

青森県風力発電導入推進アクションプラン

平成18年2月

青 森 県

青森県風力発電導入推進アクションプラン

目 次

・新エネルギー・風力発電動向調査.....	5
1．風力発電市場の動向調査.....	5
(1) 日本における風力発電の導入状況.....	5
(2) 都道府県別の風力発電導入量.....	7
(3) 自治体、NPO 法人、漁協等各種団体による風力発電参画の動き.....	8
(4) 風力発電による電力の販売価格や販売方法の動向.....	9
(5) 海外の風力発電市場の動向.....	12
2．新エネルギー・風力発電関連施策のまとめ.....	15
(1) エネルギー基本計画.....	15
(2) 新エネルギー導入目標.....	16
(3) 新エネルギー産業ビジョン.....	17
(4) RPS 制度.....	19
(5) その他の動向（グリーン電力証書システム）.....	21
(6) 風力発電に関する施策動向.....	22
3．風力発電事業に関する課題調査.....	23
(1) 系統連系.....	23
(2) 立地場所.....	27
(3) 発電コスト.....	30
(4) その他の課題及び風力発電事業者のニーズ.....	31
4．先進事業の調査・分析.....	32
(1) 蓄電池併設型風力発電.....	32
(2) 港湾空間・洋上風力発電.....	32
(3) 離島における風力発電.....	34
・地域特性調査.....	35
1．地域ポテンシャルの把握.....	35
(1) 地域特性（気象、土地、インフラ）.....	35
(2) 県内資源.....	43
(3) 県内先進事業.....	46
・技術動向調査.....	49
1．技術動向の調査.....	49
(1) 風力発電技術.....	49
(2) その他.....	52
2．海外の風力発電事業との比較.....	57

・青森県における風力発電事業の方向性	58
1．風力発電の導入拡大に向けた方向性	58
(1) 立地場所の拡大	58
(2) 導入モデルの多様化	58
2．風力発電による地域産業の活性化	61
(1) 青森県のブランドイメージ向上	61
(2) 風力発電関連産業の創出	61
(3) 風力発電の研究実証拠点	61
(4) 雇用の創出	62
3．風力発電の導入モデル	63
(1) 風力発電の導入モデル	63
(2) 導入モデルの比較	63
4．ケーススタディの実施	73
(1) ケーススタディ	73
(2) ケース 蓄電池型	75
(3) ケース 蓄電池型	80
(4) ケース 蓄電池型	85
(5) ケース オンサイト型	89
・青森県風力発電導入推進アクションプラン	92
1．風力発電の導入目標	92
2．モデルプロジェクト	94
(1) モデルプロジェクト : 規制緩和等を利用した蓄電池併設型巨大風力発電所	94
(2) モデルプロジェクト : 風力発電のオンサイト利用	95
(3) モデルプロジェクト : 風力研究実証拠点への展開	96
3．アクションプラン	97
(1) 導入モデルの多様化に向けた取組み	97
(2) 風力発電導入支援の枠組みの構築	97
(3) 風力発電に関連する研究開発や実証の推進	98
(4) 風力発電事業への多様な主体の参画の推進	98
(5) 風力発電産業及び関連する産業の振興	98

はじめに

京都議定書の発効や、中国をはじめとするアジア諸国の経済拡大等に伴う原油価格の高騰が進む中、資源の乏しい我が国においては、自給率向上をはじめとするエネルギーの安定確保と、CO₂排出削減の両立が急務となっており、原子力政策の着実な推進と並んで、新エネルギーの導入促進がさらに重要性を増している。

青森県では平成11年度にNEDO地域新エネルギービジョン策定等事業により「青森県地域新エネルギービジョン」を策定、エネルギー賦存量の算出、エネルギー種別毎の導入目標の設定等を行い、県として地域新エネルギーの積極的な導入推進を図ってきたところである。

ビジョンにおいては、本県における豊富な風力エネルギーの賦存が確認され、県は重点導入を図る種別として風力発電を位置づけ、2010年度における導入目標を30万kWと定めた。その後、下北地域を中心に大規模なウィンドファームが進出するなど活発な導入が行われ、平成16年度末での風力発電の設備容量は約17万7千kWと、全国の導入量の約5分の1を占める、都道府県別では全国一の導入量を誇る本県を代表する新エネルギーとなっている。

他方、従来型のウィンドファームは電力系統との連系制限や開発規制等の立地制約が顕在化してきていること、小形や洋上の風力発電など発電形態が多様化していること、「環境・エネルギー産業創造特区」においてマイクログリッドの実証試験が進むとともに風力発電導入促進のための新たな規制緩和が認められたこと、NPO等地元団体での取り組みが活発化していることなど、ビジョン策定時から風力発電を取り巻く環境に変化が見られるところである。

このため、青森県は、本県が高いポテンシャルを有する風力発電の一層の導入促進を図るため、これらの風力発電を取り巻く環境の変化や、本県の地域毎の特性、導入課題等を踏まえ、本県で導入可能な新たな風力発電の事業モデルや推進方策の検討を行い、その結果をここに「青森県風力発電導入推進アクションプラン」として取りまとめた。

本アクションプランは、2015年度までの導入目標を定め、その実現に向けたモデルプロジェクトや、県の具体的な施策展開の指針としてのアクションプランを示している。さらに、市町村をはじめとする地元の関係者、また風力発電事業者の本県における風力発電へ理解増進や事業参画促進にも活用されていくものである。

．新エネルギー・風力発電動向調査

1．風力発電市場の動向調査

ドイツ、デンマークなどの海外の風力発電先進国と比較すると、日本の風力発電導入量は依然として低水準ではあるものの、2000年以降は年率30%の著しい増加を見せている。国の効果的な施策により、自治体やNPO法人などによる風力発電事業も見られるようになり、さらに近年は風力発電がビジネスとして成立すると認識されるようになってきた。それに伴い、電力の販売価格が徐々に低下し、競争が見られるようになった。

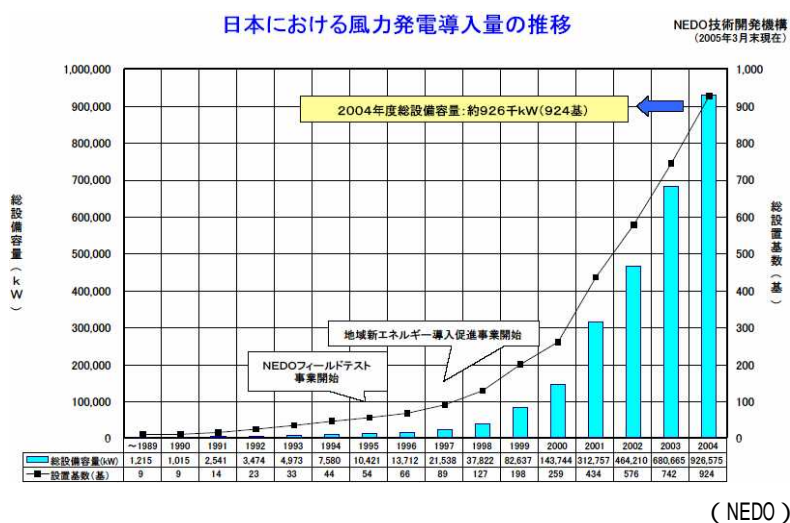
また海外では、風力発電による電力の優遇買取制度の見直しや、制度の審査基準の厳格化等が実施されており、事業環境の整備が進められている。

(1) 日本における風力発電の導入状況

日本の風力発電導入量は、2005年3月末時点で92.6万kW(運転開始前で需給契約済みのものを含めれば142万kW)に達し、設備導入基数は924基となっている。政府や新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)による導入促進策や、電力事業者による風力発電電力の優遇買取の自主メニューの設定など効果的な施策が講じられてきたこともあり、導入量が急速に増加している。その結果2000年以降は、年率約30%の伸びが見られる。

一方、日本の風力発電導入目標は2010年で300万kWとなっている(2005年総合資源エネルギー調査会需給部会「2030年のエネルギー需給展望」)。導入目標の達成に向けて、引き続き導入量の増加が期待されている。

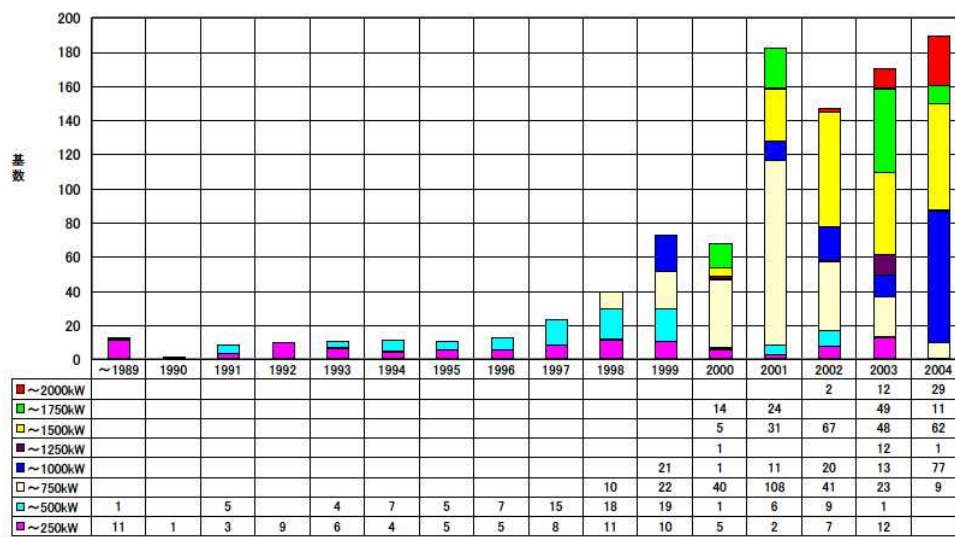
図表 1 日本における風力発電導入量の推移



出力階層別の導入基数、海外機と国産機の導入基数の推移を下図に示す。出力階層別の導入基数の推移を見ると、風力発電導入量の拡大に伴い、風力発電機の大型化が進んでいることがわかる。下図では、2000kWの風力発電機が最大出力となっているが、海外では5000kW級の風力発電機が既に登場している。また、海外機と国産機の導入基数を見ると、風力発電機の大型化とともに、海外機の導入が顕著になっていることがわかる。

図表 2 出力階層別導入基数の推移

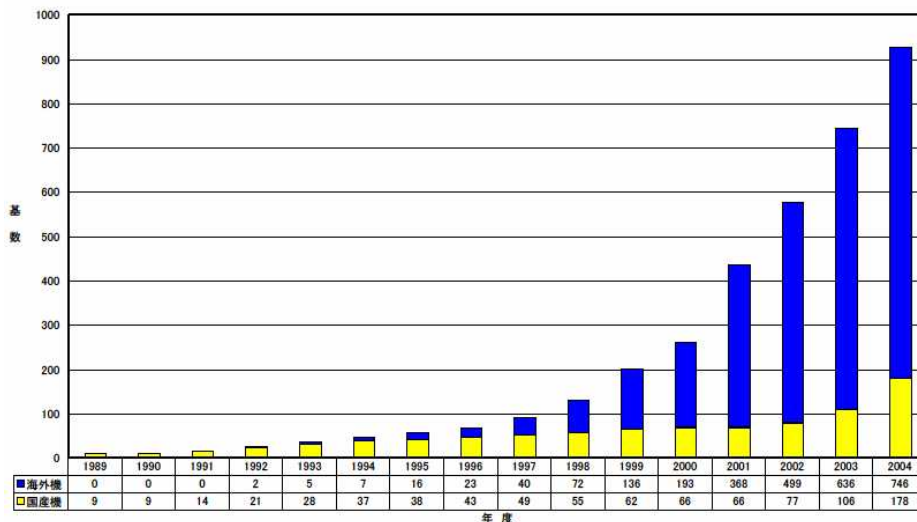
出力階層別導入基数の推移



(NEDO)

図表 3 海外機と国産機の導入基数の推移

海外機と国産機の導入基数の推移



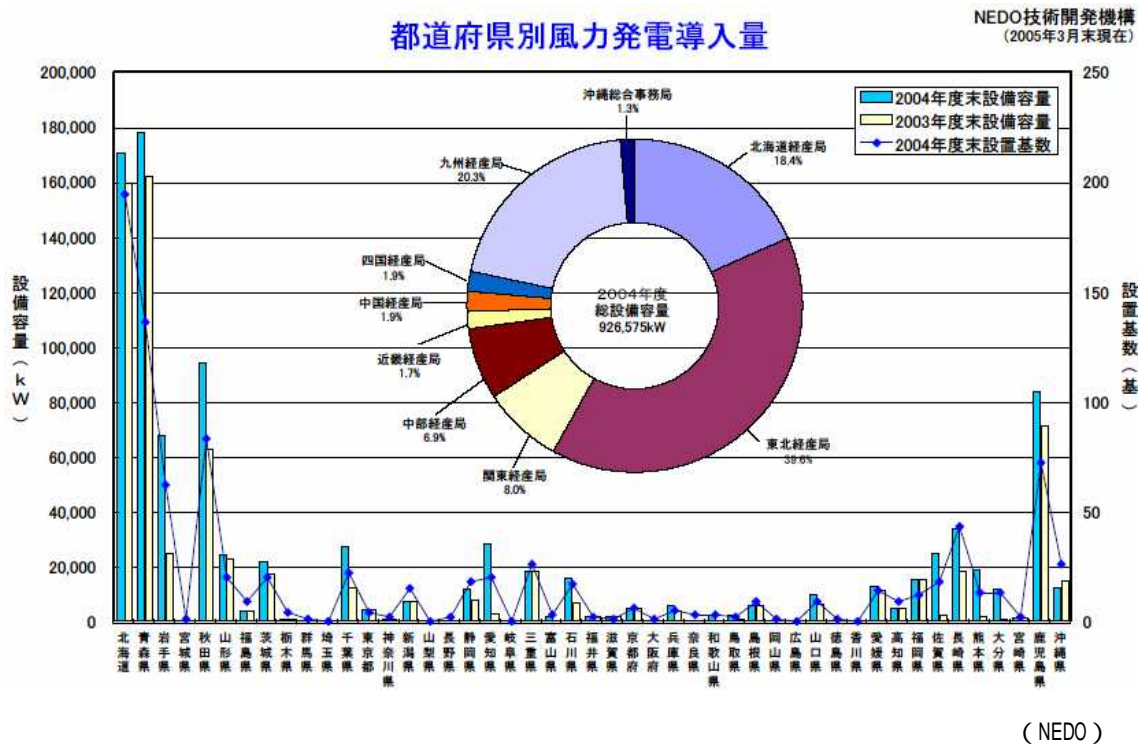
(NEDO)

(2) 都道府県別の風力発電導入量

2005年3月現在の、都道府県別の風力発電導入量は下図のようになっている。風況がよいとされる東北経済産業局管内が約40%と最も多く、これに北海道、九州を加えた3つの経済産業局管内に全国の約80%が集中している。

青森県は、日本最大の風力発電の導入地域であり、2005年3月までに17.7万kWの風力発電が立地している。日本全体で92.7万kWの風力発電が導入されていることから、約20%が青森県内に立地していることになる。また、2005年度以降に青森県において建設が予定されている風力発電を合わせると青森県には24.4万kWが導入されることになる。一方、青森県に導入されている風力発電機の基数は、準備中の風力発電機も含めて、169基となっている（単機出力10kW以上、2005年3月現在）。

図表4 都道府県別風力発電導入量



(3) 自治体、NPO 法人、漁協等各種団体による風力発電参画の動き

民間企業だけでなく、自治体、NPO 法人、漁協等による風力発電事業への参画の動きが見られる。経済産業省は、エネルギー安定供給の確保及び CO₂ の排出抑制等地球環境対策として、風力を含む新エネルギー導入をより一層促進させるために、地域新エネルギー導入促進事業を行っており、地方公共団体および非営利民間団体が策定した地域における新エネルギー導入促進のための計画(新エネルギービジョン等)に基づいて実施される新エネルギー導入事業に必要な経費の一部(設備費等の補助対象費用の 1/2 以内又は 1/3 以内)の補助を行っている。

下表は、2005 年度に交付された地域新エネルギー導入促進事業(風力発電のみ)の一覧である。

図表 5 2005 年度「地域新エネルギー導入促進事業」交付決定事業一覧

エネルギー名	申請者	事業実施者	都道府県名	補助事業名	継続 新規	開始 年度	完了 年度	事業概要	普及 啓発
風力発電	愛媛県伊方町	伊方町	愛媛県	伊方町風力発電整備事業	継続	15	17	風力発電設備により発電を行う事業。(合計1,700kW:850kW×2) 当該年度は普及啓発事業を実施。	○
風力発電	鳥取県北条町	北条町	鳥取県	北条町風力発電所建設事業/北条町風力発電所普及啓発事業	継続	15	17	風力発電設備により発電を行う事業。 (合計13,500kW:1,500kW×9)	○
風力発電	熊本県企業局	熊本県企業局	熊本県	阿蘇専修風力発電事業	継続	16	17	風力発電設備により発電を行う事業。(合計1,200kW:600kW×2)	○
風力発電	長崎県大島村	掛的山大島風力発電所	長崎県	的山大島における風力発電事業	継続	16	18	風力発電設備により発電を行う事業。 (合計32,000kW:2,000kW×16)	○
風力発電	鳥取県企業局	鳥取県企業局	鳥取県	鳥取放牧場風力発電所建設事業	継続	16	17	風力発電設備により発電を行う事業。(合計3,000kW:1,000kW×3)	○
風力発電	北海道浜中町	有限責任中間法人 浜中町風力発電所	北海道	浜中町風力発電所事業	継続	16	17	風力発電設備により発電を行う事業。(1,500kW)	—
風力発電	北海道寿都町	寿都町	北海道	風太風力発電所建設事業	新規	17	19	風力発電設備により発電を行う事業。(合計9,950kW:1,990kW×5)	○
風力発電	鳥取県企業局	鳥取県企業局	鳥取県	江津高野山風力発電所建設事業	新規	17	19	風力発電設備により発電を行う事業。 (合計20,700kW:2,300kW×9)	—
風力発電	鹿児島県和泊町	和泊町	鹿児島県	沖永良部風力発電事業	新規	17	18	公共施設施設の電源として、風力発電設備を導入する事業。 (500kW)	—
風力発電	愛知県田原市	田原市	愛知県	田原リサイクルセンター風力発電事業	新規	17	18	風力発電設備により発電を行う事業。(1,980kW)	—
風力発電	長崎県田平町	株式会社 田平風力発電所	長崎県	長崎県田平町における風力発電事業	新規	17	18	風力発電設備により発電を行う事業。(1,900kW)	—
風力発電	有限責任中間法人 波崎未来エネルギー	有限責任中間法人 波崎未来エネルギー	茨城県	波崎未来エネルギー風力発電事業	新規	17	17	風力発電設備により発電を行う事業。(1,500kW)	—
風力発電	有限責任中間法人 うなかみ市民風力発電	有限責任中間法人 うなかみ市民風力発電	千葉県	「うなかみ市民風力発電所」風力発電設備導入事業	新規	17	17	風力発電設備により発電を行う事業。(1,500kW)	—

(NEDO)

(4) 風力発電による電力の販売価格や販売方法の動向

風力発電は、火力発電や原子力発電に比べて発電コストが高い。風力発電の普及には、電力の販売価格や販売方法が非常に重要となるが、販売価格や販売方法は国などが制定する制度に依存するところが大きい。これまでの制度の変遷、現在の制度の問題点などを以下に整理する。

余剰電力の購入

1998 年以前は、風力発電の余剰電力購入メニューが設定されており、あくまで自家消費を前提としていたものであった。風力発電の販売価格は、電力の販売価格と同額（15 円/kWh 程度）であったものの、単年度契約であり、販売価格の変動リスクがあったため、投資回収の見込みが立てにくい環境にあったといえる。

長期購入メニュー

風力発電の普及を一気に加速することになったのが、1998 年より開始された、国の新エネルギー導入促進対策補助制度と、電力会社が同年より設定した事業用風力発電に対する長期購入メニューである。補助制度によって初期投資の負担が軽減されたことに加え、15～17 年程度の長期にわたる固定価格（11～12 円/kWh 程度）での買い取りが電力会社によって保証された。これにより、販売価格の変動リスクが事実上解消され、風力発電事業の不確実性は大きく軽減されることとなった。

入札制度

上記優遇措置により、風力発電の導入計画は進んだが、新たな問題を引き起こした。導入計画は、風況のよい北海道と東北で数十万 kW にも及び、もともと電力需要が比較的少ない同地域においては、系統の周波数への悪影響が懸念されることとなった。各電力会社においては、2001 年以降入札制度を導入し（北海道電力では 1999 年に入札を実施）、風力発電事業にも競争原理が導入された。

2003 年に東北電力が実施した競争入札では、合計 4 件（90,350kW）の案件が落札された。公募要項によると、風力発電電力の販売価格の上限は 10 円/kWh となっている。しかしながら、募集枠に対して 25 件（527,850kW）の応募があったため、実際の販売価格は、上限価格から 3 割強下落している。そのため、風況のよい地点でなければ事業性を確保することは困難となっており、販売価格の引き上げや一層のコストダウンが必要となっている。

図表 6 2005 年度風力発電プロジェクトにおける落札候補者ならびに連系候補者

落札候補者名	立地点	出力合計 (kW)	受給開始 予定時期
(株)エムウインズ	秋田県山本郡八竜町	25,500	2006 年 9 月
日本風力開発(株)	青森県上北郡六ヶ所村	2,850	2005 年 2 月
(株)ユーラスエナジージャパン	青森県上北郡野辺地町	50,000	2006 年 10 月
(株)ユーラスエナジージャパン	青森県下北郡東通村	12,000	2006 年 10 月

(東北電力 HP)

RPS 制度

上記の販売価格には、「新エネルギー等相当量 (RPS 証書)」の価値が含まれて入る。2003 年の RPS 法の施行により、新エネルギー(風力、太陽光、地熱、バイオマス、1000kW 以下の水力)発電による電力は「電気そのものの価値」だけでなく「新エネルギー発電による付加価値 (新エネルギー等相当量)」が認められることとなり、電気事業者に一定量の RPS 証書の購入を義務付けた。(RPS 法については後述) RPS 証書の売買が可能になったことにより、風力発電事業間の競争だけでなく、新エネルギー同士の価格競争という概念が導入された。

2004 年 9 月時点で、各電力会社から公表されている風力発電による電力の購入条件は、次のようになっている。

図表 7 風力発電による電力の購入条件

	自家用風力発電 からの余剰電力購入	事業用風力発電からの購入	
		出力2,000kW未満	出力2,000kW以上
北海道	【「電気,のみを購入」】	購入価格3.30円/kWhで17年間 ・新規公募時期未定	
	【「電気+RPS価値」の場合】	平成16年度の風力発電受入については、詳細検討中	
東北 東京	【「電気+RPS価値」の場合】	販売電力量料金と同額	・11.20円/kWhで15年間 ・未発表
	【「電気,のみを購入」】	平均:3.44円/kWh	
中部	【「電気+RPS価値」の場合】	販売電力量料金と同額	・11.20円/kWhで17年間 ・未発表
	【「電気,のみを購入」】	平均:3.95円/kWh	
	【「電気,のみを購入」】	・低圧連係の場合のみ3.96円/kWh ・未発表	
北陸	【「電気+RPS価値」の場合】	販売電力量料金と同額	・11.10円/kWhで15年間 ・1万kWを入札(詳細未定)
	【「電気,のみを購入」】	平均:2.11円/kWh	
関西	【「電気+RPS価値」の場合】	販売電力量料金と同額	・10.30円/kWh、契約年数 未定。 ・電力購入条件・購入単価等につ いては個別協議
	【「電気,のみを購入」】	平均3.02/kWh	
中国	【「電気+RPS価値」の場合】	販売電力量料金と同額	・11.30円/kWhで15年間 ・電力購入条件・購入単価等につ いては個別協議
	【「電気,のみを購入」】	平均3.40/kWh	
四国	【「電気+RPS価値」の場合】	・個別協議	
	【「電気,のみを購入」】	平均:2.99円/kWh ・供給力の一部と見なせる場合の購入条件および購入単価は別途協議	
九州	九州本土5万kW、離島分は個別に100~2,800kWの枠(抽選制) ・「電気+RPS価格」の場合、金額は個別協議、期間は15年、「電気のみ」の場合は、平均 3.00円/kWh。(いずれかを選択)		
沖縄	【「電気+RPS価値」の場合】	未発表	
	【「電気,のみを購入」】	*高圧連係以上が対象 平均3.80円/kWh(見直しあり)	

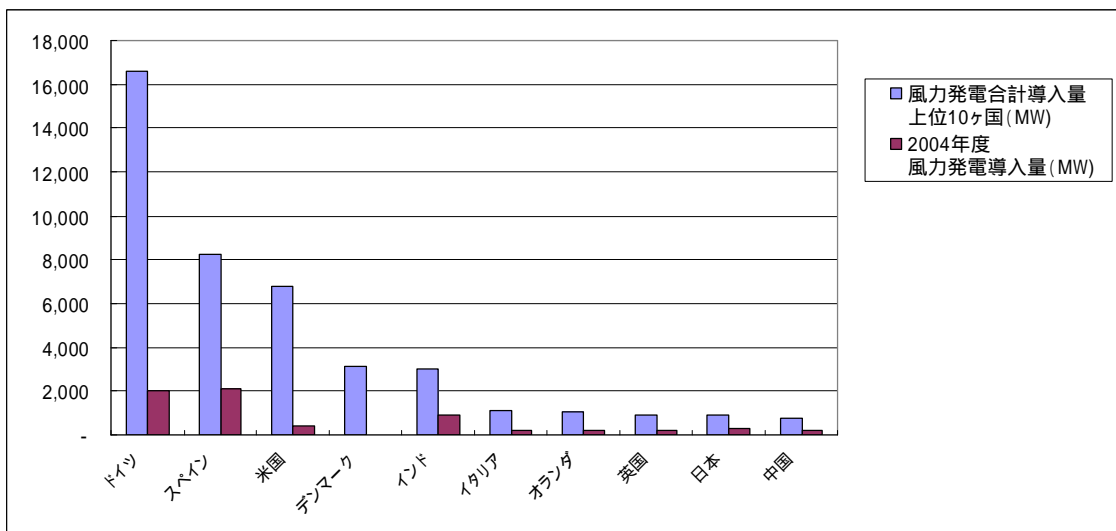
(風力発電マニュアル2005)

(5) 海外の風力発電市場の動向

2004 年に世界で新たに導入された風力発電は 797.6 万 kW であり、合計導入量は約 20%増の 4731.7 万 kW へと成長した。地域別に見ると、欧州が 2004 年も引き続き世界の風力発電市場を牽引しており、新規導入量の 72.4%を占めている。また、合計導入量の多い国は、ドイツ、スペイン、米国、デンマーク、インドの順となっており、世界の風力発電の約 8 割を占めている。

世界風力エネルギー協会は、グリーンピースと共同で 2005 年 6 月に「Wind Force 12」をまとめた。世界各地域の風力エネルギー協会の方針をまとめた報告書であり、2020 年までに全世界で必要とされる電力の 12%を風力発電で賄うという目標を掲げている。

図表 8 各国の風力発電導入量



(NEDO)

ドイツ

風力発電先進国であるドイツでは、再生可能エネルギーの利用を促進するために、国が最低販売価格を設定するなど、様々な優遇措置を実施してきた。特に、風力発電の伸びは著しく、再生可能エネルギーによって発電された電力の半分以上を占めている。

一方で、風況の良し悪しに関わらず風力発電機が設置されるという事態が発生することとなったため、2004 年 7 月再生可能エネルギー法が改正され、風力発電に関する制度が大幅に変更された。以下にポイントを整理する。

1) 販売価格の引き下げ

運転期間 5 年以下の風力発電機に対して、電力の最低販売価格を現在の 8.8 セント/kWh から 5.5 セント/kWh に引き下げる。また 2005 年より、最低販売価格の年間減少率を 1.5%

から 2%に引き上げる。

2) 審査基準の厳格化

風力発電事業の計画段階で、法律によって規定される基準発電量の 60%が達成されることが証明されない限り、優遇措置の対象から外れる。

3) 洋上風力発電の振興

洋上風力発電を振興するために、2008 年より洋上風力発電による電力の販売価格を 6.19 セント/kWh とする。

またドイツでは、風力発電導入量の拡大に伴い、発電量が天候によって大きく変動するという問題が生じている。この問題に対処するために、現在以下の課題に取り組んでいる。

一つ目の課題は、小地域単位で素早く反応する電力系統を確立し、これらの電力系統をつなげて大地域単位で電力系統の連系を構築することである。ここでは、ウィンドファームをネットワーク化させてバーチャル発電所とみなし、バーチャル発電所から大地域単位の電力系統へ電力を送電するというシステムが検討されている。

二つ目の課題は、風力発電の発電量をできるだけ正確に事前予測する情報システムを確立することである。これについては、太陽エネルギー供給技術研究所 (ISET) が電力大手の EoN 社等と協力して、オンラインで風力発電によって電力系統に供給される電力量を把握する風力発電予測ツール AWPT を開発している。AWPT は、最高 72 時間先までの風力発電量を予測することが可能であり、予測誤差は、翌日の予測で 8~10%の誤差、1~8 時間前の予測で 6%の誤差となっている。

スペイン

風力発電導入量世界第二位のスペインは、化石燃料などのエネルギー資源に乏しいため、早期から再生可能エネルギーの利用拡大に取り組んでいる。2004 年には、風力発電の導入量が 826 万 kW に達している。2010 年における一次エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合 12%という目標を達成するために様々な施策が施行されている。

1) 電力の買取制度

再生可能エネルギーによる電力は、市場価格 + プレミアム価格もしくは固定価格による買取どちらかを選択することができる。風力発電の場合、2000 年におけるプレミアムの価格は ESP4.79/kWh (100ESP ペセタ = 約 65 円)、固定価格は ESP10.42/kWh であった。

2) 新電気事業法

1997年にEU電力指令を「新電気事業法」として国内で制定した。この法律では、再生可能エネルギーによる発電を特定発電システムとし、支援制度を制定した。

デンマーク

デンマークは、風力発電に早期から注力しており、デンマークに本社をおく風力発電機のトップメーカーVESTASは、市場の約37%(導入量比)に風力発電を供給している。また、デンマーク政府による効果的な施策などにより、2004年末時点で311万kWの風力発電が導入されている。

1992年に、配電会社は、再生可能エネルギー発電からの電力購入が義務付けられ、風力発電については配電会社の電気料金の85%で買取価格が設定された。また電気税と環境税が制定され、再生可能エネルギー発電事業者へ還元された。

その後、1999年に制定された電力供給法により、電力消費者は、再生可能エネルギー電力を20%購入する義務を負うこととなった。RPS制度が制定されたことによる、競争原理が働くシステムへと移行した。

2 . 新エネルギー・風力発電関連施策のまとめ

21 世紀に入り、エネルギー基本計画、新エネルギー導入目標、新エネルギー産業ビジョンなどエネルギーに関する国の大きな方針が次々と発表された。これにより、風力発電を含め新エネルギーの導入を加速させ、地球温暖化対策、エネルギーの安定確保、新たな産業の創出を目指すことが確認された。

風力発電に関する施策は、導入量の増加とともに変遷している。風力発電機の技術開発や、系統連系ガイドラインの整備などの基盤作りに関する施策から、21 世紀に入り、ビジネスとしての環境の整備や、系統の安定化などの新たな問題に関する施策が展開されている。

(1) エネルギー基本計画

エネルギー基本計画は、2002 年 6 月に交付・施行されたエネルギー政策基本法の第 12 条の規定に基づいて 2003 年 10 月に定められた計画である。エネルギー政策基本法が定める「安定供給の確保」、「環境への適合」、「市場原理の活用」などの基本方針にのっとり、10 年程度の将来を見通し、エネルギー需給全体に関する施策の基本的な方向を定性的に示している。

エネルギー基本計画では、安定供給の確保を目指して省エネルギー、輸入エネルギー供給源の多角化や主要産出国との関係強化、国産エネルギー等エネルギー源の多様化、備蓄の確保を推進すること、環境への適合を目指して省エネルギー、非化石エネルギーの利用、ガス体エネルギーへの転換、化石燃料のクリーン化及び高効率利用技術の開発導入を推進すること、市場原理の活用を目指すことなどが述べられている。

また、長期的、総合的かつ効果的に講ずべき施策として、省エネルギー対策の推進と資源節約型の経済・社会構造の形成、負荷平準化対策、原子力の開発・導入及び利用、原子力の安全確保と安心の醸成、新エネルギーの開発・導入及び利用、ガス体エネルギーの開発・導入及び利用、石炭の開発・導入及び利用、電気事業制度・ガス事業制度のあり方などが記述されている。

(2) 新エネルギー導入目標

日本の新エネルギー導入目標は経済産業省資源エネルギー庁によって定められている。「2030年のエネルギー需給展望」(2005年総合資源エネルギー調査会需給部会)において、「新エネルギー導入目標」を原油換算で1910万kl(一次エネルギー総供給に占める割合は3%程度)を目処とするとしている。新エネルギーの種類別の目標は以下のとおり。

図表9 新エネルギーの種類別の目標

		2002年度		2010年度目標	
		原油換算 万kl	設備容量 万kW	原油換算 万kl	設備容量 万kW
発電分野	太陽光発電	15.6	63.7	118	482
	風力発電	18.9	46.3	134	300
	廃棄物発電+ バイオマス発電	174.6	161.8	586	450
熱利用分野	太陽熱利用	74		90	
	廃棄物熱利用	164		186	
	バイオマス熱利用	-		308	
	未利用エネルギー	4.6		5	
	黒液・廃材等	471		483	
合計 (対1次エネルギー供給比)	923 (1.6%)		1,910 (3%程度)		
新エネルギー+水力+地熱 (対1次エネルギー供給比)	3,023 (5.1%)		4,110 (7%程度)		

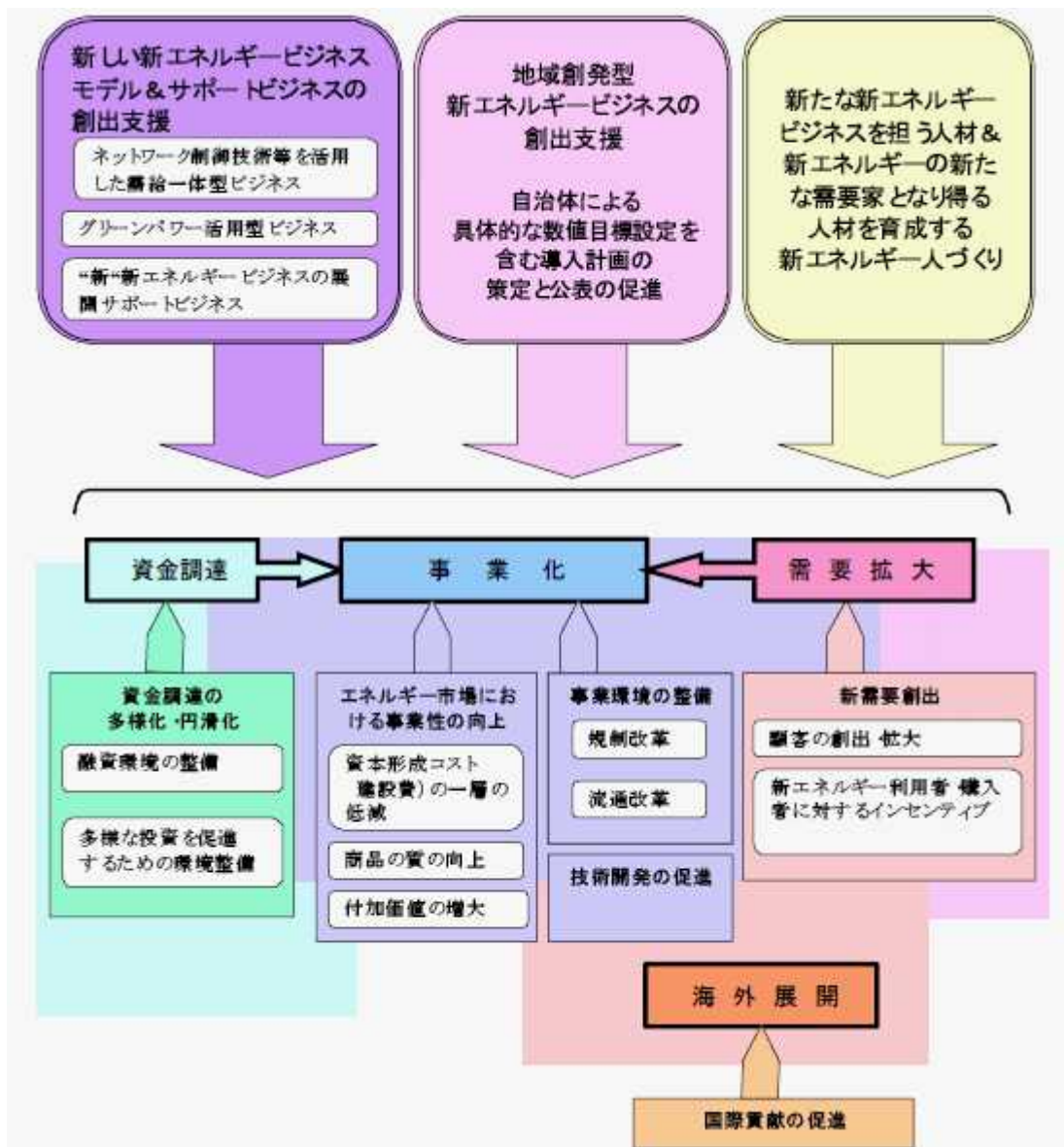
出典:資源エネルギー庁資料

(資源エネルギー庁 HP)

(3) 新エネルギー産業ビジョン

2004年6月には、経済産業省に設置された新エネルギー産業ビジョン検討会において新エネルギー産業ビジョンが策定され、今後の産業競争力強化や自立的な新エネルギー産業の育成という観点から新エネルギー分野における必要な施策を検討する、という方向性が示された。

図表 10 今後の新エネルギー産業施策体系



(新エネルギー産業ビジョン)

新エネルギー産業ビジョンでは、自立した新エネルギー産業実現に向け、従来の個別の設備導入の支援のみではなく、例えば以下のような新エネルギー分野の新たなビジネスモデルが示されている。

ネットワーク制御技術等を活用した需給一体型ビジネス

一定地域内において、多様な新エネルギー等を組み合わせて制御・運用し安定した電力・熱供給を行うビジネス。

グリーンパワー活用型ビジネス

市民や企業による出資、新エネルギー導入によるコストアップ分を寄付として上乗せしたプレミアム商品・サービスの販売、新エネルギーによる電気や熱を直接供給するグリーン料金やグリーン証書、など新エネルギーの事業化の領域を広げる。

“新”新エネルギービジネスの展開サポートビジネス

新エネルギー供給事業者と供給設備メーカー、燃料供給事業者、副産物活用事業者等の多様で広範囲にわたる関係者をコーディネートするビジネス、新エネルギー供給事業と地域の教育産業や観光ビジネス等とを結びつけるビジネス、付加価値の高い新エネルギー商品開発のコンサルティングビジネスなど。

(4) RPS 制度

2003年4月より「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS法）」が施行された。RPS制度（ ）は、新エネルギー等のさらなる普及のため、電気事業者に対して、一定量以上の新エネルギー等を利用して得られる電気の利用を義務付けることにより、新エネルギー等の利用を推進することを目的としている。

RPS (Renewables Portfolio Standard) 制度

RPS制度とは、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」（以下、「新エネルギー等利用法」という。）に基づき、エネルギーの安定的かつ適切な供給を確保するため、電気事業者に対して、毎年、目標量を基礎として各社の販売電力量に応じて算定される一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気（以下、「新エネルギー等電気」という。）の利用を義務付け、新エネルギー等の更なる普及を図る制度。

新エネルギー等電気は、「電気と新エネルギー等電気相当量」に分割することが可能であり、それぞれ売買の取引を行うことができる。電気事業者は、自ら発電を行う、他から新エネルギー等電気を購入する（取引）、他から新エネルギー等電気相当量を購入する（取引）、のいずれかの手法で義務を履行する必要がある。

新エネルギー等電気の利用目標（単位：億 kWh/年）。

15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度	22年度
73.2	76.6	80	83.4	86.7	92.7	103.3	122

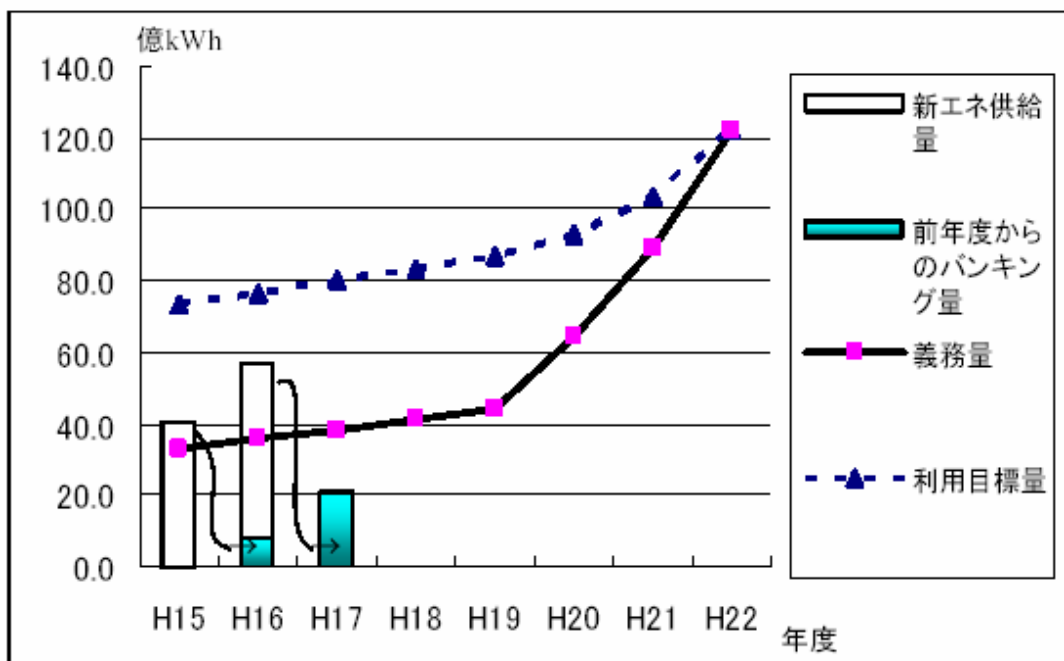
電気事業者間で新エネルギー等電力の利用程度に隔たりがあることから、2010年度までは目標値に対する義務比率が段階的に増加する経過措置が講じられている。義務量と履行状況は、図表11に示すとおりである。

2005年10月に経済産業省・資源エネルギー庁は、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会の下に、RPS法評価検討小委員会を設置した。本小委員会においては、2010年度までの期間において、義務量達成の状況を踏まえた義務量や経過措置の見直し、取引価格の水準や情報のあり方、制度の対象電源などが論点とされている。2010年度以降の利用目標については、法律で「4年ごとに先8年間の義務量を設定」と定めているため、来年度に26年度までの義務量が決定される見込みである。

また、2005年9月22日に経済産業省資源エネルギー庁から発表された資料によると、2004年度に取引された新エネルギー等電気（電気＋相当量）の取引価格は、以下のとお

りである。

図表 11 義務量と事業者の履行状況



(総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会 RPS 法評価検討小委員会資料)

図表 12 2005 年度に取引された新エネルギー等電気

1. 平成16年度に取引された新エネルギー等電気

(単位:円/kWh)

区分	購入事業者	発電形態	単純平均価格		加重平均価格		最高価格		最低価格				
			H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格			
「相当量+電気」	電気事業者 (電力会社 特定電気事業者 特定規模電気事業者)	風力	11.9	0.2	11.6	▲ 0.2	20.5	5.0	7.0	▲ 1.5			
		太陽光(従量電灯)(注1)					23.4	0.0	19.0	▲ 1.0			
		(業務用電力)(注1)					13.4	0.0	10.3	▲ 0.4			
		水力	9.3	0.9	8.5	0.4	13.7	0.7	4.0	▲ 0.5			
		バイオマス	7.3	▲ 0.2	7.5	0.3	10.0	▲ 3.0	4.0	0.0			
「電気のみ」	電力会社(注2)					4.0	▲ 0.8	2.1	0.0				
	電力会社以外					8.4	-	7.8	-	7.3	-		
「相当量のみ」	電気事業者					5.4	▲ 0.6	4.8	▲ 0.4	8.0	▲ 3.0	4.0	2.5

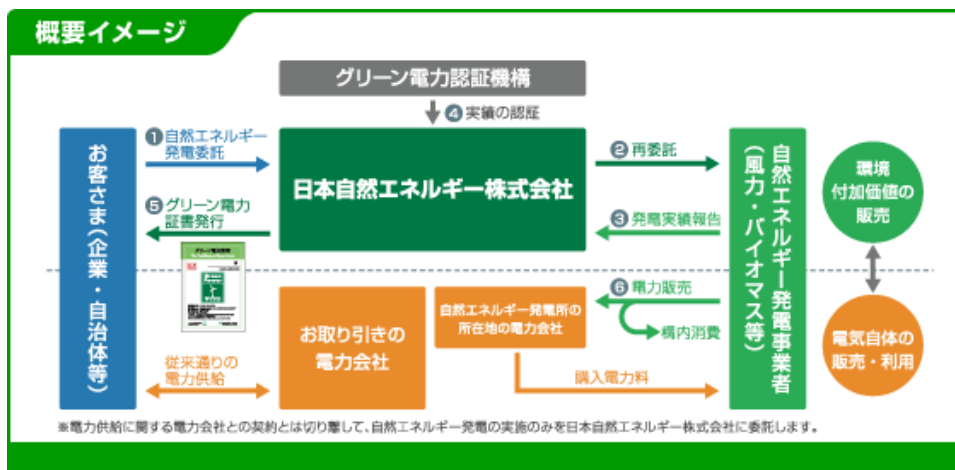
(RPS 管理室 HP)

(5) その他の動向 (グリーン電力証書システム)

グリーン電力証書システムは、自然エネルギーによって発電された電力のもう一つの価値、すなわち省エネルギー・CO₂排出削減などといった環境付加価値を「グリーン電力証書」という形で具体化している。グリーン電力証書を企業が購入することで、企業の自主的な省エネルギー・環境対策が可能となるシステムとなっている。グリーン電力証書システムは民間企業である日本自然エネルギー株式会社が、自然エネルギー発電事業者とグリーン電力証書を購入する企業との取引の仲介を行っている。

自然エネルギー発電事業者は、上述した RPS 法で扱う RPS 証書として環境付加価値を販売するか、もしくはグリーン電力証書として環境付加価値を販売するかを選択することとなる。

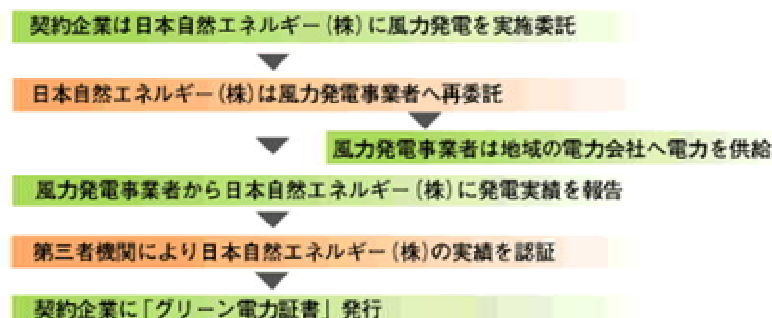
図表 13 グリーン電力証書システム



(日本自然エネルギー株式会社 HP)

風力発電の場合は、以下の手順に沿ってグリーン電力証書が発行される。

図表 14 グリーン電力証書の発行手順



(日本自然エネルギー株式会社 HP)

(6) 風力発電に関する施策動向

風力発電導入に関するこれまでの施策としては、「技術開発促進施策」と「導入促進施策」に大きく分けることができる。技術開発促進施策としては、80-90年代の大型風力発電機の開発から、離島用風力機器の開発へと移行し、現在は系統安定化技術開発などが進められている。

また、導入促進施策としては、1992年の電力会社による余剰電力購入制度及び1993年の系統連系技術要件ガイドラインの整備により、基盤作りがなされた。その後、風力発電フィールドテスト事業に加え、1998年度からは新エネルギー事業者支援事業や地域新エネルギー導入促進事業により、初期費用に対する補助制度が導入された。また、電力会社による事業用風力発電購入メニューの設定により、風力発電事業が急速に進められてきた。

さらに、2003年より電気事業者に風力発電を含むRPS証書の一定量以上の購入を義務付けるRPS法が施行されている。また、優遇制度として、エネルギー需給構造改革投資推進税制による法人税・所得税の控除や、ローカルエネルギー税制による固定資産税の課税基準の特別措置が取られている。

一方、2001年2月に第2回総合エネルギー調査会新エネルギー部会で示された、長期エネルギー需給見通しにおける2010年の風力発電導入目標量は「300万kW」と設定されている。目標達成のためには、系統への連系対策、他管内への積極的な設置促進など、引き続き様々な対策を実施する必要がある。

現在、風力発電導入量を拡大するための施策として、電力系統への連系対策、港湾区域への風力発電導入推進、自然公園への風力発電導入推進などに関する議論が実施されており、ガイドラインの整備などが進められている。

3. 風力発電事業に関する課題調査

風力発電事業に関する課題は、導入量の制約となる系統連系に関する課題と、立地場所に関する課題に分けられる。系統連系に関する問題は、風力発電系統連系対策小委員会で議論されているとおり、解列や蓄電池の併設などの対応が必要となり、新たに発生するコストの分担や制度設計が今後の焦点となる。

立地場所に関する課題は、関連法令との調整が鍵となる。風況がよく風力発電の適地にも関わらず、農地や自然公園である場合は、農地法や自然公園法などの規制によって事業を実施できない地域が数多く存在する。特区や法改正などによる対応が必要となる。また、立地場所の拡大方策として、洋上への展開が考えられるが、コストが問題となる上に、系統連系の問題は依然として解決されないため、蓄電池などによる対応が必要となる。

(1) 系統連系

系統連系可能量

風力発電は出力が不安定なため、風力発電導入量が増加すると、系統周波数・電圧への悪影響が懸念される。そのため、総発電量に対する風力発電量が多い東北・北海道・九州・四国経済産業局管内では、風力発電の導入制約（連系可能量の上限など）が本格化しつつある。

各管内における電力会社が試算した現状の系統への連系可能量は以下のとおりである。東北電力管内では、現時点で連系が確定している風力発電機の容量が47万kWであり、追加の連系可能量は5万kWと想定されている。

図表 15 各電力会社管内への系統連系可能量

電力会社	風力発電連系可能量	備考
北海道	25万kW(2002年8月公表)	2007年度に再評価予定
東北	52万kW(2004年9月公表)	2007年度に再評価予定
四国	20万kW(2005年2月公表)	2007年度に再評価予定
中国	未公表。(2006、2007年度に5万kW程度ずつ導入予定)	2008年度を目処に連系可能量を公表予定
九州	未公表。(風力出力データの収集・蓄積を実施中。)風力が系統に与える影響を考慮し、毎年一定量を導入。	2006年度に評価・公表予定

(風力発電系統連系対策小委員会「風力発電系統連系対策小委員会中間報告書案」、中国電力HPをもとに作成)

系統連系対策

風力発電の導入目標 300 万 kW(2010 年度)を達成するためには、系統への連系対策、他管内への積極的な設置促進など、様々な対策を実施する必要がある。

導入目標達成のための対策については、資源エネルギー庁総合エネ調新エネルギー部会の風力発電系統連系対策小委員会において議論され、2005 年 6 月 23 日に「風力発電系統連系対策小委員会中間報告書案」が提出された。中間報告書案の結論としては、2010 年度に約 300 万 kW 相当という風力発電の導入目標達成に目途が立ったとされている。

中間報告書に記載された対策は、概ね以下のとおりである。

図表 16 系統連系対策（風力発電系統連系対策小委員会中間報告書案）

周波数変動対策	平成 17 年度から講じることが期待される対策 (導入量拡大のための具体的対策)	継続検討を行っていく対策
	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">導入制約がある地域</div> <ul style="list-style-type: none"> ・ 解列枠の募集 ・ 蓄電池等の導入 <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">導入制約のない地域</div> <ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数変動による制約のない地域での風力発電立地 	(引き続き検討) <ul style="list-style-type: none"> ・ 会社間連系線の活用 (電源構成、需要状況の変化に応じて検討) <ul style="list-style-type: none"> ・ 調整力の拡大に向けた電源運用
送電容量等対策	(導入量拡大に向けた基盤的対策)	
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数変動の観点からみた風力発電連系可能量の正確な把握 ・ 気象予測に基づく風力発電予測システムの調査研究 	
	風況条件の良い風力発電機建設適地の送電能力を向上させるための対策	送電容量に係る情報の充実対策
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 連系可能量算定方式の工夫 ・ 連系容量を超える発電容量の連系 ・ 風力発電事業者保有のアクセス線・変電所の活用 ・ 電力会社保有送変電設備の増強 ・ 事業計画の変更の許容 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 送電線熱容量・変電所バンク容量等に係る情報の随時提供 ・ 周波数変動制約のない地域での風力発電系統接続の受付随時化 ・ 連系可能性についての回答における理由の開示 ・ 連系不可能時の代替案の提示

(風力発電系統連系対策小委員会「風力発電系統連系対策小委員会中間報告書案」)

ここで、対策実施による連系可能量の試算結果は以下のとおりである。

図表 17 系統連系対策と系統連系可能量

東北電力・四国電力

東北電力・四国電力では、①短周期、②長周期（下げ代：夜間）面による制約であるため、対策は以下の通りとなる。なお、四国電力では昼間にも長周期（下げ代）問題が生じる。
 （東北のケース）

導入順	対策 A		対策 B		対策 C		対策 D	
1	解列枠 10%	10万kW	解列枠 10%	10万kW	長周期蓄電池	33万kW	長周期蓄電池	33万kW
2	長周期蓄電池	0万kW	解列枠 20%	5万kW			解列 20%	5万kW
3	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW
合計＝追加導入量	10万+ α kW		15万+ α kW		33万+ α kW		38万+ α kW	

* 長周期フラット蓄電池による対策を講じる場合（導入量 α kW）は、他電力管内に販売・小売される場合には、東北電力において短周期・長周期変動面での制約なし。東北電力に販売される場合には、東北電力の昼間の長周期（調整速度、調整幅）面での制約が生じるまで連系可能。（販売・購入に関しては、IPP、PPS 電源と同様、相対交渉）

（四国のケース）

導入順	対策 A		対策 B		対策 C		対策 D	
1	解列枠 10%	3万kW	解列枠 10%	3万kW	長周期蓄電池	5万kW	解列枠 10%	3万kW
2			解列枠 30%	2万kW			長周期蓄電池	3万kW
3	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW
合計＝追加導入量	3万+ α kW		5万+ α kW		5万+ α kW		6万+ α kW	

* 長周期フラット蓄電池による対策を講じる場合（導入量 α kW）は、他電力に販売・小売される場合には、四国電力において短周期・長周期変動面での制約なし。四国電力に販売される場合には、対策 A、B については四国電力の昼間の長周期（下げ代）の問題が生じるまで連系可能であるが、対策 C、D については α はゼロとなる。

北海道電力

北海道電力では、①短周期、②長周期（下げ代：夜間）、③長周期（調整速度等）面による制約であるため、対策は以下のとおり。（蓄電池は、縮小率100%のフラット制御での導入が必要。）

導入順	対策 A		対策 B	
1	解列枠 16%	5万kW	解列枠 16%	5万kW
2	長周期完全フラット運転	α kW	長周期完全フラット運転	α kW
3			解列枠 60%	5万kW
合計＝追加導入量	5万+ α kW		10万+ α kW	

九州電力

九州電力では、まずは①の短周期面での制約が生じ、その後②長周期（下げ代：夜間）での制約が生じることから、以下の組み合わせで対策を講じていくことが可能。また、九州電力は来年度5万kW程度の通常枠を予定。短周期蓄電池枠は風力の短周期変動を完全に吸収できない（縮小率が40~50%）ことから、通常枠又は解列枠を活用して受け付け枠を設定することとなる。

導入順	対策 A		対策 B		対策 C		対策 D		対策 E		対策 F	
1	通常枠	5万kW	通常枠	5万kW	短周期蓄電池	8.3万kW	短周期蓄電池	8.3万kW	短周期蓄電池	8.3万kW	短周期蓄電池	8.3万kW
2	解列枠 10%	5万kW	解列枠 10%	5万kW	解列枠 10%	5万kW	解列枠 10% 短周期蓄電池	8.3万kW	解列枠 10% 短周期蓄電池	8.3万kW	長周期蓄電池	16.7万kW
3	解列枠 20%	2.5万kW	長周期蓄電池	8.3万kW	長周期蓄電池	8.3万kW	解列 20%	2.5万kW	長周期蓄電池	8.3万kW	長周期蓄電池	8.3万kW
4	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW	長周期フラット蓄電池	α kW
合計（追加導入量）	12.5万+ α kW (7.5万+ α kW)		18.3万+ α kW (13.3万+ α kW)		21.6万+ α kW (16.6万+ α kW)		19.1万+ α kW (14.1万+ α kW)		24.9万+ α kW (19.9万+ α kW)		33.3万+ α kW (28.3万kW+ α kW)	

* 長周期フラット蓄電池による対策を講じる場合（導入量 α kW）は、周波数変動に影響を与えない電源として随時連系協議が可能。
 * 通常枠が5万kWで導入限界量に達すると仮定した試算。

（風力発電系統連系対策小委員会「風力発電系統連系対策小委員会中間報告書案」）

東北電力管内では、年間 10%程度解列¹することにより、10 万 kW 程度の連系量の拡大が可能とされている。また、蓄電池を活用し、夜間充電、昼間の変動の 70%カットという運転を行うことで、33 万 kW 程度の連系量の拡大が可能と試算されている。また、中間報告書案を受けて、2006 年度政府予算案に計上されている補助事業は以下のとおりである。

1) 蓄電池設置補助

経済産業省資源エネルギー庁は、来年度より風力発電に併設される蓄電池に対する補助金枠を設置予定である。補助は 5 年間で想定しており、2006 年度政府予算案として 19 億円を計上している。

2) 風況調査補助

経済産業省資源エネルギー庁は、系統制約のない地域で風力発電の導入を後押するため、06 年度から同地域で実施する風況調査に対して新たに補助を行う方針である。06 年度政府予算案で 1 億円を計上している。

これにより、系統制約のない地域での風力発電機立地を促進し、風力発電の地域偏在化を解消する。

3) 風力発電電力系統安定化等技術開発（気象予測に基づく風力発電量予測システムの開発）

周波数変動対策の一つとして、風力発電の出力変動の予見可能性を向上することにより、一定の調整力の下での風力発電連系可能量を拡大できる可能性があるため、電力系統側の調整予備力を計画的に運用可能とすることを目的として、風力発電システムの発電量を予測するシステム開発を 2005 年度より実施する（2005 年度：6 億円程度）。

¹ 発電機と電力系統を切り離すこと。

(2) 立地場所

風力発電事業を実施する際の課題となるのが、立地場所の開発である。立地場所の開発は、各種許認可の取得作業と言い換えることができ、土地利用の確保、関連省庁への手続き、電力系統への連系協議などが挙げられる。

事業者ヒアリングの結果、各種許認可の規制緩和や手続きの簡素化に対する要望が多かった。特に、風況がよい地域が多数存在するにも関わらず、規制が厳しく開発が困難となっている農地や国有地に対する要望が強い。

また、現状それぞれの許認可の担当窓口は法規制ごとに分かれており、手続きが複雑になり時間を要することから、風力発電事業を実施する上でのブレーキとなっている。規制緩和や手続きの簡素化を進めることで、必要となる費用が低下することから、事業性が向上し、風力発電の導入拡大につながると考えられる。

図表 18 風力発電事業に関わる関連法規一覧

許認可項目	担当窓口・決裁窓口	国側窓口
農地法	都道府県知事	農林水産省
電気事業法	風力立地地点を管轄する経済産業局	経済産業省
自然公園法 自然環境保全法	都道府県知事、環境省及び地方環境事務所	環境省
森林法	市町村（伐採届）都道府県知事（林地開発）	林野庁
航空法	国土交通省交通局	国土交通省
保安林、国有林	権利者および管理者（行政機関）	

（風力発電マニュアル 2005 をもとに作成）

立地場所や各種許認可に関する課題、風力発電事業者のニーズを整理すると以下のようになる。

農地

農地法は、農地への風力発電機の建設を厳しく制限しているため、立地の障害となっている。現在、開発面積 4ha 以下の土地については、知事による許可が必要となっている。4ha より大きい土地については、農林水産大臣の許可が必要となり、この場合申請から承認まで 1 年以上要する。そのため風力発電事業者は、開発面積を 4ha 以下に抑えるように制限・工夫を行っているのが現状である。

また、農地に対しては補助金や相続税の減免などの優遇措置があるため、風力発電事業者が農地を借用するためには様々な問題が発生する。まず、補助金を受けている農地に関しては、補助金の目的外使用を防止するために、農地を借用することは困難となっている。相続税の減免を受けている農地に関しては、相続税の減免分も上乘せした形で、

用地賃借料として借用することになる。

国有地（国有林野）

風力発電事業者は、電気事業法上の電気事業者（電力会社・独立系発電事業者）に該当しないため、国有地の貸与や市道・県道の利用などが大幅に制限されている。電気事業者は公益特権を有しており、必要と判断されれば国や県などから土地を借りることができるが、風力発電事業者は5ha未満もしくは借入額30万円未満の土地しか借りることができない、という制限を受けている。

風力発電機の建設場所から系統まで送電線を敷設するためには、複数の地権者の土地や国有地の上を通す必要があるため、事業を実施する上での障害になることが多い。青森県では、2005年度より環境・エネルギー産業創造特区による当該規制の緩和を実現している。

自然公園

自然公園については、環境省の「国立・国定公園内における風力発電施設設置のあり方に関する基本的考え方」に基づき自然公園法が改正（2004年4月施行）された。風力発電の景観等に関する設置基準が明確化されたことから、設置基準に沿って風力発電機の設置する必要がある。国立公園は特別地域と普通地域に分けられ、特別地域への設置は特別保護地区などの公園核心部を除き許可制となり、普通地域への設置は届出制となった。また、国定公園や県立の自然公園については、県知事の判断による、とされている。これを受け、豊田通商は、環境省と協議を重ねながら、国内初の国立公園内大規模風力発電所の建設を進めており、2007年3月の運転開始を目指している。

また、風況の良い場所は野生鳥獣の生息地等となっている場所があり、2004年には北海道根室市・苫前町などにおいてオジロワシが風力発電機と衝突するという事故が発生した。そのため、環境省は、野生鳥獣への影響に対する対策を実施すると発表している。自然公園への設置については、依然として設置基準が厳しいとの声が多く、風力発電の導入推進のためにはさらなる規制の緩和が求められる一方、野生生物への影響を考慮しつつ、自然景観に配慮した上での風力発電の開発が必要となる。

保安林

森林法では、海岸沿いに保安林を定めているが、風力発電機の設置は認められていない。現在北海道及び日本海側の林帯の幅250m未満の保安林については、原則として解除は行わない、という方針が打ち出されている。海岸沿いは一般的に安定した風が吹き、風力発電の適地が数多く存在するため、保安林の解除が求められている。

港湾区域・洋上

港湾区域に風力発電を建設するためには、港湾管理者の許可が必要となる。そのため、港湾管理者との調整が不可欠である。

国土交通省港湾局では、港湾空間への風力発電の積極的導入を推進する方針を打ち出しており、2010年までに7万KWの設備容量を想定している。(2005年3月現在約7万6千KW)。

港湾地域への風力発電機の建設は、陸地への建設に比べコストが高くなるため、陸地の建設ポイントが優先されているのが現状である。

洋上風力発電の実現はさらに困難となる。日本の近海には漁業権があるため、洋上に風力発電機を建設するための手続きはさらに複雑となる。加えて、洋上には道路や送電線などのインフラが整備されていないことから、建設コストが増加することとなる。メンテナンスコストについても、塩害対策の必要性などから、陸上での事業に比べ高くなる。洋上風力発電の実現には、地元の自治体や漁協等との連携が重要である。

その他（航空法）

航空法上、航空障害物（60m以上の設備）には、夜間照明用の赤もしくは白のランプを設置する必要がある。当然ながら、風力発電機に対して、ランプの設置が義務付けられている。これらのランプにかかるコスト（設置費用、年に1回の交換費用）が事業性を圧迫している。

本規制は、日本全国の地域に適用される。しかしながら、ウィンドファームによっては、飛行機などが全く通過しない地域も多数あることから、本規制の適用対象地域見直しが求められている。

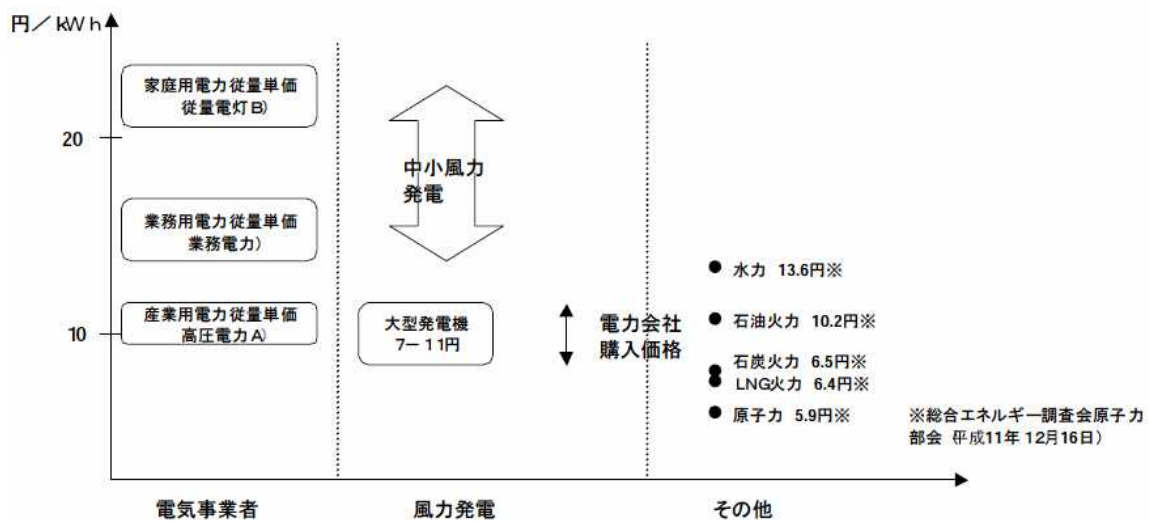
(3) 発電コスト

事業採算性を向上させるためには、機器などのコスト削減を図っていく必要がある。また、日本では落雷、台風による被害が多く、外国製の機器はこのような日本の気候に十分適合していないため対策コストが必要となる。

風力発電機の大型化や事業規模の拡大に伴って、設置コストは低減傾向にあるものの、風力発電の発電コストは、設置補助を含めた場合でも、7～11円/kWh程度となっており、自由競争下では他の火力発電等と競争することはなお難しい状況である。

また、今後は蓄電池の併設や解列などの必要性から、風力発電事業の採算性が悪化することが懸念されており、さらなるコストダウンが必要となる。

図表 19 風力発電の発電コスト



出典 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会報告書 (2001年6月)等)

(新エネルギー産業ビジョン)

(4) その他の課題及び風力発電事業者のニーズ

収益性及び資金調達

風力発電事業は、売電価格(RPS 価格)の不確定性によって事業収益が大きく左右されるというリスクがある。また、現状は導入補助金のもとで採算性が確保されているため、今後の補助金制度等政策の見直しも事業リスクとして考えられる。また、事前の風況予測を誤ると、事業の採算性が大きく低下する可能性があり、風況及び風力発電量の予測技術の精度向上も課題として挙げられる。

これらのリスクにより、事業採算性が見通しが不安定になり、資金調達の障害となる場合がある。現在の資金調達先としては、金融機関が主体であるが、より安定した資金調達を確保できるように多様な主体から資金調達を確保できる環境を整備する必要がある。近年、NPO 法人や自治体や漁協などによる風力発電が増加しており、多様な主体による参画が見られる。

事業支援

風力発電事業を実施するためには、多大な初期コストを必要とする。そのため、事業開始直後の資金繰りは非常に困難となる。風力発電事業は、環境に優しいだけでなく、地域に一定の経済効果や雇用をもたらすことから、一定期間の固定資産税の減免や、若年雇用に対する補助制度などの支援が求められている。

4 . 先進事業の調査・分析

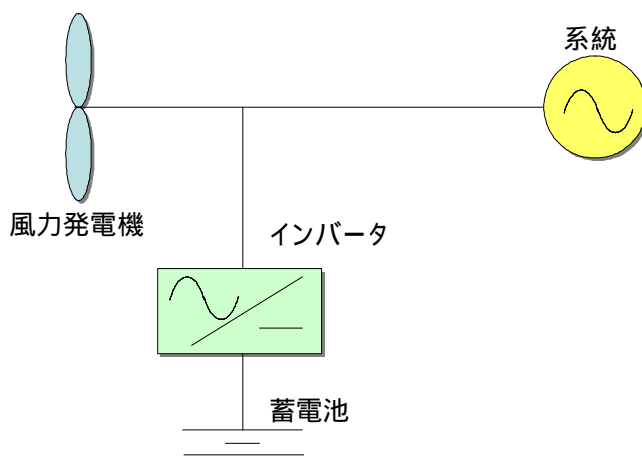
風力発電事業に関する課題として、系統連系対策や立地場所の拡大等が挙げられた。これらの課題を解決するための先進的な事例として、蓄電池併設型風力発電に関する実証実験や洋上や離島における風力発電事業が実施されている。

(1) 蓄電池併設型風力発電

八丈島サイト (NAS 電池)、竜飛サイト (鉛電池)、泊サイト (レドックスフロー電池) を対象に、蓄電池併設型風力発電の実証実験が行われた。風力発電出力と蓄電池出力の合計 (合計出力) の目標値を与え、これを実現するように蓄電池システムの出力制御が行われた。

実証実験により、風力発電出力の広範囲の周期の変動を、蓄電池を用いて平準化することが技術的に十分可能であることが実証された。今後は、電池寿命の評価、蓄電池残存容量の正確な計測、容量低減のための充放電制御方法の開発などが必要とされている。

図表 20 蓄電池併設型風力発電



(日本総合研究所作成)

(2) 港湾空間・洋上風力発電

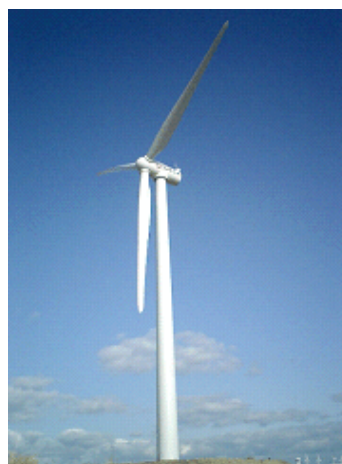
2004 年 4 月より、北海道せたな町における洋上風力発電所 (600kW×2) が本格運転を開始し、順調に稼働している。冬は北西の季節風、夏はやませという東風が吹き、年平均風速は 7.9m/s と強く、設備稼働率 40% を目指している。

図表 21 せたな町洋上風力発電事業



(北海道町 HP)

図表 22 酒田風力発電所



(コスモ石油 HP)

また、コスモ石油株式会社は山形県酒田市港湾空間において風力発電所(1500kW×1)の建設を進めており、2004年12月1日より本格的な営業運転を開始している。発電した全電力は東北電力株式会社へ売電している(ただし、RPS制度における新エネルギー等電気相当量は別途販売)。

同じく酒田市には、住友商事が建設した風力発電所(2000kW×8、水路部洋上5基、宮海海岸3基)が稼働している。2004年1月末より17年間、東北電力株式会社への売電を行う。年間発電量は8基合計で約40,000,000kWhを想定しており、これは酒田市の一般世帯数の約3割にあたる約11,000世帯分の年間使用電力量に相当する計算となる。

図表 23 サミットウィンドパワー酒田発電所



(サミットウィンドパワー酒田 HP)

洋上風力発電は、以下の利点と課題が想定される。

図表 24 洋上風力発電の利点と課題

利点	<ul style="list-style-type: none"> ・ 陸地に比べ、適地が豊富に残されている。 ・ 洋上は一般的に風速が大きく、高い設備稼働率が期待できる。 ・ 騒音問題等の陸上部での立地問題を避けることができる。
課題	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建設コストが高い。 ・ メンテナンスコストが高い。 ・ 風況、設備耐久性などのデータの蓄積が少ない。 ・ 漁業権者との調整が必要。

(3) 離島における風力発電

離島や山岳地における風力発電の課題は、既存の小規模な電力システムとの併用、台風など強風や突風への耐性、輸送や建設上の制限、などが挙げられる。また、電力消費が小さい地域では、風力発電の割合を大きくした場合に電力供給が不安定になる可能性があるため、風力発電機自体の出力を安定化させること、既存の電力システムの発電システムにより出力を補完して協調運転を行うことが必要である。

伊是名島における実証実験では、これらの技術により離島の消費電力の大きさに適した、出力 100kW、ロータ径 22m、タワー高さ 24m の風力発電システムの設計開発を行い、目標性能の確認とその有効範囲が確認されている。

図表 25 離島用風力発電システム等技術開発



(NEDO HP)

．地域特性調査

1．地域ポテンシャルの把握

青森県は日本一の風力発電量を誇っており、風況に優れた風力発電の適地を豊富に有している。また、落雷も少なく、道路や港湾などのインフラも整備されていることから、風力発電に関する非常に高いポテンシャルを有しており、今後も風力発電の導入が期待できる。また、青森県では、環境・エネルギー産業創造特区においてマイクログリッドなどの非常に先進的な事業を実施しており、技術的にも非常に高いポテンシャルを有していると考えられる。

一方で、将来にわたって継続して風力発電を導入するためには、系統連系に関する課題を解決する必要がある。また、これまでの連系検討から、熱容量面から連系制約が生じる送電線および発電所がすでに明らかになっている箇所もある。

(1) 地域特性(気象、土地、インフラ)

気象

青森県の気象は、本州最北端部にあるため短い夏と長い冬が特色であり、地形の複雑さや海流の影響で地域によって気象に大きな差が見られる。

暖候期(4月～10月)は、津軽南部は温暖であるが、津軽北部や下北及び三八上北地方では、春から夏にかけて吹く冷湿な偏東風(やませ)のため低温の日が多い。

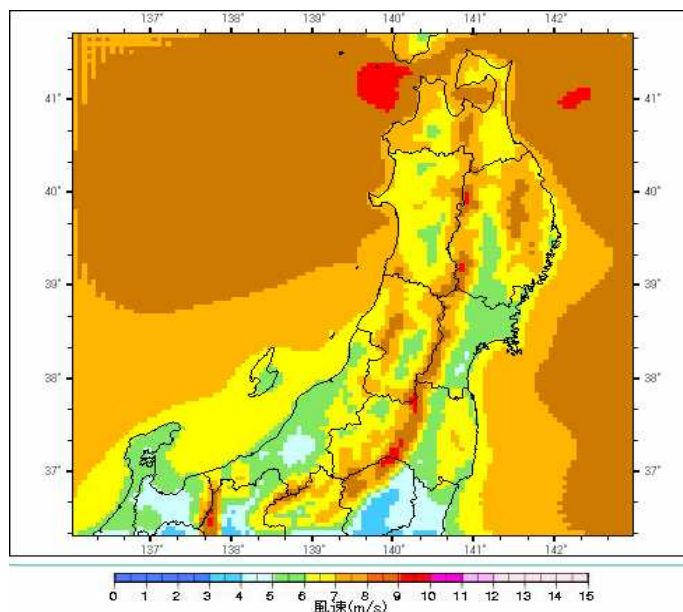
寒候期(11月～3月)は、三八地方は雪が少なく晴れる日が多いが、津軽、下北、上北地方は季節風を強く受け、雪の日が多く、12月から3月まで雪に覆われる。山間部を除くと五所川原市から青森市、野辺地町にかけての地域が県内では多雪地帯に属する。

(青森県「経済開発要覧2003年版」)

1) 風況

全国の約20%(設備容量比)の風力発電が、青森県に導入されていることからもわかるように、青森県には全国に比べて風況の良いポイントが多い。次の図は、地上高50m地点における東北地方の年間平均風速をあらわしたものである。

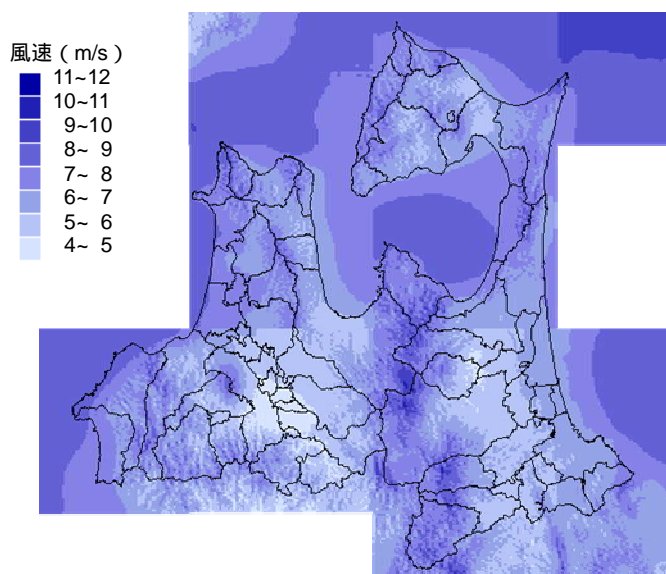
図表 26 年間平均風速（東北地方）



（NEDO LAWEPS システム）

さらに、青森県内における風況の詳細データを以下に示す。実際に風力発電事業を実施するにあたっては、詳細な風況精査が不可欠であるが、以下の図からもわかるように、青森県では、特に、日本海側の海岸部と、津軽海峡を望むエリア、標高の高い地域が有望となっている。上記のエリアでは、7.0m/s はもちろん、8.0m/s を超える地点も少なくなく、有望なエリアであることを示している。

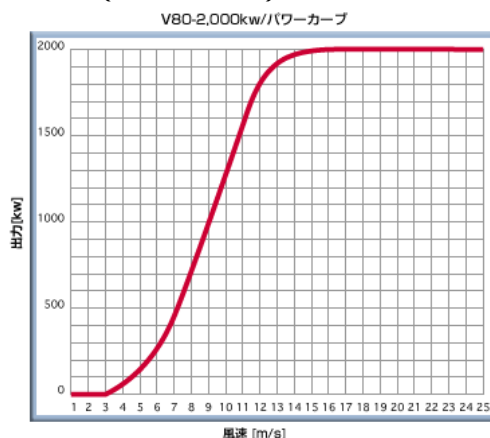
図表 27 年間平均風速（青森県）



（2005 年度青森県環境・エネルギー産業創造特区ポテンシャルデータブック）

また、下図は出力 2000kW ヴェスタス社（デンマーク）製 V80-2.0MW 風力発電機のパワーカーブとなる。青森県には年間平均風速は、7～8m/s 以上の地点が数多く存在すると考えられ、事業採算性のラインと言われる設備稼働率 20% (400kW) を越す立地ポイントがまだまだ多く残っていると考えられる。

図表 28 ヴェスタス社（デンマーク）製 V80-2.0MW 風力発電機パワーカーブ



（サミットウィンドパワー酒田 HP）

2) 落雷・台風

下表は、2000～2002 年度における風力発電機的主要な事故原因とその損傷箇所を表している。落雷による被害が圧倒的に多く、その次に台風による被害が多い。

図表 29 風力発電機に関する事故（2000～2002 年度）

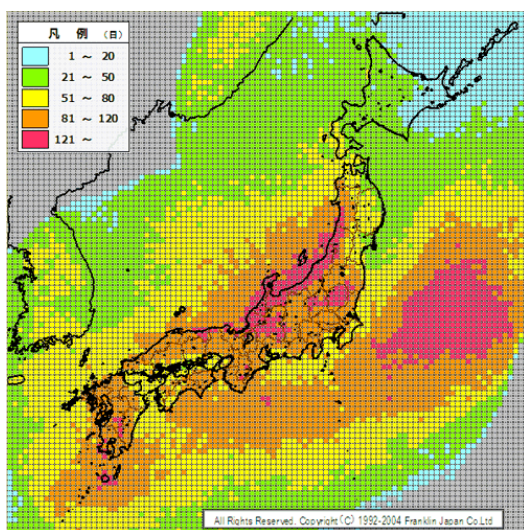
保険種類	事故年度	地域	事故原因			主な損傷箇所				
			落雷	台風	その他	ブレード	制御機器 (基盤)	発電機	系統連系用 電気設備	その他
火災	2000年	九州・沖縄地域	○			○				○
火災	2001年	東北地域（日本海沿岸）	○			○				○
火災	2001年	九州・沖縄地域	○				○			○
火災	2001年	関東甲信越地域（日本海沿岸）	○			○				○
火災	2002年	関東甲信越地域（日本海沿岸）	○			○				○
火災	2001年	関東甲信越地域（日本海沿岸）	○				○			○
火災	2001年	関東甲信越地域	○			○				○
火災	2001年	九州・沖縄地域	○				○			○
火災	2002年	北海道	○					○		○
火災	2002年	関東甲信越地域	○				○			○
火災	2001年	東北地域（日本海沿岸）	○			○				○
火災	2002年	関東甲信越地域（日本海沿岸）	○				○			○
火災	2002年	関東甲信越地域（日本海沿岸）	○			○				○
火災	2002年	関東甲信越地域（日本海沿岸）	○				○			○
火災	2002年	九州・沖縄地域		○	○		○		○	○
火災	2002年	九州・沖縄地域		○			○			○
火災	2002年	九州・沖縄地域		○			○			○
火災	2002年	東北地域（日本海沿岸）	○			○				○
火災	2002年	東北地域（日本海沿岸）	○				○		○	○

（NEDO 「2005 年度風力発電の技術的課題に対するアクションプランの検討」）

全国における落雷の密度を下図に示す。日本列島を一辺 20km のメッシュで区切り、メッシュ内の落雷数 2000 年～2003 年の 4 年間で集計したものである。

落雷が多く発生するのは、主に群馬県・栃木県などの関東地方北部である。青森県における落雷数は、地域差があるものの、全国と比べると総じて少ない。ただし、落雷が風力発電機に与える影響は少なくないため、風力発電事業を実施するにあたっては詳細な調査が必要となる（季節別の落雷頻度に関しては、別添資料参照）。

図表 30 全国の落雷密度（2000～2003 年）



（株式会社フランクリン・ジャパン「全国雷観測ネットワーク(JLDN)」）

また、下図は、2004 年 8 月に接近・通過・上陸した台風経路図であり、台風のコースは、北海道から沖縄まで広範囲に及ぶことがわかる。青森県に接近する時点での台風の勢力は弱くなっていると考えられるものの、青森県への台風の上陸例は少なくないことから、台風への対策は必要と考えられる。

図表 31 2004 年 8 月に接近・通過・上陸した台風



（気象庁 HP）

土地

風力発電事業の課題として、立地場所を挙げた。風力発電機の立地ポイントを選定するにあたっては、風況だけでなく、土地の特性や特性に付随する規制などに対応する必要がある。以下に青森県の土地利用状況を示す。

図表 32 青森県の土地利用状況

総面積	9,606km ²	100%
可住地面積	3,208	33.4
耕地面積	1,610	26
自然公園面積	1,143	11.9
森林面積（国有林面積）	6,177(2,476)	64.3(40)

（総務省統計局「国勢調査報告」「統計で見る都道府県・市区町村」）

（東北農政局青森統計情報事務所資料）

（農林水産省「世界農林業センサス」）

1) 可住地・耕地

好風況が期待される地域であっても、可住地や耕地およびその近辺においては、「騒音規制法」や「農地法」などの規制に対応する必要があるため、実際に風力発電機の立地は困難であることが多い。青森県では、総面積の約60%が、可住地および耕地となっている（一部、森林を含む）。

2) 自然公園

好風況が期待される地域であっても、国立・国定自然公園や自然環境保全地域に指定されている地域では、風力発電の開発にあたり、自然公園法や自然環境保全法などによる開発制限がある。青森県には、国立公園が一箇所（十和田八幡平国立公園）、国定公園が二箇所（下北半島国定公園、津軽国定公園）、県立自然公園が八箇所（浅虫夏泊県立自然公園、大鰐碓ヶ関温泉郷県立自然公園、種差海岸階上岳県立自然公園、名久井岳県立自然公園、芦野池沼群県立自然公園、黒石温泉郷県立自然公園、岩木高原県立自然公園、赤石溪流暗門の滝県立自然公園）あり、自然公園の総面積は全体の11.9%に上る。

（総務省統計局「統計で見る都道府県・市区町村」）

インフラ（道路、港湾）

風力発電機の大型化や海外の風力発電機の輸入増加に伴い、風力発電機を輸送するインフラ（道路、港湾など）が重要となる。青森県は、風力発電が普及していることもあり、風力発電機の輸送路の整備が全国に比べて進んでいる。また、県内各地方に重要港湾が存在することから、海外からの風力発電機の輸入に非常に便利となっている。

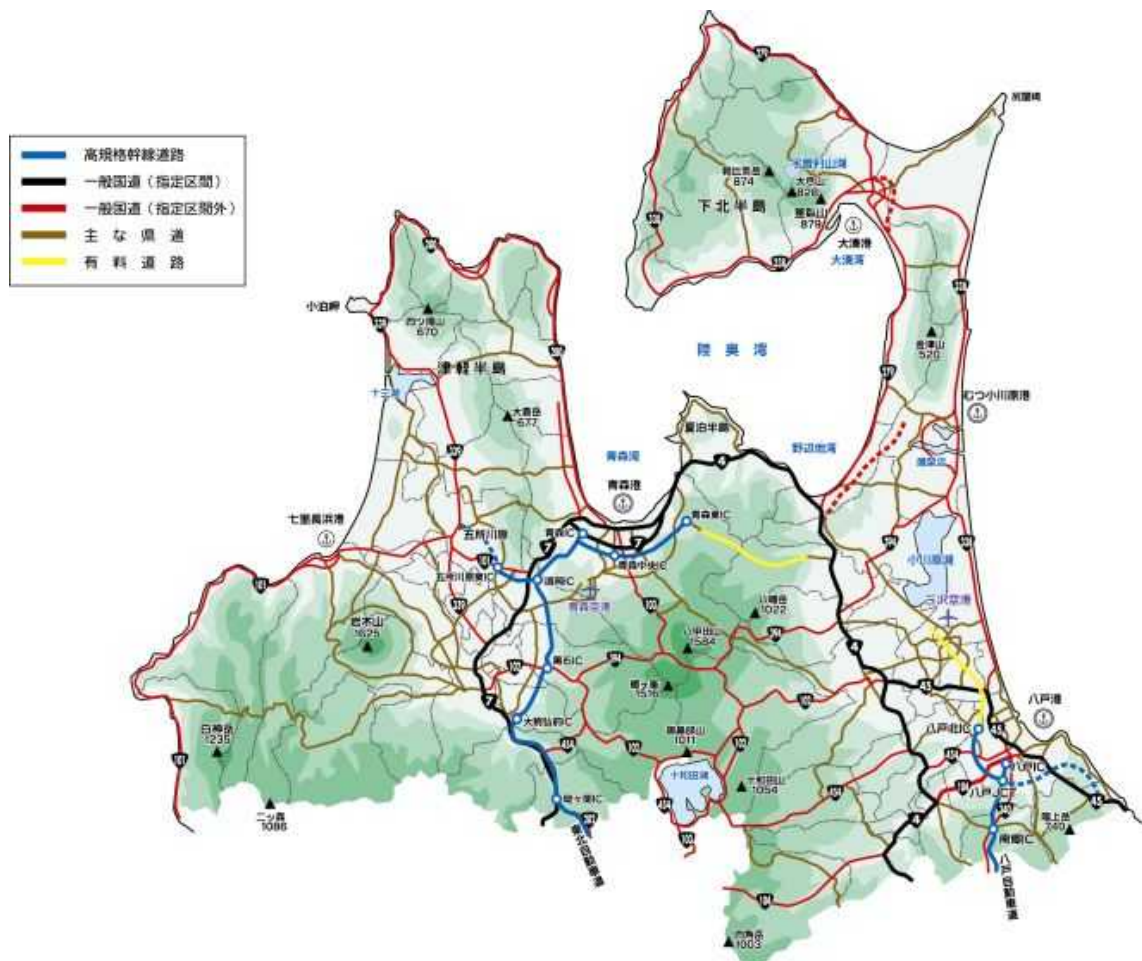
以下に、青森県における道路や港湾の現状を示す。

1) 道路

青森県の道路は、東北縦貫自動車道を骨格に、国道4号、7号など計15路線が道路網の基幹をなし、主要地方道47路線と一般県道183路線とで幹線道路を構成している。

風力発電機の建設ポイントまでの搬入路が確保されていない場合は、風力発電事業者自らが搬入路を整備する必要があるため、事前のインフラ調査が非常に重要となる。

図表 33 青森県内の主要道路地図

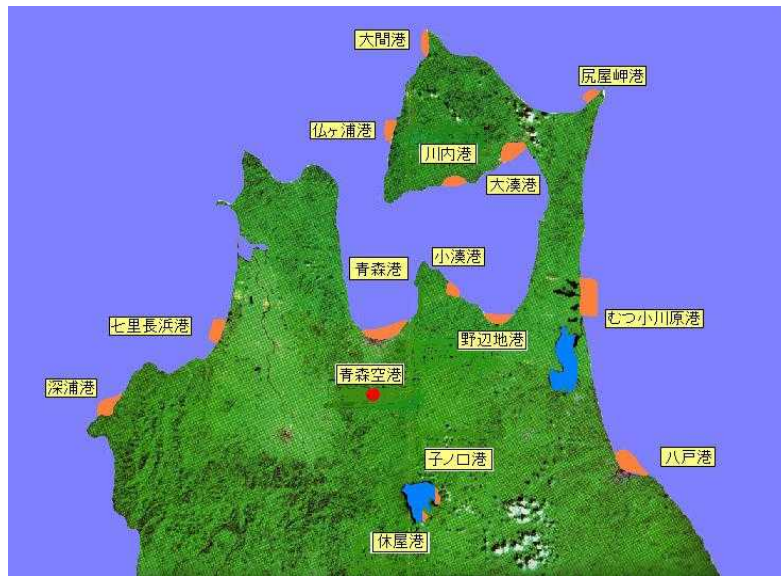


(青森県資料)

2) 港湾

青森県には、青森港、八戸港、むつ小川原港の3つの重要港湾が存在する。また、重要港湾以外にも地方港湾が11港（大湊港、小湊港、野辺地港、川内港、大間港、尻屋岬港、七里長浜港、深浦港、休屋港、子ノ口港、仏ヶ浦港）存在する。県内各地域方に重要港湾や地方港湾が存在することから、海外からの風力発電機の輸入に非常に便利となっている。

図表 34 青森県内の主要港湾



(青森県港湾空港課 HP)

また、道路や港湾などのインフラを利用して風力発電機を輸送するにあたって、必要となる主な検討項目は下表のようになる。また、必要に応じたガードレール等の改修、道路屈曲部分で横切らざるを得ない部沿道土地の一時使用交渉、現地輸送までの仮置き場の確保など、様々なノウハウが存在する。

図表 35 風力発電機輸送時の検討・手続き事項

車輸送経路の検討	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建設場所に最も近い外航船が入港できる港を選定 ・ 港から建設場所までの一次輸送路調査 ・ 選定された輸送路の二次輸送路調査
許認可手続き	<ul style="list-style-type: none"> ・ 道路管理者、警察署、公安委員会への事業内容説明及び重量物輸送の事前説明 ・ 各種許認可手続きの申請

(四国四県風力発電推進ビジョン策定協議会「風力発電の推進のための四国四県共同ビジョン」をもとに作成)

インフラ（送電網）

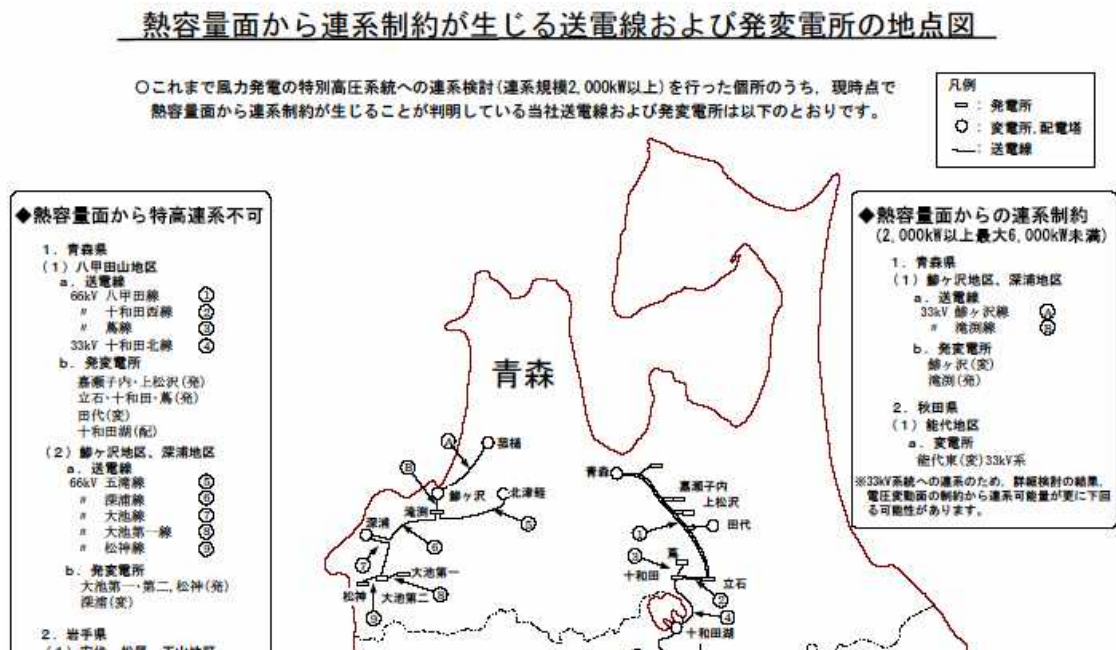
東北電力によると、現状系統へ連系済みの約 28 万 kW（2004 年 3 月末現在）の風力発電設備に加え、今後、これまでの入札等で連系が決定しているものを含め、2007 年 3 月末までに約 47 万 kW の風力発電設備が連系される予定となっている。

先に述べたとおり風力発電は自然条件により出力が変動するため、電力系統への連系量が増大すると、需給調整面等への影響が懸念される。東北電力の試算によると、実績データ等を踏まえた周波数制御面における風力連系可能量は、47 万 kW を 5 万 kW 程度上回る見込みとなっている。ただし、この 5 万 kW 程度の連系により、需要の少ない夜間等においては、需給調整力が不足する可能性が高くなるため、需給調整力不足時には、電力の需要と供給のバランスが維持できなくなることから、風力発電機の停止・解列が必要となる（風力発電の連系条件については、今後改めて提示される予定となっている）。

また、送電線の熱容量面から連系制約が生じる送電線および発電所の地点図は下図のとおりであり、八甲田山地区や鯨ヶ沢地区、深浦地区においては、熱容量面から連系制約が生じていることが分かる。

なお、下図は、現時点で連系制約が生じることが判明している送電線および発電所を示しているものであり、これ以外にも個別の検討により連系制約が生じる可能性がある。

図表 36 熱容量面から連系制約が生じる送電線および発電所の地点図



（東北電力「熱容量面から連系制約が生じる送電線および発電所の地点図」より抜粋）

(2) 県内資源

青森県には、風力だけでなく、バイオマスなど様々な新エネルギーに関する県内資源を有する(1)。特に、林産バイオマスや畜産バイオマスについては、全国でも有数の貯存量を誇っている。

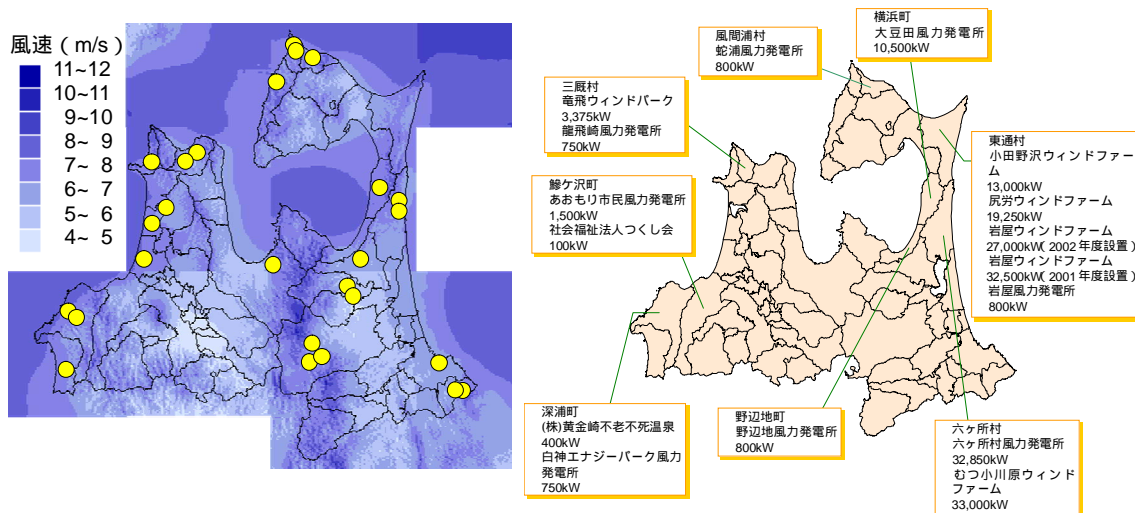
将来、風力発電やバイオマスなどによる水素の製造や利用が進むと考えられ、また、水素がエネルギー媒体として利用されるようになる過程では、バイオマス由来の燃料がエネルギー構造の中で一定の位置を占めると考えられることから、これらの新エネルギーに関する県内資源を把握することが重要となる。

風力発電

青森県には、一般に風力発電事業の採算ラインと言われている風速 7m/s 以上の地域が多く存在し、現在、国内最大の風力発電の立地地域になっている。青森県の風況、および青森県に設置されている風力発電所やウィンドファームを以下に示す。系統への連系可能量の制約は懸念されているものの、風況がよい地点は多く存在することから、風力発電の導入はまだ可能と考えられる。

また、左下図は青森県において風況調査が実施された地点を表している。NEDO は、風況調査に対する支援制度として風力発電フィールドテスト事業を実施しており、またその他にも八戸地域洋上風力発電研究会などが公開しているデータなどから、各地点の詳細な風況を把握することが可能となっている(青森県各地点における月別風速、及び青森県における風力発電フィールドテスト事業の一覧に関しては、別添資料参照)。

図表 37 青森県の風況(年間平均風速)及び風力発電導入状況

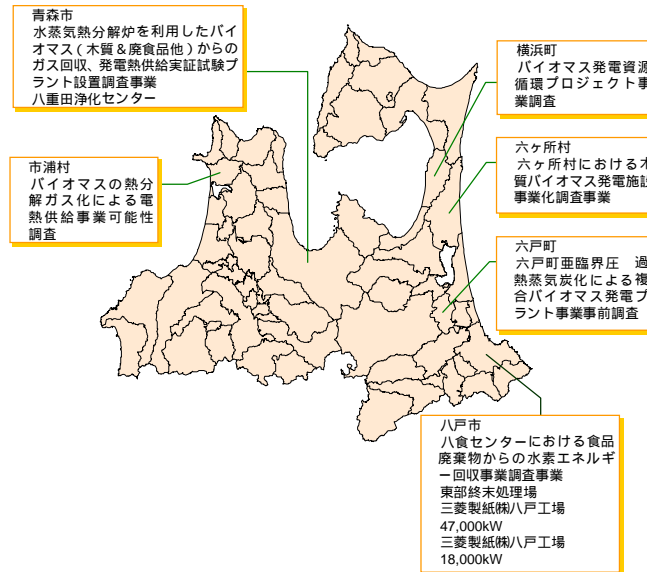


(2005年度青森県環境・エネルギー産業創造特区ポテンシャルデータブックをもとに加筆修正)

バイオマス

青森県には畜産、林産等のバイオマスが豊富に存在しており、いずれの賦存量も全国で上位に位置している（ 2）。また、農業が盛んなことから農産バイオマスも豊富に賦存していると想定される。これまで青森県で実施されたバイオマス関連の事業や調査は以下ようになる。

図表 38 青森県におけるバイオマス関連事業・調査



（2005年度青森県環境・エネルギー産業創造特区ポテンシャルデータブック）

図表 39 青森県における地域新エネルギーの賦存量（ 1 ）

単位：千kl（原油換算）/年

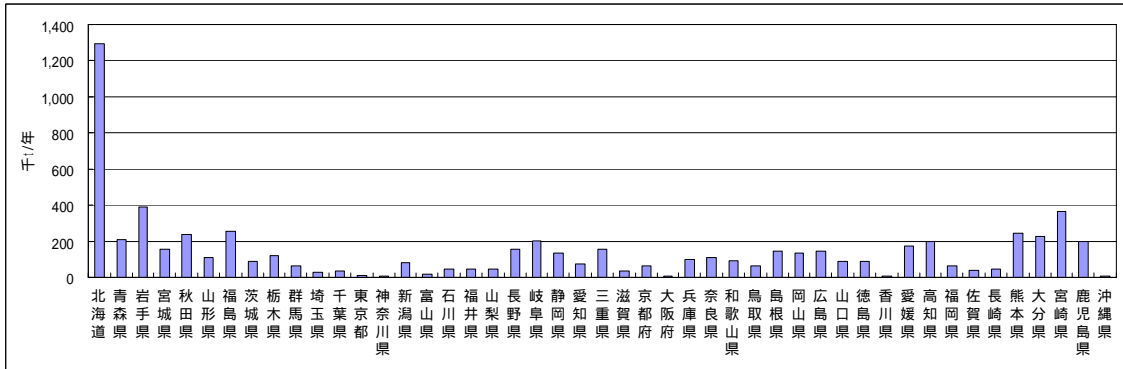
	青	森	津	軽	津軽西北五	下	北	上	十三	八	戸	合	計	構成比(%)
自然エネルギー	74	130	82	103	66	69	526	76.6						
太陽エネルギー	29	28	14	9	17	32	129	18.8						
太陽光発電	9	8	4	3	5	10	39	5.7						
太陽熱利用	20	20	10	6	12	22	90	13.1						
風力エネルギー	21	40	39	78	17	17	211	30.8						
波力エネルギー	0	0	12	9	3	2	26	3.8						
地熱エネルギー	13	44	12	6	21	16	113	16.4						
中小水力エネルギー	7	13	4	1	6	1	33	4.8						
雪エネルギー	1	3	2	1	2	1	10	1.4						
温度差エネルギー（下水処理水）	2	2	0	0	0	1	5	0.7						
リサイクルエネルギー	30	32	22	7	27	40	161	23.4						
廃棄物エネルギー	28	29	14	6	15	31	123	17.9						
一般廃棄物	21	23	10	5	10	25	94	13.8						
産業廃棄物	7	6	4	1	5	6	29	4.2						
バイオマスエネルギー	2	3	8	1	12	9	38	5.5						
畜産廃棄物	1	0	1	1	10	7	23	3.3						
農産資源	1	3	7	0	2	1	14	2.1						
林産資源	0	0	0	0	0	0	0	0.0						
下水消化ガス	0	0	0	0	0	0	1	0.1						
合計	104	163	104	111	93	109	687	100.0						
構成比(%)	15.2	23.7	15.2	16.1	13.5	15.9	100.0							

（注）地域別の構成比には林産資源が入っていないため、合計は100%にはならない。

（青森県地域新エネルギービジョン）

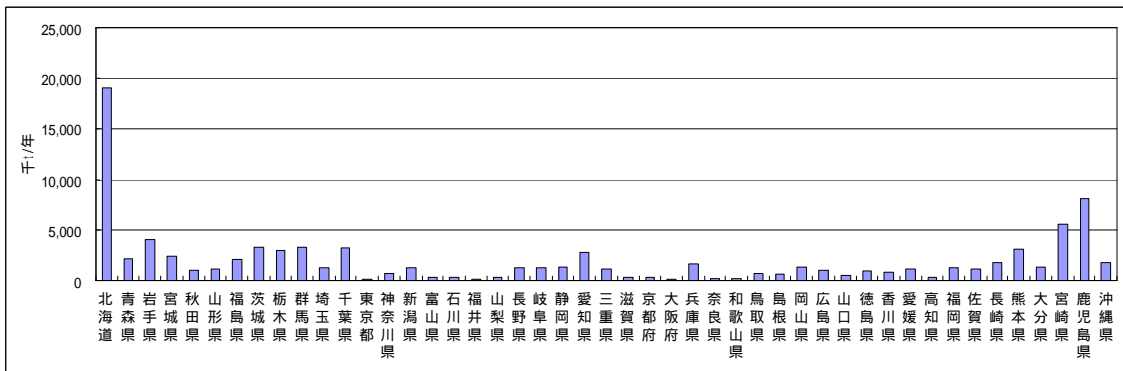
図表 40 全国都道府県の林産・畜産・都市バイオマス貯存量 (2)

(林産バイオマス)



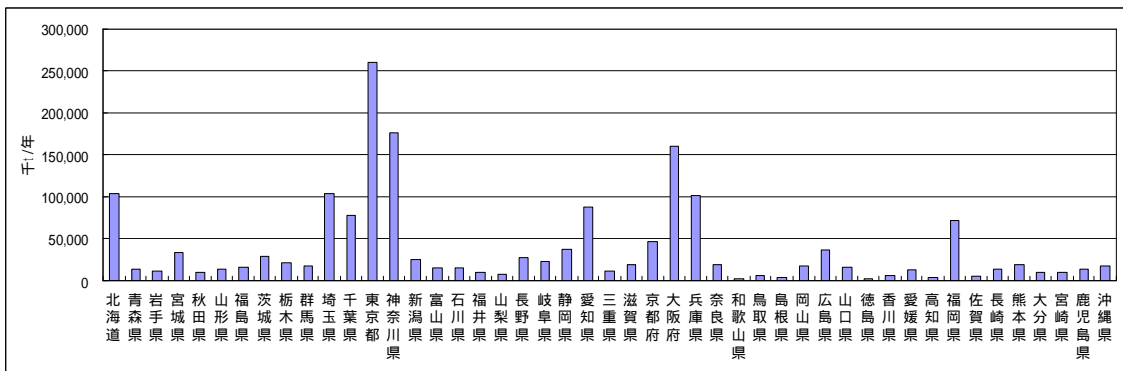
(環境省「産業廃棄物排出・処理状況調査報告書」)(環境省「一般廃棄物処理実態調査結果」)

(畜産バイオマス)



(環境省「産業廃棄物排出・処理状況調査報告書」)(環境省「一般廃棄物処理実態調査結果」)

(都市バイオマス)



(環境省「産業廃棄物排出・処理状況調査報告書」)(環境省「一般廃棄物処理実態調査結果」)

(3) 県内先進事業

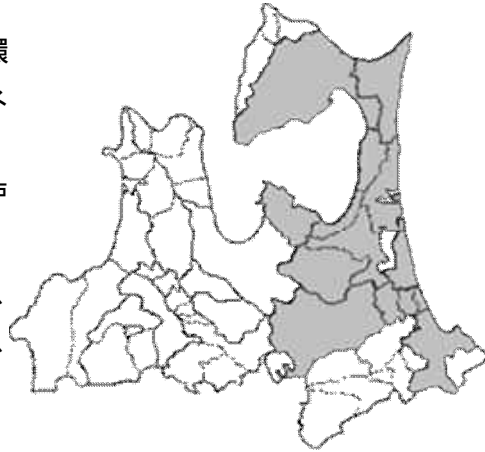
環境・エネルギー産業創造特区（2003年5月23日認定）

図表 41

環境・エネルギー産業創造特区対象地域

八戸地域は、政府が推進する構造改革の一環として推進する特区制度の中で、「環境・エネルギー産業創造特区」に指定されている。

特区区域の範囲は、むつ小川原地域及び八戸市（計14市町村：八戸市、十和田市、三沢市、むつ市、平内町、野辺地町、七戸町、百石町、六戸町、横浜町、東北町、下田町、六ヶ所村、東通村）



（青森県「環境・エネルギー産業創造特区」）

特区で認められた風力発電に関する規制緩和の例は以下のとおりである。

1) 「資本関係等によらない密接な関係による電力の特定供給事業」

従来、親会社 - 子会社など資本関係などがある場合に限定されていた電力の供給形態をこうした密接な関係がない場合でも供給可能とする制度。これにより、分散型電源普及のための実証研究やコジェネレーション設備の共同利用、バイオマス発電など新エネルギーの導入促進や事業活動に伴うエネルギーコストの削減などが期待される。（全国展開済み）

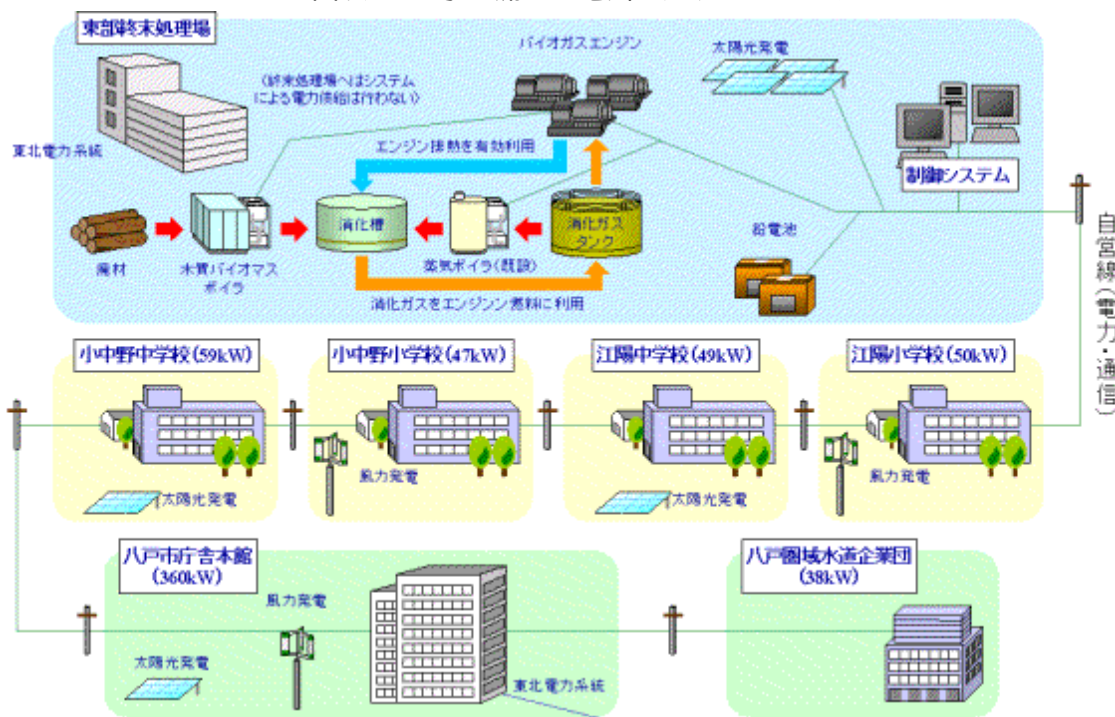
2) 「自然エネルギー発電事業」

従来、国有林野における風力発電機の設置面積は、5haに限られていたが、その上限を撤廃することで、国有林野内の風況のよいポイントへの風力発電機の設置が可能となる制度。

また、特区内で行われている代表的な先進プロジェクトとしては、八戸市新エネルギー等地域集中実証研究事業（マイクログリッド）が挙げられる。

本事業では、風力発電や太陽光発電といった自然変動電源とその他の新エネルギー等を適切に組み合わせ、既存の電力ネットワークにも極力影響を与えず、かつコスト的にも適正な「新エネルギーによる分散型エネルギー供給システム」の構築を目指した実証研究を行っている。マイクログリッドの実績及び技術は、風力発電における電力品質の問題を解決するために有効となると考えられる。

図表 42 水の流れを電気で返すプロジェクト



(八戸市「水の流れを電気で返すプロジェクト」)

NPO 法人による市民風力発電事業

NPO 法人グリーンエネルギー青森は、市民参加による風車建設を通じ、自分たちのエネルギーは自分たちで選び、創り出すという仕組みを実現させること、地域社会の活性化に貢献すること、を事業趣旨に掲げ、市民風車事業として東北電力への風力発電・売電事業を実施している。市民自然エネルギー（株）を設立し、市民からの出資によって事業を実施している。現在、西津軽郡鰺ヶ沢町に、ドイツ Tacke 社 1500kW の風力発電機を 1 基設置しており、年間 370 万 kWh の発電量で約 1100 世帯の電力需要を賅える計算となっている。さらに、企業組合あつがるぴゅあと連携し、環境や地域に貢献するりんごや毛豆など農作物に市民風車ブランドとしての認証する事業など、地域社会の活性化を担っている。

また、NPO 法人グリーンシティにおいても、「有限責任中間法人市民風力発電おおま」を風力発電事業主体として立ち上げ、市民出資による風力発電事業を実施するところであり、現在大間町奥戸二ツ石地区に風力発電機を建設中である（三菱重工 1000kW）。

八戸市による洋上風力発電への取り組み

八戸市八戸港は、とりわけ年間を通じて安定した風が吹くことから、洋上風力発電の適地として、ポテンシャルが高い地域とされており、行政機関、関係団体、研究機関、

NPO 法人、民間事業者等を中心に、洋上風力発電機設置の検討が進められている。

洋上風力発電の国内導入例はほとんど見られない中、八戸市は全国に先駆けて 2002 年 12 月に「八戸地域洋上風力発電研究会設立勉強会」を立ち上げ、検討を行った。2003 年 8 月からは「八戸地域洋上風力発電研究会」に格上げし、導入に向けてより本格的な検討を行い、「八戸地域洋上風力発電導入可能性調査」を取りまとめた。

調査の結論としては、「現状では課題が多く、本格的な洋上ウィンドファームの建設までには多くの時間を費やすものと考えられるものの、陸上よりも洋上において安定した強い風が吹いていることが確認され、洋上風力発電実現の可能性は十分にある」としている。

2004 年度には、「導入可能性調査」の結果を踏まえ、事業採算性を検証するために、「八戸地域洋上風力発電事業化調査」を実施し、八戸港の風況調査、鳥類、漁業などの環境に関する調査、ポートアイランド内を立地場所に想定したケーススタディの実施、事業主体や電気の利用方法まで含めた検討を行った。2 年間にわたる調査の結果、陸上に比べて洋上で安定した強い風が吹いていることが確認され、事業採算性についても検証がなされたことから、今後は事業者の発掘など具体的な取り組みを推進する必要があるとしている。

外ヶ浜町における風力発電事業構想

外ヶ浜町では、2000 年度に今別町と共同で津軽半島エコエネという第 3 セクターを設立し、地域還元モデルとしての風力発電事業の検討を行っている。外ヶ浜町が位置する青森県北西部は、風況がよいが、既設の送電線は熱容量の問題から系統に連系できる風力発電量が比較的小さい。

今別町営の山崎牧場に、出力 1000kW の風力発電機を 16 基建設し、東北電力株式会社に電力を販売する計画となっている。

．技術動向調査

1．技術動向の調査

風力発電機に関する技術開発は、大型機の開発、洋上用風力発電機の開発、日本の風況に合わせた制御システムの開発など、風力発電の事業性を高めるための応用段階に入っている。

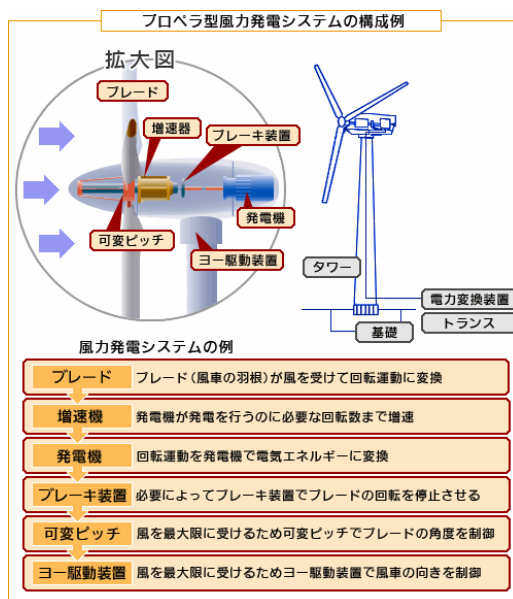
また、風力発電の出力変動を抑え、電力系統への影響を軽減するために、蓄電池による出力の平滑化、マイクログリッドの形成による需給バランスの一致、水素製造によるエネルギー貯蔵などの技術開発が実施されている。これらの技術は、エネルギーの変換効率やコストが問題となっているため、今後の技術開発や適用マーケットの拡大が重要となる。

(1) 風力発電技術

風力発電技術

風力発電は、自然エネルギーである風力エネルギーを電気エネルギーに変換して利用するものである。変換の過程として、風の運動エネルギーを風力タービンにより回転という動力エネルギーに変え、次にその回転を歯車などで増速して発電機を動かし電気エネルギーへ変換を行う。風力発電システムは、常に風の方向を向くようにするヨー制御や出力を制御するピッチ制御の機能を有しており、より多くの安定した電力が得られるよう工夫されている。

図表 43 風力発電機の構造



(NEDO HP)

一般に、風は地上からの高さが高いほど強くなるため、風力発電機の高さもできるだけ高くしたほうが設備稼働率の上昇が見込める。また、風力発電機を大型化することで出力あたりの設置コストを下げることも可能となる。海外では、出力 4000～5000kW、プロペラの直径 110～130m の大型機も見られるようになった。大型機は洋上などの風の強いところに設置されるケースが多く、プロペラの強度が求められるため、プロペラの材質をガラス繊維強化プラスチックから、炭素繊維強化プラスチックに移行させる傾向が見られる。また、洋上での塩害などに対応した風力発電機の開発や、洋上の地形に適した風力発電機建設の工法の標準化などが進められている。その他に、海底ケーブルの敷設コストの削減や、メンテナンス・オペレーションコストの削減が進められている。

また、現在ヨーロッパなど海外からの輸入基の導入割合が非常に高いが、日本の風況はヨーロッパの風況と違い変動が激しいこともあり、風力発電機の故障が頻繁に発生する。そのため、日本の風況に合わせた風力発電機の制御システムの開発が日本の風車メーカーなどによって進められている。

系統連系技術

風力発電導入量拡大のための対策について、資源エネルギー庁総合エネ調新エネルギー部会の風力発電系統連系対策小委員会の中で議論が進められた。その中で、系統連系に関する技術的な問題や対策についても取り上げられている。

特定の電力管内において、電力の総需要に対して風力発電の占める割合が増加すると系統連系に関する様々な問題が発生するが、大きく周波数の変動に関する問題と送電線の熱容量に関する問題の 2 種類に分けることができる。

夜間の電力需要が少ない地域では、夜間時間帯に、風力発電の変動を許容できる調整力の確保が困難となり、電力系統の周波数を安定化させることが難しくなっている。そのため、風力発電機の解列や蓄電池の併設などの対策だけでなく、電力会社間連系線の活用や、調整力の拡大に向けた電源運用など、電力会社による対策についても引き続き検討が進められることとなっている。

また、一般的に風力発電機を建設するポイントは沿岸部や山林部が多く、電力の需要が少ないことから、送電線の熱容量が小さいことが多い。そのため、風況がよいにもかかわらず風力発電が導入できない地域が存在する。

小委員会では、送電能力を向上させるための対策として、電力会社による連系可能量算定方式の工夫、連系容量を超える発電容量の連系、風力発電事業者が保有するアクセス線・変電所の活用、電力会社保有送変電設備の増強、などを挙げている。

図表 44 系統連系対策

周波数変動対策	平成17年度から講じることが期待される対策	継続検討を行っていく対策
	<p>(導入量拡大のための具体的対策)</p> <p>導入制約がある地域</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 解列枠の募集 ・ 蓄電池等の導入 <p>導入制約のない地域</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数変動による制約のない地域での風力発電立地 <p>(導入量拡大に向けた基盤的対策)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数変動の観点からみた風力発電連系可能量の正確な把握 ・ 気象予測に基づく風力発電予測システムの調査研究 	<p>(引き続き検討)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 会社間連系線の活用 <p>(電源構成、需要状況の変化に応じて検討)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 調整力の拡大に向けた電源運用
送電容量等対策	風況条件の良い風力発電機建設適地の送電能力を向上させるための対策	送電容量に係る情報の充実対策
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 連系可能量算定方式の工夫 ・ 連系容量を超える発電容量の連系 ・ 風力発電事業者保有のアクセス線・変電所の活用 ・ 電力会社保有送変電設備の増強 ・ 事業計画の変更の許容 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 送電線熱容量・変電所バンク容量等に係る情報の随時提供 ・ 周波数変動制約のない地域での風力発電系統接続の受付随時化 ・ 連系可能性についての回答における理由の開示 ・ 連系不可能時の代替案の提示

(風力発電系統連系対策小委員会「風力発電系統連系対策小委員会中間報告書案」)

(2) その他

蓄電池技術

現在、国等で蓄電池併設型の風力発電についての議論がなされているが、平行して蓄電池に関する技術的な検討が進められている。NEDO では、来年度から 2010 年度までの 5 年間で、系統連系円滑化蓄電システム技術開発として、蓄電池の開発や、蓄電池の制御方法に関する検討を行うことを予定している。

図表 45 系統連系円滑化蓄電池システム技術開発



(NEDO)

風力発電用の蓄電池として、鉛電池、NAS 電池、レドックスフロー電池の実用化が検討されている。それぞれの蓄電池を風力発電に併設する実証実験が 2000 年度から 2002 年度にかけて実施された（蓄電池併設型風力発電導入可能性調査）。

報告書によると、風力発電の出力の変動を、それぞれの蓄電池を用いて平滑化することは技術的に可能であることが実証された。また、風力発電機への蓄電池の併設は、所要スペース、工事期間、運用性、安全性等の面からも特に問題がないことが確認された。

しかしながら、本実証実験では実験期間が 1 年間にも満たないことから、蓄電池の信頼性や耐久性に関しては、十分検証されたとはいえない。また、蓄電池は設置コストが高いため、可能な限り蓄電池の容量を減らすことが求められている。蓄電池の容量や制御方法が電力系統に与える影響に関しては、現在経済産業省において委員会を立ち上げ検討を進めることとなっている。

図表 46 蓄電池の性能比較表

	鉛電池	NAS 電池	レドックスフロー電池
運転方法	中長期（数十分～）	長期（～8 時間）	中長期（20 分～8 時間）
定格の考え方	$kW=0.3 \times kWh$	$kWh=kW \times 7.2h$	$kWh=kW \times (1.5 \sim 2h)$
充放電効率	70～75%	75%程度	70%
サイクル寿命	2000 以上	4500 程度	13000 以上
特徴	起動性良・低コスト	エネルギー密度大	起動性良・拡張性良

（各種資料もとに日本総合研究所作成）

マイクログリッド制御技術

風力発電や太陽光発電、バイオマス発電などの自然エネルギーを用いた小規模な分散型電源の普及による、電力系統への悪影響が懸念されている。自然エネルギーによる発電は出力の変動が激しいため、電力系統に連系した場合、電力品質に影響を及ぼすなどの課題を持っている。ここで、電力系統の安定化対策、電力系統との調和を図る技術として注目されているのがマイクログリッドである。

マイクログリッドとは、複数の分散型電源をネットワーク化し、集中的に制御することによって、特定の地域における電力の需給バランスを保つシステムであり、電力系統と 1 点で連系される。特定の地域で電気と熱を相互融通することで、エネルギーの総合効率を高める。主に、電熱源、電熱貯蔵装置、電熱ネットワーク、IT 制御システム、電熱負荷から構成されており、IT 制御システムによって需給バランスを整えることで、電力系統に異常が発生した場合でも、自立的に運転することが可能となっている。

マイクログリッドを実現するためには、様々な制御技術が必要となる。まず、マイクログリッド内の需給バランスを制御するために周波数偏差を抑制する技術が必要となる。また、電力系統との連系時には、連系点での電力量偏差を抑制する技術が必要となり、電力系統の異常時には、安全に電力系統から切り離す技術も必要となる。その他にも、エネルギーの総合効率やコストを最小化するための経済負荷最適運転を行うための技術も必要となる。

現在、青森県八戸市で実施されている「水の流れて電気を返すプロジェクト」がマイクログリッドの代表例である。本プロジェクトでは、自営線による特定供給を行っており、市内の様々な施設に設置された発電機をネットワーク化している。八戸市の東部終末処理場、小中学校や市庁舎に設置された太陽光発電・風力発電、終末処理場の下水汚泥発酵槽から得られる消化ガスを利用したガスエンジン、および廃木材（パーク）を利用した木屑ボイラによる電気と熱を作り出し、電気は自営線を経由して離れた市庁舎や小中学校や水道企業団旧庁舎に、熱は汚泥発酵槽の加温に利用することで、自然エネルギーによる電力と熱の供給を行うものである。敷設された自営線は、市庁舎において系

統と1点連系される。

マイクログリッドは、電力系統への連系時にいかに電力系統への影響を小さくするか、また、独立運転時にいかに安定的にマイクログリッドを運転するか、が課題となっている。また、マイクログリッドは自然エネルギーの導入を促進するものの、依然として自然エネルギーの発電コストは高い上に、制御システムの費用も必要となることから、経済性の確保が困難な状況にある。マイクログリッドの集合住宅や工業団地への適用など、ある程度の規模が見込める市場への展開による経済性の向上が今後の課題となる。

水素製造技術

風力発電からの電力によって水素を製造し、貯蔵することで、風力発電の出力の不安定性を解消する方法が現在検討されている。水素は、様々なエネルギー源から製造できるエネルギー媒体として位置づけられており、風力を含めた再生可能エネルギーの普及のためには、欠かすことができない。例えば、風力発電によって製造された水素を、燃料電池自動車に供給することが可能となれば、多様なエネルギー供給を実現することができる。

現在、石油・石炭・天然ガスなどの化石資源から水素を製造する技術はほぼ確立されているが、出力が不安定な風力発電を含めた再生可能エネルギーから水素を製造することが求められる。水素製造におけるポイントは下表のとおりである。風力発電による水素製造は、オンサイトでの電気分解によって行われる。

図表 47 水素製造におけるポイント

何から作るか	風力、太陽光、バイオマス、廃棄物、水、液体燃料、化石資源など
どのように作るか	電気分解、ガス化、熱分解、光分解、生物学的分解など
どこで作るか	オンサイト（車上改質、改質器つき定置式燃料電池など） オフサイト（水素製造プラント、副生水素プラントなど）

（「水素エネルギー最前線」をもとに作成）

また、水素がエネルギー媒体として実用化されるためには、製造技術以外にも様々な技術開発が必要となる。水素は沸点が - 253 と極めて低い上に、酸素（空気）と混合すると爆発しやすい性質があるために、貯蔵・輸送に関しても従来にない技術が要求される。また、水素から電気あるいは熱を取り出す効率に関しても、今後の技術開発が必要となる。これらが満たされて初めて、水素によるエネルギーが実用化レベルに達すると考えられる。

日本では、1993 年度から当時の通商産業省と新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術研究開発（略称 WE-NET）プロジェクトを発足させ、大規模な水素インフラの確立に必要な技術開発を進めてきた。WE-NET プロジェクトは、水素製造、液体水素の輸送・貯蔵、低温材料研究、水素吸蔵合金、固体高分子形燃料電池、水素ディーゼルエンジン、水素燃焼タービンなどの技術開発を 2002 年度まで行った。

現在は、次のプロジェクトとして、水素エネルギーの実用化と、それに必要とされる燃料電池に関わる規制の再点検の円滑化を図るために、2003 年度から 2007 年度まで水素安全利用等基盤技術開発プロジェクトを発足させ、安全対策技術の開発（燃料電池自動車技術、水素インフラ技術、定置用燃料電池技術）、水素インフラ関連機器の開発（高圧圧縮機、蓄圧器など）、革新的・先導的な水素関連技術の開発、が行われている。

また、海外では天候による発電量の変動を調整するために、風力発電電力で水素を製造し、水素エネルギーを貯蔵するという方法も検討されている。すでに、ノルウェーのウトラスタ島では、風力発電電力から水素エネルギーを生産するプロジェクトが実施されている。

2. 海外の風力発電事業との比較

ドイツでは陸上立地の適地が少なくなり、洋上風力発電へのシフトを計画している。そのため洋上用のプロペラの開発や、大型機が多数集積するウィンドファームの系統連系が新しい課題となっている。加えて、大型化に伴い立地場所までの施設、部品等の輸送方法や組み立て方法に関しても従来とは異なった手法が必要になると考えられている。

風力発電先進国ドイツは、風力発電導入量が急速に増加した結果、年々陸上立地の適地が減少、2002年以降新設数が減少している。ドイツ政府の計画では、洋上風力発電を2006年までに最低50万kW、2010年までに300万kW導入する目標を打ち立てている。

一方で、風力発電機一基あたりの設備容量は大型化しており、中には出力4000～5000kW、プロペラの直径110～130mの大型機も見られる。大型機は洋上などの風の強いところに設置されるケースが多いため、プロペラの強度が求められるため、プロペラの材質をガラス繊維強化プラスチックから、炭素繊維強化プラスチックに移行させる傾向が見られる。

現在、大型機が多数集積するウィンドファームを、いかに系統に連系するかが新しい課題となっている。加えて、大型化に伴い立地場所までの施設、部品等の輸送方法や組み立て方法に関しても従来とは異なった手法が必要になると考えられている。

こうした状況を踏まえ、以下のテーマについて検討が進められる予定となっている。

風力発電コストの削減と発電収入増加につながる技術

- ・ 洋上風力発電などで稼働率を高めるための制御監視技術
- ・ 重量軽減や寿命長期化、再利用を実現するための新材料の利用
- ・ 洋上風力発電施設の構造の最適化（材料の少量化、組立容易性、輸送構想、海底基礎部の構造等）
- ・ ゴンドラと主連棒の軽量化
- ・ 施設の製造、組み立て、運転、メンテナンスの自動化

大型施設を公共送電線系統に統合するための技術

- ・ 洋上風力発電施設と公共送電線系統の接続コンセプト
- ・ 安定供給管理技術
- ・ 風力発電出力予測の改善
- ・ 風力発電を基盤としたエネルギー貯蔵

．青森県における風力発電事業の方向性

1．風力発電の導入拡大に向けた方向性

青森県において今後も風力発電の導入を進めるためには、規制緩和による未利用地の開放、市街地や洋上への新たな導入などによる立地場所の拡大と、系統への影響を緩和する蓄電池型や系統に依存しない非連系型の風力発電への対応など導入モデルの多様化、関連技術の開発や実証、グリーン PPS 制度等による風力発電導入支援の枠組みの構築、風力発電への多様な主体の参画等が求められる。

(1) 立地場所の拡大

青森県は日本一の風力発電の導入地域であるが、まだまだ風況に優れた風力発電の適地を豊富に有しており、今後も風力発電の立地が進むことが期待される。一方で、立地条件は徐々に厳しくなるため、将来にわたって風力発電を継続的に増やすためには、立地場所を拡大していくことが必要である。

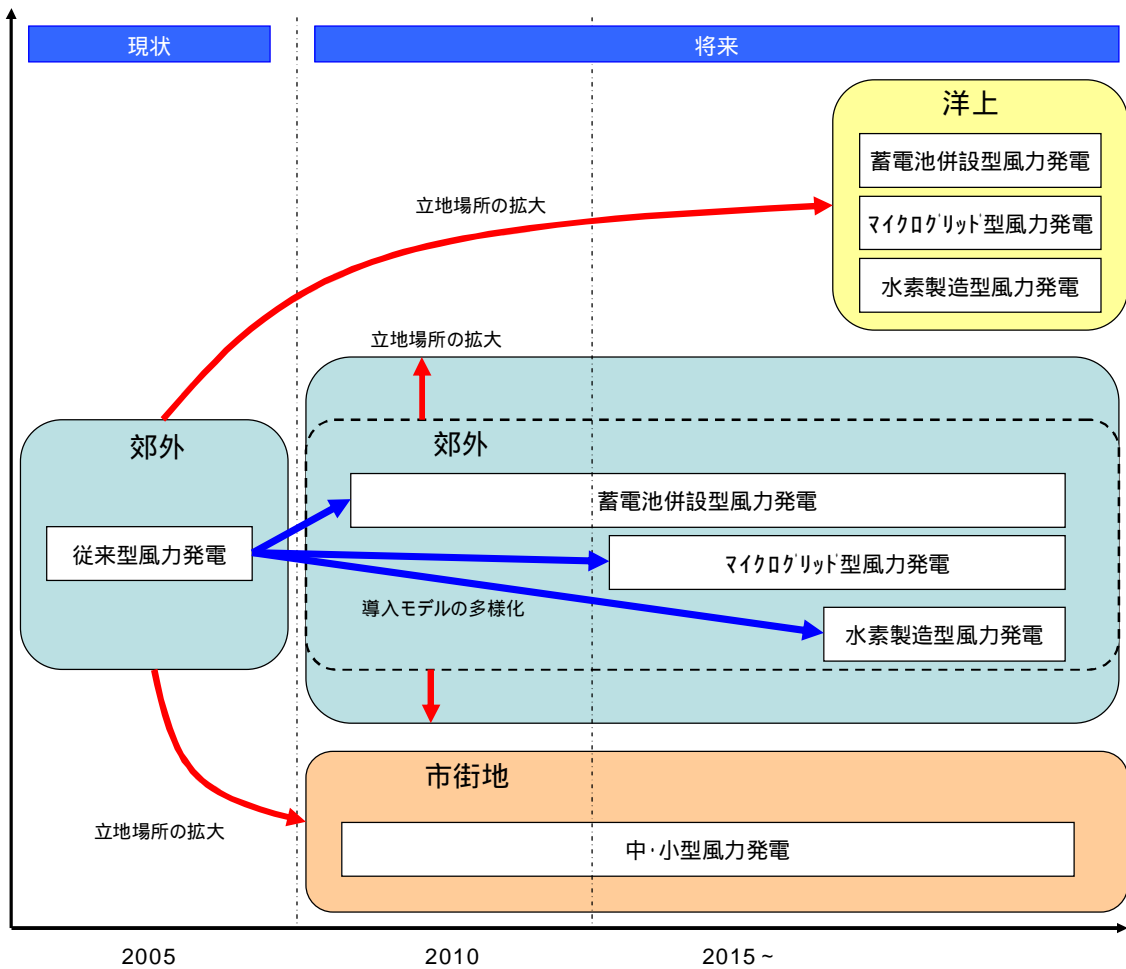
立地場所拡大の具体的な方策としては以下が考えられる。

- ・ 法規制等により風力発電が導入できなかった未利用地を規制緩和により開放
- ・ 風力発電の設置が進んでいない市街地向けの中・小形風力発電の導入推進
- ・ 風力発電の設置が進んでいない洋上への導入推進

(2) 導入モデルの多様化

青森県にはまだまだ風況に優れた風力発電の適地が豊富に存在しているものの、系統への連系可能量には限界が見えてきた。今後、東北電力管内では、従来型の風力発電は追加 5 万 kW の導入に止まり、蓄電池等を併設しても 33 万 kW 程度しか導入できないと試算されている。そのため、今後も風力発電の導入を拡大するためには、蓄電池への対応や系統に依存しない形での風力発電事業(オンサイト利用等)への展開が必要である。

図表 48 風力発電の導入拡大に向けた方向性



(3) 関連技術の開発や実証

多様な導入モデルでの風力発電事業への展開を図るためには関連技術の研究開発や実証が必要である。具体的には、蓄電池による風力発電出力の制御の実証、風力発電による水素製造技術等の開発・実証がある。また、技術的には実現可能であるが現状ではコストが高く普及が困難なマイクログリッド技術等の製品コスト低減に向けた研究開発も必要である。

(4) 風力発電導入支援の枠組みの構築

風力発電のようなグリーン電力に対する購入のニーズは一部の消費者に存在しているものの、その供給・購入体制の整備が明確化されておらず、認知が進んでいないことが普及の妨げとなっている。特に、オンサイト型での電力供給（特定供給）では RPS 証書の価値が認められないことから、需要家に対してグリーン電力として通常電力よりも高

価で買取ってもらうことが望ましい。このためには、事業モデル毎のグリーン電力の供給・購入の枠組みを整理し、需要家、風力発電事業者双方の情報共有を進めることが有効である。

(5) 風力発電への多様な主体の参画

風力発電の導入を推進するためには、多様な主体が参加できるようにする必要がある。特に、今後、農地や洋上への展開、オンサイト型などの多様な販売方法をスムーズに実現させるためには、農協や漁協などの協力や参画、または県民や NPO 法人の参画が有効と考えられる。

2. 風力発電による地域産業の活性化

風力発電事業を推進することで、ブランドイメージの向上、関連産業の創出、研究実証拠点への展開、雇用の創出等により、地域産業の活性化に寄与する。

(1) 青森県のブランドイメージ向上

風力発電を今後も推進し導入量が増加すれば、全国の風力発電の多くが立地している県として、青森県の環境分野でのブランドイメージが高まることが期待できる。その結果、他県と比較して青森県内で生産された商品が消費者の支持を受けやすくなり、県内生産商品の競争力が高まる。

また、風力発電の電力を活用して生産された ECO 商品（例：風力発電を利用して生産した野菜、花等農産物）等が生まれる可能性がある。

(2) 風力発電関連産業の創出

風力発電が県内に集積されることにより、以下のような風力発電の付帯産業の創出が期待される。

産業観光

風力発電が集積している地域として、風力発電の観光資源としての価値が高まる。その結果、風力発電の視察に全国から訪れるようになり、観光ツアーや観光客の宿泊施設等の観光事業、また風力発電観光にちなんだお土産や商品の生産が行われる。

風力発電の集中管理センター

国内における風力発電のうちの多数が青森県に立地すると、風力発電事業者は管理の効率性の観点から、集中管理センターを青森県内に立地する可能性が高まる。

風力発電の製造・メンテナンス工場

国内の風力発電の多くが青森県に立地すれば、風力発電の製造工場やメンテナンス工場が近くにある方が効率的となる。そのため、風力発電設備メーカーが風力発電設備の製造工場やメンテナンス工場を青森県内に立地する可能性がある。

(3) 風力発電の研究実証拠点

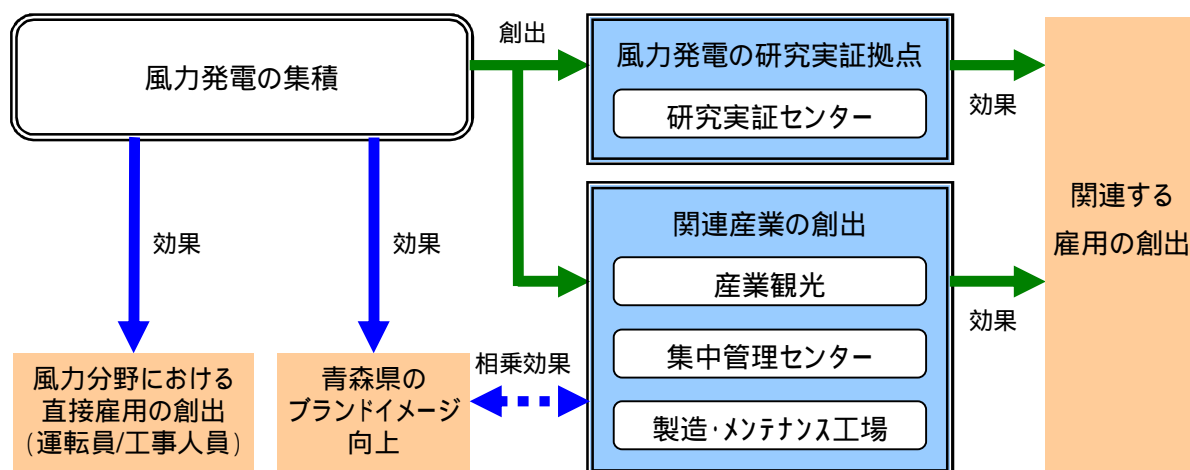
風力発電が豊富に立地し、かつ先進的な風力発電のモデル事例が増えることで風力発電の実証拠点となり、研究実証センターが立地することも期待できる。研究内容としては、新型風力発電の開発、風力発電による水素製造の実証、風力発電に併設する蓄電池の効率化等が考えられる。

また、風力発電が集積し、研究実証拠点ができることにより、大学や高等専門学校とのネットワークの形成や、風力発電技術を学ぶ専門学校の立地も期待される。

(4) 雇用の創出

風力発電が県内に立地することで、風力発電分野における運転員や工事人員としての直接雇用が生まれる。加えて、上述のような付帯産業、研究開発拠点が創出されることでこうした分野における雇用も生まれる。

図表 49 風力発電による地域産業の活性化



3. 風力発電の導入モデル

青森県においては、従来型のウィンドファームは今後導入が困難であることから、蓄電池型やオンサイト型が期待される。

(1) 風力発電の導入モデル

青森県の地域特性を踏まえ、風力発電の導入モデルとして可能性のあるものは下図のように整理される。

図表 50 風力発電の導入モデル

		送電線の熱容量 / 大きい	送電線の熱容量 / 小さい
郊外	売電型	従来のウィンドファーム	
		蓄電池ウィンドファームモデル ・電力品質向上(同時同量)	
	自家消費型	オンサイト利用モデル 電力を地域で消費 ・蓄電池、水素製造による安定化 ・低品質電力の利用 ・マイクログリッド活用	
その他地域	市街地等	中・小形風力	オンサイト利用モデル
	洋上	洋上ウィンドファーム	

(2) 導入モデルの比較

各導入モデルの概要、メリット・デメリット等を比較すると次頁以降のとおりとなる。

図表 51 風力発電の導入モデル（その1）

		従来のウィンドファーム
概要		
		<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、発電電力を地元電力会社に売電する。 その際、「相当量」と「電気」を合わせて販売する方法と、「相当量」を別の電気事業者に販売する方法がある。
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、「電気」と「相当量」の販売収入と運営費の差額で、初期投資（風力発電設備費）を回収する。
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> 電力販売価格の水準（2004 年度実績）は、「相当量 + 電気」で 7 円/kWh ~ 20.5 円/kWh（加重平均価格で 11.6 円/kWh）。ただし、風力発電事業は 15 年程度の長期契約で販売価格が保証されており、新しい風力発電になるほど販売価格の水準は低い傾向がある。
メリット		<ul style="list-style-type: none"> 現状の販売制度のもとで事業性が確保できており、多数の風力発電事業者が市場に参入している。
デメリット		<ul style="list-style-type: none"> 出力が不安定であることから、発電電力の利用用途が限定されている。（現状では電力会社への売電が中心）
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> 周波数変動への影響面から、東北電力管内全体として本方式で導入可能な風力発電量は限定されている。（東北電力管内では、連系が確定している 47 万 kW に加え、5 万 kW 程度が余力と試算されている。）
適用が見込まれる場所		-

図表 52 風力発電の導入モデル（その2）

		蓄電池ウィンドファーム 地元電力会社の蓄電池枠	
概要			
		<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、風力発電に蓄電池を併設して、風力発電設備と蓄電池を合わせて電力量を制御することで調整した電力を地元電力会社に売電する。（地元電力会社の募集条件に合わせる。） その際、「相当量」と「電気」を合わせて販売する方法と、「相当量」を別の電気事業者に販売する方法がある。 	
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、「電気」と「相当量」の販売収入と運営費の差額で、初期投資（風力発電設備費＋蓄電池設備費）を回収する。 	
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> 未定 	
メリット		<ul style="list-style-type: none"> 季時別時間帯別に計画的に出力調整できる場合に、季時別の単価を適用できる可能性がある。（購入電力会社の買取条件による） 	
デメリット		<ul style="list-style-type: none"> 併設される蓄電池の分だけイニシャルコストが増大する。 蓄電池に充電された電力の一部はロスするため、「電気」、「相当量」ともに販売量は減少する。 	
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池に充電された電力にはロスがあることから、できるだけ蓄電しない制御とすることが望ましい。 蓄電池分のイニシャルコストが増加するため、風力発電事業者の事業性が確保できるかどうかという問題がある。 送電線の熱容量に余力がない場合、蓄電池を併設しても風力発電の導入が困難な地域がある。（後述するオンサイト利用モデルを導入する必要がある。） 	
適用が見込まれる場所		<ul style="list-style-type: none"> 送電線の熱容量に余裕がある郊外地域 	

図表 53 風力発電の導入モデル（その3）

		蓄電池ウィンドファーム 他の電気事業者に販売	
概要			
		<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、風力発電に蓄電池を併設して、風力発電設備と蓄電池を合わせて電力量を制御することで調整した電力を電気事業者に売電する。 その際、「相当量」と「電気」を合わせて販売する方法と、「相当量」を別の電気事業者に販売する方法がある。 	
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、「電気」と「相当量」の販売収入と運営費の差額で、初期投資（風力発電設備費＋蓄電池設備費）を回収する。 	
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池を活用し、事前に 30 分毎の販売量が通知（卸電力市場を活用する場合、前日 9 時 30 分まで）できれば、通常の卸電力と同価格で販売できる可能性がある。参考として、これまでの取引所の実績では「電気」の販売価格は 24h 平均で 6～10 円/kWh 程度。 	
メリット		<ul style="list-style-type: none"> 季節別時間帯別に計画的に出力調整できる場合に、季節別の単価を適用できる可能性がある。（購入電力会社の買取条件による） 地元電力会社の蓄電池枠の容量の上限を超えて、風力発電を導入することが可能となる可能性がある。（送電線の熱容量に余力がある場合に限定されるため、地元電力会社との事前調整が必要。） 	
	デメリット	<ul style="list-style-type: none"> 併設される蓄電池の分だけイニシャルコストが増大する。 蓄電池に充電された電力の一部はロスするため、「電気」、「相当量」ともに販売量は減少する。 特に PPS 事業者²を販売先とする場合、長期の電力販売契約が困難である。 蓄電池の必要容量は、 のケースよりも大きくなる可能性が高い。 	
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池に充電された電力にはロスがあることから、電力会社の調整力に影響を与えない範囲で、できるだけ蓄電しない制御とすることが望ましい。 蓄電池分のイニシャルコストが増加するため、風力発電事業者の事業性が確保できるかどうかという問題がある。 送電線の熱容量に余力がない場合、蓄電池を併設しても風力発電の導入が困難な地域がある。（後述するオンサイト利用モデルを導入する必要がある。） 事前に電力量を通知する場合、風力発電量の予測が可能であるか、蓄電池の制御が可能であるかが分かっていない。発電量が連続して多い、もしくは少ない期間には発電量と需要量の乖離を蓄電池だけで吸収できない可能性がある。 電力会社の調整力に影響を与えないよう、事前に PPS 事業者への供給量を通告する必要がある。 翌日の発電計画が作成できたとしても、取引が成立しない可能性がある。 	
	適用が見込まれる場所	<ul style="list-style-type: none"> 送電線の熱容量に余裕がある郊外地域 	

² 特定規模電気事業者。電力会社の送電ネットワークを「接続供給約款」により使用し、自由化対象となっているお客様に電気を供給する事業者。経済産業大臣への届出が必要。

図表 54 風力発電の導入モデル（その4）

		蓄電池ウィンドファーム 特定規模需要への小売
概要		<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、風力発電に蓄電池を併設して、風力発電設備と蓄電池を合わせて電力量を制御することで調整した電力を自由化対象需要家に小売する。 風力発電事業者は PPS 事業者となるため、「相当量」は自らで一部を取得することが求められる。余剰の「相当量」については他の電気事業者に販売する。 需要家の電力需要に対して 30 分で同時同量となるように風力発電と蓄電池の合成出力を調整する必要がある。
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、「電気」と「相当量」の販売収入と運営費の差額で、初期投資（風力発電設備費 + 蓄電池設備費）を回収する。
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> 小売単価と同水準。参考として、最近の入札結果によると、特別高圧で 10～15 円/kWh 程度（負荷率 30～60%の需要家の場合）。
	その他	<ul style="list-style-type: none"> 託送料金の負担が発生する。
メリット		<ul style="list-style-type: none"> 「電気」の売電単価は小売価格の水準にまで上昇する。 地元電力会社の蓄電池枠の容量の上限を超えて、風力発電を導入することが可能となる可能性がある。（送電線の熱容量に余力がある場合に限定されるため、地元電力会社との事前調整が必要。）
デメリット		<ul style="list-style-type: none"> 併設される蓄電池の分だけイニシャルコストが増大する。 蓄電池に充電された電力の一部はロスするため、「電気」、「相当量」ともに販売量は減少する。 需要家との長期の電力販売契約が困難である。 蓄電池の必要容量は、 のケースよりも大きくなる可能性が高い。
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池に充電された電力にはロスがあることから、電力会社の調整力に影響を与えない範囲で、できるだけ蓄電しない制御とすることが望ましい。 蓄電池分のイニシャルコストが増加するため、風力発電事業者の事業性が確保できるかどうかという問題がある。 送電線の熱容量に余力がない場合、蓄電池を併設しても風力発電の導入が困難な地域がある。（後述するオンサイト利用モデルを導入する必要がある。） 当日の風力発電量によらず、常に需要と供給を 30 分で同時同量とする必要があるため、蓄電池の容量が増大する可能性がある。発電量が連続して多い、もしくは少ない期間には発電量と需要量の乖離を蓄電池だけで吸収できない可能性がある。 電力会社の調整力に影響を与えないよう、事前に PPS 事業者への供給量を通告する必要がある。
適用が見込まれる場所		<ul style="list-style-type: none"> 送電線の熱容量に余裕がある郊外地域

図表 55 風力発電の導入モデル（その5）

		風力オンサイト利用モデル 低品質電力の利用	
概要			
		<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、風力発電(と必要な場合は蓄電池を併設して)、需要家に電力を販売する。(風力発電事業者は、自家発電代行事業者となる。) 需要家としては、電力品質や供給量の安定性が低くても構わない低品質電力負荷(例えば、温室など)を想定する。 	
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、「電気」の販売収入と運営費の差額で、初期投資(風力発電設備費(+必要に応じて蓄電池設備費))を回収する。 	
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> 小売単価と同水準。 	
メリット		<ul style="list-style-type: none"> 電力系統と連系しないことから、電力系統の連系可能容量にかかわらず、風力発電を導入することが可能となる。 自家発電のため、自由化対象需要家以外の需要家(50kW 未満)にも電力を供給することができる。 	
デメリット		<ul style="list-style-type: none"> 風力発電設備は、自家発電となるため、「相当量」の販売を行うことができなくなる。(ただし、「グリーン電力証書」の活用は自家発電でも可能) 遠隔地に電力を供給する場合、自営線の敷設コストが発生する。 	
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> 近年の風力発電は、最大出力が 1,000kW 以上となり大きいことから、全ての発電電力を消費できる低品質電力需要を見つけるのが困難である。 「相当量」分の販売収入がなくなるため、風力発電事業者の事業性の確保が困難となる。(ただし、「グリーン電力証書」の活用は自家発電でも可能) 	
適用が見込まれる場所		<ul style="list-style-type: none"> 送電線の熱容量面から連系制約が生じる地域 マイクログリッドと連携できる地域(マイクログリッド利用との併用が理想) 	

図表 56 風力発電の導入モデル（その6）

		風力オンサイト利用モデル マイクログリッド活用
概要		<p>・ 風力発電事業者は、風力発電(と必要な場合は蓄電池を併設して)、マイクログリッド(複数の需要家群)に電力を販売する。</p> <p>・ マイクログリッドでは、風力発電と他の電源(コージェネレーションなど)を合わせて、発電量と需要のバランスを維持する。(風力発電事業者は、自家発電代行事業の一部を担うこととなる。)</p>
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、「電気」の販売収入と運営費の差額で、初期投資(風力発電設備費(+必要に応じて蓄電池設備費))を回収する。
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> 小売単価と同水準。
メリット		<ul style="list-style-type: none"> 電力系統と連系しないことから、電力系統の連系可能容量にかかわらず、風力発電を導入することが可能となる。(仮に系統と連系する場合には、グリッド内の周波数品質も系統と同レベルとなる。) 電力の特定供給のため、自由化対象需要家以外の需要家(50kW 未満)にも電力を供給することができる。
デメリット		<ul style="list-style-type: none"> 風力発電設備は、自家発電となるため、「相当量」の販売を行うことができなくなる。(ただし、「グリーン電力証書」の活用は自家発でも可能) マイクログリッドを形成するための自営線の敷設コスト、及び制御コストが発生する。
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> 近年の風力発電は、最大出力が 1,000kW 以上となり大きいことから、大規模ウィンドファームとなると、全ての発電電力を消費できるマイクログリッドを構成することが困難である。(マイクログリッドまでの送電線の敷設コストがかかる。) 「相当量」分の販売収入がなくなるため、風力発電事業者の事業性の確保が困難となる。(ただし、「グリーン電力証書」の活用は自家発でも可能)
適用が見込まれる場所		<ul style="list-style-type: none"> 送電線の熱容量面から連系制約が生じる地域

図表 57 風力発電の導入モデル（その7）

		風力オンサイト利用モデル 水素製造	
概要		<p>概要</p> <ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、風力発電の発電電力で水素を製造し、水素を需要家に供給・販売する。 (系統連系容量に余力がある場合、)一部の電力については系統を通じて販売する。 	
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、水素の販売収入(ある場合、「電気」と「相当量」の販売収入)と運営費の差額で、初期投資(風力発電設備費 + 水素製造装置など)を回収する。 	
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> 水素の利用方法によって販売価格が異なる。 	
メリット		<ul style="list-style-type: none"> 電力系統の連系可能容量にかかわらず、風力発電を導入することが可能となる。(ただし、系統連系を行う場合は、周波数変動への影響面から導入制約が発生する。) 水素は電力と異なり、保存が可能である。また、トラックなどを利用して輸送し、別サイトで利用することが可能である。 風力発電を解列枠で導入する場合、解列時の発電電力を無駄にしないために水素製造することが可能である。 	
デメリット		<ul style="list-style-type: none"> 水素製造装置を併設する分だけイニシャルコストが増える。 水素販売にガス事業者関連の資格が必要となる。 	
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> イニシャルコスト等の増大が見込まれるため、水素製造・販売による事業性への影響の確認が必要である。 大規模風力発電のような出力変動の大きな電力を活用して、水素製造ができるかどうかの技術的確認と水素製造システムにおける実証が必要である。 水素製造に利用した電力については、「相当量」分の販売収入がなくなるため、風力発電事業の事業性確保が困難となることが想定される。 	
適用が見込まれる場所		<ul style="list-style-type: none"> 送電線の熱容量面から連系制約が生じる地域(系統連系不可) 送電線の熱容量に余裕のある郊外地域(系統連系可) 	

図表 58 風力発電の導入モデル（その 8）

		中・小形風力
概要		 <p style="text-align: right;">（神鋼電機㈱HP）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 需要家自らが中・小形風力発電設備を設置し、発電した電力で自らの電力需要の一部を賄う。（発電設備は系統連系される。） ・ なお、系統連系される場合には、逆潮流のない自家消費であっても、周波数変動面で系統に与える影響は売電事業の場合と同じであるため、連系制約の対象となる。
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設置者は、「電気」の購入量削減で、初期投資（風力発電設備費）を回収する。
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> ・ 売電は行わないものの、買電量が削減されるため小売単価と同水準の価値。
メリット		<ul style="list-style-type: none"> ・ 大規模な風力発電設備が導入できないサイトにも導入できる。 工場・農場（30～100kW）、ビル・住宅（～数kW） ・ 設置者にとってPR効果が期待できる。
デメリット		<ul style="list-style-type: none"> ・ 大規模風力発電設備に比較し、発電コストが高い。（一方で、需要家の電力会社との契約内容によってはメリットが出る可能性もある。）
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> ・ 需要家が設置者となるため、需要家への啓発が必要となる。 ・ 設置規模が小さい場合、導入によるCO2削減効果が小さい。（大規模風力と同等の効果をあげるためには、多くの需要家に設置してもらう必要がある。） ・ 中・小形風力発電に関しては安全性の観点で十分な基準等が整備されていないため、導入に当たっては安全性の確認が必要である。
適用が見込まれる場所		<ul style="list-style-type: none"> ・ 市街地など ・ 電力系統のない地域（オンサイト利用）

図表 59 風力発電の導入モデル（その9）

		洋上ウィンドファーム
概要		 <p style="text-align: right;">（北海道せたな町 HP）</p> <ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、洋上に風力発電を設置し、電力を販売する。（電力の販売方法は蓄電池等を併設すればその1、その2に示したモデルに対応可能）
事業性	事業概要	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、「電気」の販売収入と運営費の差額で、初期投資（風力発電設備費（+必要に応じて蓄電池設備費））を回収する。
	売電価格	<ul style="list-style-type: none"> 販売先の条件に応じる。 電力会社への売電の場合、電力販売価格の水準（2004年度実績）は、「相当量+電気」で7円/kWh～20.5円/kWh（加重平均価格で11.6円/kWh）。ただし、風力発電事業は15年程度の長期契約で販売価格が保証されており、新しい風力発電になるほど販売価格の水準は低い傾向がある。
メリット		<ul style="list-style-type: none"> 陸上に比べ、風況のよい場所が豊富に残されている。 洋上は一般的に風速が大きく、高い設備稼働率が期待できる。 騒音問題等の陸上部での立地問題を避けることができる。
デメリット		<ul style="list-style-type: none"> 建設コストが高い。 メンテナンスコストが高い。 電力系統の連系可能容量に制約が生じる場合には、陸上の風力発電と同様な対策（蓄電池、解列など）を取る必要がある。 漁業権の問題から立地に向けた調整に時間を要する。
想定される課題		<ul style="list-style-type: none"> 販売先によって同様な課題が生じる。（その1、その2） 洋上風力は設置場所の解決にはなるが、建設コストが高くなる。青森県では大規模風力発電の建設が系統の制約を受けていることから、蓄電池利用が検討されており、洋上風力の場合は更に経済性の課題が問題となる。
適用が見込まれる場所		<ul style="list-style-type: none"> 送電線の熱容量に余裕がある郊外地域の洋上

4. ケーススタディの実施

取り纏めた導入モデルのうち、基本となるモデルについてケーススタディとして事業性の評価を実施する。実現に向けては、初期投資の増分に対する収入の増分の確保をはじめ、各種の技術開発実証、実施体制構築等の課題がある。

(1) ケーススタディ

ケースの内容

ここでは、前項で取り纏めた導入モデルのうち、基本となるモデルを選定し、ケーススタディを実施する。ケーススタディのケースとしては、以下の ~ とした。

図表 60 ケーススタディ

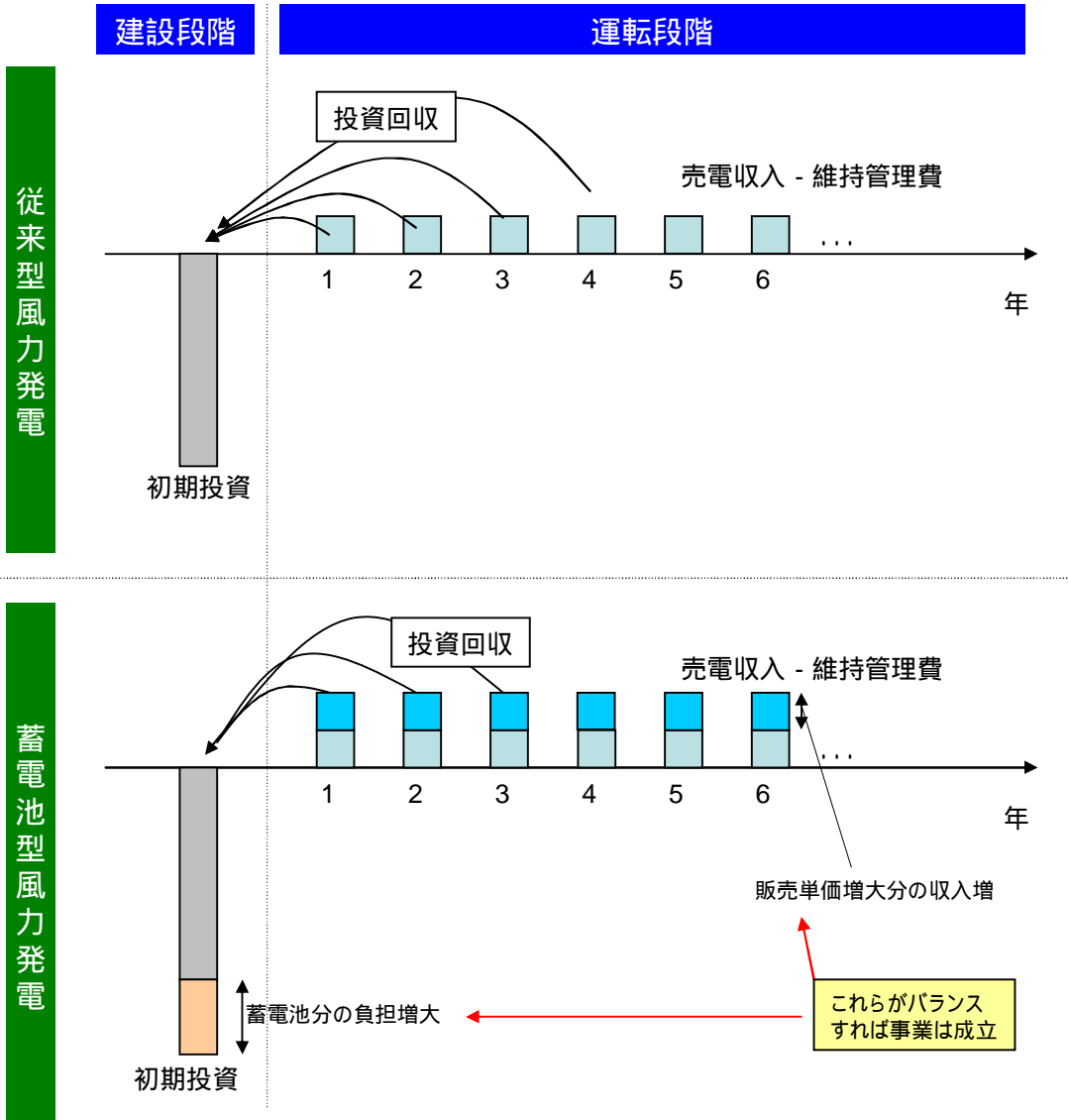
ケース	内容
ケース 蓄電池型	電気事業者もしくは卸電力取引市場に卸売 (販売量を事前通知)
ケース 蓄電池型	一部を需要家に小売 残りを電気事業者もしくは卸電力取引市場に卸売 (販売量を事前通知)
ケース 蓄電池型	風力発電をネットワーク化して運用 電気事業者もしくは卸電力取引市場に卸売 (販売量を事前通知)
ケース オンサイト型	マイクログリッド内需要家に小売

ケーススタディの検討方法

ケーススタディにおける事業性については、各ケースと従来型風力発電とを比較することによって検討することとする。

蓄電池型風力発電を例に比較のイメージを下図に示す。ここでは蓄電池併設による風力発電の例を示す。まず、初期投資の観点から見ると、蓄電池を設置する分、蓄電池分の初期投資が余分にかかることとなる。一方で、電力の売電単価が上昇すると運転段階での収入が増大する。初期投資の増分と収入の増分を比較し、バランスが取れていれば従来型風力発電と同様な事業性が確保できることとなる。

図表 61 事業性評価の考え方



(2) ケース 蓄電池型

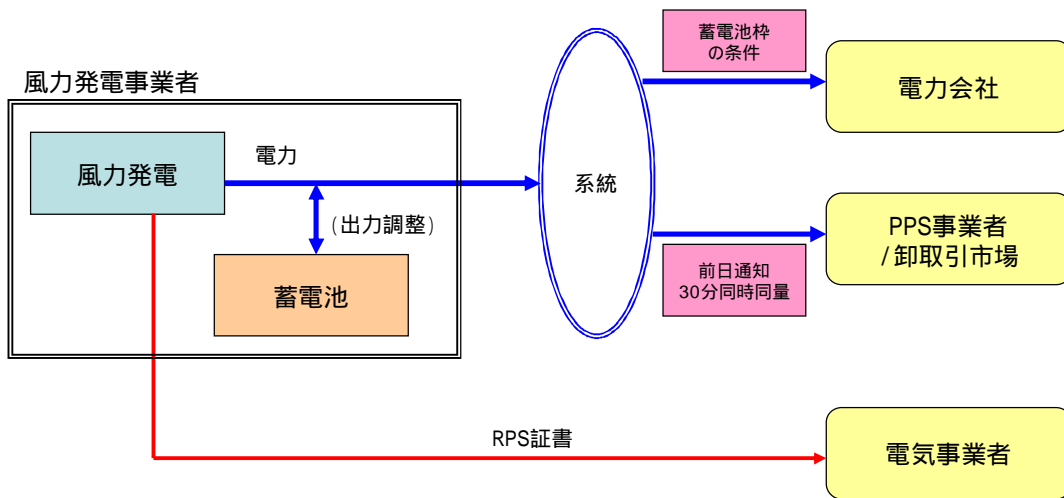
モデルの概要

風力発電の電力に加え蓄電池で出力を調整することで、電気事業者や卸電力取引市場に電力を卸売する。また、RPS 証書を同一もしくは他の電気事業者に販売する。

電力については、今後、蓄電池併設型に課される品質で供給する。また、電力供給の販売先に対して前日に翌日の発電量を確定させる計画発電を行う必要がある。

比較的大規模な郊外の風力発電で実現が期待されるモデルである。

図表 62 モデルの概要 (ケース)



事業性の評価

() 事業性への影響要因

本ケースにおける建設段階および運転段階でのコスト増大要因、減少要因は下表のとおりである。

図表 63 事業性への影響因子 (ケース)

項目		内容
建設段階	+ 要因	蓄電池、蓄電池設置による電力量制御システム
運転段階	+ 要因	蓄電池設置によるオペレーション、メンテナンスのコスト
	- 要因	販売価格増による収入増

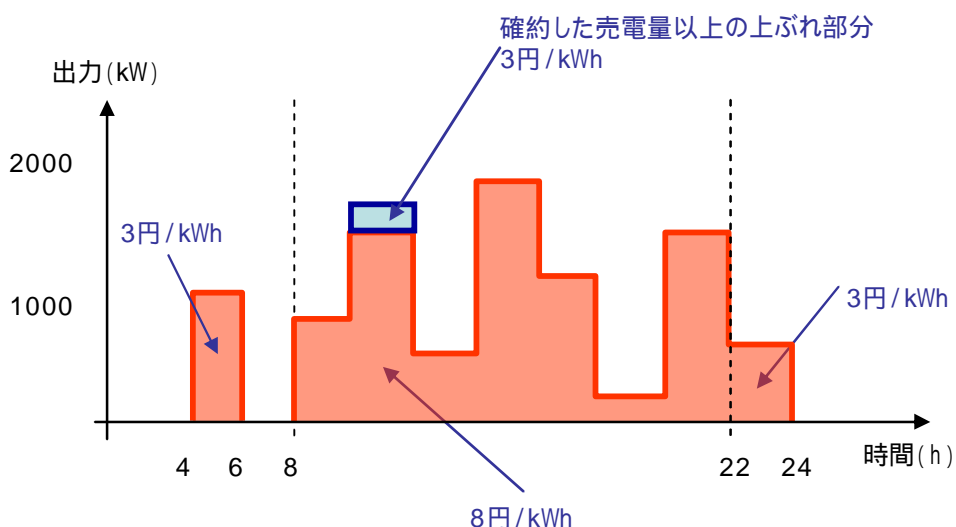
売電単価の水準

蓄電池を設置する分だけ初期投資の負担が増大するため、電力を高値で販売しないと収支のバランスが維持できない。現時点では、電力会社向けの販売価格や販売条件 (出力調整のレベル) が明らかになっていないため、今回は PPS 事業者の販売するこ

とを想定して試算を行う。

電力販売価格は、PPS 事業者のヒアリング結果から 3 円～8 円/kWh（加重平均 5.9 円/kWh）である。なお、この価格は前日までに通知した量について下記の価格で買うという条件である。そのため、夜間電力を充電する、もしくは昼間に販売する電力量を一定に保つなどの必要はない。ただし、系統連系の制約を考慮し、蓄電池の制御を行う必要がある。

図表 64 PPS 事業者への電力販売価格（ヒアリング結果より）



エネルギー電気相当量（RPS 証書）の価格水準

RPS 証書の販売価格実績は 2004 年度で 4 円/kWh～8 円/kWh であり平均は約 5 円/kWh となっている。

図表 65 RPS 証書の販売実績

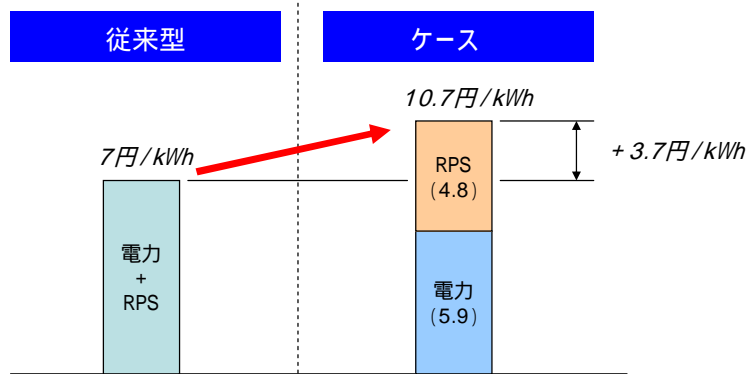
1. 平成16年度に取引された新エネルギー等電気 (単位:円/kWh)

区分	購入事業者	発電形態	単純平均価格		加重平均価格		最高価格		最低価格				
			H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格	H16FY価格	対前年増減価格			
「相当量+電気」	電気事業者 (電力会社 特定電気事業者 特定規模電気事業者)	風力	11.9	0.2	11.6	▲ 0.2	20.5	5.0	7.0	▲ 1.5			
		太陽光(従量電灯)(注1)					23.4	0.0	19.0	▲ 1.0			
		(業務用電力)(注1)					13.4	0.0	10.3	▲ 0.4			
		水力	9.3	0.9	8.5	0.4	13.7	0.7	4.0	▲ 0.5			
		バイオマス	7.3	▲ 0.2	7.5	0.3	10.0	▲ 3.0	4.0	0.0			
「電気のみ」	電力会社 (注2)					4.0	▲ 0.8	2.1	0.0				
	電力会社以外					8.4	-	7.8	-	11.3	-	7.3	-
「相当量のみ」	電気事業者					5.4	▲ 0.6	4.8	▲ 0.4	8.0	▲ 3.0	4.0	0.0

電力 + RPS 証書の価格水準

以上より、今回のケース検討における電力の卸売価格と RPS 証書の販売価格の合計は、10.7 円/kWh である。従来型風力発電の価格は東北電力管内で最新のもので 7 円/kWh 程度であるので、価格水準は約 1.5 倍になる。

図表 66 電力 + RPS 証書の価格水準 (ケース)



()モデルケースの設定

モデルケースとして、下表のとおり設定する。

ここでは、蓄電池の規模を風力発電出力の 1/2 ~ 1 倍と想定している。

図表 67 前提条件 (ケース)

項目		内容	備考	
建設 段階	風力発電	出力 kW	10,000	
		設備利用率 %	28	東北グリーン電力基金助成先ウインドファームの設備利用率より算出
	蓄電池	出力 kW	5,000 ~ 10,000	風力発電出力の 1/2 ~ 1 倍を想定
		価格 万円/kW	24 (うち補助金 8)	補助率 1/3 と想定
制御システム	価格 万円	10,000		
運転 段階	オペレーション・メンテナンスコスト 万円/年	1,000 ~ 2,000	蓄電池規模に対し 2,000 円/kW・年と想定 (増大分のみ)	
	販売価格 円/kWh	10.7 (+ 3.7)		

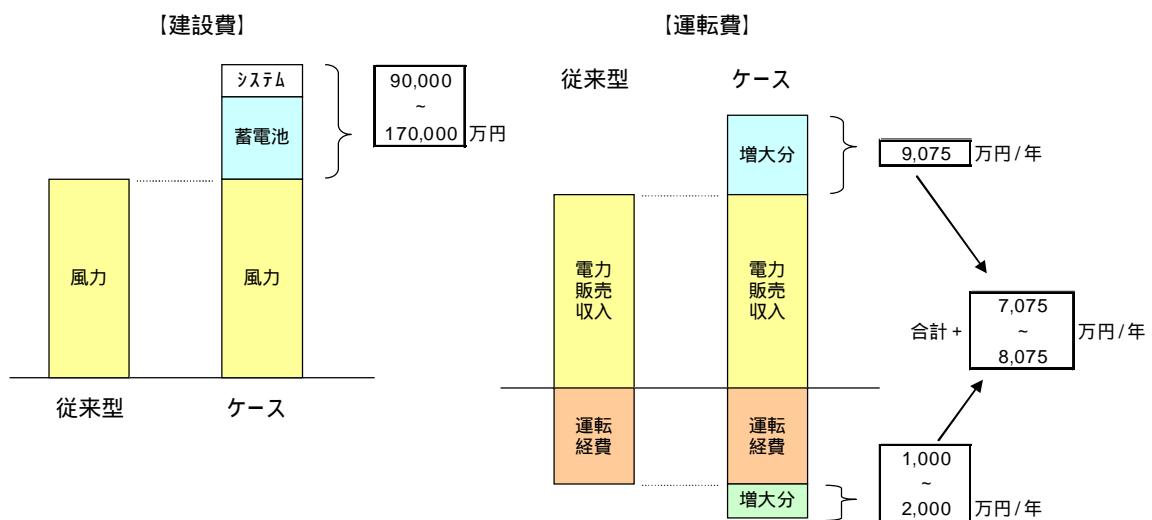
()モデルケースにおける事業性

モデルケースにおける試算を実施すると、下図のとおりである。

まず、建設費は、蓄電池とシステム分が増加し、その負担金額は 90,000～170,000 万円となる。一方、運転経費は増大するものの販売価格の増大が大きいため、7,075～8,075 万円/年の収入増となる。

従来型との相違分で見ると、単純投資回収年数は 11.1～24.0 年と試算される。風力発電事業が 15 年程度の長期投資回収事業であること、系統側の制約で従来型での風力発電の実施が難しいことを踏まえると、蓄電池の必要容量によっては事業性の観点から検討に値する水準と考えられる。

図表 68 事業性の評価(ケース)



投資回収年数(従来型との相違分)	=	11.1～24.0年
------------------	---	------------

()課題

PPS 事業者の買取価格

PPS 事業者の買取価格については現時点でのヒアリングに基づくものであり、長期に保証されるものではない。そのため、将来的には自由化が進展して競争が激しくなる等の要因により電力買取価格の水準が低下する可能性がある。

電力会社の買取価格

本来であれば、電力会社に販売する場合の方が、PPS 事業者の販売する場合と比較して前日に販売量の確定をする必要がなく、30 分同時同量も求められないと想定されるため、実施が容易と考えられる。しかしながら、現時点では電力会社の買取価格に

ついて条件が決まっていなため、条件が決まった段階で電力会社に販売するケースについても検討する必要がある。

RPS 証書の販売価格

RPS 証書の販売価格水準については、2004 年度の実績を踏まえて設定した。RPS 証書については市場価格で価格が決定するが、新エネルギー等電力の市場での取引量によって影響を受ける。現状では、義務量がピークとなる 2010 年の 1~2 年前より義務量と比較して新エネルギー電力等の供給量が下回ると想定されており、今後の新エネルギー等電力の供給量によっては取引価格が増大傾向になる可能性もあるが、逆に価格が減少傾向になる可能性もある。

契約不履行による罰金

販売先の電気事業者との契約内容にもよるが、原則として PPS 事業者等に電力を販売する場合には、30 分同時同量に従った運転が必要となる。そのため、これを乖離した場合には、罰金等の費用負担が発生する可能性がある。

蓄電池の価格

蓄電池の必要容量はそれぞれのサイトの特性により異なると考えられ、実際にはもっと大きな容量が必要となる可能性がある。また、蓄電池設置に対する補助金の割合を 1/3 としているが、補助制度は未定であり、実際には補助率が異なる可能性がある。これらによって蓄電池設置に必要となるコストが変わってくることから確認が必要である。

蓄電池の性能

風力発電の平滑化用の蓄電池では、NAS 電池が有力と言われている。NAS 電池は、15 年程度の寿命があると言われているものの、本ケースのような使用方法で長期の稼働実績は存在していない。そのため、風力発電よりも早く寿命になり買換え等の対応が必要となる可能性があることに注意が必要となる。

また、蓄電池は充放電によりエネルギーロスが発生することから、実際に販売できる電力量や RPS 証書の量は少なくなるため、できるだけ蓄電池に充電しない運転方法の検討が必要である。

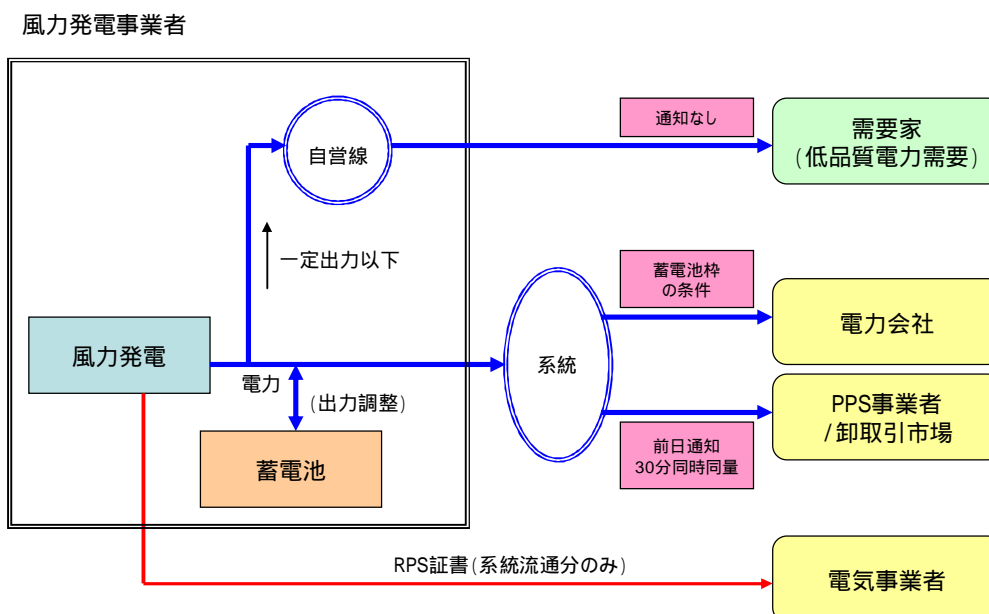
(3) ケース 蓄電池型

モデルの概要

風力発電の電力の一部（需要側の負荷への影響を考慮して一定出力以下とする）を、低品質電力を許容する需要家³に直接供給（自営線による特定供給）し、残りを蓄電池で出力を調整することで電気事業者や卸電力取引市場に電力を卸売する。また、RPS 証書を同一もしくは他の電気事業者に販売する。

系統に出力する電力については、今後、蓄電池併設型ケースにおいて課される品質で供給する。また、電力供給の販売先に対して前日に翌日の発電量を確定させる計画発電を必要がある。

図表 69 モデルの概要（ケース）



³ ここで「低品質電力の需要家」とは、出力の不安定な風力発電を制御することなく利用できる負荷のことを言う。具体的には、ロードヒーティングや温室等での利用を想定。低品質需要家に対しては一定出力までの電力を供給することとし、残りは蓄電池もしくは系統に流すことを想定する。

事業性の評価

() 事業性への影響要因

本ケースにおける建設段階および運転段階でのコスト増大要因、減少要因は下表のとおりである。

図表 70 事業性への影響因子 (ケース)

項目		内容
建設段階	+ 要因	蓄電池、蓄電池設置による電力量制御システム、自営線
運転段階	+ 要因	蓄電池設置によるオペレーション、メンテナンスのコスト (自営線のメンテナンスコストは考慮していない)
	- 要因	販売価格増による収入増

売電単価の水準

システムを介して電気事業者に販売する場合、売電単価の水準はケース と同等である。一方、需要家に直接供給する電力の単価は業務用電力並みの水準と仮定すると、下表のとおりである。

図表 71 東北電力の高圧業務用電力の電力量料金 (1kWhにつき)

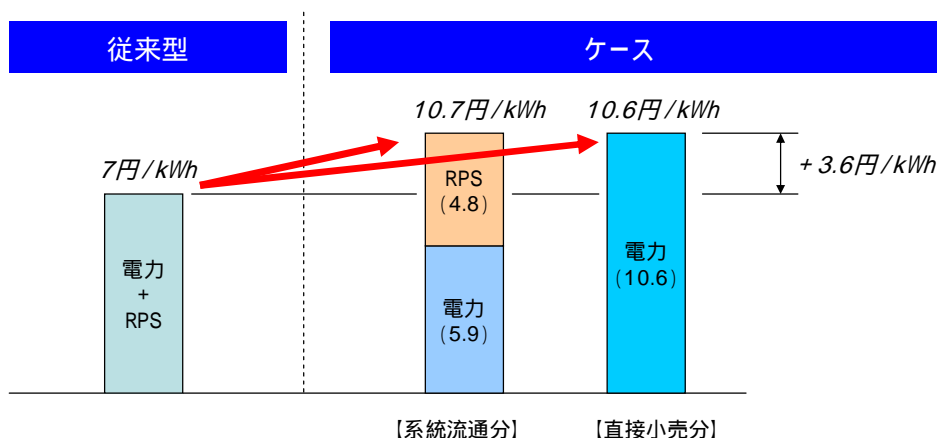
	夏季	その他季
標準電圧 6,000V	11 円 65 銭	10 円 59 銭

夏季：毎年7月1日から9月30日までの期間

電力 + RPS 証書の価格水準

以上より、ケース における電力の販売価格は下図のようになる。システムを介して販売する電力、直接需要家に小売する電力ともに価格水準は同程度である。

図表 72 電力 + RPS 証書の価格水準 (ケース)



()モデルケースの設定

モデルケースとして、下表のとおり設定する。

ここでは、電力の直接小売量を発電量に対して 10～20%と想定し、蓄電池出力は発電出力から直接小売量を除いた分の 1/2 と想定した。

例えば、10%を直接小売する場合は、10,000kW の出力から 10%の 1,000kW を除いた 9,000kW の 1/2 が蓄電池出力となる。

図表 73 前提条件 (ケース)

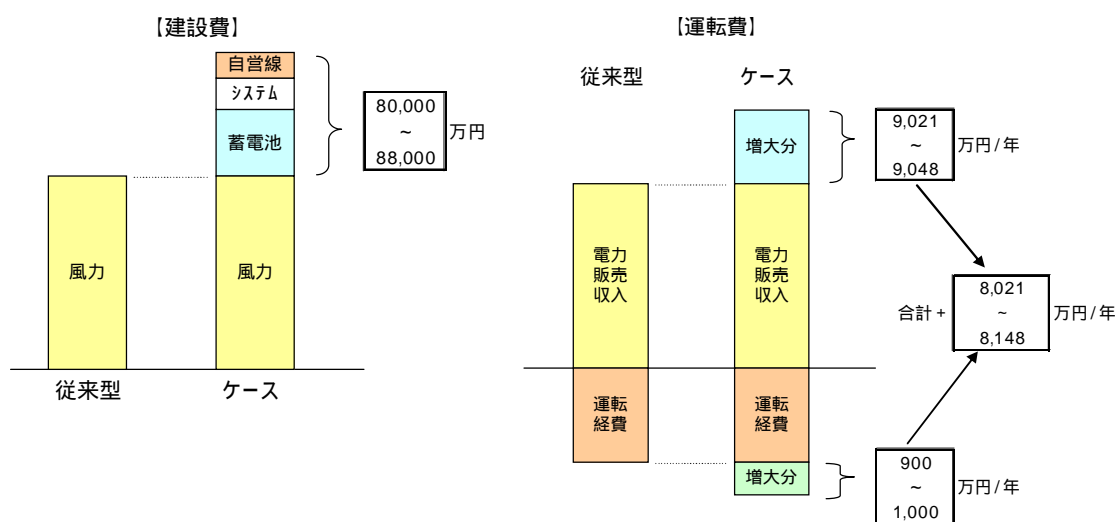
項目		内容	備考	
建設 段階	風力発電	出力 kW	10,000	
		設備利用率 %	28	東北グリーン電力基金助成先ウインドファームの設備利用率より算出
	蓄電池	出力 kW	4,000～4,500	基本を 50%として、直接小売分の容量が削減されると仮定
		価格 万円/kW	24 (うち補助金 8)	補助率 1/3 と想定
	制御システム	価格 万円	10,000	
	自営線	価格 万円	6,000	2 万円/m で 3km を想定
運転 段階	オペレーション・メンテナンスコスト 万円/年	900～1000	蓄電池メンテナンスコストに加え自営線メンテナンスコストを 100 万円と想定	
	直接小売量 %	10～20	発電量全体に対して	
	販売価格 円/kWh	系統売電：10.7 (+ 3.7) 直接小売：10.6 (+ 3.6)		

()モデルケースにおける事業性

モデルケースにおける試算を実施すると、下図のとおりである。蓄電池の減少分 (500kW) と自営線の敷設費用 (3km) が同水準となり、自営線を通じて直接供給する価格が 10.6 円/kWh とケース の時の販売価格と同水準となったため、10%の直接小売量を想定する場合にはケース の蓄電池 1/2 の場合とほぼ同様な結果となる。また、直接小売量が 20%にまで増加すると、蓄電池量は更に削減されるため、投資回収年数は削減される。

従来型との相違分で見ると、単純投資回収年数は 9.8～10.9 年である。風力発電事業が 15 年程度の長期投資回収事業であること、系統側の制約で従来型での風力発電の実施が難しいことを踏まえると、事業性の観点から検討に値する水準と考えられる。

図表 74 事業性の評価（ケース）



投資回収年数(従来型との相違分) = 9.8 ~ 10.9 年

() 課題

ケース に示した課題に加え、以下の課題がある。

需要家の確保が必要

自営線による直接小売を実施する場合、事業者自らが販売先となる需要家を見つける必要があり、事業開始段階の事業者の負担が大きくなる可能性がある。

低品質電力へのニーズ

風力発電だけでは、電力の供給量を保証することは困難であることから、電力の供給時間帯や供給量が不安定な低品質電力を許容する需要家を確保する必要がある。こうした需要家が実際に風力発電の付近に存在しているかを確認する必要がある。また、選択肢の一つとしているロードヒーティングについては利用が一時期に限定されるため、ロードヒーティングの不要な時期は他の需要家を確保する必要がある。

需要家の離脱リスク

自営線を敷設することは、電力の販売先の限定につながる。そのため、需要家が電力の買取量を少なくした場合、電力品質の向上ニーズがあった場合、買取価格の変更を求められた場合（自由化進展で料金が安くなった等）などで販売収入が少なくなるリスクを抱える。

送電線の敷設価格

ここでは、需要家までの距離を 3km と見込んで価格を試算しているが、それ以外の受電盤等や制御等のコストは見込んでいない。そのため、風力発電の立地場所より更に離れている場合、また、需要家サイドにおいて最低限の電力制御や蓄電が必要となる場合には送電線の敷設コストが増大する可能性がある。

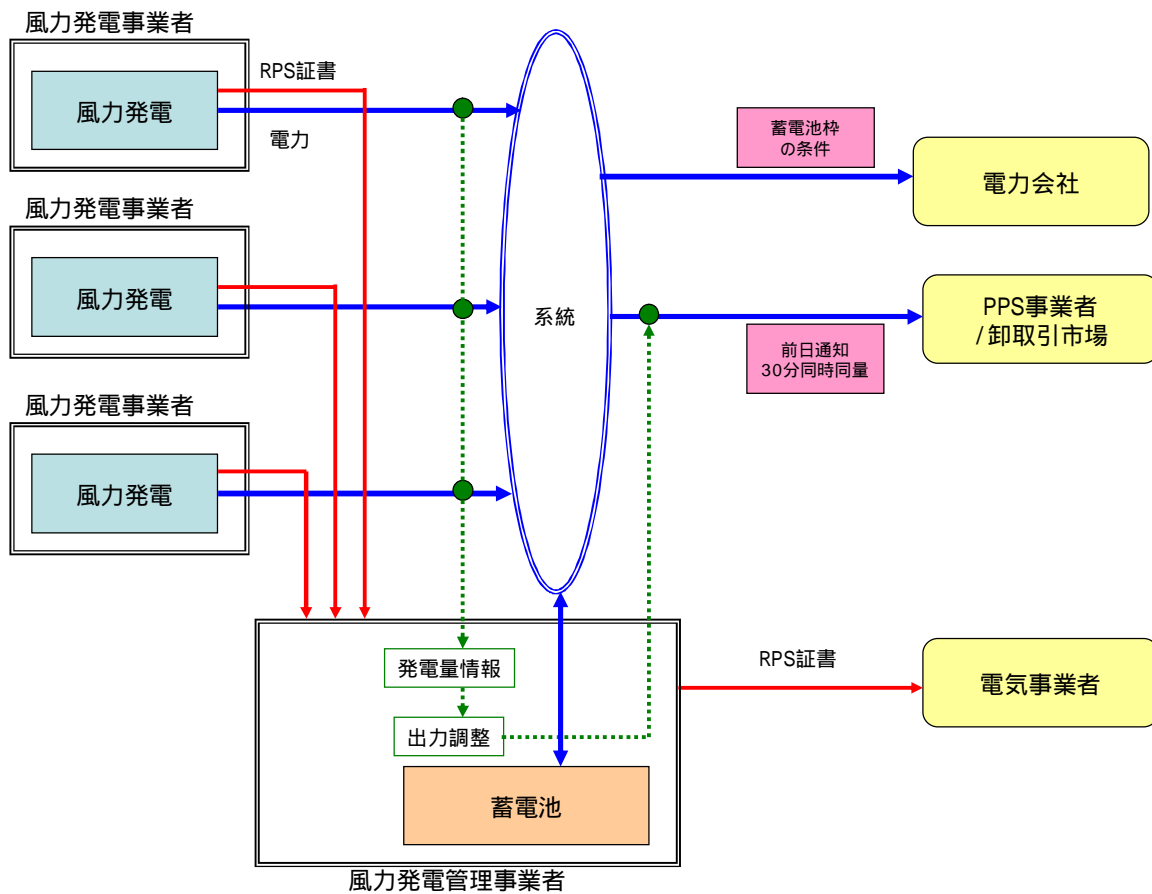
(4) ケース 蓄電池型

モデルの概要

複数の風力発電設備をネットワークし、蓄電池と組み合わせることにより 30 分同時同量を達成した上で、電気事業者に通常の発電所の電力と同様に売電する事業者（以下「風力発電管理事業者」）を想定する。（周波数対策のために設置される蓄電池は同一電力会社管内にあれば目的が達成されることを踏まえ、蓄電池は風力発電サイトとは別の場所に設置することを想定している。）

風力発電事業者は従来型と同様に発電事業を行い、風力発電管理事業者が蓄電池による電力品質の調整を担当する。

図表 75 モデルの概要（ケース）



事業性の評価

() 事業性への影響要因

本ケースにおける建設段階および運転段階でのコスト増大要因、減少要因は下表のとおりである。

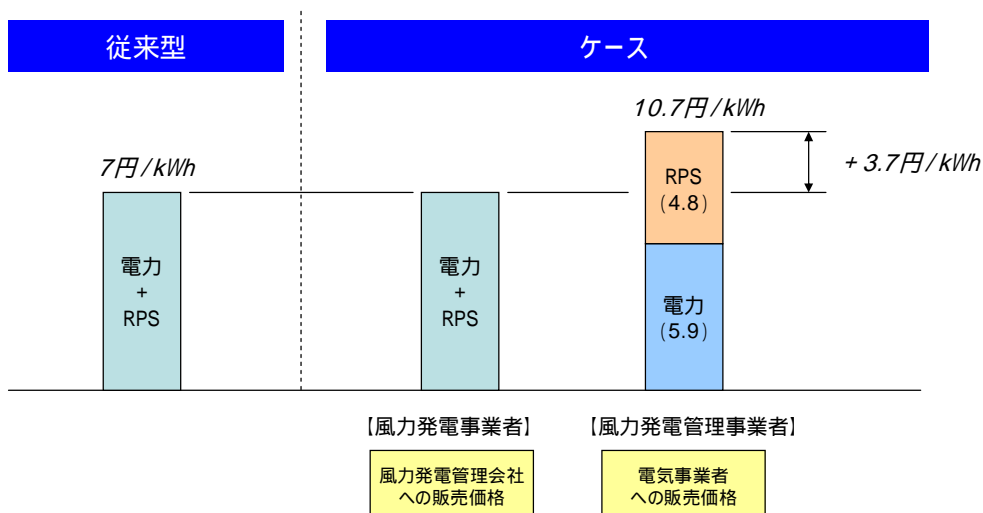
図表 76 事業性への影響因子 (ケース)

項目		内容	
		風力発電事業者	自営線管理会社
建設段階	+ 要因	なし	蓄電池、蓄電池設置による電力量制御システム
	- 要因	なし	蓄電池設置のオペレーション、メンテナンスのコスト
運転段階	+ 要因	なし	電力販売価格と買取価格の差額(価値向上分と同等)
	- 要因	なし	

風力発電事業者 / 風力発電管理事業者の販売価格

風力発電事業者は、従来型と同等の価格で電力と RPS 証書を風力発電管理事業者に販売する。風力発電管理事業者は、ケース と同等の価格で電力と RPS 証書を電気事業者に販売する。

図表 77 風力発電事業者 / 風力発電管理事業者の販売価格 (ケース)



()モデルケースの設定

モデルケースとして、下表のとおり設定する。複数の風力発電をネットワーク管理することから、風力発電の規模をケース1の10倍とした。

また、ケースと同様に蓄電池出力に幅を持たせて検討を行った。

図表 78 前提条件 (ケース)

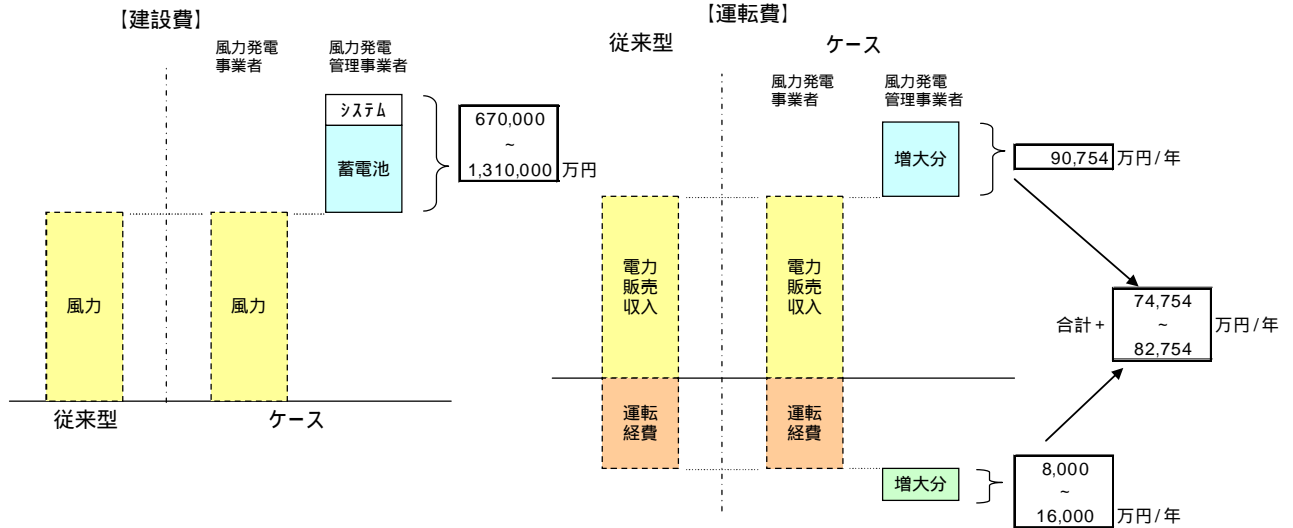
項目		内容	備考	
建設 段階	風力発電	出力 kW	100,000	
		設備利用率 %	28	東北グリーン電力基金助成先ウインドファームの設備利用率より算出
	蓄電池	出力 kW	40,000 ~ 80,000	規模拡大により容量がケースの80%に削減されると仮定
		価格 万円/kW	24 (うち補助金 8)	補助率 1/3 と想定
	制御システム	価格 万円	30,000	
運転 段階	オペレーション・メンテナンスコスト 万円/年	8,000 ~ 16,000	蓄電池規模に対し 2,000 円/kW・年と想定 (増大分のみ)	
	販売価格 円/kWh	10.7 (+ 3.7)	風力発電管理事業者の販売価格	

()モデルケースにおける事業性

モデルケースにおける試算を実施すると、下図のとおりである。風力発電事業者は、従来型と同様な発電事業を実施するため、ここでは風力発電管理事業者の事業性について検討する。

蓄電池やシステムに必要となるコストは、原則としてケースと同水準であるが、風力発電出力の規模が大きくなると、蓄電池やシステムの規模が相対的に小さくなることを考慮に入れている。本前提に従うと、単純投資回収年数は 8.1 ~ 17.5 年である。風力発電事業が 15 年程度の長期投資回収事業と考えると、事業性の観点からは実現可能な水準と考えられる。

図表 79 事業性の評価（ケース）



投資回収年数(従来型との相違分) = 8.1 ~ 17.5 年

() 課題

ケース に示した課題に加え、以下の課題がある。

制度の確認

来年度から計画されている風力発電への蓄電池の補助金について、想定されているものに合致しない可能性がある。そのため、本モデルを実施するためには制度的な面で問題がないかどうかを確認する必要がある。

また、蓄電池に供給される電力の供給元や託送コストの負担、風力発電管理事業者の位置づけ(発電者か需要者か)などについて整理する必要がある。

制御・管理コストの考慮

本モデルでは、蓄電池を 1 箇所集中管理するセンターが必要となる。情報転送システムなどの集中制御に伴うコスト増分を見込む必要がある。

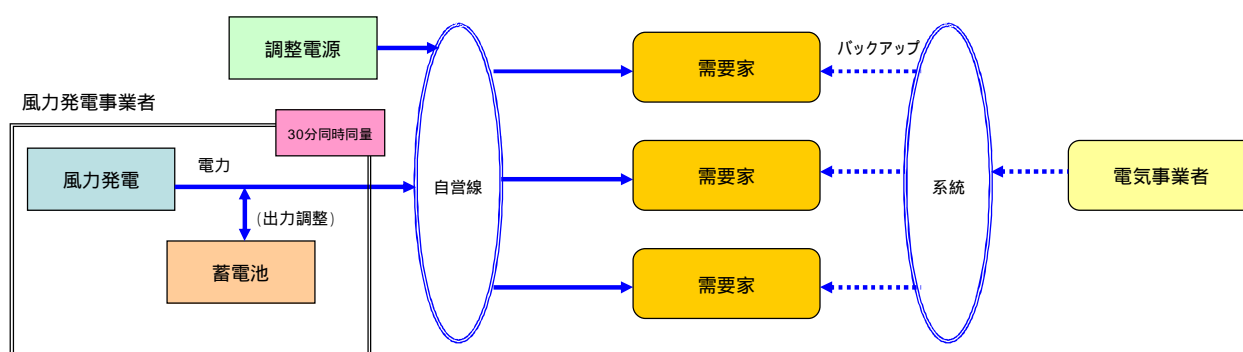
(5) ケース オンサイト型

モデルの概要

既存のマイクログリッドに、風力発電と蓄電池や調整電源をネットワークして制御することにより、30分同時同量を達成した上で需要家に電力を供給（特定供給）する。

また、各需要家単位で電気事業者より非常時の電力補給を受ける。

図表 80 モデルの概要（ケース ）



事業性の評価

() 事業性への影響要因

本ケースにおける建設段階および運転段階でのコスト増大要因、減少要因は下表のとおりである。

図表 81 事業性への影響要因（ケース ）

項目		内容	
		風力発電事業者	自営線管理会社
建設段階	+ 要因	なし	自営線、蓄電池、調整用電源、電力制御システム
運転段階	+ 要因	なし	蓄電池、調整用電源設置のオペレーション、メンテナンスのコスト
	- 要因	なし	販売価格増による収入増

売電単価の水準

需要家に直接供給する電力の単価はケース の直接供給と同水準となる。

()モデルケースの設定

モデルケースとして、下表のとおり設定する。

風力発電を接続することにより、新たに調整用の電源等が必要となる可能性があるが、ここでは需要家サイドに設置している電源を有効活用できるという前提として、風力発電を中心に検討するものとする。

図表 82 前提条件 (ケース)

項目		内容	備考	
建設 段階	風力発電	出力 kW	3,000	
		設備利用率 %	28	東北グリーン電力基金助成先ウィンドファームの設備利用率より算出
	蓄電池	出力 kW	1,000 ~ 1,500	風力発電出力の 1/3 ~ 1/2 マイクログリッド内の発電機での調整も可能のため
		価格 万円/kW	24 (うち補助金 8)	補助率 1/3 と想定
運転 段階	オペレーション・メンテナンスコスト 万円/年	200 ~ 300		
	販売価格 円/kWh	10.6 (+ 3.6)		

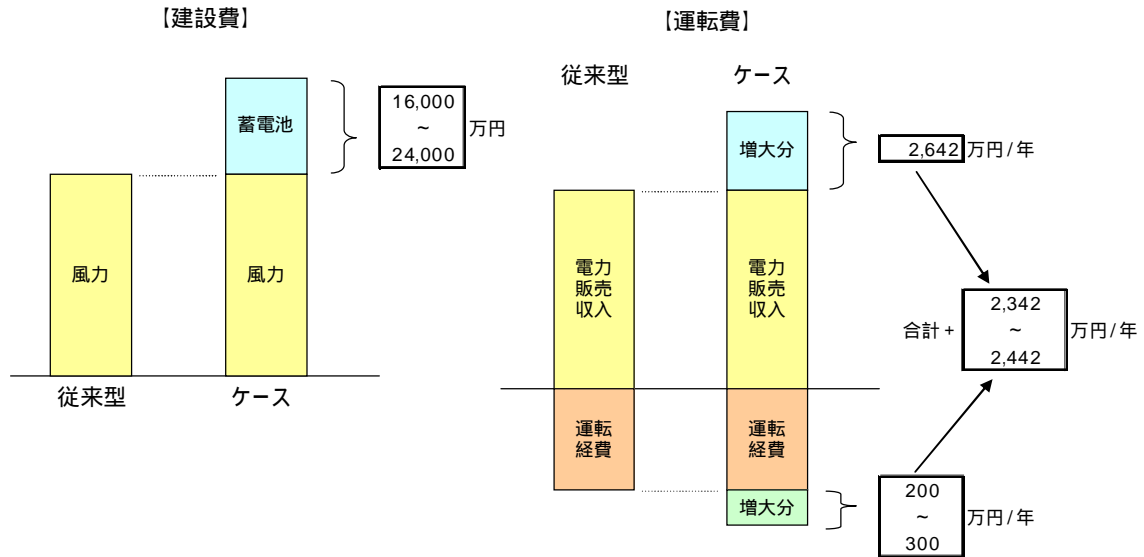
()モデルケースにおける事業性

モデルケースにおける試算を実施すると、次図のとおりである。

まず、建設費は蓄電池分が増大し、その負担金額は 16,000 ~ 24,000 万円程度となる。一方、運転経費は増大するものの販売価格の増大の方が大きいいため、2,349 ~ 2,449 万円/年の収入増となる。

モデルケースの設定に不確定な要素が多いが、従来型との相違分で見ると、単純投資回収年数は 10 年程度と見込まれる。現状の風力発電事業と比べても事業性の観点から遜色ない結果であるが、マイクログリッドが敷設されていることを前提としているため、将来的にマイクログリッドができた後に実現するモデルである。

図表 83 事業性の評価（ケース）



() 課題

ケース、ケースの課題に加え、以下の課題について、考慮する必要がある。

制御システムのカスタマイズ

既存のマイクログリッドに風力発電を追加した場合、風力発電の規模の大きさによっては新たな制御システムが必要となる可能性があり、制御システムのカスタマイズ費用が必要となる可能性がある。

調整用電源のコスト

本モデルは、調整用電源が既に設置されていることを前提としているが、風力発電をつなぐために、新たな調整用電源が必要となる可能性があり、調整用電源のコスト、燃料のコスト等が発生する可能性がある。

．青森県風力発電導入推進アクションプラン

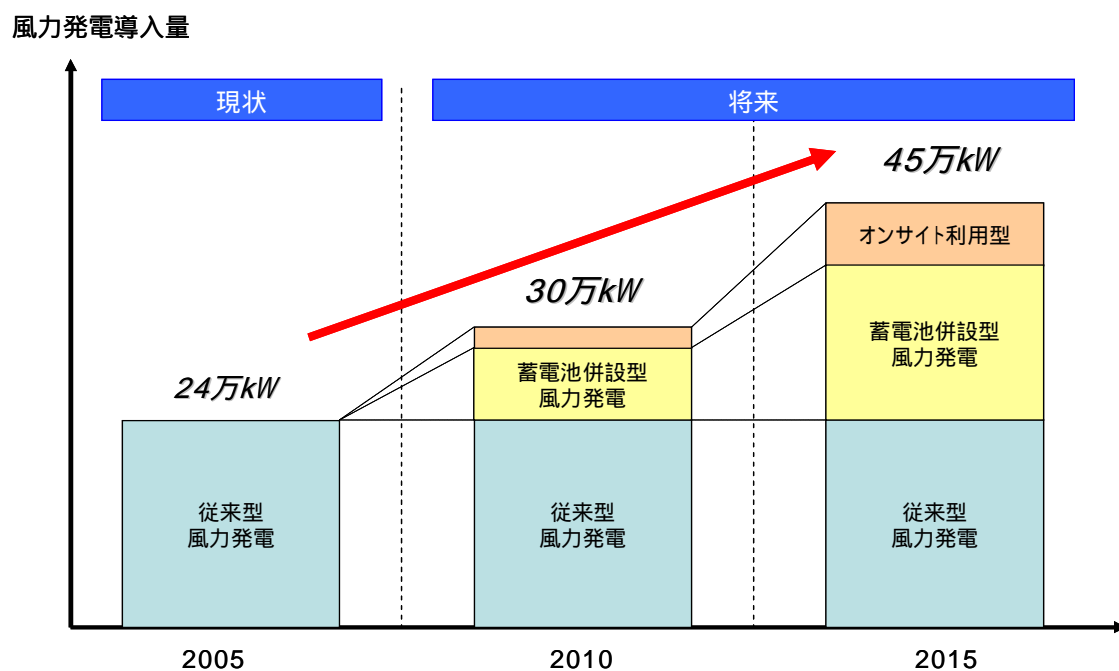
1．風力発電の導入目標

青森県の風力発電の導入目標量を2010年に30万kW、2015年に45万kWとする。

青森県の風力発電の導入量は、現時点の確定ベースで24万kWである。今後、蓄電池併設型やオンサイト型風力発電の導入により、2000年策定に策定した「青森県地域新エネルギービジョン」の目標である2010年に30万kWの達成とともに、以降は2015年に45万kWの導入を目指すこととする。

これにより、将来にわたって、風力発電の導入量において全国トップレベルを維持しつつ、風力発電関連産業の創出につなげていく。

図表 84 風力発電の導入目標



図表 85 目標量の達成イメージ

	2005 年	2010 年	2015 年
従来型	24.0 万 kW	24.0 万 kW	24.0 万 kW
	-	2005 年以降横ばい	2010 年以降横ばい
蓄電池併設型	0 万 kW	5.8 万 kW	20.0 万 kW
	-	蓄電池併設型の大規模プロジェクト 2~3 件の実施	現在の導入割合と同水準を県内で実施
オンサイト型	0 万 kW	0.2 万 kW	1.0 万 kW
	-	小規模プロジェクト 1~2 件の実施	導入量を 2010 年レベルの 5 倍に拡大
合計	24.0 万 kW	30.0 万 kW	45.0 万 kW

目標を達成した場合、青森県には 45 万 kW の風力発電が導入されることとなり、これは約 33 万世帯分の電力消費量に相当する。また、商用電力の CO₂ 排出係数⁴を 0.38kg CO₂/kWh とすると、年間約 42 万 t の CO₂ が削減される見込みとなる。

⁴ 電気やガスなどの単位あたりから排出される二酸化炭素の量。

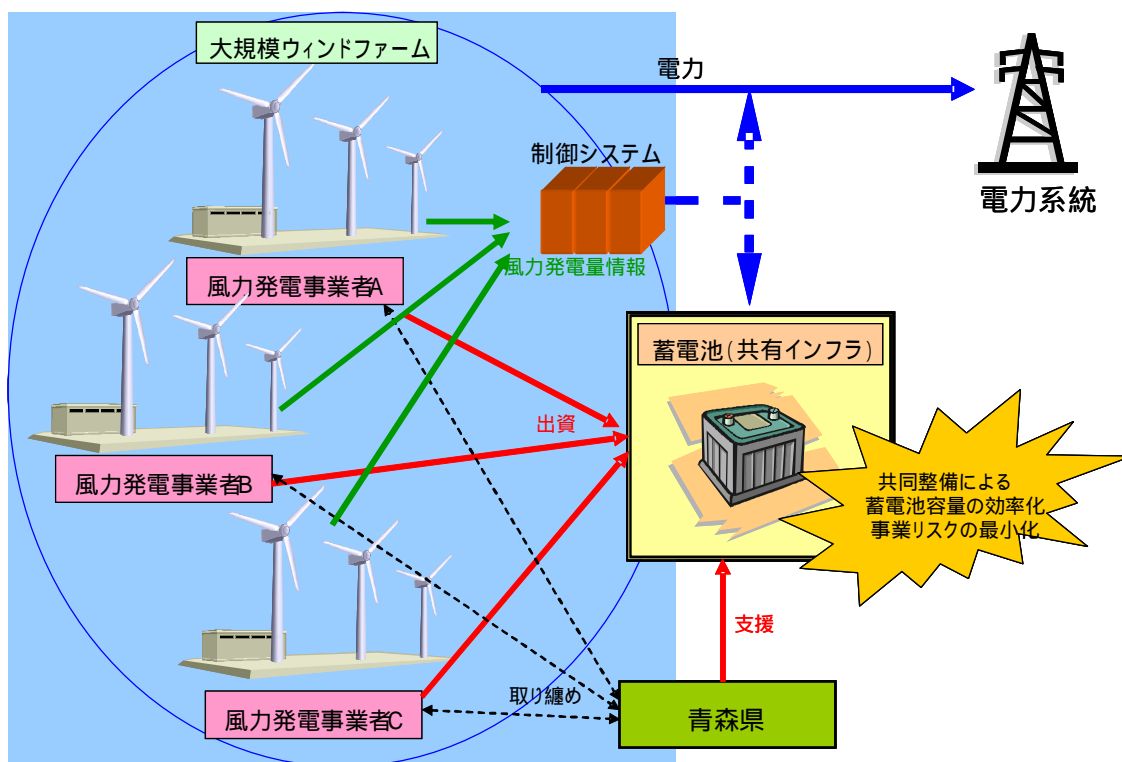
2. モデルプロジェクト

青森県は、風力発電の導入目標の達成に向けて、3つのモデルプロジェクトの実現を目指す。

(1) モデルプロジェクト : 規制緩和等を利用した蓄電池併設型巨大風力発電所

蓄電池を併設した風力発電による大規模ウィンドファームである。規制緩和等により立地場所の拡大を進めるとともに、多様な事業者の風力発電事業への参画を推進する。蓄電池による風力発電出力の調整については、風力発電事業者の負担が大きく参入の障壁となること、風力発電出力が大きくなればなるほどスケールメリットによる蓄電池の必要割合が小さくなると想定されることから、将来的な蓄電池の共同設置に向けた取組みを促進していく。また、将来的には複数の風力発電所向けに蓄電池を設置・運用・出力調整を行う管理事業者の立ち上げを目指す。

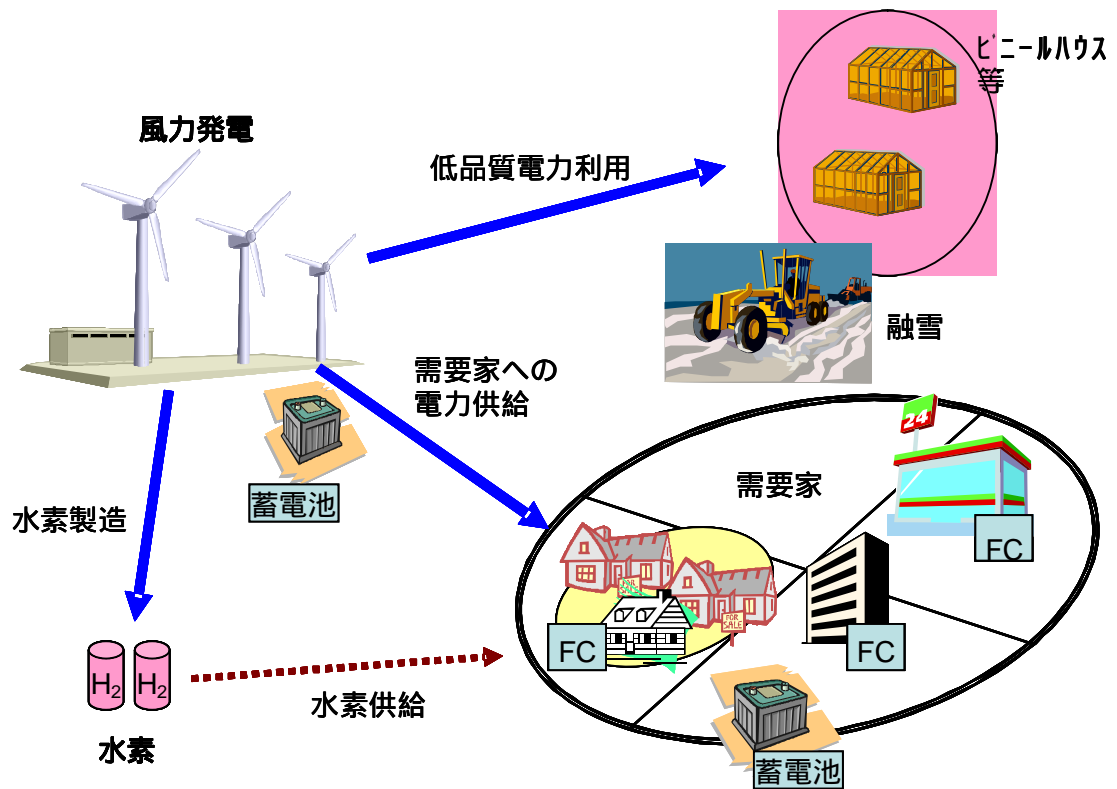
図表 86 モデルプロジェクト のイメージ



(2) モデルプロジェクト : 風力発電のオンサイト利用

電力を直接需要家等へ供給する風力発電のオンサイト利用モデルである。オンサイト利用としては、低品質電力の特定負荷への供給、マイクログリッドへの電力供給、風力発電の電力を利用した水素製造などがある。いずれについても技術的な課題があり、かつ需要家の協力が必要となることから、研究開発等を進めるとも関係者との協調を図り、モデルプロジェクトとして推進する。

図表 87 モデルプロジェクト のイメージ

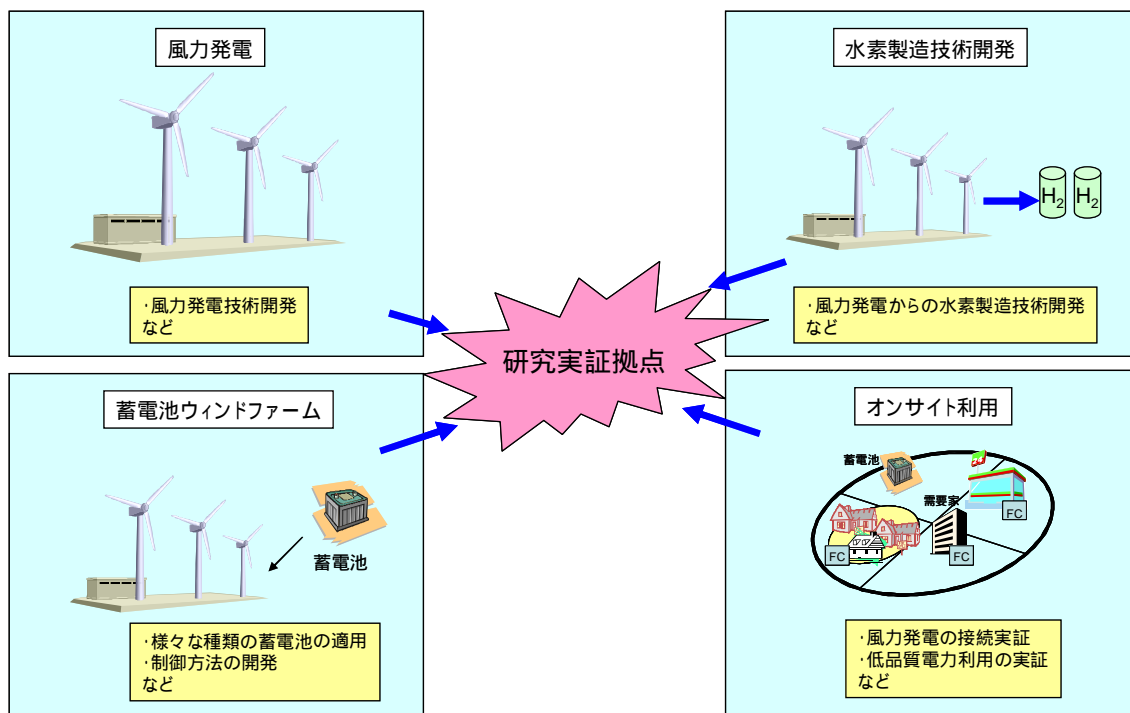


(3) モデルプロジェクト : 風力研究実証拠点への展開

青森県内の豊富な風力発電の実績等を活用して、風力研究実証拠点への展開を図るものである。

具体的には、豊富な風力発電設備を活用した風力発電技術の高度化、キャパシタを始めとする多様な蓄電池の接続試験、風力発電による水素製造技術の開発、風力発電のマイクログリッドへの接続実証などが挙げられる。当初は、これらの技術開発をモデルプロジェクト等で進め、将来的には世界における風力発電技術開発の中心拠点としての展開を図る。また、風力発電に関する各種研修や教育機能を持たせることを視野に置いて展開を進めていく。

図表 88 モデルプロジェクト のイメージ



3. アクションプラン

青森県は、風力発電の導入推進の先導役を担うこととし、導入モデルの多様化に向けた取組み、研究開発や実証の推進、風力発電への多様な主体の参画等を進めていく。

(1) 導入モデルの多様化に向けた取組み

規制緩和を利用した蓄電池併設型風力発電所の実現

我が国では、風力発電の系統連系問題への対策として、蓄電池併設型の風力発電の導入が期待されている。本県においては、「環境・エネルギー産業創造特区」における規制緩和により、国有林を利用した大規模な風力発電事業が可能となっており、県はこの優位性を活かし、蓄電池併設型風力発電所の立地に向けて積極的に事業者に働きかけていく。

また、蓄電池の運用や電力制御技術等の地域への蓄積を図り、各種モデルプロジェクトの実現への機運を高めていく。

低品位な電力の活用法の模索

主要な導入モデルのケーススタディでは、蓄電池により風力発電の電力を安定化するためには大きなコストが必要となる反面、電圧低下や瞬時停電等、ある程度品質が低い電力を許容できる需要を発掘し、売電することができれば、風力発電の事業採算性を向上させる可能性があることが示された。

県としては、風力発電事業の一形態として、低品質電力需要への供給の実現に向けて、農業関連施設における冷蔵、電照への利用、冬季の融雪への利用など、引き続き低品位電力の需要や活用法について検討を続ける。

小形風力発電システムの普及促進

小形風力発電システムは、本県の地域資源である風力を大規模風量発電の立地が困難な都市部において利用が可能である。また、その普及拡大により、新エネルギーの県民への浸透や、製作や設置保守等による県内産業への波及が期待できる。

一方で、本県での普及に当たっては、地域のニーズに応じたシステムの開発、寒冷・積雪等厳しい気象条件への対応、システムの普及啓発が重要となる。

県は今年度、民間企業等が県内で行う本県の気象やニーズに応じた小形風力発電システムの実証開発に対し補助を行っている。当該事業の成果を踏まえ、当該システム普及啓発に取り組み、小形風力発電システムの普及促進と県内産業への波及を図っていく。

(2) 風力発電導入支援の枠組みの構築

グリーン電力制度は、風力発電の事業性を向上させる有効な手段の一つである。県はグリーン電力供給事業に係る普及啓発や、ニーズの把握やマッチング、また国等に対しグリ

ーンPPSへの支援を働きかけていくなど、グリーン電力供給事業推進のための環境整備に取り組む。また、行政によるグリーン電力率先購入についても検討を進める。

RPS制度については、電気事業者の義務となる基準利用量の大小が風力発電事業の事業性を大きく左右することから、県内のRPS証書販売量増加の観点からも、義務対象者の拡大など、制度の拡充に向けて国等へ働きかけていくこととする。

(3) 風力発電に関連する研究開発や実証の推進

本県における風力発電は、系統上の問題から、今後は蓄電池併設型やオンサイト型など新たな技術形態や電力供給方式の導入が求められるが、その実現には新規の技術開発や実証が重要となる。

本県には、良好な風況、多数の風力発電事業者の進出、広大かつ安価な土地、先駆的なエネルギー関連プロジェクトの展開等、研究開発等を実施するに当たっての優位性がある。県はこの優位性を活かし、国や事業者と連携を図りながら、風力発電に関する技術開発や実証を推進し、将来的には風力発電に関する実証サイトの設置や研究開発・研修拠点の形成を目指す。

研究テーマについては、風力発電に関連しては今後以下の技術が重要性を増してくるものと考えられ、これらを視野に入れながら研究開発等を支援する。

- ・日本の特性に応じた風力発電機の開発
 - ・風力発電による水素製造の実証
 - ・蓄電池やキャパシタ等の風力発電への導入実証
 - ・大規模風力発電のマイクログリッド接続実証
 - ・風力発電機器の低コスト化
- 等

(4) 風力発電事業への多様な主体の参画の推進

今後風力発電の拡大を図るためには、事業主体のすそ野の拡大の観点、また、今後洋上風力発電や、オンサイト利用型などの導入モデルをスムーズに実現する観点から、地域の自治体やNPO法人、農協、漁協等の協力や参画が有効である。

本県においては、鯨ヶ沢町においてNPO法人における市民風力発電事業の先進的事例がある。市民風力発電事業は市民出資によって運営がなされおり、地元の事業に対して地元の資金を活用できる有効な枠組みとなっている。県は本事業をモデルとし、各種の地元団体に対して普及啓発や事業化ノウハウ等の伝達、資金調達方法の構築等を図っていく。

(5) 風力発電産業及び関連する産業の振興

本県の風力発電導入量は昨年度末現在で日本一となっている。今後さらなる風力発電の導入拡大を図ることにより、風力発電施設の集中管理センターや、部品倉庫、製造・メンテナンス工場等、風力発電産業の立地が期待でき、県としてはその立地に向けた取り組み

を進めていく。

また、産業観光への展開、風力発電によるエコプロダクトの商品化や風力関連イベントの開催によるブランドイメージの向上を図るため、さらに、風力発電施設に併設された蓄電池等を周辺工場向けのバックアップ電源としても活用すること等について検討を行うなど、風力発電を多面的に活用することにより、関連産業への波及を図っていく。

別添資料 1 風力発電関連データ

図表 1 青森県各地の風況

観測地点(地上 30m)	青森県天間林村大字天間館南天間館国有林 1445(林班Ⅷの 1 小班)												
観測期間	平成 2003 年 11 月 1 日 ~ 平成 2004 年 10 月 31 日(1 年間)												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	5.4	6.8	6.4	5.6	5.0	4.2	3.6	3.7	4.4	4.6	4.5	5.5	5.0

観測地点(地上 30m)	青森県上北郡十和田湖町大字法量字谷地 14 番地 2												
観測期間	2003 年 11 月 01 日 ~ 2004 年 10 月 31 日(1 年間)												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	4.2	6.0	5.5	5.5	3.8	3.9	3.4	2.9	2.9	3.3	3.8	4.9	4.2

観測地点(地上 30m)	青森県西津軽郡車力村大字豊富字葉牡丹 95												
観測期間	平成 15 年 11 月 1 日 ~ 平成 16 年 10 月 31 日(欠則なし)												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	7.1	7.9	7.3	6.3	4.8	4.0	4.0	4.3	4.1	4.5	4.9	7.1	5.5

観測地点(地上 30m)	青森県下北郡大間町二ツ石 183												
観測期間	平成 15 年 11 月 1 日 ~ 平成 16 年 10 月 31 日(1 年間)												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	4.9	7.7	6.7	6.6	4.9	5.0	4.2	4.4	4.3	4.8	5.5	6.9	5.5

観測地点(地上 30m)	青森県下北郡佐井村大字佐井字原田 67-1												
観測期間	平成 14 年 11 月 1 日 ~ 平成 15 年 10 月 31 日(1 年間)												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	9.4	6.6	7.1	5.3	3.2	3.3	3.1	3.5	4.2	6.4	9.3	8.6	5.8

観測地点(地上 30m)	青森県上北郡十和田湖町大字豊量字相ノ窪 24-12 地内												
観測期間	平成 14 年 11 月 1 日 ~ 平成 15 年 10 月 31 日(1 年間)												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	5.6	4.2	5.2	5.2	3.3	3.3	3.0	3.5	3.4	4.4	5.1	4.7	4.2

観測地点(地上 30m)	青森県北津軽郡中里町大字田茂木字若宮 4686 番地													
観測期間	平成 14 年 11 月 1 日 ~ 15 年 10 月 31 日、延べ観測時間:8,760 時間													
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間	
風速 (m/s)	8.9	6.4	6.4	5.7	5.4	6.8	7.3	5.1	4.3	5.6	8.1	8.2	6.5	

観測地点(地上 30m)	青森県上北郡七戸町字七戸深山 1-1 地内													
観測期間	平成 14 年 11 月 1 日 ~ 平成 15 年 10 月 31 日(1 年間)													
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間	
風速 (m/s)	7.7	5.6	5.6	4.0	2.7	2.6	2.3	2.6	3.5	5.4	7.7	7.2	4.7	

観測地点(地上 30m)	青森県三戸郡階上町金山沢字柳沢 18-1 地内													
観測期間	平成 14 年 11 月 1 日 ~ 平成 15 年 10 月 31 日(12 ヶ月間)													
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間	
風速 (m/s)	6.2	4.9	5.8	5.0	3.6	3.9	3.6	3.3	3.7	4.9	6.1	5.5	4.7	

観測地点(地上 30m)	青森県上北郡東北町字数牛 50-63 地内													
観測期間	平成 14 年 11 月 1 日 ~ 平成 15 年 10 月 31 日(1 年間)													
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間	
風速 (m/s)	5.1	3.9	5.0	4.4	3.7	4.8	5.5	3.8	4.1	4.7	5.8	5.5	4.7	

観測地点(地上 30m)	青森県下北郡大間町大字奥戸字二ツ石 214													
観測期間	平成 14 年 11 月 1 日 ~ 平成 15 年 10 月 31 日(1 年間)													
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間	
風速 (m/s)	8.7	6.4	6.6	5.9	5.0	5.3	4.6	4.6	4.7	6.2	8.9	8.2	6.3	

観測地点(地上 30m)	青森県三戸郡階上町大字鳥部字行人 36 - 1													
観測期間	平成 13 年 10 月 1 日 ~ 平成 14 年 9 月 30 日													
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間	
風速 (m/s)	12.7	10.7	9.1	8.8	-	7.5	7.0	7.0	7.5	6.7	6.7	5.6	7.1	

観測地点(地上 30m)	青森県下北郡風間浦村大字蛇浦字潜石 19 番地 87													
観測期間	平成 13 年 10 月 1 日 ~ 平成 14 年 9 月 30 日(1 年間)													
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間	
風速 (m/s)	6.3	5.5	6.5	5.1	5.4	5.7	5.1	6.2	4.9	6.0	6.1	6.5	5.8	

観測地点(地上 30m)	青森県西津軽郡木造町大字丸山字竹鼻 118-5												
観測期間	平成 13 年 10 月 1 日～平成 14 年 9 月 30 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	7.3	7.2	7.2	5.4	5.0	4.7	4.0	4.6	4.3	5.4	7.3	9.0	5.9

観測地点(地上 30m)	青森県上北郡横浜町字雲雀平 6 番地 2 青森牧場												
観測期間	平成 12 年 11 月 1 日～平成 13 年 10 月 31 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	6.4	7.9	6.7	5.3	4.8	5.0	4.3	5.2	4.6	5.7	6.5	7.7	5.8

観測地点(地上 30m)	青森県上北郡六ヶ所村尾駱字二又 525-2												
観測期間	平成 12 年 11 月 1 日～平成 13 年 10 月 31 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	6.4	7.6	6.0	5.0	4.5	4.8	3.9	4.7	4.2	5.1	6.1	7.4	5.5

観測地点(地上 30m)	青森県十和田市大字深持字深持山 1 番地地内												
観測期間	平成 12 年 11 月 1 日～平成 13 年 10 月 31 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	10.0	12.1	9.7	7.8	5.5	5.9	5.4	4.6	5.4	7.4	9.4	11.4	7.9

観測地点(地上 30m)	青森県東津軽郡平舘村大字平舘田の沢												
観測期間	平成 12 年 11 月 1 日～平成 13 年 10 月 31 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	3.5	4.2	4.2	3.7	3.8	3.5	3.5	4.2	3.9	4.6	4.1	3.3	3.9

観測地点(地上 30m)	青森県青森市大字浅虫字馬場山 1 番 7												
観測期間	平成 12 年 11 月 1 日～平成 13 年 10 月 31 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	6.4	7.2	6.0	5.0	4.5	4.6	3.7	4.5	4.5	4.9	6.1	6.9	5.3

観測地点(地上 20m)	青森県西津軽郡岩崎村大字松神字下浜松 14 番地(サンランド白神地内)												
観測期間	平成 11 年 7 月 1 日～平成 12 年 6 月 30 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	3.5	3.6	4.4	3.7	2.2	2.5	2.5	1.9	2.5	2.6	3.1	3.7	3.0

観測地点(地上 20m)	青森県北津軽郡小泊村字折腰内 5(マリントピア施設隣接地)												
観測期間	平成 10 年 10 月 1 日～平成 11 年 9 月 30 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	8.2	7.3	5.5	4.1	2.7	2.8	2.5	2.8	3.5	4.7	6.6	7.6	4.8

観測地点(地上 20m)	青森県西津軽郡深浦町大字舳作字鍋石 58-131												
観測期間	平成 8 年 11 月 1 日～平成 9 年 10 月 31 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	6.0	6.0	5.7	4.7	4.5	3.2	3.8	4.1	3.6	5.1	5.6	5.4	4.8

観測地点(地上 30m)	青森県八戸市												
観測期間	平成 15 年 11 月 1 日～平成 16 年 10 月 31 日												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
風速 (m/s)	5.6	6.2	5.8	5.7	4.4	3.6	3.6	3.9	4.5	4.3	4.6	5.4	4.8

(NEDO 風力発電(開発)事業フィールドテスト報告書)

(八戸港ポートアイランド及び中央防波堤における風況精査報告書)

図表2 NEDO 風力発電フィールドテスト事業一覧

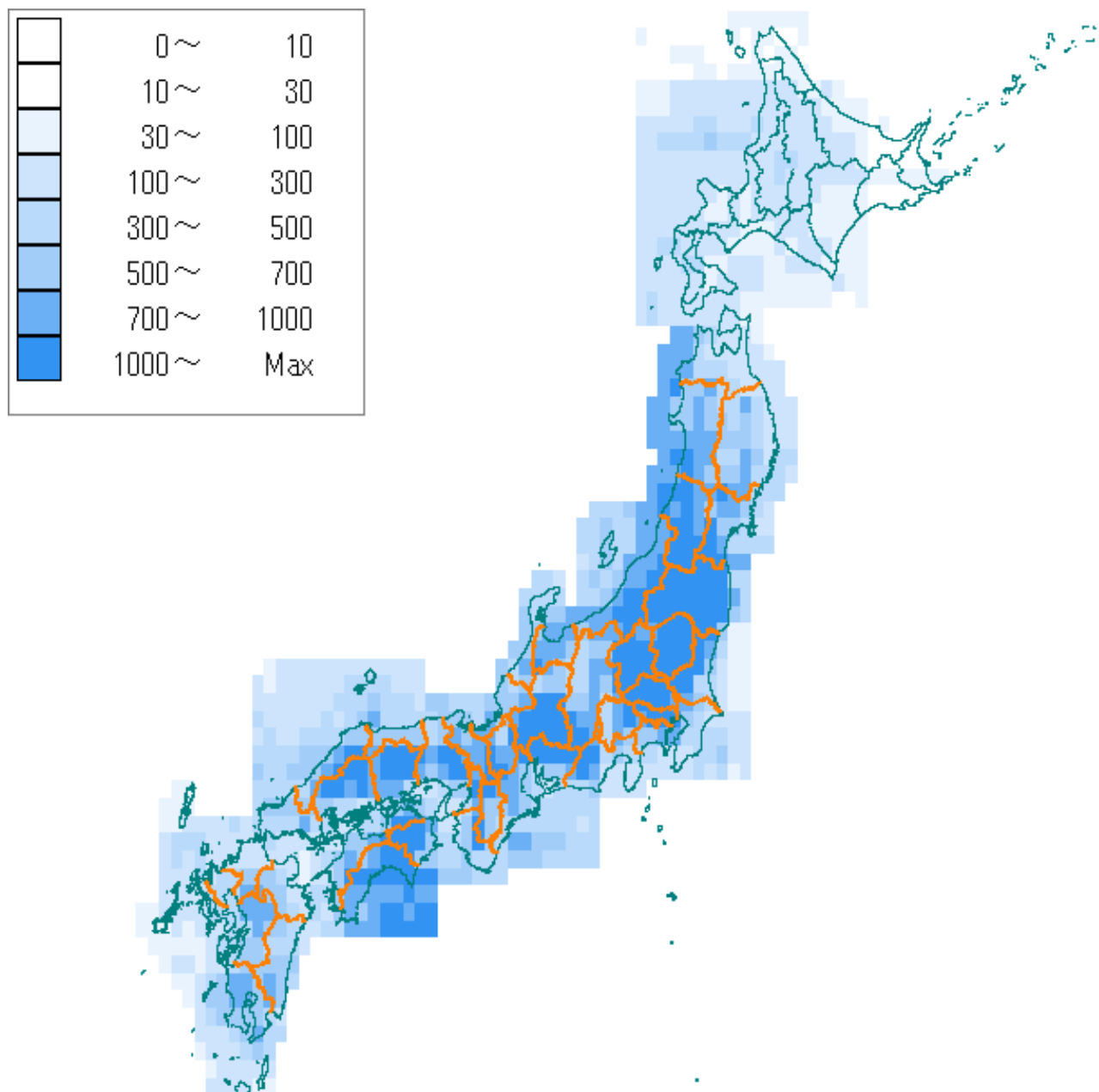
	年度	項目	共同研究事業者名	事業実施場所
1	H16	風況精査	エヌケーケートレーディング株式会社	青森県下北郡大間町
2	H16	風況精査	大間漁業共同組合	青森県下北郡大間町
3	H16	風況精査	株式会社アルココーポレーション	青森県下北郡風間浦村
4	H16	風況精査	株式会社平山建設	青森県北津軽郡市浦村
5	H16	風況精査	シースカイエナジー株式会社	青森県上北郡十和田湖町
6	H16	風況精査	日本コムシス株式会社	青森県南津軽郡平賀町
7	H16	風況精査	有限会社誠友電設	青森県下北郡佐井村
8	H15	風況精査	石田産業株式会社	青森県上北郡天間林村
9	H15	風況精査	株式会社八甲田ビューカントリークラブ	青森県上北郡十和田湖町
10	H15	風況精査	株式会社平山建設	青森県西津軽郡車力村
11	H15	風況精査	市民自然エネルギー株式会社	青森県下北郡大間町
12	H14	風況精査	株式会社 アルココーポレーション	青森県下北郡佐井村
13	H14	風況精査	株式会社 新エネルギー開発技術研究所	青森県上北郡十和田湖町
14	H14	風況精査	株式会社 平山建設	青森県北津軽郡中里町
15	H14	風況精査	協同組合 企業情報センター	青森県上北郡七戸町
16	H14	風況精査	住金工業株式会社	青森県三戸郡階上町
17	H14	風況精査	住友電設株式会社	青森県上北郡東北町
18	H14	風況精査	千歳電気工業株式会社	青森県下北郡大間町
19	H13	システム設計	株式会社 セイジユ	青森県 上北郡 横浜町
20	H13	風況精査	株式会社 ミツウロコエンジニアリング	青森県 三戸郡 階上町
21	H13	運転研究	青森県 深浦町	青森県 西津軽郡 深浦町
22	H13	風況精査	青森県 風間浦村	青森県 下北郡 風間浦村
23	H13	システム設計	青森県公営企業局	青森県 青森市
24	H13	風況精査	有限会社 木村畜産	青森県 西津軽郡 木造町
25	H12	風況精査	(株)セイジユ	青森県 上北郡 横浜町
26	H12	風況精査	むつ小川原石油備蓄(株)	青森県 上北郡 六ヶ所村
27	H12	風況精査	協同組合 企業情報センター	青森県 十和田市
28	H12	運転研究	青森県 深浦町	青森県 西津軽郡 深浦町
29	H12	風況精査	青森県 平舘村	青森県 東津軽郡 平舘村
30	H12	風況精査	青森県公営企業局	青森県 青森市

	年度	項目	共同研究事業者名	事業実施場所
31	H11	風況精査	青森県 岩崎村	青森県 西津軽郡 岩崎村
32	H11	運転保守	青森県 深浦町	青森県 西津軽郡 深浦町
33	H11	システム設計	青森県 平舘村	青森県 東津軽郡 今別町
34	H10	風況精査	青森県 小泊村	青森県 北津軽郡 小泊村
35	H10	設置・運転	青森県 深浦町	青森県 西津軽郡 深浦町
36	H10	風況精査	青森県 平舘村	青森県 東津軽郡 今別町
37	H9	システム設計	青森県 深浦町	青森県 深浦町
38	H8	風況精査	青森県 深浦町	青森県 深浦町

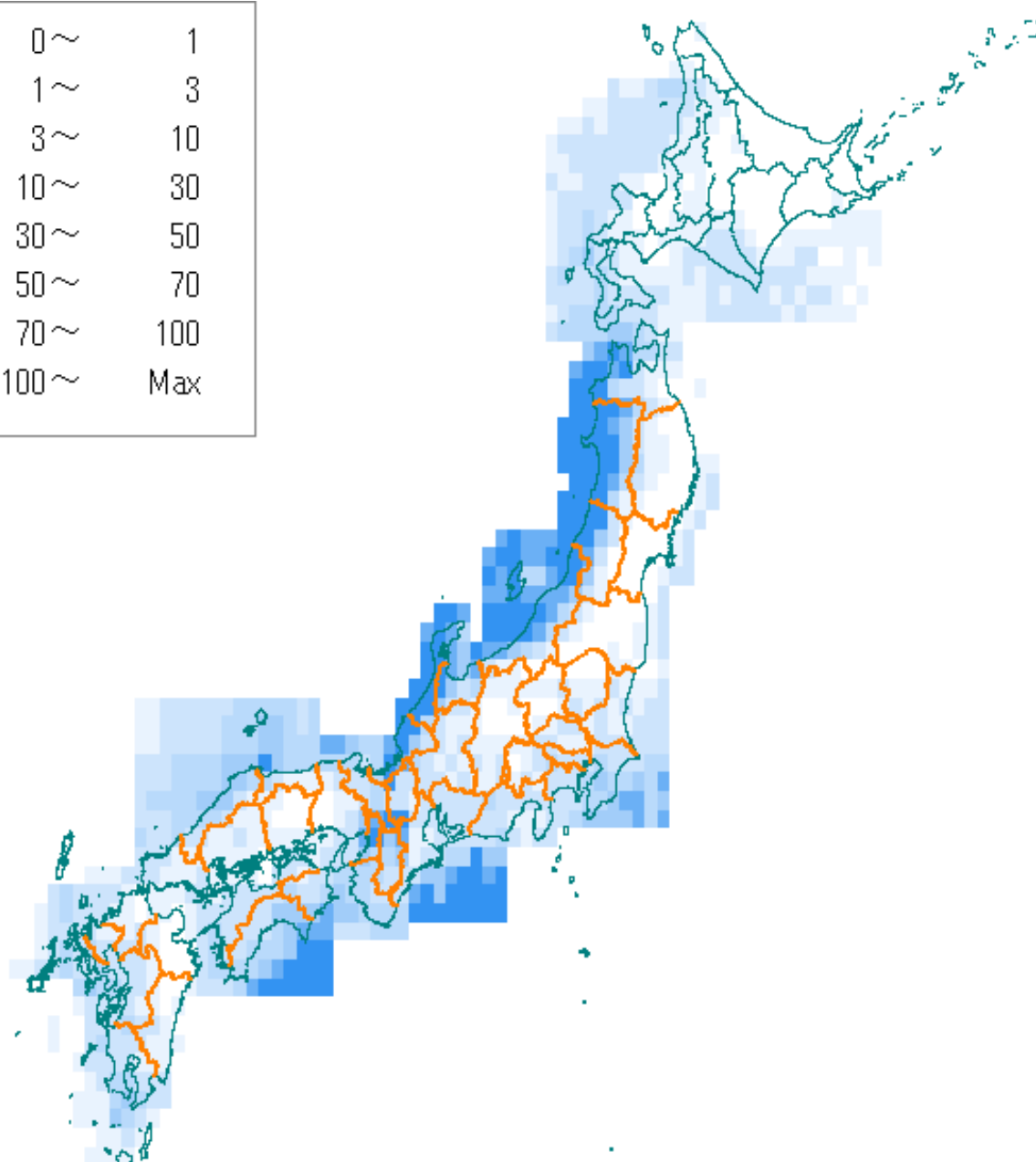
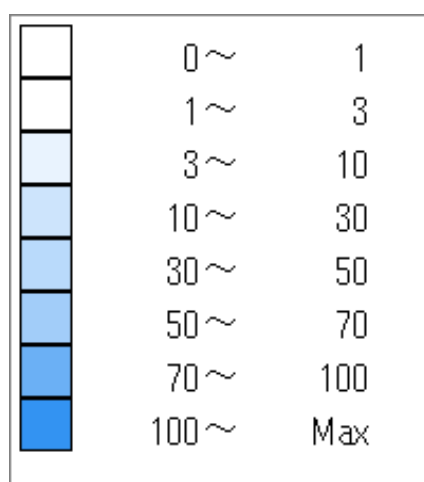
(NEDO)

図表3 1992年度から2001年度までの落雷頻度マップ(10年間の平均)

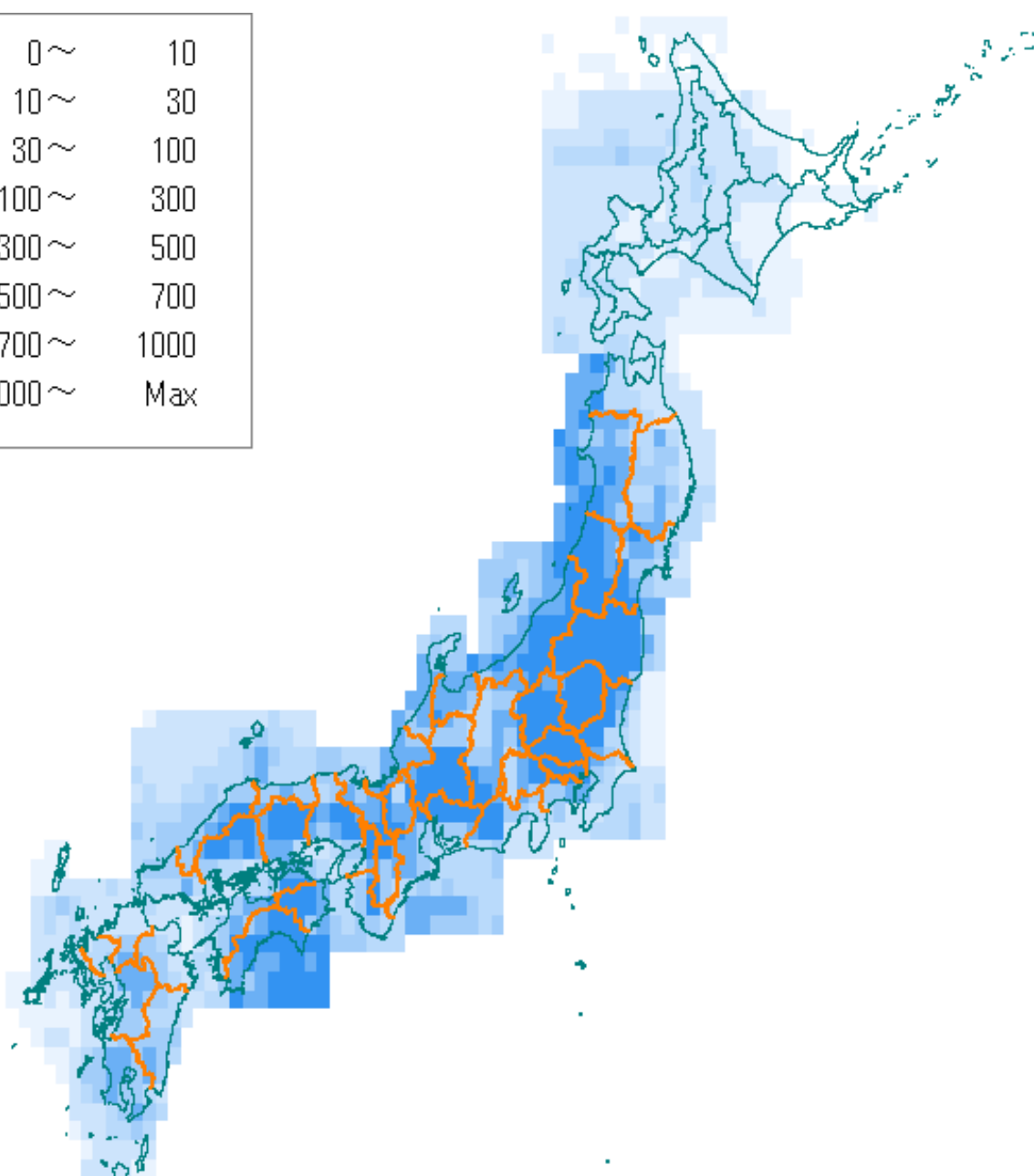
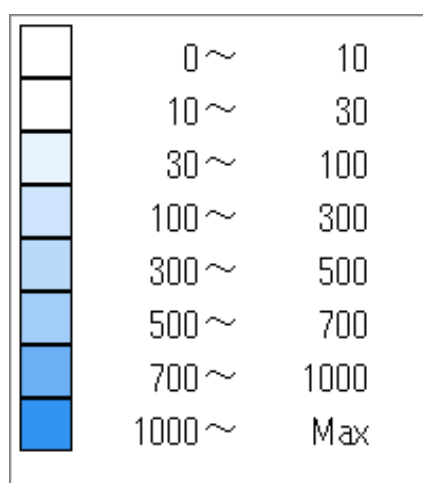
(1) 夏季



(2) 冬季



(3) 通年



(電気学会論文誌B, Vol.124 No.10 pp.1255-1262 (2004))

別添資料 2 風力発電関連助成策

図表 4 2006 年度風力発電関連予算案

新エネルギー事業者支援対策		
1	事業内容	「新エネルギー利用等の推進に関する特別措置法」に基づき認定を受けた利用計画に従って新エネルギーを導入する先進的な事業者に対して補助を行う。より環境負荷が少なく、経済制約の高い再生可能エネルギーに支援を重点化するとともに、新エネルギーの種別に補助率等の見直しを行い、事業者による新エネルギー導入コスト削減に向けた取組を促す方向で支援を行う。また、原油価格高騰問題も踏まえ、他省と連携した業種横断的な支援の強化を行う。
2	予算	353 億円 (2006 年度 345 億円)
3	所管等	経済産業省

地域新エネルギー導入促進対策		
1	事業内容	地域における先進的な新エネルギー導入の取組を行う地方公共団体等に対して補助を行う。ビジョンに則った計画的な事業や効果的な普及啓発を同時に行う事業を重点的に支援する等により、支援の重点化・効率化を図る。
2	予算	52 億円 (2006 年度 76 億円)
3	所管等	経済産業省

地域新エネルギー・省エネルギービジョン策定等事業		
1	事業内容	地方公共団体等が地域における新エネルギー導入や省エネルギー対策を図るために必要となる「地域新エネルギー・省エネルギービジョン」策定等に要する費用について助成を行う。マイクログリッドによる地域を挙げた新エネルギー導入について、事業化フィージビリティ調査に対する支援を強化する。
2	予算	17 億円 (2006 年度 16 億円)
3	所管等	経済産業省

日本型風力発電ガイドライン策定事業		
1	事業内容	風力発電の稼働率の向上を図るため、日本の気候や風土に適した風車の規格や設置に係るガイドラインの策定事業を実施する。
2	予算	3 億円 (2006 年度 2 億円)
3	所管等	経済産業省

風力発電フィールドテスト事業

1	事業内容	電力系統における導入制約のない地域等において風力発電の導入拡大を図るため、風車立地に必要な高所の風況データの収集・解析を支援する。
2	予算	1億円（新規）
3	所管等	経済産業省

風力発電系統連系対策補助事業

1	事業内容	電力系統における導入制約のある地域において風力発電の導入拡大を図るため、風力発電の出力変動による電力系統への影響の緩和に資する蓄電池等を導入する民間事業者等に対して補助を行う。
2	予算	19億円（新規）
3	所管等	経済産業省

系統連系円滑化蓄電システム技術開発

1	事業内容	風力発電、太陽光発電等の出力変動による電力系統への影響を極小化するための蓄電池等の要素技術や制御技術、蓄電池等のコスト低減に資する技術を開発する。
2	予算	8億円（新規）
3	所管等	経済産業省

図表5 2006年度風力発電関連補助制度（2006年2月20日時点募集分）

2006年度地域新生コンソーシアム研究開発事業及び地域新規産業創造技術開発費補助事業	
1. 地域新生コンソーシアム研究開発事業	
1	<p>事業内容</p> <p>【一般枠】地域において新産業・新事業を創出し、地域経済の活性化を図るため、地域における産学官の強固な共同研究体制（地域新生コンソーシアム）を組むことにより、実用化に向けた高度な研究開発を実施する。</p> <p>【中小企業枠】地域において新産業・新事業を創出し、地域経済の活性化を図るため、中小企業を中心とする地域における産学官の強固な共同研究体制（地域新生コンソーシアム）を組むことにより、実用化に向けた高度な研究開発を行うことを実施する。</p> <p>【他府省連携枠】地域において新産業・新事業を創出し、地域経済の活性化を図るため、地域における産学官の強固な共同研究体制（地域新生コンソーシアム）を組むことにより、知的クラスター創成事業等他府省の研究開発施策で産み出された優れた技術シーズを活用し、実用化に向けた高度な研究開発を実施する。</p>
2	<p>公募期間</p> <p>2006年1月16日（月）～2006年2月3日（金）</p>
3	<p>補助対象者</p> <p>【一般枠】地域の大学・公的研究機関と民間企業等が研究開発共同体を構成すること。提案は管理法人が行うこと。</p> <p>【中小企業枠】地域の大学・公的研究機関と中小企業等が研究開発共同体を構成すること。</p> <p>【他府省連携枠】提案は管理法人が行うこと。中小企業による事業化に直結する研究開発であること。地域の大学・公的研究機関と民間企業等が研究開発共同体を構成すること。提案は管理法人が行うこと。知的クラスター創成事業等他府省の研究開発施策で最近行われた研究開発から生まれた優れた技術シーズを活用すること。（提案時において進行中の研究開発も含むが、過去3年より前に終了しているものは除く。）上記技術シーズであり、コンソでの実用化・事業化に向けた取組みが継続して必要と認められること。他府省の研究開発施策に参画し、かつ当該技術シーズ・知見を有する者をコンソーシアム構成メンバーに含むこと。</p>
4	<p>支払条件・内容</p> <p>【一般枠】契約形態：委託契約。1件当たりの委託金額：原則、初年度目1億円以内、2年度目5千万円以内 研究開発期間：2年以内（委託契約日から最長平成20年3月31日まで）</p> <p>【中小企業枠】契約形態：委託契約。1件当たりの委託金額：原則、初年度目3千万円以内、2年度目2千万円以内 研究開発期間：2年以内（委託契約日から最長平成20年3月31日まで）</p> <p>【他府省連携枠】契約形態：委託契約。1件当たりの委託金額：原則、初年度目3億円以内、2年度目以降各2億円以内 研究開発期間：3年以内（委託契約日から最長平成21年3月31日まで）</p>
5	<p>所管等</p> <p>経済産業政策局 地域経済産業グループ地域技術課</p>

**2006 年度地域新生コンソーシアム研究開発事業及び地域新規産業創造技術開発費補助事業
2 . 地域新生コンソーシアム研究開発事業（地域モノ作り革新事業枠）**

1	事業内容	優れたモノ作りの要素技術を持った地域の中堅・中小企業群と高度な技術シーズ・知見を持った大学等が結集した産学官の強固な共同研究体制（地域新生コンソーシアム）により、強い産業競争力を持った複数の製品の創出につながるような付加価値の高い高度機能部材を実用化するための研究開発を実施する。 ここでいう高度機能部材とは、例えば光学部材、センシング部材、高耐久性部材など、複数の要素技術（材料創生、加工、計測・評価、製造技術等）を組み合わせ、摺り合わせることによって創造される、高度な機能を持つ部品・材料であって、多様な製品分野への展開が期待されるものを指す。
2	公募期間	2006 年 1 月 1 6 日（月）～2006 年 2 月 3 日（金）
3	補助対象者	核となる要素技術は、モノ作り産業に関連する技術分野であること。 実用化する複数の高度機能部材は、要素技術の摺り合わせなくしては実現できないものであって、かつ新たな複数の製品に結びつくものであること。 要素技術を摺り合わせる段階、それらの技術による試作を試行錯誤する段階等において、参加者が結集することが必要な研究開発であること。また、そのための場が確保されていること。
4	支払条件・内容	契約形態：委託契約 1 件当たりの委託金額：原則、初年度目 3 千万円以内、2 年度目 2 千万円以内 研究開発期間：2 年以内（委託契約日から最長平成 2 0 年 3 月 3 1 日まで）
5	所管等	経済産業政策局 地域経済産業グループ地域技術課

2006年度地域新生コンソーシアム研究開発事業及び地域新規産業創造技術開発費補助事業		
3. 地域新規産業創造技術開発費補助事業		
1	事業内容	地域において新産業・新事業を創出し、地域経済の活性化を図るため、中堅・中小企業による新分野進出やベンチャー企業による新規創業といった、リスクの高い実用化技術開発を支援する。
2	公募期間	2006年1月16日(月)～2006年2月8日(水)
3	補助対象者	民間企業等であること。 技術開発終了後、直ちに事業化できるもの。
4	支払条件・内容	1件当たりの補助金額：原則3,000万円～1億円/年 以内 (2年度目は大幅な減額があり得る。) 補助率：原則1/2以内 ただし、以下に該当する場合は補助率2/3以内。 i) 大学等発ベンチャーによる技術開発 ii) 大学等からの技術支援を受けて実施する技術開発 iii) 3R(リデュース、リユース、リサイクル)技術の実用化により 循環型社会の構築に資する技術開発 技術開発期間：2年以内(交付決定日から最長平成20年3月31日まで)
5	所管等	経済産業政策局 地域経済産業グループ地域技術課

地方公共団体率先対策補助事業		
地球温暖化対策技術開発事業		
1	事業内容	省エネ対策技術の実用化開発(委託)省エネ対策技術の実用化を目指した先導性・先見性が高い技術開発・実証を行なう。再生可能エネルギー導入技術実用化開発(委託)再生可能エネルギー導入技術の目指した先導性・先見性が高い技術開発・実証を行なう。都市再生環境モデル技術開発(委託)事業の具体化まではいたっていないが、地域特性を踏まえた先導性・先見性が高い技術開発・実証を行なう。製品化技術開発(補助(補助率1/2)技術開発委託事業の成果等により製品化が十分に期待できる地球温暖化対策技術に係る技術開発を行なう。 補助内容：基盤的な温暖化対策技術開発 予算：27.16億円
2	公募期間	2006年2月1日(水)～2006年3月1日(水)
3	補助対象者	民間企業、公的研究機関、大学等
4	補助率	地方公共団体：1/2 民間団体：事業により1/2～1/3
5	所管等	環境省 地球環境局 地球温暖化対策課

地方公共団体率先対策補助事業 地球温暖化を防ぐ地域エコ整備事業		
1	事業内容	<p>1. 概要</p> <p>社会の要素も加味した環境と経済の好循環のまちづくりについて、地域から創意工夫のアイデアを募集 選定評価委員会によって大規模1ヵ所、小規模1ヵ所のモデル地域を選定 環境と経済の好循環のまちづくりに向けた取組を推進するため、地域のまちづくり協議会に対して下記2 委託事業を委託するとともに下記3 の交付金を交付し、モデル事業を集中的に実施 モデル事業の環境、経済、社会の3つの側面の統合的な効果を把握、評価し、国の内外に情報を提供</p> <p>2. 委託事業の内容（一般会計による『地域エコ推進事業』（1.1億円）による委託</p> <p>3. 交付金事業の内容（石油特別会計による『地球温暖化を防ぐ地域エコ整備事業』による交付金の交付）</p> <p>予算額：20.4億円</p>
2	公募期間	2006年2月1日（水）～2006年3月1日（水）
3	補助対象者	選定評価委員会によって選定されたモデル地域における協議会
4	補助率	委託事業：国からの委託により実施 交付金事業；個々の設備設置事業の事業費の2 / 3が限度
5	所管等	環境省 総合環境政策局 環境計画課

2006年度「風力発電フィールドテスト事業（高所風況精査）」		
1	事業内容	風力発電の立地が有望と考えられ、電力系統における導入制約のない地域等において、当該地域における高所での詳細な風況精査（観測）を1年間実施し、詳細な風況データの収集・解析（風況精査）を1年間実施し、風況条件からみた風力開発の可能性を風況観測データや環境条件の概略評価をNEDO技術開発機構と共同で実施
2	公募期間	2006年3月中旬 ～ 2006年5月下旬
3	補助対象者	<p>(1) 風況観測システムの設置は2基以上とし、以下のいずれかを選択したうえで応募していただく予定です。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・40mクラス風況精査（観測高：40m、30m、20m） ・50mクラス風況精査（観測高：50m、40m、30m） <p>(2) 応募に係る予測風速は、地上高30mにおける年間平均風速とさせていただきます。</p>
4	補助率	NEDO技術開発機構と共同研究者の双方1 / 2負担
5	所管等	NEDO技術開発機構 新エネルギー技術開発部 太陽・風力FTグループ 風力発電フィールドテスト事業担当

別添資料3 青森県風力発電アクションプラン策定委員会委員名簿

学識経験者	八戸工業大学システム情報工学科 教授	松坂知行
	東京大学大学院工学系研究科 教授	横山明彦
風力発電事業者	日本風力開発株式会社 代表取締役社長	塚脇正幸
	NPO法人グリーンエネルギー青森 事務局長	三上亨
電気事業者	東北電力株式会社青森支店 副支店長	小野保彦
地元自治体	外ヶ浜町 参事(平館支所長事務取扱)	田中健治
	六ヶ所村 助役	戸田衛
住民代表	NPO法人循環型社会創造ネットワーク 理事長	類家伸一
地場産業関係者	エネルギープロダクト株式会社 代表取締役	丸山一孝
	株式会社八戸インテリジェントプラザ 副所長	毛利邦彦
オブザーバー	東北経済産業局資源エネルギー環境部エネルギー課 NEDOエネルギー対策推進部	