

# 2020年度から2023年度の 調整電源の確保について

2018年3月30日

需給調整市場検討小委員会 事務局

- 第20回制度検討作業部会において、需給調整市場システム(調達)の運用開始を2021年度とした場合、また、広域運用が広域需給調整システム(運用)の導入後、試験等を経て商品区分ごとに段階的に実施される方向で検討が進められていることを前提に、以下の議論がなされたところ。
  - ✓ 2020年度においては現在の調整力公募を継続せざるを得ないのではないか。
  - ✓ 広域運用が実施できない商品区分については、調整力公募と同等の規律を適用することが考えられる。
  - ✓ 調整力公募と同等の規律を適用する調整力の調達期間については、年間調達とすることを基本とし、必要量等については、広域機関において検討することとしてはどうか。
  - ✓ 2020年度から2023年度においては、調整電源を安定的かつ確実に現在の調整力公募と同様に $\Delta$ kW価値とkW価値を同時に調達することとしてはどうか。
  
- また、2020年度に広域需給調整システム(運用)が設置され中地域3社から一部商品から広域運用が開始される。2021年度に需給調整市場システム(調達)が設置されると三次調整力②(低速枠)の広域調達、広域運用が9社で開始される。
  
- これらを踏まえると、2020年度から2023年度の調整電源の確保は以下のように考えられるのではないか。
  - ✓ 2020年度においては現在の調整力公募(電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'公募)を年間調達で継続する。
  - ✓ 2021年度から2023年度においては、調整力公募(電源Ⅰ、Ⅰ'公募)により $\Delta$ kW価値とkW価値を同時に年間調達することを基本とすると共に、需給調整市場にて三次調整力②(低速枠)の $\Delta$ kWを広域的に調達する。

※なお、広域的な運用については、2021年度から三次調整力②(低速枠)が開始され、2020年度から中地域3社においては三次調整力②(低速枠)以外の一部商品について広域運用が開始される。

### 論点①：需給調整市場の開始時期（調整力公募の継続）

- 広域運用を2020年度から開始する一方で、調達システムの運用開始を2021年度とした場合、少なくとも2020年度には調達システムを用いての調達が実施できないこととなる。
- したがって、少なくとも2020年度においては現在の調整力公募を継続せざるを得ないのではないか。

## 論点②：広域調達・運用しない調整力（規律の在り方）

- 制度検討作業部会中間論点整理（第2次）にも示されているように、監視等委員会において監視の在り方に関する議論では、調整力公募における議論を踏まえつつ、以下のような監視や情報公開の在り方に係る検討が行われた。
  - 市場支配力を有する事業者が存在する場合には、その者が合理的な入札を行うなどの、一定の規律を設けるとともに、その行動を監視することが必要（その規律については、事業者の応札インセンティブを削ぐことにならないよう配慮が必要）
  - 需給調整市場への参加を促し、また、透明性を高めるため、 $\Delta$ kW価値及びkWh価格の情報が速やかに公表されることが望ましい（公表内容等については、発電事業者等が競争上の不利益を被る懸念があることにも留意しつつ、今後検討が必要）
- また、昨年末に実施した意見募集においても、価格形成に関して一貫性のある監視が必要であるという意見や、入札価格等に関する規律が事業者の応札インセンティブを削ぐことにならないような配慮が必要との意見があった。

## 論点②：広域調達・運用しない調整力（調整力公募と同等の規律の適用）

- 平成30年度向け調整力公募の調達（電源Ⅰ、Ⅱ）において、旧一電（発電・小売部門）以外の事業者による応札及び落札は非常に少ない結果となっている。広域調達が実施できない環境においては、現在実施されている調整力公募における調整力の調達環境と大きな変化がないことが想定される。
- 調整力の調達環境に大きな変化のない中、広域運用が実施できない期間において、調達システムを用いての調整力の調達を実施した場合、事実上、競争が限定的となることが想定される。
- また、監視等委員会における規律の在り方に関する検討において、需給調整市場創設当初においては競争が限定的であることが予想されることから、引き続き同様な規律が必要となることも念頭に検討が必要との検討がされたところ。
- 広域運用は、運用システムの導入後、試験等を経て商品区分ごとに段階的に実施される方向で広域機関において検討が進められていることから、広域運用が実施できない商品区分については、調整力公募と同等の規律を適用することが考えられる。
- また、広域運用開始以降の監視の在り方については、引き続き監視等委員会で検討することとしてはどうか。

## 論点②：広域調達・運用しない調整力（調達期間）

- 三次調整力②（低速枠）については、広域機関の技術的検討において、前日に調達することが検討されており、調達システムの導入に合わせて広域調達に移行される。
- 一方で、三次調整力②（低速枠）以外の商品区分については、広域機関の技術的検討において、週間で調達することが検討されている。調整力公募と同等の規律を適用する調整力については、その調達期間について検討が必要となる。
- 調達期間を年間とした場合について、調整力公募と同じ調達期間であることから価格の監視についても調整力公募と同等の監視が可能となり、容量市場が存在しない期間において、年間を通じて必要な調整電源を確実に調達できる可能性が高い。しかし、年間で必要となる調整力を一括して調達するため、その都度必要量に変化する調整力の最小化を図ることは難しくなる。また、新規参入者の参入容易性が損なわれるおそれがある。
- 一方、調達期間を細分化し週間調達とした場合は、週間単位で必要となる調整力の必要量の最小化を図ることができるが、現状の調整力公募と比較して監視のコストが上昇することや、年間を通しての調整力確保の確実性が難しくなる。
- 必要な調整力を確保する観点から、調整力公募と同等の規律を適用する調整力の調達期間については、年間調達とすることを基本とし、調達量等については、広域機関において検討することとしてはどうか。  
※年間コストについては、年間調達も週間調達も基本的には変わらないと考えられる。

### <調達期間別の比較>

	年間調達	週間調達
価格監視の容易性	○	△
調整電源確保の確実性	○	△
調達必要量の最小化	△	○
新規事業者の参入容易性	△	○
年間コスト	(基本的には変わらない)	

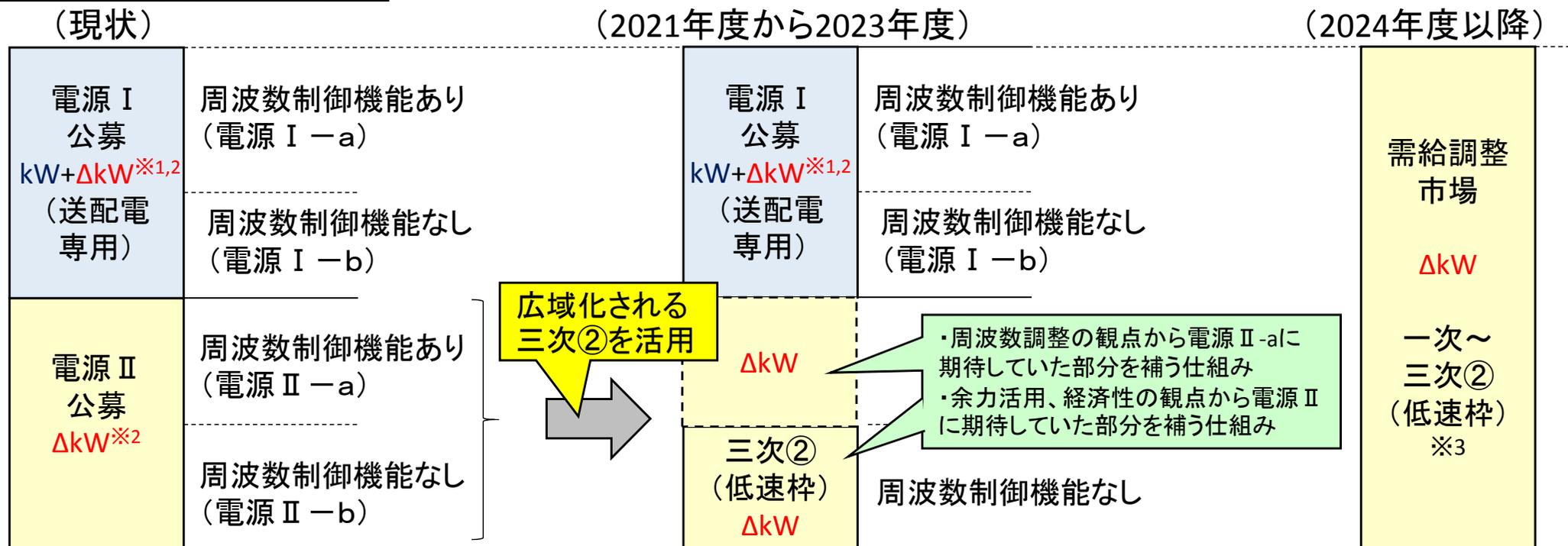
33

### 論点③：2020～2023年度の調整電源の確保について

- 制度検討作業部会中間論点整理（第2次）において、容量市場開設前の2020年度から2023年度のkW価値については、需給調整市場においてkW価値も含めて対価を支払う方針が示されたところ。
- また、昨年末に実施した意見募集の結果においても、容量市場においてkW価値に対する支払いが行われない2020年度から2023年度において、必要な電源が確実に維持されるよう留意すべきという意見があった。
- 広域機関の技術的検討においても、2020年度から2023年度のkW価値の扱いが課題として示されたところ。
- 他方で、kW価値については、現在の調整力公募においては $\Delta$ kW価値と同時に調達されており、容量市場の開設前においては $\Delta$ kW価値（電源のコントロール権）とkW価値をそれぞれ切り分けての調達は困難であると思われる。
- よって、2020年度から2023年度においては、調整電源を安定的かつ確実に現在の調整力公募と同様に $\Delta$ kW価値とkW価値を同時に調達することとしてはどうか。

- 現在は、一般送配電事業者が前年度に調整力公募を実施して確保した電源Ⅰと電源Ⅱの余力を活用して調整を行う仕組みである。現在では経済性の観点から電源Ⅱを活用しているが、電源Ⅱは周波数制御機能を持った電源であることに留意が必要(2018年度以降は、周波数制御機能を持たない電源Ⅱ-b、Ⅱ'も募集)。
- 今回、電源Ⅰ公募に加え三次調整力②(低速枠)の需給調整市場での調達を開始されることとした場合、三次調整力②(低速枠)は主に需給バランス調整を担い周波数制御機能がない商品であることに留意が必要である。
- これを踏まえ、安定供給の観点や、余力活用も含めた経済性の観点から、電源Ⅱの仕組みの在り方など実需給の調整が機能する仕組みについて、「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会」に検討を指示してはどうか。
- また、電源Ⅰ公募が続くことから、この必要量などの議論は「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で検討を継続することによってどうか。

## 調整電源の確保方法(調達)



※1 調整力公募に増分燃料費等を含めている会社と含めていない会社があり、含んでいない場合は出来高で支払いを行っている。  
 ※2  $\Delta kW$ の費用を年間事前に支払うのではなく出来高で支払いを行っている。  
 ※3 商品毎に広域化される時期については引き続き検討。

(参考)調整力に要する費用の取り扱い方

- 現在の仕組みでは、一般送配電事業者は電源Ⅰ、電源Ⅱを活用して調整している。
- 調達とその支払いについては、電源Ⅰ公募に加え、電源Ⅰ、Ⅱ契約内で一般送配電事業者の指示による発電機の稼働実績と発電計画の差分に応じて発電事業者を支払っている。この両者の中で、起動費、増分燃料費などがΔkWに相当する費用として支払っていることになる。なお、託送料金原価上は、増分燃料費(kWhの2.5%相当)が織り込まれている。
- 運用で発生したkWhについても、電源Ⅰ、Ⅱの契約内で発電機の稼働実績と発電計画の差分に応じて支払っており、インバランス制度により費用回収されている。

<電源Ⅰ>

	支払い元	支払方法	送配電の費用回収	2024年以降の扱い
kW (調達)	送配電	調整力公募で年間一括払い (電源Ⅰ)	託送料金 (kWの6%)	容量市場
ΔkW (調達)	送配電	電源Ⅰ契約の中で出来高払い (電源Ⅰ公募に一部含めている一送あり)	託送料金 (kWhの2.5%)	需給調整市場 (調達)
kWh (運用)	送配電	電源Ⅰ契約の中で出来高払い	インバランス料金	需給調整市場 (運用)

<電源Ⅱ>

	支払い元	支払方法	送配電の費用回収	2024年以降の扱い
kW (調達)	小売	小売の供給力確保義務を優先	—	容量市場
ΔkW (調達)	送配電	電源Ⅱ契約の中で出来高払い	託送料金 (kWhの2.5%)	需給調整市場 (調達)
kWh (運用)	送配電	電源Ⅱ契約の中で出来高払い	インバランス料金	需給調整市場 (運用)

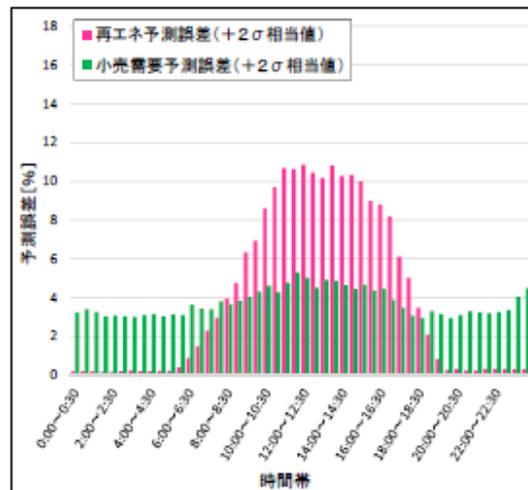
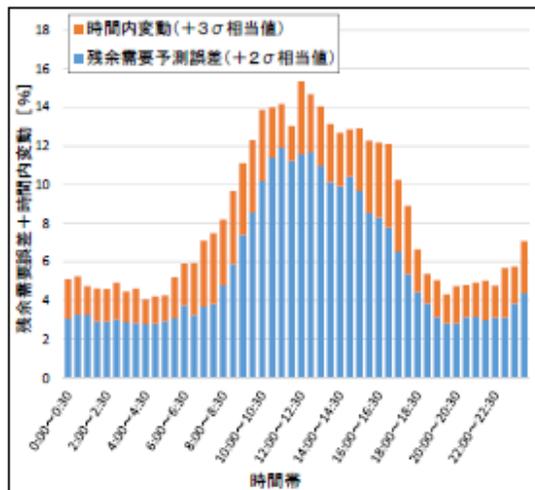
- 調整力で対応する事象には、「需要に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」、「電源脱落に関するもの」があり、以下の事象に対応できるように一般送配電事業者は電源Ⅰと電源Ⅱの余力により調整力を確保している。

(対応する事象)

- 時間内変動 : 需要変動、再エネ出力変動
- 予測誤差 : 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差
- 変動 : 電源脱落(直後)

- 対応する事象のうち再エネ出力予測誤差については、昼間帯に大きくなる傾向がある。
- なお、年初段階で確保する電源Ⅰの必要量については、電源Ⅱの余力をあわせて活用して対応する仕組みであることから、電源Ⅱに期待できない残余需要が高い時間帯の上げ調整力必要量を評価している。

【九州エリア(年間)】



※ エリアのH3需要に対する%値

※ ここでは再エネ予測誤差は上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出  
 ・再エネ予測誤差=予測-実績  
 ・小売需要予測誤差=実績-予測

※ 再エネは太陽光+風力

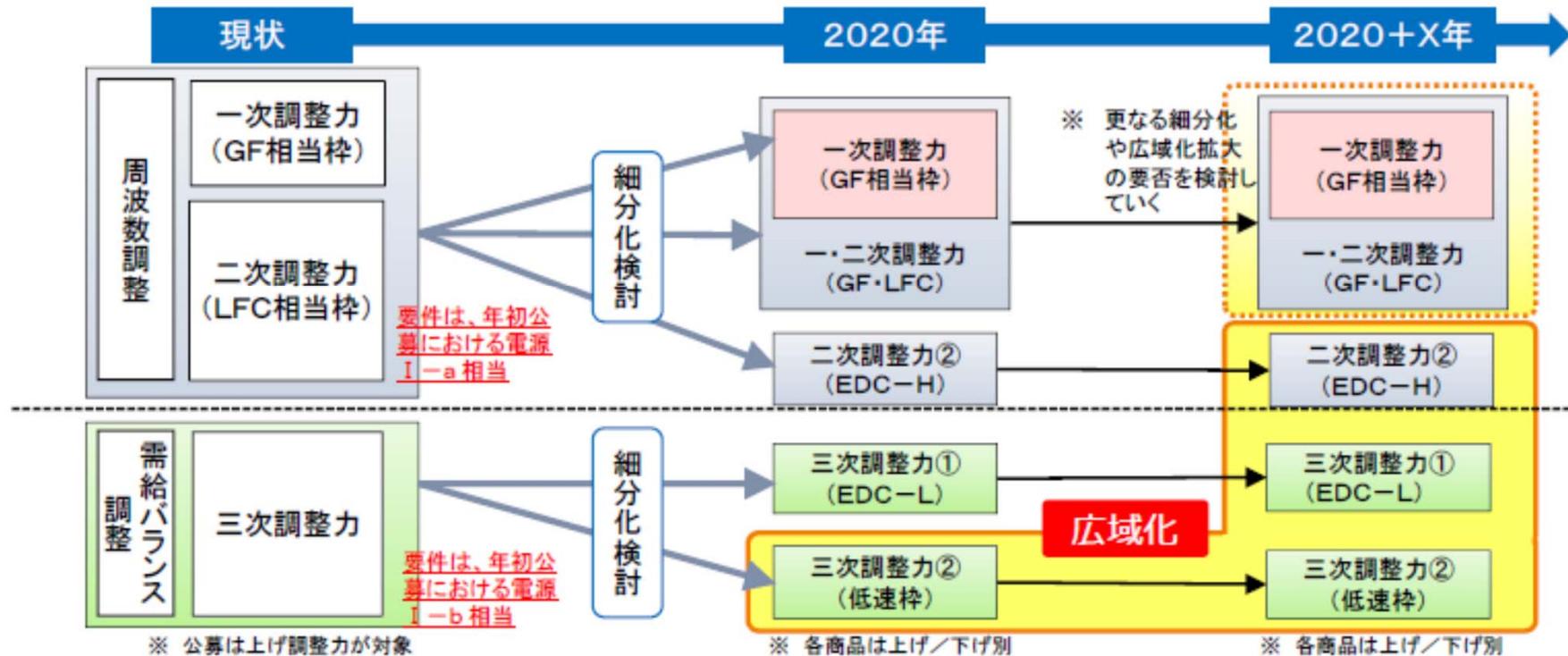
※ 再エネのうち大宗を占めるFIT①の予測は現在の制度を勘案して前々日予測値を使用

※ 不等時性により、再エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要

2020年および2020+X年における調整力の広域化の方向性

24

- 2020年においては現行の中給システムと連系線運用で実現可能な**低速域の三次調整力②**の広域調達・運用を目指して検討。
- 2020+X年においては、EDCで制御を行う**二次調整力②**、**三次調整力①②**までの広域調達・運用を目指すことを基本に検討。
- **一次・二次調整力(GF・LFC)**については、以下の課題に留意しつつ、2020+X年に広域調達・運用を目指して検討を進めていく。なお、検討状況を踏まえ段階的な拡大を検討することも、現時点で排除はしない。
  - ・日本は欧米に比べて系統容量が小さく、需給調整にはより多くの量をより早く制御する必要があること
  - ・自動で広域運用するためには高速での情報交換が必要であり伝送遅延のリスクや同期の見極めが必要があること
  - ・その他、調整力の偏在・系統定数への影響等の課題検討の必要があること
  - ・一次・二次調整力は周波数調整が主であり、kWh上のメリットが少ないと考えられること

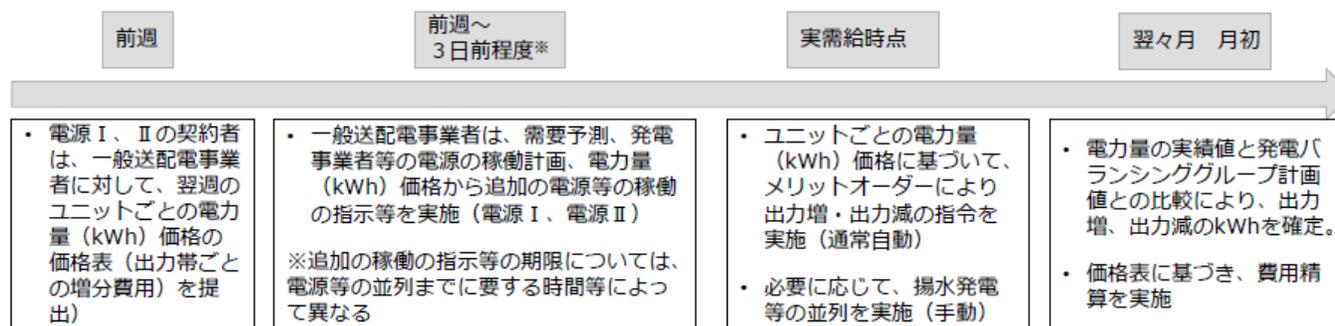


(GC前)

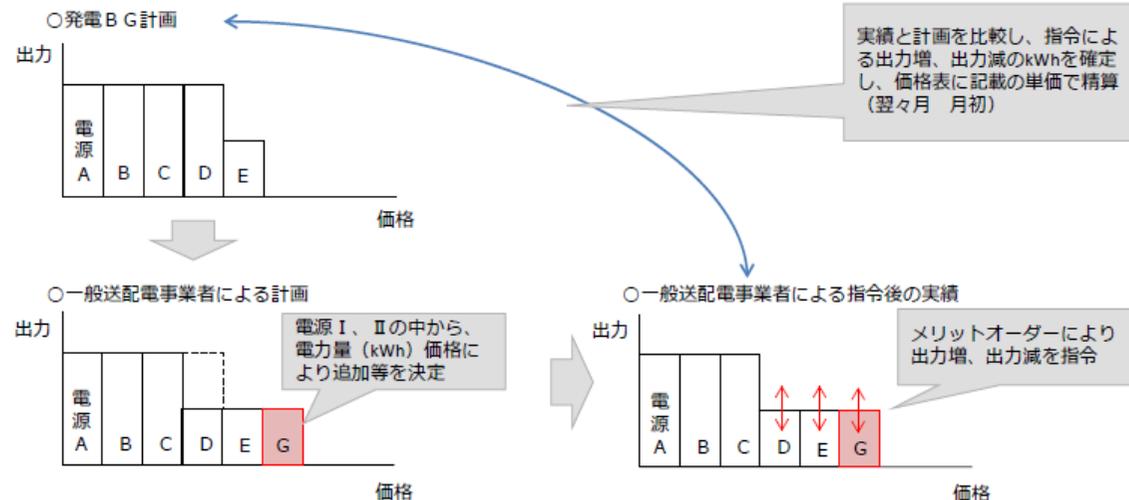
- 一般送配電事業者は、週間断面から必要な調整力を算出の上、発電BG計画に対し、電源 I・II の中から電力量 (kWh) 価格により発電機の追加等を必要に応じて決定し、必要となる調整力電源を実需給時点で調整力を提供できる状態にする。なお、電源 I・II の追加にあたっては、準備するための起動・停止費用や増分燃料費、熱効率低下影響など費用を要する場合がある(待機費用(機会損失)の発生)。

(GC後)

- 一般送配電事業者は、時間内変動や予測誤差、電源脱落など、発電・小売電気事業者の計画と実績の差分に対して、事前に確保した調整力(電源 I・電源 II 余力)を活用して調整する。



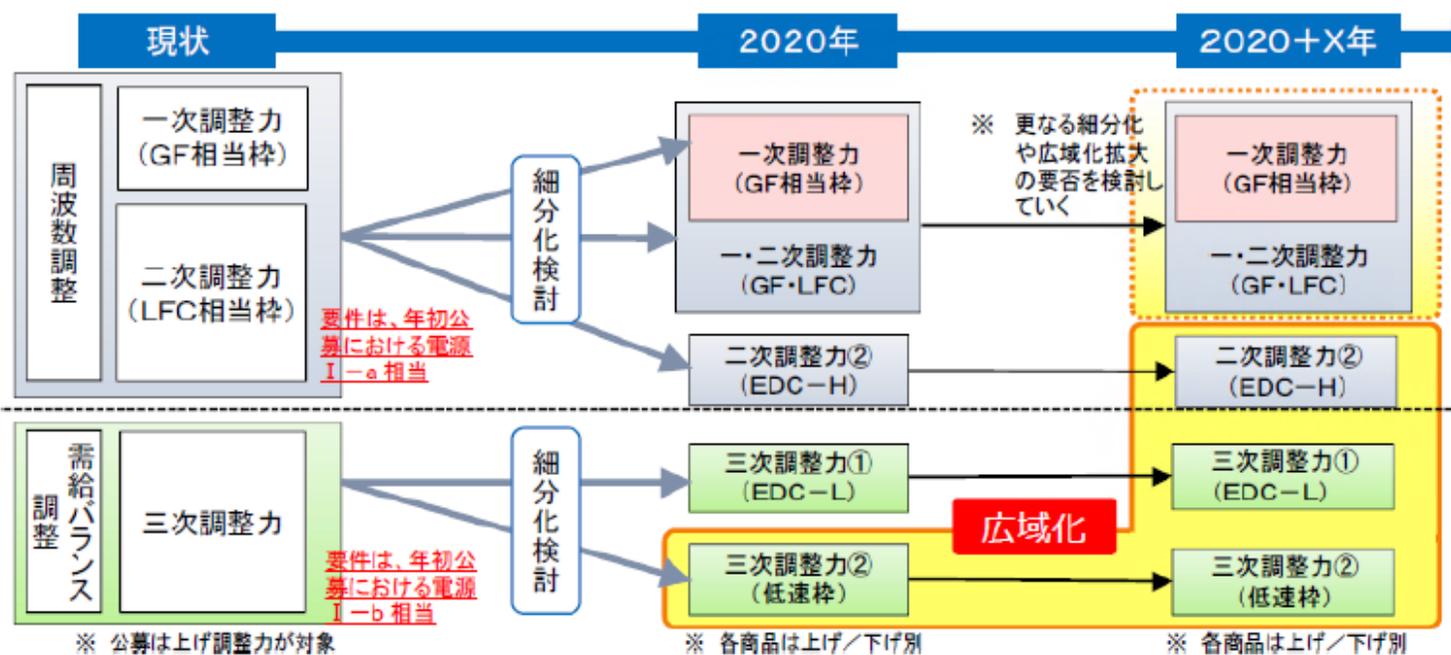
【イメージ】



### 論点③：広域化による効率化（広域化の範囲とスケジュール）

- 広域化を進めるにあたっては、システム改修や連系線の運用変更を伴うと考えられるため、2020年においては、まずは低速域の三次調整力②の広域調達・運用を行うことを目指して準備を進めることとしてはどうか。
- その後、2020+X年においては、二次調整力②、三次調整力①②までの広域調達・運用を目指すことを基本に検討し、その際に一次・二次調整力（GF・LFC）も含め広域調達・運用を行うかは、技術的な課題に留意しつつ、今後検討することとしてはどうか。

#### ＜広域化のイメージ＞



## 論点⑥：需給調整市場の商品設計（要件評価①）

- 商品設計については、第11回制度検討作業部会において、制御区分毎に「一次調整力」「二次調整力」「三次調整力」（上げ・下げ別）という計10区分を基本的な区分として商品設計を進めることとされた。
- また、詳細な商品設計に先立ち、商品に求められる要件である「発動までの応動時間」、「継続時間」の考え方について、以下のように広域機関において検討されたところ。
- これを踏まえ、発動までの応動时间及び継続時間を、以下のように考えることとしてはどうか。

発動までの応動時間：指令を出してから指令値まで出力を変化するのに要する時間

継続時間：最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間

### ＜広域機関での検討内容＞

	一・二次調整力 (GF・LFC) ※1		二次調整力②	三次調整力①	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	－	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線※2	－	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
発動までの応動時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間※3	240秒以上	15分以上	7～11時間以上	7～11時間以上	3時間程度
応札が想定される主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機 蓄電池・DR等	発電機 DR・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰等
商品区分	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4

※1 一次・二次 (GF・LFC) の細分化については参入状況等を考慮して検討

※2 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要

※3 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間

※4 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前には送配電が確保しておく必要性は少ない

2017年9月第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局提出資料より抜粋 3

## 「公募要件の緩和」 電源募集種別の対照表

5

- 電源Ⅱ-b、Ⅱ'の設備要件は、周波数制御機能を必須としない、また、電源Ⅱ'は専用線だけでなく、簡易指令システムを活用したオンラインを対象に含めるなど、現状の電源Ⅱより要件を緩和します。

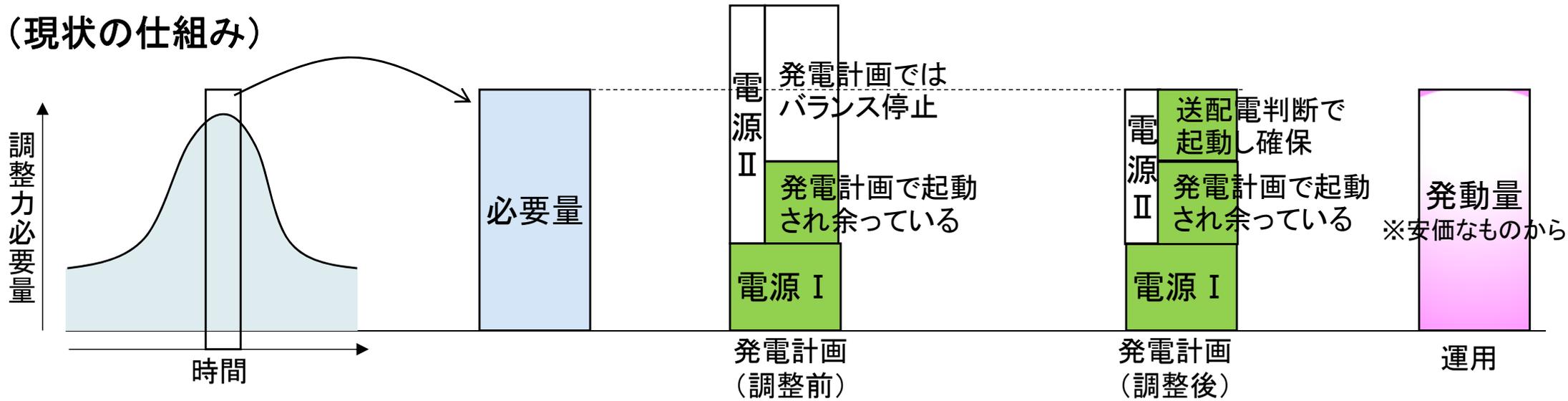
### ＜設備要件（例）＞

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	a	b	＜ダッシュ＞
	ハイスペック・高速発動		ロースペック・低速発動
（固定費負担あり） 電源Ⅰ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：5分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）あり</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> <li>・最低容量：1万kW ※</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：15分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）なし</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> <li>・最低容量：1万kW ※</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：3時間以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）なし</li> <li>・簡易指令システムで指令（経過措置：オフライン）</li> <li>・最低容量：0.1万kW</li> </ul>
	＜継続募集＞	＜継続募集＞	＜継続募集＞ 時間的に余裕がある状況において発動するものの確実な発動が求められることから、固定費を負担して募集する必要がある。
（固定費負担なし） 電源Ⅱ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：5分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）あり</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> <li>・最低容量：1万kW ※</li> </ul>	＜今年度追加区分＞ <ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：15分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）なし</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> <li>・最低容量：1万kW ※</li> </ul>	＜今年度追加区分＞ <ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：1時間未満</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）なし</li> <li>・簡易指令システムで指令</li> <li>・最低容量：1万kW ※</li> </ul>
	＜継続募集＞ GC後、電源Ⅰとの経済差替などに活用できるよう固定費が不要な電源Ⅱで募集。	GC後、電源Ⅰとの経済差替などに活用できるよう、固定費が不要な電源Ⅱで募集。	調整力の細分化を検討中ではあるが、箱型での経済差替などで活用できる可能性があり、固定費が不要な電源Ⅱで募集。

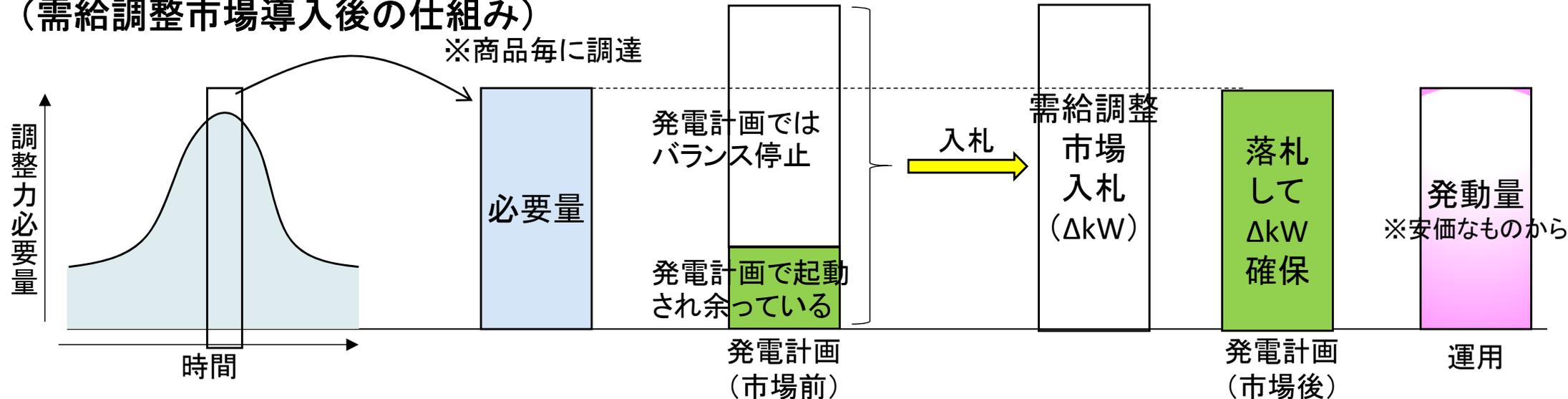
※最低容量は各社の系統状況に応じて設定

- 現状は発電事業者の発電計画から電源Ⅱの余力を確認した上で、系統に不足する場合は、電源Ⅱに起動指令をかけるなどして各時間に必要な調整力の量を確保している。
- 需給調整市場導入後は、実需給時点で出力を調整できる状態の電源等を $\Delta kW$ としてあらかじめ市場で調達する。

(現状の仕組み)



(需給調整市場導入後の仕組み)



## 旧一電（発電・小売部門）の電源 I 応札の考え方

- 今回の公募において、旧一電（発電・小売部門）がどのような考え方で電源 I に応札したか等を把握するため、各社に対して、以下の質問を行い、回答を得た。
  - － 電源 I に応札した電源のリスト、その選定の考え方
  - － 電源 I に応札した各電源の応札価格（kW価格）、その設定の考え方
- 電源 I に応札する電源の選定の考え方、及び、kW価格設定の考え方は、各社概ね同じであった。ポイントは以下のとおり。（昨年と概ね同様）

### ①各社の電源 I 選定の考え方

kWh単価（kWhあたりの発電コスト）が高く、発電・小売部門として利用頻度が低いと見込まれる電源から入札

(注) 委員会事務局において、各社が実際に応札した電源のリストを入手し、各社が回答した考え方と整合していることを確認した。

### ②各社の応札価格（kW価格）設定の考え方

固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）に事業報酬相当額を乗せて算定

## (参考) 旧一電(発電・小売部門)の電源 I 応札の考え方

## 旧一電(発電・小売部門)からの回答

会社名	電源 I の選定の考え方	kW価格の考え方
北海道	<ul style="list-style-type: none"> <li>以下の①、②の条件を満たす全ての電源を電源 I として応札。</li> <li>① 電源 I の設備要件（出力調整幅、ガバナフリー幅等）を全て満たしている。</li> <li>② ミドル～ピーク電源として余力を有している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>応札対象の発電所に係る人件費、修繕費、公租公課、その他経費などについては実績値、減価償却費については計画値に、事業報酬相当額を上乗せして応札額を算定。</li> </ul>
東北	<ul style="list-style-type: none"> <li>水力は、電源 I の要件を満たす揚水発電所を応札。</li> <li>火力は、電源 I の要件を満たし、かつ供給余力のある発電機のうち、運用性も考慮しつつ、石油火力&gt;ガス従来型火力&gt;ガスコンバインド火力の順番を基本に応札。</li> <li>なお、水力と火力の順番については、調整スピードに優れる揚水発電所を先取り。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>応札対象発電所に係る人件費、修繕費、減価償却費、公租公課、その他の費用等を実績値にもとづき想定のうち、事業報酬相当額を上乗せして算定した金額で応札。</li> </ul>
東京	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWh当たりの発電コストが高い電源で、公募要件で定められた調整力を提供可能な状態で維持・運用できるものを選定して応札。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>応札対象の発電所に係る人件費、修繕費、減価償却費、諸税、委託費、一般管理費等の費用の計画値の合計に事業報酬を上乗せして入札金額を算定。</li> </ul>
中部	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWhの単価が高く、発電販売部門として利用頻度が低いと想定されるものから、順番に応札。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>応札対象の発電所に係る人件費、修繕費、減価償却費、水利使用料、諸税、委託費、一般管理費等の費用について、実績をベースに想定した金額を合計し、事業報酬額を加算して入札金額を算定。</li> </ul>
北陸	<ul style="list-style-type: none"> <li>ピーク断面での需給調整を担当する石油火力、貯水池式水力のうち、燃料の追加調達により発電電力量に制約がない石油火力を優先し、設備要件に応じて調整力 kW を最大限割当て。</li> <li>石油火力への割当てで不足する調整力 kW は、貯水池式水力に割当て。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>応札対象の発電所に係る人件費・修繕費・減価償却費・公租公課・その他費用・事業報酬相当額を対象とする固定費と、ゲートクローズ時点で調整力を確保するために発生する、火力ユニット間の電源持替および追加起動にかかる費用とを合算して入札金額を算定。</li> </ul>

## (参考) 旧一電(発電・小売部門)の電源 I 応札の考え方

## 旧一電(発電・小売部門)からの回答

会社名	電源 I の選定の考え方	容量 (kW) 価格の考え方
関西	<ul style="list-style-type: none"> <li>H30年度の需給バランス想定において、当社が保有する電源のkWh単価や運用性を考慮して、B Gとして活用見込みの低い電源から順番に応札。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>応札対象の発電所に係る人件費、修繕費、減価償却費、水利使用料、諸税、委託費、一般管理費等の費用の実績値の合計に事業報酬額を加えて入札金額を算定。</li> </ul>
中国	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWh単価が高く稼働が少ないと想定される予備用電源のうち、募集要綱や運用面等を踏まえたうえで応札。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>応札電源に係る減価償却費、修繕費、人件費、事業報酬、公租公課、諸経費について、実績・計画値に基づき算定。</li> </ul>
四国	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I の設備要件を満たす発電機のうち、当社において kWh 単価が高くピーク電源として活用している石油、LNGコンベンショナル、揚水から選定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各電源に係る人件費、修繕費、減価償却費、水利使用料、諸税、委託費、一般管理費等の費用の計画値の合計に事業報酬を上乗せして入札金額を算定。</li> </ul>
九州	<ul style="list-style-type: none"> <li>夏季の補修停止、または、計画停止を予定しているユニットを除き、以下の順に選定。</li> <li>① 調整力に優れる揚水を需給計画に影響のない範囲で優先的に選定</li> <li>② kWhの単価が高いと想定されるものから順番に火力ユニットを選定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源等に係る資本費（減価償却費・固定資産除却費・固定資産税；計画値）、運転維持費（人件費・修繕費・諸経費・法人税；H26～H28年度実績平均値）、及び電気事業報酬を積み上げて算定。</li> <li>なお、調整力供出に伴う燃料費振替費用を応札価格に織込み。</li> </ul>
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> <li>公募された設備要件に合致する電源からkWh単価の高い順及び運用性を考慮し応札。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源等に係る固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）の計画値に事業報酬を上乗せして算定。</li> </ul>