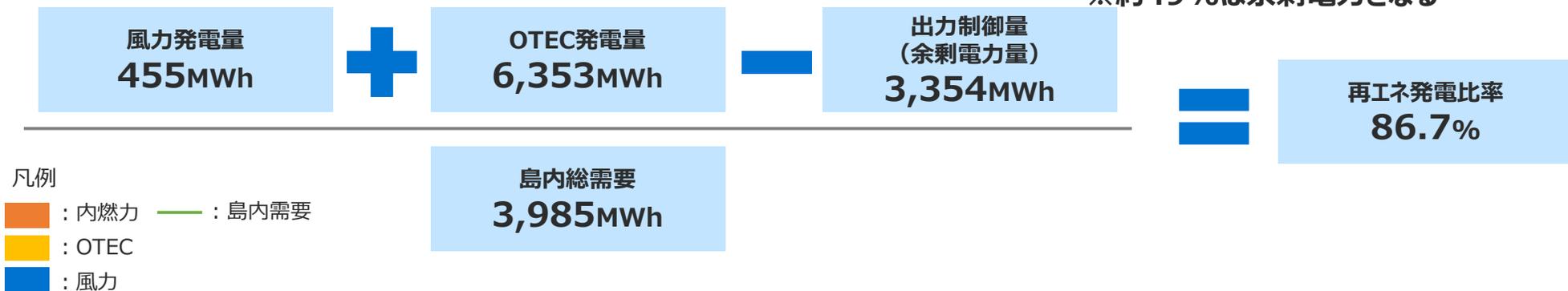
出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン③内燃力発電を最低出力で稼働させる場合__粟国島（636kW）

- 粟国島において内燃力発電を最低出力で稼働させる場合、OTECの平均出力は636kWであり、出力制御は3,699MWh（発電量の約49%）ほど発生する。

粟国島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力636kWのOTECを想定）

※約49%は余剰電力となる

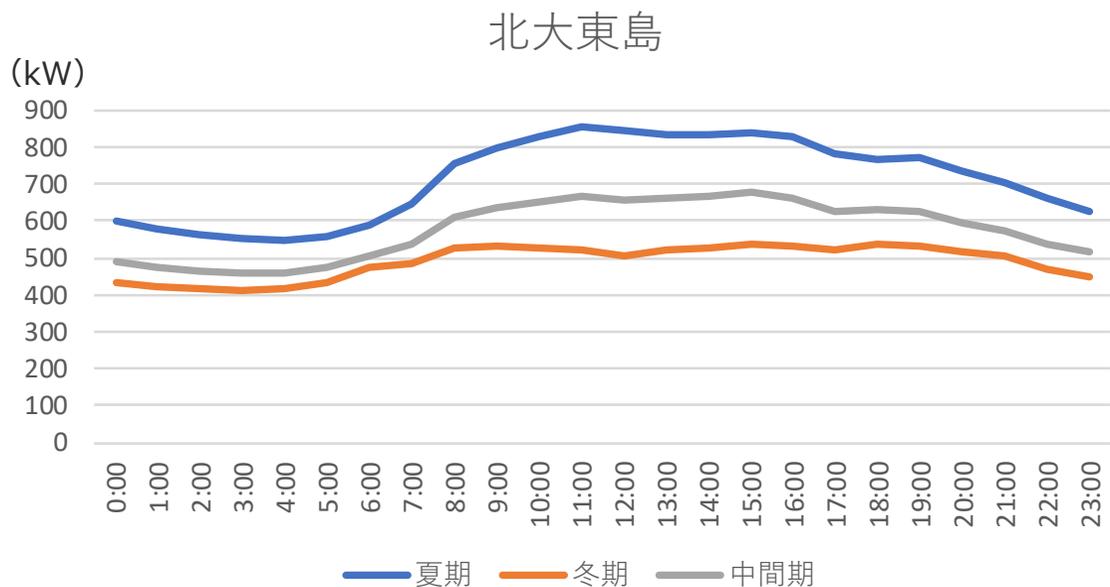


出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

需要カーブ分析_北大東島

- 沖縄電力から受領したデータを基に、夏期（6～8月）、冬期（12～2月）、中間期（3～5月、9～11月）の特別需要カーブを作成した。
- 北大東島は夏期が最も需要量が多く、ピーク時の需要は850kWほどである。

北大東島の特別カーブ



北大東島では、系統に接続されている再エネがないため、**上記需要カーブと内燃力発電の発電量が同一となる。**

出所：沖縄電力受領データを基に日本総研作成

パターン①出力抑制時間を720時間に抑える場合_北大東島 (314kW)

- 北大東島において出力制御720時間以内となるOTECの平均出力は314kWであり、出力制御は23MWh（出力制御は717時間）ほど発生する。

北大東島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力314kWのOTECを想定）

※出力制御は717時間

OTEC発電量
3,308MWh

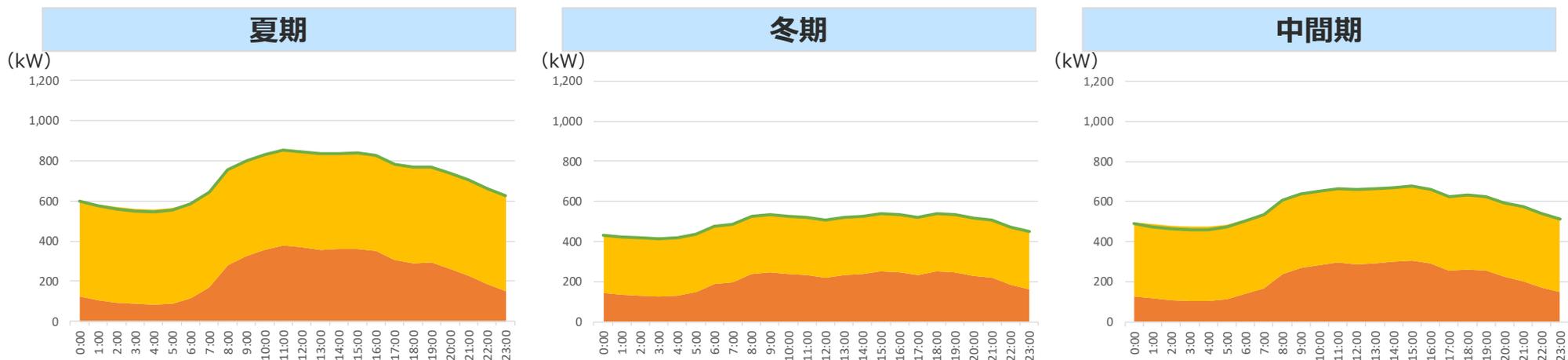
出力制御量
(余剰電力量)
23MWh

再エネ発電比率
63.4%

島内総需要
5,178MWh

凡例

- 内燃力
- OTEC
- 島内需要



出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

(参考) パターン②設備容量が1,000kWの場合_北大東島 (478kW)

- 北大東島において平均出力478kW（設備容量1,000kW）の場合、出力制御は1,288MWh（発電量の約30%）ほど発生する。

北大東島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力478kWのOTECを想定）

※約12%は余剰電力となる

OTEC発電量
5,042MWh

出力制御量
(余剰電力量)
675MWh

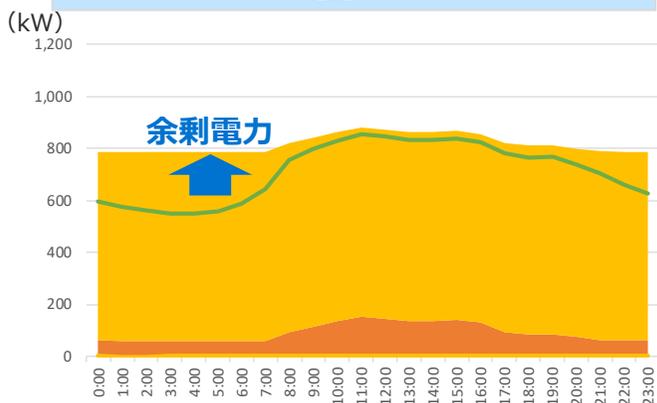
再エネ発電比率
84.3%

島内総需要
5,178MWh

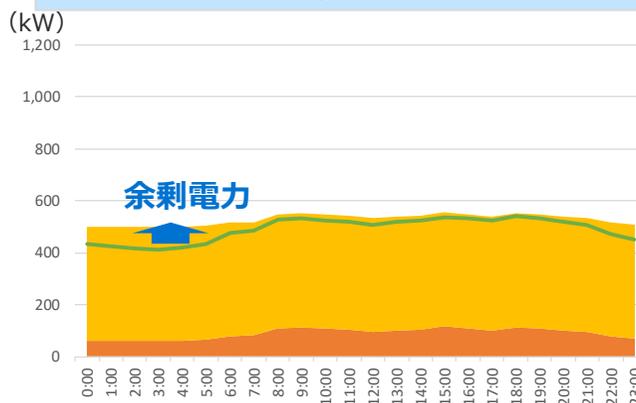
凡例

■ : 内燃力 — : 島内需要
■ : OTEC

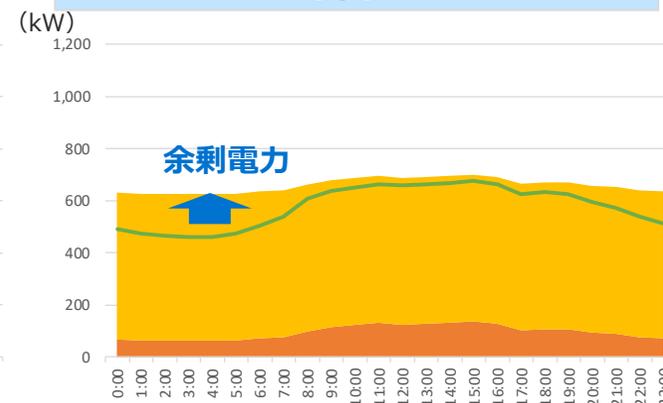
夏期



冬期



中間期



出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン③内燃力発電を最低出力で稼働させる場合__北大東島（693kW）

- 北大東島において内燃力発電を最低出力で稼働させる場合、OTECの平均出力は693kWであり、出力制御は2,658MWh（発電量の約36%）ほど発生する。

北大東島の発電設備に基づく供給カーブ（設備容量804kWのOTECを想定）

※約37%は余剰電力となる

OTEC発電量
7,306MWh

出力制御量
(余剰電力量)
2,658MWh

再エネ発電比率
89.8%

島内総需要
5,178MWh

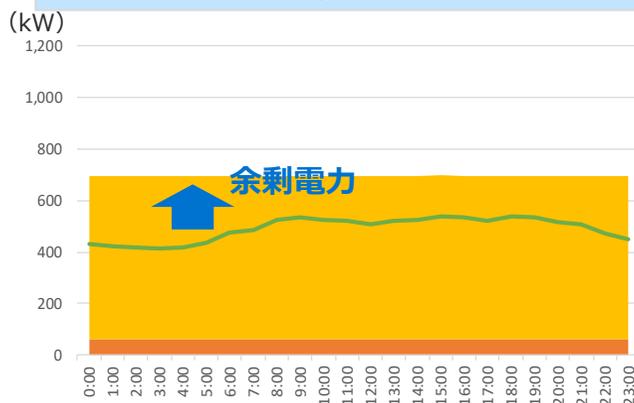
凡例

- 内燃力
- OTEC
- 島内需要

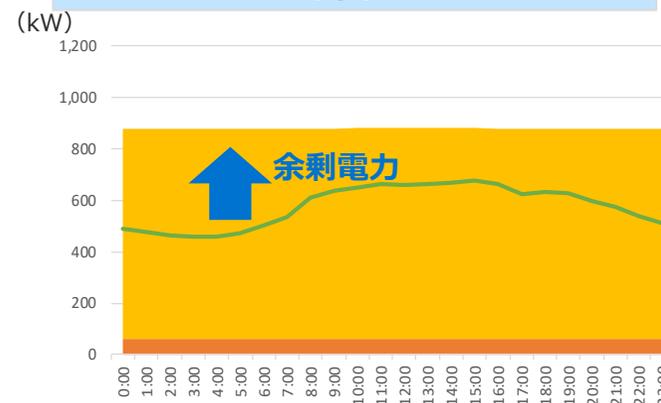
夏期



冬期



中間期

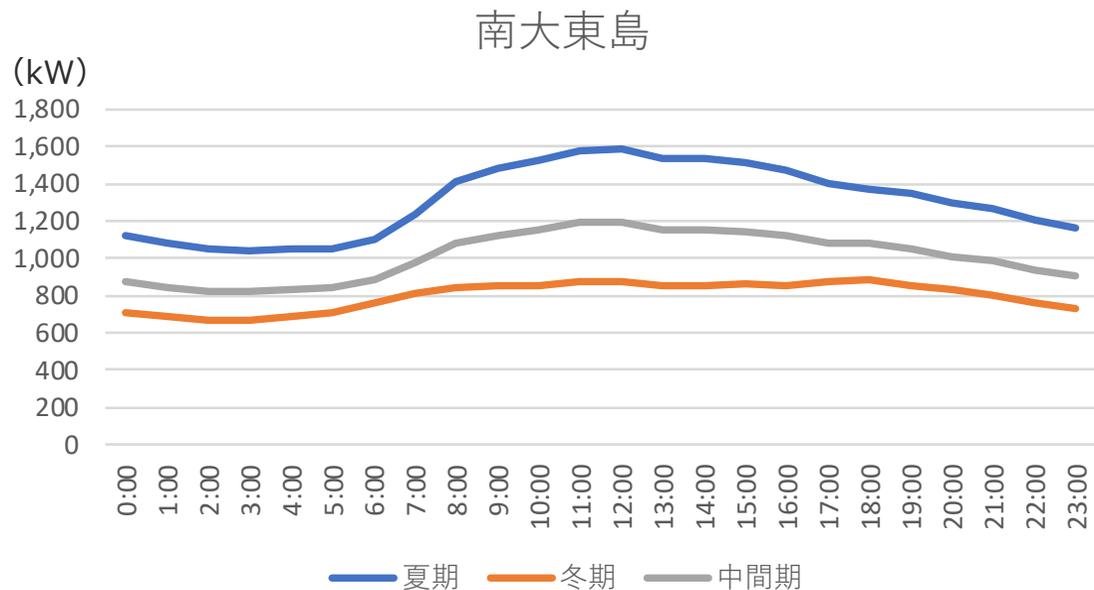


出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

需要カーブ分析_南大東島

- 沖縄電力から受領したデータを基に、夏期（6～8月）、冬期（12～2月）、中間期（3～5月、9～11月）の特別需要カーブを作成した。
- 南大東島は夏期が最も需要量が多く、ピーク時の需要は1,600kWほどである。

南大東島の特別カーブ



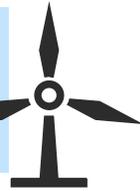
出所：沖縄電力受領データを基に日本総研作成

供給カーブの作成_南大東島

- ISEPのデータ（都道府県・発電種別のロードカーブ）を基に、各時期別の供給曲線を作成した。南大東島における内燃力発電（設備容量3,040kW）の出力規模は700~1,500kW程度であった。

南大東島の発電設備に基づく供給カーブ

風力発電：設備容量490kW
(ISEPのデータに基づき時別発電量想定)



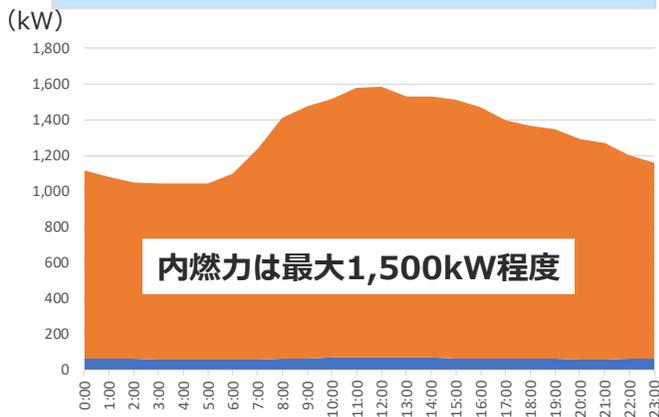
内燃力発電：設備容量3,040kW
(再エネ供給を補うかたちで時別発電量想定)



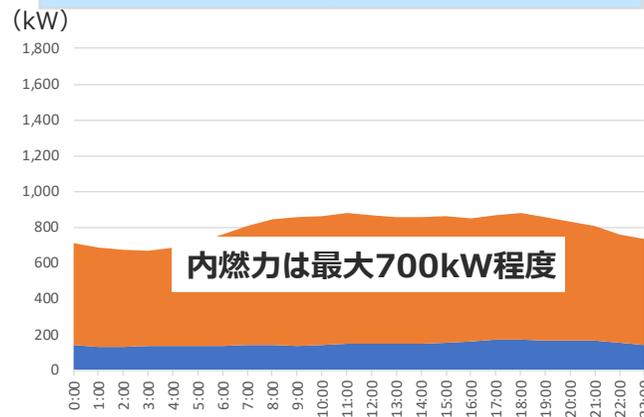
凡例

- 内燃力
- 風力

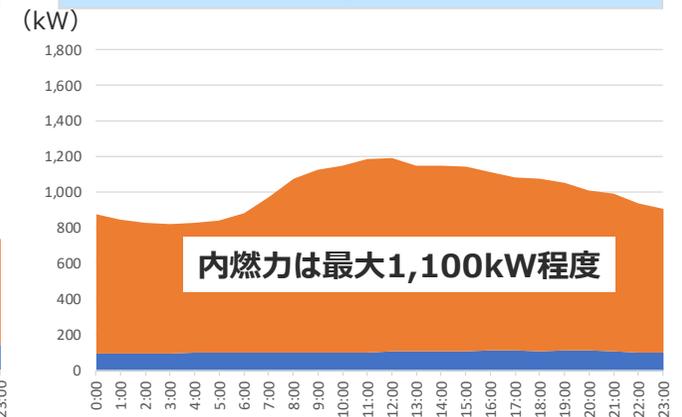
夏期



冬期



中間期



出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン①出力抑制時間を720時間に抑える場合_南大東島 (459kW)

- 南大東島において出力制御720時間以内となるOTECの平均出力は459kWであり、出力制御は62MWh（出力制御は719時間）ほど発生する。

南大東島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力459kWのOTECを想定）

※出力制御は720時間

風力発電量
909MWh



OTEC発電量
4,835MWh



出力制御量
(余剰電力量)
62MWh



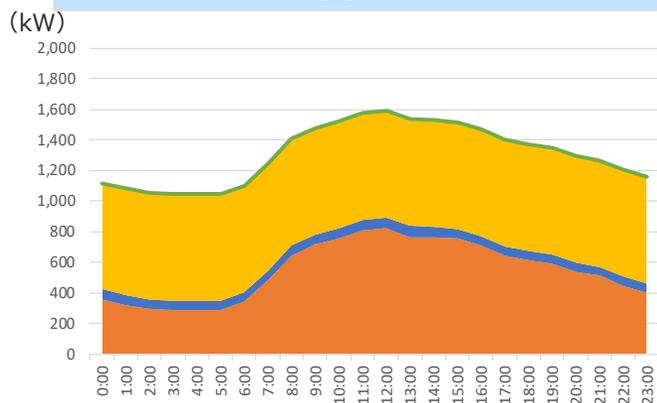
再エネ発電比率
62.7%

島内総需要
9,070MWh

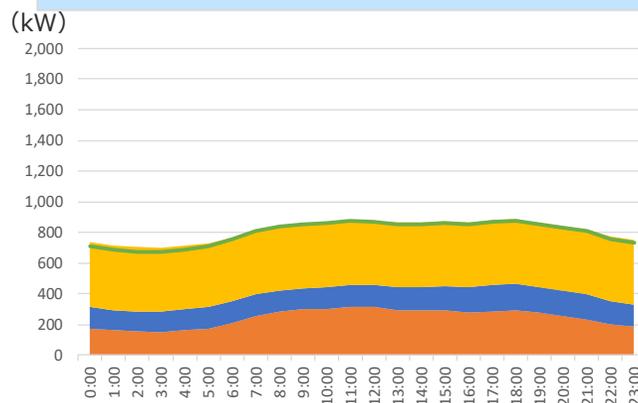
凡例

- 内燃力
- OTEC
- 風力
- 島内需要

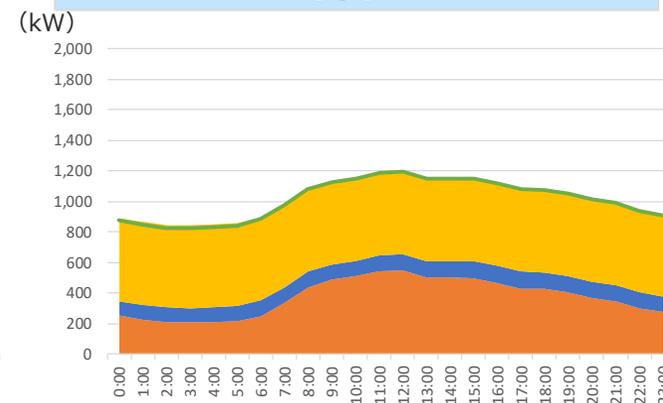
夏期



冬期



中間期



出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン②平均出力が1,000kWの場合__南大東島（1,000kW）

- 南大東島において平均出力1,000kWの場合、出力制御は2,995MWh（発電量の約26%）ほど発生する。

南大東島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力1,000kWのOTECを想定）

※約26%は余剰電力となる

風力発電量
909MWh



OTEC発電量
10,538MWh



出力制御量
(余剰電力量)
2,995MWh



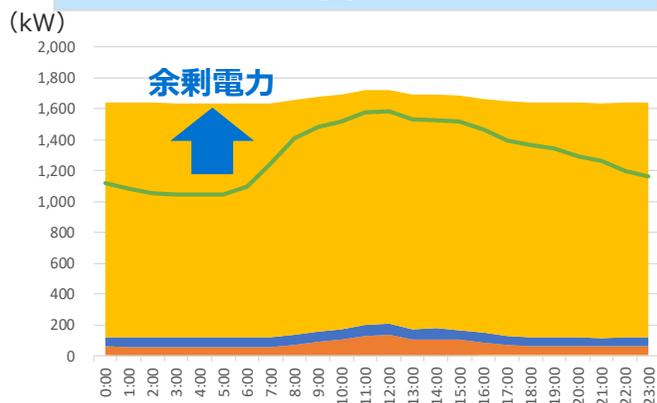
再エネ発電比率
93.2%

島内総需要
9,070MWh

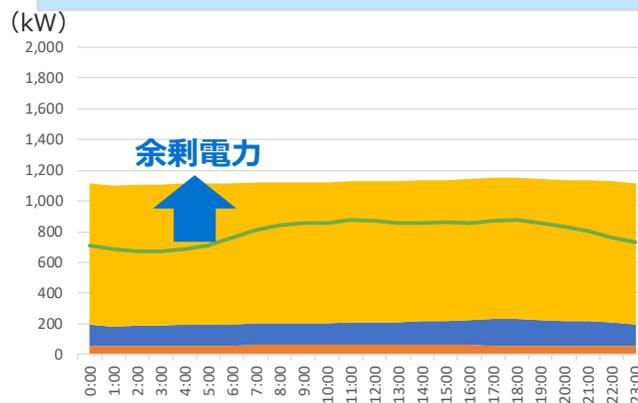
凡例

- 内燃機 : 内燃力
- OTEC
- 風力
- 島内需要

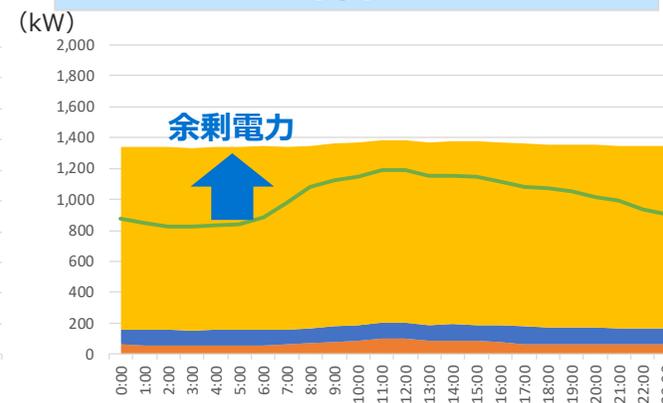
夏期



冬期



中間期



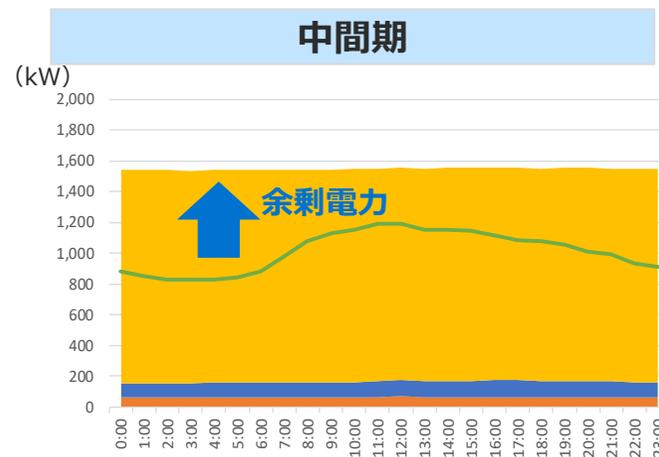
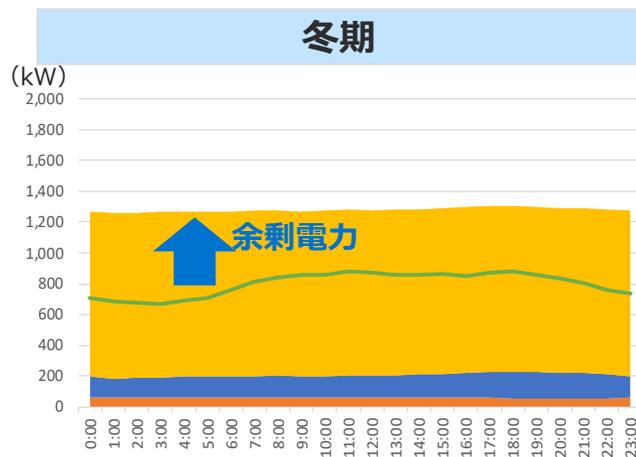
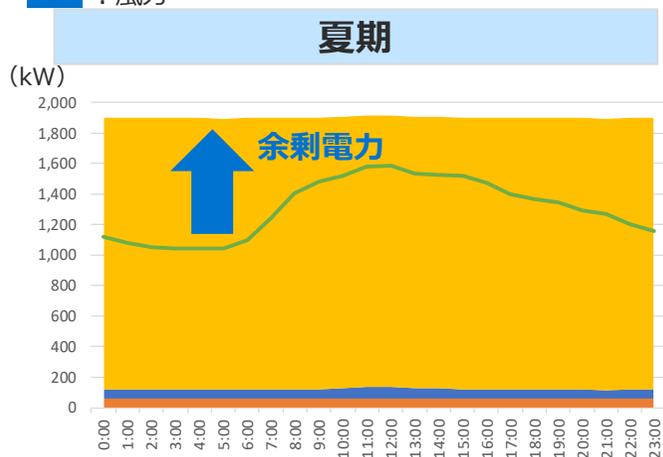
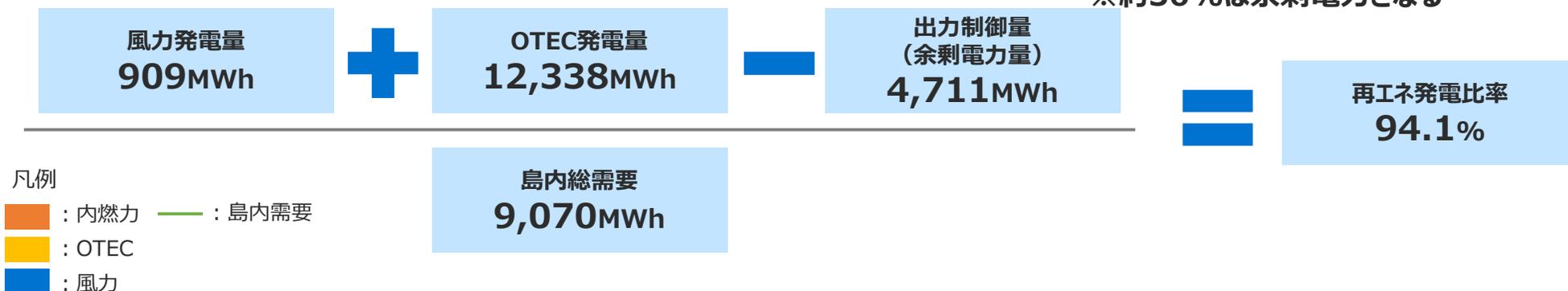
出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン③内燃力発電を最低出力で稼働させる場合__南大東島 (1,171kW)

- 南大東島において内燃力発電を最低出力で稼働させる場合、OTECの平均出力は1,171kWであり、出力制御は4,711MWh (発電量の約39%) ほど発生する。

南大東島の発電設備に基づく供給カーブ (1,354kWのOTECを想定)

※約36%は余剰電力となる

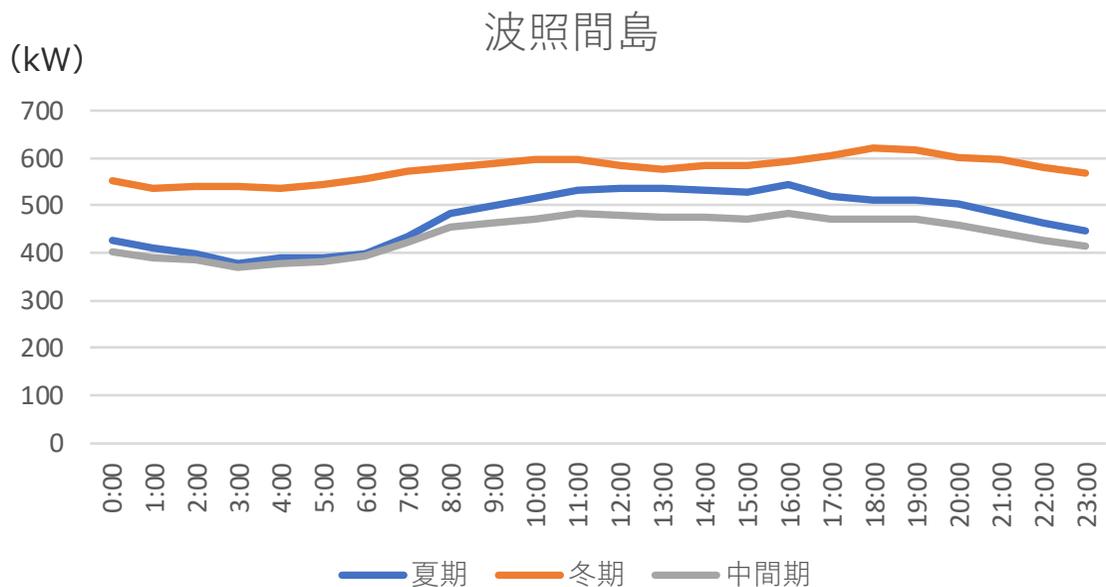


出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

需要カーブ分析_波照間島

- 沖縄電力から受領したデータを基に、夏期（6～8月）、冬期（12～2月）、中間期（3～5月、9～11月）の特別需要カーブを作成した。
- 波照間島は夏期が最も需要量が多く、ピーク時の需要は600kWほどである。

波照間島の特別カーブ



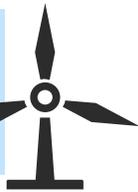
出所：沖縄電力受領データを基に日本総研作成

供給カーブの作成_波照間島

- ISEPのデータ（都道府県・発電種別のロードカーブ）を基に、各時期別の供給曲線を作成した。波照間島における内燃力発電（設備容量1,250kW）の出力規模は500~700kW程度であった。

波照間島の発電設備に基づく供給カーブ

風力発電：設備容量490kW
(ISEPのデータに基づき時別発電量想定)



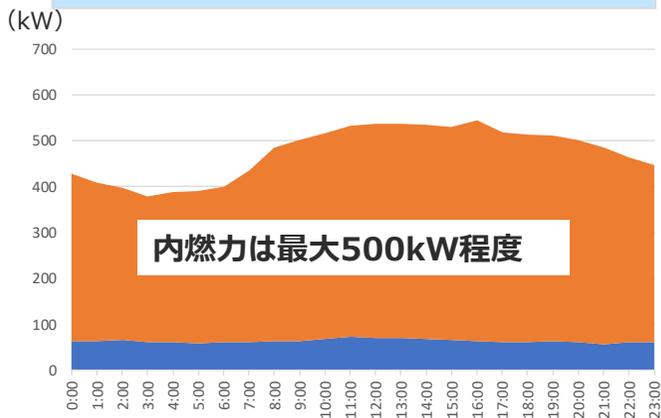
内燃力発電：設備容量1,250kW
(再エネ供給を補うかたちで時別発電量想定)



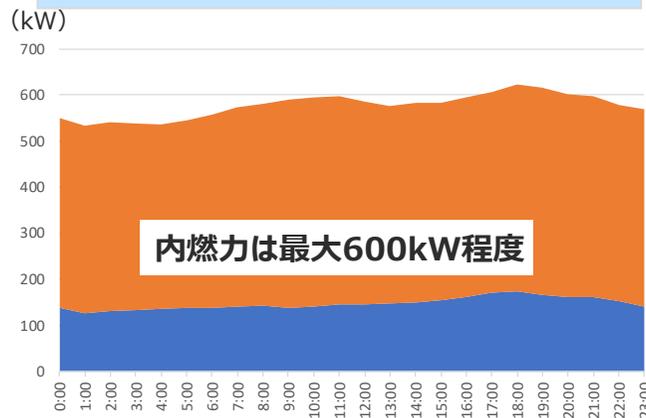
凡例

- 内燃力
- 風力

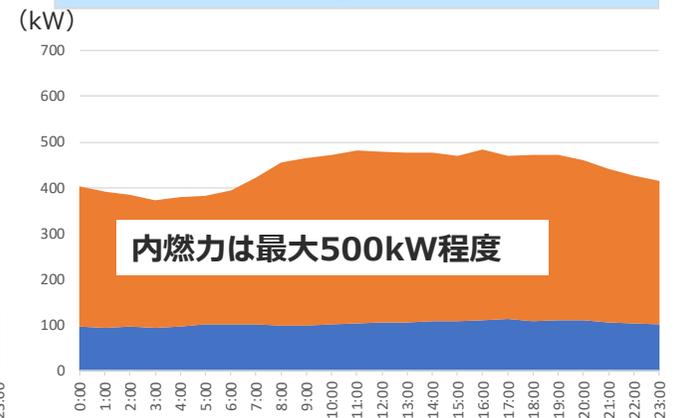
夏期



冬期



中間期



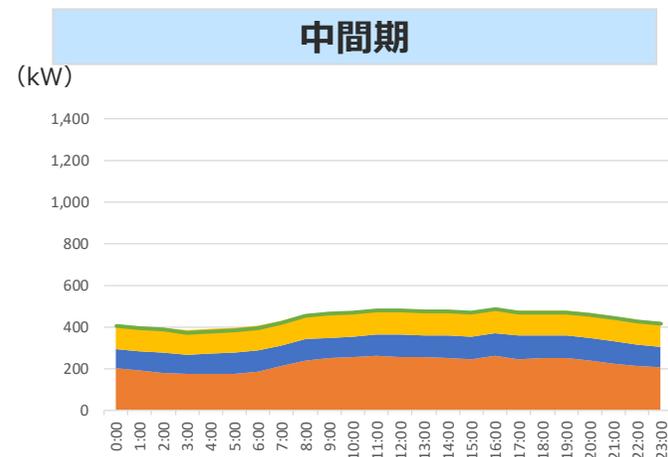
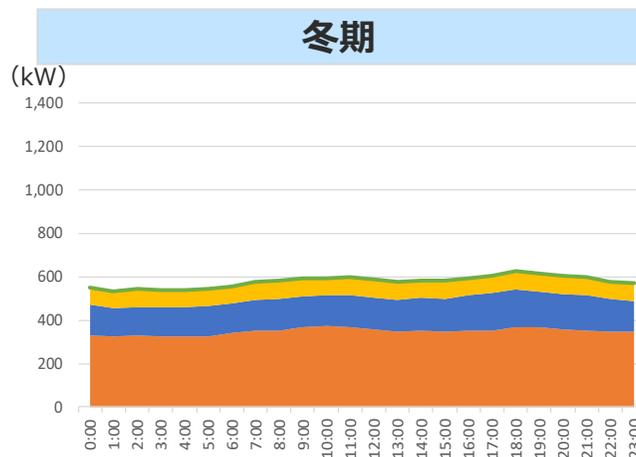
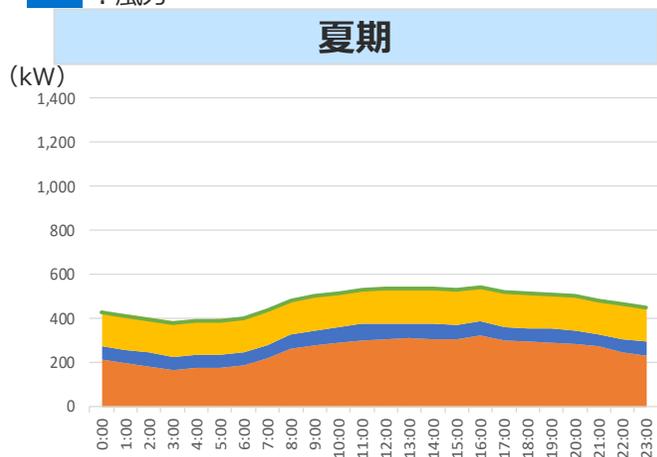
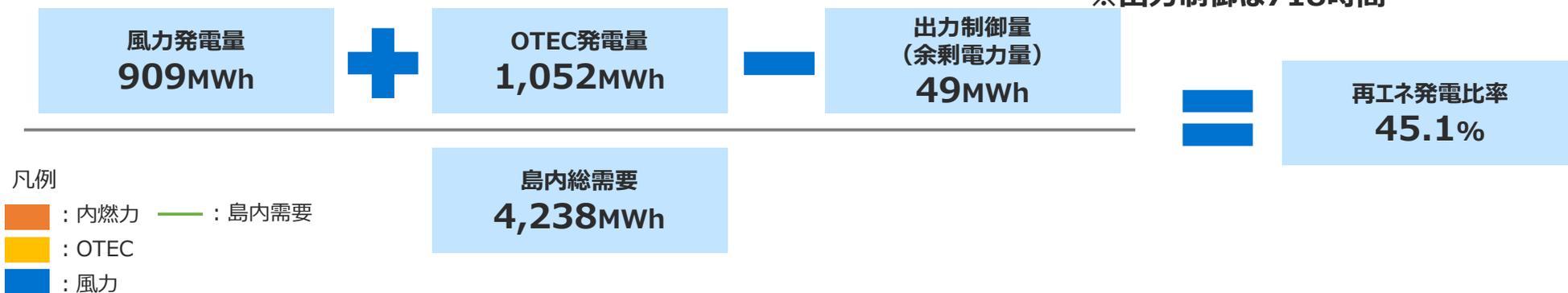
出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン①出力抑制時間を720時間に抑える場合_波照間島（92kW）

- 波照間島において出力制御720時間以内となるOTECの平均出力は92kWであり、出力制御は49MWh（出力制御は718時間）ほど発生する。

波照間島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力92kWのOTECを想定）

※出力制御は718時間



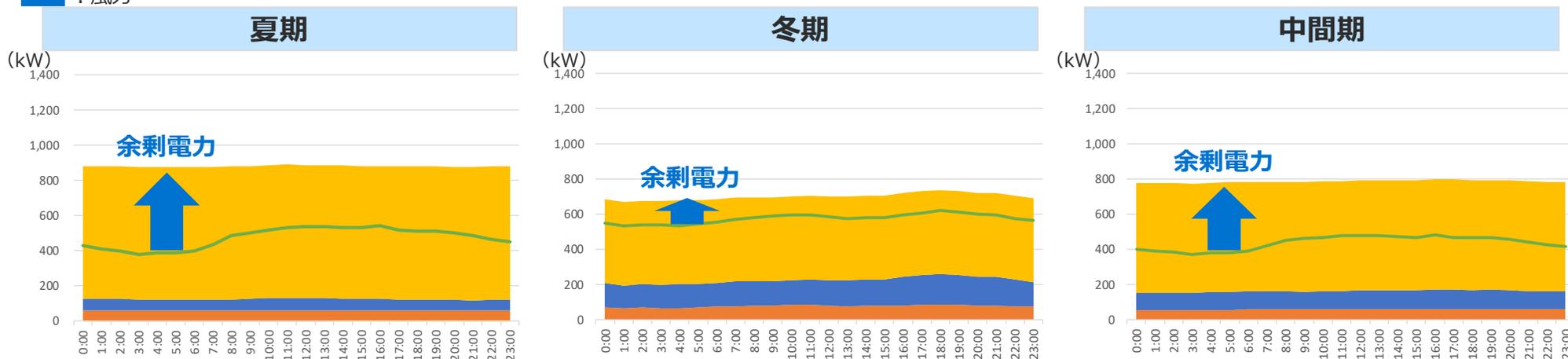
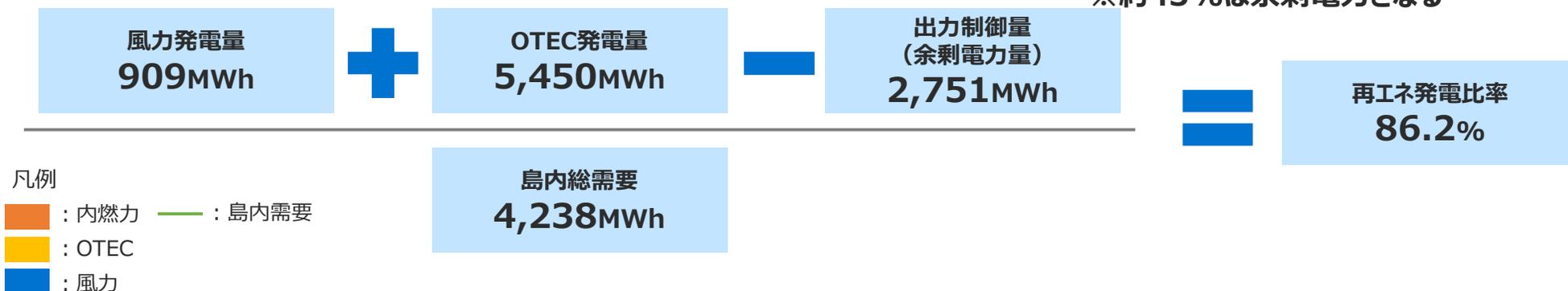
出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

(参考) パターン② 設備容量が1,000kWの場合_波照間島 (478kW)

- 波照間島において平均出力478kW（設備容量1,000kW）の場合、出力制御は2,751MWh（発電量の約43%）ほど発生する。

波照間島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力478kWのOTECを想定）

※約43%は余剰電力となる



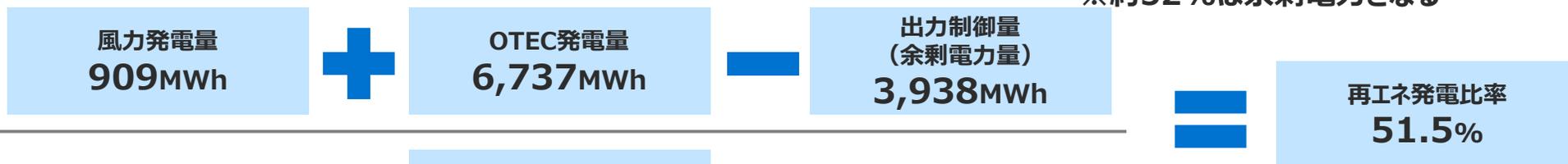
出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン③内燃力発電を最低出力で稼働させる場合__波照間島 (591kW)

- 波照間島において内燃力発電を最低出力で稼働させる場合、OTECの平均出力は591kWであり、出力制御は5,099MWh（発電量の約52%）ほど発生する。

波照間島の発電設備に基づく供給カーブ (591kWのOTECを想定)

※約52%は余剰電力となる



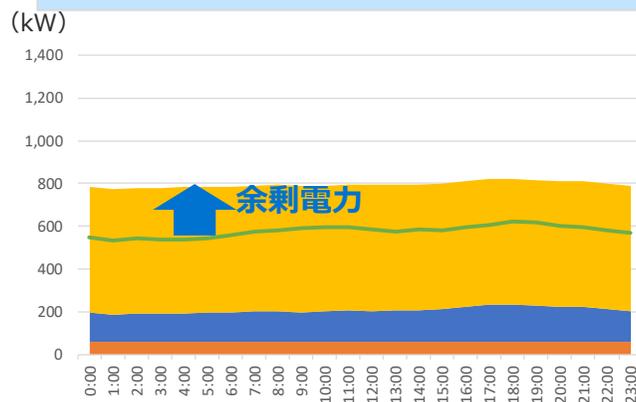
凡例

- 内燃力 (Orange)
- OTEC (Yellow)
- 風力 (Blue)
- 島内需要 (Green line)

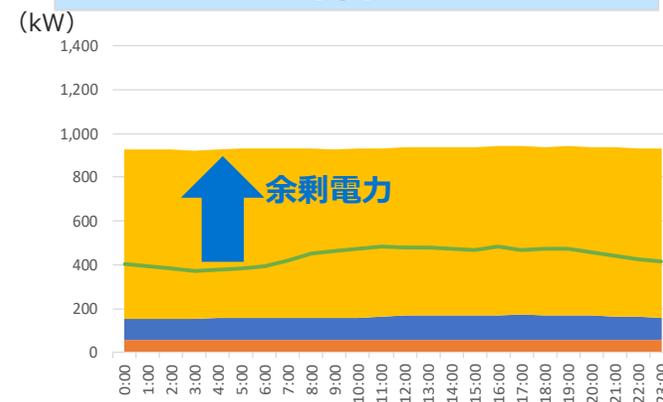
夏期



冬期



中間期

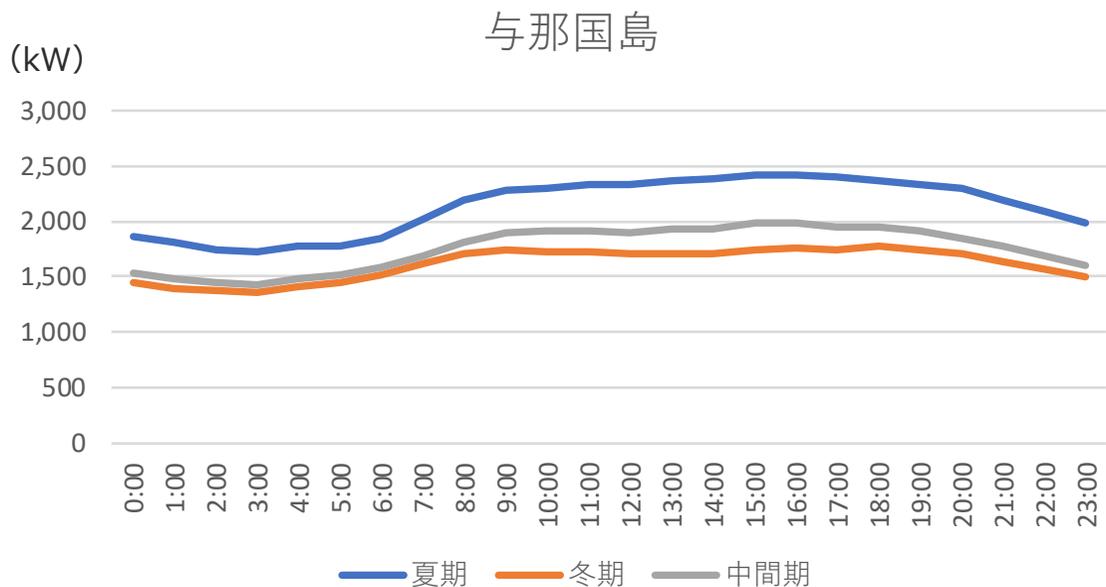


出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

需要カーブ分析_与那国島

- 沖縄電力から受領したデータを基に、夏期（6～8月）、冬期（12～2月）、中間期（3～5月、9～11月）の特別需要カーブを作成した。
- 与那国島は夏期が最も需要量が多く、ピーク時の需要は2,500kWほどである。

与那国島の特別カーブ



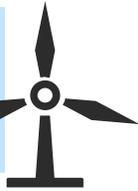
出所：沖縄電力受領データを基に日本総研作成

供給カーブの作成_与那国島

- ISEPのデータ（都道府県・発電種別のロードカーブ）を基に、各時期別の供給曲線を作成した。与那国島における内燃力発電（設備容量4,310kW）の出力規模は1,800~2,500kW程度であった。

与那国島の発電設備に基づく供給カーブ

風力発電：設備容量600kW
(ISEPのデータに基づき時別発電量想定)



内燃力発電：設備容量4,310kW
(再エネ供給を補うかたちで時別発電量想定)



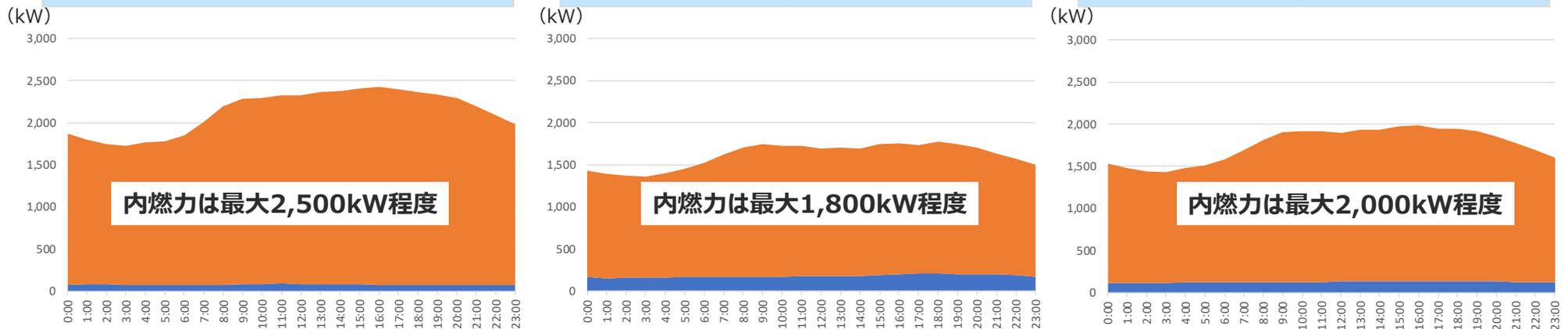
凡例

- 内燃力
- 風力

夏期

冬期

中間期



出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン①出力抑制時間を720時間に抑える場合_与那国島 (898kW)

- 与那国島において出力制御720時間以内となるOTECの平均出力は898kWであり、出力制御は79MWh（出力制御は717時間）ほど発生する。

与那国島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力898kWのOTECを想定）

※出力制御は717時間

風力発電量
1,113MWh



OTEC発電量
10,491MWh



出力制御量
(余剰電力量)
79MWh



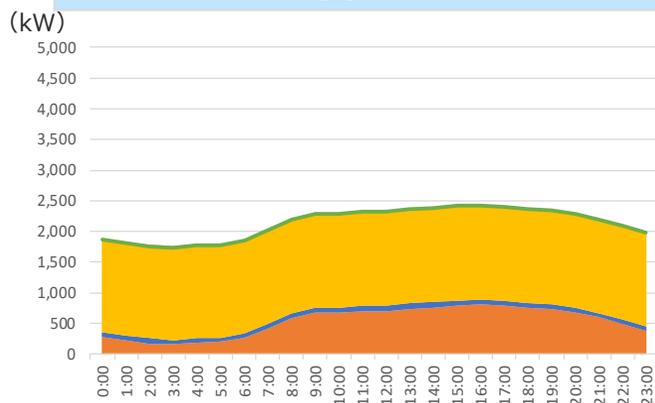
再エネ発電比率
72.3%

凡例

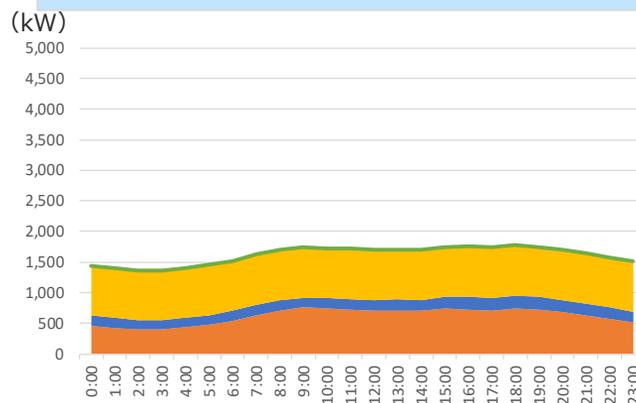
- 内燃力 (orange square)
- OTEC (yellow square)
- 風力 (blue square)
- 島内需要 (green line)

島内総需要
15,946MWh

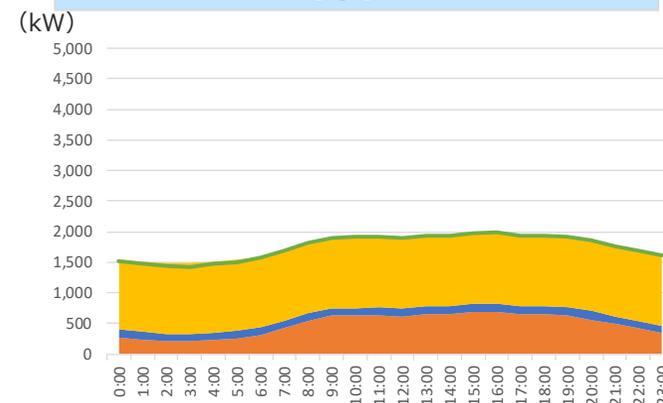
夏期



冬期



中間期



出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン②平均出力が1,000kWの場合_与那国島（1,000kW）

- 与那国島において平均出力1,000kWの場合、出力制御は230MWh（発電量の約1.8%）ほど発生する。

与那国島の発電設備に基づく供給カーブ（平均出力1,000kWのOTECを想定）

※約1.8%は余剰電力となる

風力発電量
1,113MWh



OTEC発電量
11,682MWh



出力制御量
(余剰電力量)
230MWh



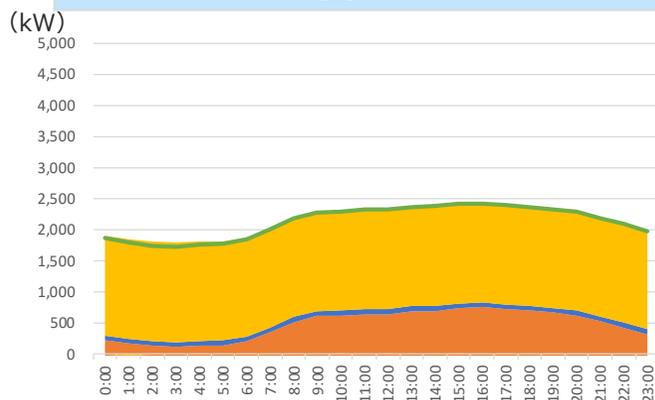
再エネ発電比率
78.8%

島内総需要
15,946MWh

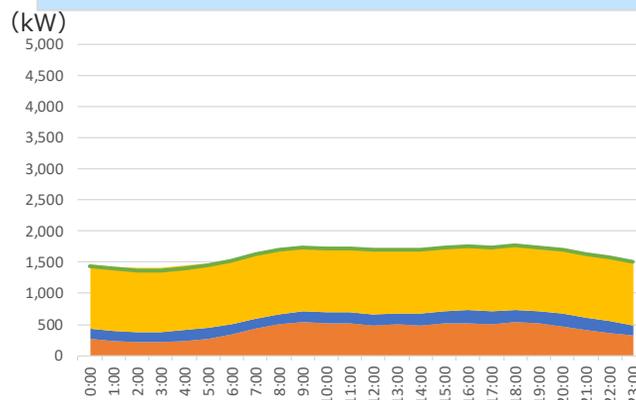
凡例

- 内燃力
- OTEC
- 風力
- 島内需要

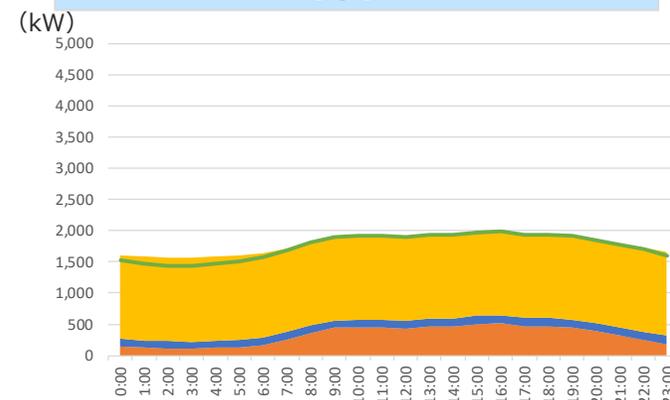
夏期



冬期



中間期



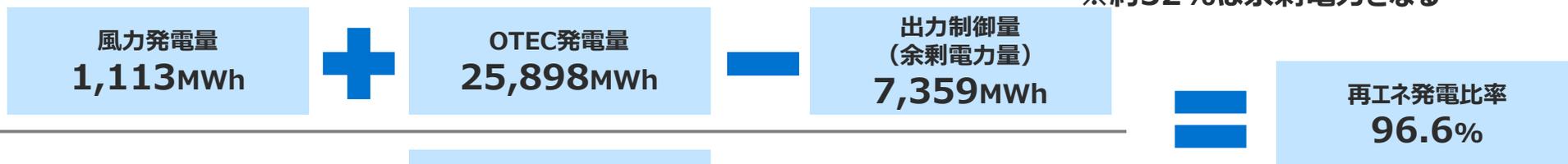
出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

パターン③内燃力発電を最低出力で稼働させる場合_与那国島 (1,854kW)

- 与那国島において内燃力発電を最低出力で稼働させる場合、OTECの平均出力は1,854kWであり、出力制御は7,359MWh (発電量の約32%) ほど発生する。

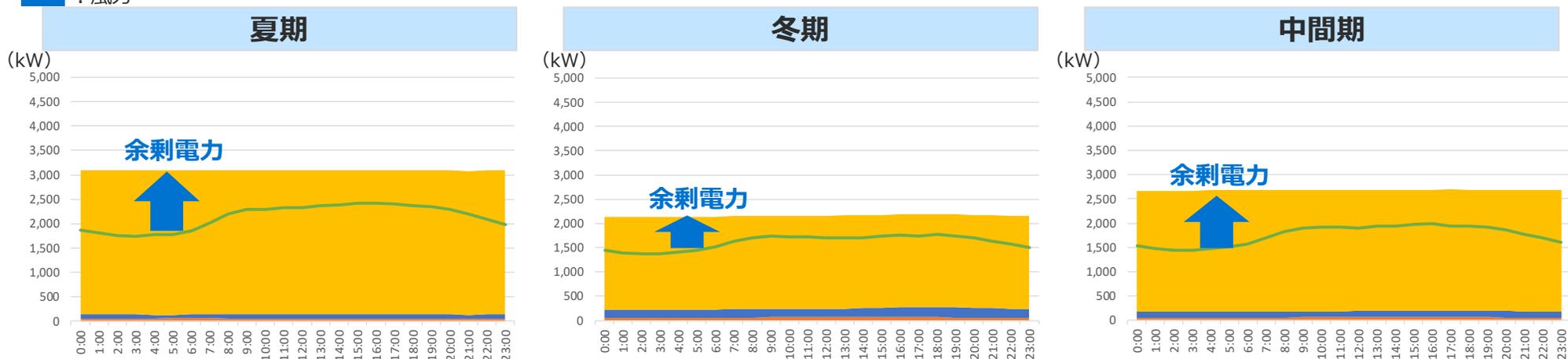
与那国島の発電設備に基づく供給カーブ (1,854kWのOTECを想定)

※約32%は余剰電力となる



凡例

- 内燃力 (Orange square)
- OTEC (Yellow square)
- 風力 (Blue square)
- 島内需要 (Green line)



出所：沖縄電力受領データ、環境エネルギー政策研究所「発電量の推移」を基に日本総研作成

導入するOTECの出力想定__まとめ

- 小規模離島において、内燃力発電を最低出力として再エネで発電量を賄う場合、平均出力1MW規模のOTECを導入することも可能である。一方で余剰電力が大量に出ることから、現実的な導入量は、平均出力200~500kW程度となる。与那国島の場合、需要の大きさから、1MW規模のOTECの導入が期待できる。

OTECの導入量試算

	粟国島	北大東島	南大東島	波照間島	与那国島	
出力制御時間 720時間以内	175kW	314kW	459kW	92kW	898kW	⇒ベースケース として試算
平均出力 1,000kW	— 島内需要を大きく超 過する	— 島内需要を大きく超 過する	1,000kW	— 島内需要を大きく超 過する	1,000kW	
内燃力発電を 最低出力で稼働	636kW	693kW	1,171kW	591kW	1,854kW	余剰電力が 大量に発生。

余剰電力を一定以内に抑えることを想定する場合、100~500kW程度の導入量となる。
与那国島の場合、需要の大きさから1MW近いのOTECの導入が期待できる。

出所：日本総研作成

(参考) OTECの表層温度別発電量

- 送電端出力は、「平成30年度海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業」での試算数値を引用した。

表 3-24 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果

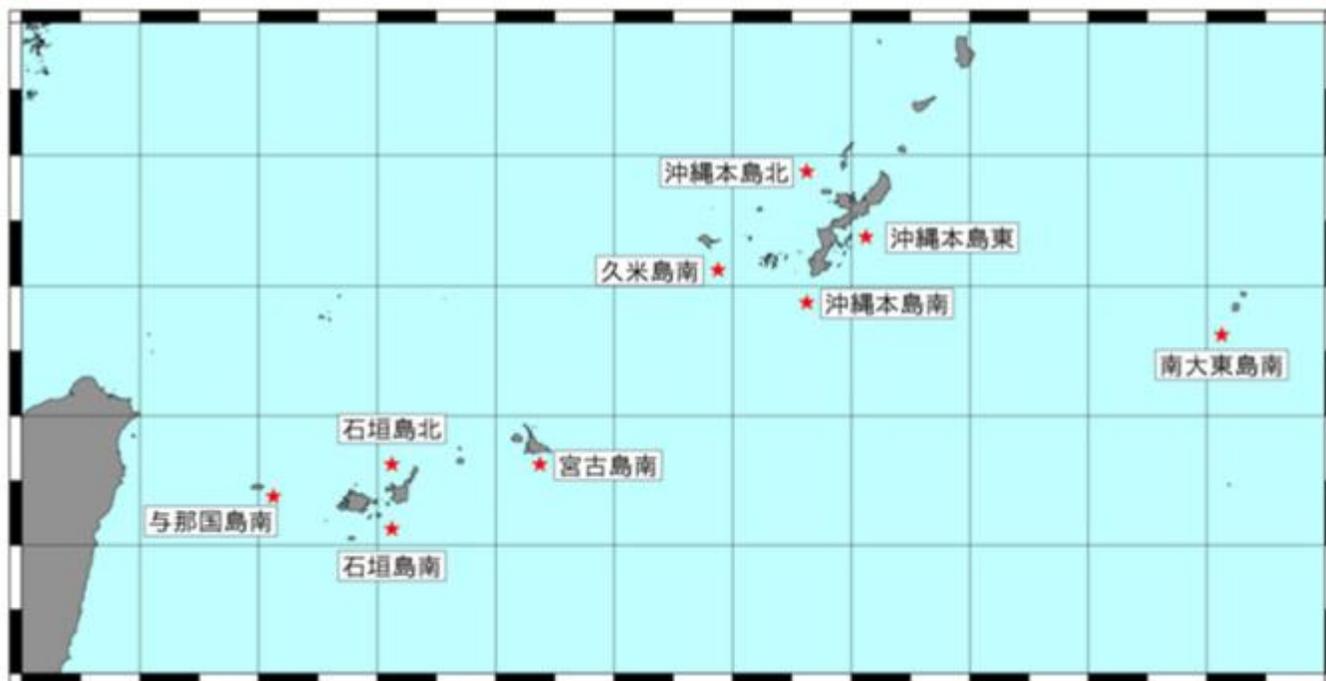
表層水温 ℃	発電端出力 kW	自己消費電力 kW	送電端出力 kW	頻度		発電量 kWh/年	送電量 kWh/年	
				h	%			
19-20	790	450	340	10	0.2	12,100	5,200	
20-21	945	450	495	367	6.2	510,900	267,600	
21-22	1090	450	640	1007	16.9	1,615,200	948,400	
22-23	1230	450	780	715	12.0	1,293,900	820,500	
23-24	1370	450	920	209	3.5	420,700	282,500	
24-25	1505	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[kWh]	1,587	1,137

出所：沖縄県「平成30年度海洋深層水の利用高度化に向けた発電利用実証事業」を基に日本総研作成

(参考) 沖縄近海の海水温度

- ・ 沖縄沿岸の海水温度は、気象庁の海面水温情報を基に算出した。
- ・ ただし時別データは公表されていないため、海水温は変動が少ないことを考慮して、日別データの平均値を代用した。

沖縄沿岸域の海面水温情報（気象庁）



南大東島南エリア直近5年間平均

data	Ave.
1月1日	23.89
1月2日	23.83
1月3日	23.77
1月4日	23.72
1月5日	23.68
1月6日	23.65
1月7日	23.62
1月8日	23.58
1月9日	23.55
1月10日	23.52
1月11日	23.49
1月12日	23.46
1月13日	23.43
1月14日	23.4
1月15日	23.36
1月16日	23.32
1月17日	23.27

出所：気象庁「沖縄沿岸域の海面水温情報」を基に日本総研作成

(3) 沖縄県での活用可能性調査

③ 商用化可能性分析

経済性試算_概要

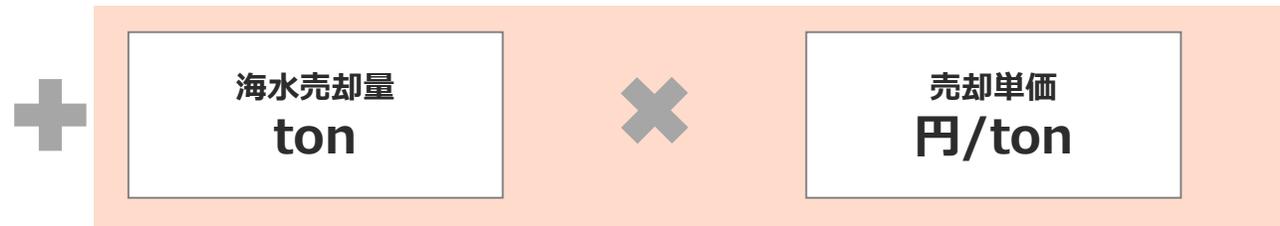
- 経済性試算にあたっては、①売電収入、②海水売却収入、③コストの3つの観点を基にする。

経済性試算の考え方

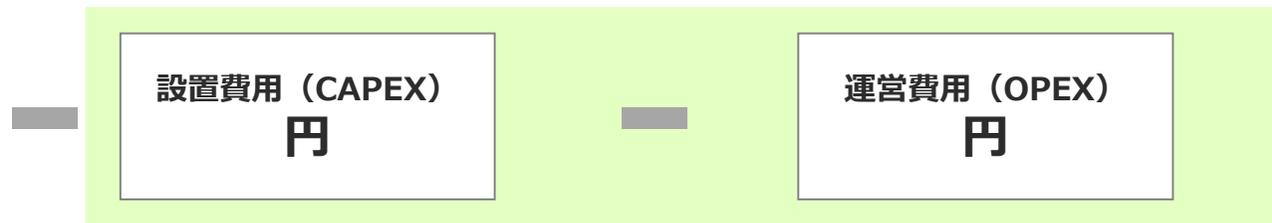
①売電収入



②海水売却収入



③コスト※



※冷熱需要への海水売却の際に必要な設備（配水ポンプ等）のコストについては未考慮であることに留意。

出所：日本総研作成

経済性試算_①売電収入

- 売電収益は、①FIT制度を想定した場合の40円/kWh、②沖縄電力への売電を想定した場合の8.2円/kWhが存在する。本検討では、8.2円/kWhをベースとするが、太陽光と比べてベースロード電源としての価値、調整力としての価値が期待される。そのため、エクセル上では単価を変更できるようにし収支に与える影響を考慮可能な設定にする。

現状の沖縄電力への売電価格（本検討で引用）

沖縄電力において、離島系統での売電価格は、

10kW未満…7.7円/kWh

10kW以上…8.2円/kWh

と設定されている。

基本的には太陽光発電が対象となるが、OTECも同様の価格水準として、

8.2円/kWhにて売電することを想定する。

離島系統の電力買取価格

買取単価	7.7円/kWh(税込、消費税率10%) : 10kW未満
	8.2円/kWh(税込、消費税率10%) : 10kW以上

2024/11/01更新

将来FIT・FIPが適用された場合

将来的にFIT・FIPが適用された場合、地熱発電と同水準の**40円/kWh（15MW未満の場合）にて売電できる可能性がある。**
（不確定要素のため、本検討では加味しない。）

地熱発電の買取価格

	1,000kW未満 ※6
2023年度（参考）	40円
2024年度	
2025年度	
2026年度	

出所：沖縄電力「離島系統のご契約者さま」、資源エネルギー庁「買取価格・期間等（2024年以降）」日本総研作成

(参考) 離島における発電コスト

- 離島では小規模なディーゼル発電を行っているため発電コストが高く、離島は本島の倍程度の電力単価になるため、NW費用も含めると離島では40円/kWh程度とみられる。

沖縄電力の離島ユニバーサルサービスを基に電力単価の試算



2023年度

- 離島供給費用：272億円
- 離島供給収益：132億円
- 離島への電力販売量：7億3,300万kWh

沖縄県のkWh当たりの電力コスト試算

- 離島：37.1円/kWh + NW費用
 - 本島等の離島以外：18.0円/kWh + NW費用
- ※NW費用は、託送等のネットワーク費用のこと

出所：沖縄電力「事業計画（2023年度～2027年度）」等を基に日本総研作成

経済性試算_②海水売却収入_取水量

- 平成30年度実証において試算された数値をもとに、平均出力619kWの場合、深層水の取水量を180,000m³/日であると想定する。

OTECの平均出力と取水量の想定

平均出力619kWのOTECでは、深層水の平均取水量が180,000m³/日になる。

(深層水: 180,000日間平均、表層水225,000日間平均から、上記の原水使用分を差し引き)

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	
発電用 表層水	流量	220,000	220,000	220,000	221,112	223,171	225,000	225,000	225,000	225,000	224,601	223,136	221,207	
	流量比	97.8%	97.8%	97.8%	98.3%	99.2%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	99.2%	98.3%	
発電用 深層水	流量	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	
	流量比	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
発電場	自己消費	655	614	689	788	962	1171	1286	1312	1260	1120	969	795	
	作動流体P	16	15	17	20	26	32	36	37	35	31	26	20	
	表層水P	117	117	117	118	119	120	120	120	120	120	119	118	
	深層水P	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	
	補機等	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	
	小計	333	332	336	340	348	356	361	363	362	358	354	348	
送電場		322	282	353	448	614	815	925	949	898	762	615	447	平均 年間送電量
														619 kW 5,423,034 kWh/y

ただし、実際に深層水が農業等に利用されるのは4~11月の間の冷熱需要が存在する期間となる。

出所：沖縄県「海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証」を基に日本総研作成

経済性試算_②海水売却収入_深層水活用量上限

- 海洋深層水は島内の需要で活用量に制約があるため、過去調査を基に活用量上限を設定した。
- 楽観ケースの場合は産業利用に加えて冷熱利用も考慮することとした。

諸元

	海ぶどう	車えび	農業
取水量 (t/年)	1,825,000	5,627,653	3,424,910

平成30年度実証では、海洋深層水の産業利用（養殖・農業）に対して合計約1,100万トン/年の利用量を想定している。

	リゾートホテル	小規模ホテル	その他民宿	合計
延床面積 (m ²)	9,807	3,011	2,000	14,818
需要量 (kWh想定)	1,140,554	350,179	232,600	1,723,333
取水量 (t/年)				928,831

平成30年度実証では、ホテル4件とその他民宿の1,723MWhの空調需要に対し年間約93万トンの深層水供給を想定した。加えて、農業・養殖等の産業利用についても想定をしている。

今回想定

	総生産額 (百万円)	合計取水量 (t/年)
粟国島	2,356	1,228,373
北大東島	3,610	1,882,184
南大東島	6,555	3,417,650
波照間島	1,711	892,128
与那国島	7,434	3,875,943
久米島	20,863	10,877,563

楽観ケースの場合、産業利用を想定して、島内総生産額に比例した取水量需要が発生すると仮定した。

※楽観ケースのみ考慮

地域冷房利用率	50%		
	冷熱需要 (kWh)	置き換え期待量 (kWh)	合計取水量(t/年)
粟国島	2,044,765	1,022,383	551,037
北大東島	2,541,923	1,270,962	685,015
南大東島	2,674,066	1,337,033	720,625
波照間島	2,014,824	1,007,412	542,968
与那国島 (久部良港)	1,513,407	756,703	407,843

各離島の冷熱需要に基づき、地域冷房の50%が海洋深層水に置き換わった場合の必要な合計取水量を算出する。

(参考) 未活用となる海洋深層水 (粟国島の例)

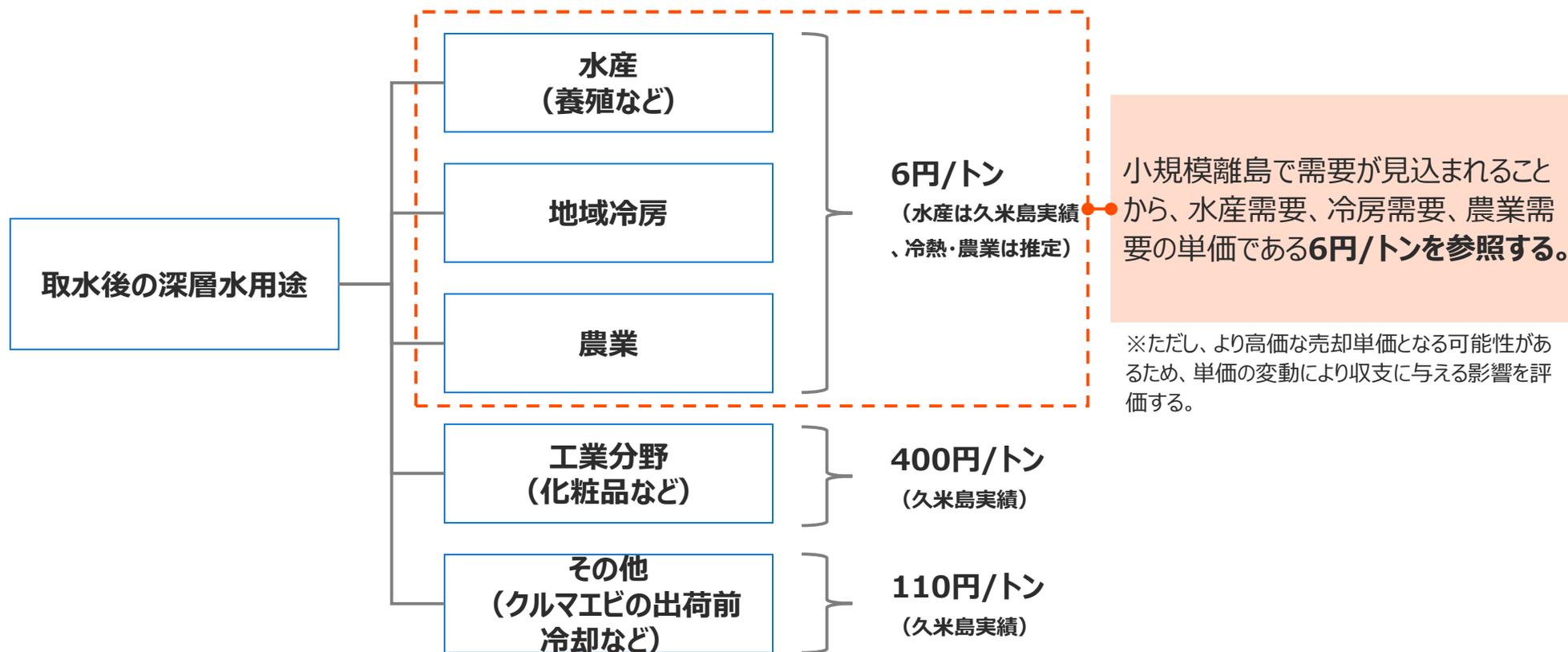
- 島内の需要に上限があること、冷熱利用は夏期に限定されることから、**取水量のうちの多くが未活用となることが想定される。**
- また、未活用水については環境に配慮した処理方法を検討する必要がある。

粟国島 (175kW) の例

利用海洋深層水量		
取水量	m3/年	18,587,009
利用量	m3/年	1,228,373
未活用量	m3/年	17,358,637

経済性試算_②海水売却収入_売却単価

- 海洋深層水は工業分野400円/トン、水産分野6円/トン、その他110円/トンにて売却されている。
- 地域冷房、農業については、過去調査を参照し、水産分野の6円/トンとすることとする。またこれらは小規模離島でも需要が見込まれることから、**売却単価も6円/トンとする。**
- ※ただし、有識者ヒアリング結果より、より高値で売却できる可能性もあることから、エクセル上では単価を変更できるようにし収支に与える影響を考慮可能な設定にする。



出所：内閣府沖縄総合事務局経済産業部「離島地域における海洋深層水を活用した地域活性化可能性調査 調査報告書」、
沖縄県「海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証」を基に日本総研作成

経済性試算_③設置費用の試算方法

- ・ 発電設備についてはIEA資料を基に、0.6乗則で各設置規模の設置費用を算出する。
- ・ 取水管については発電容量、総延長を変数とした関数から算出する。

ネット^{※1} 1 MW(グロス^{※2} 1.6 MW)陸上式OTECの設置費用

区分	設備	価格 (百万円)					
発電設備	熱交換器	蒸発器	509 ※普及時には30 %の削減可能性あり				
		コンデンサ	359 ※普及時には30 %の削減可能性あり				
	NH3系統	フィードポンプ	3				
		再循環ポンプ	4				
	タービン発電機	135					
	海水ポンプ	温水用	286				
		冷水用	127				
	設置組立工事費	2,253					
	発電設備合計	3,488					
取水管	総延長	1 km	2 km	3 km	4 km	5 km	
	材料費	215	431	647	863	1,078	
	敷設工事費	1,984	2,674	3,364	4,399	5,089	
	取水管合計	2,199	3,105	4,011	4,916	5,822	
合計		5,587	6,593	7,499	8,404	9,310	

0.6乗則にて各設置規模の設置費用を算出する。

発電容量、総延長を変数とした関数から算出。

※1 ネット発電容量 : 発電施設が生み出すkWの総量(グロス発電容量)から発電施設内で消費されるkWを差し引いたkW

※2 グロス発電容量 : 発電施設が生み出すkWの総量

出所 : IEA「Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Economics: Updates and Strategies」を基に日本総研作成

経済性試算_③運営費用の試算方法

- 沖縄県の平成30年度実証において、実績値を基に、1MW級OTECの運営費用が推計された。同様の推計に基づき、各設置規模の運営費用を算出する。

100kWの陸上式OTEC運営費用（実績）

（単位：千円）

項目	H25-29年度 実績平均 ^(*)	備考
定期点検・補修 ^(*)	1,826	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
臨時点検・補修	2,130	
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
日常巡視・点検等	1,584	
その他雑費	208	見学対応用品・通信費等
合計	千円/年	5,748
	万円/kW/年	5.7

1MWの陸上式OTEC運営費用（推計）

（単位：千円）

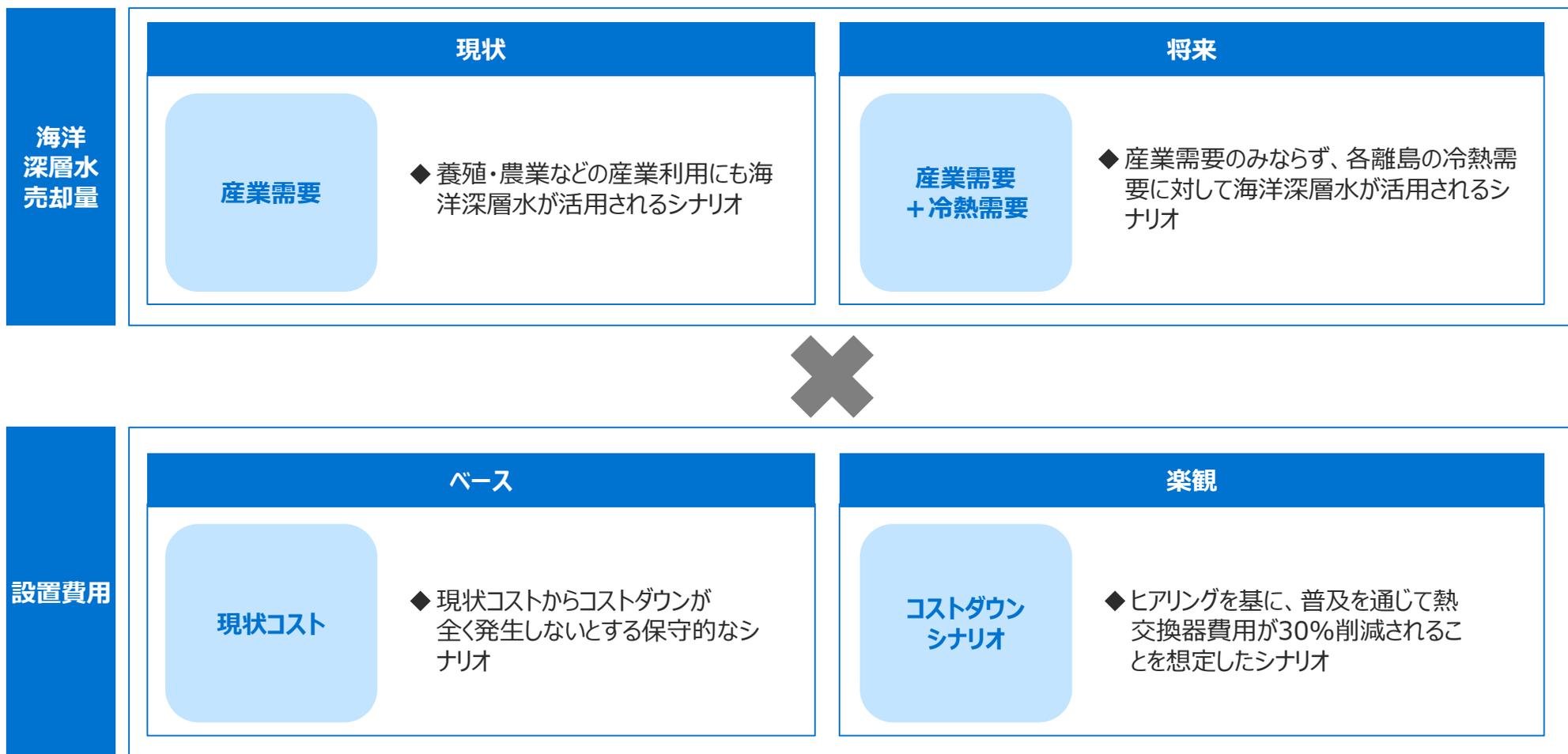
項目	100kW級 実績	1MW級 推定	備考
定期点検・補修	1,826	9,550	
タービン発電機	376	1,500	スケールメリットを0.6乗則で評価 ^(*)
作動流体系統機器	470	1,870	スケールメリットを0.6乗則で評価
電気・計装機器	980	6,180	スケールメリットを0.8乗則で評価
臨時点検・補修	2,130	3,300	
塩害対応	1,838	1,460	屋内設置により8割削減とする スケールメリットを0.6乗則で評価
その他	292	1,840	スケールメリットを0.6乗則で評価
日常巡視・点検等	1,584	3,170	余裕を見て2倍程度の時間を要すると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

実績値を基に、1MW級OTECの運営費用が推計された（主にスケールメリットを0.6乗則に基づき評価している）。本検討においても、同様の方法で各設置規模の運営費用を算出する。

出所：日本総研作成

経済性試算_想定シナリオ

- 海洋深層水売却量、設置費用それぞれについてシナリオごとの収支想定を行った。



出所：日本総研作成

検証結果_栗国島

- ・ ベースケースでは売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが0.6%となる。

海洋深層水：現状ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-8.1%	-7.1%	-3.8%	-1.8%	-0.3%
	10	-6.6%	-5.9%	-3.2%	-1.4%	0.1%
	20	-4.3%	-3.8%	-1.8%	-0.3%	1.0%
	30	-2.7%	-2.3%	-0.7%	0.6%	1.8%
	40	-1.4%	-1.1%	0.3%	1.5%	2.6%
	50	-0.4%	-0.1%	1.2%	2.3%	3.3%
	60	0.6%	0.8%	2.0%	3.0%	4.0%
	70	1.4%	1.6%	2.7%	3.7%	4.7%
	80	2.2%	2.4%	3.4%	4.4%	5.3%
	90	3.0%	3.2%	4.1%	5.0%	5.9%
100	3.7%	3.9%	4.8%	5.7%	6.5%	

海洋深層水：現状ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-7.9%	-7.0%	-3.7%	-1.7%	-0.1%
	10	-6.5%	-5.8%	-3.1%	-1.2%	0.2%
	20	-4.2%	-3.7%	-1.7%	-0.1%	1.2%
	30	-2.6%	-2.2%	-0.6%	0.8%	2.0%
	40	-1.3%	-1.0%	0.4%	1.7%	2.8%
	50	-0.2%	0.0%	1.3%	2.5%	3.5%
	60	0.8%	1.0%	2.1%	3.2%	4.2%
	70	1.6%	1.8%	2.9%	3.9%	4.9%
	80	2.4%	2.6%	3.6%	4.6%	5.5%
	90	3.2%	3.4%	4.3%	5.3%	6.2%
100	3.9%	4.1%	5.0%	5.9%	6.8%	

海洋深層水：将来ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-7.1%	-6.3%	-3.4%	-1.5%	0.0%
	10	-5.5%	-4.9%	-2.6%	-0.9%	0.5%
	20	-2.8%	-2.5%	-0.8%	0.5%	1.7%
	30	-1.0%	-0.8%	0.6%	1.8%	2.8%
	40	0.4%	0.6%	1.8%	2.9%	3.8%
	50	1.6%	1.8%	2.9%	3.9%	4.8%
	60	2.7%	2.9%	3.9%	4.8%	5.7%
	70	3.8%	3.9%	4.9%	5.8%	6.6%
	80	4.7%	4.9%	5.8%	6.6%	7.5%
	90	5.7%	5.8%	6.7%	7.5%	8.3%
100	6.5%	6.7%	7.5%	8.3%	9.1%	

海洋深層水：将来ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-6.9%	-6.2%	-3.3%	-1.4%	0.1%
	10	-5.3%	-4.8%	-2.4%	-0.7%	0.7%
	20	-2.7%	-2.3%	-0.7%	0.7%	1.9%
	30	-0.9%	-0.6%	0.8%	1.9%	3.0%
	40	0.6%	0.8%	2.0%	3.1%	4.1%
	50	1.8%	2.0%	3.1%	4.1%	5.0%
	60	2.9%	3.1%	4.1%	5.1%	6.0%
	70	4.0%	4.2%	5.1%	6.0%	6.9%
	80	5.0%	5.1%	6.0%	6.9%	7.7%
	90	5.9%	6.1%	6.9%	7.8%	8.6%
100	6.8%	7.0%	7.8%	8.6%	9.4%	

出所：日本総研作成

検証結果_北大東島

- ・ ベースケースでは売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが4.0%となる。

海洋深層水：現状ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-5.1%	-4.2%	-0.8%	1.5%	3.4%
	10	-4.0%	-3.2%	-0.2%	2.0%	3.8%
	20	-1.9%	-1.3%	1.1%	3.0%	4.7%
	30	-0.3%	0.1%	2.2%	4.0%	5.7%
	40	1.0%	1.4%	3.3%	5.0%	6.5%
	50	2.2%	2.5%	4.3%	5.9%	7.4%
	60	3.2%	3.6%	5.2%	6.8%	8.2%
	70	4.2%	4.5%	6.1%	7.6%	9.0%
	80	5.2%	5.4%	7.0%	8.4%	9.8%
	90	6.1%	6.3%	7.8%	9.2%	10.6%
100	6.9%	7.2%	8.6%	10.0%	11.4%	

海洋深層水：現状ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-4.9%	-4.0%	-0.6%	1.7%	3.7%
	10	-3.8%	-3.0%	0.0%	2.2%	4.1%
	20	-1.7%	-1.1%	1.3%	3.3%	5.0%
	30	-0.1%	0.3%	2.5%	4.3%	6.0%
	40	1.2%	1.6%	3.6%	5.3%	6.9%
	50	2.4%	2.8%	4.6%	6.2%	7.8%
	60	3.5%	3.8%	5.5%	7.1%	8.6%
	70	4.5%	4.8%	6.4%	8.0%	9.4%
	80	5.5%	5.8%	7.3%	8.8%	10.3%
	90	6.4%	6.7%	8.2%	9.7%	11.1%
100	7.3%	7.5%	9.0%	10.5%	11.9%	

海洋深層水：将来ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-4.4%	-3.6%	-0.5%	1.8%	3.6%
	10	-3.1%	-2.5%	0.3%	2.4%	4.1%
	20	-0.7%	-0.2%	1.9%	3.8%	5.4%
	30	1.1%	1.5%	3.4%	5.1%	6.6%
	40	2.7%	3.0%	4.7%	6.3%	7.8%
	50	4.0%	4.4%	5.9%	7.4%	8.9%
	60	5.3%	5.6%	7.1%	8.6%	10.0%
	70	6.5%	6.8%	8.3%	9.7%	11.1%
	80	7.7%	7.9%	9.4%	10.8%	12.1%
	90	8.8%	9.1%	10.5%	11.8%	13.2%
100	9.9%	10.2%	11.5%	12.9%	14.3%	

海洋深層水：将来ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-4.3%	-3.5%	-0.3%	2.0%	3.9%
	10	-2.9%	-2.3%	0.5%	2.6%	4.4%
	20	-0.5%	0.0%	2.2%	4.0%	5.7%
	30	1.4%	1.7%	3.7%	5.4%	7.0%
	40	2.9%	3.3%	5.0%	6.6%	8.1%
	50	4.3%	4.6%	6.3%	7.8%	9.3%
	60	5.6%	5.9%	7.5%	9.0%	10.4%
	70	6.9%	7.2%	8.7%	10.1%	11.5%
	80	8.1%	8.3%	9.8%	11.2%	12.7%
	90	9.2%	9.5%	10.9%	12.3%	13.8%
100	10.4%	10.6%	12.0%	13.4%	14.8%	

出所：日本総研作成

検証結果_南大東島

- ・ ベースケースでは売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが5.7%となる。

海洋深層水：現状ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-3.9%	-3.1%	0.1%	2.5%	4.4%
	10	-2.7%	-2.0%	0.9%	3.0%	4.9%
	20	-0.3%	0.1%	2.5%	4.4%	6.2%
	30	1.4%	1.9%	3.9%	5.7%	7.4%
	40	3.0%	3.3%	5.2%	6.9%	8.5%
	50	4.4%	4.7%	6.4%	8.1%	9.7%
	60	5.6%	5.9%	7.6%	9.2%	10.8%
	70	6.9%	7.1%	8.8%	10.3%	11.9%
	80	8.0%	8.3%	9.9%	11.4%	12.9%
	90	9.2%	9.4%	11.0%	12.5%	14.0%
100	10.3%	10.6%	12.1%	13.6%	15.1%	

海洋深層水：現状ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-3.7%	-2.9%	0.3%	2.7%	4.7%
	10	-2.5%	-1.8%	1.1%	3.3%	5.2%
	20	-0.1%	0.3%	2.7%	4.7%	6.5%
	30	1.7%	2.1%	4.2%	6.0%	7.7%
	40	3.2%	3.6%	5.5%	7.2%	8.9%
	50	4.6%	5.0%	6.8%	8.4%	10.1%
	60	5.9%	6.3%	8.0%	9.6%	11.2%
	70	7.2%	7.5%	9.2%	10.8%	12.3%
	80	8.4%	8.7%	10.3%	11.9%	13.5%
	90	9.6%	9.9%	11.4%	13.0%	14.6%
100	10.7%	11.0%	12.6%	14.1%	15.7%	

海洋深層水：将来ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-3.5%	-2.7%	0.4%	2.6%	4.6%
	10	-2.1%	-1.5%	1.2%	3.3%	5.2%
	20	0.5%	0.9%	3.1%	5.0%	6.7%
	30	2.4%	2.8%	4.7%	6.5%	8.1%
	40	4.1%	4.5%	6.2%	7.9%	9.5%
	50	5.7%	6.0%	7.7%	9.3%	10.8%
	60	7.2%	7.5%	9.1%	10.6%	12.1%
	70	8.6%	8.9%	10.4%	11.9%	13.5%
	80	9.9%	10.2%	11.7%	13.3%	14.8%
	90	11.3%	11.5%	13.1%	14.6%	16.0%
100	12.6%	12.9%	14.4%	15.9%	17.3%	

海洋深層水：将来ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-3.3%	-2.6%	0.6%	2.9%	4.9%
	10	-1.9%	-1.3%	1.4%	3.6%	5.5%
	20	0.7%	1.1%	3.3%	5.3%	7.0%
	30	2.7%	3.1%	5.0%	6.8%	8.5%
	40	4.4%	4.8%	6.6%	8.3%	9.9%
	50	6.0%	6.3%	8.0%	9.7%	11.3%
	60	7.5%	7.8%	9.5%	11.1%	12.6%
	70	9.0%	9.2%	10.9%	12.4%	14.0%
	80	10.4%	10.6%	12.2%	13.8%	15.3%
	90	11.7%	12.0%	13.6%	15.1%	16.7%
100	13.1%	13.4%	14.9%	16.5%	18.0%	

出所：日本総研作成

検証結果_波照間島

- ・ ベースケースでは売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが-1.7%となる。

海洋深層水：現状ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-11.0%	-9.8%	-6.3%	-4.3%	-2.9%
	10	-9.0%	-8.2%	-5.5%	-3.8%	-2.5%
	20	-6.2%	-5.8%	-4.0%	-2.7%	-1.6%
	30	-4.5%	-4.2%	-2.8%	-1.7%	-0.7%
	40	-3.2%	-3.0%	-1.8%	-0.9%	0.0%
	50	-2.1%	-1.9%	-1.0%	-0.1%	0.7%
	60	-1.2%	-1.1%	-0.2%	0.6%	1.3%
	70	-0.4%	-0.3%	0.5%	1.3%	1.9%
	80	0.3%	0.4%	1.2%	1.9%	2.5%
	90	0.9%	1.1%	1.8%	2.4%	3.1%
100	1.6%	1.7%	2.4%	3.0%	3.6%	

海洋深層水：現状ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-10.8%	-9.7%	-6.2%	-4.2%	-2.8%
	10	-8.8%	-8.1%	-5.4%	-3.7%	-2.4%
	20	-6.1%	-5.7%	-3.9%	-2.6%	-1.5%
	30	-4.4%	-4.1%	-2.7%	-1.6%	-0.6%
	40	-3.1%	-2.8%	-1.7%	-0.7%	0.1%
	50	-2.0%	-1.8%	-0.8%	0.0%	0.8%
	60	-1.1%	-1.0%	-0.1%	0.7%	1.5%
	70	-0.3%	-0.2%	0.6%	1.4%	2.1%
	80	0.4%	0.5%	1.3%	2.0%	2.7%
	90	1.1%	1.2%	1.9%	2.6%	3.2%
100	1.7%	1.8%	2.5%	3.1%	3.7%	

海洋深層水：将来ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-9.1%	-8.3%	-5.6%	-3.9%	-2.6%
	10	-7.1%	-6.6%	-4.5%	-3.1%	-1.9%
	20	-4.2%	-3.9%	-2.6%	-1.5%	-0.6%
	30	-2.3%	-2.1%	-1.1%	-0.2%	0.6%
	40	-0.9%	-0.7%	0.1%	0.9%	1.6%
	50	0.3%	0.4%	1.2%	1.9%	2.5%
	60	1.4%	1.5%	2.2%	2.8%	3.4%
	70	2.3%	2.4%	3.1%	3.7%	4.2%
	80	3.2%	3.3%	3.9%	4.5%	5.0%
	90	4.0%	4.1%	4.7%	5.2%	5.8%
100	4.8%	4.9%	5.5%	6.0%	6.5%	

海洋深層水：将来ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-9.0%	-8.2%	-5.5%	-3.8%	-2.4%
	10	-7.0%	-6.5%	-4.4%	-3.0%	-1.8%
	20	-4.1%	-3.8%	-2.5%	-1.4%	-0.5%
	30	-2.2%	-2.0%	-1.0%	-0.1%	0.7%
	40	-0.8%	-0.6%	0.2%	1.0%	1.7%
	50	0.4%	0.6%	1.3%	2.0%	2.7%
	60	1.5%	1.6%	2.3%	2.9%	3.6%
	70	2.5%	2.6%	3.2%	3.8%	4.4%
	80	3.3%	3.5%	4.1%	4.6%	5.2%
	90	4.2%	4.3%	4.9%	5.4%	6.0%
100	5.0%	5.1%	5.6%	6.2%	6.7%	

出所：日本総研作成

検証結果_与那国島

- ・ ベースケースでは売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが-0.1%となる。

海洋深層水：現状ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-7.6%	-6.7%	-3.5%	-1.5%	0.1%
	10	-6.8%	-6.1%	-3.1%	-1.2%	0.3%
	20	-5.3%	-4.8%	-2.3%	-0.6%	0.8%
	30	-4.2%	-3.7%	-1.7%	-0.1%	1.3%
	40	-3.3%	-2.9%	-1.0%	0.5%	1.7%
	50	-2.5%	-2.1%	-0.4%	0.9%	2.2%
	60	-1.8%	-1.4%	0.1%	1.4%	2.6%
	70	-1.1%	-0.8%	0.6%	1.9%	3.0%
	80	-0.5%	-0.3%	1.1%	2.3%	3.4%
	90	0.0%	0.3%	1.6%	2.7%	3.8%
	100	0.5%	0.8%	2.0%	3.1%	4.1%

海洋深層水：現状ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-7.6%	-6.6%	-3.4%	-1.4%	0.2%
	10	-6.8%	-6.0%	-3.1%	-1.1%	0.4%
	20	-5.3%	-4.7%	-2.3%	-0.5%	0.9%
	30	-4.1%	-3.7%	-1.6%	0.0%	1.3%
	40	-3.2%	-2.8%	-0.9%	0.5%	1.8%
	50	-2.4%	-2.1%	-0.4%	1.0%	2.2%
	60	-1.7%	-1.4%	0.2%	1.5%	2.7%
	70	-1.1%	-0.8%	0.7%	1.9%	3.1%
	80	-0.5%	-0.2%	1.2%	2.4%	3.5%
	90	0.1%	0.3%	1.6%	2.8%	3.9%
	100	0.6%	0.8%	2.1%	3.2%	4.2%

海洋深層水：将来ケース、コスト：ベースケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-7.5%	-6.6%	-3.4%	-1.4%	0.1%
	10	-6.7%	-5.9%	-3.0%	-1.1%	0.3%
	20	-5.1%	-4.5%	-2.2%	-0.5%	0.9%
	30	-3.9%	-3.4%	-1.4%	0.1%	1.4%
	40	-2.9%	-2.5%	-0.8%	0.7%	1.9%
	50	-2.1%	-1.8%	-0.1%	1.2%	2.4%
	60	-1.4%	-1.1%	0.4%	1.7%	2.8%
	70	-0.7%	-0.4%	1.0%	2.2%	3.3%
	80	-0.1%	0.2%	1.5%	2.6%	3.7%
	90	0.5%	0.7%	2.0%	3.1%	4.1%
	100	1.0%	1.3%	2.4%	3.5%	4.5%

海洋深層水：将来ケース、コスト：楽観ケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層水単価	6	-7.4%	-6.5%	-3.4%	-1.4%	0.2%
	10	-6.6%	-5.8%	-3.0%	-1.1%	0.4%
	20	-5.0%	-4.5%	-2.1%	-0.4%	1.0%
	30	-3.8%	-3.4%	-1.4%	0.2%	1.5%
	40	-2.9%	-2.5%	-0.7%	0.7%	2.0%
	50	-2.0%	-1.7%	-0.1%	1.3%	2.5%
	60	-1.3%	-1.0%	0.5%	1.8%	2.9%
	70	-0.6%	-0.3%	1.0%	2.3%	3.4%
	80	0.0%	0.3%	1.6%	2.7%	3.8%
	90	0.6%	0.8%	2.1%	3.2%	4.2%
	100	1.1%	1.3%	2.5%	3.6%	4.6%

出所：日本総研作成

経済性試算まとめ

- 経済性を高めるにあたっては、①想定出力を大きくする、②取水管総延長を短くすることが重要であり、いずれの条件も満たす南大東島が最も収益性が高いと試算された。

IRR凡例

高：7%～

中：4～7%

低：～4%

	栗国島	北大東島	南大東島	波照間島	与那国島
想定出力 (島内需要におおむね比例)	小 175kW	中 314kW	中 459kW	小 92kW	大 898kW
取水管距離	中 4km	短 1km	短 1km	長 9km	長 8km
海洋深層水需要	小 1,228千ton/年	中 1,882千ton/年	大 3,418千ton/年	小 892千ton/年	大 3,876千ton/年
期待IRR (現状ケース・ベースケース、 単価30円の例)	低 (0.6%)	中 (4.0%)	中 (5.7%)	低 (-1.7%)	低 (-0.1%)

①出力が大きいほどkW当たりの設備費用が安価になるため、収益性が高くなりやすい。

②取水管距離が短いほど設備費用が安価になるため、収益性が高くなりやすい。

→①、②を満たす南大東島の収益性が最も高くなる。

※海洋深層水需要量は今回想定では限定的であるため、売電に比べて利益に与える影響は軽微であった。

出所：日本総研作成

(参考) 太陽光の適正IRR

- 発電コスト検証WGでは、事業用太陽光の適正利潤（FIT単価による買取を想定）を4%と設定している。

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値（太陽光）

<太陽光（2021検証:住宅用/調達価格:10kW未満）>

<太陽光（2021検証:事業用/調達価格:50kW以上250kW未満※）>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値			2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値	
資本費	建設費（システム費）	30.1万円/kW	25.9万円/kW	資本費	建設費 （システム費+土地造成費）	20.8万円/kW	12.1万円/kW	
	接続費用	—	—		接続費用	—	1.35万円/kW	
	廃棄費用	5%（対建設費）	—		廃棄費用	1万円/kW	1万円/kW	
運転維持費	人件費			運転維持費	人件費			
	修繕費	0.30万円/kW/年	0.30万円/kW/年		修繕費	0.48万円/kW	0.5万円/kW/年	
	諸費				諸費			
	業務分担費				業務分担費			
	土地賃借料				土地賃借料			
租税	固定資産税	—	—	租税	固定資産税	1.40%	1.40%	
	事業税	—	—		事業税	—	1.267%	
その他	出力	5kW	10kW未満	その他	出力	250kW	50kW以上 250kW未満	
	設備利用率	13.8%	13.7%		設備利用率	17.2%	17.7%	
	法定耐用年数	17年	17年		法定耐用年数	17年	17年	
	稼働年数/ 価格支援年数（調達期間）	20,25,30年	10年価格支援		稼働年数/ 価格支援年数（調達期間）	20,25,30年	20年価格支援	
	適正な利潤（税引前IRR）	—	3.2%		適正な利潤（税引前IRR）	—	4%	

※ 地域活用要件のない入札対象外の事業用太陽光の範囲

7

出所：資源エネルギー庁「発電コスト検証WG【再生可能エネルギー】2024年8月16日」を基に日本総研作成

(参考) 陸上風力の適正IRR

- 発電コスト検証WGでは、事業用太陽光の適正利潤（FIT単価による買取を想定）を7%と設定している。

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値（風力）

<陸上風力>

	2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値	
資本費	建設費	34.7万円/kW	27.5万円/kW※
	接続費用	—	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		
	修繕費		
	諸費	1.04万円/kW/年	0.93万円/kW/年
	業務分担費		
租税	土地賃借料		
	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	30,000kW	全規模
	設備利用率	25.4%	28.0%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数/ 価格支援年数（調達期間）	20,25年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	7%

※ なお、新設区分から接続費相当を控除する考え方で資本費を想定している
リプレイス区分では、建設費の想定値は26.5万円/kW。

<洋上風力>

	2021年検証 2020年 モデルプラント	2019年度 調達価格等の 想定値※	
資本費	建設費	51.5万円/kW	56.5万円/kW
	接続費用	—	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		
	修繕費		
	諸費	2.25万円/kW/年	2.25万円/kW/年
	業務分担費		
租税	土地賃借料		
	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	350,000kW	全規模
	設備利用率	30%	30%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数/ 価格支援年数（調達期間）	20,25年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	10%

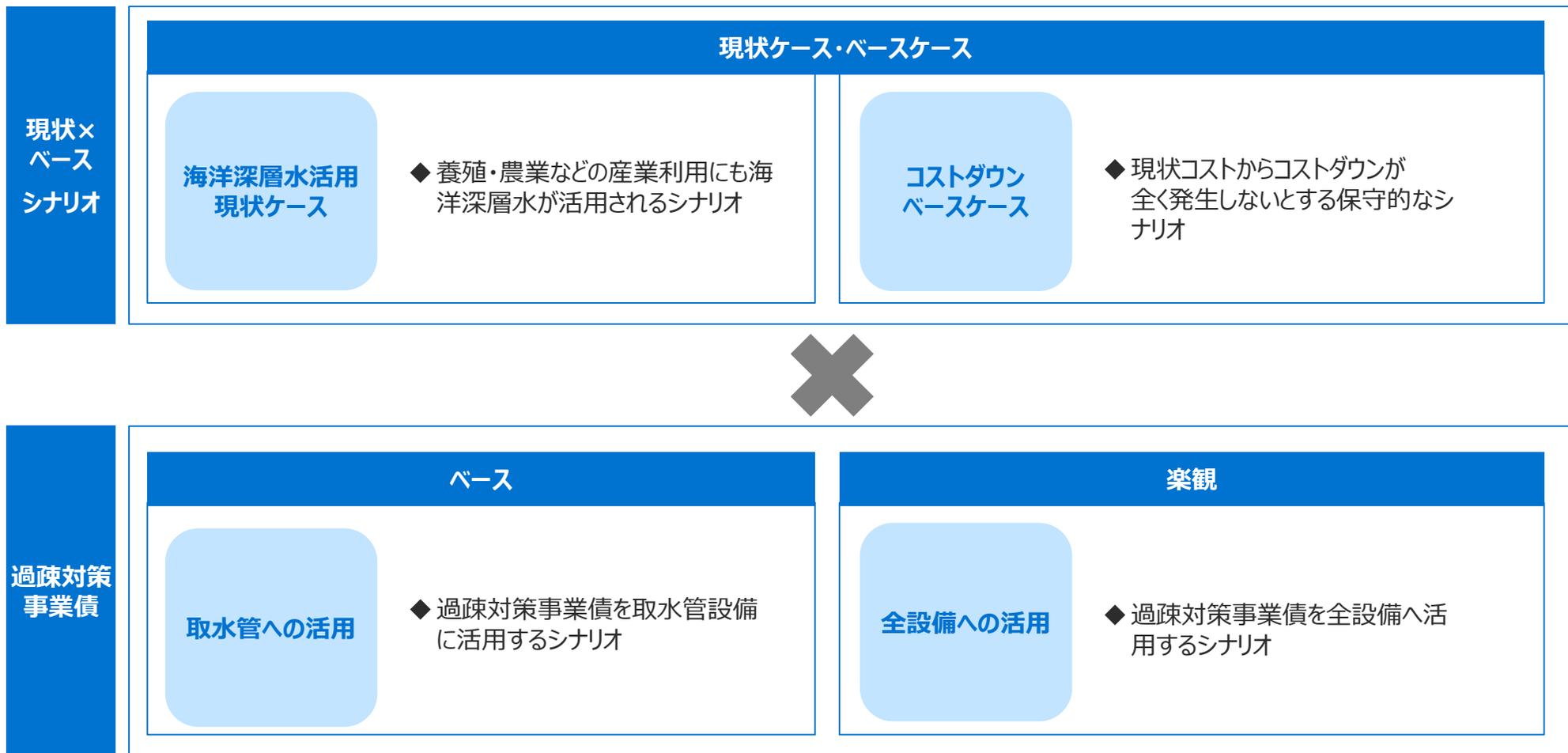
※ 2023年度の洋上風力（着床式）は入札制だったため、運転開始までのリードタイムがあることも踏まえつつ、2014年度から2019年度までの着床式及び浮体式の調達価格における想定値を記載している。

8

出所：資源エネルギー庁「発電コスト検証WG【再生可能エネルギー】2024年8月16日」を基に日本総研作成

経済性試算_想定シナリオ（過疎対策事業債活用ケース）

- 過疎対策事業債を活用する設備の対象範囲ごとの収支想定を行った。



出所：日本総研作成

(参考) 過疎対策事業債

- 過疎対策事業債とは、過疎法に基づき公共施設等に充当される地方債である。
- 充当率100%であり、元利償還の70%を交付税措置とすることが可能である。ただし、地方単独事業の場合は施設整備経費の1/2が上限となることに留意が必要である。

過疎対策について

I 過疎対策の経緯

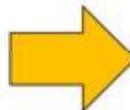
○昭和45年以來、五次にわたり議員立法として過疎法が制定(全て全会一致により成立)。

- ・過疎地域対策緊急措置法(昭和45年4月24日施行)
- ・過疎地域振興特別措置法(昭和55年4月1日施行)
- ・過疎地域活性化特別措置法(平成2年4月1日施行)
- ・過疎地域自立促進特別措置法(平成12年4月1日施行。平成22年、平成24年、平成26年、平成29年に法改正。)
- ・過疎地域の持続的発展の支援に関する特別措置法(令和3年4月1日施行)

II 過疎地域の要件

市町村毎に、「人口減少要件」及び「財政力要件」により判定。

※人口減少団体の平均人口減少率より人口が減少しており、財政力の弱い市町村を指定



III 過疎地域の現況等

	(過疎関係市町村)	(全国)	(過疎地域の割合)
関係市町村数(令和3.4.1)	820	1,718	47.7%
人口(平成27国調:万人)	1,131	12,709	8.9%
面積(平成27国調:km ²)	226,560	377,971	59.9%

※「みなし過疎」と「一部過疎地域」を含む。

IV 各種施策

(1) 過疎法に基づく施策

- ① 過疎対策事業債による支援(令和3年度計画額5,000億円(充当率100%、元利償還の70%を交付税措置))
- ② 国庫補助金の補助率がさ上げ(統合に伴う公立小中学校校舎の整備等)
- ③ 税制特例措置・地方税の課税免除等に伴う減収補てん措置 等

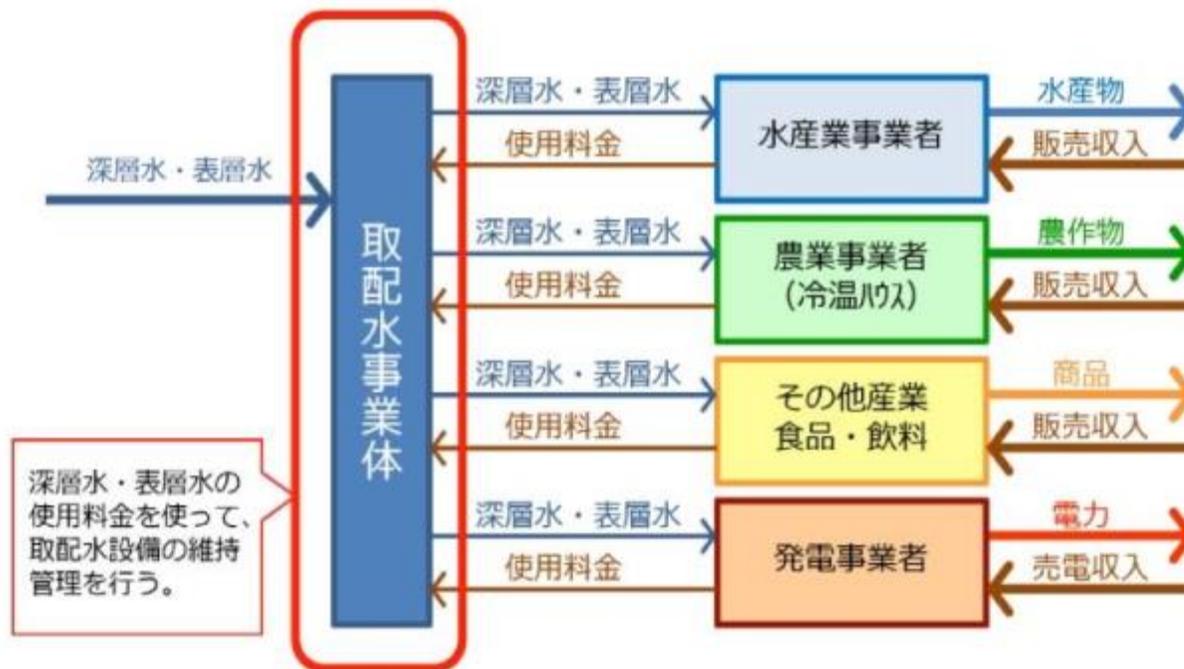
(2) その他

○ 過疎地域持続的発展支援交付金(令和3年度予算額:7.8億円)

出所:総務省「過疎対策の概要について 令和3年12月21日」を基に日本総研作成

(参考) 久米島モデル

- 取水管を島嶼地域の公共インフラとして整備し、受益者負担で長期運用するモデルが提唱されている。



出所：笹川平和財団「海洋温度差発電を核とした日本版「GX島嶼モデル」」を基に日本総研作成

検証結果_栗国島（過疎対策事業債活用ケース）

- 取水管設備に過疎対策事業債を活用する場合、売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが2.2%となる。
- 全設備に過疎対策事業債を活用する場合、同様の単価想定でIRRが4.4%となる。

取水管設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-7.4%	-6.4%	-2.8%	-0.6%	1.1%
	10	-5.9%	-5.1%	-2.1%	-0.1%	1.5%
	20	-3.3%	-2.8%	-0.6%	1.1%	2.6%
	30	-1.6%	-1.2%	0.6%	2.2%	3.5%
	40	-0.2%	0.1%	1.7%	3.1%	4.4%
	50	1.0%	1.3%	2.8%	4.1%	5.3%
	60	2.1%	2.4%	3.7%	4.9%	6.1%
	70	3.1%	3.3%	4.6%	5.8%	6.9%
	80	4.0%	4.2%	5.5%	6.6%	7.7%
	90	4.9%	5.1%	6.3%	7.4%	8.5%
	100	5.7%	5.9%	7.1%	8.2%	9.2%

全設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-6.5%	-5.4%	-1.5%	1.0%	3.1%
	10	-4.9%	-4.0%	-0.7%	1.7%	3.6%
	20	-2.0%	-1.5%	1.0%	3.1%	4.9%
	30	0.0%	0.4%	2.5%	4.4%	6.1%
	40	1.6%	2.0%	3.9%	5.6%	7.3%
	50	3.0%	3.4%	5.1%	6.8%	8.4%
	60	4.3%	4.6%	6.3%	7.9%	9.5%
	70	5.6%	5.9%	7.5%	9.0%	10.6%
	80	6.7%	7.0%	8.6%	10.1%	11.6%
	90	7.9%	8.1%	9.7%	11.2%	12.7%
	100	9.0%	9.3%	10.8%	12.3%	13.8%

出所：日本総研作成

検証結果_北大東島（過疎対策事業債活用ケース）

- 取水管設備に過疎対策事業債を活用する場合、売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが5.1%となる。
- 全設備に過疎対策事業債を活用する場合、同様の単価想定でIRRが9.6%となる。

取水管設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-4.6%	-3.7%	-0.1%	2.3%	4.4%
	10	-3.5%	-2.7%	0.5%	2.8%	4.8%
	20	-1.3%	-0.7%	1.9%	4.0%	5.9%
	30	0.4%	0.9%	3.1%	5.1%	6.9%
	40	1.8%	2.2%	4.3%	6.1%	7.9%
	50	3.1%	3.4%	5.4%	7.2%	8.8%
	60	4.2%	4.6%	6.4%	8.1%	9.8%
	70	5.3%	5.6%	7.4%	9.1%	10.7%
	80	6.3%	6.7%	8.4%	10.0%	11.6%
	90	7.3%	7.7%	9.3%	10.9%	12.5%
	100	8.3%	8.6%	10.3%	11.9%	13.5%

全設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-3.0%	-1.9%	2.4%	5.6%	8.5%
	10	-1.6%	-0.7%	3.2%	6.3%	9.1%
	20	1.0%	1.7%	5.0%	8.0%	10.7%
	30	3.1%	3.7%	6.7%	9.6%	12.3%
	40	4.9%	5.5%	8.4%	11.1%	13.8%
	50	6.6%	7.2%	9.9%	12.6%	15.3%
	60	8.3%	8.8%	11.5%	14.2%	16.8%
	70	9.9%	10.3%	13.0%	15.7%	18.3%
	80	11.4%	11.9%	14.6%	17.2%	19.8%
	90	12.9%	13.4%	16.1%	18.7%	21.4%
	100	14.5%	14.9%	17.6%	20.2%	22.9%

検証結果_南大東島（過疎対策事業債活用ケース）

- 取水管設備に過疎対策事業債を活用する場合、売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが7.1%となる。
- 全設備に過疎対策事業債を活用する場合、同様の単価想定でIRRが12.3%となる。

取水管設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-3.3%	-2.5%	1.0%	3.5%	5.7%
	10	-2.0%	-1.3%	1.8%	4.2%	6.3%
	20	0.5%	1.0%	3.5%	5.7%	7.7%
	30	2.4%	2.8%	5.1%	7.1%	9.0%
	40	4.1%	4.5%	6.6%	8.5%	10.4%
	50	5.6%	6.0%	8.0%	9.8%	11.7%
	60	7.1%	7.4%	9.3%	11.2%	13.0%
	70	8.4%	8.8%	10.6%	12.5%	14.3%
	80	9.8%	10.1%	11.9%	13.7%	15.5%
	90	11.1%	11.4%	13.2%	15.0%	16.8%
100	12.4%	12.7%	14.5%	16.3%	18.1%	

全設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-1.6%	-0.6%	3.7%	7.1%	10.2%
	10	0.0%	0.8%	4.7%	8.0%	11.0%
	20	3.0%	3.7%	7.1%	10.2%	13.2%
	30	5.6%	6.2%	9.3%	12.3%	15.3%
	40	7.9%	8.4%	11.5%	14.4%	17.4%
	50	10.1%	10.6%	13.6%	16.5%	19.5%
	60	12.2%	12.8%	15.7%	18.7%	21.6%
	70	14.3%	14.9%	17.8%	20.8%	23.7%
	80	16.5%	17.0%	19.9%	22.9%	25.8%
	90	18.6%	19.1%	22.0%	25.0%	27.9%
100	20.7%	21.2%	24.2%	27.1%	30.1%	

出所：日本総研作成

検証結果_波照間島（過疎対策事業債活用ケース）

- 取水管設備に過疎対策事業債を活用する場合、売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが0%となる。
- 全設備に過疎対策事業債を活用する場合、同様の単価想定でIRRが1.2%となる。

取水管設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-10.3%	-9.0%	-5.2%	-3.0%	-1.4%
	10	-8.1%	-7.3%	-4.3%	-2.4%	-0.9%
	20	-5.0%	-4.6%	-2.6%	-1.1%	0.2%
	30	-3.1%	-2.8%	-1.2%	0.0%	1.2%
	40	-1.7%	-1.4%	-0.1%	1.0%	2.1%
	50	-0.5%	-0.3%	0.9%	1.9%	2.9%
	60	0.6%	0.8%	1.8%	2.8%	3.7%
	70	1.5%	1.7%	2.7%	3.6%	4.4%
	80	2.4%	2.6%	3.5%	4.3%	5.2%
	90	3.2%	3.4%	4.2%	5.1%	5.9%
	100	4.0%	4.1%	5.0%	5.8%	6.5%

全設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-9.9%	-8.5%	-4.4%	-2.1%	-0.4%
	10	-7.5%	-6.7%	-3.5%	-1.4%	0.2%
	20	-4.3%	-3.8%	-1.7%	0.0%	1.4%
	30	-2.2%	-1.9%	-0.2%	1.2%	2.5%
	40	-0.7%	-0.4%	1.1%	2.4%	3.5%
	50	0.7%	0.9%	2.2%	3.4%	4.5%
	60	1.8%	2.1%	3.2%	4.4%	5.4%
	70	2.9%	3.1%	4.2%	5.3%	6.3%
	80	3.9%	4.1%	5.2%	6.2%	7.2%
	90	4.8%	5.0%	6.1%	7.0%	8.0%
	100	5.7%	5.9%	6.9%	7.9%	8.8%

検証結果_与那国島（過疎対策事業債活用ケース）

- 取水管設備に過疎対策事業債を活用する場合、売電単価が30円・深層水単価が30円の場合、IRRが2.9%となる。
- 全設備に過疎対策事業債を活用する場合、同様の単価想定でIRRが3.4%となる。

取水管設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-6.2%	-5.2%	-1.4%	1.1%	3.1%
	10	-5.3%	-4.4%	-1.0%	1.4%	3.4%
	20	-3.6%	-2.9%	0.0%	2.2%	4.0%
	30	-2.3%	-1.7%	0.8%	2.9%	4.7%
	40	-1.1%	-0.7%	1.6%	3.6%	5.3%
	50	-0.2%	0.3%	2.4%	4.2%	5.9%
	60	0.7%	1.1%	3.1%	4.9%	6.5%
	70	1.5%	1.9%	3.8%	5.5%	7.1%
	80	2.3%	2.6%	4.4%	6.1%	7.6%
	90	3.0%	3.3%	5.1%	6.7%	8.2%
	100	3.7%	4.0%	5.7%	7.3%	8.8%

全設備に過疎対策事業債を活用するケース

		売電単価				
		8.2	10	20	30	40
海洋深層 水単価	6	-6.0%	-4.9%	-1.0%	1.5%	3.6%
	10	-5.1%	-4.2%	-0.6%	1.9%	3.9%
	20	-3.3%	-2.6%	0.4%	2.7%	4.6%
	30	-1.9%	-1.4%	1.3%	3.4%	5.3%
	40	-0.8%	-0.3%	2.1%	4.1%	6.0%
	50	0.2%	0.7%	2.9%	4.8%	6.6%
	60	1.1%	1.6%	3.7%	5.5%	7.3%
	70	2.0%	2.4%	4.4%	6.2%	7.9%
	80	2.8%	3.1%	5.1%	6.8%	8.5%
	90	3.5%	3.9%	5.7%	7.5%	9.1%
	100	4.2%	4.6%	6.4%	8.1%	9.7%

出所：日本総研作成

経済性試算まとめ（過疎対策事業債活用ケース）

- 過疎対策事業債活用ケースではIRRが良化する。特に与那国島は大規模な取水管設備を導入することから、コスト低減メリットが大きくなる。

IRR凡例

高：7%～

中：4～7%

低：～4%

	栗国島	北大東島	南大東島	波照間島	与那国島
期待IRR (現状ケース・ベースケース、 単価30円の例)	低 (0.6%)	中 (4.0%)	中 (5.7%)	低 (-1.7%)	低 (-0.1%)

過疎対策事業債活用ケース（取水管設備）

期待IRR (現状ケース・ベースケース、 単価30円の例)	低 (2.2%)	中 (5.1%)	高 (7.1%)	低 (0.0%)	低 (2.9%)
-------------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

⇒ 過疎対策事業債を活用する場合、初期投資が減額されるため、全体的にIRRが良化する。
(ただし、太陽光発電、風力発電のIRR水準に到達するのは南北大東島のみ。)

ヒアリングによる本調査の妥当性検証

(1) ①の技術動向に加え、報告書全体の妥当性をヒアリングにて検証

OTEC投資企業ヒアリング結果① | OTECの特性及び海洋深層水の利活用について

- 国内外ともにOTECの方式・事業形態に関して、最適な方法が定まっておらず検討が進められている状況である。OTECの収益性は、コストに加えて、発電した電力と海洋深層水の販売価格による影響が大きい。

OTECの特性

- 海洋エネルギー事業として波力発電や潮流発電と比較して、OTECはこれら発電手法よりも魅力的だと認識している。
 - 他方で現状、海洋エネルギーは太陽光などの普及している再エネ電源と比較して競争力に差がある。スケールすることで洋上風力並みの競争力があると言われているが、**どのような方式が最適であるか、どのような形態で事業を開始すべきかについては現状答えが無い。国外でも状況は変わらず、大規模投資は欧米も含めて進んでいない**と見ている。
- 海洋温度差発電には以下2つのメリットがある。
 - 技術的な面では実用段階に至っており、再エネとしてのスケールや発電に求められる条件等がクリアとなっている。
 - 発電コストは厳しい一方、**海洋深層水で産業利用などビジネス展開の可能性**がある。**この点が他の再エネと決定的に異なる点であり最大の魅力的**である。

海洋深層水の利活用について

- 海洋深層水は日本国内では広い使われ方がある。国内、国外どちらをマーケットにするのかにより海洋深層水の活用事業は大きく異なる。
 - **国内の場合、養殖需要が多く、さらに沖縄であれば冷熱需要も大きい。**
 - **海外の場合、圧倒的に冷熱需要が多い。**その背景として、日本国内では取水管の数が多く、全国で海洋深層水の研究が進んでいる一方で海外では海洋深層水への馴染みが薄いことがある。そのほか、**養殖の横展開も途上国では難しく、電気やエアコンの代替となる冷熱需要の展開が容易である上、事業性がある。**冷熱需要のほか、**海水の淡水化などの需要**もあり、この二つが大きいと考えている。

OTEC投資企業ヒアリング結果② | OTEC商用化に向けた行政支援と沖縄離島での導入可能性

- OTECに対しては現状では経産省も環境省も補助事業がないため、事業化に向けたハードルになっている。
- 沖縄離島では、電力供給コストが高いことから本島よりもOTECを導入しやすい状況にある。さらに、本島でも地形や後背地の開発度合い次第で導入される可能性はあると想定される。

OTEC商用化に必要な行政支援

- 現状実績が無い電源に対し、FIT/FIPによる補助をつけることができないことは理解している一方、実績があれば議論に土台にのると推測する。FIT/FIPが無い状態では最初の数か所を導入する際の設備補助が必要だが、現状では経産省も環境省も補助事業がないことが事業化に向けたハードルになっている。
 - 具体的には、電力料金や深層水の売価など、事業化時の採算性が障壁であるが、本格的なFSメニューが現在日本政府の補助事業の中にはみられない。

離島の導入可能性

- 沖縄県内の電力料金は同一であるが**離島の場合供給コストが高いため、離島は本島と比較してOTECを導入しやすいと史料**する。一方、供給コストなどの背景がどれほど導入しやすさに関与するのかについては複合的に評価する必要があり、**本島でも地形や後背地の開発度合い次第で導入適地となる可能性はある。**

大学研究機関ヒアリング結果 | OTEC要素技術開発動向と商用化に向けた行政支援

- OTECにおいて重要な要素技術の一つとして熱交換器が挙げられる。OTECではプレート式熱交換器が採用されており、NEDO事業でも評価が進められている。
- 取水管は発電以外の用途での利用もあるため、公共インフラとして整備することも検討されている。

要素技術開発 の最新動向

- **OTECの熱交換器はプレート式熱交換器を採用している。**（火力、原子力はチューブ式交換機である。OTECも以前はチューブ式だったが、実現できないとして、プレート式を開発。）
 - NEDO事業でもプレート式熱交換器を基に評価している。
 - （OTEC関連機器メーカーが試算している）量産化による30～60 %のコストカット見通しは大きく外れておらず、期待できる範囲である。より大きく削減できる見通しもある。

OTEC商用化に 必要な行政支援 （特に取水管）

- 取水管は発電用以外にも様々な用途で用いられるため、**複数用途の公共インフラとして取水管は国/自治体等が、発電設備は発電事業者が設置し、発電事業者は取水料金を払って発電するというスキーム**もあり得る。
- 離島では国が取水体事業体を整備し、事業者が使用量を払うスキームの構築に向けた法整備に関する議論がなされている。

電力会社ヒアリング結果① | 脱炭素化における電源としてのOTECの位置づけと特徴

- 脱炭素化に向けては離島も含めて太陽光発電・風力発電が導入の主力であり、OTECはコスト面が採用のネックになると想定される。
- OTECの収益性を高めるため取水量の維持が優先され、内燃力発電のように需給変動分を吸収するような使い方は難しいとみられている。

脱炭素化の方向性

- 既存の技術では、太陽光・風力しか導入できる再エネはない状況であり、他の再エネ技術についてもフラットに動向を追っている。
- 再エネ主力化が進んだとしても安定して出力変動できる電源は不要になるわけではないため、どちらかという燃料の脱炭素化に注目したい。

OTECの強み/弱み

- やはりコスト面が最も大きなネックとなると想定しているが、確かに太陽光等に比べて出力は安定して、必要面積も小さく、今後、内燃力発電と比較してどのようなメリットがあるか、検討する必要がある。老朽化に伴う内燃力発電の新設計画もあり、それと並行して再エネ主力化に積極的に取り組む必要がある。
 - ただ、離島では、例えば、台風にも耐え得る小型風力発電の開発も順調に進んでおり、宮古島でも実証が進んでいる。ゆえに、離島でもまずは太陽光・風力を中心に、発電量全体の6-8割を目途に導入を進め、残った部分を燃料の脱炭素化で対応する方針で検討が進むだろうと認識している。

電源としてのOTECの特徴

- 離島の場合、各電源を開発するための部品の輸送コストが高くなるため、各電源のコストは、発電コストWGの試算結果と比較して少し高くなるのではないかと推察している。
- OTECの収益性を高めるためには取水量の維持が重要かつ優先されると考えられ、内燃力発電のように需給変動分を吸収するような使い方は難しいと考えている。ただし、順調にいけば、優先給電ルールでもバイオマス発電と同等の位置付けとなるだろう。

電力会社ヒアリング結果② | 離島におけるOTECの導入と収益ポテンシャル

- OTECが安定した出力で長時間運用できるのであれば、離島における内燃力発電機を置き換える形でOTECを導入するのが有効であり、離島のベースロード電源と同等の買取価格が認められる可能性もあるが、他の再エネが導入された場合にはOTECの入る余地は小さくなるってしまう。

離島での 導入ポテンシャル

- OTECが実際に安定した出力で長時間運用できるのであれば、**離島で稼働している内燃力発電機を1基停止してしまい、OTECに完全に置き換えるのが現実的**なように思う。
- 他の再エネが今後導入されるほどOTECの入る余地は小さくなる。たとえコストメリットが示されていたとしても、需給バランス等から他の再エネ電源のリプレースのタイミングを狙う以外、導入の余地がなくなってしまう可能性が高いのではないかと。
- 冷熱需要を検討する際、空調/配管等の設備費/運用費等によるコスト上昇を加味する必要がある（海水を扱う場合、配管の仕様を変更する必要がある）。また、冷熱といえるほどの温度ではないため、**あまり主要な収入源として検討しない方がよい**ように感じる。久米島実証の結果等を踏まえると、**冷熱ではなく養殖等の需要の方が大きいと判断するのが妥当**と思う。

OTEC売電価格

- OTECもベースロード電源として認められるのであれば、離島におけるベースロード電源と**同等の買取価格が認められる可能性はある**。
- 内燃力発電をどのように置き換えるかが鍵になるだろう。沖縄電力が公開している離島での電力単価は予備費なども含めた統合コストとなっているため、**OTECが内燃力発電の役割を代替した際にどの程度の統合コストになるのかに依存**するだろう。