

第2～10年度を対象とした 電源入札等検討開始の要否判断について

平成28年12月22日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 電源入札等の実施の判断までの業務は、下表のSTEP0→STEP1→STEP2の順に実施。
- STEP1では、下表の評価内容・判断基準に基づき、STEP2に進むかどうかを判断。
- STEP2では、電源入札等以外の対策の有無を検討し、電源入札等の実施要否を慎重に判断。

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末	6月末	12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る)
評価内容	・受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 〔需給バランス評価〕 ・適正な供給力の確保状況※2を確認	〔需給バランス評価〕 ・供給計画で捕捉できない供給力のうち期待可能な供給力も考慮 〔需給変動リスク分析〕 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 〔需給バランス評価〕 ・平年H3需要※3に対する基準	〔需給バランス評価〕 ・STEP0と同じ 〔需給変動リスク分析〕 ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5)	・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ) 上記を基本としつつ入札委員会で議論

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

- 第4回調整力委員会(6/28開催)において、電源入札等の検討開始の判断(STEP1)のうち、第1年度(平成28年度)に関する需給バランス評価及び需給変動リスク分析を実施。
⇒「電源入札等の検討開始は不要」との結論について、本委員会でご了承いただいた。
- 年内目途に実施することになっていた、第2～10年度を対象とする検討開始の判断(STEP1)について、本日ご議論いただく。

(第2回委員会資料再掲)電源入札等の実施判断までの業務フロー

3

出所: 第2回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2(一部追記)

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末 (今年度は6月末に実施)	6月末 (今年度は、第2～10年度分は年内に実施)	12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る) (今年度は、STEP1を踏まえて検討)
評価内容	・受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 〔需給バランス評価〕 ・適正な供給力の確保状況※2を確認	〔需給バランス評価〕 ・供給計画で捕捉できない供給力のうち期待可能な供給力も考慮 〔需給変動リスク分析〕 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 〔需給バランス評価〕 ・平年H3需要※3に対する基準	〔需給バランス評価〕 ・STEP0と同じ 〔需給変動リスク分析〕 ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5)	・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ)

第1年度について
本日審議

※1:経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2:火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3:平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4:厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5:第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

- 今年6月末の供給計画取りまとめ時点の長期の需給バランス※は次スライド(参考1)の通りで、東京エリアの平成33、34年度を除き、暫定的な基準とした「供給予備率8%」が確保される見通しであった。
※4月29日から6月10日まで(供給計画提出期限の経過措置があった関係上)に広域機関にて供給計画を確認した発電事業者(69者)の追加発電余力および地域間連系線の活用それぞれを織り込み。
- 平成33、34年度の東京エリアについては、参考検討として平成33年度までに使用開始予定の建設中の地域間連系線の活用に加え、平成33年度までに東京エリアで運転開始を計画している電源のうち、供給計画未計上分(約150万kW)の供給力を加算すると、供給予備率はそれぞれ8.0%(平成33年度)、9.6%(平成34年度)を確保できる見通しであった。(⇒参考2参照)

(注釈) 本検討における「需要」とは、送電端の需要であり、余剰買取の太陽光発電の自家消費分は控除している(詳細は資料1-3「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集」を参照)。
また「供給力」とは、送電端の供給力であり、余剰買取の太陽光発電については、余剰分のL5相当(詳細は資料1-3「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集」を参照)を計上している。

- 平成28年度から平成37年度までにおける見通しは、以下のとおり。
 - ✓ 東京エリアの平成33, 34年度を除き、全国で、他エリアから地域間連系線を通じて、融通を受ければ、いずれの年度でも予備率8%以上を確保できる見通しである。
 - ✓ 沖縄エリアにおいて、最大電源ユニット脱落時に、いずれの年度でも供給力がH3需要を上回る見通しである。

赤: 予備率が8%未満のエリア・年度

青: 予備率が8%以上に改善したエリア・年度

緑: 他エリアへ応援したエリア・年度

平成28～37年度(8月)の予備率(%) 追加発電余力と地域間連系線の活用を考慮

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	41.0%	39.4%	40.8%	50.0%	48.5%
東北	14.1%	16.2%	15.2%	15.9%	17.3%	8.0%	8.0%	18.2%	18.0%	17.7%
東京	9.8%	9.8%	12.1%	8.8%	9.2%	7.4%	5.1%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本 3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	9.6%	7.8%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	11.0%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	10.7%	10.1%	9.4%	9.6%
関西	13.3%	9.7%	12.7%	11.9%	9.6%	8.0%	10.3%	12.7%	12.8%	13.0%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	11.7%	17.2%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本 6社計	14.7%	11.9%	11.9%	10.7%	12.4%	11.3%	11.8%	13.4%	13.2%	13.1%
9社合計	13.2%	11.8%	12.9%	11.5%	12.7%	10.5%	10.0%	13.1%	14.0%	13.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.5%	12.1%	13.2%	11.9%	12.9%	10.8%	10.3%	13.3%	14.3%	13.8%

- 平成33年度までに使用開始予定の建設中の地域間連系線の活用に加え、平成33年度までに東京エリアで運転開始を計画している電源のうち、広域機関で試算した供給計画への未計上分(約150万kW)の供給力を加算すると、平成34年度の予備率は9.6%※となり、予備率8%以上を確保できる見通し。
- これらの供給計画に含まれない供給力については、今後、広域機関で実施する需給変動リスク分析の中で評価していく。

※使用開始済みを含め、地域間連系線の活用をしなかった場合の予備率は5.5%となる。

平成28～37年度(8月)の予備率(%) 電気事業者以外の電源開発計画を考慮

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	40.0%	38.0%	40.8%	50.0%	48.5%
東北	14.1%	16.2%	15.2%	15.9%	17.3%	8.0%	8.0%	18.2%	18.0%	17.7%
東京	9.8%	9.8%	12.1%	8.8%	9.2%	8.0%	6.9%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本 3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	10.0%	9.0%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	9.9%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	8.8%	10.1%	9.4%	9.6%
関西	13.3%	9.7%	12.7%	11.9%	9.6%	8.0%	10.3%	12.7%	12.8%	13.0%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	11.7%	9.9%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本 6社計	14.7%	11.9%	11.9%	10.7%	12.4%	11.0%	10.8%	13.4%	13.2%	13.1%
9社合計	13.2%	11.8%	12.9%	11.5%	12.7%	10.5%	10.0%	13.1%	14.0%	13.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.5%	12.1%	13.2%	11.9%	12.9%	10.8%	10.3%	13.3%	14.3%	13.8%

予備率+2.7%

9.6%

参考での検討

現時点で把握する供給力を織り込んだ需給バランス

7

- 供給計画取りまとめ時点から現在においても、供給計画未提出の各ライセンス事業者から供給計画は随時提出されている。
- 上記内容を基に、現時点で広域機関が把握する供給力(小売電気事業者が新たに調達した供給力及び発電事業者の発電余力)及び地域間連系線の活用※を織り込んだ需給バランス(P5の更新版)は下表の通り。
- 8%を下回るのは平成34年度の東京エリア(6.2%)のみであるが、P4、P6でも記載した「建設中の地域間連系線の活用」及び「運転開始予定の供給計画未計上分約150万kW」を織り込むと予備率は6.2%→10.7%まで回復する。

※: 供給計画取りまとめ時に織り込んだ既設の地域間連系線活用量を使用(平成33、34年度の東京エリアと平成33年度の関西エリア)

現時点で把握する供給力を織り込んだ場合の予備率

【8月】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	20.8%	36.9%	49.3%	48.5%	43.7%	41.9%	43.4%	52.6%	51.1%
東北	17.5%	16.4%	17.2%	18.6%	9.6%	9.6%	19.8%	19.6%	19.3%
東京	10.5%	12.2%	9.2%	9.6%	8.5%	6.2%	10.0%	12.3%	11.3%
東日本 3社計	12.4%	14.5%	13.1%	13.7%	10.9%	9.1%	13.9%	16.1%	15.3%
中部	8.4%	8.4%	9.0%	10.5%	11.2%	9.9%	9.7%	9.4%	9.2%
北陸	13.1%	12.1%	12.8%	12.2%	11.6%	10.9%	10.2%	9.5%	9.7%
関西	10.1%	13.2%	12.5%	10.3%	8.7%	11.0%	13.4%	13.6%	13.7%
中国	21.4%	22.8%	14.0%	19.3%	13.3%	18.8%	24.5%	24.2%	23.8%
四国	27.8%	26.9%	26.7%	27.2%	27.1%	24.5%	25.3%	25.4%	26.1%
九州	16.9%	12.1%	12.3%	20.4%	19.9%	19.5%	19.2%	18.7%	18.4%
中西日本 6社計	13.4%	13.6%	12.5%	14.3%	13.2%	13.9%	15.3%	15.1%	15.0%
9社計	13.0%	14.0%	12.8%	14.0%	12.1%	11.7%	14.7%	15.6%	15.1%
沖縄	47.2%	50.6%	53.8%	40.3%	43.9%	43.5%	43.3%	52.0%	41.3%
10社計	13.3%	14.3%	13.2%	14.3%	12.4%	12.0%	14.9%	15.9%	15.4%

予備率
+4.5%

- ・ 建設中の地域間連系線の活用
- ・ 運転開始予定の供給計画未計上分

10.7%

【1月】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	14.4%	12.7%	24.2%	23.2%	20.6%	19.4%	27.8%	26.5%	25.3%
東北	10.7%	11.4%	11.3%	12.1%	11.1%	10.2%	11.5%	10.6%	9.7%

(注釈) 予備率8%を下回る場合、赤いセルとしている

- 本委員会で、LOLE解析等による需給バランス評価の基準の見直しについて議論しているが、決定には更なる検討・議論が必要であり、現時点では、従来の基準(供給予備率8%)を用いて判断を行うこととしたい。
- 供給計画取りまとめをベースに、現時点で把握する供給計画受領分を織り込んだ結果(P7)では、第7年度(平成34年度)において、この従来の基準(供給予備率8%)を下回る見通しとなっているが、建設中の地域間連系線の活用及び供給計画未計上の新規開発電源を考慮すれば、供給予備率8%を確保できる見通し。
- この見通しには、供給計画未計上の新規開発電源などの不確実要素を含んでいるが、国において、平成32年度(2020年度)を目安に導入を目指して容量メカニズムの詳細な検討を進めることとされており、現時点で緊急的に広域機関の電源入札等によって電源の確保を検討すべき状況とまでは言い難い。
- 従って、平成28年度供給計画をベースとした第2～10年度の評価においては、電源入札等の検討開始は不要と判断することによいか。
- 電源入札等の検討は開始しないまでも、長期的な需給バランスに影響を及ぼすと想定されるリスクの抽出および影響量の把握を行うことは重要であるため、検討を行った。⇒P13～

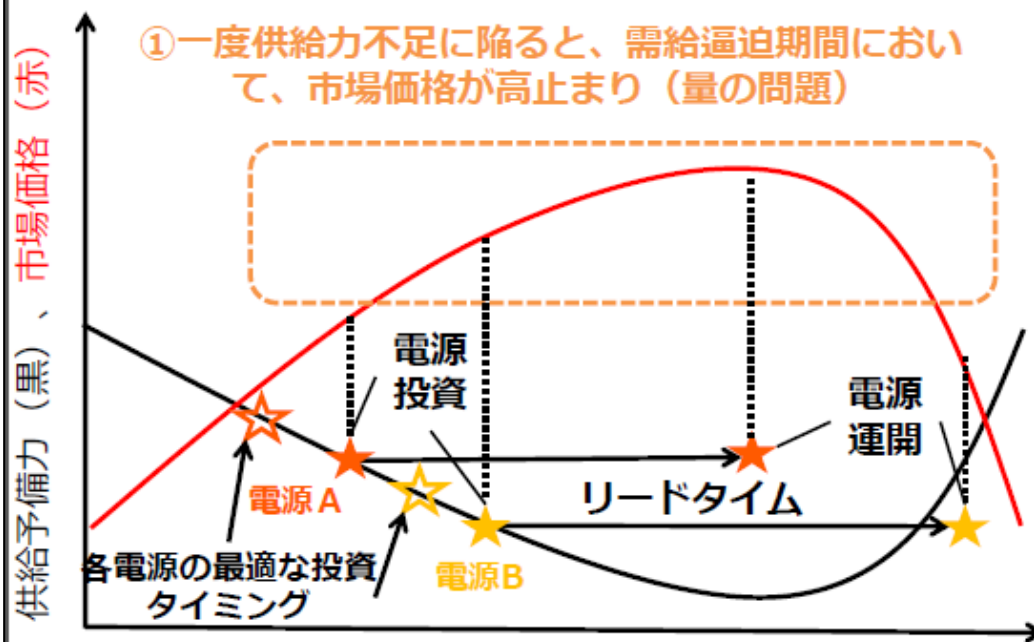
容量メカニズムを導入する意義

- 小売全面自由化後、市場価格を指標として投資回収される仕組みに移行し、かつFIT制度等に伴う再エネの導入が拡大することが見込まれている。
- こうした中においても、電源投資に関して、一定の投資回収の予見性を確保するための仕組みである容量メカニズムを導入することによって、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力を確保することで、電気料金の安定化を図る必要があるのでは無いか。

【中長期的に供給・調整力が確保できない場合に顕在化する問題】

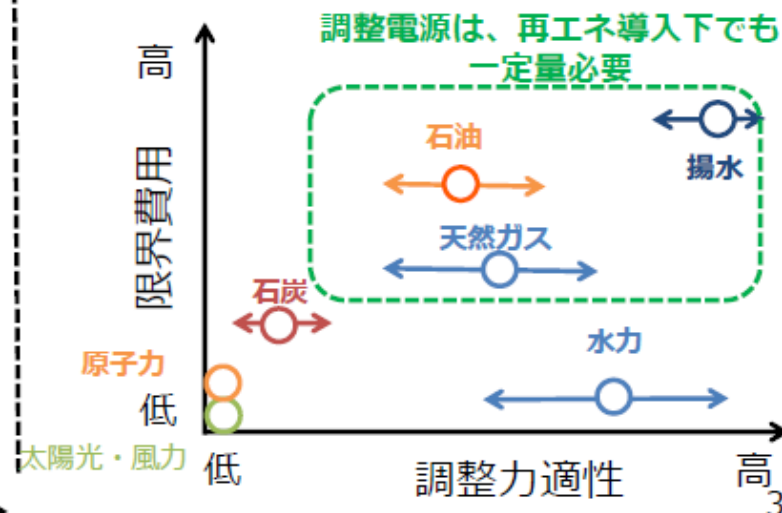
＜供給予備力及び市場価格の推移（イメージ）＞

※事業者が卸電力市場の中で十分な予見性を確保できず、電源投資を行うタイミングが最適な時期からずれた場合



＜各電源の限界費用と調整力適性(イメージ)＞

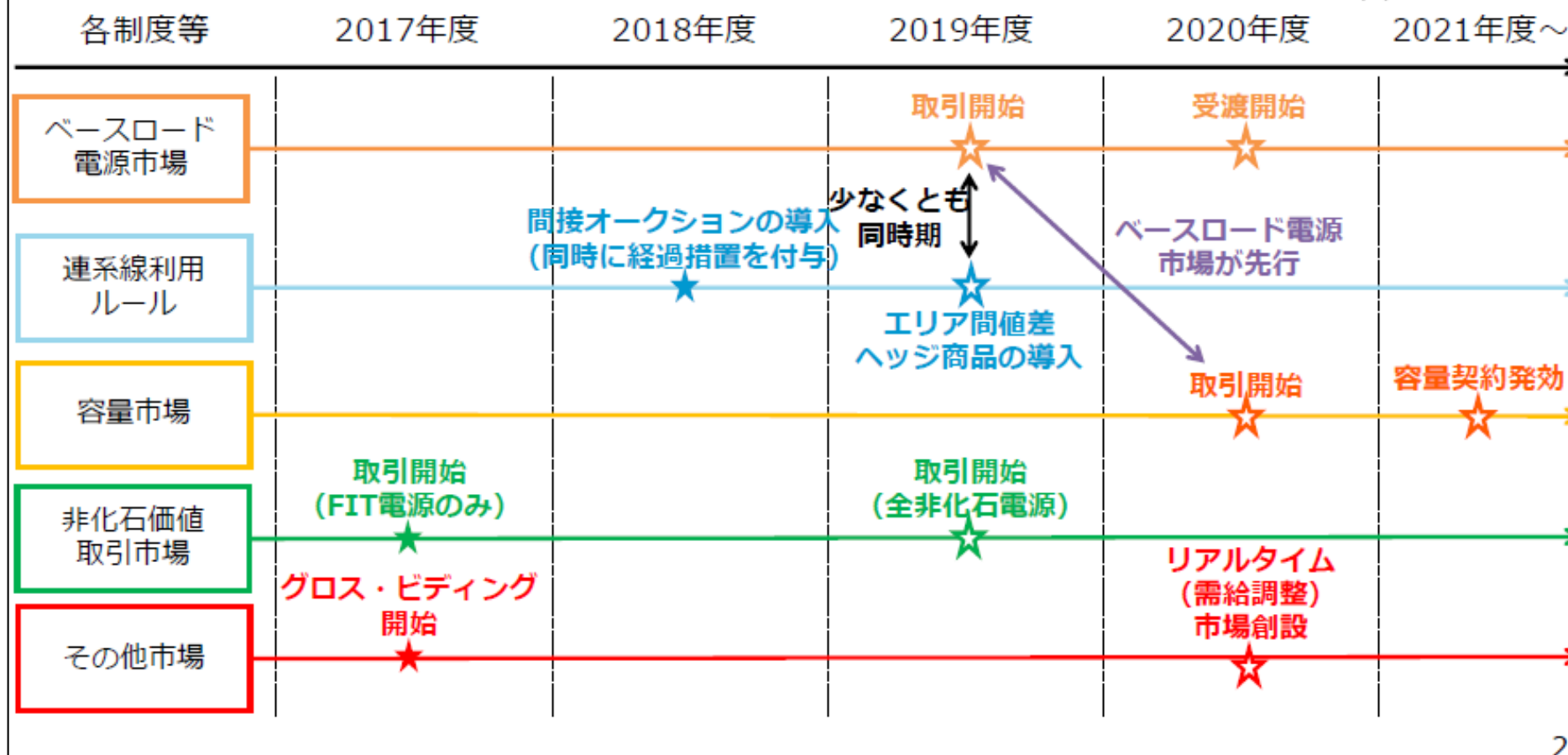
②火力等の調整電源が確保できない場合には、再エネ比率拡大下で需給調整が困難に（質の問題）



各制度の導入時期について（案）

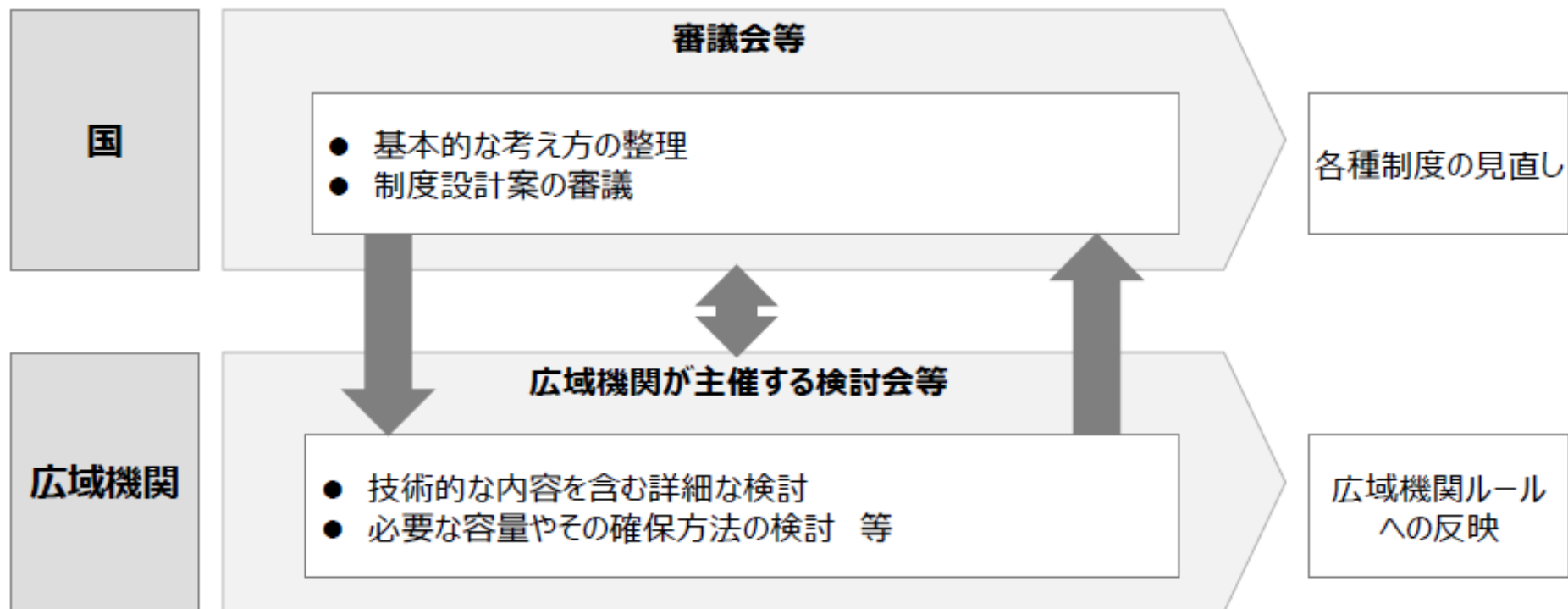
- 個別事情、並びに全体の整合性に鑑み、今後、各制度の導入時期等を以下のとおり設定することとしてはどうか。

★：導入目標
☆：導入目安



容量市場における広域機関の役割と今後の検討の進め方

- 容量市場の管理等に当たっては、①全電気事業者が加入する中立機関であること、②供給計画のとりまとめを行い、全国大での供給予備力評価等に知見があることといった理由から、広域機関が市場管理者等として、一定の役割を果たすこととしてはどうか。
- また、今後は技術的な内容も含め、詳細設計を更に検討をすることになるが、当該事項については、広域機関において検討し、検討された制度設計案については、適切なタイミングで、国が関連する審議会等で審議することとしてはどうか。



(余白)

- 前述のとおり電源入札等の検討を行わないとしても、向こう10年間に起こり得る需給上のリスクによる需給バランスへの影響量を把握しておくことは重要であり、以下のひっ迫側のリスクについて検討を行った。
- 需要と供給力の両面において、需給バランスに影響を及ぼすと想定されるリスクは下表の通りであるが、このうち、必要予備率の算定に考慮されていないもの等、リスク分析の必要性があるとしたものについて、次スライド以降で具体的に説明する。

リスク		具体的リスク	詳細	リスク分析の必要性
高需要発生リスク		経済成長 上振れ	需要想定における経済見通しは各種見通しの中間的な値を採用しているが、経済指標の上振れによって需要が上振れするリスクがある。	有
		高気温	平年気温ベースで需要を想定しているため、気温上ぶれのリスクはあるが、必要予備率の算定において考慮されており、改めてリスクとして考慮する必要はない。	無
供給力減少リスク	開発 遅延	火力・水力	用地事情や工事遅延等により運転開始が計画より遅れることは考えられる。(但し、水力・太陽光・風力については、大規模新規開発がある場合のみリスクとして考慮)	有
		太陽光・風力		
	電源 廃止	火力	運転期間に関する法的な規制は無いが、設備面、コスト面から、現時点では廃止の計画がない電源でも廃止される可能性は十分考えられる	有
		水力	原則、設備更新により維持されると考えられるため、リスクとして考慮しない。	無
		太陽光・風力	FIT買取期間は20年※であり、第10年度においても買取継続中のため、今回考慮する必要なし。(※:太陽光10kW未満は買取期間10年間であるが、影響は小さいと想定)	無
		原子力	「計画外停止」でリスクとして考慮することから、改めて考慮する必要はない。	無
	計画外 停止	火力・水力	必要予備率の算定において考慮されており、改めてリスクとして考慮する必要はない。	無
		太陽光・風力	太陽光の計画外停止は、現時点では、必要予備率の算定において考慮していないが、火力等に比べ単機あたりの発電出力が小さいことから、影響は小さいものと想定。風力発電は、出力の実績(計画外停止時を含む)をもとに出力の確率分布を設定し、必要予備率の算定を行っているため、改めて考慮する必要はない。	無
		原子力	発電設備の故障による計画外停止(火力の計画外停止率を準用)は必要予備率の算定において考慮されているが、その他の設備故障又は設備故障以外の要因による想定外停止のリスクは考慮されていない。	有

具体的リスク分析の内容

<需要>

- 経済の成長による需要上振れリスク

<供給力>

- 原子力供給力の想定外停止リスク
- 新規開発電源の運転開始遅延・開発計画中止リスク
- 高経年火力の計画外の廃止リスク
- (関連情報として) 供給計画で供給力に計上されていない休止・長期計画停止電源の把握

【分析1】

外的要因による需要上振れ時や供給力下振れ時の需給バランスの把握

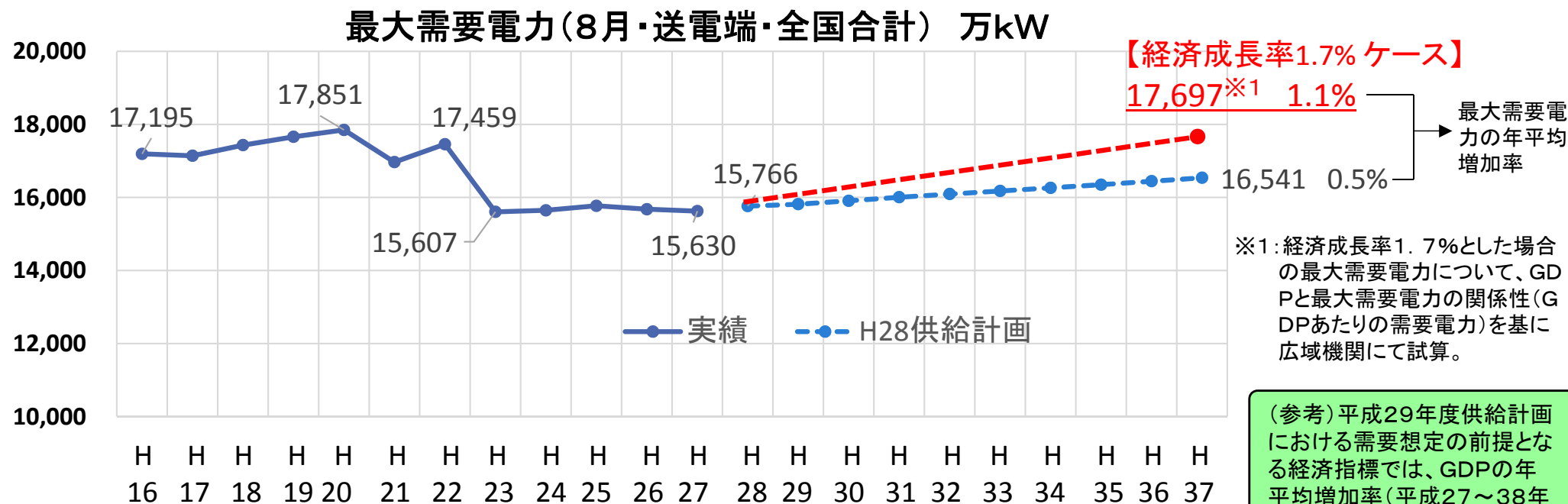
【分析2】

事業者の計画変更等に起因する需給バランスへの影響量の把握

【分析1】

外的要因による需要上振れ時や
供給力下振れ時の需給バランスの把握

- ここでは、経済指標の上振れによって需要が上振れするリスクについて分析する。
- 供給計画の需要想定に用いる経済指標(GDP)は、各シナリオが公表した短期(第1、2年度)見通しの平均を出発点とし、広域機関で中長期の潜在成長率を推計のうえ、中位的な見通しとして策定している。
(平成28年度供給計画では、GDP:年平均1.0%の増加、最大需要電力:年平均0.5%の増加)
- 経済指標の上振れの可能性を定量的(例えば超過確率90%の上振れなど)に示すことは困難であるため、一例として、長期エネルギー需給見通し(平成27年7月 経済産業省公表)の需要の推計において適用した経済成長率1.7%(年率)*を用い、需要上振れに対する予備率の変化を分析する。
※内閣府「中長期の経済財政に関する試算」(平成27年2月)の「経済再生ケース」で想定している平成25~34年度の実質経済成長率の平均値。
- なお、長期エネルギー需給見通しでは、経済成長による需要増加の他に、「徹底した省エネ」を見込んでいるが、本分析では、平成28年度需要想定における震災後の実績傾向を踏まえた省エネ等の見込みである点において異なることに留意が必要。



(出所) 第3回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より抜粋(一部追記)

(1-2) 高需要発生による予備率の状況

- 現時点で把握する供給力を織り込んだ需給バランスを基準に、経済再生ケースによる需要上振れを考慮した場合の各エリア予備率は下表の通り。
- 供給予備率8%を下回る断面が複数発生。特に予備率の低い断面は、平成34年度の東京で1.2%、平成37年度の中部で2.1%、北陸で2.5%、東北(1月)で2.5%であるが、「既設及び建設中の地域間連系線の活用※」及び「運転開始予定の供給計画未計上分」をそれぞれ考慮した場合には、予備率は下表右に示すように、3%を超えるまで回復する。
- なお、本検討で用いた需要上振れケースでは、長期エネルギー需給見通しで見込んで「徹底した省エネ」を明示的に見込んでいないことから、あくまで、需要増加時の需給バランスの一例を示したものであることに留意が必要。

※ 融通元エリアが予備率8%を下回らない範囲で連系線を活用

経済再生ケースにおける需要上振れ時の予備率

【8月】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	18.9%	33.9%	45.0%	43.4%	37.9%	35.2%	35.8%	43.6%	41.3%
東北	15.6%	13.9%	13.8%	14.5%	5.1%	4.4%	13.4%	12.5%	11.5%
東京	8.7%	9.7%	6.1%	5.8%	4.1%	1.2%	4.2%	5.6%	4.1%
東日本 3社計	10.6%	12.0%	9.9%	9.7%	6.4%	3.9%	7.9%	9.3%	7.8%
中部	6.7%	6.0%	5.9%	6.6%	6.7%	4.7%	3.9%	3.0%	2.1%
北陸	11.3%	9.6%	9.6%	8.4%	7.0%	5.6%	4.4%	3.0%	2.5%
関西	8.4%	10.7%	9.3%	6.5%	4.2%	5.8%	7.4%	6.8%	6.3%
中国	19.5%	20.0%	10.8%	15.2%	8.7%	13.2%	17.9%	16.9%	15.7%
四国	25.8%	24.1%	23.1%	22.8%	21.9%	18.7%	18.7%	18.0%	17.9%
九州	15.0%	9.6%	9.1%	16.2%	15.0%	13.9%	12.8%	11.7%	10.6%
中西日本 6社計	11.6%	11.1%	9.3%	10.4%	8.5%	8.6%	9.1%	8.3%	7.5%
9社計	11.2%	11.5%	9.6%	10.1%	7.6%	6.5%	8.6%	8.7%	7.6%
沖縄	44.9%	47.2%	49.5%	35.4%	38.0%	36.7%	35.7%	43.0%	32.1%
10社計	11.5%	11.8%	9.9%	10.3%	7.8%	6.7%	8.8%	9.0%	7.8%

下記対策実施後の予備率

5.0%

- ・ 建設中の地域間連系線の活用
(既設分は既に織込み済)
- ・ 運転開始予定の供給計画未計上分

4.5%

4.5%

- ・ 既設の地域間連系線の活用

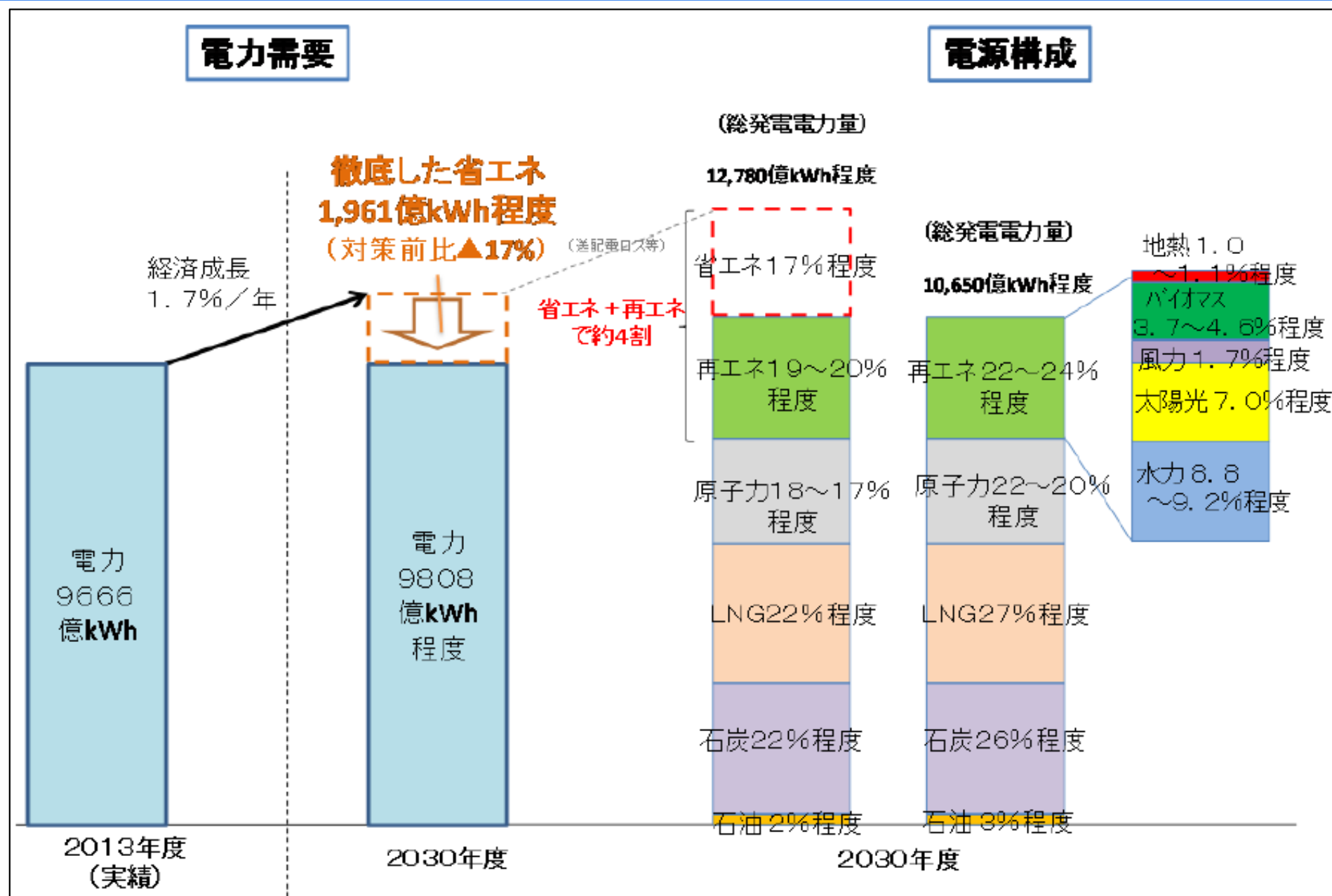
5.1%

- ・ 既設及び建設中の地域間連系線の活用

【1月】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	12.6%	10.2%	20.6%	19.0%	15.6%	13.8%	21.0%	19.0%	17.1%
東北	9.0%	8.9%	8.1%	8.2%	6.6%	5.0%	5.6%	4.0%	2.5%

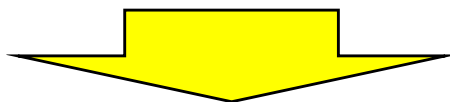
(注釈) 予備率8%を下回る場合、赤いセルとしている



(2) 原子力供給力の想定外停止について

- 発電設備の故障による計画外停止(火力の計画外停止率を準用)は必要予備率の算定において考慮されているが、その他の設備故障または設備故障以外の要因※(訴訟など)による長期停止のリスクは考慮されていないことから、仮にそうした事象により原子力発電所が停止した場合の需給バランスについて、事前に把握しておくこととしたい。

※関西電力高浜原子力3、4号機は大阪地裁の再稼働禁止仮処分により、現在も停止中。http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2016/0309_3i.html



- 原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い、当該供給力を「未定」と計上したものについては、平成28年度供給計画届出書の記載要領(平成28年3月:資源エネルギー庁発行)に従い、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。なお、平成28年度供給計画では、届出時点で再稼働している原子力発電所を除き、供給力「未定」として届出されている。
※ 上記は今年6月の「平成28年度の供給計画とりまとめ」(<http://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/2016-0629-kyoukei.html>)において公表済み。
- 届出時点で再稼働している原子力発電所が、仮に何らかの要因で停止した場合についての需給バランス評価を実施した。
- 上記評価の結果、原子力発電所が供給力に計上されているエリアでは、供給予備率8%を下回る断面が発生するものの、地域間連系線の空容量を活用した他エリアからの融通により、供給予備率8%を確保できる見通しであることを広域機関にて確認した。
- なお、今後原子力発電所の再稼働が進んだ場合にどの程度の停止リスクを評価するか(例えば運転中ユニット全て停止とするのか、各エリア1サイト停止とするか等)については、将来的な課題とする。

(余白)

【分析2】 事業者の計画変更等に起因する 需給バランスへの影響量の把握

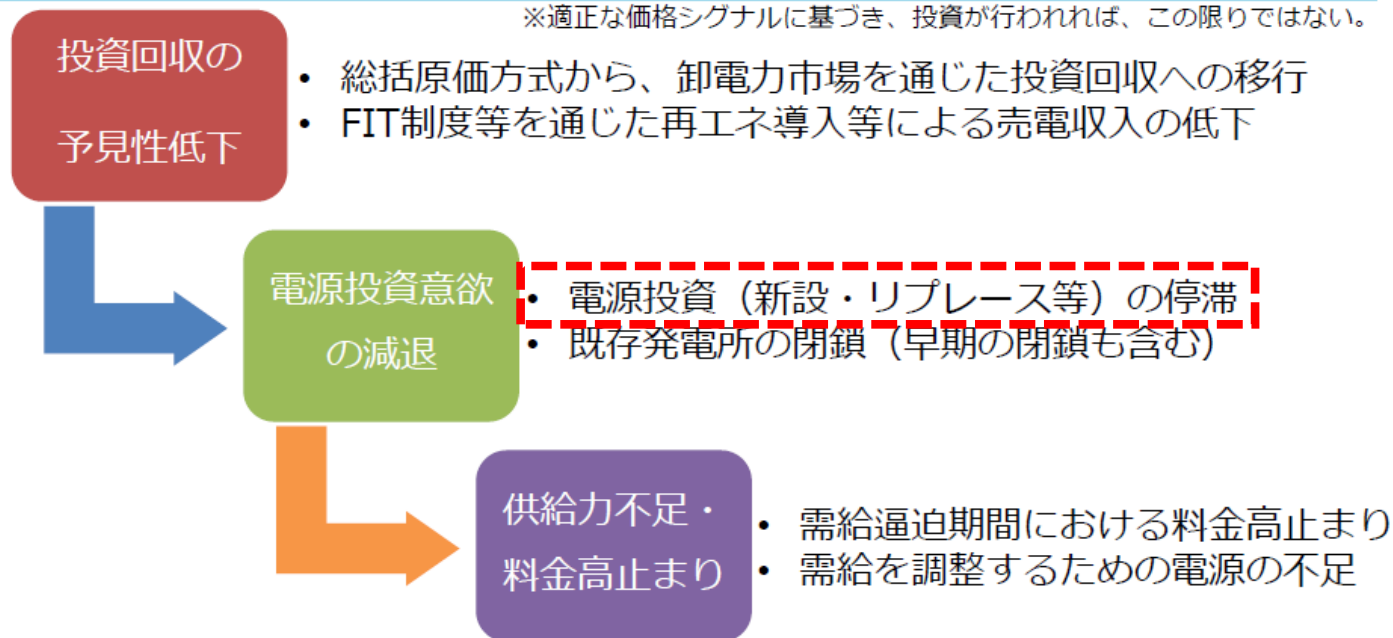
(3-1) 新規開発電源について

- 新規開発が予定されている電源については、用地事情や工事遅延等により運転開始が計画より遅れることが想定される。また開発事業者の個別事情により、開発計画自体の中止といった予測困難なリスクも想定される。
- 現状の計画において、新規開発電源がどの程度存在するのかを把握することとしたい。

(参考) 発電投資の回収予見性を高める施策の必要性

- 仮に適切なタイミングで投資が行われず、供給力の不足が顕在化するまでの流れは以下のとおり整理されるが、こうした事態に陥る前に、適切なタイミングで電源投資が行われるようにするためには、投資回収の予見性を高める必要がある。

※適正な価格シグナルに基づき、投資が行われれば、この限りではない。

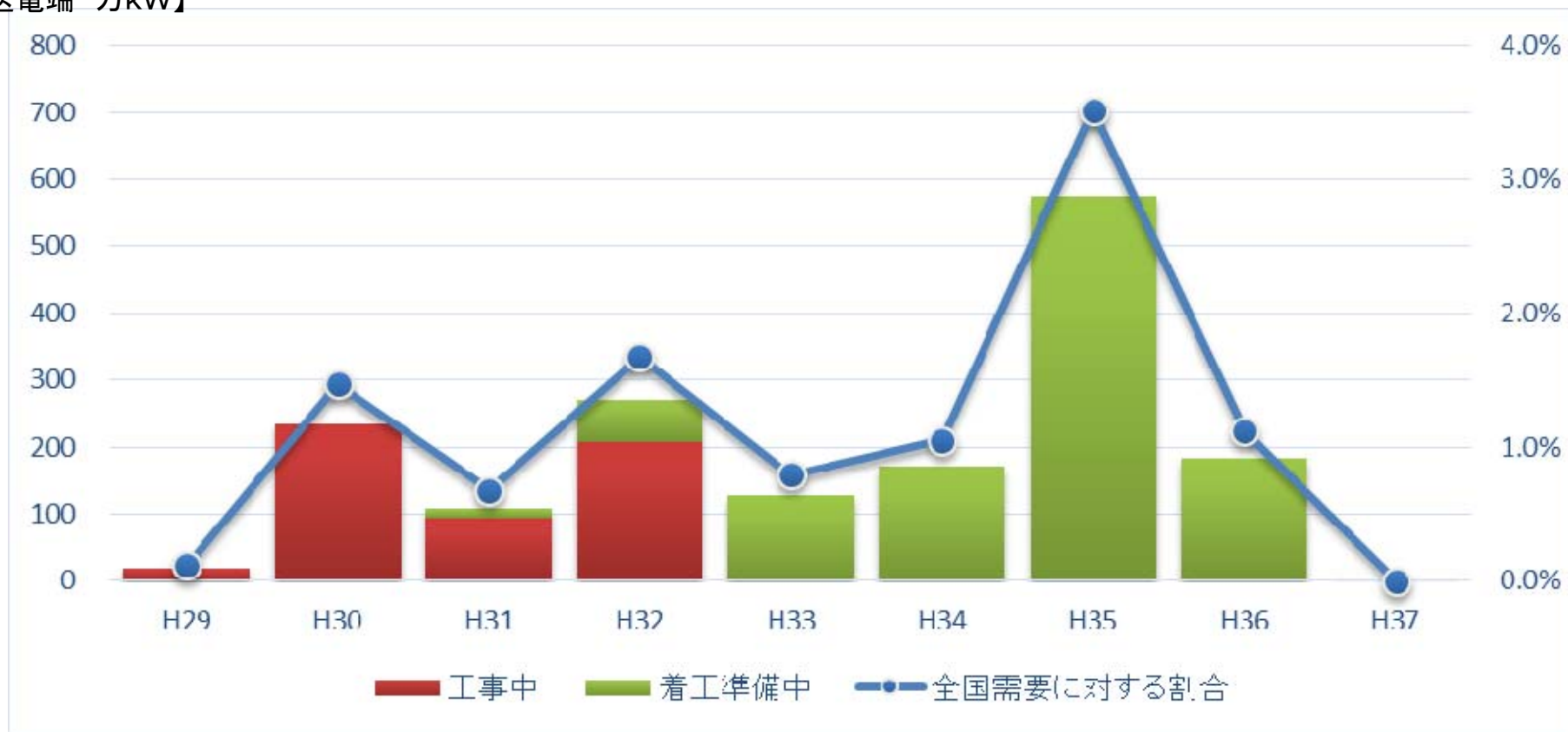


適切なタイミングで電源投資が行われるよう、投資回収の予見性向上策が必要

2

- 新規に建設される電源の他、発電所リプレイスによるものなどが予定されており、平成30、32年度でおよそ250万kW、平成35年度ではおよそ600万kWの新規開発電源が運転開始の予定。(累計でおよそ1,700万kW)
- 来年度の供給計画における需給バランスと新規開発電源の運転開始予定等を注視する必要がある。

【送電端 万kW】 新規開発電源(全国合計)及び全国需要に対する割合



(注釈)

- ・ 10月21日時点で、発電事業者から提出された供給計画内で新規開発計画として記載された設備を積み上げ(10万kW以上を対象)
- ・ 設備量しか把握できない設備については、一定の所内率を乗ずることで送電端出力を算出
- ・ 工事中、着工準備中については供給計画より把握
- ・ 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

- 法的な規制は無いが、設備面、コスト面から、現時点では廃止の計画がない電源でも、今後の状況によっては廃止となる可能性は十分に考えられる。
- 設備老朽化による廃止のリスクが想定される高経年火力について、どの程度存在しているかを把握することとしたい。

(参考) 発電投資の回収予見性を高める施策の必要性

- 仮に適切なタイミングで投資が行われず、供給力の不足が顕在化するまでの流れは以下のとおり整理されるが、こうした事態に陥る前に、適切なタイミングで電源投資が行われるようにするためには、投資回収の予見性を高める必要がある。

※適正な価格シグナルに基づき、投資が行われれば、この限りではない。

投資回収の
予見性低下

- ・ 総括原価方式から、卸電力市場を通じた投資回収への移行
- ・ FIT制度等を通じた再エネ導入等による売電収入の低下



電源投資意欲
の減退

- ・ 電源投資（新設・リプレイス等）の停滞
- ・ 既存発電所の閉鎖（早期の閉鎖も含む）



供給力不足・
料金高止まり

- ・ 需給逼迫期間における料金高止まり
- ・ 需給を調整するための電源の不足

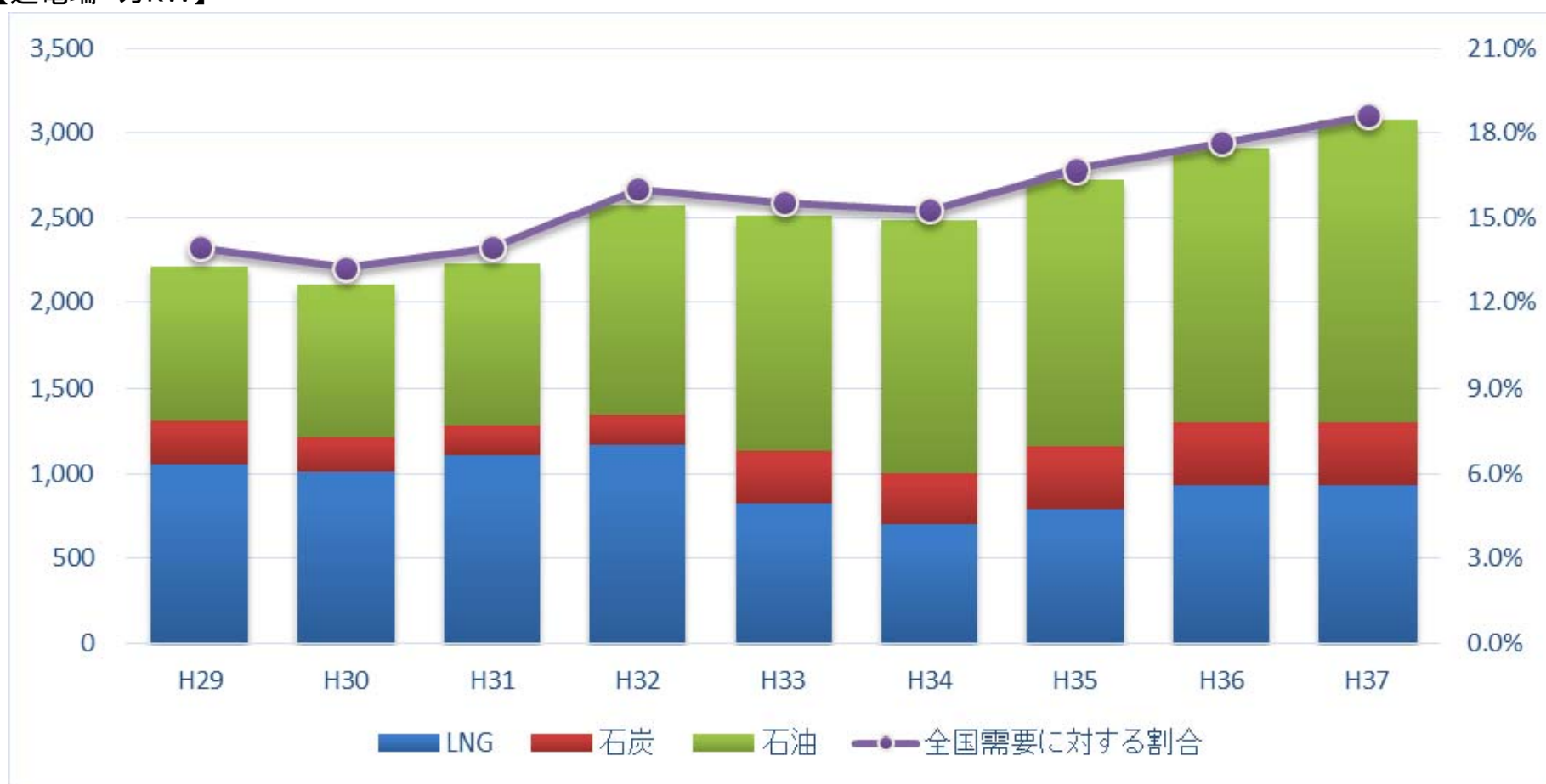
適切なタイミングで電源投資が行われるよう、投資回収の予見性向上策が必要

2

- 供給力に計上されている高経年火力および全国需要に対する高経年火力の割合は下図の通り。
- 一部、廃止される、又は、長期計画停止とする設備があるものの、総供給力に対する高経年火力の割合は年々増加傾向といえる。

(注釈) 運転開始以降、40年を経過したものを高経年として設定。運転開始時期は、電気事業便覧および各社HP記載情報より把握

【送電端 万kW】 高経年火力の量(全国合計)及び全国需要に対する割合



(注釈) 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

- 各年度における長期計画停止電源の設備量は下図の通り。
- 需給状況により廃止される可能性があることに加え、再稼動する場合には、発電所により異なるが、点検のみであれば半年ほど、材料発注や補修工事が必要な場合には2年以上かかることがある点にも留意が必要。

【送電端 万kW】 長期計画停止電源(全国合計)及び全国需要に対する割合



(注釈)

- ・ 事業者からの提供情報を基に計上
- ・ 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

本検討のまとめ

- 電源入札等の検討開始判断については、平成28年度供給計画とりまとめにおける長期需給バランス評価をベースに、現時点までの供給計画届出分による供給力を考慮した需給バランス評価を行った結果、第7年度(平成34年度)に、予備率が厳しくなるエリアが発生するものの、建設中の地域間連系線の活用及び供給計画未計上の新規開発電源を考慮すれば、全エリア各年度において供給予備率8%を確保可能な見通しのため、現時点において緊急的に電源入札等を実施するまでの状況とは言い難く、第2～10年度(平成29～37年度)の供給力確保を目的とした電源入札等の実施の検討開始(STEP2)は不要と判断することとしたい。
- 追加的に、第2～10年度を対象とした需給変動リスク分析として、外的要因による需要上振れ時や供給力下振れ時の需給バランスに加え、事業者の計画変更等に起因する需給バランスへの影響量を分析した。
- 外的要因(経済成長による需要上振れ、原子力供給力の想定外停止)によるリスクについては、経済成長の上振れのみを考慮した場合には適正な予備率を確保できない可能性があり得る分析結果となったが、省エネの進展による需要下振れも考えられることから、今後の経済成長と省エネの進展に伴う需要の動向について、引き続き注視していく。
- 建設計画の延期や中止、事業者判断による高経年設備の廃止など、事業者の計画変更等に起因する供給力の大幅な下振れのリスクが内在するが、容量メカニズムの導入により、効率的に中長期的に必要な供給力が確保されることが期待される。

(以降参考資料)

電気事業法第28条の40 推進機関は、第28条の4の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。
五 入札の実施その他の方法により発電用の電気工作物を維持し、及び運用する者を募集する業務
その他の発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を行うこと。

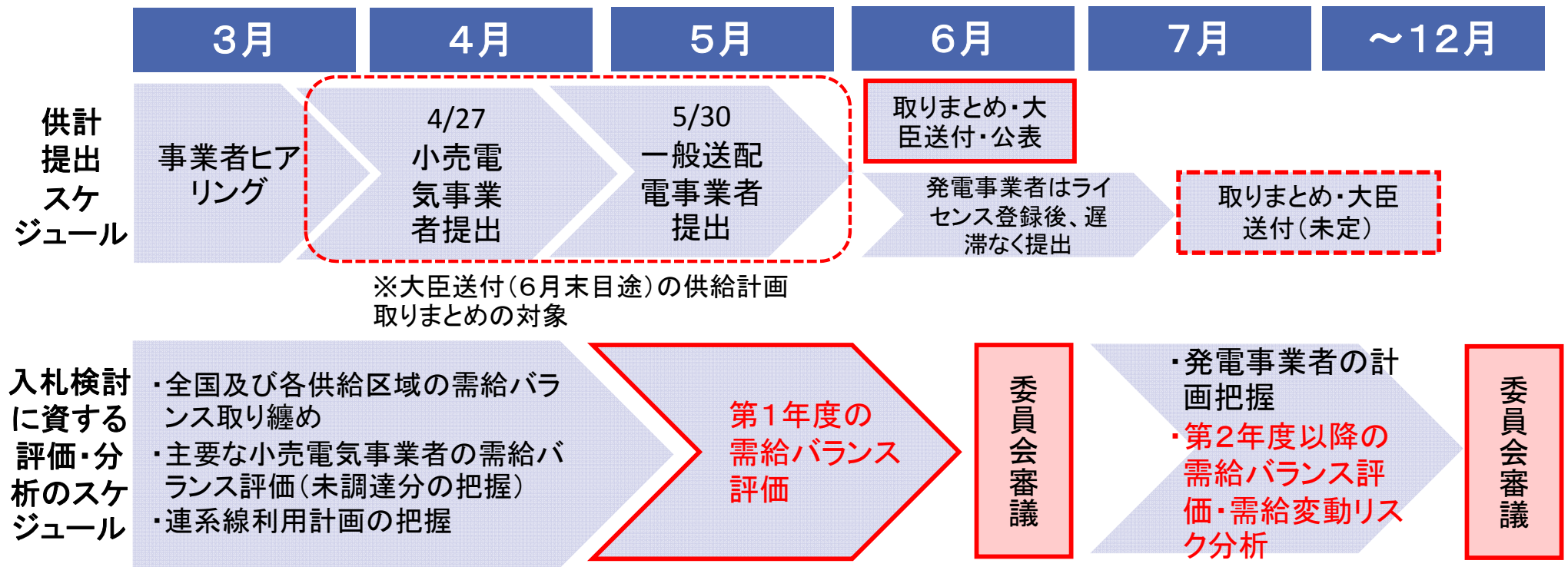
※電気工作物とは・・・「発電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路その他の工作物(船舶、車両又は航空機に設置されるものその他の政令で定めるものを除く。)をいう。」(同法第2条第1項第16号)

■ 制度設計ワーキンググループにおける整理(要点)

- ・ 供給力確保を最終的に担保するセーフティネットの位置づけであり、本制度に過度に依存する形にならないようにする。国民負担を伴うため、入札実施は慎重に判断。
- ・ 適切に供給力を確保している小売事業者等にも費用負担が求められるため、その役割は限定的・一時的であることが望ましい。
- ・ 入札の対象は、新規電源のみならず、既存電源の維持も対象となる。
- ・ 入札実施の決定、費用負担方法の決定、落札者の決定に当たっては、有識者を含めた検討会を設けて客観性のある議論を行う。
- ・ 広域機関による電源入札等は、落札者が電源の建設等を行い、維持・運用を実施することが前提となる。また、広域機関は、電源保有者への対価として、入札により決定した金額(円/kW)を、落札者に対して定期的に支払う。落札者は、小売電気事業者や送配電事業者に売電することによって得る収入と、広域機関からの補填額収入を得る。
- ・ 供給計画の取り纏め業務や、年次報告書の中で行う供給信頼度評価業務等を通じて、平常時より、入札検討開始の必要性の有無についての判断を行う。
- ・ 容量市場の創設は、必ずしも小売全面自由化と同時とすることにこだわらず、引き続き検討を行う。
- ・ 仮に、今後、容量市場を導入する場合には、広域機関による電源入札等制度との役割分担を整理することが必要。

(第1回委員会資料再掲)今年度の電源入札等に関する検討スケジュールについて

- 28年度の電源入札等に資する需給バランス評価等のスケジュールは、供給計画取りまとめスケジュールや評価・分析に要する期間及び対策が必要な場合のリードタイムを考慮し、**6月末日途に第1年度、年内を目途に第2年度～第10年度**の需給バランス評価及び需給変動リスク分析を行う予定。



- **第1年度**は、供給計画取りまとめ結果と会員への聴取に基づく月別の平年H3需要及び猛暑H1需要※に対する全国並びに供給区域毎の需給バランスを評価する。
- **第2年度以降**は、需給バランス評価及び需給変動リスク分析の方法も含めて、今後検討していく。

※第1年度猛暑H1需要に対する供給区域毎の需給バランスの算定に当たっては、各一般送配電事業者からヒアリングを行う。

需給バランス評価 <供給計画取りまとめに基づく28年度月別需給バランス>

- 第2回委員会で、今回の需給バランス評価では、「エリア毎に供給予備率がH3需要に対して8%以上あること」を評価基準とすることとした。
- 今回の供給計画取りまとめに基づく平成28年度(月別)のエリア毎の供給予備率は下表のとおり。
- 各エリアで供給予備率8%を概ね確保できているが、東京・中部エリアでは、一部の月において供給予備率8%を下回っている。

赤セル: 供給予備率が8%未満の区域・月

平成28年度 各エリアの毎月の予備率

(%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	7.9%	15.4%	9.2%	12.0%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	15.0%	21.3%	20.1%	7.7%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東日本3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	7.2%	7.7%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	20.3%	15.0%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西日本6社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

需給バランス評価 <連系線活用後>

- 東京・中部エリアで供給予備率が8%を下回っている月について、地域間連系線の空容量を活用して、他エリアの供給予備率が8%を下回らない範囲で供給を行うことにより、全てのエリア・月で供給予備率8%以上を確保できることを確認した。
- したがって、平成28年度の需給バランスは、評価基準を満たしていると判断する。

青セル:受電側

緑セル:送電側

平成28年度 各エリアの毎月の連系線活用後の予備率(空容量の範囲内)

(%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	8.0%	15.4%	9.2%	①10.7%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	14.9%	21.3%	20.1%	8.0%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東日本3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	8.0%	8.0%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	②15.6%	③17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	19.5%	14.7%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西日本6社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

①東北エリアから東京エリアへ17.2万kWの送電(124万kW)

②関西エリアから中部エリアへ17.2万kWの送電(187万kW)

③関西エリアから中部エリアへ 6.0万kWの送電(176万kW)

注) ()内の値は、平成28年度供給計画策定段階(平成28年2月19日時点)での連系線空容量を基に算出した連系線送電可能量

(第4回委員会資料再掲)

需給変動リスク分析 ①猛暑H1需要発生時の需給バランス

- 第2回委員会で、今回の需給変動リスク分析は、電力需給検証小委員会の気象条件を前提とした最大電力想定(猛暑H1需要)に対して、供給予備率が、同小委員会で最低限確保すべきとされた3%を上回るかどうかにて評価することとした。
- 10エリアの一般送配電事業者から提出された平成28年度夏季(7～9月)の猛暑H1需要発生時の需給バランスは、以下のとおり。
- 東京エリア以外9エリアは、同小委員会で最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回っている。
- 東京エリアにおいて、供給予備率3%を確保するためには、7月で130万kW程度、8月で15万kW程度の追加的な需給対策が必要。(⇒次頁にて整理)

平成28年度夏季需給バランス(猛暑H1)

(送電端,万kW,%)

【7月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	494	1,434	5,669	2,679	574	2,948	1,274	577	1,852	206
最大電力需要	438	1,387	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
供給予備力	56	47	41	100	57	163	165	46	230	57
供給予備率	12.8	3.4	0.7	3.9	11.0	5.9	14.9	8.7	14.2	38.6
予備力3%確保に対する不足分			128							

【8月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	530	1,495	5,781	2,728	578	2,954	1,269	570	1,783	214
最大電力需要	449	1,409	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
供給予備力	81	85	154	149	61	168	161	39	161	66
供給予備率	18.0	6.0	2.7	5.8	11.8	6.0	14.5	7.3	9.9	44.7
予備力3%確保に対する不足分			15							

【9月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	533	1,400	5,542	2,585	543	2,813	1,208	538	1,615	198
最大電力需要	449	1,299	5,056	2,439	488	2,622	979	505	1,463	143
供給予備力	84	100	485	146	54	191	229	33	152	55
供給予備率	18.7	7.7	9.6	6.0	11.1	7.3	23.4	6.5	10.4	38.5
予備力3%確保に対する不足分										

※最大電力需要は、平成28年度供給計画のH3需要をベースとして、厳気象条件で想定。 ※揚水発電供給力は需要に応じた可能出力を算定

※建設試運転電力は、予備率3%を下回っている東京エリアについて、発電・調達計画等に基づき本機関が期待可能と判断した地点を計上

- 東京エリアにおける運用上の追加的な対策メニューとその効果量は以下のとおり。
- 運用上の追加的な需給対策により、供給予備率3%を確保するために必要な供給力を上回ることが確認された。

東京エリアの 運用上の需給対策			効果量(万kW)		算定根拠	備考
			7月	8月		
①	エリア間 取引等	50Hzエリア	48	85	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は月間 計画に基づく (次頁参照)
		60Hzエリア	0	0	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は月間 計画に基づく (次頁参照)
②	火力機の過負荷運転		42	42	一般送配電事業者 ヒアリング	一般送配電事業者が 発電設備を保有する 事業者と事前に合意し た発電機(指針170条)
③	本機関による 逼迫時の指示	50Hzエリア	0	25	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	東京エリア向きの 連系線当日マージン分
		60Hzエリア	60	60	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	東京エリア向きの 連系線当日マージン分
④	契約に基づく需要抑制		116	116	一般送配電事業者・小売電気事業者 供給計画・ヒアリング	
合計			266	328		

(第4回委員会資料再掲) (参考)連系線を介した東京エリアへの供給可能量

猛暑H1需要における供給予備力のうち、供給予備率3%の超過分

(万kW,%)

【7月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	56	47	—	101	57	163	166	46	230	58
B	供給予備率	12.8	3.4	—	3.9	11.0	5.9	14.9	8.7	14.2	39.2
C	猛暑H1需要の3%	13	42	—	77	16	84	33	16	49	4
A-C	3%超過分予備力	43	5	—	23	42	80	132	30	182	53

【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	81	86	—	150	61	169	161	39	161	66
B	供給予備率	18.1	6.1	—	5.8	11.8	6.1	14.5	7.4	10.0	45.0
C	猛暑H1需要の3%	13	42	—	77	16	84	33	16	49	4
A-C	3%超過分予備力	68	43	—	72	45	85	128	23	113	62

参考

■地域間連系線の空容量(東京向き・一部抜粋)

※6/27時点での月間計画(7, 8月分)の連系線空容量(最小値)を表記

		(万kW)	
地域間連系線 空容量	潮流向	7月	8月
北海道本州間	北海道⇒東北	44.7	42.0
	東北⇒北海道	—	—
東北東京間	東北⇒東京	73.0	184.6
	東京⇒東北	—	—
東京中部間	東京⇒中部	—	—
	中部⇒東京	0.0	0.0
中部北陸間	中部⇒北陸	—	—
	北陸⇒中部	30.0	30.0
中部関西間	中部⇒関西	—	—
	関西⇒中部	194.1	176.0

■地域間連系線のマージン(東京向き・一部抜粋)

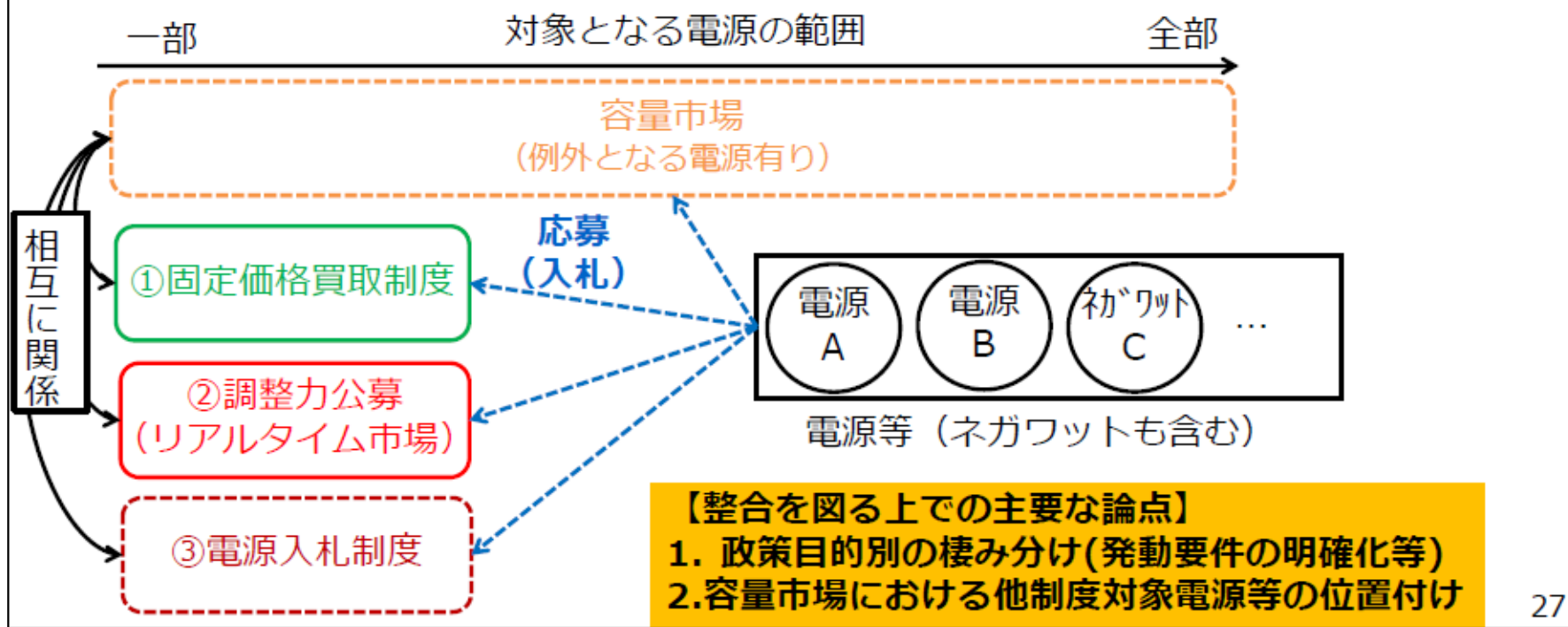
※6/27時点での月間計画(7, 8月分)の連系線マージン

		(万kW)	
地域間連系線 マージン	潮流向	7月	8月
北海道本州間	北海道⇒東北	22.0	25.0
	東北⇒北海道	—	—
東北東京間	東北⇒東京	45.0	45.0
	東京⇒東北	—	—
東京中部間	東京⇒中部	—	—
	中部⇒東京	60.0	60.0

- 28年度供給計画取りまとめや会員に対する聴取に基づき、初年度(平成28年度)を対象とした全国及び供給区域毎の需給バランスを評価・分析した結果、通常発生し得る需給変動リスクに対して、安定供給の確保が可能な見通しである。
- また、今夏において、至近10か年で最も猛暑となった年と同程度の気象条件が発生した場合でも、東京エリア以外では計画上の供給力で需給バランスが維持でき、東京エリアでは運用上の追加的な需給対策を実施することにより需給バランスが維持できる見通しであることを確認した。
- したがって、今回の評価によれば、28年度の供給力確保を目的とした電源入札等の実施の検討(STEP2)を開始する必要はない。
- 今年度は、ライセンス制、計画値同時同量制度及び1時間前市場導入といった環境変化に伴う実需給への影響も想定されるが、広域機関及び一般送配電事業者は、運用上の対策が適切なタイミングで実施できるよう需給監視を行う必要がある。

留意事項①：他制度との整合性

- 現在、発電投資を回収することができる仕組みとして、固定価格買取制度や調整力公募、電源入札制度などが存在する。
- こうした中で容量市場を導入する場合、①費用対効果を最大化し、②事業者の選択肢を過度に制限しない観点から、他制度との整合性を確保する必要があるのではないか。
- 特に容量市場において既設と新設を分けて設計する場合、広域機関の電源入札制度は実質的に、容量市場と同じような特徴を有する制度となる可能性もあるのではないか。



27

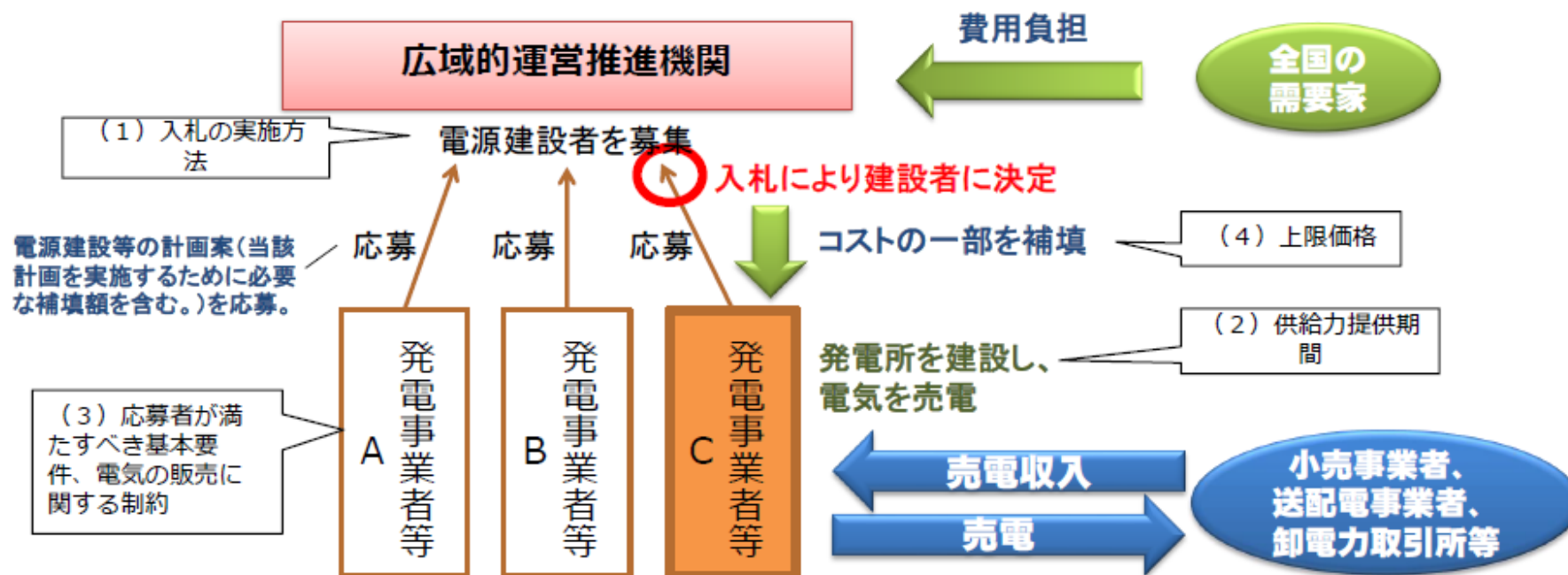
(参考) 広域機関による電源入札制度

第7回制度設計WG資料より抜粋

○ 広域機関として電源入札の実施についての判断を行った後に、具体的な入札の実施要綱を策定。実施要綱に記載すべき事項は、例えば以下のとおり。

- (1) 電源入札の実施方法
- (2) 供給力提供期間
- (3) 応募者が満たすべき基本要件、電気の販売に関する制約
- (4) 上限価格

・これらは、原則的な考え方は予め明らかにしておくことが必要となるが、入札の内容に応じて個別の事案に即した判断も求められる。



(注) 広域機関による電源入札制度の対象には、新規電源の建設のみならず、既存電源の維持も含まれる。

28

今後検討を進める上での留意事項①

- 本WGでの議論も踏まえ、今後は以下のような点に留意しつつ、詳細制度を検討する必要がある。

留意事項	対応の方向性（案）
1. 稀頻度リスクへの対応	我が国固有の稀頻度リスクである大規模災害への対応については、その必要性について一定の認識が共有されたものの、 <u>確保する容量（電源）のコストが過大にならないよう、留意する必要がある。</u> そのため、またコスト適正化の観点から、 <u>稀頻度リスクへの対応に関しては、通常の容量市場とは別の商品で対応すべき</u> との声もあったところ、こうした声にも留意し、今後検討を進める必要があるのではないかと。
2. 小売事業者の短期的な負担増への配慮	小売事業者が確保すべき容量等を決定するに当たっては、 <u>特に新規参入者にとって、短期的に過度な負担とならないよう留意する必要があるのではないかと。</u> なお、長期的なコストは、理論上は、いずれの手法でも総コストは同じ値に収斂する、若しくはリスクプレミアム等の金利分、容量メカニズムは安くなると考えられる（※）。
3. 系統安定化コストの適正な負担の在り方	再生可能エネルギー電気の増加に伴い、電気の安定供給を図るためのコスト（系統安定化コスト）が増加する可能性があることに鑑み、 <u>供給側（発電等）の変動に係るコストは、その原因が特定できる場合は、関連する制度での対応も含め、供給側（発電等）に適正な負担を求めていく必要があるのではないかと。</u>
4. 既設電源への支払の在り方	<u>既設電源、特に償却が十分に進んだ電源については、短期的には過剰なレントが発生する可能性</u> がある。そのため、適切な電源の新陳代謝が行われないことを防ぐ観点から、少なくとも当面は、 <u>新設等と既設で市場を分ける等の対応も含めて、今後検討をする必要があるのではないかと。</u>

今後検討を進める上での留意事項②

- 本WGでの議論も踏まえ、今後は以下のような点に留意しつつ、詳細制度を検討する必要がある。

留意事項	対応の方向性（案）
5. 公平・公正な競争環境の実現と柔軟性の確保	ルール設定においては、客観的な数値を用いることで、 <u>恣意性を極力排除し、公平・公正な競争環境を実現するべきではないか。</u> しかしながら、 <u>ネガワットのような新しい技術が過度に阻害されないよう、一定の柔軟性を確保すべきではないか。</u>
6. 市場支配力を軽減する措置の必要性	容量市場の類型に問わず、事業者の創意工夫の余地を残しつつも、 <u>既設の電源等を多く持つ支配的な事業者の市場支配力を軽減するための措置を講じ、市場原理を適切に機能させる必要があるのではないか。</u>
7. 他制度との整合性の確保	調整力市場（リアルタイム市場）や電源入札制度との整合性を確保し、 <u>ダブルカウント等を防ぎつつも事業者の選択肢を過度に制限しない</u> ようにすることで、各制度の費用対効果を最大化する必要があるのではないか。
8. 卸電力市場の厚みや需給状況を踏まえた制度設計(※)	<u>卸電力市場の厚みや需給状況も織り込み、容量市場を通じて、最も適切な価格指標が形成されるように留意し、導入後も、状況変化に対応すべく、適切なタイミングで見直すことを可能とする必要があるのではないか。</u>
9. 実効性確保のための仕組の設定	容量市場の運用に当たって、実効性確保のための仕組（ペナルティー等）を導入することに一定の認識が共有されたものの、 <u>需給状況や電源等の特性、小規模事業者にも留意しつつ、ペナルティーを設定する必要があるのではないか。</u>

(※) 前回WGでは、足元では、必ずしも供給力の不安があるわけではないため、容量メカニズムを早期に導入する必要はないとの議論があったが、容量メカニズムの有無に関わらず、中長期的に必要な供給力を確保するためのコストは同じであるため、①供給力が十分であれば、容量価格は非常に低くなり、②供給力が不十分であっても、容量価格は高くなるよう制度設計を行い、容量に対して適切な価格指標が形成されれば、どのような需給状況であったとしても、中長期的には同じ結果が得られると考えられる。

9