

北海道における再エネ導入に向けた 調整力制約への対応

2021年12月15日
資源エネルギー庁

本日のご議論

- 北海道においては、大きな再エネポテンシャルがある一方で、本州と交流で連系しておらず、需要規模も限定的であることから、調整力不足が顕在化しており、**新規の風力発電事業者等は蓄電池等による変動緩和対策が要件化**されている。
- 第30回の本WGにおいて、北海道における変動緩和要件の精査や調整力制約の解消に向けて、どのような観点からの検討が必要なのか、御議論を頂いた。
- 本日は、**更なる検討を進めるにあたっての具体的なシミュレーションの方向性等について御議論頂いた上で、自然変動電源の導入をさらに進める上の方策**について御議論いただきたい。

【論点②】北海道における変動緩和要件の精査や調整力制約の解消に向けて

- 北海道においては、調整力制約から、系統連系技術要件においては、電源毎の変動緩和要件があり、風力等を導入する場合には実質的に蓄電池設置等が必要となることから、当該要件の撤廃を求める声がある。
- 当該要件の代替として、早期の再エネ導入のために蓄電池募集プロセスを実施しているところであるものの、更なる再エネの導入のためには制約の解消を目指すことが重要である。
- 当該要件の撤廃が可能か否かの判断のためには、過去に行った分析・シミュレーションにより必要性が確認されていることから、北海道電力ネットワークにおいて、前提等を見直しつつ分析・シミュレーションについて直ちに着手してはどうか。
- その結果も踏まえた上で、適切な要件や、調整力制約の解消に向けた追加的な制度設計について、その他の制度設計の進捗とも整合性を保った上で検討し、一定の結論を遅くとも今年度中に出す予定。
- 検討にあたっては、例えば、①自然変動電源の接続量を踏まえた必要な調整力の量の算出や、②調整力の調達・費用の回収方法、③調達可能な調整力に応じた自然変動電源の連系・運用方法といった点についても考慮が必要と思われるところ、これらの観点を含め、どのような検討が必要となるか。

シミュレーションの方向性について①

- 変動緩和要件については、**第8回の本WG（2016年10月）で北海道電力ネットワークより報告された「周波数制御シミュレーション」において、その必要性が確認された。**本シミュレーションは、第10回の本WG（2017年3月）に同社より蓄電池募集プロセスの概要が報告された際にも活用された。
- **前回の試算から5年が経過し、今回、前提を見直してシミュレーションを実施することとしており、その諸元について御確認いただきたい（シミュレーションA）。**

	第8回系統WG(2016年10月14日)	第10回系統WG(2017年3月7日)	シミュレーションA
検討方法	周波数制御シミュレーション(電中研との共同開発)		
検討断面	2014年度 (調整火力発電機が3台となる軽負荷時間帯)	2017年10月昼間 (各日11:00~14:00)	2020年10月昼間 (各日11:00~14:00)
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	知内1号(or2号) 10.5MW/分 苫東厚真2号 6.0MW/分 4号 14.0~21.0MW/分	石狩LNG1号 17.0~28.5MW/分 苫東厚真2号 6.0MW/分 4号 14.0~21.0MW/分	
その他発電	原子力発電の点検による1台停止を考慮(泊3停止) 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)	京極発電所の実機性能を反映	京極発電所の実機性能を反映 南早来蓄電池の稼働分を考慮
連系線	北本の平常時AFC(±60MW)	北本の平常時AFC(±60MW)、実証試験を考慮	
需要変動	2014年度実績に基づく	2017年10月	2020年10月
風力発電出力	2014年度実績に基づく 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	2017年10月の31日分(31ケース) 未連系分は近隣の実績より模擬、 サイト蓄電池案件はサイト内の出力平滑化を考慮	2020年10月の31日分(31ケース) 未連系分は近隣の実績より模擬、 サイト蓄電池案件はサイト内の出力平滑化を考慮
太陽光発電出力	2014年度実績に基づく日射量データから 北海道エリア全体の出力を想定	同上	同上

シミュレーションの方向性について②

- 今後、北海道において更なる自然変動電源の導入を進めるためには、追加的な調整電源を確保する必要が生じる。
- 調整電源を追加導入する方策を検討する上では、まずは、**自然変動電源（特に風力発電）が追加導入された際に、必要となる調整力の量について、見込みを持つことが重要**であるところ、**その算出（シミュレーションB）の方向性について、御議論いただきたい。**

	従来の算出方法(第10回系統WG)
算出ツール	周波数制御シミュレーションにより系統周波数に与える影響を評価(検討断面:2017年)
火力発電	石狩(1号)、苫東厚真(2号・4号)
その他発電	原子力発電:定検による1台停止を考慮 京極発電所の揚水時の出力調整を考慮 その他電源:実績ベース
連系線	北本連系線の平常時AFC、実証試験を考慮
需要変動	2017年度実績に基づく
風力発電出力	2017年10月の31日分(31ケース) 未連系分は近隣の実績より模擬、サイト蓄電池案件はサイト内の出力平滑化を考慮
太陽光発電出力	2017年10月の31日分(31ケース) 未連系分は近隣の実績より模擬、サイト蓄電池案件はサイト内の出力平滑化を考慮

	シミュレーションB
算出ツール	需給調整市場の商品毎に定められた必要な調達量の算出方法
検討断面	将来的な風力の追加導入を見越した感度分析
需要変動	2020年度実績に基づく
風力発電出力	+5GWの範囲までで感度分析
太陽光発電出力	2020年度実績に基づく

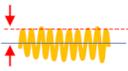
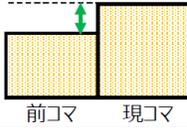
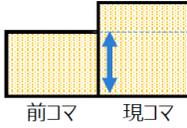
将来的な自然変動電源の導入を見込んだ上で、どの程度の調整力が必要となるか。

既存の調整電源を前提とした上で、どの程度の自然変動電源の導入が可能か。

具体的な調整力の量の算定方法について

- 現在、需給調整市場への移行を順次進めている中、今後は、以下の図のように、出力変化の実績値や予測値等を元に、日～週単位で必要な調整力を調達されることとなる。
- 需給調整市場における必要な調整力の算定方法については、広域機関の委員会において既に議論されているところ、その算定方法を用いることで追加的に風力発電が導入された際に必要となる調整力の量を、今後の参考値として試算してはどうか。
- その際には、追加的に導入された風力の変動データを正確に推定することが重要となるが、どのような点に留意が必要か。

電力広域的運営推進機関 調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（第25回）（令和元年10月23日）資料2

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法
一次		$\text{残余需要元データ}^{\ast 1} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2}$
二次①		$\text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 30分周期成分}^{\ast 2}$
二次②		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間の差
三次①		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間で連続する量

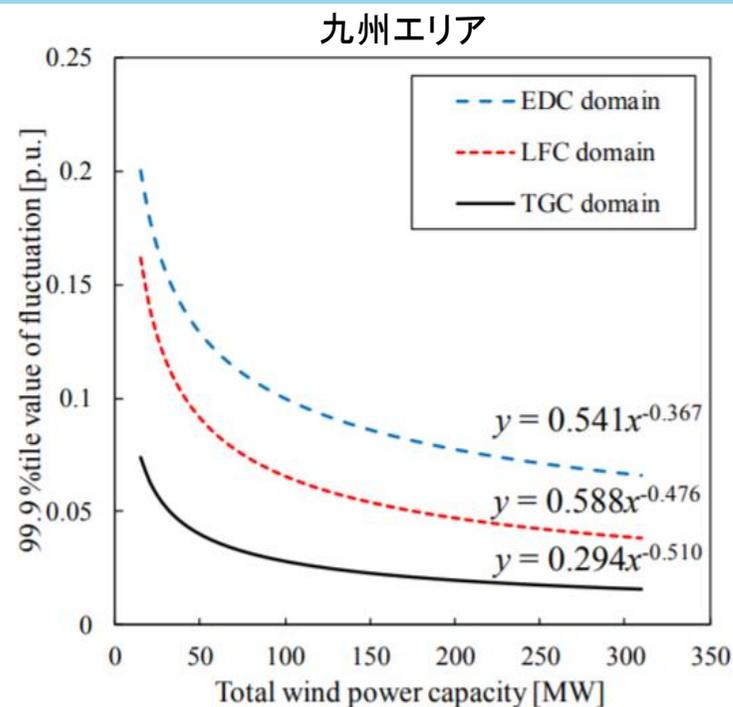
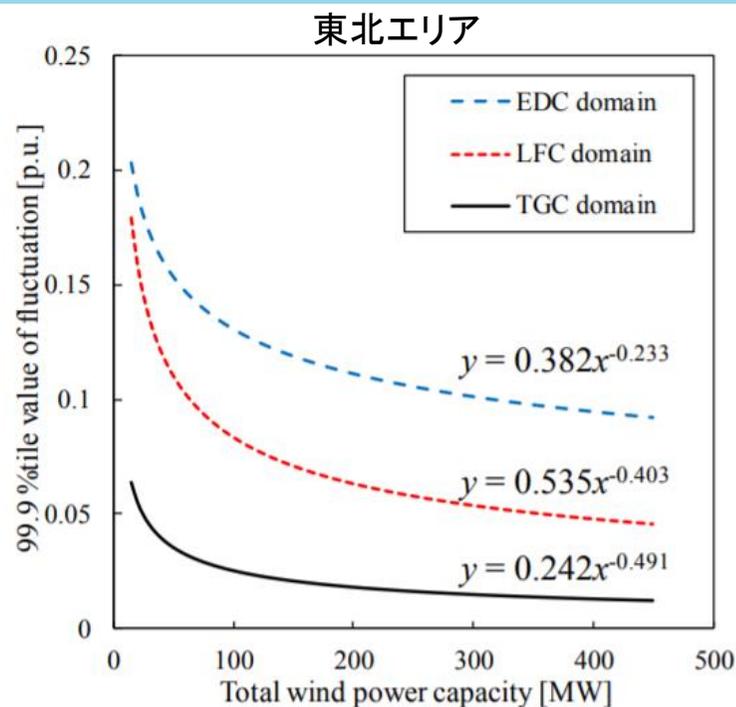
※1 残余需要1～10秒計測データ

※2 応動時間（5分）に対してkWhが発生する周期（10分周期）とした。その他も同様

※3 残余需要30秒計測データ30分平均値－（BG需要計画－GC時点の再エネ予測値）

【参考】平滑化効果について

- 一般的に、風力発電等の導入が拡大すると、出力変動について「平滑化効果（ならし効果）」が働き、設備容量に対する変動割合は小さくなる。
- 特に、短周期の変動成分（ガバナフリー相当等）であるほど、狭い範囲においても、異なる風力発電の変動は無相関に近く、平滑化効果が大きい。一方で、長い変動成分になるほど、平滑化効果は相対的に小さくなり、風力の立地の分布状況が重要となる。

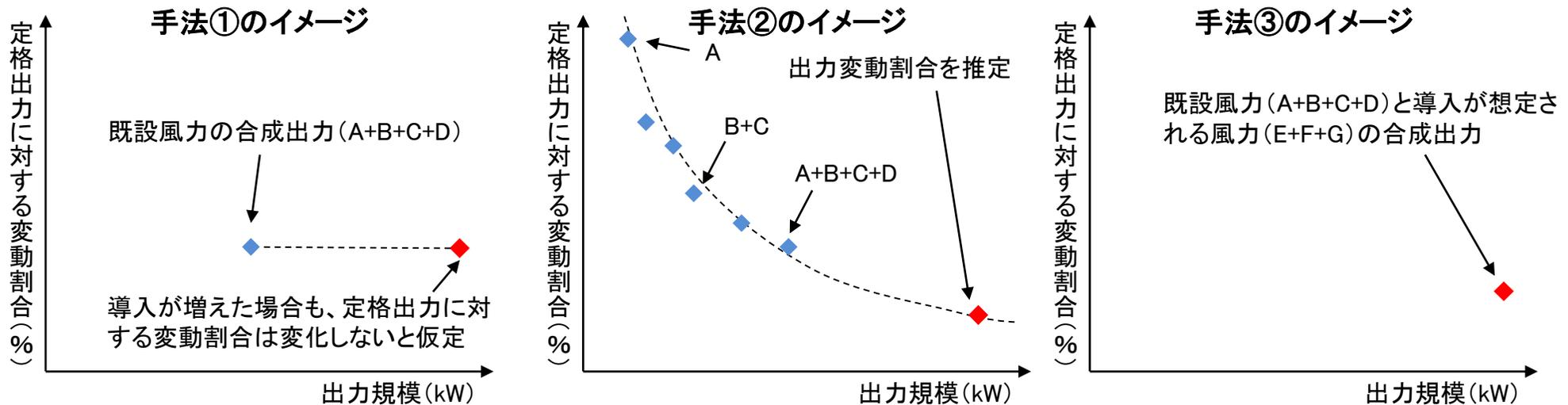


※黒線＝ガバナフリー（一次調整力相当）、赤線＝LFC（二次調整力①相当）、青線＝EDC（三次調整力①・②相当）

※ $y=ax^{-0.5}$ で示される場合、合成された変動要素が無相関であると考えられる。

自然変動データの推計方法

- 自然変動データを得る上では、現在導入されている個々の風力発電所のデータから推計する必要があるが、以下の手法が想定される。
- まず、既存の北海道内の風力の合成出力データの変動を、そのまま等倍する手法①を用いると、**比較的早期に算出可能**である一方、追加導入分の平滑化効果については織り込めないため、**調整力量が過大となる可能性**がある。
- また、既存の北海道内の風力出力データから、平滑化効果を拡大推計する手法②を用いると、**データの組み合わせに時間を要する上、今後の風力の分布の特性を反映できない**。
- 更に、導入が見込まれる発電所を想定した上で、近隣の既存発電所の出力データを代わりに用いて合成出力を算出する手法③では、**風力の分布の特性を反映可能であるが、算出に時間を要する上、将来的な立地について、正確に特定することは困難**。



自然変動データの推計方法

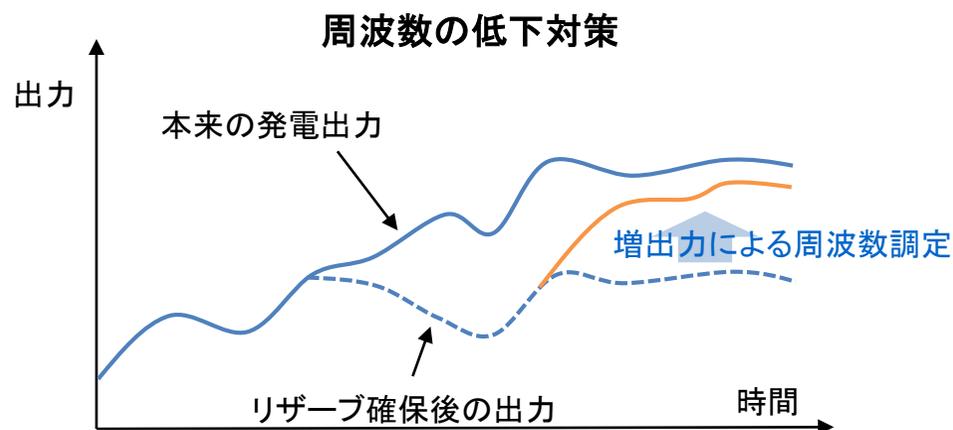
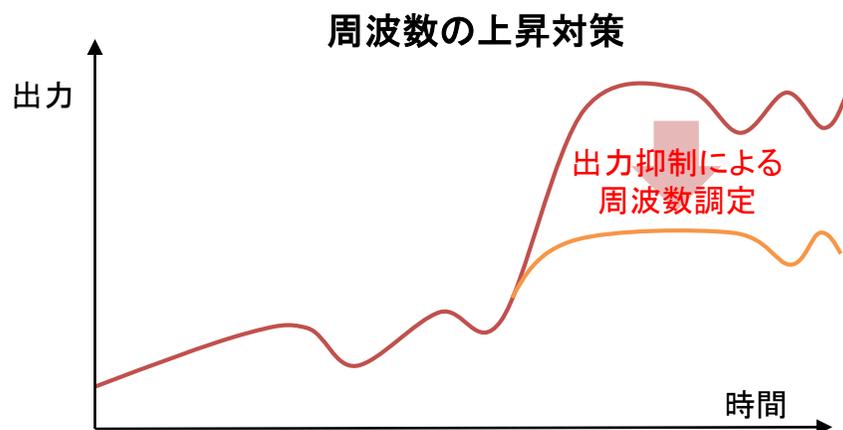
- 今回の試算を実施する上で、手法①～③のそれぞれについて、どのように考えるか。
- 手法①～③は、それぞれメリット・デメリットを有する中で、北海道における再エネ導入拡大において最大の課題である自然変動電源の連系可能容量を踏まえた必要な調整力を算定するためには、**できる限り正確な手法を用いることが重要**となる。
- このため、②及び③を基本としつつ、その具体的な実施方法や実施主体について検討を深めていくこととしてはどうか。
- その際、検討を深めるべき点として、どのようなことが考えられるか。**例えば、周波数の短周期変動と長周期変動とで平滑化効果が異なることについて、どのように考えるか。**
- 一方で、②及び③については、膨大なデータ処理が必要となり、算出に相当の時間を要することが見込まれる。
- このため、**これらの検討については、2022年中に結論を得ることを目指しつつ、まずは概算を把握する観点から、北海道電力ネットワークにおいて、手法①を用いた試算結果を今年度中に御報告いただくこととしてはどうか。**

今後の自然変動電源の考え方について

- シミュレーションAは、既存の調整電源等を所与とした上で、周波数の適正な制御が可能な範囲で、どの程度自然変動電源を連系できるかを試算するもの、シミュレーションBは、自然変動電源の導入に応じて、必要な調整力の調達量を試算するものである。
- 一方で、自然変動電源であっても、必ずしもすべて一定の調整力を必要とするものではなく、例えば、自らの出力変動を一定範囲内に制御する機能や、システムの周波数変動に応じて出力を変動させる機能を有する電源も存在する。
- また、海外においては、火力電源の場合と同様、一定の対価を得た上で、指令に応じて出力を変動させる調整力としての機能を担う自然変動電源も存在する。
- 例えば、シミュレーションAの結果を踏まえて、このような機能を備えた風力の導入可能性や、シミュレーションBにおける必要な調整力の調達量を低減する効果について、どのように考えるか。
- また、今後、自然変動電源の導入拡大とシステムの安定性維持、社会全体のコスト低減を実現するために、どのような自然変動電源の在り方が望ましいか。

【参考】既存の調整電源を前提に連系可能となり得る自然変動電源（例）

- 現在、電力広域機関で行われている「グリッドコード」の検討において、特別高圧の電源に対しては、周波数調定率制御機能を活用し、**発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制する要件※を2023年4月から導入**する方向で検討中。
※系統周波数が上昇／低下し適正値を逸脱する場合に、2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に完了
- こうした周波数変動に応じた出力変動のうち、**周波数の上昇に対しては**、発電設備の出力を抑制することで**常時対応が可能**である。
- 他方、**周波数の低下に対しては**、増出力のために一定の余力があることが前提となるため、事業者の受容性や再エネ電源の有効活用を勘案し、**常時対応は求められておらず、供給余剰のため出力制御が行われる際に動作する機能とされている。**



1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側)」の検討

4

②発電側の対策

- 発電事業者が取り得る対策で短期的（3年程度）に適用可能な対策として、以下の（1）を検討した。

（1）周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側)

（対象電源種：**太陽光・風力・蓄電池** 対象容量：**特別高圧の全容量**）

（特別高圧）・・・

＜上昇側＞

- ・系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合、周波数調定率制御機能を活用し、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制するよう対策を行なう。
- ・OFRトリップのような出力停止ではなく、周波数偏差に応じて動作量（抑制量）が決定されることから、過剰に抑制して周波数低下に転じるというような事態にはならない。

＜低下側＞

- ・系統周波数が低下し適正値を逸脱するおそれがある場合、周波数調定率制御機能を活用し、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に増出力するよう対策を行なう。
- ・周波数偏差に応じて動作量（増分）が決定されることから、過剰な出力増による周波数上昇に転じるというような事態にはならない。ただし、**本機能の効用を常時求めることとなれば一定の出力抑制を常時行う必要があり、事業者の受容性や再エネ電源の有効活用を勘案すると、出力抑制時に動作する機能(平常時に動作することを制約するものではない)とする。**

（高圧）・・・「継続検討（中長期）」

（低圧）・・・「継続検討（中長期）」

1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側)」の検討

②発電側の対策

<周波数変化の抑制対策(上昇側) の要求仕様 (案) >

特性	整定項目	整定範囲例	備考
<p>発電可能出力値以下の領域で、定められた調定率に従って出力を抑制させて運転を行う機能。出力変化率制限機能等、他の制御機能に優先して動作し、可能な限り高速に制御する。</p> <p><周波数調定率> $((63.2-60.2)/60) \div ((100-0)/100) \times 100 = 5.0\%$</p> <p>Deadband : 不感帯 Pmin : 最低出力</p> <p>周波数調定率制御機能の特性図 (60Hz系, 周波数調定率5%, 不感帯0.2Hzの例)</p>	周波数調定率	2~5%(1%)	
	最大周波数	51.5Hz/61.8Hz	「FRT要件」に準じる
	適用可能な出力	10%(最低出力)~100% ※太陽光・蓄電池は0%~	
	開始周波数 (不感帯)	50.1~50.3Hz(0.1Hz) 60.1~60.3Hz(0.1Hz)	
	応答速度	2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に出力変化を完了 (出力指定値の50%到達にて出力完了とすることで検討中)	
	整定変更	遠隔整定 可	当面は「不使用」設定

1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側)」の検討

②発電側の対策

7

<周波数変化の抑制対策(低下側) の要求仕様 (案) >

特性	整定項目	整定範囲例	備考
<p>発電可能出力値※1以下の領域で、定められた調定率に従って出力を増加させて運転を行う機能。出力変化率制限機能等、他の制御機能に優先して動作し、可能な限り高速に制御する。</p> <p><周波数調定率> $((59.8-56.8)/60) \div ((100-0)/100) \times 100 = 5.0\%$</p> <p>周波数調定率制御機能の特性図 (60Hz系, 周波数調定率5%, 不感帯0.2Hzの例)</p>	周波数調定率	2~5%(1%)	
	最小周波数	47.5Hz/57.0Hz (北海道は47.0Hz)	「FRT要件」に準じる
	適用可能な出力	10%(最低出力)~100% ※太陽光・蓄電池は0%~	
	開始周波数 (不感帯)	49.7~49.9Hz(0.1Hz) 59.7~59.9Hz(0.1Hz)	
	応答速度	2秒以内に出力変化を開始し、 10秒以内に出力変化を完了 (出力指定値の50%到達にて出力完了とすることで検討中)	
	整定変更	遠隔整定 可	TSOからの遠隔整定は当面「不使用」
	リザーブ量 (出力増加幅) ※2	0※3~●●% (1%)	当面は「▲%」設定

※1:発電に必要な自然エネルギーが得られる状況（日射や風速から得られる出力を制限して運転することが可能な状況）

※2:当面は定常時の使用はせず最大出力抑制制御時のみ使用する機能とするが、将来の対応として定常時の出力抑制時にも使用できる機能を有しておくこと
 なお、将来使用する際には、発電機会損失等も再度確認の上、活用することとする。

※3:0%設定とすることで系統制約時などLFSM-Uを使用しない状態とする

域外からの調整力の調達について

- 域内の調整電源が不足している北海道においては、連系線を通して域外から調達することが重要。
- そのため、本WGの議論を踏まえ、2017年11月から、北海道電力ネットワークと東京電力パワーグリッドにおいて、北本連系線等に設定されたマージンを介して、東京エリアの調整力（長周期の変動）を活用することにより風力発電の連系を拡大する実証試験（風力発電19.8万kW）を実施してきた。
- その際には、2021年度までに実証を行うことを前提に議論がなされたところ、今回、実証の進捗状況について、北海道電力ネットワーク・東京電力パワーグリッドから御報告いただく。
- その上で、実証試験後の風力設備の継続運転には需給調整市場を活用した運用等が考えられる一方、本実証スキームを需給調整市場や広域運用の仕組みに変更するためには、検討すべき技術的課題があることが整理された。
- 技術的課題の解決のためにも、来年度以降も実証を継続し検討を進めることでよいか、御議論いただきたい。