

適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について

2019年3月27日

資源エネルギー庁

本日の御議論について

- FIT制度の下で再エネの導入拡大が進む中で、FITインバランス特例制度に由来する再エネ予測誤差の変動分への調整に関し、調整力への負担増が指摘されているところ。
- 本日は、FITインバランス特例制度の見直しの議論を行うに当たり、①再生可能エネルギーの予測誤差改善の取組、②予測誤差による変動分の調整についてどのようなプレイヤーが費用を担うべきか、どのようなリソースを活用すべきかについて御議論いただきたい。

1. 予測誤差の改善について

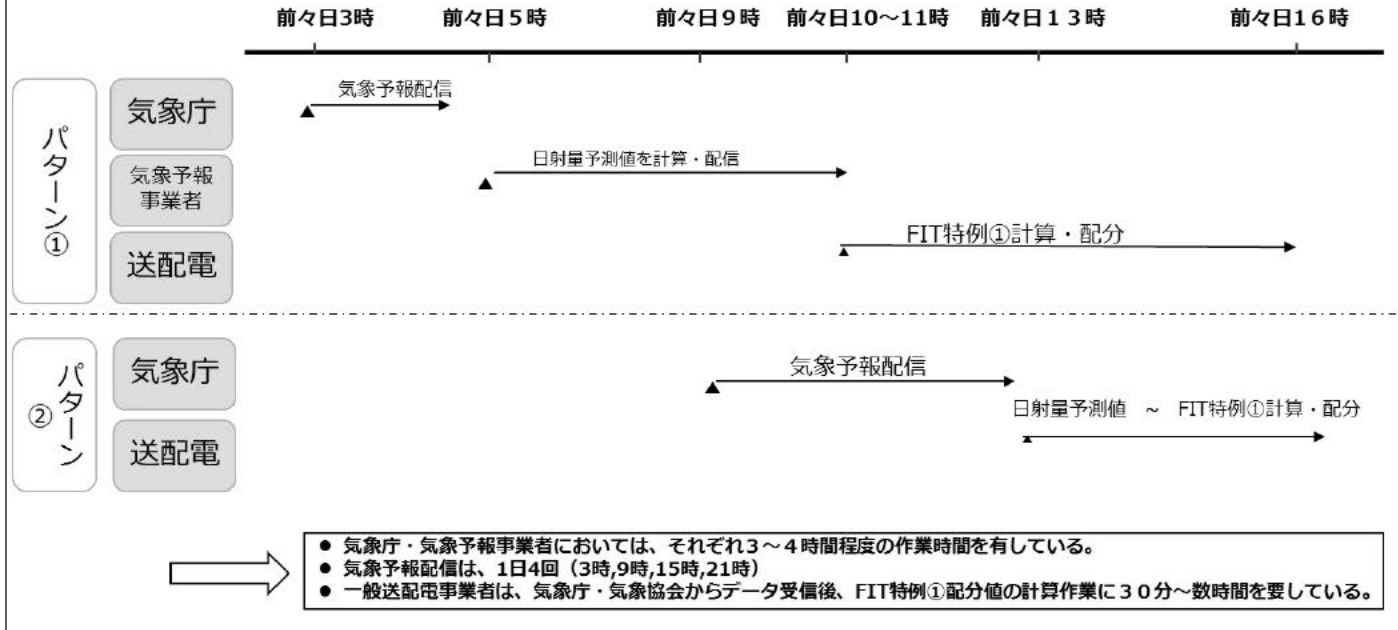
前回までの議論

- 再エネ出力予測について、予測精度についてより詳細なデータを分析することとされた。

第14回
電力・ガス基本政策小委員会
(2018年12月) 資料6 抜粋

論点①：再エネ出力予測について

- 現行の再エネ出力予測は、気象庁や気象予報事業者が配信する気象データに基づき、各一般送配電事業者におけるシステムにより行われている。
- 予測精度向上の観点から、できるだけ実需給に近い気象データを用いることが考えられるが、後述の論点②のような運用の実態も踏まえることが必要。
- 予測精度について、より詳細なデータを分析していくことが必要と考えられるのではないか。



太陽光発電出力予測の方法

- FIT特例制度①においては、各一般送配電事業者がエリア全体の太陽光発電出力予測値を算出している。
- 太陽光発電出力予測値は、日射量予測値に太陽光発電設備容量(kW)を乗じた上で、太陽光発電の変換効率やパネル仰角など、総合的に電気出力を反映する係数を乗じることにより算定される（太陽光発電出力予測値は、日射量予測値に概ね比例。）。
- 日射量予測値については、（１）自社で日射量を予測する者と、（２）気象会社等から購入する者が存在。

基本的な考え方

$$\text{太陽光発電出力予測値(kW)} = \text{日射量予測値} \times \text{太陽光発電設備容量(kW)} \times \text{変換係数}$$

太陽光発電設備容量：PCSまたはパネル出力の小さい方。経年劣化や積雪の影響も考慮する。
変換係数：太陽光発電の変換効率や温度特性及びパネル仰角など電気出力に反映する係数。

日射量予測値

（１） 自社予測

【北海道電力、東北電力、中国電力、四国電力】

- ✓ 気象庁から6時間毎に発出される気象データ(雲量・気温等)を元に、自社で日射量を予測した上で、太陽光発電設備容量と、変換係数を乗じて太陽光出力予測を行う。
- ✓ 自社で日射量を予測するため、3～4時間程度前の気象庁データを使用できる。

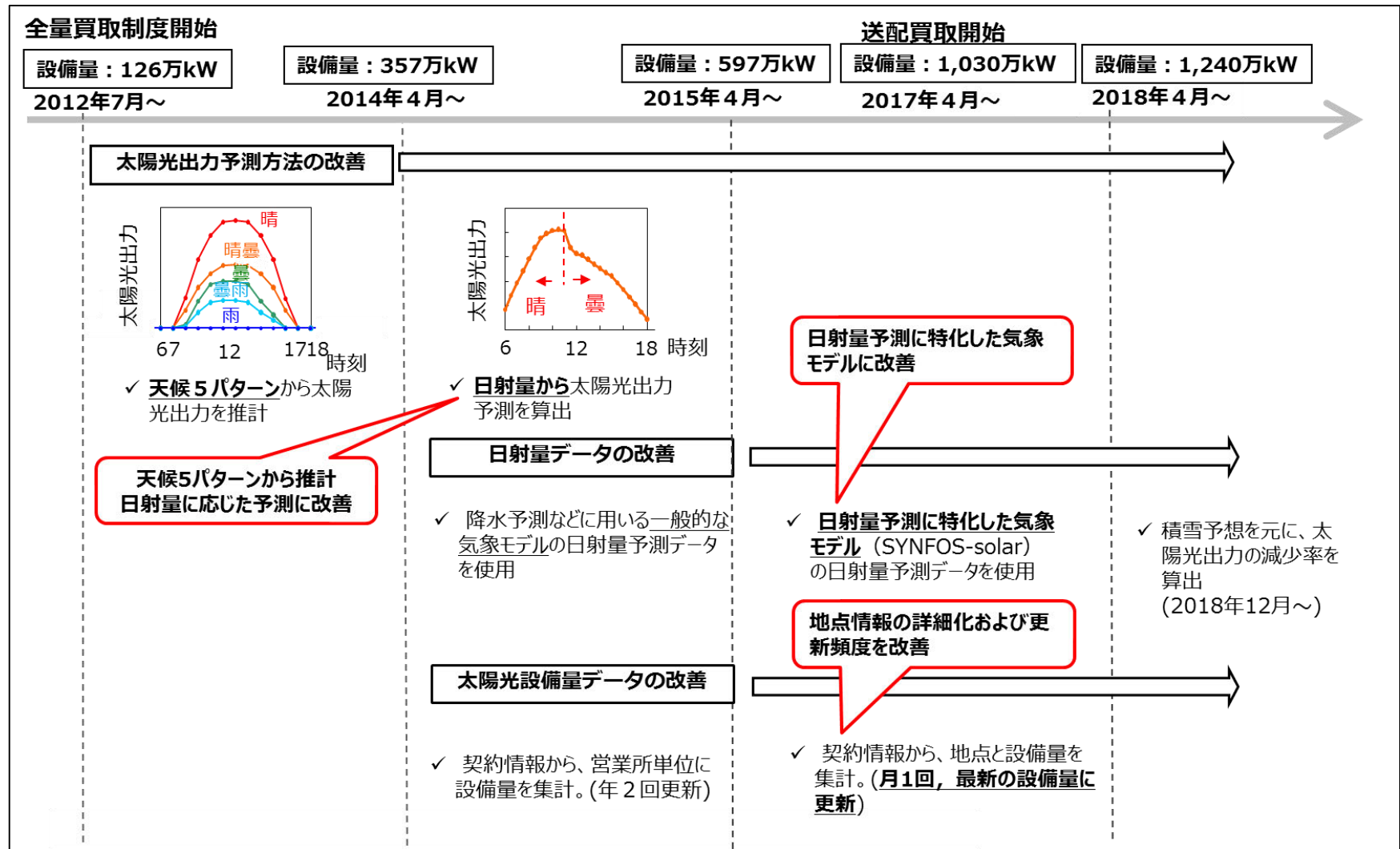
（２） 気象会社等 から購入

【東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、九州電力、沖縄電力】

- ✓ 気象会社等から日射量を購入し、太陽光発電設備容量と、変換係数を乗じて太陽光出力予測を行う。
- ✓ 気象会社等が、気象庁データを用いて日射量を予測し、これを一般送配電事業者に通知するため、5～8時間程度前の気象庁データを使用することとなる。

予測精度向上の取組例（東京電力PG）

- 東京電力PGにおいては、全量買取制度開始以降、太陽光出力予測方法や日射量データ、太陽光設備データの更新にかかる改善が行われてきた。



今後の進め方

- FIT特例制度①に加え、今後、送配電買取によるFIT特例制度③（一般送配電事業者が自らBGを組成）が増加していくことを踏まえ、引き続き予測誤差の改善に向けた取組を進める必要がある。
- 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会においては、一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、電力広域的運営推進機関が監視・確認することとされたところ。
- このため、再エネ予測誤差の削減に向けた一般送配電事業者の再エネ予測誤差改善の詳細については、電力広域的運営推進機関から次回以降の本委員会において報告いただくこととしてはどうか。

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 中間整理(第2次)抜粋

Ⅲ－2. 適切な調整力の確保

3. 目指すべき自然変動再エネの出力調整の在り方

(2)再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担

(中略)

一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある。

(中略)

【アクションプラン】

一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、データの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進める。【→資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、一般送配電事業者(2019年度中目途)】

2. FITインバランス特例制度の見直しについて

前回までの議論

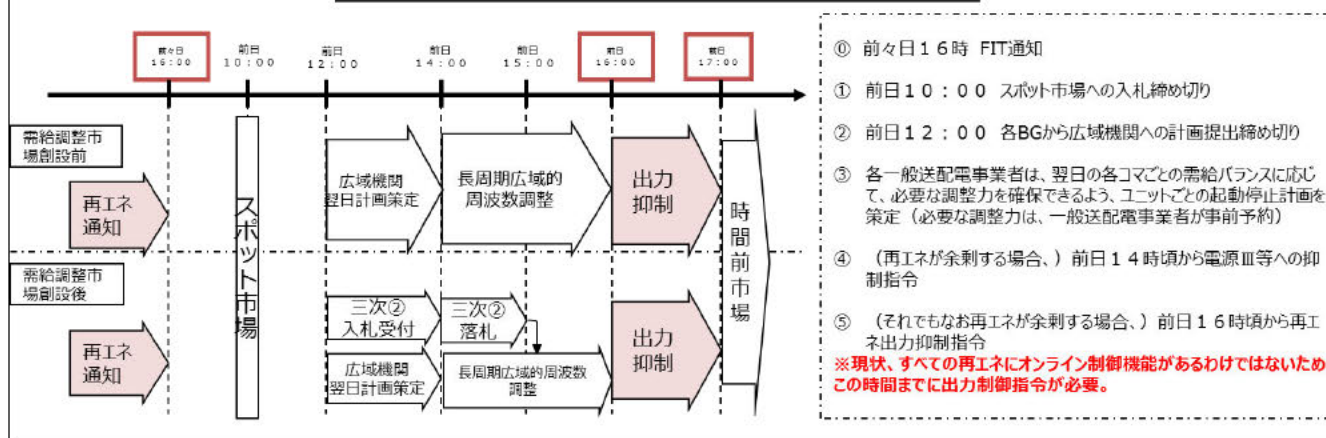
- FITインバランス特例制度①(以下「FIT特例制度①」という。)に係る通知制度について、需給調整市場との関係や今後の詳細なデータや運用実態、全体のインバランス設計を踏まえ、実現可能な方策を検討することとされた。

第14回
電力・ガス基本政策小委員会
(2018年12月) 資料6 抜粋

論点②：FIT通知に関する運用について

- 現行の運用上は、以下の流れで行われており、前々日16時にFIT通知が行われているところ。
- また、上記の運用を前提に、2021年に創設予定の需給調整市場においても、前日12時～14時に入札を受け付け、前日15時に落札処理を行う運用が想定されている。
- さらに、BGが前日17:00以降に需給調整を行う場合、時間前市場において円滑な取引が可能であることが必要。
- 今後、詳細なデータや運用実態、更には全体のインバランス設計も踏まえつつ、実現可能な方策を検討していくことが必要ではないか。

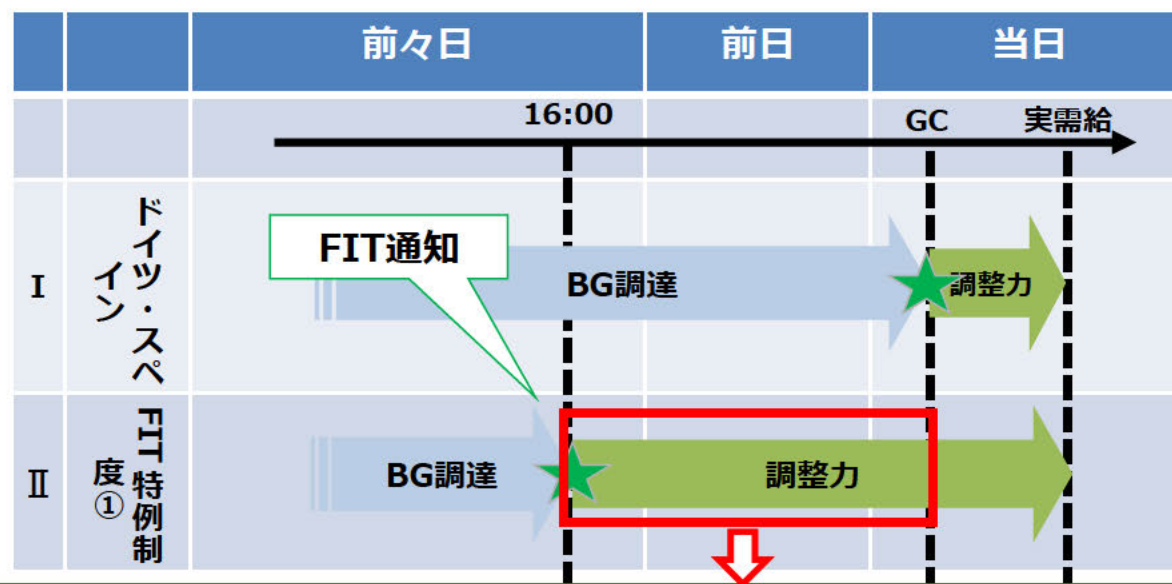
FIT通知に関する運用（イメージ）



FIT特例制度①について

- 現行のFIT特例制度①では前々日16:00時点の再エネ出力通知値をBGの計画値として計算してしまうため、実需給断面で大きなインバランスが発生する可能性が非常に高いが、現在その発生したインバランスを全て一般送配電事業者が調整しているところ。
- 例えば、ドイツやスペインでは、FIP制度が導入されており、再エネ事業者が(あるいは再エネ事業者から委託を受けたBGが) GCまでの再エネ予測誤差分を調整している。こういった諸外国の例も参考にしつつ、本日はBGと一般送配電事業者のどちらがGCまでの再エネ予測誤差を調整する方が社会的に効用があるか御議論いただきたい。

再エネ予測誤差に係る調整について

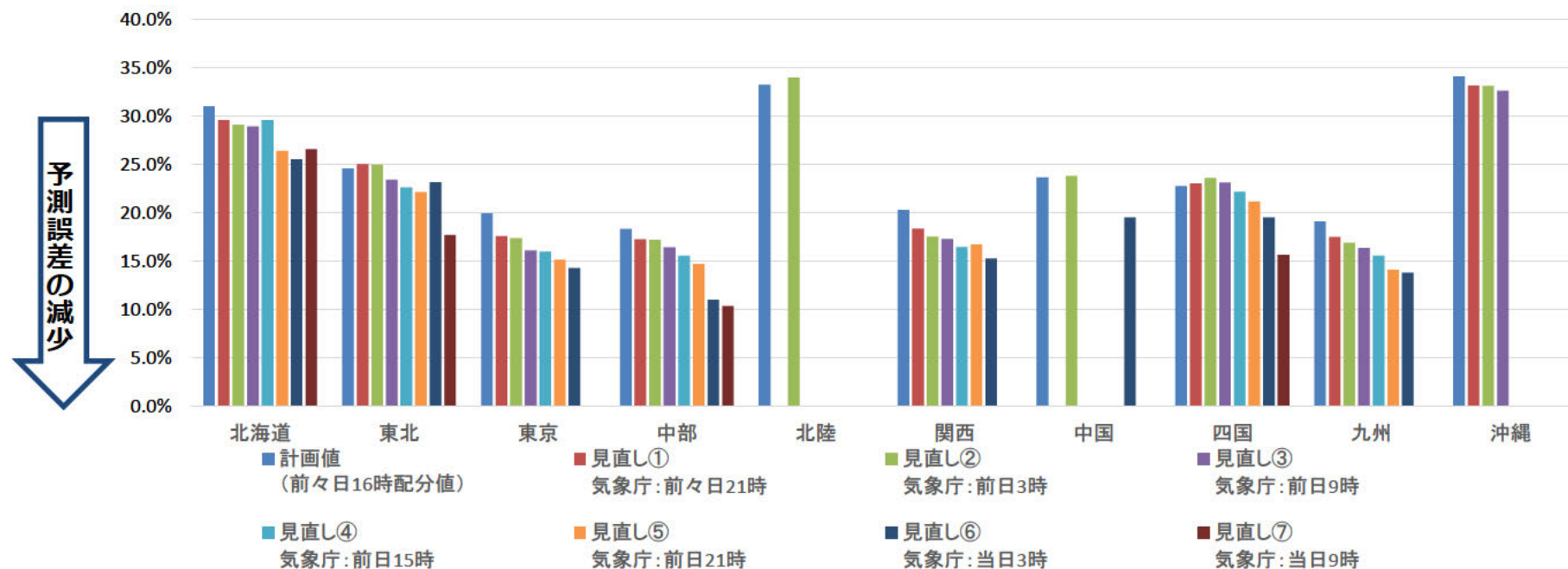


現行のFIT特例制度①では、前々日16:00からGCまでの間に生じた再エネ誤差分を一般送配電事業者が調整している状況。なお、費用分担のあり方としては、BGが調整する場合には、FIT通知からGCまでの間に生じる電源の稼働費用はBGの負担となると考えられる一方、一般送配電事業者が調整を行う場合においては、同様の費用が一般送配電事業者の負担となるものと考えられる。
※ ただし、各国の制度の成り立ちや背景が異なることに留意することが必要がある。

(参考)太陽光出力予測誤差について

- 太陽光の発電予測タイミングを前々日16時からより実需給に近いタイミングに変更した場合の予測誤差率の変化は以下のとおり。

○予測誤差率((太陽光出力予測誤差値(絶対値)/太陽光出力実績値)%): 2018.4.1~2019.1.31



※一般送配電事業者は、太陽光出力の予測誤差に対応するために、最大限発生しうる予測誤差にも対応できる電源の量(ΔkW)を確保する必要があるため、平均的な予測誤差量が減少するからと言って必要な調整確保量(ΔkW)が減少するとは限らないことに留意する必要がある。

※気象庁・気象事業者における作業時間を踏まえると、気象庁の初期時間から一般送配電事業者の配信まで3～4時間程度(日射量自社予測の場合)、あるいは5～8時間程度(日射量を他社購入する場合)必要である。

(参考)太陽光出力予測誤差について

○予測誤差改善率((1-見直し配分値での太陽光出力予測誤差/前々日16時配分値での太陽光出力予測誤差値)%): 2018.4.1~2019.1.31

	計画値 (前々日16時配分値)	見直し① 気象庁：前々日21時	見直し② 気象庁：前日3時	見直し③ 気象庁：前日9時	見直し④ 気象庁：前日15時	見直し⑤ 気象庁：前日21時	見直し⑥ 気象庁：当日3時	見直し⑦ 気象庁：当日9時
北海道		4.6%	6.1%	6.7%	4.6%	14.8%	17.7%	14.4%
東北		-1.9%	-1.7%	4.7%	7.9%	9.9%	5.6%	27.9%
東京		11.8%	12.8%	19.1%	19.9%	24.0%	28.3%	
中部		6.0%	6.2%	10.5%	15.2%	19.9%	39.9%	43.5%
北陸			-2.3%					
関西		9.4%	13.5%	14.8%	18.8%	17.6%	24.7%	
中国			-0.6%				17.5%	
四国		-1.1%	-3.7%	-1.5%	2.6%	7.0%	14.3%	31.2%
九州		8.3%	11.4%	14.2%	18.5%	26.1%	27.8%	
沖縄		2.8%	3.0%	4.4%				

○予測誤差率((太陽光出力予測誤差値(絶対値※)/太陽光出力実績値)%): 2018.4.1~2019.1.31

	計画値 (前々日16時配分値)	見直し① 気象庁：前々日21時	見直し② 気象庁：前日3時	見直し③ 気象庁：前日9時	見直し④ 気象庁：前日15時	見直し⑤ 気象庁：前日21時	見直し⑥ 気象庁：当日3時	見直し⑦ 気象庁：当日9時
北海道	31.0%	29.6%	29.1%	28.9%	29.6%	26.4%	25.5%	26.5%
東北	24.6%	25.0%	25.0%	23.4%	22.6%	22.1%	23.2%	17.7%
東京	19.9%	17.6%	17.4%	16.1%	16.0%	15.1%	14.3%	
中部	18.3%	17.2%	17.2%	16.4%	15.6%	14.7%	11.0%	10.4%
北陸	33.2%		34.0%					
関西	20.3%	18.4%	17.5%	17.3%	16.5%	16.7%	15.3%	
中国	23.6%		23.8%				19.5%	
四国	22.8%	23.0%	23.6%	23.1%	22.2%	21.2%	19.5%	15.6%
九州	19.1%	17.5%	16.9%	16.4%	15.6%	14.1%	13.8%	
沖縄	34.1%	33.1%	33.1%	32.6%				

※予測誤差の上振れ/下振れの絶対値

(参考) ドイツの需給管理について

- ドイツでは、FIP制度を導入しており、再エネ事業者(BG)がGCまでに発生する再エネ予測誤差について調整している。

- ✓ ドイツでは、各事業者がバランシンググループ(BG)を形成し、インバランス精算主体として、それぞれのBGにバランシングマネージャー(BGM)を置いている。
- ✓ なお、系統運用者からの再エネ予測が公表されないまま卸取引が行われており、再エネ予測を事業者の入札戦略の一つとして位置付けている。

○需給管理フローについて



○インバランス清算について

- ✓ 基本的に実同時同量制度を取るが、卸取引分に関しては計画値によってインバランス精算される。

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{BGの} \\ \text{インバランス量} \\ \text{(15分単位)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \Sigma \text{自社発電量(実計算量)} \\ + \Sigma \text{他トレーダーからの調達分(計画値)} \\ + \Sigma \text{他コントロールエリアからの調達分(計画値)} \\ \hline \end{array} - \begin{array}{|c|} \hline \Sigma \text{需要量(実計算量)} \\ + \Sigma \text{他トレーダーへの販売分(計画値)} \\ + \Sigma \text{他コントロールエリアへの販売分(計画値)} \\ \hline \end{array}$$

論点：FIT特例制度①に係る再エネ予測誤差の調整主体について

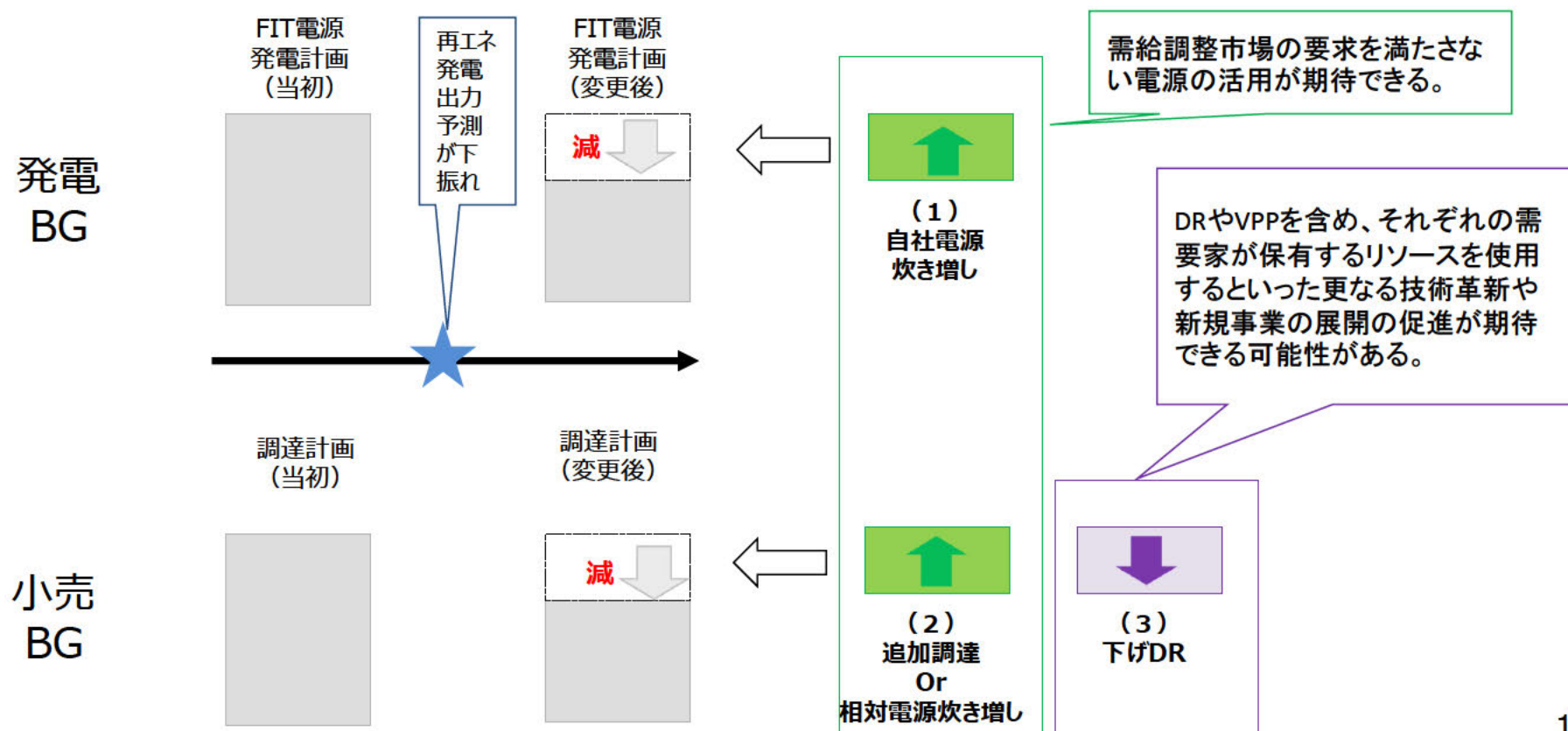
- FIT特例制度①に係る再エネの予測誤差の調整主体について一般送配電事業者が調整する場合とBGが調整する場合を比較すると、以下のとおり整理できるのではないかな。

調整主体	概要	メリット	デメリット・課題
一般送配電事業者	✓ 一般送配電事業者が調整力公募によりあらかじめ確保した調整力を用いて調整。 ✓ 需給調整市場創設後は、三次調整力②を用いて調整。 ✓ 三次調整力②で確保した電源に加え、GC時点で調整力として活用可能な電源についてメリットオーダーリスト(単価表)を作成して安価な電源から稼働。	✓ エリア全体で調整力の最適運用が可能。(需給調整市場創設後は、全国大で最適運用が可能。)	✓ 需給調整市場の商品ブロック(三次調整力②の場合、3時間毎)毎にメリットオーダーを作成して電源を稼働させるため、需給調整市場の要求を満たさない電源を活用できない。(BGの持つ様々な電源の有効活用が期待できない。)
BG	✓ 需給調整市場の要求を満たさない電源(例えば、一定の長さの時間帯において継続した電源)を含め、市場等を活用しつつ調整。	✓ 市場メカニズムが適切に機能した場合、全国大で最適運用が可能。 ✓ 需給調整市場の要求を満たさない電源の活用が期待できる。 ✓ 各BGの創意工夫によって、DRやVPPを含め、それぞれの需要家が保有するリソースを使用するといった更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性がある。	✓ 再エネ予測誤差の一部を調整できるのは供給余力や市場調達の計画反映が間に合う時間コマ以降となる。 ✓ BGの予備力確保のあり方について検討する必要がある。 ✓ 需給調整市場の検討や時間前市場の取引量といった市場整備の検討への影響を考慮する必要がある。 ✓ 出力制御といった系統運用への影響を考慮する必要がある。

(参考) GC前の再エネ出力予測を見直した場合の運用イメージ

- GCまでに再エネ出力予測を見直し、その差分をBGが調整することとした際、需給調整市場の要求を満たさない電源の活用が期待できることに加え、各BGの創意工夫によって、DRやVPPを含め、それぞれの需要家が保有するリソースを使用するといった更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性がある。

【GC前の再エネ出力予測の見直しによる運用イメージ（出力予測が下振れた場合）】



(参考) 三次調整力②の商品設計

第6回需給調整市場検討小委員会
(2018.10) 事務局資料

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserves (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserves (S-FRR)	Frequency Restoration Reserves (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大半を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

論点：FIT特例制度①に係る再エネ予測誤差の調整主体について

- P13を踏まえると、一般送配電事業者が調整する場合は、三次調整力②で確保した電源に加えGC時点で調整力として活用可能な電源についてメルットオーダーリスト(単価表)を作成して安価な電源から稼働することとなるが、三次調整力②の要件を満たさない電源を使用することはできない。
- 他方、BGが調整する場合には、P13に掲げる課題を解決する必要があるものの、需給調整市場の要件を満たさない電源（例えば、一定時間以上の稼働が必要となる電源や応動時間の長い電源等）を活用することができることに加え、DR等、各BGの創意工夫によって更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性があるため、社会的な効用の観点から、望ましいと考えられる。
- このため、FIT特例制度①における通知時間を現状の前々日16:00からなるべく実需給断面に近づけることが望ましいのではないか。
- また、2019年11月から卒FIT電源が発生することを踏まえ、将来的なFIT制度からの自立化も見据え、再エネ予測を再エネ事業者含めたBG自らが行う制度(小売BGが予測を行う場合はFIT特例制度②)への移行を促していくことも重要ではないか。
- こうした制度の見直しに当たっては、一般送配電事業者の調整力の運用や予備力の考え方を含めたBGの供給力調達の運用、さらには、これらのシステム開発の必要性や時間前市場の取引量といった市場整備についても考慮する必要がある。
- したがって、「短期的に取り組むべき事項」と「中長期的に取り組むべき事項」を整理した上で、順次課題について検討を進めていくこととしてはどうか。