

低炭素社会の実現に向けた  
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく  
イノベーション政策立案のための提案書

技術普及編

**再エネ出力の不確実性を考慮した  
電源運用計画モデルに関する研究**  
—蓄電池導入による発電費用低減策のケーススタディー—

平成29年3月

**A Study on Operation Planning Models of Power Generation System Taking  
into Consideration the Uncertainty in Renewable Power Generation:  
A Case Study on a Cost Reduction Measure by Introducing Battery Storage Systems**

Strategy for Technology Dissemination

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies

**国立研究開発法人科学技術振興機構  
低炭素社会戦略センター**

LCS-FY2016-PP-15

## 概要

再生可能エネルギー電源（以下、再エネ電源）出力の不確実性に対応する調整力を考慮した電源運用計画モデルを用いて、再エネ電源出力の予測精度改善と蓄電池（NAS 電池）導入による発電費用の削減効果を分析した。予測精度改善や NAS 電池導入は、ベース電源比率の増加を通じて、発電コスト削減に寄与するという定量的な結果が得られた。再エネ電源大量連系時の電力コスト削減の点から、今後、従来電源以外の調整力資源（蓄電池、電気自動車やエコキュートなど電力需要の能動化（デマンドレスポンス（DR））、水素など）の組み合わせの制御手法、および再エネ電源出力予測と需給制御を組み合わせた制御手法の開発が必要である。

## Summary

This report studied the generation cost impact of forecasting accuracy improvement and battery storage system in power systems with large-scale renewable integration using power system operation models. The model results show that the forecasting accuracy improvement and battery storage system could make lower the on-line capacity of partial-load oil-fired and gas-fired power generation units and make the base load power generation units more utilized. This has negative impacts on the yearly power generation cost as well. These results imply that, studies on controlling a variety of flexibility resources in an integrated way, e.g. conventional power generation unit, battery storage system, demand response and hydrogen, are needed combined with renewable power forecasting from a viewpoint of power generation cost reduction.

## 目次

### 概要

1. 提案の背景と目的.....	1
1.1 背景.....	1
1.2 目的.....	3
2. 電力系統の計画と運用、予測技術.....	3
2.1 電力系統の需給運用の仕組み.....	3
2.2 再エネ出力予測.....	4
3. 再エネ出力予測誤差改善と NAS 電池導入による発電費用の削減効果の分析.....	5
3.1 対象エリアと検討ケース.....	5
4. 政策立案のための提案.....	10
参考文献.....	10

## 1. 提案の背景と目的

### 1.1 背景

固定価格買取制度（フィードインタリフ制度）の導入以降、我が国でも、再生可能エネルギー電源（以下、再エネ電源）の普及が進んでいる。2016 年 3 月末の累積導入量は太陽光発電 32.9GW、風力発電 3.08GW である。政府の長期エネルギー需給見通し[1]では、全国で 2030 年度時点で太陽光発電 64GW、風力発電 10GW の導入量が設定されている。2030 年度の発電電力量に占める割合はそれぞれ太陽光発電 7%程度、風力発電 1.7%程度と小さいが、最大電力<sup>1)</sup>に占める割合は大きい（電力 10 社計の最大電力の 2015 年度実績は 154GW）。

太陽光発電や風力発電は、出力変動が大きいいため、電力系統に将来大量に普及した場合、余剰電力の発生や周波数調整力の不足など系統の需給運用上の問題が発生することが指摘されており、この課題解決のために、連系線の活用や増強、再エネ電源の出力制御、揚水発電や蓄電池（NAS 電池）の利用、電気自動車やエコキュートなど電力需要の能動化（デマンドレスポンス（以下、DR））など様々な方策の検討や研究開発が行われている。DR とは、電力系統側から通知される DR 信号に応じて、需要家が需要側機器の電力消費パターンを変更することによって、電力系統の需給調整に参加し、電力系統全体のコスト削減や供給信頼度の維持を図る新しい電力需給管理手法である。

図 1-1 は、2016 年 5 月 4 日の九州電力管内のエリア需給状況である[2]。なお、九州電力管内の 2016 年 9 月末時点の接続済み連系量は、太陽光発電が 641 万 kW、風力発電が 49 万 kW であり、電力会社 10 社のうち、最も再エネ発電比率が高い。同図を見ると、昼間の再エネ電源の出力増加に対応するため、揚水式発電の動力運転の時間帯を従来の夜間から昼間へ変更すると共に、昼間に火力発電の出力を抑制することで需給バランスを維持している。将来、再エネ電源の連系量がさらに増加すれば、火力電源や揚水式水力だけでなく、再エネ出力制御や蓄電池、DR など他の調整資源を使って需給バランスの維持を図る状況になる可能性がある。

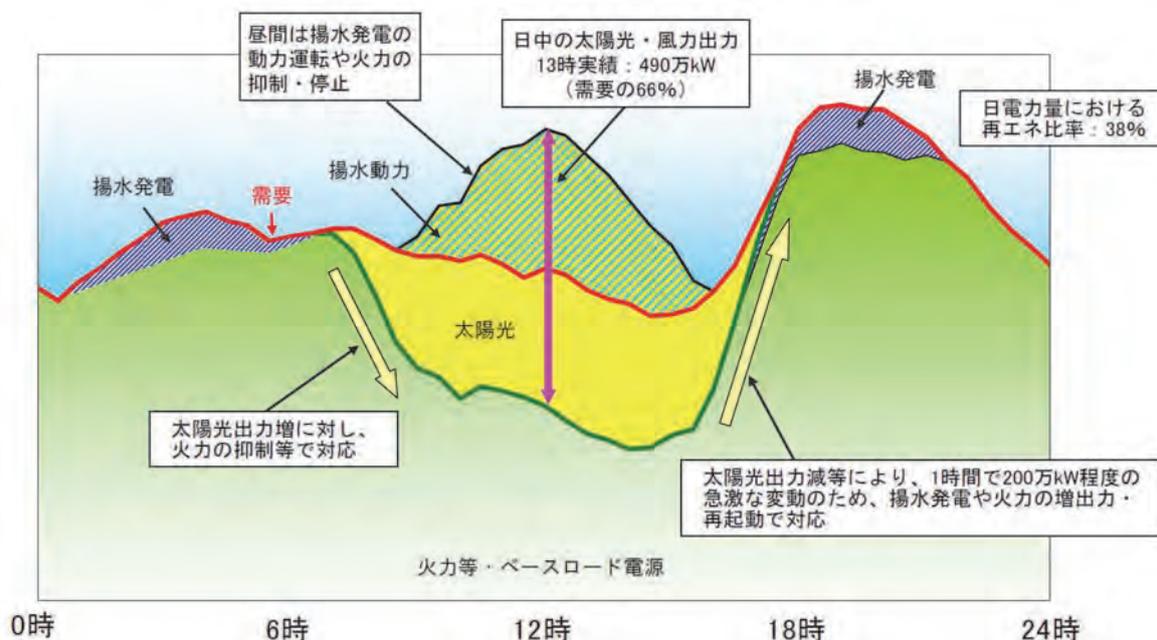


図 1-1 九州電力管内の需給バランス実績(2016 年 5 月 4 日) [2]

<sup>1)</sup> ある年における日本全体の電力需要（1 時間毎）の最大値。

図 1-1 は需給実績であるが、再エネ電源の出力予測は完全ではなく、予測値は予測誤差を伴うため、前日や当日の需給計画段階で、再エネ出力の予測誤差や時間内変動に柔軟に対応するための需給調整力を確保しておく必要がある。例えば、昼間の再エネ電源出力が予測値よりも大きい場合あるいは小さい場合に備えて、上げ代と下げ代の調整力を準備する。図 1-2 は風力発電の事例であり、翌日の平均予測誤差は約 10% であるが、45%–51% と予測が大外れする場合はまれにある[3]。再エネ電源の出力予測誤差が大きければ、部分負荷運転の火力電源などの需給調整力をより多く用意する必要がある（図 1-3）。経済的な需給運用を実現するためには、予測精度の向上を図ると共に、供給信頼度維持と経済性を勘案した調整力確保が求められる。

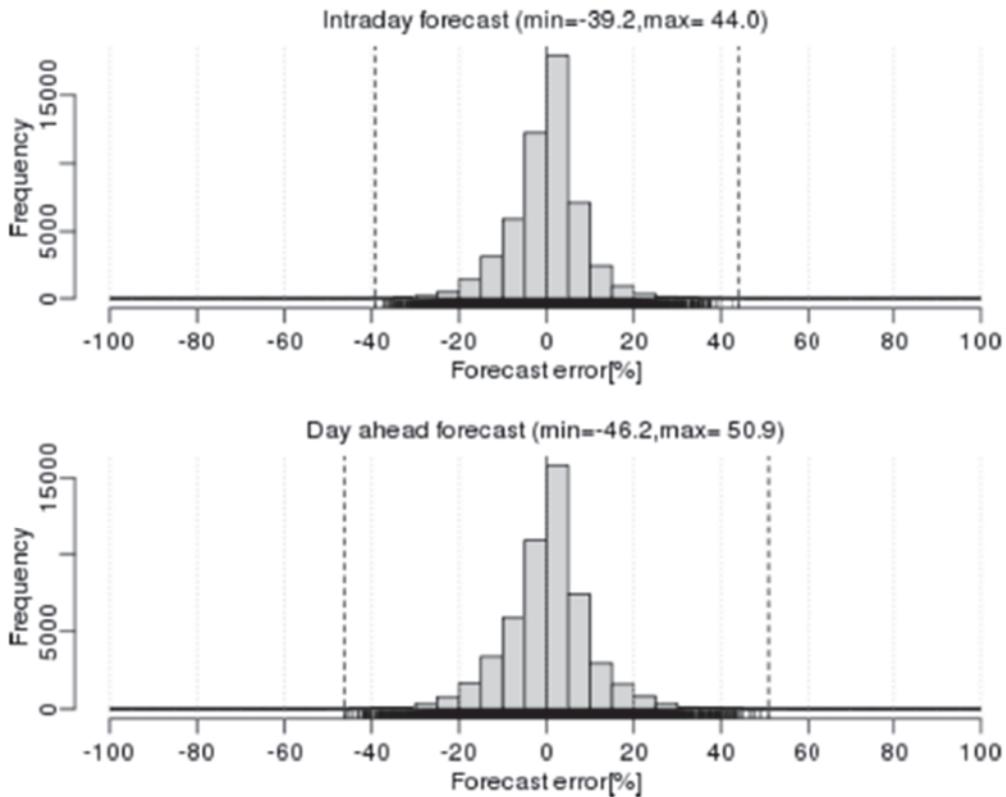


図 1-2 東北電力管内のエリア風力発電出力の予測誤差分布(上：当日予測、下：翌日予測) [3]

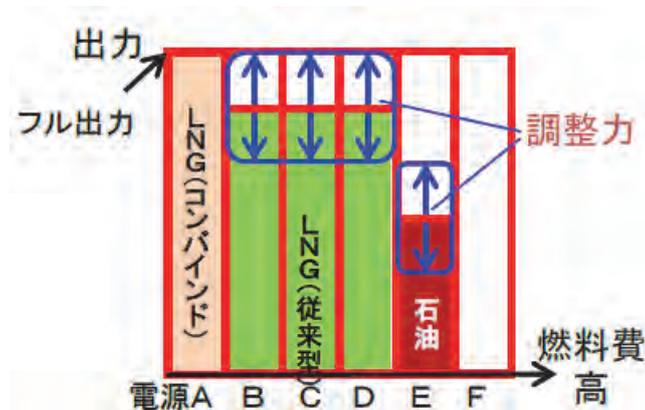


図 1-3 調整力確保のために調整した発電計画 [4]

政府は、DR を活用して、ピークカットによる需給逼迫の解消や火力発電の設備効率の向上につなげるため、「ネガワット取引に関するガイドライン」[5]を策定し、2013 年度より電力会社とアグリゲーター、需要家によるネガワット取引実証事業を行ってきた。一般送配電事業者が実施した 2017 年度分の周波数および需給バランスの調整に必要な電源等の公募結果では、需要家の DR の落札量は、周波数調整機能の具備を必須としない設備等稀頻度対応に活用する電源 I の募集量 132.7 万 kW に対して、東京電力パワーグリッド、中部電力、関西電力、九州電力の 4 社合計 95.8 万 kW であった。電源以外の調整力が、一般送配電事業者<sup>2)</sup>において初めて用いられた[6]。

## 1.2 目的

これまでの電力システムの計画、運用における最大の不確定要因は需要であったが、今後再生可能エネルギー発電の導入量とその出力変動はそれ以上の不確定要因となり、運用計画、ひいては設備計画に与える影響は大きい。将来、我が国の電力系統に再エネ電源が大量連系する状況に備えて、再エネ電源の予測誤差や変動に対応するために、需給バランスを維持する調整資源を増強する必要がある。課題は、どのような種類の調整資源をどの程度確保すればよいかを、各資源のコストや調整スピード、潜在量を勘案して評価することである。

本稿では、再エネ電源出力の不確実性に対応する調整力を考慮した電源運用計画モデルを用いて[7]、蓄電池の導入や再エネ電源出力の予測精度向上が、どの程度発電コスト削減に貢献するのかを評価する。

## 2. 電力システムの計画と運用、予測技術

### 2.1 電力システムの需給運用の仕組み

本章では電力システムの需給運用の仕組みや再エネ出力予測など本稿と関連する情報をまとめる。

図 2-1 は、年間～前日～負荷削減受け渡し時点までの、電力システムの電源計画・需給運用の各段階における制御手法や需要能動化手段を模式的に表した図である。年間・月間計画では、火力発電や原子力発電の補修計画や電力調達を通じて電源を確保する。次いで、週間計画では、週単位での需要予測や再エネ電源出力予測に基づき、電源の週間運用（揚水式水力含む）を決める。前日段階では、翌日の需要予測や再エネ電源出力予測に基づき、需給バランスを維持する調整力を確保した上で火力電源の起動停止計画が決定され、この前日計画が当日の需給運用のベースとなる。当日運用では、（必要があれば）起動停止計画を修正すると共に、運転コストが最小になるように 10 分程度の需要変動に対して運転中の電源の出力調整が行われる（経済負荷配分制御と呼ばれる）。さらに短い秒単位～分単位の需要変動に対しては、系統安定化を図るために、周波数制御やガバナフリーで出力調整が行われる。

従来の随時調整契約では大口需要家が対象であるが、ネガワット取引では、アグリゲーター<sup>3)</sup>を対象とすることが特徴である。

<sup>2)</sup> 供給エリア内の送電線や変電所、配電網、電力量計などを建設・維持・運用し、各発電所で作られた電力を各消費者の電力量計に届ける事業を行う。電力の需要と供給が常にバランスするように需給調整を行う役割を持つ。

<sup>3)</sup> 複数の需要家の節電量（ネガワット）を取りまとめる仲介業者。

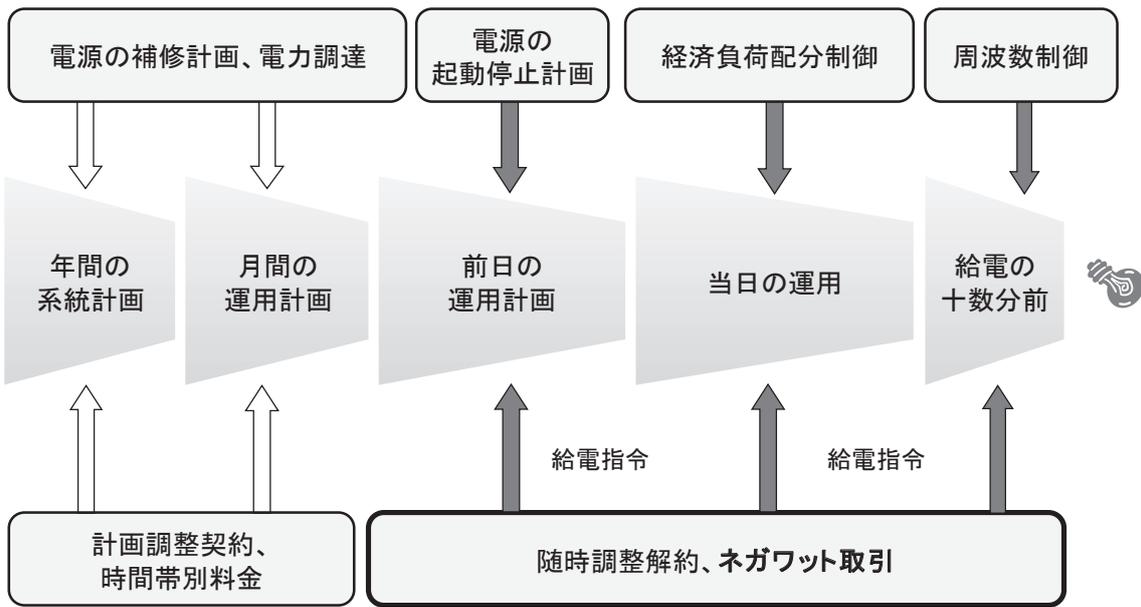


図 2-1 各時間断面での電力系統の電源計画・需給運用の仕組み

## 2.2 再エネ出力予測

再エネ電源の出力予測は完全ではなく、予測値は予測誤差を伴う。再エネ電源の出力予測誤差と調整力は表裏の関係にある。再エネ電源の出力予測誤差が大きければより多くの調整力を用意する必要があるため、予測精度の向上は経済的な需給運用を実現する上で重要である。

数値気象モデルや衛星画像に基づく予測、統計分析モデルなど様々な手法を用いて[8]、太陽光発電・風力発電の出力予測が実用化あるいは研究されており、10 数分前から 1 時間先、数時間先、翌日、週間など予測時間に応じて適切な手法を用いる必要がある。例えば、図 2-2 は米国における様々な予測手法による太陽光発電の予測誤差 (RMSE(Root Mean Square Error)) の結果であるが、予測誤差の基準となる持続モデル (persistent measured : 緑色) と比べると、5 時間先までは、衛星画像に基づく予測 (cloud motion smoothed : 黄色) の予測誤差が最小で、5 時間先以上になると数値予報モデル (NDFD, national digital forecast database : 紫色) の予測精度が最小である。従って、前日計画については数値気象モデルが、当日の需給計画修正については衛星画像予測が有効である。また、図から、予測時間が長くなるにつれて予測誤差が拡大することが分かる。実際、日本における風力発電と太陽光発電の出力予測誤差の評価事例でも[3][9]、1 時間前/当日予測よりも翌日予測の予測誤差が大きくなっている (表 2-1)。

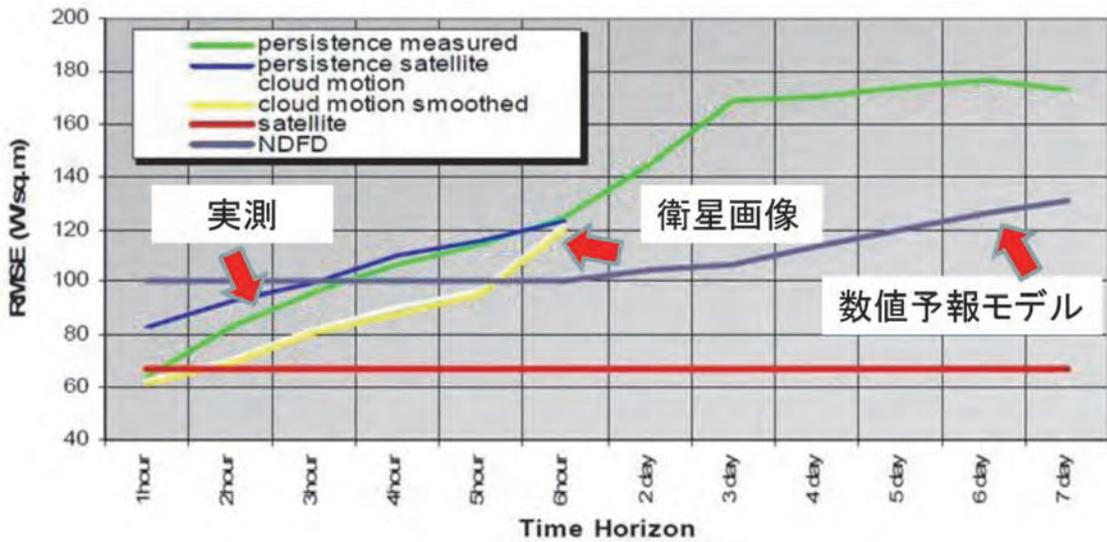


図 2-2 太陽光発電の予測手法とその予測誤差（米国の事例）[8]

表 2-1 我が国における風力発電と太陽光発電の出力予測誤差の評価事例 [3][9]

		風力発電 (東北電力)	太陽光発電 (9 電力会社)
予測手法		数値気象シミュレーション(統計モデルによる予測誤差補正あり)	・数値気象シミュレーション ・衛星画像に基づく予測
予測誤差結果	翌日予測	9.5%	6.6% ~ 10.0% (平均 8.4%)
	1 時間前/ 当日予測	<5% (1 時間前), 7.8% (当日)	3.9%~7.3%(平均 5.5%) (1 時間前)

注意：風力発電の場合は定格発電容量で、太陽光発電の場合は基準日射量 1000W/m<sup>2</sup>で予測誤差を規格化した。

### 3. 再エネ出力予測誤差改善と NAS 電池導入による発電費用の削減効果の分析

#### 3.1 対象エリアと検討ケース

再エネ電源出力の不確実性に対応する調整力を考慮した電源運用計画モデルを用いて[7]、再エネ出力予測誤差改善と NAS 電池導入による発電費用の削減効果を分析した。本モデルは、電源容量や調整資源量を所与として、調整力の確保コストと使用確率を勘案して、電源の燃料費・起動費の合計値を最適化する。本稿では、再エネ電源出力の不確実要因として、再エネ電源の出力予測誤差分布を陽に考慮した。これにより、予測誤差を改善することによるコスト抑制効果が定量化できる。2 章で説明したように、時間領域（時間単位、サブアワリーなど）によって予測誤差が異なるが、本稿では再エネ電源出力の前日予測誤差分布のみを考慮した。

再エネ賦存量が多いある電力供給エリアを対象として、2012 年度の電力需要実績データ、および太陽光発電と風力発電の連系容量を 5.8GW、2GW と仮定した太陽光発電と風力発電の出力データを用いた（図 3-1）。同エリア内のウィンドファーム 19 地点の 2012 年度の発電実績データ（1

時間値) [10]および同エリアの 20 気象官署地点の 2012 年度の日照時間・気温・降水量の 10 分実績値データから推定した同エリア内の太陽光発電の時刻別発電データを用いた。この連系量の場合、電力需要に対する太陽光・風力発電量を合計した再エネ電源比率(日単位)は年平均 13%で、最大は 29% (晴れで風が強い 5 月休日)、最小は 3% (降雪があり風が弱い 2 月平日)であった。

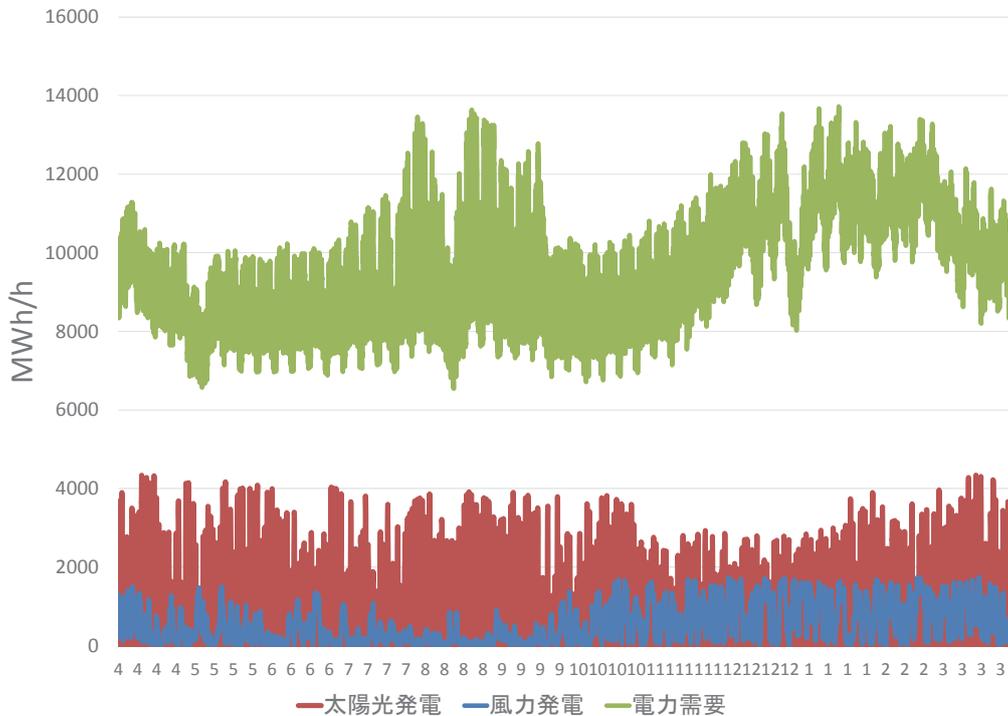


図 3-1 電力需要と太陽光発電出力、風力発電出力の 1 時間値データ  
(太陽光発電・風力発電連系量 5.8GW,2GW) ※横軸の数値は月。

再エネ出力予測誤差改善と NAS 電池導入が電源運用とコストへ与える影響を評価するため、表 3-1 の 3 つの分析ケースを設定した。

Case A は再エネ電源が大量連系し、前日の再エネ電源出力の予測誤差(%)が現状値[3][9]のままの場合である。予測誤差に対応する長周期変動の調整電源として、火力電源と揚水式水力を仮定した。Case B は前日の予測誤差が現状値の半分に改善すると仮定した場合である。長周期変動の調整電源として火力電源と揚水式水力を仮定した。Case C は、前日の再エネ電源出力の予測誤差は現状値のままとし、火力電源と揚水式水力に加えて、NAS 電池を長周期変動の調整電源として利用する場合である。NAS 電池の導入容量はパラメータ変数とし、2GW と仮定した。

表 3-1 分析ケース

	再エネ電源出力の 前日予測誤差	長周期変動の調整電源
Case A	現状値 (風力: 9.5%, 太陽光: 8.4%)	火力電源, 揚水式水力
Case B	現状値より半減	火力電源, 揚水式水力
Case C	現状値	火力電源, 揚水式水力, NAS 電池(2GW)

モデル分析結果として、春季休日（再エネ比率：高い<sup>4)</sup>）における Case A—Case C の前日時点の電源運用計画を図 3-2 に示す。運用計画は、前日段階の再エネ出力誤差に対応する調整力を各時刻で確保している。横軸は時刻（1 時間刻み）、縦軸は発電電力量（MWh/h）である。当該時刻の発電ユニット単位の発電電力量（棒グラフ）を種類毎に色分けしており、下から、一般水力・地熱発電（白色，凡例：OTHERS）、原子力（淡紫色，凡例：NU1-NU4）、石炭火力（黒色，凡例：COAL1-COAL16）、ガス複合発電（黄色，凡例：LNGCC1-LNGCC6）、従来ガス火力（オレンジ色，凡例：LNG1-LNG7）、石油火力（赤色，凡例：OIL1-OIL9）、揚水発電（水色，PUMP1-PUMP3）、NAS 電池・放電モード（紫色，凡例：BES(NAS))、風力発電（緑色，凡例：WIND）、太陽光発電（ピンク色，凡例：PV）である。点線は電力需要（凡例：DEMAND）、実線は揚水用動力量と NAS 電池の蓄電量の合計値（凡例：STORAGE）である。昼間の発電電力量の合計値（棒グラフ）が電力需要（点線）を超えているが、この余剰電力を揚水用動力量と NAS 電池の蓄電量の合計（実線）で吸収する。

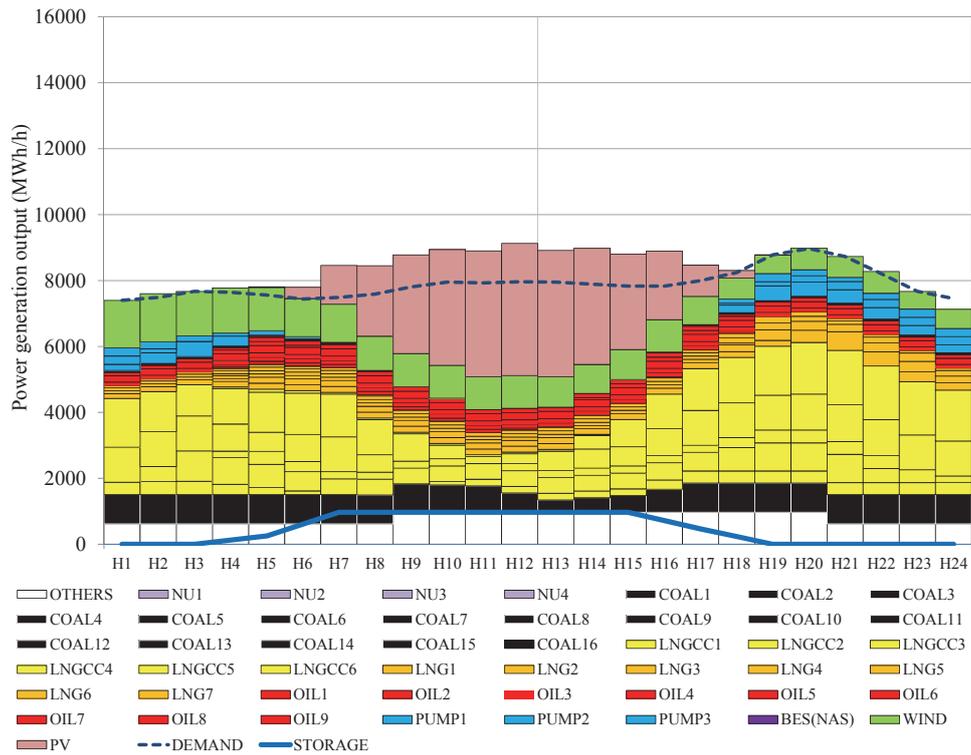
調整力の供給源が火力電源と揚水式水力の場合（Case A）、図 1-3 に示したような、石油火力や従来ガス火力・ガス複合発電など火力電源の部分負荷運転により予測誤差分布に対応する調整力を確保する必要がある。部分負荷運転する火力ユニット数が増えると、各ユニットの最低負荷量<sup>5)</sup>の合計値も増えるため、電力の需要量と発電量をバランスさせる点から、原子力発電は選択されない結果となった（図 3-2(a)）。火力電源の部分負荷率であるが、例えば、ガス複合発電の午前 11 時断面の平均負荷率は 39%であった。再エネ電源の余剰電力は揚水用動力（実折れ線）で吸収し、夜間に揚水発電（水色の棒グラフ）を行う。なお、本モデルでは、連系線を通じたエリア間の調整力の活用を考慮していないが、これを考慮すれば、解が異なる可能性があることに留意されたい（例えば、原子力の起動ユニット数が増える）。

次に、再エネ電源出力の予測誤差が現状値の半分に改善した場合であるが（Case B）、予測誤差分布に対応する調整力必要量が減るため、部分負荷運転する石油火力や従来ガス火力・ガス複合発電の運転ユニット数が減り、代わって燃料費が安い石炭火力の発電量が増える結果となった（図 3-2(b)）。また、ガス複合発電の午前 11 時断面の平均負荷率は 45%であり、Case B では調整力必要量が減るため、上記の Case A の 39%と比べて負荷率が上昇する。

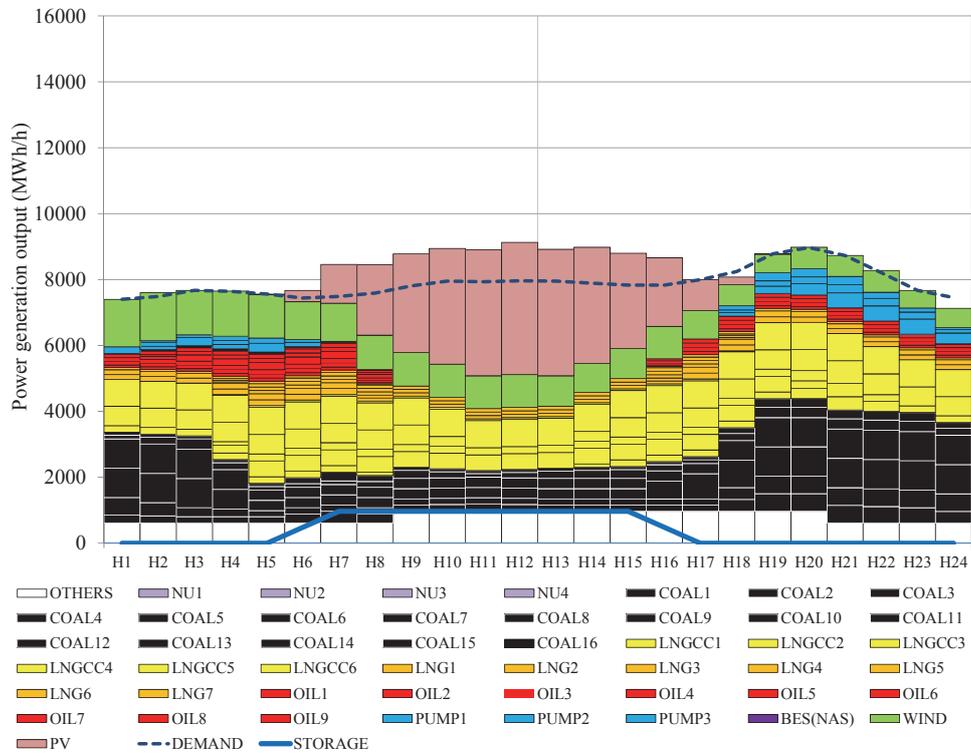
調整力の供給源として NAS 電池(2GW)を追加した場合（Case C）、NAS 電池の充電能力・放電能力を予測誤差分布に対応する調整力に使うことができるため、図 1-3 に示したような調整力を供給するための石油火力や従来ガス火力・ガス複合発電の部分負荷運転ユニット数が減り、石炭火力や原子力などベース電源の運転ユニット数が増える（図 3-2(c)）。ガス複合発電の午前 11 時の平均負荷率は 42%であり、Case C では火力電源が担う調整力が減るため、上記の Case A の 39%と比べて負荷率が上昇する。昼間の再エネ電源の余剰電力は主として NAS 電池の蓄電量（実折れ線）で吸収し、夜間に放電する（紫色の棒グラフ）。

4) 日単位の再エネ電源比率が 29%の場合。

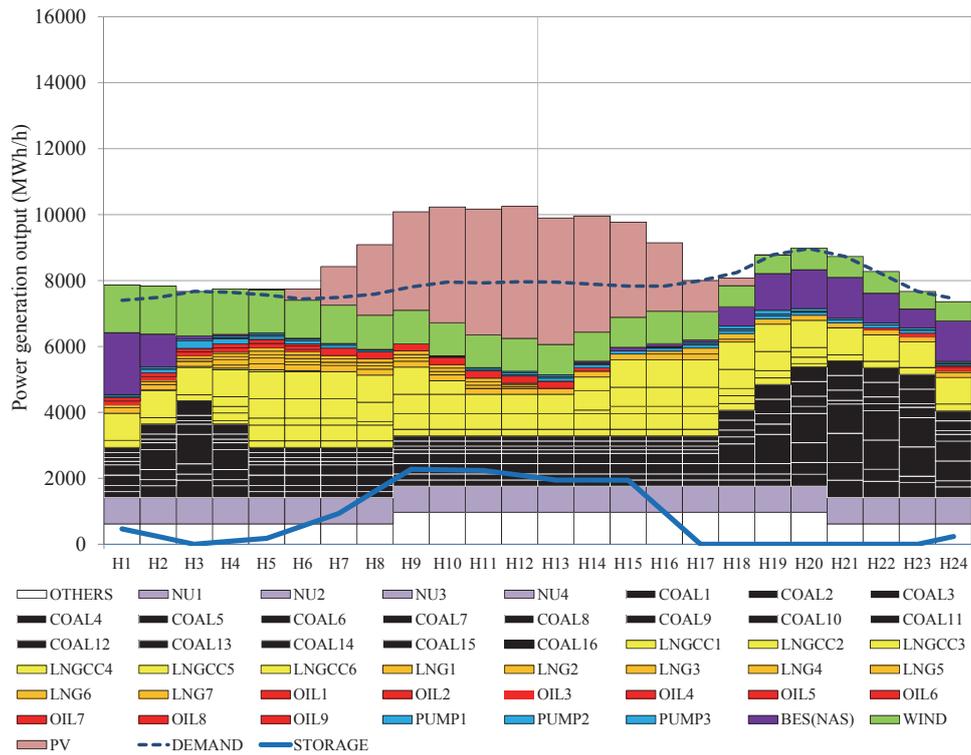
5) 発電ユニットの運転を維持できる発電出力の最小値。



(a) Case A (調整電源＝火力電源と揚水式水力)



(b) Case B (調整電源＝火力電源と揚水式水力、再エネ予測誤差半減)



(c) Case C (調整電源=火力電源と揚水式水力と NAS 電池 2000MW)

図 3-2 春季休日 (再エネ比率: 高い) の電力需給カーブ

各ケースの電源の燃料費・起動費の合計単価を図 3-3 に示す。再エネ電源やその他電源のコストは含まない。仮に再エネ電源出力の予測誤差が半減すると、主に燃料費が安いベース電源比率が上がるために、単価が 9.5 円(Case A)から 8.2 円(Case B)へ 14%減少する。一方、NAS 電池 2GW を導入すると(Case C)、前述したように NAS 電池の充電能力・放電能力を調整力に使うことができ、部分負荷運転の石油火力・ガス火力・ガス複合発電のユニット数が減り、石炭火力や原子力などベース電源の連系ユニット数が増えるため、発電単価が 9.5 円(Case A)から 6.9 円(Case C)へ 28%減少する。

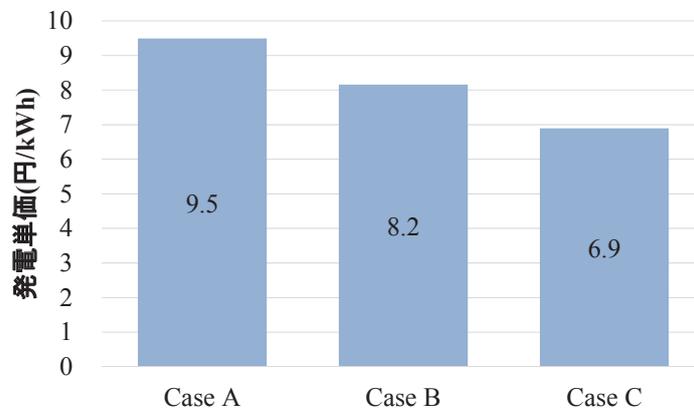


図 3-3 発電単価 (再エネ電源・その他電源コストを除く)

## 4. 政策立案のための提案

本稿では、我が国における電力系統の需給運用の仕組みや再エネ電源出力予測の現状を概説すると共に、再エネ電源出力の不確実性に対応する調整力を考慮した電源運用計画モデルを用いて、再エネ電源出力の予測誤差改善と NAS 電池導入による発電費用の削減効果を分析した。再エネ予測誤差改善や電源以外の調整力資源である NAS 電池の導入が、火力電源が担っていた調整力を減らすことにつながり、燃料費が安いベース電源比率の増加を通じて、14%–28%の発電コスト削減に寄与するという定量的な結果が得られた。

調整力を確保するため、従来電源以外の調整力資源として、蓄電池、DR、蓄熱、水素など様々な手段が検討されているが、電力コスト削減の点から、これらのリソースの組み合わせの制御手法や総合的な評価手法の開発が必要である。また、同様に、再エネ電源の出力予測は発電コスト削減に寄与することから、出力予測と需給制御を組み合わせた新しい制御手法の開発、およびその技術実証事業を今後の政策として提案したい。

## 参考文献

- [1] 長期エネルギー需給見通し, 経済産業省資源エネルギー庁  
<http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html> (2017 年 3 月 16 日アクセス)
- [2] 九州電力株式会社プレスリリース, “九州本土における再生可能エネルギーの導入状況と優先給電ルールについて”, 平成 28 年 7 月 21 日, [http://www.kyuden.co.jp/press\\_h160721-1.html](http://www.kyuden.co.jp/press_h160721-1.html) (2017 年 3 月 16 日アクセス).
- [3] 青木功, 谷川亮一, 早崎宣之, 松本光裕, 榎本重朗, “風力発電出力予測システムの開発と運用状況”, 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌), 133(4), 366-372, 2013.
- [4] “制度変更等に係る論点について”, 経済産業省 電力取引監視等委員会事務局, 平成 27 年 10 月 30 日, [http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_electricity/pdf/007\\_04\\_00.pdf](http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/007_04_00.pdf) (2017 年 3 月 16 日アクセス)
- [5] ネガワット取引に関するガイドライン, 経済産業省資源エネルギー庁  
<http://www.meti.go.jp/press/2016/09/20160901003/20160901003.html> (2017 年 3 月 16 日アクセス)
- [6] 日経新聞電子版 2017 年 2 月 3 日号.
- [7] M.Takahashi, R.Matsuhashi:”Modeling the Economics of Flexible Resource Capability in Power Systems with Large-scale Renewable Integration”, IEEE PES ISGT Asia 2016,(2016-11)
- [8] 大関崇, “太陽光発電の発電予測技術概要”, CEE ワークショップ「再生可能エネルギー発電導入のための気象データ活用」講演資料集, 東京大学エネルギー工学連携研究センター, 2014 年 3 月 25 日.
- [9] 経済産業省, “E. 太陽光発電出力予測技術開発実証事業”, 第 2 回 次世代電力供給システム分野に係る技術に関する施策・事業評価検討会 配布資料, 2013 年 12 月,  
[http://www.meti.go.jp/policy/tech\\_evaluation/c00/C0000000H25/141219\\_denryoku2/denryoku2\\_siryou2\\_4\\_5.pdf](http://www.meti.go.jp/policy/tech_evaluation/c00/C0000000H25/141219_denryoku2/denryoku2_siryou2_4_5.pdf) (2017 年 3 月 16 日アクセス)
- [10] 池上貴志, 片岡和人, 荻本和彦, 斉藤哲夫, “電力需給解析のための風力発電データの整備と風力発電の長周期出力変動の分析”, 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌), 134(3), 236-247, 2014.

---

低炭素社会の実現に向けた  
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく  
イノベーション政策立案のための提案書

技術普及編

再エネ出力の不確実性を考慮した  
電源運用計画モデルに関する研究  
ー蓄電池導入による発電費用低減策のケーススタディーー

平成 29 年 3 月

**A Study on Operation Planning Models of Power Generation System Taking  
into Consideration the Uncertainty in Renewable Power Generation:**

**A Case Study on a Cost Reduction Measure by Introducing Battery Storage Systems**

Strategy for Technology Dissemination,  
Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies,  
Center for Low Carbon Society Strategy,  
Japan Science and Technology Agency,  
2017.3

国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター

---

**本提案書に関するお問い合わせ先**

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター 客員研究員 高橋 雅仁 (Masahito TAKAHASHI)  
研究統括 松橋 隆治 (Ryuji MATSUHASHI)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ4階  
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273 E-mail : lcs@jst.go.jp  
<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2017 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。  
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。

---