

系統連系の拡大に向けて取り組むべき課題について

平成 29 年 1 月
資源エネルギー庁

- 昨年10月、11月にかけて、新エネルギー小委員会の下に設置された系統ワーキンググループを開催。

スケジュール

- 平成28年10月14日 今年度第1回（論点提示）
- 平成28年11月25日 今年度第2回（とりまとめ）

審議事項

- 各地域の「30日等出力制御枠及び出力制御見通し」（2016年度算定値）について
- 出力制御の公平性の確保ルールについて
- 既存電源と将来電源の公平性について
- 東北北部エリアの系統連系について
- 北海道エリアにおける風力発電の連系について

1. 各地域の「30日等出力制御枠及び出力制御見通し」（2016年度算定値）について

第9回系統ワーキンググループの概要（2016年度）

○太陽光の2016年度算定値の算定結果

 は30日等出力制御枠

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	117万 kW	552万 kW	110万 kW	660万 kW	257万 kW	817万 kW	49.5万 kW
2016年度算定値	0万 kW	544万 kW	91万 kW	616万 kW	241万 kW	795万 kW	47.0万 kW
主な増減要因	需要減少	需要減少	需要減少	需要減少	電源構成	需要減少	需要増加

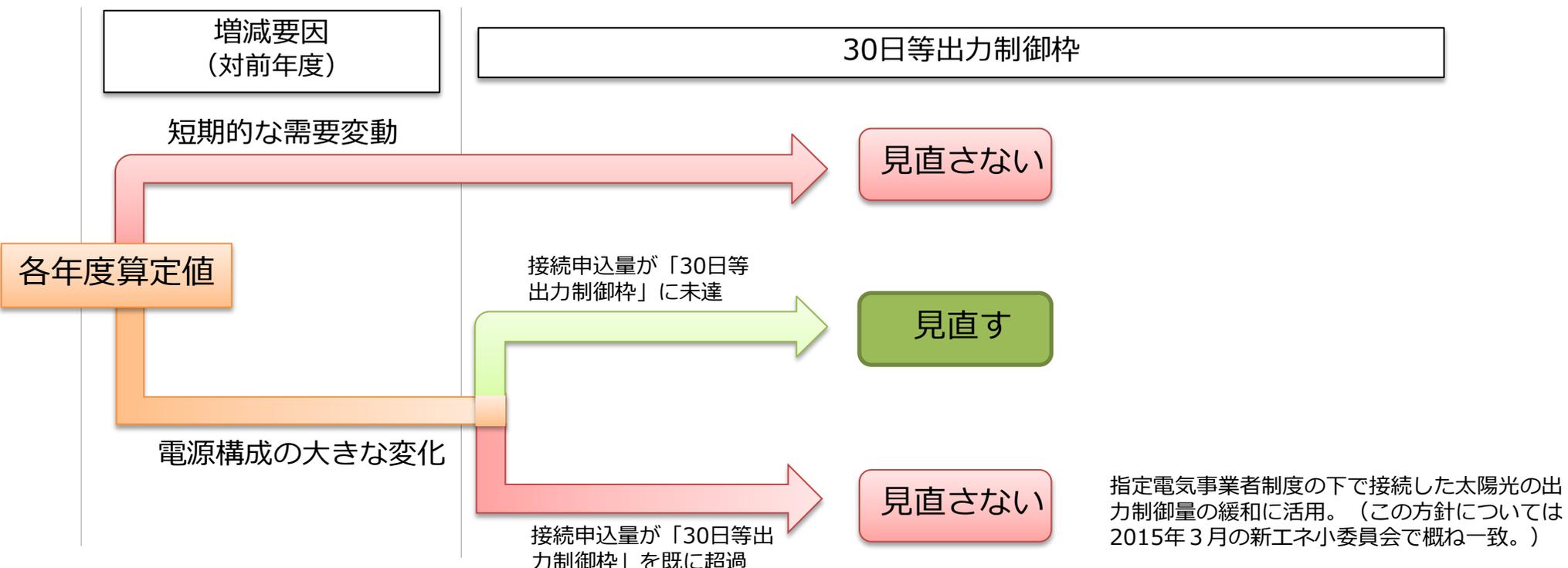
×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない

○風力の2016年度算定値の算定結果

算定値	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	36万 kW	251万 kW	59万 kW	109万 kW	64万 kW	180万 kW	18.3万 kW
2016年度算定値	0万 kW	246万 kW	50万 kW	0万 kW	71万 kW	168万 kW	17.2万 kW
主な増減要因	需要減少	需要減少	需要減少	需要減少	電源構成	需要減少	需要増加

×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ×見直さない
 ○見直す
 ×見直さない
 ×見直さない

(参考) 30日等出力制御枠の見直しの考え方



参考

現状

接続申込量

「30日等出力制御枠」

無補償・無制限の出力制御対象

接続済み

仮に「30日等出力制御枠」を見直す場合

引き続き無制限・無補償の対象となる事業者に出力制御量がより重くかかるおそれ。事業者間の公平性に問題あり。

「2016年度算定値」

引き続き、無制限・無補償の対象

「30日等出力制御枠」に繰り上げ

「30日等出力制御枠」を見直さない。

全体の出力制御量の緩和に活用

指定電気事業者の下で追加される太陽光発電と出力制御の見通し

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	実績ベースの見通し（2013～2015年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算。過去3年間の平均値）(※2)				
			+20万kW	+40万kW	+60万kW	+80万kW	+100万kW
北海道	117万kW	300万kW	866時間 (27.4%)	961時間 (31.0%)	1,074時間 (35.1%)	1,155時間 (38.2%)	1,234時間 (41.2%)
東北	552万kW	779万kW	587時間 (13.7%)	1,111時間 (29.3%)	1,508時間 (40.7%)		
北陸	110万kW	252万kW	273時間 (11.0%)	307時間 (13.0%)	358時間 (15.0%)		
四国	257万kW	257万kW	552時間 (26.5%)	810時間 (37.0%)	855時間 (38.6%)		
九州	817万kW	823万kW	423時間 (9.7%)	647時間 (16.0%)	843時間 (21.3%)	1,027時間 (26.3%)	
沖縄	49.5万kW	72万kW	640時間 (21.5%)	728時間 (23.7%)	803時間 (25.4%)		

()内は出力制御率 注)各電力の風力は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2013～2015年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

指定電気事業者の下で追加される風力発電と出力制御の見通し

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	実績ベースの見通し（2013～2015年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算。過去3年間の平均値）(※2)				
北海道	36万 kW	300万 kW	+40万 kW 1,450時間 (13.4%)	+80万 kW 1,838時間 (16.6%)	+120万 kW 2,366時間 (19.8%)	+160万 kW 2,919時間 (23.5%)	+200万 kW 3,521時間 (27.8%)
東北	251万 kW	779万 kW	+50万 kW 591時間 (4.9%)	+100万 kW 792時間 (6.6%)	+150万 kW 993時間 (9.6%)		

()内は出力制御率 注)各電力の太陽光は30日等出力制御枠を前提。

- ※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2013～2015年度の平均値である。
- ※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

2. 出力制御の公平性の確保ルールについて

- 一昨年3月の新エネルギー小委員会において、再生可能エネルギー電気の出力制御について、**「系統安定化のために必要な最小限のものとするべき」、「事業者間の公平性を確保すべき」**等の基本的な考えが示された一方、これらの両立の難しさが指摘されていることから、**出力制御の公平性の確保ルールの整備が求められていた。**
- これを受けて、系統WG等審議会で議論がなされ、「出力制御を受ける発電事業者間の公平性」や、「効率的な出力制御のための柔軟性」の確保が必要である等の指摘がされてきた。
- これらの指摘を踏まえ、今後、具体的に出力制御が必要になった場合に対応できるよう、**出力制御の公平性確保に関するルールを整備**することとし、送配電事業者が適切に出力制御の運用を行うよう求めることし、次の内容を含むガイドラインについて今後、パブコメを行い、年度内に策定予定。

1. 出力制御の公平性の確保ルール概要

1. 出力制御の機会の公平性の考え方について ※①P10に記載

(1) 基本となる出力制御の機会の公平性の考え方

○風力の出力制御（部分制御換算時間）について ※②P11に記載

○「公平性」の定義について

(2) 各出力制御ルールの下で接続する再エネ発電事業者間の公平性等の考え方

○住宅用太陽光の取り扱いについて

2. 一般送配電事業者が行う出力制御の見通しの公表について

3. 出力制御を行った場合に一般送配電事業者が行う情報の公表について

4. 一般送配電事業者等が行う「系統情報の公表の考え方」に基づく出力制御に関する情報の公表について

5. 広域機関が行う検証について

6. 今後の検討について（経済的出力制御を行う場合の協力義務の検討）

- 出力制御の上限について、年間30日（日数制御）、年間360時間又は年間720時間（部分制御換算時間）、指定電気事業者制度の下での出力制御のルールが規定されているが、同一のルールで接続する再エネ発電事業者は均等に出力制御を行うようにする。
- ただし、全ての電源が結果において均等に出力制御されない場合も、手続上の公平が確保されている限りにおいて、公平性に反することとはならないものとする。
- なお、系統連系の拡大のために、電源制御を受け入れる・協力を行う事業者について、電源制御を行った場合には、全体の出力制御日数が年間30日に到達しない見込みの時までは、30日等の日数にカウントしても、公平性に反することとはならないものとする。

<出力制御ルールの分類（イメージ）>

分類		グループ分け（例）
太陽光	10kW以上 年間30日	グループA、B、C、D、E
	10kW以上 年間360時間	グループF、G、H
	指定電気事業者制度	グループI、J、K
	10kW未満（年間360時間及び指定電気事業者制度）	グループL
風力	年間720時間（部分制御換算時間）	グループM
	指定電気事業者制度	グループN

<年間を通した出力制御日数の実施結果（イメージ）>

	出力制御日数（例）	出力制御量（例）
グループA	年間20日	10万kWh
グループB	年間20日	12万kWh
グループC	年間21日	15万kWh

年間を通した出力制御日数がA、Bは20日、Cは21日となっているが、手続き上の公平が確保されている場合には、公平性に反しない。

日射量等によって出力制御量は日（時間）によって異なるが、年間を通した出力制御日数がA、Bともに20日であるため、手続上の公平性が確保されていることになる。

出力制御の公平性の確保ルールについて (②風力の出力制御 (部分制御換算時間) について) 11

- 風力発電への出力制御の運用について、日本風力発電協会より、既契約の一部見直しにより、既設も含めた全ての風力発電所に新ルール (720時間) 及び部分制御を考慮した時間評価 (部分制御換算時間) ※が提案されており、関係者に周知・要請を進めているが、これが自治体において維持・運営している風力発電も含めた全ての風力発電について適用されていくことを促すことにより、公平・効率的な出力制御が可能となる。

※ 部分制御換算時間のイメージ :

出力指令値の上限を定格出力30%までとする場合

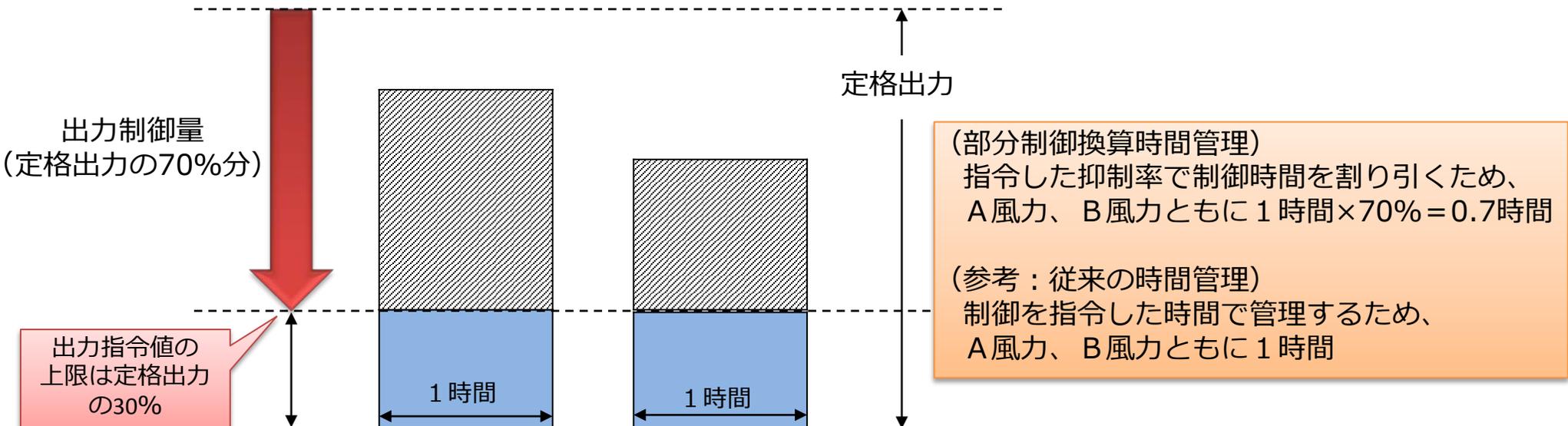
→ 出力制御量は最大で定格出力の70%分となるため、出力制御時間は1時間×70%=0.7時間とみなす。

- 部分制御換算時間の適用は風力の最大限の導入に資することから、例えば、部分制御換算時間を適用しない事業者を先行して出力制御を行った結果、年間を通じた出力制御日数が、部分制御換算時間を適用した事業者と比べ、数日程度違ったとしても、手続き上の公平性が担保されている場合には、公平性に反することとはならないものとする。

<部分制御換算時間のイメージ>

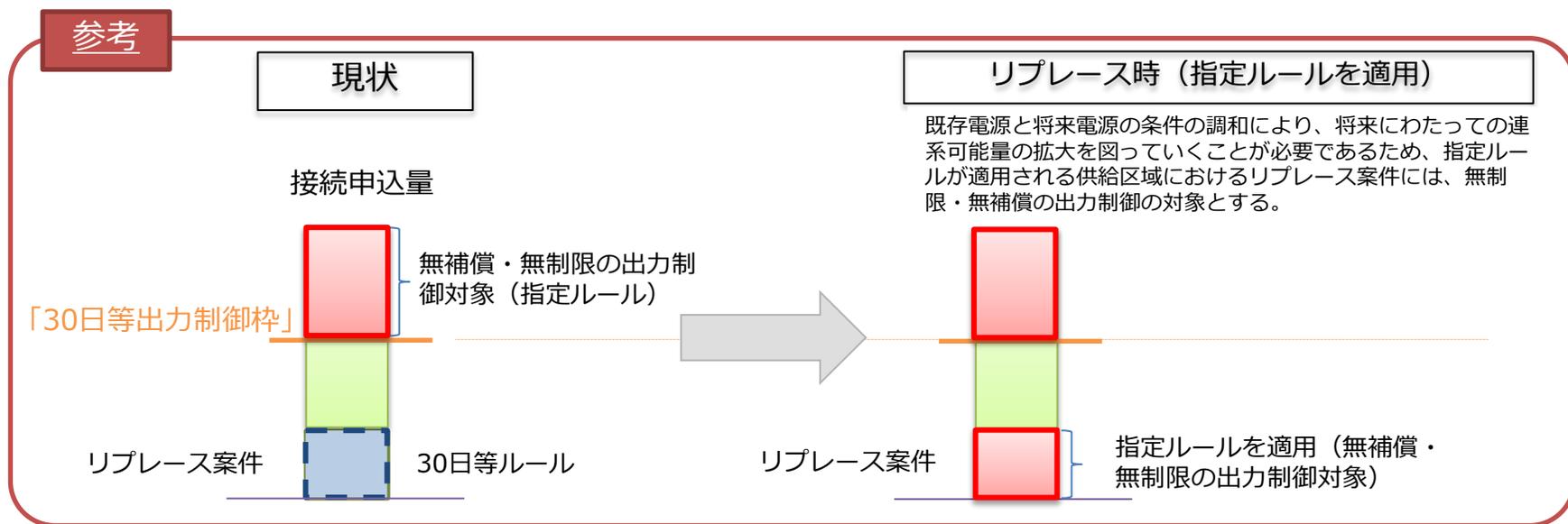
<A風力>

<B風力>



3. 既存電源と将来電源の公平性について

- 調達価格等算定委員会において、リプレイス時のFIT売電価格が提示されたところ。
- 現在30日等ルール（30日、360時間（太陽光）、720時間（風力部分制御換算時間））で接続されている発電設備が、FIT期間終了後にリプレイスを行い、FIT売電を継続することが考えられる。
- この場合、今後、更なる再エネの導入拡大を図るため、接続申込量が30日等出力制御枠を超えているエリアにおいては、**リプレイス案件については既存電源時の条件をリセットして全体を合わせ指定ルールを適用することにより、既存電源と将来電源の公平性を図り、条件の調和を図っていくことが必要。**
- 上記の観点から、リプレイスのみならず、今後のFIT設備廃止やFIT期間終了等に伴い、30日等出力制御枠に空きが生じる場合においても、将来にわたって連系された電源全体の出力制御量の緩和及び平準化を図っていく観点から、**既存電源と将来電源の公平性を図り、条件の調和を図っていくことが必要。**



- 系統ワーキンググループにおいては、既存電源と将来電源の公平性等の観点から、**30日等出力制御枠（接続可能量）を設定せずに全てを指定ルールとすること**について意見が出されているところ。

- いろいろ算定していただいた結果、やはり指定ルールの方々の負担というのは非常に大きくなりつつあるというようなことでありますので、やはり早目に30日等出力制御枠というところに行く前までに何らかの手当てをしてあげないと、そういったところの負担がまだまだ大きくなってしまわないかという懸念があるということと、実際にはこれ、前から申し上げているとおりシミュレーションでやっているというようなことでございますので、なかなか運用のほうも厳しくなるのではないかなと思いますので、いつまでこういった接続可能量というもので切っていくのかということを、そろそろ考えてもいいのではないかなというふうに思いました。
- 指定の話ですけれども、私も30日から指定に変わると急に負担が重くなるというのは結構問題だなと思っていますので、・・・・（30日等出力制御枠について）これも本当に見直すのでふやしていいのかなというのは、ちょっと気になるところです。
- きょう出た中でほかの、ここで検討することではないがということでも幾つかご指摘もいただいております。例えば、・・・・（中略）、全てを指定ルールに持っていくと、そういうようなこと、ここでは詰め切れないことについてぜひ検討を、別の場ということでしたらそこで進めていただきたいと思っております。

4. 東北北部エリアの系統連系について

- 新規電源の系統連系申込みにより、**東北北部**（北部3県（青森、岩手、秋田）及び宮城北部）の**系統の空き容量がゼロ**に。
- 系統状況の改善に向け、発電事業者の**共同負担スキームによる系統の増強**（昨年10月13日に電源接続案件募集プロセスの開始公表）や、**当面の電源の連系可能量を拡大**する等の対応を行う。

<東北北部エリアの系統状況>

<対応案>

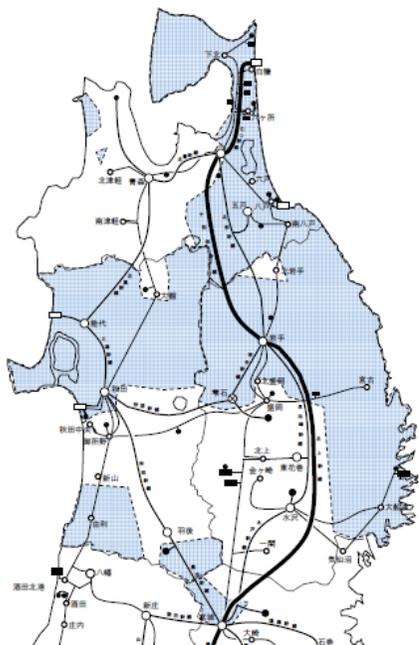


図1 平成28年4月28日付公表

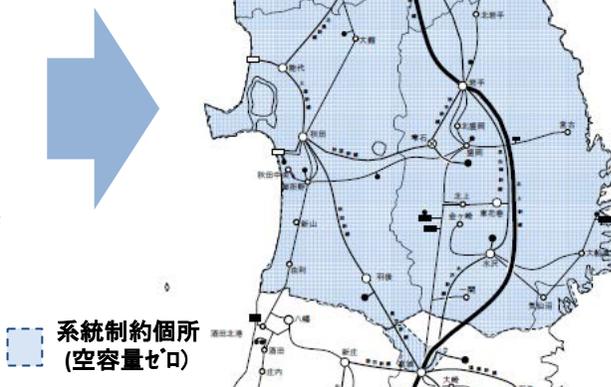


図2 平成28年5月31日付公表

① 共同負担スキームによる系統の増強

- 共同負担に参加する事業者を公募（電源接続案件募集プロセス）したうえで、増強規模・費用・期間等を決定し、系統を増強

② 増強工事完了までの措置

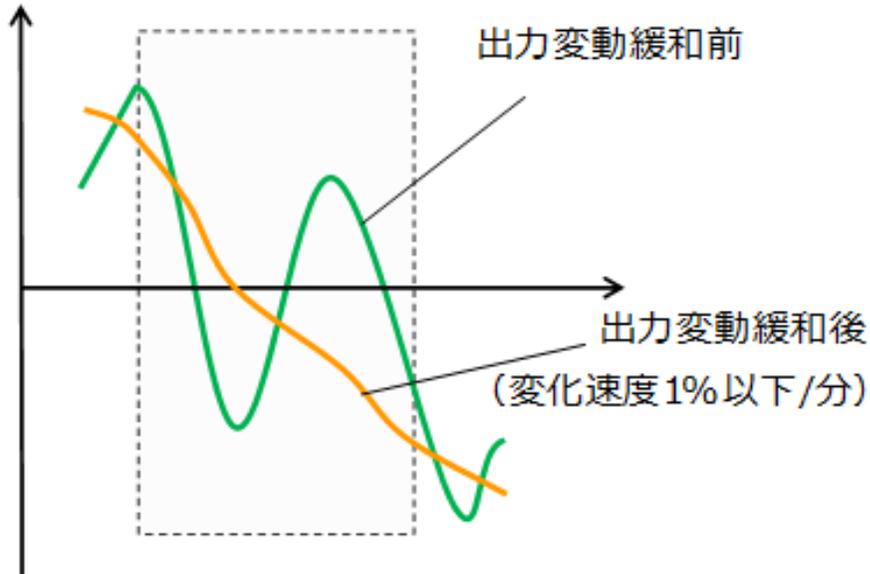
- 系統増強工事には長期間を要するため、系統事故等の必要時には電源制限（出力の抑制）を可能とする条件で暫定的に接続を行う。

5. 北海道エリアにおける風力発電の連系について

- 北海道においては、他の地域に比べて系統規模が小さい中で再生可能エネルギーの導入が進展。このため、更なる導入を進めるために、調整用の火力発電が必要最低限の台数となる中で、自然変動電源の変動を調整して、周波数を一定の範囲に抑えることが必要。
- このため、昨年4月から、風力発電設備（出力20kW以上）については事業者側において、短周期及び長周期で出力変動を一定の幅に収めるよう、各サイトに蓄電池を設置することを求めている。

(a) 短周期の出力変動緩和対策の基準

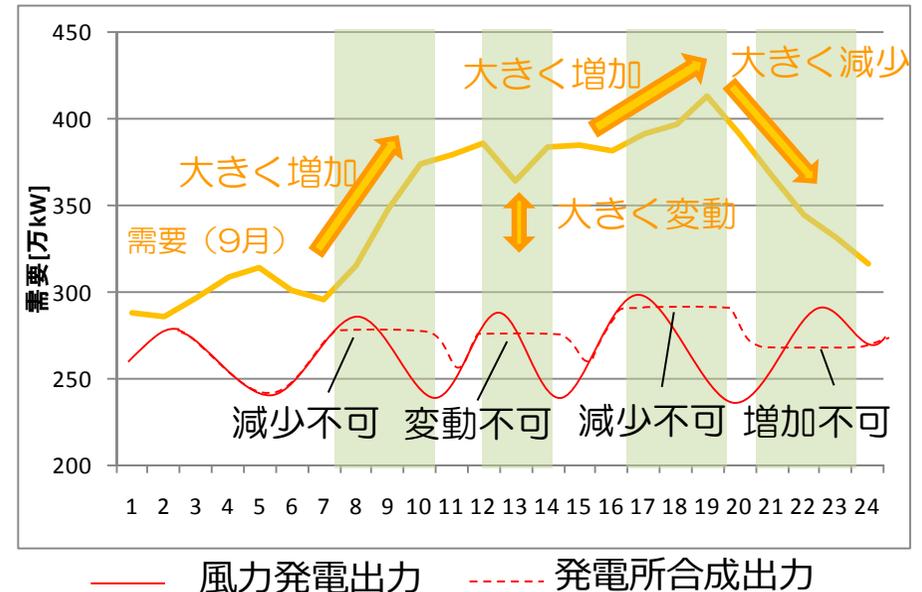
全ての時間において、発電所合成出力の変化速度を「発電所定格出力の1%以下/分」



(b) 長周期の出力変動緩和対策の基準

以下の指定時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制御

- ・ 7:00~10:00：発電所合成出力を減少させない
- ・ 11:30~13:30：発電所合成出力を増減させない
- ・ 16:00~19:00：発電所合成出力を減少させない
- ・ 20:00~23:00：発電所合成出力を増加させない



北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策①

- 北海道においては、現在、南早来変電所において、系統側の大型蓄電システム実証事業を実証中。この事業で得られた知見も活用することによって、系統側に蓄電池を設置することで蓄電池容量を減少させ、より合理的な制御を行うことが可能と考えられる。
- こうした観点から、昨年10月より系統WGにおいて議論を行い、系統側蓄電池の活用を含め、風力発電の連系拡大に向けた5つの対応方策をとりまとめた。
- 本日はこれまでの議論を受けて、南早来変電所の実証事業の中間評価等の結果を受けた検討の状況について報告を行う。

第8回系統WG（昨年10月）

- 北海道「風力発電の出力変動緩和対策の技術要件」
- 北海道における風力発電の連系拡大に向けた検討項目

第9回系統WG（昨年11月）

- 北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策
 - ①解列条件付の接続受入
 - ②実証試験の空き枠の再募集
 - ③系統側蓄電池の活用
 - ④LNG火力発電所の活用
 - ⑤京極発電所（揚水）、北本連系線の活用状況の確認

【本日の報告の範囲】

- 系統側蓄電池の活用
 - ・系統側に必要な蓄電池のコスト
 - ・費用負担の考え方

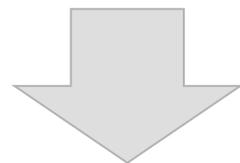
北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策②

(北海道における風力発電の連系拡大に向けた、選択肢の追加)

- 北海道における風力発電の連系拡大に向けて、以下の選択肢を追加
 - ①調整力不足時の解列（停止）を条件とした接続による蓄電池容量の大幅低減
 - ②北本連系線を利用する実証試験枠(20万 kW)の空き枠(6.3万 kW)を再募集
 - ③**共同負担者を公募して、系統側に蓄電池を設置**



従来のサイト蓄電池と併せて、4つの選択肢



系統側蓄電池の活用に関する試行的な取組みについて

- (1) 系統側に必要な蓄電池のコスト
- (2) 費用負担の考え方

(1) 系統側に必要な蓄電池のコスト

- 今年1月に開催された、大型蓄電システム実証事業（北海道電力南早来変電所）の第三者委員会における技術的な検討（シミュレーション評価）の結果に基づけば、各サイト毎に蓄電池を置く場合と比べ、系統側に蓄電池を設置し系統全体として周波数調整を行う場合には、コストはある一定の範囲の場合において1/3～1/4程度に低減*。

*サイト毎に蓄電池を設置する場合と比べ、系統側の蓄電池容量は1/6程度となるが、系統側に蓄電池を設置する場合には、別途、蓄電池向けの連系設備・制御装置等の設置・運用費用が追加される。費用については、今後、更に精査。

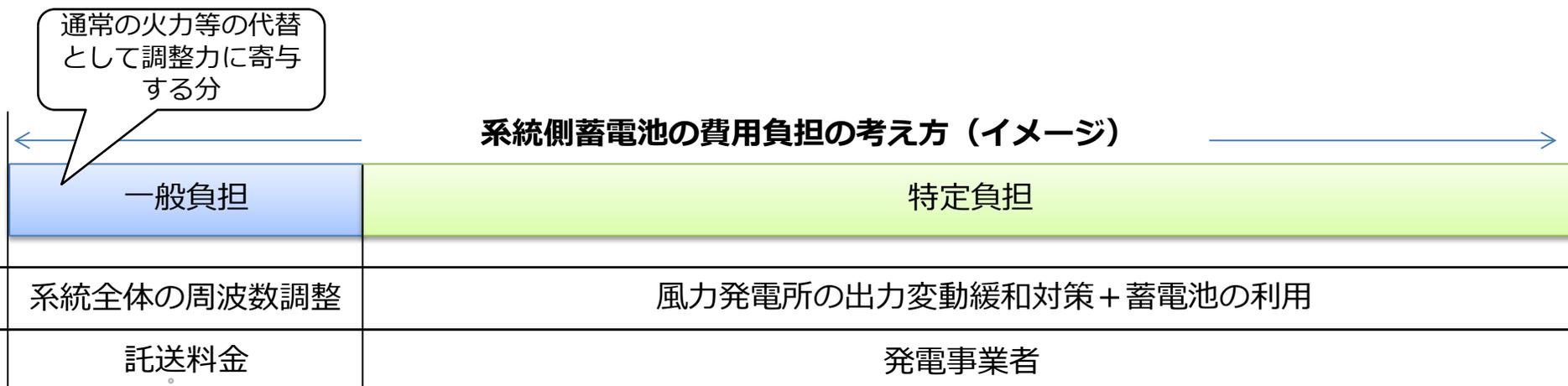
注) ①昨年の系統WGで提示された、周波数調定率制御が可能な風力発電所やスペインの再エネ監視・制御センター（ECRE）のようなリアルタイム制御の導入可能性等の将来的課題や②第三者委員会でのシミュレーション評価についての今後の検討の結果として、必要な系統側蓄電池量のコスト低減が図られる場合などにおいては、その時点で、最新の知見・検討結果を踏まえて、再度見直しを行っていくものとする。

(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一定程度寄与する。
- 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）

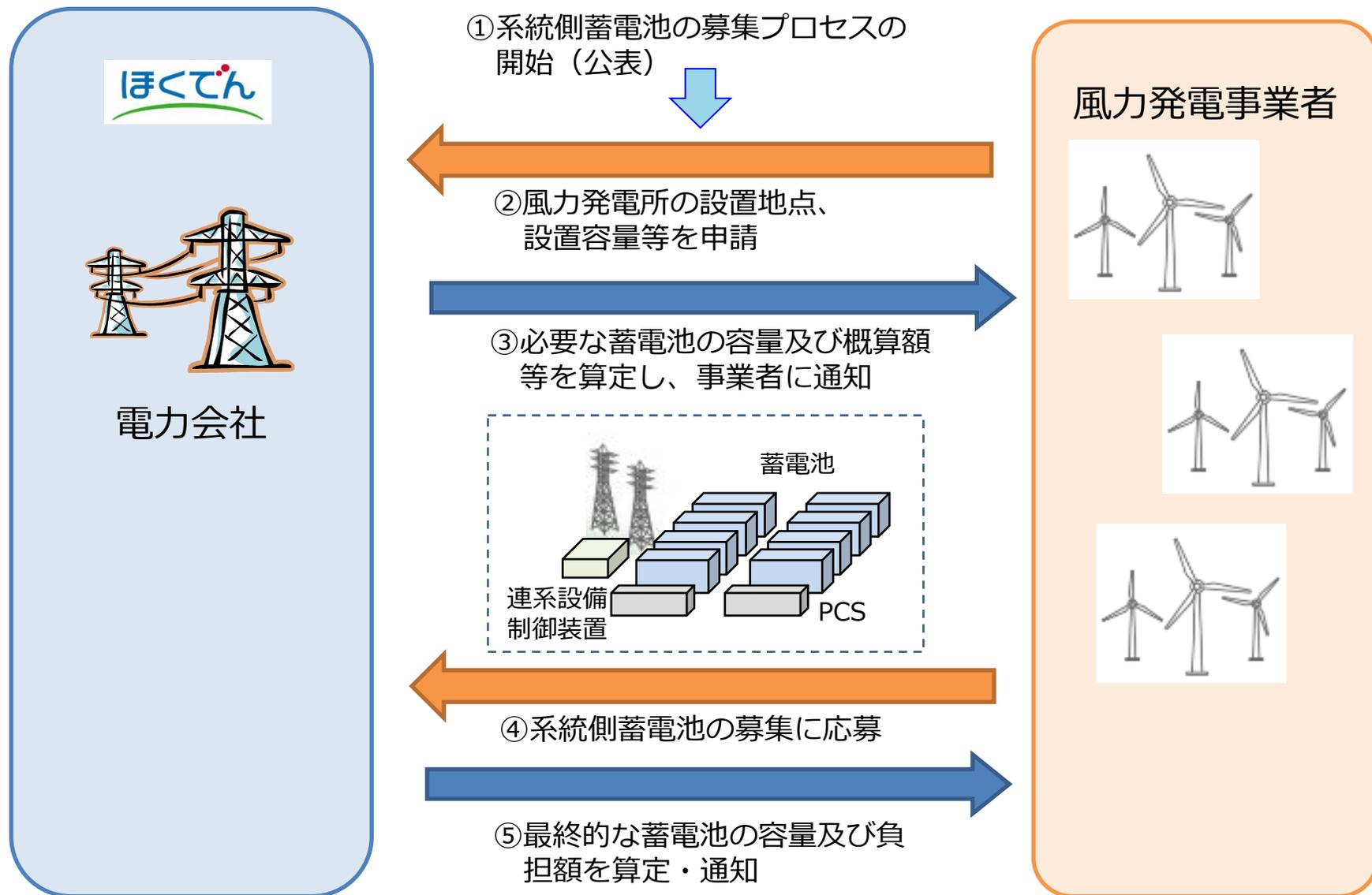
注) 第三者委員会のシミュレーション結果によれば、系統全体の周波数調整への寄与分は10.7%と試算されている。また、北海道電力の2017年度分の調整力公募調達の平均落札額（25,047円/kW）と蓄電池及び関連コストを踏まえて算定すると、一般負担分は概ね5%程度と試算される（今後の入札等により、多少変動しうる）。

系統側蓄電池の費用負担の考え方（イメージ）



北海道内の電気料金の一部

- 系統側蓄電池の設置に係る費用等を共同負担する、系統側蓄電池の募集を北海道電力が実施。



(参考2) 北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策

○各種対応方策の具体的内容

対応方策	内容	対応の方向性	将来的な検討課題
①解列条件付の接続受入	火力による調整力不足の場合の解列を条件に蓄電池容量を低減。	<ul style="list-style-type: none"> 火力3台運転時の解列（停止）を条件とした新たな接続受入（蓄電池の必要容量の大幅低減が可能）。 	自然変動電源の増大に伴う、調整力の確保の在り方について、検討が必要ではないか。
②実証試験の空き枠の再募集※1※2	20万kWの風力導入実証試験について、空き枠（6.3万kW）を活用。	<ul style="list-style-type: none"> 本実証試験が実施可能となるように、広域機関において連系線利用ルールの整備を速やかに検討するように要請する。 年明けに再募集を開始、年度内目途の実施案件確定に向けて進める。 	実証枠20万kWの実証結果等を踏まえ、更なる拡大方策について、今後、検討が必要ではないか。
③系統側蓄電池の活用※2	各サイト毎ではなく、系統の変電所等に蓄電池を設置。	<ul style="list-style-type: none"> 南早来蓄電池実証の中間評価（年末予定）を踏まえて、系統側に必要な蓄電池容量等を確定。 系統側蓄電池の設置費用を共同負担することを前提とした連系希望案件募集プロセスを、年度末目途に試行的に実施。 募集の方法、費用負担の在り方等は募集プロセス開始までに別途、検討を進める。 	周波数調定率制御が可能な風力発電所や、スペインの再エネ監視・制御センター（CECRE）のようなリアルタイム制御の導入可能性について、今後、検討が必要ではないか。
④LNG火力発電所の活用	建設中の石狩湾新港発電所（平成31年2月に1号機運転開始予定）を調整力として活用。	<ul style="list-style-type: none"> 運転開始後に調整力として活用することにより系統側蓄電池の必要容量の低減を図る。 火力3台運転時の石炭火力との差替費用の負担の在り方について、別途、検討を進める。 	出力変化速度等に優れたLNG火力発電機の導入により、調整力の増大可能性について検討が必要ではないか。
⑤京極発電所（揚水）、北本連系線の活用状況の確認	京極揚水や北本連系線の最大限活用が行われているか検証。	<ul style="list-style-type: none"> 今後とも活用状況を確認 	北本連系線の平常時AFC（平常時AFC幅は±60MW）の拡大可能性について、検討が必要ではないか。

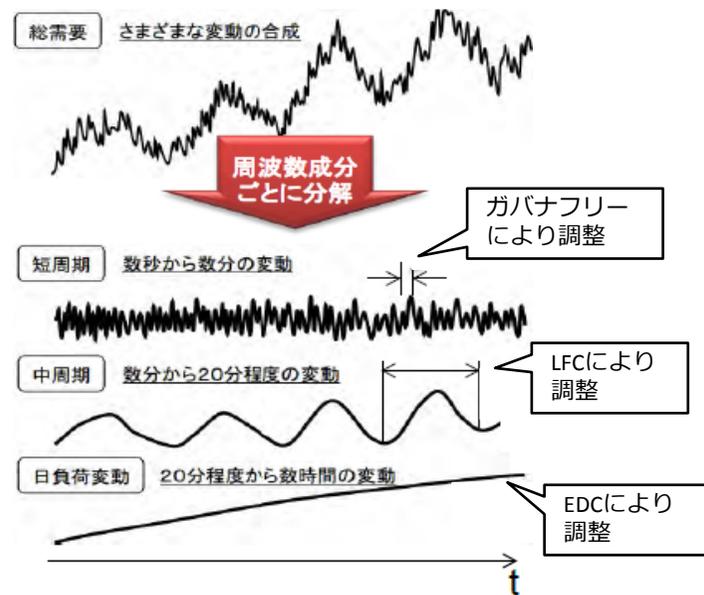
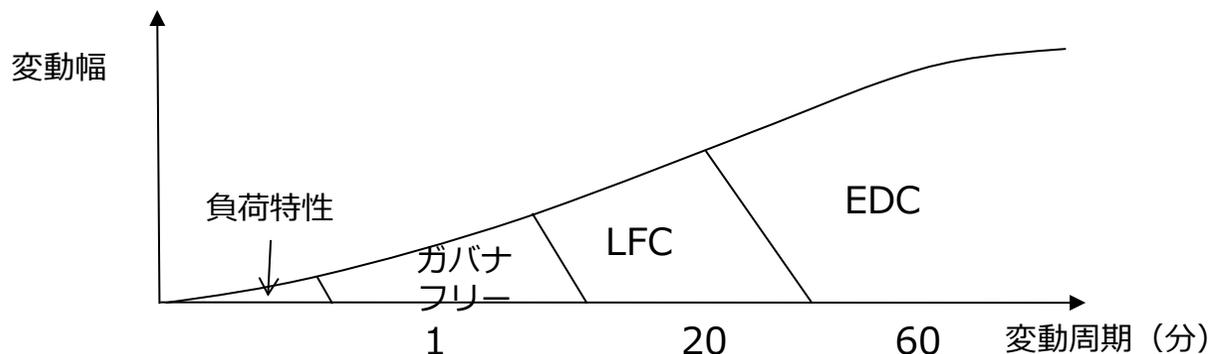
※1 北海道電力・東京電力の共同実証事業として、連系線利用による広域的な調整を通じ、北海道地域における風力発電の導入拡大を行う。

※2 北海道電力においては、②実証試験の空き枠再募集又は③系統側蓄電池の募集プロセスの参加を前提として、南早来蓄電池実証の中間評価（年末予定）や再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会（1月開催予定）等において、系統側に必要な蓄電池容量や募集の方法等の準備が整い次第、可及的速やかに風力事業者からの接続申込を受付開始予定。

南早来変電所 大型蓄電システム実証事業 第三者委員会 平成28年度報告（3回目）の北海道電力・住友電気工業提出資料より抜粋（平成29年1月20日）※本実証事業は現在実証段階で継続しているものであり、第三者委員会においての検証についても同様である。本データは暫定値であり、確定値ではない。

○周波数調整の方法

- 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调速機（ガバナ）により、系統周波数の変化に追随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）

南早来変電所 大型蓄電システム実証事業 第三者委員会 平成28年度報告 (3回目) の北海道電力・住友電気工業提出資料より抜粋 (平成29年1月20日) ※本実証事業は現在実証段階で継続しているものであり、第三者委員会における検証についても同様である。本データは暫定値であり、確定値ではない。

○系統側蓄電池の導入にあたっての考え方

- 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"> ・LFC+EDC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の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 	

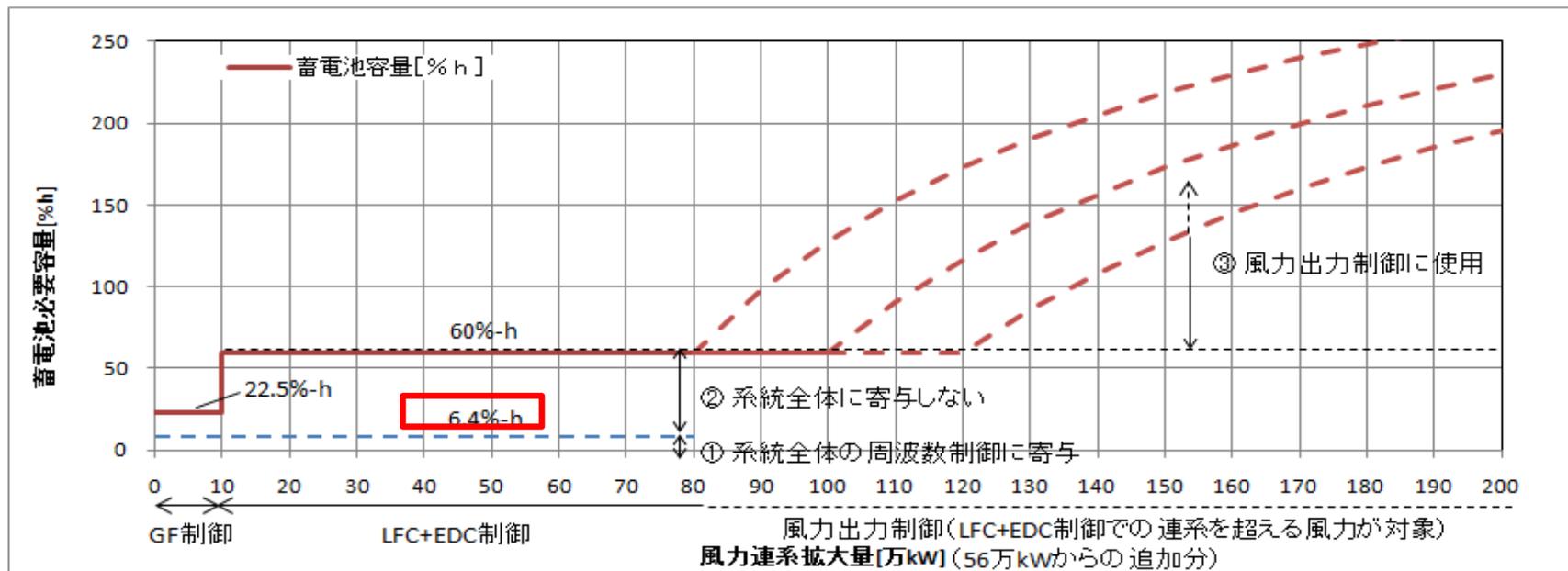
※各風力導入量 (10万kW程度刻み) でのシミュレーション結果の最大値を満足する容量とした

○系統側蓄電池の導入メリットの考え方 (試算例)

●系統全体の周波数制御への寄与率の算出

- LFC+EDC制御を行う領域においては、必要となる蓄電池容量 (①+②) のうち系統全体の周波数制御への寄与分 (①) が系統蓄電池の導入メリットと考えられる。系統全体の周波数制御への寄与率 = $\frac{10.7\%}{60\%} = 6.4\%$
- さらに風力導入量を増加した場合、相対的に風力の出力変動の影響が大きくなり、風力出力に応じた制御が必要となるため、必要蓄電池容量 (③) が増加する。この増加分については、既存の周波数制御への寄与はない。
- LFC+EDC制御の限界については、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。
- なお、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の見直しを実施し、今回試算結果についても併せて見直しをはかっていく。

南早来変電所 大型蓄電システム実証事業 第三者委員会 平成28年度報告 (3回目) の北海道電力・住友電気工業提出資料より抜粋 (平成29年1月20日) ※本実証事業は現在実証段階で継続しているものであり、第三者委員会における検証についても同様である。本データは暫定値であり、確定値ではない。

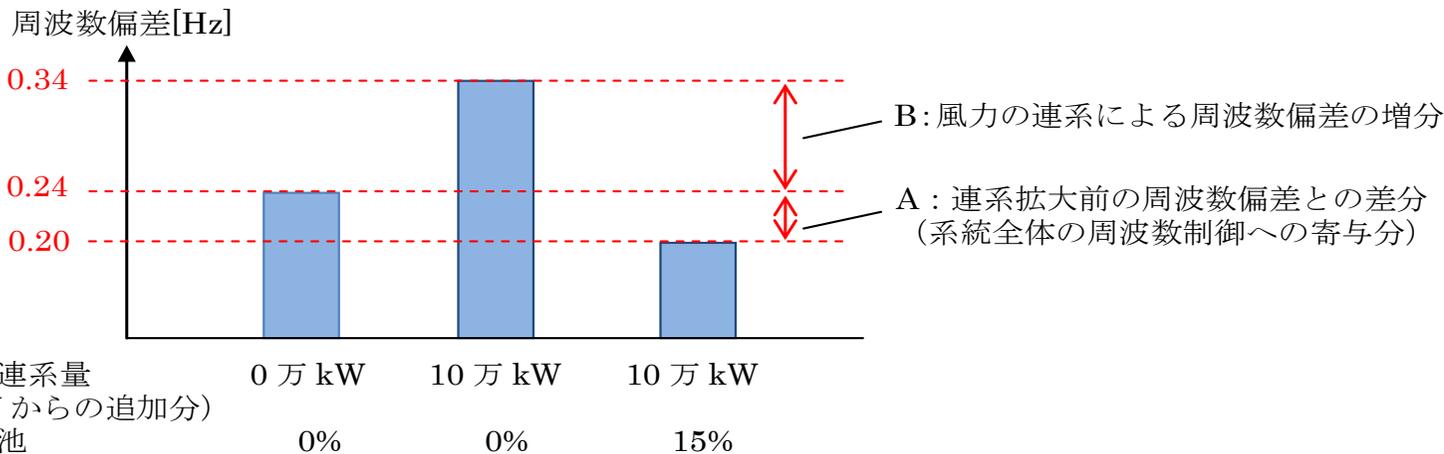


南早来変電所 大型蓄電システム実証事業 第三者委員会 平成28年度報告 (3 回目) の北海道電力・住友電気工業提出資料より抜粋 (平成29年1月20日)
 ※本実証事業は現在実証段階で継続しているものであり、第三者委員会においての検証についても同様である。本データは暫定値であり、確定値ではない。

○系統側蓄電池の導入メリットの考え方 (試算例)

- 今回の試算結果から、系統側蓄電池の導入メリットを評価する。
 - 風力導入量10万kW程度までは、系統側蓄電池のGF制御により、需要変動も含めた効率的な調整が可能。
 - これより、需要変動も含めたGF制御が有効な領域においては、既存の周波数制御への寄与が一定程度ある。
- 系統全体の周波数制御への寄与分の評価方法
 - 連系拡大前の周波数偏差を基準とし、GF制御が有効な風力の連系拡大量10万kW (系統側蓄電池15%-1.5h) でのシミュレーション結果から、系統側蓄電池による系統全体の周波数調整への寄与割合を算出。
 - 系統側蓄電池による周波数偏差の減少分 (A + B) のうち、連系拡大前との差分 (A) を系統全体の周波数制御への寄与分とみなすことで、寄与割合は、 $A / (A + B)$ となる。
 - シミュレーション結果より寄与割合は28.5%となり、系統用蓄電池の容量のうち、系統全体の周波数制御への寄与分は、 $22.5\%h \times 28.5\% = 6.4\%h$ となる。

系統全体の周波数制御への寄与分の評価イメージ



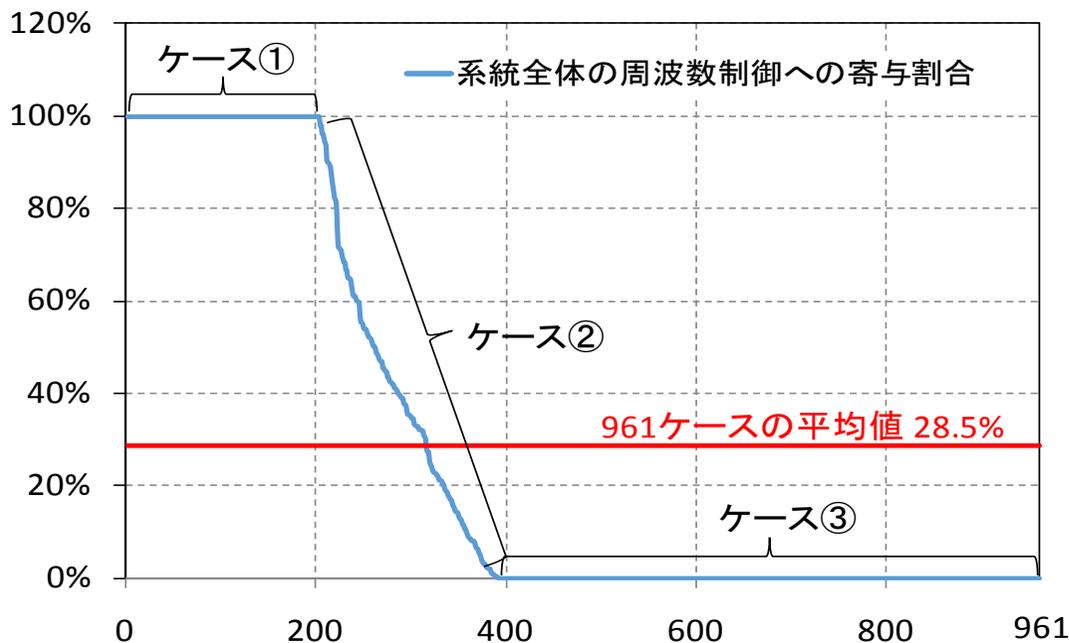
風力の追加連系量
 (56万kWからの追加分)
 系統側蓄電池

南早来変電所 大型蓄電システム実証事業 第三者委員会 平成28年度報告 (3回目) の北海道電力・住友電気工業提出資料より抜粋 (平成29年1月20日)
※本実証事業は現在実証段階で継続しているものであり、第三者委員会においての検証についても同様である。本データは暫定値であり、確定値ではない。

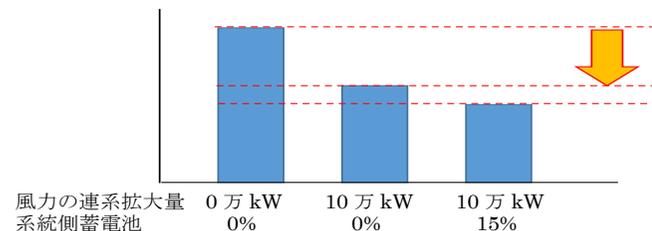
○系統側蓄電池の導入メリットの考え方 (試算例)

- 10月昼間帯のシミュレーションから、全961ケース (風力発電および太陽光発電の出力データ31日分の全組合せ、31×31ケース) において、系統全体の周波数制御の寄与分を算定し、その平均値 (28.5%) を使用

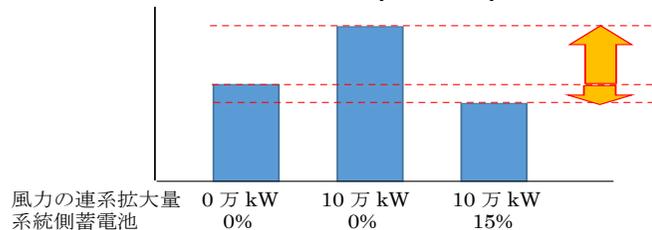
系統全体の周波数制御への寄与分の算定結果



ケース①：風力の連系拡大時に周波数偏差が減少する場合 (変動方向が逆となる場合)
→寄与割合100%



ケース②：系統全体の周波数制御に寄与する場合 (蓄電池の改善効果 > 風力の連系による偏差の増分)
→寄与割合 $A / (A + B)$



ケース③：系統全体の周波数制御に寄与しない場合 (蓄電池の改善効果 < 風力の連系による偏差の増分)
→寄与割合0%

