

製造と施工方法を考慮したスパーク型浮体式洋上風力発電所の建設費評価

Assessment of initial capital cost for floating offshore wind farms
considering manufacturing and installation technologies

菊地 由佳^{*1}
Yuka KIKUCHI

石原 孟^{*2}
Takeshi ISHIHARA

^{*1} Lecturer, School of Engineering, The University of Tokyo, 7-3-1 Hongo Bunkyo Tokyo, 113-8656, Japan, Fax:+81-3-5841-1147, E-mail: kikuchi@bridge.t.u-tokyo.ac.jp

^{*2} Professor, School of Engineering, The University of Tokyo

Abstract

Initial capital cost for floating offshore wind farms is assessed considering manufacture and installation technologies. Engineering cost models for floating offshore wind farms are proposed and the cost parameters are evaluated based on the database. The baseline model is built for the floating offshore wind farm with six wind turbines in Japan. The cost reduction effect by the novel technologies of the flat panel welding method for the floater, the hybrid mooring line, the floating-to-fixed turbine installation and mooring line installation using AHTS is quantitatively evaluated by using the proposed engineering cost model. It is found that CAPEX reduces 15 % comparing to the conventional technologies. The sensitivity study using the engineering cost model is conducted and the scenarios for the initial capital cost reduction in Japan are discussed.

キーワード：浮体式洋上風力発電所，建設費，エンジニアリングコストモデル
Key Words：Floating offshore wind farm, Initial capital cost, Engineering cost model

1. はじめに

政府は、2030 年までに 10GW、2040 年までに 30～45GW の洋上風力発電を導入する目標を掲げている¹⁾。日本の周辺海域は水深の深い場所が多いため、浮体式洋上風力発電所を早期に実現することが求められている。環境省浮体式洋上風力発電実証事業²⁾および福島浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業³⁾が実施され、浮体式洋上風力発電システムの安全性、信頼性、経済性に係る評価・検証が行われた。グリーンイノベーション基金事業「洋上風力発電の低コスト化プロジェクト」では、2030 年までに、浮体式洋上風力発電を国際競争力のあるコスト水準で商用化する技術確立が必要であるとしている⁴⁾。2023 年 6 月、BVG Associates は Guide to floating offshore wind farm⁵⁾というセミサブ型浮体式洋上風力発電所を想定したコストを発表し、世界でもコスト低減に向けた動きが加速している。

コストモデルは、一般的にパラメトリックコストモデルとエンジニアリングコストモデルに大別される。パラメトリックモデルは実績値を用いて回帰分析等の

統計的手法により構築するコストモデルであり、エンジニアリングコストモデルは技術的知見から積み上げ方式で構築するコストモデルである。実現可能なコスト低減シナリオを評価するためには、開発する技術とコスト低減量を関連付けて評価する必要があるため、エンジニアリングコストモデルを用いる必要がある。

国内外において、着床式洋上風力発電所におけるエンジニアリングコストモデルが研究されてきた。Kühnらは、Opti-OWECS プロジェクト⁶⁾において、エンジニアリングコストモデルを構築し、コスト最小となる着床式洋上風力発電所の構造最適化を行った。Windspeed プロジェクト⁷⁾では、北海の環境変数を考慮した洋上風力発電所の建設費を評価することを目的に詳細なエンジニアリングコストモデルが構築された。日本では、菊地・石原⁸⁾がエンジニアリングコストモデルを構築し、欧州の実績値を用いてコストモデルの検証を行った。また、今村ら¹⁰⁾は、エンジニアリングコストモデルを用いて、日本沿岸の導入ポテンシャルマップを作成した。

浮体式洋上風力発電については、Myhr ら¹¹⁾が、異なる浮体形式における発電コストを、エンジニアリングコストモデルを用いて比較した。NREL は、エンジニアリングコストモデルである SeaBOSSE モデルを構築し、アメリカ合衆国沿岸の洋上風力発電の導入ポテンシャルを評価した^{12), 13)}。Maine ら¹⁴⁾は浮体式洋上

^{*1} 東京大学大学院工学系研究科社会基盤学専攻講師
E-mail: kikuchi@bridge.t.u-tokyo.ac.jp

^{*2} 東京大学大学院工学系研究科社会基盤学専攻教授
(原稿受付：2023 年 5 月 22 日)

風力発電所のライフサイクルコストを簡易なエンジニアリングモデルで評価した。Catapult はエンジニアリングコストモデルを構築し、浮体式洋上風力発電所の各要素に対するコスト低減量を評価している^{15) 16)}が、コストモデルは公開されていない。今村らは、浮体式用のエンジニアリングモデルを提案し、日本の導入ポテンシャルを評価している¹⁷⁾。日本にコストモデルを適用するために、コストモデルのパラメータを評価する必要がある。

浮体式洋上風力発電の建設費の低減シナリオを考えるにあたり、これまで風車のサイズが大きくなるほど、発電コストが低減することが示された¹⁸⁾。また、セミサブ型・スパー型が同等のコストであるのに対して、バージ型はコストが低い一方、浮体の動揺量が大きいたことが示された¹⁹⁾。しかし、浮体の製造方法や施工方法が発電コストに与える影響を定量的に評価した研究は少ない。2021-2022 年に実施された「浮体式洋上風力発電低コスト化技術開発調査研究（大型スパー浮体）」²⁰⁾では、スパー型浮体の新しい製造方法および合成繊維索による係留索が建設費に与える影響が調査された。また、Hywind Project では Hywind Scotland²¹⁾に対して Hywind Tampen²²⁾は風車・浮体の施工期間の短縮化を目指した新しい施工方法を検討している。これら浮体・係留索の製造方法および施工方法が建設費低減に与える影響を定量的に評価する必要がある。

本研究では、既存の浮体式洋上風力発電所の建設費のエンジニアリングコストモデルを示し、国内実証研究・国内外での調査研究等に基づき、コストモデルのパラメータを同定する。次にエンジニアリングコストモデルと同定したパラメータを用いて、浮体・係留索の製造および施工方法が建設費の低減に与える影響を定量的に評価するとともに、各コスト要素の建設費に対する感度分析を行う。

2. エンジニアリングモデルによる建設費の評価手法

2.1～2.4 節では、本研究で用いる浮体式洋上風力発電所のエンジニアリングコストモデルを示す。2.5 節では、浮体・係留索の製造方法および施工方法が建設費に与える影響の評価手法を述べる。

2.1. コストモデルの構成

本研究で提案するエンジニアリングコストモデルの入力変数と出力変数を Table 1 に示す。水深、離岸距離、風車基数、定格出力を入力変数とし、建設費を出

Table 1 Input and output parameters of engineering cost model

Input parameter	Nom.	Unit	
Number of turbines	N_{WT}	-	
Turbine rated power	P_{WT}	MW	
Water depth	h_w	m	
Distance from shore	d_{shore}	km	
Distance from the mooring line and anchor loading port to the wind farm	$d_{port,MOAN}$	km	
Distance from the construction port to the assembly site	$d_{port,WT}$	km	
Distance from the turbine assembly site to the wind farm	$d_{port,FS}$	km	
Minimum breaking load of mooring line	MBL	kN	
Number of mooring lines per floater	$N_{mooring}$	-	
Mooring line length	$l_{mooring,k}$	km	
Output parameter	Nom.	Eq.	Ref.
Capital expenditure	CAPEX	Eq. (1)	
Development and consenting cost	$C_{D\&C}$	Eq. (2)	9)
Production and acquisition cost	$C_{P\&A}$	Eq. (3)	
Wind turbine cost	C_{WT}	Eq. (3-1)	9)
Floating substructure cost	C_{FS}	Eq. (3-2)	
Floater cost	C_{float}	Eq. (3-2-1)	12)
Mooring cost	$C_{mooring}$	Eq. (3-2-2)	12)
Anchor cost	C_{anchor}	Eq. (3-2-3)	12)
Power transmission system cost	C_{PTS}	Eq. (3-3)	
Export cable cost	C_{EC}	Eq. (3-3-1)	9)
Array cable cost	C_{AC}	Eq. (3-3-2)	12)
Onshore cable cost	C_{OC}	Eq. (3-3-3)	9)
Onshore substation cost	$C_{on-subs}$	Eq. (3-3-4)	9)
Installation and comm. cost	$C_{I\&C}$	Eq. (4)	
Vessel cost	$C_{I\&C,vessel}$	Eq. (4-1)	9)
Vessel cost for installation step	$C_{vessel,vessel,i}$	Eq. (4-1-1)	9)
Onshore subs. installation cost	$C_{I\&C,vessel,on-subs}$	Eq. (4-1-2)	9)
Port cost	$C_{I\&C,port}$	Eq. (4-2)	9)
Other cost	$C_{I\&C,others}$	Eq. (4-3)	9)

Table 2 Model parameters of engineering cost model

Model parameter	Nom.	Tab/Fig.	Ref.
Development cost			
Development cost	$C_{D\&C, fixed}$	Tab. 4	9)
	$C_{surveys}$	Tab. 4	9)
Wind turbine cost model			
Wind turbine cost per MW	$C_{wt,1} \sim C_{wt,5}$	Tab. 5	9)
Substructure cost model			
Cost of floater column	$CFL_{c,steel}, CFL_{c,p,prod}$	Tab. 6	12)
Cost of floater taper	$CFL_{t,steel}, CFL_{t,p,prod}$	Tab. 6	12)
Cost of outfitting	$CFL_{of,steel}, CFL_{of,p,prod}$	Tab. 6	12)
Cost of ballast	CFL_{bl}	Tab. 6	12)
Cost of mooring	$c_{mooring,k}$	Tab. 6	34)
	$a_{mooring,chain}, b_{mooring,chain}$	Tab. 6	34)
Cost of anchor	a_{anchor}	Tab. 6	34)
Power transmission system cost model			
Array cable cost per km	C_{AC}	Tab. 7	12)
Export cable cost per km	C_{EC}	Tab. 7	34)
Onshore cable cost	C_{OC}	Tab. 7	9)
Onshore substation cost	$C_{on-subs}$	Tab. 7	9)
Installation cost model			
Vessel fee per day	$C_{vessel,install,i}$	Tab. 10	10)
Required installation days	$T_{install,i}$	Tab. 8	32)
Sail day for vessel	$T_{sail,i}$	Tab. 10	-
Vessel speed	$V_{vessel,i}$	Tab. 10	37)
Workability	α_i	Fig. 5	38)
Onshore substation install. cost	$C_{vessel,on-subs}$	Tab. 11	9)
Port cost	$C_{I\&C,port}$	Tab. 11	9)

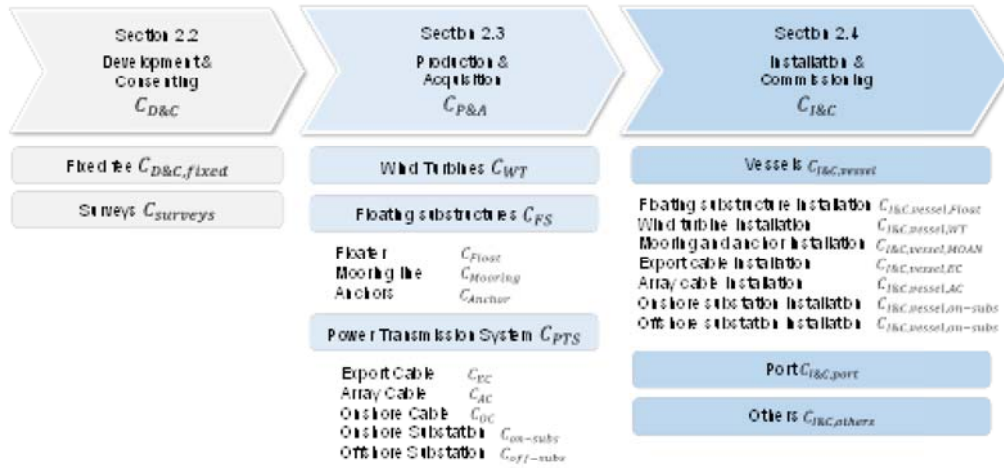


Fig. 1 CAPEX breakdown structure for floating offshore wind farm

力変数とする。各コスト要素を評価するコストモデルの式番号と参考文献も示した。また、モデルパラメータとその評価結果を示した表および参考文献を Table 2 に示す。

Shaffiee ら²³⁾によって定義された着床式洋上風力発電所のコスト構造に基づき、浮体式洋上風力発電所の建設費のコスト構造を Fig. 1 に示すように構成した。建設費 CAPEX は、次式で示すように評価される。

$$CAPEX = C_{D\&C} + C_{P\&A} + C_{I\&C} \quad (1)$$

ここで $C_{D\&C}$ は開発費、 $C_{P\&A}$ は調達費、 $C_{I\&C}$ は施工費である。本研究では、着床式洋上風力発電と共通する部分は Kikuchi・Ishihara モデル⁹⁾を用い、Table 1 に太字で示した浮体式洋上風力発電に特有の部分は NREL による SeaBOSSE モデルを用いた¹²⁾。

2.2 開発費

開発費 $C_{D\&C}$ は、Kikuchi・Ishihara モデル⁹⁾を基に以下の通りモデル化した。

$$C_{D\&C} = C_{D\&C, fixed} + c_{surveys} P_{WT} N_{WT} \quad (2)$$

ここで、 $C_{D\&C, fixed}$ は固定費、 $c_{surveys}$ は MW あたりの調査費、 P_{WT} は風車の定格出力、 N_{WT} は設置基数である。固定費は、開発と許認可に必要な費用、コンサルティング料等を想定している。

2.3 調達費

調達費 $C_{P\&A}$ は、次式で示すように風力発電機コスト (Wind turbine: WT) C_{WT} 、支持構造物コスト (Floating substructure: FS) C_{FS} 、電気設備コスト (Power transmission system: PTS) C_{PTS} からなる。

$$C_{P\&A} = C_{WT} + C_{FS} + C_{PTS} \quad (3)$$

(1) 風力発電機コスト

風力発電機コスト C_{WT} は、Kikuchi・Ishihara モデル⁹⁾を参照し、式(3-1)で表す。なお、風力発電機の輸送費は風力発電機コストに含まれているものとする。

$$C_{WT} = \begin{cases} (c_{wt,1} \times P_{WT} + c_{wt,2}) \times N_{WT} \times P_{WT}, & P_{WT} < 6 \\ (c_{wt,3} \times P_{WT} + c_{wt,4}) \times N_{WT} \times P_{WT}, & 6 \leq P_{WT} < 7 \\ c_{wt,5} \times P_{WT} \times N_{WT}, & 7 \leq P_{WT} \end{cases} \quad (3-1)$$

ここで $c_{wt,1} \sim c_{wt,5}$ は係数を表す。

(2) 支持構造物コスト

支持構造物コスト C_{FS} は、次式で示すように浮体の調達コスト C_{Float} 、係留索の調達コスト $C_{Mooring}$ 、アンカーの調達コスト C_{Anchor} からなる。

$$C_{FS} = C_{Float} + C_{Mooring} + C_{Anchor} \quad (3-2)$$

SeaBOSSE モデル¹²⁾において、スパー型浮体の調達コストは、浮体本体のカラム平行部 (cp) とカラムテーパ部 (ct)、艀装品 (of)、バラスト (bl) に分けて、次式のように評価する。

$$\begin{aligned} C_{Float} &= C_{FS, cp} + C_{FS, ct} + C_{FS, of} + C_{FS, bl} \quad (3-2-1) \\ C_{FS, cp} &= (CFL_{cp, steel} + CFL_{cp, prod}) \times W_{cp} \\ C_{FS, ct} &= (CFL_{ct, steel} + CFL_{ct, prod}) \times W_{ct} \\ C_{FS, of} &= (CFL_{of, steel} + CFL_{of, prod}) \times W_{of} \\ C_{FS, bl} &= CFL_{bl} \times W_{bl} \\ W_{cp} &= 535.93 + 17.664 \times P_{WT}^2 \\ &\quad + 0.02328 \times h_w \times \ln h_w \\ W_{ct} &= 125.81 \times \ln P_{WT} + 58.712 \\ W_{of} &= \exp(3.58 + 0.196 \times P_{WT}^{0.5} \times \ln P_{WT} \\ &\quad + 0.00001 \times h_w \times \ln h_w) \\ W_{bl} &= -16.536 \times P_{WT}^2 + 1261.8 \times P_{WT} \\ &\quad - 1554.6 \end{aligned}$$

ここで、 $C_{FS, cp}$ はカラム平行部費、 $C_{FS, ct}$ はカラムテーパ部費、 $C_{FS, of}$ は艀装品費、 $C_{FS, bl}$ はバラスト費を表す。 W_{cp} 、 W_{ct} 、 W_{of} 、 W_{bl} はこれら各部重量を表す。

SeaBOSSE モデルではトンあたりの価格を 1 つの係数で評価しているが、本研究では、トンあたりの価格を材料費と加工費に分け、 $CFL_{cp,steel}$ 、 $CFL_{cl,steel}$ 、 $CFL_{of,steel}$ 、 CFL_{bl} は各部におけるトンあたりの材料費を、 $CFL_{cp,prod}$ 、 $CFL_{cl,prod}$ 、 $CFL_{of,prod}$ は各部におけるトンあたりの加工費を示す。各部の重量は NREL より風車の定格出力と水深の関数でモデル化された。

係留索コスト $C_{Mooring}$ は、SeaBOSSE モデル¹²⁾を基に、索種 k の違いを考慮できるように、次式の通り評価する。

$$C_{Mooring} = \sum_k (c_{mooring,k} \times l_{mooring,k}) \times N_{mooring} \times N_{WT} \quad (3-2-2)$$

$$c_{mooring,chain} = a_{mooring,chain} \times MBL - b_{mooring,chain}$$

ここで、 $c_{mooring,k}$ は索種 k の単位長さあたりの係留索コスト、 $l_{mooring,k}$ は索種 k の係留索長さ、 $N_{mooring}$ は係留索の数を示す。索種がチェーンの場合の単位長さあたりの係留索コスト $c_{mooring,chain}$ は、SeaBOSSE モデル¹²⁾を基に $a_{mooring,chain}$ 、 $b_{mooring,chain}$ を係数とした破断荷重の線形関数で表し、破断荷重が大きいほど径が大きいもしくは鋼材のグレードが上がることを表している。

アンカーコストは、NREL モデル¹²⁾では、ドラッグアンカーを想定し、チェーンと同様に MBL と係数を用いて次式で算出する。

$$C_{Anchor} = a_{anchor} \times MBL \times N_{mooring} \times N_{WT} \quad (3-2-3)$$

ここで、 a_{anchor} は係数であり、破断荷重が大きいほどアンカーの重量が増えることを示している。

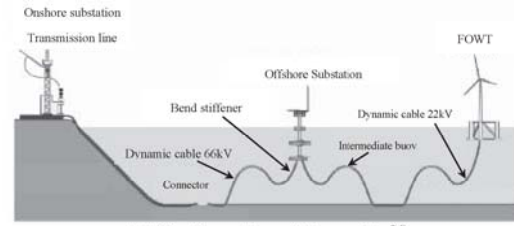
(3) 電気設備コスト

電気設備コストは、Kikuchi・Ishihara モデル⁹⁾および SeaBOSSE モデル¹²⁾を用いる。電気設備コストは、アレイケーブル (AC) コスト C_{AC} 、送電ケーブル (EC) コスト C_{EC} 及び、洋上変電所コスト $C_{off-subs}$ 、陸上ケーブルコスト C_{OC} 、陸上変電コスト $C_{on-subs}$ で構成される。

$$C_{PTS} = C_{EC} + C_{off-subs} + C_{AC} + C_{OC} + C_{on-subs} \quad (3-3)$$

Fig 2(a)には、アレイケーブルと送電ケーブルの構成を示す。浮体式洋上風力発電所におけるアレイケーブルには海中部と海底部がある。海中部は Fig. 2 (b)に示す浮力体を装着することにより S 字形状とし、浮体の移動を吸収する。浮体への接続部は Fig. 2 (c) に示すベンドスチフナと呼ばれる曲率を制限する装置を装着する。66kV より高電圧のダイナミックケーブルおよび海中コネクタは開発されていないため、本研究では、66kV の送電ケーブルを用いて、発電した電力を洋上

で昇圧することなく陸上へ送電すると仮定し、洋上変電設備は設置しない。



(a) Configuration of riser cable²⁴⁾



(b) Intermediate buoy²⁴⁾



(c) Bend stiffener²⁵⁾

Fig.2 Power transmission line of floating offshore wind farm

送電ケーブルコスト C_{EC} は本研究では簡易に以下で評価する。

$$C_{EC} = c_{EC} \times l_{EC} \times N_{EC} \quad (3-3-1)$$

$$l_{EC} = 1.1 d_{shore}$$

$$N_{EC} = \left\lceil \frac{N_{WT}}{N_{WTEC}} \right\rceil$$

$$N_{WTEC} = \left\lceil \frac{P_{WT} \times N_{WT}}{V_{EC}} \right\rceil, V_{EC} = 66$$

ここで、 c_{EC} は単位長さあたりの送電ケーブルコスト、 d_{shore} は離岸距離、 l_{EC} は送電ケーブルの長さで、本研究では離岸距離に対して 1 割の余長を考慮した。 N_{EC} は送電ケーブル本数であり、1 本の送電ケーブルに接続される風車基数 N_{WTEC} より算出される。 V_{EC} は送電ケーブルの送電圧である。

アレイケーブルコスト C_{AC} は、次式に示すように評価する。

$$C_{AC} = c_{AC} \times [(2 \times N_{WTEC} - 1) l_{ACL} \times 1.1 + l_{ACB} \times (N_{WTEC} - 1) \times 1.1] \quad (3-3-2)$$

$$l_{ACL} = \frac{h_w}{\cos(\theta_{AC})} \times (C_{CAT} + 1) + 190, C_{CAT} = 0.04$$

$$l_{ACB} = d_{turbine} - 2 \tan(\theta_{AC}) h_w - 70$$

$$\theta_{AC} = -0.0047 \times h_w + 18.743$$

$$d_{turbine} = \beta \sqrt{P_{WT} / 0.0003}$$

$$l_{AC} = C_{AC} / c_{AC}$$

ここで、 c_{AC} は 1km あたりのアレイケーブルコストである。 l_{ACL} は海中長さ、 l_{ACB} は海底長さであり、SeaBOSSE モデルの評価式¹³⁾を参照した。 θ_{AC} はカテナリー係留の長さを評価するために定義されたシステム角度¹²⁾、 C_{CAT} はダイナミックアレイケーブルの S 字カーブの長さを評価するために定義されたカテナリー長係数であり、SeaBOSSE モデル¹³⁾における 0.04 を用いる。 $d_{turbine}$ は風車離間距離であり、Kikuchi・Ishihara モデル⁹⁾を基に定格出力の関数として求めた。

β は洋上変電所がない場合は 5, ある場合は 7 である。 l_{AC} は 1 本のアレイケーブルの全長である。

陸上ケーブルコスト C_{oc} は Kikuchi・Ishihara の式⁹⁾を用いて、次式により評価する。

$$C_{oc} = c_{oc} \times l_{oc} \quad (3-3-3)$$

ここで c_{oc} は km あたりの陸上ケーブルコストの費用, l_{oc} は陸上ケーブルコストの長さであり, 本研究では 1km と仮定する。

陸上変電所の調達費 C_{on-sub} は Kikuchi・Ishihara モデル⁹⁾を参照し, 次式により評価する。

$$C_{on-sub} = c_{on-sub} \times P_{WT} \times N_{WT} \quad (3-3-4)$$

ここで, c_{on-sub} は MW あたりの陸上変電所のコストである。

2.4 施工費

施工費 $C_{I\&C}$ は, Kikuchi・Ishihara モデル⁹⁾を参照し, 次式で示すように船団備船料 $C_{I\&C,vessel}$, 港湾費 $C_{I\&C,port}$, 保険料・EPC 費用・予備費等を含むその他費用 $C_{I\&C,other}$ 考慮した。

$$C_{I\&C} = C_{I\&C,vessel} + C_{I\&C,port} + C_{I\&C,other} \quad (4)$$

船団備船料は, 各施工工程 i に対して考慮する。各施工工程 i について, 本研究では, 係留索とアンカーの設置 (MOAN: Mooring and Anchor), 風車設置 (WT: Wind turbine), 浮体設置 (Float: Floater), アレイケーブル施工 (AC), 送電ケーブル施工 (EC), 陸上変電所施工 (on-sub) の 6 ステップに分けて考えた。

$$C_{I\&C,vessel} = \sum_i C_{I\&C,vessel,i} \quad (4-1)$$

各施工工程 i の船団備船料 $C_{I\&C,vessel,i}$ は, 燃料費 $C_{vessel,fuel,i}$, 備船料 $C_{vessel,install,i}$ を考慮し, 次式で示すように評価する。

$$C_{I\&C,vessel,i} = C_{vessel,fuel,i} + C_{vessel,install,i} \quad (4-1-1)$$

$$\begin{aligned} C_{vessel,fuel,i} &= \sum_j A_{vessel,j} C_{vessel,fuel,j} \left(2 \left[\frac{N_{WT}}{N_{trans,i}} \right] d_{port,i} \right) N_{fleet} \\ C_{vessel,install,i} &= \sum_j A_{vessel,j} C_{vessel,install,j} \left(T_{sail,j} N_{fleet} \right. \\ &\quad \left. + \left(2 \left[\frac{N_{WT}}{N_{trans,i}} \right] \left[\frac{d_{port,i}}{24V_{vessel,i}} \right] \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + N_{WT} T_{install,i} \right) N_{fleet} / \alpha_i \right) \\ N_{fleet} &= \left\lceil \frac{N_{WT}}{6} \right\rceil \end{aligned}$$

ここで, j は用いる設置船の種類, $A_{vessel,j}$ は設置船の大きさを表す係数, $C_{vessel,fuel,j}$ は km 当たりの燃料費, $N_{trans,i}$ は設置船に積載する部品の基数, $d_{port,i}$ は施工

ステップ i の拠点港から設置サイトまでの距離, N_{fleet} は船団数で 6 基ごとに 1 船団ずつ増加するとした。船団 (Fleet) は施工工程 i に必要な設置船 j の集合体を示す。 $C_{vessel,install,j}$ は日当たりの備船費, $T_{sail,j}$ は回航日数, $V_{vessel,j}$ は設置船の速度, $T_{install,i}$ は施工工程 i における風車 1 基あたりの必要施工日数, α_i は施工工程 i の施工稼働率示す。本研究では, 艀装費は備船費に含まれると仮定した。

陸上変電所の設置コストは簡易に次式に示すように評価した。

$$C_{I\&C,vessel,on-sub} = c_{vessel,on-sub} P_{WT} N_{WT} \quad (4-1-2)$$

$C_{install,on-sub}$ は 1MW あたりの陸上変電所のコストである。

港湾費は次式に示す通り, 風車の基数に比例すると仮定している。港湾費は岸壁補強費用などを含まず, 土地と岸壁の使用料を計上する。その他費用は本研究では船団備船料と港湾費の合計の 4 割と仮定した。

$$C_{I\&C,port} = c_{I\&C,port} N_{WT} \quad (4-2)$$

$$C_{I\&C,other} = 0.4(C_{I\&C,vessel} + C_{I\&C,port}) \quad (4-3)$$

2.5 建設費の低減量評価

スパー型浮体式洋上風力発電所の浮体・係留索の製造方法と施工方法について, Table 3 に本研究で評価する従来手法および先進手法を示す。

Table 3 Description of conventional and advanced technologies

	Conventional	Advanced
Floater	Cylinder ²⁷⁾ 	Flat panel ²⁸⁾ 
Mooring line	Steel ²⁴⁾ 	Hybrid ²⁸⁾ 
Wind turbine Installation	Floating-to-floating ²⁹⁾ 	Floating-to-fixed ³⁰⁾ 
Mooring line installation	Barge type vessel ³¹⁾ 	AHTS ³²⁾ 

スパー型浮体の製造について, NEDO による「浮体式洋上風力発電低コスト化技術開発調査研究 (大型スパー浮体)」²⁰⁾を参照し, 従来の円形リング浮体に対

し、先進技術として平面パネル溶接方式による浮体を考えた。係留索について、従来のオールチェーンに対し、先進技術としてチェーンと合成繊維を組み合わせたハイブリッド係留索を考えた。施工について、従来は Hywind Scotland 発電所で用いられた洋上でセミサブ起重機船 (Semi-FC) を用いて組立てが完了した風車を浮体に設置する Floating-to-floating 方式が採用されたが、先進技術として Hywind Tampen 発電所にみられる陸上または固定されたジャッキアップ台船から風車を浮体に組立てる Floating-to-fixed 方式を考えた。日本においては、水深の深い港湾がほとんど存在しないため、NEDO により 2017 年に調査研究が実施された²⁶⁾ ジャッキアップ型作業構台 (JUV) を用いることが考えられる。また、係留索の施工について、従来の台船に対し、AHTS (Anchor Handling Tug, Support Vessel) 船を考えた¹²⁾。各先進手法におけるコスト低減量を、構築したエンジニアリングコストモデルを用いて考慮し、建設費全体へのコスト低減量を定量的に評価する。

最後に、先進手法を適用した建設費に対し、エンジニアリングコストモデルの主要要素を 10% ずつ変化させた時の建設費の変化を評価し、商用化に向けて今後のさらなるコスト低減に重要となる指標を議論する。

3. 浮体式ウィンドファーム建設費の評価

3.1 節では、従来手法を用いた浮体式洋上風力発電所のパラメータを同定し、ベースラインモデルを構築する。3.2 節では、構築したベースラインモデルに対する最新技術による建設費の低減量を、エンジニアリングコストモデルを用いて評価するとともに、各パラメータの建設費低減量に対する感度分析を行う。

3.1 コストモデルのパラメータの評価

従来手法について、コストモデルのパラメータを評価する。パラメータ評価における文献は、浮体式洋上風力の内、着床式洋上風力と共通となる項目について、実績の豊富な着床式に関する文献を優先した。浮体式に特有のパラメータは、日本での浮体式実証研究に関する文献、欧州の浮体式に関する調査報告書、着床式に関する文献の順に優先した。各項目に、文献の選定理由を示すとともに、用いた参考文献を Table 2 にまとめている。コストの為替変換は、為替レート (2019 年時点 109 円/\$, 122 円/€, 139 円/£) により円換算する。

(1) 開発費

開発費におけるパラメータは、着床式洋上風力発電システムと共通であると考え、欧州の着床式を対象とした文献 9) を用い、Table 4 に示す通り同定した。

Table 4 Identified parameters for development cost model

Parameter	Value	Unit	Equation
$C_{D\&C, fixed}$	40,000	(10,000 JPY)	Eq. (2)
$C_{surveys}$	1,670	(10,000 JPY/MW)	

(2) 調達費

風力発電機コストにおけるパラメータは、着床式と共通であると考え、欧州の着床式を対象とした文献 9) を用い、Table 5 に示す通り同定した。

Table 5 Identified parameters for wind turbine cost model

Parameter	Value	Unit	Equation
$C_{wt,1}$	1,088	(10,000 JPY/MW ²)	Eq. (3-1)
$C_{wt,2}$	9,966	(10,000 JPY/MW)	
$C_{wt,3}$	-264	(10,000 JPY/MW ²)	
$C_{wt,4}$	32,387	(10,000 JPY/MW)	
$C_{wt,5}$	13,900	(10,000 JPY/MW)	

支持構造物コストの内、浮体の調達費におけるパラメータは、日本の実証研究におけるスパー型浮体の費用は公開されていないため、2016 年に発行された SeaBOSSE モデル¹²⁾を参照した。トン当たり鋼材費用を、産業新聞の報告値³³⁾より 2019 年の平均値として評価した。加工費について、SeaBOSSE モデル¹²⁾に記載のトン当たり価格より鋼材費用を差し引いて評価した。バラストのトン当たりコストは、SeaBOSSE モデル¹²⁾の値を用いた。係留索の調達コストにおけるパラメータは、日本の専門家へのヒアリングより同定した³⁴⁾。アンカーの調達コストにおけるパラメータは SeaBOSSE モデル¹²⁾の値を用いた。Table 6 に同定した支持構造物コストパラメータをまとめる。

Table 6 Identified parameters for substructure cost model

Parameter	Element	Unit	Conventional	Equation
$CFL_{cp, steel}$	Steel for parallel col.	(JPY/ton)	77,000	Eq. (3-2-1)
$CFL_{cp, prod}$	Production for parallel col.		298,000	
$CFL_{ct, steel}$	Steel for tapered col.		77,000	
$CFL_{ct, prod}$	Production for tapered col.		425,800	
$CFL_{of, steel}$	Steel for Rig & others		77,000	
$CFL_{of, prod}$	Production for rig & others		776,700	
CFL_{bl}	Ballast		17,370	
$a_{mooring, chain}$	Mooring line parameter	(JPY/kN)	9.096	Eq. (3-2-2)
$b_{mooring, chain}$	Mooring line parameter	(JPY)	3724	
a_{anchor}	Anchor parameter	(JPY/kN)	1112	Eq. (3-2-3)

電気設備コストの内、km あたりの送電ケーブルコスト c_{EC} は日本の専門家へのヒアリングを行い³⁴⁾、同定した。同定値は欧州の着床式の値の 2 倍程度となっており、日本の送電ケーブルコストが高いことが分かる。

km あたりのアレイケーブルコスト c_{AC} は SeaBOSSE モデル¹²⁾に基づき、送電ケーブルコストの2倍と仮定した。km あたりの陸上ケーブルのコスト c_{oc} および MW あたりの陸上変電所のコスト係数 c_{on-sub} は欧州の着床式を対象とした文献⁹⁾を用いて同定した。Table 7 に同定した電気設備コストパラメータをまとめる。

Table 7 Identified parameters for power transmission system

Parameter	Element	Value	Unit	Equation
c_{EC}	Export cable cost	3,182	(10,000JPY/km)	Eq. (3-3-1)
c_{AC}	Array cable cost	6,364	(10,000JPY/km)	Eq. (3-3-2)
c_{oc}	Onshore cable cost	526.4	(10,000JPY/km)	Eq. (3-3-3)
c_{on-sub}	Onshore substation cost	417	(10,000JPY/MW)	Eq. (3-3-4)

(3) 施工費

施工費について論じるために、スパー型浮体式洋上風力発電所の施工工程 i の概念図を Fig.3 に示す。施工

工程は、係留索とアンカーの設置からなる係留展開作業(I)，風車組立ておよび風車の浮体への搭載からなる風車の設置作業(II)，風車搭載浮体の曳航と係留索および送電線を浮体への接続からなる浮体設置作業(III)，アレイケーブル敷設(IV)，送電ケーブル敷設(V)の5つに大別される。従来工法および最新工法における各施工の詳細な施工工程と1基あたりの必要設置日数 $T_{install,i}$ ，気象・海象条件が作業限界条件を下回る必要施工継続時間 $t_{cont,i}$ ，風速 U と有義波高 H_s の作業限界条件を Table 8 に示す。最新工法に関しては3.2節にて後述する。各値の評価に用いた風車と浮体の主要項目は後述する Table 12 を想定した。また、本研究で仮定した施工海域と緯度・経度を Fig. 4 および Table 9 に示すとともに、Table 8 の施工工程にその想定施工海域を記す。必要施工継続時間は文献³⁸⁾の20分間を参照し、本研究では30分間とした。

Table 8 Identified parameters for conventional and advanced installation procedures for one turbine

Installation step i	Conventional technology					Advanced technology				
	Fleet	$T_{install,i}$ (Day)	$t_{cont,i}$ (Day)	U (m/s)	H_s (m)	Fleet	$T_{install,i}$ (Day)	$t_{cont,i}$ (Day)	U (m/s)	H_s (m)
I. Mooring line and anchor pre-installation (MOAN)										
Loading mooring lines & anchors ⑥	Onshore crane for MOAN,	1.0	0.5	15 ³⁰	1.5 ³⁰	AHTS, Guard vessel, Boat	1.0	0.5	20 ³⁵	2.0 ³⁵
Move to site & preparation ⑥→⑤	Crane barge,	3.3	1.0	15 ³⁰	1.5 ³⁰		3.1	1.0	20 ³⁵	2.0 ³⁵
Pre-installation of mooring and anchor ⑤	Support vessel × 2,	1.0	0.5	15 ³⁰	1.5 ³⁰		1.0	0.5	20 ³⁵	2.0 ³⁵
Holding power test, salvage & return ⑤	Guard vessel, Boat	5.3	0.5	15 ³⁰	1.5 ³⁰		5.1	0.5	20 ³⁵	2.0 ³⁵
Total $T_{install,MOAN}$		10.6					10.2			
II. Wind turbine assembly (WT)										
Turbine assembly on the port ①	Onshore crane for WT, Semi-FC, Crane barge, Tugboat × 4	(2.0)	-	-	-	JUV, Barge, Tugboat × 4	-	-	-	-
Loading ①		1.0	0.5	10	1.0		1.0	0.5	10	1.0
WTG trans fr port to assy site ①→②		0.2	0.2	10	1.0		0.1	0.1	10 ³⁷	2.0 ³⁷
Upending float substructure ②		1.0	0.5	10 ³⁷	2.0 ³⁷		1.0	0.5	10 ³⁷	2.0 ³⁷
Temporary mooring ②		1.0	0.5	10 ³⁷	2.0 ³⁷		1.0	0.5	10 ³⁷	2.0 ³⁷
Ballast ②		4.0	0.5	10 ³⁷	2.0 ³⁷		4.0	0.5	10 ³⁷	2.0 ³⁷
Turbine installation / assembly ②		2.0	1.0	10 ³⁰	0.5 ³⁰		2.0 ³⁰	0.5 ³⁰	10 ³⁰	1.0 ³⁰
Mooring release ②		1.0	0.5	10 ³⁷	2.0 ³⁷		1.0	0.5	10 ³⁷	2.0 ³⁷
Total $T_{install,WT}$		10.2					10.1			
III. Floater-WTG installation (Floater)										
Tow to site ②→③→④→⑤	AHTS, Tugboat × 2	(3.0)	-	-	-	AHTS, Tugboat × 2	(3.0)	-	-	-
Mooring installation ⑤		1.0	0.5	10 ⁹	2.0 ⁹		1.0	0.5	10 ⁹	2.0 ⁹
Power line connection ⑥		1.0	0.5	10 ⁹	2.0 ⁹		1.0	0.5	10 ⁹	2.0 ⁹
Return ⑤→④→③→②		(2.0)	-	-	-		(2.0)	-	-	-
Total $T_{install,Floater}$		2.0					2.0			
IV. Array cable installation										
Array cable installation $T_{install,AC}$	Cable laying vessel	63.4	1.0	12 ³⁰	3.0 ³⁰	Cable laying vessel	63.4	1.0	12 ³⁰	3.0 ³⁰
V. Export cable installation										
Export cable installation $T_{install,EC}$	Cable laying vessel	81.5	1.0	12 ³⁰	3.0 ³⁰	Cable laying vessel	81.5	1.0	12 ³⁰	3.0 ³⁰

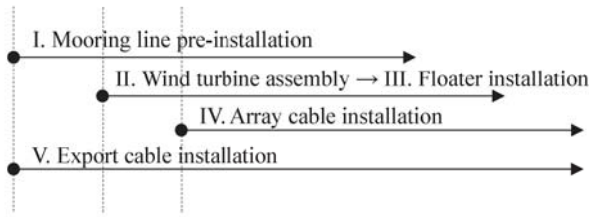


Fig. 3 Overview of installation procedure for one turbine

従来技術による施工工程は、文献 20)を参照し、まず係留設置（施工ステップ I）について、係留索・アンカーをクレーン（Onshore crane）により港湾⑥にて積み込み、台船（Barge）および支援船（Support vessel）で建設サイト⑤まで移動し、係留索の展張作業を行う。アンカーが海底地盤に固定されていることを確認するため、Fig. 5 に示すように把駐力試験を行う。仮設置したパッシブチェーンの反力を用いて、艀装台船上に本設チェーンを巻き上げ、テンショナーを用いながら規定の把駐力を確認するまでウィンチによる巻き上げを継続する。把駐力試験を完了した係留索は、ブイを取り付け、仮置きする。必要設置日数は文献 20), 37)を参照し、筆者が仮定した。本施工に要する必要設置日数 $T_{install,MOAN}$ は、10.6 日/基である。

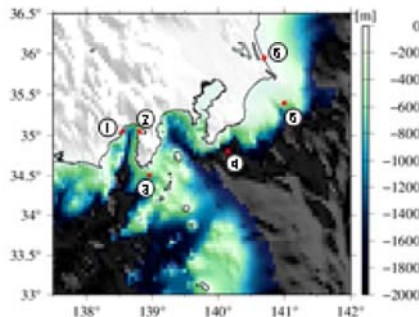


Fig. 4 Construction and installation sea area

Table 9 Latitude and longitude of each site

	Site	Latitude	Longitude	Installation step
①	Shimizu	35.05	138.55	Floater manufacture
②	Numazu	35.05	138.80	Turbine installation
③	Shimoda	34.50	138.95	Transportation
④	Tateyama	34.80	140.15	Transportation
⑤	Wind farm	35.40	141.00	Wind farm site
⑥	Kamisu	35.95	140.70	Installation port



Fig. 5 Overview of holding power test

風車の設置（施工ステップ II）は、港湾①にて、クレーンを用いて風車を組立てる。浮体を製造港湾①か

ら、曳船（Tugboat）2 隻で海域②に曳航し、Semi-FC および曳船で注水し、建起こしを行い、曳船 2 隻で浮体の仮係留を行う。組立てられた風車を Semi-FC、曳船を用い、港湾①より海域②に曳航し、浮体に搭載する。本施工に要する必要設置日数 $T_{install,WT}$ は、陸上での風車組立て 2 日間を除いて 10.2 日/基である。

浮体設置（施工ステップ III）は、風車を搭載した浮体から係留索を解除し、海域③、④を通過し、建設サイト⑤まで曳航し、仮ブイで設置された海中の係留索を AHTS のウィンチを用いてデッキ上に巻き上げるとともに、完成浮体側に事前に取り付けられたチェーンの端部を AHTS に仮置き、両者のチェーン端部をデッキ上で接続する。この作業を係留索の本数分繰り返す。その後、浮体と送電線ケーブルとを接続し、作業船は風車組み立て海域②に戻る。本施工に要する必要設置日数 $T_{install,Float}$ は、曳航と回航を除くと 2 日/基である。

送電線ケーブル設置（施工ステップ V）は独立して進め、1 基目の浮体設置が完了した時点で、アレイケーブル（施工ステップ IV）を設置する。必要設置日数 $T_{install,AC}$ 、 $T_{install,EC}$ は、それぞれ 63.4 日、81.5 日である。

作業船の種類 j とその備船料 $c_{vessel,install,j}$ 、回航日数 $T_{sail,j}$ 、速度 $V_{vessel,j}$ を Table 10 に示す。備船料は欧州の着床式の報告値^{36, 37)}および専門家へのヒアリング³⁴⁾をふまえて設定し、本研究では燃料費も備船料に含まれている。風車・浮体の曳航速度は、文献に示す欧州の論文³⁷⁾を参照した。設置船に積載する部品の基数 $N_{transport,i}$ は 1 基とした。作業船を表す係数 $A_{vessel,j}$ は本研究ではすべて 1 としている。

Table 10 Vessel type and charter fee

Vessel j	$c_{vessel,install,j}$ (JPY/Day)	$T_{sail,j}$ (day)	$V_{vessel,j}$ (knot)	Equation
Onshore crane for MOAN	1,632,000	0	-	Eq. (4-1-1)
Onshore crane for WT	4,380,000	0	-	
Crane barge	4,184,000	10	-	
Semi-FC	27,870,000	10	-	
AHTS	6,450,000	10	10	
Tugboat	1,487,000	10	5	
Support vessel	1,487,000	10	-	
Cable laying vessel	12,510,000	10	-	
Barge	1,000,000	0	-	
Guard vessel	600,000	0	-	
Boat	300,000	0	-	

時間領域シミュレーション³⁸⁾を実施し、各施工ステップにおける施工稼働率を Fig. 6 に示すように評価

した。シミュレーションの入力データは、風速および有義波高の20分毎の時系列データおよびTable 8に示した各施工ステップにおける必要設置日数 $T_{install,i}$ 、必要作業継続時間 $t_{cont,i}$ 、風速と有義波高の作業限界条件である。時系列データはメソスケール気象シミュレーション WRF により、合成風速場モデルを用いて評価した³⁹⁾。出力として、天候待機時間を含む全施工期間に対する実際に施工した期間の割合である施工稼働率が評価される。風車設置と係留設置について、従来手法に加えて、後述する先進手法を併記している。Fig. 7 には主な施工海域となる②および⑤の有義波高の累積確率分布を示した。風車組立て海域②は静穏のため、高い施工稼働率が確保できる。仮想的な施工海域とした銚子沖海域⑤は波高が高く、限界作業条件が波高2.0mでも施工稼働率は50%を切っている。

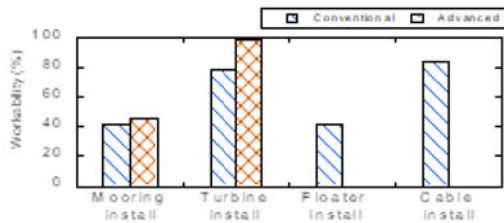


Fig. 6 Workability assessed by the discrete event simulation

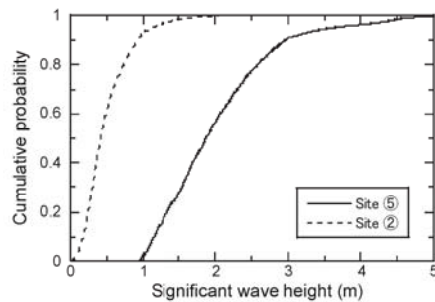


Fig. 7 Workability assessed by the discrete event simulation

$C_{install,on-sub}$ は陸上変電所の建設単価であり、欧州の着床式を対象とした文献 9)を用いて同定した。1基あたりの港湾費は、1基あたりに必要な面積と港湾使用料を参考に仮定した。

Table 11 Identified parameters for cable installation

Parameter	Value	Unit	Equation
$C_{install,on-sub}$	347.85	(10,000JPY/MW)	(4-1-2)
$C_{l\&c,port}$	1,096	(10,000JPY/turbine)	(4-2)

エンジニアリングコストモデルと本節で評価したコストパラメータを用いて、従来技術による建設費を評価した。本研究では、Table 12 に示す入力条件をもつ発電所を対象とした。風車定格出力は10 MWを設定した。基数については、Fig. 8 に示すように感度分析

を行い、6基程度まで1基あたりの固定費が小さくなることによる効果が観察されるため、6基とした。これは作業船の回航費、送電ケーブルの材料費および施工費における固定費が小さくなるためである。6基から7基で若干増加しているのは、船団数が2船団となり回航費が増えるためである。30基以上の大規模ウインドファームの建設費を評価する場合は規模による学習効果を考慮する必要があることに注意されたい。ベースラインモデルとして、60.6万円/kWと評価された。

Table 12 Input parameter of baseline model

Input parameter	Value	Unit
Turbine rated power, P_{WT}	10	MW
Turbine number, N_{WT}	6	-
Water depth, h_w	200	m
Distance from coast, d_{shore}	30	km
Distance from the mooring line and anchor loading port to the wind farm (⑥-⑤) $d_{port,MOAN}$	59	km
Distance from the construction port to the assembly site (①-②) $d_{port,WT}$	29	km
Distance from turbine assembly site to the wind farm (②-③-④-⑤) $d_{port,FS}$	308	km
Number of mooring lines per turbine, $N_{mooring}$	3	-
MBL (Minimum Breaking load)	25,986	kN
Mooring line length, $l_{mooring,chain}$	946	m

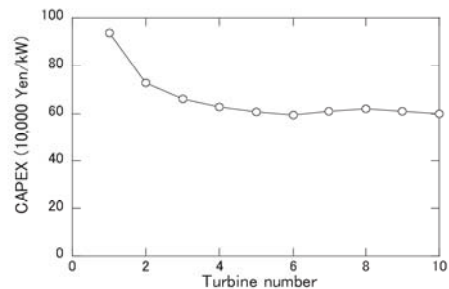


Fig. 8 Relationship between CAPEX and number of FOWT

3.2 最新技術によるコスト低減の分析

最新技術によるコストパラメータを「浮体式洋上風力発電低コスト化技術開発調査研究（大型スパーク型）」²⁰⁾およびジャッキアップ台船に関する調査²⁸⁾を参照することにより評価した。

平面溶接式を用いた浮体の調達コストについて、文献 20)において、従来の円形リングに対して重量は変わらないため材料費は変わらないが、円形リング浮体における外板の曲げ加工および曲げ部での補鋼材の溶接・歪取りの代わりに自動溶接機および自動歪除去機を使用可能となること、曲げ加工機が不必要となることから、加工費が約23%低減すると報告された。そこでカラム平行部およびカラムテーパ部のトン当たり加工費をTable 13に示すように評価した。以上より

評価した浮体の調達コストを Fig.9 に、浮体本体のカラム平行部 (cp), カラムテーパ部 (ct), 艀装品 (of) の材料費 (Material) と加工費 (Production), バラスト (bl) に分けて示した。平面パネルにより、浮体の調達コストは 14.5% の削減となった。

ハイブリッド係留索の調達コストについて、文献 20) に基づき、合成繊維索のトン当たり単価はチェーン係留索の 1/4 とし、ブライドル部にチェーン 25m × 2, 水中部上部に合成繊維索 500m, 残り 495m にチェーンを用いるとする。チェーンに働く MBL は、19,080 kN となる。以上より評価した係留索の調達コストを Fig.10 に示す。ハイブリッド係留索を用いることにより、係留索の調達コストは 37% の削減となった。ハイブリッド係留索が施工費に与える影響について、文献 20) では、係留索設置において、繊維索の接続が追加で必要となるものの、重量物のオールチェーンの搬入、積込、敷き並べ、展張時間が短くなるため、施工費はオールチェーンよりやや改善すると報告されている。従って、本研究ではハイブリッド係留索の設置コストは従来工法と変わらないとした。

Table 13 Identified parameters for flat panel floater

Parameter	Element	Cost (JPY/ton)	Equation
$CFL_{cp,prod}$	Production for parallel col.	229,800	Eq. (3-2-1)
$CFL_{ct,prod}$	Production for tapered col.	327,900	

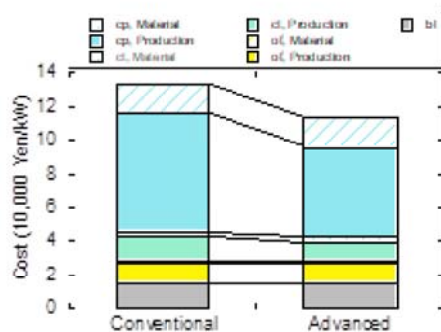


Fig. 9 Floater cost by conventional and advanced technologies

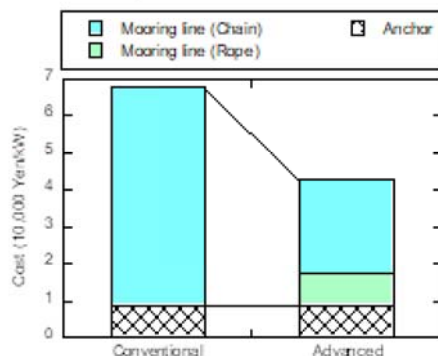


Fig. 10 Mooring line and anchor cost by conventional and advanced technologies

施工費について、Table 8 に示すように、風車の組立て施工 (施工ステップ II) について、最新手法ではジャッキアップバージ船 JUV を用いる。港湾①で風車部品を台船 (Barge) に積込み、曳船 (Tugboat) を用いて組立て海域②に運搬する。浮体を製造港湾①から、AHTS と曳船で海域②に曳航し、建起こしを行う。ジャッキアップ台船 (JUV) に搭載したクレーンを用いて、浮体上で風車の組み立てを行う。風車の組立てにかかる日数は文献 28) より、陸上での組立てと変わらず 2 日とした。ジャッキアップ台船の作業限界波高は 1.5m であるが²⁶⁾、風車を積込んだ台船が揺れるため、作業限界波高は 1.0m とした。Fig.6 に示す通り、施工稼働率は 80% から 98% に上昇する。Table 14 に示すように、作業限界条件を考慮した施工日数は、従来工法では 12.8 日/基に対して先進工法では 10.3 日/基となっている。文献によるとフローティングクレーンの賃料が 2,787 万円/日に対して、ジャッキアップ台船 (JUV) 1,346 万円/日となっており、傭船費用の低減が影響し、風車の組み立てコストは、6.0 万円/kW に対して、3.1 万円/kW に低減する。

係留設置について、従来工法における台船に代わり、AHTS を用いるとする。施工方法は従来工法と大きな差異はなく、ハイブリッド係留索のうち、チェーン部のみに対する把持力試験を想定している。従来工法の台船を用いる場合に対して、AHTS を用いることにより、限界波高が 1.5m から 2.0m に上がることから施工稼働率が 42% から 46% まで上がり、係留設置コストが 2.5 万円/kW に対して 2.1 万円/kW に低減する。

最新技術によるコスト要素の低減を考慮し、エンジニアリングモデルを用いて、建設費を評価し、ベースラインに対する建設費低減量 (太字で示した部分) を評価した結果を Table 15 に示す。ここで DEVEX は開発費を指し、BOP (Balance of Plant) は風車以外の設備費を指す。従来技術での建設費が 60.6 円/kW であったのに対して、最新技術での建設費は 51.5 円/kW と約 15% の建設費の低減となることを示した。

Table 14 Comparison of installation time considering workability

	Conventional (day)	Advanced (day)
$T_{install,MOAN}/\alpha_{MOAN}$	25.2	22.2
$T_{install,WT}/\alpha_{WT}$	12.8	10.3
$T_{install,Floater}/\alpha_{floater}$	9.8	9.8

Table 15 Comparison of CAPEX between baseline and advanced models (10,000JPY/kW)

Item	Baseline	Advanced	Reduction rate (%)
DEVEX	2.3	2.3	-
Turbine	13.9	13.9	-
BOP			
Floater	13.4	11.4	15
Mooring and anchor	6.8	4.3	37
PTS	3.1	3.1	-
Installation			
Turbine	6.0	3.1	48
Mooring and anchor	2.5	2.1	16
Floater	1.1	1.1	-
PTS	5.3	5.3	-
Port	0.1	0.1	-
Others	6.0	4.7	22
Total	60.6	51.5	15

Table 16 Sensitivity study of CAPEX (10,000JPY/kW)

Item	Advanced	10% reduction	Reduction rate (%)
DEVEX	2.3	2.3	-
Turbine	13.9	13.9	-
BOP			
Floater	11.4	10.2	10
Mooring and anchor	4.3	3.9	10
PTS	3.3	3.3	-
Installation			
Turbine	3.1	2.8	10
Mooring and anchor	2.1	1.9	10
Floater	1.1	1.0	10
PTS	5.3	5.3	-
Port	0.1	0.1	-
Others	4.7	4.4	10
Total	51.5	49.0	4.8

英国の BVG Associates より 2023 年 6 月に出版された文献 5)では、水深 100m、離岸距離 60km を仮定した 15MW 風車 30 基からなるセミサブ型浮体式洋上風力発電所の建設費を 2021 年の価格で 3.52 M£/MW と報告している。2021 年における為替 151.1 円/£および日本における 2021 年に対する 2019 年の物価指数の比率 1.0⁴²⁾を用いて変換すると、53.4 万円/kW となり、本研究（スパーク型）における先進的な技術における建設費とおおよそ同等である。しかし、Fig.11 に示す通り、浮体・係留索・アンカー・電気関連設備からなる BOP のコストの割合が CAPEX の 48%と本研究による 37%と比較して高い一方、設置コストが 11%と本研究による 32%と比較して約 3 分の 1 の割合となっている。本研究で評価した先進工法における建設費について、施工費の低減について検討の余地があると考えられる。

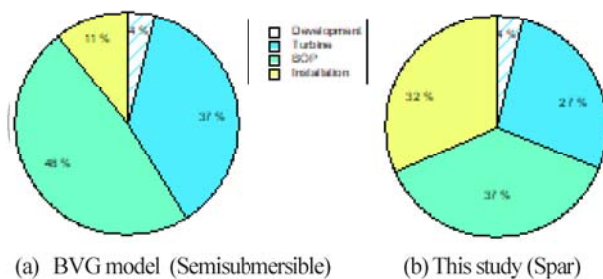


Fig. 11 Comparison of CAPEX breakdown

最新の技術を用いたコストに対して、各パラメータを 10%ずつ変化させた感度分析を実施した結果を Table 16（太字）と Fig.12 に示す。浮体の製造費用と風車の設置費用等の低減により CAPEX を 4.8 %程度減少させる効果がある。

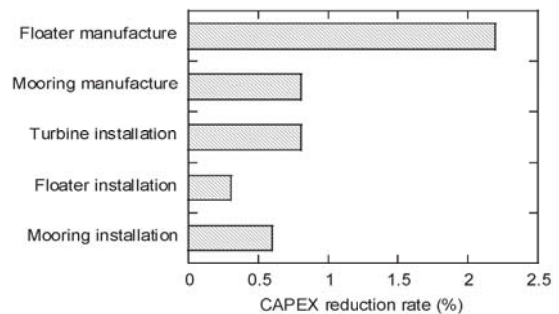


Fig. 12 CAPEX reduction contributed from manufacturing and installation

4. まとめ

本研究では、エンジニアリングモデルを用いて浮体式洋上風力発電所の建設費を評価するとともに、最新技術による従来技術とのコスト比較及び感度分析を行い、以下の結論を得た。

- (1) 浮体式洋上風力発電所の建設費のエンジニアリングコストモデルをレビューし、国内実証研究・国内外での調査研究等に基づき、コストモデルパラメータを評価し、ベースラインモデルを作成した。
- (2) 浮体と係留索の製造方法および施工方法について従来技術と最新技術によるコストを、エンジニアリングコストモデルにより評価し、従来技術による建設費 60.6 万円/kW に対して、提案技術による建設費 51.5 万円/kW と 15%の低減となることを示した。
- (3) 最新技術を用いた場合において、各パラメータの建設費に対する感度分析を行い、更なる建設費低減に向けた指針を示した。

謝辞

本研究は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構の委託研究「浮体式洋上風力発電低コスト化技術開発」で得られた成果の一部である。ここに記して、関係者の皆様に感謝の意を表する。

参考文献

- 1) 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会, 洋上風力産業ビジョン (第1次) 概要, 2020.
- 2) 環境省, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成22年度～平成27年度, 2011-2016.
- 3) 福島沖での浮体式洋上風力発電システム実証研究事業総括委員会, 福島沖での浮体式洋上風力発電システム実証研究事業総括委員会最終報告書, 2022.
- 4) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 「グリーンイノベーション基金事業, 「洋上風力発電の低コスト化」に着手」, 2022. https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101505.html アクセス2024年1月31日.
- 5) BVG Associates, Guide to floating offshore wind farm, 2023. <https://guidetofloatingoffshorewind.com/> アクセス2024年1月31日.
- 6) Kühn, M. et al., Towards a Mature Offshore Wind Energy Technology – Guidelines from the Opti-OWECS Project, Wind Energy, 2, 25-58, 1999.
- 7) Jacquemin, J. et al., Inventory of location specific wind energy cost, Spatial deployment of offshore wind energy in Europe (Wind-Speed). WP2 Report D2.2, 2011.
- 8) 菊地由佳, ジラウオンサバン ピッチャポン, 石原孟, エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上風力発電所のコスト評価に関する研究, 第43回風力エネルギー利用シンポジウム, 2021.
- 9) Kikuchi, Y., Ishihara, T., Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model, Applied Energy, 341, 120912, 2023.
- 10) 今村博, 植田祐子, 浅井樹, 老岐信二, 加藤茉莉, 着床式洋上風力ポテンシャルマップの開発, 第42回風力エネルギー利用シンポジウム, 2020.
- 11) Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., and Nygaard, T. A., Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective, Renewable Energy, 66, 714-728, 2014.
- 12) Beiter, P., et al., A Spatial-Economic Cost Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015-2030, National Renewable Energy Laboratory, 2016.
- 13) Maness, M., Maples, B., Smith, A., NREL Offshore Balance-of-System Model, NREL, Jan. 2017.
- 14) Maenza, C., Avossa, A. M., Ricciardelli, F., Coiro, D., Troise, G., Grogakis, C.T., A life cycle cost model for floating offshore wind farms, Applied Energy 266, 2020.
- 15) Noonan, M., The benefits of hybrid bottom-fixed and floating wind sites, Catapult technical report, 2021.
- 16) Catapult, Floating offshore wind: cost reduction pathways to subsidy free, 2021.
- 17) 今村博, 浅井樹, 植田祐子, 浮体式洋上ウィンドファームの事業性評価マップの開発, 風力エネルギー利用シンポジウム, 2022.
- 18) Kikuchi, Y., Ishihara, T., Comparison of dynamic response and levelized cost of energy on three platform concepts of floating offshore wind turbine systems, Journal of Physics.: Conf. Ser. 1452 012035, 2020.
- 19) Kikuchi, Y., Ishihara, T., Upscaling and levelized cost of energy for offshore wind turbines supported by semi-submersible

- floating platforms, Journal of Physics Conference Series, 1356:012033, 2019.
- 20) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 浮体式洋上風力発電低コスト化技術開発調査研究 (大型スパー浮体) 報告書, 2022.
- 21) Equinor, Hywind Scotland. <https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>, アクセス2024年1月31日.
- 22) Equinor, Hywind Tampen. <https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>, アクセス2024年1月31日.
- 23) Shafiee, M., Brennan, F., Espinosa, I.A., A parametric whole life cost model for offshore wind farms. Int J Life Cycle Assess 2016:961-75. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1075-z>.
- 24) 福島洋上風力コンソーシアム HP, <http://www.fukushima-forward.jp/>, アクセス2024年1月31日.
- 25) First Subsea, <http://www.firstsubsea.com/products/dbsc/image-gallery.html>, アクセス2024年1月31日.
- 26) ジャッキアップ型作業構台に係わる低コスト施工技術調査研究, 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 平成29年度成果報告書, 平成30年3月, 委託先株式会社吉田組他, 2018.
- 27) Mammot, Mammot supports world's first floating wind farm, <https://www.mammot.com/cases/mammot-supports-worlds-first-floating-wind-farm/>, アクセス2024年1月31日.
- 28) Lankhorst, Lankhorst offshore for deep water mooring, <https://www.lankhorstoffshore.com/markets/deepwater-mooring>, アクセス2024年1月31日.
- 29) Saipem, Hywind, <https://www.saipem.com/en/projects/hywind>, アクセス2024年1月31日.
- 30) Offshore wind energy, first turbines assembled for Hywind Tampen floating offshore wind farm, <https://www.offshore-energy.biz/first-turbines-assembled-for-hywind-tampen-floating-offshore-wind-farm/>, アクセス2024年1月31日.
- 31) 深田サルベージ建設 HP, <http://www.fukasal.co.jp/ship/shinchoumaru.html>, アクセス2024年1月31日.
- 32) "K" LINE OFFSHORE, <https://www.klineoffshore.no/kl-saltfjord/category847.html>, アクセス2024年1月31日.
- 33) 産業新聞, 熱延鋼板, https://www.japanmetal.com/memberwel/marketprice/soba_nets_uusu, アクセス2024年1月31日.
- 34) Private communication, 2023年3月30日.
- 35) R. C. Ramachandran et al., Floating wind turbines: marine operations challenges and opportunities, Wind Energ. Sci., 7, 903-924, 2022.
- 36) Paterson, J., D'Amico, F., Thies, P.R., Kurt, R.E., Harrison, G., Offshore wind installation vessels – A comparative assessment for UK offshore rounds 1 and 2, Ocean Engineering, 2018.
- 37) Schwarzkopf, M.A. et al., Corewind D4.2 Floating Wind O&M Strategies Assessment, 2021.
- 38) 菊地由佳, 石原孟, 気象・海象シミュレーションを利用した洋上風力発電所の施工稼働率の評価, 日本風力エネルギー学会論文集, 39(2), 23-30, 2015.
- 39) 福島雅人, 石原孟, メソスケールモデルと台風モデルを用いた関東沿岸域における極値水位と極値波高の予測に関する研究, 第44回風力エネルギー利用シンポジウム, 2022.
- 40) Crown Estate, Guide to Offshore Wind Energy, 2010.
- 41) Crown Estate, Guide to Offshore Wind Energy: Updated and extended, 2019.
- 42) World bank open data, GDP deflator (base year varies by country), <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.DEFL.ZS>, アクセス2024年1月31日.