

参考資料集 (構成員 意見書)

Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms

(抜粋・概要仮訳)

- The sector inquiry has identified a number of market reforms that may reduce concerns about security of supply or even remove the need for capacity mechanisms altogether. Member States should therefore implement these reforms before or while introducing a capacity mechanism.
- Prices that reflect the true value of electricity can provide signals for new investment in the reliable and flexible capacity needed to deliver secure electricity supplies. Removing excessively low price caps, and instead allowing prices to rise to reflect consumers' willingness to pay, is therefore a key market reform. Balancing market rules should be improved so that costs borne by network operators to keep the system in balance are fully reflected in the imbalance prices paid by market participants that are 'out of balance'. All market participants should have the incentives and the opportunity to support system balance by making sure their actual metered electricity generation or consumption matches the electricity they have contracted to buy or sell in forward markets.
- Member States might be concerned that removing price caps, and higher peak wholesale prices, will affect retail prices. The sector inquiry has found that such risks can be managed by the market itself, for instance by introducing hedging products which allow suppliers and end consumers to protect themselves against price peaks, including over the longer term via long term hedging contracts. Such longer term hedging can also help support a business case for investment by generators, by converting uncertain potential scarcity prices into a certain regular income stream. A further uptake of such hedging contracts should, therefore, be seen as a useful development that could help reduce the need for capacity mechanisms in the first place.

【構成員仮訳】

- 多くの市場制度の改革が、供給力確保の懸念を低減し、さらには容量メカニズムの廃止をもたらさう。加盟国は、容量メカニズムの導入前に、あるいは導入している間に、こうした市場改革を実施すべきである。
- 電力価格が本当の電力の価値を反映すれば、安定的な電力供給に必要な、信頼性の高い柔軟な供給力への新規投資を促すシグナルになる。…需給バランスを確保するために系統運用者が負担するコストが、インバランス料金に完全に反映されるよう、需給調整のための市場のルールが改善されなければならない。すべての市場参加者が、実需給と先渡市場で契約した電力とが一致するように努めることで、需給バランス確保を支えるインセンティブと機会を与えられる必要がある。
- 加盟国は、最高価格規制や高い卸電力市場価格が、小売価格に影響することを心配しているかもしれないが、こうしたリスクは市場自体によって管理することができる。例えば、高価格をヘッジするための長期契約がある。こうした長期ヘッジは、発電事業者の収入が不確実な逼迫時の価格高騰から一定の定期的収入に切り替わり、発電事業者の投資をサポートすることにもなる。したがって、こうしたヘッジ契約は、そもそも容量メカニズムの必要性を低減することにもつながる。

Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms

(抜粋・概要仮訳)

- A second important market reform concerns the participation of demand response providers in the market. Increasing the responsiveness of demand to prices in real time is of crucial importance because it can flatten demand peaks and thus reduce the need for additional generation capacity. However, demand response providers still face important barriers to participation in the market and the legal framework is fragmented across the EU. In some markets, demand response providers are not allowed to participate, while in other markets the network tariff regime or the absence of technical rules make it unattractive or even impossible for consumers to become active.
- Finally, the sector inquiry demonstrates that delineation of bidding zones should be examined and revisited so that appropriate local prices can form to stimulate investment in capacity in those places where it is lacking as well as in the transmission infrastructure needed to move electricity from producers to consumers.

Member States proposing capacity mechanisms should make appropriate efforts to address their resource adequacy concerns through market reforms. In other words, no capacity mechanism should be a substitute for market reforms.

【構成員仮訳】

- デマンド・レスポンス提供者の市場参加が重要である。リアルタイムでの需要側の反応の増加は、需要ピークを抑えることができ、その結果追加的な供給力の必要性を下げる。しかしながら、デマンド・レスポンス提供者は未だ市場参加の大きな障害に直面している。いくつかの市場では、そもそも参加が認められておらず、他では託送料金制度や技術的ルールがないために、需要側がアクティブになることが魅力的でない、あるいは不可能である。
- ビディングゾーンの見直しが必要である。適正なエリアプライスは、供給力が不足している地域での投資を促進し、また、必要な送電インフラへの投資を進めうる。

容量メカニズムの導入を検討する加盟国は、市場制度改革を通じて供給信頼度への懸念を解決する適切な努力をすべきである。言い換えれば、市場制度改革に代えて容量メカニズムを入れてはならない。

現状の市場関連制度についての評価：未完（完成途上）

現状の市場関連制度についての評価

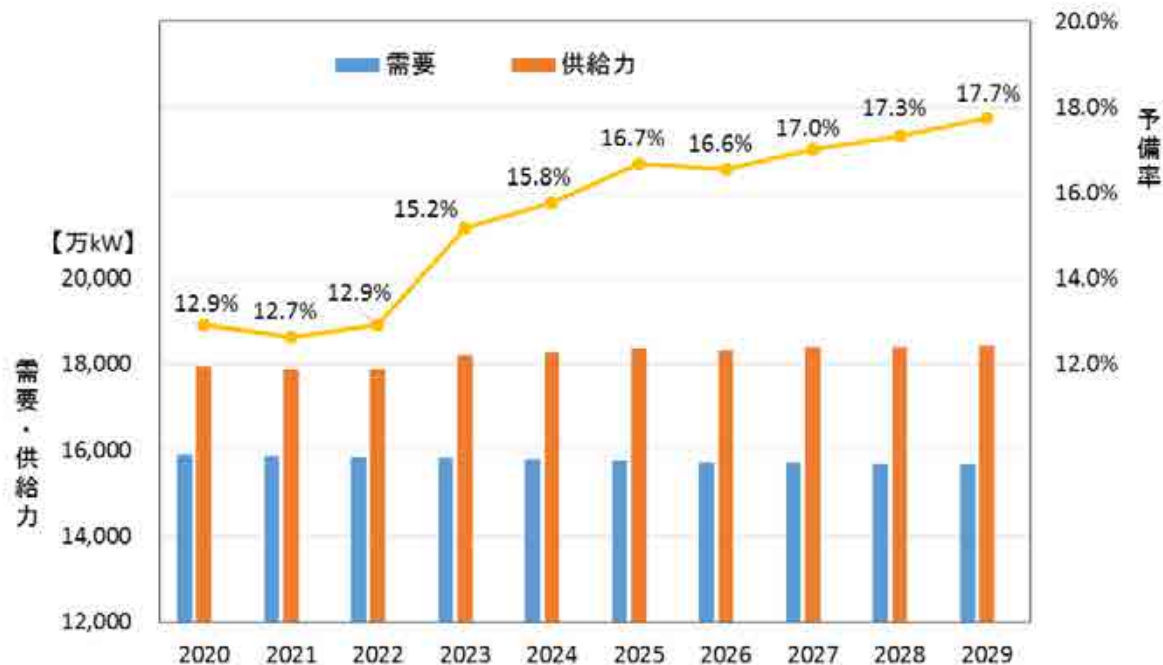
- 前述のとおり、今冬においては、スポット価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部において調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあった。
- このように、現在の市場関連制度は完璧ではなかったとも言えるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新インバランス料金を導入することが予定されているなど、制度に不備があったというよりは、未完（完成途上）であったと考えられるのではないかと。
- こうしたことも踏まえて、今回の高騰に際しては、インバランス料金の上限200円を前倒しで導入するといった緊急的措置も講じているところ。
- なお、市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また、改善に向けた議論は公開で行われている。市場制度は未完であるものの、事業者は現在の制度を前提として参入しており、この制度の下で、相対契約や先物市場の活用等、手間やコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいたことも踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した遡及的救済を要する制度的不備があったとはいえないのではないかと。

供給計画の取りまとめ

- 電力広域的運営推進機関が発表した「2020年度供給計画の取りまとめ」によれば、供給力は今後増加するトレンドにあり、少なくとも2029年度までは予備率にも余裕がある見込み。

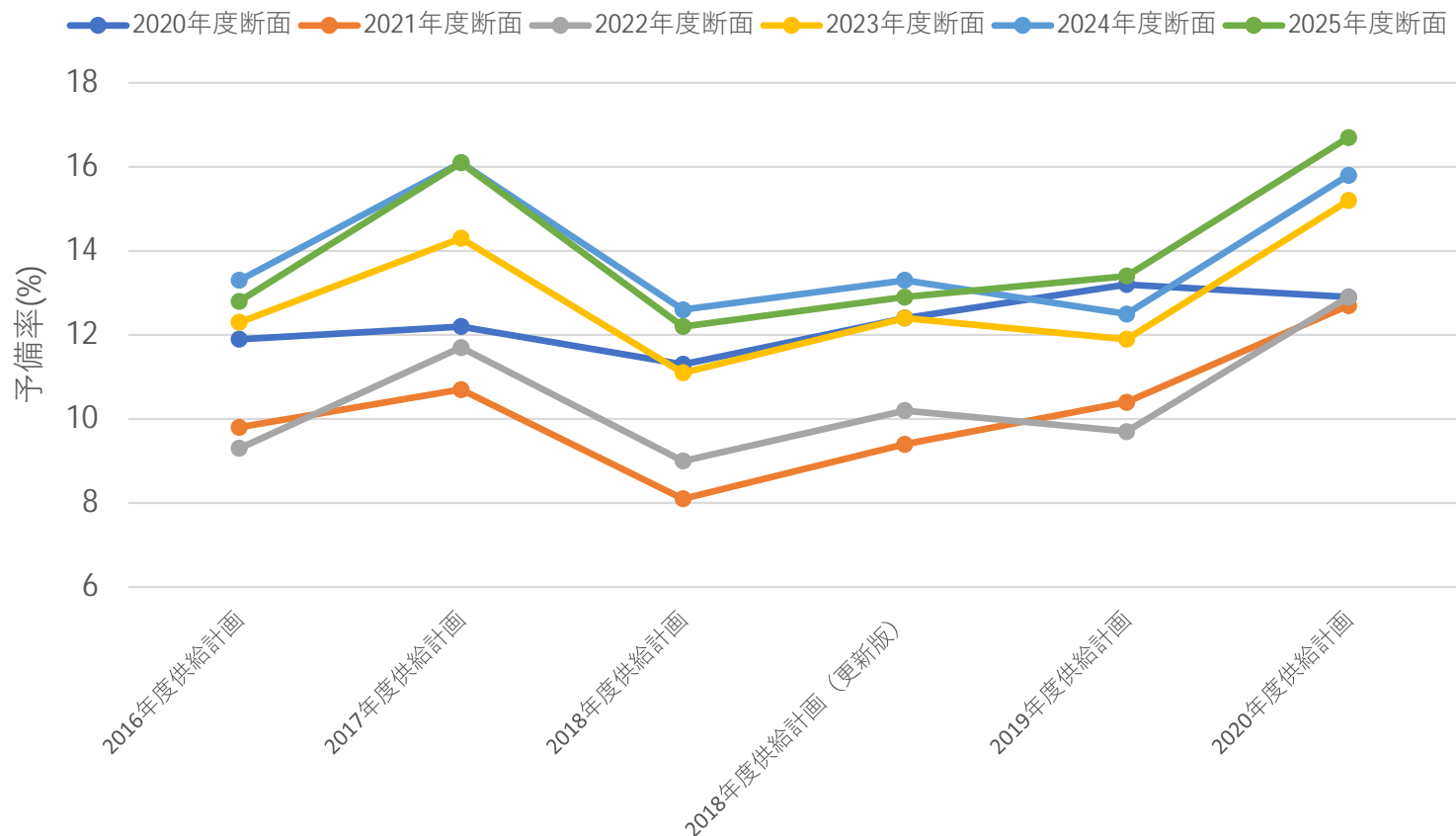
■ 全国大（8月15時※）では、最も予備率が低い2021年度でも12.7%と、いずれの年においても**予備率8%以上を確保**できている。

※沖縄エリアのみ20時



各年度供給計画における予備率の推移

- 2018年度の供給計画においていったん減少したが、それ以降の年の供給計画では、予備率は改善する方向。
- なお、休止火力や工事計画提出電源を加えると、予備率がさらに上がることが、広域機関の資料で確認されている。

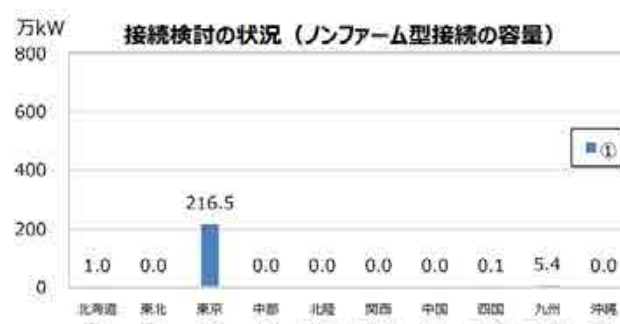
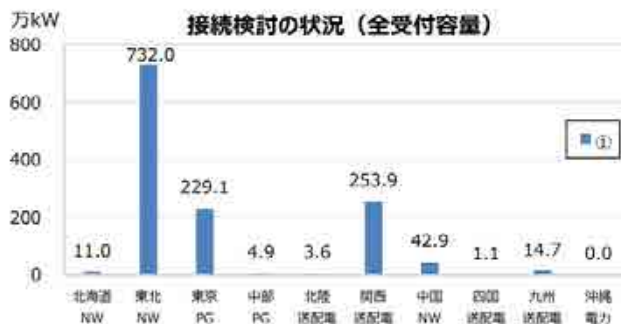
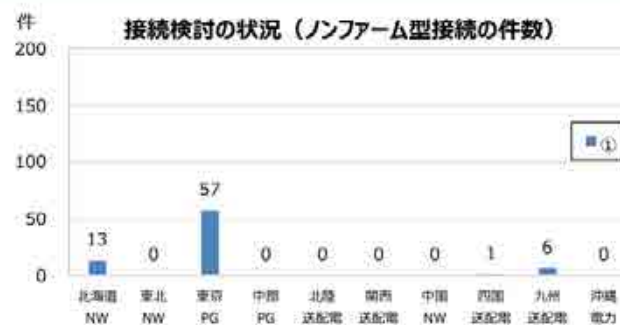
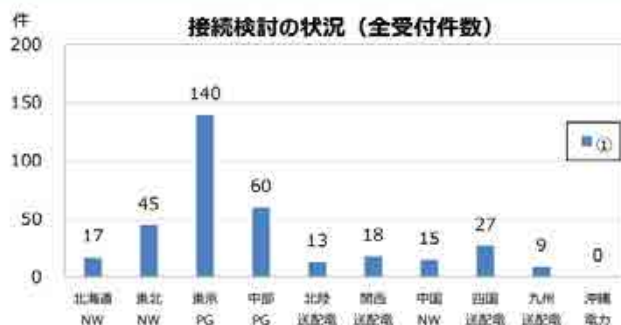


※ 2018年度供給計画については、8月の17時の全国の予備率が8%を下回る結果となった。そこで、連系線を活用する検討の更新を実施し、8%以上の予備率確保を確認。

ノンファーム型接続の全国展開後の接続検討（エリア別）の状況

- 2021年1月13日からノンファーム型接続が全国展開されたが、接続検討・契約申込のほとんどが東京電力パワーグリッド管内に偏っている。

- 2021年1月のノンファーム型接続の全国展開から1ヶ月後までの期間に受付を行った、接続検討の件数・容量合計は以下のとおり。



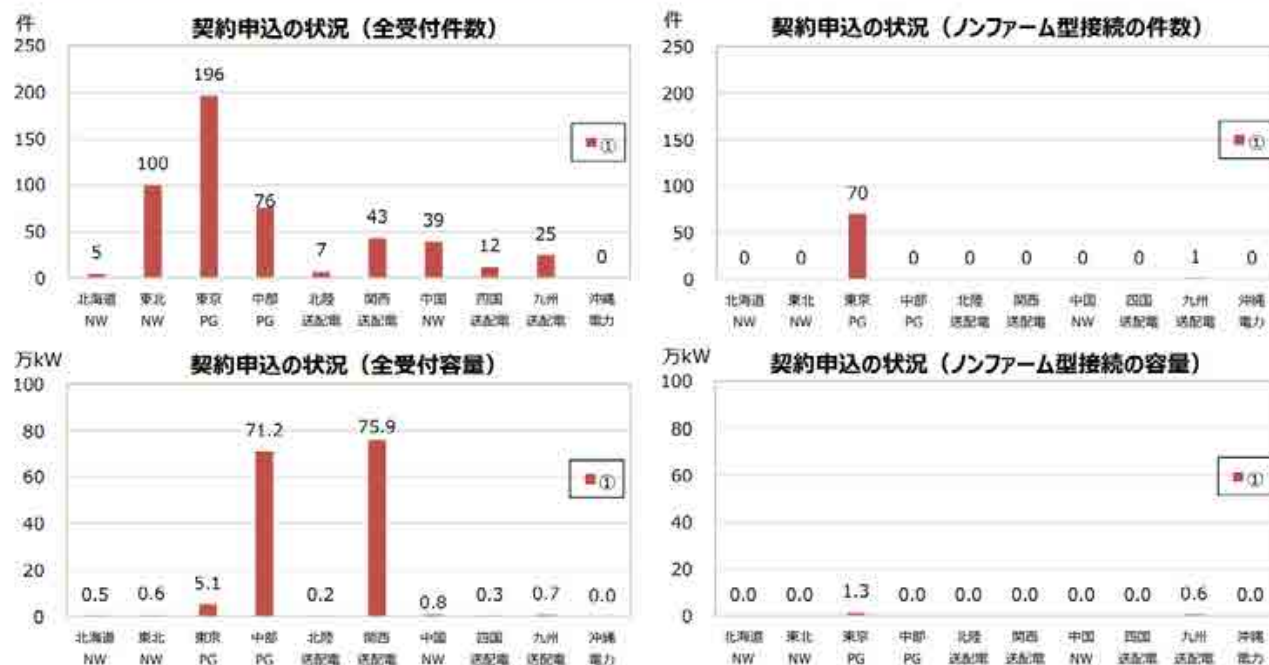
＜凡例＞
①ノンファーム型接続全国展開～1ヶ月後（2021年1月13日～2021年2月12日）

注1 データは送配電網協議会調べによる（2021年2月12日時点）
注2 ノンファーム型接続の件数・容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの接続検討を集計
注3 新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増強、同容量取替等）の申込、地点重複の申込を含む
注4 端数処理のため、一覧表の値と差が生じる場合がある

ノンファーム型接続の全国展開後の接続検討（エリア別）の状況

- 2021年1月13日からノンファーム型接続が全国展開されたが、接続検討・契約申込のほとんどが東京電力パワーグリッド管内に偏っている。

- 2021年1月のノンファーム型接続の全国展開から1ヶ月後までの期間に受付を行った、契約申込の件数・容量合計は以下のとおり。



<凡例>
 ① ノンファーム型接続全国展開～1ヶ月後（2021年1月13日～2021年2月12日）

注1 データは送配電網協議会調べによる（2021年2月12日時点）
 注2 ノンファーム型接続の件数・容量は、ノンファーム型接続に関する同意書を付した契約申込を集計
 注3 新規連系以外（発電設備リプレイスに伴う出力増減、同容量取替等）の申込、地点重複の申込を含む
 注4 端数処理のため、一覧表の値と差が生じる場合がある

ノンファーム接続関連の事業者要望

- ノンファーム接続については、基幹系統だけでなく、ローカル系統・配電系統でのノンファーム接続開始（※）や情報開示に関し、事業者から多くの要望を受領している。

（※）東京電力パワーグリッドは、2021年3月15日から一部ローカル系統におけるノンファーム型接続の試行的な受付を開始。

【要望例】

- **太陽光設備は、高圧への接続が全体での8割となっており、基幹系統のノンファーム型接続は太陽光にとって効果は限定的。**そもそも、基幹系統の熱容量で、エリア最大需要を下回る系統は、ごく一部に限られており、ほとんどの系統は、エリア最大需要の1～数倍はあるため、基幹系統のノンファーム型接続そのものにほとんど意味はない。**速やかなローカル系統及び配電系統におけるノンファーム型接続を求める。**また、合わせて、ローカル系統でのメリットオーダーの導入を強く要望したい。
- **配電網の空き容量が無く、配電線新設が必要になるため、負担金が高額になっているものがあり、事業を断念する可能性がある。**
- ノンファーム接続の接続地区内だが、**接続時期が明確でないこと、出力制御の見通しが明確に想定できないため大型2案件を、自家消費型のプロジェクトに切りかえた。**要望は以下の通り。
 - ①**ノンファーム接続系統内申込者の情報開示**：個別事業者名までは公開しなくても、該当する系統全体での接続件数・容量・運開予定などを公開して欲しい
 - ②**大規模予定案件の情報開示**：事前に、出力制御のシミュレーションを行うなかで、大規模風力発電など、あらかじめ計画されている、大型案件については想定設備容量と運開時期を示していただきたい。
 - ③可能であれば、デューレーションカーブの想定を、系統運用者が示してもらいたい。
 - ④**出力制御については、事業者があらかじめ、抑制行動や、市場活用できるために系統情報をなるべくリアルタイムで公開してもらいたい**
- **実際の連系時期は未定（2024年以降）という送配電事業者からの回答があったが、連系時期の確度を上げていただかないと事業検討がスムーズに進まない。**

(参考) ローカル系統の状況

- 一部の送配電事業者においては、基幹系統の容量に余裕があるため、実質的にはノンファーム接続を受け付けてない一方、ローカル系統では空き容量がない状況となっている。

2021年3月4日更新
熱容量面の空き容量について(154kV未満系統図 石川県北部)



出典) 北陸電力送配電より (2021年3月25日アクセス)
http://www.rikuden.co.jp/nw_notification/attach/keitouzuishikawan.pdf

系統空き容量マッピング (愛知県)



出典) 中部電力パワーグリッドより (2021年3月26日アクセス)
https://powergrid.chuden.co.jp/takuso_service/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/map/

系統連系制約: 大阪府大阪市 (154kV未満)



出典) 関西電力送配電より (2021年3月25日アクセス)
https://www.kansai-td.co.jp/interchange/takusou/pdf/154kv_less_mapping_03.pdf

系統空き容量マップ (110kV以下) (鳥取県①)



出典) 中国電力送配電より (2021年3月25日アクセス)
https://www.energia.co.jp/nw/service/reailer/keitou/access/pdf/mapping_tori.pdf

黒線: 空き容量あり、緑線: 空容量なし(N-1電制適用可)、赤線: 空容量なし(N-1電制適用不可)

北海道におけるサイト側蓄電池設置

- 北海道では、風力及び太陽光を新規に建設する際、発電側に蓄電池設置を実質的に要求しているが、蓄電池が必要であれば、発電側に個別に設置するのではなく、送配電事業者がまとめて自ら系統側に設置すべきではないか。
- また、系統連系技術要件の「常時1%以下/分」は過剰要求ではないか。

【北海道電力ネットワーク 系統連系技術要件（抜粋）】

65 出力変動

(I) 太陽光発電設備および風力発電設備を連系する場合は、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置していただき、蓄電池等により、太陽光発電設備または風力発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、IV〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において、「発電所合成出力」といいます。）を制御していただきます。

太陽光発電設備は、次のイの基準を満たし、風力発電設備は、次のイおよびロ、またはイおよびハの基準を満たしていただきます。ただし、太陽光発電設備または風力発電設備の出力が大きく、その変動が火力発電機の出力調整能力に対して過大となることが想定される場合や系統側蓄電池等により出力変動対策を実施する場合には、個別の対策を協議させていただきます。

イ すべての時間において、発電所合成出力の変化速度を「発電所定格出力の1%以下/分」とすること。

ロ 以下に示す時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制限すること。

- (イ) 7:00～10:00：発電所合成出力を減少させないこと。
- (ロ) 11:30～13:30：発電所合成出力を増減させないこと。
- (ハ) 16:00～19:00：発電所合成出力を減少させないこと。
- (ニ) 20:00～23:00：発電所合成出力を増加させないこと。

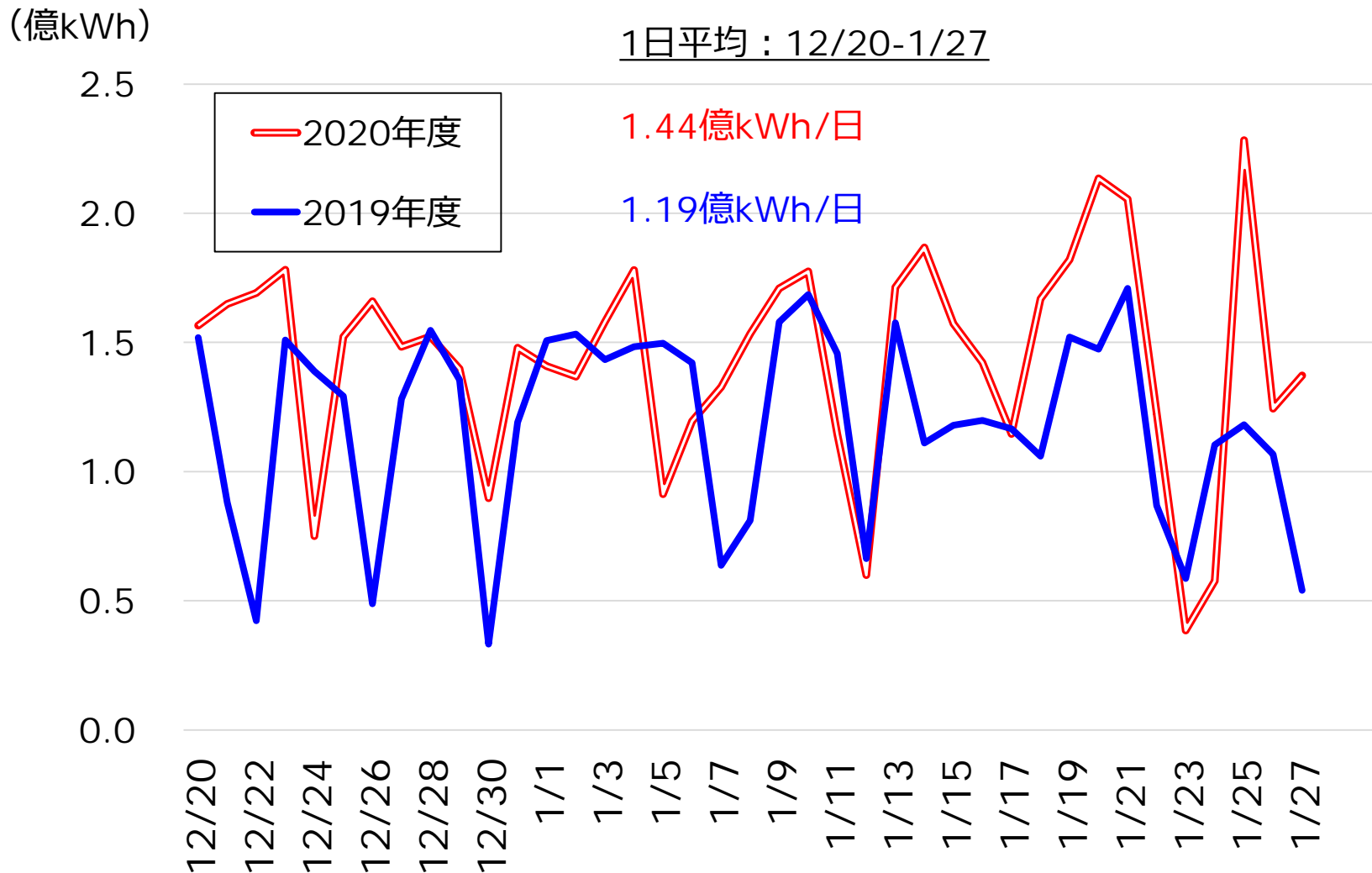
ハ 当社が需給運用上の調整力として期待する火力発電機の並列台数が3台以下になることが想定される場合、ロ(イ)、(ロ)、(ハ)および(ニ)に示す時間帯において、発電所合成出力を零とすること。

系統連系技術要件では、**常時1%以下/分**が要求されているが、太陽光・風力発電所出力制御機能技術仕様書のPCS等の技術仕様では、最大の出力変化率である**100→0%出力（0→100%出力）を5～10分の間で1分単位での調整**が要求されており、要求仕様に矛盾があるのではないか。（欧州のデフォルト値は、100%/10分）

項目	PCS等（括弧）の技術仕様
5.1 部分制御 機能	【出力増減】 ◆最大受電電力（契約容量）の100→0%出力（0→100%出力）までの出力変化時間を、5～10分の間で1分単位で調整可能とすること（設限は最大受電電力（契約容量）の±5%（常温））。 変化率は、「100%/（5～10分）」一定とすること。 ◆変化率をリニアにする代わりに、一定のステップでの制御する方式（ランプ制御）も認める。なお、制御ステップは10%以下とすること。 （制御ステップ） 5分：10%/30秒（最小）、10分：10%/1分（最大）
	【制御分解能】 ◆最大受電電力（契約容量）の1%単位での制御とすること。 （出力上限値に対して瞬時値レベルで正しく応動することとするが、風力発電設備において制御誤差、遅れ等により出力上限値を超過する場合の指令値との出力の偏差は、10分間の平均出力電力で最大受電電力（契約容量）の+5%以内とすること）

太陽光の発電電力量

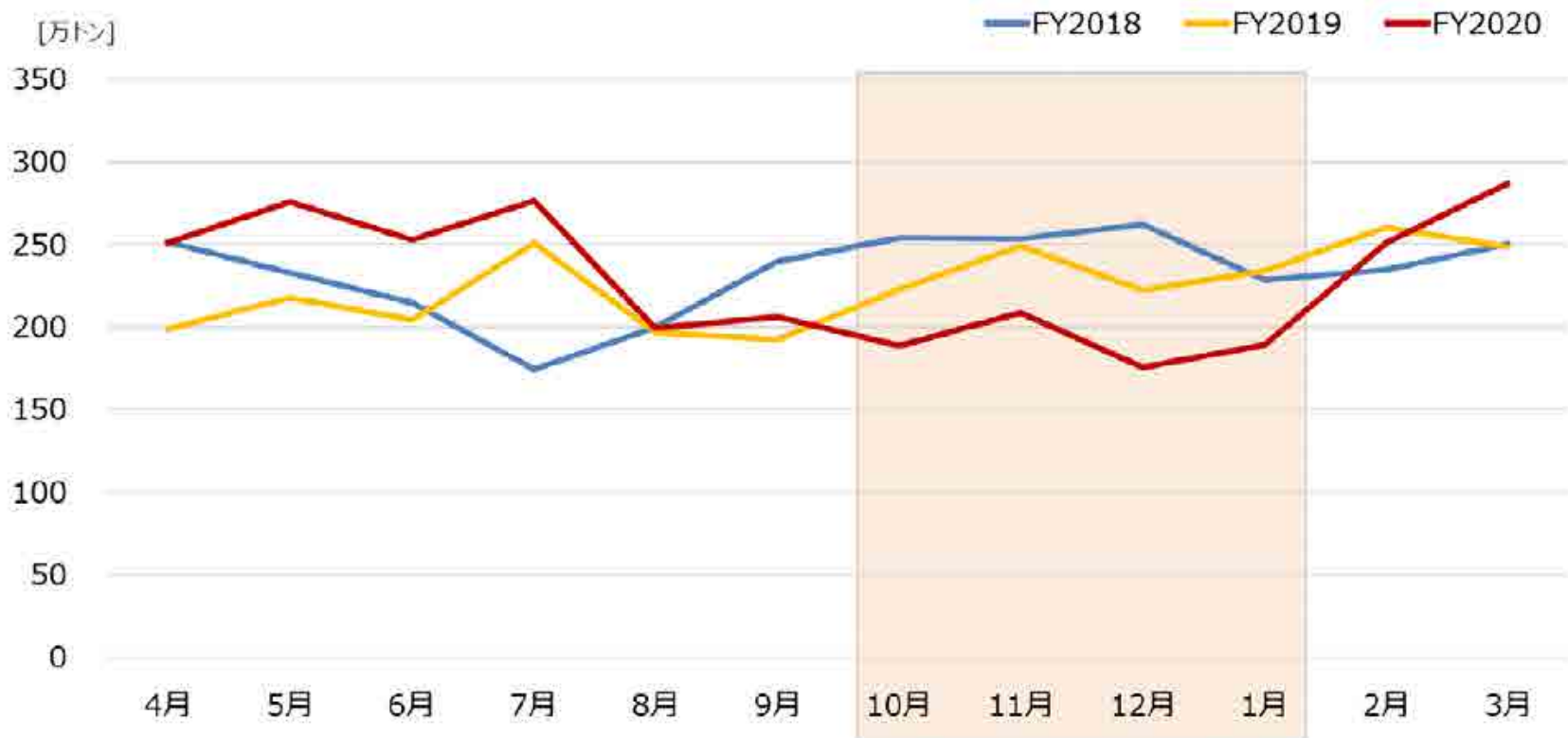
- 太陽光発電による発電電力量は、前年度と比べて20%以上増加し、スポット価格の抑制に貢献した。



電力会社のLNG月末時点在庫の推移（2018～2020年度）

（参考）電力会社のLNG月末時点在庫の推移（2018～2020年度）

- 2020年度における電力会社のLNG在庫量（各月末時点）は、2020年4月から9月にかけては例年より高い水準であったが、2020年10月から12月にかけて、例年に比べ低い水準を推移。



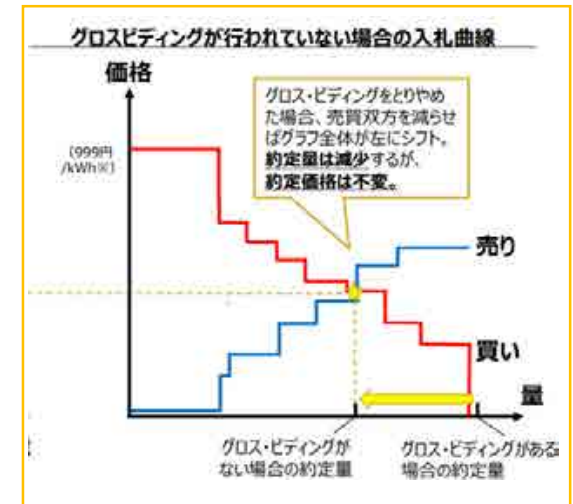
※旧一般電気事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。
※在庫量は、デッド（物理的に汲み上げ不可な残量。各社合計約50万トン。）を含む数量。

グロスビディングの状況と電力価格への影響

- グロス・ビディングは、市場で売り札と買い札の双方を入れ、自己約定が生じることによって市場の流動性を高める等の取組。
- 現状のグロス・ビディングでは、各社の同一の担当者が、スポット入札時点での自社小売需要を認識した上で、売り札と買い札の双方を入札している。

- 12月下旬以降、旧一電・JERAの売り入札量が減少した要因の一つは、同時期から一部の旧一電が、自主的取組みとして行っていたグロス・ビディング^{*1}による売買入札を取りやめていたこと。
(12月中旬以降では、関西電力、中国電力、北陸電力の3社が一定期間グロス・ビディングを取りやめ)
- これら3社は、グロス・ビディングの売り入札量と買い入札量を同程度に減らしており(次頁参照)、
ネットの約定量水準は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的と考えられる。

^{*1} グロス・ビディングは、旧一電の自主的取組であり、市場で売り札と買い札の双方を入れ、自己約定が生じることによって市場の流動性を高める等の取組。売り札の約定が発生した際に自社供給力が不足する場合には、確実に買い戻せる価格での高値買い戻しが行われている。



(参考) 英国・OFGEMにおける情報開示規制

- 電力自由化で先行する英国では、規制当局が垂直統合型の既存大手エネルギー事業者に対して、発電事業、小売事業、ガス事業、国内事業、国外事業に分けた収支状況の開示を求めている。

Understanding the profits of the large energy suppliers (OFGEM HPより抜粋)

The large legacy energy suppliers are complex businesses. They generate electricity and buy gas to supply energy to homes and businesses, as well as trade between different parts of their businesses, both in Great Britain and abroad. Since 2009 we've required the large legacy energy suppliers to produce an annual '[Consolidated Segmental Statements](#)' (CSS) to show the costs, revenues and profits for the different segments of their generation and supply businesses. We're leading the way in making this information easily accessible.

