

循環型社会と地域事業創造

桜井 武典

1. はじめに

分散型エネルギーには風力エネルギー、太陽エネルギー、バイオマスエネルギー等のように地域に根ざしたクリーンで再生可能なエネルギーがあげられるが、現状では我が国のエネルギー消費量の約1%をカバーするのにすぎない。デンマークでは15%、フランス5%、欧州全体でも風力発電を中心に拡大している。中国、インドも分散型エネルギーを積極的に取り入れている。このままいけば、地球環境問題の観点から自然エネルギーの導入を重視する欧州型とエネルギー供給の観点から自然エネルギーを拡大するアジア型に分類されていくだろう。

日本の分散型エネルギーが本格化したのは、オイルショック以降である。エネルギー安全保障、環境保全から通産省サンシャイン計画の一環として太陽光、太陽熱、風力、海洋等の研究がはじまった。日本の分散型エネルギーの商用化は一般的に1980年代末から1990年代に入ってからであり、諸外国からの輸入機材と競争するように発展してきたといえる。特に太陽光研究については世界的にリードし、技術支援、補助金政策もあって急速に普及した。

欧州では1973年の石油危機以降、クリーンエネルギー・省エネルギーを支持する国民意識から地方の個人農家や中小企業が中心となり自然エネルギー運動が起きる。特に北欧では自然エネルギー機器の技術コンセプトが完成し、その後普及活動が1980年代に本格化した。これはメーカーのための設備投資補助金の支援、商用電力網への連携、地方自治体の協力、自然エネルギーの保険整備、エネルギー税の返還・投資課税の方法、個人・協同組合への特別課税などが実施されたからである。

その後、政府が電力会社に対して自然エネルギー発電事業者からの電力を一定価格以上で買い取ることを義務付けた固定価格買取制度が施行されたことによりドイ

ツ、デンマーク、スペイン等で効果をあげた。高価格設定で投資リスクを回避させたことが成功に繋がったといえる。1990年代に入ってから、固定価格よりも投資リスクは高いが、コスト削減効果の高い市場メカニズムを利用したRenewable Energy Portfolio Standard (RPS) 制度が実施された。これはクォータ制度とよばれる政府が電力会社、需要者などに一定割合、自然エネルギー電力で賄うことを義務付けるもので、もしクォータ制度で賄えない場合、その義務履行のためグリーン証書取引制度を利用。これは政府が発行したグリーン証書を取引市場で購入する。つまり電力自体の物理的価値以外に環境価値をクレジットとして流通させる仕組みである。この固定価格買取制度およびグリーン証書取引制度がスタートしたことにより、電力自由化の流れにも適合してベルギー、オランダ、イギリス等で発展した。

米国では州によりエネルギー政策が異なる。カリフォルニアでは自然エネルギーで発電した場合、地域の電力会社はそのクリーン電力を高価格で買わなければならないと義務付けたパーパー法および優遇税制の相乗効果で急増した。日本では2002年自然エネルギーにおけるRPS制度が決定した。これにより固定価格制度で問題になる税金問題も解決され、電力自由化と排出権取引市場のメカニズムとの整合がとれるものになった。欧州では財源問題の固定価格制度からRPS制度に変更している現状を考慮すると妥当な選択といえる。しかしながら温暖化防止に寄与するとは思えない廃棄物発電が含まれたことにより温暖化問題を加速化させてしまう懸念がある。また島国特有の海洋エネルギーや水素エネルギーを利用できる燃料電池をRPS対象電源として指定することが、今後自然エネルギーを普及拡大するために重要であり、業界の活性化、雇用創出にも繋がる。EUでは自然エネルギーの地域雇用創出により50万人の新規雇用効果があると報告されている。日本でも産業創出、雇用創出のために導入地域の自然、文化を理解した自然エネルギー経営が重要になってくる。導入地域の制度設計を確実なものにし、分散型エネルギー特有の間欠性、不安定性を改善しつつ、インフラ、電力網整備を拡大することが不可欠である。

本稿では、近年、環境問題への関心の高まり、電気事業法関連法令の改正による設置手続きの簡素化、電力会社による電力長期購入制度の整備に加え、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）による助成制度などを背景として、技術的にはほぼ実用段階に達しており、既に欧米では相当程度の商業運転が行われている風力発電について新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の『風力発電導入ガイドブック』および新エネルギー財団（NEF）の『風力発電システム導入促進検討

の手引き』に基づき紹介をする。

2. 風力発電事業の現状

地球規模で進んでいる環境問題が顕在化しつつある中で、風力発電は、温室効果ガスや硫黄酸化物、窒素酸化物などを排出しないクリーンで、再生可能エネルギー源として期待が高まっている。また、風力発電は国産のエネルギー源として対外依存度の低減、エネルギー源の多様化にも資するものである。このため地球環境問題、地域の経済活性化、雇用創出効果、エネルギー消費の活性化、環境負荷の低減およびエネルギーセキュリティの確保などへの貢献が可能である。顕著な進展を見せている風力発電の現状とエネルギー政策の概要について概観した。

風力利用に関しては1970年代末から風力の再開発が始まり、1980年代中期からアメリカ・カリフォルニア州とデンマークを中心に大きく進展した。1990年代に入るとドイツを中心とした欧州と、インドと中国を中心とするアジア諸国における進展が注目される。今後の風力開発で大きな進展が予想されるものにオフショア風力発電がある。デンマーク、オランダ、スウェーデン、イギリスでは既に実証試験を行っており、順調に運転されている。デンマーク政府の風力発電導入目標は、2005年までに150万kWであったが1999年末の時点ですでに176万kWに達している。さらに2030年までに550万kWの風力開発の目標を示したが、このうち400万kWはオフショアに建設することになっている。オランダも2020年までに再生可能エネルギーを10%導入するという強力な政策を発表している。欧州諸国では1MW以上の大型風車も多数実証運転されている。風力発電の経済性に関しては、kW当たり平均\$1000、プラントのコストはkW当たり平均\$1350で、発電単価はkW当たり4ないし11セントであった。しかし、次世代風車による発電コスト目標は2.5セントないし5セントとしている。

我が国は、欧米諸国の風力発電事業と比較すると、全体としてはまだ本格的な商業運転段階には達していない。しかし、NEDOのフィールドテスト事業や1998年度より始まった新エネルギー導入促進対策補助金制度（風力発電に関しては、民間800kW以上、地方自治体1200kW以上）などが次第に実行を表しつつあり、我が国も本格的な風力発電の時代が始まりそうである。日本における風力開発の急進展の引き金になったのは1995年にスタートしたNEDOによる「風力開発フィールドテスト事業」である。この事業は風力発電システムの設置希望者と共同で、「風況精査」、「システム設計」、「設置・運転」を実施することにより、今後の風力発電の導入・

普及に有用な各種データを取得することを目的としている。風力開発フィールドテストの採択地点は年々増加しており、共同研究者の大半が地方自治体であるが、1997年度からは民間企業も参入してきている。

また、沖縄県宮古島においても国産の250kW機2台とデンマーク製400kW機3台が、NEDOの研究委託で沖縄電力により実証試験を行ってきたが、ここは風況に恵まれているため平均設備利用率は30%を超えており、月によっては60%という驚異的な実績を記録している。写真1にNEDO離島用100kW風力発電システム、写真2にNEDO500kW風力発電システム、写真3に北海道苫前町にあるウィンドファーム1MW風力発電システム、写真4にドイツ製の1.5MW風力発電システムを示した。

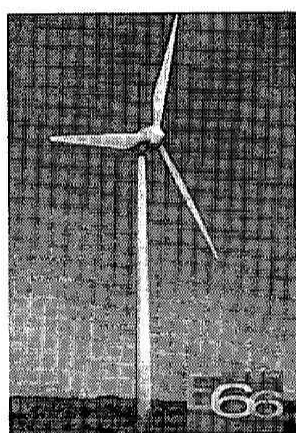


写真1

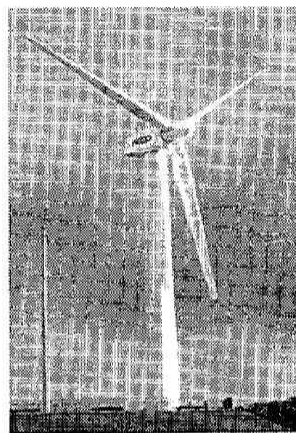


写真2

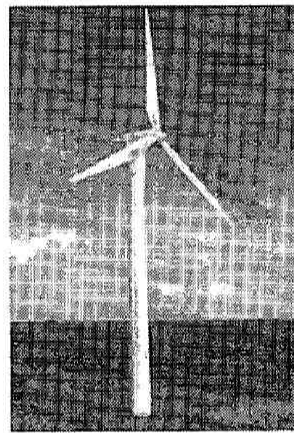


写真3

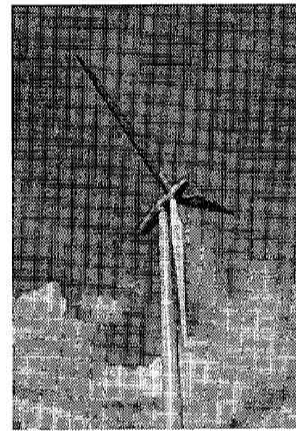


写真4

3. 風力発電の経済性ⁱⁱ

3.1 経済性の検討

風力発電システムの建設に必要なコストは、風車本体、電気設備、土木工事（整地、基礎、仮設道路など）、風車据付工事、電気工事の費用などから構成されている。また、連系する系統の状況によっては、別途、電力会社への工事費負担金が必要となる。1999年9月末までのNEDO補助対象事業における風力発電システムの建設単価は、500kW以下では30～65万円/kW、750～3000kWの範囲では25～30万円/kW、20,000kWでは約20万円/kWとなっている。なお、建設単価には一般にかなりの幅があるが、その原因としては、導入主体と導入目的（電力会社、自治体、民間）の違い、導入規模の違い、導入機種（国産機、輸入機）の違い、設置場所の風況の違い、設置場所の立地条件の違い等があげられる。

欧米における建設単価は、1997年の実機（IEA R&D Wind Annual Report 1998）

によると670~960US\$/kW (8.9~12.7万円/kW : 132.7円/US\$, 1998年6月時点) の範囲にあり、平均で約800US\$/kW (約11万円/kW) となっている。今後、市場の拡大、設計ツールの整備、情報の普及などにより競争原理が働く環境が整い、一件当たりの導入規模が拡大すれば、建設費のコストダウンは可能と考えられる。運転保守にかかる費用としては、電気設備関係の点検費用、風車本体の点検費用、保険料、税金などがある。電気設備関係の点検費用は電気保安協会などへの委託費で、設備容量などにより異なるが、年間数十万円程度である。風車本体の点検費用はメーカーなど設置業者との保守契約の費用で、1台当たり年間200~300万円程度である。

風力発電の経済性は、発電コストで評価される。一般に、発電コストは年間経常費を年間発電電力量で割ったもので算出される。年間経常費は、固定費と運転保守費などの変動費から成り、固定費の算出方法には、資本回収法によるものと、減価償却費、平均金利などの和として求める方法とがある。年平均風速と発電コストの関係を、設置コスト30万円/kW、金利4%、耐用年数17年、運転保守費200万円の場合を例として示す。また、建設コストと発電コストの関係を、金利4%、耐用年数17年、運転保守費200万円の場合を例として示す。業務用電力の料金単価(平均16.5円/kWh)を考慮した場合、風力発電の経済性の分岐点としては、年平均風速6 m/s、建設コスト30万円/kWが一つの目安といえる。また、風力発電の経済性に関しては、上記の発電コストに加え、需給契約の内容(余剰電力の買い取り単価)、余剰電力買い取りの継続期間が大きな影響を与える。

3.2 発電コストと事業性

風力発電システムの経済性に大きく影響する要素としては、主に次のような経費項目がある。しかしながら、一般に簡易式による発電コストは(下式参照)は通常①~⑩の項目により評価する。①風況調査費②システム設計費③風車本体価格④土地代⑤土木・組立工事費⑥電気工事費⑦保守・点検費⑧保険料⑨道路・敷地等の工事費⑩一般管理費

これらの経費は、個々のケースで大幅に異なってくるため、一定の仮定条件のもとに、「風速別と風車の発電容量別」の観点から、前提条件と算定条件は以下の通りで、一般論として、発電コストを概説する。(1) 前提条件—発電容量600kWと1000kW風車を1基導入することで比較する。(2) 算定条件—①風車の設備投資額は26万円/kW (600kW)、23万円/kW (1000kW) とする。②年経費は設備投資額に

対して金利 3 %、耐用年数20年として計上。③維持管理費は設備投資額×0.0015とする。④年間発電量は安全率を見込んで0.90とする。(3) 発電コスト－発電コスト算定式は次式で与えられるように、発電コストを安価にするには、主として風車の設備投資額を下げるか、年間発電量を上げることが必要になる。
$$\frac{(\text{年経費}) + (\text{維持管理費})}{(\text{年間発電量})}$$

従って、コスト低減策としては、①風力発電所の設置場所には風の強い場所、地代と工事費の安い場所を選定する。②風車は大型のものを選定する。(タワーはより高く、羽の直径はより大きくする) ③複数の風力発電機を設置する場合は、配置の適正化を考慮する。④自家消費、売電、地域振興等による収入増の投資効果を図る。このように風力エネルギー取得量(年間発電量)を増加させることによるコストダウンと大型化に伴う設備のコストアップのバランスを考慮することが重要である。以下に、年間発電平均風速別に年間発電量と発電コストの試算例を示す。

この表で示すように、一般論として発電コストは風速が増大するほどに、また、

年間平均風速 (m/s)	年間発電量(kWh)		設備利用率(%)		発電コスト(円/kWh)	
	600kW	1000kW	600kW	1000kW	600kW	1000kW
6	1,200,000	2,000,000	22.8	22.8	10.5	9.4
7	1,600,000	2,700,000	30.4	30.8	8.0	7.0

風車が大型化するほどに安価になることが分かる。従って、600kW級でも年間平均風速が6 m/s以上ならば事業性があるといえる。(詳細はNEDOガイドブック及び償却方法は所管の税務署)

3.3 風車の導入量と設置コストⁱⁱⁱ

我が国の風力発電は、多くの課題が挙げられ、研究開発や先導的導入が進められた。しかし、国内の風力発電システムは、国の研究と電力会社の設置例を合わせても、まだ欧米よりも遥かに少なく、また設置の経緯や地点の状況について特殊な事情が多い。

電力会社のここ4～5年間の運転経験でも、多くの原因で発生電力量が大きくばらついているため、風力発電コスト低減の具体的方策も方向を見定めにくい。風速、風向が変化してもそれに追従して効率よく風のエネルギーを電気エネルギーに変換し、出来るだけ大きな電力量を発生させるために、風車のピッチ制御やヨー制御が行われる。しかし、反面これらの制御装置はシステムを複雑にするので、信頼性、

安定性を損なわないものでなければならない。駆動部分の不具合や調整作業等の理由で運転保守のための長期停止を要する場合は運転保守コストが上昇したり、発生電力量が期待通り向上しなかったりして、結局は発電コスト増加の原因となってしまう。国内各地の様々な特徴の風況に合わせるには、単一の機種での標準化にはやや無理があるように思われる。したがって今後は次のような方向で技術の開発と検証、導入推進を進めていくのがよいと考えられる。①海洋上の離島など、比較的安定した風が得られる地域に対しては、大容量機。②風の変化が激しくて制御装置への負担が厳しい地域に対しては、運転保守作業の頻度を考慮して、中容量機。③内陸部等で、平均風速は大きくないが低風速域の風が安定して得られる地域に対しては、小容量機。いずれも風速、風向の急変に敏感に応動でき、故障の少ない制御系が必要である。風力発電の経済的優劣を電力価格との比較で行うだけでなく、社会コストや環境コストも反映させるなどの方法論を確立する努力も必要と言われており、今後も広範囲な取り組みが望まれる。

近年の機器の大型化、事業規模の拡大により、コスト低減が進展しつつあり、設置コストは規模にもよるが、1999年度に導入された設備で、約20~40万円/kWとなっている。設置コストの内訳をみると、風力発電機本体が6割、その他工事が約3割、電気設備費が約1割となっており、事業規模の増大に伴って、出力規模あたりの工事費等が小さくなっている。今後、技術開発の進展に伴い、一層の機器の低コスト化および大型化、事業規模の拡大が図られ、更なるコスト低減が実現する可能性がある。

4. 風力発電事業の進め方

風力発電導入に関する全体の流れを示す。はじめに立地調査については、有望地域の抽出、近傍の風況データの収集、地理的条件の調査（自然条件、社会条件）、風車導入条件の想定を行う。次に風況精査については、風況観測、風況特性、エネルギー取得量の評価、経済性の概略検討から基本設計の風車設置地点の決定、風車規模の設定、機種の選定、環境影響評価、経済性の検討、電力会社への事前協議依頼および相談を経て、実施設計に入る。実施設計には測量調査、地質調査、設備設計、工事設計、工事計画がある。設計が完了すると電力会社との事前協議（系統連系、余剰電力）に入り、工事計画の届出、電気主任技術者の選定または委託、保安規程の届出など関係機関等手続きに移り、最後の建設工事が始まる。工事には土木工事、風車設置工事、電気工事、試運転、検査などがあり、運転保守には電気設備、

風車設備などがある。なお詳細については、NEDO、NEFのガイドライン及び立地調査から運転・調査に関しては、発電システム設計マニュアルに記載されている。

5. 風力発電事業に関する支援制度

主な支援制度の概要を解説する。国としての導入促進を考えた場合、初期の導入促進について建設コストに関する補助金制度は、よく機能してきたと考える。しかしながら、あくまで初期的な導入実績を作る目的では機能しているものの、少なからず発電電力量を期待する段階に入ろうとしている現在では、グリーン電力制度なるものが継続的制度として重要になると考える。

現行の初期コストに対する補助金制度は、根本的なところで、メーカーサイドから見た機器の性能向上策投資にリンクしていないところに問題があると考ええる。もとより、風力発電設備は、風速により発電出力が変動するため、kW単価という考えは意味を喪失しているわけであり、経済性を議論する場合、年間発電量を基準に管理運営費および保守費用を含めて計算される発電コストにより評価しなければならないのである。このため、基本発電性能、稼働率、信頼性等の優れた機械を導入したいという立場で、総合評価としての発電コストの優れた機械を評価すべきであるという観点から、発電コストに対する補助制度を中心にするべきである。主な事業は以下の通り。

風力発電に関する主な支援制度

新エネルギーの主な支援制度

制度名称	対象	補助率等	申請・問い合わせ先
① 地域新エネルギービジョン策定等事業	地方公共団体 民間団体等	定額(100%)	各経済産業局新エネルギー対策課 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 導入企画課
② 風力発電フィールドテスト事業	地方公共団体 民間企業等	風況精査 定額(100%) システム設計費 1/2 ^{*1} 風車設置 1/2 ^{*1} 運転研究 1/2 ^{*1}	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 導入普及事業課
③ 新エネルギー事業者支援事業	新エネ法の認定を受けた事業者	規模(システム出力) 1,500kW以上 設備費用等 1/3以内 債務保証: 債務保証枠 保証基金の15倍 保証限度 対象債務90% 保証料率 年0.2%	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 (新エネルギーの種別により担当課は異なる)
④ 地域新エネルギー導入促進事業	地方公共団体	規模(システム出力) 1,500kW以上 ^{*2} 普及(導入)促進 1/2以内 普及啓発(促進) 定額(限度2千万円)	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 (新エネルギーの種別により担当課は異なる)
⑤ 新エネルギー地域活動支援事業	特定非営利活動法人(NPO) 公益法人 営利を目的としない民間団体等	設備導入費及び啓発事業費 1/2以内 *クリーンエネルギー自動車を導入する場合 通常車両との価格差1/2を上限	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
⑥ 新エネルギー導入アドバイザー制度	地方公共団体 民間企業等	情報提供・指導 NEDOによる補助 普及啓発等 100%	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
⑦ エネルギー需給構造高度化広報事業(固定的展示事業)	地方公共団体等	模型作成費 定額	各経済産業局
① 地域エネルギー開発利用発電事業普及促進利子補給制度	地方公共団体 民間団体	4億円以下 利子補給率 3%	(財)新エネルギー財団 導入促進本部
② 代替エネルギー導入促進関連融資	企業等	工事費の40% 特別金利 4%	日本政策投資銀行
① エネルギー需給構造改革投資促進税制(法人税・所得税の特例)	個人または法人	7%相当額の税額控除	税務署
② ローカルエネルギー税制(固定資産税の課税標準の特例)	個人または法人	課税標準額が5/6になる	市町村

注) *1 離島における特例措置(NEDO負担: 2/3以内)、公募は平成13年度で終了。

*2 標準財政規模が50億円未満の地方公共団体の場合は、規模に0.8を乗じた値とする。

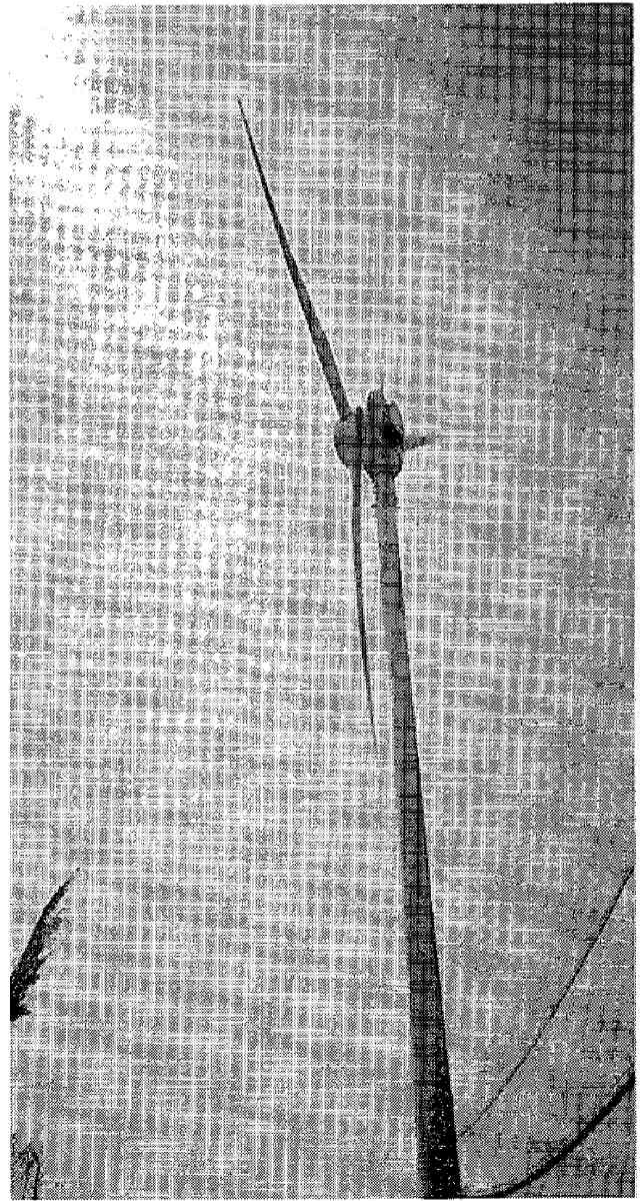
資料出典: 2001年4月 経済産業省 資源エネルギー庁 新エネルギー対策課

6. 風力発電の導入例^v

国内の事業事例

(1) 静岡県小笠郡大東町

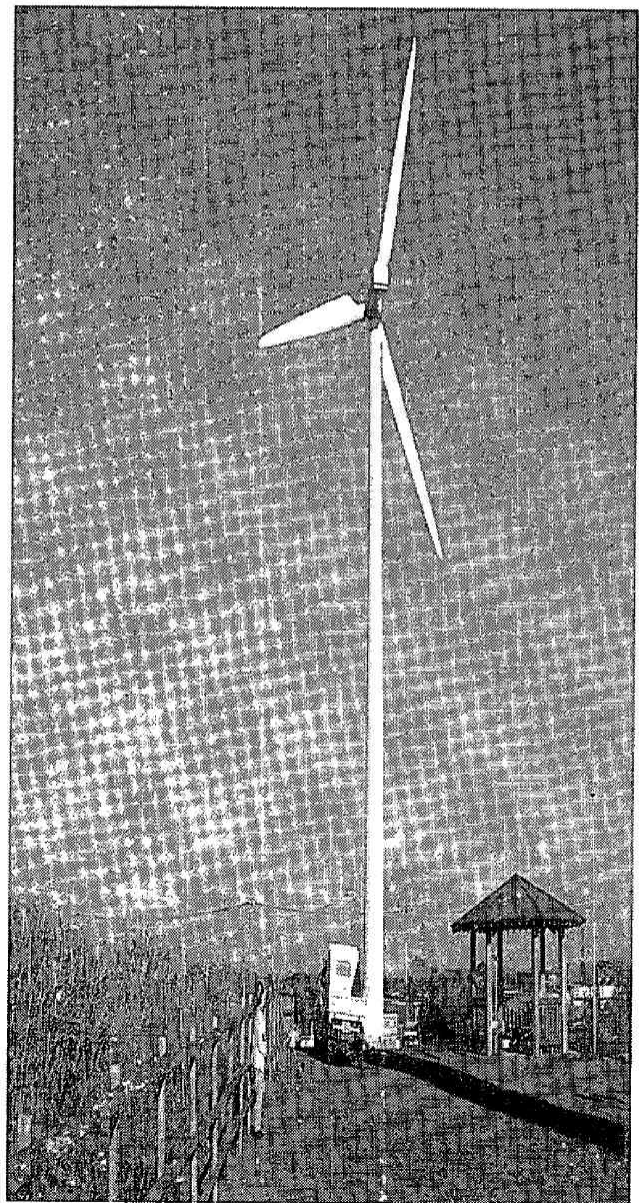
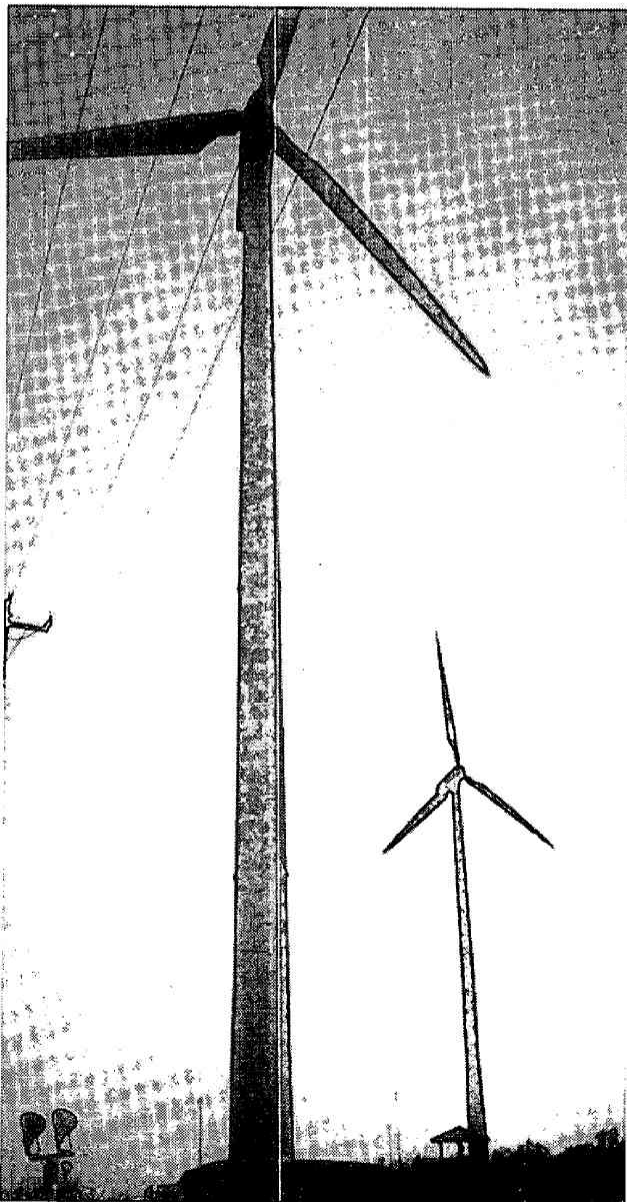
静岡県小笠郡大東町が「大東町海洋公園」内に設置した風力発電施設である。定格出力230kW、アップウインド型のエネルコン社（ドイツ）の風力発電システム1基が1998年11月1日から運転を開始し、発電した電力は「大東温泉シートピア」で使用し、余剰電力は、電力会社に売電している。1999年度の運転実績は、年平均風速5.5m/s、年間発電電力量39万kWh、設備利用率20.0%であった。



(2000年5月撮影)

(2) 神奈川県三浦市 (400kW×2基)

この風力発電設備は三浦市の自然共生都市実現化の一環として設置許可されたものであり、新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) との「風力開発フィールドテスト事業 (1996~2000年)」の研究対象として使用している。風車形式はストール型アップウインド、発電開始風速3.0m/s、定格出力風速14.0m/s、耐風速60.0m/s、定格出力400kWである。メーカーは2基ともデンマークのミーコン社製で、管理はニチメンが行っている。



(1998年11月撮影)

(3) 千葉県銚子市

「銚子屏風ヶ浦風力発電所」は、ソニー株式会社が「グリーン電力証書システム」を利用して建設を支援したものである。この風車1基で、年間約330万kWh（一般家庭の消費電力量の約900軒分に相当）の発電を行う。日本最大級の1500kW風力発電機でハブ高65m、ローター直径70.5mである。

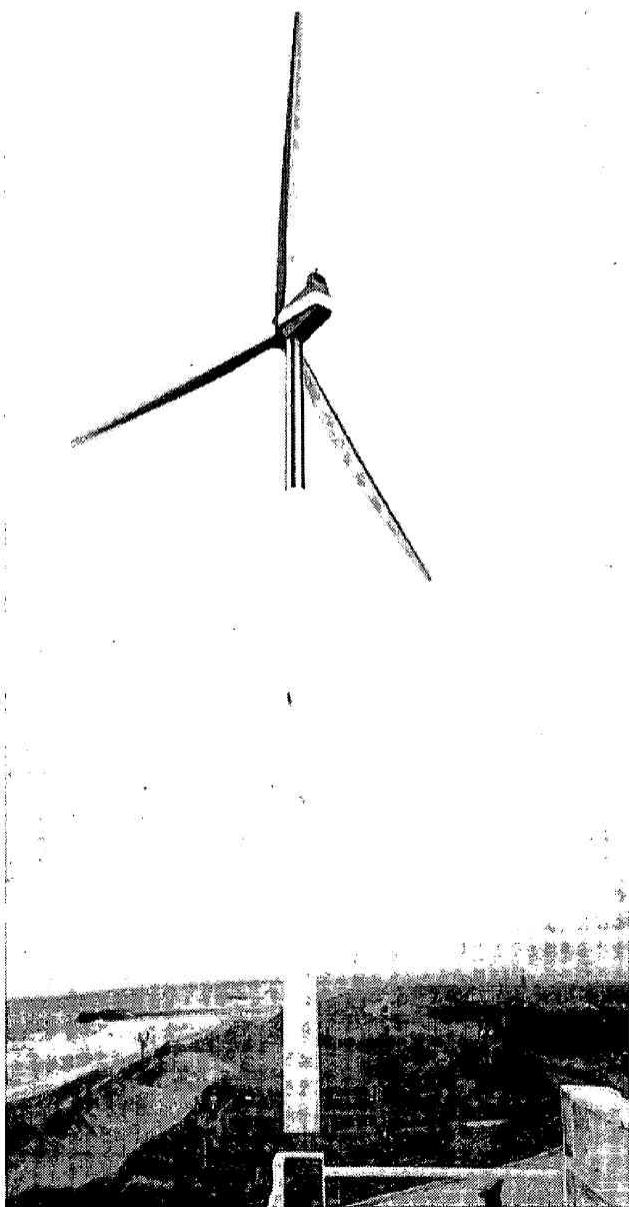
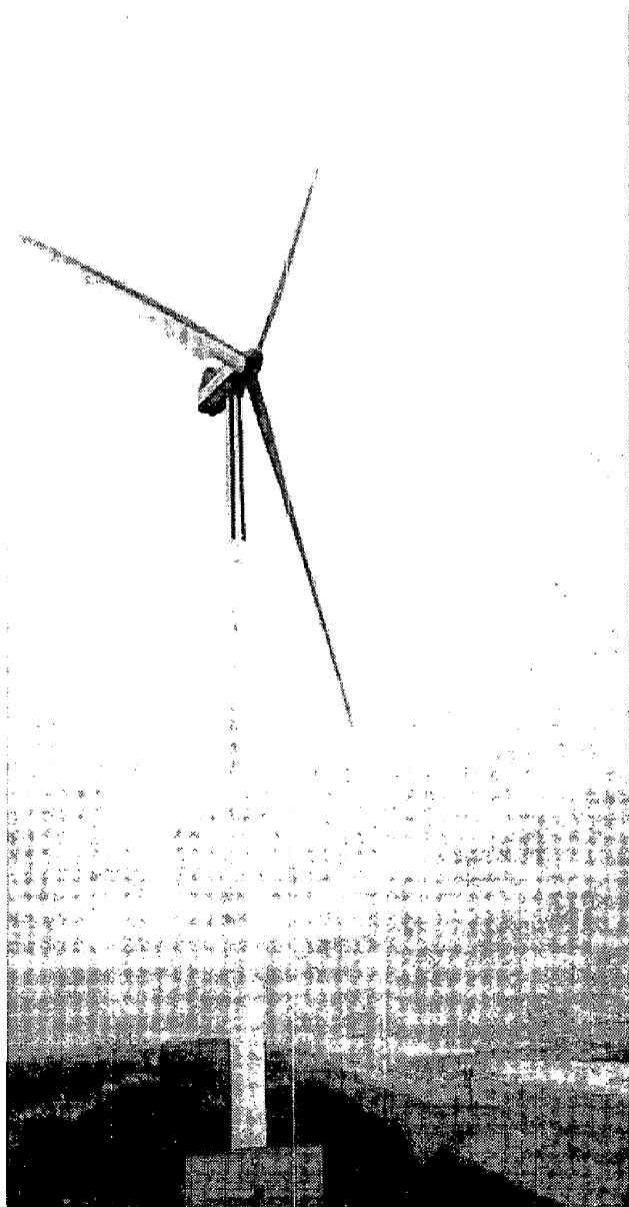
この「グリーン電力証書システム」を利用している企業はトヨタ、アサヒビールなど30社以上あり、今後自然エネルギーにおける取引市場導入により新しいビジネスチャンスの創出が可能である。



(2002年5月撮影)

(4) 千葉県波崎町

「波崎風力発電所」は、四季を通して強い風が吹く、波崎砂丘の気象条件を活かした施設である。年間約270万kWhの電力を発電する（一般家庭の消費電力量の約800余世帯）。このタワーには赤い模様があるが、航空法に基づき昼間時の航空機危険防止のため、赤色と白色の縞模様に染めるように決められている。この風力発電機は、デンマークのNEG-ミーコン社製のアップウインド型600kWで、1998年12月より稼動している。

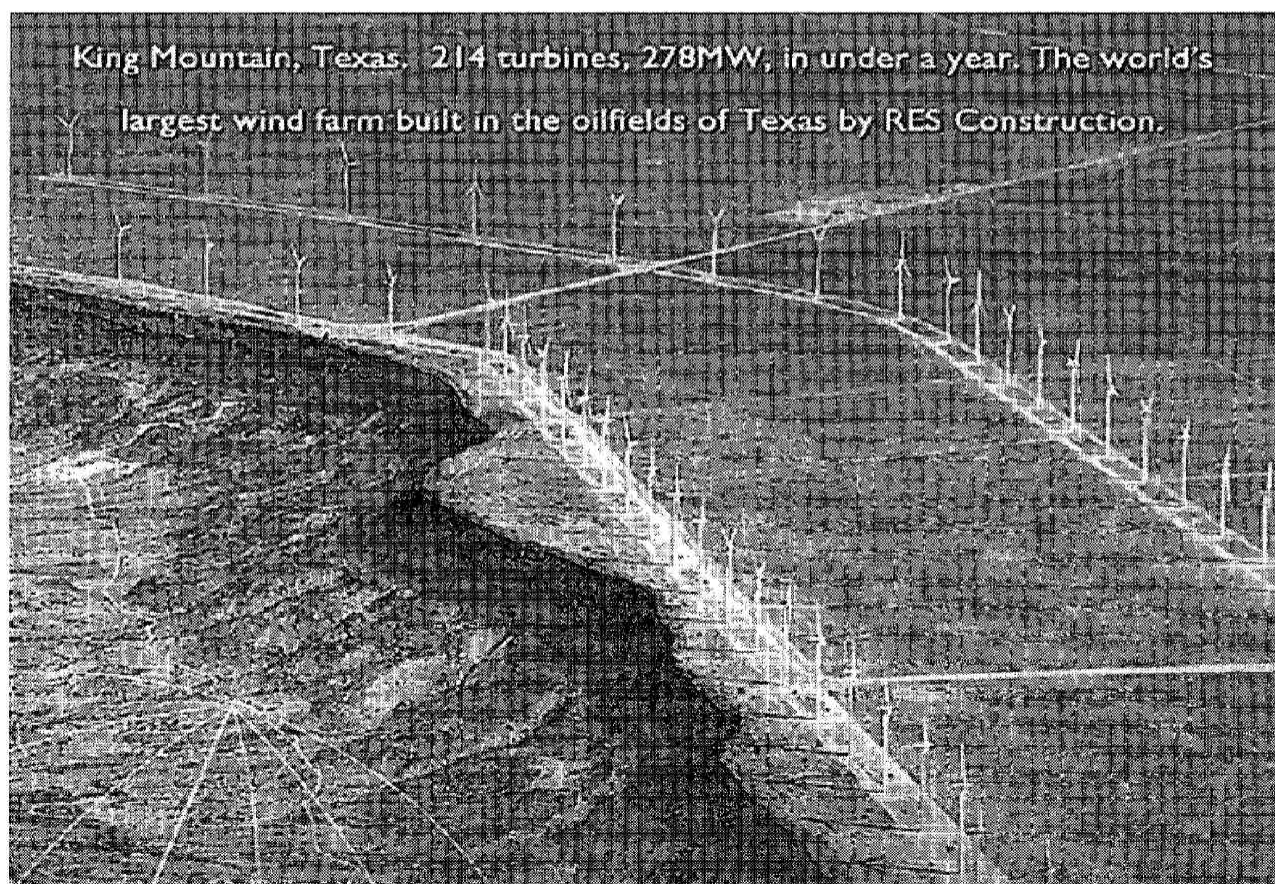


(2002年5月撮影)

海外の事業事例

(1) アメリカ

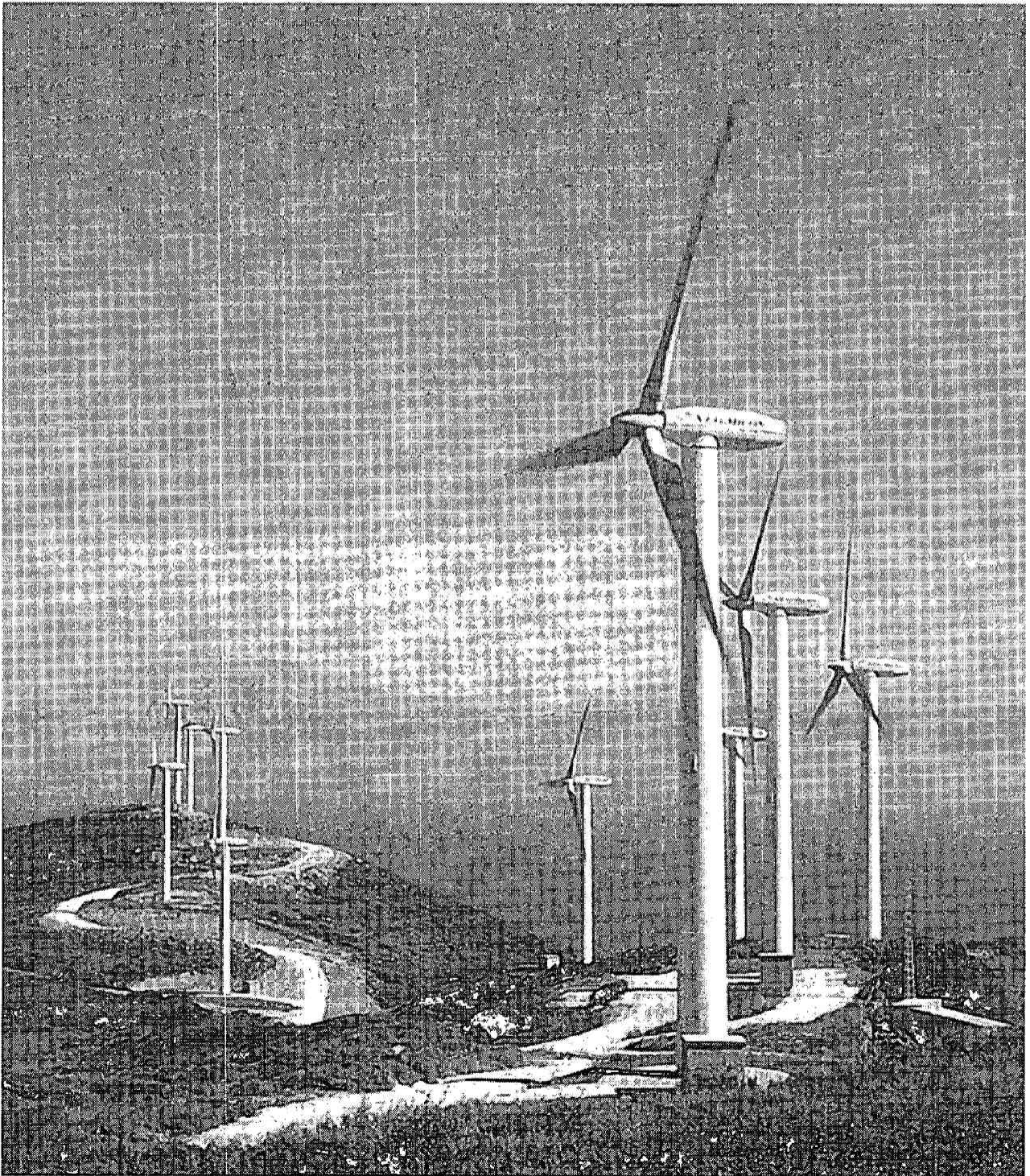
風力発電施設は、太平洋側に位置するカリフォルニア州のテハチャピ（約725MW、1999年）、アルタモントパス（約530MW、同年）、サンゴルゴニオパス（約410MW、同年）などを中心とする地域に集中して導入されてきたが、最近、合衆国中北部のミネソタ州のベントン湖（約110MW、同年）、パイプストーン（約105MW、同年）などやアイオワ州のビューナビスタ（約115MW、同年）、ストーム湖（約80MW、同年）など、また、南部のテキサス州のサウスウェストメサ（約75MW、同年）、ハワード（約40MW、同年）などにもウインドファームの導入が進展している。



テキサスにおけるウインドファーム

(2) スペイン

主要な風力発電施設は、ガリシア、アラゴン、ナバラに建設されているウィンドファームである。同国の風力発電量は3550MWに達し、世界第3位を維持している。日本の総合商社による新エネルギービジネスの開発拠点にもなっている。

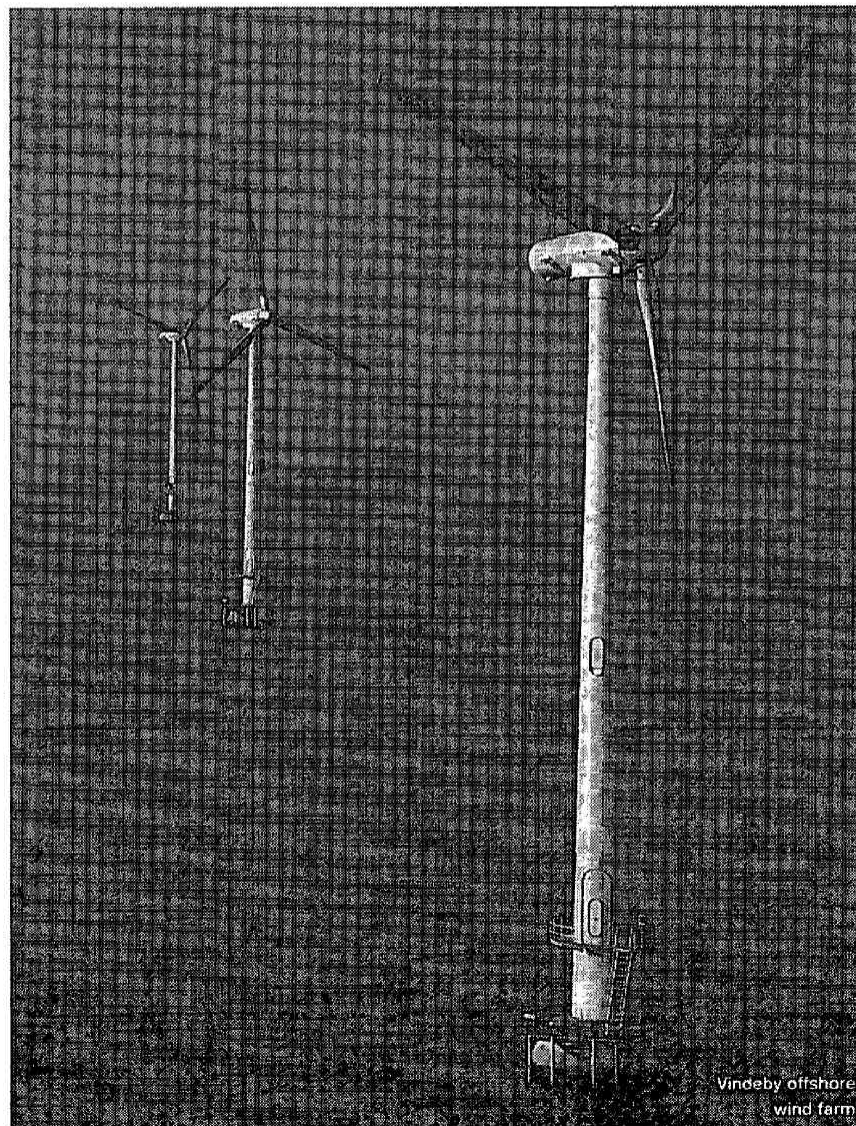


スペインにおけるウィンドファーム

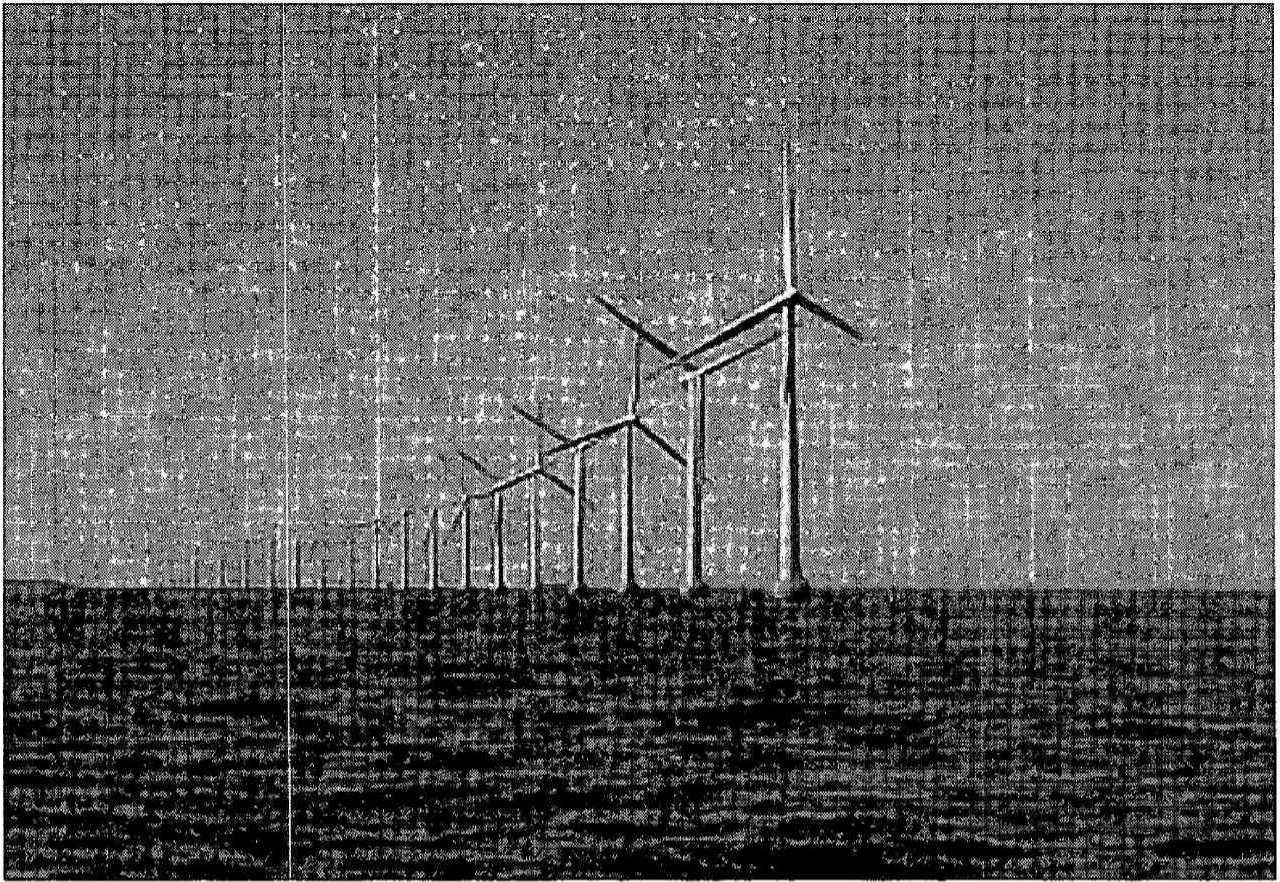
洋上風力発電施設

(1) デンマーク

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 洋上風力発電施設は、ELKRAFT（電力・ガス公社）により1991年に洋上風力発電施設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。発電量と設備利用率は約1,200万kWh、27%となっている。TunoeKnob 洋上風力発電施設は、ELSAM（電力・ガス公社）によって1995年にユトランド半島東海岸と小さなTunoe島の上に位置するTunoeKnob礁の約500m北方に設置された。本洋上風力発電施設建設の主目的は、洋上風力発電施設が環境に与える影響を調査研究することにある。発電量と設備利用率は約1,270万kWh、34%となっている。



Vindeby 洋上風力発電施設



TunoeKnob洋上風力発電施設

7. おわりに

風力発電の導入については、試算された仮定における現実性や技術的予測の問題についても検討が必要であるが、一応の目安が得られる。風力発電は主要なエネルギー供給源になるとはいえないが、各国の開発プロジェクトから2010年を予測すると、その国の事情に応じて電力消費量の数パーセントから数十パーセントをまかなおうとしている例もある。今後は大型化による系統連系が促進すると考えられる。風力利用開発は、第一に要求されるのは安全性、次に経済性、さらに安定性、信頼性およびフェールセーフなどについての要求を満足する必要がある。風力利用開発の推進は利用形態の分析、合理的利用システムの開発が望ましい。さらに個々の技術を有機的に統合する技術の実現が必要である。世界的に風力発電が急進展する中で、日本においてもようやく将来展望が拓けつつある。わが国の高い技術力と経済力による風力発電などの新エネルギー利用技術や機器の開発普及は日本のみならず、国際貢献としての日本の今後の課題にふさわしいものである。最終的には風車発電を欧米並みに大きく伸ばしていくためには、国や電力会社の支援に加え、市場

の自立化が必要である。風力市場を自立させるためには設備の設置コストを欧米並みのキロワットアワー当たり4～5円にする必要がある。

現在のコストを50%近く下げることが要求されるが、現在、欧米に比較して割高になっている理由は、大型化・量産化が遅れていること、2つめには日本の風車の8割以上が輸入品なので日本までの運送賃が余分にかかること、3つめは基礎を含めた建設費及び一般管理費が欧米に比較して5割から倍近く高いこと、等が上げられる。これらの解決には、大型化、大規模化、標準化および量産化に加え、国産メーカーの育成、建設認可に至るまでの許認可手続きの簡略化、発注方式の検討などが必要である。これらの努力を通して、大規模設備ではkW当たり10万円前後の建設費となり、発電コストを20年間の運転年数で求めるとおそらく数円/kWhとなり、ヨーロッパ並のコストレベルに到達が可能と思われる。

脚注

- i 関和市著『風力発電の現状と新エネルギー政策の概要』1999.4、PP.1-10。
- ii NEDO編『風力発電導入ガイドブック第5版』2001.12、PP.41-71。
- iii 関和市著『風力発電導入の現状と今後の方向』東京国際フォーラム講演論文、2001.3、PP.16-18。
- iv NEF編『風力発電システム導入促進検討の手引き改訂4版』2001.8、PP.21-61。

引用文献

- (1) NEDO編『風力発電導入ガイドブック第5版』2001.12。
- (2) NEF編『風力発電システム導入検討の手引き改訂4版』2001.8。
- (3) 関和市『風力発電の現状と新エネルギー政策の概要』1999.4。
- (4) 関和市『風力発電導入の現状と今後の方向』東京国際フォーラム講演論文、2001.3。

付記

本稿執筆に際し、ご指導いただきました神奈川大学国際経営研究所照屋行雄所長、東海大学総合科学技術研究所関和市教授およびNEDO、NEFの関係者に感謝申し上げます。なお、本報告は引用文献(1)～(4)を基礎としており、詳細については各ガイドラインをご確認下さい。

資料1

風力発電事業開発に係わる主な関係法規の概要と許認可窓口

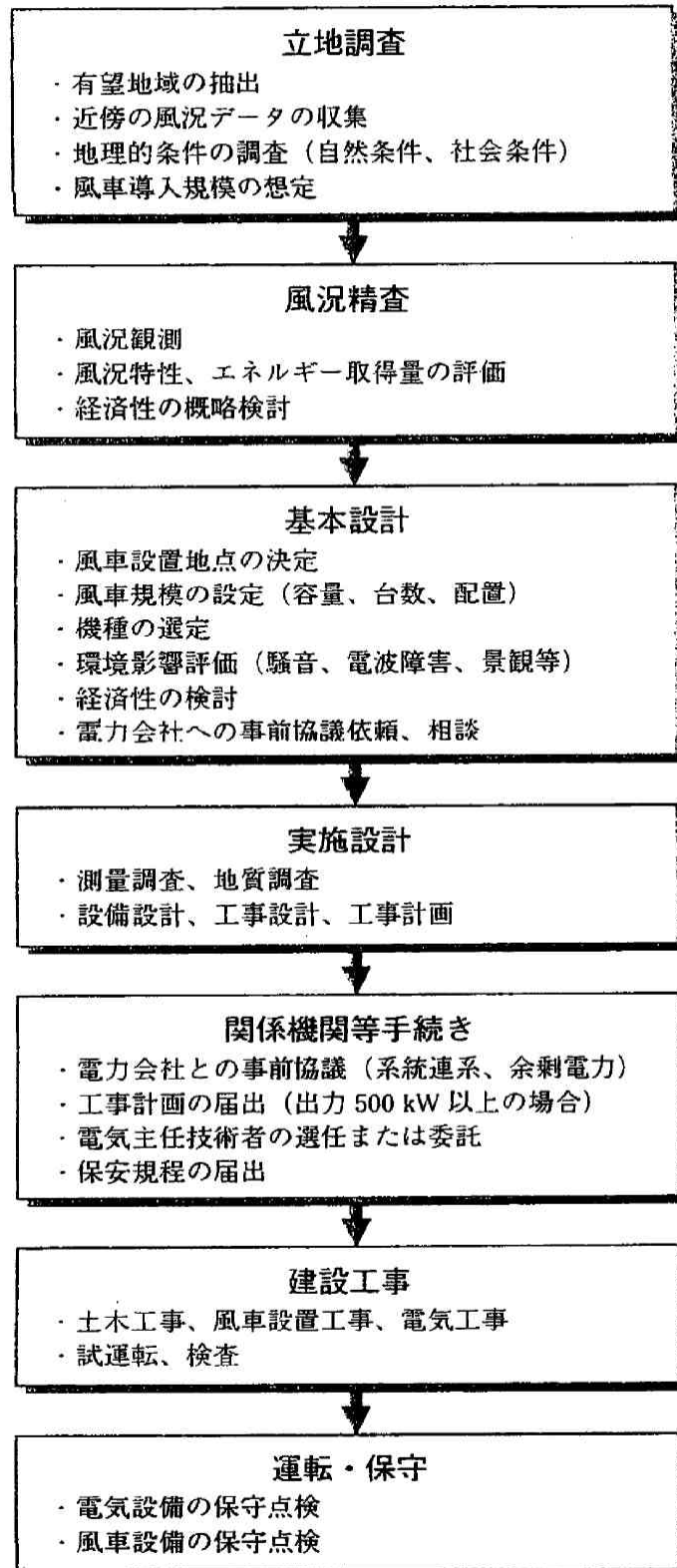
風力発電事業を行う場合、以下に示すような許認可が必要になる。特に風力発電導入の期待が大きくなるにつれて海岸法及び自然公園法の整備、運用が重要になってくる。

許認可項目 (関係法規概要)	決裁窓口・担当窓口	国側窓口
新エネ事業者認定	経済産業局	経済産業省
電気事業法 (電気事業許可・工事計画・使用前 査・使用開始届・保安規定等)	経済産業局	経済産業省
系統連系技術要件ガイドライン (系統連系協議・受給契約)	電力会社	
建築基準法 (建築物・工作物の建築確認申請)	市町村もしくは都道府県 の建築主事	国土交通省
道路法 (道路占有行為の許可・承認)	市町村長(市長村道)・土木 事務所(一般国道)・国土交 通省工事事務所(指定国道)	国土交通省
道路交通法 (設備及び重機運搬の規制・許可)	警察署長	内閣府
電波法 (無線設備の機能の保護)	市町村、海上保安庁出先、 防衛庁出先、NTT等	総務省、国土交通省、 防衛庁
航空法 (航空機の航行の安全・障害防止)	国土交通省航空局	国土交通省
消防法 (危険物製造所等設置許可)	市町村長もしくは 都道府県知事	総務省消防庁
騒音規制法 (騒音の規制)	都道府県知事	環境省
振動規制法 (振動の規制)	都道府県知事	環境省
森林法 (森林計画区・保安林内行為の規 制)	市町村長(伐採届) 都道府県知事(林地開発)	農林水産省林野庁
砂防法、地滑り防止法 (指定地区内行為の制限・禁止)	都道府県知事 土木事務所長	国土交通省
自然公園法・自然環境保全法 (指定保全地域内行為の許可)	都道府県知事	環境省
文化財保護法 (現状変更届出・許可)	都道府県知事(市町村) (教育委員会)	文部科学省文化庁
農地法 (農地転用の規制・許可)	都道府県知事 (2ha以下)	農林水産省 (2ha以上)
農業振興地域の整備に関する法律 (農業振興地域整備計画変更)	都道府県知事 (市町村経由)	農林水産省
海岸法 (海岸保全区域の規制・許可)	都道府県知事 (土木事務所)	国土交通省
国土利用計画法 (国土利用の権利の変更)	都道府県知事 (市町村経由)	国土交通省
景観条例 (景観保全に関する規制・許可)	都道府県知事 (市町村経由)	
保安林、国有林、県有林、 公社造林地、市町村有林	権利者及び管理者(行政 機関)	

資料 2

風力発電導入の流れ

風力発電を導入する場合、下図のように立地調査から運転まで最低1～2年は要する。



資料3

風力発電事業キャッシュフロー作成、分析事例は出力10MW、補助率30%、建設費12億6000万円、設備利用率0.25%、売電単価は11.5円である。

建設費概算			風速V		7.5		リニューアル費用				
1	千円/KW	180			1.9		10年目	15年目			
2	補助金比率	30%	V3		421.875		15,000	15,000			
3	千円/KW(事業者負担)	126	qx1/2		0.613						
4	KW数	10,000	π		3.14		運営管理費		22,000		
5	建設費計	1,260,000	ロータ半径r		26.5		宣伝効果		0		
	土地代	7,000	r2		702.25						
	建設費計	1,267,000	年間		8760		実効税率		42%		
			設備利用率		0.25		補助金比率		30%		
			稼働率		0.9						
			単位		0.000010		総発電量		427,106		
			発電量		21,355.310		総発電コスト		0		
			売電単価		11.5		発電単価		0.00		
			売電売上高		245,586.068						
			(単位千円)			(この形式で事業期間計算する)					
		設定	1年	運営段階	1年	2年	3年	4年	5年		
1	建設費		1,260,000								
2	土地代		7,000								
3	小計		1,267,000	0	0	0	0	0	0		
	物価上昇率			1%	1%	1%	1%	1%	1%		
4	売電売上高			245,586	245,586	245,586	245,586	245,586	245,586		
5	宣伝効果			0	0	0	0	0	0		
6	売上高			245,586	245,586	245,586	245,586	245,586	245,586		
7	運営管理費			22,000	22,220	22,442	22,667	22,893			
8											
9	売上原価計			22,000	22,220	22,442	22,667	22,893			
10	売上総利益			223,586	223,366	223,144	222,919	222,693			
11	減価償却費			160,020	139,697	121,956	106,467	92,946			
12	営業利益計			63,566	83,669	101,188	116,452	129,747			
13	支払い利息	3%		0	0	0	0	0	0		
14	税引き前利益			63,566	83,669	101,188	116,452	129,747			
15	税引き後営業利益	42%		36,868	48,528	58,689	67,542	75,253			
16	減価償却費足し戻し			160,020	139,697	121,956	106,467	92,946			
	固定資産税			15,400	13,444	11,737	10,246	8,945			
17	大規模メンテナンス費										
18	フリーキャッシュフロー			181,489	174,781	168,908	163,764	159,254			
19											
20	割引計算用キャッシュフロー		-1,267,000	181,489	174,781	168,908	163,764	159,254			
21	割引率	10.00%	各年度NPV	647,078	530,297	408,545	280,491	144,777			
22	IRR		10.70%								
*各年度NPVは各年度時点から30年目(事業終了時)までのキャッシュフローを割り引いたもの。											
23	返済期間	20	年	1	2	3	4	5			
24	借入金利息	0.0%	利息分	0	0	0	0	0	0		
25	利息分税効果	42%		0	0	0	0	0	0		
26	支払利息・税引後キャッシュフロー		-1,267,000	181,489	174,781	168,908	163,764	159,254			
27	IRR										
28	元本	0	元本均等返済	0	0	0	0	0	0		
29	内部留保(元本返済後)		-1,267,000	181,489	174,781	168,908	163,764	159,254			
30	内部留保累計額	利回り		181,489	356,270	525,178	688,942	848,196			
	内部留保累計額現在価値	NPV		164,990	309,437	436,340	548,193	647,078			
31	借入金残高		0	0	0	0	0	0	0		
32	内部留保累計			181,489	356,270	525,178	688,942	848,196			
33	金融・負債資本			181,489	356,270	525,178	688,942	848,196			
34	企業価値(各年度NPV+金融・負債資本)			828,566	886,567	933,723	969,433	992,973			
35	株主資本との差額	0	プレミアム	828,566	886,567	933,723	969,433	992,973			
36	減価償却	残存価値	10%	1	2	3	4	5			
37	設備	17	1,260,000	160,020	139,697	121,956	106,467	92,946			
38		15		0	0	0	0	0	0		
39	合計		1,260,000	160,020	139,697	121,956	106,467	92,946			
	固定資産税対象額			1,099,980	960,283	838,327	731,859	636,913			
	固定資産税	1.4%		15,400	13,444	11,737	10,246	8,945			
			0								
40	β値(上場企業)今回は考慮せず		1.00								
41	市場期待収益率		10%								
42	リスクフリーレート		1.35%								
43	CAPM		10.00%								