

< 電力事情 >

調整電源の価値と卸電力取引 ~ その 2 *

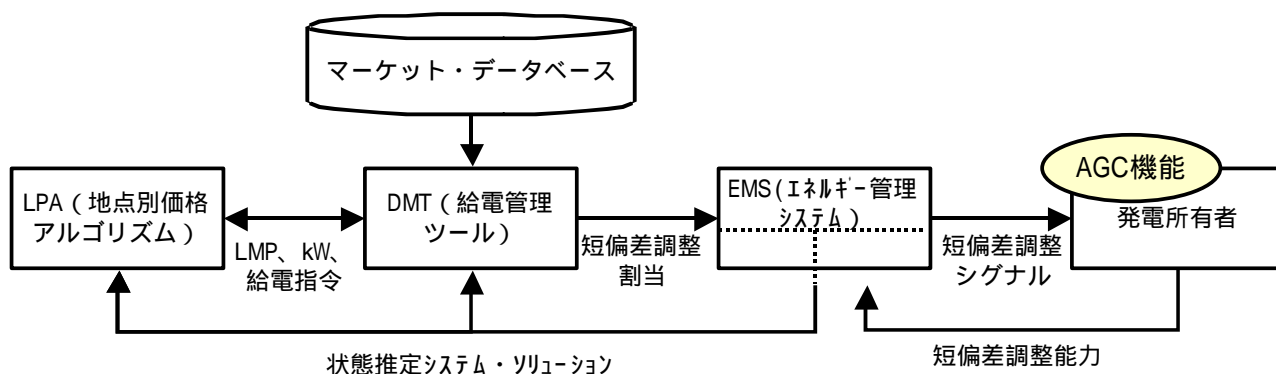
産業研究ユニット 電力・原子力・石炭グループ
グループリーダー 小笠原 潤一

・ AGC 機能とは

前回、周波数制御を行う調整電源として米国では AGC (Automatic Generation Control : 自動発電制御) 機能が付いた発電所が行うと記述したが、AGC 機能に関する解説が無かったので追記することにする。

図 1 は PJM における AGC 電源の運用を示したものである。AGC 電源は、系統運用者が系統の負荷変動を検知し、周波数を安定化させるために AGC 電源に系統運用者より出力変更のシグナルが送られ、これに応じて数分から 10 分程度で出力変更を行うことが可能な電源である。PJM では全面プール形式のエネルギー市場を運営しており、これに基づき系統の状態推定が行われて AGC 電源に指令が出される。

図 1 PJM における AGC 電源の運用



(出所) PJM ISO

・ AGC 電源の確保量

AGC 機能の付いた電源は、平常時における短時間の負荷変動に対応するための短偏差調整 (Regulation) と系統事故が起こった際に対応するための瞬動予備力 (Spinning Reserve) となることができ、通常米国では北米信頼度協議会 (NERC) の基準に従って、各系統運用者に短偏差調整及び瞬動予備力の義務量が割当てられるが、短偏差調整電源確保量は瞬

* 本文はナットソース・ジャパン 株 発行 Natsource Japan Letter 2005 年 4 月号に掲載されたものを転載許可を得て掲載いたしました。

瞬動予備力確保量の内数として計上することが可能となっている。

表 1 PJM における短偏差調整・瞬動予備力の確保義務量

サービス項目	確保量の考え方
瞬動予備力（短偏差調整容量抜きで、10分で同期可能ユニット）	最大系統事故に対応し、115万kW
短偏差調整	ピーク時は最大負荷の1.1%、オフピーク時は最低負荷の1.1%

（出所）Erik Paulson, Manager-Market Development, PJM Interconnection, “PJM Ancillary Markets”, 2005 年 1 月、EUCI

瞬動予備力は系統事故が発生しても周波数を平常時の水準に戻すために必要なものであるため、PJM では最大系統事故として 115 万 kW の発電所が急に停止しても周波数が維持できるように、瞬動予備力の確保量が 115 万 kW と定められている。通常は、NERC 基準に従って、地域信頼度協議会で協議の上で系統運用者間の協定が結ばれ、義務量が割当てられる。

・ アンシラリー・サービスの調達者と価格決定方法

アンシラリー・サービスは、系統運用者自身が直接提供できるものと、発電事業者や需要家が提供するものを系統運用者が調達してサービスとして系統利用者に提供するものがある。前者のサービスとしては「スケジューリング、系統制御及び給電サービス」があり、後者のサービスとしては発電ユニットからの無効電力供給及び電圧制御、「短偏差調整サービス」などがある。また後者の提供方法としても、系統運用者のみが調達する方法と系統利用者への義務量を系統運用者が決定することで全体の必要量を確保する方法とがあり、まさに米国でもアンシラリー・サービスの調達方法は千差万別である。

表 2 PJM におけるアンシラリー・サービスの調達者と価格決定方法

アンシラリー・サービス	サービス供給者	価格決定方法
スケジューリング、系統制御及び給電サービス	ISO	原価方式：FERC に毎年収支を提出
発電ユニットからの無効電力供給及び電圧制御	ISO（PJM ゾーン毎に計算）	原価方式：FERC に毎年収支を提出（105ドル/MW・月又はピーク時 30.3ドル/kWh）
エネルギー・インバランス・サービス	ISO 又は自己供給（PJM は制御エリア・ベースでバランス維持を行う。参加者は自己供給又は相対契約で補填可能）	市場価格
短偏差調整	ISO 又は自己供給（系統利用者は供給ないし購入する義務）	市場価格（東部 45ドル/MW、西部 25ドル/MW でピーク時は 100 ドル/MW 程度）
運用予備力	ISO 又は自己供給（負荷への供給を考慮）	原価方式（東部 15 ドル/MW、西部 43 ドル/MW）
ブラック・スタート・サービス	ISO	原価方式：FERC に毎年収支を提出

アンシラリー・サービスの調達方法は様々であるが、短偏差調整や瞬動予備力、運転予備力といった周波数維持に係わる「エネルギー取引」(有効電力の需給バランス維持に係わるサービスの取引)については、市場化が進められている状況である。特に、北東部地域では FERC の進める ISO・RTO 化に従った市場規則の改革を行って来たが、これら地域では一日前エネルギー市場・リアルタイム市場の創設と、エネルギー取引の市場化を推進して来たが、周波数維持に係わるアンシラリー・サービスもその流れの中で市場化が進められている(表 3 参照)。

表 3 調整電源の市場化動向

	AGC	10分瞬動予備力	10分運転予備力	30分運転予備力
NEPOOL (~2003)	あり	あり	あり	あり
NYISO	あり	あり	あり	あり
PJM (1999-2003)	あり	なし	なし	なし
NEPOOL SMD	あり	なし	なし	なし
PJM2003	あり	あり	なし	なし
ERCOT	あり	あり	なし	あり
カリフォルニア	あり	あり	あり	あり
NYISO RTS	あり	あり	あり	あり

(出所) Scott M. Harvey & Dmitri Perekhodtsev, "Market-Based Pricing for Ancillary Services", 2005 年 1 月, EUCI

このように周波数維持に係わるアンシラリー・サービスで市場化が進められているのは、エネルギー市場の構築と無縁ではない。特に AGC 機能を持つ発電所の場合、有効電力分だけを考えても同じ発電機から一日前エネルギー市場、リアルタイム市場、短偏差調整市場及び瞬動予備力市場に対し同時にサービスを提供することができる。こうした状況下で一部分のみ市場化をしてしまっただけで特定のサービスを原価に基づく固定価格にしようとしても、サービス間で有利不利が発生してアンシラリー・サービスの必要量を調達できない可能性や、原価算定の困難化が予想され、全てのサービスを市場化することが考えられたのだと考えられる。米国では一つの系統に参加している発電事業者数も多く、こういったアンシラリー・サービスを提供可能な事業者の数も多いため、市場化という考え方を取り入れやすかったのであろう。

但し、アンシラリー・サービスの市場化と言っても実際には容易ではない。通常一日前段階で例えば短偏差調整電源の必要量を市場から系統運用者が調達するが、短偏差調整は出力の増分と減分とそれぞれ確保が必要となる。このように事前に必要 kW を確保しておくのであるが、実際の負荷変動により時々刻々短偏差調整電源による出力増・減の指令が系統運用者から出されて、そのシグナルに従って自動的に AGC 電源の出力の変更が行われる。

このうち実際に行われた出力増減に対する価格をどう考えるのかは微妙なところがある。エネルギー市場価格での取引価格を実行する場合と比較して、利益を得られるようにしな

いとアンシラリー・サービスを提供するインセンティブとならないからである。このため、PJM などではエネルギー市場価格を「機会費用」として考慮し、短偏差調整市場で決まった「市場入札価格」を加えるというやり方で決済を行っている。(表 4 参照)

このような機会費用としてエネルギー市場価格を取り入れることによって、アンシラリー・サービス市場で必要量を確保する方法は、「調整能力のプレミアム」を市場入札によって付けることである。逆に言えば、「調整電源」としての価値は様々な市場に分散してしまい、また調整能力のプレミアムが一日前取引という非常に短期取引しかなく、調整電源を建設した際に得られる収益を評価しにくい状態にある。こういった短期的な市場のみではなく、ISO New England では一ヶ月先渡市場の導入を検討しており、調整電源の価値を投資判断に繋がるように中期的にも価格付けを図る試みと言える。

表 4 AGC に関する市場化の状況

	NEPOOL 単一決済	NYISO	PJM 1999-2003	NEPOOL SMD	PJM2003	ERCOT	CAISO	NYISO RTS
入札制度	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり
入札に機会費用を含む	あり	あり	なし	なし	なし	あり	あり	あり
入札に最低負荷時のエネルギー・収を含む	あり	なし	なし	なし	なし	あり	あり	なし
一日前価格設定方法	N/A	市場決済価格	市場決済価格	なし	なし	なし	合理的購入者	シャド-価格
リアルタイム価格設定方法	市場決済価格	市場決済価格	入札の合計と限界的ユニット機会費用	最も高い市場決済価格 + 一日前市場機会費用、又はユニット入札 + リアルタイム機会費用	入札の合計と限界的ユニット機会費用	市場決済価格	合理的購入者	シャド-価格
二重決済システム	なし	部分的	なし	なし	なし		あり	あり

(出所) Scott M. Harvey & Dmitri Perekhodtsev, "Market-Based Pricing for Ancillary Services", 2005 年 1 月, EUCI

いずれにしても未だ米国では各種アンシラリー・サービスの市場化に伴って、それぞれのサービス価格が理論的に想定される関係を満たすように価格付けされるか、もし満たされていないのであれば、各サービスの入札方法・価格付けの方法はどのようにするべきか、という問題を巡って論争が繰り広げられている段階にある。今回は有効電力に係わるアンシラリー・サービス市場のみを紹介したが、電圧維持のための無効電力供給との関係を考えてみると、上記の議論は更に複雑となる。最終的には調整能力のある電源と調整能力の低い電源との能力格差が、アンシラリー・サービスの実際の必要量を踏まえて、正しく反映できるような仕組みになっており、投資判断のインデックスとしてそれらが有効であるかと

いう問題に収斂する。米国では様々な方法が提案され、そして実際に試みられており、こういった調整能力の価格付けについてわが国の制度設計を考える上でもよい材料を提供してくれているとすることができる。

お問い合わせ report@tky.ieej.or.jp