

風力発電の導入拡大に向けた 系統側蓄電池の活用について

平成29年3月7日
北海道電力株式会社

風力発電の連系拡大に向けた検討

【風力発電の連系拡大に向けた対応方策の概要と今回の報告内容】

- 風力発電のさらなる連系拡大に向け、以下の対応方策について、各種取り組みを進めている。
- 今回、②系統側蓄電池の活用について、募集の概要等を整理したことから、今後の対応等について報告する。

第9回 系統WG（平成28年11月25日） 資料9 抜粋

対応方策	今後の対応概要
① 火力発電機台数を考慮した蓄電池併設による出力変動対応	<ul style="list-style-type: none"> ・解列条件付風力の要件と蓄電池併設を組み合わせ、火力4台以上時には長周期変動対策を不要とし、3台時の指定時間帯の停止による蓄電池容量低減を図った新たな対応方策を提案 ・今後、サイト蓄電池による連系を希望される事業者様との協議を進める
② 系統側蓄電池の活用	<ul style="list-style-type: none"> ・系統側蓄電池を設置し、調整力として活用、連系を希望する事業者様を募集するスキームの検討を進める ・南早来変電所の系統蓄電池実証試験の成果を踏まえ、必要蓄電池容量の定量的評価を進める（年末の中間評価） ・系統側蓄電池の活用にあたり、募集の方法、費用負担のあり方等、実施に向けた検討を進める（1月の再エネ制度改革小委員会等） ・上記の評価と実施に向けた検討の結果を踏まえ、特定エリアのお客さまが不利益を被ることがないことを確認したうえで、可及的速やかに募集要領等の準備を進め、準備が整い次第、風力事業者様からの接続申込みの受付を開始する
③ 実証試験の空き枠の利用	<ul style="list-style-type: none"> ・実証試験の空き枠（6.3万kW）について、実証試験と同様の条件で再募集を行う ・年度内の募集に向け、関係箇所との調整、協議を進める
④ LNG火力の活用	<ul style="list-style-type: none"> ・速い調整能力を持つLNGの活用について、②と組み合わせた蓄電池必要容量の低減の検討を進める ・費用負担のあり方等、実施に向けた検討を進める
⑤ 北本・京極揚水の活用	<ul style="list-style-type: none"> ・再エネ導入拡大時の北本、京極揚水の最大限の活用を図っていく

系統側蓄電池に係る技術検討状況

【技術検討の状況】

- 系統側蓄電池による風力発電のさらなる連系拡大に向け、各種技術検討を進めている。現在までの主な成果は以下のとおり。

系統側蓄電池に係る検討状況

検討項目	検討条件	検討概要
①周波数偏差解消に必要となる系統側蓄電池の容量検討	各断面での系統側蓄電池の必要容量の算定	<ul style="list-style-type: none"> ・風力導入量に合わせ系統側蓄電池の制御を変更する必要がある。 ・風力の導入量が拡大すると、系統側蓄電池をLFC、EDC制御領域まで使用する必要性があり、これにより蓄電池のkWh容量が増加する。 ・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電源との協調についての詳細検討が必要となる。 ・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。 <p>⇒風力連系拡大量が100万kW程度までは、系統側蓄電池によりEDC領域までの制御を行なうことで、周波数偏差の解消が可能であり、その場合の必要蓄電池容量の目安は15%-4h程度となる。</p>
②既設調整力との協調を考慮した系統側蓄電池の導入検討	既存の周波数制御との協調から、系統側蓄電池の導入を検討	<ul style="list-style-type: none"> ・系統側蓄電池の導入量を拡大すると、火力EDCによる持替えができず、需給アンバランスが蓄電池に吸収、蓄積されるが、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、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。 ・再エネ変動と需要変動への調整力（調整幅）から、既存の周波数制御との協調を考慮した系統側蓄電池の導入が必要となる。 <p>⇒既設の調整力との協調を考慮した検討では、風力連系拡大量が60万kW程度の場合に、調整力（調整幅）の限界に達する可能性があることを確認、今後、実機による実系統での確認が必要となる。</p>

①周波数偏差解消に必要な系統側蓄電池の容量検討

【系統側蓄電池の必要容量検討の条件】

○風力・太陽光発電の出力設定は以下のとおり。

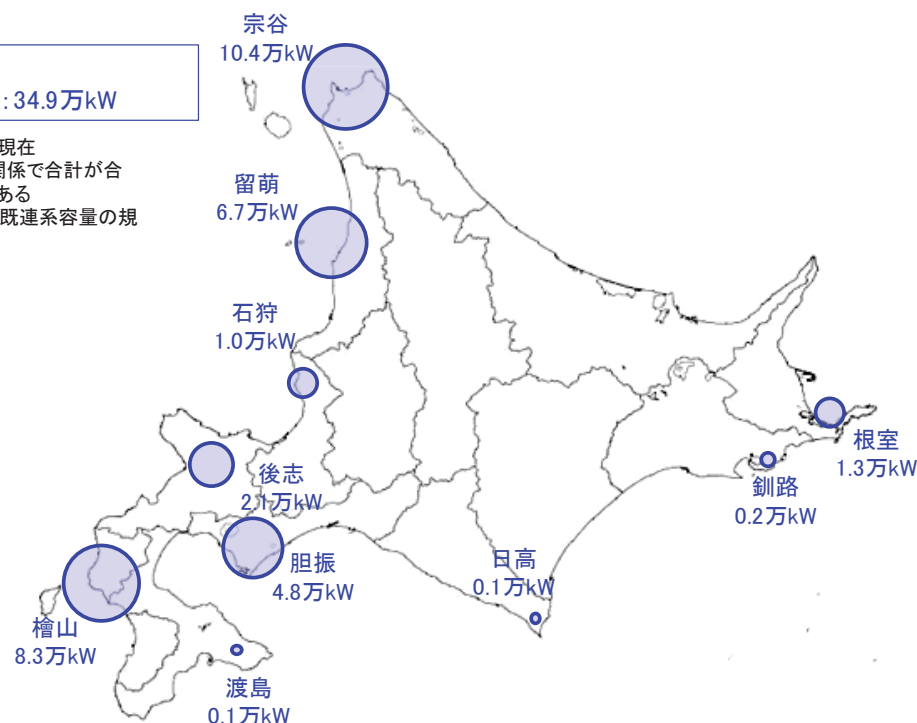
- 風力56万kW、太陽光117万kWの連系を想定し、それぞれ、特高連系発電所の実績データから、出力データを作成。
- 風力増加分は、環境アセス案件の地域分散を考慮した上で出力を想定。

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

○火力発電機の条件は、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

①周波数偏差解消に必要となる系統側蓄電池の容量検討

【系統側蓄電池の制御方法】

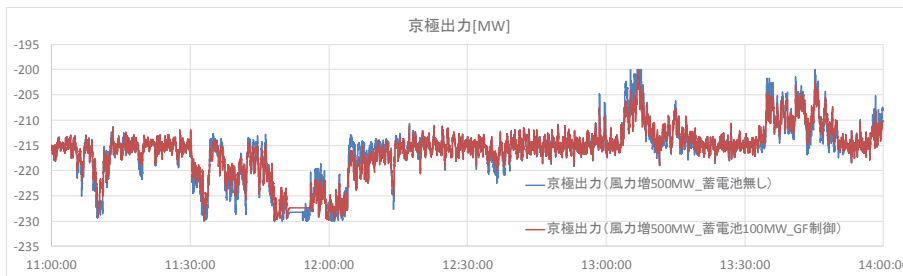
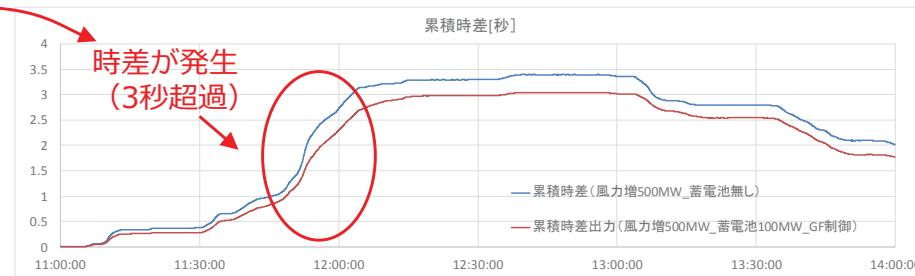
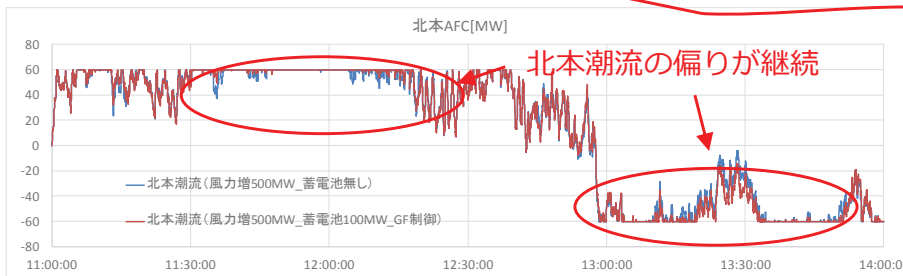
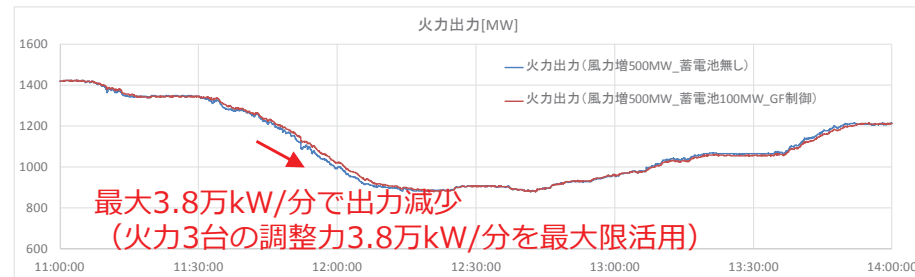
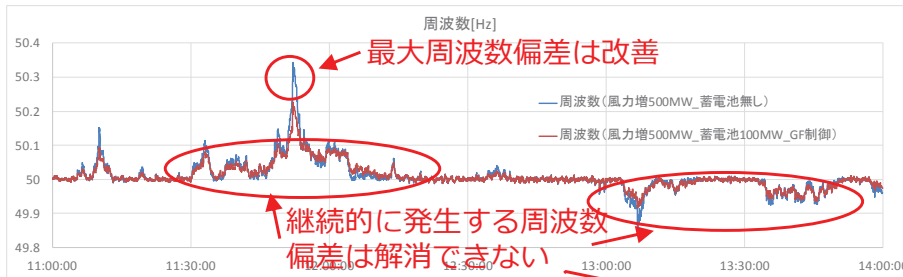
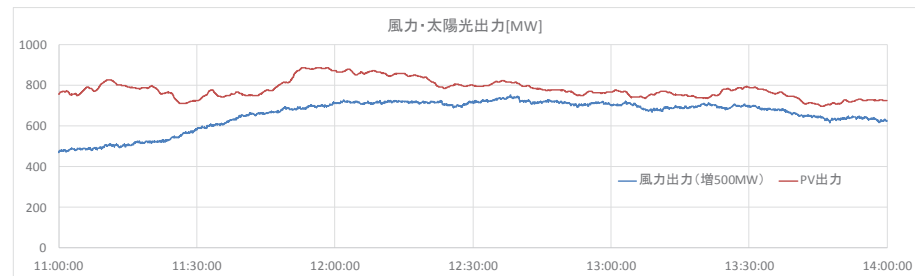
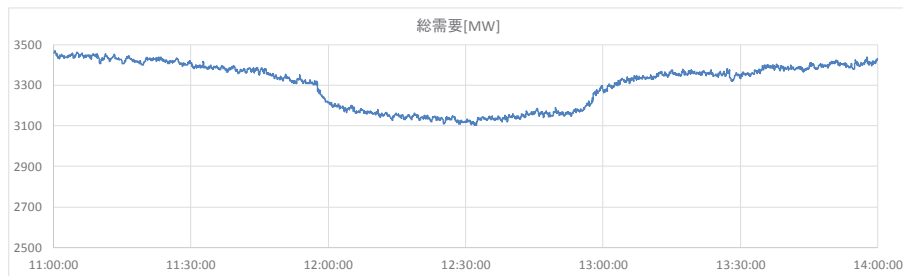
○系統側蓄電池の制御方法に係る現時点での知見は以下のとおり。

- 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。
- 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※1、時差（周波数偏差積分値）の拡大※2）。
 - ※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。
- EDC領域までの制御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り、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制御により、GF制御のみを行なう場合と比較し、系統側蓄電池の時間容量が増加する（kW容量は同程度）。

①周波数偏差解消に必要となる系統側蓄電池の容量検討

【GF制御でのシミュレーション】

- 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、追加連系風力50万kW）
青：蓄電池なし、赤：蓄電池10万kW（GF制御）



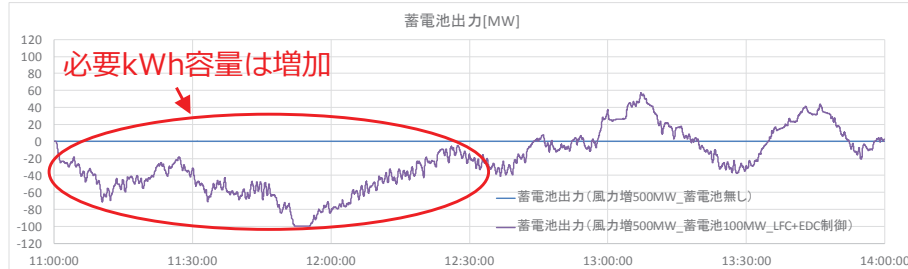
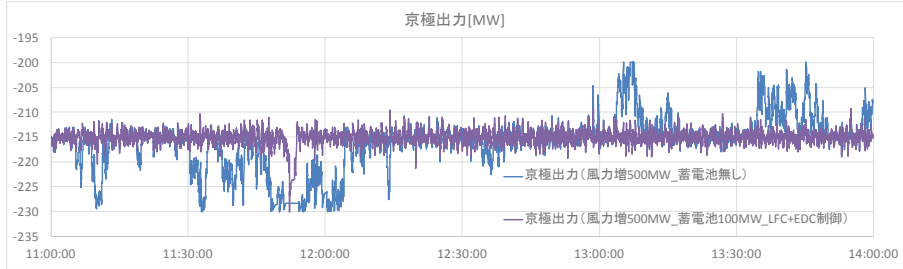
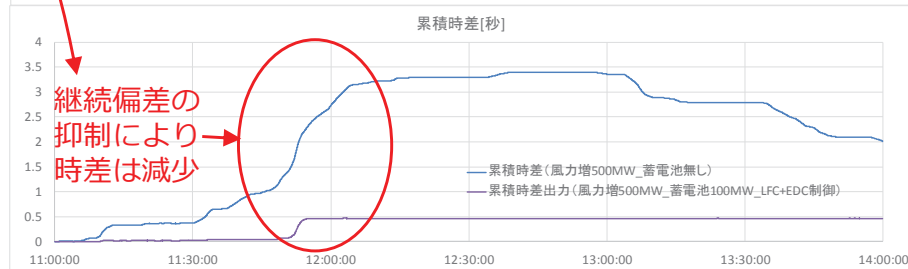
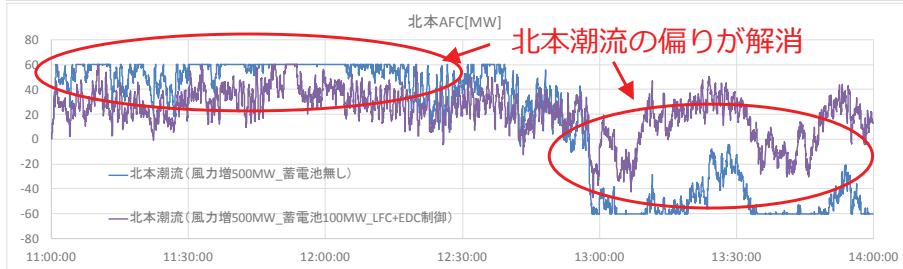
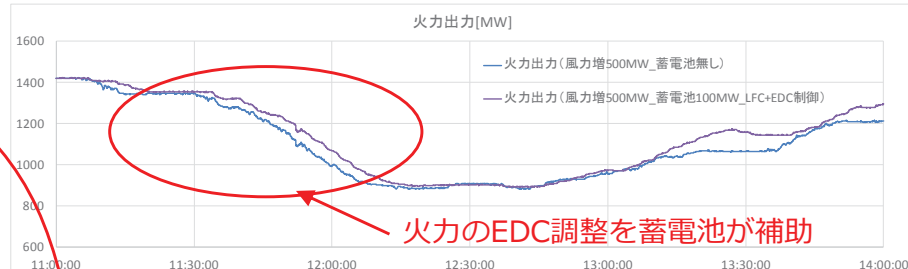
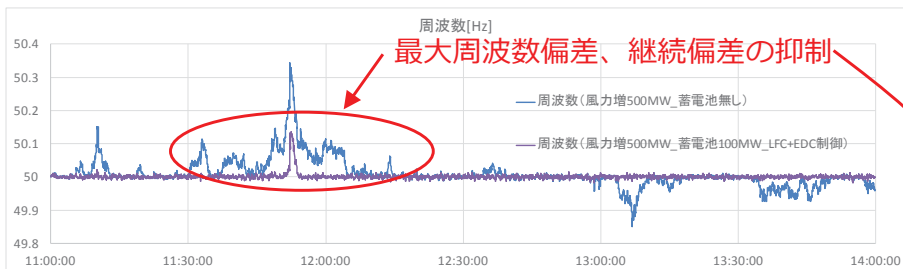
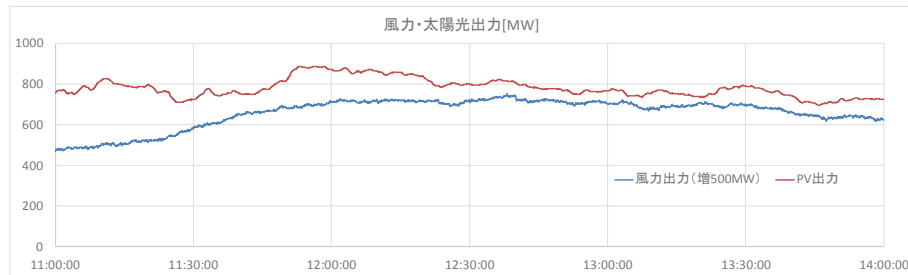
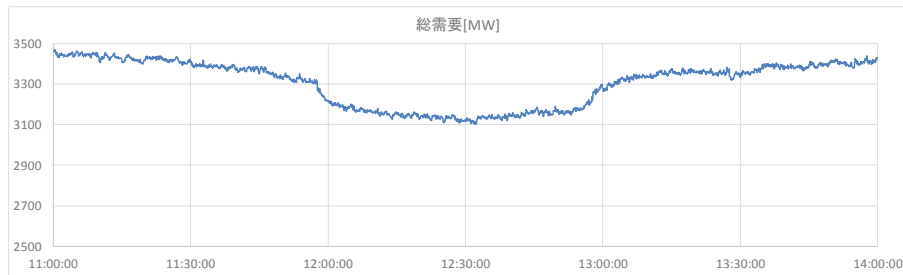
①周波数偏差解消に必要となる系統側蓄電池の容量検討

【LFC+EDC制御でのシミュレーション】

○EDC領域までの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、追加連系風力50万kW）

青：蓄電池なし、紫：蓄電池10万kW（LFC+EDC制御）



①周波数偏差解消に必要な系統側蓄電池の容量検討

【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ることで、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

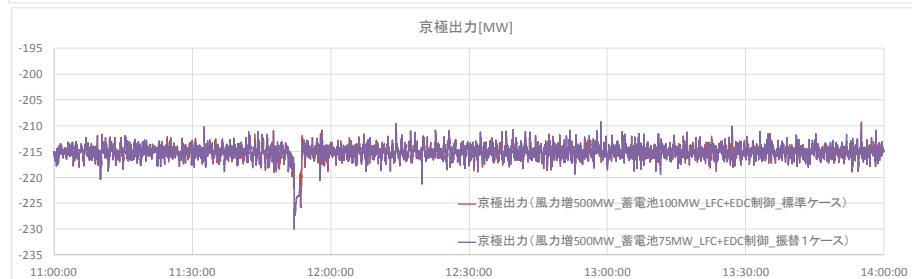
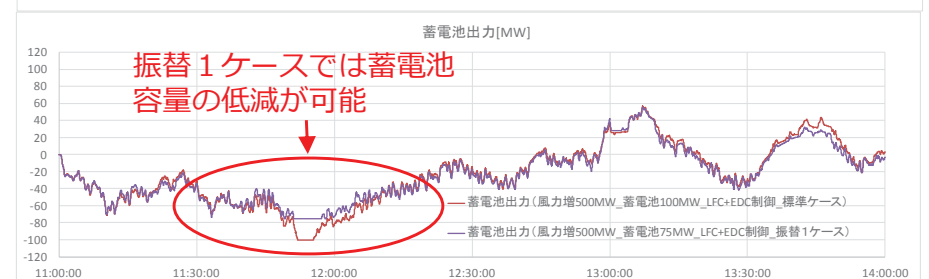
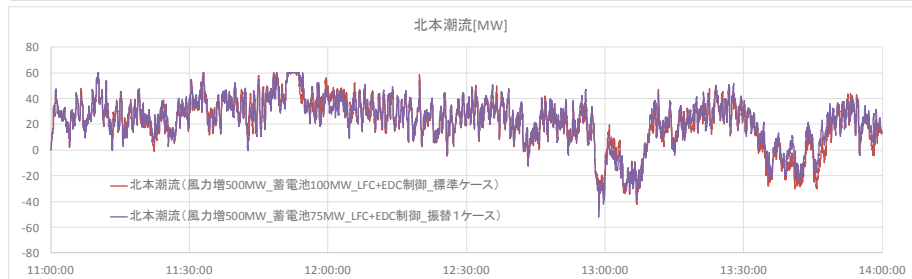
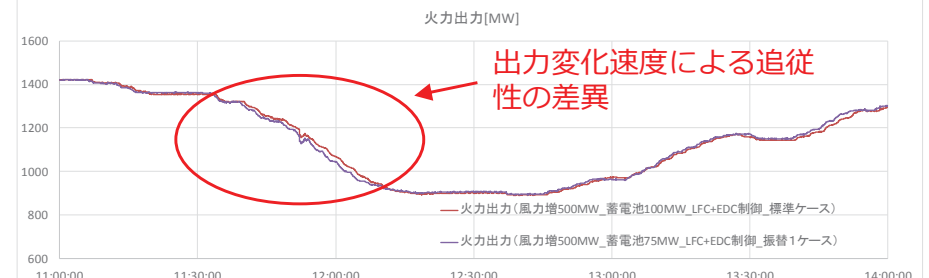
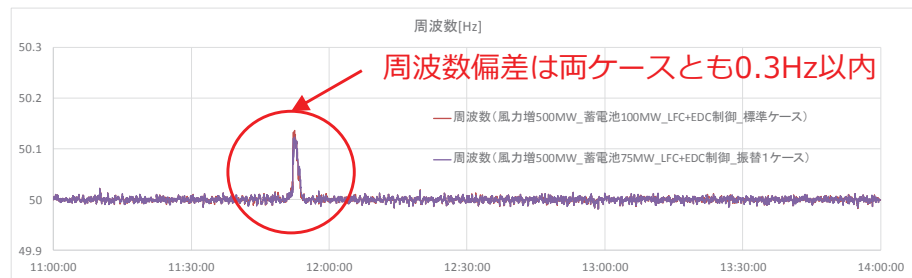
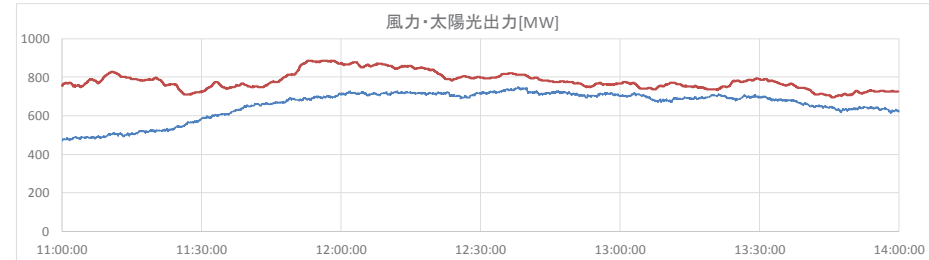
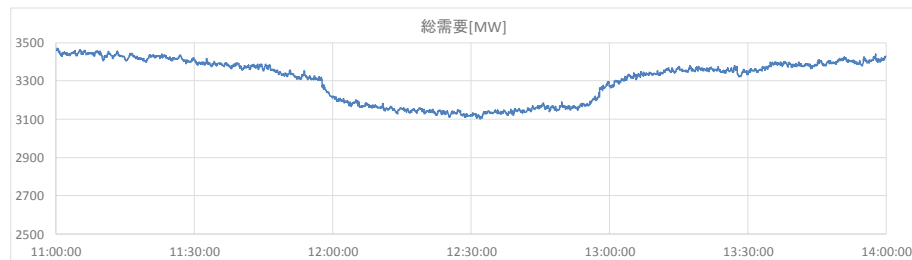
①周波数偏差解消に必要となる系統側蓄電池の容量検討

【電源構成による影響】

○LNGへの振替により蓄電池容量の低減が見込まれる。

シミュレーション結果（振替1ケース、10月昼間帯、追加連系風力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7.5万kW（LFC+EDC制御）



①周波数偏差解消に必要な系統側蓄電池の容量検討

【系統側蓄電池の必要容量検討】

○系統側蓄電池の必要容量に係る現時点での知見は以下のとおり。

- LFC+EDC制御の場合、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、追加連系風力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、実系統での検証を進める。
- また、既存の周波数制御との協調から、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。

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）

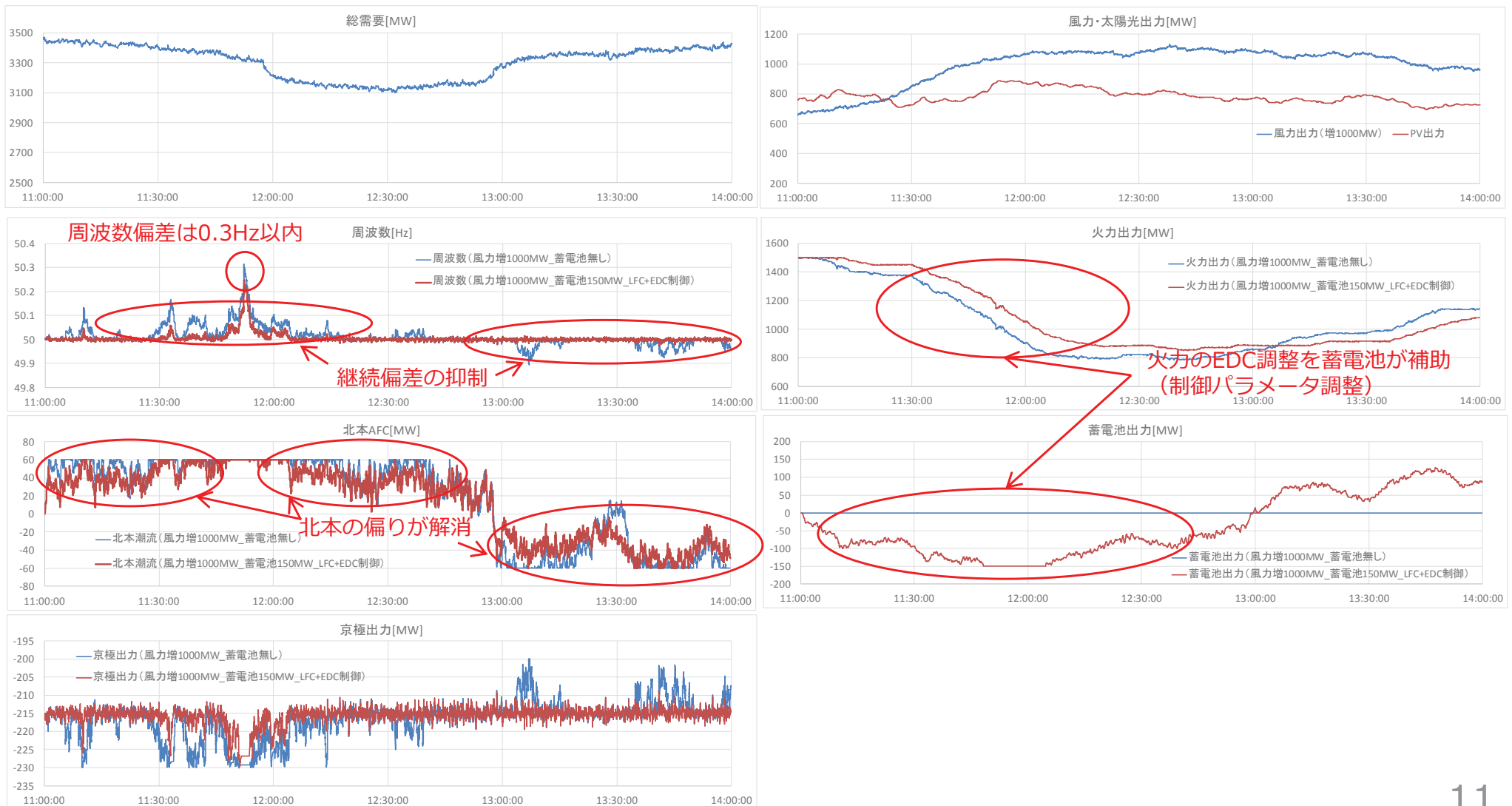
		10万kW (GF制御)	30万kW (LFC+EDC制御)	50万kW (LFC+EDC制御)	100万kW (LFC+EDC制御)
標準ケース	kW容量[万kW]（風力容量比 [%] ）	2 (20)	6 (20)	10 (20)	20 (20)
苫2、苫4、知2	kWh容量 [万kWh] (h容量[h])	2.1 (1.05)	23.0 (3.84)	33.5 (3.35)	64.2 (3.21)
振替1ケース	kW容量[万kW]（風力容量比 [%] ）	1.5 (15)	4.5 (15)	7.5 (15)	15 (15)
苫4、知2、石1	kWh容量 [万kWh] (h容量[h])	1.7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

①周波数偏差解消に必要となる系統側蓄電池の容量検討

【LFC+EDC制御でのシミュレーション】

○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。

シミュレーション結果（振替1ケース、10月昼間帯、追加連系風力100万kW）
 青：蓄電池なし、赤：蓄電池15万kW（LFC+EDC制御）



①周波数偏差解消に必要となる系統側蓄電池の容量検討

【蓄電池制御に応じた系統側蓄電池の必要容量（検討結果）】

- 風力連系拡大量が100万kW程度までは、系統側蓄電池によりEDC領域までの制御を行なうことで、周波数偏差の解消が可能であり、その場合の必要蓄電池容量の目安は15%-4h（LNG振替ケース）となる。
- 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	
蓄電池制御	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"> ・風力導入量が比較的小さい場合、本制御が有効 ・既存の周波数制御に与える影響は限定的 ・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 	<ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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 ・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） 		<ul style="list-style-type: none"> ・EDC領域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 ・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 	<ul style="list-style-type: none"> ・出力変動緩和対策の技術要件に基づく対応 (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」 (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 ※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

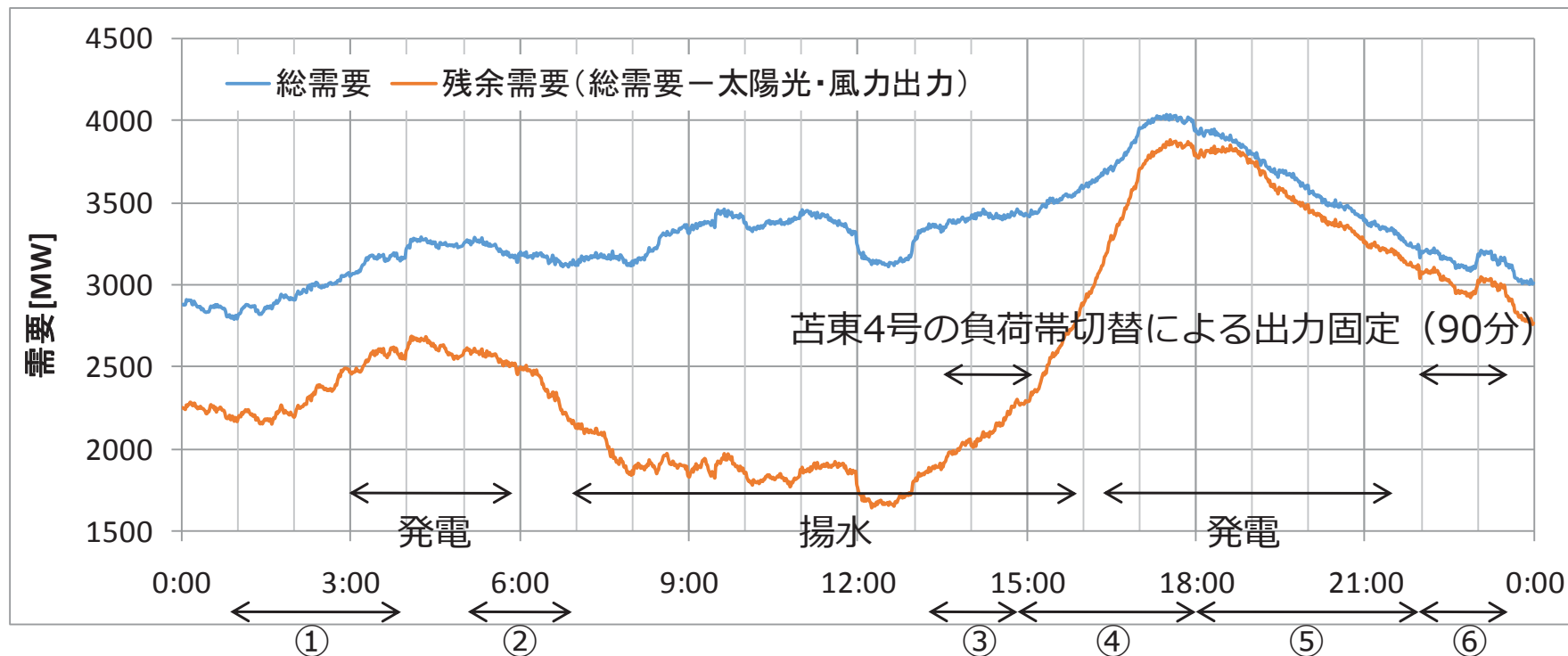
※各風力導入量（10万kW程度刻み）でのシミュレーション結果の最大値を満足する容量とした

② 既設調整力との協調を考慮した系統側蓄電池の導入検討

【既存の調整力との協調を考慮した風力発電の追加連系量】

- 系統側蓄電池による風力連系拡大後の需給状況は以下のとおり。
 - 計画段階で、需要予測、再エネ出力予測に基づき、発電機の運転、揚水発電の運転を決定。
 - 需給のアンバランスに対しては、水力、火力発電機、系統側蓄電池等による調整を実施。
 - 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。
- 再エネ電源の増加に伴い、再エネ電源の出力変動は拡大し、また気象条件により、日々の出力状態も変動することから、需要予測、再エネ出力予測等に基づき、火力発電機の出力帯の切替（一定時間の負荷固定）、揚水発電機の揚水/発電運転の切替を適切な時間帯に行う必要がある。

需要および残余需要カーブと調整力（調整幅）の状況（10月）



②既設調整力との協調を考慮した系統側蓄電池の導入検討

【既存の調整力との協調を考慮した風力発電の追加連系量】

- 最終的な調整を火力発電で行うことから、系統側蓄電池の出力分も含め、火力EDCにより持替える（最終的に系統側蓄電池がない場合でもその変動を調整できる）こととなるため、その調整力の調整幅には限界がある。
- 火力発電機の出力帯の切替（一定時間の負荷固定）、揚水発電機の揚水/発電運転の切替を考慮し、各時間帯の調整力に対して、需要変動、再エネ出力変動から、風力の追加連系量を評価すると以下のとおりとなる。
- 需要変動、再エネの出力変動の幅から、火力の調整力（調整幅）が限界となる風力発電の連系拡大量は60万kW程度となる。

各時間帯における風力の追加連系量の算定（10月）

[万kW]

	a. 調整力(調整幅)							b. 変動量		c. 風力の追加連系量				
	知内2	苫東4	石狩1	苫東2	揚水		AFC	合計	需要他	太陽光	変動率	既設分	許容変動	追加連系量
調整幅	22	※	30	23	運用方法	調整幅	13							
① 1:00 ~ 4:00	○	△	○	×	停→発	20	○	95	50	0	39%	20	25	64
② 5:00 ~ 7:00	○	△	○	×	発→停	20	○	95	22	33	33%	17	22	65
③ 13:30 ~ 15:00	○	×	○	×	揚→停	20	○	85	7	45	29%	15	18	63
④ 15:00 ~ 18:00	○	○	○	×	揚→発	42	○	141	48	49	39%	20	23	61
⑤ 18:00 ~ 22:00	○	○	○	×	発→停	20	○	119	59	0	42%	21	38	92
⑥ 22:00 ~ 23:30	○	×	○	×	×	0	○	65	32	0	30%	15	18	60

※苫東4号機は運用帯により調整幅が異なる。

○：34万kW(32~66)、△：9.5万kW(14.5~24)、×：0万kW(出力帯変更時 28万kW、1.5時間固定)

＜風力の追加連系量の算定＞

a. 調整力(調整幅)の算定

- ・各時間帯の発電機の運転状況から、調整力（調整幅）を算定

b. 変動量の考慮

- ・需要他、太陽光発電の当該時間帯における変動量を考慮

c. 風力の追加連系量の算定

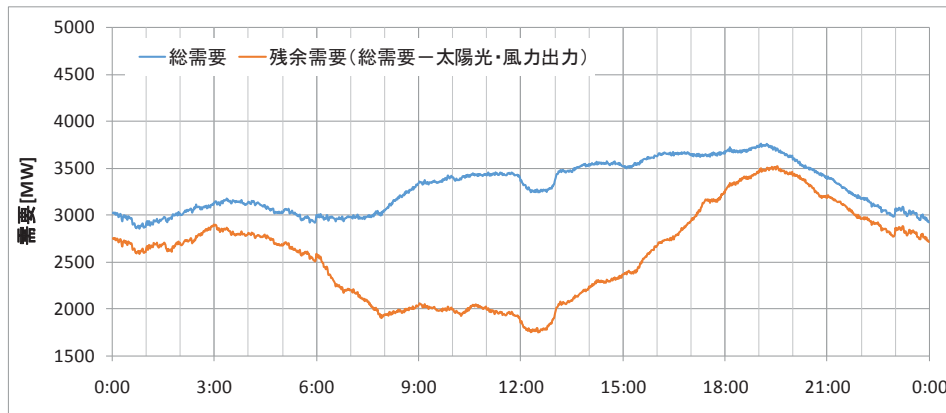
- ・a、bの結果から既設風力発電分（火力3台時のため56万kWのうち、51万kWの連系を考慮）の許容変動量を算出、風力発電の変動率に基づき、既設分に相当する変動量を除いた分から、風力追加量を算出

② 既設調整力との協調を考慮した系統側蓄電池の導入検討

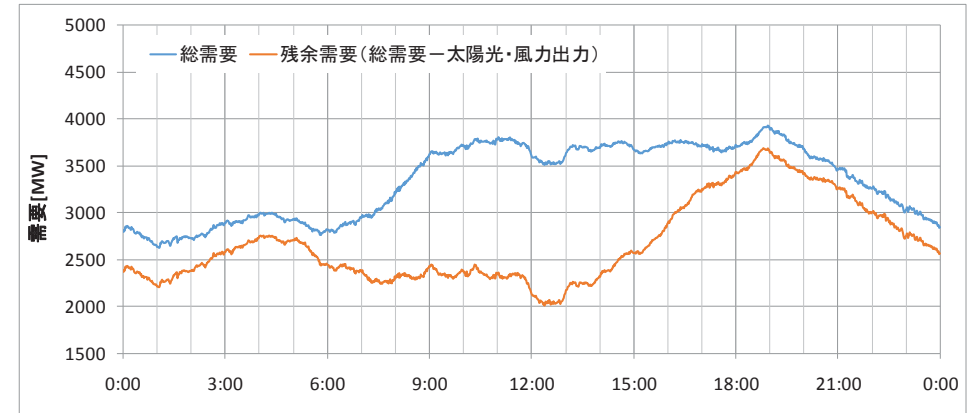
【季節毎の需要および残余需要カーブの状況】

○ 季節によって総需要、太陽光および風力出力の特徴が異なるため、各季節（5月・8月・10月・2月）について評価を実施。

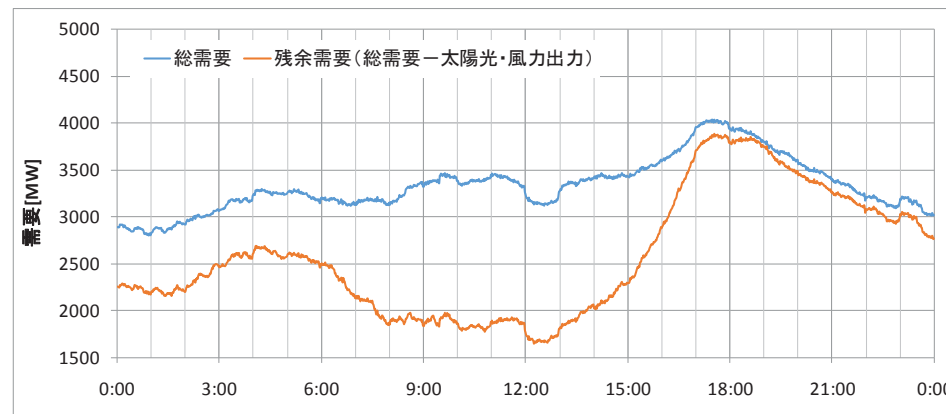
【5月】



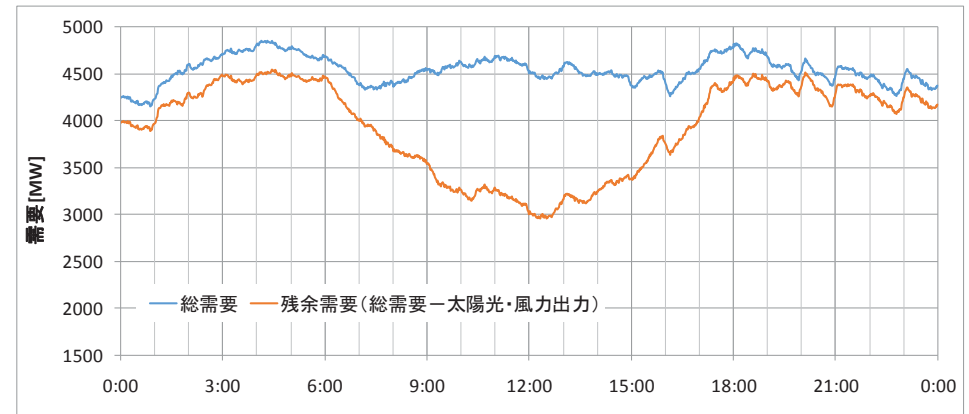
【8月】



【10月】



【2月】



②既設調整力との協調を考慮した系統側蓄電池の導入検討

各季節における風力の追加連系量の算定

[万kW]

【5月】

	a. 調整力(調整幅)							b. 変動量		c. 風力の追加連系量				
	知内2	苫東4	石狩1	苫東2	揚水		AFC	合計	需要他	太陽光	変動率	既設分	許容変動	追加連系量
調整幅	22	※	30	23	運用方法	調整幅	13							
1:00 ~ 3:00	○	△	○	×	×	0	○	75	32	0	31%	16	26	84
5:00 ~ 8:00	○	△	○	×	発→揚	52	○	126	7	77	34%	17	25	75
13:30 ~ 15:00	○	×	○	×	揚→停	20	○	85	7	40	28%	14	24	86
15:00 ~ 19:00	○	○	○	×	停→発	42	○	141	23	59	46%	23	35	76
19:00 ~ 22:00	○	○	○	×	×	0	○	99	54	0	33%	17	29	88

【8月】

	a. 調整力(調整幅)							b. 変動量		c. 風力の追加連系量				
	知内2	苫東4	石狩1	苫東2	揚水		AFC	合計	需要他	太陽光	変動率	既設分	許容変動	追加連系量
調整幅	22	※	30	23	運用方法	調整幅	13							
1:00 ~ 4:00	○	△	○	×	×	0	○	75	37	0	27%	14	24	88
4:00 ~ 6:00	○	△	○	×	×	0	○	75	28	14	21%	11	21	101
15:00 ~ 19:00	○	○	○	×	停→発	20	○	119	9	72	29%	15	23	78
19:00 ~ 22:00	○	○	○	×	×	0	○	99	66	0	24%	12	21	85
22:00 ~ 24:00	○	×	○	×	発→停	20	○	85	46	0	21%	11	28	134

【10月】

	a. 調整力(調整幅)							b. 変動量		c. 風力の追加連系量				
	知内2	苫東4	石狩1	苫東2	揚水		AFC	合計	需要他	太陽光	変動率	既設分	許容変動	追加連系量
調整幅	22	※	30	23	運用方法	調整幅	13							
1:00 ~ 4:00	○	△	○	×	停→発	20	○	95	50	0	39%	20	25	64
5:00 ~ 7:00	○	△	○	×	発→停	20	○	95	22	33	33%	17	22	65
13:30 ~ 15:00	○	×	○	×	揚→停	20	○	85	7	45	29%	15	18	63
15:00 ~ 18:00	○	○	○	×	揚→発	42	○	141	48	49	39%	20	23	61
18:00 ~ 22:00	○	○	○	×	発→停	20	○	119	59	0	42%	21	38	92
22:00 ~ 23:30	○	×	○	×	×	0	○	65	32	0	30%	15	18	60

【2月】

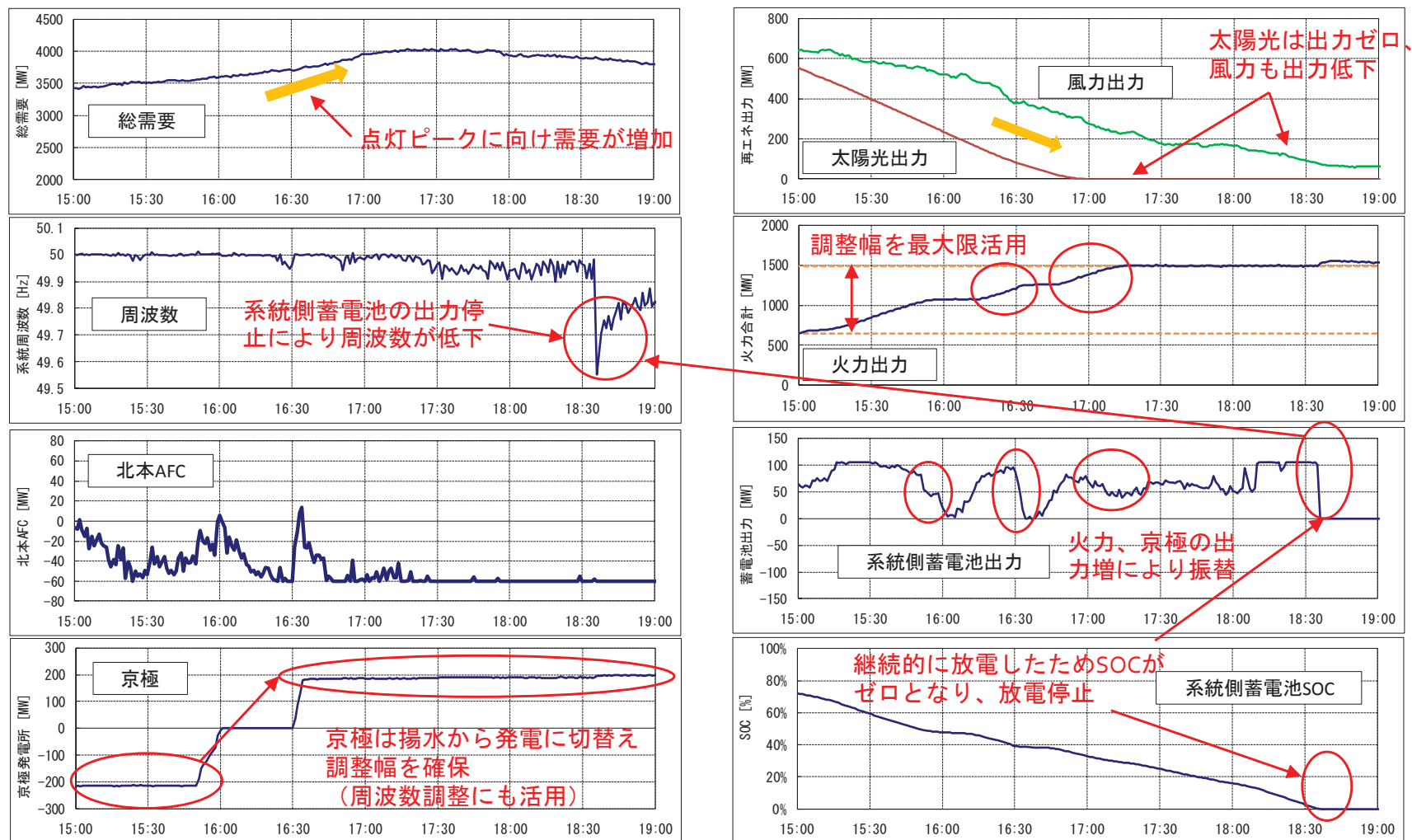
	a. 調整力(調整幅)							b. 変動量		c. 風力の追加連系量				
	知内2	苫東4	石狩1	苫東2	揚水		AFC	合計	需要他	太陽光	変動率	既設分	許容変動	追加連系量
調整幅	22	※	30	23	運用方法	調整幅	15							
1:00 ~ 4:00	○	○	○	○	停→発	20	○	144	55	0	34%	19	70	204
4:00 ~ 7:00	○	○	○	○	発→停	20	○	144	37	14	41%	23	70	169
13:30 ~ 15:00	○	×	○	○	揚→停	20	○	110	9	41	25%	14	46	185
15:00 ~ 18:00	○	○	○	○	揚→発	42	○	166	55	58	34%	19	34	99
18:00 ~ 23:00	○	○	○	○	発→停	20	○	144	54	0	57%	32	58	103

② 既設調整力との協調を考慮した系統側蓄電池の導入検討

【シミュレーション検討】

- 火力の調整力（調整幅）を超えて風力発電を導入した場合（60万kWを超える場合）、系統側蓄電池を最大限活用しても、火力EDCによる振替えができず、系統周波数を適切に維持できない状況が発生する。

シミュレーション結果（10月点灯帯、追加風力70万kW、系統側蓄電池10.5万kW-4h）

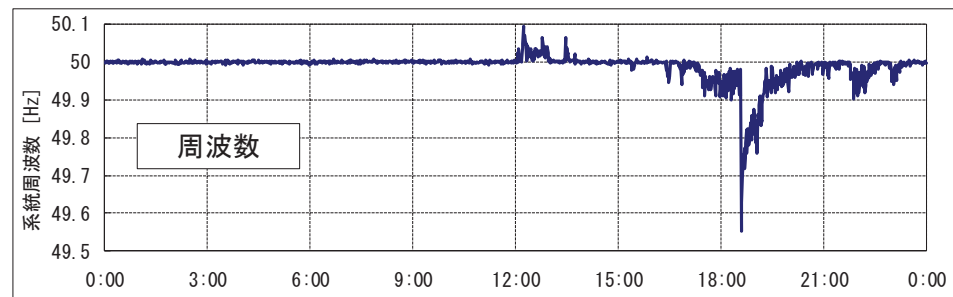
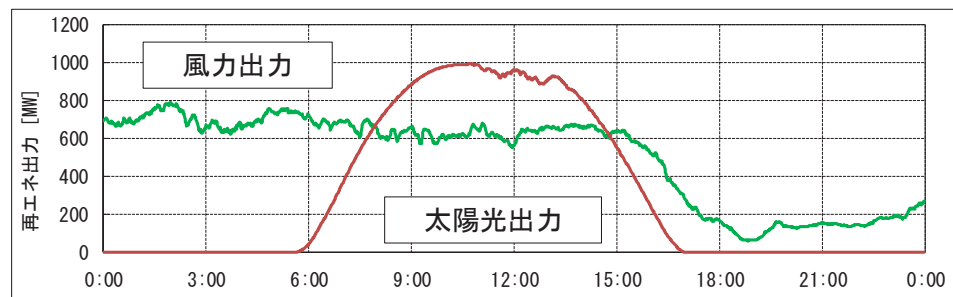
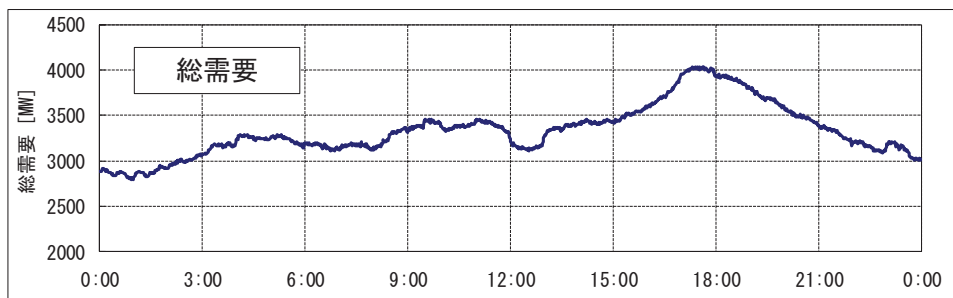


参考 日間シミュレーションでの確認結果

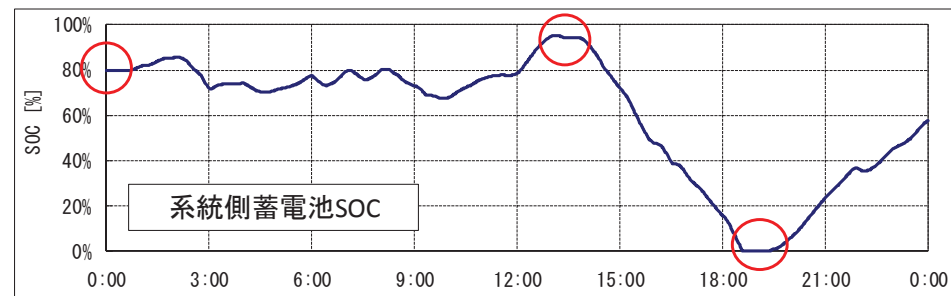
【日間シミュレーション検討（前スライドと同条件）】

○SOC調整機能を制御に組み込むことで、SOC維持と周波数調整制御の両立をはかるものの、蓄電池のSOCを常に適切に維持することは困難。

シミュレーション結果（10月、追加風力70万kW、系統側蓄電池10.5万kW-4h）



○ SOCの日間推移

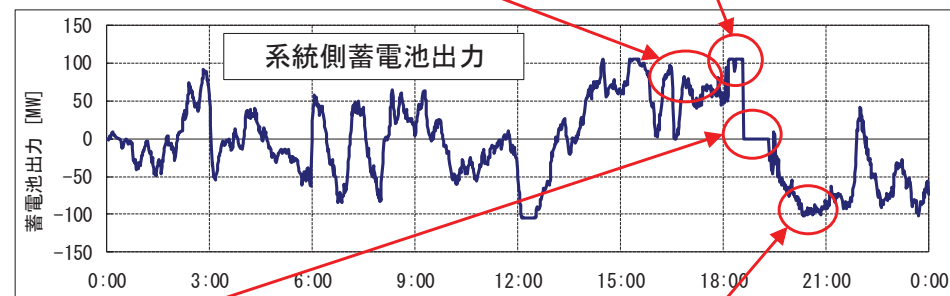


SOC維持機能により、12時ごろまでは適切な範囲（SOCは上昇側の余力も考慮し80%程度に設定）に維持。12時以降、需要の減少に伴い、SOCが増加し、上限近くまで上昇。14時以降からは太陽光出力の減少とともにSOCが徐々に低下。15時以降、需要の増加とともに風力出力の減少も重なったため、SOCを適切に保つことができず、最終的にSOCがゼロとなり、周波数が大きく低下。

○ SOC調整機能と周波数調整制御の組合せ

SOC低下により、放電量を抑制（周波数偏差は拡大する方向）。

周波数偏差の拡大に伴い最大放電。



SOCがゼロとなり、放電を停止。

周波数は低下しているが、SOCを回復させるため充電。

②既設調整力との協調を考慮した系統側蓄電池の導入検討

【系統側蓄電池の導入量検討（検討結果）】

- 再エネ変動と需要変動への調整力（調整幅）から、既存の周波数制御との協調を考慮した風力発電の追加連系量について、精査を行った。
- 現時点では、南早来の実証設備を超える設備を導入した場合の実系統への影響を確認できておらず、風力の連系拡大量を60万kW程度の場合に、調整力（調整幅）の限界に達する状況も想定される。
- 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（系統周波数に応じた出力制御等）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、実機による実系統での確認が必要となる。
- このため、系統側蓄電池（Ⅰ期）の募集については、技術的に確実性が見込める規模として、風力拡大量を60万kWとし、系統側蓄電池（9万kW程度、36万kWh程度）を設置する。
- 当該募集による系統側蓄電池が4～5年後に実系統に導入されることから、導入後1年程度の実績を踏まえ、評価、検証を実施、Ⅱ期の40万kW（計100万kW）の連系拡大について、検討を進めていく。
- 南早来の実証設備（定格出力：1.5万kW、6万kWh）については、H30年度までに実証試験が完了することから、今後の活用方法を検討していく。
- なお、サイト蓄電池（解列条件付を含む）※による受入れは、系統側の周波数調整に影響を与えないことから継続する。系統側蓄電池（Ⅱ期）の後には、サイト蓄電池（完全フラット）による受入れを検討していく。

※ 複数の事業者様でサイト蓄電池を共同設置する場合には託送供給等約款に基づき別途契約が必要となる見込み。

系統側蓄電池による導入拡大

対策内容	プロセス開始公表	募集時期	風力拡大量	蓄電池容量目安
系統側蓄電池（Ⅰ期）	H29年3月	H29年度	+60万kW※1	9万kW-4h程度
系統側蓄電池（Ⅱ期）		I期の導入状況を踏まえ検討	+40万kW※1	6万kW-4h程度※2

※1 系統側蓄電池は、対象となる風力発電の連系時期に合わせ、段階的に設置することも検討。

※2 I期の導入状況を踏まえ、評価、検証を実施。

②既設調整力との協調を考慮した系統側蓄電池の導入検討

【系統側蓄電池導入後の検証項目】

- Ⅱ期の導入にあたり、Ⅰ期の導入後1年程度の実績データを踏まえ、評価、検証を実施、必要な蓄電池容量、連系の条件（解列の条件等）、調整力（調整幅）の限界に対する対応策を検討する。検討にあたっては、以下の事項を考慮する。
 - Ⅰ期の実績評価（周波数変動、需給調整）
 - サイト蓄電池の連系による影響
 - 需要動向、周波数調整に係る設備の変更（石狩湾新港PS 1G新設、2G増設、北本連系設備の増強他）
 - 連系線活用による風力実証試験の成果
- さらに再エネ電源（非同期電源）の大量導入により発生が懸念される系統安定度面での影響についても確認を進める。

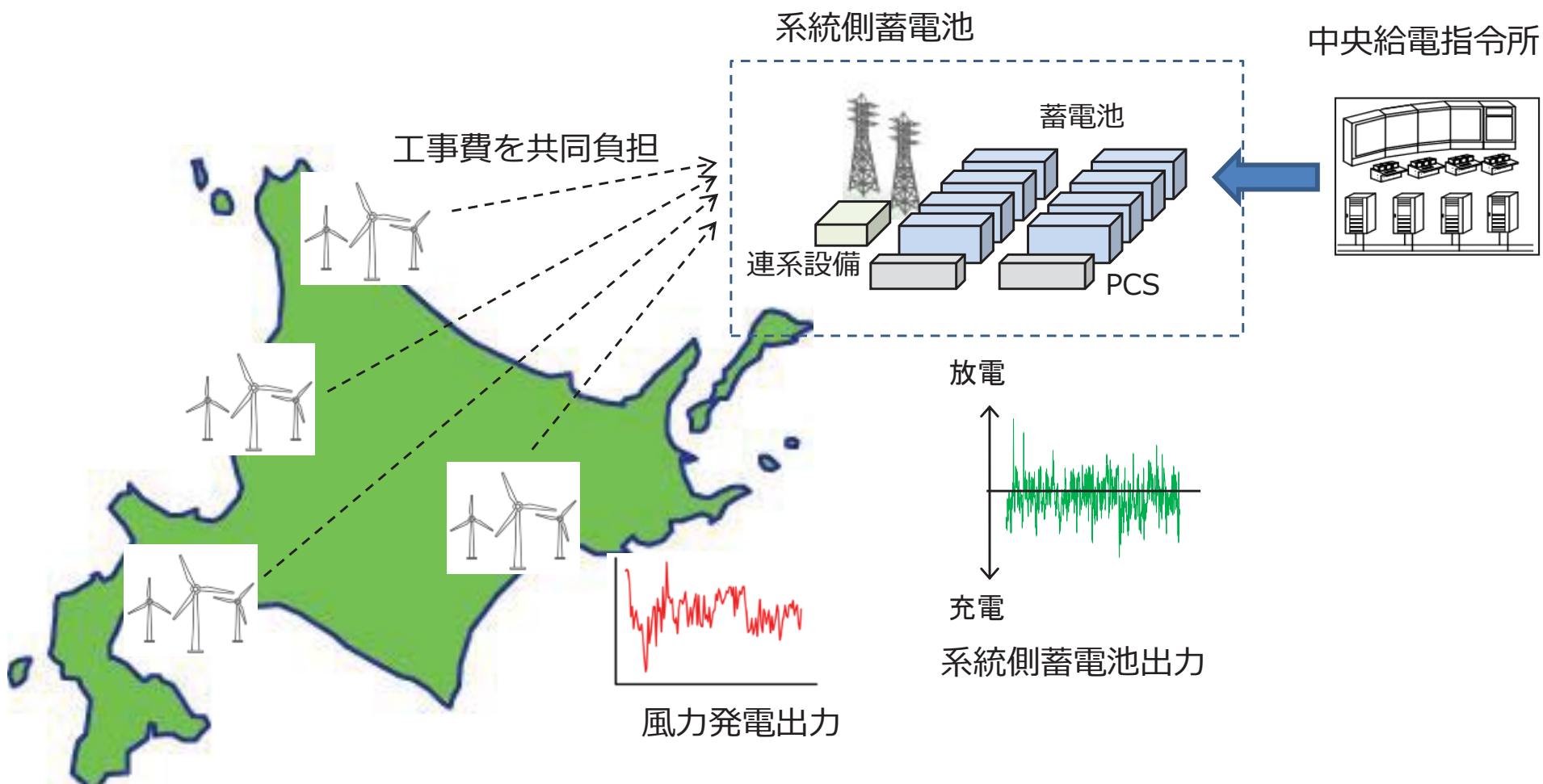
系統側蓄電池（Ⅰ期）導入後の検証項目

項目	課題事項	具体的検証項目
既存の周波数制御との協調運用	<ul style="list-style-type: none"> ・実証設備のGF制御（最大3万kW）により北本AFC、LFC電源、EDC電源との協調を確認する。 ・系統側蓄電池（Ⅰ期）により、EDC領域までの制御による実系統での既存の周波数制御との協調について確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・既存の周波数調整との協調を考慮した制御方法の検証 ・北本AFCとの協調（ハンチング等）、水力、火力機への影響（出力振動等）の有無、対策の検討（動作不感帯の設定等） ・蓄電池容量の低減に向けた最適運用手法（気象予測に基づく先行制御等）の検討 ・緊急時の風車制御の効果確認 ・事故、作業停止時（バンク、全機器）の影響確認
蓄電池充電量の維持	<ul style="list-style-type: none"> ・出力予測に基づく運用などにより、日間、週間等で蓄電池の充電量を適切に維持し、継続的に制御が可能であることを確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・需要、再エネ出力の予測誤差の影響確認 ・蓄電池SOCの状況確認、週間、日間運用による最適運用手法の検討（SOC調整制御）、継続運転時の損失の影響確認
系統側蓄電池システムの構築、制御	<ul style="list-style-type: none"> ・実システムを構築し、高信頼度で20年間に亘り確実な制御が実現可能であることを確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池の損失特性に基づく詳細シミュレーションモデルの検討 ・バンク間SOCバラツキの影響評価

系統側蓄電池の募集

【系統側蓄電池募集の進め方】

- 系統側蓄電池募集プロセスの募集概要を公表のうえ、接続申込受付（Ⅰ期、Ⅱ期対象）を開始（近日中）。
- Ⅰ期の募集要領は、平成29年度上期に公表の予定。
- Ⅰ期の募集に向け、引き続き、系統側蓄電池の容量低減に向けた検討、設置費用低減に向けた検討等を進める。



系統側蓄電池の募集

【系統側蓄電池募集の概要（案）1/2】

○接続申込受付（Ⅰ期、Ⅱ期を対象）にあたり、系統側蓄電池募集の概要を以下のとおりとする。

募集量	100万kW Ⅰ期：60万kW（蓄電池容量目安 9万kW-4h程度） Ⅱ期：40万kW（蓄電池容量目安 6万kW-4h程度、Ⅰ期の導入状況を踏まえ評価、検証）
導入スケジュール	Ⅰ期はH34年度頃までに系統側蓄電池を設置、導入後、1年程度の実績を踏まえ、評価、検証を実施、Ⅱ期の必要な蓄電池容量、連系の条件（解列の条件等）を検討する。
容量の上限	1サイト20万kW以内
募集対象	設置した系統側蓄電池に係る費用を共同負担することを前提とした連系を希望する案件
選定方法	入札により案件を選定 入札で案件の選定ができない場合には抽選を実施
購入価格	FIT制度による
受給期間	FIT制度による （系統側蓄電池の運転開始から20年間）

系統側蓄電池の募集

【系統側蓄電池募集の概要（案）2/2】

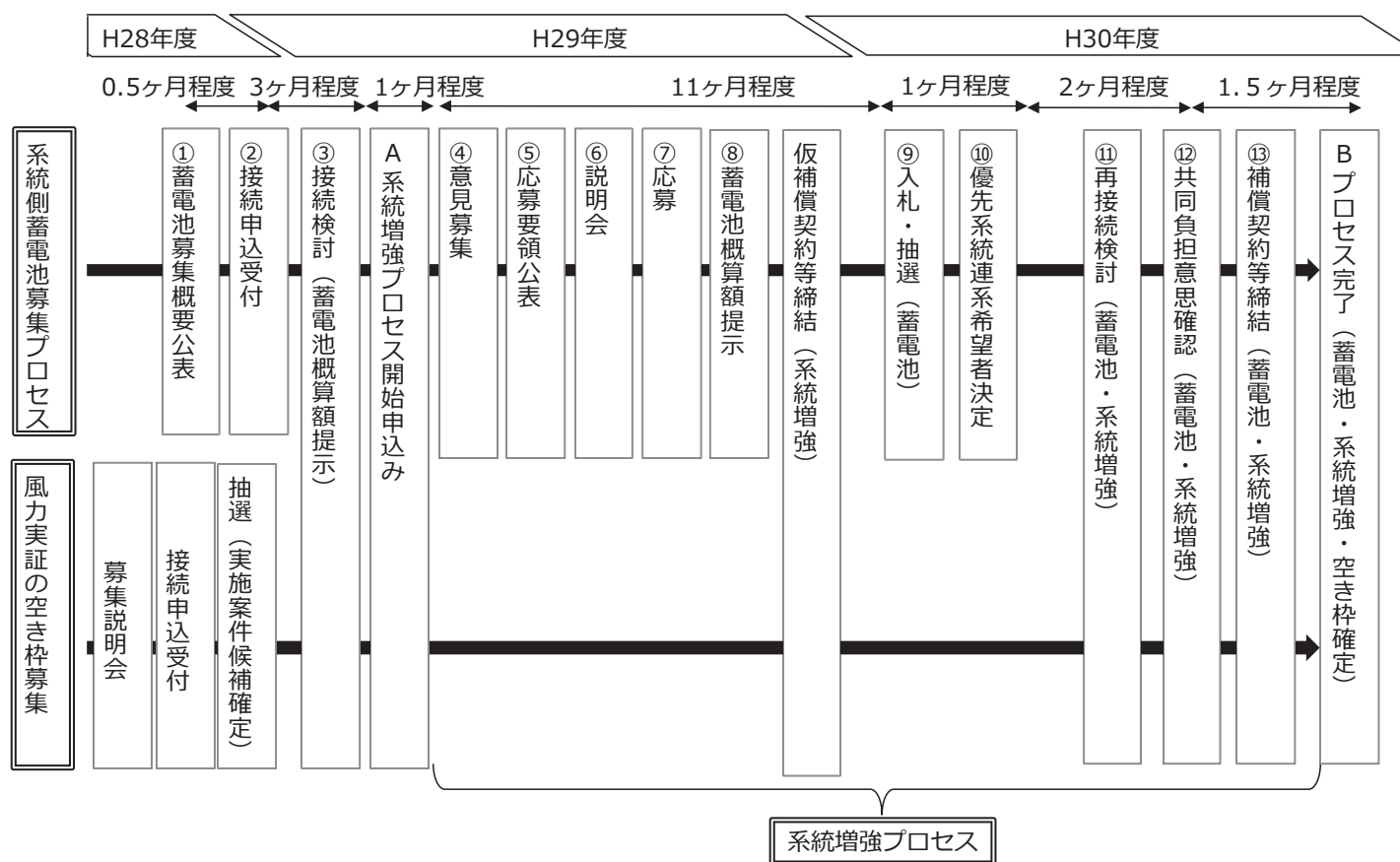
主な 応募条件	<ul style="list-style-type: none">・北海道内へ立地する出力変動緩和対策が必要となる発電設備であること。・蓄電池本体および連系設備の費用、設置工事費用、20年間の保守、運用、メンテナンスおよび蓄電池の充放電損失に係る費用を共同負担すること※。・FIT制度に基づく、設備認定を受けること（設備認定を取得できなかった場合、設備認定が失効等により無効となった場合は、本募集の対象外とする）。・環境影響評価法の対象となる設備は、応募時点で環境影響評価法に基づく方法書手続きが開始されていること。・北海道エリアにおいて電気の供給量が需要量を上回ると見込まれる場合において、FIT制度（指定電気事業者制度）に基づき、出力を制御いただいた場合も弊社が補償しないことに同意いただくこと。・以下に示すような場合における出力制御、停止等に補償なしで応じていただくこと。<ul style="list-style-type: none">➤ 調整用火力発電機の作業停止や事故時の緊急停止等、系統側の調整力（調整用火力発電機、連系線等）の出力が制限される場合もしくは制限されることが見込まれる場合➤ 系統側蓄電池のSOC増加により充電不可、SOC減少により放電不可となる等、系統側蓄電池の出力が制限される場合もしくは制限されることが見込まれる場合➤ 風力発電の出力変動が想定以上となる等、周波数調整の限界を超える場合もしくは超えることが見込まれる場合・系統連系等にあたっては、「託送供給等約款」、「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」等に基づき算定した工事費負担金を負担いただくこと。
------------	---

※ 係る費用について、一般負担分は概ね5%程度と試算される（平成29年1月25日 再エネ制度改革小委 資料2-1）。

系統側蓄電池の募集

【I期募集のフロー（想定）】

- ①募集概要公表から、I期募集のプロセス完了まで最短で1年半程度と想定。ただし、本フローは、今後の詳細検討により、変更となる場合がある。
- 系統側蓄電池募集プロセスへの応募案件の状況により、接続検討回答が遅れる場合がある。
- 応募状況や系統増強に係るプロセス（以下、系統増強プロセス）が開始された場合の検討状況等により、I期募集のプロセス完了までの期間は変動する。
- 既に開始している風力実証の空き枠募集の案件を含め、系統増強プロセスを実施する場合がある。
- 工期短縮の目的から系統増強プロセスと同時並行的に可能な範囲で蓄電池募集プロセスに係る手続（④～⑧）を進める。

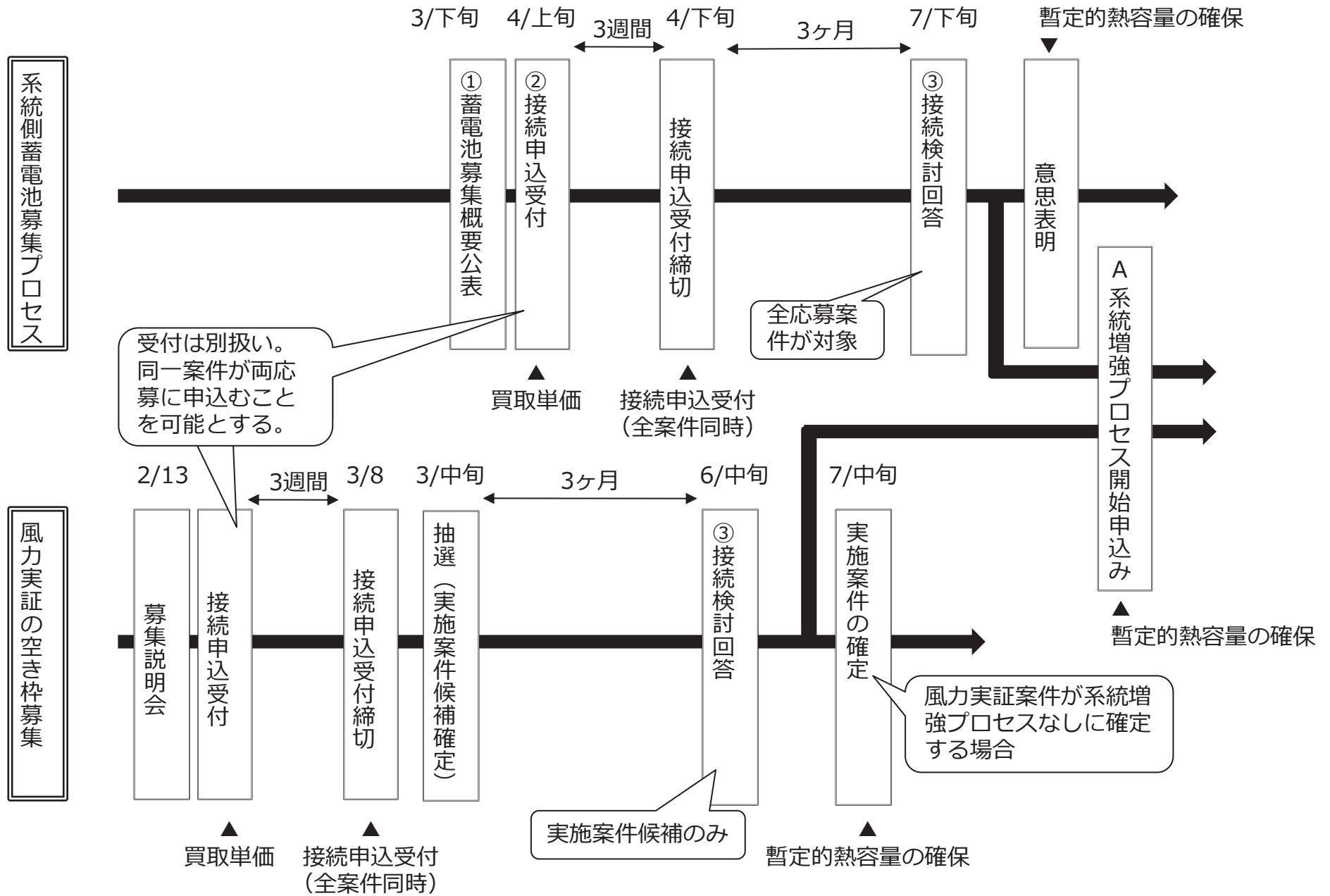


系統側蓄電池の募集

【 I 期募集プロセスの応募に係るフロー（想定） 】

- 蓄電池の設置検討を早期に開始できるよう、I 期の応募案件は本年4月の接続申込を必須とする（平成29年1月13日からパブリックコメントが実施された案によると、平成28年度中に設備認定を取得する場合は設備認定の失効が猶予され、平成29年度上期のFIT買取単価が適用予定。実施案件確定日の翌日から6ヶ月以内に接続契約を締結しない場合には、設備認定が失効となり、FIT買取単価が無効となる予定）
- I 期募集プロセス中の事業者様都合での辞退は可能とする。I 期募集プロセスに応募しない、または辞退等により I 期募集での連系が決定しなかった場合には、II 期募集への応募またはサイト蓄電池（解列条件付を含む）での連系は可能とする。
- 風力実証の空き枠募集と系統側蓄電池募集プロセスの接続申込受付は別扱いとする。同一案件が両応募に申し込むことを可能とするが、風力実証の空き枠募集の実施案件となった場合は、系統側蓄電池募集プロセスの申込を取り下げてください。
- 接続申込済みの案件が両応募に申し込む場合、申込済みの接続申込については、新たな接続申込をしていただく必要があるため、新たな接続申込として受付けた申込みに基づき買取単価が適用される。一方、既に暫定的熱容量の確保がなされている案件については、当該熱容量を維持した上で、両応募に接続申込いただくことになる。
- 接続申込受付後の接続検討回答時に系統側蓄電池設置に係る負担金（概算額）を提示する。

系統側蓄電池の募集



風力連系拡大に伴い解決すべき課題

風力連系拡大にあたっては、以下のような課題があり、その解決が不可欠である。

- 風力発電の連系拡大に伴い必要となる調整力は、事業者様等による共同負担で設置する系統側蓄電池で手当てすることとなるが、既設電源との協調が必要であり、既設電源の調整力活用分については、風力発電の導入が進む北海道エリアのお客さまのみの負担が増加することのないよう、全国大での議論動向を踏まえながら、必要量と調達に係る費用負担のあり方について整理していく必要がある。
- 風力発電の導入拡大により、大量の再生エネルギーが北海道内で市場投入された場合、利用率が低下することで既存電源を休廃止せざるを得なくなるため、供給力が減少して安定供給が損なわれ、北海道エリアのお客さまに不利益を生ずる恐れがある。このため、容量メカニズムの導入等による制度的な対応を進めていく必要がある。

参考 下げ代面の出力制御見通し

- 北海道エリアでは、風力発電について指定ルールでの受入れとなっており、連系量の増加に伴い、出力制御量が増加することとなる。
- 系統WGでの試算（次スライド）に加え、太陽光発電の導入量想定を踏まえた試算を実施した。
- なお、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、エリアの需要減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。

【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	+60万kW (Ⅰ期)	2863	1431	399	27.9	1537
〔 最小需要 287.7万kW 〕	+100万kW (Ⅱ期)	3576	2384	747	31.3	1537
	+200万kW (参考)	4918	4769	1990	41.7	1537

- ※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）および指定ルール（太陽光86万kW）を前提とした試算。
指定ルールの太陽光は、現在までの受付状況他に基づく当社想定値（特高連系34万kW、高圧500kW以上41万kW、500kW未満低圧連系11万kW）。
- ※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。

参考 下げ代面の出力制御見通し

○第9回系統WG（資料2）で提示した出力制御見通しは以下のとおり。

【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 (最小需要 287.7万kW)	+40万kW	2236	954	194	20.3	1537
	+80万kW	2671	1908	461	24.2	1537
	+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
2014年度 (最小需要 302.5万kW)	+40万kW	1459	864	128	14.8	1015
	+80万kW	1918	1729	313	18.1	1015
	+120万kW	2381	2593	550	21.2	1015
	+160万kW	2907	3457	851	24.6	1015
	+200万kW	3370	4321	1222	28.3	1015
2013年度 (最小需要 308.4万kW)	+40万kW	655	870	39	4.5	582
	+80万kW	924	1739	120	6.9	720
	+120万kW	1447	2609	256	9.8	720
	+160万kW	2040	3479	480	13.8	720
	+200万kW	2775	4348	813	18.7	720

※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。

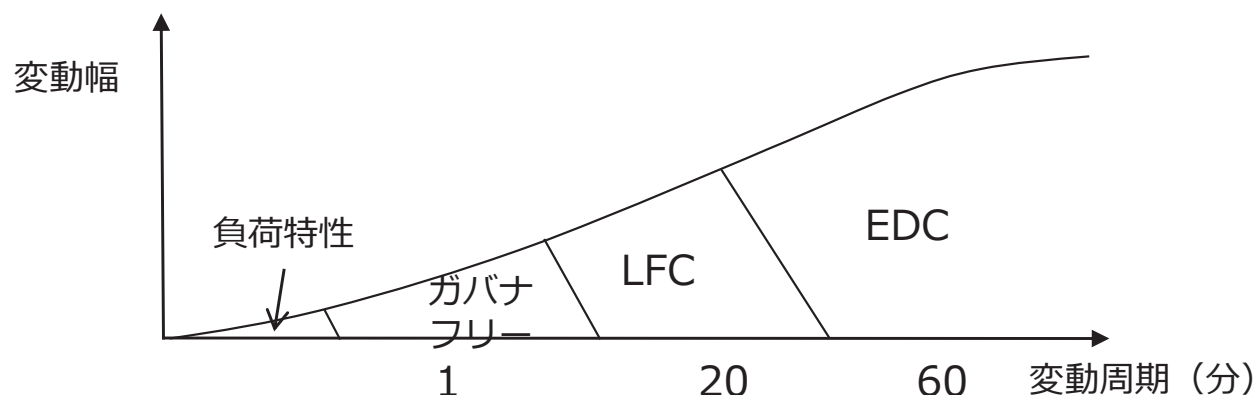
※4 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※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。

参考 周波数制御について

【周波数制御の方法】

- 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調速機（ガバナ）により、系統周波数の変化に追隨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）