

平成 25 年度修士論文

洋上風力発電導入の費用便益分析

2013 年 12 月提出

東京大学大学院 公共政策学教育部

経済政策コース

公共政策学専攻

51-128062 小柳津 靖之

平成 25 年度修士論文

洋上風力発電導入の費用便益分析

指導教官 松村 敏弘 教授

東京大学大学院 公共政策学教育部

経済政策コース

公共政策学専攻

51-128062 小柳津 靖之

## 概要

本研究では、洋上風力発電に焦点をあて、東京電力の供給区域の周辺海域に洋上風車が大規模に導入された場合、火力のみで発電する場合よりも純便益が発生するかどうかを評価する。

近年、各国で洋上風力発電の実証や導入が進んでいる。我が国でも、地球温暖化問題への関心の高まりや、東日本大震災以後の電力不足や燃料費高騰を受け、洋上風力発電導入への機運は急速に高まっている。例えば、2013年11月から福島沖で浮体式2MW級の洋上風力発電設備の実証試験が始まったことは記憶に新しい。

一方で洋上風力発電は、風の強弱により発電量が変化するため、風車の大規模導入がコストに見合うかどうかはまだ不透明であり、そのような研究も少ない。特に、風車の導入量が増えてくると、発電源の構成を変化させる必要がある点には注意が必要である。

本研究では、まず Arc GIS を用いて、東京電力の電力供給区域の周辺海域における、洋上風車導入可能性エリアの面積を推定する。次に、導入可能性エリアを複数のグループに分け、グループ毎の洋上風車設置本数や平均風速を決定する。そして、風速が分布に従いつつランダムに発生した時の、各グループやその合計の発電量を計算する。そして、発電量を8760時間分（1年分）作成し、実際の東京電力の2010年の時間毎の需要量から洋上風車による発電量を差し引き、残りを火力発電によって賄うと考え、火力発電の設備容量や発電量を計算する。最後に、洋上風車を導入した場合と、導入せず火力発電のみで発電した場合の総コストを比較し、洋上風車の大規模導入が純便益を生むかを評価した。

分析の結果、関東地方周辺海域には定格出力でおよそ3400万kWにも及ぶ洋上風車の導入ポテンシャルがあるが、現状の洋上風車のコストを想定すると、導入本数やCO<sub>2</sub>のコストに関わらず、純便益は発生しないことがわかった。一方で、CO<sub>2</sub>の環境への影響が比較的大きく、洋上風車のkW当たりコストを低減した場合、最大で10000本程度の導入までは純便益が発生することもわかった。よって、まずは着床式を平均風速の高い海域に設置してデータを集め、日本の気候や地質に合った大型の洋上風車を開発し、kW当たりのコストを下げることが必要だと結論づけた。

## 目次

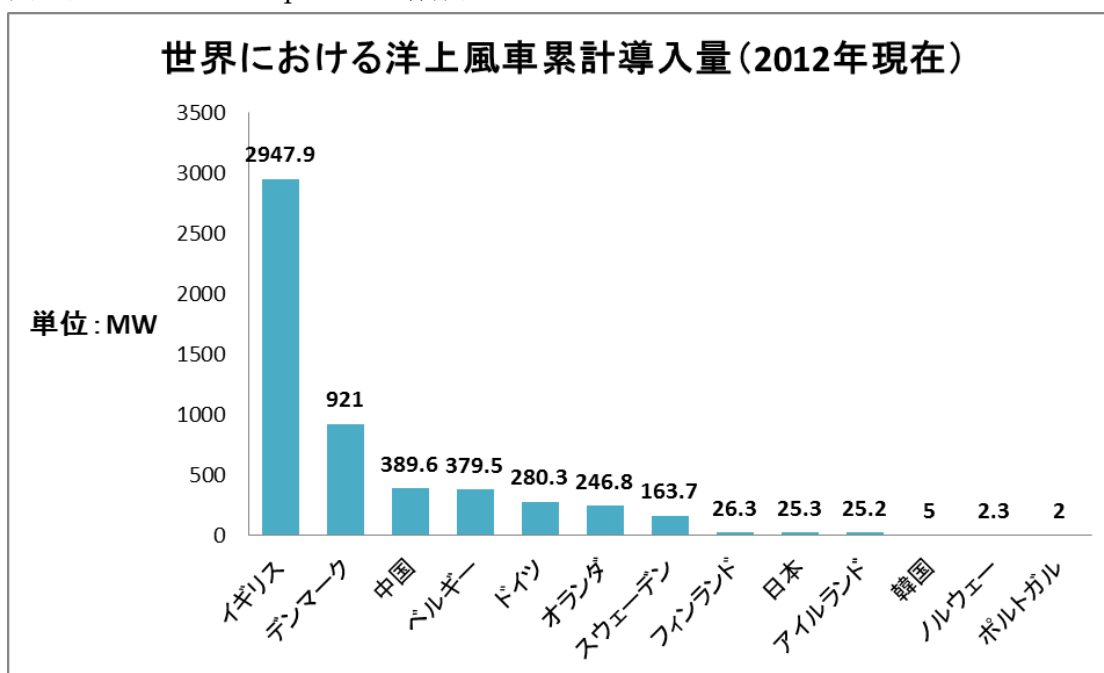
概要 .....	1
序論 .....	3
本論 .....	5
<b>第一章 洋上風力発電の現状</b> .....	<b>5</b>
第1節 国内外の洋上風力発電の現状 .....	5
第2節 洋上風車設置のための諸条件 .....	7
第3節 洋上風力発電に関する先行研究 .....	11
<b>第二章 分析手法と使用したデータ</b> .....	<b>13</b>
第1節 Arc GIS を使った面積推定について .....	13
第2節 風車の発電量の算出方法 .....	14
第3節 総コストと純便益の算出方法 .....	14
<b>第三章 Arc GIS による洋上風車導入可能海域の推定</b> .....	<b>16</b>
第1節 東京電力の供給区域 .....	16
第2節 沿岸 100km 海域 .....	16
第3節 水深 .....	17
第4節 平均風速 .....	17
第5節 導入制限地域 .....	18
第6節 結果 .....	19
<b>第四章 洋上風車導入の費用便益分析</b> .....	<b>25</b>
第1節 洋上風車の発電量の計算 .....	25
第2節 火力発電所の設備容量と発電量の計算 .....	30
第3節 費用便益分析の実施 .....	37
結論と今後の課題 .....	48
参考文献・資料一覧 .....	50
脚注 .....	52

# 序論

1991年、世界初の本格的な洋上浮力発電所、ヴィネビュ洋上風力発電パークがデンマークのロラン島沖に建設され、稼働した。

その後、洋上風力発電の導入はヨーロッパを中心に進んでいる。2012年現在において、世界で5415MWもの容量の洋上風車が累計で導入されているが、90%以上はヨーロッパへの導入である。

図1(Global Wind Reportより作成)



我が国でも、洋上風力発電の実証試験や導入は行われており、北海道せたな町の「風海鳥（かざみどり）」、山形県酒田市の「サミットウインドパワー酒田」、茨城県神栖市の「ウインド・パワーかみす」等の事例がある。しかしまだまだ導入量は少なく、またどの事例も比較的海岸の近くに建設されたものである。

しかし、2011年に発生した東日本大震災以後、我が国の洋上風力発電を取り巻く環境は一変した。原子力発電所の相次ぐ停止による電力不足や、火力発電に発電を依存したことによるLNG等の燃料の輸入価格の高騰である。需要の高まる夏期や冬期における節電要請や、電気代の値上げが各地で相次ぎ、安定的に低価格で電力を供給する体制は揺らいだ。そしてこの状況は、他の発電源で電力の供給力が確保されていたことや、単位当たり資本コストの高さから、これまで導入が遅れていた洋上風力発電を、我が国で大規模に導入する機運を急速に高めたのである。

例えば、国内初となる浮体式の洋上風車が、2013年10月に長崎県杵島沖で、また同年11月には福島県沖で実証試験を開始した。

また、洋上風車の導入可能性エリアの推定の研究も増え、水深や風速といったエリアの推定に必要となるデータの整備も徐々に進んでいる。

一方で、洋上風車の大規模導入が実際に純便益を生むかを経済的に研究した事例は少ない。

また、洋上は陸上と比べ風速が高いが、出力は必ずしも安定しない。そのため、洋上風車の定格出力や平均風速時における出力をもって、既存の火力発電の代替とすることはできない。そして風車を大規模に導入すると、洋上風力以外の発電機の構成を長期的には最適な水準に変化させていく必要があるが、この点についての研究もまだ少ない。

本研究は、このような洋上風力発電を取り巻く状況を踏まえ、電力の大消費地である東京電力の電力供給区域の周辺海域において、洋上風車の大規模導入が純便益を生むかどうかを他の発電機への影響も考え推定することを目標とした。

各章の構成は以下の通りである。

まず第一章においては、国内外における洋上風力発電の現状を整理する。また、洋上風車を導入する際に考慮しなければいけない諸条件、洋上風力発電に関する先行研究等についてもまとめていく。

次に第二章では、本論文において用いる費用便益分析の手法を説明する。特に、火力発電の発電機毎の設備容量と発電量の構成を決定する **Screening Curve** と **Load-Duration Curve** について、また洋上風車の発電量の推定方法等について詳細に述べる。

次に第三章では、**Arc GIS** を使用して、実際に東京電力の電力供給区域の周辺海域における洋上風車の導入可能性エリアの面積を推定する。導入可能性エリアの推定は、これまでの研究でも行われてきた。しかし、近年の技術進歩により洋上風車を設置可能な水深が拡大しており、また次章で行う費用便益分析においては実態に即した風車設置本数の設定が必要であるため、洋上風車の導入可能性エリアの面積を自ら推定する意義は大きいと考え、本章において行う。

第四章では、第二章で述べた手順と、第三章で推定した洋上風車の導入本数を踏まえ、費用便益分析を行い、洋上風車の大規模導入が純便益を生むかどうかを評価する。

最後の結論においては、本論文の内容を総括し、また得られた結果から我が国における洋上風力発電の今後のあり方について論じていく。

# 本論

## 第一章 洋上風力発電の現状

### 第1節 国内外の洋上風力発電の現状

本節では、日本、デンマーク、イギリスの3か国の、洋上風力発電の導入状況について述べる。

#### 1)日本

我が国における洋上風力発電所としては、主要な事例が3つある。

1つ目は、平成15年10月31日に試運転を開始し、平成16年4月1日に本格稼働を始めた北海道せたな町における「風海鳥（かざみどり）」である。

風海鳥はデンマークのヴェスタス社製風車2基から成り、1基あたりの定格出力は600kWであるため、合計出力は1200kWである。風海鳥は、瀬棚港の沖合約700mにある防波堤の内側にあり、建設費は690900000円であったという。風車の設置理由としては、冬期の季節風と夏期のやませの強さがあり、瀬棚町は年間4200MWhの発電量を見込み、およそ1000世帯の電力需要に相当するとしている<sup>ii</sup>。

2つ目の事例としては、山形県酒田市の「サミットウインドパワー酒田」がある。2006年1月に稼働を開始し、総事業費は約30億円であった。サミットウインドパワー酒田は合計8基からなるが、内3基は宮海海岸の陸上にあるため、洋上にあるものは酒田港の北港西護岸水路上の5基である。風車は、風海鳥と同じくデンマークのヴェスタス社製であり、1基あたりの定格出力は2000kW、洋上分の合計出力は10000kWとなる。サミットウインドパワー株式会社は年間発電量として40000MWh、およそ11000世帯分を見込んでおり、これを洋上分に直すと25000MWh、6875世帯分となる<sup>iii</sup>。

3つ目の事例として、茨城県神栖市にある「ウインド・パワーかみす」があげられる。ウインド・パワーかみすは、第1発電所の7基と第2発電所の8基から成り、どちらも鹿島港の護岸からおよそ40~50m<sup>iv</sup>の海上に設置されている。第1発電所の建設費は合計でおよそ35億円<sup>v</sup>であり、日立製作所と富士重工が共同開発したsubaru80/2.0<sup>vi</sup>という風車を使用され、1基あたりの定格出力は2000kW、2010年に稼働を開始し、7基で7000世帯分の電力需要をまかなう<sup>vii</sup>とされる。第2発電所も同じく定格出力2000kWの風車から成り、2013年3月から本格稼働した。以上より、第1、第2発電所をまとめると、合計出力30000kW、およそ15000世帯分の電力需要をまかなうということになる。ウインド・パワーかみすの特筆すべき点は、他の2つの事例と異なり外洋に面して設置されており、東日本大震災において、震度6の揺れとおよそ4~5mの津波を耐え抜いたことである。また将来的には、護岸から沖合500~4000mの海上に、より大型の風車を約100基設置する計画もあるという<sup>viii</sup>。

以上、日本における主要な3つの洋上風力発電所について見てきた。これらの事例における洋上風車は、基礎が海底に固定されている着床式である。続いて、風車本体は海

底に固定されず洋上に浮いている状態であり、鋼製のチェーンなどによって係留される、浮体式の洋上風車の実証研究の事例を見ていく。

1つ目の事例として、長崎県五島市の杵島沖で行われている実証事業がある。杵島沖の海域は、環境省の洋上風力発電実証事業の実施海域に選定されている。本実証事業は平成28年度の浮体式洋上風力発電の実用化を目指し、まず出力100kWの小規模実証機を杵島沖1km、水深100mの海域に設置し<sup>ix</sup>、2012年8月29日に稼働させた<sup>x</sup>。更に2013年10月28日には、出力2000kW、約1800世帯分の電力量をまかなうとされる実証機が稼働を開始、2015年春まで実証実験を続ける<sup>xi</sup>。この実証機の特徴は、浮体構造に、上部は鋼鉄、下部はコンクリートを用いた「ハイブリッドスパー型」と呼ばれる形式を採用したことであり、コンクリートを用いることで水圧や腐食に強くなり、コスト削減も可能だとされる<sup>xii</sup>。

もう一つの事例として、福島県楡葉町の沖合20kmで行われている実証事業がある。本実証事業は、東日本大震災後の復旧・復興対策を目的とした、経済産業省の「浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業」によるものであり、10社と東京大学から成る洋上風力発電コンソーシアムが委託を受け、実施している<sup>xiii</sup>。2011～2013年は第1期と位置づけられ、コンパクトセミサブ浮体を用いた2000kWのダウンウインド型浮体式洋上風車と浮体式洋上サブステーション（変電設備）が設置され、2013年11月11日に稼働を開始した。2014～2016年の第2期には7000kWの油圧ドライブ式浮体式洋上風車2基が設置され、浮体にはアドバンストスパー浮体とV字型セミサブ浮体がそれぞれ用いられるという。本実証事業は、複数の様式の風車と浮体を用いることで、各様式の特長や制御効果を明らかにすることを目的の一つとしている<sup>xiv</sup>。また、現在の国産洋上風車の定格出力は2000～2400kWが主流であり、7000kWの洋上風車が建設され、稼働を開始すれば、今後の我が国における洋上風力発電の単位当たりコストの削減につながることも期待される。

## 2)デンマーク

デンマークは洋上風力発電の先進国であり、2012年時点で累計導入量は921MWで世界第二位<sup>xv</sup>、また1991年にロラン島北西沖に作られたヴィネビュ洋上風力発電パークは、ボーナス社製の出力450kWの洋上風車11基から成る、世界初の本格的な洋上風力発電所である<sup>xvi</sup>。

ヴィネビュ以外の事例としては、例えばロドサン洋上風力発電パークがある。ロドサン洋上風力発電パークは、ロラン島南沖に作られ、パート1とパート2から成る。パート1は2003年に建設され、およそ24km<sup>2</sup>のエリアに、出力2300kWの風車が合計72本建てられ、合計出力は165.6MWである。パート2は2010年に完成し、34km<sup>2</sup>のエリアに同じく出力2300kWの風車が合計90本建てられ、合計出力は207MWにも及ぶ。パート2は、世界第三の規模を持つ洋上浮力発電所である。<sup>xvii</sup>

デンマークは、1973年の石油危機を契機にエネルギー自給にかじを切った。デンマ



ークでは、「緯度が高く地形が平坦で年間を通じて適当な強さの風がある一方で、落雷や地震等の自然災害が少ないことから、風力発電の導入が推進された。既に 1979 年には、風力発電設備への補助金及び固定価格買取制度」<sup>xviii</sup>を開始したのである。2008 年時点で、デンマークの発電電力量の内 18%<sup>xix</sup>は風力発電によるものである。

またデンマークの企業は、日本を始め多くの国に洋上風車を輸出しており、世界全体の輸出量の 95%以上を占めるという<sup>xx</sup>。中でもヴェスタス社は、もっとも有名な企業である。

CO<sub>2</sub>削減の取り組みなどから、デンマークはさらなる洋上風車の導入を目指しており、2020 年までに消費電力の 50%を風力で賄うという目標を掲げている<sup>xxi</sup>。

### 3)イギリス

イギリスは、世界最大の洋上風力発電導入国であり、累計導入容量は 2012 年時点で 2947.9MW<sup>xxii</sup>にも及ぶ。

イギリスの洋上風力発電の大規模導入は、2001 年 4 月に英国政府主導で、技術習得を目的とした洋上風力開発「ラウンド 1」が始まったことによる。英国では、洋上風車を設置できる大陸棚の所有権は王室にある。そのため開発者は、英国王室の資産管理を行う The Crown Estate 社の許可を得て、リース料を支払うことで海域を借りることになる。ラウンド 1 では、設置海域は陸地の周辺に限られ、また区域ごとの風車設置本数にも上限が定められていたが、導入容量は合計 1.5GW (1500MW) にも及んだ<sup>xxiii</sup>。

更に 2003 年には、「ラウンド 2」が開始、合計導入容量は 7.1GW(7100MW)となる予定である<sup>xxiv</sup>。世界最大の洋上浮力発電所であるサネット洋上風力発電所は、このラウンド 2 で建設された。スウェーデンの電力会社バッテンフォール社が建設を担当し、341 基の風車を設置し、合計容量は 300MW である<sup>xxv</sup>。

合計導入容量を 32GW(32000MW)と予定している「ラウンド 3」の開発者も既に入札で決まっている<sup>xxvi</sup>。ラウンド 3 での開発予定区域の一例として、ドッガーバンク・ゾーンを取り上げる。事業権を獲得したのは、ノルウェー企業のスタートオイルとスタートクラフト、英国電力大手スコティッシュ&サザン・エナジー、独エネルギー大手 RWE の英国子会社エヌパワーで構成されるコンソーシアムのフォアウィンドである。ドッガーバンク・ゾーンは、英国ヨークシャー地方の東沖合 125~195km に位置し、面積は約 8,660km<sup>2</sup>、水深は 18~63m である。ドッガーバンク・ゾーンの発電容量は、合計 9GW (9000MW) となる見込みである<sup>xxvii</sup>。

英国政府は、2020 年までに 7000 基以上の洋上風車を設置する計画である<sup>xxviii</sup>。

## 第 2 節 洋上風車設置のための諸条件

本節では、洋上風車を設置するにあたり考慮しなければならない諸条件の内、主要なものについて説明する。

## 1)風速

風車が生み出すエネルギーは、以下の公式で算出できることが知られている。

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{2}mV^2 (P \text{ は風力エネルギー}(W)、m \text{ は風の質量}(kg)、V \text{ は風速}(m/s)) \\ &= \frac{1}{2}(\rho AV)V^2 (\rho \text{ は空気密度 } (kg/m^3) \text{ で日本の平地 } (1 \text{ 気圧、} 15^\circ C) \text{ で、} \\ &\text{平均 } 1.225kg/m^3 \text{ である。} A \text{ は受風面積}(m^2)) \\ &= \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad \text{---①} \end{aligned}$$

①式より、風力エネルギーは、風速の3乗に比例することがわかる。ただし、①式について注意しなくてはならないのは、この式で算出される風力エネルギーの値は理論上の値であることである。実際には、発電機におけるロスや空気の抵抗・粘性等によって風車の出力はこの値には及ばない。理論値に対して実際に取り出せるエネルギーの割合を出力係数と呼び、その値は風車や風速によって異なる。

また風車には、発電を開始するのに最低限必要な風速、いわゆるカットイン風速と呼ばれるものがある。この値は、例えば国産の定格出力が2000~2400kWの風車では、3~4m/s程度が一般的である。カットイン風速を下回る風速では、発電を行うことができない。

同様に風車には、風速が強すぎる場合に備えて、発電を停止する風速であるカットアウト風速も設定されている。この値は、国産の風車では25m/s程度が一般的である。台風などを除けば、風速がここまで強くなることは少ない。

以上の点を考慮すれば、洋上風車はなるべく平均風速が強い海域に設置することが望ましい。

例えば、JWPA(日本風力協会)による2010年発表の洋上風力発電賦存量の推定では、平均風速7m/s以上を洋上風車設置の条件とし、長井浩他(2008)では平均風速が着床式では6.5m/s以上、浮体式では7m/s以上であることを条件としている。

## 2)水深

洋上風車を設置する際に、風速と同じく、最も考慮しなければいけない条件に、水深がある。

着床式の洋上風車の基礎としては、水深の浅いほうから順に重力式、モノパイル、トリポッドなどを使用する。しかし、現状では、水深50~60m前後を境に、これらの着床式の基礎を用いるよりも、浮体式の基礎を用いたほうがコストが安くなるとされる。

浮体式の水深の限界は、現状では200m程度が想定されているようである。海外の事例では、ノルウェーのスタトイルハイドロ社による「Hywind」が水深220mの、オラ

ンダの Blue H Technologies 社がイタリアのプッリャ州沖に設置した「Blue H」が水深 108m の海域にある<sup>xxix</sup>。また国内では、椛島沖実証事業は水深 100m<sup>xxx</sup>の海域で、福島沖実証事業は水深 120m<sup>xxxi</sup>の海域で行われている。

### 3)地盤

ここでは、着床式の洋上風車を設置する際に考慮すべき地盤の状態と、採用すべき風車の基礎構造について述べる。

水深が 0~25m 程度と浅く、地盤が杭を打ち込むのに適さない岩等でできている場合、基礎には重力式を採用する。重力式は、杭打ちをする必要がない一方、海底を平坦な地形に整備する必要がある。また、2000kW 程度の風車が限界で、それより大型の風車には適さない。

モノパイル式基礎は、水深が 5~30m 程度で、重力式より地盤の強さが劣る場合に使用される。直径 3.5~5m 程の杭（モノパイル）をバイブロハンマーを使って直接地盤に 15~30m 程打ち込むのである。杭の先端から海底の土砂が入り込むことで、風車を支持する力が上昇する。モノパイル式基礎は、洋上風車における最も一般的な基礎である。コストを抑えることが出来るが、杭打ちの騒音などが問題となる。

水深 20m 以上で、地盤がモノパイルの時よりも弱い場合に使われる基礎として、トリポッド式がある。基礎の足が一脚だけでは十分な支持力が得られないため、脚の数を 3 つに増やすのである。大型の風車も設置可能である一方、海底の整備が必要である。

xxxii

### 4)漁業権

漁業権とは、水産庁の定義によれば、「一定の水面において、特定の漁業を一定の期間、排他的に営む権利」<sup>xxxiii</sup>である。漁業権には、ぶりや北海道での鮭等に対して定置網を設置して漁業を営む権利である定置漁業権、区域内でかきや真珠などを養殖する権利である区画漁業権、地元漁師が一定の漁場を共同に営む権利である共同漁業権の 3 つがある。

漁業権の性質として、「都道府県知事（一部の漁場では農林水産大臣）の免許によって設定される、みなし物権（物権的請求権（妨害排除、妨害予防）を有する）である、譲渡が制限されており、貸付けは禁止である」<sup>xxxiv</sup>の三つが挙げられる。

洋上風車を漁業権区域内に設置しようとする場合、この漁業権を有している周辺漁民等に対する漁業権補償が問題となりうる。なぜなら、風車の設置工事中には漁業をすることが出来ず、また風車設置後も漁獲高が減少する可能性があるためである。

ただし、洋上風車の設置によって、漁獲高が必ずしも減少するとは限らない。洋上風車の基礎部分が魚の住みかとなり、逆に漁獲高が上昇する可能性があるからである。また、北海道せたな町の洋上風力発電所「風海鳥」の建設の際には、漁業協同組合の提案で、「昆布養殖のための海中林、蓄養施設、漁礁」<sup>xxxv</sup>を設置した。デンマークのミッドルグルンデン洋上風力発電所建設の際には、開発者が周辺の漁獲高のマップを作り、風

車設置区域内の建設期間中のみの漁獲高を補償した。風車設置後は、むしろ漁獲高が増加したという<sup>xxxvi</sup>。

洋上風車の漁業権区域内の設置にあたっては、設置者と周辺漁民が、風車の設置が生態系や漁獲高にどれだけの影響があるかについての根拠に基づいた値や、風車の基礎を漁獲高の増加に利用するための対策についてあらかじめ議論することが重要と言える。

#### 5) 電力系統への影響

風力発電は、風速の変化によって出力が大きく変動する。風車の導入量が少ない場合は問題ないが、導入量が増加したり、離島に導入した場合には、発電量と需要量との間に乖離が生じ、周波数の変動が起きる可能性がある。

周波数変動は、電力系統全体に影響を及ぼし得る。対策方法としては、まず火力発電所や水力発電所の出力調整が考えられる。その他の対策方法としては、蓄電池、フライホイール・バッテリー、揚水発電、地域間系統連系などが挙げられる。

蓄電池は、応答速度は数秒と速いが、充放電回数には制限があるので、短周期および長周期の出力の変動対策に向いている<sup>xxxvii</sup>。また、単位当たりコストが高いため、大量導入は現実的でない。

フライホイール・バッテリーは、電気を運動エネルギーによって蓄積する方式で、長寿命で、応答速度も1秒以下と速い一方、容量は蓄電池以上に小さいため、微小な出力の変動への対応に向いている<sup>xxxviii</sup>。

揚水発電は、単位当たりコストが安いので大容量化ができる。また、電動機を可変速にすれば、短周期への対応も可能である。ただし、今後の開発の余地が小さいことが問題である。

地域間系統連系は、例えば東京電力の場合、東北東京間連系線や東京中部間連系設備を使用して他の地方との間で電力を融通し合うことである。例えば平成25年8月時点では、東京電力管内から東北地方に60万kW、中部地方に120万kWの送電が、逆に東京電力管内に向けて東北地方から470万kW、中部地方からは120万kWの送電が可能であった<sup>xxxix</sup>。ただし計画潮流の存在から、この容量全てを風力発電の調整のために使うことが出来ない点には注意が必要である。

周波数の他にも、調相設備で無効電力を調整し、電圧を適正に保つことも重要である。発電機に誘導発電機を採用した場合、運転力率を調整できず、また系統から励磁電流を取り入れるため、自ら無効電力を制御できないからである。また発電した電力を送るため、大容量の送電線を整備することも課題となる。

以上まとめると、現状の我が国の電力システムは必ずしも洋上風力発電の大規模導入に適しているとは言えない。今後は、蓄電池等の技術開発、短周期変動対策としての気象予測の高度化、送電網や地域間系統連系の強化などが必要になるだろう。

### 第3節 洋上風力発電に関する先行研究

本節では、洋上風力発電を対象にした先行研究について、研究の内容毎に、その概要をまとめていく。

#### 1) 導入ポテンシャルの推計

我が国における、洋上風車の導入ポテンシャルの推計については、多くの先行研究がある。

JWPA（日本風力発電協会）の2010年発表のGISデータを用いた推計では、沿岸距離30km以内で高度60mでの年間平均風速7m/s以上の海域を適地とし、着床式は水深50m未満、浮体式は水深50～200mに設置できると仮定して推計を行っている。結果は、東京電力管内の適地は着床式1051km<sup>2</sup>、浮体式3584km<sup>2</sup>、日本全体では着床式14745km<sup>2</sup>、浮体式77442km<sup>2</sup>としている。そして、適地の内、着床式では20%、浮体式では5%を開発し、1km<sup>2</sup>に10MW分の風車を設置すると仮定し、東京電力管内では着床式2102MW、浮体式1792MW、日本全体では着床式29490MW、浮体式38721MWの洋上風車を導入可能としている<sup>xi</sup>。

環境省による「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」でも、同様にGISを用いた推計を行っている。海面高度80mで年間平均風速6.5m未満、離岸距離30km以上、水深200m以上と国定公園を開発不可能条件と設定している。適地は、着床式と浮体式合計で、東京電力管内7938km<sup>2</sup>、日本全体では157262km<sup>2</sup>としている。導入可能量は、1km<sup>2</sup>に10MWを仮定しているため、東京電力管内7938万kW(79380MW)、日本全体では157262万kW(1572620MW)としている<sup>xii</sup>。

山口敦・石原孟(2007)では、銚子気象台の風況データから洋上の風速を推定し、関東沿岸について、陸地から50km以内で、水深20m以下に着床式、水深500m以下に浮体式を設置すると仮定した推計をArc Infoで行っている。また、自然公園、漁業権設定区域、漁港、港湾、沿岸から10km以内の海域を制約条件としている。さまざまなケースを想定しているが、制約条件を全て考え、風車の設備利用率が海面高度70mで25%以上になる海域への設置を想定したケースでは、着床式は適地15km<sup>2</sup>、設備容量6万kW(60MW)となり、着床と浮体の合計では適地7234km<sup>2</sup>、設備容量3205万kW(32050MW)としている<sup>xiii</sup>。

最後に、長井浩等が2008年に発表した論文では、洋上風車設置可能区域と漁業権設定区域の関係を研究している。沿岸から100km以内で、着床式を水深0～20m、海面高度60mで平均風速6.5m/s以上の海域に、浮体式を水深100m未満、平均風速7m/s以上の海域に設置すると仮定して推計を行っている。また、1km<sup>2</sup>に2.5MW風車2本を設置するとしている。以上を仮定し、更に水深100m未満の海域の10%を開発した場合、東京電力管内周辺海域においては着床式が導入可能エリア57km<sup>2</sup>、容量283MW、浮体式が231km<sup>2</sup>、1156MW、漁業権区域内の20%を開発したケースでは着床式が61km<sup>2</sup>、307MW、浮体式が64km<sup>2</sup>、320MWとしている。日本全体では同様に、着床

式が導入可能エリア 825km<sup>2</sup>、容量 4123MW、浮体式が 4258km<sup>2</sup>、21291MW、漁業権区域内では着床式が 1030km<sup>2</sup>・5151MW、浮体式が 3172km<sup>2</sup>、15859MW としている<sup>xliii</sup>。

以上の先行研究について、東京電力管内の周辺海域についての推計結果を表 1 にまとめる。様々な制約条件の考慮や適地の内の開発可能割合の設定によって結果は大きく変化するため、比較の際にはこの点に注意が必要である。

**表 1** 東京電力管内周辺海域の洋上風車の導入ポテンシャルについての先行研究  
(山口・石原(2007)では制約条件を全て考慮し風車の設備利用率 25%以上のケースを、長井等(2008)では漁業権を考慮しないケースを掲載した)

研究主体	沿岸からの距離	風速	開発区域 (km <sup>2</sup> )		容量(MW)		制約条件等
			着床	浮体	着床	浮体	
JWPA(2010)	30km	7m/s 以上	210.2	179.2	2102	1792	なし、適地の一定割合を開発
環境省 (2011)	30km	6.5m/s 以上	7938		79380		国定公園、適地全てを開発
山口・石原 (2007)	50km	設備利用率で設定	15	7219	60	31990	自然公園や漁業権区域など 5 種類、適地全てを開発
長井等 (2008)	100km	着床 6.5、浮体 7m/s 以上	57	231	283	1156	なし、適地の一定割合を開発

## 2)費用便益分析

洋上風力発電の費用便益分析の先行研究は多くない。ここでは、Scott Kennedy の 2005 年の論文について簡単に説明する。本論文でも用いる分析手法については、次章で詳細に述べる。

Kennedy は、ニューヨーク州のロングアイランド島に 2500MW 分の洋上風車を導入した場合の純便益を推計した。

Kennedy は、まず発電源毎に、1kW の発電設備を追加で導入し、稼働率を変動させた場合に、1 年間でかかるコストを推計している。その結果、一定以上の稼働率を保てる需要には IGCC(石炭ガス化複合発電)で、発生確率が低い需要には NGCC(天然ガス複合発電)で対応することが効果的とした。

そして、ロングアイランド島の 1 年間分の時間毎の需要を多いほうから順番に並べた曲線を推定し、需要を賄うために必要な IGCC と NGCC の設備容量と年間の発電量を推計する。同様に洋上風車を 2500MW 分導入した場合について、洋上風車の発電分を除いた需要を賄うための、IGCC と NGCC の設備容量と年間の発電量を推計する。

最後に、洋上風車を導入する場合としない場合の総コストを、火力発電による環境へのコストなども勘案した上で比較するのである。

Kennedy は、洋上風車を導入した場合には純便益は発生せず、導入容量を変動させても同様の結果だとしている。また、空冷タービン翼を仮定すると IGCC の資本コストが上昇し、火力発電は微粉炭燃焼方式と NGCC を使うことが効率的となるため、総発電量の内洋上風力発電の容量が 66%以下ならば純便益が正になるとした<sup>xliv</sup>。

## 3)洋上風力発電所による景観への影響

Jacob Ladenburg と Alex Dubgaard は 2007 年に、デンマークにおいて、洋上風力発電所設置による景観悪化を防ぐために人々がいくら支払う用意があるかをロジット・モデルを使って推計した。

結果は、沿岸から 8km の海域を基準として、洋上風力発電所の建設を沿岸から 12、18、50km の海域に変更するために、人々は年間 1 世帯当たり、47、98、125 ユーロを支払う用意があることがわかった。教育水準や所得を調整すると、その値は 33、94、107 ユーロまで下がるという。また、実際に家や別荘から洋上風車が見える人は高めの、年齢が若い人は低めの支払い意思額が計算されるという<sup>xlv</sup>。

## 第二章 分析手法と使用したデータ

本論文における分析の流れについては、概要に記した通りである。この章では、個別の分析手法と使用したデータについて簡単に説明する。

### 第 1 節 Arc GIS を使った面積推定について

本論文では、まず Arc GIS を用いて、東京電力の電力供給区域の周辺海域における

洋上風車導入可能性エリアの面積を推定した。使用したデータは、ESRI社の全国市区町村界データ、日本海洋データセンターの500mメッシュ水深データ、NEDOの局所風況マップ、国土数値情報ダウンロードサービスの漁業権設定区域、航路、港湾、漁港、自然公園地域である。

全てのデータをポリゴンデータにし、投影座標系に変換した上でジオメトリ演算を行うことで、面積を求めることが出来る。

本土から100kmの海域をとり、漁業権設定区域、航路、港湾、漁港、自然公園地域を除いた上で、水深と風速で、着床式が設置可能もしくは浮体式が設置可能な海域を割り出す。洋上風車設置可能海域は、風速の別で7段階に分ける。更に着床と浮体の別を併せ、面積が小さすぎる海域などを除き、11のグループに分ける。最後に、11のグループ毎に、風車設置本数を決める。

## 第2節 風車の発電量の算出方法

洋上風車の設置海域を11のグループに分けた際に、同時にグループ毎の平均風速も求めている。

一方、ある地点の風速の出現率の分布は、その地点の平均風速を使ったレーレ分布で近似できることが知られている。

よって、平均風速をレーレ分布の分布関数に代入した上で逆関数を取り、0以上1未満の乱数を代入することで、分布に従った風速をランダムに発生させることが可能である。

また、風速と風車の出力の関係は、パワーカーブによって示される。パワーカーブは、日立製作所・富士重工製の風車 subaru80/2.0 のものを使用した。

11のグループ毎の風速、グループ毎の風車設置本数、パワーカーブの3つによって、総出力を求めることが出来る。風速は1時間一定であるとし、発電量も求めることが出来る。

風速や発電量は、乱数を変えることで8760時間分(1年分)作成する。

## 第3節 総コストと純便益の算出方法

基本的な手法は、Scott Kennedy(2005)や Kennedy が参照している Steven Stoft の『Power System Economics』(2002)による。

まず、洋上風車を導入せず、火力発電所のみで発電する場合について述べる。

1kWの火力発電設備を追加的に導入し、設備利用率を変動させた場合に、1年間で発生する費用を描く図を Screening Curve という。Screening Curve の算出には、1年あたりに直した固定費用と、燃料費などの変動費用を用いる。これらのコスト算出のためのデータには、コスト等検証委員会の参考資料「各電源の諸元一覧」を使った。ただし燃料価格のみは、変動が激しいため、財務省貿易統計の瀝青炭(統計品番号2701.12099)、天然ガス(同2711.11000)、重油(同2710.19173)の値を使った。また、燃料価格を発電コストに換算する際には、蓮池勝人、金本良嗣の「寡占市場に関する政策評価—卸電力



市場の評価―」(2005)を使用した。Screening Curveにより、発生確率が低い需要にはLNG火力で、一定の設備利用率を保てる需要には石炭火力で対応するべきだと分かる。

次に、8760時間(1年間)分の需要を多いほうから少ないほうまで順番に並べた図であるLoad-Duration Curveを描く。この作成には、東京電力HPの「過去の電力使用実績データ」を用いた。東日本大震災による電力需要への影響を考慮し、2010年のデータを使用している。Load-Duration Curveにより、需要の発生確率がわかる。

最後に、Screening CurveとLoad-Duration Curveで得られた結果をもとに、石炭火力やLNG火力の導入容量や1年間の発電量を求める。導入容量と発電量に単位あたりの固定費や変動費を掛けることで火力発電所に掛かるコストが計算できる。

また、発電量当たりのSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、CO<sub>2</sub>排出量と、これらの酸化物質の貨幣価値原単位から、酸化物質の排出が生み出すコストも算出できる。発電量当たりのSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>排出量は、中部電力HPの環境経営データ「中部電力火力発電電力量あたりSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>排出量の推移」の2012年度の値を用いた。ただし、この値は燃料毎の値ではないので、同じく中部電力HPの「発電電力量(発電端)構成比の推移」の2012年度の値と九州電力の「発電設備のSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>の排出量等の実績」の大分共同火力発電所の値を用いて、燃料毎のSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>排出量に直した。CO<sub>2</sub>排出量は電気事業連合会HPの「各種電源別のライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量」に燃料毎の値が載っているためこれを用いた。貨幣価値原単位は、SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>については、Ari Rabl、Joseph V. Spadaro、Assaad Zoughaibの「Environmental impacts and costs of solid waste: a comparison of landfill and incineration」(2008)の値を、CO<sub>2</sub>については総コストへの影響が大きく、貨幣価値原単位の推計値も各国でばらつきがあるため、Ari Rabl、Joseph V. Spadaro、Assaad Zoughaib(2008)と「The price of transport Overview of the social costs of transport」Joost Vermeulen、Bart Boon、Huib van Essen、Eelco den Boer、Jos Dings、Frank Bruinsma、Mark Koetse(2004)の両方の値を使った。これらの貨幣価値原単位は、OECDのHPから入手した為替レートとGDPデフレーターを用いて、2012年の日本円の値に直した。

上記二つのコストを合計することで、総コストを算出した。

洋上風力発電を導入した場合は、先に求めた風車設置本数と発電量から、洋上風車にかかる固定費や変動費を計算できる。洋上風力発電のコスト算出の前提には、コスト等検証委員会の参考資料「各電源の諸元一覧」やJWPAによる洋上風力発電の建設単価の推計、NEDOの「浮体式洋上風力発電に係る基礎調査」、ジョン・トワイデル、ガエターノ・ガウディオージ編著『洋上風力発電』を参考にした。また、洋上風車を大量に導入した場合は、揚水発電や地域間系統連系を使用する可能性も考慮した。揚水発電所については一般社団法人電力土木技術協会の水力発電所データベースを、ポンプ水車の揚水量については「世界最大容量・高落差の揚水発電用ポンプ水車―東京電力(株)神流川発電所納入」戸田一典、黒川敏史、近内忠(2006)の値を使用した。また、地域間系

統連系の容量については一般社団法人電力系統利用協議会「各地域間連系設備の運用容量算定結果の公表」平成 25 年 4 月 5 日を参照した。また地域間の売電価格は、JEPX（日本卸電力取引所）の 2012 年におけるシステムプライスの平均値(DA-24)を利用した。

Load-Duration Curve から洋上風力発電の発電量を除くことで、残余需要の Load-Duration Curve である Residual Load-Duration Curve を描くことが出来る。そして、残余需要については火力発電で賄うと考え、火力発電所の場合と同様に火力発電の固定費や変動費、酸化物質の排出によるコストを求め、洋上風車のコストと併せて総コストを計算する。

最後に、火力発電の場合と洋上風車を導入した場合の総コストを比較し、純便益を計算する。

### **第三章 Arc GIS による洋上風車導入可能海域の推定**

本章では、Arc GIS を用いて、東京電力の電力供給区域の周辺で、洋上風車が設置可能な海域の面積を推定する。

#### **第 1 節 東京電力の供給区域**

日本地図のデータは、ESRI 社が、国土交通省の「行政区域（面）データ」を加工した「全国市区町村界データ」を無償で提供している。このデータは、日本地図が市町村単位で表現されている。

一方東京電力は、関東地方と山梨県、富士川以東の静岡県に電力を供給する一般電気事業者である。

全国市区町村界データは、1つ1つのポリゴンが市町村単位である。よって、関東地方と山梨県、静岡県の富士市と富士宮市以東の市町村のみを残して使用することにした。また後述する沿岸 100km 海域との関係で、東京都の島嶼部の内、本土から 100km 以上離れている市町村のデータは使用しなかった。

最後に、各市町村は GIS のディゾルブ機能で、都道府県ごとに結合した。

#### **第 2 節 沿岸 100km 海域**

洋上風車の導入可能海域の推定において、陸地からの距離に制限を設けることが一般的である。陸地からの距離が遠いと、送電ケーブルのコストの上昇や、工事が困難になることが考えられるからである。日本におけるこれまでの研究では、沿岸から 30~50km を制約条件とすることが一般的であった。

ただし近年のヨーロッパの事例では、沿岸から 100km 以上の海域への洋上風車の建設計画も存在する。

よって本論文では、沿岸から 100km を制約条件とする。ただし、陸地から 100km ではなく、本土から 100km とした。具体的には、1)で残した地域から残っている東京

都の島嶼部の市町村を全て除いた地域を本土とした。この理由としては、洋上風車を大量に設置し、近くに離島のみがあった場合、その離島内では洋上風車が発電した電力を使いきれない可能性が高いと考えたからである。

本土のシェープファイルは、第1節で作った地図を表すシェープファイルとは別に作成した。

最後に、この本土のシェープファイルを1つの大きなポリゴンに結合し、バッファ機能でこのポリゴンを中心に100kmの領域を表すシェープファイルを作成した。なお、この方法では、本来東北地方や中部地方がある領域も残ってしまうため、これらの領域を適宜削除することで、本土から100kmの海域を表すシェープファイルとした。

### 第3節 水深

洋上風車の設置条件として、水深はもっとも重要なものの一つである。

本論文では、日本海洋データセンターの「500m メッシュ水深データ」を使用した。このデータは、日本周辺海域の水深を約500m間隔で記録したものである。

ただし、このデータは、ある地点の緯度と経度、水深が記録されているものであり、GISでそのまま扱うことはできない。よって、以下の方法をとった。

まず、取得したデータをエクセルのテーブルにまとめ、XYデータとしてGISに読み込ませた後、シェープファイルとして保存しなおす。これで水深のポイントデータを作ることが出来る。しかし、ポイントデータは面積を持たないため、このままでは面積を算出することが出来ない。

そこで次に、インデックスフィーチャー作成ツールで、縦横2kmの無数の正方形（メッシュ）からなるメッシュデータを作成した。メッシュは正方形のポリゴンであるため、面積を持つ。そしてこの空のメッシュデータと、先に作ったポイントデータを重ね合わせ、属性の結合とリレート機能で、各メッシュに、内部に含まれるポイントデータが持っている水深の平均値を属性として持たせた。これで、水深データに面積を持たせることが可能である。

最後に、メッシュデータを沿岸100km海域でクリップした結果が図2である。ここでは、水深50m以下を黄色で、50m超200m以下をオレンジ色で、200m超の水深を水色で色分けしてある。また、東京湾の陸地周辺等にわずかに黒い部分があるが、これはそのメッシュ内に水深のデータが存在しないことを示す。水深50m以下は着床式の、200m以下は浮体式の導入候補地となる。

結果を見ると、茨城県と千葉県のパ洋洋側や東京湾、新島周辺などが水深が浅いことがわかる。

### 第4節 平均風速

水深と同じく、洋上風車の設置条件として大切なのは平均風速である。

本論文では、NEDOの局所風況マップから「メッシュ数値データ」をダウンロードして用いた。このデータには、ある南西端と北東端で定められたメッシュの中にある各

地点の高度 30、50、70m における平均風速が載っている。ここでは、高度 70m の平均風速を用いる。これは、想定している洋上風車のハブ高さが 60m 以上であるからである。各ポイントには北緯と東経が与えられていないが、メッシュの南西端と北東端の北緯と東経、またメッシュの中に含まれるポイントの数はデータに記されているので、ポイントの縦横の数で等分することで、各ポイントに北緯、東経を与えた。

北緯、東経、高度 70m における平均風速が記されたデータを作成し、水深の場合と同様にメッシュデータに直すことで、面積を付与する。

ただし、ここで一点問題が生じた。「メッシュ数値データ」として平均風速をダウンロードできるのは、局所風況マップにおけるメッシュの単位で、そのメッシュが陸地、もしくは主要な島にわずかでも接しているものだけだったのである。このままでは、風速を持たない海域が生じてしまうため、やむなく以下の方法で対応した。

まず伊豆半島や千葉県南部の沖合の海域については、伊豆諸島に沿った海域については平均風速がわかっていることを利用する。伊豆諸島に沿った海域のうち、データがない部分に最も近い海域の平均風速の間隔を利用することで、伊豆半島もしくは千葉県南部の沖合の平均風速を推定する。同様に茨城県中部の沖合の海域の平均風速については、茨城県北部と南部については沖合までデータが存在することを利用し推定する。茨城県沖合の北部と南部における平均風速の間隔、両者について平均をとった間隔、更に両者の平均と北部、両者の平均と南部についても平均をとり、平均風速の間隔を 5 つ作成する。そして、茨城県中部について、データが途切れる直前の風速から、この 5 つの状況の内もっとも近いものを選び、その間隔によって風速が増加していくと考える。また、NEDO の局所風況マップでは、データのダウンロードはできない海域についても、全体マップでおおよその風速を把握することは出来る。このことを利用し、最後にデータのダウンロードができない海域について、上記の方法で推定した平均風速とずれがないかを適宜確認した。

以上の結果を図 3 に示す。平均風速 6.5m/s 未満は青色、6.5m/s 以上 7m/s 未満を黄色、7m/s 以上を赤色で色分けした。平均風速 6.5m/s 以上は着床式の、7m/s 以上は浮体式の導入候補地となる。全体的に沖合ほど風速が高くなる傾向があるが、千葉県東部沖などは風速がすぐに高くなり、洋上風車の設置に適していることがわかる。

## 第 5 節 導入制限地域

洋上風車導入の制限を考慮する領域として、ここでは漁業権設定区域、航路、港湾、漁港、自然公園地域を考慮した。

漁業権設定区域を制限地域として考慮したのは、漁業権補償を考慮する必要がなくなるためである。

また航路、港湾、漁港について考慮したのは、特に東京湾等の関東周辺の海域は船の往来が激しいことを踏まえ、洋上風車を船の往来を妨げないように設置するためである。

最後に自然公園を考慮したのは、自然公園地域内の海底の形状の変更をする場合、都

道府県知事や環境大臣への届け出や、許可が必要となるからである。

これらのデータは、国土数値情報ダウンロードサービスから入手できる。ただしこれらのデータはほとんどが線で形成されたポリラインデータであり、面積を持たない。そのため、空のポリゴンデータを作ったうえで、上記のデータを重ね合わせ、線に沿ってなぞってポリゴンを形成し、最後に陸地の部分を切り抜くことでポリゴンデータを作成した。

## 第6節 結果

以上の条件を、一つのマップにまとめる。まず水深と風速のデータをまとめたシェープファイルを作成した。水深 50m 以下かつ平均風速が 6.5m/s 以上の海域に着床式が、水深 50m 超 200m 以下かつ平均風速が 7m/s 以上の海域に浮体式が設置可能と考えた。この結果が図 4 である。着床式設置可能海域は水色で、浮体式が設置可能な海域はピンク色で色分けしてある。

更に、導入制限地域もマップに重ね合わせ、全てクリップ機能で海域から切り取った。最後に、面積を求めるために JGD2000 第 9 系に投影変換したものが、図 5 である。図 6 は、図 5 の一部を拡大したものである。着床式が設置可能な海域が黄色で、浮体式が設置可能な海域がピンク色で色分けしてある。また、灰色は漁業権設定区域、濃い紫色は港湾、赤色は航路、濃い青色は漁港、濃い緑色は自然公園を表す。

図 5 から、千葉県東部沖や新島周辺、また東京湾の一部にも導入ポテンシャルがあることがわかる。

更に、着床式と浮体式の適地の面積、設置可能本数、定格出力時の総出力を示したものが表 2 である。洋上風車は、1km<sup>2</sup>に定格出力 2000kW のものを 3 本設置すると仮定した。これは山口・石原(2007)において、ロータ直径の 8 倍の間隔を縦横に確保すれば、風車同士の後流の影響はないと仮定していることによる。想定している subaru80/2.0 は、ロータ直径が 80m である。よって、1 本当たり半径 320m の円を確保すれば、風車同士は 640m 以上離れることになる。半径 320m の円は、面積がおよそ 0.32km<sup>2</sup> となるため、1km<sup>2</sup>に 3 本設置することを仮定した。表 2 によると、浮体式は着床式の 3 倍以上の導入ポテンシャルを持つことがわかる。

表 3 は、平均風速と着床・浮体の別で 13 のグループに導入可能面積を分類したものである。例えば、グループ 11 は平均風速 8.3m/s 以上かつ着床式が設置可能な海域を、グループ 12 は平均風速 8.3m/s 以上かつ浮体式が設置可能な海域を表している。グループ 11 に該当する海域は存在せず、グループ 31 についても面積が極めて小さいことから、以後この 2 つを除き、合計 11 のグループを使用する。加重平均風速は、それぞれのメッシュが持っている平均風速を、メッシュの面積によって加重平均をとったものである。グループ毎の加重平均風速と設置可能本数は、次章において使用する。

最後に、着床式の設置可能海域では最も風速が高いグループ 21 や、同じく浮体式の設置可能海域では最も風速の高いグループ 12 とはどこの海域にあたるのかを色分けし

て調査してみた。その結果、これらの海域の多くは三宅島周辺に集中していることが判明した。図7は、図5の三宅島周辺海域を拡大したものである。ただし、グループ12を黄色、グループ21を黄緑色で色分けしなおした。

三宅島は、平成25年4月1日時点で、人口2722人、世帯数1665世帯である<sup>xlvi</sup>。グループ12とグループ21だけで洋上風車設置可能本数が47本であることを考えると、発電した電力を島内だけで使用することはできないだろう。

三宅島だけでなく、伊豆諸島周辺には膨大な洋上風車の導入ポテンシャルがある。将来洋上風車の導入が進んでいけば、これらの海域のポテンシャルを適切に活用するために、いかに本土までの送電を行うかが、課題になる可能性があるだろう。

図 2 水深による洋上風車の導入候補地

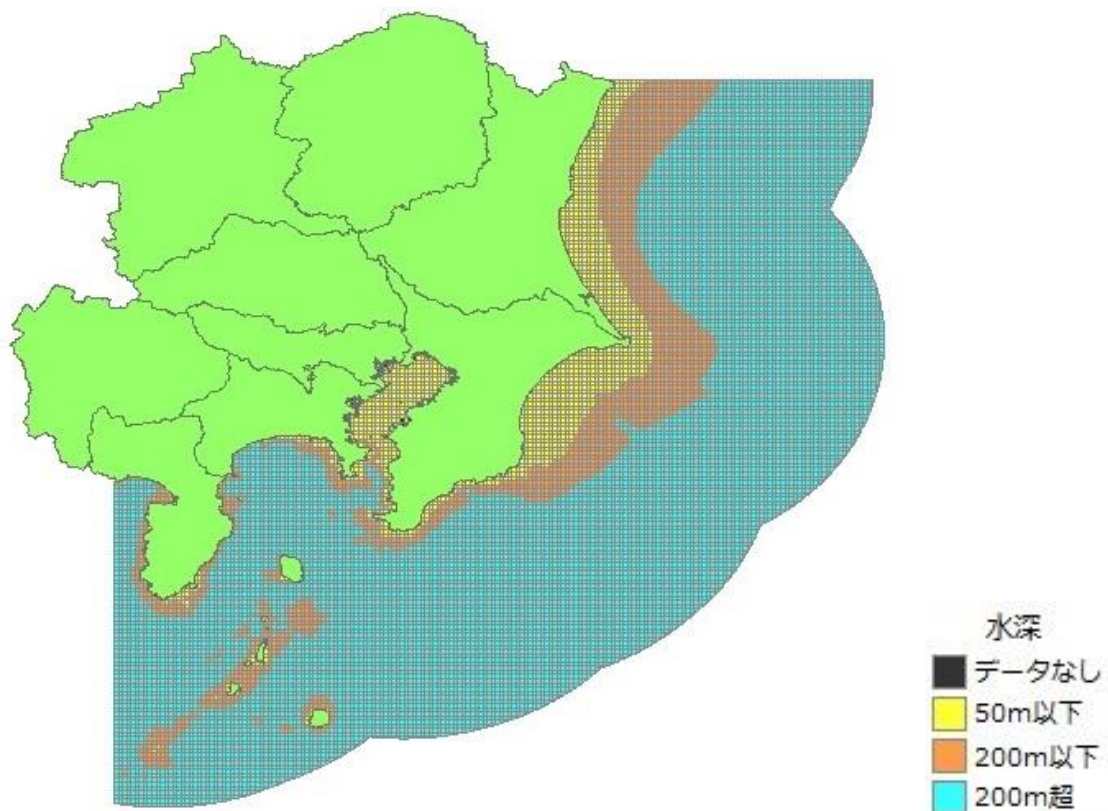


図 3 平均風速による洋上風車の導入候補地

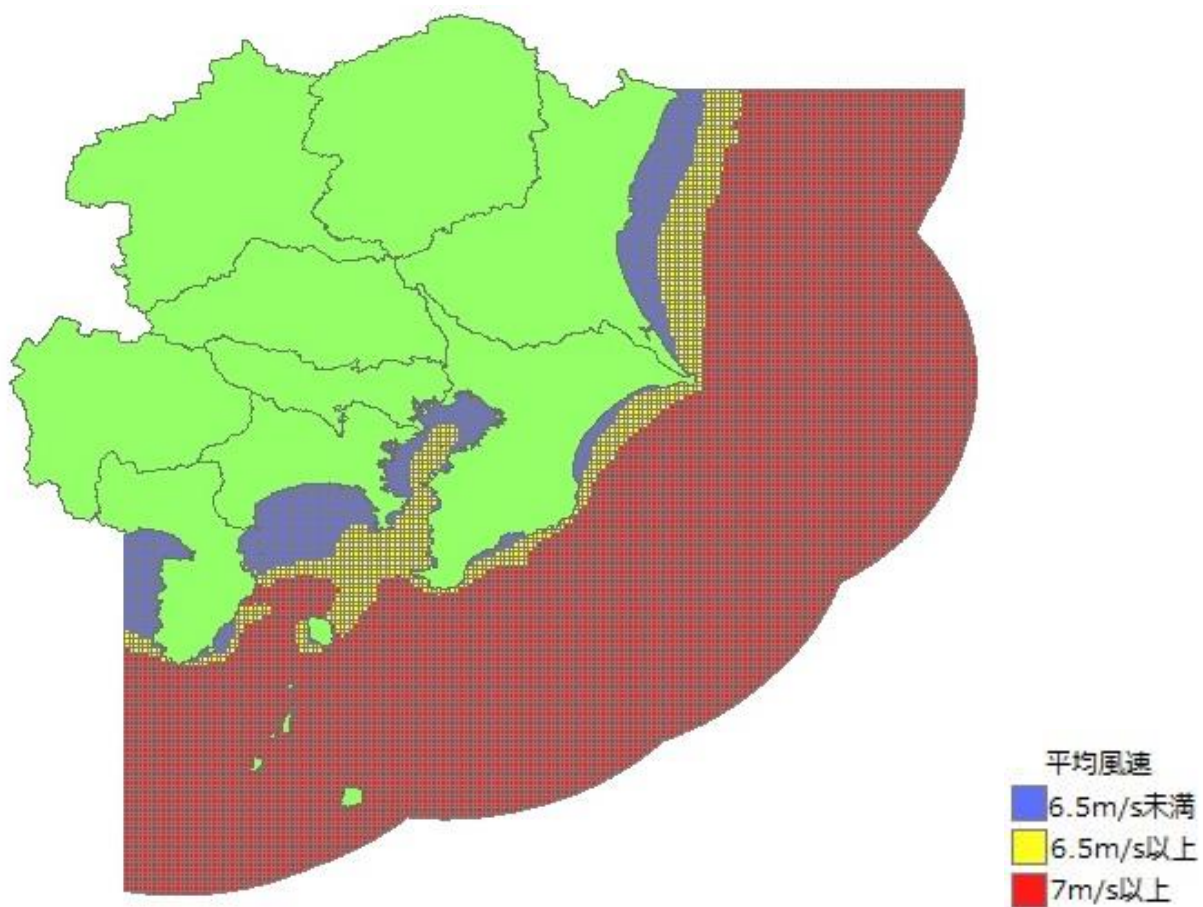


図4 水深と平均風速を重ね合わせた導入候補地



図5 水深、平均風速、導入制限地域を全て重ね合わせた最終的な洋上風車導入可能エリア

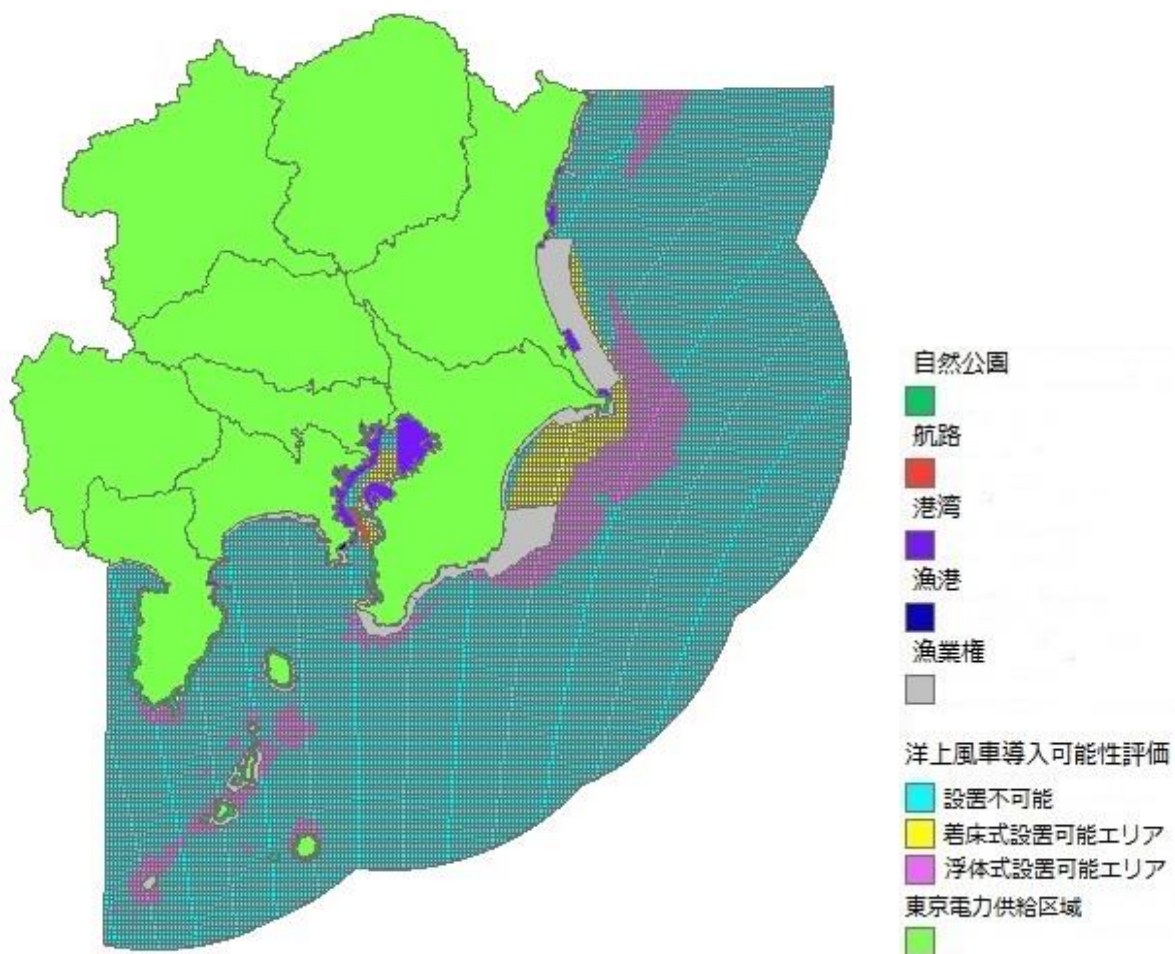




図6 図5の一部を拡大したもの

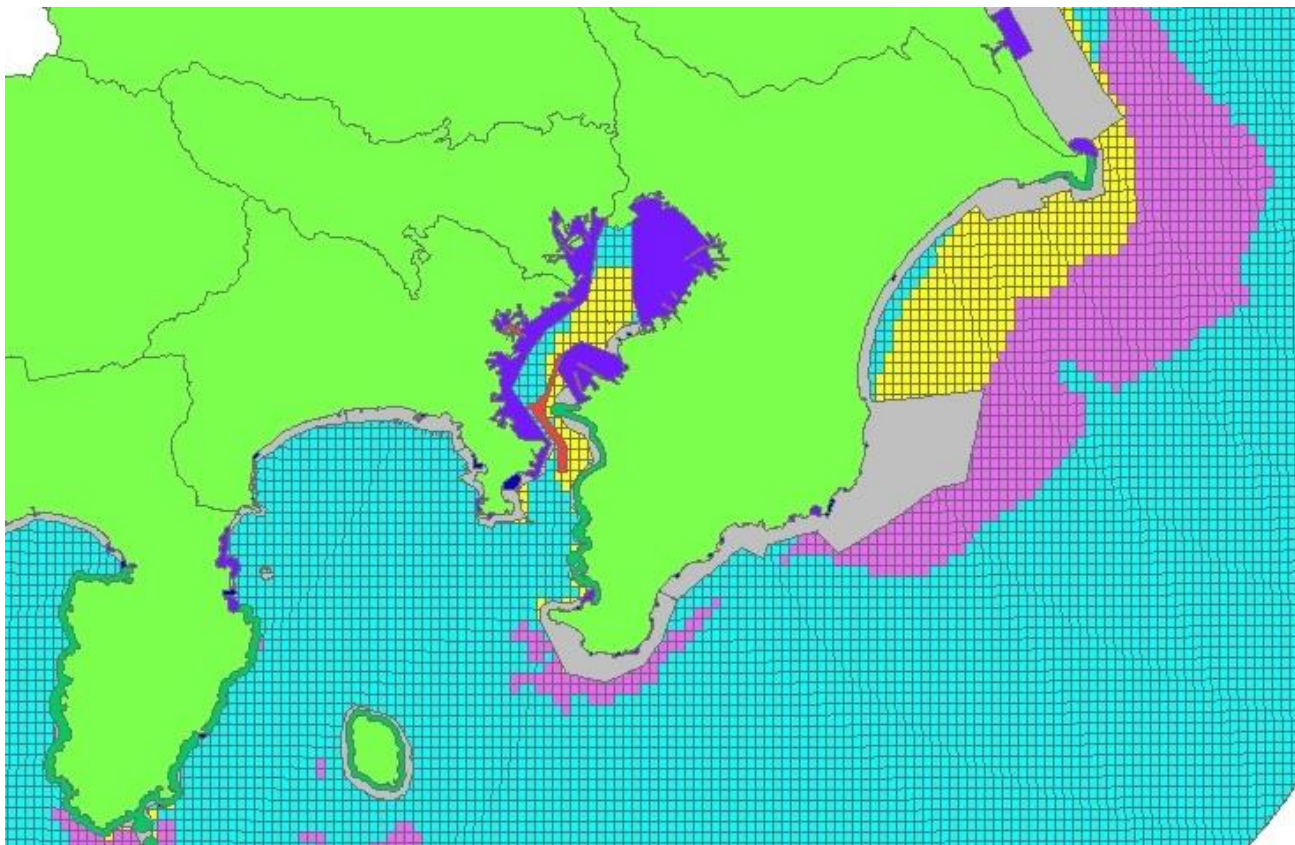


表2 洋上風車導入可能性エリアの詳細(面積は小数第二位を四捨五入、設置可能本数は小数点以下切り捨てである。)

	着床式	浮体式	設置不可能
面積(km <sup>2</sup> )	1418.8	4207.6	43579.9
設置可能本数	4256	12622	
総出力(万 kW)	851.2	2524.4	

表 3 グループ毎の洋上風車導入可能性エリアの詳細（面積と加重平均風速は小数第三位を四捨五入、風車設置本数は小数点以下切り捨てである。）

平均風速 (m/s)	グループ	面積(km <sup>2</sup> )	加重平均風速 (m/s)	風車設置可能 本数
8.3 以上	11	0	—	0
	12	6.46	8.39	19
8 以上	21	9.52	8.11	28
	22	323.46	8.17	970
7.7 以上	31	0.05	7.72	0
	32	931.59	7.77	2794
7.4 以上	41	18.01	7.4	54
	42	1636.06	7.53	4908
7.1 以上	51	471.15	7.21	1413
	52	972.47	7.23	2917
6.8 以上	61	347.83	6.95	1043
	62	337.61	7.04	1012
6.5 以上	71	572.2	6.61	1716

図 7 図 5 の三宅島周辺を拡大したもの（ただし、グループ 12 を黄色、グループを 21 黄緑色で色分けした。）



## 第四章 洋上風車導入の費用便益分析

本章では、第三章で分析した東京電力の電力供給区域の周辺海域に、洋上風車を設置した場合に、火力のみで発電を行うよりも純便益が発生するかを分析する。

### 第1節 洋上風車の発電量の計算

#### 1) 1時間毎の風速の発生方法

第三章において、グループ毎の平均風速と洋上風車導入本数は算出した。発電量の計算には、1時間毎の風速が8760時間分（1年分）必要であるため、平均風速から1時間毎の風速を発生させる方法を考えた。

風速の出現率の分布は、ワイブル分布で近似できることが知られている。しかし、ワイブル分布を扱うには、各地点の形状定数がわかっていることが前提となってしまう。そこで、形状定数を2と置いたレーレ分布が、よく使われる。レーレ分布の確率密度関数と分布関数は、それぞれ②、③式である。

確率密度関数

$$f(V) = \frac{\pi}{2} \times \frac{V}{\bar{V}^2} \times \exp\left\{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2\right\} \quad (V \text{ は風速、}\bar{V} \text{ は平均風速)} \quad \text{---②}$$

確率分布関数

$$f(V \leq V_x) = 1 - \exp\left\{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V_x}{\bar{V}}\right)^2\right\} \quad \text{---③}$$

以上を踏まえ、レーレ分布の確率分布関数の逆関数を取り、逆に0以上1未満の乱数を代入すれば、分布に従った風速をランダムに発生させることが出来ると考えた。ある平均風速を持つ地点で、乱数  $p$  を代入した時の風速  $V_x(\text{m/s})$  は、以下の④式であらわされる。

$$V_x = 2\bar{V} \sqrt{\frac{\log\left(\frac{1}{1-p}\right)}{\pi}} \quad (\bar{V} \text{ は平均風速、} p \text{ は } 0 \text{ 以上 } 1 \text{ 未満の乱数)} \quad \text{---④}$$

一例として、平均風速が7m/sの地点に、0以上1未満の乱数を代入した場合の風速を図8に示す。

図 8 平均風速 7m/s の地点における、乱数に対応した風速

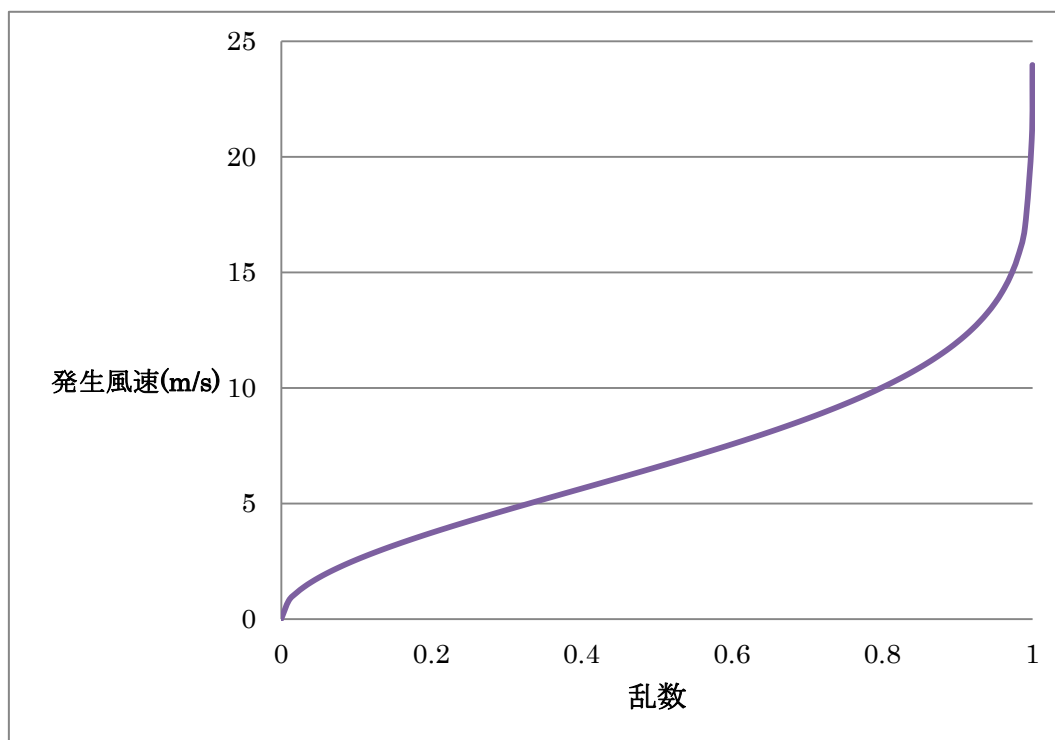


図 8 を見ると、この地点では、風速 5~10m/s 程度が最も発生しやすく、それ以下の風速やそれ以上の風速は発生しにくい。そして乱数が 1 に近づくと、風速は 25m/s 程になる。

以上と同様の方法を取り、第三章で作成した 11 個の加重平均風速を用いて、逆関数を 11 個作成する。その後エクセルで乱数を 8760 個作成し、11 個の逆関数に代入すれば、1 時間毎の風速を 8760 時間分作成できる。風速は 1 時間の間は一定と考える。ここでは、同じ 1 時間では、11 個の逆関数に代入する乱数は同じものを使う。これは、グループ間での風速の逆転現象が生じないようにするためと、関東沿岸で風速が高い時間、または低い時間を表現するためである。

## 2) パワーカーブ

パワーカーブとは、ある風車について、風速と対応する出力の関係を示した図のことである。

本論文で想定している風車は、日立製作所・富士重工製の subaru80/2.0 である。subaru80/2.0 のパワーカーブは、旧ホームページから入手した。(現在は入手できない。) ただしこのパワーカーブの図は、5m/s 単位の風速と対応する出力が描かれている簡易的なものであった。そこで、以下の方法で対応した。

まずパワーカーブの図をパソコン上で拡大し、任意の 2 点の距離を測り、比例配分することで、合計 22 点についての風速と対応する出力を計算した。そして、出力を Stata

において、風速の 1 乗から 4 乗までに回帰する。風車の出力(kW)の近似式は、⑤式の通りである。また Stata の結果は、図 9 に載せた。ws1 から ws4 は、風速の 1 乗から余剰の意味である。

$$\text{風車の出力} = -1789.861 + 1023.048WS - 222.7729WS^2 + 23.3704WS^3 - 0.8128381WS^4 \quad (\text{WS は風速(m/s)}) \text{---⑤}$$

図 9 Stata によるパワーカーブの回帰結果

Source	SS	df	MS			
Model	8347993.65	4	2086998.41	Number of obs =	22	
Residual	4569.08501	17	268.769706	F( 4, 17) =	7765.01	
Total	8352562.74	21	397741.083	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.9995	
				Adj R-squared =	0.9993	
				Root MSE =	16.394	

output	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
ws1	1023.048	211.8988	4.83	0.000	575.981	1470.116
ws2	-222.7729	40.58737	-5.49	0.000	-308.4048	-137.141
ws3	23.3704	3.303257	7.07	0.000	16.40114	30.33967
ws4	-.8128381	.0969123	-8.39	0.000	-1.017305	-.6083711
_cons	-1789.861	393.9625	-4.54	0.000	-2621.049	-958.673

説明変数に風速の 1 乗から 4 乗までを使用しているため、多重共線性がかなりの程度生じていると思われる。しかし、Stata によると決定係数は 0.9995 であり、パワーカーブを近似するという目的のもとでは問題ないと考え、この方法をとった。

以上の方法で近似したパワーカーブは、図 10 の通りに描かれる。なお、カットイン風速 4m/s 未満では発電は行われないと考え出力 0 を、定格風速 13m/s 以上では出力 2000kW を補ってある。また実際の計算では、風速が 25m/s 以上の時は出力を 0 とする。

更に図 10 と、前節の図 8 を組み合わせ、平均風速 7m/s の地点に subaru80/2.0 を一本設置した場合における、乱数とそれに対応する出力は図 11 のようになる。

図 11 を見ると、この平均風速 7m/s の地点では、およそ 20%の確率で全く発電しない時間帯が生じる。また、乱数が 0.6 を超えたあたりから、出力が急上昇を始める。よって洋上風車は、なるべく平均風速が高い海域に設置した方が良いことが、この図からも確認できる。

図 10 近似したパワーカーブ

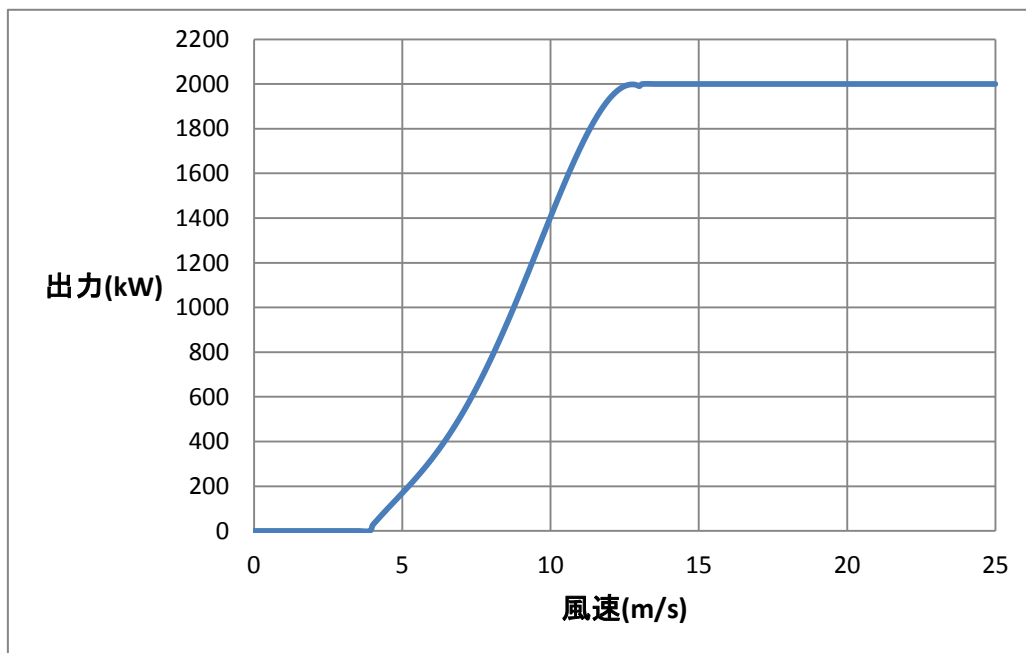
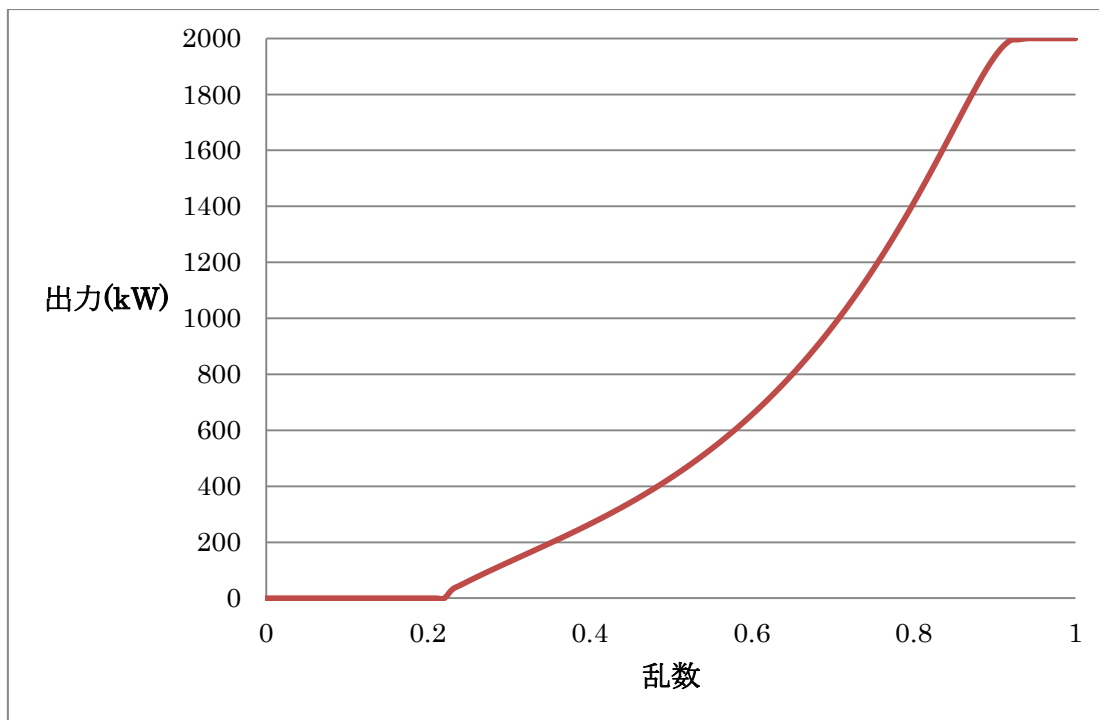


図 11 平均風速 7m/s の地点に風車を設置した時の、乱数と対応する出力



### 3) 発電量の計算

風速は 1 時間の間は等しく、また同じグループ内では等しいと考えているので、洋上風車の 1 時間の発電量(kWh)の合計は、次の⑥式で表せる。

1 時間の総発電量 $=\sum_{j=1}^{11}(PG_j \times NWT_j)$  (j はグループを表す数で 1~11、  
 $PG_j$  はグループ j の風車 1 本当たりの発電量、 $NWT_j$  はグループ j の風車の本数)  
 —⑥

更に、1 年間の発電量(kWh)は⑦式で表わされる。

1 年間の総発電量 $=\sum_{i=1}^{8760} \sum_{j=1}^{11}(PG_{ij} \times NWT_j)$  (i は 1 時間を表し 1~8760  
 をとる、 $PG_{ij}$  は i 番目の 1 時間におけるグループ j の風車 1 本当たりの発電量)  
 —⑦

洋上風車の導入本数は、表 3 のグループ分けに従い、82 本(グループ 21 と 41)、1495 本(左記にグループ 51 を加える)、2538 本(同グループ 61 を加える)、4254 本(同グループ 71 を加える)、5243 本(同グループ 12 と 22 を加える)、8037 本(同グループ 32 を加える)、12945 本 (同グループ 42 を加える)、16874 本(導入可能な全洋上風車)の 8 パターンを想定する。

これは、まず着床式を風速が高いグループから順番に設置し、着床式を全て導入したら浮体式を風速が高いグループから順番に設置することを基本としつつ、導入本数の間隔をなるべく等しくして分析を行うためである。

#### 4)揚水発電

洋上風車の導入本数が増えてくると、夜間などの需要が少ない時間帯において、風車の発電量が需要量を上回ることが考えられる。先行研究の Kennedy(2005)ではこの点は考慮していないが、本論文では揚水発電と 5)で述べる地域間系統連系を考慮することにした。

発電量が需要量を上回る場合は、まず揚水を行うことにより余分な発電量を吸収し、それでもなお発電量が余る場合は地域間系統連系によって他の地域の需要者に対して売電を行う。揚水発電は、次に需要が供給を上回る時間において、水を上池から下池に流して発電を行う。ただし、揚水と発電の切り替えには一定の時間が必要と考え、切り替える場合には 1 時間以上間隔があいていることを条件とする。

揚水発電所は、東京電力の 9 つ (矢木沢、安曇、水殿、新高瀬川、塩原、今市、玉原、神流川、葛野川) と電源開発株式会社の 3 つ (奥清津、奥清津第二、沼原) の合計 12 の発電所を考慮する。

揚水入力量は、以下の⑧式で表わされる。

$$P = 9.8Q \times \frac{H}{\eta_p \eta_M} \quad (P \text{ は揚水入力量(kW)、} Q \text{ は揚水量(m}^3\text{/s)、} H \text{ は全揚程(m)、}$$

$\eta_p$  はポンプ効率、 $\eta_M$  は電動機効率) —⑧

ここでは、発電と揚水の両方が行える東芝製のポンプ水車を考え、揚水量は水車 1 台あたり  $60\text{m}^3/\text{s}$  とする。また全揚程は、一般社団法人電力土木技術協会の水力発電所データベースから各ダムの有効落差を調べ、この値で近似する。最後に総合効率(ポンプ効率×電動機効率)は 0.84 と置く。水力発電所データベースによると、上記の 12 の発電所には合計 39 の水車(発電機)があるので、1 時間で最大 932.6 万 kWh を消費できる。

発電時は揚水時の 7 割の電力を供給できると考える。ただし、1 時間では最大 932.6 に 0.7 を掛けた 652.8 万 kWh までしか発電をできないとした。これは、連続で揚水を行った後に、上池の水を 1 時間で全て下池に流し終えることは難しいと考えたためである。

費用便益分析を行う際には、1 月 1 日午前 0 時の時点では上池は空だと仮定する。また、洋上風車を最大まで導入したケースでも、いずれかの揚水発電所において上池が満水になるという事態は起こらなかった。

## 5) 地域間系統連系

一般社団法人電力系統利用協議会による平成 25 年 4 月 5 日発表の「各地域間連系設備の運用容量算定結果の公表」によれば、平成 25 年 8 月の東京電力から東北・中部方面への送電可能容量は、東北東京間連系線の 60 万 kW と東京中部間連系設備の 120 万 kW の合計 180 万 kW である。

本論文では、この容量全てを洋上風車のために使用できると仮定し、揚水を行ってもなお発電量が需要量を上回る場合には、1 時間当たり 180 万 kWh までは他の地方の需要者に対して売電が出来ると考えた。

売電価格は、JEPX(日本卸電力取引所)の 2012 年におけるシステムプライスの平均値(DA-24)を、1 年分集めて平均をとり、14.9 円/kWh とする。

## 第 2 節 火力発電所の設備容量と発電量の計算

### 1) Screening Curve

Screening Curve とは、石炭火力や LNG 火力などの火力発電について、追加的に 1kW の設備を導入し、設備利用率を変化させたときに、1 年間で実質的にどの程度のコストが生じているのかを調べる曲線である。

Screening Curve は、Fixed Cost(以下 FC)と Variable Cost(以下 VC)によって表現される。

その式は Stoff(2002)によれば、⑨式の通りである。

$$\text{ARR} = \text{FC} + \text{cf} \times \text{VC} \quad (\text{cf は設備利用率で、0 以上 1 以下の値をとる}) \text{---} \text{⑨}$$

ARR は Annual Revenue Requirement の略であり、単位は円/kWy(キロワット・イヤー)となる。



本論文では、FCやVCの値の計算には、コスト等検証委員会の参考資料「各電源の諸元一覧」を使用する。

FCに加えたコストは、建設費、設備の廃棄費用、廃棄物処理費を除く諸費である。「各電源の諸元一覧」では建設費は、円/kWの単位で表示されている。Screening Curveでは、固定費の内、建設費のように最初に一括してかかるコストは、設備の稼働年数によって各年に均等に配分し、単位を円/kWyに直す。配分の方法は、住宅ローンの返済額の公式⑩式を用いた。

$$\begin{aligned} \text{一年当たりの返済額} &= \frac{i \times \text{con}}{1 - \frac{1}{(1+i)^t}} \\ &\cong \frac{i \times \text{con}}{1 - e^{-it}} \quad (i \text{ は利子率、con は建設費(円/kW)、t は稼} \\ &\quad \text{働年数) — ⑩} \end{aligned}$$

ここでは、利子率については0.03を仮定する。また、物価の変動は考慮しない。

設備の廃棄費用は、稼働年数の最後に発生すると考え、一度利子率で現在の価値に割り引いた後、建設費同様⑩式で単位を円/kWyに揃えた。

「各電源の諸元一覧」は諸費について、毎年建設費の一定割合が発生すると考えていたので、そのままFCに加える。ただし、廃棄物処理費は設備利用率に依存する変動費であるため、除く必要がある。諸費として考慮されていたのは、廃棄物処理費の他に、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税であったので、東京電力のHPから有価証券報告書のデータを平成13～21年度の9年分（平成22年度以降は東日本大震災の影響を考慮し、用いなかった。）ダウンロードし、諸費に占める廃棄物処理費以外の割合の平均値0.813051を計算し、廃棄物処理費を除いた値を計算した。

一方、VCとして考慮したのは、燃料費、人件費、廃棄物処理費、業務分担費（一般管理費）である。

まず燃料費についてであるが、蓮池・金本(2005)を参考にし、以下の式⑪を使用する。

$$\text{燃料費(円/kWh)} = \frac{\text{燃料価格}}{\text{熱量} \times \text{熱効率} \times (1 - \text{所内率}) \times 0.27777} \quad (\text{燃料価格は、}$$

円/kg(石炭、LNG)もしくは円/l(重油)、熱量はMJ/kgもしくはMJ/l) — ⑪

この式は、1kWhの発電量に対し、いくらコストがかかるかを算出している。熱量は各燃料が持つ発熱量を、熱効率は熱量が電気に変換される割合を、所内率は発電量のうち発電所内で使用される割合を意味する。また0.27777は、単位をMJからkWhに換算するための値である。使用する数値は、全て「各電源の諸元一覧」に掲載されている。

ただし燃料価格のみは、「各電源の諸元一覧」の算定時よりも高騰が生じていると考え、財務省貿易統計から、2012年における瀝青炭(統計品番号 2701.12099)、天然ガス(同 2711.11000)、重油(同 2710.19173)の輸入金額と輸入総量をダウンロードし、算出しなおした。また燃料価格には、輸入手数料や内航運賃等の燃料諸経費を上乗せしてある。

人件費、廃棄物処理費、業務分担費については、「各電源の諸元一覧」の算定式に従い、まず年間の金額を算出する。ただし廃棄物処理費のみ、諸費に0.186949を乗じて算出する。金額が算出された後は合計し、「各電源の諸元一覧」が想定している各プラントの設備利用率を用いて年間の発電量を計算し、この値で割ることで、1kWhあたりの値に直す。この金額は、Variable O&M(Operation and Maintenance) Cost と表現する。

そして、燃料費と Variable O&M Cost を合計し、8760(365×24)をかけることで、設備利用率100%の時のVC(円/kWh)を求めることが出来る。

以上の計算より描いた、石炭、LNG、石油火力の Screening Curve が図12である。

図12より、一定以上の設備利用率(計算によると16.3%)を見込める需要に対しては、石炭火力で、それ以下の設備利用率しか見込めない需要に対してはLNG火力で対応することが効率的と分かる。なお、今回の分析では、火力発電所の最低出力については考慮しない。

最後に、石炭、LNG、石油火力と洋上風力のFC、VCの算出において使用した主な数値を表4に、算出したFCとVCを表5にまとめた。洋上風車の建設費は、「各電源の諸元一覧」の数値、JWPAの推計、NEDOが平成23年に行った「浮体式洋上風力発電に係る基礎調査」、ジョン・トワイデル、ガエターノ・ガウディオージ編著『洋上風力発電』等を参考に、このように設定した。例えば『洋上風力発電』では、スウェーデンのLillgrunden洋上ウインドファーム(着床式)について、変電所や海底ケーブルを含めて2007年価格で1873千ユーロ/MWとしている。これをOECD公表の為替レートを用いて当時の日本円に直すとおよそ30.19万円/kWhとなる。「浮体式洋上風力発電に係る基礎調査」では総出力500MWの浮体式洋上風力発電所を離岸距離30km、水深200mの海域に設置した場合、環境影響調査、洋上変電所や海底ケーブルの材料費や設置工事代などを含めて3448億円(68.96万円/kWh)の建設費がかかるとしている。これらの調査や推計から年数が経っていること、我が国の気象条件等を踏まえれば、今回設定した洋上風車の建設費はほぼ妥当と考えられる。

洋上風力のFCやVCは火力発電の場合と同様に算出できる。ただし、燃料費や廃棄物処理費が存在しない点は異なる。表5は、後のコスト計算において用いる。

図 12 石炭、LNG、石油火力の Screening Curve

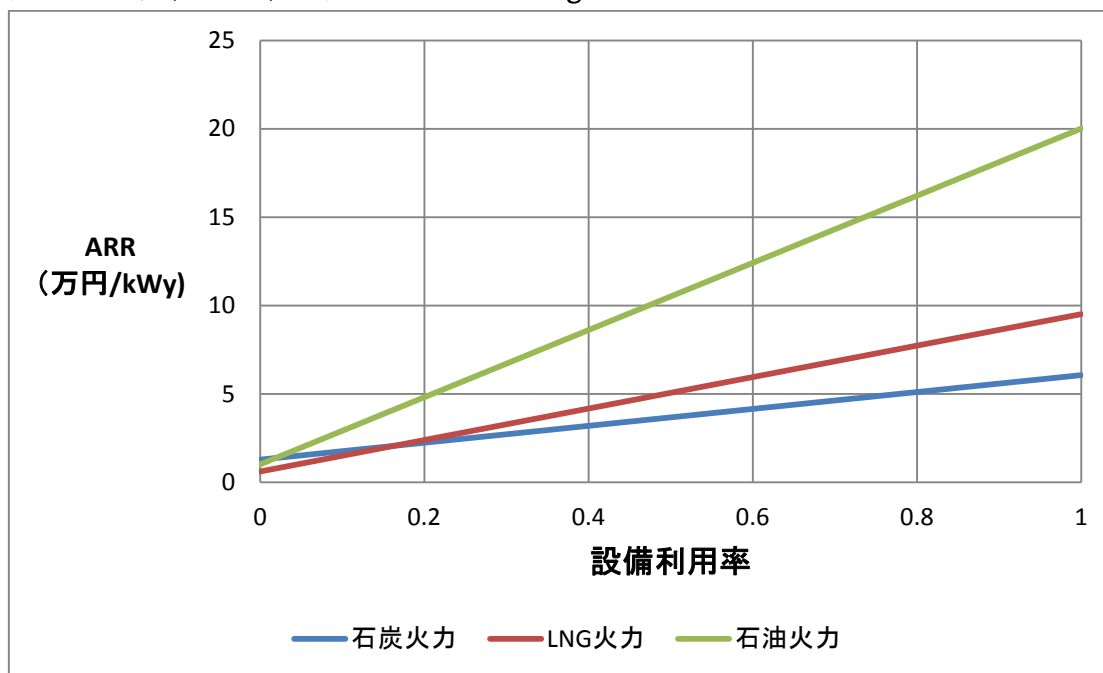


表 4 FC、VC の算出に用いた主な数値(燃料価格は、小数第二位を四捨五入)

	石炭火力	LNG火力	石油火力	着床式洋上風車	浮体式洋上風車
モデルプラン トの規模	75 万 kW	135 万 kW	40 万 kW	15 万 kW	15 万 kW
設備利用率	65.7%	52.8%	11.4%	30%	30%
稼働年数	40 年	40 年	40 年	20 年	20 年
建設費	23 万円 /kW	12 万円/kW	19 万円 /kW	50 万円/kW	70 万円/kW
熱効率	42%	51%	39%	—	—
所内率	6.2%	2.0%	4.5%	—	—
燃料価格	10864.7 円 /t	68717.3 円/t	63536.1 円 /kℓ	0	0
燃料諸経費	1700 円/t	2200 円/t	8300 円/kℓ	0	0

表 5 発電源毎のコスト (小数第三位を四捨五入してある。)

	石炭火力	LNG 火力	石油火力	着床式洋上風車	浮体式洋上風車
FC(万円 /kW年)	1.28	0.61	1.01	3.72	5.20

燃料費(万円 /kW <sub>y</sub> )	3.91	8.20	14.76	0	0
Variable O&M(万円 /kW <sub>y</sub> )	0.87	0.71	4.23	2.80	3.92
VC(万円 /kW <sub>y</sub> )	4.78	8.90	19.00	2.80	3.92
参考 VC(円 /kWh)	5.46	10.16	21.69	3.20	4.47

## 2) Load-Duration Curve

Load-Duration Curve (以下 LDC) とは、ある地域内における 1 年間の電力需要を多い時間から順番に並べたものである。Screening Curve の結果と合わせて、火力発電の設備容量と発電量を計算できる。また、Residual Load-Duration Curve(以下 RLDC) とは、電力需要から洋上風車の発電量を引いた残余の需要を多いほうから並べたものである。

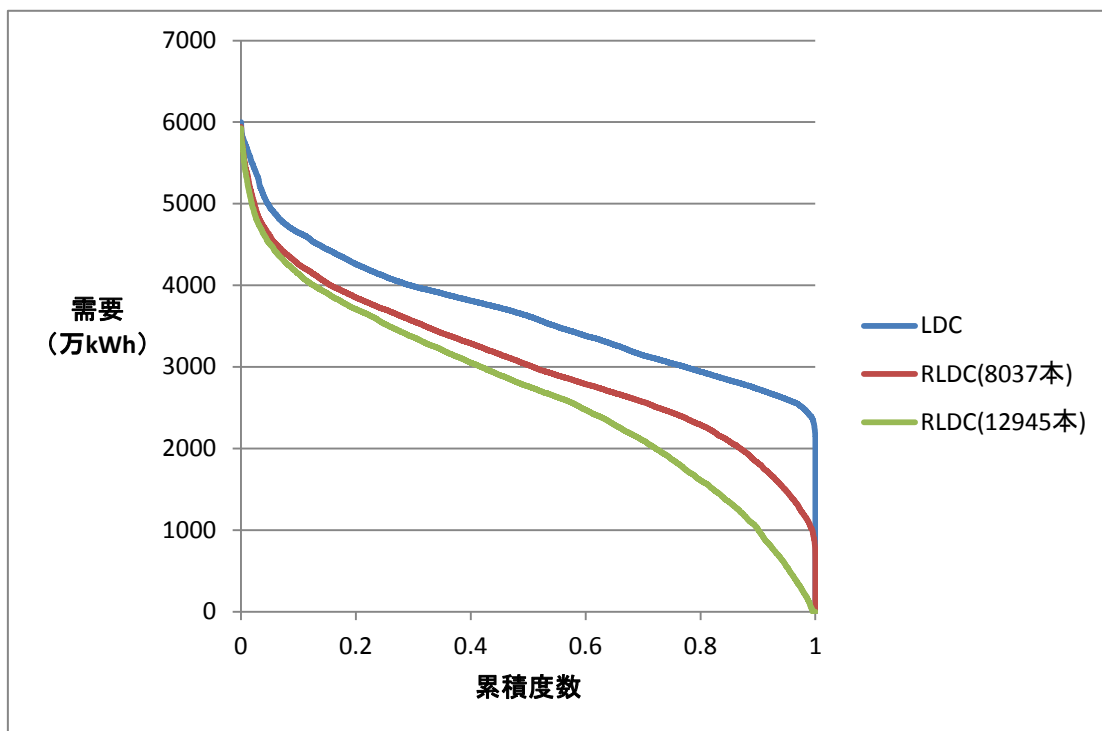
LDC の導出には、東京電力 HP の「過去の電力使用実績データ」から 2010 年における 1 時間毎の電力需要を入手し、使用した。RLDC は、2010 年における 1 時間毎の電力需要から、乱数によって風速を発生させて⑥式で算出した洋上風車の合計発電量を引くことによって導出した。

LDC と RLDC は、図 13 のように描かれる。RLDC は、洋上風車を 8037 本と 12945 本導入したケースをここでは載せた。

LDC に比べ、RLDC は傾きが急であり、より頻繁に火力発電所の出力を変動させることが必要であることがわかる。

また、12945 本ケースでは、揚水を年間 41 時間、地域間系統連系を年間 1 時間使用し、残需要の調整を行っている。しかし、それでも傾きは 8037 本ケースより急となることがわかる。

図 13 LDC と RLDC

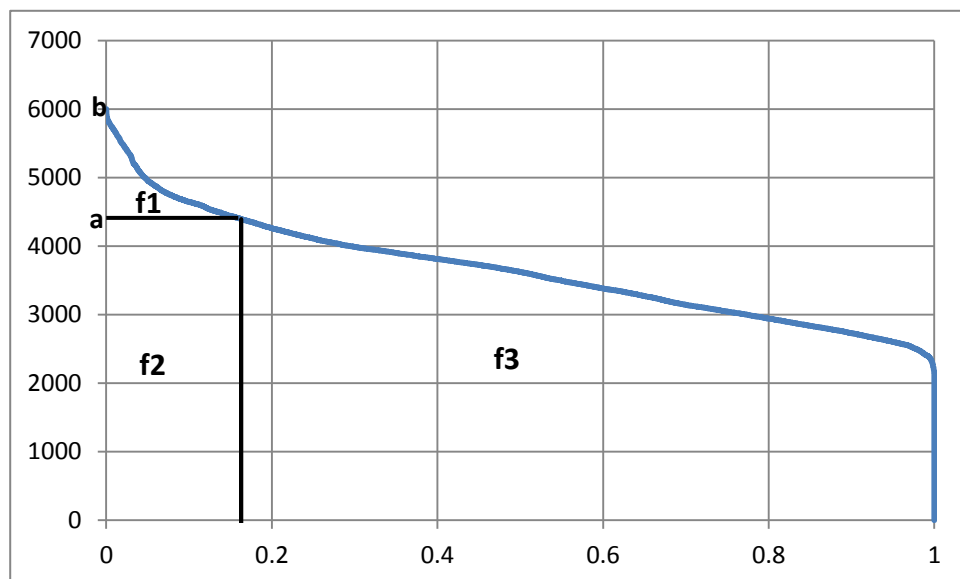


最後に、LDC から火力発電の導入容量と発電量を求める方法について、図 14 を用いて説明する。RLDC の場合も同様の方法である。

Screening Curve の分析から、16.3%以上の設備利用率が見込める需要に対しては石炭火力で、それ以下の設備利用率しか見込めない需要に対しては LNG 火力で対応することが効率的だと分かっている。そこで、累積度数 0.163 の垂線を引き、交点における LDC の値  $a$  を求める。 $a$  が石炭火力の導入容量となる。LNG 火力の容量は、LDC の累積度数 0 における値  $b$  から  $a$  を引いたものとなる。発電量は、石炭火力は領域  $f_2+f_3$ 、LNG 火力は  $f_1$  となる。なお、発電量を求める際には、横軸は累積度数ではなく対応する時間(0~8760)を使用する。

実際の計算では簡便化のため、交点の値  $a$  は 1428 番目に多い需要を用いる。これは、 $1428/8760$  が 0.163 に最も近い値であるためである。また、原点における需要は最大需要(1 時間目の需要)と等しいとおき、台形の面積を加えていくことによって、発電量を計算する。

図 14 LDC による石炭・LNG 火力の導入容量と発電量の計算方法



### 3)火力発電所による酸化物質排出コスト

火力発電所は、発電により酸化物質を排出する。酸化物質は、 $\text{SO}_x$ 、 $\text{NO}_x$ 、 $\text{CO}_2$ を想定する。

まず、石炭火力と LNG 火力が、1kWh の発電量当たり、どれだけの酸化物質を排出するかを計算する。

$\text{CO}_2$  の排出量は、電気事業連合会 HP の「各種電源別のライフサイクル  $\text{CO}_2$  排出量」の値を用い、石炭火力は  $943\text{g-CO}_2/\text{kWh}$ 、LNG 火力は  $599\text{g-CO}_2/\text{kWh}$  とする。

一方、 $\text{SO}_x$  や  $\text{NO}_x$  は使用燃料毎の排出量が掲載されているデータが見つからなかった。そこで、以下のような方法をとった。

まず、中部電力 HP の環境経営データ「中部電力火力発電電力量あたり  $\text{SO}_x$ 、 $\text{NO}_x$  排出量の推移」の 2012 年度の値を調べる。これは、 $\text{SO}_x$ 、 $\text{NO}_x$  の排出量を石炭、LNG、石油火力の合計発電量で割ったものである。次に、同じく中部電力 HP の「発電電力量（発電端）構成比の推移」の 2012 年度の値を調べ、火力発電による発電量の内、石炭、LNG、石油火力が占める割合を計算する。更に、九州電力 HP の「発電設備の  $\text{SO}_x$ 、 $\text{NO}_x$  の排出量等の実績」の大分共同火力発電所の値を用いて、石油火力の発電量当たりの  $\text{SO}_x$ 、 $\text{NO}_x$  排出量を求める。LNG 火力は  $\text{SO}_x$  を排出しないと仮定するので、これらの値を使えば石炭火力の発電量当たり  $\text{SO}_x$  排出量を求められる。 $\text{NO}_x$  については、石油火力分の排出量を除いたのち、Kennedy(2005)で使用されている数値と同じ割合で、石炭火力、LNG 火力に配分した。

一方、酸化物質の貨幣価値原単位は、Rabl 他 (2008) の値を用いる。 $\text{SO}_x$ 、 $\text{NO}_x$  については、代表的なものである  $\text{SO}_2$  と  $\text{NO}_2$  の値を使用する。ただし、 $\text{CO}_2$  の貨幣価値原単位は、各国で様々な推計があることと、総コストへの影響が大きいことを踏まえ、

Rabl 他 (2008) と Vermeulen 他 (2004)の両方の値を使って、計算を行う。また全ての貨幣価値原単位は、OECD の HP から為替レートと GDP デフレーター の値を入手し、2012 年の日本円の価値に直す。

以上の結果を表 6~8 にまとめる。全て小数第四位を四捨五入してある。

表 6 kWh あたり酸化物質排出量(g/kWh)

	SO <sub>x</sub> 排出量	NO <sub>x</sub> 排出量	CO <sub>2</sub> 排出量
石炭火力	0.054	0.065	943
LNG 火力	0	0.073	599

表 7 酸化物質の貨幣価値原単位(円/kg)

	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub> (Rabl 他)	CO <sub>2</sub> (Vermeulen 他)
貨幣価値原単位	501.748	487.412	2.724	5.794

表 8 kWh 当たりコスト (円/kWh)

	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub> (Rabl 他)	CO <sub>2</sub> (Vermeulen 他)
石炭	0.027	0.032	2.569	5.464
LNG	0	0.035	1.632	3.471

### 第 3 節 費用便益分析の実施

#### 1) 総コストと純便益の計算方法

以上の前提をもとに、発電にかかる 1 年間の総コストを計算する。総コストは、以下の⑫式により計算する。

総コスト =  $\sum_i^N \{ (VC_i + ENVC_i) E_i + FC_i \times c_i \} - 14.9 \times TE$  (i は発電源で、石炭火力、LNG 火力、着床式洋上風車、浮体式洋上風車を表す。VC<sub>i</sub> は発電源 i の変動費(円/kWh)、ENVC<sub>i</sub> は発電源 i の酸化物質排出コスト(円/kWh)、E<sub>i</sub> は発電源 i の年間発電量(kWh)、FC<sub>i</sub> は発電源 i の固定費(円/kWy)、C<sub>i</sub> は発電源 i の設備容量(kW)、TE は地域間系統連系による売電量(kWh)である。) —⑫

また、純便益は⑬式で求める。

純便益 =

火力のみで発電する場合の総コスト - 洋上風車を導入した場合の総コスト —⑬

2)結果

費用便益分析の結果をまとめる。まず表 9 に、CO<sub>2</sub>のコストや洋上風車のコストの変動に関わらず一定である部分を載せる。

表 9 費用便益分析の結果 1(CO<sub>2</sub>や洋上風車のコストに関わらず一定である部分、小数第三位を四捨五入してある。)

洋上風車設置本数(本)	着床式	0	82	1495	2538	4254
	浮体式	0	0	0	0	0
	合計	0	82	1495	2538	4254
設備容量(万kW)	石炭	4396	4385.92	4296.01	4231.252	4160.696
	LNG	1603	1612.283	1693.561	1754.36	1824.916
	着床	0	16.4	299	507.6	850.8
	浮体	0	0	0	0	0
発電量(億kWh)	石炭	3130.09	3123.93	3036.08	2973.71	2882.13
	LNG	66.93	67.45	67.20	68.86	69.76
	着床	0	5.64	93.75	154.48	245.17
	浮体	0	0	0	0	0
	総合計	3197.02	3197.02	3197.03	3197.04	3197.06
石炭コスト(億円)	FC	5640.23	5627.29	5511.94	5428.85	5338.32
	VC	17075.56	17041.96	16562.73	16222.47	15722.88
	合計	22715.78	22669.25	22074.67	21651.32	21061.21
LNGコスト(億円)	FC	979.23	984.90	1034.55	1071.69	1114.79
	VC	680.17	685.48	682.93	699.74	708.90
	合計	1659.39	1670.37	1717.48	1771.42	1823.68
石炭酸化物質排出量(万t)	硫黄酸化物排出量	1.70	1.70	1.65	1.61	1.56
	窒素酸化物排出量	2.02	2.02	1.96	1.92	1.86
	CO <sub>2</sub> 排出量	29516.73	29458.66	28630.27	28042.10	27178.51
LNG酸化物質排出量(万t)	窒素酸化物排出量	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	CO <sub>2</sub> 排出量	400.92	404.05	402.55	412.46	417.86
時間(h)	揚水汲み上げ	0	0	0	0	0
	揚水発電	0	0	0	0	0
	地域間系統連系使用	0	0	0	0	0
	残需要0	0	0	0	0	0



表9 (続き)

洋上風車設置本数 (本)	着床	4254	4254	4254	4254
	浮体	989	3783	8691	12620
	合計	<b>5243</b>	<b>8037</b>	<b>12945</b>	<b>16874</b>
設備容量 (万 kW)	石炭	4096.466885	3974	3843	3778.612
	LNG	1875.170647	1967.543	2082	2146.388
	着床	850.8	850.8	850.8	850.8
	浮体	197.8	756.6	1738.2	2524
発電量 (億 kWh)	石炭	2804.96	2605.34	2272.89	2036.34
	LNG	71.40	73.67	76.63	78.47
	着床	245.17	245.17	245.17	245.17
	浮体	75.54	272.91	602.59	845.41
	総合計	3197.07	3197.10	3197.27	3205.39
石炭コスト (億円)	FC	5255.92	5098.79	4930.71	4848.10
	VC	15301.88	14212.92	12399.29	11108.83
	合計	20557.79	19311.71	17329.99	15956.93
LNG コスト (億円)	FC	1145.49	1201.91	1271.83	1311.17
	VC	725.55	748.66	778.70	797.46
	合計	1871.03	1950.57	2050.53	2108.63
石炭酸化物質排出量 (万 t)	硫黄酸化物排出量	1.52	1.41	1.23	1.11
	窒素酸化物排出量	1.81	1.68	1.47	1.32
	CO <sub>2</sub> 排出量	26450.76	24568.40	21433.35	19202.68
LNG 酸化物質排出量 (万 t)	窒素酸化物排出量	0.05	0.05	0.06	0.06
	CO <sub>2</sub> 排出量	427.67	441.29	459.00	470.06
時間(h)	揚水汲み上げ	0	0	41	531
	揚水発電	0	0	37	453
	地域間系統連系使用	0	0	1	62
	残需要 0	0	0	43	609

更に、最終的な純便益の結果等を表 10 に示す。また、図 15 は純便益の結果のみをグラフ化したものである。

表 10 費用便益分析の結果 2 (純便益等の項目、地域間売電量及び地域間売電収入のみ小数第四位を四捨五入、その他は小数第三位を四捨五入した。)

洋上風車コストモデル		—	
ケース名		火力発電ケース	
CO <sub>2</sub> 原単位参照元		Rabl 他	Vermeulen 他
着床コスト(億円)	FC	0	0
	VC(O&M)	0	0
	合計	0	0
浮体コスト(億円)	FC	0	0
	VC(O&M)	0	0
	合計	0	0
洋上風力コスト合計		0	0
石炭環境コスト(億円)	硫黄酸化物	85.24	85.24
	窒素酸化物	98.62	98.62
	CO <sub>2</sub>	8039.69	17102.68
	合計	8223.56	17286.54
LNG 環境コスト(億円)	窒素酸化物	2.37	2.37
	CO <sub>2</sub>	109.20	232.30
	合計	111.57	234.67
環境コスト合計(億円)		8335.13	17521.21
コスト合計(億円)		32710.30	41896.39
地域間売電(億 kWh)		0	0
地域間売電収入(億円)		0	0
純コスト(億円)		32710.30	41896.39
純便益		—	—

表 10 (続き)

ベースモデル							
82 本	1495 本	2538 本	4254 本	5243 本	8037 本	12945 本	16874 本
Rabl 他							
60.95	1111.26	1886.54	3162.07	3162.07	3162.07	3162.07	3162.07
18.01	299.64	493.76	783.65	783.65	783.65	783.65	783.65
78.97	1410.90	2380.30	3945.72	3945.72	3945.72	3945.72	3945.72
0	0	0	0	1029.20	3936.76	9044.25	13132.94
0	0	0	0	338.05	1221.24	2696.51	3783.12
0	0	0	0	1367.25	5158.01	11740.75	16916.06
78.97	1410.90	2380.30	3945.72	5312.97	9103.73	15686.47	20861.78
85.08	82.68	80.99	78.49	76.39	70.95	61.90	55.46
98.43	95.66	93.70	90.81	88.38	82.09	71.61	64.16
8023.88	7798.24	7638.04	7402.81	7204.59	6691.88	5837.96	5230.38
8207.38	7976.59	7812.72	7572.12	7369.36	6844.92	5971.48	5350.00
2.38	2.38	2.43	2.47	2.52	2.60	2.71	2.77
110.05	109.65	112.34	113.81	116.49	120.20	125.02	128.03
112.44	112.02	114.78	116.28	119.01	122.80	127.73	130.81
8319.82	8088.61	7927.50	7688.40	7488.37	6967.73	6099.21	5480.81
32738.42	33291.66	33730.54	34519.01	35230.17	37333.73	41166.21	44408.14
0	0	0	0	0	0	0.018	0.889
0	0	0	0	0	0	0.269	13.269
32738.42	33291.66	33730.54	34519.01	35230.17	37333.73	41165.94	44394.87
- 28.11	-581.36	-1020.23	-1808.70	-2519.87	-4623.43	-8455.63	-11684.57

表 10 (続き)

ベースモデル							
82 本	1495 本	2538 本	4254 本	5243 本	8037 本	12945 本	16874 本
Vermeulen 他							
60.95	1111.26	1886.54	3162.07	3162.07	3162.07	3162.07	3162.07
18.01	299.64	493.76	783.65	783.65	783.65	783.65	783.65
78.97	1410.90	2380.30	3945.72	3945.72	3945.72	3945.72	3945.72
0	0	0	0	1029.20	3936.76	9044.25	13132.94
0	0	0	0	338.05	1221.24	2696.51	3783.12
0	0	0	0	1367.25	5158.01	11740.75	16916.06
78.97	1410.90	2380.30	3945.72	5312.97	9103.73	15686.47	20861.78
85.08	82.68	80.99	78.49	76.39	70.95	61.90	55.46
98.43	95.66	93.70	90.81	88.38	82.09	71.61	64.16
17069.03	16589.04	16248.24	15747.86	15326.18	14235.50	12418.98	11126.48
17252.53	16767.39	16422.92	15917.16	15490.95	14388.54	12552.49	11246.10
2.38	2.38	2.43	2.47	2.52	2.60	2.71	2.77
234.12	233.25	238.99	242.11	247.80	255.69	265.96	272.36
236.50	235.62	241.42	244.58	250.33	258.30	268.66	275.14
17489.03	17003.01	16664.34	16161.74	15741.28	14646.84	12821.16	11521.23
41907.63	42206.07	42467.38	42992.35	43483.07	45012.85	47888.16	50448.57
0	0	0	0	0	0	0.018	0.889
0	0	0	0	0	0	0.269	13.269
41907.63	42206.07	42467.38	42992.35	43483.07	45012.85	47887.89	50435.30
-11.24	-309.68	-570.99	-1095.96	-1586.69	-3116.46	-5991.50	-8538.91

表 10 (続き)

15%削減モデル							
82 本	1495 本	2538 本	4254 本	5243 本	8037 本	12945 本	16874 本
Rabl 他							
44.76	816.02	1385.32	2321.97	2321.97	2321.97	2321.97	2321.97
15.31	254.70	419.69	666.10	666.10	666.10	666.10	666.10
60.07	1070.71	1805.01	2988.06	2988.06	2988.06	2988.06	2988.06
0	0	0	0	758.30	2900.57	6663.71	9676.22
0	0	0	0	287.35	1038.06	2292.03	3215.65
0	0	0	0	1045.65	3938.62	8955.74	12891.87
60.07	1070.71	1805.01	2988.06	4033.71	6926.69	11943.81	15879.94
85.08	82.68	80.99	78.49	76.39	70.95	61.90	55.46
98.43	95.66	93.70	90.81	88.38	82.09	71.61	64.16
8023.88	7798.24	7638.04	7402.81	7204.59	6691.88	5837.96	5230.38
8207.38	7976.59	7812.72	7572.12	7369.36	6844.92	5971.48	5350.00
2.38	2.38	2.43	2.47	2.52	2.60	2.71	2.77
110.05	109.65	112.34	113.81	116.49	120.20	125.02	128.03
112.44	112.02	114.78	116.28	119.01	122.80	127.73	130.81
8319.82	8088.61	7927.50	7688.40	7488.37	6967.73	6099.21	5480.81
32719.52	32951.48	33155.25	33561.35	33950.91	35156.70	37423.54	39426.30
0	0	0	0	0	0	0.018	0.889
0	0	0	0	0	0	0.269	13.269
32719.52	32951.48	33155.25	33561.35	33950.91	35156.70	37423.27	39413.03
-9.22	-241.17	-444.95	-851.05	-1240.61	-2446.39	-4712.97	-6702.72

表 10 (続き)

15%削減モデル							
82 本	1495 本	2538 本	4254 本	5243 本	8037 本	12945 本	16874 本
Vermeulen 他							
44.76	816.02	1385.32	2321.97	2321.97	2321.97	2321.97	2321.97
15.31	254.70	419.69	666.10	666.10	666.10	666.10	666.10
60.07	1070.71	1805.01	2988.06	2988.06	2988.06	2988.06	2988.06
0	0	0	0	758.30	2900.57	6663.71	9676.22
0	0	0	0	287.35	1038.06	2292.03	3215.65
0	0	0	0	1045.65	3938.62	8955.74	12891.87
60.07	1070.71	1805.01	2988.06	4033.71	6926.69	11943.81	15879.94
85.08	82.68	80.99	78.49	76.39	70.95	61.90	55.46
98.43	95.66	93.70	90.81	88.38	82.09	71.61	64.16
17069.03	16589.04	16248.24	15747.86	15326.18	14235.50	12418.98	11126.48
17252.53	16767.39	16422.92	15917.16	15490.95	14388.54	12552.49	11246.10
2.38	2.38	2.43	2.47	2.52	2.60	2.71	2.77
234.12	233.25	238.99	242.11	247.80	255.69	265.96	272.36
236.50	235.62	241.42	244.58	250.33	258.30	268.66	275.14
17489.03	17003.01	16664.34	16161.74	15741.28	14646.84	12821.16	11521.23
41888.73	41865.88	41892.10	42034.69	42203.81	42835.81	44145.49	45466.73
0	0	0	0	0	0	0.018	0.889
0	0	0	0	0	0	0.269	13.269
41888.73	41865.88	41892.10	42034.69	42203.81	42835.81	44145.22	45453.46
7.65	30.51	4.29	-138.31	-307.43	-939.42	-2248.83	-3557.07

表 10 (続き)

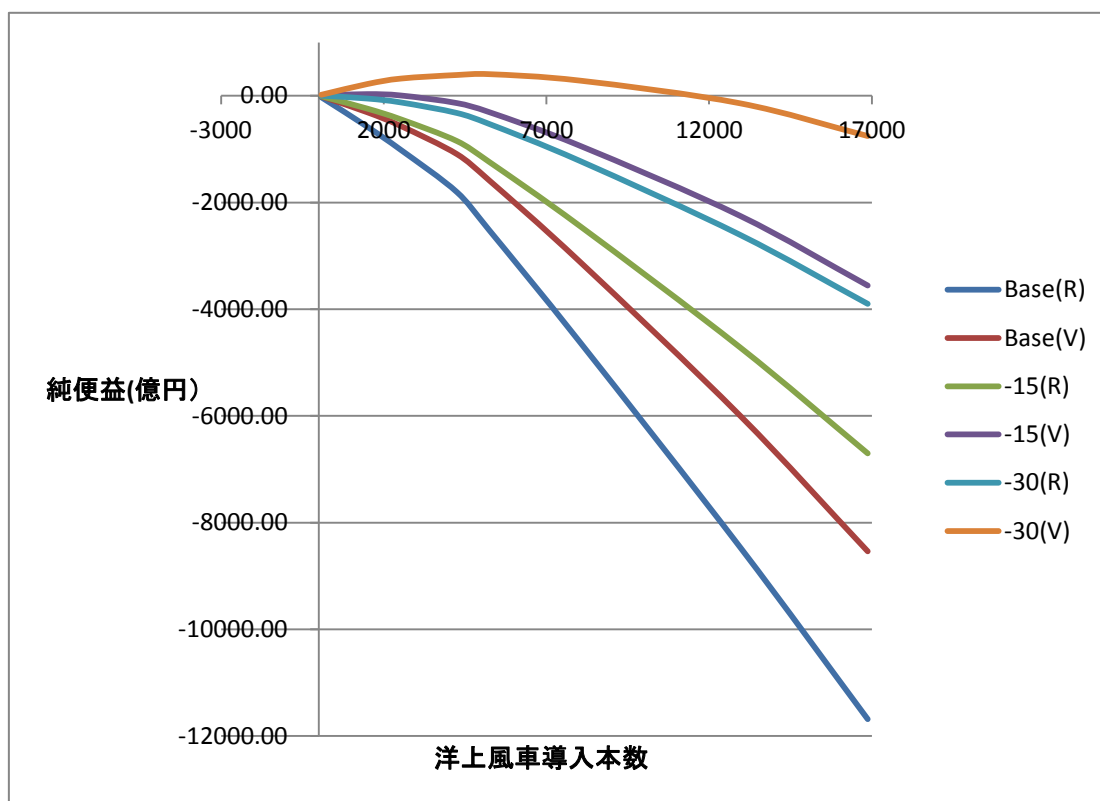
30%削減モデル							
82 本	1495 本	2538 本	4254 本	5243 本	8037 本	12945 本	16874 本
Rabl 他							
36.86	672.01	1140.85	1912.21	1912.21	1912.21	1912.21	1912.21
12.61	209.75	345.63	548.55	548.55	548.55	548.55	548.55
49.47	881.76	1486.48	2460.76	2460.76	2460.76	2460.76	2460.76
0	0	0	0	624.48	2388.70	5487.76	7968.65
0	0	0	0	236.64	854.87	1887.55	2648.18
0	0	0	0	861.12	3243.57	7375.32	10616.84
49.47	881.76	1486.48	2460.76	3321.88	5704.33	9836.08	13077.60
85.08	82.68	80.99	78.49	76.39	70.95	61.90	55.46
98.43	95.66	93.70	90.81	88.38	82.09	71.61	64.16
8023.88	7798.24	7638.04	7402.81	7204.59	6691.88	5837.96	5230.38
8207.38	7976.59	7812.72	7572.12	7369.36	6844.92	5971.48	5350.00
2.38	2.38	2.43	2.47	2.52	2.60	2.71	2.77
110.05	109.65	112.34	113.81	116.49	120.20	125.02	128.03
112.44	112.02	114.78	116.28	119.01	122.80	127.73	130.81
8319.82	8088.61	7927.50	7688.40	7488.37	6967.73	6099.21	5480.81
32708.92	32762.53	32836.72	33034.05	33239.08	33934.34	35315.81	36623.96
0	0	0	0	0	0	0.018	0.889
0	0	0	0	0	0	0.269	13.269
32708.92	32762.53	32836.72	33034.05	33239.08	33934.34	35315.54	36610.69
1.39	-52.22	-126.42	-323.74	-528.77	-1224.03	-2605.24	-3900.38

表 10 (続き)

30%削減モデル							
82 本	1495 本	2538 本	4254 本	5243 本	8037 本	12945 本	16874 本
Vermeulen 他							
36.86	672.01	1140.85	1912.21	1912.21	1912.21	1912.21	1912.21
12.61	209.75	345.63	548.55	548.55	548.55	548.55	548.55
49.47	881.76	1486.48	2460.76	2460.76	2460.76	2460.76	2460.76
0	0	0	0	624.48	2388.70	5487.76	7968.65
0	0	0	0	236.64	854.87	1887.55	2648.18
0	0	0	0	861.12	3243.57	7375.32	10616.84
49.47	881.76	1486.48	2460.76	3321.88	5704.33	9836.08	13077.60
85.08	82.68	80.99	78.49	76.39	70.95	61.90	55.46
98.43	95.66	93.70	90.81	88.38	82.09	71.61	64.16
17069.03	16589.04	16248.24	15747.86	15326.18	14235.50	12418.98	11126.48
17252.53	16767.39	16422.92	15917.16	15490.95	14388.54	12552.49	11246.10
2.38	2.38	2.43	2.47	2.52	2.60	2.71	2.77
234.12	233.25	238.99	242.11	247.80	255.69	265.96	272.36
236.50	235.62	241.42	244.58	250.33	258.30	268.66	275.14
17489.03	17003.01	16664.34	16161.74	15741.28	14646.84	12821.16	11521.23
41878.13	41676.93	41573.57	41507.39	41491.98	41613.45	42037.76	42664.38
0	0	0	0	0	0	0.018	0.889
0	0	0	0	0	0	0.269	13.269
41878.13	41676.93	41573.57	41507.39	41491.98	41613.45	42037.49	42651.12
18.26	219.46	322.82	389.00	404.41	282.93	-141.10	-754.73



図 15 純便益の結果(Rは Rabl 他(2008)の、Vは Vermeulen 他(2004)の CO<sub>2</sub>原単位を使用している意味である。)



15%削減モデルと 30%削減モデルとは、洋上風車の各種費用を 15%もしくは 30%削減し、稼働年数を 25 年に延ばしたものである。これはコスト等検証委員会の報告書の低コスト化のシナリオを参考にした。この費用は、欧州製の 5MW(5000kW)級の大型の洋上風車等を想定すれば、現在でも可能と思われる数値である。

表 10 によると、表 4 での洋上風車の稼働年数や建設コストを前提とした場合、どの導入本数でも純便益は正にならない。これは CO<sub>2</sub> のコストについて、高めの推計である Vermeulen 他(2004)の値を使っても同じである。

洋上風車の数を増やしていくと発電量が増加し、石炭火力の発電量が大きく減少し、LNG 火力の発電量が若干増加する。これは RLDC は LDC に比べて傾きが急で、高い設備利用率が見込めない残需要が増えるからである。石炭火力の発電量の減少により、酸化物質排出コストを始めとするコストを減らすことが可能である。しかし、その減少額は洋上風車導入のための FC 等を賄うことが出来ず、純便益が発生しないのである。

15%削減モデルでは、CO<sub>2</sub> の貨幣価値原単位について Vermeulen 他(2004)の値を用いたときのみ、着床式を 2538 本まで導入するケースで純便益が正になる。

また 30%削減モデルでは、CO<sub>2</sub> の貨幣価値原単位について Rabl 他(2008)を用いたときに着床式を 82 本、Vermeulen 他(2004)の値を使ったとき、着床式を 4254 本と浮体

式を 3783 本の合計 8037 本導入するケースまで純便益が正になる。

また、表 9 には示していないが、別の乱数を代入して風の吹き方のパターンを変えた計算も 2 回ずつ行っている。よって、全てのケースについて合計 3 通りの風の吹き方を試している。しかし、純便益の値にはほとんど影響はなく、純便益の符号が変わりうるのは、30%削減モデルにおいて CO<sub>2</sub> の貨幣価値原単位に、Rabl 他(2008)の値を使い、洋上風車を 1495 本導入するケースのみである。よって、30%削減モデルにおいて CO<sub>2</sub> の貨幣価値原単位に Rabl 他(2008)の値を使った時に、確実に正の純便益が見込める導入本数の境界は 82 本と 1495 本の間にあると言える。

洋上風車を 12945 本や 16874 本導入するケースでは、揚水発電所や地域間系統連系を使用して供給量を調整しているにもかかわらず、純便益は正とならない。特に 16874 本ケースは、揚水発電所や地域間系統連系の使用時間が多く、更に残需要が 0 となってしまう時間帯が頻繁に発生する。このケースは、火力発電所の出力を頻繁に下げなくてはならず、更に揚水発電所の余力もなく、電力系統に大きな負担を与えるので現状では現実的ではない。

よって、洋上風車の導入本数は最大でも 8037 本と 12945 本の間、10000 本程度が限界だと言える。

最後に、正の純便益が発生するモデルにおいては、当初は洋上風車の導入本数が増加するにしたがって純便益が増加するが、やがて減少に転じる点にも注目が必要である。特に、コストの高い浮体式の洋上風車を風速のあまり高くない海域に導入すると、急激に純便益が下がり、効率的ではないと言えるだろう。

## 結論と今後の課題

### 1)結論

東京電力の電力供給区域の周辺海域には、膨大な洋上風車導入ポテンシャルがあり、定格出力でおよそ 3400 万 kW にも及ぶ。導入可能海域は、主に千葉県・茨城県の東部沖合や伊豆諸島近海に存在する。

しかし、この海域全てに洋上風車を導入することは、純便益の観点から言って、効率的ではない。

現状の洋上風車の設置コストでは、着床式を最も平均風速が高い海域に設置しても、純便益は正にならない。

しかし、地球温暖化などの環境問題への対策を重視する時で、かつ日本の気候や海底の形状・波の高さ等に適合した大型の洋上風車を開発できれば、洋上風車の大量導入は純便益を生む。

ただし、洋上風車の導入本数はおよそ 10000 本、定格出力 2000 万 kW 程度に抑えるべきである。風速のあまり高くない海域への、浮体式洋上風車の導入は大きく効率を損ねるからである。また、電力系統への負担の観点から言っても、これ以上の導入は現実

的でない。発電量が需要量を上回る時間が多く発生し、揚水発電と地域間系統連系だけでは対応が困難だからである。

まずは、着床式洋上風車を平均風速の高い海域へ導入して、技術開発やデータの収集を進め、大型の洋上風車を開発して、単位当たりのコストを下げるのが重要である。

また、送電網を整備し、洋上風車の実証試験や導入を行いやすくすることも大切である。

## 2)今後の課題

まず、今回の研究では、洋上風車の設置可能海域を推定する際に、海底の形状や地盤などを考慮していない。形状や地盤が変われば、採用する基礎の構造も変わり、また洋上風車が設置できないことも考えられる。

次に風の吹き方であるが、今回は風速のみを考慮し、風向きなどを考慮していない。また昼夜や季節によって、風の吹き方が変わることも実際には考慮するべきであろう。

更に、洋上風車を導入し、陸地まで送電ケーブルをつないでも、最終的な需要者にまで至る送電網が整備されていない可能性もある。

また、火力発電所についても、最低出力などを考慮したより詳細なモデルを考える必要があるだろう。

今後の研究では、これらの部分について考慮する必要がある。

最後に、デンマークやイギリスなどの洋上風車の先進国では発電量の不安定性などの問題にどのように対応しているのかを調べ、研究を行う必要があるだろう。

## 謝辞

本研究が成るまでには、多くの方々にお世話になった。

特に、東京大学社会科学研究所の松村敏弘教授には、研究当初から多大なるご支援・ご指導を頂いた。

深く感謝の意を表したい。

## 参考文献・資料一覧

- ・『Energy Policy33(2005)』「Wind power planning: assessing long-term costs and benefits」 Scott Kennedy
- ・『Energy Policy35(2007)』「Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark」 Jacob Ladenburg、 Alex Dubgaard
- ・『Power System Economics Designing Markets for Electricity』 IEEE Press& WILEY-INTERSCIENCE Steven Stoft 2002
- ・「The price of transport Overview of the social costs of transport」 Joost Vermeulen、 Bart Boon、 Huib van Essen、 Eelco den Boer、 Jos Dings、 Frank Bruinsma、 Mark Koetse 2004
- ・『Waste Management & Research 26(2)』「Environmental impacts and costs of solid waste: a comparison of landfill and incineration」 Ari Rabl、 Joseph V. Spadaro、 Assaad Zoughaib 2008
- ・ GWEC 『Global Wind Report2012』
- ・ JWPA(日本風力発電協会)「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定 Ver. 1.1」 2010
- ・ NEDO 平成 23 年度成果報告書「風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 浮体式洋上風力発電に係る基礎調査」平成 23 年 12 月
- ・「寡占市場に関する政策評価ー卸電力取引市場の評価ー」 蓮池勝人、金本良嗣 2005
- ・「世界最大容量・高落差の揚水発電用ポンプ水車ー東京電力(株)神流川発電所納入」 戸田一典、黒川敏史、近内忠 2006
- ・一般社団法人 電力系統利用協議会 「各地域間連系設備の運用容量算定結果の公表」平成 25 年 4 月 5 日
- ・一般社団法人日本産業機械工業会 海外情報 平成 22 年 10 月号 「欧州における洋上風力発電の現状(その 2)」
- ・環境省「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」平成 23 年 3 月
- ・環境省「洋上風力発電実証事業資料」
- ・コスト等検証委員会 「報告書」 平成 23 年 12 月

- ・コスト等検証委員会「参考資料1 各電源の諸元一覧」
- ・水産庁 「漁業権に関する資料」
- ・『クリーンエネルギー』2009 Vol.18 No.10 「日本初外海洋上風力発電所 ウィンド・パワーかみす風力発電所」小松崎 衛
- ・『建設の施工企画』2011年12月号「ウィンドパワー・かみす・風力発電所工事」矢嶋英明
- ・『太陽/風力エネルギー講演論文集(2008)』「洋上風力発電のための漁業権区域における基礎資料の検討」長井浩、高木哲郎、福田寿、池ヶ谷辰哉
- ・『日本風工学会論文集』 第32巻第2号 「メソスケールモデルと地理情報システムを利用した関東地方沿岸域における洋上風力エネルギー賦存量の評価」山口敦、石原孟 平成19年4月
- ・『富士時報』 Vol.78 No.6 2005 「風力発電の系統連系システム」矢後賢次、腰一昭
- ・『風車工学入門 基礎理論から運用のノウハウまで』牛山泉著 森北出版株式会社 2013年
- ・『立法と調査』2011.12 No.323 参議院事務局企画調整室編集・発行 自由論文「デンマークにおける風力発電の取組～海外調査報告～」経済産業委員会調査室 大嶋健志
- ・『洋上風力発電』ジョン・トワイデル、ガエターノ・ガウディオージ編著 一般社団法人日本風力エネルギー学会監訳 鹿島出版会 2011年
- ・『洋上風力発電 次世代エネルギーの切り札』岩本晃一著 日刊工業新聞社 2012年
- ・『ロラン島のエコ・チャレンジ デンマーク発、100%自然エネルギーの島』ニールセン北村朋子著 野草社 2012年
- ・AFP BBNEWS HP(<http://www.afpbb.com/>)
- ・ESRI ジャパン HP(<http://www.esri.com/>)
- ・JWPA(日本風力発電協会)HP(<http://jwpa.jp/>)
- ・NEDO HP(<http://www.nedo.go.jp/>)
- ・Norway the official site in Japan  
(<https://norwayportal.mfa.no/Norway---the-official-site-in-Japan/>)
- ・OECD HP(<http://www.oecd.org/>)
- ・Sankei Biz(<http://www.sankeibiz.jp/>)
- ・THE OFFICIAL WEBSITE OF DENMARK(<http://denmark.dk/>)
- ・一般財団法人新エネルギー財団 HP(<http://www.nef.or.jp/>)
- ・一般社団法人電力土木技術協会 水力発電所データベース  
([http://www.jepoc.or.jp/hydro/index.php?\\_w=Login&\\_x=home](http://www.jepoc.or.jp/hydro/index.php?_w=Login&_x=home))
- ・ウィンド・パワーグループ HP(<http://komatsuzaki.co.jp/index.php>)
- ・国土数値情報ダウンロードサービス HP(<http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/>)
- ・財務省貿易統計 HP(<http://www.customs.go.jp/toukei/info/>)

- ・スバル風力発電システム HP(現在は閲覧不可)  
(<http://www.subaru-windturbine.jp/windturbine/index.html>)
- ・せたな町公式サイト(<http://www.town.setana.lg.jp/>)
- ・九州電力 HP(<http://www.kyuden.co.jp/>)
- ・経済産業省 HP(<http://www.meti.go.jp/>)
- ・サミットウインドパワー株式会社 HP(<http://swp.jp/>)
- ・資源エネルギー庁 HP(<http://www.enecho.meti.go.jp/>)
- ・東京電力 HP(<http://www.tepco.co.jp/index-j.html>)
- ・中部電力 HP(<https://www.chuden.co.jp/>)
- ・電気事業連合会 HP(<http://www.fepc.or.jp/>)
- ・長崎県五島市公式サイトまるごと (<http://www3.city.goto.nagasaki.jp/>)
- ・日本海洋データセンターHP([http://www.jodc.go.jp/index\\_j.html](http://www.jodc.go.jp/index_j.html))
- ・日本経済新聞 HP(<http://www.nikkei.com/>)
- ・日本卸電力取引所 HP(<http://www.jepx.org/>)
- ・日立製作所 HP(<http://www.hitachi.co.jp/>)
- ・福島洋上風力コンソーシアム HP(<http://www.fukushima-forward.jp/>)
- ・富士重工株式会社 HP(<http://www.fhi.co.jp/>)
- ・毎日新聞 HP (<http://mainichi.jp/>)
- ・三宅村役場 HP( <http://www.miyakemura.com/>)

---

## 脚注

### 序論

i GWEC 『Global Wind Report2012』 40 頁

### 本論

第一章 洋上風力発電の現状

第1節 国内外の洋上風力発電の現状

ii 建設費は一般財団法人新エネルギー財団 HP、その他のデータはせたな町 HP を参照。

iii 数値はサミットウインドパワー株式会社 HP を参照、洋上分のみの値は筆者の計算による。

iv ウィンド・パワーグループ HP を参照

v 『クリーンエネルギー』2009 Vol.18 No.10 「日本初外海洋上風力発電所 ウィンド・パワーかみす風力発電所」小松崎 衛 69 頁参照

vi 富士重工株式会社 HP、2010 年 7 月 21 日発表資料

vii 資源エネルギー庁 HP を参照

viii 東日本大震災時の状況と、新たな風車の設置計画については資源エネルギー庁 HP を参照。

ix 環境省 「洋上風力発電実証事業資料」を参照

- 
- x 長崎県五島市公式サイトまるごとを参照
- xi 毎日新聞オンライン版 「洋上風力発電:長崎・栂島沖で実証機の開所式 世界最大級」2013年10月28日18時40分(最終更新18時46分)を参照。
- xii 日立製作所ニュースリリース 2013年10月28日を参照
- xiii 経済産業省ニュースリリース 2013年11月11日を参照
- xiv 福島洋上風力コンソーシアムHPを参照。
- xv GWEC 『Global Wind Report2012』40頁を参照
- xvi データは、『ロラン島のエコ・チャレンジ デンマーク発、100%自然エネルギーの島』ニールセン北村朋子著 野草社 2012年 42頁を参照した。
- xvii データは、前掲書43～46頁を参照。
- xviii 『立法と調査』2011.12 No.323 参議院事務局企画調整室編集・発行 自由論文「デンマークにおける風力発電の取組～海外調査報告～」経済産業委員会調査室 大嶋健志 1頁
- xix 前掲書 1頁
- xx THE OFFICIAL WEBSITE OF DENMARK を参照
- xxi 同上
- xxii GWEC 『Global Wind Report2012』40頁を参照
- xxiii 本段落で用いたデータは、日本経済新聞電子版「洋上風力で発電大国を目指す英国」2011年2月7日 7:00 配信を参照している。
- xxiv 日本経済新聞電子版「洋上風力で発電大国を目指す英国」のデータを参照。
- xxv サネット洋上風力発電所に関するデータは、AFP BBNEWS 「世界最大の洋上風力発電所、英国で始動」2010年9月24日18:36 配信を用いた。
- xxvi 日本経済新聞電子版「洋上風力で発電大国を目指す英国」を参照。
- xxvii ドッガーバンク・ゾーンに関するデータは、Norway the official site in Japan を参照した。
- xxviii 日本経済新聞電子版「洋上風力で発電大国を目指す英国」を参照。

## 第2節 洋上風車設置のための諸条件

- xxix 一般社団法人日本産業機械工業会 海外情報 平成22年10月号 「欧州における洋上風力発電の現状(その2)」61頁を参照。
- xxx 環境省 「洋上風力発電実証事業資料」を参照
- xxxi Sankei Biz 「浮体式の洋上風車 10月から発電開始 福島沖で三井造船」2013年6月26日 7:00 配信
- xxxii 以上地盤の特性と洋上風車の基礎について、一般社団法人日本産業機械工業会 海外情報 平成22年10月号 「欧州における洋上風力発電の現状(その2)」52頁と『洋上風力発電』ジョン・トワイデル、ガエターノ・ガウディオージ編著 一般社団法人日本風力エネルギー学会監訳 鹿島出版会 2011年 350,351頁を参照した。
- xxxiii 水産庁 「漁業権に関する資料」を参照
- xxxiv 同上
- xxxv 『洋上風力発電 次世代エネルギーの切り札』岩本晃一著 日刊工業新聞社 2012 115頁を参照。
- xxxvi ミッデルグルンデン洋上風力発電所については、前掲書 107～110頁を参照。
- xxxvii 『富士時報』 Vol.78 No.6 2005 「風力発電の系統連系システム」矢後賢次、腰一昭 442,443頁参照
- xxxviii 同上 442,443頁参照

---

xxxix 一般社団法人 電力系統利用協議会 「各地域間連系設備の運用容量算定結果の公表」平成 25 年 4 月 5 日 4 頁参照。

### 第 3 節 洋上風力発電に関する先行研究

xi JWPA(日本風力発電協会)「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定 Ver.1.1」2010 年 1 月 15 日のデータを引用した。

xli 環境省「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」平成 23 年 3 月のデータを引用した。

xlii 『日本風工学会論文集』 第 32 巻第 2 号 「メソスケールモデルと地理情報システムを利用した関東地方沿岸域における洋上風力エネルギー賦存量の評価」山口敦、石原孟 平成 19 年 4 月のデータを引用した。

xliii 『太陽/風力エネルギー講演論文集(2008)』「洋上風力発電のための漁業権区域における基礎資料の検討」長井浩、高木哲郎、福田寿、池ヶ谷辰哉のデータを引用した。

xliv 本項では、『Energy Policy33(2005)』「Wind power planning: assessing long-term costs and benefits」Scott Kennedy のデータを引用した。

xlvi 本項では、『Energy Policy35(2007)』「Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark」Jacob Ladenburg, Alex Dubgaard のデータを引用した。

## 第三章 Arc GIS による洋上風車導入可能海域の推定

### 第 6 節 結果

xlvi 三宅村役場 HP より平成 25 年 4 月 1 日時点のデータを引用した。