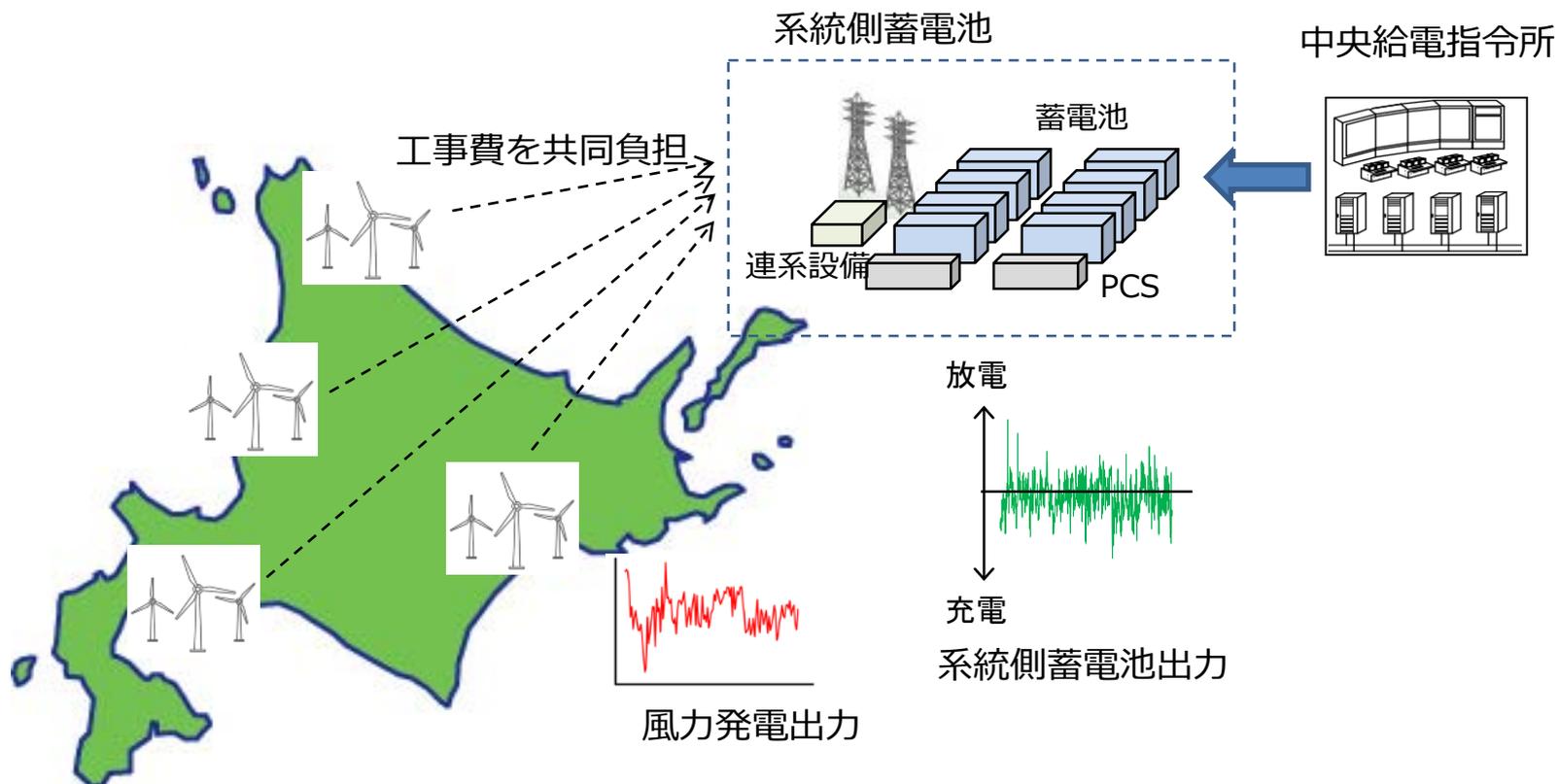


系統側蓄電池による風力発電募集の 進捗状況について

2018年3月30日
北海道電力株式会社

系統側蓄電池による風力発電募集の概要

- 昨年度の第10回系統WGにおいて、風力発電のさらなる連系拡大に向けた系統側蓄電池の活用について検討結果を報告し、2017年3月28日に系統側蓄電池による風力発電の募集概要を公表した。
- 2018年3月1日に系統側蓄電池による風力発電募集プロセス（I期）（以下、I期蓄電池プロセス）の募集要綱案を公表し意見募集を実施、現在、募集要綱の確定および説明会の開催に向けて準備を進めている。
- I期60万kWの系統連系に向け、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ている。



系統側蓄電池による風力発電募集の概要

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2022年度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）

I 期蓄電池プロセスに関するこれまでの対応

- 実施案件の決定に当たっては、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）が主宰する電源接続案件募集プロセスと同様に、入札を基本とした募集プロセスを実施する。
- これまで系統側蓄電池設置を対象とした募集プロセスの実施例がないことから、資源エネルギー庁および広域機関との公平性、透明性を確保する募集プロセスの進め方についての協議を経て、2018年3月1日、募集要綱案を公表し、意見募集を開始した（2018年3月22日終了）。
- 現在、募集要綱の確定に向けて準備を進めており、2018年4月を目途に、意見募集を踏まえた募集要綱を公表し、説明会を開催する。
- 本プロセスにおける応募者の発電容量、事業実施地点等の状況を踏まえ、詳細な系統側蓄電池容量、制御方法および蓄電池の調達方法等の検討を行い、2022年度の蓄電池運転開始に向け、対応を進めていく。
- 当初、本プロセスと並行して実施予定であった電源接続案件募集プロセスと同等の当社が主宰する系統増強に関するプロセスは、事業者からの開始申込みが無かったことから実施しない。

I 期蓄電池プロセスの詳細スケジュール


現在

2017年 3月28日	I 期蓄電池プロセスの開始・公表
2017年 4月12日	同時申込みの受付開始
2017年 5月10日	同時申込みの受付締切
2017年 5月25日	接続検討の開始
2017年 9月 7日	接続検討結果の回答
2017年10月12日	意思表明書の提出締切
2018年 3月 1日	募集要綱案に対する意見募集の受付開始
2018年 3月22日	募集要綱案に対する意見募集の受付締切
2018年 4月～7月頃	募集要綱の公表、説明会の開催、応募の受付 応募書類の内容確認、蓄電池概算額等の検討 蓄電池概算額等の提示、入札の受付開始
2018年 8月頃	入札の受付締切 1次保証金の振込期限（開札日の2営業日前まで） 開札（優先系統連系希望者の決定） 再接続検討の開始
2018年11月 ～2019年1月頃	再接続検討結果の回答 共同負担意思の確認及び負担可能上限額の申告 第2次保証金の振込期限 工事費負担金補償契約の締結 I 期蓄電池プロセスの完了、結果公表

蓄電池に係る費用について

○蓄電池に係る費用は、以下の①～⑤である。

- ① 系統側蓄電池の調達費用、設置工事費用
- ② 系統側蓄電池連系設備の調達費用、設置工事費用
- ③ 運用期間中の系統側蓄電池メンテナンス（保守・運用）費用
- ④ 系統側蓄電池の撤去工事費用
- ⑤ 系統側蓄電池の充放電損失に係る費用

○入札対象費用は、①～④とする。⑤蓄電池の充放電損失に係る費用については、運用状況や電力市場単価等により変わりうることから、入札対象費用には含めないこととする。

○蓄電池の故障等に伴い追加的に発生する費用に関しては、メーカー保証により対応することを原則とするが、天災地変その他不可抗力による故障等、メーカー保証対象外となる場合は、当社に故意または重大な過失がある場合を除き、一般負担を除いた分を契約事業者にご負担いただく。

項目	内容
入札対象費用	約247億円（税抜） ・ 上記①～④の費用（約260億円）から一般負担分（約13億円）を除いた額※ ・ （参考）入札対象費用／募集容量；約4.1万円／kW
その他 （系統側蓄電池の充放電 損失に係る費用）	約82億円（税抜） ・ 蓄電池の運転期間20年間分の想定費用（約86億円）から一般負担分（約4億円）を除いた額※ ・ （参考）充放電に係る費用／募集容量；約1.4万円／kW

※一般負担（託送料金を通じて広く北海道エリアの系統利用者が負担する費用）分の割合は、国の第10回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会（2017年1月25日）における整理に基づき、5%とする（特定負担分は95%）。

<参考①> 蓄電池に係る費用の一般負担割合について

北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策③

(2) 費用負担の考え方

- 大型蓄電システム実証事業の第三者委員会のシミュレーション結果によれば、系統側蓄電池は①風力発電所の出力変動緩和だけではなく、②更に系統全体の周波数調整に寄与する。
- 北海道においては、風力の更なる導入拡大のために、焚き増しによって出力抑制の増加につながる火力発電を稼働させず、相対的に高額な蓄電池を活用することとなる。このため、一般負担分については、系統全体の周波数調整への寄与分に、「調整力公募調達の平均落札額」（火力・水力等の既存電源）を掛けたものとする。（注）

注) 第三者委員会のシミュレーション結果によれば、系統全体の周波数調整への寄与分は10.7%と試算されている。また、北海道電力の2017年度分の調整力公募調達の平均落札額（25,047円/kW）と蓄電池及び関連コストを踏まえて算定すると、一般負担分は概ね5%程度と試算される（今後の入札等により、多少変動しうる）。

通常の火力等の代替
として調整力に寄与
する分

系統側蓄電池の費用負担の考え方（イメージ）

	← 一般負担	→ 特定負担
寄与：	系統全体の周波数調整	風力発電所の出力変動緩和対策 + 蓄電池の利用
負担：	託送料金	発電事業者

北海道内の電気料金の一部

I 期蓄電池プロセス成立に向けた取り組み

- 第11回系統WG（2017年9月27日）では、I期対象案件は53件、78万kWと報告したが、その後の意思確認時点で参加意思表示のあった案件は、49件、70万kWとなった。
- I期蓄電池プロセスの成立に向け、応募容量（応募者の最大受電電力の合計）を踏まえ、以下の通り対応していく。
 - ・ 応募容量 > 60万kWの場合
 - ⇒ 入札を実施する。
 - ・ 応募容量 ≤ 60万kWの場合
 - ⇒ 案件の選定が不要であることから入札を実施しない。
応募容量を踏まえて容量を縮小させた系統側蓄電池に対し、一律の負担金単価に基づく費用を系統連系希望者にご負担いただく。
- なお、蓄電池概算額等の提示以降に辞退発生により応募容量または入札容量(入札者の最大受電電力の合計)が60万kW以下となった場合は入札を実施し、系統連系希望者には、入札負担金単価に基づく費用をご負担いただく。
この場合、系統側蓄電池は応募容量または入札容量を踏まえた容量に縮小する。

募集要綱案に対する意見募集の状況

- 2018年3月1日～3月22日の期間、系統側蓄電池による風力発電募集に関する募集要綱案の意見募集を実施した。
- 期間中、6者（5事業者、1団体）から、50件のご意見を頂いており、全てのお問い合わせへの回答を公表し、回答内容を踏まえ募集要綱を確定する。

<主なご意見>

- ・応募説明会への参加者について（要望）
- ・出力制御見通しの算定根拠について（確認・質問）
- ・想定潮流の合理化について（要望）
- ・一次保証金の取扱いについて（確認・質問）
- ・蓄電池の種類、設置場所、運転開始時期について（質問）

<余白>

<参考②> 下げ代面の出力制御見直し

- 当社は、指定事業者指定されていることから、本募集の風力発電についても指定ルールでの受入れとなり、発電設備の連系量の増加に伴い、出力制御量が増加することとなる。
- 本募集の風力発電の出力制御見直しについて、系統WGの出力制御見通しの試算方法に準じ、現時点でお申込みをいただいている太陽光発電、風力発電の指定ルール案件の導入量想定を踏まえた試算を実施し、募集要綱案の別紙として公表している。
- 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。

【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】

	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 [%]
2016年度	系統側蓄電池 60万kW(Ⅰ期) +その他 指定ルール81万kW 【合計141.1万kW】	4348	3173	1294	40.8
(最小需要 273.7万kW)	系統側蓄電池 100万kW(Ⅰ期+Ⅱ期) +その他 指定ルール81万kW 【合計181.1万kW】	4786	4111	1808	44.0

※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94万kW、系統側蓄電池案件以外の風力81万kW）を前提とした試算。

※2 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。

※3 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。

<参考③> 下げ代面の出力制御見通しの算定条件

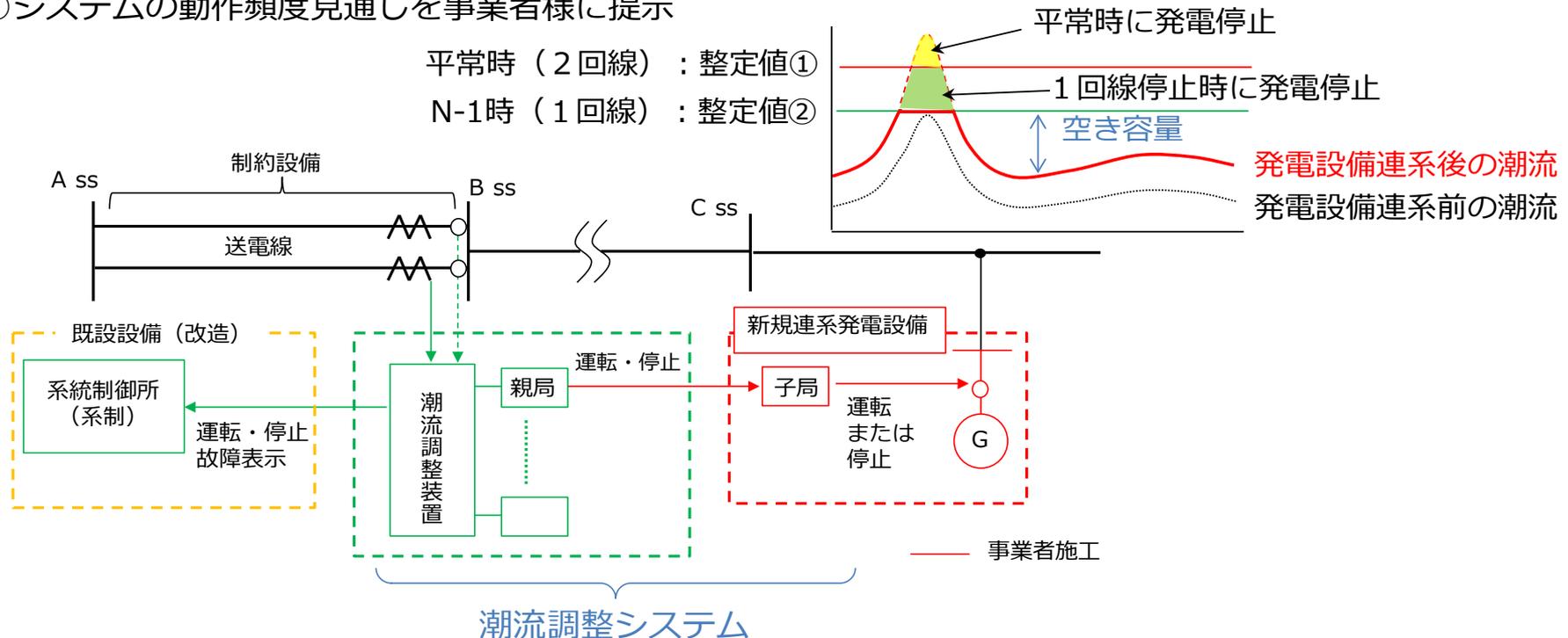
○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（供給力算定根拠）】

	2016年度算定値 (昨年WG)	2017年度算定値 (今回のWG)
需要	・ 2015年度実績 (エリア需要)	・ 2016 年度実績 (エリア需要)
一般水力	・ 1981～2010年度（震災前30年）の設備利用率実績	
原子力	・ 1989～2010年度（震災前21年）の設備利用率実績	
地熱	・ 2013～2015年度の設備利用率実績	・ 2013～ 2016 年度の設備利用率実績
太陽光	・ 2015年度実績に基づく、各月の各時間帯の合成出力の2 σ 値	・ 2016 年度実績に基づく、各月の各時間帯の合成出力の2 σ 値
風力		
バイオマス	・ 2011～2015年度の設備利用率実績	・ 2011～ 2016 年度の設備利用率実績
火力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数調整能力として、系統容量の2%を確保 ・ 需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保 ・ 当日の最大需要に対する必要な予備力を確保 	
揚水運転	・ 点検、補修または設備トラブル等による1台停止を考慮（全6台のうち京極1台を除く揚水動力67万kWを織り込む）	
地域間連系線の活用	・ 長期的に活用が可能と見込まれる量（5万kW）	

運用対策（潮流調整システムの適用） <西滝川、西小樽、室蘭・伊達、南早来>

- 今回募集において、1回線放射状系統のためN-1電制が適用できない場合や系統増強工事が長期間を要するため平成34年までの連系が不可能な場合に限定して系統増強工事の代替策として適用を検討
- 設備容量を超過する可能性がある送変電設備の潮流を常時監視し、発電設備に運転・停止信号を送信するシステムを適用
- 空き容量不足の期間に、連系優先順位が下位の発電設備から順次運転を停止することにより、複数の発電設備が設備増強をせずに連系可能
- システム動作に伴う無補償の抑制を許容いただく必要
- システムの動作頻度見通しを事業者様に提示



※出力制御をより効率的に行うことによる合理的な系統利用に向けて、今後の全国大での議論も注視しつつ検討を行う

系統側蓄電池による風力発電募集 I 期対象案件の状況

○ I 期対象案件の意思表示の状況は以下のとおりであり、入札・抽選等による案件選定が必要と考えられる系統は、西滝川系のみとなった。

案件概要		系統	受付時点	意思表示状況	備考
I 期対象案件	既設設備の増強対策が不要な案件	西小樽	2件 1万kW	2件 1万kW	全量連系可
		釧路	6件 2万kW	6件 2万kW	
		旭川	2件 11万kW	2件 11万kW	
		(小計)	(10件 14万kW)	(10件 14万kW)	
	送変電設備の潮流が設備容量を超過する場合に発電を停止いただく等の運用対策により連系が可能となる案件	西滝川	13件 5万kW	13件 5万kW	案件選定要
		西小樽	9件 16万kW	9件 16万kW	運用対策により全量連系可
		室蘭・伊達	5件 26万kW	5件 26万kW	
		南早来	5件 1万kW	5件 1万kW	
		(小計)	(32件 48万kW)	(32件 48万kW)	
	大規模な系統増強が必要となる案件のうち、空き容量の範囲での案件選定により増強対策が不要となり、連系が可能となる案件(別途抽選等により案件の選定が必要)	女満別	1件 5万kW	1件 3万kW	規模縮小
室蘭・伊達		4件 7万kW	2件 2万kW	案件減少により選定不要	
(小計)		(5件 12万kW)	(3件 5万kW)		
大規模な系統増強が必要となる案件のうち、平成34年までに連系が可能となる代替連系点がある案件	西小樽	3件 1万kW	1件 0.5万kW	連系可 (代替連系点での連系を希望)	
	北江別	3件 3万kW	3件 3万kW		
	(小計)	(6件 4万kW)	(4件 3.5万kW)		
合計		53件 78万kW	49件 70.5万kW		

西滝川系統の I 期対象案件・潮流調整の運用方法の見直しについて

- 系統側蓄電池による風力発電募集において、西滝川系統には14件6.8万kWのお申込みがあり、接続検討結果の回答後、13件4.6万kWの案件から I 期応募の意思表示を受領している。
- 西滝川系統は既に空容量がゼロであり、連系には潮流調整システムが必要となるが、13件4.6万kWの全案件が連系する場合、潮流調整システムの想定動作時間は、年間1,000時間程度となる。

		A. 発電所出力	B. 案件数	計(A×B)
西 滝 川 系	I 期対象案件 潮流調整システムによる連系 (意思表示済)	1,990 kW	7 件	13,930 kW
		4,980 kW	4 件	19,920 kW
		4,999 kW	1 件	4,999 kW
		7,462 kW	1 件	7,462 kW
		計	13 件	46,311 kW
	I 期対象外案件 (II 期対象として意思表示済)	21,465 kW	1 件	21,465 kW
	計	1 件	21,465 kW	
合計			14 件	67,776 kW

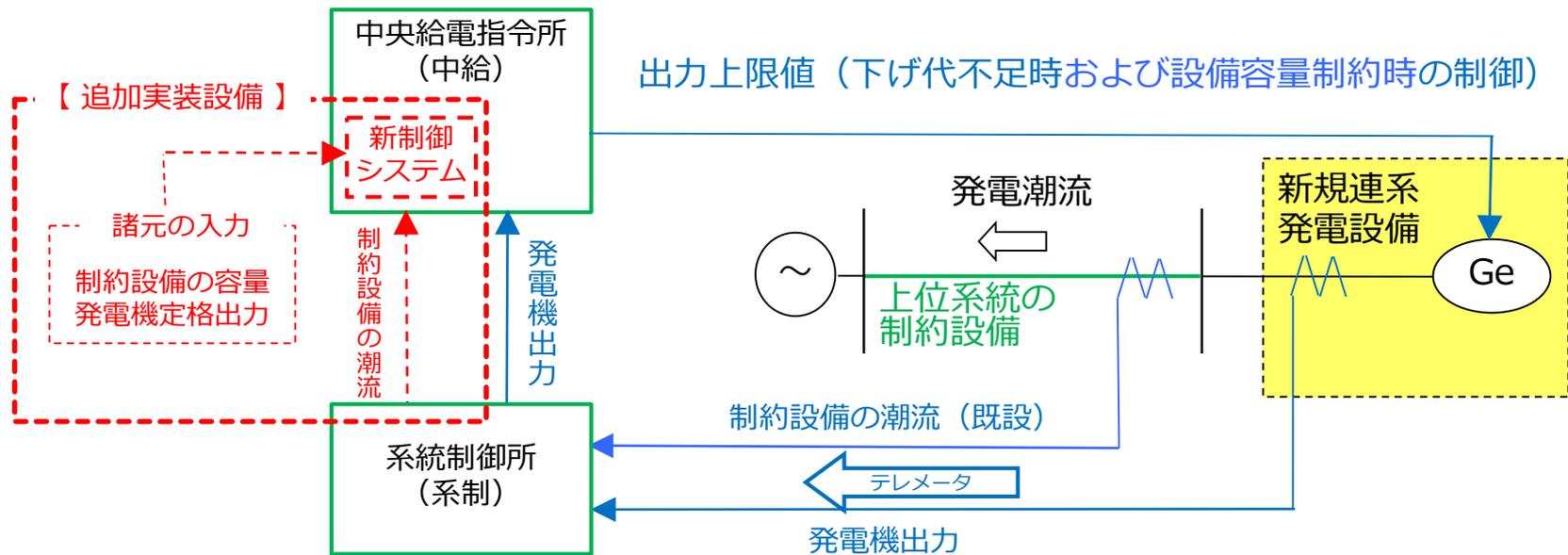
- 「系統側蓄電池による風力発電募集」の I 期プロセス対象案件は、タイムスタンプが全案件同一であることから、潮流調整システム適用上の連系優先順位を入札・抽選等により決定する方針としていた。
- 一方、第11回系統WGにおいて、「対象設備を一律制御するという方法もある」などのご意見を頂いていることから、制約設備の潮流が設備容量を超過する場合の一律制御について検討している。
- タイムスタンプが異なる全案件を一律制御の対象とする場合、後着案件の連系により先着案件の制御機会が増加し、先着案件への制御見通しの提示が困難となることや先着案件の事業性低下が懸念されることから、今回の I 期系統側蓄電池による風力発電募集の案件のようにタイムスタンプが同一である案件に限定して一律制御の導入検討を行う。

潮流調整の運用方法の比較

	従来方式	一律制御
制御方法	入札・抽選等により決定した連系優先順位に基づき、後着優先で制御。	全対象案件を一律に制御。
事業者の納得性	抽選により制御機会が決定する方法について、制御機会が均一ではなく、公平ではないと捉える事業者の納得が得られない可能性がある。(▲)	制御機会が均一になるため、事業者の納得が得られ易い。(○)
発電所側の制御	親局から発信される信号に応じ、発電所側では出力を停止させる機能があればよく、単純なシステム構成。(○)	親局から発信される信号に応じ、発電所側では出力を段階的に制御する必要があり、複雑なシステム構築が必要。(▲)
案件選定方法	各案件に対し連系優先順位に基づき潮流調整の想定動作頻度(年間○日程度など)を提示することが可能であり、提示内容を踏まえ事業者が事業性を検討し、連系を判断する。(○)	全対象案件の連系を考慮すると制御時間が長期に及ぶなど、事業性成立の面で現実的でない制御頻度となる可能性がある。 先行事業者の事業性を考慮し、連系量の上限に制限を設ける必要が生じる場合がある。(▲) ⇒ 連系量の制限に伴い、別途入札・抽選等による案件選定が必要となる場合がある。
送配電設備の有効活用	後着案件ほど制御量が増加し事業性が悪化することから連系者が制限される。(▲)	<u>出力制御値が状況に応じて細かく設定でき、個別の事業者の発電機会増加、送電設備の有効活用に繋がる。(○)</u>

一律制御のシステムの構築イメージ

- これまで導入してきた潮流調整システムでは、発電設備の運転・停止信号の送受信装置の親局を当社の変電所に、子局を新規連系発電設備に設置している。
- 今回の「系統側蓄電池による風力発電募集」の案件は、FIT風力発電であり、発電総量が需要総量を上回った場合の下げ代制御を可能とするため、発電機出力等のリアルタイムの運用情報（テレメータ）を系統制御所・中央給電指令所が受信する他、中央給電指令所から出力上限値（定格出力に対する%値：1%刻み）を送信する出力制御システムを標準的に構築する。（連系要件に規程）
- 連系する系統に潮流制約設備がある場合、潮流調整システムの適用を検討するが、適用にあたり、現在、上記の下げ代に係る出力制御システムに信号授受等の追加実装を行い一律制御を実施するシステムについて検討している。
- 新制御システムは、テレメータにより入力される制約設備の潮流および対象発電機の出力の他、予め設定する制約設備の容量を元に、対象発電機の出力上限値（定格出力に対する割合）を演算する。
- 中央給電指令所は、「新制御システムからの出力上限値」と「下げ代制御用の出力上限値」の小さい方を下げ代制御信号の送信システムを用いて、各対象発電所に送信する（低値優先）。



<参考④> 新制御システム内の演算

○新制御システム内の演算

【 制約設備の空容量 (MVA) 算定 】

(制約設備の空容量) = (制約設備の容量) - (制約設備の実潮流 - 新規連系設備の実出力合計値)

※下記数値例では、制約設備の空容量 = (30MVA) - ((25MVA) - (15MVA)) = 20MVA

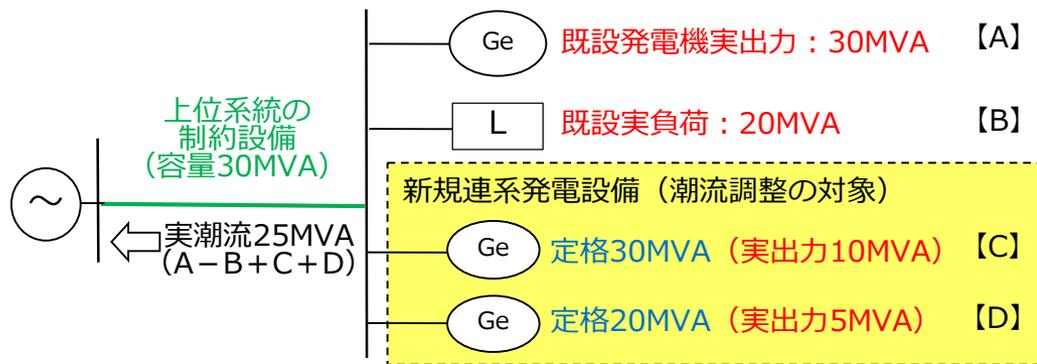
【 対象発電機の実出力上限値 (%) 算定 】

(出力上限値) = (制約設備の空容量) / (対象発電機の定格出力合計値)

※下記数値例では、対象発電機の実出力上限値 (%) = 20MVA / 50MVA = 40%

○中央給電指令所から、全ての対象発電機に出力上限値 (40%) を送信

C・Dの新規連系発電機は定格出力の 40% まで発電可能



新制御システムの入力値	数値例	備考
制約設備の容量	30MVA	オフラインで設定
制約設備の潮流	25MVA	テレメータ値 (3秒間隔程度)
対象発電機定格出力計	50MVA	オフラインで設定
対象発電機出力計	15MVA	テレメータ値 (3秒間隔程度)