

日本における洋上風力発電の導入可能性調査

平成11年3月

新エネルギー・産業技術総合開発機構

千代田デイル・システム・グループ株式会社



010013263-8

日本における洋上風力発電の導入可能性調査

調査委託等先名 千代田デイムス・アンド・ムーア株式会社
報告書作成年月 平成11年3月 頁数77頁(本文)

調査目的

本調査は、日本でも風力発電の大規模導入の可能性のある洋上風力発電システムについて、文献・既往調査資料と海外調査による収集資料の解析により、洋上風力発電の導入可能性について検討することを目的とした。

平成10年度調査報告書
NEDO-NP-9801

日本における洋上風力発電の導入可能性調査

平成 11 年 3 月

新エネルギー・産業技術総合開発機構
委託先 千代田デイムス・アンド・ムーア株式会社

目 次

頁

1	まえがき	i
1.1	調査目的	i
1.2	調査内容	i
1.3	調査方法	ii
1.4	研究者氏名	ii
2	概要	iii
3	本編	1
3.1	洋上風力発電システムの定義と海上風の特徴	1
3.1.1	洋上風力発電システムの定義	1
3.1.2	海上風の特徴	2
3.2	洋上風力発電システムに関する諸外国の実態把握	2
3.2.1	洋上風力エネルギー潜在量	3
3.2.2	ヨーロッパにおける洋上風力発電システムの現況	7
3.2.3	ヨーロッパにおける洋上風力発電システムの将来計画	17
3.2.4	洋上風力発電システムに関する発電コストの現況と将来	24
3.3	洋上風力発電システムの課題と対策	27
3.3.1	洋上風力発電システムの技術的課題の抽出	27
3.3.2	技術課題別対策	28
3.4	洋上風力発電システムの建設に係る検討項目の抽出	34
3.4.1	洋上風力発電システムの建設に係る検討項目	34
3.4.2	我が国における洋上風力発電システム建設に係る 検討項目別実態把握	34
3.5	日本周辺海域における海上風の概況図の作成	64
3.5.1	海上風の推定方法	64
3.5.2	日本周辺海域における海上風の概況図	67
3.6	今後の課題	74
3.7	参考文献	74

付属資料

- 1 海外出張報告
- 2 TUNØ KNOB洋上風力発電施設の写真集
- 3 デンマークにおける洋上風力発電に関するシナリオ
- 4 洋上風力発電施設の設置手順
- 5 GPVデータに関する資料

1 まえがき

1.1 調査目的

エネルギー需要構造の高度化、安定供給の確保および地球規模での環境問題への対処等の観点から、環境にやさしく、地球に賦存する新エネルギーを積極的に導入することが、急務となっている。新エネルギーの一つとして、風力発電を導入しようとする気運が、地方自治体や民間事業者等からでてきており、風力発電に対する期待は大きい。

平成5年度NEDOが日本における風力発電の賦存量について調査した結果では、導入可能量は $1.4 \sim 35.3 \times 10^6$ kWであった。ただし、この中には送電線や道路の未整備な箇所もあり、また強風域が山岳部や岬などで風車の設置が困難な場所も含まれていることから、現状において風力発電の大規模導入は難しい面が内包されている。

一方、ヨーロッパを中心に中長期の導入目標として、乱流成分が少ない洋上風力発電の大規模導入計画がある。そこで、本調査は日本でも風力発電の大規模導入の可能性がある洋上風力発電システムについて、海外の状況を踏まえ、洋上風力発電の導入可能性について検討するとともに、洋上風力発電システムを設置するに際しての技術的課題・法規制等の問題点と対策を整理した。また、本調査において日本周辺海域における海上風の概況図の作成を試みた。

1.2 調査内容

以下の内容の調査研究を、国内外の文献・資料調査及び分析並びに現地調査等によって行う。

1.2.1 洋上風力発電システムの定義と海上風の特徴

洋上風力発電システムの定義と海上風の特徴を取りまとめた。

1.2.2 洋上風力発電システムに関する諸外国の実態把握

ヨーロッパにおける洋上風力エネルギー賦存量の最も多い国はイギリスで、次にデンマーク、フランス、ドイツ等とされている。世界最初の洋上風力発電システムが1990年にスウェーデンに設置されたのを皮切りに、1997年末の時点で全部で6箇所の洋上風力発電システムが建設され、風車の総設置機数は50機、総出力は26.3MWとなっている。洋上風力発電の大規模な導入計画は、デンマーク、オランダ、イギリス等の計画に認められ、今後の飛躍が期待される場所である。

本調査は、洋上発電の先進地であるヨーロッパで現地調査を実施し、洋上風力発電システムの現状・将来計画に係る資料を収集・整理して実態を把握した。

1.2.3 洋上風力発電システムの課題と対策

洋上風力発電に関して経済的な観点から問題点を検討するとともに、海上での基礎工事、

系統連系、腐食等の技術的課題と環境影響に関わる課題を抽出し対策をまとめた。

1.2.4 洋上風力発電システムの設置に係る検討項目の抽出

日本における洋上風力発電システムの設置において、自然条件と社会条件に関する検討項目を抽出した。

1.2.5 日本周辺海域における海上風の概況図の作成

既往の調査資料を基に海上風を予測し、日本海域における海上風の概況図を作成した。

1.3 調査方法

調査は、国内外の文献・資料調査、海外の最新動向調査、現地調査に基づき分析・検討を行った。

1.4 研究者氏名

平成10年度 洋上風力発電システム 研究者名一覧

氏 名	所 属	役 職
中尾 徹	環境部	執行役員
松崎憲四郎	環境部	執行役員
尾上 健治	環境部	部長
臼井 健	環境部	部長補
松崎加奈恵	環境部	主任研究員
加藤 秀樹	環境部	主任研究員
小松 英司	環境部	主任研究員
近藤 敦	環境部	研究員
小川 豪	環境部	研究員
天春 成樹	環境部	研究員
梶原 史洋	環境部	研究員
坂口 幸三	環境部	研究員
熊 小寧	環境部	研究員
長倉のり子	環境部	研究員

注) 梶原史洋は平成10年1月1日より、松崎憲四郎、尾上健治、小松英司、坂口幸三は平成10年2月1日より本調査研究に参加した。

2 概要

本調査は、日本でも風力発電の大規模導入の可能性がある洋上風力発電システムについて、海外の状況を踏まえ、洋上風力発電の導入可能性について検討するとともに、洋上風力発電システムを設置するに際しての技術的課題・法規制等の問題点と対策を整理したものである。また、本調査において洋上風力発電導入可能域を検討するための基本資料となる日本周辺海域における海上風の概況図の作成を試みた。

2.1 洋上風力発電システムの定義

本調査では、既往の知見に倣って「洋上風力発電システム」を海上、湖沼、河川等の水面を利用して、直接、風力発電装置、制御・監視装置を設置し、発電するシステムと定義した。

2.2 洋上風力発電システムに関する諸外国の実態把握

これまで洋上風力発電システムに係る諸研究は欧州で行われており、他国では見るべき研究事例が殆どないため、ここでは主に欧州を調査の対象として洋上風力発電システムに関する実態を捉えることとした。

ヨーロッパの洋上風力エネルギー潜在賦存量は3,028TWh/年($3,028 \times 10^{12}$ Wh/年)と試算されており、これはEC全体の電力需要量(1,845.5TWh/年)の約1.6倍に相当する。ただ、既存の洋上風力発電システムの総出力は26.3MWと、世界の風力発電導入量10,153MW(1998年末現在)のわずか0.3%に過ぎない。しかし、人口が過密で環境影響に問題があり、陸上における風車の大規模導入は望めないデンマーク、オランダを中心として、今後、積極的な洋上風力発電の導入が計画されているところである。

これまで洋上風力発電システムの導入が進展しなかった基本的な理由は、建設コストにあると考えられる(本文24頁参照)。洋上風力発電システムの建設コストは、陸上風力発電システムのその約2倍の差がある。洋上風力発電システムの建設コストは、なかでも「基礎」と「系統連系」に関わる費用の占める割合が高く、これら2つの費用の小計は総費用の約半分にも達している。なお、ヨーロッパの洋上風力発電システムの建設コストは日本における陸上の風力発電システムの建設コストとほぼ同等であると考えられる。

将来の洋上風力発電システムの発電コストは基礎、系統連系、風力発電機等の技術革新をはじめとする諸研究により、洋上風力発電が陸上風力発電や他の発電技術に匹敵するものと期待されている。

2.3 洋上風力発電システムの課題と対策

洋上風力発電システムに係る課題は、技術的な課題と環境影響の課題の2つに大別される。ここでは技術的な課題として、「設置場所」、「基礎」、「系統連系」及び「維持・管理」を取り上げ、それらのヨーロッパにおける実態をもとに取りまとめた。その結果、技術的な課題は現有の技術である程度カバーできるものの、問題は経済的な問題と密接に

関連していることが分かった。また、環境影響の課題としては、洋上風力発電システムでは陸上風力発電システムで問題となる「騒音」を除き、「鳥類」、「魚介類」、「景観」、「漁業活動」、「漁船レーダー」等があげられる。ただ、既往の環境影響評価は、これらの課題に関して特に問題はないと結論づけられた報告が多くみられる(本文33頁参照)。

2.4 洋上風力発電システムの建設に係る検討項目の抽出

洋上風力発電システムの建設は、水深、波浪等の自然条件と漁業、港湾等の社会条件によって制約を受けるため、事前にこれら諸条件の検討が必要である。本調査で選定した条件を以下に掲げる。

自然条件：水深、海底地形の勾配、底質、波浪等

社会条件：自然公園(海中公園)、藻場・干潟・サンゴ礁、港湾域、漁場(漁業権海域)、海上交通路、自衛隊訓練海域、海底パイプライン・海底通信ケーブル布設海域、プラットホーム建設サイト等

ここでは日本周辺海域における自然条件として水深と波浪、社会条件として自然公園(海中公園)、港湾域、漁場を取り上げて図示し、その実態を取りまとめた。

2.5 日本周辺海域における海上風の概況図の作成

本調査では、海上風を沖合ではGPV(Grid Point Value)データ、沿岸域ではGPVデータと陸域の地上風観測結果資料を併用して年平均風速を推定することとし、海面上10mの海上風(年平均風速)の概況図を作成することとした。

海上風の概況図から風の比較的強勢(年平均風速：5m/s以上)な沿岸域として、北海道西岸海域、東北の日本海側海域、本州中部の太平洋側海域、玄界灘海域、九州西部海域、南西諸島海域等が抽出され、これらの海域は洋上風力発電の有望なことが示唆された。

2.6 今後の課題

我が国において風力発電の一層の導入促進を図るには、建設コスト低減に結びつく風力発電の集中型風力プラント(ウインドファーム型の大規模導入)の導入が期待されるものの、強風域は地形の急峻な山岳部や岬等、乱流強度の大きいサイトであったり、また、当該域は送配電線や道路の未整備な箇所が多いため、現状において風力発電の大規模導入を数多く設けることは、難しい問題が内包されている。

一方、洋上風力発電システムは、陸上のそれに比較して建設コストは割高であるけれども、洋上発電は騒音、TV電波障害等の環境問題や建設のためのアクセス等の整備に関わる諸費用が抑制される利点や、今後、風力発電の技術革新による建設コストの低減を勘案すれば、我が国においても洋上風力発電システムの立地の可能性は高いと考えられる。

そのため、我が国においても洋上風力発電システムの導入を目標とした事前の詳細検討を今から準備しておくことが肝要で、具体的な検討課題としては「洋上風力発電アトラス

の作成」、「洋上風力発電システム建設に係る検討項目の詳細把握」と「環境影響評価手法の開発」等があげられる。つまり、今後の解析項目として、「風車のハブ高を基準とした洋上風力発電アトラスの作成」とともに、自然・社会条件を踏まえた「洋上風力発電導入可能海域の特定」と、それに基づく「洋上風力発電導入可能量の算定」があげられるとともに、景観・生態系(鳥類、魚介類)を中心とする「環境影響評価手法の開発」が考えられる。

2 Summary

Offshore wind energy conversion systems offer potential for large-scale introduction of wind power generation in Japan. This study assessed the feasibility of installing offshore wind farms based on the current state of development overseas and identified the technical, regulatory, and other issues involved, together with countermeasures. Outline maps of offshore winds in the seas adjacent to Japan were also prepared in order to provide basic data for the study of areas with potential for the introduction of offshore wind farms.

2.1 Definition

In this study, in accordance with previous research, offshore wind energy conversion system[†] was defined as a system which generates electricity by means of a wind power plant, together with control and monitoring devices, installed directly on the surface of the sea or a lake, marsh, river, or other body of water.

2.2 The Current State of Development Overseas

It was decided to focus on the current state of development of offshore wind energy conversion systems in Europe, since almost all the studies to date have been conducted in European countries and the amount of research in other parts of the world has been negligible.

Wind energy resources in the seas adjacent to Europe have been estimated at 3,028 TWh/year ($3,028 \times 10^{12}$ Wh/year), which is about 1.6 times the total power demand of the European Union (1,845.5 TWh/year). Existing offshore wind energy conversion systems have a total output of 26.3 MW, but this represents a mere 0.3 percent of worldwide installed wind power generation capacity, which totaled 10,153 MW as of the end of 1998. However, there are plans for the active introduction of offshore wind farms, mainly in densely populated countries like the Netherlands and Denmark, where large-scale installation of inshore facilities is restricted by environmental constraints.

The basic factor delaying the development of offshore systems has been cost. Offshore installation costs are about twice those of inshore systems. The foundations and electrical grid together account for as much as half of the total installation costs of offshore systems. Further, the installation costs of offshore systems in Europe are approximately the same as those of inshore systems in Japan. Research in several areas, such as new technologies for foundations, electrical grids, and wind turbine generators, is expected to reduce the costs of offshore systems in future to levels comparable to other power generation technologies, including inshore wind energy conversion.

2.3 Issues and Countermeasures

The challenges presented by offshore wind energy conversion systems can be broadly divided into technical and environmental issues. In this study, four technical issues/location, foundations, electrical grids, and operation and maintenance/were examined with reference to the state of development in Europe. It was found that although the technical issues can be resolved to a certain extent using existing technology, the problems they pose are closely related to economic factors. Environmental issues include possible impacts on birds, fish and shellfish, landscape, fisheries, and radar operation of fishing boats, but do not include noise, which is a problem with inshore systems. However, there are many reports of environmental impact assessments which conclude that these issues do not pose a significant problem.

2.4 Identification of Items for Study in the Installation of Offshore Systems

Since the installation of offshore wind energy conversion systems is subject to both natural conditions and social conditions, prior study of these conditions is necessary. Natural and social conditions extracted in this study are as follows;

Natural conditions : water depth, inclination of sea bottom topography, bottom material,waves, etc.

Social conditions: natural parks (marine parks), algal and sea-grass beds, tidal flats, coral reef, harbor areas, fishing grounds(fisheries right areas), sea lane areas, training areas of the Self-Defense Forces, construction areas of the submarine pipeline and cable, oil drilling areas, etc.)

In this study, maps of the seas adjacent to Japan were prepared, showing water depth and waves as natural conditions, and the location of natural parks (marine parks), harbor areas, and fishing grounds as social conditions.

2.5 Mapping of Offshore Winds in the Seas Adjacent to Japan

In this study, annual mean wind speeds were estimated using Grid Point Value (GPV) data for offshore areas and both GPV data and inshore wind observation data for coastal areas, and outline maps were prepared showing the annual mean wind speeds of offshore winds at a height of 10 m above the water surface.

These outline maps indicate that coastal areas with comparatively strong winds (annual mean wind speeds of 5 m/s and over) include the western coast of Hokkaido, the Japan Sea coast of the Tohoku region, the

Pacific coast of central Honshu, the Genkai Sea, the sea area west of Kyushu, and the waters around the Nansei Islands, suggesting that these areas are promising locations for offshore wind farms.

2.6 Future Issues

Since the installation costs of wind power plants can be lowered by concentrating them in wind farms, the introduction of wind farms on a large scale is viewed as an effective way to promote wind power generation in Japan. Under present conditions, however, there are difficult problems inherent in establishing a large number of large-scale installations; these include the fact that many sites with high wind speeds (such as coastal waters adjacent to steep mountainous areas and headlands) have high turbulent intensity, and also the fact that many sites have inadequate infrastructure such as power cables and roads.

Nevertheless, despite the higher installation costs of offshore systems, there is thought to be a high potential for location of offshore systems in Japan when certain cost offsets are taken into account. These include the containment of costs related to environmental problems (such as noise and interference with television reception) and access costs for installation, and the future cost reductions expected to result from new wind power generation technologies.

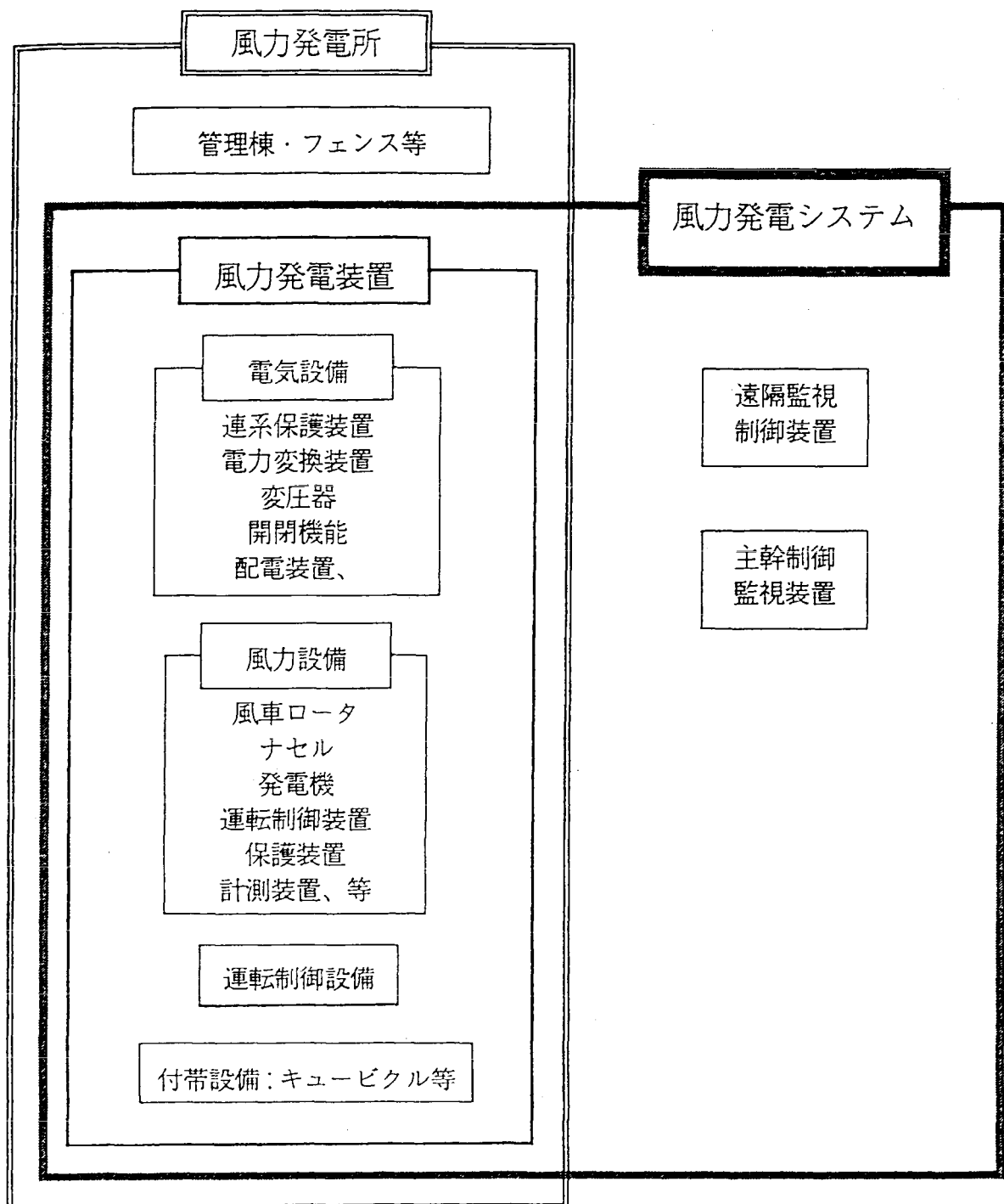
It is therefore important to begin detailed preliminary studies at this time with the goal of introducing offshore wind energy conversion systems in Japan. Concrete tasks include preparation of an offshore wind atlas, determination of detailed items for study regarding installation of offshore systems, and development of methods of environmental impact assessment. Specifically, further analysis is required in the following areas: preparation of an offshore wind atlas using hub height as the reference height for wind speed; identification of possible locations for offshore wind farms based on natural and social conditions and calculation of the potential power generation capacity at these locations; and development of methods of environmental impact assessment focusing on landscape and the ecosystem (birds, fish, and shellfish).

3 本編

3.1 洋上風力発電システムの定義と海上風の特徴

3.1.1 洋上風力発電システムの定義

風力発電システムの構成は、風力発電装置(電気設備、風力設備、運転制御設備、付帯設備)と制御・監視装置(遠隔監視制御装置、主幹制御監視装置)から成る(第3.1.1-1図)。



第3.1.1-1図 風力発電システムの構成(日本電気工業会,1998)

本調査では、既往の知見に倣って「洋上風力発電システム」を海上、湖沼、河川等の水面を利用して、直接、風力発電装置、制御・監視装置を設置し、発電するシステムと定義した。したがって、欧州において設置事例のある港湾域の防波堤等を利用した風力発電設備は洋上風力発電システムの範疇には属さないこととなる。

3.1.2 海上風の特徴

次節以降の理解を容易にするため、海上風の特徴を陸上のそれとの対比において取りまとめた。

◎風速が強勢であること。

一般に海上における風速は陸上のそれと比較して強勢であり、沿岸から離れた海域においては20%程度の風速の増加がみられることは珍しいことではないと指摘されている(Krohn,1998;Milborrow,1996;Fioravanti,1999)。なお、デンマークの洋上風力発電システムのサイトVindebyでは、沿岸から3 km離れた所で10%の風速の増加が認められている(Barthelmie *et al.*,1996)。

◎乱流強度が小さいこと。

温度差は、大気－陸地よりも大気－水面の方が小さいことから(特に日中)、乱れは僅少であり、Frandsen and Turbines(1994)は、風速15m/s時の乱流強度を海上で0.08、陸上で0.15と指摘している。乱流強度が小さいことで、風車やブレードに与える機械的な疲労が小さくなり、これは、結果的には風力発電システムの寿命が長くなることを示すものである(Krohn,1998;Fioravanti,1999)。

◎風の鉛直シア(風速の鉛直方向の変形速度(変化率))が小さいこと。

海面の粗度係数(表面の粗さの程度を表す指標)は小さいことから、陸上に較べて海上では高度による風速の変化(差)が少ない。これは、洋上風力発電では陸上風力発電のようにタワーを高くし高風速を得る必要がないことを示唆するもので、経済的に有利な点となり得る(Krohn,1998)。

◎安定した風が吹くこと。

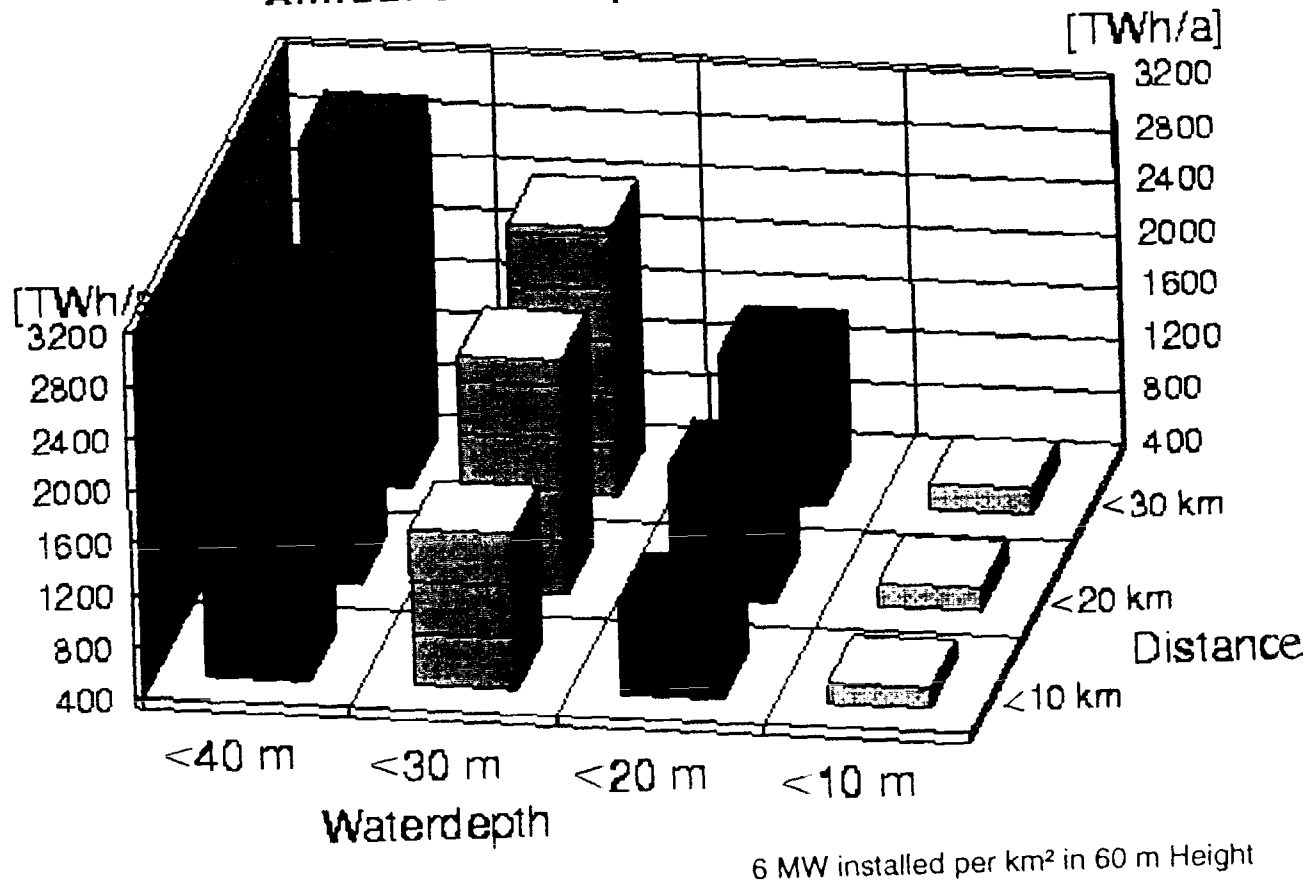
海上においては風速の時間変動が少なく、風力発電の設備利用率は陸上のそれよりも高い(Krohn,1998)。

3.2 洋上風力発電システムに関する諸外国の実態把握

これまで洋上風力発電システムに係る諸研究は欧州で行われており、他国では見るべき研究事例が殆どないため、ここでは主に欧州を調査の対象として洋上風力発電システムに関する実態を捉えることとした。なお、本調査では欧州の風車メーカー、再生エネルギー関連の研究所を訪問して洋上風力発電システムに関する情報を収集し、報告書作成の資料とした(付属資料1)。

Offshore Potential in the EC

Annual Consumption 1845.5 TWh/a



第3.2.1-2図 ECにおける洋上風力エネルギー潜在賦存量(Matthies *et al.*,1995)

第3.2.1-1表 ECにおける洋上風力エネルギー潜在賦存量(Matthies *et al.*,1995)

最大水深 (m)	陸地からの最大距離 (km)		
	<10	<20	<30
<10	551	587	596
<20	1,121	1,402	1,523
<30	1,597	2,192	2,463
<40	1,852	2,615	3,028

国別に洋上風力エネルギー潜在賦存量をみると、イギリスが最も多く986TWh/年でEC全体の1/3程度を占める。次いでデンマークの550TWh/年、フランスの477TWh/年、ドイツの237TWh/年の順で、最も少ない国はベルギーの24TWh/年であった(第3.2.1-2表)。イギリスの洋上風力エネルギー潜在賦存量は報告者によって計算条件が異なるためか230～986TWh/年の差があるものの、同国の洋上風力エネルギー潜在賦存量が欧州(あるいは世界)の中でも多いことは幾多の報告で指摘されているところである(例、Still,1998;Milborrow,1996)。

なお、スウェーデンの洋上風力エネルギー潜在賦存量は139TWh/年の試算結果が出されており(Nath,1999)、これはギリシャのそれとはほぼ類似した賦存量となっている。また、スウェーデンの風力開発業者Vindkompanietによると、同国周辺海域の洋上風力エネルギー潜在賦存量は、1MWの風車で4,000機が建設可能と求められており、これはスウェーデンの電力消費量の約7%に相当する(Crispin,1997)。

第3.2.1-2表 欧州各国の洋上風力エネルギー潜在賦存量(Matthies et al.,1995を基に作成)

国名	洋上風力エネルギー潜在賦存量(TWh/年)	国名	洋上風力エネルギー潜在賦存量(TWh/年)
イギリス	986	フランス	447
アイルランド	183	スペイン	140
デンマーク	550	ポルトガル	49
ドイツ	237	イタリア	154
オランダ	136	ギリシア	92
ベルギー	24	合計	3,028

注) 沿岸から30km沖合で水深40mまでの海域を対象とした。
風車のハブ高60mで1km当たり6MW設置されると仮定した。

(2) 日本

長井ら(1998)は日本における洋上風力エネルギー潜在賦存量を灯台や河口付近で測定された47地点の風況データを用いて検討している。彼らは、海岸線総延長距離から内湾・内海、島嶼部を除外するとともに、残余の海岸線延長距離から港湾、航路に係る海岸線延長距離分として20%を差し引いて風車設置可能海岸線を設定した。そして、設定した海岸線と沖合3km(水深20m前後)の区域に囲まれた海域を風車設置可能海域とした。

その結果、日本における洋上風力エネルギー潜在賦存量は、海岸線から沖合への海面幅が1kmと3kmの両ケースで、それぞれ93TWh/年と270TWh/年と求められた(第3.2.1-3表)。この試算結果は平成5年度に作成した全国風況マップ(陸域版)から得られた風力発電可能量(6.5～34TWh/年:10D×3Dのケース)の約3～42倍に相当するとともに、日本の電力使用量(1993年、691TWh/年)の13～39%にあたるものである。また、海面幅3kmのケースの洋上風力エネルギー潜在賦存量(270TWh/年)は表3.2.1-2に示したドイツの潜在賦存量(237TWh/年)と類似している。なお、長井ら(1998)の風車の占有面積に係る算定条件を前述のMatthies et al.

(1995)に倣って1km²当たりの風車の設備容量で表すと約10MWとなり、これはMatthies et al.(1995)の6MWと比較して風車の設置密度の高い条件下の算出となっている。

今後、長井ら(1998)が取り扱っていない海域を追加するとともに、国立公園の位置、水深等の諸条件について考慮して洋上風力エネルギー利用可能量を推算する必要があるが、ここで得られた結果は、日本の洋上風力発電が有望な可能性を有していることを示唆している。

第3.2.1-3表 日本の洋上風力エネルギー潜在賦存量(長井ら,1998を基に作成)

海岸からの 最大距離 (km)	風車設置 可能海域 (km ²)	風車設置 機数 (機)	年間風力発電量 (TWh/年)
<1	6,500	136,500	93
<3	19,600	409,700	270

注) 風車(500kW)1機当たりの占有面積は10D×3D
(D:ブレード直径、D=40m)とした。

3.2.2 ヨーロッパにおける洋上風力発電システムの現況

(1) 既設の洋上風力発電システム

洋上風力発電システムは、今日までに欧州北部に位置する3ヶ国で稼働している(第3.2.2-1表)。世界最初の洋上風力発電システムが1990年にスウェーデンに設置されたのを皮切りに、1997年末の時点で全部で6箇所の洋上風力発電システムが建設され、風車の総機数は50機、総出力は26.3MWとなっている。これらの洋上風力発電システムは実証試験用の計画として位置付けられているもので、その設置場所も沿岸近傍(1~6km沖)や湖沼(オランダのアイセル湖)となっている。

第3.2.2-1表 ヨーロッパにおける既設洋上風力発電システムの現況

位置・国名	風車機数(機)	風車メーカー/定格出力	設備容量(MW)	設置年次
Nogersund,スウェーデン	1	Wind World 220kW	0.22	1990
Vindeby,デンマーク	11	Bonus 450kW	4.95	1991
Lely*,オランダ	4	NedWind 40-500kW	2	1994
Tunø Knob,デンマーク	10	Vestas V39-500kW	5	1995
Dronten 1*,オランダ	19	Nordtank 600kW	11.4	1996
Bockstigen,スウェーデン	5	Wind World 550kW	2.75	1997
合 計	50	—	26.3	—

*) アイセル湖(IJsselmeer)に設置

参考までに、1998年1月~3月までのデータに基づく洋上風力発電システムの設備利用率を第3.2.2-2表に掲げる(Bockstigenのサイトは資料がないため計算不能)。洋上風力発電システムの設備利用率は良好で、なかでもデンマークのVindebyとTuno Knobはそれぞれ39%、43%とかなり高い値が得られている。

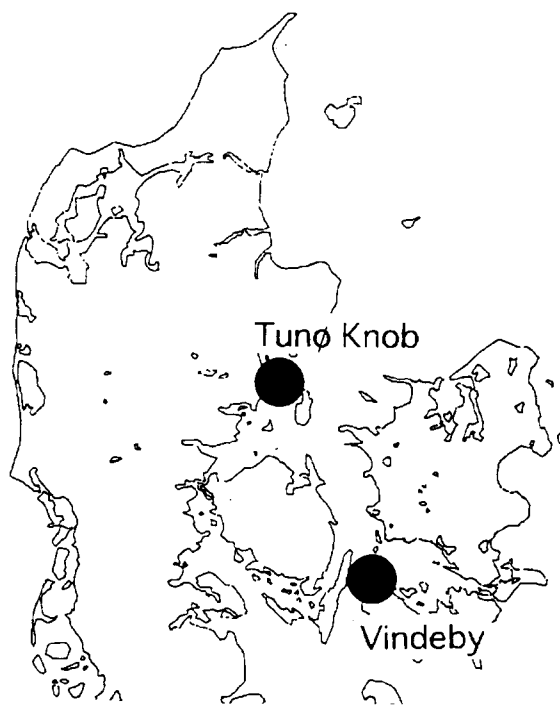
第3.2.2-2表 1998年1～3月期における洋上風力発電システムに係るデータ
(Fioravanti,1999を基に作成)

位置・国名	定格出力 (kW)	設備利用率 (冬季)	設備利用率の算定に用いた風車機数
Nogersund,スウェーデン	220	0.25	1
Vindeby,デンマーク	450	0.39	11
Lely,オランダ	500	0.17	4
Tunø Knob,デンマーク	500	0.43	10
Dronten 1,オランダ	600	0.35	19
Bockstigen,スウェーデン	550	データ欠	データ欠

(2) 洋上風力発電システムの詳細

a デンマーク

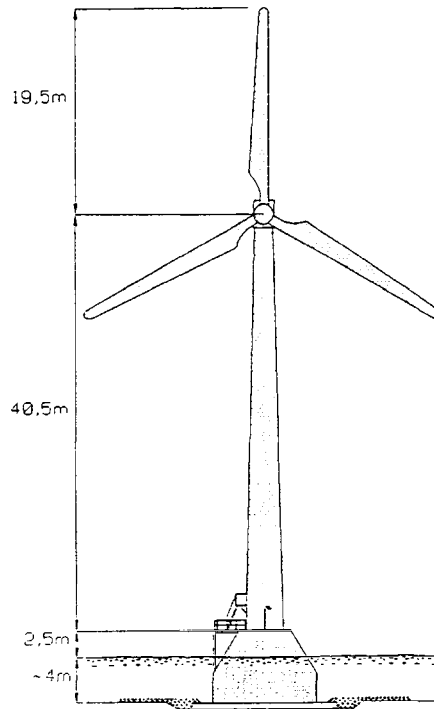
デンマークの既設洋上風力発電システムは、前項で総述したように、典型的なバルト海群島の内湾に建設されたVindebyとTunø Knobの2つの施設がある(第3.2.2-1図)。ここでは各洋上風力発電システムについて、その概要を取りまとめた。



第3.2.2-1図 VindebyとTunø Knobの位置図

イ Vindeby

デンマーク南西部のVindeby村近くLolland海岸から約1.5km沖合に位置するVindeby洋上風力発電システムは、1991年に洋上風力発電システムの技術面と経済面に関する知見の収集を主目的として設置された実証試験プラントである(第3.2.2-2図)。



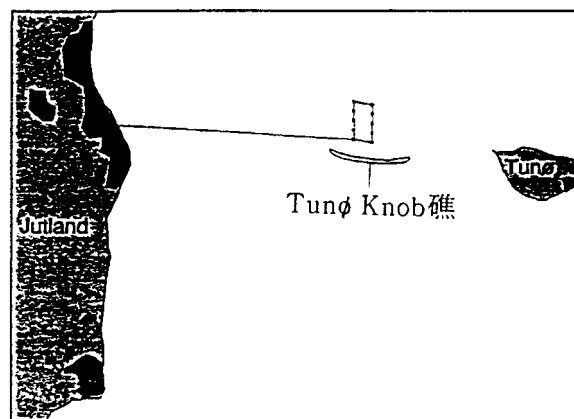
第3.2.2-5図 洋上風力発電システム(Madsen,1996)

iii 総設備容量

500kW風車が10機設置されており、総設備容量は5MWである。

iv 配置

風車は、各風車間で200m(5D; Dはロータ直径)の間隔を置いて北から南方向に2列(列の間隔: 400m)に配置されている(第3.2.2-6図)。



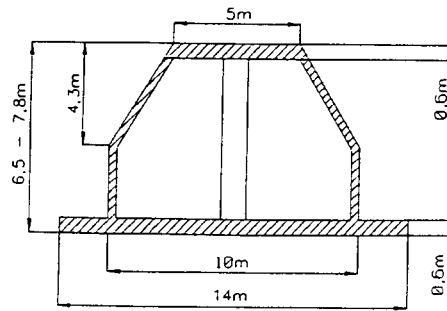
第3.2.2-6図 風車の配置状況(Madsen,1996)

v 設置水深

水深3.1～4.7mの浅海に設置されている。

vi 基礎

補強コンクリートによる箱形ケーソン(第3.2.2-7図)。



第3.2.2-7図 箱形ケーソン(Madsen,1996)

vii 建設費用

7,690万DKK(約13.8億円:18円/DKK)

viii 建設期間

1995年1月～1995年9月

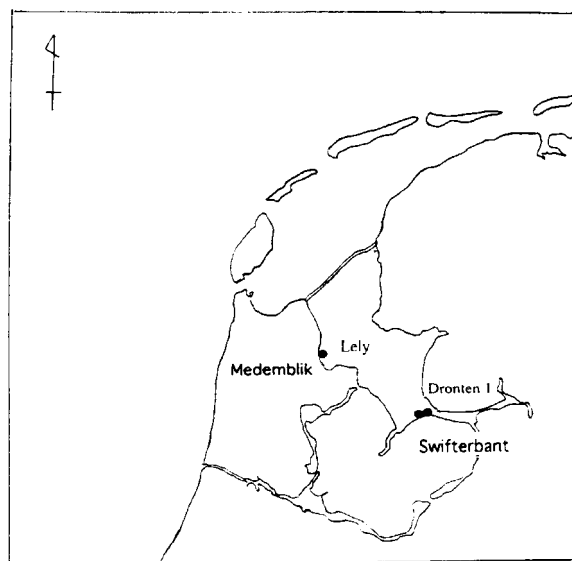
ix 発電量

15GWh/年

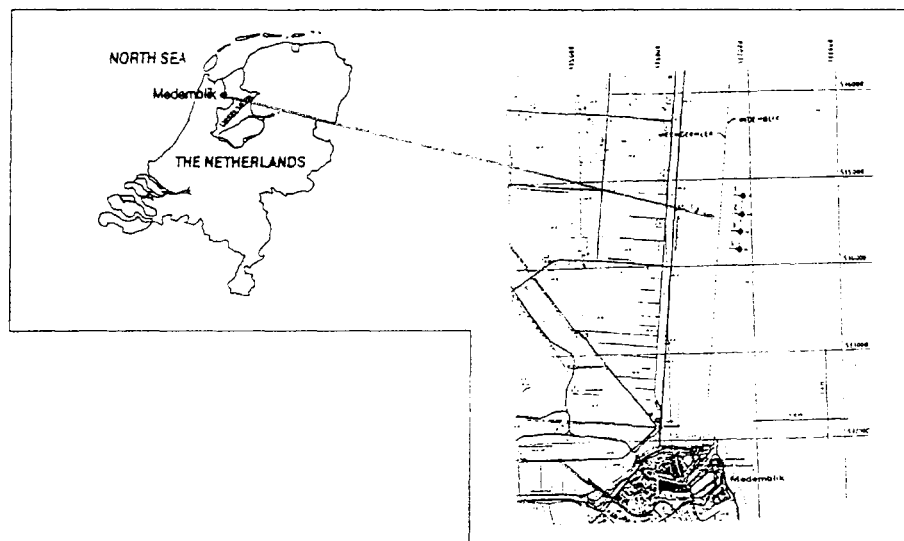
b オランダ

オランダの洋上風力発電システムはアイセル(IJsselmeer)湖に2箇所存在している(第3.2.2-8図)。一つはLelyで、1994年に同湖北西部のMedemblik近傍の沿岸から750m沖合に初のモノパイル工法により設置された。他の一つはDronten 1で、1996年に同湖南部Swifterbant近くの堤防から10m離れた水面に設置された施設である(堤防から風力発電システムまで橋脚が架けられている)。

両洋上風力発電システムに関して公にされている資料は不十分であるが、得られた情報を整理して以下に示す。



第3.2.2-8図 LelyとDronten 1の位置図



第3.2.2-10図 風車の配置状況(Knoppers,1993)

vi 基礎

モノパイル工法(図3.2.2-13参照)。

vii 発電量

3.2GWh/年

□ Dronten 1

i 風車の概要

定格出力：600kW(Nordtank社)

ii 総設備容量

600kW風車が19機設置されており、総設備容量は11.4MWである。

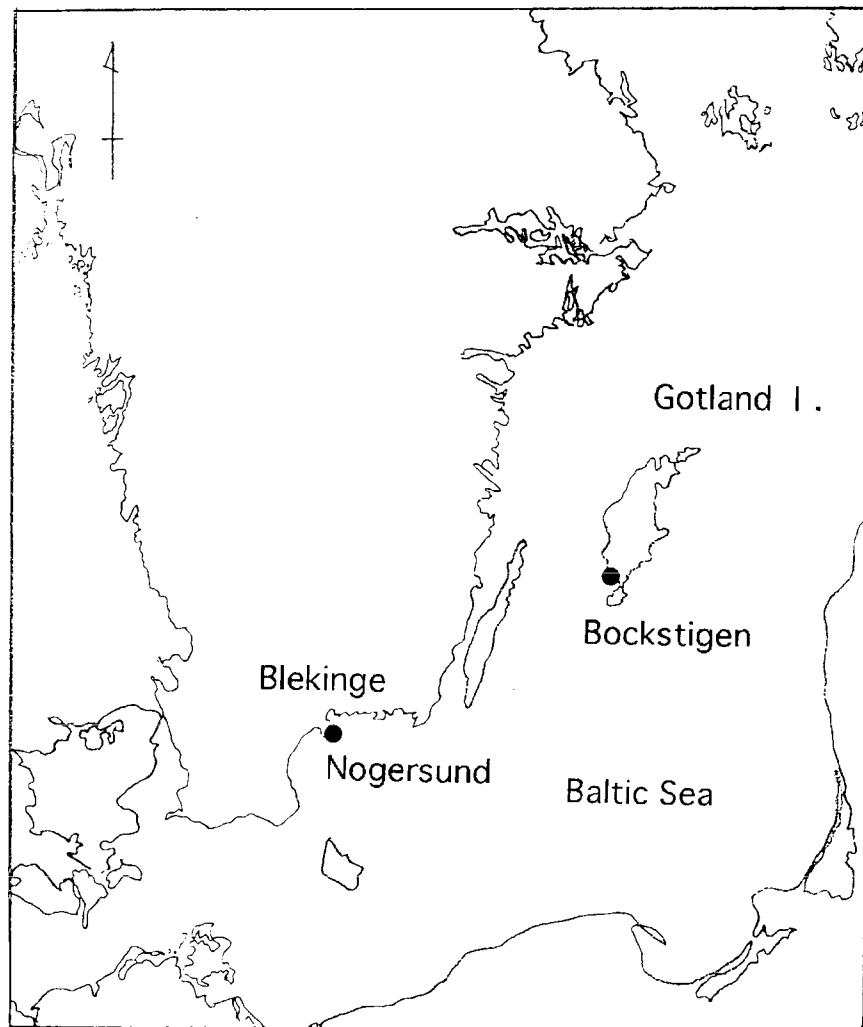
iii 設置水深

水深1～2mの湖沼に設置されている。

c スウェーデン

スウェーデンは世界で初めて洋上風力発電システムを建設した国で、現在ではバルト海に2箇所の洋上風力発電システムがある(第3.2.2-11図)。一つはNogersundで、1990年にスウェーデン南部のBlekinge地方にある同国最大の漁港Nogersundから250m沖合に設置された。他の一つはBockstigenで、これは1996年にバルト海中央部にあるGotland島南部沿岸のNasudden沖合4kmに設置されたもので、本施設の主目的は電力系統の弱いGotland島への風車発電電力の系統上の問題とモノパイルによる基礎工事にある。

なお、Nasudden洋上風力発電システムに関する資料は不十分であるが、得られた情報を整理して以下に示す。



第3.2.2-11図 NordersundとBockstigenの位置図

イ Nordersund

i 風車の概要

定格出力：220kW(Wind World社)、ブレード枚数：3枚、過回転制御：ストール、
ハブ高：31m+ α m(基礎高)、ロータ直径：25m、ロータ速度：41rpm

ii 総設備容量

220kW風車が1機設置されており、総設備容量は0.22MWである。

iii 基礎

モノパイル工法(第3.2.2-13図参照)。

ロ Bockstigen

Bockstigen洋上風力発電システムの外観を第3.2.2-12図に示す。

iii 総設備容量

500kW風車が5機設置されており、総設備容量は2.5MWである。

iv 設置水深

水深5.5m～6.5mの浅海に設置されている。

v 配置

風車は風車間の間隔を350m離してV字型に配置されている。

vi 基礎

モノパイル工法(第3.2.2-13図参照)

vii 建設費用

3,220万SEK(約5.2億円:16円/SEK)

viii 建設期間

1997年7月～1997年3月

ix 発電量

8GWh/年

3.2.3 ヨーロッパにおける洋上風力発電システムの将来計画

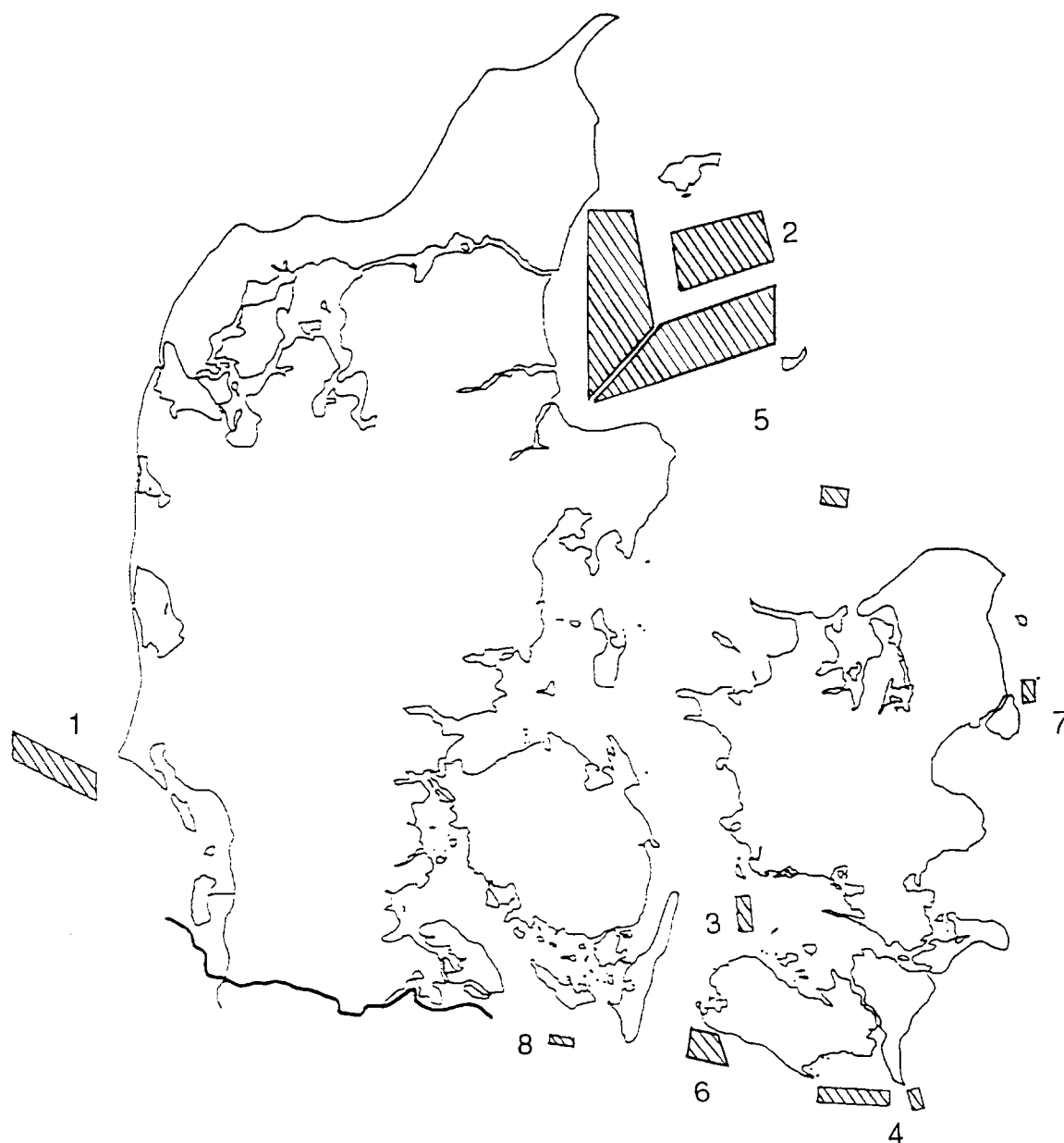
3.2.2款で述べたように、1997年末の時点で既設の洋上風力発電システムは実証試験用の施設として位置付けられているもので、それらはデンマーク、オランダ及びスウェーデンの3ヶ国で稼働し、総出力は26.3MWに過ぎない。ただ、後述するように、デンマーク、オランダ等を中心として今後、積極的に洋上風力発電システムを導入する計画が見られるが、Madsen(1999)は洋上風力発電システムが上記3ヶ国にイギリスとドイツを加えた5ヶ国で2005年には総計2,600MWに達すると予測している。

(1) デンマーク

デンマーク政府は、2030年までに自国のエネルギー供給量の35%を再生可能エネルギーで賄い、CO₂の排出量を1988年のその50%削減することを目的としたデンマークエネルギープランの「エネルギー21」を打ち出している(Ranji and West-Taylor1998)。再生可能エネルギーの1/4は風力発電によるものとされ、Madsen(1997)によれば、これは電力消費量(32TWh/年)の50%に相当する規模で、風力発電の設備容量に換算すると5,500MWとなる。この5,500MWの内、4,000MWを洋上風力発電、残余の1,500MWを陸上風力発電で賄う計画となっている。つまり、洋上風力発電は、「エネルギー21」の根幹をなす計画であると言える。

1997年6月にデンマークエネルギー省の協力の下、デンマークの電力・ガス供給公社ELSAMとELHRAFTにより洋上風力発電計画が発表されている(The Offshore Wind-Farm Working Group of the Electricity Companies and the Danish Energy Agency, 1997;BTM Consult,1998;Madsen,1997)。本計画では洋上風力発電海域として、デンマーク周辺に主要な

4 海域と補足海域 4 海域の計 8 海域が取り上げられ(第3.2.3-1図)、環境、技術、経済的な問題を配慮した現実的な総設備容量として5,660MW(水深0-10mのケース)～12,220MW(水深0-15mのケース)の計画値があげられている(表3.2.3-1)。なお、12,220MWの数値は1997年末における世界の風力発電導入量(7,679MW)の約1.6倍に相当する。



- | | |
|-------------------|-------------|
| 1. Homs rev | 5. Kattegat |
| 2. South of Læsø | 6. Lolland |
| 3. Omø Stalgrunde | 7. Oresund |
| 4. Rødsand/Gedser | 8. Ero |

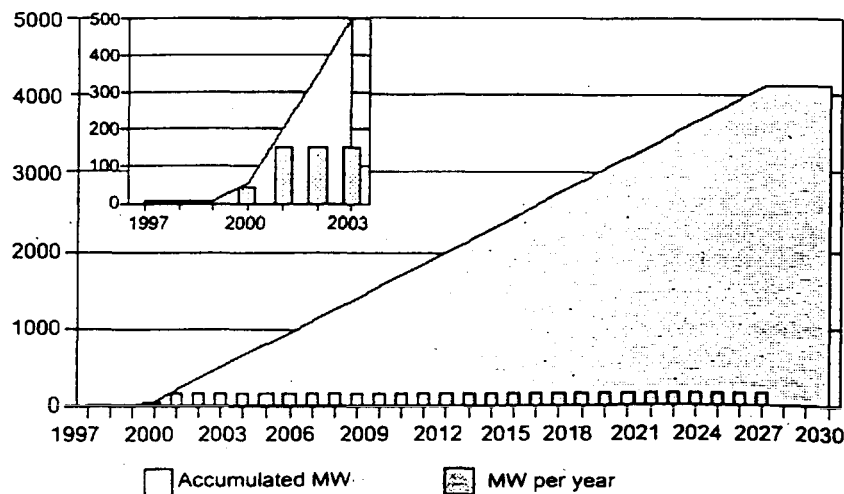
第3.2.3-1図 デンマークの主要・補足海域における洋上風力発電計画の配置図
(The Offshore Wind-Farm Working Group of the Electricity Companies and the Danish Energy Agency, 1997を基に作成)

第3.2.3-1表 デンマークの主要・補足海域における洋上風力発電計画の設備容量
(The Offshore Wind-Farm Working Group of the Electricity Companies and the Danish Energy Agency, 1997を基に作成)

分類	海域	サイト	設備容量 (MW)	
			水深0－10m	水深0－15m
主要 海域	Horns Rev	——	700	3, 000
	South of Læsø	——	1, 800	2, 700
	Omø Stalgrunde	——	300	600
	Rodsand/Gedser	Rodsand	600	750
		Gedser Rev	150	450
		East of South Falster	50	350
	小 計		3, 600	7, 850
補足 海域	Kattegat	Djursland-Læsø	450	2, 000
		Off the Limifjord	1, 400	1, 800
		Lyse Grund	50	150
	Lolland	SW of Lolland	120	300
	Oresund	Middelgrunden	40	40
	Ero	South of Ero	0	80
	小 計		2, 060	4, 370
合 計		5, 660	12, 220	

また、同表にみられるように個々のサイトの設備容量は水深0～15mのケースで40～3,000MWの範囲にあるが、2000年から2006年までの洋上風力発電導入計画を実証試験計画と位置づけ、その内5海域に対して建設許可申請が提出されている(第3.2.3-2図)。そして、洋上風力発電システム建設の年次計画は2000年に40MW(Middelgrunden:第3.2.3-1の7番のサイト)、2001～2006年の5年間に残りの4海域を対象として順次120～150MW/年を導入することとなっている。なお、2001年～2006年に計画されている洋上風力発電システムの各サイトに関する事業化の可能性が検討され、洋上の発電コストは0.051～0.055USD/kWh(6.1～6.6円/kWh;120円/USD)と試算されている(第3.2.3-2表)。この発電コストは、現在、稼働している洋上風力発電サイト Vindebyの0.078USD/kWh(9.4円/kWh)やTuno Knobの0.070USD/kWh(8.4円/kWh)よりも安価で(The Offshore Wind-Farm Working Group of the Electricity Companies and the Danish Energy Agency, 1997)、風況条件のあまり良くない陸上風力発電システムの発電コストと同等であると言われている(Andersen,1998)。

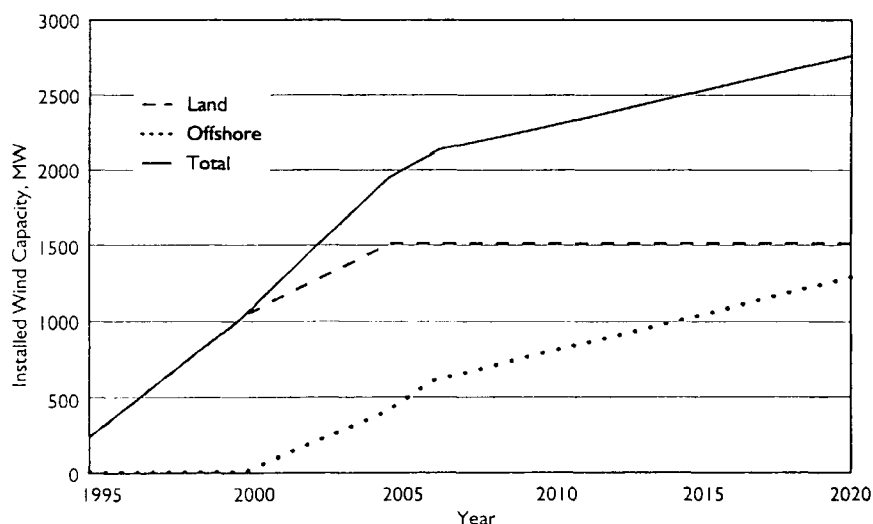
デンマークの洋上風力発電の行動計画は、2001年から2027年まで150MW/年のペースで導入し、2030年までに総導入量4,100MWの規模の洋上風力発電システムが誕生するプランとなっている(第3.2.3-3図、詳細は付属資料3を参照)。なお、この総量はデンマークにおける1997年の電力消費量の約40%に相当する(Andersen,1998)。



第3.2.3-3図 洋上風力発電導入に係る行動計画(Madsen,1997)

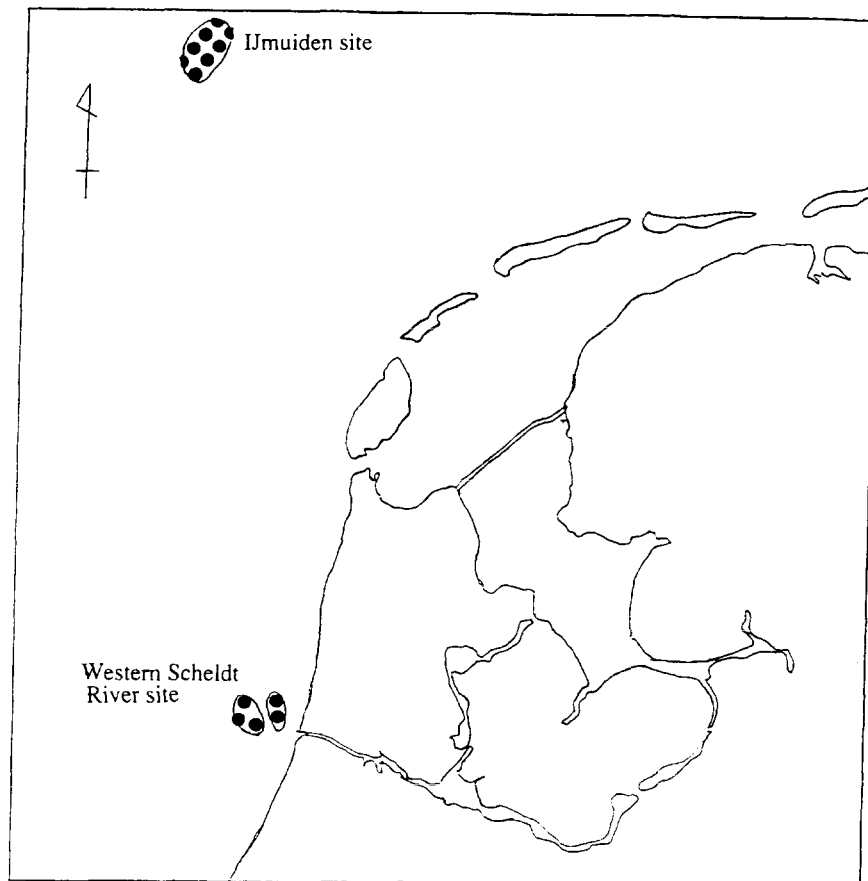
(2) オランダ

オランダ経済省は、風力発電の導入目標値として2007年から2010年までに2,000MW、2020年までに2,800MWを掲げており(第3.2.3-4図)、風力発電は2020年次には再生可能エネルギーの約20%を占めることとなる(Martin,1998)。陸上風力発電は2005年あたりに1,500MWの導入で頭打ちとなる予想で、それに代わって洋上風力発電が2020年迄に1,300MW導入する計画となっている(Ranji and West-Taylor1998;Andersen,1998;BTM Consult,1998)。なお、2020年までに化石燃料の消費量を10%削減を図るためには、洋上風力発電の導入が必要であると言われている(Martin,1998)。



第3.2.3-4図 オランダにおける1995～2020年の風力発電導入計画(Ranji,1998)

最近、北海沿岸において同一サイトでは、世界最大規模の洋上風力発電実験プラント計画(100MW: 1kW風車100機)が提案され、2001年までに建設・稼働の計画(北海計画)となっている(Martin,1997a; Martin,1998)。風車の建設候補海域は、北部沿岸から約8 km沖合の1サイト(IJmuiden site)と中部沿岸の北海運河河口の2サイト(Western Scheldt River site)があげられている(第3.2.3-5図)。



第3.2.3-5図 オランダにおける北海沿岸の洋上風力発電実験プラントの位置図

北海計画に関して事業化可能性調査が実施され、計画の枠組は以下のようにまとめられている(Martin,1998)。

- 洋上風力発電システムは少なくとも沿岸から8 km離すこと。
- 施設の設置水深は5～20mの範囲内であること。
- 施設は1 MWの風車を100機建設する規模であること。
- 施設の建設はモノパイル方式を採用すること。
- 発電量は250～300GWh/年を目標とすること。
- 発電電力量は8～10万所帯の消費電力量を賄えること。
- 投資額は4億5千万NLG(ギルダー; 292億5千万円, 65円/NLG)以下であること。
- 建設期間は1年以内であること。

(3) スウェーデン

過去に実施された洋上風力潜在賦存量調査で、スウェーデンの南部沿岸海域において5,000～6,000MWに相当する17TWh/年の風力発電可能量の存在が指摘された (BTM Consult,1998)。この内、南西部沿岸に位置する10箇所のサイトで、設備容量750MWの洋上風力発電システムの建設が認可され、取り敢えず、各海域に25～80機の風車を建設する計画(1.5MW級の風車で総数は約500機; 2TWh/年)が進められている (Wizelius,1997)。なお、風車建設サイトは、景観を配慮して陸上の建物から風車の見えない場所が選ばれている (Wizelius,1997)。

ただ、スウェーデンの洋上風力発電適地海域は水深が15～30mと他国のサイトのそれと比較して比較的深いことが難点となっている (Lindley,1996)。

(4) イギリス

NEFO-4(Non-Fossil Fuel Obligation:非化石燃料使用電力購入義務)計画の下で2つの洋上風力発電計画が承認されている (Massy,1997; Still,1998)。

● BLYTH, NORTHUMBERLAND

750kW風車2機設置、計1.5MWの小規模計画で、BLYTH港からわずか1km離れた海域に1999年夏季に設置されることとなっている。

● GUNFLEET SANDS, ESSEX

950kW風車による総設備容量30MWの計画で、沿岸から8kmのサイトに2000年に建設する予定となっている。

また、それ以外の洋上風力発電計画として、電力会社PowerGenによる以下の事例があげられる (PowerGen,1998)。

● SCROBY SANDS, NORFOLK

1.5MW風車による総設備容量37.5MWの洋上風力発電計画で、沿岸から2マイル(約3.7km)に建設予定である。これにより5万6千人規模の町の電力消費量を賄うことができる。

現在までのところ、英国には既設の洋上風力発電システムは存在しないけれども、一旦、計画が実行されれば、2010年までには洋上風力発電システム(12,000MW; 34TWh/年)により国内電力消費量の10%を賄うことが可能で、CO₂の排出量を5%削減することができるとされている (Still,1998)。

(5) ドイツ

洋上風力発電としては、Wilhelmshaven港の近傍に16機の風車を建設する計画があり、風車は堤防から近いところで350m、最も離れたところで1.5km沖合に設置予定で、水深は12m未満となっている (Knight,1998)。

3.2.4 洋上風力発電システムに関する発電コストの現況と将来

(1) 現況の発電コスト

これまで洋上風力発電システムの導入が進展しなかった基本的な理由は、建設コストにあると考えられる。第3.2.4-1表は洋上風力発電システム(Tunø Knob)の建設コストの概算値と同等規模の典型的な陸上風力発電システムの建設コストとの比較表である。洋上風力発電システムの総費用は76MDKK(約13.7億円: 18円/DKK)であり、陸上風力発電システムのそれ(35MDKK約6.4億円)の約2倍の差がある。洋上風力発電システムの建設コストは、なかでも「基礎」と「系統連系」に関わる費用の占める割合が高く、これら2つの費用の小計は総費用の約半分にも達している。なお、ここで取り上げた洋上風力発電システムの建設コストは約27万円/kWであることから、これは日本の陸上の風力発電システムの建設コスト(25～30万円/kW)とほぼ同等であると考えられる。

第3.2.4-1表 洋上と陸上の風力発電システムの建設コストの比較
(資料: VESTAS WIND SYSTEMS A/S)

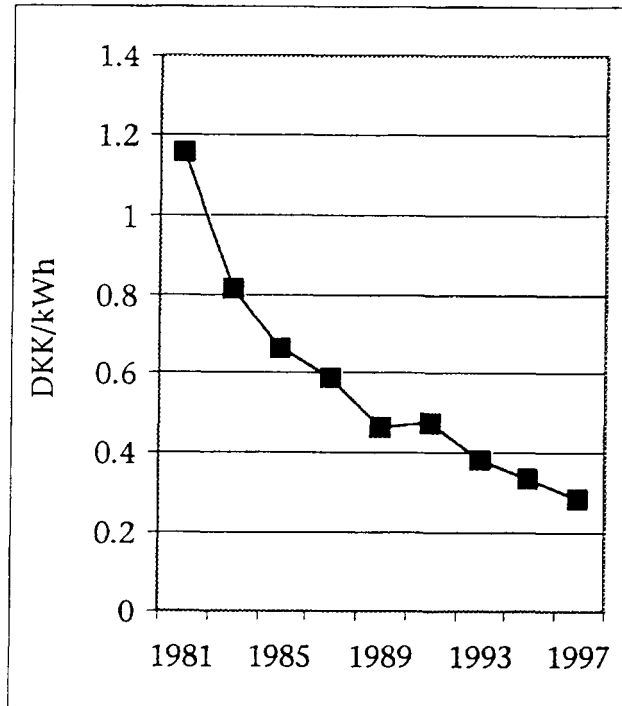
項目	洋上風力発電 ¹		陸上風力発電	
	費用(MDKK)	割合(%)	費用(MDKK)	割合(%)
計画他	5	6.6	0.3	0.8
発電機	31.5	41.4	29.5	83.6
基礎	18.3	24.1	1.4	4.0
制御系統	1.3	1.7	0.25	0.7
系統連系	19.4	25.5	3.6	10.2
景観対策	0.5	0.7	0.25	0.7
合計	76.0 (13.68億円) ²	100.0	35.3 (6.4億円) ²	100.0

注) 1 : Tunø Knobのケース(500kW×10機)

2 : 18円/DKK

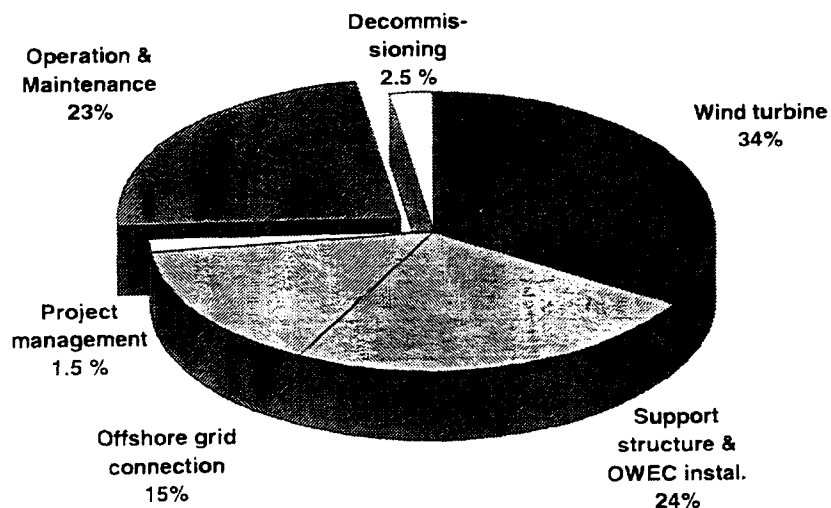
1991年に設置されたVindeby洋上風力発電システムの発電コストは0.59DKK/kWh(10.62円/kWh: 18円/DKK)で、この内、維持・管理費は0.08DKK/kWh(1.44円/kWh)と報告されている(Dyre,1992)。同様に、1995年に設置されたTunø Knob洋上風力発電システムの発電コストは0.48DKK/kWh(8.64円/kWh)で、この内、維持・管理費は0.055DKK/kWh(0.99円/kWh)となっている(Madsen and Grastrup,1998)。

陸上風力発電システムの発電コストは、第3.2.4-1図にみられるように年々減少傾向にあり、1997年には0.3DKK/kWh(5.4円/kWh)を下回っている。洋上風力発電システムの建設された1991年と1995年の陸上風力発電システムの発電コストは、それぞれ0.45DKK/kWh(8.1円/kWh)と0.35DKK/kWh(6.3円/kWh)であり、洋上風力発電システムの発電コストは当時の陸上のそれに比較して3～4割高くなっている。



第3.2.4-1図 陸上風力発電システムの発電コストの推移(Anderson,1998)

デンマークにおける洋上風力発電システムは岸から2～6km離れた浅海に設置されているためか、前述のようにVindebyとTunø Knob洋上風力発電システムの発電コストに占める維持・管理費の割合は、11.5～13.6%程度となっている。しかしながら、オランダの洋上風力発電システムの計画海域は、デンマークのサイトと比較して、水深が深く(12～20m)、沿岸から北海のサイトまでの距離が遠いため(11.5km)、発電コストに占める維持・管理費の割合は23%となっており(第3.2.4-2図)、維持・管理費の削減が発電コストの低減に重要な役割を担う結果となっている(van Bussel and Schöntag,1997)。



(年平均風速:8.4m/s、風車の償却年数;20年、借入金利:5%)
第3.2.4-2図 Opti-OWECSに対する発電コストに占める各種費用項目の割合
(Kühn, et al.,1998)

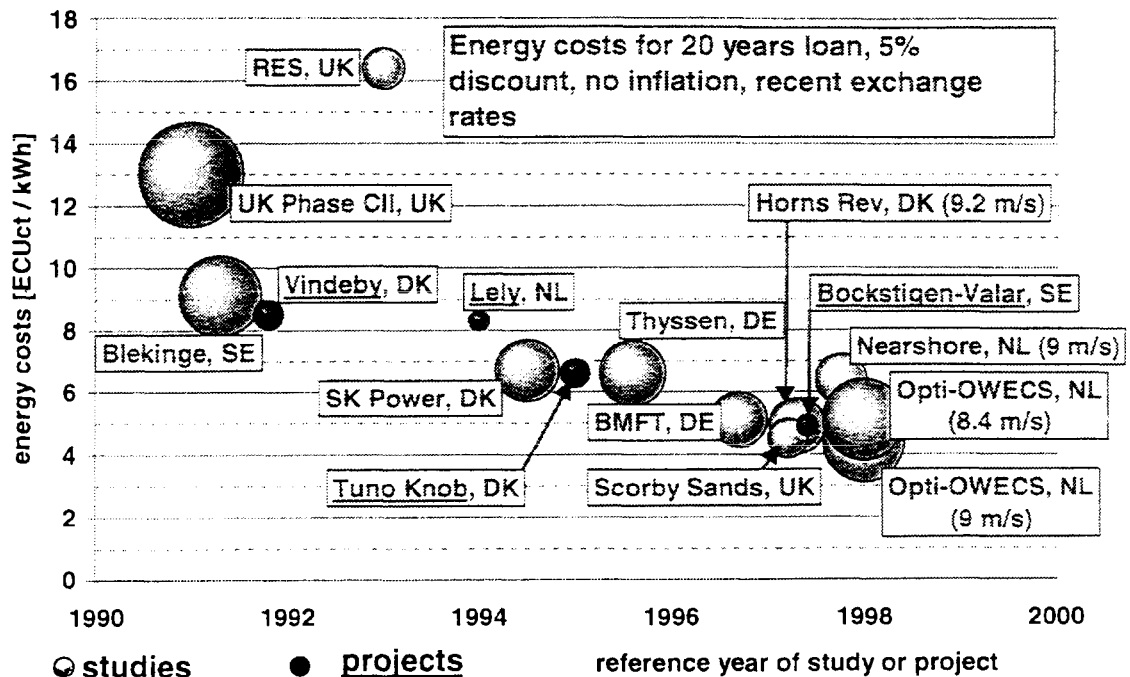
(2) 将来の発電コスト

第3.2.4-2表と第3.2.4-3図は既存の洋上風力発電システム(projects)と将来計画のシステム(studies)を取り上げ、発電コストを比較したもので、発電コストはほぼ3つのグループに分割される。すなわち、英国のRES(studies)とUK Phase CII(studies)、スウェーデンのBlekinge(studies)、オランダのLely(projects)及びデンマークのVindeby(projects)のグループ1とデンマークのTunø Knob(projects)とデンマークのSK Power(studies)、ドイツのThyssen(studies)及びオランダのNearshore(studies)のグループ2、また、スウェーデンのBockstigen-Valar(projects)、デンマークのHorns Rev(studies)、ドイツのBMFT(studies)、英国のScorby Sands(studies)及びオランダのOpti-OWECS*(studies)のグループ3である。各グループの発電コストはグループ1で8.5～16.5ECUct/kWh(11.5～22.3円/kWh:1ECU=135円)、グループ2で6.5ECUct/kWh(8.8円/kWh)及びグループ3で4.5～5.5ECUct/kWh(6.1～7.4円/kWh)となっている。1997年以降のグループ3に属するプロジェクトや調査研究の発電コストは、スウェーデンのBockstigenのように基礎をモノパイル工法としたり、将来計画のサイトに関しては風力発電機等の技術開発や最適なメンテナンス方法を想定して発電コストを試算しているため、比較的安価となっている。なお、グループ3のOpti-OWECSの建設コストは、洋上風力発電システムのコストモデルを用いてコストからみた最適化の検討が行われ、発電コストが算出されたものである(Kühn.et al.,1996)。

第3.2.4-2表 既存及び将来計画の洋上風力発電システムの発電コストの比較
(Kuhn, et al.,1998a)

Name of project or study and site	Study (S) Project (P) Year	Capacity [MW]	V_{hub} [m/s]	H_{hub} [m]	Distance from shore [km]	Water depth [m]	Spec. cost [ECU/kW]	Capacity factor [-]	Energy costs [ECUct/kWh]
Phase CII, North Sea, UK	S '91	711 * 3	8.3	~55		16 - 21	1900	19%	13
Blekinge, Baltic, SE	S '91	98 * 3	9.0	90	10	15 - 20	3000	32%	9.1
Vindeby, Baltic, DK	P '91	11 * 0.45	7.5	37.5	1.5	3 - 5	2150	27%	8.5
RES, North Sea, UK	S '93	41 * 0.4	7.4	33	~5	~12	4500	33%	16
Lely, IJsselmeer, NL	P '94	4 * 0.5	7.7	41.5	1	5 - 10	1700	22%	8.3
SK Power, Baltic, DK	S '94	180 * 1	8.2	47	17	8 - 10	1900	31%	6.7
Tunø Knob, Baltic, DK	P '95	10 * 0.5	~7.5	43	6	3 - 5	2200	34%	6.6
Thyssen, Baltic, DE	S '95	140 * 1.5	~7.8	60	4	5 - 10	1400	27%	6.6
BMFT, Baltic, DE	S '95	100 * 1.2	~7.5	60	~7	~10	1250	31%	5.1
Horns Rev, North Sea, DK	S '97	80 * 1.5	9.2	55	~15	5 - 11	1650	40%	4.9
Scorby Sands, North Sea, UK	S '97	25 * 1.5	~8.2		3		1150	~31%	~4.5
Bockstigen-Valar, Baltic, SE	P '97	5 * 0.55	8	41.5	4	6	1500	33%	4.9
Nearshore, North Sea, NL	S '97	~ 100 * 1	9	60	8	13 - 17	1900	34%	6.4
Opti-OWECS, North Sea, NL	S '98	100 * 3	8.4	60	11.5	12 - 20	1250	30%	5.1
			9					34%	4.4

Energy costs for 20 years loan and 5% real interest rate, no inflation, recent exchange rates.



第3.2.4-3図 既存及び将来計画の洋上風力発電システムの発電コストの比較 (Kühn, et al., 1998a)

第3.2.4-2表や第3.2.3-2表にも将来の洋上風力発電システムの発電コストの試算結果を掲げているように、デンマークでは水深5～15mの海域で120～150MWの規模の洋上風力発電システムを現有の技術で建設する場合、その発電コストは5～6円/kWhになると試算されており(Krohn, 1998)、洋上風力発電が陸上風力発電や他の発電技術に匹敵するものと期待されている。

3.3 洋上風力発電システムの課題と対策

海上風の「風速が強勢であること」、「乱れ強度が小さいこと」、「風の鉛直シアが小さいこと」等の特性を踏まえて、洋上風力発電システムの発電機の回転数を10%あげて風の最適な利用を図ったり(Madsen, 1996)、ハブ高を陸上の風車よりも低くして建設コストを減額する計画がある(Fuglsang and Thomsen, 1998)。洋上風力発電システムは、このようなプラス面のみならず、施設を風の強い沖合に設置することで、風圧、波圧あるいは浮氷を考慮したデザインが求められる他、沖合に設置されることで系統連系の海底ケーブルの布設距離が長くなることやメンテナンスのためのアクセス等のマイナス面の問題がある。

ここでは特に洋上風力発電システムのマイナス面を取り上げ検討することとした。

3.3.1 洋上風力発電システムの技術的課題の抽出

洋上風力発電システムに係る課題としては、技術的な課題と環境影響の課題に大別される。また、ここでは技術的な課題に経済的な課題も含めて洋上風力発電システムに係る全般的な課題を整理し取りまとめた。

(1) 技術的な課題

洋上風力発電システムに係る課題として「設置場所」に関する技術的な課題があげられよう。また、3.2.4款で指摘したように、洋上風力発電システムの建設コストや発電コストに占める割合の高い「基礎」、「系統連系」、「維持・管理」等に関わる技術的課題があげられ、これらの項目は無論、経済的な問題と密接に関連しているものである。なお、「維持・管理」はメンテナンスの観点のみならず、ここでは広義に解釈して腐食等の課題も含めて考えることとした。

洋上風力発電システムの技術課題の項目を以下に再掲し、その概要を取りまとめて示す。

設置場所：水深、沿岸からの距離等に関わる課題である。

基礎：水深、波浪等に関連するもので、風車設置の基礎部の工法に関わる課題である。

系統連系：洋上風力発電電力を陸地の送配電線網に繋げる、いわゆる系統連系に関わる問題である。

維持・管理：メンテナンスの他、ここでは腐食等に関連する問題も含めた。

(2) 環境影響からみた課題

洋上風力発電システムは陸上のそれと異なり、騒音はあまり問題にはならないと考えられるが、その他の環境影響に関わる課題として以下に掲げる5項目を取り上げることとした。

「鳥類」、「魚介類」、「景観」、「漁業活動」、「漁船レーダー」

3.3.2 技術課題別対策

3.3.1款で取り上げた技術と環境影響からみた諸課題について、その対応策の現況とともに、技術的な課題の範疇には入らないけれども、洋上風力発電システムの場の特性を踏まえ経済的な観点から対応が図られている事柄を含めて取りまとめた。

(1) 技術面からみた対策

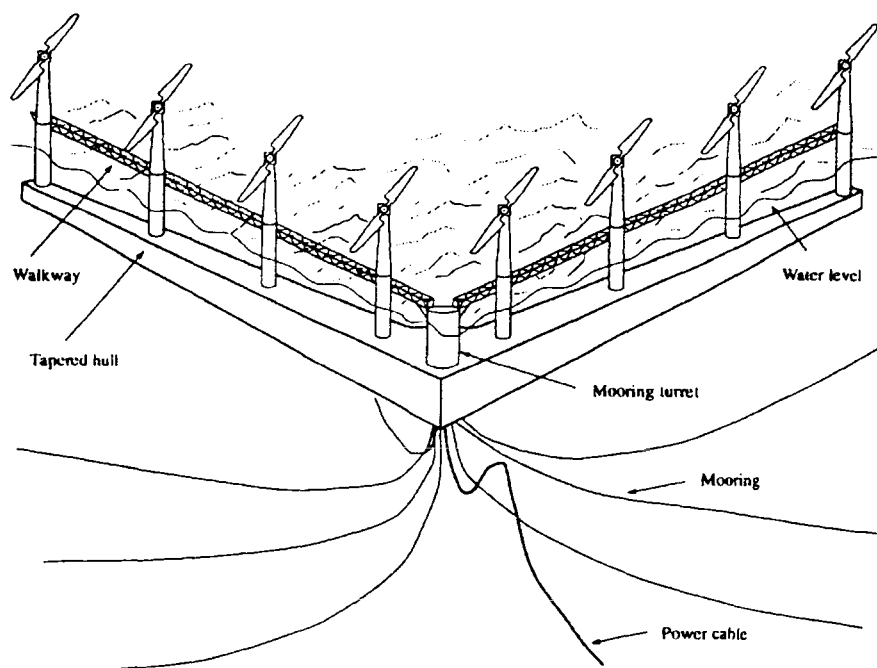
a 設置場所

陸や島による遮蔽の影響は沿岸から20kmの沖合まで及ぶこともあるため(Danish Wind Turbine Manufacture Association,1998)、海上風の特性を有する風を得ようとするならば、一般には洋上風力発電システムの設置場所を沿岸からある程度離す必要がある。ただ、その場合、沿岸から離れることで系統連系・メンテナンスに係る技術的・経済的な問題、また、水深が深くなることで建設上技術的・経済的に問題となり、的確な対応策が望めない。

b 基礎

風、波浪あるいは浮氷による圧力に関わる基礎工は、3.2.4(1)項に記しているように、建設コストの25%程度を占めており、洋上風力発電システムの経済評価をする上で重要な課

題である。現在、主として海底にシステムを設置固定する工法が主流であるけれども、浮体式の工法も考えられている(第3.3.2-1図)。



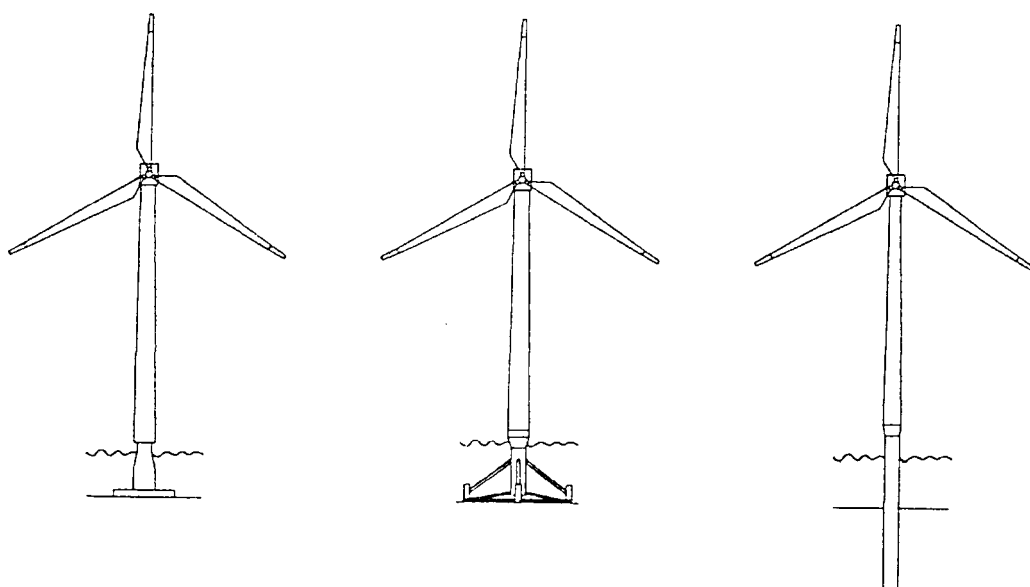
第3.3.2-1図 浮体式洋上風力発電システム(半潜水タイプ)の例
(Kühn, et al., 1998b)

デンマークの既設洋上風力発電施設(VindebyとTunø Knob)における基礎は第3.2.2-5図や第3.2.2-7図に示すように、コンクリートを用いたケーソン工法によっている。本工法はサイト近くの沿岸で基礎部(円錐型)を作製して、それを設置地点まで回航し砂、砂利(約1,000トン)を詰めて沈め、タワーを建てる方法が取られている(設置手順は付属資料4を参照)。

コンクリート工法による基礎は風、波浪、浮氷に対して安定的であるものの、10m以上の水深の海域では、経費が掛かるため適用できないと言われている(Danish Wind Turbine Manufacture Association, 1998)。

コンクリート工法による基礎は、上述のように設置上の制限があることから同工法に替わる基礎の研究が行われている。第3.3.2-2図に掲げた3種類の基礎はいずれもスチール製のもので、左から重力(Gravity)工法、三脚(Tripod)工法、モノパイル(Monopile)工法となっている。

スチールによる工法の詳細は、以下に、Krohn(1998)、Danish Wind Turbine Manufacture Association(1998)等を参考としてまとめているが、概してスチール製はコンクリートよりも水深の深い海域(経済的には15m深程度)に設置可能で、安価であることが特徴としてあげられる。



重力(Gravity)工法

三脚(Tripod)工法

モノパイル(Monopile)工法

第3.3.2-2図 洋上風力発電システムの基礎の種類(Madsen and Grastrup, 1998)

イ 重力(Gravity)工法

本工法は円筒形のスチールパイルを海底面の平板基盤(スチール製)に接続し、それにポールを繋げて風車を設置するものである。下部のスチールパイルは比較的軽量(水深4～10mで80～100トン、浮氷の出現海域では90～110トン)であるため、運搬・設置が容易である。スチールパイルにはカンラン石を詰め、波浪や浮氷の圧力に十分耐えうることとなっている。なお、底質が砂質で浸食作用がある海域では基礎部の周辺を玉石で囲む必要がある。

ロ 三脚(Tripod)工法

本工法は、3工法のなかでも水深の比較的深い海域に適用可能であるものの、6～7m以浅の海域への適用は三脚が邪魔になり船舶が横づけできないといわれている。本工法は沖合の石油リグと同様な3本足のスチールを海底下に打ち込んで(サイトの地質状態にもよるが、10～20m埋設)、それを基盤としてポールを建て風車を設置するものである。なお、本工法は底質が砂利に覆われているような海域では不向きであるが、設置前に海底を大がかりに整備する必要はない。また、浸食作用をあまり受けないため、玉石の投入は不要である。

ハ モノパイル(Monopile)工法

本工法は簡便な設置工法で、スチールパイルを海底下に打ち込み(サイトの地質状態にもよるが、10～20m埋設)、それにポールを繋げて風車を設置するものである。したがって、本工法は底質が砂利に覆われているような海域では不適であるが、設置前に海底を整備する必要はない。3工法の中では最も安価な費用で済み、特に、浸食の対策は三脚工法と同様、不要である。なお、オランダ、スウェーデンの洋上風力発電サイトでは本工法が採用

され、スウェーデンのGotland沿岸のBockstigen洋上風力発電システムでは、パイルは8～10m程埋設されている。

c 系統連系

系統連系は、基礎と同様、建設コストに占める割合が高く、課題のある項目として抽出されたものであるが、海底ケーブルの布設等は技術的にも問題はない。ただ、海底ケーブルが漁労活動や船の錨等による被害を受けないように埋設(海底下約1m)する必要がある。なお、埋設方法は底質が砂質等であれば、採掘あるいは耕耘等よりも高圧水のジェット法が最も経済的であるとされている。

なお、デンマークの風車メーカーにおけるヒアリングによれば、洋上発電施設が沿岸から遠く離れて設置されている場合は、直流送電が望ましいとのことであった。

d 維持・管理

デンマークの風車メーカーのヒアリング結果によれば、既設の洋上風力発電システムのメンテナンス回数は、陸上設置の場合と変わらない1～2回/年(1回あたり5～6日)実施されており、特に問題はないとのことであった。また、洋上風力発電システムの場合のほうが、風の乱流強度が小さいためメンテナンス頻度が少なくて済むとの意見もあった。

ここでは維持・管理に関わる技術的課題として腐食等の課題も含めて取りまとめた。

イ 風力発電システム

風力発電システムの維持管理のために次のような対策が講じられている。

◎陸上に遠隔監視装置が設置されている。

◎風車の故障時に悪天候下ではアプローチできず、風車の稼働率が低下するため、最適なメンテナンス・チェック計画が立てられている。

◎Tunø Knobのタワーの出入口の高さはVindebyの教訓から若干かさ上げして取り付けられている。

ロ 風力発電機

風力発電機の維持管理のために次のような対策が講じられている。

◎塩害対策のため、耐塩性のペイントの使用の他、電気防食法を採用している。
また、密封構造となっている。

◎トランス、スイッチギア類をタワーの中に内蔵している。

◎発電機の寒冷始動をなくすために、ナセル内部はヒータリングされている。

e コスト低減策

洋上風力発電システムの技術面と関連したコスト低減方策の現況あるいは計画について以下に列記して取りまとめた。

- ◎ナセル内に小型クレーンが装着されている。これにより簡易故障であれば、クレーン船の回航がなくても修理が可能となるため、コスト低減に結びつく。
- ◎風車のタワーの高さは、高度による風速の変化が小さいことから陸上のものより低くし、コスト低減を図ることが可能である。スウェーデンのBockstigenの洋上風力発電施設はタワー高を規格品よりも低くして建設されている(Ronsten, *et al.*, 1999)。デンマークの計画では洋上風車のハブ高は48.4mで陸上風車よりも13.9m低くなっている(Fuglsang and Thomsen, 1998)。ただ、Canter(1999)はブレードに与える波しぶきの影響を考え、ハブ高を低くすることは得策ではないと指摘している。
- ◎洋上風力発電システムの発電機の回転数を10%あげて、発電量の増量が図られているが(Madsen, 1996)、これはコストセーブに関連するものである。ただ、Canter(1999)は回転数の増加は水撃による破壊力の増大に繋がるため、問題であると指摘している。
- ◎洋上風力発電の基礎は、底質条件が満たされれば最も安価な工法のモノパイル方式が望ましい。
- ◎陸上の風車は3枚ブレードがほとんどであるが、洋上では2枚ブレードにすると設置が簡単になり、コストの低減に結びつく(Kühn *et al.*, 1998a)。
- ◎風車の大型化(1.5~1.65MW)、これは以下の理由で基礎や系統連系、メンテナンス費用の低減に繋がるものである。
 - ・基礎の大きさや費用は風車の大きさとは比例しないため、大型風車の方が発電コストが安くなること。
 - ・ウインドファームの設備容量が決まっている場合、大型風車の方が系統連系設備数が少なくすむこと。
 - ・船で巡回しなければならないユニットの数が少ない大型風車の方が、メンテナンス費用は安価ですむこと。
- ◎洋上における海底ケーブルの布設費用はウインドファームの規模によらないため、大規模洋上風力発電の方が経済的である。デンマークでは経済的に見合う洋上ウインドファームの規模として次のような条件が提案されている*。

最適規模：120~150MW

沿岸からの距離：15~40km

水深：5~10m(可能ならば15m)

* 沖合の気象は安定しているため、洋上風車の風下に生じるウエイクの広がりや陸上風車と比較して大きいと言われている(Kühn and Bierbooms, 1996)。このような条件下では風車の配置を幅広く設ける必要があり、これにより海底ケーブルの延長距離が長くなる。さらに、洋上風力発電システムを風の条件の良い陸から離れた沖合に設置する場合、海底ケーブルの沿岸への布設距離が長くなる。洋上風力発電システムの最適規模は、このような設置状況を踏まえて、経済評価を行った結果である。

(2) 環境影響からみた対策

洋上風力発電システムの環境に与える要因として「鳥類」、「魚介類」、「景観」及び「漁業活動」及び「漁船レーダー」を取り上げた。

a 鳥類

鳥類の越冬場であるTunø Knobでは、風車のブレードの回転と騒音による鳥類の被害を明らかにするため、デンマーク国立環境研究所により3ヶ年に亘る調査が行われている。本調査で対象とした鳥類は本海域の代表的な鳥類であるケワタカモ(*Somateria mollissima*)とクロガモ(*Melanitta nigra*)であり、ケワタカモは調査期間中に数の減少が認められたけれども、これはケワタカモの餌料である貝類(イガイ科: *Mussels*)の量的な減少によるもので、風車の稼働によって引き起こされたものではないと評価されている。また、鳥類の分布域や行動範囲は風車から離れた所にあり、この点からも特に問題はないとされている。

スウェーデンの洋上風力発電サイト、Norgersundにおける調査からも風車が鳥類に与える影響はないものと評価されているが(Ranji and Weis-Taylor,1998)、オランダの洋上風力発電サイトでは、鳥類(カモ類)が風車の影響を受けているとの報告がある(Harrison,1996)。

b 魚介類

Tunø KnobやVindebyでは風車建設後に漁獲量の増加がみられたと報告されている。これは、基礎のケーソンの設置に伴い付着生物が増え、食物連鎖の関係からそれを餌料とする魚介類の増加に繋がったもので、いわゆる魚礁効果によるものと考えられる。なお、スウェーデンの洋上風力発電サイト、Norgersundにおける調査からも風車の建設に伴い魚介類が増加したとの報告がなされている(Ranji and Weis-Taylor,1998)。しかし、魚礁効果は、これらサイトの底質が砂泥質であることから認められたものと考えられ、実際、転石や岩の露出している海域ではこのような現象は起こらない可能性も考えられる。

c 景観

景観影響評価は事前にフォトモンタージュ、ビデオ等を住民に見せて、意見を聴取する形式によるが、Tunø Knobの例では沿岸の定住住民は少なく、多くは祭日・休日あるいは休日に短期に滞在する人々であり、特に問題はないとされている。ただ、景観対策として洋上風力発電システム全体をグレー(US NAVY仕様)の色彩で塗装してある。

d 漁業活動・漁船レーダー

スウェーデンの洋上風力発電サイト、Norgersundにおける調査から風車の建設・設置が漁業活動・漁船レーダーに与える影響はないものと評価されている。

3.4 洋上風力発電システムの建設に係る検討項目の抽出

洋上風力発電システムの建設は水深、波浪等の自然条件と漁業、港湾等の社会条件によって制約を受けるため、事前にこれら諸条件の検討が必要である。ここでは日本周辺海域における自然・社会条件に関わる要因を列挙するとともに、代表的な要因についてその実態を取りまとめた。

3.4.1 洋上風力発電システムの建設に係る検討項目

洋上風力発電システムの建設に関して技術的、経済的な制約を受ける自然条件と法的な規制に関連するものや明らかに設置が困難な社会条件として、主に以下の諸要因があげられる。

自然条件：水深、海底地形の勾配、底質、波浪等

社会条件：自然公園(海中公園)、藻場・干潟・サンゴ礁、港湾域、漁場(漁業権海域)、海上交通路、自衛隊訓練海域、海底パイプライン・海底通信ケーブル布設海域、プラットフォーム建設サイト等

3.4.2 我が国における洋上風力発電システム建設に係る検討項目別実態把握

日本周辺海域における自然・社会条件に関わる要因として、自然条件の内、水深と波浪、また、社会条件の中から自然公園(海中公園)、港湾域及び漁場(漁業権海域)を取り上げて、我が国におけるそれら要因の実態を調べた。

(1) 自然条件

a 水深

第3.4.2-1a図～第3.4.2-1e図は日本周辺海域の水深図である。本図には沿岸に最も近い等深線として30m深のコンターが描かれているが、30mの等深線が沿岸から離れている海域つまり、浅海域が広がっている海域一を北から南にかけて抽出すると、以下の海域があげられ、これらの海域は水深面からみて洋上風力発電の適地と言える。

北海道海域：根室近傍、石狩湾

本州北部海域：男鹿半島近傍(日本海側)、仙台湾(太平洋側)

本州中部海域：鹿島灘・九十九里浜・遠州灘(太平洋側)

本州西部海域：美保湾(日本海側)

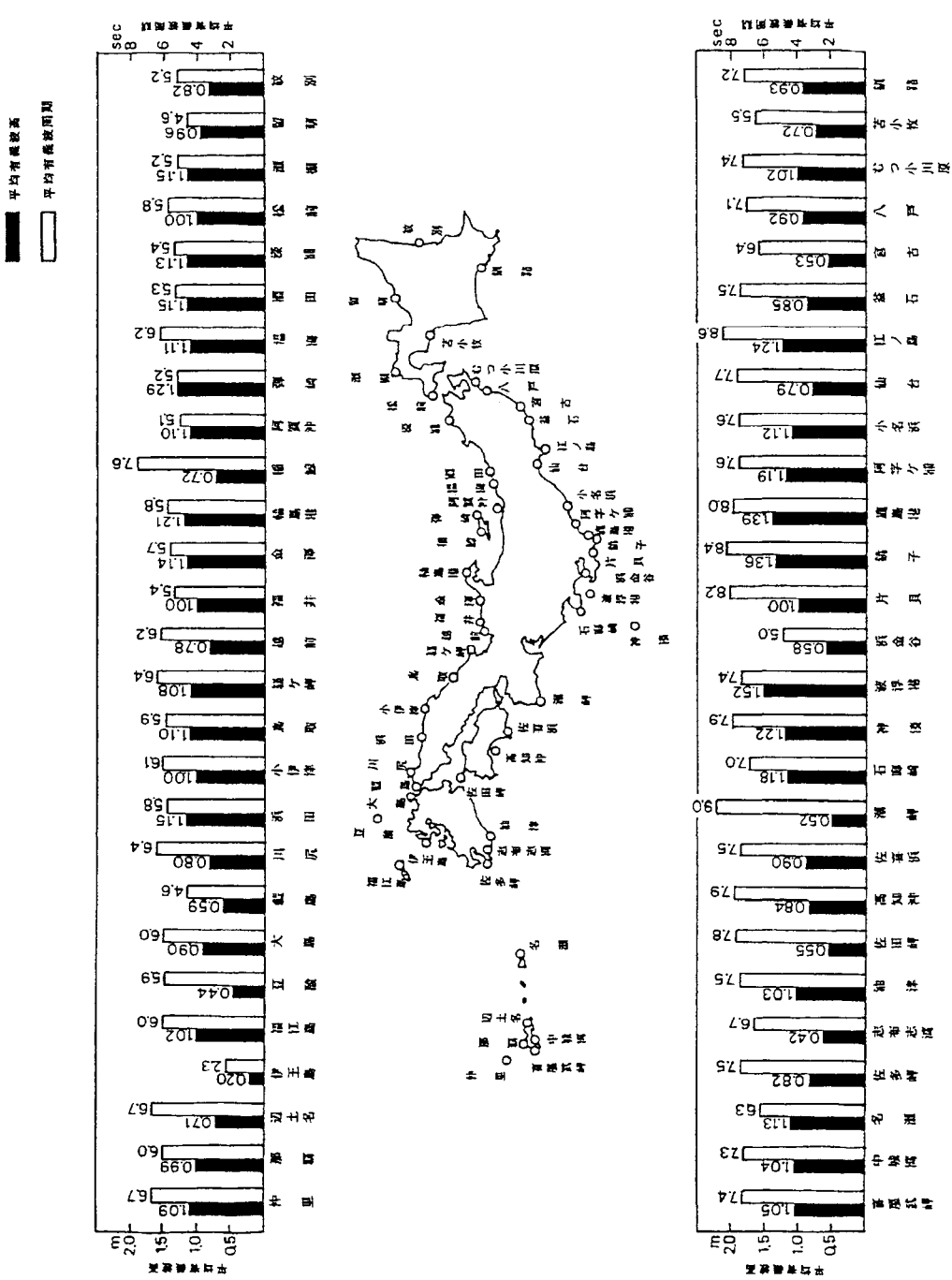
四国海域：土佐湾(太平洋側)

九州海域：玄界灘・薩摩半島(東シナ海側)、日向灘(太平洋側)

南西諸島海域：沖縄本島・宮古島・石垣島・西表島(東シナ海側、太平洋側)

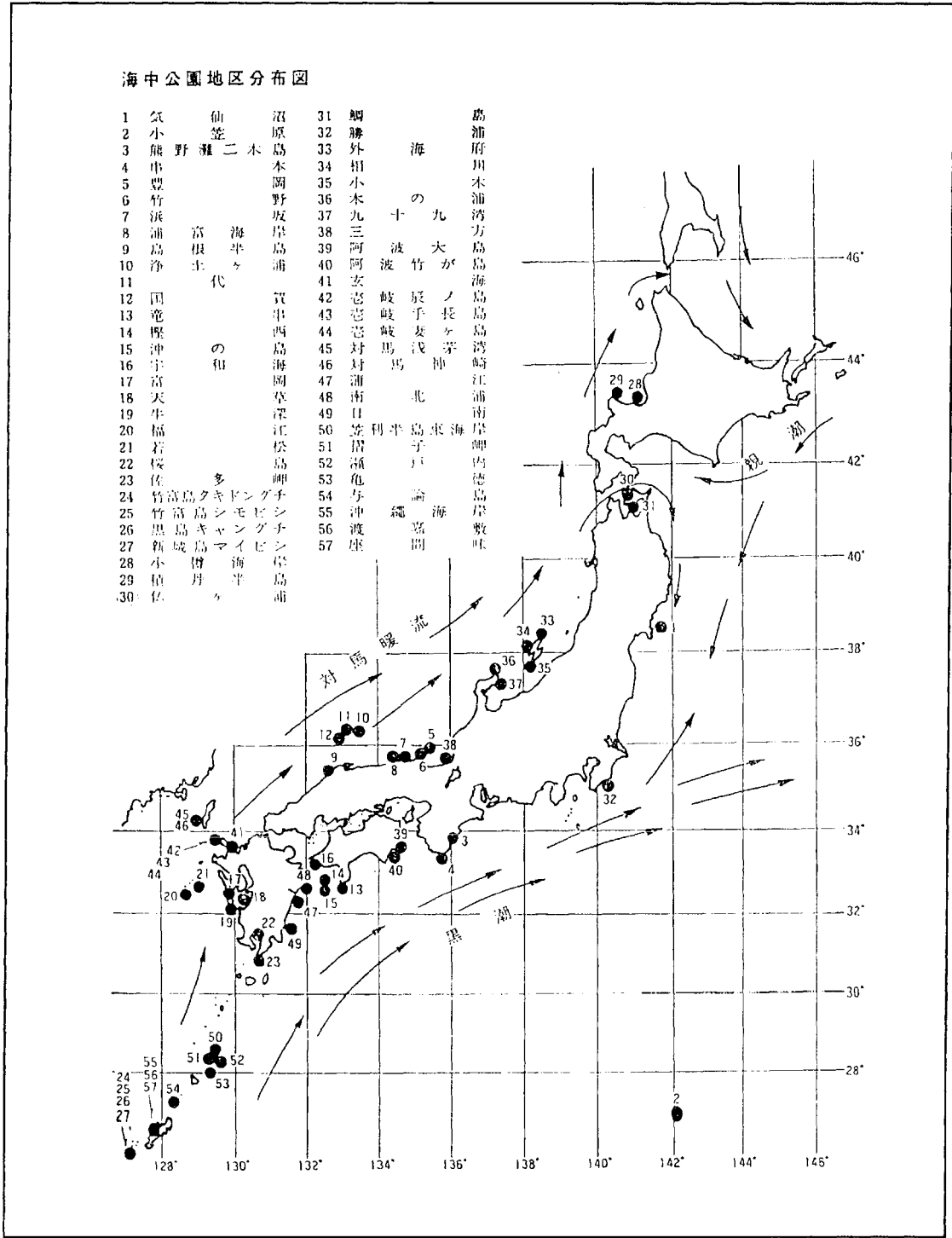
b 波浪

第3.4.2-2図は日本沿岸の波浪観測所における累年平均の有義波高と有義波周期を示している。洋上風力発電にとって有利な波高の小さい海域は、太平洋側では潮岬(和歌山県)から九州南岸の佐多岬(鹿児島県)にかけての海域、日本海・東シナ海側では川尻岬(山口県)から伊王島(長崎県)にかけての海域に認められる。



第3.4.2-2図 日本沿岸の累年平均の有義波高と有義波周期(磯崎, 1990)

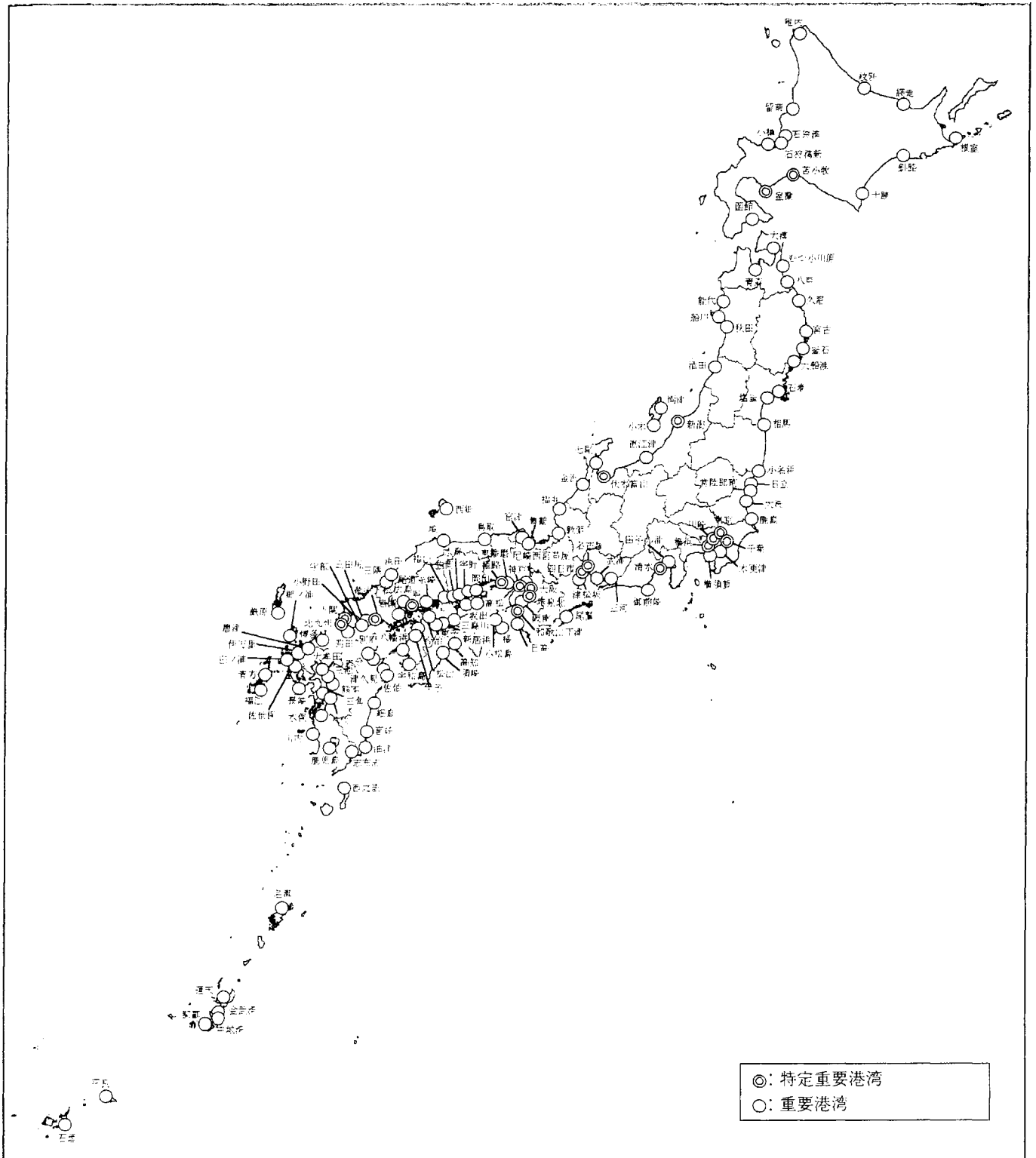
第3.4.2-4図は我が国における海中公園の指定海域の分布図で、本海域も開発行為に対して規制を受ける海域となる。なお、海中公園の指定海域は九州、南西諸島海域において数多く認められる。



第3.4.2-4図 日本における海中公園の分布(国立公園協会編,1984)

b 港湾

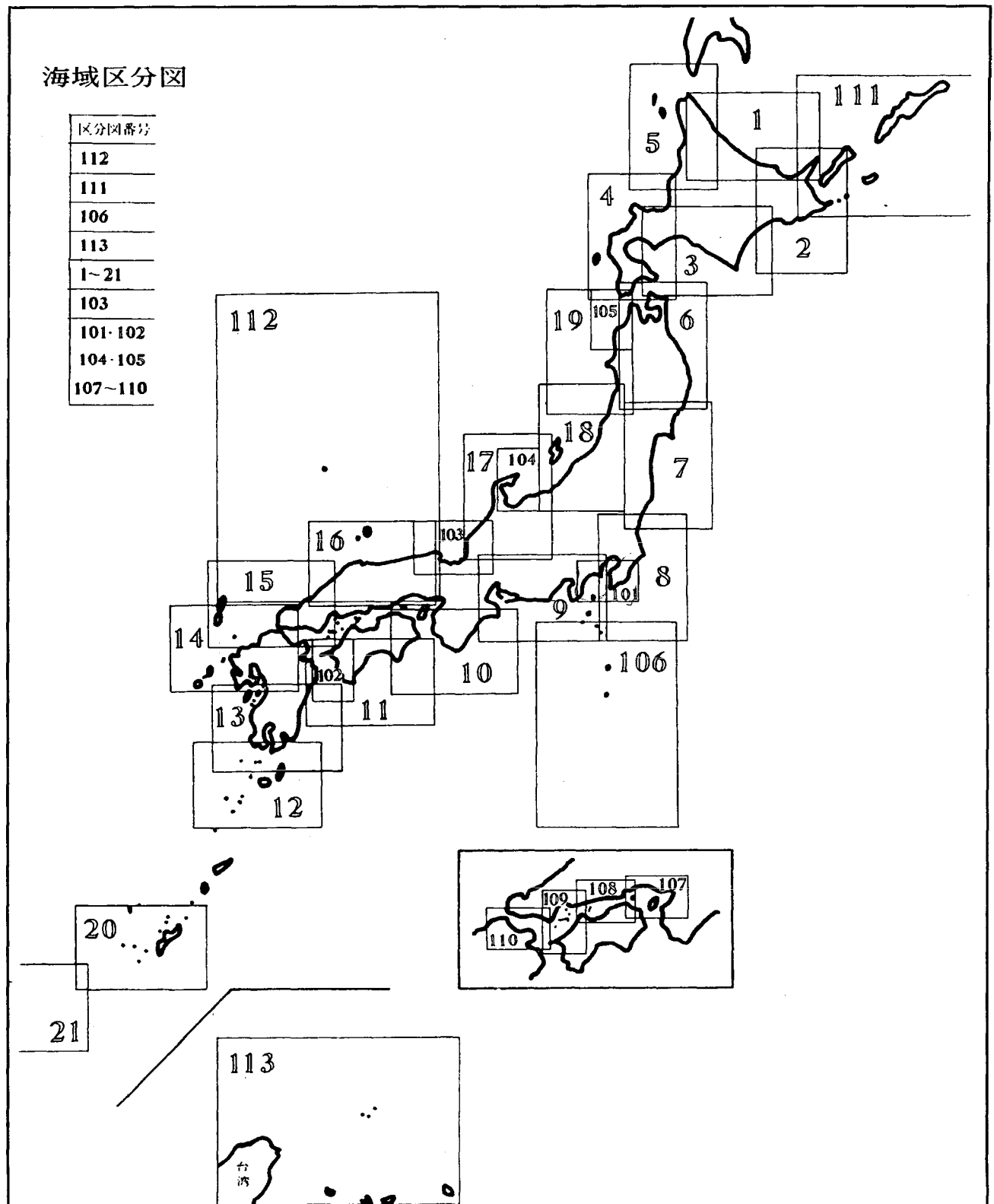
第3.4.2-5図は日本における特定重要港湾(21箇所)と重要港湾(112箇所)の位置を示している。これら港湾近傍の水面は船舶の航路や泊地等から成る港湾域の指定がなされ、開発行為の規制を受ける海域となっている。



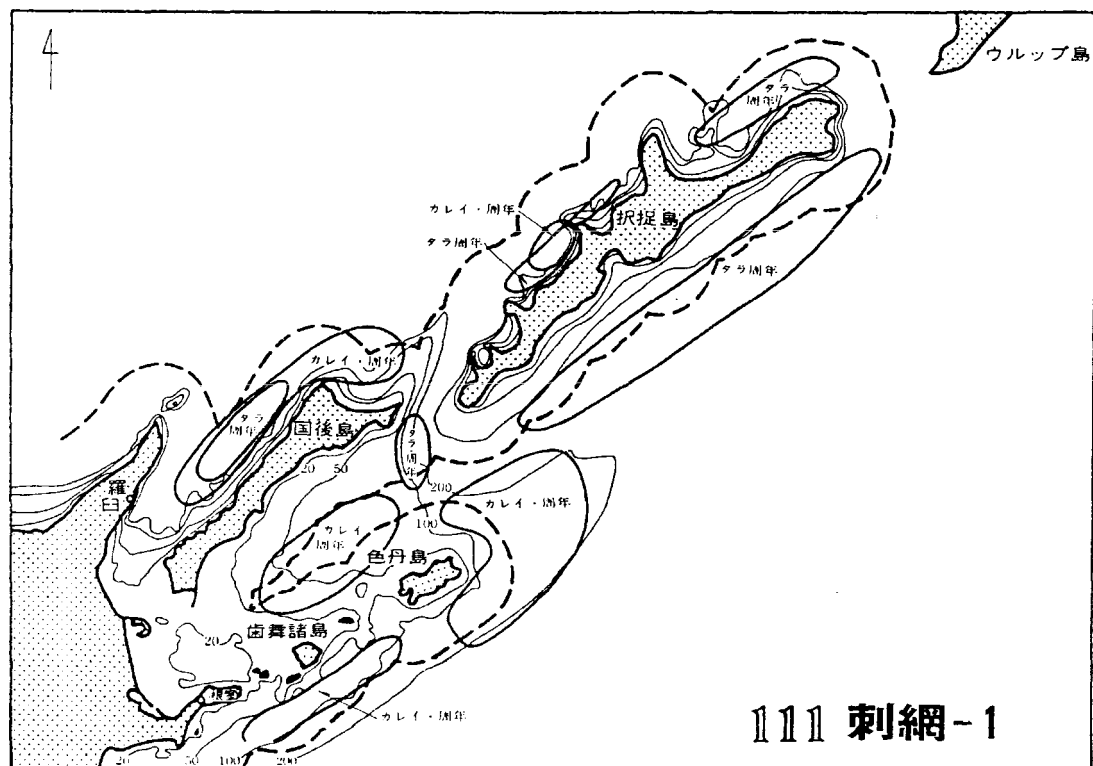
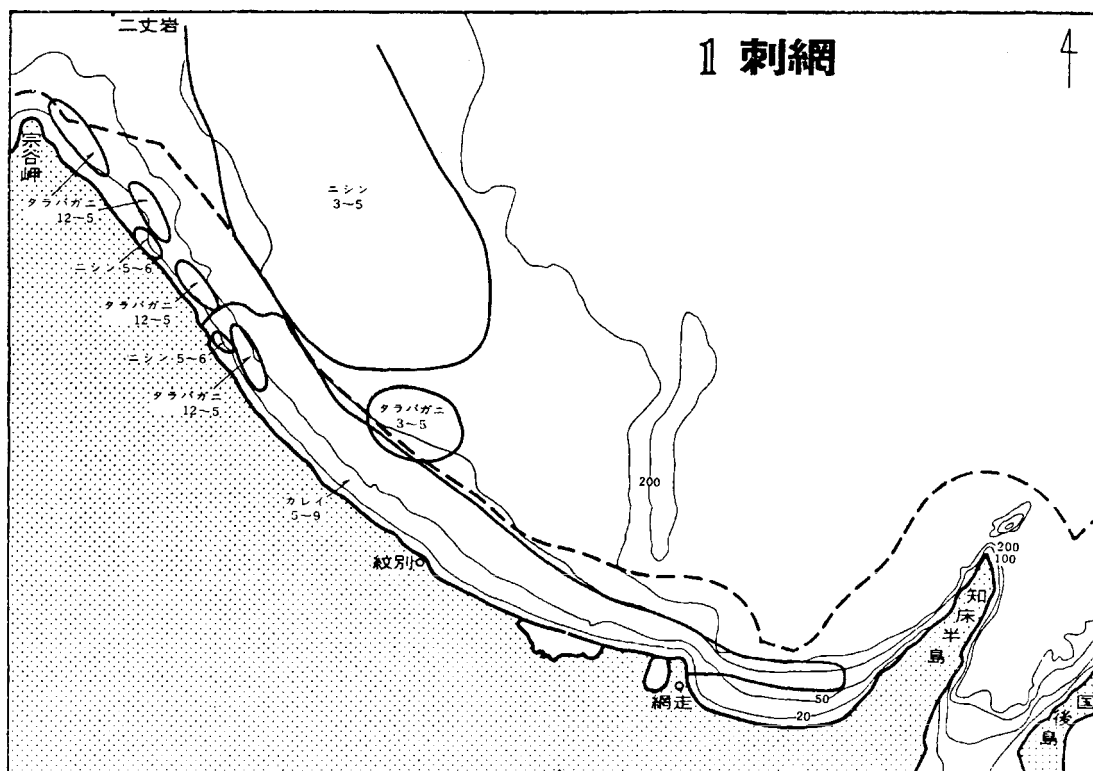
第3.4.2-5図 日本における特定重要港湾と重要港湾の位置(運輸省資料)

c 漁場

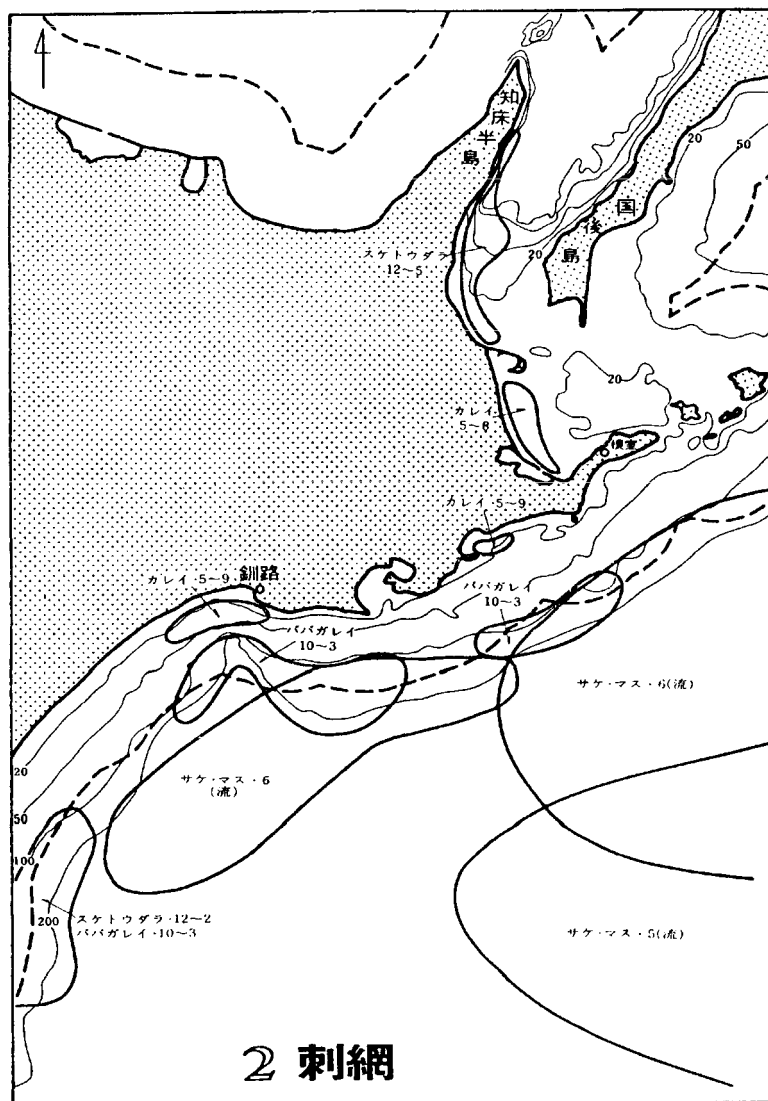
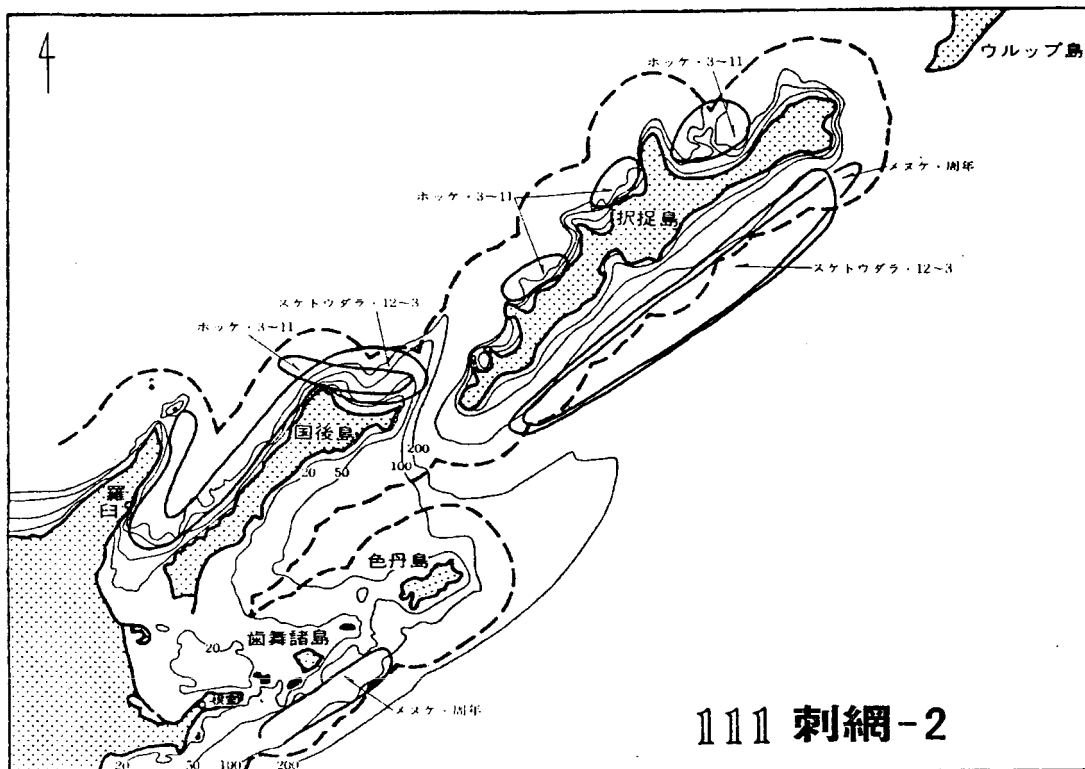
第3.4.2-6図に掲げている海域区分図は、日本各地の刺網漁場図を集約したもので、以下に示す各刺網漁場図の配置を読みとることができる。第3.4.2-7a図～第3.4.2-7r図は日本の沿岸における代表的な漁法の一つである刺網の漁場図である。日本各地の沿岸には刺網の漁場が形成されていることが認められる。このような漁場に洋上風力発電システムを建設する際には、漁業調整が必要と考えられる。



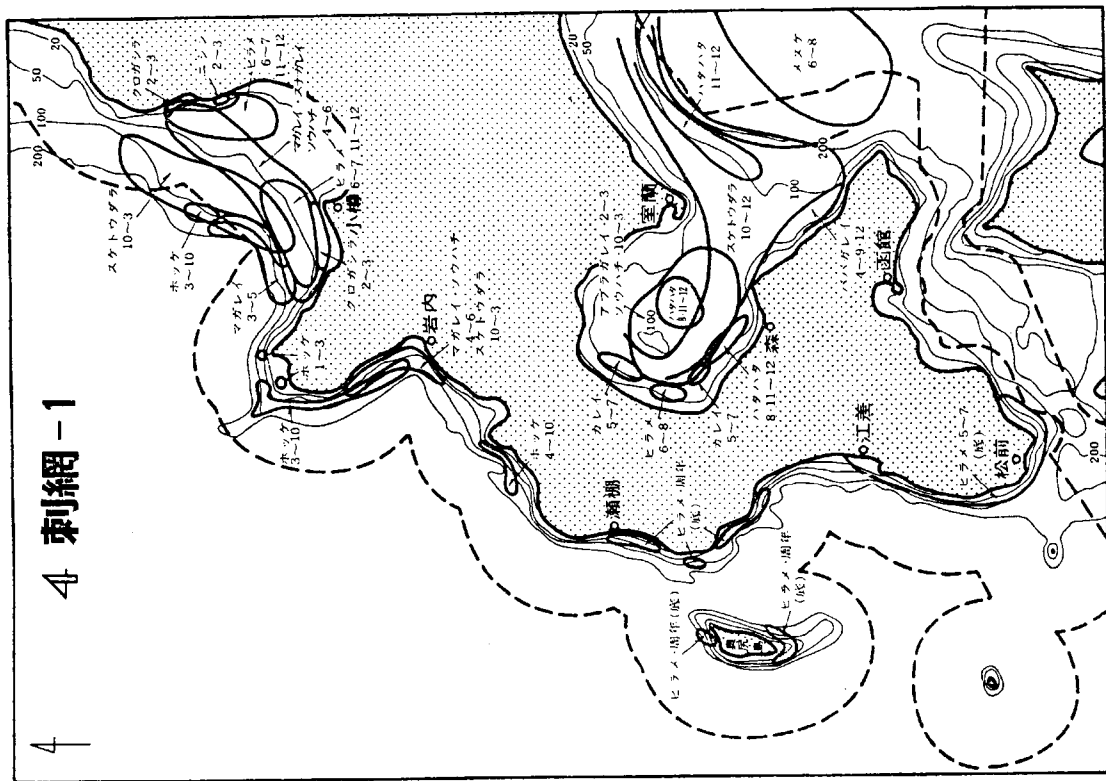
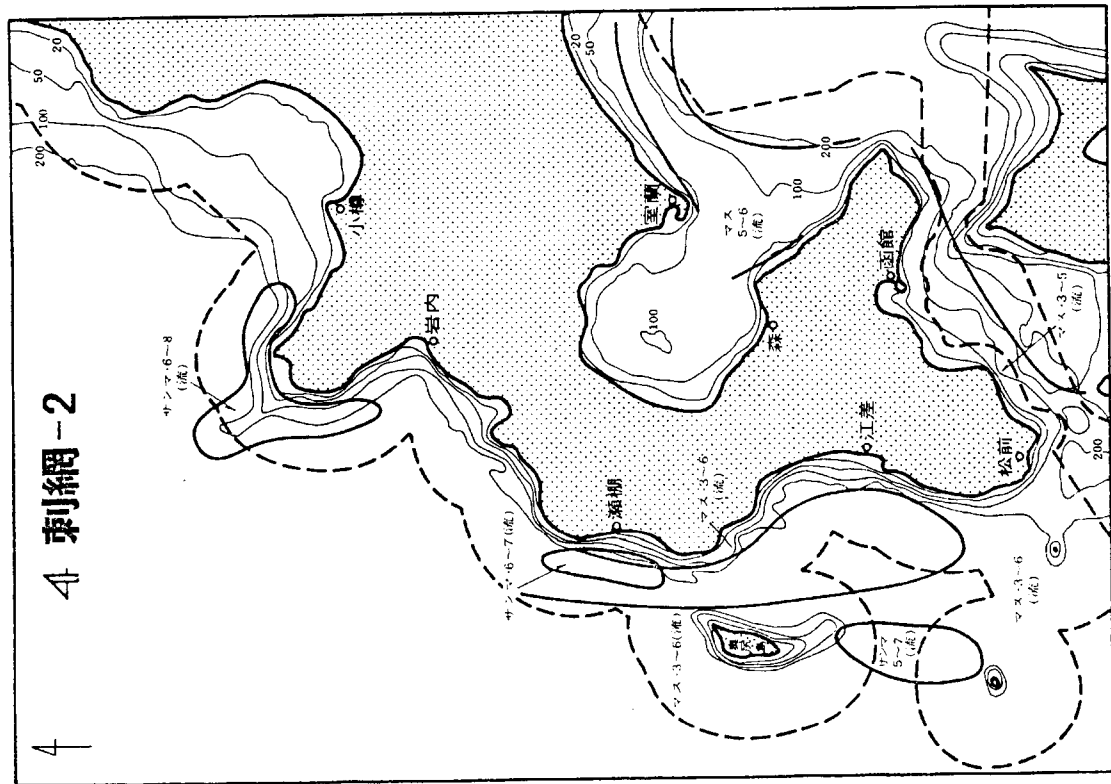
第3.4.2-6図 日本の沿岸における海域区分図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



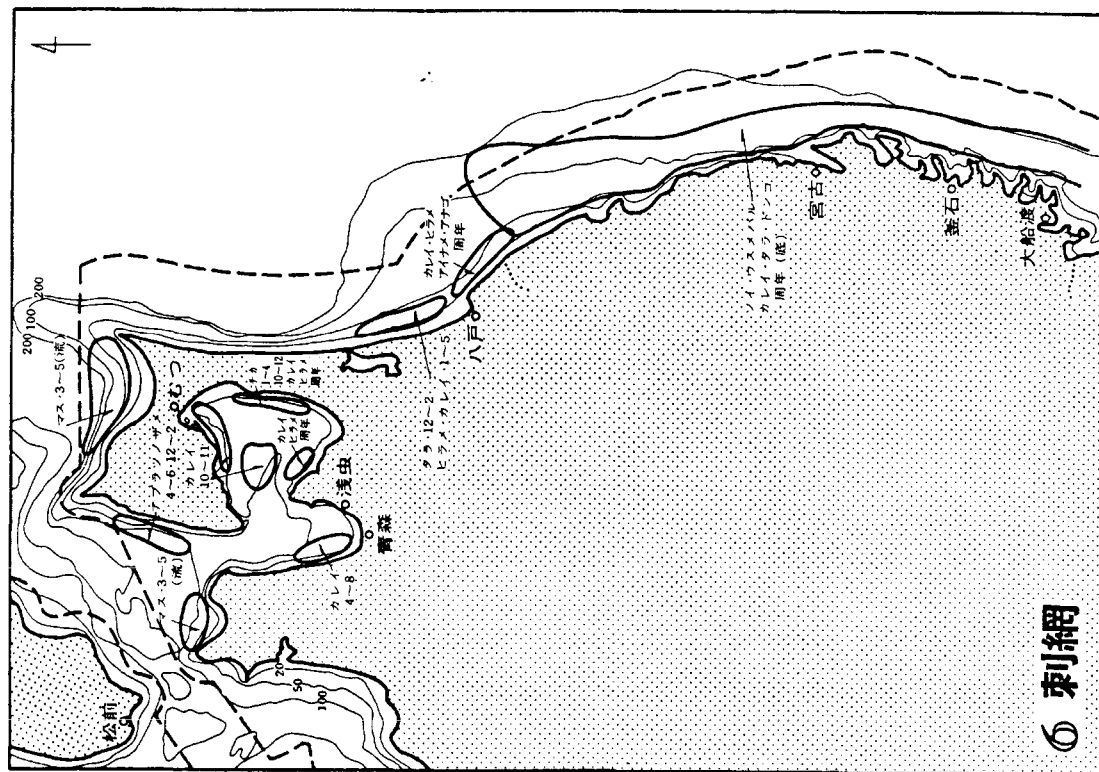
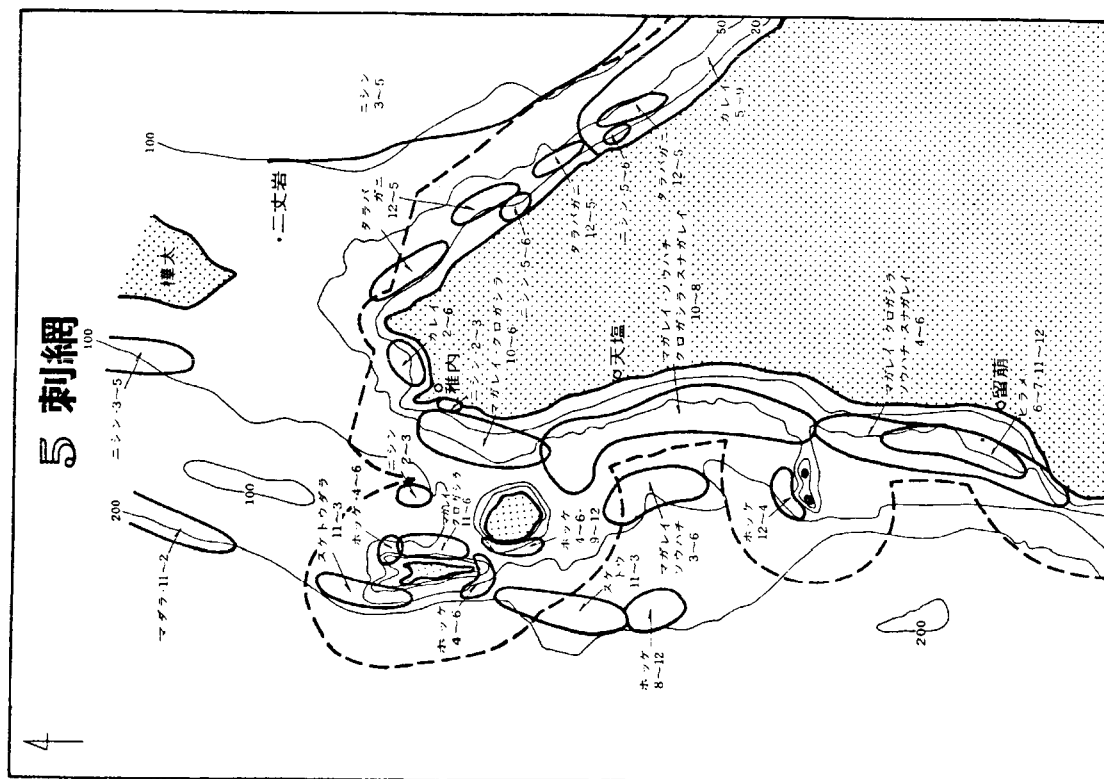
第3.4.2-7a図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



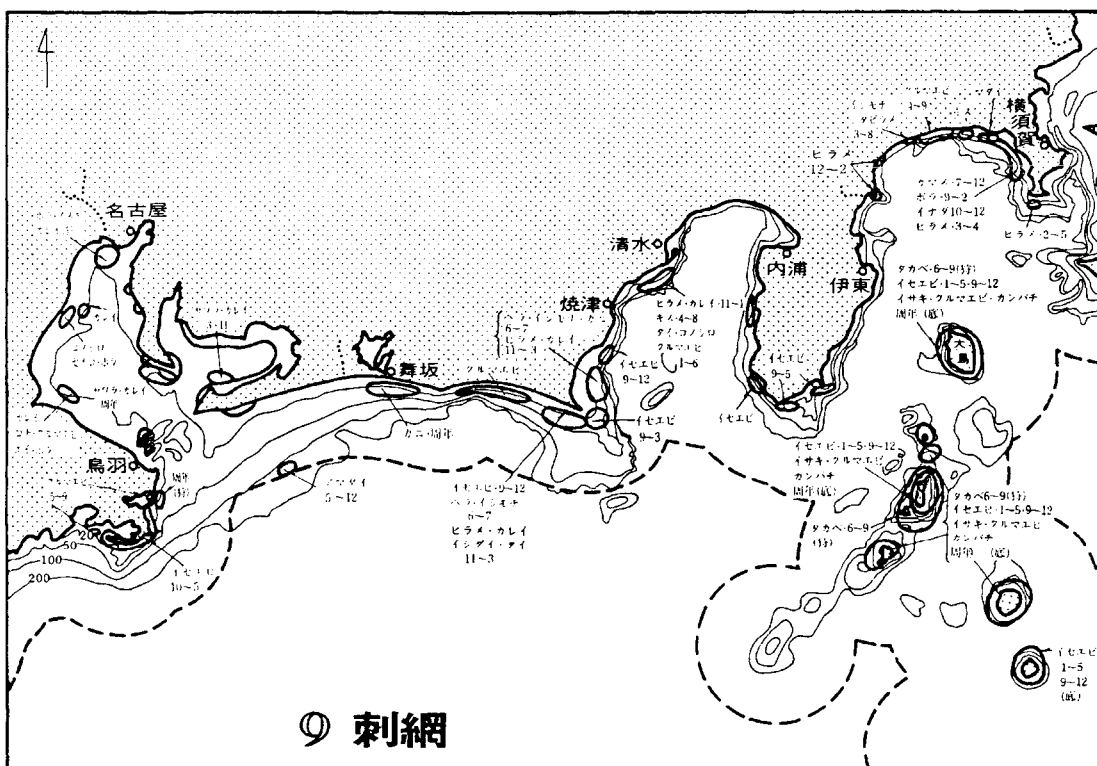
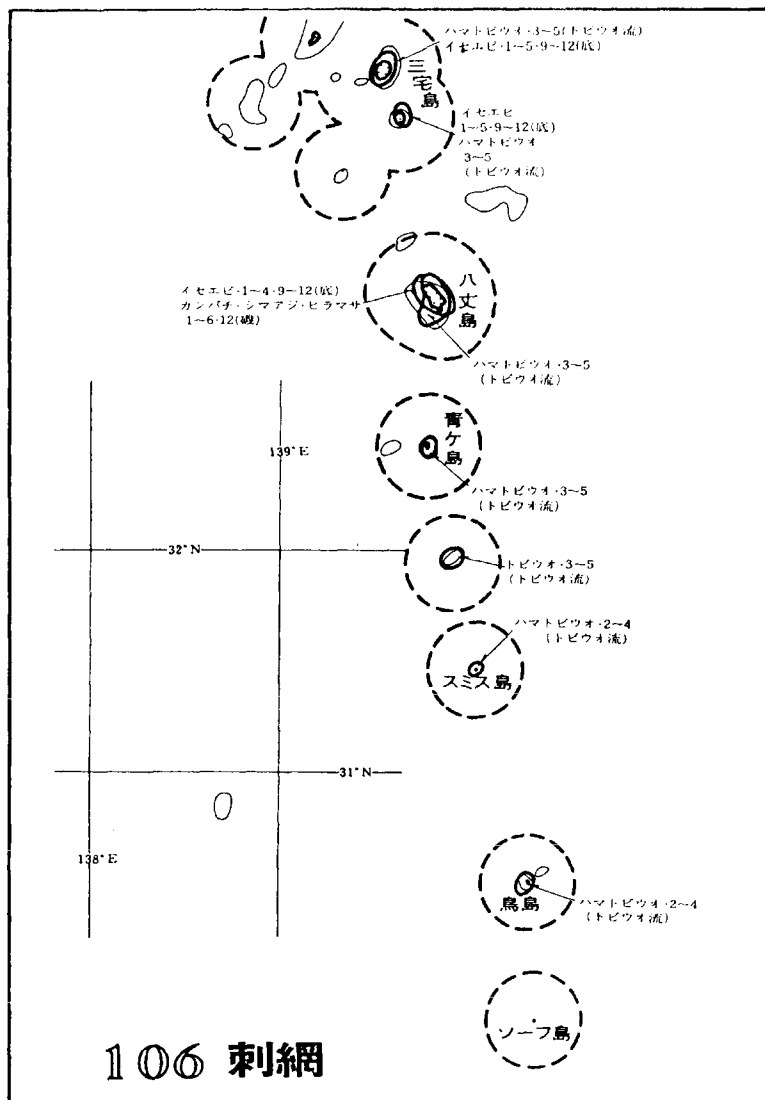
第3.4.2-7b図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



第3.4.2-7d図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)

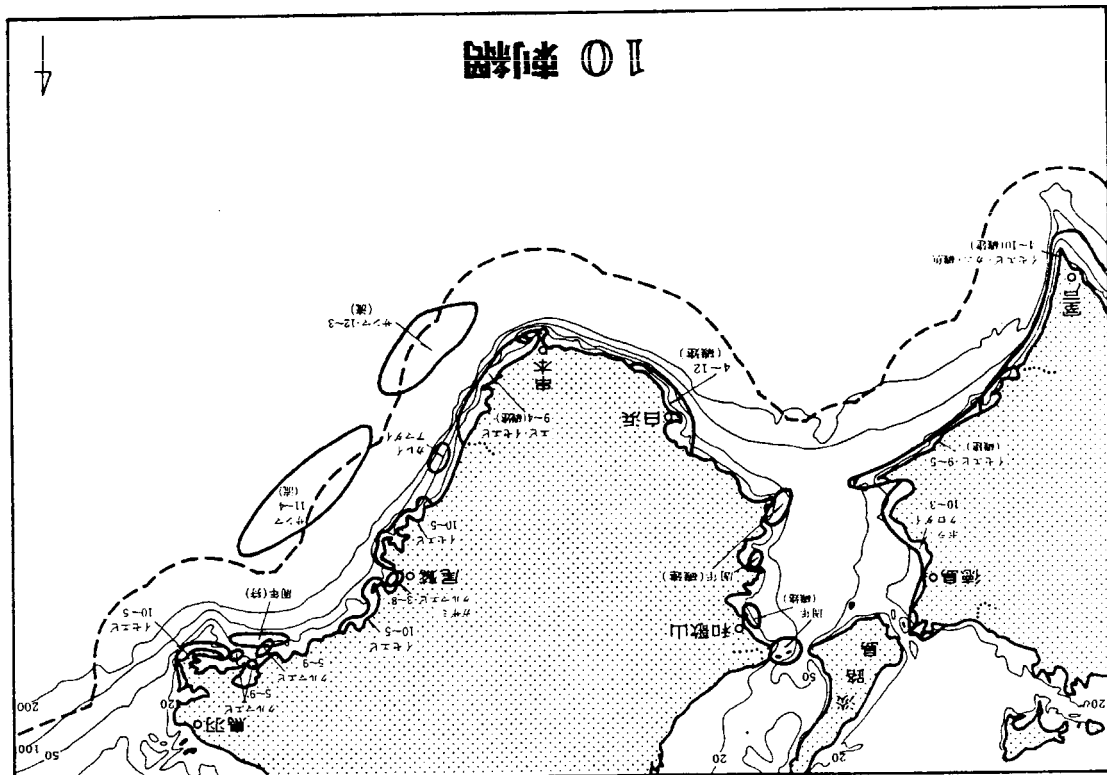
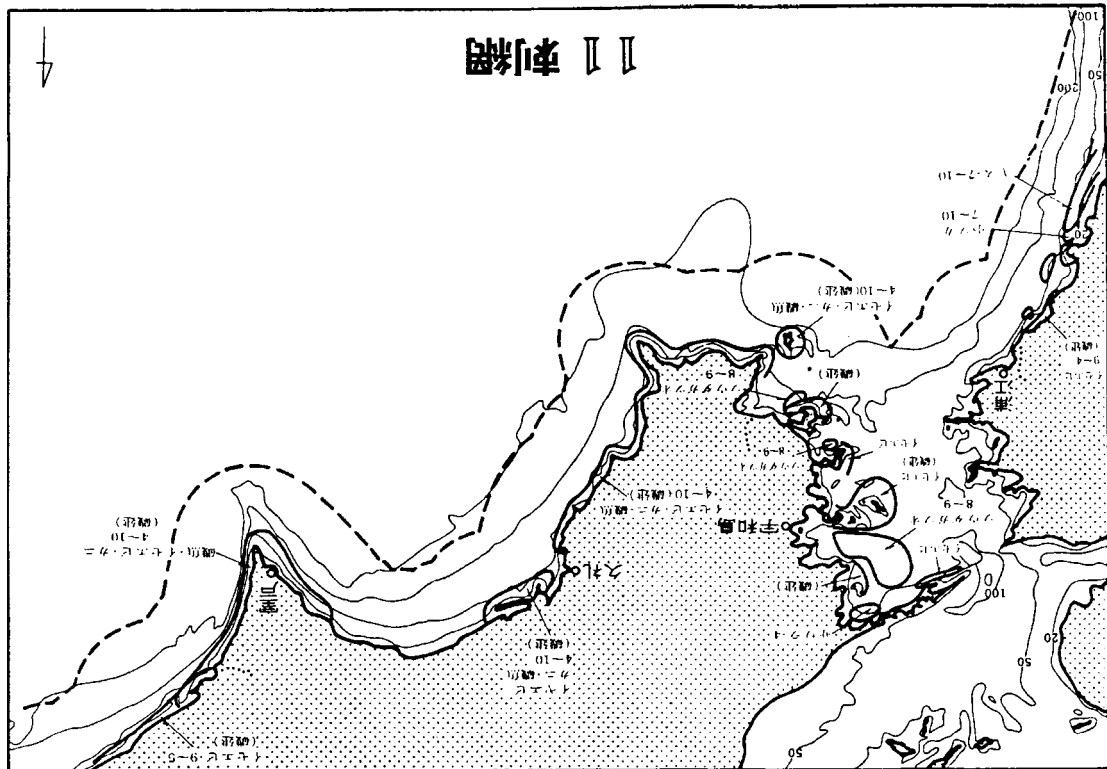


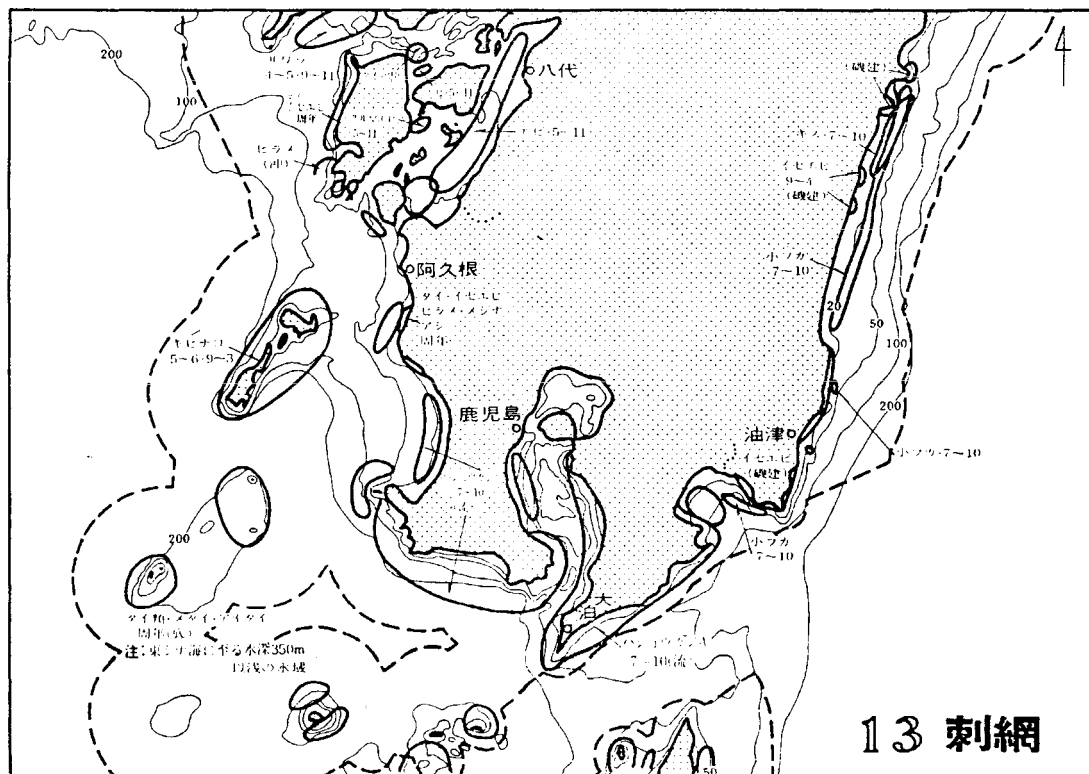
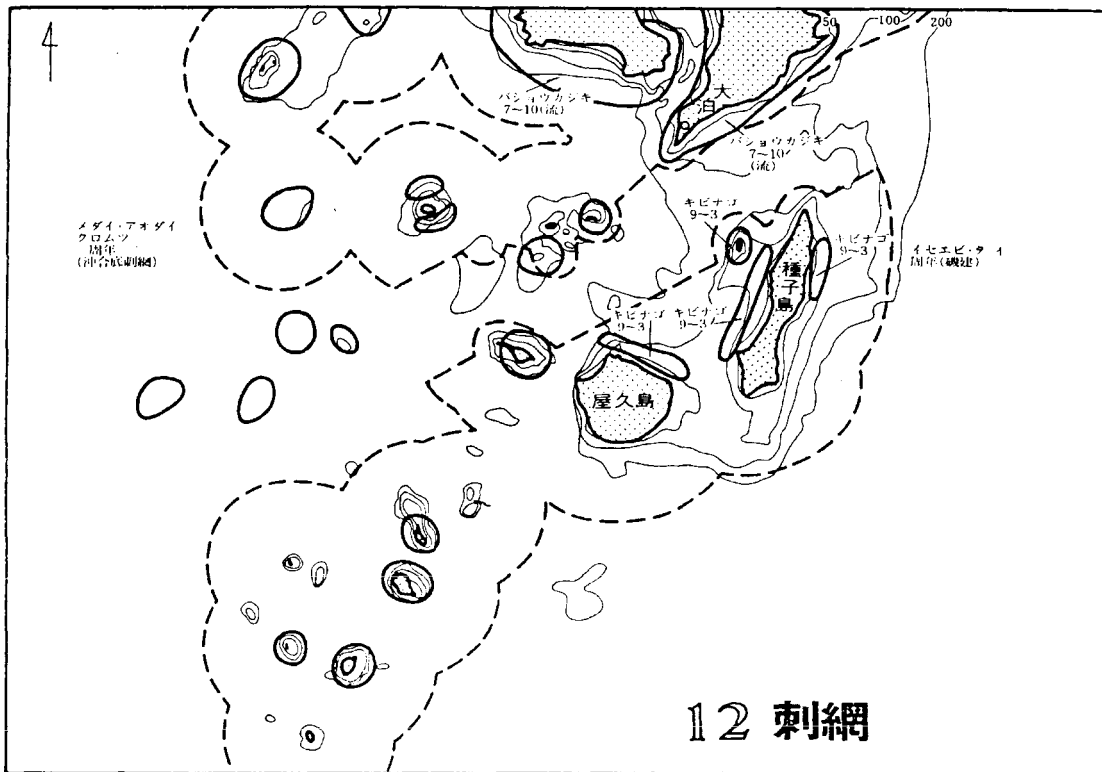
第3.4.2-7e図 日本の沿岸における刺網の漁場の図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



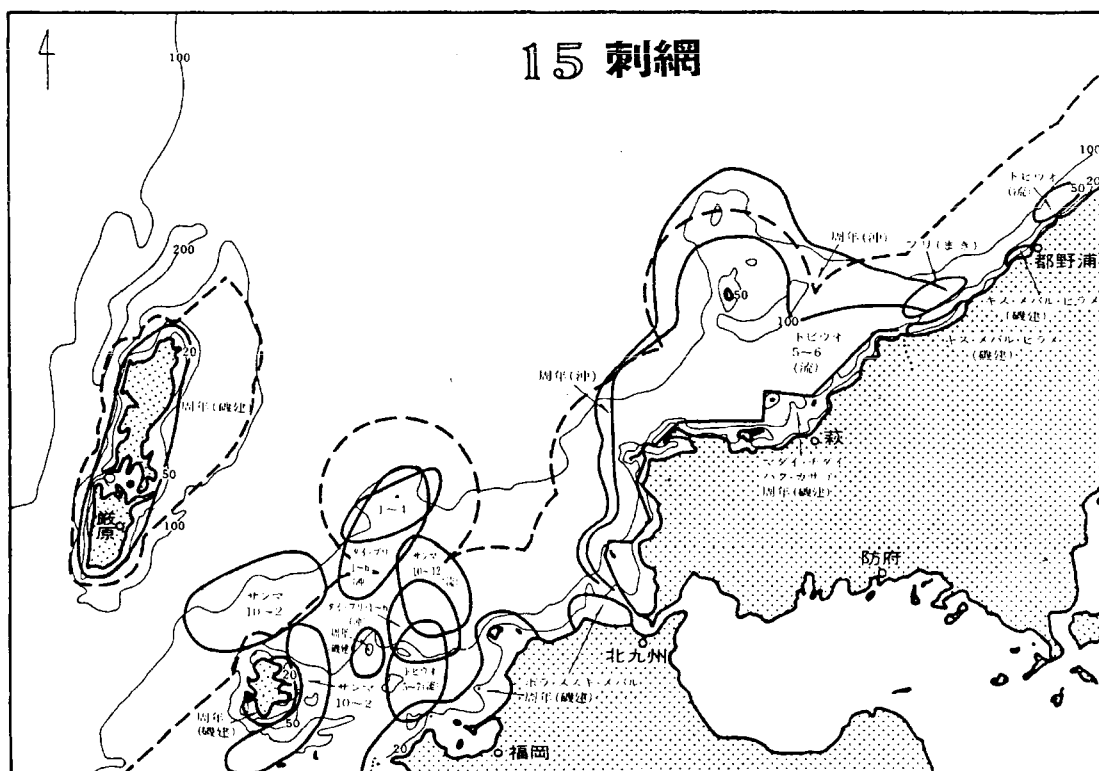
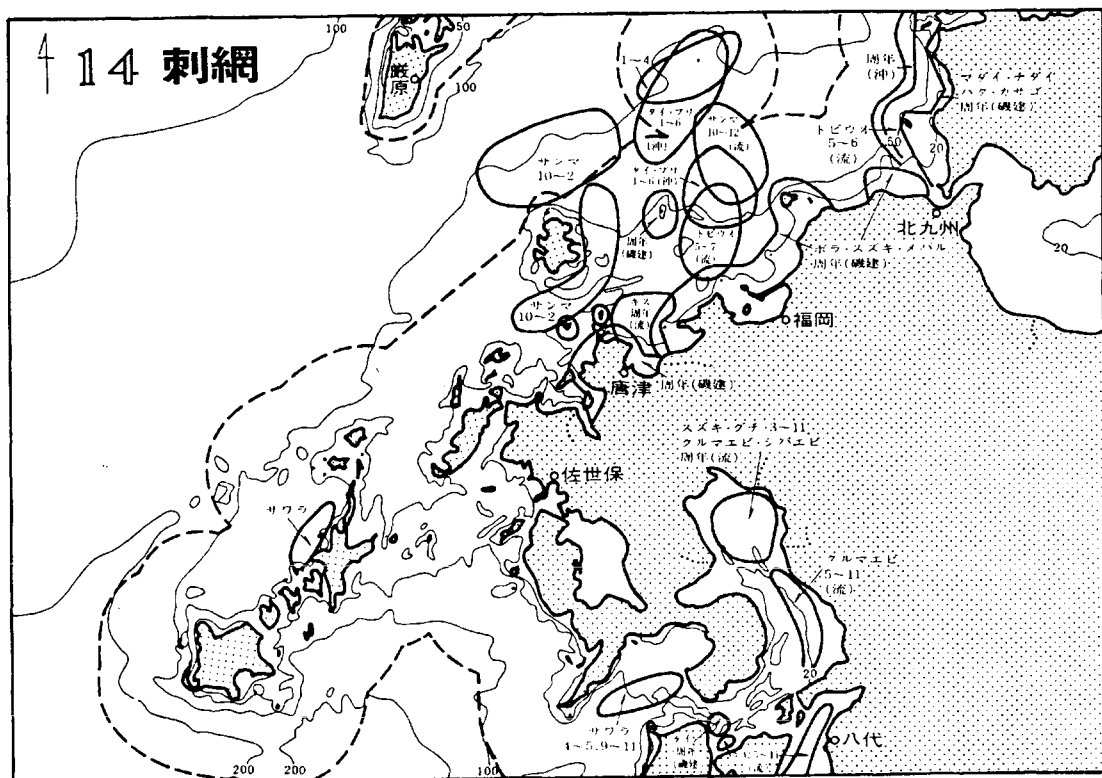
第3.4.2-7g図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)

第3.4.2-7h図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室, 1977)

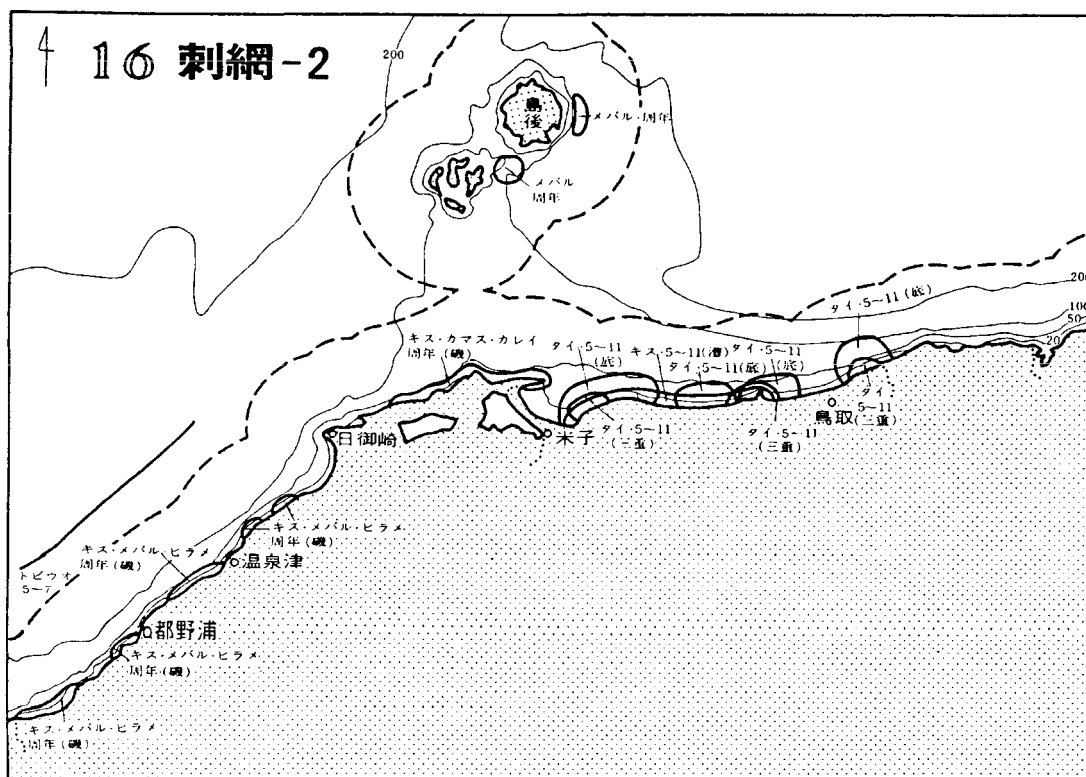
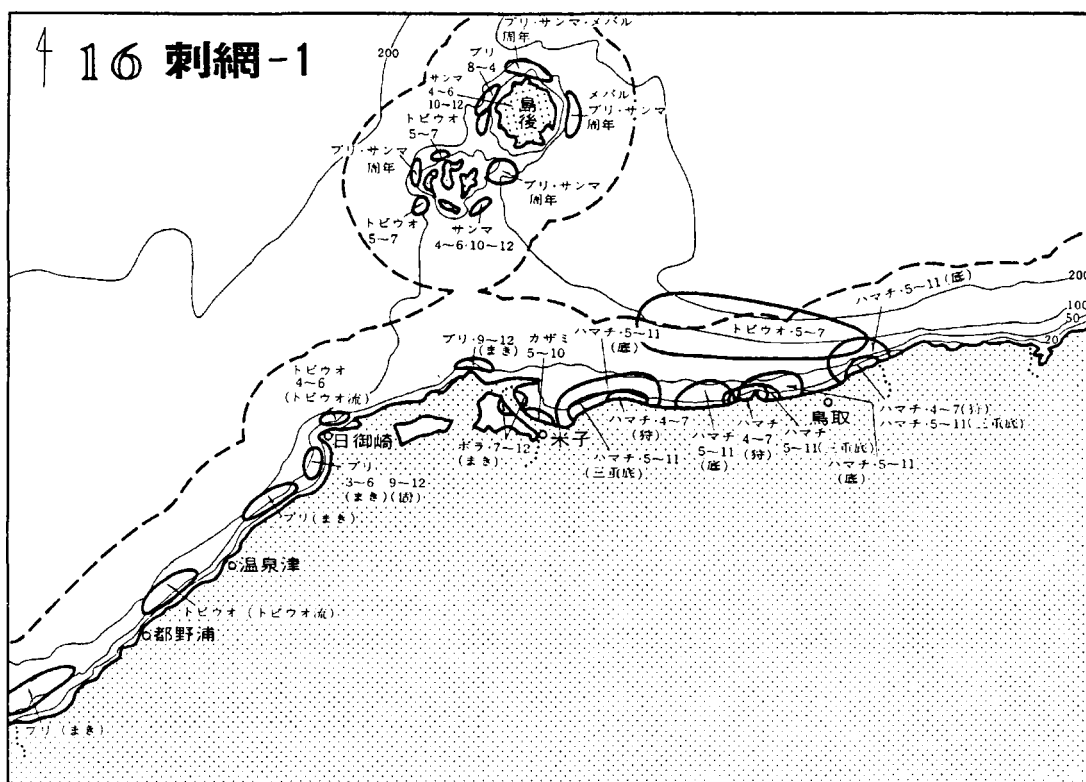




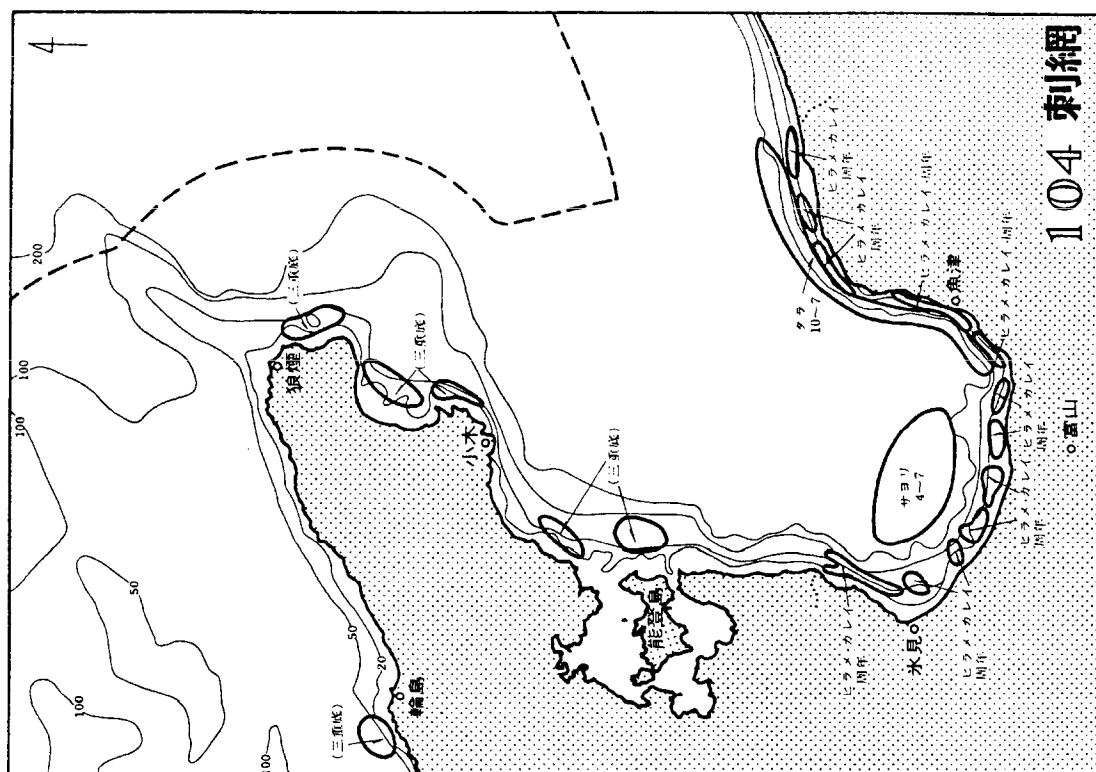
第3.4.2-7図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



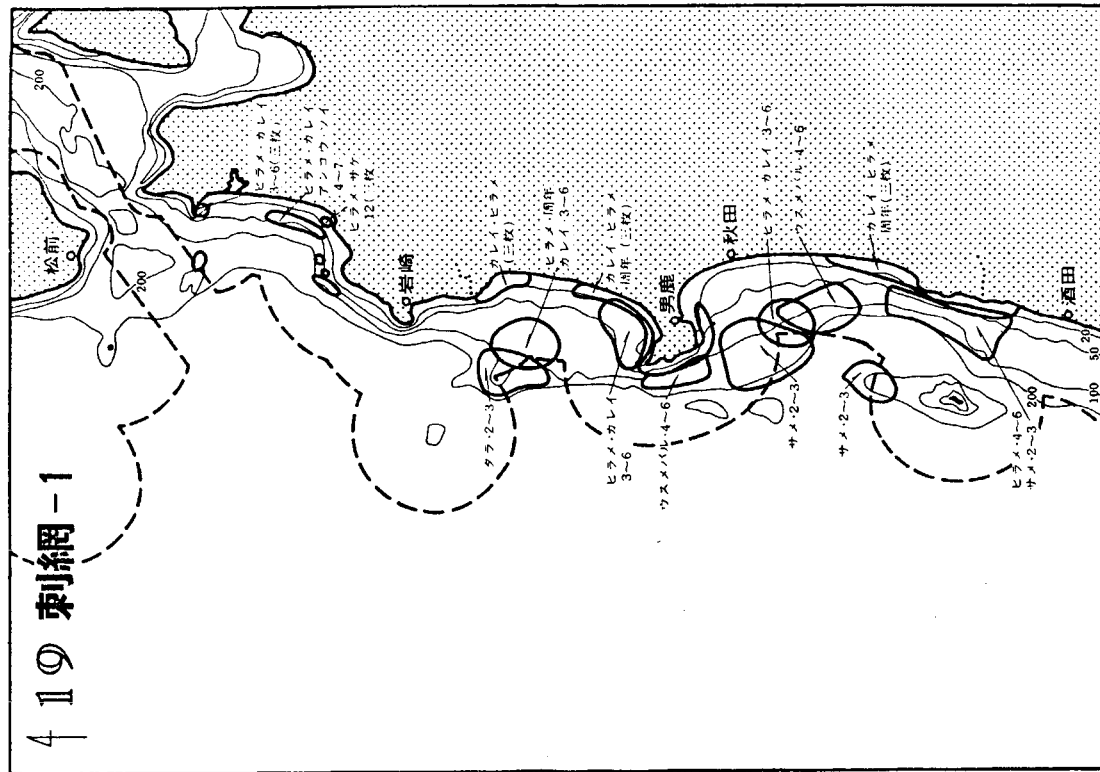
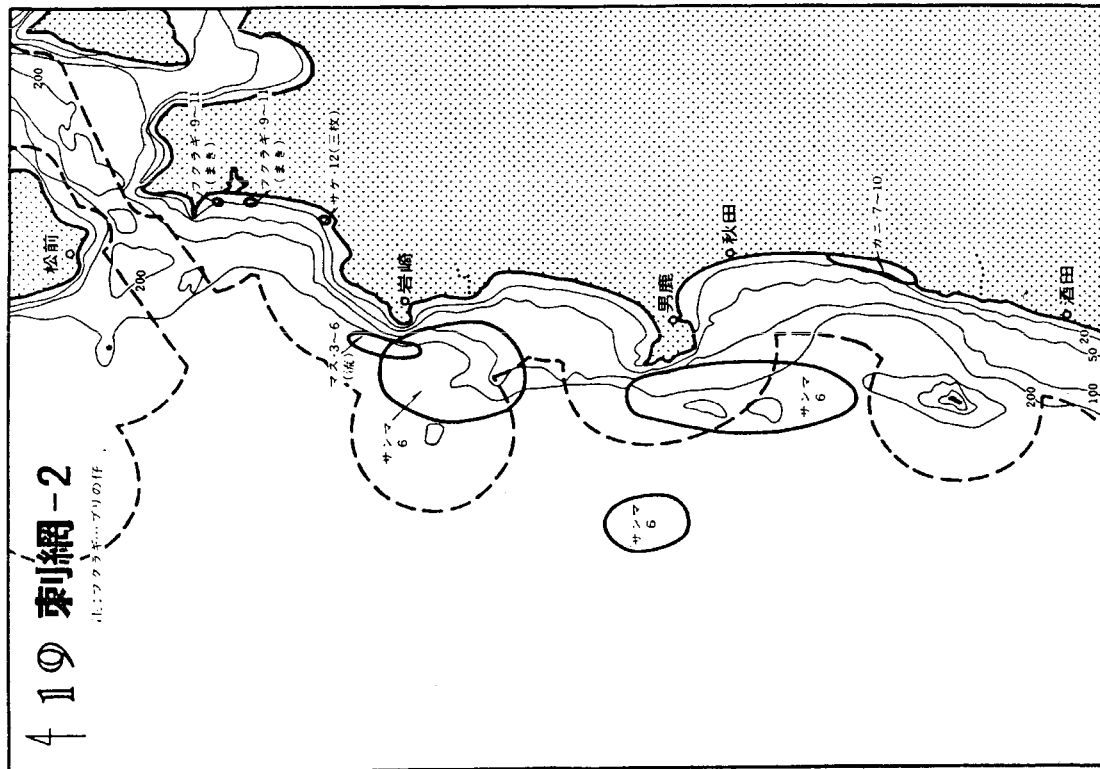
第3.4.2-7j図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



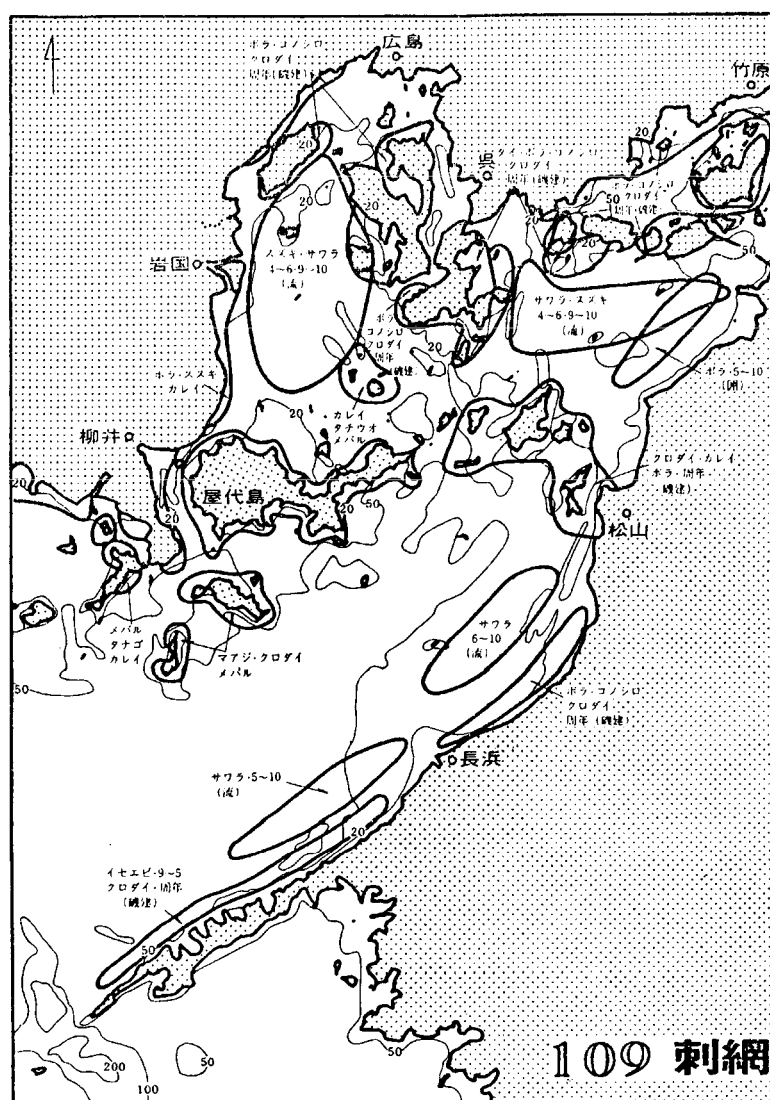
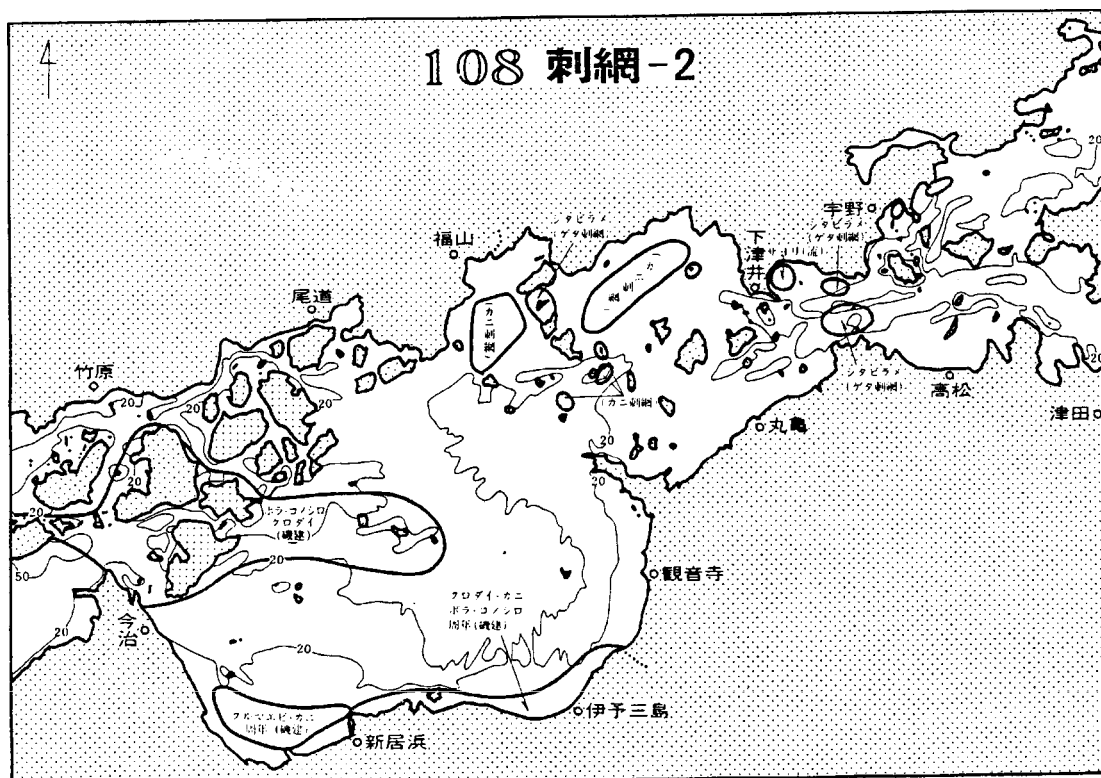
第3.4.2-7k図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



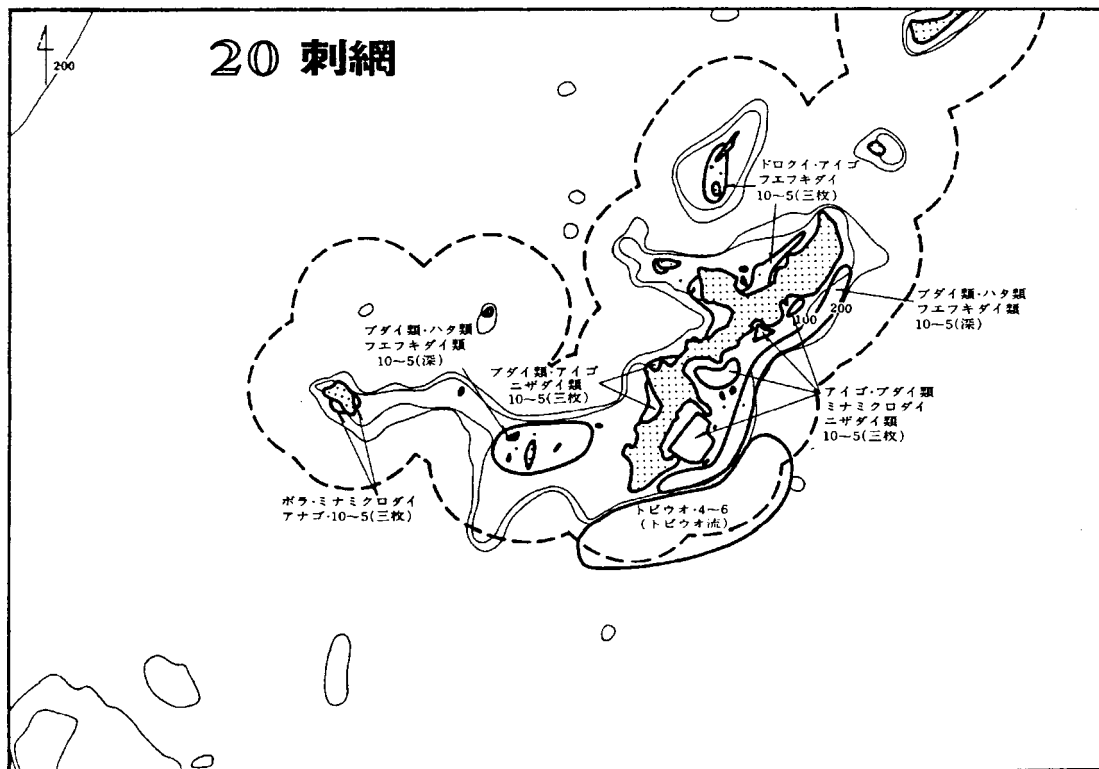
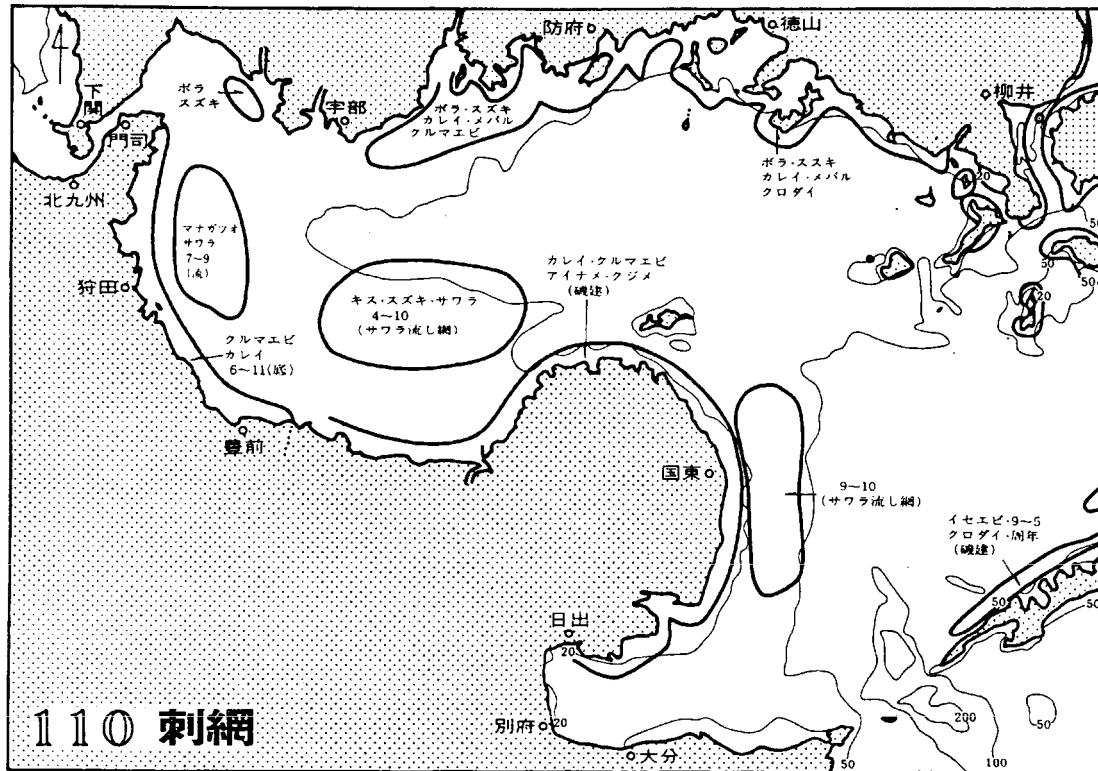
第3.4.2-7m図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室, 1977)



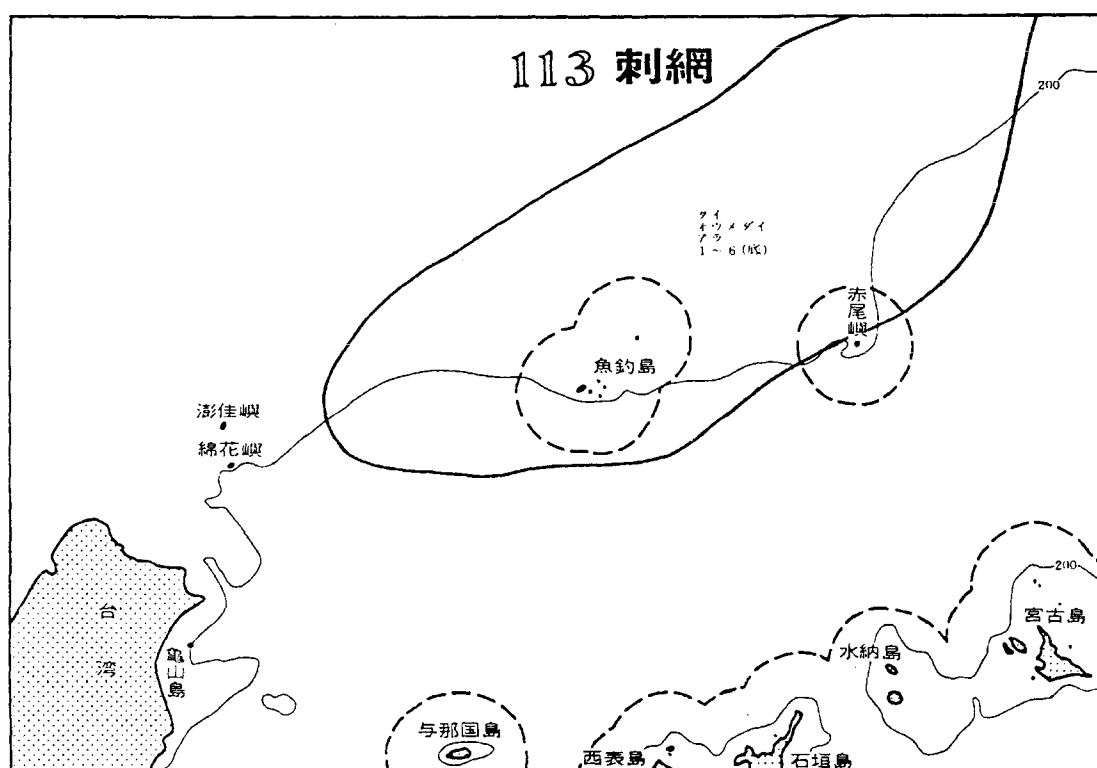
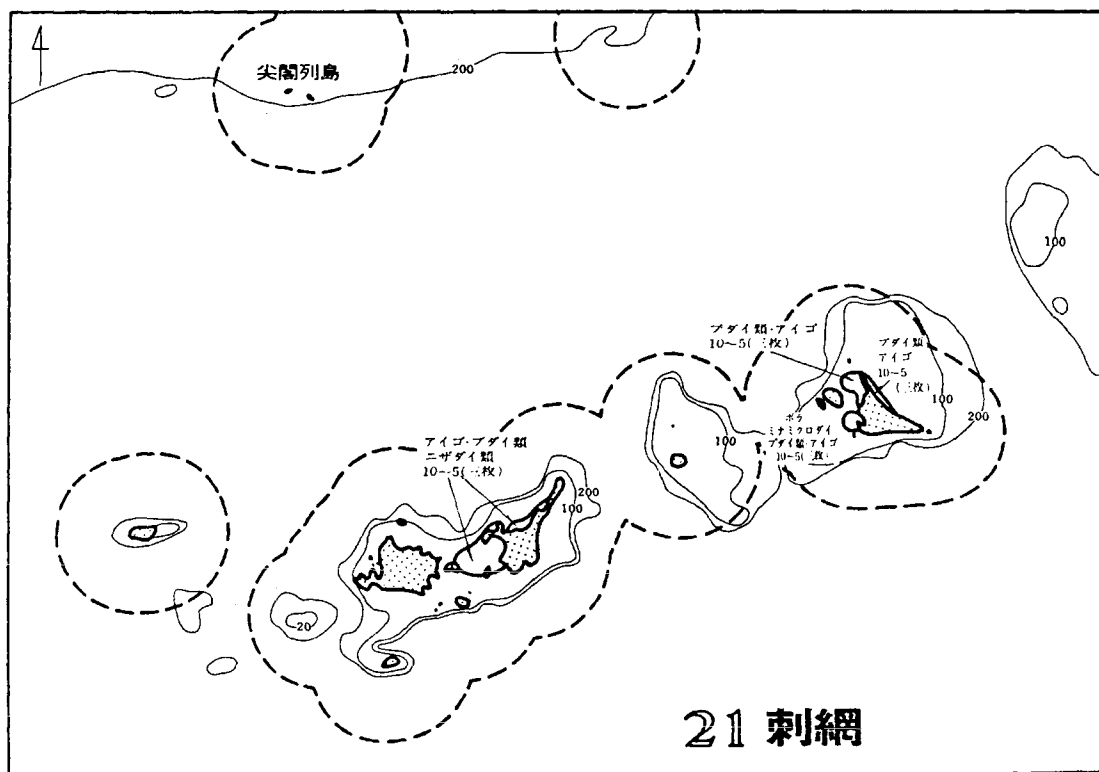
第3.4.2-7n図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室, 1977)



第3.4.2-7p図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



第3.4.2-7q図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)



第3.4.2-7r図 日本の沿岸における刺網の漁場図(全漁連沿岸漁場開発対策室,1977)

3.5 日本周辺海域における海上風の概況図の作成

将来、風車のハブ高を基準とした洋上風力発電アトラスを作成するための基本図として、本調査では海面上10mの海上風(年平均風速)の概況図を作成することとした。

3.5.1 海上風の推定方法

海上風の推定は既往調査資料に基づく解析によって推定することとした。

(1) 解析資料

a 陸域

我が国の沿岸(陸域部)における地上風の観測は、海上保安庁灯台部、建設省河川局海岸課、運輸省港湾建設局等により実施されている。後述するように、本解析で使用したこれらの風況観測データは年平均値(地上高10mの換算値)であり、これら測点別風速値は第3.5.1-1表に掲げている。なお、表中の備考欄に記載しているように、資料は長井ら(1998)によるもの以外に、灯台気候表(1981-1990)及び第一港湾建設局の観測台帳(1981-19986.1989)によっている。

b 洋上

我が国の洋上における海上風の観測は、気象庁によって5基の海洋観測ブイが設置されており(日本海に1基、東北海域に1基、太平洋に2基及び東シナ海に1基)、風向・風速、気温、気圧、波高、波の周期及び水温の諸データの実測がなされている。ただ、周辺海域には5基の海洋観測ブイが展開されているに過ぎないため、これらの情報だけでは面的な分布図は描くことができない。

そのため、海上風は気圧配置や上層の観測資料(GPV)に基づいて推定する方法によることとした。前者の気圧配置による方法は、傾度風あるいは地衡風から海上風を推定するもので、これは陸地の影響を受けない沖合の海上風は、気圧場と釣り合う傾度風(地衡風)*が海面の摩擦によって変形を受けたものであることから、850hPa(約1,000m)の気圧配置から気圧傾度を読みとって海上風を推定するものである。後者のGPV(Grid Point Value)データとは、3次元の格子点気象データであり、気象庁で実施の定常的な地上観測、高層観測のデータを客観解析と呼ばれる統計・内外挿手法によって3次元の格子上のデータに直して気象予報に用いられているものである(詳細は付属資料5)。例えば、GPVの配信データのひとつであるRSM(Regional Spectral Model)地上ファイル(海面上10m)は、毎時の観測データを基に2回/日の予測が行われており、これがファイル化されたものである。

ここではGPVデータに基づいて沖合の海上風を推定することとした。

* 傾度風は気圧傾度力、コリオリ力及び遠心力が釣り合って吹く風で、台風や顕著低気圧を除けば気圧傾度力とコリオリ力がバランスして吹く地衡風によって近似される。

(2) 解析方法

本解析において沖合ではGPVデータ、沿岸域ではGPVデータと陸域の地上風観測データを併用して海上風の年平均風速を推定することとした。

沖合域における海上風の推定は、上記のRSM地上ファイルから日本の周辺海域の任意のブロックを選定し、海面上10mの年平均風速(1996年4月1日～1997年3月31日までの1年間)を算定した。

長井ら(1998)が風況予測モデル(WASP)を用いて行った沿岸域における海上風の推定結果によれば、◎沿岸域の海上風の風速は、陸上の風況観測地点と海面の標高差に依存し、海拔の高い岬の灯台で観測された地上風は近傍の沿岸域の海上風よりも高風速であり、沿岸域には低風速域が出現すること、◎平坦な海岸部では地上風よりも海上風が低風速となる海域は出現しないこと、◎一般に、海上風は沿岸から沖合にかけて増速すること等が明らかにされている。ここでは沿岸域の海上風を長井ら(1998)の知見を踏まえ、第3.5.1-1表に示した地上高10mに換算した年平均風速と沿岸近傍のGPVデータによる年平均値(海面上10m)とを補間して推定した。

第3.5.1-1表 既往調査資料による地上高10mに換算した年平均風速

地点 No.	観測所名	緯度 (N)	経度 (E)	海拔 (m)	地上高 (m)	年平均風速 (m/s)	年平均風速(m/s) (地上高10m換算値)	備考
1	焼尻島灯台	44.4283	141.4283	39	10.9	6.8	6.7	長井ら(1998)
2	積丹岬灯台	43.3683	140.4700	115	9.8	6.9	6.9	
3	釧路港船舶	42.9667	144.3767	46	17.4	5.1	4.7	
4	襟裳岬灯台	41.9233	143.2483	63	8.1	9.6	9.9	
5	恵山岬灯台	41.8133	141.1867	35	11.5	3.3	3.2	
6	大間崎灯台	41.5517	140.9150	36	10.0	8.8	8.8	
7	尻屋崎灯台	41.4283	141.4650	46	10.0	8.1	8.1	
8	竜飛岬灯台	41.2400	140.3467	113	19.0	9.7	8.9	
9	とどヶ崎灯台	39.5433	142.0750	58	9.6	3.1	3.1	
10	金華山灯台	38.2733	141.5883	55	17.8	3.8	3.5	
11	犬吠崎灯台	35.7050	140.8717	52	17.0	6.3	5.8	
12	野島崎灯台	34.8983	139.8917	38	20.0	6.0	5.4	
13	八丈島灯台	33.0750	139.8583	96	20.0	6.0	5.4	
14	石廊崎灯台	34.6000	138.8483	60	20.0	6.1	5.5	
15	軸倉島灯台	37.8483	136.9217	12	8.9	6.1	6.2	
16	大王崎灯台	34.2733	136.9017	26	11.0	4.2	4.1	
17	潮岬灯台	33.4350	135.7567	49	19.6	4.6	4.2	
18	室戸岬灯台	33.2433	134.1783	155	21.8	6.6	5.9	
19	三度崎灯台	36.0633	132.9500	125	16.0	5.4	5.0	
20	松前方位無線	41.4200	141.0900	25	8.3	6.3	6.5	
21	足摺岬灯台	32.7200	133.0233	61	28.2	4.8	4.1	
22	見島灯台	34.7567	131.1500	81	14.4	4.6	4.4	
23	都井岬灯台	31.3633	131.3483	255	25.3	6.6	5.8	
24	若宮灯台	33.8667	129.6883	106	15.1	6.7	6.3	
25	三島灯台	34.7200	129.4467	9	16.0	7.4	6.9	
26	女島灯台	31.9883	128.3517	109	11.0	5.7	5.6	
27	弾崎灯台	38.3283	138.5167	50	7.8	6.3	6.5	
28	入道崎灯台	40.1350	139.7050	57	31.5	7.7	6.5	
29	佐多岬灯台	30.9883	130.6617	56	8.0	6.4	6.6	
30	軽ヶ岬灯台	35.7733	135.2267	148	23.3	4.9	4.3	
31	虎杖浜	42.4797	141.2500	3	13.0	2.6	2.5	
32	富浜	42.4919	142.0228	1	10.7	3.2	3.2	
33	西田沢	41.0144	140.6939	1	8.0	3.4	3.5	
34	平館	41.1472	140.6428	3	8.0	1.9	2.0	
35	関屋	37.9053	139.0050	9	17.9	5.5	5.1	
36	田中	36.9550	137.4972	5	10.0	5.0	5.0	
37	徳光	36.5417	136.5417	8	11.7	4.5	4.4	
38	清原	35.1094	138.5850	8	16.7	3.4	3.2	
39	駿河	34.7631	138.2606	5	15.7	3.4	3.2	
40	城南	35.0253	136.7111	5	17.5	4.4	4.1	
41	江井ヶ島	34.6708	134.9125	3	10.0	3.4	3.4	
42	浜坂	35.5461	134.2017	0	7.5	3.6	3.8	
43	西園	35.3667	132.6783	9	15.5	4.2	3.9	
44	江津	35.0225	132.2347	5	11.0	4.1	4.0	
45	住吉	33.5172	133.7636	61	9.0	1.7	1.7	
46	竹崎	32.9536	130.2319	29	12.0	1.6	1.6	
47	タワー総合	33.0764	130.3008	5	12.0	4.5	4.4	
48	秋田港	39.7333	140.0167	13.5	10.0	8.3	8.3	観測台帳 (第一港湾建設局) (1981-86,1989)
49	酒井港北港区	38.9450	139.8050	15.7	14.3	4.9	4.7	
50	新潟東港	37.9667	139.1667	35.0	11.3	3.6	3.5	
51	新潟西港	37.9333	139.0867	18.0	15.6	5.0	4.7	
52	伏木富山港(新湊)	36.7717	137.1083	10.9	10.0	3.0	3.0	
53	七尾港(太田地区)	37.0433	136.9600	60.0	10.0	3.0	3.0	
54	輪島港	37.3917	136.4283	60.0	10.0	4.5	4.5	
55	金沢港	36.6083	136.5750	19.5	14.0	3.9	3.7	
56	福井港	36.2000	136.1167	43.5	21.7	5.3	4.7	
57	敦賀港	35.6567	136.0667	14.8	11.8	3.2	3.1	
58	佐田岬灯台	33.3333	132.0167	31.6	10.5	6.9	6.9	灯台気候表 (1981-90)
59	土佐沖ヶ島灯台	32.7000	132.5500	161.1	11.0	6.2	6.1	
60	釣掛崎灯台	31.6167	129.6833	132.9	12.4	3.6	3.5	
61	青苗灯台	42.0500	139.4500	15.7	16.5	7.4	6.9	

3.5.2 日本周辺海域における海上風の概況図

日本周辺海域を対象として、海面上10mにおける約270mメッシュの海上風(年平均風速)の概況図を作成した。第3.5.2-1図に日本周辺海域の全域における海上風を示すとともに、第3.5.2-2図に日本を5つに分割してブロック別海上風の概況図を掲載した。

本図から海上風の比較的強勢(5m/s以上)な沿岸域は、以下に掲げる海域が抽出され、これらの海域は風速条件から有望な洋上風力発電の海域であることが示唆された。

北海道西岸海域、
東北の太平洋側海域(下北半島)、
東北の日本海側海域(青森県、秋田県、山形県)、
本州中部の太平洋側海域(房総半島南部、伊豆半島南部、御前崎付近)、
豊後水道東岸海域、
玄界灘海域、
九州西部海域、
鹿児島南部海域(種子島、屋久島を含む)、
南西諸島海域、
その他の離島海域

3.6 今後の課題

新エネルギー、とりわけ風力発電は、エネルギーセキュリティーの確保に加え、近年の地球環境問題の意識が高まってきたことから、欧米を中心としてその積極的な導入・普及が図られており、世界の風力発電導入量は10,153MW(1998年末現在)となっている。その内、洋上風力発電の導入量は26.3MWと、現状では全体のわずか0.3%に過ぎない。ただ、人口が過密で環境影響に問題があり、陸上における風車の大規模導入は望めないデンマーク、オランダを中心として、今後、積極的な洋上風力発電の導入が計画されているところである。

翻って、我が国においても風力発電の導入は近年急速に増加し、導入量は1998年末で約30MW(NEDO資料)に達しているものの、洋上風力発電は現在のところ皆無である。我が国において風力発電の一層の導入促進を図るには、建設コスト低減に結びつく風力発電の集中型風力プラント(ウインドファーム型の大規模導入)の導入が期待されるものの、強風域は地形の急峻な山岳部や岬等、乱流強度の大きいサイトであったり、また、当該域は送配電線や道路の未整備な箇所が多いため、現状において風力発電の大規模導入を数多く設けることは、難しい問題が内包されている。

一方、海上風は乱流強度も小さく、風も強勢であるため、洋上は風力発電にとって有望なサイトと認識されており、実際、本年度の海上風の解析結果からも我が国の沿岸域に強風域の存在することが明らかになった。ただ、洋上風力発電システムは、陸上のそれに比較して建設コストは割高であるけれども、洋上発電は騒音、TV電波障害等の環境問題や建設のためのアクセス等の整備に関わる諸費用が抑制される利点や今後、風力発電の技術革新による建設コストの低減を勘案すれば、我が国においても洋上風力発電システムの立地の可能性は高いと考えられる。

そのため我が国においても洋上風力発電システムの導入を目標とした事前の詳細検討を今から準備しておくことが肝要で、具体的な検討課題としては「洋上風力発電アトラスの作成」、「洋上風力発電システム建設に係る検討項目の詳細把握」と「環境影響評価手法の開発」等があげられる。つまり、今後の解析項目として、「風車のハブ高を基準とした洋上風力発電アトラスの作成」とともに、自然・社会条件を踏まえた「洋上風力発電導入可能海域の特定」と、それに基づく「洋上風力発電導入可能量の算定」があげられるとともに、景観・生態系(鳥類、魚介類)を中心とする「環境影響評価手法の開発」が考えられる。

3.7 参考文献

Anderson Per Dannemand(ed.)(1988):Wind power in Denmark Technology, Policies and Results. Energistyrelsen,26pp.

Aubrey Crispin(1997a):Project Profile : Tun ø Knob.Wind Directions April,12-14.

Aubrey Crispin(ed.)(1997b):Sweden : Offshore schme cuts costs.Wind Directions April,7.

- Barthelmie, R.J., M.S.Courtney, J.Hojstrup, and S.E.Larsen(1996): Meteorological aspects of offshore wind energy: Observations from the Vindeby wind farm. *J. Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 62, 191-211.
- Botta G, Ciancio E, Grego G, and Leotta A.(1994): Assessment of Italian Off-Shore Wind Resources. EUROPEAN SEMINAR OFFSHORE WIND ENERGY IN MEDITERRANEAN AND OTHER EUROPEAN SEAS: Technology and potential applications 24-25 February 1994 ROME-ITALY, 134-143.
- BTM Consult(1998): International Wind Energy Development. World Market Update 1997 Forecast 1998-2002. 66pp.
- BTM Consult(1999): International Wind Energy Development. World Market Update 1998 Forecast 1999-2003. 65pp.
- Canter William(ed.)(1990): Construction begins on first offshore windfarm. *Windstats Newsletter* 3(3), 1-2.
- Canter William(ed.)(1999): Offshore Tower Height. *Windstats Newsletter* 12(1), 2-3.
- Cockerill, T.T.(1998): User Guide OWECS Cost Model. Opti-OWECS Final Report volume 5, EU Joule III Project JOR3-CT95-0087, 44pp.
- Cockerill, T.T., R.Harrison, M.Kuhn, and G.J.W. van Bussel,(1998): Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites. Opti-OWECS Final Report volume 3, EU Joule III Project JOR3-CT95-0087, 62pp.
- Crispin Aubrey(1997): Sweden: Offshore Scheme Cuts Costs. *Wind Directions* April, 7.
- Danish Wind Turbine Manufacturers Association(1998): Offshore Tour. web page.
- Dyre Kim(1992): Experiences from Vindeby off-shore windfarm. *Windstats Newsletter*, 5(4), 1-3.
- Ferguson, M.C., M.Kuhn, G.J.W. van Bussel, W.A.A.M. Bierbooms, T.T.Cockerill, B.Goransson, L.A.Harland, J.H.Vujs, and R.Hes(1998): A Typical Design Solution for an Offshore Wind Energy Conversion Systems. Opti-OWECS Final Report volume 4, EU Joule III Project JOR3-CT95-0087, 248pp.
- Fioravanti Marc(1999): Wind Power Versus Plutonium: An Examination of Wind Energy Potential and a comparison of Offshore Wind Energy to Plutonium Use in Japan. Institute for energy and environmental research, 61pp.
- Frandsen S., and C.J.Christensen(1994): Videby offshore wind farm-fatigue loads. Contributions from the Department of Meteorology and Wind Energy to the EWEC94 Conference in Thessaloniki, Greece. Larsen Gunner C.(ed.): Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, 107-111.
- Fuglsang, Peter, and Kenneth Thomsen(1998): Cost optimization of wind turbines for large-scale offshore wind farms. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, February, Riso-R-1000(EN), 30pp.
- Gunner C. Larsen(1995): Contributions from the Department of Meteorology and Wind Energy to the EWEC94 Conference in Thessaloniki, Greece. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, 12-16, 100-111.
- Harrison, L., S.Knight, and T.Möller(1998): Cyclone winds exceeded survival margins. *Windpower Monthly*, 14(9), 20-21.

磯崎 一郎(1990):日本周辺海域の波浪について. 続・日本全国沿岸海洋誌, 日本海洋学会 沿岸海洋研究会部会編, 東海大学出版会, 170-194.

Knight Sara(1998):Megawatt turbines for huge port.Windpower Monthly June,26-27.

Knoppers Rijkert(1993):Dutch Plan for 200MW of North Sea Wind Power.Wind Stats Newsletter 6(2),1-2.

国立公園協会編(1984):自然公園の手びき .210pp.

Krohn S(1998):Offshore wind energy: Full speed ahead. Danish Wind Turbine Manufactures Association web page.

Kühn.M, and W.A.A.M Bierbooms(1996):Structural and Economic Optimization of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters(Opti-OWECS): Overview and REsults of the First Phase. Proceedings of the European Wind Energy Conference 1996, Goteborg, Sweden,20-24 May.

Kühn.M, T. Pauling, and S. Köhler(1996):Cost analysis and optimization of offshore wind farms.'96 EUWEC,134-137.

Kühn.M,W.A.A.M. Bierbooms,G.J.W. van Bussel, M.C. Ferguson,B. Göransson,T.T.Cockerill, R.Harrison,L.A.Harland,J.H.Vugts,and R.Wiecherink(1998a): Structural and Economic Optimization of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters Executive Summary.Opti-OWECS Final Report volume 0, EU Joule III Project JOR3-CT95-0087,41pp.

Kuhn.M,W.A.A.M. Bierbooms,G.J.W. van Bussel, M.C. Ferguson,B. Göransson,T.T.Cockerill, L.A.Harland,and J.H.Vugts(1998b):Integrated Design Methodology for Offshore Wind Energy Conversion Systems.Opti-OWECS Final Report volume 1, EU Joule III Project JOR3-CT95-0087,66pp.

Kühn.M,G.J.W. van Bussel, C.Schontag, T.T.Cockerill,R.Harrison, L.A.Harland,and J.H.Vugts (1998c):Methods Assisting the Design of Offshore Wind Energy Conversion Systems.Opti-OWECS Final Report volume 2, EU Joule III Project JOR3-CT95-0087,222pp.

Lindley David(ed.)(1996):Offshore wind energy in Europe-The wave ahead. Wind Directions January,10-12.

Madsen Birger T.(1995):Promises and limitations of offshore wind farms.Windstats Newsletter 8(3),4-6.

Madsen, Birger T(1999): 4000MW of offshore wind power by 2030. Windstats Newslwtter,10(3),1-3.

Madsen, Birger T(1997): A millennium strategy: How to reach 40,000 MW by 2010. Wind Directions,March,4-7.

Madsen Peter Stenvald(1996): Tun ø Knob Offshore Wind Farm.'96 EUWEC,4-7.

Madsen Peter Stenvald and Henning Grastrup(1998):First large scale offshore wind farms in Denmark. Power-Gen Europe,11pp.

Massy Janice(1997):Contracts spread across many players.Windpower Monthly April,39-41.

Martin Niall(1997a):Plans for huge offshore project.Windpower monthly April,21.

Martin Niall(1997b):Offshore plans for 10000MW Greenpeace picks up the wind banner.Windpower Monthly July,22-24.

- Martin Niall(1998):One hundred megawatt offshore.Windpower Monthly January,38-39.
- Matthies,H.G., C.Nath, T.E.Schellin, A.D.Garrad, M.A.Wastling, D.C.Quarton, J.Wei, M,Scherweit, and T.Siebers(1995): Studu of Offshore Wind Energy in the EC. JOULE I (JOUR 0072). Verlag Natürliche Energie,272pp.
- Midtkraft(1997):Tunø Knob Offshore Windfarm.6pp.
- Milborrow David(1996): Offshore wind plans and developments. Windstats Newsletter,9(4),1-3.
- Möller Torgny(1997):Overseas developers moving in utilities identify five offshore sites.Windpower Monthly July,24-25.
- 長井 浩,牛山 泉,上野康男(1998):日本の海岸線における風況と発電量. 第20回記念 国際風力エネルギー利用シンポジウム 日本風力エネルギー協会、日本科学技術振興財団,168-171.
- Nath C(1999):Wind Energy. web page.
- Petersen,E.L.(1992):Wind resources of Europe(the offshore and coastal resources). *In* Proceedings of the Conference "The Potential of Windfarms",Herning.8-10.
- 日本電気工業会(1998):平成9年度 通商産業省工業技術院委託 新発電システムの標準化に関する調査研究 成果報告書. 第2部, 85-193.
- PowerGen(1998): PowerGen invest £ 35 million in wind. GTI web page.
- Ranji Raj and Patricia Weis-Taylor(1998): IEA Wind energy annual report 1997. International Energy Agency(IEA) Executive Committee for the Implementing Agreement for CO-operation in the Research and Development of Winr Turbine Systems September 1998,175pp.
- Ronsten Göran, Sten Dahlman, Hans Ganander, Hjalmar Johansson, Reidar Lindström, and Sven-Erik Thor(1999): Instrumentation and initial evaluation of the 2.5 MW Bockstigen off-shore wind farm. '99 EUWEC,1-4.
- Still David(1998): Offshore offshore the sea`s the limit. Wind Directions October,19.
- The Offshore Wind-Farm Working Group of the Electricity Companies and the Danish Energy Agency(1997):Action plan for offshore wind farms in Danish waters.39pp.
- van Bussel G.J.W., and Chr.Schöntag(1996):Operation and maintenance aspects of large offshore windfarms.'96 EUWEC,1-4.
- Wizelius Tore(1997):Ten wind plants off Swedish coast.Windpower Monthly October,31-34.
- 全漁連沿岸漁場開発対策室(1977):日本近海漁場図.234pp.

付 属 資 料

付属資料 1

海外出張報告

海外出張報告

1 目的

海外における洋上風力発電に関する技術情報の収集及び設置に関わる情報等についてヒアリング及び現地視察を行うことを目的とする。

2 参加者

NEDO 導入促進部	河面 英則
千代田デイムス・アンド・ムーア（株）	中尾 徹
千代田デイムス・アンド・ムーア（株）	長倉 のり子

3 日程・概要

月 日	国 名	スケジュール等
1999年 2月21日	日 本 成 田 Billund	移 動（成田 → Amsterdam → Billund）
2月22日	デンマーク Billund	BTM Consult Aps社 ヒアリング Vestas社 ヒアリング Tun ø Knob 洋上ウインドファーム視
2月23日	Arhus	Bonus社 ヒアリング
2月24日	Arhus / Copenhagen	移 動（Arhus → Copenhagen） エネルギー省 データ収集
2月25日	オランダ Copenhagen / Amsterdam	移 動（Copenhagen → ECN Solar & Wind energy社 ヒアリング
2月26日	Amsterdam	Greenpeace International 資料収 移 動（Amsterdam → 成田）
2月27日	日 本 成 田	移 動（Amsterdam → 成田）

4 調査先・調査内容

洋上風力発電の先進国であるデンマーク及びオランダの研究機関、風車メーカー等を訪問し、洋上風力発電の現状と近年の発展及び設置に関わる問題点に関して、担当者から直接的な聞き取り調査を行った。

<デンマーク>

- BTM Consult Aps社（2月22日、Tarm市）：民間コンサルタント会社

Birger T. Madsen 氏、Per Krogsgaard 氏

- Vestas社（2月22日、Tarm市）：風車メーカー（Tuno knob 洋上ウインドファームに導入）

Egon V. Poulsen 氏、Christian F. Rasmussen 氏、Olav Pedersen 氏

- Bonus社（2月23日、Brande市）：風車メーカー（Vindeby 洋上ウインドファームに導入）

Carsten Kelter-Wesenberg氏

- エネルギー省（2月24日、Copenhagen市）

<オランダ>

- ECN Solar & Wind energy社（2月25日、Petten市）：民間の研究機関

ir.L.G.J.Janssen氏

- Greenpeace International（2月26日、Amsterdam市）

ヒアリング調査内容として主なものは次の以下の通りである。

◎洋上ウインドファームの現状と将来展望

◎洋上ウインドファームの技術課題

- ・建設可能な水深と底質
- ・建設コスト
- ・発電機の建設方法
- ・固定型と浮揚型タワーの構造の違い
- ・塩害対策
- ・送電方法
- ・オペレーション&メンテナンス方法
- ・洋上風力発電がもたらす問題
- ・洋上風力発電の固有のトラブル

◎自然環境条件及び社会環境条件

- ・ 洋上風力発電と自然環境との調和について
- ・ 設置地点の選定条件
- ・ 海岸付近の住民と漁業者に対する理解方法

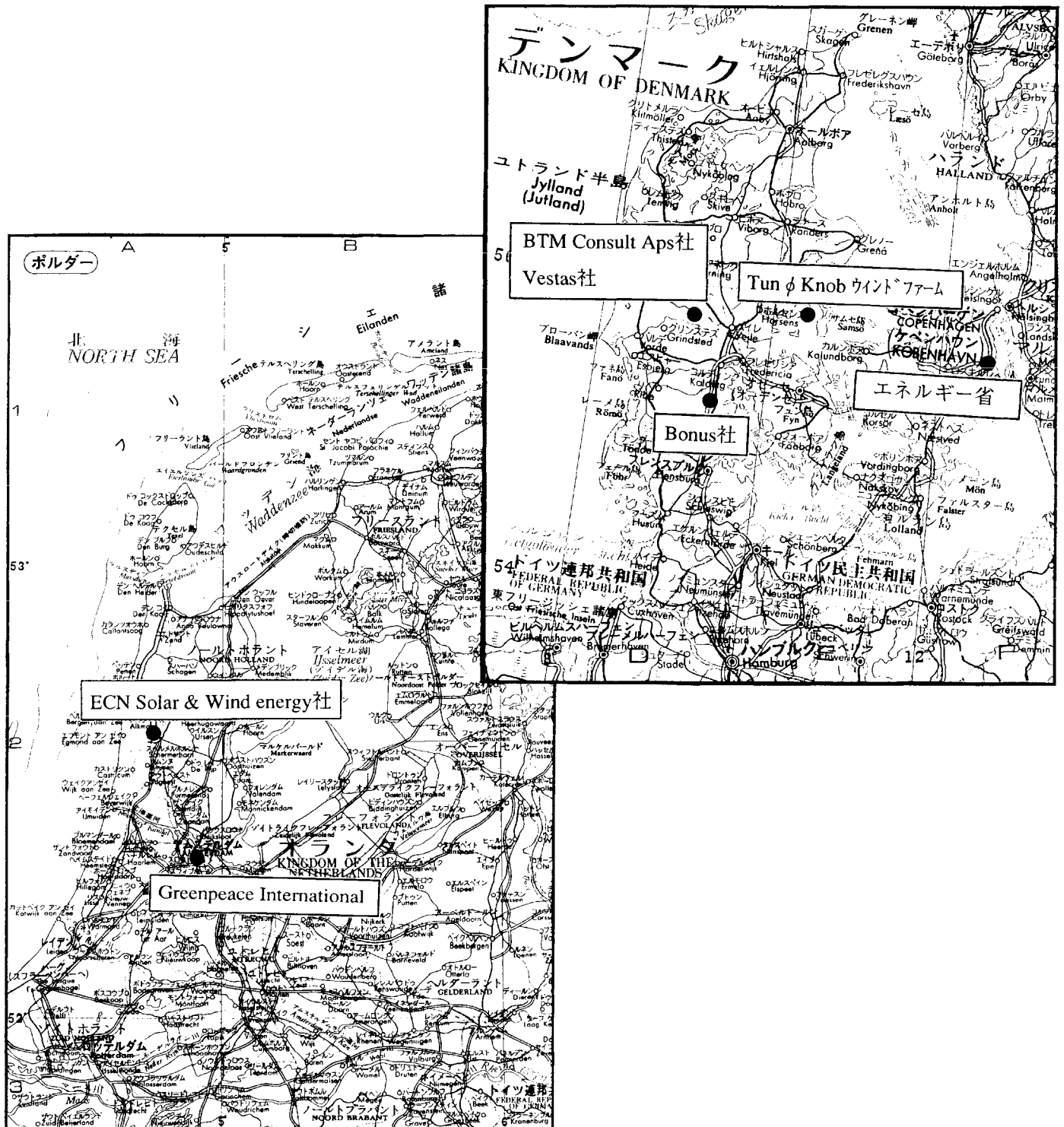


図4-1 訪問先、Tun & Knobの場所

5 ヒアリング調査結果

5.1 BTM Consult Aps社

現在の洋上風力サイトであるEbeltoftサイトでは10～11機設置されている。

売電価格は0.60dkr/1kWh（約10cent/1kWh）で、メンテナンスについては、冬季は必要はなく、年間では3～4回行われているとのことであった。

また、輸送手段としては、風車機種が大規模なため陸上より洋上を利用する方が容易であるとのことであった。

系統連系については現在、特に問題はないとのことであった。

風車の色は景観等の問題もあることから、ケースによって異なっている。魚類、鳥類に対する影響については、洋上風力発電は風車の基礎部分が魚礁になり、魚が集まってくることから、特に魚介類への問題はなく、鳥類についてはブレードにぶつかることもたまにあるが、ほとんど問題ないとのことである。

5.2 Vestas社

Tunø Knob洋上ウィンドファームはVestas社のV39-500kWが10機設置されており、この機種は直径36m、カットイン4m/s、カットアウト25m/sのピッチコントロールの風車である。基礎はコンクリートで、重さ28.5tで、系統連系は高圧のネットワークで行われており、ダンプロードは行っていない。Tunø Knob洋上ウィンドファームにかかったコストは760万クローネ（約116万ドル）で、そのうち風車コストが約40%で、基礎部の費用は約24%であった。これは、陸上の場合、風車コストが約84%に対し基礎部が約4%であるのに比べて、洋上では基礎部のコストが大きな割合を占めていた。Tunø Knobサイトの風車は上述のようにピッチ制御で、Vindebyサイトの風車はストール制御であることから、Tunø Knobサイトの方が良いとのことであった。景観問題を考慮して、風車はグレーにしている。

5.3 Bonus社

Bonus社はデンマークでNo.3に位置する風車メーカーであり、1991年にVindebyサイトに450kW11機を設置した。このサイトは水深5～8mで、船の行き来が少ないので洋上には都合がよい場所である。

特に基礎や系統連系のコスト高が大きな問題となっている。

腐食に関しては、ice、waveの問題があり、現在の腐食対策では、システム内ではエアークリーニングを行うこと、ローターについてはファイバークラスを使用することで対応しているとのことであった。

Vindebyサイトでのメンテナンスは年2回行われている。

風車の建設にあたって、風況シミュレーションでの検討は行っていないとのことであった。洋上では、風況が良いのは分かりきっていることからシミュレーションを行う必要

は無いとのことであった。

デンマーク政府の将来計画は主に、洋上発電が考えられていて、2030年までに洋上に4000MW導入する予定となっている。

5.4 洋上風力発電のサイト見学

デンマークの洋上風力発電所の1つであるTunø Knobのサイトを船で見学した。この洋上発電所は、陸から5km離れた場所にあり、水深は7～8mで遠浅の海である。見学した時は、風速10m/s程度あったようで、風車は良く回っていた。しかし、波高は意外に小さく船もそれほどゆれなかった。

メンテナンスは2回/年実施しているとのこと、これまで大きなトラブルは経験していないとのこと。

5.5 ECN Solar & Wind energy社

ECN Solar & Wind energy社では風力関連は30人で研究を行っている。現在、オランダではLeyサイトで洋上風力発電が行われており、また、Drontenサイトではoff shoreではないが、護岸から10m程度離れた所に風車が建設されている。ここの洋上風力発電は水深1～2mの深さである。

オランダの洋上風力発電サイトは工場地帯近くの沖合に建設されており、電力はこの工場地帯に送られている。

技術面では、monopileタイプは水深30mでも設置可能であるが、タワーが海底に埋められる分だけ長くなることから、従来使われているクレーンよりも高いものを用いる必要がある。メンテナンスは年に1回程度で、腐食に関しては特に発電機に関してエアー等の特有な設計を行っているとのことであった。

6 ヒアリング調査のまとめ

6.1 デンマーク、オランダにおける洋上風力発電の状況

(1) デンマーク

デンマークには、既設の洋上風力発電所が下記の2ヶ所にあり、今後の洋上風力発電は、5ヶ所計画されている。具体的にこれらの計画がいつ実行されるかは未定であるが、今は設置に向けてのフィージビリティ・スタディー中であり、鳥類や魚類などの自然環境問題に対する調査も2年間実施されている。また、洋上風力発電を設置した場合の景観写真から、配列の検討や地域住民等への説得材料としても使用している。

場 所	設置年度	容 量	メーカー
Vindeby	1991年	450kW×11基=4,950kW	Bonus
Tunø Knob	1995年	500kW×10基=5,000kW	Vestas

(2) オランダ

オランダでは、現在までの風力発電導入規模は500MW以下であるが、2000年には1000MWにする予定である。この増加分のかなりの割合を洋上風力でまかなう計画となっている。

また、オランダには、既設の洋上風力発電所が下記の2箇所にある。

場 所	既設年度	容 量	メーカー
Lely	1994年	500kW×4基=2,000kW	NedWind
Dronten	1996年	600kW×19基=11,400kW	Nordtank

今後の計画として、北海の洋上に3ヶ所が計画されているが、このウインドファームは陸上のユーティリティとをDCリンクで結ばれる計画である。

実施時期は未定であるが、当初は1～2MW機を設置し、100MW程度のウインドファームのテストプラントとする予定である。

6.2 洋上風力発電の問題点と対応策

洋上風力発電の設置における技術的、社会的問題点と対応策をまとめると下記のとおりである。

(1) 洋上風力発電の設置場所

洋上風力を設置する場所として下記の点を考慮する必要がある。

◎陸地による風の影響を少なくするため、沿岸から数キロメートル離す必要がある(陸や島の影響は沿岸から20kmまで及ぶとする文献がある)。

◎水深20～30mまでは設置可能であるが、ケーソン工法による設置工事の経済性を考えると10m程度が適切。

(2) 洋上風力発電の設置の設置コスト

洋上風力発電の設置コストは、基礎、タワー、発電機等を洋上に適した設計をしていることから、陸上と比較して約2倍程度高くなっている。また、「基礎」と「系統連系(海底ケーブル布設)」費用の占める割合が高く、両費用で総費用の約半分に達している。しかし、洋上は風況が良いため、発電量が多く得られるとのことであった。なお、ヨーロッパでのオフ・ショア建設コストと日本のオン・ショア建設コストはほぼ同等と思われる。

(3) 洋上風力発電機器の特徴

洋上風力発電に使用する風車は、本質的に陸上に設置の風車と変わらないが、いくつかの点で仕様を洋上に適応するような設計を行っている。

◎洋上の方が陸上よりも好風況なため、風車の定格回転数を陸上用よりも上げ

ている（洋上では、約10%風速が強く、エネルギー的には30%増加する）。

◎タワーの高さは、高度による風速の変化が小さいことから陸上のものより低くしている（1.5MW機のハブ高は陸上では60～80mであるが、洋上では55mとする計画となっている。）

◎塩害対策のため、耐塩触性のペイントの使用、電気防食法を採用している。
また、密封構造としている。

◎トランス、スイッチギア類をタワーの中に内蔵している。

◎ナセル内をヒーティングしている。

◎ナセル内にクレーンを装着している。

◎景観対策として塗装はグレー(US NAVY仕様)としてある。

◎沿岸から距離がある場合は、直流送電がベターである。

（4）コストの低減方策

洋上風力発電で、コストのウエイトが大きい基礎工事として、図6.2-1に示す方法が考えられるが、コストの一番安くなるのは、モノポール方式である。

洋上風力発電システムの建設コストの低減方策を以下に掲げる。

◎風車の大型化(1.5～1.65MW)。これは以下の理由で基礎や系統連系、メンテナンス費用の低減に繋がるものである。

- ・基礎の大きさや費用は風車の大きさとは比例しないため、大型風車の方が発電単価が安くなること。
- ・ウインドファームの設備容量が決まっている場合、大型風車の方が系統連系設備数が少なくてすむこと。
- ・船で見て回らなければならないユニットの数が少ない大型風車の方が、メンテナンス費用は安価ですむこと。

◎洋上における海底ケーブルの布設費用は150MWも10MWも変わらないため、大規模洋上風力発電の方が経済的で、洋上風力発電システムの最適規模は120～150MWと考えられている。

◎前述の洋上風力発電で建設コストのウエイトが大きい基礎工事は、ケーソン工法であったが、基礎に係る各種工法の中でコストの最も安価な工法はモノポール方式である。

◎陸上の風車は3枚ブレードがほとんどであるが、洋上では2枚ブレードにすると設置が簡単になり、コストの低減に結びつく。

◎ナセル内のクレーンの装着は故障時に活用できるため、クレーン船の回航が不要となり、コスト低減に結びつく。

(5) メンテナンス

デンマークでは、既設の洋上風力発電システムのメンテナンス回数は1～2回/年(1回あたり5～6日)実施している。これは陸上設置の場合と変わらないとのことである。なお、洋上風力発電システムの場合のほうが、風の乱流強度が小さいためメンテナンス頻度が少なく済むとの意見もあった。

オランダで将来計画されている洋上風力発電システムは沖合いに設置する計画のためか、洋上風力発電システムの発電単価に対するメンテナンス費用の占める割合は高く約20%と試算されている。

(6) 環境影響評価

洋上風力発電システムの環境に与える要因としては次のような項目があげられる。

・景観　・生態系(海洋生物、鳥類)、・漁業活動、・漁船レーダ等

ただ、これまでの検討結果はいずれの項目に対しても影響はないと評価されている。

付属資料 2

TUNØ KNOB 洋上風力発電施設の写真集

付属資料 3

デンマークにおける洋上風力発電に関するシナリオ

デンマーク洋上風力発電に対する行動計画のシナリオ

Year	Development ** MW	Accumulated *** MW	Name of site	Supply of MW to	
				ELSAM's system	ELKRAFT's system
2000	40	50	Middelgrunden *		40
2001	150	200	Horns Rev 1 *	150	
2002	150	350	Rødsand 1 *		150
2003	150	500	Læsø 1 *	150	
2004	150	650	Omø 1 *		150
2005	150	800	Horns Rev 2	150	
2006	150	950	Gedser 1 *		150
2007	150	1100	Læsø 2	150	
2008	150	1250	Rødsand 2		150
2009	150	1400	Horns Rev 3	150	
2010	150	1550	Omø 2		150
2011	150	1700	Læsø 3	150	
2012	150	1850	Rødsand 3		150
2013	150	2000	Horns Rev 4	150	
2014	150	2150	Rødsand 4		150
2015	150	2300	Læsø 4	150	
2016	150	2450	Not decided		
2017	150	2600	Not decided		
2018	150	2750	Not decided		
2019	150	2900	Not decided		
2020	150	3050	Not decided		
2021	150	3200	Not decided		
2022	150	3350	Not decided		
2023	150	3500	Not decided		
2024	150	3650	Not decided		
2025	150	3800	Not decided		
2026	150	3950	Not decided		
2027	150	4100	Not decided		
2028					
2029					
2030					

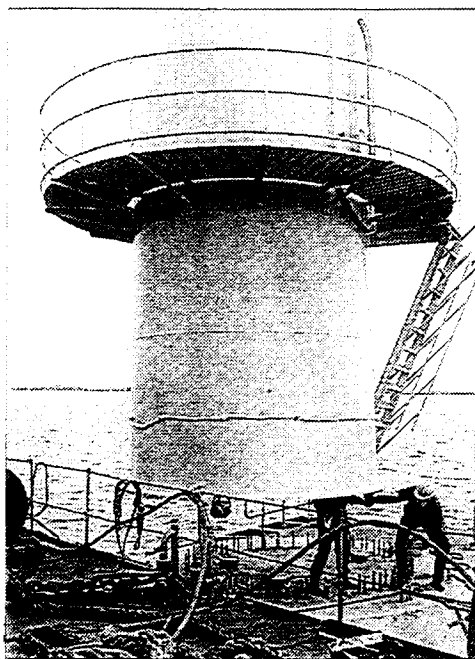
* これらの年次計画は承認されている。

** ウインドファームの規模は100～150MWで変化する場合がある。

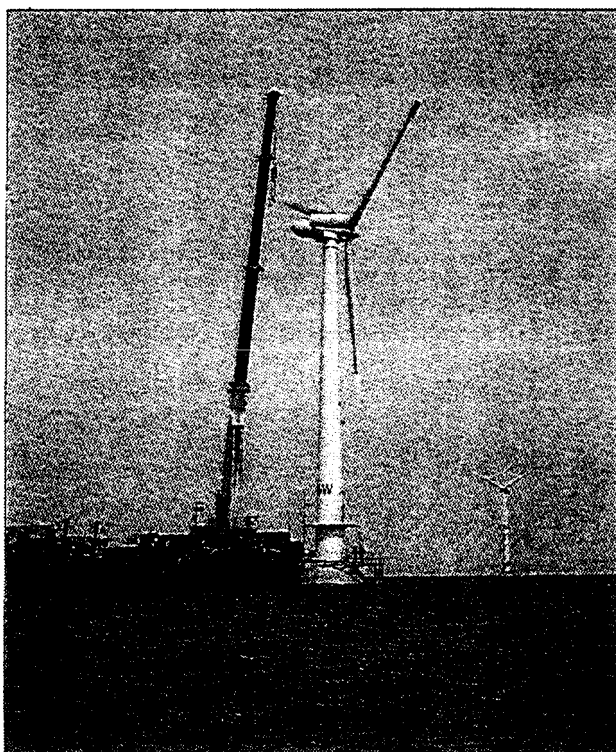
*** VIndebyとTuno Knob洋上風力発電の10MWを含む。

付属資料 4

洋上風力発電施設の設置手順(VINDEBY)



箱形ケーソンと風車の接続状況



風車の設置完了状況

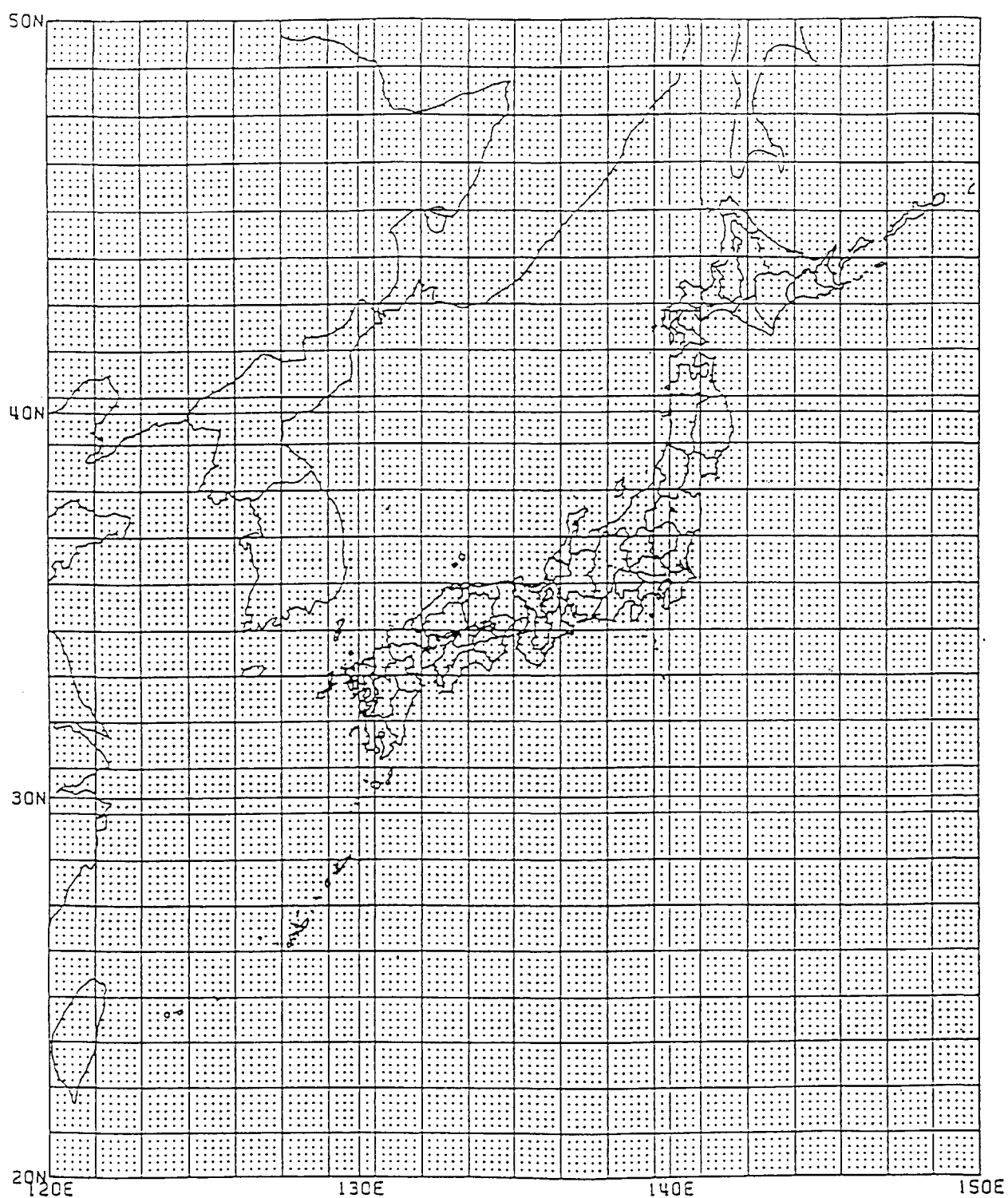
付属資料 5

GPVデータに関する資料

第1表 新COSMETSから配信する数値予報GPV

種 類	要 素	格子間隔	単位の格子数	予報時間	時間間隔	回数/日
R S M上層	Ps[sfc] Z,U,V,T,T-Td [925,850,700,500] ω [700]	30' (東西) 24' (南北)	3 * 3 1.5° (東西) 1.2° (南北)	51hr	3hr	2
R S M地上	U,V,T,T-Td,Rain,Cld [sfc]	15' (東西) 12' (南北)	6 * 6	51hr	1hr	2
G S M海上	U,V [sfc,850]	40' * 40'	6 * 6 (4° * 4°)	72hr	6hr	2
G S M週間	U,V,T,T-Td,Ps/Z [sfc,850,700,500] Rain, ω [700]	225km (at 60N)	25 * 23	192hr	24hr	1
R S M航空A	Ps,Rain [sfc] Z,U,V,T,Rh [1000,925, 850,700,500,400,300] Z,U,V,T [250,200,150,100] P,U,V [Max.Wind] Z [Tropopause]	120km (at 60N)	33 * 33	24hr	T=0, 9-24hr (3hourly)	2
R S M航空B	U,V,T,Ps/Z [sfc,850, 700,500,300,200]	225km (at 60N)	23 * 21	24hr	6hr	2
G S M航空 (GRIB)	Ps,Rain [sfc] Z,U,V,T,Rh [1000,850, 700,500,400,300] Z,U,V,T [250,200,150,100] P,U,V [Max.Wind] Z [Tropopause]	5° * 2.5°	37*36+1 (180° * 90°)	30hr	T=0, 18,24, 30hr	2

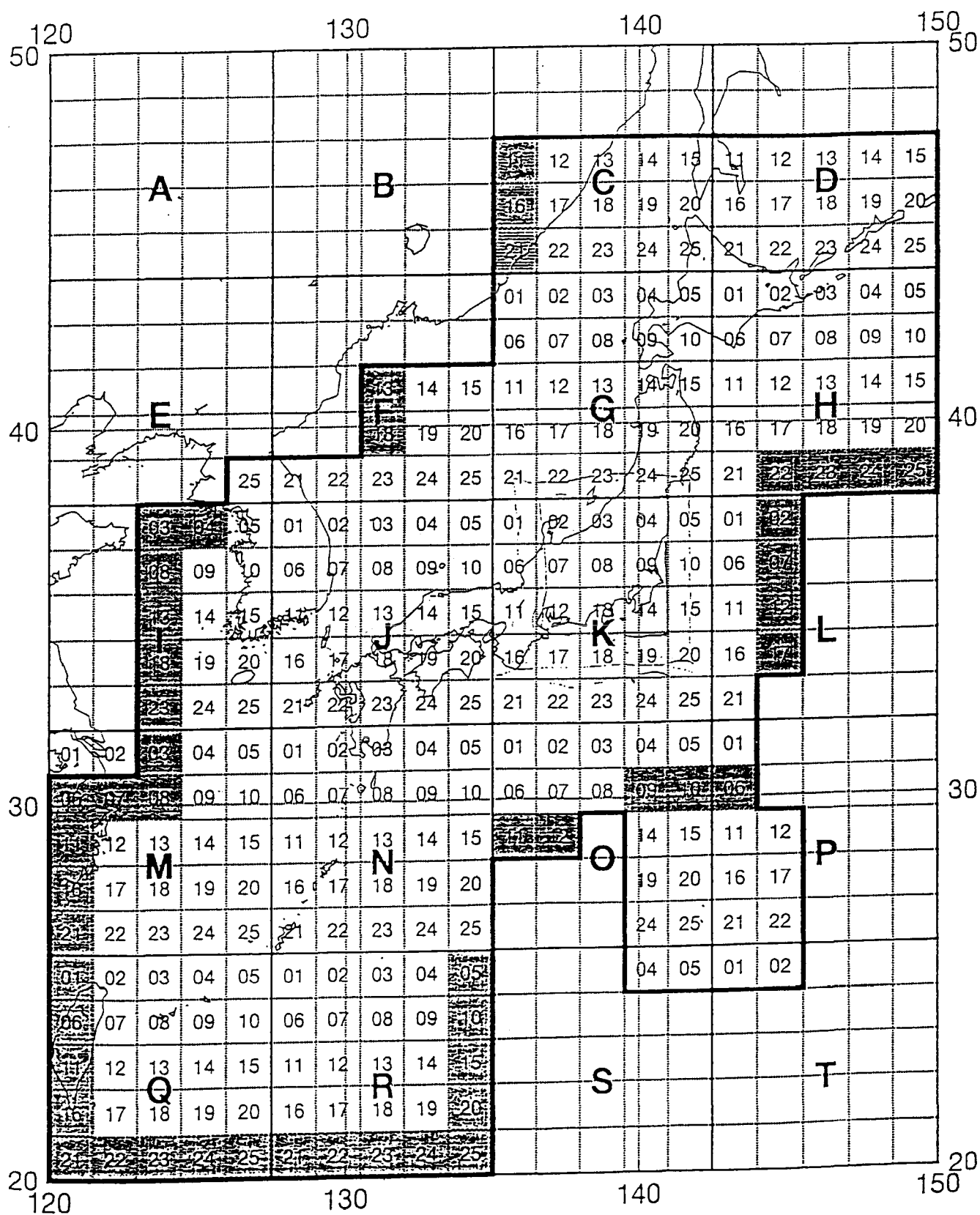
(要素記号の説明) Ps: 海面更正気圧(hPa), Rain: 降水量(mm), Z: 高度(m), U,V: 風ベクトル (m/s), T: 気温(°C),
T-Td: 露点差(°C), Rh: 相対湿度(%), ω : 鉛直P速度(hPa/hr), P: 気圧(hPa), Cld: 雲量,
Max.Wind: 最大風の気圧面, Tropopause: 圏界面, Ps/Z: 地上(sfc)はPs、他の気圧面は Z



第 1 図 R S M 地上の配信単位 (15' * 12' メッシュで 6 * 6 格子)

RSM AREA

(VUR@,VVR@,KQA@)



本報告書の内容を公表する際は、あらかじめ
新エネルギー・産業技術総合開発機構新エネ
ルギー導入促進部の許可を受けて下さい。

電話 03-3987-9399