Study on Optimum Capacity of Battery Energy Storage System for Wind Power Generator

Tomonobu Senjyu Senior Member (University of the Ryukyus, b985542@tec.u-ryukyu.ac.jp)

Yasuaki Kikunaga Student Member (University of the Ryukyus, k078455@eve.u-ryukyu.ac.jp)

Atsushi Yona Student Member (University of the Ryukyus, k068470@eve.u-ryukyu.ac.jp)

Toshihisa Funabashi Member (Meidensha Corporation, funabashi-t@mb.meidensha.co.jp)

Keywords: wind power generator, battery energy storage system, generating power leveling, battery capital cost

In recent years, wind power generator is going to be installed in power systems. However, this power output has fluctuations due to variations in wind speed. An energy storage system is built with the wind power generators since these fluctuations are large. However, if a large energy storage system is installed in the power system, the capital cost will increase. Hence, the smallest optimal size of energy storage system should be determined to save the capital cost.

This paper evaluates the effect of output power leveling by introducing battery, and optimal size of battery for minimum capital cost with an optimization technique. In addition, the optimum control parameters of battery system is determined simultaneously. Hence, the optimal battery size and controller parameters can be determined.

In order to calculate the power output of the wind power generator, we have observed wind speed by weather indicator. Figure 1 shows the wind speed at center point height of wind turbine given by observed wind speed data. Generated power output of a wind generator is calculated by wind speed. Figure 2 shows the wind power

generator output variable obtained by the backward difference of power output of the wind power generator.

Configuration of wind generator with battery system is shown in Fig. 3. The wind power generator incurs generated output power fluctuations. The battery system smoothes these fluctuations by the action of battery charge/discharge, thereby ensuring the system output is leveled.

By using a battery system introduced into the wind power generator, the power output deviation is evaluated standard deviation and maximum output variable. The demanded output leveling is satisfied with the optimization problem that determines optimum battery system capacity to minimum capital cost. Figure 4 shows the system output fluctuations for the optimum values as generated by the optimization process.

As shown in Fig. 4, the output variation of wind power generator with battery system is decreased than that of Fig. 2.

Fig. 1. Wind speed for a year

Fig. 2. Generated output variation for a year

Fig. 3. Configuration of wind power generator with battery system

Fig. 4. Power output with optimized battery capacity

風力発電機に用いる最適蓄電池設備容量に関する検討

上級会員 千住 智信* 学生員 菊永 康朗*
学 生 員 與那 篤史* 正 員 舟橋 俊久**

Study on Optimum Capacity of Battery Energy Storage System for Wind Power Generator

Tomonobu Senjyu*, Senior Member, Yasuaki Kikunaga*, Student Member,
Atsushi Yona*, Student Member, Toshihisa Funabashi**, Member

Generally, the battery is built with wind power generator to level the output power fluctuation of wind power generator, since output power fluctuation of wind power generator is large. However, if large battery is installed in power system, the capital cost for wind power system will increase. Hence, the smallest size of battery should be determined to save the capital cost.

This paper evaluates the effect of the output power leveling by introducing battery, and optimal size of battery is determined. A generated power output of a wind generator is easily calculated by real wind speed data only. However, battery charge/discharge actions are changed by control parameters for battery, it is difficult to decide the optimum battery system capacity. In this paper, output power fluctuation of wind power generator with battery system is calculated and estimated, so that the power output deviation is less than specific value, then minimum capital cost is decided by optimum battery capacity. The proposed technique determines the optimum size and control parameters for installed battery.

キーワード：風力発電，蓄電池設備，発電電力平準化，蓄電池設備コスト

Keywords: wind power generator, battery energy storage system, generating power leveling, battery capital cost

1. まえがき

近年、エネルギー資源である石油・石炭などの化石燃料の枯渇が懸念されている。また、電力需要の増大による CO₂ 排出量の増加や、森林破壊による CO₂ 吸収源の減少などにより大気中の CO₂ 濃度が増加し、地球温暖化が進行している。このような背景から、風力エネルギーを用いた風力発電システムが欧米を中心に世界各国で注目を集めている。風力発電システムは無尽蔵な自然エネルギーを活用しており、また、CO₂ を排出しないクリーンな発電設備であるため、日本における風力発電総設備容量は今後も増加すると考えられる⁽¹⁾。

しかし、風力発電機の出電力は風速の 3 乗に比例し、風速は不規則に変動する。風力発電システムの系統への導

入容量増大に伴い、風力発電機の発電電力変動によって系統電圧変動や系統周波数変動が生じることになる⁽²⁾。このため、電力系統に風力発電機を導入する場合、発電電力変動を許容範囲まで平準化しなければならない。特に、大規模風力発電システムを電力系統に導入する場合の対策が必要となる。その対策法の一例として、風力発電機に蓄電池を併設することが挙げられる。蓄電池を風力発電システムに併設することによって風力発電の発電電力変動を平準化し、系統へ与える影響を小さくでき、風力発電システムの短周期から長周期までの発電電力変動が補償できる^{(3)~(5)}。しかし、蓄電池を併設することは設備コストを増加させ、蓄電池の特性は劣化するため維持費も必要になる。また、蓄電池の設備コスト、維持費は蓄電池の充放電動作によって大きな影響を受け、この充放電動作は蓄電池の制御器パラメータによって決定される。風力発電機に併設された蓄電池は要求される発電電力変動の平準化を達成することを目的としている。設備コストの観点から考えると小容量の蓄電池の導入が望まれるので、最適蓄電池容量を決定する必要がある。しかし、これまでの論文では、蓄電池の充放電による平準化効果は評価しているが、蓄電池の制御器パラメータや蓄電池コストまでは十分に検討されていない。

* 琉球大学

〒903-0213 沖縄県中頭郡西原町字千原 1 番地

University of the Ryukyus

1, Senbaru, Nishihara-cho, Nakagami, Okinawa 903-0213

** (株) 明電舎

〒103-8515 東京都中央区日本橋箱崎町 36-2

Meidensha Corporation

36-2, Nihonbashi-Hakozakicho, Chuo-ku, Tokyo 103-8513

そこで本論文では、風力発電機に併設される蓄電池モデルを用いて、発電電力変動を蓄電池の充放電により事業者の許容する変動まで平準化し、設備コストが最小となる最適容量を算出する。用いる蓄電池モデルは3つの制御器パラメータが存在し、このパラメータの設定によって充放電結果が左右され、蓄電池設備容量が変化する。そのため、提案する最適容量の算出には、蓄電池の制御器パラメータを総当たりに探索し、さらに蓄電池の設備コストが最小となるような蓄電池容量、インバータ容量を局所的に探索する。また、提案手法は蓄電池の制御器パラメータの最適化も同時に達成できる。算出した蓄電池の制御器パラメータ及び最適容量を適用して、風力発電機が発電電力変動が要求される許容範囲まで平準化されたことを合成出力電力変動より確認した。また、要求される発電電力変動の条件を変化させた場合のインバータ容量、蓄電池容量の最適化を実行し、風力発電機に併設する蓄電池設備容量や制御器パラメータを検討した。

本論文の構成として、2章では風力発電機が発電電力を風速から算出した。3章では蓄電池モデルを構成し、蓄電池設備容量による平準化効果を示した。4章では蓄電池システムの最適容量の算定手法を示す。5章では蓄電池システムの最適容量をシミュレーションより決定し、提案手法の有効性を確認した。

2. 風力発電機が発電電力

風力発電機に併設される蓄電池の充放電を確認するため、風力発電機が発電電力データが必要になる。風力発電機が発電電力算出には風速の実データを用いた。風速の測定は琉球大学工学部2号館の屋上で行った。ただし、測定期間は2005年11月から2006年10月までの10分間平均風速データを用い、データ損失時と点検時のデータは除いた。電力系統への風力発電機導入による影響を評価するには、10分値データは大きな数値であるが、短時間の実データを用いるためにはデータ量の増大や、測定設備費用などの制約があるので、今回は10分間の平均値データを用いている。風速のデータより定格出力1MWの風力発電機が発電電力を計算した。本論文で採用した風力発電機の運転特性を図1に示す⁶⁾。

〈2・1〉 風速の補正と分布 風速の実データから発電電力を算出するには、風力発電機モデルの地上高と観測地点の地上高が異なるため、補正を行う必要がある。風速の補正は、(1)式を用いた。

$$V_z = V_h \left(\frac{z}{h} \right)^{1/N} \quad \dots\dots\dots (1)$$

ここで V_z : ハブ高さの風速, V_h : 観測地点の風速, z : ハブ高さ, h : 観測地点高さ, N : 補正係数である。

地上の粗度を表す補正係数 N を表1に示す⁷⁾。本論文において、観測地点の地表状態を示す補正係数 N は、表1より2とした。なお、気象観測機を設置した地上高は21.2m、今回検討の対象とした風力発電機のハブ高さは60mである。

図1 風力発電機の運転特性

Fig. 1. Output power curve of wind power generator.

表1 地表状態によるべき級数 N

Table 1. Correction value N for ground situation.

地表状態	N
静かな海面など	10
平野・草原	7
森林・高い建物のない市街地	4
大都市の郊外周辺	3
大都市の中心付近	2

図2 風速のワイブル分布

Fig. 2. Weibull distribution of wind speed.

本論文では、補正した風速および風速変動値の分布を確率的に評価する。風速変動値は10分間平均風速データの差分を評価している。風速データの評価は一般に用いられるワイブル分布を用い、風速変動値は正規分布により表した⁸⁾。ワイブル分布関数 f 、分散値 σ_x^2 、確率密度関数 g_x を(2)~(4)式に示す。

$$f(x) = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{x}{c} \right)^k \right] \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$\sigma_x^2 = \frac{1}{i-1} \sum_{j=1}^i (x_i - \mu)^2 \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$g_x(X) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} \exp \left[- \frac{1}{2} \left(\frac{x}{\sigma_x} \right)^2 \right] \quad \dots\dots\dots (4)$$

ここで c : 尺度定数, k : 形状定数, σ_x : 標準偏差, μ : 平均値である。また、形状定数 k と尺度定数 c は『NEDO局所的風況予測モデルLAWEPS』より $k = 2.4$ と設定し⁸⁾, c は風速データより(2)式の対数を計算して $c = 4.19$ とし

た。計算したワイブル分布、正規分布をそれぞれ図2、図3に示す。

〈2・2〉 風力発電機の発電電力 補正した風速データから風力発電機の発電電力を算出する。換算式として(5)式を用いた。

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V^3 \eta \dots \dots \dots (5)$$

ここで ρ :空気密度, A :受風面積, V :風速, η :発電効率である。風力発電機の受風面積 A は $2,980\text{m}^2$, 発電効率 η は機械的損失等を考慮して40%とした。また, 単位面積当たりの空気密度 ρ は日本の平地の年平均値 1.225kg/m^3 とした。一年間の風速と発電電力変動を図4, 図5にそれぞれ示す。発電電力変動は10分間平均風速データから得られた発電電力データの差分から計算した。また, 観測日数は357日, 一年間の平均風速は 3.58m/s , 発電電力変動の標準偏差は 63.4kW , 最大発電電力変動幅は 981.2kW である。発電電力変動が正規分布に従うとすると, $\pm 100\text{kW}$ の

図3 風速変動の正規分布

Fig. 3. Normal distribution of wind deviation.

図4 一年間の風速

Fig. 4. Wind speed for a year.

図5 一年間の発電電力変動

Fig. 5. Generated output variation for a year.

変動範囲に88.53%の変動データが含まれることになる。

3. 蓄電池による発電電力変動の平準化

本章では, 風力発電機にインバータ, 蓄電池が併設されているシステムを考える(図6参照)。図6のシステムにおいて発電電力の平準化効果は蓄電池容量(kWh 定格容量), インバータ容量(kW 定格容量)によって大きく異なることを示す。ここで, 風力発電機の発電電力は前章の風速データから算出した。また, 今回は風速の10分間平均風速データを用いているため, 蓄電池損失や蓄電池充放電特性による一次遅れ特性, 発電電力測定のための一次遅れ特性は短時間特性として考慮していない。

〈3・1〉 電池モデルの構成 風力発電機の発電電力変動を平準化するための電力指令値として発電電力の移動平均値を用いる。これは風力発電機の過去の発電電力平均値から算出する。(6)式は時間 t から過去 $n-1$ までの発電電力平均値から得られる電力指令値 P_{com} である。

$$P_{com} = \frac{P_t + P_{t-1} + P_{t-2} + \dots + P_{t-(n-1)}}{n} \dots \dots \dots (6)$$

n を大きくすると平準化効果が大きくなるが, 蓄電池充電率の変動は大きい。逆に, n を小さくすると蓄電池充電率の変動は小さいが平準化効果は小さくなる。

図7に蓄電池モデルを示す。蓄電池モデルでは風力発電機からの発電電力 $\bar{P}$ と蓄電池の電力指令値 P_{com} の差分 R を算出する。また, 図7のモデルでは, 蓄電池の特性劣化を出来る限り防ぐために, 蓄電池の充放電回数を減らす不

図6 蓄電池を併設した風力発電設備

Fig. 6. Configuration of wind power generator with battery system.

図7 蓄電池モデル

Fig. 7. Battery system model.

図 8 修正量

Fig. 8. Correction value.

感帯 D_{zone} を設けている。この不感帯は、風力発電機の発電電力と電力指令値の差分 R が $\pm D_{zone}$ 以上になると動作する。従って、大きな変動のみを平準化するように D_{zone} を設定することで、充放電回数を抑制できるが、 $\pm D_{zone}$ 以下の変動が合成出力となるため、系統へ外乱を加えることになる。しかし、 D_{zone} を小さく設定することにより系統への外乱を抑制することが可能である。次に、 D_{zone} の出力において、修正電力 P_C を加算し、これをインバータ容量 C_I を考慮した充放電のリミッタを通すことで蓄電池の出力電力 P_{bat} としている。 P_{bat} は正となれば放電動作、負となれば充電動作となる。また、蓄電池残存容量 W_{bat} の推移は P_{bat} の積分により計算される。このとき、積分器には蓄電池容量 C_B を考慮したリミッタを設定している。蓄電池と風力発電機の合成出力 P_{sys} は $\bar{P}$ と P_{bat} を加算することで求まる。また、蓄電池充電率 $\xi (=W_{bat}/C_B 100[\%])$ を 50% に維持することを目的として P_{bat} を蓄電池の残存容量によって変化させる適応ゲイン制御器を設定した。適応ゲイン制御器は蓄電池残存容量 W_{bat} を入力としており、出力は図 8 に示すように ξ に応じて修正量 M を出力する。 M と C_I の積が修正電力 P_C となる。 M はインバータ容量 C_I を基準値として採用しており、 C_I の pu 値を出力し、充電率 ξ の推移によって修正量 M を変化させる。(7) 式は適応ゲイン制御器の動作を示しており、 M は傾き α の設定によって変化する。

$$M = \begin{cases} \alpha(\xi - 55) & \text{if } \xi > 55 \text{ and } P_{bat} > 0 \\ 0 & \text{if } 55 \geq \xi \geq 45 \\ \alpha(\xi - 45) & \text{if } \xi < 45 \text{ and } P_{bat} < 0 \end{cases} \dots\dots\dots (7)$$

適応ゲイン制御器は ξ が 55% を超えた場合の放電時に、 ξ に応じた M を出力する。これにより ξ を 50% 付近に収束させている。同様に、45% より低下した場合の充電時に M を出力する。適応ゲイン制御器の設置により電池残存容量が増加すると放電量が減少し、蓄電池残存容量が減少すると充電量が増えるようになり、 ξ を 50% 付近で維持させる動作が可能となる。しかし、傾き α の設定値を大きくすると、蓄電池の出力電力変動が大きくなり、発電電力変動の平準化に悪影響を与える。

〈3・2〉蓄電池設備容量による平準化効果 発電電力の

(a) Standard deviation of system output (σ_x).

(b) Maximum generated output fluctuation (ΔP_{max}).

図 9 容量による平準化効果

Fig. 9. Effect of leveling by capacity.

平準化効果が蓄電池容量、インバータ容量の設定により変化することをシミュレーションより示す。平準化の評価指標として最大発電電力変動 ΔP_{max} と合成出力電力変動 ΔP_{sys} の標準偏差 σ_x を用いる。 ΔP_{max} は変動周期 T 内での最大出力と最小出力の差分から得られる。 σ_x は合成出力データ間の差分から算出した合成出力電力変動に (3) 式を適用して算出される。蓄電池による 1 年間における平準化効果を計算する手順は以下の通りである。

- [Step 1] 蓄電池パラメータの n , α , D_{zone} を設定する。
- [Step 2] 蓄電池容量を設定する。
- [Step 3] インバータ容量を設定する。
- [Step 4] 設定された容量で 1 年間の充放電を行う。また、 ΔP_{max} , σ_x を算出する。
- [Step 5] 終了条件を満たすまで繰り返す。Step 3 へ戻り、インバータ容量を増加させる。
- [Step 6] 終了条件を満たすまで繰り返す。Step 2 へ戻り、蓄電池容量を増加させる。

蓄電池容量、インバータ容量をそれぞれ増加させ、年間を通して蓄電池の充放電を行い、合成出力 P_{sys} を評価した。なお、パラメータは $n = 40 \text{ min}$, $\alpha = 0.0002 \text{ pu}$, $D_{zone} = 0 \text{ kW}$, $T = 10 \text{ min}$ とした。また、シミュレーション結果の妥当性を検討するために、 $C_I = 600 \text{ kW}$, $C_B = 500 \text{ kWh}$ の容量で合成出力電力変動 ΔP_{sys} を確認した。

〈3・3〉放電シミュレーション 充放電シミュレーション結果を図 9 に示す。蓄電池容量、インバータ容量を増加していくことで σ_x , ΔP_{max} は抑制されていることが確認できる。インバータ容量を増加させると kW 容量が増大するので、指令値に従った平準化が達成できる。蓄電池容量を増加すると制御結果が良くなるのは、大きな変動が生じた

図 10 合成出力変動 ΔP_{sys} Fig. 10. System output fluctuation (ΔP_{sys}).

時に電力変動分を補償するだけの kWh 容量があるためである。蓄電池容量に関しては、500 kWh 付近から σ_x , ΔP_{max} が減少しなくなり、これ以上の蓄電池容量増加による平準化はあまり望めない。そのため、蓄電池設備容量の検討には蓄電池の制御器パラメータの最適化が重要になる。また、設定した蓄電池の制御器パラメータを用いて $C_I = 600$ kW, $C_B = 500$ kWh の条件で得られたシミュレーション結果は、図 9 に示すように最大発電電力変動 $\Delta P_{max} = 374$ kW, 合成出力変動の標準偏差 $\sigma_x = 21.43$ kW であった。同条件で設定した蓄電池を用いて平準化された ΔP_{sys} を図 10 に示す。合成出力電力変動 ΔP_{sys} は、図 5 と比較して蓄電池の充放電により平準化されており、1 年間を通して ± 374 kW 以下に抑制されていることが確認できる。

4. 蓄電池システムの最適容量算定手法

風力発電機の発電電力変動を平準化する蓄電池システムは、蓄電池の制御器パラメータである n , α , D_{zone} の設定により充放電結果が異なる。要求される発電電力変動まで平準化し、設備コストが最小になる蓄電池容量、インバータ容量を最適化するには、蓄電池の制御器パラメータも最適値を設定する必要がある。蓄電池の制御器パラメータである n , α , D_{zone} , さらに蓄電池容量 C_B , インバータ容量 C_I の最適値を算出するアルゴリズムを構成し、設備コストが最小になる解を探索する。

目的関数、制約条件をそれぞれ (8), (9) 式に示す。蓄電池システムの設備コストは、(8) 式に示すように蓄電池容量 C_B , インバータ容量 C_I に kWh 当りの価格 C_P , kW 当りの価格 C_W の乗算和から得られ、設備コストが最小となる解を最適解とする。

目的関数：

$$\min C_{cap} = C_B C_P + C_I C_W \dots\dots\dots (8)$$

制約条件：

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{dmax} \geq \Delta P_{max} \\ \sigma_d \geq \sigma_x \end{array} \right\} \dots\dots\dots (9)$$

ここで、 C_P , C_W は蓄電池の種類によって設定される。制約条件は得られた合成出力から評価指標となる ΔP_{max} , σ_x を算出し、許容される電力変動の最大出力変動幅 ΔP_{dmax} , 標準偏差 σ_d を越えないように設定した。最適容量ならば

図 11 Step 4 の探索法

Fig. 11. Searching on Step 4.

に制御器パラメータの決定アルゴリズムは以下のとおりである。

[Step 1] 初期設定 許容される発電電力変動の条件として、電力変動の最大発電電力変動幅 ΔP_{dmax} [kW], 電力変動の確率的分布 $g(P_{dev})$ [%] および変動許容範囲 $\pm P_{dev}$ [kW], 変動周期 T [min] を設定する。 $g(P_{dev})$, $\pm P_{dev}$ は合成出力電力変動 ΔP_{sys} を正規分布で表した場合に、 $\pm P_{dev}$ [kW] の範囲に $g(P_{dev})$ [%] 以上含まれるものとする。

[Step 2] 要求される評価指標の算出 ΔP_{sys} の制約条件となる評価指標には、最大発電電力変動 ΔP_{dmax} , 標準偏差 σ_d を用いる。 ΔP_{dmax} は初期設定から得られ、 σ_d は $g(P_{dev})$, $\pm P_{dev}$ から最も近い標準偏差を算出する。 ΔP_{dmax} , σ_d を制約条件として設定する。

[Step 3] パラメータの設定 蓄電池の充放電は指令値のサンプル期間 n [min], 傾き α [pu], 不感帯幅 D_{zone} [kW] によって結果が変わるため、 n , α , D_{zone} をパラメータとして設定し、総当たりに変化させていく。

[Step 4] 充放電シミュレーション 充放電シミュレーションを行い、 ΔP_{sys} から ΔP_{max} , σ_x を評価指標として得る。(9) 式の制約条件を満たし、設備コストが最小となる蓄電池容量、インバータ容量を探索する。

蓄電池容量、インバータ容量の探索では、先ず大きい幅で増加させ、次に増加幅を細かくして探索する。これを 2 回繰返し、図 11 に示すように目的関数に従い局所探索を行う。また、局所解への収束を防ぐため、設備コストが最小となる上位 3 つの解をそれぞれ細かく探索し、与えられた蓄電池の制御器パラメータでの最適解を得る。 C_I , C_B の探索では、平準化効果を示した図 9 より局所解の少ない特性であるため、およびシミュレーション時間短縮のためにこの手法を採用した。

[Step 5] 評価 充放電シミュレーションより、設定した制御器パラメータでの最適解を評価し Step 3 へ戻る。蓄電池の制御器パラメータは総当たりに変化させて設定する。終了回数を満たすと終了する。

5. シミュレーション

〈5・1〉 シミュレーション条件 (9) 式の制約条件を満たし設備コスト C_{cap} が最小となる最適解を示す。使用した蓄電池は NaS 電池を想定し、NaS 電池の C_P , C_W を以下

表 2 シミュレーションパラメータ

Table 2. Simulation parameters.

	ΔP_{dmax} [kW]	g_{Pdev} [%]	$\pm P_{dev}$ [kW]	T [min]
case1	400	99.95	100	10
case2	300	99.95	100	10
case3	400	99.95	70	10
case4	400	99.95	100	20

表 3 シミュレーション結果

Table 3. Simulation result.

	case 1	case 2	case 3	case 4
n [min]	30	40	50	60
α [pu]	0.0004	0.0002	0.0001	0.0008
D_{zone} [kW]	10	0	0	0
ΔP_{max} [kW]	399	299	399	399
σ_x [kW]	27.48	21.47	18.76	28.60
C_I [kW]	582	675	574	587
C_B [kWh]	231	392	431	634
C_{cap} [\$]	1,034,700	1,286,900	1,162,700	1,324,300

に示す⁽⁹⁾。

NaS 電池の kWh あたりの価格 C_P : 700\$/kWh

NaS 電池の kW あたりの価格 C_W : 1,500\$/kW

なお、本論文では短時間の充放電を目的としているため、蓄電池の自己放電は考慮しておらず、 C_P に電力量損失に伴う損失価格は含んでいない。

許容される発電電力変動の制約条件となるシミュレーションパラメータを表 2 に示す。この 4 つの case で最適解を探索するシミュレーションを行った。

〈5・2〉 シミュレーション結果 各 case での最適解となった蓄電池の制御器パラメータ n , α , D_{zone} , 合成出力電力変動の標準偏差 σ_x , 最大発電電力変動 ΔP_{max} , インバーター容量 C_I , 蓄電池容量 C_B , 設備コスト C_{cap} を表 3 に示す。各 case で算出した最適解を用いて、風力発電機の発電電力変動を蓄電池併設により平準化した ΔP_{sys} を図 12～図 15 に示す。 ΔP_{sys} は合成出力の差分から計算した。各 case のシミュレーションより以下の結果が得られた。

(case 1) サンプル期間 n を増加させると、設備コスト C_{cap} が増加した。蓄電池残存容量の変動が大きく満放電、満充電時の発電電力変動を平準化できないため ΔP_{max} が増大した。また、 n が小さい場合でも、不感帯 D_{zone} を設定すると解が得られた。この理由として制約条件が比較的厳しくない条件であることが挙げられる。図 12 では不感帯を設定したため、 D_{zone} 内での発電電力変動は平準化されず ΔP_{sys} として出力されている。

(case 2) $n \leq 3$ となるように設定すると解が得られなかった。 n を小さい値に設定すると、 ΔP_{max} を 300kW 以内に抑制する制約条件を満たせなかったためである。得られた C_{cap} を case 1 で得られた値と比較すると、蓄電池容量は増加している。しかし、case 1 の合成出力電力変動シミュレーション結果では ± 300 kW を越えているのは年に数回しかないため、設備コストの増加によるメリットは case 1

図 12 case 1 の最適解での制御結果

Fig. 12. Power output with optimized battery capacity (case 1).

図 13 case 2 の最適解での制御結果

Fig. 13. Power output with optimized battery capacity (case 2).

図 14 case 3 の最適解での制御結果

Fig. 14. Power output with optimized battery capacity (case 3).

図 15 case 4 の最適解での制御結果

Fig. 15. Power output with optimized battery capacity (case 4).

と比較すると小さいといえる。

(case 3) case 1 の結果と比較すると、蓄電池容量、設備コストが増加した。また、 n も 5 以上に設定しなければ解が得られなくなり、発電電力変動の確率的な分布を小さくするためには十分な蓄電池容量が必要になる。設備コストは case 1 より増加したが、図 14 の ΔP_{sys} は十分に平準化されている。また、 α , D_{zone} は、充分小さい値にしなければ設備コストが増大し、解が得られないこともある。これらの制御器パラメータは標準偏差に大きな影響を及ぼして

いる。設備コストを抑制するためには、風力発電機の発電電力変動が小さい地域を選ぶことが重要となる。

(case 4) 本ケースは、20 分間の変動を平準化させる制約条件で最適化している。各 case で最も設備コストが増大する結果となった。考慮する平準化期間を長く取ると発電電力変動が大きくなるため、変動を抑制する蓄電池容量、設備コストが増加した。長周期の発電電力変動を抑制するには大容量の蓄電池設備が必要になるため、風車のピッチ角制御や電力系統との協調制御により平準化を行うことが望ましい。

6. むすび

本論文では、風速の実データより定格出力 1 MW の風力発電機が出力する発電電力を算出し、風力発電機に併設される蓄電池モデルを用いて許容された発電電力変動まで平準化を行い、さらに設備コストが最小となる蓄電池の最適容量の算出を行った。提案した蓄電池モデルの充放電動作は蓄電池の制御器パラメータによって大きな影響を受けるため、制御器パラメータの最適化も同時に行った。許容される発電電力変動まで平準化することを制約条件とし、合成出力電力変動が制約条件を満たすと共に設備コストが最小となる最適な蓄電池容量、インバータ容量及び蓄電池の制御器パラメータを決定することができた。

(平成 19 年 3 月 1 日受付, 平成 19 年 7 月 23 日再受付)

文 献

- (1) T. Senjyu, R. Sakamoto, N. Urasaki, H. Higa, K. Uezato, and T. Funabashi: "Output Power Control of Wind Turbine Generator by Pitch Angle Control using Minimum Variance Control", *IEEE Trans. PE*, Vol.124, No.12, pp.1455-1462 (2004-12) (in Japanese)
千住智信・坂本良成・浦崎直光・比嘉広樹・上里勝実・舟橋俊久: 「最小分散制御を用いた風力発電機のピッチ角制御による出力変動の抑制」, 電学論 B, **124**, 12, pp.1455-1462 (2004-12)
- (2) R. Sakamoto, T. Senjyu, T. Kaneko, N. Urasaki, T. Takagi, and S. Sugimoto: "Output Power Leveling of Wind Turbine Generator by Pitch Angle Control Using H_{∞} Control", *IEEE Trans. PE*, Vol.127, No.1, pp.86-94 (2007-1) (in Japanese)
坂本良成・千住智信・金子敏章・浦崎直光・高木輝夫・杉本重幸: 「 H_{∞} 制御を用いた風力発電機のピッチ角制御による出力電力変動抑制」, 電学論 B, **127**, 1, pp.86-94 (2007-1)
- (3) T. Murakami, A. Yokoyama, and Y. Tada: "Basic Study on Battery Capacity Evaluation for Load Frequency Control (LFC) in Power System with a Large Penetration of Wind Power Generation", *IEEE Trans. PE*, Vol.126, No.2, pp.236-242 (2006-2) (in Japanese)
村上明子・横山明彦・多田泰之: 「大容量風力発電が導入された電力系統における周波数制御のための蓄電池容量評価に関する基礎的検討」, 電学論 B, **126**, 2, pp.236-242 (2006-2)
- (4) K. Yoshimoto, T. Nanahara, G. Koshimizu, and K. Kato: "Operational Simulation of Battery Energy Storage System for Smoothing Output Fluctuation of a Wind Farm", Proc. of 2005 Annual Conference, Power & Energy Society, IEE Japan, No.238 (2005) (in Japanese)
由本勝久・七原俊也・興水源太郎・加藤和男: 「ウィンドファームの出力変動の平滑化を目的とした蓄電池システムの運用シミュレーション」, 平成 17 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.238 (2005)
- (5) N. Suzuki, T. Matsushita, N. Kosugi, and T. Hiyama: "The Effect of Smoothing out Fluctuation of Wind Power Generation System with Battery Energy Storage System", Proc. of 2006 Annual Conference, Power & Energy Society, IEE Japan, No.394 (2006) (in Japanese)
- (6) E. Ueda, K. Inoue, M. Sibata, and Y. Hayashi: "Mitsubishi New Wind Turbine, MWT-1000A", Mitsubishi Technical Report, Vol.41, No.1 (2004-1) (in Japanese)
上田悦紀・井上厚助・柴田昌明・林 義之: 「三菱重工の新 1000 kW 風車, MWT-1000A」, 三菱重工技報, **41**, No.1 (2004)
- (7) 牛山 泉: 風車工学入門—基礎知識から風力発電技術まで—, 森北出版 (2002)
- (8) NEDO 技術開発機構: 局所的風況予測モデル LAWEPS, Japan Weather Association (2002-2005)
<http://www2.infoc.nedo.go.jp/nedo/top.html>
- (9) Electricity Storage Association Web site: <http://www.electricitystorage.org/>

千住智信 (上級会員) 1963 年生。1988 年 3 月琉球大学大学院工学研究科修士課程電気・情報工学専攻修了。同年 4 月同大学工学部電気工学科助手, 1994 年 11 月より同大学同学部電気電子工学科助教授, 2001 年 4 月より同大学同学部電気電子工学科教授, 現在に至る。博士 (工学)。同期機の安定性ならびに制御に関する研究, FACTS 機器の制御, アドバンスト制御を導入した電動機とパワーエレクトロニクス機器ならびに自然エネルギー開発に従事。電子情報通信学会, 計測自動制御学会, IEEE シニア会員, IET 会員。

菊永康朗 (学生員) 1984 年生。2007 年 3 月琉球大学工学部電気電子工学科卒業。同年 4 月同大学大学院理工学研究科博士前期課程電気電子工学専攻入学, 現在に至る。主として風力発電機の発電電力変動平滑化に関する研究に従事。電子情報通信学会, IEEE 学生会員。

與那篤史 (学生員) 1982 年生。2006 年 3 月琉球大学工学部電気電子工学科卒業。同年 4 月同大学大学院理工学研究科博士前期課程電気電子工学専攻入学, 現在に至る。主として風力発電設備と太陽光発電設備の発電電力予測に関する研究に従事。電子情報通信学会, IEEE 学生会員。

舟橋俊久 (正員) 1951 年生。1975 年名古屋大学工学部電気工学科卒業。同年 4 月 (株) 明電舎入社。現在に至る。博士 (工学)。英国技術士 (C.Eng)。主として電力, 系統解析, 分散型電源に関する研究に従事。IEEE シニア会員。IET 会員。