

風力発電の実力

-風力発電の制御機能の特性と効果-

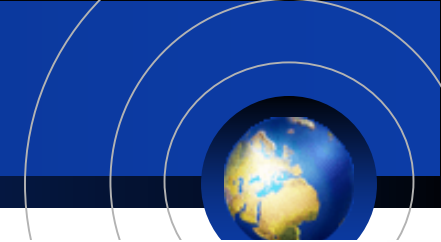
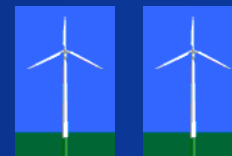


2018年7月9日

日本風力発電協会

副代表理事 鈴木 和夫

目次



1. はじめに	3
2. 風力発電設備の出力制御方式	5
3. 出力変化率制限制御	6
4. 最大出力抑制制御	8
5. 周波数調定率制御	10
6. イナーシャ制御	13
7. ストーム制御	16
8. 制御機能確認試験結果の分析	18
9. 周波数応答シミュレーション	23
10. 制御機能活用による効果	27
11. おわりに	30
12. 参考資料ー 1 (運用例)	33
13. 参考資料ー 2 (周波数実績・海外状況・制御構成ブロック)	38

1. はじめにー 1 (背景、目的、手順)



n 背景

- 再生可能エネルギー発電設備（再エネ）の導入先進国は、2010年代初頭から電力品質維持を目的とし、グリッドコードまたは連系協議にて、再エネの有効電力・周波数および無効電力・電圧制御機能の活用が進められている。
 - n オーストラリアでは、不感帯設定値や周波数調定率設定値などの見直しが進められている。（風力や太陽光の制御機能活用が、電力品質維持に必須）
- 日本は、再エネによる発電出力が、調整不可能な外乱扱いのまま、再エネの出力抑制や蓄電池システムの導入が進められている。
 - n 一般発電設備の下げ代不足対応：エリア内の一部再エネ停止、出力抑制
 - n 短・長周期の再エネ出力変動および周波数変動対応：蓄電池システム

n 目的

- 調整力向上の一手段として、風力と太陽光発電設備が有する制御機能の活用を推進し、電力品質の維持・向上を図る。

n 手順

- 欧米を始め殆どの国で、制御機能の適用実績があるものの、日本では各制御機能の概要と特性の把握が行なわれていなかったことから、実系統で測定し特性の把握と、その結果に基づくシミュレーションなどにより、効果を確認
 - n 第1回制御特性確認試験：2017年10月（2,000kW機8基）
 - n 第2回制御特性確認試験：2018年1月（2,300kW機単機）

1. はじめにー 2 (風力発電と太陽光発電)



n 風力発電設備と太陽光発電設備の主な性能

- 低気圧帯：風が強い、日射が弱い ➡ 風力発電出力が**大**、太陽光発電出力が**小**
- 高気圧帯：風が弱い、日射が強い ➡ 風力発電出力が**小**、太陽光発電出力が**大**

No	項目	単位	風力発電設備 (2,000kW)	太陽光発電設備 (2,000kW)
1	年間発電電力量	MWh	5,550 (@6.5m/s)	2,100
2	設備利用率	%	約31	約12
3	kW建設価格	千円/kW	約300	約150
5	制御機能	—	①出力変化率制限制御 ②最大出力抑制制御 ③周波数調停率制御 ④イナーシャ制御 ⑤ストーム制御 ⑥FRT機能 ⑦無効電力制御 ⑧力率制御 ⑨電圧制御	①出力変化率制限制御 ②最大出力抑制制御 ③周波数調停率制御 ④FRT機能 ⑤無効電力制御 ⑥力率制御 ⑦電圧(調定率)制御

2. 風力発電設備の出力制御方式



n 風力発電の出力と、出力の向上策

– 出力 = $\frac{1}{2} \times (\text{空気密度}) \times (\text{パワー係数}) \times (\text{受風面積}) \times (\text{風速})^3$

n 風速：単機容量の増大化（ハブ高さが高くなることにより、上空の高風速を利用）
1980年代まで：300kW以下、2000年以降：2,000kW以上（⇒10,000kW）

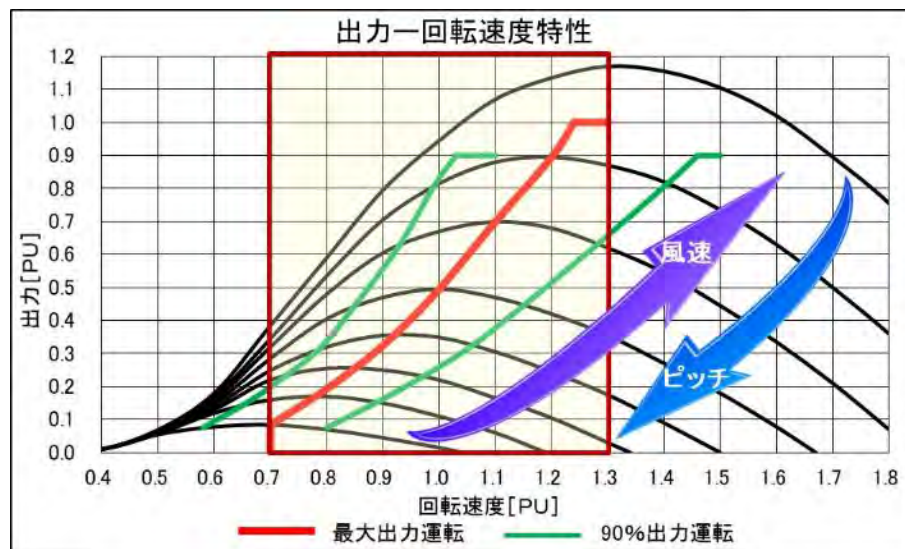
n 受風面積：ブレードの長大化

n パワー係数：可変速度化（定格速度±30%程度以上）

1990年代まで：籠型誘導機、2000年以降：巻線型誘導機or同期機＋コンバータ

n 可変速度機の特性

- 風速に応じて、最大出力となる回転速度での運転が基本（トルク制限制御等あり）
- ピッチ角制御による出力抑制も併用



3. 出力変化率制限制御－1



n 出力変化率制限制御の概要

IEC 61400-21-1 : 8.3.2 Active power ramp rate limitation

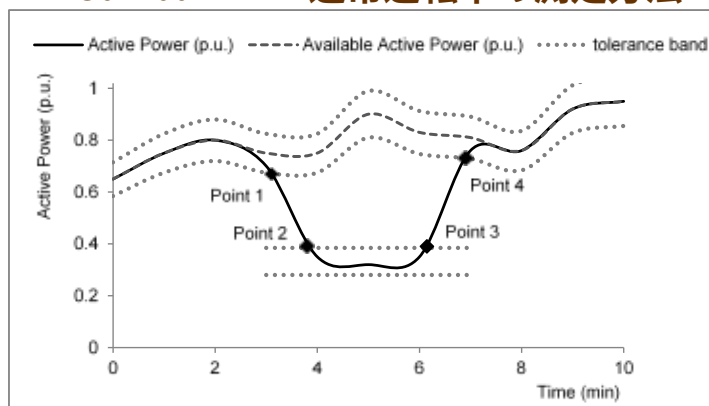
- 通常起動時や通常運転中における風力発電の出力を、出力可能値以下の領域で、出力の増加率および低減率を制限して運転を行う機能

- n 通常運転中やカットアウト後のカットイン時の出力変動量の低減に寄与する
超短周期・短周期出力変動量の抑制⇒周波数変動要因の抑制

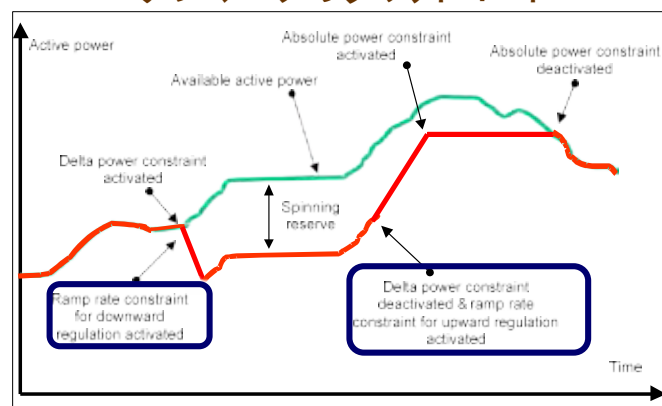
- 適用する制御定数は、系統連系協議で決定するが、デフォルト値は以下の通り

- n アイルランド : 系統連系容量の1～100%/分
 - n デンマーク : 最大値が100kW/秒
 - n ドイツ : 系統連系容量の 10%/分
 - n オーストラリア : 系統連系容量の100%/6分

IEC61400-21-1 通常運転中の測定方法

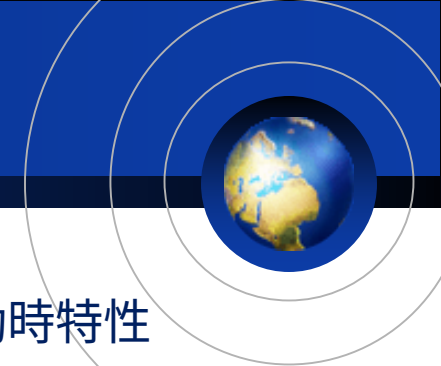


デンマークのグリッドコード



IEC61400-21-1 Ed.1 (Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines : (電力品質の測定および評価) は、2018年月中旬に、最終国際規格案の投票が行われる予定

3. 出力変化率制限制御－ 2



n 出力変化率制限制御の特性

- 制御定数設定値を8kW/秒とした、2,300kW機の通常起動時特性
 - n 出力上昇率が、設定値通りの8kW/秒であることを、確認した
 - n 定格出力到達時間が、設定値通りであることを確認した ($2,300/8=287.5$ 秒)
- 出力変化率制限制御をOFFとした、2,000kW機の通常起動特性
 - n 定格出力到達時間が、約40秒であった ($2,000\text{kW}/40\text{秒}=50\text{kW/秒}$)

制御機能ON: 2,300kW機の通常起動特性 時間幅=360秒



制御機能OFF: 2,000kW機の通常起動特性 時間幅=260秒



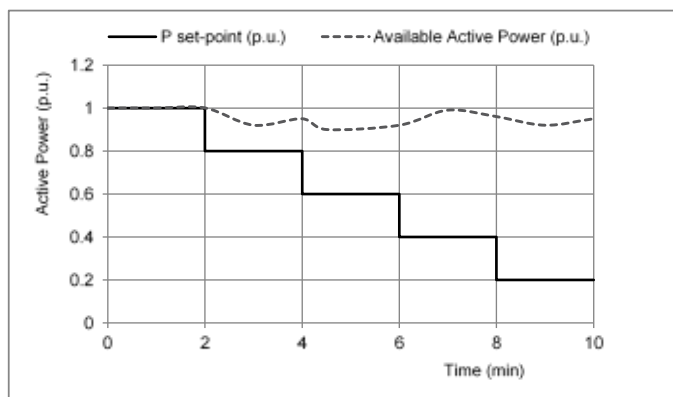
4. 最大出力抑制制御－1

n 最大出力抑制制御の概要

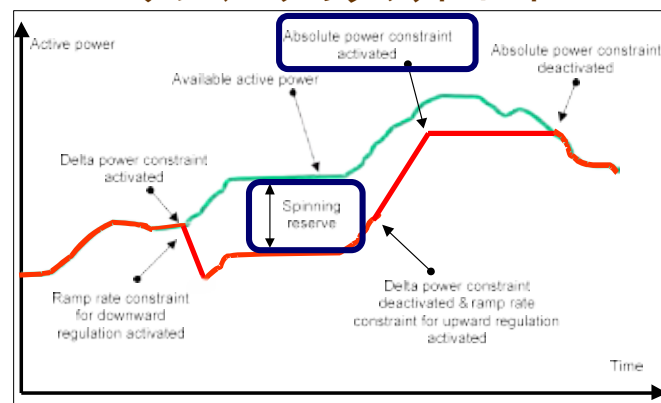
IEC 61400-21-1 : 8.3.1 Active power control

- 風力発電の出力を、風速に応じた出力可能値より一定値または一定率を低減して運転を行う機能（一般的には、出力変化率制限制御と組み合わせる）
 - n 電力系統の調整力（下げ代）不足や、局地的な送電線過負荷の解消に寄与する短周期・長周期出力変動量の抑制⇒周波数変動要因の抑制
 - n 周波数調定率制御において、周波数低下時における出力増加制御を実現するためにリザーブ量を確保した運転も含まれる
- 抑制指令値の伝送方式など詳細は系統連系協議で決定するが、抑制指令値は発電事業者がTSOなどからオンラインで受信し、指令値受信後2秒以内に制御を開始することを、規定しているグリッドコードが多い

IEC61400-21-1 通常運転中の測定方法

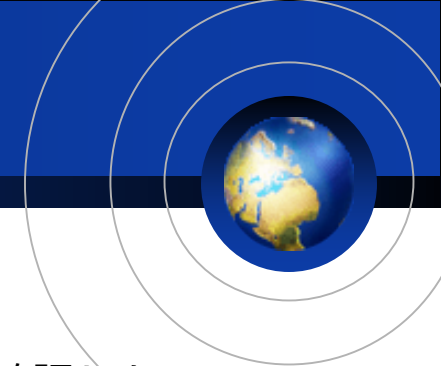


デンマークのグリッドコード



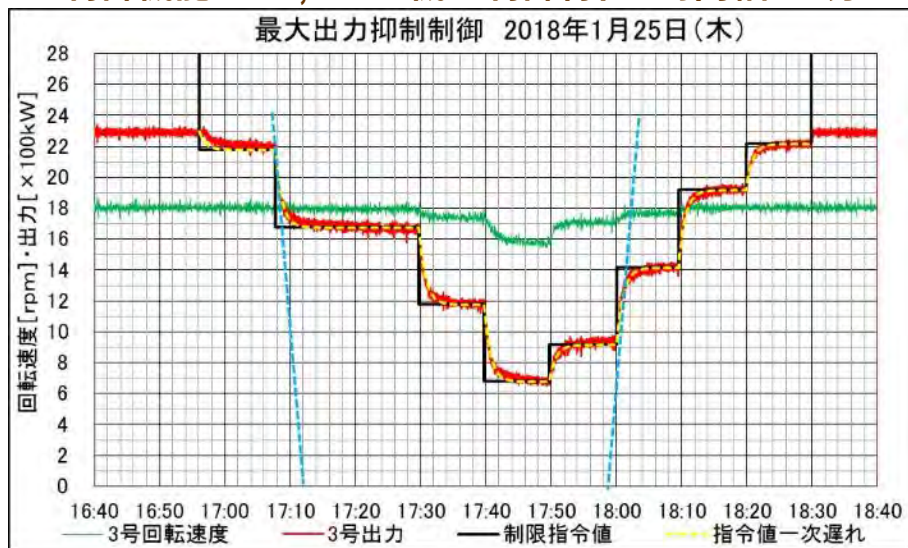
IEC61400-21-1 Ed.1 (Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines : (電力品質の測定および評価) は、2018年月中旬に、最終国際規格案の投票が行われる予定

4. 最大出力抑制制御－2

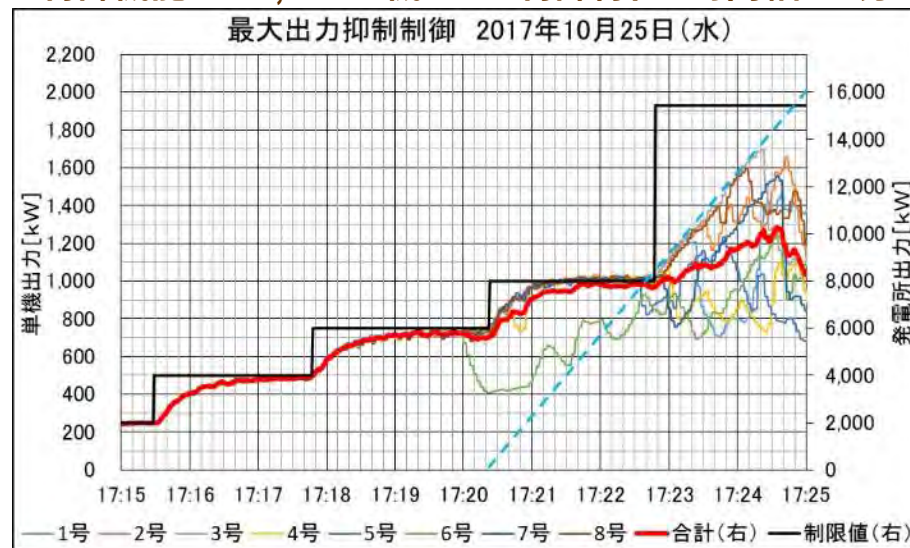


- n 最大出力抑制制御の特性（変化率制限制御も併用時）
 - 2,300kW機が1基の風力発電設備
 - n 時定数が約50秒の一次遅れ特性で、出力が追従することを、確認した
 - n 出力変化率制限設定値（8kW/秒）以下の変化率で制御を行うことを、確認した
 - 2,000kW機が8基の風力発電設備
 - n 上記に加えて、号機間のバランス制御を実施していることを、確認した

制御機能ON: 2,300kW機の制御特性 時間幅: 60分

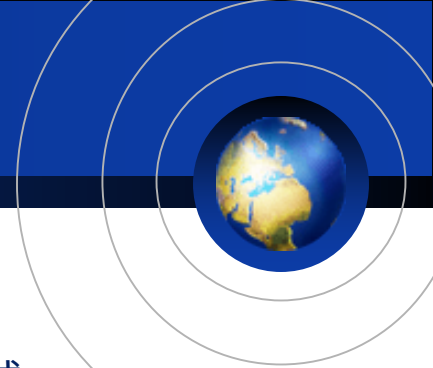


制御機能ON: 2,000kW機8基の制御特性 時間幅: 10分



○ 中給等からの最大出力抑制指令値の急変に伴う、出力の急変を避けるため、必要に応じて最大出力抑制指令値自身にも、変化率制限機能を付加するのが、望ましい。

5. 周波数調定率制御－1

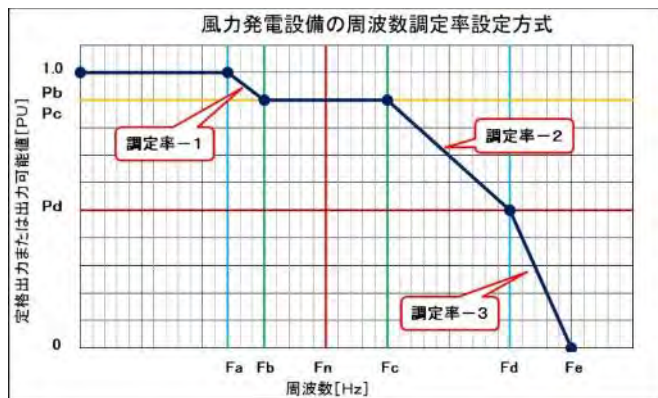


n 周波数調定率制御の概要

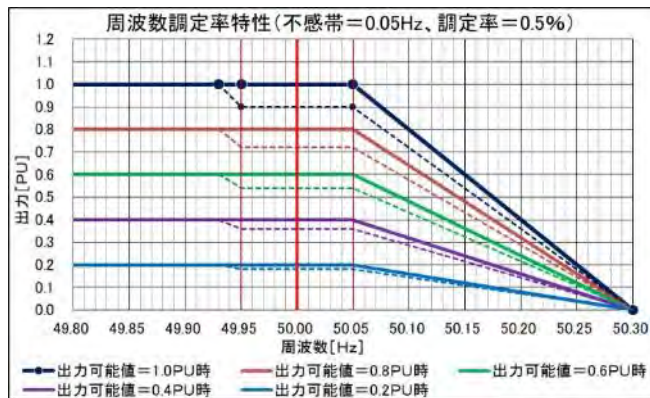
IEC 61400-21-1 : 8.3.3 Frequency control

- ①周波数上昇時には、調定率に従い風力発電機の出力を低減
- ②リザーブ量設定時を含む出力抑制運転中における周波数低下時には、調定率に従い、出力可能値の範囲内で風力発電設備の出力を増加して運転を行う機能
 - n 風力発電の出力変動起因のみならず、需要や太陽光の出力変動、火力の運転台数切替など、要因に係わらず周波数変動量の低減（＝周波数安定化）に寄与する。
 - n 周波数調定率制御には、出力可能値基準方式と定格出力基準方式がある
- 適用する制御定数は、系統連系協議で決定するが、デフォルト値は以下の通り
 - n 欧州の殆どの国：周波数不感帯＝0.20Hz 周波数調定率－2＝5.0% 出力可能値基準
 - n オーストラリア：周波数不感帯＝0.15Hz 周波数調定率－2＝4.0% 出力可能値基準

周波数調定率設定方式：複数のポイントを設定



特性確認試験時の設定値：出力可能値基準方式



- 調定率＝0.5%
- 不感帯＝0.05Hz
- リザーブ＝0.0pu
- ☆ 実線の実線特性
- 点線はリザーブ量＝0.1puの時

IEC61400-21-1 Ed.1 (Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines : (電力品質の測定および評価) は、2018年月中旬に、最終国際規格案の投票が行われる予定

5. 周波数調定率制御－2



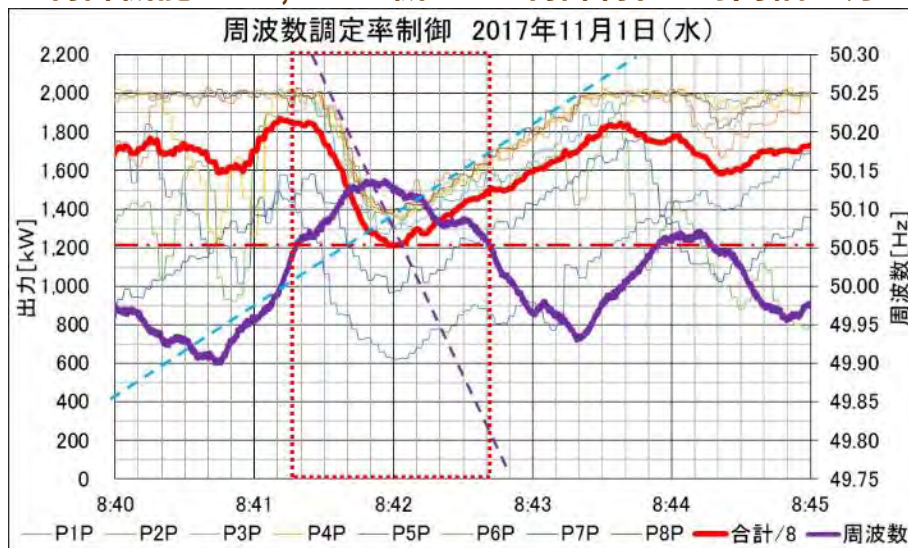
n 周波数調定率制御の特性－1

－ 2,000kW機が8基の風力発電設備

不感帯＝0.05Hz、調定率＝0.5％（出力可能値2,000kW時）、出力可能値基準方式

- n 設定値通りの特性に従って、出力低減制御を行っていることを、確認した
- n 出力可能値に応じた出力低減量での制御を行っていることを、確認した
- n 周波数復帰後は、変化率制限設定値に従って出力を増加することを、確認した

制御機能ON：2,000kW機8基の制御特性 時間幅：5分



制御機能ON：2,000kW機8基の制御特性 時間幅：5分



$$\text{出力低減量}[\%] = (\text{周波数} - 50.05) [\text{Hz}] \times \text{出力可能値}[\text{pu}] \times 40[\% / 0.1\text{Hz}]$$

5. 周波数調定率制御－3



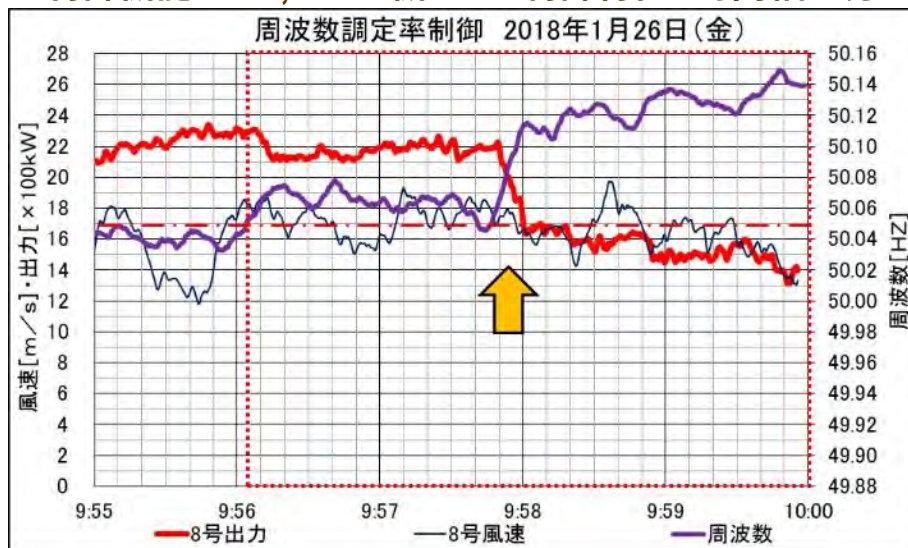
n 周波数調定率制御の特性－2

－ 2,300kW機が1基の風力発電設備

不感帯=0.05Hz、調定率=0.5%（出力可能値2,300kW時）、出力可能値基準方式

- n 設定値通りの特性に従って、出力低減制御を行っていることを、確認した
- n 出力可能値に応じた出力低減量での制御を行っていることを、確認した
- n 周波数復帰後は、変化率制限設定値に従って出力を増加することを、確認した
- n 周波数の変化量と速度に対して、ほぼ遅れ時間が無いことを、確認した（黄色⇒部）

制御機能ON：2,300kW機1基の制御特性 時間幅：5分



制御機能ON：2,300kW機1基の制御特性 時間幅：5分



$$\text{出力低減量}[\%] = (\text{周波数} - 50.05) [\text{Hz}] \times \text{出力可能値}[\text{pu}] \times 40[\%/0.1\text{Hz}]$$

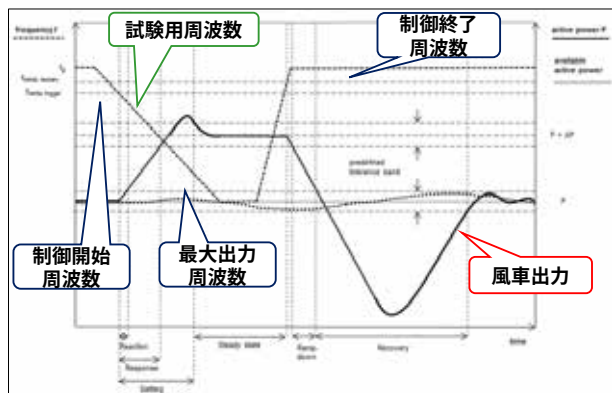
6. イナーシャ制御－1

イナーシャ制御の概要

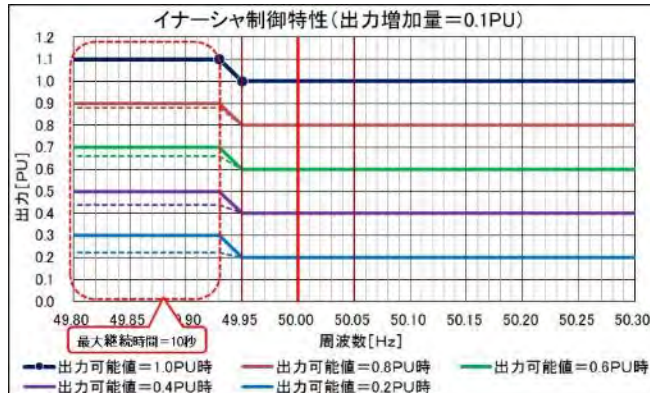
IEC 61400-21-1: 8.3.4 Synthetic inertia

- 周波数が大幅に低下した場合に、定格出力による制限を含む各種出力抑制運転を解除し、①定格風速以上の場合は過負荷運転、②定格風速未満の場合は、回転エネルギーを電気エネルギーに変換し、最大継続時間設定値以内は、定格出力または出力可能値に増加量設定値分を加算した出力で運転を行う機能
 - 周波数調定率制御との併用により、周波数低下量の抑制・早期回復、過渡安定性維持に寄与する。一般発電設備の系統連系設備容量低減（慣性力不足）対応
 - イナーシャ制御には、定格出力基準（下図実線）と出力可能値基準（下図点線）がある
 - グリッドコードに定めている事例はないが、カナダのQuebec州での適用に始まり、アイルランドやOntario州でも適用または適用に向けた検討が行われている

IEC61400-21-1 測定方法



特性確認試験時の設定値: 定格出力基準方式



- 制御開始=49.95Hz
- 最大出力=49.93Hz
- 増加量 =0.1pu
- 最大継続=10秒
- ☆ 実線の実性
- 点線は出力可能値基準の時

IEC61400-21-1 Ed.1 (Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines)
: (電力品質の測定および評価) は、2018年月中旬に、最終国際規格案の投票が行われる予定

6. イナーシャ制御－2



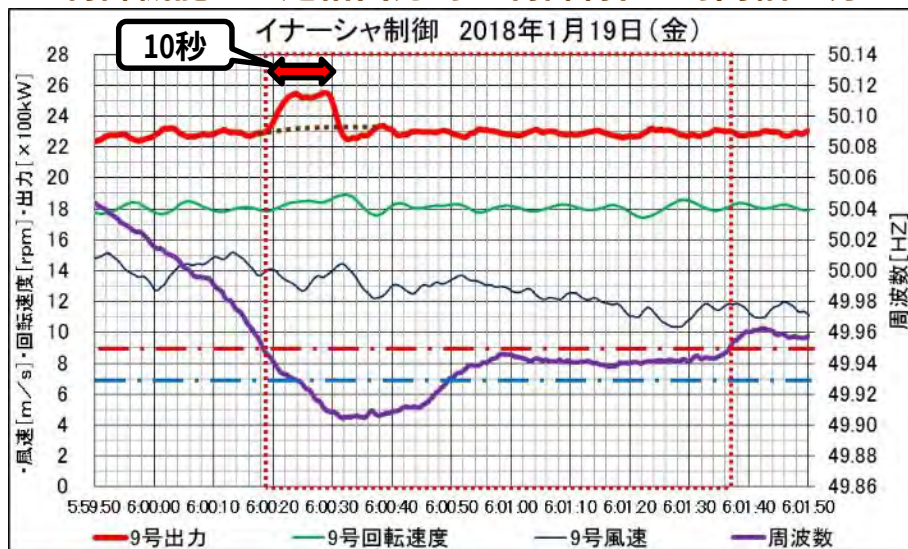
n イナーシャ制御の特性－1

- － 2,300kW機が1基の風力発電設備：定格出力基準方式

制御開始＝49.95Hz、最大出力＝49.93Hz、最大継続＝10秒、増加量＝0.1pu

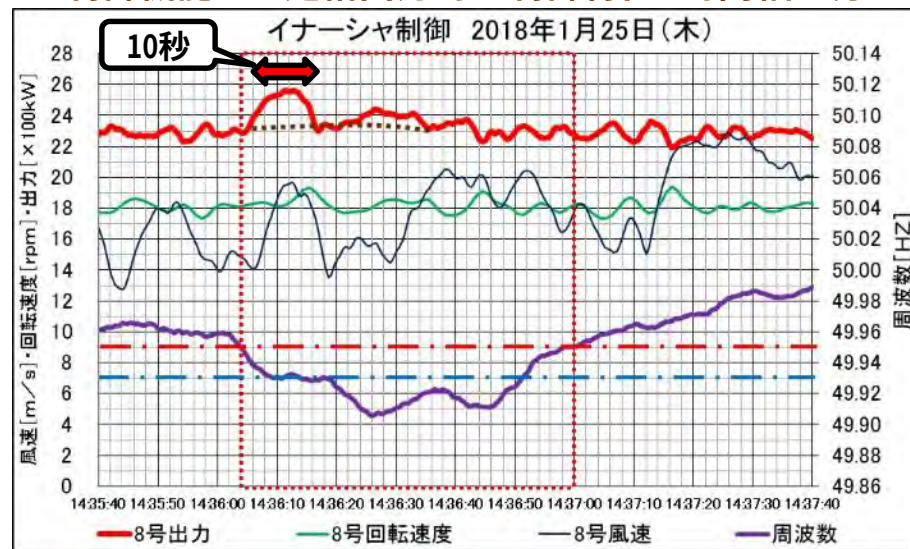
- n 設定値通りの特性に従って、出力増加制御を行うことを、確認した
- n 定格出力時は過負荷運転となり、回転速度が殆ど低下しないことを、確認した
- n 出力増加量と最大継続時間の制御定数設定には、過負荷耐量（ I^2t ）の制約がある

制御機能ON：定格出力時の制御特性 時間幅：2分



○ 茶点線：制御機能OFF時の推定出力

制御機能ON：定格出力時の制御特性 時間幅：2分



6. イナーシャ制御－3



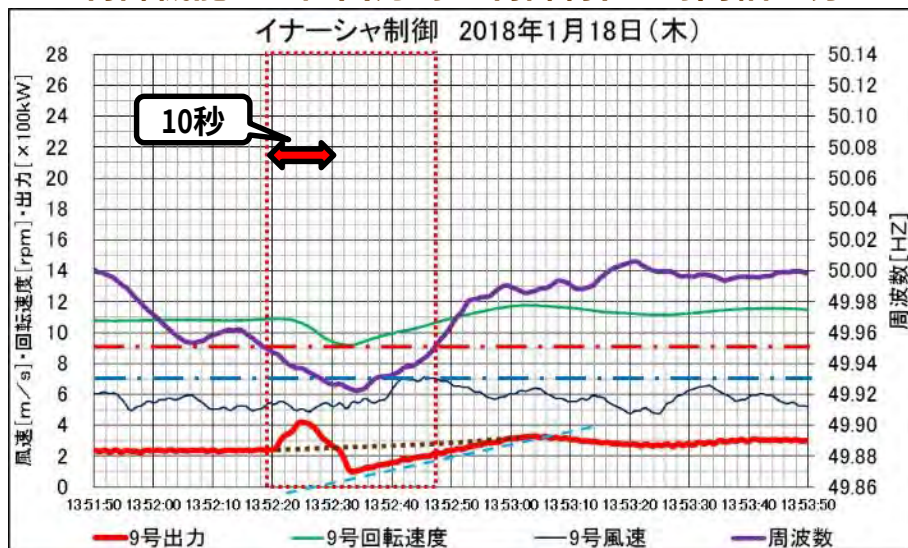
n イナーシャ制御の特性－2

- － 2,300kW機が1基の風力発電設備：定格出力基準方式

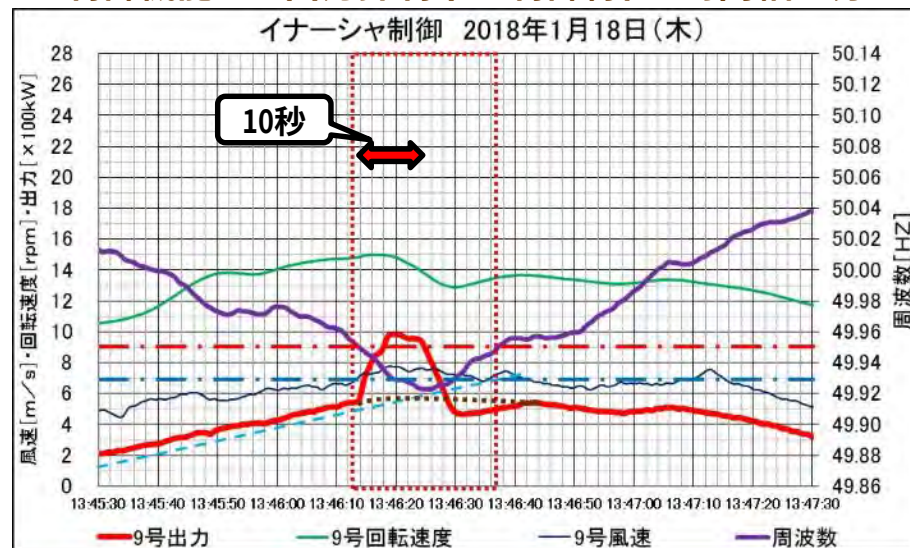
制御開始＝49.95Hz、最大出力＝49.93Hz、最大継続＝10秒、増加量＝0.1pu

- n 低出力時は回転エネルギーを活用するため、回転速度が低下することを、確認した
 - － 回転速度低下による出力低下の影響緩和には、出力可能値基準方式の適用が望ましい
- n 制御終了後は、出力変化率制限制御により、出力を増加することを、確認した
- n 出力変化率制限による出力抑制を解除することを、確認した

制御機能ON：低出力時の制御特性 時間幅：2分

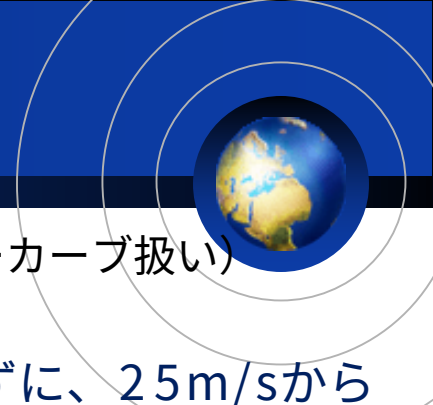


制御機能ON：出力抑制中の制御特性 時間幅：2分



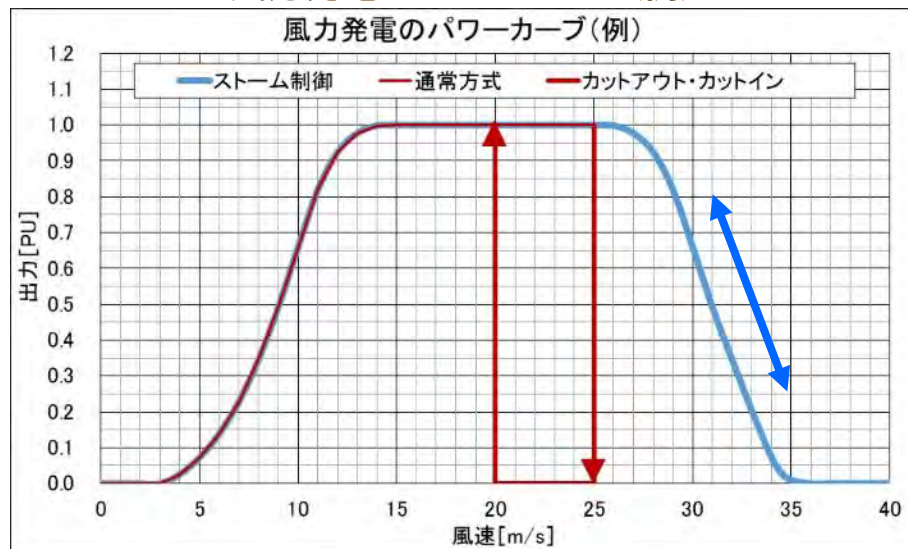
○ 茶点線：制御機能OFF時の推定出力

7. ストーム制御ー 1



- n ストーム制御の概要 (IEC 61400-21-1では規定なし。パワーカーブ扱い)
Storm control または High Wind Ride Through
 - 10分間平均風速が25m/s以上となっても、風車を停止せずに、25m/sから35m/s程度まで、風速増加に応じて出力を低減して運転を継続する機能
 - n カットアウトによる短時間の大幅な出力変動を回避し、周波数変動抑制 (=周波数安定化) に寄与する
 - n グリッドコードに定めている事例はないが、風力発電所の大規模化、特に欧州の洋上風力発電所では1,000MW級が登場しており、この機能が着目されている

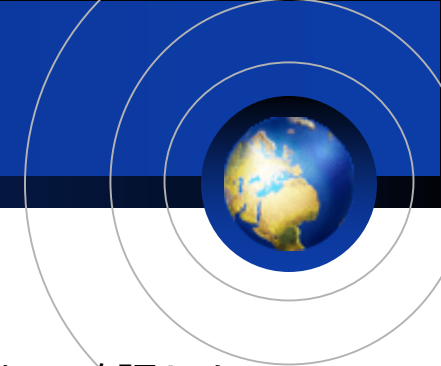
風力発電のパワーカーブ (例)



カットアウト・カットインの事例 時間幅:24時間



7. ストーム制御ー 2



n ストーム制御の特性

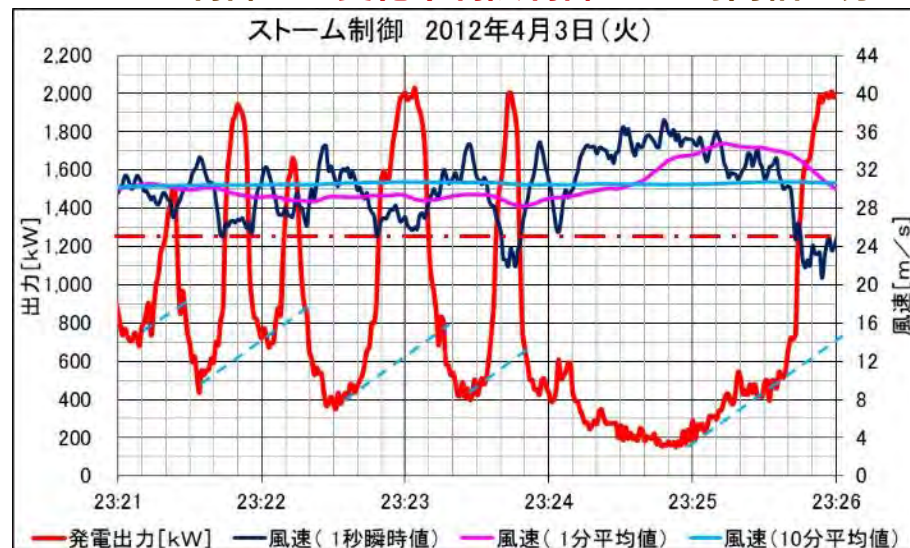
- 2,000kW機

- n 風速が25m/s以上の場合に、出力低減制御を行っていることを、確認した
- n 風速復帰後は、変化率制限設定値に従って出力を増加することを、確認した（左図）
- n 10分平均風速が25m/sを、超過しても、運転を継続することを、確認した（右図）
- n 平滑化効果が期待できない風力発電所などは、出力変化率制限制御を併用するのが望ましい。

ストーム制御ON、変化率制限制御ON 時間幅:5分



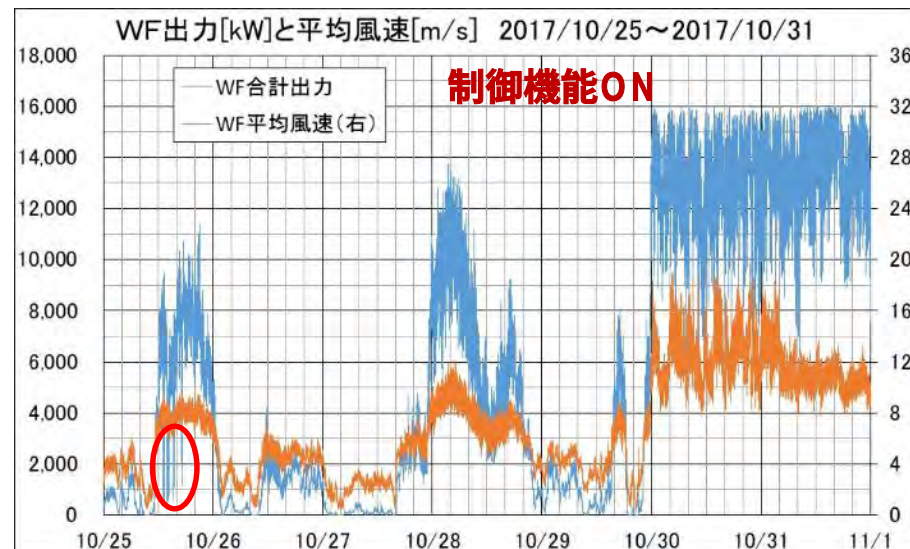
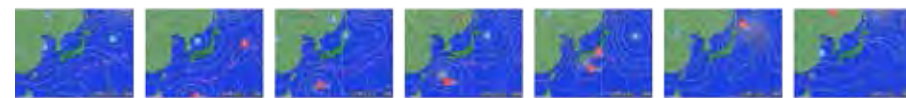
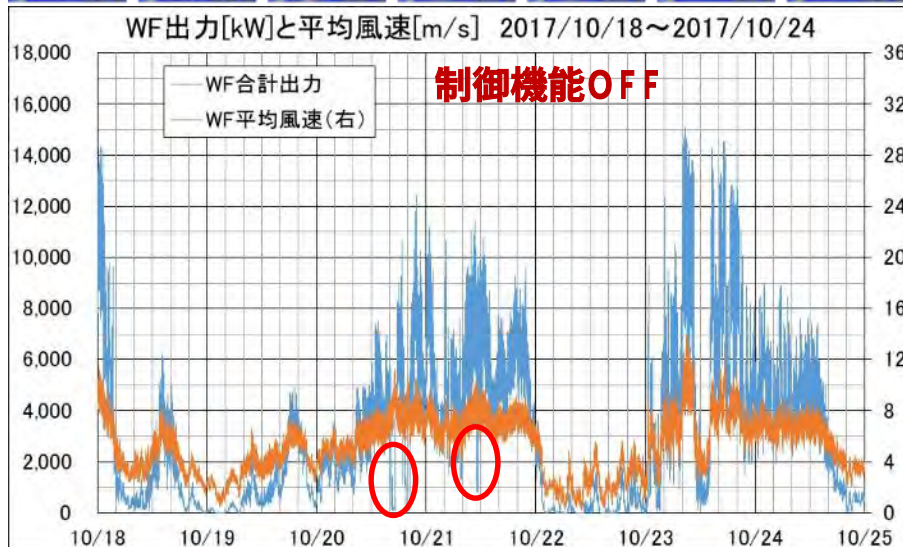
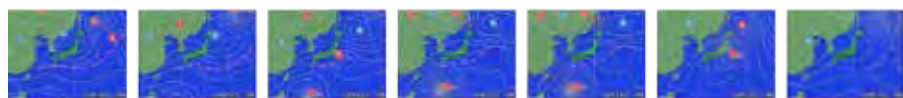
ストーム制御ON、変化率制限制御OFF 時間幅:5分



8. 制御機能確認試験結果の分析ー1



- n 試験期間中の風速と風力発電所の出力ー1
 - 2,000kW風車が8基の丘陵地域WF（号機毎に風況と出力が異なる）
 - ー 2017年10月18日～24日：制御機能OFF
 - n 23日に、**台風21号**が静岡県御前崎市に上陸
 - ー 2017年10月25日～11月1日午前：制御機能ON
 - n 30日に、東京と近畿地方で木枯らし1号（**台風22号**通過）



○ 赤丸部は、起動-停止、最大出力抑制試験などによる人為的な出力制御時間が含まれている
この人為的な出力制御時間のデータは、分析対象外とした。

8. 制御機能確認試験結果の分析ー2

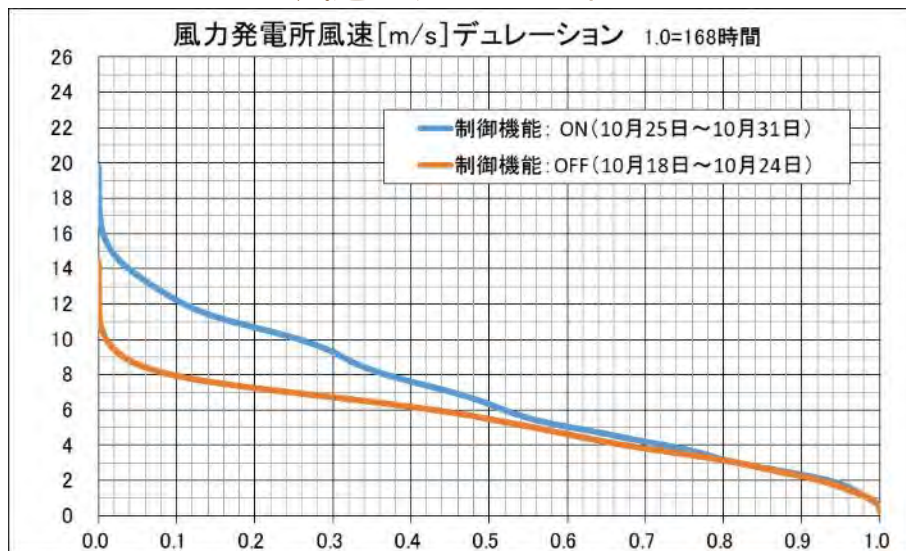
2

n 試験期間中の風速と風力発電所の出力ー2

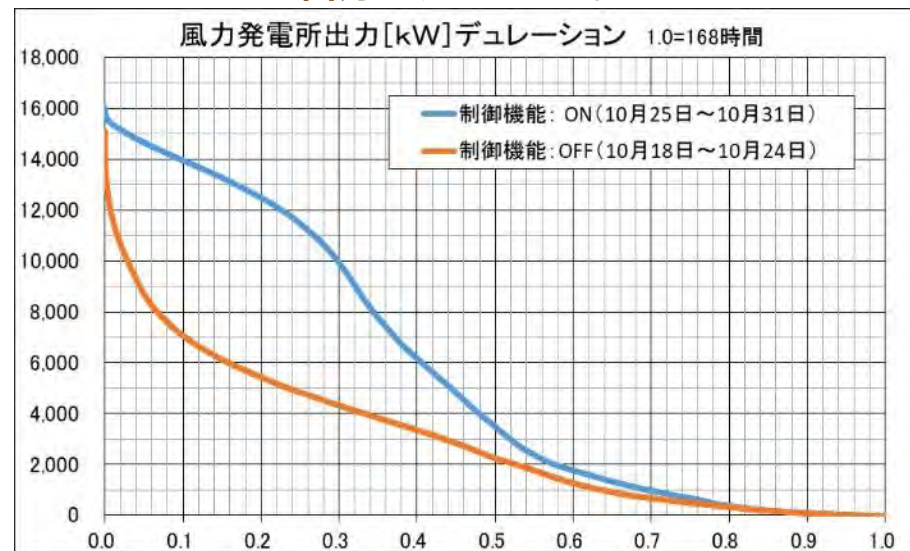
ー 平均出力は、平均風速の約2.46乗に比例： $1.30^{2.46} \quad 1.91$

制御機能	平均風速	平均出力	備 考
OFF期間	5.3m/s	3,019kW	出力は、風速の約 2.46乗に比例 $1.30^{2.46} \quad 1.91$
ON期間	6.9m/s	5,764kW	
ON期間/OFF期間	130%	191%	

風速のデュレーション



出力のデュレーション



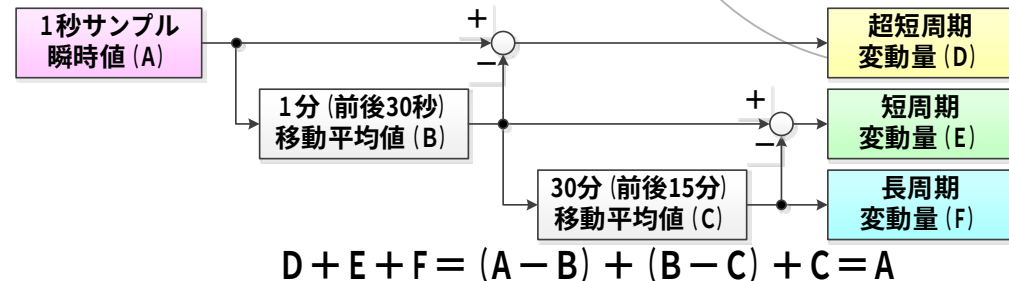
8. 制御機能確認試験結果の分析ー3



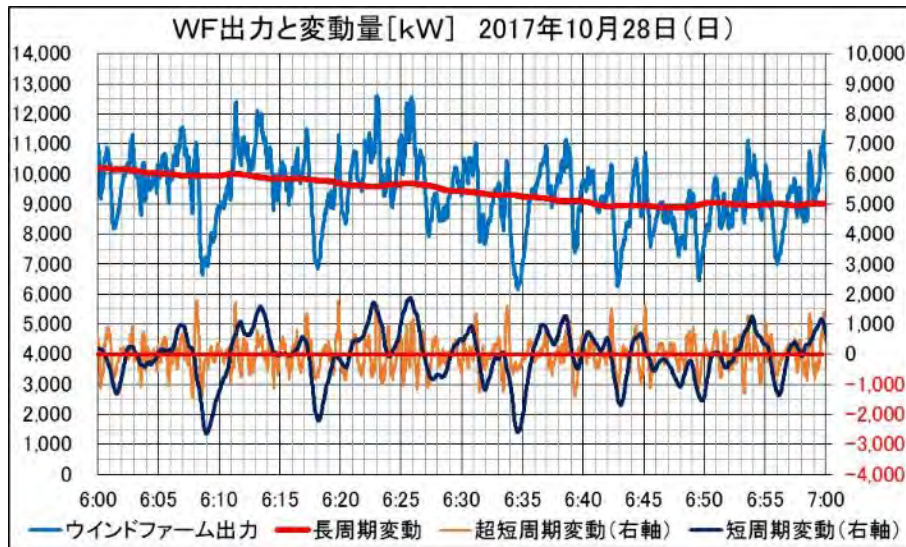
変動周期別の出力・風速・周波数変動量算出方式

移動平均方式を適用：位相ズレを生じず、容易に周期別変動量への分離が可能

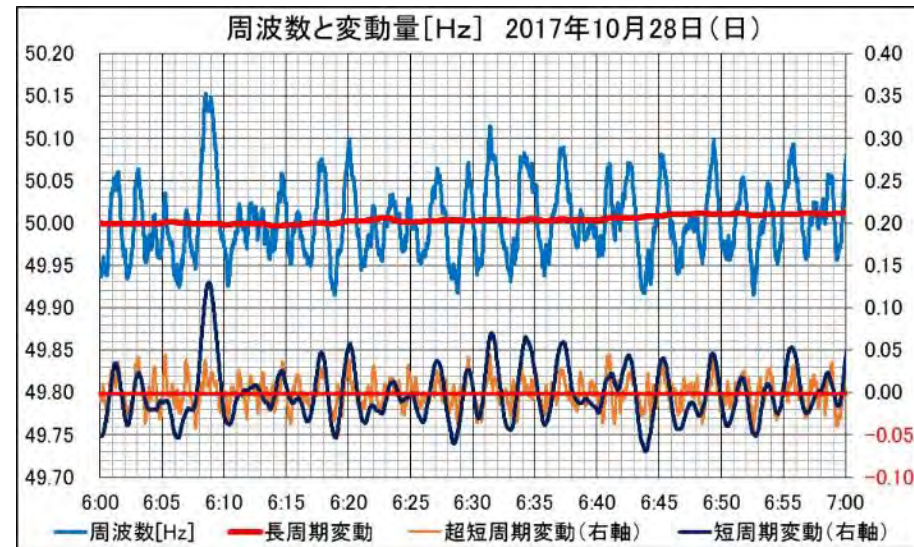
- 超短周期変動：秒～分
- 短周期変動：分～時間
- 長周期変動量：時間～日



風力発電所出力の変動様相 時間幅:1時間



系統周波数の変動様相 時間幅:1時間



風力発電所出力と系統周波数の変動様相は異なるものの、1/2サイクル時間では数十秒周期と数分周期の変動成分に分離されている。

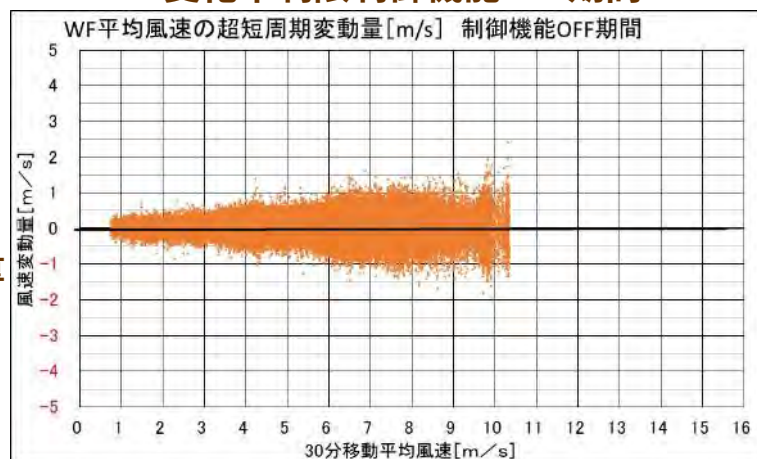
8. 制御機能確認試験結果の分析—4



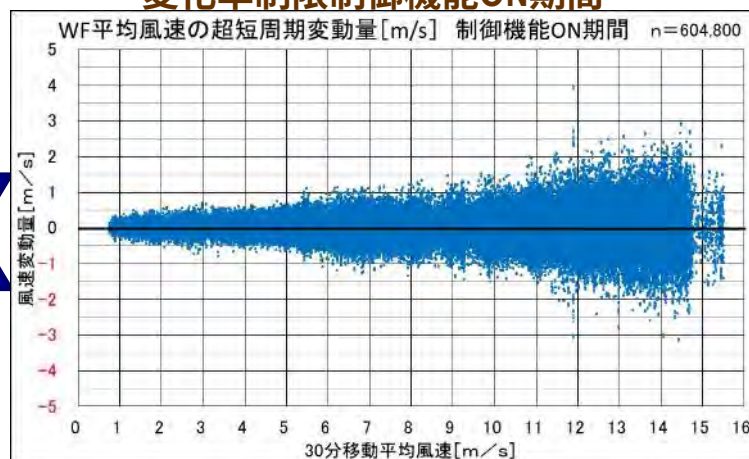
n 風速と出力の超短周期変動量

- 風速変動量は、制御機能ON期間の方が、OFF期間に比して大きいにも拘らず
- 出力変動量は、制御機能ON期間の方が、OFF期間に比して小さい

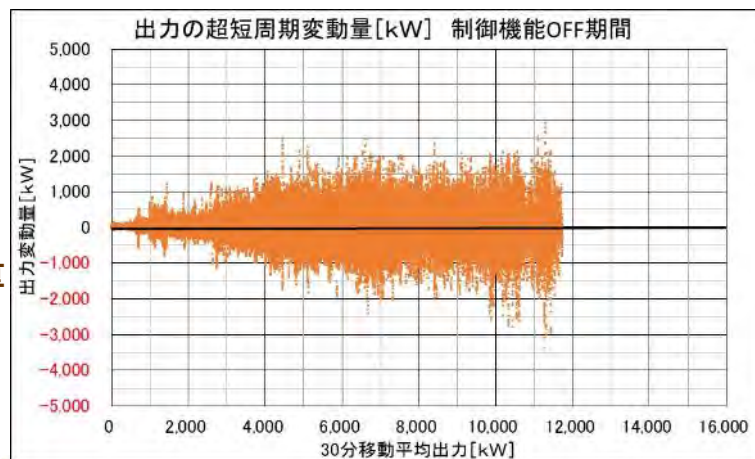
変化率制限制御機能OFF期間



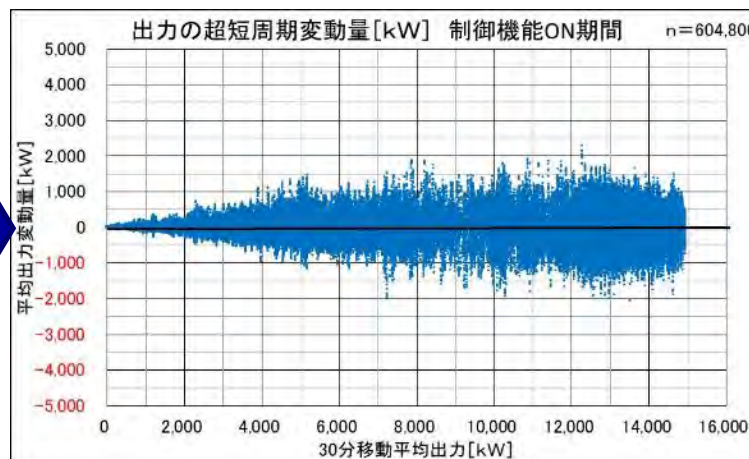
変化率制限制御機能ON期間



出力の超短周期変動量[kW] 制御機能OFF期間



出力の超短周期変動量[kW] 制御機能ON期間 n=604,800



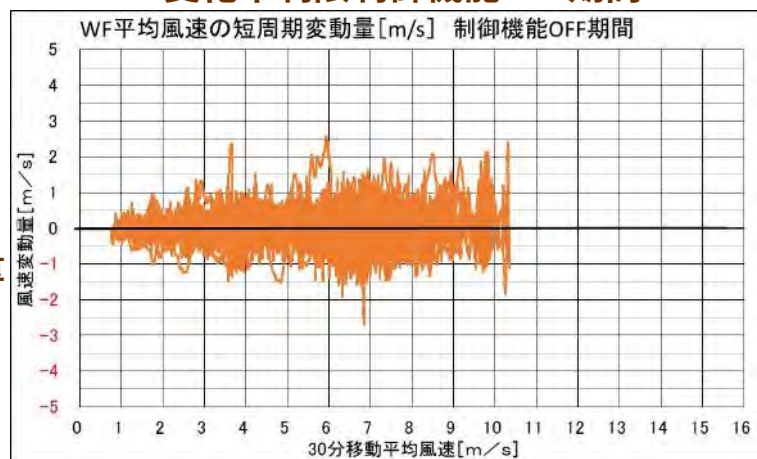
8. 制御機能確認試験結果の分析ー5



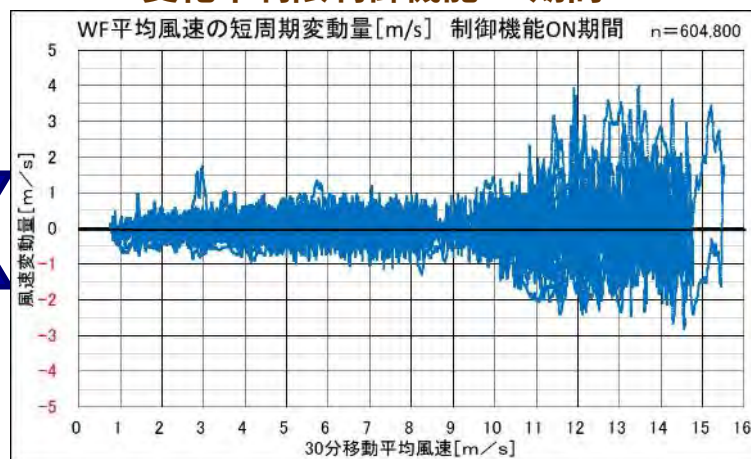
n 風速と出力の短周期変動量

- 風速変動量は、制御機能ON期間の方が、OFF期間に比して大きいにも拘らず
- 出力変動量は、制御機能ON期間の方が、OFF期間に比して小さい

変化率制限制御機能OFF期間

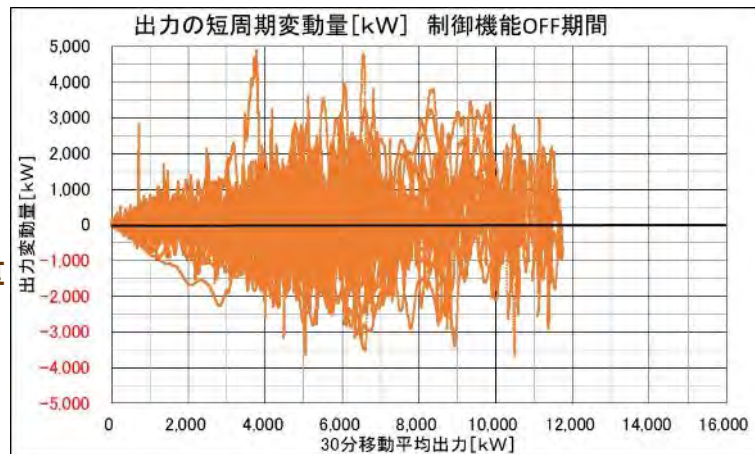


変化率制限制御機能ON期間

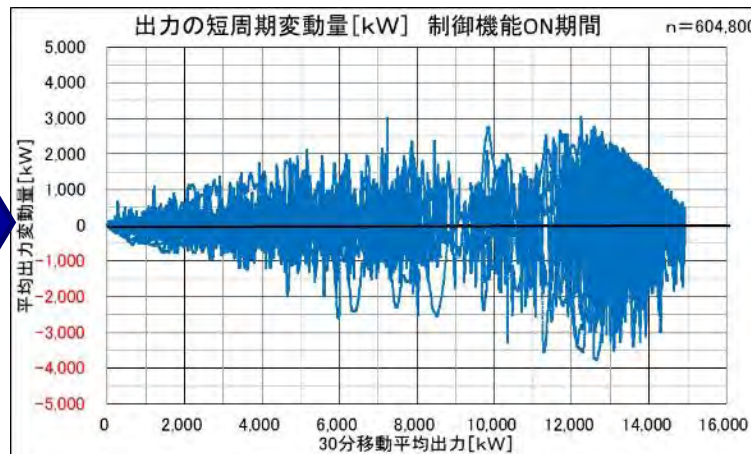


風速
変動量

出力の短周期変動量[kW] 制御機能OFF期間



出力の短周期変動量[kW] 制御機能ON期間 n=604,800



出力
変動量

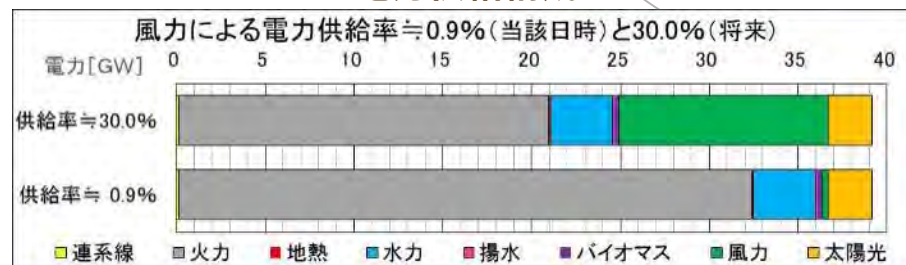
9. 周波数応答シミュレーション-1



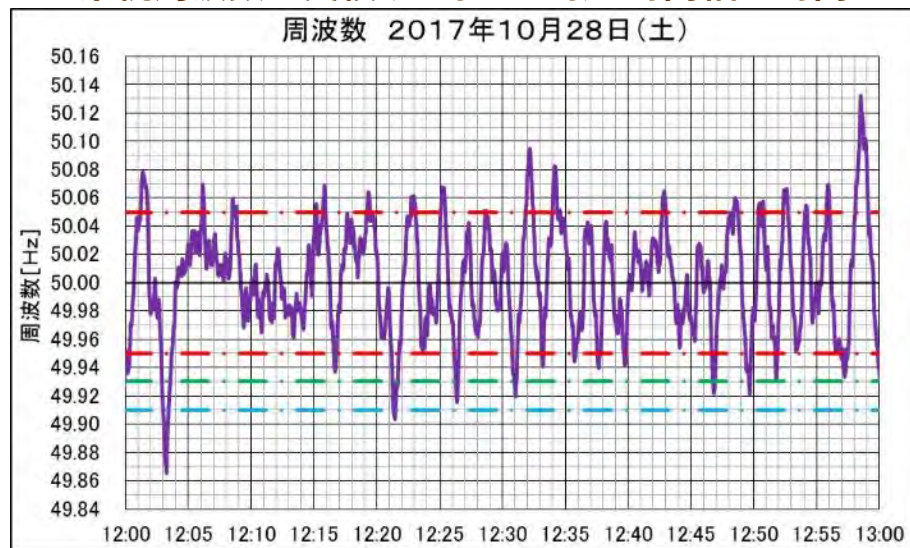
シミュレーションの対象年月日とケース

- 比較的、周波数変動が大きかった2017年10月28日(土)12時台 (東北+東京)
 - n 昼の需要変動が発生する時間帯
- 全風力発電設備の制御機能
 - n ON (リザーブ有と無) とOFFのケース
- 風力発電の電力供給率 ($\propto$ 設備容量)
 - n 当該日時(0.9%)と将来(30.0%)

電力供給構成

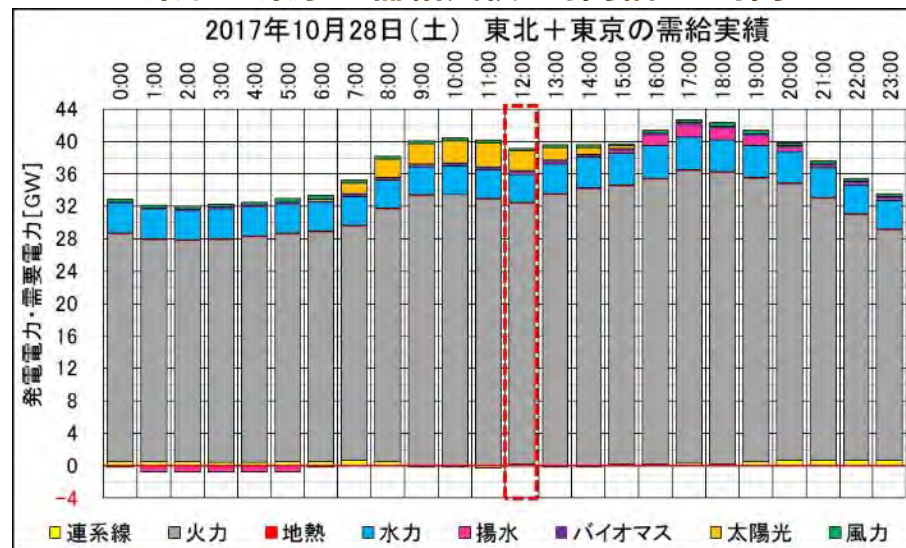


系統周波数の実績 (12時~13時) 時間幅:1時間



○ 49.865Hz (12:03:15) ~ 50.132Hz (12:58:31)
0.1秒サンプル 分解能=0.001Hz

東北+東京の需給実績 時間幅:24時間



○ 出典:東北電力HP でんき予報
:東京電力HP でんき予報

9. 周波数応答シミュレーション-2

シミュレーション手順と各制御機能の設定値

- 手順

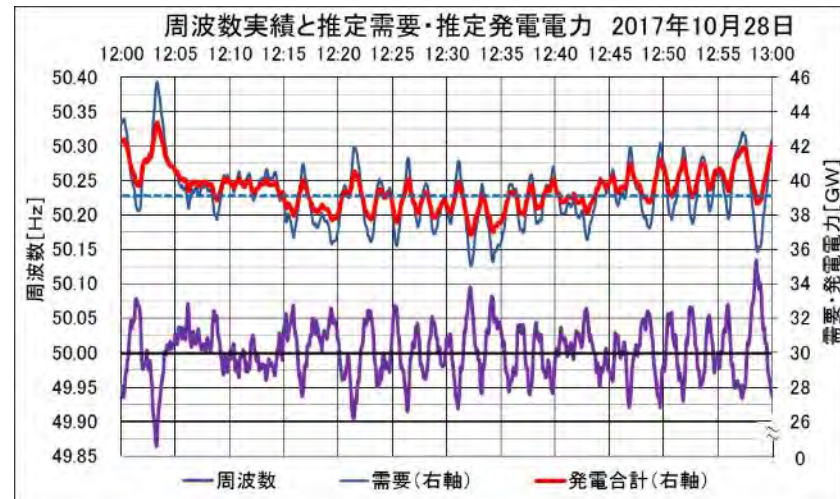
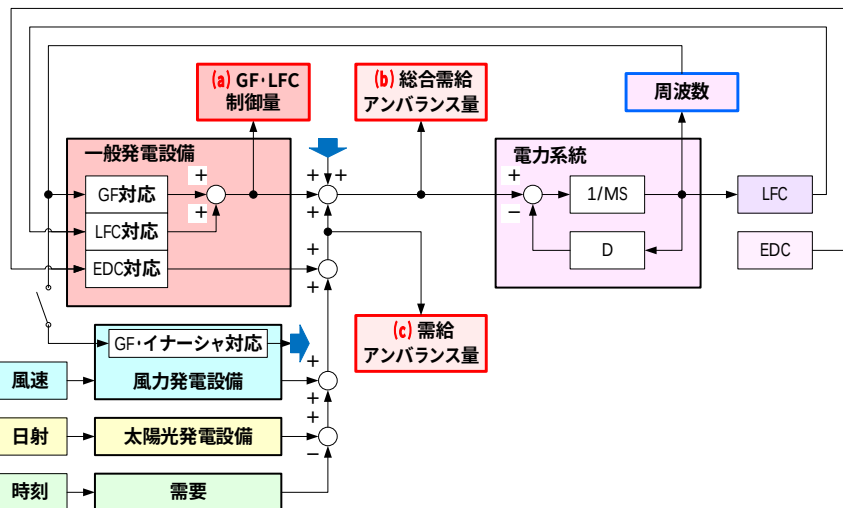
- 電力需給実績から、火力などの系統連系設備容量を推定
- 周波数実績から、火力などのGF+LFC制御量(a)と、これを含む総合需給アンバランス量(b)を算定し、(b)-(a)を需給アンバランス量(c)とし、全ケースに適用
- 系統定数や発電機定数などは、EAST30機系統モデル等の値を準用

- 制御機能の設定値：(赤文字部分は、制御特性確認試験時の設定値と異なる設定値)

- 周波数調定率制御：不感帯=0.05Hz、調定率=0.5%、リザーブ量=0.1PUと0.0
- イナーシャ制御：制御開始周波数=49.93Hz、最大増加量周波数=49.91Hz
最大増加量=0.1PU、最大継続時間=10秒とイナーシャなし

シミュレーション手順のイメージ

周波数実績と需要および発電合計の推定値 風力制御なし



需要と発電合計との差が、総合需給アンバランス量 24

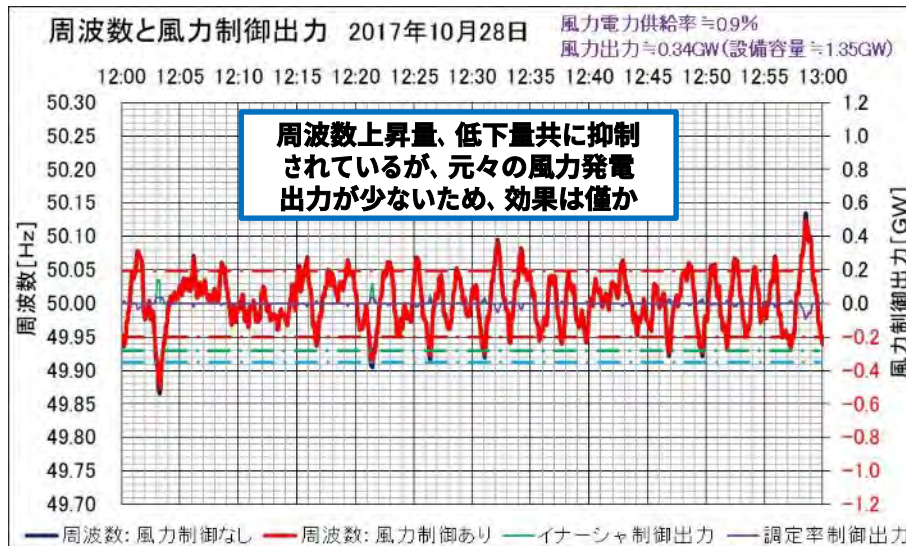
9. 周波数応答シミュレーション-3



- n シミュレーション結果-1：リザーブ量=0.1PU、イナーシャ制御ON
- 電力供給率 30%時：風力制御なしの場合は、周波数管理目標値を逸脱*するが、**風力制御ありの場合は、電力供給率 0.9%時よりも改善**
- *：火力発電の系統連系設備容量の減少に伴う、慣性力と調整力の低下による

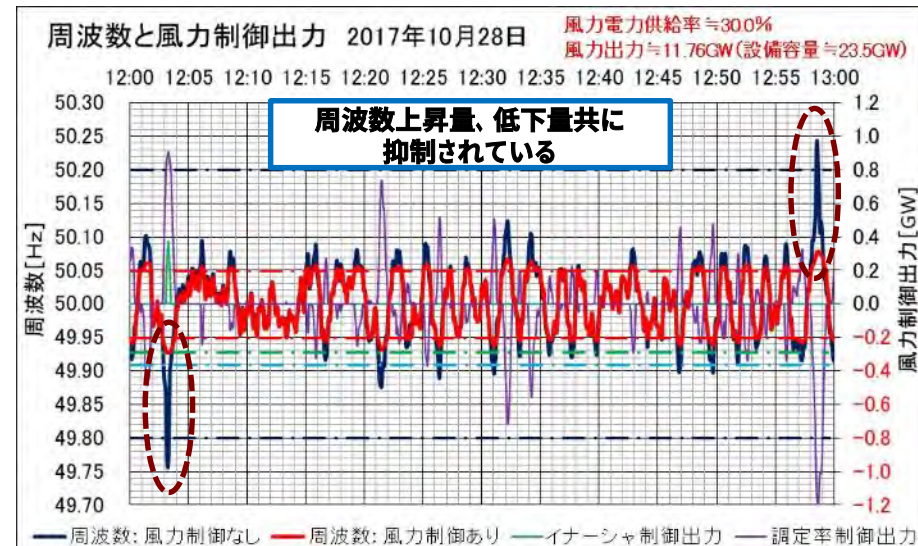
	電力供給率 0.9% (0.34GW)		電力供給率 30% (11.76GW)	
風力制御なし (最小・最大)	49.865Hz	50.132Hz	49.756Hz	50.224Hz
風力制御あり (最小・最大)	49.875Hz	50.124Hz	49.927Hz	50.078Hz
制御による改善効果	0.010Hz	0.008Hz	0.171Hz	0.166Hz

電力供給率 0.9%の場合 時間幅:1時間



- 調定率出力最大: 35.3MW (増)、93.9MW (減)
- イナーシャ最大: 140.1MW (増)

電力供給率 30.0%の場合 時間幅:1時間



- 調定率出力最大: 908.9MW (増)、1,195.9MW (減)
- イナーシャ最大: 375.4MW (増)

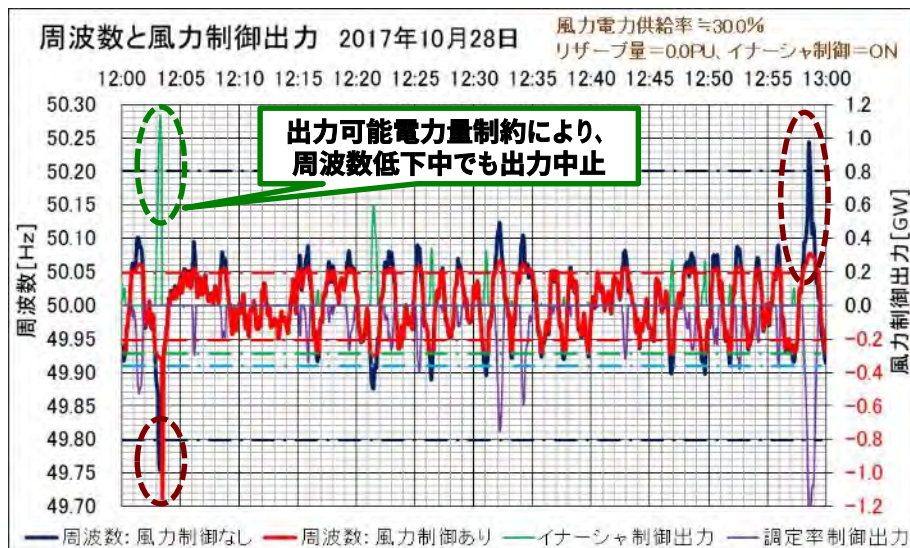
9. 周波数応答シミュレーション-4



- n シミュレーション結果-2：リザーブ量=0.0PU、イナーシャ制御ONとOFF
- イナーシャON：イナーシャ出力中の周波数は改善されるが、この間は火力機などの出力増加量が少なくなり、イナーシャ出力可能電力量制約による出力中止後は、周波数低下量が悪化。（不感帯設定値を、本来の49.85Hz以下とする必要がある）

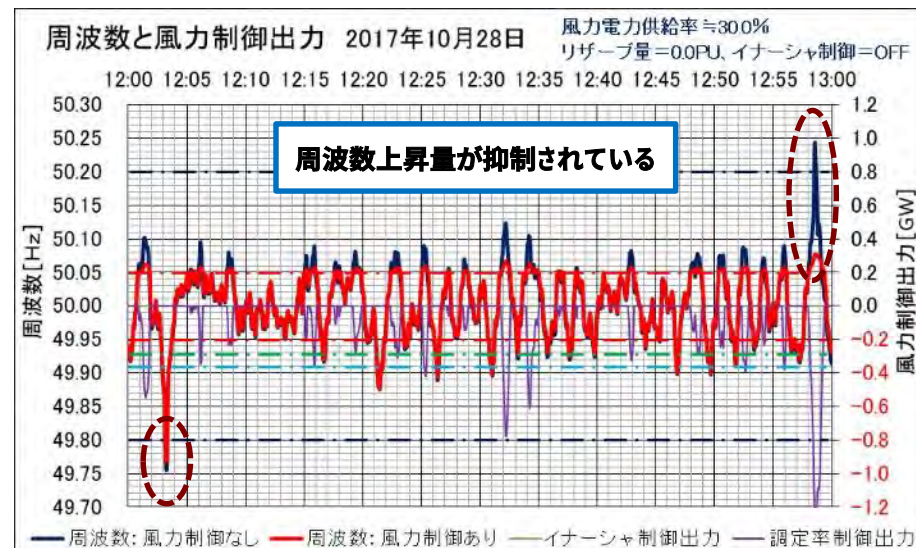
電力供給率 30% (11.76GW)	リザーブ量=0.0PU、イナーシャON		リザーブ量=0.0PU、イナーシャOFF	
風力制御なし (最小・最大)	49.756Hz	50.224Hz	49.756Hz	50.224Hz
風力制御あり (最小・最大)	49.713Hz	50.077Hz	49.767Hz	50.077Hz
制御による改善効果	-0.043Hz	0.147Hz	0.011Hz	0.147Hz

電力供給率 30.0%、リザーブ=0.0PU、イナーシャON



- 調定率出力最大: 0.0MW (増)、1,268.2MW (減)
- イナーシャ最大: 1,138.2MW (増)

電力供給率 30.0%、リザーブ=0.0PU、イナーシャOFF



- 調定率出力最大: 0.0MW (増)、1,276.6MW (減)
- イナーシャ最大: 0.0MW (増)

10. 制御機能活用による効果ー1



n 電力系統の周波数変動量の低減

風力発電設備の系統連系設備容量・発電出力増加に伴い、制御可能量が增加するので、周波数変動量の低減効果が高まる

ー 風力発電の周波数調定率制御とイナーシャ制御が有効：自律制御

n リザーブ量設定ありの場合は、常に逸失電力量が生じるので、この対応が必要

ー リザーブ量10%の場合は、設備利用率が10%低下（例：設備利用率30%⇒27%）

ー 設備導入量の増加に応じて、①リザーブなし、イナーシャOFF（下げ代不足対策が主眼）
⇒②リザーブなし、イナーシャON ⇒③リザーブ α %、イナーシャON のステップ

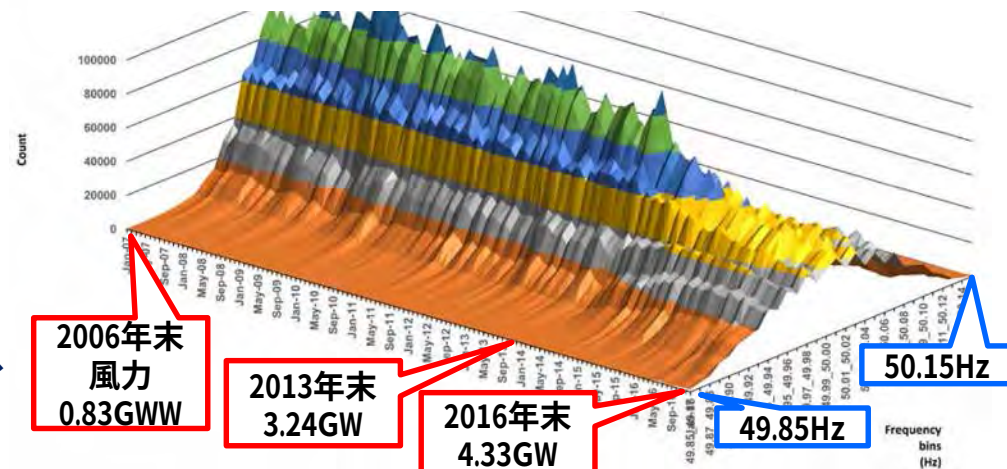
ー 出力可能値基準方式は、その時点で高出力の風力発電所が調整力を多く発揮するので、低出力風力発電所の早期ゼロ出力を回避すると共に、公平性が保てる

ー オーストラリアで2016年から適用されている、家庭用を含む太陽光発電の周波数調定率制御も併用すると、調整力の増加と、風力と太陽光の公平性が保てる

n AS/NZS477.2 2015

Grid connection of energy systems via inverters Part 2: Inverter requirements

オーストラリアの2007年～2017年の月別周波数出現度（再エネの電力供給率増加（2016年：17.3%）に伴い、2014年以降の周波数出現度が変化⇒周波数調定率・不感帯を見直し中）



○ 出典：Australian Energy Market Commission
Frequency Control Frameworks Review 2018-3-30
<https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-03/Draft%20report.pdf>

10. 制御機能活用による効果－2



n 風力発電設備の出力変動量の低減

周波数の変動要因である、風力発電の超短周期・短周期変動量を低減

－ 出力変化率制限制御が有効：自律制御

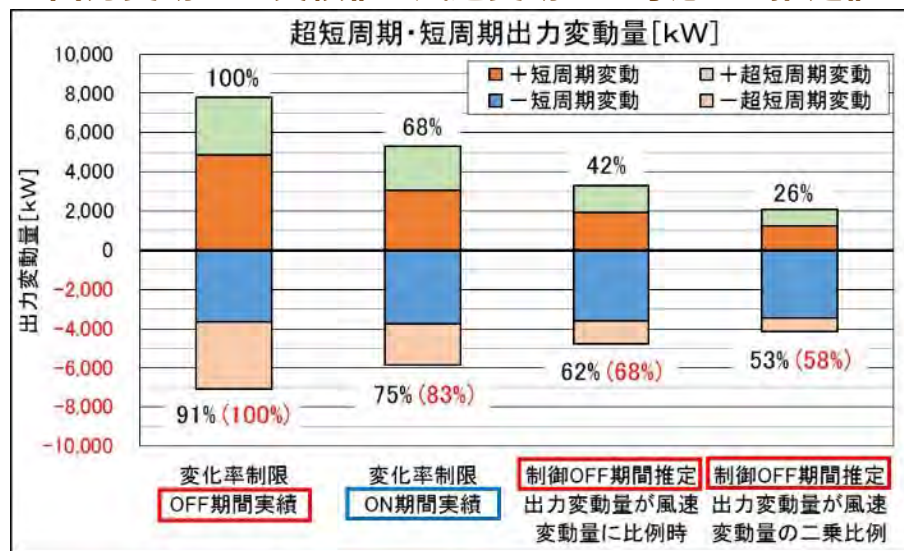
出力変動が、風速変動の2乗に比例するとした場合、約1/2～1/4に低減

- n 出力増加方向に対する制限制御であるが、副次的に出力低下方向への効果も生じる
- n 逸失電力量率は、僅かである（確認試験期間中の逸失電力量率計算値は、約0.5%）
- n 一般発電設備や蓄電池システムは、風力の出力低減対応を、主眼とする事が可能

変動周期別の風速変動量と出力変動量

制御機能	風速変動量最大値		出力変動量最大値	
	超短周期	短周期	超短周期	短周期
OFF期間	2.40m/s -1.84m/s	2.55m/s -2.70m/s	2,909kW -3,387kW	4,882kW -3,672kW
ON期間	3.97m/s -3.17m/s	4.00m/s -2.83m/s	2,267kW -2,060kW	3,033kW -3,778kW
ON期間/ OFF期間	165.4% 172.3%	156.9% 104.8%	77.9% 60.8%	62.1% 102.9%

出力変動量の実績値と風速変動量を考慮した推定値



○ 風力発電設備の出力が定格出力未満の場合、理論的には、出力は風速の3乗に比例であるが、エネルギーロスなどの要因から一般的には2乗程度に比例と言われている。

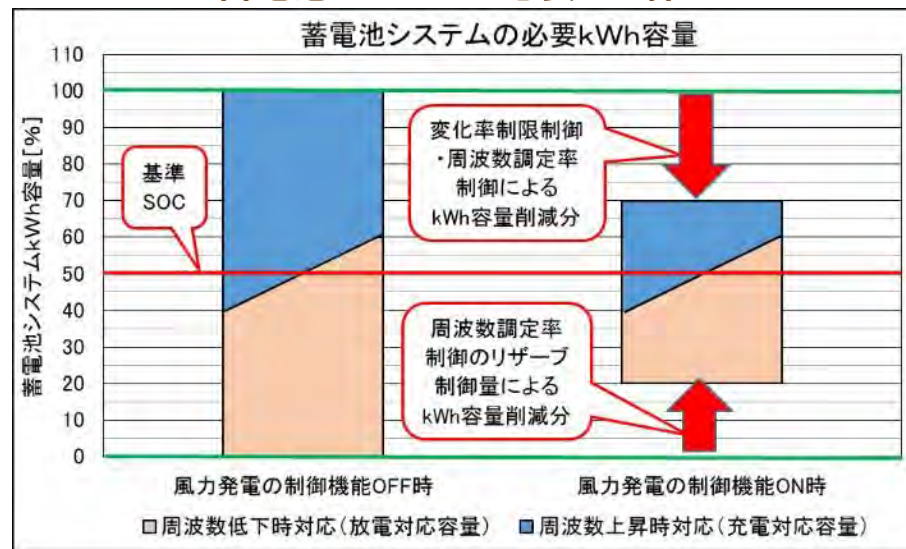
(8項に示した通り、試験期間中の計算値は2.46乗であった。)

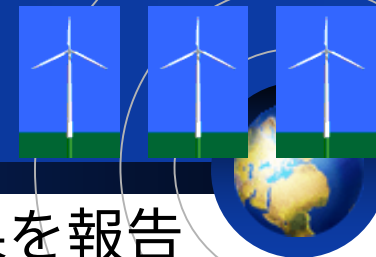
10. 制御機能による効果－3



- n 蓄電池制御システムのkWh容量の削減
周波数変動量低減効果と風力発電設備の出力変動量低減効果による
 - 周波数調定率および最大出力抑制制御と出力変化率制限制御が有効：自律制御
 - 蓄電池制御システムには、風力発電設備の出力変動量低減目的と、電力システムの周波数変動量低減目的があるが、いずれも基準SOCを50%とし、充電方向と放電方向それぞれのkWh容量を確保している
- n 出力変化率制限制御とリザーブ量なしの場合を含む周波数調定率制御により、風力の出力増加による余剰電力対策を行うので、充電方向のkWh容量を削減可能
- n リザーブ量ありの周波数調定率制御とイナーシャ制御により、風力の出力低下または需要変動などによる不足電力対策を行うので、放電方向のkWh容量を削減可能
- n 具体的な削減可能kWh容量は、制御定数設定値やエリアの発電設備構成などにより変化するので、右図の数値は例である。

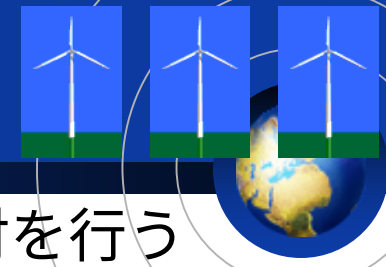
蓄電池システムの必要kWh容量





11. おわりにー1

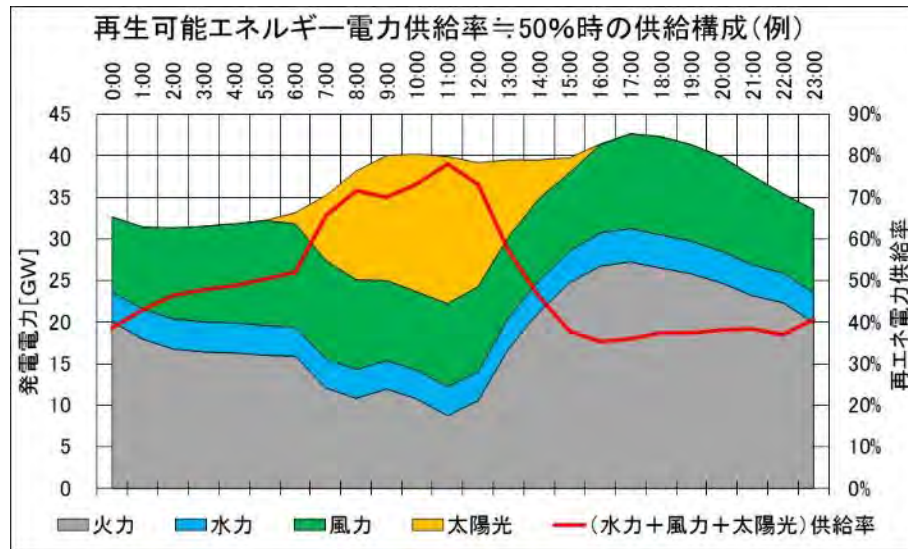
- n 風力発電制御機能の概説、特性試験結果とその効果を報告
 - 可変速度方式風力は、一般発電設備の全制御機能＋イナーシャ制御が可能
 - 太陽光発電も、イナーシャ制御を除き実現可能（オーストラリアでは適用中）
- n 風力発電の出力変化率制限制御、周波数調定率制御などは、他の対策設備・方式に比して応答速度が速く、逸失電力量の対策を考慮しても、少ない費用で大きな効果を得ることが出来る
 - 周波数は、エリア共通であるので、交流連系エリア単位で、事業者間の公平性を担保することが可能となる
 - n エリア単位で、周波数調定率などの設定値を同一とする
 - 電力系統の調整力（下げ代）不足対策である、**中給からの最大出力抑制指令（curtailment）**は、風力発電の周波数調定率制御を考慮し、出力予測の精度などを考慮したマージン量を減少させることにより、**抑制指令の発令頻度や指令値の緩和を図ることが可能となる**
 - n 局地的な送電線過負荷などの解消を目的とした、出力抑制（constraint）を除く
 - 一般発電設備や蓄電池システムは、出力増加・放電方向を、主眼とした対応とすることが可能となる



11. おわりにー2/2

- n 今後は、各制御機能の制御定数決定方法などの検討を行う
 - － 特性確認試験やシミュレーションに適用した制御定数は、実系統における特性確認試験用の設定値であり、実適用に際しては、エリア内の発電設備構成や火力発電設備などのGFやLFC制御との協調を考慮して決定する必要がある
 - n 風力発電や太陽光発電の導入量・導入比率に応じて設定値を適宜に変更
- n 将来の電力系統運用
 - － 全発電設備の周波数制御機能活用（各設備の発電出力に応じて、調整力を提供）

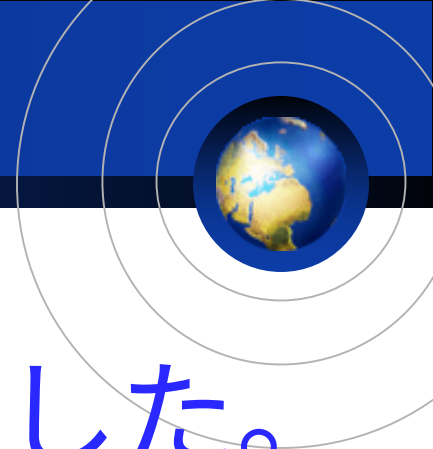
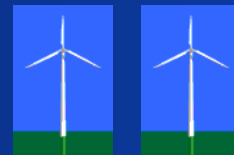
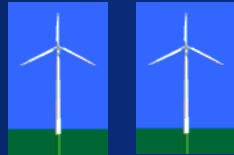
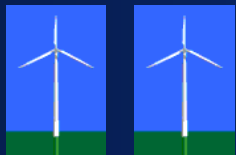
再生可能エネルギー電力供給率 50%時の構成 (例)



発電設備の制御機能

	現 在			変化率	将 来			
	G F	L F C	出力 抑制 (計画 運用)		G F	イ ナ ー シャ	L F C	出力 抑制 (計画 運用)
風力	—	—	○	○	○	○	—	○
太陽光	—	—	○	○	○	—	—	○
水力	○	○	○	—	○	—	○	○
火力	○	○	○	—	○	—	○	○

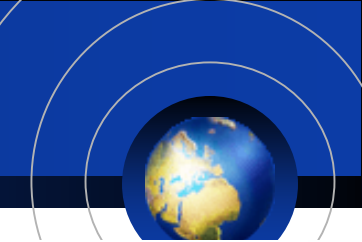
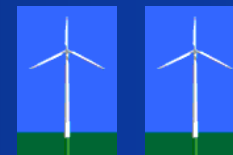
○ 風力・太陽光のGFは、リザーブ量＝0%から開始し、導入量(比率)に応じて、リザーブ量を設定する



ご清聴ありがとうございました。



参考資料ー 1 (運用例)



1. 離島ハイブリッドシステム・・・・・・・・・・ 34
2. 出力変動緩和型風力発電システム・・・・・・・・ 35
3. 防災対応型風力発電システム・・・・・・・・ 46
4. 太陽光連系枰活用型風力発電システム・・・・ 47



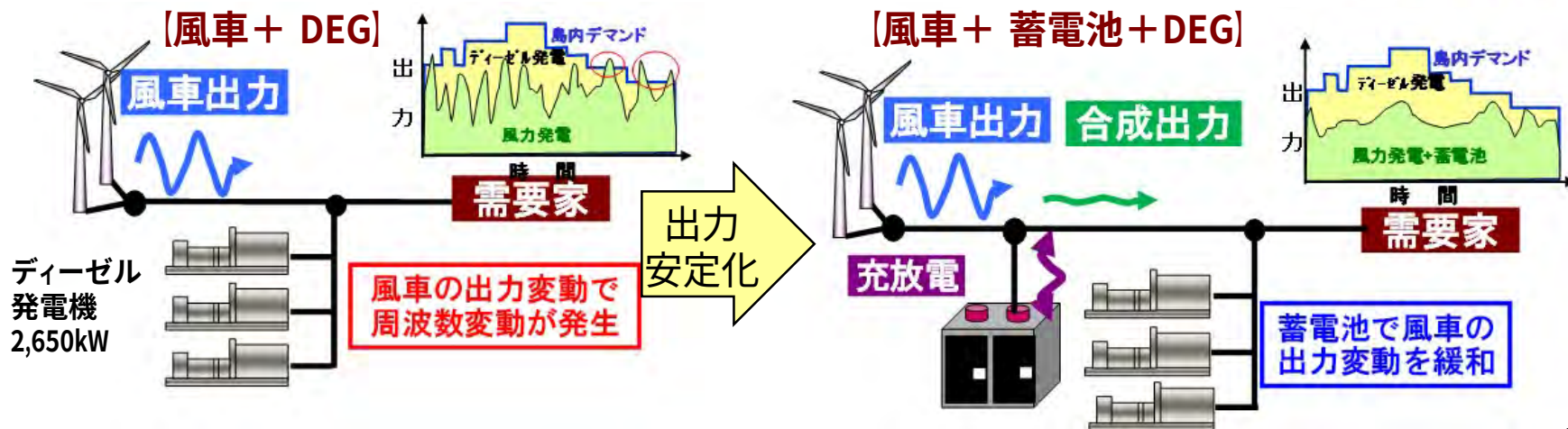
運用例ー 1 離島ハイブリッドシステム

- 離島では火力発電（DEG）で電力供給、燃料費高騰で対策が必要
 - 最低需要を超える風車設備容量でも安定運用し、火力発電の燃料費削減
 - 風力発電の出力変動を蓄電池により緩和し、周波数変動を抑制
- 離島内消費電力の70%を風力発電で供給、発電コストも大幅低減。

【発電所概要】

【建設場所】

発電所名		Y風力発電所
風車	定格出力	1200kW(600kW × 2基)
蓄電池	変換器容量	600kVA(300kVA × 2台)
運転開始		2002年4月
表彰		2001年新エネ大賞受賞



運用例－2 出力変動緩和型風力発電システム

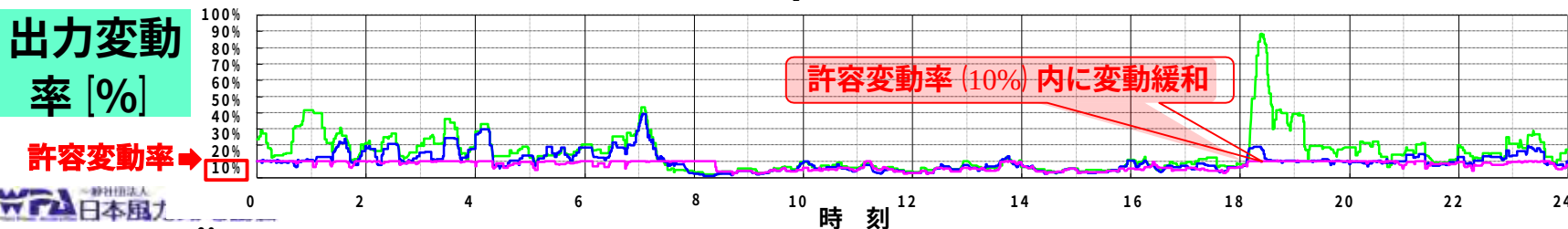
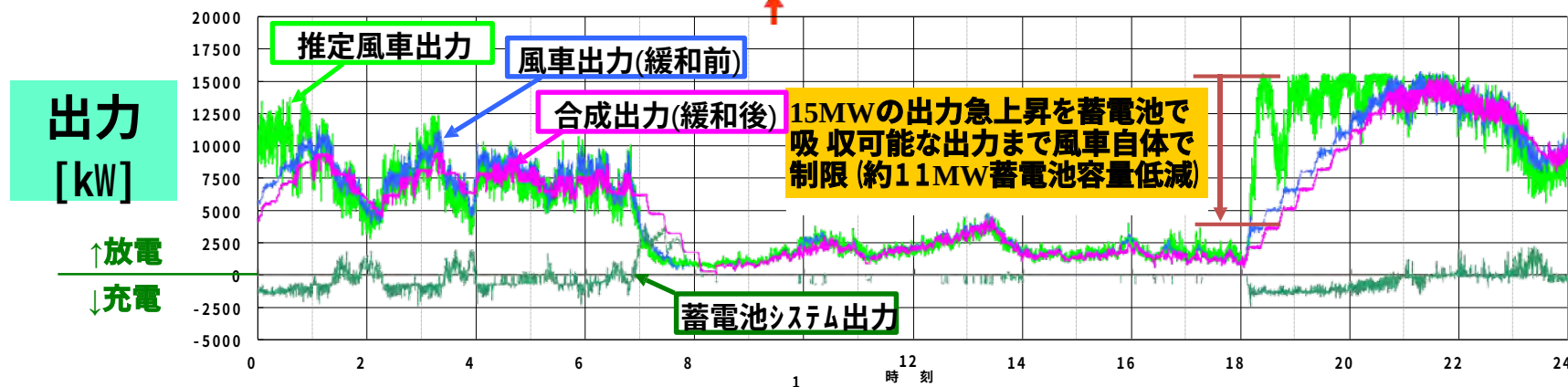
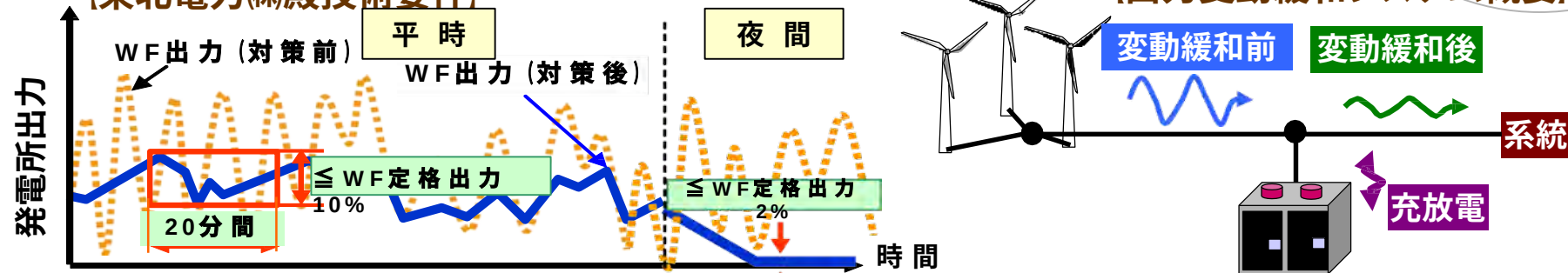


n 東北電力(株)の出力変動緩和技術要件に対応 (出力変動率10%/20分以下)

- 風力発電の出力変動を、出力抑制機能の活用と蓄電池の充放電制御により
発電所定格容量の20%の蓄電池で技術要件を達成

【東北電力(株)殿技術要件】

【出力変動緩和システム概要】



運用例－3 防災対応型風力発電システム

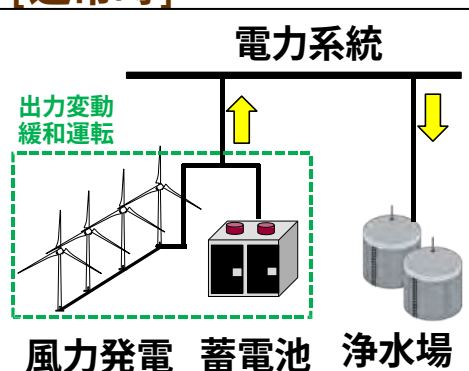


- 出力変動緩和システムの蓄電池を防災用電源へ活用
 - 停電時に風車と蓄電池から隣接する浄水場へ、約 $2.5 + \alpha$ 時間連続で電力供給

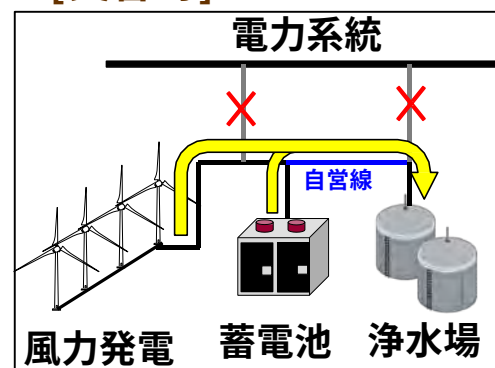
【発電所概要】

発電所名		A風力発電所
風車	定格出力	7480kW(1870kW × 4基)
蓄電池	変換器	2500kVA(500kVA × 5台)
運転開始		2015年3月
特徴		変動緩和技術検証終了 防災対応型風力発電システム

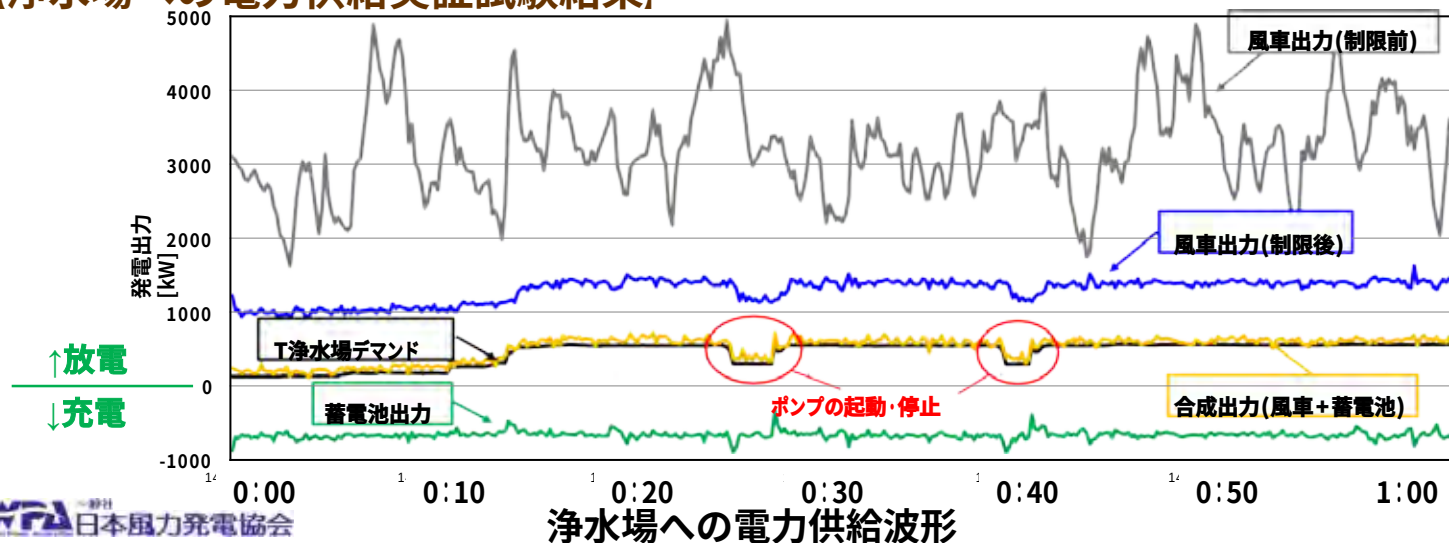
【通常時】



【災害時】



【浄水場への電力供給実証試験結果】



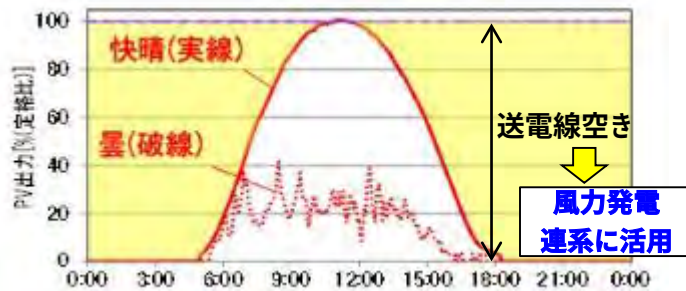
急峻なデマンド
変動にも対応

運用例－4 太陽光連系枠活用型風力発電システム

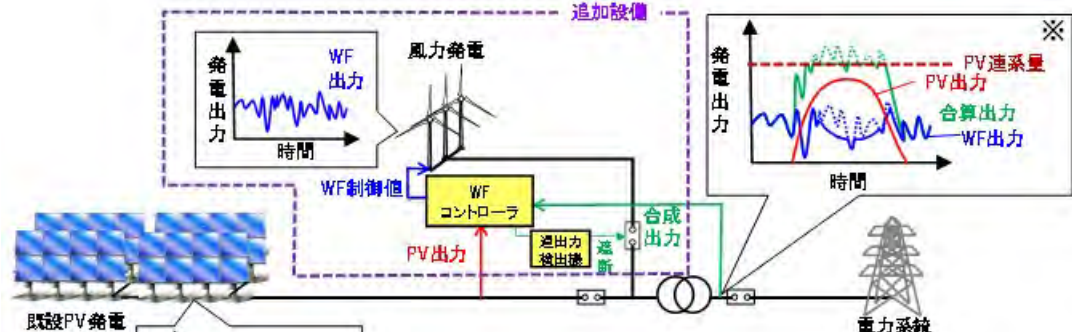


太陽光発電所の連系枠を活用し、風力発電を連系するシステム

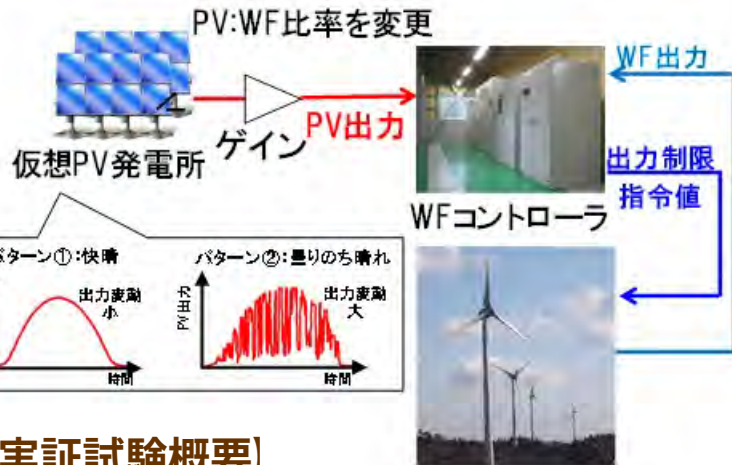
- 太陽光発電所の変動が小さい『快晴日』、変動が大きい『曇りのち晴れ日』においても、太陽光連系容量に追従して風力発電を出力制限できる事を実証。



【1日のPV発電電力推移】

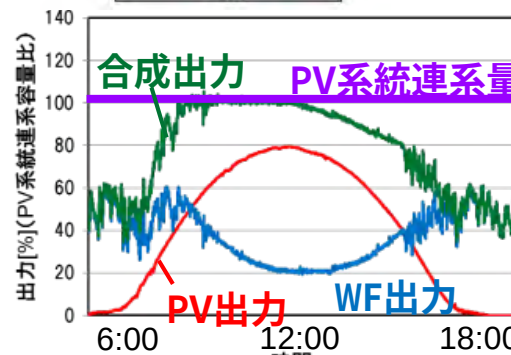


【太陽光協調型風力発電システムの概要】

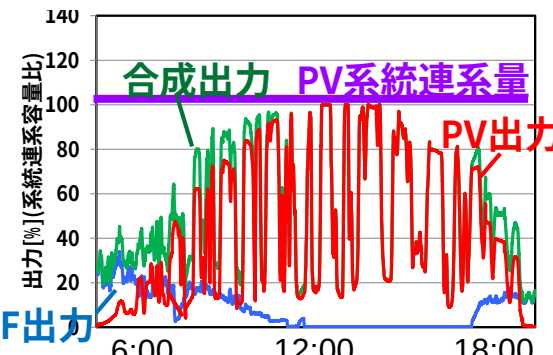


【実証試験概要】

某風力発電所
7,480kW



(a) 快晴時 【実証試験運転結果】



(b) 曇りのち晴れ時

実規模風力発電所にて太陽光協調型風力発電システムの制御機能が有効であることを実証

参考資料－ 2 周波数実績・海外状況・制御構成ブロック



- 1．東北の周波数出現率と出現時間・・・・・・・・・・ 39
- 2．東北の周波数最大値と最小値（時間帯別）・・・・ 40
- 3．東北の周波数変動様相・・・・・・・・・・・・・・ 41
- 4．北海道の周波数出現率と出現時間・・・・・・・・・・ 43
- 5．北海道の周波数最大値と最小値（時間帯別）・・・・ 44
- 6．北海道の周波数変動様相・・・・・・・・・・・・・・ 45
- 7．海外における制御機能活用状況・・・・・・・・・・ 47
- 8．風力発電制御機能の構成ブロック・・・・・・・・・・ 48

東北の周波数出現率と時間 (2013年度)



n 東北：1秒サンプル実績

– 周波数管理目標値：49.80Hz～50.20Hz (50 ± 0.2 Hz)

– 2013年度実績：49.81Hz～50.21Hz

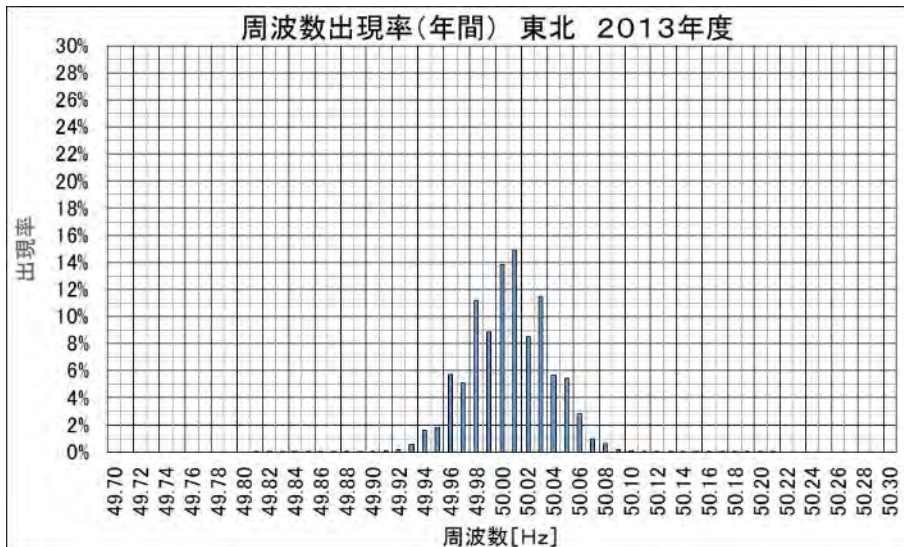
n 49.95～50.05Hz以内の滞在率：92.6236%

n 49.90～50.10Hz以内の滞在率：99.8630%

n 49.85～50.15Hz以内の滞在率：99.9960%

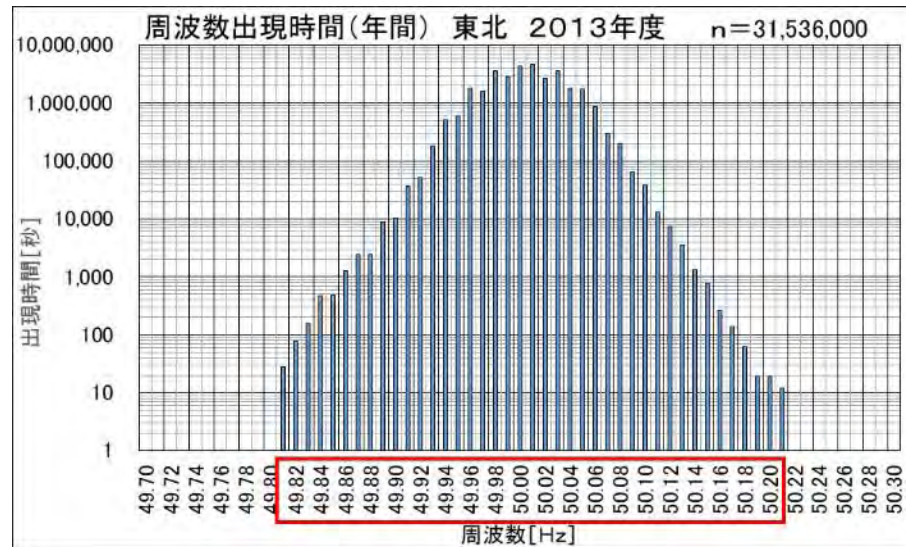
周波数の出現率

周波数出現率(年間) 東北 2013年度



周波数の出現時間(対数表示)

周波数出現時間(年間) 東北 2013年度 n=31,536,000



東北の周波数最大と最小値 (2013年度)



n 東北：1秒サンプル実績

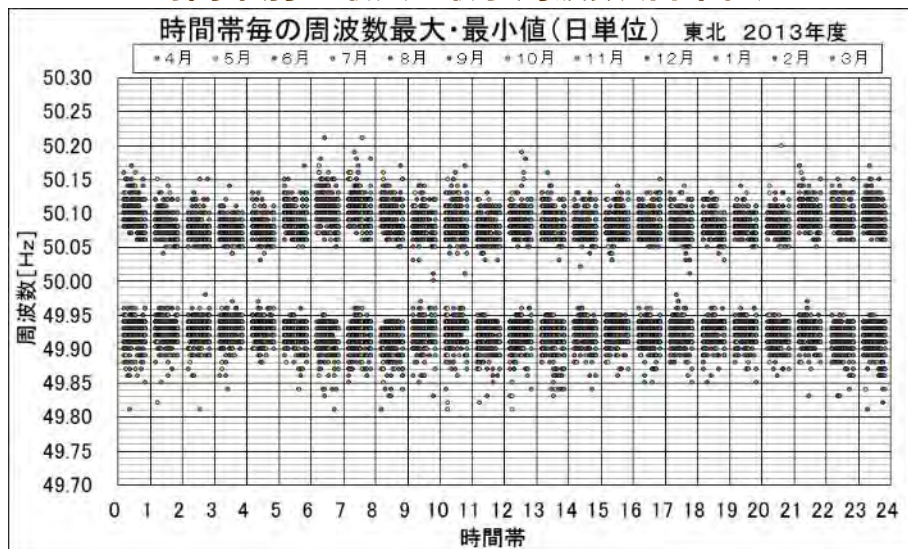
- 2013年度実績 : 49.81Hz~50.21Hz

- 時間帯別

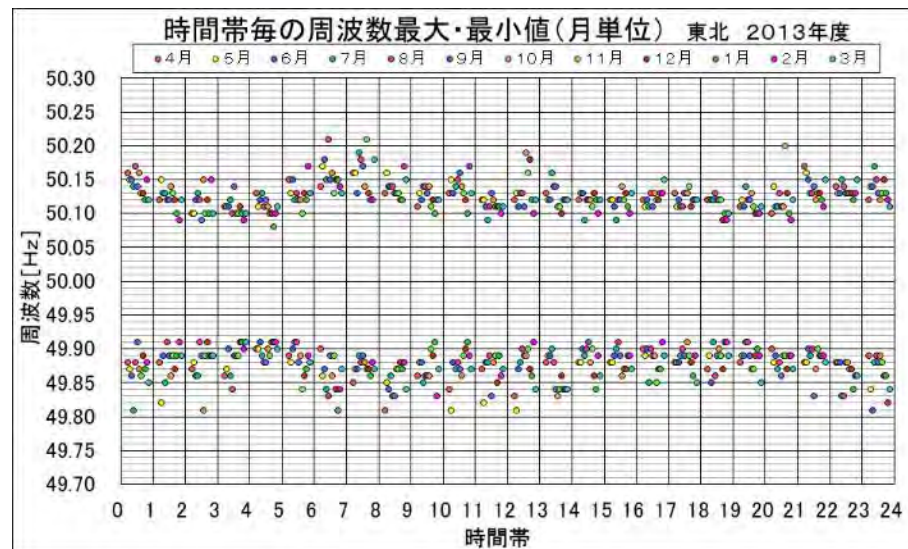
n 49.82Hz以下：0時(7月)、2時(10月)、6時(1月)、8時(4月)、
10時(5月)、12時(5月)、23時(6月)

n 50.20Hz以上：6時(8月)、7時(11月)、20時(11月)

時間帯別の最大と最小周波数 (日単位)



時間帯別の最大と最小周波数 (月単位)



東北エリアの周波数変動様相－ 1

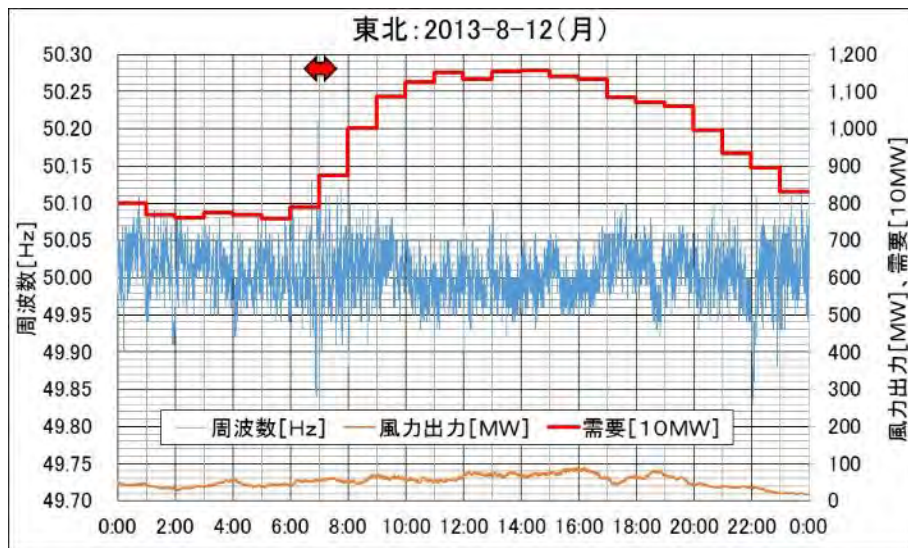


n 2013年8月12日 (月)

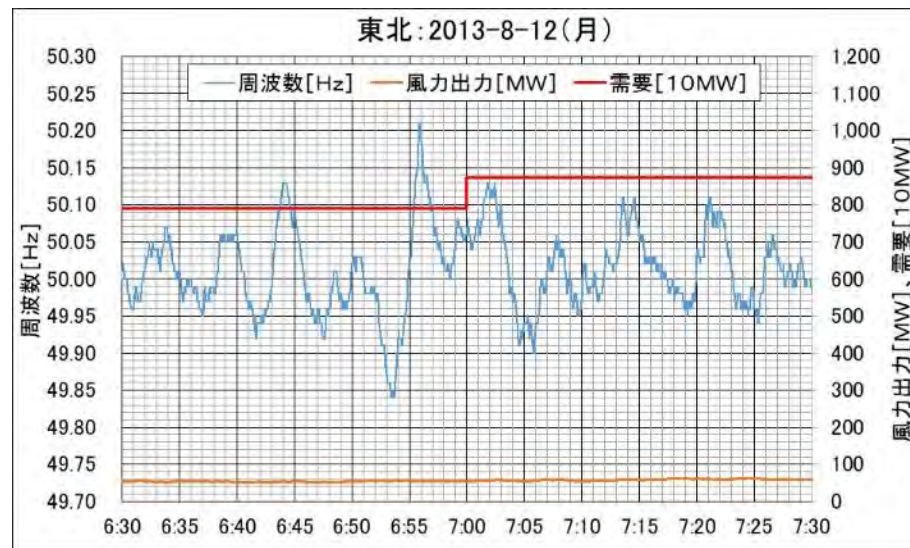
－ 早朝に周波数低下⇒上昇

- n 周波数 (1秒サンプル) : 49.83Hz～ **50.21Hz**
- n 需要電力 (1時間平均値) : 7,600.0MW～11,560.0MW
- n 風力出力 (3秒サンプル) : 16.9MW～ 88.9MW (特別高圧連系のみ)
 - － 定格出力 (特別高圧連系のみ) : 479.3MW

時間幅:24時間



時間幅:1時間 (左図の赤矢印範囲)



東北エリアの周波数変動様相－ 2



n 2013年10月17日 (木)

－ 昼の需要増加時に周波数上昇⇒低下

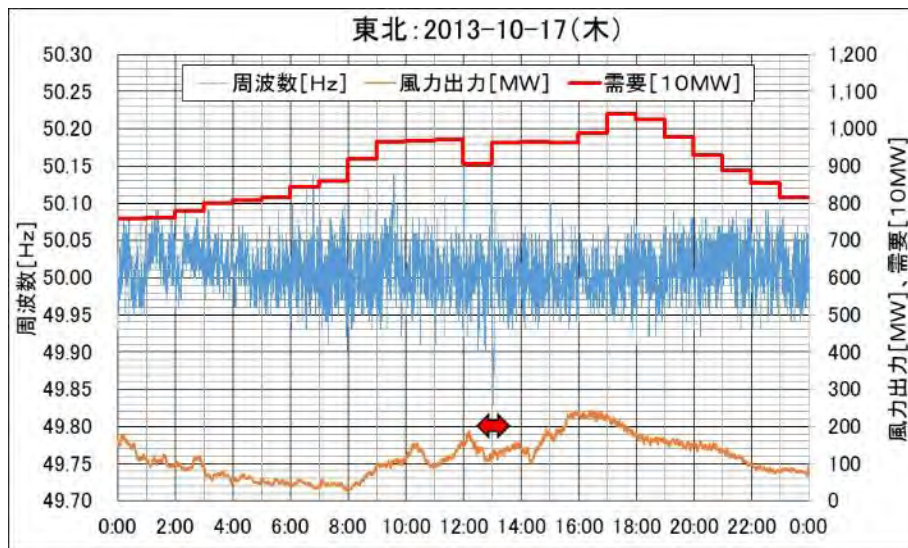
n 周波数 (1秒サンプル) : 49.83Hz～ 50.19Hz

n 需要電力 (1時間平均値) : 7,580.0MW～10,410.0MW

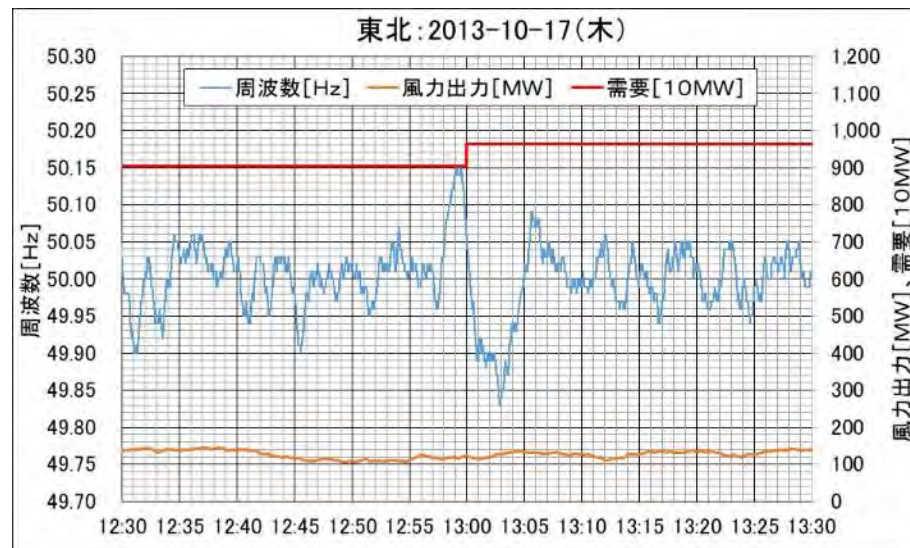
n 風力出力 (3秒サンプル) : 27.9MW～ 243.5MW (特別高圧連系のみ)

－ 定格出力 (特別高圧連系のみ) : 479.3MW

時間幅:24時間



時間幅:1時間 (左図の赤矢印範囲)



北海道の周波数出現率と時間（2013年度）



n 北海道：1秒サンプル実績

－ 周波数管理目標値：49.70Hz～50.30Hz（ 50 ± 0.3 Hz）

－ 2013年度実績：49.72Hz～50.28Hz

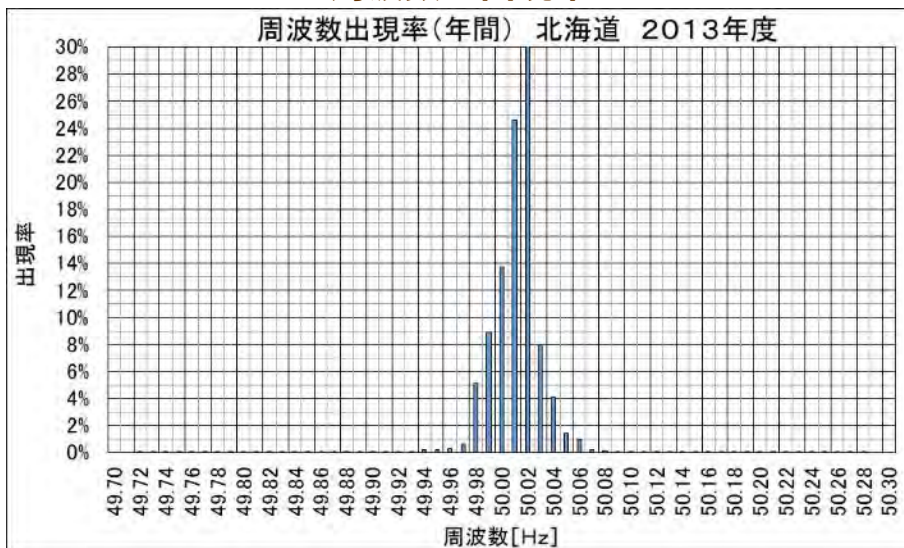
n 49.95～50.05Hz以内の滞在率：97.8530%

n 49.90～50.10Hz以内の滞在率：99.8629%

n 49.85～50.15Hz以内の滞在率：99.9844%

周波数の出現率

周波数出現率（年間） 北海道 2013年度



周波数の出現時間（対数表示）

周波数出現時間（年間） 北海道 2013年度 n=31,536,000



北海道の周波数最大と最小値 (2013年度)



n 北海道：1秒サンプル実績

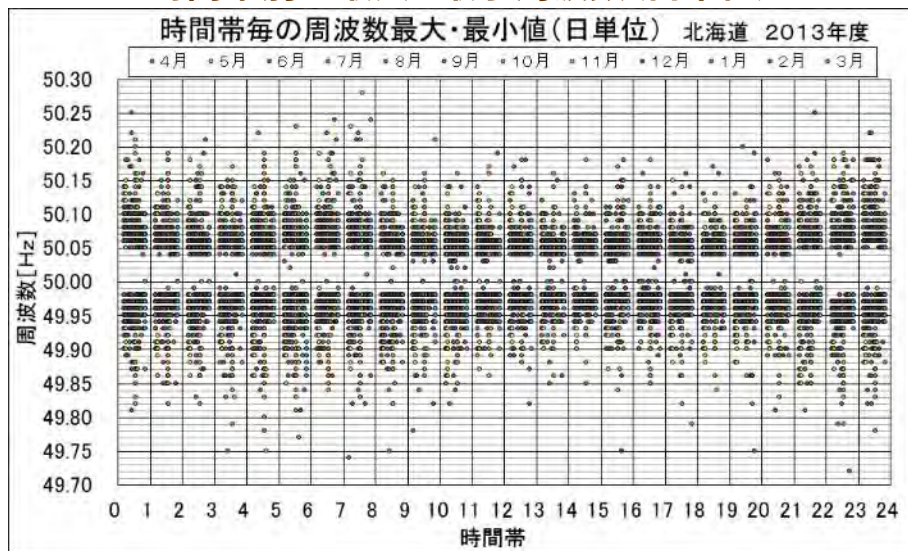
– 2013年度実績 : 49.72Hz~50.28Hz

– 時間帯別

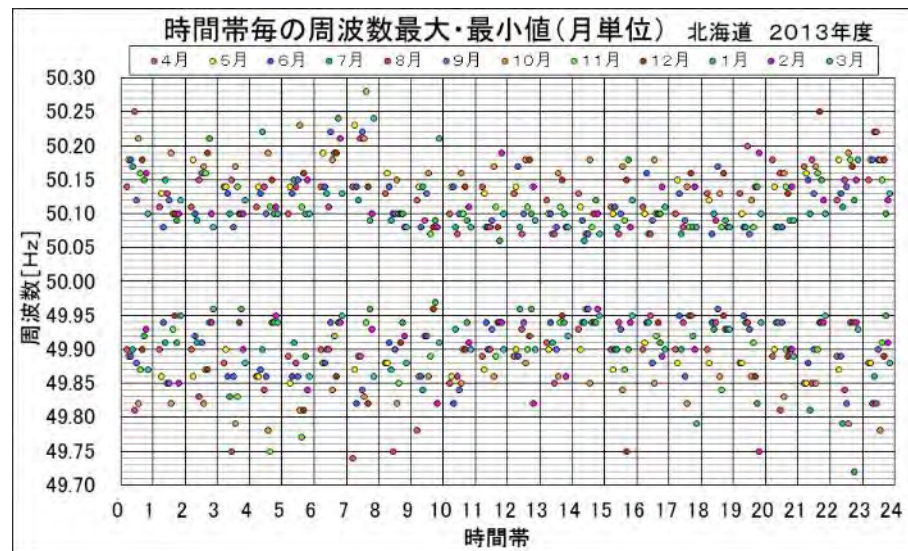
n 49.76Hz以下：0時（8月）、6時（1月）、7時（11月、3月）、21時（12月）

n 50.24Hz以上：3時（8月）、4時（11月）、7時（4月）、8時（8月）、
15時（12月）、20時（2月）、22時（1月）

時間帯別の最大と最小周波数 (日単位)



時間帯別の最大と最小周波数 (月単位)



北海道エリアの周波数変動様相－1

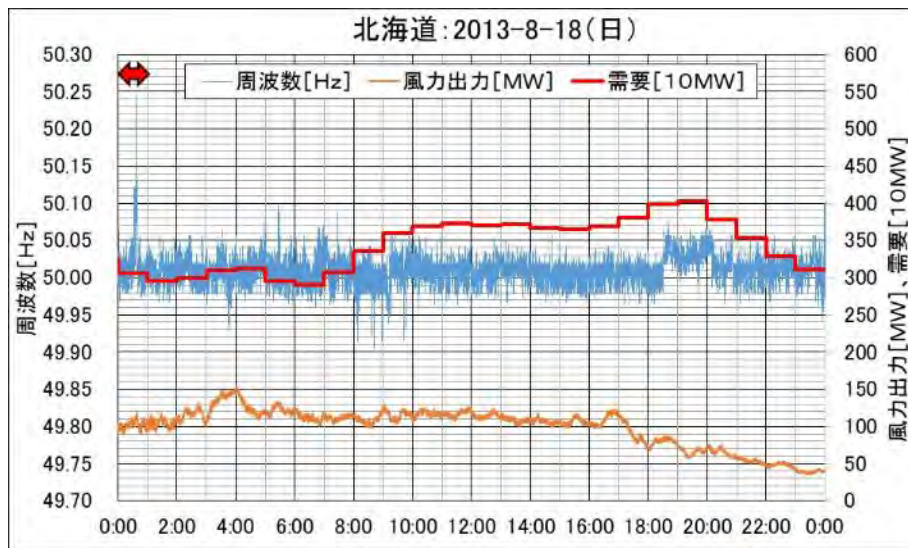


n 2013年8月18日（日）

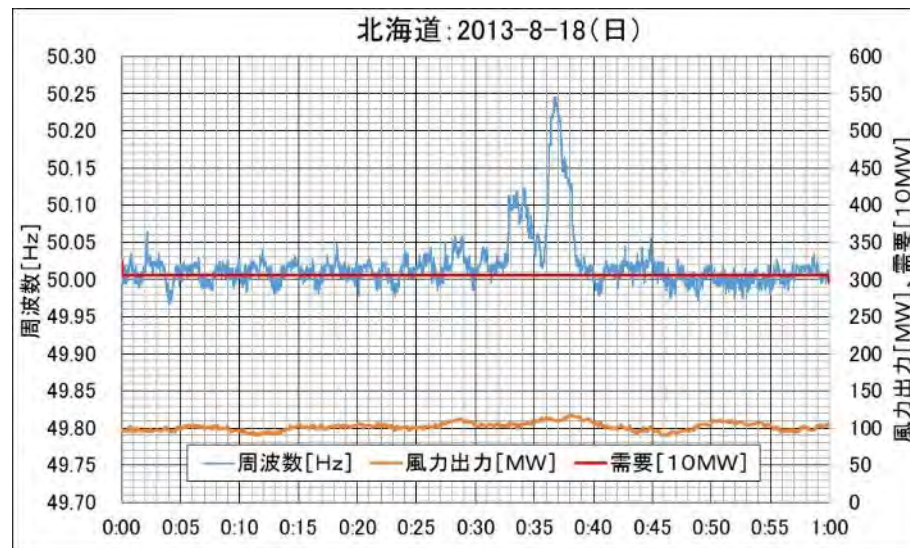
－ 深夜帯に周波数上昇

- n 周波数（1秒サンプル）： 49.91Hz～ **50.25Hz**
- n 需要電力（1時間平均値）： 2,904.0MW～4,021.0MW
- n 風力出力（3秒サンプル）： 36.3MW～ 151.8MW（特別高圧連系のみ）
 - － 定格出力（特別高圧連系のみ）： 252.6MW

時間幅:24時間



時間幅:1時間（左図の赤矢印範囲）



北海道エリアの周波数変動様相－ 2

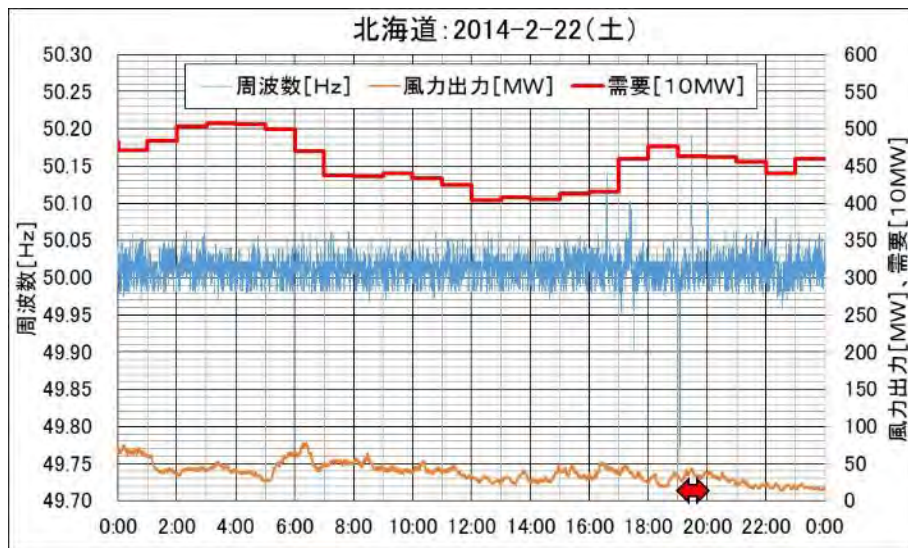


n 2014年2月22日 (土)

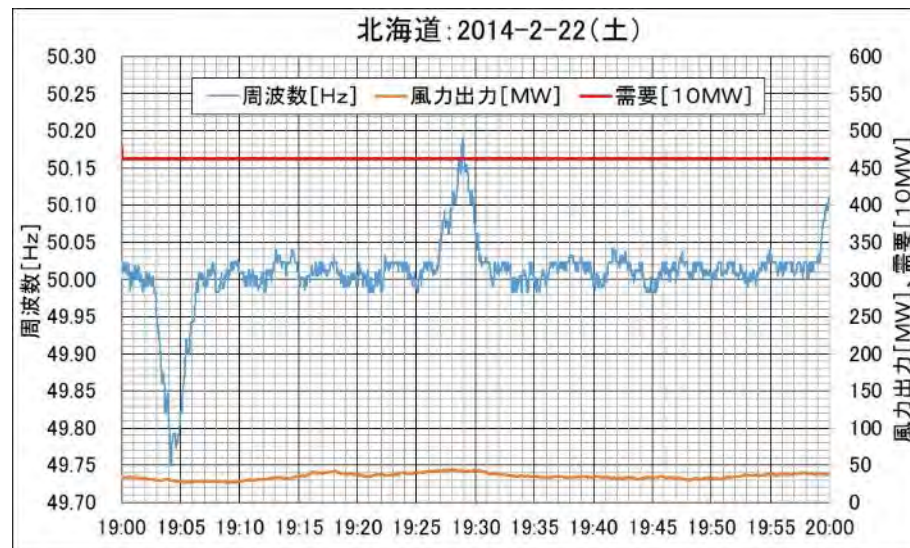
－ 夕刻に周波数低下

- n 周波数 (1秒サンプル) : 49.75Hz～ 50.19Hz
- n 需要電力 (1時間平均値) : 4,042.0MW～5,077.0MW
- n 風力出力 (3秒サンプル) : 13.9MW～ 78.5MW (特別高圧連系のみ)
 - － 定格出力 (特別高圧連系のみ) : 252.6MW

時間幅:24時間



時間幅:1時間 (左図の赤矢印範囲)



海外における制御機能活用状況



n オーストラリア

- n 面積は日本の約20倍（地域間連系線容量は僅か）
- n 人口は日本の約20%（主に海に面した地域）
- n 需要電力量は、東京電力と同等

- 風力発電制御機能を活用中

- n 周波数制御：不感帯＝ $\pm 0.15\text{Hz}$ 調定率＝4.0%
調定率・不感帯を、更に小さくすることを検討中
- n 出力変化率制限：連系設備容量/6分

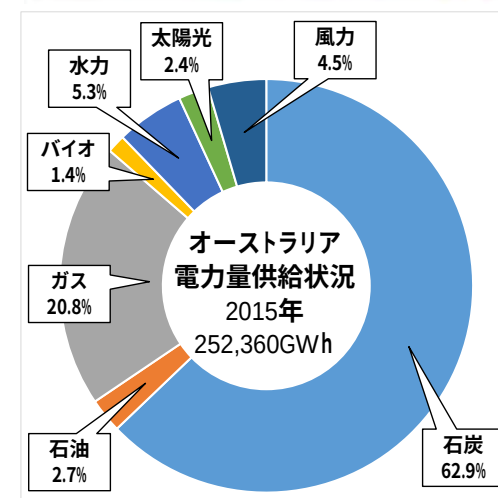
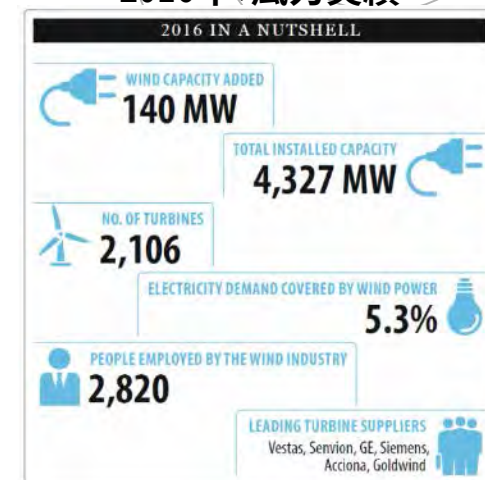
- 2016年から、家庭用太陽光を含むインバータ連系設備に、周波数調定率制御、電圧調定率制御を適用（新設機対応）

- n オーストラリア規格 AS/NZS477.2 2015
- n 周波数制御：不感帯＝ $\pm 0.25\text{Hz}$ 調定率＝3.5%
- n 出力変化率制限：連系設備容量/6分
- n 電圧制御は、有効電力低減、定力率、**電圧調定率**を具備

n アイルランド、デンマークのグリッドコード

- 第3回再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会（2017年6月14日）資料3「世界の風力発電動向と日本における課題」GE

2016年：風力実績



http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/saisei_dounyu/pdf/003_03_00.pdf

風力発電制御機能の構成ブロック



n 各制御機能の構成ブロック

