

<短期>
調整力必要量の検討について

平成27年12月17日

調整力等に関する委員会 事務局

第4回委員会において提案した短期断面における予備力・調整力の量の検討の進め方

- 第3回委員会において行ったケーススタディの内容をもとに、第1回の調整力の分類に準じて、仮に、以下の変動要因に区分して前頁Step1の検討を行い、それらの結果を合わせ、系統として必要となる予備力・調整力の量について検討を進めることとしたい。（今後の議論や、海外調査の結果等を踏まえ、必要に応じ見直すことが前提。）

	説明図	需給バランスに関する変動要因(※1)	周波数制御に関する変動要因(※2)
需要に関するもの	図1	「需要想定誤差」 〔定義：需要想定値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差〕	「需要変動」 〔定義：30分平均値からの需要の変動〕
電源脱落に関するもの	図2	「電源脱落（継続）」 〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)〕	「電源脱落（直後）」 〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)〕
再エネ出力変動に関するもの	図3	「再エネ出力想定誤差」 〔定義：再エネ出力想定値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差〕	「再エネ出力変動」 〔定義：30分平均値からの再エネ出力の変動〕

(※1) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が**必要となるもの**

(※2) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が**必要でないもの**(電源脱落直後の瞬時的な供給力減少を含む)



変動要因		検討状況	検討課題
需給バランス に関する 変動要因	需要想定誤差	<ul style="list-style-type: none"> ・現状についてアンケート調査を実施 ・取得可能なデータによる分析を実施 	<ul style="list-style-type: none"> ・分析手法、使用するデータ ・評価の指標、基準
	再エネ出力想定誤差	<p><追加分を本日報告(Part 2)></p>	
	電源脱落(継続)	<ul style="list-style-type: none"> ・「電源脱落(直後)」と併せて検討(来年度) <p><追加分を本日報告(Part 3)></p>	<ul style="list-style-type: none"> ・想定する電源脱落の規模
周波数制御 に関する 変動要因	需要変動	<ul style="list-style-type: none"> ・取得可能なデータによる分析を実施 	<ul style="list-style-type: none"> ・分析手法、使用するデータ ・評価の指標、基準
	再エネ出力変動	<ul style="list-style-type: none"> ・LFC容量の検討については、代数的手法、シミュレーションにより検討することとし、来年度中にシミュレーションができるような環境を整備し検討(来年度) ⇒今年度については、代表エリアにて、代数的手法とシミュレーションの比較を行う 	
	電源脱落(直後)	<ul style="list-style-type: none"> ・電源脱落時の周波数低下のシミュレーションにより検討することとし、上記のLFC容量と併せて検討(来年度) ⇒今年度については、システムの周波数特性を用いて、現状のGF確保の充足・不足の状況について確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・想定する電源脱落の規模 ・分析手法、使用するデータ ・評価の指標、基準

Part 1 短期断面における予備力・調整力必要量の検討について（審議）

Part 2 「需要想定」・「再エネ出力想定」に関する調査結果、及び
「需要想定誤差」・「再エネ出力想定誤差」の実績（報告）

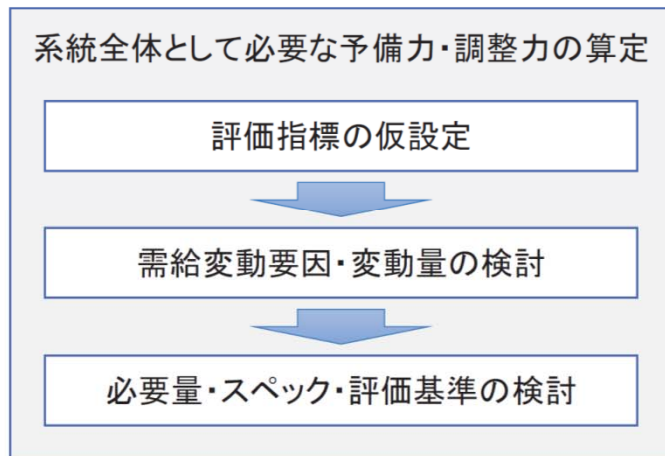
Part 3 「需要変動」及び「再エネ出力変動」の変動量の実績（報告）

- 第4回委員会において、制度改革に伴う影響を考慮せず、系統全体として議論を行うこととした。
- 6つの需給変動要因のうち、「需要想定誤差」「再エネ出力想定誤差」の検討について、今回の調査結果等に基づき、一部、Step2も見据えた考察を行った。

第4回委員会において提案した大まかな検討の進め方

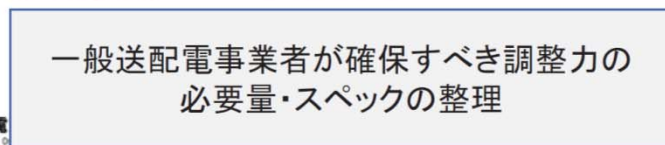
- まず系統全体として必要な予備力・調整力を議論する方が望ましいというご意見を多数いただいたところ。
- 今般の制度改革に関連する検討（計画値同時同量制度導入の影響の検討⇒一般送配電事業者が確保すべき量の検討）については、下図のStep2において扱う。

【Step1】



制度改革に伴う影響を考慮せず、
系統全体としての議論を行う。
⇒ この進め方について今回議論

【Step2】



制度改革に基づいた検討
・計画値同時同量制度導入の影響の検討
・一般送配電事業者が確保すべき量の検討

- Step1の系統全体として必要な量を算出するため、一般電気事業者の実運用における再エネ（太陽光・風力）出力想定に関する調査を行ったところ、以下の状況であったことから、現時点のデータを用いるのは適当ではないと考えられる。
 - ・ 出力想定を行っていない事業者や、行っている場合でも至近1年以内に開始した事業者があるなど、出力想定誤差の量を分析できる十分なデータがない。
 - ・ 再エネ出力想定 of システム構築等を予定しており、予測精度が向上する可能性がある。
- また、Step2の検討を見据え、一般送配電事業者が調整する必要のある、小売電気事業者の1時間前需要想定からの誤差を分析できるデータの有無について調査した結果、現状では、そのようなデータはないことが判明した。

※調査結果、想定誤差データ保有状況については、P11~13、P15参照



- 以上により、現時点で短期断面における予備力・調整力の必要量を算出するのは適当ではないと考えられることから、来年度以降必要なデータを収集し、他の需給変動要因に関する分析結果とあわせ、必要量を検討することとしたい。
- 検討にあたり必要なデータが確実に得られるよう、必要となるデータの収集について、関係事業者と調整のうえ、依頼する。

■ 次年度収集するデータ（案）

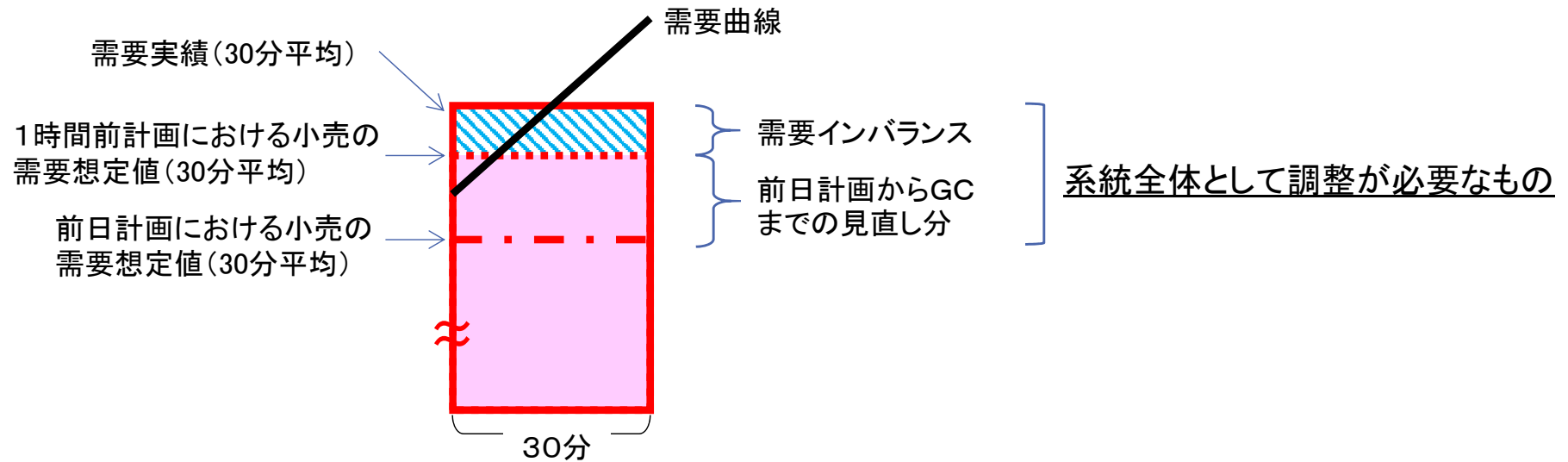
		分析項目	収集するデータ	収集方法
想定誤差	需要想定誤差	<ul style="list-style-type: none"> ・系統全体として調整が必要な量（前日計画～実需給） ・想定見直しの実績（前日計画～1時間前計画） ・需要インバランス実績（1時間前計画～実需給） 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリア毎のΣ小売の需要想定値（前日計画30分値） ・エリア毎のΣ小売の需要想定値（1時間前計画30分値） ・エリア毎の需要実績値（30分値） 	<ul style="list-style-type: none"> ・想定（計画）データおよび需要実績データは、広域機関システムより取得 ・上記以外（広域機関システムで取得できないもの）は、一般送配電事業者に依頼
	再エネ出力想定誤差	<ul style="list-style-type: none"> ・系統全体として調整が必要な量（前日計画～実需給） ・想定見直しの実績（前日計画～1時間前計画） ※FIT特例制度②、特例制度以外の再エネが対象 ・発電インバランス実績（1時間前計画～実需給） 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリア毎のFIT特例制度①電源の出力想定値（想定タイミング毎、30分値） ・エリア毎の再エネ（上記以外）の出力想定値（前日計画30分値） ・エリア毎の再エネ（上記以外）の出力想定値（1時間前計画30分値） ・エリア毎のFIT特例制度①電源の出力実績値（30分値） ・エリア毎の再エネ（上記以外）の出力実績値（30分値） 	
供給力誤差		<ul style="list-style-type: none"> ・再エネ出力想定誤差以外の発電インバランス実績（1時間前計画～実需給） 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリア毎のΣ発電の発電計画値（1時間前計画30分値） ・エリア毎のΣ発電の発電実績値（30分値） 	
時間内変動		<ul style="list-style-type: none"> ・再エネの影響を考慮した残余需要の時間内変動の実績 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリア毎の残余需要実績値（オンライン計測している発受電端需要から再エネ分を除いたもの） 	<ul style="list-style-type: none"> ・一般送配電事業者に依頼

※データ収集の詳細については、別途、関係者と協議を行う。

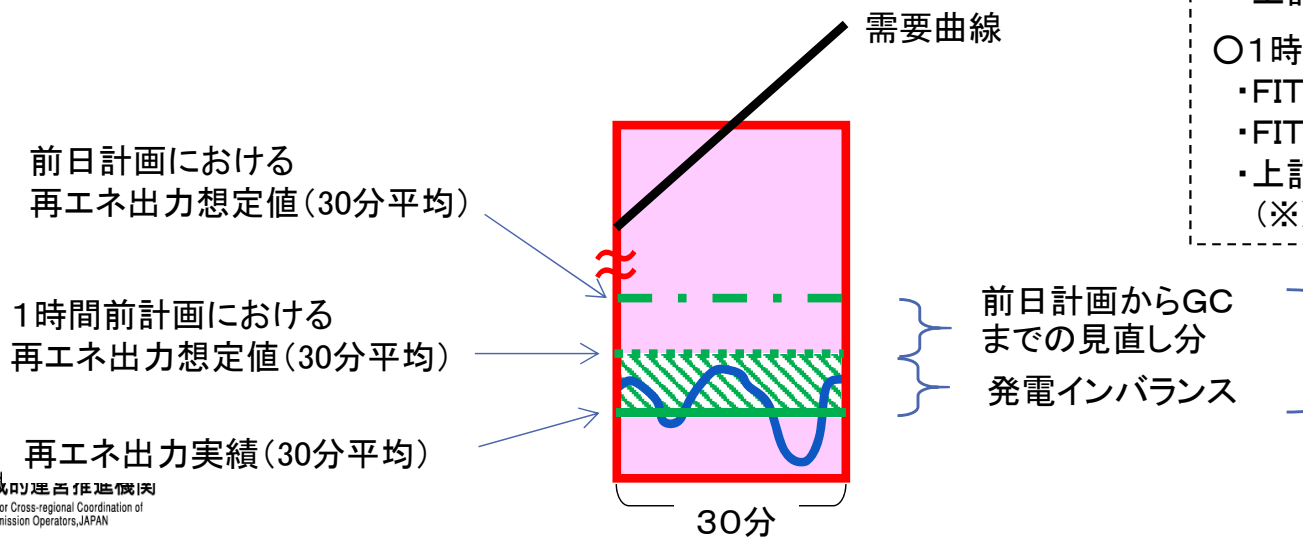
※LFC必要量の検討及びGF必要量の検討に用いるデータについては、別途、作業会において検討する。

※上記のデータを基本とし、今後の検討において収集するデータの追加等の必要性が発生した場合は、都度、関係者と協議を行う。

【需要想定誤差】

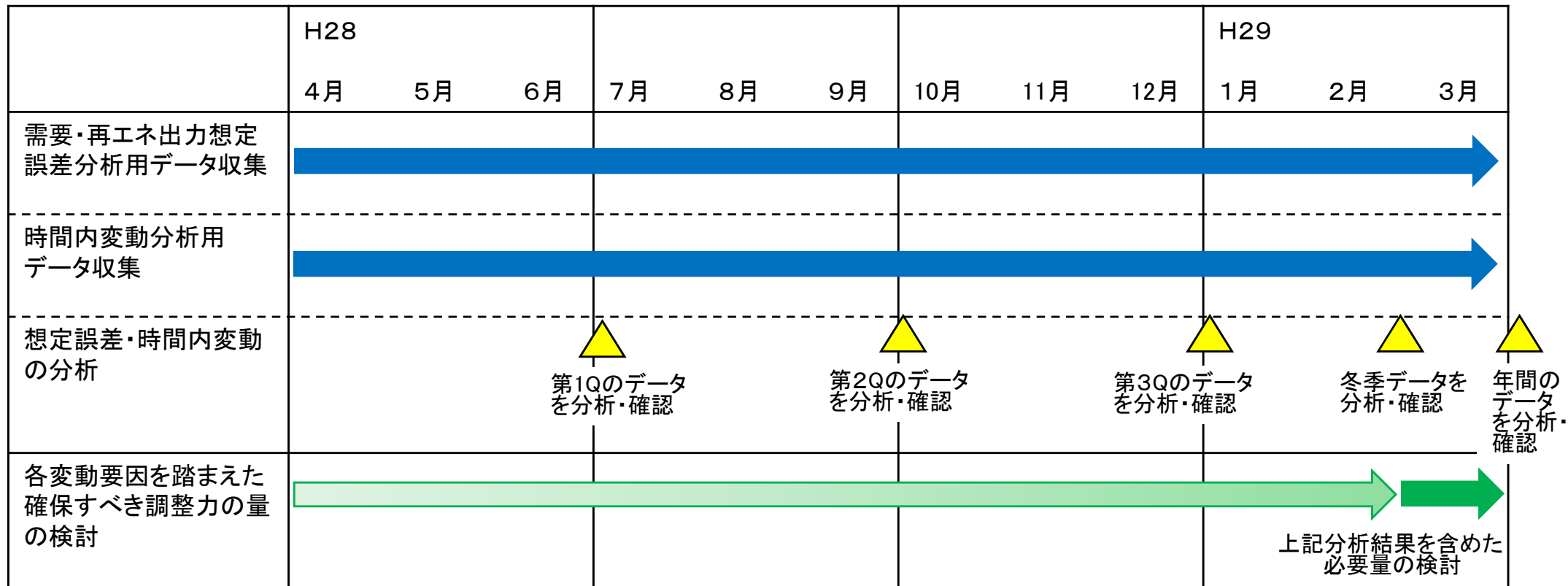


【再エネ出力想定誤差】



- 前日計画に織り込む再エネ出力想定値
 - ・FIT特例制度①: 前々日断面の想定値
 - ・FIT特例制度②: 前日計画策定断面の想定値
 - ・上記以外 : 前日計画策定断面の想定値
 - 1時間前計画に織り込む再エネ出力想定値
 - ・FIT特例制度①: 前々日断面の想定値
 - ・FIT特例制度②: 1時間前計画策定断面の想定値(※)
 - ・上記以外 : 1時間前計画策定断面の想定値(※)
- (※)前日想定値から見直さない場合も想定される

■ 次年度の想定誤差、時間内変動の検討スケジュール（案）



※次年度以降についても継続してデータ収集を行う

Part 1 短期断面における予備力・調整力必要量の検討について（審議）

Part 2 「需要想定」・「再エネ出力想定」に関する調査結果、及び
「需要想定誤差」・「再エネ出力想定誤差」の実績（報告）

Part 3 「需要変動」及び「再エネ出力変動」の変動量の実績（報告）

- 一般電気事業者10社及び特定規模電気事業者5社(※1)に対し、現状の需要想定に関する調査（需要想定を行うタイミング、需要想定対象断面、想定データの保存状況）を行い、結果を取りまとめた。
- 次年度に予定されている計画値同時同量制度を見据えた、実需給の1時間前計画確定時点からの想定誤差を算出するためのデータについて、現時点で、1時間前想定を行いデータを保有している会社はない(※2)ことを確認した。

(※1) エネット、サミットエナジー、JX日鉱日石エネルギー、日本テクノ、丸紅

(※2) 実需給の1時間前断面における需要想定を行っているわけではないが、当日の都度の見直しにおいて、副次的に実需給直前（現状の通告変更タイミングである30～60分前）時点のデータを保有している特定規模電気事業者が1社あった。

<調査結果概要> ※主な回答を集約

	一般電気事業者	特定規模電気事業者
需要想定を行うタイミング	実需給当該日の前日に需要想定を行い、当日朝及び必要により都度見直し	実需給当該日の前日9時頃(スポット市場入札締切前)までに需要想定を行い、当日の気温・需要動向・同時同量支援データ等により、都度見直し
需要想定の対象断面	1時間値24点(7社) 30分値48点(2社) 1時間値5点(※)+取引検討用30分値48点(1社) (※)深夜ボトム・午前ピーク・午後ピーク・点灯ピーク・13時	30分値48点
想定データの保存状況	ほとんどの会社が前日想定(1時間値24点(又は30分値48点))を保存しているが、1年間等の保存期限のある会社や1時間値24点を保存するルールになっていない会社もあり 当日想定(見直し)分は、1時間値24点、ピーク1時間値1点、見直しの最終版(データ上書き)のみ、保存していないなど各社に相違あり	4社が30分値48点のデータを保存(1年間、2年間等の保存期限のある会社もあり)しており、1社は最新の予測断面の数値のみ保存(過去データに上書き)

- 一般電気事業者10社に対し、現状の太陽光発電出力想定に関する調査を行い、結果を取りまとめた。
- 沖縄電力を除く9社が想定（気象データ等を用いた出力想定）を実施しているが、至近3年以内に対応を開始しており、蓄積データも少ない状況であることを確認した。
- 次年度の制度変更に向け、システム構築等を予定している状況であることを確認した。

<調査結果概要> ※個別の調査結果については、P25～33に添付

■ 太陽光発電出力想定の実施概要

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
開始年月 (※1)	H25.7	H25.6	H25.8 (H24.7)	H27.1 (H24.7)	H27.4 (H25.7)	H24.10	H25.7	H27.10	H26.10 (H25.12)
想定タイミング	前日	前日、当日	前日、当日	前日、当日	前日	前日、当日	前日、当日	(※2)	前日、当日
想定対象断面	1時間値24点	1時間値24点	1時間値24点	1時間値24点	30分値48点	1時間値24点	30分値48点	30分値384点	30分値48点
想定手法の見直し予定	システム化 (H27年度中)	システム化 (H27年度中)	—	断面細分化 (H28.4)	—	システム変更 (H28.3)	—	—	システム化 (H27年度中)

(※1)開始年月における()内は旧手法(簡易想定含む)による想定開始年月

(※2)8日先までの30分間隔の出力想定値を30分周期で算出

- 沖縄電力については、平成28年4月想定開始予定

- 一般電気事業者10社に対し、現状の風力発電出力想定に関する調査を行い、結果を取りまとめた。
- 10社中4社（東北、北陸、中国、四国）が想定（気象データ等を用いた出力想定）を実施しているが、そのうち2社は至近2年以内に対応を開始しており、東北電力、四国電力（5年程度の実績）を除き、蓄積データがない、又は少ない状況であることを確認した。
 （※）気象データを用いた出力想定は行っていないが、設備量とL5出力比率から算定した出力値を日々の供給力へ計上している会社もあった。

<調査結果概要> ※個別の調査結果については、P34～37に添付

■ 風力発電出力想定の実施概要

	東北	北陸	中国	四国
開始年月（※1）	H22.5	H27.4	H27.10	H25.10 (H22.9)
想定タイミング	(※2)	前日	前日、当日	(※3)
想定対象断面	10分値(翌々日まで)	30分値48点	30分値48点	1時間値185点

(※1) 開始年月における()内は旧手法による想定開始年月

(※2) 当日6時に75時間先まで、14時に79時間先までの想定値を更新

(※3) 80時間先までの1時間間隔の想定値を1時間周期で算出、185時間先までの1時間間隔の想定値を3時間周期で算出

- 実施していない事業者（北海道、東京、中部、関西、九州、沖縄）については、平成27年度内または平成28年4月の想定開始を予定

■ 前回（10/2 第5回委員会）と今回の相違点は以下のとおり。

➤ 残余需要想定誤差の算出

	前回(10/2第5回委員会)	今回
需要データ	各社保有の前日想定(1時間値24点)・実績データ	同左
太陽光データ	国の補助事業(PV300)における日射量予測・実績データを用いて、H27.5末時点の連系済容量に換算した出力想定・実績データ	各社の実運用における出力想定・実績データ
風力データ	事業者保有の出力予測・実績データを用いて、H27.5末時点の連系済容量に換算した出力想定・実績データ	各社の実運用における出力想定・実績データ
算出対象期間	平成24年10月～平成25年9月(1年間)	平成24年4月～平成27年3月(3年間) ※各社のデータ保有状況により相違あり(次頁参照)
上記データを使用した理由	各社同じようにデータを保有している国の補助事業(電力10社が参画したPV300実証事業)の太陽光データを活用して、至近の連系済容量における残余需要想定誤差の傾向を把握するため	各社の実運用における再エネ出力想定データと需要想定データを用いて、残余需要誤差の実績を把握するため

➤ ピーク需要想定誤差の算出（参考）

	前回(10/2第5回委員会)	今回
ピーク需要想定誤差	前日想定、当日想定(1年分(H24.10～H25.9))のデータにより、誤差率(需要実績比)を算出	前日想定、当日想定(3年分(H24.4～H27.3))のデータにより、誤差率(需要想定比)を算出

■ 今回受領した各データにより、残余需要（需要－再エネ）の想定誤差を算出したが、現状、各社の想定・実績データ保有状況は以下のとおり。（対象期間：H24.4～H27.3（3カ年））

※各社の再エネ出力想定の実施状況は、P12、13調査結果まとめ参照

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要	3カ年	3カ年	3カ年	3カ年	3カ年	3カ年	3カ年	3カ年	H24.10～ (※1)	3カ年
太陽光	H25.7～	H25.6～	3カ年	H27.1～	H25.7～	H26.6～ (※2)	なし (※3)	なし	H25.12～	なし
風力	なし	3カ年	なし	なし	なし	なし	なし	3カ年	なし	なし
残余需要 (算出期間) (※4)	L-PV (1年9カ月)	L-PV-WT (1年10カ月)	L-PV (3カ年)	L-PV (3カ月)	L-PV (1年9カ月)	L-PV (9カ月)	不可	L-WT (3カ年)	L-PV (1年4カ月)	不可

(※1) 取引検討用の想定値データのため取引日のみ

(※2) H26.6.16以前は、実績＝当日朝想定値のため、想定誤差(前日想定値と実績値の差)の算出は不可

(※3) 対象期間において、実績＝当日朝想定値のため、想定誤差(前日想定値と実績値の差)の算出は不可

(※4) L: 需要、PV: 太陽光、WT: 風力

第6回委員会後 修正(タイトルへ「前日想定」追記)

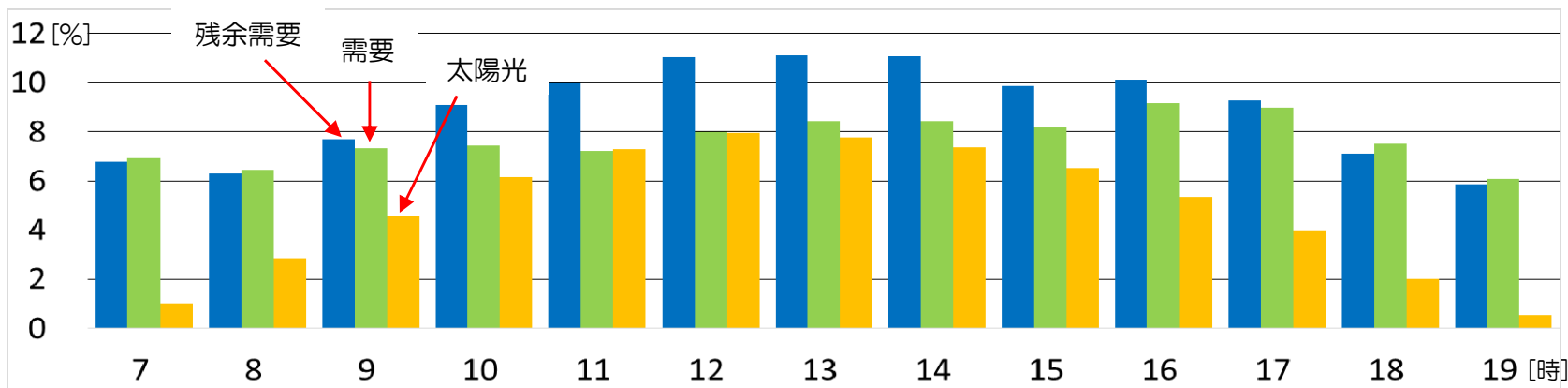
- 残余需要、需要、太陽光の想定誤差（太陽光発電導入比率の大きい九州電力の例）は以下のとおり。
- 2σ値で算出した場合、現状においても10%を超える残余需要想定誤差となる。今後、次年度取得する新しい実績データにて確認を行う。

残余需要・需要・太陽光発電出力想定誤差率 [%]（対象期間：H25.12～H27.3(1年4ヵ月)）

	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時
残余需要	6.8	6.3	7.7	9.1	10.0	11.1	11.1	11.1	9.8	10.1	9.3	7.1	5.9
需要	6.9	6.4	7.3	7.4	7.2	8.0	8.4	8.4	8.2	9.1	9.0	7.5	6.1
太陽光	-1.0	-2.8	-4.6	-6.1	-7.3	-8.0	-7.8	-7.4	-6.5	-5.3	-4.0	-2.0	-0.6

※ 残余需要想定誤差率 = { (需要想定誤差) - (再エネ出力想定誤差) } / (需要想定値)

※ 上げ調整力が必要となる誤差の方向を記載（残余需要・需要：上振れ(平均+2σ)、太陽光・風力：下振れ(平均-2σ)）



※太陽光発電出力誤差は符号を反転し記載

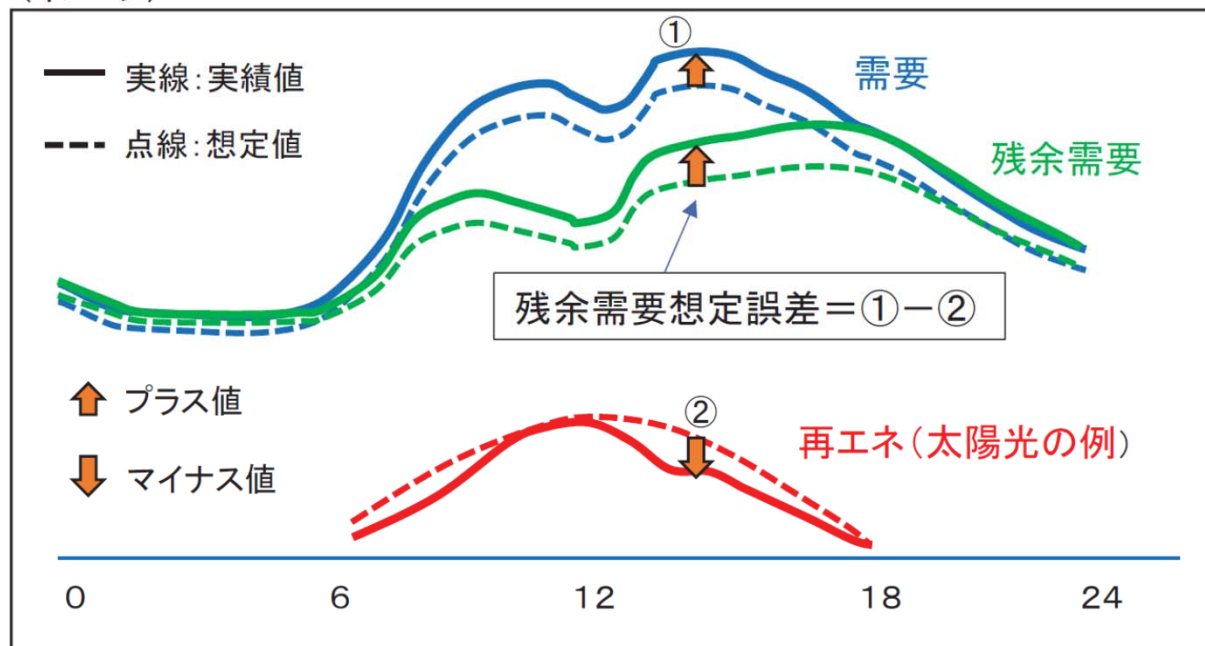
■ 残余需要

需要から、再エネ（太陽光・風力）出力を控除した需要
(需要) - (再エネ(太陽光・風力)出力)

■ 残余需要想定誤差

需要実績値から再エネ(太陽光・風力)出力実績値を控除した「残余需要実績値」と、需要想定値から再エネ(太陽光・風力)出力想定値を控除した「残余需要想定値」の差
(需要実績値 - 再エネ(太陽光・風力)実績値) - (需要想定値 - 再エネ(太陽光・風力)出力想定値)
= (需要想定誤差：①) - (再エネ(太陽光・風力)想定誤差：②)

(イメージ)



■ 残余需要・需要・太陽光発電出力想定誤差率 [%]

		7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時	対象期間
北海道	残余需要	4.9	4.8	5.5	6.2	6.5	6.9	7.1	6.8	6.5	5.8	5.2	4.5	4.3	H25.7~H27.3 (1年9ヵ月)
	需要	5.0	4.9	5.5	6.0	6.1	6.5	6.7	6.5	6.4	5.8	5.3	4.5	4.3	
	太陽光	-0.2	-0.5	-0.8	-1.1	-1.2	-1.3	-1.3	-1.2	-1.0	-0.7	-0.2	0.0	0.0	
東京	残余需要	5.0	5.2	5.7	6.0	6.3	6.6	7.0	6.9	6.8	6.5	5.9	4.9	4.6	H24.4~H27.3 (3ヵ年)
	需要	5.0	4.9	5.2	5.4	5.7	6.0	6.4	6.3	6.2	6.3	5.8	4.9	4.6	
	太陽光	-0.7	-1.4	-1.8	-2.0	-2.1	-2.3	-2.3	-2.2	-1.9	-1.4	-0.7	-0.3	0.0	
中部	残余需要	4.7	5.4	5.6	5.5	5.6	6.2	6.4	6.3	6.1	5.4	4.8	3.6	3.0	H27.1~3 (3ヵ月)
	需要	4.3	4.0	4.6	4.5	4.5	4.8	4.9	4.3	4.0	4.2	4.2	3.5	3.0	
	太陽光	-1.2	-2.9	-3.1	-3.3	-3.7	-4.1	-4.3	-4.4	-4.2	-3.0	-1.9	-0.5	0.0	
北陸	残余需要	5.8	5.6	5.5	5.4	5.3	5.4	5.8	6.3	6.1	6.1	6.1	5.5	5.0	H25.7~H27.3 (1年9ヵ月)
	需要	5.7	5.5	5.4	5.2	5.1	5.3	5.8	6.3	6.1	6.1	6.1	5.5	5.0	
	太陽光	-0.3	-0.6	-0.9	-1.1	-1.3	-1.5	-1.5	-1.3	-1.2	-0.8	-0.5	-0.3	-0.1	
関西	残余需要	6.2	7.8	9.0	9.5	9.7	9.7	9.1	9.7	9.4	8.8	8.1	6.5	5.6	H26.6~H27.3 (9ヵ月)
	需要	6.2	7.8	8.8	8.8	8.7	8.6	7.4	8.4	8.7	8.5	8.1	6.6	5.6	
	太陽光	-0.5	-1.1	-1.9	-2.8	-3.3	-3.6	-3.9	-3.4	-2.8	-1.9	-1.0	-0.4	-0.1	
九州	残余需要	6.8	6.3	7.7	9.1	10.0	11.1	11.1	11.1	9.8	10.1	9.3	7.1	5.9	H25.12~H27.3 (1年4ヵ月)
	需要	6.9	6.4	7.3	7.4	7.2	8.0	8.4	8.4	8.2	9.1	9.0	7.5	6.1	
	太陽光	-1.0	-2.8	-4.6	-6.1	-7.3	-8.0	-7.8	-7.4	-6.5	-5.3	-4.0	-2.0	-0.6	

■ 残余需要・需要・太陽光・風力発電出力想定誤差率 [%] (対象期間：H25.6~H27.3(1年10ヵ月))

		1時	2時	3時	4時	5時	6時	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時	20時	21時	22時	23時	24時
東北	残余需要	4.4	4.4	4.5	4.6	4.8	5.0	4.9	4.8	5.2	5.5	5.7	6.0	6.4	6.4	6.1	6.1	5.4	4.8	4.6	4.4	4.6	5.0	5.6	5.8
	需要	4.5	4.4	4.4	4.5	4.7	4.9	4.8	4.8	5.0	5.2	5.2	5.5	6.0	6.0	5.8	5.9	5.3	4.7	4.6	4.7	4.9	5.2	5.6	5.8
	太陽光	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.8	-1.4	-1.8	-2.1	-2.2	-2.2	-1.9	-1.4	-0.8	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	風力	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-1.0	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.9	-0.9	-1.0	-1.0

■ 残余需要・需要・風力発電出力想定誤差率 [%] (対象期間：H24.4~H27.3(3ヵ年))

		1時	2時	3時	4時	5時	6時	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時	20時	21時	22時	23時	24時
四国	残余需要	5.7	5.3	4.9	4.5	4.3	4.7	5.8	6.3	6.8	6.8	6.9	7.2	7.4	7.5	7.4	7.2	7.0	6.5	5.6	5.3	5.6	6.0	6.6	7.0
	需要	5.6	5.3	4.9	4.4	4.2	4.7	5.8	6.2	6.6	6.6	6.6	7.0	7.2	7.3	7.3	7.2	7.0	6.5	5.7	5.5	5.6	6.1	6.6	7.1
	風力	-1.0	-1.0	-0.9	-0.9	-0.9	-1.0	-1.1	-1.1	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.1	-1.0	-1.0	-1.0	-0.9	-0.9	-0.8	-0.8	-0.9	-1.0	-1.1	-1.1

※ 残余需要想定誤差率 = { (需要想定誤差) - (再エネ出力想定誤差) } / (需要想定値)

※ 上げ調整力が必要となる誤差の方向を記載 (残余需要・需要：上振れ(平均+2σ)、太陽光・風力：下振れ(平均-2σ))

■ 3カ年（H24-H26年度）のピーク需要想定誤差率（上振れ） [%]

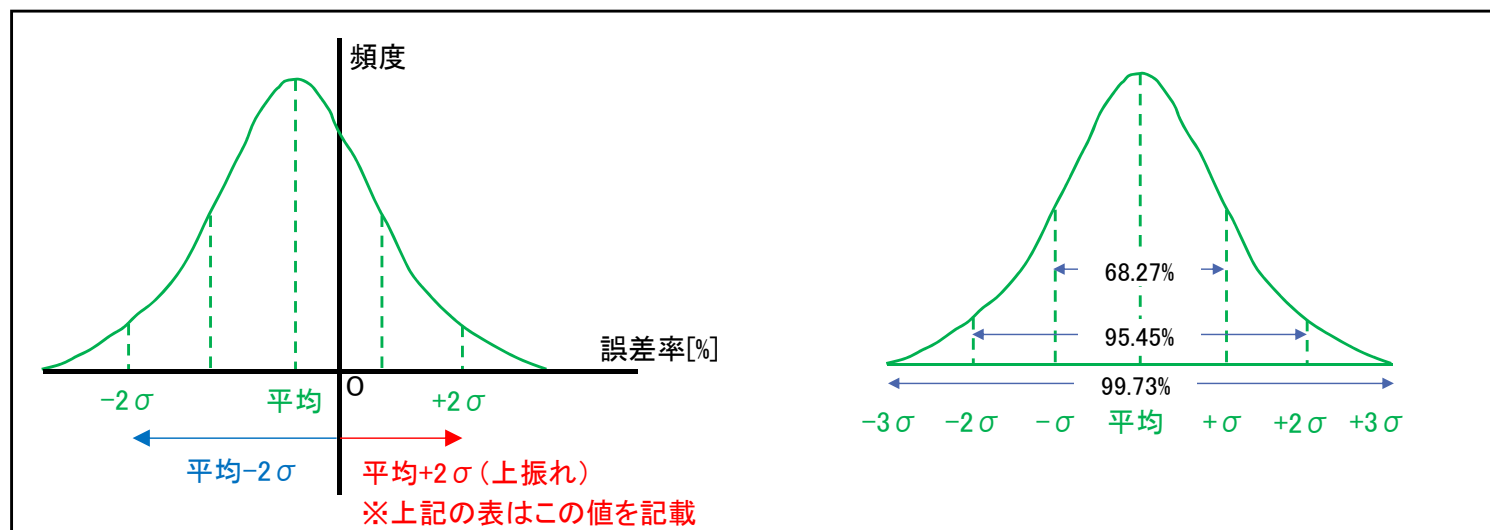
	北海道		東北		東京		中部		北陸		関西		中国		四国		九州		沖縄	
	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定	前日想定	当日想定
平均誤差	-0.4		-0.5	-0.5	-0.9	-0.6	-0.4	-0.2	-0.7	-0.7	-0.2	-0.4	-0.5	-0.3	-0.9	-0.8	0.1	-0.7	-0.5	
標準偏差	2.3		2.4	2.2	2.7	2.0	2.4	1.9	2.9	2.8	3.1	2.7	2.8	2.1	3.4	3.0	3.1	2.5	4.0	
平均+2σ	4.1		4.3	3.8	4.6	3.5	4.3	3.7	5.1	4.8	5.9	5.0	5.0	3.9	6.0	5.3	6.4	4.4	7.4	
平均+3σ	6.3		6.7	6.0	7.3	5.5	6.7	5.6	8.0	7.5	8.9	7.7	7.8	6.0	9.4	8.3	9.5	6.9	11.4	
最大誤差	8.3		8.0	7.7	9.1	9.2	7.6	7.0	12.1	8.8	11.8	8.4	16.2	6.8	11.5	11.5	15.2	7.7	15.2	

※需要想定：一般電気事業者の自社需要想定

※北海道、沖縄は当日想定データなし

※ピーク需要想定誤差率 = { (需要実績値) - (需要想定値) } / (需要想定値)

【参考】正規分布イメージ

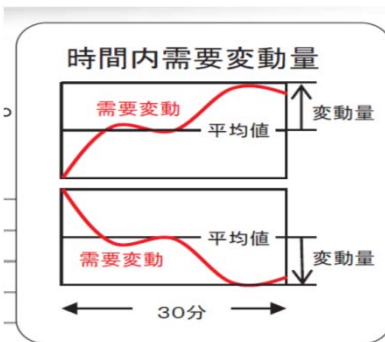


- Part 1 短期断面における予備力・調整力必要量の検討について（審議）
- Part 2 「需要想定」・「再エネ出力想定」に関する調査結果、及び
「需要想定誤差」・「再エネ出力想定誤差」の実績（報告）
- Part 3 「需要変動」及び「再エネ出力変動」の変動量の実績（報告）

■ 前回（10/2 第5回委員会）と今回の相違点は以下のとおり。

➤ 時間内変動の算出

	前回(10/2第5回委員会)	今回
需要データ	各社保有の実績データ(1分周期以内)	各社保有のオンライン計測実績データから、それに含まれる太陽光・風力を除いたものを残余需要として使用(1分周期以内)
太陽光データ	日射量実績値(PV300の日射量計による)をもとに、H27.5末時点の連系済容量にて算出した推定実績値(1分周期以内)	—
風力データ	各社保有の出力実績値をもとに、H27.5末時点の連系済容量にて算出した換算実績値(1分周期以内)	—
算出対象期間	平成25年4月～平成26年3月(1年間)	平成24年4月～平成27年3月(3年間)
上記データを使用した理由	各社同じようにデータを保有しているPV300の日射量計の実績データを活用して、至近の連系済容量における需要と残余需要の時間内変動の傾向(季節別)を把握するため	以下の理由による ・太陽光データについて、PV300実証事業終了後、日射量計のデータを収集していない事業者も多く、平成26年度以降については、前回のような各社横並びの太陽光単独のデータが収集できないため ・各社がオンライン計測しているデータにより、時間内変動の実績を把握するため

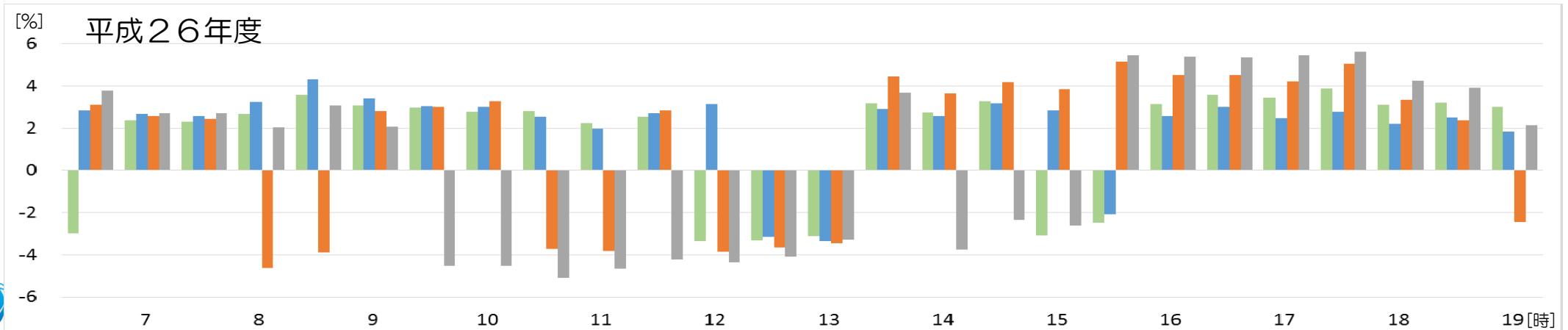
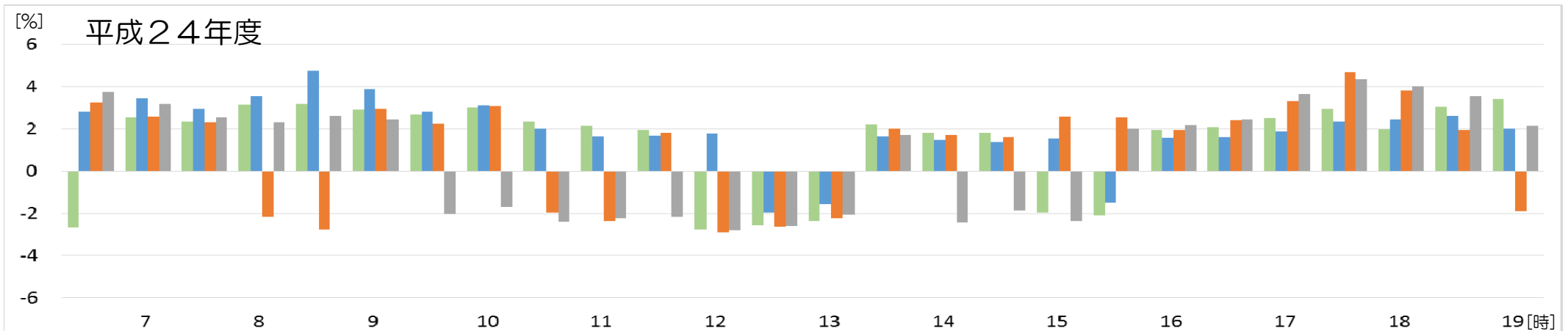


(第2回調整力等に関する委員会
資料3-1 P16抜粋)

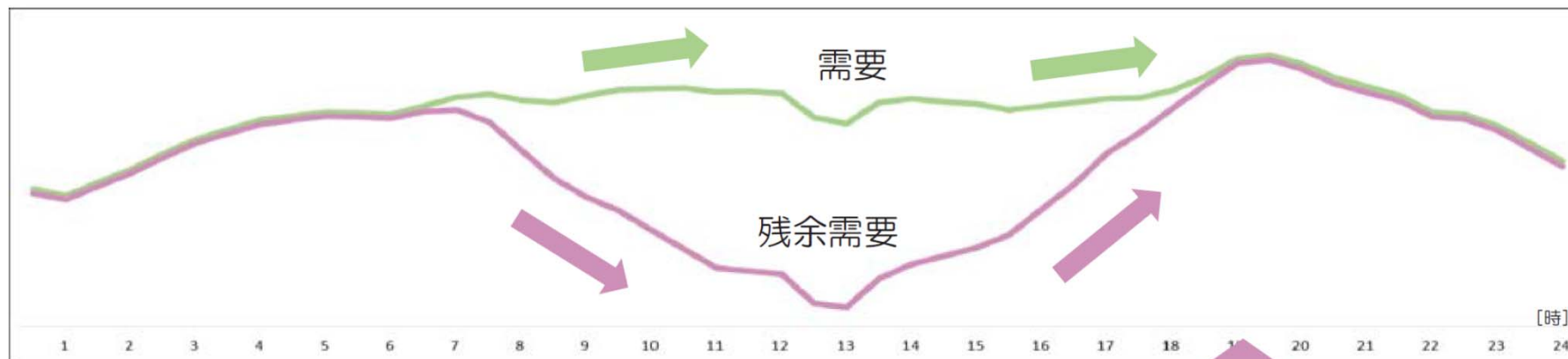
残余需要の時間内変動

- 平成24年度、26年度の残余需要の時間内変動（太陽光発電導入比率の大きい九州電力の例）は以下のとおり。
- 太陽光発電の導入拡大により残余需要の時間内変動率は大きくなる傾向にあり、特に、朝から昼にかけての下げ方向（太陽光発電出力の増加時）、昼から点灯ピークに向けての上げ方向（太陽光発電出力の減少時）の変動が大きくなっている。
- 季節別では、1日のピークが点灯時間帯となる傾向にある秋季・冬季において、午後の点灯ピークに向けての上げ方向の時間内変動が大きくなっている。

各30分コマ時間内変動の平均±2σ値（■：春季(4~6月) ■：夏季(7~9月) ■：秋期(10・11月) ■：冬季(12~3月)）



■ 需要および残余需要の変動方向のイメージ



(グラフ化した各30分コマの時間内変動率の算出手法 (春季の場合))

- 対象期間 (4/1~6/30) における当該時間コマの時間内変動率 (上方向、下方向あり) を算出 (当該30分コマの需要の平均値を分母とした)
- 対象期間内の時間内変動率の平均により需要増加傾向、減少傾向を判定 (+ : 増加、- : 減少)
- 需要増加の場合、+値の時間内変動率 (減少の場合は-値) の統計値を算出

再生エネルギー出力想定に関する調査結果 (個別回答)

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成25年7月
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・天気予報に応じた想定出力パターンを作成し、これを予測値としている(エクセルベース) ・自家消費分は、過去の自家消費率の推定実績を考慮
想定に使用するデータ	気象会社が発表する天気予報を使用(日射量予測データに基づいた予測は行っていない)
想定タイミング	前日想定
想定対象断面	当該日の1時間値24点
現状の取組み、今後の予定	現在予測システムを開発中であり、気象会社から受信する日射量予測データ等を基に予測を行う予定(平成27年度中を予定)
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・オンライン計測をしている分はオンライン計測値 ・オンライン計測をしていない分は、日射実績を基に作成した推定値 ・自家消費分は想定値を考慮

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成25年6月
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・日射量予測等の気象データと、各県の太陽光の連系量を用いて算出 ・自家消費分は想定値を入力 ・現在はシステム化しておらず、PCで動作する予測ツールを使用
想定に使用するデータ	気象会社よりデータを取得
想定タイミング	前日想定(翌日夜まで)および当日想定(当日夜まで)
想定対象断面	1時間値24点
現状の取組み、今後の予定	今年度末までに、太陽光出力予測推定システムを導入予定
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・オンライン計測外の太陽光については、前述の予測手法を用いて、気象予測データを気象実績データに置き換えることで推定 ・自家消費分は前日想定値を使用

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成25年8月（平成24年7月から簡易予測を開始。一部データは存在する。）
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・アメダス観測データから太陽光発電出力を予測 ・自家消費分は、自家消費率を過去実績から各月一定値で算出 ・エクセル計算（システムなし）
想定に使用するデータ	気象会社よりデータを取得
想定タイミング	前日16時、当日8時
想定対象断面	1時間値24点
現状の取組み、今後の予定	—
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・気象庁5地点の日射量データとメガソーラテレメータのMW値を日射量に換算して算出 ・自家消費分については、自家消費率を過去実績から各月一定値で算出

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成27年1月
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・予想日射量、予想気温、設備容量等を反映し太陽光発電出力を予測し、自家消費分を控除した値を予想出力として算出 ・エリアを14に区分し、各々のエリアの予想日射量等から出力を予測した後、合算してエリア計を算出 ・自家消費分は、家庭用太陽光発電(余剰買取分)契約電力に自家消費率を乗じて算出
想定に使用するデータ	気象会社の予測データを使用
想定タイミング	<ul style="list-style-type: none"> ・前日想定:前日17時 ・当日想定:当日6時
想定対象断面	当該日1時間値24点
現状の取組み、今後の予定	太陽光発電の出力予測を30分値48点予測へ変更予定(平成28年4月)
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・連系容量2,000kW以上のメガソーラーはTMIにて実測データを取得 ・オンライン計測していない自社買取分(家庭用PV)は、日射量実測値×PV設備量にて算定し、自家消費分を控除した値を実績とする。自社買取分以外は事業者から提出される発電計画値を使用。 ・自家消費分は、家庭用PV(余剰買取分)計算値に自家消費率を乗じて算出

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成27年4月（旧手法による想定データ：平成25年7月～平成27年3月）
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・気象庁数値予報データ(GPV)を入力データとして20kmメッシュごとの日射量予測を行い、それらの予測値と北陸エリア内の設備量を以下の式※に代入して発電出力に換算（日射量予測は外部委託にて実施）。 ※ 出力＝日射量予測値×（1－ロス）×設備量×余剰率×傾斜角補正×実績補正
想定に使用するデータ	日射量予測データは専用回線を通じて入手
想定タイミング	日射量予測の10時更新データを用いて、夕方に翌日の出力想定を実施
想定対象断面	当該日の30分値48点
現状の取組み、今後の予定	自社日射量実績を予測ロジックへ組込むことで、精度向上できないか検討中（当面は現状の日射量予測精度検証を行う）
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・連系している太陽光発電の大多数が高圧・低圧連系設備であり、計測情報を各々取得していないため、自社日射量実績値と北陸エリア内の設備量を以下の式※に代入して発電実績を推定 ※ 出力＝日射量実績値×（1－ロス）×設備量×余剰率×傾斜角補正×実績補正 ・自家消費分については、過去のサンプルデータをもとに、月毎・時間毎の余剰率として反映

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成24年10月
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・予想出力算出式(平成27年10月30日現在) 全量買取＝全量買取契約電力(推定値)×日射量予測値×発電効率 余剰買取＝余剰買取契約電力(推定値)×日射量予測値×発電効率－余剰買取契約電力(推定値)×自家消費比率 ・日射量:4地点平均値(大阪、奈良、彦根、高松) ・買取契約電力(推定値):中給にて過去3ヶ月のPV契約電力実績データを用いて高圧以下で受電している分を算出。特別高圧で受電している分については、前々月末契約電力を使用。(事前に連系通知のある場合は状況に応じて対応を実施) ・予測システム:有
想定に使用するデータ	日射量予測値(予測データは気象会社と日射量予測委託契約し受領)
想定タイミング	前日想定(翌日予想)、当日想定(当日補正)
想定対象断面	前日想定:翌日0時～24時までの1時間毎 当日想定:当日7時～24時までの1時間毎
現状の取組み、今後の予定	<ul style="list-style-type: none"> ・平成28年3月中旬に予測手法を変更する予定 ・日射量予測を現状の4地点日射量予測から関西エリア内のメッシュ日射量予測へ変更予定 ・予測対象期間を当日・翌日の2日間から当日・翌日・翌々日の3日間へ変更予定 ⇒ 衛星画像を活用した日射量短時間予測システムが平成28年3月運開予定
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・自社太陽光についてはオンライン値を計上 ・他社太陽光(買取分)については、日射量実績値を使用し予想出力算出式により実績値を算出(日射量実績については気象会社との委託契約にて受領) ・平成26年6月16日までは、予測値を実績として計上。

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成25年7月
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・気象庁数値予報メソモデル(以下MSM:5kmメッシュ)の温度,湿度,降水量,雲量を学習データとした重回帰分析により,晴天指数予測式を作成。なお晴天指数とは全天日射量を大気外日射量で除したもの。 ・日射量の予測地点は中国地方の県庁所在地5地点を対象に,30分毎に行う。 ・日射量から太陽光の出力を変換する計算にはJISC8907に基づくシステム出力係数を活用。日射量予測モデルで予測した30分毎の日射量から各県の太陽光発電出力を算出。 ・太陽光発電出力から自家消費分(箱型)を減じたものを,太陽光余剰分として供給力へ計上。 ・本ロジックのシステム有。
想定に使用するデータ	気象会社からMSMデータを受信し,上記の重回帰分析を用いて推定日射量を計算。
想定タイミング	<ul style="list-style-type: none"> ・前日想定:前日12時から39時間先までのMSMデータを14時30分頃に受信し,予測。 ・当日想定:当日3時から39時間先のMSMデータを5時30分頃に受信し,予測を見直し。 ・MSMの予報時間である39時間先まで予測可能で,3時間毎更新。
想定対象断面	当該日の30分値48点(平成27年3月31までは1時間値24点)
現状の取組み、今後の予定	前々日想定手法を試行。気象庁全球数値予報モデル(以下GSM)を用いて予測。ロジックはMSMによる前日想定と同じく重回帰分析による統計的手法を活用
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・特別高圧の送電線で連系する太陽光発電はオンライン計測データを使用 ・上記以外は,研究用の日射量計(PV300)で計測した日射量と営業所毎の設備導入量から所単位で推定発電量を計算。計算に用いるシステム係数,自家消費量等は予測と同じ値を使用 ・平成27年3月31日までは実績推定は行っておらず,予測値を実績として計上

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成27年10月
想定手法	<p>手法①: 気象庁の数値予報を用いて、実績データにより学習し作成した気象条件と日射量の相関モデル(ファジィ回帰モデル)を活用し、予測する方法</p> <p>手法②: 気象衛星ひまわりの衛星画像を用いて、雲の移動を考慮しながら予測する方法</p> <p>・上記2つの方法により5kmメッシュ毎の日射量を算定し、5kmメッシュ毎の設備容量データを基に5kmメッシュ毎に出力換算する。</p> <p>・なお、10kW未満は自家消費を算出し、発電出力から差し引いている。</p> <p>※予測手法①は普段起きている雲の変形(発生、拡大、消滅)を模擬していることから、通常は予測手法①を用いるが、前線のように大きな雲が移動するような場合(雲の変形は少ない)などは、雲の正確な位置がわかる予測手法②に切り替える。</p>
想定に使用するデータ	気象会社より雲量、湿度、気温、降水量のデータ、気象衛星ひまわりの衛星画像を取得。
想定タイミング	8日先までの30分間隔の出力予測値を、30分周期で算出。前日想定は6時または7時、12時または13時のデータを基本とし適宜見直す。当日想定は適宜見直す。
想定対象断面	30分値384点
現状の取組み、今後の予定	ひまわり8号の新たな気象データを用いて、予測精度の向上について検討する予定
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽光発電出力予測と同様、日射量実績を推定する部分と推定した日射量に換算係数を掛けて太陽光発電出力に変換する部分の2つで構成されている。 ・日射量実績推定の部分については、衛星画像から求めた日射パターンに対し、日射計(四国地内15地点)の実測値を用いて空間補間しながら四国全体の日射分布を推定している。 ・また、太陽光発電出力に変換する部分については、想定手法と同じ。なお、2MW以上についてはオンライン計測している。

太陽光発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成26年10月(旧手法による予想データ:平成25年12月～平成26年9月)
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・気象会社から日射量予測データ8地点(支社毎:下関(北九州)、福岡、佐賀、長崎、大分、熊本、宮崎、鹿児島)を受領し、以下の算出式から、支社単位で太陽光発電の出力予測を行い、九州全体の出力予測値を算出。 ・太陽光発電出力を予測するシステムはなし 〔太陽光出力予測値算出式〕 <ul style="list-style-type: none"> ・事業用:日射量(予測値)×出力換算係数×設備量 ・非事業用:日射量(予測値)×出力換算係数×設備量－自家消費率×設備量
想定に使用するデータ	気象会社より、先65時間の日射量予測データを受領 (配信タイミング:毎日4時、10時、16時、22時)
想定タイミング	1日2回:6時頃、16時頃
想定対象断面	30分値48点
現状の取組み、今後の予定	<ul style="list-style-type: none"> ・現在は、短期間予測(数値モデルによる予測:先65時間)の日射量予測値を受領し、太陽光の出力予測を行っているが、より予測精度を向上するため、日射量実況値を基に予測値を補正した短時間予測値(衛星画像による予測:先6時間)を気象会社から受領することを検討中 ・また、出力換算係数を連系種別(高圧・低圧)毎に細分化することを検討中
実績データの作成方法	<ul style="list-style-type: none"> ・特別高圧連系は、テレメータにより出力値を取得 ・高圧・低圧連系は、弊社営業所建屋等に設置した日射量計(一部は気象台のデータ)から日射量データ取得し、出力予測と同じ算出式により、太陽光出力実績(推計)値を算出 〔太陽光出力実績(推計)値算出式〕 <ul style="list-style-type: none"> ・事業用:全天日射量×出力換算係数×設備量 ・非事業用:全天日射量×出力換算係数×設備量－自家消費率×設備量

風力発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成22年5月
想定手法	<ul style="list-style-type: none"> ・気象庁の数値予報格子点データ(GSM、MSM)を入力データとし、風況シミュレーションにより予測対象である各WFの風力発電機設置地点毎に風速を予測する。 ・その後、風観測データによる予測誤差補正を経て、風力発電機毎に換算した発電出力から予測対象WFの合計出力予測値を算出する。 ・この後、出力実績データを用い、各種統計モデルによる予測誤差補正を実施し、最終的な予測データを算出する。(平成22年度に風力発電予測システムの運用を開始) ・なお、出力実績データによる補正をするため、予測対象WFは、オンライン計測している当社受電分WFとしている(平成27年8月末時点 連系量66万kWのうち計測対象57万kW)。
想定に使用するデータ	気象庁の数値予報格子点データ(GSM、MSM)を入力データとし、風況シミュレーションにより各WFの風力発電機設置地点毎に風速を予測し、その後、風観測データによる予測誤差補正を行っている。
想定タイミング	当日6時に75時間先まで、14時に79時間先までの予測対象WFの合計出力予測値を発表更新
想定対象断面	予測対象WFの合計出力の10分間隔予測値
現状の取組み、今後の予定	週間予測への拡張等の予測機能高度化について検討
実績データの作成方法	当社受電分の連系量のうち大部分を占めるWF出力をオンライン計測しているため、オンライン計測していない分は考慮しない(平成27年8月末時点 連系量66万kW、計測対象57万kW)

風力発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成27年4月
想定手法	気象庁数値予報データ(GPV)を入力データとして風況計算を行い、WF設置点ごとの風況予測に基づき、誤差補正等を加えて北陸エリア一括の発電出力を予測(外部委託にて実施)
想定に使用するデータ	発電出力予測データはWeb回線を通じて入手
想定タイミング	出力予測の14時更新データを用いて、夕方に翌日の出力想定を行う
想定対象断面	当該日の30分値48点
現状の取組み、今後の予定	以下について検討を進めている ・WFごとの予測(検討中) ・予測更新周期を2回/日へ増やす(平成28年度より実施予定)
実績データの作成方法	・連系している風力発電の大多数が特高連系設備であり、計測情報を各々取得しているが、一部、高圧・低圧設備における計測情報は取得していない。

風力発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	風力発電出力の翌日予想への織り込みを平成27年10月1日から開始（それまではL5値を計上）（実運用には活用していないが予測データの蓄積は平成25年11月24日から開始）
想定手法	特別高圧で連系しているサイトを対象に、MSM(5kmメッシュ)の風速、風向を学習データとして、重回帰分析により、発電量予測式を作成。重回帰式は各風力サイト毎に個別で作成
想定に使用するデータ	気象会社からMSMデータの風速、風向を使用
想定タイミング	<ul style="list-style-type: none"> ・前日想定：前日12時から39時間先までのMSMデータを14時30分頃に受信し、予測 ・当日想定：当日3時から39時間先のMSMデータを5時30分頃に受信し、予測を見直し ・MSMの予報時間である39時間先まで予測可能で、3時間毎更新
想定対象断面	当該日の30分値48点（平成27年3月31までは1時間値24点）
現状の取組み、今後の予定	太陽光と同じく、前々日の予測をGSMデータを用いて試行
実績データの作成方法	特別高圧の送電線で連系する風力はオンラインで計測している為、計測値を実績に採用

風力発電出力想定・実績	回 答
想定データ蓄積開始年月	平成25年10月（旧手法による想定データ：平成22年9月～平成25年9月）
想定手法	気象予報値と風力発電の出力実績値を学習データとしてファジィ回帰モデルを作成し、このモデルと気象予報値により風力サイト毎の発電出力を予測。
想定に使用するデータ	気象会社より風速の東西、南北成分を取得。
想定タイミング	<ul style="list-style-type: none"> ・80時間先までの1時間間隔の出力予測値を、1時間周期で算出 ・185時間先までの1時間間隔の出力予測値を、3時間周期で算出 ・前日想定は7時、13時のデータを基本とし適宜見直す。当日想定は適宜見直す
想定対象断面	1時間値185点
現状の取組み、今後の予定	風力発電予測のもととなる気象予報について、現在活用している、全球モデル、メソモデルに加えて、短時間先の風向・風速などを高精度に予報する局地モデル(LFM)を用いた予測精度の向上について検討中
実績データの作成方法	2MW以上についてはオンライン計測している。なお、オフライン分については、出力が小さいため、実績にはカウントしていない。