

2021年度冬季の需給対策について

資源エネルギー庁

2021年11月18日

1. 冬季に向けた需給対策

- ① リスクマネジメントガイドライン
- ② 燃料在庫の状況
- ③ kWh公募

2. 燃料ガイドラインと機会費用の考え方

今回ご議論いただきたいこと

- LNG在庫について、過去5年間と比べると依然として在庫は高く推移しているものの、10月の電力需要増加等に伴って一時的に大きく減少するなど、引き続き、冬季の需給について、予断を許さない状況が続いている。
- そうした中、足下において、複数社において燃料制約が生じている状況。燃料ガイドラインにしたがって、各社の燃料制約前後の行動を事後的に確認する意味でも、資源エネルギー庁で各社の状況をヒアリングを行った。本日はその状況について概況をお示しする。
- 併せて、議論の前提として、各社の燃料調達の実態をお示しする。本日の委員会においては、燃料制約に至った要因やその対策等を御確認いただきつつ、冬季に向けた需給対策についての方向性について、御議論いただきたい。

1. 冬季に向けた需給対策

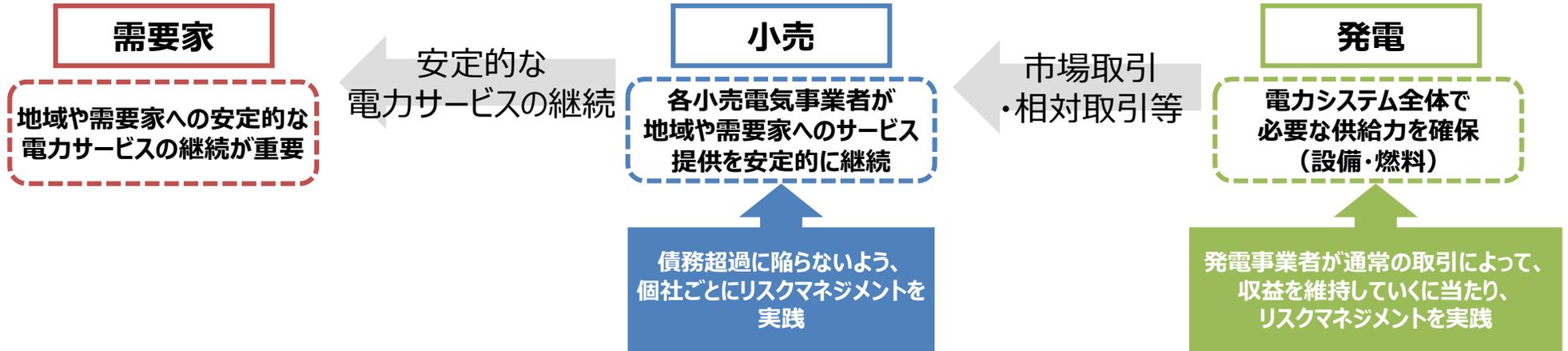
- ① リスクマネジメントガイドライン
- ② 燃料在庫の状況
- ③ kWh公募

2. 燃料ガイドラインと機会費用の考え方

地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針等の制定について

- 電気事業者におけるリスクマネジメントの一助となるよう、電気事業者において実施が望ましいと考えられる行為を指針に規定するとともに、本指針の策定のために行ったヒアリング（2021年6月～9月に資源エネルギー庁にて実施）をベースに、電気事業者のリスクマネジメントの参考となるよう、参考事例集を作成。
- 本指針及び参考事例集は、9月30日～10月29日にて意見募集を実施し、11月15日に制定されたところ。

<本指針作成の目的及び対象リスクの全体像>



指針URL :

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/shijoriskmanagement.pdf

参考事例集URL :

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/shijoriskmanagement_b.pdf

(参考) 地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスク マネジメントに関する指針の目次等

<指針の目次>

1. 指針策定の背景
2. 指針の必要性・位置づけ
3. リスクマネジメントにあたって望ましい行為
 - (1) 小売電気事業者における望ましい行為
 - ①リスク評価・管理における望ましい行為
 - ②代表者契約制度を活用する場合における親BGにおいて望ましい行為
 - ③地域新電力において望ましい行為
 - ④市場連動型小売電気料金の説明・情報提供について望ましい行為
 - (2) 発電事業者における望ましい行為
4. 本指針の見直しについて

<参考事例集の目次>

1. 小売電気事業者に関する事例
 - (1) 小売電気事業者に関する事例集の構成
 - (2) ポジションの把握とリスク評価の事例
 - 事例 1 - 1 ポジションの把握とストレステスト
 - 事例 1 - 2 ポジションの把握とEaR
 - 事例 1 - 3 ストレステストやEaRにおける諸前提
 - (3) リスクヘッジ手法の事例
 - 事例 1 - 4 相対取引や先物市場、先渡市場、ベースロード市場を活用したリスク管理
 - 事例 1 - 5 先物市場を活用したリスクヘッジ手法① (TOCOMやEEXの活用)
 - 事例 1 - 6 先物市場を活用したリスクヘッジ手法② (燃料費調整単価に係る値差の変動リスクヘッジや、先物市場を活用した販売価格の設定)
 - 事例 1 - 7 ブローカー取引を活用したリスクヘッジ手法
 - 事例 1 - 8 電力の共同調達と調達電源のポートフォリオに従った電気料金の設定によるリスク管理
 - 事例 1 - 9 超長期相対取引や自社電源等を活用したリスク管理
 - 事例 1 - 10 デマンドレスポンス (DR) 等を活用したリスク管理
 - 事例 1 - 11 保険商品を活用したリスク管理
 - (4) その他の事例
 - 事例 1 - 12 親BGから子BGへの説明
 - 事例 1 - 13 自治体との連携
 - 事例 1 - 14 人材不足への対応
2. 発電事業者に関する事例
 - 事例 2 - 1 先渡市場等を活用したリスク管理
 - 事例 2 - 2 VaRを用いたリスク評価と先渡市場・先物市場を活用したリスク管理
 - 事例 2 - 3 【海外事例】定量的なポジションの把握とETRM・AOT組織を活用したリスク管理
 - 事例 2 - 4 【海外事例】最適化部門による先渡市場を活用したリスク管理
 - 事例 2 - 5 トレーディング部門の新設等

2021年度冬季に向けた小売電気事業者向け勉強会の開催について

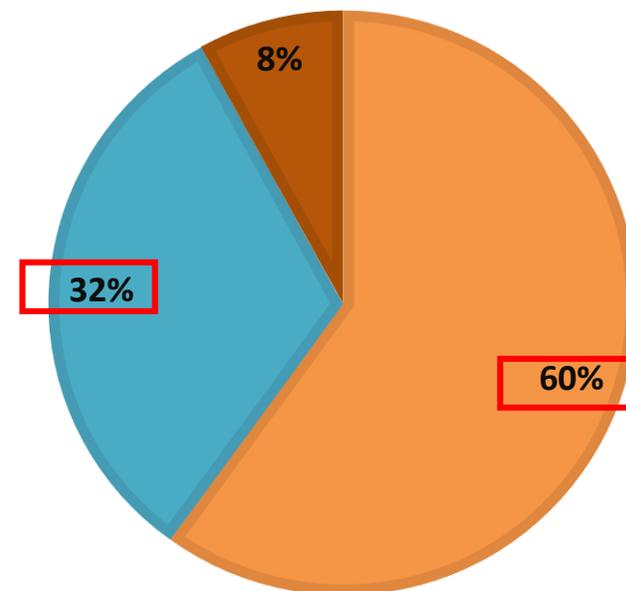
- 2021年11月9日に、「2021年度冬季に向けた小売電気事業者向け勉強会の開催について」を開催。

議事次第

1. 需給ひっ迫を踏まえた冬季の需給モニタリング等の対応について（電力広域的運営推進機関）
2. 冬季の需給状況を見据えた、リスクヘッジの取組について
 - ① 諸外国の電力需給・価格状況と電力先物取引について（EEX）
 - ② 地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針の制定について（資源エネルギー庁）
 - ③ リスクマネジメントやヘッジ取引の具体的な手法について（株式会社enechain）
 - ④ リスクヘッジを競争力強化につなげる～地域新電力の事例から～（一般社団法人 ローカルグッド創成支援機構）
3. 2021年度冬季の電力需給見通しを踏まえた需給・市場価格対策について
 - ① 電力市場の動向と監視の在り方について（機会費用入札、スポット市場・ベースロード市場の動向）（電力・ガス取引監視等委員会）
 - ② 2021年度冬季の電力需給見通しを踏まえた需給・市場価格対策について（資源エネルギー庁）

アンケート結果（勉強会開催後）

質問：今回の勉強会は役に立ちましたか。



■ とても役に立った ■ やや役に立った
■ どちらともいえない ■ あまり役に立たなかった

当日資料：
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/winter/study_group/

※勉強会に参加申込みをした小売電気事業者346者のうち、11月12日までにアンケートに回答のあった25者について集計。

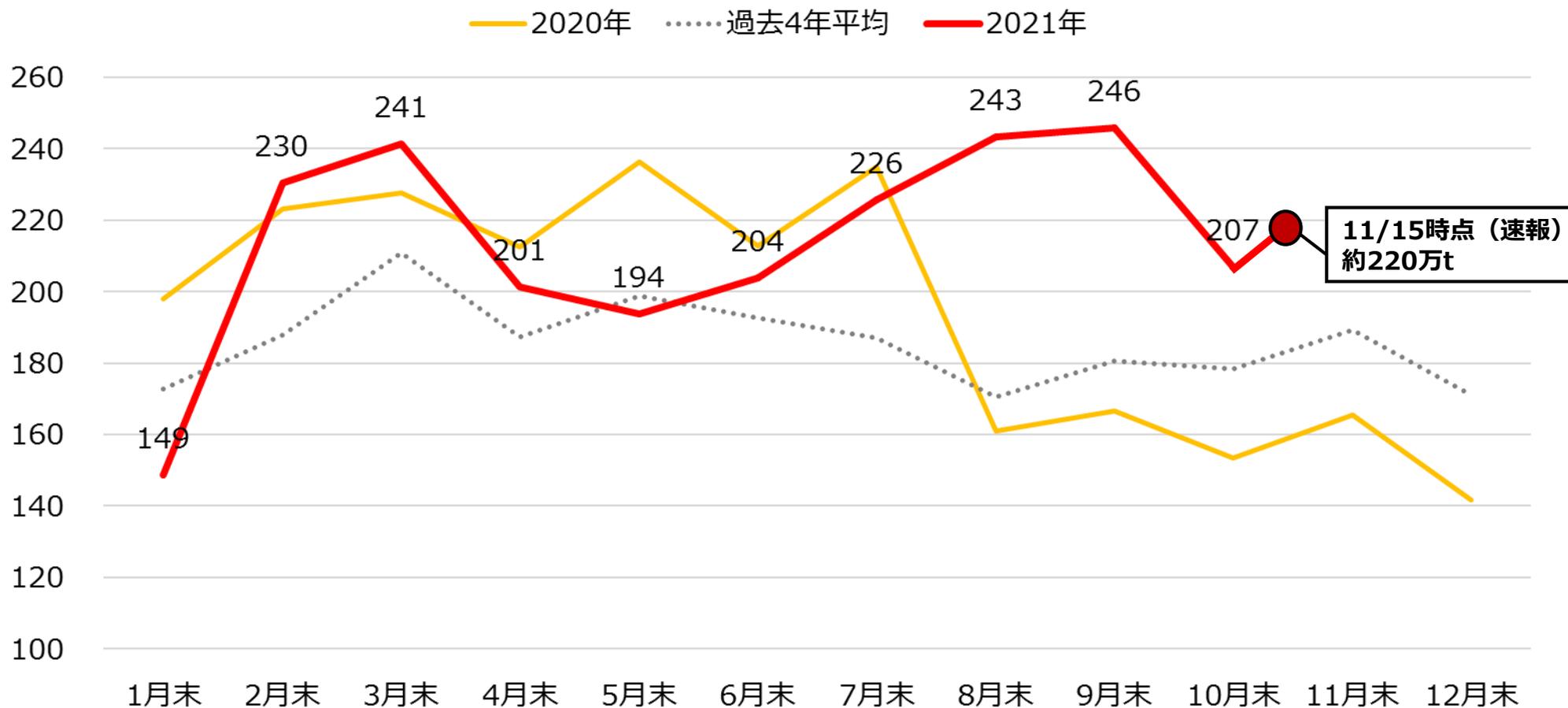
1. 冬季に向けた需給対策

- ① リスクマネジメントガイドライン
- ② **燃料在庫の状況**
- ③ kWh公募

2. 燃料ガイドラインと機会費用の考え方

LNG在庫の推移（2021年11月15日時点）

- 資源エネルギー庁が実施している大手各社のLNG在庫調査によれば、10月の電力需要の増加により10月末時点の在庫量は例年水準を上回るものの、9月末と比較し減少。
- 一方、**11月半ば時点において積み増し傾向**であり、過去5年間と比較しても最高水準を維持し、昨年同時期と比べ約60万トン増。



※大手電力会社に対する調査に基づき資源エネルギー庁作成
※在庫量はデッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除く数量。

kWhモニタリング

- 平年並の気象と、厳気象（過去10年間で最も気温が低下した年の気温）のリスクシナリオを想定した見通しを示すことで、**発電事業者や小売電気事業者などに適正な供給力（kWh）確保や余力の管理を促すことを目的に、広域機関においてkWhモニタリングを実施。**
- 同機関において**2週間に1度の頻度で更新**し、11月12日に初回結果を公表済み。

kWhモニタリング（対象期間:11/13～1/12）の結果

2

- kWhモニタリングにおいて2か月先の見通しを集計した結果、**kWh余力は厳気象を想定した場合に9,327GWh**となった。
- このkWh余力は対象期間の**平均電力消費量の3.8日分に相当**。
- また、**11月末のkWh余力は15,755GWh**（平年並の気温を想定）となった。
 - ※ 1 10月の需給検証時の11月末kWh余力（17,529GWh）と比べ約1割低下。
- 引き続き電源の計画外停止や需要の変動、LNGなどの調達状況により、大きく変動することに注意が必要。
 - ※ 2 例えば、大規模なベースロード電源（100万kW）が停止することで1,350GWh程度、太陽光、風力の出力が10%低下すると1,200GWh程度の余力減少が見込まれる（ともに60日間の停止または出力低下で換算）。

対象期間	想定	余力(GWh)
11/13～1/12	基準線(平年並)	12,046
	リスク線(厳気象)	9,327

注1: 対象期間開始時の調達計画を前提としたものであり、今後の調達計画の変更等によって在庫が増減する場合がある。

注2: 電源の計画外停止が生じた場合の影響などは考慮していない。

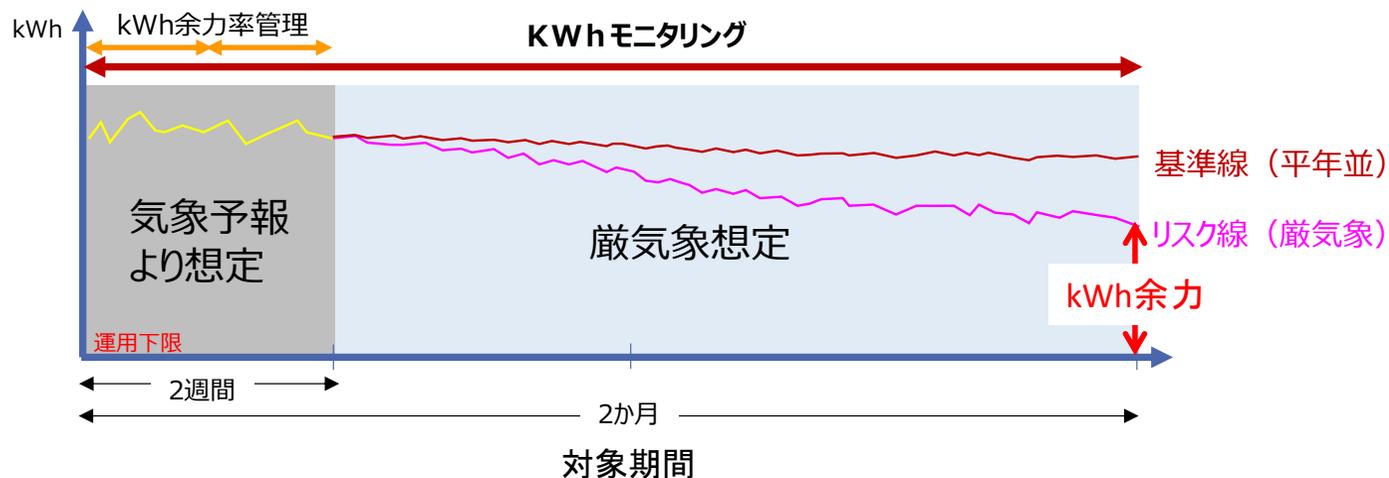
注3: 基準線及びリスク線の燃料在庫が最小となる日(余力算定対象の日)はそれぞれ異なる場合がある。

注4: 余力は全国の合計値であり、エリア毎の偏りが大きくなった場合に連系線を通じた電力の融通には限界があることに留意。

【参考】kWhモニタリングについて

- kWhモニタリングは2か月先の見通しとして**燃料に基づくkWh供給力**（石油・LNGを中心とした燃料在庫・調達量を電力量に換算したもの）を**事業者から情報収集**。これを用いて需要の変動に応じたkWh余力を算定公表するもの。
- 特に**厳気象**を想定したリスクシナリオを踏まえた見通しを示すことで**発電事業者や小売電気事業者などに適正な供給力（kWh）確保や余力の管理**を促すことを目的としている。
- なお、**気象予報**など一定の精度で想定が可能な2週間先については、kWh余力率管理として公表。

kWh余力率管理とKWhモニタリングにおける日別の余力推移（イメージ）



燃料制約の状況

- 11月5日に改定した電力適正取引ガイドラインでは、燃料制約を要因とした出力低下が生じた場合はHJKSに登録することとなったが、**11月前半、複数の電力会社において登録**があった。
- 燃料ガイドラインでは、**燃料制約を発生させないような調達努力**を求めるとともに、**需給変動が大きい高需要期**においては、LNG受払計画を適切に更新し、**変動に対応しうる適正な在庫量を確保することが望ましい**と整理しているところ、燃料制約が生じ始めている現状において、その**要因や状況を確認すべく、燃料制約登録事業者にヒアリングを実施**。なお、燃料制約等により市場への入札可能量が不当に売り惜しみされていないかについては、引き続き監視委において厳格に監視される。

＜燃料制約登録状況＞

発電事業者	発電所	ユニット	燃種	登録日	認可出力 (kW)	低下量 (kW)	制約期間
北陸電力	富山新港	1号	LNG	11/10	424,700	246,000	11/13～11/15,11/20～11/22
中国電力	玉島	2号	石油	11/5	350,000	314,000	11/7～11/30
		3号			500,000	421,000	
		下関			2号	石油	
	玉島	1号	LNG	11/5	350,000	334,000	11/7～11/30
	水島	1号	LNG	11/5	285,000	106,000	11/7～11/30
		3号			340,000	306,000	
	柳井	1号	LNG	11/5	786,000	314,000	11/7～11/30
2号		594,000			421,000		
四国電力	阿南	3号	石油	11/4	450,000	293,000	11/6～11/30
	坂出	3号	石油	11/4	450,000	202,000	11/13～11/30
	坂出	1号	LNG	11/8	296,000	130,000	11/9～12/20
		4号			350,000	257,000	
九州電力	新大分	1号	LNG	11/10	720,000	374,000	11/11～11/26
		2号			690,000	345,000	
		3号			1,215,000	424,000	

LNG発電における燃料制約の各社状況

	中国電力	九州電力	北陸電力	四国電力
燃料制約対象 (タンク運用上限・下限)	・水島※ ※他社と共同運用。自社分在庫が0が下限 ・柳井（上限：19.4万t, 下限：4.2万t）	・新大分（上限：19.6万t, 下限：3.2万t）	・富山新港（上限：8.04万t, 下限：1.1万t）	・坂出（上限：7.89万t, 下限：0.65万t）
燃料制約主要因	複数の石炭火力の計画外停止によるLNGの消費増	複数の石炭火力の計画外停止によるLNGの消費増	計画消費を超える消費により、ユニット停止に至ることを回避	計画消費を超える消費により、ユニット停止に至ることを回避
燃料制約前の運用下限到達見込み	・水島：12月中※ ・柳井：1月中 ※他社と共同運用のため自社分在庫が0になるタイミング	・新大分：11月下旬	—	—
追加調達等対応の現況	・売主との供給数量積み増し・配船日前倒し等の配船調整を協議中。 ・追加調達の必要性の有無も含めて、精査中。	・12月上旬に追加1隻を手配中。	・タンク1基のみで配船計画が決まっているため、変更が困難。	・タンク1基のみで配船計画が決まっているため、変更が困難。

【中国電力】

<今回の燃料制約と関連のある足元の停止火力>

発電所	燃種	出力	停止期間
水島2号	石炭	15.6万kW	9/14~10/28
下関1号	石炭	17.5万kW	11/3~11/28

【九州電力】

発電所	燃種	出力	停止期間
茶北2号	石炭	70万kW	11/7~11/14

【電源開発】

発電所	燃種	出力	停止期間
橋湾2号	石炭	105万kW	9/5~10/15
松浦2号	石炭	100万kW	10/30~11/4

【中国電力】燃料制約の状況

- 中国電力：11/7～11/30の期間、LNG計235.5万kW、石油計125万kWの燃料制約。

	事業者回答
要因・背景	<p>【主要因】複数の石炭火力の計画外停止による、突発的なLNGの消費増</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 当初は冬季に向け在庫が高水準で推移するよう計画していたが、連続的な石炭火力の計画外停止や10月前半の想定外の高気温によりLNG火力稼働率が上がり、足元のLNG消費が想定より増加。加えて、売主事情で冬季の入船スケジュールに後退が生じたことも重なり、冬季に運用下限に一時的に到達する予見性が高まったため、足元において燃料制約を設定。✓ 同様に石油火力についても、冬季の在庫を高水準に確保するため、足元で燃料制約を設定することで冬季の需給変動に対応できるよう調整。
燃料制約前の対応	<ul style="list-style-type: none">・LNG<ul style="list-style-type: none">✓ 冬季に備えた早期調達✓ 売主との供給数量積み増し・配船日前倒し等の配船調整の協議・石油<ul style="list-style-type: none">✓ 11月～2月にかけて輸送上限まで重油調達。効率的に燃料受入れができるよう売主と配船調整・設備<ul style="list-style-type: none">✓ 定期点検等の工程見直しによる冬季補修の回避・他社受電等<ul style="list-style-type: none">✓ 相対取引・自家発電事業者からの余剰電力購入協議、同エリア事業者への重油焚き増し依頼
燃料制約後の対応	<ul style="list-style-type: none">✓ 厳冬による需要増や電源トラブル等により想定以上に燃料消費が進む場合も考慮し、追加調達の可否を含めて対応を検討✓ 10月～11月に予定していた出力抑制を伴う自社石炭電源の作業を冬季以降に繰り延べ

【九州電力】燃料制約の状況

- 九州電力：11/11～11/26の期間、LNG計262.5万kWの燃料制約。

	事業者回答
要因・背景	<p>【主要因】複数の石炭火力の計画外停止による、突発的なLNGの消費増</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 当初は冬季に向け在庫が高水準で推移するよう計画していたが、連続的な石炭火力の計画外停止や10月前半の想定外の高気温によりLNG火力稼働率が上がり、足元のLNG消費が想定より増加し、燃料制約を発動しなければ11/20頃に運用下限に到達見込み。
燃料制約前の対応	<ul style="list-style-type: none">✓ 長期契約で年間調達量を確保しており、バッファーを勘案し、需給上不要な見通しの分だけ売却するようにしている。
燃料制約後の対応	<ul style="list-style-type: none">✓ 燃料制約にあたって、需要の高いピーク時間帯に可能な限り発電機の出力を最大とするなど、市場への影響を最小限とする対応を実施✓ 苓北2号の早期復旧に加え、苅田新1号（石炭）の稼働、松浦2号（石炭）の定期検査からの早期復旧に努める。⇒苓北2号は11/14に復旧完了。✓ 次回入船（11/26）の状況、LNG在庫量を見極め、早期解除に努める。✓ 追加調達はリスク対応カーゴを活用し対応（12月上旬受入予定）。

【北陸電力】燃料制約の状況

- 北陸電力：11/13～11/15,11/20～11/22の期間にLNG計42.4万kWの燃料制約。
- 燃料GLにも記載のあるとおり、タンク1基・容量外航船1隻分というケースであるため、運用に関して調整する余地が少ない点は考慮が必要。

	事業者回答
要因・背景	<p>【主要因】計画消費を超える消費により、ユニット停止に至ることを回避。</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 北陸電力は、そもそもタンク1基（外航船1隻分）しか所有しておらず、前年度に決定された年間ベースの配船予定（長期契約）に従って、燃料を調達。✓ 今回、適取GLの変更(継続する24時間以内で認可出力から240万kWh以上の出力低下)を踏まえて、燃料制約として登録したが、これまでも、今後も、<u>タンク1基運用</u>であることから、入船期間内で連続で高出力運転できず、燃料制約となる。
今後の対応	<ul style="list-style-type: none">✓ 高需要期である冬季に向けて毎月LNGを受入れ予定。

【四国電力】燃料制約の状況

- 四国電力：11/9～12/20の期間にLNG計64.6万kW、11/6～11/30の期間に石油計68万kWの燃料制約。
- 燃料GLにも記載のあるとおり、**タンク1基・容量外航船1隻分というケース**であるため、**運用に関して調整する余地が少ない点は考慮が必要**。

事業者回答

要因・背景

【主要因】計画消費を超える消費により、ユニット停止に至ることを回避。

- ✓ 四国電力は、そもそもタンク1基（外航船1隻分）しか所有しておらず、前年度に決定された年間ベースの配船予定（長期契約）に従って、燃料を調達。
- ✓ 今回、適取GLの変更(継続する24時間以内で認可出力から240万kWh以上の出力低下)を踏まえて、燃料制約として登録したが、これまでも、今後も、**タンク1基運用**であることから、入船期間内で連続で高出力運転できず、燃料制約となる。
- ✓ **当該LNG火力の港（坂出）は、漁業・潮との関係で、月に2回程度しか受入日を設定出来ない等、制約が多いため、柔軟な運用が難しい。**
- ✓ 石油に関しても、鋭意追加調達を行っているが、足下の市況の影響で、並列をすると消費が進み在庫が減っていく状態であり、このままでは冬季に運用下限に達するという厳しい見込みであるため、燃料制約を実施。

今後の対応

- ✓ 燃料制約にあたって、需要の高いピーク時間帯に可能な限り発電機の出力を最大とするなど、市場への影響を最小限とする対応を実施
- ✓ 石油の稼働はこれまで減らしていく大きな流れの中で運用してきたが、足下の市況や燃料制約の状況を受け、国内・海外双方から可能な限り追加調達出来るよう、調達努力を実施中。

燃料調達行動の実態①

<調達行動・契約形態>

- 電力需要は、夏・冬の高需要期とそれ以外の時期でかなりの差があり、また、LNGは、長期貯蔵に向かず、タンクの貯蔵量にも一定の限界があるため、事業者は、LNGの購入、輸送、交換、売却（転売）、消費を繰り返し、それらのタイミングを柔軟に変化させながら、調達行動を行っている。
- 中長期の引取契約（3～10年以上）、短期の引取契約（1～2年）、スポットの取引（カーゴ1隻単位）があり、受入数量の調整手段としては、追加調達、転売の他に、オプション取引、スワップ、配船の前倒し・後ろ倒しなど、さまざまな手段がある。
- カーゴからタンクに受け渡したLNGを再度、船に払いだす（リロード）は技術的にハードルが高く、我が国ではこれを実施できる施設は非常に少ない。したがって、LNGの取引は、主に日本に入着する2ヶ月前までに行われることが一般的である。
- なお、事業者の調達行動にあたっては、電力自由化の進展やFIT再エネ導入の拡大により、市場競争が進展する中において、旧一般電気事業者等の燃料確保の予見性が低下している中、燃料調達は企業の競争力そのものであり、経済合理的な行動を過度に制約するのは好ましくないことを燃料ガイドラインにも明記していることに留意が必要。

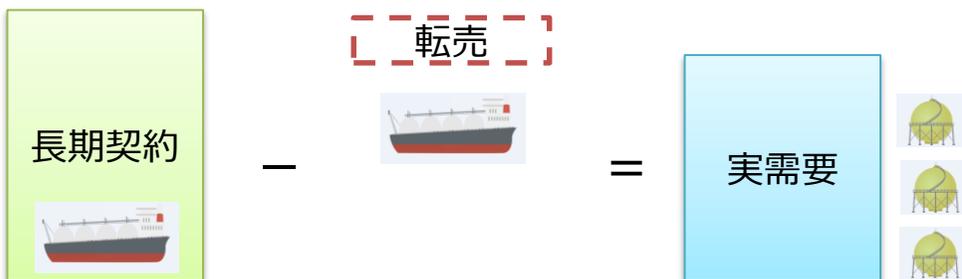
燃料調達行動の実態②

<配船調整>

- 発電事業用の調達ポートフォリオは、**ロングポジション、ショートポジションに大別（※）される**。これに対し、**商社・トレーディング機能を有し**、一定量のLNGを売買している会社もある。
 (※) 実際には、季節間の消費量の格差が拡大する中、電力需要に応じて数量を調整
- 電力需要に応じた受入数量の調整には**実需給の2ヶ月前までに配船を確定させる**ことが一般的。

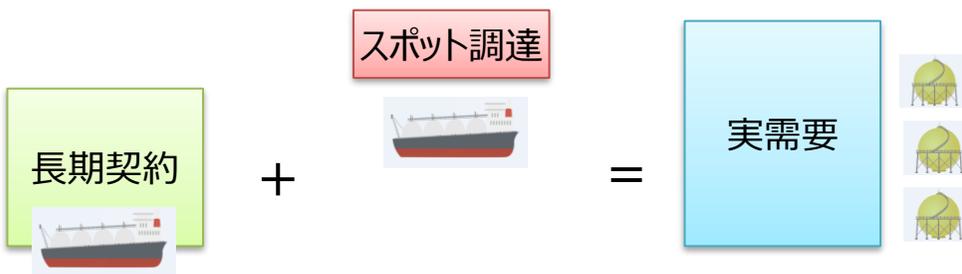
【発電事業用】

【ロング】



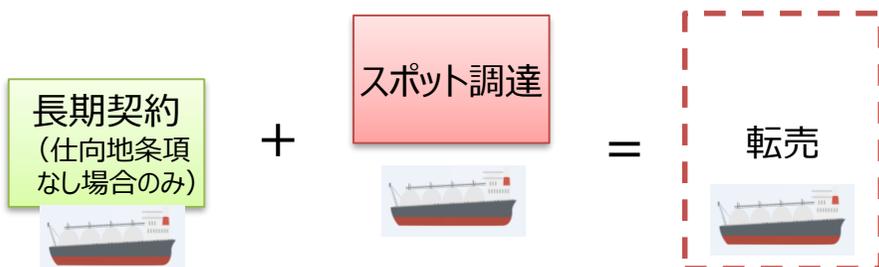
- 長期契約で確保し、徐々に転売して調整。

【ショート】



- 長期契約を抑え、電力卸売市場の状況を見ながら、LNGのスポット市場で追加調達して調整。

【トレーディング用】



- 仕向地条項が徐々に緩和される中、スポット市場の取引量が増加し、トレーディング事業も活発化。

(※) 売買から入船までは2ヶ月以上のリードタイムが一般的

2021年度冬季の需給対策について

- 足下、電源トラブルや市況、想定外の気温等の要因により、数社で燃料制約が生じている状況。
- 燃料ガイドラインに記載のとおり、需給が厳しい見込みである冬季に向けては、各発電事業者において、LNG受払計画を適切に更新し、変動に対応する適正な在庫量を確保することが望ましい。また、冬季に燃料制約を生じさせないよう、追加調達等の最大限の努力が求められる。仮に燃料制約が生じた場合には、その妥当性を確認することとし、必要に応じ更なる措置を検討することとしてはどうか。
- その上で、2021年度冬季の安定供給確保のため、資源エネルギー庁としても、出来る限りの対策を講じていくことが重要。
- このため、燃料ガイドラインの策定や燃料在庫モニタリングという既存の取組に加え、以下のような追加の取組を行うこととする。

◆ 燃料在庫モニタリング・情報発信の強化

- 大手電力に対する月に2回のモニタリングを週に1回へと頻度を増やす（頻度拡大）。
- 個社が特定されない形で、各社の合計値について、来週以降当面の間、毎週、資源エネルギー庁のHPで公表（シグナリング効果）する（公表）。
- また、大規模発電設備を持つ発電事業者（大手電力以外）が使用する発電用LNG在庫についても、12月より、対象に加えることとする（対象拡大）。

◆ LNG官民連絡会議の活用

- 需給や各社のLNG在庫状況等を勘案し、必要と判断した場合、LNG官民連絡会議のメンバーによる作業部会を開催し、その時点の状況や危機意識、今後の取組の方向性を共有することとする。
- 足下の燃料制約の状況を踏まえ、第1回を早急に開催する。

- これらの取組みに加えて、電取委において電力スポット市場への供出単価の見直しが議論されたところ。電力スポット市場への供出価格について在庫単価から再調達単価を考慮した単価に見直すことで、燃料の需給状況等を価格シグナルとして反映されやすくなると考えられる。

【参考】電力・ガス需給と燃料（LNG）調達に関する官民連絡会議の開催

- 本年10月21日、電力・ガス事業者をはじめ燃料調達を担う主要な事業者と資源エネルギー庁との間で、今冬の電気・ガスの需給の見通し、燃料であるLNGの調達・確保の重要性についての認識と懸念事項、当面の政策的対応等について、認識の共有を行った。
- 本連絡会において、資源エネルギー庁からは、冬季に向け
 - ✓ 引き続き計画的かつ着実なLNGの調達
 - ✓ 仮に電力需給がひっ迫した際の、業界の垣根を越えた協力を要請した。

第1回開催概要

●開催日時

2021年10月21日 10:00～10:30

●議題

今冬の国内の電力・ガスの需給とLNG調達について

参加事業者

●電気事業者

電気事業連合会、東北電力、JERA、関西電力、中国電力

●ガス事業者

日本ガス協会、東京ガス、東邦ガス、大阪ガス、西部ガス

●資源開発・商社

石油鉱業連盟、石油資源開発、INPEX、三菱商事、三井物産

●関係団体

電力広域的運営推進機関、石油天然ガス・金属鉱物資源機構



【参考】限界費用における燃料価格の考え方について（その1）

- 電力の卸・小売契約においても、燃料調達契約の契約期間と卸・小売契約の契約期間にギャップがある場合、消費される燃料の量に過不足が生じるリスクが発生。その際、卸・小売契約の期間に合うように燃料の調達契約を割当てて原価管理を行っている事業者も存在する。
- こうした原価管理を踏まえると、スポット市場への入札にあたっては、長期契約の燃料の残分と、短期契約での追加的な調達分を組み合わせ、発電量で割り戻した価格が、限界費用に該当する場合がありますと考えられる。
- また、長期契約で調達した燃料を卸電力市場に入札する場合であっても、その燃料が消費されることで、将来的な需要に対応するために追加的な燃料調達を行う必要が生じるような時には、その追加調達分を考慮した原価管理が必要となる。
- 特に、直近では全世界的に資源価格が上昇しているところ。こうした市況も踏まえ、燃料不足が発生した場合には系統利用者の適切な行動を促す事が適当であることから、卸電力市場においても燃料の追加調達に対する価格シグナルが発せられることが望ましいのではないかと考えられる。
- 以上を踏まえ、当該価格・量での燃料の追加的な調達が合理的であると客観的に確認可能な場合、燃料の追加的な調達価格を考慮した上で入札することは、事業者の原価管理の考え方や燃料の需給状況を価格シグナルとして反映するという観点から、許容されるべきではないかと考えられる。

【参考】ガイドラインの位置づけ・対象

- 本ガイドラインは、電力の安定供給や電力市場の安定化のため、**発電事業者が取る燃料調達行動の目安や、国・広域機関の取り得る対応や役割を示す**ものであり、法令に基づく拘束力を有するものではない。
- 他方、対象事業者にはガイドラインに沿った行動が期待されるものであり、例えば、**燃料の調達が十分でないため燃料制約を生じた場合には、ガイドラインに沿って事後的に事業者行動の妥当性が確認**されることがあり得る。
- その際、前述した理由から、**LNGの発電量が多く、市場価格に影響を与えうる事業者**においては、**本ガイドラインを遵守することが、相場操縦的な行動をとっていないことを推認させる理由**となり得ると考えられる。
- なお、安定供給は燃料のポートフォリオにおいて保たれるものであり、**石炭や石油の調達行動もLNGに影響し得る**ため、**本ガイドラインでは課題が明確なLNGを念頭に置きつつも、調達行動において石炭や石油についても、同様に適切な行動**を取るのが望ましい。

燃料ガイドラインにおける記載（抜粋）

燃料ガイドラインは、電力の安定供給や電力市場の安定化のため、発電事業者（自家発電事業者を含む）が取る燃料調達行動の目安と、国・広域機関の取り得る対応や役割を示すものであり、法令に基づく拘束力を有するものではない。他方で、対象事業者にはガイドラインに沿った行動が期待されるものであり、例えば、燃料の調達が十分でないため燃料制約を生じた場合には、ガイドラインに沿って事後的に事業者行動の妥当性が確認されることとなる。その際、前述した理由から、LNGの発電量が多く、市場価格に影響を与えうる事業者においては、本ガイドラインを遵守することが、相場操縦的な行動をとっていないことを推認させる理由となり得る。

本ガイドラインでは課題が明確なLNGに焦点を当て記載する。一方で、電力の安定供給は燃料のポートフォリオにおいて保たれるものであり、石炭や石油、LNGの調達行動は相互に影響し得る。そのため、調達行動においては、石炭や石油についても、同様に適切な在庫水準の確保および燃料調達の努力が求められることに留意が必要である。

今回策定する燃料ガイドラインは、電力の安定供給確保を目的とするものであることから、発電事業を営まない者は対象外となる。同時に、LNG発電を行う事業者であっても、ガス事業に用いられるLNGは対象外となる。

【参考】燃料確保にあたって発電事業者に望まれる行動

燃料タンク運用・在庫にあたって望まれる行動

- LNG発電設備を保有する事業者が足元のLNG在庫及び需要予測に応じたタンク運用の管理にあたっては、タンクごとの物理的上限・下限から、一定のリスクを考慮し運用上限・下限を設定するのが通常。
- 本ガイドラインにおいて、運用下限は、**燃料制約発動ラインと一致するもの**であり、**物理的下限に加え、入船遅延等、必要なリスクへの対応分を確保したもの**とする。なお、**各社における運用下限の考え方については、対外的に公表されることが望ましい**。
- **需給ひっ迫防止や相場操縦行為に該当しない行動**をするためには、**燃料制約を発生させないような調達努力**が求められる。また、需給変動が大きい高需要期においては、LNG受払計画を適切に更新し、**変動に対応しうる適正な在庫量を確保することが望ましい**。

燃料ガイドラインにおける記載（抜粋）

①タンク運用・在庫にあたって望まれる行動

LNG火力発電について、旧一般電気事業者等は出力ベースで約9割を保有しており市場支配力を保有する。そのような中で、特にそれらの事業者が相場操縦行為に該当しない行動をするためには、需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないような調達努力が求められる。そのために各事業者は、特に需給変動が大きい高需要期において、LNG受払計画を適切に更新し、変動に対応しうる適正な在庫量を確保することが望ましい。

なお、タンク運用・在庫に関する望ましい行動については、事業者の保有するタンクの数や容量及び消費するLNG発電所により、その運用方法が異なる点に留意が必要である。例えば、発電事業者によっては、タンク1基のみを保有しており、かつその容量がLNG外航船1隻分である場合、日常的な受入れはなく一定期間に1度の受入れにより運用するケースがある。そのような場合、運用に関して調整する余地は少ない。そのため、上記のタンク運用・在庫に関する望ましい行動については、特に複数タンクを保有し、頻繁なLNG調達を行っている事業者を対象として考えることが適切である。

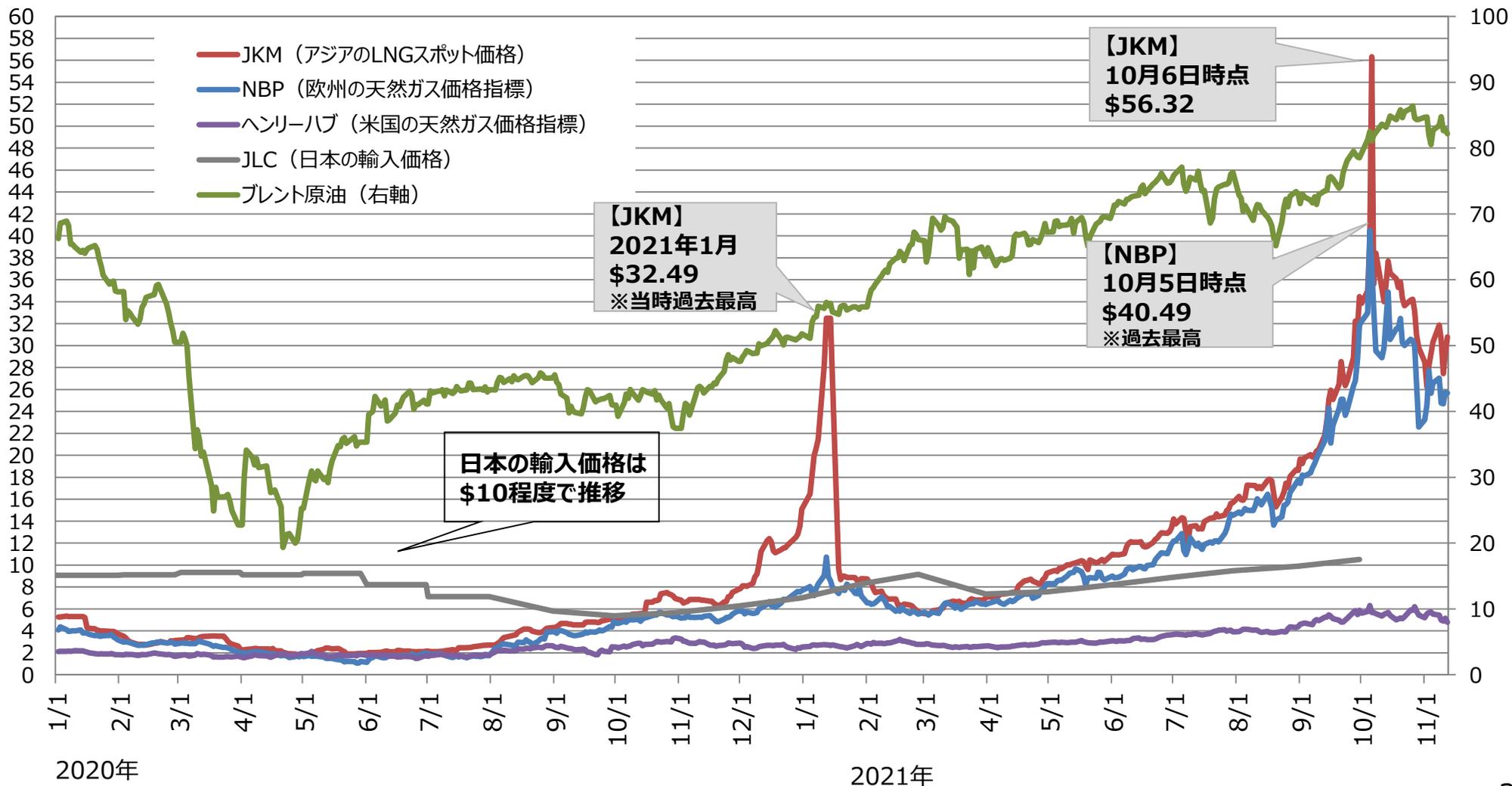
また、タンクの運用にあたって、各事業者は、一定のリスクを考慮し運用上限・下限を設定している。このような各社が置かれる事情を考慮した上で、自ら考え方を整理する形は適切である一方で、今後、資源エネルギー庁及び広域機関において、燃料ひっ迫を予防する取組を行うにあたっては、各社における運用下限からの余力を踏まえてひっ迫状況を判断していくこととなる。そのため、運用下限についての考え方を整理することが必要であり、本ガイドラインにおいて、運用下限は、燃料制約発動ラインと一致するものであり、物理的下限に加え、入船遅延等、必要なリスクへの対応分を確保したものとする。なお、各社における運用下限の考え方については、透明性を担保するため、対外的に公表されることが望ましい。

【参考】直近のLNG価格の推移

- LNGのコモディティー化の進展により、2018年以降、世界のガス・LNG価格は相関を強めており、足元では、米欧アジア各地域でLNG価格が高騰している。

(ドル/MMBtu)

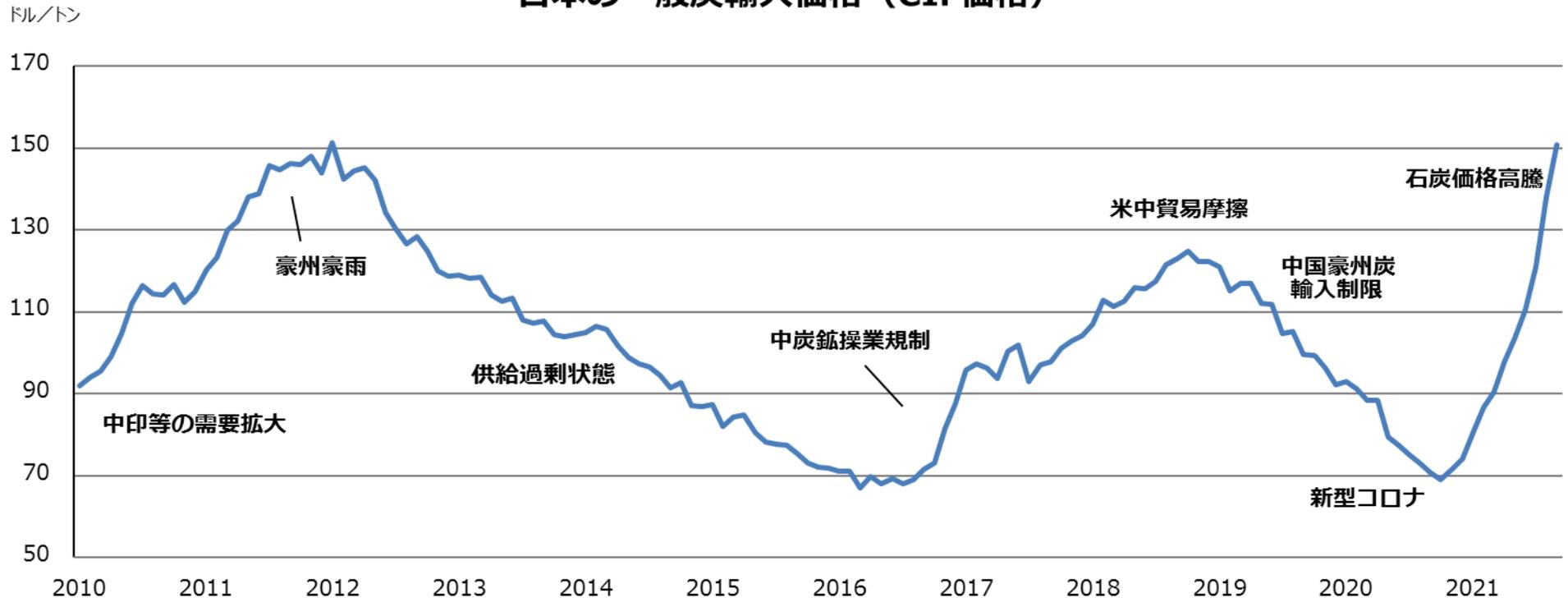
(ドル/バレル)



【参考】石炭価格の推移（2010年以降）

- 石炭価格は、主要な輸出国である豪州・インドネシア、輸入国である中国・インドの動向に大きく左右され、最近は、コロナからの経済回復による需要増加や中国における豪州炭の輸入制限等が市場価格に影響を与えている。
- 構造的には、世界的な供給力不足を背景に、石炭の価格はこの10年で最も高い水準に上昇。引き続き、アジア地域での需要は増加する一方、中国では政府による市場介入に加え、供給も回復しつつあり、足下では、価格上昇にも落ち着きが見られ始めている。

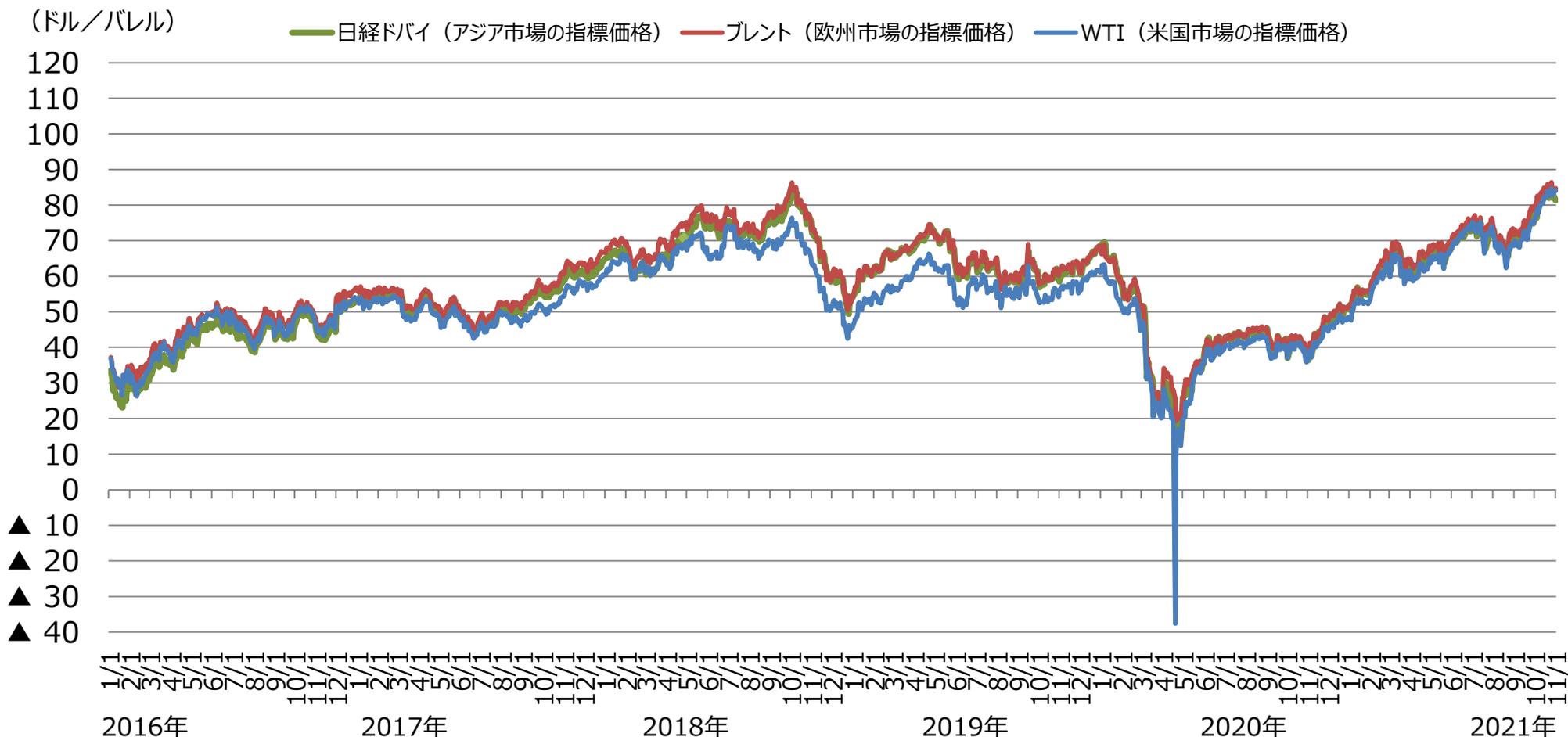
日本の一般炭輸入価格（CIF価格）



(出所) 貿易統計、為替換算については三菱UFJ銀行のTTSLレートを参照

【参考】原油価格の推移（2016年以降）

- 足下では、コロナの感染拡大に伴う需要減の懸念で下方圧力はあるものの、ワクチン接種の進展や、欧米を中心とする世界経済の回復によって上昇傾向。11月4日のOPECプラス閣僚会合では、合意済みの増産ペース（日量40万バレルの増産）を維持したことで、ブレントで80～85ドル/バレル辺りを推移。



1. 冬季に向けた需給対策

- ① リスクマネジメントガイドライン
- ② 燃料在庫の状況
- ③ **kWh公募**

2. 燃料ガイドラインと機会費用の考え方

2021年度冬季の需給見通し (kW予備率)

- 広域機関によると、今冬の電力需給は、10年に1度の厳しい寒さを想定した場合にも、**全エリアで安定供給に必要な予備率3%を確保**できる見通し。
- 他方、**東京エリアは1月に3.2%、2月に3.1%と3%ギリギリ**となっているほか、**2月は中西日本6エリアで3.9%**となるなど、**極めて厳しい見通し**となっている。

(電源 I' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,019 (242)	585 (74)	1,504 (48)	4,929 (120)	8,870 (223)	2,329 (53)	530 (6)	2,609 (82)	1,178 (27)	536 (7)	1,688 (49)	15,888 (465)	164	16,052 (465)
最大需要電力	6,382	515	1,349	4,518	8,129	2,134	486	2,391	1,080	491	1,547	14,511	116	14,627
供給予備率	10.0	13.6	11.5	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.5	42.1	9.7
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,656 (242)	582 (74)	1,570 (48)	5,504 (120)	9,112 (223)	2,483 (53)	559 (6)	2,685 (82)	1,174 (27)	528 (7)	1,683 (49)	16,768 (465)	164	16,932 (465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,902	120	16,021
供給予備率	4.7	8.7	8.7	3.2	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	5.4	36.7	5.7
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,578 (242)	579 (74)	1,505 (48)	5,495 (120)	8,928 (223)	2,433 (53)	547 (6)	2,631 (82)	1,150 (27)	517 (7)	1,649 (49)	16,506 (465)	160	16,666 (465)
最大需要電力	7,314	541	1,442	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,903	120	16,023
供給予備率	3.6	7.0	4.4	3.1	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.8	33.8	4.0
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	6,803	547	1,381	4,874	8,243 (2)	2,312	509	2,408 (2)	1,061	476	1,477	15,046 (2)	169	15,215 (2)
最大需要電力	6,325	503	1,286	4,536	7,626	2,139	471	2,228	982	440	1,366	13,951	111	14,062
供給予備率	7.6	8.7	7.5	7.5	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.9	51.7	8.2

(出典) 需給検証報告書

※供給力、供給予備率等はエリア間融通を勘案後の数値

※需給検証においては、最も厳しい断面において予備率が確保できているかを確認することを目的としており、新型コロナウイルスの影響による需要の減少見通しは考慮していな

【参考】過去の最大需要発生時の予備率（見通し）

- 全国7エリアで予備率が3%台となる来年2月の見通しは、過去10年間で最も厳しいものとなっている。

冬季高需要期（2月）の最大需要発生時の予備率見通しの推移

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	5.8%	7.2%	11.4%	14.0%	16.2%	16.6%	16.4%	6.6%	6.3%	7.0%
東北	6.1%	8.9%	9.0%	6.1%	8.0%	15.8%	4.3%			4.4%
東京	9.4%	10.2%	7.9%	6.6%	6.4%	8.9%	8.6%	4.3%	6.4%	3.1%
中部	6.6%	6.3%	5.7%	6.1%	3.1%	3.0%				3.9%
北陸	8.3%	6.0%	7.2%	5.3%	10.5%	11.8%	4.0%	8.6%	4.3%	3.9%
関西	4.1%	3.0%	3.0%	3.3%	9.3%	17.9%	4.3%			
中国	7.7%	8.5%	8.3%	9.6%	15.9%	12.2%	8.6%	4.3%	6.4%	3.9%
四国	9.1%	7.2%	5.5%	6.2%	10.4%	25.3%				
九州	3.1%	3.1%	3.0%	4.7%	8.9%	5.9%				

（出典）電力需給検証報告書

2018年度より電力融通を折り込んだ
手法に変更

kWh公募を通じた燃料等の追加調達について

- 広域機関が行った2021年度冬季のkWh余力率の試算によると、**厳しい寒さによる需要の増加を見込んだ場合でも**、各事業者の直近の燃料在庫及び今後の調達計画を前提とすれば、今冬は、**昨年のような燃料制約の発生は回避できる見込み**。
- しかし、前述の通り、今月前半には、自エリアの石炭火力の計画外停止、計画消費量を上回る消費量が生じたこと等を背景に、複数の発電所において、燃料制約を要因とした出力低下に至った。現在、電力会社において、追加の燃料調達等の対応も必要に応じ検討されているところ。
- **今冬の需給対策の一つとして、一般送配電事業者によるkWh公募（燃料等の追加調達）を行うこととしているが、これは、万が一、現時点で見込まないリスクが将来的に顕在化した場合に備え**、各事業者が自らの判断で行う燃料調達等とはまったく異なる一種の社会的保険として実施するもの。
- 従い、kWh公募による募集量は、**社会費用を最小化する観点から調達量を保守的に見積もっている（3億kWh）**。一方で、追加的な公募の実施については、今後の燃料及び電力需給を取り巻く状況変化に応じ、機動的に検討する。

（今後の予定）

11月22日～12月6日 全国（沖縄を除く9エリア）でkWh公募開始

12月7日～ 27日 落札者選定・契約協議

- 電力広域機関が行った2021年度冬季のkWh余力率の試算によると、厳しい寒さによる需要の増加を見込んだ場合でも、各事業者の直近の燃料在庫及び今後の調達計画を前提とすれば、今冬は、昨年のような燃料制約の発生は回避できる見込みである。
- 他方、各事業者による燃料調達が当初計画から大きく乖離したり、今後の需要動向や電源の稼働状況が見込みと大きく異なった場合には、電源の燃料制約が発生するリスクもある。
- こうした中で、国際的には、コロナからの経済回復による電力需要の増大等の影響で、LNGや石炭等の発電用燃料の需給がひっ迫しており、足元では市場価格が過去に例を見ないほど高騰している。
- このような状況を踏まえ、万が一、現時点で見込まないリスクが将来的に顕在化した場合に備え、各事業者が自らの判断で行う燃料調達等とはまったく異なる一種の社会的保険として、一般送配電事業者によるkWh公募（燃料等の追加調達）を行うこととしてはどうか。
- 今回初めて実施するkWh公募は、社会費用を最小化する観点から調達量を保守的に見積もることとした上で、今後の燃料及び電力需給を取り巻く状況変化に応じ、機動的に追加的な公募について検討することとしてはどうか。

1. 冬季に向けた需給対策

- ① リスクマネジメントガイドライン
- ② 燃料在庫の状況
- ③ kWh公募

2. 燃料ガイドラインと機会費用の考え方

今回ご議論いただきたいこと

- 昨冬のスポット市場価格高騰を踏まえ、燃料不足時の価格シグナルの発信のため、電力ガス取引等監視委員会で、機会費用を踏まえた入札について議論されてきたところ。
- 燃料制約時における機会費用は、電気として販売する場合のみならず、燃料として転売する場合も想定されうる一方、燃料ガイドラインでは、需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないように求めている。
- これを踏まえ、燃料制約時における燃料転売の考え方については、燃料調達の実態、燃料ガイドラインとの関係等を踏まえ、資源エネルギー庁において整理することとされた。LNG又はガスとして転売することを念頭に置き、機会費用を踏まえた入札を行うのはどういう状況が想定されるか、についてご議論いただきたい。

【参考】機会費用の算入に関する考え方の検討について

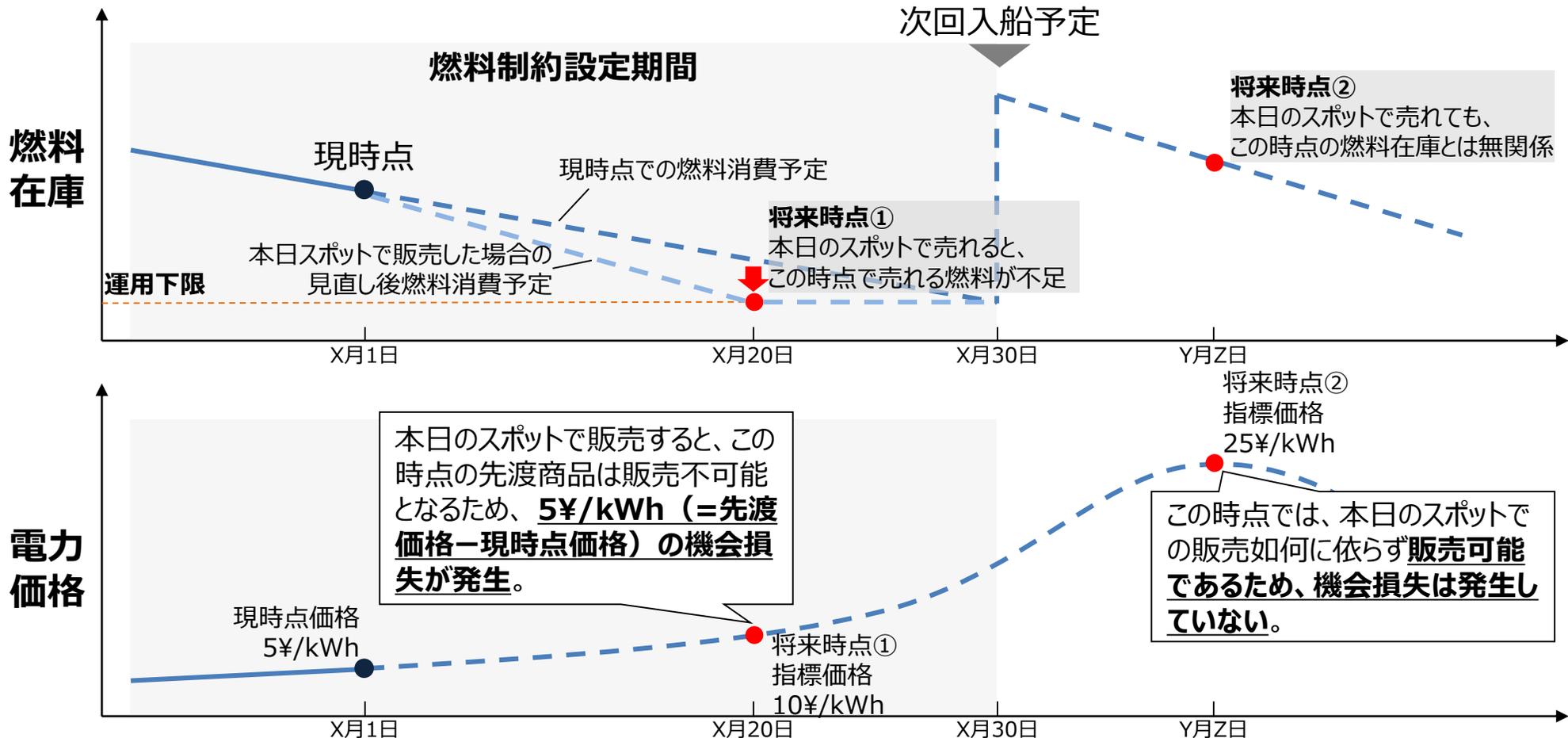
- 以上を踏まえると、機会費用の発生が考えられる典型的な状況として、まず、**燃料制約発生時については、機会費用の算入に関する考え方の検討が必要**と考えられる。
- そこで、以下では、まずは**燃料制約発生時について整理検討**を行うこととしてはどうか。
- ※ ここでいう燃料制約発生時には、既に燃料制約が発動した場合の他、**燃料の消費状況を踏まえると、追加的に調達した燃料が手元に届くまでの間に燃料制約が発生することが見込まれる場合もこれに準じて非両立の関係が成り立ち得る**と考えられる。
- ※ なお、上記の場合における機会費用の価格指標の考え方の一つとして、燃料転売により収益が見込まれるものの、燃料制約が発生するためにスポット市場向けの発電と非両立の関係となるケースなどが考えられるが、燃料の転売による期待収益を機会費用として織り込もうとする場合には、別途、**事前に当局に対して申し出を行うことを求め、その内容を確認すること**としてはどうか。ただし、**燃料転売のケースについては、「燃料ガイドライン」との関係もあるため、資源エネルギー庁において議論のうえ、その結果も踏まえて詳細を検討すること**としてはどうか。

- kWhに限界がある燃料制約の発生時には、スポット市場とは異なる時点の間における燃料の配分による機会が存在していると考えられるため、先物・先物市場、相対取引といった未来における電力取引の機会費用を考慮するのが適切であると考えられる。
- 燃料制約発生時において、市場参加者に対して価格シグナルを発するため、機会費用の考え方を織り込んだ入札を認めることには一定の必要性がある。
- 他方で、ヒアリングにおいても旧一電の入札行動による相場操縦を懸念する意見もみられるところ。特にシングルプライスオークションのスポット市場についてはこの観点が強く妥当なところであり、不適切な相場操縦行為を防ぐ必要から、旧一電による機会費用の算入を無限定に認めることは適切ではないのではないかと。
- この観点から、入札価格への上乗せを行う機会費用については、客観的な根拠（※1）を必要としてはどうか。また、価格と併せて数量についても客観的な妥当性（※2）を要求すべきか。
※1:例えば、将来の電力価格については先物や先物市場の価格、相対取引の引き合い価格といった各種の指標価格、燃料としてのLNGの転売についてはLNGの市場価格など
※2:例えば、先物・先物・相対取引の取引電力量の規模がスポット市場での取引規模に比べて小さい場合には、スポット市場における入札量の全体につき先物・先物の市場価格に基づく機会費用の上乗せを認めるのではなく、約定が見込まれる規模の数量に限って上乗せを認める等の考え方を取る必要はあるか
- なお、機会費用算定の根拠としては、客観性に加えて、前述の非両立の関係が成立していることが前提となることに留意が必要（※3）。
※3:例えば、現在は燃料制約が発生している一方で、1ヶ月後の入船によって十分な燃料在庫が確保される場合、1週間後に受け渡される先物契約とスポット市場との間には非両立の関係が成立すると考えられるが、1ヶ月以上先に引き渡される先物契約とは非両立ではないと考えられる

【参考】非両立性について

- 非両立性とは、「その日時にスポット市場で売れると他の販売機会で売れないという関係」を指すため、燃料制約の解消後における先物価格等の指標価格を参照するのは不適切だと考えられる。

非両立性のイメージ図（現時点のスポット市場で販売する場合）



※ 指標価格としては、先物・先渡市場のフォワードカーブや相対取引の引き合い価格等が考えられる。

燃料制約時に、燃料の転売による期待収益を機会費用として織り込もうとする場合の考え方

- 燃料ガイドラインに基づき、燃料制約となった場合は、追加調達に努め、需給ひっ迫を避けることが期待される。
- そうした中で、燃料の転売による期待収益を機会費用として織り込もうとする場合としては、例えば、国内の他の事業者に、LNG又はガスとして転売する場合があげられる。
 - 例えば、現時点で、スポット市場を通じて電気として販売すれば、20日後にタンクの運用下限に到達するため、20日後の時点で、既に燃料制約となっていて、より燃料在庫が厳しい国内の他の事業者へ、LNGとして転売することができなくなるとする。その場合、20日後に他の事業者に売り渡すことが予定されている場合には、その予定額を念頭に、機会費用を算出することはありうると考えられる。例えば、20日後のLNGの相対の価格、LNG先物の価格等をkWhで換算した額を織り込むことが考えられる。
 - 実際のLNGの動きとしては、すでにタンク内に貯蔵されており、パイプライン等を通じて転売できる場合や、洋上をタンクに向かって航行中のところ、仕向地を変更するという場合が想定される。なお、リロードして転売することは技術的に一般的ではなく、かなり限定的と考えられる。
- 他方、燃料制約時の海外の事業者への転売については、需給ひっ迫との関係では問題となる懸念があり、特段の事情があつて、燃料ガイドラインの趣旨に沿った対応であることが説明できる場合を除き、原則として想定されないと考えられる。