

富山県東部沖における 洋上風力発電導入の費用便益分析

東京大学公共政策大学院
公共政策の経済評価 2023 年度
最終報告書

石井 洸（東京大学公共政策大学院経済政策コース 修士1年）
遠藤 瑞季（東京大学公共政策大学院経済政策コース 修士1年）
呉 燕（東京大学公共政策大学院経済政策コース 修士1年）
村上 琢哉（東京大学公共政策大学院経済政策コース 修士1年）

目次

- 要旨
- はじめに
- 1. 現状分析と問題意識
 - 1.1. 現状分析
 - 1.1.1. 日本における再生可能エネルギーの現状について
 - 1.1.2. 洋上風力発電について
 - 1.1.2.1. 概要
 - 1.1.2.2. 着床式と浮体式の違い
 - 1.1.2.3. 災害耐性
 - 1.1.2.4. メリット
 - 1.1.2.5. デメリット
 - 1.1.2.6. 政府の施策方針
 - 1.1.3. 富山県東部沖における洋上風力発電事業について
 - 1.1.3.1. 概要
 - 1.1.3.2. 富山県入善町沖の洋上風力発電事業
 - 1.2. 問題意識
- 2. 先行研究および本研究の位置づけ
 - 2.1. 先行研究
 - 2.2. 本研究の位置づけ
- 3. 分析のフレームワーク
 - 3.1. ベンチマークケースの設定
 - 3.2. 前提条件の整理
 - 3.2.1. 建設基数の検討
 - 3.2.2. 諸条件の整理
 - 3.2.3. 費用・便益主体の整理
 - 3.3. 着床式洋上風力発電の費用便益分析
 - 3.3.1. 便益項目の計算方法
 - 3.3.1.1. 発電量の算出
 - 3.3.1.2. 燃料代の節約の算出
 - 3.3.1.3. CO₂対策コストの節約の算出
 - 3.3.2. 費用項目の計算方法
 - 3.3.2.1. 建設費の算出
 - 3.3.2.2. 運営メンテナンス費の算出
 - 3.3.2.3. 景観費用の算出
 - 3.4. 浮体式洋上風力発電の費用便益分析
 - 3.4.1. 便益項目における変更事項
 - 3.4.2. 費用項目における変更事項
 - 3.5. 感度分析
- 4. 分析結果
 - 4.1. 着床式洋上風力発電

- 4.1.1. 結果
 - 4.1.2. 感度分析
 - 4.2. 浮体式洋上風力発電
 - 4.2.1. 結果
 - 4.2.2. 感度分析
 - 4.3. 着床式&浮体式洋上風力発電
 - 4.3.1. 結果
 - 4.3.2. 感度分析
- 5. まとめ
 - 5.1. 結論
 - 5.2. 政策提言
 - 5.3. 今後の研究課題

謝辞

参考文献・参考 URL

要旨

環境問題そしてエネルギー自給の課題に対応するため、日本でも多くの再生可能エネルギー発電事業が進められている。中でも洋上風力発電事業は、四方を海に囲まれた日本に大きなポテンシャルがあると注目されている。一方で、洋上風力発電は他の発電方法と比較した際に、変動電源であることによる電力の安定的な供給や、海洋に建設することによる長期的な運用についての課題が存在しており、事業の価値を定量的に評価する必要がある。そこで本研究では、洋上風力発電事業の経済性を最新のデータを用いて評価を行った。具体的な評価対象事業は富山県東部・朝日町と入善町沖に建設が検討されている洋上風力発電事業であり、着床式、浮体式、着床式と浮体式の併設の3パターンを検討事項とした。

本研究の目的は、洋上風力発電の有効性の評価に加え、費用と便益項目から効率的な事業運営のため改善すべき項目を明らかにすることである。研究方法としては38基の洋上風力発電を建設する想定シナリオに基づく費用便益分析を行った。結果として、基準値において着床式の場合は844.9億円の純便益、浮体式の場合は1012.2億円の純損失、併設した場合は67.1億円の純便益であった。

本研究の結果としては、表1のようになる。着床式洋上風力発電を導入した場合、全てのケースにおいて便益が発生することが分かった。浮体式洋上風力発電を導入した場合、全てのケースにおいて損失が発生することが分かった。併設した場合、基準値とベストケース（便益が高く、費用が低くなる）の場合だと便益が発生し、ワーストケース（便益が低く、費用が高くなる）の場合、損失が発生することが示された。

表1：費用便益分析結果まとめ

風車種類	基準値	変動ケース	
		(i) ベストケース	(ii) ワーストケース
着床式	844.9 (億円)	1560.9 (億円)	140.5 (億円)
浮体式	-1012.2 (億円)	-207.8 (億円)	-1803.6 (億円)
併設	67.1 (億円)	827.4 (億円)	-680.6 (億円)

以上の結果を踏まえ、「浮体式洋上風力発電のコスト低減化」、「エネルギー自給率の向上などの便益項目計上を目的とした議論」の政策提言を述べた。

はじめに

洋上風力発電は再生可能エネルギーの一つとして、世界各国で注目を集めており、持続可能なエネルギー供給の実現に向けて重要な役割を果たすものと期待されている。日本でも陸上の風力発電開発が進み適地が減少していることから、海域を利用した洋上風力発電が注目されている。洋上風力発電には基礎構造の違いにより、着床式と浮体式に分類することができるが、海洋再生エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（再エネ海域利用法）における促進区域の中には、富山県東部沖といった両方の種類が想定されている地域も存在する。

そこで本研究では、洋上風力発電に関する概要、利点、課題、施策方針を概観した後、富山県東部沖における洋上風力発電の事業性に焦点を当て、考察する。洋上風力発電事業の経済性を、一般的な着床式に加えて実用化に向けた研究が進められる浮体式も対象とし、最新のデータを用いて評価を行う。そして、日本の洋上風力発電の持続的な発展に向けての示唆となるよう、今後日本が行う・意識すべき政策を述べる。

1. 現状分析と問題意識

1.1 現状分析

1.1.1 日本における再生可能エネルギーの現状について

資源エネルギー庁（2023a）によると再生可能エネルギーとして現状認識されている電力源は以下の5つであり、（1）太陽光発電、（2）風力発電、（3）地熱発電、（4）水力発電、（5）バイオマス発電である。2012年の固定価格買取制度の導入によってこれらの再生可能エネルギーは格段に普及し、2011年度では再エネの構成比率が10.4%だったにも関わらず、直近では20.3%まで拡大している。日本政府は更なる拡大を目指しており、以下の表2に示すように2030年度の普及目標を36-38%程度としている。

表2：再生可能エネルギーに由来する電源の導入推移

	2011年度	2021年度	2030年度
全体の割合	10.4%	20.3%	36-38%
太陽光発電	0.4%	8.3%	14-16%
風力発電	0.4%	0.9%	5%
水力発電	7.8%	7.5%	11%
地熱発電	0.2%	0.3%	1%
バイオマス発電	1.5%	3.2%	5%

出典：資源エネルギー庁（2023a）より筆者作成

1.1.2 洋上風力発電について

1.1.2.1 概要

洋上風力発電とは、海上に風力発電の設備を設置し、風車を風の力を利用して回転させることで発電する方式である。現在、日本では陸上の風力発電開発が進み、適地が減少していることから海域を利用した洋上風力発電が注目されている。洋上風力発電は、四方を海に囲まれた日本に大きなポテンシャルがある再生可能エネルギーだと言える。実際、2050年カーボンニュートラルを見据えた広域系統整備に関する長期展望における将来シナリオでは、洋上風力発電の導入量を約45GWとしている（電力広域的運営推進機関、2023a）。

現在、北海道・東北・九州を中心に洋上風力発電の導入が進んでいる。2020年末時点と2022年末時点での導入量を比較すると以下の通りである。2020年末時点で日本に導入された洋上風力発電は、累計で58.6MW、28基である（沿岸部からアクセス可能なセミ洋上風力を含む）。その内、14.4MW、5基が離岸距離2km以上の本格洋上風力であり、12MW、4基が浮体式洋上風力である（日本風力発電協会、2020）。2022年末時点の日本に導入された洋上風力発電は累計で135MW、46基である。その内、91.4MW、23基が本格洋上風力であり、5MW、2基が浮体式洋上風力である（日本風力発電協会、2022）。

1.1.2.2 着床式と浮体式の違い

洋上風力発電には基礎構造の違いにより、着床式洋上風力発電と浮体式洋上風力発電（とセイリング式）に分類することができる。日本で現在事業運転されているものは着床式洋上風力発電であり、将来的には浮体式洋上風力発電の導入が計画されており実証実験が進められている。

着床式洋上風力発電の定義としては新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）によると「流体力荷重、構造物の浮力による垂直保持力及び波・流れ・風等に誘発される水平力を受け、位置保持設備で支持された浮体構造物を有する風車」とされている。説明を単純化すると、海底に設置した基礎を持つ風力発電機である。コストの関係上、水深が比較的浅い50～60mの海域に設置されており、基礎の構造の違いからモノパイル型・重力型・ジャケット型に分類される。

浮体式洋上風力発電の定義としてはNEDOによると「浮体式洋上風力発電施設とは、流体力荷重、構造物の浮力による垂直保持力および波・流れ・風等に誘発される水平力を受け、位置保持設備で支持され風力発電設備を有する浮体式海洋構造物（船舶）を指す。」とされている（国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、2018）。着床式とは異なり海底に基礎を設置するのではなく、浮体構造物上に風力発電機を設置する。設置水域は着床式の経済的有意性がなくなる50mからになる。浮体式にも浮体形式によってバージ型・TLP型・コンパクトセミサブ型・スパー型に分類される。また、浮体構造物の位置保持方法にも種類がある。浮体式風力発電は海域の制約が少ないという観点で着床式風力発電に対してメリットがあり、今後の方向性として大いに推進されることが予測されている。しかし、現状ではコスト、技術による制約が存在しているため事業化には至っていない。浮体式風力発電の概念は1990年代にさかのぼるが、実際のプロジェクトは2000年代に入ってから始まった。最初の実証プロジェクトはヨーロッパで行われ、特にノルウェーがHywindプロジェクトで先駆けとなった。浮体式風力発電はまだ比較的新しい分野であり、多くのプロジェクトが実証段階にある。しかし、その潜在的な利点により、特に深海地域における再生可能エネルギー開発の有望な選択肢と見なされている。

着床式は現在欧州などで一般的に用いられ、風車は沖合の地面に直接設置されるものである。そのために安定性等の確保が容易であるものの、水深が比較的浅いといった条件が必須となる。浮体式は未だ研究段階にあるものであり、風車を「浮かべる」ことで地面に直接設置しなくても問題ないため水深に関係しないというメリットがある。

1.1.2.3 災害耐性

以下の表 3 は経済産業省の資料によって公開されている風力発電設備の自然災害における被害を示したものである。現状陸上風力発電が主であり、洋上風力発電の被災は少ないが、今後は以下に示されていない新たな問題が生じる可能性がある。

表 3：近年の風力発電における災害事故

発電所	発災時期	事故概要
東伯風力発電所	2020/1/8	強風によるブレードの破損と飛散事故
的山大島風力発電所	2020/9/2～5	台風 9 号・10 号の強風によってブレードが破損、飛散事故
番屋風力発電所	2020/9/5～7	ブレード先端に飛来し、損傷。その後台風 10 号の強風によりブレード折損・飛散事故が発生
ユーラス西目ウインドファーム	2020/12/20	ナセル内制御盤の DC リンクキャパシタからの出火により火災（ナセル全損）事故が発生（1 基）。

出典：電力安全課（2022）より筆者作成

その上で、今後日本で洋上風力発電を行う上での日本固有の自然災害として（1）地震、（2）津波、（3）台風、（4）雷である（戸田・宝川，2021）。地震に関しては建築基準法、および国の技術基準である「洋上風力発電設備に関する技術基準の統一的解説」によって地震波に対する構造上の安全が義務付けられており、津波に関しても想定津波高に対して倒壊・崩壊する危険性を無くすことが義務付けられているが、日本固有の問題ということもあり欧州では前例がない。今後大量導入が予定される日本海側は特に落雷が多い地域であり、落雷リスクの低減措置が導入されているが、災害が発生した場合に備えて何らかの対応が必要になる可能性がある。これは台風の観点でも同一である。

1.1.2.4 メリット

洋上風力発電のメリットは、（1）大量導入が可能、（2）安価な電力である、の 2 点が挙げられる（資源エネルギー庁，2022a）。他の効果としては本研究の費用便益分析では扱わないものの（3）大きな経済波及効果等も期待される。

（1）大量導入が可能

前項で述べたように、欧州を中心に洋上風力発電の導入が世界で拡大しており、日本でも北海周辺とは地形や風況が異なるが、今後の導入の拡大が期待されている。実際に、表4のように、環境省（2023）の「我が国における再エネポテンシャル（令和元年度調査）」によると、洋上風力発電の導入ポテンシャルは、設備容量は11億2,022万kW（約112GW）、発電量は34,607億kWh/年であり、事業性を考慮した導入ポテンシャルは、設備容量は17,785から4億6,025万kW（約17～46GW）、発電量は6,168から15,584億kWh/年である（環境省、2023）。

表4：近年の風力発電における災害事故¹²

令和元年度集計結果 (令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書)					
再エネ種	区分	導入ポテンシャル※1		事業性を考慮した導入ポテンシャル※2 (シナリオ1(低位)～シナリオ3(高位))	
		設備容量 (万kW)	発電量 (億kWh/年)	設備容量 (万kW)	発電量 (億kWh/年)
太陽光	住宅用等※3	20,978	2,527	3,815~11,160	471~1,373
	公共系等※3	253,617	29,689	17~29,462	2~3,668
	計	274,595	32,216	3,832~40,622	473~5,041
陸上風力		28,456	6,859	11,829~16,259	3,509~4,539
洋上風力		112,022	34,607	17,785~46,025	6,168~15,584
中小水力		112,022	537	321~412	174~226
地熱		1,439	1,006	900~1,137	630~796
合計		417,402	75,225	34,667~104,455	10,954~26,186

出典：環境省（2023）より筆者作成

(2) 安価な電力

先行する欧州では、遠浅の北海を中心に、落札額が10円/kWhを切る事例や市場価格（補助金ゼロ）の事例が生じるなど、風車の大型化、建設工事の効率化、発電効率の向上などを通してコスト低減が進展している（資源エネルギー庁、2022a）。具体的には、タービンの大型化は、基礎や建設コストも含めて風車一基当たりのコストを押し上げるが、発電電力量が格段に増加するため、風車の本数を増やさずに発電所の規模を大きくすることができ、均等化発電原価（設費や運転維持費・燃料費など発電に必要なコストと利潤などを合計して、運転期間中の想定発電量をもとに算出）を低下させる要因となる。維持運用コストも、モニタリング技術の進化などの技術の進歩等によってコストを下げるのが可能となっている。他にも、洋上風力発電事業の実例が増えることによって、建設や維持運用の技術習熟度が向上すること、故障の少ない安定した出力によってプロジェクトとしての信用性が向上していること、規模の経済によって部品等の量産化が可能となることなども、コスト低下要因として指摘できる（自然エネルギー財団、2020）。

¹※1：現在の技術水準で利用可能なエネルギーのうち、種々の制約要因（法規制、土地利用等）を除いたもの。

²※2：送電線敷設や道路整備等に係るコストデータ及び売電による収益データを分析に加え、経済的観点から見て導入可能性が低いと認められるエリアを除いたもの。低位なシナリオ（FIT価格よりも低い売電価格）から高位なシナリオ（FIT価格程度）に分けて推計している。

(3) 大きな経済波及効果

洋上風力発電設備は、部品数が多く（数万点）、設置工事も大がかりなため事業規模は数千億円に達する場合もあり、関連産業への波及効果が大きい。また、地域活性化にも寄与すると述べられている。現地調達は輸送コストの削減につながるため、発電事業者や風車メーカーは、コスト低減に向け現地でサプライチェーンを構築するインセンティブを持つ。風車や基礎を組み立てて海に運び出す拠点港の整備も不可欠であり、拠点港の発展に伴う地域産業の活性化が期待される。風車の建設が終わった後も、設備利用率を高水準に保つために必要な運転やメンテナンス（O&M）は、発電事業の実施期間（20 から 25 年間）を通じて現地で必要とされる。そのため、国内・地域の資源の活用が期待できる洋上風力は、各国で産業政策として取り組まれている（自然エネルギー財団，2020）。

1.1.2.5 デメリット

他の電源、再生可能エネルギー発電と比較した際の洋上風力発電におけるデメリットとして、(1) コスト、(2) 技術、(3) 社会受容性の3点が挙げられる（NEDO, n. d.）。

(1) コスト

洋上風車は海上に設置するため、風車や基礎（海中に没している土台の部分）、海底ケーブルの設置工事など、陸上の約 2 倍のコストがかかると言われている。また、運転開始後のメンテナンスについても、陸上風車と異なり、多くの費用を要する。離岸距離や水深によってもコストは異なり、近年の欧州の洋上ウインドファームは、陸域から遠く、水深の深い海域に移行しつつあるため、設置コストも上がっている。

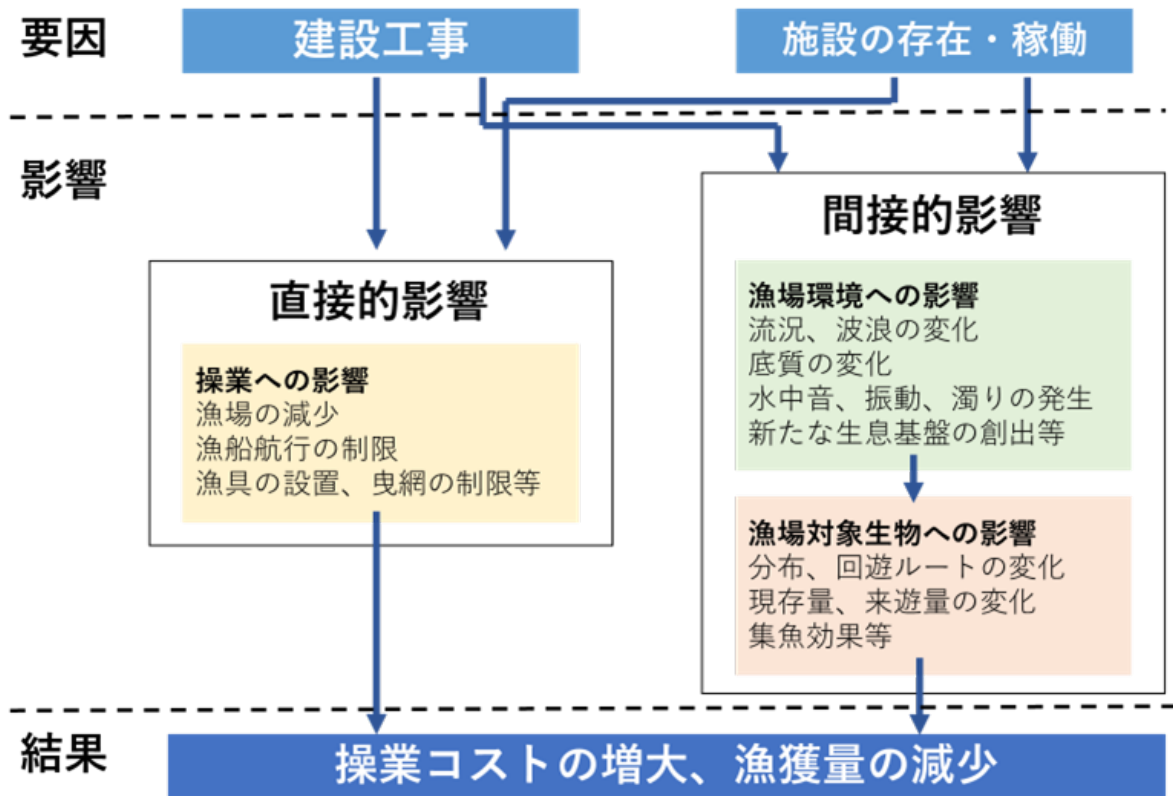
(2) 技術

浮体式の洋上風力発電の場合では特に、必須の技術が確立段階であり、他の再生可能エネルギーと比べて不確実性が伴う点が技術的デメリットとして挙げられる。発展の歴史としては、特に初期の洋上風車は増速機や発電機の故障が頻発したため、塩害対策や風車の状態を遠隔監視する技術など、信頼性を向上させるための技術開発が進められた。その上で、設置場所が浅い海域から深い海域へ移行する場合、コスト低減のため風車 1 基当たりの発電量を増やす必要があり、風車の大型化と信頼性の向上が洋上風車の技術開発が必要であることに技術的な課題、確実性のデメリットが残っている。

(3) 社会受容性

漁業者など海面利用者の理解と地域住民の理解が洋上風力発電の成立には必要である。漁業者への影響について、洋上風力発電により想定される漁業への影響は図 1 のように、直接的影響と間接的影響の二つに分けられる。

図1：洋上風力発電により想定される漁業への影響



出典：海洋生物環境研究所（2020）より筆者作成

一方、発電施設が海生生物の新たな生息基盤として機能することにより（集魚効果）魚類や底生生物の生息量が増大し、漁業にプラスの効果を与える可能性もある。加えて、2019年4月に施行となった再エネ海域利用法において、促進区域選定の基準の一つとして「漁業に支障を及ぼさないことが見込まれること」を挙げており、漁業影響に配慮しているといえる（海洋生物環境研究所，2020）。

地域住民への影響について、IEAのTask28によるモデルによると、洋上風力発電を含む風力発電の地域的受容は、分配的正義、手続き的公正性、信頼性によって表現されている。分配的公正性は風力発電によるリスクと利益の分配における公正さである（IEA，2010）。風力発電は脱炭素化の観点からは環境によい一方で、介入される地域においては自然環境や生態系の破壊を起こし得るため、社会全体の利益のために開発地域がリスクを被るという構図が存在する。さらに多くの場合は風力発電の事業主体は地域外であるため、事業による利益は地域外が享受する傾向にある。そのため風力発電は必ずしも地域社会に受け入れられるわけではなく、NIMBY（Not In My Back-Yard）のような立場も生じるとされている。

1.1.2.6 政府の施策方針

(1) 再エネ海域利用法

「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律」通称「再エネ海域利用法」とは長期的・効率的・安定的な海洋再生エネルギー発電の実施に際して「海洋基本法」と調和をとり事業の参入を促進するために制定された法律である。

再エネ海域利用法の重要なポイントとしては、以下の3点が挙げられる。

- ・公募により選定された事業者へ長期間（30年）の海域占有許可を与えること
- ・国により洋上風力発電の実施区域を促進区域として指定すること
- ・促進区域になり得るポテンシャルのある有望区域において協議会を設置し、海域関係者との利害調整を行うこと

再エネ海域利用法が施行される以前では海域の利用に関する法令は都道府県の条例のみが存在しており、洋上風力発電事業との整合性がとれていなかった。

再エネ海域利用法の施行によって改善された点としては、まず海域の長期的な占有許可が認められた点が挙げられる。都道府県条例での海域占有期間は3～5年と短期であり、洋上風力発電事業の見通しが立ちづらいという難点があった。次に協議会の設置によって海域の利権者との利害調整の場が設けられた点である。海域は土地と異なり明確な所有者の存在が定かではなく、利用者（主に漁業関係者）との利害調整が必要であり、事業者の負担となっていた。しかし、再エネ海域利用法の有望区域に設定された場合には国によって利害調整のための協議会が設置され、円滑な事業運営が行われるようになる。最後に事業者の公募を行う点である。再エネ海域利用法に則り促進地域に指定され事業計画が進むと事業者の公募が行われる。事業主体を公募で決定することにより事業者間での競争が発生し、より効率的な事業者を選定することが可能になる他、事業者の乱立によって当該海域に不利益を与えることを防ぐことも可能である。

再エネ海域利用法に基づく洋上風力発電事業のフローは以下の通りで行われる（資源エネルギー庁、2023b）。

1. 政府による基本方針の作成
2. 経産大臣及び国交大臣による促進区域の指定
3. 経産大臣及び国交大臣による公募占用指針の作成
4. 事業者による公募占用計画の提出
5. 経産大臣及び国交大臣による最も適切な事業者の選定と計画の認定
6. 認定された計画に基づき、計算大臣によるFIP認定
7. 認定された計画に基づき、国交大臣により占有を許可（最大30年間）

2において促進区域が指定され、3～5にかけて公募により事業者が選定される。政府は、次項で述べる日本版セントラル方式の達成のため積極的に再エネ海域利用法に基づいた洋上風力発電事業を推進している。理由として、洋上風力発電事業を長期的・安定的・効率的に行うことができるようにする点が挙げられる。また、既存の都道府県条例との違いは海域の占有範囲や目的である。経済産業省では、都道府県条例で取り扱う洋上風力発電を3万kW以下の発電事業や促進地域に指定される見込みの乏しいもの、研究等の目的で利用

されるものとしている。

(2) 日本版セントラル方式

日本では現在洋上風力発電事業に対してセントラル方式を採用しようという動きがある。まずセントラル方式について、主に欧州（デンマーク、オランダなど）で見られる洋上風力発電事業の枠組みを政府主導で設ける方式である。日本の洋上風力発電事業は規模の大きさから公共事業的な側面を持ちつつも、事業者が民間企業であるためより政府の介入を強めることで効率的な事業運営を目指す目的がある。

日本版セントラル方式で制度の対象となる項目は以下の通りである（経済産業省資源エネルギー庁，国土交通省港湾局，n. d.）。

1. 事業実施区域の指定及び発電事業者の公募
2. 案件形成に向けた地域調整
3. サイト調査（風況・海底地盤・気象海象）
4. 系統接続の確保
5. 環境影響評価

3 のサイト調査については今まで各事業者によって行われていたものを独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）が実施することになっている。本項目は複数の事業者による重複した調査が現地住民に与える影響や非効率性を考慮した結果導入されている。また、セントラル方式を導入した際のサイト調査は再エネ海域利用法に基づく行程の促進区域の指定以前に行われる。

4 の系統接続については今後国による交通整理を行う「系統確保スキーム」に基づく方針の作成が必要であり、5 の環境影響評価では「環境影響評価法」を担当する環境省と再エネ海域利用法の間で調整が必要となる。

1.1.3 富山県東部沖における洋上風力発電事業について

1.1.3.1 概要

表 5 のように再エネ海域利用法における促進区域のうち、富山県東部の入善町と朝日町の沖合はこの中でも「一定の準備段階に進んでいる区域」に定められている。これは上記の調査によって有望であり、尚且つ（1）都道府県が協議会の設置を希望し、（2）利害関係者との調整に着手しているといった、将来的により有望となる地域のことを指している。実際、入善町の『入善町地域新エネルギービジョン』および朝日町の『朝日町再生可能エネルギー推進計画』上で入善町・朝日町沖の大規模洋上風力発電事業が紹介されており、その合意形成は着々と進められていると考えられる。設置される風車について、富山県東部沖における洋上風力発電の種類は着床式と浮体式両方が想定されている。富山県東部沖は水深が非常に深い場所もある富山湾に隣接するものであり、仮に大規模に洋上風力発電を導入することを想定した場合、横に幅広い事業となり部分的に浮体式に頼らざるを得ない可能性がある。

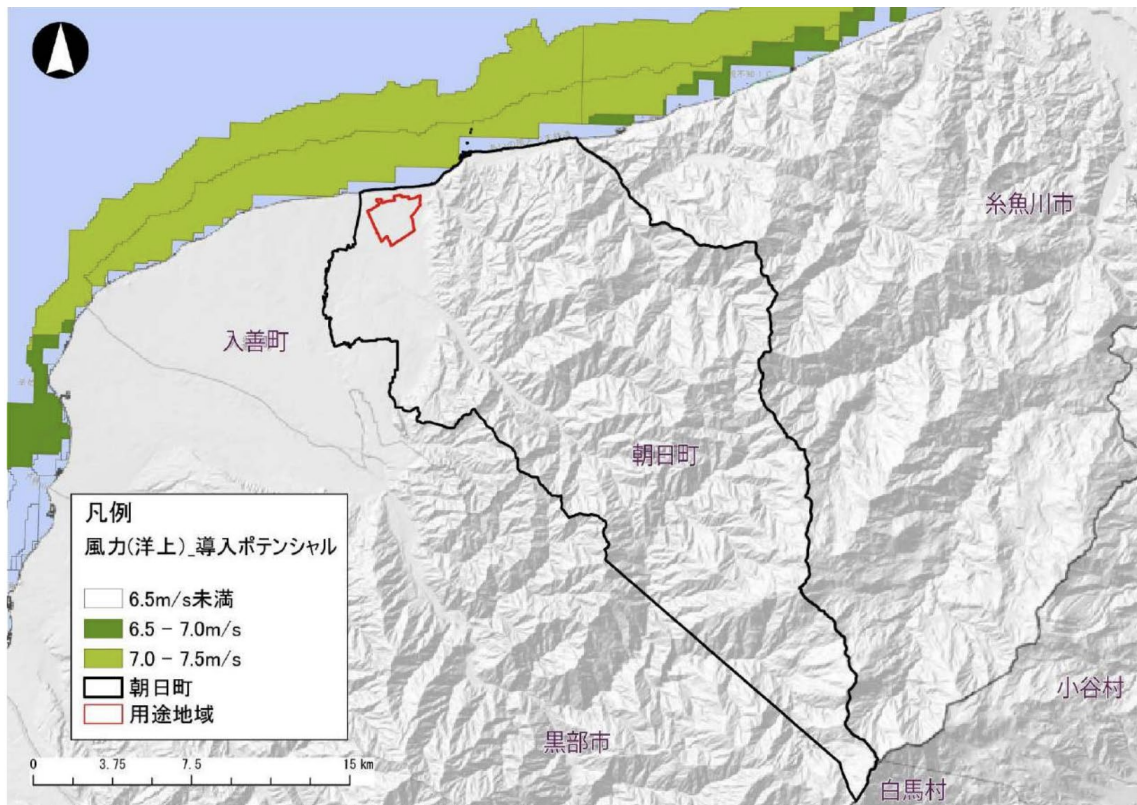
表5：一定の準備段階に進んでいる他の区域（2023年10月3日時点）

都道府県	沖合	風力発電の種類
北海道	岩宇・南後志地区沖	浮体式
北海道	北海道島牧沖	浮体式
青森県	陸奥湾	未定
岩手県	久慈市沖	未定
富山県	入善町・朝日町沖	着床式・浮体式
福井県	あわら市沖	未定
福岡県	響灘沖	未定
佐賀県	唐津市沖	未定

出典：国土交通省(2023)より筆者作成

富山県入善町は富山北東部にある扇状地・黒部川扇状地の中央に展開する地域であり、立山と後立山の間を流れる一級河川の黒部川が形成された土地に存在する。このため長い間水害に悩まされた土地であったものの、河川の改修を早期に進め、県境の変更手続き等を経て現在の形となった。産業としては豊富な水資源を活かした農業がメインであったものの、近年では工業も発展している。戦前からの紡績産業に続き、自動車部品や電子デバイス、飲料製造、また偏向板メーカーやパックご飯製造といった幅広い業種からの参入が続いている。人口は2.2万人程度であり、隣の朝日町よりも2倍程度の人口を擁している。対して朝日町は入善町と違って一級河川が流れることはないものの、この黒部川の伏流水による豊富な地下水が得られる。主力産業としては入善町に引き続き農業であり、水田面積率は富山県全域の平均よりも高い値となっている。そのほかにも漁業や畜産業などが見られるほか、チューリップ畑や桜といった「春の四重奏」・および綺麗な海岸である「ヒスイ海岸」の2大景勝地が富山県随一の観光スポットとなっている。高齢化率は40%程度まで上昇しており、地域振興と組み合わせた漁業関係者との調整による風力発電事業の進出メリットも存在すると考えられる。

図 2：富山県東部沖の洋上風力ポテンシャル図



出典：富山県朝日町（2023）より

1. 1. 3. 2 富山県入善町沖の洋上風力発電事業

2023 年、株式会社ウェンティ・ジャパン、JFE エンジニアリング株式会社および北陸電力株式会社が出資・参画し、入善マリンウインド合同会社を設立（出資比率は非公表）し、富山県入善町沖で洋上風力発電事業を開始した。本洋上風力発電事業は、入善町沖の水深約 10～12m に 3,000kW 級の風車を 3 基設置し、最大出力は約 7,495kW となり、一般家庭 3600 世帯分の電力使用量に相当する。発電した電力は全量「再生可能エネルギー固定価格買取制度」に基づき、北陸電力に売電される。入善町沖では、総事業費は約 61 億円で、2023 年 6 月初めに 3 基の風車の設置が完了した。最終点検や試運転などを経て、2023 年 9 月 22 日より運転を開始した。

この事業は、民間企業が 100% 出資して港湾などを除く一般海域に洋上風力発電所を設置するのは国内初である。また、この事業は、再エネ海域利用法に基づく一般海域の利用ルールを適用せずに、富山県の条例に基づき海底の使用許可を取得し、3 年ごとに占有許可を更新する形である。この事業は、日本の洋上風力発電の普及に貢献するとともに、地域経済の活性化や雇用創出にも寄与すると期待されている（風力のビジネス情報サイト, 2023）（JFE エンジニアリング株式会社, 2023）（株式会社ウェンティ・ジャパン, JFE エンジニアリング株式会社, 北陸電力株式会社, 2023）。

1. 2 問題意識

日本は 2050 年カーボンニュートラル達成を目標として再生可能エネルギーの導入拡大を進めている。中でも、洋上風力発電はその導入ポテンシャルが広域にわたることから日本

で注目されている。日本国内における洋上風力発電の現状としては、再エネ海域利用法など各種制度の構築・運用が進み導入が促進されている。

洋上風力発電のデメリットについて、風車や基礎、海底ケーブルの設置工事、運転開始後のメンテナンスにコストがかかると言われている。また、離岸距離や水深によってもコストは異なり、陸域から遠く水深の深い海域にウインドファームが移行すると設置コストは上昇する。さらに、他の再生可能エネルギー事業と比較して大規模であるため、社会的受容性とよばれる漁業者など海面利用者と地域住民の理解を得ることが重要であるとも指摘されている。また、富山県東部沖は水深が非常に深い場所もある富山湾に隣接するという特徴から、再エネ海域利用法における「一定の準備段階に進んでいる区域」に浮体式と着床式両方が計画されている唯一の区域である。これより、今後日本において洋上風力発電を推進するためには、着床式・浮体式洋上風力発電両方における、環境価値や社会的受容性も加味した採算性の検討が必要であると考えられる。

本研究の問題意識およびモチベーションは、着床式・浮体式洋上風力発電両方が設置可能な富山県東部沖において、環境価値や社会的受容性も加味した費用便益分析を行ない、採算性を高めるためにはどのような要素が必要か検討する点である。

2. 先行研究および本研究の位置づけ

2.1 先行研究

着床式・浮体式洋上風力発電自体に関する研究として、木下他（2015）は日本における海洋再生可能エネルギー開発の現状と将来展望について論じている。千葉県銚子沖の離岸距離約 3.1km、水深約 11.9m に日本初（2012 年）の 2.4MW 重力式洋上風力発電所が正式に完成し、2014 年には長崎県五島沖に 2MW のスパー型浮体式風力発電所が建設された。これらの実証試験は、洋上風力発電のコスト削減と高効率化を目的としたものである。しかし、当時の洋上風力発電はコスト高やインフラ不足などの課題を抱えていたと指摘されている。また、コスト削減と産業化を促進する可能性を秘めた浮体式風力・潮流エネルギー複合利用発電技術「SKWID」についても触れている。

着床式・浮体式洋上風力発電の費用便益に関する研究として、大和田（2019）は、米国における陸上風力発電、着床式洋上風力発電、浮体式洋上風力発電の諸コストを分析し、国内の洋上風力発電についても風車、インフラ、プロジェクトマネジメント等の側面から論じた。そして、今後日本において洋上風力発電の開発を加速させる場合、欧州の経験、既存のサプライチェーン、国内環境に適したイノベーション、各種インフラの整備を最大限に活用する必要があると提言している。また、中條他（2020）では、浮体式洋上風力発電の導入容量目標の設定と既存プロジェクトの初期費用分析を通じて、目標発電量を達成するための目標発電コストを試算した。目標発電コストを 2030 年に 15 円/kWh、2050 年に 8 円/kWh と設定し、初期費用や運用費用をどの程度低減する必要があるか試算した結果、初期費用を 2030 年で 5 億 3700 万円/MW、2050 年で 3 億 4100 万円/MW にする必要があることを明らかにした。さらに、初期費用の中では、浮体の建造費および浮体・係留の設置費用が大きいと考えられ、これらの低減が必要であるとし、このような高い目標を実現するには、発電事業者、造船業界、土木建築業界、金融保険業界、大学等との協力が必要であると示した。ほかにも、山本他（2013）では、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、費用便益分析の手法を用い、経済的な評価を行った結果、負の純便益の

現在価値 (NPV) を算出し、非効率的であることが示された。このプロジェクトが正の純便益をもたらすためには、風車一基あたりの費用の上限が提示された。この研究では、浮体式洋上風力発電所の建設に関する政策決定において、経済的な側面だけでなく、環境的な側面や社会的な側面も考慮する必要があることを示唆している。

しかし、これらの論文には以下のような問題点がある。①2013 年以降の技術や市場の変化を反映していない可能性がある。例えば、洋上風力発電のコストは、近年急速に低下しているという報告がある。また、再生可能エネルギーの固定価格買取制度 (FIT) の見直しや洋上風力発電の入札制度の導入など、政策環境も変化している。これらの要因を考慮すると、洋上風力発電所の経済性は先行研究で示されたものよりも高くなる可能性がある。②浮体式洋上風力発電所の建設に伴う環境的な便益や社会的な便益を十分に評価していない可能性がある。例えば、巨大な洋上風力発電設備により、海岸風景の損失や住民への圧迫感といった外部費用の発生が考えられる。③セカンダリーマーケットである風力発電市場における余剰分析を行わず、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していない。本研究でもセカンダリーマーケットと自然災害を考慮していないが、これらは今後さらに検討すべき問題である。

2.2. 本研究の位置づけ

本研究では、2031 年 10 月に始まり 2055 年 4 月に終わる洋上浮力発電事業の費用便益分析を行う。本研究の新規性は以下の点である。①最新のデータで研究を行う点。②「着床式・浮体式」洋上風力発電所を比較した研究を行うことが可能である点。③景観費用など先行研究では言及されなかった部分に対する分析が可能である点である。ただし、セカンダリーマーケットと自然災害は分析範囲・確率が明示できないため除外する。

3. 分析のフレームワーク

3.1 ベンチマークケースの設定

本研究では、図 3 のような分析的枠組みを設定する。大規模な洋上風力発電所を設置しない場合を Without ケースとし、2031 年 10 月から洋上風力発電所の建設を行なった場合を With ケースとすることで、その費用と便益を比較する。また、「着床式/浮体式」洋上風力発電所を比較した研究を行うために、With ケースのうち、建設する洋上風力発電全てを着床式洋上風力発電とした場合を「With-A」、全てを浮体式洋上風力発電とした場合を「With-B」、着床式、浮体式両方とした場合を「With-AB」とする。

図 3：分析的枠組み

	技術的に両方の設置は可能	積極的
【with-A】 着床式洋上風力発電所を設置	【with-AB】 着床式・浮体式両方の洋上風力発電所を設置	
【without】 洋上風力発電所を設置しない	【with-B】 浮体式洋上風力発電所を設置	
消極的		

3.2 前提条件の整理

3.2.1 建設基数の検討

令和 4 年 3 月に富山県から公開された『富山県再生可能エネルギービジョン検討とりまとめ』によると、洋上風力発電の導入ポテンシャルとして 571 (MW) の設備容量が記載されている (富山県, 2022)。ここで、再エネ海域利用法によって予定される、富山県内の大規模洋上風力発電事業は本事業のみであり、ここから本事業の設備容量を 570 (MW) に設定することとする。

対して、風車一基あたりの発電容量も年々大型化してきており、以下の表 6 に示すように、近年では一基あたり 12 (MW) のものまで出てきている。また、本事業が実際に運営される頃には 15 (MW) の大きさが通常の高さとして普及されているという予測から、本事業の一基あたり発電容量は 15 (MW) とする。これより、建設基数は 38 基として設定する。

表 6：風車サイズの変遷

年度	定格出力	風車のウインド直径
2010 年	3 (MW)	90 (m)
2013 年	6 (MW)	151 (m)
2016 年	8 (MW)	164 (m)
2021 年	12 (MW)	220 (m)
2030 年	15~20 (MW)	230~50 (m)

出典：国土交通省 (2023) より筆者作成

すなわち、With-A ケース (全て着床式洋上風力発電) の場合は 38 基の着床式洋上風力発電を建設する。With-B ケース (全て浮体式洋上風力発電) の場合は 38 基の浮体式洋上風力発電を建設する。With-AB ケース (全て浮体式洋上風力発電) の場合は 19 基の着床式洋上風力発電と 19 基の浮体式洋上風力発電を建設する。

3.2.2 諸条件の整理

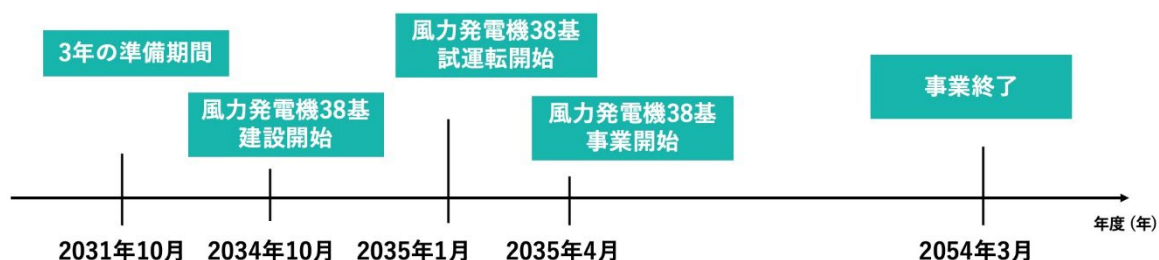
費用便益の計算にあたって考慮しなければならない他の項目を表 7 に示す。これによって続く費用便益の算出を行う。

表7：費用便益分析にあたっての諸条件

条件	内容
CCUS の義務化	本研究では CCUS が 2035 年に義務付けられるとし、そのタイミングで建設・運用を行うと想定する
CO ₂ 対策コストの節約	重複計上を避けるため、CO ₂ 対策コストの節約 = CO ₂ 排出量削減による社会的費用の削減とする
電力市場全体への影響	電力市場における消費者の存在と、消費者余剰の増減にとって本事業はマイナーな発電であり、電力市場全体への影響が少ないとして検討しない

なお本事業のプロジェクトタイムラインは図4に示される。2031年から事業が始まるとして2034年から洋上風力発電機を建設し、2035年から運転開始を目指す。これらは20年間稼働したのちの2055年に全基撤去されると想定し、その撤去代までを一連の事業として費用便益分析を行う。

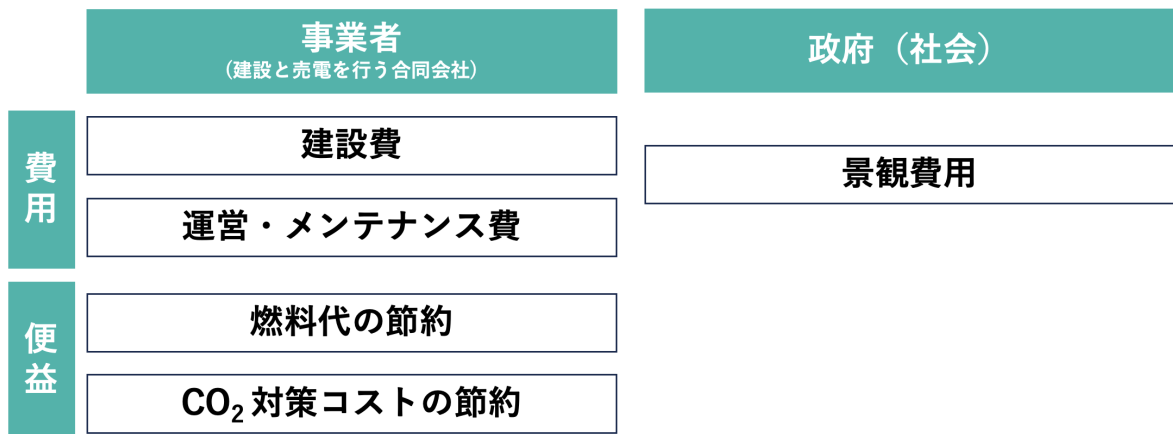
図4：プロジェクトのタイムライン



3.2.3 費用・便益主体の整理

業者と政府に主体者を分けて費用と便益を整理すると、図5のようになる。富山県東部沖で事業を行う入善マリンウインド合同会社のように、事業者が洋上風力発電所建設と売電を行うと仮定した場合、かかる費用は、建設費と運営メンテナンス費（運転維持費と撤去費）である。便益について、火力発電から発電限界費用が0円/kWhである再生可能エネルギーに移行したことによる燃料代の節約と、前項の諸条件から火力発電所のCO₂対策は2035年に義務化されている状況であるため、火力発電から再生可能エネルギーに移行したことによるCO₂対策コストの節約が挙げられる。また、政府および社会が被る費用として、地域住民への影響として巨大な風車が建設されることによる視界への圧迫感といった景観費用が挙げられる。日本版セントラル方式により、洋上風力発電事業のうち環境アセスメントはJOGMECが行うが、これにかかった費用は事業者に請求することができるため、事業者が負担するものとする。

図 5：費用・便益の検討（主体者別）



費用便益分析を行なうために社会全体で費用と便益を整理すると、図 6 のようになる。社会と家計の費用便益の関係について、どのように家計に負担が分配されているのかを整理しながら検討する。洋上風力発電事業に対する家計の負担は主に電気料金である。具体的には、事業者の建設費と運営・メンテナンス費のうちのメンテナンス費は再生可能エネルギー発電促進賦課金（再エネ賦課金）、運営・メンテナンス費のうちの運営費は託送料に転嫁されると考えられる。再エネ賦課金とは、電気事業者が買取制度³で電気を買うための費用に回され、最終的には再生可能エネルギーの発電事業者に届けられる仕組みである（資源エネルギー庁, n. d. a）。託送料金は小売事業者が送配電業者に払う「電気を運ぶ」ための費用であり、送配電部門の人件費や送配電設備に係る修繕費、減価償却費などが該当するため、運営費がこれに当たる（資源エネルギー庁, n. d. b）。よって、家計が負担する再エネ賦課金および託送料金は同義的には事業者の費用であると考えられる。よって本研究における社会全体の費用項目では、建設費、運営・メンテナンス費、景観費用を検討する。

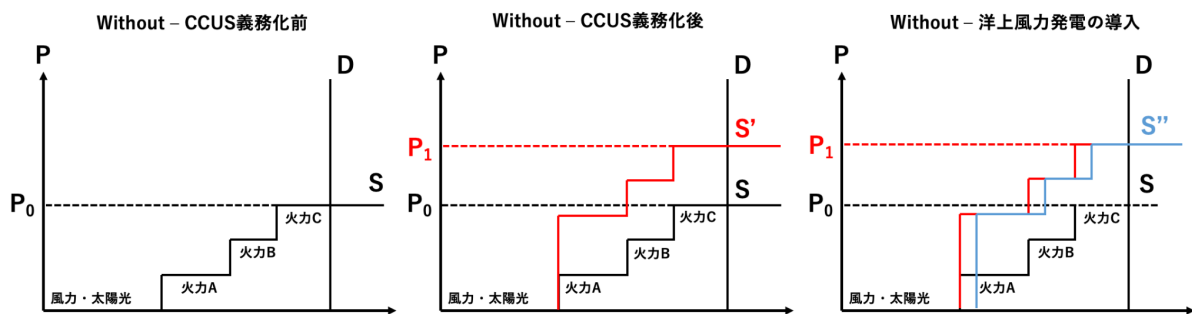
³ 「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」は、再生可能エネルギーで発電した電気を電力会社が一定価格で一定期間買い取ることを国が約束する制度である。対象は「太陽光」「風力」「水力」「地熱」「バイオマス」の 5 つのいずれかを使い、国が定める要件を満たす事業計画を策定し、その計画に基づいて新たに発電を行う事業である。

図6：費用・便益の検討（社会全体）



費用便益分析で計上しない項目は、以下の通りである。まず売電収入について、図7のように発電限界費用が0円/kWhである洋上風力発電が電力市場に参入すると、出力抑制がない場合、発電限界費用が0円/kWh以上である火力発電は電力市場から追い出され、火力発電による発電量はその分減少すると考える。その場合、売電収入は火力発電事業者から洋上風力発電事業者に移行しているため社会全体で見た場合の売電収入の増減は発生していないため計上しなかった。

図7：CCUS義務化による電力市場の変化

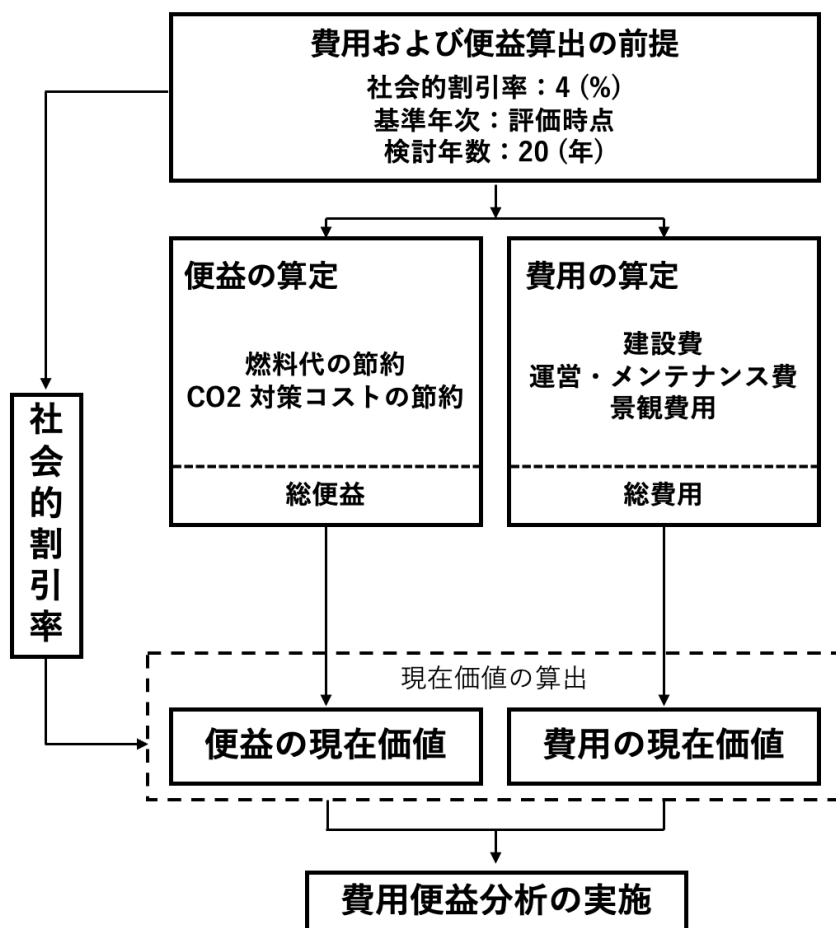


自然災害について、現状分析より洋上風力発電の被災は少ないこと、また20年というプロジェクトのスパンにおいて発生する確率が不明確かつ発生した場合には費用項目に大きな影響を与えることが考えられるため計上しなかった。

漁業者への補償費用について、現状分析より再エネ海域利用法における促進区域選定の基準の一つとして「漁業に支障を及ぼさないことが見込まれること」を挙げており、漁業影響に配慮していると考えて計上しなかった。騒音費用について、漁業者への影響は前述の理由により、地域住民への影響は陸上風力発電と比較すると居住区より距離があり騒音の影響は小さいと考えて計上しなかった。

洋上風力発電事業全体におけるCO₂排出量（ライフサイクルアセスメント）コストについて、洋上風力発電用の風車の部品を製造・運搬する際のCO₂排出量も含めた事業全体のCO₂排出量を考慮する場合、関連する事業範囲は多岐に渡るため過剰に費用を計上する恐れがある。今回の費用便益分析の目的は富山県東部沖における洋上風力発電「自体」の費用便益分析であるため計上しなかった。以上を検討した上での分析の概略検討フローは図8の通りである。

図8：分析の概略検討フロー



3.3 着床式洋上風力発電の費用便益分析

この節では、着床式洋上風力発電の費用便益分析のフレームワークについて述べる。ここでの算出方法などをベースに浮体式洋上風力発電、感度分析を行う。

3.3.1 便益項目の計算方法

本項では洋上風力発電の1ライフサイクルにおける便益を示す。この便益項目は火力発電から発電限界費用が0円/kWhである再生可能エネルギーに移行したことによる燃料代の節約と、前項の諸条件から火力発電所のCO₂対策は2035年に義務化されている状況であるため、火力発電から再生可能エネルギーに移行したことによるCO₂対策コストの節約が挙げられる。

3.3.1.1 発電量の算出

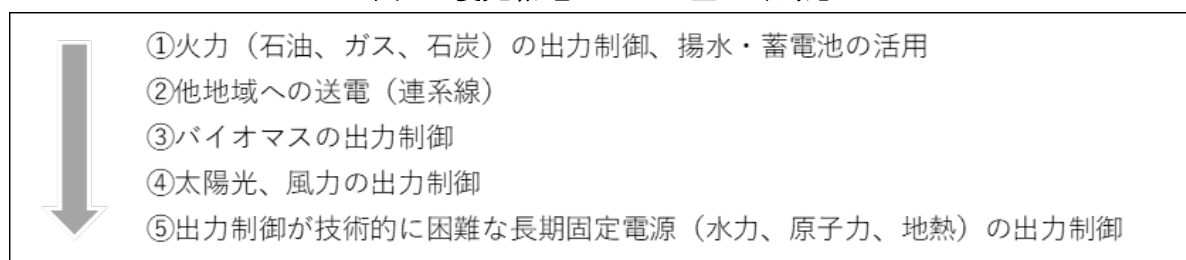
風力発電による発電量は、以下の式で導き出すことができる。

$$\text{年間発電量[kWh]} = \text{定格出力[kW]} \times \text{設備利用率[\%]} \times 8,760[\text{時/年}]$$

本研究における設備利用率の基準値は 40%とする。自然エネルギー財団（2021）によると、2018 年の洋上風力発電の設備利用率の国際的な加重平均は 43%であり、2030 年は 36%～58%、2050 年は 43%～60%になると予測されている。また、経済産業省による再エネ海域利用法に基づく公募において、2023 年 11 月対象の促進区域（青森県沖日本海（南側）、山形県遊佐町沖）の設備利用率は 39.3%であり、前回対象促進区域（秋田県八峰町・能代市沖、新潟県村上市・胎内市沖、秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖）は 34.8%である（経済産業省，n. d.）。以上を考慮し、2032 年から運転が始まる本事業の設備利用率は 40%と設定した。

出力制御は、需要以上に再エネが発電され電気が余る場合に需給バランスが崩れ停電が発生することを防ぐため、図 9 のような優先給電ルールに従い決められた順に電源を確実に制御するシステムである（資源エネルギー庁 n. d. c）。そして現在、図 9 の④太陽光、風力の出力制御は、特に太陽光発電の導入が進んでいる九州エリア以外でも生じており、今後出力制御率が高まる可能性が指摘されている（資源エネルギー庁，2022b）。その要因として、火力発電の最低出力維持のため図 9 の①火力の抑制が完全には行なわれないこと、地域間連系線（以下連系線）の容量不足により図 9 の②他地域への送電が十分に行われていないことが挙げられる（資源エネルギー庁，n. d. c）。

図 9 優先給電ルールに基づく対応



出典：資源エネルギー庁（n. d. c）より筆者作成

本研究における風力発電による発電量の扱いについて、本来風力発電によって発電された電力の限界費用は 0 円/kWh であるため、発電された電力は全て使用されるはずである。しかし、先に述べたように実際には再エネの出力抑制が行なわれている。ただし、本研究における風力発電は電力ネットワーク全体でみたときはかなり小さい規模であること、風力発電は太陽光発電と比較して発電量が安定しており出力抑制の対象となる確率が低いことから、本研究において出力抑制は検討しないこととした。

以上の式に今回使用する数値を代入すると、以下のようになる。

$$\begin{aligned} & 570,000[\text{kW}] \times 40[\%] \times 8,760[\text{時/年}] \\ & = 1,997,280,000[\text{kWh}] = 1,997,280[\text{MWh}] = 1,997.28[\text{GWh}] \end{aligned}$$

よって、年間発電量を 1,997.28GWh とする。

3.3.1.1 燃料代の節約の算出

燃料代の節約の算出は、以下の式で導き出すことができる。

$$\begin{aligned} \text{燃料代の節約[円]} &= \text{LNG 分の燃料代の節約} \left(\frac{\text{年間発電量[kWh]}}{2 \times \text{LNG の発電原単位[kWh]}} \times \text{LNG 価格[円]} \right) \\ &+ \text{石炭分の燃料代の節約} \left(\frac{\text{年間発電量[kWh]}}{2 \times \text{石炭の発電原単位[kWh]}} \times \text{発電用石炭価格[円]} \right) \end{aligned}$$

まず、風力発電が火力発電を置換することによって削減可能な火力発電量を算出する。次に、火力発電量の減少から削減可能な燃料量を算出し、LNG および発電用石炭価格によって金銭換算を行う。火力発電の燃料構成は、石油は 3.8%、LNG は 45.6%、石炭は 42%であるため関西電力（2022）、本研究では LNG と石炭で半々とする。1t の燃料で発電した電力量を示す発電原単位は、日本エネルギープランナー協会の資料から、LNG (t) が 7,050kWh、石炭 (t) が 2,915kWh とする（日本エネルギープランナー協会、2015）。現在の価格は、「通関統計」から LNG は 92,640 円/t（新電力ネット、n. d. a）、発電用石炭価格は 26,780 円/t（新電力ネット n. d. b）とする。単年度燃料代の節約は以下ようになる。

$$\begin{aligned} &1,997,280,000[\text{kWh}] / 2/7,050[\text{kWh}] \times 92,640[\text{円}] \\ &+ 1,997,280,000[\text{kWh}]/2/2,915[\text{kWh}] \times 26,780[\text{円}] = 22,297,024,262 \end{aligned}$$

よって、20 年間の燃料代の節約は以下ようになる。

$$223 + \frac{223}{1+0.04} + \frac{223}{(1+0.04)^2} + \dots + \frac{223}{(1+0.04)^{20}} = 3254[\text{億円}]$$

したがって、20 年間の燃料代の節約を 3254 億円とする。

3.3.1.2 CO₂ 対策コストの節約の算出

CO₂ 対策コストの節約の算出は、以下の式で導き出すことができる。

$$\begin{aligned} &\text{CO}_2 \text{ 対策コストの節約の算出} \\ &= \text{LNG 分の CO}_2 \text{ 対策コストの節約 (年間発電量[kWh]/2/LNG の CO}_2 \text{ 対策コスト[kWh/円])} \\ &+ \text{石炭分の CO}_2 \text{ 対策コストの節約 (年間発電量[kWh]/2/石炭の CO}_2 \text{ 対策コスト[kWh/円])} \end{aligned}$$

LNG と石炭で半々で事業者の CO₂ 対策コストを検討する。CO₂ 対策コストは表 8 より、石炭が 0.7 円/kWh、LNG が 0.3 円/kWh とする。

表 8：燃料費+CO₂対策コストの範囲

		燃料費 + CO ₂ 対策コストの範囲						【円/kWh】
		石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンベンショナル (CCS)	石油
燃料費 + CO ₂ 対策コスト		7.7~12.5	7.9~14.6	8.0~14.8	9.0~16.3	9.3~17.2	10.9~20.1	16.6~29.4
燃料費		4.9~9.7	6.7~13.4	6.8~13.6	7.3~14.6	7.9~15.9	9.2~18.5	12.9~25.8
CO ₂ 対策コスト	CO ₂ 対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO ₂ 輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	/	1	1.2	/

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月14日掲載版）における発電コストレビューシートでの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出（既設をCCU付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO₂分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）

出典： 電力広域的運営推進機関（2023b）より筆者作成

単年度 CO₂ 対策コストの節約は以下ようになる。

$$\frac{1,997,280,000[\text{kWh}]}{2} \times 0.7[\text{円/kWh}] + \frac{1,997,280,000[\text{kWh}]}{2} \times 0.3[\text{円/kWh}] = 998,640,000[\text{円}]$$

よって、20 年間での CO₂ 対策コストの節約は以下ようになる。

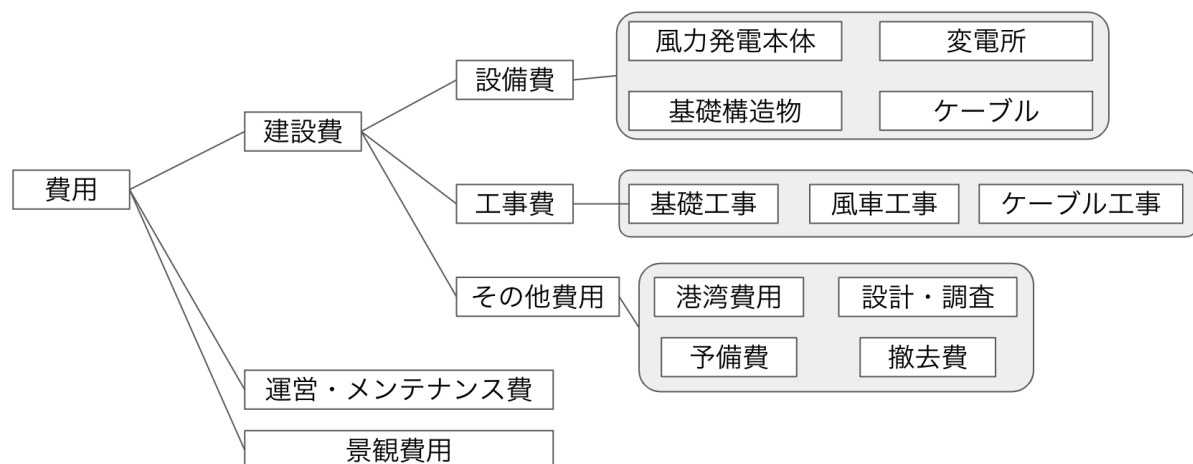
$$10 + \frac{10}{1+0.04} + \frac{10}{(1+0.04)^2} + \dots + \frac{10}{(1+0.04)^{20}} = 146[\text{億円}]$$

したがって、20 年間の CO₂ 対策コストの節約を 146 億円とする。

3.3.2 費用項目の計算方法

本項では洋上風力発電の 1 ライフサイクルにおける費用を示す。この費用項目は以下の図 10 で示されるように、大きく分けて 3 点に分けられる。よって、3.3.2.1 では最上部の建設費を、3.3.2.2 では運営・メンテナンス費を、3.3.2.3 では景観費用について解説する。

図 10：洋上風力発電の 1 ライフサイクルにおける費用



加えて、これらの建設費を算出するにあたっての基礎項目を以下の表 9 に示す。これらのベースラインデータは主に 4.4.1 の建設費算出にて用いる。

表9：個々のベースラインデータ

項目	数値	理由
水深	12 (m)	入善町の既存風車の水深から算出
離岸距離	3 (km)	秋田県の既存風車の離岸距離から算出
地盤条件補正	0	地盤補正はなしと想定
船舶供用係数	2.05	北陸地方の供用係数を算出
運転年数	20 (年)	運転年数を20年と仮置き
拠点港からの距離	30 (km)	最寄りの富山港を拠点港として設定
風車基数	38 (基)	富山県の洋上風力発電ポテンシャルより算出
定格出力	10 (MW/基)	近年の風車大規模化より10 (MW) と設定
風車間隔	1.1 (km)	風車の間隔を直径の5倍程度と想定
鋼材価格	3,000 (£/t)	3000 ポンドで仮置き
送電ケーブル数	2 (本)	送電用と予備用の2種類を考える
ポンド円換算	143.27 (¥/£)	2022年の購買力平価から為替レートを設定

3.3.2.1 建設費の算出

建設費の内訳として、風車や変電所・基礎構造物といったそれ自体の「設備費」に加え、それらを設置するための「工事費」、および港湾費や撤去費といった「その他の費用」の3つに分けられる。よって、これらの各項目の算出を、算出式と具体的な数値を伴い実行する。なお、算出には欧州での洋上風力発電事業における最新の数値を活用し、それを適用した。計算時には単位としてポンドを用い、最終的にベースラインデータを2023年の購買力平価により円換算を行った。

(1) 風力発電機設備費：WTC

以下の表10で示されるパラメータ、および(1-1)式によって算出される。

$$WTC = (811.5 \times Pr + 1,897) \times 1,000 \times N \quad (1-1)$$

表 10 : WTC における記号

記号	項目	数値
Pr	風車定格出力	10 (MW)
N	風車基数	38 (基)

(2) 基礎構造物設備費 : SSC

以下の表 11 で示されるパラメータ、および (2-1) 式、(2-2) 式、(2-3) 式、(2-4) 式によって算出される。

$$SSC = \pi D_{ss} \times T_{ss} \times L_{ss} \times PsRate \times \rho \times N \quad (2-1)$$

$$D_{ss} = \max (c_{ss} \times D_{ph2} + d_{ss} \times D_{ph} + e_{ss}, 4) \quad (2-2)$$

$$T_{ss} = \min ((f_{ss} \times D_{ph} + g_{ss}) \times (Pr \div 10) 0.5 \div 1,000, 0.2) \quad (2-3)$$

$$L_{ss} = 2 \times D_{ph} + 20 \quad (2-4)$$

表 11 : SSC における記号

記号	項目	数値
c _{ss}	モノパイル直径の増加係数	0.0003
d _{ss}	モノパイル直径の増加係数	0.0907
D _{ss}	モノパイル直径	4.8343 (m)
e _{ss}	モノパイル直径の増加係数	3.7027
f _{ss}	モノパイル厚みの増加係数	0.7177
g _{ss}	モノパイル厚みの増加係数	50.609
L _{ss}	モノパイル長さ	44 (m)
RsRate	鋼材価格	3,000 (£/t)
T _{ss}	モノパイルの板厚	0.0592214 (m)
ρ	鋼材密度	7.784 (ton/m ³)

(3) アレイケーブル設備費 : ACC

以下の表 12 で示されるパラメータ、および (3-1) 式、(3-2) 式によって算出される。

$$ACC = C_{acc} \times L_{acc} \quad (3-1)$$

$$L_{acc} = N \times DWT \quad (3-2)$$

表 12 : ACC における記号

記号	項目	数値
Cac	アレイケーブル単価	486,000 (£/km)
DWT	風車間隔	1.10 (km)
Lacc	アレイケーブル長さ	5.7 (km)

(4) 送電ケーブル設備費 : ECC

以下の表 13 で示されるパラメータ、および (4-1) 式によって算出される。

$$ECC = Cec \times DTC \times Nec \quad (4-1)$$

表 13 : ECC における記号

記号	項目	数値
Cec	送電ケーブル単価	648,000 (£/km)
Nec	送電ケーブル本数	2 (本)

(5) 変電所設備費 : TSC

以下の表 14 で示されるパラメータ、および (5-1) 式によって算出される。

$$TSC = (Conts + Cofts) \times 1,000 \times Pr \times N \quad (5-1)$$

表 14 : ECC における記号

記号	項目	数値
Conts	陸上変電所の設備費	30 (k £ /MW)
CofTs	洋上変電所の設備費	120 (k £ /MW)

(6) 工事費 : IC

以下の表 15 で示されるパラメータ、および (6-1) 式によって算出される。

$$IC = ICsub + ICwt + ICcable + ICss + ICo \quad (6-1)$$

表 15 : SSC における記号

記号	項目	数値
ICsub	基礎工事費	3,769,257.913 (£ /MW)
ICwt	風車工事費	4,077,502.775 (£ /MW)
ICcable	ケーブル工事費	19,370,029 (£ /MW)
ICss	洋上変電所工事費	4,331,809.194 (£ /MW)
ICo	その他の施工費	1,396,500,00 (£ /MW)

(7) 港湾費 : PC

以下の表 16 で示されるパラメータ、および (7-1) 式によって算出される。

$$PC = 35,000 \times N \quad (7-1)$$

表 16 : PC における記号

記号	項目	数値
N	風車基数	38 (本)

(8) 予備費 : CC

以下の表 17 で示されるパラメータ、および (8-1) 式によって算出される。NEDO の資料にならない本研究でも $C_{cc} = 0$ とする。

$$CC = C_{cc} \times ICC \quad (8-1)$$

表 17 : CC における記号

記号	項目	数値
C_{cc}	予備费率	0 (%)
ICC	総工事費	58,762,986 (£)

(9) 設計・調査費 : DC

(9-1) 式によって算出される。

$$DC = 0.05 * ICC \quad (9-1)$$

(10) 基礎地盤補正費 : FC

本研究では地盤補正費用はかからないものとして計算する。

(11) 撤去費 : DECEX

以下の表 18 で示されるパラメータ、および (11-1) 式によって算出される。

$$DECEX = 5.8 \times 10,000 \times N \times Pr \quad (11-1)$$

ただし、上記の (11-1) 式で計算される数値は現在の価値であり、撤去費は 20 年後の割引現在価値にて計算される必要がある。これより社会的割引率を 4%として、(11-1) 式は以下の (11-2) 式として最終的に算出される。

$$DECEX \text{ (current)} = DECEX \times 0.474642424 \quad (11-2)$$

表 18 : DECEX における記号

記号	項目	数値
N	風車基数	57 (年)
Pr	定格出力	10×1,000 (KW)

(12) 総工事費の算出

よって、上記の (1) から (11) を足したものが、本事業における総工事費として計算される。これを以下の表 19 にて示す。これより、概算で総工事費は約 1300 億円であることが算出される。

表 19 : 総工事費の算出

記号	名称	費用
WTC	風力発電機設備費	545 (億円)
SSC	基礎構造物設備費	324 (億円)
ACC	アレイケーブル設備費	2.64 (億円)
ECC	送電ケーブル設備費	5.57 (億円)
TSC	変電所設備費	81 (億円)
IC	工事費	168 (億円)
PC	港湾費	1.9 (億円)
FC	基礎地盤補正費	0 (億円)

DC	設計・調査費	112 (億円)
DECEX (current)	撤去費	330 (億円)
SUM	総建設費用	1,299 (億円)

3.3.2.2 運営メンテナンス費の算出

(1) 運転維持費

運転維持費用は 1.32[万円/kW/年]³¹ であることから、単年度運転維持費は以下のようになる。

$$1.32[\text{万円/kW/年}] \times 570,000[\text{kW}] = 752,400[\text{万円}]$$

よって、20年間の運転維持費は以下のようになる。

$$75 + \frac{75}{1+0.04} + \frac{75}{(1+0.04)^2} + \dots + \frac{75}{(1+0.04)^{20}} = 1,098[\text{億円}]$$

したがって、20年間の運転維持費を 1,098 億円とする。

(2) 撤去費用

撤去費用は、5.8 (万円/kW) ³¹ であることから、撤去費用は以下のようになる。

$$5.8[\text{万円/kW}] \times 570,000[\text{kW}] = 3,306,000[\text{万円}]$$

3.3.2.3 景観費用の算出

景観費用の算出方法として考えられる手法は仮想市場評価法、ヘドニック法、旅行費用法など様々であるが、日本における洋上風力発電を対象とした景観費用を算出した先行研究はほとんど見られない。また、フォトモンタージュ等を作成し、建設予定地域住民へのアンケート調査を行うことは本研究において時間的、コスト的制約が大きい実施には至らなかった。

そこで本研究では、デラウェア州を対象に行われた先行研究における洋上風力発電設備建設による景観費用の値を用い、計算を行った。

今回使用するデータは Andrew D Krueger, et al. (2011) によるものであり、1マイル=1.609km に、購買力平価換算により 1ドル=133円 という値に換算して計算を行っている。また先行研究で想定されている発電施設のサイズは 10MW 級であり、今回検討する 15MW 級と比較するとサイズが約 60m 程度小さくなり視覚的な誤差がある可能性があるが、程度が不明なため調整は行わないこととする。

先行研究ではアンケート調査を用い、その結果から作成したデータによって以下の (12-1) 式から景観費用の計算が行われている。

$$V_d = \frac{1}{R} \sum_{r=1}^R \frac{\beta_{TFTS}^r - \beta_d^r}{-\beta_{fee}} \quad (12-1)$$

V_d は外観費用、Rはサンプルサイズ5000で β_{TFTS}^r は洋上風力発電が見えないほど遠くにある時の係数、 β_d^r は距離ダミーの係数、 β_{fee} は料金の係数（所得の限界効用）になっている。以上の計算式によって算出されたデータを換算した結果が以下の表20である。

表20：景観費用

	内地 (56.315km)	湾岸 (6.436km)	海岸 (0.9654km)
距離	外部費用/各世帯		
1.4481 (km)	1,653 (円)	2,958 (円)	6,960 (円)
3 (km)	1,342 (円)	2,243 (円)	6,618 (円)
5.7924 (km)	783 (円)	957 (円)	6,003 (円)
9.654 (km)	87 (円)	522 (円)	3,045 (円)
14.481 (km)	0 (円)	174 (円)	2,349 (円)

3km地点に関してはピンポイントでのデータが示されていないため、図11のグラフを元に近似値を設定した。また、景観費用の単位は1世帯の1年あたり費用で計算されており、今回は表21のように富山県東部沖に面する入善町の世帯数から景観費用を算出した（入善町，2023）。世帯数の計算は図12に示される入善町区別地図より海岸からの概算距離によって分類し行なった。

表21：入善町居住区別世帯数

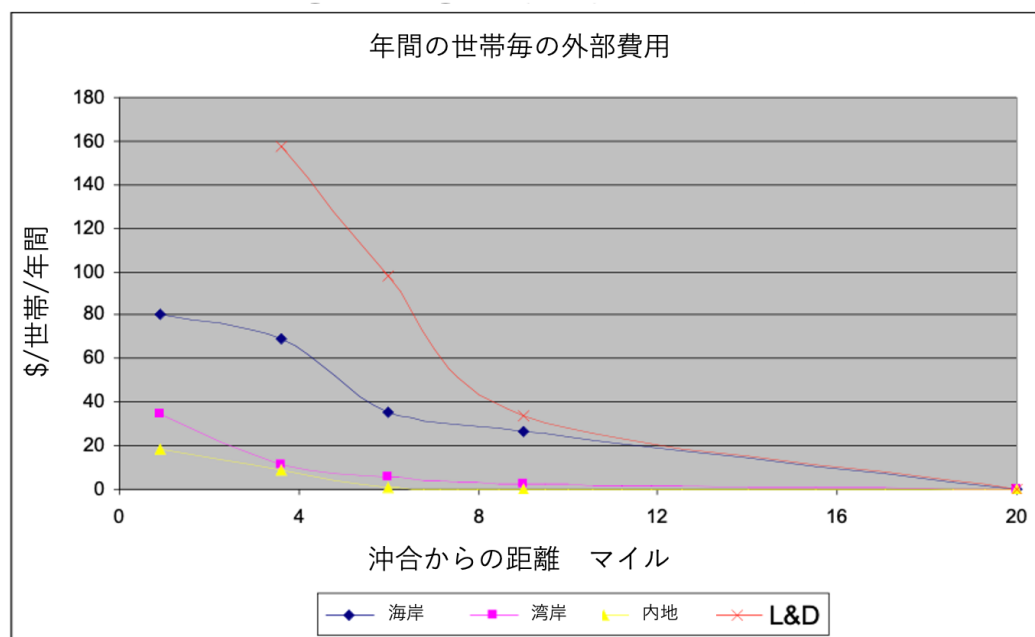
居住地	内地	湾岸	海岸
世帯数	1,148 (世帯)	5,523 (世帯)	2,174 (世帯)

よって年間の景観費用は、世帯数 × 景観費用によって算出され、3km地点では以下のようになる。

$$1,342[\text{円}] \times 1,148[\text{世帯}] + 2,243[\text{円}] \times 5,523[\text{世帯}] + 6,618[\text{円}] \times 2,174[\text{世帯}] = 43,230,331[\text{円}]$$

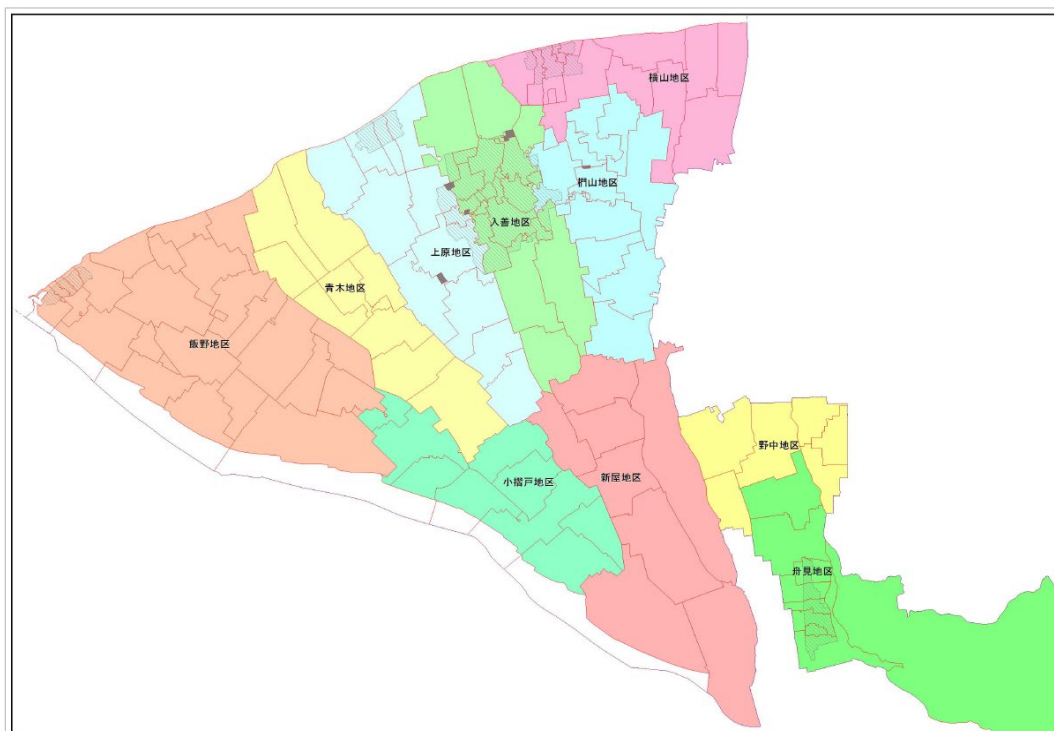
図 11：景観費用グラフ

沖合から異なる距離に位置する洋上風力発電設備に対する世帯毎の外部費用 Ladenburg and Dubgaard (L&D)の結果を併記 2006年\$



出典：Andrew D Krueger, et al. (2011) より

図 12：入善町区別地図



出典：入善町 (2021) より

3.4 浮体式洋上風力発電の費用便益分析

3.4.1 便益項目における変更事項

(1) 設備利用率

着床式から浮体式に変更することで、離岸距離の変化による風況設備利用率の上昇が考えられる。これは燃料代の節約とCO₂対策コストの節約双方に影響する。上昇程度について、Hywind Scotland における浮体式洋上風力発電所（離岸距離約 25km）の年間平均設備利用率は 57.1%である（長崎大学海洋未来イノベーション機構, 2022）。一方、福島沖における福島沖での浮体式洋上風力発電システム実証研究事業（離岸距離 20km）の平均設備利用率は 31.1%である（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, 2021）。そのため、本研究においては、欧州と日本の風況の違いおよび技術革新なども加味して浮体式洋上風力発電の場合の設備利用率を 45%とする。

3.4.2 費用項目における変更事項

(1) 建設費

国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター (n. d.) によると、着床式から浮体式に変更することで建設費が 2.76 倍になると試算されているため、この値を用いる。なお、この算出方法は LCA の文献や市場調査などを元に、必要な材料費、建設費などを概算して、低炭素社会戦略センターが計算したものである。なお、運転メンテナンス費については、高くなることが見込まれるが程度が不明のため変更なしとする。ただし、運転メンテナンス費のうち運転維持費について、飯田・松信 (2021) によると、洋上風力発電コスト全体において運転維持費は着床式洋上風力発電の場合 48.6%、浮体式洋上風力発電の場合 37.9%であり一程度の割合を占めることを留意する必要がある。

(2) 景観費用

離岸距離の変化による経済産業省と NEDO は、浮体式洋上風力発電に関するグリーンイノベーション基金について、フェーズ 2 となる実証事業の候補区域として「北海道石狩市浜益沖」「北海道岩宇・南後志地区沖」「秋田県南部沖」「愛知県田原市・豊橋市沖」の 4 区域を選定したと 10 月 3 日に発表した。各候補区域の詳細は表 22 の通りである。よって、本事業においても浮体式洋上風力を建設する場合の離岸距離は最低でも 10km になると考え、この値を基準値として設定する。

表 22：各候補区域の立地データ

候補区域	面積	風況	水深	離岸距離	波高
北海道石狩市浜益沖	2.5 (km ²)	8.5～9.0 (m/s)	70～80 (m)	8.0～9.5 (km)	3.0～6.9 (m)
北海道岩宇・南後志地区沖	348 (km ²)	6.5～8.5 (m/s)	50～500 (m)	10.0 (km)	0.2～1.4 (m)
秋田県南部沖	30 (km ²)	7.5～8.0 (m/s)	400 (m)	20～30 (km)	1.2～1.4 (m)
愛知県田原市・豊橋市沖	13.06 (km ²)	8.5～9.0 (m/s)	80～130 (m)	14～18 (km)	1.0～1.2 (m)

出典：工藤（2023）より筆者作成

浮体式洋上風力発電で想定される 9.654km 地点での年間の景観費用は以下ようになる。

$$87 \times 1,148 + 522 \times 5,523 + 3,045 \times 2,174 = 14,659,998[\text{円}]$$

3.5 感度分析

表 23 は感度分析を行う変数及び感度分析の幅をまとめたものである。先述した費用便益分析のうち、設備利用率、CO₂ 対策コストの節約、景観費用は感度分析を行う。感度分析は基準値から 20%減少と 20%を選択し、ベストケース（便益（青のあみかけ）が高く、費用（赤のあみかけ）が低くなる）とワーストケース（便益（青のあみかけ）が低く、費用（赤のあみかけ）が高くなる）を作成した。設備利用率について、風況の変化及び出力抑制により変動の可能性があると考えた。CO₂ 対策コストの節約について、社会情勢の変化および洋上風力発電事業全体における CO₂ 排出量（ライフサイクルアセスメント）コストにより変動の可能性があると考えた。景観費用は先行研究の対象地域であるデラウェアと富山県東部沖の地域特性や住民の属性の違いおよび風車サイズの違いによる誤差により変動の可能性があると考えた。

表 23：感度分析対象変数まとめ

変動要因	基準値	変動ケース	
		(i) ベストケース	(ii) ワーストケース
設備利用率（着床式）	40（%）	48（%）	32（%）
設備利用率（浮体式）	45（%）	54（%）	36（%）
CO ₂ 対策コストの節約	0.5 ⁴ （円）	0.6（円）	0.4（円）
景観費用（着床式） （20年間での合計）	6.3（億円）	5.0（億円）	7.6（億円）
景観費用（浮体式） （20年間での合計）	2.1（億円）	1.7（億円）	2.5（億円）

4. 分析結果

4.1 着床式洋上風力発電

4.1.1 結果

費用便益分析の結果は表 24 の通りで、純便益は約 844.9 億円となった。各年度の詳細は表 25 の通りである。

表 24：着床式洋上風力発電（With-A ケース）の費用便益分析

費用	建設費	1299.0（億円）
	運転維持費	1097.8（億円）
	撤去費	330.6（億円）
	景観費用	6.3（億円）
費用合計		2553.9（億円）
便益	燃料代の節約	3253.2（億円）
	CO ₂ 対策コストの節約	145.7（億円）

⁴LNG（0.3 円/kWh）と石炭（0.7 円/kWh）で半々で事業者の CO₂ 対策コストを検討するため、平均した CO₂ 対策コストは 0.5 円/kWh である。

便益合計	3398.9 (億円)
純便益	約 844.9 億円の便益

表 25 : 着床式洋上風力発電 (With-A ケース) の各年度の費用便益分析

年度	年目	社会的割引率	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費節約	費用 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益
2035	0	1.000	23295664262	23295664262	22297024262	998640000	137468633850	137468633850	129901403519	7524000000	0	43230331	-114172969588
2036	1	0.962	22399677175	23295664262	22297024262	998640000	7276183011	7567230331	0	7524000000	0	43230331	15123494164
2037	2	0.925	21538151129	23295664262	22297024262	998640000	6996329818	7567230331	0	7524000000	0	43230331	14541821312
2038	3	0.889	20709760701	23295664262	22297024262	998640000	6727240209	7567230331	0	7524000000	0	43230331	13982520492
2039	4	0.855	19913231444	23295664262	22297024262	998640000	6468500201	7567230331	0	7524000000	0	43230331	13444731242
2040	5	0.822	19147337927	23295664262	22297024262	998640000	6219711732	7567230331	0	7524000000	0	43230331	12927626194
2041	6	0.790	18410901852	23295664262	22297024262	998640000	5980492050	7567230331	0	7524000000	0	43230331	12430409802
2042	7	0.760	17702790243	23295664262	22297024262	998640000	5750473125	7567230331	0	7524000000	0	43230331	11952317118
2043	8	0.731	17021913695	23295664262	22297024262	998640000	5529301082	7567230331	0	7524000000	0	43230331	11492612613
2044	9	0.703	16367224707	23295664262	22297024262	998640000	5316635656	7567230331	0	7524000000	0	43230331	11050589051
2045	10	0.676	15737716064	23295664262	22297024262	998640000	5112149669	7567230331	0	7524000000	0	43230331	10625566395
2046	11	0.650	15132419292	23295664262	22297024262	998640000	4915528528	7567230331	0	7524000000	0	43230331	10216890765
2047	12	0.625	14550403166	23295664262	22297024262	998640000	4726469738	7567230331	0	7524000000	0	43230331	9823933428
2048	13	0.601	13990772275	23295664262	22297024262	998640000	4544682441	7567230331	0	7524000000	0	43230331	9446089834
2049	14	0.577	13452665649	23295664262	22297024262	998640000	4369886962	7567230331	0	7524000000	0	43230331	9082778687
2050	15	0.555	12935255432	23295664262	22297024262	998640000	4201814387	7567230331	0	7524000000	0	43230331	8733441045
2051	16	0.534	12437745607	23295664262	22297024262	998640000	4040206141	7567230331	0	7524000000	0	43230331	8397539466
2052	17	0.513	11959370776	23295664262	22297024262	998640000	3884813597	7567230331	0	7524000000	0	43230331	8074557179
2053	18	0.494	11499394977	23295664262	22297024262	998640000	3735397690	7567230331	0	7524000000	0	43230331	7763997288
2054	19	0.475	11057110555	23295664262	22297024262	998640000	3591728548	7567230331	0	7524000000	0	43230331	7465382007
2055	20	0.456	10631837072	23295664262	22297024262	998640000	18541737583	40627230331	0	7524000000	33060000000	43230331	-7909900511
合計			339891343999				255397916017						84493427982

4.1.2 感度分析

(1) ベストケース

費用便益分析の結果は表 26 の通りで、約 1560.9 億円の便益が発生することが分かった。各年度の詳細は表 27 の通りである。主に燃料代への節約が 3253.2 億円から 3903.9 億円になったことが大きな要因といえる。

表 26 : ベストケースにおける着床式洋上風力発電 (With-A ケース) の費用便益分析

費用	建設費	1299.0 (億円)
	運転維持費	1097.8 (億円)
	撤去費	330.6 (億円)
	景観費用	5.0 (億円)
費用合計		2552.7 (億円)
便益	燃料代の節約	3903.9 (億円)
	CO ₂ 対策コストの節約	209.8 (億円)
便益合計		4113.7 (億円)
純便益		約 1560.9 億円の便益

表 27 : ベストケースにおける着床式洋上風力発電 (With-A ケース) の各年度の費用便益分析

年度	年目	社会的割引率	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費節約	費用 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益
2035	0	1.000	28194470714	28194470714	26756429114	1438041600	137459987784	137459987784	129901403519	7524000000	0	34584265	-109265517070
2036	1	0.962	27110067994	28194470714	26756429114	1438041600	7267869485	7558584265	0	7524000000	0	34584265	19842198509
2037	2	0.925	26067373071	28194470714	26756429114	1438041600	6988336044	7558584265	0	7524000000	0	34584265	19079037028
2038	3	0.889	25064781799	28194470714	26756429114	1438041600	6719553888	7558584265	0	7524000000	0	34584265	18345227911
2039	4	0.855	24100751730	28194470714	26756429114	1438041600	6461109508	7558584265	0	7524000000	0	34584265	17639642222
2040	5	0.822	23173799741	28194470714	26756429114	1438041600	6212605296	7558584265	0	7524000000	0	34584265	16961194445
2041	6	0.790	22282499751	28194470714	26756429114	1438041600	5973658938	7558584265	0	7524000000	0	34584265	16308840812
2042	7	0.760	21425480529	28194470714	26756429114	1438041600	5743902825	7558584265	0	7524000000	0	34584265	15681577704
2043	8	0.731	20601423586	28194470714	26756429114	1438041600	5522983486	7558584265	0	7524000000	0	34584265	15078440100
2044	9	0.703	19809061140	28194470714	26756429114	1438041600	5310561044	7558584265	0	7524000000	0	34584265	14498500096
2045	10	0.676	19047174173	28194470714	26756429114	1438041600	5106308696	7558584265	0	7524000000	0	34584265	13940865477
2046	11	0.650	18314590551	28194470714	26756429114	1438041600	4909912208	7558584265	0	7524000000	0	34584265	13404678343
2047	12	0.625	17610183222	28194470714	26756429114	1438041600	4721069431	7558584265	0	7524000000	0	34584265	12889113792
2048	13	0.601	16932868483	28194470714	26756429114	1438041600	4539489837	7558584265	0	7524000000	0	34584265	12393378646
2049	14	0.577	16281604311	28194470714	26756429114	1438041600	4364894074	7558584265	0	7524000000	0	34584265	11916710236
2050	15	0.555	15655388760	28194470714	26756429114	1438041600	4197013533	7558584265	0	7524000000	0	34584265	11458375227
2051	16	0.534	15053258423	28194470714	26756429114	1438041600	4035589936	7558584265	0	7524000000	0	34584265	11017668488
2052	17	0.513	14474286946	28194470714	26756429114	1438041600	3880374938	7558584265	0	7524000000	0	34584265	10593912007
2053	18	0.494	13917583601	28194470714	26756429114	1438041600	3731129748	7558584265	0	7524000000	0	34584265	10186453853
2054	19	0.475	13382291924	28194470714	26756429114	1438041600	3587624758	7558584265	0	7524000000	0	34584265	9794667167
2055	20	0.456	12867588389	28194470714	26756429114	1438041600	18537791632	40618584265	0	7524000000	33060000000	34584265	-5670203243
合計			411366528841				255271767090						156094761751

(2) ワーストケース

費用便益分析の結果は表 28 の通りで、約 140.5 億円の便益が発生することが分かった。各年度の詳細は表 29 の通りである。

表 28 : ワーストケースにおける着床式洋上風力発電 (With-A ケース) の費用便益分析

費用	建設費	1299.0 (億円)
	運転維持費	1097.8 (億円)
	撤去費	330.6 (億円)
	景観費用	7.6 (億円)
費用合計		2555.2 (億円)
便益	燃料代の節約	2602.6 (億円)
	CO ₂ 対策コストの節約	93.2 (億円)
便益合計		2695.8 (億円)
純便益		約 140.5 億円の便益

表 29 : ワーストケースにおける着床式洋上風力発電 (With-A ケース) の各年度の費用便益分析

年度	年目	社会的割引率	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費節約	費用 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益
2035	0	1.000	18476749009	18476749009	17837619409	639129600	137477279916	137477279916	129901403519	7524000000	0	51876397	-119000530907
2036	1	0.962	17766104816	18476749009	17837619409	639129600	7284496536	7575876397	0	7524000000	0	51876397	10481608281
2037	2	0.925	17082793093	18476749009	17837619409	639129600	7004323592	7575876397	0	7524000000	0	51876397	10078469501
2038	3	0.889	16425762589	18476749009	17837619409	639129600	6734926531	7575876397	0	7524000000	0	51876397	9690836058
2039	4	0.855	15794002489	18476749009	17837619409	639129600	6475890895	7575876397	0	7524000000	0	51876397	9318111594
2040	5	0.822	15186540855	18476749009	17837619409	639129600	6226818168	7575876397	0	7524000000	0	51876397	8959722687
2041	6	0.790	14602443130	18476749009	17837619409	639129600	5987325162	7575876397	0	7524000000	0	51876397	8615117968
2042	7	0.760	14040810702	18476749009	17837619409	639129600	5757043425	7575876397	0	7524000000	0	51876397	8283767277
2043	8	0.731	13500779521	18476749009	17837619409	639129600	5535618678	7575876397	0	7524000000	0	51876397	7965160843
2044	9	0.703	12981518770	18476749009	17837619409	639129600	5322710267	7575876397	0	7524000000	0	51876397	7658808503
2045	10	0.676	12482229587	18476749009	17837619409	639129600	5117990641	7575876397	0	7524000000	0	51876397	7364238945
2046	11	0.650	12002143834	18476749009	17837619409	639129600	4921144848	7575876397	0	7524000000	0	51876397	7080998986
2047	12	0.625	11540522917	18476749009	17837619409	639129600	4731870046	7575876397	0	7524000000	0	51876397	6808652871
2048	13	0.601	11096656651	18476749009	17837619409	639129600	4549875044	7575876397	0	7524000000	0	51876397	6546781607
2049	14	0.577	10669862164	18476749009	17837619409	639129600	4374879850	7575876397	0	7524000000	0	51876397	6294982314
2050	15	0.555	10259482850	18476749009	17837619409	639129600	4206615240	7575876397	0	7524000000	0	51876397	6052867610
2051	16	0.534	9864887356	18476749009	17837619409	639129600	4044822346	7575876397	0	7524000000	0	51876397	5820606510
2052	17	0.513	9485468612	18476749009	17837619409	639129600	3889252256	7575876397	0	7524000000	0	51876397	5596216355
2053	18	0.494	9120642896	18476749009	17837619409	639129600	3739665631	7575876397	0	7524000000	0	51876397	5380977265
2054	19	0.475	8769848938	18476749009	17837619409	639129600	3595832337	7575876397	0	7524000000	0	51876397	5174016601
2055	20	0.456	8432547056	18476749009	17837619409	639129600	18545683535	40635876397	0	7524000000	33060000000	51876397	-10113136479
合計			269581797835				255524064945						14057732891

4.2 浮体式洋上風力発電

4.2.1 結果

費用便益分析の結果は表30の通りで、約1012.2億円の損失が発生することが分かった。各年度の詳細は表31の通りである。

表30：浮体式洋上風力発電（With-B ケース）の費用便益分析

費用	建設費	3585.2（億円）
	運転維持費	1097.8（億円）
	撤去費	330.6（億円）
	景観費用	2.1（億円）
費用合計		4836.0（億円）
便益	燃料代の節約	3659.9（億円）
	CO ₂ 対策コストの節約	163.9（億円）
便益合計		3823.8（億円）
純便益		約1012.2億円の損失

表 31 : 浮体式洋上風力発電 (With-B ケース) の各年度の費用便益分析

年度	年目	社会的割引率	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費用 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益
2035	0	1.000	26207622294	26207622294	25084152294	1123470000	366066533710	358527873712	7524000000	0	14659998	-339858911416
2036	1	0.962	25199636821	26207622294	25084152294	1123470000	7248711537	7538659998	7524000000	0	14659998	17950925285
2037	2	0.925	24230420021	26207622294	25084152294	1123470000	6969914939	7538659998	7524000000	0	14659998	17260505082
2038	3	0.889	23298480789	26207622294	25084152294	1123470000	6701841287	7538659998	7524000000	0	14659998	16596639502
2039	4	0.855	22402385374	26207622294	25084152294	1123470000	6444078161	7538659998	7524000000	0	14659998	15958307213
2040	5	0.822	21540755167	26207622294	25084152294	1123470000	6196229001	7538659998	7524000000	0	14659998	15344526166
2041	6	0.790	20712264584	26207622294	25084152294	1123470000	5957912501	7538659998	7524000000	0	14659998	14754352083
2042	7	0.760	19915639023	26207622294	25084152294	1123470000	5728762020	7538659998	7524000000	0	14659998	14186877003
2043	8	0.731	19149652907	26207622294	25084152294	1123470000	5508425019	7538659998	7524000000	0	14659998	13641227887
2044	9	0.703	18413127795	26207622294	25084152294	1123470000	5296562519	7538659998	7524000000	0	14659998	13116565276
2045	10	0.676	17704930572	26207622294	25084152294	1123470000	5092848576	7538659998	7524000000	0	14659998	12612081997
2046	11	0.650	17023971704	26207622294	25084152294	1123470000	4896969784	7538659998	7524000000	0	14659998	12127001920
2047	12	0.625	16369203562	26207622294	25084152294	1123470000	4708624793	7538659998	7524000000	0	14659998	11660578769
2048	13	0.601	15739618809	26207622294	25084152294	1123470000	4527523839	7538659998	7524000000	0	14659998	11212094970
2049	14	0.577	15134248855	26207622294	25084152294	1123470000	4353388307	7538659998	7524000000	0	14659998	10780860548
2050	15	0.555	14552162361	26207622294	25084152294	1123470000	4185950295	7538659998	7524000000	0	14659998	10366212066
2051	16	0.534	13992463808	26207622294	25084152294	1123470000	4024952207	7538659998	7524000000	0	14659998	9967511602
2052	17	0.513	13454292123	26207622294	25084152294	1123470000	3870146353	7538659998	7524000000	0	14659998	9584145771
2053	18	0.494	12936819349	26207622294	25084152294	1123470000	3721294570	7538659998	7524000000	0	14659998	9215524780
2054	19	0.475	12439249374	26207622294	25084152294	1123470000	3578167856	7538659998	7524000000	0	14659998	8861081519
2055	20	0.456	11960816706	26207622294	25084152294	1123470000	18528698456	40598659998	7524000000	33060000000	14659998	-6567881750
合計			382377761999				483607535728					-101229773729

4. 2. 2 感度分析

(1) ベストケース

費用便益分析の結果は表 32 の通りで、約 207.8 億円の損失が発生することが分かった。各年度の詳細は表 33 の通りである。

表 32 : ベストケースにおける浮体式洋上風力発電 (With-B ケース) の費用便益分析

費用	建設費	3585.2 (億円)
	運転維持費	1097.8 (億円)
	撤去費	330.6 (億円)
	景観費用	1.7 (億円)
費用合計		4835.6 (億円)
便益	燃料代の節約	4391.8 (億円)
	CO ₂ 対策コストの節約	236.0 (億円)
便益合計		4627.8 (億円)
純便益		約 207.8 億円の損失

表 33 : ベストケースにおける浮体式洋上風力発電 (With-B ケース) の各年度の費用便益分析

年度	年目	社会的割引率	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費用節減費用 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益	
2035	0	1.000	31718779553	31718779553	30100982753	1617796800	366066533710	366063601711	358527873712	7524000000	0	11727998	-334347754157
2036	1	0.962	30498826493	31718779553	30100982753	1617796800	7245892306	7535727998	0	7524000000	0	11727998	23252934187
2037	2	0.925	29325794705	31718779553	30100982753	1617796800	6967204141	7535727998	0	7524000000	0	11727998	22358590565
2038	3	0.889	28197879524	31718779553	30100982753	1617796800	6699234751	7535727998	0	7524000000	0	11727998	21498644774
2039	4	0.855	27113345696	31718779553	30100982753	1617796800	6441571875	7535727998	0	7524000000	0	11727998	20671773821
2040	5	0.822	26070524708	31718779553	30100982753	1617796800	6193819111	7535727998	0	7524000000	0	11727998	19876705597
2041	6	0.790	25067812219	31718779553	30100982753	1617796800	5955895299	7535727998	0	7524000000	0	11727998	19112216920
2042	7	0.760	24103665595	31718779553	30100982753	1617796800	5726533941	7535727998	0	7524000000	0	11727998	18377131654
2043	8	0.731	23176601534	31718779553	30100982753	1617796800	5506282636	7535727998	0	7524000000	0	11727998	17670318898
2044	9	0.703	22285193783	31718779553	30100982753	1617796800	5294502535	7535727998	0	7524000000	0	11727998	16990691248
2045	10	0.676	21428070945	31718779553	30100982753	1617796800	5090867822	7535727998	0	7524000000	0	11727998	16337203123
2046	11	0.650	20603914370	31718779553	30100982753	1617796800	4895065213	7535727998	0	7524000000	0	11727998	15708849157
2047	12	0.625	19811456125	31718779553	30100982753	1617796800	4706793474	7535727998	0	7524000000	0	11727998	15104662651
2048	13	0.601	19049477043	31718779553	30100982753	1617796800	4525762956	7535727998	0	7524000000	0	11727998	14523714087
2049	14	0.577	18316804849	31718779553	30100982753	1617796800	4351695150	7535727998	0	7524000000	0	11727998	13965109699
2050	15	0.555	17612312355	31718779553	30100982753	1617796800	4184322260	7535727998	0	7524000000	0	11727998	13427990096
2051	16	0.534	16934915726	31718779553	30100982753	1617796800	4023386788	7535727998	0	7524000000	0	11727998	12911528938
2052	17	0.513	16283572814	31718779553	30100982753	1617796800	3868641142	7535727998	0	7524000000	0	11727998	12414931671
2053	18	0.494	15657281552	31718779553	30100982753	1617796800	3719847252	7535727998	0	7524000000	0	11727998	11937434299
2054	19	0.475	15055078415	31718779553	30100982753	1617796800	3576776204	7535727998	0	7524000000	0	11727998	11478302211
2055	20	0.456	14476036937	31718779553	30100982753	1617796800	18527360330	40595727998	0	7524000000	33060000000	11727998	-4051323393
合計			462787344942				483567688897						-20780343955

(2) ワーストケース

費用便益分析の結果は表 34 の通りで、約 1803.6 億円の損失が発生することが分かった。各年度の詳細は表 35 の通りである。

表 34 : ワーストケースにおける浮体式洋上風力発電 (With-B ケース) の費用便益分析

費用	建設費	3585.2 (億円)
	運転維持費	1097.8 (億円)
	撤去費	330.6 (億円)
	景観費用	2.6 (億円)
費用合計		4836.4 (億円)
便益	燃料代の節約	2927.9 (億円)
	CO ₂ 対策コストの節約	1049.0 (億円)
便益合計		3976.9 (億円)
純便益		約 1803.6 億円の損失

表 35：ワーストケースにおける浮体式洋上風力発電（With-B ケース）の各年度の費用便益分析

年度	年目	社会的割引率	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費用節約 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益	
2035	0	1.000	20786342635	20786342635	20067321835	719020800	366066533710	366069465710	358527873712	7524000000	0	17591998	-345280191075
2036	1	0.962	19986867918	20786342635	20067321835	719020800	7251530767	7541591998	0	7524000000	0	17591998	12735337151
2037	2	0.925	19218142229	20786342635	20067321835	719020800	6972625737	7541591998	0	7524000000	0	17591998	12245516492
2038	3	0.889	18478982913	20786342635	20067321835	719020800	6704447824	7541591998	0	7524000000	0	17591998	11774535088
2039	4	0.855	17768252801	20786342635	20067321835	719020800	6446584447	7541591998	0	7524000000	0	17591998	11321668354
2040	5	0.822	17084858462	20786342635	20067321835	719020800	6198638891	7541591998	0	7524000000	0	17591998	10886219571
2041	6	0.790	16427748521	20786342635	20067321835	719020800	5960229703	7541591998	0	7524000000	0	17591998	10467518818
2042	7	0.760	15795912040	20786342635	20067321835	719020800	5730990999	7541591998	0	7524000000	0	17591998	10064921941
2043	8	0.731	15188376961	20786342635	20067321835	719020800	5510567403	7541591998	0	7524000000	0	17591998	9677809558
2044	9	0.703	14604208617	20786342635	20067321835	719020800	5298622503	7541591998	0	7524000000	0	17591998	9305586114
2045	10	0.676	14042508285	20786342635	20067321835	719020800	5094829329	7541591998	0	7524000000	0	17591998	8947678956
2046	11	0.650	13502411813	20786342635	20067321835	719020800	4898874355	7541591998	0	7524000000	0	17591998	8603537457
2047	12	0.625	12983088281	20786342635	20067321835	719020800	4710456111	7541591998	0	7524000000	0	17591998	8272632171
2048	13	0.601	12483738732	20786342635	20067321835	719020800	4529284722	7541591998	0	7524000000	0	17591998	7954454010
2049	14	0.577	12003594935	20786342635	20067321835	719020800	4355081463	7541591998	0	7524000000	0	17591998	7648513471
2050	15	0.555	11541918206	20786342635	20067321835	719020800	4187578330	7541591998	0	7524000000	0	17591998	7354339876
2051	16	0.534	11097998275	20786342635	20067321835	719020800	4026517625	7541591998	0	7524000000	0	17591998	7071480650
2052	17	0.513	10671152188	20786342635	20067321835	719020800	3871651563	7541591998	0	7524000000	0	17591998	6799500625
2053	18	0.494	10260723258	20786342635	20067321835	719020800	3722741887	7541591998	0	7524000000	0	17591998	6537981370
2054	19	0.475	9866080055	20786342635	20067321835	719020800	3579559507	7541591998	0	7524000000	0	17591998	6286520548
2055	20	0.456	9486615438	20786342635	20067321835	719020800	18530036583	40601591998	0	7524000000	33060000000	17591998	-9043421145
合計			303279522563				483647382560						-18026785997

4.3 着床式と浮体式を併設した洋上風力発電

4.3.1 結果

費用便益分析の結果は表 36 の通りで、約 67.1 億円の便益があることが分かった。各年度の詳細は表 37 の通りである。

表 36：着床式と浮体式を併設した洋上風力発電（With-AB ケース）の費用便益分析

費用	建設費	2442.1 (億円)
	運転維持費	1097.8 (億円)
	撤去費	330.6 (億円)
	景観費用	4.2 (億円)
費用合計		3544.1 (億円)
便益	燃料代の節約	3456.5 (億円)
	CO ₂ 対策コストの節約	154.8 (億円)
便益合計		3611.3 (億円)
純便益		約 67.1 億円の便益

表 37：着床式と浮体式を併設した洋上風力発電（With-AB ケース）の各年度の費用便益分析

年度	年目	社会的割引	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費節約	費用 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益
2035	0	1.000	24751643278	24751643278	23690588278	1061055000	251767583780	251767583780	244214638616	7524000000	0	28945165	-227015940502
2036	1	0.962	23799656998	24751643278	23690588278	1061055000	7262447274	7552945165	0	7524000000	0	28945165	16537209725
2037	2	0.925	22884285575	24751643278	23690588278	1061055000	6983122378	7552945165	0	7524000000	0	28945165	15901163197
2038	3	0.889	22004120745	24751643278	23690588278	1061055000	6714540748	7552945165	0	7524000000	0	28945165	15289579997
2039	4	0.855	21157808409	24751643278	23690588278	1061055000	6456289181	7552945165	0	7524000000	0	28945165	14701519228
2040	5	0.822	20344046547	24751643278	23690588278	1061055000	6207970367	7552945165	0	7524000000	0	28945165	14136076180
2041	6	0.790	19561583218	24751643278	23690588278	1061055000	5969202276	7552945165	0	7524000000	0	28945165	13592380943
2042	7	0.760	18809214633	24751643278	23690588278	1061055000	5739617573	7552945165	0	7524000000	0	28945165	13069597060
2043	8	0.731	18085783301	24751643278	23690588278	1061055000	5518863051	7552945165	0	7524000000	0	28945165	12566920250
2044	9	0.703	17390176251	24751643278	23690588278	1061055000	5306599087	7552945165	0	7524000000	0	28945165	12083577164
2045	10	0.676	16721323318	24751643278	23690588278	1061055000	5102499122	7552945165	0	7524000000	0	28945165	11618824196
2046	11	0.650	16078195498	24751643278	23690588278	1061055000	4906249156	7552945165	0	7524000000	0	28945165	11171946342
2047	12	0.625	15459803364	24751643278	23690588278	1061055000	4717547265	7552945165	0	7524000000	0	28945165	10742256098
2048	13	0.601	14865195542	24751643278	23690588278	1061055000	4536103140	7552945165	0	7524000000	0	28945165	10329092402
2049	14	0.577	14293457252	24751643278	23690588278	1061055000	4361637634	7552945165	0	7524000000	0	28945165	9931819618
2050	15	0.555	13743708896	24751643278	23690588278	1061055000	4193882341	7552945165	0	7524000000	0	28945165	9549826555
2051	16	0.534	13215104708	24751643278	23690588278	1061055000	4032579174	7552945165	0	7524000000	0	28945165	9182525534
2052	17	0.513	12706831450	24751643278	23690588278	1061055000	3877479975	7552945165	0	7524000000	0	28945165	8829351475
2053	18	0.494	12218107163	24751643278	23690588278	1061055000	3728346130	7552945165	0	7524000000	0	28945165	8489761034
2054	19	0.475	11748179965	24751643278	23690588278	1061055000	3584948202	7552945165	0	7524000000	0	28945165	8163231763
2055	20	0.456	11296326889	24751643278	23690588278	1061055000	3447065578	7552945165	0	7524000000	33060000000	28945165	7849261311
合計			361134553000				354414573431						6719979569

4.3.2 感度分析

(1) ベストケース

費用便益分析の結果は表 38 の通りで、約 827.4 億円の便益が発生することが分かった。各年度の詳細は表 39 の通りである。

表 38：ベストケースにおける着床式と浮体式を併設した洋上風力発電（With-AB ケース）の費用便益分析

費用	建設費	2442.1 (億円)
	運転維持費	1097.8 (億円)
	撤去費	330.6 (億円)
	景観費用	3.4 (億円)
費用合計		3543.3 (億円)
便益	燃料代の節約	4147.8 (億円)
	CO ₂ 対策コストの節約	222.9 (億円)
便益合計		4370.7 (億円)
純便益		約 827.4 億円の便益

表 39 : ベストケースにおける着床式と浮体式を併設した洋上風力発電 (With-AB ケース) の費用便益分析

年度	年目	社会的割引	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費節約	費用 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益
2035	0	1.000	29956625134	29956625134	28428705934	1527919200	251761794747	251761794747	244214638616	7524000000	0	23156132	-221805169614
2036	1	0.962	28804447244	29956625134	28428705934	1527919200	7256880896	7547156132	0	7524000000	0	23156132	21547566348
2037	2	0.925	27696583888	29956625134	28428705934	1527919200	6977770092	7547156132	0	7524000000	0	23156132	20718813796
2038	3	0.889	26631330662	29956625134	28428705934	1527919200	6709394319	7547156132	0	7524000000	0	23156132	19921936343
2039	4	0.855	25607048713	29956625134	28428705934	1527919200	6451340692	7547156132	0	7524000000	0	23156132	19155708022
2040	5	0.822	24622162224	29956625134	28428705934	1527919200	6203212203	7547156132	0	7524000000	0	23156132	18418950021
2041	6	0.790	23675155985	29956625134	28428705934	1527919200	5964627119	7547156132	0	7524000000	0	23156132	17710528866
2042	7	0.760	22764573062	29956625134	28428705934	1527919200	5735218383	7547156132	0	7524000000	0	23156132	17029354679
2043	8	0.731	21889012560	29956625134	28428705934	1527919200	5514633061	7547156132	0	7524000000	0	23156132	16374379499
2044	9	0.703	21047127462	29956625134	28428705934	1527919200	5302531789	7547156132	0	7524000000	0	23156132	15744595672
2045	10	0.676	20237622559	29956625134	28428705934	1527919200	5098588259	7547156132	0	7524000000	0	23156132	15139034300
2046	11	0.650	19459252461	29956625134	28428705934	1527919200	4902488711	7547156132	0	7524000000	0	23156132	14556763750
2047	12	0.625	18710819674	29956625134	28428705934	1527919200	4713931452	7547156132	0	7524000000	0	23156132	13996888221
2048	13	0.601	17991172763	29956625134	28428705934	1527919200	4532626397	7547156132	0	7524000000	0	23156132	13458546367
2049	14	0.577	17299204580	29956625134	28428705934	1527919200	4358294612	7547156132	0	7524000000	0	23156132	12940909968
2050	15	0.555	16633850558	29956625134	28428705934	1527919200	4190667896	7547156132	0	7524000000	0	23156132	12443182661
2051	16	0.534	15994087075	29956625134	28428705934	1527919200	4029488362	7547156132	0	7524000000	0	23156132	11964598713
2052	17	0.513	15378929880	29956625134	28428705934	1527919200	3874508040	7547156132	0	7524000000	0	23156132	11504421839
2053	18	0.494	14787432576	29956625134	28428705934	1527919200	3725488500	7547156132	0	7524000000	0	23156132	11061944076
2054	19	0.475	14218685170	29956625134	28428705934	1527919200	3582200481	7547156132	0	7524000000	0	23156132	10636484689
2055	20	0.456	13671812663	29956625134	28428705934	1527919200	3444423539	7547156132	0	7524000000	3306000000	23156132	10227389124
合計			437076936892				354330109551						82746827341

(2) ワーストケース

費用便益分析の結果は表 40 の通りで、約 1758.7 億円の損失が発生することが分かった。各年度の詳細は表 41 の通りである。

表 40 : ワーストケースにおける着床式と浮体式を併設した洋上風力発電 (With-AB ケース) の費用便益分析

費用	建設費	2442.1 (億円)
	運転維持費	1097.8 (億円)
	撤去費	330.6 (億円)
	景観費用	5.0 (億円)
費用合計		3544.9 (億円)
便益	燃料代の節約	2765.2 (億円)
	CO ₂ 対策コストの節約	99.8 (億円)
便益合計		2865 (億円)
純便益		約 680.6 億円の損失

表 41：ワーストケースにおける着床式と浮体式を併設した洋上風力発電（With-AB ケース）の各年度の費用便益分析

年度	年目	社会的割引	便益 (PV)	便益合計	燃料代替	CO2対策費節約	費用 (PV)	費用合計	建設費	運転維持費	撤去費	景観費用	純便益
2035	0	1.000	19631545822	19631545822	18952470622	679075200	251773372813	251773372813	244214638616	7524000000	0	34734198	-232141826991
2036	1	0.962	18876486367	19631545822	18952470622	679075200	7268013651	7558734198	0	7524000000	0	34734198	11608472716
2037	2	0.925	18150467661	19631545822	18952470622	679075200	6988474665	7558734198	0	7524000000	0	34734198	11161992996
2038	3	0.889	17452372751	19631545822	18952470622	679075200	6719687178	7558734198	0	7524000000	0	34734198	10732685573
2039	4	0.855	16781127645	19631545822	18952470622	679075200	6461237671	7558734198	0	7524000000	0	34734198	10319889974
2040	5	0.822	16135699659	19631545822	18952470622	679075200	6212728530	7558734198	0	7524000000	0	34734198	9922971129
2041	6	0.790	15515095826	19631545822	18952470622	679075200	5973777432	7558734198	0	7524000000	0	34734198	9541318393
2042	7	0.760	14918361371	19631545822	18952470622	679075200	5744016762	7558734198	0	7524000000	0	34734198	9174344609
2043	8	0.731	14344578241	19631545822	18952470622	679075200	5523093040	7558734198	0	7524000000	0	34734198	8821485201
2044	9	0.703	13792863693	19631545822	18952470622	679075200	5310666385	7558734198	0	7524000000	0	34734198	8482197309
2045	10	0.676	13262368936	19631545822	18952470622	679075200	5106409986	7558734198	0	7524000000	0	34734198	8155958950
2046	11	0.650	12752277823	19631545822	18952470622	679075200	4910009601	7558734198	0	7524000000	0	34734198	7842268222
2047	12	0.625	12261805599	19631545822	18952470622	679075200	4721163078	7558734198	0	7524000000	0	34734198	7540642521
2048	13	0.601	11790197691	19631545822	18952470622	679075200	4539579883	7558734198	0	7524000000	0	34734198	7250617808
2049	14	0.577	11336728549	19631545822	18952470622	679075200	4364980657	7558734198	0	7524000000	0	34734198	6971747893
2050	15	0.555	10900700528	19631545822	18952470622	679075200	4197096785	7558734198	0	7524000000	0	34734198	6703603743
2051	16	0.534	10481442816	19631545822	18952470622	679075200	4035669986	7558734198	0	7524000000	0	34734198	6445772830
2052	17	0.513	10078310400	19631545822	18952470622	679075200	3880451910	7558734198	0	7524000000	0	34734198	6197858490
2053	18	0.494	9690683077	19631545822	18952470622	679075200	3731203759	7558734198	0	7524000000	0	34734198	5959479318
2054	19	0.475	9317964497	19631545822	18952470622	679075200	3587695922	7558734198	0	7524000000	0	34734198	5730268575
2055	20	0.456	8959581247	19631545822	18952470622	679075200	3449707618	7558734198	0	7524000000	3306000000	34734198	5509873629
合計			286430660199				354499037312						-68068377113

5. まとめ

5.1 結論

分析結果をまとめると表 42 のようになる。

表 42：費用便益分析結果まとめ

風車種類	基準値	変動ケース	
		(i) ベストケース	(ii) ワーストケース
着床式	844.9 (億円)	1560.9 (億円)	140.5 (億円)
浮体式	-1012.2 (億円)	-207.8 (億円)	-1803.6 (億円)
併設	67.1 (億円)	827.4 (億円)	-680.6 (億円)

着床式洋上風力発電を導入した場合、基準値の場合だと便益が発生するが、感度分析により利用率が下がる・火力発電のCO₂対策コストが安くなるといった状況が発生した場合、純便益が大幅に減少することが分かった。浮体式洋上風力発電を導入した場合、全てのケースにおいて損失が発生することが分かった。これは建設費が着床式洋上風力発電と比較して 2.76 倍である一方で、浮体式洋上風力発電による便益が数%の設備利用率の上昇と景観費用のわずかな減少であったことが原因と考えられる。併設した場合、変動ケースの場合によっては損失分が十分に減少し便益が発生する可能性があることが示された。

5.2 政策提言

本分析をふまえ、「浮体式洋上風力発電のコスト低減化」、「エネルギー自給率の向上などの便益項目計上を目的とした議論」以上2つの政策提言を述べる。

浮体式洋上風力発電のコスト低減化について、今回の分析結果では浮体式洋上風力発電を導入した場合、全てのケースにおいて損失が発生することが分かった。しかし、浮体式風力発電は着床式風力発電に対して海域の制約が少ないことによるメリットがあり、今後の方向性として大いに推進される。よって、日本においても浮体式洋上風力発電のコスト高を技術革新あるいは規模の経済で解決していく必要があると考える。建設工業新聞(2024)によると、東京ガスは、浮体式洋上風力発電施設で使用する基礎を量産化する製造手法を確立した。今後も検証を重ね、2030年以降の本格稼働を目指している。検証はNEDOの補助事業を活用して行った。このように、量産化を可能とする科学技術の開発を促進することで浮体式洋上風力発電のコストを下げる必要がある。

エネルギー自給率の向上などの便益項目計上を目的とした議論について、以下の表43で示すように、日本の1次エネルギー自給率は主要国の中でも非常に低い順位に位置しており、洋上風力発電はこの自給率を上げる上で効果的である。しかし、エネルギー自給率の向上の価値は価値観により大きく変わるため便益の具体的な数値化は困難である。したがって、費用便益分析の項目にエネルギー自給率の向上を加えるには、まずその社会的価値の有無及び大きさを議論する必要がある。また、エネルギー自給率の向上のほかにも今後費用便益分析に含めるべき項目を選択し、数値化の手法を研究することが必要である。これにより、多様な価値を持つエネルギー源として、洋上風力発電の普及をより一層促進できると考える。

表 43：主要国の 1 次エネルギー自給率比較

順位	国名	自給率
1 位	ノルウェー	759.3 (%)
2 位	オーストラリア	345.5 (%)
4 位	カナダ	182.6 (%)
5 位	アメリカ	106.0 (%)
10 位	イギリス	76.0 (%)
19 位	フランス	54.9 (%)
26 位	ドイツ	34.7 (%)
28 位	スペイン	31.6 (%)
36 位	韓国	19.1 (%)
37 位	日本	11.3 (%)
38 位	ルクセンブルク	8.8 (%)

出典：資源エネルギー庁（2022c）より筆者作成

5.3 今後の研究課題

今後の研究課題として、「浮体式洋上風力発電のコストの精緻化」、「建設基数と景観費用の関係」、「景観費用における地域特性や住民の属性の違い」、「セカンダリーマーケットおよび自然災害などの分析」、「セントラル方式の活用による社会的便益の計上」「将来の資源状況を考慮したシナリオ形成」が挙げられる。

まず、本研究では浮体式洋上風力発電のコストの算出が着床式洋上風力発電ほど精緻ではない。特に技術が確立していない問題もあり、技術確率と精緻なコスト算出を同時に行う必要性が挙げられる。景観費用に関して、算出のために用いた先行研究の景観費用は建設基数を 500 基で想定している一方で、本研究の建設基数は 38 基である。そのため、面積の縮小の面から景観費用は減少する可能性がある。また、先行研究の対象地域であるデラウェアと富山県東部沖の地域特性や住民の属性の違いは今後の研究課題である。さらに、本研究では先行研究の課題であった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。そして、セントラル方式は、政府が目標とする長期的・安定的・効率的なエネルギー開発を達成するために行われている。その主目的は、複数の事業者を代表して政府が調査などを行なうことによる調整コストおよび取引コストの削減や、公募制にすることによる先行者利益の削減である。本研究では、そのセントラル方式の活用による社会的便益の計上ができていない。最後に将来の資源状況を考えたシナリオ形成について、CO₂対策コストなどは本研究のタイムラインである 2035

年から 2055 年の間に変化する可能性がある。これらの項目を考慮した上で分析を行えば、より現実に則した分析結果になると考えられる。

謝辞

本研究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。先生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 の吉井希祐氏、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。

また、資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部新エネルギー課課長補佐／風力政策室 室長補佐の小林寛様には、ヒアリングにご対応いただくだけでなく、本論文に対してご意見や資料を多数頂き、検討内容の妥当性・必要性を客観的かつ十分に固めることが出来た。深く感謝申し上げます。

なお、本研究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。また本研究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・参考 URL

Krueger, Andrew D., George R. Parsons, and Jeremy Firestone (2011), “VALUING THE VISUAL DISAMENITY OF OFFSHORE WIND POWER PROJECTS AT VARYING DISTANCES FROM THE SHORE: AN APPLICATION ON THE DELAWARE SHORELINE”, No. 87 (2), pp. 268-283, Figure 3, University of Wisconsin Press.

IEA (2010), 「IEA Wind Task 28 社会受容性」, 独立行政法人産業技術総合研究所 一般社団法人日本電機工業会, <https://www.jema-net.or.jp/Japanese/res/wind/images/IEA_WIND_Task28_technical_report_jp.pdf> 最終アクセス 2024-01-31.

JEF エンジニアリング株式会社 総務部広報室 (2023), 「日本初の民間資金による一般海域洋上風力発電事業『入善洋上風力発電事業』への出資参画」, JFE エンジニアリング株式会社, <<https://www.jfe-eng.co.jp/news/2023/20230313.htm>> 最終アクセス 2024-01-31.

飯田 誠, 松信 隆 (2021), 「大型風車最新保守技術特集」, 日本風力エネルギー学会誌, Vol. 45, No. 2.

遠藤 瑞季 (2023), 「洋上風力発電の送電網整備に関する投資スキームと政策の比較～日本と世界各国の取り組みについて～」, 東京大学公共政策大学院 電力ネットワーク政策 2023 年度 期末レポート.

大和田 政孝 (2019), 「洋上風力発電コストに関する一考察」, 風力エネルギー利用シンポジウム, no. 41 (12), pp. 38-41.

海洋生物環境研究所 (2020), 「海生研ニュース No. 148」, 海洋生物環境研究所, <<https://www.kaiseiken.or.jp/publish/news/lib/news148.pdf>> 最終アクセス 2024-01-31.

- 株式会社ウェンティ・ジャパン, JFE エンジニアリング株式会社, 北陸電力株式会社 (2023), 「入善マリンウインド合同会社「入善洋上風力発電所」の運転開始について」, JFE エンジニアリング株式会社 総務部広報室, <<https://www.jfe-eng.co.jp/news/2023/20231017.html>> 最終アクセス 2024-01-31.
- 環境省地球温暖化対策課 (2022), 「我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル 概要資料導入編」, 再生可能エネルギー情報提供システム, <<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf>> 最終アクセス 2024-01-31.
- 関西電力 (2022), 「【2023 年最新】火力発電における燃料の使用量と種類について解説! 日本の発電量の電源別割合は?」, 関西電力, <<https://media.kepco.co.jp/study/17522890>> 最終アクセス 2024-01-31.
- 木下 健, 黒崎 明, 福田 寿, 高 清彦 (2015), 「海洋再生エネルギー開発の現状と将来展望」, マリンエンジニアリング, no. 50 (1) (1), pp. 3-7.
- 工藤 宗介 (2023), 「浮体式洋上風力の実証に 4 区域、北海道・秋田・愛知で セントラル方式による調査に新たに 3 区域」, 日経 BP メガソーラービジネス, <<https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/news/00001/03677/?ST=msb>> 最終アクセス 2024-01-31.
- 経済産業省 (n. d.), 「再エネ海域利用法に基づく公募占用指針に関する供給価格上限額についての委員長案」, 経済産業省, <https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/068_b02_00.pdf> 最終アクセス 2024-01-31.
- 経済産業省資源エネルギー庁, 国土交通省港湾局 (n. d.), 「洋上風力発電に係るセントラル方式の運用方針 (案)」, 経済産業省, <https://www.meti.go.jp/shingikai/echo/denryoku_gas/saisei_kano/yojo_furyoku/pdf/020_s01_00.pdf> 最終アクセス 2024-01-31.
- 国土交通省 (2023), 「再エネ海域利用法に基づく促進区域を指定し、有望な区域等を整理しました」, 国土交通省, <https://www.mlit.go.jp/report/press/port06_hh_000261.html> 最終アクセス 2024-01-31.
- 国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター (n. d.), 「低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書 大規模導入を想定した将来の日本型風力発電システムの 経済性評価及び技術開発課題 風力発電システム (Vol.2) —大規模導入を想定した将来の日本型風力発電システムの 経済性評価及び技術開発課題—」, 国立研究開発法人科学技術振興機構, <<https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/fy2019-pp-20.pdf>> 最終アクセス 2024-01-31.
- 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (n. d.), 「国内初! 沖合における洋上風力発電への挑戦—プロジェクト現場レポート—未来を拓く洋上風力発電プロジェクト」, NEDO, <https://www.nedo.go.jp/fuusha/itv_ito.html> 最終アクセス 2024-01-31.
- 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2015), 「着床式洋上風力発電導入ガイドブック (第一版) 平成 27 年 9 月 国立研究開発法人」, NEDO, <<https://www.nedo.go.jp/content/100758575.pdf>> 最終アクセス 2024-01-31.

- 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（2018）, 「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」, NEDO, 〈<https://www.nedo.go.jp/content/100891410.pdf>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（2022）「風力発電等技術研究開発/洋上風力発電等技術研究開発/次世代浮体式洋上風力発電システム実証研究(基盤調査)のうち着床式洋上ウインドファーム等の事業性評価に関する検討(中間報告)」, NEDO, 〈<https://www.nedo.go.jp/content/100953948.pdf>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 資源エネルギー庁 (n. d. a) , 「固定価格買取制度とは」, 〈https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/surcharge.html〉最終アクセス 2024-01-31.
- 資源エネルギー庁 (n. d. b) , 「託送料金について」, 〈https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/wheeling_charges.html〉最終アクセス 2024-01-31.
- 資源エネルギー庁 (n. d. -c) , 「なるほど!グリッド 出力制御について」, 資源エネルギー庁, 〈https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/08_syuturyokuseigyoo.html〉最終アクセス 2024-01-31.
- 資源エネルギー庁 (2022a) , 「浮体式洋上風力発電に関する国内外の動向等について」, 資源エネルギー庁, 〈https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/004_04_00.pdf〉最終アクセス 2024-01-31.
- 資源エネルギー庁 (2022b) , 「再エネ出力制御の低減に向けた取組について」, 第31回総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 資料1-1. 資源エネルギー庁.
- 資源エネルギー庁 (2022-c) , 「2022-日本が抱えているエネルギー問題 (前編)」, 資源エネルギー庁, 〈https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/energyissue2022_1.html〉最終アクセス 2024-01-31.
- 資源エネルギー庁 (2023a) , 「今後の再生可能エネルギー政策について」, 資源エネルギー庁, 〈https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/052_01_00.pdf〉最終アクセス 2024-01-30.
- 資源エネルギー庁 (2023b) , 「再エネ海域利用法に基づく公募占用指針について」, 経済産業省, 〈https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/089_01_00.pdf〉最終アクセス 2024-01-31
- 自然エネルギー財団 (2020) , 「洋上風力が日本のエネルギーを支える 大量導入に向けた制度・インフラ・産業」, 自然エネルギー財団, 〈https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_OffshoreWind2020.pdf〉最終アクセス 2024-01-31.
- 自然エネルギー財団 (2021) , 「洋上風力発電に関する世界の動向 [第2版]」, 自然エネルギー財団, 〈https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/202106_0ffshorewindInfo.pdf〉最終アクセス 2024-01-31.
- 新電力ネット (n. d. a) , 「天然ガス価格の推移 (通関統計)」, 新電力ネット, 〈<https://pps-net.org/statistics/gas3>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 新電力ネット (n. d. b) , 「石炭価格の推移 (通関統計)」, 新電力ネット, 〈<https://pps-net.org/statistics/coal3>〉最終アクセス 2024-01-31.

- 電力安全課（2022），「近年の電気設備自然災害等への対応について」，経済産業省，〈https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/pdf/025_02_00.pdf〉最終アクセス 2024-01-31.
- 電力広域的運営推進機関（2023a），「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（案）について」，経済産業省，〈https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/049_s03_00.pdf〉最終アクセス 2024-01-31.
- 電力広域的運営推進機関（2023b），「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）〈別冊（資料編）〉」，電力広域的運営推進機関，〈https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/chokihoushin_23_01_02.pdf〉，最終アクセス 2024-01-31.
- 戸田 邦彦，宝川 祥子（2021），「日本における洋上風力発電事業 ～欧州との違いを踏まえた留意点～」，SOMPOリスクマネジメント，〈<https://image.sompo-rc.co.jp/reports/r221.pdf>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 富山県（2022），「富山県再生可能エネルギービジョン 検討とりまとめ」，富山県，〈<https://www.pref.toyama.jp/documents/21909/kentoutorimatome.pdf>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 富山県朝日町（2023），「朝日町再生可能エネルギー推進計画」，朝日町，〈<https://www.town.asahi.toyama.jp/material/files/group/1/saienesuishinkeikaku.pdf>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 中條 俊樹，國分 健太郎，黒岩 隆夫（2020），「浮体式洋上風力発電の将来ビジョンと海技研の取り組み」，海上技術安全研究所報告，no. 20（7），pp.13-17.
- 長崎大学海洋未来イノベーション機構（2022），「世界で急拡大する浮体式洋上風力発電と我が国の課題」，長崎大学，〈<https://x.gd/dTHmC>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 日刊建設工業新聞（2024），「東京ガス／洋上風力の浮体式基礎で量産化製造手法を確立、30年以降本格稼働へ」，日刊建設工業新聞，〈<https://www.decn.co.jp/?p=160549>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 日本エネルギープランナー協会（2015），「[電事連]発受電確報 6月=火力発電量は減少も石油が増加、LNG火力の停止で」，日本エネルギープランナー協会，〈<https://www.energy-planner.jp/archives/497>〉最終アクセス 2024-01-31.
- 日本風力発電協会（2020），「2020年末日本の風力発電の累積導入量：443.9万kW、2,554基」，日本風力発電協会，〈<https://jwpa.jp/information/5707/>〉最終アクセス 2024-01-30.
- 日本風力発電協会（2022），「2022年末日本の風力発電の累積導入量：480.2万kW、2,622基」，日本風力発電協会，〈<https://jwpa.jp/information/6788/>〉最終アクセス 2024-01-30.
- 入善町（2021），「入善町の地区について」，入善町，〈https://www.town.nyuzen.toyama.jp/gyosei/soshiki/sumai_machidukuri/2/1/5/615.html〉最終アクセス 2024-01-31.
- 入善町（2023），「住民基本台帳による入善町の人口および世帯数」，入善町，〈<https://www.town.nyuzen.toyama.jp/material/files/group/4/202301jinkou.pdf>〉最終アクセス 2024-01-31.

風力のビジネス情報サイト (2023) , 「JFE エンジニアリング 富山県沖で洋上風力 O&M に初参入」, 高橋健一, <<https://windjournal.jp/117590/>> 最終アクセス 2024-01-31.

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 (2021) , 「令和 2 年度 福島沖での浮体式洋上風力発電システム 実証研究事業 総括委員会報告書」, 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, <https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/new/information/220824a/report_2020.pdf> 最終アクセス 2024-01-31.

山本 龍志, 菊池 由佳, 松本 一起, 藤城 奈緒, 呂 律 (n. d.) , 「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.