

1. 電力系統制御エリア風力発電出力予測システム概要

(1) システム概要

本システムは、電力系統制御エリア全体の風力発電出力予測計算を実施し、電力系統運用に活用できる翌日までの風力発電出力予測値を提供するシステムである。システムの全体像を図1に示す。

現在は東北地方の電力系統エリアを対象としてシステム構築をおこなっている。今回、利用した9ヶ所のウィンドファームの位置と設備容量を図2に示す（太平洋側：189MW、日本海側：55MW）。

システムの核となる「風力発電出力実績値収集システム」と「風力発電出力予測計算システム」は伊藤忠テクノソリューションズ(株)のデータセンターに設置されており、24時間365日の監視体制の下、運用されている。

オンラインで取得する風力発電施設の実績値は、予測値の補正に利用するデータであり、(財)気象業務支援センターから配信される気象庁RSM-GPVデータは局地気象予測モデルの初期値・境界値として利用するデータである。

気象予測計算を実施する際は、多大な計算コストを要する計算を短時間で終了しなくてはならないため、領域分割による並列計算を実施することで、これを実現した。計算機にはブレードサーバーを用いて各ノードに各領域の計算を割り振り、12個のCPUで分散メモリ型の並列計算を実施している（図3参照）。計算機のスペックを表1に示す。

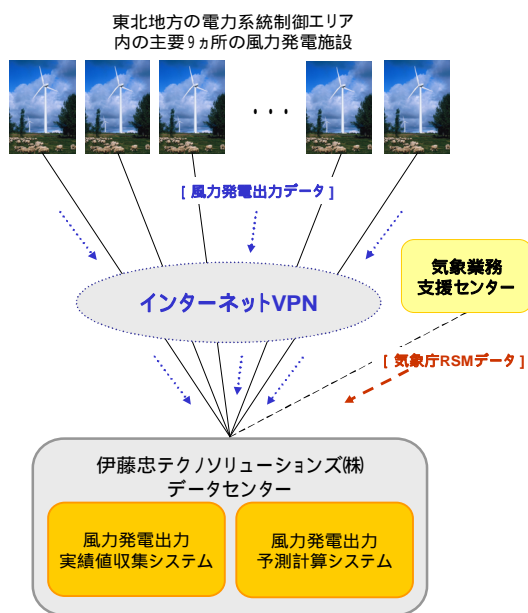


図1 電力系統制御エリア風力発電出力予測システムの全体像

表1 風力発電出力予測計算システムに用いたハードウェアのスペック

名前	使用目的	スペック
制御サーバー	全体のプロセスの制御 実績データの取得等	CPU: Intel(R) Xeon(TM) CPU 3.20GHz メモリ: 4GB
気象計算サーバー (Bladeサーバー)	気象予測計算	ノード数: 10 CPU: Intel(R) Xeon(TM) CPU 3.60GHz x 2 メモリ: 4GB ディスク: 72GB
ストレージサーバー	計算結果の保存	ディスク: 400GB x 12 (RAID5+HS)

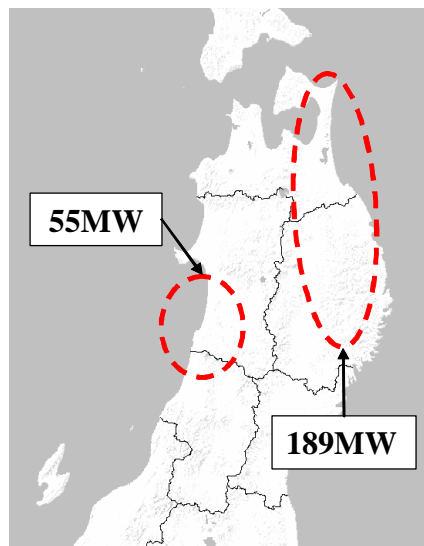


図2 予測対象ウィンドファームの位置と設備容量

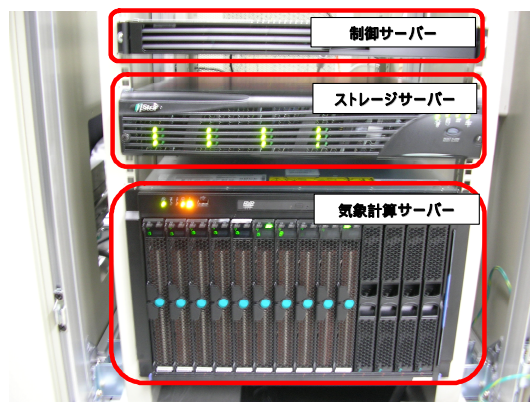


図3 風力発電出力予測計算システムに用いたハードウェアの外観

(2) 風力発電出力予測計算システムフロー

風力発電出力予測計算の処理フローを図4に示す。

気象予測は、風力発電施設を含む水平360km x 450km、鉛直14kmの計算領域に対して、水平格子間隔3kmで翌日までの計算を実行している。気象予測計算の際、気象庁RSM-GPVデータを初期値・境界値として利用している。気象予測計算の出力データとして得られる気象データ

(風, 気温, 湿度, 気圧等)のうち風のデータを各風力発電施設毎に抽出し, 発電出力に変換・積算することで, 電力系統エリアの風力発電出力予測値を算出している。

予測の初期値・境界値として用いる気象庁RSM-GPVデータは1日2回更新されるが, これに対応して風力発電出力予測値も更新される。

気象予測モデルから得られた予測値は, 発電出力の時間的な変化傾向はよくとらえているが, 平均誤差(BIAS)を多く含んでいるため, これを取り除く必要がある。そのために, オンラインで得られる風力発電施設の実績値を用い, 予測値の誤差傾向を統計的に学習することで, 予測誤差を低減させている (MOS: Model Output Statistics を利用)。現在は最もシンプルな線形手法を用いて予測誤差の補正をおこなっている。このような処理は, 気象予測計算が実施される度 (2回/日) と実績値が蓄積される度 (30分更新) に実施されている。

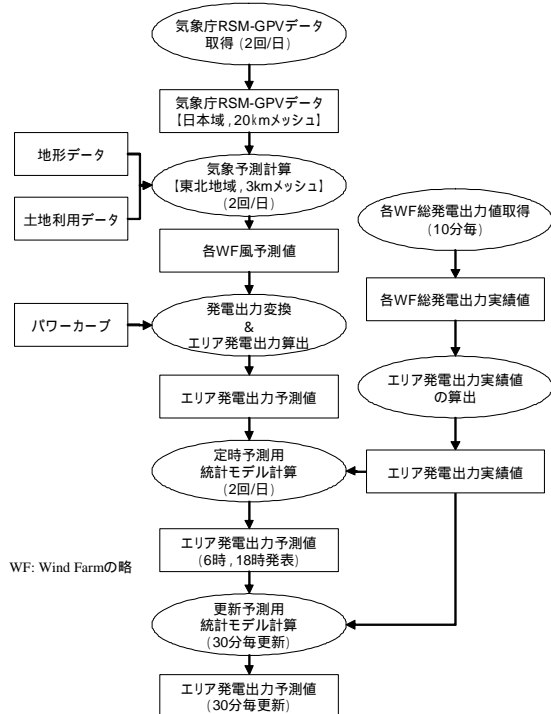


図4 風力発電出力予測の処理フロー

2. 気象予測モデルの概要

風力発電出力予測システムのうち気象予測モデルは伊藤忠テクノソリューションズ㈱が開発した局地気象評価予測システム(Local Circulation Assessment and Prediction System; LOCALS™)を使用した。

LOCALS™ は, 局地的な地形や土地利用状況を加味し, 気象の物理過程を考慮した方程式系の時間積分を行うことで, 過去・未来の気象シミュレーションを行うソフトウェアである。LOCALSの概念図を図5に示す。またLOCALSの概要を表2に示す。

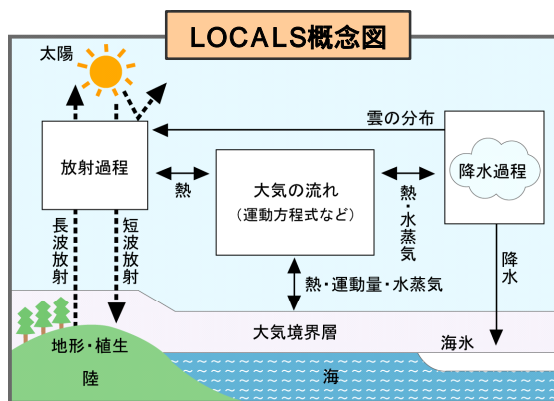


図5 LOCALS™の概念図

表2 LOCALS™の概要

基本方程式系	非静力学完全圧縮方程式系 または静力学完全圧縮方程式系
水平座標系	ポーラステレオ座標系
鉛直座標系	地形準拠座標系(z*系)
乱流モデル	Mellor-Yamada level 2.0
地表面過程	地表面多層熱伝導モデル(陸上) 強制復元法(海上)
接地境界層	Monin-Obukhov の相似則
短波放射過程 (太陽放射)	雲の散乱・吸収(STEPHENSの方法) オゾンによる吸収(Lacis & Hansen, 分布はGREENの関数) 空気分子による散乱(Kondratyev) 水蒸気による吸収(MacCumber)
長波放射過程	水蒸気による吸収・射出(Atwater) CO ₂ による吸収・射出(Kondratyev)
降水過程	LinのCOLDRAINモデル 雲水, 雨, 雲氷, 雪, 霰を考慮
初期条件	親モデルの初期値の空間内挿 各種観測データ
境界条件	Sponge Layer (拡散 Damping, Rayleigh Damping)
空間差分	エネルギー保存スキーム (菊池・荒川)
時間差分	Euler-Backward と Implicit 法の併用 非静力の場合 time splitを使用

3. 風力発電出力予測計算の精度検証

風力発電出力予測システムの実証試験に先立ち, 予測の精度検証のためにテスト計算を実施した。精度検証対象月は2005年2, 4, 7, 10月である。

予測誤差の評価の際, 予測発表から翌日24時間分の予測を対象に, エリア全体の平均絶対誤差 (MAE) をエリア全体の定格出力で除した「平均絶対誤差率」を精度評価指標として用いた。ここで, F_i はi番目の予測値, O_i はi番目の実績値, n は予測回数, RC は設備容量である。

$$\text{平均絶対誤差率} = \frac{MAE}{RC} \times 100, \quad MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |F_i - O_i|}{n} \quad (1)$$

評価結果を図6に示す。平均絶対誤差率は季節によって異なるが、本手法を東北の電力系統エリアに適用した場合、翌日予測で9%～13%の誤差率となることがわかった。

冬季に誤差率が大きく、夏季に誤差率が小さくなる理由としては、冬季は西高東低の気圧配置の影響により風速が強まるため、夏季よりウィンドファームの発電出力の振れ幅も大きくなることが影響している。

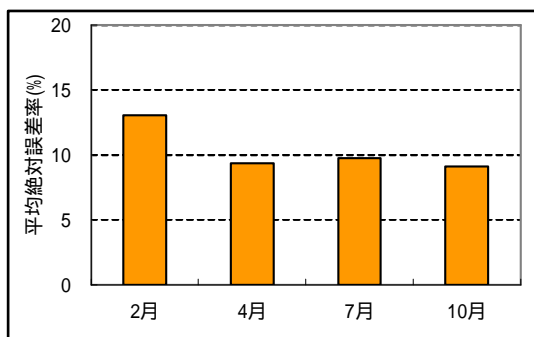


図6 翌日予測の平均絶対誤差率(2005年)