

風力発電のさらなる連系拡大に向けた対応方策について

平成29年1月25日
北海道電力株式会社

現在までの取り組み状況

【風力発電のさらなる連系拡大】

- 北海道エリアは、需要規模が他地域と比べて小さく、需要や原子力発電、水力発電の出力状況等により、軽負荷時には火力発電機の運転台数が減るため（需給運用上必要最低限の運転台数は3台）、発電機の調整能力は限定的となる。
- これまで、風力発電の最大限の導入拡大を図ってきた結果、現状において、システムの維持、安定に必要な調整力は限界に達する状況であることから、システムに影響を与えないよう対策することで、さらなる連系拡大が可能となる。
- 風力発電のさらなる連系拡大に向けて、早期に系統連系を希望する事業者様のニーズにお応えすべく、短周期変動、長周期変動の調整面の対策として、蓄電池等による出力変動緩和対策の検討を進め、長周期変動に対し、対策が必要となる時間帯を限定することで、可能な限りの蓄電池容量の低減を図ることとし、平成28年4月に、弊社の公表ルールである「系統アクセスマニュアル」を改正し出力変動緩和対策に関する技術要件を公表している。
- また、以下の取り組みを進め、さらなる連系拡大の検討を進めている。
 - 実証試験として系統蓄電池を南早来変電所に設置し、平成27年12月より各種検証を開始したところであり、系統蓄電池の定量的な評価を進めている。
 - 北海道エリアの調整力（長周期変動）の不足に対し、地域間連系線利用による東京電力殿から提供される調整力と風力出力制御を組み合わせる導入拡大を図る実証試験を開始する（平成29年度以降開始予定）。
- 平成28年10月、11月にかけて開催された系統WGにおける風力発電の連系拡大に向けた対応方策の取り纏めにあたり、弊社から系統側蓄電池の活用を含む5つの対応方策を提示している。

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、各種取り組みをさらに深掘り、課題事項の解決を進めている。
- 今回、①、②、③の対応方策について、現在までの検討状況、今後の対応等を報告する。

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"> ・早い調整能力を持つ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

<対応方策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

【今後の対応】

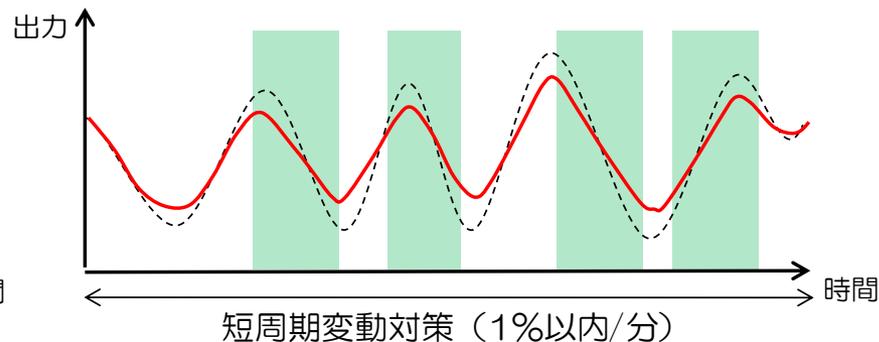
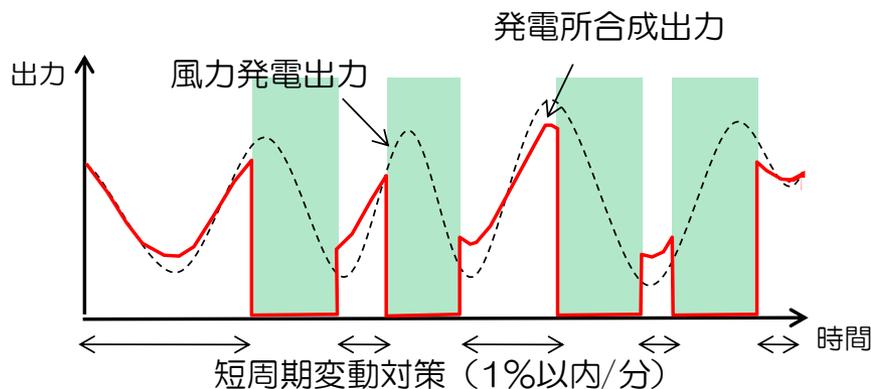
- サイト蓄電池による連系を希望される事業者様との協議を進めている。

【具体的な対策】

- 出力変動対応として、解列条件付風力の要件（需給バランス上、最低の並列台数であり、調整力が限定的となる火力3台時には発電を停止いただく）と蓄電池併設を組み合わせることで、以下の対応ができる。
 - 解列条件付風力では、火力3台時には全ての時間帯で停止いただく条件であるのに対し、蓄電池併設の場合は、指定時間帯以外は短周期変動対策を実施いただくことで停止が不要となる。
 - 運用断面での対応方策として、火力発電機4台以上時には、長周期変動対策を求めない（短周期変動対策のみを実施する）。
 - 火力3台時の指定時間に発電を停止いただく（これ以外の時間帯は短周期変動対策のみを実施する）ことで、事業者様に設置いただく蓄電池容量低減の可能性がある。
- 本対応方策については、導入実績も踏まえ、継続的に評価、検証を行い、必要に応じて見直しを行う。

火力発電機3台（年間の時間割合70%程度）

火力発電機4台以上（年間の時間割合30%程度）



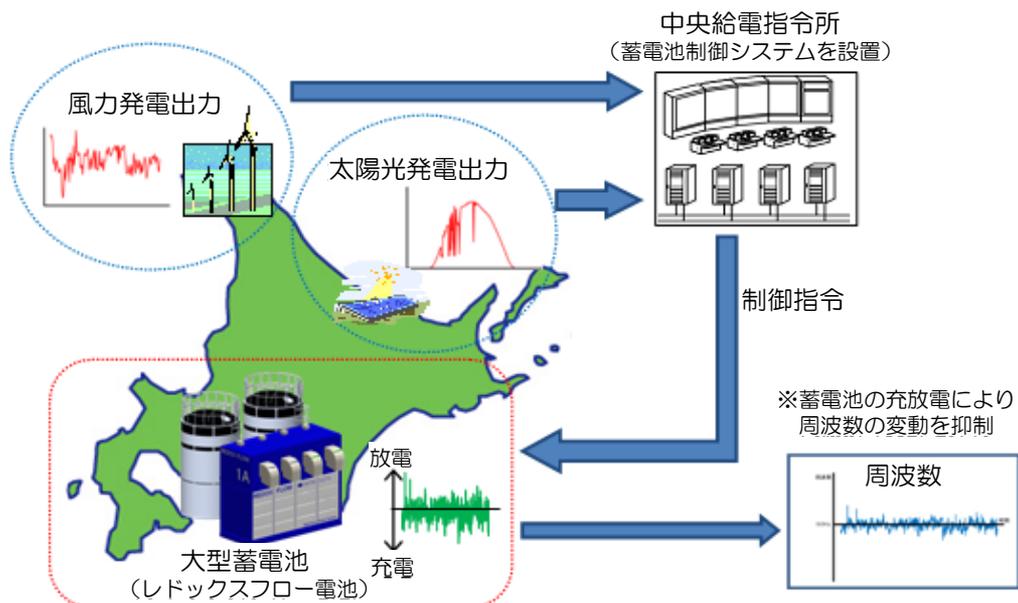
<対応方策②> 系統側蓄電池の活用

【大型蓄電システム実証事業の状況】

- 南早来変電所に実証設備（レドックスフロー電池、1.5万kW、6万kWh）を設置し、平成27年12月より、実系統での検証、評価を開始している（平成25～30年度）。
- 研究成果等については、実証試験の第三者委員会に報告、議論いただき、系統側蓄電池の技術的な評価を進めている。

<主な検討課題>

- 短周期変動抑制制御
 - ・風力・太陽光発電の変動補償制御：複数の発電所の出力を収集して変動補償する制御
 - ・ガバナフリー（GF）相当制御：周波数を検出して基準周波数に戻すよう出力する制御
 - ・負荷周波数制御（LFC）：中央給電指令所からの周波数偏差に応じた出力指令に基づく制御
- 長周期変動抑制制御：出力予測に基づき長周期変動を緩和する制御
- 下げ代不足対策運転：出力予測と需給計画から予測する余剰電力に対応する運転

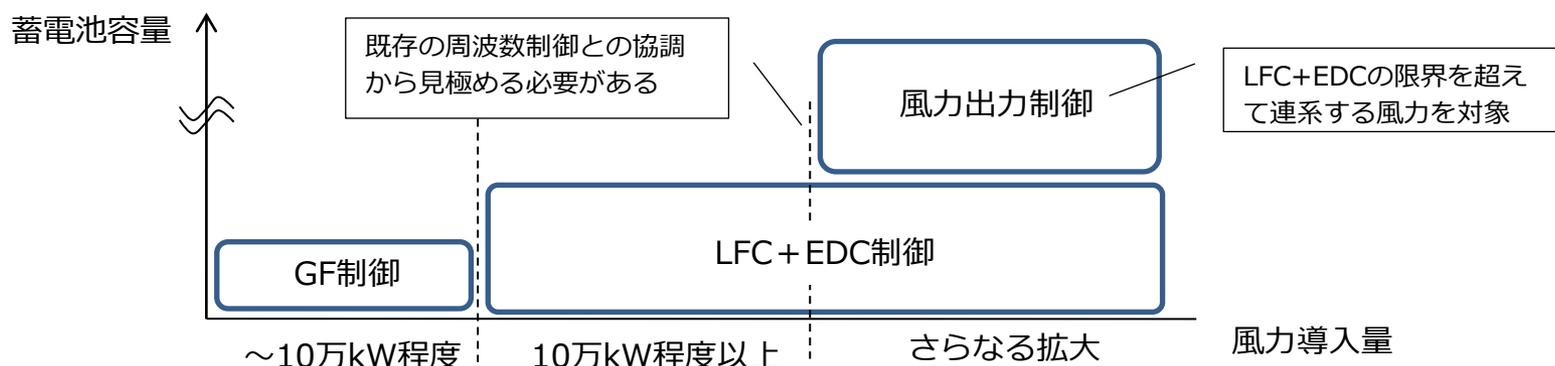


<対応方策②> 系統側蓄電池の活用

【技術面の検討状況】

- 大型蓄電システム実証事業での検討に基づき現時点で得られている系統側蓄電池に関する知見は以下のとおり。
 - 風力導入量に合わせて、系統側蓄電池の制御方法を適したものに変更する必要がある。
 - シミュレーション結果から、風力発電の追加導入量が少ない場合（10万kW程度まで）はGF制御が有効であるが、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、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LFC+EDC制御が必要であり、これに伴い蓄電池のkWh容量が増加する。
 - さらに風力発電の導入量を拡大した場合、既存の周波数制御と協調が困難となるため、風力出力に応じた制御が必要となり、さらに蓄電池容量が増加する。
 - LFC+EDC制御の限界については、火力EDC調整幅等の既存の周波数制御との協調を考慮して系統への影響を見極め、判断していく必要があり、今後新たに得られる実証データや知見に基づき、定量的な評価を行う。

系統側蓄電池の制御方法と必要蓄電池容量（シミュレーション結果に基づくイメージ）



【技術面の検討課題】

- 現時点で得られている知見は、シミュレーションによる机上検討であり、実証設備（1.5万kW、6万kWh）を大きく超える規模の蓄電池導入による実系統への影響について、さらに精査していく。
- 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、実証事業で詳細検討を行う。

<対応方策②> 系統側蓄電池の活用

【系統側蓄電池募集にあたっての考え方】

- 系統側蓄電池による風力発電の連系拡大にあたり、さらに以下の検討が必要な状況である。
 - 既存の周波数制御との協調や南早来の実証設備（1.5万kW、6万kWh）を大きく超える規模の蓄電池導入による実系統への影響等については、さらに精査が必要であるが、実証設備による検証やシミュレーションによる机上検討では限界がある。
 - 風力導入量が増加すると、系統側蓄電池の必要容量が増加し、共同負担費用が増加すること、これに加え、風力発電の連系拡大に伴い、下げ代面での出力制御が増加し、連系後の発電量が減少（設備利用率が低下）することを考慮した募集を行う必要がある。

【今後の対応】

- 上記の状況を踏まえ、系統側蓄電池募集については、まずは、南早来の実証設備規模および検討結果に基づき、技術的に確実性が見込める一定程度の風力発電を導入することとして募集枠を設定し、実系統への影響を見極めながら、さらなる連系拡大を図っていく。
- 北海道内に立地する出力変動緩和対策が必要となる設備を対象として、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系統側蓄電池募集について、今年度内に募集概要を公表し、引き続き募集方法等の整理を進める。

<対応方策③> 実証試験の空き枠の利用

【今後の対応】

○以下のとおり、実証試験の空き枠募集を実施する。

【募集スケジュールと募集の概要】

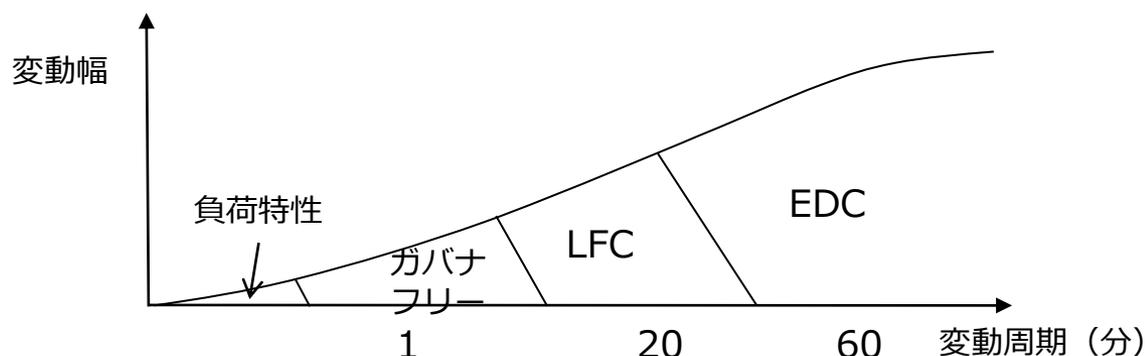
2月上旬	募集説明会の実施、応募受付の開始
3月上旬	抽選会の実施
平成29年度以降	連系検討の実施、案件の確定（熱容量の状況等により案件の確定に期間を要する場合がある）

募集量	6.35万kW（1事業者合計6.35万kWかつ2件まで）
購入価格/受給期間	FIT制度による
選定方法	・ 案件毎に抽選により実施案件候補を決定する
主な 応募条件	<ul style="list-style-type: none">・ 北海道内へ立地し当社（一般送配電事業者）に電力を販売する特別高圧、高圧連系の風力発電設備であること。・ 実証試験の実施に協力いただくこと（北本停止等により調整力が不足する場合には出力制御により系統安定化を図る）。・ 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）。・ 対象となる風力発電設備については、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当社が補償しないことに同意いただくこと。・ 原則として平成33年3月末日までに系統連系を開始可能なこと（接続検討の結果、接続にあたり大規模な系統増強が必要となり、平成33年3月末日までの連系開始ができないと判断された場合、実施案件候補の対象外とする。西名寄系統については、過去の接続検討結果等より、連系にあたり大規模な系統増強が必要となり、現時点において平成33年3月末日までの連系開始が不可能であることから募集対象外とする）。

<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）

<参考> 下げ代面の出力制御見直し

- 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。
- なお、出力制御見直しは、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。

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直し：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直し。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 出力制御見直しは、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。