

電源 I の必要量について

平成28年10月6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

- 一般送配電事業者が電源Ⅰの公募調達を行うにあたり、広域機関は、一般送配電事業者が募集量を設定する際の基本となる考え方を示す必要がある。
- 前回委員会で承認いただいた算定の考え方に基づき追加的な試算を行った結果を参照のうえ、今回の公募調達における募集量の考え方についてご議論いただきたい。

(参考) 一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方(案)より

4. 公募調達実施時

(1) 調整力の必要量に関連する事項

① 調整力の必要量の設定について (電源Ⅰ)

一般送配電事業者は、調整力の公募調達を行うに当たり、その必要量(募集量)を定めて、公表する必要がある。調整力の必要量は、本報告書の策定時点では、電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」という。)において議論が進められており、その結果を基本として各一般送配電事業者が設定することとなる。

- 前回委員会において、事務局より電源Ⅰ必要量の算定における3つの論点を提示し、それぞれ以下の考え方で進めることについてご承認いただいた。

(論点1) どの時間帯の変動量を用いて必要調整力のエリア内確保分を算定するか

⇒ この秋に行う調整力の公募においては、残余需要がピークを下回っている時間帯では電源Ⅱの余力に期待できるとの前提※¹で、残余需要ピーク帯※²の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を決める。

※¹ 電源Ⅱの余力への期待について問題が認められるときは、一般送配電事業者等から状況を聴き取り、速やかに対応を検討する

※² 電源Ⅱが小売電気事業者に最大限活用され、電源Ⅱからは上げ調整力が得られない可能性が一番高いと考えられる時間帯

(論点2) 各変動量をどのように組み合わせて算定するか

⇒ 電源Ⅰ必要量は、「時間内変動＋3σ相当値」「予測誤差＋2σ相当値」「電源脱落(直後)」※³に対応する分を加算して算出する。

※³ 単独系統である沖縄エリアについては、エリア外に期待できないことを踏まえ、別途検討する。

(論点3) 必要調整力のうち、エリア内で確保しない連系線期待分をどのように定めるか

⇒ 「電源脱落(継続)」へは、他の変動要因のためにエリア内に確保する調整力で対応※⁴し、不足する分を連系線(エリア外)に期待する。※⁵

※⁴ 電源脱落(継続)分をどの変動要因(予測誤差、時間内変動)と並列で考慮するかは※³とあわせ別途議論

※⁵ マージンとして設定する必要があるかは別途議論

- 一般送配電事業者が調整力市場等により必要な調整力を柔軟に調達する仕組みではなく、年間で確保する電源Ⅰおよび電源Ⅱの余力を調整力として活用する現在の仕組みのもとでは、実需給断面において電源Ⅱの余力に期待できるかどうか、電源Ⅰの必要量に影響を与える。
 - (ア) 残余需要がピークを下回っている時間帯では電源Ⅱの余力に期待できる
 - ⇒ 残余需要ピーク帯※の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を定める (エリア外期待分を除く)
 - ※ 電源Ⅱが小売電気事業者に最大限活用され、電源Ⅱからは上げ調整力が得られない可能性が一番高いと考えられる時間帯
 - (イ) 残余需要がピークを下回っている時間帯でも電源Ⅱの余力には期待できない
 - ⇒ 昼間帯の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を定める (エリア外期待分を除く)
- 電源Ⅱは発電事業者がGCまで活用した余力を一般送配電事業者が調整力として活用できる位置づけであり、相対や市場によって小売電気事業者に調達された場合には、調整力として使える量が減少する。
 - ・ エリア内の電源Ⅲと差し替えられる ⇒ 電源Ⅲに余力が生じるが調整力としては活用できない。
 - ・ 他エリアの電源と差し替えられる ⇒ エリア内の調整力が減少(但し、受電側の連系線空き容量は増加)
- しかし、昼間帯にメリットオーダー上で劣後することから停止された電源が第三者に販売され、電源Ⅱの余力に期待できなくなるという見方は、リスクを見過ぎていることにはなるのではないかと。
 - ※ また、昼間帯の変動量を目安に電源Ⅰを確保すると、小売に活用されるべき電源まで一般送配電事業者が専有することになり、電力供給全体の効率性にも影響する可能性がある。
- そこで、この秋に行う調整力の公募においては、(ア)の考え方で進めることとしてはどうか。
- そのうえで、問題が認められるときは、一般送配電事業者等から状況を聴き取り、来年度の公募に向けては電源Ⅱの運用の在り方※について検討することとしてはどうか。
 - ※ 昼間帯に電源Ⅱの余力を一定量確保するために制約を設ける必要があるということになれば、例えば、現状ではkWhコストのみ負担するとされている費用負担の見直しについても検討が必要になると考えられる。
- なお、仮に、残余需要がピークを下回っている時間帯において、調整力不足の発生又は発生のおそれがある場合には、電源Ⅲへの給電指令や他エリアからの応援融通などにより対応することとなる。

- 「時間内変動」および「電源脱落(直後)」※¹は周波数制御機能(GF、LFC等)により対応する変動のため、現時点では、これらに対応するための調整力はエリア内で確保することが基本と考える。(周波数制御機能で対応する変動は(3)にて議論)

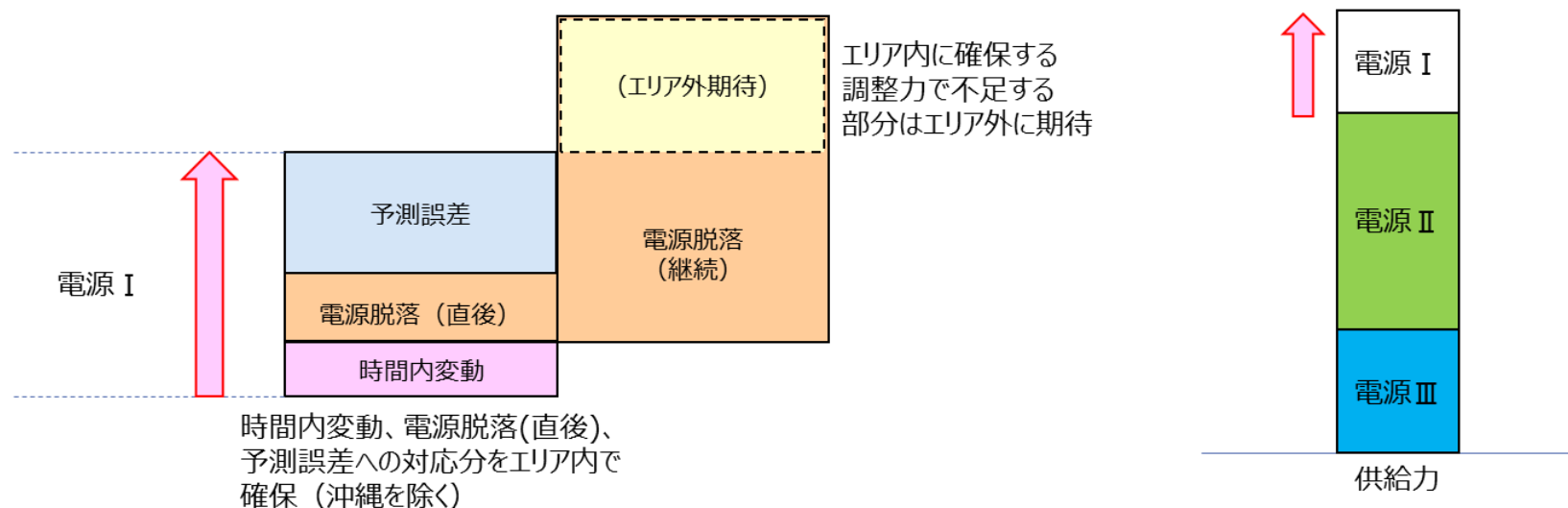
※¹ 電源脱落直後の周波数低下に対応するため、各エリアが分担して確保(同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分)

- さらに、電力系統の正常時においても発生する「予測誤差」についても、現時点では、エリア内で対応することを基本とする一方で、稀に発生する電源脱落による「電源脱落(継続)」には、他の変動要因の対応のためにエリア内に確保する調整力で対応※²し、不足する部分は連系線に期待する※³こととしてはどうか。

※² 電源脱落(継続)分をどの変動要因(予測誤差、時間内変動)と並列で考慮するかは※³とあわせ別途議論(下図は、「予測誤差」対応の調整力で対応できる範囲内で、電源脱落(継続)分に対応するイメージ)

※³ マージンとして設定する必要があるかは別途議論

- なお、沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、別途検討。



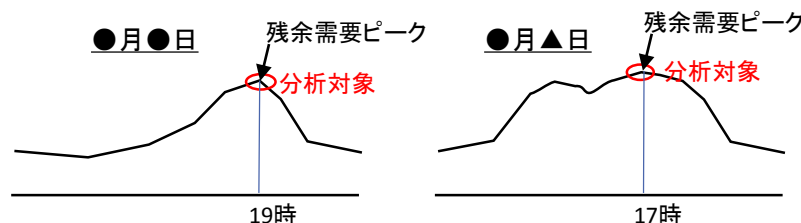
(余白)

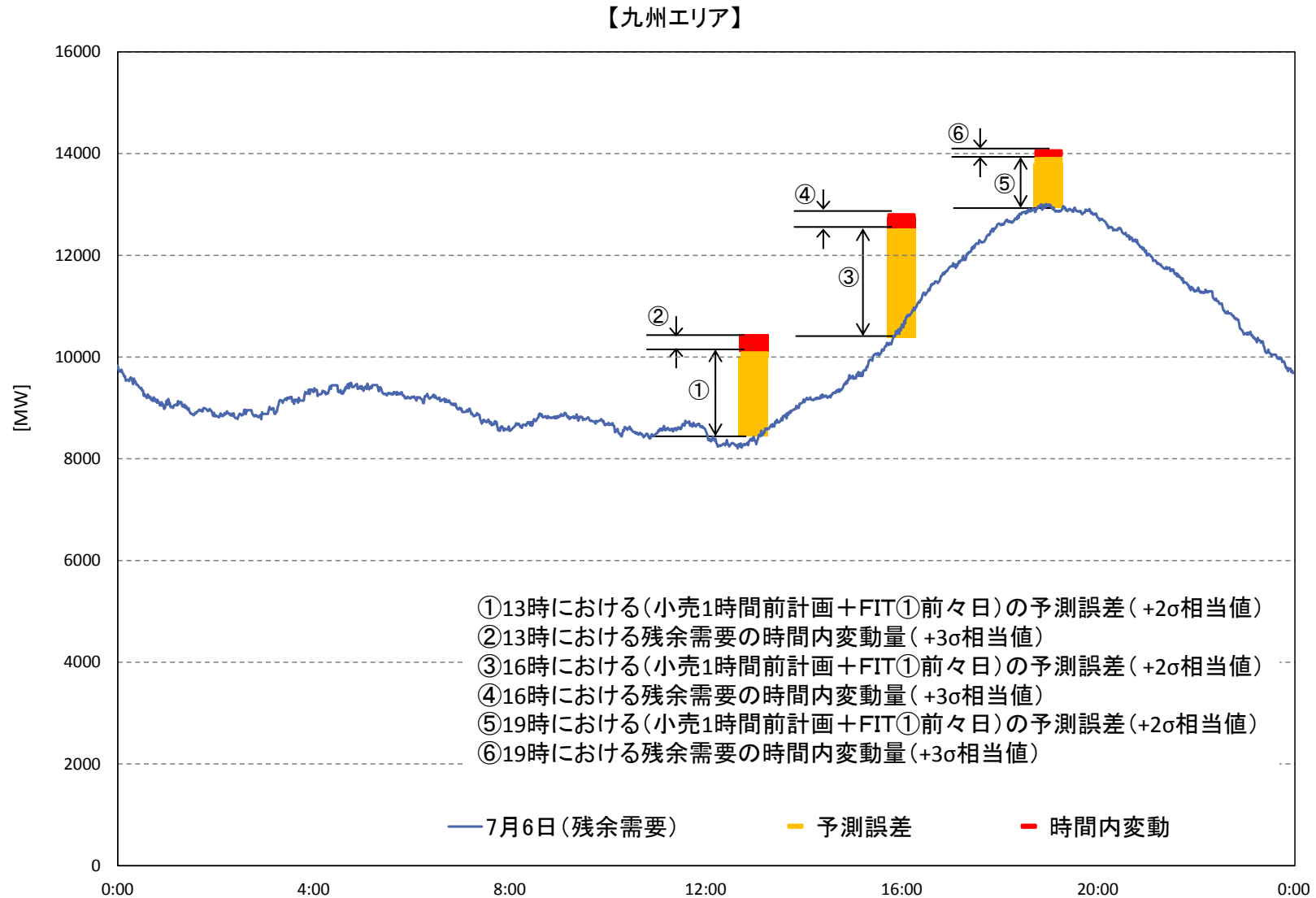
■ 前回委員会の事務局提案に対するご意見について、説明は以下のとおり。

- (1) 残余需要ピーク時間帯のコマを対象としているとのことであるが、ピーク時間帯から少し外れた時間帯のコマのほうが「残余需要＋変動」の合計値が大きい場合もあるのではないか。
 - ⇒ ・ 前回委員会資料ではある1日の残余需要曲線に各時間帯の1ヵ月の予測誤差等の大きさを示していたが、実際のデータ分析においては、1日ごとに、残余需要の実績値が最大のコマを中心として分析対象のコマを選択している(下図)。
 - (2) 以前の委員会において、小売電気事業者の確保に期待できない予備力を一般送配電事業者が電源Ⅰとして確保することを議論したこととの関係性は。
 - ⇒ ・ 国の制度設計WG(第8回)において、持続的需要変動対応の予備力(従来、H3需要の1～3%)は原則、小売電気事業者が確保すべきである一方、偶発的需給変動対応の予備力(従来、H3需要の7%)は小売電気事業者が確保すべき予備力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理された。
 - ・ 第5回委員会では、後者(7%)について、小売電気事業者による予備力確保に懸念があることから、暫定的に一般送配電事業者が電源Ⅰとして確保することを議論した。
 - ・ その後、第6回委員会の議論により、電源Ⅰ必要量は実需給断面で確保すべき調整力にて算定することとなった。その調整力を算定するために用いる実績データ(小売電気事業者の需要予測誤差)に小売電気事業者による予備力確保に期待できないものが結果として含まれると考えられることから、電源Ⅰ必要量の算定結果には、第5回委員会の議論の趣旨は一定程度反映されるものと考えている。
 - ・ しかし、信頼度の基準を満たす必要予備率を求めた際に他エリアへの応援も考慮して必要予備率が大きく算定されるエリアがある場合、当該エリアの小売電気事業者の需要予測誤差の実績を電源Ⅰ必要量に反映させるだけでは、信頼度の基準を満たす予備率が確保されない可能性がある。そのため、供給計画取りまとめ等を通じてエリア毎の予備率を確認し、予備率が不足している場合には電源入札等(廃止電源の維持を含む)により対応する※ことも必要となる。
- ※電源入札等は自動的に行うものではなく、本委員会を含む慎重な議論のうえで実施。

<参考図>

データ分析対象コマの
選定イメージ





＜論点2－2＞ 小売電気事業者による供給力に期待する量をどう見込むか

14

＜背景＞

当機関が平成28年度供給計画の取りまとめを行ったところ、小売電気事業者の多くが中長期の供給力を「調達先未定」としていることがわかった。このことを踏まえ、当機関は6月29日に経済産業大臣に対し、「国においては、将来の安定供給を確実に確保するため、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量メカニズムの導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方について検討を進められたい」との意見を提出したところ。



＜対応案＞

当該措置が講じられていない現時点では、あくまで暫定的措置として、偶発的需給変動に対応する予備力のうち小売電気事業者の確保に期待するとした部分についても、原則として、一般送配電事業者が電源Ⅰとして確保することが必要ではないか。

※小売電気事業者には引き続き供給力確保義務があることに留意が必要

論点1：周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方②

10

- 供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。
- したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。
- なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1～3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需給変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8～10% (※)	

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8～10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

電気事業類型見直し後の方向性

「持続的需要変動対応」:

- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。
- ◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。

「偶発的需要変動対応」:

- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。
- (例)
 - －小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
 - －発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。
- ◆この部分については、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。

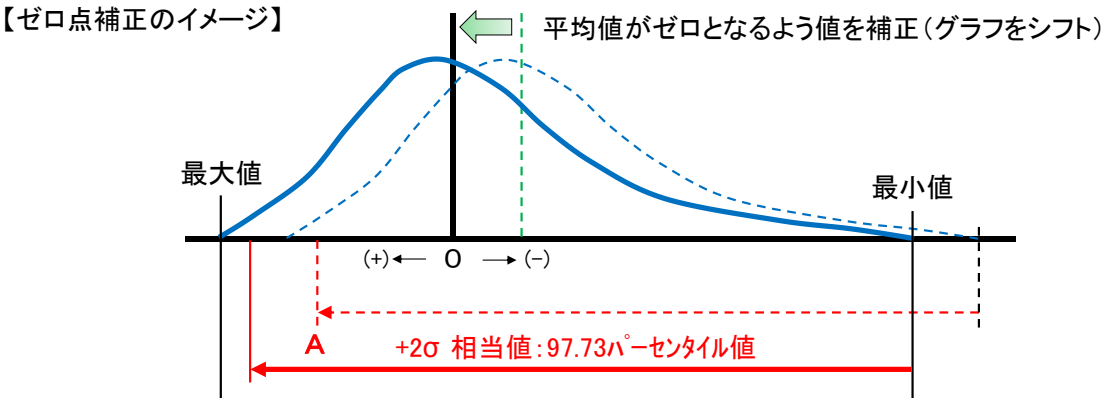
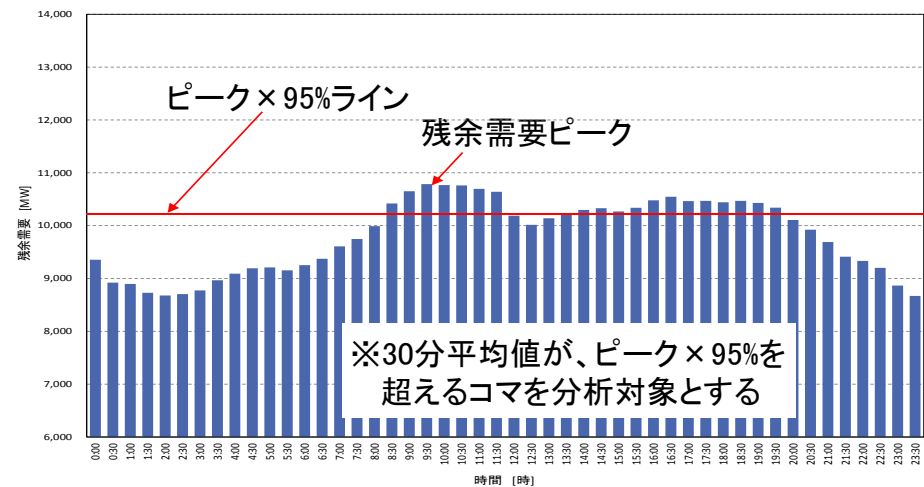
(出所) 第8回制度設計WG資料5－2

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/008_05_02.pdf

- 前回委員会での議論を踏まえ、前々回と前回の試算について、電源Ⅱが小売電気事業者により最大限活用され、電源Ⅱからは上げ調整力が得られない可能性の高い時間帯を抽出するとの観点から、高需要となる7～8月のデータを対象として追加的な試算を実施。
- また、参考のため、4～8月の全時間帯の全データを一括して対象とする試算も実施した。
⇒電源Ⅱの余力には全く期待できないと仮定し、電源Ⅰを最大限確保する場合に相当

今回追加試算

	前々回試算 (参考)	前回試算 (参考)	試算1－1	試算1－2	試算2
分析対象月	月ごと	(同左)	7～8月一括	(同左)	4～8月一括
分析対象コマ	残余需要ピーク 2コマ	残余需要がピーク の95%以上	残余需要ピーク 2コマ (前々回試算と同じ)	残余需要がピーク の95%以上 (前回試算と同じ)	全時間帯
予測誤差 ゼロ点補正	あり/なし 両方を試算	(同左)	(同左)	(同左)	(同左)
電源脱流量 想定	(未試算)	系統に存在する 最大ユニット	平成29年度において 単機最大ユニット と見込まれるもの※	(同左)	(同左)



- 沖縄以外の9エリアの試算結果は下表のとおり。分析対象とするコマを多くするほど、試算値が大きくなる傾向が見える。
- 分析対象とするコマを多くするほど、特異なデータの影響を受けにくくなると考えられる一方で、(極端な例としては試算2のように)電源Ⅱの余力による対応に期待できる可能性が高い変動まで含めてしまうことになると考えられる。電源Ⅱの余力に期待できない時間帯等についての分析ができない現時点においては、どのように算定するのが適当であるかの判断は難しい。

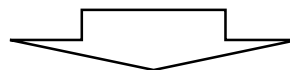
	ゼロ点補正	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
試算1-1 (ピーク2コマ)	なし	(10.7)	(7.4)	4.4	4.9	7.3	4.8	7.7	3.7	7.7	6.5
	あり	(9.0)	(8.3)	7.2	6.0	7.5	4.7	7.8	5.4	8.3	7.1
試算1-2 (ピークの95%以上)	なし	(13.4)	(7.1)	5.6	7.7	6.9	5.6	7.5	4.4	9.3	7.5
	あり	(12.0)	(8.8)	8.9	8.3	7.4	5.9	8.4	6.1	9.8	8.4
試算2 (全時間帯)	なし	(12.1)	(10.0)	6.1	9.4	7.8	7.0	8.9	9.8	11.3	9.2
	あり	(12.2)	(10.8)	9.9	10.3	8.2	8.4	9.8	11.4	12.4	10.4

※各エリアの数値は、各エリアH3需要に対する%値

※平成28年度のH3需要想定が冬ピークのエリアの数値は()内に記載している。

■ さらに、以下の課題もあることに留意が必要。

- 今年度のデータのみで試算した結果であり、年度毎の違いを考慮できない。
- 冬季ピークのエリアもあるなかで、現時点では冬季の実績が分析できていない。
- これまでの実績に見られる小売電気事業者の需要予測誤差の平均値からの偏差が今後解消していくのかどうか(ゼロ点補正をすることが適当かどうか)の判断が難しい。



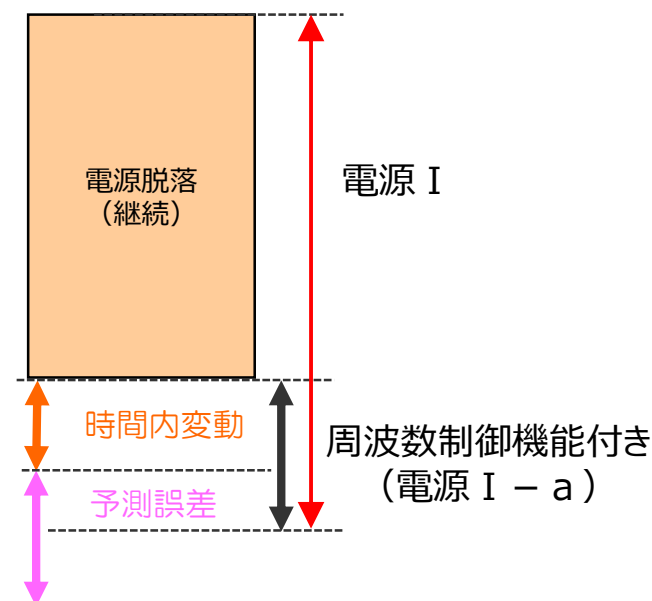
- 電源Ⅰの必要量については、第5回委員会において、小売電気事業者による予備力確保に懸念があることから、偶発的需給変動対応の予備力(H3需要の7%)を暫定的に一般送配電事業者が電源Ⅰとして確保することを提案し、ご異論はなかった。
- その後、実績データに基づいた電源Ⅰ必要量の算定について検討、試算を行ったが、上記の課題があることも考慮すると、第5回委員会で議論した数値を見直すべきとまでは言えないのではないか。
- そのため、今回は暫定的に9エリア一律でH3需要の7%とすることでどうか。
 - ⇒ 実績としてH3需要の7%を超える変動が発生していることから、残余需要ピーク時間帯においても電源Ⅱ余力に一部期待することになる。実運用において電源Ⅱ余力を活用してもなお調整力が不足する場合は連系線を通じた応援等により対応することとなるが、そのような状況が発生した場合等には、追加調達等の対応の必要性を速やかに検討する。
 - ⇒ 次回の公募に向けて、予測誤差等のデータの蓄積を継続するとともに、電源Ⅱ余力の状況を考慮した分析の在り方について検討する。

- 前回委員会において、「沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、別途検討」することとしていた。
- 他エリアからの応援に期待できない事情を考慮すると、下図のとおり、一般送配電事業者(沖縄電力)が算出する電源 I - a 必要量(周波数制御機能付き必要量)に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量とする考え方としてはどうか。
 - ※ 現状、沖縄エリアでは、周波数制御対応分と電源脱落対応分を考慮し調整力を確保している(事業者ヒアリングによる)
 - ※ 沖縄エリアについては、電源 I - a 必要量には「電源脱落(直後)」分は含まれない。電源脱落発生時に周波数維持できない場合は、一旦停電のうえ、速やかに「電源脱落(継続)」分の調整力にて復旧することになる。

沖縄エリアを除く 9 エリア



沖縄エリア



■ 前述の案により電源Ⅰ 必要量を算定した場合、電源Ⅰ' 必要量は以下のとおり試算される。
(注意)下表は委員会での議論のための試算であり、実際の募集量は各一般送配電事業者の算定による

		(送電端：MW)									
【H29年度】 電源Ⅰ'算出		北海道 【1月】	東北 【8月】	東京 【8月】	中部 【8月】	北陸 【8月】	関西 【8月】	中国 【8月】	四国 【8月】	九州 【8月】	沖縄 【8月】
A	平年H3需要×101%	5,171	13,383	53,055	24,583	5,020	26,684	10,726	5,080	15,382	1,450
B	電源Ⅰ 必要量	358	928	3,677	1,704	348	1,849	743	352	1,066	－
C	厳気象H1需要×103%	5,387	14,690	58,024	26,619	5,347	28,773	11,477	5,458	16,762	1,533
D =C-(A+B)	電源Ⅰ' 必要量	募集量 0	379	1,292	332	募集量 0	240	8	26	314	－

(注釈)
■各エリア下段の【 】内は猛暑(厳寒)H1需要が最大となる月を示す。
■D≤0のエリアについては「募集量0」と記載。
■平年H3需要は、H28年度供給計画の第2年度における想定需要。
■厳気象H1需要は、電力需給検証小委員会の考え方に準じて算定した猛暑(厳寒)H1需要をもとに、上記平年H3需要に猛暑(厳寒)H1/平年H3比率(H28年度値)を乗じることで猛暑(厳寒)H1需要(H29年度値)を算定。ただし、東京エリアの猛暑H1需要は、需給変動リスク分析(第4回委員会で審議)の際に同社が合理的な想定手法として示した数値を使用。
■沖縄エリアの電源Ⅰ 必要量は沖縄電力にて別途算定されるため、電源Ⅰ' 必要量とともに「－」と記載。
■本試算は離島分を含んだ需要を用いて算定しているが、実際には離島分の需要の扱いを考慮の上、各一般送配電事業者が算定。

<参考> 各エリアの火力の増出力分		(送電端：MW)									
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
E	(参考) 火力の増出力	60	97	700	126	9	68	48	19	48	－

(注釈)
■電力需給検証小委員会(第14回)資料(資料7)に記載されたH28夏期見通しにおける数値(発電端)と所内率をもとに送電端値に変換試算したもの(北海道については本日資料2-2のH28冬期見通しにおける数値を記載)であるが、実際には各一般送配電事業者が算定。また、今回試算した火力の増出力には電源Ⅲも含まれていることから、実際には電源Ⅲの分を除外する必要がある。
■電源Ⅰ' 必要量の補正については、火力増出力の補正の他、例えば厳気象H1需要に対する供給力と平年H3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を一般送配電事業者が電源Ⅰ'募集量に反映させる場合があることに留意が必要。(上表の一部に一般送配電事業者からの聞き取り分を含んでいる。)
■沖縄エリアは電力需給検証小委員会における報告の対象外のため「－」と記載。

周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)の 必要量に関する検討状況

1. H28年度データ(4月～8月)に基づく電源Ⅰ-a必要量の試算結果



- 第7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の電源Ⅰの算定条件を参考に以下の点を見直して試算。
- 対象時間 残余需要ピーク×95%以下の時間帯は電源Ⅱに期待する前提で、
残余需要ピーク×95%以上のコマを対象とする。【参考】全時間帯での試算結果
 - 電源脱流量 広域機関の試算で見込んでいる単機最大ユニット。
(50Hzエリアは100万kW 60Hzエリアは105万kW)

試算結果 各エリアのH3需要に対する%値

残余需要ピーク95%	H28.4～8月
北海道	9.3
東北	7.6
東京	6.1
中部	5.8
北陸	5.2
関西	5.4
中国	6.7
四国	6.0
九州	5.9
9社平均(沖縄除き)	6.4
沖縄※1	6.5

【参考】 各エリアのH3需要に対する%値

全時間帯	H28.4～8月
北海道	9.4
東北	8.9
東京	7.2
中部	8.4
北陸	7.9
関西	7.8
中国	8.7
四国	8.0
九州	9.0
9社平均(沖縄除き)	8.4
沖縄※1	7.4

※1：沖縄エリアについては「電源脱落(直後)」分は含まれない