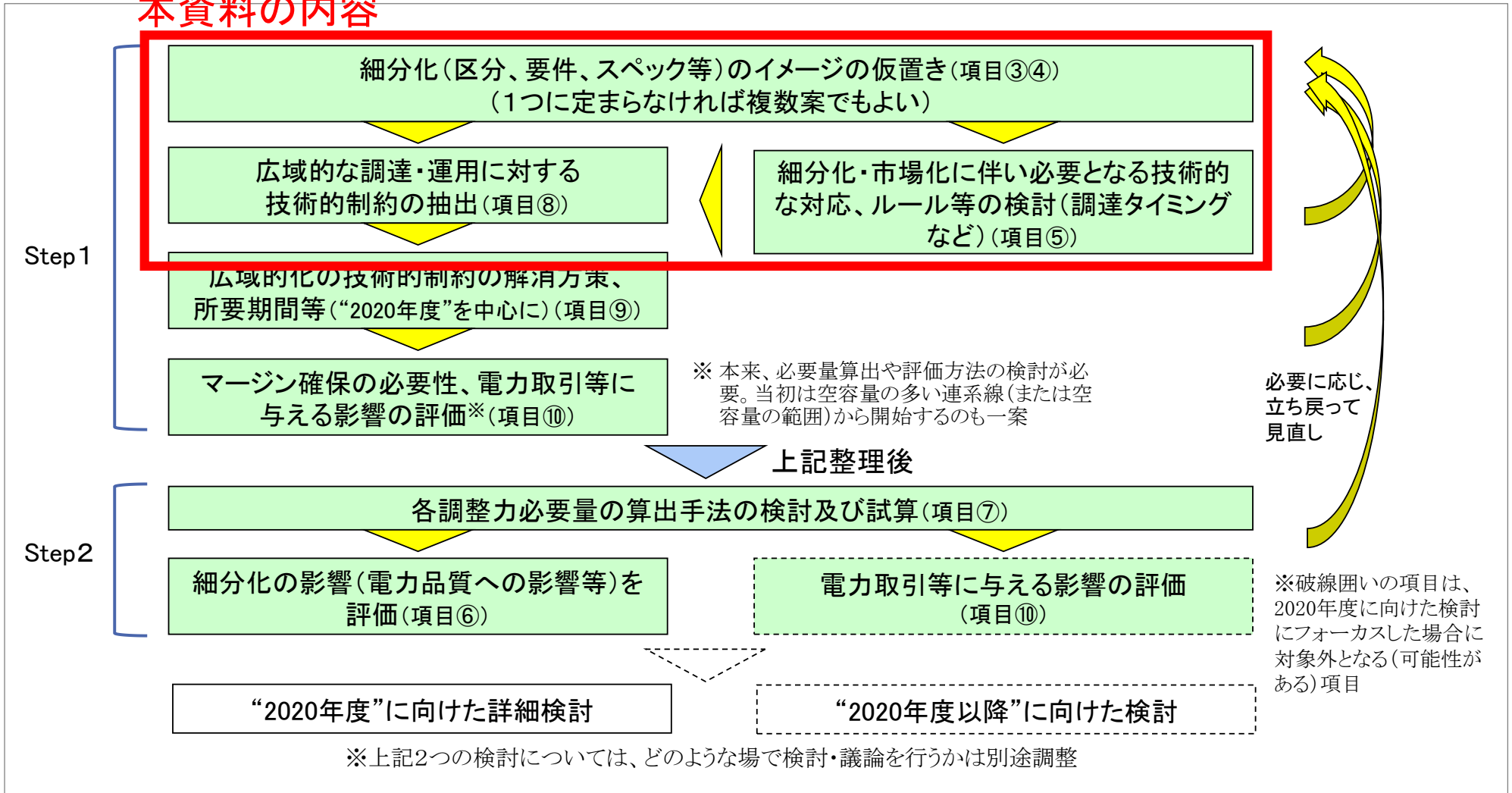


調整力細分化(区分)の仮置きと 検討項目⑤⑧の詳細項目について

平成29年4月26日

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 事務局

本資料の内容

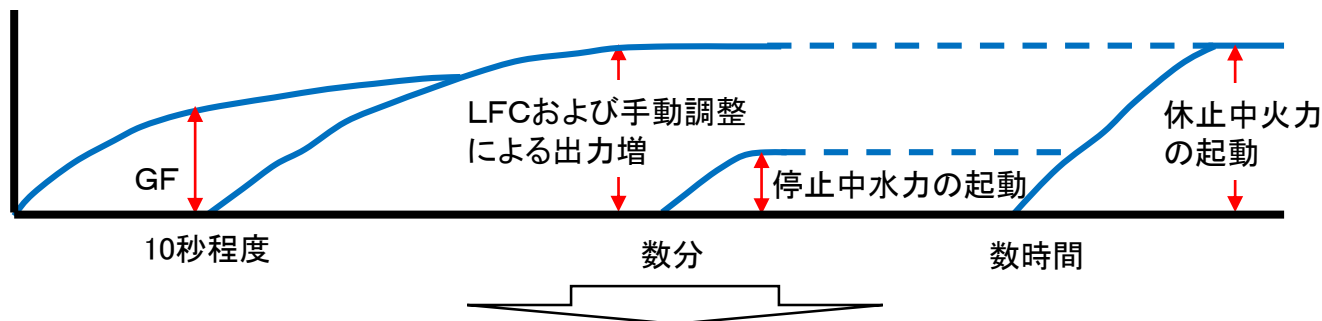


- 現在の周波数制御・需給バランス調整において、各種制御機能(GF・LFC等)を用いて運用していることを考慮し、まずは、制御機能を1つの目安として区分してはどうか。
- 今後、GF、LFC等の制御機能ごとに、調整力の広域調達・運用が可能か等の評価を行うこと、また欧米においてもGF、LFCに相当する調整力の区分があることを踏まえ、下図の「一次調整力」「二次調整力」「三次調整力」(上げ・下げ別)の区分で項目⑤⑧の検討を開始することとしてはどうか。
- なお、この区分はあくまで仮置きであり、項目⑤⑧の検討結果及び項目⑨(技術的制約の解消方策等)の検討結果により、2020年度断面及びそれ以降の断面において、上記の区分とならないことも考えられる。

※2020年度断面においては、技術的な制約が解消できず、上記の区分に分けられないことも考えられる。

※新たな調整資源(DR等)の活用を考慮した場合、調整力のスペック(発動時間、持続時間など)により更なる細分化も考えられる。

【第4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(抜粋)一部修正】



調整力細分化の仮置き(案)※P、S、Tは作業を行っていく上での便宜上の仮称

【一次調整力(P:プライマリー)】GF機能、直流設備による緊急融通制御機能、瞬時に需要を制御する機能等、周波数変動の抑制のため瞬時に活用される調整力(上げ、下げ)

【二次調整力(S:セカンダリー)】LFC機能に組み込まれて活用される調整力(上げ、下げ)

【三次調整力(T:ターシャリー)】上記以外の一般送配電事業者の指令を受けて活用される調整力(上げ、下げ)

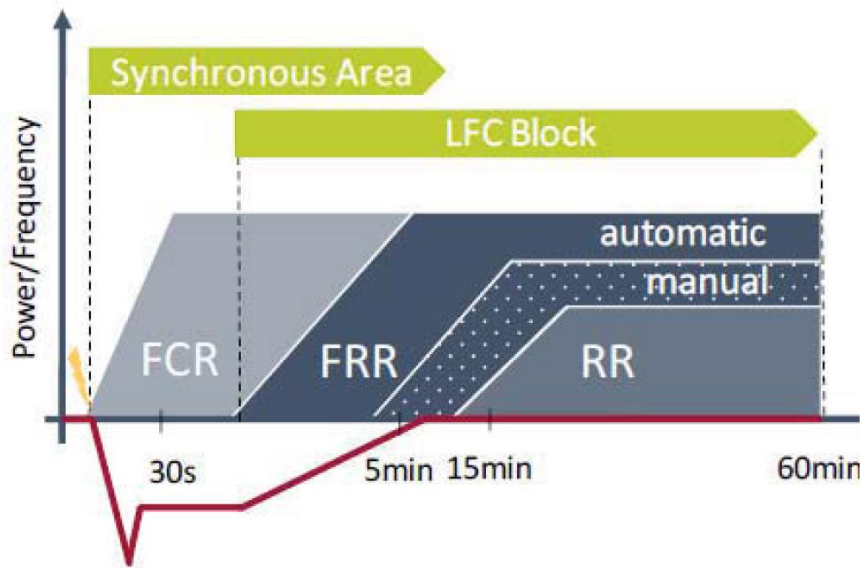
(参考) 欧州における予備力(調整力)の分類イメージ

- 欧州では、ENTSO-Eが調整力の種類を提示している。各国別に若干異なるものの、応答を開始してから発電機が所定の出力レベルになるまでにかかる時間、所定の出力で運転継続が可能な時間、の2点を基準に①FCR（周波数制御予備力）、②FRR（周波数回復予備力）、③RR（代替予備力）が分類されている注。

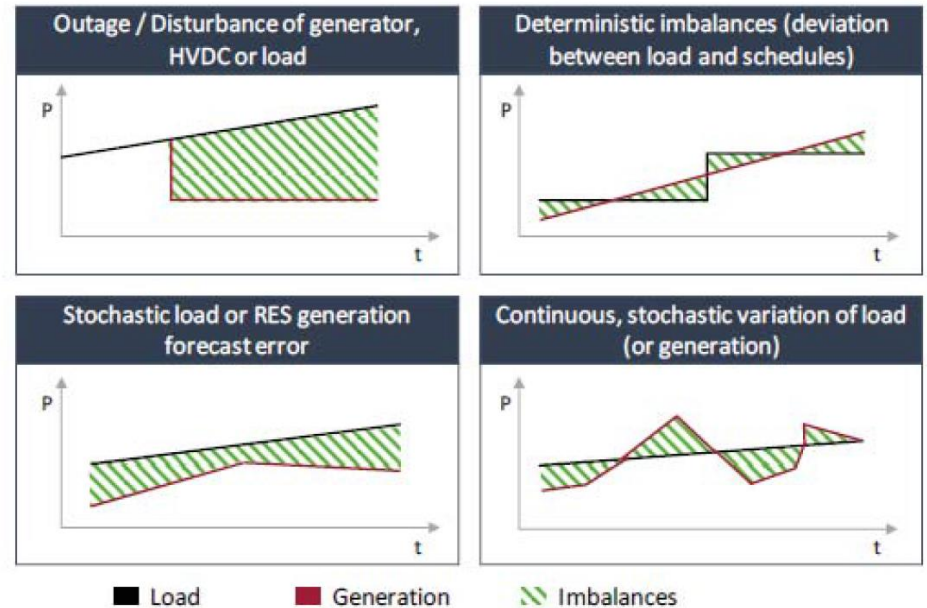
注) ENTSO-Eの分類に該当する予備力は、国によって名称、定義が異なる。

【必要量】

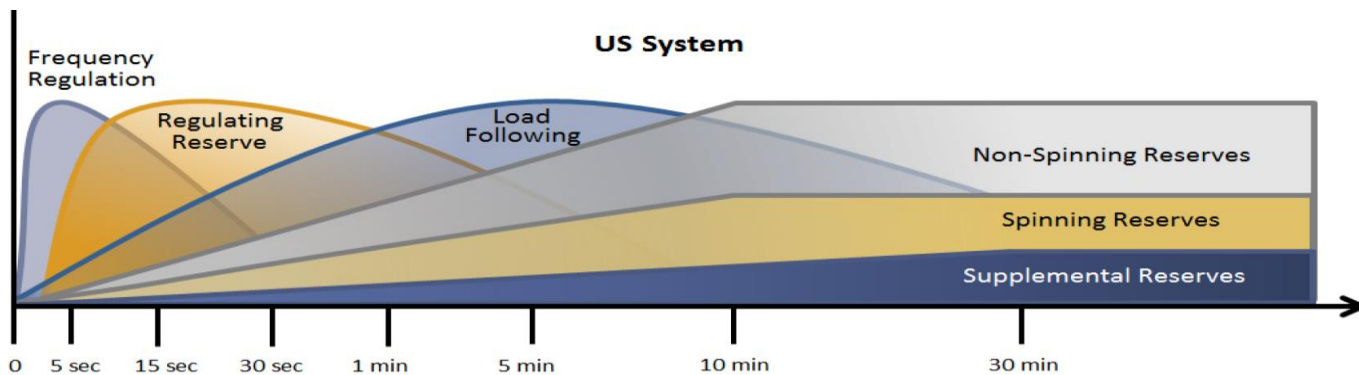
- ①FCRについてはEU全体で想定。大陸欧州ではN-2基準により原発2基分（1,500MW×2）の脱落を想定。これと20年に1度のリスクレベルを想定し必要量を想定。その他地域（英国、アイルランド、北欧）ではN-1基準により想定。各国別、各TSO別には発電電力量等で割り振られる。
- ②FRRと③RRについては各TSOに必要量の推計は委ねられているが、以下のような4つの誤差をもとに確率的手法に基づいて推計する方法が提示されている。ENTSO-Eで提示されている信頼度水準は99.9%。



出所) " Institute of Power Systems and Power Economics " IAEW



出所) " Institute of Power Systems and Power Economics " IAEW



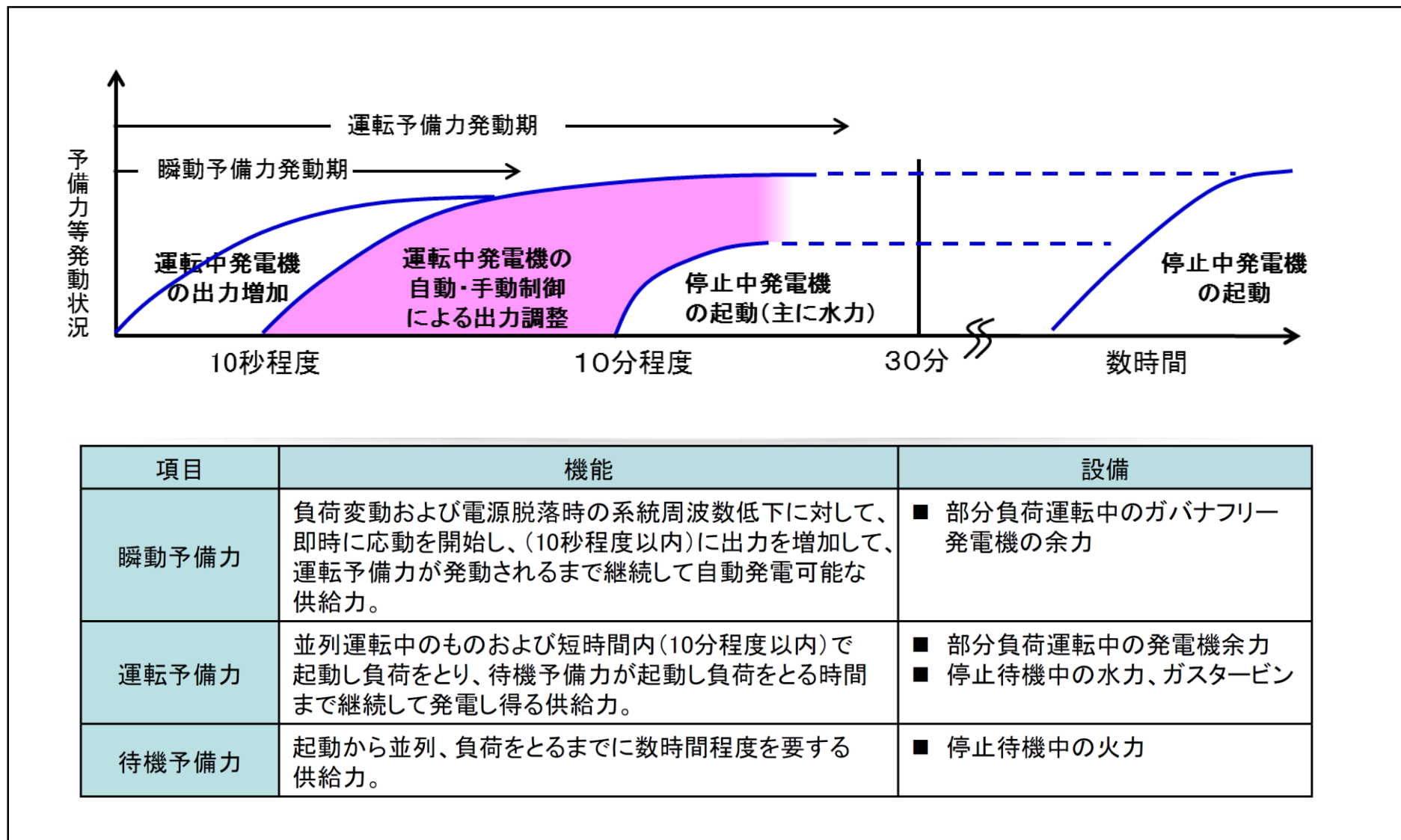
出所) Hurley, D., Petersn, P., Whited, M. (2013) Demand Response as a Power System Resource
 (<http://www.synapse-energy.com/project/demand-response-power-system-resource>)

種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間
周波数応答 (Frequency Response)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対して、ガバナ制御によって周波数変動を抑える発電機	数sec	20sec以内
周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対するべく、出力の上げ・下げ指令に、自動発電制御 (AGC)によって、即座に対応する発電機	1分以内	数分~1時間
瞬動予備力 (Spinning Reserve)	同期済であり、NERCのDisturbance Control Standardに従って、大きな発電機停止や停電の発生時に即座に対応し、10分以内に定格出力を達成する同期発電機	数sec~10分	10-120分
非瞬動予備力 (Non-spinning Reserve)	上記と同様だが、同期している必要は必ずしもなく、対応開始は遅れてもいいが、10分以内に定格出力を達成できる発電機	10分以内	10-120分
補助予備力 (Supplemental Reserve)	稼働した瞬動予備力と非瞬動予備力を平時の状態に戻すために必要な電力。30-60分で所定出力に達する必要がある	30分以内	2時間

出所)「欧米における需給バランス調整及び周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査」最終報告書(2016.3 OCCTO)
 (http://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuinkai/files/chousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf)

平常時
予備力

緊急時
予備力
(Contingency Reserve)



	電源Ⅰ-a	電源Ⅰ-b	電源Ⅰ'	電源Ⅱ
オンライン指令対応	必要	必要	原則必要※1	必要
周波数調整機能	必要	不要	不要	必要
応動時間	5分以内	15分以内～ 30分以内	3時間以内	—※5
継続時間※2	7時間～11時間	7時間～16時間	2時間～4時間	—
最低容量※3	0.5万kW～ 1.5万kW	0.5万kW～ 2.9万kW	0.1万kW以上	—※5
提供期間※4	通年 (平成29年4月1日～ 平成30年3月31日)	同左	・通年 ・夏季(7月～9月)	通年 (ゲートクローズ後の 余力のみ)

※1 オフライン電源等については、実務上対応が可能な範囲で各社募集(5件～10件)。

※2 記載の継続時間に満たない場合でも応札は可能であり、その場合は価格評価に反映。

※3 DRの場合、需要家単位ではなくアグリゲーター単位での容量で判定。

※4 各社ごとに年間の稼働停止可能日数を設定。また電源Ⅰ'については、発動回数の設定あり。

※5 電源Ⅱについては契約容量という概念はないが、各社ごとに出力変化幅として、例えば、5分以内に最低1.0万kWの出力変動ができることを要件として設定

■ 検討項目⑤⑧について、以下のような詳細項目を主なポイントとして検討を進めることとしたい。
 下記以外にポイントとなる項目はあるか。

⇒下記項目の一部について、本日議題3、4にて議論

(検討項目⑤)細分化・市場化に伴い必要となる技術的な対応、ルール等の検討(調達タイミングなど)

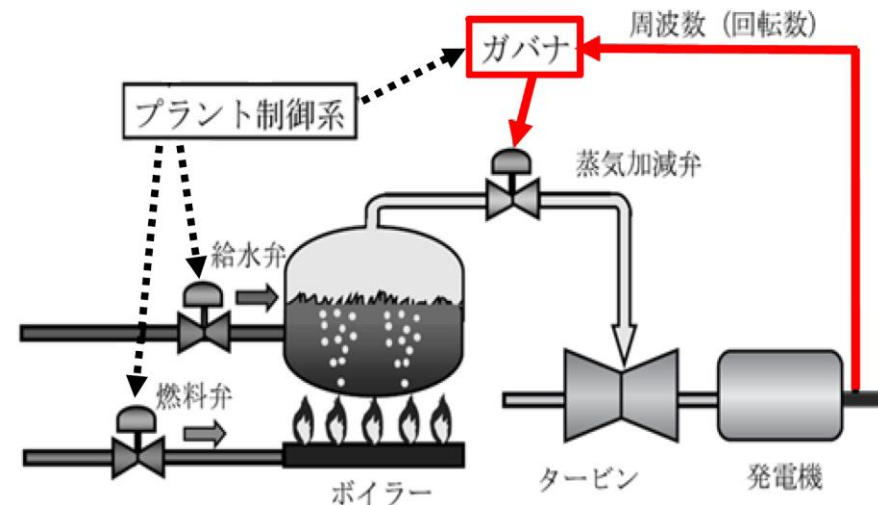
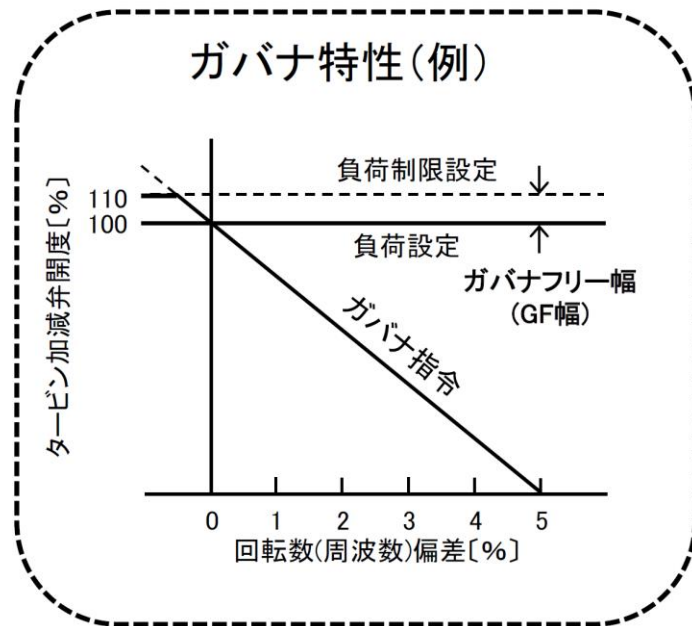
	詳細項目(主なポイント)
細分化に伴う課題	<ul style="list-style-type: none"> ・P、S、Tと区分した場合、発電機の制御(LFC・EDCの協調制御、制御信号など)や監視(調達した調整力の状態監視、動作実績の管理など)において課題はあるか。 ・上げ、下げを区分した場合、発電機の制御や監視において課題はあるか。 ・電源以外の調整資源(DR等)を活用する場合、その制御・通信・監視等においてどのような課題があるか。
市場化に伴う課題※	<ul style="list-style-type: none"> ・運用実務面からの調達のタイミングについて課題はあるか。 <p>⇒第1回作業会で提示したように、一般送配電事業者や発電事業者それぞれの業務運営の観点から、各種計画策定のタイミングや調整力の発動時間等を含めた運用実務面からの調達タイミングの制約について検討</p>

※ 市場化に伴い必要となる取引に関連したシステムの課題については、本作業会のスコープ外

(検討項目⑧) 広域的な調達・運用に対する技術的制約の抽出 ⇒ 調達に関する課題(連系線の容量確保)は別途検討項目⑩において検討

	詳細項目(主なポイント)
共通	<ul style="list-style-type: none"> ・特定のエリアに調整力が偏在した場合、連系線ルート断発生時に調整力不足となるエリアについて、どのような課題があるか。 ・上げ、下げを区分した場合に課題はあるか。 ・広域的な調達・運用を行う場合、ロケーションによる送電損失の違いが生じるのかどうか。 ⇒仮に生じる場合、取扱いの在り方について、国の制度設計における議論が必要か。
一次調整力 (GF相当)	<ul style="list-style-type: none"> ・GFは自端制御であり、交流連系されている他エリアにあっても周波数変動は同一であることから、自エリアにある時と同様に周波数制御に活用できるという理解で良いか。 ・調達した一次調整力が偏在した場合に、LFCによる周波数制御に影響はないか。 ・他エリアに確保したGFの動作分を自エリアの周波数制御に反映するために、連系線のPOを変更する必要があるか。
二次調整力 (LFC相当)	<ul style="list-style-type: none"> ・他エリアに確保した二次調整力の制御について、直接指令する場合と他エリアの中給を介して間接的に指令する場合が考えられるが、それぞれ課題はあるか。 ・1つの発電機等を複数の一般送配電事業者が調整力として調達・運用する場合、どのような課題があるか。 ・他エリアに確保した二次調整力の動作分を自エリアの周波数制御に反映するために、連系線のPOを変更する必要があるが、どの程度の周期で変更する必要があるか。また、当該周期で変更することが可能か。
三次調整力 (その他)	<ul style="list-style-type: none"> ・他エリアに確保した三次調整力の制御について、直接指令する場合と他エリアの中給を介して間接的に指令する場合が考えられるが、それぞれ課題はあるか。 ・1つの発電機等を複数の一般送配電事業者が調整力として調達・運用する場合、どのような課題があるか。 ・他エリアに確保した三次調整力の動作分を自エリアの周波数制御に反映するために、連系線のPOを変更する必要があるが、どの程度の周期で変更する必要があるか。また、当該周期で変更することが可能か。

- ガバナ(調速機)とは、発電機の回転速度を負荷の変動のいかに係わらず、一定に保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置。
- 発電機の回転速度の変化に対して、速度調定率に応じて出力を変化させる運転をガバナフリー運転と呼ぶ。一般に回転速度(周波数)低下時の出力増加の上限として負荷制限(ロードリミット)が設定され、負荷設定からロードリミットまでの余裕をガバナフリー幅という。
- **ガバナフリー運転は、発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う。**



出典: 電力系統の周波数制御から見た火力機の出力応動特性, 電気学会論文誌B, 124巻3号(2004)

© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

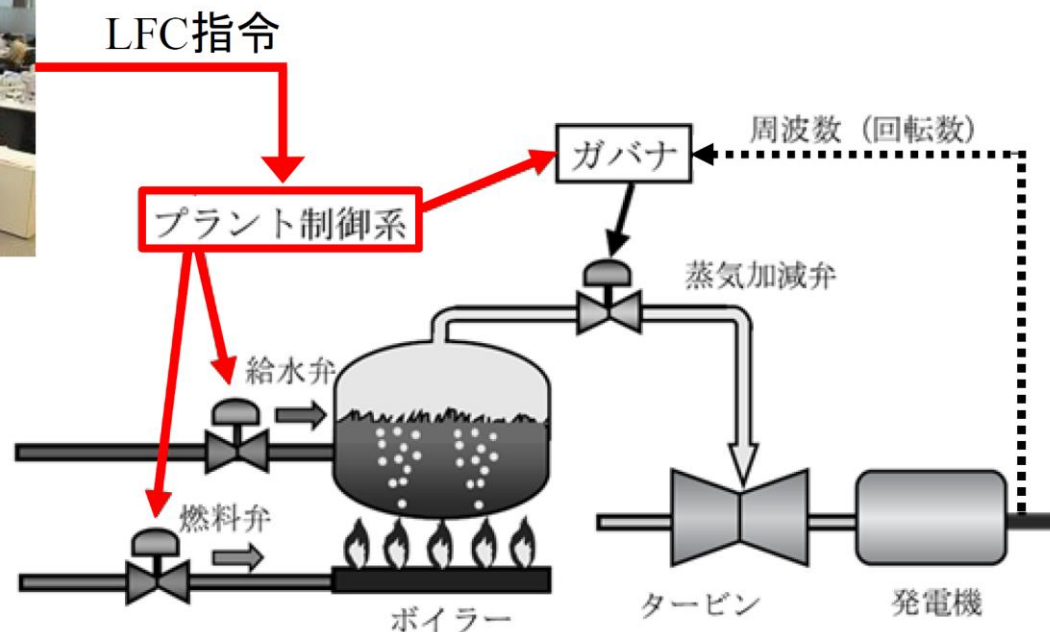
出所) 第2回調整力等に関する委員会 資料3-1 (P7抜粋)
(http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_02_03_01.pdf)

速度調定率:

水車発電機ならびにタービン発電機は調速機制御を行うことにより、周波数を一定に維持する能力を持っている。すなわち、回転数が低下したら調速機出力を増加し、上昇したら調速機出力を減少することにより負荷とのエネルギーバランスをとろうとするもので、その変化の度合いを速度調定率という。(おおよそ、水力機で3~4%、火力機で4~5%)

- LFC(負荷周波数制御)は、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御であり、中央給電指令所で必要な調整量(地域要求量:AR(Area Requirement))をリアルタイムで計算し、調整対象の各発電機に出力の上げ・下げ信号(LFC指令)を送信する。
- LFC指令を受信した各発電機のプラント制御系では、燃料弁や給水弁を制御するとともに、ガバナの発電出力指令値を変更する。

中央給電指令所



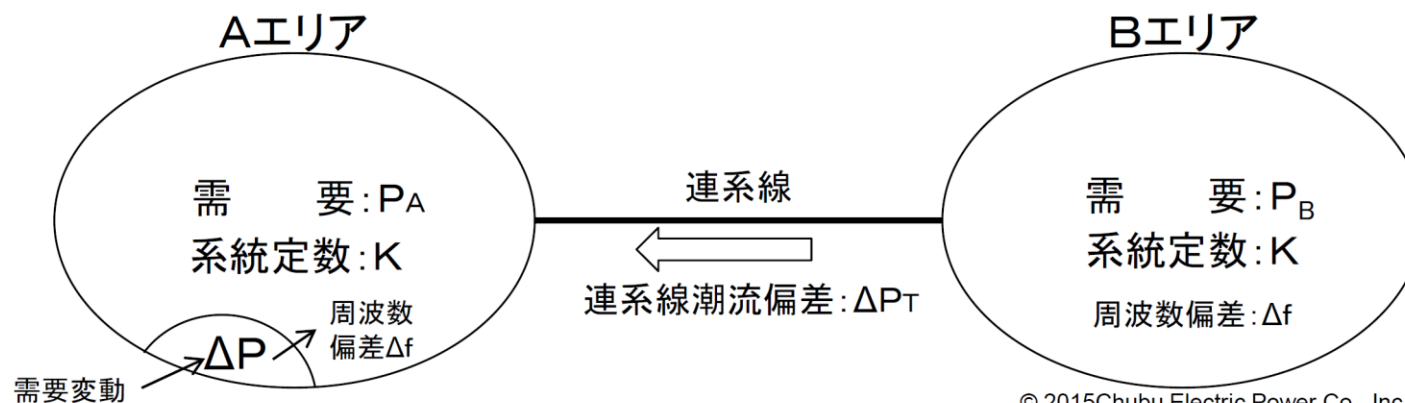
出典:電力システムの周波数制御から見た火力機出力応動特性, 電気学会論文誌B, 124巻3号(2004)

© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

- 60Hz地域では、エリア内で需給変動が生じた場合、変動が生じたエリア内の発電機出力を調整し、基準周波数を維持している。
- 需要変動(ΔP)と、エリア需要(P_A)と周波数偏差(Δf)の積は、次式のとおり比例関係にある。

$$\Delta P = -K \cdot P_A \cdot \Delta f \quad (K: \text{系統定数})$$
- 下図において、Aエリアで需要変動(ΔP)が生じ、周波数偏差(Δf)が生じた場合、需給の均衡状態へ戻すために必要な調整量を、地域要求量(AR)と呼んでいる。
- 連系系統において、Aエリア内の需要変動(ΔP)により、周波数偏差(Δf)および連系線潮流偏差(ΔP_T)が生じた場合の、Aエリアにて必要な調整量(AR)は、周波数偏差および連系線潮流偏差を「零」に戻すために必要な量の合計となる。

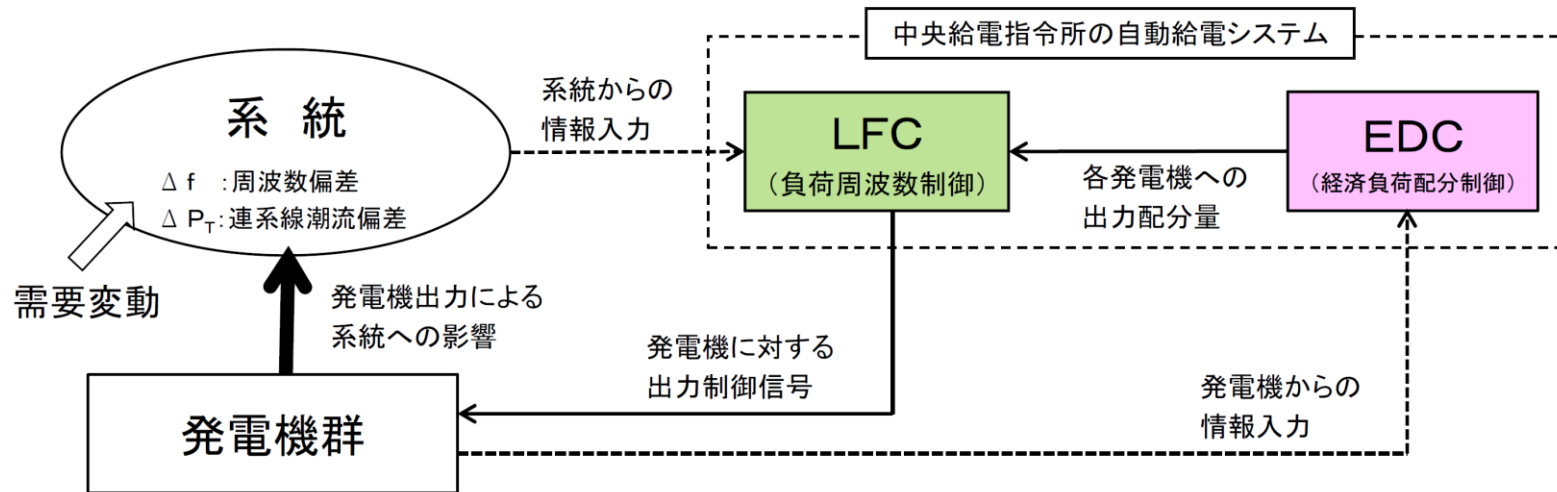
$$AR = -K \cdot P_A \cdot \Delta f + \Delta P_T \quad (= \Delta P)$$
- 中央給電指令所は、常時ARを監視し、その値が「零」になるよう発電出力の調整を行っている。



© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

■ 中部電力の自動給電システムの場合

- 中央給電指令所の自動給電システムは、周波数維持を目的とするLFCと全体の発電費用の最小化を目的とするEDCにより構成される。
- LFCは、周波数偏差(Δf)と連系線潮流偏差(ΔP_T)から、需給の均衡状態へ戻すために必要な調整量(地域要求量(AR: Area Requirement))を算出し、出力変化速度の速い発電機から出力配分量を10秒ごとに決定する。
- EDCは、十数分程度先の需要予測変動量に対し、全体の発電費用が最小となるように、各発電機への出力配分量を5分ごとに決定する。
- LFCが、EDCで求めた出力配分量にARの出力配分量を加えて、各発電機に10秒ごとに出力上げまたは出力下げ信号を送出する。



© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

出所) 第2回調整力等に関する委員会 資料3-1 (P9抜粋)
http://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuiinkai/files/chousei_02_03_01.pdf

※上記のようなLFCとEDCの協調制御方式は、一般送配電事業者ごとに異なる。

LFCとEDCの制御信号出力	方式(例)	基本的な考え方
共有 (一括出力)	<p>直列再配分方式</p>	<p>LFCがEDCで求めた基準値にAR配分値を加えて制御を行う。</p> <p>⇒前頁の中部電力の例</p>
個別 (別出力)	<p>再配分方式</p>	<p>負荷変動はLFCで制御し、その結果生じた発電機出力偏差をEDCで再配分する。</p>
	<p>並列再配分方式</p>	<p>再配分方式にLFCとEDCの協調(制御分担)の考え方を導入した方式である。</p>

→ : 発電機出力による系統への反映
 --> : 系統、発電機からの情報入力
 ΔG: 出力偏差(実出力-指令値)
 ΔF: 周波数偏差
→ : 発電機に対する制御信号出力(一般送配電事業者により、指令値(MW)とパルス値(上げ・下げ)にわかれる)

(以下、参考資料)

～海外(各国・地域)における調整力(予備力)について～

出所)本文・表ともに「平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業(海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査)報告書」
(http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2016fy/000484.pdf)

- ドイツにおける調整力は一次予備力、二次予備力及びミニット予備力(=三次予備力)という三種類の予備力が供されている。ドイツでは当日スポット市場で取引が行われた後、そのまま平常時のLFC機能を用いる需給運用に移行する。また、平常時需給運用のための調整力と緊急時に準備する予備力を同一のものを調達・運用しているのも大きな特徴である。こうした運用となったのは、発送電分離時にバランシンググループによる需給運用を重視し、EDC機能はバランシンググループ側の機能に帰属すると整理されたことに起因すると考えられる。

	一次予備力 (PCR:Primary Control Reserve)	二次予備力 (SCR:Secondary Control Reserve)	ミニット予備力 (Minuite Reserve)
概要	ガバナによる自動制御	LFCによる自動制御	電源脱落や需要予測誤差のための手動制御
必要容量	66.3万kW(大陸欧州大で割当量決定)	上げ代・下げ代各200万kW以上(四半期毎に調達量を算定)	上げ代下げ代各最大需要の3%程度(200万kW前後、四半期毎に調達量を決定)
応答時間・予備力供給時間	<±0.2Hzを基準とした線形応答(±0.01Hzは非応答)で、±0.2Hzで30秒以内に100%稼働となり、15分持続して30秒以内に復帰。復帰後15分間は再度応答しない。	指示後30秒で応答開始、5分以内に指示値に到達し、10分間持続した後、5分以内に元の状況に復帰。復帰後10分間は再度指示を受けることは無い。	指示後15分以内に指示値に到達し、15分間持続した後、15分以内に元の状況に復帰。復帰後15分間は再度指示を受けることは無い。

- 北欧では当日スポット市場で取引が行われた後、balancing市場(英語表記はRegulating Power Market)で系統インバランスの解消を行うと共に、50Hz±0.1Hzの範囲内で起動する平常時周波数制御運転予備力(FCR-N)で短期時間の周波数変動の解消を行う。こうした平常時需給運用と別に緊急時用予備力は調達され、周波数が大きく低下した際にこうした緊急時用予備力を活用する。なお北欧にはLFCに該当する機能はこれまで無かったが、近年の再生可能エネルギー発電の導入拡大や同時同量義務に伴う決済時間区分を跨った時刻に発生する周波数変動に対応するため、ノルウェーとスウェーデンが二次予備力の調達・運用の試行実験を行うようになった。

	平常時周波数制御予備力 (FCR-N : Frequency controlled normal operation reserve) (一次)	緊急時周波数制御予備力 (FCR-D : Frequency controlled disturbance reserve) (一次)	即応予備力 (FADR : Fast active disturbance reserve) (三次)	遅応予備力 (SADR : Slow active disturbance reserve) (三次)
定義	50Hz±0.1Hzの範囲で稼働する予備力で、2～3分で応答可能なもの。	周波数が49.5Hz内に維持するための予備力で、49.9Hzで起動し、49.5Hzで要求容量に到達するもので、自動負荷遮断を含むことができる。5秒以内に50%へ到達し、30秒以内に100%へ到達すること。	FCR-N及びFCR-D使用時に続く系統擾乱に対応するもの。15以内に応答可能なもの。自動負荷遮断を含むことができる。	15分を超えて応答する能力を持つ予備力。供給力不足時に使用。
確保量	北欧系統で少なくとも60万kW確保(ノルウェー21万kW、スウェーデン23万kW等)	北欧系統で120万kW(ノルウェー35.29万kW、スウェーデン41.18万kW等)	スウェーデン129万kW(自動負荷遮断60万kW)、ノルウェー120万kW(自動負荷遮断60万kW)	未定義(スウェーデン及びデンマークで調達)

- イギリスでは当日スポット市場取引後の周波数維持のための需給バランス維持をbalancingメカニズムの運用を通じて行っている。一次予備力に該当する一次応答予備力は一定の周波数の範囲を超えた際に起動する仕様になっている。三次予備力として調達される予備力は応答速度の速いものも多く、一次予備力と併せて緊急時からの平常時復帰に活用される枠組みになっている。

	周波数応答		
	Mandatory Frequency Response	Firm Frequency Response (FRR)	Frequency Control by Demand Management (FCDM)
概要と主な技術要件	系統接続する全ての電源に対し周波数変化に対応した有効電力のガバナ等による自動出力調整能力をNational Gridが確保。50Hz±0.5Hz又は50Hz±0.2Hzを超えた際に稼働する。(0～30秒)	Mandatory Frequency Responseとは異なり、既存のMandatory Frequency Responseプロバイダーや新しいプロバイダーを対象とし、毎月の入札市場を通じてNational Gridが調達。(0～30秒)	周波数低下リレーが作動した際に、自動的に需要家への供給を遮断することで周波数調整を提供するサービスで、需要家との交渉に基づく相対契約によりNational Gridが確保。(2秒以内)

	運転予備力			
	Fast Reserve	Fast Start	Short Term Operating Reserve (STOR)	BM Start-Up
概要と主な技術要件	必要時に発電側の出力増加と需要側の需要抑制による調整能力を提供するサービスを、月間入札市場を通じてNational Gridが調達。(2分以内)	緊急時に停止状態から迅速に起動し定格出力(MW)を供給するサービスを発電事業者と相対契約によりNational Gridが確保。(5~7分以内)	追加的に有効電力を供給するサービス。発電側の出力増加と需要側の需要抑制の能力を、入札市場を介してcommitted service(全ての供給時間枠で対応)とflexible service(サービス提供者(非BMユニットのみ)が供給時間帯を選択可)のサービスを確保。(240分以内)	National GridがBMUの追加的起動を必要としたとき、当日稼働していないBMUを起動し電力を供給するサービスを、発電事業者との相対契約によりNational Gridが確保。ただし、BMU Start-UpとHot Standby状態の2種類のサービスが設けられている。

- PJM では当日段階で運用され、発電計画の修正が可能な全電源が対象となっているリアルタイム市場で系統インバランスの解消が行われた後、周波数制御市場で周波数変動の調整が行われている。緊急時用に確保される瞬動予備力及び補完予備力を含めた供給力確保義務を通じて当日運用可能な供給力の確保が行われた後、その枠内でリアルタイム市場及び周波数制御市場で需給運用を行う仕組みになっている。

	ガバナー応答	Regulation Reserve (周波数制御用予備力) ＜平常時に周波数偏差を±0.01Hz＞	Contingency Reserve/Primary Reserve (事故時一次予備力)		Supplemental Reserve/Secondary Reserve (事故時二次予備力)
			Synchronized Reserve/Spinning Reserve	Non-synchronized Reserve/Quick-start Reserve	
特性	周波数調整のための調整力。周波数の変動に自動応答。	周波数調整のための調整力。指令後5分以内での出力調整能力。PJMからのAGCシグナルに従う機能が必要。	同期発電機による10分以内での出力調整能力	非同期発電機による10分以内での出力調整能力(揚水等)	指令後10分～30分以内での出力調整能力。(同期発電である必要なし)
必要量	2016年4月以降、負荷応答を含めた周波数応答力確保義務(254MW/0.1Hz)	最大需要の0.7%(RFC基準)(5:00～23:59) 深夜電力の0.7%(RFC基準)(0:00～4:59)	少なくともRFC地域135万kW、うちMid Atlantic地域130万kW	Synchronized Reserveと合わせてRTO全体で200万kW(同Mid Atlantic地域で170万kW)	一次予備力と合わせて6.91%×地域の12時のピーク負荷予測 42.7万kW(2013年)

- カリフォルニアISOでは当日段階で運用され、発電計画の修正が可能な全電源が対象となっているリアルタイム市場で系統インバランスの解消が行われた後、周波数制御市場で周波数変動の調整が行われている。緊急時用に確保される瞬動予備力及び補完予備力を含めた供給力確保義務を通じて当日運用可能な供給力の確保が行われた後、その枠内でリアルタイム市場及び周波数制御市場で需給運用を行う仕組みになっている。

	ガバナー応答	Regulation reserve (周波数制御用予備力)	Operating reserve (運転予備力)	
			Spinning reserve (瞬動予備力)	Non-Spinning reserve (非瞬動予備力)
特性	周波数調整のための調整力。周波数の変動に自動応答。	周波数調整のための調整力。指令後10分以内での出力調整能力。カリフォルニアISOからのAGCシグナル(4秒ごと)に従う機能が必要。非発電所の場合は指令後15分以内での出力調整能力でも可。	同期発電機による10分以内での出力調整能力	非同期発電機による10分以内での出力調整能力(揚水等)
必要量	2016年4月以降、負荷応答を含めた周波数応答力確保義務(258MW/0.1Hz)	2011年平均: 上げ代容量33.9万kW、下げ代容量34.1万kW	運転予備力の50%以上	瞬動予備力と合わせて、需要予測に対し供給される水力発電の5%・火力発電の7%に常時輸出から常時購入を差し引いた値と、単一最大事故の大きい値(運転予備力) 2011年平均: 171.2万kW