

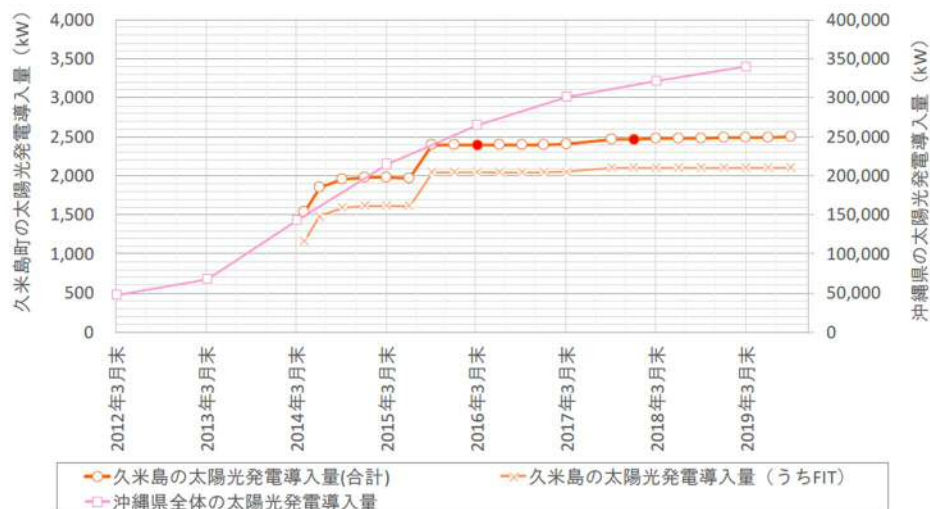
5. 沖縄エリアの脱炭素化に向けた海洋温度差発電の可能性

東京財団政策研究所 博士研究員／政策研究ポスト・ドクトラル・フェロー
杉本康太

5-1 沖縄エリアの調整力の稀少性

沖縄エリアでは、化石燃料を用いた火力発電の依存度が高いため、発電部門のエネルギー転換が求められている。しかし沖縄本島や離島地域には、本州や北海道・四国・九州と異なり、連系線・水力発電・揚水発電・地熱発電は存在せず、バイオマス発電もほとんどないため、利用可能な柔軟性資源が少ない。そのため、太陽光発電や風力発電などの自然変動性の再生可能エネルギー（再エネ）を導入した場合、調整力の確保がより深刻な課題となる。沖縄エリアでは、既にこの問題が顕在化している。沖縄本島から西に約100kmに位置する久米島町(2020)によれば、沖縄電力は、離島の場合、急激な天気の変化による周波数変動を緩和するために、出力50kW以上の太陽光発電に対して、出力変動を定格値の2%以下/分とする対策をとることを系統連系の新規申請者に要請している。この要請に応じるには、太陽光発電の出力相当の蓄電池をセットで設置することが必要になるため、事業の採算性が大幅に悪化してしまうという。さらに沖縄の離島地域には、火力の最小負荷制限もある。たとえば久米島では、既設の内燃発電機の運用下限出力は、燃料加温用の蒸気確保のための3,000kWと周波数調整分の400kWを加えた、3,400kWを目安としている（沖縄電力2016）。このため、需要のオフピーク時にも火力はこれ以上出力を下げられないため、太陽光発電が出力抑制される可能性がある。実際にはこれまでに抑制されたケースは報告されていないものの、投資のリスクを更に増加させ、沖縄エリアにおける近年の太陽光発電の導入を遅らせる一因になっている可能性がある（図1）。沖縄電力は、2021年から住宅の屋根を借りて太陽光発電と蓄電池を無償で導入する「かりーるーふ」という取り組みをしているが、蓄電池の増加は、沖縄エリアの電力システム全体の統合費用の増加要因となる（沖縄電力2021;松尾2020）。

図1 久米島町および沖縄県の太陽光発電導入量の推移（出典：久米島町2020）



5-2 調整力としての海洋温度差発電の可能性

海洋温度差発電（OTEC）は、知名度は低いですが、沖縄エリアや離島地域の脱炭素化にとって有望な再エネである。OTECは、暖かい海面と冷たい海洋深層水の温度差およそ20度を利用して、二酸化炭素を排出せずに発電する。具体的には、暖かい海面の温度を利用して沸点の低いアンモニアを気化させ、タービンを回転させた後、冷たい海洋深層水を利用してアンモニアを冷やし液体に戻す。暖かい海面を持つOTECの適地は、赤道に近い低緯度の熱帯地域に分布している。OTECは、風力発電と同様に陸（沿岸）に設置する場合と海上浮体式がある。日本では久米島にて、2013年から沿岸設置式の実証プラントが稼働中である。OTECの特徴は、慣性を備え、系統の周波数調整を自律的に行うガバナフリー運転が可能であり、出力調整運転も技術的には可能なことである（沖縄県2018）。したがってOTECは、地熱発電やバイオマス発電と同様に、調整力を備えた再エネと言える。需要の変動に追従して出力調整できるので、火力発電を置換することが期待できる（ただし実証中のプラントは出力一定で運転しており、調整力として運転した経験はまだない）。したがって、太陽光発電や風力発電と異なり、電力システムに追加的な統合費用を引き起こさずに脱炭素を実現する可能性を持つ。さらに、発電に使用した後の深層水は、空調（冷房）や淡水製造・農業・水産養殖などに多段的に活用することもできる（高橋2019）。久米島町（2020）のエネルギービジョンでは、2040年までに陸上に1MW、浮体式の5MWのOTECを設置し、島内で消費されるエネルギーの100%を再エネによって自給するという目標を掲げている。独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（2011）が実施したポテンシャル調査では、海水の温度分布や海流に悪影響を与えないように「30km四方に100MW級を1基」までという設置可能密度の制約を課した上でも、20度以上の温度差があるOTECが開発可能なポテンシャルは、沖縄電力管内で沿岸設置式だけでも1GW、離岸距離30km以内の洋上浮体式で約2.8GWあると算定している。沖縄電力管内の火力の設備容量は約2.5GWであるため、沖縄エリアの火力発電のかなりの割合を置換できる可能性があるといえる。

しかし沖縄電力は、OTECにあまり期待していないようである。沖縄電力（2020）はカーボンニュートラルを目指すことを発表したものの、そのための手段としては、太陽光発電と蓄電池、風力発電、水素やアンモニアなどのCO₂フリー燃料を想定しており、OTECは含まれていない。これはおそらくOTECは現状では未だ実証段階の発電技術であり、導入コストが高く、今後この費用を削減できるかに不確実性が大きいからだと思う。世界でも商用化は未だされていない。OTECに積極的な久米島町（2020）でも、相対的に商用化が進んでいる蓄電池や電気自動車（EV）といったエネルギー貯蔵技術によって調整力を得るというビジョンを描いている。OTECの導入にとって、おそらく最大の課題は、現時点の導入コストの高さである。しかし蓄電池やEV、そして今後普及が期待されるCO₂フリー燃料も現在は同様に高コストであり、今後低コストで普及できるのかに関して不確実性がある。ではそれらの技術と比べて、OTECには今後どれだけ費用削減の可能性があるのであろうか。

5-3 海洋温度差発電の今後の経済性

原子力発電を除いて、火力発電と再エネには、製造から運転までを経験することによる学習効果（learning-by-doing）と、研究開発・実証による学習効果（learning-by-researching）が存在することが多くの実証研究によって報告されている（Rubin et al., 2015; Samadi, 2018）。学習効果は、発電所の導入容量が累積していくと、単位当たりの費用が低下するという負の相関関係に基づいている。この関係を図にしたものは、学習（経験）曲線とも

呼ばれる(Thomassen et al., 2020)。費用低下のメカニズムは、発電所の生産過程の効率化(例:習熟による労働者の物的生産性の向上)や発電所自体のイノベーション(例:風車ブレード設計の改善による設備利用率の増加)が主なものである。学習効果に関連して、規模の経済性の存在も重要である。発電機の出力を大規模にしたり、材料を工場で大規模に大量生産したりすることで、単位あたりの製造費用等を削減することができる。太陽光発電のパネルは、標準化により大規模に大量生産が可能になったことで、発電費用の削減につながったことが知られている(Samadi, 2018)。

OTEC は他の技術と比較して導入事例が少ない未成熟な技術であり、学習効果と規模の経済性を生かした費用低下のポテンシャルは大きいと考えられる(Ocean Energy Systems 2021)。久米島での実証結果をとりまとめた沖縄県(2018)は、OTEC を構成する要素技術が今度どのくらい費用低下を実現できるのかについて重要な評価を行っている。タービンや発電機の部分は既に成熟しているため、学習効果による費用削減の余地は小さいと考えられている(沖縄県 2018)。しかし資本費用のうち大きな割合を占める熱交換器は、発電所が大型化した場合、サイズを規格化した上で基数を増やすことになるため、大量生産の体制が整えば、10MW 級の普及時には費用を現在の半額近くにまで低下できると評価している。これは熱交換器の製造には、規模の経済性の活用の余地が大きいことを示唆している。

OTEC の資本費用の大部分を占めるもう1つの大きな要素技術が、深層水を得るための取水管である(Fujita et al., 2012)。安価で軽量で頑丈な素材を模索して、高密度ポリエチレンや繊維強化プラスチックなどが検討されている(Ocean Energy Systems 2021)。2.5 MW の発電出力を得るためには直径 2.5m、10 MW の発電出力を得るためには直径 4m の取水管が必要とされる。海外ではアルジェリアのコンバインドガスサイクル発電のために直径 2.5m のパイプが海水を取り入れるために設置されている事例があり、技術面の問題はないとされるが、費用の高さが課題である。ジャパン・マリニュナイテッド・佐賀大学(2017)によれば、1 MW の沿岸設置式の OTEC の1基目の取水管の建設費用は 60 億円、商用化した場合でも多少低下して 50 億円になると推計している。国際エネルギー機関の関連組織である Ocean Energy Systems (2021) は、民間の投資を集めて数万 kW 級のスケールで商用化を実現するためには、まず政府の補助を得て 2.5 MW の実証機を立て、費用削減に向けて必要なデータを集める必要があると主張している。

資本費用に比べると絶対額は小さいものの、沖縄県(2018)は運転・維持管理費用の削減余地についても評価を行っている。100 kW の実証機が運転開始から 5 年間にかかった運転費・維持管理費は、年間 5.7 万円/kW であった。しかし今後 1 MW の設備を新設した場合は、規模の経済性がはたらくことが期待できるため、年間 1.9 万円/kW にまで低下できる可能性があるとして評価している。この結果、発電所の全コストを生涯に発電する量で割った均等化発電原価(Levelized Cost of Electricity: LCOE)は、39.3 円/kWh から 29.7 円/kWh へ低下すると概算されている。この推定値は 1 MW という小規模の沿岸設置式 OTEC を想定していることや、上記の熱交換器を含む資本費用の削減余地は考慮されていないことに注意が必要である。

洋上浮体式 OTEC の規模の経済性に関しては、Langer et al. (2020)が最新のレビュー論文として有用である。Langer et al. (2020)が作成した図 2 は、OTEC の設備容量を大きくしていくにつれて、1 MW あたりの資本費用がどの程度下がるかを示している。洋上浮体式 OTEC の方が沿岸設置式よりも資本費用は大きくなるが、規模の経済性を生かせる余地は大きいと考えられる。ただし沖縄のような台風の多いエリアで設置する場合は、耐久性の検証が必要である。図中に 3 本の異なる曲線が引かれているのは、費用の削減率に不確実性が大きいことを示している。点線は最も費用が低くなるケースだが、その根拠となるデータの信頼性が低いことを表している。

図2 洋上浮体式 OTEC の発電出力と資本費用の関係（出典：Langer et al. 2020）

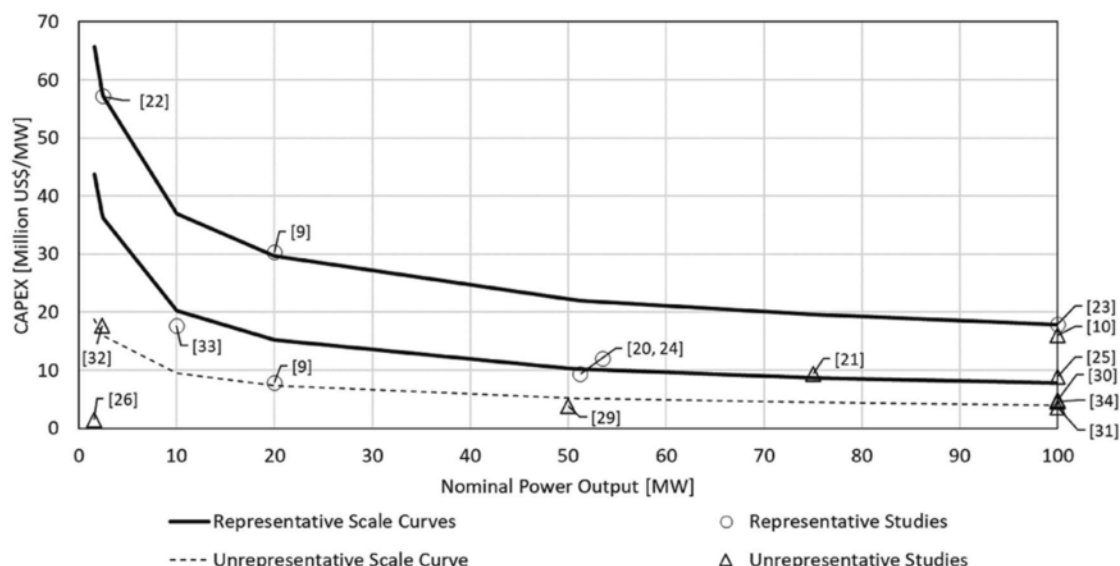


表1は、上記の規模の経済性による資本費用の低下を仮定した場合の、洋上浮体式の OTEC と他の競合電源の LCOE の推定値を示している。Adjusted interest rate とは、割引率（利子率）を 12% に設定したものである。OTEC 以外の電源の LCOE の数値は、Lazard 社の発表している推計値である。OTEC の LCOE は 10 MW では 20~67 セント/kWh だが、100 MW まで大規模化すれば、4~29 セント/kWh まで低下すると推計されている。値によっては自然変動性再エネや従来電源の LCOE と同等レベルであるが、幅が大きい。この不確実性は、現在の OTEC の実証機の設備容量が未だ 100 kW 程度であり、数 MW クラスの実績が存在しないことに起因している。

表1 洋上浮体式の OTEC と他の電源の LCOE の推定値（出典：Langer et al. 2020）

Energy Technology (Unsubsidised)	LCOE [US\$(2018)/kWh]
10 MWe OTEC (original interest rate)	0.15
10 MWe OTEC (adjusted interest rate)	0.20-0.67
100 MWe OTEC (original interest rate)	0.03-0.22
100 MWe OTEC (adjusted interest rate)	0.04-0.29
Solar PV Crystalline Utility Scale	0.04-0.046
Wind	0.029-0.056
Gas Peaking	0.152-0.206
Nuclear	0.112-0.189
Coal	0.06-0.143
Gas Combined Cycle	0.041-0.074

Brecha et al. (2021)は、蓄電池と比較した OTEC の経済性に関して興味深い分析を行っている。太陽光発電と風力発電の LCOE を 100 ドル/MWh（約 10 円/kWh）、OTEC と蓄電池の LCOE を 300 ドル/MWh（約 30 円/kWh）と仮定したとき、カリブ海地域の島で OTEC の設備容量を増やせば、蓄電池や太陽光発電・風力の設備容量を減少させることができるため、島の電力システム全体の LCOE : sLCOE が下がるという試算を出している（表2）。ただしこの試算には、OTEC を導入する上で追加的に発生する系統増強費用や、出力を調整運転することによる追加的費用などの統合費用は含まれていない。

表2 OTECの導入容量別のシステムLCOEの試算(出典:Brecha et al.2021)

Case	Solar (MW)	Solar (GWh)	Wind (MW)	Wind (GWh)	Disp. RE (OTEC) (MW)	Disp. RE (OTEC) (GWh)	Storage Capacity (MWh)	Energy from Storage (GWh)	Curtaill. (%)	sLCOE (USD/MWh)
1	200	335	73	204	0	0	2000	42.5	53	424
2	140	234	73	204	10	40	1000	17.8	48	326
3	120	201	53	150	10	46	1500	24.5	37	351
4	100	167	44	122	15	71	1000	15.8	30	304
5	90	151	34	95	15	79	1500	20.3	23	349
6	80	134	17	48	20	117	1000	15.7	16	316
7	90	151	24	68	20	108	500	11.3	23	267
8	60	100	29	82	25	115	200	2.37	16	229

Brecha et al. (2021)は OTEC と蓄電池の LCOE が等しいと仮定して分析を行っている。しかしリチウムイオン電池を用いた蓄電池は、EV によって創出される需要もあり、学習効果によって今後費用は大幅に下がると多くの研究が予測している(Beuse et al., 2020; Schmidt et al., 2019, 2017)。数日～数か月以上保管可能なエネルギー貯蔵技術として、2040 年前後には水素も費用が大幅に低下すると予測されている(Schmidt et al., 2019; Staffell et al., 2019)。Glenk and Reichelstein (2019) は、ドイツとテキサスで今の卸電力市場環境が今後も継続すれば、陸上風力発電に付属して水素ガスの生産設備を設置するプロジェクトは、10 年後には投資家にとってペイするようになると推計している。

5-4 結論

OTEC も、研究・開発による学習効果や規模の経済性による費用削減のポテンシャルは大きいと考えられるが、競合するエネルギー貯蔵技術と比べると、現時点のコストは高く見える。では OTEC よりも、それらを優先的に支援・選択すべきだろうか。いずれの新技術も、今後低コストで普及できるのかに関して不確実性は存在する。新技術の導入政策に関する研究は、ある技術を支援すると、その技術が学習効果を通じて社会にロック・インされてしまう結果、他の長期的にはより費用削減の可能性を秘めているが短期的には高価な技術がロック・アウトされてしまい、長期的な非効率が起こる可能性を指摘している(Arthur, 1989; Schmidt et al., 2016)。沖縄のように調整力の選択肢が限られているエリアでは、このリスクを回避するための保険として、OTEC という技術の多様性を維持することは重要だと考えられる。

参考文献

- 沖縄県 (2016) 「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」
https://www.okiden.co.jp/shared/pdf/whats_new/2016/160620.pdf
- 沖縄県 (2018) 「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」

<https://www.pref.okinawa.jp/site/shoko/seisaku/kiban/oceanrenewableenergy/otec/houkokusyo/h30houkokusyo.html>

沖縄電力 (2020) 「沖縄電力 ゼロエミッションへの取り組み」 プレスリリース、2020年12月8日

https://www.okiden.co.jp/shared/pdf/news_release/2020/201208.pdf

沖縄電力 (2021) 「太陽光+蓄電池 無償設置 新サービス 「かりーるーふ」 の開始について」

https://www.okiden.co.jp/shared/pdf/news_release/2020/210122.pdf

久米島町 (2020) 「久米島町エネルギービジョン 2020」

<http://www.town.kumejima.okinawa.jp/docs/2021011900033/>

ジャパン・マリンユナイテッド・佐賀大学 (2017) 「海洋温度差発電」 平成 28 年成果報告会 予稿集 No. O-05

高橋正征 (2019) 「日本における海洋深層水の利活用の過去・現在・未来」 海洋深層水研究 19(3), 149-157

独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2011) 成果報告書：風力等自然エネルギー技術研究開発／洋上風力発電等技術研究開発／海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務, 2011 年 3 月, (委託先) みずほ情報総研株式会社 https://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201107/20110000001165.html

松尾雄司 (2020) 「変動性再生可能エネルギー大量導入時の電力部門の経済性評価 - モデル分析からのインプリケーション -」 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (第 34 回会合) (令和 2 年 12 月 14 日 (月)) 配布資料

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/034/034_006.pdf

Arthur, W.B., 1989. Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-In by Historical Events. *Econ. J.* 99, 116. <https://doi.org/10.2307/2234208>

Beuse, M., Steffen, B., Schmidt, T.S., 2020. Projecting the Competition between Energy-Storage Technologies in the Electricity Sector. *Joule* 4, 2162–2184. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.07.017>

Brecha, R.J., Schoenenberger, K., Ashtine, M., Koon, R.K., 2021. Ocean thermal energy conversion—flexible enabling technology for variable renewable energy integration in the caribbean. *Energies* 14, 2192. <https://doi.org/10.3390/EN14082192>

Fujita, R., Markham, A.C., Diaz Diaz, J.E., Rosa Martinez Garcia, J., Scarborough, C., Greenfield, P., Black, P., Aguilera, S.E., 2012. Revisiting ocean thermal energy conversion. *Mar. Policy* 36, 463–465. <https://doi.org/10.1016/J.MARPOL.2011.05.008>

Glenk, G., Reichelstein, S., 2019. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nat. Energy* 4, 216–222. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>

Langer, J., Quist, J., Blok, K., 2020. Recent progress in the economics of ocean thermal energy conversion: Critical review and research agenda. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 130, 109960. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2020.109960>

Rubin, E.S., Azevedo, I.M.L., Jaramillo, P., Yeh, S., 2015. A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>

Samadi, S., 2018. The experience curve theory and its application in the field of electricity generation technologies – A literature review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.077>

Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., Staffell, I., 2017. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nat. Energy* 2. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110>

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., Staffell, I., 2019. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule* 3, 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>

Schmidt, T.S., Battke, B., Grosspietsch, D., Hoffmann, V.H., 2016. Do deployment policies pick technologies by

- (not) picking applications?-A simulation of investment decisions in technologies with multiple applications. Res. Policy 45, 1965–1983. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2016.07.001>
- Staffell, I., Scamman, D., Abad, A.V., Balcombe, P., Dodds, P.E., Ekins, P., Shah, N., Ward, K.R., 2019. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. Energy Environ. Sci 12, 463. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>
- Thomassen, G., Van Passel, S., Dewulf, J., 2020. A review on learning effects in prospective technology assessment. Renew. Sustain. Energy Rev. 130. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109937>
- Ocean Energy Systems 2021. White Paper on Ocean Thermal Energy Conversion. October 18, 2021. Edited by:Purnima Jalihal, Yann-Herve De Roeck, Matthijs Soede and Ana Brito e Melo. <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-position-papers/document/white-paper-on-OTEC/>