経済産業省

資料5－1

需給調整費について

平成２８年１０月１２日

電力・ガス取引監視等委員会事務局
ネットワーク事業監視課

電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

第１６回料金審査専門会合での御指摘事項

	内容	対応
指摘事項２	調整力の必要量の前提となっている需要量の過去及び将来の推移について実績及び供給計画と比較（全事業者）	事務局資料により説明
指摘事項３	振替供給コストの振替供給能力について、原価算定期間末（３年後）の想定スイッチ量に基づいて確保する必要性（東京ガス）	東京ガスより説明
指摘事項４	振替供給コストの算定において、振替供給能力にアローワンスを考慮する必要性（東京ガス）	東京ガスより説明
指摘事項５	振替供給エリア設定の合理性（全事業者）	各事業者より説明

御指摘事項２：需給調整コストの算定根拠データについて

- 「原価算定期間の必要調整力の合計（m3／ｈ）」は「原価算定期間の最大時ガス（最大三日平均）」×７．５％であるが、「原価算定期間の最大時ガス」の算定方法は事業者によって異なる。
- このため、最大時ガス、最大送出日量、年間販売量について、過去実績、将来計画の推移等を事務局において整理。

【各事業者の「原価算定期間の最大時ガス」の算定方法】

	東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
基準とした最大時ガス量	過去５年間（2月）の最大時ガス平均（ガスホルダー※1からの送出量を含む）	過去３年間の最大送出日の平均ロードカーブにおける最大時ガス（ガスホルダーからの送出量を含まない）	過去３年間（2月）の最大時ガス平均（ガスホルダーからの送出量を含む）
	×	×	×
伸び率	過去５年間（2月）の最大送出日量の平均と原価算定期間の最大送出日量（供給計画）の比率	過去３年間の最大送出日量の平均と原価算定期間の最大送出日量（供給計画）の比率	過去３年間の年間販売量の平均と原価算定期間の年間販売量（供給計画）の比率

※１　ガスホルダー：ガスの製造と供給の過不足を調整するため、ガスを貯蔵する設備。

御指摘事項２：需給調整コストの算定根拠データ（東京ガス）

- 原価算定期間の最大時ガス＝過去5年間（2月）の最大時ガス平均×（原価算定期間の最大送出日量（供給計画）÷過去5年間（2月）の最大送出日量平均）

A：事業者算定使用値		過去実績（算定にはH23～H27を使用）						供給計画に基づいた想定				
									原価算定期間			
		H23	H24	H25	H26	H27	平均 H23-H27	H28	H29	H30	H31	平均 H29-H31
最大時ガス（千m3/時）	2月最大	3,068	3,039	3,115	3,134	2,983	3,068	3,319	3,231	3,280	3,640	3,383
	指数	100.0%	99.1%	101.5%	102.1%	97.2%	100.0%	108.2%	105.3%	106.9%	118.6%	110.3%
最大送出日量（千m3/日）	2月最大	51,864	51,440	53,857	56,105	51,922	53,038	57,391	55,857	56,701	62,934	58,497
	指数	97.8%	97.0%	101.5%	105.8%	97.9%	100.0%	108.2%	105.3%	106.9%	118.7%	110.3%

B：供給計画		H23	H24	H25	H26	H27	平均 H23-H27	H28	H29	H30	H31	平均 H29-H31
最大送出日量（千m3/日）	計画（2月を想定）	54,077	52,394	56,396	56,605	59,804	55,855	58,442	56,880	57,739	64,087	59,568
	指数						100.0%	104.6%	101.8%	103.4%	114.7%	106.6%
	実績（年間最大）	53,963	56,042	56,522	57,087	57,076	56,138					
	指数	96.1%	99.8%	100.7%	101.7%	101.7%	100.0%					
年間販売量（千m3/年）	計画	13,080,537	13,569,140	14,253,940	14,740,798	14,906,490	14,110,181	14,907,876	14,568,421	14,773,798	15,809,028	15,050,415
	指数						100.0%	105.7%	103.2%	104.7%	112.0%	106.7%
	実績	13,460,072	13,892,420	14,203,017	14,999,043	14,900,814	14,291,073					
	指数	94.2%	97.2%	99.4%	105.0%	104.3%	100.0%					

（※1）指数の欄は、H23−H27平均に対する各数値の比率を示している
（※2）最大送出日量の事業者使用値（原価算定期間）と供給計画（計画）との差異は、供給計画を温度補正していることによる
（※3）最大送出日量の事業者使用値（過去実績）と供給計画（実績）との差異は、最大送出日量の対象期間の違い（事業者算定数値：2月の最大、供給計画：年間の最大）による
（※4）千m3未満の端数により、数値が一致しない場合がある

御指摘事項２：需給調整コストの算定根拠データ（大阪ガス）

- 原価算定期間の最大時ガス＝過去３年間の最大送出日（年間）の平均ロードカーブにおける最大時ガス×（原価算定期間の最大送出日量（供給計画）÷過去３年間の最大送出日量（年間）平均）

A：事業者算定使用値		過去実績（算定にはH25～H27を使用）						供給計画に基づいた想定				
									原価算定期間			
		H23	H24	H25	H26	H27	平均 H25-H27	H28	H29	H30	H31	平均 H29-H31
最大時ガス（千m3/時）	最大送出日（算定使用値）	-	-	1,667	1,753	1,715	1,712	1,717	1,707	1,715	1,719	1,713
	指数	-	-	97.4%	102.4%	100.2%	100.0%	100.3%	99.7%	100.2%	100.4%	100.1%
	年間最大	1,859	1,678	1,712	1,752	1,754	1,739	1,717	1,707	1,715	1,719	1,713
最大送出日量（千m3/日）	年間最大	34,909	32,174	32,635	33,362	32,095	32,697	32,805	32,596	32,745	32,834	32,725
	指数	106.8%	98.4%	99.8%	102.0%	98.2%	100.0%	100.3%	99.7%	100.1%	100.4%	100.1%

B：供給計画		H23	H24	H25	H26	H27	平均 H25-H27	H28	H29	H30	H31	平均 H29-H31
最大送出日量（千m3/日）	計画	33,434	34,914	32,397	32,412	33,672	32,827	32,805	32,596	32,745	32,834	32,725
	指数						100.0%	99.9%	99.3%	99.8%	100.0%	99.7%
	実績（年間最大）	34,909	32,174	32,635	33,362	32,095	32,697					
	指数	106.8%	98.4%	99.8%	102.0%	98.2%	100.0%					
年間販売量（m3/年）	計画	8,264,147	8,433,895	8,372,696	8,268,154	8,243,406	8,294,752	8,263,853	8,149,211	8,231,213	8,279,890	8,220,104
	指数						100.0%	99.6%	98.2%	99.2%	99.8%	99.1%
	実績	8,492,427	8,317,989	8,338,592	8,079,327	7,846,352	8,088,090					
	指数	105.0%	102.8%	103.1%	99.9%	97.0%	100.0%					

（※1） 指数の欄は、H25−H27平均に対する各数値の比率を記載している
（※2） 千m3未満の端数により、数値が一致しない場合がある

御指摘事項２：需給調整コストの算定根拠データ（東邦ガス）

- 原価算定期間の最大時ガス＝過去３年間（2月）の最大時ガス平均×（原価算定期間の年間販売量（供給計画）÷過去３年間の年間販売量平均）

A：事業者算定使用値		過去実績（算定にはH25～H27を使用）						供給計画に基づいた想定				
									原価算定期間			
		H23	H24	H25	H26	H27	平均 H25-H27	H28	H29	H30	H31	平均 H29-H31
最大時ガス（千m3/h）	2月最大	915	875	876	866	803	848	858	858	859	862	860
	指数	107.9%	103.1%	103.3%	102.1%	94.6%	100.0%	101.2%	101.2%	101.3%	101.7%	101.4%
年間販売量（千m3/年）	年間販売量	3,895,748	3,890,009	3,923,437	3,889,058	3,779,973	3,864,156	3,911,449	3,912,196	3,917,367	3,931,870	3,920,477
	指数	100.8%	100.7%	101.5%	100.6%	97.8%	100.0%	101.2%	101.2%	101.4%	101.8%	101.5%

B：供給計画		H23	H24	H25	H26	H27	平均 H25-H27	H28	H29	H30	H31	平均 H29-H31
最大送出日量（千m3/日）	計画（2月を想定）	15,859	16,507	16,477	16,986	16,452	16,638	16,481	16,766	16,894	17,061	16,907
	指数						100.0%	99.1%	100.8%	101.5%	102.5%	101.6%
	実績（年間最大）	16,113	15,342	15,928	15,863	15,023	15,604					
	指数	103.3%	98.3%	102.1%	101.7%	96.3%	100.0%					
年間販売量（千m3/年）	計画	3,896,037	3,925,650	3,905,080	3,941,591	3,940,323	3,928,998	3,873,761	3,906,424	3,940,724	3,985,081	3,944,076
	指数						100.0%	98.6%	99.4%	100.3%	101.4%	100.4%
	実績	3,888,510	3,881,127	3,910,731	3,872,118	3,757,431	3,846,760					
	指数	101.1%	100.9%	101.7%	100.7%	97.7%	100.0%					

（※1）指数の欄は、H25−H27平均に対する各数値の比率を記載している
（※2）年間販売量の事業者使用値（原価算定期間）と供給計画（計画）との差異は、事業者使用値では二重導管の離脱分が織り込まれているのに対して、供給計画は織り込まれていないこと、また、事業者使用値では他社の託送供給分を含むのに対して、供給計画は他社の託送供給を含まないことによる
（※3）千m3未満の端数により、数値が一致しない場合がある

次頁以降参考
（第１６回料金審査専門会合資料再掲）

１．需給調整費の概要

１．需給調整費の申請額と概要

（数値は全て端数切り捨て）

		東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
申請額（原価算定期間平均）	調整力コスト	２，６０９百万円	１，５６４百万円	５７０百万円
	振替供給コスト	３７８百万円	１８２百万円	４１百万円
	合計	２，９８７百万円	１，７４６百万円	６１２百万円

１．調整力コスト
一般ガス導管事業者が確保すべき調整力とは、前日計画に比して想定以上に需要が伸びた場合においても、当該需要を満たすために、一般ガス導管事業者がガス製造事業者等から調達する供給力である。一般ガス導管事業者は、調整指令のために必要な供給力を確保することの対価をガス製造事業者に支払い、これを調整力コストとして託送料金で回収する。

２．振替供給コスト
振替供給とは、一般ガス導管事業者が、ガスが物理的に届かない地域への託送供給の依頼に対して、当該地域での十分な製造設備を有するガス小売事業者の製造設備の稼働増と他の地域での製造設備の稼働減を行うことで対応することをいう。この振替供給を可能とするため、製造設備の余力を確保することの対価をガス小売事業者に支払い、これを振替供給コストとして託送料金で回収する。

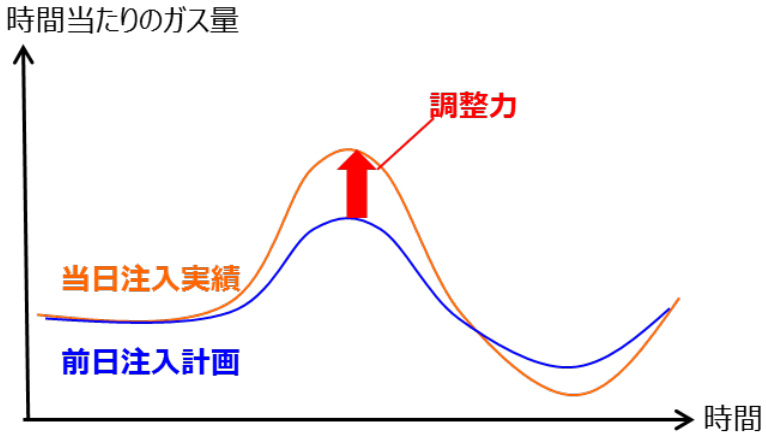
2．調整力コスト

（参考）調整力について

- ガス導管事業者が確保すべき調整力（以下「必要調整力」という。）とは、**需要のピーク期に、前日計画に比して想定以上に需要が伸びた場合においても、当該需要を満たすために、ガス導管事業者が製造事業者等から調達する供給力**である。
- この点、必要調整力に係る費用を算定するに当たっては、**必要調整力（量）に製造コスト（単価）を乗ずることによって当該費用を求めることが可能**であるところ、まず、**必要調整力（量）については、「原価算定期間中の年間最大３日平均の時ガス」に「調整率」を乗ずることによって求める**こととしたい。（注）
- また、低廉な託送料金を実現するという観点からは、調整率を過大に見積もることは適当ではないところ、**LNG基地を保有する一般ガス事業者のうち、調整率が最も低い一般ガス事業者の調整率は7.5%**であることから、託送料金の事前認可申請時においては、この値を採用することとしたい。

（注）時ガスとは、１時間当たりの注入量。必要調整力を算出するに当たっては、年間最大時ガスの異常値を排除する観点から、「年間最大３日平均の時ガス」を採用することとする。これは、電気の調整力の考え方においては、「年間最大３日平均電力」が採用されていることとも整合的である。また、「調整率」とは、年間最大３日平均の時ガスに対する調整指令量（前日の注入計画とのズレ）。

調整力のイメージ



①調整指令実績（年間最大３日平均）	②注入実績（年間最大３日平均）	③注入計画（②－①）	④調整率（①÷②）
129	1,725	1,596	**7.5%**

（注）平成22年度～平成26年度の５年度間の最大。

必要調整力（m3/h）
＝原価算定期間中の年間最大３日平均の時ガス（m3/h）×7.5%

（出典：第２８回ガスシステム改革小委員会資料８）

２－１．算定方法

- 需給調整コストは、算定省令において、①適正コスト、②事業報酬相当額、③法人税等相当額の合計値とされており、それぞれ以下のように算定方法が規定されている。

①適正コスト

適正単価 × **原価算定期間の必要調整力の合計（m³／h）（※１）**

②事業報酬相当額

製造設備簿価 × **原価算定期間の必要調整力の合計（m³／h）（※１）** ÷ **過去３年平均のピーク時生産実績（※２）** × 事業報酬率

③法人税等相当額

原価算定期間中の平均資本金額に適正な配当率を乗じて得た配当金及び利益準備金を基礎として算定した適正な金額 × 製造部門におけるレートベース ÷ ガス事業に係るレートベース

→ × **原価算定期間の必要調整力の合計（m³／h）（※１）** ÷ **過去３年平均のピーク時生産実績（※２）**

：経済産業省告示で値が定められている項目

：別途検討する項目

※１：原価算定期間における１時間当たり最大ガス量の各年度上位３日間平均の7.5%に相当する一時間当たりのガス量
２：平成24年度から平成26年度までの各年度におけるピーク日ガス生産実績（㎥／日）を24で除して得た値の平均値

2－2．申請内容詳細

● 前述の算定方法に従った、各事業者の申請内容の詳細は、以下のとおり。

（数値は全て端数切り捨て）

		東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
①適正コスト	a.適正単価（円／m³･h）	8，615	9，209	7，227
	b.必要調整力合計（千m³／h）	752	378	190
	適正コスト（百万円）（a×b）	6，483	3，490	1，378
②事業報酬相当額	c.製造設備簿価（百万円）	176，725	76，835	64，776
	d.必要調整力合計（千m³／h）	752	378	190
	e.平均ピーク時生産実績（千m³／h）	3，653	2，275	1，177
	f.事業報酬率（%）	2．18	2．18	2．18
	事業報酬相当額（百万円）（c×d÷e×f）	793	278	228
③法人税等相当額	g.適正法人税等額（百万円）	9，219	24，322	2，068
	h.製造部門におけるレートベース（百万円）	854，212	293，939	249，879
	i.ガス事業に係るレートベース（百万円）	2，949，984	1，289，331	793，120
	j.必要調整力合計（千m³／h）	752	378	190
	k.平均ピーク時生産実績（千m³／h）	3，653	2，275	1，177
	法人税等相当額（百万円）（g×h÷i×j÷k）	549	923	105
①～③合計（原価算定期間合計）（百万円）		7，827	4，692	1，712
原価算定期間平均（百万円）		2，609	1，564	570

２－３．告示の規定

- a.適正単価、c.製造設備簿価、f.事業報酬率については、算定省令及び経済産業省告示第１９６号（平成２８年７月４日）（以下「告示」という。）により、以下のとおり規定。

		東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
a.適正単価（※）（円／m³･h）	実績単価	８，６１５	９，２８３	７，３２９
	基準単価	８，８１５	９，２０９	７，２２７
c.製造設備簿価（千円）		１７６，７２５，３５０	７６，８３５，４３７	６４，７７６，７４７
f.事業報酬率		２．１８	２．１８	２．１８

：適正単価

（※）適正単価は、以下の判定により決定。 なお、大阪ガス、東邦ガスの実績単価と基準単価の差は８％以内。

① 実績単価≦基準単価の場合
適正単価＝実績単価
② 実績単価＞基準単価であって、基準単価と実績単価との差が▲８％以内の場合
適正単価＝基準単価
③ 実績単価＞基準単価であって、基準単価と実績単価との差が▲８％超の場合
適正単価＝実績単価の▲８％に相当する額

２－４－①．適正コスト（必要調整力算定の流れ）

- 必要調整力は、原価算定期間中の年間最大３日平均の時ガス（m3/h）×7.5%で求めることとされている。
- 各事業者の原価算定期間中の年間最大３日平均の時ガスの基本的な考え方は、「過去実績」をもとに、需要の「伸び率」を考慮するものであるが、具体的な算定方法は事業者ごとに異なる。

必要調整力（m3/h）＝原価算定期間中の年間最大３日平均の時ガス（m3/h）×7.5%

【各事業者の必要調整力算定の基本的な流れ】

ＳＴＥＰ１	過去実績より、基準となる最大時ガス量を算出（基準最大時ガス量）
ＳＴＥＰ２	過去実績より、最大時ガス量に対する、２位及び３位の時ガス量の比率を算定（２位・３位比率）
ＳＴＥＰ３	過去の需要実績に対する、原価算定期間の各年度の想定需要の比率を算定（伸び率）
ＳＴＥＰ４	（基準最大時ガス量）×（伸び率）により、原価算定期間の各年度の最大時ガス量を算定
ＳＴＥＰ５	（原価算定期間の各年度の最大時ガス量）×（２位・３位比率）により、各年度の２位、３位の時ガス量を算定
ＳＴＥＰ６	（原価算定期間の各年度の最大、２位、３位の時ガス量の平均）×７．５%により、各年度の必要調整力を算定

２－４－①．適正コスト（必要調整力の算定方法詳細）

● 各事業者の必要調整力の具体的な算定方法は、以下のとおり。

	東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
算定に当たり考慮した過去の期間（ＳＴＥＰ０）	Ｈ２３～Ｈ２７（過去５年）	Ｈ２５～Ｈ２７（過去３年）	Ｈ２５～Ｈ２７（過去３年）
基準最大時ガス量の算定方法（ＳＴＥＰ１）	各年度の最大時ガス量の平均	各年度の日量で最大となった日の毎時のガス量を平均した値の最大値	各年度の最大時ガス量の平均
２位･３位比率の算定方法（ＳＴＥＰ２）	各年度の最大時ガス量に対する、２位、３位の比率の平均（同一日は除外）	同左	同左
伸び率の算定方法（ＳＴＥＰ３）	各年度の最大日量の平均に対する、原価算定期間各年度の最大日量想定の比率	同左	各年度の年間需要の平均に対する、原価算定期間各年度の年間需要想定の比率
ＳＴＥＰ４	（基準最大時ガス量）×（伸び率）により、原価算定期間の各年度の最大時ガス量を算定		
ＳＴＥＰ５	（原価算定期間の各年度の最大時ガス量）×（２位･３位比率）により、各年度の２位、３位の時ガス量を算定		
ＳＴＥＰ６	（原価算定期間の各年度の最大、２位、３位の時ガス量の平均）×７．５％により、各年度の必要調整力を算定		

２－４－①．適正コスト（原価算定期間の最大時ガス量）

● 各事業者の過去及び原価算定期間の最大時ガス量は、以下のとおり。

（数値は全て端数切り捨て）

		東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
過去実績	最大日量（年間量※1）	５３，０３８ 千 m³／日	３２，６９７ 千 m³／日	３，８６４ 百万 m³／年
	最大時ガス	３，０６８千 m³／ h	（※２）１，７１２ 千 m³／ h	８４８ 千 m³／h
	２位（比率）	９８．６ %	９８．３ %	９８．３ %
	３位（比率）	９７．８ %	９６．６ %	９７．２ %
平成２９年	最大日量（年間量）	５５，８５７ 千 m³／日	３２，５９６ 千 m³／日	３，９１２ 百万 m³／年
	最大時ガス	３，２３１ 千 m³／ h	１，７０７ 千 m³／ h	８５８ 千 m³／ h
	２位	３，１８７ 千 m³／ h	１，６７７ 千 m³／ h	８４４ 千 m³／ h
	３位	３，１６２ 千 m³／ h	１，６４９ 千 m³／ h	８３４ 千 m³／ h
平成３０年	最大日量（年間量）	５６，７０１ 千 m³／日	３２，７４５ 千 m³／日	３，９１７ 百万 m³／年
	最大時ガス	３，２８０ 千 m³／ h	１，７１５ 千 m³／ h	８５９ 千 m³／ h
	２位	３，２３５ 千 m³／ h	１，６８５ 千 m³／ h	８４５ 千 m³／ h
	３位	３，２１０ 千 m³／ h	１，６５７ 千 m³／ h	８３５ 千 m³／ h
平成３１年	最大日量（年間量）	６２，９３４ 千 m³／日	３２，８３４ 千 m³／日	３，９３１ 百万 m³／年
	最大時ガス	３，６４０ 千 m³／ h	１，７１９ 千 m³／ h	８６２ 千 m³／ h
	２位	３，５９１ 千 m³／ h	１，６８９ 千 m³／ h	８４８ 千 m³／ h
	３位	３，５６３ 千 m³／ h	１，６６１ 千 m³／ h	８３８ 千 m³／ h

※１　東邦ガスは、年間量を基準に将来の伸び率を算定。
　２　大阪ガスの２位、３位の比率算定の基準とした最大時ガス量：１，７４０千 m³／時

２－４－①．適正コスト（原価算定期間の必要調整力）

- 各事業者の申請額の前提となっている、原価算定期間の必要調整力と適正コストは、以下のとおり。

（数値は全て端数切り捨て）

		東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
最大３日平均	平成２９年度	３，１９３ 千m³／h	１，６７８ 千m³／h	８４５ 千m³／h
	平成３０年度	３，２４２ 千m³／h	１，６８５ 千m³／h	８４７ 千m³／h
	平成３１年度	３，５９８ 千m³／h	１，６９０ 千m³／h	８５０ 千m³／h
b.必要調整力（最大３日平均×７．５%）	平成２９年度	２３９ 千m³／h	１２５ 千m³／h	６３ 千m³／h
	平成３０年度	２４３ 千m³／h	１２６ 千m³／h	６３ 千m³／h
	平成３１年度	２６９ 千m³／h	１２６ 千m³／h	６３ 千m³／h
	合計	７５２ 千m³／h	３７８ 千m³／h	１９０ 千m³／h
a.適正単価（告示規定の値）		８，６１５ 円／ m³･h	９，２０９ 円／ m³･h	７，２２７ 円／ m³･h
適正コスト（原価算定期間合計）		６，４８３ 百万円	３，４９０ 百万円	１，３７８ 百万円

２－４－②．事業報酬相当額

● 各事業者が事業報酬相当額の算定に用いた数値は、以下のとおり。

（数値は全て端数切り捨て）

	東京ガス	大阪ガス	東邦ガス	算定根拠
c.製造設備簿価（百万円）	１７６，７２５	７６，８３５	６４，７７６	告示規定の値
d.必要調整力合計（千m³／h）	７５２	３７８	１９０	①適正コスト参照
e.平均ピーク時生産実績（千m³／h）	３，６５３	２，２７５	１，１７７	次頁参照
f.事業報酬率（%）	２．１８	２．１８	２．１８	告示規定の値
②事業報酬相当額（百万円）（c×d÷e×f）（原価算定期間合計）	７９３	２７８	２２８	

２－４－②．事業報酬相当額（平均ピーク時生産実績の算定）

● 各事業者は、e.平均ピーク時生産実績※を「供給計画様式第６」に記載の「ピーク日ガス生産計画（実績）」により算定。

※ 算定省令において、「平成24年度から平成26年度までの各年度におけるピーク日ガス生産実績（㎥／日）を24で除して得た値の平均値」と規定

（数値は全て端数切り捨て）

		東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
供給計画様式第６ピーク日ガス生産計画（実績）	平成２４年度	８６，２３７千m³	５４，６０９千m³	２８，１７２千m³
	平成２５年度	８６，８２４千m³	５４，６０９千m³	２８，５６９千m³
	平成２６年度	９０，０１８千m³	５４，６０９千m³	２８，０３２千m³
各年度平均		８７，６９３ 千m³	５４，６０９千m³	２８，２５７千m³
e.平均ピーク時生産実績（各年度平均÷２４）		３，６５３ 千m³／h	２，２７５千m³／h	１，１７７千m³／h

２－４－③．法人税等相当額

- 各事業者は、法人税等相当額を①適正コスト、②事業報酬相当額の算定に用いた値により算定※ 。

（数値は全て端数切り捨て）

	東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
g.適正法人税等額（百万円）	９，２１９	２４，３２２	２，０６８
h.製造部門におけるレートベース（百万円）	８５４，２１２	２９３，９３９	２４９，８７９
i.ガス事業に係るレートベース（百万円）	２，９４９，９８４	１，２８９，３３１	７９３，１２０
j.必要調整力合計（千m³／h）	７５２	３７８	１９０
k.平均ピーク時生産実績（千m³／h）	３，６５３	２，２７５	１，１７７
法人税等相当額（百万円）（g×h÷i×j÷k）（原価算定期間合計）	５４９	９２３	１０５

※「g.適正法人税等額」、「h.製造部門におけるレートベース」及び「i.ガス事業に係るレートベース」については、別途、本専門会合で検討。

２－５．調整力コスト（論点）

	論点
必要調整力の算定	１．必要調整力の算定方法は合理的なものとなっているか。 ２．事業者ごとの必要調整力の算定方法の差異をどのように整理するか
平均ピーク時 生産実績の算定	３．平均ピーク時生産実績の算定方法は合理的なものとなっているか。

３．振替供給コスト

（参考）振替供給について①

＜総論＞

- 電気と異なり、ガスはその物理的特性から届く範囲には限界があるところ、**ガス小売事業者がその事業を営むに当たっては、自らの需要を満たすための十分な製造設備を、その需要にガスを届けることができる適当な場所に設置することが原則**である。
- 他方、**このような製造設備の建設を新規参入者に対しても厳格に求めることとした場合、ガス小売事業者間の活発な競争を阻害する**おそれがあることから、ガス導管事業者の供給区域内の**異なるエリアに複数の製造設備を有するガス小売事業者Ｘ（現在の一般ガス事業者を想定）による振替供給という行為は小売全面自由化後も引き続き必要。**
- また、**ガス事業法上、ガス導管事業者には託送供給義務が課せられている**ことから、エリア①にのみ製造設備を有するガス小売事業者Ｙから、エリア②の需要家に対してガスを供給したい旨の依頼がガス導管事業者に対してあった場合には、**当該ガス導管事業者は、ガス小売事業者Ｘに対して振替供給を行うべき旨の指示を行うこと（振替供給を踏まえた注入計画を割り当てること）により、託送供給を実現する必要**がある。（注１）

（注１）ガス導管事業者が行う託送供給は、ガス小売事業者Ｘが有する製造設備の余力の範囲内で行われることから、この余力の範囲を超える託送供給の依頼がガス小売事業者Ｙからあった場合には、託送供給義務が履行できないことがあり得る。ただし、ガス小売事業者Ｘが行う振替供給は、ガス導管事業者が託送供給義務を履行するために不可欠なものであることから、ガス導管事業者からガス小売事業者Ｘに対して振替供給に係る依頼があった場合には、ガス小売事業者Ｘは、その事業遂行に支障を及ぼさない範囲内において、これに応じることを求めることとする。（ガイドライン等において担保）

＜振替供給に係るコストの考え方について＞

- **ガス導管事業者が、上記の方法により託送供給を実現するに当たっては一定のコストが発生**するところ（コストの考え方については次頁参照）、上記の**振替供給はガス小売事業者Ｙのためになされるものであり、原因者を特定することが可能**であることから、**当該コストについては特定負担として整理し、ガス小売事業者Ｙに対してのみ負担を求めるという考え方もあり得る。**
- 他方、小売全面自由化後はガス小売事業者間の活発な競争が一層求められるところ、**仮に上記のような整理とした場合、新規参入者の競争条件を著しく悪化させることとなる。**
- このため、**小売全面自由化後、当分の間、振替供給に係るコストについては一般負担として整理する**こととし、**当該コスト負担の考え方については、今後、新規参入者の製造設備の形成状況や、一般負担として整理したことが、ガス小売事業者間の競争関係を過度に歪めていないかといった視点などを踏まえて、改めて検討する**こととしてはどうか。（注２）

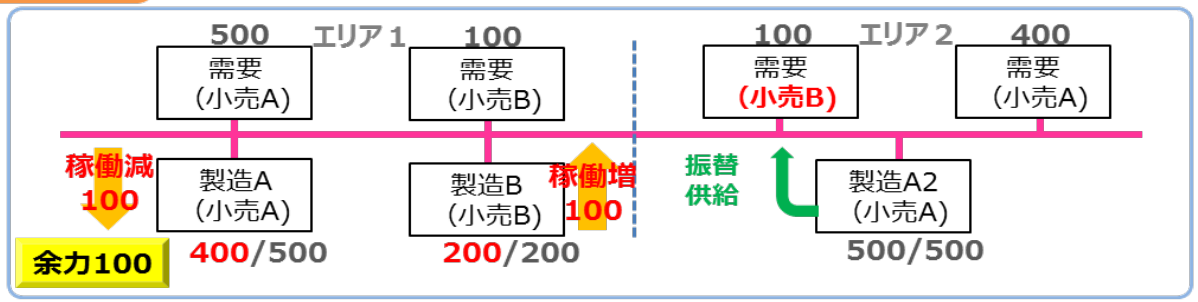
（注２）改正ガス事業法においては、小売全面自由化後には様々な検証を実施していく旨が規定されていることから、上記の論点についても併せて検証することを想定。

（出典：第２８回ガスシステム改革小委員会資料８）

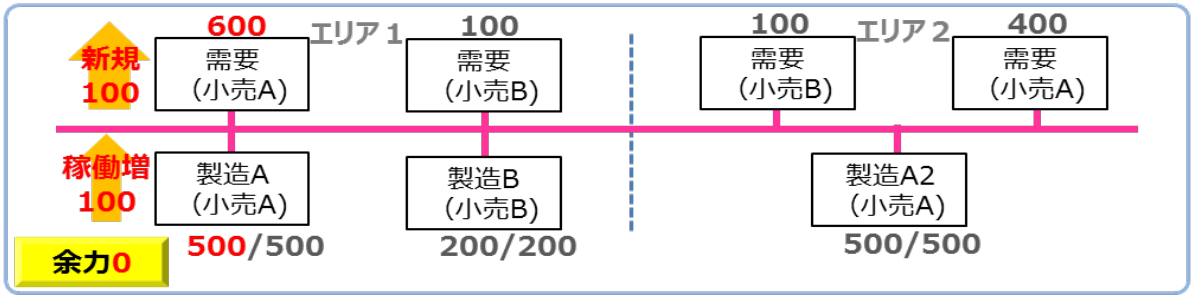
（参考）振替供給について②

振替供給に係るコストのイメージ

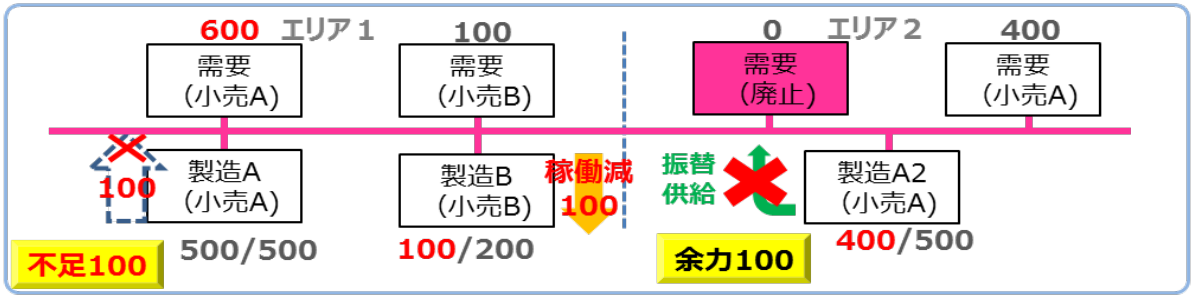
【STEP１】
エリア２において、需要100が小売Ａ→小売Ｂにスイッチ。小売Ｂは製造Ｂの稼働を100増加させる一方、小売Ａは製造Aの稼働を減少させるとともに、製造A2から振替供給。



【STEP２】
エリア１において、小売Aが新規需要100を獲得。小売Aが製造Aの稼働を100増加させた結果、製造Ａの余力は０となる。
（小売Ａは全エリアで余力０となる。）



【STEP３】
エリア2において、小売Bの需要100が廃止。その結果、小売Bが製造Bの稼働を100減少。小売Ａがエリア１における安定供給を確保するためには、製造Ａの稼働を100増加させる必要があるが、製造Ａには余力がない。（エリア２の製造A2の余力は、エリア１では活用できない。）



- これは、STEP２において、小売Ａが製造Ａの稼働を100増加させたことに起因するものであり、導管事業者はエリア全体の安定供給を確保する必要があるところ、これを実現するためには、小売Ａに対して、製造Ａの余力を100空けておくよう指示する必要がある。
- その結果、小売Ａは製造Ａの余力100を、小売事業のために活用することができないことから、導管事業者は、小売Ａに対して、製造Ａの余力100を、当該導管事業者が確保することに伴う費用（余力100の固定費相当分）を支払うこととなる。
- また、具体的な費用については、52頁の調整力コストを必要調整力で除したもの（製造単価）に、原価算定期間内において、振替供給を行うために確保すべき製造能力（上記の例で言えば100）を乗じたものである。

（出典：第２８回ガスシステム改革小委員会資料８）

3－1．振替供給コスト（算定方法・申請内容）

● 算定省令による振替供給コストの算定方法、各事業者の申請内容の詳細は、以下のとおり。

【算定方法】

振替供給コスト ＝ **a.振替供給単価** × **b.振替供給能力（※）の合計（m³／h）**

（※）原価算定期間における１時間当たりの振替供給能力（㎥／時）として一般ガス事業者が算定した適正な見積能力

振替供給単価 ＝ **調整力コスト** ÷ **原価算定期間の必要調整力（㎥／時）の合計**

【申請内容の詳細】

（数値は全て端数切り捨て）

	東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
a.振替供給単価（円／ m³･h）	１０，４００	１２，３８２	８，９７９
b.振替供給能力の合計（千m³／h）	１０９	４４	１３
振替供給コスト(原価算定期間合計)（百万円）	１，１３５	５４６	１２４
振替供給コスト(原価算定期間平均)（百万円）	３７８	１８２	４１

３－２－①．振替供給単価の算定

- 各事業者は、算定省令に従い、調整力コストの算定結果より振替供給単価を算定。

（数値は全て端数切り捨て）	東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
a.調整力コスト（百万円）	７，８２７	４，６９２	１，７１２
b.原価算定期間の必要調整力の合計（m³／h）	７５２，６０７	３７８，９８２	１９０，７４３
振替供給単価（円／ m³･h）（a÷b）	１０，４００	１２，３８２	８，９７９

３－２－②．振替供給能力の算定の流れ

● 各事業者は、必要となる振替供給能力の合計を以下のように算定

【各事業者の振替供給能力算定の基本的な流れ】

ＳＴＥＰ１	ガス導管に接続している各製造設備から注入したガスが物理的に届く範囲について、供給区域の圧力解析を行い、振替供給が必要となるエリア（新規参入者の製造設備から物理的にガスが届かないエリア）を設定。（詳細は各社説明資料参照）
ＳＴＥＰ２	振替供給が必要となるエリアにおける、新規参入者が供給すると予想される需要量を設定。（新規参入者供給需要量）
ＳＴＥＰ３	過去の需要実績より、年間の需要量に対する、最大時ガス量の比率を算定（流量倍率）
ＳＴＥＰ４	（新規参入者供給需要量）と（流量倍率）により、振替供給のために確保する設備容量を算定。（振替供給能力の合計）

３－２－②．振替供給能力の算定方法詳細

● 各事業者の振替供給能力の合計の算定方法の詳細は、以下のとおり。

	東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
ＳＴＥＰ１ （振替供給エリア設定）	圧力解析の結果により設定	同左	同左
ＳＴＥＰ２ （新規参入者供給需要量）	以下の合計 （大口部門） 供給区域全体での直近の託送実績×振替供給が必要となるエリアの販売量比率※１ （小口部門） 供給区域全体での想定スイッチ量（原価算定期間最終年度×３年分）×振替供給が必要となるエリアの販売量比率（過去５年平均）	以下の合計 （大口部門） 振替供給エリアでの直近の託送実績 （小口部門） 供給区域全体での想定スイッチ量（原価算定期間ごとに設定）×振替供給が必要となるエリアの販売量比率（過去３年平均）	以下の合計 （大口部門） 振替供給エリアでの直近の託送実績 （小口部門） 供給区域全体での想定スイッチ量（原価算定期間ごとに設定）×振替供給が必要となるエリアの小口部門の販売量比率（過去３年平均）
ＳＴＥＰ２ （想定スイッチ量）	個社想定 （ガス自由化に伴うインターネット調査から想定）	個社想定 （過去自由化範囲拡大時の状況から想定）	個社想定 （シンクタンクによる電力自由化におけるスイッチングの想定を参考に想定）
ＳＴＥＰ３ （流量倍率）	振替供給のために確保が必要な製造設備の年間送出量と最大時ガス量から算定	供給区域全体の年間需要量と最大時ガス量から算定	同左
その他	供給力込み倍数を設定し、補正	なし	なし

※１　振替供給エリアの販売量÷供給区域の販売量

３－２－②．振替供給能力の合計と振替供給コスト

● 各事業者の申請額の前提となっている原価算定期間の振替供給能力及び振替供給コストは、以下のとおり。

（数値は全て記載未満切り捨て）

		東京ガス	大阪ガス	東邦ガス
新規参入者供給量（原価算定期間平均）	大口部門	４９，６４１ 千m³／年	５４０，７７３ 千m³／年	３７，６８８ 千m³／年
	小口部門	２６５，９１０ 千m³／年	４４，９６８ 千m³／年	１２，７７６ 千m³／年
	合計	３１５，５５１ 千m³／年	５８５，７４１ 千m³／年	５０，４６５ 千m³／年
振替供給量（原価算定期間平均）	大口部門	２７，６１８ 千m³／年	５６，５８０ 千m³／年	２０，２０１ 千m³／年
	小口部門	１４７，９４０ 千m³／年	１７，３１７ 千m³／年	９０７ 千m³／年
	合計	１７５，５５９ 千m³／年	７３，８９７ 千m³／年	２１，１０８ 千m³／年
流量倍率		５，３０８ 倍	５，０２５ 倍	４，５５７ 倍
供給力込み倍数		１．１ 倍	－	－
振替供給能力（原価算定期間平均）		３６．３ 千m³／h	１４．７ 千m³／h	４．６ 千m³／h
振替供給能力（原価算定期間合計）		１０９．１ 千m³／h	４４．１ 千m³／h	１３．８ 千m³／h
振替供給単価		１０，４００円／m³･h	１２，３８２／m³･h	８，９７９／m³･h
振替供給コスト（原価算定期間合計）		１，１３５ 百万円	５４６ 百万円	１２４ 百万円
（参考）需要想定（原価算定期間平均）		１３，７２９ 百万m³／年	８，８４９ 百万m³／年	３，６８４ 百万m³／年

３－３．振替供給コスト（論点）

	論点
振替供給能力の算定	１．振替供給エリアの設定は合理的か ２．新規参入者の供給量の想定は合理的か ３．振替供給能力の算定方法は合理的なものとなっているか。 ４．事業者ごとの振替供給能力の算定方法の差異をどのように整理するか

（参考）算定省令（別表第１　第１表（２））抜粋

項　目	算　定　方　法
需給調整費	以下のＡ及びＢの合計額とする。 Ａ．調整力コスト １）適正コストの算定 適正単価に原価算定期間の必要調整力（㎥／時）（※１）の合計を乗じて得た額とする。この場合の適正単価とは、実績単価（平成24年度から平成26年度までの営業費明細表等を用いて計算した当該一般ガス事業者の一時間当たりのガスの製造能力に係る費用であって、経済産業大臣が別に告示する値をいう。以下この（２）において同じ。）と基準単価（平成22年度から平成26年度までの営業費明細表等を用いて計算した当該一般ガス事業者の１時間当たりのガスの製造能力に係る費用を基に、各一般ガス事業者の経営形態の類似性等を勘案して分類したグループごとに回帰分析を行うことにより求めた１時間当たりのガスの製造能力に係る費用であって、経済産業大臣が別に告示する値をいう。以下この（２）において同じ。）の比較により、以下のとおり算定する。 ① 実績単価≦基準単価の場合　適正単価＝実績単価 ② 実績単価＞基準単価であって、基準単価と実績単価との差が▲８％以内の場合　適正単価＝基準単価 ③ 実績単価＞基準単価であって、基準単価と実績単価との差が▲８％超の場合　適正単価＝実績単価の▲８％に相当する額 ２）事業報酬相当額の算定 以下の算式により算定するものとする。 「製造設備簿価」×「原価算定期間の必要調整力（㎥／時）の合計」÷「過去３年平均のピーク時生産実績（※２）」×事業報酬率 この場合の製造設備簿価とは、ガスの製造に係る資産に係る簿価であって経済産業大臣が別に告示する値とし、事業報酬率は別表第１第２表に規定する方法により算定した値とする。 ３）法人税等相当額の算定 以下の算式により算定するものとする。 「原価算定期間中の平均資本金額に適正な配当率を乗じて得た配当金及び利益準備金を基礎として算定した適正な金額」×「製造部門におけるレートベース」÷「ガス事業に係るレートベース」×「原価算定期間の必要調整力（㎥／時）の合計」÷「過去３年平均のピーク時生産実績」 ４）調整力コストの算定 適正コスト、事業報酬相当額及び法人税等相当額の合計値とする。 Ｂ．振替供給コスト １）振替供給単価の算定 以下の算式により算定するものとする。 「調整力コスト」÷「原価算定期間の必要調整力（㎥／時）の合計」 ２）振替供給コストの算定 以下の算式により算定するものとする。 「振替供給単価」×「振替供給能力（※３）の合計」

（※１）必要調整力：原価算定期間における１時間当たり最大ガス量の各年度上位３日間平均の7.5%に相当する一時間当たりのガス量
（※２）過去３年平均のピーク時生産実績：平成24年度から平成26年度までの各年度におけるピーク日ガス生産実績（㎥／日）を24で除して得た値の平均値
（※３）振替供給能力：原価算定期間における１時間当たりの振替供給能力（㎥／時）として一般ガス事業者が算定した適正な見積能力

（参考）需給調整費に係る審査要領

- 需給調整費については、「電気事業法等の一部を改正する等の法律附則第十八条第一項の規定に基づき一般ガス事業者が定める託送供給約款で設定する託送供給約款料金審査要領（以下「審査要領」という。）」に基づき、原価算定の根拠となる、「必要なガス製造設備の容量」等について、審査を行うこととなる。

審査要領抜粋

第２章 「原価等の算定」に関する審査

第３節　個別査定対象ネットワーク費用

算定省令第４条の規定に基づいて申請一般ガス事業者が算定した営業費のうち、個別査定対象ネットワーク費用については、第1節の考え方に基づき、次のとおり審査するものとする。

１．需給調整費については、これに係る実績単価、基準単価及び製造設備簿価が経済産業大臣が別に告示する値となっているか否か、必要調整力及び振替供給能力の算定根拠が実績及び供給計画等を踏まえて妥当であるか否か、算定省令別表第１第１表（２）に掲げる方法に基づき適正に算定されているか否かを確認する。