

■ 検討事項

- (1) 調整力の今後のあり方に係る検討
- (2) 連系線マージンの今後のあり方に係る検討

■ 概要スケジュール

項目		平成27年度		H28年度
		上期	下期	
調整力	需給バランス調整・周波数制御のための調整力について、 ・これまでの必要量の考え方の再確認・見直し可能性検討 ・調査による代替案有無・適用可能性の検討 ・考え方の見直しの方向性に関する検討			
マージン	・連系線期待分をマージンとして設定する現行の考え方の再評価 ・マージン減少の考え方 ・系統の安定を保つために確保するマージンの考え方の再評価			

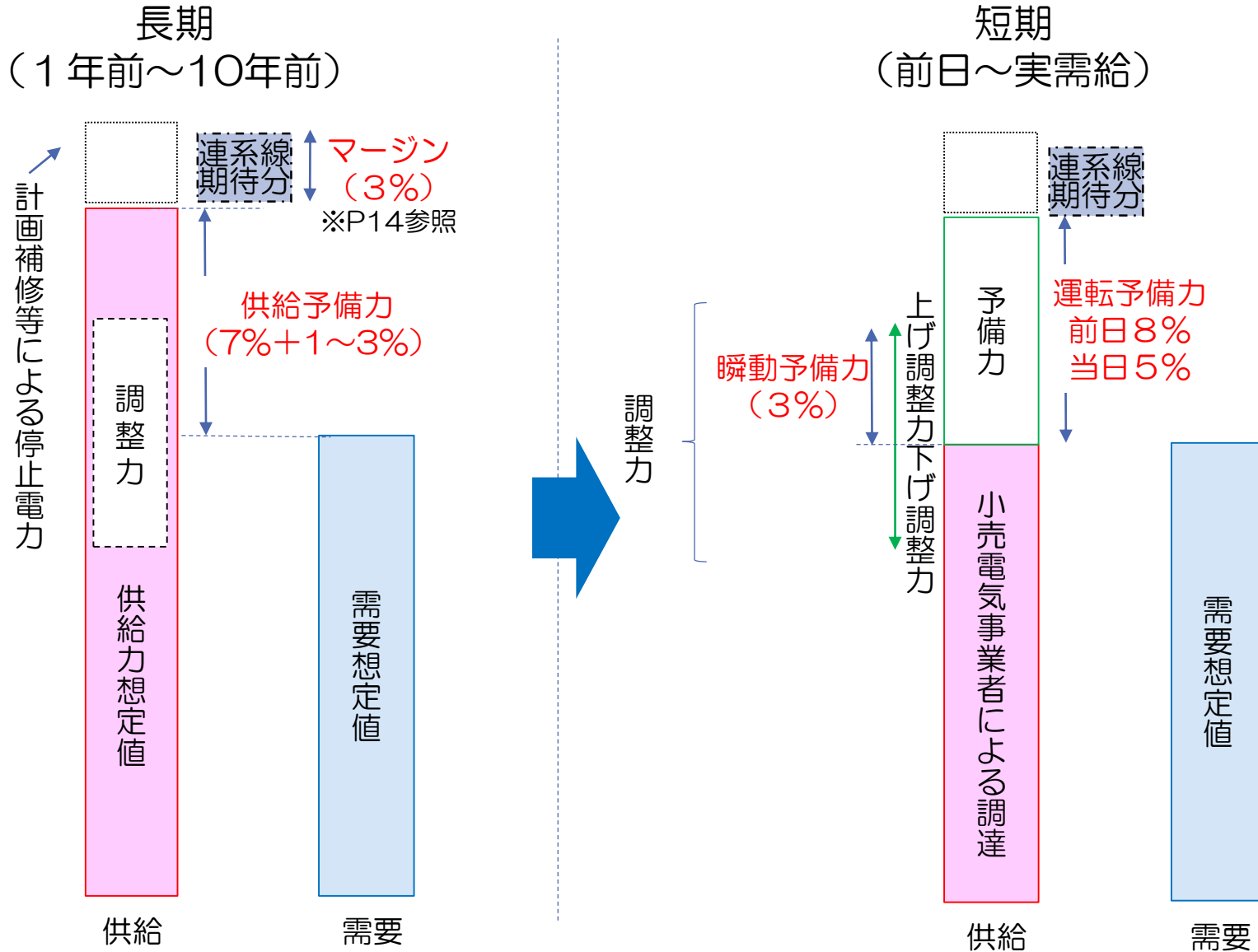
■ 委員会の議事

開催回	議事
第5回 (H27.10.2)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ <長期> 確率論的手法に関する予備的検討の結果 (概要) 再エネの出力変動を織り込んだ予備的検討を行ったところ、太陽光発電の効果により、ピーク需要発生断面以外のほうが需給上厳しい結果→ピーク需要発生断面以外も考慮した手法の検討を進める ➢ <短期> 実績データの集約結果等について (概要) 需要想定誤差、再エネ出力想定誤差の実績
第6回 (H27.12.17)	(予定議題) <ul style="list-style-type: none"> ➢ 需要の景気変動分(従来の予備力1-3%分)の再評価、多断面を考慮した確率論的手法 ➢ 調整力の定義、調整力確保計画で提出を求める内容 ➢ マージンの再評価 ➢ 海外調査中間報告 他

- 需給バランスを適切に保つための「予備力（供給力から需要を差し引いたもの）」、一般送配電事業者が需給調整を適切に行うための「調整力（予備力の一部を兼ねる）」、および同様の目的のために地域間連系線に設定する「マージン」のあるべき姿を検討するため、「調整力等に関する委員会」を設置した。

委員名簿

中立者 委員	大山 力（委員長）	横浜国立大学大学院 工学研究院 教授
	大橋 弘	東京大学大学院 経済学研究科 教授
	荻本 和彦	東京大学 生産技術研究所 特任教授
	合田 忠弘	同志社大学大学院 理工学研究科 客員教授
	松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授
事業者 委員	加藤 和男	電源開発(株) 経営企画部 部長代理
	川辺 豊明	サミットエナジー(株) 専務取締役
	塩川 和幸	東京電力(株) 執行役員 パワーグリッド・カンパニー・バイプレジデント
	雫石 伸	(株)エネット 取締役技術本部長
	田中 良	(株)NTTファシリティーズ ソーラー・ポジエト本部 部長・ゼネラルアドバイザー
	平岩 芳朗	中部電力(株) 執行役員 流通本部 系統運用部長



■ 長期予備力・調整力：算定の考え方は昭和30年代より変わっていない

- 8月のピーク需要（15時）に注目し、確率的な需要変動や電源脱落等のリスクを考慮し、見込み不足日数=0.3日/月を満足するために必要な予備力を確保（ピーク需要の7%）
- 景気変動などによる長期的な需要変動に対応する予備力を確保（ピーク需要の1～3%）
- 連系線マージンを設定し、他エリアからの融通を期待（ピーク需要の3%）

■ 短期予備力・調整力

- 需要想定誤差や周波数調整に対応するため、過去からの知見・経験に基づき、運転予備力（前日段階：需要の8%、当日段階：需要の5%）や瞬動予備力（各時間需要の3%）を確保
- 電源脱落等に対応した連系線マージンを当日も確保

■ 主な課題

- 再生可能エネルギーの大量導入時代に入り、再エネ変動を確率的な変動要因として考慮すべきではないか。8月のピーク需要以外の時間帯も評価すべきではないか。想定誤差として需要想定誤差以外に再エネ想定誤差も考慮すべきではないか。
- 3.11以降の需給動向の傾向変化により、長期的な需要変動など再評価する必要はないか。
- ライセンス制や計画値同時同量制度の導入により、一般送配電事業者が持つべき調整力、小売電気事業者が確保するための予備力について、再整理が必要ではないか。

上記の課題を踏まえ、委員会では海外動向等も参考としつつ予備力・調整力の必要量や算出方法等について検討中。本資料は、検討事項に対する影響の大きい再生可能エネルギーに関する分析結果を紹介。

<長期> 太陽光導入が必要予備力に与える影響の試算結果例

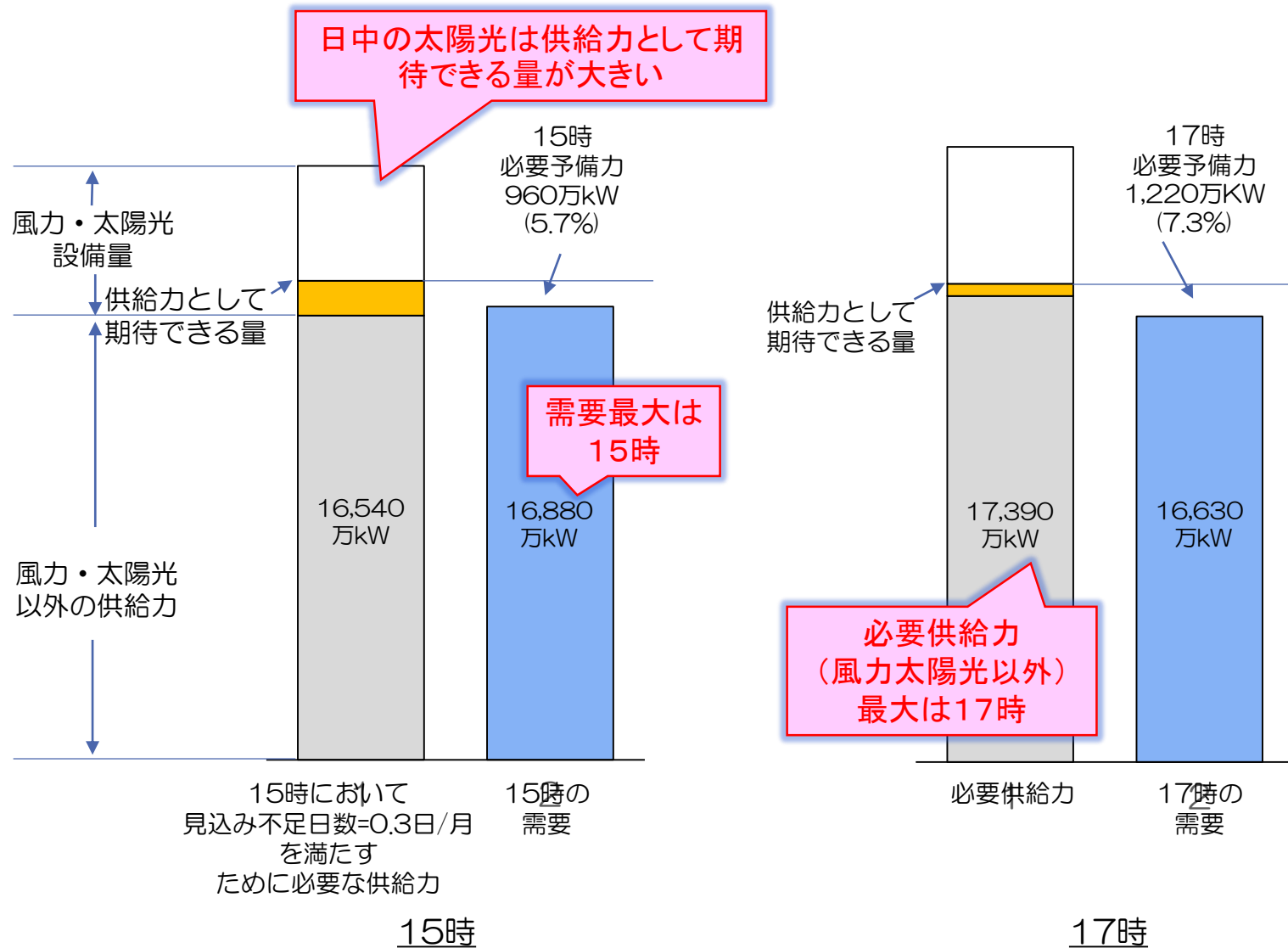
- 従来は未考慮の太陽光や風力の変動影響を考慮し、従来の基準（見込み不足日数0.3日/月）での必要予備力を試算した結果、全国の必要供給力および必要予備力の最大値が算定される時間帯が15時から17時にシフトする結果に。→需要ピーク以外の時間帯も考慮した算定の必要を示唆
- このような結果を踏まえ、適切な評価手法を設定し、今年度中に予備力の試算を実施。

〔平成27年8月〕 〔連系線効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値〕 (万kW、%)

断面		全国（9エリア）計			東地域（50Hz）			中西地域（60Hz）		
		15時	17時	19時	15時	17時	19時	15時	17時	19時
需要(a)		15,770	15,530	14,540	7,030	6,920	6,470	8,740	8,600	8,070
必要供給力(b)		16,870	16,810	15,930	7,540	7,540	7,110	9,320	9,270	8,820
必要予備力 ^{※1} 〔(c)=(b)-(a)〕		1,100	1,280	1,390	510	620	640	590	670	750
必要予備率 ^{※1} 〔(c)/(a)〕		(7.0)	(8.2)	(9.6)	(7.3)	(9.0)	(9.9)	(6.8)	(7.8)	(9.3)
必要供給力 (風力・太陽光除き)		16,260	16,610	15,920	7,400	7,490	7,110	8,860	9,120	8,820
設備量	風力	290			150			150		
	太陽光	2,620			920			1,700		

〔平成36年8月〕 (万kW、%)

断面		全国（9エリア）計			東地域（50Hz）			中西地域（60Hz）		
		15時	17時	19時	15時	17時	19時	15時	17時	19時
需要(a)		16,880	16,630	15,570	7,740	7,620	7,120	9,150	9,010	8,450
必要供給力(b)		17,840	17,850	17,030	8,160	8,200	7,790	9,680	9,650	9,240
必要予備力 ^{※1} 〔(c)=(b)-(a)〕		960	1,220	1,460	420	580	670	540	640	800
必要予備率 ^{※1} 〔(c)/(a)〕		(5.7)	(7.3)	(9.4)	(5.4)	(7.6)	(9.4)	(5.9)	(7.1)	(9.5)
必要供給力 (風力・太陽光除き)		16,540	17,390	17,020	7,780	8,070	7,780	8,760	9,320	9,240
設備量	風力	710			490			220		
	太陽光	4,860			2,080			2,780		



〔数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値（平成36年8月：9エリア）〕

<短期> 想定誤差の分析について

- 需給上の不一致の原因を6種類に分類し、予備力・調整力の必要量の検討を実施中。

	需給バランス変動要因 (30分を超える変動)	周波数変動要因 (30分以内の短周期変動)
需要変動	需要想定誤差	需要変動
電源脱落	電源脱落 (持続するもの)	電源脱落 (直後)
再エネ変動	再エネ出力想定誤差	再エネ出力変動

※この部分

- これまでに、現在取得可能なデータを用い、前日需要想定誤差および前日太陽光・風力想定誤差について分析を実施した。

<今回の分析に用いたデータ>

- 需要データの期間：2012年10月から2013年9月
- 太陽光および風力の連系量：2015年5月時点の連系量を想定
- 太陽光の変動想定：需要と同一期間の日射量予測値と実績値を(※1)から取得し、推定出力予測値、推定実績値を算出
- 風力の変動想定：需要データと同一期間のデータを保有している東北電力(株)における出力予測値、実績値をもとに算出

(※1) 経済産業省 資源エネルギー庁「太陽光発電出力予測技術開発実証事業(2011~2013)」

■ 再エネ連系量の違いが想定誤差に影響を及ぼすことが示唆される。今後、実績データの収集を進め、更に詳細な分析を実施してゆく。

表 残余需要想定誤差率（年間平均）平均+2σ（上振れ） [%]

	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
北海道	5.1	5.2	5.6	6.1	6.3	6.4	6.6	6.3	6.3	6.1	5.6	4.6	4.3
東北	5.7	5.5	5.7	5.9	6.3	6.7	7.2	7.4	7.1	7.1	6.1	5.3	4.6
東京	6.2	6.1	6.4	6.6	7.0	7.2	7.4	7.1	6.9	6.6	6.0	5.1	4.6
中部	5.3	5.6	6.0	6.2	6.6	7.0	7.3	7.1	6.9	6.6	5.9	5.2	4.9
北陸	6.1	5.9	5.5	5.8	5.8	6.2	6.6	7.1	7.1	7.2	6.8	6.1	5.3
関西	4.0	4.6	5.3	5.9	6.3	6.5	7.0	7.0	7.0	6.9	6.5	5.8	5.2
中国	5.1	5.5	6.1	7.0	7.8	8.7	9.3	8.8	8.5	8.0	7.6	6.8	5.9
四国	6.2	7.2	8.5	9.5	10.1	11.3	12.0	11.7	11.4	10.4	8.8	7.5	6.4
九州	7.4	8.6	9.7	10.3	11.4	13.0	14.0	13.4	12.1	11.1	10.3	8.7	7.0
沖縄	7.0	7.5	7.1	8.7	9.4	9.6	9.9	9.7	9.2	8.5	8.2	6.9	5.9

※「残余需要」とは、需要から太陽光および風力の出力を差し引いたもの。本表は、太陽光と風力以外の電源が供給すべき需要の想定誤差率に相当する。

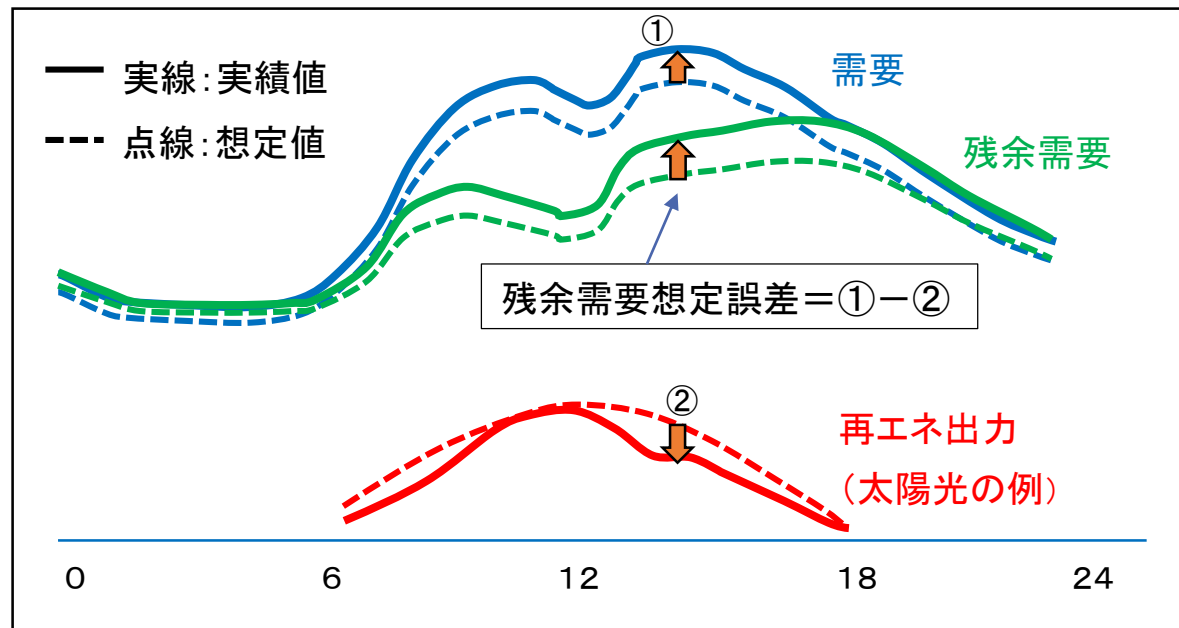
※風力の出力想定誤差を含むのは東北のみ

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

<短期> 試算結果の説明

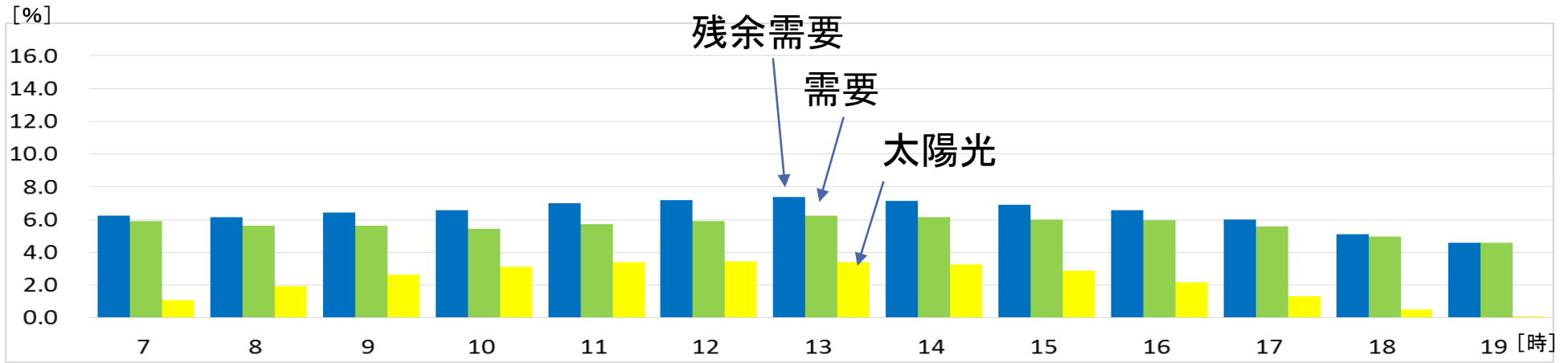
- 残余需要は、需要から、再エネ（太陽光・風力）出力を差し引いた需要
- 太陽光の出力が大きい場合、残余需要は昼間が凹む形となる
- 残余需要想定誤差は、需要想定誤差と再エネ想定誤差を足したものとなる
- 太陽光の場合は夜の出力がないため、夜の想定誤差は需要想定誤差のみとなる

(イメージ)

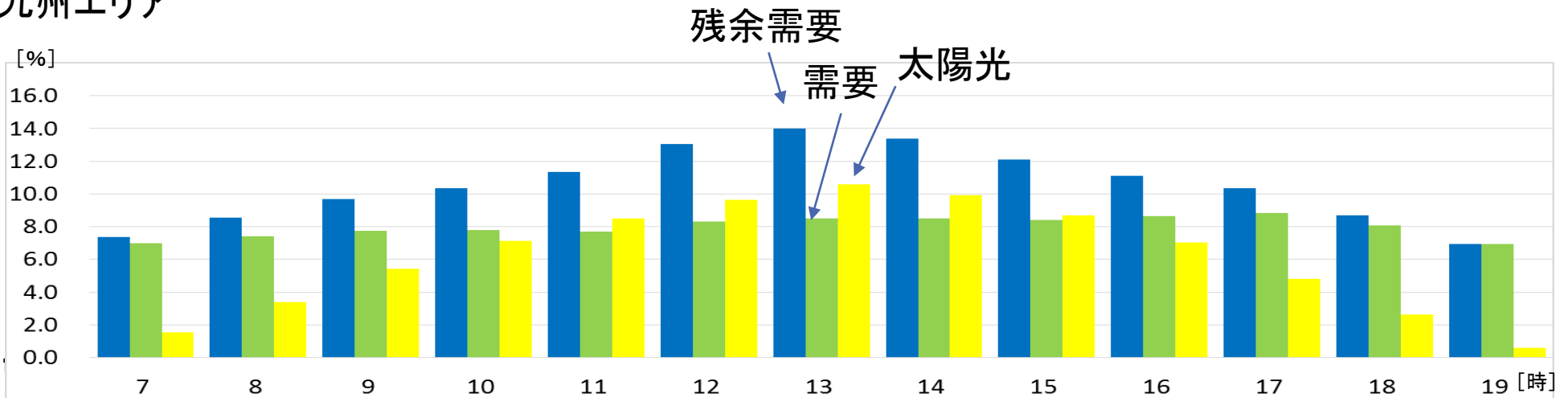


■ 東京エリアは太陽光想定誤差の影響は小さいが、九州エリアでは、太陽光想定誤差のほう大きい。太陽光想定精度や導入量によって、対応すべき誤差が大きく変わる可能

東京エリア



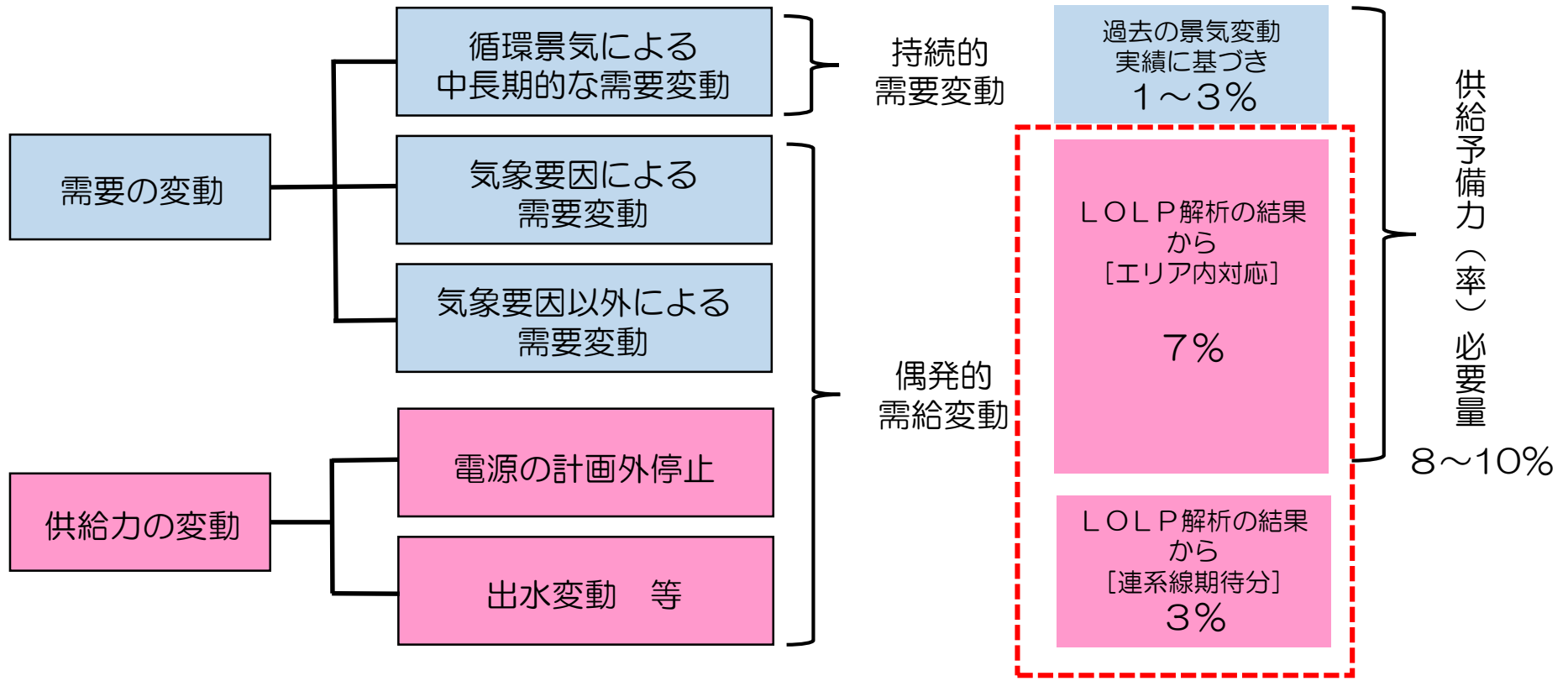
九州エリア



検討事項	11月	12月	1月	2月	3月	次年度～	備考
1. 需要の見方(確率論的手法以外)							
(a) 需要のベースライン	(済み)						・H3需要をベースラインとする(第4回)
(b) 景気変動分(従来1~3%)の扱い	委託	検討					
2. 供給力の見方(確率論的手法以外)							
(a) 供給力のベースライン	(済み)						・供給計画をベースラインとする(第4回)
(b) ラインナップの変動				検討			・事業者ヒアリングや提出された供給計画の内容を踏まえ、ラインナップの変動リスクについて検討する
3. 確率論的手法							
(a) 時間断面毎の需要のベースライン・変動の設定方法の再整理	検討						
	データ収集	データ加工					
(b) 時間断面毎の供給力のベースライン・変動の設定方法の再整理	検討						
	データ収集	データ加工					
(c) 指標と基準値	ツール制作		指標計算	指標基準値	予備期間		※来年6月の供給計画取りまとめに反映するため、年度内に暫定的な結論を出す ※3月のマージン・空容量の公表に向けたマージンの必要性・量の検討内容にも影響
4. 需給バランス評価の方法							
(a) 評価の単位(エリア、全国)				検討			※来年6月の供給計画取りまとめに反映するため、年度内に暫定的な結論を出す
(b) 判定方法(予備率、指標値)				検討			

検討事項	11月	12月	1月	2月	3月	次年度～	備考
1. 調整力の定義							
(a)調整力の定義		検討					※送配電等業務指針第15条に基づく調整力確保に関する計画の作成の記載内容を具体化するため、年内に暫定的な結論を出す
2. 調整力確保計画書に記載を求める内容							
(a)記載する調整力の種類、記載内容		検討					※送配電等業務指針第15条に基づく調整力確保に関する計画の作成の記載内容を具体化するため、年内に暫定的な結論を出す
3. 調整力の量							
(a)必要量の議論	アンケート結果集約						※委員会に適宜報告
	今後取得すべきデータ					データ収集	
			代数的手法とシミュレーションの比較				量の検討
		モデル化の方向性に関する検討					作業

検討事項	11月	12月	1月	2月	3月	次年度	備考
1. 需給バランスに対応したマージン（系統容量3%）							
(a) 必要性・量		長期の検討(再掲)	検討	予備期間			※供給予備力の連携効果有無の分析結果を踏まえた議論を行う
2. 需給バランスに対応したマージン（単機最大）							
(a) 必要性・量		検討					
3. 周波数制御に対応したマージン							
(a) 北本緊急応援 必要性・量		検討					
(b) EPPS 必要性・量		検討					
4. その他のマージン							
(a) 北本連系設備脱落対応		検討					
(b) 東北東京間45万kW分		検討					
5. その他							
(a) マージンルールに関する事項		検討					
(b) マージンの配分		検討					
(c) マージンの減少		検討					
(d) 北本増強分の利用方法		検討					
(e) FC増強分の利用方法		検討					



LOLP (Loss of Load Probability) 解析における基準値「0.3日/月」の考え方 (S37年11月)

見込不足日数 (0.3日/月) については、過去の実績から、事故、渇水が一度発生した場合は、6日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に20年に1回の確率で発生する事故、渇水による出力減少量までを充足することとすれば、1ヶ月に0.3日であることが予想される状況となる。

海外では、1回/10年間 (LOLEV)、3~4時間/年 (LOLE) などの基準値の例が見られるほか、kWhにて評価 (EUE) する考え方も提案されている。

電力システムの異常時又は需給ひっ迫時等の対応として、連系線を介して他の供給区域と電気を受給するため、又は電力システムを安定に保つために、各連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量

