

# 南早来変電所 大型蓄電システム実証事業 平成28年度報告（3回目）

平成 29 年 1 月  
北海道電力株式会社  
住友電気工業株式会社

- 注) 本資料は、大型蓄電システム実証事業第三者委員会平成28年度報告（3回目（平成29年1月20日））の北海道電力・住友電気工業提出資料。
- 注) 本実証事業は現在実証段階で継続しているものであり、第三者委員会においての検証についても同様である。本データは暫定値であり、確定値ではない。

1. 実証事業の目的  
(P 4～P 5)
  - (1) 実証事業の背景
  - (2) 実証事業の目的
  
2. 実証事業の検証項目  
(P 6～P 7)
  - (1) 検証項目
  - (2) 検証スケジュール
  
3. 実証事業の進捗状況  
(P 8～P 59)
  - (1) 各検証項目の進捗状況
  - (2) 導入可能量引上げの見通し
  - (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討
  
4. 今後のスケジュール  
(P 60)
  - (1) 今後のスケジュール
  
5. 参考  
(P 61～P 77)

## 別紙

- ・ 第三者委員会 第六回会合（平成28年12月27日）指摘事項等への回答・対応

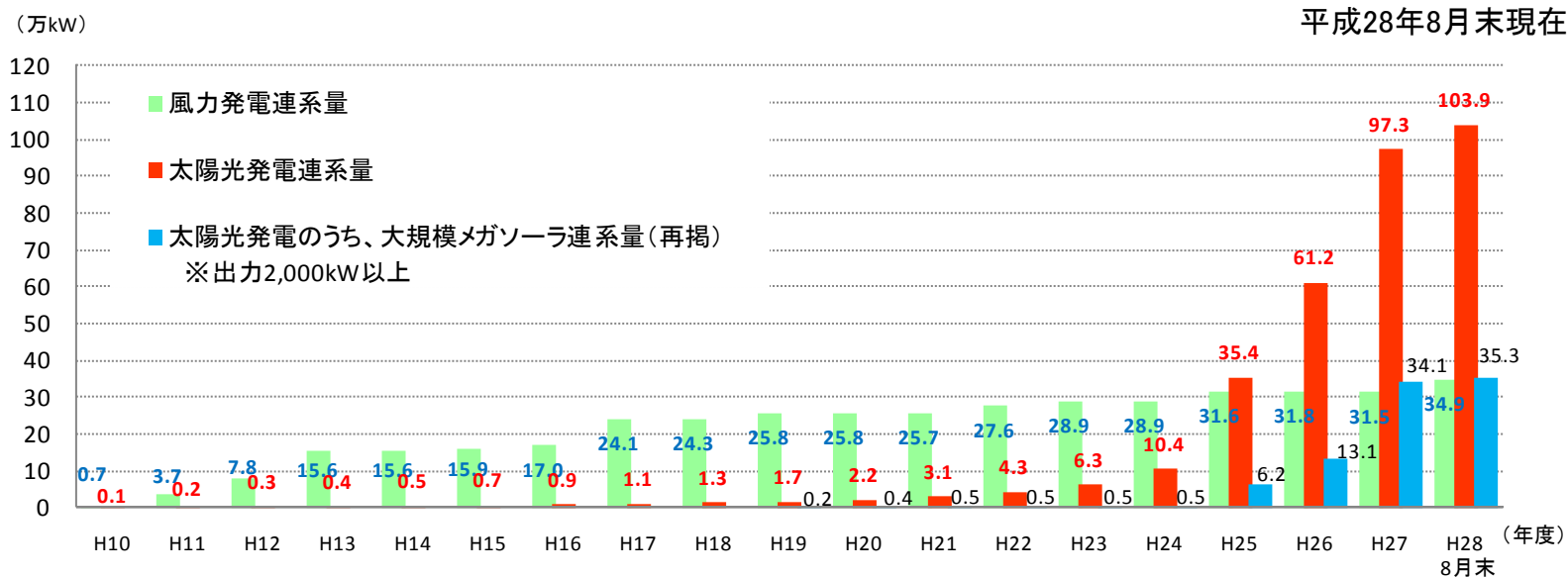
## ○本日の報告要旨

1. 第三者委員会第六回会合 指摘事項等への回答・対応
2. 系統側蓄電池の導入に向けた検討

# 1. 実証事業の目的 (1) 実証事業の背景

## (1) 実証事業の背景

### ○北海道の風力・太陽光発電の状況



- 風力発電の連系量は約35万kWであり、今後は、東京電力と共同で実施する実証試験などにより、さらに増加する見込み
- 太陽光発電は家庭用を中心に導入が進んできたが、FIT開始以降、大規模メガソーラーも含め、連系量が急速に拡大している。

# 1. 実証事業の目的 (2) 実証事業の目的

## (2) 実証事業の目的

- 北海道内の風力・太陽光発電の連系については、
  - ・周波数変動（短周期・長周期）面での制約
  - ・需給調整（下げ代）面での制約があり、更なる連系量拡大のためには、各制約への対応が必要
  
- 本事業の目的は、電力系統に蓄電池を設置し、その性能評価を行うとともに、風力や太陽光発電の出力変動によって電力系統に生じる影響を緩和し、かつ効率や寿命の最大化を図るような系統用蓄電池の最適な制御・運転技術を確立すること

## 2. 実証事業の検証項目 (1) 検証項目

### (1) 検証項目

#### ①蓄電池の性能評価

- 定期的な容量・効率測定による経時変化の評価、補機制御最適化による効率向上効果の評価および保守性評価を行う。

- 容量評価 (寿命)
- 効率評価
- 補機制御最適化
- 保守性評価 (信頼性、経済性)
- その他性能評価

設計目標性能：システム効率70%以上  
放電容量4時間(定格出力時)  
適切な保守により上記性能をトラブルなく維持することを確認するとともに、ポンプ制御を適用してシステム効率向上を図る。

- 各機能の応答速度、SOC管理機能 (モニターセルによるSOC管理精度と制御への応用)

#### ②蓄電池の制御・運転技術開発

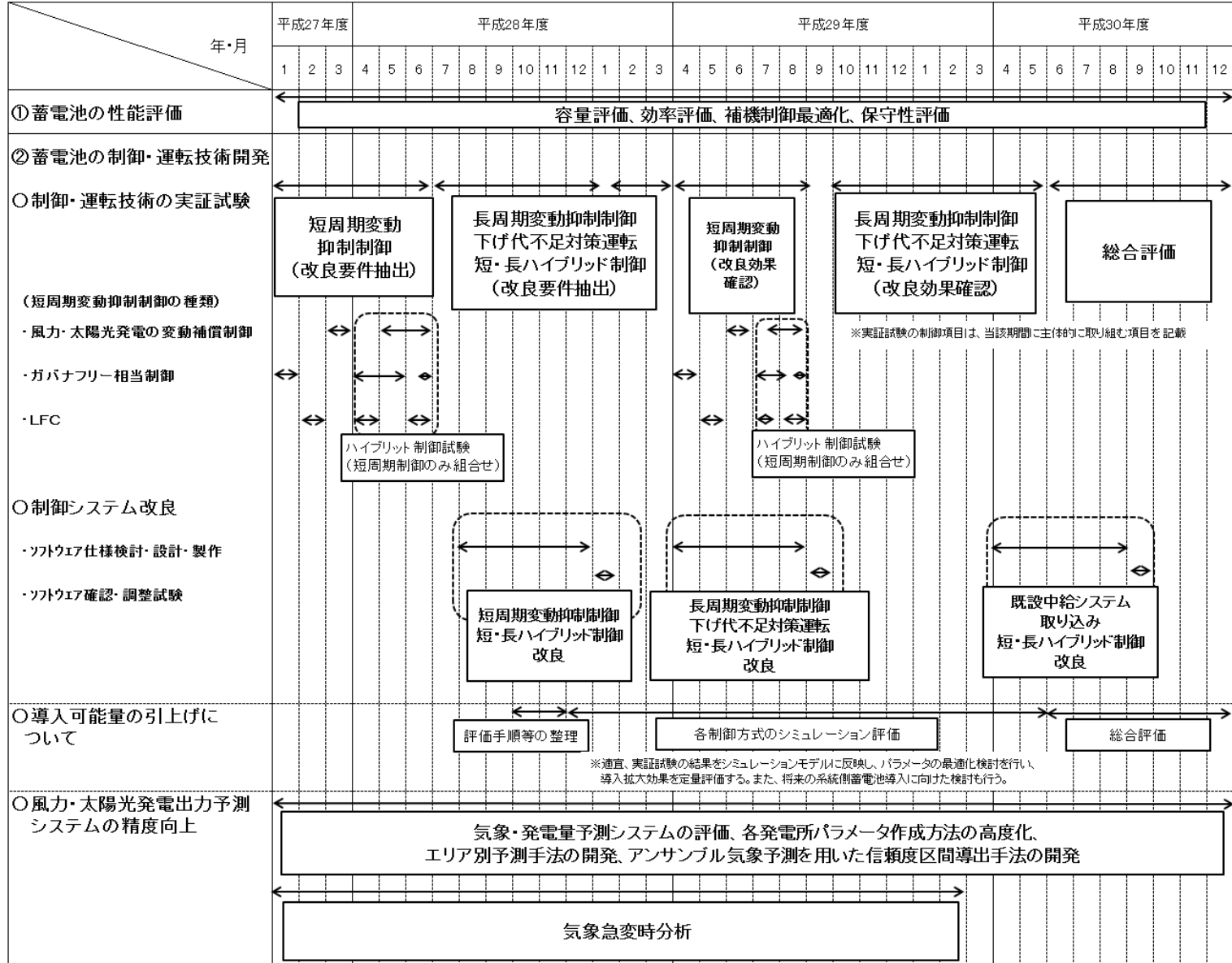
- 蓄電池の最適な制御・運転技術を開発し、再エネ連系拡大効果について、定量評価を行う。

- 短周期変動抑制制御
- 長周期変動抑制制御
- 下げ代不足対策運転
- 短・長周期ハイブリッド制御
- 風力・太陽光発電出力予測システム

※b, cにおいては、「風力・太陽光発電出力予測システム」も含めた開発を行う。

# 2. 実証事業の検証項目 (2) 検証スケジュール

## (2) 検証スケジュール



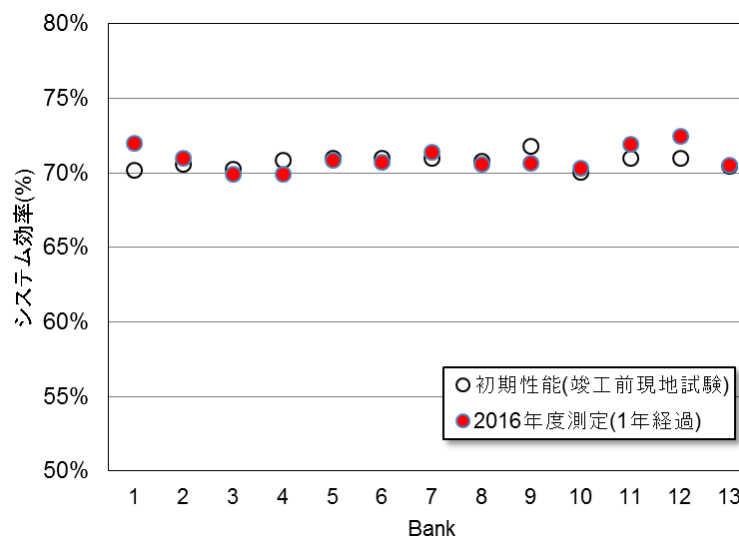
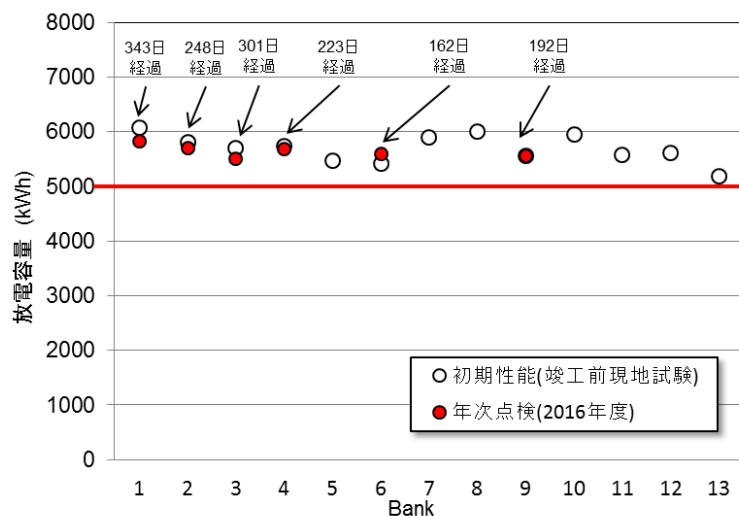
### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### (1) 各検証項目の進捗状況

##### ①-a. 容量評価、①-b 効率評価

##### 【これまでの成果】

- ・放電容量の経時変化を評価すべく、年次点検にて各バンクの容量測定を計画している。前回報告（バンク2,4,6,9）以降、バンク1,3の測定を行い、6バンクの測定が完了しており、初期性能と同等の放電容量を確保していることを確認した。
- ・システム効率の経時変化を評価すべく、全バンクの今年度(1年経過)の効率測定を実施した。全バンクともに初期性能と同じく70%以上のシステム効率を確認した。
- ・放電容量、システム効率のいずれにおいても、初期性能との有意差は認められておらず顕著な劣化が生じていないことを確認した。



##### 【今後の予定】

- ・引き続き残7バンクの容量試験を行い、次年度も継続して測定を行い経時変化を評価する。



### 3. 実証事業の進捗状況

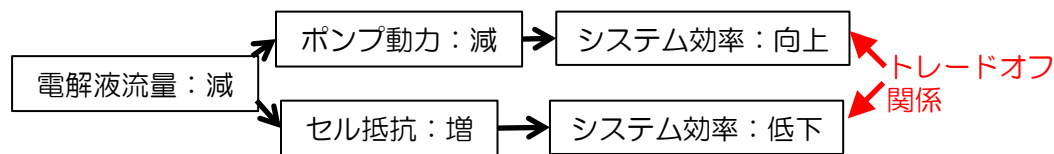
#### (1) 各検証項目の進捗状況

##### ①-c. 補機制御最適化

###### 【これまでの成果】

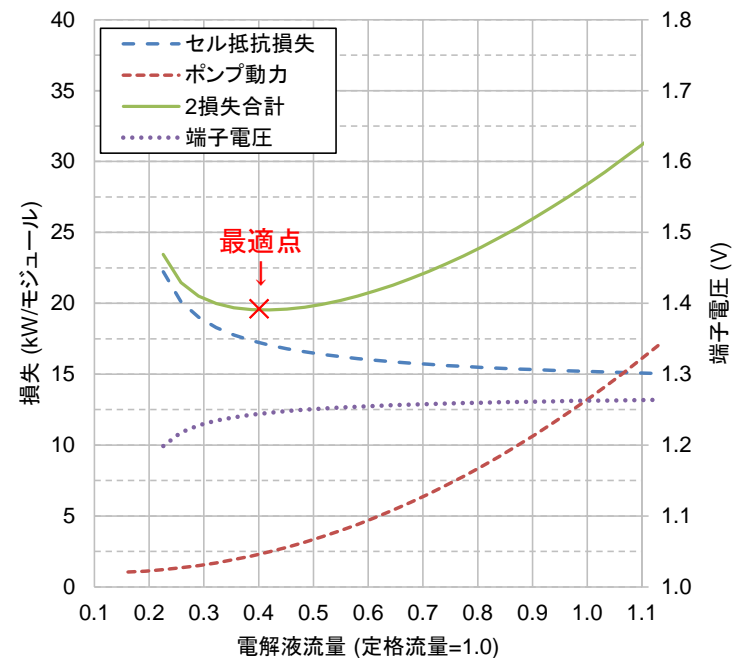
- 電解液流量に対して、セルスタックの損失とポンプ動力(損失)がトレードオフの関係にあることから、電池出力とSOCに応じ、両損失の和が最小・流量最適化の効果を確認すべく、住友電工社内設備にて流量を最適化しての運転を行い、システム効率が向上することを確認した。

###### (i) 電池出力及びSOCに応じた制御について



- 「ポンプ動力＋セル抵抗損失」が最小(＝効率が最大)となるように最適化
- 「セル抵抗損失」は、電池出力とSOCにより変化するため、これらをパラメータとして最適化

###### 電解液流量最適化の一例



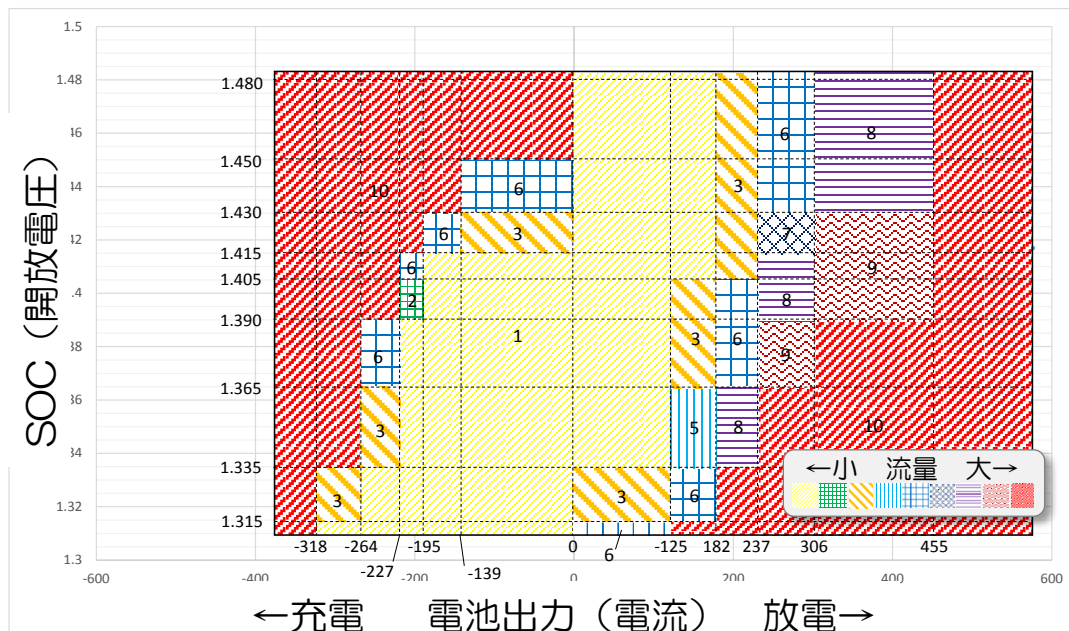
### 3. 実証事業の進捗状況

#### (1) 各検証項目の進捗状況

##### ①-c. 補機制御最適化

##### (ii) 電解液流量制御の効果検証

- 電池出力とSOCに応じた制御用のマトリクスを作成
- 住友電工社内設備にて電解液流量制御方法を変えて、定格出力の1サイクル充放電を実施し、それぞれのシステム効率を比較



電解液流量制御マトリクスの例

住友電工社内設備を用いての試験結果

電解液流量制御方法		システム効率向上効果
A.	制御せず (定格流量で固定)	— (基準)
B.	SOCに応じた制御	+2.6%
C.	電池出力及びSOCに応じた制御	+6.9%

##### 【今後の予定】

検討したパラメータを南早来変電所の蓄電池に適用し、システム効率向上の確認を行う。

### 3. 実証事業の進捗状況

#### (1) 各検証項目の進捗状況

##### ①-d. 保守性評価

##### 【これまでの成果と今後の予定】

- 現在、実証試験を実施しつつ、以下の監視、保守を実施中。  
 日常監視 運転、充放電状況等のデータを解析することにより実施。  
 月次点検 2回/月の頻度にて、全バンクの目視点検を実施。  
 年次点検 停止を含む点検のため、バンク単位にて、他のバンクで実証試験を継続しながら実施。
- 1年間の点検結果を総括し、次年度の点検頻度、内容を再検討し、点検の効率化、ならびにコスト低減を図っていく。

##### 月次点検、年次点検実施実績

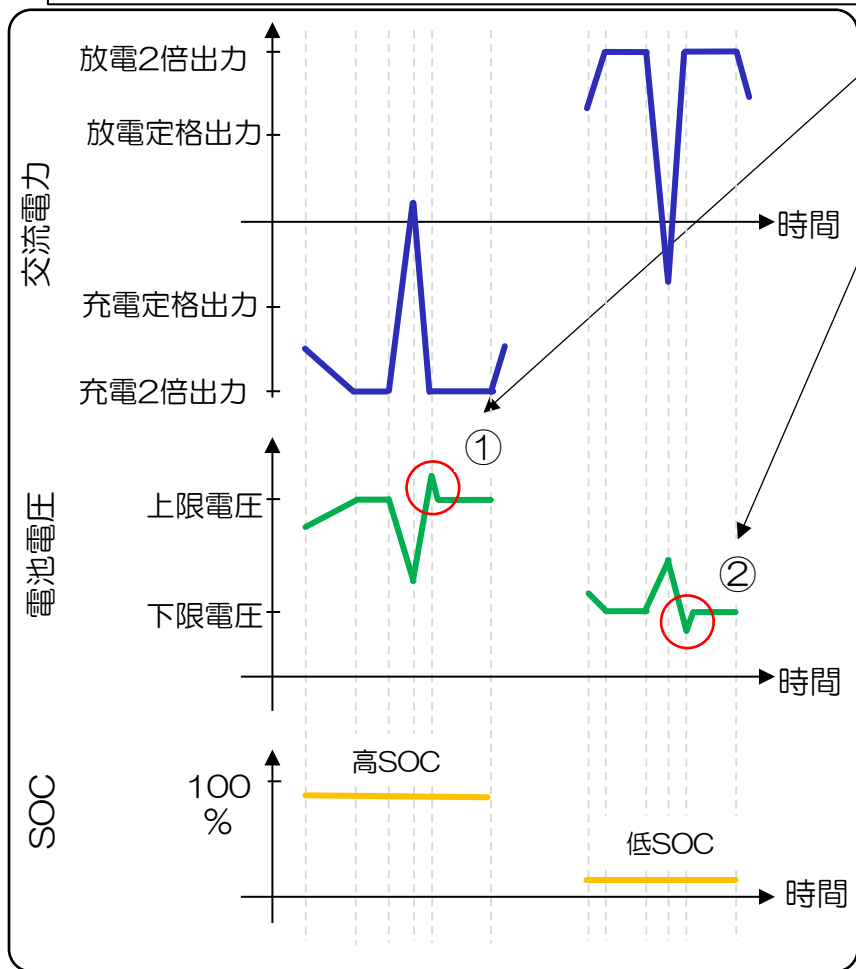
		7月							8月							9月							10月						
		1	5	10	15	20	25	30	1	5	10	15	20	25	30	1	5	10	15	20	25	30	1	5	10	15	20	25	30
月次点検	RF電池設備			→			→			→			→			→			→			→			→			→	
		(7/12~14)		(7/27~29)			(8/10~12)			(8/29~31)			(9/14~16)			(9/28~30)		(10/12~14)			(10/26~28)								
年次点検	RF電池設備	バンク3 → バンク1 ※/バンク1,3とも交直変換装置の点検は11月実施 (8/17~26) (8/29~9/6)																											
	建屋	(エレベータ:7/28)							(エレベータ:8/29)							(エレベータ:9/29)							エレベータ:10/22						
	建屋	(空調/換気設備:10/17~22)																											

### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

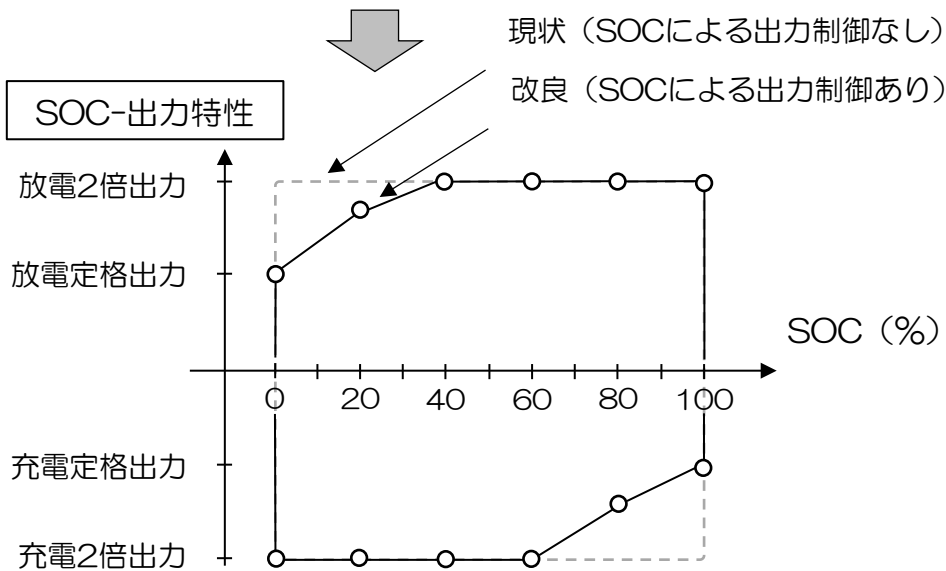
#### ①-e. その他性能評価 (高出力特性の最大限活用)

##### 【課題と改良点】

- 初期性能試験により定格出力以上での高出力運転範囲 (SOCに依存) を把握しているが、実運用において高出力限度付近で運転した場合、PCSの電圧制御が追従できず、運転継続できなくなる場合がある。
- こうした事象を避け、より安定した高出力運転を可能とするため、高出力リミッターを付加する。



- ① 高SOCかつ充電2倍出力が高速に繰り返された場合、PCSの電圧制御が追従せず上限電圧を超過。
- ② 低SOCかつ放電2倍出力が高速に繰り返された場合、PCSの電圧制御が追従せず下限電圧を超過。



##### 【今後の予定】

- 高出力リミッターの付加を今年度実施予定。

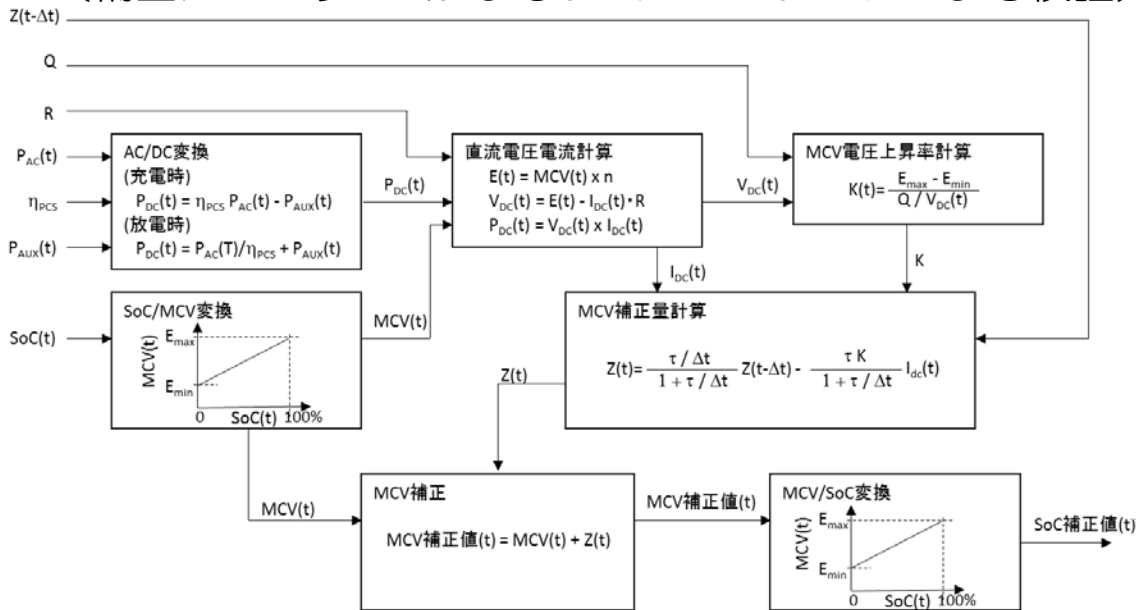
### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ①-e. その他性能評価 (SOC管理機能の向上)

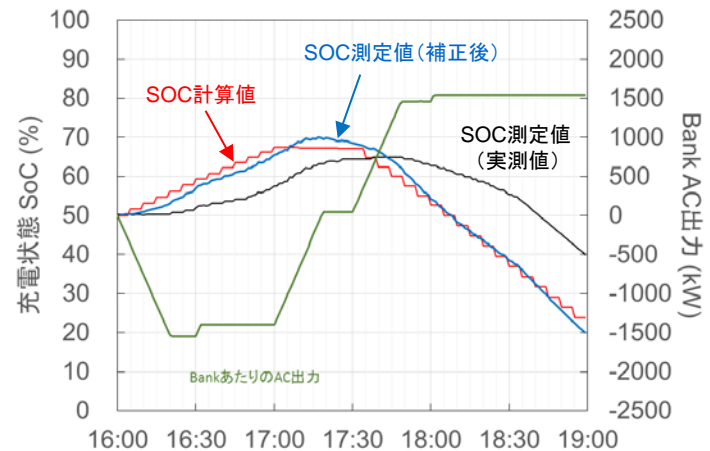
##### 【課題と改良点】

- RF電池では、SOCを電氣的に測定可能であり、制御パラメータとして使用している。
- しかしながら、測定したSOCには液循環による時間遅れが存在するため、出力の測定値を用いて時間補正を行うアルゴリズムを導入し、SOC測定の精度向上を図る。

##### (補正アルゴリズムおよびシミュレーションによる検証)



補正アルゴリズム



シミュレーションによるアルゴリズム検証結果

##### 【今後の予定】

- 制御ロジックの詳細設計を行い、次年度に改良を実施し、効果を確認する。

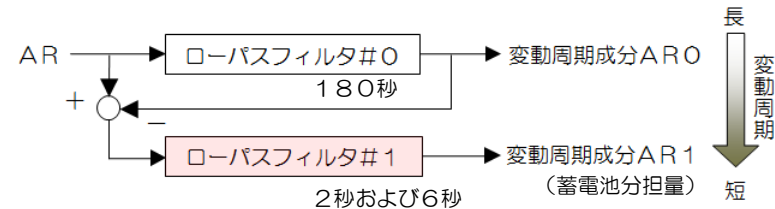
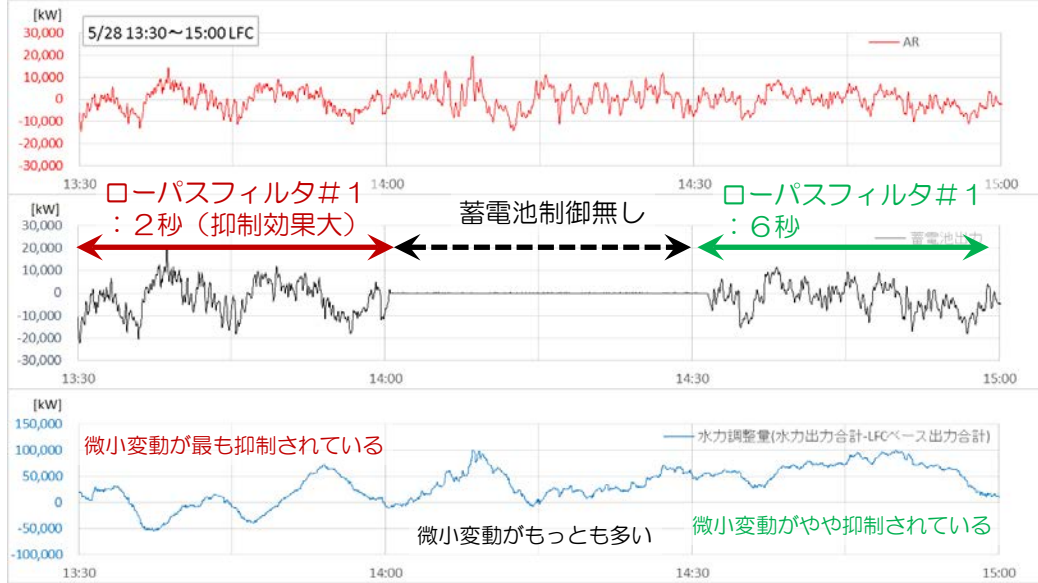
### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ②-a. 短周期変動抑制制御 (LFC)

【前回頂いたコメントへの対応 (水力への影響確認)】

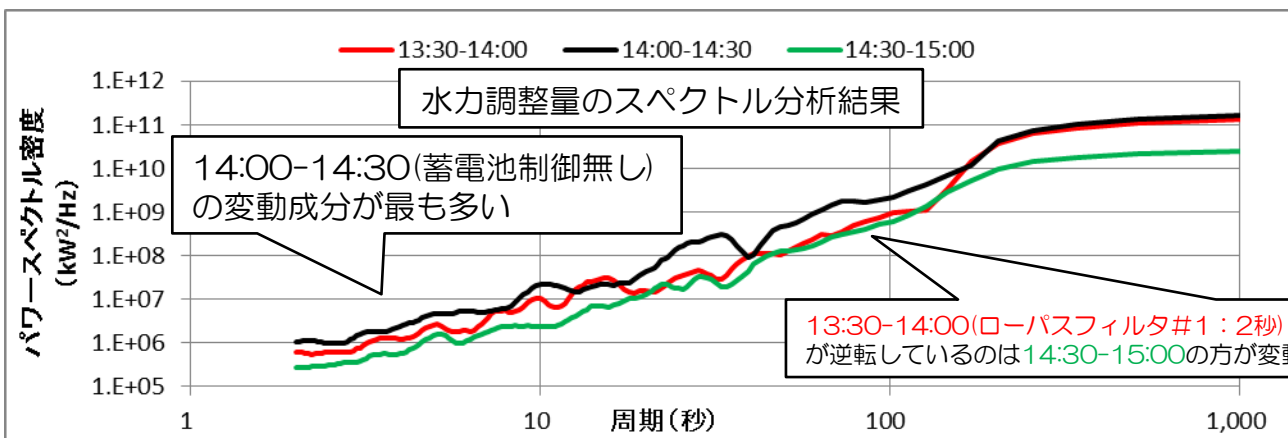
・水力への影響についてスペクトル分析を実施し、蓄電池の制御効果を確認した。

前回第三者委員会 (平成28年度報告 (1回目)) にて報告済み



(試験時の設定)

- 蓄電池分担当にかかるローパスフィルタ時定数  
2秒 (制御周期1秒 + CDT伝送遅れ1秒)、  
および6秒 (既存電源のLFCと同様の設定)



蓄電池制御有無での効果の差を確認できたが、パラメータ (ローパスフィルタ#1時定数) による効果の差については、確認できなかった。

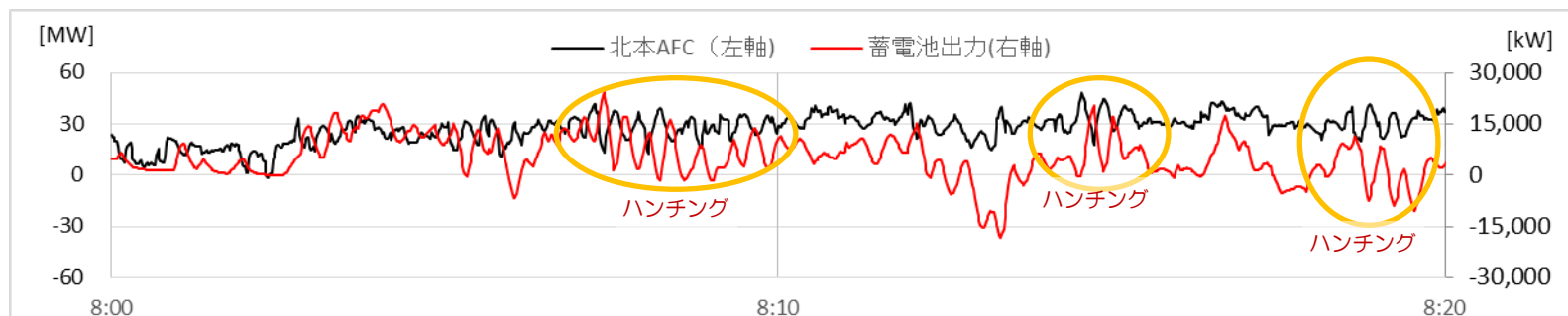


### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ②-a. 短周期変動抑制制御 (LFC)

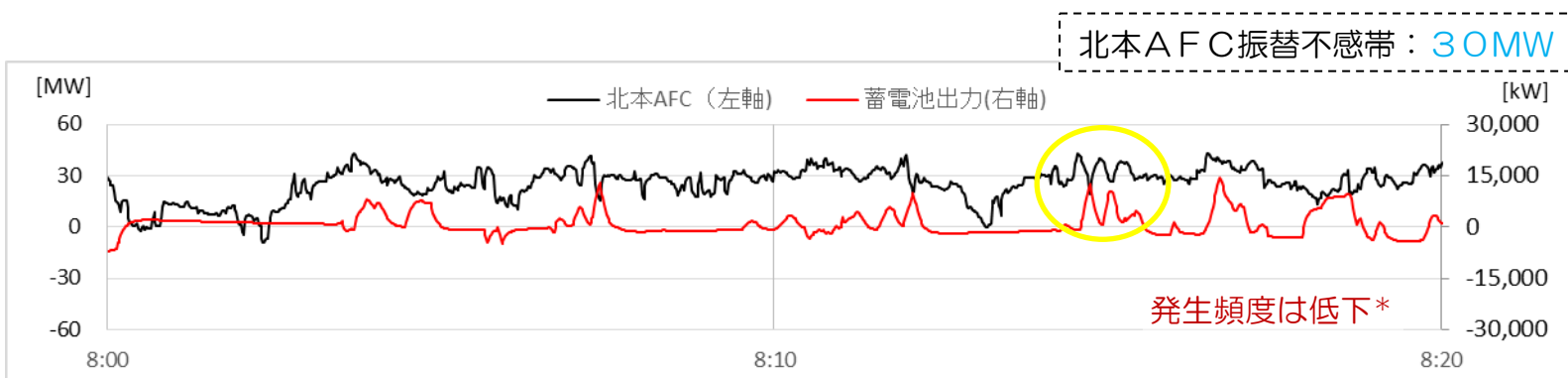
【前回頂いたコメントへの対応 (北本AFCへの影響確認)】

- ・前回報告したハンチング現象については、LFCにおける北本振替制御 (北本AFCの偏りをARの一部と見なして補償する制御) に起因すると考えられ、今後、発生頻度を注視しながら、パラメータ調整により対応していく。



北本AFC振替不感帯：25MW

北本AFC出力が不感帯付近で変動するとハンチングが発生



北本AFC振替不感帯：30MW

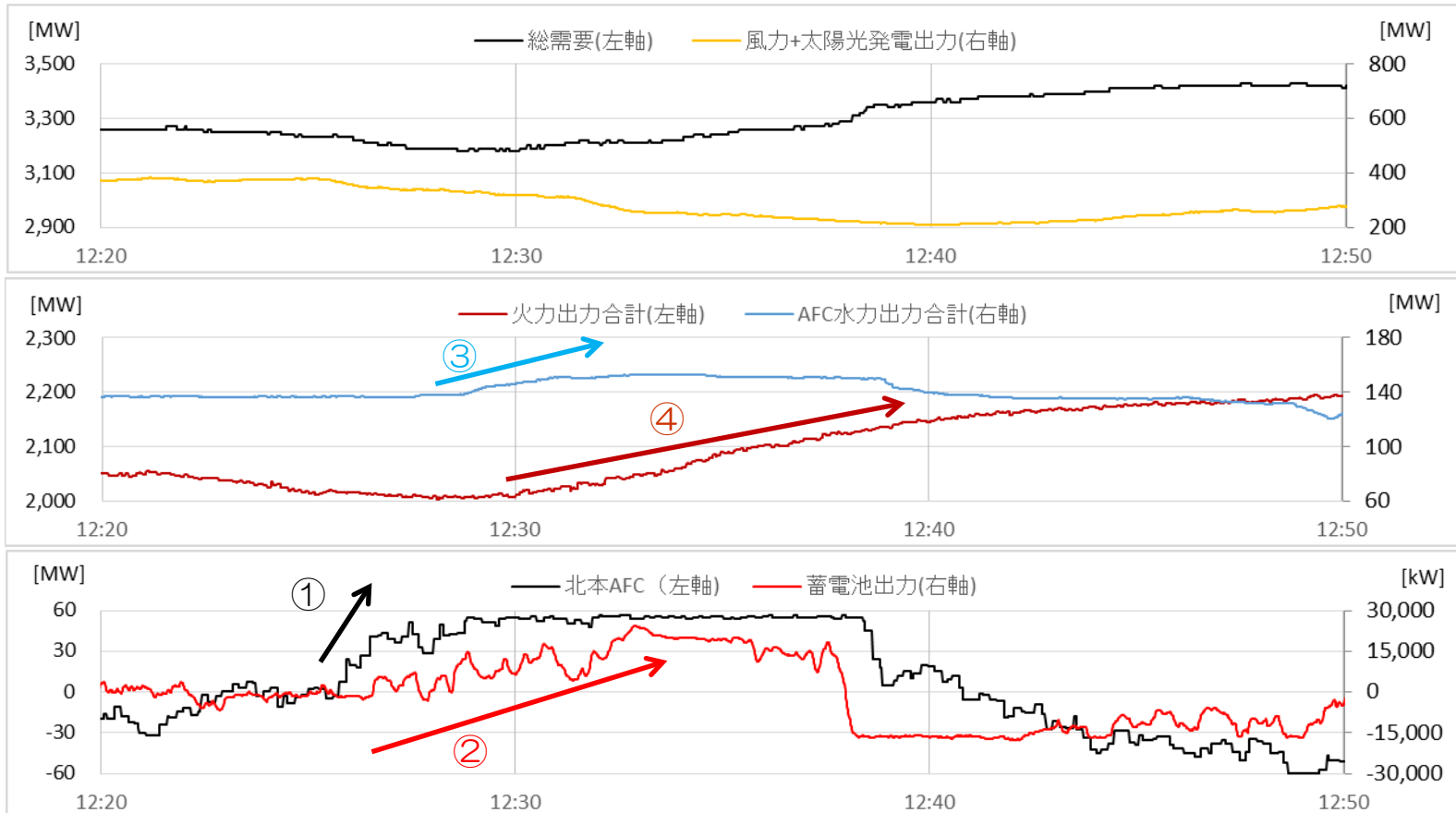
\*蓄電池の制御効果とトレードオフの関係にあることから、完全に0にはできない。

### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ②-a. 短周期変動抑制制御（ガバナフリー相当制御＋LFC）

【前回頂いたコメントへの対応（火力・水力・北本AFCへの影響確認）】

- 各調整力が役割分担（動作順位①北本AFC→②蓄電池GF・LFC→③水力AFC→④火力EDC）を行い、協調できていることを確認。



(試験時の設定)

- 試験対象バンク：12台（1台(バンク9)は定期点検中)

- 試験項目：LFC+GF相当制御

<設定> LFC-AROフィルタ時定数：240s、GF相当制御調定率：0.6%



### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

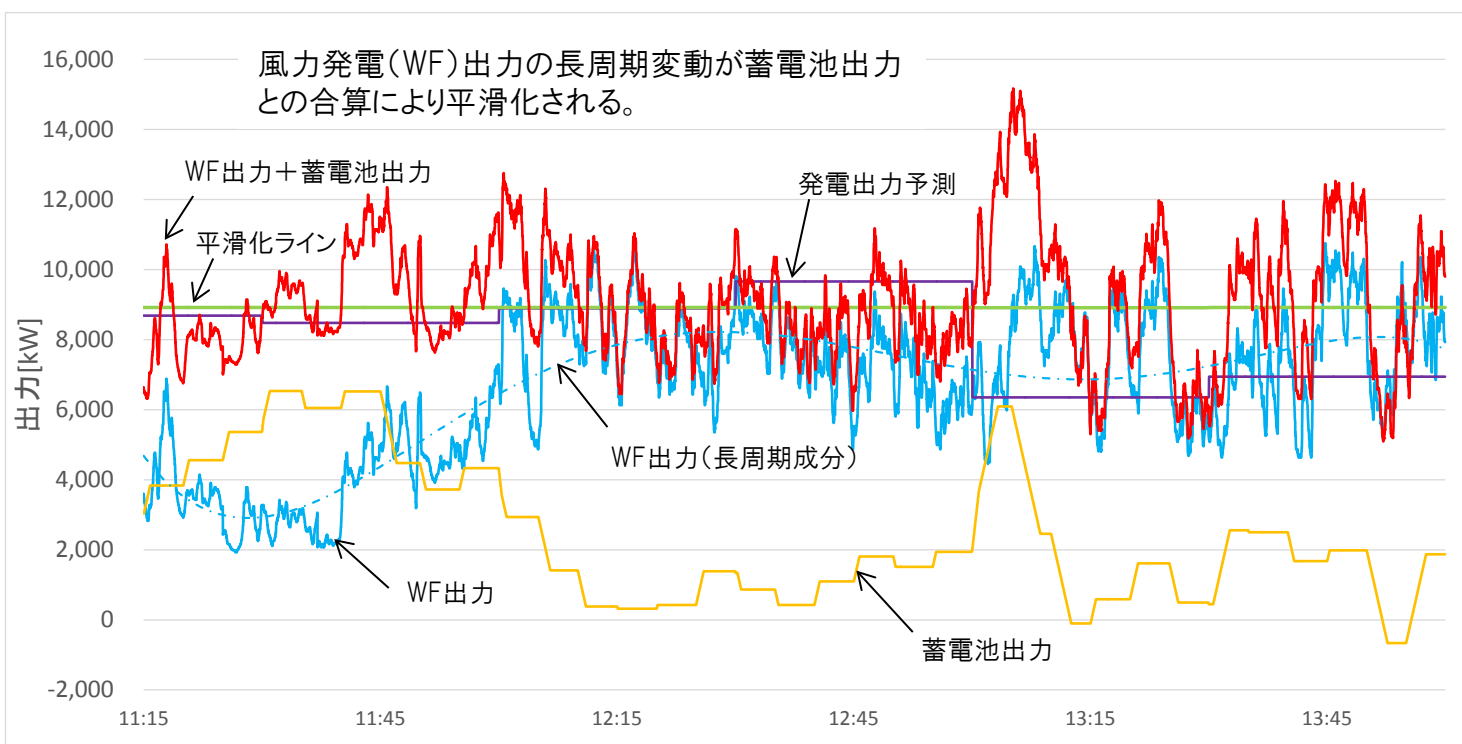
#### ②-b. 長周期変動抑制制御

##### 【これまでの成果1】

- 定格出力1.5万kW程度の風力発電所を対象として、長周期変動抑制制御を行い、蓄電池出力で発電出力の長周期変動を抑制できることを確認した。

○A風力発電所

2016年10月7日 制御時間：11時～14時 予測値：前日11:00配信



(長周期変動抑制制御)

- 制御対象の発電出力予測にもとづき、制御目標(平滑化ライン)を設定する。制御周期は5分。
- 出力予測値の凹凸をならす変動抑制制御、予測と実績の誤差を補償する予測誤差補償制御の2種類の制御により抑制を行う。(P76参照)

# 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

## ②-b. 長周期変動抑制制御

### 【これまでの成果2】

- 7~10月の昼間2時間を対象としたケースで、各風力発電所の予測値と実績値から蓄電池の必要出力・容量を分析した結果、南早来変電所の蓄電池では、20MW程度の風力発電所まで対応できることがわかった。

(試算ケース：2016年7月~10月 11:30~13:30 (2時間) 予測値：前日11:00配信)

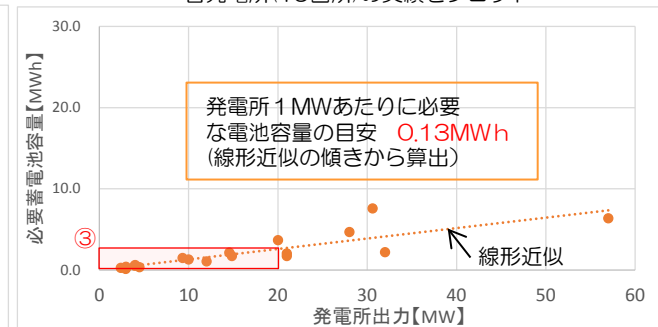
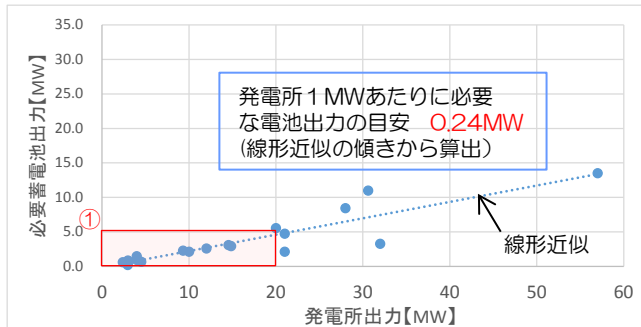
必要出力【MW】

各発電所(19箇所)の実績をプロット

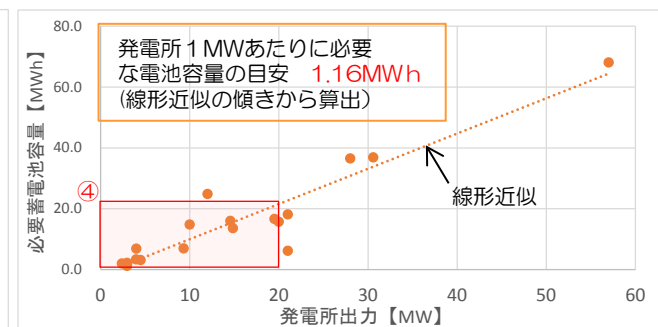
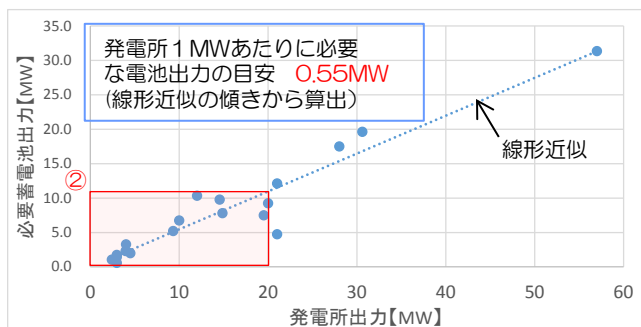
必要容量【MWh】

各発電所(19箇所)の実績をプロット

(変動抑制制御)



(予測誤差補償制御)



定格出力20MWの発電所の制御に必要な電池出力  
①+② = 5MW+10MW=15MW  
**RF電池定格出力(15MW)制約**

定格出力20MWの発電所の制御に必要な電池容量  
③+④ = 2.5MWh+20MWh=22.5MWh  
SOC50%で制御開始した際のRF電池定格容量(30MWh)制約内

※制御時間帯、制御時間数、予測精度(予測誤差補償制御)により結果は変動する。

今回の試算ケースにおいて、南早来変電所の蓄電池出力・容量(15MW、60MWh)で対応できるのは、概ね20MW程度の風力発電所までであることがわかる。

### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

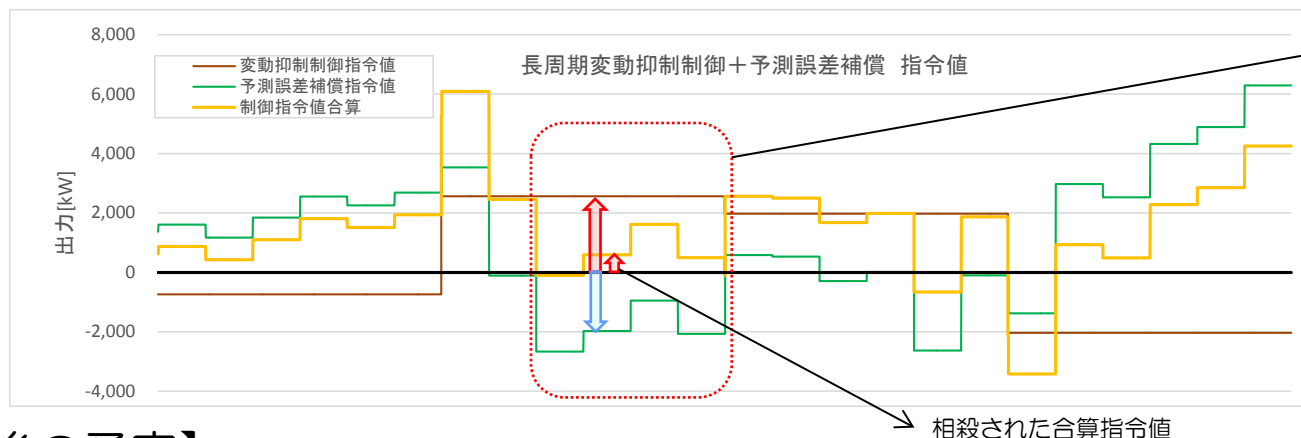
#### ②-b. 長周期変動抑制制御

##### 【課題と改良点】

- 現行の変動抑制制御と予測誤差補償制御は、別制御になっており、事前に各制御を行うバンクを割り当てる必要があるため、システム全体の有効活用ができない課題がある。
- 具体的には、各々の制御に割り当てられたバンクに充放電指令が発せられるが、逆方向の制御が同時帯で発生するケースもあり、システム全体では指令値が相殺される事象が生じる。
- こうした事象を避けるため、変動抑制制御と予測誤差補償制御を統一し、一つの制御とすることにより、システム全体の有効活用を図ることが可能となる。

##### [追加機能]

- 変動抑制制御で事前作成した平滑化ラインを、予測誤差補償制御の予測値とみなす制御を追加する。



##### 【今後の予定】

- 引き続き、制御・動作の検証、改良点の抽出を行う。

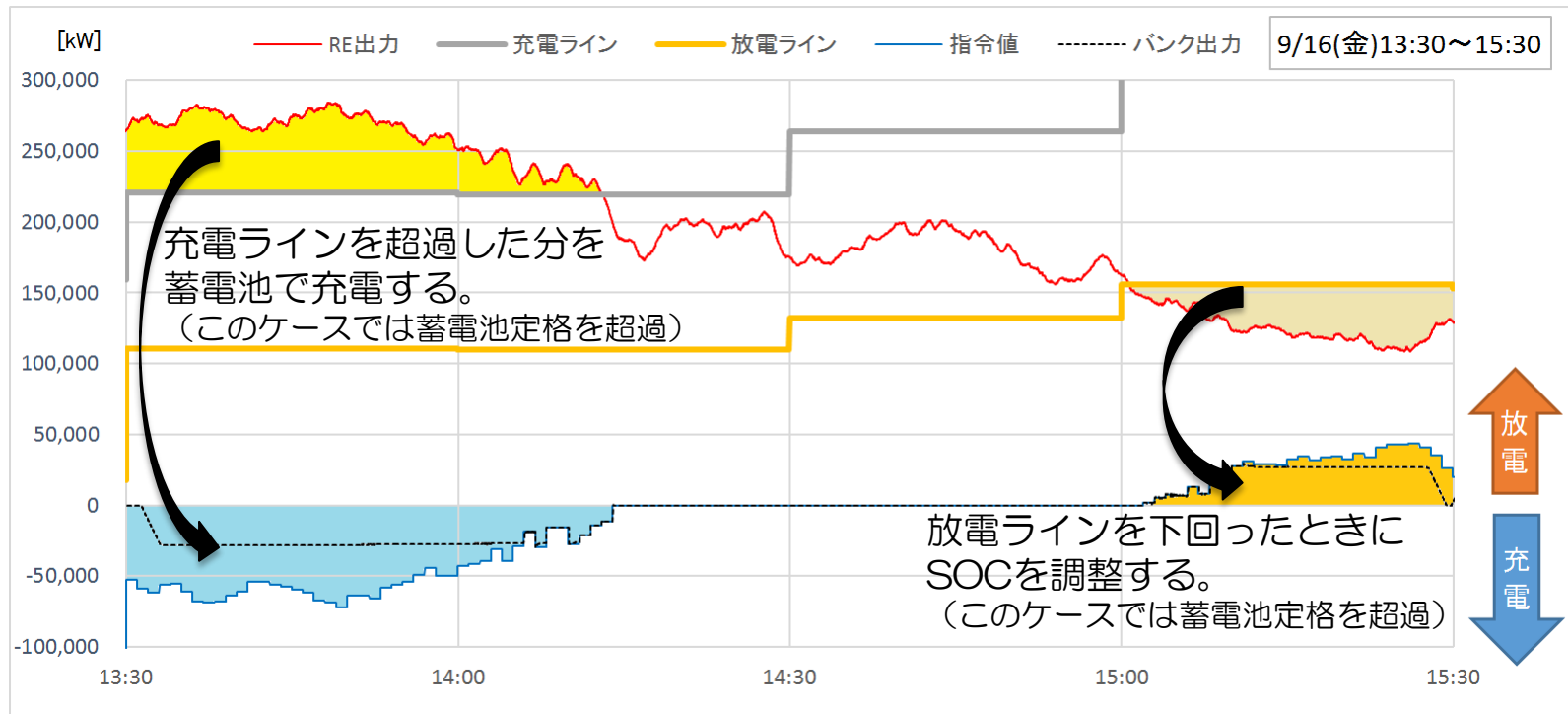
### 3. 実証事業の進捗状況

#### (1) 各検証項目の進捗状況

##### ②-c. 下げ代不足対策運転

##### 【これまでの成果】

- 特別高圧連系の風力や太陽光発電の合計出力を対象として制御を実施し、対象発電出力の余剰分を充電し、発電出力が減少したタイミングでSOC調整（放電）できることを確認した。



(試験時の設定)

- 対象サイト：全PV・WF
- 充電ライン、放電ライン：試験時の発電出力がラインと交差するように設定

##### 【今後の予定】

- 引き続き、制御・動作の検証、改良点の抽出を行う。

### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ②-d. 短・長周期ハイブリッド制御（短・長周期変動抑制制御の組合せ）

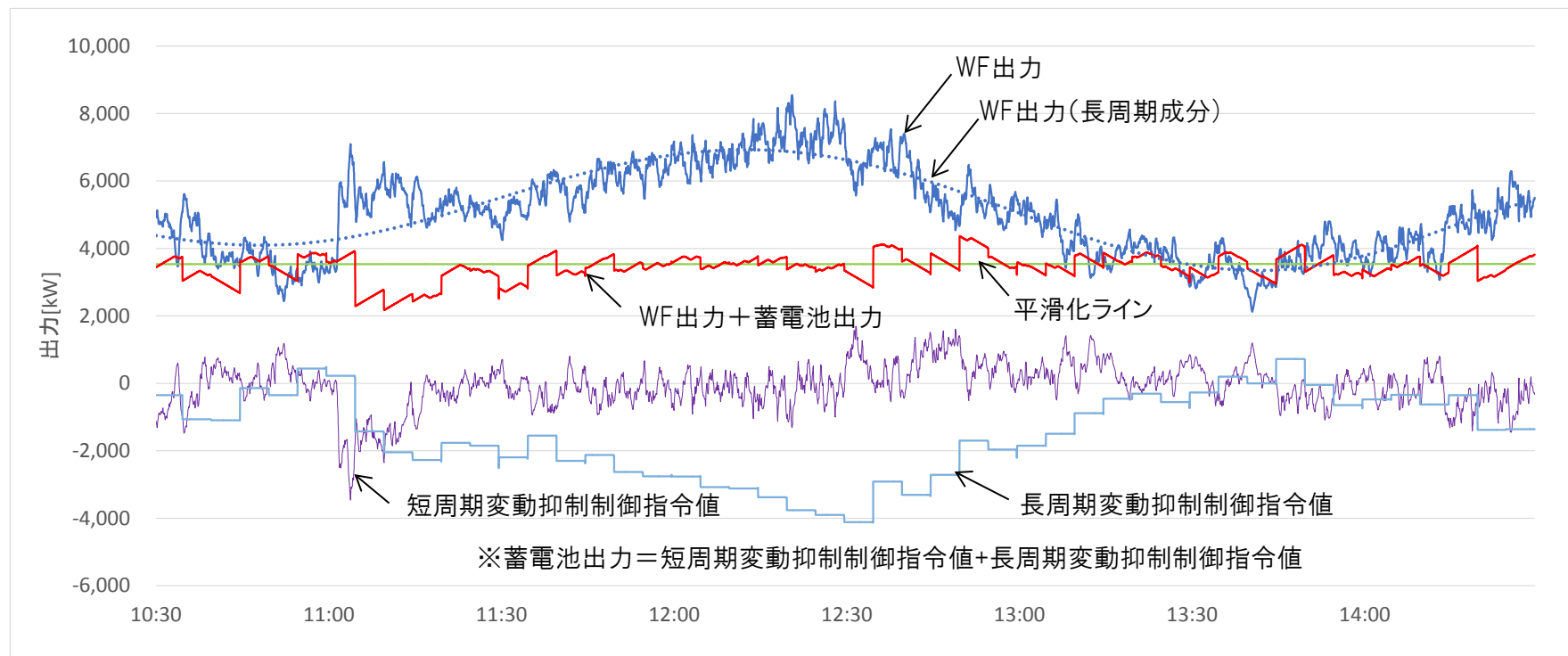
##### 【これまでの成果】

- 定格出力1万kW程度の風力発電所に短・長周期ハイブリッド制御を用いて、蓄電池出力で発電出力の短・長周期変動を抑制できることを確認した。

#### B風力発電所

制御モード：短周期変動抑制(風力・太陽光発電の変動補償) + 長周期変動抑制(変動抑制 + 予測誤差補償)

2016年11月22日 10時30分～14時30分(4時間) 制御のケース



### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

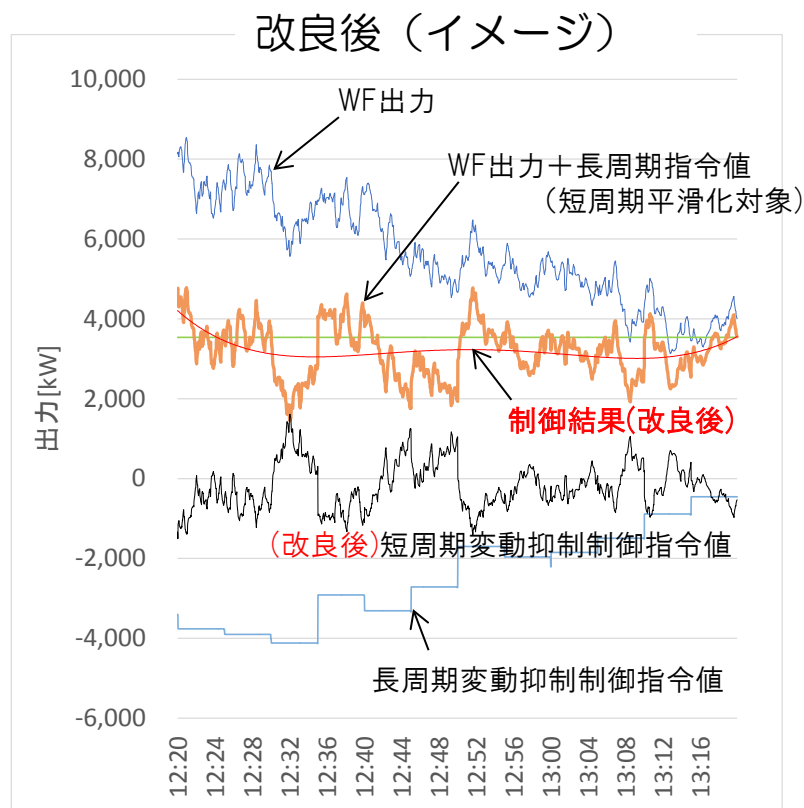
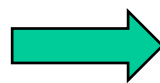
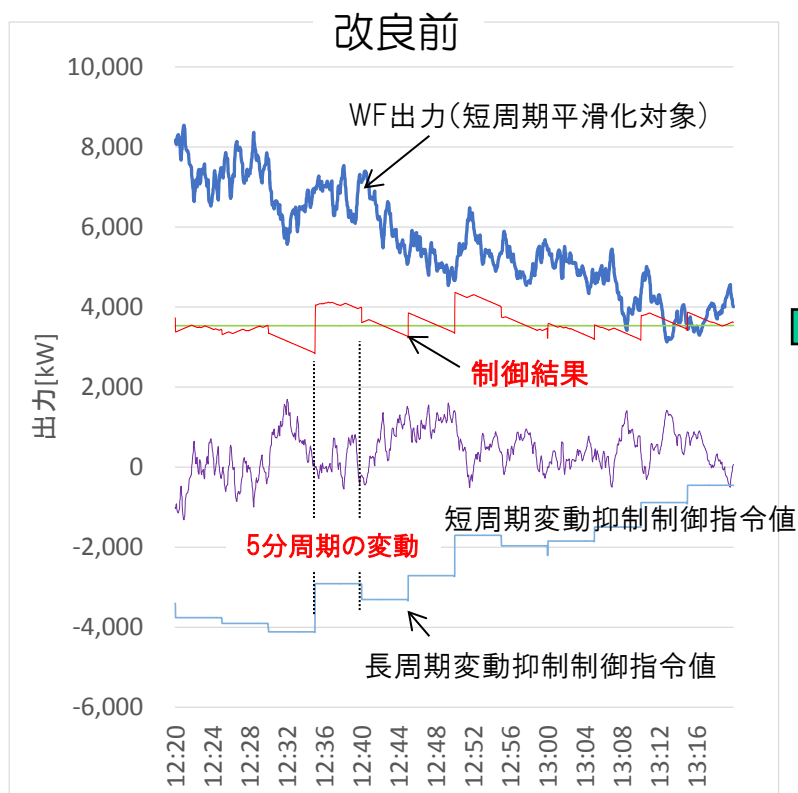
#### ②-d. 短・長周期ハイブリッド制御 (短・長周期変動抑制制御の組合せ)

##### 【課題と改良点】

- ・本組合せでは、長周期変動抑制制御により蓄電池出力が5分周期で変化するため、この変化による変動が残り、完全に平滑化ができない課題がある。
- ・こうした事象を避けるため、短周期変動抑制制御の平滑化対象を「再エネ出力+長周期指令値」とすることで、変動の抑制が可能と考えられる。

##### [追加機能]

- ・短周期変動抑制制御(風力・太陽光発電の変動補償制御)の制御対象に長周期変動抑制制御の指令値を加算する機能を追加する。

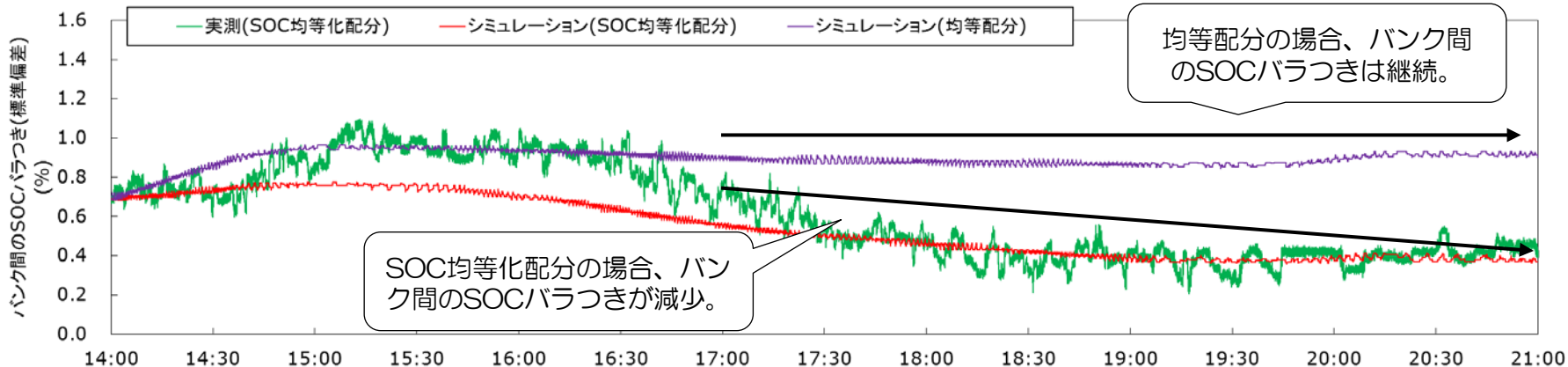
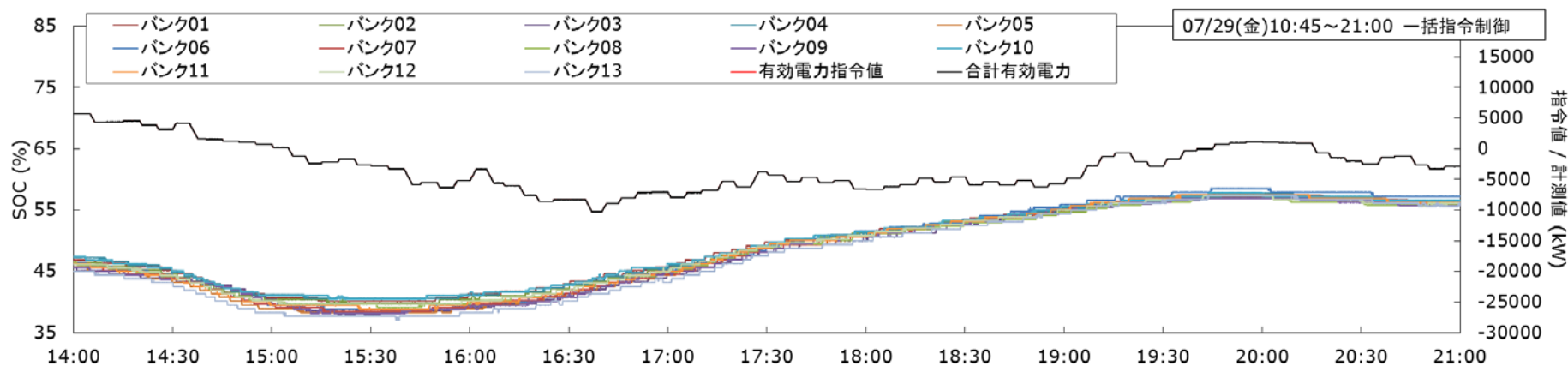


### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ②-d. 短・長周期ハイブリッド制御（運転バンク制御・指令値バンク配分）

##### 【これまでの成果】

- SOC均等化を目的とした指令値のバンク配分設定により、バンク間のSOCバラつきが抑制されることを確認した。





### 3. 実証事業の進捗状況

#### (1) 各検証項目の進捗状況

##### ②-d. 短・長周期ハイブリッド制御（運転バンク制御・指令値バンク配分）

###### 【課題と改良点1】

- ・ 現行のアルゴリズムでは、運転バンク数を考慮して効率向上を図る機能は有しているが、指令値配分の段階では効率向上を目的とした機能はない。指令値配分の段階でも効率向上を図る機能を追加することにより、更なる効率向上が期待できる。

###### [追加機能1]

- ・ 指令値配分アルゴリズムにPCS変換効率特性などを利用して効率向上を図ることを目的とした機能を追加する。

（補足）運転バンク制御の試験はまだ実施しておらず、動作状況については今後報告する。

###### 【課題と改良点2】

- ・ 運転バンク制御においては、待機状態から通常運転への移行時間が短いほど、運転台数決定時のマージンを小さくでき、効率向上効果が大きくなる。
- ・ 現行の待機モードは、ゲートブロックでは平滑用コンデンサによる電圧上昇が避けられないため、遮断器を開放するシーケンスとしているが、制御方法変更により電圧上昇を抑制し、遮断器を開放しない待機モードとすることで、通常運転への移行時間を大幅に削減できる可能性がある。

###### [追加機能2]

- ・ 待機時に直流電流ゼロアンペア及び無効電力のフィードバック制御を行う機能を追加する。

###### 【今後の予定】（短・長周期ハイブリッド制御 全体）

- ・ 引き続き、制御・動作の検証、改良点の抽出を行う。



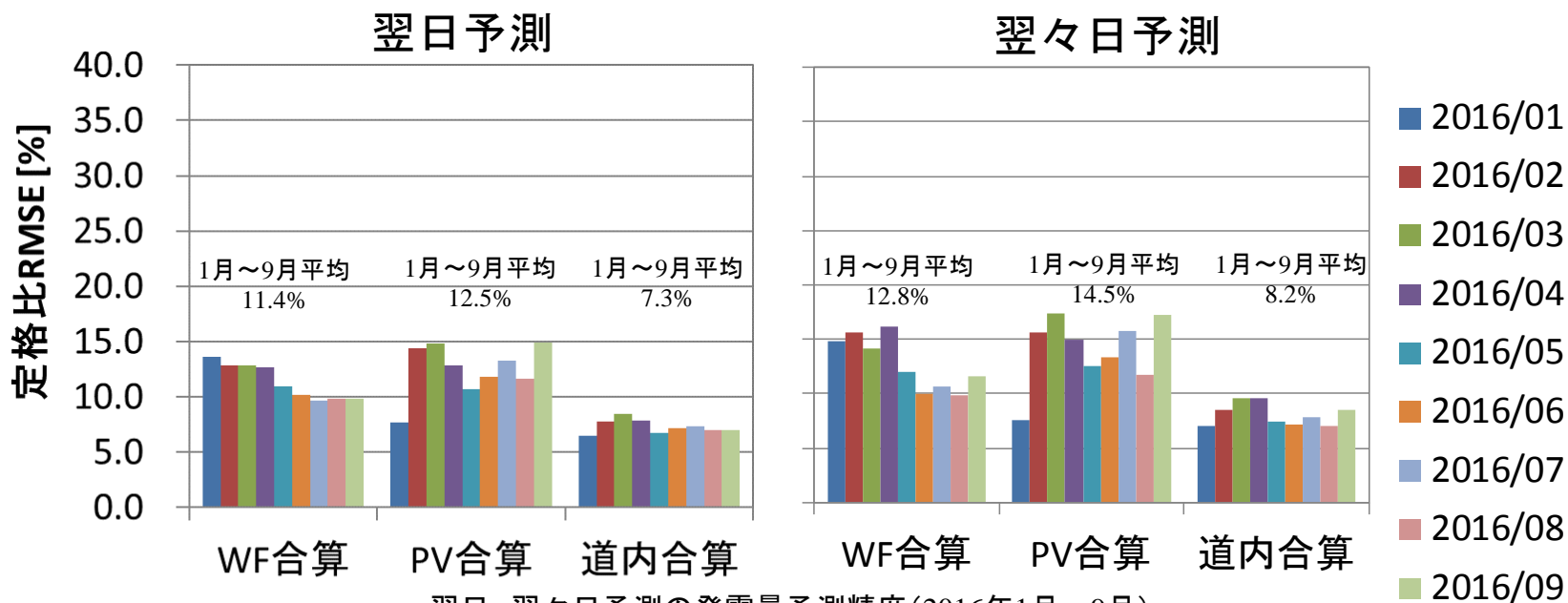
### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ②-e. 風力・太陽光発電出力予測システム

##### (i) 気象・発電量予測システムの評価

##### 【これまでの成果】 (システムの精度評価)

- ・システム運用後、予測対象時間ごとの精度検証を実施している。
- ・WF合算は風の強い冬季に誤差が大きく、PV合算は日射量の大きい夏季に誤差が大きい傾向がある。また、PV合算の2～3月の精度にはパネルへの積雪が影響していると考えられる。



翌日、翌々日予測の発電量予測精度(2016年1月~9月)  
 WF合算、道内合算は24時間、PV合算は日の出~日の入で算出

- ・翌日予測は、日予測のうち、配信時刻を基準として24~48時間後までのデータを評価
  - ・翌々日予測は、長時間予測のうち、配信時刻を基準として48~72時間後までのデータを評価
- ※配信時刻 日予測 : 2:00,5:00,8:00,11:00,14:00,17:00,20:00,23:00 (1日8回更新)  
 長時間予測 : 8:30 (1日1回更新)

### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ②-e. 風力・太陽光発電出力予測システム

##### (i) 気象・発電量予測システムの評価

#### 【これまでの成果】（精度目標の設定）

- システム運開前後のデータを用いて翌日の発電量予測の精度検証を実施し、太陽光発電の精度目標を設定した。

定格比RMSE[%]	風力発電	太陽光発電	算定期間
運開前(年間)	10.6% (計285MW)	11.4% (計75MW)	2014年11月-2015年10月
運開後(9か月間)	11.4% (計318MW)	12.5% (計353MW)	2016年1月-9月

※WF合算は24時間、PV合算は日の出～日の入の時間で算出。

精度検証には日予測のうち提供時刻から24時間後以降のデータを使用した。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (R_{fcst,i} - R_{obs,i})^2}$$

#### ○精度目標の設定

- 太陽光発電についてはシステム運開後に連系量が大幅に増加していることから、運開後の予測精度をベースに目標値を設定する。
- 現地データの利用や新しい要素を用いたパラメータ作成手法の導入により、今後精度向上を図る。
- こうした点を考慮し、太陽光発電の目標は定格比RMSE11%程度（年間）以下とする。

#### 【今後の予定】

- 気象パラメータの変更などの予測ロジック改良により目標を達成すべく精度向上に取り組んでいく。

### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

#### ②-e. 風力・太陽光発電出力予測システム

##### 【これまでの成果と今後の予定】

##### (ii) 各発電所パラメータ作成方法の高度化

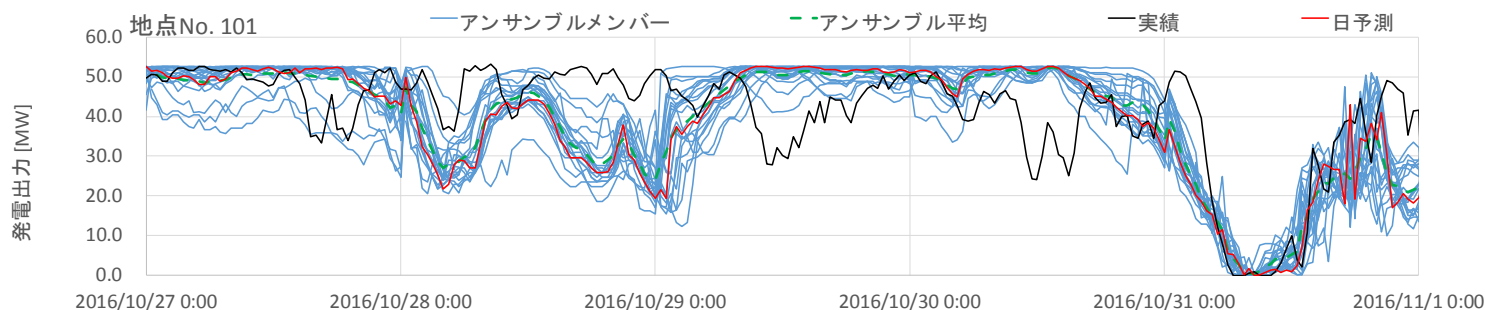
- ・説明変数（雲量など）の改良等を行った新たな予測パラメータを検討した。
- ・今後、検討したパラメータをシステムに反映し、更なる改良を検討する。

##### (iii) エリア別予測補正手法の開発

- ・風力発電所についてエリアを対象とした予測値の補正手法を検討した。
- ・今後、検討した手法をシステムに実装し、更なる改良を検討する。

##### (iv) アンサンブル気象予測を用いた信頼区間導出手法の開発

- ・アンサンブル予測システムについて、10月下旬より運用を開始した。
- ・今後、データを蓄積し、信頼区間導出方法の高度化について検討する。



アンサンブル予測結果

### 3. 実証事業の進捗状況 (1) 各検証項目の進捗状況

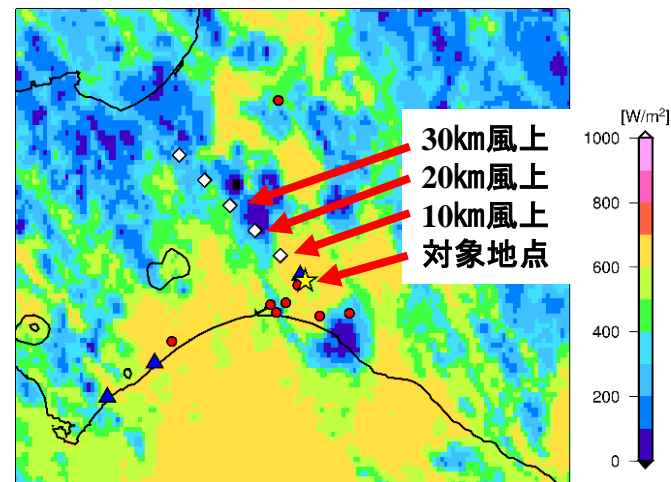
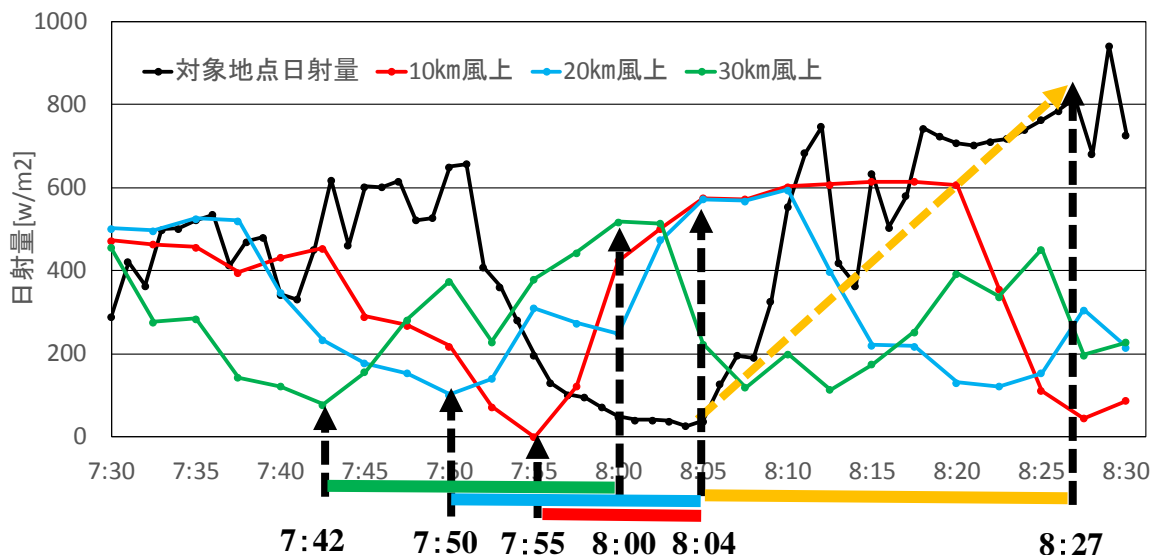
#### ②-e. 風力・太陽光発電出力予測システム

##### (v) 気象急変時分析

##### 【これまでの成果】

- 太陽光発電の急変事例を分析し、設備量が多い発電所が集中する安平地区の発電所の変動が太陽光発電所全道合計（特高連系のみ）の急変に寄与していることが分かった。
- そこで、この地点に着目し、衛星推定日射量を利用した急変の事前検知方法について検討し、風上側の日射量を利用して急変検知ができる事例をいくつか確認できた。

※急変の定義については、今後発生頻度を考慮して検討する。（現時点では、時間幅20分、変化幅10万kWとして分析対象を抽出）



安平地区で8:04~8:27にかけて発生した急変について、風上側の地点の変動を利用することで事前（十～数十分前）に捉えられる。

##### 【今後の予定】

- 風力発電所、太陽光発電所ともに急変の事前検知手法について引き続き検討する。  
また、急変予測の蓄電池制御への活用方法についても検討する。

### 3. 実証事業の進捗状況 (2) 導入可能量引上げの見通し

#### (2) 導入可能量引上げの見通し

##### 【検討方針】

- 導入可能量引上げの見通しは、以下の方法により評価する。
  - ①周波数変動面での対策（短周期変動抑制制御、長周期変動抑制制御）  
…周波数制御シミュレーションによる評価
  - ②需給調整面での対策（下げ代不足対策運転）  
…需給シミュレーションによる評価
- 評価の考え方、前提条件については、新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ（以下、系統WGと記す。第8回：平成28年10月14日開催）にて北海道電力から報告した内容に準じるものとする。（P61～62参照）

##### 【検討内容】

#### ①周波数変動面での対策（短周期変動抑制制御、長周期変動抑制制御）

##### ○周波数制御シミュレーションにおける蓄電池モデルの確認

- 周波数制御シミュレーションに南早来変電所の蓄電池制御モデルを組み込み、実証試験データの再現を行い、周波数変動については概ね模擬できていることを確認した。（P63～64参照）

### 3. 実証事業の進捗状況 (2) 導入可能量引上げの見通し

#### ○周波数制御シミュレーションの前提条件

- ・確認したモデルにより、周波数変動面での対策における導入可能量の試算を行った。シミュレーション条件は系統WGでの報告に準じるが、需要、風力発電、太陽光発電については最新の実績データを用いた。

主なシミュレーション条件一覧

	検討条件等
検討方法	周波数制御シミュレーション（電力中央研究所と共同開発）により系統周波数に与える影響を評価（シミュレーションの概要はP65参照）
検討断面	2016年10月昼間（調整用火力発電機が3台となる軽負荷時間帯を対象） ※今回は、代表ケースとして過酷ケースである10月昼間を対象とした。
短周期変動に対する調整力	系統容量の2%を確保
火力発電	石油1台、石炭2台
その他発電	原子力発電の定検による1台停止を考慮、その他電源は実績ベース 京極発電所の揚水時の出力調整を考慮（GF幅は±15MW）
連系線	北海道・本州間電力連系設備（北本）の平常時AFC（±60MW）を考慮、実証試験を考慮（長周期変動分を南流）
需要変動	2016年10月実績に基づく
風力発電出力	2016年10月実績に基づく、特高連系発電所の発電実績から北海道エリア全体（実証試験分を含む）の出力を想定（P68～69参照）
太陽光発電出力	2016年10月実績に基づく、特高連系発電所の発電実績から北海道エリア全体の出力を想定（P70参照）

※赤字：第8回系統WG報告からの条件変更箇所



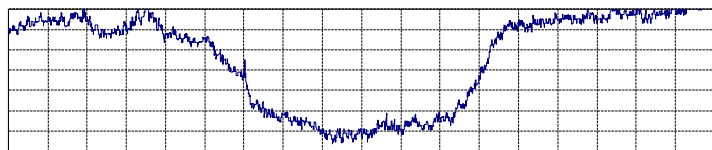
### 3. 実証事業の進捗状況 (2) 導入可能量引上げの見通し

#### ○周波数制御シミュレーションによる検討方法

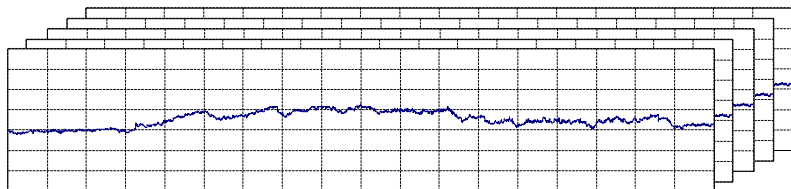
- 需要については、代表1日（第三水曜日）のデータ、風力・太陽光発電出力については、1か月分のデータを組み合わせ、周波数調整目標を満足する導入量を確率的評価により算定
- 風力・太陽光発電出力については、10MW単位で連系量を増加させて評価を実施

#### 【周波数制御シミュレーションによる検討方法の概要】

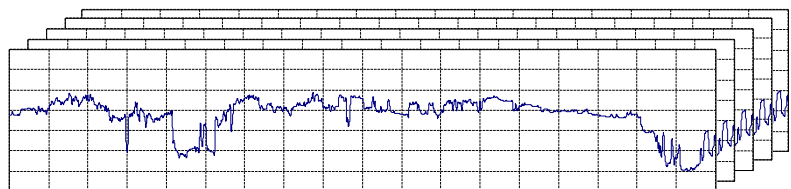
需要（代表1日）



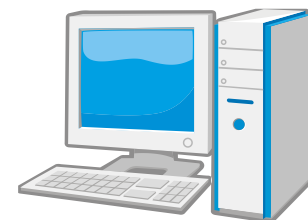
風力発電出力（30日分）



太陽光発電出力（30日分）



各月の組み合わせ900ケース  
(1×30×30)



周波数制御シミュレーションにより周波数調整目標を満足する導入量を確率的評価により算定

### 3. 実証事業の進捗状況 (2) 導入可能量引上げの見通し

#### ○短周期変動抑制制御の評価結果

(太陽光発電増加ケース 10月平日昼11:00~14:00)

太陽光発電を増加させたケースでの周波数偏差(10月平日昼 最大3σ相当値) 目標値 0.3Hz以内

	増加なし	10MW増	20MW増	30MW増	40MW増	50MW増	60MW増	70MW増	80MW増	90MW増	100MW増
蓄電池制御なし	0.299	0.311	0.327	0.340	0.350	0.358	0.377	0.379	0.380	0.380	0.380
風力・太陽光発電変動補償制御	0.288	0.294	0.298	0.307	0.315	0.334	0.349	0.356	0.366	0.380	0.379
ガバナフリー相当制御	0.277	0.283	0.287	0.302	0.318	0.327	0.328	0.348	0.361	0.376	0.379
LFC	0.278	0.286	0.289	0.299	0.316	0.331	0.334	0.345	0.361	0.376	0.380

単位:[Hz]

(パラメータ設定)

・風力・太陽光発電変動補償制御

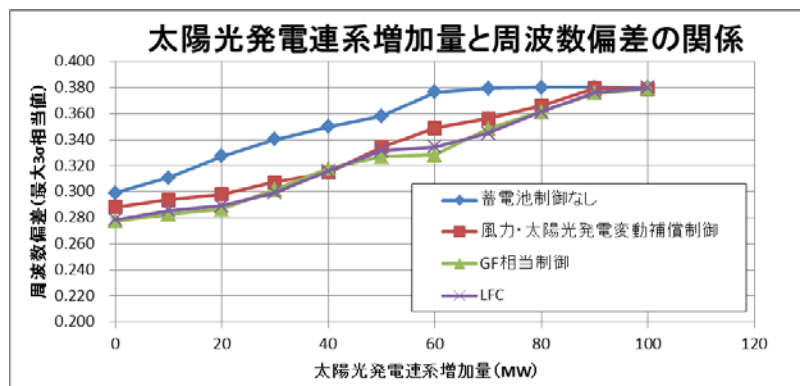
蓄電池出力上下限±15MW、対象:特高の全風力・太陽光発電所、変化率制限6MW/分

・ガバナフリー相当制御

蓄電池出力上下限±15MW、調定率0.6%

・LFC

蓄電池出力上下限±15MW、ローパスフィルタ時定数 #0:600秒、#1:3秒



(10月平日昼)

・風力・太陽光発電変動補償制御

導入拡大効果 20MW、MWh容量 20.6MWh(1.37h)

・ガバナフリー相当制御

導入拡大効果 20MW、MWh容量 5.1MWh(0.34h)

・LFC

導入拡大効果 30MW、MWh容量 7.1MWh(0.47h)

※MWh容量は、制御時間3時間、補充電なしの条件で算出した。



### 3. 実証事業の進捗状況 (2) 導入可能量引上げの見通し

#### ○短周期変動抑制制御の評価結果

(風力発電増加ケース 10月平日昼11:00~14:00)

風力発電を増加させたケースでの周波数偏差(10月平日昼 最大3σ相当値) 目標値 0.3Hz以内

単位:[Hz]

	増加なし	10MW増	20MW増	30MW増	40MW増	50MW増	60MW増	70MW増	80MW増	90MW増	100MW増
蓄電池制御なし	0.299	0.301	0.305	0.309	0.313	0.318	0.322	0.329	0.336	0.339	0.342
風力・太陽光発電変動補償制御	0.288	0.292	0.297	0.300	0.301	0.302	0.305	0.306	0.307	0.308	0.309
ガバナフリー相当制御	0.277	0.283	0.287	0.290	0.295	0.299	0.298	0.301	0.302	0.303	0.304
LFC	0.278	0.286	0.289	0.293	0.297	0.299	0.300	0.301	0.302	0.303	0.305

(パラメータ設定)

・風力・太陽光発電変動補償制御

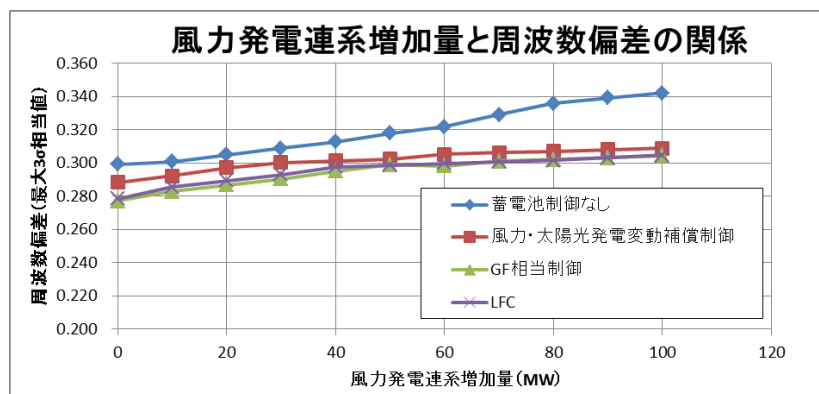
蓄電池出力上下限±15MW、対象:特高の全風力・太陽光発電所、変化率制限6MW/分

・ガバナフリー相当制御

蓄電池出力上下限±15MW、調定率0.6%

・LFC

蓄電池出力上下限±15MW、ローパスフィルタ時定数 #0:600秒、#1:3秒



(10月平日昼)

・風力・太陽光発電変動補償制御

導入拡大効果 30MW、MWh容量 20.0MWh(1.33h)

・ガバナフリー相当制御

導入拡大効果 60MW、MWh容量 5.1MWh(0.34h)

・LFC

導入拡大効果 60MW、MWh容量 7.1MWh(0.47h)

※MWh容量は、制御時間3時間、補充電なしの条件で算出した。

### 3. 実証事業の進捗状況 (2) 導入可能量引上げの見通し

#### ○長周期変動抑制制御の評価結果

(風力発電増加ケース 10月平日昼11:00~14:00)

- ・P18の検討結果より、風力発電所の連系量を20MWまで増加させたケースについて、シミュレーションを行った。

風力発電を増加させたケースでの周波数偏差(10月平日昼 最大3 $\sigma$ 相当値) 目標値 0.3Hz以内

・制御対象:風力発電の増加分、制御時間:11:30~13:30

予測値:前日11:00配信

	単位:[Hz]		
	増加なし	10MW増	20MW増
蓄電池制御なし	0.299	0.301	0.305
長周期変動抑制制御	0.299	0.299	0.300

(10月平日昼)

- ・長周期変動抑制制御  
導入拡大効果 20MW

#### ②需給調整面での対策(下げ代不足対策運転)

##### ○下げ代不足対策運転の評価方針

- ・系統WGの手法は、風力・太陽光発電の出力を所与のものとして下げ代評価を行っている。(接続可能量は、予測誤差影響を考慮した上で算出。)
- ・一方、風力・太陽光発電の出力については発電計画段階の見込みと実績の間に差異が生じるものであるため、本事業で開発した下げ代不足対策運転は、発電計画段階の見込みと実績の間に生じる差異を補償することで、下げ代面での余力を生み出すことにより、導入拡大効果につなげる設計思想としている。
- ・このため、電源構成等の前提条件を系統WGと同条件とし、出力予測から想定した発電計画段階の出力抑制量(時間)を基準として、この基準からの低減量を指標として評価を行うことで、導入拡大効果を確認する。

⇒今後、制御・動作の検証状況を踏まえて、需給シミュレーションを行い、具体的な評価を行っていく。

#### 【今後の予定】

今後は、下げ代対策面での評価に必要となる需給シミュレーションの具体手法について検討を進めるとともに、周波数調整面での検討についても、引き続き、以下の課題に取り組みながら、検討を進めていく。

- 他の時期、時間帯における評価

10月以外の時期や昼間以外の時間帯についての評価を行う。

- SOC・ロス特性の詳細把握・模擬

今後、実機でのSOC管理機能向上対策（P13）により、正確にSOCを把握することが可能となるため、モデルの精度向上を図る。

- 高出力運転特性の詳細把握・模擬

今後、実機での高出力特性の活用対策（P12）により、運用可能な高出力運転範囲を把握することが可能となる。把握した特性と上記のSOC特性模擬とを合わせることにより、正確に高出力特性を模擬できるようになり、短周期変動抑制制御の効果向上を期待できる。

【余白】

### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○風力・太陽光出力設定

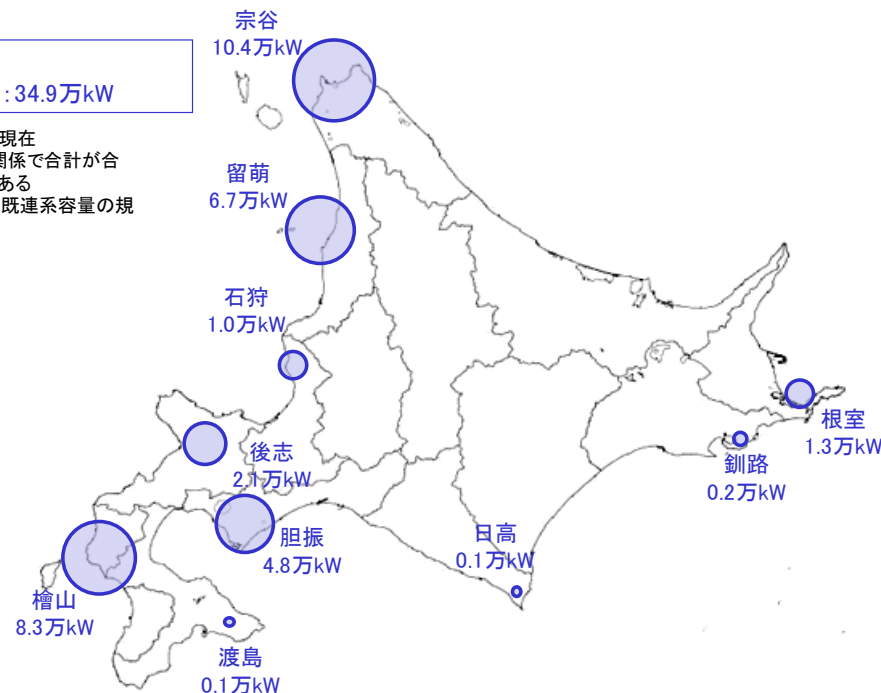
- 風力56万kW、太陽光117万kWの連系を想定し、それぞれ、特高連系発電所の実績データから、出力データを作成。
- 風力増加分は、環境アセス案件の地域分散を考慮した上で出力を想定。

環境アセス案件 振興局別出力

振興局	出力[万kW]	比率
オホーツク	4.5	2.3%
後志	3.3	1.7%
宗谷	116.1	60.1%
石狩	12.1	6.3%
胆振	21.0	10.9%
渡島	5.6	2.9%
留萌	5.2	2.7%
檜山	25.2	13.1%
総計	193.0	100.0%

風力発電所  
・既連系容量: 34.9万kW

※2016年8月末現在  
※端数処理の関係で合計が合わない場合がある  
※円の大きさは既連系容量の規模を表す



既連系風力の分布状況

#### (2) 火力発電機の条件

- 想定しうる発電機の構成から以下の3ケースを想定

標準ケース 苫東2、苫東4、知内2

振替1ケース 苫東4、知内2、石狩1

振替2ケース 苫東2、苫東4、石狩1

### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○風力導入量に対する蓄電池必要容量の試算結果（GF制御による傾向分析）

- 風力導入量と蓄電池必要容量の傾向を確認するため、GF制御によるシミュレーション結果から、風力導入量に対する蓄電池必要容量を評価。
  - 蓄電池必要容量は20%-2h程度となる。導入量により、kWh容量が増加する傾向を示すが、これは、風力発電の比率が増加することで、火力発電による調整が限界となり、蓄電池が長周期変動の調整にシフトするためと考えられる。
  - GF制御は、周波数偏差に応じた制御（調定率により設定）となるため、最大周波数偏差に対する抑制効果は高いが、比較的小さく継続的に発生する周波数偏差に対する抑制効果が小さく、偏差が継続する（北本潮流の偏りが継続<sup>※1</sup>、時差（周波数偏差積分値）の拡大<sup>※2</sup>）。
    - ※1 北本により、北海道系統および本州系統の周波数変動に応じて電力を相互に融通し、周波数の効率的制御と安定化を図っているが、継続的に北本潮流が偏ることで北本による周波数調整ができなくなるおそれがある。
    - ※2 北海道エリアでは、平常時は「標準周波数（50Hz）±0.3Hz以内」および「時差3秒以内」に保持することを目標に周波数を調整している。

シミュレーション結果に基づく蓄電池容量の試算結果（標準ケース、10月昼間帯、GF制御）

	風力50万kW	風力100万kW	風力150万kW	風力200万kW
kW容量[万kW] (風力容量比 [%])	10 (20)	20 (20)	30 (20)	40 (20)
kWh容量[万kWh] (h容量[h])	13.4 (1.34)	29.0 (1.45)	52.8 (1.76)	77.6 (1.94)

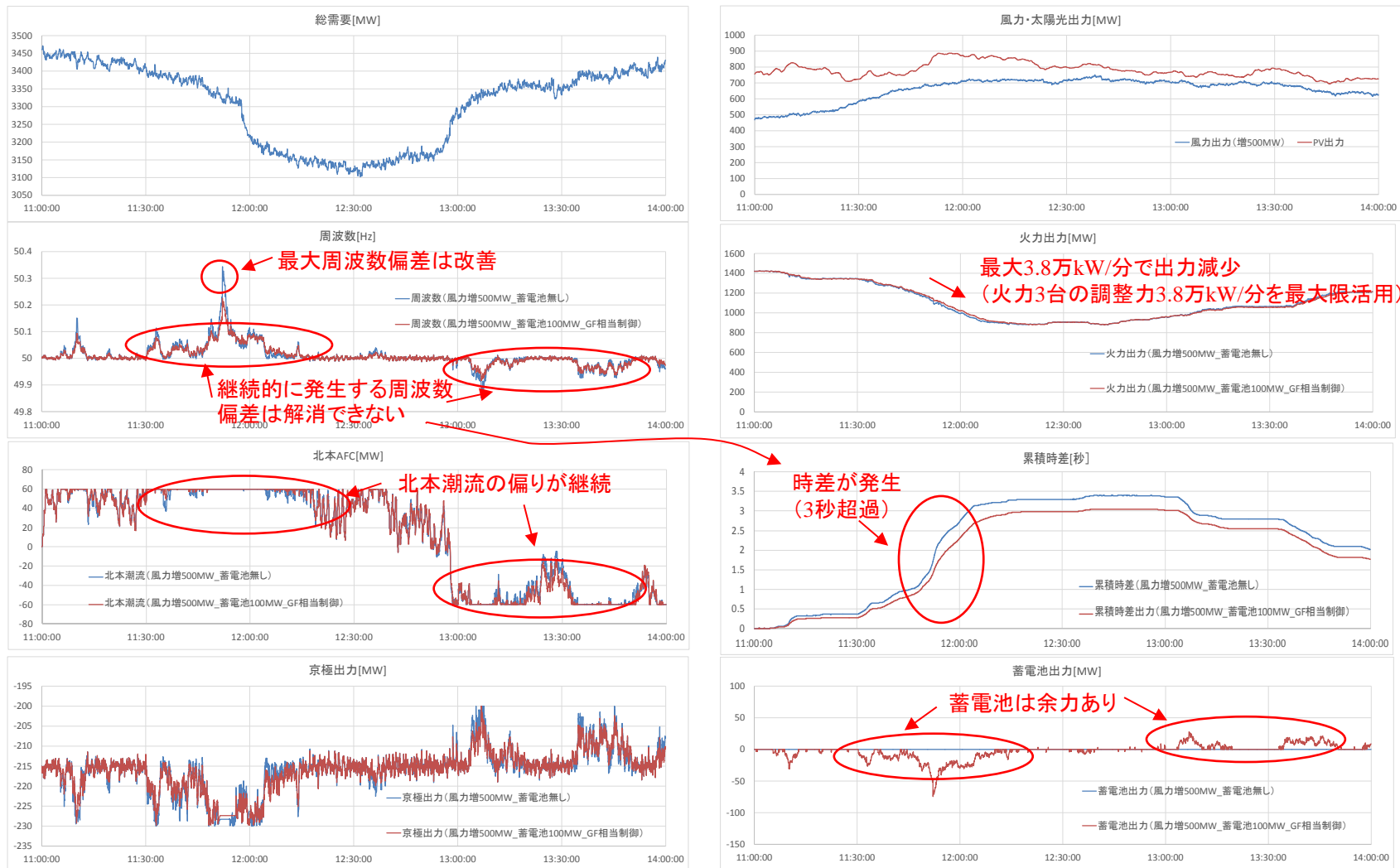
# 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

○風力導入量に対する蓄電池必要容量の試算結果 (GF制御による傾向分析)

- シミュレーション波形は以下のとおり、風力の導入量が拡大した場合には、GF制御のみでは、周波数偏差の継続を解消できない。

シミュレーション結果 (標準ケース、10月昼間帯、風力50万kW)

青：蓄電池なし、赤：蓄電池10万kW (GF制御)





# 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

## ○風力導入量に対する蓄電池必要容量の試算結果 (GF制御による傾向分析)

シミュレーション結果 (標準ケース、10月昼間帯、風力50万kW)  
 青：蓄電池なし、赤：蓄電池10万kW (GF制御)





### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

○風力導入量に対する蓄電池必要容量の試算結果（GF制御による傾向分析）

- 連系拡大する風力発電の分布状況による影響を評価。
  - 以下の条件で蓄電池必要容量を算出。
    - ①地域分散ケース：環境アセス案件の地域分散を考慮
    - ②エリア集中ケース：宗谷エリアのみが増加する場合を想定
  - 出力平滑化効果の違いにより、蓄電池必要容量に差異が発生し、①と比較し、②ではkW容量、kWh容量とも増加する。
  - 蓄電池必要容量を厳密に評価するためには、サイトの分布状況を考慮する必要がある。

シミュレーション結果に基づく蓄電池容量の試算結果（標準ケース、10月昼間帯、風力50万kW時、GF制御）

	①地域分散ケース	②エリア集中ケース
kW容量[万kW] (風力容量比 [%])	10 (20)	12.5 (25)
kWh容量[万kWh] (h容量[h])	13.4 (1.34)	22.3 (1.78)

### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○風力導入量に対する蓄電池必要容量の試算結果（LFC+EDC制御の検討）

- 系統の周波数偏差を解消するためには、既存の周波数制御も含めた改良が必要になる。
- 系統側蓄電池により、LFC制御、EDC制御を実施することについて検討を実施した。
  - LFC機能だけでは、周波数偏差の抑制が十分とはならないが、LFC+EDC 機能を追加することにより、継続的に発生する周波数偏差の抑制が可能となる。
  - 周波数偏差に伴う時差（偏差の積分値）は、同一ケースの比較では、LFC+EDC制御により大きく改善される。
  - LFC+EDC機能を追加することで、必要蓄電池容量は20%-3h程度となり、GF制御、LFC制御のみを行なう場合と比較し、時間容量が大きく増加する（kW容量は変わらず）。
  - 一方、北本AFC、火力EDC等との協調が必要となることから、既存の周波数制御の制御パラメータの調整を行い、導入量100万kWの場合までシミュレーションが動作することを確認した。
  - 既存の制御系への影響等について、次年度以降、実証設備にLFC+EDC制御機能を実装し、実システムでの検証を進める。

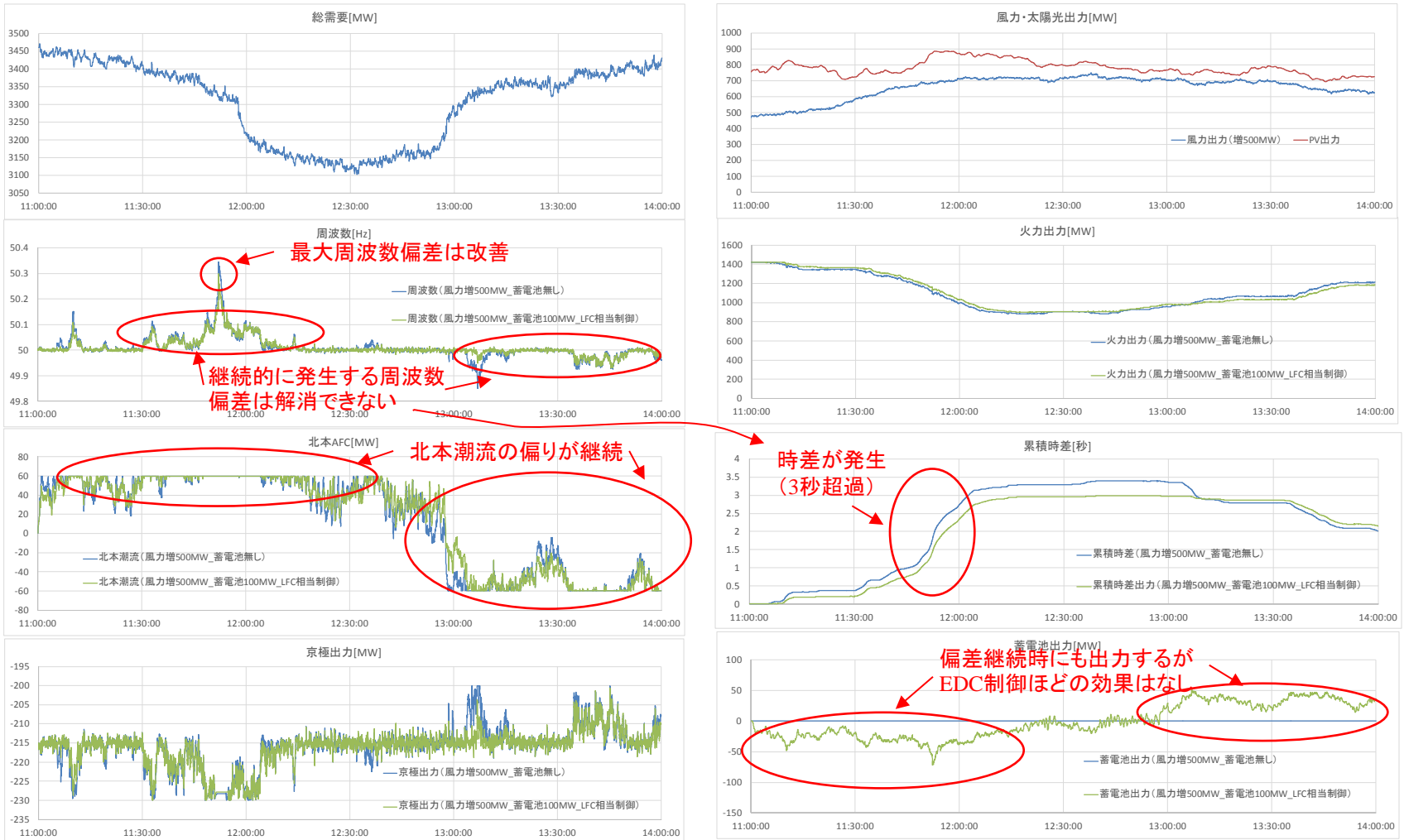
#### シミュレーション結果に基づく蓄電池容量の試算結果（標準ケース、10月昼間帯、風力50万kW時）

	GF制御	LFC制御	LFC+EDC制御
kW容量[万kW] (風力容量比 [%] )	10 (20)	10 (20)	10 (20)
kWh容量[万kWh] (h容量[h])	13.4 (1.34)	14.6 (1.46)	29.5 (2.95)
<参考> 時差[sec] (代表例での比較)	3.0	3.0	0.2

# 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

- 蓄電池によるLFC制御のみの場合、GF制御の場合と同様に、周波数偏差の継続を解消できない。

シミュレーション結果 (標準ケース、10月昼間帯、風力50万kW)  
 青：蓄電池なし、緑：蓄電池10万kW (LFC制御)



# 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

- 蓄電池によるLFC+EDC制御により継続的に発生する周波数偏差の抑制が可能となる。

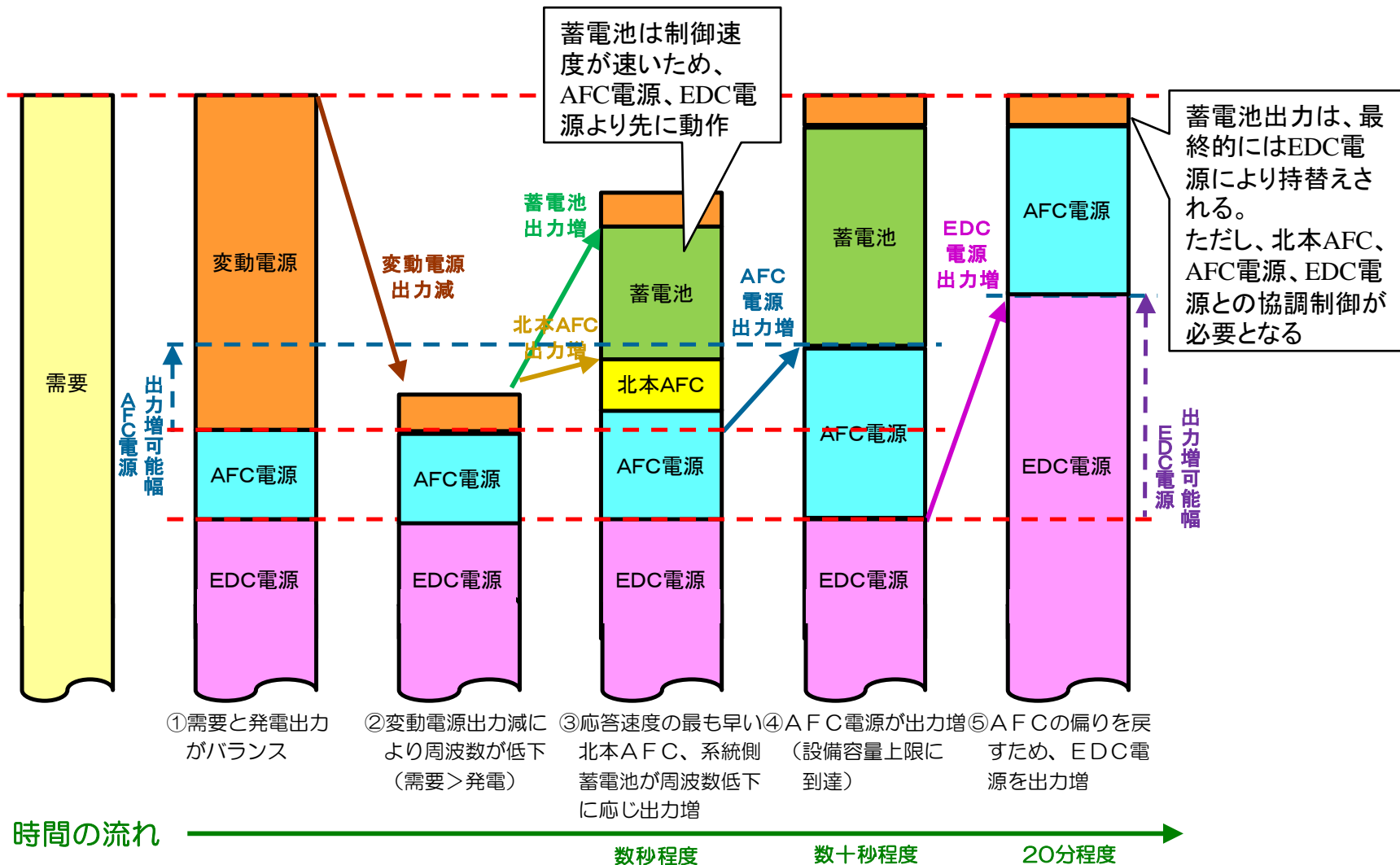
シミュレーション結果 (標準ケース、10月昼間帯、風力50万kW)

青：蓄電池なし、紫：蓄電池10万kW (LFC+EDC制御)



### 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

- 蓄電池によるLFC+EDC制御のイメージ（風力50万kW、蓄電池10万kWの場合）は以下のとおりとなる。
- 蓄電池で吸収した需給アンバランスは火力EDCに持替えることで、蓄電池の充電量（SOC）は適切に維持される。



### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○電源構成による影響

- 標準ケース、振替1ケース、振替2ケースにおけるシミュレーション結果から、風力導入量に対する蓄電池必要容量を評価。
  - 出力変化速度が速い電源に振替えた場合、kW容量、kWh容量を低減する効果がある。
  - 発電機の構成により、必要蓄電池容量が異なることとなるため、電源振替を前提に系統側蓄電池の導入を行う場合には、発電機停止時の運転条件等の検討が必要となる。
  - 振替1と振替2ではkWh容量に大きな差異はない。

シミュレーション結果に基づく蓄電池容量の試算結果（10月昼間帯、風力100万kW時、LFC+EDC制御）

	標準ケース 苫2、苫4、知2	振替1ケース 苫4、知2、石1	振替2ケース※ 苫2、苫4、石1
kW容量[万kW] (風力容量比 [%])	20 (20)	15 (15)	15 (15)
kWh容量 [万kWh] (h容量[h])	64.2 (3.21)	52.6 (3.51)	54.1 (3.61)

※ 振替2ケースは電圧面等の詳細検討が必要となる

#### <参考> 各火力発電機の出力変化速度

		定格出力	出力変化速度※1	
			設備仕様値	運用値※2
知内	1・2号	35万kW	1.05万kW/分 (3%/分)	同左
苫東厚真	2号	60万kW	1.2万kW/分 (2%/分)	1%/分
	4号	70万kW	1.4~2.1万kW/分 (2~3%/分)	同左
石狩	1号※3	56.9万kW	1.7~2.8万kW/分 (3~5%/分)	—

※1 出力変化速度は出力帯等により幅がある

※2 設備の老朽化等により運用値を制限する場合がある

※3 要求仕様のため参考値

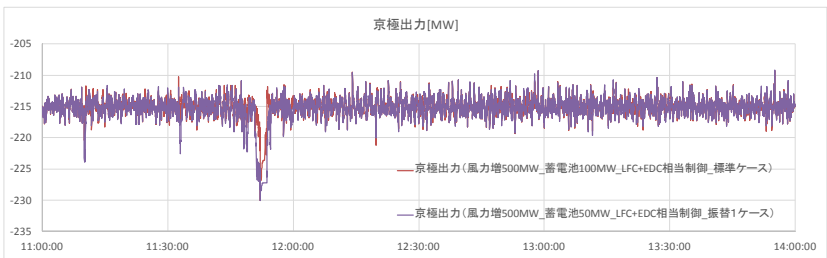
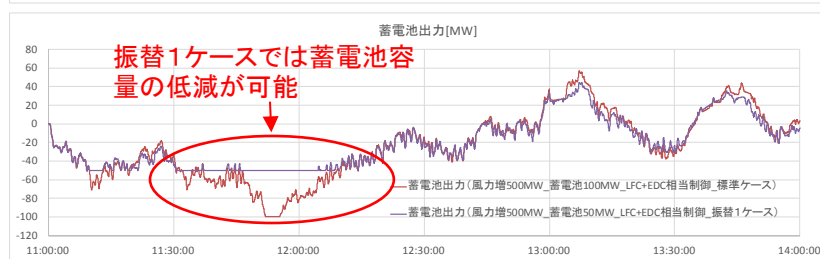
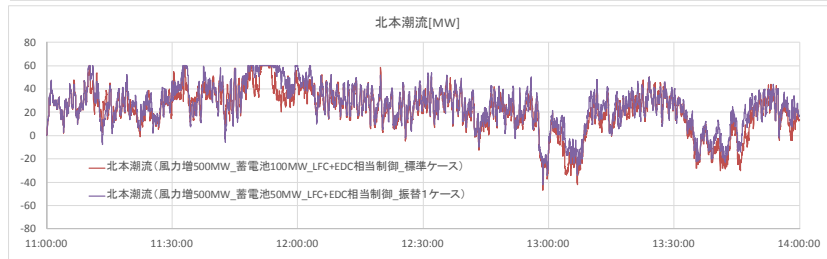
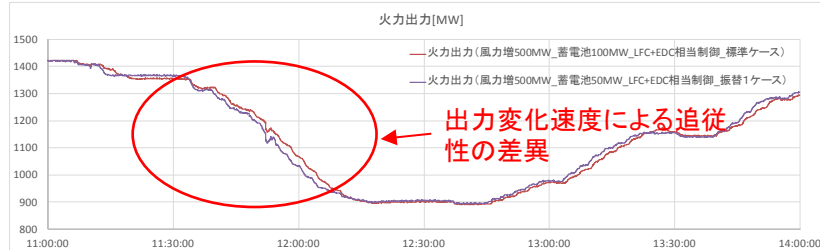
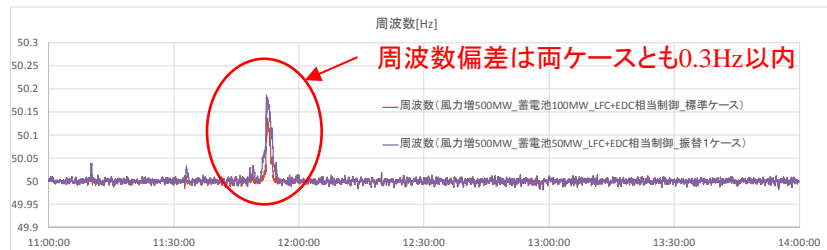
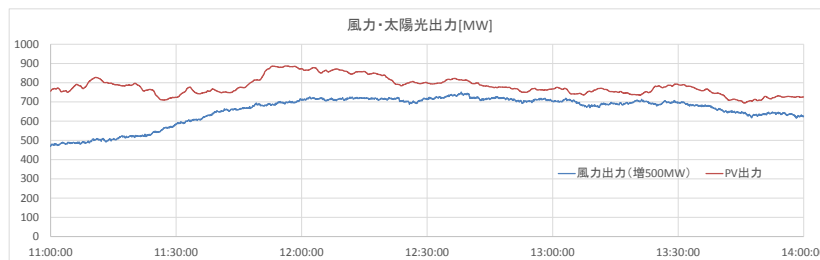
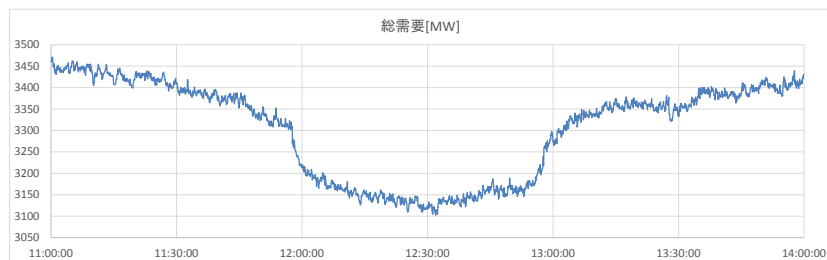
# 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

## ○電源構成による影響

- 調整速度が高い発電機により蓄電池容量の低減が図られる。

シミュレーション結果 (10月昼間帯、風力50万kW)

赤：標準ケース、蓄電池10万kW (LFC+EDC制御)、紫：振替1ケース、蓄電池5万kW (LFC+EDC制御)



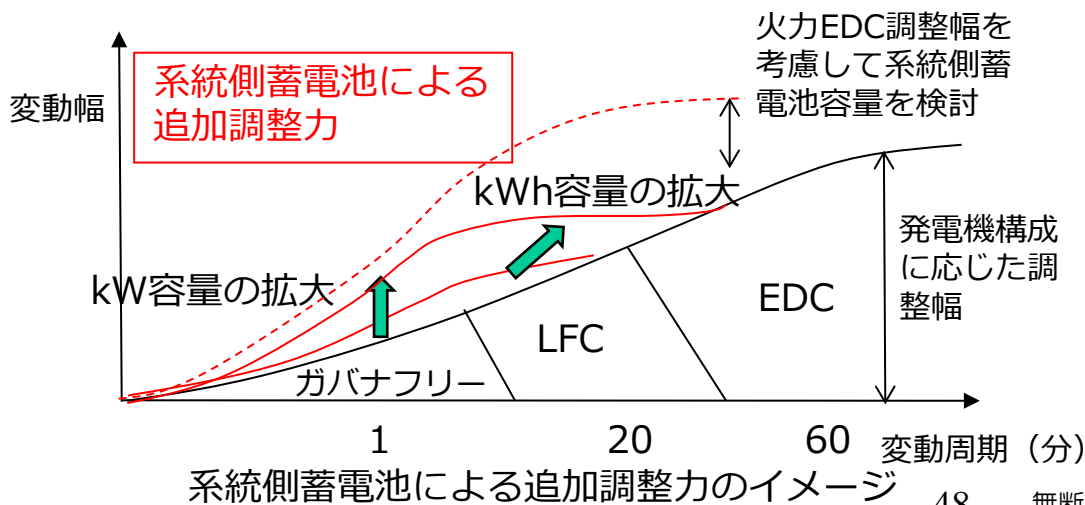


### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○系統側蓄電池と既存の周波数制御との協調

- 系統側蓄電池を導入することによる周波数制御への効果は以下のとおり。
  - 既存の周波数制御に対し、系統側蓄電池を導入する場合、その容量に応じた追加調整力（kW容量は変動幅を増加、kWh容量はより周期の長い変動に対応）が期待できる。
  - 系統側蓄電池により、LFC、EDC領域の調整幅、調整速度を増加させることで、EDCに余力ができ、結果、系統周波数の安定化が図られる。蓄電池で吸収した需給アンバランスは火力EDCに持替えることで、蓄電池の充電量（SOC）は適切に維持される。
- 一方、系統側蓄電池の導入量をさらに拡大すると、火力EDCでの持替えができず、需給アンバランスが蓄電池に吸収、蓄積される。この場合、蓄電池の充電量を調整する調整力がないため、偏差が継続した場合、kWh制約により出力できない時間帯が発生する。
- 最終的な調整を担う系統側蓄電池が出力できない場合、系統周波数が適切に維持できず、最悪の場合、停電に至る可能性がある。
- このため、系統側蓄電池は、既存の周波数制御との協調を考慮した容量とする必要があり、系統側蓄電池により風力発電のさらなる導入拡大を図る場合は、風力発電側の出力制御や出力予測と組合せた制御方法、既存の制御体系の変更等について詳細な検討が必要となる。



発電構成による火力EDC調整幅※1

発電構成	EDC調整幅
苫2、苫4、知内	22.5万kW
苫4、知内、石狩※2	26.5万kW
苫2、苫4、石狩※2	27.0万kW

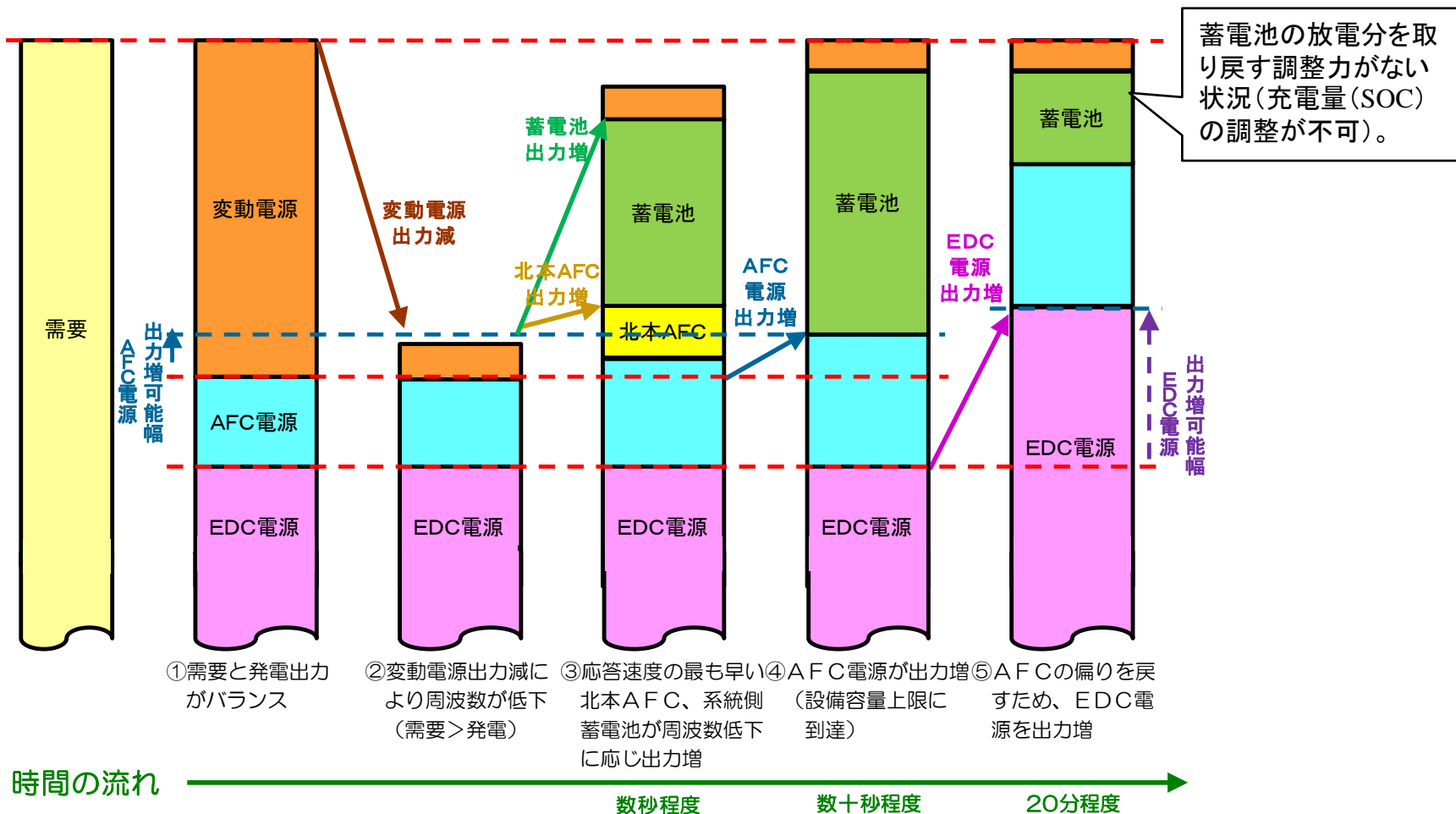
※1 EDC調整幅は、各発電機の実運用を考慮し、連続調整可能となる出力の上下限值から算出

※2 要求仕様のため参考値

### 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

○LFC+EDC制御のイメージ (火力EDC調整幅を超える場合)

- 風力の導入量が拡大し、これに伴い系統側蓄電池の導入量が、火力EDC調整幅を超える場合、需給アンバランスは最終的に蓄電池に吸収、蓄積されるが、蓄電池の充電量を調整する調整力がないため、偏差が継続した場合、h制約により出力できない時間帯が発生し、系統周波数が適切に維持できず、最悪の場合、停電に至る可能性がある。

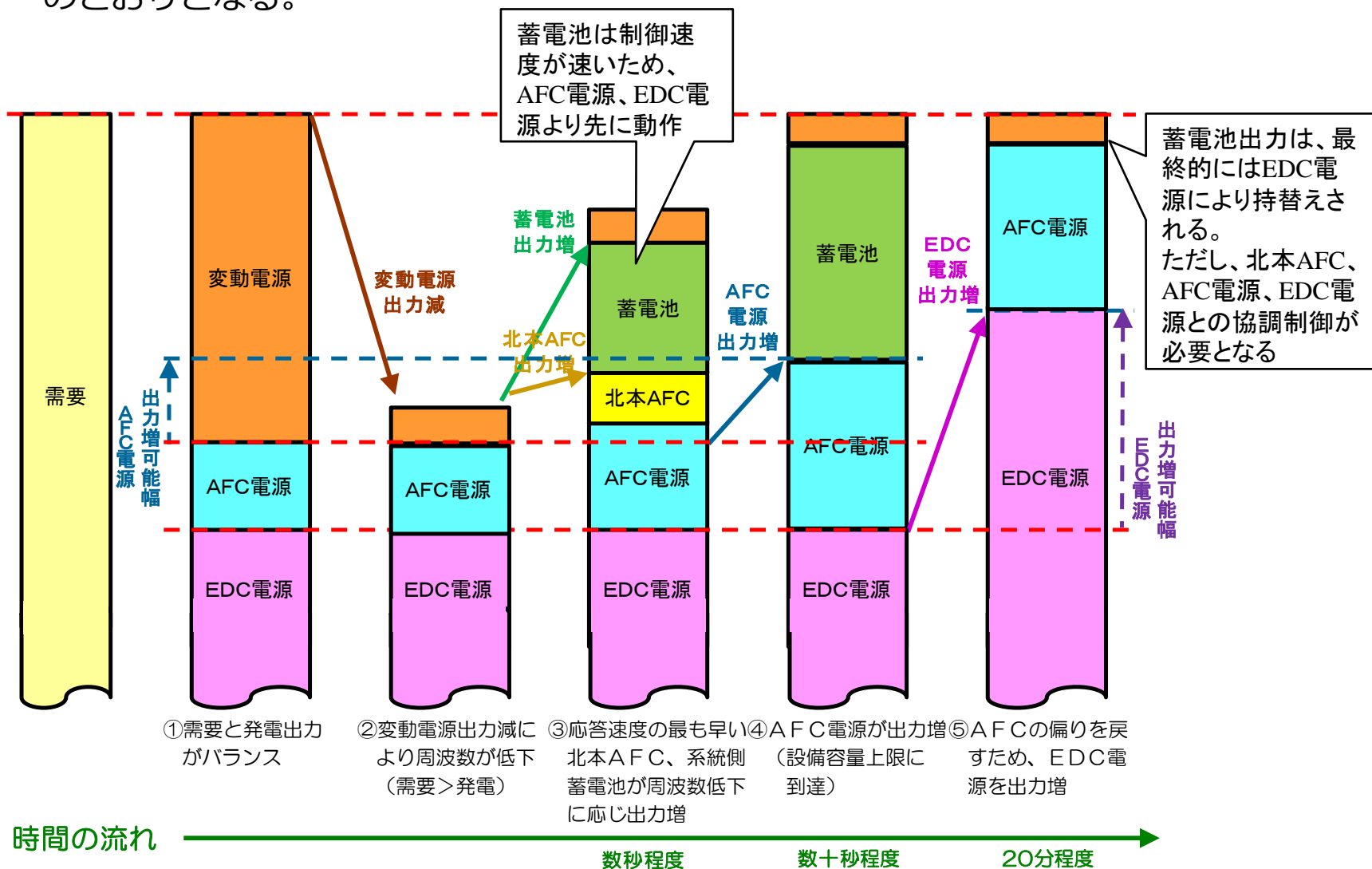


### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

○LFC+EDC制御のイメージ（火力EDC調整幅内の場合、再掲）

- 蓄電池によるLFC+EDC制御のイメージ（風力50万kW、蓄電池10万kWの場合）は以下のとおりとなる。



### 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○系統側蓄電池の導入にあたっての考え方

- 南早来の実証設備（1.5万kW-4h）レベルでの知見は以下のとおり。
  - 系統側蓄電池の制御方法により必要蓄電池容量は変わる。
  - サイト蓄電池の必要蓄電池容量（目安値）と比較し、系統側蓄電池とすることで、必要蓄電池容量は減少する。

蓄電池制御に応じた系統側蓄電池の容量等（実証結果に基づくシミュレーション）

設置形態	系統側蓄電池			<参考>サイト蓄電池※2
蓄電池制御	風力出力制御※1	GF制御	LFC	風力出力制御※1
蓄電池容量	50%-2.66h 133%h	25%-0.68h 17%h	25%-0.94h 23.5%h	60%-6h 360%h
制御対象	短周期、長周期変動	短周期変動	短周期、長周期変動	短周期、長周期変動
制御目的	風力変動のみ	周波数維持対応	周波数維持対応	風力変動のみ

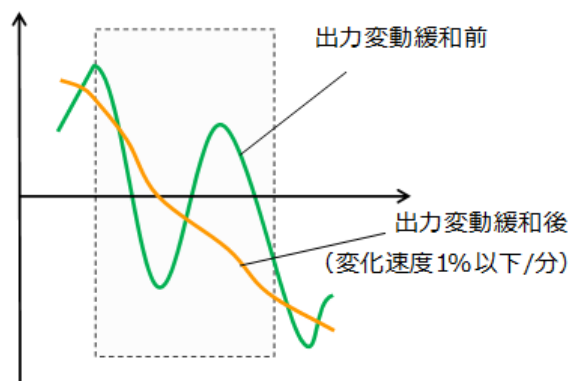
(注)風力導入規模が小さいため地域分散の効果は考慮していない

※1 風力の出力信号を収集し蓄電池の充放電を制御

※2 出力変動緩和対策の技術要件（平成28年4月公表）に基づく対策

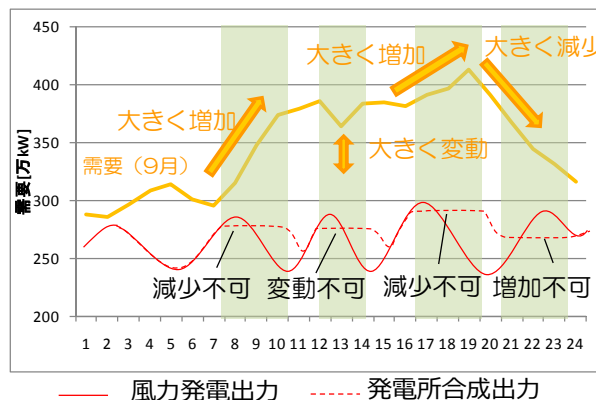
#### <短周期変動対策>

出力変化速度の基準を「発電所定格出力の1%以下/分」



#### <長周期変動対策>

指定時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制御



指定時間帯  
 7:00～10:00：減少させない  
 11:30～13:30：増減させない  
 16:00～19:00：減少させない  
 20:00～23:00：増加させない

### 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○系統側蓄電池の導入にあたっての考え方

- 系統側蓄電池について現時点での知見は以下のとおり。
  - 風力導入量により、系統側蓄電池の制御方法を変更する必要がある。
  - シミュレーション結果から、風力発電の導入量が拡大すると、GF制御では系統周波数の偏差の解消が困難となり、風力変動に応じた制御が必要となる。このため、系統周波数を維持するには、系統側蓄電池をLFC、EDC領域まで使用することが必要であり、これに伴い、蓄電池のkWh容量が増加する。
  - 一方、系統側蓄電池の容量拡大にあたっては、既存の周波数制御である北本AFC、AFC電源、EDC電源との協調のため、実証試験での詳細検討が必要となる。
  - また、既存の周波数制御と組み合わせた系統側蓄電池はEDC電源による持替えが必要であるが、系統側蓄電池の容量が大きくなると、この持替えができなくなるため、既存の周波数制御との協調から、火力EDC調整幅等を考慮して系統への影響や蓄電池導入量を見極める必要がある。
  - 出力変化速度の速いLNG火力への振替により、蓄電池容量の低減効果が見込まれるが、振替にあたってはLNG火力停止時の対応等について別途検討が必要である。

シミュレーションに基づく蓄電池容量の試算結果（10月昼間帯）

		10万kW (GF制御)	30万kW (LFC+EDC制御)	50万kW (LFC+EDC制御)	100万kW (LFC+EDC制御)
標準ケース 苫2、苫4、知2	kW容量[万kW]（風力容量比 [%]）	2 (20)	6 (20)	10 (20)	20 (20)
	kWh容量 [万kWh]（h容量[h]）	2.1 (1.05)	23.0 (3.84)	33.5 (3.35)	64.2 (3.21)
振替1ケース 苫4、知2、石1	kW容量[万kW]（風力容量比 [%]）	1.5 (15)	4.5 (15)	7.5 (15)	15 (15)
	kWh容量 [万kWh]（h容量[h]）	1.7 (1.11)	17.5 (3.89)	27.4 (3.66)	52.6 (3.51)
振替2ケース 苫2、苫4、石1	kW容量[万kW]（風力容量比 [%]）	1.5 (15)	4.5 (15)	7.5 (15)	15 (15)
	kWh容量 [万kWh]（h容量[h]）	1.8 (1.20)	17.4 (3.88)	29.5 (3.94)	54.1 (3.61)

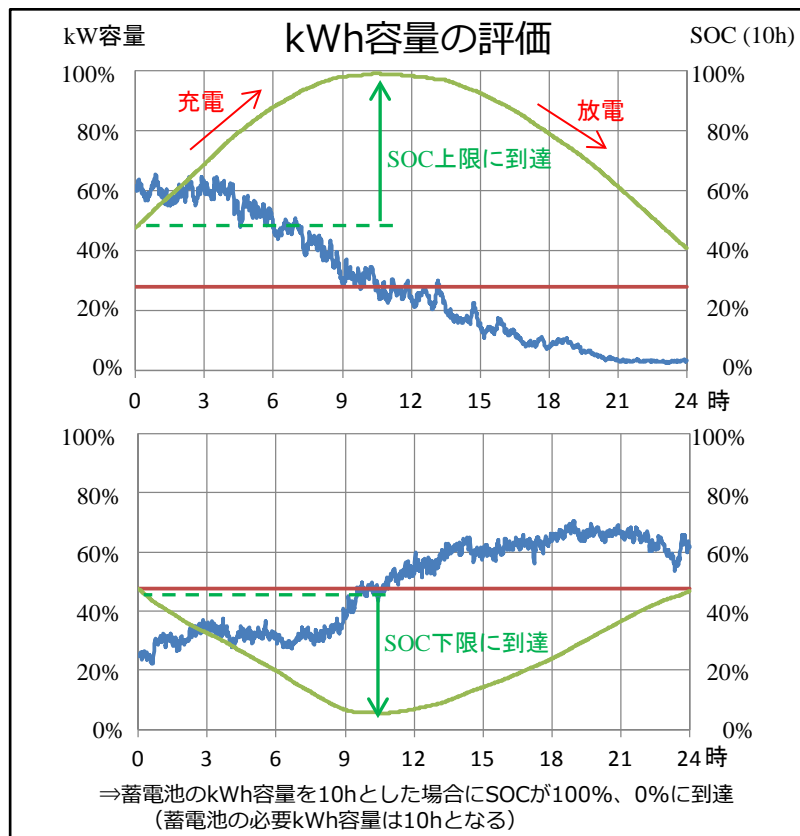
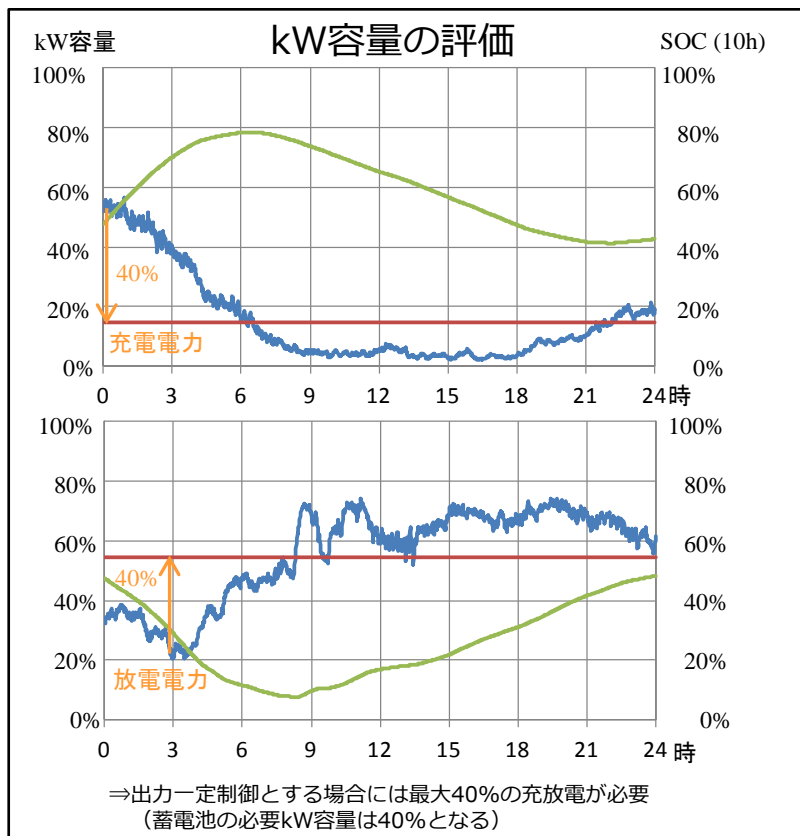
# 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

## ○系統側蓄電池の導入にあたっての考え方

- LFC+EDC制御の限界を超えて連系する場合には、既存の周波数制御の調整力が限界に達するため、限界を越えて導入する風力の出力を完全にフラット（1日を通じて出力を一定）にする風力出力制御（集中制御）となることが想定される。
- この場合の蓄電池必要容量は以下のとおり（精査中）。
  - 出力予測により1日の発電量（日量）が予測できると仮定すると、試算結果の最大値を満足する容量は40%-10hとなる（予測誤差を考慮すると必要容量は増加する）。

風力出力制御（集中制御）のイメージ（風力100万kWを対象、蓄電池40%-10h、10月の場合）

— 対象風力の合計出力    — 整形後の出力    — SOC





# 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

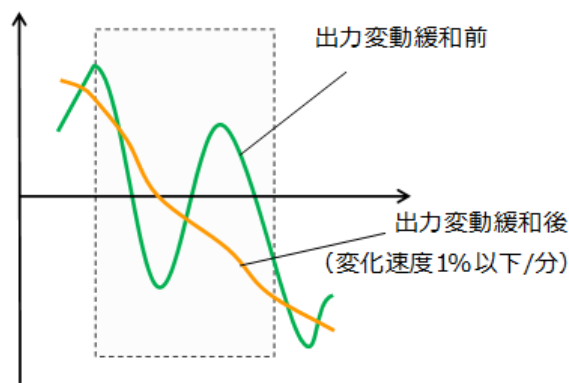
## ○系統側蓄電池の導入にあたっての考え方

- LFC+EDC制御の限界を超えて連系する風力の出力を完全にフラット（1日を通じて出力を一定）にする風力出力制御（集中制御）とする場合、指定時間帯の変動方向を制御する現状の出力変動緩和対策の技術要件よりも厳しい条件となる。

### 出力変動緩和対策の技術要件

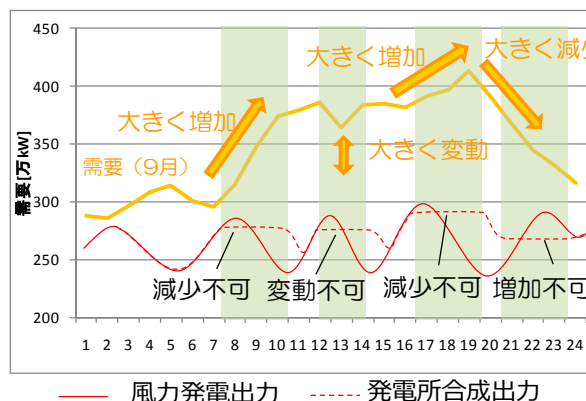
#### <短周期変動対策>

出力変化速度の基準を「発電所定格出力の1%以下/分」



#### <長周期変動対策>

指定時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制御



指定時間帯

- 7:00～10:00：減少させない
- 11:30～13:30：増減させない
- 16:00～19:00：減少させない
- 20:00～23:00：増加させない

※系統状況の変化等により、技術要件は変更となる

※風力発電設備の容量が大きく、技術要件を適用しても、その変動が火力発電機の出力行調整能力に対して過大となる場合は、個別協議が必要

#### サイト蓄電池の場合

- ・出力変動緩和対策の技術要件では、指定時間帯には、出力変動の方向を制御。
- ・指定時間内の変動（逆方向の変動）、指定時間外の変動には、既存の調整力により対応。



#### 風力出力制御の場合

- ・既存のLFC+EDC制御の限界を超えて連系する場合には、既存の周波数制御の調整力が限界に達する。
- ・このため、指定時間帯以外も含め、出力を完全にフラットにする制御が必要となることが想定される。



### 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○系統側蓄電池の導入にあたっての考え方

- 今後新たに得られる実証データや知見に基づき、系統側蓄電池の定量評価を見直していく。

蓄電池制御に応じた系統側蓄電池の容量等 (シミュレーション結果)

設置形態	系統側蓄電池			<参考> サイト蓄電池	
	GF制御	LFC+EDC制御		風力出力制御 (集中制御)	風力出力制御 (個別制御)
LNG振替あり		LNG振替なし			
風力導入量	10万kW程度	10万kW程度～100万kW程度		さらなる拡大	—
蓄電池容量※	15%-1.5h 22.5%h	15%-4.0h 60%h	20%-4.0h 80%h	40%-10h 400%h	60%-6h 360%h
制御対象	短周期変動	短周期、長周期変動	短周期、長周期変動	短周期、長周期変動	短周期、長周期変動
制御目的	周波数維持対応	周波数維持対応	周波数維持対応	風力変動のみ	風力変動のみ
補足事項	<ul style="list-style-type: none"> <li>・風力導入量が比較的小さい場合、本制御が有効</li> <li>・既存の周波数制御に与える影響は限定的</li> <li>・風力導入量が拡大すると、系統周波数の偏差の解消が困難となる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・風力導入量の拡大により周波数偏差の継続を解消するためEDC領域までの制御が必要となる</li> <li>・LFC制御後に定常的に残る需給アンバランス分を系統蓄電池で吸収、その後、火力EDC電源により持ち替えを行う</li> <li>・既存の周波数制御との協調が必要(火力EDC調整幅を考慮して系統側蓄電池容量を検討)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・LFC+EDC制御の限界を超えて連系するため、対象風力の出力を完全にフラットにする制御を想定</li> <li>・対象風力の出力信号を収集し、制御する方法(風力出力制御)等が想定される</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・出力変動緩和対策の技術要件に基づく対応</li> <li>(a) 短周期変動対策 出力変化速度の基準を「発電所定格出力の1%以下/分」</li> <li>(b) 長周期変動対策 指定時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制御</li> <li>※系統状況の変化等により、技術要件は変更となる</li> <li>※風力発電設備の容量が大きく、技術要件を適用しても、その変動が火力発電機の出力調整能力に対して過大となる場合は、個別協議が必要</li> </ul>	

※各風力導入量(10万kW程度刻み)でのシミュレーション結果の最大値を満足する容量とした

### 3. 実証事業の進捗状況 (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○系統側蓄電池の導入に向けた対応

- 系統側蓄電池の導入に向けて、以下の対応を進めることが必要となる。
  - 既存の周波数制御と組み合わせた系統側蓄電池による風力導入拡大とともに、さらなる連系拡大に向けて、複数の発電所の地域分散による風力の出力変動の平滑化を考慮した風力出力制御等の詳細についても検討する必要がある。
  - 今後も、実証試験の成果として、系統側蓄電池のLFC+EDC制御や風力出力制御との組合せも含め、蓄電池容量の低減および系統側蓄電池による導入拡大のための技術検討を進めていく。
  - 系統側蓄電池による連系拡大をはかる場合、新たな取組みとなることから、緊急時の出力制御に依りていただく等の対応についても検討を進めていく必要がある。
  - なお、風力発電の導入量が拡大すると下げ代面の出力制御も増加する傾向にある。

第9回系統WG（平成28年11月25日）資料2抜粋

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式※1,2,3,4,5】

	指定ルール案件の導入量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]720hルール案件 出力制御時間
2015年度	+40万kW	2236	954	194	20.3	1537
	+80万kW	2671	1908	461	24.2	1537
最小需要 287.7万kW	+120万kW	3271	2861	793	27.7	1537
	+160万kW	3810	3815	1200	31.5	1537
	+200万kW	4419	4769	1699	35.6	1537

※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提とした試算。

※2 720hルール案件の出力制御時間は、部分制御考慮時間。

※3 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※4 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※5 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御日数等を保証するものではない。

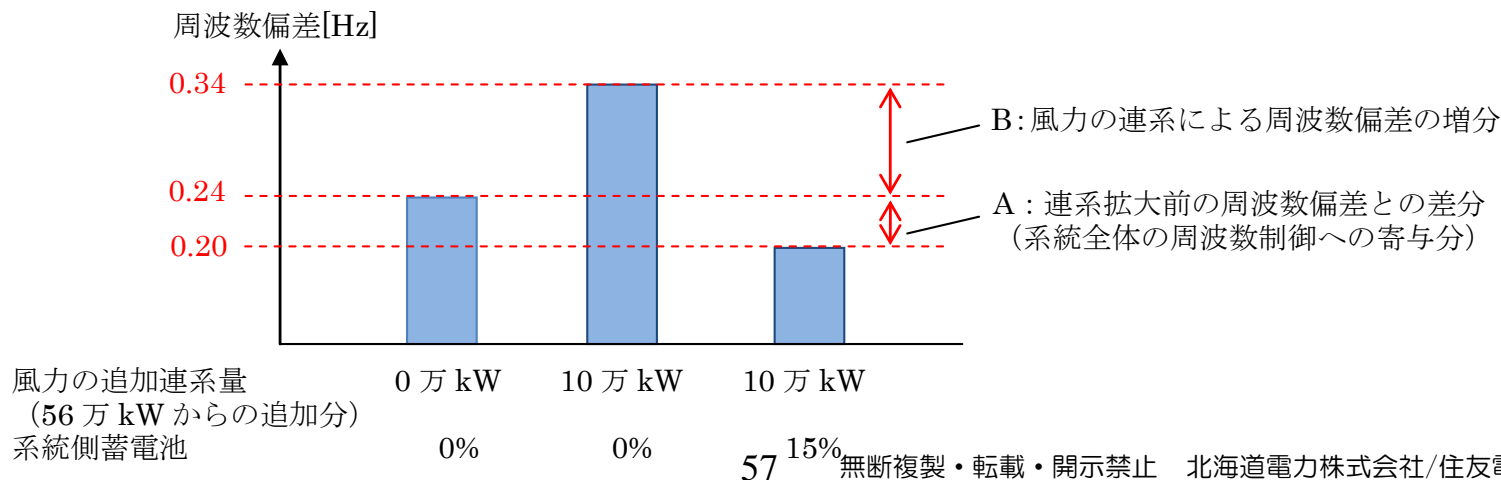
### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○系統側蓄電池の導入メリットの考え方（試算例）

- 今回の試算結果から、系統側蓄電池の導入メリットを評価する。
  - 風力導入量10万kW程度までは、系統側蓄電池のGF制御により、需要変動も含めた効率的な調整が可能。
  - これより、需要変動も含めたGF制御が有効な領域においては、既存の周波数制御への寄与が一定程度ある。
- 系統全体の周波数制御への寄与分の評価方法
  - 連系拡大前の周波数偏差を基準とし、GF制御が有効な風力の連系拡大量10万kW（系統側蓄電池15%-1.5h）でのシミュレーション結果から、系統側蓄電池による系統全体の周波数調整への寄与割合を算出。
  - 系統側蓄電池による周波数偏差の減少分（A + B）のうち、連系拡大前との差分（A）を系統全体の周波数制御への寄与分とみなすことで、寄与割合は、 $A / (A + B)$  となる。
  - シミュレーション結果より寄与割合は28.5%となり、系統用蓄電池の容量のうち、系統全体の周波数制御への寄与分は、 $22.5\%h \times 28.5\% = 6.4\%h$ となる。

系統全体の周波数制御への寄与分の評価イメージ



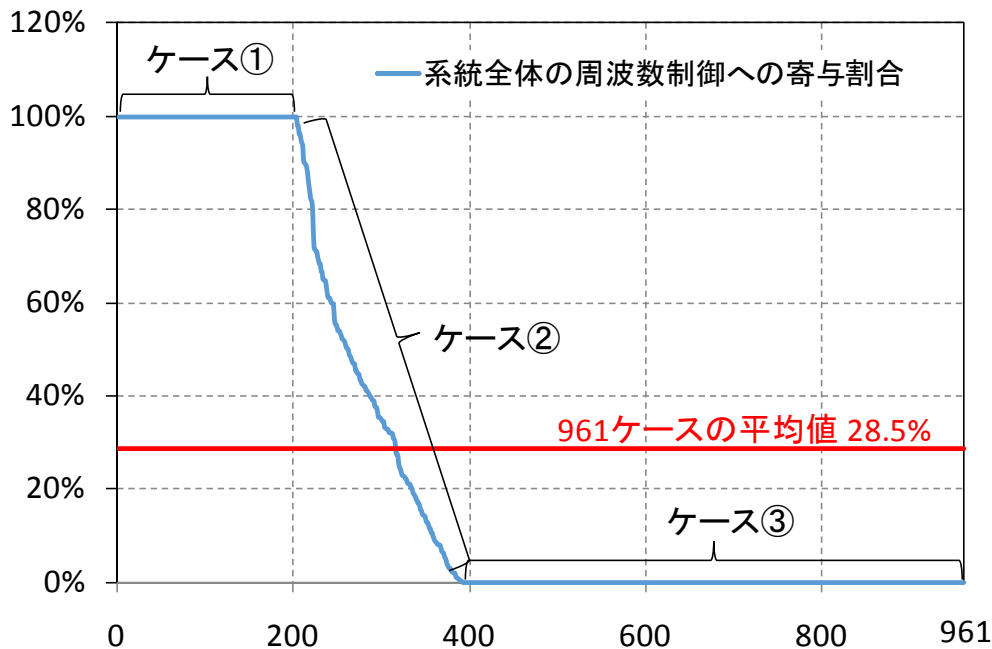
# 3. 実証事業の進捗状況

## (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

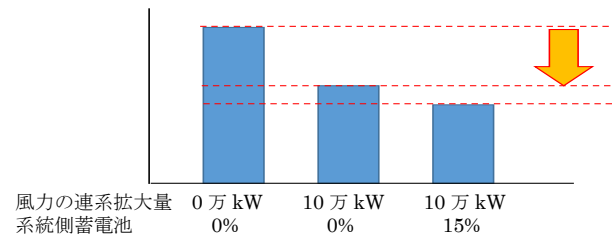
### ○系統側蓄電池の導入メリットの考え方（試算例）

- 10月昼間帯のシミュレーションから、全961ケース（風力発電および太陽光発電の出力データ31日分の全組合せ、31×31ケース）において、系統全体の周波数制御の寄与分を算定し、その平均値（28.5%）を使用

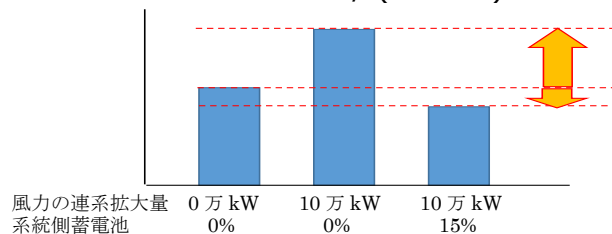
系統全体の周波数制御への寄与分の算定結果



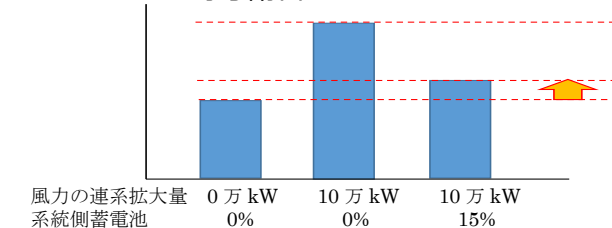
ケース①：風力の連系拡大時に周波数偏差が減少する場合  
（変動方向が逆となる場合）  
→寄与割合100%



ケース②：系統全体の周波数制御に寄与する場合  
（蓄電池の改善効果 > 風力の連系による偏差の増分）  
→寄与割合  $A / (A + B)$



ケース③：系統全体の周波数制御に寄与しない場合  
（蓄電池の改善効果 < 風力の連系による偏差の増分）  
→寄与割合0%



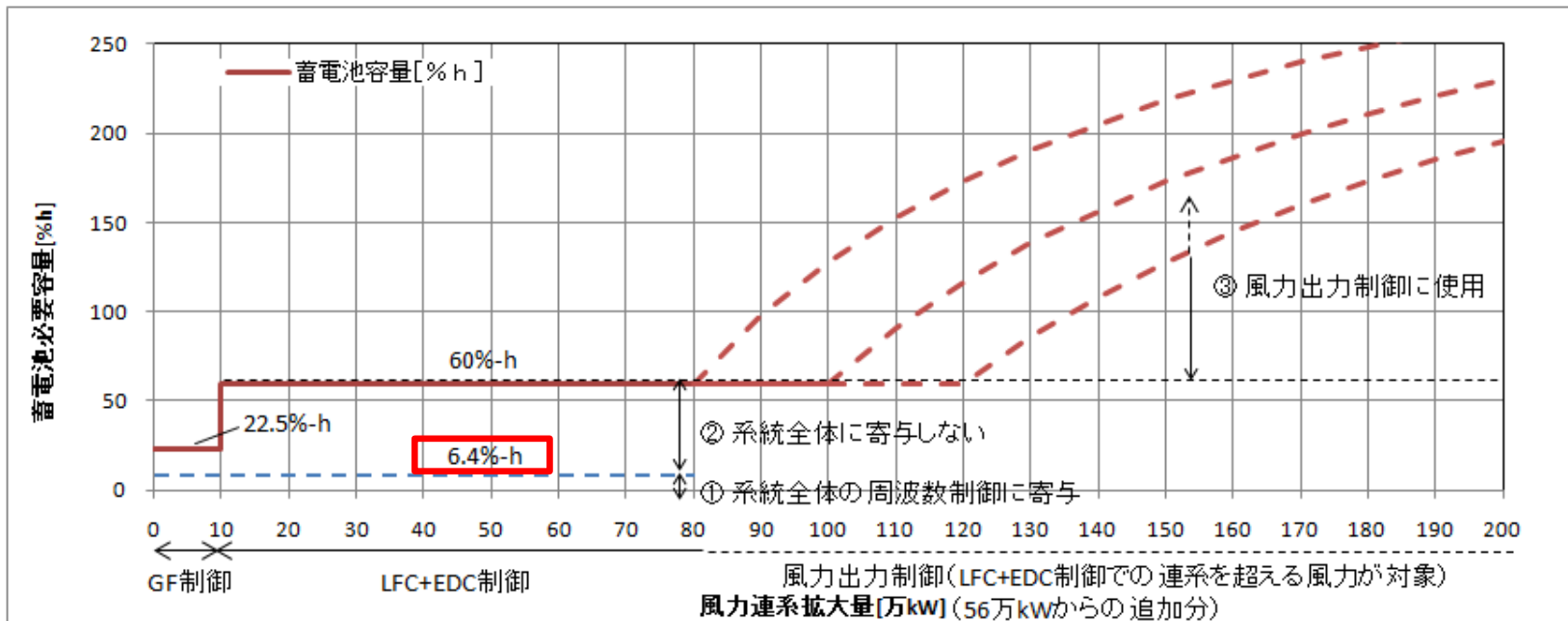
### 3. 実証事業の進捗状況

### (3) 系統側蓄電池の導入に向けた検討

#### ○系統側蓄電池の導入メリットの考え方（試算例）

##### ●系統全体の周波数制御への寄与率の算出

- LFC+EDC制御を行う領域においては、必要となる蓄電池容量（①+②）のうち系統全体の周波数制御への寄与分（①）が系統蓄電池の導入メリットと考えられる。系統全体の周波数制御への寄与率 =  $\frac{10.7\%}{1.65} = 6.4\%h/60\%h$
- さらに風力導入量を増加した場合、相対的に風力の出力変動の影響が大きくなり、風力出力に応じた制御が必要となるため、必要蓄電池容量（③）が増加する。この増加分については、既存の周波数制御への寄与はない。
- LFC+EDC制御の限界については、既存の周波数制御との協調から、火力EDC調整幅等を考慮して系統への影響や蓄電池導入量を見極める必要がある。
- なお、今後新たに得られる実証データや知見に基づき、系統側蓄電池の定量評価の見直しを実施し、今回試算結果についても併せて見直しをはかっていく。



## 4. 今後のスケジュール (1) 今後のスケジュール

### (1) 今後のスケジュール

- ・ 今後は、実証試験により蓄積したデータの分析およびシミュレーション等による検証をもとに、開発した各制御方式の改良を進め、最終的に蓄電池による再生可能エネルギーの導入拡大効果について定量評価を行う。

#### 【今年度】

##### ①蓄電池の性能評価

- ・ 年次点検による容量評価、効率評価
- ・ 補機制御最適化、保守性評価に関する検討

##### ②蓄電池の制御・運転技術開発

- ・ 各制御方式の検証と改良要件の抽出
- ・ 短周期変動抑制制御の改良
- ・ 風力・太陽光発電出力予測システムの精度向上に向けた予測手法の改良

#### 【次年度以降】

##### ①蓄電池の性能評価

- ・ 年次点検による容量評価、効率評価
- ・ 補機制御最適化、保守性評価に関する検討

##### ②蓄電池の制御・運転技術開発

- ・ 長周期変動抑制制御、下げ代不足対策運転、短・長ハイブリッド制御の改良
- ・ 各制御方式の改良効果の検証
- ・ 風力・太陽光発電出力予測システムの精度向上に向けた予測手法の改良
- ・ 既設中給システムへの制御方式の取り込み



# 5. 参考

## 風力発電・太陽光発電の連系について（第8回系統WG報告より）

【風力発電・太陽光発電の接続可能量について】

- 電力を安定に供給するためには、常に需要と総発電出力のバランスを保つ必要がある。
- 風力発電、太陽光発電は、気象状況により出力が変動する電源であり、需要と総発電出力をバランスさせるためには、「需要変動」に加えて、「風力発電・太陽光発電の出力変動」に対応するための発電機の調整能力が必要となる。
- 風力発電・太陽光発電の接続可能量評価においては、これらの変動に対応するための発電機の調整能力が充分であるかを、以下の3つの検討により判断している。

### ①短周期変動 調整面

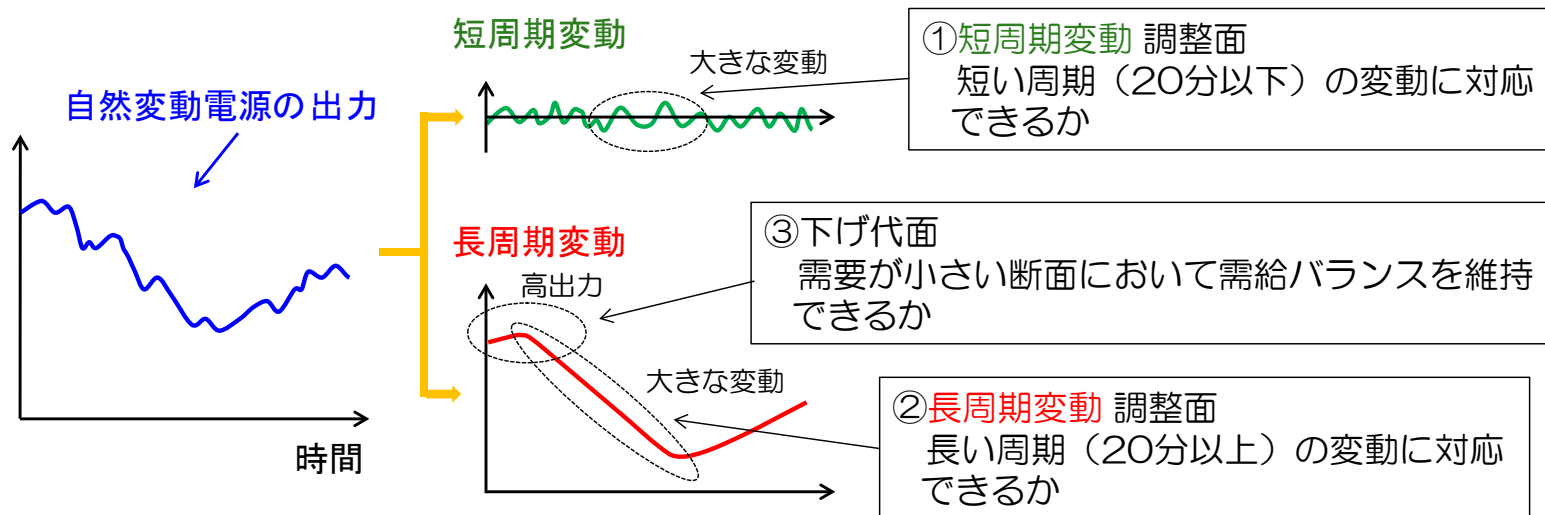
- ・短い周期（20分以下）の変動に対応できるか

### ②長周期変動 調整面

- ・長い周期（20分以上）の変動に対応できるか

### ③下げ代面

- ・需要が小さい断面において需給バランスを維持できるか





## 5. 参考

### 風力発電・太陽光発電の連系について（第8回系統WG報告より）

【風力発電・太陽光発電の接続可能量について】

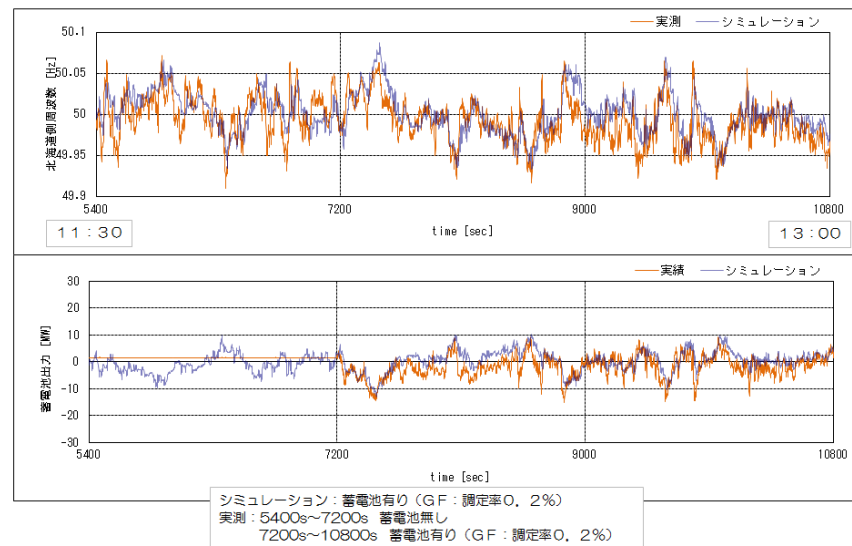
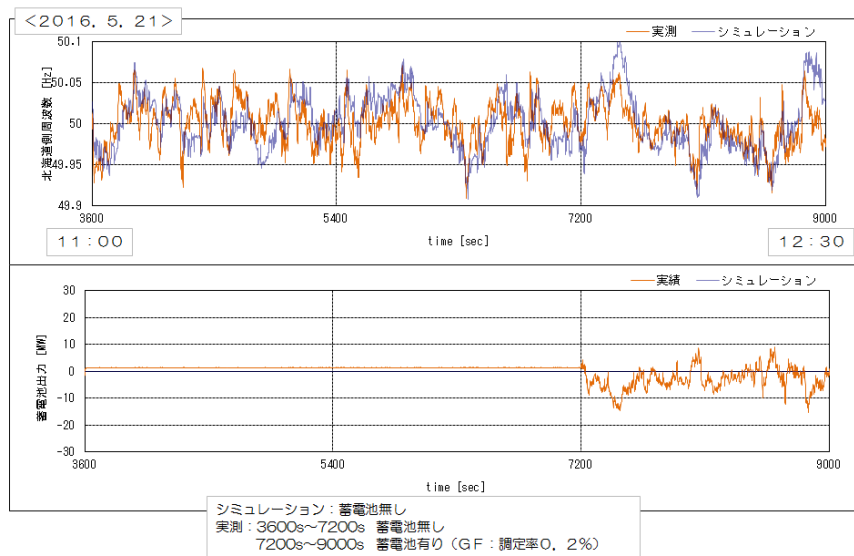
- 「短周期変動 調整面」、「長周期変動 調整面」については、需要の変動と風力発電・太陽光発電の出力変動に対して、発電機出力調整幅および発電機出力変化速度が対応できるかを評価する。
  - ・ 発電機出力調整幅  
需要の変動と風力発電・太陽光発電の出力変動の大きさに発電機の調整幅で対応できるか（出力の上下限の制約から調整不足とならないか）。
  - ・ 発電機出力変化速度  
需要の変動と風力発電・太陽光発電の出力変動の速さに発電機の出力変化速度が追従できるか。
- 「下げ代面」については、風力発電・太陽光発電を含めた総発電出力が需要を上回らないかを評価する。
- 風力発電・太陽光発電の連系については、3つの評価を全て満足していただくことで連系が可能となるが、下げ代面は時間断面毎の評価であり、周波数調整面は時間変化を考慮した評価となる。このため、下げ代面では問題がなくても、発電機の出力調整幅や出力変化速度の制約により変動に追従できない場合には、周波数調整面から連系に制約を設けさせていただいている。

# 5. 参考

## ○周波数制御シミュレーションにおける蓄電池モデル確認

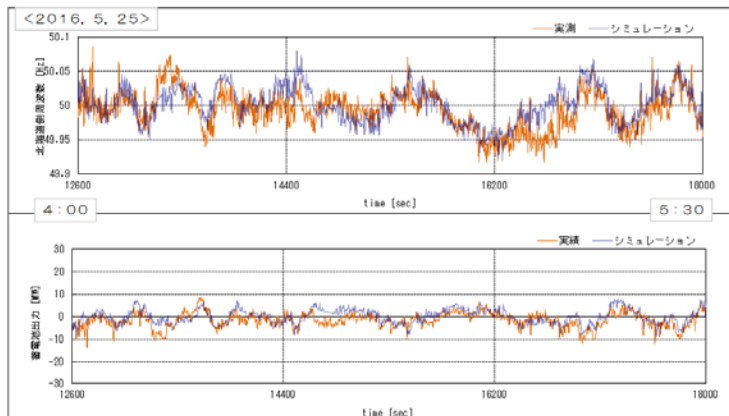
- 周波数制御シミュレーションに南早来変電所の蓄電池制御モデルを組み込み、実証試験データの再現を行い、周波数変動については概ね模擬できていることを確認。

(GF相当制御)

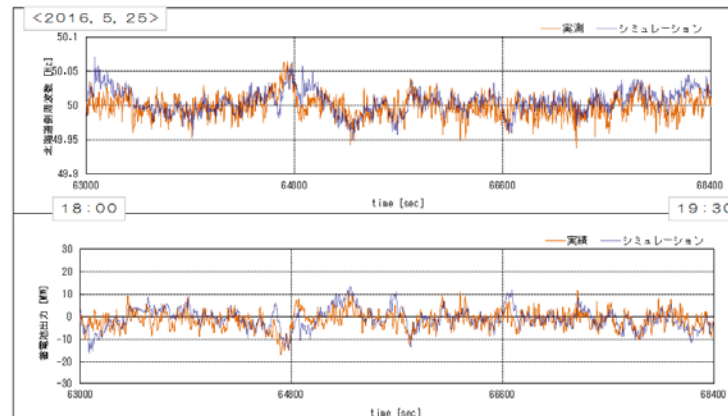


# 5. 参考

## ○周波数制御シミュレーションにおける蓄電池モデル確認 (LFC)

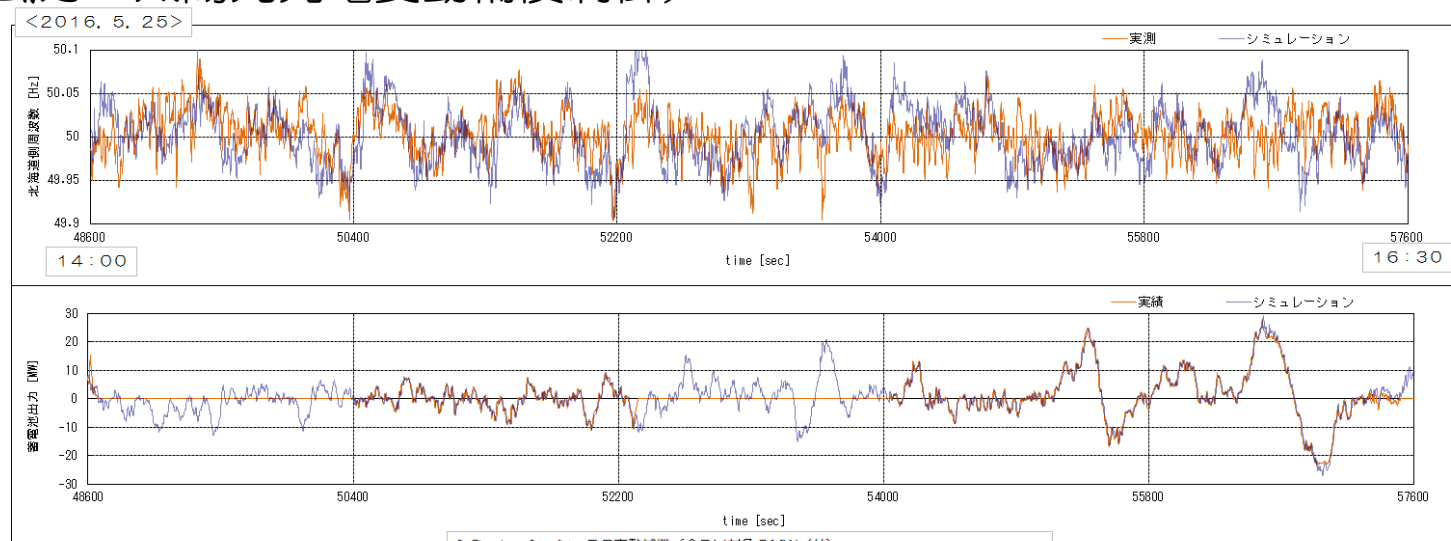


シミュレーション：蓄電池有り (LFC: LPF#0: 180s, LPF#1: 3s)  
 実測：同上



シミュレーション：蓄電池有り (LFC: LPF#0: 180s, LPF#1: 3s  
 GF: 固定率: 0, 2%)  
 実測：同上

## (風力・太陽光発電変動補償制御)



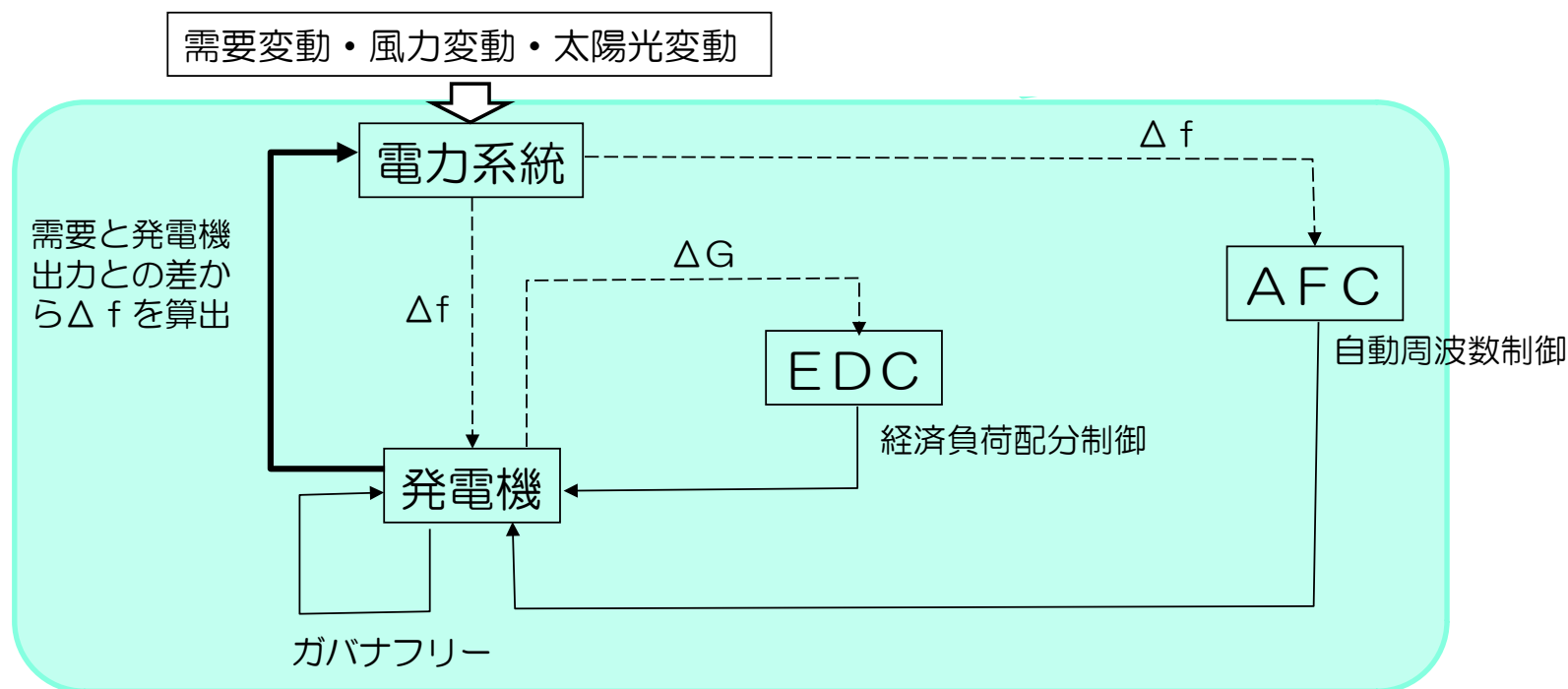
シミュレーション：RE変動補償 (全PV対象6MW/分)  
 実測：48600s~50400s, 52200s~54000s 蓄電池無し  
 54000s~57600s, 54000s~57600s 蓄電池有り (全PV対象6MW/分)

# 5. 参考

## シミュレーションモデル（第8回系統WG報告より）

- 検討にあたっては、シミュレーションモデルを電力中央研究所と共同で開発した。
- 各変動要素（需要、太陽光発電、風力発電）を入力データとし、発電機のガバナフリー、AFC（自動周波数制御）、EDC（経済負荷配分制御）を模擬することによって、系統周波数の変動量を計算する。

【周波数制御シミュレーションの概要】



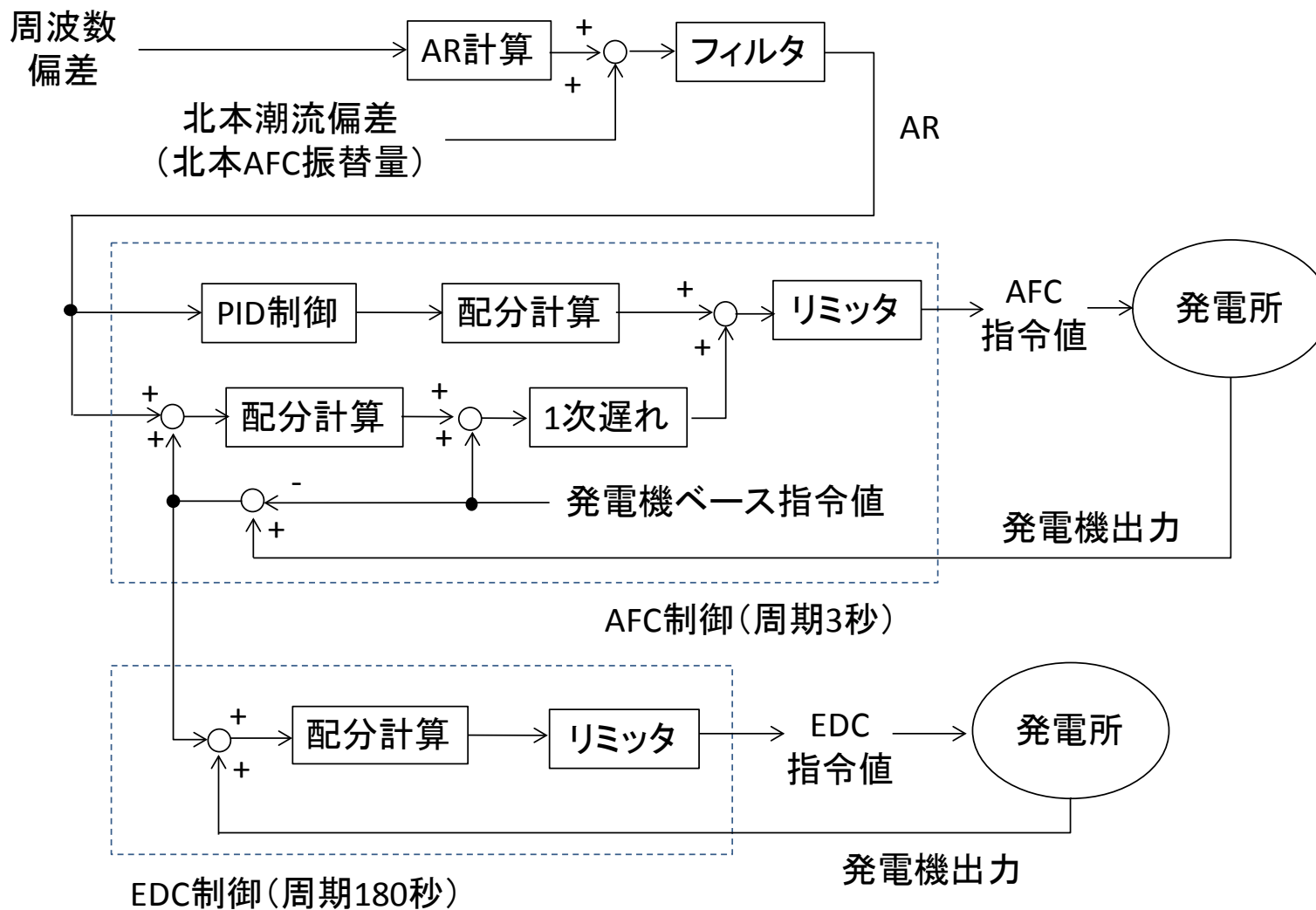
【凡例】

- 発電機出力を電力系統へ反映
- 発電機出力に対する制御信号
- > 電力系統、発電機からの入力

$\Delta f$  : 周波数偏差  
 $\Delta G$  : 指令値からの偏差

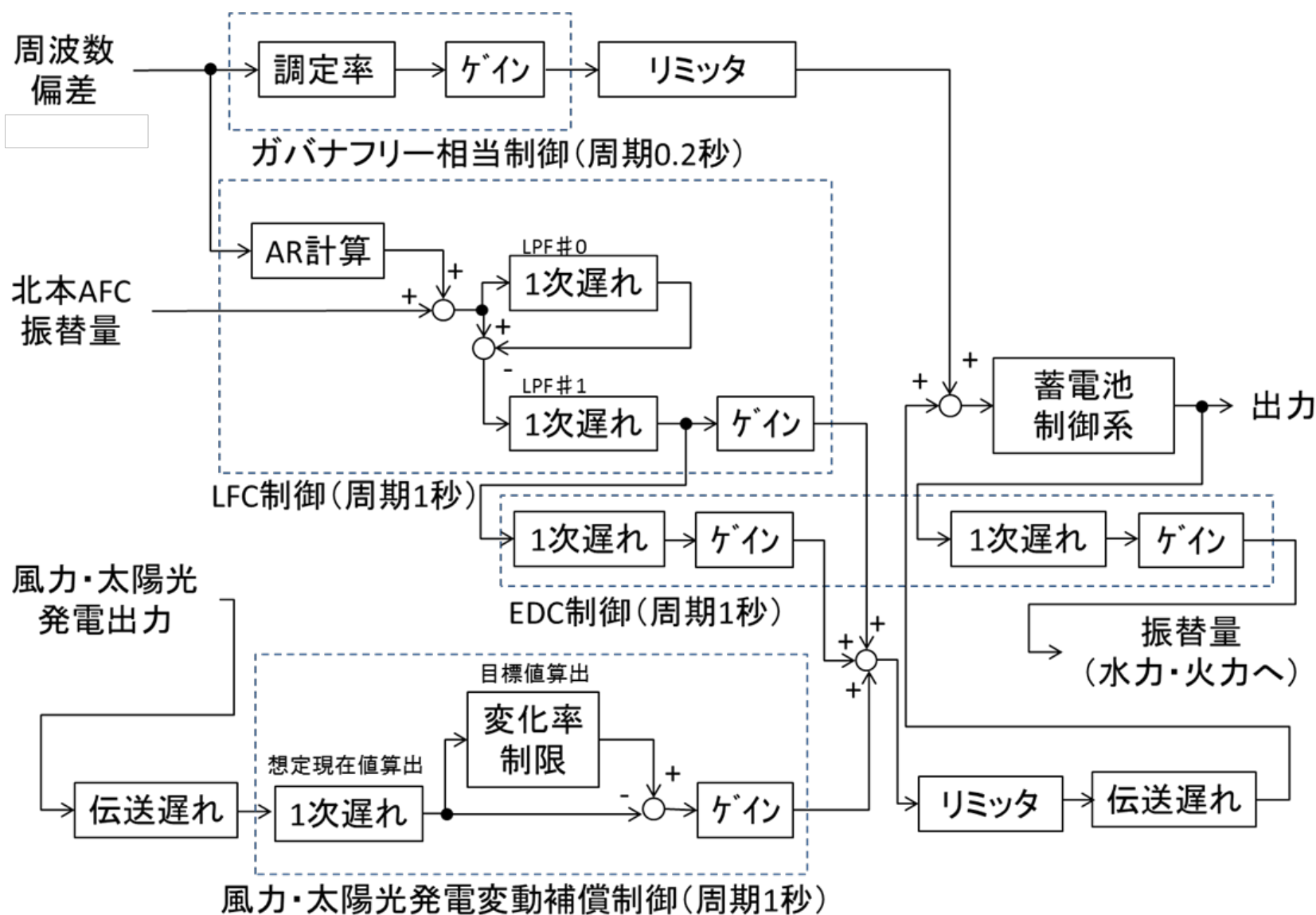
# 5. 参考

## ○中給AFC・EDCロジック



# 5. 参考

## ○蓄電池制御ロジック



## 5. 参考

### ○風力発電の出力想定方法 第8回系統WG報告から変更なし

- リアルタイムで実績を収集している北海道内の特高連系発電所（19箇所、設備容量28.0万kW）の発電実績合計から北海道エリア全体の風力発電の出力を想定した。
- 未連系分については、実施確定分は予定地の最寄発電所の実績に基づき推定、未確定分は全道合計出力データに基づき設備容量比相当の平滑化効果を考慮して推定した。

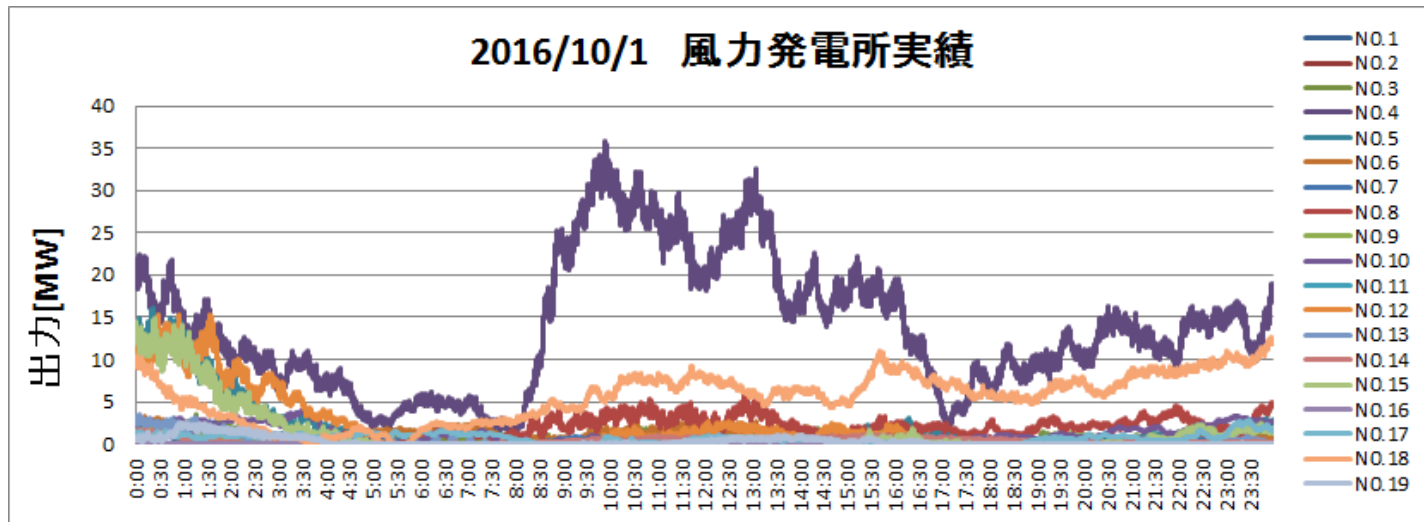
	設備容量	出力データ
特高連系	32.6万kW	実績値を使用 実施確定（未連系）分は、隣接発電所の実績から、未確定分は、全道合計出力データから設備容量比相当の平滑化効果（短周期変動を容量比により $1/\sqrt{n}$ で平滑化）を考慮して推定
高圧・低圧連系	3.4万kW	実績値（1時間値）を使用（短周期の変動は需要データに含まれる）
実証試験	20.0万kW	最寄発電所の実績データを使用 未確定分は、全道合計出力データから設備容量比相当の平滑化効果を考慮して推定



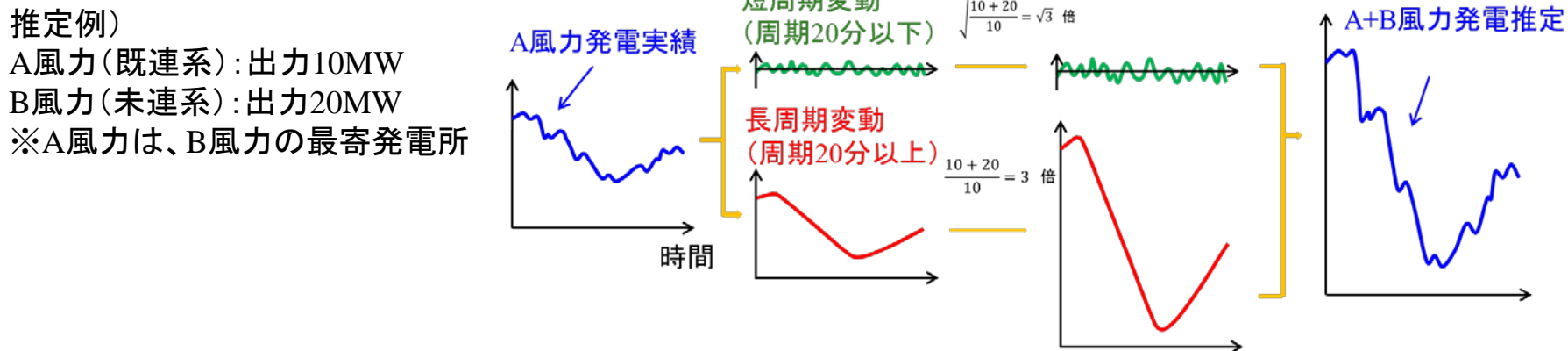
# 5. 参考

## ○風力データについて

- 系統運用のため、各発電所の出カデータをリアルタイム監視しており、3秒周期で記録している。既連系分については、このデータを用いている。



- 未連系分については、実施確定分は予定地の最寄発電所の実績に基づき推定、未確定分は全道合計出力データに基づき設備容量比相当の平滑化効果を考慮して推定。



## 5. 参考

### ○太陽光発電の出力想定方法

第8回系統WG報告から風力と同様に実績から想定する方法に見直し

- リアルタイムで実績を収集している北海道内の特高連系発電所（19箇所、設備容量35.3万kW）の発電実績合計から北海道エリア全体の太陽光発電の出力を想定した。
- 実施確定（未連系）分については、予定地の最寄発電所の実績に基づき推定し、特高連系（出力変動緩和対策用の蓄電池併設分）は、蓄電池による出力変動緩和を考慮した（短周期相当分を平滑化）。
- 高圧・低圧連系は、全道合計出力データから短周期の変動を取り除き、特高連系発電所との設備利用率の比を用いて推定した。

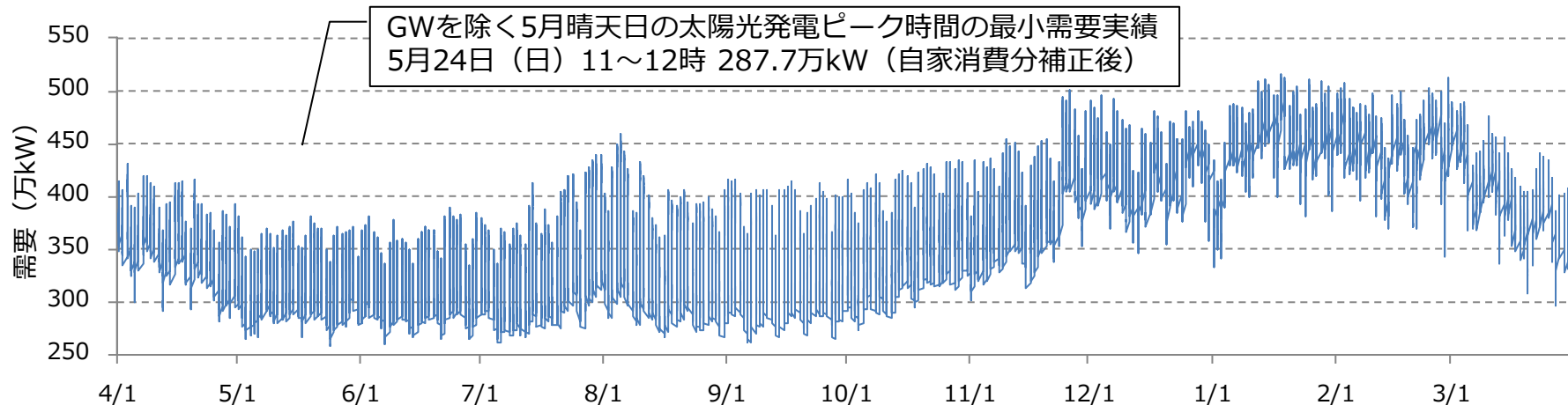
	設備容量	出力データ
特高連系	37.0万kW	実績値を使用 実施確定（未連系）分は、隣接発電所の実績から設備容量比相当の平滑化効果（短周期変動を容量比により $1/\sqrt{n}$ で平滑化）を考慮して推定
特高連系 出力変動緩和対策付き	13.0万kW	実施確定（未連系）分は、上記と同様に推定後、短周期相当分を平滑化して使用
高圧・低圧連系	67.0万kW	全道合計出力データ（特高19箇所）から短周期の変動を取り除き、特高連系発電所との設備利用率（年間発電電力量実績から算出）の比を用いて推定（短周期の変動は需要データに含まれる）
合計	117.0万kW	

※赤字：第8回系統WG報告からの条件変更箇所

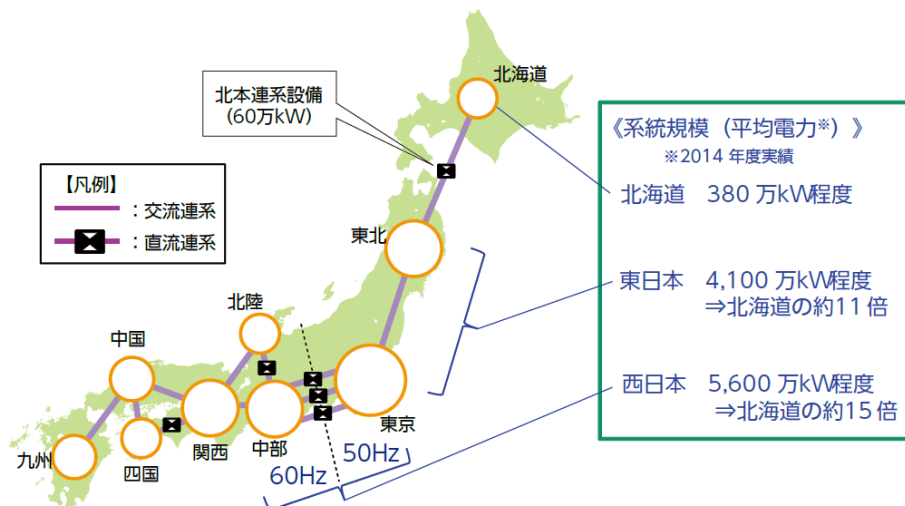
# 5. 参考

## ○ 2015年度需要実績（第9回系統WG報告より）

【2015年度のエリア需要実績（離島を除く）】



## ○ 北海道の電力システムの規模



## 5. 参考

### ○火力発電設備の仕様（第9回系統WG報告より）

発電所		号機	認可出力 (万kW)	最低出力※ (万kW)	下限出力 (万kW)
自社	奈井江	1	17.5	6.0	5.5
		2	17.5	6.0	5.5
	砂川	3	12.5	5.5	5.5
		4	12.5	4.5	4.5
	苦東厚 真	1	35.0	10.5	10.5
		2	60.0	18.0	9.0
		4	70.0	10.5	10.5

発電所		号機	認可出力 (万kW)	最低出力※ (万kW)	下限出力 (万kW)	
自社	石油火力	苦小牧	1	25.0	5.0	5.0
		伊達	1	35.0	7.5	7.5
			2	35.0	7.5	7.5
		知内	1	35.0	9.0	4.0
			2	35.0	10.5	5.3
		他社	苦小牧 共同	3	25.0	12.5

※ 最低出力は連続的に出力調整が可能な範囲の最低値。

### ○揚水式水力発電設備の仕様（第9回系統WG報告より）

発電所	認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)	揚水可能時間 (時間)
新冠 1・2号機	20.0 (10.0+10.0)	20.0 (10.0+10.0)	76※ <sup>1</sup>	3.8
高見 1・2号機	20.0 (10.0+10.0)	24.0 (10.0+14.0)	87※ <sup>1</sup>	3.6
京極 1・2号機	40.0 (20.0+20.0)	46.0 (23.0+23.0)	400※ <sup>2</sup>	8.7

※<sup>1</sup> 混合揚水（新冠・高見）の揚水可能量は、下流の発電状況により変化することから、2009～2010年度（泊3号機試運転開始～震災前）の日量実績の2σ値から算出。

※<sup>2</sup> 電源脱落時の供給力対策として最低限必要な発電量を確保。

## 5. 参考

### ＜外部への成果発表の実績と今後の予定＞

日時	外部発表の場
H28 3/ 2	国際スマートグリッドEXPO 専門技術セミナー
H28 3/ 3	NEPCセミナー
H28 3/29	電気化学会第83回大会
H28 6/ 7	International Flow Battery Forum 2016
H28 9/ 9	H28年電気学会B部門大会
H28 10/ 5	東京大学APETイブニングセミナー
H29 3/ 1～3予定	国際二次電池展 専門技術セミナー
H29 3/ 15～17予定	H29年電気学会全国大会

# 5. 参考

大型蓄電システム緊急実証事業 【南早来変電所大型蓄電システム実証事業(北海道電力・住友電気工業)】

## 平成27年度までの成果と、現状の再生可能エネルギー接続状況

### ◆平成27年度までの実証事業の成果

導入した蓄電池システムの仕様	設置場所	南早来変電所(北海道勇払郡安平町遠浅680番地10)
	性能	出力:15MW 容量:60MWh
	蓄電池の種類	レドックスフロー電池(住友電気工業製)
工期	約18ヶ月(平成26年5月28日~平成27年12月25日)	
システム導入コスト(消費税込)	本件、住友電工は補助事業者であり、原価ベースでの取引となるため、本事業でのコストを示すことは、メーカーのコストを示すこととなるため、記載することはできない。	
実証内容と成果	設置、運開	平成27年12月25日に蓄電池システムの設置を完了し、運用を開始。
	初期性能評価	竣工時試験にて初期の容量試験・効率試験を実施。

## 5. 参考

### ◆太陽光発電・風力発電の接続状況(平成28年7月時点)

(単位:万kW)

		太陽光発電	風力発電
申込状況	接続検討 申込み量	-	-
	接続契約 申込み量	78.5	6.9
	承諾済量	26.3	3.4
	接続済量	102.3	31.5
	計	207.1	41.8
接続可能量 (30日等出力制御枠)		117(87%接続済)	36(88%接続済)

(注)・本実証事業の蓄電池による接続可能量増加分を含まない。

・風力発電の申込状況は、東京電力との実証試験分を含まない。

・これまで報告等を目的に社内で集計しているのは接続検討申込み量以外のデータであり、

接続検討申込み量については集計データがない。



# 5. 参考

○長周期変動抑制制御は、図aに示す再エネ予測値に基づき長周期変動を抑制する充放電計画運転を行う処理と図bに示す予測値と実績値の差異を補償する処理により実現する。

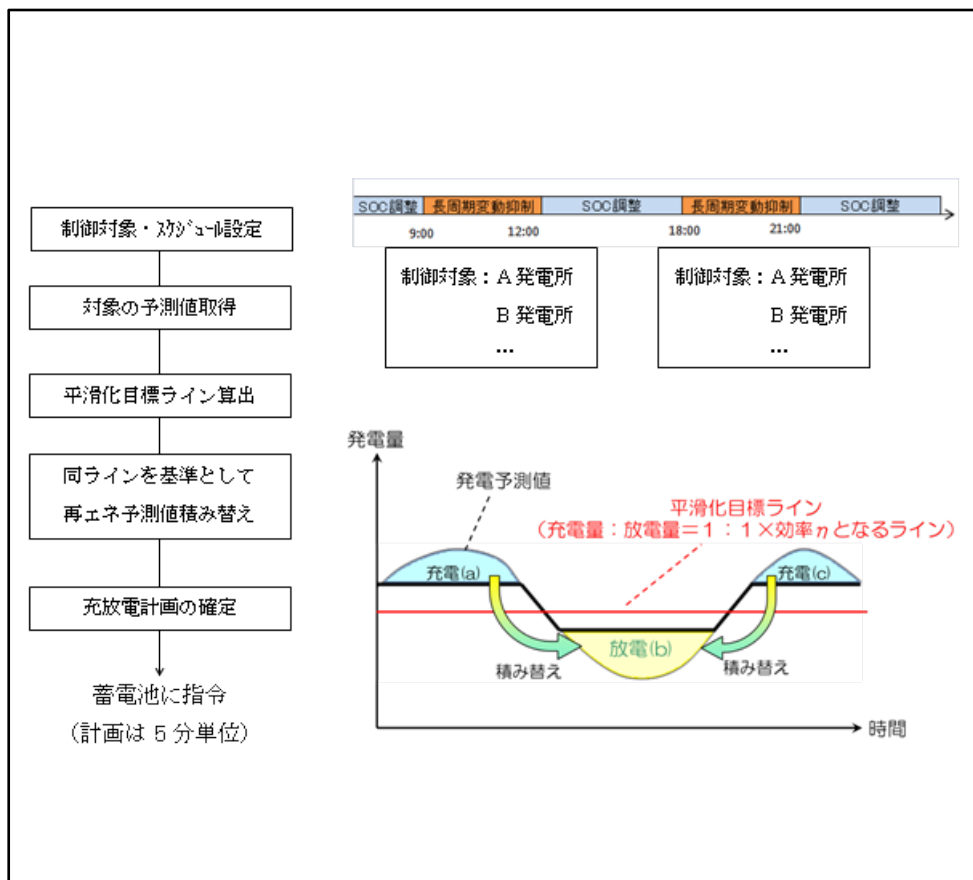


図 a 概略フローチャート(充放電計画運転)

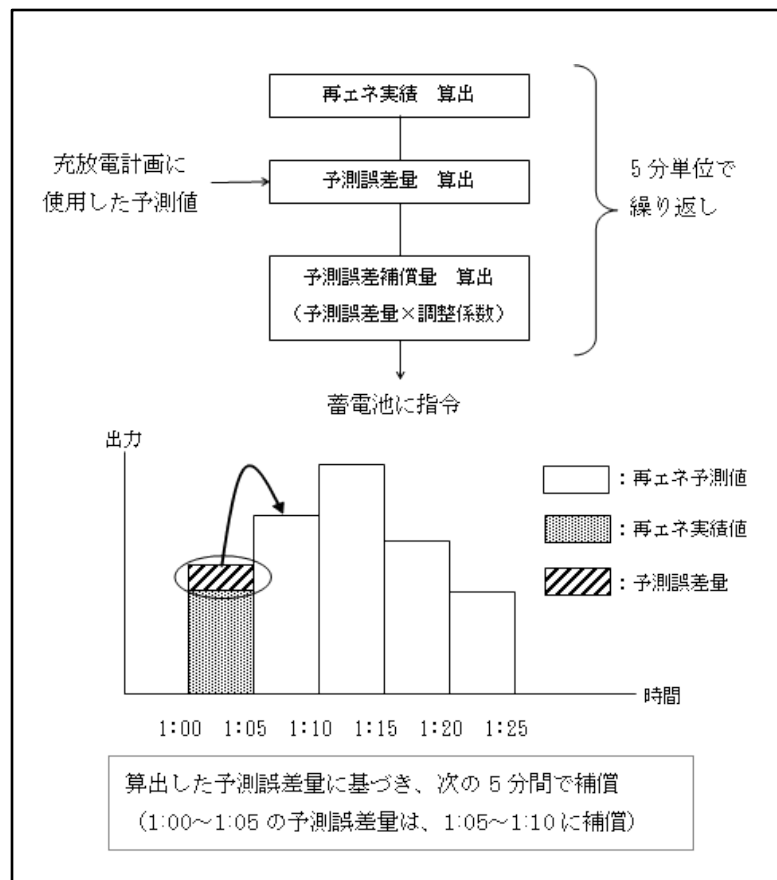
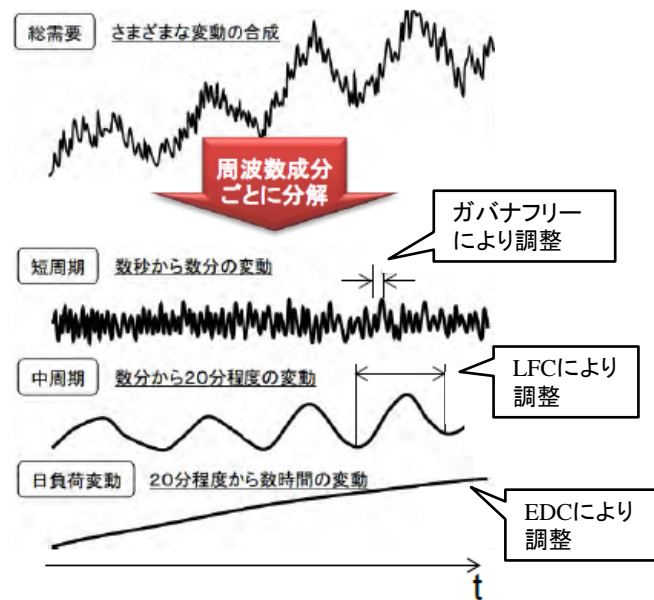
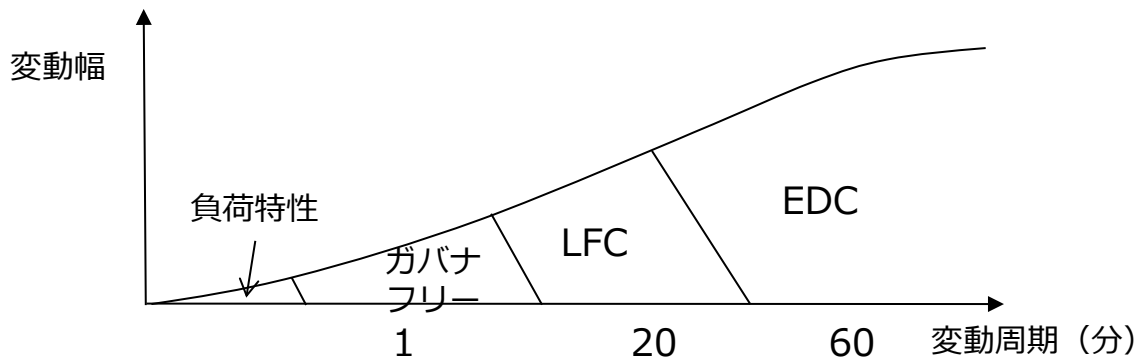


図 b 概略フローチャート(予測誤差補償)

# 5. 参考

## ○周波数調整の方法

- 平常時は「標準周波数 (50Hz) ±0.3Hz以内」および「時差3秒以内」に保持することを目標に周波数を調整。
- 周波数調整は需要変動の時間特性 (変動の周期成分) に応じて以下の制御方法により実施。



	変動周期	概要
EDC※1	20分程度以上	電力システムの安定かつ合理的運用を目的に、各発電所（各発電機）に最も経済的になるよう負荷配分を行う制御をする。主に火力発電が担う。
LFC※2	数分～20分程度	定常時における電力システムの周波数および連系線の電力潮流を規定値に維持するため、需給変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量などを検出し、中給から発電機の出力を自動制御する。当社では主に水力発電が担う。
ガバナフリー	数分以下	発電機の回転速度を一定に保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置である调速機（ガバナ）により、系統周波数の変化に追従して出力を増減させる。水力発電、火力発電が担う。

※1 経済負荷配分制御 (Economic load Dispatching Control)

※2 負荷周波数制御 (Load Frequency Control)