

# 再エネ主力電源化に向けた電力系統の慣性力低下への対応



新谷 隆之 (プロジェクト試験研究部 特任参事)

## 1. はじめに

太陽光発電や風力発電など、天候の影響で出力が変動する再生可能エネルギー（変動再エネ/VRE）は、地球温暖化対策の切り札として注目されている。日本でも、「第5次エネルギー基本計画」（2018年7月閣議決定）において、再エネの「主力電源化」の方向が打ち出され、「第6次エネルギー基本計画」（2021年10月）では、2030年度の電源構成での再エネ比率を36～38%に拡大するとともに、「S+3E」すなわち、安全性（Safety）を大前提に、安定供給（Energy Security）、経済効率性（Economic Efficiency）、環境適合性（Environment）を同時達成するべく、取り組みを進めていくとしている。しかし、再エネ、

特にVREを主力電源化するにはいくつかの課題がある。

本稿では、まず、VRE主力電源化への5つの課題について説明し、次に、その中でも系統の慣性力低下への具体策について論じ、日本より再エネ導入が進んでいる諸外国の事例も紹介する。

## 2. 再エネ主力電源化の課題

### (1) 再エネ大量導入に向けた課題の整理

表1は、再エネ導入拡大に向けた課題である<sup>(1)</sup>。5つの課題のうち、「①出力変動への対応」は、VREの特性に起因するものである。「②送電容量の確保」および「④自然条件や社会制約への対応」は、再エネ特有の課題

表1 再エネ導入拡大に向けた課題<sup>(1)</sup>

① 出力変動への対応 (調整力の確保)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 変動再エネ（太陽光・風力）は、<b>自然条件によって出力変動</b>するため、<b>需給を一致させる「調整力」が必要</b>。現在は調整電源として<b>火力・揚水に依存</b>。</li> <li>▶ 調整力が適切に確保できないと、再エネを出力制御する必要。結果として、再エネの収益性が悪化し、<b>再エネ投資が進まない可能性</b>。</li> <li>▶ 今後、変動再エネの導入量が増加する中で、①<b>調整力の脱炭素化</b>（水素、蓄電池、CCUS/カーボンサイクル付火力、バイオマス、デマンドレスポンス等）を図りつつ、②<b>必要な調整力の量を確保</b>する、といった課題をどのように克服していくか。</li> </ul>
② 送電容量の確保	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>再エネポテンシャルの大きい地域</b>（北海道等）と<b>大規模需要地</b>（東京等）が<b>離れているため</b>、送電容量が不足した場合には、物理的に送電ができず再エネの活用が困難。</li> <li>▶ 特に北海道については、北海道内の需要規模が小さいこともあり、<b>導入拡大が難しい状況</b>。</li> <li>▶ <b>社会的な費用に対して得られる便益を評価</b>しながら、どのように<b>送電網の整備を進めていくか</b>。</li> </ul>
③ 系統の安定性維持 (慣性力の確保)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>突発的な事故</b>の際に、周波数を維持し<b>ブラックアウトを避けるためには</b>、系統全体で一定の<b>慣性力（火力発電等のタービンが回転し続ける力）の確保が必要</b>。</li> <li>▶ <b>太陽光・風力は慣性力を有していないため</b>、その割合が増加すると、<b>系統の安定性を維持できない可能性</b>。</li> <li>▶ その克服に向けて、<b>疑似慣性力の開発等を進めていく必要があるが</b>、現時点では確立した技術がない状況。</li> </ul>
④ 自然条件や社会制約への対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 自然条件に左右される再エネの導入にあたっては、<b>平地や遠浅の海が少なく</b>、また<b>日射量も多くない我が国の自然条件を考慮</b>する必要。</li> <li>▶ また、<b>他の利用（農業、漁業）との調和</b>、景観・環境への影響配慮を含む<b>地域等との調整が必要</b>。</li> <li>▶ <b>導入できる適地が限られている中で</b>、各電源毎の現状・課題を踏まえ、どのように<b>案件形成を進めていくか</b>。</li> </ul>
⑤ コストの受容性	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 上記のような諸課題を克服していくためには、<b>大規模な投資が必要</b>。また、適地が限られている中で大量導入した場合には、<b>適地不足により今後コストが上昇するおそれ</b>。</li> <li>▶ 既に再エネ賦課金の負担が大きくなっている中で、こうした<b>コスト負担への社会的受容性</b>をどのように考えるか。また、<b>イノベーションの実現が不確実な中で</b>、どのように<b>リスクに備えた対応</b>をしていくべきか。</li> </ul>

ではない。例えば、新規に大型原発を建設しようとすると同じようなことが発生する可能性がある。「⑤コストの受容性」は、再エネ導入に係る日本固有の課題である。海外では既に、既存火力などと再エネの発電コストが同等（グリッドパリティ）に達している国・地域がある。そして、「③システムの安定性維持」が本稿で論じる課題である。これは、VREに固有の出力変動に伴う課題ではなく、発電方式に起因する課題である。

## (2) 同期電源と非同期電源

図1左は、火力/水力/原子力や、非変動再エネ（地熱/バイオマス発電など）での発電方式である。これらは同期電源と呼ばれ、発電出力は交流となる。火力では、化石燃料を燃やした熱で作った高温・高圧の蒸気や、化石燃料の燃焼ガスで発電機のタービンを回

転させ、水力では水流が発電機の水車を回転させて発電し、系統に電気を送る。

一方、図1右は、太陽光/風力などVREの発電方式である。これらは非同期電源と呼ばれ、発電出力は直流だが、系統の状態に追従して、パワーコンディショナー（PCS、図1中のパワコン）で直流波形から交流波形に変換して系統に電気を流す仕組みとなっている<sup>(2)</sup>。

## (3) 慣性力と同期化力

同期電源は、系統側で何か問題が発生しても回転子を一定回転に維持しようとする力（慣性力）および、周波数が変化しても元に戻そうとする力（同期化力）を持っている。これに対して、非同期電源は、その特性から慣性力を持たない。

図2は、電力系統における慣性力・同期化力のイメージである<sup>(3)</sup>。

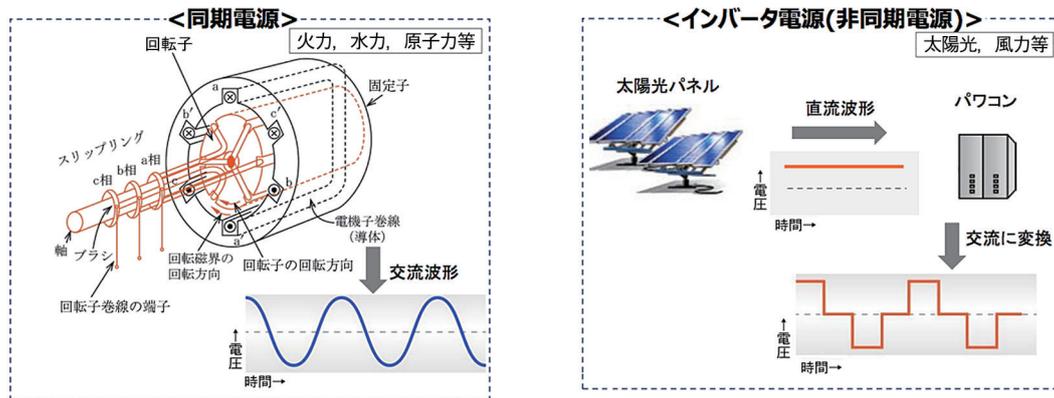


図1 同期電源（左）と非同期電源（右）の原理<sup>(2)</sup>

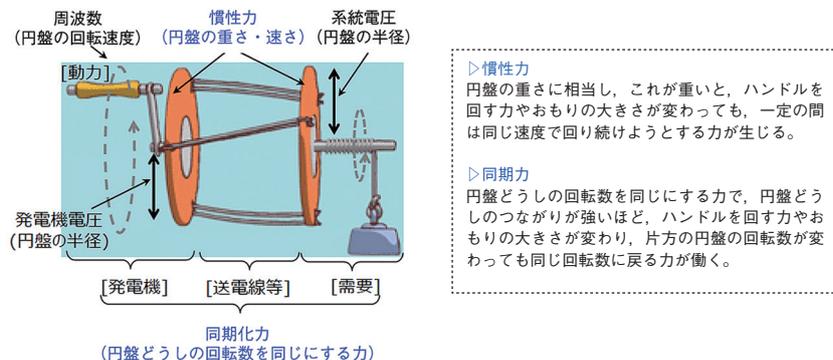


図2 電力系統の慣性力と同期化力のイメージ<sup>(3)</sup>

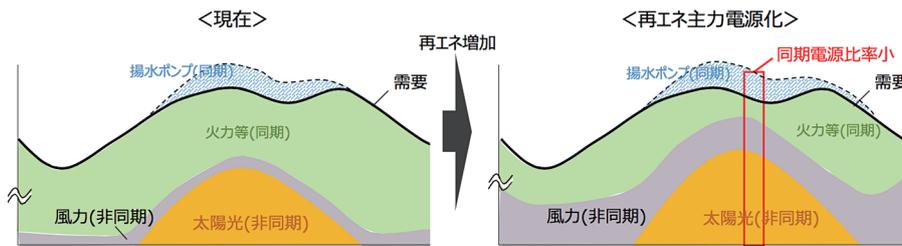


図3 再エネ主力電源化に伴う同期電源の減少 (4)

#### (4) 系統安定性を確保する上での再エネ（非同期電源）主力電源化の問題点

図3は、現在および再エネ主力電源化が行われた場合の電源構成を比較したもののだが、時間帯によっては、同期電源比率が非常に小さくなることが想定されている (4)。

このように太陽光・風力など非同期電源は慣性力を持たないため、その割合が増加すると、系統の安定性を維持するための慣性力が不足する。また、同期化力も減少するので、送電線事故などが発生して発電機間の加速/減速が大きくなると、発電機は同期運転を継続することができず、連鎖的に系統から脱落し、系統の周波数が低下して安定した運転ができなくなり、電力会社管内が全域停電（ブラックアウト）に至る可能性がある。

### 3. 再エネ主力電源化に向けた系統安定性維持対策

表2は、系統安定性を維持するため、慣性

力や同期化力を確保する具体的な対策について、費用対効果や技術開発面で、再エネ主力電源化を視野に入れて検討されている項目一覧である (3)。

対策メニューのうち、「同期発電機台数の確保」、「系統増強」は自明なので、それ以外の対策について補足する。

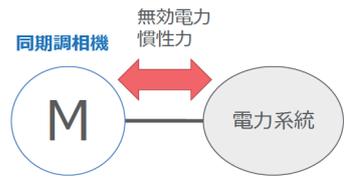
#### (1) 同期調相機

同期調相機（ロータリーコンデンサ）は、無負荷で運転される同期電動機で、調相設備の1つとして、1920年代から1960年頃まで各所に建設されてきたが、その後は経済性と保守性に優れている電力用コンデンサが主流となっている。しかし、電力用コンデンサは無効電力を供給することだけを目的とし、かつ無効電力調整が段階的であり、系統電圧低下時には無効電力供給量も低下するという欠点がある。

それに対して同期調相機は、①界磁電流を調整することにより、無効電力の供給から吸

表2 再エネ主力電源化に向けた系統安定性維持対策 (3)

対策メニュー例	慣性力改善	同期化力改善	概要・特徴	課題
同期発電機台数の確保	○	○	・ 必要な慣性力に応じて、同期発電機等を優先的に系統並列	・ 再エネ抑制につながる可能性
同期調相機	○	○	・ 無負荷同期電動機であり、慣性力を有するほか、電圧維持も可能 ・ 既設発電機を改造して同期調相機として使用する事例もあり	・ 運転中のロス発生 ・ 回転機のため保守コストが大きい
MGセット	○	○	・ 再エネ（+蓄電池）と同期電動機を組み合わせ、同期発電機より電力を出力する。	・ 電動機や発電機、蓄電池など多くの設備が必要 ・ 回転機のため保守コストが大きい
仮想同期発電機（疑似慣性）	○	○	・ インバータに同期発電機の動きを再現する制御を組み込み、同期化力を持たせ、蓄電池等と使用することで慣性力相当の出力をさせる。	・ 慣性力を出力するためにインバータの大容量化や蓄電池等によるエネルギー源の確保が必要。
系統増強	×	○	・ 系統インピーダンスを低減させ、同期化力を改善	・ 慣性力には効果なし ・ 送電線の増設等、大規模工事が必要でコスト大きい
STATCOM	×	○	・ 電圧を支える（維持）することで同期化力を改善	・ 慣性力には効果がない



**<特徴>**

- 無負荷の同期電動機と同じであり、無効電力を調整することで電圧維持が可能。
- 同期速度で回転しているため慣性力があり、周波数変化に応じて慣性力を出力。
- 火力発電所のタービンを切り離せば同期調相機として使用可能。

**<課題>**

- 回転機のため、保守コストが大きい。

図4 同期調相機 (3) (5)

収まで連続的に広範囲に無効電力を調整することができる、②内部誘起電圧により自己電圧が確立しているため、系統電圧低下時でも一定の無効電力が供給できるなどのメリットがある。そのため、系統電圧安定度の向上を目的として、電力用コンデンサではなく、図4に示すように、同期調相機を採用する場合がある (3) (5)。

(2) 電動発電機 (MG セット)

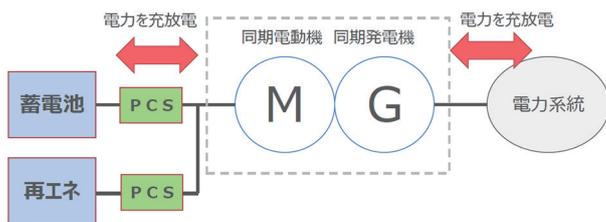
電動機 (Motor) と発電機 (Generator) とを直結した電動発電機 (MG セット) は、交直変換、周波数変換などの電力変換を目的とする回転機であり、パワーエレクトロニクス機器が普及する以前に使われていたものである。

ところが、再エネ主力電源化にあたって、

再エネおよび蓄電池を接続した MG セットを系統連系すれば、系統事故時などにおいても回転系の発電機と同様な挙動を示し、図5のように、電力系統の安定化に貢献することが期待されている (3)。

(3) 仮想同期発電機 (疑似慣性)

仮想同期発電機 (VSG) は、インバータ連系の非同期電源に疑似的に慣性力を具備させるものである。具体的には、回転機の運動方程式に基づいて同期発電機の過渡特性をインバータで模擬し、過渡的なエネルギーを発電機の慣性に相当する電力貯蔵装置で吸収する (3)。図6にシステムのイメージを、図7に制御インバータの構成例を示す。



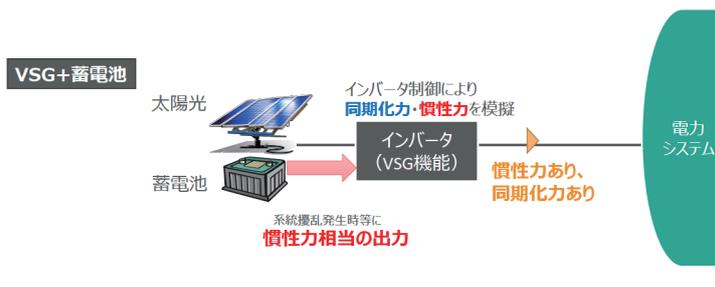
**<特徴>**

- 再エネ・蓄電池と同期電動機を組み合わせ、同期発電機より系統へ電力を出力する。逆に系統の電力を吸収し充電も可能。
- 同期発電機と同様に慣性力を保有しているうえ、蓄電池容量に応じた瞬動予備力の出力も可能。

**<課題>**

- 発電機、モーター蓄電池など多くの設備が必要であり、比較的高額。

図5 MG セット (3)



**<特徴>**

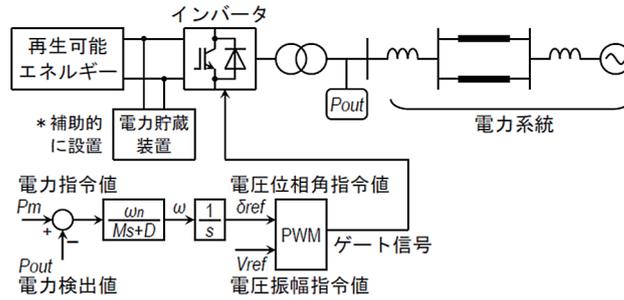
- 発電機の慣性力や同期化力をインバータ電源に持たせるように制御を実施 (仮想同期発電機: VSG (Virtual Synchronous Generator))。
- 蓄電池とインバータ制御により同期発電機のように同期化力があり仮想的な慣性力を出力可能。

**<課題>**

- 発電機と同等の特性を持たせるには、大容量のインバータ、蓄電池が必要。
- 多量の VSG が系統に導入された際の制御系の不安定性について懸念あり。

図6 仮想同期発生機 (3)

$$\frac{M}{\omega_n} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} + \frac{D}{\omega_n} \cdot \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_{out}$$



M: 慣性定数, D: 制動定数,  $\omega_n$ : 定格角周波数,  $\delta$ : 発電機内部相角度,  $P_m$ : 機械入力,  $P_{out}$ : 電気出力

図7 仮想同期発電機の制御インバータ構成例 (6)

#### (4) 無効電力補償装置 (STATCOM)

STATCOMは、自励式変換装置を用いた無効電力補償装置で、日本では、自励式 SVC あるいは SVG と呼ばれている。図8にシステムのイメージを示す。

静止型無効電力補償装置 (SVC) は受電端電圧の安定化、系統安定度の向上、負荷変動による電圧フリッカの補償などの目的で使用されるが、その構成としては、サイリスタを用いてリアクトル電流の位相制御やコンデンサの開閉制御を行う方式と自励式変換装置を用いて無効電力の制御を行う方式がある (3) (6)。

#### (5) イナーシャ制御

海外文献では、合成慣性力という用語は、先述の仮想同期発電機 (疑似慣性) の意味で用いられていることが多い。

ただし、「風車」(wind turbine) と同時に「合

成イナーシャ」(Synthetic Inertia) という用語が用いられている海外の文献では、それは風車が回転する際の慣性力を利用した合成慣性力という意味で用いられている (7)。これは、従来の発電機のタービンや水車の慣性力を模擬し、系統の周波数が急激に変化した際、風車の回転力に応じて追加の有効電力を系統側に供給する仕組みである。

合成慣性力を生成するトリガー (きっかけ) としては、図9に示す周波数低下の閾値による方式 (under-frequency trigger) や系統周波数変化率 (RoCoF) の閾値による方式 (RoCoF trigger) などがある (8)。

風車の回転力を利用した、この合成慣性力の生成は「イナーシャ制御」と呼ばれている。風力発電の制御モードの1つとして国際標準 IEC61400-21-1 で測定および評価方法が定義されており、多くの風力発電メーカーがその機

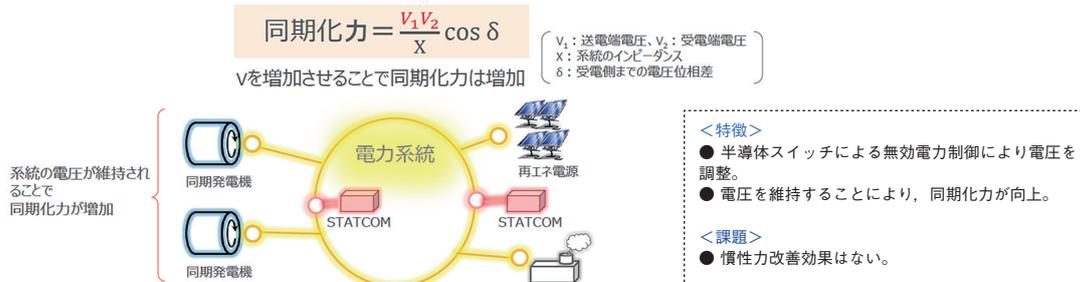
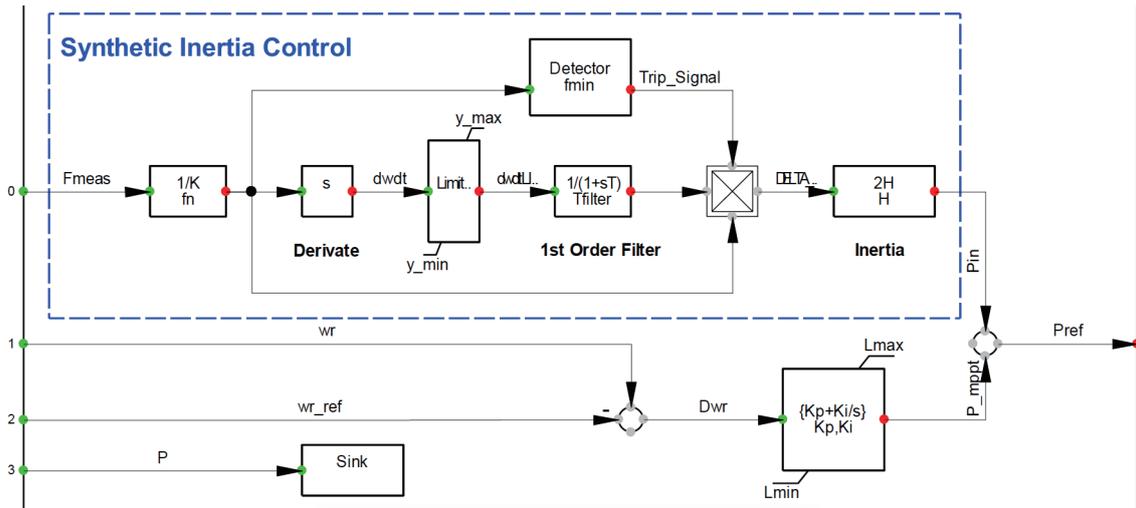
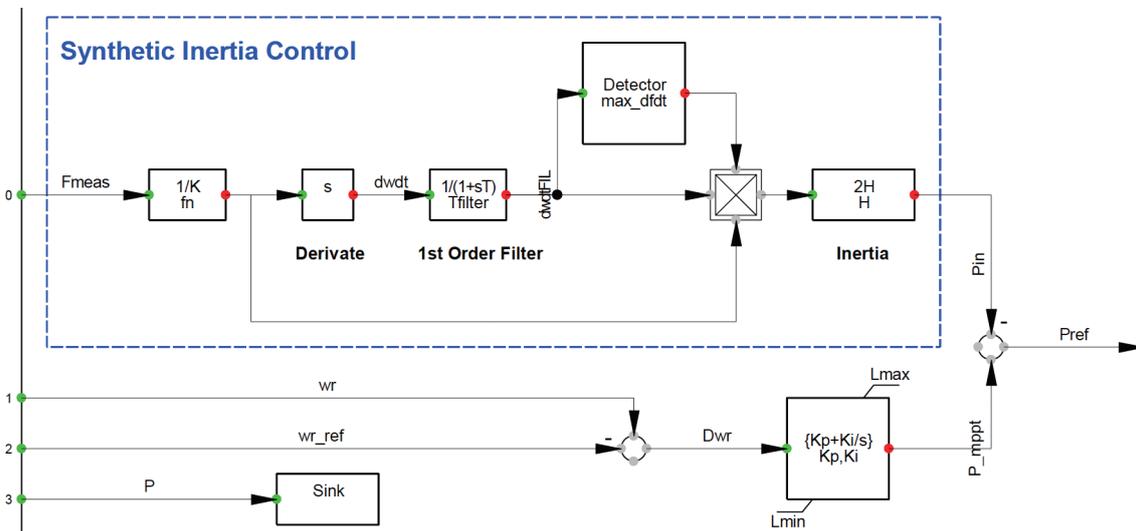


図8 STATCOM (3)



<周波数低下の閾値による合成慣性力の生成>



<系統周波数変化率 (RoCoF) の閾値による合成慣性力の生成>

図9 合成慣性力の生成ロジック (8)

能を提供している<sup>(9)</sup>。図10に、イナーシャ制御を含む系統安定化の4つの機能について示す。

海外ではすでにVREが大量に導入されても系統安定性を確保するための一方策として、イナーシャ制御の具体的な検討が始まっている。例えば、英国の電力系統運用者(National Grid ESO)は、2019年、「周波数制御機能拡張可能性検証プロジェクト」(Enhanced Frequency Control Capability project)で、デンマークに本拠を置く電力会社オーステッ

ドのバーボバンクオフショアウインドファームで使われているシーメンスガメサ・リニューアブル・エナジー(SGRE)社製の3.6MW風力タービンを用いてイナーシャ制御を行い、規定よりも高速で周波数応答できたことが報告されている<sup>(10)</sup>。

#### (6) 慣性力調達市場

さらに海外では、慣性力の調達市場が既に導入されている。アイルランドでは、2014年より島内の系統安定化のため急激な周波数

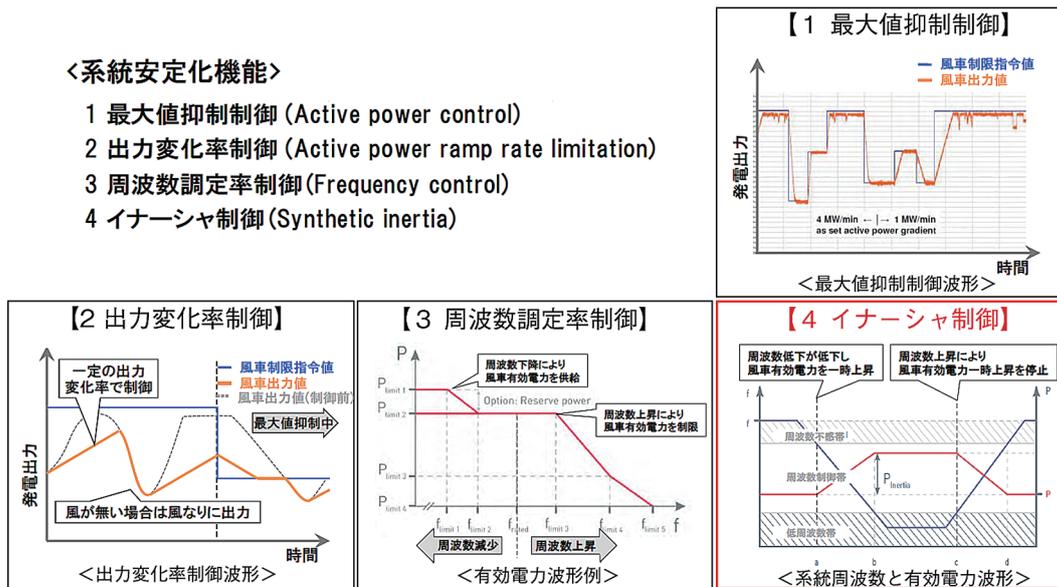


図 10 風力発電の制御モード (9)

変化対策を検討する“RoCoF Alternative & Complementary Solutions Project”を立ち上げ、RoCoFを緩和する種々のオプションの技術評価を経て、2018年度第3四半期、FFR (Fast Frequency Response) をアンシラリーサービス (周波数安定などの電力品質を維持するサービス) に追加している (2)。

英国でも、アンシラリーサービスとして、従来の周波数調整力であるFFR (Firm Frequency response)に加えて、2020年10月よりDC (Dynamic Containment) の市場調達を開始している。FFRが、10秒以内に契約した出力に達すればよいのに対して、DCでは0.5～1秒以内にフル出力に達することが要求され、大型発電所が事故停止したような系統周波数の急激な変化に対応するものである。この他にも、2022年4月から周波数が50Hzに近い場合の小さな偏差に対処するための周波数応答サービスとしてDR (Dynamic Regulation) が、2022年5月からは、VREのランプ変動のような急激な出力変動に起因する周波数変動に対処するDM (Dynamic Moderation) の市場調達が始まっている (11)。

日本では、2024年から需給調達市場で一次調整力の市場取引が開始される予定となって

いるが、一時調整力の応動時間は英国のFFRと同じ10秒以内となっている。再エネ主力電源化に向けた対応として、日本でもDCやDMに相当する新たな需給調整市場商品導入の検討が必要ではないかと想定される。

参考文献

- (1) 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第33回資料「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」2021年11月17日
- (2) 電力広域的運営推進機関、調整力及びバランス評価等に関する委員会 第55回資料3「『再エネ主力電源化』に向けた技術的課題及びその対応策の検討について」、2020年10月27日
- (3) 送配電網協議会、「同期電源の減少に起因する技術的課題」、2021年6月16日
- (4) 電力広域的運営推進機関、調整力及びバランス評価等に関する委員会 第64回資料3「『再エネ主力電源化』に向けた技術的課題及びその対応策の検討状況について」、2021年8月23日
- (5) 「電気事業事典」電気事業講座 2008 別巻
- (6) 電気学会 電力・エネルギー部門の「用語解説」, 「第32回テーマ：無効電力補償装置 (STATCOM)」
- (7) スウェーデンのエネルギー研究機関 エネルギフォルスク (Energiforsk), “SYNTHETIC INERTIA TO IMPROVE FREQUENCY STABILITY AND HOW OFTEN IT IS NEEDED,” 2015年
- (8) 英国ローボロー大学, “Activation schemes for synthetic inertia controller on wind turbines based on full

- rated converter,” 2015 年
- (9) 日立パワーソリューションズ, 「風力発電システムの現状とエネルギーインテグレーションへの寄与について」, 2018 年 5 月 9 日
- (10) 英国電力系統運用者 (National Grid ESO), “The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) project closing down report” 2019 年 4 月
- (11) 英国電力系統運用者 (National Grid ESO), “Full range of dynamic frequency response services now active,” 2022 年 5 月 10 日