

福島県沖合での大規模浮体式洋上風力発電所建設 についての費用便益分析

東京大学公共政策大学院
公共政策の経済評価 2013年度
最終報告書

山本 龍志¹
菊地 由佳²
松本 一起³
呂 律⁴
藤城 奈緒⁵

-
- ¹ 東京大学公共政策大学院経済政策コース 修士2年
² 東京大学大学院工学系研究科社会基盤学専攻 博士2年
³ 東京大学公共政策大学院経済政策コース 修士1年
⁴ 東京大学公共政策大学院経済政策コース 修士1年
⁵ 東京大学公共政策大学院経済政策コース 修士1年

要旨

① 政策概要

福島県沖合に、大規模な浮体式洋上風力発電所（発電容量 2GW=7MW×280 基）を建設する。また発電所建設は、港湾整備などに 2 年、風車建設に 20 年、全基更新に 20 年の計 42 年間でプロジェクト期間とする。

② 主要な費用・便益項目

風力発電所建設による便益は、風力発電が火力発電を代替することによる燃料消費量の減少と、それによる CO₂ 排出量の削減としている。

また風力発電所建設による費用としては、風車一基建設するごとにかかる①洋上風力で用いる風車の建設・設置費用と、初期費用としてかかる②洋上風力発電所の関連施設（港湾設置やケーブル、変電所）の費用、そして運転する毎にかかる③洋上風力発電の維持管理費用を計上している。

③ 費用便益分析の結果及び政策提言

現状のコスト水準では以下のような分析結果となる。つまり現状のコスト水準のまま建設を始めると、本研究で想定している風力発電所建設計画は約 1.3 兆円の負の純便益を生じることとなる。そして純便益を非負とするためには、風車一基あたりのコストを 81.2 億円、1kW あたりのコストを 116 万円以下まで低下させる必要がある。

ベンチマークケース

実証実験における 価格水準での純便益	-13,584	億円	1kW あたり価格	2.00	百万円
			1 基あたり価格	140	億円

①費用

	風車関連施設建設費	風力発電建設費	維持管理費用
基準年度	2013 年度		
単純合計	1,895 億円	64,806 億円	5,932 億円
基準年における 現在価値	1,895 億円	32,345 億円	2,330 億円

※社会的割引率は 4%を使用

②便益

	燃料節約	CO ₂ 削減
基準年	2013 年度	
単純合計	58,095 億円	5,349 億円
基準年における 現在価値	20,885 億円	2,101 億円

※社会的割引率は 4%を使用

③結果

費用計	36,570	億円
便益計	22,986	億円
純便益	-13,584	億円

B/C	0.6290
-----	--------

④ 今後の課題

本研究では、自然災害などのリスクを勘考していない。またセカンダリーマーケットである風車市場において生じる便益についても推計を行っていない。そのためこれらを踏まえた上で費用便益分析を行うことで、より現実に則した結果が得られると考えられる。

目次

要旨	2
目次	4
図表一覧	5
第 1 章 はじめに	7
1.1. 研究背景	7
1.2. 研究目的	9
1.3. 福島復興浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業について	9
1.3.1. 実証研究の目的	9
1.3.2. 実証研究の概要	12
1.3.3. 浮体式洋上ウィンドファームの構造	12
1.3.4. 設置風車について	13
第 2 章 分析のフレームワーク	17
2.1. ベンチマークケースの設定	17
2.2. プロジェクト設計	17
2.3. 費用項目・便益項目の検討	19
2.3.1. セカンダリーマーケット	19
2.3.2. 便益項目	20
2.3.3. 費用項目	21
2.4. 電力市場のモデル化	22
2.4.1. 供給曲線の導出	23
2.4.2. 需要曲線の導出	25
2.5. パラメータの設定	25
2.5.1. CO ₂ 排出の社会的費用	26
2.5.2. 原油価格	27
2.5.3. 風力の発電量	28
2.5.4. 技術革新による建設コストの逡減	32
第 3 章 費用便益分析	34
3.1. 浮体式洋上風力発電所建設の評価（ベンチマークケース）	34
3.2. 感度分析	38
3.2.1. 便益項目の感度分析	39
3.2.2. 費用項目の感度分析	40
第 4 章 おわりに	41
4.1. 結論	41
4.2. 政策提言	41
4.3. 今後の研究課題	41
謝辞	42
参考文献	43

図表一覧

Fig. 1 福島県による再生可能エネルギーの導入目標 ^[1]	8
Fig. 2 日本近海における洋上風力賦存量評価	9
Fig. 3 実証研究の全容 ^[7]	10
Fig. 4 実証実験実施区域の位置（福島県） ^[2]	10
Fig. 5 実証実験実施区域の位置 ^[2]	11
Fig. 6 実証研究の計画概要 ^[6]	12
Fig. 7 浮体式洋上ウィンドファームの送変電システム概要 ^[5]	13
Fig. 11 (仮称) 三井造船 風力発電所	13
Fig. 12 (仮称) 三菱重工業風力発電所 概要 ^[2]	14
Fig. 13 (仮称) ジャパンマリンユナイテッド風力発電所 概要 ^[2]	15
Fig. 14 想定プロジェクトのタイムライン	18
Fig. 15 分析の概略検討フロー	19
Fig. 16 1990 年度から 2011 年度までの単年度および累積導入量 ^[8]	20
Fig. 17 電力市場における需要曲線と供給曲線	23
Fig. 18 Capacity factor of Offshore Wind Farms in UK ^[12]	30
Fig. 19 Availability of Offshore Wind Farms in UK ^[12]	30
Fig. 20 風速分布（風速の確率密度関数）	31
Fig. 21 風力発電のパワーカーブの概要	31
Fig. 22 本研究で想定する風車のパワーカーブ	32
Fig. 23 本研究で想定する風車の出力分布	32
Fig. 24 IEA による風力発電の製造コスト逡減予想	33
Fig. 25 原油価格の為替シナリオ別変動	39
Fig. 26 天然ガス価格の為替シナリオ別変動	40
Fig. 27 一般炭価格の為替シナリオ別変動	40
Table. 1 風力発電機の概要諸元 ^[2]	16
Table. 2 累積導入量と累積台数 ^[8]	20
Table. 3 2GW（7MW×280 基）風力発電所の建設費用	22
Table. 4 燃料別各諸元	24
Table. 5 東北電力・東京電力の設備利用率	24
Table. 6 東北電力・東京電力の発電所別諸元一覧	25
Table. 7 欧州の交通関連事業評価における CO ₂ の価値の算出状況 ^[10]	26
Table. 8 CO ₂ の貨幣価値原単位の設定方法とその結果 ^[10]	27
Table. 9 本研究で用いる CO ₂ の貨幣価値原単位	27
Table. 10 原油価格の名目上昇率	27
Table. 11 技術革新速度の設定	33
Table. 12 ベンチマークケースにおける純便益と費用・便益項目	35
Table. 13 純便益がゼロとなる価格水準におけるベンチマークケース	36
Table. 14 発電設備装置設置コストが 1kW あたり 50 万円のとぎのベンチマークケース	37
Table. 15 感度分析対象変数まとめ	38
Table. 16 感度分析結果	38
Table. 17 最悪のケース分析の結果	39

第 1 章 はじめに

本章は筆者らの関心事や研究の方針、既存プロジェクトについて説明するものであり、本稿における研究の概略および導入の役割を果たすものである。

1.1. 研究背景

近年、世界各国で再生可能エネルギーが注目されている。日本でも、東日本大震災での原子力発電所での事故をきっかけにして、原子力発電のあり方が見直されており、再生可能エネルギーの発展にさらに注力していく気運が高まってきている。このような流れのなか福島県は、震災復興の一環として福島県再生可能エネルギー推進ビジョン^[1]の中で再生可能エネルギーの推進を明記し、県内における再生可能エネルギーの導入促進を目指している。福島県の導入目標 (Fig. 1) によると、2040 年頃を目途に、県内のエネルギー需要量の 100%以上に相当する量のエネルギーを再生可能エネルギーで生み出す予定となっている。また、その中でも風力発電は 2030 年までに現在の 71.6 倍にするとしており、その半分を洋上風力発電によって担うとしている。

また、それに先駆けて福島県の檜葉・広野沖での浮体式洋上風力発電の実証実験^[2]が行われている。これは資源エネルギー庁を事業主体とした浮体式洋上超大型風力発電機設置実証事業 (平成 27 年度までに総額約 400 億円) として行われているものであり、2013 年 11 月 11 日に 2MW 級の浮体式風車の運転が開始された⁶。この実証実験では平成 27 年度までの実証実験を計画しており (平成 28 年度には実用化の計画)、既に運転を開始している 2MW 級の他に、世界で最大級となる 7MW 級の浮体式風車を 2 基建設する計画となっている。

福島県沖合が実証実験の場として選定された理由は、

- ① 風況の良さ、
- ② この地域を中心として風力発電関連産業を集積し、雇用を創出することで、東日本大震災からの復興へ貢献するため

とされている。福島県の計画では②の点が主に述べられていたが、技術的な観点からは①の風況の良さと既存のインフラの存在が大きい。風力発電においては風が安定して強く吹いていることが事業の収益性を上げていくためにも重要であるが、実証実験対象海域では非常に風況がよく、高い事業性が見込まれている。風況調査は通常数年かけて綿密に調査する必要があるが、当該海域では福島県檜葉町の東沖合約 40km の天然ガス田プラットフォームでの実測データに基づく既往知見^[3]が存在していたために、すでに風況の良さは実証済みである。また既存のインフラとは東京方面への強い連系が既に存在している⁷ことであるが、これによって大規模な風力発電によって生産された電力を送電するために改めて送電網を構築する必要がないということも選定理由の一つである。

洋上風力には着床式と浮体式の 2 種類があり、着床式は基礎が地面に固定されたもののことを指し水深の浅い地域に適している。着床式は既にヨーロッパで開発・導入が進んでいる⁸。一方で浮体式とは洋上に浮かんだ浮体式構造物を利用する洋上風力発電のことを指し、

⁶ <http://headlines.yahoo.co.jp/hl?a=20131112-00000005-fminpo-107>

⁷ 既に福島県には東京電力の福島第一原子力発電所、第二原子力発電所から東京方面への送電網が構築されている。

⁸ そもそも、洋上風力発電が普及しているのはほぼ欧州に限られている。

着床式では水深が深くなるにつれて採算が悪化するために、水深 50~200m の海域では浮体式の洋上風力発電機が設置されることになる^[4]。日本近海での風力ポテンシャルを離岸距離別に集計したものが Fig. 2 であるが、日本沿岸の風力ポテンシャルの 8 割以上が水深 50m 以上という深いところに位置していることが分かる。つまり、日本近海ではその水深の深さから着床式では採算が悪化してしまい事業化不可能であっても、浮体式の洋上風力発電であればそうとも限らないということである。

しかし洋上風力発電として世界で導入されているものはノルウェーのスタヴァンゲル洋上 10km に設置された Hywind (2.3MW、スタトイルハイドロ社) の風車一基だけである。浮体式は世界で未だ実証段階にあり、実際に正式に導入が開始されたところがない。このことから実証実験においては日本が先だつて浮体式の洋上風力を導入することで世界をリードする産業にするという意図が見受けられるが、そのためには浮体式洋上風力発電の大きな問題である高額な建設コスト⁹の問題を解決しなければならない。そして、今後洋上風力を導入していくために不可欠なコスト低減には更なる技術開発が必要である。

表-3.1 導入目標¹⁾

種 類	2009年度実績		2020年度目標		倍率	2030年度目標		倍率
	原油換算	設備容量 (発電電力量) ²⁾	原油換算	設備容量 (発電電力量) ²⁾		原油換算	設備容量 (発電電力量) ²⁾	
再生可能エネルギー								
太陽光発電	9,298kl	38,874kW (41百万kWh)	239,175kl	1,000,000kW (1,051百万kWh)	25.7	478,349kl	2,000,000kW (2,102百万kWh)	51.4
太陽熱利用	11,262kl		33,786kl		3.0	50,000kl		4.4
風力発電	27,856kl	69,880kW (122百万kWh)	996,561kl	2,000,000kW (4,380百万kWh)	35.8	1,993,122kl	4,000,000kW (8,760百万kWh)	71.6
うち洋上風力発電	0kl	0kW (0百万kWh)	597,936kl	1,000,000kW (2,628百万kWh)	—	1,195,873kl	2,000,000kW (5,256百万kWh)	—
水力発電	1,598,280kl	3,973,490kW (7,025百万kWh)	1,608,326kl	3,980,690kW (7,069百万kWh)	1.0	1,634,360kl	4,000,000kW (7,183百万kWh)	1.0
うち小水力発電	20,091kl	14,400kW (88百万kWh)	30,136kl	21,600kW (132百万kWh)	1.5	55,807kl	40,000kW (245百万kWh)	2.8
地熱発電	77,732kl	65,000kW (342百万kWh)	80,522kl	67,000kW (354百万kWh)	1.0	281,030kl	230,000kW (1,235百万kWh)	3.6
うち地熱バイナリー発電	0kl	0kW (0百万kWh)	2,790kl	2,000kW (12百万kWh)	—	41,856kl	30,000kW (184百万kWh)	—
バイオマス発電	75,390kl	66,360kW (331百万kWh)	408,989kl	360,000kW (1,798百万kWh)	5.4	568,040kl	500,000kW (2,497百万kWh)	7.5
バイオマス熱利用	123,760kl		150,084kl		1.2	200,000kl		1.6
バイオマス燃料製造	597kl		2,985kl		5.0	29,850kl		50.0
温度差熱利用	175kl		1,750kl		10.0	3,500kl		20.0
雪水熱利用	29kl		290kl		10.0	580kl		20.0
計	1,924,379kl	4,213,604kW (7,861百万kWh)	3,522,467kl	7,407,690kW (14,651百万kWh)	1.8	5,238,830kl	10,730,000kW (21,777百万kWh)	2.7
一次エネルギーに占める割合	21.2%		40.2%			63.7%		
一次エネルギー供給 ³⁾	9,087,228kl		8,747,117kl		1.0	8,219,734kl		0.9
二酸化炭素削減量 ⁴⁾	5,041,872t-CO2		9,228,863t-CO2			13,725,736t-CO2		

Fig. 1 福島県による再生可能エネルギーの導入目標^[1]

⁹ ノルウェーの Hywind では一基建設するのに約 4 億クローネ^[13] (当時の為替レート (1 クローネ=約 12 円) で約 48 億円) の建設費用がかかっていた。

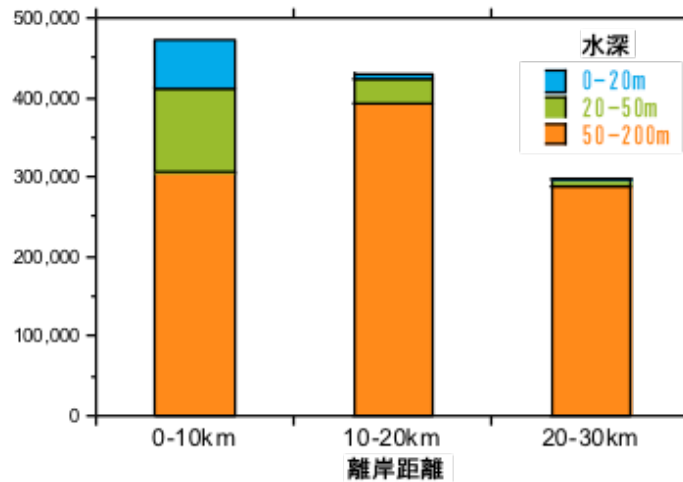


Fig. 2 日本近海における洋上風力賦存量評価¹⁰

1.2. 研究目的

福島県はその復興ビジョンのなかで洋上風力発電を今後20年間で2GW導入することを計画しているが、水深が50m以上の深い海域であるため浮体式洋上風力発電が導入される計画であると考えられる。そして大規模な浮体式洋上風力発電所は世界でも他に例がなく、その適切なコスト水準などが不明瞭である。そのため本研究では費用便益分析の観点から浮体式洋上風力発電所の適切な建設コストを検証することで、浮体式洋上風力発電所の建設が社会的に便益をもたらし得る条件を検討する。

また2GWの発電を7MW×280基の稼働によっておこなうと仮定した上で、本研究で最終的に算出する値は純便益（便益－費用）が非負となる風車1基当たりのコストとする。“一基あたり”のコストを算出対象とした理由は、浮体式洋上風力発電所建設の実証実験は数少なく、大規模な導入はまだされていない段階であるので適切なコスト水準の過去のデータがないからである。また純便益が非負となるコスト水準を示すことは、事業としては赤字となってしまったとしても社会的に便益が発生しているのならば実施すべきであると判断できるコストの上限を示すことであり、今後浮体式洋上風力発電を建設するために満たすべきコスト水準を示すことになる。

1.3. 福島復興浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業について

本節では、本分析において仮定したウィンドファームのモデルとなっている福島復興浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業について説明するとともに、浮体式洋上ウィンドファームの構造について示す。

1.3.1. 実証研究の目的

東日本大震災および原発事故の被害を受けた福島県の復興のために、政府は福島県沖合の海域（Fig. 4、Fig. 5）に世界初の浮体式洋上ウィンドファームを建設する実証研究を決定した。現在、丸紅、東京大学、三菱商事、三菱重工業、ジャパン マリンユナイテッド、三井造船、新日本住金、日立製作所、古河電気工業、清水建設およびみずほ情報総研の11社からなるコンソーシアムは、経済産業省から委託を受け、福島県ならびに周辺海域の漁業関係者と共に、実証研究を進めている^{[5]、[6]}。本実証研究事業を行うことで、浮体式洋上風力発電のビ

¹⁰ NEDOの試算より

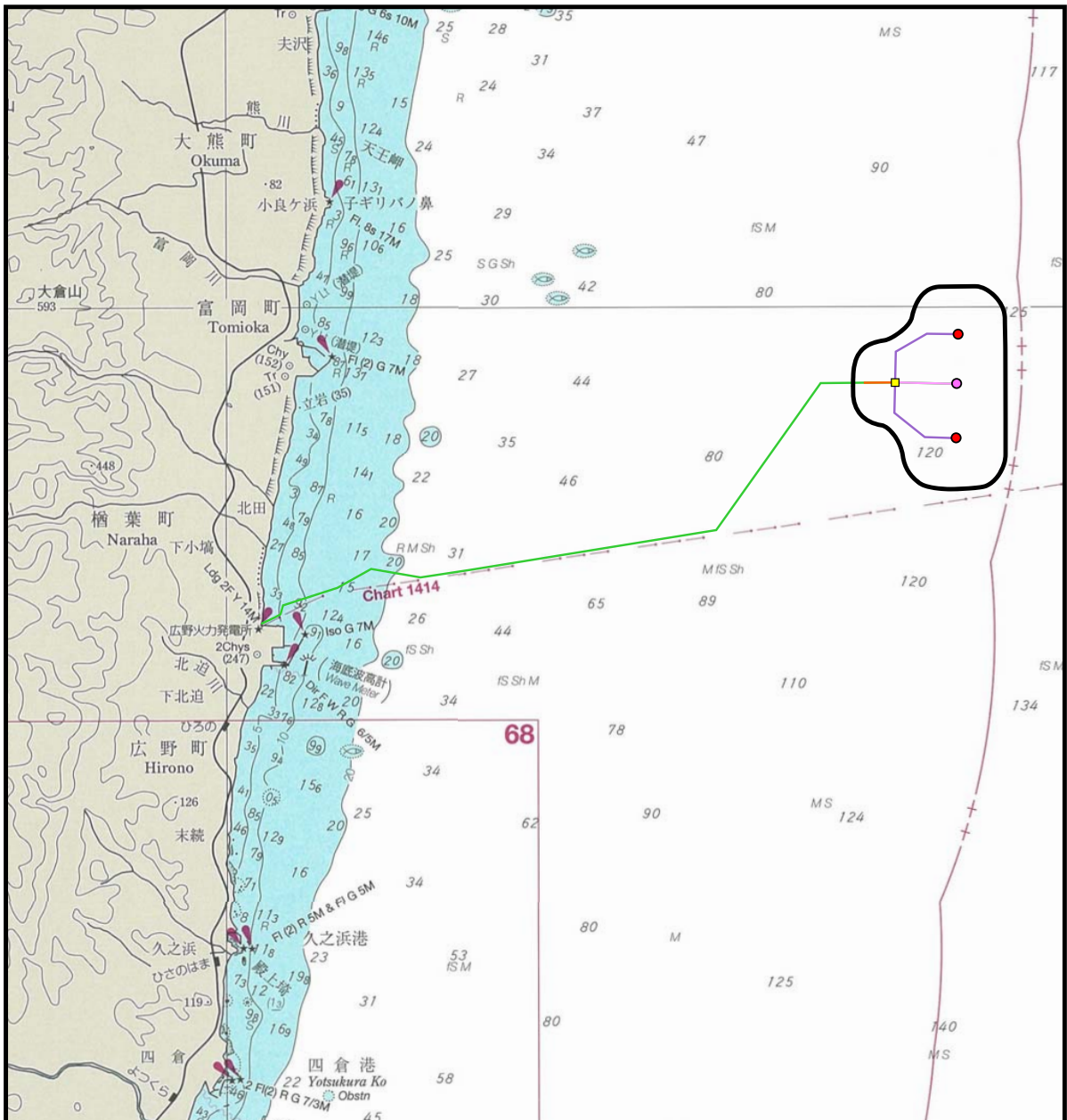
ビジネスモデルを確立し、大規模浮体式洋上風力ウィンドファームの事業展開を実現することを目的としている。さらに、世界初となる浮体式洋上ウィンドファームのノウハウを蓄積し、海外プロジェクトに展開することによって、浮体式洋上風力を日本の主要な輸出産業の一つに育成することを狙っている。






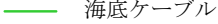

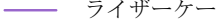
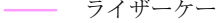

Fig. 3 実証研究の全容^[7]



Fig. 4 実証実験実施区域の位置（福島県）^[2]



凡 例

-  対象事業実施区域
-  風力発電機 (7MW機)
-  風力発電機 (2MW機)
-  海底ケーブル
-  ライザーケーブル (変電所-海底ケーブル)
-  ライザーケーブル (7MW機)
-  ライザーケーブル (2MW機)
-  変電設備

1:200,000



図2.2-1(3) 対象事業実施区域の位置

Fig. 5 実証実験実施区域の位置^[2]

1.3.2. 実証研究の概要

実証研究事業は、第1期実証研究事業として、2MWのダウンウィンド型浮体式洋上風力発電設備1基と、世界初となる25MVA浮体式洋上サブステーション及び、海底ケーブルを設置する。2014年からの第2期実証研究では、今後の事業化を見据えて、世界最大級の7000kW風車搭載の浮体式洋上風力発電設備2基を建設すると共に、建設単価は第1期の半分に低減させ、大型風車搭載の浮体式洋上風力発電設備による大規模ウィンドファームの事業性を検証する。



Fig. 6 実証研究の計画概要^[6]

1.3.3. 浮体式洋上ウィンドファームの構造

まず実証試験における浮体式洋上ウィンドファームの構造について述べる。まず浮体式洋上風力発電機は、風車・浮体・係留索からなる (Fig. 7)。ここで、係留索は張力によって浮体の位置を保持する役割を持つ。浮体式洋上風力発電機で発電された電気は、アレイケーブルを通じて洋上変電所に送電される。送られた電気は、洋上変電所で昇圧され、海底送電ケーブルを通して陸上変電所に送電される。よって、浮体式洋上風力発電システムは、主に、風車・浮体・係留索・アレイケーブル・海底送電ケーブル・洋上変電所・陸上変電所から構成される。

次に浮体式洋上風力発電システムの施工について述べる。陸上のドックにて、浮体に風車を設置し、建設地点に近い港まで曳航する。港で係留索を船に積み込み、建設地点において風車・浮体と係留索を繋げ、設置を完了する。次に、アレイケーブルおよび送電ケーブルを設置し、風力発電機を系統に連系する。

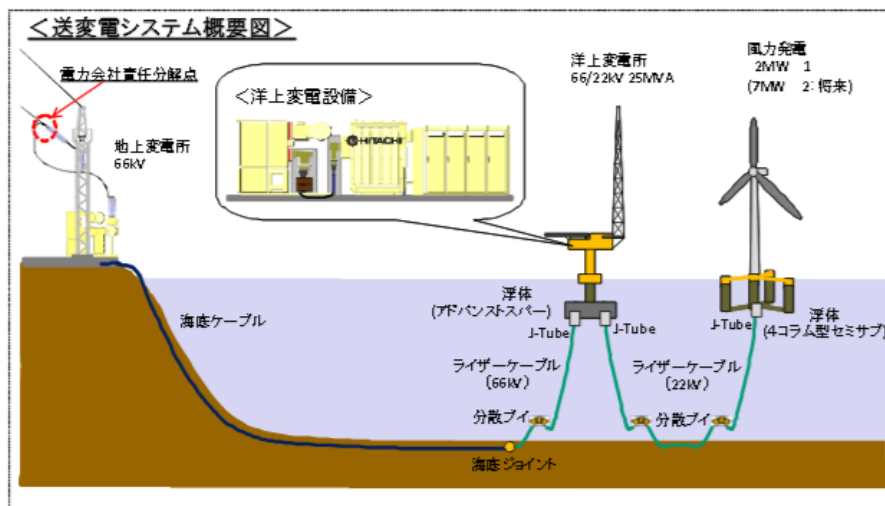


Fig. 7 浮体式洋上ウィンドファームの送変電システム概要^[5]

1.3.4. 設置風車について

実証実験において設置・設置予定の風車の概要を Fig. 8・Fig. 9・Fig. 10 および Table. 1 に示す。



Fig. 8 (仮称) 三井造船 風力発電所

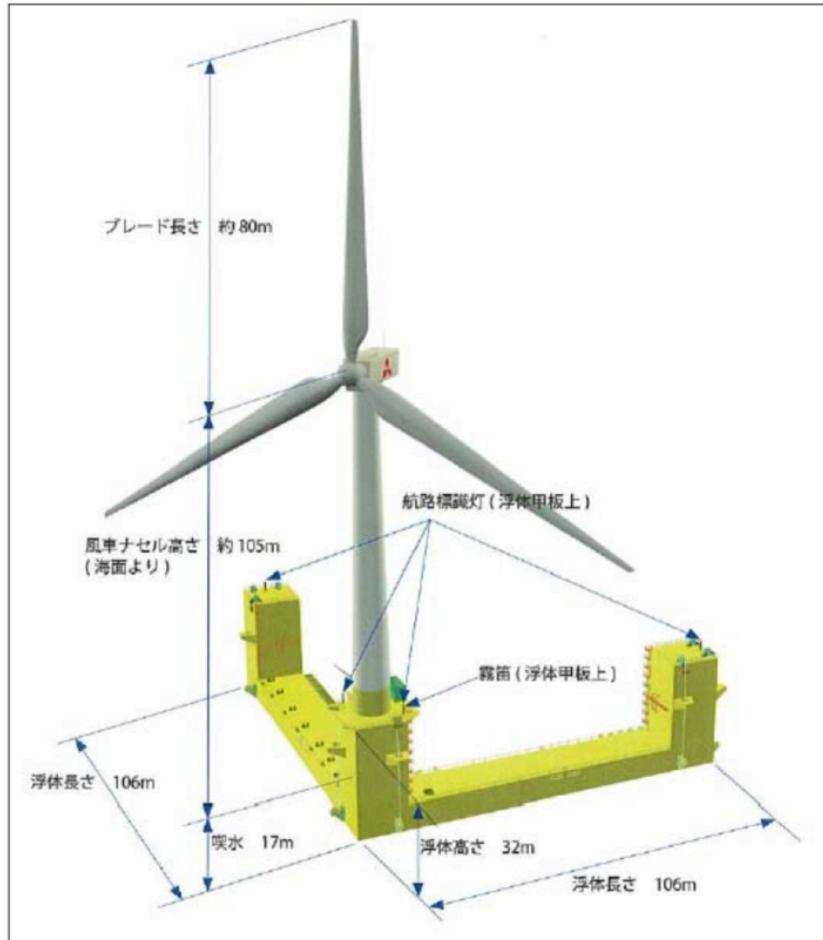


Fig. 9 (仮称) 三菱重工業風力発電所 概要^[2]

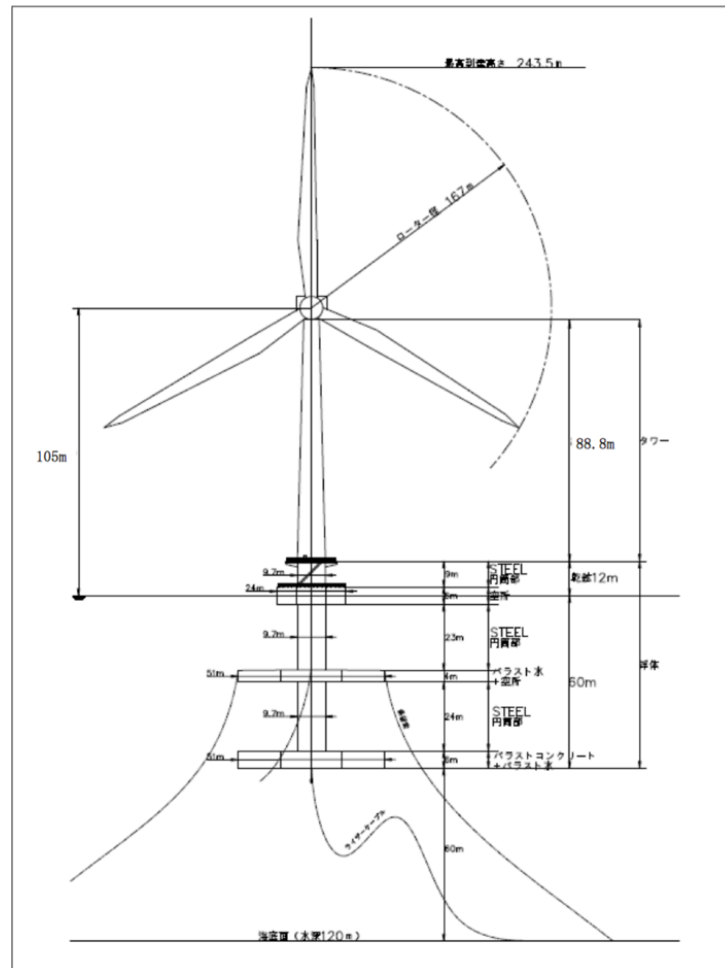


Fig. 10 (仮称) ジャパンマリンユナイテッド風力発電所 概要^[2]

	項目	諸元	備考
(仮称)三菱重工業風力発電所	風力発電機	7,000kW級風力発電機	
	ハブ高さ	105.0m	風力発電機のブレードの中心の高さ
	ローター径	167.0m	風力発電機のブレードの回転直径
	定格風速	15.0m/s	
	カットアウト風速	21.0m/s	
	定格回転数	10.3rpm	
(仮称)ジャパンマリンユナイテッド風力発電所	風力発電機	7,000kW級風力発電機	
	ハブ高さ	105.0m	風力発電機のブレードの中心の高さ
	ローター径	167.0m	風力発電機のブレードの回転直径
	定格風速	15.0m/s	
	カットアウト風速	21.0m/s	
	定格回転数	10.3rpm	
<参考> (仮称)三井造船風力発電所	風力発電機	2,000kW級風力発電機	
	ハブ高さ	66.0m	風力発電機のブレードの中心の高さ
	ローター径	80.0m	風力発電機のブレードの回転直径
	定格風速	13.0m/s	
	カットアウト風速	25.0m/s	
	定格回転数	11.1～19.6rpm	

Table. 1 風力発電機の概要諸元^[2]

第 2 章 分析のフレームワーク

本章では、費用便益分析を行うために必要な分析モデルの設計について述べる。

2.1. ベンチマークケースの設定

本研究では、大規模な浮体式洋上風力発電を導入しなかった場合を Without ケースとし、2017 年度から浮体式洋上風力発電所の建設を行った場合を With ケースとすることで、その費用と便益を比較する。また世界的にも前例のない大規模浮体式風力発電の建設にあたって、どの程度のコスト水準が妥当であるのかを費用便益分析の観点から示すことが本研究の目的である。そのためには現状の費用水準のまま建設した場合（With-A）における純便益を示した上で、その純便益が負になるのであれば純便益が非負となる（With-B）ために求められるコスト水準を示していく必要がある。よって With-A のケースをベンチマークケースとして設定する。

2.2. プロジェクト設計

プロジェクトは、2017 年度から 280 基からなる 7MW 浮体式洋上ウインドファームを建設する計画とする。

建設地点は福島実証試験が行われている福島沖合約 20km の地点（Fig. 5）を仮定する。建設地点の平均風速は 7.4m/s、水深は約 120m である。

まず建設開始までに港湾整備等にかかる準備期間を 2 年間と仮定する。次に、年間 14 基ずつ浮体式洋上風車を建設していく。風車 1 基あたりの建設期間は 1 年間と仮定し、建設を終えた風車から順次連系し、発電を開始する。風車の耐用年数は一般的に 20 年間であるため、建設後 20 年経った風車は更新が行われる。プロジェクトのタイムラインを Fig. 11 に示す。

また分析の概略検討フローを Fig. 12 に示す。本研究における費用便益分析では、評価主体を国とし、以下の数字を用いる。

社会的割引率：4%

基準年次：評価時点（2013 年度）

検討年数：42 年

費用としては、建設費用および維持管理費用を計上した。また、便益としては、燃料の削減効果および CO₂ の削減効果を計上した。そして需要曲線および供給曲線は東京電力・東北電力管内を対象とする。

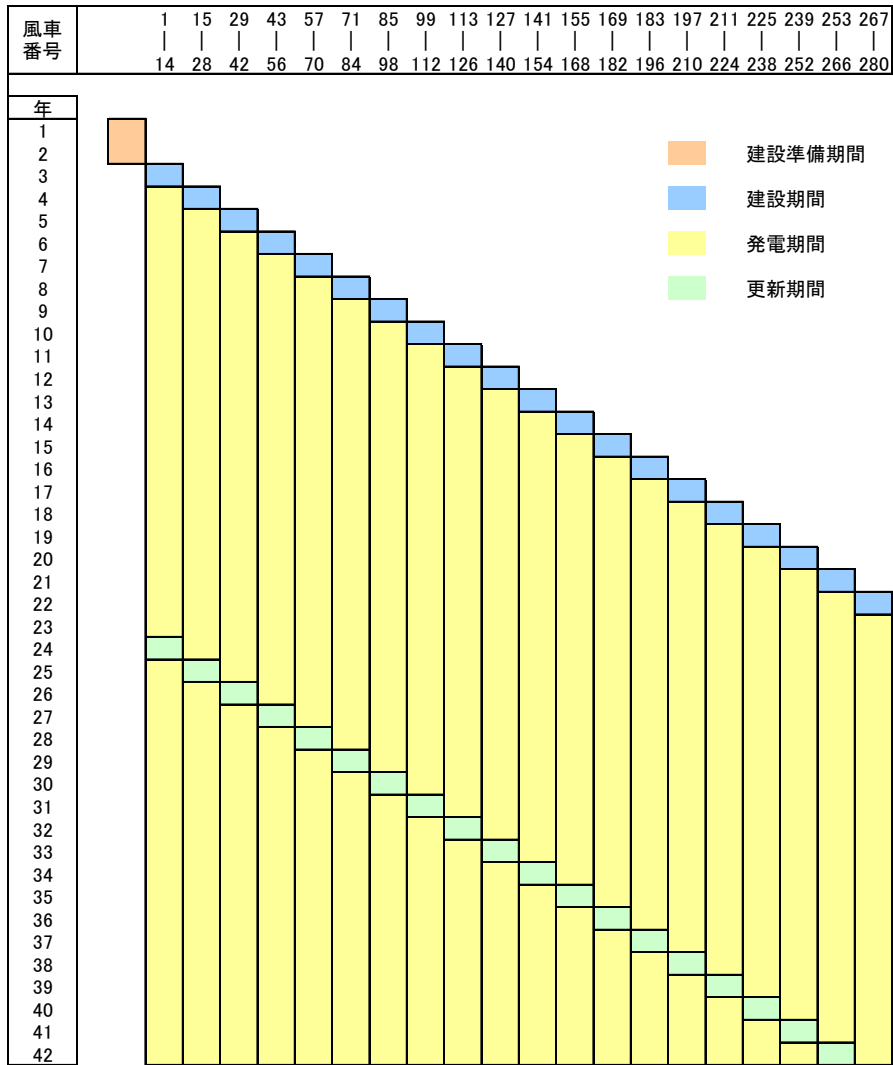


Fig. 11 想定プロジェクトのタイムライン

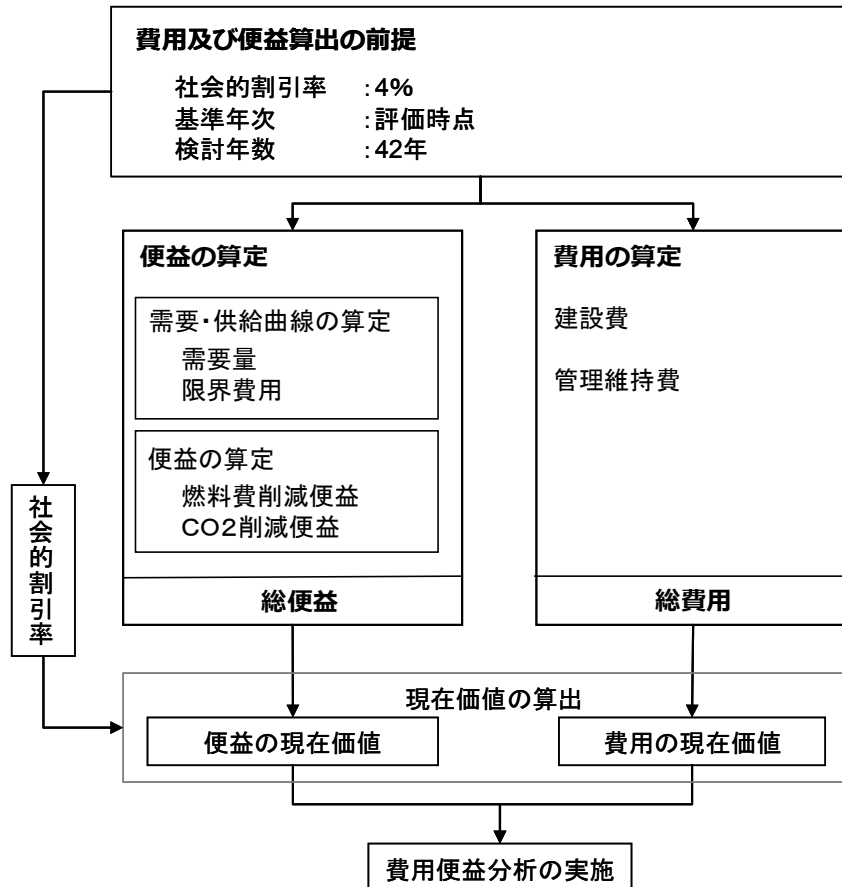


Fig. 12 分析の概略検討フロー

2.3. 費用項目・便益項目の検討

本小節では、風力発電所整備に係る費用とそれがもたらす便益について考察する。まず風力発電所建設がセカンダリーマーケット（＝風力発電機市場）に与える影響について分析をし、その次にプライマリーマーケット（＝電力市場）における費用・便益項目について検討する。

2.3.1. セカンダリーマーケット

まず本プロジェクトがセカンダリーマーケットに与える影響について考える。本研究におけるセカンダリーマーケットとは、風力発電所建設による風力発電市場であるとする。

風力発電の導入実績を Fig. 13 と Table. 2 に示す。本プロジェクトにおいて導入予定の風力発電は 20 年間で計 280 基、2GW（更新分を含めると計 560 基、4GW）である。2011 年度までの累積容量（Table. 2）と比較すると本プロジェクトで導入予定の風力発電はその約 79.3% にあたる容量になっているが、基数で比較をすると約 15.2% である。また単年度で比較すると、2011 年度比で容量では約 170%、基数では約 60.6% にあたる。本プロジェクトで導入予定の風力発電は一基あたりの発電容量が 7MW と既存の風力発電よりも大型のものになっており、容量で比較すると相対的にかなり大きな比重を占めることになる。しかし導入される風車の構造は基本的には大容量であっても変わらないため、風力発電産業に与える影響は導入基数で比較するのが妥当である。その場合、本プロジェクトが実施された場合には需要量がこれまでの 1.6 倍以上となることが予想される。よって本プロジェクトの実行は風力発電市場の需要曲線を右シフトされることになる。しかし供給量はすぐには増強できないため、短期的には価格の上昇が起こるが、長期的には供給曲線も右にシフトすることで長期的な均衡に至る。

本来であればセカンダリーマーケットにおいて生じる純便益も推計をし、プライマリーマーケットにおける純便益と合計して考えるべきである。しかし本研究では時間的な都合からセカンダリーマーケットを考慮するべきことに留意しつつ、セカンダリーマーケットにおける純便益の推計は行わない。

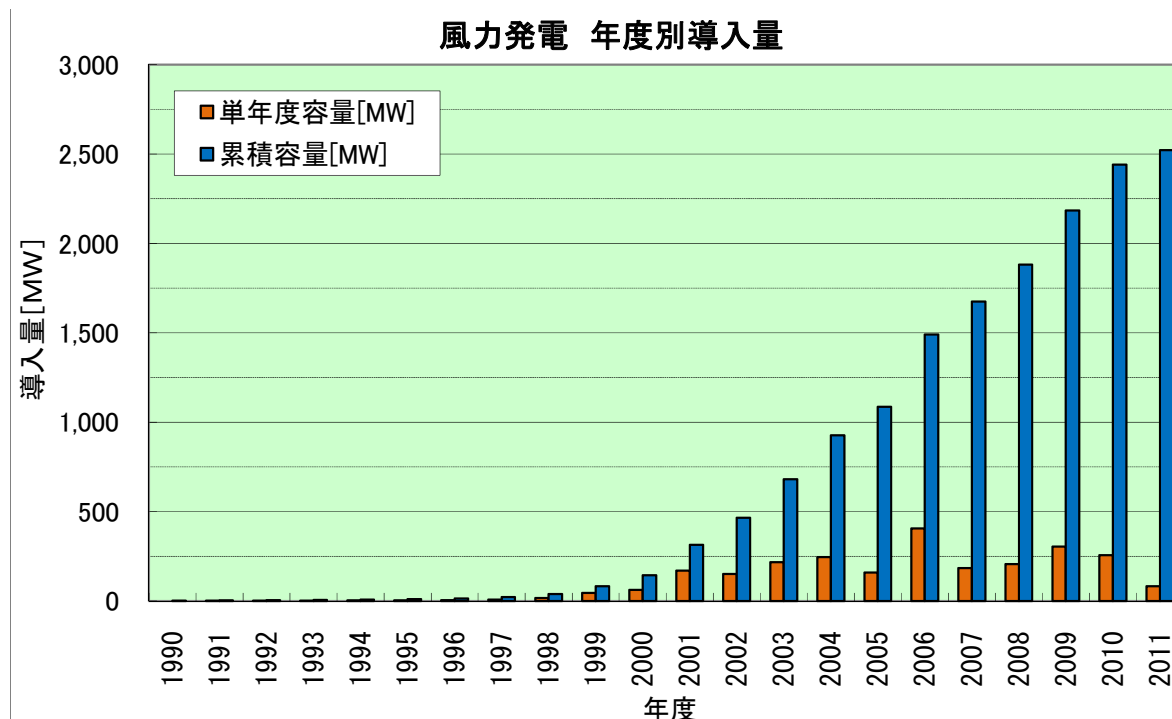


Fig. 13 1990 年度から 2011 年度までの単年度および累積導入量^[8]

年度	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
累積容量[MW]	1	10	144	313	464	681	925	1085	1490	1675	1880	2184	2440	2522
累積基数[基]	9	54	259	434	576	741	920	1059	1316	1413	1531	1679	1807	1840

Table. 2 累積導入量と累積基数^[8]

2.3.2. 便益項目

風力発電導入によって生じる便益には、ゼロ・エミッション電源である風力発電が火力発電を代替することで削減可能な燃料から生じる①燃料費の削減と、②CO₂ 排出量の削減の 2 つを計上する。

①燃料費の削減

本研究では 2.4.1 節で考察するように、風力発電によって火力発電の中でも最も限界費用の高い電源から順次代替されていくとしている。そのため風力発電導入による燃料費の削減量は、風力発電による発電量が削減可能な火力発電量となり、削減可能な火力発電量・電源から削減可能な燃料量を算出し、原油価格によって金銭換算を行う。

そこで燃料費の削減量に影響を与えるパラメータとしては、風力発電量と原油価格である。

②CO₂ 排出量の削減

火力発電において使用される燃料が削減されることで、CO₂ の排出量も削減されることになる。そのため CO₂ 排出の削減量は、削減可能な燃料量と削減される燃料の種類から削減可

能な CO₂ 排出量を算出し、CO₂ 排出の社会的費用より金銭換算を行う。

CO₂ 排出削減の便益計算に用いるパラメータは CO₂ 排出の社会的費用である。

2.3.3. 費用項目

風力発電所建設に伴う費用としては、①研究開発費、②建設費用、③運転・メンテナンス費用が考えられる。しかし①の研究開発費については、現時点ですでに投じられた資金であるために費用便益分析には含めない。また洋上風力発電建設に係る費用については、イギリスの政府系特殊法人である THE CROWN ESTATE がラウンド 3 の開発を控え、洋上風力発電への理解を促進するために 2011 年に発行した“A Guide to an Offshore Wind Farm (洋上風力発電ガイド)”¹¹⁾を参考にして推計した。

同ガイドには、イギリスのラウンド 3 では 500MW (5MW×100 基、ロータ直径 120m 以上)、沿岸距離 80km の着床式ウィンドファームを想定した見積もり建設費用が掲載されている。福島県沖浮体式洋上風力発電所建設で設置される予定の洋上風力発電所は 2GW (7MW×280 基)、沿岸距離 22km を想定しているため、発電規模と沿岸距離を考慮してイギリスのデータを基に福島県での建設費用を算出する。費用の項目と想定コストは Table. 3 に示す通りである。表では、2GW (7MW×280 基) の洋上風力発電を建設した際の費用を試算している。コストの算出は、基本的に 500MW (5MW×100 基) を 2GW (7MW×280 基) に改めることによって求めた。ただし、ケーブルの費用 (*の部分) に関しては離岸距離が大きく影響するため、その違いも考慮して算出している。

費用の区別としては、各費用を①洋上風力で用いる風車の建設・設置費用、②洋上風力発電所の関連施設 (港湾設置やケーブル、変電所) の費用、③洋上風力発電の維持管理費用と分類している。また、風車建設・設置費用及び維持管理費用については 280 基の合計値であり、風車を一基に対して 280 で除した値だけかかるとしている。そして風力発電所関連施設費用については、風力発電所建設の初期に必要な費用であるため、第 1 期にその全額が生じるものとしている。

また、為替レートは 2013 年の年次レートである「1 ポンド=約 153 円」を用いた。

費用項目のうち、風力発電所関連施設費用と維持管理費用についてはイギリスにおける費用実績を基に推計した Table. 3 の値を用いている。そして風車建設・設置費用については、本プロジェクトで使用する洋上風力発電は浮体式であるため着床式であるイギリスの実績値を流用することは望ましくない。そのため本研究の費用便益分析ではイギリスにおける費用実績ベースで推計した費用は用いていないため表では斜線を引いている。そして、実証実験における費用が 1kW あたり 200 万円超であったこと¹¹⁾から、風車建設・設置費用は出力 1kW あたり 200 万円と仮定してベンチマークケースにおける純便益計算を行う。そしてこの出力 1kW あたりの費用を変化させることで、純便益がゼロとなる風車 1 基あたりの価格を推計することができる。

(単位：億円)

	名称	役割	費用
風力発電機	ナセル ¹¹⁾	風車の向き等を調整して、風のエネルギーを効率よく電気エネルギーに変換する。	1496.4
	ロータ ¹¹⁾	風によって回転する羽の部分。	808.1

¹¹⁾ 2MW 級一基建設したときに要した費用についてのニュース記事より。

(<http://www.bloomberg.com/news/2013-11-28/fukushima-floating-offshore-wind-project-seeks-to-halve-cost.html>)

	タワー ¹⁾	風車の軸の部分。	598.6
その他設備	ケーブル材料 ^{*2)}	風力発電機から陸上へ電力を輸送する。 洋上と陸上変電所を繋ぐ送電ケーブル、風力発電機と洋上変電所を繋ぐアレイケーブル等を含む。	131.7
	風力発電機基礎 ¹⁾	風力発電機を支持し、且つ人員用のアクセスにもなるタービン基礎である。	1795.7
	洋上変電所 ²⁾	陸上への送電前に昇圧して、電力損失を低減する。	299.3
	陸上変電所 ²⁾	変圧器を介して、系統電圧に昇圧して接続する。	239.4
建設と試運転	海底送電 ケーブル敷設 ^{*2)}	ケーブルを敷設し、陸上と洋上変電所を繋ぐ。 海底にケーブルを敷設し、地中に埋設するための諸費用（トレンチ採掘船のレンタル等）も含む。	131.7
	基礎設置 ²⁾	基礎を輸送し設置する。	598.6
	インターアレイ ケーブル敷設 ²⁾	風力発電機と洋上変電所間に電力ケーブルを敷設する。	359.1
	港湾施設 ²⁾	事前組み立て拠点。	74.8
	洋上変電所建設 ²⁾	変電所を輸送し、基礎上に設置する。	59.9
	海上サポート	必要に応じ、海上にて建設をサポートする船舶のチャーター。	考慮せず
	風力発電機設置 ¹⁾	風力発電機部品の輸送と基礎上への設置。	838
	試運転	建設終了時の試運転。	考慮せず
運転と メンテナンス	運転 ³⁾	メンテナンスの計画等。	194.5
	メンテナンス ³⁾	定期的な観察、修理等。通常、最初の5年は保証期間。	

¹⁾ 風車建設・設置費用、²⁾ 風力発電所関連施設費用、³⁾ 維持管理費用

Table. 3 2GW（7MW×280基）風力発電所の建設費用

2.4. 電力市場のモデル化

費用便益分析では、対象とする財市場の需要曲線・供給曲線を推定することで政策による余剰変化を考察する。そこで本小節では研究対象である電力市場における需要曲線・供給曲線について考察をする。

まず電力市場の捉え方には瞬時的な電力需給をみるのか、年間（あるいはある一定期間）を通じた電力量の需給をみるのかの二通りが考えられる。瞬時的な電力需給の例の一つは、スマートメーターなどによる電気料金のピークロード・プライシングである。この場合にはその瞬間瞬間における需要量（需要電力）に応じて電気料金が増減する仕組みであるため、PQ図における横軸は基本的には電力[W, kW]となる。しかし本研究で研究対象としている風力発電は限界費用がゼロのベース電源としての役割が期待されており、年間の風力発電量に応じて火力発電での燃料消費量が減少することが便益となる。そこで後者の年間を通じた電力量の需要曲線・供給曲線について考えていく。また以下の2.4.1節、2.4.2節での考察の結果得られた需要曲線・供給曲線がFig. 14である。

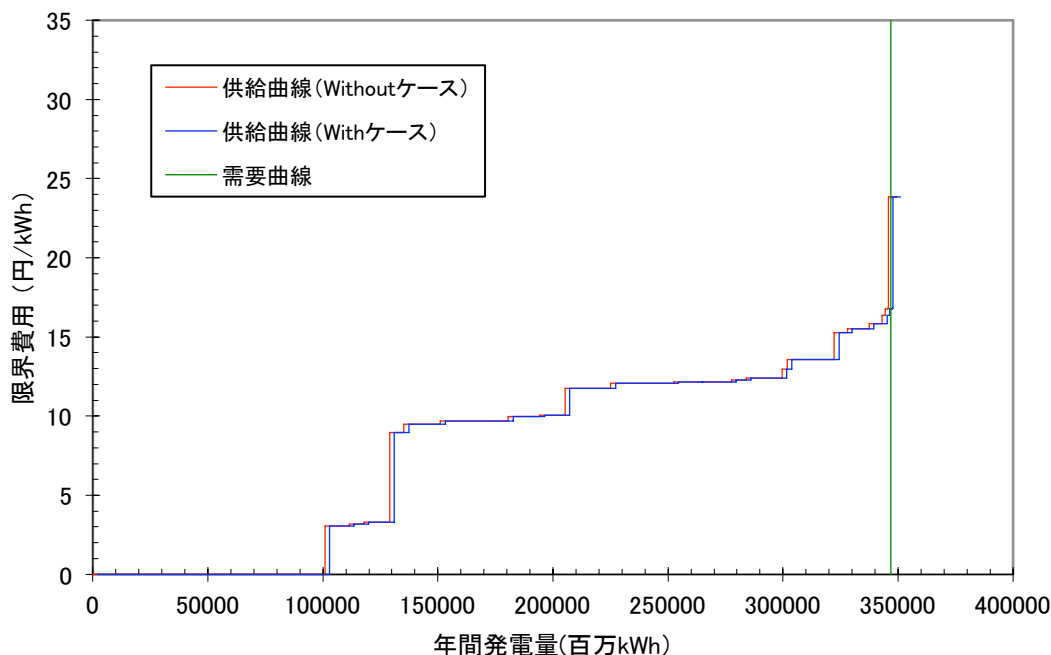


Fig. 14 電力市場における需要曲線と供給曲線

2.4.1. 供給曲線の導出

電力市場は基本的には地域独占となっている。事業用電力については自由化が行われており、新規参入者が存在しているがその総発電量に占める割合は高々数%である。そのため一般電気事業者のみを供給者とみなす。次に一般電気事業者間の電力融通についてであるが、本研究で想定する風力発電所は福島県沖合に立地しているため東日本地域に供給されるものとする。そして東日本地域と中西日本地域では周波数の違いによって連系線の容量が非常に小さく、また東日本地域と北海道地域との融通はほぼゼロである。よって供給者としては、東日本地域にて電力供給を行っている東京電力と東北電力の二社に限定することは妥当な設定である。

風力による発電量が既存の電力に与える影響であるが、風力発電はその限界費用がゼロであるためベース電源としての利用が適している。そのため風力による発電量に応じて最も高い限界費用で発電している発電所による発電量が削られるとみなす。具体的には、東北・東京電力管内における電力の需要曲線と供給曲線を求め、洋上風力発電によって代替される電源とその電力供給量を求める。その際、風力発電によって代替される電源は限界費用の最も高い電源・発電所とし、現在の需給均衡点に近いものから順次代替されるものとする。

具体的な供給曲線の導出は以下の手順に従って求めていく。

供給曲線の導出では、東北電力、東京電力管内における各火力発電所の限界費用と年間発電量の組み合わせを求める必要がある。ここで、各火力発電所における限界費用の求め方は(2.1)式のようになるが、水力発電の限界費用についてはゼロと仮定する。

$$\text{限界費用} = \text{燃料価格} \div \text{熱量} \div \text{発電効率} \div (1 - \text{所内率}) \quad (2.1)$$

各発電所が使用している燃料の種類と価格、その燃料自体が持つ熱量、各火力発電所の発電効率、各燃料の所内率は Table. 4 のようになった。(※ただし熱量に関しては、 $1\text{kwh}=3.6\text{MJ}$ の関係から単位を kwh に直してから計算している)

次に、各火力発電所の年間発電量を求める。年間発電量は式(2.2)の通りである。

$$\text{年間発電量[kWh]} = \text{定格出力[kW]} \times \text{設備利用率[\%]} \times 8760[\text{hours/year}] \quad (2.2)$$

また設備利用率については発電所別のデータが公開されていなかったために、各電力会社で一律の値を算出し (Table. 5)、適用している。以上より、東北・東京電力管内の各火力発電所の限界費用と年間発電量をまとめたものが Table. 6 である。

さらに、東北・東京電力管内の水力発電所における発電量と他社売電量¹²を合計したもの (※限界費用はゼロ) を年間発電量に加えて、両電力管内における供給曲線を導出した。(Fig. 14 赤線) またその供給曲線に風力発電による発電量を加えたもの (風力の発電量の分だけ右シフトする) が Fig. 14 青線である。

	石炭	LNG	重油	原油	軽油
燃料価格 ¹³	10.413 円/kg	78.602 円/kg	71.55 円/l	68.454 円/l	85.9 円/l ¹⁴
熱量 ¹⁵	29MJ/kg	54.6MJ/kg	41.2MJ/kl	39.4MJ/kl	37.7MJ/kl
発電効率 ^{16,17}	各発電所の号機ごとの熱効率を文献より抽出				
所内率 ¹⁸	6.2%	2.0%	4.5%		

Table. 4 燃料別各諸元

設備利用率 ¹⁹	東北電力	東京電力
汽力 (石油・石炭・ガス)	61.0%	62.9%
内燃力 (重油)	40.0%	31.1%

Table. 5 東北電力・東京電力の設備利用率

東北電力		
発電所	限界費用 (円/kWh)	年間発電量 (百万 kWh)
原町	3.2	10629.7
能代	3.3	6377.8
東新潟	12.1	27366.2

東京電力		
発電所	限界費用 (円/kWh)	年間発電量 (百万 kWh)
千葉	9.7	15865.3
五井	12.2	10389.6
姉崎	12.3	14819.9

¹² 経済産業省資源エネルギー庁，“電力調査統計 2-(5)発電実績” 2012 年度.

¹³ 財務省，“貿易統計”，平成 25 年度 8～10 月平均値.

¹⁴ 経済産業省資源エネルギー庁，“石油製品価格調査”，平成 25 年度 8～10 月平均値.

¹⁵ 経済産業省資源エネルギー庁，“2005 年度以降適用する標準発熱量の検討結果と改訂値について”，2007.

¹⁶ 東北電力，“環境行動レポート 2005”.

¹⁷ 東京電力，“平成 25 年度 数表で見る東京電力”.

¹⁸ 国家戦略会議第三回コスト等検証委員会配布資料，“石炭火力、LNG 火力、石油火力、一般水力及びコージェネレーションシステムの全諸元について”，2011.

¹⁹ 経済産業省資源エネルギー庁，“電力調査統計 2-(4)発電設備利用率”，平成 25 年度 1～10 月平均値.

新潟	13.6	2088.7	袖ヶ浦	12.1	19831.7
仙台	13.6	2370.4	富津	10	29477.6
秋田	16.4	5734.6	横須賀	15.8	9361.2
八戸 3号	16.8	1102.8	川崎	9	11017.6
新仙台	16.8	1227.7	横浜	10.1	13687.8
東新潟	23.9	285.9	南横浜	12.4	6335.1
八戸 5号	23.9	1456.3	東扇島	11.8	11017.6
秋田	23.9	1769.8	鹿島	15.3	18113.2
			大井	15.5	5784.2
			広野	13	15643.2
			品川	9.5	6280
			常陸那珂	3	5508.8

Table. 6 東北電力・東京電力の発電所別諸元一覧

2.4.2. 需要曲線の導出

次に電力市場における需要側の分析であるが、本研究で着目する点は大規模風力発電の導入によって供給曲線が右シフトした結果市場の均衡点に変化し、それによって余剰の変化が生じる、という点である。しかし想定している風力発電の導入量は、定格出力を出し続けていたとしても

$$2[\text{GW}] \times 24[\text{hours / day}] \times 365[\text{days / year}] = 17,520[\text{GWh}] = 17,520 \times 10^6[\text{kWh}]$$

であり、2012年度の東京電力・東北電力の販売電力量の合計 $346,865 \times 10^6 \text{ kWh}^{20}$ の約 5% に過ぎない。そのため風力発電導入後であっても需給均衡点はほとんど変化しないと考えられる。よって需要曲線の PQ 図における形状が縦に垂直である、つまり電力需要の価格弾力性がゼロであると仮定しても余剰分析の結果はさほど影響を受けない。

加えて電力需要量は毎年変化するものであるが、その年々の電力需要量の変化は、本研究のように風力発電導入による余剰分析を考えている場合においては考慮する必要がなくなることも合わせて述べておく必要がある。これは先に述べた点でもあるが、風力発電はベース電源としての役割を担うことになるため、発電できた分だけ調整電源である限界費用の最も高い火力発電を代替することになるからである。そして風力が代替する電力量は風力によって発電された電力量によってのみ決定されるため、需要量が年度ごとに変化しても風力による火力代替量には影響しない。

以上により本研究における需要曲線を、需要の価格弾力性がゼロで、需要量が 2012 年度の電力需要量で一定であるような縦に垂直な曲線として設定する。(Fig. 14 緑線)

2.5. パラメータの設定

便益項目・費用項目の計算にあたってはいくつかのパラメータに基づいて推計を行っていた。そこで本小節ではそのパラメータの推測値について述べる。費用、便益計算に用いているパラメータは、①CO₂排出の社会的費用、②原油価格、③風力発電量の3つであった。この3項目に加えて、本研究で想定しているプロジェクトでは40年間に渡って風車の建設を継

²⁰ 2012年度の電力販売実績[14]より

続することとなっているため、技術革新や学習効果による建設費用の逓減を考慮する必要がある。そこで④技術革新の速度についても費用項目計算時にパラメータとして用いる。

2.5.1. CO₂排出の社会的費用

CO₂排出の社会的費用は、CO₂の貨幣価値原単位を用いて評価する。しかし、CO₂の貨幣価値原単位は各国の費用便益分析で用いられているが、その値は国によって、また評価対象プロジェクトによって大きく異なる (Table. 7)。日本では国土交通省が鉄道プロジェクトの評価にあたって 2,300 円/t-C という値を用いている。また国土交通省ではこうした CO₂の貨幣原単位を巡る諸外国における設定状況、既往研究の状況等を踏まえ、公共事業の事業評価に適用する CO₂の貨幣価値原単位として 10,622 円/t-C とすることを提案している。

国土交通省にて検討されている CO₂の貨幣価値原単位の設定方法とその結果は Table. 8 にある通りである。

そこで本研究では CO₂の貨幣価値原単位を Table. 9 のように 3 通りの方法で設定をして評価を行う。

国	価値額	手法	備考 (対策費用の場合は具体的な目標を記述)
オーストリア	94.47 Euro/t-CO ₂ (年次 1998年) (日本円換算 51,612円/t-C)	対策費用/その他	文献調査からの中央値
デンマーク	0.3 DKK/kg-CO ₂ (年次 2001年) (日本円換算 22,008円/t-C)	その他	
フィンランド	32 Euro/ t-CO ₂ (年次 2000年) (日本円換算 17,483円/t-C)	被害費用	
フランス	100 Euro/t-C (年次 年) (日本円換算 14,900円/t-C)	環境税の税率より算定	炭素価格は2010年以降、毎年3%ずつ増加すると考えられている。
ドイツ	205 Euro/ t-CO ₂ (年次 1998年) (日本円換算 111,998円/t-C)	対策費用	ドイツでは、CO ₂ 排出削減を2050年までに1987年排出レベルの80%を目標としている。
オランダ	人キロあるいはトンキロあたりの値で示されておりCO ₂ トンあたりの評価は不明	被害費用/対策費用	
スウェーデン	1.5 SEK/kg-CO ₂ (年次 2001年) (日本円換算 88,000円/t-C)	対策費用	スウェーデン交通機関の目標より
チェコ共和国	不明	不明	水路事業の費用便益分析において考慮している模様だが詳細は不明
イタリア	人キロあるいはトンキロあたりの値で示されておりCO ₂ トンあたりの評価は不明	被害費用	
スイス	0.12-0.17 CHF/kg-CO ₂ (年次 2000年) (日本円換算 41,360-58,593円/t-C)	対策費用	鉄道：京都議定書 自動車：様々な目標の平均 (ドイツのEWSを基準としている)

注) 為替レートは「基準外国為替相場及び裁定外国為替相場 (平成19年1月1日から平成19年6月30日までの間において適用)」日本銀行国際局)を用いた。

Table. 7 欧州の交通関連事業評価における CO₂ の価値の算出状況^[10]

方法	特徴	設定例
【方法1】 限界被害費用による推定結果を適用	・ 諸外国で頻繁にレビューされている	5,000円/t-C (To1(2005)による査読付論文の平均値)
【方法2】 諸外国の事業評価の設定を参考に中央値的な値を設定	・ 公共事業分野の特性を踏まえた評価値となる ・ 諸外国の設定方法に左右される(特に対策費用に基づく値は高めの設定となる傾向がある)	36,000円/t-C (オーストリア、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、スウェーデン、スイス、ニュージーランドの値の中央値)
【方法3】 排出権取引価格を適用	・ 市場価格として理論的に妥当性が担保されやすい ・ 現時点では価格動向の見通しが立ちにくい	4,900円/t-C (2006年第1四半期のEU排出権取引市場におけるCO2価格)

Table. 8 CO₂の貨幣価値原単位の設定方法とその結果^[10]

方法	設定値
方法① 鉄道整備事業における数値を適用	2,300 円/t-C
方法② 限界被害費用による推定結果を適用	5,000 円/t-C
方法③ 国土交通省が提案している値	10,600 円/t-C

Table. 9 本研究で用いる CO₂の貨幣価値原単位

2.5.2. 原油価格

原油価格の見通しについて、本分析は国際エネルギー機関や米国エネルギー情報局や日本エネルギー経済研究所などの先行研究を検討した上で、燃料を大量に輸入しているという日本の特別な実情を考慮して値を算出している日本エネルギー経済研究所の最新の研究を用いる。使用される数値は、現在の原油価格は 70612.89 円/トンであり、名目年間価格上昇率は Table. 10 に示される通りに設定する。

	原油	天然ガス	一般炭
2012-2020	2.20%	-0.30%	2.20%
2020-2030	2.40%	2.00%	2.40%
2030-	2.40%	2.30%	2.30%

Table. 10 原油価格の名目上昇率²¹

²¹ 日本エネルギー経済研究所「アジア/世界エネルギーアウトック 2013」

2.5.3. 風力の発電量

風力による発電量は

$$\text{年間発電量[kWh]} = \text{定格出力[kW]} \times \text{設備利用率[\%]} \times 8760[\text{hours/year}] \quad (2.3)$$

によって求められる。ここで定格出力とは各風車毎に決められている設計出力のことであり、本研究で想定している風車では一律に 7MW である。また設備利用率 (*Capacity factor*) とは年間を通じて定格出力で発電し続けた場合の何%が実際に年間で出力されたのかを示すパラメータである。例えば定格出力が 20MW の風力発電所における年間発電量が 43,416MWh であれば、設備利用率は

$$\frac{43,416 \text{ MWh}}{365 \text{ days} \times 24 \text{ hours / day} \times 20 \text{ MW}} \approx 0.2478 = 25\% \quad (2.4)$$

となる。また英国での洋上風力発電所における設備利用率の実績値は Fig. 15 のようになっており、月次での変動が非常に大きいことが分かる。よって風力発電による発電量は設備利用率の値によって大きく変化するため、適切な値を設定する必要がある。しかし日本近海では洋上風力発電の実績がないため、時系列データから設備利用率の期待値を算出することができない。

そこで本研究では、設備利用率は風速の変動による発電量の変化と設備の年間稼働日数の割合によって決定されるとすることで適切な設備利用率を設定した。つまり、風速変動による風力発電電力の期待値 ($E[\text{power of wind turbine}]$) と稼働率 (*Availability*) によって設備利用率は

$$\text{Capacity factor[\%]} = \frac{E[\text{power of wind turbine}]}{\text{rated power of wind turbine}} \times \text{Availability[\%]} \quad (2.5)$$

によって決定されるとしている。ここで稼働率とは事故やトラブルなどにより風車が稼働しなかった時間割合を 1 から引いたものである。

参考として英国における稼働率の変動は Fig. 16 のようになっている。Fig. 15 の設備利用率と異なり平時においては稼働率は安定しているが、一時的に (2006 年 12 月@Scroby Sands、2007 年 9 月@Barrow) 大きく落ち込んでいることが分かる。これは大規模なトラブルが発生したために稼働風車数が大きく減少したためであり、こうした事故がないときには稼働率は 90%前後にて安定している (North Hoyle、Kentish Flats)。

風力発電電力の期待値

風力発電による発電電力の期待値の計算の詳細はその分野の先行研究^[11]などを参照されたい。ここでは仮定と結果のみを簡単に述べるに留める。

風速の分布がワイブル分布によってよく表されることを用いて、発電所立地海域での平均風速 $\bar{V} = 7.40[\text{m/s}]$ と形状係数 $k = 2$ とすることで Fig. 17 のように風速の分布が得られる。

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right\} \quad (2.6)$$

ここで、

$$k = 2, c = \frac{\bar{V}}{\Gamma(1+1/k)}. \quad (2.7)$$

また風車の風速と出力の関係を表す性能曲線がパワーカーブであり Fig. 18 のような曲線

となっている。日本電気技術者協会による電気技術解説講座²²によるとカットイン風速、定格風速、カットアウト風速の値は機種によって異なるが、一般的に

カットイン風速：3~5 m/s

定格風速：8~16 m/s（定格出力に依存）

カットアウト風速：24~25 m/s

といった値が採用されている。本研究で用いる風車は Table. 1 の 7MW 級風車であるので、

定格風速：15.0 m/s

カットアウト風速：21.0 m/s

となる。またカットイン風速については記載がなかったため、

カットイン風速：3.0 m/s

としている。以上の風速に係る 3 諸元と定格出力 7MW の値を用いて Fig. 18 を修正したものが Fig. 19 である。Fig. 17 と Fig. 19 の各風速に対する確率密度と出力の積をとることで、本研究で想定している風車の出力分布 (Fig. 20) を得る。Fig. 20 より出力の期待値を計算²³すると

$$E[\text{power of wind turbine}] \approx 2,464 [\text{kW}] \quad (2.8)$$

となる。

稼働率

稼働率の期待値計算のためには、洋上における風車の事故原因の統計データを用いてポアソン分布などを仮定することで計算ができる。しかし現在日本近海で浮体式洋上風力発電を行っている例がないために、具体的にどのような事故がどれだけの頻度で生じるものなのかが不明である。そのため Fig. 16 にあるような稼働率の大きな落ち込みがどの程度の頻度で生じ、その規模がどれほどのものか推定できなかった。よって本研究では稼働率の大幅な落ち込みは生じないものとして一律に

$$\text{Availability} = 0.9 = 90[\%] \quad (2.9)$$

として計算を行うものとする^{24, 25}。

設備利用率

以上より設備利用率は

$$\text{Capacity factor}[\%] = \frac{2,464}{7,000} \times 0.9 \times 100 = 31.68 \approx 32[\%] \quad (2.10)$$

として求められる。

²² <http://www.jeea.or.jp/course/contents/03402/>

²³ Fig. 20 のような分布の期待値計算については、分布を短冊状に分割することで近似的に求積することで計算を行った。

²⁴ 既に行われている実証実験 (2MW 級 1 基) での実績値は 2013 年 12 月で 94.9% であるが、運転開始後 1 ヶ月だけの実績であり、今後台風やトラブルによる故障も考えられるためここでは実績値よりも低い 90% を仮定している。

²⁵ <http://www.minpo.jp/news/detail/2014012913585>

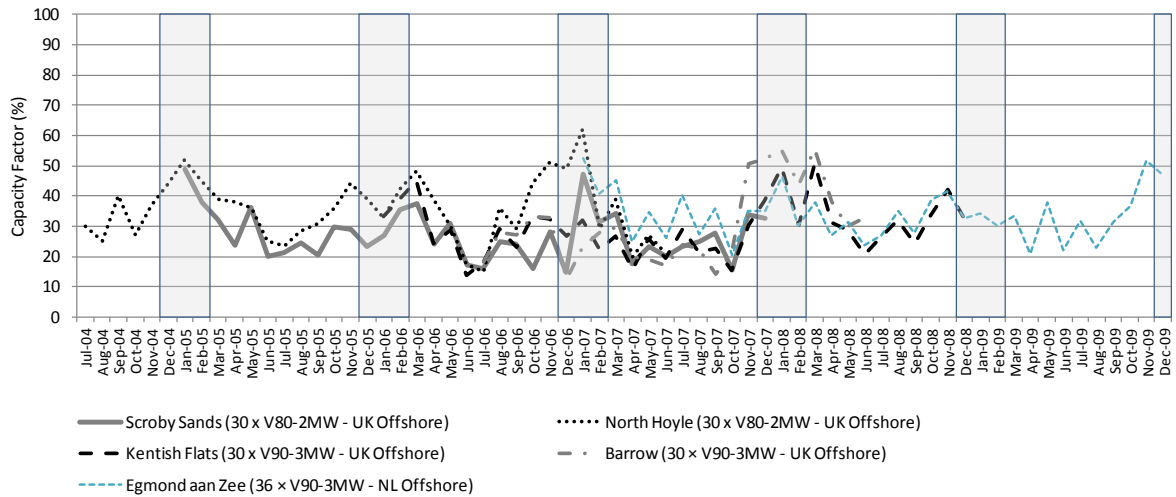


Fig. 15 Capacity factor of Offshore Wind Farms in UK^[12]

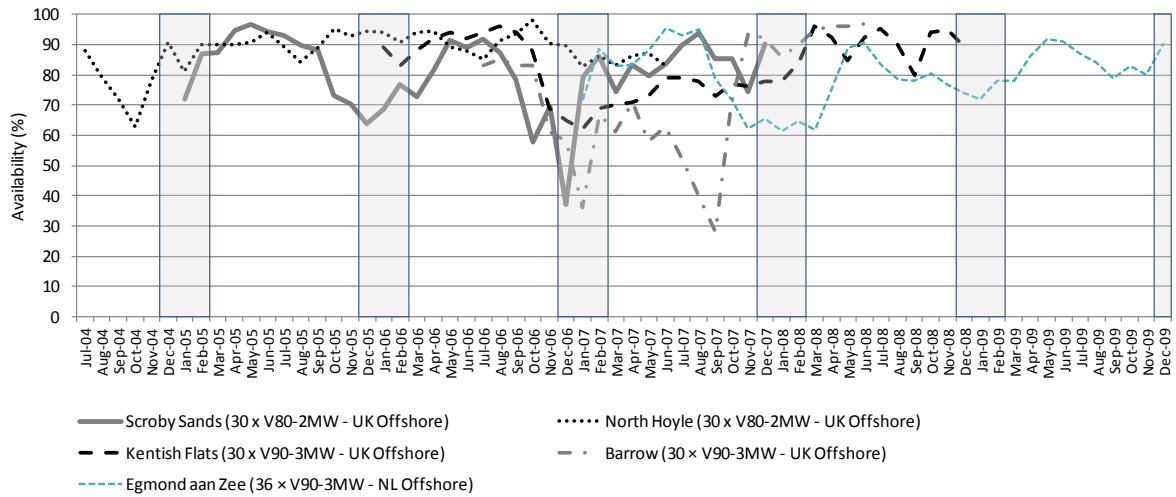


Fig. 16 Availability of Offshore Wind Farms in UK^[12]

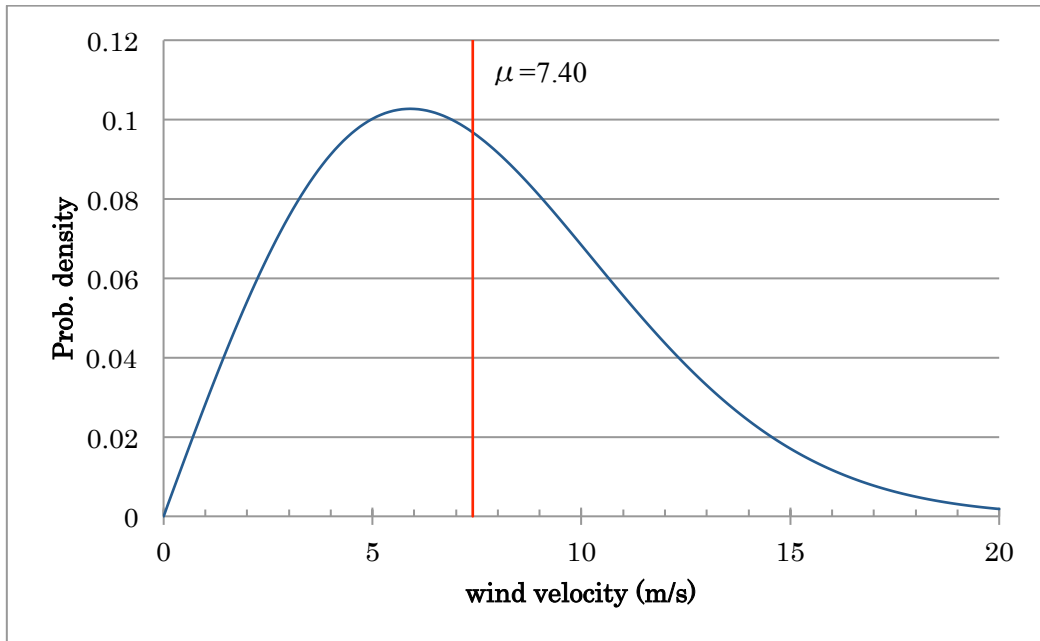


Fig. 17 風速分布（風速の確率密度関数）

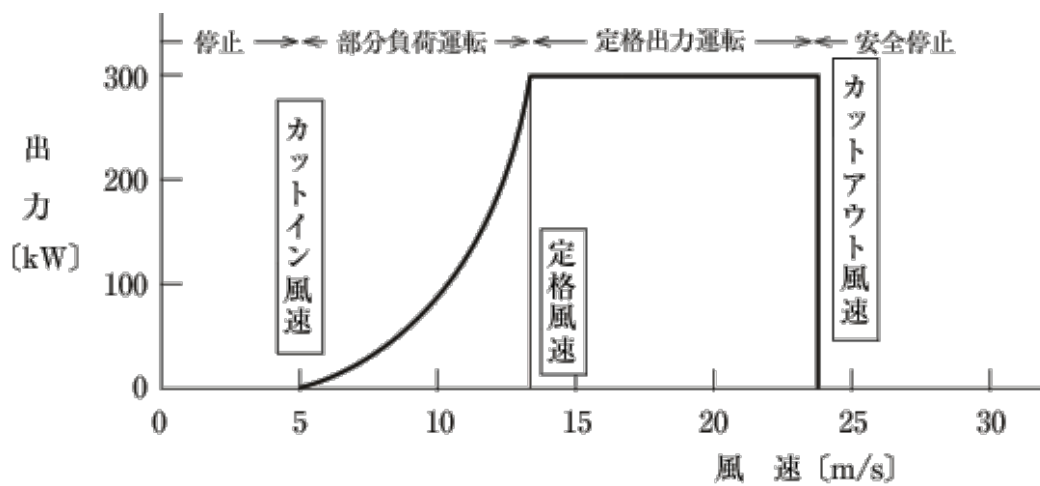


Fig. 18 風力発電のパワーカーブの概要²⁶

²⁶ <http://www.jeea.or.jp/course/contents/03402/>

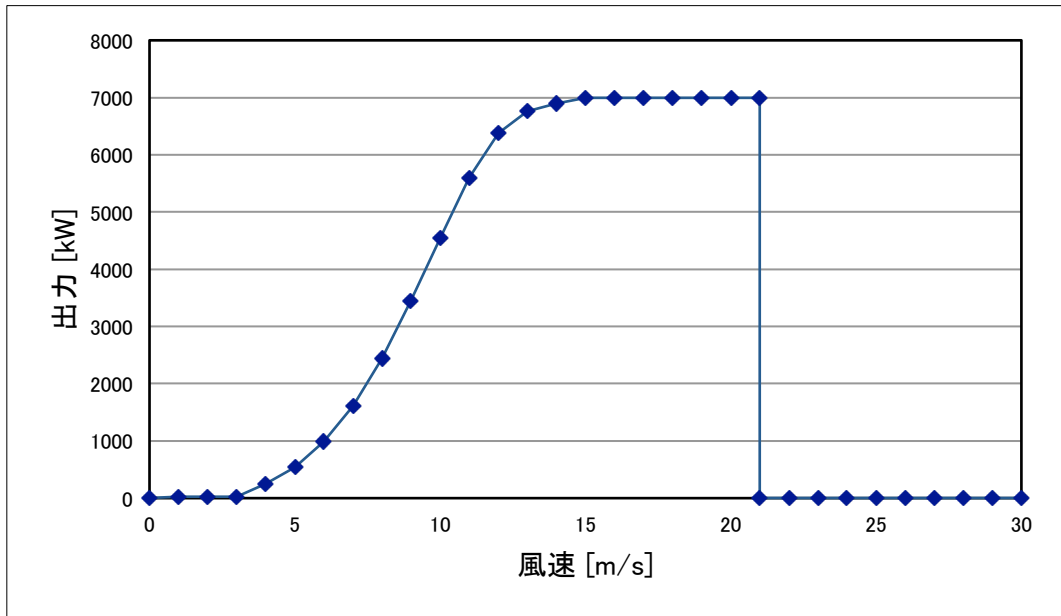


Fig. 19 本研究で想定する風車のパワーカーブ

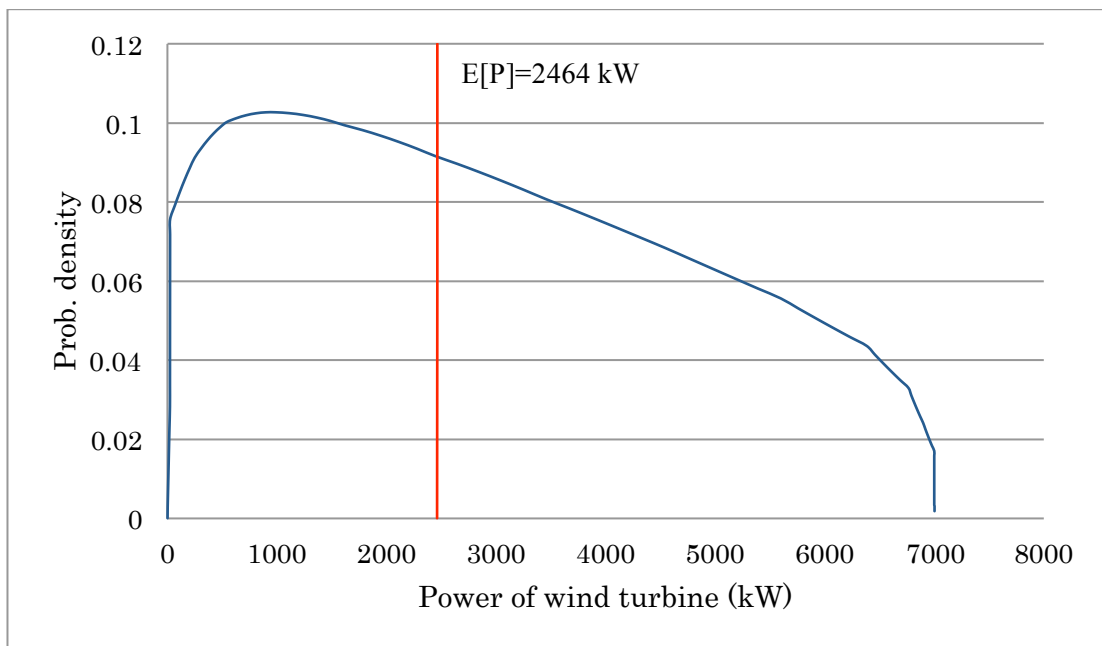


Fig. 20 本研究で想定する風車の出力分布

2.5.4. 技術革新による建設コストの逡減

風力発電機の製造コストは、技術革新や学習効果によって年々低減していくことが予期される。

まず学習効果とは生産量が増していくにつれて効率的な生産方法を製造者が学習していくために製造コストが低下していく効果のことである。そして学習効果は既存の累積生産台数に対して、追加的に生産される台数が十分に大きい時に効果を発揮する。まず2011年に世界で生産された風車は4,059万kW/年であり、日本では2010年に25.6万kW/年となっている。また国内における累積導入量は264.9万kW、累積基数は1,916基(2012年度^[8])となっている。また本研究にて想定している風車の導入基数は年14基、累計560基となっているため、

本プロジェクトによる風力発電所建設により新たに大きく学習効果が発生するとは考えにくい。そこで学習効果による製造コスト通減は考慮しない。

次に技術革新による製造コストの通減であるが、IEA の ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVE 2010, Blue Map Scenario において技術革新の速度が推定されている (Fig. 21)。そこで本研究では Table. 11 のように技術革新の速度を設定する。

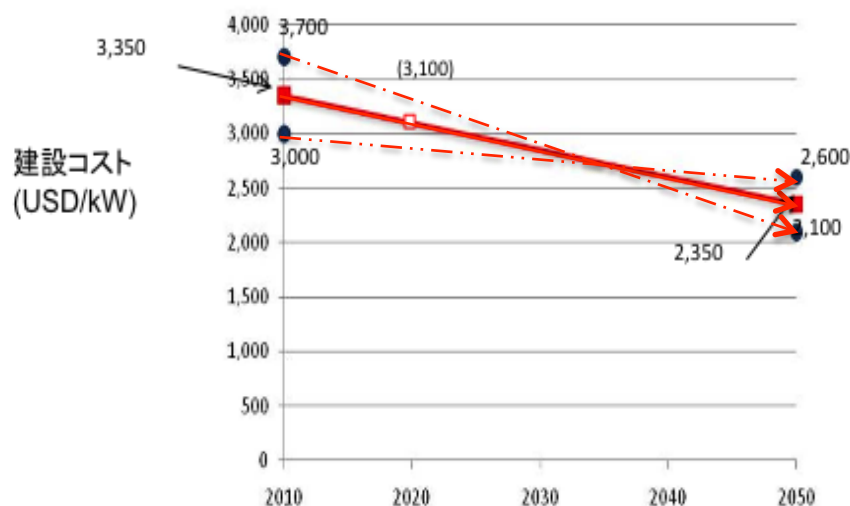


Fig. 21 IEA による風力発電の製造コスト通減予想

ケース	設定値
上値	-1.08%/年
中値	-0.81%/年
下値	-0.33%/年

Table. 11 技術革新速度の設定

第 3 章 費用便益分析

本章では、第 2 章で設計した分析モデルを用いて費用便益分析を行った結果について述べる。また費用便益分析に用いたモデルは複数のパラメータに依存したものであるため、当該パラメータに対する感度分析も合わせて行った。

3.1. 浮体式洋上風力発電所建設の評価（ベンチマークケース）

以上で考察した電力市場モデル、費用・便益項目の考察結果よりベンチマークケースにおける純便益を推計することができる。その推計結果をまとめたものが Table. 12 である。

実証実験段階における発電設備装置の設置コスト（風力発電建設費）が 1kW あたり 200 万円（風車一基あたり 140 億円）の水準では、純便益が約-1.36 兆円、B/C が約 0.63 となることが分かる。

またベンチマークケースにおいて純便益をゼロにするために求められる価格水準を推計した結果が Table. 13 である。

これら 2 つの計算結果より、ベンチマークケースにおいて本プロジェクトの風力発電所建設設計画が正の純便益をもたらすためには風車一基あたり 81.2 億円以下、1kW あたり 116 万円以下の水準にまで下げる必要があることが分かる。

浮体式風力発電の実験に携わる事業者によると、現状は 1kW あたり 200 万円以上のコストがかかっているが、次回にはその半分の 100 万円を、最終的には 50 万円にまで下げていくことを目指していくとしている¹¹。Table. 12、Table. 13 に示される結果より社会的に便益をもたらすコスト水準は 1kW あたり 116 万円以下であり、実証実験に携わる事業者の目指す 1kW あたり 50 万円までコストを下げることであれば本プロジェクトの純便益は約 1 兆円、B/C が約 1.87 となる（Table. 14）。事業者は社会的便益ではなく、自身の利益を追求すると考えると、先の報道¹¹におけるコスト水準目標は費用便益分析の観点からも妥当な目標であると結論づけられる。

ベンチマークケース

実証実験における 価格水準での純便益	-13,584	億円
-----------------------	---------	----

1kW あたり価格	2.00	百万円
1 基あたり価格	140	億円

①費用

	風車関連施設建設費	風力発電建設費	維持管理費用
基準年度	2013 年度		
単純合計	1,895 億円	64,806 億円	5,932 億円
基準年における 現在価値	1,895 億円	32,345 億円	2,330 億円

※社会的割引率は 4%を使用

②便益

	燃料節約	CO2 削減
基準年	2013 年度	
単純合計	58,095 億円	5,349 億円
基準年における 現在価値	20,885 億円	2,101 億円

※社会的割引率は 4%を使用

③結果

費用計	36,570 億円	B/C	0.6290
便益計	22,986 億円		
純便益	-13,584 億円		

Table. 12 ベンチマークケースにおける純便益と費用・便益項目

ベンチマークケース（純便益ゼロ）

純便益が非負となる 一基あたり風車価格	81.20	億円
------------------------	-------	----

純便益が非負となる 1kW あたり価格	1.16	百万円
------------------------	------	-----

①費用

	風車関連施設建設費	風力発電建設費	維持管理費用
基準年度	2013 年度		
単純合計	1,895 億円	37,590 億円	5,932 億円
基準年における 現在価値	1,895 億円	18,761 億円	2,330 億円

※社会的割引率は 4%を使用

②便益

	燃料節約	CO2 削減
基準年	2013 年度	
単純合計	58,095 億円	5,349 億円
基準年における 現在価値	20,885 億円	2,101 億円

※社会的割引率は 4%を使用

③結果

費用計	22,986 億円	B/C	1.00
便益計	22,986 億円		
純便益	0 億円		

Table. 13 純便益がゼロとなる価格水準におけるベンチマークケース

ベンチマークケース (1kW あたり 50 万円)

①費用

	風車関連施設建設費	風力発電建設費	維持管理費用
基準年度	2013 年度		
単純合計	1,895 億円	16,202 億円	5,932 億円
基準年における 現在価値	1,895 億円	8,086 億円	2,330 億円

※社会的割引率は 4%を使用

②便益

	燃料節約	CO2 削減
基準年	2013 年度	
単純合計	58,095 億円	5,349 億円
基準年における 現在価値	20,885 億円	2,101 億円

※社会的割引率は 4%を使用

③結果

費用計	12,311 億円	B/C	1.87
便益計	22,986 億円		
純便益	10,675 億円		

Table. 14 発電設備装置設置コストが 1kW あたり 50 万円のときのベンチマークケース

3.2. 感度分析

ベンチマークケースの費用便益分析は4つのパラメータに依存しているため、本小節でそれらのパラメータについての感度分析を行う。感度分析を行う変数及び感度分析の幅をまとめたものがTable. 15であり、それぞれの詳細およびその結果については3.2.1及び3.2.2節にて述べる。また全てのパラメータが純便益をより悪くする方向へ変化した時の、最悪のケース分析も合わせて行った。また感度分析の結果をまとめたものがTable. 16とTable. 17である。Table. 16より、風速が10%変動したときの純便益が非負となるために求められるコスト水準に与える影響が比較的大きいと考えられる。つまり風力発電所の立地において風況の観測及びその予測が正確であればあるほど、プロジェクトのもたらす社会的な便益の不確実性を取り除くことが可能であることを示唆している。そしてこれらは事前の調査次第で十分に精度を向上させることが可能であるため、比較的能動的にコントロールすることができるリスクである。他の3項目については、必ずしも事業者がコントロールできるものではないため不確実性は依然として存在している。しかしそうであっても、風車一基あたりのコストを41.9億円以下、1kWあたりのコストを60万円以下にすることが可能であれば、感度分析で考慮した幅の環境の変化の中であれば正の純便益をもたらすことができる。

変動要因	基準値	変動ケース	
		(i)	(ii)
CO ₂ の貨幣原単位	5000 円/t-C	2300 円/t-C	10600 円/t-C
為替レート	97.63円/ドル	79.1 円/ドル	104.6 円/ドル
平均風速	7.4 m/s	6.7 m/s	8.1 m/s
技術革新速度	-0.81 %	-0.33 %	-1.08 %

Table. 15 感度分析対象変数まとめ

感度分析

変動要因	純便益が非負となる 風車一基あたりの価格		純便益が非負となる 1kWあたりの価格	
	(i)	(ii)	(i)	(ii)
CO ₂ の貨幣原単位	76.3 億円	91.4 億円	1.09 百万円	1.31 百万円
為替レート	64.0 億円	87.7 億円	0.91 百万円	1.25 百万円
平均風速	63.9 億円	96.6 億円	0.91 百万円	1.38 百万円
技術革新速度	74.5 億円	85.7 億円	1.06 百万円	1.22 百万円

Table. 16 感度分析結果

最悪のケース分析

	純便益が非負となる 風車一基あたりの価格		純便益が非負となる 1kWあたりの価格	
	(i)	(ii)	(i)	(ii)
変動要因すべてが ケース(i)のとき	41.9	億円	0.60	百万円

Table. 17 最悪のケース分析の結果

3.2.1. 便益項目の感度分析

CO₂の社会的費用

CO₂排出の社会的費用については、2.5.1節で考察したようにCO₂の貨幣原単位を3つの方法で設定し、それぞれについて費用便益分析を行う。ベンチマークケースでは5,000円/t-Cを用いていたので、感度分析ではCO₂の貨幣原単位が2,300e円/t-Cと10,600円/t-Cについて行う。

原油価格

原油価格については、その輸入がドル建てで行われているためドル-円の為替レートの変動によって大きく変動する。しかしその変動を正しく予測することは困難であるため、本研究においては為替レートの変動を詳細に分析することはせずに、現状の為替レート（2013年実績値）と円安・円高の場合の為替レートを考え、それぞれのケースにおいて為替レートを固定して感度分析を行う。ベンチマークケースでは2013年実績値の97.6円/ドルを用いており、感度分析においては79.1円/ドル（円高ケース）と104.6円/ドル（円安ケース）について行う。

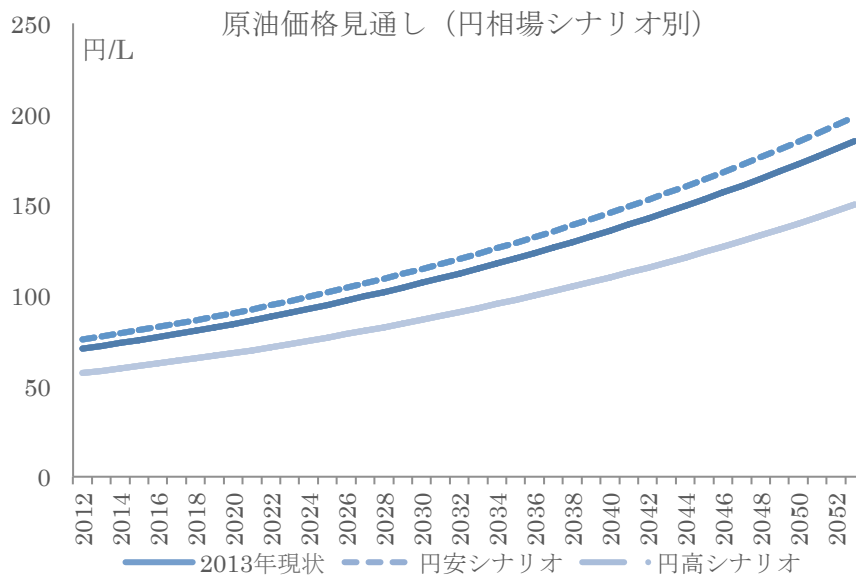


Fig. 22 原油価格の為替シナリオ別変動

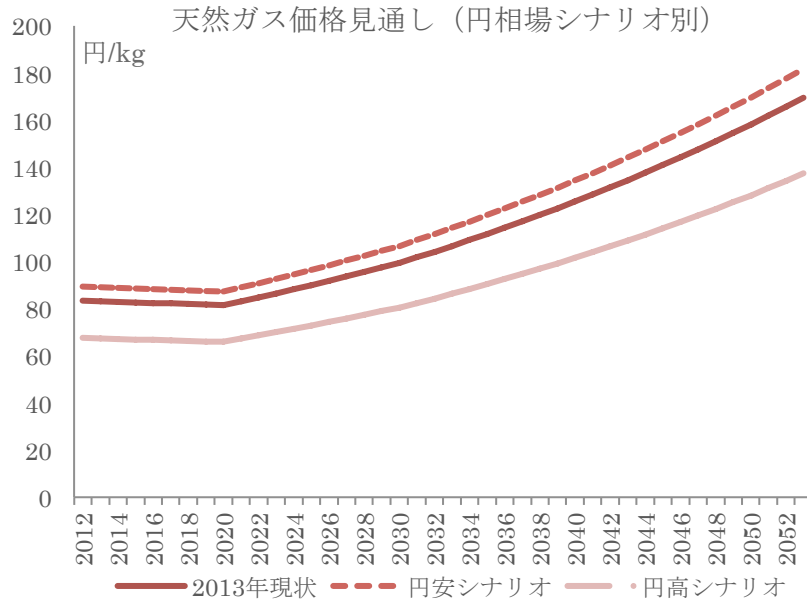


Fig. 23 天然ガス価格の為替シナリオ別変動

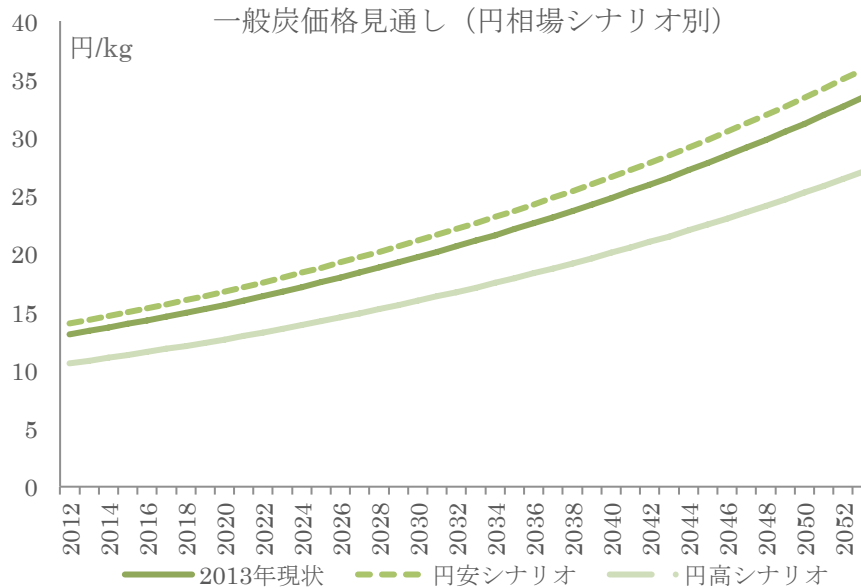


Fig. 24 一般炭価格の為替シナリオ別変動

風力発電量

風力発電量は設備利用率によって変化をし、風力発電所における設備利用率は平均風速の変動によって変化する。そのため平均風速が±10%変動したときの設備利用率を計算すると、平均風速が10%低下した場合には設備利用率は29.1%に、平均風速が10%上昇した場合には設備利用率は40.6%になる。これら2つの場合について感度分析を行う。

3.2.2. 費用項目の感度分析

発電設備装置設置コスト

風車整備に係るコストはその技術革新の速度にも依存をしている。そこで2.5.4節で考察したようにベンチマークケースで技術革新によってコストが年0.81%低減していくとし、感度分析にて年1.08%、年0.33%逓減の2ケースについて分析を行う。

第4章 おわりに

4.1. 結論

以上の分析をまとめると以下のようなになる。

福島県沖での大規模浮体式洋上風力発電所の建設は、

- ・ 風車一基あたりの建設コストを 63.9 億円から 81.2 億円、1kW あたりの建設コストを 91 万円から 116 万円以下に下げることができれば純便益を正にすることが可能となる。
- ・ また、特に想定したケースの中で最も条件が厳しくなる場合であっても、一基あたりの建設コストを 41.9 億円、1kW あたりの建設コストを 60 万円以下にすることで純便益は正になる。

ただし、平均風速の変動が純便益に与える影響は、その変動確率からも他の変動要因と比べて大きいと言えるため、想定した風が得られない場合には上記のコスト水準を満たしていたとしても純便益が負になることがあり得る。またより風況のよい（＝風の強い海域～より陸から離れた海域）に立地することができれば、純便益はさらに改善されていく。そしてプロジェクトがもたらす社会的便益の不確実性を能動的に下げるためには、より綿密な風況調査をする必要がある。

4.2. 政策提言

今後再生可能エネルギーの導入を進めていくにあたって、日本において風力発電はかなり有望な電源の一つである。他の電源、例えば太陽光発電では、大規模太陽光発電所を建設するためには広大な土地が必要であり、地面に太陽光パネルを敷くことでその土地を他の用途に用いることが完全に不可能となってしまう。またこうした問題を解決するために民家の屋根貸しなども考えられているが、大規模な導入には時間・費用がかさむことが考えられる。

一方で、洋上風力発電は日本近海でも十分に安定して良い風況が得られることから、そのコストさえクリアすることができれば再生可能エネルギーとしては事業者視点からみても採算のとることのできる電源となる。しかし日本近海は陸地から離れるとすぐに海深が深くなるため、従来型の着床式ではコストが高騰してしまうため適さない。本研究で導入を想定した浮体式の洋上風力発電であれば、着床式のような水深に応じたコスト変動が少なくなるため日本においては浮体式洋上風力発電の普及がより適している。

しかし浮体式洋上風力発電は未だ実験段階の技術であり、本格的な普及はしていない技術である。そして現段階ではそのコストが高水準であることが尠となっているが、費用便益分析の観点からはそのコストを 1kW あたり 91 万円から 116 万円程度に下げることができれば社会的には便益を生じさせる技術であることが示された。そしてこのコスト水準は、実証実験に参加している事業者が目標としているコスト水準¹¹と比較しても、決して達成不可能な数字ではない。

よって再生可能エネルギーの普及の一翼を浮体式洋上風力発電は担うとすれば、風況の綿密な調査に十分な予算と時間を投じることと、風車の製造コストを下げるべく技術革新を推進していくことが必要となってくる。

4.3. 今後の研究課題

本研究ではセカンダリーマーケットである風力発電機市場における余剰分析を行うことができなかった。また自然災害などによる風力発電の大規模な停止といったリスクを分析に組み込むことができていない。よってこれらを考慮した上で分析を行うことができれば、より現実に則した有意義な分析結果になると考えられる。

謝辞

本稿を執筆するにあたっては、多くの方々からご指導を頂いた。

本講義の指導教員である岩本康志教授、鎌江伊三夫教授、学外非常勤教員の北野泰樹氏、八田達夫氏の皆様には、テーマ選択から中間・最終発表におけるご指摘など、幾度に渡って非常に有意義なアドバイスやコメントを頂いた。皆様の貴重な助言がなければ、本研究は頓挫していたであろう。ここに感謝の意を表したい。

他にも TA の加茂氏と武繁氏、同講義の受講生たちには積極的に内容の議論に参加して頂き、費用便益分析に関する知識、研究の内容を深める事が出来た。改めて感謝を申し上げる。

なお、本稿で示した見解は全て筆者たち個人の見解であり、所属している組織あるいは今後所属する組織としての見解を示すものではない。また本稿にあり得る誤りは全て筆者たちの責任に帰するものである。

参考文献

- [1] 福島県, “福島県再生可能エネルギー推進ビジョン (改訂版),” 2012.
- [2] 経済産業省資源エネルギー庁, “浮体式洋上超大型風力発電機設置実証事業 ((仮称)三菱重工業風力発電所及び(仮称)ジャパンマリンユナイテッド風力発電所設置事業) 環境影響評価方法書,” 2013.
- [3] M. TSUCHIYA, T. ISHIHARA, and Y. FUKUMOTO, “The Wind Observation for Offshore Wind Farm and A New Normal Turbulence Model,” *Wind Eng. JAWE*, vol. 36, no. 1, pp. 9–14, Jan. 2011.
- [4] 環境省, “浮体式洋上風力発電実証事業実施候補海域の選定について (お知らせ),” 2010. [Online]. Available: <http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=13288>.
- [5] 石原孟, “福島沖浮体式洋上ウインドファーム実証研究の現状と将来展望,” 日本風力エネルギー学会誌, vol. Vol.36, no. No.4, pp. pp.553–556, 2013.
- [6] 石原孟, “わが国の洋上風力発電実証研究の全体像,” 日本風力エネルギー学会誌, vol. Vol.37, no. No.2, pp. pp.134–136, 2013.
- [7] 福島洋上風力コンソーシアム, 福島復興浮体式洋上ウインドファーム実証研究事業パンフレット. 2013.
- [8] 日本風力発電協会, “日本の自然エネルギー白書 (風力編) 2013,” 2013.
- [9] 渡邊文人, 中尾徹, “洋上風力発電の計画・建設・運開・メンテナンスに係る費用等 (洋上風力発電ガイド: UKラウンド3),” 風力エネルギー, vol. 35, no. 3, pp. pp.85–113, Feb. 2011.
- [10] 国土交通省, “CO₂の貨幣価値原単位について (資料3),” 第2回公共事業評価手法に関する検討会資料, 2007.
- [11] 斉藤純夫, 佐藤健一, 関塚智, “ワイブル分布による風況および発電量予測に関する一考察(流体工学, 流体機械),” 日本機械学会論文集. B 編, vol. 71, no. 707, pp. 1847–1853, Jul. 2005.
- [12] C. J. Crabtree, “Operational and Reliability Analysis of Offshore Wind Farms,” in *EWEA 2012*, 2012.
- [13] “Statoil Draws On Offshore Oil Expertise To Develop World’s First Floating Wind Turbine,” 2009. [Online]. Available: <http://www.newtechmagazine.com/index.php/daily-news/archived-news/7727-statoil-draws-on-offshore-oil-expertise-to-develop-world-s-first-floating-wind-turbine>.
- [14] 電気事業連合会, “2012年度分 電力需要実績 (確報),” 2013.