

ローカル予測精度の検討

2024年6月26日
東京電力パワーグリッド株式会社（幹事会社）



- 当社は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）より「日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発」を受託して、2020年7月からコネクト＆マネージシステム（C&Mシステム）を開発。
- 送電系統毎の再エネの発電量や需要を予測するため、既存の予測技術を用いた予測誤差について調査・分析を実施してきたため、ご報告する。

● 実施項目に対する最終目標と成果は以下のとおり。

◎：大幅達成、○：達成、△：一部達成、×：未達
※実施計画書に記載された実施項目による達成度

研究項目	最終目標（要約）	成果	達成度
① 太陽光発電のローカル予測精度の検討	フィールド実証における予測精度検証結果の評価を完了させ、予測精度向上に必要なシステム改修の要件を整理する。 本実証で開発されたシステムに対し、ローカル系統に適した気象予測データを提供する。 検討したローカル発電量予測手法を改良し、その予測精度を、現状のエリアまたはプラントにおける発電量予測手法の予測精度（誤差率20%）と同程度とすることを目標とする。	ローカル系統に適した予測手法として、複数予測モデルを組み合わせた統合予測手法の優位性を確認した。本予測手法を用いて、本実証にて開発されたシステムに対して気象予測データの提供を開始した（2023年5月末開始）。（日本気象協会） 東京電力のエリア単位または発電所単位での太陽光発電予測手法を配電用変電所単位での予測に適用し、モデル化手法の最適化を図ることにより、配電所単位の平均予測誤差の全箇所平均が10%程度以下となり、箇所別最大値で見ても最終目標値20%以下を達成した。（東京電力HD）	○
② 風力発電のローカル予測精度の検討	フィールド実証における予測精度検証結果の評価を完了させ、予測精度向上に必要なシステム改修の要件を整理する。 実運用を見据え、海外を含めた複数の気象予測データおよび風況・発電実績データを活用した予測手法を評価し、必要となるデータの要求仕様を取りまとめる。 検討したエリア風力発電量予測手法を改良し、その予測精度をローカルエリア定格比20%以下にすることを目標とする。 独自気象モデルを活用したローカル予測を評価し、利点や課題等を取りまとめる。	発電所合計発電出力と国内の数値気象予報値のみを活用したローカル予測手法を従来手法と位置づけ、風車情報（SCADA・稼働情報）、風況観測値、海外を含む数値気象予報値を活用した予測手法を構築・精度評価を実施した。精度評価の結果について、ローカル予測精度の精度向上への活用可能性の観点から、各種データの要求仕様についてとりまとめた。（東北電力NW、CTC） 学習時の入力データとして、複数格子点の過去の局地数値予報（LFM）の初期値を仮の風況実績とみなし、機械学習モデルを構築した。全8グループの予測対象について推定実績・予報値基準それぞれにおける評価を実施し、全グループにおいて定格比20%以下の予測精度を達成した。（東京電力HD） ローカルエリアを対象とした風況予測手法を評価するために、異なる計算条件での独自気象モデルの仕様を設定し、予測精度評価を実施した。結果として、水平格子間隔を細かくする等したモデルの有効性を確認するとともに、予測補正式の適用や既存気象モデルとの統合による予測精度の向上を確認した。また、実運用を見据えた際の課題等についても取りまとめた。（日本気象協会）	○

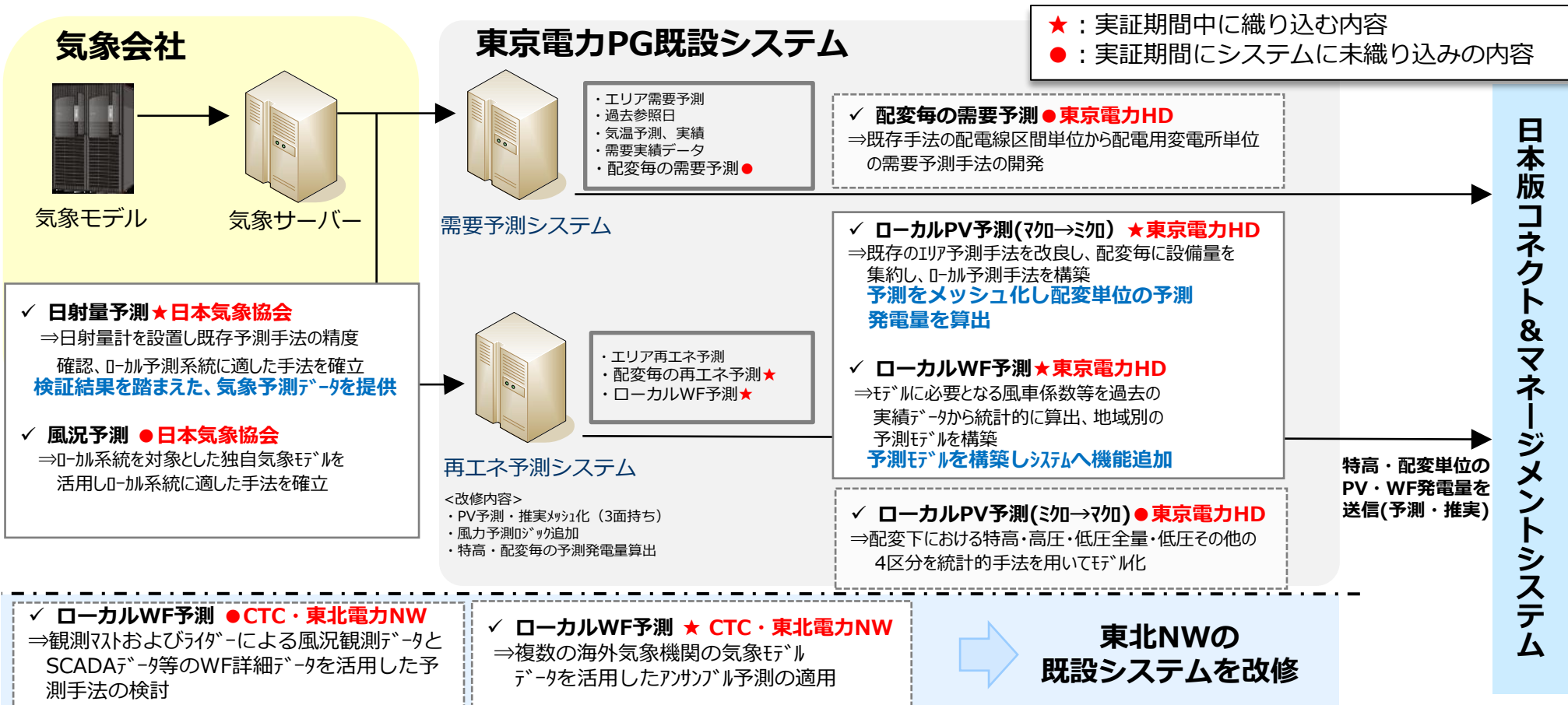
● 実施項目に対する最終目標と成果は以下のとおり。

◎：大幅達成、○：達成、△：一部達成、×：未達
※実施計画書に記載された実施項目による達成度

研究項目	最終目標（要約）	成果	達成度
③ 需要のローカル予測精度の検討	検討した送電系統毎での需要予測手法を改良し、その予測精度を地点別の需要予測手法の予測精度(誤差率10%台)と同程度とする。	既存の配電線単位の最大最小需要予測手法に、気温の2次を予測式に追加することで日単位の配電用変電所単位の需要予測手法に改良した。これにより、平均予測誤差率10%前後となり、予測精度目標（誤差率10%台）を達成した。（東京電力HD）	○
④ 需給運用への予測選択手法の開発	適用性評価方法の開発とこれによる指標体系に基づく需給運用への予測選択手法を開発し機能を検証する。	指標体系については、予測誤差単独の指標、SCUC-SCEDによるエリア全体での指標を開発した。これに続き、混雑管理を含めた運用のための指標として、東京上位2電圧モデルを用いてSCUC-SCEDを用いた混雑判定の有効性を示した。 静的な予測選択により、過去のデータに基づき予測の特性を評価し、混雑と追加の出力制御の発生に着目した選択が可能であることをプロジェクト内で開発された予測に対して検証した。（東京大学）	○
⑤ ローカル日射予測に基づくPV出力の系統抑制特性の評価手法の開発	実証試験データに対しPV出力制御モデルを用いた定量分析を実施し、PV出力抑制モデルの有効性を評価する。	ローカル日射予測技術の適用に向け、ローカルエリアのPVの出力分布に着目し、系統制御を確実かつ無駄なく計画し、出力制御マージンの管理に実施する手法を開発し、年間の出力制御量の低減効果と不足頻度を検証し、また運用によるデータ収集にもとづく機能改善のフローをまとめた。 成果は複数の複数の学会発表で報告し、学術論文に投稿予定。（東京大学）	○
⑥ 予測システム改修	ローカル予測精度検討の評価を踏まえ、再エネ予測システムを改修し、予測精度が向上していることを確認する。 風力発電のローカル予測手法による予測精度の向上効果を評価する。	①太陽光のローカル予測精度検討および②風力発電ローカル予測精度検討の発電量予測手法について、それぞれ検討された手法・評価結果および配電用変電所単位での集約機能も踏まえて仕様検討を実施し既設システムを改修した。（東京電力PG） 複数の気象モデルの活用および海外気象モデルの更新頻度細分化について、既設予測システムに適用したことにより、ローカルエリアの風力予測精度の向上効果を確認した。（東北電力NW）	○

再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

- 予測精度向上に必要となる実証期間内に織り込む内容について以下の通り整理

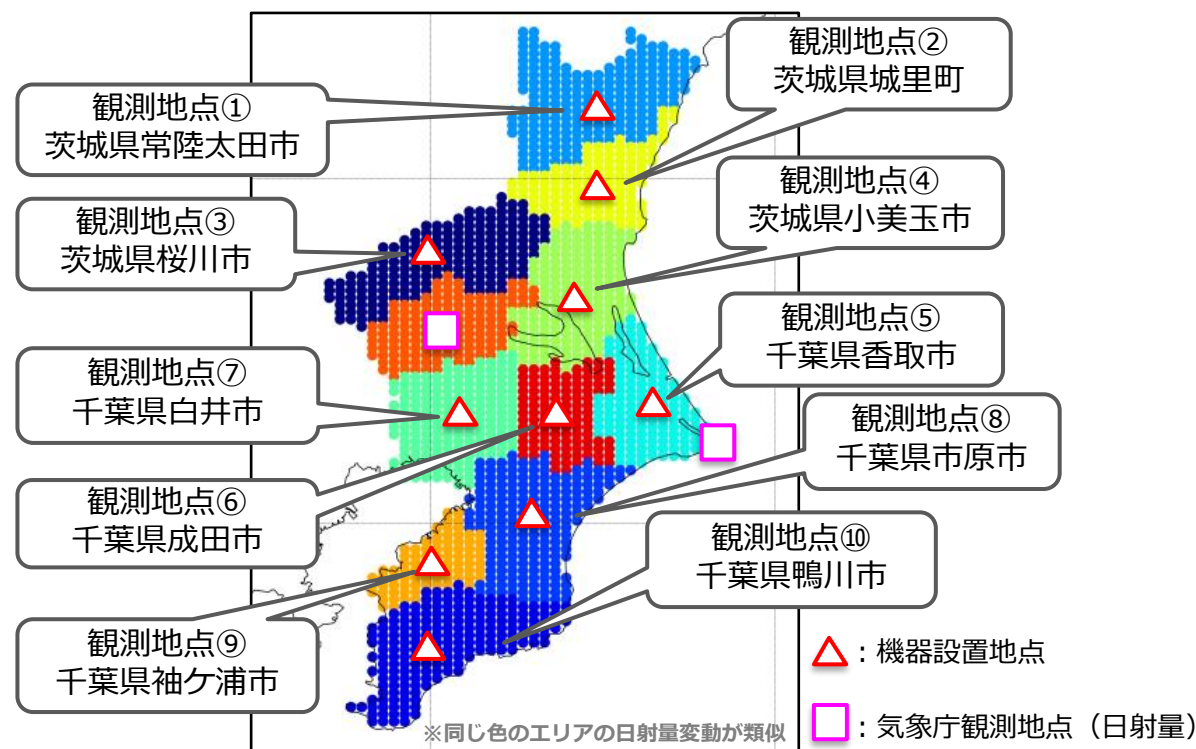


将来のシステム運用下での系統制御ロジックを考慮した定量分析

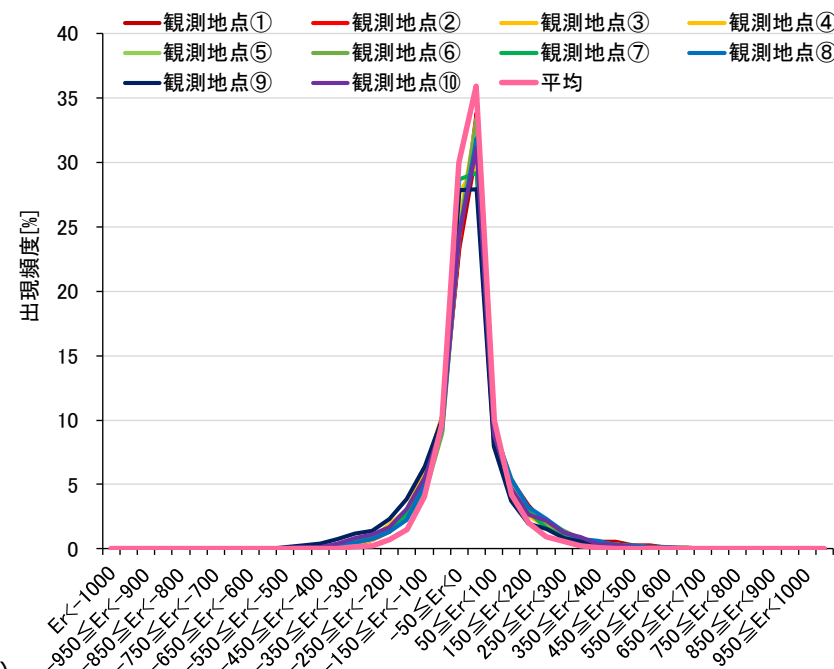
- ✓ **需要運用への予測選択手法の開発（東京大学）**
⇒系統制御を含む需給運用における予測の適用性評価手法を開発し、その指標に基づく最適な予測を選択する実運用における予測選択手法を開発
- ✓ **ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発（東京大学）**
⇒将来システムにおいて、合理的な系統制御実現に向けたPV応答性をモデル化し応答特性評価手法の開発

① 太陽光発電のローカル予測精度の検討（日射量予測）

- 本実証の対象エリアである千葉県と茨城県の10エリアに日射計と温湿度計を設置し、2021年5月から2023年12月までデータ収集を実施。このデータを蓄積することにより、衛星推定日射量の評価や日射量予測の評価に活用。
- ローカルエリアを対象とした場合に適した精度評価の要件定義を実施。具体的には、地点に応じた日射量予測誤差特性を把握するため、複数条件での誤差評価を実施した。誤差の頻度分布や誤差出現時の分析を行うことで、誤差が発生しやすい条件を整理した。



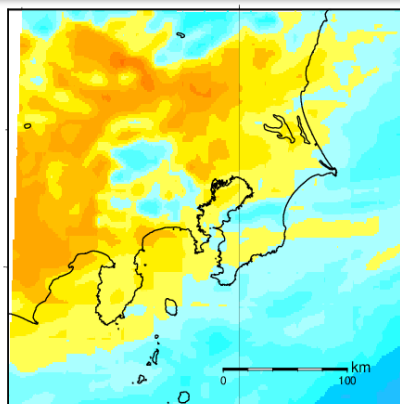
▲ 観測機器設置エリア



▲ 地点毎の誤差頻度分布の例

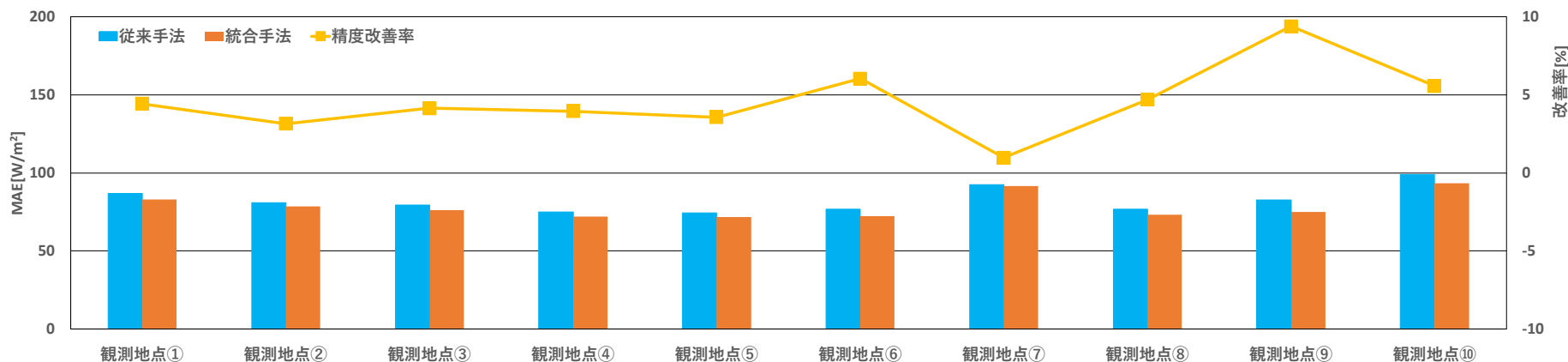
① 太陽光発電のローカル予測精度の検討（日射量予測）

- ローカルエリアでは、電力エリアと比べて相対的に誤差が大きくなるため、より高精度なメッシュ日射量予測値が必要になる。
- ローカル系統に適した予測手法として、複数予測モデルを組み合わせた統合予測手法の優位性を確認し、本予測手法を用いて、本実証にて開発されたシステムに対してのデータの提供を開始した。



予測要素	全天日射量[W/m ²]
対象領域	東京電力エリア
予測時間	3日先程度まで
時間粒度	30分値
更新頻度	48回/日（30分毎更新）
空間解像度	1kmメッシュ
予測手法	複数の気象モデルや予測手法を統合した統合手法

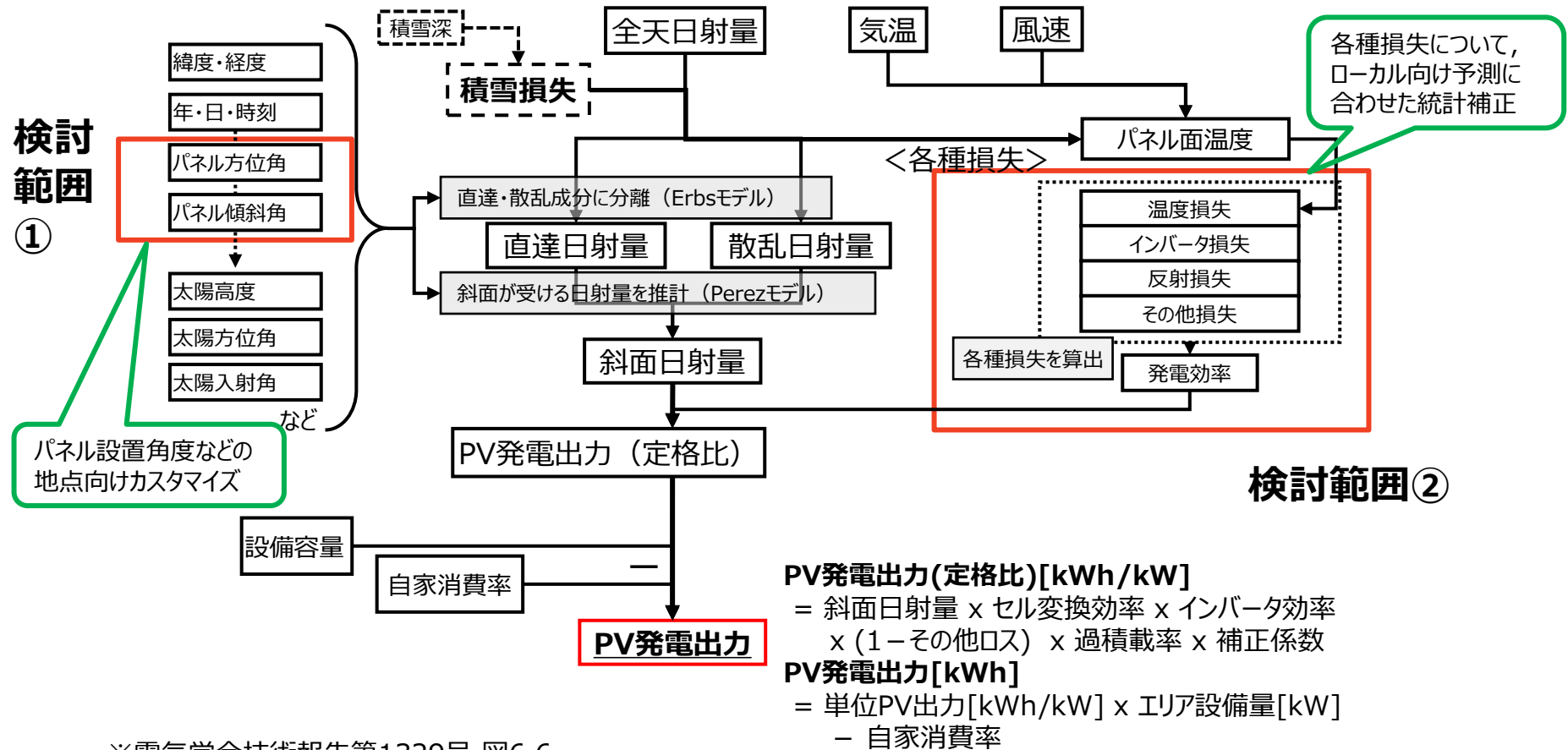
▲ 日射量統合予測によるメッシュ予測のイメージとスペック



▲ 日射量統合予測による精度改善結果

① 太陽光発電のローカル予測精度の検討（発電量予測）

- 既存手法であるエリア予測手法、発電所ごとの発電量予測手法を元にして、ローカル発電量予測手法の検討を行った。



※電気学会技術報告第1329号 図6.6

※小田嶋淳ら, "拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電量推定手法の開発", 電学論B, Vol.140 No.2 pp.42--48

① 太陽光発電のローカル予測精度の検討（発電量予測）

- 既存のエリア予測モデルをローカルエリア向けに改良し、配電用変電所ごとに太陽光発電量を予測するモデルを開発した。
- ハイパーパラメータである補正係数、角度分布を実データに合わせてチューニングする準線形最適化手法を開発した。
- 補正係数の設定粒度（推定実績ベース）では配変別の設定粒度が予測精度の側面から推奨。
- 実運用ベース（予報気象）ではいずれの電圧区分でも誤差率20%以内を確認。

○ 補正係数の設定粒度の評価（推定実績）単位：%

集約数	出力補正 なし	補正あり				
		エリア	都県	クラス	営業所	配変別
集約数		1	9	50	75	1600
特高	9.91	8.34	8.17	9.31	6.96	6.43
高圧	7.30	6.34	6.12	6.73	6.03	4.25
低圧全量	6.00	6.69	5.32	5.09	5.05	3.89
低圧余剰	3.83	3.85	3.60	3.60	3.58	2.93

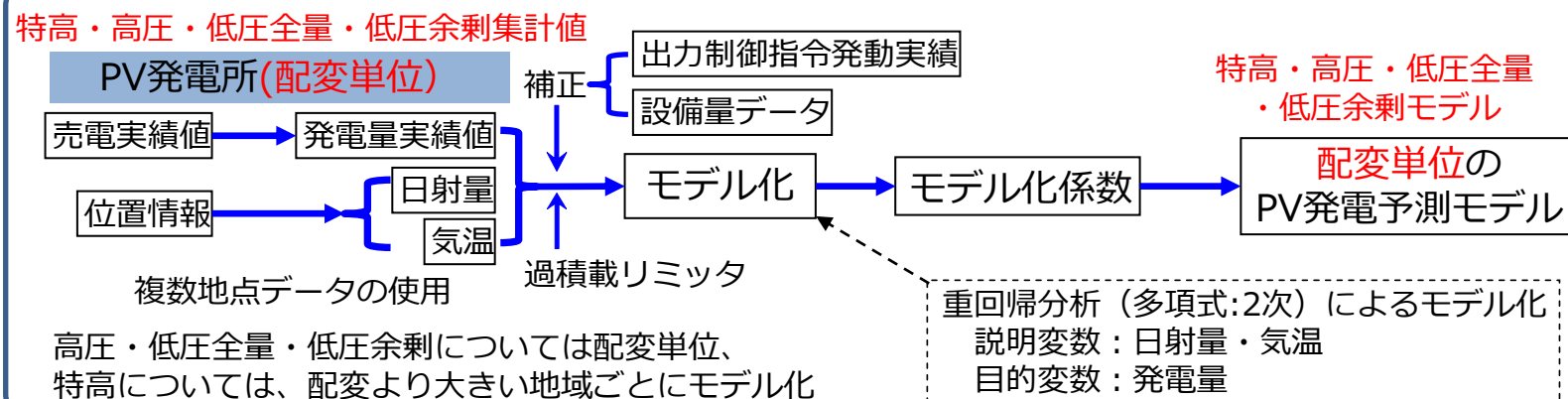
○ 実運用ベースの評価（予報気象）単位：%

集約数	補正あり：配変別		
	推定実績	当日5h先 逐次予測	翌日予測
特高	6.43	8.43	10.97
高圧	4.25	7.08	7.94
低圧全量	3.89	6.87	7.77
低圧余剰	2.93	4.94	5.84

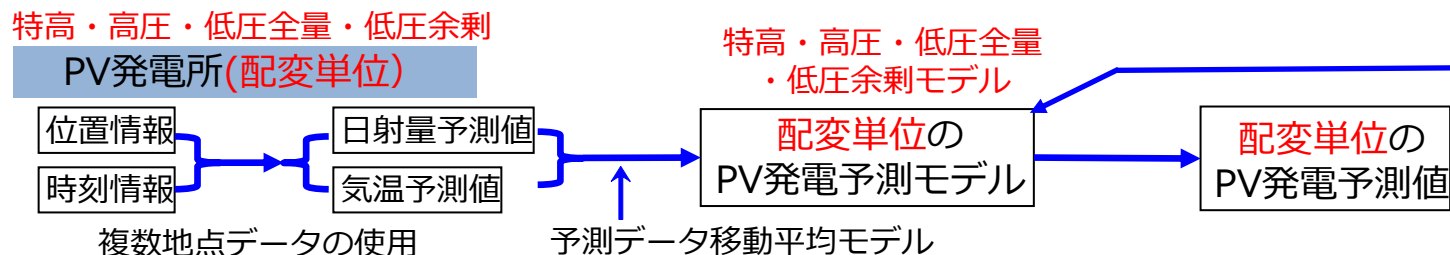
① 太陽光発電のローカル予測精度の検討（発電量予測）

- 重回帰手法による発電所単位の太陽光発電量予測を配電用変電所単位に適用。
- 発電量実績値と気象データから学習して作成した予測モデルにより出力予測を実施。
（配電用変電所単位で、特高・高圧・低圧全量・低圧余剰の4区分でモデル化）

予測モデルの作成



予測の実施



配電用変電所単位での発電量集約モデルによる予測手法

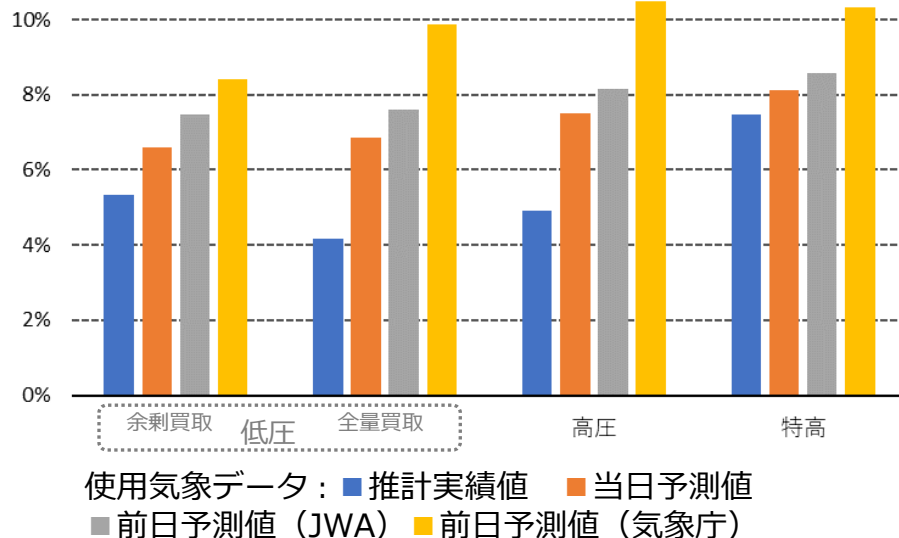
① 太陽光発電のローカル予測精度の検討（発電量予測）

- 重回帰手法に加えて、機械学習手法についても検討を実施。
- 重回帰手法では、平均予測誤差の全箇所平均値（4～10%）、および、箇所別最大値（9～18%）について、目標の予測精度達成を確認した。

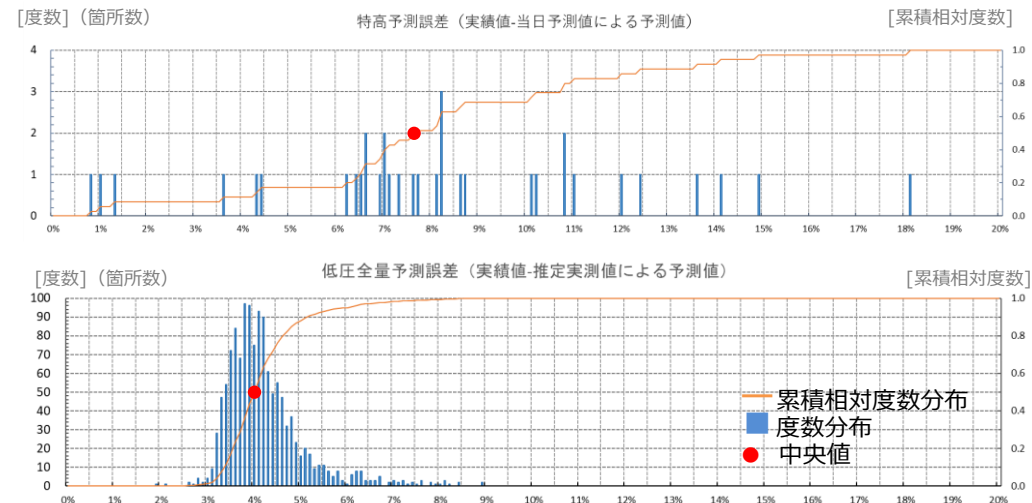
■ 重回帰手法

- 実適用を踏まえた高低圧一括モデル・地域クラスタモデルについて、前者では予測精度が向上すること、後者では若干精度が低下する場合があるが、目標精度の範囲内であることを確認した。
- 過積載リミッタモデルについては、一部の地点について若干の精度向上が見られることを確認した。
- 気象予測データの時間的移動平均手法や複数地点の気象データを使用する手法を検討し、精度向上を確認した。

電圧区別・使用気象データ別予測誤差MAE(%表示)
の全配電用変電所平均の比較



配電用変電所予測誤差MAE(%表示)の度数分布例
(特高当日予測・低圧全量推計実績値による予測)



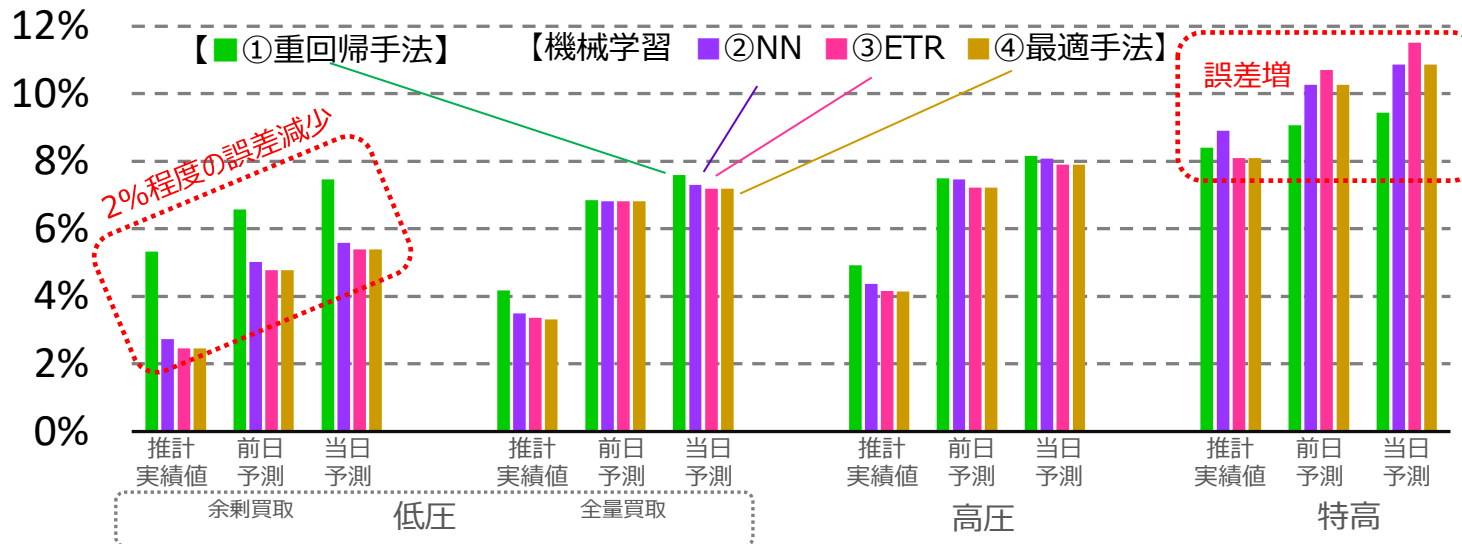
① 太陽光発電のローカル予測精度の検討（発電量予測）

- 機械学習手法は20種の手法を検討し、予測精度の高い手法を複数選定し、精度向上効果を確認するとともに、計算時間についても、実用の範囲内であることを確認した。
- 機械学習手法単独の適用で、平均予測誤差の全箇所平均値（2.5～11.5%）となり、目標の予測精度達成を確認した。精度の高い6手法を組み合わせたアンサンブル手法の適用について、代表的地点での検討を実施し、さらに約0.2%の精度向上を確認した。

■ 機械学習手法

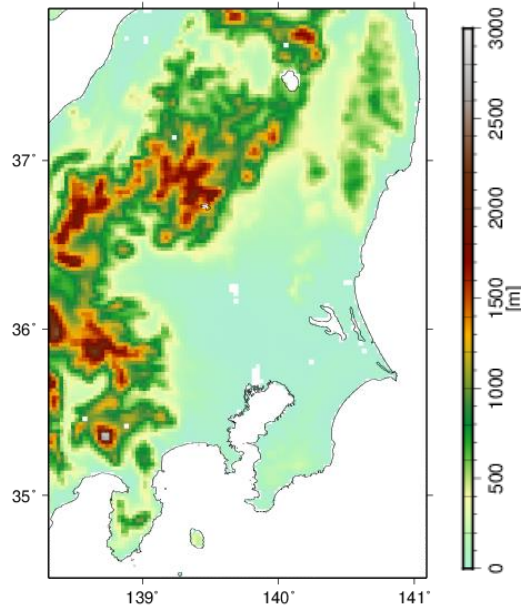
- 選定手法は、「Extra Trees Regressor (ETR)」「CatBoost Regressor」「Light Gradient Boosting Machine (LGBM)」「Gradient Boosting Regressor（勾配ブースティング回帰）」「Random Forest Regressor（ランダムフォレスト）」「Neural Network (NN)」の6手法。

電圧区分別・使用気象データ別予測誤差MAE(%表示)の
全配電用変電所平均の比較（手法別）

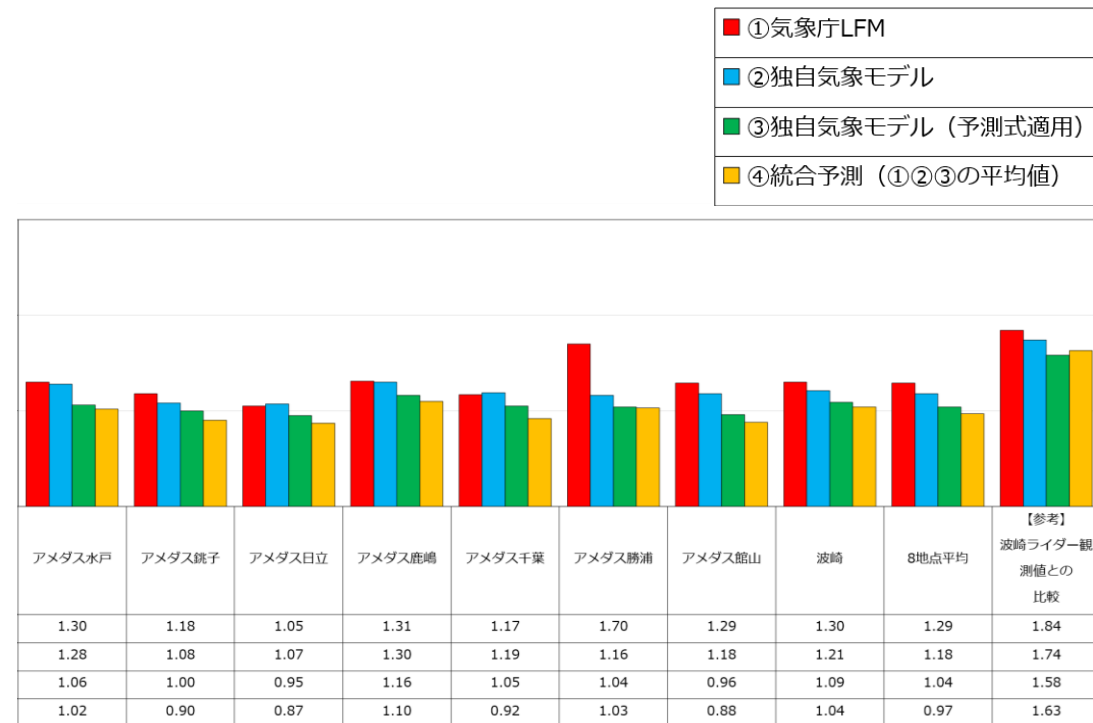


② 風力発電のローカル予測精度の検討（風況予測）

- 千葉県と茨城県を含むエリアを対象とした独自気象モデルの仕様を決定。
- 東京エリアの8地点を対象に、風車のハブ高さに近い高度50mで精度検証を実施。
- 気象モデル単体では③独自気象モデル（予測式適用）の精度が高かったが、④統合予測の精度が最も高く、ローカルエリアに対する風況の予測手法は統合予測の利用が良い。



風速予測誤差 (MAE) [m/s]



▲ 風速予測の精度検証結果（高度50m、合計8地点）

※①②：気象庁LFM/独自気象モデル予測値の鉛直内挿により算出

※③：独自気象モデル予測値に過去データから作成した予測式を適用

▲ 独自気象モデルの計算領域・仕様

予測時間粒度	30分
地表面パラメータ	日本域に合うように調整
水平格子間隔	1000m
水平格子数	250×375

② 風力発電のローカル予測精度の検討（風況予測・発電量予測）

- 東北エリアに2か所、東京エリアに1か所の風況観測器を2021年度中に設置し、2023年度まで風況観測を実施。
- ベンチマーク評価や風力発電事業者より提供された発電実績（SCADA）データを活用したローカル予測を検討した。
- 従来手法に対して、稼働情報、SCADA（発電実績・稼働情報）、マスト（LiDAR）風況値といった種々のデータを活用することで、MAE（予測先日別）が改善することを確認。
- 海外気象機関を含む数値気象予報値を利用したアンサンブル予測を実施することで、大外しの改善を確認。



観測器設置場所

■ ローカル風力発電出力予測の予測精度向上に寄与する詳細な発電・気象実績データの活用可能性の検討

事業者より3か所の風力発電所（青森県・岩手県・茨城県）のSCADA情報を提供いただき、ナセル風速・風向、有効電力、風車の稼働状況などを詳細に活用したローカル予測を検討した。

青森・岩手・茨城の3サイトの下記5パターンの予測フローで検討。

1. 発電所の発電実績のみを用いて発電所出力を予測する回帰モデルを構築、発電所出力を予測するパターン（初年度のベンチマークテストの際に使用した手法をWFごとに適用した手法）。
2. 1と同様だがSCADA情報（稼働情報）を用いて、発電所にある風車すべてが稼働している時間帯の発電実績を用いて回帰モデルを構築、予測を実施後、予測結果に対して稼働割合を乗じるpost処理を実施し、発電所出力を予測するパターン。
3. 2と同様だがSCADA情報の欠測・出力制御時のデータをマストの風速等を使ってデータ補完した学習データを使用して、予測モデルを構築するパターン。
4. 3と同様だが、マストではなく、LiDARのデータを使ってデータ補完。
5. 3と同様だが、GSM日本域以外に、NCEPのGFS、ECMWFのHRESを使ったアンサンブル計算を実施。

② 風力発電のローカル予測精度の検討（既設システム改修）

- 既設風力発電出力予測システムについて、以下の2つのシステム改修を実施した。
 - ・ 海外含む複数予報GPVによるアンサンブル予測の活用
 - ・ 中期予測の更新頻度細分化
- 東北域の7つのローカルエリアについて予測精度を評価し、平均的な予測精度の向上および大外しの低減効果を確認した。

○ ローカルエリア分類

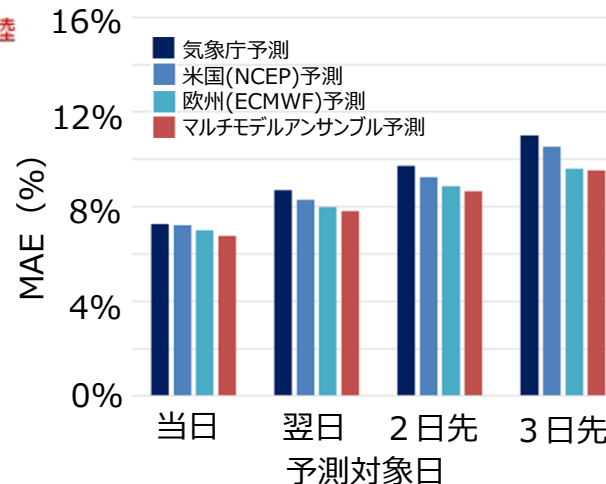


○ ローカルエリアの予測精度評価（一例）

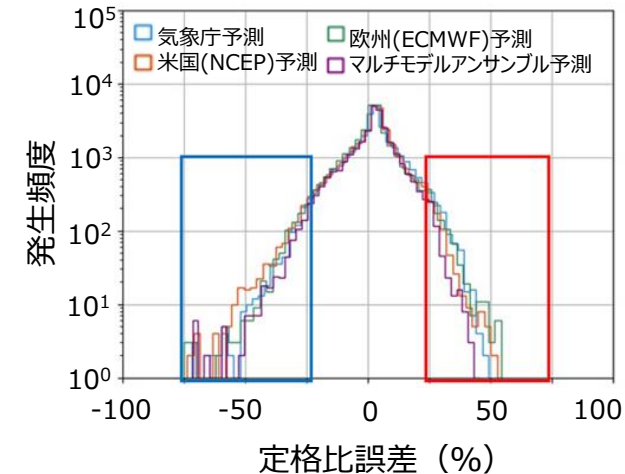
- ・ これまでの単一の気象モデルによる予測手法と、複数の気象予報を組み合わせたマルチモデルアンサンブル予測手法について、それぞれの予測精度を評価し、マルチモデルアンサンブル予測手法による予測精度向上の効果を確認した。

① 青森県下北エリア

平均的な予測精度評価



最大誤差評価



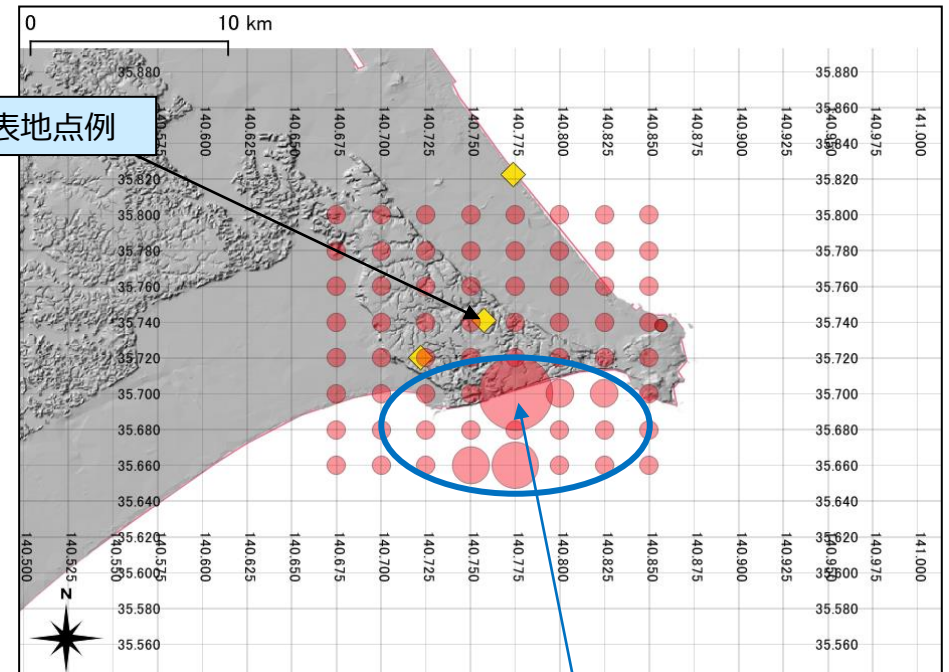
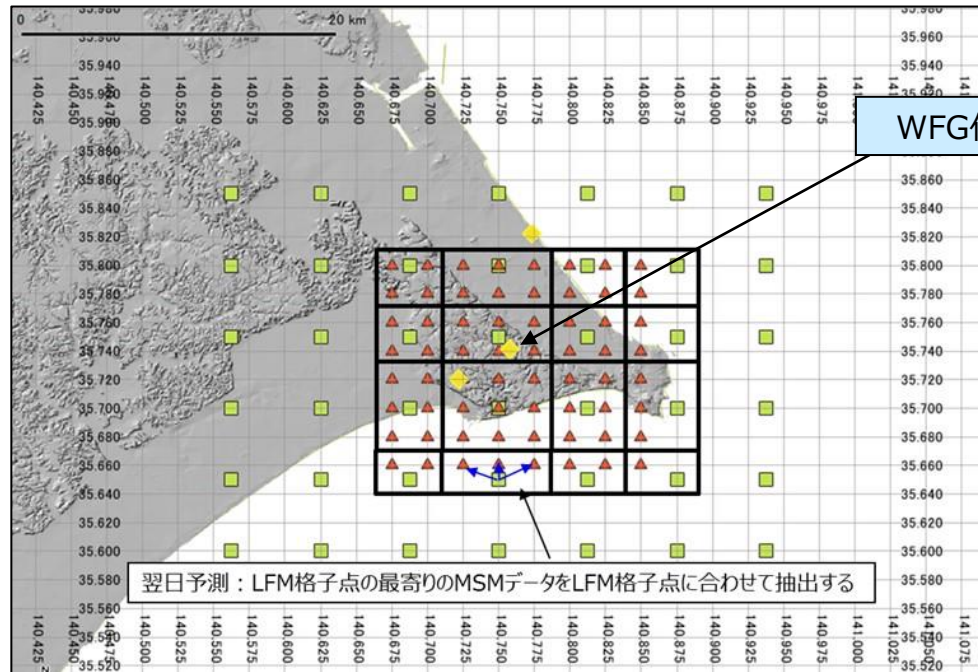
- ・ ②～⑦のローカルエリアについても、概ね同様な改善傾向を確認した。

② 風力発電のローカル予測精度の検討（発電量予測）

- 局地数値予報（LFM）の予報初期値を仮の風況実績とみなして学習データとし、機械学習（LightGBM）を利用した予測モデルを構築した。
- 想定地点における広範囲の気象データを説明変数とすることで予測精度向上を図った。

○ 代表地点周辺の気象64地点の気象情報およびその特徴量を発電実績の説明変数としてモデル化。

○ 地点による風速の特徴量重要度



■ MSM格子点（翌日予測用データの位置）

▲ LFM格子点（学習用推実データの位置）

※参考文献：菅野, ほか “勾配ブースティング決定木を用いた風力発電出力予測とその解釈性に関する基礎的検討”

©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved.

無断複製・転載禁止 東京電力パワーグリッド株式会社

② 風力発電のローカル予測精度の検討（発電量予測）

- 予測対象である全8WFGについて、推定実績・5時間先予測・翌日予測の全断面において設備量基準の%MAE 20%以内を達成した。
- 特徴量重要度と地形の関係性の考察と、採用メッシュの変更による精度評価によって、さらなる予測精度向上に向けた示唆を得た。

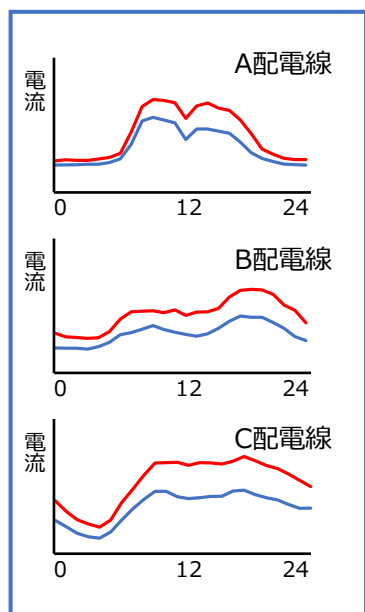
○ 2022年4月1日～2023年3月31日の設備量基準MAE[%]

Group	標高[m]	テスト期間%MAE (ベストモデル)			地点の特徴
		推定実績	5時間先 予報	翌日予報	
A	795.72	9.11	9.70	9.68	山岳地帯
B	4.62	5.18	10.76	9.40	平地かつ海に近い
C	51.00	5.85	8.53	10.00	平地かつ海に近い
E	698.88	7.36	9.04	9.28	山岳地帯だが比較的海に近い
F	229.96	7.28	9.93	10.79	山岳地帯だが海に近い
G	944.58	10.65	17.48	15.70	山岳地帯
H	820.61	10.17	14.31	15.00	山岳地帯、近傍に湖と市街地
I	1044.88	9.80	10.94	13.45	山岳地帯、近傍に湖

③ 需要のローカル予測精度の検討

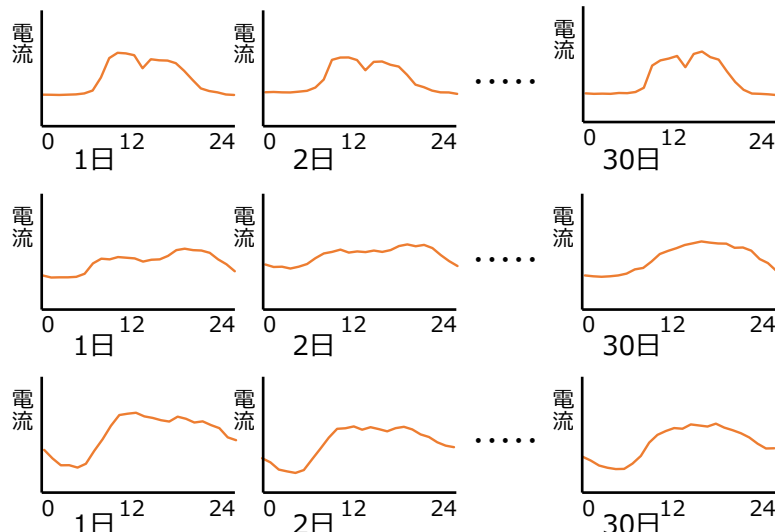
- 既存技術の地点別（配電線単位）の需要予測を改良し、送電系統（配電用変電所単位）のローカル需要予測手法を開発。

配電線単位の
月単位最大最小需要予測値



気象データ等で改良

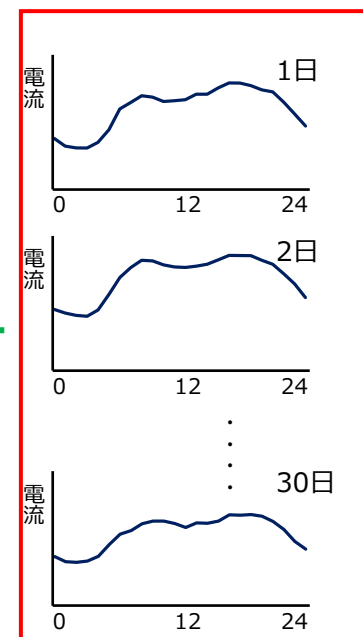
配電線単位の日単位の需要予測値



変電所単位に改良

配電用変電所単位の
日単位の需要予測値

$A+B+C$



既存手法

改良開発手法

③ 需要のローカル予測精度の検討

- 年間での気温－電流の関係を確認すると曲線であることから、契約容量と気温を説明変数とする重回帰式で予測を実施。
- PVの影響を無視できる配電線を抽出し、距離の近い配電線を纏めて仮想的な配電用変電所を作成し、実績に対する予測値の絶対誤差率で評価した。
- その結果、予測精度目標の絶対誤差率10%台を達成した。

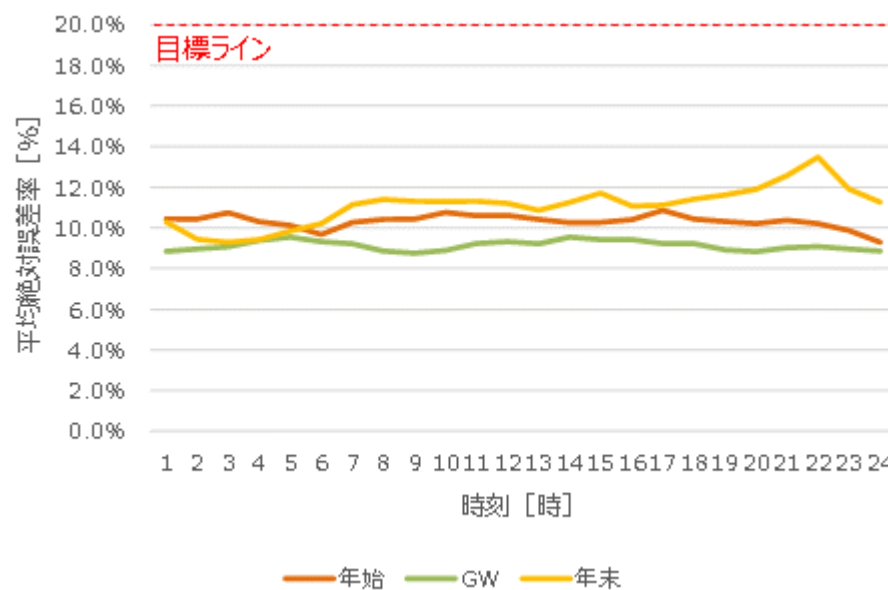
○ 平日、休日別の平均絶対誤差率

- ・各配電線(1,475箇所)の実績に対する予測値の絶対誤差率の平均
- ・各仮想変電所(117箇所)の実績に対する予測値の絶対誤差率の平均



○ 特異期間別の平均絶対誤差率

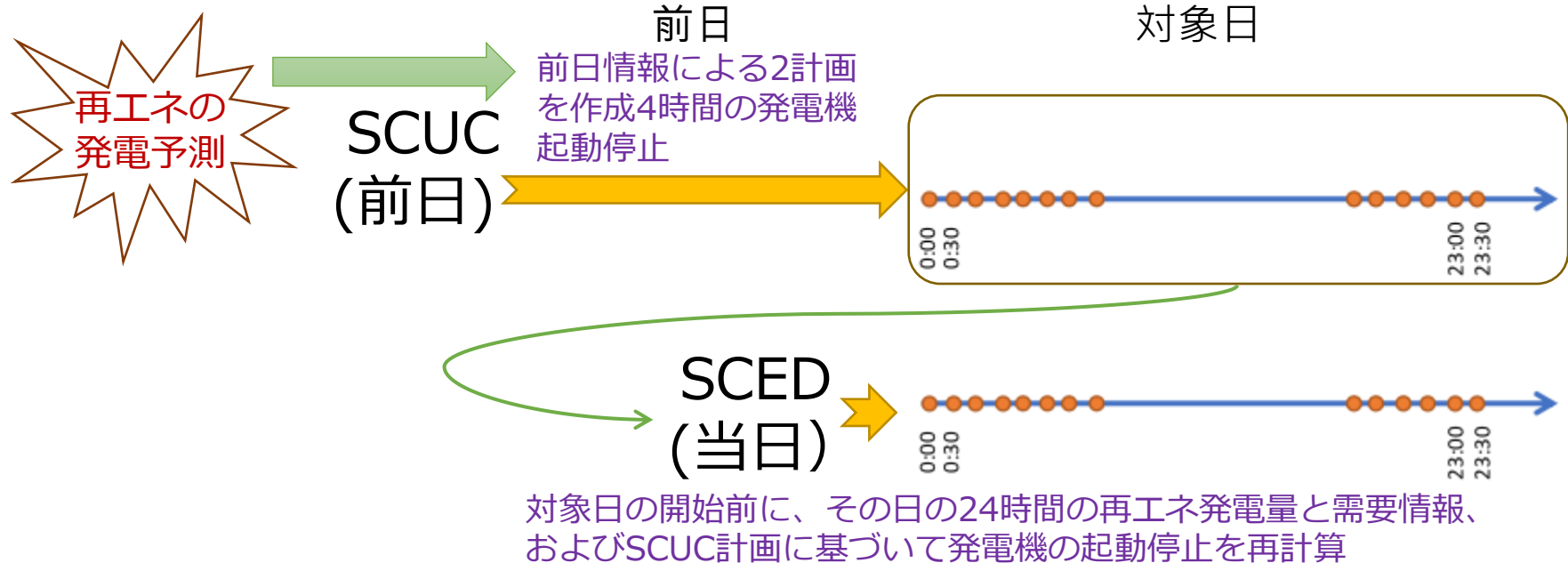
- ・年末・年始・GWの特異期間は休日の重回帰式に説明変数を追加して予測を実施。



④ 需給運用への選択予測手法開発

- 2030年度、東京上位2電圧モデルに基づき、前日の太陽光発電の予測情報を入力し、SCUCの計画を算出する。当日の運用はSCEDでシミュレーションした。
- PV設置容量は、混雑現象の発生数を増加するため、佐京エリアへの集中設置を仮定した。
- 今回用いた太陽光発電予測は、東京エリアについてはプロジェクト内のJWA殿および東京電力HD殿からご提供頂いたものを用いた。
- 予測選択手法として、プロジェクト内の候補に対し評価指標を設定することで、以下の予測選択手法の有効性を検証した。
 - ・静的選択：1年など過去の一定期間の評価指標に基づく選択
 - ・動的選択：毎日の評価指標に基づく選択

ローカル予測の適合性の評価方法

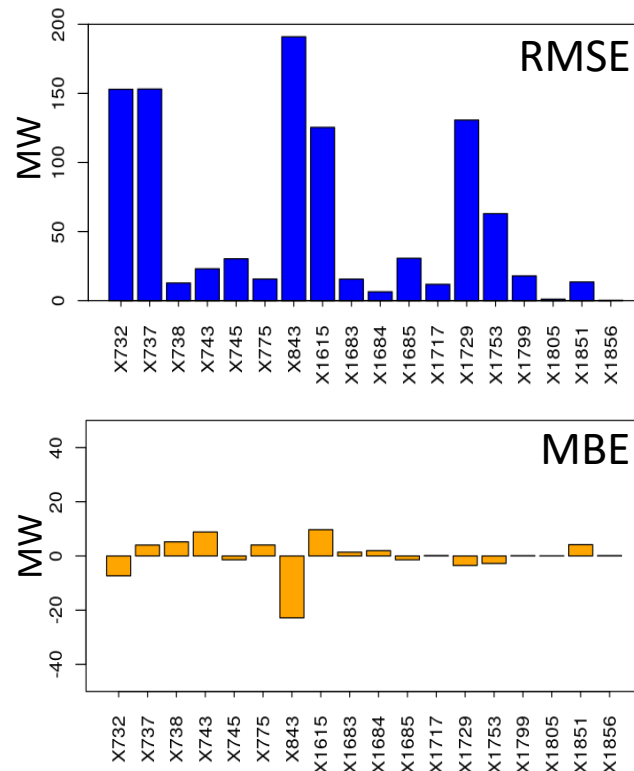


④ 需給運用への選択予測手法開発

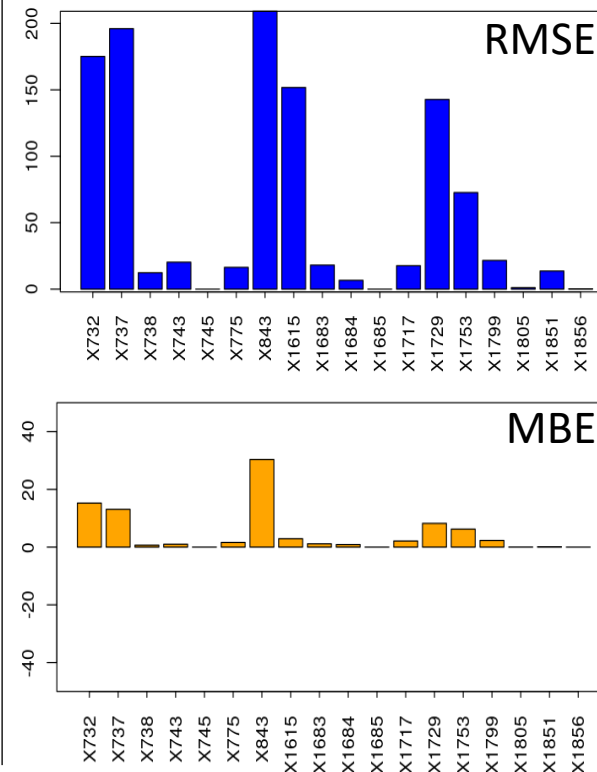
- 指標体系については、予測誤差単独の指標、SCUC-SCEDによるエリア全体での指標を開発した。
- 予測Aは負のバイアス、予測Bは正のバイアスがあり、予測Aは過小予測、予測Bは過大予測につながる。

○ 予測誤差単独の指標（一例）

□ーカル予測A(JWA)



□ーカル予測B(東京電力HD)

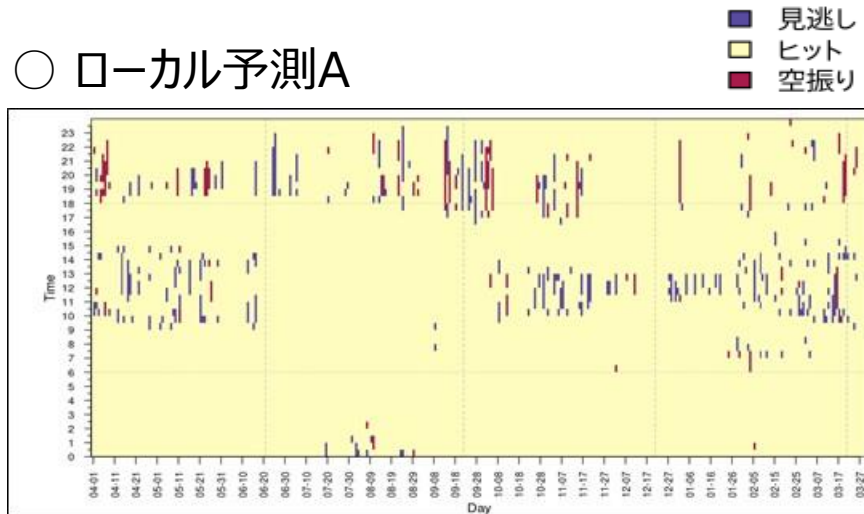


④ 需給運用への選択予測手法開発

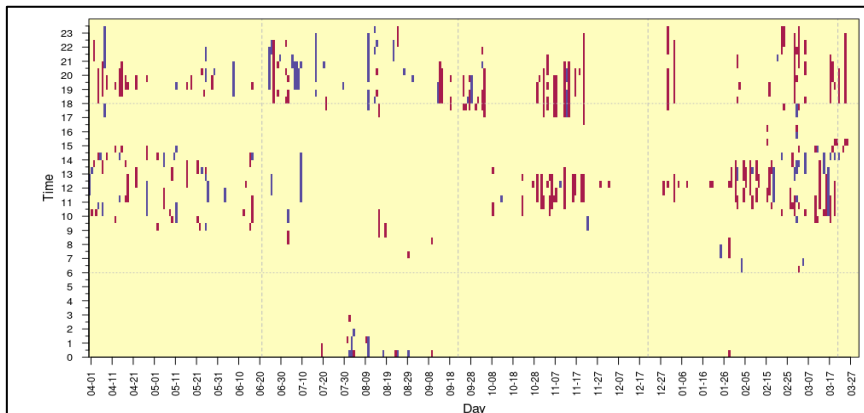
- 混雑管理を含めた運用のための指標として、東京上位2電圧モデルを用いてSCUC-SCEDを用いた混雑判定の有効性を示した。

○ 24時間×365日の混雑の判定

○ ローカル予測A



○ ローカル予測B



混雑	見逃し	空振り	混雑 当たり	非混雑 当たり
予測A	415	201	756	16148
予測B	186	478	599	16257

- ヒートマップでは、SCUCの段階での混雑の予測の正解（黄）、見逃し（青）、空振り（赤）の24時間×365日の分布を示す。
- 昼間の時間帯において、予測AがPV発電を過小評価したことで混雑の見逃しの判定が発生する傾向がある。
- 昼間の時間帯において、7月～9月は両予測とも混雑発生を正しく判定している。
- 各予測の特徴は予測の選択につながる。

⑤ ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発

22

- 制御特性関数(以下PVCF:PV output Control Function)とは各太陽光発電所(以下PV)制御を行う時にその制御指令値を求める関数である。
- 本手法は過去のPVの実測データを用いて制御特性関数を作成、数多くのデータの収集により、PVCFの改善可能。
- 2018年度データから制御特性関数(PVCF)を作成し、2019年度データで検証および諸考察を実施。

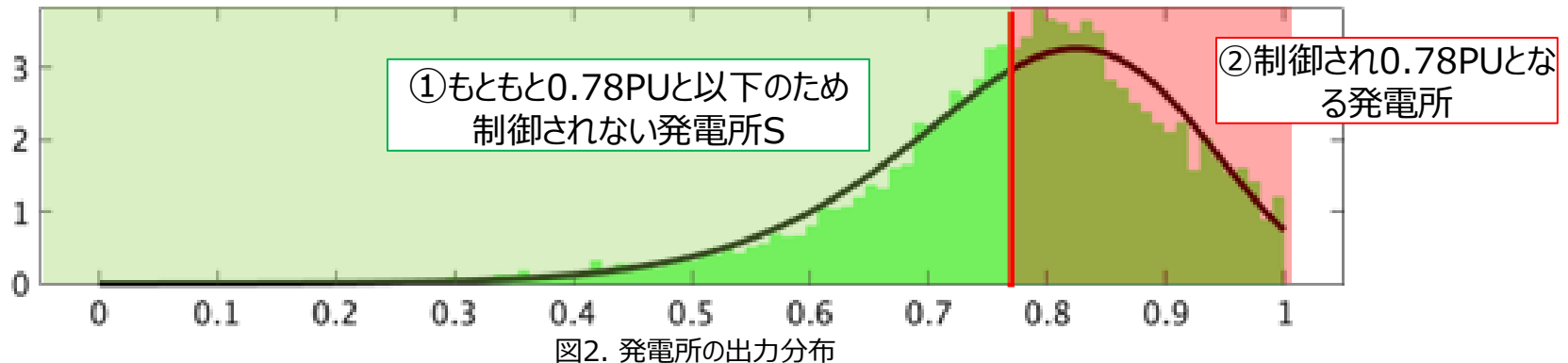
⑤ ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発

23

制御指令値と制御後のエリア出力が一致しない理由

- エリア出力0.80 PU
→ すべての発電所が0.80 PUではない
(図の分布関数)
- 制御指令値 0.78 PUに対し**制御される発電所**と**制御されない発電所**が存在する。

出力を0.78PUとしたい場合
制御指令値を0.78PUとすると……
②の発電所は0.78PUとなるが、①は
0.78PU以下
結果総和はエリア出力定格の0.78P.U以下となる。



制御指令値はこの目減り分を見越して各発電所に与える必要がある。

⑤ ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発

24

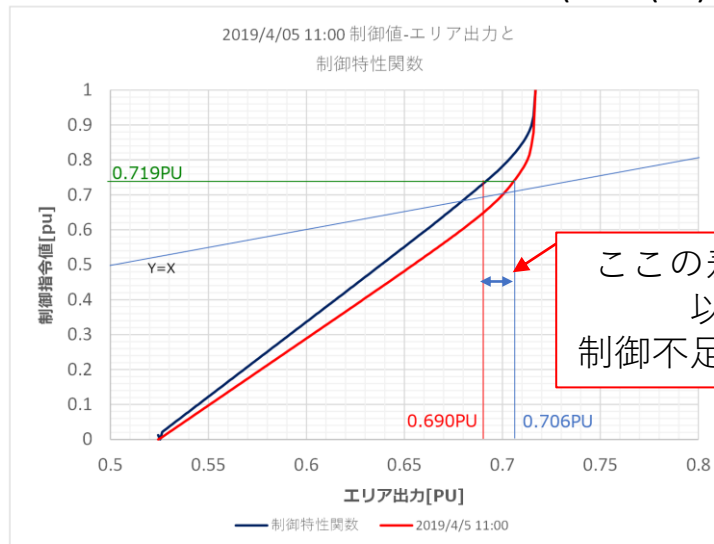
PVCF制御過多・制御不足の分類

- PVCFが各日のOCRFBと一致していることが望ましい。
- ずれがあっても制御過多場合サイドならば混雑は発生しない。

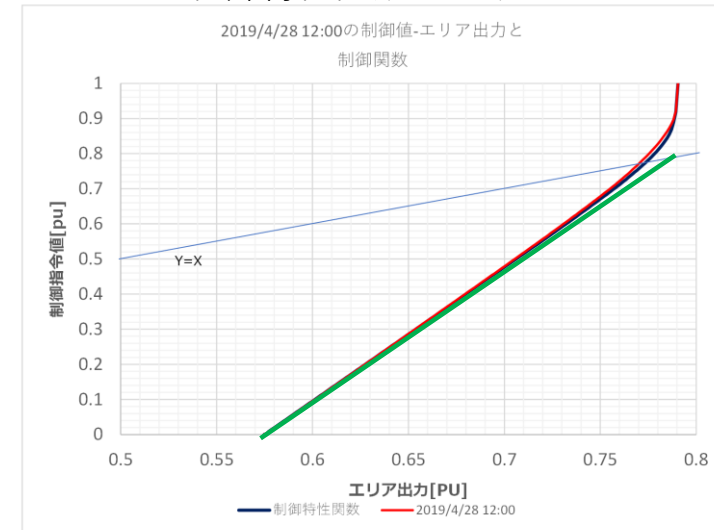
※ OCRF：各月・当該時刻の制御指令値と
エリア出力の関係式

OCRFB:pv Output control Reaction Formula

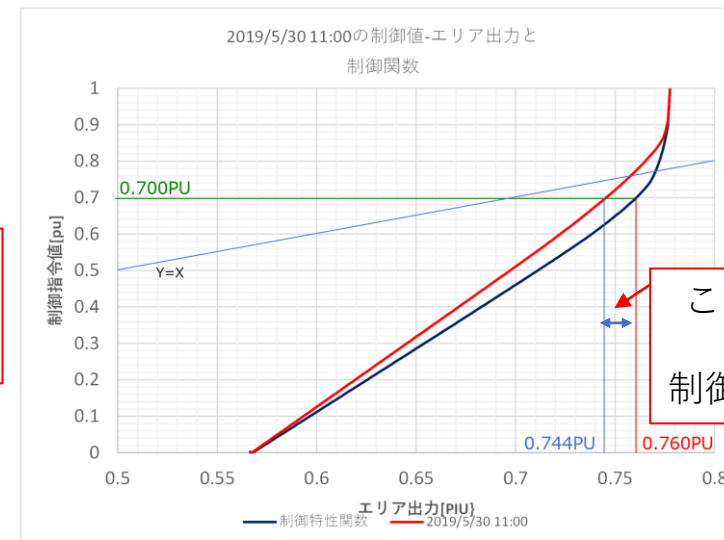
制御特性関数が制御不足(PVCF(青)が上)



制御特性関数が一致



制御特性関数が制御過多(PVCF(青)が下)



⑤ ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発

- 発電出力0.5PU以上を対象とし、PVCFの出力差0.02PUを境界とし、制御過多、制御不足の指令値の頻度を算出した。

表：制御不足、制御過多の制御指令値比率(境界0.02PU)

制御対象データ (2019年度)	PVCF作成 データ (2018年度)	出力PU制御不足サイド 目標より0.02PU 比率(%)	出力PU制御過多サイド 目標より0.02PU 比率(%)
佐京500kW以上制御	佐京地区	0.00	0.61
佐京50kW以上制御	佐京地区	1.40	1.41

- 今回の1ヶ年程度のデータ数による2019年度の年間シミュレーションでは、PVCFが制御不足側になるOCRfが存在する。

⑥ 既設システム改修

- 送電線の潮流予測に必要となる特高、配変単位のパVと風力発電量を算出するため、日本版C&Mシステムに連係する再エネ予測システムに機能追加を実施。

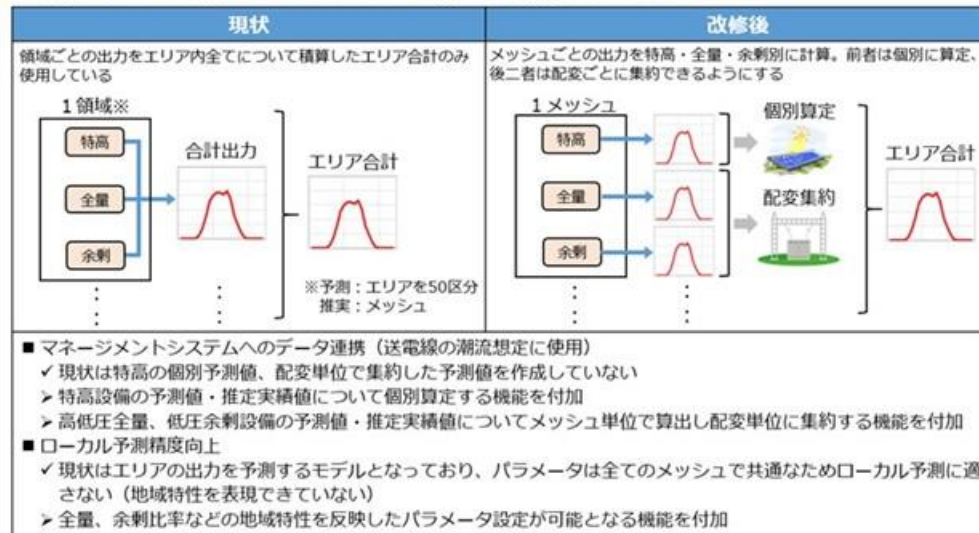
○ 再エネ予測の改修内容

	現状	改修後
PV予測精度向上	エリア内全てで積算したエリア合計のみ	メッシュごとの出力を特高・全量・余剰別に計算。前者は個別に算定、後者二者は配変毎に集約。
WF予測精度向上	東京エリアの一括予測	「特高設備」、「特高設備以外は配変単位に集約」を1グループとし、9グループで予測。

2-1. 再エネ予測システム (PV予測精度向上)

48/51

- 送電線の潮流予測に必要となる特高、配変単位のパV発電量を算出（予測、推定実績）し、日本版C&Mシステムに連携する機能追加を行う

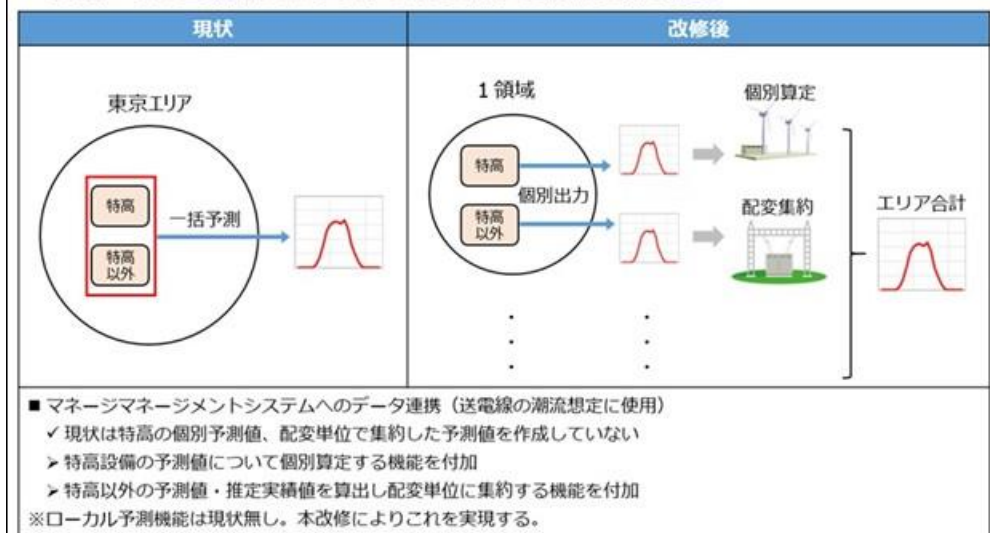


図の再使用・無断複製・転載禁止 研究開発項目【1】-1 日本版C&Mシステムを実現する再エネ予測システムの開発関係者限り

2-2. 再エネ予測システム (WF予測精度向上)

49/51

- 送電線の潮流予測に必要となる特高、配変単位のパVと風力発電量を算出（予測、推定実績）し、日本版C&Mシステムに連係する機能追加を行う



図の再使用・無断複製・転載禁止 研究開発項目【1】-1 日本版C&Mシステムを実現する再エネ予測システムの開発関係者限り