

各検討項目に係る御意見 (事業者回答)

2017年5月22日

資源エネルギー庁

本日御説明を頂く皆様

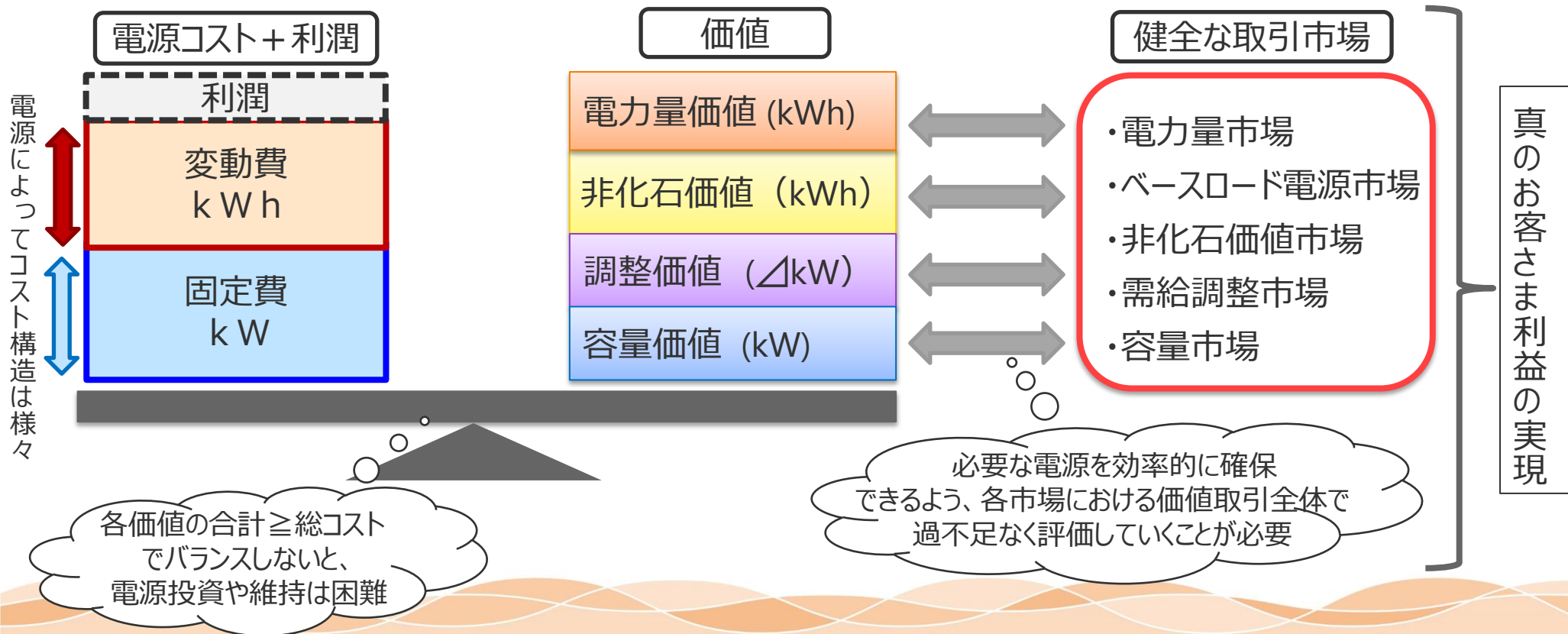
1. 関西電力

2. 東京電力ホールディングス

制度検討における 留意事項

平成29年5月22日
関西電力株式会社

- 今後の市場設計においては、卸電力取引市場全体での健全な市場形成が重要であり、電源投資インセンティブを適正に確保しつつ、電気事業者間の競争を促し、最終的に真のお客さま利益が実現できるような環境整備が必要であると考えている。
- 今回、複数市場の設計が議論されるが、わが国において必要な電源のコストを、どの市場を通じて、誰がどう負担していくべきかを検討していく必要がある。なお、検討にあたっては、国としてのあるべきエネルギーミックスをいかに実現するかという観点にも配慮が必要ではないか。



1. ベースロード電源市場

<全般>

- 投資回収期間が長期に亘るベース電源の投資回収リスクや自由化以降の追加投資、また代替供給力の調達に関わるコスト増という側面に十分に配慮し、過大な規制とならないよう、慎重な設計をお願いしたい。

<取り扱う商品>

- まずは1年もの商品から設計を始めることでよいが、ベースロード電源の特性を踏まえると長期的な契約形態のあり方も検討することが望ましく、市場供出量の一部を個別の相対取引に充当していくことも一案と考える。

<市場範囲の設定>

- 全国一律とする場合には、市場分断時のエリア間値差リスクの影響が大きいため、エリア間値差リスクを適切にヘッジできるような仕組みを検討していく必要がある。市場を市場分断の頻度を考慮した単位に分けるという考え方もあるか。

<市場参加者の設定>

- 転売目的の買占めやベース需要以上の調達を許容することは制度趣旨に反するため、事業者毎に購入可能量の上限を設定すべき。また、ベース需要に見合った買いを行っていれば、反対売買の必要性は基本的には生じないのではないか。
- 旧一般電気事業者も、他エリアの需要に見合う量については、新規参入者と同様にベースロード電源市場を活用できるような仕組みとしていただきたい。

<市場供出量>

- ベース電源へのアクセス機会の平等化を図るという制度の趣旨に照らせば、市場供出量は、新電力が実際に必要とするベース需要に見合う水準とするべきであり、kWhベースの需要を基準に、その3割相当とすることが適当ではないか。
 （現時点で契約kWの3割 = 550億kWh（H27契約kWの3割 × 8760h）は、新電力の総需要 = 436億kWh（H27）を上回る）
- 買い手に購入量の上限を設ける前提に立てば、買い入札量に比して過大な量が市場に供出されると、適正な価格で値が付かないことになりかねず、健全な市場を形成していく観点からも懸念がある。
- また、電源開発インセンティブの観点から、供出義務量に新電力の自前での電源調達努力分を反映させることが必要である。
- 電源所有者の事業予見性確保の観点や、エリアの支配的な事業者に対する措置であることを踏まえると、予め、エリア毎（事業者毎）に政策的な措置としての供出義務量の上限値を設ける必要がある。（投資回収の必要性等、事業者の判断により自主的に供出することはあり得る）

1. ベースロード電源市場

<供出価格等>

- 供出価格については、**稼働に関わらずベースロード電源の維持に必要な固定費を含む平均コストに加えて応分のリスクを反映できることが、最終的に費用をご負担いただくお客さま間の公平性の観点からも必要である。**
- 市場における約定価格は、供出量と需要量がマッチしていれば、適正な価格になるものと考えている。予め約定価格に上限を設けることは、市場を歪め、スポット市場の価格にも影響を与える他、電源建設・維持インセンティブにも悪影響を与えかねないため、適切ではない。

<水力の扱い>

- 対象電源としての水力の扱いについて、**貯水池式・調整池式水力は、天候・時期により変動のある河川流量を日間～月間で調整することにより、負荷の変化に応じた運転を行うとともにピーク時間の供給力を分担する役割を担っているため、対象外とすることが適当。**

<常時バックアップ及び部分供給との整合性の確保>

- ベースロード電源市場と常時バックアップが選択的に利用できることは趣旨に適った利用方法ではなく、防ぐべき。**政策目的が重複する常時バックアップおよび部分供給は、ベースロード電源市場の創設に伴い廃止とすることが、同市場の活性化にも繋がる**と考える。
- 制度切り替え時の措置としてやむを得ず一定期間存続させる場合も、**少なくとも新規受付（既存契約の増量を含む）は停止し、既存継続分については、ベースロード電源市場と常時バックアップで二重に供出を求められることが無いような仕組みとすべき。**

<非対称規制の終了>

- 一定の競争環境が整った場合や一定の期間が経過した場合には、**自エリアでの需要に対する購入や入札価格の上限、義務的な供出量など、旧一般電気事業者への非対称規制を終了し、本来の自由な卸電力市場取引に移行していくことが必要である。**

<先行切り出しの扱い>

- **自由化以降に先行実施した自主的取組み**（電発電源切出し、I P P 契約の解除、あるいは新電力との相対卸契約締結等）についても、**適切に評価される仕組みとすべき。**

3. 容量市場

<全般>

- 容量市場の目的は、中長期の供給力を安定的かつ効率的に確保し、公平な競争環境において小売事業者が果たすべき供給力確保義務を着実に履行できるようにすること。今後の詳細設計においても、この目的を見失うことなく検討を進めるべき。

<既設電源への支払のあり方>

- 容量市場では**安定供給に必要な供給力に対してのみ、市場で決まる価格で対価が支払われるもの**と理解。
- 電源の持つ**供給力としてのkW価値は、新設電源・既設電源、減価償却の度合い等により変わるものではなく、価格に差を付けないのが本来の姿**であると考える。
- また、**新設電源を価格面で優遇することは競争を歪めることにつながりかねず、安定供給に必要なコストを却って増加させる可能性**があり、慎重に議論すべき。
- 仮に、省エネルギー法などの他の政策に加え、容量市場においても電源の新陳代謝を促すならば、供給力の募集タイミングや約定期間によって予見性を高める方法も考えられる。

<容量確保期間と契約期間、実効性確保のための仕組の設定（ペナルティの導入等）>

- 容量市場で確保する中長期の供給力の考え方は、供給信頼度、供給計画の考え方と整合させる必要がある。
- 実効性確保にあたっては、発電事業者にとって適切な維持・補修を図るインセンティブが働く仕組みとすべきであり、実需給断面でkW価値相当の発電が出来なかった事業者に対する事後的なペナルティなどを検討する必要がある。

<稀頻度リスクへの対応>

- 稀頻度リスクをどこまで織り込むかについて検討する必要がある。

<小売電気事業者への短期的な負担増への配慮>

- 容量市場の目的の一つは、小売事業者が果たすべき供給力確保義務を着実に履行できるようにすることであり、小売事業者間では公平な負担が原則と考える。

<他制度との整合性の確保>

- 容量市場に関しては、特に需給調整市場との役割分担を明確にし、それぞれでどういった実効性とペナルティを設定するのか整理・検討が必要である。

2. 連系線利用ルールの見直し（エリア間値差ヘッジ商品）

- <全般>
- 間接オークションへの移行によって、広域機関・JEPXだけでなく、場合によっては利用者側のシステム開発も必要となり、また、ルール変更に伴う実務的な業務処理方法の変更が発生する。**2018年4月の移行を目指しているが、これらを踏まえた利用者へのルール見直しの周知および対応準備など、移行後に混乱が生じないよう適切な準備期間を確保すべきである。**
 - エリア間値差リスクをヘッジできる仕組みについては、利用者のニーズをよく聴取し、具体的な制度設計を進めて頂きたい。

- <差金決済契約およびエリア間値差ヘッジ商品に関する会計整理および税務上の扱い>
- **差金決済契約およびエリア間値差ヘッジ商品に関する会計整理（現物取引またはデリバティブ取引）および税務上の扱いについては、取引を行う上で非常に重要な要素であるため、早急に整理をお願いしたい。**
 - これまでの議論は、連系線利用ルールの見直しによって利用者の負担は変わらないという前提で行ってきたと認識しており、税負担が増えることがないように整理されることが必要である。

- <長期固定電源への対応>
- 長期固定電源については、広域機関の中間取りまとめで整理されているとおり、技術的な課題等から出力抑制や他の電源への差し替えが困難な電源であり、確実に運転することが必要と考えている。

4. 調整力公募・リアルタイム市場

- 発送電分離以降も、一般送配電事業者が安定供給を維持しつつ、効率的な周波数調整、需給調整を行うためには、多くの発電事業者が参加できる、参加したいと考える市場とすることが重要であり、適切な参加インセンティブを与えるよう検討いただきたい。
- 需給調整市場のメニューは、一般送配電事業者が実需給段階で必要とする調整機能を踏まえて設定するものと考えている。また再エネ大量導入時に必要となる下げ調整力の確保も重要であり、こうした機能を有する電源等を十分に活用できるよう検討いただきたい。

6. 先物市場・先渡市場

- 先物市場や先渡市場は、将来の卸電力価格の変動リスクを回避する重要な手段であり、事業者がそのニーズに応じて活用していくものと考えている。
- 先物市場・先渡市場については、今後、F I T電気の取引所供出やグロスビディング、間接オークションが導入されることによってスポット市場の厚みが増していくと考えられること等を踏まえ、そのあり方を検討していく必要がある。

7. 既存契約見直し指針

- **指針の検討に際しては、様々な立場の事業者の意見を聞きつつ、バランスのとれたものとなるよう慎重にご議論頂きたい。**
- 民々の契約の見直しについては、基本的な考え方に則りつつも、個々の契約により、その背景や運用実態等も異なることから、当事者間の意思が十分に尊重され、柔軟に対応できる余地がある方が協議が進みやすい面もあると考える。

8. その他（非化石価値取引市場）

- 市場設計においては、**国全体の目標達成に向けて、非化石電源を中長期的に維持・拡大するインセンティブが生まれることが重要である。**
- 導入にあたっては、非化石証書が有する3つの価値（非化石価値・ゼロエミ価値・環境表示価値）の発効、証書の所在およびその無効化に至るまでを一元的に管理できる仕組みを早期に整備する必要がある。
- 特に、非FIT分の取引開始に当たっては、非化石電源であることの認証および証書発行プロセスのあり方、FIT卒業電源の扱い、システム対応等をはじめ、今後詳細を検討すべき事項が多々存在することから、先行するFIT分の市場設計・運用状況等を十分に検証しつつ、進めて頂きたい。

8. その他（制度全般にかかる意見）

<原子力の価値の利用について>

- 原子力のコストとリスクの一部をご負担いただくことと合わせて、原子力の価値を一定程度利用していただけるよう検討していくものと考えている。なお、その程度や方法等については、今後、議論されるべきものと考えている。

<制度間の整合>

- それぞれの制度措置等が相互に関連しつつ、ほぼ同時期に導入することが予定されているが、今後の詳細制度設計にあたっては、相互の措置のバランスや各制度間の整合性、実務面での対応スケジュールについて十分に配慮しながら検討を進めるべきである。

本日御説明を頂く皆様

1. 関西電力

2. 東京電力ホールディングス

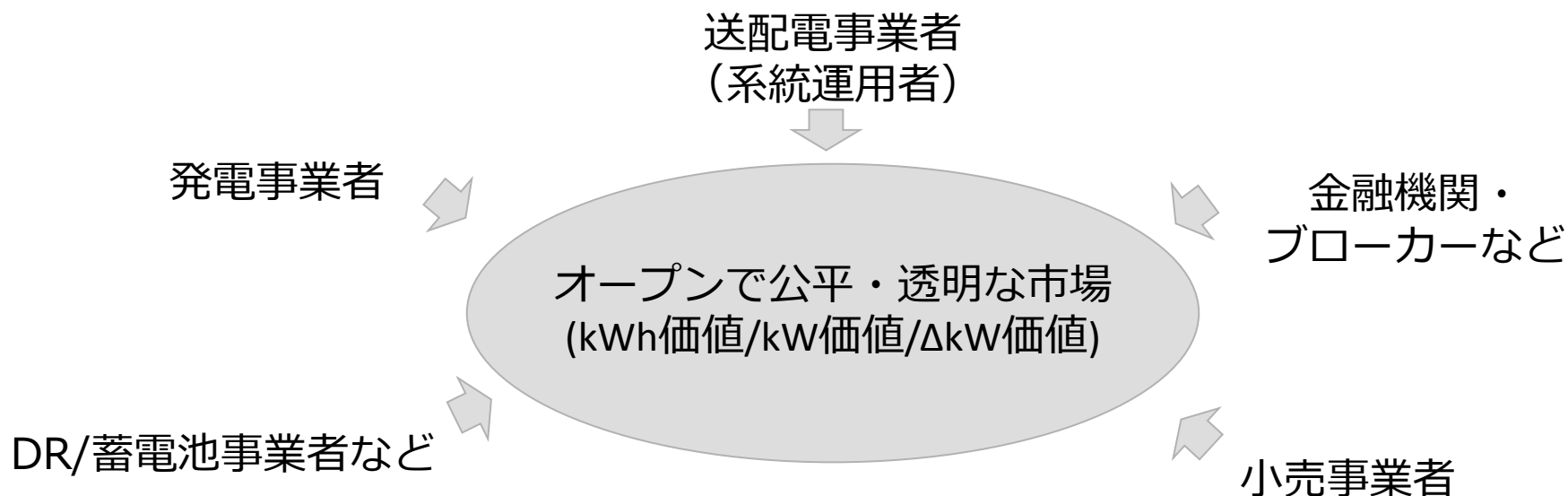
市場設計への意見および 東京電力改革・1F問題委員会資料の補足

東京電力ホールディングス株式会社

2017年5月22日

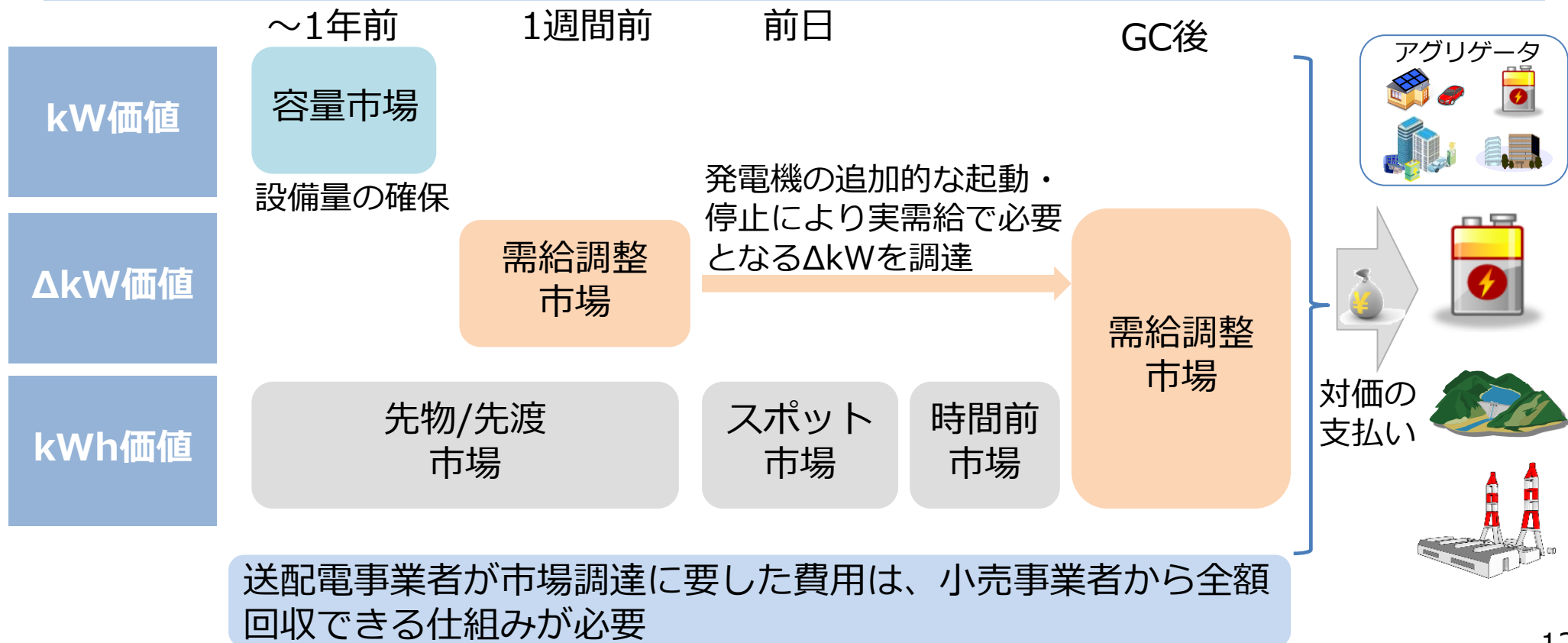
当社が考える電力システムの将来像

- 市場が多様な事業者に開放され、事業者は自らの判断で市場に参加。
 - 民間の創意工夫が誘発され、イノベーションを伴う競争を促進。
 - 公平・透明な市場メカニズムを通じ、効率化された価値を取引。
- ↓
- 送配電事業者は市場を活用して需給バランスを維持、持続可能な安定供給を実現。



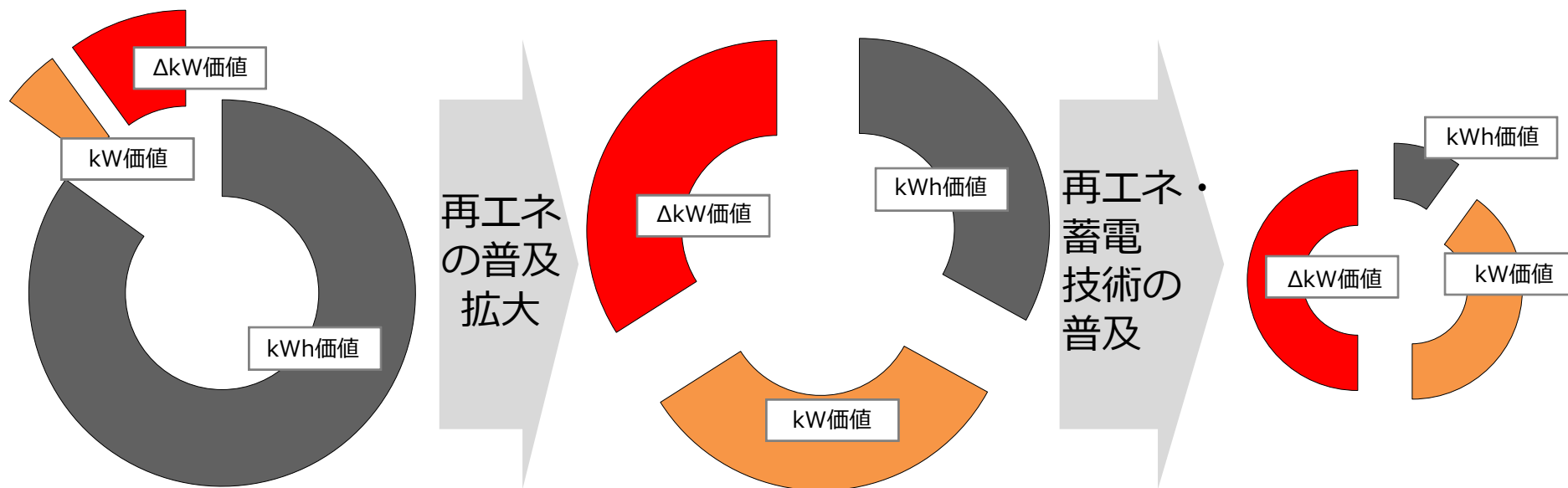
各市場の全体像

- 市場は以下を考慮して設計する必要。
 - 発電事業者等が提供した価値に応じて、適切に対価を得られること。
(持続可能な事業運営)
 - 新技術 (DR・蓄電池など) が参入できること。



(参考) 価値の長期的な方向性

- 再エネ・蓄電技術の普及拡大に伴い、kW・ Δ kW価値市場の重要性が高まっていく。
 - 再エネ：kWh市場価格が低下・kW価値・ Δ kW価値が増加。
 - 蓄電技術：オフグリッド化が進展、kW・ Δ kW取引が相対的に増大。



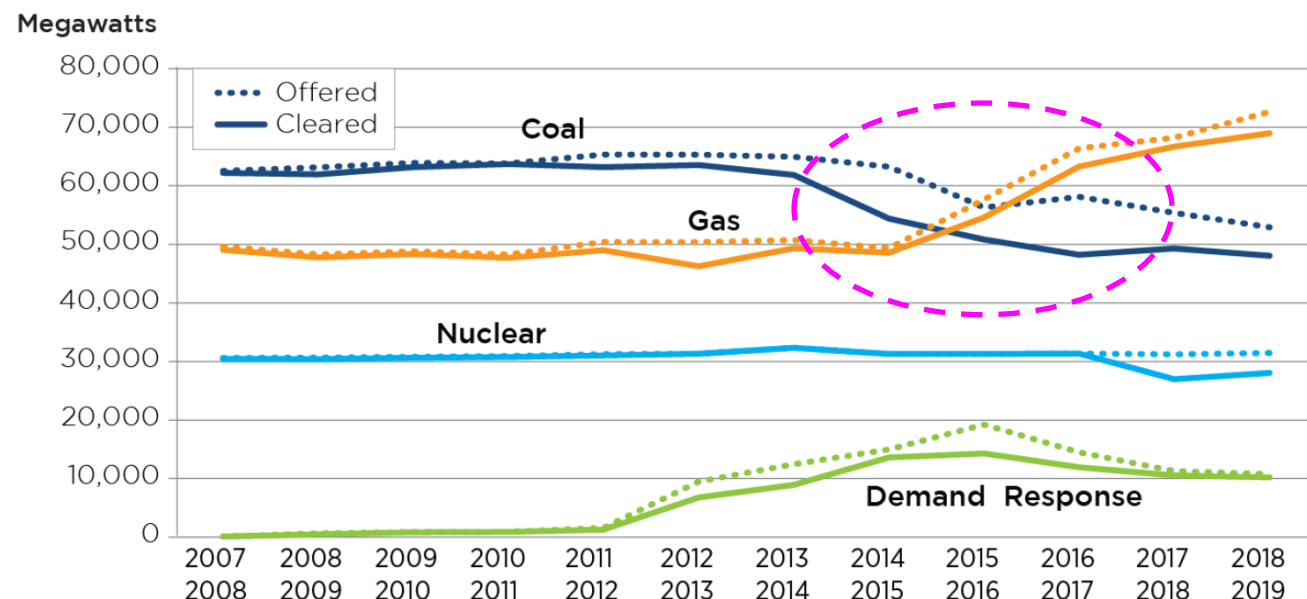
kW・ Δ kW価値市場の設計が重要

市場メカニズムでは達成できない課題例

- 効率的な市場では経済性に基づき電源構成が変化。
- エネルギーミックスの電源ポートフォリオが達成できないため、別途対応方策が必要。

【例：米国PJM容量市場の落札電源構成の推移】

Offered and Cleared Installed Capacity



PJMの容量市場は電源種による区別をしていない



近年の新設電源の大宗は経済性の高いガス火力



経済性に基づき電源構成が変化

出典:PJM Training Material "PJM101 The Basics"

東京電力改革・1F問題委員会 第7回資料2の補足

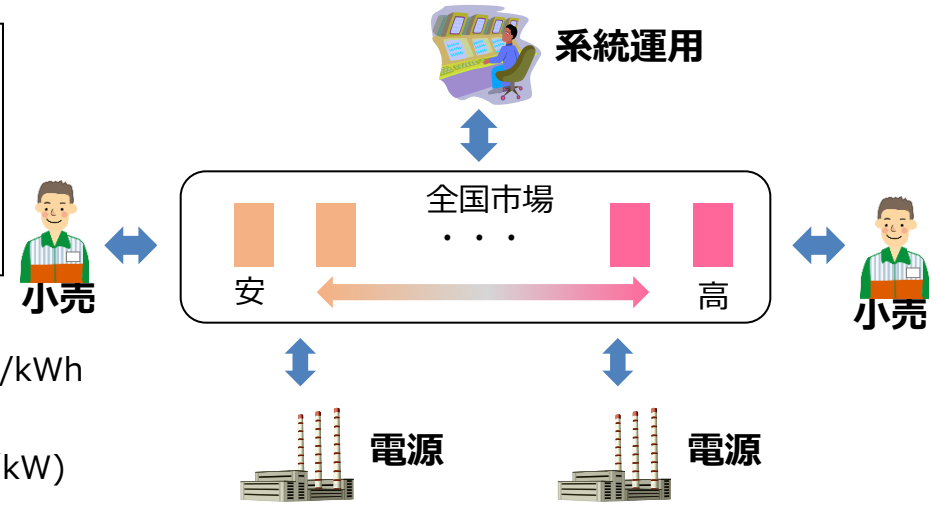
全国送電ネットワークの統合的運用の効果試算（ステップ1）

■ 需給運用費用

- ① 全国の燃料費削減：900億円/年程度 ※1
- ② 全国の予備力費用削減：260億円/年程度 ※2

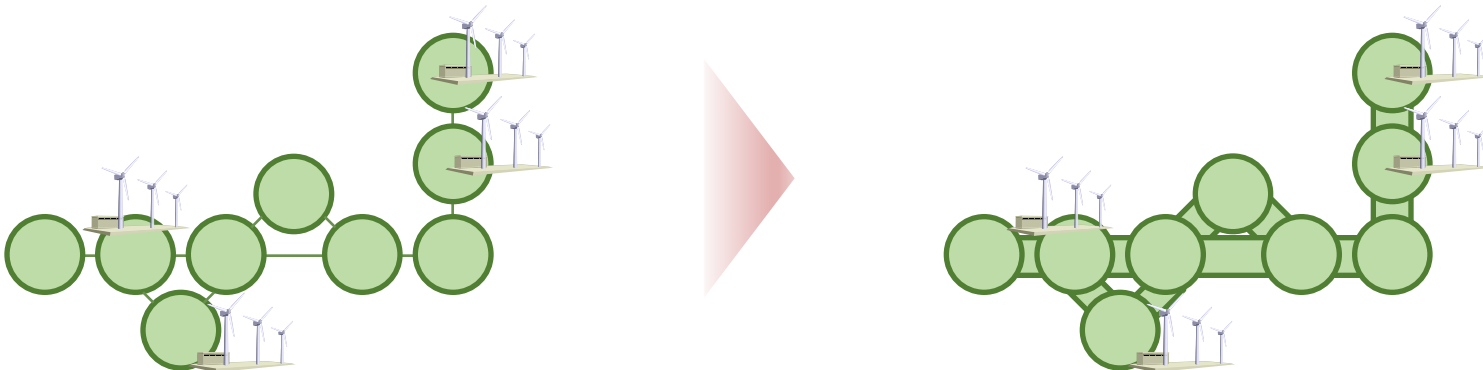
※1 需要・非化石電源比率:長期エネルギーミックス(2030)相当
 燃料費：CIF=100\$/b,為替110円/\$,CO2原単位：0.37kg-CO2/kWh
 新設電源：公表資料を元に推定

※2 全国での統合的運用により予備率削減効果4%(単価:4,000円/kW)



- 再生可能エネルギーの抑制回避：70億kWh/年程度※3
 ③ (風力発電400万kW※4が年間に発生する電力量相当)

【現状】各エリアで再生可能エネルギーを受け入れ 【再編・統合後】全国で再生可能エネルギーを受け入れ

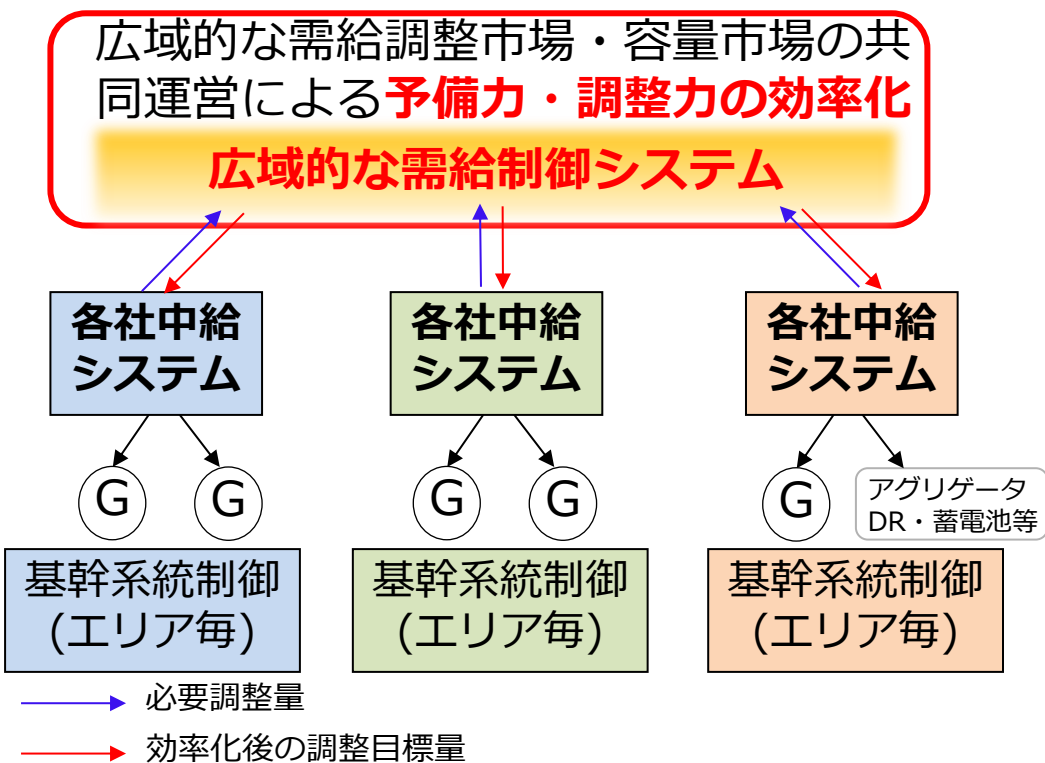


※3 需要・再エネ：長期エネルギーミックス（2030）相当 ※4 風力利用率20%と仮定 16

統合的運用による予備力・調整力調達・活用の効率化（イメージ）

- 送配電事業者が共同で広域的な市場（需給調整市場・容量市場）を運営し、予備力・調整力の必要量・単価を低減することを想定。
- 連系線を最大限に活用する等により、再生エネ抑制量を低減（③）。
- 広域的な需給制御システム※は、2020年代初頭の運開を目指す。

※コストとシステム不具合リスク低減のため、実績のある国際標準システムの導入を指向。



調整力調達・活用の広域化・効率化

平滑化 (量の低減)	各エリアで発生した変動を相殺(平滑化)することにより、 調整力の必要量(kWh・ΔkW)を低減
広域メリット オーダー (単価の低減)	全国で安価な順に調達・活用することにより、 調整力の単価(円/kWh・円/ΔkW)を低減
再生エネ	送配電買取・市場投入、連系線の最大限活用により、 再生可能エネルギー抑制量を低減③

① 全国の燃料費削減

【試算の概要】

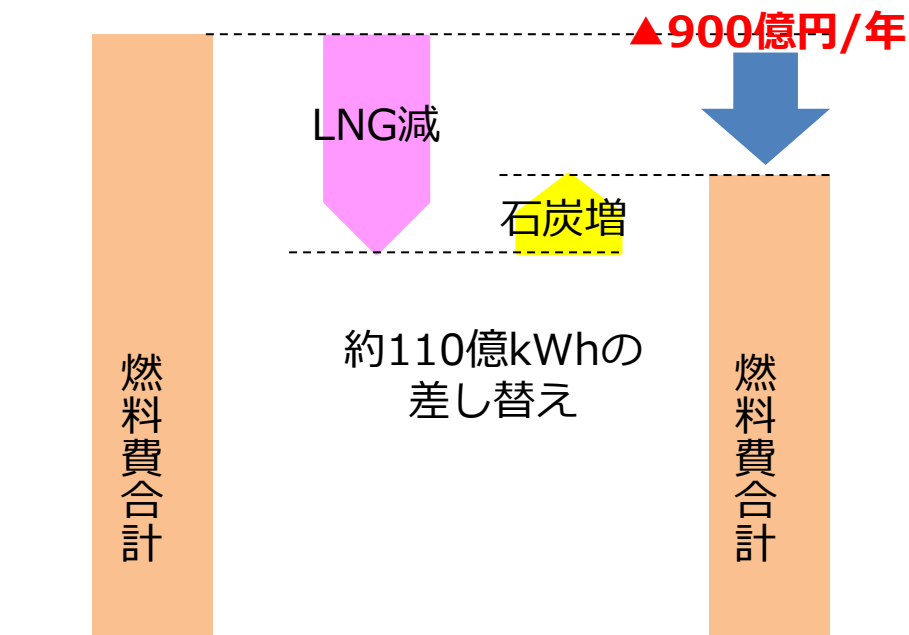
- 現状はGC後に送配電がエリア内電源でメリットオーダーを実現。
- さらにエリア外の電源も活用して全国でメリットオーダーを追及した場合の燃料費を比較。

前提条件

需要・非化石電源	長期エネルギーミックス (2030) 相当
燃料費	CIF100\$/b, 為替110円/\$ [※]
CO2排出原単位	0.37kg-CO2/kWhを遵守
連系線ルール	間接オークション
再エネ	市場投入

※H27.5発電コスト検証WGにおける設定2014年平均と同水準

試算結果(注)



エリア別メリットオーダー
(現状)

広域メリットオーダー
(注) 結果は前提条件により変わる

②全国の予備力費用削減

【試算の概要】

- 再エネ拡大などに伴い、需給構造が変化^{※1}するため、信頼度を年間8760時間で評価し、連系効果による予備力削減効果を試算。
- 上記に加え、全国の供給力調達の最適化が必要（次スライド）。

※1 厳しい需給となる時期が高需要期に限定されないため

従来手法

今回検討

エリア単独 必要予備率



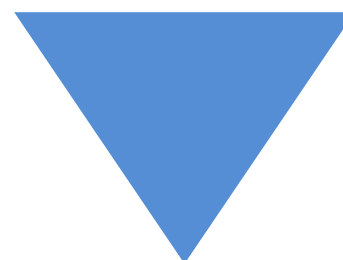
連系効果により^{※2}
必要予備率**3%減**

※2 従来の評価

全国連系 必要予備率
(高需要期のみ評価)

再エネ拡大
8760時間
の評価

エリア単独 必要予備率



連系効果により^{※3}
必要予備率**7%減**

※3 広域機関での議論中の評価

全国連系 必要予備率
(年間8760時間で評価)

試算結果^{※4} : 全国最大電力16,000万kW^{※5} × (▲3%-▲7%) × 4,000円/kW^{※6} = ▲260億円

※4 結果は前提条件により変わる

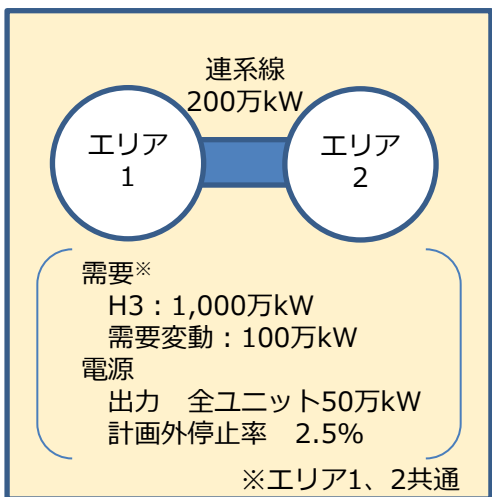
※5 広域機関需要想定とエネルギーミックスにおける電力需要を基に算出

※6 電源 (LNG) の維持費用相当(発電コスト検証WG)および米PJM・英NGの容量市場決済価格を基に設定

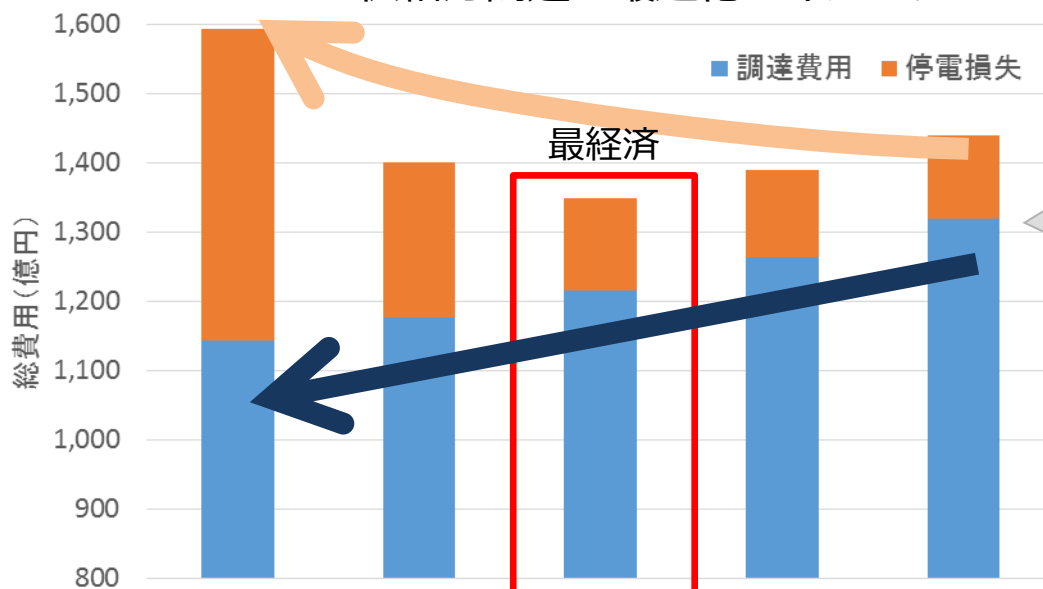
(参考) 全国の供給力調達の最適化の考え方

- 信頼度（停電量）と費用の関係から、供給力調達の最適化を図る。
 - 停電量をコスト換算し、供給力調達費用との総和を評価。

計算モデル



供給力調達の最適化のイメージ



調達費用の低減と連系線制約による停電量増大のトレードオフ

エリア1	調達量	万kW	1,500	1,400	1,300	1,200	1,100
	市場価格	円/kW	3,800	3,600	3,400	3,200	3,000
エリア2	調達量	万kW	700	800	900	1,000	1,100
	市場価格	円/kW	8,200	8,400	8,600	8,800	9,000
停電量		万kWh	-1,500	-750	-440	-420	-400

供給力が**安価**なエリア

供給力が**高価**なエリア

供給力調達をエリア2からエリア1へシフト

留意事項への意見

東京電力ホールディングスからの回答（1/3）

1. ベースロード電源市場

【全体論】

- ・ 連系線利用ルールが間接オークションに移行し、当市場約定分のデリバリーも対象になることから、当市場の売買エリアを特定することが必要（デリバリーはエリア間に限定せず、全量スポット市場経由で良いのでないか）。
- ・ 連系線の混雑の問題があるため、混雑費用の負担の考え方の整理が必要。

【留意事項への意見】

<市場参加者の設定>

- ・ 旧一般電気事業者間の競争促進の観点からは、他エリアの旧一般電気事業者と新規参入者による当市場へのアクセスは公平であるべき。

<供出価格及び市場で取り扱う価格の整合性確保>

- ・ 売り入札価格に、設備維持および発電に必要な費用と応分のリスク分が確実に織込める必要。

2. 連系線利用ルールの見直し（エリア間値差ヘッジ商品）

【全体論】

- ・ 混雑費用（もしくはFTRオークション収入）の用途を整理して頂きたい。

【留意事項への意見】

<既存契約見直し>

- ・ 民民の私契約において、個別協議により、固定費・可変費の負担割合に応じた利益・リスク配分とするため、一律にGLで決めるべきではない。

東京電力ホールディングスからの回答（2/3）

3. 容量市場

【全体論】

- ・容量市場の目的は、安定供給に必要なkW価値を安価に確保すること。
- ・容量市場の詳細設計や運営は、kW価値の認証や系統制約の考慮など実務に近い専門的な能力が必要であり、送配電事業者の果たす役割が大きいと考えている。

【留意事項への意見】

<稀頻度リスクへの対応>

- ・稀頻度リスク評価とその対応策（電源・DR確保・連系線増強など）を統合的に検討する必要。

<小売事業者の短期的な負担増への配慮>

- ・負担増へ配慮すると、安定供給に必要なkW費用を適切に負担しないこととなるのではないか。

<容量確保期間と契約期間>

- ・海外事例にある通り、ファイナンスの観点から、新設電源の契約期間を長期間にすることも考えられる。

<既設電源へ支払の在り方>

- ・既設電源・新設電源・DR等、同じkW価値を有する多くの事業者が市場に参加することにより、効率的にkWを確保し、需要家の負担を軽減していく必要。

東京電力ホールディングスからの回答（3/3）

4. 調整力公募・リアルタイム市場

- ・需給調整市場の詳細設計や運営は、需給調整の実務に近い専門的な能力が必要であり、送配電事業者の果たす役割が大きいと考えている。
- ・調整力の更なる効率化のため、需給調整市場の広域化が有効な手段の一つと考えている。
- ・送配電事業者が市場調達に要した費用は、小売事業者から全額回収できる仕組みが必要。

5. インバランス制度

- ・送配電事業者がインバランスに要した費用を小売事業者から全額回収できる仕組みが必要。
- ・現行のインバランス料金制度では同時同量インセンティブが不十分であり、見直しに賛成。

6. 先物市場・先渡市場

7. 既存契約見直し指針

「2・連系線利用ルールの見直し（エリア間値差ヘッジ商品）」の通り。

8. その他（制度横断的な取組も含む）