

風力発電大量導入時の気象予測の不確実性による系統運用の経済性への影響分析

47136692 池田 創
指導教員 飛原 英治 教授

In case of integrating the renewable energy to electric power systems in large quantities, electric power system needs to possess enough capacities of battery and pumped-storage as resources of reserve. The capacity of reserve will increase to keep the balance between supply and demand of electric power compared with current capacity. Based on this background, we calculated EDC(Economic Load dispatch Control) planning with considering the constraints about LFC(Load Frequency Control) supply to retain the quality and the cost advantage of electric power. This paper reports the result simulating how to solve problems by supplying wind energy in large quantities as mentioned above, and how to estimate economic statuses influenced by the weather forecast accuracy and the storage battery operation.

Key words: Weather forecast, Reserve, Electric power system, Smart grid

1 はじめに

再生可能エネルギー（以下「再エネ」）の大量導入により、需給・系統上の制約から、その受入を留保する電力会社が続出したことは記憶に新しい。天候により出力変動が生じる再エネを電力系統に導入する場合、供給不足や余剰電源を生じさせない運用や経済性の確保などが課題となる。予備力は、電力供給信頼度確保のため系統運用者が保有し、待機予備力、運転予備力、瞬動予備力より構成されるが、現状の電源構成を考慮した目標値は、各電力会社で最大需要の3~5%としている¹⁾。

一方、再エネの大量導入が現実化した場合、それらの出力変動により上述の目標値以上の需給バランスを調整する電源、または、揚水発電や蓄電池などのエネルギー貯蔵設備を確保することが必要となる²⁾。

また、電力系統は負荷の周期変動に対し、発電機の出力を制御し需給バランスを保ち、基準周波数を維持しており、10数分までの周期成分を負荷周波数制御 (load frequency control : LFC)、それ以上の周期成分を経済負荷配分 (economic load dispatch control : EDC)³⁾と呼ぶが、LFCでは電力の品質が、EDCでは経済性が得られるよう最適調整を行なう必要がある。

山本ら⁴⁾は、再エネ大量導入による発電コスト及び二酸化炭素の排出量等の環境へ及ぼす影響を評価するために、年間を通した評価を行えるツールとして LFC 調整力制約や火力発電の複数の運転モードを考慮した最適電源構成モデル (MM-OPG) を開発した。この MM-OPG モデルでは、火力の運転モードとして定格を含む部分負荷運転、バンキング (埋火)、プレヒーティング(ホットスタート、コールドスタート)、停止の5つのモードを定めており、部分負荷運転の効率低下についても考慮されている。

また、これを用いて太陽光発電・風力発電の導入について複数のパターンを設定し、全国における1年間の電源最適運用を検討の上、発電コストを試算している。

しかし、上記の研究では再エネの出力の不確実性について予備力を大きく設定することにより表現しているものの、出力は確定的に扱っており、予測の不確実性が電源に与えるコスト増大の影響は考慮できていない。しかし、系統運用の手順を考慮すると、気象予測を基に運用計画を策定し、

実際の再エネ出力の結果により、運用を適宜変化させながら「予測はずれ」に対応する必要があり、上記の方法よりもさらにコストがかさむ可能性が高いと考えられる。

これらの問題に対処するために、本研究では、予測外れへの対応費用を系統運用の追加的費用とみなし、その評価方法を提案する。具体的には系統運用計画を、再エネ出力の予測に基づいた計画から、火力発電の起動タイミングなど、運用上すぐには変えられない条件を考慮しつつ、予測出力と実際の出力との偏差に対応するシミュレーションを行ない、コスト増分を算出する。

本研究では、提案した追加費用の算出方法の一例として北海道地区を単独系統として対象とし、風力発電が電力系統に大量導入された場合を想定し、気象予報を用いて再エネの出力を予測し、電源構成モデルである MM-OPG モデルを電力系統運用モデルとして活用することにより、系統運用を1週間分シミュレーションした結果を示す。予測精度の差による蓄電池の必要量、経済性についても検討を行なった。

2 気象予報を考慮した系統運用モデル

2.1 系統運用モデル

対象地域としては北海道を想定した。この理由としては、風況が良く風力発電の稼働率が高い点、需要規模がそれほど大きくないため、需給変動による影響が大きい点の2点が挙げられる。対象期間は、2013年9月11日~9月17日とした。需要データは、北海道電力が発表している北海道全体の電力需要データ(ピーク4410MW)を用いた。式(1)~(12)に本研究で用いた目的関数及び制約式を示す。目的関数を運用コストの最小化とし、最適な運用計画を行なうのに必要な需給制約、予備力制約、負荷追従制約、及びLFC調整力制約を定義している。

[目的関数]

- ・トータルコストの最小化

$$TC = \sum_{GA} v_{atc} \cdot POW + \sum FUELUSE \cdot pfuel \quad (1)$$

[制約条件]

- ・需給制約

$$\sum X - S = LOAD \quad (2)$$

- ・蓄電池の最大放電可能量

$$bup \leq bcapa \cdot 0.95 \quad (3)$$

$$bup \leq INVA + bcharge - bdischarge \quad (4)$$

- ・蓄電池の最大充電可能量

$$bdown \leq (bcapamax - bcapa)/0.95 \quad (5)$$

$$bdown \leq INVA - bcharge + bdischarge \quad (6)$$

- ・上向き予備力制約

$$\begin{aligned} & \sum (1 - pltuse) \cdot OPKW + (1 - pltuse) \cdot CAP + bup \\ & \geq (1 + delta) \cdot Load + (Wind \cdot delta_w) \end{aligned} \quad (7)$$

- ・下向き予備力制約

$$0.3 \cdot \sum (1 - pltuse) \cdot OPKW + (1 - pltuse) \cdot CAP + bdown \leq (1 - delta) \cdot Load - (Wind \cdot delta_w) \quad (8)$$

- ・上向き負荷追従制約

$$X_{T+1} < (1 + flwupr) \cdot X_T + X_{ph} \cdot 0.3 \quad (9)$$

- ・下向き負荷追従制約

$$X_{T+1} > (1 - flwlwr) \cdot X_T \quad (10)$$

- ・LFC 調整力制約

LFCUP =

$$\sqrt{(Load \cdot 0.0113)^2 + (Wind \cdot 0.15)^2 - (Load \cdot 0.01)^2} \quad (11)$$

- ・必要 LFC 調整力制約

$$LFCUP \leq \sum OPKW \cdot lfcsupport + S \cdot lfcsupport \quad (12)$$

ただし、 TC : 運用コスト、 $varc$: 電源可変比単価、 POW : 総発電量、 $FUELUSE$: 燃料消費量、 $pfuel$: 燃料単価、 X : 各発電方式の1時間の発電量、 S : 揚水式水力発電の動力、 $Load$: 1時間の北海道全体の電力需要、 bup : 蓄電池の最大放電可能量、 $INVA$: 蓄電池容量、 $bdischarge$: 蓄電池の放電量、 $bcharge$: 蓄電池の充電量、 $bcapa$: 蓄電池の容量、 $bdown$: 蓄電池の最大充電可能量、 $bcapamax$: 蓄電池の設備容量、 $pltuse$: 所内率、 $OPKW$: 運転中設備容量、 CAP : 揚水式水力発電の設備容量、 $delta$: 予備力係数、 $delta_w$ は風力予備力係数、 $Wind$: 風力出力、 $flwupr$: 一時間で遷移可能な上げ代の割合、 X_{ph} : 各電源におけるプレヒーティング状態の量、 $flwlwr$: 一時間で遷移可能な下げ代の割合、 $LFCUP$: 必要 LFC 容量、 $lfcsupprt$: 出力量に対する LFC 調整力の割合とする。

2.2 気象予報を考慮した風力発電

今回対象とする気象データとしては、気象庁が発表している気象予報データ及び AMeDAS によって観測された各地点の風速の実績値を用いた。気象予報データは、気象庁が発表している3時間ごとのデータのうち、北海道の主要な場所である、稚内、旭川、網走、北見、釧路、根室、帯広、室蘭、札幌、函館の10箇所を抽出し使用した。気象予報データは風速予測の4段階評価を中間値(1、4、8、13m/s)に換算し、風速数値データに変換した。AMeDASのデータは、気象予報との比較を行なうために、気象予報と同様に10箇所のデータを用いた。また、気象データの期間としては、9月11日~9月24日までの2週間データを用いた。運用期間より1週間多いのは、計算時点から1週間先までの予報を用いて計算を行なっているためである。以上のデータを下記の式に代入して風力出力を積算した。

$$Wind = 0.5 \cdot \rho \cdot V^3 \cdot \eta \cdot S \quad (13)$$

ここで、 ρ : 空気密度、 V : 風速、 η : 総合発電効率、 S : 受風面積である。

また、気象予報精度による影響を調べるため、今回実測データと予報データの差を2分の1倍にした予報調整1デ

ータと実測データと予報データの差を5分の1倍にした予報調整2データを作成し、これに実測データを用いた完全に気象予測を予見できる場合を加え、計4ケースについてシミュレーションを行なった。⁴⁾

2.3 蓄電池と揚水発電の取り扱い

気象予報に基づいた発電量は、実測に基づく発電量と差異が生じる。このため本研究における系統運用では、半日ごとに予報データを実測データに置き換えてシミュレーションを実施し、運用計画の時間の経過を模擬した。運用計画の中では、SOC(State Of Charge)を用いて制約を設けており、蓄電池と揚水発電に関しては、1日目の1時及び7日目の24時において80%または50%としている。ただし、最後の半日間のみ7日目の24時ではなく14日目の0時にSOCを80%または50%としている。また、完全予見を用いた運用では、半日ごとに運用を見直す必要がないため、SOCの制約については、1日目の1時及び7日目の24時において80%または50%のみとしている。

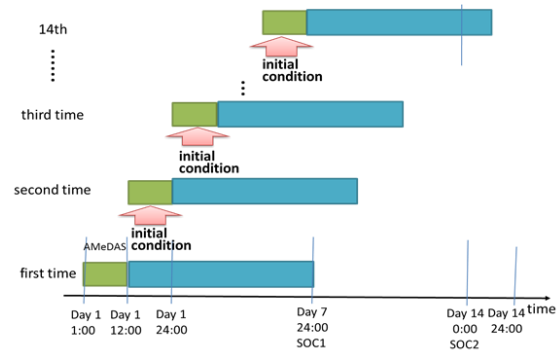


Fig.1 Operation batteries and pumped storage, thermal power generation

3 気象予報を考慮した系統運用シミュレーション

3.1 蓄電池の容量が30000MWhの場合における系統運用シミュレーション

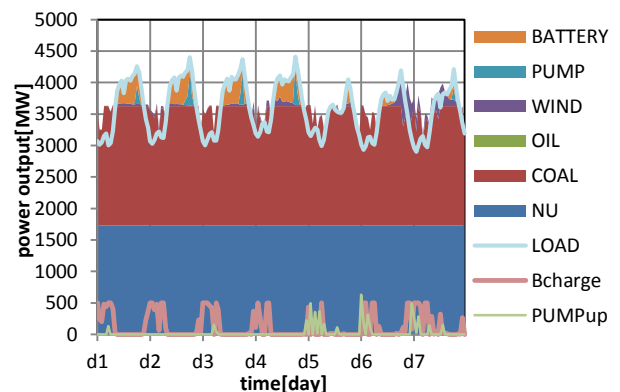


Fig.2 Electric power systems operation using AMeDAS

発電ラインナップは、風力発電導入量を1000MW、蓄電池の設備容量を30000MWhとしている。その他の電源に関しては北海道電力に実在する電源を想定し、原子力発電の設備容量を2000MW、石炭火力の設備容量を2200MW、

石油火力の設備容量を 1900MW、揚水発電の発電量を 1000MW(ただし、連続可能稼働時間を 6 時間とする)としている。風力データが AMeDAS によって観測されたデータの場合、気象予報を用いた場合、予報調整 1 データを用いた場合、予報調整 2 データを用いた場合の 4 パターンにおいてシミュレーションを行なった。それぞれの運用結果について Fig.2~Fig.4 に示す。

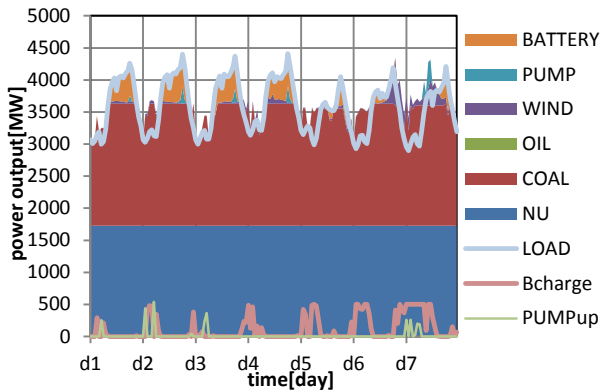


Fig.3 Electric power systems operation using forecast

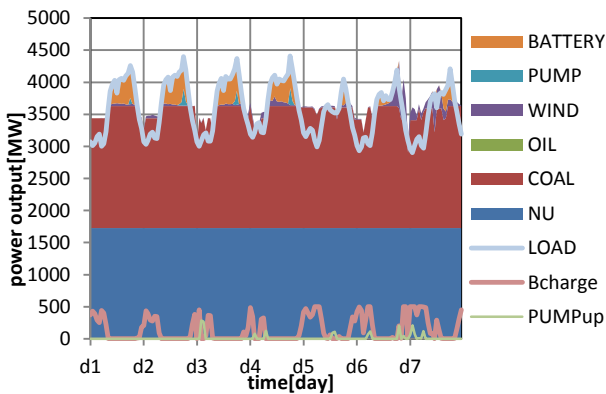


Fig.4 Electric power systems operation using forecast adjustment 2

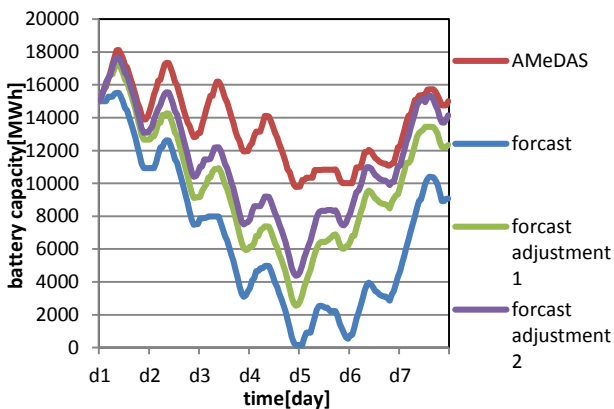


Fig.5 Battery operation in max capacity 30000MW(SOC50%)

これらの結果は、予報精度の良い順から、完全予見(Fig.2)、予報調整 2(Fig.4)、予報調整 1、気象予報(Fig.3)となっているが、予報精度が良いほど火力発電の急な出力変動が少

なく、全体を通してより平準化していることが分かる。これは、予報精度が良いほど、急な火力発電の立ち上げなどを少なくする効率的な運転が可能となったためと考えられる。また、これらの結果からは、揚水発電と蓄電池の運用がかなり異なることが分かる。蓄電池の運用を示した図を Fig.5、揚水発電の運用を示した図を Fig.6 に示す。

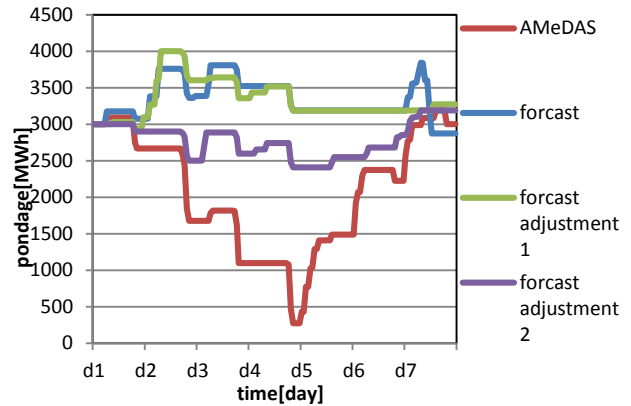


Fig.6 Pumped storage power generation operation (SOC50%)

Fig.5 の蓄電池の運用については、気象予報の時は蓄電池の最大貯蔵時が 15511MWh、最小貯蔵時が 156MWh であり、15355MWh の容量が必要であることが分かる。同様に蓄電池の必要容量は、予報調整 1 の場合は 14688MWh、予報調整 2 の場合は 13285MWh、完全予見の場合は 8340MWh となり、予報精度が良くなるほど蓄電池の必要容量が減るといった結果になった。これは、蓄電池には充放電時にそれぞれ電力ロスが生じる充放電ロスがあり、精度が良いほど、直前における急な風力発電の出力変動が少なくなり、充放電ロスがある蓄電池使用が不要となったためと考えられる。また、蓄電池の 1 週間の運用傾向としては、気象予報の精度の差により必要な設備容量において差はあるものの、概ね近似した傾向を示す結果となった。

Fig.6 の揚水発電の運用では、完全予見の場合に最も揚水発電を使用し、予報調整 2、予報調整 1 と予報精度が悪くなるにつれ、あまり揚水発電を使用しない結果となった。また、予報調整 1 の気象予報が完全予見の場合は、最初の 3 日目までで揚水を使用し、3 日目において貯水量が初期値よりも多い状態にあるという結果となった。これは、完全予見では予報外れがないため、蓄電池と揚水を分散して使用することにより、SOC を設定している 7 日目 24 時付近での急な火力発電による充電を回避する効率的な運用を行なったためと考えられる。一方、予報精度が精度が悪くなるにつれ、蓄電池の使用が増加している。これは、本来揚水発電を使用して発電する予定だった時間において、急な風力発電の変動が入り、揚水発電よりも負荷追従性が高い蓄電池を多用したためと考えられる。

本研究では、各ケースにおける経済性についても算出しており、Fig.2~Fig.4 の運用結果における、それぞれの経済性は、Table.1 に示す通りとなった。

運用コストについては、Fig.5 より 7 日目 24 時の時点で蓄電池の残量差を評価する必要がある。石炭火力の 7 割負荷運転で残量差分を充電した場合と、石油火力の定格出力運転で残量差分を充電した場合の運用コストとの比較を行

なうと、Table.1の第2、3段目の結果となり、予報精度が良くなるほど運用コストが下がる結果となった。

Table.1 Operation cost with 30,000MW battery [10⁸yen/week]

	forecast	forecast adjustment1	forecast adjustment2	AMeDAS
Operation cost	17.15	17.30	17.39	17.42
Operation cost (coal load factor: 70%)	17.43	17.42	17.43	17.42
Operation cost (oil load factor: 100%)	17.71	17.55	17.47	17.42

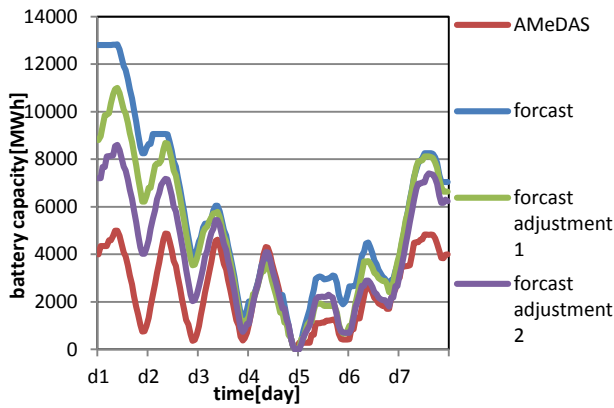


Fig.7 Battery operation in various capacity battery (SOC80%)

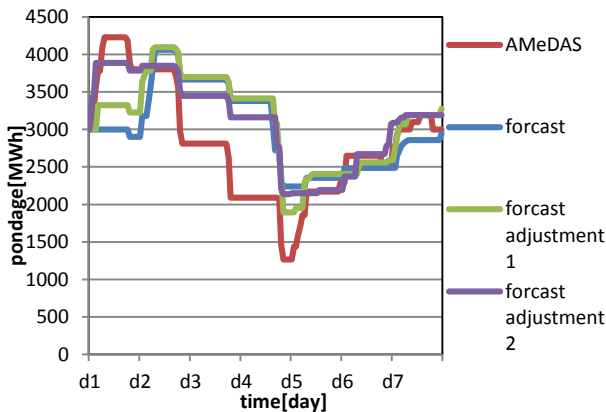


Fig.8 Pumped storage power generation operation (SOC50%)

3.2 蓄電池の容量を変えた場合における系統運用シミュレーション

次に、Fig.5の必要な設備容量(各ケースにおける充電量履歴の中で最大値と最小値の差)が全く異なるという結果より、蓄電池の設備容量を30000MWh、SOC50%から、予報精度に応じ、気象予報の場合16000MWh、予報調整1の場合11000MWh、予報調整2の場合9000MWh、完全

予見の場合5000MWhとし、SOCを80%に変えてシミュレーションを行なった場合の、蓄電池の運用パターンをFig.7に、揚水発電の運用パターンをFig.8に示す。

Fig.7の蓄電池の運用パターンについては、気象予報の精度に応じて蓄電池の設備容量を必要最低限の量に変えたことから、予測外れがあるため使用量が異なるFig.5と比較して、よりそれぞれのパターンにおける運用が近似する結果となった。一方、Fig.8の揚水発電の運用パターンについては、1週間運用の前半部においてFig.6の結果よりも全てのパターンにおいて、充電量が増加する結果となった。これは、蓄電池の設備容量を気象予報の精度に応じて必要最低限の量に変えたことから、Fig.5では1日目、2日目に蓄電池で充電したものが、一部揚水発電の揚水動力として使用されたためと考えられる。

それぞれの経済性は、Table.2に示す通りである。

Table.2 Cost in various capacity battery [10⁸yen/week]

	Forecast	forecast adjustment1	forecast adjustment2	AMeDAS
Operation cost	17.15	17.34	17.39	17.42
Battery cost	8.93	6.28	5.22	3.11
Total cost	26.08	23.62	22.62	20.53

Table.2では、予報精度が良いほど、トータルコストが低くなるという結果となった。これは、蓄電池やインバータなどの費用であるバッテリーコストがトータルコストの中で大きな割合を占めているためと考えられる。蓄電池の必要面積については、予報精度が悪くなると蓄電池の必要面積が大幅に増え、最大で188488 m²増加すること結果となった。

4 おわりに

本研究において、気象予報精度の変化により、蓄電池の必要量に最大7010MWhと大きな影響を与えることを明らかにした。火力発電の運用については、予報精度が良いほど、1週間運用計画の全体を通してより火力の出力が平準化する傾向があることを明らかとした。経済性については、運用コストは1.7%程度と小幅だが、影響を与えた。一方、蓄電池の必要量ならびにその設備コストには187%、トータルコストに対しては28.3%以上と大きな影響が及ぶことを明らかにした。

文献

- 1) 電気学会；電気学会技術報告第869号（2002.3）
- 2) 小宮山涼一；太陽光・風力発電の大量導入と日本の最適電源構成に関する分析（電気学会論文誌 B vol.132(7) 2012）
- 3) 山本博巳、坂東茂、杉山昌広、火力発電の複数のモードと需給調整力を考慮した電源構成モデルの開発（電力中央研究所、2013）
- 4) 岩永倫太郎・坂東茂・山本博巳・飛原英治：「天気予報の不確実性を考慮したスマートグリッドの経済性評価」エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、2014