

【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）

申請概要（調整力公募・需給調整市場）

- 調整力公募・需給調整市場等に関する各社の料金織り込み額は以下の通り。

※沖縄電力についてはNW部門が一体となっているため、他社販売電力料としての原価への織り込みはない。

(単位：億円)

	北海道				東北				東京電力EP				北陸				中国				四国			
	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均
他社販売電力料	129	58	82	90	64	0	0	22	32	-	-	11	108	54	37	67	118	98	133	116	101	5	121	76
調整力公募	128			43	-			-	-			-	77			26	97			32	42			14
電源 I	122			41	-※1			-	-			-	74			25	90			30	36			12
電源 I'	6			2	0※1			-	32			11	3			1	6			2	6			2
ブラックスタート機能公募	1	-	3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	0	1	36	13	0	0	36	12
需給調整市場	-	58	79	46	64	1	1	22	212	7	113	111	31	54	37	41	21	96	96	71	59	5	85	50
三次②	-				62	1	1	22					31	32	21	28	16	16	16	16				
三次①	-	58	79	46	2	0	0	0	212	7	113	111	-				5				59	5	85	50
一次、二次①・②						-	-	-						22	16	13		81	81	56				

※1 調整力公募の結果が出ていなかったため、織り込んでいない。

審査における論点①（託送料金との整合性）

- 今後、調整力の調達に関する制度は変わっていく予定であり、まだ取引実績のない取引も存在する中で、どのように原価に織り込むことが適切か。
- 実績額を据え置いている事業者もいれば、一定の数量や単価を見積もっている事業者もいるが、どのような考え方が合理的か。

※調整力公募：23年度の公募結果に基づく実績値あり。（ただし、申請時点では結果が出ていなかった。）

ブラックスタート機能公募：25年度までの公募結果に基づく実績値あり。

三次調整力②：22年度まで実績値あり。

三次調整力①：22年度のみ実績値あり。

一次調整力・二次調整力①②：2024年度～開始されるため、実績なし。

- 調整力の提供による収入が調整力の調達に係るコストと整合しているかという観点から、託送料金に織り込まれている需給調整コストとの比較は参考になるのではないか。そうした観点からすると、**各社とも、後年度にいくほど織り込んでいる販売電力料が需給調整コストに比べて小さくなっているが、これは合理的と言えるか。特に、東北電力においては、24年度以降、調整力の提供による販売電力料が僅少になっているが、これは合理的と言えるか。**

※一般送配電事業者は調整力の調達に際して広域調達を行うため、あるエリアの一般送配電事業者の調整力調達に係るコストと、当該エリアの旧一般電気事業者の調整力提供による収入が、必ずしも一致するわけではない点に留意が必要。

審査における論点①（託送料金との整合性）

- 今般の申請において各事業者が控除収益として織り込んでいる需給調整関連収入と、託送料金に織り込まれている各エリアの一送の需給調整コストとの比較は以下のとおり。
- いずれも、需給調整関連収入が、託送料金における需給調整コストよりも少額となっている。

※東京電力PGに対しては、東京電力EP以外（JERA等）も調整力を供出しているため、両者の織り込み額は特に大きく乖離している。

【小売料金】需給調整関連収入織り込み額

（単位：億円）

	2023年度	2024年度	2025年度	平均
	需給調整市場 (三次①、三次②)	需給調整市場 (一次～三次②)	需給調整市場 (一次～三次②)	
北海道電力	-	58	79	46
東北電力	64	1	1	22
東京電力EP	212	7	113	111
北陸電力	31	54	37	41
中国電力	21	96	96	71
四国電力	59	5	85	50

【託送料金】需給調整コスト織り込み額（査定後の金額）

（単位：億円）

	2023年度	2024年度	2025年度	平均
	需給調整市場 (三次①)	需給調整市場 (一次～三次①)	需給調整市場 (一次～三次①)	
北海道電力NW	42	192	225	153
東北電力NW	68	293	322	228
東京電力PG	47	664	783	498
北陸電力送配電	17	183	197	132
中国電力NW	60	304	358	241
四国電力送配電	31	83	96	70

審査における論点①（託送料金との整合性）

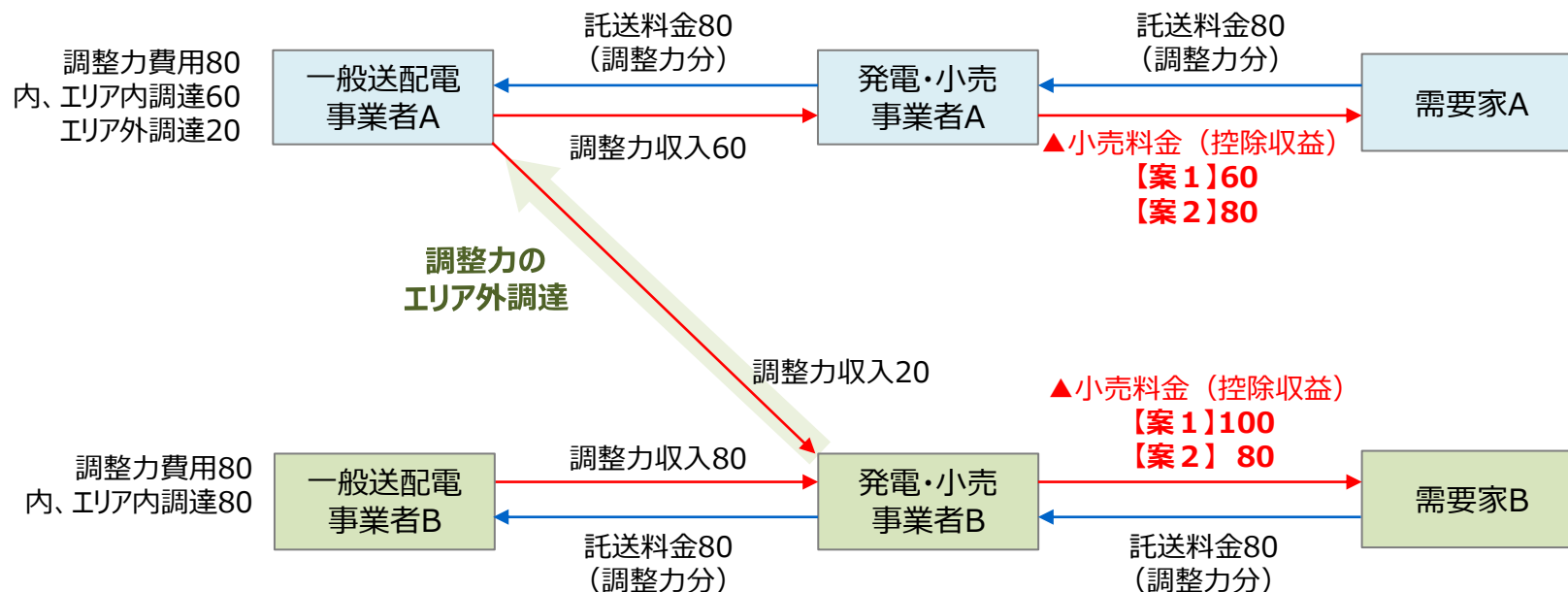
- 現状、電源Ⅰの大宗は旧一般電気事業者が供出しており、当面の間、旧一般電気事業者以外の事業者の参入は限定的と考えられることから、**全国大で見れば、旧一般電気事業者の調整力収入の合計が、託送料金に織り込まれる一般送配電事業者の調整力費用の合計と整合的な金額となる必要がある**と考えられる。
 - 他方、需給調整市場においては、一般送配電事業者による調整力の広域調達が行われるため、**エリアごとにみると、調整力収入と調整力費用の入り繰りがあり得る**（実際に、既に開始されている、三次調整力①の取引においては、エリア外からも調達が行われている。）。
 - この点について、**【案1】エリア間の入り繰りを考慮する方法、【案2】エリア間の入り繰りを考慮しない方法**が考えられるが、**いずれの方法が適当か**。
 - 発電・小売事業者が原価算定期間における費用・収入を適切に見積もるという**総括原価方式の原則からすれば【案1】が適当**ではあるが、大宗の商品は取引が開始されていないこと等により※、エリア間の入り繰りを考慮するための**合理的な指標を採ることが困難であるため、【案2】とすることとしてはどうか**。
- ※ 一次調整力～二次調整力については、取引が開始されておらず、現時点で、エリア外からの調達量を適切に織り込むことが困難。また、三次調整力①の取引については、2022年4月から取引が開始されているが、調達不足や価格高騰の課題が生じており、エリア外からの取引実績を用いることには課題がある。

※ 東京電力EPについては、東京電力PGの託送料金織り込み額のうち、同社分を適用する。

【参考】エリア間の入り繰りのイメージ

- 小売料金から控除する調整力収入について、【案1】エリア間の入り繰りを考慮する場合、【案2】エリア間の入り繰りを考慮しない場合の収支のイメージはそれぞれ以下のとおり。

Aエリア ～一般送配電事業者による調整力のエリア外調達があるエリア～



Bエリア ～発電事業者による調整力のエリア外提供があるエリア～

小売料金からの控除額と負担関係

エリア間の入り繰り	Aエリア			Bエリア		
	控除額	需要家	発電・小売事業者	控除額	需要家	発電・小売事業者
【案1】考慮する	60	20持ち出し	ニュートラル	100	20利得	ニュートラル
【案2】考慮しない	80	ニュートラル	20持ち出し	80	ニュートラル	20利得

審査における論点②（調整力ΔkW収入の取扱い）

- 需給調整市場ガイドラインにて、大きな市場支配力を有する事業者に対して、各電源等のΔkW価格の登録に一定の規律が設けられており、次の式を満たすように算定することが妥当とされている。

$\Delta kW \text{価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$

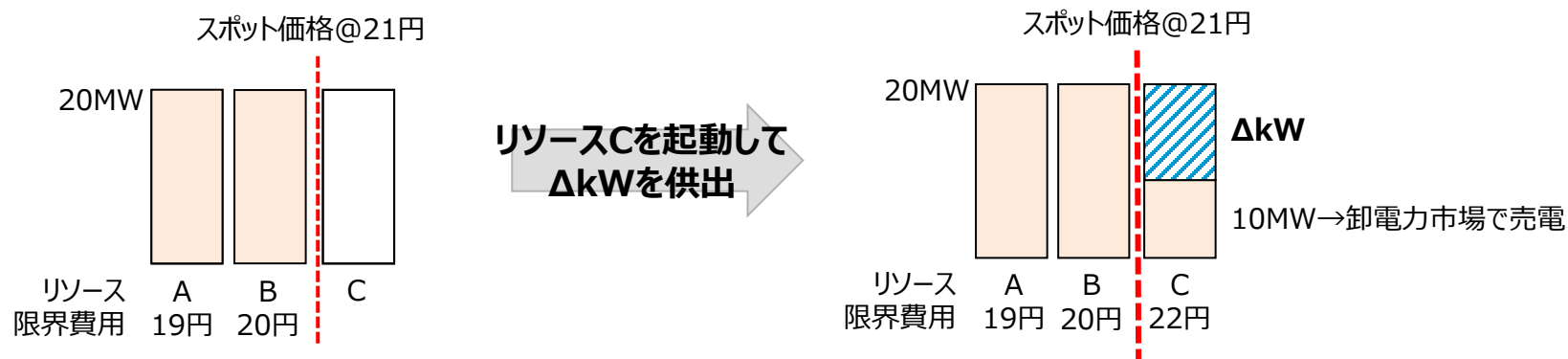
$\text{一定額} = \text{当該電源等の固定費回収のための合理的な額}$

（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

- ΔkWを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うこととしてはどうか。
 - **固定費回収のための合理的な額**
 - 控除収益としての織り込みが必要。
 - **機会費用（起動費を含む）** ※スポット市場価格より限界費用が高い電源を追加並列する場合
 - 収入に見合う費用も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各社の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないことから、控除収益としての織り込みは不要。
 - **逸失利益** ※スポット市場価格より限界費用が低い電源の出力を下げる場合
 - 卸電力市場等で本来得られたであろう利益であり、ΔkWを供出する場合と、ΔkWを供出せずに卸電力市場に全量供出する場合で、得られる利益はニュートラルとなる。
 - このため、取引所取引におけるマッチングにおいて、全ての電源を市場で取引する前提で算定している場合には、控除収益としての織り込みは不要。
 - 一方で、取引所取引におけるマッチングにおいて、需給調整市場への供出電源を含めていない場合には、控除収益としての織り込みが必要。この場合、取引所取引におけるマッチングに需給調整市場への供出電源を含めて算定した結果と申請額とを比較して査定を行う。

【参考】機会費用の取扱い

- スポット市場価格よりも限界費用が高い電源を追加的に起動することで ΔkW を供出する場合に生じる ΔkW 収入（機会費用（起動費を含む））については、収入に見合う費用も発生することから、収支がニュートラルとなる。



【リソースCを ΔkW 供出する際に生じる収支】

機会費用

- ・最低出力までの費用
22円 \times 10MW=220千円
- ・最低出力を卸電力市場で売電
21円 \times 10MW=210千円
- ・ ΔkW 収入（最低出力までの機会費用）
(21円-22円) \times 10MW=10千円

収支合計：10千円+210千円-220千円=0円

起動費

- ・起動費
300千円
- ・ ΔkW 収入（起動費）
300千円

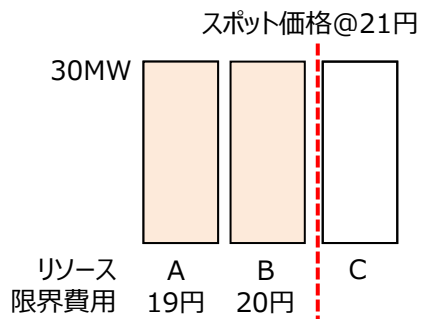
収支合計：30千円-30千円=0円

機会費用（起動費含む）については、収支がニュートラルである。

【参考】逸失利益の取扱い

- スポット市場価格よりも限界費用が低い電源の出力を下げることで ΔkW を供出する場合に生じる、 ΔkW 収入（逸失利益）については、 ΔkW を供出しない場合の市場収入とニュートラルである。

取引所取引におけるマッチング結果
(ΔkW を供出しない場合)

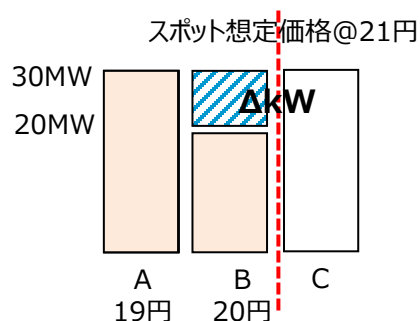


収入（スポット市場）：@21×60MWh=1,260千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×30MWh=1,170千円

収支合計：1,260千円 - 1,170千円 = **90千円**



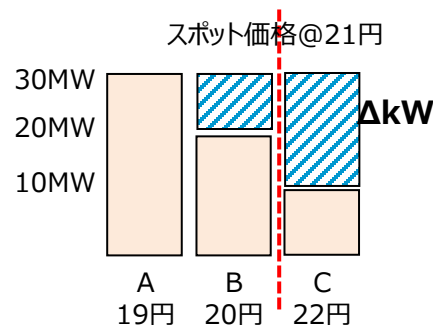
一次調整力～三次調整力①（週間断面における ΔkW 供出）



収入（ ΔkW ）：逸失利益（@21 - @20）×10MWh=10千円
収入（スポット市場）：@21×50MWh=1,050千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×20MWh=970千円

収支合計：10千円 + 1,050千円 - 970千円 = **90千円**

三次調整力②（持ち替えによる ΔkW 供出）



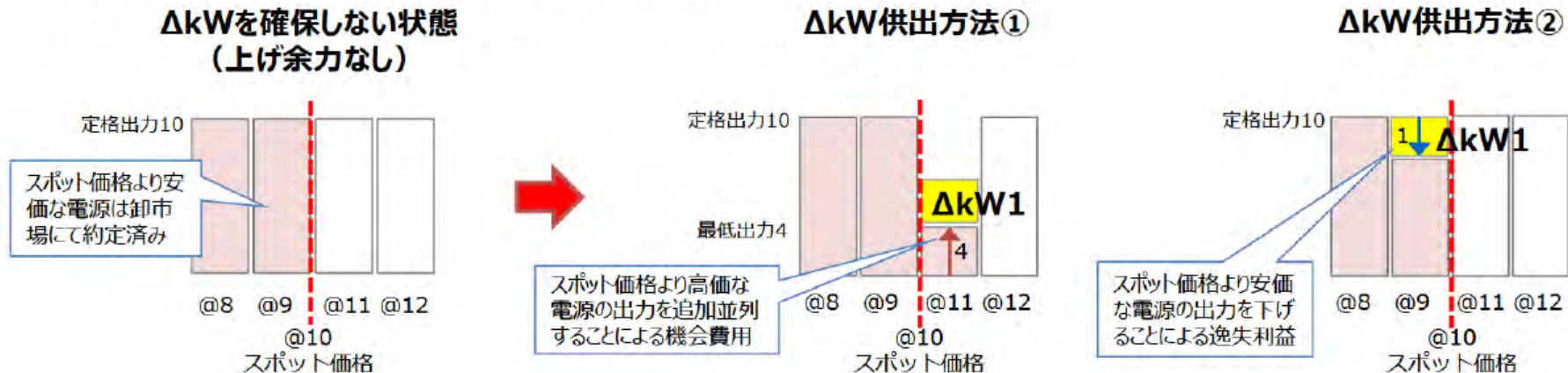
収入（ ΔkW ）：持ち替え費用（@22 - @20）×10MWh=20千円
収入（スポット市場）：@21×60MWh=1,260千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×20MWh+@22×10MWh=1,190千円

収支合計：20千円 + 1,260千円 - 1,190千円 = **90千円**

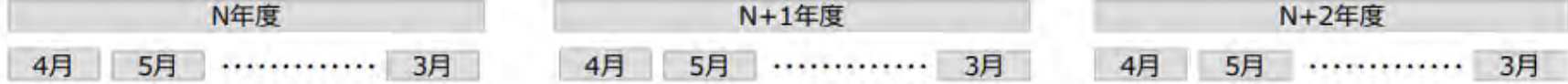
【参考】 ΔkW 市場の入札価格における逸失利益の考え方

- 第45回制度設計専門会合において、調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方を以下のように示した。
 - ① **卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合**
 →この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生
 - ② **卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げても ΔkW を確保する場合**
 →この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生
- 以上を逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とし、監視において限界費用や予想した卸電力市場価格等の根拠資料の提出を求め、 ΔkW 価格が合理的でない場合は、修正を求めるなどの対応をすることとしてはどうか。

調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方



各月代表日を抽出
(平日1日・休日1日)

①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ (灰色は、需要を賅うために稼働予定のユニット)

コマ	需要量 (kWh)	供給力(kWh)								
		ユニット	再エネ 太陽光	水力	石炭1	石炭2	LNG1	LNG2	石油1	石油2
		限界費用	1円	5円	10円	15円	20円	25円	30円	35円
0:00-0:30	4,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
...										
11:30-12:00	7,000		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
...										
23:30-24:00	5,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

③一か月分の市場売買料金を算出

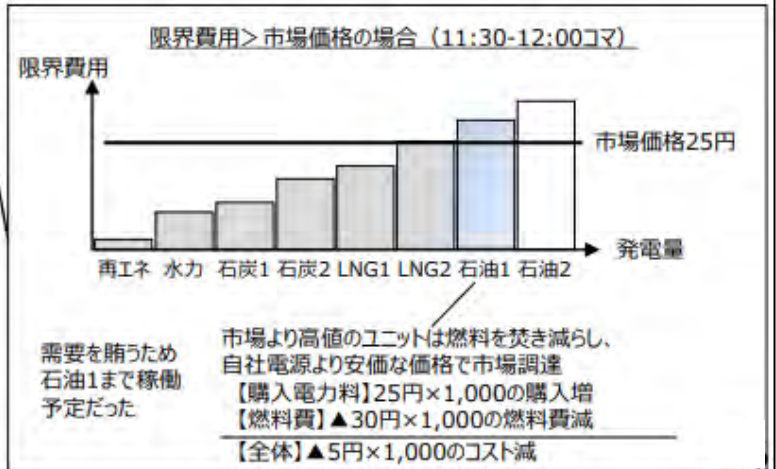
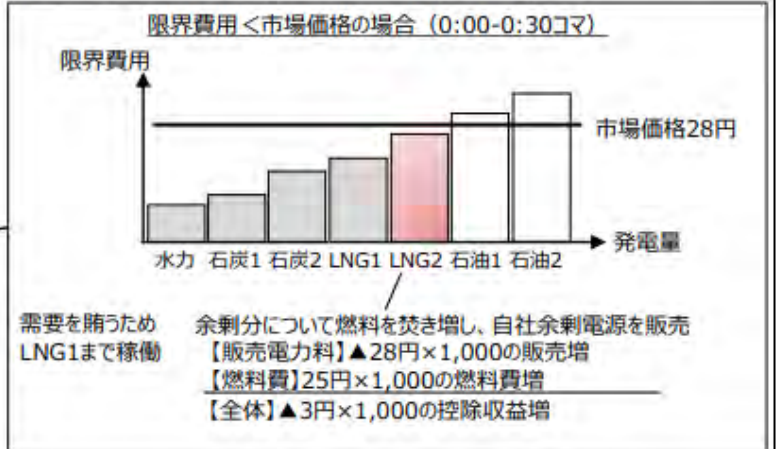
(平日代表日の市場売買料金(②)×平日の日数) + (休日代表日の市場売買料金(②) × 休日の日数)

④各月の市場売買料金を①～③で算出し、3か年分を積算して、取引所取引の原価を算出

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。

※2 マッチング単位について、東電EPはコマ別ではなく月単位で行っている。

②市場想定価格を当てはめて限界費用の大小をコマ単位で比較し、市場売買料金 (= 取引量×市場価格) を算出※2



審査における論点③（三次調整力②ΔkW収入）

- **三次調整力②**は再エネ予測誤差に対応する調整力であることから、一般送配電事業者は当該調整力の確保にかかる費用をFIT賦課金により回収することとなっており、**託送料金による回収の対象外**となっている。
- このため、三次調整力②にかかる収入は、一次調整力～三次調整力①のように託送料金に織り込まれる調整力費用と比較することはできないが、**どのように算定することが適切か**。

各社の調整力収入（需給調整市場）織り込み額

（単位：億円）

	北海道				東北				東電EP				北陸				中国				四国			
	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均
三次②	-	58	79	46	62	1	1	22	212	7	113	111	31	32	21	28	16	16	16	16	59	5	85	50
三次①	-	-	-	-	2	0	0	0	-	-	-	-	-	22	16	13	5	81	81	56	-	-	-	-
一次、二次①・②	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

三次調整力②の織り込みに関する各社の考え方

北海道電力： 電源固定費から他市場における収益を控除した金額で算定。

東北電力： 2023年度は2022年度実績を基に算定。2024年度、2025年度は容量市場開始に伴い容量市場収入により、未回収固定費が無くなる（固定費回収済みとなる）ものと想定。

東京電力EP： 需給調整市場の収入は、供出対象電源の容量市場収入控除後の基本料金を稼働量により除して算出した固定費単価により算定。固定費回収済みの場合には一定額（限界費用×10%×電源 I 平均稼働率5%）により算定。

北陸電力： 入札原資はスポット市場送電後の余力。入札単価は機会費用+未回収固定費とし、入札単価と市場価格（2021下+2022上 3次②実績）をコマ毎に比較して、入札単価<市場価格であれば約定。

中国電力： 未回収固定費が発生しない前提とし、至近の三次②に係る市場設計や約定動向を踏まえる観点から、共同調達を開始された2022年度上期実績をもとに算定。

四国電力： 需給調整市場の収入は、供出対象電源の未回収固定費に2021年度の実績回収率を乗じて算定。2024年度は、同年度から始まる容量市場の約定額が高額で容量市場からの収入により供出対象電源の未回収固定費が僅少となるため、価格規律で認められている一定額（限界費用×10%×想定約定量×電源 I 平均稼働率5%）にて算定。

審査における論点③（三次調整力②ΔkW収入）

- 一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用に関しては、三次調整力②にかかる制度の見直しが行われた際、2022年1月～12月における費用（実績値及び制度見直し後の試算値）が公表されている。
 - 2023年度以降における一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用について、現時点で適切に見積もることは困難であるため、原価算定上、上記の試算に用いた発電・小売事業者による見積り額（2022年における年間調達費用）を2023～2025年度の各年度の調達費用として用いることとしてはどうか※。
- ※ 当該試算においてはエリア間の入り繰りも考慮されているため、三次調整力②についてはエリア間の入り繰りを考慮する。
- その際、一次調整力～三次調整力①と同様に、固定費回収のための合理的な額については、控除収益としての織り込みが必要、機会費用（起動費含む）および逸失利益については控除収益としての織り込みは不要、とすることとしてはどうか。
 - その上で、固定費回収のための合理的な額については、2024年度以降、容量市場からの収入分は控除することとしてはどうか。

※ なお、固定費回収が済んだ電源等についても、需給調整市場GLに定められている「一定額＝限界費用×一定割合」を調整力ΔkW収入として織り込むことが必要。

【参考】一般送配電事業者による三次調整力②調達費用

- 一般送配電事業者による2022年1月～12月の調達費用の試算結果は以下のとおり（制度見直し前、制度見直し後）。
- 料金算定上は、算出元データである、発電・小売事業者ごとの見積り額を用いることを想定。

2023年1月30日 第81回
制度設計専門会合 資料5

（参考）制度見直しによる影響

- 今般の制度見直しを踏まえ、三次調整力②の調達費用への影響額を以下のとおり試算した。

制度見直しによる三次調整力②の調達費用への影響試算
(2022年1月～12月 (TSOIエリアごと))

(億円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
① 制度見直し前	56.9	128.0	150.6	452.2	18.4	292.8	116.1	52.4	209.8	1,477.3
② 制度見直し後	53.6	128.3	141.9	206.3	14.5	298.7	108.6	50.4	205.8	1,208.1
②-①	-3.2	0.3	-8.8	-245.9	-3.9	5.9	-7.5	-2.0	-4.0	-269.2

- ※ 1. 制度見直し前の数値は、三次調整力②の調達費用の実績額。
 ※ 2. 制度見直し後の数値は、制度見直しを踏まえ、発電事業者において各入札実績を見直して試算したものの合計。
 ※ 3. 東北エリアにおいては、一部発電事業者による機会費用の算出方法の見直しを行った。
 ※ 4. 関西エリアにおいては、一部発電事業者が、制度見直し前の機会費用の算出時に、卸電力市場価格（予想）の価格設定において高い価格を用いていた。
 ※ 5. 四捨五入の関係上、制度見直し前と制度見直し後の差額が「②-①」の数値と一致しない場合がある。
 ※ 6. 制度見直しに関し、制度設計専門会合の議論自体は2022年10月以降に開始され、需給調整市場ガイドラインの見直し自体は同年11月会合等を踏まえて現在手続き中である。上記の制度見直し後の効果はあくまで将来の調達費用を考えるための試算値であり、2022年内の一般送配電事業者の調達費用が下がっていた、または下げられるはずだった、といったことを含意するものではない。

審査における論点④（調整力kWh収入の取扱い）

- 需給調整市場ガイドラインにて、大きな市場支配力を有する事業者に対して、各電源等のkWh価格の登録に一定の規律が設けられており、次の式を満たすように算定することが妥当とされている。

上げ調整のkWh価格 ≤ 当該電源等の**限界費用** + **一定額**

下げ調整のkWh価格 ≥ 当該電源等の**限界費用** - **一定額**

一定額 = 当該電源等の**固定費回収のための合理的な額**

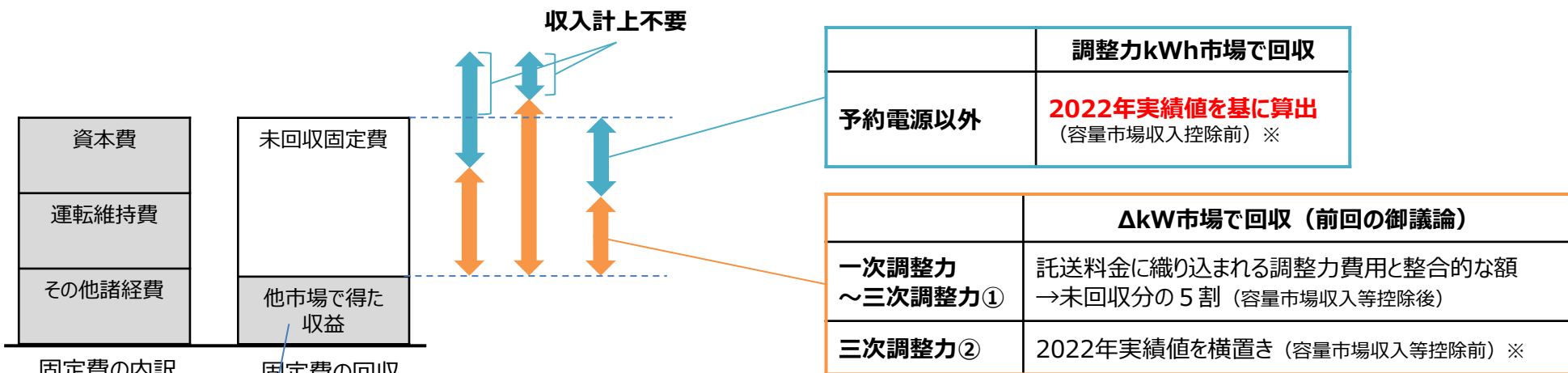
（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

- 調整力kWhを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うことどうか。
 - **固定費回収のための合理的な額**
 - **控除収益としての織り込みが必要。**
 - **限界費用**
 - 収入に見合う費用（燃料費）も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各社の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないことから、**控除収益としての織り込みは不要。**

審査における論点④（調整力kWh収入の取扱い）

- 一次調整力～三次調整力②等として約定した電源（予約電源）以外の電源は、調整力kWh市場における固定費回収が見込まれるが、当該費用回収の合理的な額をどのように算出すべきか、整理する必要がある。
- この点に関し、調整力kWh収入を構成する固定費回収のための合理的な額は、2022年実績値を基に算出（容量市場収入等を考慮）することとしてはどうか。
- ただし、このように算定した未回収固定費が、各ユニットの未回収固定費を上回る場合には、過剰な回収となる可能性があるため、調整力kWh収入のうち、当該超過分は収入計上しないことを認めることとしてはどうか。

小売料金における未回収固定費の整理



※容量市場収入等は別途控除する。

電源 I、電源 I'、容量市場、ブラックスタート機能公募
スポット市場等からのkWh収益

審査における論点⑤（調整力公募、ブラックスタート機能公募）

- 調整力公募及びブラックスタート機能公募については、各発電・小売事業者の落札結果が確定しているため※、当該金額で査定を行うこととしてはどうか。

※ 2023年度の調整力公募について、2022年12月に公募結果が公表済み。ブラックスタート機能公募については、2025年度向け契約分まで約定済み。北海道の電圧調整機能公募については2023年度まで約定済み。

2023年度 調整力公募結果

(単位：億円)

	調整力固定費収入織り込み額			調整力公募結果		
	電源 I'	電源 I	計	電源 I'	電源 I	計
北海道電力	6	122	128	6	122	128
東北電力	-	-	-	4	77	81
東京電力EP	32	-	32	32	-	32
北陸電力	3	74	77	3	74	77
中国電力	6	90	97	9	89	99
四国電力	7	36	42	9	44	53

2023-25年度 ブラックスタート機能公募結果

	ブラックスタート機能収入織り込み額				ブラックスタート機能公募結果			
	2023	2024	2025	平均	2023	2024	2025	平均
北海道電力	0.5	-	3.2	1.3	0.5	-	3.2	1.3
東北電力	-	-	-	-	0.1	-	0.1	0.1
東京電力EP	-	-	-	-	-	-	-	-
北陸電力	0.7	-	-	0.2	0.7	-	0.8	0.5
中国電力	0.3	1.2	36.5	12.6	0.3	1.2	36.5	12.6
四国電力	0.1	0.0	36.3	12.2	0.1	0.0	36.3	12.2

電圧調整機能公募収入織り込み額			
2023	2024	2025	平均
9.6	0.5	0.2	3.4

※北海道のみ電圧調整機能公募あり。
北本安定運転維持対策については、2023年度に系統安定化装置設置の計画があるため、2024年度以降は募集終了となる予定であり、金額減少。

(注) 一般送配電事業者によるブラックスタート機能の調達方法について、2024年度以降は各社ブラックスタート機能公募によるが、2023年度は公募による調達、調整力公募の中で金額合意等、各社相違がある。

審査の結果

- 需給調整市場に係る収入（控除収益）について、以下の考え方に基づき再算定して足らざる部分について料金原価から減額する。
 - 調整力 ΔkW 収入
 - 一次調整力～三次調整力①に係る固定費回収のための合理的な額について、託送料金に織り込まれる一般送配電事業者の調整力費用と整合的な金額とする。
 - 三次調整力②に係る固定費回収のための合理的な額について、発電・小売事業者による見積り額（2022年における一般送配電事業者による調達費用の算定根拠）を基に2023～2025年度の収入を算出する。
 - 逸失利益について、取引所取引におけるマッチングに需給調整市場への供出電源を含めて算出した金額とする。
 - 調整力 kWh 収入
 - 固定費回収のための合理的な額について、2022年における実績額を基に2023～2025年度の収入を算出する。
- 調整力公募、ブラックスタート機能公募に係る収入（控除収益）について、確定済みの落札結果を織り込むこととし、足らざる部分について料金原価から減額する。

【6-4. 購入・販売電力料】

- ①購入・販売電力料の概要
- ②相対取引（購入・販売）
- ③取引所取引（購入・販売）
- ④FIT買取（購入）
- ⑤容量市場（購入・販売）
- ⑥調整力（販売）
- ⑦**非化石価値取引市場（購入）**

非化石証書購入費の申請概要

- 申請6社（北海道、東北、東電EP、北陸、中国、四国）における非化石証書購入費の原価織り込みの考え方と申請額は以下のとおり。

※沖縄電力は中間目標義務の対象外

原価織り込みの考え方と申請額	北海道	東北	東電EP	北陸	中国	四国
中間目標値の算定根拠	2023年度目標概算値から2030年度44%に向け <u>等差</u> と想定	2022年度目標から+ <u>2.5%/年</u> （第1フェーズの延長）	2022年度目標から2030年度44%に向け <u>等差</u> と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け <u>等差</u> と想定	2021年度目標から2030年度44%に向け <u>等差</u> と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け <u>等差</u> と想定
内部取引可能量の織り込み	有	有	<u>無</u>	有	有	有
原価算入申請額（3カ年平均）	<u>19億円</u>	<u>53億円</u>	<u>224億円</u>	<u>14億円</u>	<u>13億円</u>	<u>11億円</u>

審査における論点

(購入数量)

- 非化石証書の購入量及び調達先の内訳（市場取引、相対取引）の見積りは合理的か。
- 特に、エネルギー供給構造高度化法義務達成に必要な非化石証書購入量は、事業者の小売販売電力量に事業者ごとに計算される中間目標値（％）を乗じて決定される。審査要領における規定や過去の査定実績がない中、原価算定期間（2023～2025年度）における中間目標値をどのように算定するべきか。

(購入価格)

- 市場取引、相対取引それぞれの取引価格の見積もりは合理的か。

審査の結果①（2023年度の中間目標値）

- 各社の申請時点においては、2023～2025年度における中間目標値の考え方が示されていないかったものの、2023年3月に、「総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第十次中間とりまとめ」が公表され、**2023～2025年度（第2フェーズ）における中間目標値の考え方が示されたところ。**
- 第十次中間とりまとめにおいて、**2023年度の中間目標値の算定方法が具体的に示されたこと**から、**2023年度の中間目標値は、当該算定方法に基づいて再算定を求めることとする。**
- なお、この際、**当初申請値よりも中間目標値が高くなることも想定されるが、これは制度に基づくものであるため、認めることとする。**

【参考】第十次中間とりまとめの概要

● 中間目標の第二フェーズの基本的方向性

- 2030年、さらに2050年へのカーボンニュートラル社会の実現に向けた移行期と位置付け、一定の配慮措置は講じつつも、段階的に目標水準を高めながら、非化石電源側への維持・拡大を着実に促進していくことを基本とした。

● 第二フェーズの期間と評価方法

- 期間は2023年度～2025年度の3カ年とし、年度毎の中間目標に対する達成状況を評価する単年度評価を採用した。

● 第二フェーズにおける具体的な目標値の設定方法

- 目標値の設定方法においては、第一フェーズ同様、証書の全体の需給バランスに基づき外部調達量を定めることにした。
- グランドファザリングについては、漸減する方向性とし、具体的にはグランドファザリングの設定基準から6%引き下げることとした。
- 需給バランスについては、証書の取引状況や価格推移、売れ残り、第二フェーズの位置づけなどを考慮し、なるべく市場メカニズムによる価格形成を促すよう、これまでの1.2から1.15（23年度の外部調達比率は12.0%）とした。
- 配慮措置については、具体的な措置内容や発動水準の大枠を決定した。

● 最低価格

- これまでの証書価格の推移や当該価格の役目・意義を踏まえ、第二フェーズの位置づけも踏まえ、引き続き0.6円/kWhとした。

● 証書購入費用と料金の在り方

- 機動的な料金転嫁と市場メカニズムを採用する制度との関係を踏まえ、当該施策の実現が困難である点を指摘。他方、料金転嫁策については引き続き検討を求める意見があった。

● その他

- 第二フェーズにおいても、目標の対象範囲は5億kWh以上の事業者とした。
- 証書の対象範囲は、引き続き非FIT証書とした。

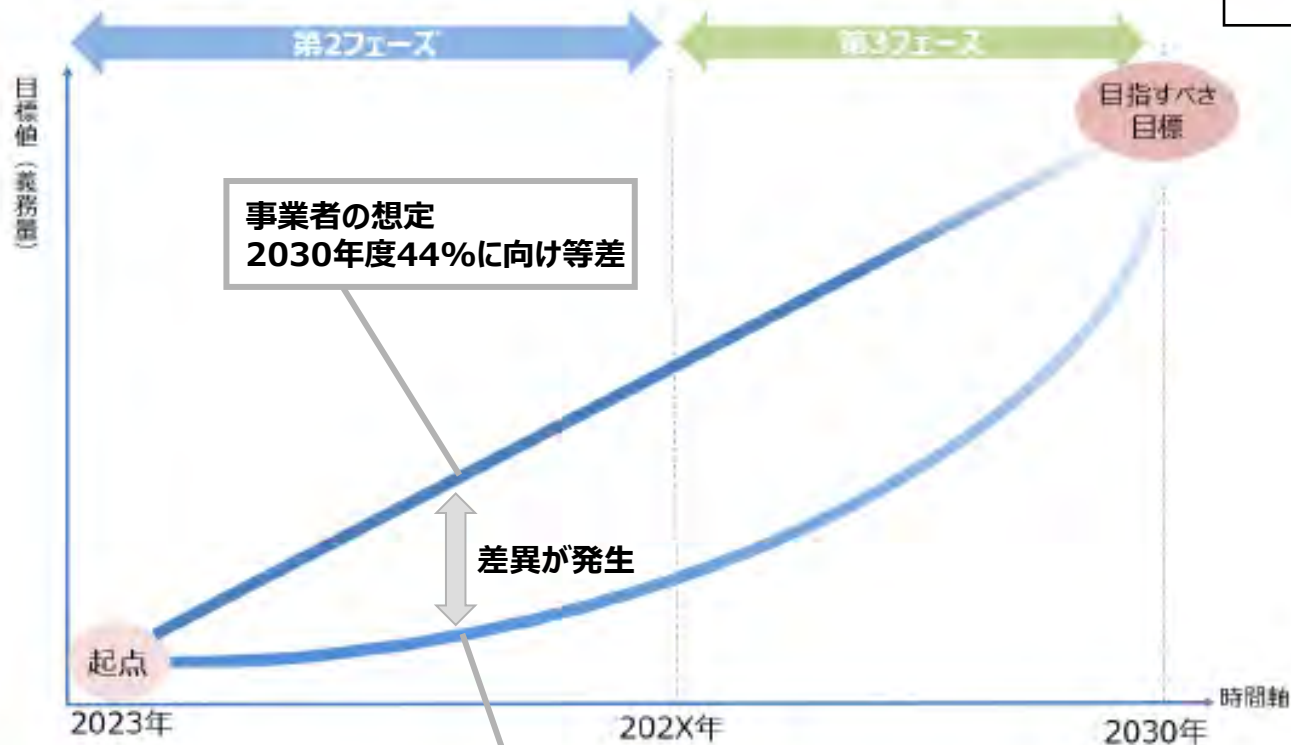
審査の結果②（2024、2025年度の中間目標値）

- 2023～2025年度の3年間を通しての中間目標値の考え方は示されたが、各年度の具体的な中間目標値は最新の供給計画等に基づき前年度に決定されることから、**2024年度及び2025年度の中間目標値については現時点で確定していない。**
- こうした中、東北電力を除くすべての事業者は、**足下の目標値から2030年度44%に向けて、等差で目標値を高くしていく**ことを織り込んでいる。また、東北電力においては、過去第1フェーズにおける目標値の実績である年率2.5%の伸び率を延伸して目標値を高くしていくことを織り込んでいる。
- この点について、制度設計上も中間目標値は段階的に高めていくこととされている一方で、各年度の**中間目標値の主たる算定要素であるグランドファザリング（激変緩和措置）と需給バランス**について、**第2フェーズの3年（2023～2025年度）の間は一定とする**考え方が第十次中間とりまとめで示された。
- この考え方を踏まえると、**2023年度から2025年度の3年間においては、1年単位で等差で中間目標値を高めていく想定をすると、2024年度及び2025年度の中間目標値、ひいては料金原価を過大に織り込むおそれがある**（※制度設計上の中間目標値のイメージは次頁のとおり）。
- よって、現時点で示されている考え方を踏まえ、**料金算定上は、2024年度及び2025年度の中間目標値は2023年度と同じと想定し、再算定を求めることとする。**

【参考】中間目標値に関する事業者の想定と制度設計の差異イメージ

(参考図 1-10 2030 年の目標に向けた今後のフェーズにおけるイメージ)

「第十次取りまとめ」より抜粋、事務局で一部加筆



制度設計

(第二フェーズの目標を考える上での基本的方向性)

第二フェーズの目標値の在り方については、2030年の高度化法の非化石比率目標や2050年のカーボンニュートラル社会の実現に向け、本制度が非化石電源の維持・拡大に貢献するよう、その機能を果たすべき旨の意見が多数あった。

他方、いまだ非化石比率の向上の途上にある中で、昨今のエネルギー情勢に伴う燃料制約や電力価格高騰による安定供給への懸念もあり、目標値そのものについては、第一フェーズと同様、一定の配慮措置を求める意見があった。

また、本制度が将来的な非化石比率の向上に資することが期待されるが、**足元から直線的に非化石電源が増加するとも考えにくい**中では、実際の非化石電源の発電量に応じつつ、できるだけ非化石価値が埋没しないような対応が必要である意見もあった。

さらに前述のアンケートにおける達成率や証書の活用率も踏まえると、**第二フェーズにおいて過度に高い目標を課すことは、事業者の履行を却って難しくすることにつながり、非化石電源への維持・拡大につながらないおそれがある。**

これらを踏まえ、第二フェーズは、2030年、さらに2050年へのカーボンニュートラル社会の実現に向けた移行期と位置付け、**一定の配慮措置は講じつつも、段階的に目標水準を高めながら、非化石電源側への維持・拡大を着実に促進していくことを基本とした。**

【参考】中間目標値の算定プロセス

直近の供給計画より、非化石証書の供給量と需要量を想定する。
非化石電源供給量からFIT想定量を差し引いて非FIT証書量を算出する。

(参考図 1-16 2023 年度における非 FIT 証書の需給量の試算値^{※1})

証書供給量 (推計) 単位: 億kWh			
証書供給想定量 ^{※1} (A)	Aより内部取引量 (推計) 反映後 (B) ^{※2}	FIT想定量 (C) ^{※3}	証書供出量 (D=B-C)
約2,894	約2,438	約1,250	約1,188

※1 直近の2022年度供給計画再取の計画に基づき算定。
 ※2 内部取引量の考え方の「FIT」は前掲を参照。
 ※3 2021年度買取実績と20年度の買取実績の増減率を基に、23年度の需電実績として推計。

2022年度の需要想定量と外部購入率 単位: 億kWh						
2022供計の 2023年度 需要想定量 ^{※4}	外部調達比率に応じた購入必要量					
	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%	9.0%	8.0%
約8,522	1,108	1,023	937	852	767	682

※4 直近の2022年度供給計画再取の計画に基づき算定。21年度の需電電力容量に約5億kWh以上のシェア(97%)を要した値。

需給バランスより、外部調達比率を設定する。

(参考図 1-17 2023 年度における非 FIT 証書の需給バランス表)

- 現状のGFを6%引き下げた2023年度の証書供出量に対するの需要の変化。現行の需給バランス(1.2程度)から1.15程度にすると、当該年度でいえば需要側が従来よりも30億kWh程度変わる。

証書の需給バランス検証 単位: 億kWh		証書供出量	
		調達量	1,188
	13.0%	1,108	1.07
	12.7%	1,080	1.10
	12.0%	1,023	1.16
外部調達	11.6%	990	1.20
比率	11.0%	937	1.27
	10.0%	852	1.39
	9.0%	767	1.55
	8.0%	682	1.74

非化石証書の需給量の想定と需給バランスより、外部から調達する中間目標値を設定する。

(参考図 1-19 2023 年度の中間目標値における数値のイメージ(試算)GF対象外の場合)

中間目標値の算定諸元	23年度の 目標値
A. 中間目標対象年度の想定非化石電源の供給量からFIT発電量相当を控除し、需要電力で割った比率	19.30%
B. 各社毎のGF量(例: GFが0%の場合)	0.00%
C. 全中間目標値設定対象事業者のGF量の平均値	2.24%
D. 外部調達比率に応じた調整項目	1.36%
E. 2022年度の中間目標値(A-B+C-D)	20.18%

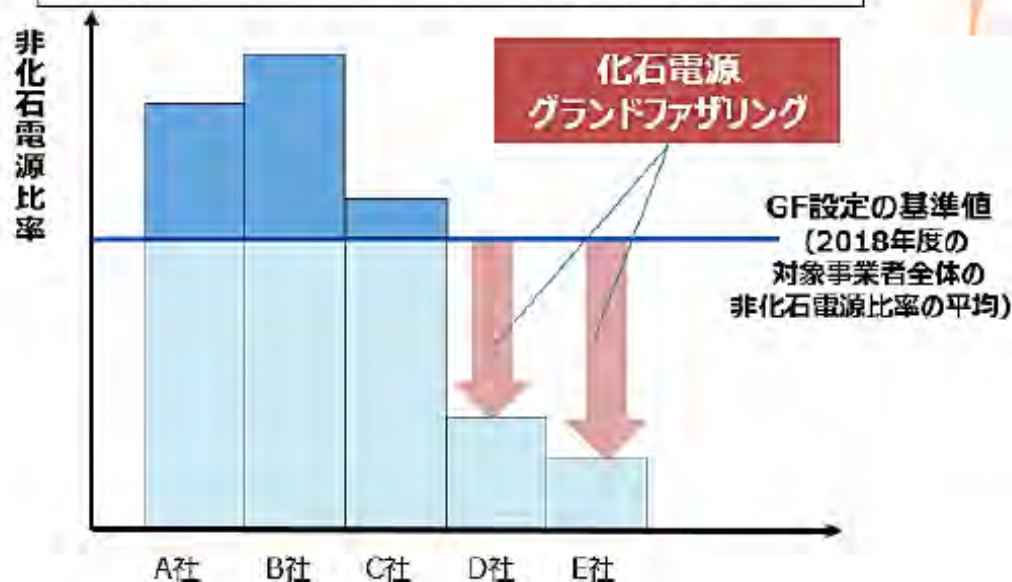
(参考) 証書の外部調達比率 **12.0%**

【参考】グランドファザリング（激変緩和措置）

（参考図 1-15 化石電源グランドファザリングの具体的考え方¹¹）

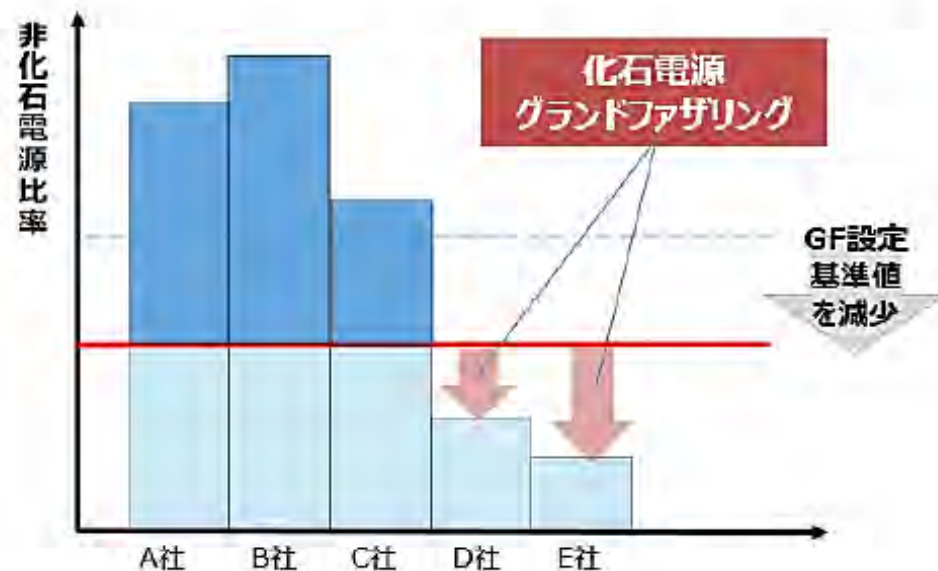
第一フェーズでのGFの設定の考え方

- GF設定基準との差がGF。
- 売り手となりうる事業者（主に旧一電）では内部取引量をGF基準値又はGF適用量までとしている（激変緩和量控除後）。
- 濃い水色が市場・相対への供出可能量。



GFを漸減させる方法・影響

- GF設定基準を下げることで、GF量が減少。
- 売り手となりうる事業者（主に旧一電）での内部取引量が減少（=市場や相対など外部への証書供出量が増加）。濃い水色部分が増加。



審査の結果③（内部取引可能量の織り込み方）

- 多くの事業者（北海道、東北、北陸、中国、四国）は、内部取引可能量を控除した上で外部からの調達費用を算定していることを確認した。
- 一方で、**東京電力EP**は、申請時点において、第2フェーズ（2023～2025年度）における制度設計が未定であったとの理由から、**内部取引可能量※を織り込んでおらず、非化石証書購入量の全量を外部から調達する費用として料金原価に織り込んでいる。**

※内部取引可能量とは、激変緩和措置の基準年における当該事業者の非化石電源比率の範囲内で、グループ内の発電事業者からの相対取引や社内取引で非化石証書を手に入れることを認められた量を指す。

- この点について、**東京電力EPにおいても、他社と同様、内部取引可能量を適切に織り込むこととし、料金原価から減額する。**

審査の結果④（調達先と購入価格）

- 証書の調達先については、いずれの事業者も、相対取引の既存契約延長分を除いた残りの量を市場から調達すると見積っていることを確認した。
- 証書の取引価格については、いずれの事業者も、市場取引については最低価格で、相対取引については既存契約価格で、それぞれ見積もっていることを確認した。