

一般送配電事業者の需給調整業務における 太陽光の発電量予測について

平成30年2月23日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

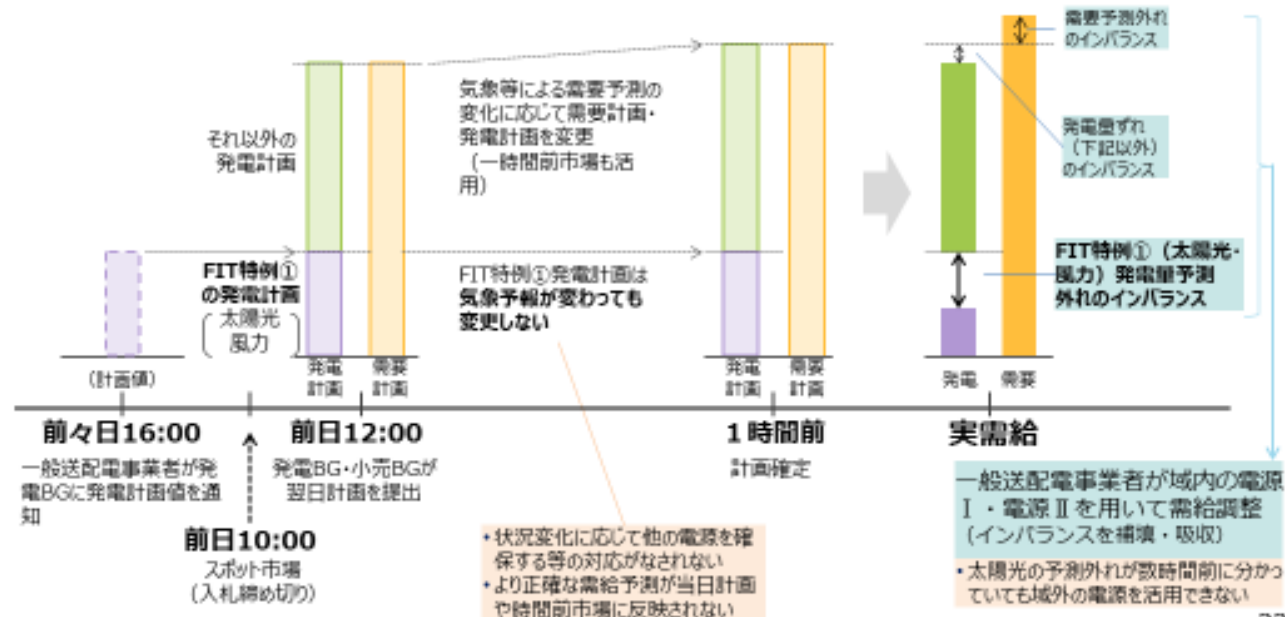
本日の報告内容

- 前々回の本会合（第25回制度設計専門会合）において一般送配電事業者の需給調整業務における太陽光の発電量予測外れの影響を報告した。
- 今回、太陽光の発電量予測のタイミングを変更した場合に期待される効果について、その分析結果を報告する。

第25回 制度設計専門会合
(2017.12)事務局資料

（参考）FIT特例1（太陽光・風力）の発電量予測のタイミング

- FIT特例①（太陽光・風力）の発電計画は、前々日16時に一般送配電事業者が通知した計画値を用いて作成。その後は、気象予報が変わっても、変更しないにとされている。



(参考) 計画値同時同量制度におけるFIT特例措置の仕組み

- FIT電源（太陽光及び風力）については、計画値同時同量制度において特例措置が導入されている。

< 特例措置の類型 >

	特 例 措 置 の 類 型	計 画 発 電 量 の 設 定	インバランス精算主体	インバランス精算の適用料金
小売買取	特 例 ①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	回避可能費用※1 (スポット市場価格＋時間前市場価格の加重平均)
	特 例 ②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	通常のインバランス料金
送配電買取	特 例 ①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	回避可能費用 (スポット市場価格)
	特 例 ②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	通常のインバランス料金
	特 例 ③	送配電事業者	送配電事業者	(インバランス対象外)※2

※ 1 2016年度認定分のみ。2012年度～2015年度認定分については、一定の条件を満たせば、異なる回避可能費用単価の算定方法が2020年度末まで維持可能な激変緩和措置あり。

※ 2 買取義務者が特定送配電事業者の場合には、インバランス精算の対象となる。

※ 3 2017年3月資源エネルギー庁公表資料より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

(参考) 太陽光及び風力の契約量

- FIT電源（太陽光及び風力）の契約量は以下のとおり。（2017年10月末現在）
- 特例措置①の適用を受けているものが最も多い。

単位：千kW	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光発電	1,223	3,732	11,715	6,793	738	4,752	3,554	2,083	7,628	313
(H3需要に占める割合)	(24.4%)	(27.8%)	(22.3%)	(28.0%)	(14.8%)	(18.7%)	(34.0%)	(41.5%)	(50.5%)	(21.6%)
FIT特例①	1,210	3,541	11,468	6,658	733	4,647	3,497	2,031	7,534	312
FIT特例②	6	20	178	74	－	74	30	15	60	－
FIT特例③	7	171	69	62	5	31	28	37	33	2
風力発電	348	922	421	319	156	152	347	152	488	14
(H3需要に占める割合)	(6.9%)	(6.9%)	(0.8%)	(1.3%)	(3.1%)	(0.6%)	(3.3%)	(3.0%)	(3.2%)	(1.0%)
FIT特例①	348	922	421	319	156	152	347	152	487	14
FIT特例②	－	－	－	－	－	－	－	0	－	－
FIT特例③	0	67	0	－	－	－	0	－	0	－
(参考) H3 需要	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※各一般送配電事業者からの提供情報（FIT特例の契約電力）より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（2017年10月末時点）
 ※H3需要（最大3日平均電力）：（出典）電力広域的運営推進機関HP 平成29年度需要想定における平成29年度最大需要電力より
 ※表中、「0」は単位未満、「－」は契約なし

各一般送配電事業者における太陽光発電量の予測について

● 各一般送配電事業者における太陽光発電量の予測時期は、以下のとおり。

FIT特例①の予測タイミング			FIT特例③の予測タイミング		
	基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信	前々日 16時		前日 10時
北海道電力	3日前21時	前々日7時	F I T 特 例 ① の 発 電 計 画 値 を 通 知	前日3時	前日7時
東北電力	前々日9時	前々日13時		前日3時	前日6時
東京電力PG	前々日3時	前々日10時		前々日21時	前日4時
中部電力	前々日3時	前々日10時		前々日21時	前日4時
北陸電力	前々日9時	前々日15時30分		前日3時	前日9時30分
関西電力	前々日3時	前々日11時		前々日21時	前日5時
中国電力	前々日9時	前々日12時30分		前日3時	前日5時30分
四国電力	前々日9時	前々日13時		前日3時	前日6時
九州電力	前々日3時	前々日10時		前々日21時	前日4時
沖縄電力	前々日3時	前々日10時			
				(任意卸供給のため、FIT特例①と同じ前々日16時に通知)	

FIT特例①(太陽光)の予測タイミングを遅らせた場合の効果試算①

- FIT特例①（太陽光）の予測を前日朝に遅らせた場合、予測外れが大きかったコマの改善効果は以下の通り。
- 地域によって差があるが、改善幅の大きい九州でも前々日 1 6 時時点の予測と比べて 2 割程度の縮小。

FIT特例①（太陽光）の予測外れ量：上位 1 %コマ（117コマ）の平均（H29.4.1～11.30）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
前々日16時(現行) (千kWh)	136 (5.4%)	429 (6.4%)	1,786 (6.8%)	695 (5.7%)	119 (4.8%)	406 (3.2%)	502 (9.6%)	283 (11.3%)	1,026 (13.6%)	48 (6.6%)
前日朝にした場合 (千kWh)	124 (4.9%)	465 (6.9%)	1,675 (6.4%)	781 (6.4%)	121 (4.9%)	415 (3.3%)	444 (8.5%)	278 (11.1%)	845 (11.2%)	49 (6.7%)
変化率	-9%	+9%	-6%	+12%	+2%	+2%	-12%	-1%	-18%	+2%
外れの大きい 上位1%の平均 (余剰)										
前々日16時(現行) (千kWh)	158 (6.3%)	461 (6.9%)	1,590 (6.1%)	864 (7.1%)	95 (3.8%)	498 (3.9%)	473 (9.1%)	323 (12.9%)	1,148 (15.2%)	42 (5.8%)
前日朝にした場合 (千kWh)	150 (6.0%)	445 (6.6%)	1,432 (5.5%)	882 (7.3%)	76 (3.0%)	517 (4.1%)	442 (8.5%)	300 (11.9%)	870 (11.5%)	47 (6.5%)
変化率	-5%	-3%	-10%	+2%	-20%	+4%	-7%	-7%	-24%	+12%
外れの大きい 上位1%の平均 (不足)										
(参 考) H 3 需 要 (千 kW)	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※下段カッコ書き：H 3 需要に対する比率（％）＝インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh）× 2 ÷ H 3 需要× 1 0 0

(参考) FIT特例①(太陽光)の予測タイミングを遅らせた場合の効果試算 (平均値、標準偏差)

FIT特例① (太陽光) の予測外れ平均値及び標準偏差 (H29.4.1～11.30)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
前々日16時 (現行)	予測外れ平均値 (千kWh)	-4	-18	57	-69	12	17	24	8	3	2
	標準偏差 (千kWh)	49	158	540	273	38	151	157	92	331	17
	(FIT特例①(太陽光)契約電力に対する比率)	(8.0%)	(8.9%)	(9.4%)	(8.2%)	(10.2%)	(6.5%)	(9.0%)	(9.0%)	(8.8%)	(10.6%)
前日朝 にした場合	予測外れ平均値 (千kWh)	-3	-2	68	-61	13	6	12	8	8	1
	標準偏差 (千kWh)	51	154	491	274	36	149	149	91	267	16
	(FIT特例①(太陽光)契約電力に対する比率)	(8.4%)	(8.7%)	(8.6%)	(8.2%)	(9.8%)	(6.4%)	(8.5%)	(9.0%)	(7.1%)	(10.5%)
FIT特例①(太陽光)契約電力 (千kW)		1,210	3,541	11,468	6,658	733	4,647	3,497	2,031	7,534	312

※FIT特例① (太陽光) 予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）
※予測外れ平均値、標準偏差の算定対象となる時間帯：6:00 ～ 19:00（季節、地域により異なる場合がある。）
※FIT特例①契約電力に対する比率（％）＝ 標準偏差 × 2 ÷ FIT特例① (太陽光) 契約電力 × 100

FIT特例①(太陽光)の予測タイミングを遅らせた場合の効果試算②

- エリア内のH3需要に対するFIT電源の契約電力の比率が高い5社において、予測を当日朝まで遅らせた場合、予測外れが大きかったコマの改善効果は以下のとおり。
- 地域において差はあるが、前々日16時時点の予測と比べて2～3割程度縮小するものの、なお、かなりの予測外れが発生する。

FIT特例①(太陽光)の予測外れが大きかった上位1%コマ(117コマ)の平均予測外れ量(H29.4.1～11.30)

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		東北	中部	中国	四国	九州
前々日 3時 ～ 9時	前々日 10時 ～ 13時 (前々日16時通知分)	上位1%の大きい 外れの大きい (余剰) (千kWh)	429	695	502	283	1,026
前々日 21時 ～前日 3時	前日 4時 ～ 10時		465	781	444	278	845
前日 21時	当日 0時～ 4時		447	689	—	280	740
当日 3時	当日 6時～ 10時		449 (6.7%)	600 (4.9%)	397 (7.6%)	226 (9.0%)	814 (10.8%)
前々日 3時 ～ 9時	前々日 10時 ～ 13時 (前々日16時通知分)	上位1%の大きい 外れの大きい (不足) (千kWh)	461	864	473	323	1,148
前々日 21時 ～前日 3時	前日 4時 ～ 10時		445	882	442	300	870
前日 21時	当日 0時～ 4時		350	803	—	238	623
当日 3時	当日 6時～ 10時		348 (5.2%)	660 (5.4%)	310 (5.9%)	261 (10.4%)	526 (7.0%)
(参考) H3 需要(千kW)			13,410	24,290	10,450	5,020	15,110

※FIT特例①(太陽光) 予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※下段カッコ書き：H3需要に対する比率(%) = インバランス量又は予測外れ平均値(30分kWh) × 2 ÷ H3需要 × 100

(参考) FIT特例①(太陽光)の予測タイミングを遅らせた場合の効果試算 (平均値、標準偏差)

FIT特例① (太陽光) の予測外れ平均値及び標準偏差 (H29.4.1～11.30)

基となる 気象庁データ	気象協会等からの日射予測データ受信		東北	中部	中国	四国	九州
前々日 3時 ～ 9時	前々日 10時 ～ 13時 (前々日16時通知分)	予測外れ平均値 (千kWh)	-18	-69	24	8	3
		標準偏差 (千kWh)	158	273	157	92	331
		(FIT特例①(太陽光)契約電力 に対する比率)	(8.9%)	(8.2%)	(9.0%)	(9.0%)	(8.8%)
前々日 21時 ～前日 3時	前日 4時 ～ 10時	予測外れ平均値 (千kWh)	-2	-61	12	8	8
		標準偏差 (千kWh)	154	274	149	91	267
		(FIT特例①(太陽光)契約電力 に対する比率)	(8.7%)	(8.2%)	(8.5%)	(9.0%)	(7.1%)
前日 21時	当日 0時～ 4時	予測外れ平均値 (千kWh)	22	-38	—	15	23
		標準偏差 (千kWh)	146	231	—	84	224
		(FIT特例①(太陽光)契約電力 に対する比率)	(8.2%)	(6.9%)	—	(8.3%)	(5.9%)
当日 3時	当日 6時～ 10時	予測外れ平均値 (千kWh)	26	-20	8	0	33
		標準偏差 (千kWh)	149	192	123	75	223
		(FIT特例①(太陽光)契約電力 に対する比率)	(8.4%)	(5.8%)	(7.0%)	(7.4%)	(5.9%)
FIT特例①(太陽光)契約電力 (千kW)			3,541	6,658	3,497	2,031	7,534

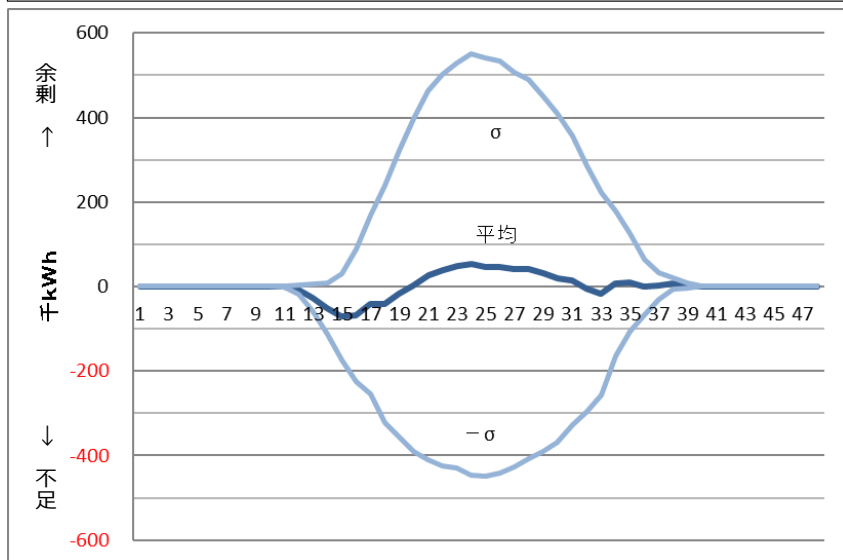
※FIT特例① (太陽光) 予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※予測外れ平均値、標準偏差の算定対象となる時間帯：6:00 ～ 19:00（季節、地域により異なる場合がある。）

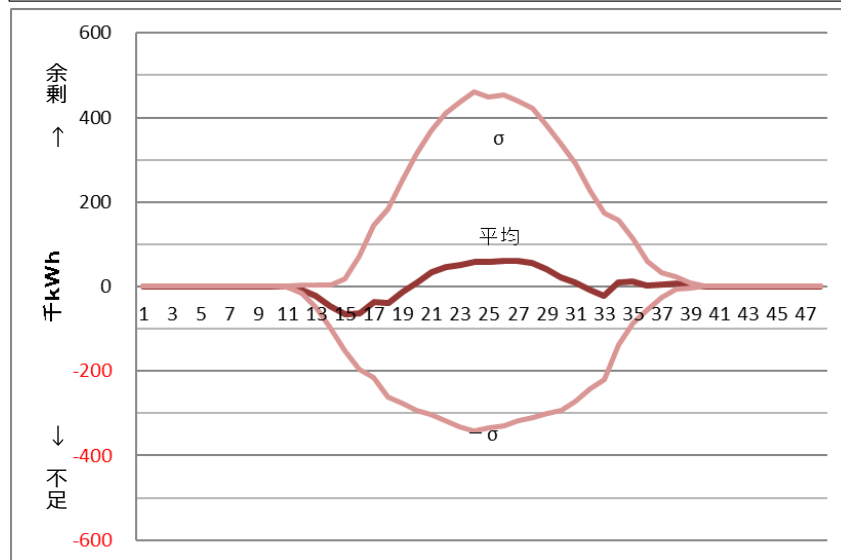
※FIT特例①契約電力に対する比率（％）＝標準偏差×2÷FIT特例①（太陽光）契約電力×100

(参考) 時間帯別 FIT特例①(太陽光)の予測外れ平均値及び標準偏差 (九州)

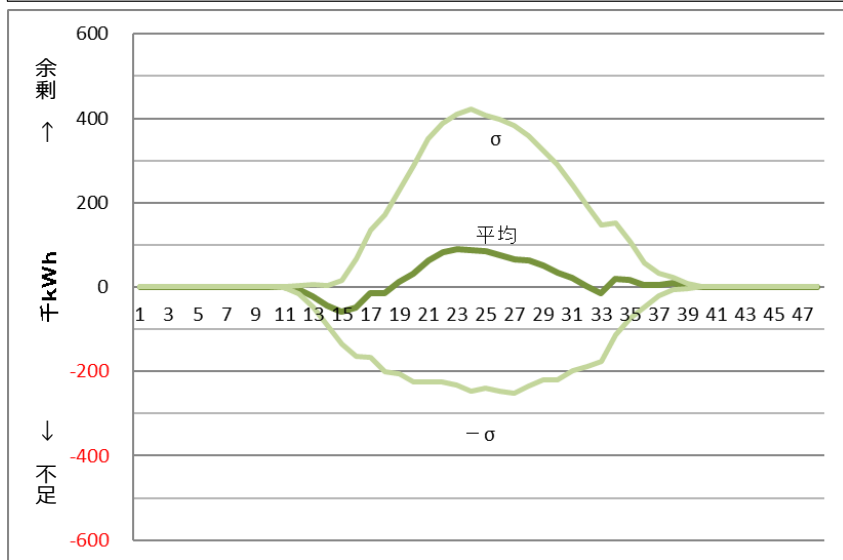
前々日 10時※



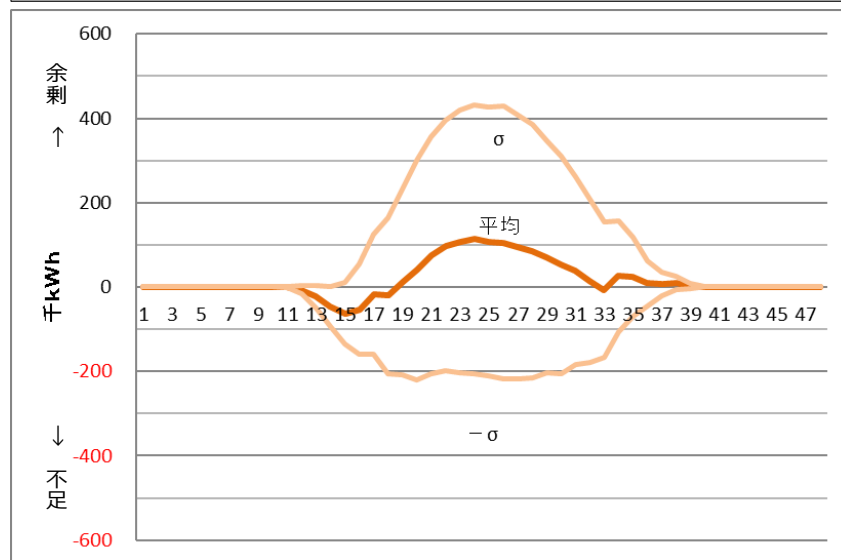
前日 4時※



当日 4時※



当日 10時※



※平成29年4月1日～平成29年11月30日におけるFIT特例①(太陽光) 予測外れの平均値及び標準偏差

※予測のタイミングは、気象協会等からの日射予測データ受信における日時

まとめ①（太陽光発電予測外れの影響を緩和する方策の検討）

- 今回、太陽光発電予測外れの影響を緩和する方策を検討するための基礎的なデータとして、予測のタイミングを遅らせた場合の効果を検証した。
- その結果、以下のようなことが明らかとなった。
 - － F I T 特例①の予測を前々日夕方から前日朝に遅らせることによる効果は、予測外れが大きかったコマを対象とすると、一部の地域では2割程度の縮小がみられたが、全国的にみると大きな改善は見られなかった。
 - － 予測を前日深夜、当日早朝まで遅らせた場合、予測外れが大きかったコマを対象とすると、前々日夕方と比べると2～3割縮小されるものの、その時点でもかなりの大きさの予測外れが発生することが明らかとなった。
- 今回の分析結果を踏まえつつ、引き続きデータの取得・分析を行い、太陽光予測外れに効率的に対応するにはどのような仕組みが望ましいか、F I T 特例の発電計画の策定のタイミング、一般送配電事業者による調整力の確保のあり方等、全体として検討を深めていくこととしたい。

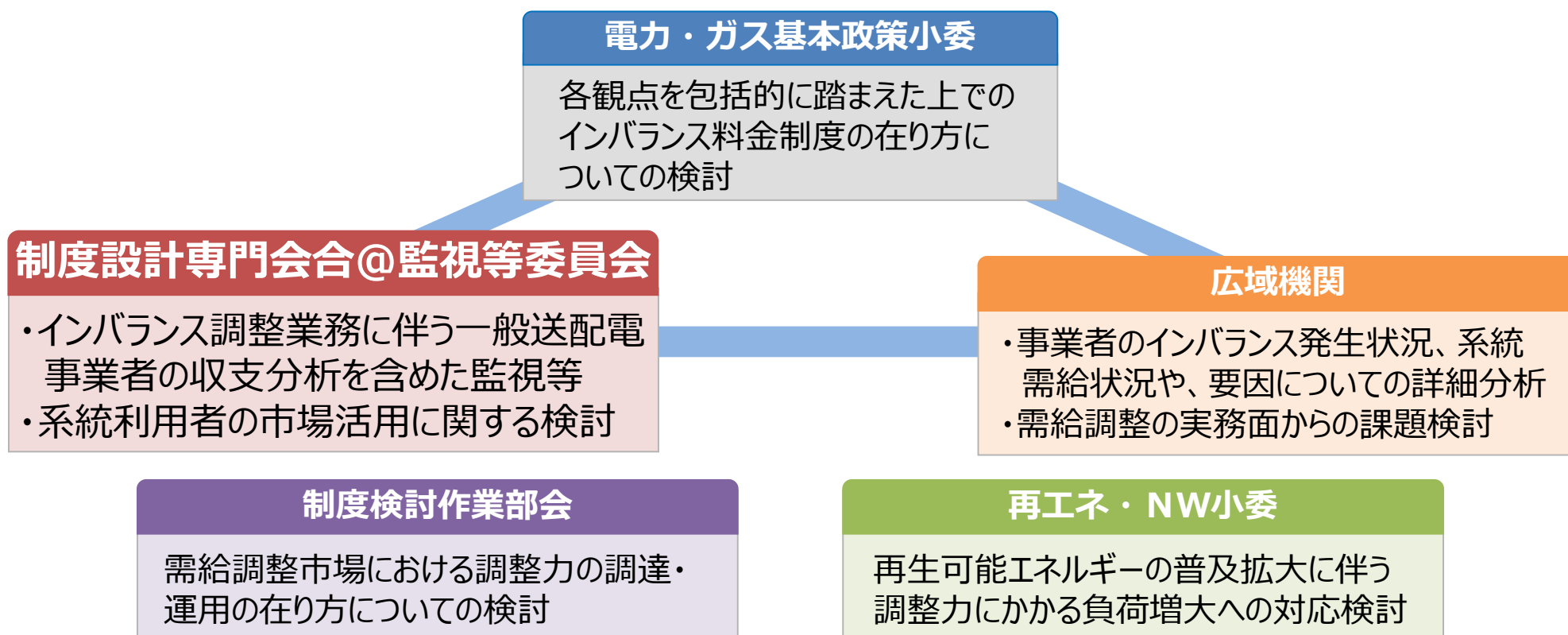
（資源エネルギー庁の審議会でも検討に着手されているところ、適宜情報提供を行うこととしたい。）

まとめ②（一般送配電事業者の予測精度を高める取組を促進）

- 一般送配電事業者は、それぞれ独自に予測精度向上に向けた取組を行っている。
- 各社がノウハウを共有するなど協力し、全体として予測精度を高めていくことが重要と考えられることから、そうした取組を促進していく。

- 多様な事業者に影響を与えるインバランス料金制度の検討に当たっては、事業者の実態やニーズを丁寧に把握しつつ、本小委員会以外の場における様々な観点での議論・分析等を包括的に踏まえる必要がある。
- このため、他委員会等における議論と緊密な連携を取りながら、事業者ヒアリングの実施等を含め、制度そのものの議論は本小委員会を中心に行っていくこととする。

検討体制（イメージ）



(参考) FIT特例①（太陽光）の予測外れ（月間最大値）の推移

- 東北エリアでは、当日朝の予測でもH3需要の4～10%の予測外れが発生することがある。

単位：千kWh

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
前々日 9時	前々日 13時頃 (前々日16時通知分)	予測外れ 月間最大値 (余剰)	345 (5.1%)	445 (6.6%)	505 (7.5%)	432 (6.4%)	422 (6.3%)	921 (13.7%)	342 (5.1%)	369 (5.5%)
前日 3時	前日 6時頃		324 (4.8%)	422 (6.3%)	494 (7.4%)	503 (7.5%)	440 (6.6%)	999 (14.9%)	351 (5.2%)	397 (5.9%)
前日 21時	当日 0時頃		457 (6.8%)	510 (7.6%)	496 (7.4%)	638 (9.5%)	429 (6.4%)	426 (6.4%)	393 (5.9%)	499 (7.4%)
当日 3時	当日 6時頃		455 (6.8%)	547 (8.2%)	509 (7.6%)	657 (9.8%)	460 (6.9%)	420 (6.3%)	409 (6.1%)	470 (7.0%)
前々日 9時	前々日 13時頃 (前々日16時通知分)	予測外れ 月間最大値 (不足)	532 (7.9%)	534 (8.0%)	452 (6.7%)	558 (8.3%)	795 (11.8%)	458 (6.8%)	575 (8.6%)	516 (7.7%)
前日 3時	前日 6時頃		538 (8.0%)	576 (8.6%)	421 (6.3%)	447 (6.7%)	725 (10.8%)	554 (8.3%)	441 (6.6%)	497 (7.4%)
前日 21時	当日 0時頃		434 (6.5%)	481 (7.2%)	521 (7.8%)	319 (4.8%)	498 (7.4%)	566 (8.4%)	384 (5.7%)	356 (5.3%)
当日 3時	当日 6時頃		424 (6.3%)	477 (7.1%)	425 (6.3%)	357 (5.3%)	454 (6.8%)	581 (8.7%)	426 (6.4%)	298 (4.4%)

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※下段カッコ書き：H3需要に対する比率（％）＝インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh）×2÷H3需要×100

（参考）FIT特例①（太陽光）の予測外れ（月間最大値）の推移

- 中部エリアでは、当日朝の予測でもH3需要の5～9%の予測外れが発生することがある。

単位：千kWh

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
前々日 3時	前々日 10時 (前々日16時通知分)	予測 外れ 月間 最大 値 (余 剰)	867 (7.1%)	981 (8.1%)	617 (5.1%)	985 (8.1%)	614 (5.1%)	864 (7.1%)	1,061 (8.7%)	703 (5.8%)
前々日21時	前日 4時		968 (8.0%)	546 (4.5%)	1,007 (8.3%)	1,174 (9.7%)	1,052 (8.7%)	1,028 (8.5%)	526 (4.3%)	880 (7.2%)
前日 21時	当日 4時		716 (5.9%)	575 (4.7%)	918 (7.6%)	1,037 (8.5%)	1,225 (10.1%)	710 (5.8%)	480 (4.0%)	780 (6.4%)
当日 3時	当日 10時		694 (5.7%)	575 (4.7%)	1,053 (8.7%)	906 (7.5%)	998 (8.2%)	710 (5.8%)	698 (5.8%)	780 (6.4%)
前々日 3時	前々日 10時 (前々日16時通知分)	予測 外れ 月間 最大 値 (不 足)	1,194 (9.8%)	1,184 (9.7%)	966 (8.0%)	887 (7.3%)	1,035 (8.5%)	973 (8.0%)	1,072 (8.8%)	853 (7.0%)
前々日21時	前日 4時		1,203 (9.9%)	1,145 (9.4%)	1,004 (8.3%)	1,151 (9.5%)	814 (6.7%)	942 (7.8%)	1,122 (9.2%)	770 (6.3%)
前日 21時	当日 4時		745 (6.1%)	1,103 (9.1%)	999 (8.2%)	1,162 (9.6%)	901 (7.4%)	1,157 (9.5%)	833 (6.9%)	731 (6.0%)
当日 3時	当日 10時		803 (6.6%)	1,124 (9.3%)	999 (8.2%)	885 (7.3%)	872 (7.2%)	954 (7.9%)	701 (5.8%)	656 (5.4%)

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※下段カッコ書き：H3需要に対する比率（％）＝インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh）×2÷H3需要×100

(参考) FIT特例① (太陽光) の予測外れ (月間最大値) の推移

- 中国エリアでは、当日朝の予測でもH3需要の4～13%の予測外れが発生することがある。

単位：千kWh

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
前々日 9時	前々日 12時 30分 (前々日16時通知分)	予測 外れ 月間 最大 値 (余 剰)	702 (13.4%)	667 (12.8%)	541 (10.4%)	500 (9.6%)	704 (13.5%)	513 (9.8%)	556 (10.6%)	731 (14.0%)
前日 3時	前日 5時30分		542 (10.4%)	765 (14.6%)	443 (8.5%)	526 (10.1%)	554 (10.6%)	417 (8.0%)	425 (8.1%)	526 (10.1%)
前日 12時	前日 14時 30分		658 (12.6%)	561 (10.7%)	374 (7.2%)	572 (10.9%)	466 (8.9%)	294 (5.6%)	406 (7.8%)	368 (7.0%)
当日 3時	当日 5時 30分		690 (13.2%)	540 (10.3%)	419 (8.0%)	632 (12.1%)	437 (8.4%)	314 (6.0%)	231 (4.4%)	390 (7.5%)
前々日 9時	前々日 12時 30分 (前々日16時通知分)	予測 外れ 月間 最大 値 (不 足)	380 (7.3%)	407 (7.8%)	500 (9.6%)	397 (7.6%)	487 (9.3%)	691 (13.2%)	739 (14.1%)	564 (10.8%)
前日 3時	前日 5時30分		568 (10.9%)	316 (6.1%)	443 (8.5%)	234 (4.5%)	281 (5.4%)	718 (13.7%)	618 (11.8%)	576 (11.0%)
前日 12時	前日 14時 30分		552 (10.6%)	366 (7.0%)	481 (9.2%)	324 (6.2%)	348 (6.7%)	675 (12.9%)	492 (9.4%)	413 (7.9%)
当日 3時	当日 5時 30分		402 (7.7%)	302 (5.8%)	407 (7.8%)	274 (5.2%)	274 (5.2%)	475 (9.1%)	404 (7.7%)	438 (8.4%)

※FIT特例① (太陽光) 予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成 (インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

※下段カッコ書き：H3需要に対する比率 (%) = インバランス量又は予測外れ平均値 (30分kWh) × 2 ÷ H3需要 × 100

(参考) FIT特例① (太陽光) の予測外れ (月間最大値) の推移

- 四国エリアでは、当日朝の予測でもH3需要の6～19%の予測外れが発生することがある。

単位：千kWh

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
前々日 9時	前々日 13時 (前々日16時通知分)	予測外れ 月間最大値 (余剰)	291 (11.6%)	309 (12.3%)	415 (16.5%)	283 (11.3%)	314 (12.5%)	435 (17.3%)	345 (13.7%)	365 (14.5%)
前々日 3時	前日 6時		351 (14.0%)	325 (13.0%)	316 (12.6%)	431 (17.2%)	360 (14.3%)	292 (11.6%)	404 (16.1%)	211 (8.4%)
前日 21時	当日 0時		284 (11.3%)	212 (8.5%)	377 (15.0%)	360 (14.3%)	353 (14.1%)	236 (9.4%)	235 (9.3%)	175 (7.0%)
当日 3時	当日 6時		270 (10.7%)	215 (8.6%)	237 (9.4%)	385 (15.3%)	338 (13.5%)	152 (6.0%)	225 (9.0%)	197 (7.8%)
前々日 9時	前々日 13時 (前々日16時通知分)	予測外れ 月間最大値 (不足)	284 (11.3%)	334 (13.3%)	372 (14.8%)	501 (20.0%)	273 (10.9%)	512 (20.4%)	451 (18.0%)	346 (13.8%)
前々日 3時	前日 6時		365 (14.5%)	366 (14.6%)	302 (12.0%)	394 (15.7%)	290 (11.6%)	533 (21.2%)	396 (15.8%)	312 (12.4%)
前日 21時	当日 0時		289 (11.5%)	323 (12.9%)	245 (9.8%)	271 (10.8%)	269 (10.7%)	374 (14.9%)	301 (12.0%)	317 (12.6%)
当日 3時	当日 6時		261 (10.4%)	356 (14.2%)	336 (13.4%)	236 (9.4%)	213 (8.5%)	424 (16.9%)	474 (18.9%)	241 (9.6%)

※FIT特例① (太陽光) 予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成 (インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

※下段カッコ書き：H3需要に対する比率 (%) = インバランス量又は予測外れ平均値 (30分kWh) × 2 ÷ H3需要 × 100

(参考) FIT特例①（太陽光）の予測外れ（月間最大値）の推移

- 九州エリアでは、当日朝の予測でもH3需要の6～16%の予測外れが発生することがある。

単位：千kWh

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
前々日 3時	前々日 10時 (前々日16時通知分)	予測外れ 月間最大値 (余剰)	1,071 (14.2%)	1,020 (13.5%)	1,705 (22.6%)	1,058 (14.0%)	709 (9.4%)	1,367 (18.1%)	1,319 (17.5%)	1,037 (13.7%)
前々日21時	前日 4時		1,231 (16.3%)	986 (13.1%)	1,458 (19.3%)	1,105 (14.6%)	786 (10.4%)	705 (9.3%)	1,162 (15.4%)	849 (11.2%)
前日 21時	当日 4時		819 (10.8%)	1,068 (14.1%)	1,123 (14.9%)	973 (12.9%)	570 (7.5%)	884 (11.7%)	848 (11.2%)	723 (9.6%)
当日 3時	当日 10時		861 (11.4%)	1,072 (14.2%)	1,142 (15.1%)	1,045 (13.8%)	1,232 (16.3%)	707 (9.4%)	884 (11.7%)	760 (10.1%)
前々日 3時	前々日 10時 (前々日16時通知分)	予測外れ 月間最大値 (不足)	680 (9.0%)	931 (12.3%)	1,604 (21.2%)	1,371 (18.1%)	1,626 (21.5%)	2,030 (26.9%)	977 (12.9%)	864 (11.4%)
前々日21時	前日 4時		512 (6.8%)	887 (11.7%)	578 (7.6%)	850 (11.3%)	1,537 (20.3%)	2,171 (28.7%)	1,045 (13.8%)	756 (10.0%)
前日 21時	当日 4時		491 (6.5%)	541 (7.2%)	505 (6.7%)	811 (10.7%)	881 (11.7%)	1,429 (18.9%)	693 (9.2%)	723 (9.6%)
当日 3時	当日 10時		626 (8.3%)	549 (7.3%)	456 (6.0%)	634 (8.4%)	1,029 (13.6%)	1,077 (14.3%)	463 (6.1%)	622 (8.2%)

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※下段カッコ書き：H3需要に対する比率（％）＝インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh）×2÷H3需要×100