

今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証について

2021年3月10日

資源エネルギー庁

本日の論点

- 前回小委では、今冬の需給逼迫や市場価格高騰に係るファクトや要因を整理するとともに、今後議論すべき論点を整理し、今後の検討の方向性を提示。
- 本日は、前回小委で頂いた御意見も踏まえて、今回直面した課題への対応策について、具体的な方向性を提示。
- 今冬の事象を、今後の安定供給の確保やあるべき市場制度の姿の達成のために活かしていくべく、それぞれの対応策の方向性について御議論いただきたい。

【参考】前回小委（2/17）における主な御意見（需給パート①）

＜電力量(kWh)の確認・確保する体制構築＞

- 全体でkWhの確保を確認する主体として広域機関が通常と異なる措置により全体のkWhを把握できたことが効果的だった。今後もkWhをどこまで把握できるか追及して欲しい。そのために報告徴収を求めることはあり得べし。
- LNG燃料確保について私企業にリスクテイクさせるのは無理がある。在庫を抱えても高値で売り抜けるという方法が確保されているわけではない。コスト回収の仕組みとセットで在庫保有は考えなければならない。透明性を持って広くコスト負担される仕組みを考えて行くべき。
- 燃料制約の可能性が出てきたと分かった時点で、その情報を共有しないまま、自社だけが情報を持っている中で市場取引をすることは、ある種のインサイダー取引であり、この点は今後積極的に議論されていくべき。
- 燃料の在庫情報が個社の機密情報のため公表できないことや、電源Ⅱの事前予約があり、スポット市場に出ていない電源があったことに驚きを感じた。
- 在庫情報は個社の機密情報だという話があったが、個社名は出さなくても全体としてLNG在庫がどういう状態にあるのか、国として出していくべきであり、公表可否をしっかり区別して議論すべき。
- 発送電分離で全体を俯瞰する視点が乏しくなった。情報をどのように把握していくかが大事だが、機密性もあるので公表できる部分、出来ない部分の仕分けは慎重に考える必要がある。

【参考】前回小委（2/17）における主な御意見（需給パート②）

＜電力量(kWh)不足時の広域的運用＞

- 結果として量という意味では足りていたが、kWhや燃料などの調整は逼迫したマーケットでできないことが判明し、調整機能が必要だと分かった。また、リスクや保険をどのように捉えるべきかという点も重要。
- 各社のプロセスや情報共有の仕組み、横での融通など運用面について、しっかりと検証をして欲しい。燃料制約に基づいて玉出しがどのように障害を受けたのかというところまで追いかけていただきたい。
- 燃料が不足している個社が需給逼迫だと判断すれば、各社で情報を共有すれば良いが、その判断が非常に難しい場合、全体的最適を踏まえ、不足情報を共有することが重要。
- 今回、DRが主役になり得る局面だったが、プレゼンスが小さかった。なぜDRの活用が進んでいないのか、どうすれば合理的なコストでDRが需給対策に活用されていくかを考えていくべき。
- 需給が逼迫する中では、40円/kWh、50円/kWhの価値が無い消費が抑えられるのが理想的な姿だと思うが、需要側への対応が十分だったのかは考える余地がある。
- 需給が逼迫するのは冬季の暖房需要が高いからと認識しているが、逼迫に供給側だけで対応することは難しい。需要家側の建物の省エネ化や暖房の熱供給を一緒に考えるべき。ここまで電力サイドで努力したにもかかわらず逼迫したので、エネルギー分野全体で考えるべき。
- kWhが足りない場合、kWでは実施しているスキーム同様に、日本全体で保険として負担することにできないか。
- kW不足であれば最終的に電源入札も準備されているが、kWh不足にあっては、調達のリードタイム等もある中で、LNG調達量が不足するかもしれない、という状況に即時的な対応を取ることは難しい。この点をどのように設計し、費用負担を考えていくかについては、難しいが検討していかなければならない。

【参考】前回小委（2/17）における主な御意見（需給パート③）

＜事業者の供給力確保の在り方＞

- 電力という公共財の供給に関わるため、ある程度各社が協力することも必要である一方、自由化を進める中で、個社の戦略、独自性を担保することも重要。難しい問題だが継続した議論が必要。
- 広域機関による広域運用は大きな役割を果たしたと思うので、電力システム改革の効果もあったと認識した上で、全体でバランスを持ったシステム作る必要がある。

＜適切な電源ポートフォリオ＞

- 今回、LNGに大きく依存し、ポートフォリオ自体が間違っていることが判明した。燃料の在庫をどの程度増やしたら良いか、しっかりと考えていかなければならない。
- 足下LNGへの依存が高まっている中で、電源ポートフォリオをどうするかという課題がある一方で、大きな議論としてカーボンニュートラル（CN）をどのように実現するか、という課題がある。今回の需給逼迫を受けて論点を洗い出し、解決策を考えることはよいが、CNへの議論も進む中、次に同じ事が起こった際に今回考えたことが実効性を持つかは分からない。この議論は常に進化させていかなければいけない。
- 市場競争のもと様々な主体が事業を行っていく中、いかに安定供給を含めた全体最適を確保していくのか、電源投資確保の在り方を始め、今後検討していく必要がある。
- CNを進めることを考えると、石炭火力の焚き増しは厳しい。この点についても検討していただきたい。
- 電源はCNの要請はあるが、バランスよく構成する必要がある。ガスを余剰に持つとその分コストが上がるため、バランスよく持つことで、コスト・リスクを下げる必要がある。

【参考】前回小委（2/17）における主な御意見（市場パート）

＜スポット市場の在り方＞

- 震災以降、このスピードでシステム改革を実施してきたことは評価。システム改革に踏み出したときに電力を市場メカニズムに委ねることを事実上選択したため、市場がしっかりシグナルを発する仕組み・信頼性を保つようやっていくべき。安易に、市場を停止させるという論調は控えるべき。
- 現行ルールに照らし、今回はブラックアウトが発生しなかったので市場を停止させなかったと整理されているが、今回、全国大での融通、広域機関からの再三の市場介入があったことを踏まえると、その判断が適切だったか。
- サーキットブレーカーの議論は、一定期間異常事態が発生した場合、例えば一定期間玉切れが起こったときの市場停止という提案でもありと考えられ、ぜひ検討すべき。
- 十分な電源が市場に供出されない場合の市場の在り方に関する方向性は同意する。暫定的な措置も含め早急な対応が必要。
- 市場供出ルールについて、容量市場のリクワイアメントにおける需給逼迫の考え方は、（略）今回のようなkWhの不足によるものまで想定したものではないのではないか。今回の事象も踏まえた検討の視点が必要。
- BGが需要と発電の予測や運用をする場合は、系統全体ではなく、一部の利益最大となることを考える。TSOがコスト安定的に運用する場合でも、平時から全ての燃料情報を把握できると、全体最適な運用となるのではないか。
- 事務局提示論点のインバランス料金見直し等には一定の時間を要することから、足下で資金調達などステークホルダーとの合意形成が必要な事業者配慮し、まずは暫定措置を早急に講ずべき。今回のようなケースが再発した場合に備えて、インバランスの暫定的な上限措置を設定すべき。例えば、2022年以降の考え方にもとづき、予備率8%以上のときは45円/kWhとするなどが考えられる。そのうえで、サーキットブレーカー等を導入すべきか議論すべき。

＜一般送配電事業者のインバランス収支＞

- インバランスでもうけた人は還元すべきという意見があるのは承知しているが、限られた期間だけ論ずることは短絡的。一定期間の収支を見た上で、慎重に検討すべき。

- 1. 検証の全体像**
2. 対応の方向性 (需給)
3. 対応の方向性 (市場)

今冬の需給逼迫・市場高騰を巡る時系列整理

- 今冬の事象は、①需給が厳しく、LNG消費が進んだ12月中旬、②需給は多少緩んだものの、燃料制約が生じ、市場玉切れが生じ始めた12月下旬～1月初旬、③需給が逼迫し、市場価格が高騰した1月上旬、④需給は緩んだものの、価格高騰が継続した1月中旬以降の4つに整理されると考えられる。

<今冬の需給逼迫・市場高騰を巡る時系列整理>

	①12月中旬	②12月下旬～1月初旬	③1月上旬	④1月中旬
概要	需給が厳しく、LNG消費進む 市場価格は落ち着いて推移	需要低下も、厳しい需給状況 燃料制約で売り切れ常態化	需給が最も厳しい時期 価格高騰	需給緩むものの、市場 売り切れ・価格高騰継続
需要	需要増 ※過去4年平均：4%増（12/11～12/25）	需要例年並み ※過去4年平均：2%増（12/26～1/5）	需要増加日が継続 ※全国にわたって厳しい日あり（1/8,12） ※過去4年平均：11%増（1/6～1/12）	需要落ち着く ※過去4年平均：1%減（1/13～1/25）
供給力	LNG消費進む 川内②稼働（12/24）	燃料制約実施 石炭火力トラブル停止	燃料制約継続 石炭火力トラブル停止 ※日によっては太陽光出力低下発生	燃料在庫量増加傾向 大飯④稼働（1/17）
市場	価格は比較的 落ち着いて推移 市場平均価格：13.3円（12/11～12/25） （2019年度：8.25円）	売り切れ状態常態化 市場平均価格：34.7円（12/26～1/5） （2019年度：6.8円）	価格高騰 市場平均価格：102.7円（1/6～1/12） （2019年度：7.9円）	売り切れ・価格高騰継続 市場平均価格：74.6円（1/13～1/25） （2019年度：8.1円） ※日平均・コマ別最高価格発生、週明けから沈静化
エネ庁・広域 機関対応	関西への融通実施 （12/15,16）	関西（12/27,28） ・東京（1/3,4）への 融通実施	全国的に電力融通指示 ※計162回実施	効率的な使用呼びかけ インバンス料金上限設定

※10月実施の冬期需給検証では、厳気象にも対応できる予備率確保を確認（※kW評価）

今冬の電力需給状況を通じて見えた電力システム上の課題

- 今冬の電力需給逼迫状況においては、電力需要増に加え、LNG在庫量低下によるLNG火力の稼働制約、その他供給力の低下等の複合的要因が重なった。
- 今後、検証を通じて、対処すべき課題の整理・対応策の検討を行っていく。

事象概要

- **需要**：1月前半における全国の平均気温が平年より2℃低下。同時期の電力需要はここ5年で最も高い水準となり、全国にわたって十年に一度のレベルを超える電力需要が発生した日も存在。
- **LNGの制約**：LNG在庫量は、12月中旬以降の1か月で約40%減少し、LNG火力に稼働制約が発生。東アジアでの需要増やパナマ運河通峡遅延等もあり、在庫積み増しも難航。
- **供給力の低下**：石油火力が2014年度～2019年度の5年間で約1,000万kW減少するなど発電所の休廃止や停止により供給力が低下。その中で、今冬は火力のトラブル停止や稼働中原発の減少も発生(再稼働原発9基のうち、3基稼働)。さらに、太陽光は1月前半の全国大の発電量は増加(15%)したものの、各日の発電全体に占める比率は、年明け以降は前年平均(5%)を下回る日も多く発生(最も低い日で2%弱)。

主要課題

- **再エネの導入拡大**に伴い、調整力としての火力の重要性が増し、特にLNG火力への依存度が増大。経済効率性の観点から、LNG在庫の余剰分が各社で適正化され、変動再エネも導入拡大する中で、kWが確保されていてもkWhが不足するリスクが増大。こうした背景の下、今冬の需給逼迫により以下の課題が顕在化。
 - kWhを評価する仕組みの不足により、事前に需給状況の予測や必要な燃料確保ができないこと【予防対策】
 - kWh逼迫時における情報発信や電力・燃料に係る事業者間連携、需要側対策等の環境整備が不足していること【警戒時・緊急時対策】
- また、中長期的には、カーボンニュートラルの実現に向けた脱炭素電源の導入拡大や化石火力の依存度低減が見込まれる中でも、地域間連系線等の整備により広域的な調整力融通を強化しながら、安定供給確保のために必要な調整力・慣性力といった役割を持つ火力について、段階的に脱炭素化を図りつつ、適切な火力ポートフォリオを構築しながら確保することが課題。【構造的対策】

卸電力市場高騰を通じて見た電力システム上の課題

- 売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生し、スパイラル的に買い入札価格が上昇。
- 需給同様、今後、検証を通じて、対処すべき課題の整理・対応策の検討を行っていく。

事象概要

- 厳しい需給状況を受け、火力発電所における燃料制約の増加、旧一般電気事業者の自社向け供給の増加などが生じ、売り入札が減少。売り切れ状態が継続して発生する中、スパイラル的に買い入札価格が上昇したこと等によりスポット市場価格が高騰し、一時、最高価格は250円/kWh、平均価格は150円/kWhを超える水準となった。

※2020年度の年間平均は11.6円/kWh（3月10日時点）。過去には16.5円/kWh（2013年度）等、更に高水準であった年も存在。

- ➡市場参加者の行為が適切だったのか、電取委において、各社への報告徴収（2月8日）や、これらの事業者に対する公開のヒアリング（2月25日）を実施した上、制度設計専門会合（3月2日）において議論。現時点において、相場を変動させることを目的とする等の問題となる行為は確認されていない。

主要課題

- 今回の市場価格の高騰が、一義的には、市場における売り切れが原因であることを踏まえれば、供給力を有する者が供出可能な電源については、適切に市場に供給力が供出される市場環境が重要。【予防対策】
- kWhが不足する場合において、小売電気事業者によるDRリソース確保のインセンティブ等を削がない範囲内で、セーフティネットの在り方を検討することが必要。【警戒時・緊急時対策】
- また、信頼される市場環境の整備の観点から、適切な情報発信、旧一電の内外無差別な卸売の実効性確保、更に中長期的には、再エネ拡大を見据えた市場設計等も重要となる。【構造的対策】

今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証を踏まえた対応の方向性（案）

- 引き続き詳細分析は進めるも、これまでの検証も踏まえ、迅速に効果を発揮できるように来冬までに実行すべき「短期対策」と、制度改革を含め、検討に着手すべき「中長期対策」に分類して整理してはどうか。

対応の方向性（案）

		短期対策（来冬までに対応）	中長期対策
① 予防対策	需給検証の拡充	● 需給検証にkWh（燃料）の確認を追加し、定期的にkWh情報をモニタリングする仕組みを導入	● kWh（燃料）不足に備えた燃料調達・確保に関する方策の検討
	燃料確保の体制構築	● kWh不足を考慮した燃料確保の目安を示すガイドラインの整備	
	ヘッジ市場の活性化	● ヘッジ市場の利便性向上（BL市場の開催時期見直し等）	● ヘッジ手段の利用拡大に向けた更なる検討
	供給力が適切に市場に供出される仕組み	● 売り惜しみ行為がないか等の厳格な監視 ● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの検討（自社需要予測の精緻化、燃料制約の運用の透明化等）	● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの更なる検討（容量市場のリクワイアメントの整理、限界費用の考え方の整理等）
② 警戒時・緊急時対策	警戒対応体制の構築	● kWh不足が懸念される際の電気事業者関係者の警戒対応体制構築の円滑化	● kWh不足が懸念される際の電力事業者関係者の警戒対応体制構築の更なる円滑化
	でんき予報による情報発信の高度化	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充（kW情報の精緻化、kWh情報の追加）	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報公開の高度化（広域予備率の追加等）
	融通の円滑化	● 事業者相互の燃料融通スキームの整理（在庫情報管理等） ● 円滑な電力融通の実施に向けたルールの明確化（各社の送電可能量・受電必要量や燃料制約解除の考え方等の整理）	● 事業者相互の燃料融通の更なる円滑化
	需要側働きかけ	● 逼迫時におけるデマンド・レスポンス（DR）活用の普及 ● kW逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理	● デマンド・レスポンス（DR）の更なる普及を促す環境整備 ● kWh逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理
	kWh不足に対するセーフティネット	● 暫定的なインバランス料金の設定 ● 市場参加者が必要な情報へのアクセス確保（発電情報の公開の充実等）	● 需給調整市場や容量市場を踏まえたインバランス料金制度
③ 構造的対策	供給力維持・確保	● 2021年度オークションに向けた容量市場の見直し ● 安定供給上必要な電源の退出防止策の検討 ● 非効率石炭火力フェードアウトの具体的措置 ● カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進のために、長期予見性を付与する仕組みの導入 ● 供給力確保に関する各電気事業者の責任・小売の供給能力確保義務の在り方の整理	
	系統整備	● 電力系統のマスタープラン策定	
	信頼される市場整備	● 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保 ● 適切な情報公開【再掲】（でんき予報の高度化、発電情報の公開の充実等） ● 再エネ拡大を見据え、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等のより実需給に近い市場を重視した市場設計	

1. 検証の全体像

2. 対応の方向性（需給）

① 予防対策

- 需給検証の拡充
- 燃料確保の体制構築

② 警戒時・緊急時対策

③ 構造的対策

3. 対応の方向性（市場）

① 予防対策：需給検証における更なるリスク評価【短期・中長期】

- 2021年冬季高需要期に間に合うよう事前に行う電力需給検証において、kW評価のみならずkWhに対する評価も確認する仕組みを追加することとしてはどうか。
- また、定期的にkWh情報をモニタリングする仕組みも導入することとしてはどうか。
※kWh情報のうち、燃料情報の公表については、海外の燃料供給事業者の交渉力を強めてしまう可能性や個社の営業秘密情報の扱いの整理が必要である点も鑑みた慎重な検討が必要。
- kWh評価に対する今後の検討に当たって、技術的又は実務的な内容を含む詳細検討は、広域機関において進めていくこととしてはどうか。

(参考) 電力需給検証の手法

第30回電力・ガス基本政策小委員会（2021年2月17日）資料6

- エリア別、月ごとに厳気象を想定した最大需要（厳気象H1需要）に対して、連系線を考慮した上で、安定供給に最低限必要とされる予備率3%が確保できるかどうかを検証。
- なお、本検証においては、需要のピーク時に供給力（kW）が確保されているかを評価しているが、電力量（kWh）の余力評価が十分になされていない。

最大需要算定の考え方

過去10年の需要トレンドを基に、厳気象を想定した最大需要を算定し、最大需要発生時の不等時性を考慮。

過去10年の需要実績から推定
※経済状況、節電の傾向等を
織り込み

供給力算定の考え方

- ① エリア内で小売電気事業者、発電事業者が保有している供給力
- ② 一般送配電事業者が確保している供給力
- ③ エリア間市場取引により他エリアから得られる供給力

①～③を積み上げてエリア全体の供給力を算定し、電源の計画外停止率を考慮。

（厳気象考慮）

不等時性

予備率
3%以上

計画外
停止率

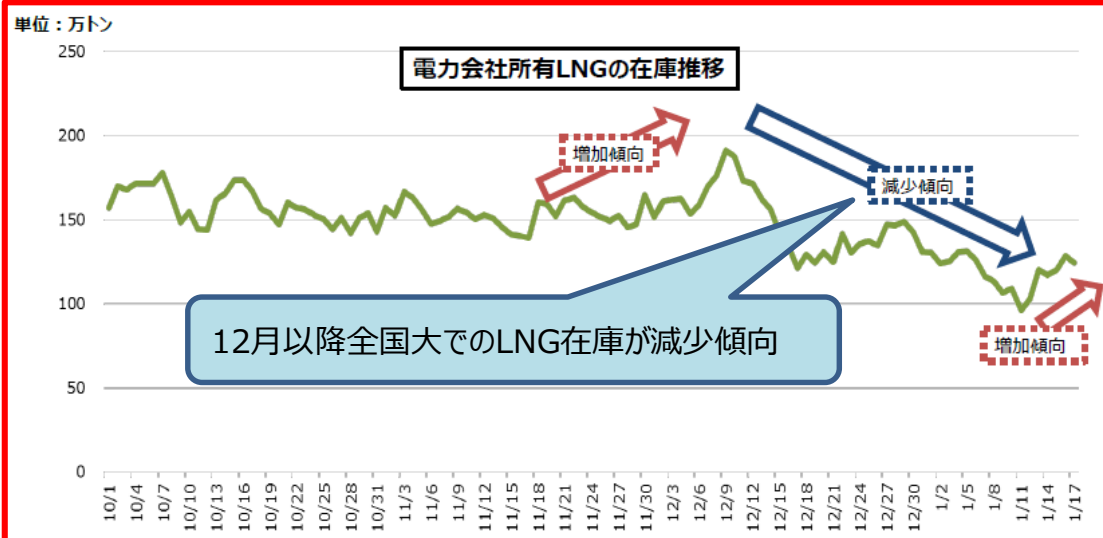
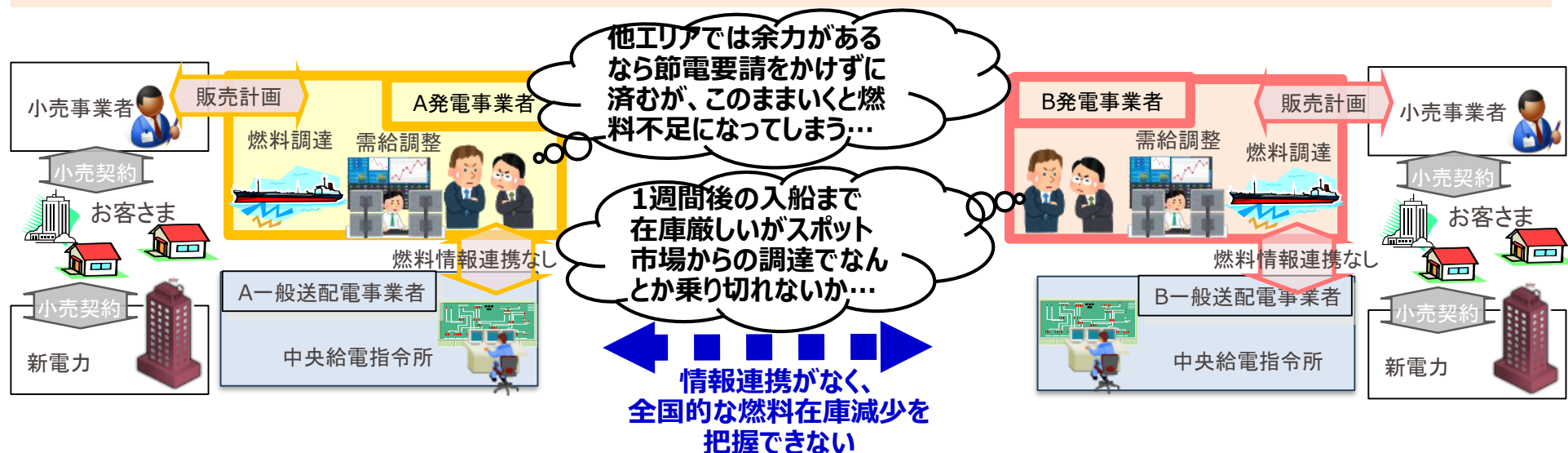
① 予防対策：kWh不足を考慮した燃料確保【短期・中長期】

- 燃料調達の実態として、各社は自社の経営戦略に基づき、個社別に燃料を調達しており、在庫余剰を出さぬよう最適な燃料調達を実施している。
- 一方、今冬においては、調達計画時における需要予測と実績の乖離の発生等による自エリアの燃料消費の増加や他社の燃料(kWh)不足分をカバーする状況が断続的に発生したことで、個社の在庫量のみではなく、全国大での在庫量も厳しい状況となり、結果として、追加的な燃料調達が間に合わない期間でkWh不足のおそれが顕在化したと考えられる。
- このような燃料調達のリードタイムと燃料確保を必要とするタイミングが合わないケースの発生を予防するため、例えば、将来的なkWh不足の可能性を判断する基準や全国大での需給逼迫が発生した際の必要燃料量等も考慮した燃料在庫量の目安等、kWh不足を考慮した燃料確保の方向性を示すガイドラインを策定することとしてはどうか。
※策定に当たっては、事業者毎に燃料の調達環境や設備の使用・運用状況等が異なることに留意する必要。
- また、経済メカニズムの下で、十分な燃料を確保することのリスクテイクの在り方や方策については、引き続き検討することとしてはどうか。

(参考) ③全国大で燃料不足が発生している状況の把握遅れ

第30回 電力・ガス基本政策小委 (2021年2月17日)
資料3 電気事業連合会提出資料

- 全国大での燃料在庫減少の把握が遅れ、追加の燃料調達や供給力対策の遅延
- 全国大での燃料在庫の情報共有方法が未整備
(機密情報である燃料情報の共有には最大限注意が必要)



<燃料調達の実状>

- 燃料調達に関し、これまで各電力は互いに切磋琢磨し、できるだけ安く安定的に調達すべく、自社の経営戦略に基づき、個社別に燃料を調達。
- 特にLNGに関しては、取引形態の多様化（長期契約・単発契約）、市場の流動性、事業領域の拡大（上流・輸送部門への進出等）に伴い、各社のポートフォリオに合わせて、最適な燃料調達を実施。

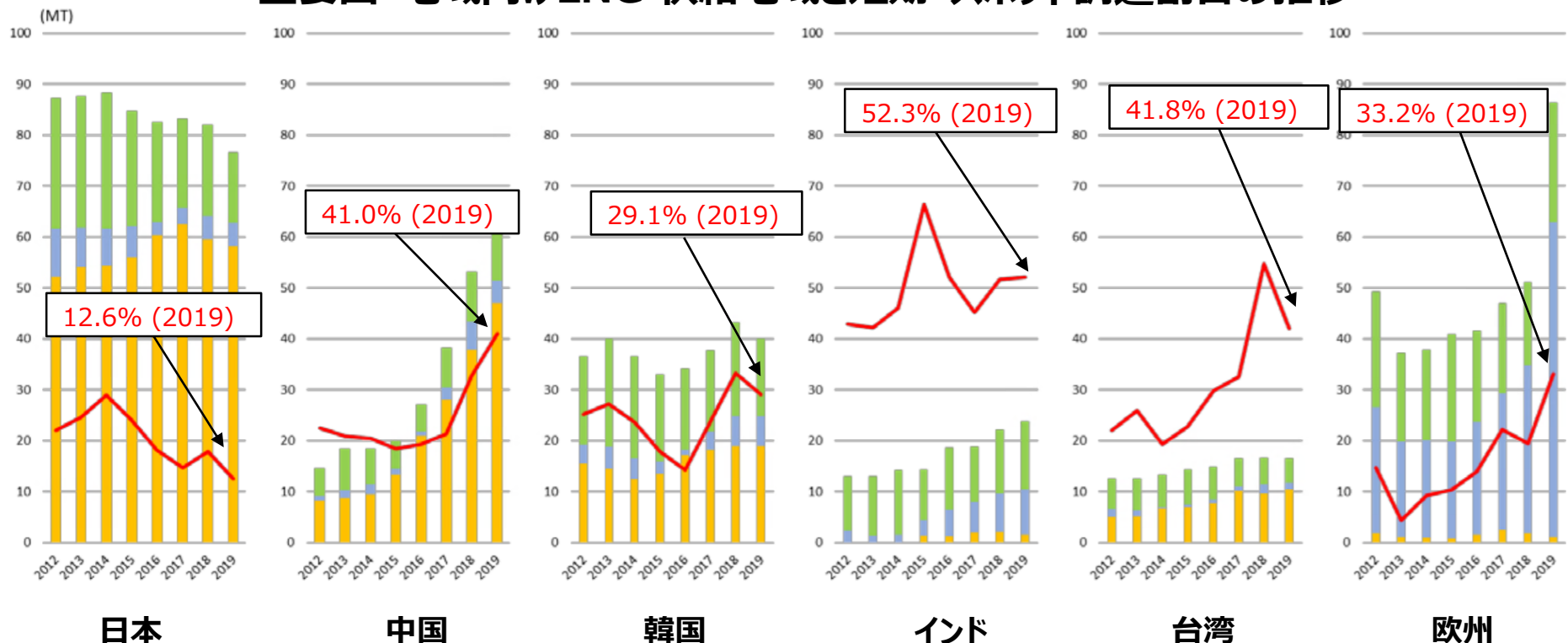
※本資料の「短期・スポット調達」とは、
契約期間4年以下の契約によるLNG調達を示す。

（参考）LNG需要国・地域の短期・スポット調達割合

－全体の傾向としては他国と比較して長期契約でLNGを確保

- 日本は、LNG 需要が減少しているため、**短期・スポット LNG 調達割合も減少傾向**。（2019年：約12.6%）
- 中国は、LNG 需要が急増。増加分ほぼ全てを太平洋地域、特に豪州から調達。**短期・スポット調達割合も増加傾向**にある。（2019年：約41.0%）
- 欧州は、2018 年以降、引き取り手のつかない米国産LNG を吸収してきた。**短期・スポット LNG の調達割合も増加傾向**。（2019年：約33.2%）

主要国・地域向けLNG 供給地域と短期・スポット調達割合の推移



：太平洋 ：大西洋 ：中東 ：スポット比率

1. 検証の全体像

2. 対応の方向性（需給）

① 予防対策

② 警戒時・緊急時対策

- 警戒モードの構築
- でんき予報による情報発信の高度化
- 融通の円滑化
- 需要側働きかけ

③ 構造的対策

3. 対応の方向性（市場）

②警戒時対策：電力事業関係者の警戒対応体制の構築【短期・中長期】

- 足下のkWh状況が一定の基準を下回る等、将来のkWh不足が懸念される際には、電気事業者間で「警戒対応体制」を構築するスキームを検討することとしてはどうか。
- なお、災害等緊急時に、送配電事業者がグループ内の発電・小売電気事業者へ、やむを得ない一時的な委託をすることは、経済産業省令において行為規制の例外として明確に位置付けられている。今冬の需給逼迫対応のように迅速かつ確実な対応が必要となる緊急時においても、委託する業務の内容次第では、行為規制の例外と解釈できる。

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料4

災害等緊急時の電気事業者の取組み

- 2020年4月の発送電分離により、送配電事業者に対する行為規制が施行されたが、災害等の緊急時に、送配電事業者がグループ内の発電・小売電気事業者と連携して復旧活動などに取り組むことは、経済産業省令において行為規制の例外として明確に位置付け
- 今回の需給ひっ迫においては、行為規制に配慮しつつ協調して対応

(参考：論点①～1 関係)

災害等緊急時の対応に係る行為規制の例外について

- 本年4月に発送電分離が実施され、送配電事業者に対する行為規制が施行されることとなるが、災害等の緊急時に、送配電事業者がグループ内の発電・小売電気事業者と連携して復旧活動などに取り組むことは、経済産業省令において行為規制の例外として位置付けられている。

○電気事業法(昭和39年法律第170号) ※2020年4月1日施行部分

(一般送配電事業者の禁止行為等)

第二十三条 (略)

2 (略)

3 一般送配電事業者は、その託送供給及び電力量調整供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務をその特定関係事業者又は当該特定関係事業者の子会社等(特定関係事業者に該当するものを除く。)に委託してはならない。ただし、電気供給事業者間の適正な競争関係を阻害するおそれがない場合として経済産業省令で定める場合は、この限りでない。

4～6 (略)

○電気事業法施行規則(平成7年通商産業省令第77号) ※2020年4月1日施行部分

(業務委託の禁止の例外)

第三十三条の九 法第二十三条第三項の電気供給事業者間の適正な競争関係を阻害するおそれがない場合として経済産業省令で定める場合は、次に掲げる場合とする。

一 災害その他非常の場合において、やむを得ない一時的な委託とする場合

二・三 (略)

2020年3月27日 第23回電力・ガス基本政策小委員会資料5より抜粋



送配電網協議会

Grid Council

(参考) 予備率の考え方

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料6

- 需給運用においては、瞬間的な電力の需要変動、計画外の電源脱落、中長期的な需要増等への対応のため、**各計画策定断面において安定供給上必要な予備率をあらかじめ確保**している。
- **実需給断面では、需要と供給力を常に一致**させるため、予備率の考え方は潜在的となる。



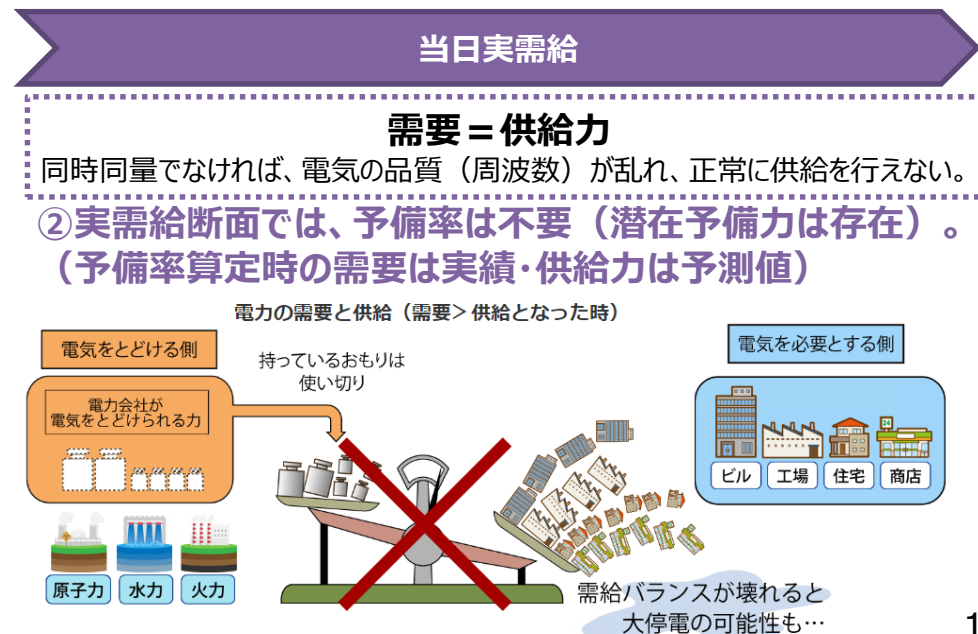
①計画策定断面では、需給の急な変動に備えた予備率が必要 (予備率算定時の需要・供給力は共に予測値)

⇒安定供給上必要な予備率を確保できない見通しとなった場合、

- ①補修作業の延期、電源入札、調整力の追加確保等（中長期）。
- ②発電所の増出力運転の指示や契約に基づく大口需要家の需要抑制
- ③電力広域機関による融通指示
- ④自家発電買い取り、供給電圧調整等の追加供給力対策
- ⑤政府や関係機関が連携し、節電要請や計画停電等の実施を検討

③事後検証においては、潜在力を予備力として確認 (予備率算定時の需要・供給力共に実績値)

- ※1：最大3日平均電力。各月における毎日の最大需要電力（1時間平均）を上から3日とり、平均した値
※2：電源脱落や急な気温変動等に対応するために必要な供給予備率7%＋景気循環等に対応するために必要な供給予備率1～3%の合計8～10%
※3：過去10年間で最も厳気象であった年度並みの気象条件での最大需要電力
※4：時々刻々と変動する電力需要に対応するための予備率（最大3%程度）



(参考) 今冬最大需要発生日の予備率実績

- 日々の電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と変動しており、これに対応するため、計画上、**最低でも3%分の供給予備力をあらかじめ確保**しておくことが必要とされている。
- この考え方にに基づき、各エリアでの予備率を3%確保すべく、不足エリアへの融通指示量等を決めているが、その後の需要の上振れ等により、各エリア単体の実績では、一時的に予備率3%を切る断面もあるが、中西日本全体では下右図のように3%以上の予備率を確保していた。
- 今冬は、最大需要発生日である1月8日についても、**kWh対策として早期の融通対策を実施することで中西日本全体で予備率3%を確保できる見通し**であったことから、政府としての節電要請には至らなかった。

1月8日（金）※1の予備率実績（融通前後）

※1 今冬最大需要発生日

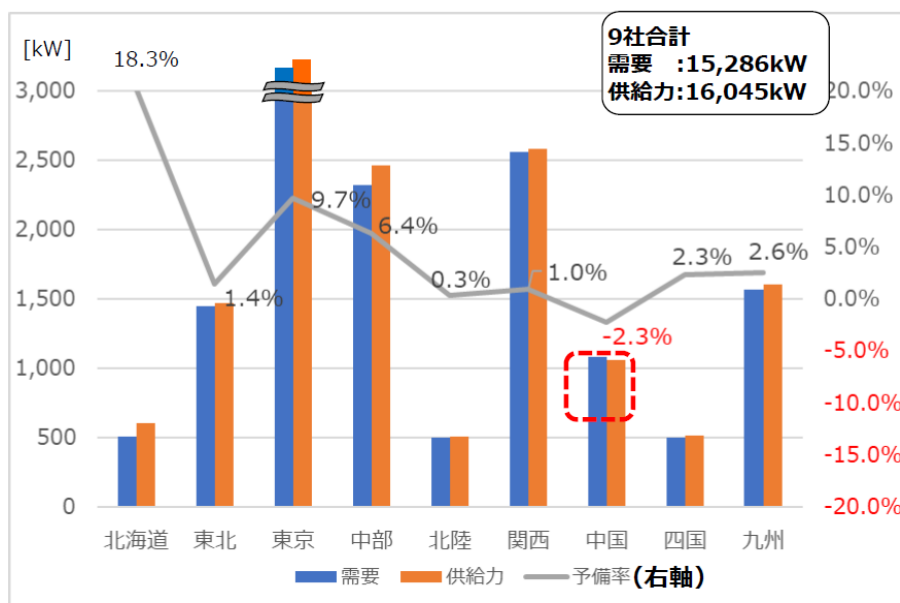


図1.エリア予備率他（融通処理前）

kWh融通
(142万kWh・18時)

第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2021年2月15日) 資料2 一部加工

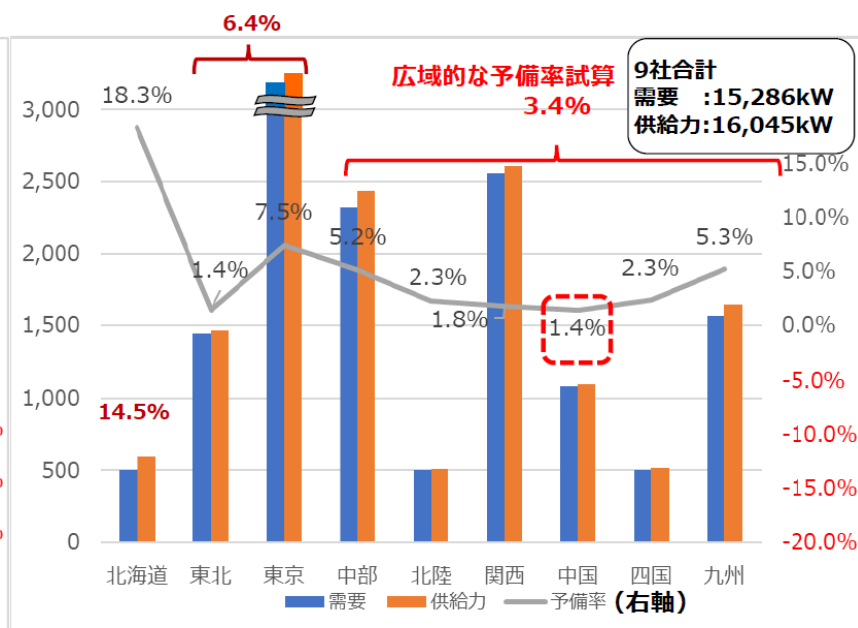


図2.エリア予備率他（実績）

②緊急時対策：電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充【短期・中長期】

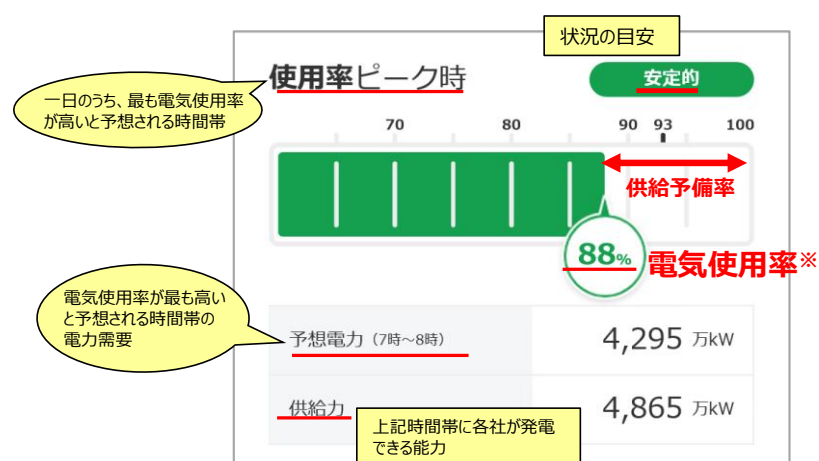
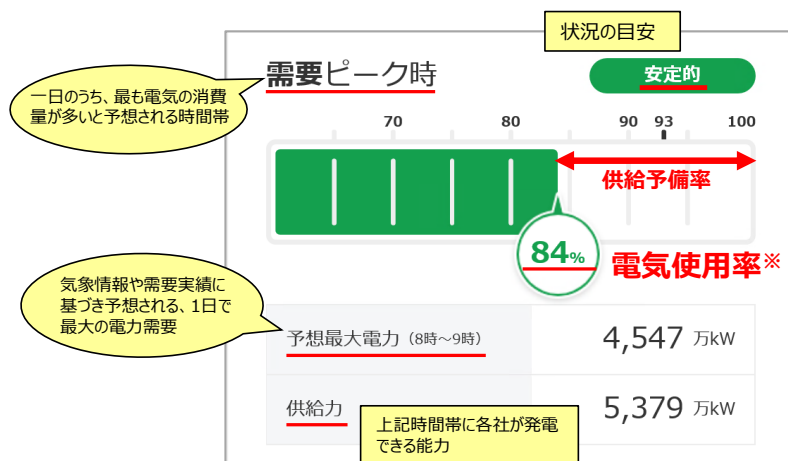
- 2011年の東日本大震災において、複数の発電所が甚大な被害を受け、供給力が不足。震災直後は、需給が逼迫し、計画停電の実施や節電要請など、広く需要家に負担を強いることとなった。
- その際、電力会社は、需要家が節電の加減を考える上で参考にできるよう日々の電力需給の予測と実績をホームページで公表（でんき予報・kWベース）。
- 今般の事象を踏まえた情報発信として、広域予備率やkWh等の情報を拡充することとしてはどうか。その際の情報発信の在り方（対象者や発信方法等）について、基本的な考え方は国で整理し、技術的又は実務的な内容を含む詳細検討は広域機関において進めていくこととしてはどうか。

（参考）でんき予報について①

第29回 電力・ガス基本政策小委
(2021年1月19日) 資料4-1

- でんき予報とは、供給力に対する消費量の割合（電気使用率※）の見通しを示したもので、電力各社がホームページ上で公表。
※電気使用率は、（予想消費電力[kW] / 供給力[kW]）×100 で算出。
- 需要ピーク時と使用率ピーク時、それぞれの電気使用率を表示。見方はそれぞれ以下の通り。

＜東電PGのHPより抜粋＞



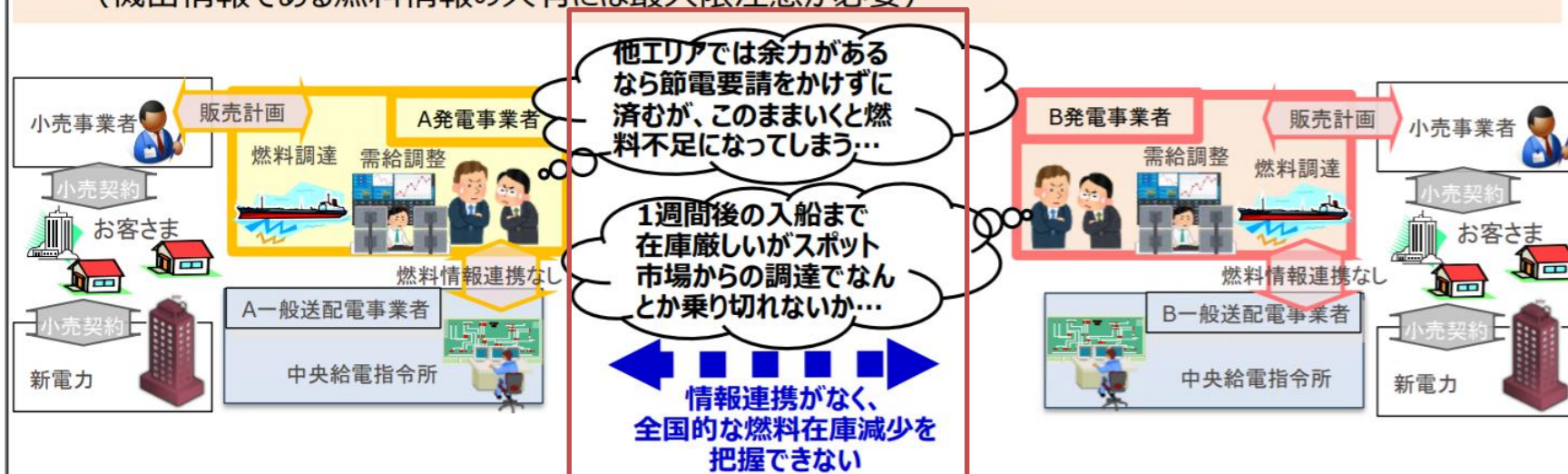
②緊急時対策：事業者相互の燃料融通スキームの整理【短期・中長期】

- kWh逼迫時の事業者相互の燃料融通の仕組みについて、在庫情報管理のスキームや燃料不足の判断に当たっての基準、事後の事業者間の各種処理等について整理することとしてはどうか。
- なお、燃料融通のルールを整理するに当たっては、所有権移転の問題のみならず、LNGの売買単価や仕向け地制限、船主との船舶契約、船の着桟制限など、関係するプレイヤーや調整すべき項目が多く、検討には時間を要すると考えられる。

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料3を加工

③全国大で燃料不足が発生している状況の把握遅れ

- 全国大での燃料在庫減少の把握が遅れ、追加の燃料調達や供給力対策の遅延
- 全国大での燃料在庫の情報共有方法が未整備
(機密情報である燃料情報の共有には最大限注意が必要)



- L N Gの燃料制約を受け、燃料在庫が少なくなっている電力会社に余剰在庫を融通するよう、経産省からガス会社に要請。
- また、LNGのみでなく、電力会社から石油会社等に対して配船調整や重油の提供を求めた。

<取組例>

電力会社間の燃料融通	□ 東日本エリアから西日本の需給逼迫エリアへ、電力会社間でLNGを融通。
ガス会社からの協力	□ ガス大手4社（東京ガス・西部ガス・東邦ガス・大阪ガス）から電力会社へLNGを融通や配船調整等を実施。
石油元売・商社からの協力	□ 石油元売や商社による配船調整等により、重油を確保。

(参考) 電力広域機関の融通指示・国の供給命令に関する電気事業法の条文

(推進機関の指示)

第二十八条の四十四 推進機関は、小売電気事業者である会員が営む小売電気事業、一般送配電事業者である会員が営む一般送配電事業又は特定送配電事業者である会員が営む特定送配電事業に係る電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合において、当該電気の需給の状況を改善する必要があると認めるときは、業務規程で定めるところにより、会員に対し、次に掲げる事項を**指示することができる**。ただし、第一号に掲げる事項は送電事業者である会員に対して、第二号に掲げる事項は小売電気事業者である会員及び発電事業者である会員に対して、第三号に掲げる事項は送電事業者である会員及び発電事業者である会員に対しては、指示することができない。

- 一 当該電気の需給の状況の悪化に係る会員に電気を供給すること。
- 二 小売電気事業者である会員、一般送配電事業者である会員又は特定送配電事業者である会員に振替供給を行うこと。
- 三 会員から電気の供給を受けること。
- 四 会員に電気工作物を貸し渡し、若しくは会員から電気工作物を借り受け、又は会員と電気工作物を共用すること。
- 五 前各号に掲げるもののほか、当該電気の需給の状況を改善するために必要な措置をとること。

2・3 略

(供給命令等)

第三十一条 経済産業大臣は、電気の安定供給の確保に支障が生じ、又は生ずるおそれがある場合において公共の利益を確保するため特に必要があり、かつ、適切であると認めるときは電気事業者に対し、次に掲げる事項を**命ずることができる**。ただし、第一号に掲げる事項は送電事業者に対して、第二号に掲げる事項は小売電気事業者及び発電事業者に対して、第三号に掲げる事項は送電事業者及び発電事業者に対しては、命ずることができない。

- 一 小売電気事業者、一般送配電事業者又は特定送配電事業者に電気を供給すること。
- 二 小売電気事業者、一般送配電事業者又は特定送配電事業者に振替供給を行うこと。
- 三 電気事業者から電気の供給を受けること。
- 四 電気事業者に電気工作物を貸し渡し、若しくは電気事業者から電気工作物を借り受け、又は電気事業者と電気工作物を共用すること。
- 五 前各号に掲げるもののほか、広域的運営による電気の安定供給の確保を図るために必要な措置をとること。

2～5 略

②緊急時対策：円滑な電力融通の実施に向けたルールの明確化【短期】

- kWh逼迫時の電力融通について、送電側・受電側それぞれにおける燃料制約解除の考え方等、電力融通の在り方に関するルールの明確化することとしてはどうか。
- 具体的には、今冬のようにkWhが逼迫する場合において、燃料制約を解除し、調整力を事前に確保する仕組み・在り方について整理することとしてはどうか。
- 今後の検討に当たっては、基本的な考え方や重要論点に係る議論等は国で行うこととし、技術的または実務的な内容を含む詳細検討は広域機関において進めていくこととしてはどうか。

需給ひっ迫対応における課題

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料4

④kWh不足に対するエリア間での融通調整が難航

緊急時の燃料制約解除の考え方・判断主体が不明確であり、融通送電原資として、燃料制約を解除し供給力を供出する仕組みの未整備

⑤節電への協力依頼実施までの時間

需給ひっ迫発生時の需要側対策（節電への協力依頼）の実施に係る考え方が未整備であり、実施検討・調整に時間を要した

⑥複数エリア同時需給ひっ迫への対応の未整備

今回の需給ひっ迫は、複数エリアで同時発生したことから、広域ブロックでの対応を準用して行ったが、業務フローなど詳細は検討中であった

⑦需給ひっ迫中のでんき予報の表示と今後の改修

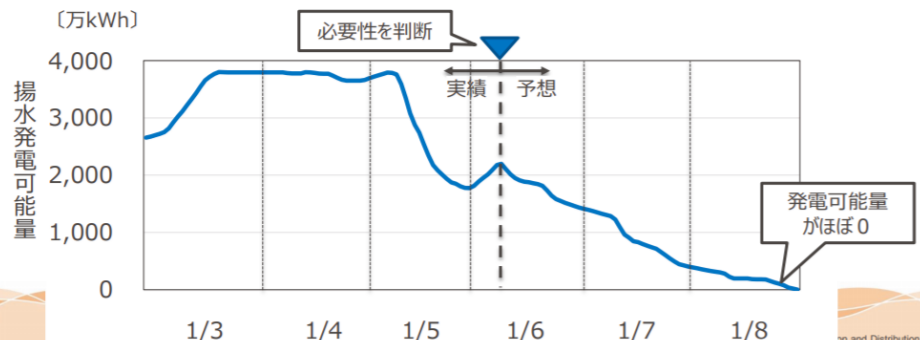
現状のシステム仕様では、需給情報の算定諸元の更新が自動化されておらず、供給力が見直されてもHP表示へ連動していないため、実際の使用率との齟齬が生じたが、2022年度以降の新たなインバランス制度導入（調整力連動）に伴う情報公表方法の見直しおよびシステム改修により実態に合った表示となる

電源Ⅱ 事前予約準用について

第57回 制度設計専門会合
(2021年3月3日) 資料5-4

- 1月6日朝の需給見通しで1月8日には揚水発電可能量がほぼ0万kWhとなる見込みとなったため、燃料制約に踏み込んだ調整力の供給が必要と判断。
- その期間は1月6日20時～1月7日24時と1月8日0時～24時までとした。
- 必要量は「電源Ⅱ 定格出力とBG計画値との差分の全量」として、電源Ⅱ 事前予約を準用し調整力提供者に供出を要請。
- 調整力提供者への要請はスポット市場後に実施。

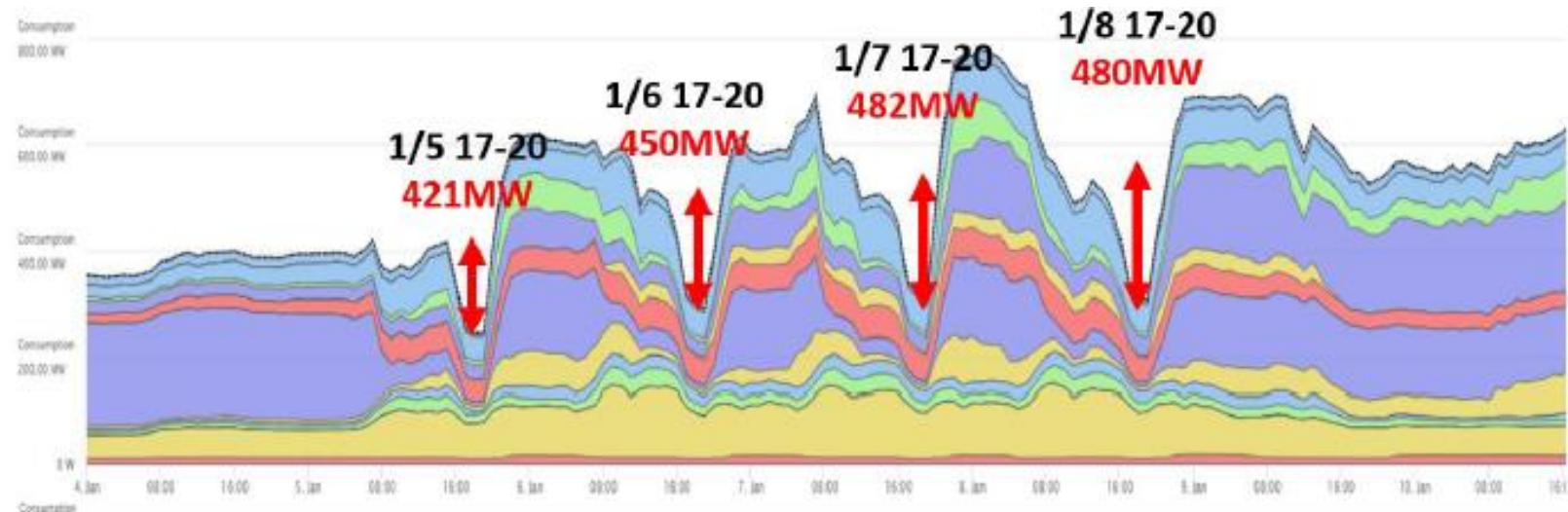
対象日時	要請時間	確保量（実績）
1月6日20時～7日24時	1月6日19:30	2,925万kWh
1月8日0時～24時	1月7日11:50	2,340万kWh



②緊急時対策：デマンドレスポンス(DR)の普及【短期・中長期】

- 一般送配電事業者により調整力（電源 I'）として確保されていた一部のDRは、電力量（kWh）不足の中、連日の需要抑制が要請された中でも、**必要な需要抑制量(kWh)を確保**。
- このことから、**一般送配電事業者による調整力としてのDRの有効性及び燃料制約等のない利便性が確認できた**と考えられ、**kWh逼迫時の対応として更に活用していく**ことが考えられる。**詳細については広域機関において検討していくこととしてはどうか。**
- 加えて、小売電気事業者から自らの需要家に対する、契約に基づく節電要請など、多様な形でDRが活用されるようになれば、多様なDRリソースから、**従来の節電要請よりも確実性の高いkWhを捻出し、今回のような事案において更なる役割を果たせる**ようになると考えられる。
- そのため、**今後、こうした実効性のあるDRの一層の見える化を図りつつ、更なる活用を検討することとしてはどうか。**

電源 I' で活用されたDRリソース（需要等）の動き 赤字：需要抑制量



電源 I' が発動される可能性が高いことを前日に需要家に事前通告し、連続発動でも効果を維持することに成功

(参考) 電力小売事業者によるデマンドレスポンス(DR)を促すサービスの評価

- 今般の厳冬による供給力不足の中、2021年1月、(株)エネットは、電力需給改善のため、顧客に対しデマンドレスポンスサービスの活用を周知。
- 今後、省エネ法関連制度である「エネルギー小売事業者の省エネガイドライン」において、こうした取組を推奨するとともに、エネルギー小売事業者の省エネ情報提供に関する評価スキーム（ランキング制度）において評価することで、更なる取組を後押ししていく。

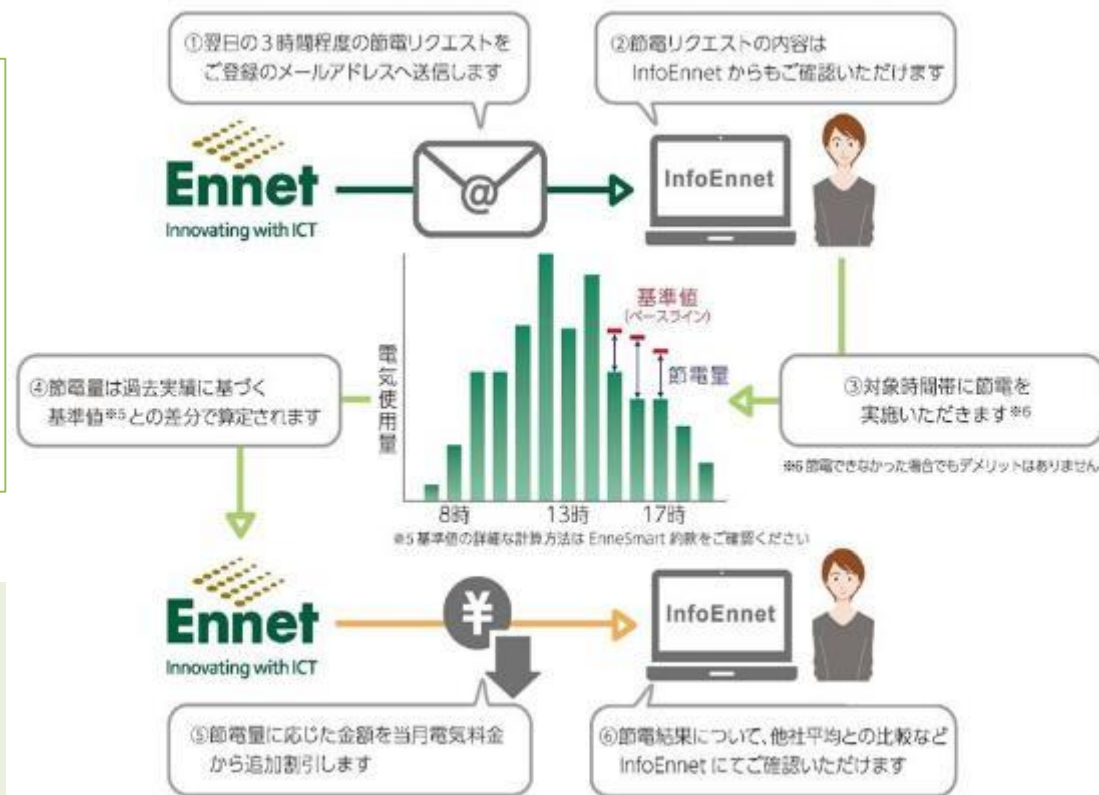
■デマンドレスポンスサービスEnneSmart® 活用による電気料金の割引

- 節電リクエストに応じてタイムリーに節電すると、節電量に応じて電気料金を割引するデマンドレスポンスサービス。
- 節電量を日本卸電力取引所スポット市場の価格高騰時における電力調達の回避やインバランス回避に活用することで、電気料金の追加割引として還元。

● 省エネガイドラインで取組を推奨、ベストプラクティスとして紹介

● エネルギー小売事業者の省エネ情報提供に関する評価スキームにおいて加点

節電リクエストから割引提供までのイメージ

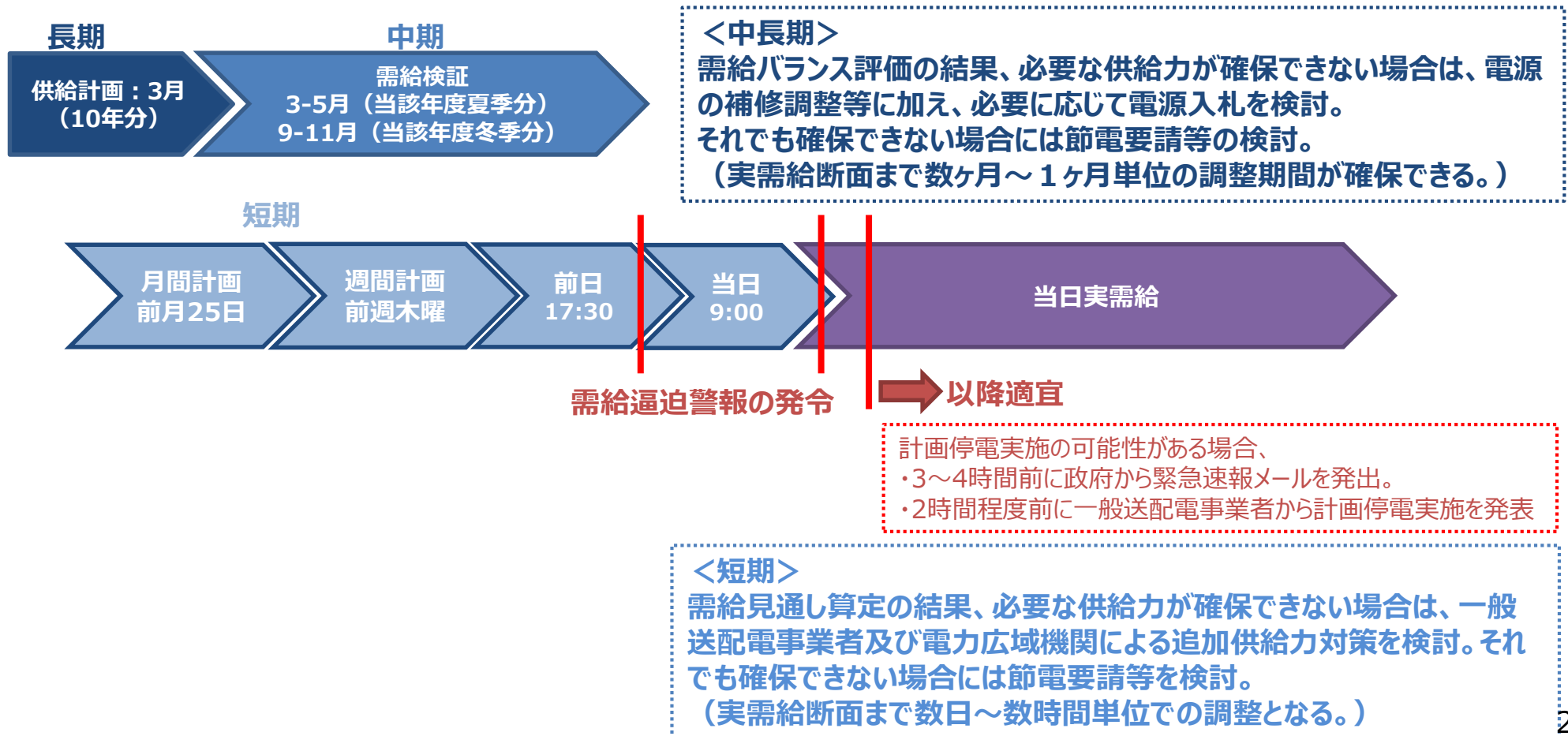


取り組み実績の例

②緊急時対策：政府の節電要請等に関するフローの整理【短期・中長期】

- 節電要請等に関する現行の運用は、東日本大震災による供給力不足の影響により整理されたスキームであることから、基本的にはkWベースの整理となっている。
- 今後、国及び広域機関においては、広域予備率運用に向けた詳細の整理を確認していくと共に、kWhベースの検討もあわせて行うこととしてはどうか。

◆現行のフロー（kWベース）



需給ひっ迫警報発令から計画停電への流れ

参考2

前日18:00目途

■需給ひっ迫警報の発令(第一報)

- ・他社から電力融通を受けても、需給がひっ迫する電力会社の供給予備率が3%を下回る見通しとなった場合、政府から、当該電力会社の管内に対し、警報を発令。
- ・翌日行う可能性のある計画停電について電力会社から公表する。

※当日早朝や午前中に大型発電所の計画外停止が重なった場合等においては、急遽、警報を発令する場合がある。

当日9:00目途

■需給ひっ迫警報の発令(続報)

- ・当日9:00を目途に政府から発令。その後も需給状況の変化を踏まえて、必要に応じ、続報を発令。

※第1グループ(8:30～)から計画停電を実施する場合は、9:00の警報の発令は行わない場合がある。また、必要に応じ、9:00以前に続報を発令する場合がある。なお、需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には警報を解除する。

計画停電開始の
3～4時間前

■「緊急速報メール」発出

- ・引き続き、需給のひっ迫状況が解消されない場合、計画停電を開始する可能性がある時間の3～4時間前に、政府から「緊急速報メール」を発信し、電気の利用を極力控えることを要請。

※緊急速報メールは、早朝・深夜の時間帯等、需要抑制効果が見込めないと判断される場合には送信しない。

計画停電実施の
2時間程度前

■電力会社が計画停電の実施を発表

- ・引き続き、需給のひっ迫状況が解消されず、最大限の融通を受けても中西日本全体若しくは北海道電力管内において供給予備率が1%程度を下回る見通しとなった場合、計画停電を実施する可能性がある時間帯ごとに、その2時間程度前に、電力会社から計画停電の実施を発表。

※大型発電機の計画外停止が重なり短時間に需給がひっ迫した場合等においては、警報や緊急速報メールを発令することなく計画停電を実施する場合がある。

節電協力による停電回避

※北海道電力管内については、北本連系線等が計画外停止した場合等においても、更なる発電機等の計画外停止等が停電(計画停電や場合によっては不測の停電)につながる可能性があるため、その旨を速やかに周知する。万一、不測の停電が起きた場合にも、速やかに計画停電に移行する。

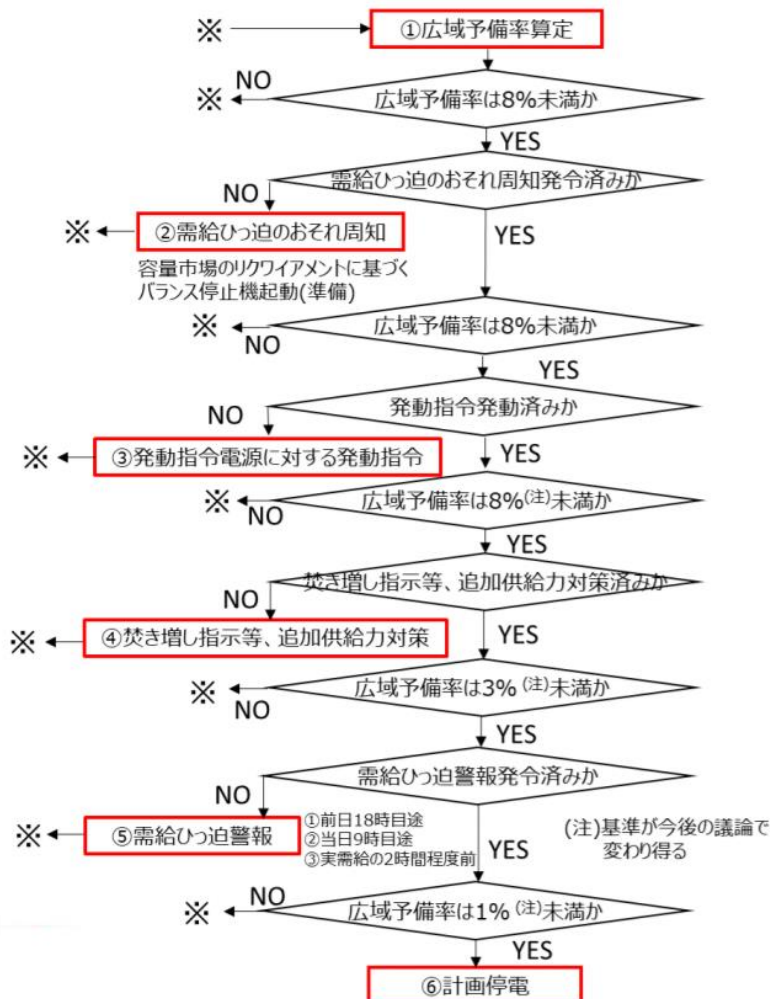
(参考) 2024年度以降の需給逼迫時の対応

第52回 調整力及び需給バランス評価等に関する
委員会（2020年8月7日） 資料2

2024年度以降（容量市場開設後）の需給ひっ迫時対応と今後検討すべき課題

8

広域的な需給ひっ迫は、広域予備率で管理をする。今後、本委員会で検討していく諸課題の全体像は下表のとおり。例えば、⑤需給ひっ迫警報、⑥計画停電など、従来、その実施判断に国の関与があり社会的な影響が大きい検討課題については、本委員会で討議・整理するとともに、国の審議会でも議論されるべきものと考えられる。



需給ひっ迫時対応	今後検討すべき課題
①広域予備率算定	広域的な需給運用
②需給ひっ迫のおそれ周知	DRの予備率換算方法 揚水の運転調整
③発動指令電源に対する発動指令	発動指令電源の発動方法
④焚き増し指示等、追加供給力対策	容量市場落札電源に対する供給指示 火力OPの把握と指示方法 自家発余力受電 (特定自家発・その他自家発)
⑤需給ひっ迫警報	情報発信
⑥計画停電	情報発信 判断方法・判断主体 実施方法・実施主体

1. 検証の全体像

2. 対応の方向性（需給）

① 予防対策

② 警戒時・緊急時対策

③ 構造的対策

— 供給力維持・確保

3. 対応の方向性（市場）

③構造的対策：容量市場の見直し

第47回制度検討作業部会
(2021年3月1日) 資料3

(参考) 今冬の需給逼迫の容量市場への影響に関して

- これまでの電力・ガス基本政策小委員会の検証を踏まえると、今般の逼迫において、石油火力を含めた火力発電や水力・揚水発電等が平均を大きく超える高い設備利用率等で運転された。
- また、第一回の容量市場の結果や火力発電の休廃止の推移を踏まえると、近い将来、必要な供給力の確保が難しくなってくることも十分に考えられる。
 - － 制度的に必要な容量（供給力（kW））をしっかりと確保していくことは重要。
 - － 一方で、今般の逼迫を受けて、容量市場における目標調達量を引き上げることには慎重な意見があった。
- 今回の逼迫については、主な原因としては発電量（kWh）の不足との指摘があった。
- それに関するリクワイアメントについては、現行のものが燃料確保のインセンティブに働き、一定の効果があるとの肯定的な意見があった。また、過度なリクワイアメントについては、コスト上昇につながり、慎重な検討が必要との意見があった。
 - － 今のリクワイアメントを維持しつつ、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととしてはどうか。
 - － なお、電力量（kWh）を確認・確保する体制構築していくのかということの検証や対策が前提にあることにも留意する。

③構造的対策：電源の退出防止策について

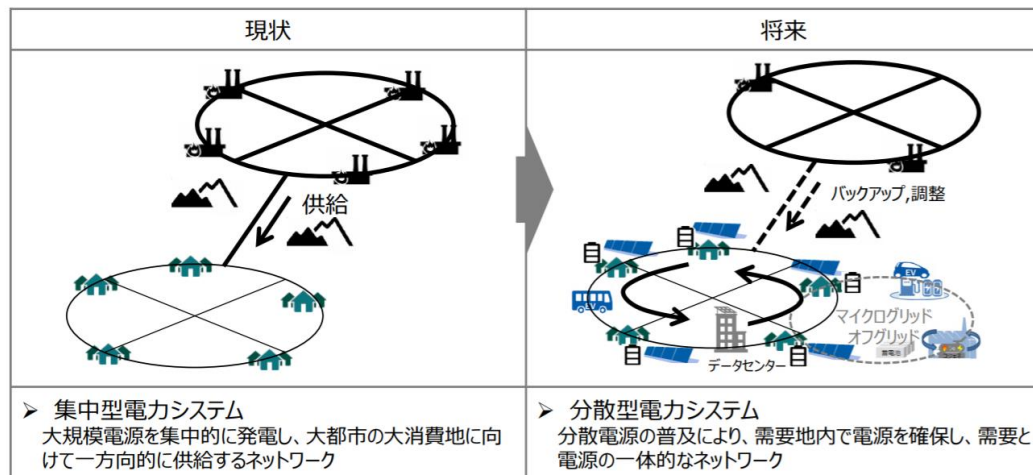
- 電気事業者においては電気事業法第29条に基づき、毎年供給計画を提出することとなっている。発電事業者においては、供給計画の中で発電所の開発・休廃止計画を記載することとなっている。
- 今回、需給状況が厳しい時には、石油火力も設備利用率を上げて対応し、一定の役割を果たしていたが、2014年度からの5年間で約1,000万kWの石油火力が廃止となる等、近年、石油火力の廃止が進んでいることは事実。
- このように、経済合理的な事業者判断の一環として、今後、電源の退出が想定される中で、安定供給の観点から必要な火力等が退出する場合も考え得る※が、こうした電源が経済合理的に維持されるためには、規制・誘導の両面からどのような措置が考えられるか。

※2020年度供給計画において、系統安定上稼働が必要な発電所の休廃止が判明し、潮流調整電源を調達することになった。

本日の論点

第52回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020年8月7日）資料4-2 一部修正

- 東京エリアの京浜変電所154kV系統において、需要地近傍の電源が休止予定となり、流通設備の運用容量超過(熱容量要因)となる可能性が生じることが判明した。
- 上記については個別事象ではあるものの、今後の「再エネ型経済社会」の創造に向けて、「需要と電源の一体的なネットワーク」が増加し、需要地内の電源が休止した場合、今回のような事象が発生する可能性が低いと考えられることから、今回の事象を踏まえ、特筆すべき論点について整理を行ったため、ご議論いただきたい。



③構造的対策：非効率石炭火力フェードアウトの具体的措置

- 今回の需給逼迫においては、LNG火力への依存度の高まりを背景に、LNG在庫減少に伴う供給面への影響力の大きさが顕著となった。こうした点を踏まえて、適切な火力ポートフォリオも鑑みながら、非効率石炭火力のフェードアウトの議論を進めることが重要ではないか。

非効率石炭火力のフェードアウトに向けた各種施策の検討状況

総合資源エネルギー調査会 第28回電力・ガス基本政策小委（2020.10.30） 資料5 一部修正

- 2030年に向けた非効率石炭火力のフェードアウトを着実に実現するため、規制的措置、誘導措置、基幹送電線利用ルールの見直しそれぞれについて、措置の内容や時間軸の整合性を取りつつ、パッケージで検討を進めているところ。
- 一方、こうした措置の実行性を高めるためには、PDCAサイクルを回し、これらの施策の効果を定期的に確認していくことが重要。その際、フェードアウトに伴う供給力の減少も見込まれることから、日本全体として安定供給が確保されているかどうかについても併せて確認する必要がある。
- このため、一定の石炭火力発電事業者には2030年に向けた非効率石炭火力のフェードアウトに関する計画の定期的な作成を求め、施策の効果や安定供給の確保を確認することとする。

● 規制的措置

- “非効率”を発電方式ではなく発電効率を基本として考えつつ、省エネ法を踏まえた新たな規制的措置を議論。
- 石炭火力のみをターゲットにした新たなベンチマーク目標の創設やアンモニア混焼・水素混焼への配慮措置の新設等、事業者ヒアリング等を実施しながら検討中。

● 誘導措置

- 大規模災害リスクに対応する観点から、非効率石炭の供給能力の価値をどのように評価するかは重要な論点。
- 制度検討作業部会において、来年度以降の容量市場の在り方を検討する中で、非効率石炭のフェードアウトの誘導措置として取りうる措置を検討中。

● 基幹送電線利用ルール

- 現行の先着優先ルールでは、ノンファーム型接続をした再エネは、送電線混雑時に、先に接続した非効率な石炭火力等に劣後して出力制御を受けるといった問題が生じるため、新たな混雑管理の方法について詳細議論中。

措置の実効性を確認、必要に応じて見直し

● フェードアウトに関する計画

- 安定供給を確保しつつ、日本全体での非効率石炭火力のフェードアウトの実効性を確保する観点から、一定の石炭火力発電事業者に対し、2030年に向けたフェードアウトに関する計画の作成を求めていくこととする。
- 計画の作成を求めていくうえで、計画の位置づけ、作成対象となる事業者の考え方、計画の内容等について議論。

③ 構造的対策：カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進策

- 新規投資が停滞する中、足下では火力に依存する必要があるものの、2050年カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けては、中長期的には、LNGを始めとした化石火力への依存度を低減させつつ、火力が担ってきた供給力や調整力を確保する必要。
建設リードタイムも踏まえると、将来必要な供給力・調整力を確保できるよう、新規投資を足下から促していくことが重要である。
- そのため、現在、別の審議会（持続可能な電力システム構築小委員会）において議論が行われている長期予見性を付与する仕組みの検討を加速化していくことが重要ではないか。

＜参考＞ 第29回本小委での今後の電源確保に係る議論

検討課題例：今後の電源確保における課題①

第29回電力・ガス基本政策小委員会
(2021.1.19) 資料5より抜粋

- 先述のとおり、発電コスト（固定費・変動費）は、スポット市場等*と容量市場からの収入により賄われることが基本と考えられる。 ※電源によっては、需給調整市場や非化石市場収入もある。
- 他方、電源建設に当たっては、初期投資が大きいのにに対し、投資回収期間は数十年の期間を要することが一般的。
- また、ここまで議論してきたとおり、今後、スポット市場価格は、0円/kWh近傍となる時間帯と高騰する時間帯への二極化が進むことが見込まれる。
- このため、発電事業者が新規投資を行うとする場合、ファイナンスの観点からも、将来のスポット市場価格が低位に推移する状況を考慮せざるを得ず、長期的な視点で見れば、本来効率的な投資であっても、投資回収期間に長期間を要する電源等への投資は進まないおそれがある。
- 2050年カーボンニュートラル実現と安定供給を両立しつつ、電力産業が今後も持続可能な形で発展していくためには、投資回収に長期間を要する電源等への投資が効率的に行われていくことが重要。
- このため、
 - ・ 発電コスト（固定費・変動費）は、スポット市場価格の二極化が進む中でも、引き続き、中長期的にみれば、スポット市場等*と容量市場からの収入により賄われる市場設計を基本としつつ、
 - ・ 別の審議会（構築小委員会）において議論が行われているように、容量市場との整合性を踏まえつつ、新規の設備投資に対し、長期予見性を付与する仕組みの検討を深めていくことが重要ではないか。

検討課題例：今後の電源確保における課題②

第29回電力・ガス基本政策小委員会
(2021.1.19) 資料5より抜粋

- 1/15(金)閣議後記者会見においては、「カーボンニュートラル目標と安定供給の両立に向けた電源投資促進のための電力市場の整備」というテーマの検討を進めるよう、大臣から指示があったところ。
- 長期予見性を付与する仕組みの検討に当たっては、こうしたカーボンニュートラル目標と安定供給の両立に資する設備導入に繋がるものとなるように、今後、更に検討を深めていくべきではないか。

1/15(金)閣議後記者会見における冒頭発言：大臣による「検討指示」抜粋

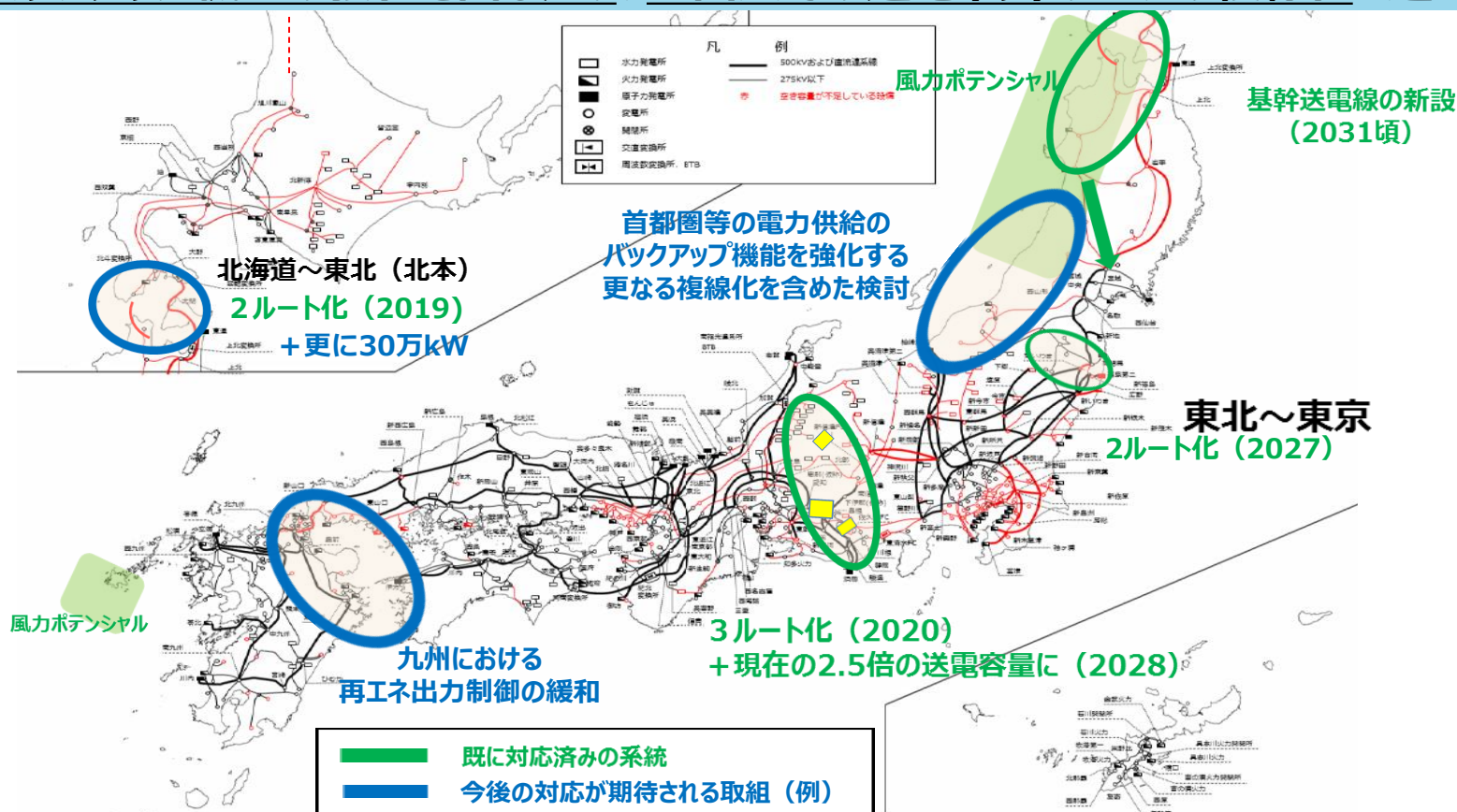
- 具体的には、電力・ガス小委員会、原子力小委員会、省エネ小委員会、資源・燃料分科会、再生エネ大量導入小委員会、持続可能な電力システム構築小委員会において、
 - ① カーボンニュートラル目標と安定供給の両立に向けた電源投資促進のための電力市場の整備と次世代型・分散型ネットワーク構築の在り方
 - ② 脱炭素火力や原子力の持続的な利用システムの在り方
 - ③ カーボンフリー電力の価値が適切に評価される、需要家がアクセスできる環境整備や、2030年に向けた省エネの更なる取組、電化・水素化等を含めた需要側からの非化石化の在り方
 - ④ 水素供給やCCSと一体となった上流開発の在り方などのテーマについて、議論を開始、加速化をいたします。
- また、昨年7月から再生エネ型の経済社会の構築に向けた検討を進めている再生可能エネルギーについては、カーボンニュートラル目標も踏まえて、ギアチェンジして議論の充実を図ってまいります。
- これらの議論は、基本政策分科会において議論を集約し、エネルギー基本計画の見直しに反映してまいります。

③構造的対策：広域的融通の強化に向けた系統整備

第19回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会
第7回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会
合同会議資料（2020年8月31日）

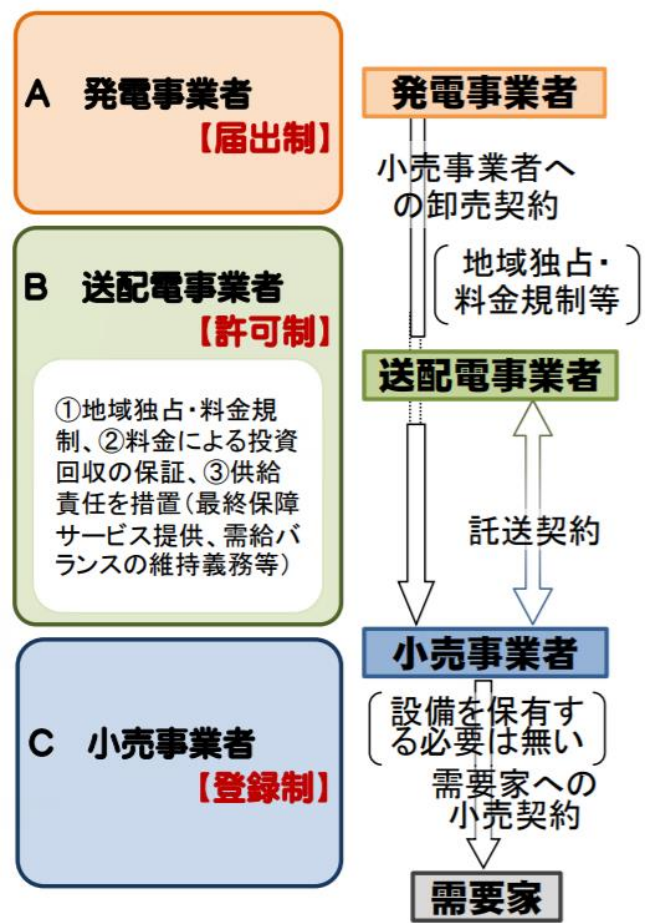
（参考）マスタープランに基づく送電ネットワークの強靱化

- 脱炭素化の要請がより一層強まる一方、首都直下地震等の大規模災害も見込まれる中、全国の送電ネットワークを、**再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくことが重要。**
- このため、**再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制して再エネの導入を図るとともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合のバックアップ機能の強化を図るため、全国大での送電ネットワークの複線化を進めていく。**



③構造的対策：供給力の確保に関する各電気事業者の責任等の整理

- 現状、各電気事業者求められる義務は以下のとおり。
- 電力システム改革の下で自由化が進む中、電力システム改革の目的（①安定供給の確保、②電気料金の最大限抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大）と照らし、改めて各電気事業者に係る責任等について考えることとしてはどうか。

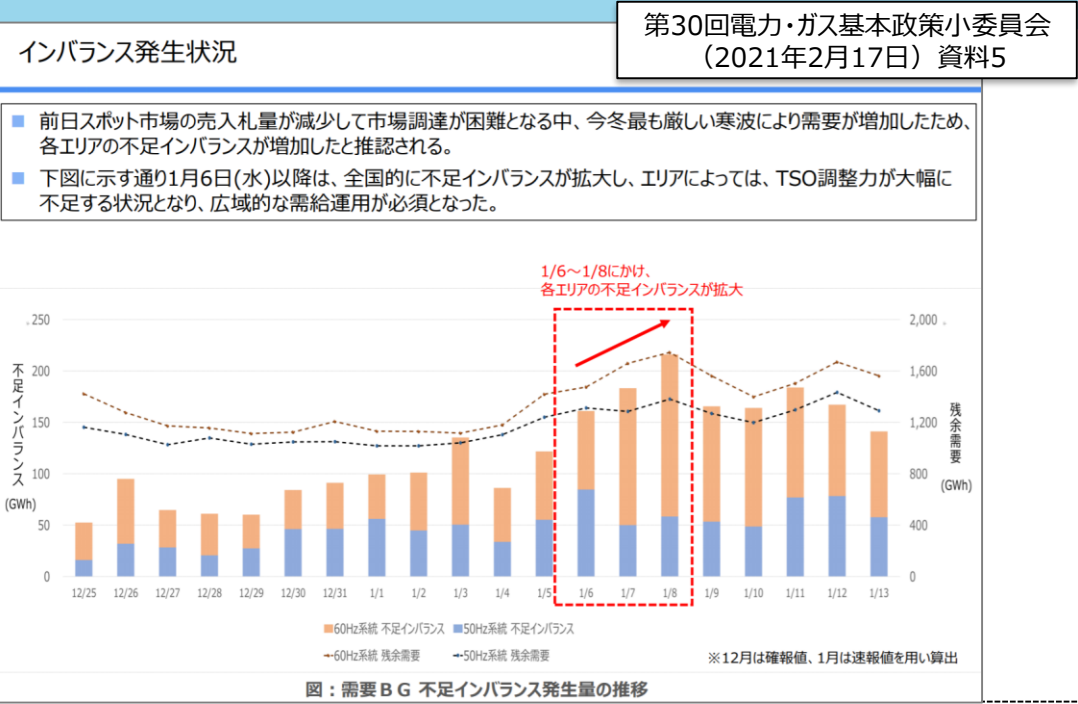


- ◆**発電事業者**
 - ① 経済産業大臣の供給命令に従う義務
 - ② 一般送配電事業者との間で、電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務（需要家保護のため、私契約上の義務に委ねず、公法上の義務として位置付け）
- ◆**一般送配電事業者**
 - ① 需給バランス維持を義務付け（電圧・周波数維持義務）
 - ② 送配電網の建設・保守を義務付け
 - ③ 小売電気事業者等への託送供給を義務付け
 - ④ 最終保障サービス（需要家が誰からも電気の供給を受けられなくなることをないよう、セーフティネットとして最終的な電気の供給を実施）を義務付け
 - ⑤ 離島のユニバーサルサービス（離島の需要家に対しても、他の地域と遜色ない料金水準で電気を供給（需要家全体の負担により費用を平準化））を義務付け
- ◆**小売電気事業者**
 - 需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務付け（空売り規制）
 - ※ 参入段階・計画段階・需給の運用段階、それぞれにおいて、国や広域的運営推進機関が確認を行い、実効性を担保。

その他、供給計画の提出義務、広域的運営推進機関への加入義務等、全ての電気事業者にかかる義務もある。

③ 構造的対策：小売の供給能力確保義務の在り方の整理等

- 需要家保護に万全を期すため、電気事業法においては、小売電気事業者が需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務付けている。
- 供給力の不足については、当該小売電気事業者が一般送配電事業者から電気の供給（いわゆるインバランス供給）を受けることにより顕在化することとなるが、今冬のように全国的に市場調達が困難となる中、供給力確保義務の適用の在り方や、リスク回避のために各小売電気事業者が取るべき行動（相対取引や先物市場、先渡・BL市場の活用等）やそのための方策について、検討することとしてはどうか。



(参考)電気事業法第二条の十二
小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

2 経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の使用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

1. 検証の全体像

2. 対応の方向性（需給）

3. 対応の方向性（市場）

（1）これまでの検証を踏まえた対応の方向性

（2）インバランス料金確報値の公表について

本日御議論いただきたいこと

- 前回小委員会において、今冬の電力スポット市場価格高騰について、今後議論すべき論点を整理し、各論点について御議論いただいた。
- 本日は、前回の議論や現在までの検証結果を踏まえ、以下の論点について御議論いただきたい。

① 予防対策：供給力が適切に市場に供出される仕組み

- 売り入札に係る監視の在り方
- 限界費用入札の在り方

② 緊急時対策：kWh不足に対するセーフティネットの仕組み

- インバランス料金の在り方
- 市場価格上限の在り方
- 市場参加者が必要な情報へのアクセスの確保

今後検討すべき課題

- 今冬のスポット市場価格の高騰を踏まえ、以下の事項について検討が必要と考えられるのではないか。これ以外に検討すべき事項はあるか。

1. 情報公開の充実 ※

- ・ 発電関連情報、JEPXの需給曲線

← 本日の論点Ⅰ

2. 旧一電・JERAの売り入札等のあり方

- ① 自社需要予測の精緻化 ※

← 本日の論点Ⅱ

- ② 燃料制約・揚水制約の運用の透明化 ※

← 本日の論点Ⅲ

- ③ 燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方 ※

- ④ グロス・ビディングのあり方

← 本日の論点Ⅳ

3. 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

← 本日の論点Ⅴ

4. インバランス料金制度のさらなる改善 ※

5. 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策

(※) 本日御議論いただきたい論点のうち、電取委でも取り上げられている論点

① 予防対策：供給力が適切に市場に供出される仕組み

- 電取委による「今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめ」では、「現時点において、相場を変動させることを目的とする等の問題となる行為は確認されていない。」とされている。
- 他方、今回の市場価格の高騰が、一義的には、市場における売り切れが原因であることを踏まえれば、供給力を有する者が供出可能な電源については、適切に市場に供給力が供出される市場環境が重要。
- この観点から、既に電取委から提起されているとおり、以下の方策が考えられるかどうか。
また、更に考えられる方策はあるか。

短期対策

① 自社需要予測の精緻化

- ・ 自主的取組の実効性を高める観点から、スポット市場入札時に想定する自社需要予測を精緻化

② 燃料制約・揚水制約の運用の透明化

- ・ 自主的取組の実効性を高める観点から、運用下限を設定する際に織り込むべきリスクの考え方等を整理

中長期対策

① 容量市場のリクワイアメントの整理等

※第47回制度検討作業部会事務局資料（抜粋）

「今のリクワイアメントを維持しつつ、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととしてはどうか。

なお、電力量（kWh）を確認・確保する体制構築していくのかということの検証や対策が前提にあることにも留意する。」

② 売り入札価格（限界費用）の考え方

- ・ 将来燃料不足が予見される場合に、その価値（機会費用）を反映した価格での入札を行うことで、将来の燃料不足も踏まえた適正な価格シグナルの発信が期待される

(参考) 自主的取組の透明性向上に向けた検討状況①

第57回制度設計専門会合（2021年3月2日）資料5－1より抜粋

Ⅱ. 自社需要予測の精緻化

- 各社からの提出データや公開ヒアリングにおいて、各社がスポット市場入札時に予測する自社需要の見積もりについて、各社の対応にばらつきが見られ、結果として、特定の日においては実績との乖離が多く見られる状況であった。
- 自主的取組の実効性を高める観点からも、各社の取組内容について、ベストプラクティスの共有を図るなどにより、スポット市場入札時に想定する自社需要予測の精緻化に向けた取組を進めることが必要ではないか。
- また、今回各社別にデータでお示しをした、スポット時点での自社需要見積もりと実績値の乖離の状況については、今後、四半期毎のモニタリングレポートにおいて、各社のデータを定期的に公開していくこととしてはどうか。

(参考) 自主的取組の透明性向上に向けた検討状況②

第57回制度設計専門会合（2021年3月2日）資料5－1より抜粋

Ⅲ. 燃料制約・揚水制約の実施に係る基準の明確化

- 各社からの提出データや公開ヒアリングにおいて、LNG・石油の燃料制約に係るタンクの運用下限を設定する際のリスク評価の方法（入船遅延リスクの日数、使用量変動の考慮の有無等）や、運用の詳細（運用下限の引き下げ、運用下限を割り込んだ対応の有無）について、現状、明確な基準が定められていないため、今般の価格高騰時における各社の運用に、一部ばらつきが見られた。
- 自主的取組の透明性を高める観点から、旧一電等の燃料制約の実施に係る基準について、明確化することが重要ではないか。例えば、各社のLNG基地の状況等の個別事情も考慮しつつ、今後、運用下限を設定する際に織り込むべきリスクの考え方等を整理して明確化することが必要ではないか。
- また、揚水制約についても、どのような諸元を考慮し、どのように算定するかなどについて、考え方を整理し明確化を図ることが必要ではないか。

②緊急時対策：kWh不足に対するセーフティネットの仕組み

- 前回小委で示したとおり、一般送配電事業者が確保した調整力が市場に供出されないこと等により、**供給力が確保されている場合においても、市場で売り札切れが発生する可能性**は想定される。
- 実際、電取委の「一般送配電事業者の調整力の調達・運用がスポット市場等に与えた影響」に係る分析の中でも、**予備率※が20%以上の場合でも売り札切れが発生した**とされていることを踏まえれば、予備率が3%以上確保され、①の対策により市場に供給力が供出される場合であっても、**kWh不足による市場の売り切れが発生する可能性が否定できないと考えられる。**

※ただし、この予備率については、揚水制約や火力発電の燃料制約等が十分に考慮されておらず、その計算方法について精査が必要とされている。

第57回制度設計専門会合（2021年3月2日）資料5－2より抜粋

予備率ごとのコマ数（2020年12月1日～2021年1月31日）

予備率(9エリア合計)	コマ数	左記のうち 売り切れのコ マ数(※)
～5%	0	0
5%～10%	78	69
10%～15%	351	265
15%～20%	632	333
20%～25%	684	274
25%～	1231	204
合計	2976	1145

(※) 東京エリア・関西エリア・九州エリアのエリアプライスがすべて20円以上であったのコマ

②緊急時対策：kWh不足に対するセーフティネットの仕組み

- 2022年度からは、インバランス料金が、需給調整市場価格を基礎とした上で、需給逼迫時は一般送配電事業者の「上げ余力」に応じた価格となる仕組みとなり、また、2024年度からは更に容量市場の運用が開始され、必要な供給力の確保や、実需給の価値を反映したインバランス料金の形成に資する制度の整備が予定。前回小委では、2022年度以降、こうしたインバランス料金制度が市場のセーフティネットとして機能するのではないかとの点について、御議論いただいた。
- 他方、2021年度中においては、
 - － 調整力価格や「上げ余力」によるインバランス料金算定に係るシステムが未整備であることに加え、
 - － 例えば予備率における揚水制約や火力発電の燃料制約の扱いが十分に考慮されていない等、一般送配電事業者の「上げ余力」の考え方に係る整理が必要であることから、2022年度と同様のインバランス料金制度を導入することは困難であり、別途暫定的な措置を検討することが必要。

短期対策

①暫定的なインバランス制度

⇒詳細：②－1～②－4

②市場参加者が必要な情報にアクセスできる仕組みの整備

⇒詳細：②－5

中長期対策

①インバランス料金における補正料金算定インデックスの分析・検討

※第57回制度設計専門会合事務局資料（抜粋）

「次回以降、この「補正インバランス料金算定インデックス」が今回の需給ひっ迫期間においてどのような値となっていたか分析し、現行の案で適当かどうか分析を行う。」

②小売電気事業者の供給能力確保義務の在り方の検討

※第57回制度設計専門会合における委員発言（抜粋）

「小売事業者が今ある供給能力確保義務を果たすため、高いインバランスを避けるために、スポット価格が上昇したという今回の事象を考えると、インバランスの価格自体が、調整力の電源の費用（略）にリンクするものであり、かつ、インバランス発生自体は小売事業者がとがめられることなく、インバランスの精算という形でクリアすることで認められれば、このようなこのパニックは防げるのかな、と思います。（略）私はあくまで需給はしっかり足りるということが、条件として整備された上で、インバランスを小売事業者が出してもいいのではないかと聞いたかった。その条件というのは、おそらく容量市場がしっかり整備されて、容量としてはしっかり足りているということ。また、今回の話は、kWhも燃料も確保されているということが条件であって、容量市場のため、あるいはkWhをしっかりと確保するために、小売事業者もそのために一定の負担をしていく、そういった条件であり、最終的な需給は足りるのであれば、インバランスが発生するのをそこまで激しく、ぎりぎりまで責任を負うというのは違っているのではないかと考えている。」

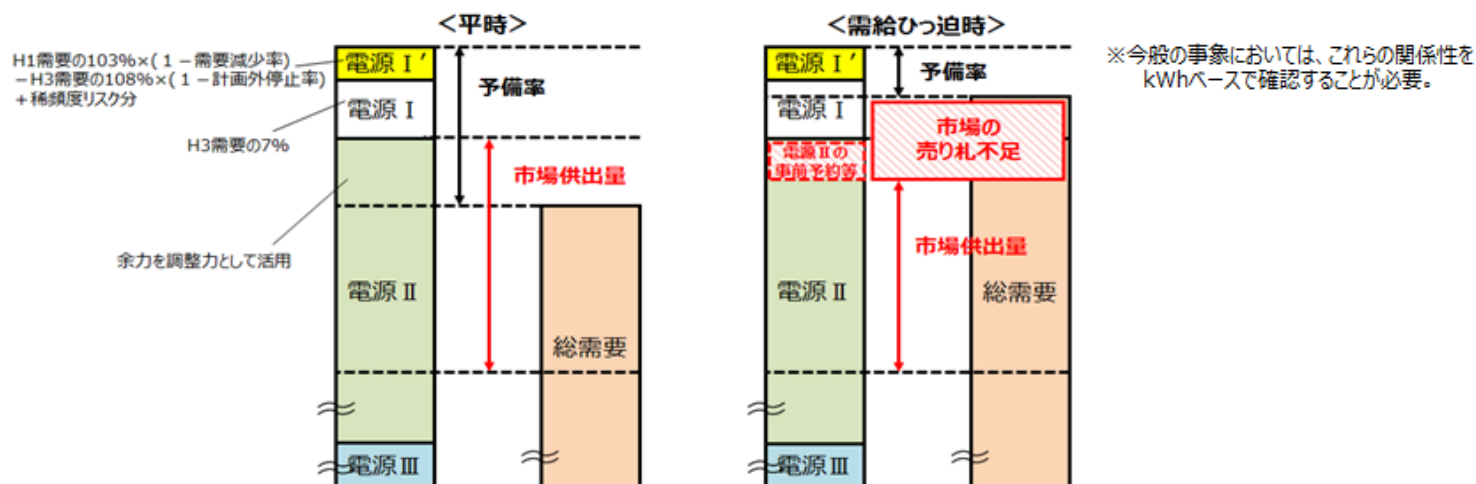
(参考) 供給力が確保されている場合における売り札切れ発生の可能性

第30回 電力・ガス基本政策小委 (2021年2月17日) 資料8より抜粋

【論点②】供給力が確保されている場合における売り札切れ発生の可能性

- 論点①の対策により、市場に十分な売り札が供出され、小売電気事業者が卸電力（kWh）にアクセスできるような制度の整備を行うことが重要。
- しかしながら、日本では、欧州で一般的に採用されているbalancing group型の電力市場が導入されており、電力市場の運営と、系統運用の運営は、それぞれ別の主体により行われている。このため、
 - 実需給断面で十分な予備率が確保されていても、この予備率は一般送配電事業者が確保した調整力を含む値であるため、市場に供出可能な供給力は需要量を下回る可能性がある。
 - スポット取引断面でBGが策定した計画と実績とでずれがある場合、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも、スポット市場断面では売り札が不足する可能性がある。
(今年1月は、市場で売り札切れが発生した場合であっても、全国大で系統余剰傾向であったコマが多く発生（速報値ベース））。
- 今後、こうした売り札切れが想定される場合の市場の在り方について検討が必要。その際、売り札切れの原因に応じた検討が必要なため、今般の事象において発生した売り札切れが上記2つの理由に起因するものであったのか、一般送配電事業者の調整力確保に係るフロー等も確認しつつ、検証を行うこととしてはどうか。

調整力確保量と市場供出量の関係（イメージ）



【論点④】市場におけるセーフティネット等の在り方について

- 市場における継続的な価格高騰に対しては、セーフティネットやサーキットブレーカーを設けるべきではないかとの御意見もあるところ。
- 今回の市場価格の高騰においては、インバランス料金の上限価格（200円/kWh）を前倒して導入したことにより、スポット市場価格の上昇に対する実質的な抑止力が働いたと考えられる。
- 論点③に記載のとおり、2022年度以降は、需給調整市場価格、すなわち調整力の限界的なkWh価格をインバランス料金の基礎とした上で、需給逼迫時は一般送配電事業者の「上げ余力」に応じた価格となる等、実需給の電気の価値に基づくインバランス料金制度が導入されるところ、このインバランス料金制度が市場のセーフティネットとして機能すると考えられるが、どうか。
- なお、諸外国においても、
 - 前日市場の約定価格に上限価格を設定している欧州においては、上限価格設定に係る議論において、柔軟な供給力への投資や既存電源の効率利用の観点から上限価格を設けるべきではない等、様々な意見があったこと
 - 容量市場のないテキサス（ERCOT）において、今冬、寒波の影響等を背景に、前日市場において8,000ドル/MWh（約840円/kWh）、リアルタイム市場では9,000ドル/MWh（約950円/kWh）を超える価格を記録する等、需給状況を反映した価格高騰自体は諸外国でも起こりうること等を踏まえると、スポット市場自体への上限価格の導入については慎重な検討が必要と考えられるのではないか。

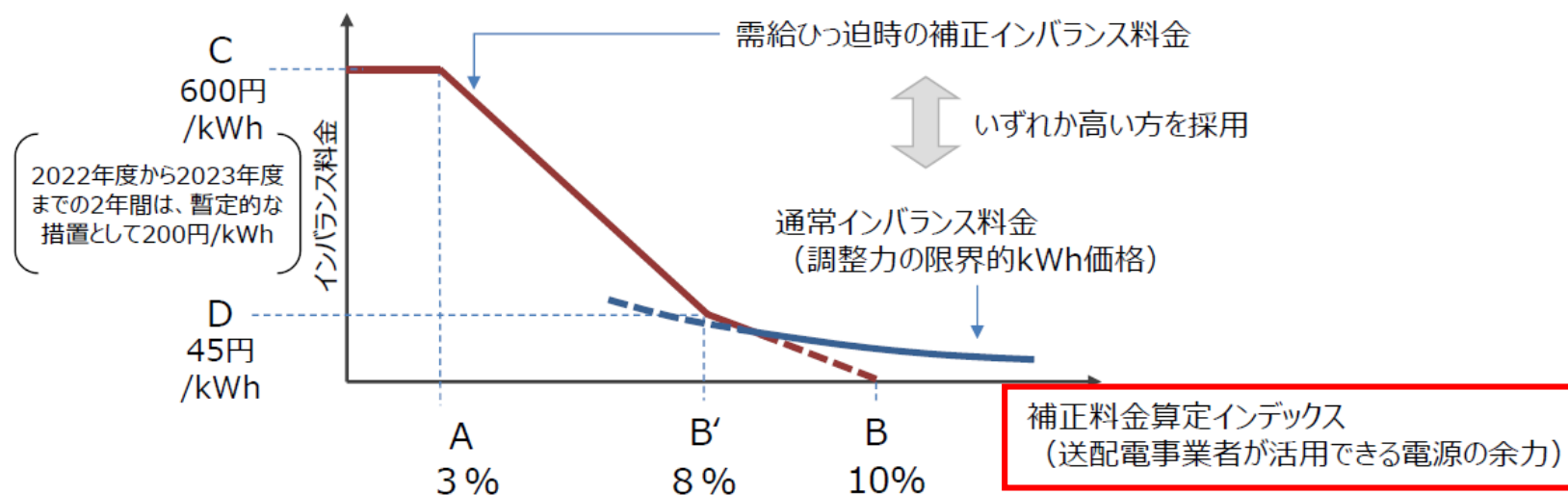
(参考) 2022年度以降のインバランス料金制度

第2回電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会（2020年9月18日）資料3より抜粋

新たなインバランス料金の概要（需給ひっ迫時のインバランス料金）

- 需給ひっ迫時の不足インバランスの発生は、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させ、緊急的な供給力の追加確保や、将来の調整力確保量の増大といったコスト増につながる。
- このため、新たなインバランス料金制度では、そうしたコストが料金に反映されるよう、需給ひっ迫時にインバランス料金が上昇する仕組みを導入した。
- 需給ひっ迫時に料金が上昇する仕組みとすることにより、将来的には、価格メカニズムを通じた需給の調整が図られるようになることが期待される。

需給ひっ迫時補正インバランス料金の設定



(参考) 一般送配電事業者が公表する予備率についての検討状況

第57回制度設計専門会合（2021年3月2日）資料5－2より抜粋

一般送配電事業者が公表する予備率についての分析のまとめ

- 今回の分析から、一部のコマにおいて予備率が一定以上ありながら売り切れが発生していたという矛盾については、**予備率の計算方法に原因があったものと考えられる。**

（予備率の計算において、揚水発電の現実的な活用可能量や火力発電の燃料制約が十分に考慮されておらず、実際の上げ余力よりも予備率が大きく計算されている。）

- 系統利用者により正確な情報を提供する観点から、一般送配電事業者は、予備率の計算方法について精査することが必要ではないか。

なお、2022年度以降のインバランス料金においても、需給ひっ迫時補正インバランス料金の計算において、コマ毎の上げ余力を一定の方法で評価した「補正インバランス料金算定インデックス」を計算することされている。

次回以降、この「補正インバランス料金算定インデックス」が今回の需給ひっ迫期間においてどのような値となっていたか分析し、現行の案で適当かどうか分析を行う。

②－ 1 緊急時対策：暫定的なインバランス料金に係る基本的な考え方

- 2021年度の暫定措置については、2022年度以降のインバランス料金制度（需給調整市場価格を基礎とした上で、需給逼迫時は一般送配電事業者の「上げ余力」に応じた価格となる仕組み）を見据えつつ、現時点では「上げ余力」の算定が困難であること等も踏まえ、別の方法で条件や価格を設定することが必要。
- 電取委における分析を前提とすれば、「上げ余力」が一定以上確保されている場合であっても、kWhが不足する場合には、「燃料の先使い」等により、一定期間、逼迫状況が継続するおそれがある。
- このような場合には、一部のコマでkWを確保するだけでなく、限りあるkWhを全国大での燃料在庫の状況や将来の燃料制約等を加味して効率的に運用することが重要であり、電力広域的運営推進機関による広域融通や、一般送配電事業者による調整力運用等が安定供給確保において大きな役割を果たすと考えられる。
- 一方、BG側においても、一定期間需給逼迫が継続する場合においては供出可能なDRリソースに限りがある一方で、DR等の需要抑制が積極的に行われることが重要。
- このため、2021年度の暫定的な措置として、
 - ① 「上げ余力」が一定以上あるにもかかわらず、kWhが不足すると認められる条件下では、
 - ② 小売電気事業者によるDRリソース確保等のインセンティブを削がない範囲内で、買い入札価格の上昇を抑止する観点から、一定のインバランス料金を暫定的な上限値として設定することとしてはどうか。
- なお、今般の措置はあくまで暫定的な措置とし、2022年度以降のインバランス料金制度におけるこうしたセーフティネットの在り方については、電取委において議論が進められることが期待される。

(参考) 燃料の先使いにより想定される影響

第57回制度設計専門会合（2021年3月2日）資料5－2より抜粋

売り切れコマにおける電源Ⅱ指令のスポット市場への影響

- 前述した売り切れコマにおける電源Ⅱ指令のスポット市場への影響については、以下のように考えられるのではないかな。

売り切れが発生したコマにおける電源Ⅱへの指令

- ① 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
- ② 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース

スポット市場への影響（考察）

- － こうした電源Ⅱ指令は、発電事業者が燃料制約のためにスポット市場に投入しなかった分への指令であることから、そのコマについては市場に影響は与えていなかったと考えられるのではないかな。（後述する電源Ⅱ予約を除く。）
- － 他方で、こうした指令は先々のコマのために確保しておいた燃料を消費することとなるため、翌日以降のスポット市場投入可能量に影響があったと考えられる。
- － これについて、上述①のケースについては、仮に電源Ⅱに指令せず電源Ⅰ揚水に指令した場合には、いずれ揚水ポンプアップが必要となり、揚水ロスを考慮すると、先々のコマにおけるスポット市場投入可能量はさらに減少したと考えられる。すなわち、この電源Ⅱ指令の先々のコマのスポット市場への影響は、電源Ⅰに指令する場合よりむしろ小さかったと言えるのではないかな。
- － また、上述②のケースについては、このコマの需給調整には不可欠の指令であったことから、その後のスポット市場投入可能量に影響があったとしても、致し方ないものと言えるのではないかな。

注）電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを発電事業者が行うこととされている契約の場合、①の電源Ⅱの稼働は、契約に基づく電源Ⅰ揚水のポンプアップを履行したことから扱われる。

②－ 2 緊急時対策：適用条件①kWhが不足すると認められる場合

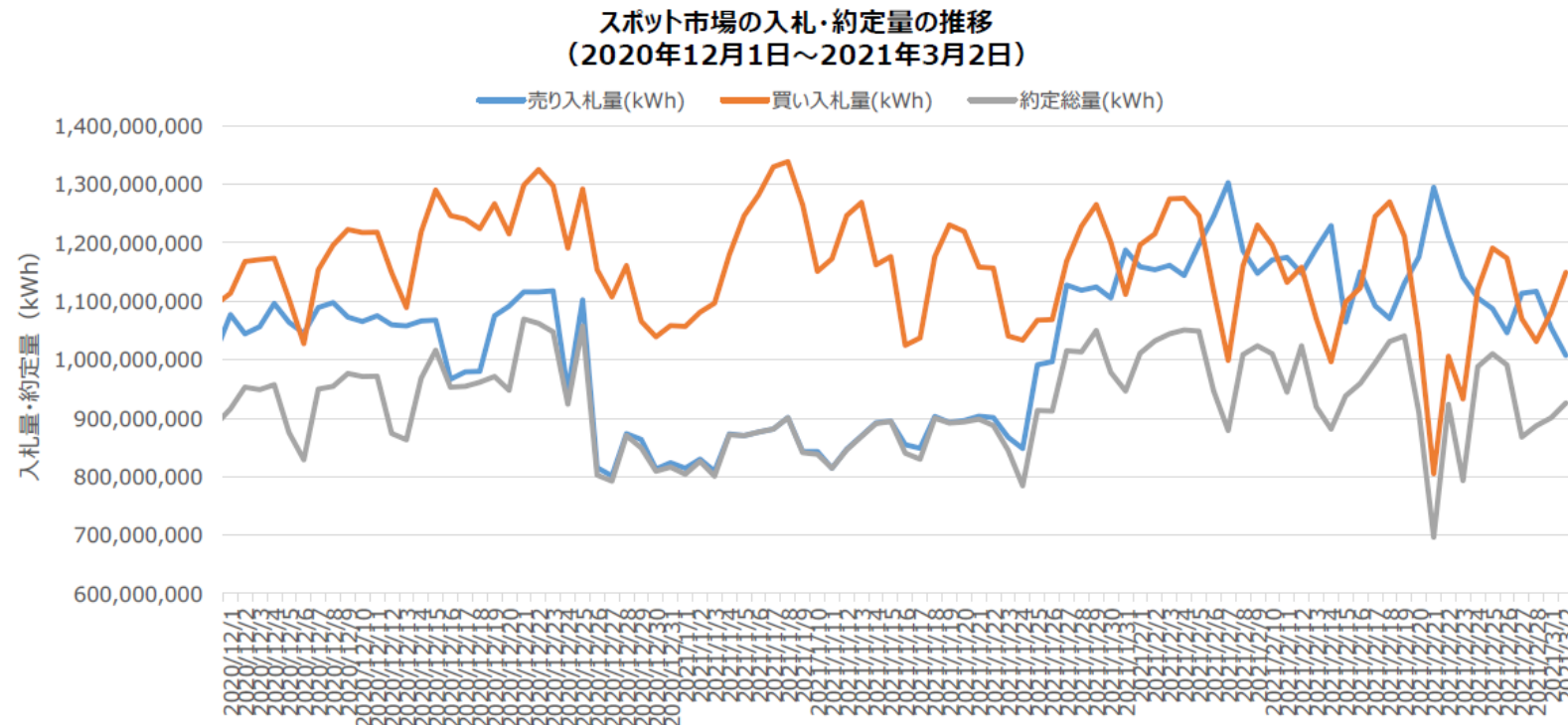
- 今冬においては、12月下旬～1月下旬の間の多くのコマにおいて、全国での売り入札量から約定総量を控除した売れ残り量がゼロとなっていた。
 - このような市場環境においては、先々のコマのために確保しておいた燃料の先使い等により、スポット市場投入可能量に影響が生じる可能性が想定される。
 - このため、暫定的なインバランス料金の適用条件におけるkWh不足の考え方については、コマ毎に評価するのではなく、1日毎に評価することとしてはどうか。
 - 上記を踏まえ、暫定的なインバランス料金の適用条件におけるkWh不足の考え方については、今冬や今冬以前の売り入札に係る実績（→P55及びP56参照）も踏まえ、「1日当たり一定のコマ数以上（例えば20コマ以上）で売り札切れ※となった日」を対象とすることが考えられるのではないかな。
- ※全国での売り入札量から約定総量を控除した売れ残り量により計算する。なお、一部の特異な入札の影響により、事実上の売り札切れであるにもかかわらず、売れ残り量自体はゼロとならない可能性もあるところ、今般の暫定的なインバランス料金の趣旨を踏まえると、こうした一部の入札の影響により適用条件が左右されるべきではないと考えられることから、本暫定措置の適用条件における「売り札切れ」の考え方については、「売れ残り量が約定総量の一定割合以下（例えば1%以下）である場合」を対象とすることとしてはどうか。
- 他方で、市場に売り札が残っている状況では、上記の「売り札切れ」の場合よりも価格高騰の蓋然性が低いと考えられるところ、こうした条件設定の必要性について、どう考えるか。

(参考) スポット市場の売買入札量・約定長の状況

第57回制度設計専門会合（2021年3月2日）資料5－1より抜粋

スポット市場の売買入札量・約定量の状況

- 今冬のスポット価格の高騰は、12月下旬から1月下旬にかけて、売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生する中、スパイラル的に買い入札価格が上昇したこと等により発生。
- 監視等委員会では、旧一電（沖縄電力を除く9社）及びJERAに対して、毎日の売り入札の根拠データの提出やヒアリングを求めることに加え、各社への報告徴収（2月8日）や、これらの事業者に対する公開のヒアリング（2月25日）を行い、分析を進めてきたところ。



(資料) JEPX公開データより事務局作成。 6

(参考) 今冬において売り札切れとなったコマ数等の状況

年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格	年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
12/16	8	23	20.35	45.26	1/6	47	48	79.38	100
12/17	0	13	24.30	59.99	1/7	36	48	89.82	103.01
12/18	6	17	24.66	60.5	1/8	19	48	99.90	120.02
12/21	0	1	14.72	40	1/9	41	44	91.69	121
12/23	0	2	11.53	30	1/10	28	38	90.46	150
12/24	0	4	17.27	35.1	1/11	37	48	117.39	170.2
12/25	3	8	14.65	30.1	1/12	7	45	150.25	210.01
12/26	13	29	35.83	75.1	1/13	19	46	154.57	222.3
12/27	13	36	25.84	75.1	1/14	6	46	127.51	232.2
12/28	4	41	30.82	80	1/15	3	48	127.40	251
12/29	0	34	20.17	50	1/16	0	32	48.51	100.01
12/30	14	38	29.38	69.99	1/17	0	17	34.97	101.01
12/31	23	39	28.69	50	1/18	0	42	77.20	200
1/1	22	35	30.15	66.84	1/19	2	48	97.62	200
1/2	20	41	32.83	60	1/20	5	45	97.62	200
1/3	0	37	37.66	65	1/21	15	40	77.90	200
1/4	9	47	48.52	80	1/22	1	28	62.71	190
1/5	35	48	62.41	85	1/23	2	11	29.14	60

（参考）今冬以前に売り札切れとなったコマ数等の状況

2016年度

年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
2016/8/8	1	10	13.11	40
2017/1/24	2	3	13.24	25

2017年度

年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
2017/12/15	2	2	12.58	20
2018/1/24	3	3	18.21	35.1
2018/1/25	8	14	18.26	36.1
2018/1/26	10	13	18.11	36
2018/1/30	0	3	16.75	30
2018/1/31	6	11	17.45	30
2018/2/5	7	15	21.35	50
2018/2/6	5	24	19.87	40.02
2018/2/7	10	26	20.17	40.02
2018/2/8	5	19	19.32	35.11
2018/2/13	0	7	14.96	23.99
2018/2/19	3	11	15.08	22.5

2018年度

年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
2018/5/7	0	6	10.74	14.03
2018/7/24	5	9	26.16	75
2018/7/25	1	9	19.62	50
2018/12/13	2	3	11.94	20
2019/1/28	0	4	10.87	13.97

2019年度

年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
2019/7/31	0	4	11.67	21.63
2019/8/1	0	8	13.36	35.05
2019/8/2	0	9	15.18	49.99
2019/8/5	0	9	11.81	30
2019/8/6	0	7	14.97	49.99
2019/8/7	0	13	16.87	49.99
2019/8/8	0	2	16.80	50
2019/8/9	0	2	14.26	49.99
2019/8/19	0	6	13.05	39.99
2019/9/9	0	12	13.26	40
2019/9/10	0	6	18.81	60
2019/9/11	0	5	15.01	39.99
2019/9/17	0	2	9.34	15
2019/10/1	0	4	10.53	14.71
2019/10/2	0	5	11.17	15.46
2019/10/8	0	1	9.06	14.61
2019/11/28	0	8	9.68	15.57

2020年度

年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
2020/8/28	0	10	13.98	49.99
2020/9/4	0	4	12.54	47.04
2020/9/7	0	5	9.16	20
2020/9/8	0	6	8.82	30
2020/9/9	0	5	10.32	30

②－3 緊急時対策：適用条件②「上げ余力」が一定以上あると認められない場合等

- 市場価格は安ければよいものではなく、必要な供給力が確保される価格水準であることが重要。近年、再エネの拡大に伴い市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加する中で、少なくとも容量市場の運用開始前は日本がテキサス州等と同様のエナジーオンリーマーケットとなっていることを踏まえれば、電源等のkW不足に伴う市場価格の上昇は、直ちに不適當ではないと考えられる。
- 2022年度以降のインバランス料金制度においては、「上げ余力」が3%以下の場合、インバランス料金を200円/kWhとすることとされているところ、2021年度の暫定措置においても、電源等のkWが不足する場合には暫定的な上限値の対象外とするよう、予備率（kWベース）3%以下の場合は「上げ余力」が一定以上あると認められないこととしてはどうか。
- また、1月15日にインバランス料金の上限値を200円/kWhとする託送供給等約款の特例認可を行ったところ、②－2の場合を除き、上記のような予備率が3%を下回る場合等において、インバランス料金の上限を200円/kWhとする措置については、2021年度中も継続することとしてはどうか。

(参考) テキサスにおける市場価格高騰

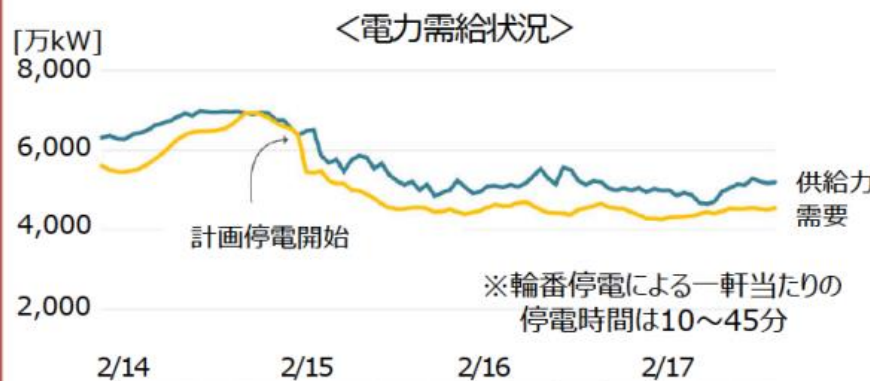
(参考) テキサス州の大規模停電について (2021年2月)

要因

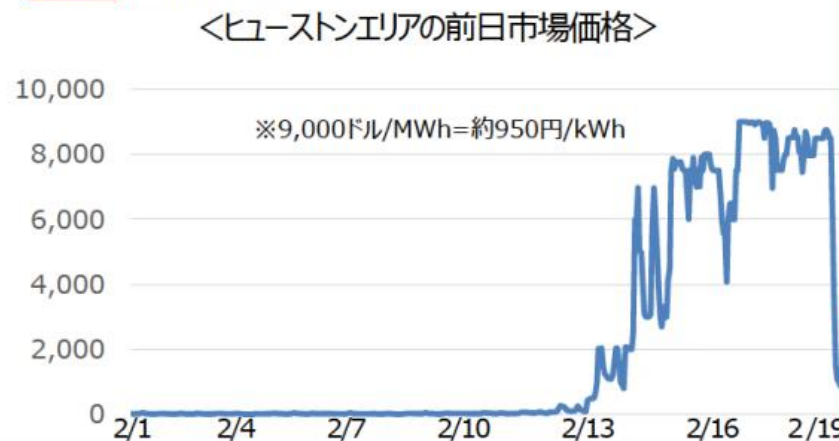
- 電力供給の急激な減少：
 - ✓ 寒波や強風による、ガスパイプラインやタービンの凍結、風力発電設備の凍結・損壊等
 - 最大4,600万kWの供給力喪失 (内、火力：2,650万kW、風力・太陽光：1,800万)
(2020年11月時点での冬季予備力は2,481万kW、予備率49.8%。ピーク需要予測約5,770万kW)
- 大寒波による電力需要の増加：
 - ✓ 各地でマイナス10度以下となり、1989年以來の最低温度を記録。
 - 需要は過去最高を更新 (約6,900万kW)

停電・市場価格の状況

- 15～19日の5日間で計画停電を実施。
最大約400万世帯(約32%)が停電。



- 前日市場において約950円/kWh (=上限値)を記録 (1\$ = 106円換算)



②－４ 緊急時対策：暫定的なインバランス料金の上限値

- 2022年度以降のインバランス料金制度における需給逼迫時の補正インバランス料金として、下記の考え方から45円/kWh、200円/kWhという価格が設定されているところ、2022年度以降との整合性の観点から、暫定的なインバランス料金の上限値については、45円/kWh～200円/kWhの間で検討することが考えられるのではないか。
 - － 45円/kWh：
「電源Ⅰ'以外の新たな供給力を追加的に確保することが必要になり始める水準」における価格として、電源Ⅰ'応札時のkWh価格上限の各エリア最高価格の全国平均を引用
 - － 200円/kWh：
「新たにDRを追加的に確保するのに必要となる価格」として、電源Ⅰ'のkW+kWh価格の各エリア最高価格の全国平均について、一般送配電事業者が想定する回数発動した場合（3.6時間～14.4時間※）の価格を参考に、原則として600円/kWhとすることとしつつ、2023年度までの暫定的な措置として200円/kWhと設定（※）運転継続可能時間（2～4時間）×想定発動回数（1.8～3.6回）
- この検討に当たっては、例えば、電源Ⅰ'のkW+kWh価格を基礎に、今冬において、エリアにより最大76時間の電源Ⅰ'の発動があったことを踏まえつつ、DR等の追加的な確保を促す価格の在り方を検討することが考えられるが、具体的にどのような方法が可能か、次回以降検討することとしてはどうか。
- なお、本暫定措置については、事業者計画値同時同量達成へのインセンティブを与えることによる安定供給確保の観点や、事業者の予見性確保の観点の双方を踏まえた検討が重要。

※ 上記のような暫定措置を導入することにより、コマごとに見れば、インバランス料金よりも実際の調整力コストが高くなる可能性も考えられる。この点、前回小委において、「インバランス収支の扱いについては、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を検討することを基本」とするとされたところ、上記の暫定措置により、仮にインバランス収支全体で見て大きな過不足が発生した場合においても、同様にその還元・調整等を検討することが考えられる。

(参考) 2022年度以降のインバランス料金における上限価格（600円/kWh）の設定

第44回制度設計専門会合（2019年12月17日）資料3－1より抜粋

(参考) 2020年度向け電源 I '公募結果から見積もったCの設定の検証

- 2020年度向け電源 I '公募結果から見積もった新たにDRを確保するコスト（kW確保コスト+kWhコスト）は、約750円/kWhであった。

DR 発動1時間あたりコスト（発動回数1.8～3.6回を想定）
＝（電源 I '評価用kW価格＋評価用kWh価格」のエリア最高÷運転継続可能時間）÷想定発動回数

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減
落札容量(万kW)		8件 77.0	－	4件 15.0	17件 26.2	13件 11.2	11件 29.7	19件 70.4	8件 40.7	3件 27.7	5件 44.9	2件 17.2	募集なし	1件 5.0	－
評価用価格※ エリア最高(円/kWh)	A	13,543	－	2,615	3,676	1,061	5,954	8,785	2,831	3,198	3,073	▲ 125		1,746	－
評価用価格※ エリア平均(円/kWh)		10,218	－	2,494	3,585	1,091	5,743	6,795	1,052	2,208	2,413	205		1,746	－
ペナルティ対象期間		12/1～2/28		7/16～9/20 12/16～2/20			7/1～9/30 12/1～2/28			7/1～9/30				7/1～9/30 12/1～2/28	
運転継続可能時間	B	3時間		4時間			3時間			2時間				2時間	
想定発動回数	C	1.8回		3.6回			3.6回			1.8回				3.6回	
発動1時間あたりコスト (年間発動回数1.8～3.6回)	A÷B÷C	2,508		182	255		551	813		888	854			243	

	関西			中国			四国			九州		
	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減
落札容量(万kW)	15件 96.5	15件 120.4	23.9	募集なし	2件 10.6	－	募集なし	17件 12.2	－	17件 25.4	4件 49.7	▲ 13件 24.3
評価用価格※ エリア最高(円/kWh)	8,358	6,001	▲ 2,357		5,516	－		8,176	－	10,819	5,422	▲ 5,397
評価用価格※ エリア平均(円/kWh)	6,893	5,812	▲ 1,081		5,504	－		6,427	－	5,850	4,864	▲ 986
ペナルティ対象期間	4/1～3/31 (7/1～3/31)	4/1～3/31 ()内は追加募集分			7/1～9/30			7/1～9/30 12/1～2/28		7/1～9/30 12/1～2/28		
運転継続可能時間	3時間				4時間			3時間		4時間		
想定発動回数	3.6回				3.6回			3.6回		3.6回		
発動1時間あたりコスト (年間発動回数1.8～3.6回)	A÷B÷C	774	556		383			757		751	377	

9社平均

2019年度	2020年度
629	749

※評価用価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格： 公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

評価用kWh価格： 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

上限kWh価格： 電源 I '応札時に応札者が設定するkWh価格の上限。

想定発動回数： 契約期間内の発動可能回数（12回）から、10年間で平均的な発動可能回数として算出。

※ 評価用kW価格＋評価用kWh価格の最高価格は、エリアによっては電源が該当する場合もある。市場に出てきていなかった供給力を1kWh追加で確保するために必要なコストを算出する趣旨から、電源も含めることとした。

(参考) 今回の価格高騰期間における電源Ⅰ'の発動状況

第55回制度設計専門会合（2021年2月5日）資料4より一部抜粋

日にち	北海道	東北	東京	中部※1	北陸	関西	中国	四国	九州
1月4日（月）	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月5日（火）	—	9:30-19:30	17:00-20:00	—	—	9:30-11:30 17:00-20:00	—	—	—
1月6日（水）	16:30-22:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	16:00-19:00	—	17:00-20:00	—
1月7日（木）	9:00-24:00	15:30-20:00	17:00-20:00	—	15:00-21:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	—
1月8日（金）	0:00-11:00, 17:30-24:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	9:00-19:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	15:30-20:00
1月9日,10日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月11日（月）	2:00-8:00	—	—	—	—	—	—	—	—
1月12日（火）	17:00-23:30	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月13日（水）	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	16:00-20:00
1月14日（木）	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00, 17:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月15日（金）	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月16日,17日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月18日（月）	—	—	—	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月19日～22日	—	—	—	—	—	16:00-19:00※2	—	—	—

※1 中部エリアは、冬期は電源Ⅰ'を確保していない。 ※2 1/20は17時から20時、1/22は9時から12時まで稼働。

②－５ 緊急時対策：市場参加者が必要な情報にアクセスできる仕組みの整備

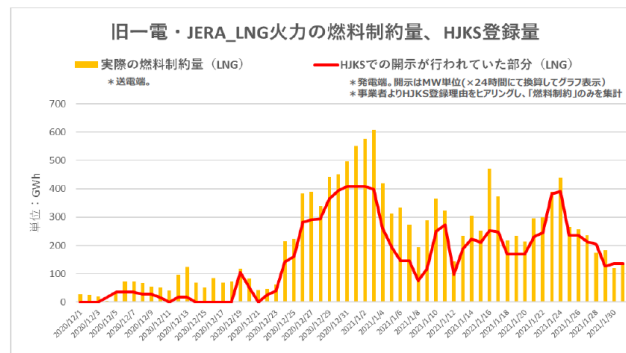
- 今冬のような需給逼迫による売り入札不足が懸念される場合においては、②－１～②－４で御議論いただいたセーフティネットの実効性を確保するとともに、市場参加者によるDRの発動を円滑に促す観点から、市場参加者が、何らかの形で、市場のkW不足やkWh不足を予見できる仕組みが必要と考えられる。
- 現在、スポット市場におけるコマごとの売り入札量や約定総量は前日10時の取引以降速やかに、需給曲線（入札カーブ）については原則取引当日中に、JEPXのホームページで公表されている。また、TOCOMやEEX等において帳入値段等が公表されており、フォワードカーブを作成することも可能。こうした情報は、市場参加者が翌日以降の市場の状況を見込む上での重要な情報の一つとなると考えられる。
- こうした情報に加え、現在、発電情報の公開の充実などの情報公開の在り方や、電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充（kWh情報の追加等）に係る検討が開始されているところ。こうした検討においては、市場参加者が翌日以降の市場の状況を予見するに当たってどのような情報がどのようなタイミングで公開されることが望ましいと考えられるかといった市場参加者のニーズを考慮した上で、実現可能性や競争情報への配慮等も踏まえつつ、検討がなされるべきではないか。

(参考) 発電情報の公開の充実などの情報公開の在り方に係る検討状況

第57回制度設計専門会合（2021年3月2日）資料5－1より抜粋

HJKSにおける情報公開（開示の対象要件）

- 今冬に発生した燃料制約（LNG）のうち、一定程度はHJKSの開示の対象外となっていた。これは、HJKSの開示の対象となる出力低下は10万kW以上の低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれることが要件であること等が理由と考えられる。
- 特に、今冬の価格高騰時において、各事業者は、市場への影響を抑えるため、**朝夕のピーク時間帯にフル出力に近い水準で運転し、その他の時間帯で燃料制約を行うといった方策**をとっており、**上記の要件に該当しないケースがあったものと考えられる。**



46

発電情報の公開に関する今後の検討

- 新電力からは、**発電に関する情報を広く公開してほしい**という要望があるところ、**市場の透明性、市場参加者の予見性**の向上のため、発電情報の公開の充実に向けた検討が重要。
- 今後、**発電事業者※に発電情報公開に関する影響等の実態調査**を行いつつ、**諸外国の制度も参考に、検討を行うこと**としてはどうか。

※なお、HJKSの情報開示については、要件に該当する全ての発電事業者が対象であり、その対象は旧一般電気事業者等に限定されないことに留意。

51

V. 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

- 昨年7月、旧一電各社に対して、社内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うことのコミットメントを要請。これに対し、各社より、コミットメントを行う旨の回答を受領しているところ。
- 特に、発小一体の各社からは、2021年度からの運用開始に向け、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めると回答を受けている。
- 2月25日の公開ヒアリングにおいて、旧一電・JERAに対し、需要変動に柔軟に対応する変動数量契約についての質問を実施。各社からは、グループ外の他社の求めに応じ、変動数量契約を実施している、又は今後の求めに応じて対応する、との回答があった（各社回答は次頁）。

<公開ヒアリングでの質問事項>

- 自社小売の需要変動について柔軟に対応する仕組みとなっているが、グループ外の他社との相対契約においても、求めに応じ供給量を変更できるしくみ（変動数量契約）を実施しているか。
- 現在実施していない場合、今後他社から求めがあれば、それに応じるか。（自社小売と同様に）
- 上記のコミットメントや、公開ヒアリングでの回答を踏まえ、今後、旧一電各社の内外無差別な卸売に関する実施状況を確認し、公表していく。

【論点⑤】新規参入者や自然変動電源の拡大等に伴う市場制度の検討課題

- 論点②については、今後のより詳細な検証を踏まえる必要があるが、構造的には、以下のような環境変化が、その背景として考えられるのではないかと。
 - － 小売への新規参入が拡大する中、TSOは、これらのインバランス調整のための調整力を予め確保しておくことが必要
 - － 多くのFIT電源の需給調整はTSOが実施（※）。自然変動電源が拡大する中、TSOは、これらの需給調整のための調整力を予め確保しておくことが必要
- （※）FIT特例①③。前日6時時点の予測値から実需給断面にかけての発電量の差分をTSOが調整。
- － 現行は、スポット市場が電力取引の太宗を占める一方、時間前市場の取引量は僅少。
 - 再エネの主力電源化を見据えれば、今後は、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等、より実需給に近い市場を重視した市場設計が求められるのではないかと。
 - － 2022年度には、FIP制度及びアグリゲーターライセンス制が施行予定であり、時間前市場については、電取委において、シングルプライスオークションを導入する議論が進められている。
 - － 他方、現状、日本は、火力電源に依存した電源構成となっており、その起動にはリードタイムを要するため、原則、前日に起動スケジュールを決めておく必要がある。また、既に約700の小売電気事業者が参入するが、当日まで市場を通じて需給調整を行う経験が浅い事業者も多く存在すると考えられる。
 - － その一方で、需給調整市場により、全国メルिटオーダーの系統運用が行われる予定であり、2022年度には、インバランス料金は基本的に需給調整市場価格とする仕組みとなる。
 - － こうした構造的な課題や導入予定の仕組みも踏まえ、更にどのような対応が考えられるか。

1. 検証の全体像

2. 対応の方向性（需給）

3. 対応の方向性（市場）

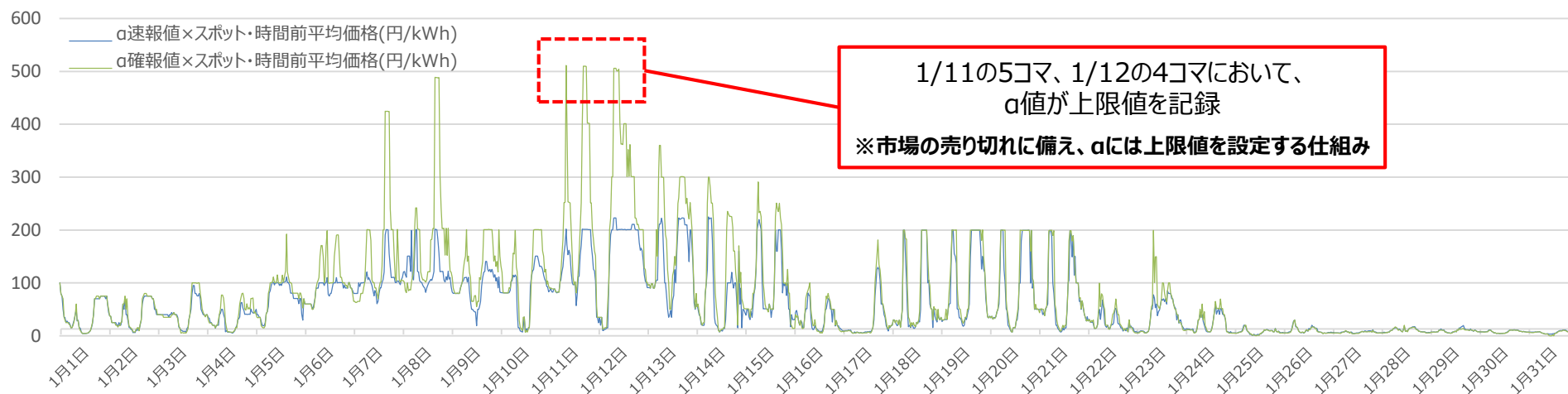
（1）これまでの検証を踏まえた対応の方向性

（2）インバランス料金確報値の公表について

インバランス料金の確報値の公表について

- 3月5日にインバランス料金の確報値が公表。1月中の平均値で見ると、**確報値が78円/kWh**であったのに対し、**速報値は59円/kWh**であった。
- **速報値**は、確報値の公表に1～2ヶ月程度を要することを踏まえ、**実務検討の結果**として、**実需給5日後までに取得可能なデータに基づき公表**されることが決定され、運用がなされているもの。
- 速報値はこうした制約の下で算定されるものであるため、確報値とは計算諸元が異なっているところ、両者の間の差異が生ずる原因としては、例えば下記が考えられる。
 - － ①速報値と確報値で用いる**発電・需要実績**の違い（⇒P70参照）
 - － ②速報値と確報値で用いる**発電・需要計画**の違い（⇒P71参照）
- **1月のインバランス料金算定に係るα値は、市場の売り切れに備えてあらかじめ設定していた上限値となるコマ**が出現（9コマ）。現時点で確報値に誤りがあった等の報告はないが、今後、電取委において検証が必要。

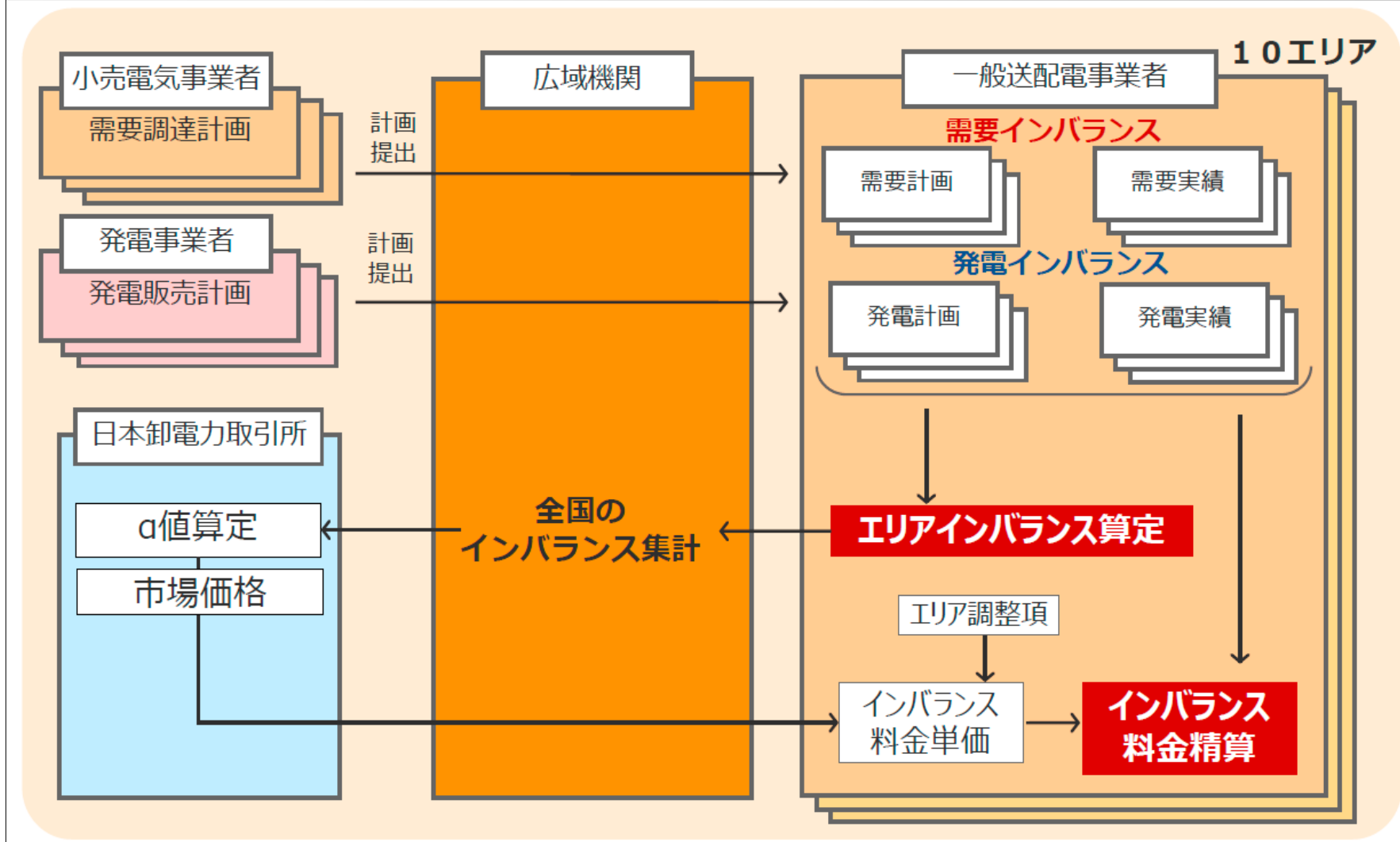
＜1月のインバランス料金速報値・確報値の推移＞



(参考) エリアインバランス算定の流れ

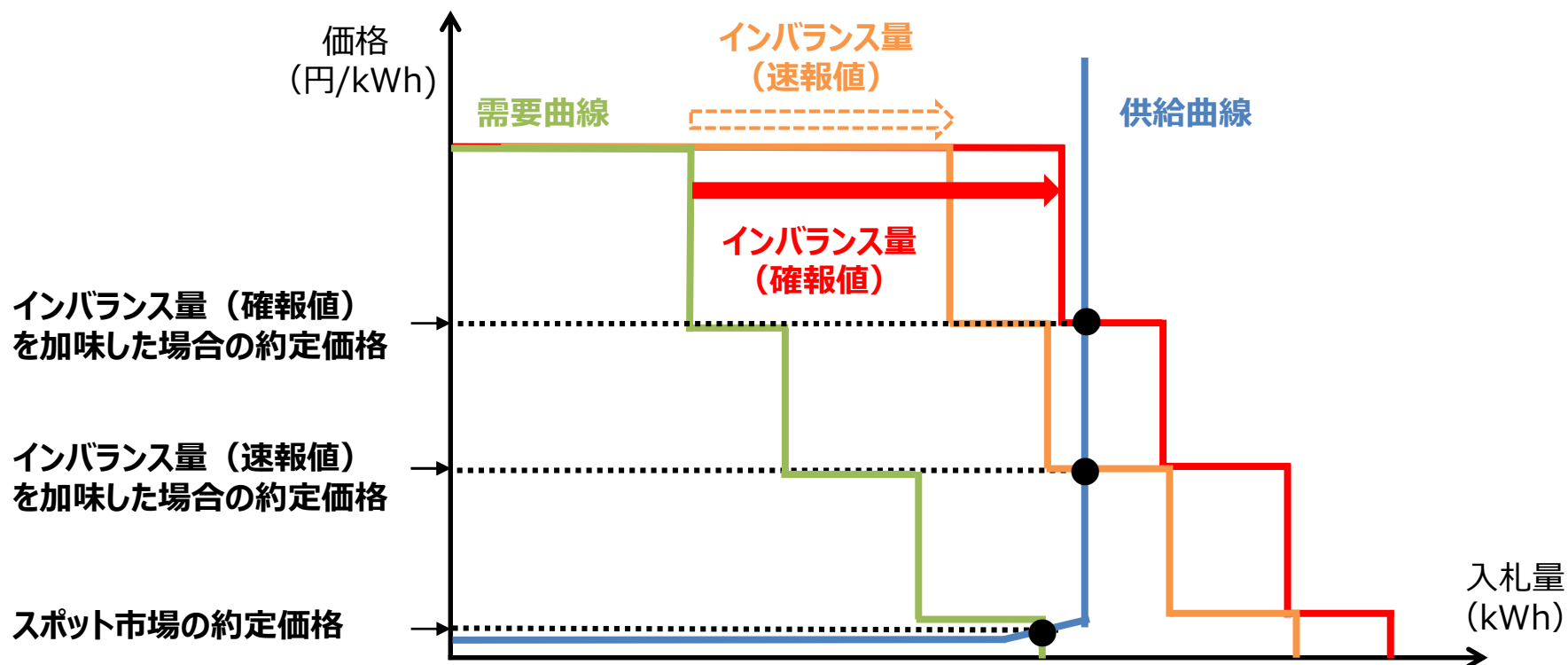
第2回電力・ガス基本政策小委員会総合資源エネルギー調査会
基本政策分科会第5回電力システム改革貫徹のための政策小委員会
合同会議(2017年2月9日) 資料4-2(中部電力資料)

エリアインバランス算定から調整項(α値)算定の流れ



(参考) インバランス料金の速報値・確報値の算定について

- 系統全体の需給状況に応じた調整項（ α ）は、全国で発生したインバランス量とスポット市場での入札曲線を利用して決定。
- 具体的には、実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用。
- インバランス量が速報値・確報値と異なる場合、この仮想的な交点もずれることとなる。



インバランス料金単価の速報値の公表について

2

- インバランス料金単価の公表時期については、前回WGにおいて、インバランス料金単価の確定までに時間がかかるため、確定までの期間の短縮や、予測に基づく速報値の公表について検討すべき、との意見があった。
- 実務検討を行った結果、速報値の公表には実需給から1～2ヶ月を要するため、以下の簡易な方法によりインバランス料金単価の速報値を作成し、実需給の3～5日程度後には公表することが適当と考えられる。
- 実際のインバランス料金の精算は、前回WGで示した方法により算出される速報値を用いて実施。

1. 考え方

- 実需給の数日後時点で取得可能なデータに基づいて算出する簡易な手法により、インバランス料金単価の速報値を作成。
- 速報値作成の業務フローについては、前回示した速報値と同様に、広域的運営推進機関、日本卸電力取引所および一般送配電事業者が連携する形で実施(公表は実需給の数日後)。

2. 簡易な手法の内容

【需要側】

- 一般電気事業者の需要: 「エリアの全体発電実績－新電力の需要実績」と想定(速報値についても同様)
⇒ よって、「エリア全体の需要インバランス＝エリア全体の発電実績－エリア全体の需要計画」となる。

【発電側】

- 中給指令下の電源: 指令に追従できない場合(電源トラブル)については考慮せず、中給指令に従って運転された(インバランスが発生しない)とみなす。
⇒ よって、「エリア全体の発電インバランス＝中給指令下以外の発電BG実績値－中給指令下以外の発電BG計画値」となる。
- 中給指令下になく30分値の把握が可能な電源: 通信不良などによる欠測分については除いて計算。
- 中給指令下になくプロファイリングが必要な電源: 1時間計量器の計量値やパルス値の取得が困難であるため、速報値算定の断面では各一般送配電事業者の中給が推計する値を利用。

(参考) インバランス確報値算定における計画不整合の取扱い

第8回電力・ガス基本政策小委員会
(平成28年8月30日) 資料4

<論点1> インバランス精算における例外的な計画不整合の取扱い

- 本来、生じるべきでない計画の不整合については、不整合の類型に応じた精算方法を予め定めておくことにより、インバランス精算に際して実態を伴わないインバランスの発生を防止すべきではないか。

<精算方法(案)>

以下のようなルールを託送供給等約款に定めるべきではないか。

- ① 調達計画と需要計画に不整合があった場合は、調達計画※1を基準にインバランス精算を行う。
- ② 発電計画と販売計画に不整合があった場合は、販売計画※2を基準にインバランス精算を行う。

※1：小売事業者が転売を行う場合、[調達計画-販売計画]を基準とする

※2：発電事業者が調達を行う場合、[販売計画-調達計画]を基準とする

- ③ 取引関係にある二者間の、対応する販売-調達計画値に不整合があった場合は、その都度一般送配電事業者がどちらの値に合わせるべきか判断するのは困難である。

二者間の計画を一致させるのは、計画の正誤と別に両者に共通の責任であることから、下記のような例外を除き、必ず取引があったと言える電力量に相当する、当該2つの値のうち小さい値を基準に揃え、必要に応じ①または②の処理を実施した上でインバランス精算を行う。

<例外> ・JEPX取引の場合：JEPXの約定量を基準とする
・連系線を介する場合：連系線利用計画を基準とする 等

※実際の負担額は二者間で協議し、精算額を事後調整することとし、必要に応じて紛争処理プロセス等で解決する。

小売事業者x			
調達計画			需要計画
発電A	70	→ 70	100
JEPX調達	30	→ 0 (調達できず)	
合計	100	70 (需要計画と不整合)	



発電事業者A		小売事業者x		
販売計画		調達計画		需要計画
小売x	20	発電A	30	30
		20		
		需要実績		30

20 < 30

精算

(参考) α の上限値について

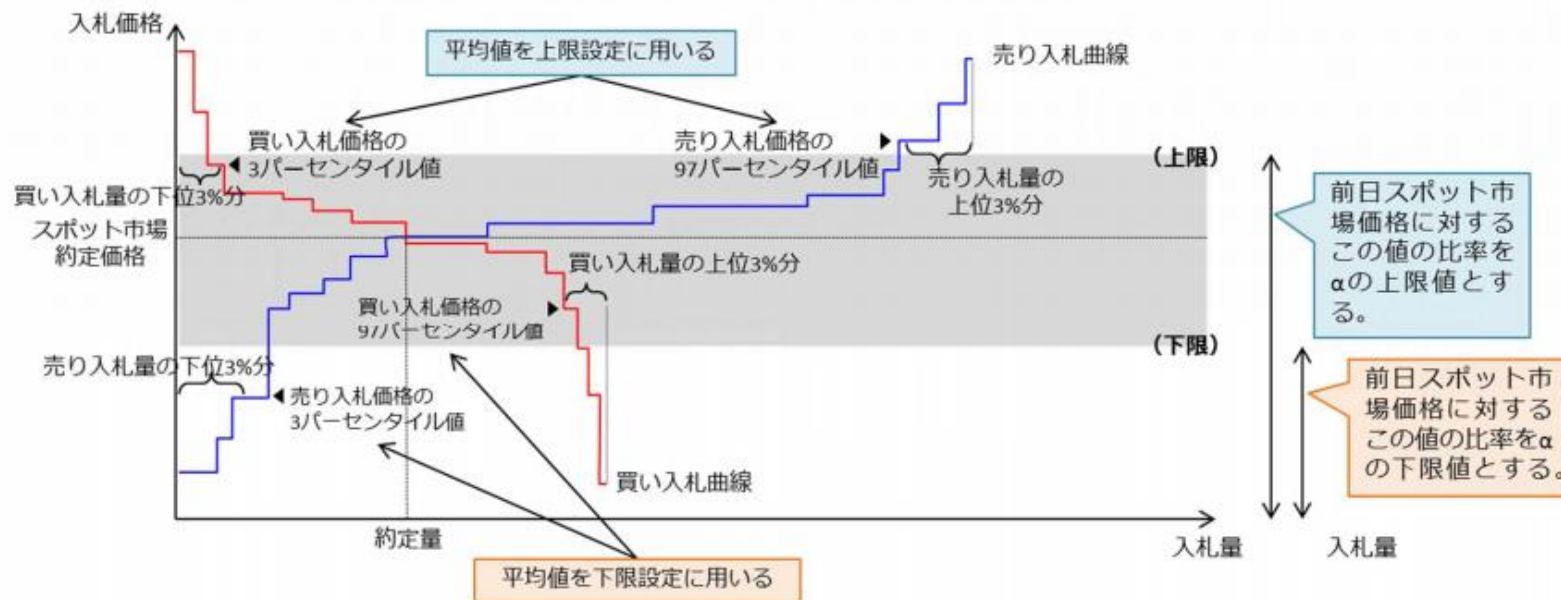
第46回制度設計専門会合
(令和2年3月31日) 資料4

- a)には、スポット市場が薄いとインバランス料金が極端に振れる（更に薄ければ玉切れで定義できなくなる）おそれがあるため、上限値・下限値を定めており、以下のように売りと買いの入札情報を用いて設定している。

【上限・下限の設定方法】入札曲線の端部（3%）での「仮想的な交点」に基づく値を排除する方法

αの上限値：（スポット市場における買入札の3パーセンタイル値と、売入札の97パーセンタイル値の平均値）
／スポット市場の約定価格

αの下限値：（スポット市場における売入札の3パーセンタイル値と、買入札の97パーセンタイル値の平均値）
／スポット市場の約定価格



※なお、aの下限値については、2020年6月以降撤廃されている。

【論点】1月のインバランス料金の分割措置について

- 今回の確報値と速報値の差異については、新電力の経営にも影響が考えられ、ひいては需要家にも影響があり得ると考えられる。

（１）制度的対応

- こうした観点からも、②緊急時対策：kWh不足に対するセーフティネットの仕組みを早期導入することが必要と考えられるのではないか。

（２）当座の対応

- また、一般送配電業者が受付を開始しているインバランス料金及び事前申入済の事業者の再生可能エネルギー電気卸供給の分割措置の申請は、3月15日（月）が締切とされているところ、3月5日（金）の確報値の公表を踏まえ、新たに分割措置の申し込みを希望する者が出てくることが考えられる。
- このため、需要家への影響を抑制するべく、各一般送配電事業者に対し、3月15日（月）までに分割措置に関してメール等で連絡を行えば申込対象とみなす、柔軟な対応を資源エネルギー庁と協力して行うことを要請することとしてはどうか（※）。

（※）1月のインバランス料金の支払期日が4月5日であることを踏まえた実務の観点から、3月25日（木）までに、小売電気事業者が申請書類一式を提出いただくことが必要。

（３）更なる検証

- さらに、今般のインバランス料金についてしっかりと検証を行うとともに、今冬の需給逼迫及び市場価格高騰が新電力の経営に与える影響について、丁寧に新電力の置かれた状況について調査を行うこととしてはどうか。

(参考) インバランス料金の分割措置に関する主な問合せ内容について

Q 1. 各要件について、具体的に提出対象となる事業者はどの範囲か。

A. 本措置はあくまで需要家を保護することを目的としたものです。このため、需要家保護要件はB G全体で措置することをお願いしています。他の要件は、代表契約者のみ御対応いただくものです。

Q 2. B G子が直接申請することは可能か。

A. 一般送配電事業者からインバランス料金を請求される代表契約者を通じた申請が原則となります。
※BG子からの御相談も受け付けていますので、お気軽に御相談ください。

Q 3. 需要家保護策としてB G全体で実施する必要がある新型コロナウイルス感染症の拡大を踏まえた柔軟な対応について、どの程度の期間実施するべきか。

A. 本分割措置の趣旨を踏まえ、分割措置を受ける期間中は需要家への柔軟な対応を実施することをお願いしています。

Q 4. 事業継続性要件における契約は4月以前から開始していないと対象とならないか。

A. 審査においては、契約終了期日が分割払の期間よりも後であるかを確認しているため、契約開始日については問わないこととしています。

Q 5. 措置を受けている事業者の情報はどのように公開するのか。

A. 当庁のHPにおいては、既に料金の支払いの猶予等の柔軟な対応に応じてくださっている事業者を公表させていただいています。これに追記する形での公開を想定しています。

https://www.enecho.meti.go.jp/coronavirus/pdf/list_electric.pdf#zoom=190

Q 6. 申請書にある「違反した場合には、本申請が認められた場合に適用される本供給条件を適用日まで遡って取り消す」場合とは具体的にどのような場合か。

A. 申請書類に虚偽がある場合など、本措置を不正に利用しようとする場合などを想定しています。

御不明点がある場合は、下記相談窓口まで御相談ください。

資源エネルギー庁 03-3501-1582 (9時～17時) ※ただし、土日祝日は除く