

風力発電出力予測技術の現状と課題

東京大学大学院工学系研究科 石原 孟

1. はじめに

わが国では、エネルギー源の多様化によるエネルギー安定供給の確保や地球温暖化対策に資する重要なエネルギーとして、風力発電をはじめとする新エネルギーの導入促進が積極的に図られている。平成13年6月に取りまとめられた新エネルギー部会報告書¹⁾では、平成22年度における新エネルギー導入目標量が示され、うち風力発電の導入目標は300万kWとされた。

風力発電は、風況の変動に伴いその出力が大きく変動する。近年、風力発電の導入の進展に伴い電力系統への連系量が増大し、電力系統における周波数変動問題が懸念されている。わが国の風力発電導入量は現在世界8位であり²⁾、地域によっては欧州と同じ導入レベルに達している。平成17年度中に北海道電力管内では風力発電導入量が系統容量の約5%に達する見込みであり、電力品質維持が困難となる可能性が出てきたため、当該地域において風力発電の導入に対して制限が設けられている。

経済産業省がまとめた風力発電系統連系対策小委員会の平成16年度中間報告書³⁾によれば、電力系統安定化対策として7つのオプションが挙げられており、その7番目のオプションとして気象予測に基づく風力発電量予測システムの導入が検討され始めた。一方、風力発電の導入が多い国であるデンマーク、ドイツ、スペインなどでは既に電力系統の安定運用のために風力発電出力予測が行われてきている。

本稿では、風力発電出力予測技術の導入背景、風力発電出力予測システムの概要、国内外における風力発電出力予測技術の現状を紹介すると共に、わが国における風力発電出力予測の研究開発と技術課題について述べる。

2. 風力発電出力予測技術の導入背景

海外における風力発電出力予測技術の導入背景は、「系統運用上の課題」と「電力市場経済上の課題」が顕在化していることが主な理由であると考えられている。

風力発電の変動は、長周期変動に起因する軽負荷時における経済負荷配分制御(Economic Dispatching Control: EDC)領域での調整力不足と、短周期変動に起因する負荷周波数制御(Load Frequency Control: LFC)領域での調整力不足が問題となる。風力発電出力の予測性問題は需給予測の精度が低下し、結果的に EDC 領域と LFC 領域での調整力不足を引き起こすという問題である。

風力発電設備容量の多いデンマークでは、風力発電出力予測技術が既に1994年に実用化され、大きな成果があげられている。デンマークの電力会社 ELTRA では、電力調整に年間約7千万～1億DKK(約13億2千万円～18億9千万円)、調整予備力に年間約4億DKK(約75億6千万円)が費やされている(これらの約80%が風力発電に起因している)。風力発電出力予測システムを導入しない場合には、年間約7億DKK(約132億2千万円)の費用が調整予備力のために必要となると推測されている。ELTRA では現在でも予測誤差を低減するための予測システムの改良と研究開発が続けられている⁴⁾。

従来、デンマークとドイツでは、風力発電は固定価格買取による優先接続が認められており、系統運用者が風力発電出力予測を行うインセンティブとなっている。最近、スペインでは風力発電事業者に発電出力予測が義務付けられたため、風力発電事業者による発電出力予測を行うケースも増えている。

一方、電力市場が自由化された国々では主に発電事業者、系統運用者および配電事業者の3者が電力の安定供給の役割を分担する構造となっており、これら3者間の電力の調達は一般的に、電力受渡し前日と当日の取引市場での契約により決定される。取引市場において電力の需給予測を見誤ると、結果的には売り手と買い手ともに経済的に大きな負担を強いられる可能性を生じることになるため、風力発電出力の予測は不可欠となっている⁴⁾。

3. 風力発電出力予測システムの概要

図1には風力発電出力予測システムの概念図を示す。図中の点線と実線はそれぞれ持続モデルと以下に説明

する風力発電出力予測モデルによる予測結果を示す。持続モデルは発電出力の実測値を利用しているため、現時刻とその2, 3時間先において比較的正確な発電出力を予測するが、時間の経過に伴い、予測誤差が急速に拡大し、翌日予測においては実用には使えないレベルまでに予測誤差が大きくなる。

一方、現在考案されている風力発電出力予測システムは、①ウインドファーム SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition) データ、②数値気象予報(Numerical Weather Prediction:NWP)、③ウインドファーム情報(風車情報、地形情報等)を入力データとして、風力発電出力予測モデル(物理モデル、統計モデル、ニューラルネットワークモデル)により風力発電出力予測を行っているため、当日から翌日までの長い時間範囲において持続モデルより高い予測精度を示す。

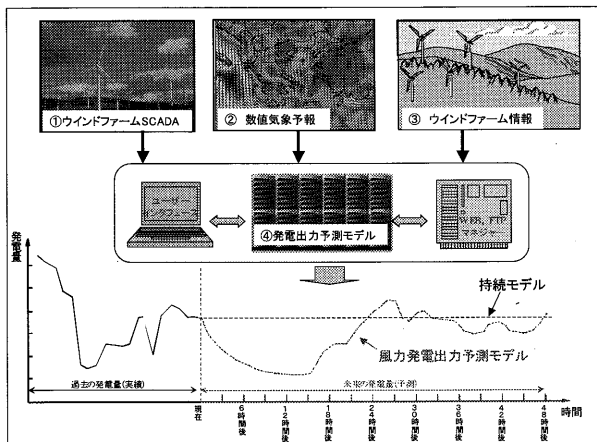


図1 風力発電出力予測システムの概念図

風力発電出力の翌日予測は、系統運用者が翌日需給運用計画を策定するため、あるいは発電事業者が電力市場に電気を売るために、指定された時間までに、翌日1日の1時間毎(または30分)の発電量を予測するものである。一方、当日予測は、系統運用者または発電事業者が電力系統の当日運用を支援するために1時間毎(または30分)に十数時間先までの1時間(30分)の発電量を予測するものである。

風力発電出力予測システムは、ウインドファームに対して行うものと電力系統制御エリアに対して行うものに大別される。発電事業者が電力市場において売電するためには、自分が所有するウインドファームに対してのみ発電出力予測を行えばよいが、電力系統運用者が需給計画策定あるいは当日運用を行うためには、電力系統エリア全体における発電出力の予測が必要となる。

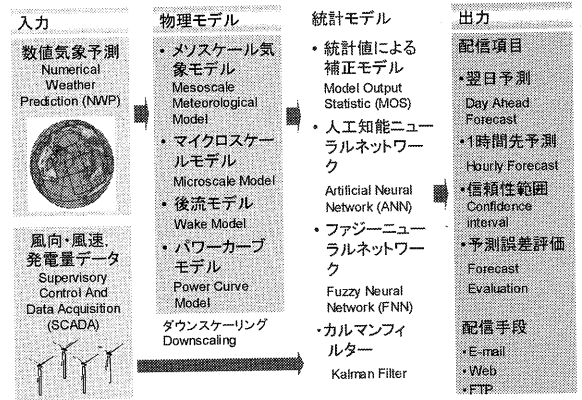


図2 ウインドファーム発電出力予測システム

図2はウインドファーム発電出力予測システムの構成要素を示す。左から順番に入力、予測モデル、出力を示す。入力部では気象予測機関が提供する数値気象予測値およびウインドファームから収集された風向・風速、発電量などのデータを受信し、モデルの部分に送る。次に予測モデル部ではこれらのデータを用いて、物理モデルによるダウンスケーリングや統計モデルによる予測値の補正を行い、各風車そしてウインドファーム全体の発電出力を求めると共に、予測値の信頼性範囲を評価する。最後に、予測された発電量は出力部において翌日予測、当日予測の形で整理され、E-mail, Web, FTP などを用いて配信される。

図3には電力系統制御エリア内の総発電出力予測システムの構成要素を示す。電力系統制御エリア内の全てのウインドファームにおいて発電出力予測が行われることが望ましいが、現実には小規模のウインドファームにおいて発電出力予測を行うことは難しいため、大規模ウインドファーム(定格出力は10MKW以上のウインドファーム)について発電出力予測を行い、アップスケーリングと呼ばれる作業を通じて電力系統制御エリア内の総発電出力予測を行う。



図3 電力系統制御エリア発電量予測システム

以上のように、風力発電出力予測システムは、予測精度を向上させるため、様々な物理モデルと統計モデルの組み合わせにより構成されていることがわかる。さらに、予測はリアルタイムに行う必要があるため、データ収集から予測・配信までの一連の作業が全自動化される必要があり、予測精度のみならず、実行速度、コスト、信頼性も要求される。

4. 海外における風力発電出力予測の事例

風力発電出力予測に関する研究開発は、欧州を中心に1990年代初期から盛んに行われてきており、その経緯と開発の現状については Giebel⁹⁾によって詳細にレビューされている。表1にヨーロッパ各国における代表的な風力発電出力予測モデルの一覧を示す。

デンマークにおいては、デンマーク工科大学 IMM 研究所および RISOE 国立研究所、ドイツではカッセル大学 ISET 研究所、スペインではカルロス III 世大学などで政府やEUの支援を受けて発電出力予測モデルの研究開発が行われてきており、その成果は現在広く電力系統運用者によって使われている。なお、近年発電事業者が予測の義務を課せられる例も増えており、風力発電事業者による導入も進んでいる。

表1 欧州における代表的な風力発電出力予測モデル

時期	国	予測モデル名	開発機関
1990～	デンマーク	WPPT Predictor	デンマーク工科大学 IMM 研究所 RISOE 研究所
1992～	ドイツ	WPMS	カッセル大学の ISET 研究所
2000～	スペイン	Sipreolico	カルロス III 世大学他
1999～	EU	MORE-CARE	アテネ工科大学他
2002～	EU	ANEMOS	EU 各国の大学、研究 機関、系統運用会 社、風力発電事業者

風力発電出力予測モデルは大きく3つのタイプに分けることができる。

RISOE 研究所により開発された予測モデル Predictor は典型的な物理型モデルであり、数値気象予報データからマイクロスケール風況予測モデルやウェークなどの物理モデルを利用し、ウィンドファーム内の局所的風況を予測し、風車のパワーカーブモデルを介し、風力発電出力の翌日と当日予測を行う。このモデルでは MOS (Model Output Statistics) と呼ばれる統計モデルにより、予測値と観測値との間の回帰式を作成し、予測値の補正を行っている。オンライン観測データを利用せず、翌日と当日の発

電出力予測を実現しているのは Predictor の一つの特徴である。

一方、デンマーク工科大学 IMM 研究所により開発された予測モデル WPPT (Wind Power Prediction Tool) は典型的な統計型モデルである。開発当初ではオンライン観測データのみを利用し、当日の発電出力予測を行ったが、1997 年以後数値気象予報データを取り入れるようになり、翌日の発電出力予測も実現した。WPPT の Ver.3 では動的重回帰分析により、予測発電出力データとウィンドファーム発電出力の実測データとの回帰式を作成し、予測発電出力の誤差を低減させている。

風力発電出力予測のもう一つの流れはカッセル大学の ISET 研究所により開発された予測モデル WPMS (Wind Power Management System) である。このモデルではオンライン観測データと数値気象予報データを入力データとし、人工知能ニューラルネットワーク ANN (Artificial Neural Network) を利用し、当日と翌日の発電出力予測を行っている。

以上に紹介した3つのタイプのモデルはそれぞれ長所と短所がある。統計型モデルは、オンライン観測データを利用しているため、当日予測の精度が物理型モデルより高いが、観測データが蓄積されていない新しいウィンドファームの出力を予測する場合には統計型モデルを使用できず、物理型モデルを利用するしかない。またニューラルネットワークを利用した WPMS では各種の気象要素、風力発電出力の実測値を取り入れ、学習を通じて最適な出力予測を実施することになっているが、予測誤差の原因について明確に説明することができず、ブラックボックスモデルとなっている。今後、日本型風力発電出力予測モデルを開発する際にはこれらの既存モデルの長所を取り入れたハイブリッドモデルの開発が望まれる。

5. 国内における風力発電出力予測の事例

わが国における風力発電出力予測モデルの開発は、2000 年以後、電力会社を中心に気象サービス会社、大学などの研究機関が電力会社と共同で行ってきた⁴⁾。しかし、これらの研究開発が実用化された例はなく、風力発電出力の予測結果を系統運用に反映させた実証試験の例もないのが現状である。ここで、国内における風力発電出力予測の例として、東京電力と東京大学が共同で実施した八丈島風力発電所における風力発電出力予測の結果を紹介する⁹⁾。

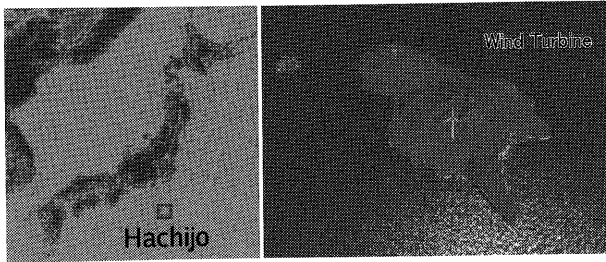


図4 八丈島と八丈島風力発電所の位置

図4に八丈島と風力発電所の位置を示す。八丈島風力発電所は三原山中腹に建設されているために、複雑地形が予測精度に与える影響を調べるのに適している。また毎年多くの台風が八丈島付近を通過し、台風などの極端な気象変動の影響を調べることが出来ると期待されている。

図5には風力発電出力予測の流れを示す。まず、システムの入力値としては、インターネットから取得した気象庁提供の数値気象予報データ(GPV データ)と風力発電所における風向・風速・発電量の実観測データを予測システムに取り込む。次に、気象庁提供の数値気象予報データを基に、メソスケール気象モデルを用いて、八丈島を対象に、水平解像度 1km程度、時間分解能 10 分の風向・風速を求めた。最後に過去の観測から得られた風速と発電量の間の関係(パワーカーブ)により発電量を求める。リアルタイムで取得した風向・風速と発電出力の観測データは発電出力当日予測に利用されている。

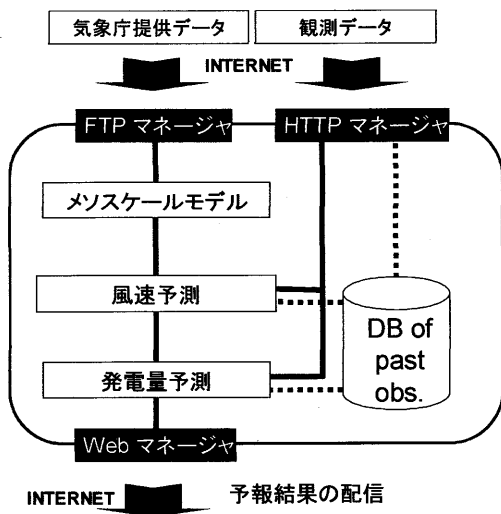


図5 風力発電出力予測の流れ

発電出力予測はオンラインで行われるために、データ受信、解析、送信などの一連の作業に関するスケジューリングが大変重要となる。図6に午前3時に気象庁から配信されるGPV データを使用した場合のスケジューリングの例

を示す。データを受信してから並列計算まで 2 時間半で予測が終了し、5時半に配信が可能であり、東京電力管内の急激な需要増加が起きる6時からの当日運用、さらに午前9時から行われる翌日運用計画作成にも利用できることがわかる。

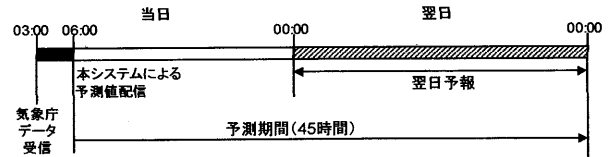


図6 予測システムのスケジューリング

八丈島発電所において観測された風向・風速、発電量、風車の運転状況などの観測データはインターネットを通じてリアルタイムに東京大学に送信される。これらのデータは当日又は翌日発電出力予測に用いられるとともに、データベースに蓄積され、実際のパワーカーブの作成に使用される。

図7は観測された風速と発電出力の関係を示す。メーカーが提供しているパワーカーブとは大きな乖離が見られ、実測値によるパワーカーブの作成は、予測精度を向上させるには不可欠であることがわかる。

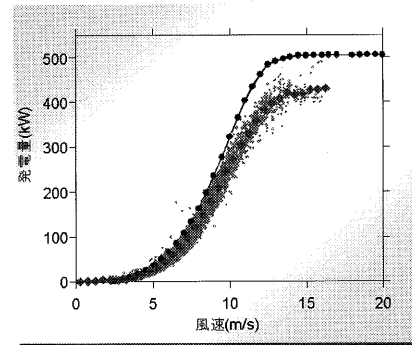


図7 実測とメーカー提供パワーカーブとの比較

気象庁提供のRSM 数値気象予報データの水平解像度と時間解像度はそれぞれ 20kmと3時間であるため、対象地点近傍の複雑地形を再現できない上、時間解像度も不十分である。ここで、水平解像度 1km、時間解像度 10 分の風向・風速の予測値を、コロラド大学で開発された地域気象モデル RAMS (Regional Atmospheric Modeling System)を用いて求めた。

図8には気象庁提供の水平解像度 20kmのRSM データを風車地点に内挿した予測値と、メソスケールモデルRAMS により求めた水平解像度 1kmの風向・風速の予測値を観測値と比較した結果を示す。11月3日21時から4

日 21 時付近までは風速が徐々に減少していることは両モデルにより再現されている。一方、11 月 4 日 21 時過ぎになると、風向が西から北に変化した際に風速が大きく減少している。地域気象モデル RAMS により求めた風速の予測値はこの現象を捉えているのに対して、気象庁提供の RSM データはこの現象を捉えられていないことが分かる。これは風力発電所の北側に位置する三原山による風速の遮蔽の効果が、空間解像度の低い気象庁の予報では再現できないためである。その結果、高解像度を有するメソスケールモデルにより求められた翌日発電出力予測値は、気象庁提供の予報データから直接に求めた発電出力の予測値に比べ、平均絶対誤差(Mean Absolute Error)は 27%から 17%に減少した。このことから、日本における複雑地形上に建設されたウィンドファームの発電出力予測を精度よく予測するためには 1km程度の水平解像度が必要であることがわかる。

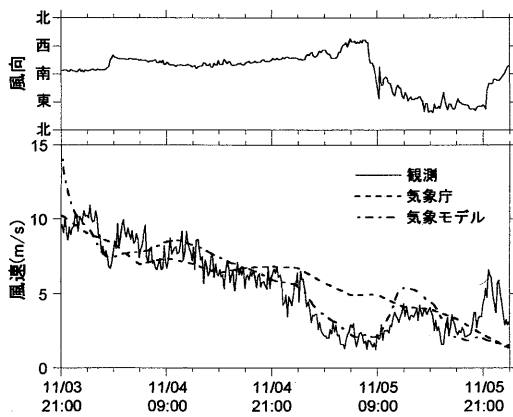


図 8 八丈島風力発電所における風向と風速の予測

しかし、気象シミュレーションにより高解像度の風向・風速データを求めても予測精度が改善されない日が見られる。図 9 には 10 月と 11 月の日平均風速を示す。翌日予測値は概ね的確に予測されているが、10月初期に風速を大幅に過大評価している日がある。これは気象庁提供の予報データが、台風の到来を実際よりも早目に予報したためであり、今後の予測精度の向上には台風到来時期の予報精度の向上が望まれる。

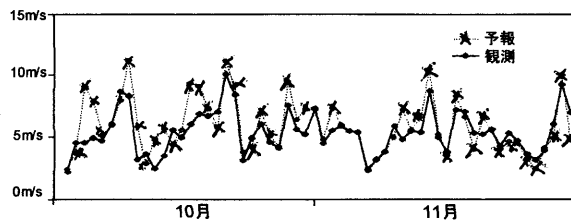


図 9 八丈島風力発電所における日平均風速の予測

数値気象予報データに基づく風速の予測値は気象現象の時間変化を再現できるが、予測開始時に既に予測誤差を伴う場合がある。一方、最新の観測値が収集された場合には、観測値を予測の初期値とすれば、その時刻の予測誤差を完全になくすることができる。このことから、気象モデルによる予測値と最新の観測データを組み合わせることにより、短期予測精度を改善することが可能であると示唆される。図 10 は 11 月 17 日午前 00 時における当日予測の一例を示す。気象モデルによる予測では予測初期に大きな誤差が見られるが、最新の観測値と予測値を上手く組み合わせることにより、風速の予測精度が格段に向上し、その結果、当日予測における 6 時間先の平均絶対誤差 (Mean Absolute Error) は 14%から 9%に減少した。

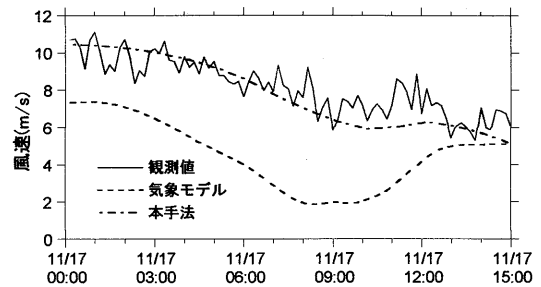


図 10 11 月 17 日 00 時における風速の当日予測

6. 風力発電出力予測技術の利用

第 2 節にも述べたように、風力発電出力予測技術は風力発電出力の予測性を改善するものであり、風力発電出力の変動性を抑制するためには、表 2 に示されている各周波数変動対策と一緒に使う必要がある。表 2 に示すように、風力発電出力予測技術は 1 番の対策である「風力発電連系可能量の正確な把握」にオフラインで利用され、2 番～5 番の対策としてオフラインとオンラインの二つの形で利用されると予想される。

表 2 風力発電出力予測技術の利用形態

オプション番号	対策内容	利用形態	
		オフライン	オンライン
1	風力発電連系可能量の正確な把握	○	×
2	調整力の拡大に向けた電源運用	○	○
3	風力発電機の解列・出力抑制	○	○
4	会社間連系線の活用	○	○
5	蓄電池の導入	○	○

図 11 に風力発電出力予測技術利用の一例を示す。風力発電出力予測技術のオフライン利用により、風力発電連系可能量がより正確に把握可能となり、また周波数変動対策のために必要な蓄電池の容量や風力発電機の解列・出力抑制の回数、会社間連系線の活用方法などの検討が可能となる。そして、風力発電出力予測技術のオンライン利用は、風力発電出力の予測結果を電源運用と系統運用に織り込むことが可能になると共に、蓄電池による短周期変動と予測誤差の吸収並びに風力発電機の解列・出力抑制と会社間連系線の活用による長周期変動の回避も可能になる。

また風力発電出力予測技術を利用することにより、電力貯蔵装置(蓄電池など)のkWh容量を最適化し、風力発電出力変動対策に必要な電力貯蔵装置のコストを削減することが可能である。さらに、風力発電出力予測技術の開発により、電力貯蔵機能付き電源(コジェネ、揚水発電所など)の計画的な利用が可能になり、電力会社が持つ調整能力の有効利用につながる。

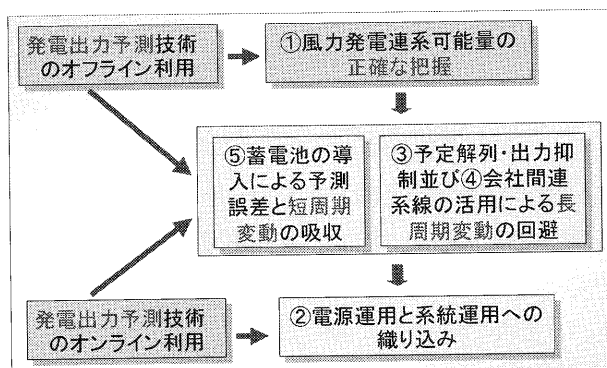


図 11 風力発電出力予測技術利用の一例

風力発電出力予測技術は、風力発電のみならず、太陽エネルギーのような気象変化が発電量に影響を与える他の新エネルギーにおける発電出力予測技術の開発にも貢献し、マイクログリッドの実現や地域新エネルギーの普及にも貢献すると考えられる。

7. わが国における風力発電出力予測の研究開発と技術課題

わが国における風力発電出力予測の研究開発に関しては、経済産業省が平成16年度に「気象予測に基づく風力発電量の予測システムに関する調査」⁹⁾報告書において具体的に述べられている。調査報告書の目次は以下のとおりである。

1. 調査研究の目的
2. 調査研究の内容
3. 国内における風力発電量予測モデル開発状況調査
 - 3.1 調査対象団体
 - 3.2 モデル開発者に対する調査
4. 海外における風力発電量予測システム開発状況・電力事業者における活用状況調査
 - 4.1 海外における風力発電量予測システムの開発及び導入背景
 - 4.2 海外における風力発電量予測システムの概要
 - 4.3 海外における風力発電量予測システムの利用
5. 国内における風力発電量予測システム開発の検討
 - 5.1 本検討会における検討事項等
 - 5.2 気象予測に基づく風力発電量予測システムの活用目的及び方法
 - 5.3 気象予測に基づく風力発電量予測システムの種類、要素及び開発範囲
 - 5.4 気象予測に基づく風力発電量予測システムの開発ステップ及び体制

上記調査では、学識経験者、モデル開発者、電力会社、風力発電開発事業者等で組織された検討会により、国内における風力発電出力予測システム開発の検討が行われ、この検討成果を踏まえ、平成17年度から平成19年度まで独立行政法人新エネルギー・産業開発機構(NEDO)において、研究開発機関が中心となって電力会社、風力発電事業者の参加を得て、風力発電出力予測システムの研究開発を実施するとされている⁷⁾。

表 3 には風力発電出力予測システムの研究開発スケジュールを示す。17 年度には既存の予測モデルのレビューと基本設計を行うと共に、予測モデル開発のための発電出力の計測とデータ収集システムの構築を行う。18 年度には風力発電出力予測モデルの開発と改良を行うと共に、詳細設計に基づき予測システムの開発を行い、18 年度の後半から予測システムのトレーニングと試験運転を開始させる。19 年度には予測システムの実証試験を行うと共に、予測システムの精度、コスト、信頼性などを総合的に評価し、風力発電出力予測システムの実用化に向けてのガイドラインの策定を行う。

表3 風力発電出力予測システムの研究開発スケジュール

	17年度	18年度	19年度
基本設計・予測モデル開発風力 発電量データ収集・分析	→	→	→
詳細設計・予測システム構築		→	→
風観測実施・予測モデル改良		→	→
予測モデルのトレーニング・ 予測システムの試運転		→	→
システムの実証実験・予測誤差 評価			→
システム開発に関する評価	□	□	→
ガイドライン作成			→

第5節に紹介した八丈島風力発電所の例から分かるように、わが国における風力発電出力予測システムの開発を行う際には以下の4つの技術課題を解決することが期待される^{8)~10)}。

- 1) わが国の複雑地形に起因する乱れに対応できる風車のパワーカーブモデルの開発(風車特性)
- 2) 複雑地形による局所風況の変化を再現するための高速非線形風況予測手法の開発(地形特性)
- 3) 台風などの極端な気象変動に対応できる高精度な予測手法の開発(気象変動)
- 4) 風力発電出力モニタリングシステムの構築による短期発電出力予測精度の向上(オンライン観測)

また予測システムの開発に当たって、季節、場所による発電出力予測の不確実性や予測誤差の発生要因の解明及び予測発電出力の信頼性範囲の明確化が必要となる。その他、風車の故障とメンテナンスによる発電停止に対応できる動的適合予測モデルの開発や通信障害・機器故障に対応できるバックアップモデルの開発も必要となる。

以上に述べた諸問題を克服し、平成19年度末までにわが国の地形特性と気象条件に適した日本型風力発電出力予測システムが開発されることを期待したい。

参考文献

- 1) 新エネルギー部会報告書, 経済産業省, 2001.
- 2) Operationing wind power capacity, *Wind Power Monthly*, Vol. 21, No. 4, p. 66, 2005.
- 3) 風力発電系統連系対策小委員会中間報告書, 経済産業省, 2004.
- 4) 新エネルギー等電力市場拡大促進対策基礎調査等(気象予測に基づく風力発電量の予測システムに関

する調査)報告書, イー・アンド・イー ソリューションズ(株), 2005.

- 5) G. Giebel, *The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power*, Project ANEMOS, 2003.
- 6) 山口敦, 石原孟, 福本幸成, 気象予測に基づく風力発電出力予測システムの開発と実測による検証, 第27回風力エネルギー利用シンポジウム, 2005.
- 7) 風力発電系統連系対策小委員会中間報告書, 経済産業省, 2005.
- 8) 石原孟, 山口敦, 風力発電の出力予測技術の現状と将来展望, 第5回風力エネルギー利用総合セミナーテスト, pp.140-143, 2005.
- 9) 梶原史洋, 中尾徹, 石原孟, 風力発電量予測技術, ターボ機械, 10月号, pp. 55-59, 2005.
- 10) 石原孟: 我が国の風力開発における技術課題と将来展望, 電力土木, No. 314, pp. 3-9, 2004.

